

# МИНЕРАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ РОССИИ

## ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

1-6'2021



**MPP** | 30 лет

**MINERAL RESOURCES OF RUSSIA. ECONOMICS & MANAGEMENT**

FUEL, ENERGY & MINERAL RESOURCES ■ CURRENT STATE & DEVELOPMENT PROSPECTS ■ ECONOMICS ■ LEGISLATION



# МИНЕРАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ РОССИИ. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

## ВСЁ О МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЕ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ В РОССИИ

# MPP

Научно-технический журнал ISSN 0869-3188  
Издается с 1991 г.  
6 выпусков в год

Публикуются статьи о состоянии, перспективах развития и освоения минерально-сырьевой базы УВ и ТПИ, экономических, организационных и правовых проблемах недропользования

Журнал по решению ВАК включен в Перечень ведущих рецензируемых научных изданий и входит в Международную реферативную базу данных GeoRef. Профиль издания соответствует научным специальностям:  
25.00.00 – науки о Земле  
08.00.00 – экономические науки  
12.00.00 – юридические науки



РЕКЛАМА

<https://media.lawtek.ru>

ПОДПИСКА: 000 «ПравоТЭК»

+7 495 215 5443, +7 985 502 3930

[order@lawtek.ru](mailto:order@lawtek.ru) | [mrr@lawtek.ru](mailto:mrr@lawtek.ru)

115054 Москва, ул. Зацепы, 23, офис 11

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ.РФ

## ПОДПИСКА НА ВЕДУЩЕЕ ОТРАСЛЕВОЕ ИЗДАНИЕ



## СОДЕРЖАНИЕ | CONTENTS 1-6'2021 (175)

### ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И СЫРЬЕВАЯ БАЗА EXPLORATION AND RAW MATERIALS BASE

- 6–13 **Темнов А.В., Быховский Л.З.** Техногенные и вторичные сырьевые источники редких металлов  
**Temnov A.V., Bykhovskiy L.Z.** Rare metals from mining wastes and secondary raw materials
- 14–19 **Шпаков В.А., Еременко О.В., Волянская Е.В., Новикова А.С.** Приоритеты стратегии развития ресурсного потенциала нефтегазового комплекса Оренбургской области  
**Shpakov V.A., Eremenko O.V., Volyanskaya E.V., Novikova A.S.** Priorities of the resource development strategy the potential of the oil and gas complex of the Orenburg Region
- 20–25 **Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А.** Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий  
**Vysotsky V.I., Skorobogatov V.A.** Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries
- 26–33 **Анисимова А.Б., Мельникова Т.В.** Месторождения драгоценных металлов, впервые учтенные Государственным балансом запасов Российской Федерации в 2019 г.  
**Anisimova A.B., Melnikova T.V.** Analytical review of precious metal deposits, first recorded by the State Balance of Reserves of the Russian Federation in 2019

### ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ECONOMICS AND MANAGEMENT

- 34–42 **Филимонова И.В., Комарова А.В., Карташевич А.А.** Факторы эффективного использования собственного капитала компаниями нефтегазовой отрасли России  
**Filimonova I.V., Komarova A.V., Kartashevich A.A.** Factors of effective use of equity capital by Russian oil and gas companies
- 43–46 **Дьячков Г.С.** Финансово-экономическое урегулирование проблем, возникающих при разработке сопредельных участков недр  
**Dyachkov G.S.** Financial and economic settlement of problems arising during the development of adjacent subsoil areas
- 47–53 **Рогова Т.Б., Шаклеин С.В.** Применение геоинформационных технологий при оценке запасов угольных месторождений Кузбасса  
**Rogova T.B., Shaklein S.V.** Application of geoinformation technologies in the assessment of coal deposits in Kuzbass
- 54–58 **Фаррахов Е.Г., Фаррахов А.З., Рузакова О.А., Дудиков М.В.** О необходимости баланса производства и потребления топливно-энергетических ресурсов в Российской Федерации  
**Farrakhov E.G., Farrakhov A.Z., Ruzakova O.A., Dudikov M.V.** On the need to balance production and consumption of fuel and energy resources in the Russian Federation
- 59–67 **Никитин Б.А., Холодилов В.А., Прищепа О.М., Оганов А.С., Зинченко И.А., Маммадов С.М.** Новый вектор в освоении Арктики – перспективы создания Западно-Ямальского (Ямало-Карского) газопромыслового кластера “суша–море”  
**Nikitin B.A., Kholodilov V.A., Prischepa O.M., Oganov A.S., Zinchenko I.A., Mammadov S.M.** A new vector in the development of the Arctic: prospects for the creation of the West Yamal (Yamal-Kara) gas field cluster “land–sea”



- 68–74 **Гальцева Н.В., Горячев Н.А., Шарыпова О.А.** Экономический потенциал освоения техногенных отходов горно-добывающих предприятий Северо-Востока России  
**Galtseva N.V., Goryachev N.A., Sharypova O.A.** The economic potential of the development of man-made waste from mining enterprises in the North-East of Russia
- 75–80 **Батугина Н.С., Ноговицын Р.Р.** Добыча золота в Республике Саха (Якутия). Тенденции и перспективы развития  
**Batugina N.S., Nogovitsyn R.R.** Gold mining in Republic Sakha (Yakutia). Trends and development prospects
- 81–89 **Проворная И.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю.** Рациональное использование попутного нефтяного газа в России  
**Provornaya I.V., Filimonova I.V., Nemov V.Yu.** Rational use of associated petroleum gas in Russia

## ПРАВОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ LEGAL SUPPORT

- 90–94 **Крючек С.И., Дудиков М.В.** Залог горного предприятия и права пользования участками недр, как средство повышения эффективности недропользования  
**Kryuchek S.I., Dudikov M.V.** Pledge of a mining enterprise and the right to use subsurface areas as a means of increasing the efficiency of subsurface use
- 95–100 **Бардин А.А., Кувшинов Е.С.** Соглашение о сервисных рисках. Новые тенденции в правовом регулировании  
**Bardin A.A., Kuvshinov E.S.** Risk service agreement. New trends in legal regulation
- 101–107 **Сокольников Е.А.** Правовая охрана объектов животного мира при пользовании недрами: особенности государственного и корпоративного стратегического планирования  
**Sokolnikova E.A.** Legal protection of wildlife objects in the use of natural resources: features of state and corporate strategic planning
- 108–110 **Саюнов В.В.** Ответственность недропользователя за безопасность разведочных скважин, пробуренных до получения лицензии  
**Sayunov V.V.** Responsibility of operator for safety of exploration wells drilled before license acquisition

## РЫНОК МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ MINERALS MARKET

- 111–115 **Авдеев Г.И.** Российский рынок железорудного сырья  
**Avdeev G.I.** Russian iron ore market
- 116–118 **Лымарь В.К., Белоусова Е.Б.** Мировой рынок литиевого сырья и соединений лития  
**Lymar V.K., Belousova E.B.** World market of lithium raw materials and lithium compounds

## ДИСКУССИИ DISCUSSIONS

- 119–127 **Белов С.В.** Минеральные ресурсы, эндогенная активность Земли и гелио-био-геологическая концепция  
**Belov S.V.** Mineral resources, endogenous activity of the Earth and gelio-bio-geological concept

## НОВОСТИ И ИНФОРМАЦИЯ NEWS & INFORMATION

- 128 Предоставление недропользователями первичных статистических данных (ФГБУ “Росгеолфонд”)



## Правила направления, рецензирования и опубликования статей в журнале «МИНЕРАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ РОССИИ. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ»

- Статья с сопроводительным письмом направляется в редакцию [mrr@lawtek.ru](mailto:mrr@lawtek.ru) / Плата за публикацию статей не взимается
- Рекомендуемый объем статьи ≈ 40 000 знаков текста с пробелами, ≈ 6-7 рисунков и краткая аннотация с ключевыми словами.
- К статье необходимо приложить сведения об авторах (ФИО и место работы каждого автора на русском и английском языках, должность, ученая степень, ученое звание, номера служебного или мобильного телефонов, e-mail, фотографии авторов – 300 ppi, tif или jpeg).
- Оформление текста: текстовый редактор Word для Windows; индекс УДК (желательно); единицы измерения – в международной системе единиц СИ; ссылки на неопубликованные работы не допускаются; таблицы и рисунки прилагаются отдельными файлами (графики и диаграммы – в формате xls (xlsx); векторная графика – Corel Draw или Illustrator в форматах cdr, eps, pdf (встроенные объекты – 300 ppi, tif, без LZW уплотнения, CMYK); растровые изображения – в форматах tif, eps, pdf; 300 ppi, без LZW уплотнения, CMYK).
- Все поступающие в редакцию статьи рецензируются. Рецензентами являются либо члены редколлегии и редсовета, либо известные специалисты с опытом работы по заявленному в статье научному направлению. В рецензии дается оценка актуальности рассматриваемых в статье вопросов, соответствия представленных результатов заявленной теме, научного вклада авторов, обоснованности выводов. Сроки рецензирования статьи не превышают 1 месяца с момента получения ее рецензентом. Авторы статьи в обязательном порядке знакомятся с рецензиями. В случае согласия с замечаниями они вправе внести изменения и представить статью повторно. При этом процедура рецензирования может повториться. Авторы статьи могут представить мотивированное несогласие с мнением рецензента. Решение о повторном рецензировании принимается главным редактором или его заместителем. Окончательное решение о возможности опубликования статьи принимает редакционная коллегия.

Не допускается дублирование статей, переданных для публикации или уже опубликованных в других изданиях, а также размещенных в сети Интернет



РЕДАКЦИЯ: +7 985 502 3930 | +7 495 215 5443 | [mrr@lawtek.ru](mailto:mrr@lawtek.ru) | <https://media.lawtek.ru/mrr>

Фото на обложке: © 2021 ПАО "Газпром нефть"

## Научно-технический журнал "Минеральные ресурсы России. Экономика и управление" № 1-6/2021 (175) Издается с 1991 г., выходит 6 раз в год

Перерегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).  
Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-67315 от 30 сентября 2016 г.

Журнал по решению ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации включен в Перечень ведущих рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук.

Профиль издания соответствует научным специальностям:

25.00.00 – науки о Земле; 08.00.00 – экономические науки; 12.00.00 – юридические науки.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования и входит в Международную реферативную базу данных GeoRef.

УЧРЕДИТЕЛИ: Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации | Акционерное общество "Росгеология" |  
Общественная организация "Российское геологическое общество"

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР: Орлов В.П.

### РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Афанасенков А.П. (зам. главного редактора),  
Варламов Д.А. (зам. главного редактора),  
Глумов И.Ф., Жаворонкова Н.Г., Конторович А.Э.,  
Костюченко С.Л., Крюков В.А., Машковцев Г.А.,  
Мельгунов В.Д., Михин В.Н., Оганесян Л.В.,  
Прищепа О.М., Ставский А.П.

### СОВЕТ РЕДАКЦИИ:

Быховский Л.Э., Гудков С.В., Иванов А.И.,  
Карпузов А.Ф., Корчагин О.А., Мелехин Е.С.,  
Мигачёв И.Ф., Милетенко Н.В., Сергеева Н.А.,  
Филимонова И.В.

ИЗДАТЕЛЬ: ООО "ПравоТЭК"

Тел: +7 495 215 5443 | E-mail: [mrr@lawtek.ru](mailto:mrr@lawtek.ru) | <https://media.lawtek.ru/>

РЕДАКЦИЯ: Варламов Д.А. (зав. редакцией), Михин В.Н. (научный редактор),  
Кандаурова Н.А. (выпускающий редактор), Кормакова Е.В. (верстка, корректура)  
Тел: +7 985 502 3930, +7 495 215 5443

E-mail: [mrr@lawtek.ru](mailto:mrr@lawtek.ru) | <https://media.lawtek.ru/mrr>

Адрес редакции: ООО "ПравоТЭК", 115054 Москва, ул. Зацепы, 23, офис 11

ПОДПИСКА: Тел: +7 495 215 5443, +7 985 502 3930 | E-mail: [order@lawtek.ru](mailto:order@lawtek.ru)

Подписано в печать 10.12.2021 | Тираж 1000 экз. Цена – свободная

Отпечатано: ООО "Типография АМА-ПРЕСС", 105082 Москва, Б. Почтовая, 36,  
стр. 6, под. 2 | Тел: +7 495 748 5354 | <https://ama-press.ru>

Перепечатка материалов только с письменного разрешения редакции, ссылка на журнал "Минеральные ресурсы России. Экономика и управление" обязательна. © "Минеральные ресурсы России. Экономика и управление", 1-6/2021 (175)





## Ушел из жизни Виктор Петрович ОРЛОВ

23 августа 2021 г. ушел из жизни Виктор Петрович Орлов – один из инициаторов учреждения и в течение 30 лет главный редактор журнала "Минеральные ресурсы России. Экономика и управление", созданного с целью информационной поддержки реформирования системы недропользования в России.

В.П. Орлов родился 22 марта 1940 г. и вырос в семье рабочего-шахтера в Девятом поселке г. Черногорска Хакасской автономной области Красноярского края (ныне Республика Хакасия). Он прошел огромный путь в профессии от рабочего угольной шахты, до министра природных ресурсов Российской Федерации.

В.П. Орлов начал трудовую деятельность в 17 лет рабочим шахтоуправления 14/15 треста "Хакасуголь" в г. Черногорске. После прохождения срочной службы в армии в 1963 г. он поступил на геолого-географический факультет Томского государственного университета. Во время учебы проработал 4 полевых сезона в составе тематических и геолого-съемочных партий в Эвенкии и на Камчатке. В 1968 г. ему был вручен диплом инженера-геолога с отличием, а дипломная работа была удостоена серебряной медали ВДНХ СССР.

По окончании учебы в ТГУ, с 1968 по 1978 гг., В.П. Орлов работал в геолого-съемочных и геолого-разведочных партиях Западно-Сибирского геологического управления Министерства геологии СССР; в составе подразделений ПГО "Зарубежгеология" находился в командировке в Иране, где трудился на должностях геолога, старшего геолога, главного геолога, начальника поисково-разведочных партий.

Период с 1979 по 1990 г. в биографии В.П. Орлова связан с производственным геологическим объединением "Центргеология", где работая на разных должностях – старший геолог, заместитель начальника геологического отдела, он успешно внедрял новые перспективные формы хозяйствования и руководства предприятием.

В 1984 г. В.П. Орлов поступил на учебу в Академию народного хозяйства при Совете Министров СССР, которую окончил в 1986 г., получив диплом с отличием по специальности "Экономика, организация управления и планирования народного хозяйства", и был назначен на должность генерального директора ПГО "Центргеология", в котором осуществлял руководство геолого-разведочными работами на территории 20 областей и 5 республик центра европейской части России.

С 1990 по 1999 г. В.П. Орлов на руководящих должностях в органах управления геологической отраслью СССР и Российской Федерации: заместитель министра геологии СССР, первый заместитель председателя Госкомгеологии РСФСР, председатель Комитета Российской Федерации по геологии и использованию недр, министр природных ресурсов Российской Федерации. Работая в Правительстве РФ, сумел стабили-



зировать положение в важнейшей для экономики страны геологической отрасли и организовать геолого-разведочные работы в новых условиях.

В 2001-2012 гг. В.П. Орлов – член Совета Федерации Федерального Собрания Российской Федерации как представитель администрации Корякского автономного округа (2001-2008), администрации Камчатского края (2008-2012). С 2004 г. – председатель комитета Совета Федерации по природным ресурсам и охране окружающей среды.

Значителен вклад Виктора Петровича в формирование и развитие законодательной базы геологической отрасли – по его инициативе и при его непосредственном участии разработан целый ряд федеральных законов, в том числе Закон РФ "О недрах".

В.П. Орлов вел активную общественную и научную деятельность в крупнейших профессиональных объединениях горно-геологической отрасли России: в 1995 г. избран в члены президиума Академии горных наук, с 1998 г. – президент общественной организации "Российское геологическое общество", с 2004 г. – вице-президент Союза горнопромышленников России, с 2012 г. – член экспертных советов Совета Федерации, с 2019 г. – председатель Общественного совета при Министерстве природных ресурсов и экологии России.

Виктор Петрович Орлов – крупный ученый-геолог. В 1974 г. он защитил диссертацию на соискание степени кандидата геолого-минералогических наук, в 1991 г. – ему была присуждена степень доктора экономических наук. Его заслуги перед профессиональным образованием отмечены ведущими геологическими вузами: ему присвоено звание профессора Российского государственного геологоразведочного университета (РГГРУ-МГРИ), ученый совет Томского государственного университета избрал его почетным доктором, профессором ТГУ.

В.П. Орлов автор и соавтор более 350 публикаций, из них около 300 научных, в том числе 6 авторских книг и монографий и 6 коллективных монографий. Наиболее известные из них: "Геологическое прогнозирование" (1991), "Минерально-сырьевая база Ирана (твердые полезные ископаемые)" (1993), "Железородная база России" (1998), "Проблемы недропользования" (2007), "Геология и минерально-сырьевая база в экономике России" (2015).

Производственная, научная и общественная деятельность В.П. Орлова была отмечена многочисленными правительственными и государственными наградами и званиями: знак "Первооткрыватель месторождения" (1989), заслуженный геолог РСФСР (1990), лауреат Государственной премии Российской Федерации в области науки и техники (2002), орден "За заслуги перед Отечеством" IV степени (2002), орден Почета (2015); письменные благодарности президентов Российской Федерации: Б.Н. Ельцина (1999), В.В. Путина (2006), Д.А. Медведева (2011), почетные грамоты Правительства РФ, Совета Федерации РФ.

Уход из жизни Виктора Петровича – огромная потеря для российской геологии.

Президиум Российского геологического общества

Редколлегия, редсовет и редакция журнала  
"Минеральные ресурсы России. Экономика и управление"



# Техногенные и вторичные сырьевые источники редких металлов

<sup>1</sup>Темнов А.В., <sup>2</sup>Быховский Л.З.

<sup>1</sup> Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Москва

<sup>2</sup> Всероссийский научно-исследовательский институт минерального сырья имени Н.М. Федоровского (ВИМС), Москва

Продemonстрировано значение техногенного и вторичного сырья в качестве источника редких металлов. Приведены примеры перспективных техногенных и вторичных источников редких металлов. Даны предложения по повышению роли этого сырья в производстве редких металлов.

**Ключевые слова:** редкие металлы; редкоземельные металлы; сырьевые источники; первичное сырье; техногенное сырье; вторичное сырье; отходы недропользования; государственное регулирование; законодательство.



**ТЕМНОВ Александр Викторович,**  
начальник отдела геологии полезных  
ископаемых Департамента государственной  
политики и регулирования в области  
геологии и недропользования,  
кандидат геолого-минералогических наук



**БЫХОВСКИЙ Лев Залманович,**  
главный научный сотрудник,  
доктор геолого-минералогических наук

Редкие металлы (Li, Be, Sc, REE, In, Ge, Zr, Nb, Ta, Re и др.) [1, 2] составляют основу наиболее передовых технологий и новых материалов, значительной части патентов, новых разработок и исследований гражданского и военного назначения.

Влияние редких металлов на мировую экономику, в том числе активно формирующийся "зеленый" сектор, научно-технический и оборонный потенциал государств определяется стремительно растущей совокупной стоимостью и долей промышленной продукции, полученной с использованием таких металлов и критически от них зависимой [3].

Повышенное внимание к редким металлам обострило вопрос наличия, разнообразия и доступности их сырьевых источников.

Предлагается различать следующие сырьевые источники редких металлов (рисунок):

## 1) первичные (первичное сырье):

природные собственно редкометалльные месторождения, в которых редкие металлы являются основными компонентами;

природные месторождения различных полезных ископаемых, где редкие металлы учтены в качестве попутных компонентов;

продукты переработки разнообразных полезных ископаемых (товарные руды и концентраты, промпродукты), содержащие попутные редкие металлы;

## 2) техногенные (техногенное сырье):

отходы, образуемые при пользовании недрами, – добыче, первичной переработке (обогащении) полезных ископаемых (отходы недропользования);

отходы, образуемые при металлургической, химической и энергетической переработке полезных ископаемых;

## 3) вторичные (вторичное сырье):

отходы производства и потребления промышленных и потребительских товаров, отработавших свой жизненный цикл.

Россия обладает одной из самых развитых на планете минерально-сырьевых баз редких металлов как по числу разведанных месторождений, так и по объему учтенных государством запасов. Преобладающая часть изученных редкометалльных месторождений характеризуется невысоким качеством, сложным вещественным составом руд, их комплексностью, труднообогатимостью, часто радиоактивностью и расположена, как правило, в неблагоприятных географо-экономических условиях. Разработка таких месторождений требует создания сложной, разветвленной промышленной инфраструктуры.

Для освоения рудных редкометалльных объектов необходимы значительные стартовые инвестиции при невысоких ожидаемых экономических показателях и существенном уровне



## Сырьевые источники редких металлов (элементов)



рыночных рисков, связанных с исторически сложившейся спецификой мировых рынков редких металлов (узкой специализированностью, закрытым характером взаимоотношений покупателей и продавцов, наукоемкостью, высокой конкурентностью в торговле), а также низким внутренним спросом в России.

Безубыточные экономические модели разработки российских собственно редкометалльных месторождений обеспечиваются только при строительстве крупных капиталоемких предприятий по добыче и переработке руд с расчетными мощностями по выпуску редкометалльной продукции, существенно превышающими потребности российского рынка.

Как результат – степень освоенности отечественной минерально-сырьевой базы редких металлов слабая. Разрабатываются с получением товарных редких металлов всего два собственно редкометалльных месторождения – Ловозерское (REE, Nb, Ta) и Павловское (Ge). Анонсировано начало разработки Туганского (Ti, Zr), Зашихинского (Nb, Ta, Zr, REE), Ермаковского (Be), Орловского (Ta), Томторского (Nb, REE, Sc) месторождений, имеющих различные, но в целом пока невысокие коммерческие перспективы.

Затягивание вовлечения в разработку предоставленных в пользование редкометалльных месторождений препятствует реализации первичного сырьевого потенциала нашей страны. Катугинское (Ta, Nb, Zr, REE), Вишняковское (Ta), Центральное (Ti, Zr – Восточный участок), Ермаковское (Be) мес-

торожения находились (до аннулирования лицензий) либо находятся в стадии подготовки к промышленному освоению более 20 лет.

Извлечение попутных редких металлов, присутствующих в рудах разрабатываемых месторождений прочих видов полезных ископаемых (апатит-нефелиновых, медно-никелевых, свинцово-цинковых, полиметаллических и др.), организовано лишь частично – на Ковдорском (Zr), Далматовском (Sc) и ряде других месторождений, где извлекаются рассеянные элементы (V, Ga, Cd, In, Se, Te). Основная причина невысокой эффективности использования попутных редких элементов – низкая мотивация недропользователей.

Уровень извлечения попутных редких металлов в товарную редкометалльную продукцию по тем проектам, где такое извлечение осуществляется, составляет всего 10-30 % [4].

Попутные редкие металлы, неизвлеченные в технологических операциях добычи и первичной переработки руды, в зависимости от принятой в проектной документации технологической схемы концентрируются в товарной руде (железные руды), концентратах обогащения или промежуточных технологических продуктах, не направленных на соответствующие технологические операции, а также в отходах.

В дальнейшем товарные руды и концентраты поступают на металлургический, химический или энергетический передел на российских предприятиях (либо поступают на экспорт – мед-

ные, вольфрамовые, оловянные, цинковые концентраты) [4]. Содержащиеся в экспортируемых товарных рудах и концентратах неизвлеченные редкие металлы в настоящее время не подлежат государственному учету, на них не распространяются действующие тарифы и сборы при экспорте сырья, и они не "работают" на национальную экономику.

Техногенные и вторичные ресурсы редких металлов при достигнутом прогрессе в разработке и освоении технологий переработки минеральных продуктов и промышленных отходов на фоне растущего глобального масштаба экологических проблем и ориентации государств на ресурсосбережение и ресурснезависимость являются оптимальным дополнением или даже альтернативой к природным сырьевым источникам.

В этой связи важнейшее значение приобретает повышение комплексности использования разрабатываемых месторождений самых разных полезных ископаемых за счет вовлечения в переработку текущих хвостов, шламов, зол, пылей и других продуктов обогащения и передела минерального сырья.

Техногенное и вторичное сырье все более становится одним из основных источников редких металлов в ведущих промышленно развитых странах, а где-то уже является традиционным источником для отдельных редких металлов. Обновленные стратегии ресурсного обеспечения экономик США, Евросоюза, Китая, Японии в обязательном порядке включают мероприятия по оценке потенциала, разработке технологий и извлечению критических для этих стран редких металлов из отходов горной промышленности, а также их рециклингу из вторичного сырья [5], что соответствует мировому принципу обращения с отходами 3R.

Так, инициатива по сырью Европейской комиссии ЕС/2008/699, План действий по экономике Евросоюза COM/2015/614 установили важность поставок критического сырья, к которому в значительной степени относятся редкие металлы, из отходов добычи полезных ископаемых и вторичных источников. Использование критического сырья из отходов пока не стало широко распространенной практикой в ЕС [6]. Однако уже реализованные проекты [7] продемонстрировали не только значительный потенциал техногенных и вторичных ресурсов в качестве источников редких металлов, но и высокоинновационный характер самой сферы их производства из таких источников. Основная проблема при этом – значительное потребление энергии на извлечение редких металлов, особенно при массовой доле менее 1 %, и высокое выделение углерода.

Большое значение в Евросоюзе придается рациональному использованию природного минерального сырья, главным образом закупаемого за рубежом (ресурсоэффективности).

Россия наряду с природными редкометалльными месторождениями обладает одним из крупнейших в мире потенциалом по-

путных, техногенных и вторичных источников редких металлов, прежде всего за счет исторически организованного государством изучения и учета таких металлов в качестве компонентов руд природных и техногенных месторождений и накопления значительных объемов отходов, содержащих редкие металлы, в период активного производства и использования последних<sup>1</sup>.

Неизвлеченные попутные редкие металлы присутствуют в разнообразных отходах и продуктах переработки руд железа, олова, вольфрама, титана, золота, фосфора, плавикового шпата, урана, каменного и бурого угля, нефти, в отходах производства цветных металлов – свинца, цинка, меди, алюминия, сжигания угля и нефтепродуктов (таблица).

Оцененные запасы и предполагаемые прогнозные ресурсы редких металлов в российских техногенных минеральных источниках по масштабам нередко соответствуют крупным и даже уникальным природным месторождениям [8-11]. В то же время сырьевой потенциал вторичного сырья на редкие металлы на сегодняшний день может быть оценен лишь весьма приближенно.

Техногенное сырье, в отличие от природного, всегда в той или иной степени подготовлено к использованию – извлечено из недр, дезинтегрировано, локализовано в промышленно обустроенных районах с развитой инфраструктурой.

Специфической особенностью редких металлов является их частое присутствие в рудах месторождений других видов полезных ископаемых в рассеянном виде, где они являются попутными компонентами III группы. Такие редкие металлы могут быть извлечены в основном технологическом процессе, при доводке, доочистке промежуточных продуктов, улавливании частиц и газов, при переработке отходов обогащения минерального сырья, в металлургическом, химическом, энергетическом переделах товарных минеральных продуктов. Содержание неизвлеченных попутных редких металлов в отходах недропользования нередко может превышать первоначальное их содержание в природном сырье. Так, содержание  $ZrO_2$  в рудах Ковдорского железо-фосфорного месторождения составляет 0,17 %, хвостах обогащения – 0,22 %, содержание  $BeO$  в рудах и хвостах обогащения Пограничного флюоритового месторождения – 0,247 и 0,324 % соответственно,  $Li_2O$  в рудах и хвостах обогащения Вознесенского флюоритового месторождения – 0,45 и 0,67 %,  $Rb_2O$  – 0,26 и 0,39 % соответственно [9].

Необходимость оценки и использования ресурсного потенциала техногенных отходов и вторичного сырья зафиксировано в целом ряде российских документов стратегического планирования.

Экологической доктриной<sup>2</sup> к одной из целей обеспечения устойчивого природопользования отнесены максимально пол-

<sup>1</sup> СССР традиционно занимал ведущие места в мире по использованию целого ряда редких металлов.

<sup>2</sup> Экологическая доктрина Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 31.08.2002 № 1225-р.



Примеры техногенных минеральных образований, содержащих редкие элементы

Тип техногенных образований	Полезные компоненты руд (выделены редкие элементы)	Характеристика техногенных образований, содержащих минералы – концентраты редких элементов	Содержание полезных компонентов	Источники образования техногенных минеральных образований
<i>Отходы обогащения минерального сырья</i>				
Хвосты обогащения апатит-нефелиновых руд	Ti, REE, Nb, Ta, Rb, Cs, Ga, V	Хвосты флотации, содержащие нефелин, сфен, титаномангнетит, эгирин, полевой шпат	В сфеновом концентрате (%): Nb <sub>2</sub> O <sub>5</sub> – 0,38; Ta <sub>2</sub> O <sub>5</sub> – 0,026; TiO <sub>2</sub> – 28,3; REE <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 0,5–0,7. В нефелиновом концентрате (г/т): Ga – 20–110; Rb <sub>2</sub> O – 100–200; Cs <sub>2</sub> O – 5–10. В титаномангнетите (%): TiO <sub>2</sub> – 16–18; V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> – 0,16–0,47	Апатит-нефелиновые руды месторождений Хибинской группы (Мурманская область)
Хвосты обогащения бадделит-апатит-магнетитовых руд	Zr, P, Fe	Хвосты магнитной сепарации, содержащие бадделит, апатит, магнетит	В хвостах (%): ZrO <sub>2</sub> – 0,3; P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> – около 11	Апатит-магнетитовые руды Ковдорского месторождения (Мурманская область)
Хвосты обогащения титано-магнетитовых руд	Sc, Fe	Хвосты пироксенового состава (90 %) с примесью амфибола, оливина, титаномангнетита, ильменита	В пироксене: Sc – 0,01–0,02 %; Ga – 30 г/т	Титано-магнетитовые руды Гусеворского, Собственно-Качканарского месторождений (Свердловская область)
Хвосты обогащения танталовых руд редкометалльных гранитов	Li, Ta	Хвосты гравитационного обогащения кварц-полевощпатового состава с примесью лепидолита и мусковита	В хвостах (%): Li <sub>2</sub> O – 0,265; флотационный литиевый концентрат – 3,9	Редкометалльные руды Орловского месторождения (Забайкальский край)
Хвосты обогащения слюдисто-флюоритовых руд	Флюорит, Be, Li, Rb, Cs	Отвалы флюоритовой флотации с литиевыми слюдами, фенакитом, хризобериллом	В хвостохранилищах (%): BeO – 0,13; Li <sub>2</sub> O – 0,67; Rb <sub>2</sub> O – 0,39; Cs <sub>2</sub> O – 0,02	Флюоритовые руды Вознесенского и Пограничного месторождений (Приморский край)
Хвосты обогащения россыпных месторождений золота	Au, REE	Отвалы песчанисто-глинистые, гравийно-песчаные	В хвостохранилищах: REE <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 5,4 кг/м <sup>3</sup> . В гравитационном концентрате: REE <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 39 %	Россыпи золота басс. р. Урасалаах (Республика Саха (Якутия))
<i>Отходы металлургического и химического производств</i>				
Отходы переработки апатитовых концентратов	P, REE, Sc	Отходы сернокислотной переработки апатитового концентрата (фосфогипс)	Фосфогипс (CaSO <sub>4</sub> * 2H <sub>2</sub> O) (%): REE <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 0,35–0,6; SrO – 1–2	Химические предприятия (Вологодская, Саратовская, Московская области и др.)
Отходы переработки бокситов	Al, REE, Sc, Ga, V	Красные шламы	Красные шламы: Sc <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 0,01–0,02 %; REE <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – до 0,2–0,3 %; Ga – 40–50 г/т	Бокситогорский, Уральский и др. алюминиевых заводов (Свердловская область)
Отходы переработки вольфрамитовых концентратов из грейзеновых месторождений	W, Ta, Nb, Sc	Кеки, оставшиеся после извлечения вольфрама из вольфрамитовых концентратов	В кеках (%): Ta <sub>2</sub> O <sub>5</sub> – до 0,1; Nb <sub>2</sub> O <sub>5</sub> – до 0,3; Sc <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 0,1–0,6	Месторождения Китая, Чехии
Отходы переработки ильменитовых концентратов	Ti, Sc, REE, Nb, Ta	Кислотонакопитель	Sc <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 50–80 г/т; Nb <sub>2</sub> O <sub>5</sub> – 100–650 г/т; REE <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 200–400 г/т	Крымский титан (Республика Крым), импортируемые концентраты (Украина и др.)
Отходы переработки касситеритовых концентратов из пегматитовых и грейзеновых месторождений и с ними связанных россыпей	Sn, Ta, Nb, Sc	Оловянные шлаки после извлечения олова из касситерита	В шлаках (%): Ta <sub>2</sub> O <sub>5</sub> – 1–10; Nb <sub>2</sub> O <sub>5</sub> – 1–2; Sc <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – от 0,01 до 0,13	Россыпи Юго-Восточной Азии (Малайзия, Таиланд, Индонезия)
<i>Золотоотвалы и шлаки тепловых электростанций и отходы переработки нефти</i>				
Золы и шлаки, образовавшиеся при сжигании углей	Ge, REE, Sc	Золы и шлаки	В золах (%): Ge – до 500 г/т; REE <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 0,1–0,5 %, Sc <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – до 0,01	Новомосковская и др. ТЭС
Отходы переработки нефти	V, Ni	Шламы ГРЭС, работающие на мазуте	В шламах (%): V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> – 10–12; NiO – 2–3	ГРЭС, работающие на мазуте

ное использование извлеченных полезных ископаемых и минимизация отходов при их добыче и переработке. Стратегией экологической безопасности<sup>3</sup> поставлена задача создания индустрии утилизации, в том числе повторного применения, отходов производства и потребления.

Повышение ресурсного потенциала, уровня извлечения ценных компонентов из отходов, поэтапное замещение невозобновляемых природных ресурсов при производстве различных видов продукции сырьем, полученным в процессе обработки и утилизации отходов, увеличение доли продукции, произведенной с применением вторичного сырья, снижение ее себестоимости отнесены к приоритетам Стратегии развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов<sup>4</sup>.

Та же линия прослеживается и в Стратегии развития минерально-сырьевой базы<sup>5</sup>, где указывается на необходимость создания условий для освоения техногенных месторождений. При этом вовлечение в освоение отходов недропользования определено как одно из важнейших мероприятий по предотвращению негативного влияния на окружающую среду добывающих и перерабатывающих производств.

Развитие системы оценки и учета ресурсной ценности отходов производства и потребления, содержащих редкие и редкоземельные металлы, определено приоритетным направлением развития промышленности редких металлов в Стратегии развития обрабатывающей промышленности<sup>6</sup>.

При этом действующей редакцией государственной программы ВИПР<sup>7</sup> пока не предусмотрено выполнение отдельных мероприятий, нацеленных на использование ресурсного потенциала техногенных месторождений.

Законодательством РФ четкий правовой статус техногенных и вторичных источников полезных ископаемых и ценных компонентов до сих пор не определен.

В том числе по этой причине такие источники редких металлов не имеют необходимого целевого государственного учета в этом качестве.

В соответствии со ст. 4 Закона "Об отходах"<sup>8</sup> собственниками отходов являются предприятия, которые их образуют. При этом согласно ст. 22 Закона РФ "О недрах" пользователь

недр может лишь использовать отходы, образуемые при добыче полезных ископаемых, для собственных производственных нужд без права их отчуждать, что порождает коллизию соответствующих норм права, регулирующих отношения по использованию образующихся и накапливаемых отходов и содержащихся в них ценных компонентов.

Однако необходимо исходить из того, что собственность на полезные ископаемые и полезные компоненты, содержащиеся в отходах, образуемых при недропользовании, в контексте законодательства о недрах продолжает оставаться государственной, так как собственность по лицензии на пользование недрами устанавливается только на добытое полезное ископаемое. По этой причине редкие металлы, извлеченные из техногенных минеральных образований (месторождений), относятся к первичным металлам (см. рисунок).

Техногенные минеральные образования (отходы недропользования) согласно законодательству о недрах подлежат геологической разведке, запасы полезных ископаемых и полезных компонентов в них утверждаются государственной или территориальными комиссиями по запасам полезных ископаемых и учитываются Государственным балансом запасов полезных ископаемых РФ.

При рассмотрении материалов с подсчетом запасов государственной комиссией по запасам полезных ископаемых под техногенными месторождениями традиционно понимаются "скопления минеральных веществ, образовавшихся в результате складирования отходов добычи полезных ископаемых (некондиционные руды, вскрышные и вмещающие породы), обогатительного (хвосты, шламы), металлургического (шлаки, золы, кеки) и других производств, качество и количество которых позволяет осуществлять их добычу и переработку на рациональной экономической основе". Вместе с тем, в Государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ запасы техногенных месторождений обособлены, будто это запасы "второго сорта", и не суммируются с запасами природных месторождений.

Так, в Государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ "Редкоземельные металлы. Выпуск 26" по состоянию на 01.01.2021 учитываются 19 месторождений редкозе-

<sup>3</sup> Стратегия экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года, утвержденная Указом Президента РФ от 19.04.2017 № 176.

<sup>4</sup> Стратегия развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 25.01.2018 № 84-р.

<sup>5</sup> Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 22.12.2018 № 2914-р.

<sup>6</sup> Сводная стратегия развития обрабатывающей промышленности Российской Федерации до 2024 года и на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 06.06.2020 № 1512-р.

<sup>7</sup> Государственная программа Российской Федерации "Воспроизводство и использование природных ресурсов", утвержденная постановлением Правительства РФ от 15.04.2014 № 322.

<sup>8</sup> Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 № 89-ФЗ.



мельных металлов с балансовыми запасами категорий А+В+С<sub>1</sub> 19379,7 т, категории С<sub>2</sub> – 12397,6 тыс. т и отмечается, что балансовые запасы учитываются, кроме того, в двух техногенных месторождениях: Центральная Нижняя россыпь и Центральная Верхняя россыпь с запасами редкоземельных металлов категории С<sub>1</sub> – 11,4 тыс. т, категории С<sub>2</sub> – 1,5 тыс. т. Подобное разграничение отмечается и в других государственных балансах.

Техногенные сырьевые источники (минеральные образования) подразделяются на текущие, формирующиеся при нынешней добыче и переработке минерального сырья, и лежалые (прошлых лет), числящиеся на балансе предприятия как временно складированные для последующего пользования либо неучтенные.

Проблема использования техногенных образований тесно переплетается с проблемой комплексного использования месторождений (минерального сырья). Так, лежалые хвосты разрабатываются как техногенное сырье, а текущие хвосты – как комплексное сырье.

Например, при отработке в советский период редкометалльной Малышевской титано-циркониевой россыпи Верхне-Днепровским ГМК (Украина) производились рутиловый, ильменитовый, цирконовый, дистен-силлиманитовый, ставролитовый концентраты, из хвостов обогащения получались формовочные кварцевые пески (с выходом 85 %), высокосортные стекольные пески. Комбинат являлся одним из лидеров по комплексному использованию минерального сырья [13].

Апатитовые концентраты Хибинской группы месторождений, содержащие около 1 % REE<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, перерабатывают по двум схемам: серно-кислотной (сульфатной) – около 85 % объема и азотно-кислотной – около 15 %. При сульфатной переработке редкие земли частично переходят (около 50 %) в экстракционную фосфорную кислоту (промежуточный продукт для получения фосфорных удобрений), откуда они могут быть извлечены<sup>9</sup>, и частично в фосфогипс, относящийся к отходам производства, где их содержание составляет 0,4-0,6 % REE<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. При азотно-кислотной переработке апатитового концентрата редкие земли частично переходят в аммофос и другие виды минеральных удобрений.

Вторичные материальные ресурсы – отходы, которые образуются при производстве и потреблении промышленной продукции и могут быть в дальнейшем применены для изготовления новой продукции. Иными словами – сырье, используемое повторно.

Понятие вторичных сырьевых источников (вторичного сырья) должно быть четко обособлено от понятия техногенных сырьевых источников, что подтверждается и зарубежной практикой, и позицией ряда российских ученых [14]. При этом данный во-

прос несомненно требует всестороннего обсуждения с правовой, научной, прикладной точек зрения.

К сожалению, Национальным стандартом<sup>10</sup>, определяющим основные понятия вторичного сырья, не дано четкого разграничения техногенного минерального и вторичного сырья.

Чаще всего под вторичными материальными ресурсами понимается лом черных и цветных металлов, образующийся после выхода из строя соответствующего оборудования. Однако это могут быть материалы и изделия из самых разнообразных видов отходов, в том числе бытовой техники: гаджетов, холодильников, телевизоров, стиральных и посудомоечных машин, автомобилей, аккумуляторов, других источников питания и т.д.

Утилизация вторичных материальных ресурсов позволяет экономить первичное минеральное сырье, иногда до 70-90 % его объема, добиваясь значительного экономического эффекта за счет стоимости вторичного сырья, которая обычно в 1,5-2 раза ниже по сравнению со стоимостью первичного минерального сырья, а также снижения техногенного воздействия на окружающую среду [15].

При этом сбор и переработка вторичного сырья – задача по-своему сложная, решение которой требует создания разветвленной системы промышленных предприятий и логистических центров.

Необходимо отметить, что для ряда стран такое сырье – единственный источник снижения дефицита в тех или иных металлах.

Вторичное сырье может быть представлено самыми разнообразными отходами.

Вторичным сырьем рения являются отходы производства металлического рения, лома жаропрочных и специальных вольфрам-, молибден- и никель-рениевых сплавов, алюминий-платино-рениевых отработанных катализаторов нефтегазовой промышленности (в России рений производится только из вторичного сырья); вторичное сырье ванадия – отработанные катализаторы серно-кислотного производства (9,2 %), зольные остатки ГРЭС, использующих жидкое топливо (мазут) (до 30 %); вторичное сырье кадмия – отработанные никель-кадмиевые батареи (около 20 %) и т.д.

Вторичное сырье имеет особенное значение при получении рассеянных элементов. В начале 2000-х гг. в мире из него извлекалось до 20 % кадмия, 35 % германия, порядка 50-60 % галлия и индия, существенное количество рения [12, 16].

Инвестирование в переработку техногенных сырьевых источников, содержащих редкие металлы, может представлять практический интерес вследствие следующих причин:

- возможность в кратчайший срок провести геолого-экономическую оценку таких отходов (отходов недропользования), утвердить запасы и начать их переработку;

<sup>9</sup> На Чепецком заводе создана опытно-промышленная установка мощностью до 12 т/год REE<sub>2</sub>O<sub>3</sub>.

<sup>10</sup> Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 54098-2010.

- имеющиеся наработки (патенты) по переработке отходов для извлечения редких металлов позволяют в сравнительно короткие сроки разработать промышленные технологии извлечения полезных компонентов;
- снижение себестоимости получения сырья по сравнению с себестоимостью сырья из природных источников, так как отсутствует необходимость их извлечения из недр, дробления и истирания руд, они находятся на дневной поверхности, их размещение обычно создает экологические проблемы и требует затрат на обеспечение хранения;
- постоянный рост платежей за хранение отходов.

Возможность извлечения металлов из отходов способствует сбережению первичных ресурсов (природных месторождений) для будущих поколений, сохранению природных ландшафтов.

Вместе с тем следует отметить ряд проблемных моментов, сдерживающих освоение техногенных образований:

1. Целесообразность, а часто необходимость утилизации всей массы отходов либо их значительной части, что необходимо для решения ключевой экологической задачи – уменьшения площади земель, занимаемой для хранения отходов.

2. Извлечение отдельных элементов (не только редких, но и золота, платиноидов и др.) может быть достаточно рентабельным. Например, извлечение Sc, V, REE из красных шламов или золота из хвостов обогащения железистых кварцитов (Михайловское месторождение и др.), REE и золота из хвостов обогащения золотоносных россыпей и т.д. Но при этом из накопленных отходов будет извлекаться лишь менее 1 % массы их объема (содержание Sc около 100 г/т, REE – до 3-5 %, Au – 1-2 г/т). Соответственно объем отходов практически не изменится, а их переработка, перемещение, складирование и другое воздействие на окружающую среду создает ряд экологических проблем и требует значительных затрат на их решение.

3. Радиоактивность руд большинства отечественных редкометалльных месторождений, а также высокая токсичность некоторых редких элементов (Be, Cd, Tl), при переработке руд которых формируются экологически опасные отходы.

4. Необходимость расширения задач маркетинговой службы предприятия для реализации всей выпускаемой товарной продукции, так как ее часть может не полностью соответствовать действующим стандартам и требованиям предприятий-потребителей на продукцию, либо не выдерживать транспортировки на большие расстояния до потребителей (формовочные пески, каолин и т.д.).

При всем при этом значение техногенного и вторичного сырья как источника получения редких элементов, а также цветных и черных металлов, будет возрастать, а их спектр расширяться [5, 9, 10, 15, 17].

С целью повышения значения отходов добычи и первичной переработки полезных ископаемых в качестве источников полезных ископаемых и полезных компонентов, в том числе ред-

ких металлов, Минприроды России разработан законопроект "О внесении изменений в Закон РФ "О недрах" и отдельные законодательные акты РФ в целях стимулирования использования отходов недропользования", принятый Государственной Думой в первом чтении.

Законопроектом, в частности, предусматривается установить:

- обязанность пользователей недр представлять сведения о составе отходов недропользования как потенциальных источников минерального сырья для ведения кадастра таких отходов в системе государственного управления фондом недр; обеспечивать сохранность отходов недропользования как потенциальных источников минерального сырья путем заблаговременного планирования формирования из таких отходов техногенных месторождений для их разработки в будущем;
- меры, стимулирующие сырьевое использование таких отходов.

Кроме того Минприроды России ведется подготовка законопроекта, направленного на регулирование отношений, связанных с использованием вторичных материальных ресурсов.

Вторичные материальные ресурсы и вторичное сырье являются объектами гражданско-правовых отношений и в этом смысле разграничиваются с техногенными объектами (отходами недропользования), добыча (извлечение) полезных ископаемых из которых регулируется законодательством о недрах.

Для повышения роли техногенного и вторичного сырья в производстве редких металлов предлагается:

- организовать взаимосвязанную систему учета редких металлов в отходах недропользования, продуктах переработки минерального сырья, вторичном сырье;
- разработать основы методики учета различных видов вторичного сырья, содержащего редкие металлы;
- провести комплексную инвентаризацию накопленных и ежегодно формируемых отходов недропользования, выполнить анализ возможности применения новых технологий их переработки, в том числе для извлечения редких металлов, активизировать вовлечение таких отходов в качестве источников сырья;
- при ведении государственного учета запасов полезных ископаемых запасы природных месторождений суммировать с запасами техногенных месторождений;
- организовать раздельный сбор вторичного сырья редких металлов;
- при разработке программ развития редкометаллической промышленности, воспроизводства и использования минеральных ресурсов в полной мере учитывать источники техногенного и вторичного сырья, а где-то и отдавать им приоритет.



## Л и т е р а т у р а

1. Быховский Л.З., Тигунов Л.П., Темнов А.В. Об определении понятия "редкие элементы" ("редкие металлы"): исторический и терминологический аспекты // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 3. – С. 32-38.
2. Темнов А.В. Государственное стимулирование добычи редких металлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 5. – С. 35-46.
3. Абрахам Д. Элементы силы. Гаджеты, оружие и борьба за устойчивое будущее в век редких металлов: пер. с англ. – М.: Изд-во Института Гайдара, 2019. – 336 с.
4. Юшина Т.И., Петров И.М., Черный С.А. Об экспорте концентратов обогащения и необходимости их глубокой переработки в России // Обогащение руд. – 2018. – № 6.
5. Темнов А.В., Азарнова Л.А. Роль редких металлов в ресурсном обеспечении стратегическими и критическими видами минерального сырья ведущих зарубежных стран // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 1-2. – С. 100-106.
6. Recovery of critical and other raw materials from mining waste and landfills / Blengini G.A., Mathieux F., Mancini L. – European Commission. – 2019.
7. Rodríguez O., Alguacil F.J., Baquero E.E., García-Díaz I., Fernández P., Sotillo B. and López, F.A. Recovery of niobium and tantalum by solvent extraction from Sn-Ta-Nb mining tailings. RSC Adv., 2020, 10, 21406-21412.
8. Техногенные минерально-сырьевые ресурсы / Под ред. Б.К. Михайлова. – М.: Научный мир, 2012. – 236 с.
9. Быховский Л.З., Спорыхина Л.В., Ануфриева С.И. Техногенные месторождения и образования редких металлов России // Рациональное использование и охрана недр. – 2014. – № 3. – С. 14-22.
10. Рациональное использование вторичных минеральных ресурсов в условиях экологизации и внедрения наилучших доступных технологий: монография / Коллектив авторов; под науч. ред. Ф.Д. Ларичкина, В.А. Кныша. – Апатиты: Изд-во ФИЦ КНЦ РАН, 2019. – 252 с.
11. Киперман Ю.А., Комаров М.А. Горно-промышленные отходы в формировании ресурсосберегающей природоохранной политики // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 1-2. – С. 68-73.
12. Спорыхина Л.В., Быховский Л.З., Чернова А.Д. Сырьевая база рассеянных элементов России: состояние и использование // Минеральные ресурсы. Экономика и управление. – 2020. – № 2. – С. 23-34.
13. Комплексная геолого-экономическая оценка рудных месторождений / А.М. Быбочкин, Л.З. Быховский, Ю.Ю. Воробьев [и др.] – М.: Недра, 1990.
14. Федорчук В.П. Вторичное минеральное сырье / Российская геологическая энциклопедия. В 3-х томах. Т. 1 (А-И). – М., СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2010. – С. 223.
15. Августинчик И.А. Освоение вторичного сырья металлов: мировые тенденции, роль и место России // Руды и металлы. – 2006. – № 1.
16. Поликашина Н.С., Торигова М.В. Причины возникновения и пути устранения дефицита редких металлов в России // Рациональное освоение недр. – 2019. – № 5. – С. 26-43.
17. Черный С.А. Вторичные минеральные ресурсы редкоземельных металлов // Экология и промышленность России. – 2020. – Т. 24. – № 9. – С. 44-50.

## Rare metals from mining wastes and secondary raw materials

<sup>1</sup>Temnov A.V., <sup>2</sup>Bykhovskiy L.Z.<sup>1</sup> Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation, Moscow, Russia<sup>2</sup> All-Russian Scientific-Research Institute of Mineral Resources named after N.M. Fedorovsky, Moscow, Russia

The role of waste and mining waste as a source of rare metals are shown. The case studies of rare metals production from such sources are discussed. Some suggestions to increase using of the waste and mining waste in rare metals production are given.

**Key words:** rare metals; raw materials sources; primary raw materials; waste; mining waste; state regulation; legislation.

Темнов Александр Викторович, atemniov@mnr.gov.ru

Быховский Лев Залманович, lev@vims-geo.ru

© Темнов А.В., Быховский Л.В.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021



УДК 330.3; 332.1; 332.05; 338.2; 553.04; 553.9; 658.5

# Приоритеты стратегии развития ресурсного потенциала нефтегазового комплекса Оренбургской области

<sup>1</sup>Шпаков В.А., <sup>2</sup>Еременко О.В., <sup>1</sup>Волянская Е.В., <sup>1</sup>Новикова А.С.<sup>1</sup> Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва<sup>2</sup> Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, филиал, Оренбург

Сформулированы проблемы и приоритеты развития ресурсного потенциала нефтегазового комплекса Оренбургской области. По результатам анализа ресурсной базы установлены запасы, не извлекаемые современными технологиями, и предложены варианты, позволяющие решить задачи наращивания ресурсного потенциала, стабилизации добычи углеводородов и декарбонизации производства в рамках крупных недропользователей. Рассматриваются актуальные организационно-технологические инновации, позволяющие достигнуть обозначенных целей в ближайшей перспективе.

**Ключевые слова:** углеводородный ресурсный потенциал; декарбонизация нефтегазового производства; организационно-технологические инновации.



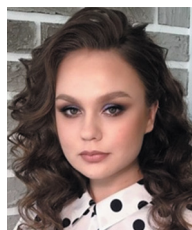
**ШПАКОВ Владимир Александрович**, профессор кафедры экономики нефтяной и газовой промышленности, кандидат экономических наук



**ВОЛЯНСКАЯ Елена Владимировна**, старший преподаватель кафедры экономики нефтяной и газовой промышленности



**ЕРЕМЕНКО Ольга Владимировна**, доцент филиала, кандидат экономических наук



**НОВИКОВА Анна Сергеевна**, студент факультета разработки нефтяных и газовых месторождений, участник СНО и SPE

Оренбургская область – старый регион добычи нефти и газа, постепенно снижающий свой вклад в общероссийские показатели (в 2020 г. доля региона в общей добыче нефти составила 4,04 %, а газа – 2,26 %, против 5,1 и 7,8 % соответственно в 1990 г.) [1, 2], несмотря на колоссальную ресурсную базу, требующую разработки новых освоенческих подходов и технологий. В частности, Оренбургское нефтяное и нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) входит по уровню остаточных запасов категорий  $A+B_1+C_1$  в число крупнейших в России (189 млн т нефти или 9-е место, 607 млрд м<sup>3</sup> газа, или 19-е место) [3]. Начальные суммарные ресурсы углеводородного сырья (УВС) Оренбуржья по нефти превышают 2,3 млрд т, а по свободному газу – 3273 млрд м<sup>3</sup> при соответствующей степени их разведанности на уровне 62,9 и 68,3 % (таблица) [4].

На сегодня в области учтено 310 месторождений (229 нефтяных, 46 газонефтяных, 2 нефтегазовых, 8 газовых, 7 газоконденсатных и 18 нефтегазоконденсатных) с разбуренными извлекаемыми запасами (категории  $A+B_1+C_1$ ) на разрабатываемых и разведываемых месторождениях в объеме 894,7 млн т нефти и 688,8 млрд м<sup>3</sup> газа. Принимая во внимание показатели добычи, можно утверждать, что суммарные разведанные запасы обеспечат ее современный уровень по нефти более чем на 30 лет, а по газу – на 42 года. Неразбуренные извлекаемые запасы (категории  $B_2+C_2$ ) по нефти составляют 271,4 млн т, по свободному газу – 63,9 млрд м<sup>3</sup> [4].

Пять из нефтяных месторождений (или 2 % от общего их числа – 275) по уровню запасов относятся к крупным (46,9 % разрабатываемых и 41,9 % разведываемых запасов), 40 (15 %) –



## Показатели состояния и использования углеводородного ресурсного потенциала Оренбургской области

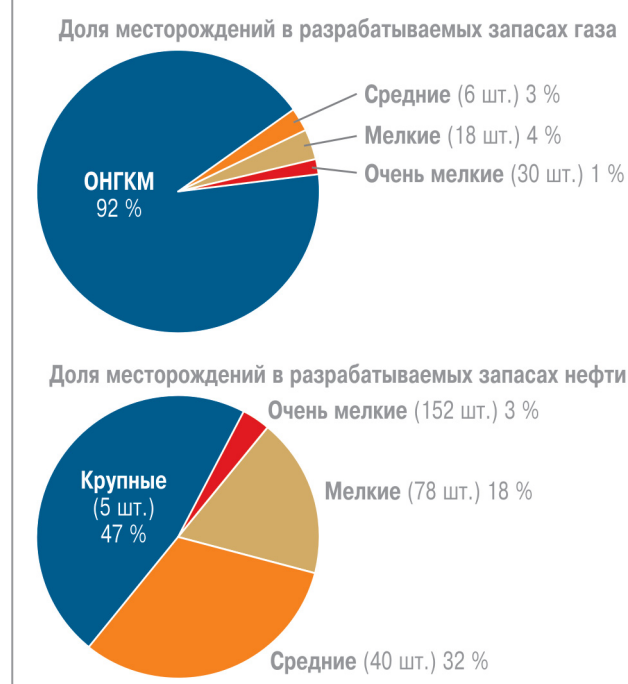
Углеводородное сырье	Начальные суммарные ресурсы	Ресурсы по категориям					Добыча по годам		
		A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub>	B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub>	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	перспективные, D <sub>0</sub>	прогнозные, D <sub>1+2</sub>	2018	2019	2020
Нефть, млн т	2312,0	894,7	271,4	1126,5	419,3	44,3	20764,0*	21700,2*	20700,3*
Природный газ, млрд м <sup>3</sup>	3273,5	688,8	63,9	739,9	409,2	741,5	16191,3	16101,2	16016,5
Доля УВС в общей добыче полезных ископаемых в области, %	–	–	–	–	–	–	83,1	83,2	80,9

\* Нефть, включая газовый конденсат.

к средним (соответственно 32,4 и 33,3 %), 78 (28 %) – к мелким (17,5 и 14,6 %) и 152 месторождения (55 %) – к очень мелким (3,2 и 10,2 %). Среди газовых месторождений выделяют ОНГКМ, в границах которого находится 92,8 % разрабатываемых и 0,1 % разведываемых запасов газа, 6 средних (соответственно 2,9 и 56,7 %), 18 мелких (4,4 и 33,7 %) и 30 очень мелких (0,9 и 9,5 %) (рис. 1).

Высокая доля нефти и газа в региональной добыче полезных ископаемых (80,9 % в 2020 г.), в структуре ВРП (41,2 %) и доходах консолидированного бюджета (32,1 %); концентрированность запасов и наличие развитой производственной и перерабатывающей инфраструктуры (Орский НПЗ, Оренбургский нефтемасло-, гелиевый и газоперерабатывающий заводы, Зайкинский ГПП, НПЗ Грифон) позволяют говорить о значимости и приоритетности последующего развития ресурсной базы нефтегазового комплекса области. При этом, необходимо учесть современные тренды его развития.

Рис. 1. Структура месторождений Оренбургской области по объему разрабатываемых запасов газа и нефти на 01.01.2020 г.



Во-первых, длительность использования и истощенность ряда месторождений. В частности, ОНГКМ вступило в промышленную эксплуатацию в 1966 г. и находится на завершающей стадии разработки, характеризующейся резким падением пластового давления, ростом обводненности скважин, снижением их дебита, ухудшением состава добываемого сырья. Доля выработанных запасов газа превысила 70 %, а зщемленных – 50 %. Только в рамках третьего объекта, сосредоточившего в себе более 100 млрд м<sup>3</sup> газа, образовались обширные территории, где отсутствует регулярная сеть эксплуатационных скважин [5].

В структуре запасов увеличилась доля запасов в малопроницаемых коллекторах. В 2020 г. оренбургские нефтяники отнесли к ним 477,5 млн т нефти (53,3 % запасов категорий A+B<sub>1</sub>+C<sub>1</sub>), в том числе 440,1 млн т на разрабатываемых месторождениях и 37,3 млн т на разведываемых.

Дополнительными проблемами для газодобывающих стали: рост удельного веса солевых отложений; изменение состава пластового флюида, обусловившего замену низкотемпературной сепарации на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) механической сепарацией; усложнение процесса подготовки жидких углеводородов при увеличении в их составе смол и асфальтенов [6].

Во-вторых, ухудшились фильтрационно-емкостные свойства пластов, с целью компенсации которых проводится огромный объем геолого-технических мероприятий. По газовым скважинам расширилась практика применения ремонтно-изоляционных работ с переносом на верхние горизонты или с присоединением дополнительных интервалов; направленных кислотных обработок; термических кислотных и пенокислотных обработок; радиального вскрытия пласта и др. Только за последний год на ОНГКМ в рамках программы, направленной на поддержание уровня добычи обводненного фонда скважин, было проведено 21 геолого-техническое мероприятие, что позволило дополнительно добыть 36,734 млн м<sup>3</sup> газа и 599 т нефти. Начиная с 2008 г., активно внедряется механизированная добыча УВС с использованием установок электроприводного центробежного насоса. Данная технология позволяет осуществлять закачку пластовой воды сразу в поглощающий горизонт, исключая ее подъем на поверхность и подготовку, что обеспечивает при одинаковых энергозатратах кратный рост отдачи

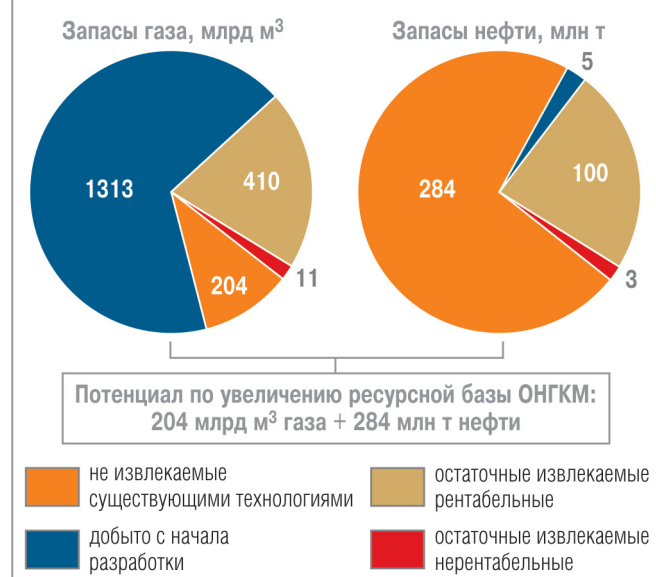
пластовой воды, и, следовательно, более глубокое снижение забойного давления, увеличение разницы давлений и объема добычи газа. С помощью таких установок в 2020 г. силами ООО "Газпром добыча Оренбург" в среднем по каждой оборудованной скважине дополнительно добыто 8,195 млн м<sup>3</sup> газа, 181,3 т конденсата и отобрано 124 тыс. м<sup>3</sup> воды.

Тем не менее существующие технологии не позволяют принципиально повлиять на темпы падения добычи и обеспечить рентабельное извлечение имеющихся запасов, формируя тем самым значительный ресурсный потенциал (рис. 2).

Если говорить о способах наращивания ресурсного потенциала как ОНГКМ, так и всех месторождений Оренбургской области, то, безусловно, приоритетными из них следует признать внедрение инновационных организационно-технологических решений, позволяющих:

- повысить эффективность системы разработки традиционных запасов УВС крупных месторождений с развитой инфраструктурой, в особенности ОНГКМ;
- активизировать поиск и совершенствовать процедуру оценки месторождений на новых лицензионных участках;
- внедрить технологии добычи газа из нетрадиционных коллекторов – "флишюидов" Предуральяского прогиба и высокомолекулярного сырья ОНГКМ [7];
- вовлечь в разработку запасы ретроградного конденсата;
- применить "CO<sub>2</sub>-технологии", позволяющие извлечь запасы высокомолекулярного сырья, снизить выбросы парниковых газов и сохранить углекислый газ в геологических формациях на долгую перспективу [8];
- включить в промышленную отработку "защемленные" запасы газа и предотвратить дальнейшее их исключение из процесса дренирования;

Рис. 2. Структура запасов газа и нефти ОНГКМ и потенциал увеличения ресурсной базы



- максимально загрузить существующие производственные, транспортные и перерабатывающие мощности за счет кооперации различных недропользователей.

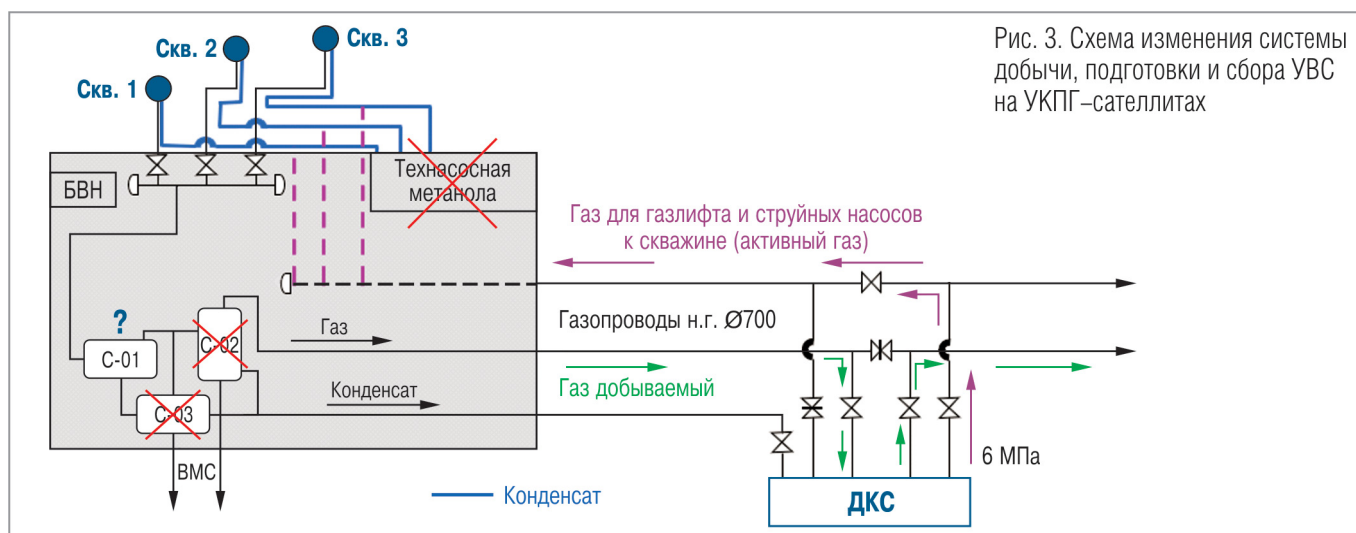
На ОНГКМ подготовка сырья на УКПГ осуществляется методом двухступенчатой механической сепарации. Эффективность сепарационного оборудования и разделителей жидкостных смесей не соответствует современным требованиям в связи с падением давления пластового газа, увеличением количеств выносимой пластовой воды, изменением состава пластового флюида. Это актуализирует варианты упрощения и удешевления системы добычи, сбора, подготовки и транспорта УВС с учетом того, что уровень добычи на месторождении в настоящее время определяется работоспособностью дожимных компрессорных станций (ДКС). Таким образом, в качестве одного из вариантов рассматривается реконструкция ДКС, основной целью которой является переход на двухступенчатое сжатие для транспорта газа от УКПГ до газоперерабатывающего завода. Технический эффект заключается в обеспечении производительности ДКС после ее реконструкции во всем диапазоне входных давлений от 0,66 МПа вместо текущих 1,27 МПа путем замены выработавших свой ресурс газоперекачивающих агрегатов и максимального использования сформированной структуры технологического оборудования (укрытый газоперекачивающих агрегатов, элементов фундаментов, технологических трубопроводов и т.д.) [9].

Достаточно привлекательным и экономически эффективным является вариант изменения системы добычи, подготовки и транспорта УВС, предложенный специалистами ООО "Газпром добыча Оренбург", который предусматривает максимально возможный вывод из эксплуатации на так называемых УКПГ-сателлитах технологического оборудования, обеспечивающего сепарацию пластовой продукции и сброс основной массы пластовой воды вместе с конденсатом в поглощающую скважину на УКПГ (рис. 3). Далее газожидкостная смесь направляется на основную УКПГ, находящуюся рядом с ДКС, или непосредственно на ДКС для окончательной подготовки до требуемого уровня качества. В качестве источника энергии для выноса воды с забоев скважин и обеспечения максимальной добычи предлагается использовать газ "высокой стороны" ДКС с обратной подачей на УКПГ с применением оборудования, использующего эффект эжекции при добыче и подготовке пластовой продукции на УКПГ.

Таким образом, первичная подготовка сырья будет осуществляться на УКПГ-сателлитах, окончательная же – на основной УКПГ либо ДКС. Реализация данной схемы обеспечит переход на периодическое обслуживание УКПГ-сателлитов (при соответствующем уровне автоматизации [10]); полную загрузку мощностей УКПГ, осуществляющих окончательную подготовку сырья; снижение эксплуатационных затрат.

Следующим приоритетным направлением наращивания углеводородного ресурсного потенциала Оренбуржья считается





начало разработки флишюидов (коллекторов, соответствующих по характеристикам газосланцевым полям США). Изучение нижнепермских флишюидов включено в "Программу освоения нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа ПАО "Газпром". В пределах области площадь развития флишюидов составляет 7,5 тыс. км<sup>2</sup>, суммарно газонасыщенный объем (до глубины 6000 м) – 11,7 тыс. км<sup>3</sup>. В пределах участка недр Ирекский приведенные запасы газа оцениваются в 2,0 трлн м<sup>3</sup>.

Несмотря на то, что геологоразведка по флишюидам начата еще в 1970-х гг., сегодня темп работ является крайне низким. В тот период геологами из флишевых отложений в пределах Ирекского участка по отдельным скважинам были получены притоки газа. Так, по скв. 71 начальный дебит достигал 30-50 тыс. м<sup>3</sup>/сут, однако достаточно быстро снизился, что связано с ухудшенными фильтрационными свойствами этих отложений, что схоже с газосланцевыми формациями США. Для активизации работ в этом направлении необходимо решить возникшие в настоящее время проблемы.

Первая проблема разработки флишюидов – это точная оценка их запасов, успешно решаемая путем бассейнового моделирования при помощи программы "Petromod". Экспериментально студентами и преподавателями РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина была апробирована данная технология с целью оценки Саракташского участка [11]. В результате был создан структурный каркас, подробно описана литология. Анализ образцов аргиллитов (ордовик-силурийского возраста) в флишюидной толще методом Rock-Eval позволил выделить 7 нефтегазоматеринских толщ. Их качественно-количественные характеристики и уровень катагенетического преобразования обеспечили: расчет аккумуляции участка на уровне 900 млн т нефти и 1 трлн м<sup>3</sup> газа; построение графика геологических событий. Для проверки модели была проведена ее калибровка по данным 108 скважин, в ходе которой установлено, что значения температур модели и фактические данные практически совпали (погрешность составила 3 %). Таким образом, был

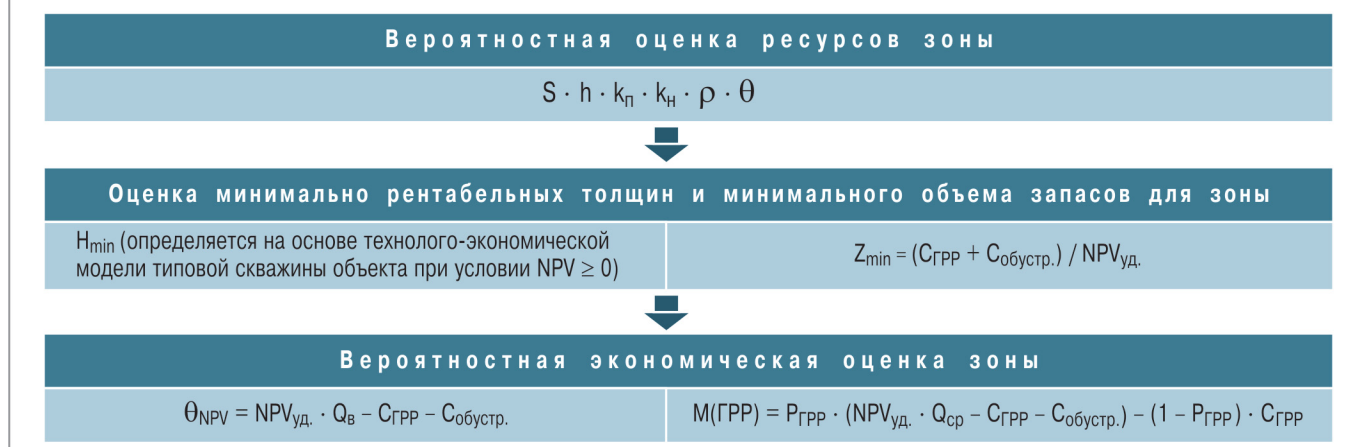
подтвержден значительный нефтегазогенерационный потенциал участка флишюидов.

Второй проблемой является достоверность геологических данных, подразумевающая совершенствование технологий геологоразведки. С этой целью предлагается использование беспилотных летательных аппаратов, рынок которых получил существенное развитие в последнее время. За последние 10 лет в мире в производство беспилотников инвестировано 4,4 млрд долл. [12]. Почти половина беспилотников (47 %) используются в потребительском секторе для перевозки грузов, мониторинга, измерений, охраны объектов и т.д. Потенциал применения в геолого-разведочных работах (ГРП) задействован лишь на 2/3, при том, что дешевые беспилотники даже с взлетной массой до 30 кг с детекторами объемом 0,4–0,6 л позволяют в кратчайшие сроки выполнить обследование значительных площадей без техногенной нагрузки. Выполнение аэромагнитных съемок на предельно низких высотах максимально приближает результаты к данным наземной съемки и обеспечивает выделение приповерхностных тектонических зон. В ходе пробного тестирования беспилотников для геологических исследований в Саракташском районе за один съемочный день осуществлены работы в объеме 226 км с высокоточным обтеканием рельефа при минимальных затратах [8].

Третья проблема активизации геологоразведки для увеличение ресурсного потенциала – выбор критериев оценки перспективности объектов. Основой предлагаемого подхода является геологическое и технологическое изучение участка, включая ранжирование объектов по минимально рентабельной эффективной нефтенасыщенной толщине объекта (МРНТ) и минимальному рентабельному размеру месторождения (МРРМ). Последний отражает минимальный объем запасов, обеспечивающий окупаемость затрат на ГРП и общее обустройство с учетом удельного чистого дисконтированного дохода типового объекта (рис. 4).

Минимальная программа ГРП (сейсмика, бурение, другие виды работ) должна быть достаточна для подтверждения (или

Рис. 4. Алгоритм оценки перспективных нефтегазоносных зон с помощью критериев МРНТ и МРРМ



опровержения) нефтегазоносности зоны. Ее состав определяется на основе вероятностей успеха: регионального (подтверждение нефтегазоносности зоны) и локального (открытие месторождения в ловушке), а стоимость – на основе физических объемов. Далее, с использованием эталонов обосновывается оптимальная технология разработки, которая включает: конструкцию применяемых скважин, длину горизонтального ствола и число стадий многостадийного гидроразрыва пласта, плотность сетки скважин и т.д. Результаты расчетов сопоставляются с результатами испытания скважин, информацией о разработке месторождений-аналогов и при необходимости корректируются. Выбор рекомендуемой технологии осуществляется на основе сравнения технико-экономических показателей, вероятностной оценки зон и математического ожидания дохода. Этот подход апробирован в газопромысловом управлении и по мнению специалистов оказался простым и понятным.

Колоссальные резервы роста ресурсного потенциала и декарбонизации нефтегазового производства заложены в  $\text{CO}_2$ -технологиях, позволяющих в условиях Оренбургской области:

- увеличить добычу углеводородов и производство газопродуктов на Оренбургском ГПЗ;
- повысить КИГ за счет замещения пластового газа углекислым газом, обеспечив прирост добычи газа на 100–150 млрд  $\text{м}^3$  [13], КИН – на 50 %;
- вовлечь в разработку запасы матричной нефти в объеме 2,6 млрд т, сорбированного газа – 360 млрд  $\text{м}^3$ , ретроградного конденсата – 60 млн т [9];
- замедлить темпы обводнения посредством компенсации пластового давления при закачке  $\text{CO}_2$ ;
- сократить выбросы парниковых газов за счет утилизации  $\text{CO}_2$ .

