

МИНЕРАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ РОССИИ ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

6'2020



MPP

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

МРР

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

www.minresrus.ru

ПОДПИСКА: АО «ЦГЭ»

+7 916 076 07 21, +7 926 216 94 25

+7 916 922 86 82, +7 499 192 80 88 (вн. 7073)

mrr@minresrus.ru | podpiska@minresrus.ru

123298 Москва, ул. Народного Ополчения, 38, корп.3

 РОСГЕОЛОГИЯ | ЦГЭ

ПОДПИСКА НА ВЕДУЩЕЕ ОТРАСЛЕВОЕ ИЗДАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ CONTENTS 6'2020 (174)

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И СЫРЬЕВАЯ БАЗА EXPLORATION AND RAW MATERIALS BASE

- 3–11 **Голубев Ю.К., Гаранин К.В., Кошкарёв Д.А., Голубева Ю.Ю., Шахурдина Н.К.** Состояние и перспективы развития минерально-сырьевой базы алмазов России
Golubev Y.K., Garanin K.V., Koshkarev D.A., Golubeva Yu.Yu., Shakhurdina N.K. State and prospects for the development of the mineral resource base of diamonds in Russia
- 12–20 **Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В., Земнухова Е.А.** Роль трудноизвлекаемых запасов нефти в воспроизводстве сырьевой базы и устойчивом развитии нефтегазового комплекса России
Filimonova I.V., Komarova A.V., Mishenin M.V., Zemnukhova E.A. The role of hard-to-recover oil reserves in the production of the resource base and sustainable development of the oil and gas complex in Russia
- 21–31 **Сенин Б.В., Леончик М.И., Ошерова Н.А.** Сырьевая база нефтегазодобычи Баренцева моря и перспективные направления ее развития
Senin B.V., Leonchik M.I., Osherova N.A. Resource base of oil and gas production in the Barents Sea: current state and development trends
- 32–45 **Прищепа О.М., Куранов А.В., Грохотов Е.И., Нефедов Ю.В., Ибатуллин А.Х.** Уточненная оценка нефтегазового потенциала Тимано-Печорской провинции
Prischepa O.M., Kuranov A.V., Grokhotoev E.I., Nefedov Y.V., Ibatullin A.Kh. Updated assessment of the oil and gas potential of the Timan-Pechora province
- 46–51 **Белов С.В., Фаррахов Е.Г., Вольфсон И.Ф.** Водород как полезное ископаемое
Belov S.V., Farrakhov E.G., Wolfson I.F. Hydrogen as a mineral resource

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ECONOMICS AND MANAGEMENT

- 52–59 **Темнов А.В., Иванова Е.М., Юрьева С.Б.** Роль налогового регулирования в развитии добычи редких металлов
Temnov A.V., Ivanova E.M., Yuryeva S.B. The importance of tax regulation for rare metals mining development
- 60–64 **Давыденков Е.В., Бочков А.С., Боярко Г.Ю.** Стратегия партнерства недропользователей с сервисными подрядчиками геолого-разведочных работ
Davydenkov E.V., Bochkov A.S., Boyarko G.Yu. Subsoil user's partnership strategy with service contractors for geological exploration
- 65–69 **Савельева А.Д., Миляев Д.В., Душенин Д.И.** Формирование информационной основы в целях поиска новых углеводородных объектов
Savelieva A.D., Mylaev D.V., Dushenin D.I. An information base formation for new hydrocarbon objects
- 70–72 **Кузина Е.С.** О проблемах финансирования геолого-разведочных работ в недропользовании
Kuzina E.S. The problems of financing geological exploration in subsoil use

ПРАВОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ
LEGAL SUPPORT

- 73–76 Шамордин Р.О.** Значение правового регулирования комплексного природопользования при разведке и добыче полезных ископаемых
Shamordin R.O. The importance of legal regulation of integrated environmental management in the exploration and production of minerals

РЫНОК МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ
MINERALS MARKET

- 77–79 Белоусова Е.Б.** Тенденции мирового рынка цирконового концентрата
Belousova E.B. Trends of the global zirconium concentrate market

ХРОНИКА СОБЫТИЙ
NEWS

- 80 Рецензия на учебник.** Уланов В.Л. "Управленческий учет и формирование управленческой отчетности компаний энергосырьевого сектора экономики"
- 81–84 Перечень статей,** опубликованных в журнале в 2020 г.
The list of articles published in the Journal in 2020

Фото на обложке: © 2020 ПАО "Газпром нефть"

Научно-технический журнал "Минеральные ресурсы России. Экономика и управление" № 6/2020 (174)
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., Соловьев А.В., Ставский А.П.

СОВЕТ РЕДАКЦИИ:

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

ИЗДАТЕЛЬ: АО "ЦГЭ", Российский геологический холдинг "Росгеология"

Тел: +7 499 192-80-80 | E-mail: cge@cge.ru | <http://cge.rosgeo.com/ru>

РЕДАКЦИЯ: Варламов Д.А. (зав. редакцией), Михин В.Н. (научный редактор),
Кандаурова Н.А. (выпускающий редактор), Кормакова Е.В. (верстка, корректура)

Адрес редакции: АО "ЦГЭ", 123298 Москва, ул. Народного Ополчения, 38, корп. 3,
офис 506 | Тел: +7 499 192-80-80 (доб. 7073), +7 926 216-94-25

E-mail: mrr@minresrus.ru | varlamovDA@cge.ru | www.minresrus.ru

ПОДПИСКА: Тел: +7 916 922-86-82, +7 916 076-07-21 | E-mail: podpiska@minresrus.ru

Подписной индекс в каталоге "Роспечать" 73252

Подписано в печать 10.12.2020

Тираж 1000 экз. Цена – свободная

Отпечатано: ООО "ТИПОГРАФИЯ" | 115477 Москва, ул. Кантемировская, 60

Тел: +7 (495) 730-16-51 | www.tipografia.moscow

Перепечатка материалов только с письменного разрешения редакции, ссылка на журнал "Минеральные ресурсы России. Экономика и управление" обязательна. © "Минеральные ресурсы России. Экономика и управление", 6/2020 (174)

УДК 553.81.042(47+57)

Состояние и перспективы развития минерально-сырьевой базы алмазов России

¹Голубев Ю.К., ²Гаранин К.В., ²Кошкарев Д.А., ¹Голубева Ю.Ю., ²Шахурдина Н.К.¹ Центральный научно-исследовательский геологоразведочный институт цветных и благородных металлов (ЦНИГРИ), Москва² АК "АЛРОСА" (ПАО), Мирный

Рассмотрено состояние и перспективы развития минерально-сырьевой базы алмазов России. На основе анализа структуры запасов и прогнозных ресурсов, а также прогноза по добыче и приросту запасов алмазов, находящихся на балансе Группы АЛРОСА, рассмотрены варианты поддержания текущего уровня добычи алмазов: строительство подземных рудников на действующих месторождениях, вовлечение в эксплуатацию известных месторождений, возможности открытия месторождений в пределах новых и известных алмазоносных районов России.

Ключевые слова: алмазы; запасы; прогнозные ресурсы; добыча; методы поисков.

Россия занимает в настоящее время 1-е место в мире как по запасам алмазов, так и по их добыче (~ 30 % от мировой) и объемам продаж (~ 27 %). Суммарные запасы алмазов России категорий А+В+С₁+С₂ на 01.01.2020 составляют 1093,8 млн кар. Помимо этого, госбалансом учитываются также забалансовые запасы (112 млн кар.) и запасы техногенных месторождений (22 млн кар.). Запасы сосредоточены в 76 месторождениях, из них: 7 – в Архангельской области, 15 – Пермском крае, 1 – Иркутской области, 53 – Республике Саха (Якутия). В распределенном фонде недр находятся 44 месторождения. При этом 93,3 % запасов сосредоточены в коренных месторождениях (24) и 6,7 % – в россыпных (52).

Основные алмазодобывающие предприятия в России – Группа АЛРОСА (АК "АЛРОСА" (ПАО), ПАО "Севералмаз", АО "Алмазы Анабара") и АО "АГД Даймондс". На их балансе числятся 41 месторождение с суммарными запасами категорий А+В+С₁+С₂ 1061,6 млн кар. (97,1 % от суммарных запасов РФ).

На начало 2020 г. на балансе Группы АЛРОСА находятся 34 месторождения алмазов в Республике Саха (Якутия) и 6 – в Архангельской области с суммарными запасами 1114,3 млн кар., из них 998,4 млн кар. (91,3 % от запасов алмазов РФ) категорий А+В+С₁+С₂, забалансовые и запасы техногенных месторождений – 115,9 млн кар. На балансе АО "АГД Даймондс" числится одно месторождение в Архангельской области – трубка им. В. Гриба с суммарными запасами 63,2 млн кар. (5,8 % от запасов алмазов РФ).

Мониторинг состояния минерально-сырьевой базы (МСБ) алмазов свидетельствует о вероятности возникновения негативных тенденций в ее развитии, что неоднократно отмечалось в публикациях [1-6], а также на различных конференциях. За последние

10 лет отношение воспроизводства запасов к добыче составляет 0,84 (по данным ГКЗ); происходит постепенный переход к подземной отработке известных месторождений; в отработку вовлекаются месторождения с низкими содержаниями алмазов. Все эти процессы снижают рентабельность отрасли, а в недалеком будущем возможно сокращение общей добычи алмазов, что приведет к утрате Россией лидирующих позиций в алмазодобыче. Практически все исследователи отмечают, что решение проблем МСБ алмазов возможно только при условии обнаружения новых богатых месторождений. В связи с этим весьма актуальна оценка состояния МСБ алмазов и перспектив обнаружения новых месторождений на территории РФ.

Для понимания возможных тенденций развития МСБ алмазов РФ, в первую очередь с точки зрения поддержания приемлемого уровня добычи, структура запасов алмазов РФ подразделена на 3 основные группы (табл. 1, рис. 1).

К группе 1 относятся вовлеченные в эксплуатацию запасы и запасы в инвестиционной стадии (имеются проектные решения). Динамика истощения запасов этой группы показана на рис. 1А. К указанной группе относятся 55,1 % суммарных запасов Группы АЛРОСА (550,5 млн кар.) и 55,5 % запасов АО "АГД Даймондс" (35,1 млн кар.), что в сумме составляет 53,5 % запасов РФ. Большая часть данных запасов сосредоточена в 14 крупных коренных месторождениях, 3 из которых отрабатываются подземным способом. Запасы данной группы позволяют поддерживать добычу алмазов на уровне 43-25 млн кар./год в течение ближайших 15 лет. Падение добычи ожидается с момента вывода из эксплуатации трубки им. В. Гриба в 2027 г. и далее – с 2030 по 2035 гг. трубок Архангельская, им. Карпинского-1, Заря, Зарница, Юбилейная, россыпей Анабарского, Мало-Ботубинского, Средне-Мар-

Таблица 1. Структура запасов алмазов в зависимости от степени промышленной реализации (по состоянию на 01.01.2020) по данным АК "АЛРОСА" (ПАО) и госбаланса запасов алмазов

Группа	Вид запасов	Запасы по категориям А+В+С ₁ +С ₂	
		Всего, тыс. кар.	В том числе по месторождениям, %
1	Запасы, вовлеченные в эксплуатацию и запасы в инвестиционной стадии (имеются проектные решения)	585 604,5	Удачная (–260/–580)* – 19 %; Мир (–215/–615)* – 14 %; Юбилейная – 12 %; Ботуобинская – 13 %; Айхал (+230/–100)* – 8 %; Верхне-Мунское – 6 %; им. В. Гриба – 6 %; россыпи АО "Алмазы Анабара" – 5 %; Нюрбинская – 4 %; Интернациональная (+85/0; –160/–820)* – 2 %; россыпь Нюрбинская – 3 %; Архангельская – 2 %; им. Карпинского – 1 – 2 %; Майское – 2 %; Заря – 1 %; Зарница – 1 %
2	Запасы, находящиеся в прединвестиционной фазе и обладающие коммерческим потенциалом (ведется проектирование)	193 797,2	Юбилейная (+110/–680)* – 24 %; Мир (–190/–226; –615/–715)* – 17 %; Интернациональная (–820/–1250; 0/–160)* – 16 %; Удачная (–580/–680)* – 14 %; Айхал (–100/–400)* – 11 %; Архангельская (–110/–310) – 9 %; Зарница (+220/+20) – 5 %; россыпь Нюрбинская – 3 %; им. Карпинского – 1 (–54/–206) – 1 %
3	Запасы, по которым не приняты инвестиционные решения, отработка которых малоперспективна, либо требует экономической оценки	314 399,7	Удачная (–680/–1080)* – 21 %; им. М.В. Ломоносова – 17 %; Пионерская – 9 %; им. В. Гриба* – 9 %; Краснопресненская – 8 %; Мир (–140/–190)* – 7 %; Зарница (+220/+20) – 5 %; Ботуобинская (–330/–530) – 5 %; Архангельская (–246/–350) – 4 %; им. Карпинского – 2 (+80/–350) – 4 %; россыпь Солур-Восточная – 2 %; Нюрбинская (–320/–500) – 2 %; им. Карпинского – 1 (–206/–350) – 3 %

Примечание. В скобках – глубина отработки карьерным или подземным (отмечено *) способами.

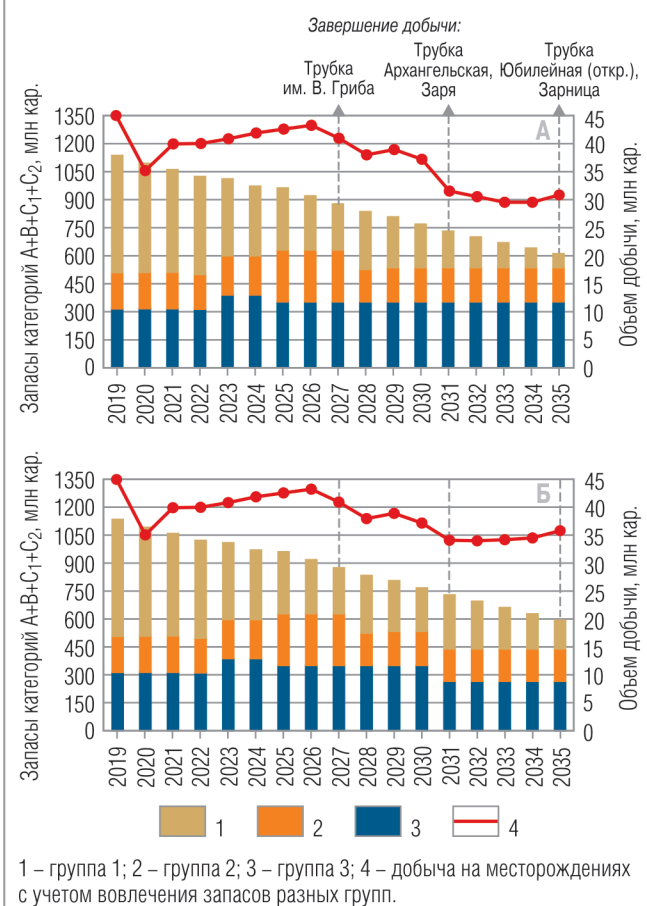
хинского районов Республики Саха (Якутия). Основной ожидаемый прирост запасов по данной группе в ближайшее время может быть обеспечен россыпями Анабарского района в количе-

стве 13,8 млн кар. предприятием Группы АЛРОСА – АО "Алмазы Анабара".