Отечественного опыта  $\text{CO}_2$ -технологий, дошедшего до промышленной реализации, пока нет, поэтому при их внедрении необходимо опираться на опыт наиболее продвинутых в этом отношении стран. Например, США, где реализованы десятки

успешных проектов, построены тысячи километров углекислотопроводов. Среди успешных стоит также выделить проекты, реализованные в Турции на месторождении Бати Рамен [14].

Предварительные расчеты дополнительной добычи при закачке  $\text{CO}_2$  в газоконденсатные пласты ОНГКМ выглядят достаточно оптимистично без учета возможного вовлечения рассеянной нефти, остаточная нефтенасыщенность которой не учитывается при подсчете запасов газоконденсатных месторождений. Подобные проблемы выявлены и в разработке нефтяных месторождений на территории Оренбургской области. В 2020 г. коэффициент извлечения нефти здесь оказался самым низким в Поволжье и составил 19 %, что на 25 % меньше, чем запланированный уровень [15]. Такой разрыв объясняется отсутствием в арсенале оренбургских недропользователей экономически рентабельных способов и технологий извлечения трудноизвлекаемых ресурсов, готовых технологических решений третичных методов увеличения нефтеотдачи для карбонатных коллекторов.

$\text{CO}_2$ -технологии позволяют решить в области проблему утилизации значительного объема попутного нефтяного газа (ПНГ). Дело в том, что ежегодно недропользователи приступают к разработке новых месторождений, не имеющих инфраструктуры по утилизации ПНГ, несмотря на то, что уже к 2027 г. его объем превысит 2 млрд  $\text{м}^3$ . Учитывая этап пробной эксплуатации этих месторождений и исключение их в этой связи из-под действия 95 %-го норматива утилизации, компании не торопятся решать эту проблему, сжигая ПНГ на факелах. Это привело к снижению уровня утилизации. Так, на крупных месторождениях, где добывается порядка 60 % оренбургской нефти, он составил 80 %, на средних месторождениях – 70 %, а на мелких и очень мелких – вообще 0 %. Средний уровень колеблется в районе 62 %.

К 2030 г. намечается средний уровень утилизации ПНГ на месторождениях УВС Оренбургской области довести до 84 %:

- на крупных месторождениях – до 90 % за счет дооборудования инфраструктуры существующих месторождений;

- на средних – до 100 % за счет строительства инфраструктуры новых месторождений "с нуля";
- на мелких и очень мелких – до 50 % за счет систем GTL.

Для этого, согласно утвержденной стратегии развития, необходимо:

- на западе области развить инфраструктуру газопроводов ООО "Газпромнефть Оренбург";
- оборудовать все факельные установки расходомерами;
- на юго-западе области построить газопровод до Зайкинского и Оренбургского газоперерабатывающих заводов, а также электростанции, работающие на ПНГ;
- создать единый механизм использования незагруженных мощностей недропользователей.

Таким образом, реализация всех обозначенных выше направлений развития ресурсного потенциала нефтегазового комплекса позволит:

- увеличить на 340 млн т у.т. извлекаемую ресурсную базу ОНГКМ за счет применения инновационных геолого-технологических мероприятий и использования нетрадиционных коллекторов – "флишодов" (на 2 трлн м<sup>3</sup>);
- вовлечь в разработку ретроградный конденсат (на 60 млн т);
- снизить выбросы парниковых газов за счет утилизации/сохранения CO<sub>2</sub>;
- усовершенствовать технологию ГРП путем применения беспилотных летательных аппаратов;
- модернизировать методику оценки перспективных нефтегазоносных зон, как по новым объектам, так и по трудноизвлекаемым запасам;
- увеличить объем полезного использования ПНГ на 15 млрд м<sup>3</sup> и производство этана на 2,5 млн т;

## Л и т е р а т у р а

1. Статистический Ежегодник мировой энергетики 2021. – URL: <https://yearbook.enerdata.ru/natural-gas/world-natural-gas-production-statistics.html>
2. Статистический сборник "Оренбургская область в цифрах – 2021". – С. 55-58. – URL: <https://orenstat.gks.ru/folder/38557/document/124243>
3. Статистический сборник Аналитического центра при Правительстве РФ "ТЭК России-2019". – С. 20, 37. – URL: [https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/TEK\\_annual/TEK.2019.pdf](https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/TEK_annual/TEK.2019.pdf)
4. Справка ФГБУ "ВСЕГЕИ" "О состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Оренбургской области" на 15.06.2020 г. С. 3. – URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202011/b25f8e88722627a85e6a3e82f122f52.pdf>
5. Новикова А.С., Еременко О.В. Приоритетные инструменты интеллектуализации геологии // "Новые идеи в геологии нефти и газа – 2019": сб. науч. тр. Междунар. научно-практ. конф. МГУ им. М.В. Ломоносова. – М.: Изд-во "Перо", 2019. – С. 348-350.
6. Новикова А.С. Инновации, обеспечивающие рост рентабельности эксплуатации Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Сб. матер. X Всеросс. научно-практ. конф. молодых ученых с международным участием "Россия молодая". – 2018. – С. 64105.1-64105.3.
7. Еременко О.В. Инновационный вектор стратегии эффективной эксплуатации зрелых многокомпонентных месторождений углеводород-

ного сырья // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2017. – № 12. – С. 26-32.

8. Еременко О.В. Приоритеты инновационного развития российского рынка нефтесервисных услуг // Экономика и управление: проблемы и решения. – 2017. – № 7. – С. 12-19.

9. Eremenko O.V., Novikova A.S. Improvement of technologies as a basis for effective development of Mature field // Geonature 2019. Tyumen 2019: 6th Conference: сборник научных трудов. – Tyumen: EAGE Publications BV, 2019. – 459 с.

10. Дмитриевский А.Н., Мартынов В.Г. Цифровизация и интеллектуализация нефтегазовых месторождений // Современные методы и алгоритмы систем автоматизации (СА) в НГК. – 2016. – № 2(24). – С. 13-19.

11. Ле Тхи Ныт Сьонг, Бондарев А.В., Осипов А.В. Оценка потенциала нетрадиционного источника УВ – флишодных толщ в Оренбургской области на основе бассейнового моделирования // Тр. IV Междунар. геолого-геоф. конф. и выставки "ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях" Т. II. – Тверь: ООО "ПолиПРЕСС", 2021. – С. 26.

12. Богатов Н.В., Костин А.С. Анализ рынка беспилотных летательных аппаратов в России и мире // Сб. докл. Первой Междунар. науч. конф. – Санкт-Петербург: Изд-во Санкт-Петербургский ГУАП, 2020. – С. 125-130.

13. Novikova A.S., Eremenko O.V. Innovations in the extraction of high-molecular raw materials as an effective direction of the oil and gas complex // Geonature 2019. Tyumen 2019: 6th Conference: сб. науч. тр. – Tyumen: EAGE Publications BV, 2019. – 459 с.

14. Мартынов В.Г., Мурадов А.В., Баранов В.В. Формирование инновационной экономики России. – М.: "Недра", 2011. – 547 с.

15. Priority eco-innovations of Russian oil and gas companies / A.S. Novikova, O.V. Eremenko, T.A. Kuryakova, I.N. Vashuk // 20th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2020, Vol. 20. – Ecology and Environmental Protection. Book number: 5.1. – Sofia, Bulgaria, 2020. – P. 623-63018.

## Priorities of the resource development strategy the potential of the oil and gas complex of the Orenburg Region

<sup>1</sup>Shpakov V.A., <sup>2</sup>Eremenko O.V., <sup>1</sup>Volyanskaya E.V., <sup>1</sup>Novikova A.S.

<sup>1</sup> National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

<sup>2</sup> National University of Oil and Gas "Gubkin University", branch in Orenburg, Russia

The problems and priorities of the development of the resource potential of the oil and gas complex of the Orenburg region are formulated. Based on the results of the analysis of the resource base, reserves that are not recoverable by modern technologies are identified and options are proposed that allow solving the problems of increasing the resource potential, stabilizing hydrocarbon production and de-carbonizing production within large subsurface users. The article deals with current organizational-technological innovations that allow achieving the designated goals in the near future.

**Key words:** hydrocarbon resource potential; decarbonization of oil and gas production; organizational and technological innovations.

Шпаков Владимир Александрович, shpakov14@mail.ru

Еременко Ольга Владимировна, economngp@mail.ru

Волянская Елена Владимировна, raz-otgruz@yandex.ru

Новикова Анна Сергеевна, annov106@mail.ru

© Шпаков В.А., Еременко О.В., Волянская Е.В., Новикова А.С.,  
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021



# Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий

<sup>1</sup>Высоцкий В.И., <sup>2</sup>Скоробогатов В.А.

<sup>1</sup> ОАО "ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ", Российский геологический холдинг "Росгеология", Москва

<sup>2</sup> ООО "Газпром ВНИИГАЗ", Московская область

Рассмотрена историография открытий месторождений с начальными запасами более 1 млрд т/1 трлн м<sup>3</sup> жидких углеводородов (нефти и конденсата) и природного газа (свободного и нефтерастворенного попутного). Проанализирована динамика прироста запасов углеводородов, закономерности их размещения в наиболее крупных осадочных бассейнах/мегабассейнах и сопряженных с ними провинциях/мегапровинциях мира. Сделан вывод об ограниченных перспективах новых открытий, в основном месторождений-гигантов газа, в шельфовых областях Арктики, а также прибрежного шельфа Южной Америки и Мадагаскара.

**Ключевые слова:** месторождение; запасы; газ; нефть; мир; Евразия; гиганты.



**ВЫСОЦКИЙ Владимир Игоревич,**  
заместитель генерального директора,  
кандидат геолого-минералогических наук



**СКОРОБОГАТОВ Виктор Александрович,**  
главный научный сотрудник  
Центра развития МСБ,  
доктор геолого-минералогических наук

**В**опросы формирования и размещения гигантских, сверхгигантских и уникальных месторождений газа (свободного и нефтерастворенного попутного) и жидких углеводородов (УВ), обсуждаются во многих работах [1, 20]. В статье рассматриваются гигантские месторождения с начальными запасами жидких УВ (включая конденсат) и природного газа соответственно более 1 млрд т и 1 трлн м<sup>3</sup> каждое.

К началу 2021 г. в мире открыто почти 77 тыс. месторождений нефти и газа с суммарными запасами соответственно 361,4 млрд т и 345,7 трлн м<sup>3</sup>. Средние запасы одного месторождения, обнаруженного за 160-летнюю историю поисков, составляют 4,7 млн т нефти и 4,5 млрд м<sup>3</sup> газа при ежегодном открытии 481 скопления УВ сырья.

За последние 10 лет ежегодно в среднем выявляли 380 месторождений с запасами 2,4 млн т нефти и 4,1 млрд м<sup>3</sup> газа.

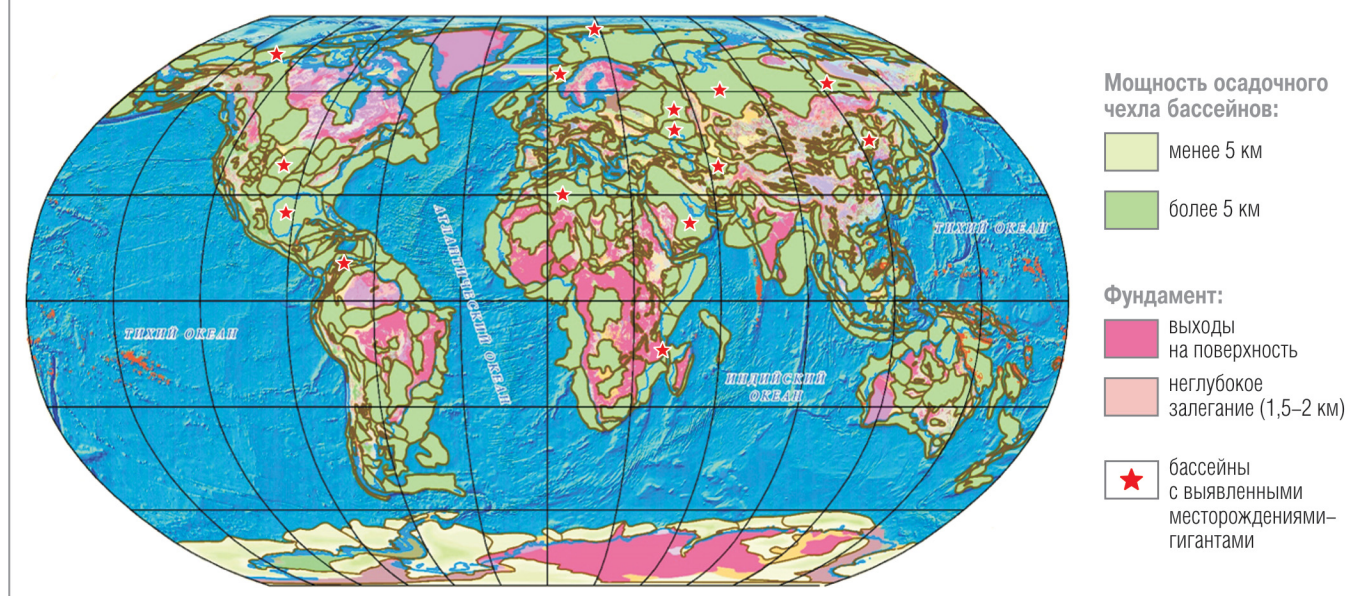
В реальности запасы месторождений варьируют в широком диапазоне от нескольких тысяч тонн н.э. до 15,5 млн т нефти и до 25,5 трлн м<sup>3</sup> газа, которые распространены крайне неравномерно по регионам и странам мира. Около 1/3 начальных извлекаемых запасов УВ сосредоточено в гигантских месторождениях.

Из 555 бассейнов мира месторождения-гиганты выявлены в 15 (рис. 1). Наибольшее их число открыто в бассейне Персидского залива – 36; в Западно-Сибирском бассейне – 9, Прикаспийском – 5, Маракайбо – 3. В остальных 11 бассейнах (Волго-Уральском, Лено-Вилюйском, Баренцевоморском, Амударьинском, Сунляо, Североморском, Алжиро-Ливийском, Мексиканского залива, Западном Внутреннем, Арктического склона Аляски, Рувума) обнаружено по 1-2 месторождения-гиганта.

К 2021 г. выявлено 42 нефтяных месторождения с суммарными начальными запасами 112,1 млрд т, или 30,1 % от запасов всех месторождений мира (рис. 2). Первое месторождение такого класса было открыто в 1926 г. в Венесуэле (Лагунильяс), последнее – в Казахстане в 2000 г. (Кашаган). Самое крупное в мире месторождение Гхавар обнаружено в 1948 г. в Саудовской Аравии.

Из 42 месторождений только 7 выявлено на шельфе, причем 5 – в мелководной акватории бассейна Персидского залива. В этом же бассейне обнаружено подавляющее число месторождений-гигантов с начальными суммарными запасами почти 90 млрд т (см. рис. 2). В России нефтесодержащие гиганты открыты в Западно-Сибирском, Волго-Уральском и Прикаспийском бассейнах с суммарными запасами 10,7 млрд т. Наиболее высокой концентрацией запасов нефти в гигантских место-

Рис. 1. Гигантские месторождения нефти и газа мира

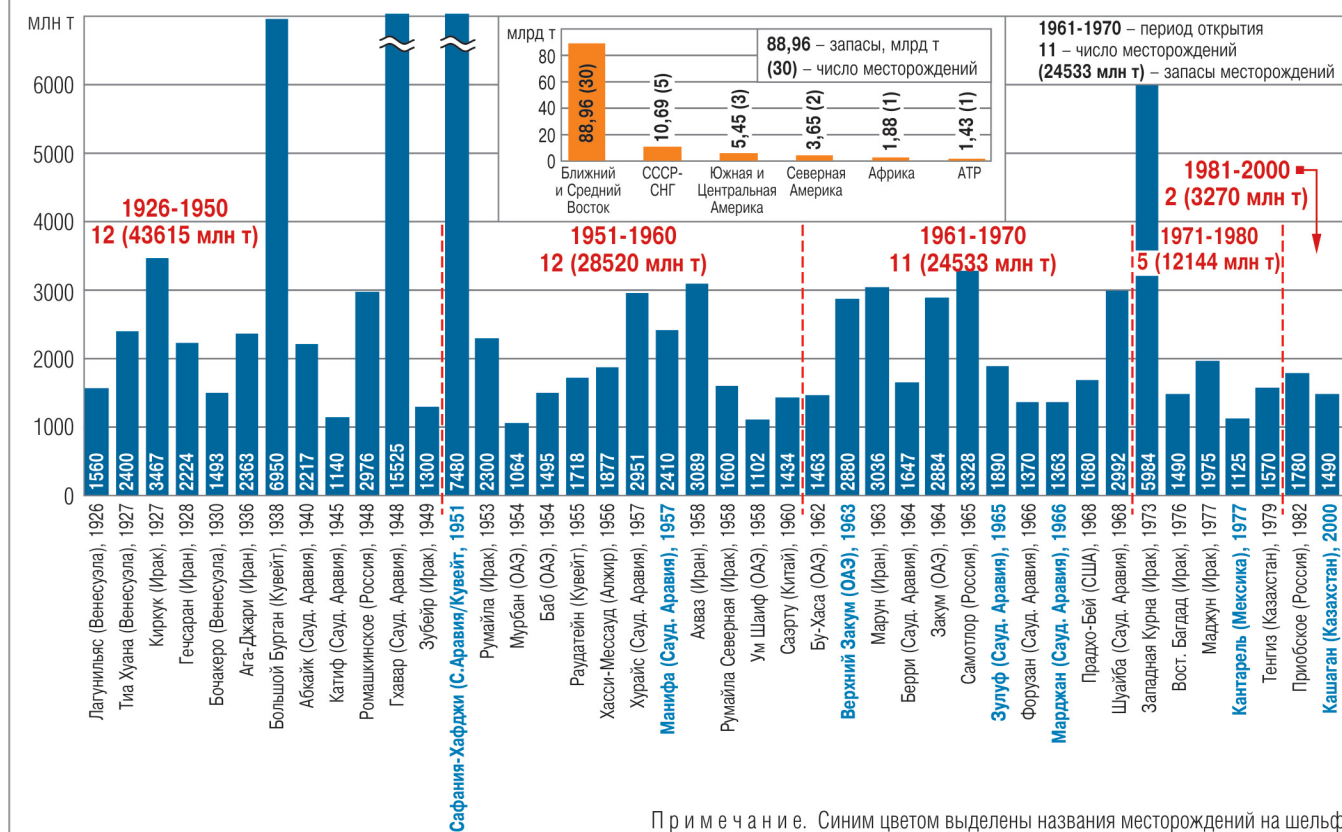


рождениях обладает бассейн Персидского залива, где она достигает 52 %.

Гигантских газовых месторождений открыто значительно меньше – 25 (рис. 3), хотя их доля в мировых запасах (32,6 %) превышает аналогичный показатель для нефтяных месторож-

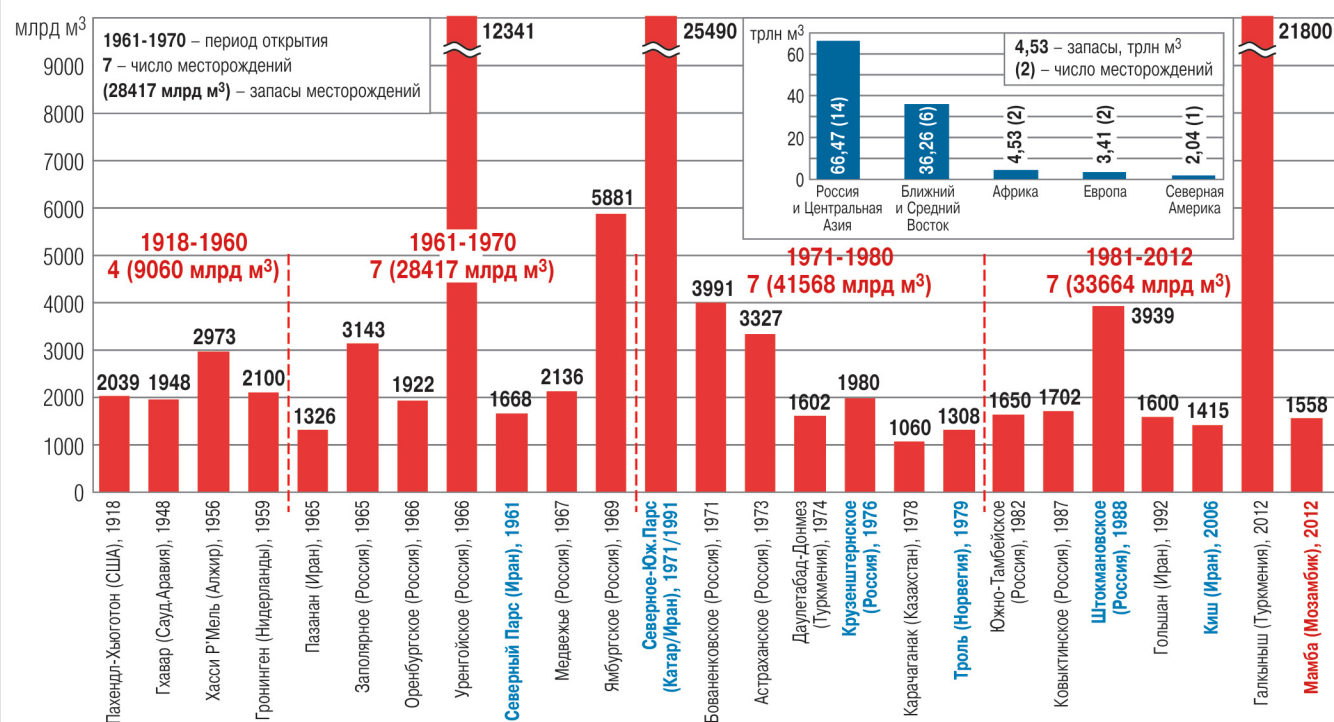
дений. Первое гигантское месторождение открыто в 1918 г. в США (Панхендл-Хьюгтон), последнее – в 2012 г. в Мозамбике (Мамба). Наиболее крупное газовое месторождение Северное-Южный Парс обнаружено в Катаре и прилегающей части Ирана.

Рис. 2. Геостатистика открытий и запасов гигантских нефтяных месторождений мира



Примечание. Синим цветом выделены названия месторождений на шельфе.

Рис. 3. Геостатистика открытий и запасов гигантских газовых месторождений мира



Примечание. Синим цветом выделены названия месторождений на шельфе, красным – на глубоководье.

Из 25 газовых гигантов 7 открыто на шельфе и одно на глубоководье бассейна Рувума (Мозамбик). В России выявлено 11 месторождений-гигантов, из них 7 в Западно-Сибирском мегабассейне/мегапровинции с суммарными начальными запасами 31,3 трлн м³. Среднее месторождение в этом бассейне содержит 4,4 трлн м³ газа. В бассейне Персидского залива эти показатели выше – открыто 6 месторождений с суммарными запасами 33,4 трлн м³, средними запасами одного месторождения 5,6 трлн м³ и самым крупным в мире газовым месторождением – Северное-Южный Парс с начальными запасами 25,5 трлн м³.

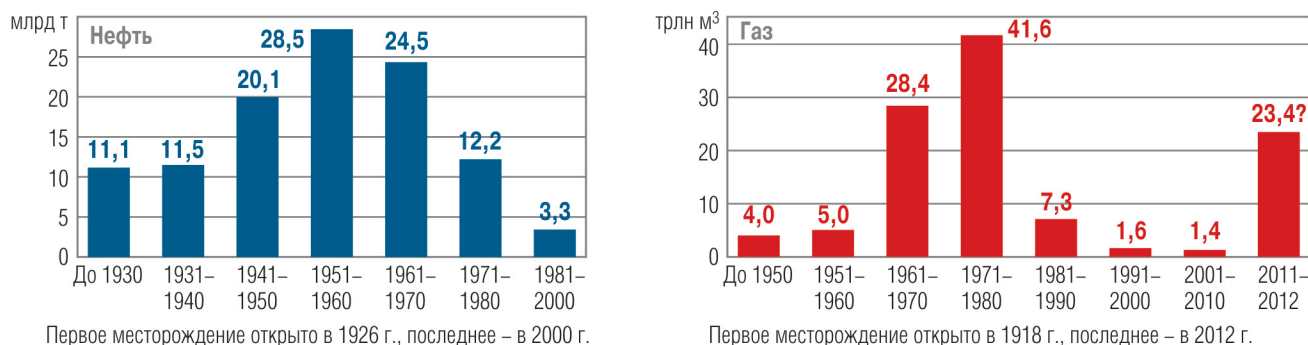
Таким образом, на долю двух мегабассейнов мира (Западно-Сибирского и Персидского залива) приходится 95,3 млрд т нефти (85 % запасов всех гигантских нефтяных месторождений) и 64,7 трлн м³ газа (57,4 % запасов гигантских газовых место-

рождений). Следует отметить, что в усредненном месторождении-гиганте соотношение нефти и газа составляет соответственно 37 и 63 %, что совпадает с открываемыми месторождениями всех категорий за последнее десятилетие.

Пик прироста запасов гигантских нефтяных месторождений приходится на период 1951-1960 гг., когда было открыто 12 месторождений с суммарными запасами 28,5 млрд т (25 % от суммарных запасов нефтяных гигантов) (рис. 4).

Для газовых гигантов пик прироста запасов – 41,6 трлн м³ приходится на 1971-1980 гг. Затем он снизился до 1,4 трлн м³ в 2001-2010 гг., а после 2011 г. резко вырос за счет открытия в Амударьинском бассейне месторождения Галканыш с предполагаемыми запасами 21,8 трлн м³, включающими, скорее всего, ареал месторождений, объединенных под одним названием.

Рис. 4. Динамика прироста запасов гигантских месторождений





Подобный случай отмечается в Китае, где в бассейне Сунляо месторождение Дацин включает 7 отдельных скоплений, из которых лишь одно Саэрту содержит запасы нефти более 1 млрд т.

В России первое гигантское месторождение нефти (Ромашкинское) было обнаружено в 1948 г., первое газовое (Заполярье) – в 1965 г. "Золотое десятилетие" открытия газовых гигантов – 1965-1974 гг. В этот период было открыто 7 из 11 месторождений, в том числе самое крупное в мире месторождение в терригенных толщах – Уренгойское.

В России на суше и шельфе до настоящего времени из 67 мировых гигантов было обнаружено всего 14, из них газовых гигантов – 11 (из 25 мировых) нефтяных – всего 3 (в Западной Сибири – 2, Волго-Уральской провинции – 1).

Среди 11 газовых месторождений-гигантов 7 открыты в Западно-Сибирской МП, в европейских областях – 2, в Восточной Сибири – 1, на шельфе Баренцева моря – 1.

Помимо Западно-Сибирского мегабассейна "богата" месторождениями-гигантами и Прикаспийская впадина/провинция: Астраханское ГКМ, Карачаганакское НГКМ и Кашаганское НМ (два последних в Республике Казахстан).

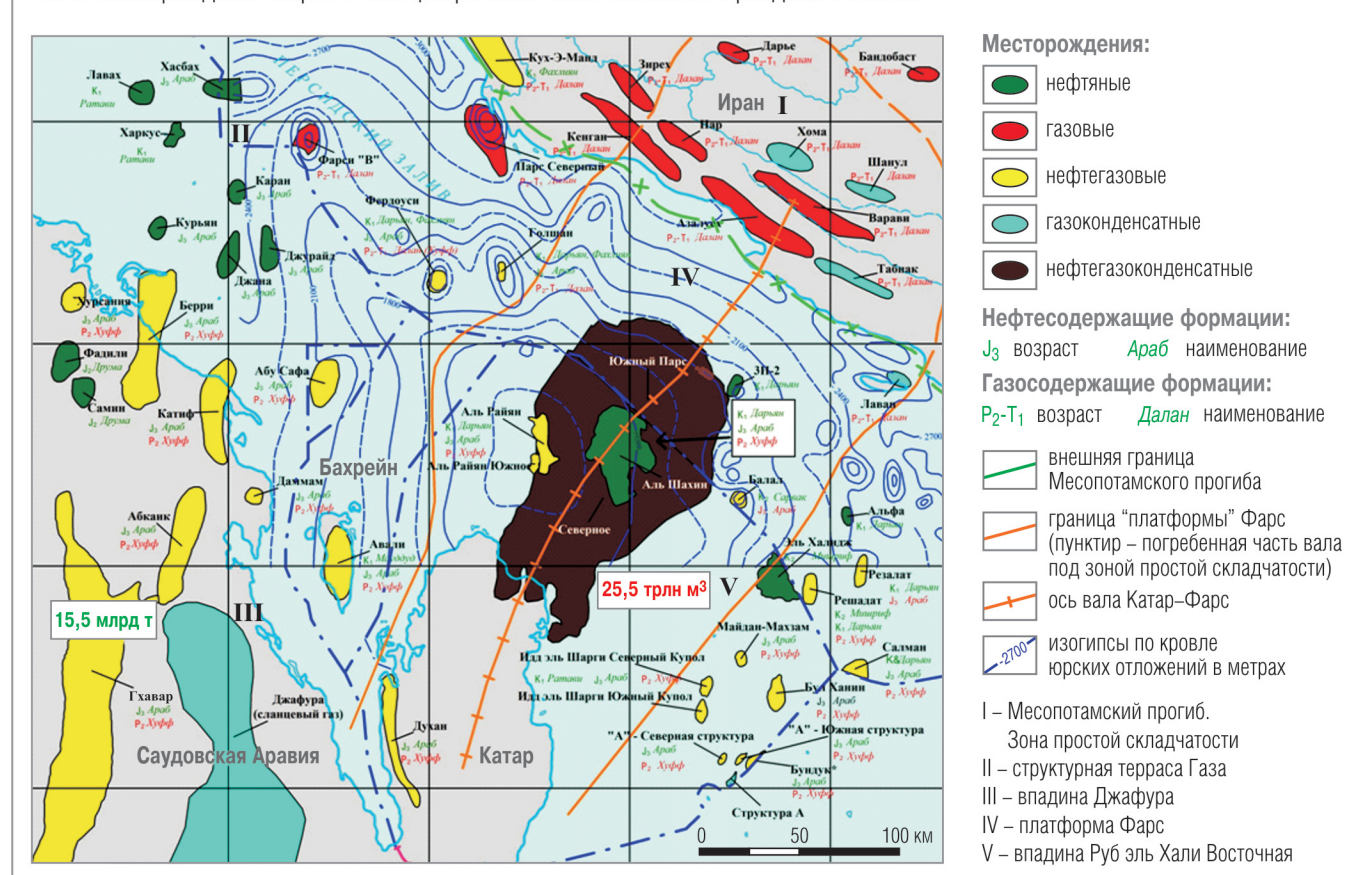
Давно наметился "золотой" нефтегазовый меридиан Земли от Южно-Карской области (морская часть Западно-Сибирского мегабассейна) на севере через Амударынскую провинцию (га-

зоносную, нефти в залежах очень мало) до Арабо-Персидского мегабассейна, с сопоставимыми запасами нефти газа и месторождениями-гигантами: Гхавар (15,5 млрд т) и Северное-Южный Парс (25,5 трлн м³). Богатейший нефтегазоносный регион мира – Персидский залив: из 42 гигантских месторождений нефти здесь открыто 30, из 25 газовых гигантов – 6 (рис. 5).

Перспективы открытия новых гигантских месторождений весьма ограничены. В наиболее богатом УВ сырьем Арабо-Персидском мегабассейне разведанность ресурсов нефти составляет 85 %, а газа – 78 %. При такой разведанности ресурсного потенциала выявление гигантских скоплений УВ сырья крайне маловероятно. В целом зарубежные бассейны на суше и шельфе хорошо изучены, в будущем в них будут преобладать открытия мелких и в меньшей степени средних по запасам месторождений (менее 30 млн т у.т.).

В значительно меньшей степени разведаны глубоководные зоны бассейнов. В последних к настоящему времени открыто 37 крупнейших нефтяных месторождений с запасами более 100 млн т каждое. Однако самое крупное из них – Буэнос (бассейн Сантос, Бразилия) с запасами 960 млн т, не попадает в категорию гигантов. Из 29 газовых месторождений с запасами более 100 млрд м³ лишь одно глубоководное месторождение Мамба (бассейн Рувума, Мозамбик) входит в перечень гигантских газовых месторождений (рис. 6). Кстати, в

Рис. 5. Месторождения нефти и газа центральной части бассейна Персидского залива



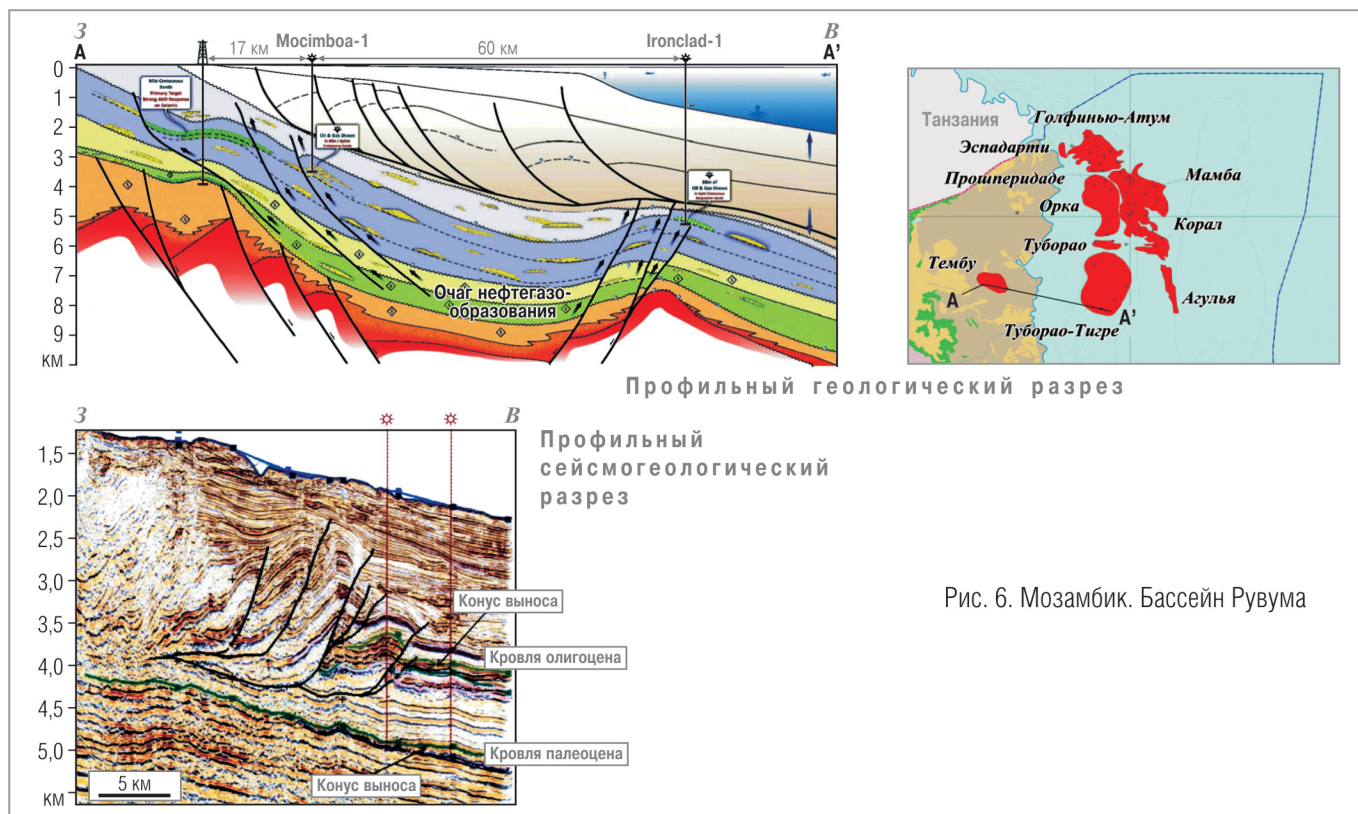


Рис. 6. Мозамбик. Бассейн Рувума

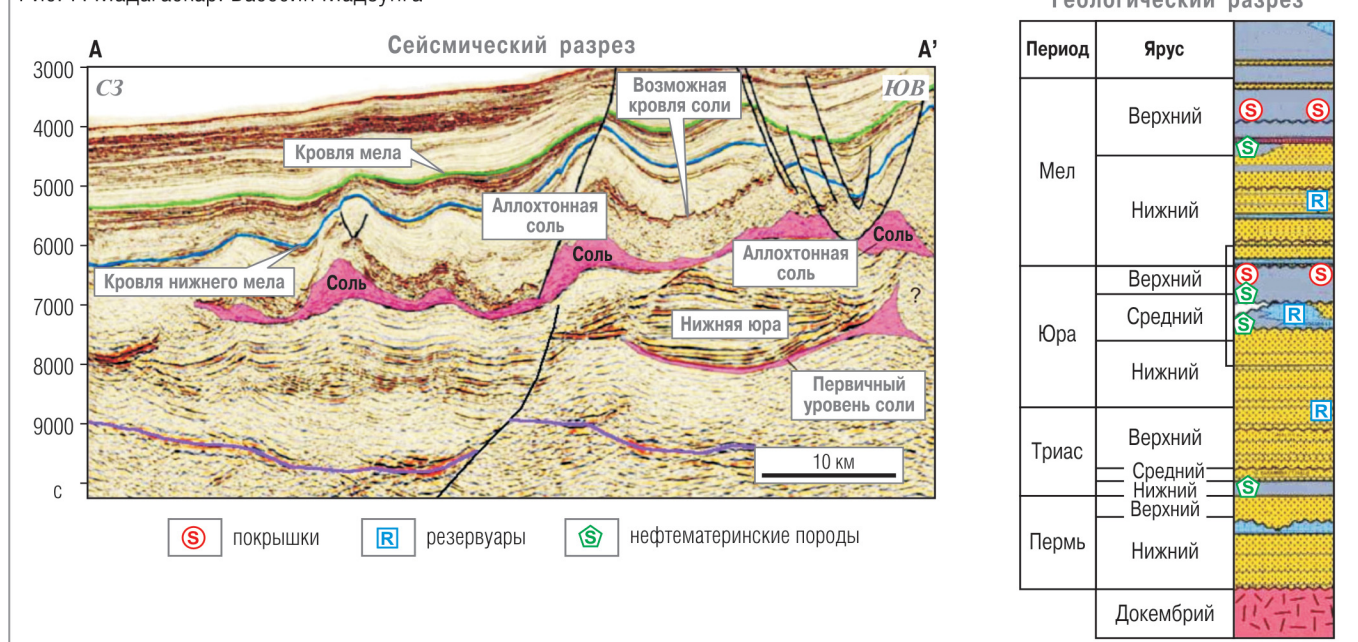
России открыто 84 газосодержащих месторождений крупнее 100 млрд м<sup>3</sup>.

Залежи и запасы УВ мировых гигантов связаны с породами докембрия (только одно месторождение Ковыкта нижний венд) и фанерозоя, при этом более 60 % начальных запасов природного газа и нефти сконцентрированы в породах юры (нефть, газ) и мела (в основном свободный газ). Среди всех гигантских

месторождений УВ мира только 6 газосодержащих связаны исключительно с палеозоем (от кембрия до перми) и 4 среди нефтесодержащих (преимущественно девон, карбон, пермь). "Кайнозойских" гигантов немного – всего 4 (Венесуэла, Мозамбик).

Среди еще слабо изученных глубоководных зон бассейнов можно предположить открытие до двух газовых гигантов в бассейнах дельты р. Амазонка (Бразилия) и до двух – в северо-за-

Рис. 7. Мадагаскар. Бассейн Мадзунга





падной части бассейна Мадзунга (Мадагаскар), где развиты слоеносные толщи средней юры (рис. 7).

Наиболее вероятно открытие гигантских газовых месторождений – в российском Западно-Арктическом сегменте и прежде всего в Южно-Карской газоносной области. В последней с высокой вероятностью можно ожидать открытие 2-3 газовых месторождений с запасами до 2 трлн м<sup>3</sup> каждое. Обнаружение гигантских месторождений с запасами более 3 трлн м<sup>3</sup> в шельфовых областях Северной Евразии маловероятно.

## Выводы

1. Век открытия гигантских месторождений нефти с запасами более 1 млрд т завершился. Последнее месторождение подобного класса было открыто в 2000 г.

2. В ближайшем будущем можно ожидать открытие 2-3 гигантских газовых месторождений в Южно-Карской газоносной области (открытый шельф), Северо-Западной глубоководной окраине бассейна Мадзунга (Мозамбик), а также в глубоководном конусе Амазонки.

3. Формирование нефтяных гигантских месторождений обусловлено присутствием мощного генерационного доминанта – комплекса, сложенного чаще всего глинами (глинистыми известниками) или силицитами типа баженовской свиты Западно-Сибирской МП, свиты Араб бассейна Персидского залива и др., а также крупными размерами конседиментационных ловушек, сохранением первоначальной пористости коллекторов от постседиментационных изменений в результате раннего поступления в них УВ, незначительной по расстоянию латеральной миграции. Для газовых гигантов необходимы большие объемы газосбора с субвертикальными перетоками свободного газа на многие сотни метров (до 1,2-1,5 км, иногда более). Безусловно, необходимо развитие мощных надежных покрышек (соли, глины).

## Литература

- Белонин М.Д. Месторождения-гиганты: закономерности распределения и возможности прогнозирования // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11-12. – С. 1739-1751.
- Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира // Информационно-аналитический обзор. – М.: ОАО "ВНИИЗарубежгеология, 2017. – 59 с.
- Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – М.: Недра, 1990. – 405 с.
- Высоцкий В.И., Дмитриевский А.Н. Мировые ресурсы нефти и газа и их освоение // Российский химический журнал. – 2008. – № 6. – С. 18-24.
- Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов [и др.] // Геология нефти и газа. Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – 2018. – С. 45-57.
- Геология гигантских месторождений нефти и газа / Под ред. М. Хэлбути: пер. с англ. – М.: Мир, 1973. – С. 431.
- Давыдова Е.С. Крупнейшие, гигантские и уникальные месторождения свободного газа Западной Сибири: результаты поисков, разведки и освоения, перспективы новых открытий // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 77-81.

8. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырёв, И.И. Нестеров, В.А. Скоробогатов. – Тюмень: ООО "МНП ГЕОДАТА", 2020 – 464 с.

9. Нефтегазоносные бассейны российской Арктики / А.В. Ступакова, С.И. Бордунов, Р.С. Сауткин [и др.] // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 30-47.

10. Перродон А. История крупных открытий нефти и газа: пер. с англ. – М.: Мир, 1994. – 256 с.

11. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин, А.Н. Рыбьяков // НТС "Вести газовой науки. – ООО "Газпром ВНИИГАЗ". – 2019. – № 4(41). – С. 18-34.

12. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 8. – С. 8-14.

13. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы // Вести газовой науки. – 2014. – № 3(19). – С. 8-26.

14. Скоробогатов В.А. Общее и особенное в формировании газовых и нефтяных месторождений-гигантов // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. научных статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 5-16.

15. Скоробогатов В.А., Кабалин М.Ю. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. // Деловой журнал "Neftegaz.ru". – № 11 (95). – 2019. – С. 36-51.

16. Скоробогатов В.А., Силантьев Ю.Б. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.

17. Скоробогатов В.А., Соловьев Н.Н. Сравнительный анализ условий нефтегазоаккумуляции в Западно-Сибирском и Арабско-Персидском мегабассейнах // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5(16). – С. 43-52.

18. Строганов Л.В., Скоробогатов В.А. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2004. – 414 с.

19. Успенская Н.Ю., Таусон Н.Н. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – М.: Недра, 1972. – 294 с.

20. Hunt G.M. Petroleum Geochemistry and Geology, 2d-ed. – N.Y., 1996. – 742 p.

## Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries

<sup>1</sup>Vysotsky V.I., <sup>2</sup>Skorobogatov V.A.

<sup>1</sup> VNIIZARUBEZHGEOLGIA, Russian State Geological Holding ROSGEO, Moscow, Russia

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ, Moscow Region, Russia

The historiography of discoveries of deposits with initial reserves of more than 1 billion tons / 1 trillion m<sup>3</sup> of liquid hydrocarbons and natural gas. The dynamics of the growth of hydrocarbon reserves, the patterns of their distribution in the largest sedimentary basins / megabasins and adjacent provinces / megaprovinces of the world are analyzed. It is concluded that the prospects for new discoveries of giant deposits are limited. Gas fields with reserves of more than 1 trillion m<sup>3</sup> can be found on the Arctic shelves and deep-sea margins of South America and Madagascar.

**Key words:** field; reserves; gas; oil; world; Eurasia; giants.

Высоцкий Владимир Игоревич, VysotskiyVI@rusgeology.ru  
Скоробогатов Виктор Александрович, V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

© Скоробогатов В.А., Высоцкий В.И.,  
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021



# Месторождения драгоценных металлов, впервые учтенные Государственным балансом запасов Российской Федерации в 2019 г.\*

<sup>1,2</sup>Анисимова А.Б., <sup>1</sup>Мельникова Т.В.

<sup>1</sup> ФГБУ "Росгеолфонд", Москва

<sup>2</sup> Российский государственный геологоразведочный университет имени С. Орджоникидзе (МГРИ-РГГРУ), Москва

Приведены данные о постановке на государственный учет месторождений, впервые учитываемых за анализируемый период, по результатам работ в 2019 г., а также справочно сводные данные по состоянию минерально-сырьевой базы золота, серебра и металлов платиновой группы в соответствии с данными Государственного баланса запасов полезных ископаемых. Дана характеристика количества, качества и состояния добычи золота, серебра и металлов платиновой группы с выделением информации по объектам, впервые учтенным в Государственном балансе запасов за 2019 г.

**Ключевые слова:** Государственный баланс запасов; запасы; минерально-сырьевая база; золото; серебро; металлы платиновой группы; добыча.



**АНИСИМОВА Алла Борисовна,**  
начальник управления, доцент,  
кандидат экономических наук



**МЕЛЬНИКОВА Татьяна Владимировна,**  
ведущий геолог

## Введение

Экономика РФ традиционно имеет сырьевую направленность. Динамика добычи и обеспеченность запасами драгоценных металлов, в частности золота, определяют устойчивость развития не только отдельно взятого предприятия, региона, но и отрасли в целом.

Оценку обеспеченности минерально-сырьевой базы драгоценных металлов осуществляют в том числе по количеству запасов, учтенных Государственным балансом запасов полезных ископаемых Российской Федерации (далее – ГБЗ), и по перс-

пективам ее прироста за счет локализованных прогнозных ресурсов. И если вторая составляющая требует дополнительного финансирования в части поисков и разведки, то запасы, прошедшие государственную экспертизу и учтенные Государственным балансом запасов – результат, как правило, успешных геолого-разведочных работ.

Таким образом, эффективность финансирования геолого-разведочных работ за счет государственных и частных средств напрямую зависит от объемов запасов, поставленных на Государственный баланс запасов за рассматриваемый период.

Основанием для постановки разведанных запасов полезных ископаемых на государственный учет являются утвержденные Федеральным агентством по недропользованию или его территориальным органом заключения государственной экспертизы запасов об их промышленной значимости. Около 89 % заключений государственной экспертизы по золоту и 45 % по серебру представлено протоколами территориальных комиссий по запасам.

Следует отметить, что в Государственном балансе запасов отражение впервые поставленных на учет запасов осуществляется в том числе в разрезе учета участков месторождений.

## Золото

Россия занимает 1-е место по запасам золота в мире (13 % общемировых запасов). На 01.01.2020 в ГБЗ балансовые запасы золота категорий A+B+C<sub>1</sub> составляют 8 793 925 кг, C<sub>2</sub> – 5 986 121 кг; забалансовые – 3 413 405 кг. Общее число место-

\* Материал подготовлен по данным Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 01.01.2020.

рождений – 6016, из них 610 коренных (430 собственных, 180 комплексных) и 5406 россыпных [1-4].

Более 86 % от всех балансовых запасов золота категорий  $A+B+C_1+C_2$  составляют разведанные запасы месторождений Дальневосточного (50 %) и Сибирского (36 %) федеральных округов, на Приволжский ФО приходится 8 %, Уральский ФО – около 4 %. Менее 2 % приходится на месторождения Северо-Западного и Северо-Кавказского федеральных округов.

По состоянию на 01.01.2020 ГБЗ впервые учтено 130 месторождений золота с утвержденными балансовыми запасами категорий  $A+B+C_1+C_2$  в количестве 105 273 кг: коренных – 16 месторождений (89 % от суммарных утвержденных запасов золота, впервые учтенных в 2019 г.), в том числе 14 собственных, 2 комплексных, 114 россыпных (11 %). Большая часть месторождений находится в Амурской (37), Магаданской (17) и Кемеровской (14) областях и Республике Бурятия (15) (рис. 1).

Число впервые учтенных ГБЗ месторождений, в течение последних 5 лет изменялось незначительно как по россыпному, так и по коренному золоту. Максимальное число месторождений было учтено в 2017 г. (рис. 2) и связано с завершением работ по оценке прироста запасов золота на уже известных объектах и в результате разведки новых месторождений (участков).

Благодаря высокой тепло- и электропроводимости, мягкости и уникальной ковкости, сферы применения золота распространены от косметологии до космической отрасли, что обуславливает высокий спрос на металл и интерес недропользователей к данному виду сырья.

Государственный фонд недр РФ составляют участки, переданные в освоение (распределенный фонд недр), представляющие собой геометризованные блоки недр, и неиспользуемые части недр в пределах территории РФ и ее континентального шельфа (нераспределенный фонд недр).

Минерально-сырьевая база золота РФ характеризуется довольно высокой степенью вовлеченности в разработку собственно золоторудных месторождений – 158 (78 % разведанных запасов категорий  $A+B+C_1$ ). Разрабатываются также 54 комплексных (48 %) и 1761 россыпных (44 %) месторождений.

В стадии подготовки к освоению находятся: 44 собственно золоторудные месторождения (5,3 % от разведанных запасов собственных месторождений); 40 комплексных (почти 23 % от разведанных запасов комплексных месторождений); 668 россыпных (почти 9 % от разведанных запасов россыпных месторождений).

К разведываемым месторождениям относится: 114 собственно золоторудных (7 % от суммарных запасов собственных месторождений золота); 25 комплексных (почти 23 % от балансовых запасов комплексных месторождений); 275 россыпных (2 % от балансовых запасов россыпного золота категорий  $A+B+C_1$ ).

В группе, не переданных в освоение, учитываются 114 собственно золоторудных месторождений (9 % от суммарных запасов собственных месторождений); 61 комплексное (почти 7 % от

запасов комплексных месторождений); 2702 россыпных (почти 45 % запасов россыпных месторождений).

Практически все, впервые учтенные в 2019 г., месторождения золота (129) находятся в распределенном фонде недр. В нераспределенном фонде недр учтены запасы категорий  $A+B+C_1+C_2$ : участка Березовый (99 кг) в Алтайском крае и частично запасы месторождений: Северо-Сибайское (165 кг) в Республике Башкортостан, Кенер-Сала руч. (флаги, уч. недр № 1) (33 кг) в Республике Саха (Якутия), Сологу-Чайдах р., лев. пр. р. Бол. Чайдах, инт. р. л. 168-226 (13 кг) в Амурской области (см. рис. 1).

Из месторождений, впервые учтенных ГБЗ в 2019 г., 38 уже вовлечены в промышленное освоение: собственно золоторудное Сергеевское в Забайкальском крае; комплексное Песчанское в Свердловской области и 36 россыпных (см. рис. 1). Среди последних наиболее значимые по количеству утвержденных запасов: Тора р. в Красноярском крае, Топки в Новосибирской области, Глубокий уч., бассейн руч. Талали в Республике Бурятия, Дидбиран руч. в Хабаровском крае.

Еще 90 месторождений распределенного фонда недр, впервые учтенные в 2019 г., характеризуются различной степенью освоения:

- подготавливаются к освоению золоторудные месторождения Оленка в Красноярском крае, Кара-Бельдир в Республике Хакасия и 31 россыпь;
- разведываются и числятся в ГБЗ как разведываемые: золоторудные месторождения Асфандияровское, Аятское, Пещерное, Светлое, Майско-Лебедское, Светино, Ясная Поляна, Вершина Ороченка, Тэутэджак, Осипкан; комплексное Северо-Сибайское месторождение в Республике Башкортостан и 46 россыпных месторождений.

Россия входит в тройку крупнейших стран-производителей драгоценного металла в мире, уступая только Китаю и Австралии. В 2019 г. было добыто 444684 кг золота, в том числе 360568 кг (81 %) из коренных месторождений.

Более 50 % добычи в 2019 г. пришлось на три субъекта РФ: Красноярский край – 111380 кг, Магаданскую область – 61852 кг, Республику Саха (Якутия) – 57298 кг. Еще чуть более 35 % с распределением по 5-7 % добычи пришлось на Иркутскую область (34557 кг), Амурскую область (30650 кг), Хабаровский край (30635 кг), Забайкальский край (29928 кг), Чукотский АО (26548 кг). Кроме того, добыча (15 % от общероссийской) велась еще в 18 субъектах РФ: в республиках Башкортостан, Бурятия, Хакасия, Алтай, Тыва, Карачаево-Черкесская; Камчатском, Алтайском, Приморском и Пермском краях; Челябинской, Оренбургской, Свердловской, Сахалинской, Кемеровской, Новосибирской и Мурманской областях, Еврейской АО.

По месторождениям, впервые учтенным ГБЗ в 2019 г., добыча осуществлялась на 22 объектах и суммарно составила 803 кг, из них 66 % приходится на Республику Саха (Якутия) (Батыревский руч.; Ясная Поляна), Амурскую область (Гуфин руч., прав. пр. руч. Кудачи; Макаровский руч., лев. пр. руч. Сырукудяк;



Рис. 1. Размещение и характеристика месторождений золота, впервые учтенных Государственным балансом запасов Российской Федерации в 2019 г.

П\* – показатели месторождений золота, впервые учтенных в 2019 г.:

- 1 – количество месторождений;
- 2 – утвержденные запасы категорий А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>, кг;
- 3 – утвержденные запасы по Государственному фонду недр; (распределенный / нераспределенный), кг;
- 4 – добыча золота, кг;
- К\* – коренные месторождения;
- Р\* – россыпные месторождения.

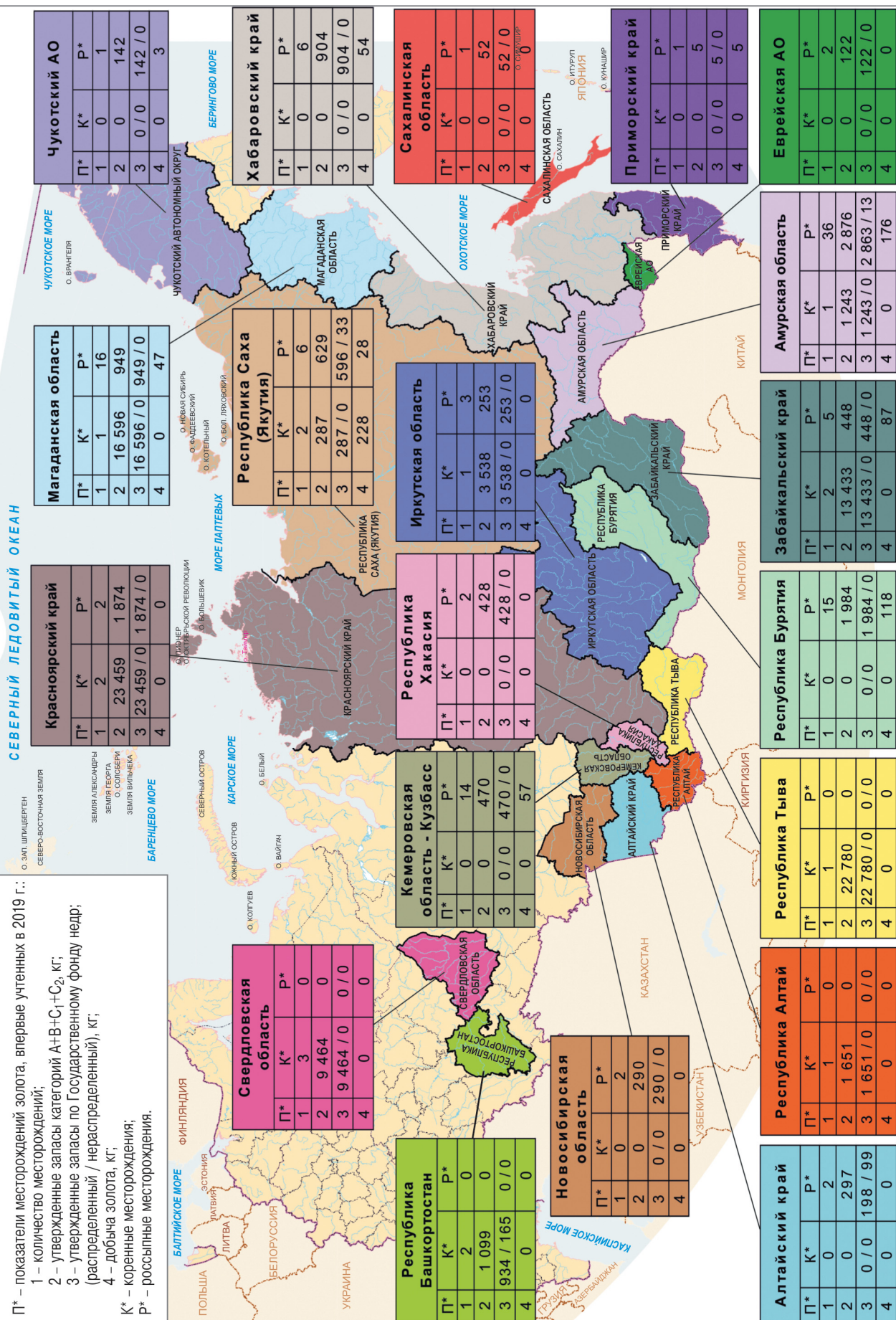
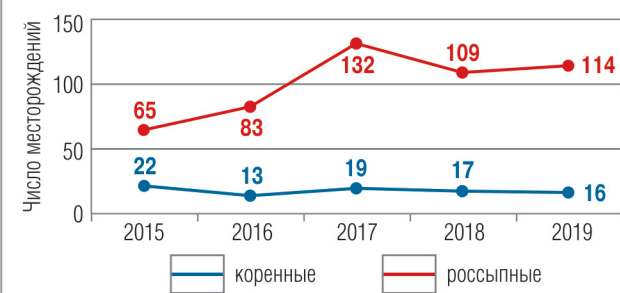


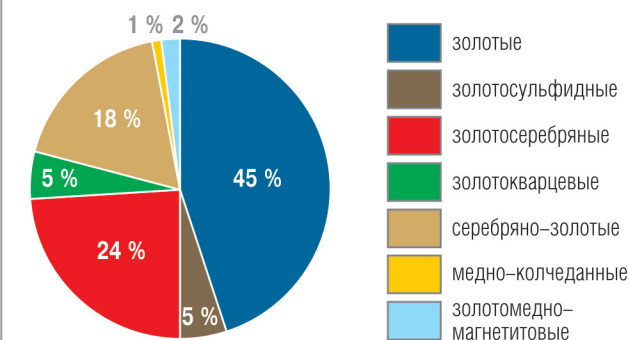


Рис. 2. Динамика впервые учтенных ГБЗ месторождений по годам



Берендачи руч., лев. пр. р. Монголи; Антониловский руч., прав. пр. руч. Храбрый; Приискательский руч., прав. пр. р. Керак) и Рес-

Рис. 3. Распределение запасов коренных месторождений, впервые учтенных ГБЗ в 2019 г. по промышленным типам



публику Бурятия (Терраса Антоновская, Терраса Правая Елань). Кроме того, добыча велась в Забайкальском крае (87 кг), Кемеровской области (57 кг), Хабаровском крае (54 кг), Магаданской области (47 кг), Приморском крае (5 кг) и Чукотском АО (3 кг).

Минерально-сырьевая база золотодобывающей промышленности базируется на собственно золоторудных месторождениях (коренных и россыпных) и комплексных золотосодержащих с добычей попутного золота.

В 2019 г. добыча золота из руд собственно золоторудных месторождений составила немногим более 70 % от общероссийской, из комплексных месторождений с попутным золотом (медно-колчеданные, медно-никелевые и др.) – около 11 %, добыча из россыпей – 19 %.

Более 87 % балансовых запасов золота категорий А+В+С<sub>1</sub> собственных коренных месторождений России представлены золотым типом, на него же приходится 68 % добычи; более 5 % – серебряно-золотым (более 17 % добычи). На золотосульфидный, золотокварцевый и прочие промышленные типы месторождений суммарно приходится не более 8 % запасов и почти 16 % добычи.

Почти 45 % балансовых запасов золота категорий А+В+С<sub>1</sub> комплексных месторождений РФ сконцентрированы в медно-колчеданных рудах. Значительно меньшее количество разведанных запасов золота приурочено к сульфидным медно-никелевым (почти 20 % от суммарных запасов комплексных месторождений), полиметаллическим (почти 2 %) и прочим типам руд комплексных месторождений (34 %). Добыча золота из руд медно-колчеданных месторождений составляет 38 % от добычи из

Таблица 1. Распределение запасов золота коренных месторождений, впервые учтенных ГБЗ в 2019 г., по промышленным типам руд по субъектам РФ

Промышленные типы коренных месторождений или руд	Субъект РФ	Запасы категорий А+В+С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub> коренных месторождений, кг		Доля запасов коренных месторождений, %	
		в целом по субъекту РФ	впервые учтенных в ГБЗ в 2019 г.	впервые учтенных в ГБЗ в 2019 г. по субъекту РФ	от суммарных запасов, впервые учтенных в ГБЗ в 2019 г.
Золотые	Свердловская область	252124	7347	2,91	6,98
	Красноярский край	2320091	23459	1,01	22,28
	Республика Саха (Якутия)	1489711	287	0,02	0,27
	Забайкальский край	1238224	11026	0,89	10,47
Золотосульфидные	Республика Башкортостан	595215	296	0,05	0,28
	Свердловская область	252124	533	0,21	0,51
	Республика Алтай	20861	1651	7,91	1,57
	Забайкальский край	1238224	2407	0,19	2,29
Золотосеребряные	Республика Тыва	123349	22780	18,47	21,64
Золотокварцевые	Иркутская область	2446354	3538	0,14	3,36
	Амурская область	396585	1243	0,31	1,18
Серебряно-золотые	Магаданская область	1908552	16596	0,87	15,76
Медно-колчеданные	Республика Башкортостан	595215	803	0,13	0,76
Золотомедно-магнетитовые	Свердловская область	252124	1584	0,63	1,50

руд комплексных месторождений, из сульфидных медно-никелевых – почти 12 %, полиметаллических – 1 % и прочих типов руд комплексных месторождений – 49 %.

Распределение промышленных типов коренных месторождений (рис. 3, табл. 1), впервые учтенных в 2019 г., показывает, что большая часть запасов находится в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах. Около 40 % приходится на золотой тип коренных месторождений, на которых добыча велась только в Республике Саха (Якутия) на месторождении Ясная Поляна.

Основной способ ускоренного вовлечения впервые учтенных месторождений в освоение – прежде всего интенсификация геолого-разведочных работ для подготавливаемых и разведываемых месторождений, особенно коренных, среднее содержание золота по которым составляет по ГБЗ от 2,23 г/т для разведываемых и 2,33 г/т для подготавливаемых к освоению.

В 2019 г. объем финансирования геолого-разведочных работ на золото недропользователями составил 29,9 млрд р., что на 11 % больше, чем в 2018 г. Более 80 % финансирования направлено на поиски и разведку коренного золота [5]. При этом в 2020 г. на коренное золото, без учета комплексных и техногенных объектов, объявлено 7 аукционов, в то время как на россыпное – 76 аукционов\*. Учитывая высокую заинтересованность недропользователей в проведении геолого-разведочных работ на коренное золото, необходимо обеспечить "быстрое" рассмотрение заявок потенциальных недропользователей и оперативное получение права на ведение этих работ.

Перспективы главных золотодобывающих регионов России (Красноярский край, Чукотский АО, Амурская, Иркутская и Магаданские области, Хабаровский край и Республика Саха (Якутия)) связаны с увеличением мощностей и запусками ГОКов на крупных действующих месторождениях: Павлик (Магаданская область), Нежданское, Тарыньское (Республика Саха (Якутия)), Малмыжское (Хабаровский край).

Кроме того, на впервые учтенном месторождении Дяппе в Хабаровском крае, а также учтенных несколькими годами ранее Кутынском, Малютке и Чутьбаткане реализуются инвестиционные проекты по освоению, находящиеся в настоящее время в различной степени реализации.

## Серебро

По запасам и производству серебра РФ занимает 5-е место в мире. Государственным балансом запасов по состоянию на 01.01.2020 учтены запасы серебра 505 месторождений, в том числе 470 коренных и 35 россыпных. Балансовые запасы серебра категорий A+B+C<sub>1</sub> составляют 57909,2 т, C<sub>2</sub> – 64293,9 т; забалансовые – 18973,7 т.

Наибольшие запасы серебра сосредоточены в Дальневосточном ФО (64 % от суммарных запасов серебра категорий A+B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>). Следующий по значимости – Сибирский ФО (18 %),

на 3-м месте – Приволжский ФО (10 %). Сравнительно небольшими запасами серебра обладают Уральский (около 4 %), Северо-Западный (около 2 %), Северо-Кавказский (около 2 %) и Центральный (менее 1 %) федеральные округа.

В 2019 г. ГБЗ впервые учитываются 23 месторождения серебра с суммарными утвержденными балансовыми запасами 727,7 т категорий A+B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>, в том числе 18 коренных (практически 100 % от суммарных утвержденных запасов, впервые учтенных в 2019 г.) и 5 россыпных, расположенных в Республике Саха (Якутия) (рис. 4).

В целом по России в промышленное освоение вовлечено 220 месторождений серебра (45 % разведанных запасов категорий A+B+C<sub>1</sub>), в том числе 191 коренное и 29 россыпных месторождений.

В стадии подготовки к освоению находятся 77 месторождений (почти 33 % от разведанных запасов), в том числе 75 коренных и 2 россыпных.

Разведываются 88 месторождений серебра (почти 9 % от суммарных запасов серебра), в том числе 85 коренных и 3 россыпных.

В группе не переданных в освоение учитываются 120 месторождений (13 % от суммарных запасов серебра), в том числе 119 коренных и 1 россыпное.

Месторождения серебра, впервые учтенные в ГБЗ по состоянию на 01.01.2020, характеризуются следующей степенью вовлечения в промышленное освоение:

- разрабатываются 7 коренных месторождений (Песчанское, Герфед; Благодатное; Коммунарское; Седой руч., лев. пр. руч. Диринь-Юрях; Кварцевый Лев. руч.; Куччугуй-Кюегюлюр руч., прав. пр. руч. Кюегюлюр);
- подготавливаются к освоению 4 коренных месторождения (Антониновское, Оленка, Норильск I (южная часть) и Тэутэджак);
- разведываются 12 месторождений (Северо-Сибайское, Пещерное, Змеиное, Попутинское, Светлое, Майско-Лебедское, Кара-Бельдир, Кенер-Сала руч. (фланги, уч. недр № 1), Ясная Поляна, Вершина Ороченка, Осипкан, Дяппе).

Все перечисленные месторождения серебра учитываются ГБЗ в распределенном фонде недр, только часть запасов (0,2 т) Северо-Сибайского медно-колчеданного месторождения в Республике Башкортостан – в нераспределенном фонде недр (см. рис. 4).

Добыча серебра на территории России по состоянию на 01.01.2020 в основном велась на коренных месторождениях и составила 2297,8 т (это практически 100 % общей добычи), в том числе по субъектам РФ: Магаданская область – 773,4 т (около 34 % от общей добычи), Республика Саха (Якутия) – 337,9 т (около 15 %), Красноярский край – 272,0 т (около 12 %), Забайкальский край – 199,0 т (около 9 %), Челябинская область – 164,7 т (7 %), Чукотский АО – 117,9 т (5 %), Оренбургская область – 77,4 т (3 %), Республика Башкортостан – 75,2 т (3 %), Хабаровский край – 58,5 т (около 3 %), Республика Тыва – 49,8 т

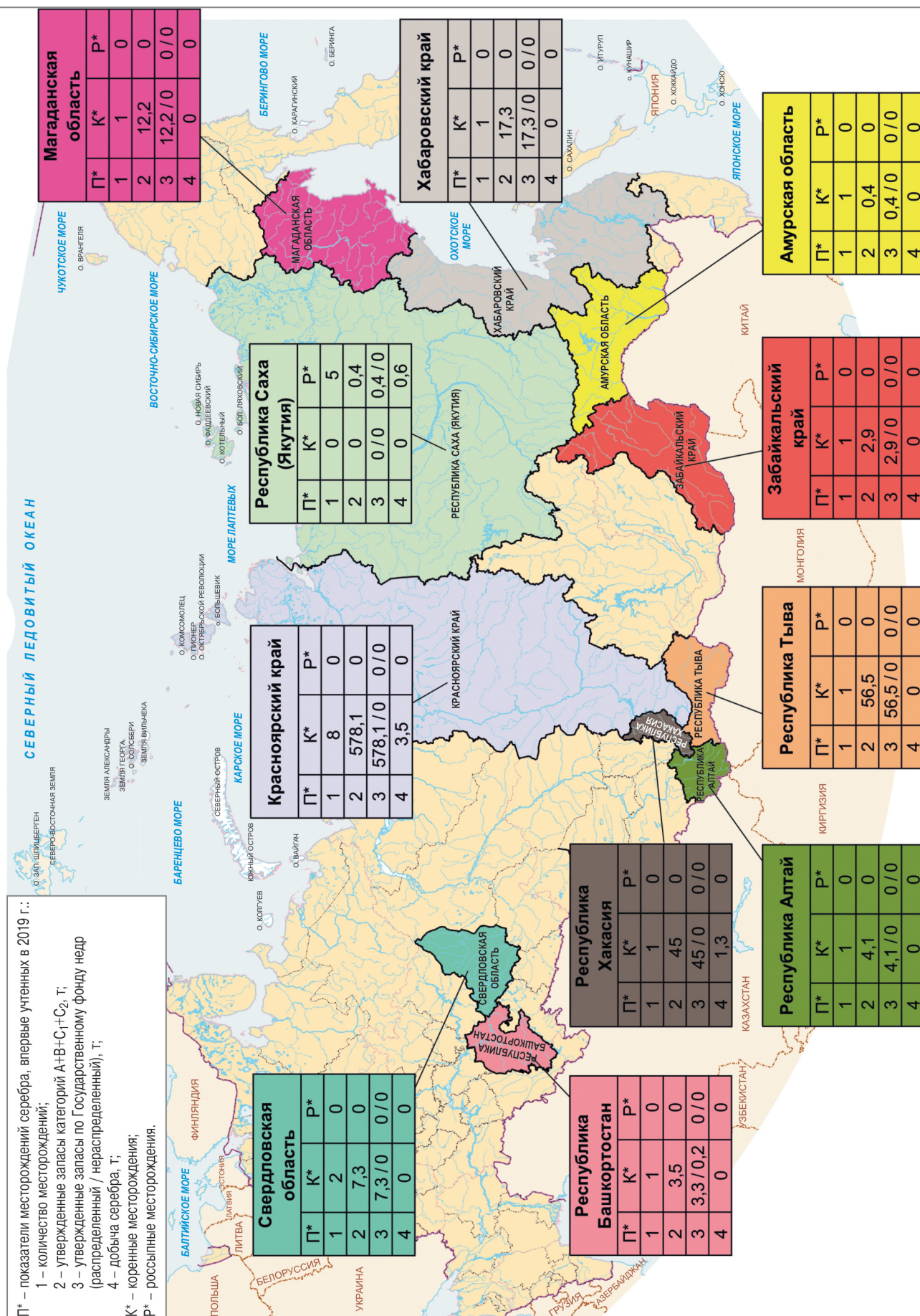
\* По данным ФГИС "АСЛН".



Рис. 4. Размещение и характеристика месторождений серебра, впервые учтенных Государственным балансом запасов Российской Федерации в 2019 г.

П\* – показатели месторождений серебра, впервые учтенных в 2019 г.:

- 1 – количество месторождений;
  - 2 – утвержденные запасы категорий А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>, т;
  - 3 – утвержденные запасы по Государственному фонду недр (распределенный / нераспределенный), т;
  - 4 – добыча серебра, т;
- К\* – коренные месторождения;  
Р\* – россыпные месторождения.





(2 %), Свердловская область – 44,1 т (менее 2 %), Приморский край – 38,1 т (около 2 %), Алтайский край – 28,4 т (1 %). Незначительная добыча (менее 1 %) велась в республиках Карачаево-Черкессия, Бурятия, Хакасия и Алтай, Камчатском крае, Амурской, Мурманской, Иркутской, Сахалинской областях.

Добыча серебра на месторождениях, впервые учтенных ГБЗ в 2019 г., составила менее 1 % от общероссийской и осуществлялась на месторождениях: Герфед (0,2 т) и Благодатное (3,3 т) Красноярского края, Коммунарское (1,3 т) в Республике Хакасия, Ясная Поляна в Республике Саха (Якутия) (0,6 т) (см. рис. 4).

Основная доля серебра в России в промышленных концентрациях находится в месторождениях собственно серебряных (серебряных и золотосеребряных) и комплексных серебряносодержащих.

К собственно серебряным относятся месторождения, в которых серебро – главный промышленный компонент, а его удельная стоимость превышает 50 %. Таких месторождений в РФ –

25, они заключают почти 20 % от общероссийских запасов и обеспечивают около 41 % ежегодной добычи серебра.

Комплексные серебряносодержащие месторождения содержат серебро в качестве попутного компонента в основном в рудах медно-колчеданных, свинцово-цинковых, полиметаллических, сульфидных медно-никелевых, золоторудных, серебряно-золотых, медно-порфировых месторождений. В 2019 г. в комплексных месторождениях учитывалось более 80 % запасов серебра, обеспечивающих почти 59 % его добычи.

Запасы серебра коренных месторождений, впервые учтенных ГБЗ в 2019 г., представлены в большинстве своем (72 %) сульфидно-медно-никелевым промышленным типом руд (рис. 5, табл. 2).

Отечественная минерально-сырьевая база серебра полностью обеспечивает внутренний спрос и позволяет России войти в пятерку основных стран-производителей серебра [1-3].

Из впервые учтенных в 2019 г. месторождений серебра представляет интерес комплексное освоение Раздолинского рудного узла в Красноярском крае, включающего золоторудные месторождения Антониновское, Змеиное, Попутнинское, Светлое. Антониновское и Светлое месторождения предполагается отрабатывать открытым способом, Змеиное и Попутнинское – как открытым, так и подземным способом. Кроме того, эффективность отработки запасов коренного золота и серебра может быть увеличена за счет оценки запасов россыпного месторождения золота р. Рыбная, залегающего над коренными золотосодержащими рудами месторождений Раздольненского рудного узла.