К группе 2 относятся запасы, находящиеся в прединвестиционной фазе и обладающие коммерческим потенциалом (ведется проектирование). Все запасы алмазов данной группы находятся на балансе Группы АЛРОСА (19,4 % балансовых запасов компании или 17,7 % от запасов РФ). Большая часть запасов (81,2 %) – это запасы глубоких горизонтов пяти крупных месторождений под подземную отработку. На трех месторождениях уже имеются действующие подземные рудники, на двух (Мир и Юбилейная) – рассматривается возможность реализации проектов по строительству и эксплуатации рудников. При условии ввода в эксплуатацию рудников в 2028 г. они могут частично компенсировать выбытие из эксплуатации месторождений, отрабатываемых открытым способом (до 6,8 млн кар./год в 2035 г.). Планируемый прирост запасов по данной группе в ближайшие 5 лет может быть обеспечен увеличением подземных запасов трубок Удачная (31), Мир (24), Юбилейная (6) в количестве 61 млн кар. Возможный уровень добычи, при вовлечении запасов данной группы в эксплуатацию показан на рис. 1А.

К группе 3 относятся запасы, по которым не приняты инвестиционные решения и отработка которых малоперспективна либо требует экономической оценки. К данной группе относятся 25,3 % запасов алмазов, находящихся на балансе Группы АЛРОСА, 44,5 % запасов АО "АГД Даймондс", что в сумме составляет 28,8 % от запасов РФ. К этой группе можно отнести также все месторождения, находящиеся в нераспределенном фонде недр (27,6 % от запасов алмазов РФ). На настоящий момент данные запасы (глубоких горизонтов трубок Средне-Мархинского алмазоносного района Якутии – Ботуобинская и Нюрбинская, подземные запасы трубки им. В. Гриба, трубки Краснопресненская, Пионерская, им. М.В. Ломоносова, Дальняя, россыпи Солур-Восточная, III, IV, V очереди россыпи Нюрбинская) имеют наименьшую сте-

Рис. 1. Прогноз добычи и динамика изменения запасов алмазов в России в зависимости от степени промышленной реализации: А – запасы группы 2; Б – запасы группы 3



пень реализуемости. Проекты по ним убыточны в существующих условиях и могут быть реализованы с началом добычи не ранее 2031-2036 гг. при благоприятной экономической конъюнктуре. Ввод в эксплуатацию месторождений данной группы, прежде всего трубок Краснопресненская, им. М.В. Ломоносова, россыпей Солур и III, IV, V очередей россыпи Нюрбинская, начиная с 2031 г., могут обеспечить добычу в 5 млн кар./год к 2035 г. (рис. 1Б).

Поддержание текущего уровня добычи алмазов в ближайшие 15 лет может быть обеспечено только при условии начала строительства рудников на действующих месторождениях уже в ближайшие годы. В противном случае наиболее экономически эффективные запасы группы 1 будут практически полностью исчерпаны к 2035 г., с 2026 г. будет наблюдаться постепенное уменьшение добычи. При этом ввод в эксплуатацию запасов 2-й группы несколько уменьшит спад добычи (см. рис. 1А), к 2030 г. добыча составит 36-38 млн кар., а к 2035 г. снизится до 31 млн кар. Уровень добычи алмазов в количестве 35-37 млн кар./год после 2030 г. может быть обеспечен только при вовлечении в эксплуатацию месторождений 2-й и 3-й групп (см. рис. 1Б).

Согласно прогнозу на предприятиях Группы АЛРОСА предполагаемый уровень добычи на эксплуатируемых месторождениях в 2031-2035 гг. составит 24-27 млн кар., в 2036-2045 гг. – 5-16 млн кар. Добыча с учетом ввода в эксплуатацию месторождений, относящихся к перспективным проектам, в 2031-2035 гг. составит 35-37 млн кар., 2036-2045 гг. – 16-29 млн кар. При этом с 2036 г. компенсировать выбывающие объемы добычи можно будет только за счет открытия и введения в эксплуатацию новых месторождений (рис. 2).

Приведенные показатели рассчитаны по уровню добычи алмазов, который отмечался за последние 5 лет. Мировой кризис приводит к существенной корректировке возможных уровней до-

бычи в сторону уменьшения, а также к уменьшению возможности инвестиций как в строительство рудников, так и геолого-разведочные работы (ГРП). В связи с этим обозначенные временные рамки ожидаемого погашения запасов и уровня добычи будут меняться, но в целом общая обозначенная тенденция сохранится.

При планируемом на данный момент уровне добычи алмазов, суммарное количество запасов к 2035 г. составит примерно 593 млн кар., т.е. практически в 2 раза меньше, чем в настоящее время. При этом большая часть запасов будет сосредоточена в глубоких горизонтах месторождений под подземную отработку, а также в месторождениях, характеризующихся невысокой товарной стоимостью руды, отработка которых на данный момент убыточна.

Таким образом, анализ состояния запасов алмазов показывает, что для поддержания уровня их добычи на современном уровне, а также приемлемого уровня рентабельности отрасли в ближайшее время необходимо открытие новых богатых месторождений, по мнению специалистов Группы АЛРОСА и ФГБУ "ЦНИГРИ", с запасами 300-400 млн кар. Согласно прогнозам, прирост запасов, находящихся на балансе Группы АЛРОСА, в 2020-2035 гг. составит 470 млн кар., в том числе за счет ревизионной оценки известных месторождений – 158 млн кар., а также за счет открытия новых месторождений в известных алмазоносных районах Якутии и Архангельской области, новых районах Иркутской области и Красноярского края – 312 млн кар. (рис. 3).

С учетом того, что обычно от открытия месторождения до его ввода в эксплуатацию проходит не менее 10 лет, времени на открытие новых месторождений практически не осталось. Возможности открытия новых месторождений определяются, в первую очередь, наличием прогнозных ресурсов категорий P_1 и P_2 , которые подразделены нами на 4 группы (табл. 2).

Рис. 2. Прогноз добычи алмазов Группы АЛРОСА в 2020–2045 гг. с учетом перспективных проектов