## Платиноиды

Россия занимает 2-е место в мире по запасам и добыче платиноидов после ЮАР. ГБЗ РФ по состоянию на 01.01.2020

Рис. 5. Запасы серебра коренных месторождений, впервые учтенных ГБЗ в 2019 г., по промышленным типам руд

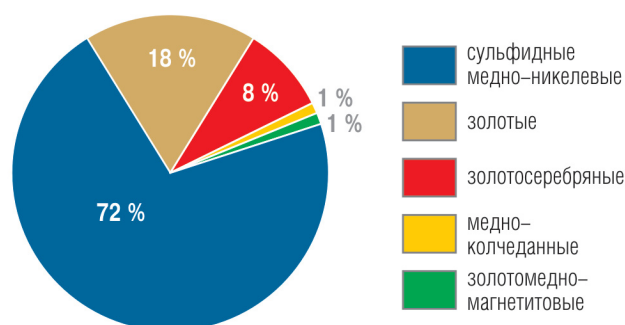


Таблица 2. Распределение запасов серебра коренных месторождений, впервые учтенных ГБЗ в 2019 г., по промышленным типам руд по субъектам РФ

Промышленные типы коренных месторождений или руд	Субъект РФ	Запасы категорий А+В+С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub> коренных месторождений, т		Доля запасов коренных месторождений, %	
		в целом по субъекту РФ	впервые учтенных в ГБЗ в 2019 г.	впервые учтенных в ГБЗ в 2019 г. по субъекту РФ	от суммарных запасов, впервые учтенных в ГБЗ в 2019 г.
Золотые	Свердловская область	1721,4	2,0	0,12	0,27
	Красноярский край	14551,6	53,1	0,36	7,30
	Республика Хакасия	594,8	45,0	7,57	6,18
	Забайкальский край	27863,1	2,9	0,01	0,40
	Магаданская область	10976,1	12,2	0,11	1,68
	Амурская область	757,5	0,4	0,05	0,05
	Хабаровский край	2197,7	17,3	0,79	2,38
Золотосеребряные	Республика Алтай	12,8	4,1	32,03	0,56
	Республика Тыва	914,9	56,5	6,18	7,76
Медно-колчеданные	Республика Башкортостан	8014,3	3,5	0,04	0,48
Золотомедно-магнетитовые	Свердловская область	1721,4	5,3	0,31	0,73
Сульфидные медно-никелевые	Красноярский край	14551,6	525	3,61	72,15

учтены 145 месторождений (35 коренных и 110 россыпных) с суммарными балансовыми запасами платиноидов: категорий A+B+C<sub>1</sub> – 11 427 065 кг, C<sub>2</sub> – 4 567 998 кг; забалансовыми запасами – 1 148 493 кг.

Большая часть балансовых запасов платиноидов (96 % от суммарных категорий A+B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>) сосредоточена в Сибирском ФО на территории Красноярского края, около 4 % – в Северо-Западном, Дальневосточном, Уральском, Центральном и Приволжском федеральных округах.

В разработку вовлечено 43 месторождения платиноидов (почти 59 % разведанных запасов категорий A+B+C<sub>1</sub>): 9 коренных и 34 россыпных. Кроме того, подготавливаются к освоению 19 месторождений (39 % от разведанных запасов) – 11 коренных и 8 россыпных; разведываются 12 месторождений (2 % от суммарных запасов) – 7 коренных и 5 россыпных.

В группе не переданных в освоение учитывается: 71 месторождение (менее 1 % от суммарных запасов), в том числе 8 коренных и 63 россыпных.

Наиболее крупными по запасам платиноидов (более 83 % запасов категорий A+B+C<sub>1</sub>) являются разрабатываемые ПАО "ГМК Норильский никель" месторождения Красноярского края: Октябрьское, Талнахское и Норильск I.

На территории РФ основные запасы платиноидов (97 % категорий A+B+C<sub>1</sub>) заключены в комплексных сульфидных медно-никелевых рудах, слагающих 24 коренных месторождения. Россыпные месторождения составляют основу минерально-сырьевой базы платиноидов Республики Саха (Якутия), Камчатского и Хабаровского краев.

Месторождения сульфидных медно-никелевых руд приурочены к дифференцированным интрузиям основного и ультраосновного состава. Металлы платиновой группы в рудах присутствуют преимущественно в виде самостоятельных минералов (интерметаллические соединения с теллуром, висмутом, свинцом и оловом, ферроплатина, сперрилит, сульфиды и сульфосоли) и твердых растворов в основных рудообразующих минералах (пентландит, халькопирит, кубанит и пирротин).

Большую часть запасов металлов платиновой группы составляют палладий и платина, относящиеся главным образом к основным компонентам руд (Красноярский край). Родий, осмий, иридий и рутений, присутствующие в меньшем количестве, являются попутными полезными компонентами.

По состоянию на 01.01.2020 основная часть добычи платиноидов на территории РФ приходится на коренные месторождения – 146,142 т (99 %), на россыпные – 0,727 т (менее 1 %). Основная добыча платиноидов (99 %) в 2019 г. пришла на Красноярский край – 145,593 т. Добыча осуществлялась также в Республике Саха (Якутия), Хабаровском, Камчатском и Пермском краях, Мурманской и Свердловской областях.

Ежегодное число объектов платиноидов, впервые учитываемых ГБЗ, в последние 3 года составляло 1-2 месторождения, только в 2015 и 2016 г. их число составило 4 и 6 соответ-

ственно. В 2019 г. впервые учтены запасы алмазоносных песков с содержанием платины участка Среднее Молодо россыпного месторождения алмазов р. Молодо, находящегося в 350 км к югу от административного центра – пос. Тикси в Республике Саха (Якутия). Запасы платиноидов по месторождению по состоянию на 01.01.2020 составили 1 кг по категории C<sub>2</sub>. Отработка запасов участка Среднее Молодо будет проводиться открытым способом с отдельной выемкой торфов и песков.

Все перспективы расширения минерально-сырьевой базы металлов платиновой группы связаны с Норильским рудным районом, освоением которого уже много лет занимается ПАО "ГМК "Норильский никель". Карело-Кольский район Северо-Западного ФО, перспективный на выявление малосульфидных платино-металлических типов, как по объему запасов, так и по изученности в ближайшее время конкуренции составить не сможет.

## Л и т е р а т у р а

1. Беневоляский Б.И., Голенев В.Б. Минерально-сырьевая база драгоценных металлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 124-143.
2. Рудный потенциал Дальнего Востока / Г.А. Машковцев, Д.С. Козловский, Е.С. Никитина, Ю.А. Хижняков // Разведка и охрана недр. – 2018. – № 3. – С. 3-11.
3. Состояние минерально-сырьевой базы драгоценных металлов / А.И. Иванов, С.С. Вартанян, А.И. Черных, О.М. Конкина // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 4. – С. 40-48.
4. Возможности планирования геолого-разведочных работ на основе минимально достаточного информационного массива (на примере Чукотского АО) / А.Б. Анисимова, Е.А. Ткачева, Н.С. Суетникова // Минеральные ресурсы. Экономика управление. – 2020. – № 1. – С. 3-11.
5. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году.

## Analytical review of precious metal deposits, first recorded by the State Balance of Reserves of the Russian Federation in 2019

<sup>1,2</sup>Anisimova A.B., <sup>2</sup>Melnikova T.V.

<sup>1</sup> Rosgeolfond, Moscow, Russia

<sup>2</sup> Russian State Geological Prospecting University named after S. Ordzhonikidze (MGRI-RSGPU), Moscow, Russia

The article provides information on the deposits for the first time recorded in the state balance sheet of reserves based on the results of work performed in 2019. The article provides for reference the summary data on the state of the mineral resource base of gold, silver and platinum group metals in accordance with the data of the State Balance of Mineral Reserves. The article provides a description of the quantity, quality and state of production for gold, silver and platinum group metals, highlighting information on objects that were first recorded in the State Balance of Reserves for 2019.

**Key words:** state balance of reserves; stocks of mineral resources; mineral resource base; gold; silver; platinoids; mining.

Анисимова Алла Борисовна, aanisimova@rfgf.ru

Мельникова Татьяна Владимировна, tmelnikova@rfgf.ru

© Анисимова А.Б., Мельникова Т.В.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021

# Факторы эффективного использования собственного капитала компаниями нефтегазовой отрасли России\*

<sup>1,2</sup>Филимонова И.В., <sup>1,2</sup>Комарова А.В., <sup>1,2</sup>Карташевич А.А.

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ), Новосибирск

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет (НГУ), Новосибирск

Выполнен анализ деятельности нефтегазовых компаний России на базе показателей эффективности использования собственного капитала, составлена классификация этих показателей. Проранжированы главные факторы, влияющие на изменение рентабельности собственного капитала, что позволило выявить ряд устойчивых закономерностей. Показано, что в условиях ценовой нестабильности на мировых энергетических рынках и финансовых санкций в отношении нефтегазовых компаний важное значение приобретает способность недропользователей мобилизовать собственные ресурсы и использовать их с максимальной выгодой. Выявлена зависимость показателя рентабельности собственного капитала компании от изменения последнего и изменения чистой прибыли. Определены факторы риска и факторы успеха для отдельных компаний и отрасли в целом, выделены группы компаний по уровню влияния факторов.

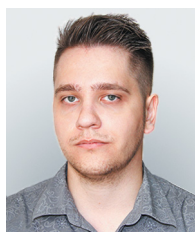
**Ключевые слова:** нефтегазовые компании; санкции; собственный капитал; рентабельность; чистая прибыль; детерминированный факторный анализ.



**ФИЛИМОНОВА Ирина Викторовна,**  
заведующая центром экономики  
недропользования нефти и газа,  
заведующая кафедрой политэкономии ЭФ НГУ,  
профессор, доктор экономических наук



**КОМАРОВА Анна Владимировна,**  
старший научный сотрудник,  
доцент кафедры политэкономии ЭФ НГУ,  
кандидат экономических наук



**КАРТАШЕВИЧ Алексей Андреевич,**  
аспирант ИНГГ СО РАН

## Введение

Нефтегазовый комплекс (НГК) – основа российской экономики. Отрасли, связанные с добычей, переработкой и транспортировкой углеводородов обеспечивают более 25 % объема промышленного производства и 40 % налоговых поступлений в федеральный бюджет России [1]. Одновременно в компании нефтегазовой отрасли инвестируется третья часть всех капитальных вложений экономики страны [2], поэтому важным направлением экономической политики является поддержание устойчивой работы компаний нефте- и газодобывающей промышленности. Исследование и комплексный анализ индикаторов эффективности их деятельности помогает не только корректировать и прогнозировать темпы и пропорции развития экономики, но и стимулировать отдельные области работы самих компаний для достижения ими устойчивого развития.

Введение секторальных и финансовых санкций в 2014 г. в отношении нефтегазовой отрасли оказало сильное влияние на изменение стратегии заимствования капитала многих отечественных компаний. В связи с ограничением доступа на относительно "дешевые" рынки капитала Европы и США многие нефтегазовые компании стали переориентироваться на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона и повышать эффективность использования собственного капитала. Поэтому в последние годы существенно выросла роль менеджмента в отношении его способности эффективно использовать собственные ресурсы компании. Одним из индикаторов такой способ-

\* Исследование выполнено при финансовой поддержке Совета по грантам Президента РФ в рамках научного проекта № НШ-2571.2020.6.



ности служит показатель рентабельности собственного капитала – ROE (Return on Equity), комплексное исследование которого представлено в настоящей работе.

Для понимания того, через какие механизмы компании могут повышать рентабельность собственного капитала выполнена количественная оценка степени чувствительности показателя ROE с помощью его декомпозиции по пятифакторной модели Дюпона и детерминированного факторного анализа методом LMDI.

В качестве информационной базы исследования использовались консолидированные финансовые отчеты компаний нефтегазового сектора (ПАО "Газпром", ПАО НК "Роснефть", ПАО "ЛУКОЙЛ", ПАО "Газпром нефть", ПАО "Сургутнефтегаз", ПАО "Новатэк", ПАО АНК "Башнефть", ПАО НК "РуссНефть", ОАО "НГК Славнефть", ПАО "Татнефть"), подготовленные в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности за 2013-2019 гг.

## Неопределенность в определении экономической эффективности компаний

Вопрос экономической эффективности занимает важное место как в отечественной, так и в зарубежной научной литературе. Эффективность в ее многочисленных аспектах на макро- и микроуровне является реальным рычагом, который может обеспечить успех в определенной области деятельности в конкретных рыночных условиях.

Основа современного понятия эффективности производства и его факторов была заложена как в экономической науке, так и в современном менеджменте Г. Эмерсоном, который утверждал, что эффективность – это максимально выгодное соотношение между совокупными затратами и экономическими результатами. Таким образом, экономическая эффективность в базовом смысле понимается как набор некоторых показателей, представляющих собой соотношение результатов производственно-хозяйственной деятельности предприятия и его затрат на создание продукции. В современной науке, в свою очередь, понятие эффективности имеет более широкое применение и во многом определяется целями и задачами оценки, а также методами анализа отдельных направлений деятельности предприятия. Отсюда возникает не менее важный вопрос выбора показателей, наилучшим образом демонстрирующих экономическую эффективность при решении отдельных исследовательских и производственных вопросов, а также факторов, положительно влияющих на изучаемые индикаторы.

Во многих зарубежных исследовательских работах анализировались различные способы оценки эффективности деятельности компаний и исследовалась взаимосвязь между этим показателем и рядом таких переменных, как прибыльность, раз-

мер фирмы, структура капитала, доходность акций и т.д. Ученые уже неоднократно изучали эти вопросы для сферы промышленного производства (Becchetti L., Sierra J.; Burja V., Mrrginean), сферы страхования (Cummins J.D., Xie X.; Gaganis C. et al.), банковского (Akhigbe A., McNulty J.; Berger A.N., Bonaccorsi di Patti E.) и нефтегазового сектора (Bunea O.I. et al.; Atris A.M.; Lim C., Lee J.) [3, 4] при помощи различных концепций теории эффективности (технологическая эффективность, эффективность производства и т.д.) и различных методологий на основе собранных данных и отчетов компаний.

Ключевой исследовательский вопрос, поднятый в контексте экономической эффективности, в первую очередь, конечно же, касается ее связи с прибыльностью компании: так, посредством статистического анализа и стохастических моделей факторного анализа была обнаружена положительная взаимосвязь эффективности и прибыльности для коммерческих банков США, страховой отрасли в США и ряда других отраслей [5]. Данная связь изучалась также с использованием других методов – модели Дюпона, при помощи которой можно анализировать прибыльность фирмы путем декомпозиции коэффициента ROE на различные составляющие.

Актуальным является рассмотрение показателей, напрямую связанных с оценкой эффективности использования капитала в деятельности компаний; к ним относятся коэффициенты:

- рентабельности собственного капитала (ROE);
- рентабельности активов (ROA);
- рентабельности продаж (ROS);
- рентабельности инвестиций (ROI).

В контексте изучения индикаторов финансовой эффективности достаточно универсальным инструментом в научно-исследовательской литературе остается модель Дюпона. Взаимосвязь между ликвидностью и прибыльностью нефтегазовых компаний Пакистана исследована в работе [6]. Было установлено, что коэффициент ликвидности оказывает существенное влияние на ROA, в то же время наблюдается незначительное его влияние на ROE и ROI. В другом исследовании [3] анализируется влияние компонентов разложения модели Дюпона на рентабельность собственного капитала и оборот активов. Авторы приходят к выводу, что ROE положительно коррелирует с ROS, ROA и отрицательно коррелирует с мультипликатором собственного капитала.

## Особенности организационной структуры нефтегазового комплекса России

Ключевыми статистическими данными развития НГК выступают уровень добычи и экспорта углеводородов (УВ), которые являются базовыми для расчета финансово-экономических показателей эффективности отрасли. По данным Министерства

энергетики России на 2020 г., добычу нефти и газового конденсата на территории России осуществляли 292 организации, из них 105 организаций входили в структуру 11 вертикально-интегрированных компаний (ВИНК), преимущественно нефтедобывающих, и двух преимущественно газо- и конденсатодобывающих. Число независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК, – 184. На условиях соглашений о разделе продукции в России работали 3 компании [7]. В структуре добычи нефти и конденсата 79,6 % приходится на ВИНК, 16,9 % – на независимые компании и 3,5 % – на долю СРП. Доля государственных компаний (ПАО НК "Роснефть", ПАО "Газпром" и ПАО "Газпром нефть" без учета неконсолидированных активов) в структуре добычи нефти в стране составила 45 %.

В 2019 г. был достигнут максимальный уровень добычи нефти по всем группам компаний в новейшей истории России. Нарастание добычи в условиях соглашения об ограничении ОПЕК+ в 2019 г. стало возможным благодаря тому, что за базовый показатель, относительно которого ограничивалась добыча, был взят пиковый уровень производства российскими компаниями в октябре 2018 г. Согласно новому соглашению ОПЕК+, заключенному в апреле 2020 г., в мае-июне российские компании должны были добывать суммарно не более 8,5 млн барр. нефти в сутки (без учета газового конденсата), что существенно отразилось на показателях ВИНК (рис. 1).

Среди ВИНК наибольшая доля в общем объеме добычи нефти в России приходится на ПАО НК "Роснефть" – более 38 % с учетом активов Башнефти. Доля компаний ПАО "ЛУКОЙЛ" и ПАО "Сургутнефтегаз" составляет 14,6 и 10,8 % добычи соответственно. Суммарно эти три крупнейшие нефтяные компании добывают около 64 % нефти в России, что свидетельствует о высокой степени концентрации добычи в отрасли.

Прирост выручки в НГК (как обобщенный макроэкономический показатель, характеризующий общую экономическую активность) до кризиса 2014 г. обеспечивался за счет увеличения производства нефтепродуктов, преимущественно мазута,

который направлялся на экспорт в качестве сырья для переработки. Однако с введением заградительных пошлин на экспорт мазута и сокращением объема первичной переработки в России выручка от производства "полупродуктов" стала быстро сокращаться, а в 2016 г. ее прирост имел даже отрицательные значения. В 2017-2019 гг. ситуация принципиально изменилась, и прирост выручки существенно увеличился. Сказалось одно-временное совокупное влияние как производственных показателей, прежде всего в области добычи и экспорта газа и стоимостных индикаторов на УВ, так и параметров денежно-кредитной политики в России в части валютного курса.

В 2018 г. в нефтегазовой отрасли совокупный денежный поток от реализации товаров (выручка с учетом экспортных пошлин и акцизов) составила чуть менее 40 трлн р., что более чем в 2 раза превышает уровень доходной части Федерального бюджета РФ. Темп прироста выручки НГК России за 2018 г. составил максимальное значение – 33,2 % (9,6 трлн р.) и был обусловлен как увеличением добычи УВ (прирост добычи газа составил 37 млрд м<sup>3</sup>, нефти – 9 млн т), так и восстановлением конъюнктуры мирового рынка нефти и газа.

Изменение конъюнктуры мировых энергетических рынков и повышение цен на внутреннем рынке на продукцию нефтегазового комплекса привело к определенным трансформациям структуры выручки с увеличением доли внутреннего рынка и сокращением доходов от международных поставок.

Интенсивный рост выручки компаний в 2018-2019 гг. сменился резким спадом в 2020 г. из-за снижения как цен на продукцию, так и самих объемов ее производства вследствие взятых обязательств по сокращению добычи нефти в рамках соглашения ОПЕК+.

Нефтегазовая отрасль России характеризуется высоким уровнем концентрации доходов от производства по показателю выручки. По состоянию на 2018 г. около 66 % выручки отрасли генерируют три крупнейшие нефтегазовые компании – ПАО "Газпром", ПАО "ЛУКОЙЛ" и ПАО НК "Роснефть". На прочие ВИНК приходится около 15 % выручки в отрасли. Около четверти совокупной выручки НГК обеспечивается преимущественно газовыми компаниями, прежде всего ПАО "Газпром" и ПАО "Новатэк".

В 2019 г. чистая прибыль НГК России составила 5192 млрд р., сократившись на 3 % к 2018 г. Динамика изменения чистой прибыли имела циклический характер и зависела от ряда факторов: изменения конъюнктуры на мировых энергетических рынках, уровня цен и валютного курса, объемов добычи и экспорта УВ. До 2014 г. отмечалась относительно стабильная ситуация, 2014 г. – падение цен на сырье, 2015 г. – влияние валютного курса, 2017 г. – постепенное восстановление цен на продукцию, ослабление курса национальной валюты.

За последние годы организационная структура чистой прибыли 9 крупнейших нефтегазовых компаний России имела очень неустойчивую динамику (рис. 2). Это связано со специ-

Рис. 1. Организационная структура добычи нефти в России

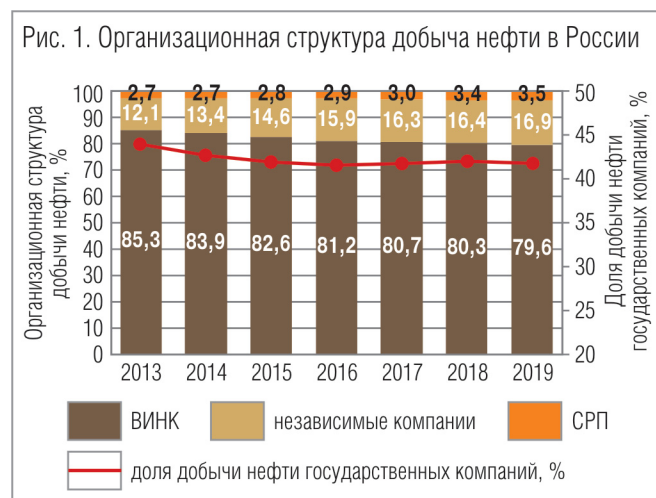
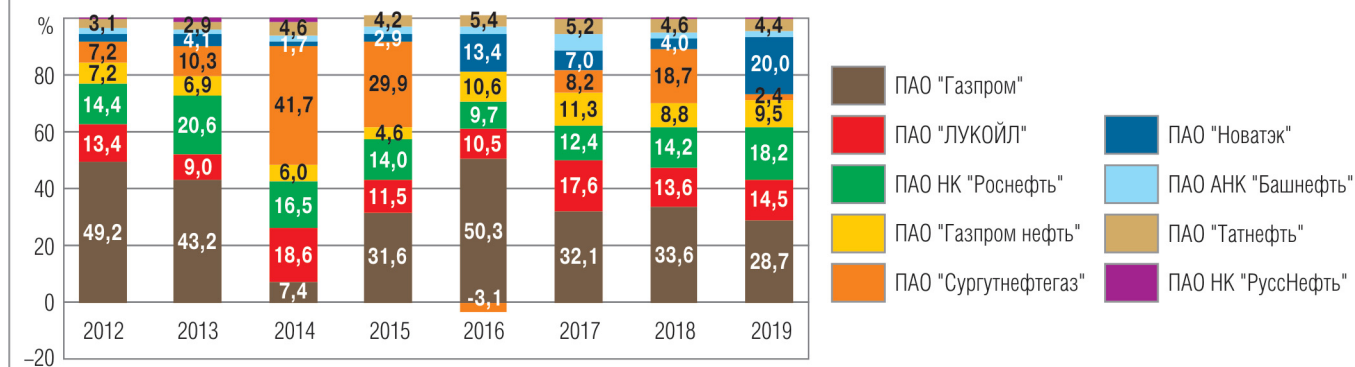


Рис. 2. Организационная структура чистой прибыли



фической деятельности (преимущественно нефтяных и газовых компаний), разной структурой поставок на внутренний рынок и за рубеж сырья и продукции переработки.

Крупнейший производитель газа в России и мире – ПАО "Газпром", на фоне сокращения добычи и снижения экспортных цен до 2014 г. быстро сокращал абсолютные и относительные показатели чистой прибыли, уменьшив свою долю в ее структуре с ~50 до 7,4 %. Однако в последние годы с ростом спроса на газ в Европе компании удалось частично восстановить свои позиции.

ПАО "Сургутнефтегаз" имеет значительные денежные активы в иностранной валюте, в результате при резком изменении валютного курса в рублевом выражении меняется и чистая прибыль. В этом смысле примечательными оказались 2014 г. – резкое ослабление рубля и рекордные показатели прироста прибыли, 2015 г. – укрепление национальной валюты и отрицательные значения прироста прибыли.

В 2019 г. в организационной структуре прибыли на ПАО "Газпром" пришлось 28,7 %, ПАО "Новатэк" – 20 %, ПАО "ЛУКОЙЛ" – 14,5 %, ПАО НК "Роснефть" – 18,2 %, на остальные компании – около 18,5 % в отрасли. Положительный прирост прибыли, практически равной выручке, обеспечила компания ПАО "Новатэк", в связи с выбытием долей владения в дочерних обществах и совместных предприятиях. Чистая прибыль ПАО "Газпром" сократилась в результате снижения поставок газа в Европу и другие страны.

Анализ базовых производственных и экономических показателей развития нефтегазовых компаний (добыча, выручка и чистая прибыль) показал, что отрасль имеет высокую концентрацию производства и капитала. Поэтому результаты анализа деятельности крупнейших вертикально-интегрированных компаний правомерно отождествлять с общеотраслевыми тенденциями. Обобщение результатов детального исследования рентабельности собственного капитала каждой компании отрасли позволит сделать выводы на макроуровне и способствовать обоснованию общеотраслевых рекомендаций.

## Методические аспекты исследования эффективности собственного капитала нефтегазовых компаний

Финансовые коэффициенты, как известно, – это относительные показатели, которые позволяют проследить взаимосвязи и взаимодействие, способствующие повышению эффективности работы компании или выявить проблемы в ее функционировании. Число коэффициентов и их набор может быть различным, но каждый из них должен отражать те важные черты компании, которые подвергаются рассмотрению. Для отражения общего состояния предприятия достаточно небольшого набора, состоящего из самых основных финансовых коэффициентов. Развитию методов оценки эффективности деятельности компаний посредством различных финансовых показателей посвящен ряд работ [8-11].

При изучении основных финансовых показателей и коэффициентов современные компании ставят перед собой задачу максимизации прибыльности вложенного капитала для собственников и акционеров, выражающейся через коэффициенты рентабельности. Для такого анализа был выбран ROE, так как он является наиболее распространенным и "прозрачным" показателем, с помощью которого можно отследить динамику работы организации, сравнить между собой несколько компаний или предвидеть возможные трудности в дальнейшем развитии предприятия.

Для контроля над показателем важно понимать, какой элемент оказывает наиболее сильное влияние на него. Для этого необходимо использовать следующий алгоритм:

- 1) увеличиваем на фиксированный процент величину чистой прибыли;
- 2) рассчитываем значение ROE с новой суммой чистой прибыли и прежней суммой собственного капитала;
- 3) увеличиваем на тот же фиксированный процент собственный капитал;
- 4) рассчитываем ROE с первоначальной суммой чистой прибыли и новой величиной собственного капитала;



5) считаем, на сколько изменилось значение ROE, полученной на шаге 2 и на шаге 4 от его первоначальной величины;

6) сравниваем величину изменений по модулю;

7) уменьшаем на фиксированный процент чистую прибыль и собственный капитал, проделываем все шаги сначала.

Таким образом, можно оценить размер влияния экономических элементов на значение показателя и направлять все усилия на нужный в каждом конкретном случае элемент.

Помимо проведения описанного анализа можно осуществить факторный анализ. Для этого следует разложить рентабельность собственных средств на более маленькие части. Этот метод позволяет провести более детальный анализ того, от чего в большей степени зависит исследуемый показатель эффективности и каким способом лучше на него влиять в зависимости от выбранной цели.

В 1919 г. работник компании "DuPont" Дональдс Браун предложил метод, в основе которого лежало разложение коэффициента рентабельности на ключевые факторы и дальнейшее определение влияния каждого фактора на различные нюансы деятельности компании. Оценить влияние факторов на эффективность деятельности компаний НГК можно несколькими методами: провести декомпозицию показателя или проанализировать его чувствительность к изменению экономических элементов, из которых он состоит.

Изначально модель Дюпона была двухфакторной, т.е. рассматриваемая рентабельность активов разбивалась на произведение двух факторов. Данная модель позволяла оценить рентабельность активов через рентабельность продаж и оборачиваемость активов, а также выявить вклад каждого фактора. Развитие модели Дюпона положило начало появлению трехфакторной и пятифакторной моделей для оценки рентабельности собственного капитала предприятий. Именно пятифакторная модель рентабельности собственного капитала будет использоваться нами в рамках настоящего исследования.

В качестве факторов, влияющих на рентабельность собственного капитала, использовались:

- коэффициент налогового бремени (TB) – отношение суммы налогов компании к выручке;
- коэффициент процентного бремени (IB) – доля в структуре прибыли за пользование заемными средствами;
- рентабельность продаж (ROS) – отношение прибыли компании к выручке;
- коэффициент оборачиваемости активов ( $K_{OA}$ ), характеризующий скорость оборота собственных средств компании;
- коэффициент финансового рычага (LR), представляющий отношение общей задолженности к сумме активов, характеризует эффективность использования заемного капитала.

Рентабельность собственного капитала определяется по формуле:

$$ROE = \frac{NI}{EBIT} \frac{EBIT}{EBITDA} \frac{EBITDA}{R} \frac{R}{TA} \frac{TA}{SE}, \quad (1)$$

где EBIT – прибыль до уплаты налогов и процентов по кредитам; TA (Total Asset) – средние суммарные активы; SE (Shareholder's Equity) – среднегодовой акционерный капитал; NI (Net Income) – чистая прибыль; R (Revenue) – выручка; EBITDA – прибыль до вычета налогов, процентов по кредитам и начисленной амортизации.

После разложения рентабельности собственного капитала на составные элементы необходимо понять, какое влияние на показатель (положительное или отрицательное и в каком объеме) оказывает каждый фактор в отдельности. Для этого используется модель LMDI-1 (Logarithmic Mean Divisia Index).

$$\Delta D_X^n = \sum_i^k L(V_{i,t}; V_{i,0}) \ln \left( \frac{X_{i,t}}{X_{i,0}} \right), \quad (2)$$

где  $D_X^n$  – влияние фактора на показатель для  $n$ -й компании;  $L(V_{i,t}; V_{i,0})$  – функция среднего логарифмического двух положительных чисел  $V_{i,t}$  и  $V_{i,0}$ ;  $V_{i,t}$  и  $V_{i,0}$  – значение анализируемого показателя в период  $t$  и 0;  $X_{i,t}$ ;  $X_{i,0}$  – значение фактора в период  $t$  и 0.

Для применения данного метода формула (2) была модифицирована с учетом особенности нефтегазовой отрасли и с использованием в качестве анализируемого показателя рентабельности собственных средств. При расчетах не использовалось суммирование, так как ROE рассчитывался для каждой анализируемой компании нефтегазового сектора в отдельности, а также для отрасли в целом по агрегированным значениям каждого из составных элементов. Факторный анализ проводился с 2013 по 2019 г. Таким образом, было получено 5 уравнений, которые оценивают влияние каждого фактора на ROE:

$$\begin{aligned} \Delta ROE_{TB} &= \frac{ROE_{i,t} - ROE_{i,0}}{\ln(ROE_{i,t}) - \ln(ROE_{i,0})} \ln \left( \frac{NI_{i,t}}{EBIT_{i,t}} \dots \frac{NI_{i,0}}{EBIT_{i,0}} \right) \\ \Delta ROE_{IB} &= \frac{ROE_{i,t} - ROE_{i,0}}{\ln(ROE_{i,t}) - \ln(ROE_{i,0})} \ln \left( \frac{EBIT_t}{EBITA_t} \dots \frac{EBIT_0}{EBITA_0} \right) \\ \Delta ROE_{ROS} &= \frac{ROE_{i,t} - ROE_{i,0}}{\ln(ROE_{i,t}) - \ln(ROE_{i,0})} \ln \left( \frac{EBITA_t}{R_t} \dots \frac{EBITA_0}{R_0} \right), \quad (3) \\ \Delta ROE_{K_{OA}} &= \frac{ROE_{i,t} - ROE_{i,0}}{\ln(ROE_{i,t}) - \ln(ROE_{i,0})} \ln \left( \frac{R_t}{TA_t} \dots \frac{R_0}{TA_0} \right) \\ \Delta ROE_{LR} &= \frac{ROE_{i,t} - ROE_{i,0}}{\ln(ROE_{i,t}) - \ln(ROE_{i,0})} \ln \left( \frac{TA_t}{SE_t} \dots \frac{TA_0}{SE_0} \right) \end{aligned}$$

Модель LMDI-1 удобна и понятна в расчетах и интерпретации, изучена различными авторами и дает точные результаты. Главным аргументом выбора данной модели для проведения факторного анализа послужил тот факт, что после применения LMDI не остается неразложимых остатков. Однако этот метод имеет важный недостаток: так как при расчете влияния фактора на показатель используются логарифмы, то при наличии нулей

или отрицательных экономических элементов формула не даст результатов. Поэтому в анализ не включались года, в которые компании имели отрицательные экономические элементы.

## Результаты исследований

Проводился анализ деятельности 10 крупнейших компаний нефтегазовой отрасли, доля которых по объему добычи УВ составляет более 80 %. Все компании открыты для исследования, отчетности их находятся на официальных сайтах и оформляются в соответствии с МСФО, что позволяет сопоставлять результаты исследований.

Результаты расчетов показали, что эффективность использования собственного капитала присутствует почти у всех исследуемых компаний кроме Сургутнефтегаза (2016, 2019), РуссНефти (2013, 2014) и Славнефти (2014). Для компании ПАО "Газпром" значение показателя носит крайне волатильный характер, наименьшего значения ROE компания достигла в 2014 г. в связи с "падением" курса рубля и со снижением чистой прибыли почти в 4 раза.

Кризис 2013-2014 гг. отразился на всех российских компаниях. ПАО НК "Роснефть" не стала исключением, что демонстрирует падение рентабельности в 2016 г. с 12 до 6 %. В эти годы наметилась тенденция к "перепроизводству" нефти, в 2015 г. предложение превысило спрос на мировом нефтяном рынке, отчасти поэтому в 2016 г. цены на нефть достигли очередного минимума. К 2019 г. у ПАО НК "Роснефть" наблюдался рост чистой прибыли и выручки по сравнению с кризисными годами, что привело к увеличению рентабельности собственных средств. В 2019 г. в связи с увеличением средних суммарных активов и среднегодового акционерного капитала при почти неизменной чистой прибыли произошел спад рентабельности (табл. 1).

У ПАО "ЛУКОЙЛ" рентабельность собственного капитала к 2019 г. выросла почти в 1,5 раза по сравнению с 2013 г. Это свя-

зано с непрерывным увеличением чистой прибыли, кроме небольшого спада в кризисные 2014 и 2016 гг., и постоянным ростом заемного капитала.

Анализируя расчеты рентабельности для компании ПАО "Газпром нефть", можно заметить ее спад с 2013 по 2015 г., связанный со снижением значения EBIT.

У компании ПАО "Сургутнефтегаз" в связи с увеличением чистой прибыли в 3 раза с 2013 по 2014 г., при росте средних суммарных активов всего в 1,5 раза, рентабельность возросла с 14 до 30 %. В 2016 г. ПАО "Сургутнефтегаз" понесло убытки, а чистая прибыль оказалась отрицательной, что связано с сокращением экспорта нефти. Однако уже в 2018 г. рентабельность достигла значения выше среднеотраслевого и составила 21 %.

У ПАО "Новатэк" в 2014 г. по сравнению с 2013 г. отмечен спад чистой прибыли в 3 раза, отчего рентабельность снизилась с 29 до 9,5 %. С 2015 г. увеличивается чистая прибыль и выручка компании, в результате в 2019 г. рентабельность составила уже 41 %.

Рентабельность собственного капитала у ПАО АНК "Башнефть" с 2013 до 2016 г. увеличилась от 20 до 24 % пропорционально чистой прибыли. В 2017 г. чистая прибыль увеличилась по сравнению с показателями 2016 г. в 3 раза, в результате отмечено резкое повышение рентабельности собственного капитала до 37 %.

В компании ПАО "Татнефть" с 2013 по 2017 г. рентабельность собственного капитала колебалась в пределах от 15 до 17 %. В 2018 г. она подскочила до 27 %, что связано с увеличением чистой прибыли в 2 раза по сравнению с 2017 г. и ростом выручки в 1,5 раза. При этом средние суммарные активы остались на одном и том же уровне.

Снижение величины собственного капитала у компании ПАО НК "РуссНефть" приводит к отрицательным значениям его рентабельности (-23 % в 2013 г. и -31 % в 2014 г.).

Таблица 1. Рентабельность собственного капитала за период 2013–2019 гг. крупнейших российских нефтегазовых компаний, %

Компания	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ПАО "Газпром"	12,10	1,55	7,38	8,71	6,38	11,47	7,67
ПАО НК "Роснефть"	17,41	12,19	12,34	6,09	8,21	16,01	10,40
ПАО "ЛУКОЙЛ"	9,71	5,81	9,08	6,42	12,07	15,28	12,59
ПАО "Газпром нефть"	18,71	11,21	9,31	14,52	16,25	20,13	15,13
ПАО "Сургутнефтегаз"	13,53	30,42	21,26	-1,80	5,39	21,46	-0,36
ПАО "Новатэк"	29,47	9,54	17,31	40,30	21,46	20,63	40,99
ПАО АНК "Башнефть"	19,63	21,12	24,34	19,67	37,21	21,52	13,68
ПАО "Татнефть"	15,54	16,78	16,08	14,97	17,24	27,23	21,98
ПАО НК "РуссНефть"	-23,20	-30,82	114,70	21,78	10,93	18,96	12,85
ОАО "НГК Славнефть"	10,63	-7,33	12,28	15,46	10,31	12,95	8,46
НГК	13,71	8,69	11,00	8,16	9,08	15,38	9,57

Рис. 3. Рентабельность собственного капитала НГК России в 2013 г.

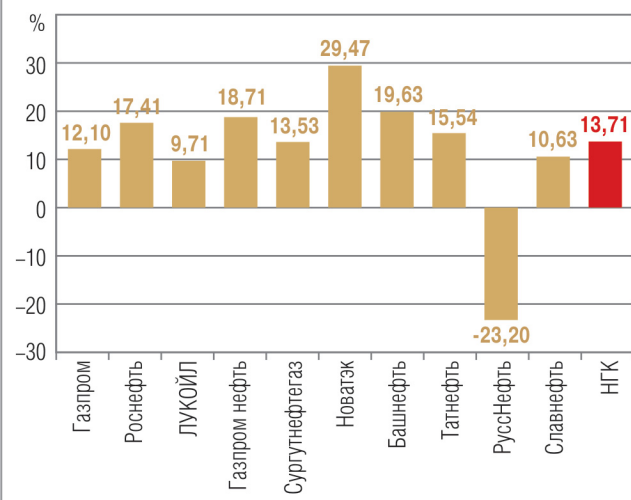
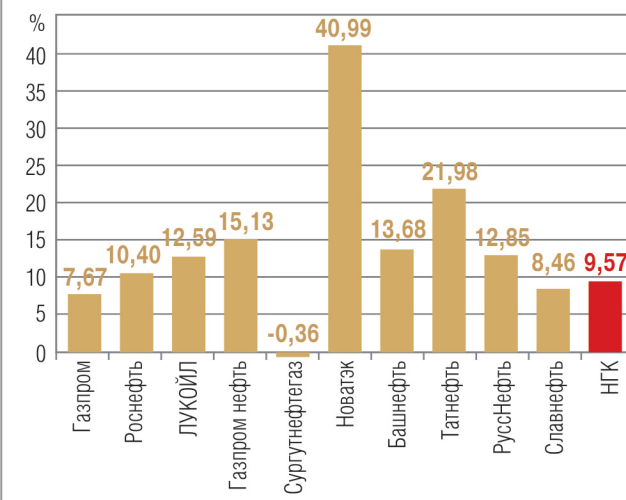


Рис. 4. Рентабельность собственного капитала НГК России в 2019 г.



Действия компании ОАО "НГК Славнефть" в 2014 г. были неэффективными, рентабельность собственного капитала составила -7 %, на что повлияли отрицательные значения чистой прибыли, значений ЕВІТ и ЕВІТА. С 2015 по 2019 г. рентабельность имела положительные значения от 8 до 15 %, что связано с увеличением чистой прибыли.

Наибольший показатель рентабельности собственного капитала нефтегазовой отрасли в целом наблюдался в 2018 г. В 2014 г. произошло ее снижение из-за уменьшения чистой прибыли и увеличения среднегодового акционерного капитала по отрасли, а также сокращения экспорта российской нефти на 13,7 % по сравнению с показателями 2013 г. В 2015 г. динамика улучшилась, на что повлияло увеличение чистой прибыли и рост экспорта нефти на 20 %. Рентабельность собственного капитала отрасли в 2016 и 2017 г. удерживалась на уровне 8-9 %, чистая прибыль и собственный капитал – оставались почти неизменными. Однако, уже в 2018 г. чистая прибыль увеличилась почти в 2 раза, что привело к росту рентабельности собст-

венного капитала до 15 % – наилучший показатель за последние 7 лет. В 2013 г. только у пяти российских компаний рентабельность превышала среднеотраслевые значения (13,7 %) – ПАО НК "Роснефть", ПАО "Газпром нефть", ПАО АНК "Башнефть", ПАО "Новатэк", ПАО "Татнефть" (рис. 3).

В 2019 г. уже 7 российских компаний имеют рентабельность выше среднеотраслевой (9,57 %) (рис. 4), которая снизилась относительно предыдущего года.

На уменьшение среднеотраслевой рентабельности в 2019 г. сильно повлиял показатель компании ПАО "Сургутнефтегаз", которая понесла убытки. Если пересчитать ROE без данных этой компании, то рентабельность отрасли составит 15 %, что является хорошим средним значением. Чистая прибыль и собственный капитал отрасли в целом в 2019 г. по сравнению с 2013 г. возросли в 1,8 и 2,5 раза соответственно.

Изучение каждого фактора, влияющего на рентабельность собственного капитала, необходимо для успешного управления и регулирования показателей эффективности деятельности

Таблица 2. Факторный анализ ROE по пятифакторной модели Дюпона, 2014 г., %

Компания	$\Delta ROE (TB)$	$\Delta ROE (IB)$	$\Delta ROE (ROS)$	$\Delta ROE (K_{OA})$	$\Delta ROE (LR)$	$\Delta ROE$
ПАО "Газпром"	-5,9	-4,3	-0,4	-0,3	0,4	-10,5
ПАО НК "Роснефть"	-6,8	-1,5	-0,7	0,1	3,6	-5,2
ПАО "ЛУКОЙЛ"	-4,0	2,4	-2,3	0,0	-0,1	-3,9
ПАО "Газпром нефть"	0,0	-6,3	-0,9	-2,8	2,5	-7,5
ПАО "Сургутнефтегаз"	20,1	6,3	-3,6	-5,5	-0,4	16,9
ПАО "Новатэк"	-3,6	-18,2	-0,7	0,5	2,1	-19,9
ПАО АНК "Башнефть"	-0,8	-0,4	-2,8	-0,7	6,2	1,5
ПАО "Татнефть"	0,7	2,4	-0,2	-0,6	-1,0	1,2
НГК	-1,2	-2,7	-2,1	0,2	0,8	-5,0



нефтегазовых компаний. Рентабельность собственного капитала – один из самых важных и распространенных экономических показателей для крупных компаний.

В табл. 2 приведены данные факторного анализа рентабельности собственного капитала в 2014 г. Исследуя данные, можно сделать выводы о разной степени влияния факторов для каждой компании на итоговый коэффициент рентабельности. Компании НГК можно разделить на 3 группы с разным максимальным влиянием факторов на ROE (по модулю):

- компании с максимальным влиянием коэффициента налогового бремени (ТВ) (ПАО "Газпром", ПАО НК "Роснефть", ПАО "ЛУКОЙЛ", ПАО "Сургутнефтегаз"). Важно отметить отрицательное влияние коэффициента налогового бремени на первые 3 компании;
- компании с максимальным влиянием коэффициента процентного бремени (IB) (ПАО "Новатэк", ПАО "Газпром нефть", ПАО "Сургутнефтегаз", ПАО "Газпром", ПАО "ЛУКОЙЛ", ПАО "Татнефть"). У компаний ПАО "Газпром", ПАО "Газпром нефть" и ПАО "Новатэк" повлияло уменьшение прибыли до уплаты налогов и процентов по кредитам (EBIT), в результате IB уменьшился соответственно на 4,3, 6,3 и 18,2 %. У ПАО "Сургутнефтегаз", ПАО "Татнефть" и ПАО "ЛУКОЙЛ" влияние коэффициента оказалось положительным (6,3, 2,4 и 2,4 %) из-за увеличения EBIT;
- компании с максимальным влиянием коэффициента финансового рычага (LR) (ПАО АНК "Башнефть"), где он увеличился из-за роста средних суммарных активов.

Важно отметить максимальное отрицательное влияние коэффициента процентного бремени в 2,7 % для всего нефтегазового комплекса России в 2014 г., что связано с увеличением прибыли до уплаты налогов, процентов по кредитам и амортизации (EBITDA) и уменьшением прибыли до вычета налогов и процентов по кредитам (EBIT).

В табл. 2 отсутствуют данные компании ОАО "НГК Славнефть" из-за отрицательной чистой прибыли, а также компа-

нии ПАО НК "РуссНефть" из-за отрицательного среднегодового акционерного капитала.

В 2019 г. распределение факторов на ROE изменилось (табл. 3), где определяющим стал коэффициент оборачиваемости активов. Данные компаний по группам выглядят следующим образом:

- компании с максимальным влиянием оборачиваемости активов – ПАО НК "Роснефть", ПАО "ЛУКОЙЛ", ПАО "Газпром нефть", ПАО АНК "Башнефть", ПАО НК "РуссНефть", ОАО "НГК Славнефть", ПАО "Газпром", ПАО "Новатэк", ПАО "Татнефть". Отношение выручки к средним суммарным активам ( $K_{OA}$ ) отрицательно повлияло на ROE для указанных компаний;
- компании с максимальным влиянием коэффициента процентного бремени (ПАО "Газпром", ПАО "Новатэк"). У Газпрома отмечено положительное влияние (6 %) в результате увеличения EBIT и средних суммарных активов. У Новатэк прирост ROE составил 40 % при 4-кратном росте EBIT и удвоении средних суммарных активов;
- компании с максимальным влиянием коэффициента налогового бремени (ПАО "Татнефть"). Влияние данного коэффициента для компании было положительным (26,8 %), что связано с уменьшением EBIT, которое вызвало отрицательное влияние на ROE коэффициента процентного бремени (-25,4 %).

Коэффициент оборачиваемости активов отрицательно повлиял на рентабельность всех компаний в 2019 г. по сравнению с 2018 и составил -5,1 %, что является следствием увеличения среднегодового акционерного капитала по отрасли почти в 2 раза при небольшом снижении выручки (см. табл. 3). При этом коэффициент рентабельности продаж предприятия (ROS) положительно влияет на рентабельность почти всех компаний, за исключением ПАО "Газпром нефть" и ПАО АНК "Башнефть".

За рассматриваемый период (2013-2019) не удалось получить полную картину влияния упомянутых факторов на рентабель-

Таблица 3. Факторный анализ ROE по пятифакторной модели Дюпона, 2019 г., %

Компания	$\Delta ROE$ (ТВ)	$\Delta ROE$ (IB)	$\Delta ROE$ (ROS)	$\Delta ROE$ ( $K_{OA}$ )	$\Delta ROE$ (LR)	$\Delta ROE$
ПАО "Газпром"	-5,5	6,0	0,0	-4,1	-0,1	-3,8
ПАО НК "Роснефть"	-0,3	1,0	0,4	-3,7	-2,9	-5,6
ПАО "ЛУКОЙЛ"	-1,6	1,2	2,2	-4,5	0,0	-2,7
ПАО "Газпром нефть"	0,7	2,9	-1,7	-6,1	-0,8	-5,0
ПАО "Новатэк"	3,3	40,3	2,3	-22,4	-3,1	20,4
ПАО АНК "Башнефть"	2,2	-3,0	-0,4	-5,7	-0,9	-7,8
ПАО "Татнефть"	26,8	-25,4	3,2	-11,0	1,2	-5,3
ПАО НК "РуссНефть"	0,5	-2,4	1,7	-5,1	-0,9	-6,1
ОАО "НГК Славнефть"	0,0	-1,9	1,2	-4,0	0,2	-4,5
НГК	-3,8	3,6	0,4	-5,1	-0,9	-5,8

ность у компании ОАО "НГК Славнефть" в 2014 г., ПАО НК "Русс-Нефть" в 2015 г. и ПАО "Сургутнефтегаз" в 2019 г.

Российским нефтегазовым компаниям следует обратить большое внимание на факторы, отрицательно влияющие на рентабельность собственного капитала в 2019 г. –  $K_{\text{ОД}}$  и ТВ. Необходимо увеличивать выручку, что, конечно крайне сложно в условиях низких мировых цен и ограничений по добыче сырья. Также необходимо следить за состоянием средних суммарных активов, которые в 2019 г. по сравнению с 2018 г. увеличились в 1,5 раза при неизменности выручки. Для увеличения выручки стоит проанализировать объемы и структуру продаж предприятия по видам продуктов и рынку сбыта, качество реализуемого сырья и продуктов переработки, а также обратить внимание на показатели, связанные с чистой прибылью для обеспечения ее дальнейшего роста, например, себестоимость или распределение расходов предприятия, поскольку специальные меры по их минимизированию или перераспределению могут положительно повлиять на рост прибыли.

## Выводы

Анализируя данные компаний и наблюдая их динамику, можно оценить влияние ключевых факторов на рентабельность собственного капитала, выявить главные из них как по отдельной компании, так и по всей отрасли. Важно рассматривать все факторы в совокупности, поскольку модель позволяет рассчитать и выявить даже незначительное изменение рентабельности под влиянием разных факторов. Так, существенное изменение одного показателя в положительную сторону, а другого в отрицательную сторону могут обусловить совсем малое изменение показателя ROE. Однако вследствие комплексного анализа всех факторов каждая компания отрасли может прогнозировать факторы риска и факторы успеха в будущем, достичь целевого значения ROE и привлекать новых инвесторов.

## Литература

- Eder L.V., Filimonova I.V., Makarova E.A. Smart Technologies as a Factor Affecting the Economic Efficiency of Oil and Gas Companies: The Case of Russia // Smart Innovation, Systems and Technologies. – 2019. – Т. 139. – С. 27-33.
- Filimonova I.V. et al. Structural change in oil reserve asset management as a factor of federal budget income // Gornyi Zhurnal. – 2020. – № 4. – С. 30-36.
- Burja V., Mrrginean R. The study of factors that may influence the performance by the Dupont analysis in the furniture industry // Procedia Economics and Finance. – 2014. – Т. 16. – С. 213-223.
- Atris A.M. Assessment of oil refinery performance: Application of data envelopment analysis-discriminant analysis // Resources Policy. – 2020. – Т. 65. – С. 101-543.
- Baik B. et al. Changes in operational efficiency and firm performance: A frontier analysis approach // Contemporary Accounting Research. – 2013. – Т. 30, № 3. – С. 996-1026.
- Saleem Q., Rehman R.U. Impacts of liquidity ratios on profitability // Interdisciplinary journal of research in business. – 2011. – Т. 1, № 7. – С. 95-98.
- Kontorovich A.E. et al. Development of hydrocarbon raw material deep processing in Russia // Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry. – 2008. – Т. 5. – С. 24-27.
- Абдукаримов И.Т., Тен Н.В. Эффективность и финансовые результаты хозяйственной деятельности предприятия: критерии и показатели их характеризующие, методика оценки и анализа // Социально-экономические явления и процессы. – 2011. – № 5-6. – С. 11-14.
- Адаменко Ю.А. Оценка финансового состояния предприятия на основе анализа финансовых коэффициентов // Современные тенденции в экономике и управлении: новый взгляд. – 2013. – № 23. – С. 142-146.
- Дубинина В.В. Управление бизнес-процессами предприятия // Вестн. Самарского гос. ун-та. – 2015. – № 5 (127). – С. 19-45.
- Анализ эффективности деятельности предприятия / И.И. Мазурова [и др.]. – СПб: Изд-во СПбГУЭФ, 2010. – 113 с.

## Factors of effective use of equity capital by Russian oil and gas companies

<sup>1,2</sup>Filimonova I.V., <sup>1,2</sup>Komarova A.V., <sup>1,2</sup>Kartashevich A.A.

<sup>1</sup> Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

<sup>2</sup> Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

Within the framework of this study, an analysis of the activities of oil and gas companies in Russia was carried out on the basis of indicators of the effectiveness of the use of equity capital. The work compiled a classification of indicators according to several criteria, in particular, according to the object of assessment, the complexity of the calculation and the dimension. The relevance of this study lies in conducting a comprehensive analysis of indicators of the economic efficiency of the oil and gas industry as a whole, as well as with the possibility of decomposition into the values of individual companies. Based on the quantitative assessment, the authors ranked the main factors affecting the change in the return on equity, which made it possible to identify a number of stable patterns. As a result of the work, it was shown that in the context of price instability in the world energy markets and financial sanctions against oil and gas companies, the ability of subsoil users to mobilize their own resources and use them with maximum benefit becomes important. Using decomposition and deterministic factor analysis of ROE of oil and gas companies, it was shown that with an increase in net profit and equity by the same percentage, the return on equity is more sensitive to changes in net profit. In a situation with a decrease in components by one percent – ROE, on the contrary, turned out to be more sensitive to changes in equity. The study of the dynamics of the influence of factors on the return on equity made it possible to determine risk factors and success factors for individual companies and the industry as a whole, as well as to single out groups of companies by the level of influence of factors.

**Key words:** oil and gas companies; sanctions; equity capital; profitability; net profit; deterministic factor analysis.

Филимонова Ирина Викторовна, FilimonovaIV@list.ru

Комарова Анна Владимировна, KomarovaAV@ipgg.sbras.ru

Карташевич Алексей Андреевич, KartashevichAA@ipgg.sbras.ru

© Филимонова И.В., Комарова А.В., Карташевич А.А.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021

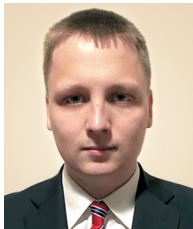
УДК 349.6

# Финансово–экономическое урегулирование проблем, возникающих при разработке сопредельных участков недр

<sup>1</sup>Дьячков Г.С.<sup>1</sup> ООО "ЭКАП", Москва

Определено влияние процесса миграции углеводородного сырья в условиях единой флюидодинамической системы на доходы как недропользователей, так и государства. Предложены основные подходы к оценке экономических потерь в результате перетоков углеводородного сырья. Исследованы возможные механизмы компенсации выпадающих доходов недропользователей и государства.

**Ключевые слова:** миграция углеводородов; нефтегазовые доходы; экономические потери; компенсационные платежи; недропользователи.



**ДЬЯЧКОВ Георгий Сергеевич,**  
старший аналитик

**В** Российской Федерации расположено порядка 220 месторождений с гидродинамически связанными участками недр (ГСУН), между которыми в процессе разработки запасов углеводородного сырья (УВС) возникают или могут возникнуть его перетоки.

В рамках действующего законодательства не урегулирован целый ряд проблем, возникающих при освоении таких участков недр, основными из которых являются экономические потери недропользователей, возможность возникновения выпадающих доходов бюджетной системы РФ, сложности, возникающие при рассмотрении разногласий между недропользователями в судебном порядке, а также снижение инвестиционной привлекательности участков недр.

Несмотря на то, что еще в 2007 г. были разработаны "Рекомендации по подсчету запасов по сопредельным и трансграничным участкам недр" (рекомендованы к использованию протоколом МПР России от 12.12.2007 № 11-17/0144-пр), дальнейшего развития это направление законодательства о недрах пока не получило.

Отток УВС от одного недропользователя к другому может негативно отразиться как на деятельности нефтегазовых компаний, которые несут экономические потери, так и на доходах бюджетной системы РФ вследствие снижения добычи УВС на одном из участков недр. Неполученные доходы от добычи миг-

рировавшей части УВС, формирующие упущенную выгоду недропользователя – предмет разногласий между недропользователями соседних участков недр.

Основным механизмом урегулирования таких ситуаций является выплата компенсаций недропользователю со стороны соседнего недропользователя. Однако в отсутствии опубликованных методик расчеты размера компенсаций существенно варьируются и вызывают споры. Предлагается методика, позволяющая объективно оценить возникшие экономические потери у недропользователя при оттоке УВС.

## Принципы оценки экономических потерь в результате перетоков УВС

С точки зрения практического применения наиболее распространен расчет так называемых абсолютных экономических потерь, которые характеризуются изменением чистого денежного потока от реализации проекта, представляющим собой разницу между расчетным чистым денежным потоком при условии отсутствия перетоков с лицензионного участка ( $\text{ЧДД}_{\text{баз}}$ ) и фактическим, полученным с учетом перетоков ( $\text{ЧДД}_{\text{миг}}$ ).

Полученная разница отражает величину экономических потерь недропользователя вследствие миграции УВС на сопредельный участок недр ( $\Pi_3$ ) и рассчитывается по формуле.

$$\Pi_3 = \sum_n^M \text{ЧДД}_{\text{баз}} - \text{ЧДД}_{\text{отток}}, \quad (1)$$

где  $M$  – период разработки месторождения, за который производится оценка фактических экономических потерь.

Расчетный чистый денежный поток при условии отсутствия перетоков с лицензионного участка ( $\text{ЧДД}_{\text{баз}}$ ) рассчитывается по формуле (2).



$$\text{ЧДД}_{\text{баз}} = \sum_n^N \frac{C_n D_n - Z_n - H_n}{(1 - E_n)^{n-1}}, \quad (2)$$

где  $C_n$  – цена реализации добытого УВС в году  $n$ ;  $D_n$  – расчетная добыча УВС в году  $n$  исходя из величины запасов УВС, установленных в лицензии и проектом документе на разработку участка недр;  $Z_n$  – расчетные при добыче  $D_n$  капитальные и эксплуатационные затраты на разработку месторождения в году  $n$ ;  $H_n$  – суммарная величина фискальных изъятий;  $E_n$  – ставка дисконта;  $N$  – период оценки экономических потерь.

ЧДД с учетом перетоков УВС рассчитывается как фактическая цена нефти, соответствующая периоду оценки, умноженная на объем добытого УВС за тот же период, и уменьшенная на сумму фактических затрат за период оценки.

В ряде случаев полная оценка расчетного денежного потока вызывает затруднения, поскольку требует определенных трудозатрат на составление финансово-экономической модели. В связи с этим предлагается упрощенный способ оценки экономических потерь вследствие миграции УВС:

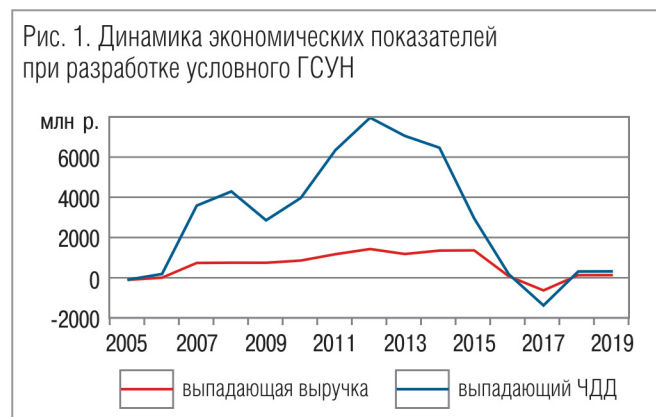
$$\Pi_3 = \sum_n^N \Delta D_{\text{об.н}} C_n - \sum_n^N \Delta Z_n - \sum_n^N \Delta H_n, \quad (3)$$

где  $\Delta D_{\text{об.н}}$  – величина перетоков УВС в году  $n$ ;  $\Delta Z_n$  – величина снижения эксплуатационных затрат в связи с уменьшением объема добычи;  $\Delta H_n$  – величина снижения налогов в связи с уменьшением объема добычи.

Величина  $\Delta H_n$  подразделяется на следующие элементы:  $\Delta \text{ЭП}$  – изменение экспортной пошлины на величину притока (оттока) УВС;  $\Delta H_{\text{в}}$  – величина изменения НДС вследствие некорректной оценки степени выработанности участка недр;  $\Delta H_{\text{рп}}$  – величина излишне уплаченного разового платежа за пользование недрами вследствие его исчисления на основе объема запасов без учета перетоков УВС.

Иными словами, экономические потери – это разница между выпадающими доходами и выпадающими расходами недропользователя, с участка недр которого произошел отток УВС.

На рис. 1 показано, что при положительных значениях выпадающая выручка существенно превышает выпадающий ЧДД.



т.е. экономические потери в значительной степени компенсируются экономией переменных расходов на добычу, транспортировку и налоги. Отрицательные значения выручки приходятся на период, когда миграция УВС происходит в обратном направлении. Возникает предположение, что недропользователь при этом вместо экономических потерь получает дополнительный доход. Однако это не всегда так: если уровень добычи соответствует технической схеме проекта, составленной без учета миграции УВС, дополнительный доход не возникает. Таким образом, целесообразно производить оценку стоимости перетоков УВС в течение всего периода добычи, что позволит учитывать как экономические потери, так и возможные доходы от перетоков УВС.

При расчете экономических потерь с помощью приведенных выше формул возникает ряд методических вопросов, которые могут вызвать разногласия между недропользователями. К таким вопросам относятся:

- период, за который производится оценка;
- применяемые цены на УВС;
- затраты и налоги, вычитаемые при расчете экономических потерь в связи с перетоками УВС.

## Оценка выпадающих доходов недропользователя

Выпадающие доходы вследствие оттока УВС определяются стоимостью объема УВС, мигрировавшего с участка недр.

Количественная оценка объема перетоков производится на основе геолого-гидродинамических моделей залежей УВС с учетом результатов инструментальных исследований в скважинах, наиболее близко расположенных к границе участков, для оценки пластового давления в этих зонах.

При оценке выпадающих доходов недропользователя возникает вопрос о периоде оценки, в связи с тем, что перетоки УВС чаще всего имеют место при одновременном предоставлении лицензий на право пользования сопредельными участками недр.

Как видно из рис. 2, при снижении добычи за счет перетоков УВС вместе со снижением выручки уменьшаются также капитальные и эксплуатационные затраты, а также фискальные изъятия, зависящие от объема мигрировавшего УВС (НДПИ, налог на прибыль, экспортная пошлина). При этом могут возникнуть расходы на дополнительные скважины или оборудование, связанные с необходимостью регулирования и мониторинга процессов миграции УВС.

Следует отметить, что миграция УВС зачастую оказывает влияние в большей степени на эксплуатационные затраты и не влияет на капитальные затраты. Эксплуатационные затраты подразделяются на переменные и постоянные. Переменные затраты коррелируются с количеством реализованной продук-

Рис. 2. Схема определения экономических потерь вследствие миграции УВС

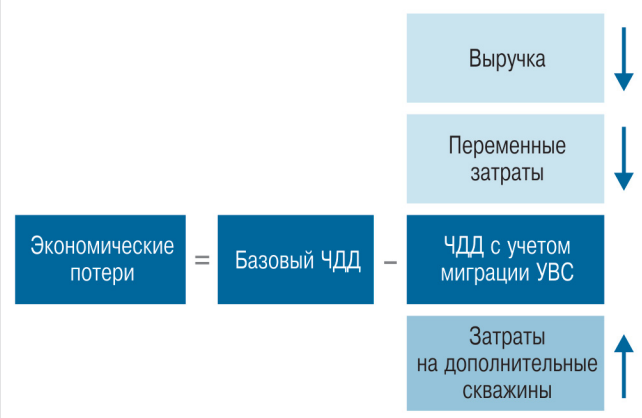
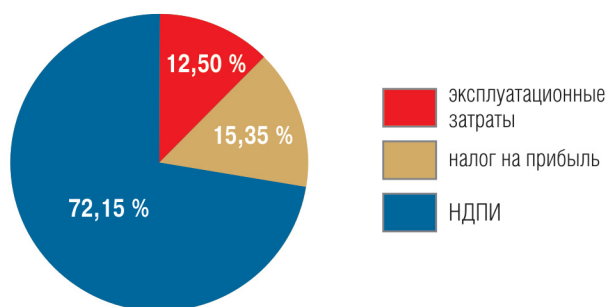


Рис. 3. Структура выпадающих расходов и налогов (без учета экспортной пошлины)



ции, в связи с этим вследствие миграции УВС они снижаются (см. рис. 2), поэтому при расчете абсолютных экономических потерь целесообразно использовать лишь эти затраты.

Согласно проведенным расчетам, наибольшую долю в структуре затрат представляет НДПИ, затем – налог на прибыль и операционные затраты (рис. 3).

Таким образом, величина экономических потерь представляет собой валовую стоимость мигрирующих УВС (перетоков), уменьшенную на величину связанных с ними затрат и налогов.

## Влияние перетоков УВС на доходы бюджетной системы

Одним из наиболее дискуссионных вопросов налогообложения при разработке ГСУН является вопрос о выпадающих доходах бюджетной системы России вследствие оттока УВС с участка недр. Допустимо предположить, что при оттоке УВС на соседний участок недр выпадающие доходы бюджетной системы в целом отсутствуют, с величины мигрировавших углеводородов будет уплачен НДПИ при их добыче на соседнем участке недр.

По мнению автора, при анализе экономической сущности перетоков УВС следует исходить из того, что отток УВС не од-

нозначно означает приток эквивалентного объема сырья на соседний участок и его добычу в тот же период времени. Соответственно, уменьшение запасов на одном участке недр не обязательно приведет к эквивалентному росту добычи на соседнем участке и соответствующему увеличению налоговых выплат с добычи. Недропользователь добывает УВС в соответствии с утвержденным проектным документом и не превышает установленные уровни добычи. Соответственно, и величина уплачиваемого НДПИ не превышает сумму, исчисленную по утвержденному уровню добычи.

При этом УВС, мигрировавшие на соседний участок недр, может быть извлечено в последующих налоговых периодах либо остаться в недрах и не быть добытым как по техническим, так и по экономическим причинам.

Между тем при отсутствии перетоков УВС с величины перетоков могли бы быть уплачены все причитающиеся налоги и платежи уже в текущем налоговом периоде.

Следовательно, если происходит отток УВС с участка недр, приводящий к снижению добычи сырья, величина НДПИ, соответствующая объему оттока, не поступает в бюджет, т.е. возникают выпадающие доходы бюджетной системы РФ.

Недополученные доходы государства могут также возникнуть вследствие миграции УВС на участок недр с более низкой налоговой нагрузкой, если в пределах ГСУН установлены различные налоговые режимы. Условия налогообложения могут различаться в зависимости от налогоплательщика, лицензионного участка и, соответственно, применяемого к ним налогового режима, например: отток УВС произошел на участке недр, характеризующемся более выгодным для государства налоговым режимом или этот отток произошел на участке нераспределенного фонда недр.

Таким образом, возможно возникновение выпадающих доходов бюджетной системы за счет снижения добычи на участке недр, с которого произошел отток УВС, в том числе и с участка нераспределенного фонда, а также вследствие перетока УВС на участок недр с более низкой налоговой нагрузкой. Следует подчеркнуть, что эти выпадающие доходы не могут быть приравнены к недоплате НДПИ, так как объектом НДПИ является добытое минеральное сырье. Поэтому вопрос об оценке выпадающих доходов в данном случае рассматривается только с теоретической точки зрения.

Потери федерального бюджета РФ и потери субъектов РФ определяются по формуле:

$$\text{ЭПФБ} = \Delta \text{НДПИ} + \Delta \text{Н}_{\text{пр}}, \quad (5)$$

где ЭПФБ – экономические потери федерального бюджета;  $\Delta \text{НДПИ}$  и  $\Delta \text{Н}_{\text{пр}}$  – разность между выплатой соответственно НДПИ и налога на прибыль недропользователем, у которого произошел приток УВС и расчетным НДПИ и налогом на прибыль недропользователя, у которого произошел отток, рассчи-

танная применительно к объему притока (оттока);  $\Delta H_{np}$  рассчитывается в размере 2 %, которые подлежат поступлению в федеральный бюджет.

Как видно из формулы (5), разница для федерального бюджета определяется исключительно изменением НДС, так как величина экспортной пошлины не зависит от того, на территории какого субъекта РФ добывается УВС. В то же время величина налога на прибыль, в условиях одинаковых нормативов затрат, изменяется из-за различий в величине НДС, и это различие необходимо учитывать, так как увеличение НДС ведет к снижению налога на прибыль и наоборот.

В весьма ограниченном ряде случаев в пределах одного месторождения могут действовать не только различные условия уплаты НДС, но и различные налоговые режимы – например, режим действующей налоговой системы (ДНС) и режим СРП.

Для бюджета субъекта РФ экономические потери могут составить 18 % от снижения налога на прибыль, так как в условиях миграции УВС возможно снижение налоговой базы недропользователя, у которого возник его отток.

Таким образом, экономические потери субъекта РФ составляют 18 % от стоимости объема перетоков УВС за вычетом приходящихся на этот объем затрат.

## Комплексная оценка экономических потерь в результате миграции УВС

Следует отметить, что ЧДД не единственный показатель, характеризующий экономические потери недропользователей вследствие миграции УВС с участка недр.

Например, имеет значение оценка такого показателя, как отношение стоимости величины перетоков к общей стоимости добытого сырья. Этот показатель необходим для понимания значимости перетоков УВС для экономики конкретного участка недр.

Комплексная оценка экономических потерь в результате миграции УВС представляет собой свод аналитических пока-

зателей, характеризующих влияние этой миграции как на различные составляющие экономической эффективности проектов разработки месторождений УВС, так и на доходы недропользователей. Данные показатели не используются в качестве функциональных элементов дальнейшего разрешения вопросов по оценке компенсационных платежей между недропользователями и государством, однако представляют собой аналитический инструментарий для оценки общеэкономического влияния миграции УВС, который может использоваться в рамках формирования стратегий недропользователей и экономической политики государства в области недропользования. Примерный перечень основных показателей комплексной оценки представлен в таблице.

Предложенная система показателей позволит оценить как выпадающие доходы недропользователей в форме недополученного чистого денежного потока от разработки участка недр, так и выпадающие доходы бюджетной системы РФ.

Применение единого методического подхода к оценке экономических потерь недропользователей при перетоках УВС является актуальным в рамках решения следующих задач:

- урегулирование взаимоотношений недропользователей, разрабатывающих ГСУН;
- формирование механизма компенсации убытков недропользователей в случае оттока УВС и использование данного механизма в соглашениях между недропользователями;
- оценка выпадающих доходов бюджетной системы РФ при перетоках УВС.

## Л и т е р а т у р а

1. Рекомендации по подсчету запасов по сопредельным и трансграничным участкам недр: рекомендованы к использованию протоколом МПР России от 12.12.2007 № 11-17/0144-пр.
2. Федеральный стандарт оценки "общие понятия оценки, подходы и требования к проведению оценки (ФСО № 1)": утв. приказом Минэкономразвития России от 20.05.2015 № 297, п. 17.

## Financial and economic settlement of problems arising during the development of adjacent subsoil areas

<sup>1</sup>Dyachkov G.S.

<sup>1</sup> ECAP, Moscow, Russia

The article contains analysis of the impact of the hydrocarbon migration in a unified fluid-dynamic system both on the income of subsoil users and the state. The author suggest new approaches to assessment of economic losses as a result of hydrocarbon flows. The article describes possible compensation mechanisms for the shortfall in income of subsoil users and the state.

**Key words:** migration of hydrocarbons; petroleum revenue; economic losses; compensation payments; subsoil users.

Дьячков Георгий Сергеевич, george\_dyachkov@mail.ru

© Дьячков Г.С.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021

Система показателей, используемых для комплексной оценки экономических потерь вследствие миграции УВС

Название	Условное обозначение
Расчетный объем перетоков нефти/газа, % от начальных извлекаемых запасов	РОП%
Валовая стоимость перетоков, млн р.	Вмиг
Валовая стоимость перетоков, % от выручки	Вмиг%
Выпадающие доходы федерального бюджета РФ, млн р.	ЭПФБ
Выпадающие доходы субъектов РФ, млн р.	ЭПБсуб
ЧДД на 1 т нефти/1000 м <sup>3</sup> природного газа, р/т (1000 м <sup>3</sup> )	ЧДДмиг/т
Операционные потери, млн р.	ОП



УДК 553.94:622.013.36:553.04:528.94

# Применение геоинформационных технологий при оценке запасов угольных месторождений Кузбасса

<sup>1</sup>Рогова Т.Б., <sup>2</sup>Шаклеин С.В.

<sup>1</sup> Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, Кемерово

<sup>2</sup> Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, Кемерово

Показано, что геоинформационное обеспечение принятия эффективных управленческих решений в сфере оценки месторождений полезных ископаемых и определения степени горного риска их освоения состоит в формировании и отображении пространственной информации о соответствии достигнутой степени достоверности геометризации месторождений требованиям запланированных к применению геотехнологий. Обоснован принцип оценки достоверности геометризации характеристик угольных месторождений, состоящий в оценке меры неоднозначности горно-геометрического моделирования на основе предварительного создания косвенных избыточных определений в сетях геолого-разведочных скважин. Постоянная актуализация моделей на основе обобщения опыта ведения горных работ позволяет в 3-4 раза повысить качество оценки запасов сырья угольных предприятий по международным стандартам.

**Ключевые слова:** угольная промышленность; запасы; достоверность; погрешность геометризации; экспертиза.



**РОГОВА Тамара Борисовна,**  
профессор кафедры маркшейдерского  
дела и геологии, доктор технических наук



**ШАКЛЕИН Сергей Васильевич,**  
ведущий научный сотрудник,  
доктор технических наук

Эффективность минерально-сырьевого комплекса страны преимущественно определяется качеством имеющейся в ее распоряжении минерально-сырьевой базы (МСБ), т.е. совокупностью свойств, обуславливающих способность горного бизнеса эффективно удовлетворять сырьевые потребности экономики в обозримом периоде времени [1]. Структура минеральных ресурсов, величина их запасов, качество, степень изученности и направления хозяйственного освоения оказывают непосредственное влияние на экономический потенциал государства. При этом постоянное увеличение разносторонних потребностей общества непрерывно изменяет оценки текущего ресурсного обеспечения, приводит к необходимости решения

вновь проявлявшихся проблем [2], превращая процесс изучения и оценки минеральных ресурсов в задачу динамического характера. Отличительной особенностью принятия решений в области горного бизнеса является то, что они должны учитывать не только информацию, но и всегда существующий уровень ее неопределенности, т.е. в условиях действия весьма специфического информационного горного риска [3, 4].

В связи с этим информационной основой принятия управленческих решений в области недропользования являются непрерывно изменяющиеся в пространстве недр данные о свойствах месторождений и уровне достоверности, с которой они получены в процессе геологического изучения недр.

Эти обстоятельства определяют актуальность применения для оценки МСБ геоинформационных технологий, ориентированных именно на рассматриваемый класс данных.

Для определения уровня достоверности геолого-разведочной информации необходима предварительная разработка специальных количественных методов ее оценки, поскольку ныне используемые в горном деле геоинформационные модели [5-7 и др.] ориентированы на решение несколько иного круга задач. Методы оценки достоверности не могут игнорировать специфические особенности месторождений разных видов минерального сырья и должны быть соответствующим образом адаптированы к ним.

При решении вопросов организации недропользования на территории Кемеровской области, обеспечивающей более 60 % общего объема добычи угля России, наибольший интерес представляют методы оценки, учитывающие специфику уголь-

ных месторождений. Разумеется, что эффективность применения моделей достоверности геоданных должна быть подтверждена практическим опытом освоения месторождений.