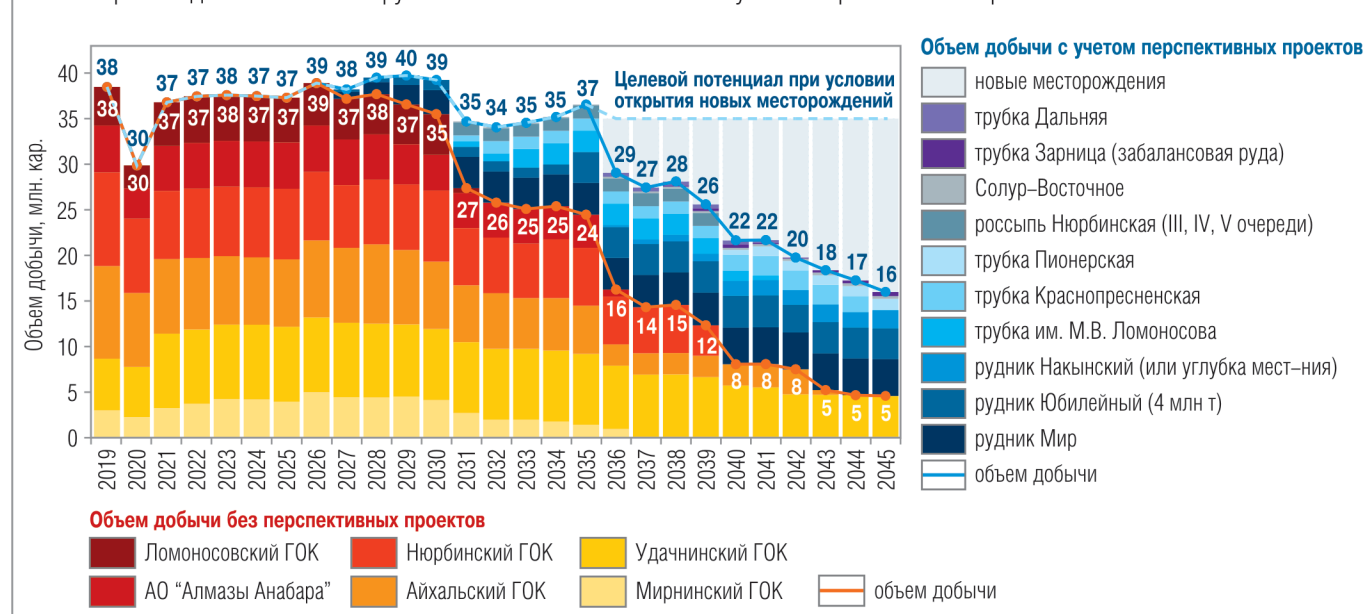
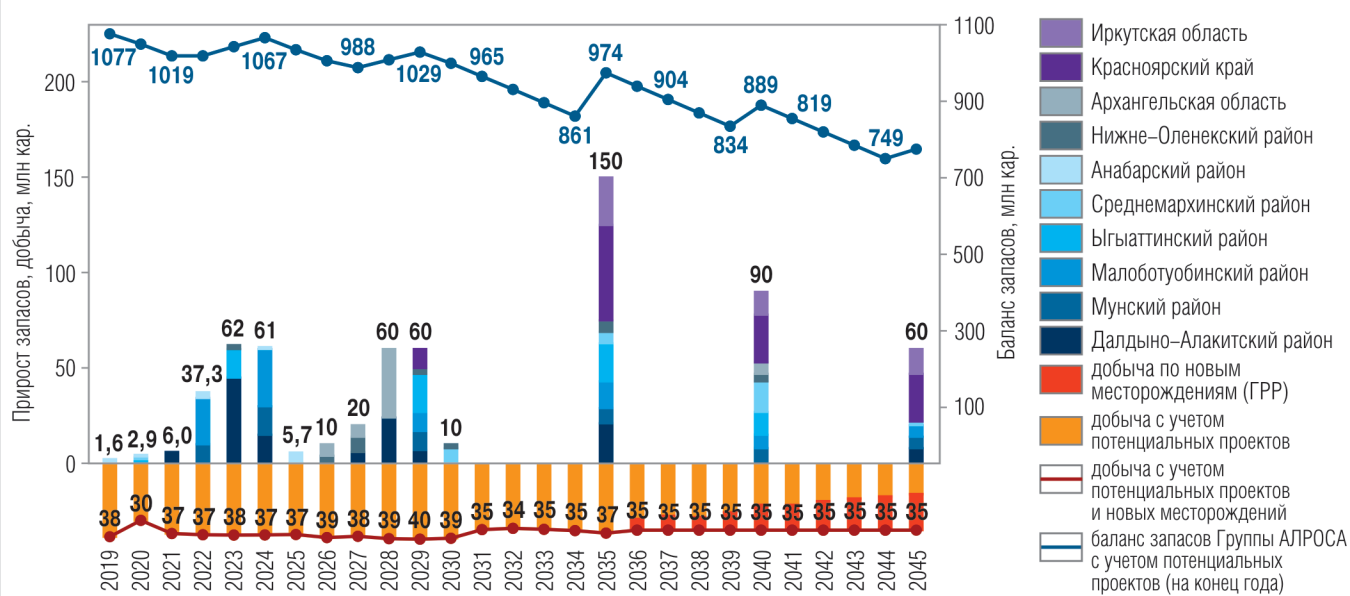


Рис. 3. Баланс запасов Группы АЛРОСА с учетом прироста запасов по районам геологоразведки в 2020–2045 гг.



К первой группе относятся прогнозные ресурсы глубоких горизонтов известных месторождений алмазов. В составе этой группы доминируют ресурсы категории P_1 . В Сборнике прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых РФ на 01.01.2019 к

данной категории, без учета объектов, представленных нетрадиционными источниками и техногенными россыпями, относятся прогнозные ресурсы в количестве 289,9 млн кар. В настоящее время АК "АЛРОСА" (ПАО) совместно с ФГБУ "ЦНИГРИ" прово-

Таблица 2. Структура прогнозных ресурсов алмазов РФ категорий P_1 и P_2 по состоянию на 01.01.2019 и их переоценка по данным АК "АЛРОСА" (ПАО)

Вид прогнозных ресурсов	Объекты	Прогнозные ресурсы, млн кар.			
		по состоянию на 01.01.2019 по категориям		после переоценки по категориям	
		P_1	P_2	P_1	P_2
Глубокие горизонты коренных месторождений	Архангельская область: месторождение им. М.В. Ломоносова. Республика Саха (Якутия): Мир, Интернациональная, Таежная, Ботубинская, Нюрбинская, тело Майское, Удачная, Зарница, Дальняя, Айхал, Комсомольская, Юбилейная, Краснопресненская, Верхне-Мунское месторождения	289,9	0,2	100,6	—
Экономически нерентабельные коренные объекты	Республика Карелия: Кимозеро. Архангельская область: Снегурочка, ЦНИГРИ-Архангельская. Республика Саха (Якутия): Малокуонамская, тело Мархинское, в том числе: новые объекты после переоценки: Сюльдюкарская, Иреляхская, Долгожданная, Радиоволновая, Файнштейновская, им. Соболева, Алакитская, Кылахская, им. Одинцова, Юность, Молодость, Восток, 30 лет Айхала, им. Устинова, им. Щукина, Чукукская	23,2	60	12,9	30,7
Потенциально алмазоносные кусты кимберлитовых тел (без вскрытых объектов)	Республика Саха (Якутия): Мирнинское поле, Накынское поле (Верхнедяхтарский куст), Верхненикабытский куст (Келимйарское поле)		260,5		175,2
Россыпные объекты	Пермская область: Красновишерский район. Республика Саха (Якутия): Малоботубинский, Моркокинский, Ыгыаттинский, Среднемархинский, Мунский, Муно-Тюнгский, Приленский, Нижнеоленинский, Куонамский, Анабарский, Нижне-ленский, Уэле-Уджинский районы	68,4	57,4	67,7	48,3
Всего по РФ		381,4	378,1	181,3	254,2

дит переоценку прогнозных ресурсов высоких категорий (рис. 4). В результате переоценки ресурсы категории P_1 , связанные с глубокими горизонтами месторождений, уменьшатся до 100,6 млн кар. Это связано с тем, что происходит постепенный перевод ресурсов в запасы в ходе доразведки глубоких горизонтов действующих месторождений.

Ко второй группе отнесены прогнозные ресурсы, связанные с объектами, которые с высокой степенью вероятности не будут в обозримом будущем рассматриваться как потенциальные месторождения алмазов – Кимозерское тело метакимберлитов в Республике Карелия, трубки Снегурочка и ЦНИГРИ-Архангельская в Архангельской области, трубки Малокуонамская и тело Мархинское в Республике Саха (Якутия), ряд объектов Далдыно-Алактинского алмазоносного района. Результаты переоценки прогнозных ресурсов объектов этой группы приведены в табл. 2.

В третью группу объединены прогнозные ресурсы категории P_2 , связанные с участками, которые рассматриваются как потенциальные кусты алмазоносных тел. В пределах этих участков алмазоносные тела не вскрыты. В результате выполненного опоскопления предлагается снять часть этих ресурсов (см. табл. 2).

К четвертой группе отнесены прогнозные ресурсы россыпных объектов.

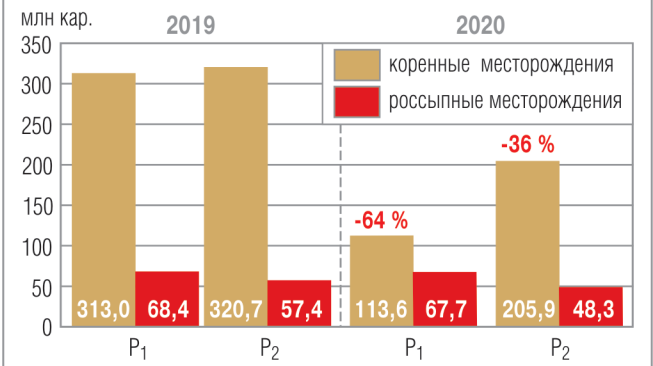
Таким образом, анализ состояния прогнозных ресурсов высоких категорий показывает следующее:

- 1 – ресурсы категории P_1 в основном связаны с глубокими горизонтами известных коренных месторождений, а также с россыпями алмазов;
- 2 – ресурсы категории P_2 в своей основной массе связываются с локальными участками, которые рассматриваются как потенциальные кусты алмазоносных тел, не вскрытых к настоящему времени, а также с россыпями алмазов.