## Геоинформационное обеспечение принятия управленческих решений в условиях риска при освоении месторождений полезных ископаемых

В основе всех проектов и планов создания и развития горно-добывающего бизнеса лежат не фактические данные о недрах, а лишь их модели. Такие модели всегда содержат в себе погрешности и ошибки, поскольку формируются по результатам прямого определения значений изучаемых характеристик по геолого-разведочным скважинам, вскрытый объем полезного ископаемого в которых составляет многомиллионные доли от общих запасов участка недр. Это влечет за собой неопределенности в установлении размеров необходимого объема капитальных вложений, затрат на добычу и переработку, размера оборотного капитала, предполагаемой длительности реализации проекта освоения, производственной мощности, полноты извлечения, цены, качества продукции и т.п. Именно в этом и состоят последствия проявления горного риска – риска неподтверждения ожидаемых геологических характеристик месторождения. Оценка степени такого риска как в российской, так и в международной практике недропользования производится путем квалификации запасов по нескольким группам (категориям) достоверности их изучения. При этом под достоверностью понимается не погрешность определения количества запасов, а совокупность погрешностей геометризации (моделей) их основных характеристик.

Действующие ныне международные кодексы отчетности о ресурсах и запасах полезных ископаемых устанавливают минимальные требования, предъявляемые к предназначенной к использованию потенциальными и действующими инвесторами информации горно-промышленных и геолого-разведочных компаний. Считается, что выполнение этих требований исключает сознательное или ошибочное завышение уровня достоверности геолого-разведочных данных. Однако подобное предположение сомнительно, поскольку оценку достоверности принято выполнять экспертным способом, в рамках которого невозможно исключить в том числе и коррупционное воздействие на экспертов. Кроме того, эксперт, из-за опасения допустить завышение качества изучения месторождения, всегда вынужден занижать свои оценки.

Эксперт, готовя отчет о состоянии МСБ предприятия на основе требований кодексов семейства CRIRSCO (австралийского JORC, канадского CIM, южно-африканского SAMREC и др.), должен обеспечить:

- **прозрачность** (пользователь отчета должен располагать достаточной информацией, представленной в ясной и

"однозначной форме", позволяющей правильно понять представленный материал);

- **значимость** (отчет должен содержать всю релевантную информацию, необходимую инвесторам и их профессиональным консультантам для формирования обоснованного и взвешенного понимания полученных результатов геолого-разведочных работ);
- **компетентность** (отчет должен основываться на результатах работ, выполненных специалистами, имеющими надлежащую квалификацию и опыт, обязанными соблюдать кодекс профессиональной этики и нормы поведения в своей работе).

Эти принципы международной оценки МСБ используются и в практике отечественной государственной геологической экспертизы и не вызывают возражений. Вместе с тем российская система оценки запасов полезных ископаемых использует еще один очень важный принцип – **принцип доказательности суждения эксперта** (эксперт обязан представить аргументы, обосновывающие данные им оценки и суждения).

Действующая ныне отечественная Классификация запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых [8] предусматривает, что при квалификации запасов по категориям разведанности в качестве дополнительного показателя должны использоваться количественные и вероятностные оценки точности и достоверности определения основных параметров, использованных при подсчете запасов. Результаты выполнения количественной оценки достоверности запасов выступают в качестве основного инструмента формирования доказательной базы экспертных оценок. Но, именно **инструмента**, поскольку эксперт, в соответствии с действующим государственным нормативом [9], имеет право не согласиться с ее результатами, с обязательным указанием на "причины и обоснование принятия категорий, отличающихся от категорий, рекомендуемых по результатам количественной и вероятностной оценки".

Результаты применения количественных методов оценки достоверности принято представлять в форме картограмм разведанности запасов, на которых отображаются их контуры. Они имеют различную степень достоверности (категории) и реализуются в виде геоинформационных моделей, обеспечивающих поддержку принятия управленческих решений в сфере оценки месторождений полезных ископаемых и определения степени горного риска их освоения.

## Оценка достоверности геометризации угольных месторождений по геолого-разведочным данным

В большинстве горно-добывающих отраслей используются количественные методы оценки достоверности запасов полезных ископаемых, основанные на геостатистическом подходе. Однако для угольных месторождений такой подход не доста-

точно эффективен. Это обусловлено как характером оцениваемых характеристик, "линзообразным" характером угольных пластов, так и существенной разреженностью геолого-разведочных скважин, что не позволяет получать оценки достоверности запасов угля в пределах сравнительно небольших их контуров, сопоставимых нередко с охватываемыми ими площадями годовой отработки и продуктивных пластов.

В связи с этим в [10] были разработаны специальные методы оценки достоверности запасов, пригодные к использованию на всех типах угольных месторождений. Задача определения достоверности запасов по результатам геологического изучения месторождения сводится обычно к оценке степени расхождения между реально существующим природным объектом и его моделью. Ее строгое математическое решение в такой постановке невозможно, поскольку сведения о реальных свойствах геологического объекта на момент такой оценки либо недостаточно полные, либо отсутствуют вовсе. Поэтому решение задачи оценки достоверности запасов в таких случаях может быть обеспечено на основе косвенных методов (эвристической природы).

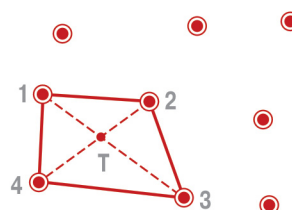
В основу разработки таких методов положена сформулированная в начале XX в. теория геохимического поля профессора П.К. Соболевского [11]. Основные положения этой теории весьма близки к появившимся значительно позже положениям геостатистики. В соответствии с теорией П.К. Соболевского любой геологической характеристики отвечает четырем основным свойствам, одним из которых является **"свойство однозначности"**: значение контрольной характеристики в каждой точке геологического пространства может иметь только одно ее значение.

Из этого "постулата" следует, что модель любой характеристики месторождения, идеальным образом ее описывающая, также должна обладать указанным свойством, а возникновение "неоднозначности" построений в процессе моделирования является свидетельством ее неадекватности реальному объекту. Иными словами, чем больше степень такой "неоднозначности", тем менее адекватна применяемая модель. Таким образом, оценка достоверности геологических материалов может основываться на оценке **"степени неоднозначности модели"**.

Собственно неоднозначность построения моделей может быть количественно оценена лишь при наличии "избыточных" данных измерений, т.е. в условиях, когда имеется как минимум, два независимых измерения контролируемого признака в одной и той же точке пространства недр. Однако в геолого-разведочной практике такие измерения возникают крайне редко и нежелательны, так как являются следствием "переразведки" объекта исследований. Поэтому подход к созданию метода определения степени неоднозначности применяемой модели может основываться только на идее искусственного создания "косвенных избыточных определений" [12].

Такую идею достаточно просто можно реализовать в контуре плоской четырехугольной ячейки разведочной сети скважин. Рассмотрим фрагмент разведочной сети скважин в виде выпуклого четырехугольника с вершинами в точках замеров изучаемого геологического признака (рис. 1). В таком четырехугольнике можно провести две диагонали (1-3 и 2-4), пересекающиеся в точке Т. Используя определенный метод интерполирования можно получить значение контрольного признака в точке Т из каждой диагонали ( $P_{1-3}$  и  $P_{2-4}$ ). Теоретически  $P_{1-3}$  должно быть равно  $P_{2-4}$ . Однако из-за наличия известных погрешностей измерений и интерполяции значения  $P_{1-3}$  и  $P_{2-4}$ , как правило, не будут совпадать друг с другом. Поэтому их разность (для двух независимых косвенных определений), может использоваться в качестве количественной меры неоднозначности осуществляемых контурных построений.

Рис. 1. Искусственное создание косвенных "избыточных определений" геологических свойств породного массива в контуре ячейки сети разведочных скважин



Таким образом, критерий достоверности ( $K$ ) изучаемого признака в контуре четырехугольника сети скважинных измерений может быть представлен в виде  $P_{1-3}-P_{2-4}$ . Он может выражаться как в абсолютных, так и в относительных единицах величин (например, в процентах по отношению к среднему значению изучаемого показателя в точке Т).

В качестве метода интерполяции вдоль отмеченных диагоналей можно использовать любой известный метод, точность которого соответствует точности метода построения оцениваемых горно-геометрических моделей. Практический опыт показал, что при оценке достоверности построения гипсометрии продуктивных пластов следует применять кубическую сплайн-интерполяцию. Она использует в качестве исходных данных не только три координаты точек подсечения пласта скважинами, но и определенные по данным модели элементы залегания пласта в них. Для оценки мощности пласта и показателей качества угля вполне удовлетворительной оказалась линейная интерполяция [13].

Для натурных условий форма четырехугольной ячейки всегда будет отличаться от формы правильного четырехугольника, в результате чего точка пересечения диагоналей Т, вообще говоря, не будет равноудаленной от его вершин. Проведенные исследования [13] показали, что изучаемые критерии являются



информативными, если форма четырехугольника удовлетворяет следующим условиям:

- **деформированности** (для каждой диагонали отношение расстояний от вершин четырехугольника до точки Т к общей длине диагонали должно находиться в пределах 0,3-0,7);
- **ромбовидности** (отношение длины более протяженной диагонали к длине менее протяженной не должно превышать 2,6);
- **косоугольности** (внутренние углы четырехугольника должны находиться в пределах 25-155°);
- **вытянутости** (отношение средней длины двух самых протяженных сторон четырехугольника к средней длине двух коротких не должно превышать 4).

Естественно, что расчет критериев разведанности допустимо осуществлять только в том случае, если достигнутая по объекту плотность сети разведочных скважин обеспечивает правомерность интерполирования значений экспериментальных данных в пространстве между точками их измерений.

Для производства оценки правомерности интерполяции высотных отметок поверхности пласта выполняется построение функции, названной "**кривой разведанности**", связывающей средние значения критериев разведанности со средними площадями "оценочных четырехугольников". Ее построение производится путем последовательного двукратного разрежения сети измерений. Так как по мере роста площадей четырехугольников (снижения плотности сети точек наблюдений) достоверность результатов моделирования будет естественным образом снижаться, то теоретическая "кривая разведанности" должна иметь характер монотонно возрастающей функции.

Встречаются три основных типа кривых разведанности запасов угольных месторождений Кузбасса (рис. 2), по виду которых можно оценить правомерность структурных построений гипсометрии пластов. **Первый их тип** ("кривая разведанно-

сти" 1) имеет ожидаемый теоретический характер и проявляется в условиях правомерности выполнения интерполяции высотных отметок. **Второй тип** ("кривая разведанности" 2) на первый взгляд противоречит "здоровому смыслу", поскольку при  $S \leq S_1^*$  имеет место "рост достоверности" изучения гипсометрии угольного пласта по мере снижения плотности разведочной сети. Данный тип "кривой разведанности" на самом деле свидетельствует об отсутствии оснований для выбора используемого вида интерполяции, а следовательно, и о невозможности по имеющейся натурной информации построения реальных гипсометрических планов. **Третий тип** ("кривая разведанности" 3) проявляется в случае правомерности интерполяции высотных отметок пласта лишь по части изучаемого объекта – только в пределах "четырехугольных блоков" ограниченной площади ( $S < S_2^*$ ).

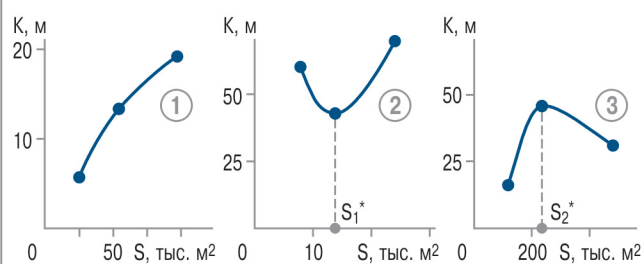
Проверка правомерности использования того или иного вида интерполяции в межскважинном пространстве, существенно изменчивых характеристик по сравнению с гипсометрией пласта, таких как его мощность и показатели качества угля, производится на основе сравнения общей и "негеометризируемой" долей их изменчивости. Величина негеометризируемой составляющей изменчивости пропорциональна среднему значению критерия разведанности К, а общая изменчивость может быть оценена соответствующим среднеквадратическим отклонением. Если соотношение этих характеристик изменчивости таково, что негеометризируемая доля является преобладающей в общей изменчивости, то делается вывод о неправомерности выбранного вида интерполирования, в противном случае – об его корректности.

Полученные критерии разведанности (оценки неоднозначности результатов геометризации) различных характеристик месторождения используются при категоризации запасов по степени их достоверности. Например, по степени достоверности изучения гипсометрии пласта к категории А (в России) относятся запасы контуров, в которых критерий К не превышает 7 м, к категории В – от 7 до 13 м и к категории С<sub>1</sub> – от 13 до 50 м.

## Геоинформационные модели оценки достоверности запасов угольных месторождений

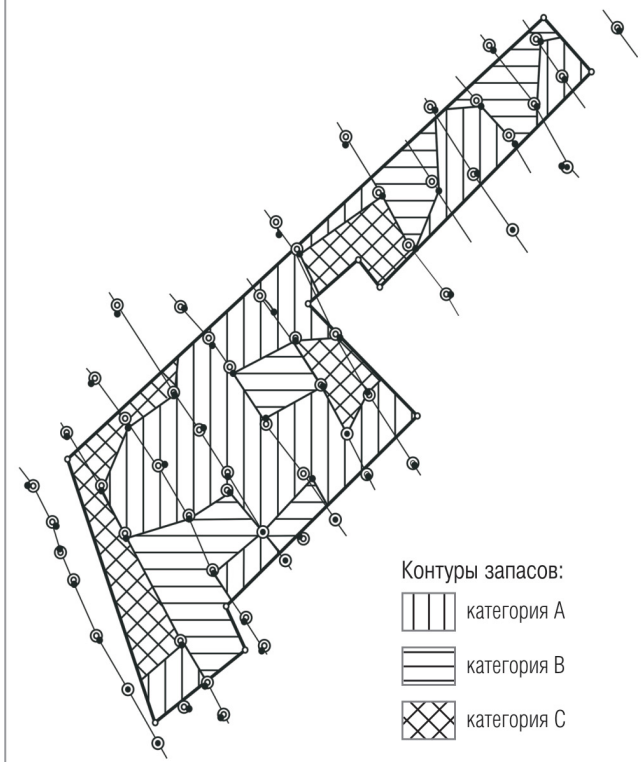
На основании расчета значений критериев разведанности основных параметров подсчета запасов (гипсометрии и мощности пласта, зольности угля) геолого-разведочными организациями создаются геоинформационные модели – картограммы достоверности или категоризации (рис. 3), на которых выделяются контуры с различным уровнем достоверности изучения признака. Данный вид моделей является инструментом геоинформационного обеспечения процесса категоризации запасов, выполняемого по ныне действующим государственным [8] и международным [14] требованиям.

Рис. 2. Основные типы "кривых разведанности", отражающие характер изменения средних значений критериев разведанности гипсометрии пласта (К) от средней площади проекции четырехугольной ячейки сети разведочных скважин (S)



1 – пласт Кемеровский на участке "Щербиновский"; 2 – пласт Двойной-2 поля разреза "Ургунский"; 3 – пласт XXVII на участке "Ровненский"

Рис. 3. Картограмма достоверности изучения гипсометрии пласта III поля шахты "Ольжерасская" (Кузбасс) по [13]



Однако данный класс оценок не отвечает требованиям информационного обеспечения международной экспертизы запасов, выполняемой для оценки стоимости и инвестиционной привлекательности МСБ. Это связано с использованием различных принципов классификации в России и за рубежом. Принципиальные различия подходов действующей российской государственной классификации и международной "рыночной" классификации CRIRSCO заключается в том, что в современной отечественной системе категоризация запасов выполняется **по степени достоверности геологической информации, а в системе CRIRSCO – по степени соответствия этой "достоверности" требованиям горных технологий и бизнеса.**

Принцип CRIRSCO, следовательно, ориентирован на приращение категориям ясного целевого предназначения. Следует заметить, что такой подход для России не нов и использовался для классификации запасов в СССР с 1927 до 1960 г. Действующая ныне российская классификация запасов предполагает равную погрешность геометризации характеристик месторождений в пределах одной категории вне зависимости от того, какими способами и по каким технологическим схемам запасы будут осваиваться. В международной системе оценки достоверности запасов в одну категорию попадают запасы с разной погрешностью геометризации, величина которой имеет одинаковую значимость при принятии технологических решений. Например, погрешность  $\pm 4$  м в оценке вертикального по-

ложения одиночного пологозалегающего пласта мощностью 4 м при его отработке открытым способом может увеличить коэффициент вскрыши на  $1 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Такая погрешность способна существенно изменить количество доступных открытым технологиям запасов. В настоящее время рентабельность работы угольных разрезов Кузбасса по добыче энергетического угля сохраняется при коэффициенте вскрыши до  $6,5 \text{ м}^3/\text{т}$  при дальности транспортировки породы на отвалы не более 2,5 км. В то же время погрешность геометризации гипсометрии пласта в  $\pm 4$  м при его отработке подземным способом может практически не повлиять на эффективность технологического процесса. Существуют, разумеется, и обратные примеры, поскольку подземная технология добычи предполагает, в отличие от открытой, необходимость более высокого уровня знания тектонической нарушенности пластов, детализации характера их залегания, газоносности и т.д.

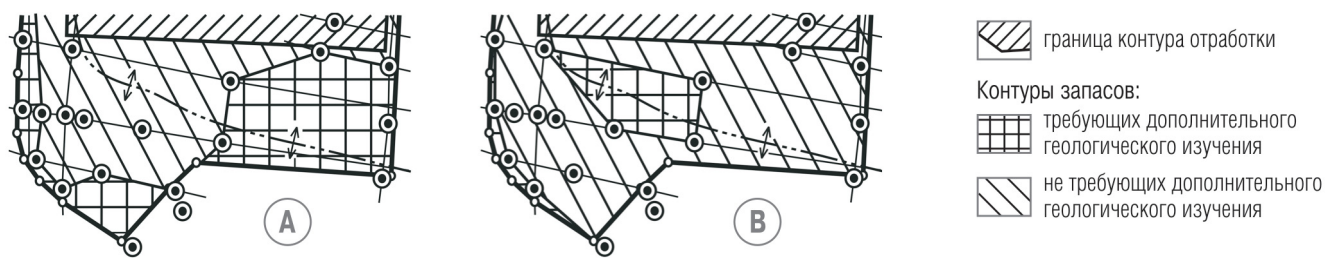
Таким образом, геоинформационное обеспечение системы оценки достоверности запасов по принципу соответствия достигнутой степени достоверности геометризации требованиям горных технологий состоит в создании моделей, отображающих не степень неоднозначности геометризации, а ее погрешность, выраженную в реальных физических единицах.

### Сравнение эффективности применения новой геоинформационной модели оценки запасов угольных месторождений с принятыми в Кузбассе

В результате исследований [10] было установлено, что погрешности горно-геометрических моделей характеристик угольного месторождения статистически прямо пропорциональны мере их неоднозначности (критериям разведанности). Так, в целом для Кузбасса погрешность гипсометрических планов составляет около 60 % от величин соответствующих критериев. Однако для каждого конкретного разрабатываемого месторождения, шахтного или карьерного поля коэффициент такой пропорциональности должен уточняться на основе накопленных при ведении горных работ натурных данных, т.е. в процессе организации и ведения специального мониторинга достоверности запасов полезного ископаемого.

Информационная основа такого мониторинга – данные, полученные на уже освоенной части месторождения. Для этого производится количественная оценка достоверности запасов только по разведочным данным, а затем – по этим же, но уже отработанным, запасам путем сопоставления соответствующих данных разведочных и горных работ. Так уточняются искомые коэффициенты пропорциональности, позволяющие осуществить переход от значений критериев разведанности к погрешностям геометризации. В результате таких исследований формируется методика количественной оценки погрешности геометризации, адаптированная к особенностям осваиваемого

Рис. 4. Картограммы достоверности изучения гипсометрии нижних горизонтов пласта 70 поля шахтоуправления "Талдинское-Западное"



участка недр. При этом становится не суть важно, каким образом выполнялось построение расчетных моделей для контрольных характеристик месторождения и, соответственно, подсчет его запасов: полигональным или геостатистическим методами.

Второй элемент мониторинга достоверности запасов угля – установление фактического уровня погрешностей, который допустим в условиях применяемого на месторождении конкретного способа и технологии отработки полезного ископаемого. Для этого достаточно установить, при каком граничном уровне погрешностей горно-добывающее предприятие не достигает запланированные технико-экономические показатели работы или возникают значительные проблемы в области обеспечения безопасных условий ведения горных работ.

Полученные описанным образом зависимости могут быть в дальнейшем использованы для оценки запасов еще неотработанного контура месторождения на основе применения "метода аналогий": в условиях применения одинаковых горно-технологических решений равная неоднозначность геометризации недр приводит к одинаковым последствиям на стадии эксплуатации.

На рис. 4, в качестве примера, приведена картограмма достоверности изучения гипсометрии нижних горизонтов угольного пласта, находящегося в стадии отработки. Картограмма представлена в двух вариантах.

Вариант А содержит результаты экспертной оценки достоверности, подтвержденной государственной геологической экспертизой. Вариант В отражает результаты, полученные при выполнении количественной оценки достоверности, учитывающей данные отработки верхних горизонтов угольного пласта.

Видно, что оценка запасов по варианту В более благоприятна для бизнеса в сравнении с экспертной оценкой А, использующей страховочное занижение результатов.

Обширная практика применения критериев разведанности основных параметров подсчета запасов (гипсометрия и мощность пласта, зольность угля), а также технологии горно-геометрического мониторинга показала [11], что их использование повышает качество оценки достоверности геолого-разведочной информации в 3-4 раза по сравнению с традиционными экспертными подходами.

## Выводы

Таким образом, геоинформационное обеспечение позволяет повысить эффективность принятия управленческих решений при оценке угольных месторождений Кузбасса, определения степени риска при их освоении за счет формирования и отображения пространственной геолого-разведочной информации и соответствия достигнутой степени достоверности геометризации месторождений полезных ископаемых требованиям планируемых геотехнологий ведения горных работ.

В результате выполненных исследований установлено:

- применение геоинформационных технологий обеспечивает создание реальной доказательной системы оценки МСБ угледобывающих предприятий;
- количественная оценка достоверности геологической информации должна проводиться на основе определения степени ее однозначности, выполняемой на основе создания косвенных избыточных определений в сетях геолого-разведочных скважин;
- геоинформационное моделирование должно быть ориентировано на учет меры соответствия достоверности результатов геологического изучения недр конкретным требованиям горных технологий и бизнеса;
- применение геоинформационных технологий позволяет повысить качество оценки достоверности геолого-разведочной информации в 3-4 раза по сравнению с традиционными экспертными подходами.

## Литература

1. Орлов В.П. Геологическое прогнозирование. – М.: Недра, 1991.
2. Состояние и проблемы минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых России / В.Н. Опарин, А.М. Фрейдин, А.П. Тапсиев [и др.] // ФТПРПИ. – 2013. – № 4.
3. Rossi M., Deutsch C. Mineral Resource Estimation. New York, London: Springer, 2014.
4. Годой М., Димитракопулос Р. Количественный анализ рисков при стратегическом планировании горных работ: методика и применение // ФТПРПИ. – 2011. – № 2.
5. Использование ГИС-технологий для комплексной оценки участков отработки запасов полезных ископаемых / Р.Ю. Замараев, В.Н. Опарин, С.Е. Попов [и др.] // ФТПРПИ. – 2008. – № 3.



6. Бычков И.В., Опарин В.Н., Потапов В.П. Облачные технологии в решении задач горной геоинформатики // ФТПРПИ. – 2014. – № 1.
7. Трубецкой К.Н., Клебанов А.Ф., Владимиров Д.Я. Геоинформационные системы в горном деле // Вестник отделения наук о земле РАН. – 1998. – № 3.
8. Классификация запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых: утв. приказом Минприроды России от 11.12.2006 г. № 278. – М., 2006.
9. Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов твердых полезных ископаемых: утв. приказом Минприроды России от 23.05.2011 г. № 378. – М., 2011.
10. Шаклеин С.В., Рогова Т.Б. Мониторинг достоверности запасов и его использование для оценки сырьевой базы угольных компаний // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 4. – С. 35-38.
11. Соболевский П.К. Современная горная геометрия // Социалистическая реконструкция и наука. – 1932. – № 7.
12. Shaklein S.V., Rogova T.B. Methods of reliability estimation of the established resources of some coal field areas in Russia // Russian Mining. – 2007. – № 3/4.
13. Шаклеин С.В. Количественная оценка достоверности геологических материалов угольных месторождений. – Кемерово: Кузбассвуиздат, 2005.
14. Russian Code for the Public Reporting of Exploration Results, Mineral Resources and Mineral Reserves (NAEN Code). – National Association for Subsoil Examination (NAEN), Committee for Mineral Reserves International Reporting Standards (CRIRSCO), Pan-European Reserves and Resources Reporting Committee (PERC). – 2011.

## Application of geoinformation technologies in the assessment of coal deposits in Kuzbass

<sup>1</sup>Rogova T.B., <sup>2</sup>Shaklein S.V.

<sup>1</sup>T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, Kemerovo, Russia

<sup>2</sup>The Federal Research Center of Coal and Coal Chemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Kemerovo, Russia

It is shown that the geoinformation support of effective management decisions making in the field of assessing mineral deposits and the degree of risk of their development consists in the formation of spatial information on the correspondence of the level of confidence of the results of geometrization on the mining technologies requirements. The principle of assessing the confidence of geometrization of the coal deposits has been substantiated. It consists in quantitative characteristics estimation of the geological data interpretation ambiguity based on the preliminary creation of indirect redundant definitions in the exploration grid. Continuous updating of estimates of the geometrization confidence, which is based on the generalization of mining experience, allows from three to four times to improve the quality of assessing the resources and reserves of coal enterprises according to code for the reporting adopted by the world mining community.

**Key words:** coal industry; resources; confidence; errors of geometrization; audit.

Рогова Тамара Борисовна, rogtb@mail.ru  
Шаклеин Сергей Васильевич, sv51950@mail.ru

© Рогова Т.Б., Шаклеин С.В.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021



# О необходимости баланса производства и потребления топливно–энергетических ресурсов в Российской Федерации

<sup>1</sup>Фаррахов Е.Г., <sup>2</sup>Фаррахов А.З., <sup>2,3</sup>Рузакова О.А., <sup>1,4</sup>Дудиков М.В.

<sup>1</sup> Российское геологическое общество, Москва

<sup>2</sup> Государственная Дума Федерального Собрания Российской Федерации, Москва

<sup>3</sup> Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ (РАНХиГС), Москва

<sup>4</sup> Совет Федерации Федерального Собрания Российской Федерации, Москва

Отмечается, что топливно-энергетические балансы, отражающие соотношение добычи различных видов топлива и выработанной энергии и использование их в народном хозяйстве, имеют информационно-статистическое значение. Указывается на целесообразность разработки документа, предусматривающего рациональное, комплексное использование и охрану недр, имеющего стратегическое значение для обеспечения национальной минерально-сырьевой безопасности РФ и позволяющего принимать оптимальные управленческие решения, согласовывать текущую работу и ставить перспективные задачи обеспечения топливно-энергетическими ресурсами различные отрасли экономики страны.

**Ключевые слова:** федеральный закон; законопроект; баланс; топливно-энергетический ресурс; государственное стратегическое планирование.



**ФАРРАХОВ Евгений Гатович,**  
первый вице-президент,  
председатель Общественного совета  
РОСНЕДРА, член-корреспондент РАЕН,  
кандидат технических наук



**РУЗАКОВА Ольга Александровна,**  
заместитель руководителя Аппарата  
Комитета по государственному  
строительству и законодательству,  
профессор РАНХиГС,  
профессор, доктор юридических наук



**ФАРРАХОВ Айрат Закиевич,**  
депутат



**ДУДИКОВ Михаил Владимирович,**  
эксперт, доктор юридических наук

Россия располагает значительными запасами минеральных ресурсов и мощным топливно-энергетическим комплексом, который является базой развития экономики, инструментом проведения внутренней и внешней политики.

Минерально-сырьевой сектор обеспечивает жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства, способствует консолидации субъектов РФ, во многом определяет формирование основных финансово-экономических показателей страны. Природные топливно-энергетические ресурсы – национальное достояние России. Эффективное их использование создает необходимые предпосылки для вывода экономики стра-

ны на путь устойчивого развития, обеспечивающего рост благосостояния и повышение уровня жизни населения.

На основании ст. 1 Федерального закона "Об охране окружающей среды" охрана окружающей среды – деятельность органов государственной власти РФ и ее субъектов, органов местного самоуправления, общественных и иных некоммерческих объединений, юридических и физических лиц, направленная на сохранение и восстановление природной среды, рациональное использование и воспроизводство природных ресурсов, предотвращение негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду и ликвидацию ее послед-



ствий. Задача рационального использования и воспроизводства природных минеральных ресурсов предопределены законодательством РФ.

Процессы добычи, переработки и потребления минерального сырья неотделимы друг от друга, а значит – всегда должен соблюдаться баланс между добычей полезных ископаемых и их потреблением.

Следует различать внутреннее и внешнее потребление.

Что касается внутреннего потребления, то в начале рыночных реформ в России государство на некоторое время выпустило из рук стратегическое управление природно-ресурсным комплексом. Это обернулось нарастанием существенных проблем у формировавшейся в течение многих десятилетий геологической отрасли, а также рядом других негативных последствий. В частности, из-за распада Советского Союза многие месторождения полезных ископаемых оказались за рубежом, что весьма осложнило снабжение промышленности России минеральным сырьем на бесперебойной основе, существенно изменило достоверность баланса добычи-потребления из-за неопределенности состояния горно-геологической отрасли бывших союзных республик. Но в настоящее время настал период реализации более продуманного подхода, допускающего возможность и признающего необходимость регулирующего воздействия государства на хозяйственные процессы в целом и на недропользование в частности.

Внешнее потребление определяется конъюнктурой рынка. Однако следует обратить внимание на международный опыт регулирования отношений, связанных с балансом добычи и потребления минеральных ресурсов. В 1960 г. была основана ОПЕК – международная межправительственная организация (также называемая картелем), созданная нефтедобывающими странами в целях стабилизации цен на нефть. В состав ОПЕК входят 12 стран: Иран, Ирак, Кувейт, Саудовская Аравия, Венесуэла, Катар, Ливия, Объединенные Арабские Эмираты, Алжир, Нигерия, Эквадор и Ангола.

Цели создания организации:

- получение контроля над ресурсами стран ОПЕК и их эксплуатации с учетом национальных интересов;
- координация деятельности и выработка общей политики в отношении добычи нефти среди стран – участниц организации, поддержания стабильных цен на нефть, обеспечения стабильных поставок нефти потребителям, получения отдачи от инвестиций в нефтяную отрасль.

По информации [2], основными потребителями энергоносителей являются страны с развитой промышленностью, располагающие значительными финансовыми ресурсами. При этом экономически развитые страны значительно истощили свои ресурсы углеводородов.

Очевидно, что на внешнем рынке у России достаточно сильные конкуренты. Чтобы выдержать такую конкуренцию, а также

удовлетворить возрастающий спрос на минеральные ресурсы в стране, среди перспективных направлений добычи углеводородного сырья рассматривается потенциал континентального шельфа. Однако, несмотря на значительные перспективы, затраты на его изучение и дальнейшее освоение достаточно высоки. Следовательно, целесообразно сосредоточиться на освоении месторождений на суше, усиливая при этом роль геологоразведки, повышая эффективность процесса разработки, а также развивая инфраструктуру геологической отрасли. Эти меры позволят не допустить диспропорций между добычей и потреблением минерального сырья в процессе увеличения его спроса, связанного с развитием как отечественной, так и мировой экономики.

Пропорции в добыче минеральных ресурсов, включая углеводородное сырье, и распределении их между различными потребителями, в том числе при производстве энергии, составляют топливно-энергетический баланс. То есть, топливно-энергетический баланс – баланс получения, расхода, преобразования и использования (потребления) всех видов энергии, вырабатываемой в процессе потребления топливно-энергетических ресурсов. Он отражает соотношение добычи различных видов топлива и выработанной энергии и использование их как в народном хозяйстве страны, так и на экспортные поставки.

Другими словами, топливно-энергетический баланс – система показателей, отражающих соответствие между приходом и расходом топливно-энергетических ресурсов, источники их поступления и направления использования.

Топливо-энергетические балансы разрабатываются по народному хозяйству РФ в целом, по субъектам РФ, объединениям и предприятиям. Однако, в связи с отсутствием законодательного оформления расчета и утверждения таких балансов на федеральном уровне, они имеют информационно-статистическое значение.

Кроме этого, следует отметить отсутствие утвержденного единого методического подхода к разработке балансов как на региональном, так и на федеральном уровне. Следует обратить внимание на то, что в законодательстве о недрах отмечено отсутствие нормативов изъятия полезных ископаемых [3].

Вопросы, связанные с необходимостью пересмотра отношения к топливно-энергетическим балансам, рассматривались в Государственной Думе РФ в апреле 2007 г. В рекомендациях парламентских слушаний на тему "О законодательном обеспечении оптимизации топливно-энергетического баланса Российской Федерации" указывалось, что динамика и характер развития российской экономики во многом зависят от параметров работы топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Речь идет не только о перспективах увеличения спроса на энергетические ресурсы, но и об обеспечении рациональной структуры их потребления при одновременном снижении энергоемкости ВВП. Не оптимизированный топливно-энергетический



баланс и низкая эффективность производства энергии могут быть названы основными проблемами российского ТЭК, которые не только снижают конкурентоспособность национальной экономики, в том числе и в глобальном аспекте, но и несут угрозу энергетической безопасности страны.

В современной истории недропользования накоплен богатый опыт работы с балансами. В Советском Союзе разрабатывался Единый баланс топливно-энергетических ресурсов, что позволяло планировать удовлетворение потребностей населения и экономики в энергоресурсах, решать вопросы загрузки производственных мощностей ТЭК, формировать экспортные поставки, оптимизировать перевозки внутри страны. С упразднением централизованной системы распределения ресурсов и переходом к рыночным отношениям роль баланса как системного документа свелась к минимуму [4].

На парламентских слушаниях было отмечено, что принятие оптимальных управленческих решений невозможно без постоянного согласования текущей работы с перспективными задачами. Топливо-энергетический баланс, прогноз, его исполнение и отчет носят в себе составляющую, которая позволяет определить источники поступления энергоресурсов и направление их использования на текущий момент и перспективу.

В распоряжении Правительства РФ, от 13.11.2009 № 1715-р "Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года", в разделе "Основы государственной энергетической политики и этапы ее реализации" определено, что к числу одного из главных стратегических ориентиров долгосрочной государственной энергетической политики относится формирование рационального топливно-энергетического баланса.

При этом в разделе "Недропользование и управление государственным фондом недр" установлено, что стратегической целью государственной энергетической политики в области недропользования и управления государственным фондом недр является обеспечение устойчивого, эффективного и экологически безопасного воспроизводства минерально-сырьевой базы для удовлетворения энергетических потребностей экономики страны и обеспечения экспорта энергоресурсов.

Очевидно, что основополагающими факторами для увеличения добычи минерального сырья и, как следствие, усиления нагрузки на геолого-разведочную отрасль являются следующие:

- возрастающее потребление минеральных ресурсов экономикой страны, обусловленное увеличением производственных мощностей;
- увеличение экспорта энергоресурсов, обеспечивающего валютные поступления в бюджеты различных уровней, а также укрепление международных связей и политической позиции России за рубежом;
- истощение действующих месторождений полезных ископаемых;

- развитие научно-технического прогресса, требующее новых видов минерального сырья;
- возрастающие требования к природоохранным мероприятиям.

В разделе "Формирование рационального топливно-энергетического баланса" установлено, что стратегической целью государственной энергетической политики в области формирования рационального топливно-энергетического баланса является оптимизация структуры производства, внутреннего потребления и экспорта топливно-энергетических ресурсов с учетом требований обеспечения энергетической безопасности, экономической и энергетической эффективности, усиления внешнеэкономических позиций страны.

Одна из проблем в указанной сфере – неразработанность механизмов использования топливно-энергетических балансов для прогнозирования и управления развитием ТЭК на федеральном и региональном уровнях.

Разделом "Перспективы и стратегические инициативы развития топливно-энергетического комплекса" определено, что прогнозный топливно-энергетический баланс России базируется на представленных прогнозных гипотезах социально-экономического развития страны и основных направлениях энергетической политики, предусматривает сбалансированность внутреннего спроса и экспортных поставок топливно-энергетических ресурсов с объемами их добычи, производства и импорта, а также смягчение сложившихся диспропорций, связанных с доминированием природного газа и малым удельным весом угля и нетопливных энергоресурсов (энергия атомных электростанций, возобновляемых источников энергии) в структуре потребления топливно-энергетических ресурсов в стране.

Следовательно, топливно-энергетический баланс – основной инструмент выявления диспропорций в процессе прогнозирования и установления равновесия между спросом и предложением на энергоресурсы от добычи до их потребления.

Цели такого баланса следующие:

- полное и надежное обеспечение населения и экономики страны энергоресурсами по доступным и вместе с тем стимулирующим энергосбережение ценам;
- снижение рисков и недопущение развития кризисных ситуаций в энергообеспечении страны;
- снижение удельных затрат на производство и использование энергоресурсов за счет рационализации их потребления, применения энергосберегающих технологий и оборудования;
- сокращение потерь при добыче, переработке, транспортировке и реализации продукции горно-добывающих отраслей промышленности;
- повышение финансовой устойчивости и эффективности использования потенциала энергетического сектора;

- рост производительности труда для обеспечения социально-экономического развития страны;
- минимизация техногенного воздействия энергетики на окружающую среду на основе применения экономических стимулов, совершенствования структуры производства, внедрения новых технологий добычи, переработки, транспортировки, реализации и потребления продукции;
- накопление информации для изучения современной мировой и отечественной структуры производства и потребления топлива и энергии для определения прогноза их изменения.
- определение соответствия потребностей в топливе и энергии их ресурсам;
- определение необходимых капитальных вложений для развития ТЭК страны;
- выявление возможности и целесообразности экспорта и импорта топливно-энергетических ресурсов.

Для создания топливно-энергетического баланса необходима система мероприятий, включающих:

- исследование опыта разработки Единого баланса топливно-энергетических ресурсов, который позволял планировать удовлетворение потребностей населения;
- разработку нормативной правовой базы, регулирующей отношения, связанные с созданием и использованием баланса;
- создание системы анализа, с целью оценки и прогнозирования производства минерального сырья, энергии и их потребления;
- формирование соответствующих статистических баз.

В настоящее время вступил в силу Федеральный закон "О стратегическом планировании в Российской Федерации" от 28.06.2014 № 172-ФЗ, который устанавливает правовые основы стратегического планирования в РФ, координацию государственного и муниципального стратегического управления и бюджетной политики, полномочия федеральных органов государственной власти, органов государственной власти субъектов РФ, органов местного самоуправления и порядок их взаимодействия с общественными, научными и иными организациями в сфере стратегического планирования.

Закон регулирует отношения, возникающие между участниками стратегического планирования в процессе целеполагания, прогнозирования, планирования и программирования социально-экономического развития РФ, ее субъектов и муниципальных образований, отраслей экономики и сфер государственного и муниципального управления, обеспечения национальной безопасности РФ, а также мониторинга и контроля реализации документов стратегического планирования.

Действие Закона распространяется на отношения в сфере стратегического планирования, осуществляемого на территории РФ, территориях, находящихся под юрисдикцией РФ или

используемых на основании международных договоров РФ, включая морские пространства.

Согласно ст. 3 этого Закона система стратегического планирования – механизм обеспечения согласованного взаимодействия участников стратегического планирования на основе принципов стратегического планирования при осуществлении разработки и реализации документов стратегического планирования, а также мониторинга и контроля реализации документов стратегического планирования в рамках целеполагания, прогнозирования, планирования и программирования с использованием нормативно-правового, информационного, научно-методического, финансового и иного ресурсного обеспечения.

При этом документом стратегического планирования является документированная информация, разрабатываемая, рассматриваемая и утверждаемая (одобряемая) органами государственной власти РФ и ее субъектов, органами местного самоуправления и иными участниками стратегического планирования.

## Выводы

1. Целесообразно дополнить ст. 11 Федерального закона "О стратегическом планировании в Российской Федерации" от 28.06.2014 № 172-ФЗ "Документы стратегического планирования" нормой, устанавливающей, что к документам государственного стратегического планирования относятся балансы извлечения и потребления углеводородного сырья на территории РФ и ее континентального шельфа, а также балансы извлечения и потребления углеводородного сырья на территории субъектов РФ.

2. Разработать и внести в Государственную Думу РФ проект федерального закона "О долгосрочном топливно-энергетическом балансе". Закон должен регламентировать формирование и реализацию систем топливно-энергетических балансов РФ и субъектов РФ, регулировать правоотношения, возникающие в связи с принципами и методологией подготовки балансов. Закон должен содержать процедурно-процессуальный порядок предоставления информации хозяйствующими субъектами, вопросы отчетности и контроля за исполнением топливно-энергетических балансов.

3. Разработать и внести в Государственную Думу РФ проекты необходимых изменений и дополнений в действующие нормативные правовые акты РФ в связи с принятием федерального закона "О долгосрочном топливно-энергетическом балансе".

4. Разработать и утвердить, после принятия федерального закона "О долгосрочном топливно-энергетическом балансе" соответствующие подзаконные акты.

5. Принять необходимые меры по совершенствованию системы статистической отчетности в области минеральных ресурсов для обеспечения представления достоверных исходных данных с целью формирования топливно-энергетических балансов.

## Л и т е р а т у р а

1. Шабалина Ю.А. Политические и экономические факторы влияния на характер правовых предписаний РФ и ЕС в энергетической сфере // Энергетическое право. – 2013. – № 2.
2. Глоба Н.С., Мурашкин И.А. Проблемы становления и условия развития системы международной энергетической безопасности // Юридический мир. – 2007. – № 5.
3. Васильева М.И. Концептуальные вопросы совершенствования экологической политики и законодательства об охране окружающей среды // Экологическое право. – 2007. – № 2.
4. Рекомендации парламентских слушаний на тему: "О законодательном обеспечении оптимизации топливно-энергетического баланса Российской Федерации": утв. решением Комитета Государственной Думы по энергетике, транспорту и связи 11.04.2007 г. Протокол № 111.

### On the need to balance production and consumption of fuel and energy resources in the Russian Federation

<sup>1</sup>Farrakhov E.G., <sup>2</sup>Farrakhov A.Z., <sup>2,3</sup>Ruzakova O.A., <sup>1,4</sup>Dudikov M.V.

<sup>1</sup> Russian Geological Society, Moscow, Russia

<sup>2</sup> State Duma of the Federal Assembly of the Russian Federation, Moscow, Russia

<sup>3</sup> The Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration, Moscow, Russia

<sup>4</sup> Federation Council of the Federal Assembly of the Russian Federation, Moscow, Russia

Currently, fuel and energy balances, reflecting the ratio of production of various types of fuel and energy generated and their use in the national economy, have informational and statistical significance. For the purpose of rational, integrated use and protection of mineral resources, it is necessary to develop a document of strategic importance for ensuring the national mineral resource security of the Russian Federation. The development of such a document will make it possible to make optimal management decisions, coordinate current work and set promising tasks for providing fuel and energy resources to various sectors of the country's economy.

**Key words:** Federal law; draft law; balance sheet; fuel and energy resource; state strategic planning.

Фаррахов Евгений Гатович, geo@rosgeo.org

Фаррахов Айрат Закиевич, farrakhov@duma.gov.ru

Рузакова Ольга Александровна, ruza@duma.gov.ru

Дудиков Михаил Владимирович, dudikoffm@mail.ru

© Фаррахов Е.Г., Фаррахов А.З., Рузакова О.А., Дудиков М.В.,  
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021



© 2021 ПАО «НОВАТЭК»



УДК 338.45:621.279(571.121)

# Новый вектор в освоении Арктики – перспективы создания Западно–Ямальского (Ямало–Карского) газопромыслового кластера "суша–море"

<sup>1,2</sup>Никитин Б.А., <sup>2</sup>Холодилов В.А., <sup>3</sup>Прищепа О.М., <sup>2</sup>Оганов А.С., <sup>2</sup>Зинченко И.А., <sup>4</sup>Маммадов С.М.

<sup>1</sup> ПАО "Газпром", Москва

<sup>2</sup> Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва

<sup>3</sup> Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

<sup>4</sup> ООО "НьюТек Сервисез", Москва

Отмечается, что стратегическим резервом развития газовой отрасли России являются прилегающие к нефтегазоносным арктическим районам суши зоны мелководного шельфа полуострова Ямал с его сухопутными, а также частично расположенными на акватории (транзитными) и на прилегающем шельфе Карского моря месторождениями.

Предлагается в развитие разработанной ПАО "Газпром" Программы комплексного освоения месторождений полуострова Ямал и прилегающих акваторий создание Западно-Ямальского газопромыслового кластера "суша–море" путем совместного комплексного освоения месторождений суши и морских месторождений приямальского шельфа ранней системы разработки залежей "сухого" газа с использованием подводной и береговой промысловой инфраструктуры полуострова Ямал.

**Ключевые слова:** Ямальский шельф; центр газодобычи; Ленинградское месторождение; морская добыча; "сухой" газ.

**В**ыработка активных запасов нефти и газа в традиционных районах добычи в России приводит к необходимости проведения геолого-разведочных работ (ГРП) в новых малоизученных районах, районах сложного геологического строения с неразвитой инфраструктурой на суше, развертывания работ в прибрежной зоне и на арктическом шельфе, поиска эффективных технологий добычи трудноизвлекаемых запасов.

Развитие нефтегазодобычи с точки зрения решения задачи наращивания или замещения сырьевой базы углеводородов (УВ) в России в средне-долгосрочной перспективе возможно на базе четырех основных направлений (альтернативных и-, или взаимодополняющих), являющихся в разной степени наукоемкими и отличающихся темпами возможной реализации [1].

1. Обоснование, изучение и подготовка новой сырьевой базы УВ, разработка техники и технологий для вовлечения ее в освоение в труднодоступных районах акватории арктических и дальневосточных морей (прежде всего Западно-Арктического шельфа Карского и Баренцева морей).

2. Обоснование и изучение районов подготовки новой сырьевой базы УВ, строительство транспортной инфраструктуры для вовлечения ее в освоение в удаленных, труднодоступных районах суши (Восточная Сибирь, Дальний Восток, арктические районы Западной Сибири и арктические районы Тимано-Печорской провинции).

3. Обоснование, изучение и вовлечение в промышленный оборот не востребуемых запасов нефти и газа в хорошо изученных и промышленно развитых регионах (мелкие и мельчайшие по величине запасы, трудноизвлекаемые запасы нефти и газа, нефтяные оторочки, подгазовые залежи, запасы низкопроницаемых и трещинных коллекторов и т.д.).

4. Обоснование, изучение, оценка значимости, подготовка новой сырьевой базы и разработка технологий извлечения для вовлечения в освоение скоплений нефти и газа в нетрадиционных сланцевых низкопоровых и неравномерно проницаемых толщах.

Выделенные направления существенно отличаются масштабами затрат, темпами возможной реализации, числом и масштабами вовлеченных в реализацию смежных отраслей промышленности, глубиной исследований и комплексностью обеспечивающих научных разработок.

Вовлечение в промышленный оборот сырьевой базы углеводородов арктических акваторий требует развития принципиально новых методов, техники и технологий эффективной разработки залежей УВ, глубоководного обустройства и резкого ускорения обеспечивающих научных исследований и НИОКР, т.е., по сути, формирования принципиально новой, отвечающей современным вызовам системы, базирующейся на объединении усилий науки в тесном взаимодействии, и при безусловной

поддержке государства, с инновационно ориентированными крупными государственными компаниями, видящими свое развитие не столько в корпоративной закрытости, сколько в поиске подходов к реализации прорывных наукоемких проектов [2].

Никто в мире сегодня не обладает технологиями освоения, разработанными для схожих природных и ледовых условий, свойственных условиям арктических морей России. При этом не ставится под сомнение огромный углеводородный потенциал, как и возможности его наращивания, прежде всего в российском секторе Западной Арктики [1]. В целом, Арктическая зона Российской Федерации охватывает площадь около 9 млн км<sup>2</sup>, в том числе площадь континентального шельфа – около 6,2 млн км<sup>2</sup> (70 %). Она полностью или частично включает территории 7 субъектов РФ и прилегающий к этим территориям арктический шельф. В арктических районах все перспективные территории на западе имеют морские продолжения, а на востоке Арктики все перспективы связаны исключительно с шельфом. Ресурсы УВ на шельфе морей российской Арктики оцениваются в

более чем 110 млрд т у.т., из которых большая часть приходится на газ [3]. Последняя оценка нефтегазового потенциала недр шельфа российских морей показала, что более 70 % общей величины прогнозных ресурсов УВ приходится на Карское и Баренцево моря (из них 90 % на газ и газоконденсат).

Основной нефтегазовый УВ потенциал на суше приурочен к Ямало-Ненецкому АО [1]. Здесь сосредоточены основные запасы нефти (5,2 млрд т, 73 %) и природного газа (40,2 трлн м<sup>3</sup>, 97 %). В целом, арктические территории обеспечивают 82 % добычи газа России и более 12 % жидких УВ.

На п-ове Ямал, по сути, сформирован новый центр газодобычи, который имеет стратегическое значение для развития всей газовой отрасли России.

Важнейший стратегический документ, обеспечивающий мероприятия по развитию центра газодобычи, – разработанная ПАО "Газпром" Программа комплексного освоения месторождений полуострова Ямал и прилегающих акваторий (далее – Программа), в которой комплексное освоение месторождений

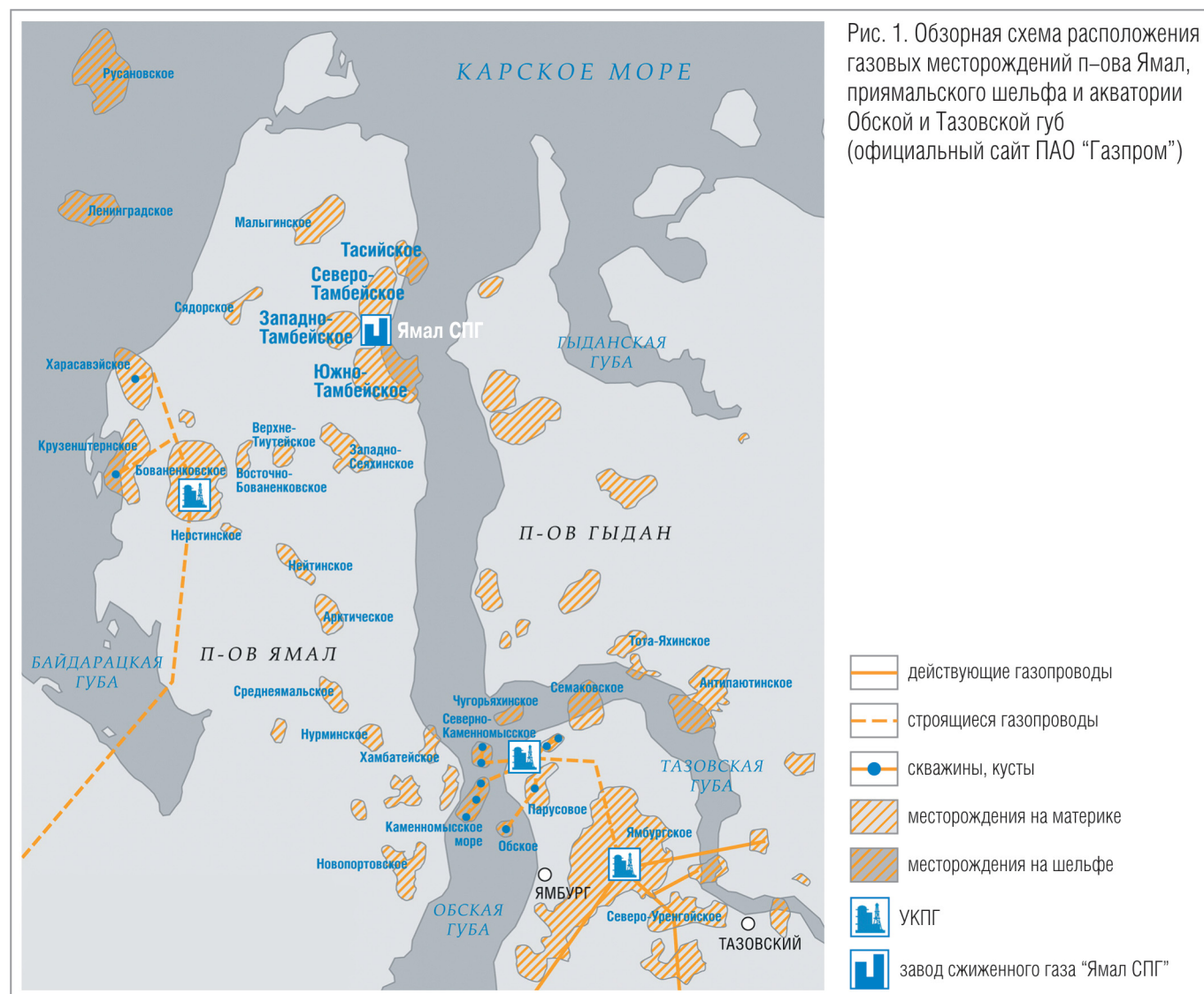


Рис. 1. Обзорная схема расположения газовых месторождений п-ова Ямал, приамальского шельфа и акватории Обской и Тазовской губ (официальный сайт ПАО "Газпром")

УВ суши Ямала представлено тремя промышленными нефтегазоносными зонами – Бованенковской, Тамбейской и Южной; в каждую из них входит своя группа месторождений УВ, в основном газоконденсатных (рис. 1).

Главная и наиболее значимая по объемам выявленных запасов газа Бованенковская промышленная зона (с оценкой запасов порядка 8 трлн м<sup>3</sup> газа) включает три базовых газоконденсатных месторождения (ГКМ): Бованенковское, Харасавэйское и Крузернштернское. Две других (Тамбейская и Южная группы ГКМ с оценкой запасов более 6 трлн м<sup>3</sup> газа), представлены 15 обособленными мелкими, средними и крупными ГКМ, рассредоточенными по большей части территории п-ова Ямал, площадь которого более 110 тыс. км<sup>2</sup> [4]. Лицензии на право пользования недрами принадлежат в основном группе компаний "Газпром" и группе "Новатэк".

Суммарная ежегодная добыча газа в соответствии с Программой предполагалась включительно до 2025 г. на уровне 220 млрд м<sup>3</sup>, что в связи с полученными новыми данными в результате доизучения, доразведки и освоения месторождений должно быть переосмыслено и скорректировано как по объемам добычи УВ, так и по объектам и границам ранее выделенных нефтегазоносных зон.

Освоение ГКМ Тамбейской и Южной зон проводится обособленно от Бованенковской группы с использованием существенно разных схем транспортировки газа для каждой группы. Так, для Тамбейской группы используется схема подачи добытого газа до завода по производству сжиженного газа проекта "Ямал СПГ" с дальнейшей транспортировкой из порта отгрузки Сабетта на рынки сбыта с использованием специализированного морского транспорта и соответствующей инфраструктуры Северного морского пути (СМП) в западном направлении. Для Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, оператором которого является ООО "Газромнефть-Ямал", используется схема транспорта добытой нефти по суше до терминала "Ворота Арктики", отгрузка в танкеры и транспортировка в Европу (также с использованием возможностей СМП).

Освоение Бованенковского ГКМ ведется с транспортировкой газа по магистральному газопроводу Бованенково-Ухта-Торжок [5, 6]. Среди Бованенковской группы Бованенковское ГКМ является главным базовым газопромысловым объектом. Оно считается третьим по величине запасов газа (около 5 трлн м<sup>3</sup>) в РФ и входит в шестерку крупнейших в мире.

Добыча газа на Бованенковском ГКМ началась в 2012 г. По состоянию на 01.01.2020 на месторождении осуществляется реализация ранней системы разработки сеноман-аптских залежей "сухого" газа (объекты разработки – 1, 2, 3 и 4). В эксплуатацию введено более 400 скважин, добыча газа за 2019 г. составила более 95 млрд м<sup>3</sup>. Построены и введены в эксплуатацию три установки комплексной подготовки газа (УКПГ). За-

планируемый уровень максимальной добычи "сухого" газа составляет 115 млрд м<sup>3</sup> в год с периодом постоянной добычи около 10 лет. За весь цикл эксплуатации Бованенковского месторождения ранней системы разработки планируется добыть более 3 трлн м<sup>3</sup> газа.

Максимальные уровни добычи газа на ГКМ Ямала на полное развитие из газоносных пластов сеномана, альба и апта предположительно должны достигнуть в год: Бованенковское – 140 млрд м<sup>3</sup>; Харасавэйское – 50 млрд м<sup>3</sup>; Крузернштернское – 40 млрд м<sup>3</sup>. При этом предполагается традиционная классическая схема их поочередного освоения (до предельного истощения газовых пластов по каждому, в том числе и газоконденсатных залежей). Ямальского газа Бованенковской группы ГКМ с учетом обеспечения его подачи в магистральный газопровод на уровне 140 млрд м<sup>3</sup> в год хватит на 70 лет и более.

Месторождения акватории Карского моря, которые непосредственно прилегают к западной части п-ова Ямал, конкретно в Программе не рассматривались, поскольку они не были полностью разведанными на момент ее составления (Ленинградское и Русановское ГКМ). За последний 8-летний период с учетом новых данных сейсморазведки 3D (выполненной практически на всех лицензионных участках в Карском море ПАО "Газпром"), а также поисково-разведочного бурения новых скважин в пределах Ленинградского и Русановского ГКМ на шельфе Карского моря, разведанные запасы газа приямальского шельфа могут рассматриваться как весьма значимые с возможностью привлечения инвестиций.

По результатам проведенных геолого-разведочных работ в акватории приямальского шельфа Карского моря выделяется 5 базовых объектов (газовых месторождений) с промышленными запасами газа – Ленинградское, Русановское, им. В.А. Динкова, Нямейское и 75 лет Победы (табл. 1).

С учетом состояния запасов газа и конденсата новых месторождений, полученных новых данных о нефтегазоносности акватории в качестве одного из возможных стратегических решений можно рассмотреть вариант совместного комплексного освоения месторождений Ямала и морских месторождений приямальского шельфа с осуществлением реализации ранней

Таблица 1. Состояние и оценка запасов газа месторождений Приямальского шельфа Карского моря по состоянию на 01.01.2020 г. с учетом открытий 2020 г.

Месторождение	Ученные запасы газа категорий C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> , млрд м <sup>3</sup>
Ленинградское ГК	1950
Им. В.А. Динкова	400
Русановское ГК	780
Нямейское	120
75 лет Победы	> 200



системы разработки залежей "сухого" газа, используя подводную и береговую промысловую инфраструктуру п-ова Ямал.

Сроки и порядок ввода в разработку морских первоочередных газовых объектов Карского моря будут в полной мере зависеть от темпов доразведки запасов газа промышленных категорий каждого из них и фактических темпов освоения Бованенковского, Харасавейского и Крузернштернского ГКМ на Ямале.

Освоение сухопутных месторождений Ямала очевидно в связи с меньшими капитальными затратами и наличием апробированных схем, оборудования и технологий освоения и существенной неопределенностью в каждом из перечисленных элементов при освоении месторождений на акватории.

Ключевой задачей еще на стадии выбора концепции освоения того или иного морского месторождения является определение оптимального типа морских сооружений (объектов обустройства). Отсутствие морских сооружений в арктическом исполнении для обустройства – важный сдерживающий фактор освоения месторождений на шельфе Карского моря, поскольку для месторождений арктического шельфа нет прямых аналогов технологических и технических отечественных разработок для проектов глубоководного обустройства и добычи газа.

Для приямальского шельфа характерны два существенно отличающихся по физико-химическим свойствам газа типа скоплений: метановый ("сухой") сеноман-альбского возраста и газоконденсатный ("жирный") аптского возраста. Преимущество освоения залежей "сухого" газа заключается, в первую очередь, в том, что залежи в сеноман-альбских отложениях находятся на относительно небольших глубинах (до 2000 м), а их запасы по месторождению существенно превосходят объемы запасов "жирного" газа (на Ленинградском ГКМ объем запасов "сухого" газа до 70 %) (табл. 2). Кроме того, технология извлечения "сухого газа" не требует применения сложной многоступенчатой сепарации, хранения и транспортировки и широко распространена и апробирована при разработке ГКМ Западной Сибири и Ямала.

Таким образом, объединение на начальном этапе освоения в общую систему разработки залежей "сухого" газа на суше и на море может стать важным фактором, существенно изменяющим концепцию развития и последовательность наращивания темпов добычи и компенсации выбывающих в результате до-

бычи запасов газа и может рассматриваться как альтернативный последовательному вовлечению второстепенных объектов "жирного" газа на сухопутных месторождениях при истощении основных разрабатываемых объектов "сухого" газа.

Концептуально проработанный вариант совместного комплексного освоения Бованенковской группы ГКМ и первоочередных по крупности (уникальных) газовых объектов на шельфе Карского моря посредством создания общей ранней системы разработки залежей с "сухим" газом на суше и на море с использованием промысловой береговой инфраструктуры по подготовке и транспортировке газа потребителям представлен на рис. 2 [7].

При падении уровней добычи газа в системе раннего ввода на поздних стадиях освоения планируется ввод в разработку газоконденсатных залежей, что компенсирует дефицит в производстве газа, и соответственно поддержит оптимальные уровни его добычи и транспортировки.

С учетом масштабов сырьевой базы Западно-Ямальского региона на суше, а также при классическом варианте последовательной добычи (до определенного истощения залежей "сухого" и "жирного" газа) морская добыча на шельфе Карского моря может быть отложена за пределы 2050-2070 гг. При таких сроках трудно надеяться на существенный интерес к разработке техники и возможности привлечения инвестиций в технологии морской добычи в условиях шельфа Карского моря в ближайшее десятилетие.

Вместе с тем опыт освоения Приразломного месторождения в акватории Печорского моря свидетельствует о важности создания такого полигона для апробации технологий, который позволил разработать в короткие сроки огромное количество принципиально новых научно-обоснованных подходов, технических решений и техники, обеспечивающих возможность реализации проекта, и который будет тиражироваться в дальнейшем.

Освоение арктических морских ГКМ в среднесрочной перспективе – важная народно-хозяйственная и геополитическая задача страны. В результате объединения Ямало-Карского газопромыслового кластера "суша-море" его ресурсная база будет составлять более 12 трлн м<sup>3</sup> газа. Длительность периода разработки и добычи "сухого" газа только за счет морского Ленинградского уникального ГКМ увеличится на несколько де-

Таблица 2. Оценка запасов газа по объектам (месторождениям) Западного Ямала и приямальского шельфа Карского моря

Показатель	Бованенковское НГКМ	Харасавейское ГКМ	Крузернштернское ГКМ	Ленинградское ГКМ
Запасы газа в целом по месторождению (ЛУ), млрд м <sup>3</sup> :				
суша	4900	1690	910	–
море	–	340	730	1950
Доля "сухого" газа, %	70	22	95	68

Рис. 2. Концептуальная кластерная схема системы раннего ввода в разработку залежей "сухого" газа ГКМ Ямала и приамальского шельфа Карского моря ("суша-море")



сятков лет. Такой шаг в освоении положит начало масштабного выхода с добычей газа в акватории Арктики, а также исключит длительную консервацию запасов, ранее открытых ГКМ – замораживание денежных средств, уже потраченных на проведение ГРП на приамальском шельфе.

Одно из предлагаемых решений по началу использования газового потенциала месторождений приамальского шельфа – вариант освоения Ленинградского ГКМ, которое сегодня по геолого-геофизической изученности отвечает требованиям для ввода его в разработку и может рассматриваться как "полигон" для решения и апробации технико-технологических задач при условии минимизации экологического ущерба.

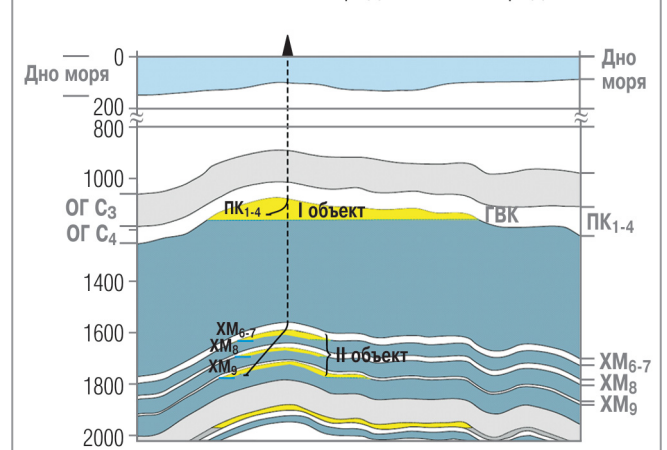
Исходя из имеющихся геолого-геофизических данных сейсморазведки и бурения в пределах Ленинградского ГКМ предварительно можно выделить пять эксплуатационных объектов разработки (по данным разведочных скважин 1-5). К ранней системе разработки залежей "сухого" газа отнесены I и II объекты в отложениях сеноман-альба. Объекты III, IV и V представлены газоконденсатными залежами аптских отложений, приуро-

ченных к шести пластам (содержащих 30 % запасов газа от общих запасов Ленинградского ГКМ).

Оба объекта (I и II), несмотря на разобщенность в разрезе, характеризуются огромными запасами газа и высокими проектными технологическими показателями освоения. Так объект I включает в себя газоносный пласт сеноманских отложений в виде массивной залежи максимальной мощностью более 100 м (эффективная мощность до 80 м) с газоводяным контактом (ГВК) на отметке (-1165 м), средним пластовым давлением 11,6 МПа с оценкой запасов газа более 500 млрд м<sup>3</sup>. Объект II представлен тремя газонасыщенными пластовыми залежами в альбских отложениях с общими запасами более 800 млрд м<sup>3</sup>, соответственно с ГВК (-1650, -1700 и -1750 м). Этаж газоносности более 150 м. Средние значения пластовых давлений: 16,5, 17,0 и 18,0 МПа. Оба объекта возможно эксплуатировать с использованием одного подводного устья для каждой двухствольной наклонно-направленной скважины (рис. 3). Эксплуатация каждой скважины будет проводиться в соответствии с проектной схемой разработки. Заданная последовательность ввода объектов (скважин) в эксплуатацию должна обеспечивать высокие стабильные технологические показатели разработки обоих объектов.

На основании предварительных гидродинамических расчетов разработки двух объектов в течение 20 лет Ленинградского ГКМ будет обеспечена добыча "сухого" газа в объеме более 700 млрд м<sup>3</sup> (50 % от расчетного объема запасов газа по двум объектам). На долю объектов I и II приходится более 60 % от общего фонда скважин в целом по пяти объектам. С целью оптимизации освоения эксплуатации залежей, содержащих "сухой" газ, используются двухствольные скважины для вскрытия одновременно объектов I и II. Это позволит почти вдвое уменьшить число скважин и значительно сократить капитальные затраты на обустройство (см. рис. 3). По мере выработки запаса-

Рис. 3. Схематические профили двухствольной наклонно-направленной эксплуатационной скважины на сеноманские и альбские газовые залежи в пределах Ленинградского ГКМ





сов "сухого" газа залежей Ленинградского ГКМ не исключается рассмотрение ввода в эксплуатацию других морских месторождений – им. Динкова, Нярмейского и 75 лет Победы с использованием существующей морской и сухопутной промышленной инфраструктуры системы раннего ввода добычи "сухого" газа.

Ключевая задача при освоении ГКМ арктического шельфа – определение оптимального варианта морского сооружения (объекта обустройства). Для условий арктического шельфа РФ отсутствуют прямые аналоги проектов обустройства газовых месторождений, соответственно, нет апробированных технико-технологических решений. Реализованные или находящиеся в стадии завершения проекты строительства морских платформ за рубежом являются единичными и рассчитаны для работы (иногда в приближенных к арктическим природно-климатическим условиям), но не обеспечивающих работу в условиях многолетних дрейфующих льдов большой толщины. Возможная альтернатива морским стационарным платформам – вариант бесплатформенного освоения Ленинградского ГКМ, предусматривающий заканчивание скважин с подводным расположением устьевой системы, обеспечивающей добычу, сбор, подготовку и транспорт газа под водой и используемой в Баренцевом море (норвежский проект Shohvit). Один из вариантов на начальном этапе разработки – бурение эксплуатационных скважин с применением нескольких полупогружных плавучих буровых установок (до 3 и более) в межледовый период, исключая круглогодичное бурение и используя опыт бурения скважин Ленинградская-3, -4, -5.

Схема одного из возможных вариантов подводного обустройства "полигона", который можно использовать при эксплуатации Ленинградского ГКМ представлена на рис. 4.

Добыча газа предусматривается с подводных устьевых скважин через интегрированные манифольды на 2-6 скважин и дальнейшей подачей газа на береговые промысловые соору-

Рис. 4. Предварительная схема обустройства ГКМ в Карском море

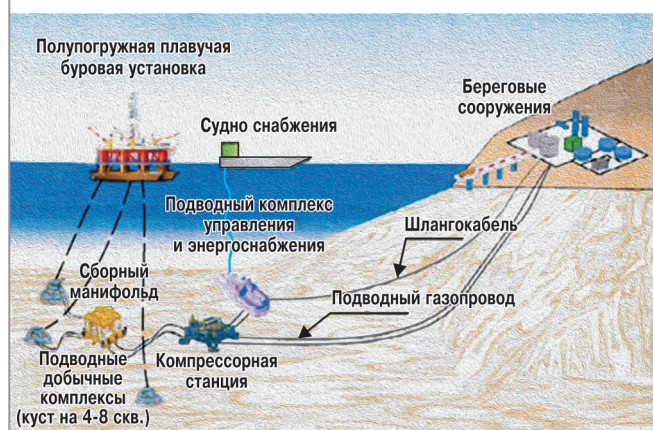
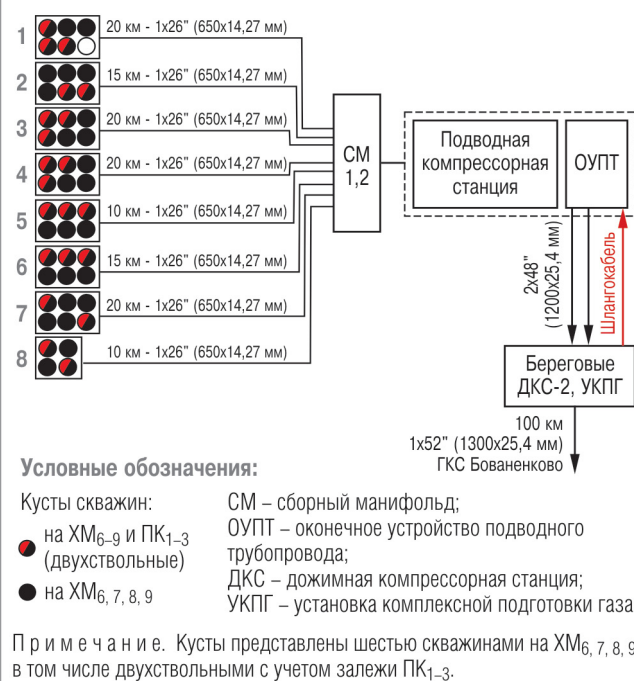


Рис. 5. Вариант предварительной принципиальной схемы систем ввода в разработку сеноманской и альбской залежей "сухого" газа Ленинградского ГКМ



жения. Первая система сбора раннего ввода будет обслуживать скважины, эксплуатирующие сеноманские (объект II) и сеноман-альбские (объект I) объекты (рис. 5).

Продукция скважин будет собираться по внутрипромысловым трубопроводам на сборных манифольдах СМ-1 и СМ-2, а затем подаваться по магистральному газопроводу на береговую УКПГ. Подключение обеспечивается посредством оконечного устройства манифольда (ОУМ) подводного трубопровода.

При реализации обсуждаемой схемы за период освоения ранней системы разработки залежей Ленинградского ГКМ будет обеспечен временной лаг для научных разработок и конструкторских решений создания отечественного морского добычного глубоководного оборудования и строительства типовых морских ледостойких стационарных платформ в арктическом исполнении для освоения других морских ГКМ.

При освоении ГКМ арктического шельфа вряд ли можно будет обойтись без подводных технологий добычи газа, поскольку основные месторождения приамальского шельфа расположены на глубинах моря 100 м и более. Учитывая, что в настоящее время подводные технологии являются одной из самых интенсивно развивающихся отраслей в области морской добычи УВ за рубежом (глубоководные проекты Shohvit – Баренцево море, Ormen lange – Северное море и др.), актуальная задача уже сегодня – проектирование и строительство специальных добычных платформ в арктическом исполнении.



С учетом огромных достижений отечественных судостроителей и металловедов в создании современного ледокольного (включая атомный) флота, а также опыта создания платформы "Приразломная" и сразу нескольких систем отгрузки, в том числе на Ямале и на Сахалине, важнейшим для своевременного обустройства и обеспечения добычными платформами для условий Карского моря являются соответствующие стратегические решения государственных компаний, закреплённые в обязательства, согласованные по срокам и объемам по реализации нефтегазовых проектов.

При этом очень важно до освоения Ленинградского и других месторождений арктического шельфа предусмотреть разработку технических решений для исключения рисков возникновения экологических катастроф, обеспечив подводный добычный комплекс (ПДК) защитными механизмами и разработать предупреждающие меры предотвращения столкновения с крупными ледовыми телами (айсбергами). Существенные усилия должны быть также направлены на технологии исключения рисков возникновения разливов жидких УВ при освоении газоконденсатных месторождений на шельфе Карского моря в далекой перспективе.

Кроме Ленинградского газоконденсатного месторождения на шельфе Карского моря следует рассматривать вариант освоения газовых объектов, широко применяемый на Сахалине и предполагающийся к апробации при освоении Крузенштернского месторождения, с применением бурения эксплуатационных наклонно-направленных скважин с берега (Нярмейское газовое месторождение), что позволит существенно оптимизировать затраты на строительство и обустройство эксплуатационных скважин.

Завершение разведкой морских газовых объектов обеспечивает создание нового гигантского Западно-Ямальского перспективного газодобывающего района ("суша-море") в виде единого газопромыслового кластера (см. рис. 2). Он будет состоять из месторождений на суше (Бованенковское ГКМ), на суше с выходом в море (Харасавэйское и Крузенштернское ГКМ), в шельфовой части Карского моря (Ленинградское, им. Динкова, Русановское, Нярмейское и 75 лет Победы ГКМ, примыкающие к п-ову Ямал). В Карском море закартированы и подготовлены к бурению сейсморазведкой 3D более 10 мелких газоперспективных структурных ловушек УВ (сателлитов), которые целесообразно объединить в один кластер для проведения разведочного бурения (понадобится по одной скважине для открытия каждого месторождения и оценки запасов УВ), что может существенно увеличить ресурсную базу Ямало-Карского добывающего кластера.

Эффективное освоение морских газовых объектов в Карском море потребует огромных вложений на проведение научно-экспериментальных исследований и на поиски новых технологических и конструкторских решений, позволяющих

обеспечить реализацию проектов и создать бесценный информационный банк знаний, который будет востребован в течение периода освоения шельфа Арктики.

Наиболее рискованым направлением, часто обсуждаемым в связи с реализацией проектов освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики, является экономическое.

Экономические расчеты, выполненные для предлагаемой схемы объединения в единый кластер месторождений суши и моря, свидетельствуют о том, что коммерческая привлекательность гигантской углеводородной базы Арктической зоны в большей степени будет зависеть от результатов апробации технологических решений и определяться как востребованностью углеводородного сырья в России и на международных рынках и макроэкономической средой (уровнем цен на нефть и газ, налоговой нагрузкой и др.), так и синергией эффектов от внедрения новых разработок и технических средств, обеспечивающих реализацию морского освоения и логистики.

Сложная ледовая обстановка предопределяет неизбежные ограничения по темпам ввода морских объектов в освоение. Тем не менее за счет огромных запасов УВ себестоимость освоения Ленинградского ГКМ (сумма удельных капитальных и эксплуатационных затрат) при оптимизации транспортировки и обустройства может обеспечить рентабельность проекта.

Относительно "мелководные" объекты, обеспеченные уже на текущем этапе необходимыми технологиями (Нярмейское газовое месторождение), требуют несоизмеримо более простых и дешевых технологических решений в процессе реализации добычных проектов. Инвестиционная нагрузка на такие проекты будет существенно ниже, но с учетом их более "скромного" ресурсного потенциала (несколько сотен миллиардов кубических метров), удельная себестоимость освоения запасов газа оценивается как сопоставимая с глубоководными, несмотря на возможности уже имеющихся технических решений и синергии, полученной за счет развития проектов добычи на приямальском шельфе, небольшую удаленность этих месторождений от уже введенной в эксплуатацию газотранспортной системы Ямал–Европа (с началом добычи газа на Бованенковском ГКМ).

По мере развития газотранспортной системы предлагается задействовать инфраструктуру объектов, введенных в разработку ранее (береговые комплексы по подготовке газа и сухопутные трубопроводы до врезки в существующие газотранспортные системы, системы морских трубопроводов, платформенные основания для добычи и т.д.). Это позволит рационализировать технологическое обеспечение проектов, оптимизировать капитальные и эксплуатационные затраты в рамках соответствующих проектов, существенно снизить себестоимость освоения морских месторождений. Развитие добычных проектов от технологически наиболее простых и доступных

к более сложным и проблемным позволит использовать неизбежный временной лаг для наращивания технологического потенциала отрасли и компаний, ориентированных на работу в Арктике.

Предлагаемый поэтапный ввод в разработку залежей сеноманского и альб-апского "сухого" газа позволяет значительно сократить капитальные вложения в одну из самых затратных статей – эксплуатационное бурение, так как ориентировка на первоочередное разбуривание относительно неглубоких залежей с хорошими коллекторскими свойствами дает возможность снизить эти затраты на 25-40 %, значительно снизить общую себестоимость добываемой продукции и тем самым повысить экономические показатели арктических морских проектов.

Последовательный ввод и наличие временного лага в процессе запуска шельфовых проектов сможет оказать положительное влияние на их коммерческую судьбу с позиций еще одного фактора – ценового. Безусловно, сегодня при активной позиции критиков "углеводородного" развития в энергетике ставятся под сомнение перспективы необходимости наращивания усилий по развитию сырьевых баз УВС и их освоению после 50-х годов нынешнего столетия, при том что объемы добычи и нефти и газа неуклонно растут в мире, а оптимистичные прогнозы начала века по доминированию альтернативных и возобновляемых источников уже в 20-30-х годах пока далеки от реализации, что особенно контрастирует на фоне дефицита энергии у многих развивающихся стран. Скорее можно прогнозировать тренд на рост рынка УВ как следствие истощаемости ресурсной базы в легкодоступных ("дешевых") объектах и невозможности замены УВ без огромных инвестиций в соответствующую инфраструктуру при крайне сомнительных и скорее политизированных выводах о существенном вкладе в углекислотный след из углеводородных источников.

В последующие 20-30 лет при дефиците энергии в развивающихся странах сегодняшняя парадигма климатических теплений и влияния на это УВ может претерпеть существенные изменения, что приведет к новой фазе резкой востребованности, по крайней мере природного газа.

Такой сценарий развития энергетики улучшит финансово-экономические показатели добычных проектов, в том числе и дорогостоящих – шельфовых.

В связи с вышесказанным при анализе углеводородного потенциала Российского арктического шельфа одним из важных аспектов является геополитический фактор. Если доступ к ресурсной базе Ямала, огромной по своему потенциалу, всецело регламентируется внутрироссийским законодательством и национальным правительством, ситуация с шельфовыми проектами требует явного развития и международного сотрудничества, что позволит отечественным компаниям использовать наработанный международный опыт и получить

практический опыт работы при реализации проектов в экстремальных условиях, который будет широко востребован в будущем.

По мере развития технологий, расширения зоны доступности для международных компаний национальная юрисдикция будет оказывать все меньшее влияние на регулирование недропользования, а значит и распоряжение его ресурсами. С этих позиций было бы более правильно как можно раньше вывести на шельф отечественные добывающие компании, оставив для будущих поколений заведомо неприкасаемую для иностранного бизнеса ресурсную базу в пределах национальных территорий, в частности Ямала. И это следует рассматривать как весьма существенный, если не важнейший, стимул по скорейшему выходу с добычей УВ на арктический шельф. Этот стимул достаточно быстро приобретает в наше время стратегический и определяющий характер. Как показывают события последних лет, борьба за Арктику будет только нарастать, а претензии разных стран – даже географически удаленных от Арктики – будут распространяться на все более широкую часть этого региона, включая богатейший УВ приямальский шельф.

## Выводы

Повышение эффективности прироста запасов УВ на арктическом шельфе за счет оптимизации ГРП возможно при условии:

1. Проведения ГРП в несколько очередей с выделением базовых первоочередных объектов и спутников. Такая тактика не позволит выполнить полномасштабные ГРП на всех приобретенных Газпромом и Роснефтью участках, но позволит оценить потенциал наиболее значимых направлений и первоочередных газоперспективных объектов.

2. При выборе первоочередных газоперспективных объектов с учетом определения минимально рентабельных размеров возможных скоплений УВ индивидуально для каждого из них, рассматривать в качестве определяющего критерия технологическую доступность освоения.

Концептуальная схема ввода в разработку морских газовых объектов ранней системы разработки залежей "сухого" газа приямальского шельфа Карского моря совместно с ГКМ Ямала будет зависеть от своевременной стабильной разведки и оценки промышленных запасов газа на первоочередных ресурсообразующих ГКМ приямальского шельфа в ближайшей перспективе.

Для этого целесообразно:

1. В пределах приямальского шельфа Карского моря первоочередным месторождением, требующим разведки бурением в ближайшие 3 года, рассмотреть Ленинградское ГКМ.

2. Разработать технико-экономическое обоснование эффективного комплексного освоения морских ГКМ совместно с Бо-

ваненковской группой ГКМ ранней системы разработки залежей с "сухим" газом (сеноман-альб) до ввода в разработку газоконденсатных залежей апта, используя существующую промысловую инфраструктуру береговой части п-ова Ямал.

3. Разработать морской проект глубоководного освоения Ленинградского ГКМ как "полигон" по экспериментальному бурению и обустройству эксплуатационных скважин и разработать под него новые отечественные технико-технологические решения его освоения в суровых арктических условиях, предусмотрев исключение рисков создания экологических катастроф, избегания розливов жидких УВ при разработке газоконденсатных залежей в далекой перспективе.

## Л и т е р а т у р а

1. Прищепа О.М., Меткин Д.М., Боровиков И.С. Углеводородный потенциал Арктической зоны России и перспективы его освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 3. – С. 14-28.
2. Черепанов В.В. / ПАО "Газпром". – 2019. – № 10. – С. 16-21.
3. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние изученности и перспективы освоения / В.Д. Каминский, О.Н. Зуйкова, Т.Ю. Медведева, О.И. Супруненко // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление – 2018. – № 1. – С. 4-9.
4. Значение разработки месторождений Ямальской НГО для разработки ТЭК России / Г.М. Чудаков, И.А. Терещенко, М.Г. Иванов, Н.А. Дегтяренко // Научные труды КубГТУ. – 2016. – № 8.
5. Б. Марцинкевич. Бованенково – новый этап газовой отрасли России. – ИА REX: Информационное агентство. – 14 декабря 2018.
6. А. Червонная. "Газпром" начал разработку нового месторождения на Ямале. – URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/03/20/796884-gazprom> (дата обращения: 12.10.2021).
7. Прогноз и перспективы освоения газового потенциала акваторий Карского и Баренцева морей в первой половине текущего столетия / В.А. Холодилов, А.С. Оганов, О.М. Прищепа, И.А. Зинченко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2021. – № 2. – С. 38-42.

**A new vector in the development of the Arctic: prospects for the creation of the West Yamal (Yamal-Kara) gas field cluster "land-sea"**

<sup>1,2</sup>Nikitin B.A., <sup>2</sup>Kholodilov V.A., <sup>3</sup>Prischepa O.M., <sup>2</sup>Oganov A.S., <sup>2</sup>Zinchenko I.A., <sup>4</sup>Mammadov S.M.

<sup>1</sup> Gazprom, Moscow, Russia

<sup>2</sup> National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

<sup>3</sup> Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

<sup>4</sup> NewTech Services, Moscow, Russia

It is noted that the strategic reserve for the development of the Russian gas industry is the zones of the shallow shelf of the Yamal Peninsula adjacent to the oil and the gas-bearing Arctic regions of the land, and also partially located in the water area (transit deposits) and on the adjacent shelf of the Kara Sea. It is proposed into the exploration the Program of integrated industrial development of the Yamal Peninsula and adjacent water area deposits developed by Gazprom PJSC, the creation of the West Yamal gas field cluster "land-sea", through joint integrated development of land and sea fields of the Priyamal shelf of an early

system for the exploration of "dry" gas deposits using the underwater and coastal industrial infrastructure of the Yamal Peninsula.

**Key words:** Yamal shelf; gas production center; Leningrad field; offshore production; "dry" gas.

НИКИТИН Борис Александрович ,

первый заместитель начальника Департамента по добыче газа, газового конденсата и нефти, профессор, доктор технических наук

ХОЛОДИЛОВ Валентин Арсентьевич,

профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, доктор геолого-минералогических наук, bur220@gubkin.ru

ПРИЩЕПА Олег Михайлович,

заведующий кафедрой геологии нефти и газа, профессор, доктор геолого-минералогических наук, opr2007\_61@mail.ru

ОГАНОВ Александр Сергеевич,

заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, профессор, доктор технических наук, bur220@gubkin.ru

ЗИНЧЕНКО Игорь Александрович,

эксперт кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, кандидат технических наук, bur220@gubkin.ru

МАММАДОВ Самир Масуд оглы,

директор Департамента, кандидат технических наук, smammadov@nt-serv.com

© Никитин Б.А., Холодилов В.А., Прищепа О.М., Оганов А.С., Зинченко И.А., Маммадов С.М.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021





УДК 553.45.04 (571.65)

# Экономический потенциал освоения техногенных отходов горно–добывающих предприятий Северо–Востока России\*

<sup>1</sup>Гальцева Н.В., <sup>1</sup>Горячев Н.А., <sup>1</sup>Шарыпова О.А.

<sup>1</sup> Северо-Восточный комплексный научно-исследовательский институт им. Н.А. Шило ДВО РАН (СВКНИИ), Магадан

Рассмотрены преимущества и недостатки освоения техногенных золото- и оловосодержащих отходов горных производств в старопромышленных регионах Северо-Востока России. На примере Магаданской области выполнена оценка влияния на социально-экономическое развитие вовлечения в промышленную отработку техногенных золотосодержащих объектов. Определены условия, благоприятствующие и способствующие активному вовлечению техногенных отходов в хозяйственный оборот.

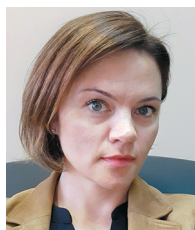
**Ключевые слова:** техногенный комплекс; отходы горных производств; золото; олово; региональная экономика; Магаданская область.



**ГАЛЬЦЕВА Наталья Васильевна**, заместитель директора по науке, заведующая лабораторией истории и экономики, доктор экономических наук



**ГОРЯЧЕВ Николай Анатольевич**, главный научный сотрудник лаборатории петрологии, изотопной геохронологии и рудообразования, доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН



**ШАРЫПОВА Ольга Анатольевна**, старший научный сотрудник лаборатории истории и экономики, кандидат экономических наук

**Д**ля регионов интенсивной эксплуатации недр характерно формирование большого количества техногенных образований, формируемых в результате длительной добычи полезных ископаемых с учетом несовершенства ранее используемых техники и технологий, особенно в первые десятилетия отработки месторождений. В результате многократной эксплуа-

тации одних и тех же объектов в отвалах переработки снижается среднее содержание полезного компонента, однако благодаря их доступности и отсутствию необходимости вскрышных работ, они представляют большой интерес для добывающих предприятий малого и среднего бизнеса. Современная ценовая конъюнктура на сырьевых рынках способствует повышенному интересу к техногенным объектам даже с низкими содержаниями полезного компонента, которые находятся в невостребованном фонде.

На Северо-Востоке России на фоне высокой отработанности выявленных ранее россыпных месторождений золота все активнее поднимается вопрос о переработке отвалов образовавшихся (так называемых техногенных) россыпей как серьезном резерве для увеличения объемов добычи минерального сырья.

К преимуществам таких техногенных "месторождений" относятся:

- расположение их в районах с развитой промышленной и транспортной инфраструктурой;
- наличие в непосредственной близости горно-добывающих и перерабатывающих мощностей;
- возможность отработки открытыми карьерами без вскрыши;
- горная масса готова к промывочному процессу;
- мобильность и доступность используемых технологий;
- наличие в отходах горных производств не только ранее добываемого ресурса, но и попутных, не извлекавшихся компонентов, многократно повышающих эффективность отработки отходов.

\* Исследование выполнено при частичной поддержке гранта Правительства Магаданской области "Потенциал развития минерально-сырьевого комплекса Магаданской области: геология, экономика, экология".

Наряду с преимуществами, существует ряд сложностей и проблем при отработке отходов месторождений:

- официальная трактовка отходов горных производств как "техногенные месторождения" обуславливает необходимость лицензирования объектов, аналогично вновь открытым месторождениям, их разведки, с прохождением в дальнейшем длительной и дорогостоящей процедуры оформления;
- объемы хвостохранилищ (отходы горных производств) с течением времени нередко существенно уменьшаются за счет миграции русла рек и действия паводковых вод, и чем дольше эти отходы не вовлекаются в отработку, тем больше стратегического сырья безвозвратно теряется;

Преобладание преимуществ в освоении техногенных объектов над недостатками обуславливает необходимость проведения оценки эффективности вовлечения их в хозяйственный оборот в регионах интенсивной эксплуатации недр.

## Ресурсы и содержание металлов в техногенных отвалах Магаданской области

В Магаданской области за более чем 90-летнюю историю отрасли объем добытого золота составляет свыше 3000 т, в том числе порядка 2800 т извлечено из россыпей (рис. 1) [1].

В результате, по разным оценкам специалистов, образовано от 500 до 1500 млн м<sup>3</sup> и более так называемых техногенных отходов, в которых сосредоточено от 250 до 1000 т золота со средним содержанием от 0,1 до 1,0 г/м<sup>3</sup>.

В первые годы золотодобычи все прииски разрабатывали уникальные и богатые россыпи: среднее содержание золота в россыпях в 1928 г. составляло от 87,7 до 124,5 г/м<sup>3</sup>, в 1929 г. – от 30,6 до 130,1 г/м<sup>3</sup>. В 1933 г. среднее содержание золота в россыпях составило 36 г/м<sup>3</sup>, после чего оно стало снижаться и с 1997 г. составляет менее 1 г/м<sup>3</sup> песков (рис. 2) [3].

На сегодня нет официальных данных по оценке отходов горных производств в регионе, что требует проведения камерально-оценочных работ. Отметим, что для отдельных регионов такая работа уже проводилась [5].

Согласно существующим авторским оценкам прогнозные ресурсы золота в техногенных россыпях Магаданской области существенно различаются:

- по данным правительства Магаданской области (2016), порядка 1,5 млрд м<sup>3</sup> перемытых песков содержат около 500 т россыпного золота;
- по данным администрации Магаданской области (2010), общее количество металла, перешедшего в отвальный комплекс, превышает 400 т, прогнозные ресурсы золота в отвальных техногенных россыпях при ориентировке на содержание золота в них более 0,13 г/м<sup>3</sup> оцениваются в

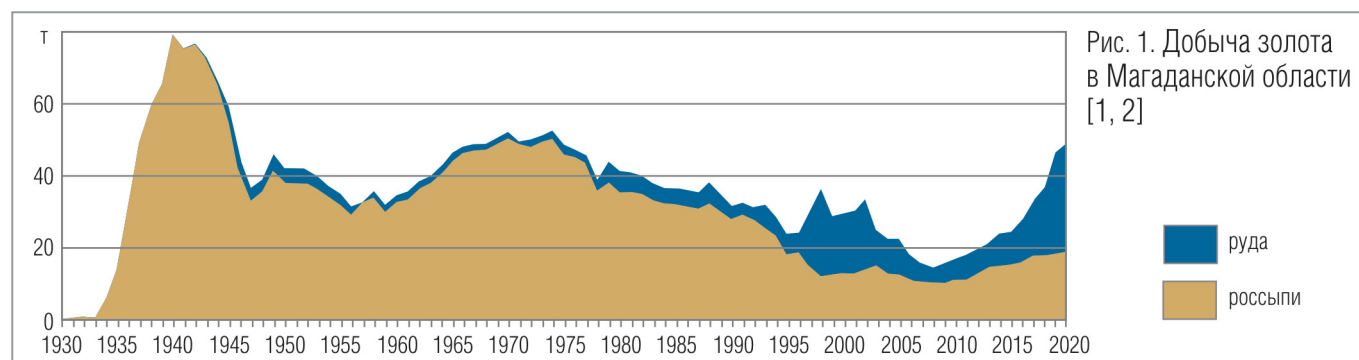
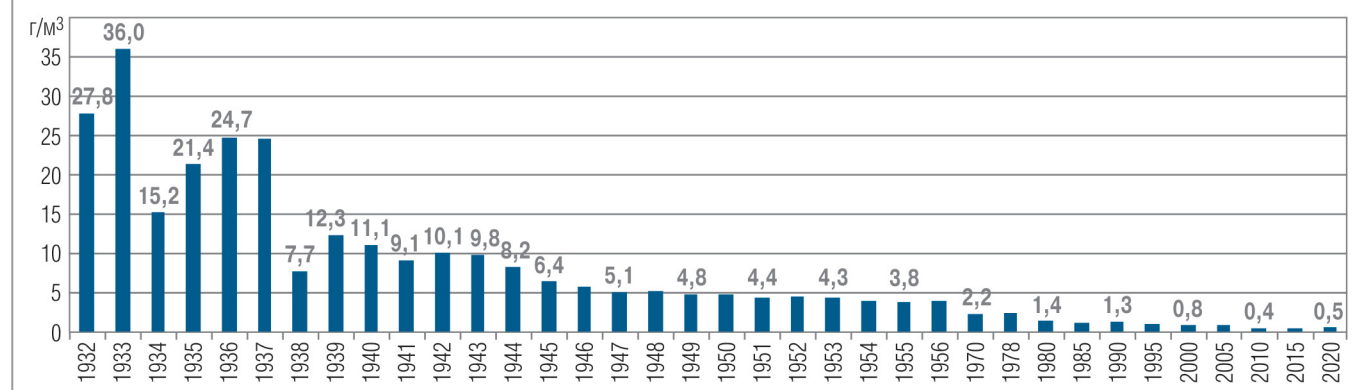
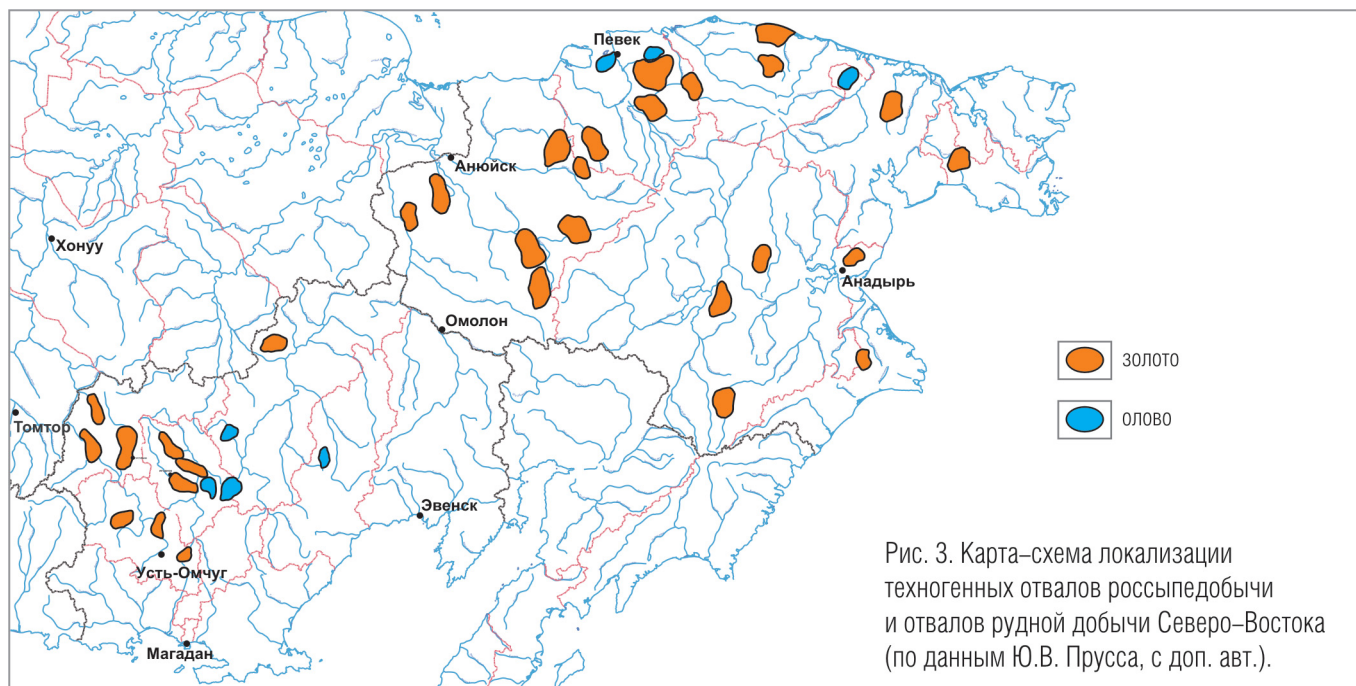


Рис. 2. Изменение среднего содержания золота в россыпях Магаданской области [3, 4]





180 т, а при содержании более  $0,3 \text{ г/м}^3$  – сокращаются до 120 т [6];

- в техногенном комплексе области сосредоточено от 500 до 700 т золота (по данным Администрации Магаданской области, 2010 г.).

По нашей оценке, наращивание добычи из отходов горных производств в Магаданской области позволит увеличивать ежегодную добычу золота из россыпей на 4-5 т.

Если ранее вопрос вовлечения в отработку техногенных образований касался преимущественно золота, то сегодня этот вопрос становится не менее актуальным применительно и к техногенным объектам, содержащим олово. Потенциал оловоносных техногенных объектов региона может быть сопоставим с запасами россыпей и первичных руд. За годы эксплуатации оловорудных месторождений в Магаданской области (с 1937 по 1992 г., включая Чукотку) из 27 месторождений было добыто около 70 тыс. т олова. Соответственно, запасы техногенных объектов могут быть оценены цифрой того же порядка.

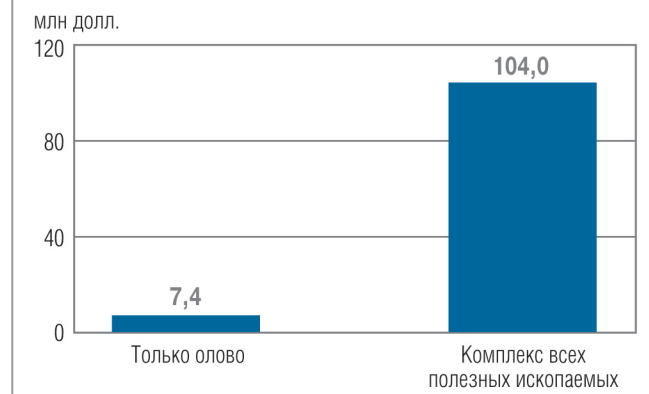
Кроме того, в отработанных отвалах местами находятся с повышенной концентрацией тантало-ниобаты, шеелит, киноварь и другие минералы, служащие источниками высокотехнологичного сырья. На рис. 3 показана локализация техногенных отвалов россыпной и рудной добычи золота и олова на территории Северо-Востока (Магаданская область и Чукотский АО).

В Магаданской области объекты преимущественно сконцентрированы в бассейне р. Колымы, а на Чукотке они территориально рассеяны, но характеризуются транспортной доступностью.

Один из аспектов повышения эффективности освоения техногенных месторождений – их комплексная отработка. Отвалы

горных производств могут стать дополнительным источником добычи широкого спектра стратегического сырья [7]. Это можно проиллюстрировать примером стоимостной оценки ресурсного потенциала хвостохранилищ двух обогатительных фабрик Лазовского оловорудного узла Магаданской области. Стоимостная оценка олова, содержащегося в исследуемом отвальном комплексе (хвостохранилища оловообогатительных фабрик Лазовского узла, оценка прогнозных ресурсов олова 409 т) составляет 7,4 млн долл. в ценах на конец 2016 г. Комплекс всех имеющихся в техногенных отвалах минерально-сырьевых ресурсов (олово, золото, серебро, медь, цинк, свинец, никель, кадмий, стронций, кобальт, хром, иттрий, иттербий, гелий, ниобий, церий, торий, цирконий) увеличивает стоимостную оценку в 14 раз [8] (рис. 4).

Рис. 4. Стоимостная оценка стратегического сырья в хвостохранилищах двух обогатительных фабрик Лазовского узла Магаданской области (по данным 2016 г.) [8]





В отношении отходов добычи олова, представляется возможным создание оловорудного кластера с доразведкой и последующей полной отработкой месторождений им. Лазо, им. III Пятилетки и им. Чапаева. В этом случае объем ресурсов основных полезных ископаемых составит: олово – 8000 т, золото – 15 т, серебро – 1000 т. Такой рудный узел возможен к освоению с высоким уровнем рентабельности и созданием автономной инфраструктуры.

К примерам существования комплексных малоизученных отходов горного производства относятся хвосты и комплексные россыпи золота и олова бассейнов левых притоков р. Оротукан (от руч. Приискатель до р. Ясная), где помимо неизвлеченного касситерита, в хвостах немало тантало-ниобатов.

Дальнейшее изучение хвостохранилищ обогатительных фабрик оловодобывающих предприятий Магаданской области следует проводить одновременно с доразведкой ранее эксплуатируемых месторождений олова и их переоценкой с учетом возможности комплексного извлечения всех полезных компонентов. Это особенно важно для Омсукчанского округа, где известно немало частично отработанных объектов олово-редкометалльного профиля.

Эффективность комплексной отработки россыпей подтверждается результатами исследований ряда специалистов [9]. Предложены технологии обогащения с укрупненным расчетом экономики отработки золото-касситеритовой россыпи.

Потери золота при разработке россыпных комплексных месторождений с применением промывочных комплексов, работающих по традиционной простой шлюзовой схеме обогащения, значительно возрастают по сравнению с монометалльными золотыми россыпями и составляют не менее 40 %. При этом сбрасывается в отходы 60-100 % ценных попутных компонентов, которые могут рентабельно извлекаться с применением современных технологий обогащения минерального сырья.

Для извлечения золота и попутных компонентов должны быть применены современные методы обогащения, которые могут быть реализованы в промышленных условиях. Наиболее подходящими для обогащения комплексных россыпей являются промывочные приборы высокой производительности со шлюзоотсадочной схемой обогащения СБПО-50, СБПО-100 (ИРГИ-редмет) или, что значительно дешевле, дополнение шлюзовой схемы серийных промприборов центробежными концентраторами. Это оборудование обеспечит более качественное извлечение как золота, так и касситерита. Оно может успешно применяться для обогащения комплексных и монометалльных целлюлозных и техногенных россыпей.

Для обогащения концентратов на ШОФ должна быть применена разветвленная схема с высокоградиентным центробежным концентратором, концентрационным столом, магнитным сепаратором, феррогравитационным сепаратором. С применением такой схемы могут быть получены два продукта – шлиховое золото (на аффинаж) и концентрат попутных компонентов (касситерит, касситерит с тантало-ниобатами, шеелит, ильменит, циркон) [9].

## Ценовая конъюнктура сырьевых рынков

Важнейшим фактором, влияющим на востребованность техногенных отходов с точки зрения экономической эффективности и рентабельности их освоения, является цена.

Динамика цены на мировом и российском рынках золота максимально положительная (рис. 5). За 20 лет цена в долларах США за тройскую унцию (31,1035 г) увеличилась в 6,3 раза. С учетом роста курса доллара к рублю, цена золота в рублях по данным Цетробанка РФ за этот период возросла в 16,3 раза.

Сегодня добыча золота обладает высокой инвестиционной привлекательностью. Масштабный рост цен способствует во-

Рис. 5. Среднегодовая цена на золото в 2000–2020 гг. [10]

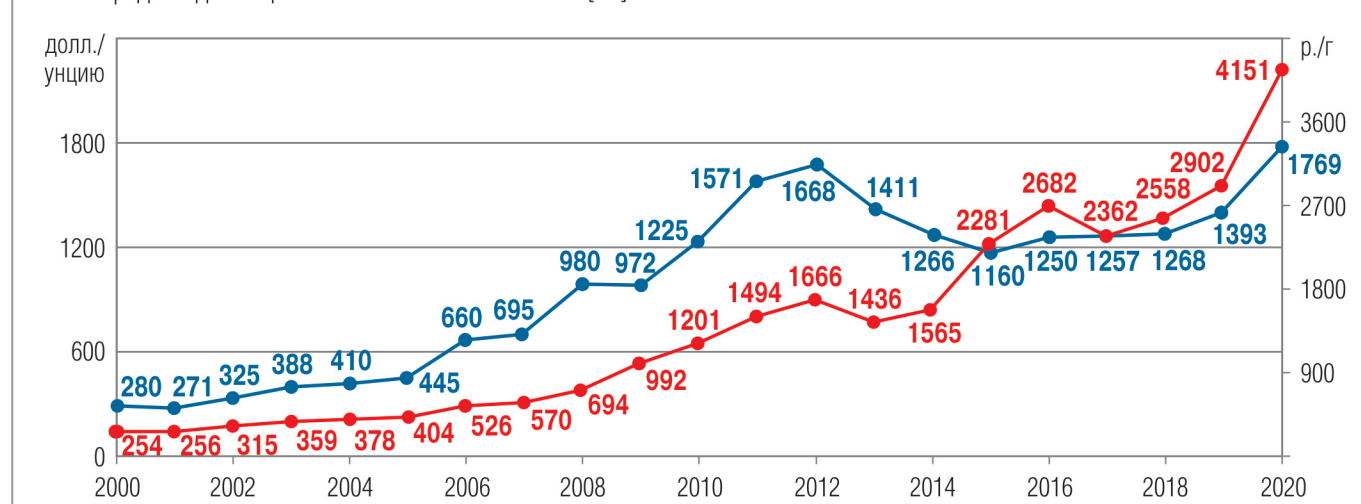
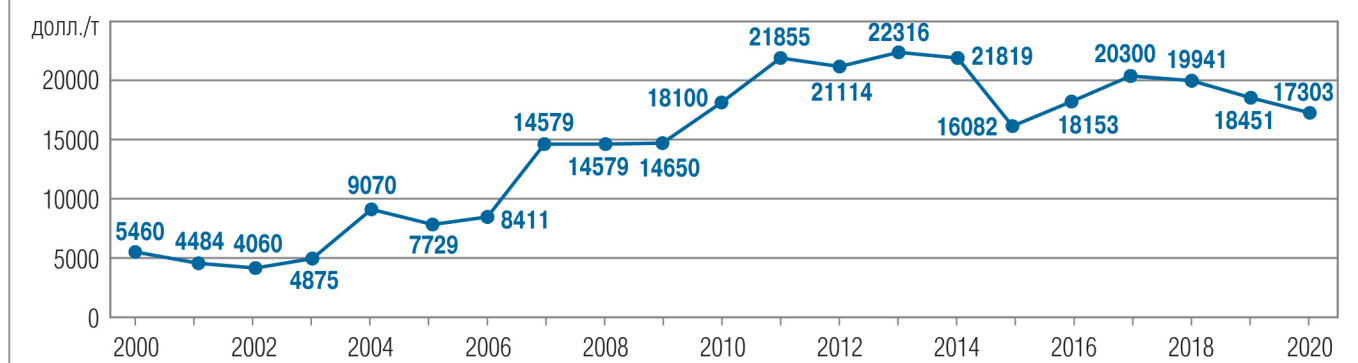


Рис. 6. Динамика мировой цены на рафинированное олово [12, 13]



влечению в отработку более бедных месторождений с низким содержанием полезного компонента, а также техногенных отвалов с ничтожно малым средним содержанием золота.

В результате удвоения курса доллара по отношению к рублю рост цены золота на российском рынке существенно превысил динамику цен на основные расходные компоненты добычи золота, что явилось компенсацией ухудшения качества обрабатываемых активов [4].

Аналогично складывается ситуация на мировом рынке олова. За 20-летний период, цена на олово возросла в 3,1 раза (рис. 6), что обусловлено увеличением спроса на данный металл на фоне сырьевого дефицита. Растущий спрос на олово связан с его нетоксичностью и, соответственно, с повсеместной заменой в промышленности токсичного свинца на олово в рамках ужесточения экологических стандартов. Также растущее мировое потребление олова диктуется современными инновационными технологиями, расширением его применения в производстве современной сложной электронной и электротехнической продукции [11].

В связи с отработкой в настоящее время богатых по содержанию олова месторождений в будущем, с переходом к более бедным объектам, ожидается рост себестоимости добычи оло-

ва в мире, что в свою очередь приведет к дальнейшему увеличению его стоимости на мировом рынке.

Крупнейшие мировые финансовые конгломераты Barclays и Standard Bank в 2018 г. давали прогноз цены на олово к 2020 г. до 30 тыс. долл./т. Прогноз оправдался, но с небольшим запозданием – на полгода. С начала 2021 г. цена на рафинированное олово возросла в 1,7 раза – с 21 тыс. долл./т в январе до 36 тыс. долл./т в августе, и намечается тенденция к дальнейшему росту.

### Оценка изменения социально-экономических показателей Магаданской области

Оценку влияния на социально-экономическое развитие вовлечения в промышленную отработку техногенных объектов золота проведем на примере Магаданской области. Основа региональной экономики – горно-добывающая промышленность, на эту отрасль приходится 85 % ежегодного объема производства; в ней занято порядка 14 % работающего населения, создается около 40 % валовой добавленной стоимости, концентрируется свыше 65 % всех инвестиций\*.

Таблица 1. Выборочные социально-экономические показатели Магаданской области

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019
Добыча золота, т	24,5	27,8	33,0	36,8	46,4
Объем промышленного производства, млн р.	94739	121 041	129707	145460	194634
Налоговые поступления в региональном бюджете, млн р.	18018,9	22729,9	21381,8	23515,7	25768
Доля федеральных дотаций в доходах регионального бюджета, %	32,0	33,36	37,96	35,8	36,5
Численность населения на 01.01.2020 г., тыс. чел.	146,3	154,6	144,1	141,23	140,1
Валовой региональный продукт (ВРП), млн р.	125798,3	148387,1	156829,9	170723,4	181200,0*

\* Предварительная оценка (Правительство Магаданской области: Общие сведения. – URL: [www.49gov.ru/our\\_region/overview/](http://www.49gov.ru/our_region/overview/) (дата обращения: 18.08.2021).  
Источники. Данные Правительства Магаданской области. – URL: [www.49gov.ru](http://www.49gov.ru), (дата обращения: 18.08.2021); данные Управления федеральной службы государственной статистики по Хабаровскому краю, Магаданской области, Еврейской АО и Чукотскому АО. – URL: [www.habstat.gks.ru](http://www.habstat.gks.ru) (дата обращения: 18.08.2021).

\* Магаданская область: Стат. ежегодник // Хабаровскстат. – X 147. – Магадан, 2020. – 229 с.

В табл. 1 приведены основные региональные показатели за последние 5 лет.

Положительная динамика добычи золота последних лет обеспечивается за счет роста добычи на рудных месторождениях Наталкинское и Павлик. Такая динамика положительно отражается на экономике региона. По предварительной оценке, ВРП Магаданской области в 2019 г. вырос на 2,7 % и составил 181,2 млрд р. В пересчете на душу населения ВРП составил 1287,8 тыс. р. (против 1215,9 тыс. р. в 2018 г.). Индекс промышленного производства в 2019 г. – 114,2 %, превысив общероссийский показатель на 11,8 %. Налоговые поступления в бюджет увеличились за 5 лет в 1,4 раза, доля дотаций из федерального бюджета – на 4,5 %. Однако численность населения продолжает сокращаться. Освоение техногенных россыпей, обладая высокой общественной эффективностью в части занятости населения в отдаленных районах области, может стать сдерживающим фактором его оттока.

Оценим изменение основных социально-экономических показателей Магаданской области после вовлечения в хозяйственный оборот отходов россыпной золотодобычи, так называемых техногенных россыпей в объеме от 1 до 5 т/год при цене на золото на 12.03.2021 – 4100 р/г (табл. 2).

Увеличение добычи золота на 2-10 % обусловит рост промышленного производства в Магаданской области на 2,8-14 %. Налоговые поступления в региональный бюджет возрастут на 1-6 %, что позволит сократить дотации федерального бюджета до 35,5-30,5 %. Для освоения техногенных россыпей потребуется до 2000 человек, в результате рост численности населения (без учета коэффициента семейственности) составит от 0,3 до 1,3 %. Валовой региональный продукт увеличится на 0,7-3,6 %. Расчеты выполнены без учета роста объемов производства в смежных и обслуживающих отраслях и сферах услуг. Общий эффект для региона будет значительно больше.

## Условия эффективного вовлечения в хозяйственный оборот отходов горных производств

Социально-экономический эффект освоения техногенных россыпей очевиден, однако для запуска этого процесса необходим ряд законодательных и организационных условий:

- техногенные образования следует классифицировать не как "месторождения" ("техногенные россыпи", "техногенные месторождения"), а как "отходы горного производства", что требует введения этого термина в официальный оборот – в Закон РФ "О недрах" [1];
- целесообразно предусмотреть льготное налогообложение при отработке отходов горного производства, поскольку их вовлечение в хозяйственный оборот выполняет важную социальную функцию – обеспечение занятости населения в районах затухающей добычи;
- организационно отработка больших объемов отходов горных производств может производиться на условиях концессии;
- для эффективной отработки отходов горного производства, в которых высока доля трудноизвлекаемого золота, необходимо использовать современные инновационные технологии с возможностью максимально полного извлечения основного компонента и всего комплекса сопутствующих полезных ископаемых, что, несомненно, повысит рентабельность их переработки.

## Заключение

Объекты, содержащие отходы горных производств, – значительный резерв для увеличения объемов добычи минерального сырья. В современных конъюнктурных и институциональных условиях техногенные золото- и оловосодержащие объек-

Таблица 2. Оценка изменения социально-экономических показателей Магаданской области при дополнительной добыче золота из техногенных объектов

Показатель	2019 г. (факт)	Дополнительная добыча из техногенных россыпей, т/год				
Добыча золота, т	46,4	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Рост добычи золота, %	–	102,2	104,3	106,5	108,6	110,8
Объем промышленного производства, млн р.	194634	4100	8200	12300	16400	20500
Рост объема промышленного производства, %	–	102,1	104,2	106,3	108,4	110,5
Налоги в региональный бюджет, млн р.	25768	254	507	761	1014	1268
Рост налоговых поступлений к 2019 г., %	–	101	102	103	104	106
Численность населения на 01.01.2020, чел.	140100	374	747	1121	1494	1868
Рост численности населения, %	–	100,3	100,5	100,8	101,1	101,3
Валовой региональный продукт (ВРП), млн р.	181200*	1300,6	2601,1	3901,7	5202,2	6502,8
Рост ВРП, %	–	100,7	101,4	102,2	102,9	103,6

\* Предварительная оценка. – URL: [www.49gov.ru/our\\_region/overview/](http://www.49gov.ru/our_region/overview/) (дата обращения: 18.08.2021).



ты Северо-Востока России представляют экономический интерес для недропользователей и могут внести вклад в общероссийский объем добычи золота, олова и других сопутствующих полезных ископаемых.

Оценка влияния ввода в эксплуатацию техногенных отходов горного производства в пределах Магаданской области показывает экономическую и социальную целесообразность данного процесса: обеспечивается рост ВРП и собственных доходов регионального бюджета, улучшается ситуация с оттоком населения с Северо-Востока России.

Для эффективного вовлечения техногенных отходов горного производства в хозяйственный оборот необходимо:

- закрепить за техногенными образованиями, источником которых является остаточный комплекс россыпных и рудных месторождений полезных ископаемых, а также отходы их обогащения, термин "отходы горного производства";
- перенести процесс лицензирования объектов "отходов горного производства" с федерального на региональный уровень;
- разработать для объектов, содержащих "отходы горного производства", порядок лицензирования, предусматривающий: разрешительный характер ведения работ; отсутствие платы за лицензию; комплексное извлечение всех полезных компонентов; использование инновационных технологий добычи; минимальный уровень налогообложения.
- необходимо дальнейшее проведение ревизионно-оценочных работ для уточнения объемов ресурсов полезных ископаемых в отвалах горных производств.

## Л и т е р а т у р а

1. Прусс Ю.В., Шарыпова О.А. Проблемы минерально-сырьевых регионов. Магаданская область // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 6 (169). – С. 20-24.
2. Гальцева, Н.В., Горячев Н.А., Чугунов А.Н. О повышении инвестиционной привлекательности минерально-сырьевой базы Северо-Востока России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 6. – С. 30-37.
3. Гальцева Н.В. Предпосылки и перспективы реструктуризации экономики Магаданской области / Отв. ред. Н.А. Горячев. – М.: КомКнига, 2009. – 320 с.
4. Гальцева Н.В., Руденко Е.Б., Чугунов А.Н. Влияние экономических и институциональных факторов на деятельность золотодобывающих предприятий Северо-Востока России (на примере ПАО "Сусуманзолото") // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 6 (169). – С. 25-30.
5. Макаров В.А. Условия формирования техногенных золотосодержащих объектов и особенности методики их геолого-технологической оценки: дис. д-ра геол.-минер. наук. – Красноярск, 2001. – 269 с.
6. Литвиненко И.С., Голубенко И.С. Ресурсный потенциал золота в отвальном комплексе отработанных россыпных месторождений Магаданской области // Разведка и охрана недр. – 2015. – № 5. – С. 17-24.
8. Гальцева Н.В., Прусс Ю.В., Шарыпова О.А. Перспективы использования ресурсного потенциала отходов горных производств Магаданской области // Горный журнал. – 2018. – № 4. – С. 45-50.
9. Преис В.К. Геолого-экономические аспекты отработки техногенных и комплексных россыпей на Северо-Востоке России // Вестник Северо-Восточного государственного университета. – 2016. – № 25. – С. 100-103.
10. Золото и другие драгоценные металлы. – URL: <https://bullion.ru/> (дата обращения: 18.08.2021).
11. Гальцева Н.В., Шарыпова О.А., Гальцев И.Н. Предпосылки и перспективы оловодобычи в Магаданской области в современных условиях // Разведка и охрана недр. – 2018. – № 12. – С. 52-56.
12. Цена на олово. Динамика и график. – URL: <https://bullion.ru/> (дата обращения: 18.08.2021).
13. London Metal Exchange: Home. – URL: <https://www.lme.com/> (дата обращения: 18.08.2021).

## The economic potential of the development of man-made waste from mining enterprises in the North-East of Russia

<sup>1</sup>Galtseva N.V., <sup>1</sup>Goryachev N.A., <sup>1</sup>Sharypova O.A.

<sup>1</sup>North-East Interdisciplinary Scientific Research Institute n.a. N.A. Shilo, Far East Branch, Russian Academy of Sciences (NEISRI FEB RAS), Magadan, Russia

The advantages and disadvantages of the development of technogenic gold and tin – containing mining waste in the old industrial regions of the North-East of Russia are considered. On the example of the Magadan region, an assessment of the impact on the socio-economic development of the involvement of technogenic gold-bearing objects in industrial development was carried out. The conditions that favor and contribute to the active involvement of man-made waste in economic turnover are determined.

**Key words:** technogenic complex; mining waste; aurum; tin; regional economy; Magadan region.

Гальцева Наталья Васильевна, [galtseva@neisri.ru](mailto:galtseva@neisri.ru)  
Горячев Николай Анатольевич, [goryachev@neisri.ru](mailto:goryachev@neisri.ru)  
Шарыпова Ольга Анатольевна, [sharypova@neisri.ru](mailto:sharypova@neisri.ru)

© Гальцева Н.В., Горячев Н.А., Шарыпова О.А.,  
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021

УДК 338:622.1

# Добыча золота в Республике Саха (Якутия). Тенденции и перспективы развития

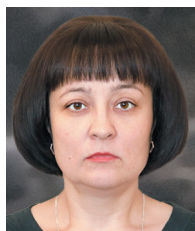
<sup>1</sup>Батугина Н.С., <sup>2</sup>Ноговицын Р.Р.

<sup>1</sup> Институт горного дела Севера имени Н.В. Черского СО РАН, Якутск

<sup>2</sup> Северо-Восточный Федеральный Университет имени М.К. Аммосова, Якутск

Дана оценка состояния и перспектив добычи золота в Республике Саха (Якутия). Рассмотрены проблемы и основные направления освоения золоторудных и россыпных месторождений. Названы ведущие золотодобывающие компании, обеспечивающие прирост добычи золота в Республике Саха (Якутия), проанализированы основные показатели их деятельности. Определены перспективы и указаны пути дальнейшего роста производства драгоценного металла.

**Ключевые слова:** Республика Саха (Якутия); золото; минерально-сырьевая база; добыча; предприятие; эффективность; удельные затраты.



**БАТУГИНА Наталья Сергеевна,**  
главный научный сотрудник лаборатории  
"Проблемы рационального освоения  
минерально-сырьевых ресурсов",  
доктор экономических наук



**НОГОВИЦЫН Роман Романович,**  
заведующий кафедрой "Экономика  
и управления развитием территорий",  
профессор, доктор экономических наук

режила спады и подъемы и к 2020 г., по сравнению с 1991 г., нарастила общее производство на 6 т (1991 г. – 33013 кг, 2020 г. – 39833 кг) (рис. 1). При этом российская золотодобыча выросла в 2 раза, а мировая – в 1,5 раза [1].

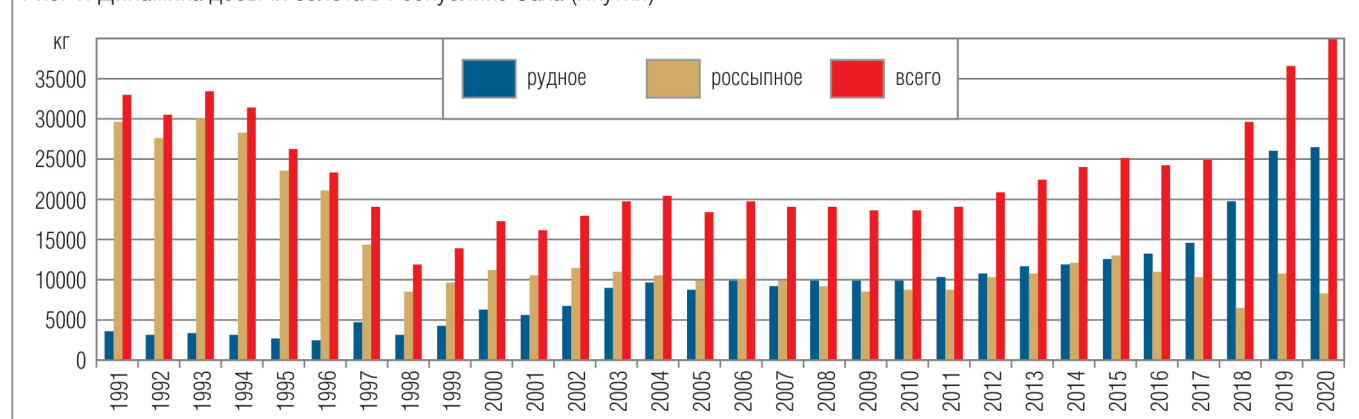
За эти годы золотодобывающая промышленность Якутии существенно изменила свою структуру. Если в 1991 г. россыпи обеспечивали 90 % добычи (29523 кг), то в 2020 г. их доля составила 33,5 % (13355 кг). Добыча золота из коренных месторождений выросла с 4 до 26 т, или в 6,5 раз [2, 3].

Наибольший объем годовой добычи золота (более 67 %) приходится на Алданский, Олекминский районы (улусы) (рис. 2).

Падение цен на золото в 1998-1999 гг. крайне негативно повлияло на золотодобычу, достигшую своего минимума в 1998 г. (11742 кг). Но уже в 1999 г. россыпная добыча золота стала восстанавливаться. Здесь большую помощь оказал дефолт 1998 г. При этом добыча рудного золота открытым способом стала нарастать за счет рудников, ведущих отработку золота методом кучного выщелачивания (КВ), и уже в 2008 г. сравнялась с россыпной и далее продолжала расти.

**В** Республике Саха (Якутия) добыча золота в промышленных масштабах ведется уже почти 100 лет. Последние 30 лет республика развивает золотодобычу в рыночных условиях, пе-

Рис. 1. Динамика добычи золота в Республике Саха (Якутия)



Падение цен на золото в 2015-2017 гг. не повлияло на объемы добычи в республике. Значительную роль в этом сыграла и девальвация рубля относительно доллара США. В 2019 г. было добыто 36489,7 кг, а в 2020 г. – 39883 кг, превысив советский пик добычи (36253 кг в 1975 г.). Влияние ковидных событий в 2020 г. еще предстоит оценить в перспективе, но следует от-

метить что в этом году было добыто максимальное количество золота за весь почти 100-летний период.

В золотодобывающей отрасли Республики Саха (Якутия) в 2020 г. работало 56 предприятий разных форм собственности, однако более 75 % добычного золота обеспечили 10 предприятий (таблица).

В настоящее время в республике есть ряд предприятий с российским, иностранным или смешанным капиталом: ПАО "Полюс", Polymetal, Nordgold. Среди ведущих золотодобывающих предприятий лидирующее положение занимают компания Nordgold (10935 кг, 27 % всей добычи) и АО "Полюс Алдан" (соответственно 7555 кг, 15 %).

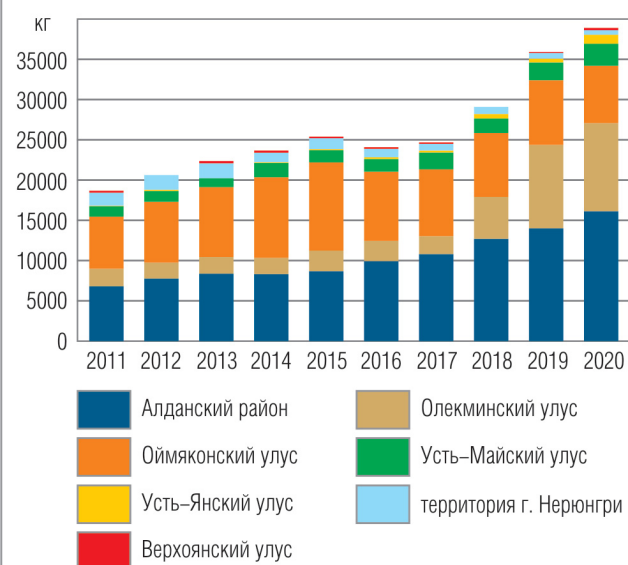
Рост производства золота в основном обеспечили компании:

- Nordgold – за счет высоких показателей добычи золота и выхода на проектный уровень уже в первый год работы рудника Гросс;
- ПАО "Селигдар" – за счет ввода в действие Рябиновой золотоизвлекательной фабрики.

Минерально-сырьевая база золота республики является одной из наиболее крупных и освоенных в России. Государственным балансом учтено 801 месторождение: балансовые запасы – 1778 т (12,3 % от общероссийских запасов), забалансовые – 449 т [3]. Основные районы золотодобычи – Алданский, Олекминский и Оймяконский (рис. 3).

В связи с ростом цены на золото в 2020 г. увеличилась его добыча из недр в целом. На территории республики превали-

Рис. 2. Динамика добычи золота по районам (улусам) Республики Саха (Якутия)



Добыча золота крупнейшими предприятиями республики [2, 3]

Предприятие	Основной недропользователь, месторождение	Объем добычи по годам, кг					
		2011	2016	2017	2018	2019	2020
ООО "Нерюнгри-Металлик"	Nordgold, Гросс	2262	2496	–	3611	8016	8538
АО "Полюс Алдан"	ПАО "Полюс", Куранахское рудное поле	3674	4912	5346	6210	7019	7555
АО "Золото Селигдара"	ПАО "Селигдар", Нижнеякокитское рудное поле	1373	2668	2741	2835	2650	3109
ООО "Рудник Таборный"	Nordgold, Таборное	–	–	2189	1559	2367	2397
ООО "Рябиновое"	ПАО "Селигдар", Рябиновое	–	776	621	1788	2849	2578
АО "Тарынская золоторудная компания"	ПАО "Высочайший", Дrajное	–	–	1303	1759	817	1050
АО "ГРК "Западная"	АО "ГРК "Западная", Бадран	1381	1051	887	753	1033	860
ООО с/а "Золото Ыныкчана"	Россыпи в Усть-Майском районе	36	503	865	970	1195	1404
АО "Поиск Золото"	Россыпи в Оймяконском, Момском районах	–	2082	1879	1447	1733	1362
ООО "Восток"	Россыпи в Оймяконском районе	102	550	683	1447	1733	1165
Итого / доля в общем объеме, %		8828 / 46,5	15038 / 62,4	16514 / 66,6	22380 / 75,7	29410 / 80,6	30019 / 75,4
Прочие		10172	9061	8274	7169	7080	9815
Всего		19000	24099	24788	29548	36490	39833

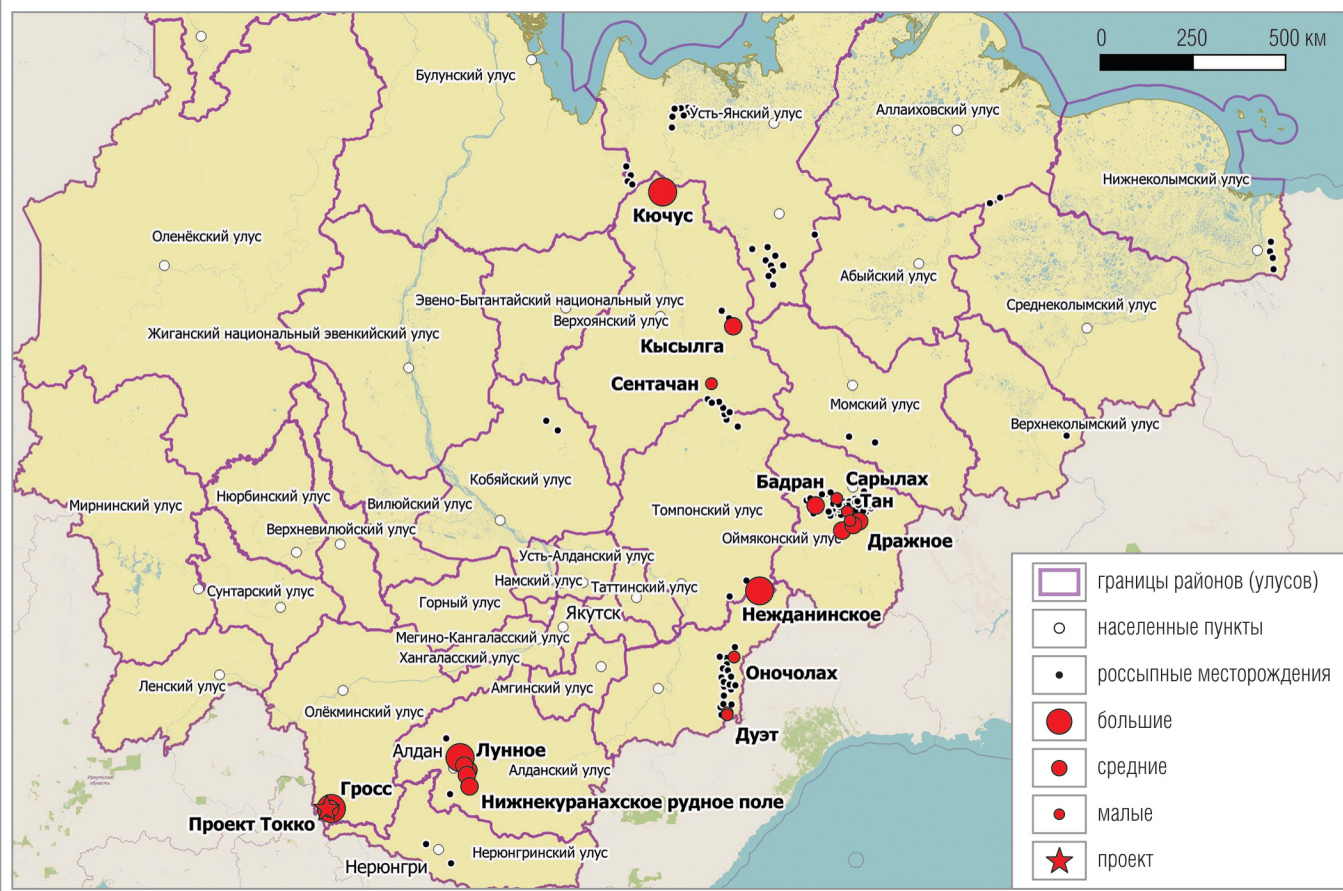
\* С 2017 г. отражаются данные по руднику "Гросс".

\*\* ООО "Рудник Таборный" создано в 2017 г.

\*\*\* В АО "Поиск Золото" объединены 15 золотодобывающих предприятий, которые вели добычу россыпных месторождений в Оймяконском районе.



Рис. 3. Схема размещения основных коренных и россыпных месторождений золота в Республике Саха (Якутия)



рует открытая разработка месторождений золота. Подземная разработка применяется на золоторудном месторождении Бадран, золото-сурьмяных месторождениях Сарылах и Сентачан (Оймяконский, Верхоянский районы) и на золоторудном месторождении Дуэт (Усть-Майский район). Суммарная добыча от подземной разработки за 2020 г. составила 1655,95 кг (6 % от общего объема добычи золота по республике).

## Рудное золото

В республике учтено 78 месторождений рудного золота: балансовые запасы – 1490 т, забалансовые – 432 т. Основные рудные месторождения сконцентрированы в золотоносных районах: Куларском (Кючус) – 10,3 % балансовых запасов; Аллах-Юньском (Нежданинское, Задержнинское и др.) – 37,4 %; Южно-Якутском (Куранахское рудное поле, Рябиновое, Нижнее-Якокитское рудное поле, Таборное, Гросс) – 15,1 %; Верхне-Индибирском (Бадран, Малтан, Тан, Хаптагай-Хая, Талалах и др.) – 2,6 %. Промышленные запасы двух наиболее крупных рудных месторождений (Кючус и Нежданинское) представлены золото-мышьяковистыми типами руд, переработка которых традиционными способами крайне затруднена или даже невозможна.

на, поскольку приводит к значительным технологическим потерям [4].

В настоящее время отработку запасов коренных золоторудных месторождений осуществляют 9 предприятий различных форм собственности: NordGold, ПАО "Полюс" (АО "Полюс Алдан"), группа компаний холдинга "Селигдар", ПАО "Высочайший", ЗАО ГРК Западная, ООО "Рудник Дуэт" и два предприятия, входящие в Холдинг ООО "Геопромайнинг" (ОАО "Сарылах-Сурьма" и ОАО "Звезда"), где золото – попутный компонент в рудах сурьмяных месторождений Сентачан и Сарылах.

**ООО "Нерюнгри-Металлик"** (входит в состав международной золотодобывающей компании **Nordgold**) осваивает золоторудное месторождение Гросс. Предприятие создано в 2001 г. для освоения золоторудного месторождения Таборное. В 2002 г. началась опытно-промышленная добыча на месторождении методом КВ, в 2006 г. – промышленная отработка. В 2008 г. предприятие вошло в состав международной компании Nordgold, в 2014 г. начало опытно-промышленную добычу на месторождении Гросс, в 2016 г. приступило к строительству промышленных объектов и инфраструктуры золотодобывающего предприятия "Гросс". Рудник был построен за 2 года и уже в 2018 г. вышел на свою проектную мощность 12 млн т руды в год, в

2020 г. – 16 млн т, планируется реализовать проект до 18 млн т, далее – до 26 млн т. Уникальность проекта в том, что он круглогодичный. Для обеспечения круглогодичной работы рудника была построена собственная ТЭЦ, которая подогревает цианидные растворы для орошения руды.

В настоящее время компания проводит геолого-разведочные работы по быстроразвивающемуся золоторудному проекту Токко. Проектом предусматривается освоение двух золоторудных месторождений – Токкинское (ранее – Аномалия-13) и Роман, расположенных в 13 км к западу от действующих рудников Гросс и Таборный на юго-западе Якутии.

Работы по проекту были начаты в 2019 г. Ожидается, что технико-экономическое обоснование проекта будет завершено к концу 2021 г., а строительство начнется в 2022 г. Планируемый к строительству рудник может стать вторым по объему добычи рудником компании с низкой себестоимостью драгоценного металла.

**ООО "Рудник Таборный"** создано в 2017 г. ООО "Нерюнгри-Металлик" передало ООО "Рудник Таборный" лицензии, промышленные объекты и инфраструктуру для освоения золоторудных месторождений "Таборное", "Темное" и "Высокое" ([www.nordgold.com](http://www.nordgold.com)).

**АО "Полюс Алдан"** ведет отработку 11 месторождений золота Куранахской группы. С 2005 г. входит в состав Группы "Полюс" – крупнейшего производителя золота в России и одной из ведущих золотодобывающих компаний в мире. В 2015 г. АО "Полюс Алдан" вышло на этап активной реализации проектов перспективного развития, которые способствуют дальнейшему росту производства. С этого времени предприятие ежегодно стабильно превышает прогнозный объем производства золота – с 4523 кг в 2015 г. до 7555 кг в 2020 г. В последние несколько лет с месторождений Куранахского рудного поля на первичную переработку на золотоизвлекательную фабрику (ЗИФ) направляется около 6 млн т руды в год. Реализован проект переработки методом КВ балансовых, забалансовых руд и отвалов Куранахского рудного поля, которые не востребованы уже в течение многих лет (более 800 кг золота в год) (<http://www.polyusgold.com>).

**ПАО "Селигдар"** представлено в республике пятью предприятиями: АО "Золото Селигдара", ООО "Самолазовское", АО "Лунное", ООО "Рябиновое" и ООО "Нирунган" (с декабря 2020 г.). Артель старателей "Селигдар" была основана в 1978 г., в настоящее время ведет как россыпную, так и коренную добычу золота. Добыча ведется круглый год в карьерах с сезонной переработкой методом КВ, что позволяет достичь значительно более низкой себестоимости по сравнению с прочими способами добычи.

В 2020 г. на месторождении Рябиновое ЗИФ вышла на проектные показатели по переработке руды. Была возобновлена добыча золота на месторождении Самолазовское. Впер-

вые внедрена современная инновационная технология обжига руды, что позволило возобновить добычу на месторождении, перейдя к добыче упорных руд. Также в течение 2020 г. на месторождении закончены работы на опытном штабеле по кучному биоорошению. В 2021 г. на нем должно быть получено первое золото (<http://www.seligdar.ru/>).

**ПАО "Высочайший"** в республике представлено двумя бизнес-единицами:

- Тарынская – АО "Тарынская золоторудная компания" (доля 23,5 % в доле ПАО "Высочайший" и 76 % в Якутском кластере);
- Алданская – АО "Саха Голд Майнинг" (доля 7,3 % в доле ПАО "Высочайший" и 24% в Якутском кластере).

Тарынская бизнес-единица – АО "Тарынская золоторудная компания" – ведет разведку и добычу золота в Оймяконском районе республики. Основной объект развития – месторождение Дражное, расположенное в 60 км на северо-восток от с. Оймякон и в 70 км на юг от пос. Усть-Нера. По итогам 2020 г. Тарынский ГОК увеличил добычу на 21 %, что обусловлено преимущественно существенным увеличением среднего содержания золота в руде (с 1,45 до 1,62 г/т) в результате успешного завершения плановой реконструкции карьера для освоения новых запасов.

Алданская бизнес-единица – АО "Саха Голд Майнинг" – разрабатывает погребенную россыпь Большой Куранах в Алданском районе – крупнейшее россыпное месторождение золота в России. За промысловый сезон 2020 г. на месторождении произведено порядка 620 кг золота.

**АО ГРК "Западная"** добывает золото на месторождении Бадран подземным способом с 1987 г. Последние 30 лет предприятие работает практически в одном режиме, лишь незначительно увеличив производство к настоящему времени.

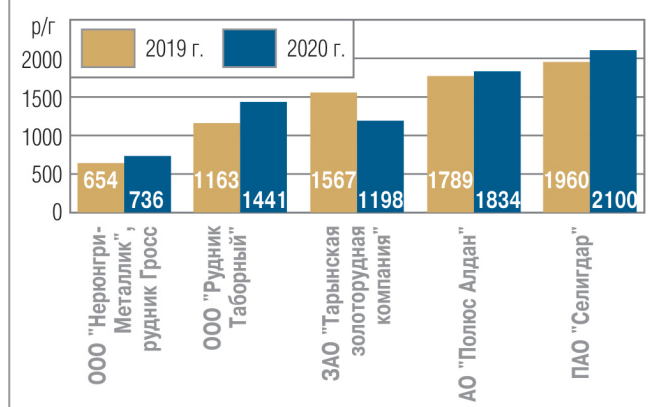
Дальнейший прирост запасов ограничен и возможен только на глубоких горизонтах третьего рудного столба в талых и обводненных условиях. Ориентировочно прирост запасов по промышленным категориям не превысит 800-1000 кг. Технология обогащения состоит из гравитационного извлечения и цианирования (<http://www.zapadnaya.ru>).

**ООО "Рудник Дуэт"** осуществляло подрядные разведочные и добычные работы на месторождении рудного золота Дуэт (отрабатывалось с 1947 по 2003 г. разными предприятиями). Дуэтское месторождение было открыто в 1950 г. За период существования месторождение эксплуатировалось различными организациями.

Добыча на Нежданском руднике была остановлена в конце 1990-х – начале 2000-х годов.

Обращаясь к экономическим показателям производства драгоценных металлов, следует отметить, что наилучшие результаты имеет компания Nordgold (ООО "Нерюнгри-Металлик" и ООО "Рудник Таборный"). В целом за 2019-2020 гг. пока-

Рис. 4. Удельные совокупные денежные расходы (ТСС) по отдельным горнорудным объектам (по данным годовых отчетов компаний)



затели себестоимости добычи 1 г металла существенно ниже сложившихся цен на золото (2019 г. – 3236 p/g; 2020 г. – 3703 p/g) (рис. 4).

Увеличение добычи в ближайшие годы ожидается за счет вовлечения в обработку объектов, принадлежащих **ООО "Золотой актив"**. В республике оно представлено тремя компаниями: ООО "Полярная звезда", ООО "Дальзолото" и ООО "Богуславец".

ООО "Богуславец" осуществляет разработку Мало-Тарынского и Якутского месторождений золота, а также ведет геолого-разведочные работы на участке "Полярник" в арктической зоне в Верхоянском районе с разведанными запасами 30 т золота.

На карьере "Тарын" добыча ведется открытым способом (горные работы начаты в 2020 г.). В 2021 г. завершается строительство золотоизвлекающей фабрики проектной мощностью 300 т/год, в дальнейшем планируется довести до 600 тыс. т. В перспективе – увеличение объемов производства золота до 876 кг.

ООО "Полярная звезда" проводит геолого-разведочные работы и добычу россыпного золота в Оймяконском районе на месторождении Богатырь и Таррасы с ресурсным потенциалом 1 т.

ООО "Дальзолото" начало обработку месторождения Вьон, а также ведет геолого-разведочные работы на рудных участках "Юнгюр", "Кеsieй", "Делювиальный" и россыпном месторождении Тараканий. Ресурсный потенциал всех относящихся к ведению "Дальзолото" месторождений превышает 50 т золота.

## Россыпное золото

В республике на балансе числится 723 россыпных месторождения с запасами золота: балансовыми – 289 т, забалансовыми – 17 т. Аллювиальные россыпи различного возраста распространены в Верхне-Инди́гирском, Адычанском, Куларском,

Аллах-Юньском, Южно-Якутском и других золотоносных районах. Наиболее высокий удельный вес по запасам категорий В+С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> приходится на Южно-Якутский (41,0 %) и Верхне-Инди́гирский (30,3 %) золотоносные районы.

Производительность (производственная мощность) участков по горной массе на открытых работах за 30-летний период выросла в 12 раз по отдельным месторождениям. Это объясняется увеличением объема вскрышных работ в связи с увеличением глубины отработки. В настоящее время отрабатываются месторождения с коэффициентом вскрыши от 2,1 до 6, редко 7,2 и выше.

За анализируемый период можно отметить постоянное снижение среднего содержания золота в песках с 1,8 до 0,8-0,9 г/м<sup>3</sup>. Существенно снизились параметры кондиций, так бортовые содержания в пробе даже для удаленных участков составляют 30-50 мг/м<sup>3</sup> против 70-80 мг/м<sup>3</sup> в начале 2000-х годов, минимально-промышленные содержания в среднем снизилось с 0,2 до 0,1 г/м<sup>3</sup>. Вместе с тем запасы большинства россыпных месторождений не позволяют обеспечить финансовую устойчивость предприятиям, поскольку имеет место ухудшение горно-геологических условий, усложнение строения россыпей, снижение содержания золота в песках с одновременным увеличением объема переработки горной массы.

В 2020 г. в республике добычей россыпного золота занималось 39 предприятий, в том числе крупных (добывающих более 500 кг) – 6 (15,4 %); средних (от 200 до 500 кг) – 9 (23,1 %); от 100 до 200 кг – 13 (33,3 %) и менее 100 кг – 11 (28,2 %). Основная часть добычи россыпного золота приходится на крупные (5946 кг) и средние (2897 кг) предприятия, совокупный объем добычи которых составляет 65 %.

Основной район добычи россыпного золота (4809 кг, или 34,9 %) – Оймяконский, на территории которого добыча с 2010 по 2020 г. уменьшилась на 2,7 %, хотя в отдельные годы она доходила до 9 т (2014 г. – 8033 кг, 2015 г. – 9061 кг). На территории района работают 25 предприятий (64 % общего числа в республике). Лидеры среди них – АО "Поиск Золота", созданное на базе бывшего ГОКа "Инди́гирзолото", и ООО "Восток". Эти две компании добывают порядка 2,5 т россыпного золота в районе.

Второе место по добыче россыпного золота занимает Алданский район (2898 кг, или 21 %). По сравнению с показателями 2010 г. (680 кг) в данном районекратно увеличилась добыча золота, что объясняется наращиванием объемов открытого раздельного (ООО "Прогресс", ООО ГДК "Алдан") и дражного (ООО "СахаГолдМайн") способов.

В Усть-Майском районе в 2020 г. добыто 2220,28 кг золота (16,1 %), что в 2,5 раза больше, чем в 2010 г. Стабильно наращиваются объемы добычи золота в последние годы в Усть-Янском районе, если в 2010 г. было добыто всего 20 кг, то в 2020 г. – 1054,8 кг (7,6 %). Такой существенный прирост объяс-



няется приходом на территорию района двух компаний – ООО "АДК" (608 кг) и ООО "Янзолото" (442 кг).

Нерюнгринский район в 2020 г. обеспечил добычу золота в объеме 1012 кг (7,3 %), что составляет 57 % от уровня 2010 г. Основные причины спада россыпной золотодобычи – истощение разрабатываемых месторождений. По остальным районам добывается в год незначительное количество золота, 1-2 недропользователя обеспечивают по 49-100 кг добычи.

## Перспективы золотодобычи

К основным направлениям развития золотодобывающей промышленности в республике можно отнести следующее.

В ближайшие годы будет реализован золоторудный проект "Токко" компании Nordgold, на сегодняшний день он может стать вторым по объему добычи компании с низкой себестоимостью – порядка 6 т в год к 2024 г. Таким образом будет сформирован высокоперспективный кластер мирового класса на юго-западе республики, который включает действующие рудники "Гросс" и "Таборный", а также проект "Токко" с суммарным объемом добычи 16-18 т в год.

Компания "Полиметалл" планирует на Нежданинском месторождении начать строительство карьера и фабрики по производству золотосодержащего концентрата, который затем будет перерабатываться на Амурском горно-металлургическом комбинате или продаваться третьим сторонам. Такой подход обеспечит низкую капиталоемкость проекта.

В октябре 2021 г. на аукционе было продано крупнейшее в нераспределенном фонде месторождение Кючус. Победителем стала компания "Белое золото" (совместное предприятие "Селигдара" и "Ростеха"), за лицензию она заплатит 7,74 млрд р. Одним из спецусловий аукциона стало использование электроэнергии атомной генерации не менее 35 МВт, которую должна поставлять атомная станция малой мощности в Республике Саха (Якутия). Еще одним условием для победителя является выход на добычу не менее 10 т золота в год. Освоение проектов рудного золота методом КВ в Южной Якутии, золоторудных месторождений Кючус и Нежданинское, увеличение производственных мощностей на Куранахском рудном поле позволит увеличить объем добычи золота до 50 т к 2030 г.

В россыпной золотодобыче будет постепенный переход в удаленные труднодоступные арктические районы. Актуальным направлением развития может стать активное освоение техногенных месторождений россыпного золота. К ним относятся отвалы вскрышных пород и гале-эфельные отвалы, содержащие непромышленные концентрации золота, а также остатки недоработанных участков первичных россыпей и охранных целиков. В перспективе годовые объемы добычи россыпного золота будут в пределах 9-11 т до 2030 г. и 4-5 т – в 2035-2040 гг.

## Заключение

Золотодобывающая промышленность – одна из важнейших отраслей экономики Республики Саха (Якутия). Объем добычи золота в 2020 г. (39888 кг) превысил уровень 1991 г. на 21 %, при этом изменилась внутренняя структура золотодобычи в регионе: если в 1990 г. преобладала добыча из россыпных месторождений, то уже после 2018 г. более 70 % – из коренных месторождений, в основном (более 90 %) открытым способом.