Выполненный анализ свидетельствует о существенном дефиците прогнозных ресурсов алмазов высоких категорий, что не позволяет рассчитывать на открытие алмазных месторождений с запасами не менее 300-400 млн кар. достаточными для решения проблем МСБ алмазов РФ. Как показывает мировая практика, крупные месторождения обнаруживаются, как правило, при проведении поисков в пределах новых территорий. В пределах территории РФ к настоящему времени выделено в разное время, разными организациями 140 объектов – перспективных площадей для постановки поисковых работ на алмазы, из них в пределах 31 площади известны объекты с коренной и россыпной алмазоносностью, на остальных площадях имеются только признаки возможной алмазоносности в виде ореолов рассеяния минералов-индикаторов кимберлитов, россыпей, россыпей алмазов, отдельных находок алмазов. Для большей части этих площадей оценены прогнозные ресурсы алмазов категории P_3 . При этом в количественном выражении ресурсы этой категории превышают известные запасы алмазов мира.

Следует заметить, что, с одной стороны, основное число площадей, рассматриваемых как перспективные для обнаружения

Рис. 4. Изменение состояния прогнозных ресурсов алмазов России категорий P_1 , P_2 после переоценки Группы АЛРОСА на 01.01.2020 г. (без учета прогнозных ресурсов техногенных россыпей и нетрадиционных источников алмазов)



алмазных месторождений, имеет весьма значительные размеры – от 5000 км² и более. В то же время поисковые работы на алмазы следует проводить на площадях, локализованных как прогнозируемые кимберлитовые поля, размером 1500-2000 км². С другой стороны, далеко не все площади характеризуются наличием однозначных прямых признаков алмазоносности [7].

В связи с этим уже неоднократно на разных совещаниях и конференциях ставился вопрос о необходимости проведения работ по переоценке ресурсов категории P_3 и выявлении на этой основе площадей, наиболее перспективных для обнаружения алмазных месторождений. Переоценку ресурсов категории P_3 целесообразно провести в ходе работ по актуализации карт прогноза алмазоносности масштаба 1:1 000 000.

В ходе подобных работ представляется возможность провести оценку обоснованности выделения перспективных площадей, в первую очередь с точки зрения оценки наличия прямых признаков алмазоносности в виде ореолов минералов-индикаторов кимберлитов (ИМК), находок алмазов, непосредственно связанных с конкретной площадью, а также рекомендовать проведение ГРП различных стадий.

В настоящее время, исходя из известных фактов, всю совокупность территорий, рассматриваемых как перспективные на обнаружение коренных месторождений алмазов, можно разделить на 3 основные группы:

- наиболее перспективные территории, в пределах которых известны россыпи алмазов, а также территории, где обнаружены слабо алмазоносные кимберлитовые тела;
- территории со средней степенью перспективности, к ним относятся районы, где известны россыпей проявления алмазов, а также ореолы ИМК с находками пиропов алмазной ассоциации;
- большинство площадей, которые можно рассматривать как площади с неочевидными перспективами обнаружения месторождений алмазов.

К первой группе наиболее перспективных территорий относится Арктическая зона Якутии, где на площади свыше 400 тыс. км² открыто около сотни россыпей и россыпных проявлений алмазов с запасами несколько десятков миллионов карат, что позволяет отнести их к категории уникальных. Коренные источники данных россыпей до настоящего времени не установлены и нет однозначной точки зрения о типе этих источников [8].

В 2015 г. ЦНИГРИ завершил работы по государственному контракту по объекту "Поисковые работы на выявление нетрадиционных для России месторождений алмазов триасового возраста на севере Оленекского поднятия (Республика Саха (Якутия)". В результате работ было локализовано прогнозируемое Келим-Ярское кимберлитовое поле, вскрыты кратерные части двух тел щелочно-ультраосновного состава, представленные вулканогенно-осадочными породами, сформированными, вероятнее всего, в условиях кратерного маара. С участком, где были вскрыты данные тела, связана богатая россыпь алмазов долины р. Никабыт, к нему примыкает также наиболее богатый участок россыпи алмазов в прибрежно-морских осадках булунканской свиты рэтского яруса верхнего триаса. В аллювиальной россыпи и в осадках триаса алмазы по своим морфологическим типам идентичны алмазам из аллювиальных россыпей Арктической зоны Якутии (Эбеляхский тип). Данные факты позволили предполагать, что были вскрыты потенциальные коренные источники алмазов этого типа [9].

К первой группе также можно отнести территорию Алданского щита в Якутии, где работами АО "Якутскгеология" были вскрыты кимберлитовые трубки, в составе которых выявлены микроалмазы. Промышленно алмазоносных трубок не обнаружено. В то же время нельзя исключать тот факт, что при проведении дальнейших работ удастся выявить алмазоносные объекты с промышленными содержаниями. К сожалению, до сих пор не выполнена локализация площади ранга прогнозируемого кимберлитового поля, что затрудняет планирование дальнейших ГРП.

Ко второй группе можно отнести перспективные площади в Иркутской области и в Красноярском крае, где известны многочисленные россыпепроявления алмазов, а также ореолы МИК [10-14].

Территории Иркутской области и Красноярского края довольно равномерно охвачены работами первой стадии регионального геологического изучения недр и прогнозирования месторождений алмазов в масштабах 1:500 000, 1:1 500 000. В границах наиболее перспективных районов проведены работы второй стадии – комплексное геологическое изучение и прогнозирование месторождений алмазов в масштабе 1:200 000. Составлены карта прогноза коренной и россыпной алмазоносности южной части Сибирской платформы масштаба 1:2 500 000 (Институт геологии и минералогии и Институт земной коры СО РАН) и карта прогноза коренной и россыпной алмазоносности Иркутской области масштаба 1:1 000 000 с утвержденными в МПР РФ прогнозными ресурсами категории Р₃ в 212 млн кар. (ФГУП "Ир-

кутскгеология" (ныне АО "Иркутскгеофизика"), Институт земной коры СО РАН).

Оба указанных региона, с точки зрения алмазопроисхождения работ, характеризуются более сложным геологическим строением, чем Якутская провинция. В частности, отмечается более широкое развитие траппового магматизма пермо-триасового возраста, в том числе, долеритовых силлов мощностью от 100 м и более, часто располагающихся один над другим (Иркутская область), долеритовых штоков, лакколитов, жил, даек (Красноярский край), а также широкое распространение вулканогенно-осадочных образований. При этом имеющиеся данные позволяют утверждать, что в пределах, по крайней мере, Иркутской области достаточно широко был развит трапповый вулканизм нижне-, среднепалеозойского возраста, о чем свидетельствует присутствие в составе тушамской свиты карбона туфогенного материала, а также обломков долеритов. Данное обстоятельство существенно сокращает временной интервал проявления кимберлитового (алмазоносного) магматизма в пределах Иркутской области. Геологически открытые части регионов характеризуются мощным (до 20 м) развитием делювиально-элювиальных отложений из-за более терригенного и, как следствие, менее устойчивого к выветриванию состава пород кимберлитовмещающего цоколя.

К настоящему времени по комплексу предпосылок и признаков в юго-западной части Сибирской платформы выделены Присаянский, Чуно-Бирюсинский, Муромовский, Илим-Катангский, Нижне-Тунгусский и Тынчанский потенциально алмазоносные районы [10, 11, 13, 14], которые характеризуются различиями:

- по проявлению разновозрастного мантийного магматизма;
- закономерностям размещения и условиям формирования осадочных коллекторов индикаторных минералов;
- типоморфизму алмазов и парагенетических ассоциаций ИМК.