В республике действуют крупные компании (NorgGold, ПАО "Полюс", ПАО "Высочайший"), которые за счет применения новых технологий при добыче и переработке золота, компетенций и финансовых вложений добились высоких показателей. Два рудника за последние 5 лет достигли максимальной производительности – на месторождении Гросс (8,5 т) и Куранахском рудном поле (6 т).

Минерально-сырьевая база рудного и россыпного золота республики достаточна для поддержания годового производства металла на уровне более 40 т и поддерживать его в течение длительного времени при соответствующих вложениях в геолого-разведочные работы.

## Литература

1. Якубчук А. Российской золотодобыче 30 лет // Вестник золотопромышленника. – URL: <https://gold.1prime.ru/reviews/20130315/406870.html> (дата обращения: 01.09.2021).
2. Официальный сайт Союза золотопромышленников Якутии. Аналитика Союза Золотопромышленников. – URL: <http://union-gold.ru/>
3. Государственная программа Республики Саха (Якутия) "Развитие промышленности и воспроизводство минерально-сырьевой базы в Республике Саха (Якутия) на 2020-2024 годы". – URL: <https://minprom.sakha.gov.ru>
4. Развитие экономики Дальнего Востока России: эффекты государственной политики / Отв. ред. П.А. Минакир, С.Н. Найден. – Хабаровск: ИЭИ ДВО РАН, 2021. – 208 с.

## Gold mining in Republic Sakha (Yakutia).

### Trends and development prospects

<sup>1</sup>Batugina N.S., <sup>2</sup>Nogovitsyn R.R.

<sup>1</sup> N.V. Chersky Institute of Mining of the North SB RAS, Yakutsk, Russia

<sup>2</sup> M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia

The paper presents the current state and prospects of gold mining in the Republic of Sakha (Yakutia). The article discusses the problems and main directions of the development of ore and placer deposits. The leading gold mining companies providing an increase in gold production in the Republic of Sakha (Yakutia) are presented and analyzed their main indicators. The paper determines the prospects and the ways of further growth of the production of precious metal.

**Key words:** Republic of Sakha (Yakutia); gold; mineral material base; mining; company; effective development; costs per unit.

Батугина Наталья Сергеевна, batuginan@mail.ru  
Ноговицын Роман Романович, nogovitsyn50@mail.ru

© Батугина Н.С., Ноговицын Р.Р.,  
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021

УДК 665.612.2

# Рациональное использование попутного нефтяного газа в России\*

<sup>1,2</sup>Проворная И.В., <sup>1,2</sup>Филимонова И.В., <sup>1,2</sup>Немов В.Ю.

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ), Новосибирск

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет (НГУ), Новосибирск

Выявлено влияние нормативно-правового регулирования на уровень и динамику эффективного использования попутного нефтяного газа в России. Проанализированы состояние его запасов и динамика добычи по состоянию на 01.01.2020 г. Даются перспективные направления утилизации попутного нефтяного газа и организационная структура его переработки на газоперерабатывающих заводах в 2020 г. Проанализирована мировая практика по снижению факельного сжигания попутного нефтяного газа. Рассмотрена роль государства и бизнеса в расширении квалифицированного использования попутного нефтяного газа с учетом экологических аспектов и необходимости развития передовых технологий.

**Ключевые слова:** попутный нефтяной газ; запасы; добыча; утилизация; экологические ограничения; государственное регулирование; малые нефтяные компании; технологии переработки; государственно-частное партнерство.



**ПРОВОРНАЯ Ирина Викторовна**,  
старший научный сотрудник,  
доцент кафедры политэкономии ЭФ НГУ,  
доцент, кандидат экономических наук



**ФИЛИМОНОВА Ирина Викторовна**,  
заведующая Центром экономики  
недропользования нефти и газа,  
заведующая кафедрой политэкономии ЭФ НГУ,  
профессор, доктор экономических наук



**НЕМОВ Василий Юрьевич**,  
старший научный сотрудник,  
доцент кафедры политэкономии ЭФ НГУ,  
кандидат экономических наук

Эффективная утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) в настоящее время – одна из самых актуальных экономических и экологических проблем в нефтедобывающей отрасли. Вопрос сокращения сжигания ПНГ становится еще более актуальным при нарастании мировой тенденции по переходу к низкоуглеродной и энергоэффективной экономике.

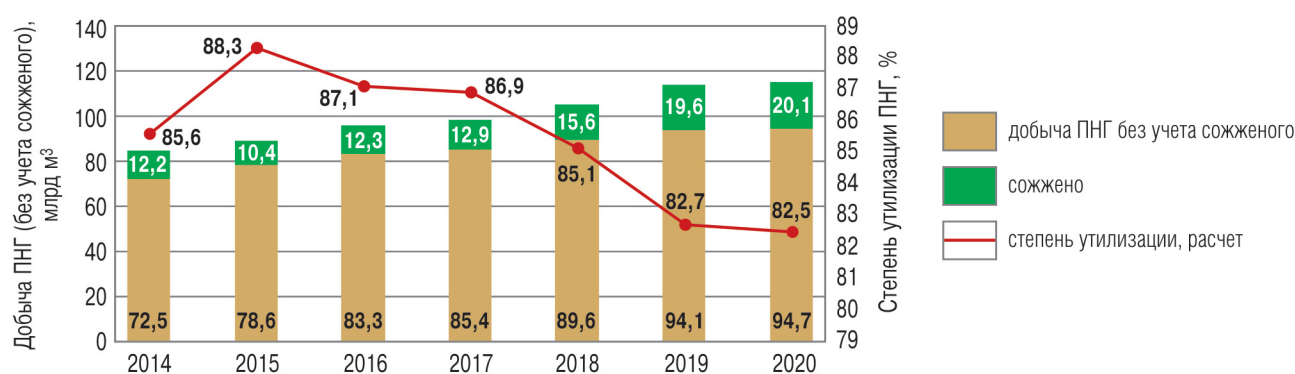
Задача выбора наиболее эффективной технологии утилизации или использования ПНГ стоит довольно остро в последние 10 лет. Тенденции снижения уровня выбросов в окружающую среду приводят к увеличению штрафов за самый простой способ утилизации ПНГ – факельное сжигание и увеличению мотивации к развитию других способов его использования, имеющих меньшее негативное влияние на окружающую среду. Теперь компании вынуждены выбирать наиболее эколого-экономически эффективный способ утилизации ПНГ с учетом возможных штрафов, ущерба окружающей среде, требуемых инвестиций для реализации выбранного метода. Квалифицированная утилизация ПНГ всегда связана с дополнительными капитальными вложениями, что часто снижает инвестиционную привлекательность проектов освоения запасов и ресурсов нефти, поэтому одной из главных задач государства в области регулирования процесса утилизации ПНГ – создание организационных, административных, налоговых и финансово-экономических стимулов для эффективного развития бизнеса. В этой связи, деятельность по добыче и использованию ПНГ в России – одна из актуальных и приоритетных задач устойчивого развития нефтегазового комплекса.

## Региональная структура запасов ПНГ

Попутный нефтяной газ – это природный углеводородный газ, растворенный в нефти или находящийся в "шапках" нефтегазоконденсатных месторождений [1]. В зависимости от региона добычи в 1 т нефти может содержаться от 1 до 1000 м<sup>3</sup> ПНГ [2].

\* Исследование выполнено при финансовой поддержке Совета по грантам Президента РФ в рамках научного проекта № НШ-2571.2020.6 и проекта № МК-1819.2020.6.

Рис. 1. Динамика добычи и утилизации ПНГ в России



Источники: Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России. – № 1. – 2015–2021.

Основной объем ПНГ в России добывается в виде растворенного в нефти газа, запасы которого оцениваются по категориям А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> чуть менее 3 трлн м³. Основная часть запасов растворенного газа локализована на территории Уральского ФО в Ханты-Мансийском АО (33 %) и Ямало-Ненецком АО (27 %). Также значительные запасы попутного газа находятся в Сибирском ФО – (14 %), прежде всего в Красноярском крае (8 %) и Иркутской области (4 %). На Приволжский и Северо-Западный ФО приходится соответственно 8 и 5 %.

## Добыча ПНГ в России

Добыча ПНГ в России в 2020 г. составила 114,8 млрд м³, в том числе 94,7 млрд м³ (82,5 %) было использовано, а 20,1 млрд м³

(17,5 %) сожжено (рис. 1). Ежегодно добыча ПНГ увеличивается, но при этом растет и объем сожженного газа на факелах. После резкого роста среднего коэффициента полезного использования ПНГ в 2015 г. (88,3 %) этот показатель вновь сильно сократился в 2019 г. вследствие ввода в эксплуатацию новых месторождений с высоким содержанием газа и отсутствием необходимой инфраструктуры для его полезного использования.

## Организационная структура добычи ПНГ

Добычу ПНГ в России осуществляют вертикально-интегрированные компании (ВИНК), независимые производители и операторы соглашения о разделе продукции (СРП). В соответствии

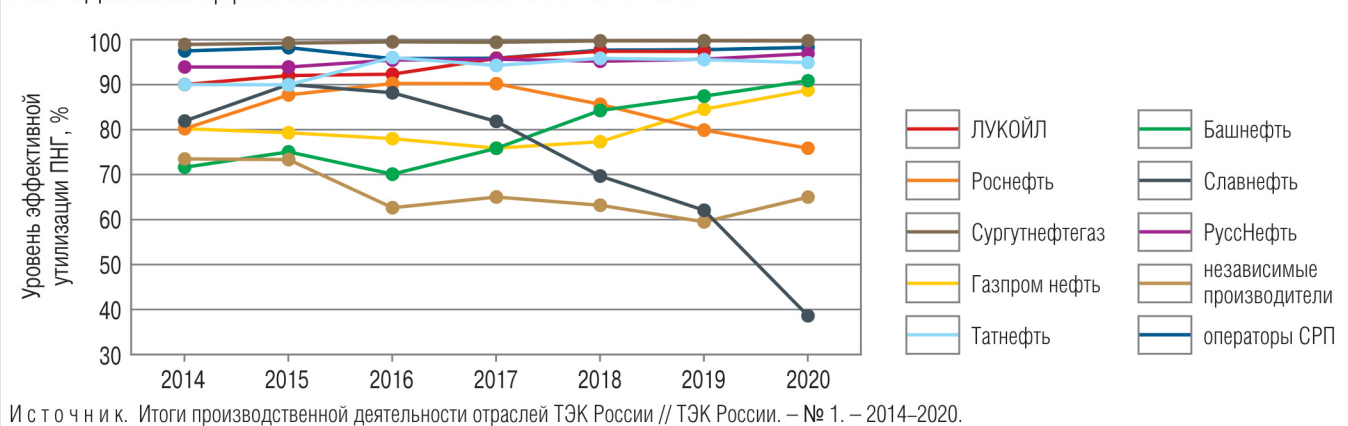
Таблица 1. Добыча и использование ПНГ в России, млрд м³

Компания, предприятие	Сожжено на факелах	Использовано, всего	Добыча (с учетом сожжения), всего									
	2018	2019	2020	2020/2019, %	2018	2019	2020	2020/2019, %	2018	2019	2020	2020/2019, %
Нефтяные компании (ВИНК)	9,8	11,8	13,0	9,6	69,6	71,7	69,8	-2,6	79,4	83,5	82,7	-0,9
ЛУКОЙЛ	0,3	0,3	0,3	-11,5	11,4	11,5	11,3	-2,1	11,7	11,8	11,5	-2,3
Роснефть	5,5	8,1	9,6	19,2	32,6	31,9	30,3	-4,8	38,1	39,9	40,0	0,1
Сургутнефтегаз	0,0	0,0	0,0	-2,9	9,6	9,5	9,0	-5,0	9,6	9,6	9,1	-5,0
Газпром нефть	3,3	2,6	2,0	-23,9	11,2	14,1	15,4	9,0	14,5	16,7	17,3	4,0
Татнефть	0,0	0,0	0,0	-3,4	1,0	1,0	0,8	-18,3	1,0	1,0	0,8	-17,7
Башнефть	0,1	0,1	0,1	-42,8	0,6	0,6	0,5	-17,8	0,7	0,7	0,6	-21,0
Нефтегазхолдинг	0,0	0,0	0,0	140,0	0,1	0,1	0,1	5,4	0,1	0,1	0,1	8,4
Славнефть	0,4	0,6	0,9	53,2	0,9	1,0	0,6	-41,0	1,3	1,5	1,5	-5,4
РуссНефть	0,1	0,1	0,1	-37,1	2,2	2,1	1,8	-11,8	2,3	2,2	1,9	-12,9
Независимые производители	5,6	7,6	6,9	-8,4	9,6	11,1	12,8	14,6	15,1	18,7	19,7	5,3
Операторы СРП	0,3	0,3	0,2	-21,9	10,4	11,3	12,2	8,0	10,7	11,5	12,4	7,3
Всего по России	15,6	19,6	20,1	2,3	89,6	94,1	94,7	0,7	105,2	113,7	114,8	0,9

Источники: Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России. – № 1. – 2018–2020.



Рис. 2. Динамика эффективного использования ПНГ в 2014–2020 гг.



со структурой добычи нефти основная часть всего ПНГ (без учета сожженного) добывается крупными ВИНК – 69,8 млрд м<sup>3</sup> (73,7 %). На первые 4 крупнейшие компании (Роснефть, Сургутнефтегаз, ЛУКОЙЛ и Газпром нефть) приходится почти 70 % (66 млрд м<sup>3</sup>) всей добычи попутного газа в России (без учета сожженного), на независимых производителей – 13,5 % (12,8 млрд м<sup>3</sup>), на операторов СРП – 12,9 % (12,2 млрд м<sup>3</sup>) (табл. 1).

С 2014 г. добыча ПНГ (без учета сожженного) выросла более чем на 30 % (с 72,5 млрд м<sup>3</sup> в 2014 г. до 94,7 млрд м<sup>3</sup> в 2020 г.). Основной прирост добычи ПНГ с 2014 г. произошел у независимых производителей (120 %) и Газпром нефть (152 %), что обусловлено вводом в разработку месторождений на востоке страны и севере Западной Сибири и, соответственно, ростом объемов сожженного ПНГ, отсутствием условий для эффективного его использования и действием особых налоговых режимов. Строительство и запуск инфраструктуры для утилизации ПНГ происходят постепенно и несколько отстают от добычи УВ.

Несмотря на принимаемые меры по повышению эффективного использования ПНГ, показатель его утилизации по ряду ВИНК с 2016 г. только снижается. Основной прирост сожженного ПНГ приходится на Роснефть и Славнефть, что обусловлено активной разработкой новых месторождений, на которых отсутствует газовая инфраструктура. И компании откладывают формирование мощностей по утилизации ПНГ, как правило, на более поздние сроки.

С каждым годом увеличение объема эффективного использования ПНГ все более капиталозатратно, поэтому особенно важно использовать уже накопленный мировой опыт государственного регулирования сжигания ПНГ. Так, актуальным является присоединение к инициативе Всемирного Банка "Нулевое сжигание попутного нефтяного газа к 2030 г." [3].

По состоянию на начало 2021 г. предписываемый 95 %-ный уровень эффективной утилизации ПНГ в России достигли только Сургутнефтегаз (99,5 %), ЛУКОЙЛ (97,7 %), Нефтегазхолдинг (95,1 %), Русснефть (96,8 %), операторы СРП (98,3 %) (рис. 2).

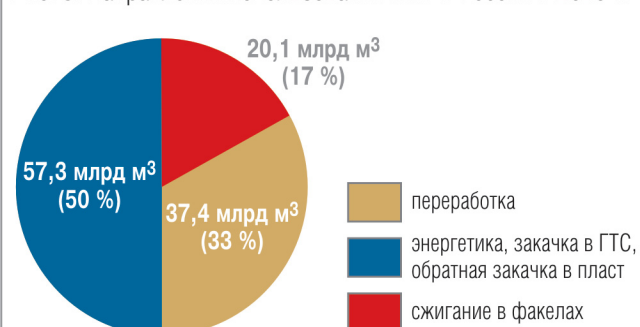
У государственной компании "Газпром нефть" наблюдается ежегодный рост показателя эффективной утилизации попутного нефтяного газа в результате реализации масштабной газовой программы компании, работа над которой началась еще в 2011 г. В 2020 г. этот показатель по компании составил 88,7 %. Несмотря на планируемое увеличение уровня добычи углеводородов, компания планирует в 2022 г. довести уровень полезного использования попутного нефтяного газа до 95 %.

## Направления утилизации ПНГ

В последние 5 лет государством принимаются меры по развитию направлений эффективного использования ПНГ – переработка на ГПЗ с последующим применением в качестве топлива в производстве электроэнергии или сырья для химической промышленности, закачка в газотранспортную систему, в продуктивный горизонт при разработке газоконденсатных месторождений (сайклинг-процесс) [4]. В 2020 г. около 33 % добытого в России ПНГ было переработано на ГПЗ (рис. 3).

Каждое месторождение характеризуется особыми геологическими, промысловыми и территориальными особенностями, поэтому одинакового подхода к рациональному использова-

Рис. 3. Направления использования ПНГ в России в 2020 г.



Источники. Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России. – № 1. – 2021.

нию ПНГ не существует. Выбор конкретного направления использования будет зависеть от объемов добычи ПНГ, периода эксплуатации, наличия эффективных технологий, геологической структуры, удаленности месторождения от инфраструктуры (ГПЗ, магистральных газопроводов), гарантии доступа на рынок, проводимых государственных программ по эффективному использованию ПНГ.

Для малых месторождений наиболее привлекательный вариант – выработка электроэнергии для собственных нужд и нужд местных потребителей; для средних – переработка на ГПЗ; для крупных – генерирование электроэнергии на крупной электростанции с целью последующей оптовой продажи в энергетическую систему.

Направления полезного применения ПНГ могут меняться со временем на экономически более выгодные.

Для повышения уровня эффективного использования ПНГ ЛУКОЙЛ осваивает новые способы утилизации. В 2020 г. компания на территории Пермского края ввела Чашкинскую газотурбинную электростанцию для полезной утилизации ПНГ в объеме 50 млн м<sup>3</sup> в год и начала использовать его как источник энергии при буровых работах, в результате энергозатраты при бурении на Средне-Назымском месторождении в Ханты-Мансийском АО снизились на 50 %.

С 2011 г. компания "Газпром нефть" реализует масштабную программу, что позволило к 2020 г. достичь на базовых активах (кроме новых) рекомендуемого 95 %-ного уровня рационального использования ПНГ. В этот период было реализовано несколько крупных проектов: введение в эксплуатацию Южно-Приобского ГПЗ в Ханты-Мансийском АО, компрессорной станции на Еты-Пуровском месторождении в Ямало-Ненецком АО, газопровода в Оренбургской области, строительство газотранспортной инфраструктуры в Томской области и др. Реализованные инвестиционные проекты компанией способствовали увеличению абсолютного объема и освоению различных направлений использования ПНГ.

В 2020 г. компания "Мессояханефтегаз" (совместное предприятие Газпром нефть и Роснефть) реализовала уникальный проект по утилизации ПНГ на Мессояхской группе месторождений, которая значительно удалена от газовой инфраструктуры, что делает невозможным организовать выгодную транспортировку газа [5]. Был выбран вариант обратной закачки газа в пласт, однако на Восточно-Мессояхском месторождении, где идет добыча нефти, подходящего пласта не оказалось. Нужное подземное хранилище было обнаружено на соседнем неразрабатываемом Западно-Мессояхском месторождении. Был построен трубопровод протяженностью 47 км. Это позволило увеличить компании уровень эффективного использования ПНГ до 95 %.

Наиболее квалифицированный способ использования ПНГ – переработка его на газоперерабатывающем заводе. Так, при переработке газа на большинстве российских заводов проис-

ходит разделение ПНГ на легкие и тяжелые фракции. Легкие фракции (отбензиненный газ) поступают в распределительные сети и магистральные газопроводы. Тяжелые фракции, которые являются ценнейшим сырьем для нефтегазохимии, поставляются на ГПЗ, НХК, где имеются газодифракционные установки, для раздельного выделения бутана, пропана, пентана, гексана для дальнейшей их переработки. В 2020 г. объем переработки ПНГ на газоперерабатывающих заводах России составил почти 50 % (37,4 млрд м<sup>3</sup>) от объема эффективной утилизации.

Сибирско-Уральская нефтегазохимическая компания (СИБУР) – крупнейшая компания в России по переработке ПНГ. Все производственные мощности компании расположены на территории Западной Сибири. В состав СИБУРа входят 8 газоперерабатывающих предприятий (Нижневартовский ГПК, Белозерный ГПК, Южно-Балыкский ГПК, Няганьгазпереработка, Губкинский ГПК, Муравленковское ППГ, Вынгапуровский ГПЗ, Южно-Приобский ГПЗ – совместный с Газпром нефтью) и 3 газодифракционирующие установки.

Объем переработки ПНГ на перерабатывающих мощностях СИБУРа в 2020 г. составил 21,7 млрд м<sup>3</sup>, сократившись относительно 2019 г. на 7 %, что обусловлено снижением поставок нефти в рамках соглашения ОПЕК+, а также проведением профилактических работ на предприятиях в июне-августе 2020 г.

В 2020 г. СИБУР запустил на полную мощность крупный комплекс по производству полимеров Западно-Сибирский нефтехимический комбинат ("ЗапСибНефтехим") под Тобольском с объемом переработки ПНГ до 20 млрд м<sup>3</sup>. Комплекс входит в состав Тобольской промышленной площадки, где функционирует два других крупных завода: построенный в советское время и модернизированный Тобольский нефтехимический комбинат и недавно запущенный гигант – "Тобольск-Полимер".

Второй по объему переработки ПНГ – Сургутнефтегаз, где в 2020 г. было переработано около 16 % от общего объема перерабатываемого в России ПНГ. Более 60 % (5,8 млрд м<sup>3</sup> в 2020 г.) извлеченного компанией газа перерабатывается на собственном Сургутском управлении по переработке газа, куда он поступает с Быстринского, Западно-Сургутского, Лянторского, Соколинского месторождений и др. После переработки газ поставляется потребителям на внутренний рынок. С целью достижения высоких показателей утилизации ПНГ Сургутнефтегаз реконструирует и строит новые системы сбора, транспортировки и использования газа, реализует проекты, направленные на рациональное его использование.

Также значительные объемы ПНГ (более 4 млрд м<sup>3</sup> в 2020 г.) перерабатываются на мощностях компании "ЛУКОЙЛ". Переработка осуществляется на четырех газоперерабатывающих заводах (Коробковский ГПЗ, Пермьнефтегазпереработка, Усинский ГПЗ, Лангепаснефтегаз) и нефтехимическом предприятии "Ставролен".

Таблица 2. Организационная структура переработки попутного нефтяного газа на ГПЗ в 2020 г.

Предприятие	Название ГПЗ	Федеральный округ	Объем переработки, млн м³	Доля, %
СИБУР – Холдинг			21663	58,0
СИБУР Тюмень Газ	Вынгапуровский ГПЗ	Уральский	3709	9,9
	Муравленковское ППГ		465	1,2
	Южнобалыкский ГПК		3350	9,0
	Белозерный ГПК		5141	13,8
	Нижневартовский ГПК		5403	14,5
	Няганьгазпереработка		1790	4,8
	Губкинский ГПК		1527	4,1
	Южно–Приобский ГПЗ		278	0,7
Газпромнефть			2019	5,4
Газпром переработка	Сосногорский ГПЗ	Северо–Западный	298	0,8
Востокгазпром	Востокгазпром	Сибирский	1196	3,2
Газпромнефть–Хантос и СИБУР	Южно–Приобский ГПЗ	Уральский	525	1,4
ЛУКОЙЛ			4099	11,0
Коробковский ГПЗ	Коробковский ГПЗ	Южный	344	0,9
Пермнефтеоргсинтез	Пермнефтеоргсинтез	Приволжский	1284	3,4
ЛУКОЙЛ–Коми	Усинский ГПЗ	Северо–Западный	280	0,8
ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь	Лангепаснефтегаз–Управление по переработке попутного нефтяного газа	Уральский	1146	3,1
ЛУКОЙЛ –Западная Сибирь	Ставролен	Северо–Кавказский	1044	2,8
Сургутнефтегаз			5844	15,6
Сургутское управление по переработке газа	Сургутское управление по переработке газа	Уральский	5844	15,6
НК Роснефть			1801	4,8
Нефтегорский ГПЗ	Нефтегорский ГПЗ	Приволжский	411	1,1
Отраденский ГПЗ	Отраденский ГПЗ		224	0,6
Оренбургнефть	РН–Бузулукское ГПП		1084	2,9
Октябрьское УДНГ	Туймазинское ГПП		23	0,1
Аксаковское УДНГ	Шкаповское ГПП		32	0,1
РН–Пурнефтегаз	Дожимные компрессорные станции Комсомольского, Харампурского, Усть–Харампурского месторождений	Уральский	23	0,1
РН–Краснодарнефтегаз	Троицкая компрессорная станция	Южный	4	0,0
Татнефть			733	2,0
Татнефтьпереработка	Татнефтегазпереработка	Приволжский	694	1,9
Татнефть–Самара	Иргизская УПГ		39	0,1
Иркутская нефтяная компания			654	1,7
Иркутская нефтяная компания	УПППНГ	Сибирский	500	1,3
БерезкаГаз Компани			561	1,5
БерезкаГаз Компани	БерезкаГаз Обь	Уральский	225	0,6
БерезкаГаз Компани	БерезкаГаз Югра		337	0,9
ИТОГО			37374	100,0

Источники. Объем переработки ПНГ в России // ТЭК России. – № 1. – 2021.



С 2013 г. ЛУКОЙЛ реализует программу по рациональному использованию ПНГ, которая включает мероприятия по строительству новых и реконструкции объектов подготовки, транспортировки и переработки газа. ЛУКОЙЛ в рамках обязательств, взятых при присоединении к инициативе Всемирного банка "Нулевое рутинное сжигание попутного нефтяного газа к 2030 г.", ежегодно тратит 30-40 % экологического бюджета на снижение выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов.

В 2020 г. на газоперерабатывающих заводах СИБУРа, Сургутнефтегаза, ЛУКОЙЛа переработано почти 85 % ПНГ (табл. 2). Остальной ПНГ (15 %) переработан на заводах Газпром нефти (5,4 %), Роснефти (4,8 %), Татнефти (2,0 %), Иркутской нефтяной компании (1,7 %), БерезкаГаз (1,5 %).

### Нормативно-правовая база по вопросам сокращения сжигания ПНГ

Ориентир на повышение уровня рационального использования ПНГ был заложен во всех стратегических документах, определяющих траекторию развития нефтегазового комплекса России, начиная со второй половины 1990-х гг., включая все издания Энергетической стратегии России. Но объем эффективного использования не повышался. Неблагоприятную тенденцию удалось преодолеть, когда вступило в силу Постановление Правительства РФ "Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа" от 08.11.2012 № 1148. Документом предусмотрено повышение размера платы за сверхнормативные (свыше 5 % от добычи) выбросы вредных веществ путем применения повышающих коэффициентов: в 2013 г. – в 12 раз, с 2014 по 2019 г. – в 25 раз. С 2020 г. – поавшающий коэффициент равен 100 (постановление Правительства РФ от 13.12.2019 № 1667). Если приборов учета нет, то коэффициент составляет 120.

До конца 2012 г. действовала система штрафов, в которой коэффициент с приборами учета составлял 4,5, без них – 6. Изначально Министерство энергетики РФ предполагало, что уровень эффективного использования ПНГ будет доведен до 95 % в 2014 г., более – к 2020 г. Однако, этот показатель только сокращается. В мае 2021 г. Правительство РФ утвердило проект Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2035 г., в котором уже говорится о невозможности обеспечения сжигания ПНГ до 2025 г. на плановом уровне не более 5 % в связи с большими запланированными объемами ввода новых месторождений, по которым действуют особые льготы.

Так, для шельфовых арктических месторождений, расположенных целиком или частично в пределах Баренцева, Карского, Печорского, Чукотского, Восточно-Сибирского, Белого мо-

рей и моря Лаптевых, степень выработанности которых по состоянию на 01.01.2017 составляет не менее 0,01), к плате за выбросы применяется дополнительный коэффициент  $K_{нм}$ , значение которого с 01.01.2018 по 31.12.2019 и с 01.01.2031 равно 1, а с 01.01.2020 по 31.12.2030 – 0,25 (постановление Правительства РФ от 28.12.2017 № 1676).

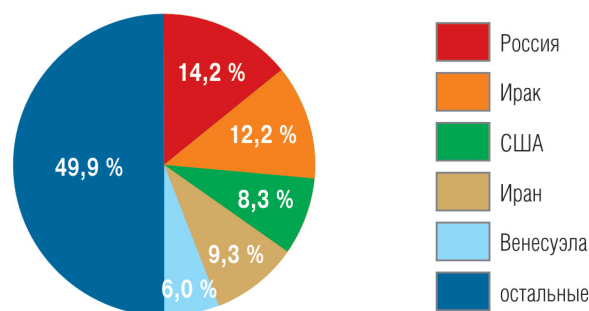
В 2020 г. Министерство энергетики России предложило ужесточить систему штрафов за сжигание ПНГ, повысив уровень его полезного использования до 97,5 %. Увеличение целевого уровня утилизации сможет стимулировать переработку ПНГ в продукцию с высокой добавленной стоимостью и одновременно снизить экологический ущерб.

### Мировая практика по снижению факельного сжигания ПНГ

За последние 23 года добыча нефти в мире увеличилась на 37 %, а количество сжигаемого попутного газа сократилось всего на 9 % [6]. Россия, к сожалению, является мировым лидером по объему сжигаемого ПНГ. В 2020 г. в мире сожжено 142 млрд м<sup>3</sup> ПНГ, из которых на Россию пришлось 14 %. Около 65 % объема сжигаемого в настоящее время попутного газа в Ираке приходится на пять крупнейших нефтяных месторождений, которые расположены на юге страны вокруг нефтяного хаба Басра. Большое количество сожженного ПНГ в Иране обусловлено неразвитой инфраструктурой по его утилизации. Значительные объемы выбросов сжигаются в США, Венесуэле. Всего на пять перечисленных стран в 2020 г. пришлось около 50 % от мирового объема сжигаемого ПНГ (рис. 4).

Объемы сжигаемого ПНГ, связанного с добычей нефти, зависят от целого ряда факторов: от рыночных и экономических ограничений до отсутствия надлежащего регулирования и политической обстановки. Сегодня нефтяные компании во всем мире все больше внимания уделяют устойчивому развитию – снижению негативного воздействия на окружающую среду, уменьшению углеродного следа.

Рис. 4. Структура объемов сожженного ПНГ по странам мира в 2020 г.



Источники: Global Gas Flaring Tracker Report July 2020.

Таблица 3. Показатель эффективности использования ПНГ в крупнейших по добыче нефти странах мира за 2020 г.

Страна	Объем добычи нефти, барр/сут	Объем сжигания ПНГ, млн м <sup>3</sup>	Эффективность использования ПНГ, м <sup>3</sup> /барр.
США	11308	11809	2,8
Россия*	9865	20079	5,6
Саудовская Аравия	9265	2264	0,7
Канада	4201	1078	0,7
Ирак	4102	17374	11,6
Китай	3889	2723	1,9
ОАЭ	3158	955	0,8
Бразилия	2940	994	0,9
Кувейт	2678	739	0,8
Иран	2666	13258	12,6
Нигерия	1776	7196	11,1
Казахстан	1757	1476	2,3
Мексика	1710	5767	9,2
Норвегия	1408	400	0,2
Ангола	1250	1866	4,1

\* С учетом российской статистики по объему сжигания.

И с т о ч н и к. The World Bank, Individual Flare Sites – Gas Flaring Volumes for 2020.

Эффективность использования ПНГ характеризуется специальным коэффициентом, который рассчитывается как отношение объема сожженного ПНГ (м<sup>3</sup>) к количеству добытой нефти (баррель) (табл. 3). Наибольший коэффициент (более 10) наблюдается у Ирана, Нигерии, Ирака. Для России этот показатель значительно ниже (5,6), что свидетельствует об эффективном законодательном регулировании утилизации ПНГ.

Однако, при схожих с США и Саудовской Аравией уровнях добычи нефти в России эффективность использования ПНГ значительно ниже. В Саудовской Аравии основной объем ПНГ идет на газопереработку. Государственной компанией Saudi Aramco создана необходимая инфраструктура для сбора и транспортировки ПНГ, а также создана специализированная нефтехимическая компания SABIC. В США также хорошо развита газопереработка, применяются и другие способы утилизации ПНГ (закачка в пласт, использование в качестве автомобильного топлива, применение специальных трубопроводов) в зависимости от географического положения месторождения и экономической целесообразности.

## Условия повышения уровня рационального использования ПНГ в России

### Государственная поддержка

Для обеспечения 95 %-го уровня утилизации ПНГ для нефтяных компаний разработаны механизмы государственного регу-

лирования, прежде всего административного и налогового, которые через систему штрафов и налоговых льгот стимулируют рост инвестиций в утилизацию и переработку ПНГ.

Несмотря на принимаемые меры, планового показателя по уровню утилизации ПНГ более 95 % к 2020 г. не удалось достичь. Основная причина связана с открытием новых месторождений. В Генеральной схеме развития нефтяной отрасли до 2035 г. обозначен новый период, к которому будет обеспечен уровень утилизации 95 % – 2027 г. При этом в рамках международного сотрудничества Россия присоединилась к инициативе Всемирного банка "Нулевое сжигание попутного нефтяного газа к 2030 г.", но уже сейчас понятно, что данный показатель по всей стране не будет достигнут.

Нефтяные компании сталкиваются со значительными проблемами при настройке производственных цепочек для сбора, хранения, транспортировки и распределения ПНГ. Особенно сложная ситуация с рациональной утилизацией ПНГ складывается у малых независимых нефтедобывающих компаний (МННК), так как у них нет специализированной системы транспортировки ПНГ, а к ГТС нет равноправного доступа. Увеличению уровня эффективного использования ПНГ этими компаниями может способствовать применение механизма ГЧП наряду с комплексом мер налогового и кредитно-денежного регулирования [7, 8].

Также одним из вариантов привлечения инвестиций для сокращения объемов сжигания ПНГ в России может стать создание национальной зеленой таксономии [9]. В последние годы в мире активно развивается рынок "зеленых" инвестиций. В 2020 г. Всемирный банк выпустил руководство о создании зеленой таксономии в странах с формирующейся рыночной экономикой. В мае 2021 г. в Правительство РФ внесен документ, содержащий таксономию (классификация и соотнесение с "зелеными" механизмами финансирования) "зеленых" проектов. Развитие российской национальной таксономии происходит на основе международных таксономий и ключевых нормативных документов в России. В первую очередь финансирование получают те проекты, которые обеспечат снижение выбросов не менее чем на 20 %. В рамках таксономии переходных проектов будет привлечено финансирование к повышению утилизации ПНГ, что позволит сократить объемы его сжигания. Инвестировать в проекты будут как государство, так и инвесторы – отечественные и иностранные.

### Влияние экологических требований на уровень рационального использования ПНГ

До 2001 г. ПНГ не отражался в финансовой отчетности российских компаний. Сокращением сжигания ПНГ они стали активно заниматься во многом благодаря присоединению России к Киотскому протоколу. В 2019 г. Россия ратифицировала Парижское соглашение, которое является продолжением Киот-

ского протокола [10]. Цель Соглашения – замедление глобального потепления, сокращение выбросов парниковых газов и использования угля, нефти и природного газа. В Соглашении прописаны основные нормативы по уровню полезного использования ПНГ. Это значит, что каждый регион (страна) должен разработать комплекс мер, позволяющих значительно сократить выбросы парниковых газов.

Инициатива Всемирного банка "Нулевое сжигание попутного нефтяного газа к 2030 г." призывает нефтяные компании, которые сжигают ПНГ на факелах на старых нефтяных месторождениях, к поиску экономически обоснованных способов отказа от существующей практики; при разработке новых нефтяных месторождений компании обязаны применять опыт устойчивого использования природных ресурсов, исключающих сжигание ПНГ. Правительства, которые присоединились к указанной инициативе, должны сформировать устойчивую законодательную, правовую и инвестиционную среду, которая будет способствовать привлечению инвестиций для формирования инфраструктуры с целью рационального использования ПНГ. Среди российских компаний к инициативе присоединились ЛУКОЙЛ и Газпром нефть.

Помимо добровольных обязательств, связанных с участием в глобальном климатическом режиме, в России реализуется национальный проект в области климата и экологии – программа "Экология", рассчитанная на 2019-2024 гг. Снижение доли сжигаемого ПНГ входит в число ключевых пунктов экологической и климатической повестки России.

В 2014 г. для получения объективной информации об уровне воздействия нефтяных компаний на окружающую среду был реализован проект по составлению рейтинга экологической ответственности нефтегазовых компаний России, который подготовлен WWF, группой КРЕОН и Национальным рейтинговым агентством [11]. Массовый характер рейтинга способствует повышению качества управления экологическими параметрами добывающих компаний. В 2020 г. лидером рейтинга стала компания «Зарубежнефть», второе и третье места заняли Сургутнефтегаз и ЛУКОЙЛ соответственно.

### **Рациональное использование ПНГ и развитие технологий**

Решением проблемы эффективного использования ПНГ является формирование условий, ориентированных на реализацию инновационных проектов, разработку и внедрение новых технологий утилизации ПНГ. Среди различных направлений использования ПНГ (ресайклинг, энергетика, собственные нужды и др.) наиболее квалифицированным является сепарация ПНГ на газоперерабатывающих заводах с выделением широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и метана. Это связано с тем, что ШФЛУ – ценнейшее сырье для нефтехимической продукции и производства сжиженного углеводородного газа.

Для малых и средних по объему запасов сырья и территориально разбросанных месторождений строительство отдельной газоперерабатывающей инфраструктуры экономически неоправдано и нецелесообразно, а предпочтительней утилизировать ПНГ прямо на месторождении. В связи с этим компании активно разрабатывают новые технологические решения для таких объектов: мягкий паровой риформинг, технология мембранного разделения легких водоронов, установка для отбензинивания газа, мини-GTL, мобильная компрессорная станция, модульные электростанции и т.д. [12].

## **Заключение**

В настоящее время сохраняется острота проблемы, связанной со сжиганием ПНГ, а ее решение в ряде стран остается труднодостижимым. Однако, в период кризиса и пандемии COVID-19 вопросы экологической устойчивости отошли на второй план.

В 2020 г. уровень эффективного использования ПНГ в России составлял только 82,6 %, хотя изначально планировалось достигнуть 95 %-го уровня уже к 2014 г. С момента принятия постановления "Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ..." ни в один год не удалось достигнуть хотя бы 90 %-го уровня утилизации ПНГ, в первую очередь из-за ввода новых крупных месторождений Восточной Сибири, где пока нет инфраструктуры для переработки ПНГ, а также за счет малых месторождений, которые удалены от центров переработки ПНГ и где экономически невыгодно формировать собственные перерабатывающие мощности.

Пока основным стимулом для сокращения сжигания ПНГ служат экологические ограничения и связанные с ними финансовые риски. При этом дальнейшее увеличение штрафов за сжигание ПНГ нецелесообразно, так как это лишь окажет дополнительную нагрузку на нефтяную отрасль. Целесообразней развивать благоприятную среду для инвестиций в midstream-объекты (доставка углеводородов к местам переработки, а также подготовка к транспортировке). Другой мерой может стать стимулирование ресурсных регионов к применению экономических, в том числе налоговых льгот (сокращение налога на имущество, налога на прибыль организации) для нефтяных компаний, которые вводят новые мощности по переработке ПНГ. Необходимо развивать механизмы государственно-частного партнерства – участие региональных властей, которые способны в целях улучшения благосостояния региона учесть интересы одновременно добывающих, перерабатывающих, транспортных компаний.

Чтобы повысить уровень рационального использования ПНГ в России, необходимо разработать комплекс мер по стимулированию компаний к применению наилучших доступных технологий и практик для уменьшения выбросов в процессе сжига-



ния ПНГ. Однако, исходя из проекта Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2035 г., до 2025 г. не удастся обеспечить сжигание ПНГ на плановом уровне не более 5 % в связи с большим объемом ввода новых месторождений.

## Л и т е р а т у р а

1. Соловьянов А.А., Тетельмин В.В., Язев В.А. Попутный нефтяной газ. Технологии добычи, стратегия использования. – Долгопрудный: Изд-во "Интеллект", 2013. – 206 с.
2. Эдер Л.В., Проворная И.В., Филимонова И.В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений // Бурение и нефть. – 2016. – № 10. – С. 8-15.
3. Initiative to Reduce Global Gas Flaring: "Zero Routine Flaring by 2030". – 2015. – 52 p.
4. Кутепова Е., Книжников А., Кочи К. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России // Ежегодный обзор. – 2012. – Вып. 4. – С. 12-21.
5. Мессояханефтегаз реализовал уникальную схему утилизации попутного нефтяного газа. – URL: [rosneft.ru](http://rosneft.ru) (дата обращения: 23.08.2021).
6. Global Gas Flaring Tracker Report July 2020. – 73 p.
7. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8-17.
8. Панова С.А. Тенденции и перспективы развития рынка зеленых облигаций // Финансовые рынки и банки. – 2020. – № 6. – С. 39-42.
9. Agreement P. Paris agreement // Report of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (21st Session, 2015: Paris). Retrived December. – 2015. – Т. 4. – С. 2017.

10. Отраслевой рейтинг экологической открытости. Нефтегазовые компании. Россия, WWF России и группа Creon Energy. – 2020. – 32 с.

11. Зиберт А.Г., Зиберт Г.К. Инновационные технологии и оборудование по утилизации попутного нефтяного газа // Газовая промышленность. – 2011. – № 6. – С. 80-82.

12. Смородова О.В. Энергоэффективное использование попутного нефтяного газа // Инновационная наука. – 2016. – № 3-4. – С. 154-157.

## Rational use of associated petroleum gas in Russia

<sup>1,2</sup>Provornaya I.V., <sup>1,2</sup>Filimonova I.V., <sup>1,2</sup>Nemov V.Yu.

<sup>1</sup> Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

<sup>2</sup> Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

The article reveals the influence of legal regulation on the level and dynamics of effective use of associated petroleum gas in Russia. The state of reserves and the dynamics of associated petroleum gas production in Russia as of 01.01.2020 were analyzed. Perspective directions of utilization of associated petroleum gas were systematized; petroleum gas. Particular attention is paid to assessing the role of the state and business in expanding the qualified use of associated petroleum gas, taking into account environmental aspects and the need to develop advanced technologies.

**Key words:** associated petroleum gas; reserves; production; utilization; environmental restrictions; government regulation; small oil companies; processing technologies; public-private partnership.

Проворная Ирина Викторовна, [ProvornayaIV@ipgg.sbras.ru](mailto:ProvornayaIV@ipgg.sbras.ru)

Филимонова Ирина Викторовна, [FilimonovaIV@list.ru](mailto:FilimonovaIV@list.ru)

Немов Василий Юрьевич, [NemovVU@ipgg.sbras.ru](mailto:NemovVU@ipgg.sbras.ru)

© Проворная И.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021



© 2003–2021 ПАО «Газпром»

# Залог горного предприятия и права пользования участками недр, как средство повышения эффективности недропользования

<sup>1</sup>Крючек С.И., <sup>2,3</sup>Дудиков М.В.

<sup>1</sup> Государственная Дума Федерального Собрания Российской Федерации, Москва

<sup>2</sup> Совет Федерации Федерального Собрания Российской Федерации, Москва

<sup>3</sup> Российское геологическое общество, Москва

Предлагается рассмотреть возможность залога горного предприятия, а также права пользования недрами одним из источников средств, вкладываемых недропользователем на проведение работ, необходимых для безаварийной разработки месторождения по утвержденной проектной документации. Это позволит не только увеличить эффективность процесса пользования недрами, но и обеспечить проведение дополнительных мероприятий, направленных на повышение экологической безопасности такого процесса.

**Ключевые слова:** залог; право пользования; недра; горное предприятие; государственная собственность; Российская Федерация; Гражданский кодекс; Закон РФ "О недрах"; административно-разрешительная система.



**КРЮЧЕК Сергей Иванович,**  
депутат Государственной Думы,  
кандидат экономических наук



**ДУДИКОВ Михаил Владимирович,**  
эксперт, доктор юридических наук

**Ц**ель проекта освоения месторождения полезных ископаемых – получение прибыли. Следовательно, существуют его затратная (инвестиции, текущие или эксплуатационные расходы и т.д.) и прибыльная (выручка от реализованной продукции за вычетом затрат и налогов) части.

Финансовая несостоятельность, а также тяжелое, в ряде случаев, близкое к банкротству финансовое положение некоторых субъектов предпринимательской деятельности – недропользователей требует дополнительных денежных средств.

Кроме этого, развитие науки и техники на современном этапе становления рыночных отношений требует новых подходов к совершенствованию методов деятельности, связанной с освоением участков недр. Особенностью недропользования является

то, что добываемые полезные ископаемые относятся к категории невозобновляемых, а вновь открываемые запасы находятся, как правило, в худших горно-геологических условиях.

Соответственно повышаются требования к уровню безопасности, а также точности учета запасов полезных ископаемых и объемов горных работ, особенностей строения, включая дальнейшие процессы реструктуризации дизъюнктивной структуры горного массива в процессе пользования недрами. Следовательно, необходим непрерывный процесс совершенствования нормативных правовых средств обеспечения деятельности горных предприятий. Однако для обеспечения инновационной составляющей такой деятельности требуется вложение значительных финансовых средств, которые затем позволяют обеспечить получение прибыли.

В ряде случаев финансовое положение большинства недропользователей делает невозможным вложение дополнительных денежных средств для развития новых технологий в обеспечении инновационной деятельности, связанной с использованием недр. Следовательно, собственнику предприятия остается только воспользоваться привлечением заемных средств, обеспечив выполнение обязательства по их возврату залогом технико-технологического оборудования, обеспечивающего процесс недропользования. Однако осуществлять залоговые операции с таким оборудованием достаточно проблематично. Это обусловлено тем, что приобретение такого оборудования залогодержателем должно осуществляться вместе с переходом права пользования недрами. Законодательством РФ о недрах это не предусмотрено.

В то же время кредитные и инвестиционные учреждения требуют от пользователя недр достаточно твердых гарантий возврата вложенных средств. А как показывает практика, единственной такой гарантией у недропользователя может быть только лицензия, которая согласно ст. 11 Закона РФ "О недрах", является документом, удостоверяющим право ее владельца на пользование участком недр.

Таким образом, необходима система мер, в соответствии с которыми кредитная организация, являясь инвестором, сводит риски, связанные с размещением своих средств, к минимуму.

Одним из способов решения этой проблемы представляет законодательное закрепление залога горного предприятия и права пользования недрами. Правовое регулирование отношений такого залога должно базироваться на государственной форме собственности на недра, сохранении государственного контроля за предоставлением недр в пользование, их охраной, а также обременением условиями пользования недрами [1]. При этом инкорпорирование некоторых норм гражданского законодательства РФ позволит значительно увеличить самостоятельность недропользователей и сделает более привлекательным инвестирование отрасли. Тем более что одной из задач системы недропользования является принципиальное улучшение административно-разрешительной системы недропользования путем нормативно-правовой ее переориентации на экономические критерии и условия регулирования.

Сегодня право пользования недрами выведено из хозяйственного оборота, что, в определенной мере, служит препятствием для дальнейшего развития рыночных отношений в сфере привлечения инвестиций в эту отрасль экономики.

В соответствии с ч. 7 ст. 17<sup>1</sup> Закона РФ "О недрах" право пользования участком или участками недр, приобретенное юридическим лицом в установленном порядке, не может быть передано третьим лицам, в том числе в порядке переуступки прав, установленной гражданским законодательством, за исключением случаев, предусмотренных этим Законом или иными федеральными законами. Поэтому пользователи недр не могут привлечь долгосрочных инвестиций под залог имущественных прав на земельный участок, сооружения и инфраструктуру, создаваемые на лицензионном участке.

Причина тому – отделение права пользования участками недр от права на предприятие как имущественный комплекс. Нетрудно представить, в каком положении может оказаться приобретатель прав на предприятие горно-добывающего комплекса, в результате реализации предмета залога, если лицензия останется у прежнего владельца таких прав.

Такая ситуация сложилась на одном из месторождений на территории Свердловской области. Владелец лицензии на пользование участком недр этого месторождения является одно юридическое лицо. А собственником имущественного комплекса подземного рудника – другое юридическое лицо. Первое юридическое лицо, не имея прав на это имущество, не

может приступить к пользованию этим участком недр, которое включает в себя не только процесс добычи полезного ископаемого с целью получения прибыли, но и работы, связанные с мерами по осушению подземных галерей, затопление которых может привести к экологической катастрофе. При этом другое юридическое лицо также не может приступить к упомянутым мероприятиям из-за того, что не имеет лицензии на пользование участком недр этого месторождения. Очевидно, что такая позиция делает невозможным эффективное использование недр и, в конечном итоге, противоречит экономическим интересам государства. При этом необходимо помнить, что недра – собственность государства, и порядок пользования ими определяется законодательством, которым установлен особый режим пользования недрами.

С целью рассмотрения возможности объективации правового института залога применительно к горному предприятию и праву пользования недрами целесообразно использовать метод ретроспективного исследования этого института. В связи с этим наиболее интересна конструкция некоторых норм утратившего силу Закона РФ "О залоге" от 29.05.1992 № 2872-1. Согласно ст. 1 этого Закона, "Залог – способ обеспечения обязательства, при котором кредитор-залогодержатель приобретает право, в случае неисполнения должником обязательства, получить удовлетворение за счет заложенного имущества преимущественно перед другими кредиторами...". Цель залога – побудить должника исполнить обязательство надлежащим образом.

В состав имущества, которое может быть использовано в качестве залога, включается все то, что имеет или должно иметь денежный эквивалент, т.е. любое материальное благо, на которое при необходимости может быть обращено взыскание.

Принимая во внимание особенности процесса недропользования, в предмет залога права пользования недрами должны включаться следующие элементы.

1. Само право пользования недрами, полученного по основаниям, указанным в ст. 10<sup>1</sup> Закона РФ "О недрах".

2. Движимое и недвижимое имущество, которое обеспечивает всю технологическую систему недропользования. При этом, состав такого имущества должен, по-видимому, определяться совместно органами, осуществляющими выдачу лицензии и органами Ростехнадзора.

3. Земельный участок, на котором находится это имущество (либо части этого участка), функционально обеспечивающий закладываемый объект, либо принадлежащий залогодателю права аренды этого участка или его соответствующей части.

Кроме того, п. 3 ст. 4 Закона РФ "О залоге" установлено, что предметом залога могут быть не только вещи и права, которые находятся в фактическом владении залогодателя в момент заключения договора, но и те имущественные права, которые будут приобретены в будущем. Это положение, в частности, делает возможным обеспечение кредитных договоров,



заключенных в целях финансирования поиска и разведки месторождений полезных ископаемых, обустройства месторождений полезных ископаемых, а также строительства горно-добывающих предприятий, путем передачи в залог этих объектов вместе с правом их использования. Предметом залога могут быть также права, возникающие из договора подряда на выполнение работ, связанных с освоением месторождения.

Существенными условиями договора о залоге, должны быть предмет залога и его оценка, существо, размер и срок исполнения обязательства, обеспечиваемого залогом. Предмет залога должен быть определен в договоре указанием его наименования, места нахождения и достаточного для идентификации этого предмета описания. Должно быть указано право, в силу которого предмет залога принадлежит залогодателю, и иные данные, предусмотренные законодательством.

В договоре о залоге, по усмотрению сторон, могут предусматриваться и иные условия, которые после включения их в договор также приобретают значение существенных условий. Так, договор может предусматривать принятие специальных мер по обеспечению сохранности заложенного имущества, страхованию предмета залога, индексации стоимости заложенного имущества, уточнению предмета залога, его принадлежностей, приносимых им доходов и т.д.

Целесообразно также обратить внимание на соответствующие нормы действующего Гражданского кодекса РФ (ГК РФ). Например, в соответствии со ст. 131 этого нормативного правового акта, а также с Федеральным законом "О государственной регистрации недвижимости" залог недвижимого имущества подлежит государственной регистрации в едином государственном реестре учреждениями юстиции. Однако регистрацию залога права пользования участками недр должен производить, в том числе, и орган, выдавший лицензию. Это требование необходимо в связи с сохранением в качестве основных принципов недропользования, государственной формы собственности на недр, запрета на гражданский оборот недр (п. 3 ст. 129 ГК РФ), порядка представления прав недропользования. Должны также учитываться вопросы защиты права государственной собственности на недр, сроки и платность недропользования, охрана недр и окружающей природной среды, требования к безопасности при проведении горных работ. При этом в соответствии со ст. 14 Закона РФ "О залоге" орган, осуществляющий регистрацию залога, обязан выдавать залогодержателю и залогодателю свидетельство о регистрации, а также выписки из реестра по запросу залогодержателя и других заинтересованных лиц (Федеральный закон "О государственной регистрации недвижимости").

По-видимому, это свидетельство и будет считаться доказательством обременения права пользования недрами залогом. Это связано с тем, что лицензию передавать в залог нельзя, так как в соответствии с ч. 3 ст. 11 Закона РФ "О недрах" лицензия является документом, удостоверяющим право ее владельца на

пользование участком недр в определенных границах в соответствии с указанной в ней целью в течение установленного срока при соблюдении владельцем заранее оговоренных условий.

Договор о залоге права пользования участками недр должен считаться заключенным и вступать в силу с момента его государственной регистрации.

Стороны договора по залогоу горного предприятия и права пользования участками недр могут поручить оценку такого элемента предмета договора, как имущество, коммерческой организации оценщиков. Однако само право пользования недрами оценить сложно из-за многих факторов, составляющих эту оценку. Среди таких факторов могут быть потенциал месторождения, сложность инженерно-геологических и гидрогеологических условий, наличие подъездных путей, конъюнктура рынка, потребность в добываемом сырье, его качество и т.д. Поэтому на основании инкорпорируемой нормы п. 3 ст. 54 Закона РФ "О залоге" в договоре о залоге прав, не имеющих денежной оценки, стоимость предмета залога определяется по соглашению сторон. При этом должны быть учтены данные геолого-экономической и стоимостной оценки месторождений полезных ископаемых и участков недр (ст. 231 Закона РФ "О недрах").

Законодательство РФ (ст. 342 ГК РФ, ст. 21 утратившего силу Закона РФ "О залоге") допускает перезалог (последующий залог), когда стоимость предмета залога значительно превышает сумму долга по обязательству, уже обеспеченному залогом, а также, если последующий залог не запрещен предшествующим договором о залоге. При этом залогодатель обязан сообщить каждому последующему залогодержателю обо всех существующих договорах о залоге, а также о характере и размере обеспеченных этим залогом обязательств.

Несмотря на то, что ст. 28 Закона РФ "О залоге" обращение взыскания на заложенное имущество допускается в беспорядном порядке, законодательством о недрах следует предусмотреть взыскание только по решению суда. Это связано с тем, что суд учтет все обстоятельства, в том числе проверку обоснованности требований кредиторов.

Условия залога права пользования участками недр должны предусматривать целевое использование кредита исключительно для работ, связанных с использованием участками недр.

Если законодательством о недрах будет разрешено сдавать в залог право пользования участком недр (лицензию), то необходимо решить вопрос о залогодержателе. По-видимому, им может быть кредитно-финансовое учреждение, имеющее специальную лицензию на осуществление залоговых операций.

Однако следует иметь в виду, что в соответствии с ч. 4 ст. 9 Закона РФ "О недрах" пользователями недр при ведении работ по добыче радиоактивного сырья и захоронению радиоактивных материалов, токсичных и иных опасных отходов могут быть только юридические лица, зарегистрированные на территории РФ и имеющие разрешения (лицензии), выданные уполномоченным на то федеральным органом исполнительной вла-

сти. Поэтому залог права пользования участками недр, которые используются для ведения упомянутых работ, недопустим.

На основании норм п. 2 ст. 41 Федерального закона "Об ипотеке" в случаях, когда имущество, являющееся предметом ипотеки, изымается у залогодателя государством в виде санкции (конфискации) за совершение преступления или иного правонарушения, ипотека сохраняет силу, и применяются правила ст. 38 этого Закона. Согласно этой статье лицо, которое приобрело заложенное по договору об ипотеке имущество в результате его отчуждения или в порядке универсального правопреемства, в том числе в результате реорганизации юридического лица или в порядке наследования, становится на место залогодателя и несет все обязанности последнего по договору об ипотеке, включая и те, которые не были надлежаще выполнены первоначальным залогодателем. Однако в соответствии с п. 2 ст. 41 Закона "Об ипотеке" залогодержатель, интересы которого не могут быть в полной мере защищены применением этих правил, вправе потребовать досрочного исполнения обеспеченного ипотекой обязательства и обращения взыскания на конфискованное имущество.

Реализация заложенного права пользования недрами, по-видимому, следует производить согласно ст. 13<sup>1</sup> Закона РФ "О недрах", т.е. путем проведения конкурсов и аукционов.

В Законе РФ "О залоге" (п. 2 ст. 4), а также в ГК РФ (п. 1 ст. 336) указано, что предметом залога могут быть имущественные права. Кроме этого, нигде законодательством не запрещен залог права пользования недрами. Более того, в ч. 2 ст. 1<sup>2</sup> Закона РФ "О недрах" указано, что права пользования недрами могут отчуждаться или переходить от одного лица к другому в той мере, в какой их оборот допускается федеральными законами.

Некоторый опыт по залогам прав в сфере пользования недрами уже имеется. Например, в п. 3 ст. 16 Федерального закона "О соглашениях о разделе продукции" установлено, что "с согласия государства инвестор может использовать принадлежащие ему имущество и имущественные права в качестве залога для обеспечения своих обязательств по договорам, заключаемым в связи с исполнением соглашения, с соблюдением при этом требований гражданского законодательства Российской Федерации".

Залог права пользования недрами известен еще с дореволюционного периода. Пунктом 218 Устава Горного Российской Империи было установлено, что "горные заводы, со всеми их принадлежностями, не иначе могут быть ...закладываемы, как с ведома и дозволения Горного Департамента". При этом в соответствии с п. 230 "к недвижимому имуществу заводов принадлежат отведенные им земли... и рудники".

Из приведенного примера очевидно, что даже на частных землях процесс передачи права пользования недрами в залог был под полным контролем государства в лице специально уполномоченного органа. При этом право пользования недра-

ми было неотделимо от технического оборудования, обеспечивающего всю технологическую систему недропользования.

В Горном положении СССР в период НЭПа было предусмотрено право передачи, переуступки и право залога на поиск, разведку и разработку полезных ископаемых. Например, п. 70 упомянутого положения установлено, что право на горные отводы может быть первым открывателем с согласия горного органа, выдавшего отводный акт, переуступлено или заложено другим лицам.

Кроме того, имеется и зарубежный опыт. Например, в Канаде существует банк, куда закладывается право пользования недрами, и если недропользователь не может продолжать работу, то банк в течение 6 месяцев обязан найти нового недропользователя, который бы полностью отвечал канадскому законодательству в части требований, предъявляемых к пользователю недр. И если банк не найдет замену за эти полгода, он вообще лишается данного залога.

Закон Республики Намибия 1995 г. "О горной промышленности и полезных ископаемых" в п. 1 раздела 54 установил, что "никакая лицензия или разрешение не могут быть переуступлены без согласия министра (геологии – *прим. авт.*), в случае, если лицензия выдана в соответствии с третьей частью настоящего Закона, регулирующей широкомасштабные горные операции, или согласия горного директора (назначаемого министром геологии), в случае с какой-либо другой лицензией или разрешением". Далее, в п. 5 этого же раздела указано, что под переуступкой понимается залог.

Залог права пользования недрами разрешен также законами Норвегии, Чили и т.д.

Интересен в этом плане опыт стран СНГ. Например, в апреле 1997 г. Правительство Республики Казахстан утвердило Положение "О передаче права недропользования в залог". Цель этого нормативного правового акта – привлечение денежных средств под залог права пользования недрами, что служит одним из способов сделать горно-добывающую отрасль страны более привлекательной для инвесторов.

Этим положением предусмотрено, что предметом залога, обеспечивающего финансовые обязательства лицензиата, является право пользования недрами, предоставленное Правительством Республики Казахстан в целях "геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей". "Лицензиат, подтверждая свои права на предмет залога, предоставляет кредитору, в частности, разрешение Лицензионного органа на передачу права недропользования в залог; лицензию и контракт на разведку-добычу; документ, удостоверяющий права субъекта на земельный участок".

В данном случае, вместе с правом пользования недрами, оборудование, которое обеспечивает технологическую систему пользования недрами и сохранность месторождения, в залог не передано, что может вызвать многочисленные конфликтные ситуации.

Положение "О передаче права недропользования в залог" не лишено ряда недостатков с точки зрения практической реализации. Однако это интересный правовой опыт с позиции формирования инвестиционного климата в сфере недропользования.

Оппоненты, отчасти справедливо, могут возразить, что, в случае, если предприятие не расплатится с кредиторами, то лицензия перейдет к банку. Однако банк так же обязан соблюдать условия, установленные в лицензии на пользование недрами, как и прежний пользователь недр. Последнее утверждение корреспондируется со ст. 17<sup>1</sup> Закона РФ "О недрах", в соответствии с которой при переходе права пользования участком недр лицензия на пользование участком недр подлежит переоформлению. В этом случае условия пользования участком недр, установленные прежней лицензией, пересмотру не подлежат. Следовательно, технологический процесс системы недропользования не изменяется.

Кроме того, ст. 9 Закона РФ "О недрах" установлена диспозитивная норма, которая устанавливает, что пользователи недр должны иметь разрешения (лицензии) на осуществление соответствующих видов деятельности или заключать договоры с организациями, имеющими право на осуществление видов деятельности, связанных с использованием недрами.

Следовательно, банк, к которому перейдут все права и обязанности недропользователя, должен будет в соответствии с данной статьей заключить договоры с организациями, имеющими право на осуществление видов деятельности, связанных с использованием недрами.

Использование права пользования недрами (не затрагивая при этом само право государственной собственности на недра) в качестве залога позволит повысить самостоятельность недропользователей и ликвидность горно-добывающих предприятий. Очевидно, что в оборот пускается только право пользования недрами, а не сами участки недр.

Целесообразность регулирования залога права пользования недрами законодательством о недрах обусловлена спецификой процесса недропользования. Более того, приоритет в регулировании вопросов оборотоспособности природных ресурсов закреплен за законодательством о природных ресурсах, в данном случае – законодательством о недрах.

В современных условиях становления рыночных отношений право пользования недрами должно по-прежнему основываться на государственной форме собственности на недра и установленном нормами Закона РФ "О недрах" порядке предоставления прав недропользования. Это связано со спецификой недропользования как процесса хозяйственной деятельности, сопряженной с повышенным экологическим риском и угрозой безопасности людей, а также и как деятельности, связанной с использованием государственной собственности [2].

Залог выгоден для недропользователя-залогодателя, так как он получает необходимый приток капиталов в развитие своей деятельности. Залог также выгоден и для залогодержателя, так

как обеспечивает требование в том объеме, какой существует к моменту удовлетворения. Причем стоимость заложенного имущества будет вырастать пропорционально уровню инфляции.

Привлекательна в законодательстве о недрах была бы норма, согласно которой при неисполнении обязательства, обеспеченного залогом прав пользования недрами, залогодержатель вправе принять меры по оздоровлению финансового положения горно-добывающего предприятия. При этом назначаются представители в руководящие органы этого предприятия (п. 3 ст. 44 Закона РФ "О залоге").

Залог выгоден и государству. Эта выгода проявляется в том, что будет сохранено месторождение, так как это обеспечит непрерывность технико-технологического процесса пользования участками недр, не прекратятся поступления в бюджеты различных уровней от уплаты налогов от предприятий – пользователей недрами. При этом будут также сохранены и рабочие места, что, в последнее время, актуально, так как разработка месторождений связана, в большинстве случаев, с градообразующими предприятиями, что, в свою очередь, позволит повысить мультипликативный эффект.

## Л и т е р а т у р а

1. Дудиков М.В. Правовые аспекты аренды нерентабельных участков недр // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 2. – С. 54-59.
2. Дудиков М.В. К вопросу о государственной регистрации прав на участки недр // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2001. – № 1. – С. 71-72.

## Pledge of a mining enterprise and the right to use subsurface areas as a means of increasing the efficiency of subsurface use

<sup>1</sup>Kryuchek S.I., <sup>2,3</sup>Dudikov M.V.

<sup>1</sup> State Duma of the Federal Assembly of the Russian Federation, Moscow, Russia

<sup>2</sup> Federation Council of the Federal Assembly of the Russian Federation, Moscow, Russia

<sup>3</sup> Russian Geological Society, Moscow, Russia

In the process of subsurface use, a business entity needs to invest significant funds for engineering-geological and hydrogeological works, as well as the development of mineral deposits. These measures are necessary for the trouble-free development of the field according to the approved project documentation. One of the sources of such funds is proposed to consider the possibility of pledging a mining enterprise, as well as the right to use the subsoil. This will increase the efficiency of the subsoil use process and ensure the implementation of additional measures aimed at improving the environmental safety of such a process.

**Key words:** pledge; right of use; subsoil; mining enterprise; state property; Russian Federation; Civil Code; Law of the Russian Federation "On Subsoil"; administrative and licensing system.

Крючек Сергей Иванович, kryuchek@duma.gov.ru  
Дудиков Михаил Владимирович, dudikoffm@mail.ru

© Крючек С.И., Дудиков М.В.,  
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021



УДК 553.94:622.013.36:553.04:528.94

# Соглашение о сервисных рисках. Новые тенденции в правовом регулировании\*

<sup>1</sup>Бардин А.А., <sup>2</sup>Кувшинов Е.С.<sup>1</sup> Юридическая фирма Eversheds Sutherland, Москва<sup>2</sup> Нефтяной совещательный форум, Москва

Выполнен анализ законопроекта "О соглашениях, заключаемых при осуществлении деятельности по разработке месторождений углеводородного сырья, и о внесении изменений в Закон РФ "О недрах", принятого Государственной Думой РФ в первом чтении 20.01.2021. Учитывается действующее законодательство Российской Федерации, а также международный опыт правового регулирования схожих моделей инвестиционного сотрудничества.

**Ключевые слова:** проект федерального закона; горное право Российской Федерации; гражданское право Российской Федерации; участок недр; месторождение углеводородного сырья; лицензия на пользование недрами; технический проект; горный отвод; соглашение о сервисных рисках; соглашение об управлении финансированием; простое товарищество; совместная деятельность; раздел рисков.



**БАРДИН Алексей Анатольевич,**  
советник, глава практики энергетики  
и природных ресурсов



**КУВШИНОВ Евгений Сергеевич,**  
заместитель исполнительного директора,  
кандидат юридических наук

та № 1048788-7 "О соглашениях, заключаемых при осуществлении деятельности по разработке месторождений углеводородного сырья, и о внесении изменений в Закон РФ "О недрах""\*\* (далее – Законопроект) делает указанную проблему особенно актуальной.

## Постановка проблемы

В соответствии с пояснительной запиской\*\* основная задача Законопроекта – создание правовых условий для привлечения инвестиций в нефтегазовую отрасль экономики РФ и реализации инвестиционных проектов на основе совместного осуществления юридическими лицами различных видов деятельности по разработке месторождений углеводородного сырья.

Необходимо отметить, что инвестиционное сотрудничество нескольких компаний при реализации инвестиционных проектов становится все более и более актуальным. Особенно это касается проектов, находящихся на начальной стадии, когда геологические риски особенно велики и осуществление такого проекта силами одной компании оказывается слишком рискованным. Однако необходимо сразу отметить, что геологический риск естественен для подобного проекта. Именно этот риск и хотят разделить между собой участники проекта, а вот все другие виды рисков они хотят максимально исключить [1, с. 43-44].

Именно для исключения всех других рисков, кроме геологического, необходимо юридически грамотно структурировать

На протяжении последних нескольких лет прослеживается активное развитие российского законодательства о недрах. В законопроектах, находящихся на разных стадиях разработки и рассмотрения, делаются попытки урегулирования наиболее болезненных проблем пользования недрами. Одна из них – правовое регулирование договорных форм (моделей) инвестиционного сотрудничества нескольких компаний при разработке недр рассматривается в данной статье. Вопросы, связанные с данной проблемой, затрагивались в работе [1]. Внесение после нескольких лет разработки Правительством РФ в Государственную Думу и принятие в первом чтении Законопроек-

\* К законопроекту "О соглашениях, заключаемых при осуществлении деятельности по разработке месторождений углеводородного сырья, и о внесении изменений в Закон РФ "О недрах", принятому Государственной Думой РФ в первом чтении 20.01.2021.

\*\* <https://sozd.duma.gov.ru/bill/1048788-7>

проект. Существует несколько моделей структурирования проектов [1, с. 45-60], которые можно разделить на две группы: корпоративные и договорные. Законопроект и настоящая статья посвящены договорной модели\*.

## А что сейчас?

Рассматриваемый Законопроект не является первой попыткой урегулирования в законодательстве РФ договорной модели. Более того, подобный договор уже упоминает действующее российское законодательство. Не случайно употреблен термин "упоминает", поскольку речь идет о весьма специфическом случае регулирования подобного договора в Налоговом кодексе РФ (НК РФ) именно для целей налогообложения. Но тем не менее ст. 25<sup>7</sup> НК РФ определяет договор, заключаемый оператором нового морского месторождения углеводородного сырья с владельцем лицензии в отношении нового морского месторождения углеводородного сырья и (или) участка недр, в границах которого предполагается осуществлять поиск, оценку, разведку и (или) разработку нового морского месторождения углеводородного сырья, как операторский договор. Не останавливаясь подробно на анализе этого договора\*\*, отметим только, что эта конструкция очень близка к тому, что анализируемый Законопроект понимает под термином "соглашение о сервисных рисках". Как определено в той же ст. 25<sup>7</sup> НК РФ, операторский договор предусматривает выплату организации-оператору вознаграждения, *размер которого зависит в том числе от объема добытого углеводородного сырья на соответствующем морском месторождении его и(или) выручки от реализации этого сырья* (курсив авт.), что свидетельствует о "рисковой" природе этого договора.

Одним из мотивов разработки рассматриваемого Законопроекта были определенные проблемы, связанные с налогообложением, возникающие при использовании существующей в Гражданском кодексе РФ (ГК РФ) модели простого товарищества [2]. Несмотря на то, что одновременно с рассматриваемым Законопроектом внесение поправок в НК РФ пока не планируется, практика применения его положений (если, конечно, Законопроект будет принят в нынешнем виде) может потребовать внесения изменений и в НК РФ, что еще более усложнит используемую там терминологию. Понятно, что к уже действующим операторским договорам положения нового федерального закона применяться не будут, а вот при заключении новых подобных договоров, особенно по разработке "новых морских месторождений углеводородного сырья", может возникнуть путаница. Представляется важным исполь-

зование единого понятийного аппарата для схожих конструкций, особенно в сфере гражданского права, где допустима аналогия закона.

## История Законопроекта

Касаюсь истории рассматриваемого Законопроекта, следует отметить, что с подобной инициативой в 2015 г. уже выступала компания ПАО "Газпром нефть" [2], которая предлагала Минприроды России концепцию договоров горных товариществ и договоров совместного инвестирования (эта терминология использовалась в ранней версии Законопроекта, который тогда назывался "О горном товариществе", разработанной и публично обсуждавшейся ПАО "Газпром нефть" с заинтересованными сторонами, имеется в распоряжении авторов).

Минприроды России согласилось с концепцией ПАО "Газпром нефть" и официально начало разработку соответствующего проекта закона. Однако документ был де-факто заморожен в течение нескольких лет, в какой-то степени возможно из-за "сырости" и односторонней направленности проекта закона практически исключительно в сторону пользователя недр в ущерб интересам оператора (положения о прекращении договора, право собственности на материальные активы (недвижимое имущество)) и т.д.

Рассматриваемый Законопроект, по сути, является "реинкарнацией" проекта закона "О горном товариществе", хотя и с важными изменениями.

## Содержание Законопроекта

Модель структурирования проектов, предусмотренная Законом, предлагает очень сложную конструкцию, состоящую из одной базовой и двух факультативных договорных конструкций:

1. Соглашение о сервисных рисках при осуществлении деятельности по разработке месторождений углеводородного сырья (ССР) – базовый договор.
2. Соглашение об управлении финансированием деятельности по разработке месторождений углеводородного сырья (СФ) – факультативный договор.
3. Соглашение о кэри-финансировании (любые две стороны соглашения об управлении финансированием вправе, уведомив управляющего товарища, заключить между собой отдельное соглашение, в соответствии с которым одна сторона обязуется финансировать расходы другой стороны по соглашению об управлении финансированием, а другая сторона обязуется передать ей соответствующую часть результатов деятельности по разработке) – факультативный договор к соглашению об управлении финансированием.

\* О корпоративных моделях см. [1].

\*\* Подробнее см. [1, с. 87-90].

Забегая немного вперед, отметим, что данная конструкция представляется излишне сложной. Можно только посоветовать применение к ней "бритвы Оккама", но к этому еще вернемся.

По ССР стороны обязуются совместно осуществлять деятельность по разработке на определенном участке недр, части участка недр или нескольких участках недр в соответствии с условиями пользования недрами и, в случае добычи углеводородного сырья и попутных полезных ископаемых, распределять между собой такое сырье и ископаемые или доходы от их реализации.

Сторонами соглашения являются оператор (возможно, несколько операторов, как российские, так и иностранные юридические лица) и пользователь недр, который формально обладает правом пользования данным участком недр в соответствии с выданной ему лицензией на недропользование.

Формальные требования, которые необходимо выполнить сторонам для заключения договора, достаточно простые, так как ССР может быть заключено в простой письменной форме и подразумевает минимальный перечень существенных условий договора, а именно:

- определение участка недр и вида деятельности;
- определение доли стороны в прибыльной продукции (именно в прибыльной продукции, а не в общем имуществе).

Законопроект также устанавливает необходимость соответствия ССР основам лицензионной системы недропользования, а именно осуществление деятельности в соответствии с условиями лицензии, право собственности на добытую продукцию изначально принадлежит недропользователю, взаимоотношения с государственными регуляторами осуществляются недропользователем.

Одно из важнейших положений Законопроекта – "благословение" платежа бонуса и компенсации расходов недропользователю, причем при реализации проекта (в случае отсутствия прибыли или при досрочном расторжении договора) расходы оператора не компенсируются (диспозитивная норма ст. 12 Законопроекта). Более того, недропользователь вправе потребовать от оператора возмещения понесенных им расходов по ССР.