По данным различных авторов [10, 11], здесь имеются возможности открытия коренных и россыпных источников алмазов с промышленными параметрами. Данные представления основываются на том, что на юге Сибири известны россыпепроявления алмазов, многочисленные находки ИМК. Известны маломощные жилы щелочно-ультраосновного состава с барофильной минерализацией, присутствие в которых высокохромистых шпинелидов и пиропов дунит-гарцбургитового парагенезиса указывает на их возможную связь с россыпной алмазоносностью региона. Наличие дайковых или жильных неалмазоносных тел кимберлитов или тел с убогой алмазоносностью подтверждается химическим составом пироповых гранатов и морфогенетическими характеристиками алмазов из руслового аллювия.

В то же время анализ геолого-геофизических предпосылок, определяющих потенциальную возможность локализации здесь прогнозируемого кимберлитового поля, на сегодняшний день не позволяет рассчитывать на обнаружение здесь крупных ал-

мазоносных коренных источников алмазов с промышленными содержаниями.

С точки зрения специалистов АК "АЛРОСА" (ПАО), Красноярский край выглядит более перспективным на обнаружение проявлений кимберлитового магматизма, так как в его пределах присутствуют проявления щелочных ультраосновных пород, представленные кимберлитовыми трубками Хоркич и Тайга.

Кроме того, в пределах и на периферии Чадобецкого поднятия, развит одноименный комплекс ультраосновных щелочных пород мезозойского возраста (флогопит-пироксеновые, флогопит-оливиновые и монтчеллитовые пикриты, оливиновые мелилититы, кальцитовые и доломитовые карбонатиты, слюдяные и мелилитовые кимберлиты и др.). Наличие в пределах Чадобецкого комплекса трубчатых объектов, представленных породами с автолитовым строением, слагающих их брекчий может также являться дополнительным магматическим критерием возможностей обнаружения здесь алмазных месторождений, несмотря на то, что указанные объекты имеют возраст непродуктивных кимберлитов Якутской провинции.

По результатам прогнозных построений в пределах Красноярского края выделено 4 перспективных объекта ранга "кимберлитовое поле" – Бирайское, Хушмуканское, Шушукское и Мирюга-Тарыдакское. Прогнозные ресурсы коренных алмазов категории P_3 для Красноярского края оценены по аналогии с известными кимберлитовыми полями, включая средние параметры известных коренных месторождений алмазов Якутской алмазоносной субпровинции. Суммарные ресурсы оцениваются по категории P_3 по коренным объектам прогнозирования в 285 млн кар., по россыпным – 5 млн кар.

Основные перспективы алмазоносности Красноярского края традиционно связываются с Тарыдакской площадью, где известна Тычанская непромышленная аллювиальная россыпь алмазов. Считается, что данная россыпь была сформирована за счет размыва отложений тычанской свиты карбона, являющейся промежуточным коллектором алмазов.

В конце 1990-х гг., а также в 2012-2014 гг. ОАО "Красноярскгеосъемка" (ныне АО "Сибирское ПГО", входящее в состав АО "Росгеология") выполнило работы по поискам коренных месторождений алмазов в пределах Тарыдакской площади. В ходе этих работ были заверены магнитные аномалии трубчатого типа, которые рассматривались как потенциально связанные с кимберлитовыми трубками. В результате были вскрыты только вертикально стоящие тела долеритов. Подобный результат работ показал крайнюю сложность проведения работ на алмазы в поисковых обстановках Красноярского края и необходимость разработки эффективного поискового комплекса.

В целом, исходя из уровня геолого-геофизической изученности, а также имеющихся данных по наличию прямых признаков алмазоносности в виде россыпей и россыпепроявлений алмазов наиболее предпочтительной территорией для проведения поис-

ков алмазных месторождений на юге Сибири представляется территория Красноярского края.

Для получения ответа на вопрос о наличии здесь коренных месторождений алмазов необходимо проведение следующего комплекса исследований:

1. Прогнозно-минерагенические работы (ПМР) масштаба 1:500 000 с целью ревизионной оценки перспектив алмазоносности и локализации площадей ранга прогнозируемых кимберлитовых полей и на этой основе переоценки прогнозных ресурсов категории P_3 . В состав данных работ должны входить следующие виды исследований:

- ревизионное глубинное структурно-геофизическое, а также структурно-тектоническое районирование территории как основы локализации прогнозируемых кимберлитовых полей с проведением на отдельных, наиболее перспективных площадях сейсморазведки МОВ-ОГТ 2D для уточнения позиции прогнозируемых кимберлитовых полей;
- палеогеографические исследования докембрийских, палеозойских, мезозойских и четвертичных терригенных коллекторов алмазов с целью выяснения условий их формирования и оценки дальности переноса кимберлитовых минералов от коренных источников;
- опытно-методические работы по определению комплекса наземных геофизических методов, нацеленных на выявление аномалий, которые с максимальной степенью эффективности позволят выявлять объекты для постановки буровых заверочных работ.

2. Поисковые работы на площадях, признанных наиболее перспективными по результатам ПМР с целевым назначением вскрытия кимберлитовых тел и оценки прогнозных ресурсов алмазов категорий P_2 и P_1 . В состав данных работ должны входить следующие виды исследований:

- глубинное геологическое картирование путем бурения структурно-картировочных и поисковых скважин в комплексе с геофизическими исследованиями скважин (ГИС). Создание опорной сети структурно-поисковых скважин с комплексом ГИС и специального опробования;
- детальное литолого-фациальное картирование дочетвертичных терригенных толщ, содержащих в своем составе алмазы и другие ИМК с упором на изучение особенностей седиментации при их формировании, что позволяет предполагать дальность транспортировки ИМК от потенциальных коренных источников;
- проведение аэромагнитной съемки масштабов 1:5000 – 1:10 000 в зависимости от особенностей поисковой обстановки;
- комплекс наземных геофизических работ на основе выполненных опытно-методических работ с целью уточнения положения геофизической аномалии трубчатого типа и определения мест заложения заверочных скважин;

- бурение заверочных скважин с целью вскрытия кимберлитовых тел с последующим их опробованием на алмазность.

ГРП относятся к стадии опережающих работ и должны проводиться в первую очередь за счет государства. Поисковые работы, наиболее дорогостоящие, выполняются в дальнейшем потенциальными недропользователями.

Следует отметить, что в последние годы финансирование ГРП за счет федерального бюджета находится на критическом уровне. Например, с 2015 г. на территории Республики Саха (Якутия) при проведении работ на твердые полезные ископаемые, в том числе на алмазы, оно снизилось на 57 % – с 1,6 до 0,7 млрд р. в 2018 г. Этого крайне недостаточно для эффективного восполнения выбывающих запасов и развития МСБ.

Выход из создавшегося положения видится в разработке программ государственно-частного партнерства (ГЧП) на стадии проведения региональных работ, направленных на локализацию площадей для постановки поисковых работ на алмазы. Основная их задача – получение прямых признаков алмазности в виде ореолов ИМК, россыпей (россыпепроявлений) алмазов, доказанно связанных с конкретной площадью. Развитию этих работ мешает отсутствие соответствующей законодательной базы, которая предусматривала бы приоритет в получении лицензии на поиски месторождений алмазов компаниями, участвующими в партнерстве, которые могли бы провести на основе ГЧП соответствующие региональные работы с результатами, свидетельствующими о наличии или отсутствии потенциального месторождения.

Кроме того, в последние годы были приняты нормативные акты, которые не позволяют вести поисковые работы на алмазы в пределах территорий, где выданы лицензии на проведение поисков других типов полезных ископаемых. Особенно это касается лицензий на углеводородное сырье, хотя месторождения углеводородов и алмазов значимо разнятся по глубине и методике отработки. В результате, в настоящее время потеряна возможность проведения алмазопроисловых работ на территориях с весьма высоким потенциалом открытия месторождений алмазов.

Группа АЛРОСА крайне заинтересована в осуществлении проектов на основе принципа ГЧП, для практической реализации которых необходимо решение ряда принципиальных вопросов, включая выработку механизмов и инструментов партнерства, принятие соответствующего пакета нормативно-правовых актов, так как, исходя из ответа Минэкономразвития России на поручение Правительства РФ от 20.12.2019 подготовить предложения по данному вопросу, реализация ГРП в форме ГЧП в соответствии с действующим законодательством не представляется возможной.

Резюмируя сказанное, следует отметить следующее:

1. В МСБ алмазов РФ существуют значительные проблемы, которые могут привести к снижению уровня алмазодобычи в ближайшее время.

2. Для решения проблем восполнения МСБ алмазов, с одной стороны требуется увеличение объемов поисковых работ, с другой, – наблюдается существенный дефицит площадей под постановку поисковых работ на алмазы, где с достаточно высокой степенью вероятности можно ожидать обнаружение месторождений с достаточно с высоким уровнем запасов (не менее 300-400 млн кар.).

3. Для обоснования площадей под постановку поисковых работ на алмазы требуется проведение опережающих геолого-геофизических исследований в рамках прогнозно-минерогенических работ, необходимость которых неоднократно обсуждалась, но до сих пор решения об их проведении так и не было принято.

4. Крайне важно принятие нормативно-правовых актов, предусматривающих возможность реализации на практике принципа ГЧП при проведении ГРП, что повысит интерес частных инвесторов к инвестициям в поиски новых месторождений алмазов.

Л и т е р а т у р а

1. Ваганов В.И., Голубев Ю.К. Перспективы алмазности европейской части России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 1997. – № 4. – С. 6-10.
2. Голубев Ю.К., Ваганов В.И. Алмаз на грани дефицита // Металлы Евразии. – 2011. – № 1. – С. 47-51.
3. Голубев Ю.К., Ваганов В.И. Состояние, проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы алмазов России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2008. – № 6. – С. 8-13.
4. Голубев Ю.К., Ваганов В.И., Митюхин С.И. Состояние и перспективы воспроизводства минерально-сырьевой базы алмазодобывающей промышленности России // Региональная геология и металлогения. 2005. – № 26. – С. 37-45.
5. Голубев Ю.К., Митюхин С.И. Алмазность России – актуальные задачи геологоразведочных работ // Руды и металлы. – 2004. – № 1. – С. 17-21.
6. Михайлов Б.К., Голубев Ю.К., Митюхин С.И. Состояние и перспективы расширения алмазодобывающей промышленности России // Эффективность прогнозирования и поисков месторождений алмазов: прошлое, настоящее и будущее (Алмазы-50). – СПб: ВСЕГЕИ, 2004. – С. 234-237.
7. Дукардт Ю.А., Борис Е.И. Проблема происхождения алмазносных кимберлитов // Геология алмазов – настоящее и будущее. – Воронеж: Изд-во ВГУ, 2005. – С. 64-72.
8. Голубев Ю.К. Перспективы создания новой минерально-сырьевой базы алмазов в арктической зоне Якутии // Руды и металлы, – 2015. – № 1. – С. 36-44.
9. Голубев Ю.К., Прусакова Н.А., Лукьянова Л.И. Опыт выявления возможных коренных источников алмазных россыпей Арктической зоны Якутии // Отечественная геология. – 2017. – № 1. – С. 54-67.
10. Барышев А.С., Егоров К.Н., Кошкарев Д.А. Алмазносные субпровинции, зоны и прогнозные площади юга Сибирской платформы // Отечественная геология. – 2008. – № 3. – С. 22-29.
11. Барышев А.С., Егоров К.Н., Кошкарев Д.А. Минерогенические зоны юга Сибирской платформы // Известия СО РАН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2009. – Вып. 1(34). – С. 49-63.
12. Дукардт Ю.А., Пелецкая Е.Н., Борис Е.И. Геодинамическое районирование кристаллического фундамента Якутской алмазносной про-

винции // Проблемы прогнозирования, поисков и изучения месторождений полезных ископаемых на пороге XXI века (Материалы регион. науч.-практ. конф. "Актуальные проблемы геологической отрасли АК "АЛРОСА" и научно-методическое обеспечение их решений, посвященной 35-летию ЯНИГП ЦНИГРИ АК "АЛРОСА"). – Воронеж: Изд-во ВГУ, 2003. – С. 57-60.

13. Перспективы коренной и россыпной алмазности юго-западной части Сибирской платформы / К.Н. Егоров, Н.Н. Зинчук, С.Г. Мишенин [и др.] // Геологические аспекты минерально-сырьевой базы акционерной компании "АЛРОСА": современное состояние, перспективы, решения. – Мирный, 2003. – С. 50-85.

14. Оценка перспектив коренной алмазности юга Сибирской платформы (Муро-Ковинский алмазоносный район) / К.Н. Егоров, С.Г. Мишенин, А.П. Секерин [и др.] // Проблемы прогнозирования, поисков и изучения месторождений полезных ископаемых на пороге XXI в. – Воронеж: Изд-во ВГУ, 2003. – С. 524-530.

State and prospects for the development of the mineral resource base of diamonds in Russia

¹Golubev Y.K., ²Garanin K.V., ²Koshkarev D.A., ¹Golubeva Yu.Yu., ²Shakhurdina N.K.

¹ Central Research Institute of Geological Prospecting for Base and Precious Metals, Moscow, Russia

² Public Joint Stock Company "ALROSA", Mirny, Russia

The state and development prospects of the mineral resource base of diamonds in Russia are considered. Based on the analysis of the structure of reserves and inferred resources, as well as the fore-

cast for the production and growth of diamond reserves on the balance sheet of the ALROSA Group, options for maintaining the current level of diamond production were considered: construction of underground mines at existing deposits, involvement in the exploitation of known deposits, the potential of discovering deposits within new and known diamondiferous regions of Russia.

Key words: diamonds; stocks; forecast resources; mining; prospecting of diamonds.

ГОЛУБЕВ Юрий Конкордьевич, заведующий отделом алмазов, кандидат геолого-минералогических наук, diamond@tsnigri.ru

ГАРАНИН Константин Викторович, главный геолог, кандидат геолого-минералогических наук, GaraninKV@alrosa.ru

КОШКАРЕВ Денис Анатольевич, начальник отдела прогноза управления минерально-сырьевой базы, кандидат геолого-минералогических наук, KoshkarevDA@alrosa.ru

ГОЛУБЕВА Юлия Юрьевна, ведущий научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук, jugolubeva@gmail.com

ШАХУРДИНА Надежда Константиновна, старший научный сотрудник прогнозно-методологического отдела НИГП, ShakhurdinaNK@alrosa.ru

© Голубев Ю.К., Гаранин К.В., Кошкарёв Д.А., Голубева Ю.Ю., Шахурдина Н.К.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 6'2020

УКАЗ ПРЕЗИДЕНТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

О награждении государственными наградами Российской Федерации

За заслуги в области геологии и многолетнюю добросовестную работу
присвоить почетное звание

«ЗАСЛУЖЕННЫЙ ГЕОЛОГ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

ГОЛУБЕВУ Юрию Конкордьевичу – заведующему отделом геологии алмазов федерального государственного бюджетного учреждения «Центральный научно-исследовательский геологоразведочный институт цветных и благородных металлов», город Москва.

Президент
Российской Федерации **В.Путин**

Москва, Кремль
19 мая 2020 года
№ 330

ГОСУДАРСТВЕННАЯ
НАГРАДА

Роль трудноизвлекаемых запасов нефти в воспроизводстве сырьевой базы и устойчивом развитии нефтегазового комплекса России*

^{1,2}Филимонова И.В., ^{1,2}Комарова А.В., ^{1,2}Мишенин М.В., ^{1,2}Земнухова Е.А.