Концепция ССР вызывает много вопросов и замечаний, которые изложены ниже, но одну основную проблему стоит отметить прямо сейчас. ССР подается как отдельный вид договора (*sui generis*), однако при анализе текста Законопроекта можно убедиться в том, что присутствует почти вся специфика договора о совместной деятельности (ДСД) или простого товарищества и, соответственно, возникает проблема классификации данного договора. Сравним ст. 1042 ГК РФ, в соответствии с которой "вкладом товарища признается все то, что он вносит в общее дело", и ст. 6 Законопроекта, где "вкладом каждой из

сторон соглашения о сервисных рисках в деятельность по разработке признается все, что она вносит в общее дело", при том, что в соответствии с Законопроектом, определение вклада не требуется и стоимость вклада не учитывается. Также наличествует ведение общих дел, солидарная ответственность сторон, ведение учета на отдельном банковском счете и т.д. Поэтому не будет ли ССР рассматриваться как разновидность ДСД, но уже с обязательным определением вкладов, распределением прибыли, выделением доли, расходами и убытками, особенностями учета и т.д.? Причем в соответствии с п. 3 ст. 1 Законопроекта отношения, не урегулированные Федеральным законом, регулируются законодательством РФ о недрах и гражданским законодательством и, вместе с тем, нет четкого указания на то, что ССР является разновидностью ДСД или, напротив, что нормы ГК РФ о ДСД к ССР не применяются, что может порождать споры.

По СФ одна сторона обязуется осуществлять финансирование участия другой стороны в соглашении о сервисных рисках, а другая сторона (управляющий товарищ) обязуется осуществлять от своего имени и в общих интересах права и обязанности оператора по соглашению о сервисных рисках в целях последующего распределения между сторонами соглашения об управлении финансированием полученных полезных ископаемых или доходов от их реализации. Возможен многосторонний характер такого соглашения.

Как уже отмечалось выше, СФ является факультативным договором по отношению к ССР и подпункт 1 п. 1 ст. 16 Законопроекта подчеркивает, что "сведения о соглашении о сервисных рисках для участия управляющего товарища, в котором заключается соглашение об управлении финансированием" являются существенным условием заключения СФ.

Те же вопросы по классификации возникают и применительно к СФ. Интересно заметить, что, в отличие от ст. 6, которая в отношении к ССР использует термин "деятельность по разработке", ст. 17 Законопроекта использует применительно к СФ термин "совместная деятельность". Использование указанного термина дает основание предположить, что речь все-таки идет о разновидности ДСД (договора простого товарищества) и, соответственно, к указанному договору в части, специально не урегулированной, должна применяться гл. 55 ГК РФ.

Наибольшее недоумение, впрочем, вызывает соглашение о кэри-финансировании. В соответствии с п. 4 ст. 18 Законопроекта любые две стороны СФ вправе, уведомив управляющего товарища, заключить между собой отдельное соглашение, в соответствии с которым одна сторона обязуется финансировать расходы другой стороны по СФ, а другая сторона обязуется передать ей соответствующую часть результатов деятельности по разработке (соглашение о кэри-финансировании).



Эта конструкция вызывает особенно много вопросов\*. Обязательно ли быть стороной СФ, чтобы заключить кэрри? Наконец, чрезвычайно неудачным представляется использование самого термина "кэрри". Вообще-то в международной практике под договором о рисковом финансировании проекта на условиях "carry" понимается нечто совсем иное.

Денежные средства, предоставленные в рамках такого договора, с учетом начисленных процентов подлежат возврату только в случае наличия коммерческого открытия из средств от реализации полезных ископаемых, добытых в рамках проекта. При отсутствии коммерческого открытия в рамках проекта предоставленные денежные средства возврату не подлежат [1, с. 90-91]. Такие договоры, обычно регулируемые английским правом, иногда используются при разработке недр РФ. Российское гражданское право подобной конструкции не содержит.

Интересно отметить, что несколько лет назад перед разработчиками Федерального закона от 30.09.2013 № 268-ФЗ "О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса РФ и отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер налогового и таможенного-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации" встала определенная юридико-техническая проблема, связанная с договором такого типа. В тексте требовалось упоминать именно такой договор, заключенный по английскому праву, российский аналог которого тогда отсутствовал (впрочем, отсутствует и сейчас). Разработчики приняли решение использовать для этого термин "заем". Тогда было отмечено, что термин "заем" используется в ст. 299<sup>3</sup> НК РФ не совсем корректно и по всей видимости, за неимением другого [1, с. 90-91]. Однако в тексте анализируемого Законопроекта был использован именно этот термин, причем для обозначения совсем не той конструкции, которая связана с его использованием в международной практике.

## Соотношение с законодательством о недропользовании

Нормы, содержащиеся в Законопроекте, относятся к нормам гражданского права, тогда как горное право (право недропользования) – это право публичное, как и все природоресурсное право в целом. Публичное природоресурсное право может регулировать только так называемые договоры первого уровня, т.е. договоры между государством и природопользователем.

В настоящее время единственный договор первого уровня, регулируемый горным правом, – соглашение о разделе продук-

ции (СРП), впрочем, и этот договор регулирует не Закон РФ № 2395-1 от 21.02.1992 "О недрах" (далее – Закон РФ "О недрах"), а специальный Федеральный закон от 30.12.1995 № 225-ФЗ "О соглашениях о разделе продукции". Статья 1 Закона РФ "О недрах" содержит лишь отсылку к вышеупомянутому закону. Такова ситуация на настоящий момент, горное право предусматривает всего один договор первого уровня, и тот на практике не используется. Стоит отметить, что в водном и лесном праве ситуация другая. Договоры первого уровня широко применяются на практике и регулируются непосредственно Водным и Лесным кодексами. Договоры, предусмотренные рассматриваемым Законопроектом, договорами первого уровня не являются, поскольку заключаются не с государством, а с недропользователем, владельцем лицензии, т.е. являются вторичными по отношению к лицензии, поэтому их иногда называют договорами второго уровня. Это означает, что их регулирование специальным законом, а не Законом РФ "О недрах", представляется вполне оправданным.

Однако некоторые поправки в Закон РФ "О недрах" Законопроект все-таки содержит. Так, предлагается дополнить Закон РФ "О недрах" положением о том, что пользователи недр вправе осуществлять пользование недрами с привлечением других лиц по договорам подряда, трудовым договорам, соглашениям о сервисных рисках (курсив авт.) при осуществлении деятельности по разработке месторождений углеводородного сырья и в предусмотренных настоящим Законом и другими федеральными законами случаях по иным соглашениям. Соответственно, Закон РФ "О недрах" рассматривает эту модель как одну из форм привлечения недропользователем финансирования для реализации проекта. Только данной поправки в Закон РФ "О недрах" недостаточно; применение договорной модели на практике потребует детального урегулирования в законодательстве о недрах публично-правового статуса оператора.

В настоящей статье данный вопрос не затрагивается, так как он уже подробно рассматривался в [1]. Следует отметить только, что в случае принятия рассматриваемого Законопроекта возникнет противоречие в толковании термина "оператор" между новым Федеральным законом и Законом РФ "О недрах". В соответствии со ст. 2 Законопроекта "оператор – это сторона ССР, не являющаяся пользователем недр (курсив авт.) в соответствии с законодательством РФ о недрах и исполняющая обязанности, предусмотренные ч. 2 ст. 9 настоящего Федерального закона". Однако в соответствии со ст. 21<sup>1</sup> Закона РФ "О недрах" в случае, если в интересах рационального использования и охраны недр приостановление добычи полезных ис-

\* Любопытно, например, проследить цепочку договоров в этом случае: 1. Сам договор carry между сторонами СФ; 2. Сам СФ; 3. ССР. Причем получается, что сторона carry (кредитор) получает часть результатов деятельности по разработке (ССР) в обратном порядке, через все указанные договоры. И зачем такая сложность в договорных конструкциях, особенно когда можно финансировать проект напрямую?

копаемых нецелесообразно или невозможно, органы, досрочно прекратившие право пользования соответствующим участком недр, до принятия в установленном порядке решения о новом пользователе недр могут предоставить право краткосрочного (до 1 года) пользования таким участком недр юридическому лицу (оператору) с оформлением соответствующей лицензии в порядке, установленном настоящим Законом. Между пользователем недр, право пользования недрами которого досрочно прекращено, и временным оператором может быть заключен договор о передаче имущества, необходимого для обеспечения пользования недрами, на возмездных основаниях. Получается, что оператор – это все же недропользователь, хотя и временный. На необходимость разрешения этого противоречия указывалось в [1, с. 82-115], однако "воз и ныне там".

## А для кого?

Как отмечалось выше, предложенная поправка в Закон РФ "О недрах" рассматривает договорную модель как одну из форм привлечения недропользователем финансирования для реализации проекта.

Большинство инвестиционных проектов в современной России осуществляется с использованием корпоративной модели сотрудничества. В этом случае имеется в виду модель, когда партнеры создают так называемую "компанию специального назначения", юридическое лицо, специально созданное участниками проекта для его реализации, и на которое, как правило, переводится лицензия на недропользование. Поскольку для новых проектов это будет новое юридическое лицо, положения ст. 9 Закона РФ "О недрах" об обязательном наличии у недропользователя участка недр федерального значения, расположенного на континентальном шельфе, 5-летнего опыта освоения участков недр континентального шельфа РФ делают невозможной реализацию таких проектов с использованием "компании специального назначения" на континентальном шельфе [1, с. 17-21]. Однако "на суше" модель реализации совместных проектов с использованием "компании специального назначения" представляется весьма эффективной.

Наиболее простой и вместе с тем наиболее предпочтительной и эффективной будет модель, когда "компания специального назначения" является одновременно и недропользователем, и оператором проекта. Получается, что практический смысл предлагаемой Законопроектом договорной модели будет иметь место только для континентального шельфа.

## Изобретаем велосипед?

Если основная задача Законопроекта – создание правовых условий для привлечения инвестиций в нефтегазовую отрасль экономики, то представляется целесообразным не "изобретать

велосипед", а использовать уже привычные инвесторам, хорошо зарекомендовавшие себя в международной практике модели совместной деятельности без создания нового юридического лица. Например, такой моделью может быть типовое Соглашение о совместной деятельности (Model Joint Operating Agreement ("JOA")), разработанное Ассоциацией специалистов по международным нефтегазовым переговорам (AIPN) [1, с. 77-84].

К сожалению, предложенная в Законопроекте организационно-правовая модель (ССР и СФ) сильно отличается от типовых положений Соглашения о совместной деятельности, разработанного AIPN. В частности, сторонами ССР всегда должны быть недропользователь и оператор, который не может быть недропользователем, а оператор, в свою очередь, может заключить отдельный договор с финансовыми инвесторами. Было бы целесообразно привести Законопроект в соответствие с общепринятым типовым Соглашением о совместной деятельности AIPN, предполагающим наличие только одного договора, в котором оператор, держатель лицензии и не занятые в деятельности по добыче полезных ископаемых финансовые инвесторы участвуют совместно, и предоставить возможность держателю лицензии также выступать в качестве оператора проекта.

## Как можно улучшить Законопроект

Законопроект, к сожалению, закрепляет многие недостатки правового регулирования, характерные для российского законодательства и отсутствующие в юрисдикциях других стран. Недропользователю запрещается передавать свои права пользования участком недр с целью осуществления совместной деятельности, при этом оператор, в лучшем случае, становится косвенным участником. Следует отметить, что несоответствие Законопроекта принятым на международном уровне стандартам может негативно сказаться на инвестиционном портфеле проектов, разработанных в соответствии с моделью, предложенной в данном Законопроекте, что может вызвать определенные проблемы при принятии инвестиционных решений.

Благоприятным фактором является то, что у сторон, заключающих ССР и СФ, появляется определенная свобода выбора и возможность отказаться от некоторых стандартных положений. Однако Законопроект содержит слишком много императивных норм, что делает неудобным его применение в полном объеме. Кроме того, он лишает стороны договора возможности принимать многие важные решения. Законопроект должен носить рамочный, диспозитивный характер и предоставлять сторонам право определять основные условия договора самостоятельно.

Есть целый ряд концептуальных принципов, которые не получили достаточного освещения в Законопроекте либо были

включены в него, но в таком виде, который вошел бы в противоречие с принципами, обычно используемыми международными компаниями в качестве основы для своих соглашений об участии в зарубежных нефтегазовых проектах. В частности, Законопроект предлагает механизм владения активами (недвижимое имущество принадлежит пользователю недр, а движимое – оператору), противоречащий принятой международной практике, которая предполагает совместное владение всеми активами проекта. Солидарная ответственность является нетипичной – в нормальных обстоятельствах каждая сторона в совместном предприятии несет финансовые обязательства только в пределах своей доли.

Для участников ССР финансовая ответственность сторон плохо прописана, что создает дополнительные риски для сторон, не осуществляющих деятельность по добыче полезных ископаемых, которые в соответствии с существующей операционной моделью несут ограниченную ответственность пропорционально своей доле инвестиций в совместное предприятие со статусом юридического лица, которое выступает в качестве оператора на соответствующих лицензированных блоках. Было бы целесообразно исключить эти положения из текста или применять по усмотрению сторон, т.е. "если сторонами не установлено иначе".

Возмещение причиненных убытков подробно не регулируется Законопроектом. С учетом специфики нефтегазового сектора и общих положений ГК РФ положения Законопроекта не достаточны для формирования адекватного компенсационного механизма. Было бы полезно предусмотреть возможность использования сторонами механизма возмещения потерь, возникших в случае наступления определенных в договоре обстоятельств, предусмотренного ст. 406<sup>1</sup> ГК РФ.

Очевидно, что Законопроект не должен приводить к увеличению налогового бремени или к созданию дополнительных налоговых рисков, связанных с деятельностью по разведке или освоению полезных ископаемых на условиях ССР. Усилия, направленные на гармонизацию налогообложения, должны охватывать все сделки между операторами, недропользователями и не занятыми в деятельности по добыче полезных ископаемых партнерами по СФ, а также налоговый режим, применимый к новым шельфовым месторождениям.

В Законопроекте ничего не сказано о сроке действия договора. Следует указать, что срок действия определяется сторонами с учетом срока действия лицензии. Положение о прекращении действия договоров сдвигает баланс интересов в пользу пользователя недр и непропорционально ухудшает положение операторов, ставя их в неравное положение. Предлагается применять эти положения по усмотрению сторон.

Также очень важно, чтобы модель, предложенная Законопроектом, не стала обязательной как для любых существующих, так и для будущих проектов по разработке недр в РФ. Если За-

конопроект будет принят, то будущий федеральный закон должен просто предоставлять еще один вариант из многих форм сотрудничества, которые могут выбрать для себя партнеры при структурировании своего бизнеса.

## Л и т е р а т у р а

1. Бардин А.А., Кувшинов Е.С. Правовое регулирование инвестиционного сотрудничества между российскими и иностранными компаниями при реализации проектов по разработке недр Российской Федерации. – М.: ПравоТЭК, 2014.
2. Кватернюк Е.С. Обзор законопроекта о соглашениях, заключаемых при осуществлении деятельности по разработке месторождений углеводородного сырья // Нефть Газ Право. – 2020. – № 2. – С. 44.

## Risk service agreement. New trends in legal regulation

<sup>1</sup>Bardin A.A., <sup>2</sup>Kuvshinov E.S.

<sup>1</sup>Eversheds Sutherland, Moscow, Russia

<sup>2</sup>Petroleum Advisory Forum, Moscow, Russia

The Article presents the analysis of the draft federal law "On agreements made in the course of activities on the development of hydrocarbon deposits and on amendments to the Law of the Russian Federation "On Subsoil"" that was adopted by the State Duma in the first reading on 20.01.2021. The authors are considering current Russian legislation and international experience of legal regulation of similar structures of investment cooperation.

**Key words:** draft federal law; subsoil law of Russia; civil law of Russia; subsoil area; hydrocarbon deposit, subsoil use license; technical project; mining allotment; risk service agreement, agreement on financing management; simple partnership; joint activities; risk sharing.

Бардин Алексей Анатольевич, alexey.bardin@eversheds-sutherland.ru

Кувшинов Евгений Сергеевич, kuvshinov@paf.ru

© Бардин А.А., Кувшинов Е.С.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021



УДК 34:502.74:622

# Правовая охрана объектов животного мира при пользовании недрами: особенности государственного и корпоративного стратегического планирования

<sup>1</sup>Сокольникова Е.А.<sup>1</sup> Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва

Отмечается, что согласно результатам исследования системы документов стратегического планирования федерального и регионального уровня в Российской Федерации в настоящее время создана достаточная эффективная система целеполагания в сфере сохранения и развития биологического разнообразия в целом, однако специфика охраны объектов животного мира при пользовании недрами в данных документах фактически не учитывается. Указывается на большое значение в сохранении объектов животного мира при пользовании недрами ответственной экологической политики компаний, осуществляющих деятельность, связанную с использованием недрами в рамках корпоративного экологического планирования.

**Ключевые слова:** законодательство; охрана окружающей среды; недропользование; объекты животного мира; стратегическое планирование.



**СОКОЛЬНИКОВА Екатерина Андреевна,**  
старший преподаватель,  
научный сотрудник

В теории экологического права вопросам стратегического планирования уделяется повышенное внимание [1-4], поскольку "подготовка, принятие, использование и контроль исполнения документов стратегического планирования в настоящее время стали общепризнанными, необходимыми условиями для экологического развития, охраны окружающей среды, в том числе ее отдельных компонентов (включая и объекты животного мира), и обеспечения рационального природопользования" [5].

Базовым документом, составляющим правовую основу стратегического планирования охраны объектов животного мира при пользовании недрами, в настоящее время является Федеральный закон от 28.06.2014 № 172-ФЗ "О стратегическом планировании в Российской Федерации"<sup>1</sup>, регулирующий отношения, возникающие между участниками стратегического планирования в процессе целеполагания, прогнозирова-

ния, планирования и программирования на федеральном, региональном и муниципальном уровнях.

Проанализируем основные документы государственного стратегического планирования в сфере охраны окружающей среды и природопользования применительно к охране объектов животного мира при пользовании недрами, выявим основные направления государственной политики в рассматриваемой сфере и общие тенденции развития законодательства.

## Документы стратегического планирования, разрабатываемые в рамках целеполагания

Анализируя эту самую важную группу документов стратегического планирования первого уровня, прежде всего отметим тот факт, что вопросы охраны объектов животного мира при пользовании недрами не нашли в них прямого отражения, поскольку данная группа документов устанавливает основополагающие принципы, базовые основы и подходы к правовому регулированию экологических отношений в целом, относящихся, в том числе косвенно, и к охране объектов животного мира.

Поэтому основу данной группы составляют документы стратегического планирования, содержащие общие стратегические ориентиры охраны окружающей среды, сохранения среды обитания всех живых существ, охраны биоразнообразия в целом, а также редких и исчезающих видов растений и животных.

<sup>1</sup> СЗ РФ. – 30.06.2014. № 26 (ч. I). Ст. 3378.

К числу таких документов относятся:

- Стратегия национальной безопасности Российской Федерации (утв. Указом Президента РФ от 02.07.2021 № 400)<sup>2</sup>;
- Экологическая доктрина Российской Федерации (утв. распоряжением Правительства РФ от 31.08.2002 № 1225-р)<sup>3</sup>;
- Основы государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года (утв. Президентом РФ 30.04.2012)<sup>4</sup>;
- Стратегия экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года (утв. Указом Президента РФ от 19.04.2017 № 176)<sup>5</sup>;
- Национальный проект "Экология" (утв. президиумом Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам (протокол от 24.12.2018 № 16)<sup>6</sup>;
- отраслевые стратегии по отдельным компонентам окружающей среды.

Так, согласно Стратегии национальной безопасности Российской Федерации, достижение целей обеспечения экологической безопасности и рационального природопользования осуществляется путем реализации государственной политики, направленной на решение задач, одной из которых является "сохранение биологического разнообразия природных экосистем и развитие системы особо охраняемых природных территорий, охрана и воспроизводство лесов, а также объектов животного мира, в том числе водных биологических ресурсов" (пп. 10 п. 83).

Общие принципы сохранения биоразнообразия, содержащиеся в указанных документах, основаны на ряде международных соглашений, которые и заложили фундаментальную основу стратегического планирования охраны объектов животного мира, таких, как Конвенция Организации Объединенных Наций о биологическом разнообразии, подписанная в Рио-де-Жанейро 05.06.1992<sup>7</sup>, Конвенция Организации Объединенных Наций о водно-болотных угодьях, имеющих международное значение, главным образом в качестве местообитания водоплавающих птиц, заключенная в г. Рамсаре 02.02.1971, Конвенция Организации Объединенных Наций по морскому праву<sup>8</sup>, заключенная в Монтего-Бей 10.12.1982 и ряд других.

Принципы и основные положения Конвенции о биологическом разнообразии, в том числе принципы экосистемного подхода, принятые в 2000 г. на V конференции сторон конвенции (Малавийские принципы)<sup>9</sup>, были отражены в Национальной Стратегии сохранения биоразнообразия России, принятой на Национальном Форуме по сохранению живой природы России (Москва, июнь 2001 г.)<sup>10</sup>.

В рамках исполнения положений Конвенции о биологическом разнообразии в РФ в 2014 г. были также утверждены Стратегия и План действий по сохранению биологического разнообразия Российской Федерации, в которых проблематика охраны объектов животного мира при пользовании недрами была уже четко обозначена: в частности, отмечалась "проблема увеличения масштабов недропользования, приводящая к сокращению местностей обитания многих редких и находящихся под угрозой исчезновения объектов животного мира, отсутствие эффективного механизма компенсации ущерба объектам животного мира и среде их обитания, а также стимулирующих мер, способствующих активному использованию компенсационных мер"<sup>11</sup>.

В 5-м Национальном докладе "Сохранение биоразнообразия в Российской Федерации", подготовленном Минприроды России в 2015 г. также отмечалось, что "в сфере недропользования уделяется много внимания формированию высокоэффективной и инновационно-ориентированной системы геологического изучения недр, а также разработке и внедрению ресурсо- и энергосберегающих технологий, но даже с учетом применения наилучших доступных технологий и наиболее прогрессивных методов управления производством избежать негативного воздействия на биоразнообразие и экосистемы в большинстве случаев не удается"<sup>12</sup>.

## Документы стратегического планирования, разрабатываемые в рамках целеполагания по отраслевому и территориальному принципу

К данной группе документов согласно Федеральному закону от 28.06.2014 № 172-ФЗ "О стратегическом планировании в Российской Федерации" следует отнести стратегические до-

<sup>2</sup> СЗ РФ. – 2021. № 27 (ч. II). Ст. 5351.

<sup>3</sup> СЗ РФ. – 2002. № 36. Ст. 3510.

<sup>4</sup> URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/copy/15177> (дата обращения: 20.11.2020).

<sup>5</sup> СЗ РФ. – 2017. № 17. Ст. 2546.

<sup>6</sup> URL: <http://static.government.ru/media/files/pgU5Ccz2iVew3Aoel5vDGSBjbDn4t7FI.pdf> (дата обращения: 04.02.2021).

<sup>7</sup> URL: [https://www.un.org/ru/documents/decl\\_conv/conventions/biodiv.shtml](https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/biodiv.shtml) (дата обращения: 04.02.2021).

<sup>8</sup> URL: [https://www.un.org/depts/los/convention\\_agreements/texts/unclos/unclos\\_r.pdf](https://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_r.pdf) (дата обращения: 02.02.2021).

<sup>9</sup> URL: <https://www.cbd.int/undb/media/factsheets/undb-factsheets-ru-web.pdf> (дата обращения: 02.02.2021).

<sup>10</sup> URL: [https://wwf.ru/upload/iblock/e1a/oopt\\_programme\\_1.pdf](https://wwf.ru/upload/iblock/e1a/oopt_programme_1.pdf) (дата обращения: 02.02.2021).

<sup>11</sup> URL: <https://www.cbd.int/doc/world/ru/ru-nbsap-v2-ru.pdf> (дата обращения: 16.09.2021).

<sup>12</sup> URL: <https://www.cbd.int/doc/world/ru/ru-nr-05-ru.pdf> (дата обращения: 16.09.2021).

кументы, предусматривающие комплексные меры охраны окружающей среды при развитии определенных территорий (классов), либо отдельных отраслей экономики.

Так, согласно Основам государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года (утв. Указом Президента РФ от 05.03.2020 № 164)<sup>13</sup>, к числу основных задач государственной политики в сфере экологической безопасности в Арктической зоне РФ относится "сохранение биологического разнообразия арктической флоры и фауны, в том числе путем расширения сети особо охраняемых природных территорий и акваторий, с учетом национальных интересов РФ, и сохранения природной среды в условиях расширения экономической деятельности и глобальных изменений климата". Аналогичная цель содержится и в Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года (утв. Указом Президента РФ от 26.10.2020 № 645)<sup>14</sup>, и в Национальном проекте "Экология".

Необходимость обеспечения баланса социально-экономического развития отраслей энергетики и охраны окружающей среды также отмечается в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года (утв. распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р)<sup>15</sup>.

Общим для всех указанных документов является то, что необходимость охраны окружающей среды рассматривается как непереносимое условие развития регионов или отраслей экономики. Однако в программных документах не всегда удается определить, каким образом планируется достижение стратегических целей охраны окружающей среды и ее отдельных компонентов (в том числе и охраны объектов животного мира при использовании недр).

Указываются лишь общие меры, в том числе о необходимости внедрения энерго- и ресурсосберегающих технологий, совершенствования системы экологических платежей, развития механизмов экономического стимулирования рационального природопользования, организации государственного экологического мониторинга, формирования системы информирования населения о состоянии окружающей среды, развития системы особо охраняемых территорий, экологического воспитания и образования населения.

Действующие в настоящее время отраслевые документы Минприроды России по охране отдельных видов животного мира<sup>16</sup> показывают свою высокую эффективность, однако не отражают специфику сохранения биоразнообразия при осуществлении деятельности, связанной с использованием недр.

## Документы стратегического планирования, разрабатываемые в рамках прогнозирования

К данной группе следует отнести прогноз научно-технологического развития РФ, стратегический прогноз РФ, прогноз социально-экономического развития РФ на долгосрочный период и другие документы, определяющие направления и ожидаемые результаты социально-экономического и экологического развития РФ и субъектов РФ в долгосрочной перспективе. Соответственно, особенности сохранения биоразнообразия при осуществлении деятельности, связанной с использованием недр, данные документы также не содержат, ограничиваясь лишь общими прогнозами развития в решении вопросов охраны окружающей среды.

Например, согласно Прогнозу долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, разработанного Минэкономразвития России<sup>17</sup> государственная политика в области экологического развития РФ на период до 2030 г. ориентирована на решение социально-экономических задач, обеспечивающих низкоуглеродное устойчивое развитие, сохранение благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия и природных ресурсов, реализацию права каждого человека на благоприятную окружающую среду и т.д.

## Документы стратегического планирования, разрабатываемые в рамках планирования и программирования

К данной группе документов в первую очередь следует выделить подпрограмму 2 "Биологическое разнообразие России"

<sup>13</sup> СЗ РФ. – 2020. № 10. Ст. 1317.

<sup>14</sup> СЗ РФ. – 2020. № 44. Ст. 6970.

<sup>15</sup> СЗ РФ. – 2020. № 24. Ст. 3847.

<sup>16</sup> Стратегия сохранения сахалинской кабарги в России (утв. распоряжением Минприроды России от 24.03.2008 № 9-р); Стратегия сохранения амурского тигра в Российской Федерации (утв. распоряжением Минприроды России от 02.07.2010 № 25-р); Стратегия сохранения белого медведя в Российской Федерации (утв. распоряжением Минприроды России от 05.07.2010 № 26-р); Стратегия сохранения дальневосточного леопарда в Российской Федерации (утв. распоряжением Минприроды России от 19.11.2013 № 29-р); Стратегия сохранения снежного барса в Российской Федерации (утв. распоряжением Минприроды России от 18.08.2014 № 23-р); Программа реинтродукции дальневосточного леопарда на Дальнем Востоке России (южный Сихотэ-Алинь) (утв. распоряжением Минприроды России от 29.05.2015 № 17-р). Документы опубликованы не были. Текст использован по данным СПС "КонсультантПлюс" (дата обращения: 20.11.2020).

<sup>17</sup> Документ опубликован не был. Текст использован по данным СПС "КонсультантПлюс" (дата обращения: 16.09.2021).



государственной программы Российской Федерации "Охрана окружающей среды" (утв. постановлением Правительства РФ от 15.04.2014 № 326)<sup>18</sup>. В ней определены основные приоритеты государственной политики в сфере обеспечения биоразнообразия, в том числе указаны основные международные обязательства России, следующие из Конвенции ООН "О биологическом биоразнообразии" и других международных соглашений, установлены цели и задачи, а также конкретные показатели (индикаторы), достижения поставленных целей и задач.

Среди таких показателей (индикаторов) выделены "Индекс благополучия редких видов млекопитающих и птиц", "Индекс численности "модельных" видов животных по отношению к 2012 году", а также показатели по количеству, площади и защищенности особо охраняемых природных территорий федерального значения.

Также косвенно на сохранение биоразнообразия влияет реализация государственной программы Российской Федерации "Развитие лесного хозяйства" (утв. постановлением Правительства РФ от 15.04.2014 № 318)<sup>19</sup>, в которой указаны приоритеты поддержания генетического, видового, экосистемного и ландшафтного разнообразия лесов (применительно к цели настоящего исследования – как среды обитания объектов животного мира), а также установлены конкретные показатели (индикаторы), влияющие на достижение целей и задач государственной политики в сфере лесного хозяйства, многие из которых напрямую связаны с обеспечения биологического разнообразия в лесах. К таким показателям (индикаторам) относятся "Лесистость территорий Российской Федерации", "Доля площади ценных лесных насаждений в составе занятых лесными насаждениями земель лесного фонда", "Доля лесных пожаров, ликвидированных в течение первых суток с момента обнаружения, в общем количестве лесных пожаров", "Доля крупных лесных пожаров в общем количестве лесных пожаров", "Отношение площади лесов, на которых были проведены санитарно-оздоровительные мероприятия, к площади погибших и поврежденных лесов" и "Доля площади погибших и поврежденных лесных насаждений с учетом проведенных мероприятий по защите леса в общей площади земель лесного фонда, занятых лесными насаждениями".

В рамках реализации Национального проекта "Экология" также предусмотрены федеральные подпрограммы, затрагивающие вопросы сохранения объектов животного мира, которые касаются, главным образом, развития системы ООПТ, сохранения редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных. Подпрограмма 1 "Воспроизводство минерально-сырьевой базы, геологическое изучение недр" государственной программы Российской Федерации "Воспроизводство и использование природных ресурсов" (утв. постановлением Правительства РФ от 15.04.2014 № 322)<sup>20</sup>, вопросы охраны объектов животного мира при пользовании недрами не регла-

ментирует. Аналогичным образом не регулируются вопросы охраны объектов животного мира в подпрограмме "Развитие нефтяной и газовой отраслей" государственной программы Российской Федерации "Развитие энергетики" (утв. постановлением Правительства РФ от 15.04.2014 № 321)<sup>21</sup>. Предусматриваются лишь общие меры обеспечения охраны окружающей среды и экологической безопасности – повышение промышленной и экологической безопасности объектов транспортировки газа, нефтеперерабатывающих производств, развитие системы промышленной и экологической безопасности в нефтегазовой промышленности и т.д.

Таким образом, проведенный анализ документов государственного стратегического планирования федерального уровня позволил сделать вывод, согласно которому, специфика сохранения биоразнообразия при пользовании недрами фактически не учитывается, что обусловлено, в первую очередь тем, что как уже отмечалось ранее, данные документы устанавливают стратегические ориентиры государственной правовой политики в сфере охраны окружающей среды в целом, в том числе и охраны объектов животного мира.

В условиях отсутствия специфики охраны объектов животного мира при пользовании недрами на документах государственного и муниципального стратегического планирования, а также в законодательстве, в настоящее время значительную роль в регулировании этих отношений играет ответственная экологическая политика компаний, осуществляющих деятельность, связанную с пользованием недрами, в рамках корпоративного экологического планирования.

В настоящее время практически все нефтегазовые компании проявляют активное участие в принятии и реализации корпоративных проектов и программ по сохранению окружающей среды, промышленной и экологической безопасности, применяя принцип внедрения наилучших доступных практик и использования наилучших существующих технологий.

Например, В ПАО "ЛУКОЙЛ" таким стратегическим документом является "Политика Группы "ЛУКОЙЛ" в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке"<sup>22</sup> (утв. решением Правления ПАО "ЛУКОЙЛ" от 25.05.2020). В ПАО "Газпром" основным документом, определяющим экологическую политику компании, является "Экологическая политика" ПАО "Газпром" (утв. постановлением Правления ПАО "Газпром" в 2015 г.)<sup>23</sup>, в НК "Роснефть" – "Полити-

<sup>18</sup> СЗ РФ. – 2014. № 18 (ч. III). Ст. 2171.

<sup>19</sup> СЗ РФ. – 2014. № 18 (ч. II). Ст. 2164.

<sup>20</sup> СЗ РФ. – 2014. № 18 (ч. III). Ст. 2168.

<sup>21</sup> СЗ РФ. – 2014. № 18 (ч. III). Ст. 2167.

<sup>22</sup> URL: <https://lukoil.ru/Responsibility/Ecology/Controlssystem> (дата обращения: 05.07.2020).

<sup>23</sup> URL: <https://gazprom.ru/nature/environmental-impact/> (дата обращения: 10.02.2021).

ка компании в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды" № ПЗ-05 П-11 (утв. решением совета директоров ПАО "НК "Роснефть" 25.10.2018)<sup>24</sup>.

Это полностью согласуется с задачей государственной политики по привлечению бизнеса в вопросы сохранения биоразнообразия в рамках реализации подпроекта "Сохранение биологического разнообразия и развитие экологического туризма" Национального проекта "Экология".

Компании-недропользователи проявляют активное участие в принятии и реализации корпоративных проектов и программ по сохранению биологического разнообразия, что является особенно важным, поскольку охрана объектов животного мира, включая охрану мест их обитания во многом зависит от мер и мероприятий, осуществляемых организациями при выполнении производственных операций.

В настоящее время проекты и программы в сфере сохранения биоразнообразия приняты многими российскими компаниями-недропользователями<sup>25</sup>.

Анализ таких проектов и программ крупнейших российских нефтегазовых компаний, проведенный в 2019 г. Всемирным фондом дикой природы<sup>26</sup>, показал, что несмотря на различные наименования фактически в компаниях приняты одни и те же стратегические документы, в целом большинство программ соответствуют принятым наилучшим стандартам и методам сохранения биологического разнообразия при осуществлении производственных процессов.

Например, реализуемый в "Сахалин Энерджи" комплекс мер по защите популяции морских млекопитающих предусматривает установление конкретных навигационных коридоров для судов, а также определение и контроль безопасных дистанций от судов до морских млекопитающих. Также предусматривается перенос трассы морских трубопроводов, предотвращение загрязнения акватории, ограничение скорости движения судов и высоты полетов вертолетов. Кроме того, на всех судах, работающих вблизи районов нагула серых китов обязательно присутствие наблюдателей за морскими млекопитающими.

В ПАО "Ямал СПГ" реализуется Стратегия по сохранению атлантического подвида моржа (*Odobenus rosmarus subsp. rosmarus*), одна из главных задач – охрана атлантического моржа от техногенных угроз в районах деятельности организации и вдоль маршрутов морской транспортировки.

ПАО "Газпром нефть" совместно с Институтом проблем экологии и эволюции РАН им. А.Н. Северцова с 2018 г. успешно реализует уникальный проект "Нарвал. Легенда Арктики", позволяющий оценить состояние популяции нарвала в западном секторе Арктической зоны России, определить численность и границы распространения вида, а также сформировать программу по сохранению нарвала и среды его обитания. "Нарвал. Легенда Арктики" – экологический проект масштабной программы компании "Газпром нефть" – "Время Арктики"<sup>27</sup>.

<sup>24</sup> URL: <https://www.rosneft.ru/Development/HealthSafetyandEnvironment/ecology/> (дата обращения: 10.02.2020).

<sup>25</sup> ПАО "ЛУКОЙЛ" одной из первых российских компаний-недропользователей утвердило программу сохранения биологического разнообразия // См.: приказ ПАО "ЛУКОЙЛ" от 23.07.2015 № 136. – URL: <https://csr2015-2016.lukoil.ru/hse/biodiversity-conservation/biodiversity-program> (дата обращения: 02.02.2021).

Программа сохранения биоразнообразия морских экосистем на лицензионных участках ПАО "НК "Роснефть", расположенных в Арктической зоне Российской Федерации (утв. в 2015 г.). – URL: [https://www.rosneft.ru/Development/HealthSafetyandEnvironment/ecology/#biodiversity\\_conservation](https://www.rosneft.ru/Development/HealthSafetyandEnvironment/ecology/#biodiversity_conservation) (дата обращения: 02.02.2021).

Отчет в области устойчивого развития Новатэк в 2019 г. – URL: <https://www.novatek.ru/ru/development/> (дата обращения: 02.02.2021).

Программа сохранения биологического разнообразия Арктической зоны Российской Федерации, при освоении месторождений в Арктике. ПАО "Газпромнефть". – URL: [https://csr2016.gazprom-neft.ru/download/csr/ru/pdf/ru\\_social\\_report\\_pages.pdf](https://csr2016.gazprom-neft.ru/download/csr/ru/pdf/ru_social_report_pages.pdf) (дата обращения: 02.02.2021).

Программа по сохранению биологического разнообразия на территории деятельности ПАО "Сургутнефтегаз" (утв. 20.04.2019). – URL: <https://www.surgutneftegas.ru/upload/iblock/06c/ECO%202019%20rus.pdf> (дата обращения: 02.02.2021).

План действий по сохранению биоразнообразия "Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.". – URL: [www.sakhalinenergy.ru/upload/iblock/2fd/SahalinReport2019\\_RUS\\_WEB.pdf](http://www.sakhalinenergy.ru/upload/iblock/2fd/SahalinReport2019_RUS_WEB.pdf) (дата обращения: 02.02.2021).

План по сохранению биоразнообразия на территории Салымской группы месторождений. – URL: <https://salympetroleum.ru/upload/iblock/b32/b32f1340361e713615f0b403d8b8ecc4.pdf> (дата обращения: 02.02.2021).

Программа сохранения биоразнообразия ООО "Зарубежнефть-Добыча Харьяга" (Архангельская обл., Ненецкий АО) (утв. 25.09.2019). – URL: [https://www.zarubezhneft.ru/media/filer\\_public/c1/4c/c14c179a-8dce-4e25-9788-a076d1b8f672/\\_-2019\\_4.pdf](https://www.zarubezhneft.ru/media/filer_public/c1/4c/c14c179a-8dce-4e25-9788-a076d1b8f672/_-2019_4.pdf) (дата обращения: 02.02.2021).

План действий по сохранению биоразнообразия "Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.". – URL: [www.sakhalinenergy.ru/upload/iblock/2fd/SahalinReport2019\\_RUS\\_WEB.pdf](http://www.sakhalinenergy.ru/upload/iblock/2fd/SahalinReport2019_RUS_WEB.pdf) (дата обращения: 02.02.2021).

План по сохранению биоразнообразия на территории Салымской группы месторождений. – URL: <https://salympetroleum.ru/upload/iblock/b32/b32f1340361e713615f0b403d8b8ecc4.pdf> (дата обращения: 02.02.2021).

Программа сохранения биоразнообразия ООО "Зарубежнефть-Добыча Харьяга" (Архангельская обл., Ненецкий АО) (утв. 25.09.2019). – URL: [https://www.zarubezhneft.ru/media/filer\\_public/c1/4c/c14c179a-8dce-4e25-9788-a076d1b8f672/\\_-2019\\_4.pdf](https://www.zarubezhneft.ru/media/filer_public/c1/4c/c14c179a-8dce-4e25-9788-a076d1b8f672/_-2019_4.pdf) (дата обращения: 02.02.2021).

<sup>26</sup> URL: [https://wwf.ru/upload/documents/bio\\_analysis\\_2019\\_final.pdf](https://wwf.ru/upload/documents/bio_analysis_2019_final.pdf) (дата обращения: 15.12.2020).

<sup>27</sup> URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-uspeshno-zavershila-pervuyu-ekspeditsiyu-proekta-narval-legenda-arktiki/> (дата обращения: 02.02.2021).

В свою очередь, эксперты "Газпромнефть-Сахалина" представили российским и зарубежным ученым в области акустики и морской биологии новый метод экологического контроля – активный акустический мониторинг. Компания впервые применила активный акустический мониторинг с помощью регистрации отраженного акустического сигнала для своевременного обнаружения крупных китообразных при проведении сейсморазведочных работ на Аяшском лицензионном участке в 2019 г.<sup>28</sup>

Несмотря на предпринимаемые компаниями эффективные меры по сохранению биоразнообразия, тем не менее, следует отметить, что практически все принятые стратегические программы носят узкоспециализированный характер и направлены не на сохранение биоразнообразия экосистемы региона в целом, а на охрану отдельных видов объектов животного мира, как правило, в местах предполагаемой добычи полезных ископаемых в особо уязвимых экосистемах или в отношении объектов животного мира, подпадающих под действие международных договоров и соглашений, или занесенных в Красную книгу РФ или красные книги субъектов РФ.

В связи с этим предлагается требования в области охраны объектов животного мира при пользовании недрами и меры по их реализации включать в мероприятия в рамках проведения производственного экологического контроля, осуществляемого в соответствии со ст. 67 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ "Об охране окружающей среды"<sup>29</sup>.

В настоящее время требования к содержанию программы производственного экологического контроля, порядок и сроки представления отчета об организации и о результатах осуществления производственного экологического контроля, утверждены приказом Минприроды России от 28.02.2018 № 74<sup>30</sup>.

Включение в программу производственного экологического контроля требований в области охраны объектов животного мира при пользовании недрами позволит создать единую правовую основу и единый методологический подход к осуществляемым компаниями мероприятиям по сохранению биоразнообразия, а также контролировать выполнение данных программ, поскольку отдельные программы компаний по сохранению биоразнообразия в настоящее время имеют неопределенный статус, а их исполнение зависит только от добросовестности самих компаний.

Предложение о закреплении положений (мер и мероприятий) об охране объектов животного мира при пользовании недрами в программах производственного экологического контроля, утверждаемых локальными актами компаний-недрополь-

зователей, актуально еще и потому, что оно позволяет государству как собственнику не только недр, но и объектов животного мира, а также гаранту охраны окружающей среды и благополучия населения, контролировать исполнение таких мер и обоснованность финансирования мероприятий, определять их достаточность для сохранения биоразнообразия при осуществлении недропользования.

Анализ роли стратегических документов в области охраны объектов животного мира при пользовании недрами позволяет сделать итоговый вывод, согласно которому в РФ создана достаточная эффективная система целеполагания в сфере сохранения и развития биологического разнообразия, также активизировались процессы привлечения хозяйствующих субъектов к решению вопросов охраны объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, в том числе при пользовании недрами.

Вместе с тем действующие документы стратегического планирования не всегда конкретны, во многом декларативны и не учитывают специфику охраны объектов животного мира при осуществлении отдельных производственных процессов, в том числе и при пользовании недрами. Также "весьма заметен "разрыв" между заявленными целями и задачами, а также ресурсами, необходимыми для их реализации, что резко снижает их роль и значение" [6].

Тем не менее, как констатируется в 5-м Национальном докладе "Сохранение биоразнообразия в Российской Федерации", "Россия достигла серьезных успехов по решению вопросов сохранения и устойчивого использования биоразнообразия и включению этих вопросов в политикообразующие документы государства". Вместе с тем это не означает, что проблемы, связан-



<sup>28</sup> URL: [https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/novaya\\_tekhnologiya\\_nablyudeniya\\_gazprom\\_nefti\\_zh\\_serymi\\_kitami\\_zainteresovala\\_nauchnoe\\_sobshchestvo/](https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/novaya_tekhnologiya_nablyudeniya_gazprom_nefti_zh_serymi_kitami_zainteresovala_nauchnoe_sobshchestvo/) (дата обращения: 02.02.2021).

<sup>29</sup> СЗ РФ. – 2002. № 2. Ст. 133.

<sup>30</sup> Официальный интернет-портал правовой информации. – URL: <http://www.pravo.gov.ru> (дата обращения: 04.04.2018).



ные с охраной объектов животного мира при осуществлении отдельных видов хозяйственной деятельности, в том числе при пользовании недрами, полностью решены и обеспечены соответствующим нормативным правовым регулированием.

## Л и т е р а т у р а

1. Боголюбов С.А. Главное – прогнозирование реализации экологической политики // Экологическое право. – 2011. – № 6. – С. 2-9.
2. Бринчук М.М. Планирование как элемент эколого-правового механизма // Экологическое право. – 2013. – № 5. – С. 6-15.
3. Жаворонкова Н.Г., Выпханова Г.В. Государственная экологическая политика и документы стратегического планирования // Экологическое право. – 2016. – № 3. – С. 24-29.
4. Жаворонкова Н.Г., Агафонов В.Б. Современные тренды правового обеспечения стратегического планирования природопользования в Арктике // Lex russica. – 2018. – № 7. – С. 114-124.
5. Жаворонкова Н.Г., Выпханова Г.В. Правовые проблемы стратегирования в экологическом праве // Lex russica. – 2020. – № 1. – С. 28-42.
6. Жаворонкова Н.Г., Агафонов В.Б. Стратегические направления правового обеспечения экологической безопасности в Арктической зоне Российской Федерации // Актуальные проблемы российского права. – 2019. – № 7. – С. 161-171.

## Legal protection of wildlife objects in the use of natural resources: features of state and corporate strategic planning

**<sup>1</sup>Sokolnikova E.A.**

<sup>1</sup> National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

It is noted that, according to the results of a study of the system of strategic planning documents at the federal and regional level, a fairly effective system of goal-setting has been created in the Russian Federation in the field of conservation and development of biological diversity in general, but the specifics of the protection of wildlife objects when using subsoil are not actually taken into account in these documents. The author points out the great importance of the responsible environmental policy of companies engaged in activities related to the use of subsoil within the framework of corporate environmental planning in the conservation of wildlife in the use of subsoil.

**Key words:** legislation; environmental protection; subsoil use; objects of the animal world; strategic planning.

Сокольникова Екатерина Андреевна, sokolnikova.e@gubkin.ru

© Сокольникова Е.А.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021



# Ответственность недропользователя за безопасность разведочных скважин, пробуренных до получения лицензии

<sup>1</sup>Саюнов В.В.

<sup>1</sup> ООО "Газпром недра", Москва

Проведено исследование обязанности недропользователя обеспечить безопасность разведочных скважин, пробуренных до получения лицензии. Даны рекомендации по дополнению законодательства порядком компенсации затрат недропользователя на выполнение мероприятий по обеспечению безопасности скважин.

**Ключевые слова:** ликвидация скважин; безопасность скважин; недропользование; компенсация затрат.



**САЮНОВ Вячеслав Викторович,**  
заместитель начальника отдела  
по управлению имуществом

Согласно пунктам 8.1 и 9 ч. 2 ст. 22 Закона РФ "О недрах" пользователь недр обязан обеспечить:

- ликвидацию в установленном порядке горных выработок и буровых скважин, не подлежащих использованию;
- безопасность горных выработок, буровых скважин и иных связанных с использованием недрами сооружений, расположенных в границах предоставленного в пользование участка недр.

В соответствии с п. 1500 приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (далее – Правила), пользователь недр обеспечивает ликвидацию скважин, не подлежащих использованию, а также сохранность скважин, которые могут быть использованы при разработке месторождения и (или) в иных хозяйственных целях (аналогичные требования были установлены и в предыдущих редакциях Правил: п. 1264 Правил, утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101, и п. 1.8.3 Правил, утвержденных постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 05.06.2003 № 56).

Пунктом 1504 Правил установлено, что работы по ликвидации и консервации скважин (с учетом результатов проверки

технического состояния скважин) проводятся пользователем недр или его представителем, а п. 1509 установлено, что контроль за состоянием устьев ликвидированных и законсервированных скважин осуществляет пользователь недр или уполномоченный им представитель в соответствии с действующими лицензиями на пользование недрами.

Согласно п. 1581 Правил, если длительность консервации скважины по той или иной причине превысила (или может превысить) проектные сроки или превысила 15 лет (срок нахождения скважины в бездействии при этом не учитывается) и по результатам наблюдения за ее состоянием (производственного контроля, экспертизы промышленной безопасности, государственного экологического контроля) может возникнуть угроза нанесения вреда жизни и здоровью людей, окружающей природной среде, имуществу, то по требованию соответствующего органа государственного надзора и контроля или самостоятельно пользователь недр обязан разработать и реализовать дополнительные меры безопасности, исключающие риск аварий, или ликвидировать скважину в порядке, установленном Правилами.

Таким образом, законодательством о недрах установлено, что пользователь недр обеспечивает безопасность всех скважин на участке недр, в том числе и тех, что были пробурены и законсервированы или ликвидированы до даты получения им лицензии.

Похожие ситуации были предметом судебного рассмотрения, суд подтверждал необходимость обеспечения безопасности ранее пробуренных скважин. Так, Арбитражным судом Северо-Кавказского округа (постановление от 04.04.2018 № Ф08-1625/2018 по делу № А32-22181/2017) установлено, что принадлежащая ПАО "Нефтяная компания "Роснефть" на праве пользования скв. 6 Западно-Афипской площади Северско-

Западно-Афипского газоконденсатного месторождения законсервирована 01.09.1983, сроком консервации указано 01.09.1987. Управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по Краснодарскому краю и Республике Адыгея провело в отношении Общества внеплановую выездную проверку, по результатам которой вынесло предписание об устранении нарушения законодательства в области охраны окружающей среды и нарушений природоохранных требований. Обществу в срок до 27.11.2017 предписано в установленном законом порядке обеспечить проведение ликвидационных работ скв. 6 Западно-Афипской площади Северско-Западно-Афипского месторождения в соответствии с групповым проектом ликвидации (реликвидации) скважин (или части ствола) и консервации (расконсервации) скважин Северско-Западно-Афипского месторождения либо обеспечить наличие акта продления консервации до проведения ликвидационных работ.

К аналогичным выводам суд пришел и в решении Сургутского городского суда от 08.06.2016 по делу № 2-5906/2016.

Однако была и практика, где обязанность проведения ликвидационных работ возлагалась на собственника – на государство. Например, Арбитражный суд Астраханской области (решение от 10.04.2008 по делу № А06-1577/2008; кассационное определение Астраханского областного суда от 15.12.2010 по делу № 33-3423/2010) установил, что скважины находятся не в ведении ООО "Газпром добыча Астрахань", а в федеральной собственности. Административный орган не представил документов, из которых следует, что мусор на территории вокруг устья скважин образовался в результате деятельности ООО "Газпром добыча Астрахань" по разработке полезных ископаемых.

На некоторых участках недр было пробурено множество различных скважин, включая разведочные, поисковые и поисково-оценочные. Часть из них была ликвидирована в установленном порядке, но часть осталась законсервированной, при этом право собственности не на все данные объекты зарегистрировано. Таким образом, в настоящее время пользователи недр вместе с самим участком недр могут получить законсервированные скважины, собственниками которых они не являются, но обязанность обеспечить сохранность которых установлена законодательством о недрах.

В первую очередь необходимо определиться с тем, кому же эти скважины принадлежат\*.

По общему правилу собственником вещи является лицо, ее создавшее (ст. 218 Гражданского кодекса РФ). Таким образом, кажется очевидным, что вопрос с передачей данных объектов решается между предыдущим и текущим недропользователем по гражданско-правовому договору.

На практике же данный вопрос является более сложным, так как помимо скважин, пробуренных в период действия Гражданского кодекса РФ, существует и множество других скважин, которые были пробурены в период существования СССР.

Для того, чтобы определить, каким образом решается вопрос с данными объектами, следует ознакомиться с действующими в советское время Правилами разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, утвержденными п. IV протокола коллегии Миннефтепрома СССР от 15.10.1984 № 44, которые устанавливали, что вопросы использования разведочных скважин, оказавшихся за пределами контуров нефтегазоносности, решаются разведочным предприятием по согласованию с нефтедобывающим предприятием, проектной организацией и органами Госгортехнадзора СССР (п. 1.4.8), законченные строительством скважины передаются нефтегазодобывающему управлению (п. 5.6.1), а условия такой передачи скважин от бурового предприятия нефтегазодобывающему управлению регламентируются действующими основными условиями производства работ по строительству нефтяных и газовых скважин подрядным способом (п. 5.6.2). Наконец, п. 6.5.9 было установлено, что все пробуренные на территории СССР скважины (разведочные, добывающие, специальные и др.), выполнившие свое назначение, и дальнейшее использование которых в народном хозяйстве нецелесообразно или невозможно, подлежат ликвидации в соответствии с действующим положением.

Документами, тем или иным образом регламентирующими данный вопрос в настоящее время, являются следующие.

1. Указ Президента РФ от 24.12.1993 № 2284 "О Государственной программе приватизации государственных и муниципальных предприятий в Российской Федерации", п. 2.1.43 которого установлено, что запрещена приватизация скважин глубокого бурения в пределах горных отводов или площадей, по которым выданы лицензии добывающим или иным предприятиям, находящимся в федеральной собственности.

2. Положение о порядке реализации и использования скважин глубокого бурения на нефть и газ, пробуренных за счет средств государственного бюджета и числящихся на балансе государственных геологических предприятий, утвержденное Госкомимуществом РФ 07.08.1995, Роскомнедра 27.03.1995, Минтопэнерго РФ, Госгортехнадзором РФ 11.04.1995. Согласно данному положению состояние всех ранее пробуренных скважин на нефть и газ, в том числе ликвидированных, законсервированных, находящихся в пробной эксплуатации и т.д., контролируется организациями, осуществлявшими их строительство или правопреемником этих организаций. При выдаче

\* Модельным кодексом о недрах и недропользовании для государств-участников СНГ, принятым постановлением Межпарламентской Ассамблеи государств-участников СНГ от 07.12.2002 № 20-8 и вовсе установлено, что передача скважин может осуществляться только от старого недропользователя новому и никак иначе.



лицензии на право пользования участком недр и передачи расположенных на нем скважин глубокого бурения на условиях настоящего Положения, наблюдение за скважинами и их сохранность обеспечивает в дальнейшем владелец указанной лицензии.

Таким образом, скважины глубокого бурения, пробуренные в советское время, не могут быть переданы в собственность пользователя недр и иного привлекаемого им лица, при этом ответственность за наблюдение за скважинами и их сохранность будет распределена следующим образом: с даты начала бурения до момента выдачи лицензии новому пользователю недр – лицо, пробурившее данную скважину, или его правопреемник (государство), а после – владелец лицензии.

На практике данные объекты передаются пользователю недр на праве аренды на период необходимых ликвидационных или иных работ в скважине. При этом как сама аренда, так и выполняемые работы требуют определенных затрат со стороны недропользователя. Статья 21 Закона РФ "О недрах" устанавливает случаи, когда затраты на ликвидацию несет государство, но они действуют только при досрочном прекращении пользования недрами, во всех остальных случаях действуют общие положения ст. 26, которая устанавливает, что ликвидация и консервация горных выработок и иных сооружений, связанных с использованием недрами, осуществляется за счет средств предприятий-пользователей недр.

Учитывая, что механизм компенсации данных затрат нигде не прописан, в настоящее время пользователю недр они никак не компенсируются, хотя данные затраты обладают всеми признаками убытков по смыслу ст. 15 Гражданского кодекса РФ, что теоретически позволяет предъявлять требования о их возмещении с собственника данного объекта (государство).

К сожалению, недостаточно данный вопрос прорабатывается и в теории. Лишь вскользь данную проблему упоминают в своих работах некоторые авторы, не предлагая никаких вариантов ее решения [1, 2].

Учитывая, что все возможности и компетенции на выполнение работ по обеспечению безопасности скважин, включая их ликвидацию, есть именно у недропользователя, то является целесообразным наделение именно недропользователя обязанностью на выполнение данных работ. Вместе с тем затраты на выполнение данных работ не должны ложиться на недропользователя, поэтому предлагается предусмотреть в законодательстве РФ специальный механизм, в соответствии с которым недропользователь мог бы требовать возмещения своих затрат на выполнение ликвидационных работ с собственника данных объектов в виде компенсации понесенных затрат.

Указанный документ будет стимулировать недропользователей на выполнение данных работ, в результате чего будет

достигнута цель введения этой нормы – минимизация риска вреда жизни и здоровью людей, окружающей природной среде и имуществу.

## Л и т е р а т у р а

1. Гордиенко И.И. Правовое регулирование утилизации объектов не- движимости, находящихся в государственной собственности // Актуальные проблемы российского права. – № 9, сентябрь 2019. – С. 185-192.
2. Спиридонов Д.В. Ограничение, приостановление и прекращение права пользования недрами // Актуальные проблемы российского права. – № 7, июль 2016. – С. 186-192.

## Responsibility of operator for safety of exploration wells drilled before license acquisition

<sup>1</sup>Sayunov V.V.

<sup>1</sup> Gazprom nedra, Moscow, Russia

There was analyzed responsibilities of operator to provide safety of exploration wells which were drilled before license acquisition. There was suggested to adopt laws for compensation of the operator expenses for wells safety measures.

**Key words:** wells abandonment; wells safety; subsoil use; compensation of expenses.

Саюнов Вячеслав Викторович, v.sayunov@nedra.gazprom.ru

© Саюнов В.В.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021

УДК 622.341.7:622.7(470)

# Российский рынок железорудного сырья

<sup>1</sup>Авдеев Г.И.<sup>1</sup> Исследовательская группа "Инфолайн", Москва

Рассмотрена ситуация на рынке железорудного сырья России. Выявлено, что в настоящее время характерен рост добычи железной руды в стране. На фоне повышения цен на железорудное сырье на мировом рынке в 2020 г. увеличился экспорт российского железорудного сырья, в первую очередь в Китай. Отмечена высокая консолидация добычи и производства железорудного сырья в России. Металлургические предприятия в значительной степени обеспечены собственным железорудным сырьем. Показано, что характерным трендом последних лет является обновление и развитие имеющихся добывающих мощностей и реализация новых проектов по добыче железной руды и производству товарного железорудного сырья.

**Ключевые слова:** внутренний рынок; мировой рынок; ЖРС; железная руда; концентрат; окатыши; добыча руды; производство ЖРС; инвестиции; цены; горно-добывающие предприятия; экспорт; импорт; перспективы развития.



**АВДЕЕВ Геннадий Иванович,**  
заместитель директора,  
направление "Черные металлы"

Россия входит в первую пятерку ведущих производителей товарной железной руды мира, наряду с Китаем, Австралией, Бразилией и Индией. В 2015-2019 гг. мировое производство железорудного сырья (ЖРС) имело общую тенденцию к росту: с 2,05 до более 2,2 млрд т соответственно. На Австралию и Бразилию в 2019 г. пришлось порядка 56 % от общемирового выпуска ЖРС.

Для мирового рынка ЖРС характерна высокая степень консолидации. Более 2/3 мировой торговли данным видом сырья приходится на долю четырех ведущих компаний (Vale, BHP Billiton, Rio Tinto и FMG), которые инвестируют значительные средства в развитие добычи железной руды и укрепляют свои позиции на мировом рынке.

Основной потребитель ЖРС в мире – Китай, который испытывает проблемы с избыточным производством черных металлов и вынужден сдерживать выпуск чугуна и стали. Хотя в условиях пандемии и сокращения на 9 месяцев 2020 г. производства чугуна и стали в мире соответственно на 2,1 % (до 0,97 млрд т) и 3,2 % (до 1,35 млрд т) Китай вновь увеличил выпуск черных металлов: чугуна на 3,8 % (до 665,5 млн т), стали – на 4,5 % (до 781,6 млн т). В то же время железорудная промышленность страны в связи с высокими издержками производства и низким содержанием железа в руде по данным АМЕ сократила выпуск ЖРС с 277 млн т в 2015 г. до 229 млн т в 2019 г.

Рост производства чугуна и стали в Китае сопровождается увеличением спроса на ЖРС в стране, что стимулирует и рост цен на сырье: от 93,4 долл. за 1 т железорудной мелочи (содержание железа 62 %) в 2019 г. до 125 долл/т на условиях CFR в сентябре 2020 г.

Ситуация на российском рынке железорудного сырья в значительной степени зависит от положения на мировом рынке черных металлов. Россия поставляет достаточно значительные объемы ЖРС и металлопродукции на мировой рынок. И возможности сохранения значительных экспортных поставок определяются изменением спроса на мировом рынке и уровнем цен.

Для российского рынка ЖРС характерны и основные тенденции мирового рынка: высокая ценовая волатильность и степень консолидации участников рынка, значительные инвестиции в развитие и обновление производства, повышение качественных показателей продукции и стремление снизить издержки производства.

Вместе с тем Россия – одна из немногих стран с развитой черной металлургией, которая может полностью закрыть свои потребности в ЖРС за счет собственных ресурсов. Наличие развитой железорудной базы, значительная часть активов которой входит в состав национальных вертикально-интегрированных металлургических холдингов, обеспечивает большинству металлургических предприятий полного цикла конкурентные преимущества их готовой продукции на мировом рынке.

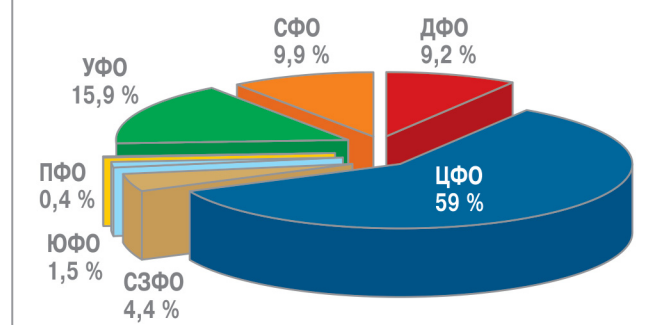
По объемам прогнозных ресурсов железных руд Россия занимает одно из ведущих мест в мире; балансовые запасы по категориям А+В+С<sub>1</sub> составляют порядка 59 млрд т. В России есть запасы высококачественных богатых железных руд, не требующих обогащения с содержанием железа не менее 60 %. Их доля в российских запасах составляет немногим более 12 %. Но условия залегания этих руд, например, в пределах Курской

магнитной аномалии достаточно сложные – глубокое залегание и сложные гидрогеологические условия их отработки.

Основная часть руд России относится к бедным и средним (рядовым) – содержание железа от 16 до 40 %.

Особенностью железорудного комплекса России является крайне неравномерное распределение балансовых запасов железной руды по территории страны. Основные запасы (примерно 59 %) концентрируются в Центральном федеральном округе (ЦФО) в пределах Курской магнитной аномалии. Среди других федеральных округов можно выделить Уральский ФО (УФО) – 15,9 % запасов, а также Сибирский ФО (СФО) – 9,9 % и Дальневосточный ФО (ДФО) – 9,2 % (рис. 1).

Рис. 1. Доля федеральных округов в общем объеме запасов железной руды в России



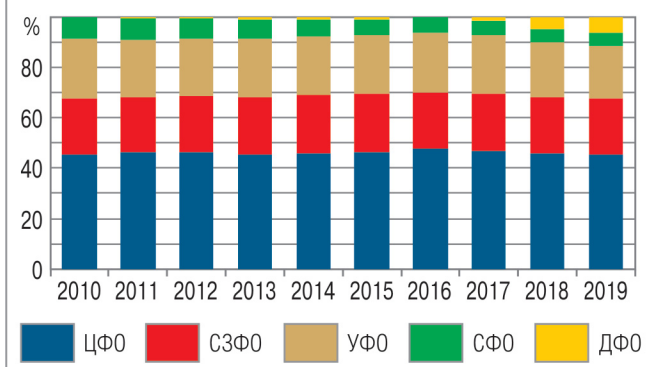
ЦФО занимает ведущие позиции по добыче сырой железной руды в стране и производству концентрата, окатышей и железорудного агломерата. Более благоприятные условия для добычи железной руды в округе по сравнению, например, с регионами Сибири и Дальнего Востока, где необходимо инвестировать значительные средства в инфраструктуру и отмечается суровый климат, во многом обуславливают его ведущую роль в общем объеме добычи сырой руды и выпуске товарного ЖРС. Кроме того, в европейской части страны находятся несколько ведущих потребителей ЖРС, в том числе металлургические комбинаты Новолипецкий (НЛМК), Череповецкий (ЧерМК), Оскольский электрометаллургический (ОЭМК) и Тулачермет – ведущий производитель товарного чугуна в стране.

Значительные объемы железной руды и выпуск концентрата и окатышей приходятся на СЗФО и УФО. На долю трех федеральных округов в 2019 г. пришлось 88,6 % от общего объема добычи железной руды в стране (рис. 2).

Производство агломерата, которое выпускается в основном на металлургических предприятиях полного цикла, сосредоточено в УФО (более 34 % в 2019 г.) и ЦФО (почти 30 %).

Ведущие позиции в добыче железной руды, производстве концентрата и окатышей занимают семь горно-обогатительных комбинатов (83 % в 2019 г.), три из которых расположены в ЦФО и три – в СЗФО. Пять ведущих горно-добывающих пред-

Рис. 2. Доля федеральных округов в общем объеме добычи сырой железной руды в России в 2010–2019 гг.



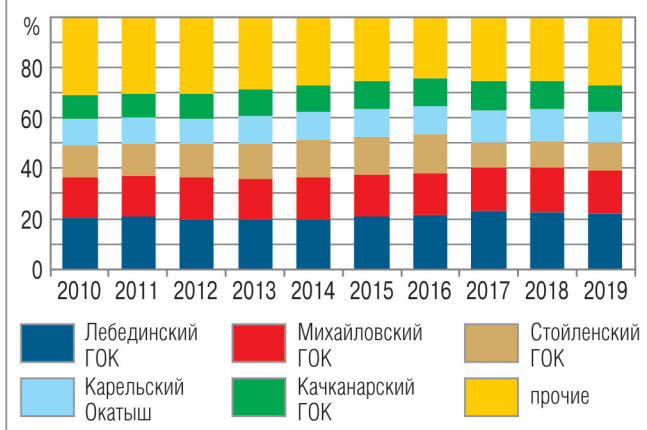
приятий в 2019 г. произвели более 71 млн т концентрата, что составило 73 % от общего его выпуска в стране (рис. 3).

Важно отметить рост добычи руды и производства концентрата в последние 5 лет на большинстве ведущих ГОКов страны. Это связано как с увеличением потребностей внутреннего рынка, так и наличием значительного экспорта ЖРС. Снижение производства товарного концентрата на Стойленском ГОКе вызвано увеличением выпуска окатышей.

Производство окатышей в России осуществляется на четырех горно-добывающих комбинатах и одном металлургическом комбинате (ОЭМК), которые расположены в трех федеральных округах (ЦФО, СЗФО и УФО). Основной выпуск окатышей сосредоточен в ЦФО – 67 % от общего объема выпуска в стране в 2019 г. При этом выпуск окатышей на ОЭМК осуществляется в основном для собственных нужд, поставки на внутренний рынок незначительны. Рост доли ЦФО в производстве окатышей в последние несколько лет связан с вводом в эксплуатацию мощностей на Стойленском ГОКе в 2016 г.

Основными поставщиками окатышей на внутренний рынок и на экспорт являются Михайловский ГОК и ГОК "Карельский

Рис. 3. Доля ведущих ГОКов в выпуске железорудного концентрата в России в 2010–2019 гг.





окатыш" – почти 25,6 млн т в 2019 г. Стойленский ГОК постав- ляет окатыши в основном на НЛМК, а Качканарский ГОК – на ЕВРАЗ (Нижне-Тагильский (НТ) и Западно-Сибирский (ЗС) ме- таллургические комбинаты).

Выпуск агломерата (58,3 млн т в 2019 г.) в России в основ- ном осуществляется на металлургических комбинатах для соб- ственных нужд.

Объемы добычи сырой железной руды в России, а также производство железорудного концентрата, окатышей и агломе- рата напрямую связаны с тенденциями в производстве черных металлов в стране (чугун, сталь), выпуском горячебрикетиро- ванного железа (ГБЖ), а также возможностями поставок сырья на мировой рынок. При этом важна роль цен на ЖРС и лом чер- ных металлов.

Максимальный объем добычи железной руды в России в прошедшем десятилетии был отмечен в 2018 и 2019 гг. Всего в стране в 2019 г. было добыто почти 320 млн т железной ру- ды (с учетом всей руды Быстринского ГОКа), произведено око- ло 98 млн т концентрата и 52 млн т железорудных окатышей.

При этом выпуск чугуна в России в 2015-2019 гг. находился в пределах 51,2-52,4 млн т, а выплавка стали – 69,4-74,4 млн т. Выпуск металлургического сырья в России в 2019 г. составил почти 8,1 млн т (5,78 млн т в 2015 г.).

Производство ЖРС в России отличается высокой концент- рацией. Ведущие позиции по добыче железной руды и произ- водству товарного ЖРС занимают компании "Металлоинвест" (Лебединский и Михайловский ГОКи), "ЕвразХолдинг" (Качка- нарский ГОК, ЕВРАЗ ЗСМК), "Северсталь" ("Карельский ока- тыш", "Олкон", Яковлевский ГОК), а также группа "НЛМК" (Стой- ленский ГОК). Только на активы этих групп в 2019 г. пришлось почти 81 % от общего объема добытой в России железной руды.

Собственными значительными железорудными активами располагают также группа "Мечел", Промышленно-металлур- гический холдинг, Международная химическая компания "Ев- рохим", Магнитогорский МК.

Одна из проблем развития металлургического комплекса России – необходимость поставки значительных объемов ЖРС из европейской части страны на предприятия, расположен- ные на Урале и в Сибири. В частности, это относится к Магни- тогорскому МК (ММК), ЕВРАЗ ЗСМК, Челябинскому МК (ЧМК), Уральской стали. И данная проблема вряд ли будет решена в обозримой перспективе.

Только в 2019 г. поставки ЖРС из европейской части страны на перечисленные выше предприятия составили почти 14 млн т. Кроме того, необходимо учитывать и импорт ЖРС из Казахста- на для предприятий региона, в том числе ММК (в 2019 г. более 9 млн т). Таким образом, на предприятия Уральского, Сибир- ского и Приволжского ФО в 2015 г. было поставлено с железо- рудных активов Центрального ФО и Северо-Западного ФО, а также по импорту свыше 23 млн т ЖРС.

Поэтому разработка имеющихся на Урале, в Сибири и на Дальнем Востоке железорудных месторождений является одним из направлений развития железорудной промышленно- сти страны.

Учитывая, что основные месторождения железной руды рас- положены в Европейской части страны можно ожидать даль- нейшего развития добычи именно в ЦФО, а также в ДФО, где расширяется добыча руды на Быстринском и Кимкано-Сутар- ском ГОКах – в 2019 г. было добыто почти 20 млн т руды (6,1 % от общей добычи в России).

Потребители производимого на Дальнем Востоке ЖРС – в основном Китай и ЕВРАЗ ЗСМК.

Российские группы активно инвестируют средства в обнов- ление и расширение производственных мощностей не только металлургических предприятий, но и горно-обогатительных ком- бинатов. ПАО "Северсталь" инвестирует значительные средства в развитие Яковлевского ГОКа; в 2018-2023 гг. запланировано более 20 млрд р. В 2018 г. было освоено 1,4 млрд р., в 2019 г. – около 6 млрд р., в первом полугодии 2020 г. – 2,9 млрд р. В рам- ках технического перевооружения дробильно-сортировочной фабрики, здесь была введена в эксплуатацию новая дробильно- сортировочная установка производства фирмы "Metso". Боль- шинство проектов направлено на обеспечение выхода предприя- тия на уровень добычи руды к 2023 г. в объеме 5 млн т в год.

В 2019-2020 гг. в рамках комплексной программы развития ПАО "Михайловский ГОК" осуществлялось внедрение техноло- гии тонкого грохочения Derrick. В сентябре 2019 г. была запу- щена первая очередь технологии на четырех секциях обогати- тельной фабрики комбината. Уже по итогам 2019 г. на комби- нате было произведено 1,2 млн т концентрата повышенного качества. Ожидается, что в 2022 г. весь обогатительный пере- дел комбината перейдет на производство высококачественно- го концентрата с содержанием железа 68,8-70 %. Объем инве- стиций по проекту оценивается более чем в 11 млрд р.

Инвестиционная программа для АО "Карельский окатыш" на 2019 г. была утверждена в объеме 8,4 млрд р., что превысило инвестиции предыдущего года на 2,8 млрд р. В частности, средства были направлены на реализацию двух крупных стра- тегических проектов, рассчитанных на несколько лет, в том числе на строительство комплекса циклично-поточного транс- порта в Центральном карьере.

ЕВРАЗ Качканарский ГОК реализует проект строительства карьера для отработки Собственно-Качканарского месторожде- ния. Добыча руды на месторождении началась в конце 2020 г. Проект включен в перечень инвестиционных проектов, имею- щих стратегическое значение для Свердловской области. На реа- лизацию первой очереди проекта ЕВРАЗ планировал напра- вить 6,4 млрд р. Месторождение будет обрабатываться одним карьером. Ожидается, что к 2024 г. добыча руды из карьера со- ставит 13 млн т в год.

Компания "Металлоинвест" в конце 2020 г. осуществила первую отгрузку экспортной продукции из нового терминала, построенного компанией "Ультрамар" в порту Усть-Луга (Ленинградская область). Через терминал будут поставлять на мировой рынок ГБЖ и ЖРС.

Перспективы производства ЖРС на Дальнем Востоке в настоящее время связаны с развитием Кимкано-Сутарского ГОКа в Еврейской АО мощностью 10 млн т железной руды в год, а также с Быстринским ГОКом в Забайкальском крае.

Особенностью ситуации на российском рынке ЖРС является то, что большинство металлургических предприятий страны, которые производят чугун, в значительной степени или полностью обеспечены необходимым им сырьем. Это связано с тем, что в настоящее время все ведущие российские металлургические комбинаты, производящие чугун входят в состав вертикально-интегрированных холдингов, в том числе ЧерМК, НЛМК, Евраз ЗСМК, Евраз НТМК, Уральская сталь, Тулачермет, ММК и ЧМК, которые располагают железорудными активами.

Среди металлургических комбинатов только ММК не располагает значительными собственными железорудными активами. Потребности комбината в ЖРС закрываются в основном за счет поставок с других горно-добывающих предприятий России, а также импорта из Казахстана.

В 2016-2019 гг. видимое потребление товарной железной руды составляло 86,8-88,9 % от объемов производства. Вся товарная железная руда, потребляемая в России, поступает на предприятия черной металлургии для выплавки чугуна и стали, а также для производства металлизированной продукции.

Максимальные объемы поставок ЖРС российскими горно-обогатительными предприятиями на внутренний рынок были отмечены в 2018 и 2019 гг. когда они составили порядка 79 млн т (без учета агломерата).

Основными поставщиками ЖРС на российский рынок традиционно являются Михайловский и Лебединский ГОКи, которые входят в состав УК "Металлоинвест", а также Стойленский ГОК (группа НЛМК).

В 2019 г. поставки ЖРС потребителям на внутреннем рынке с Михайловского ГОКа составили почти 12,8 млн т, в том числе 9,1 млн т окатышей, а с Лебединского ГОКа – 10,8 млн т, в том числе 9,5 млн т концентрата. При этом в рамках холдинговых отгрузок (т.е. на предприятияMetalloinvesta) было отгружено около 10 млн т ЖРС.

Значительные объемы ЖРС (концентрат и окатыши) на внутренний (в основном на НЛМК) рынок поставяет Стойленский ГОК – в 2019 г. более 18 млн т.

Значительные объемы ЖРС (окатыши) поставяет на внутренний рынок "Карельский окатыш" – в 2019 г. почти 7,7 млн т, в том числе 5,5 млн т на ЧерМК.

Большинство крупных металлургических предприятий, использующих ЖРС, в значительной степени обеспечены им за

счет собственных железорудных активов. Тем не менее значительные объемы ЖРС на внутреннем рынке закупают ММК, НЛМК, Северсталь, Тулачермет, Косогорский металлургический завод, Евраз ЗСМК.

Россия поставяет значительные объемы ЖРС на мировой рынок – в 2019 г. 22,4 млн т, что выше показателей 2018 г. (19,4 млн т).

Основные статьи российского экспорта ЖРС – железорудный концентрат и окатыши. При этом в структуре поставок российского ЖРС на мировой рынок после 2007 г. произошли изменения. Если до 2007 г. в экспортных поставках превалировало агломерированное сырье (окатыши), то в дальнейшем (до 2016 г.) – неагломерированное сырье. В 2017-2019 гг. вновь основным продуктом при поставках ЖРС на экспорт стало агломерированное сырье. Рост цен на ЖРС на мировом рынке в 2020 г. и значительный выпуск неагломерированного сырья в ДФО привели к росту поставок на экспорт руды и концентрата, в частности в Китай.

В 2015-2020 гг. произошли значительные изменения в структуре экспорта российского ЖРС по регионам и странам. Традиционно наиболее значительные объемы ЖРС Россия поставяет в страны Европы, в первую очередь в страны Восточной Европы. В 2015 г. в Польшу, Чехию, Словакию, Румынию было поставлено 5 млн т ЖРС, а всего в страны Европы – порядка 9,2 млн т ЖРС. Но уже в 2019 г. поставки ЖРС в страны Восточной Европы сократились. В то же время возросли отгрузки в Китай, а также ряд других стран Азии.

Поставки ЖРС в Китай достигли пиковых значений в 2011 г., когда они составили почти 18 млн т, в 2014-2015 гг. они сократились до 6,8 млн т в связи с низкими ценами на ЖРС на мировом рынке. В 2020 г., в январе-сентябре, отгрузки в Китай превысили 10 млн т.

Основными российскими экспортерами ЖРС в настоящее время являются Михайловский, Лебединский, Ковдорский ГОКи, ГОК "Карельский окатыш". Очевидно, что с расширением добычи железной руды в ДФО можно ожидать и роста поставок на экспорт концентрата Быстринского и Кимкано-Сутарского ГОКов.

Вместе с тем сохраняется и достаточно значительный импорт ЖРС России, в 2005-2019 гг. он находился в пределах 7,2-9,2 млн т год. Основным экспортером ЖРС в Россию является Казахстан. В 2015 г. Россия импортировала 8,1 млн т ЖРС, в том числе из Казахстана – 8,03 млн т, в 2019 г. соответственно 9,2 и 9,15 млн т (99,5 % от общего объема импорта). Основной потребитель импортного ЖРС из Казахстана – Магнитогорский МК.

В долгосрочной перспективе (до 2030 г.) Россия, как ожидается, будет увеличивать производство чугуна вследствие дальнейшего развития производства стали и проката на фоне расширения спроса на черные металлы на внутреннем рынке.



Проблемы в мировой и российской экономике будут оказывать сдерживающее влияние на развитие производства черных металлов в России и соответственно отразятся на спросе на ЖРС.

В то же время до 2030 г. можно ожидать роста производства чугуна в стране до 55-56 млн т, а также увеличения выпуска металлургического сырья и соответственно – роста добычи руды, производства железорудного концентрата и железорудных окатышей. При этом Россия останется крупным экспортером ЖРС. В долгосрочной перспективе сохранится и импорт его из Казахстана, в основном для нужд ММК.

Тем не менее развитие железорудного комплекса России в долгосрочной перспективе не позволит кардинально решить проблемы, связанные с диспропорцией в производстве и потреблении ЖРС по отдельным регионам.

Статья подготовлена ведущей российской исследовательской группой "Инфомайн" ([www.infomine.ru](http://www.infomine.ru)). Компания "Инфомайн" создана в 1993 г. и имеет значительный опыт изучения рынков промышленной продукции. За прошедшие годы подготовлено свыше 1000 исследований. Компания проводит исследования рынков стран СНГ. Тематика исследований очень широка – черная и цветная металлургия, химические и нефтехимические продукты, минеральное сырье, строительные материалы, машино-

строение и оборудование, высокотехнологичные материалы, энергетика, экология и др. Статья подготовлена по данным Росстата, Рудпрома, отчетов металлургических и горно-обогатительных предприятий, материалам периодической печати и другим источникам.

## Russian iron ore market

<sup>1</sup>Avdeev G.I.

<sup>1</sup> INFOMINE Research Group, Moscow, Russia

The article deals with the situation on the Russian iron ore market. It was revealed that at present the growth of iron ore production in the country is characteristic. Against the background of an increase in prices for iron ore on the world market in 2020, the export of Russian iron ore increased, primarily to China. Russia is characterized by a high consolidation of iron ore mining and production. Metallurgical enterprises are largely provided with their own iron ore. It is shown that a characteristic trend of recent years is the renewal and development of existing mining capacities and the implementation of new projects for the extraction of iron ore and the production of commercial iron ore.

**Key words:** domestic market; world market; iron ore; concentrate; pellets; ore mining; iron ore production; investments; prices; mining enterprises; export; import; development prospects.

Авдеев Геннадий Иванович, [agich@yandex.ru](mailto:agich@yandex.ru)

© Авдеев Г.И.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021



© ООО УК «МЕТАЛЛОИНВЕСТ»



# Мировой рынок литиевого сырья и соединений лития\*

<sup>1</sup>Лымарь В.К., <sup>1</sup>Белоусова Е.Б.

<sup>1</sup> Исследовательская группа "Инфомайн", Москва

Представлена информация о видах литиевого сырья и основных мировых регионах его добычи. Рассмотрены основные тенденции на рынке литиевых соединений в 2017-2020 гг. Приводится краткая информация о состоянии российской литиевой отрасли в настоящее время.

**Ключевые слова:** литий; сподуменовый концентрат; рапа; карбонат лития; гидроксид лития.



**ЛЫМАРЬ Виктория Константиновна,**  
эксперт



**БЕЛОУСОВА Евгения Борисовна,**  
эксперт

**П**о значимости в современной технике литий – один из важнейших редких элементов, он применяется в промышленности в виде металла, его солей и минеральных концентратов. Карбонат и гидроксид лития – самые распространенные среди литиевых соединений.

Литий применяется в производстве различных типов батарей, в строительстве, стеклокерамике, хладагентах и системах осушки воздуха, энергетике, специальных маслах и смазках, полимерах, металлургии легких конструкционных сплавов, дезинфицирующих средствах для водоподготовки и др.

Динамику потребления соединений лития определяет аккумуляторная промышленность. В 2019 г. на долю этого сектора экономики пришлось 54 % мирового потребления соединений лития.

Мировая добыча лития подразделяется на две группы с точки зрения использованного сырья. Так, в Австралии, Кана-

де, Бразилии, Китае этот металл извлекается из твердых минералов, а в Чили и Аргентине – из рапы соляных озер.

Крупный центр добычи металла – **"литиевый треугольник"** Южной Америки, охватывающий территории Чили, Боливии и Аргентины. Это три солончаковых пустыни: Атакама, Юни, Омбре Муэрто, где находится 70 % всех доступных мировых запасов лития, большая часть из них (2/3) – на территории Боливии. Весь экспорт лития из Южной Америки идет через обогатительные предприятия чилийской SQM и чилийский порт Антофагаста.

Основные соляные месторождения лития – Salar de Atacama (Чили), Salar de Hombre (Аргентина), перспективными считаются запасы рапы в Боливии и Китае. В США только один завод по производству карбоната лития перерабатывает рапу соляного озера (штат Невада) [1].

Чили и Австралия – крупнейшие производители литиевого сырья на протяжении последнего десятилетия. Доля австралийского производства сподумена (в пересчете на литий) в 2019 г. составила 54,4 % от общемировой добычи. На долю Чили приходится 23,3 % мировой добычи. Литий здесь добывают из рассолов месторождения Salar de Atacama.

Китай производит разработку как соляных озер, так и нескольких месторождений пегматитов на сподумен и лепидолит.

В Аргентине литиевое сырье добывают из рапы соляного озера Salar del Rincon.

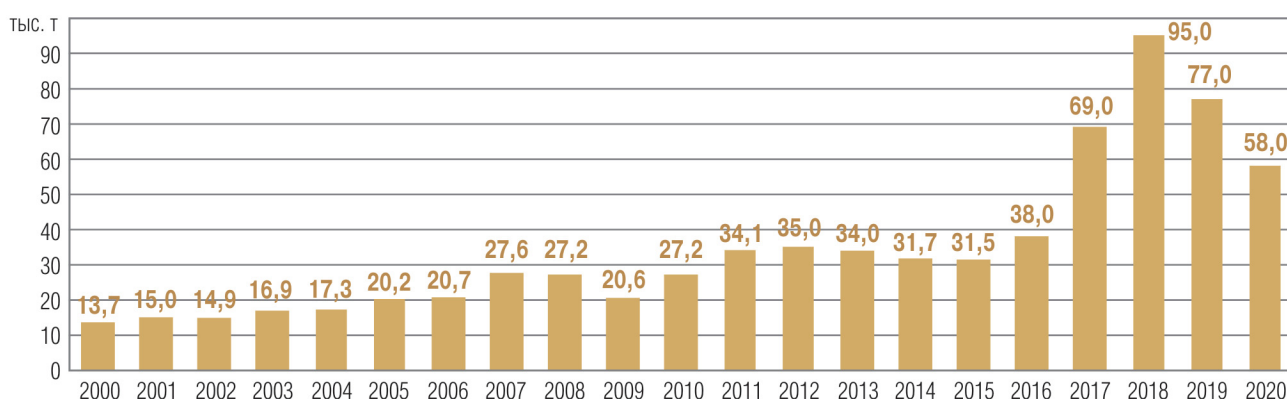
В Бразилии разрабатывается два пегматитовых месторождения на сподумен.

В Зимбабве на месторождении Bikita производятся сподуменовый, петалитовый, лепидолитовый и поллицитовый концентраты.

В Португалии эксплуатируется небольшое по запасам месторождение, из руды которого производят лепидолитовый концентрат [2].

\* Использованы материалы департамента промышленности Австралии, отчеты ИГ "Инфомайн" (2021) "Обзор рынка лития и его соединений в мире и России", "Обзор рынка сподумена и гидроксида лития в мире и России", данные базы мировой торговли ООН (<http://comtrade.un.org/db/mr/daCommoditiesResults.aspx?px=H1&cc=271121>).

Рис. 1. Динамика мировой добычи литиевого сырья в 2000–2020 гг. в пересчете на металлический литий



Источники: Сайт Горного бюро США (USGS): <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/>

Мировое производство лития до 2018 г. росло. Максимальная добыча литиевого сырья была зафиксирована в 2018 г. на уровне 95 тыс. т (в пересчете на металл) (рис. 1) [3].

В 2016–2018 гг. наблюдался значительный рост ввода новых мощностей по добыче металла, вызванный ожиданием увеличения спроса со стороны производителей аккумуляторных батарей.

С 2019 г. прослеживается снижение добычи данного металла в связи с сокращением спроса. Некоторые предприятия были законсервированы, другие уменьшили выпуск продукции.

Падение спроса на литий было связано с сокращением объемов государственного субсидирования на выпуск электромобилей в Китае и, как следствие, падением продаж этого вида транспорта.

Со II квартала 2020 г. рынок соединений лития перешел к восстановительному периоду [2].

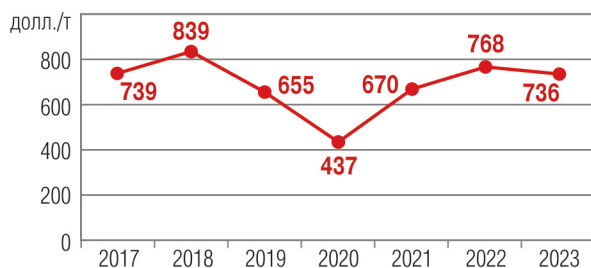
Данные рыночные тенденции нашли свое отражение в последние годы в динамике ценовых показателей на соединения лития, в частности на концентрат сподумена – конечный продукт обогащения литиеносных пегматитов (рис. 2) [4].

Карбонат лития – продукт более высокого передела, самое широко распространенное литиевое соединение. Его получают из литиевых концентратов по разным технологиям, также он является конечным продуктом переработки рапы соляных озер (наряду с хлоридом лития).

Динамика цен на карбонат лития схожа с динамикой цен на концентрат сподумена, так как определяется теми же глобальными тенденциями (рис. 3).

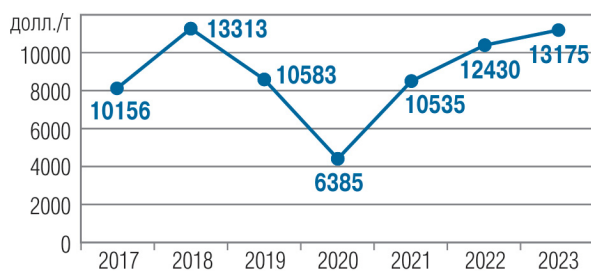
Основным мировым экспортером карбоната лития является Чили, в 2017–2020 гг. на ее долю приходился основной объем

Рис. 2. Динамика средних мировых цен на концентрат сподумена в 2017–2020 гг. и прогноз на 2021–2023 гг.



Источники: Australian Government. Department of Industry, Science, Energy and Resources.

Рис. 3. Динамика средних мировых цен на карбонат лития в 2017–2020 гг. и прогноз на 2021–2023 гг.



Источники: UnData, Trade Map, Инфомайн.

Крупнейшие мировые экспортеры карбоната лития в 2017–2020 гг., тыс. т

Страна–экспортер	2017	2018	2019	2020
Чили*	65,3 / 59,2	71,8 / 71,4	82,5 / 70,6	100,7 / 78,2
Нидерланды	0,2	0,3	6,2	10,7
Китай	1,5	11,1	12,9	7,5
Бельгия	7,3	8,2	6,9	4,5
Германия	3,0	2,9	2,5	2,1
США	2,3	1,9	1,2	1,6
Прочие	29,7	4,4	4,7	1,6
<b>Всего</b>	<b>110,3</b>	<b>100,6</b>	<b>116,9</b>	<b>128,7</b>

\* В знаменателе – доля в мировом экспорте, %.

Источники: UnData, Trade Map.

мирового экспорта карбоната лития (таблица). Объемы поставок других крупнейших стран-экспортеров на порядок ниже [5].

В России, по данным Минпромторга, в распределенном фонде числятся 4 месторождения литиевого сырья, в нераспределенном фонде – 13 месторождений, в том числе 7 собственно литиевых месторождений в сподуменовых пегматитах.

Единственное разрабатываемое в СССР Завитинское месторождение редкометалльных пегматитов (Забайкальский ГОК) законсервировано в 1997 г. из-за нерентабельности дальнейшей обработки.

Действующие российские производители литиевых соединений – ПАО "Химико-металлургический завод" (Красноярск) и ООО "ТД "Халмек" (Тулская обл.) работают на импортном сырье.

В настоящее время рынок лития восстанавливается после 3-летнего спада на фоне роста продаж электромобилей и инвестиций автопроизводителей в электробатареи. Подъем сектора, начавшийся в ноябре 2020 г., был вызван зеленой повесткой в мировой политике, а также восстановлением автомобильного рынка Китая после пандемии Covid-19 и ужесточением норм выбросов в Европе. Обещания президента США Джо Байдена стимулировать отрасль электромобилей и построить полмиллиона зарядных станций стали факторами резкого роста цен на соединения лития с конца 2020 г.

Первая половина 2021 г. ознаменовалась быстрым ростом спроса и, как следствие, цен на литиевую продукцию. Во второй половине года рост цен на спотовых рынках принял взрывной характер. Данная ситуация обусловлена активизацией мер по "зеленой повестке" и временной нехваткой мощностей по производству соединений лития.

## Л и т е р а т у р а

1. Отчет "Обзор рынка лития и его соединений в мире и России" [Электронный ресурс] // ООО "Исследовательская группа "Инфомайн". –

М., 1993-2021. – Режим доступа: <http://www.infomine.ru/research/38/374>, свободный (дата обращения: 28.05.2021). – Загл. с экрана.

2. Отчет "Обзор рынка сподумена и гидроксида лития в мире и России" [Электронный ресурс] // ООО "Исследовательская группа "Инфомайн". – М., 1993-2021. – Режим доступа: <http://www.infomine.ru/research/38/650>, свободный (дата обращения 10.06.2021). – Загл. с экрана.

3. Национальный информационный центр полезных ископаемых [Электронный ресурс] // Геологическая служба США (USGS). – Режим доступа: <https://www.usgs.gov/centers/nmic/commodity-statistics-and-information>, свободный (дата обращения: 19.04.2021).

4. Ежеквартальный бюллетень "Resources and Energy Quarterly March 2021" [Электронный ресурс] // Государственный департамент промышленности, науки, энергетики и ресурсов Австралии (Australian Government. Department of Industry, Science, Energy and Resources). – Режим доступа: <https://publications.industry.gov.au/publications/resourcesandenergyquarterlymarch2021/documents/Resources-and-Energy-Quarterly-March-2021.pdf>, свободный (дата обращения 05.04.2021). – Загл. с экрана.

5. База данных мировой торговли [Электронный ресурс] // Организация Объединенных Наций. – 2021. – Режим доступа: <http://comtrade.un.org/db/mr/daCommoditiesResults.aspx?px=H1&cc=271121>, свободный (дата обращения: 17.05.2021).

## World market of lithium raw materials and lithium compounds

<sup>1</sup>Lymar V.K., <sup>1</sup>Belousova E.B.

<sup>1</sup> INFOMINE Research Group, Moscow, Russia

The article is devoted to the review of the world market of lithium compounds. The article contains information about the types of lithium raw materials and the main world regions of its production. The article contains data on the main trends in the lithium compounds market in 2017-2020, and on the emerging new trends in the global lithium market. Provides a brief information about the current state of the Russian lithium industry.

**Key words:** lithium; spodumene concentrate; brine; lithium carbonate; lithium hydroxide.

Лымарь Виктория Константиновна, lvk1111@yandex.ru  
Белоусова Евгения Борисовна, ebelousova@infomine.ru

© Лымарь В.К., Белоусова Е.Б.,  
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021





УДК 552.3/553.3/523.2

# Минеральные ресурсы, эндогенная активность Земли и гелио–био–геологическая концепция

<sup>1</sup>Белов С.В.<sup>1</sup> ООО "ОЗГЕО", Москва

На основе анализа мировых баз данных рассмотрены особенности формирования месторождений полезных ископаемых, магматизма, тектогенеза и иных проявлений эндогенной активности Земли во времени. Сделан вывод о негэнтропийном характере развития Земли и ее энергетической подпитке извне за счет энергии космоса. Обоснована гелио-био-геологическая концепция, в которой Земля, рассматривается как составная часть Солнечной системы, не являющейся независимым объектом, свободным от внешних воздействий.

**Ключевые слова:** минеральные ресурсы; магматизм; тектогенез; эндогенная активность Земли; гелио-био-геологическая концепция.



**БЕЛОВ Сергей Викторович,**  
главный научный консультант,  
доктор геолого-минералогических наук,  
академик РАЕН

**М**инеральные ресурсы формировались на протяжении всех 3,5 млрд лет геологической истории. При этом подавляющая их часть сосредоточена в крупных и суперкрупных месторождениях [1]. Появившиеся, после разработки методов изотопной геохронологии, возможности определения абсолютного возраста таких месторождений, и бурное развитие геоинформационных технологий (в условиях снятия в России секретности по их запасам), заложили основу для создания мировых баз данных по крупным и суперкрупным месторождениям, содержащих информацию о времени их образования [1-3].

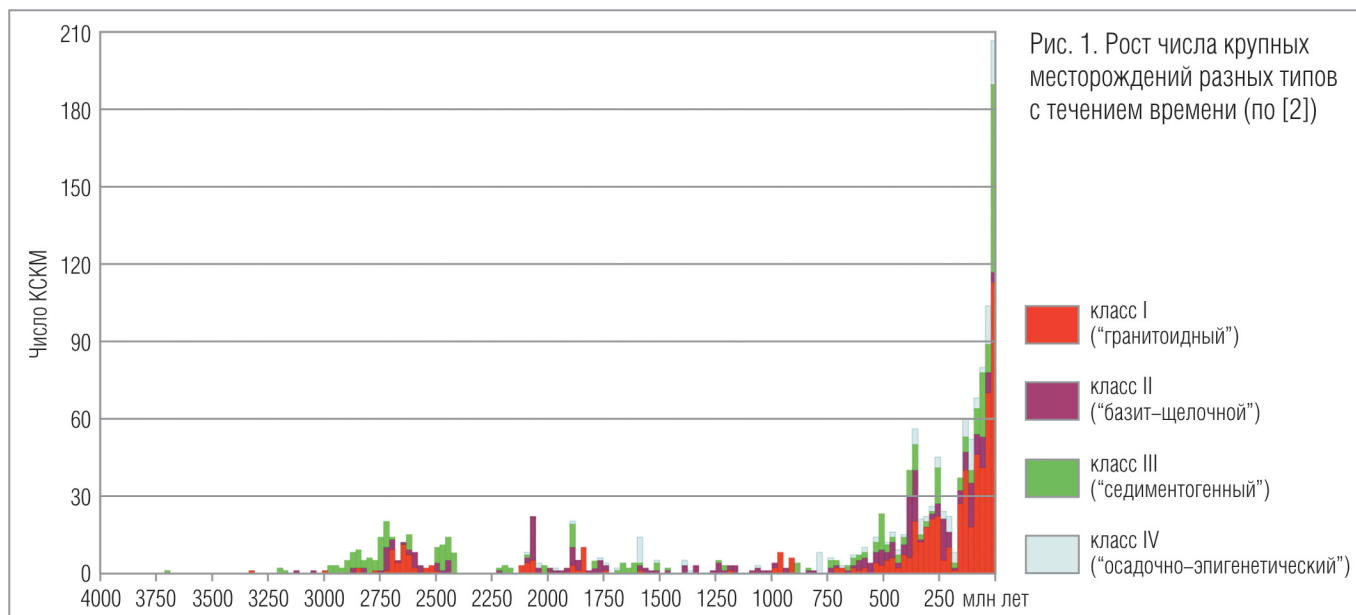
То же было сделано и по ряду отдельных видов минерального сырья, например, по редкометалльным карбонатитам и алмазоносным кимберлитам [4, 5], а также по некоторым другим полезным ископаемым. Наряду с этим были сформированы (и оказались в открытом доступе) мировые базы данных и материалы по главным проявлениям древней и современной эндогенной активности Земли: вулканизму, тектогенезу, рифтингу, сейсмичности, глубинной дегазации, а также солнечно-земным связям. Наличие подобных баз данных сильно поменяло ситуацию в геологии и минерагении. Стало возможным не опираться при доказательстве той или иной геологической модели

или концепции на отдельный частный факт, а оперировать статистически значимыми закономерностями, что существенно повышало обоснованность получаемых выводов.

Кроме того, в последние годы были получены данные о влиянии на процессы в тектоносфере ускорений, возникающих при движении Земли по эллиптической орбите [7], явлениях галоупирования земного ядра, изменяющих фигуру равновесия Земли [8]. Обоснована модель, доказывающая неизбежность вихревых ротационных процессов в литосфере вращающейся Земли, подвергающейся воздействию космических факторов [9, 10], дополняющая концепцию тектоники литосферных плит. Получены новые факты в пользу идеи расширяющейся и пульсирующей Земли [11], а также данные о происходящей с течением времени трансмутации геохимических элементов [12]. Все эти последние достижения наук о Земле составили базисную основу излагаемой ниже гелио-био-геологической концепции развития Земли. Отдельные ее аспекты изложены в [13]. Следует отметить, что в русле предлагаемой концепции находятся и соображения В.И. Вернадского, о роли живого вещества в геологических процессах [14], а также идеи академика В.Н. Белова [15] о геохимических аккумуляторах, остающиеся предметом научных дискуссий и по сей день [16].

## Тенденции в проявлениях эндогенной активности Земли (рудно–магматический и тектонический процессы)

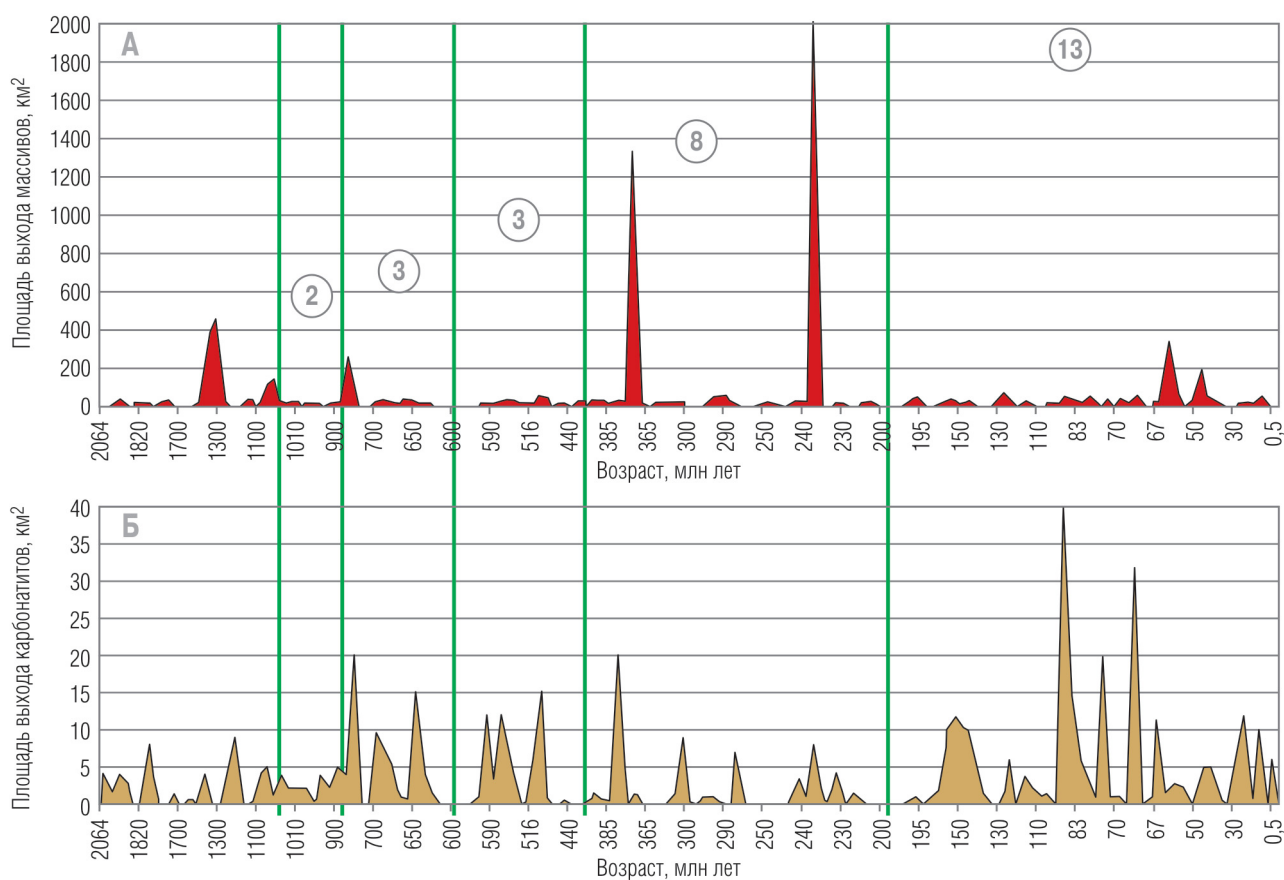
Если рассматривать закономерности поведения крупных и суперкрупных месторождений от докембрия до неоген-четвертичного времени, то весьма интересны исследования А.В. Ткачева [2], показавшие, что вне зависимости от генетического



типа рудных объектов в ходе геологической истории наблюдается существенный рост числа крупных месторождений (рис. 1) [2]. Принимая во внимание, что рудоконцентрация, ведущая к формированию высоких локальных скоплений отдель-

ных компонентов, процесс энергозатратный [17, 18] а также антиэнтропийный, очевидно, что она требует поступления энергии извне. Из этого следует, что наблюдаемая картина нарастания рудоконцентрации со временем была бы невозможной

Рис. 2. Темпы щелочно-ультраосновного магматизма (А) и карбонатитообразования (Б) на протяжении геологической истории



Примечание: вертикальные зеленые линии разграничивают интервалы в 200 млн лет, цифры в кружках – число вспышек в интервале (по [5]).

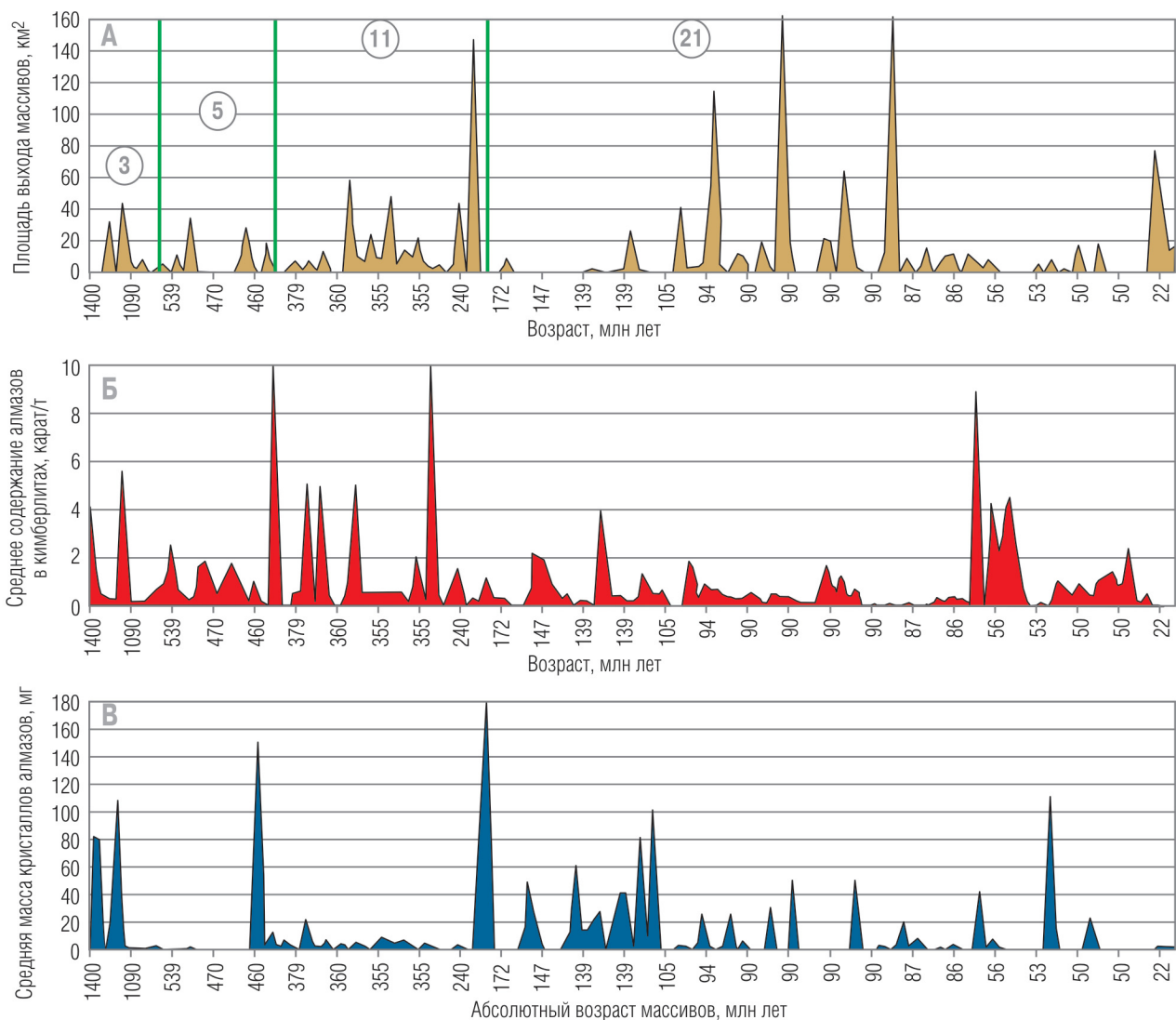
в условиях "умирающей" остывающей Земли, а значит, планета испытывает некую перманентную энергетическую подпитку.

Созданная информационная база данных: "Карбонатиты и кимберлиты мира" [4, 5] дала возможность охарактеризовать на протяжении геологической истории темпы (характеризуемые числом вспышек за каждые 200 млн лет) щелочно-ультраосновного магматизма и карбонатитообразования, с которым связаны месторождения редких металлов (рис. 2), а также темпы кимберлитового магматизма и алмазообразования (рис. 3). Как можно видеть, темпы всех этих процессов также с течением геологического времени закономерно нарастают. Если в докембрии число вспышек щелочно-ультраосновного магматизма и карбонатитообразования за 200 млн лет составляло 2-3, то за последние 200 млн лет геологической истории Земли оно увеличилось и достигло 13. Аналогичная (но более резкая) картина наблюдается и по темпам кимберлитового магматиз-

ма и алмазообразования: если в докембрии число вспышек составляло 3, то за последние 200 млн лет оно возросло до 21. В практическом, прогнозно-поисковом плане, выявленные на основе мировой статистики по минеральным ресурсам тенденции дают основание сделать следующий минерагенический вывод: большее число рудных объектов можно будет выявлять в связи с более молодыми структурно-формационными и магматическими комплексами. Именно они заслуживают наиболее пристального внимания поисковиков.

В рассматриваемом аспекте показательна работа, где статистически проанализированы мировые данные по масштабам щелочного магматизма (рис. 4) [19]. Можно видеть, что с течением времени число щелочных массивов существенно нарастает. При этом особенно ярко данный феномен проявляется, начиная с фанерозоя. Примечательно, что аналогичный характер (всплеск в фанерозое) имеет и график по крупным место-

Рис. 3. Темпы кимберлитового магматизма (А, Б) и алмазообразования (В, В) на протяжении геологической истории



Примечание: вертикальные зеленые линии разграничивают интервалы в 200 млн лет, цифры в кружках – число вспышек в интервале (по [5]).



Рис. 4. Число разновозрастных щелочных массивов (по [19])

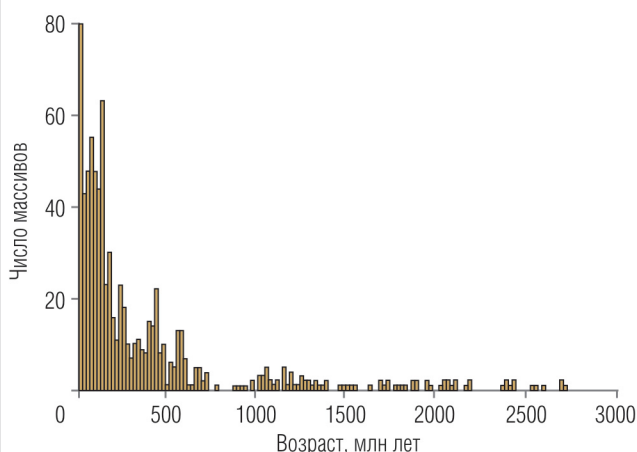
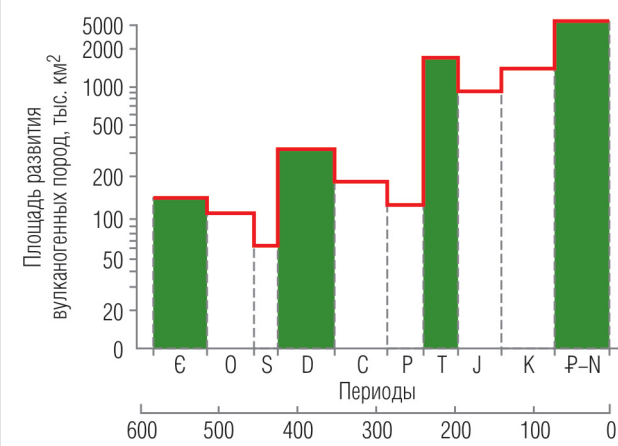


Рис. 5. Колебания масштабов глобального вулканизма в фанерозое (по [20])



рождениям (см. рис. 1). В русле этой же тенденции (нарастания со временем) находится и одно из главных проявлений эндогенной активности Земли – глобальный вулканизм. Как можно видеть (рис. 5), в фанерозое масштабы вулканической дея-

тельности, отражаемой площадью развития разновозрастных вулканических пород, нарастают. Учитывая, что шкала логнормальная, это нарастание весьма резкое.

Примечательно, что эти данные полностью коррелируют с результатами палеореконструкций разновозрастных толщ вулканитов [21]. Интересно, что синхронно вулканизму ведет себя и тектоника, отражаемая в скоростях перемещения литосферных плит. Наблюдается та же картина: на протяжении фанерозоя происходят всплески тектонической активности в кембрии, девоне, триасе и в современную эпоху, происходившие на фоне общего существенного нарастания средних скоростей перемещения литосферных плит от древних эпох к современности.

Еще одним глобальным процессом является континентальный рифтогенез. Закономерности его развития в геологической истории – ключевые для понимания эволюции Земли. Главные особенности рифтогенеза охарактеризованы в работах [22-24]. Вместе с тем, количественных оценок рифтогенеза в различные периоды геологической истории в целом для Земли не было, что объяснялось отсутствием полноценной информации по мировой рифтовой системе разного возраста. В последнее время собрана такая информация, представляющая собой, по сути, базу данных по более чем 680 континентальным рифтам Земли [6]. Ее использование позволило впервые количественно оценить процесс континентального рифтогенеза и проследить его развитие на протяжении геологической истории [25]. Построенные графики, показали, что рифтогенез проявлялся неравномерно: масштабность этого глобального процесса со временем также нарастала (рис. 6). Можно видеть, что наиболее интенсивное рифтогенное расширение оказывается характерным также для неоген-четвертичной эпохи.

Весьма интересны итоги изучения дрейфа Сибирской платформы по палеомагнитным данным [26]. Установлено, что с началом фанерозоя наблюдается резкое нарастание масштабов дрейфа, и магнитное поле часто меняет свою полярность.

Рис. 6. Рифтогенное расширение в разные геологические эпохи (рассчитано на основе мировой базы данных по континентальным рифтам (по [25])

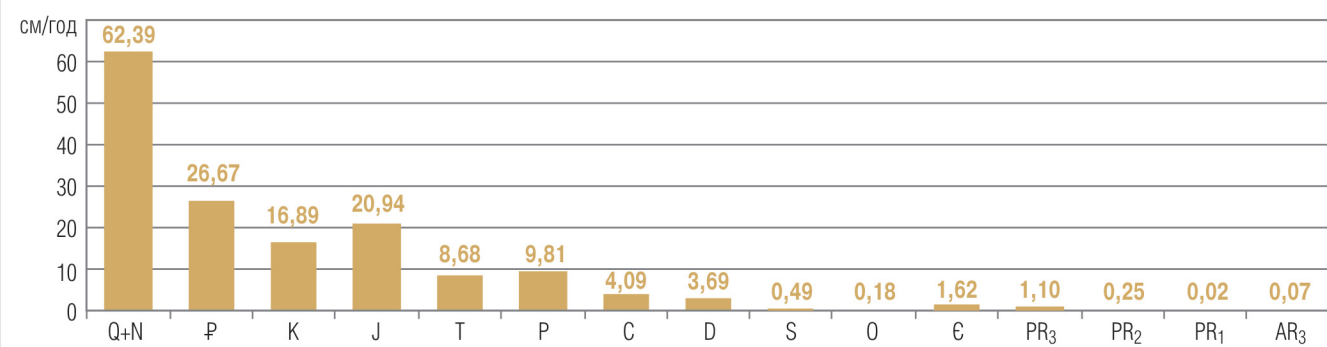
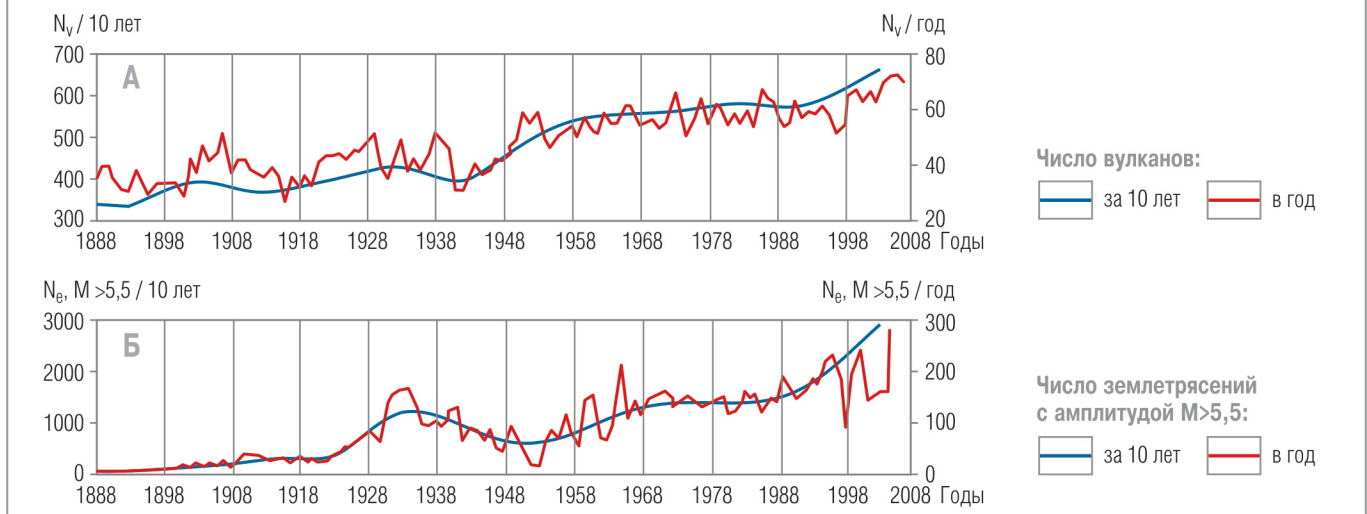


Рис. 7. Изменение числа действующих вулканов (А) и землетрясений с  $M > 5,5$  (Б) (по [27])

Очевидно, что этот вроде бы региональный факт отражает общее нарастание эндогенной активности Земли.

Показательно, что рост эндогенной активности Земли продолжается и в современную эпоху. О чем свидетельствуют увеличение числа землетрясений и извержений вулканов, происшедших за последние 100 с лишним лет (рис. 7). Так, если с 1898 по 1908 г. число извергавшихся вулканов составляло порядка 380, то с 1998 по 2008 г. эта цифра возросла до 650. Аналогичным образом, но более впечатляюще, за тот же период возросла и сейсмичность: число землетрясений с магнитудой более 5,5 увеличилось соответственно с менее, чем 300, до 3000. Примечательно, что данная тенденция продолжается и по сей день. Аналогичные примеры по поведению рудных и тектоно-магматических процессов в геологической истории можно приводить и далее. Все они будут свидетельствовать о существенном нарастании со временем эндогенной активности Земли. Очевидно, что данный феномен не укладывается в рамки представлений об "умирающей", остывающей Земле и требует адекватного объяснения.

### Гелио-био-геологическая концепция развития Земли

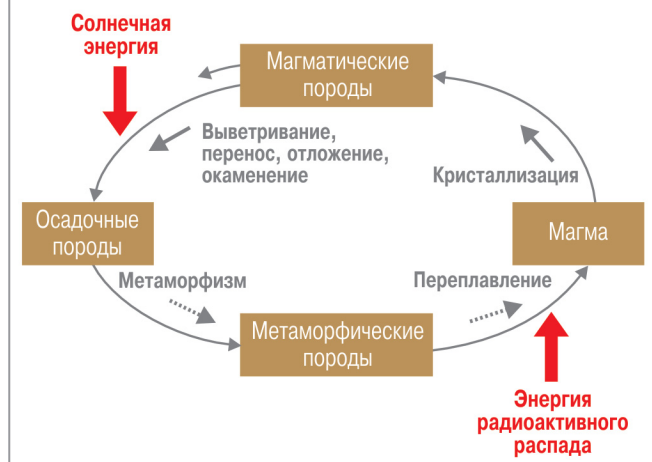
Таким образом, приведенные факты свидетельствуют, что Земля не мертвая планета, которая остывает и процессы в ней затухают. Наоборот, энергетика ее нарастает. Она испытывает энергетическую подпитку. Но, как известно, энергия и масса тесно связаны. В этой связи следует обратить внимание на показательный факт: масса живого вещества, образованного за многомиллиардную историю Земли, составляет по разным оценкам от  $6,5$  до  $9,2 \times 10^{21}$  т, а это в 1,1-1,5 раза превышает массу всей нашей планеты. На первый взгляд это кажется парадоксальным. Ведь в традиционном представлении, биосфера – это

всего лишь тонкая оболочка, небольшая пленка из живой субстанции, покрывающей мертвую земную твердь. Однако если допустить, что это так, то как тогда объяснить феномен огромной массы живого вещества, продуцированного за миллиарды лет геологической истории? Приходится признать очевидное: в наносах и осадочных толщах погребено огромное количество органического вещества.

Чтобы проиллюстрировать масштабы этого процесса, укажем, что годовая биологическая продуктивность биосферы составляет более 180 млрд т, причем 2/3 ее производится экосистемами суши. Возникает вопрос: какова судьба этой вновь возникающей массы, и куда она девается? Ответ на него видится следующим. Как известно, в ходе длительной геологической истории происходит своеобразный круговорот вещества, когда образовавшиеся в ходе литогенеза осадочные породы, погружаясь в глубины Земли, под воздействием давления и температуры превращаются в метаморфические толщи. Затем из них при ультраметаморфизме образуются магматические выплавки. Остывнув, они формируют магматические горные породы, которые, в свою очередь, будучи выведены на поверхность Земли, разрушаются эрозией и вновь образуют осадочные толщи, содержащие органическое вещество. Круговорот вещества, происходящий в ходе геологической истории, в результате которого происходит постепенный рост массы Земли проиллюстрирован на рис. 8.

Подтверждением реальности предложенного механизма является биогенный изотопный состав углерода в алмазах из глубинных кимберлитов, а также установленное наличие в них структурных примесей водорода и азота органического генезиса, участие биогенных соединений в алмазообразовании происходит при субдукции органического материала по реакции:  $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 = 2\text{C} + 2\text{H}_2\text{O} + 24,6 \text{ ккал/моль}$  [28]. Так миллиарды лет работает этот своеобразный био-геологический кон-

Рис. 8. Круговорот вещества, происходящий в ходе геологической истории



вейер по переработке живого органического вещества в косное, постепенно увеличивая массу земного шара. О нарастании массы Земли с течением времени и естественно меньшем значении силы тяжести в ранние геологические эпохи свидетельствуют различные факты. Многие из них систематизированы в работе [11]. Это и гигантизм биоты прошлого, и изменение углов естественного откоса ранее сыпучих отложений, и уменьшение степени симметрии кристаллов, от докембрия к кайнозою и др. Сегодня геология обладает многочисленными данными об увеличении размеров и массы Земли, усилении ее эндогенной активности. Все это свидетельствует об негэнтропийном характере развития нашей планеты и ее энергетической подпитке извне. Возникает вопрос: что же это за энергетическая подпитка? За счет чего она происходит?

Очевидно, что все живое существует за счет энергии, поступающей от Солнца. Процесс превращения энергии солнечного света в вещество биомассы называется, как известно, фотосинтезом. Наибольшее распространение этот процесс получил с участием воды в зеленых растениях. Хлорофилл поглощает энергию, сосредоточенную в голубой (400-500 нм) и красной (610-690 нм) частях солнечного спектра. По этой причине в биомассу трансформируется только 10 % энергии видимой части спектра. Однако, и это количество ежегодно запасаемой растениями энергии необычайно огромно. Достигается это тем, что площадь зеленого трансформационного аппарата, а по-просту говоря, поверхность листьев, водорослей и стеблей трав, в 10-40 тыс. раз (!) больше площади всей поверхности Земли. Об этом обычно как то не задумываются, хотя этот факт весьма примечателен.

Таким образом, наше светило, передавая свою энергию Земле, обеспечивает не только функционирование ее биосферы, но и увеличение массы планеты, путем трансформации живого вещества в косное. Ведь свет (по закону эквивалентности

$E = mc^2$ ) является переносчиком не только энергии, но и массы. Очевидно, что растут и размеры Земли. Расчеты показывают, что радиус Земли за 100 лет возрастает приблизительно на 2 м [11].

Надо сказать, что до последнего времени был непонятен механизм роста земной массы, о котором свидетельствовали многочисленные (в том числе приведенные выше) геологические данные. Изложенная же гелио-био-геологическая концепция, описывающая работу своеобразного био-геологического конвейера, позволяет внутренне непротиворечиво объяснить причины и механизм расширения Земли, и рост ее массы за счет поступления энергии Солнца, не привлекая различные экзотические идеи. Поэтому прав был В.И. Вернадский [29], утверждая: "лучистая энергия Солнца через посредство организмов регулирует химические проявления земной коры. Все минералы верхних частей земной коры... непрерывно создаются в ней только под влиянием жизни. Жизнь... нужно будет... свести к... проявлениям энергии".

Таким образом, современные научные данные, основанные на информационных базах и технологиях, подтверждают гениальную догадку В.И. Вернадского. То есть имеются все основания полагать, что живое и неживое вещество – различные формы существования материи. Это заключение, в свою очередь, неизбежно приводит к выводу о вечности жизни. Собственно говоря, данный вывод составляет квинтэссенцию, ядро взглядов В.И. Вернадского, который писал: "Идеи существования начала жизни вошли в науку из религиозно-философских исканий. Но никогда в течение всех геологических периодов не было и нет никаких следов абиогенеза (т.е. создания живого организма из мертвой, косной материи)" [30]. И подводя итог, В.И. Вернадский заключает: "Проблема о начале жизни... теряет научное значение, подобно тому, как нет научной проблемы о начале материи, электричества, энергии. Наука загадку начала бытия не решает, хотя бы потому, что начала этого и не было".

Еще одним аспектом гелио-био-геологической концепции является вопрос ядерных реакций в недрах. Следует сказать, что В.И. Вернадский отвергал предположение о том, что Земля была ранее раскаленным шаром и остывает. Внутреннюю теплоту Земли он объяснял радиоактивным распадом. Сегодня это мнение подтверждается рядом косвенных фактов [11]. Однако *прямым доказательством* ядерных реакций, происходящих в земных недрах, являются потоки нейтронов внутриземного происхождения, всплески которых предшествуют и сопровождают землетрясения и извержения вулканов [31, 33]. При этом было установлено, что максимумам проявлений эндогенной активности Земли (сейсмичности, вулканизма и потоков нейтронов) соответствуют периоды небольшого числа солнечных пятен, что рассматривалось как низкая солнечная активность. Последняя традиционно выражается через числа Вольфа. Рост



этих чисел, по устоявшемуся мнению, свидетельствует об увеличении активности нашего светила. Напомним, что число Вольфа – это относительное число солнечных пятен, определяемое по формуле:

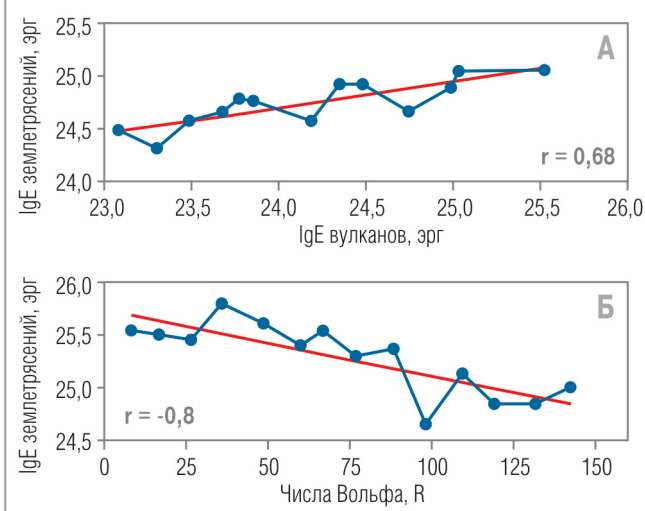
$$R = k(f + 10g),$$

где  $f$  – общее число солнечных пятен на видимой полусфере Солнца;  $g$  – число групп пятен;  $k$  – коэффициент, приводящий наблюдаемые величины к стандартным числам.

Для расчета коэффициента корреляции между числами Вольфа\* и параметрами эндогенной активности Земли (землетрясений\*\* и вулканической деятельности\*\*\*) автором были использованы выборки за более чем 100 лет, начиная с 1890 г. При этом энергия землетрясений  $E$  (эрг) вычислялась по формуле  $\lg E = 11,8 + 1,5 M_s$  для землетрясений с глубиной меньше 100 км и по формуле  $\lg E = 5,8 + 2,4 m_b$  для землетрясений, эпицентры которых находятся на глубине более 100 км. Таким образом, на весьма представительном статистическом материале получалось, что наибольшая сейсмическая и вулканическая активность Земли имеет место при небольшой солнечной активности, и наоборот (рис. 9). Отрицательный коэффициент корреляции ( $r$ ) при этом составил 0,8.

Подобное заключение казалось парадоксальным и не укладывалось в рамки существующих представлений, согласно которым мощность процессов на Солнце в существенной степени определяет характер эндогенной активности Земли. Получалось, что в периоды спокойного Солнца Земля содрогается от многочисленных землетрясений и извержений вулканов.

Рис. 9. Корреляционные графики между энергиями землетрясений и вулканических извержений (А) и между энергией землетрясений и числами Вольфа (Б)

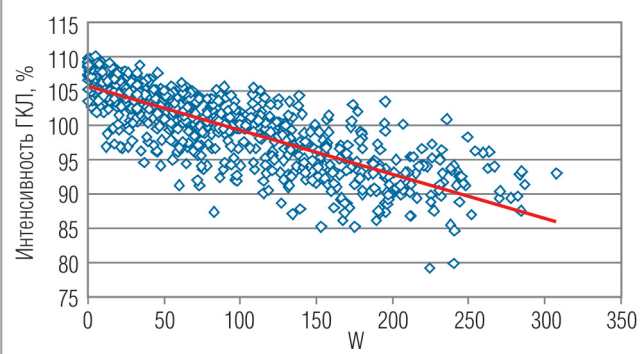


\* URL: <http://sidc.oma.be/sunspot-data/> (дата обращения: 10.10.2021).

\*\* URL: <http://www.isc.uk> (дата обращения: 10.10.2021).

\*\*\* URL: <http://www.volcano.si.edu/world/> (дата обращения: 10.10.2021).

Рис. 10. Корреляционный график между числами Вольфа  $W$  и интенсивностью галактического космического излучения (по А.Ю. Ретеюму)

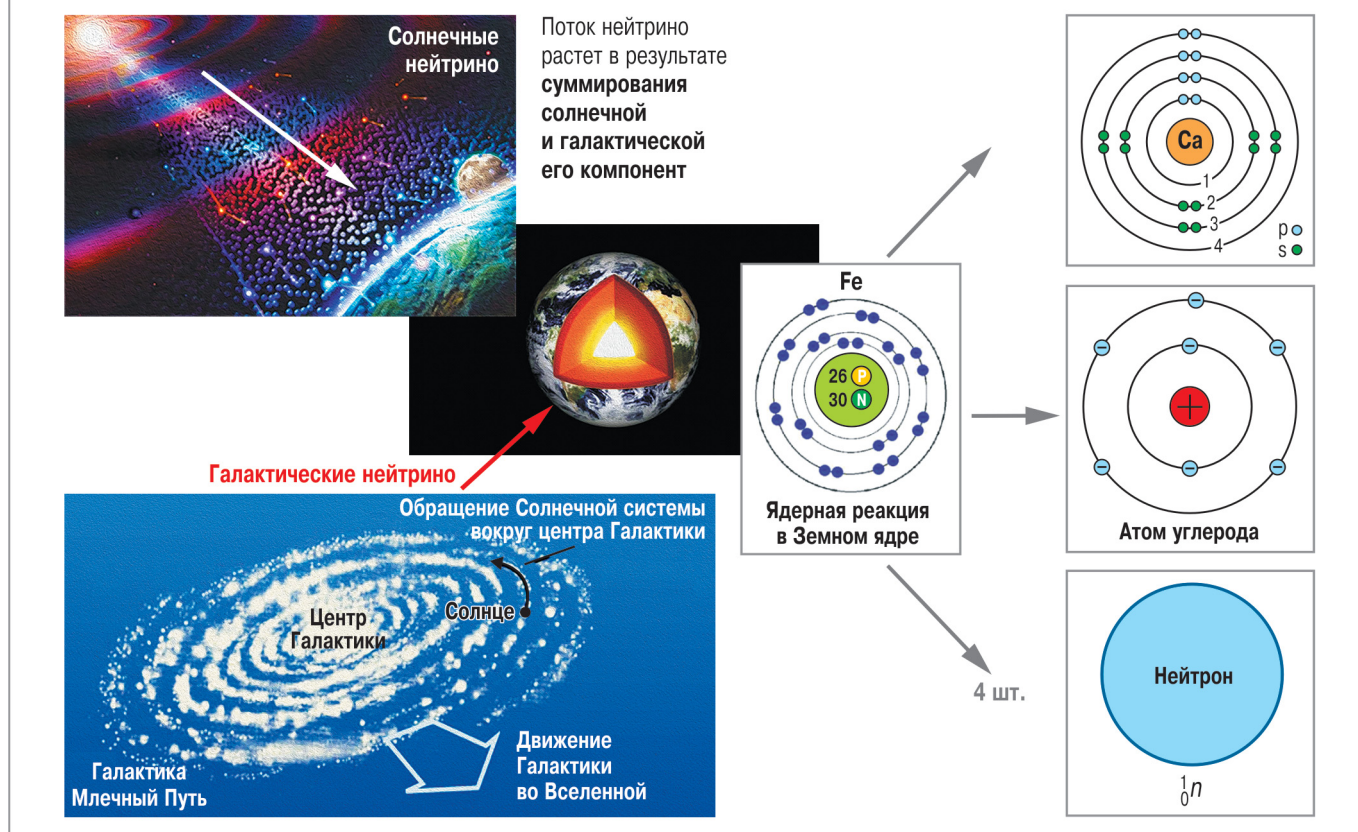


Проведенный анализ [34] прояснил ситуацию. Показано, что мнение о том, что большое число солнечных пятен есть признак высокой активности Солнца и наоборот, по-видимому, не вполне корректно, и является данью исторической традиции, сложившейся в астрономической науке со времени изобретения телескопа и начала инструментальных наблюдений за Солнцем, когда природа пятен была неизвестна. Наоборот, появление пятен на Солнце, температура которых на  $1500^\circ$  ниже окружающей среды, – одно из необходимых условий для сохранения его равновесия. Снижение числа пятен вызывает нарушение равновесия, приводит к возмущению гелиофизической среды, обусловленному испусканием высокоэнергетических частиц, которыми являются интенсивные потоки солнечных нейтрино, пронизывающие Землю. Под их воздействием атом железа (из которого сложено земное ядро) разрушается с образованием атомов, кальция, углерода и четырех нейтронов, превращающихся в ядра водорода (в протоны). Эта гипотеза, впервые предложенная А.Е. Куликовичем [35], представляется наиболее отвечающей фактам. Из нее следует: неизбежность не только вышеуказанных потоков нейтронов внутриземного происхождения, но и водородного дыхания Земли, подробно охарактеризованного в работах [36, 37].

Следует отметить, что между числами Вольфа и галактическим космическим излучением (ГКЛ), несущим собственные мощные потоки нейтрино, существует тесная взаимосвязь (рис. 10). Можно видеть, что в периоды, характеризуемые малыми значениями чисел Вольфа, когда солнечных пятен мало, интенсивность ГКЛ максимальна.

В результате в эпохи с малым числом солнечных пятен общий поток нейтрино, приходящий к Земле, растет, становясь максимальным вследствие суммирования солнечной и галактической его компонент, вызывая ядерные реакции в земных недрах (рис. 11). Под воздействием ядерных реакций, инициированных потоками солнечных и галактических нейтрино, происходит трансмутация химических элементов с выделением

Рис. 11. Ядерная реакция в Земном ядре вследствие потоков нейтрино



энергии. В мантию, очевидно, внедряются большие массы тяжелых и сверхтяжелых атомных ядер, которые формируют первичные магматические очаги, представляющие собой своеобразные ядерно-геохимические реакторы [38]. В них происходит ядерная диссоциация вещества и образуются легкие литофильные и летучие химические элементы, которые поднимаются из глубин в верхние горизонты литосферы, где и формируются магматические очаги, питающие вулканы, инициируются землетрясения, и формируются месторождения. По-видимому, так в общих чертах можно представить механизм эндогенной активности планеты, испытывающей энергетическую подпитку из космоса.

## Заключение

Подчеркнем, что для переживаемой ныне эпохи, характерно резкое нарастание эндогенной активности Земли, происходящее в условиях ее нахождения в "яме" между 24-м и 25-м циклами солнечной активности. Человечество оказывается свидетелем активизации различных природных процессов катастрофического характера, инициируемых суперпозицией влияния, исходящего от ближнего и дальнего космоса. Учитывая это, еще несколько лет (до выхода 25-го цикла из данной "ямы") следует ожидать серьезных природных катаклизмов,

которые, как показано [39], обычно сопровождаются катастрофами био-социального характера. Примером последнего, как показано в [40], является эпидемия COVID-19, представляющая всего лишь звено в общей цепочке глобальных взаимосвязанных явлений, генерируемых под влиянием космических факторов.

## Л и т е р а т у р а

1. Крупные и суперкрупные месторождения: закономерности размещения и условия образования / Под ред. Д.В. Рундквиста. – М.: ИГЕМ РАН, 2004. – 430 с.
2. ВЕБ-ГИС "Крупнейшие месторождения Мира" / А.В. Ткачев, С.В. Белов, Д.В. Рундквист [и др.] // Геоинформатика. – 2015. – № 1. – С. 47-59.
3. Зинчук Н.Н., Савко А.Д., Шевырев Л.Т. Историческая минерагения: в 3-х томах. – Воронеж: ВГУ, 2005-2008.
4. Карбонатиты и кимберлиты (взаимоотношения, минерагения, прогноз) / А.А. Фролов, А.В. Толстов, А.В. Лапин [и др.]. – М.: "НИА-Природа", 2005. – 540 с.
5. Информационная база данных: "Карбонатиты и кимберлиты мира": опыт создания и использования для решения геолого-прогнозных задач / С.В. Белов, А.А. Бурмистров, А.А. Соловьев, Э.О. Кедров // Геоинформатика. – 2007. – № 2. – С. 48-67.
6. Шенгер А.М.С., Натальин Б.А. Рифты мира: перев. с англ. – М.: Геокарт-ГЕОС, 2009. – 188 с.
7. Кочемасов Г.Г. Земля "разных" людей (планеты, Земля, человек, слоны, деревья). – М.: Palmarium academic publishing, 2012. – 181 с.

8. Баркин Ю.В. Объяснение эндогенной активности Земли, планет и спутников и ее цикличности // Изв. РАЕН, секция "Науки о Земле". – 2002. – Вып. 49. – М.: ВИНТИ. – С. 45-97.
9. Викулин А.В. Геодинамика и физика: интерпретация энергонасыщенных, ригидных и "вихревых" свойств земной коры как ее волновых движений // В сб.: Система "Планета Земля". – М.: Изд-во Ленанд, 2016. – С. 155-163.
10. Мирлин Е.Г., Оганесян Л.В. Вихри в литосфере. – М.: ВНИИГеосистем. 2015. – 148 с.
11. Блинов В.Ф. Растущая Земля: из планет в звезды. Электронная монография. – Киев, 2011. – 305 с.
12. Кривицкий В.А. Парадоксы трансмутации и развитие Земли. Неочевидные доказательства. – М.: Изд-во "Академика", 2016. – 239 с.
13. Белов С.В. Земля и человек: загадки, парадоксы, закономерности. Lambert Academic Publishing. – 2018. – 121 с.
14. Вернадский В.И. Биосфера и ноосфера. – М.: Айрис-Пресс, 2004. – 576 с.
15. Белов Н. В. Геохимические аккумуляторы // Тр. Ин-та кристаллографии АН СССР. – 1952. – Вып. 7. – С. 73-80.
16. Покровский А.В. Энергетика земной коры; новый взгляд на проблему // Вестн. Российского гос. ун-та им. И. Канта. – 2010. – Вып. 1. – С. 41-49.
17. Наумов Г.Б. Энергетика процессов рудообразования // В сб.: Геология и полезные ископаемые мирового океана. – М., 2008. – С. 40-55.
18. Сафонов Н.И., Мещеряков С.С., Иванов Н.П. Энергия рудообразования и поиски полезных ископаемых. – Л.: Недра, 1978. – 215 с.
19. Когарко Л.Н. Щелочной магматизм в ранней истории Земли // Петрология. – 1998. – Т. 6, № 3. – С. 251-258.
20. Белов С.В. О периодичности современного и древнего вулканизма Земли // Докл. АН СССР. – 1986. – Т. 291, № 2. – С. 421-425.
21. Ронов А.Б. Стратисфера или осадочная оболочка Земли (количественное исследование). – М.: Наука, 1993. – 144 с.
22. Милановский Е.Е. Рифтогенез в истории Земли. – М.: Недра, 1987. – 298 с.
23. Грачев А.Ф. Рифтовые зоны Земли. – М.: Недра, 1987.
24. Burke K. Evolution of continental rift systems in the light of plate tectonics // Tectonic and geophysics of continental rifts / Eds. Ramberg I.B. and Neuman E.R. Dordrecht: D. Reidel. – 1978. – Pp. 1-9.
25. Белов С.В., Симонова Е.М. Количественная оценка континентального рифтогенеза // Известия секции наук о Земле РАЕН. – 2010. – Вып. 19. – С. 13-16.
26. Павлов В.Э. Палеомагнетизм Сибирской платформы: автореф. дисс... д-ра физ.-мат. наук. – М., 2015. – 50 с.
27. Вулканическая и сейсмическая активность Земли: пространственно-временные закономерности и связь с солнечной и геомагнитной активностью / С.В. Белов, И.П. Шестопалов, Е.П. Харин [и др.] // Атлас временных вариаций. – М.: Наука, 2013. – Т. 5. – С. 209-218.
28. Хачатрян Г.К. Органическое вещество в алмазах их кимберлитовых источников: генетическая информативность // Руды и металлы. – 2017. – № 3. – С. 77-84.
29. Вернадский В.И. Химическое строение Биосферы Земли и ее окружения. – М.: Наука, 2001. – 376 с.
30. Вернадский В.И. Биосфера и ноосфера / Предисловие Р.К. Баландина. – М.: Айрис-пресс, 2004. – 576 с.
31. О генерации нейтронов и геомагнитных возмущениях в связи с Чилийским землетрясением 27 февраля и вулканическим извержением в Исландии в марте-апреле 2010 г. / И.П. Шестопалов, С.В. Белов, А.А. Соловьев, Ю.Д. Кузьмин // Геомагнетизм и аэрономия. – 2013. – Т. 53, № 1. – С. 130-142.
32. Белов С.В., Шестопалов И.П., Харин Е.П. О взаимосвязях эндогенной активности Земли с солнечной и геомагнитной активностью // Докл. Академии наук. – 2009. – Т. 428, № 1. – С. 104-108.
33. Шестопалов И. П., Харин Е. П. Изменчивость во времени связей сейсмичности Земли с циклами солнечной активности различной длительности // Геофизический журнал. – 2006. – Т. 28, №4. – С. 59-70.
34. Белов С.В. Солнечная активность: мифы и реалии (к истории представлений о феномене) // Всеобщая история. – 2019. – № 3. – С. 47-55.
35. Куликович А.Е. В.И. Вернадский и современные актуальные био-геохимические проблемы биосферологии и ноосферологии // Вопросы системогенетики: теорет.-методол. альм. / Гл. ред. А.И. Субетто. – СПб., 2004. – С. 245-270.
36. Ларин В.Н. Наша Земля: происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли. – М.: Агар, 2005. – 248 с.
37. Сывороткин В.Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. – М.: ООО "Геоинформцентр", 2002. – 250 с.
38. Кривицкий В.А., Старостин В.И. Концепция кластерной эволюционной минерагении Земли // Смирновский сборник (Фонд академika В.И. Смирнова). – М., 2018. – С. 30-61.
39. Цивилизация глазами катастроф: природных и социальных / А.В. Викулин, И.Ф. Вольфсон, М.А. Викулина, А.А. Долгая. – Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2017. – 236 с.
40. Белов С.В., Вольфсон И.Ф. Коронавирус, эндогенная активность Земли и социум // Разведка и охрана недр. – 2020. – № 8. – С. 48-53.

## Mineral resources, endogenous activity of the Earth and gelio-bio-geological concept

**Belov S.V.**

<sup>1</sup> OZGEO Company, Moscow, Russia

On the analysis of world databases, the features of the formation of mineral deposits, magmatism, tectogenes and other manifestations of endogenous activity of the Earth in geological time are considered. The conclusion about the non-entropic nature of the Earth's development and its energy recharge from the outside due to the energy of cosmos is made. The gelio-bio-geological concept where the Earth is considered as an integral part of the Solar System, which is not an independent object, free from external influences is proved.

**Key words:** mineral resources; magmatism; tectogenes; endogenous activity of the Earth; gelio-bio-geological concept.

Белов Сергей Викторович, belov.s-2011@yandex.ru

© Белов С.В.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 1-6'2021



# Предоставление недропользователями первичных статистических данных

**С 2022 г. статотчетность сдается в электронном виде (формы государственного статистического наблюдения № 1-ЛС, 2-ЛС, 3-ЛС, 4-ЛС, № 6-гр, 5-гр, 70-тп, 71-тп, 2-гр, 7-гр и 1-РСПИ)**

В соответствии с Федеральным законом от 30.12.2020 № 500-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "Об официальном статистическом учете и системе государственной статистики в Российской Федерации" и ст. 8 Федерального закона "Об основах государственного регулирования торговой деятельности в Российской Федерации" все юридические лица и индивидуальные предприниматели обязаны предоставлять первичные статистические данные по формам федерального статистического наблюдения исключительно в форме электронного документа, подписанного электронной подписью.

Начиная с данных за 2021 г. (для ежеквартальных форм за IV квартал 2021 г.) с 10.01.2022 будет предусмотрена подача форм статистической отчетности с использованием портала "Личный кабинет недропользователя" (далее – ЛКН).

## Регистрация пользователей портала "Личный кабинет недропользователя"

Пользователями портала "Личный кабинет недропользователя" являются сотрудники юридических лиц – российских организаций, выполняющих работы в сфере недропользования и геологического изучения недр. Предоставление доступа к ЛКН осуществляется руководителем юридического лица или лицом, имеющим право действовать без доверенности в отношении организации.

Доступ предоставляется с помощью Единого портала государственных и муниципальных услуг: <https://www.gosuslugi.ru>

Перейти в Личный кабинет недропользователя можно по ссылке: <https://lk.rosnedra.gov.ru>

Вход в ЛКН осуществляется с использованием **Единой системы идентификации и аутентификации** (ЕСИА). Для работы с Личным кабинетом недропользователя необходимо авторизоваться в ЕСИА с использованием учетной записи сотрудника юридического лица или индивидуального предпринимателя, имеющего соответствующий доступ.

Для работы в Личном кабинете недропользователя к учетной записи пользователя в ЕСИА предъявляются следующие требования:

- учетная запись пользователя в ЕСИА должна быть подтверждена;
- пользователь должен авторизоваться как сотрудник юридического лица или индивидуальный предприниматель;
- пользователь должен являться руководителем организации либо быть включен хотя бы в одну из групп доступа системы "ИС ГУ Роснедра" Федерального агентства по недропользованию.

Подробнее об управлении группами доступа можно узнать в разделе 3.5.2.4 "Управление группами доступа" **Руководства пользователя ЕСИА**: <https://digital.gov.ru/ru/documents/6182/>

Адрес электронной почты службы поддержки Личного кабинета недропользователя: [subsoil@rfgf.ru](mailto:subsoil@rfgf.ru)

Заполненная форма подписывается усиленной квалифицированной электронной подписью. Для подачи формы статистической отчетности через ЛКН пользователь должен иметь квалифицированный сертификат ключа проверки электронной подписи, полученный в удостоверяющем центре, аккредитованном в соответствии с требованиями Федерального закона от 06.04.2011 № 63-ФЗ.

Перечень удостоверяющих центров доступен по адресу: <http://minsvyaz.ru/ru/activity/govservices/2/>

**Более подробная информация приведена на сайте ФГБУ "Росгеолфонд"**  
<https://www.rfgf.ru/news/242>

# УЗНАЙТЕ О НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ ВСЕ

## Всероссийская программа повышения квалификации в сфере недропользования при поддержке и участии Минприроды России, Роснедр, Росгеолэкспертизы, ГКЗ

За более чем 15 лет работы мероприятия «ПравоТЭК» стали профессиональной платформой для ведущих специалистов и экспертов нефтегазовой и горнодобывающей отраслей промышленности, а также представителей органов государственной власти. Объединение различных по формату мероприятий — конференций, практических семинаров и мастер-классов — обеспечивает максимальную проработку затронутых тем, возможность непосредственного общения с экспертами-практиками и участия в дискуссиях.



## Мероприятия «ПравоТЭК» в сфере недропользования 2022

9–10 февраля, 21–22 сентября 2022 г.

Практический семинар

**Актуальные проблемы недропользования: лицензирование и смежные вопросы**

11 февраля, 15 апреля, 24 ноября 2022 г.

Практический семинар

**Практика применения норм экологического законодательства при недропользовании**

16 февраля 2022 г.

Мастер-класс

**Правовое обеспечение создания скважин и объектов обустройства месторождений: земельный, градостроительный и учетно-регистрационный аспекты**

17–18 февраля, 6–7 октября 2022 г.

Всероссийский практикум

**Земле-, водо- и лесопользование при недропользовании: изменения в 2022 г.**

2–4 марта, 22–24 июня, 28–30 сентября 2022 г.

Всероссийский практикум

**Налогообложение и бухгалтерский учет в добывающих компаниях**

Март, май, октябрь 2022 г.

Вебинар

**Лицензирование пользования недрами: новые положения по 123-ФЗ и др. вопросы**

13–14 апреля, 7–8 июля 2022 г.

**Всероссийский практикум по недропользованию: проблемы лицензирования**

2–3 июня 2022 г.

Всероссийская конференция

**Геологическая информация в Российской Федерации: регулирование и практика**

21–24 ноября 2022 г.

**8-й Всероссийский форум недропользователей**

РЕКЛАМА

**ИНСТИТУТ**  
www.lawtek.ru  
**ПравоТЭК**

Более подробную информацию о мероприятиях и по спецпроекту «Недра» Вы можете получить на нашем сайте [www.lawtek.ru](http://www.lawtek.ru) или позвонив нам 8 (499) 235-47-88, 8 (499) 235-25-49





РОССИЙСКОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО

РОСГЕО



<https://rosgeo.org/>