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

² Новосибирский государственный университет, Новосибирск

Исследованы вопросы современного состояния объема финансирования геолого-разведочных работ и стоимости подготовки запасов углеводородов. Дан анализ динамики распределения извлекаемых запасов нефти, объемов и эффективности геолого-разведочных работ на месторождениях, открытых за последние годы. Исследованы характеристика и динамика добычи отдельных категорий трудноизвлекаемой нефти по регионам.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; воспроизводство запасов; Арктика; Восточная Сибирь; НДПИ; баженовская свита; тюменская свита; битуминозная нефть; высокосернистая нефть; низкопроницаемые коллектора; сверхвязкая нефть.



ФИЛИМОНОВА Ирина Викторовна,
заведующая Центром экономики
недропользования нефти и газа,
профессор, доктор экономических наук



МИШЕНИН Михаил Владимирович,
старший научный сотрудник,
доцент, кандидат экономических наук



КОМАРОВА Анна Владимировна,
старший научный сотрудник,
доцент, кандидат экономических наук



ЗЕМНУХОВА Екатерина Андреевна,
младший научный сотрудник

Важнейшим событием развития нефтегазового комплекса России стало утверждение Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации (утв. Указом Президента РФ от 13.05.2019 № 216) и Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года (утв. распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 № 1526-р). Документы обозначают стратегические цели, принципы и задачи национальной энергетической политики, среди которых важное место занимают вопросы воспроизводства минерально-сырьевой базы (МСБ) и добычи углеводородов (УВ) на уровнях, необходимых для устойчивого обеспечения потребителей энергоресурсами, укрепления позиций Рос-

сии на мировом энергетическом рынке и сохранения энергетической безопасности страны.

Одними из важнейших задач устойчивого развития нефтегазового комплекса России в этих документах названы введение в экономический оборот трудноизвлекаемых запасов (в том числе баженовской свиты), а также создание технологических полигонов для отработки технологий рентабельной добычи УВ из трудноизвлекаемых запасов.

Первое понятие трудноизвлекаемых запасов нефти было описано отечественными геологами еще в 1960-1970 гг., в период поиска и разведки крупнейших запасов нефти, залегающих в баженовской, абалакской и фроловской свитах. Одна из первых

* Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научных проектов № 18-010-01032, № 20-010-00699 и № 20-310-90059.

классификаций трудноизвлекаемых запасов нефти была сформулирована в 1994 г. Н.Н. Лисовским и Э.М. Халимовым [1, 2]. Основанием для нее послужили граничные значения по геологическим и технологическим факторам, удаленность от существующих центров добычи – аномальная по характеристикам нефть, низкопроницаемые коллекторы, нефть выработанных месторождений, нефть низкопродуктивных пластов, удаленность от инфраструктуры. Позднее элементы данной классификации были отражены в системе льгот по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Приказ МПР РФ от 13.02.1998 № 41 сформулировал временные критерии отнесения запасов к трудноизвлекаемым. Так, трудноизвлекаемыми следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с затратами при традиционно используемых способах [3].

Угрозой роста добычи трудноизвлекаемых запасов нефти является формирование "выпадающих" доходов из федерального бюджета, снижение ценовых конкурентных преимуществ реализуемого УВ, повышение капиталоемкости проектов освоения новых нефтегазоносных территорий. Но вместе с тем поиск, разведка и освоение трудноизвлекаемых запасов способны вывести отечественную нефтегазовую и смежные отрасли на новый уровень технологического развития, обеспечить существенный мультипликативный эффект сопутствующим производствам, организовать новые рабочие места и инфраструктуру.

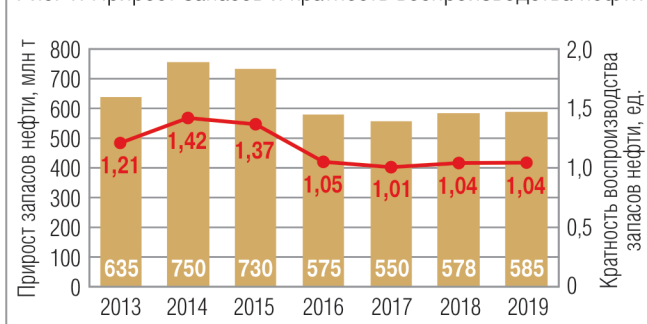
Общепромышленные тенденции воспроизводства МСБ

Устойчивость работы добывающих отраслей в значительной мере зависит от объемов подготовки и качества МСБ, параметров процесса воспроизводства запасов. Однако в последние десятилетия в России наблюдается устойчивое ухудшение качественных и горно-геологических характеристик сырьевой базы [4].

Прирост запасов нефти и газового конденсата в результате проведения геолого-разведочных работ (ГРП) за счет средств государства и недропользователей в 2019 г. по данным Роснедра составил 585 млн т (рис. 1), значительный вклад в воспроизводство сырьевой базы внесла разведка Пайяхского нефтяного месторождения на севере Красноярского края.

В период с 1991 по 2004 г. наблюдалось устойчивое снижение темпов подготовки сырьевой базы нефти, в 2004 г. прирост запасов составил всего 218 млн т, или 47 % от текущего уровня добычи нефти в стране. Однако с ростом мировых цен на нефть и необходимостью восполнения сырьевой базы темпы прироста запасов начали расти, и в 2008 г. впервые за 15 лет объем подготовки новых запасов соответствовал уровню текущей добычи нефти (500 млн т). В дальнейшем, вплоть до 2010 г., наблюдалось устойчивое превышение прироста запасов нефти над добычей, что обеспечивало расширенное воспроизводство МСБ с кратностью до 1,5 в 2010 г.

Рис. 1. Прирост запасов и кратность воспроизводства нефти



С 2010 г. наметилась тенденция на постепенное снижение темпов подготовки сырьевой базы нефти, особенно в период 2014-2018 гг., но кратность воспроизводства поддерживалась на уровне 1,0.

В последние годы меняется характер воспроизводства сырьевой базы УВ, который с момента упразднения в 2002 г. целевого бюджетного фонда воспроизводства МСБ определяется целями и стратегическими ориентирами недропользователей как основных инвесторов в ГРП на протяжении последних 15 лет. Компании ежегодно обеспечивают прирост запасов нефти в объеме, необходимом только для восполнения текущей добычи, поскольку волатильность нефтяных цен и параметров фискальной политики не располагают к долгосрочным и рискованным инвестициям в расширенное воспроизводство МСБ.

В соответствии с государственной программой "Воспроизводство и использование природных ресурсов" до 2024 г. приоритетными направлениями ГРП будут Восточно-Сибирская и Западно-Сибирская нефтегазоносные провинции (преимущественно вдоль трасс магистральных нефтепроводов "Восточная Сибирь – Тихий океан" и газопровода "Сила Сибири"), континентальный шельф РФ и оценка нефтегазоносного потенциала трудноизвлекаемых запасов УВ сырья.

Перспективными направлениями прироста трудноизвлекаемых запасов нефти и газа являются осадочные бассейны российского шельфа Северного Ледовитого океана; слабоизученные провинции, например, Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция; разведанные крупные месторождения на севере Западной Сибири, а также глубокозалегающие юрские и ачимовские отложения; уникальные ресурсы нефти баженновской свиты; остаточные запасы уникальных и крупных месторождений; высоковязкие нефти месторождений Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций; поиски, разведка и разработка мелких, мельчайших и средних месторождений в зрелых нефтегазоносных бассейнах.

Эффективность воспроизводства МСБ

Критериями оценки эффективности воспроизводства МСБ, наряду с показателем кратности воспроизводства, являются эффективность поисково-разведочного бурения (т.е. прирост запасов условных УВ на 1 м бурения поисковых и разведочных скважин, т/м) и стоимость подготовки этих запасов (р./т).

Эффективность поисково-разведочного бурения в настоящее время составляет 768 т/м и с 2016 г. имеет тенденцию к снижению. В период 1991-2001 гг. эффективность поисково-разведочного бурения варьировалась около 500 т/м, а с 2002 г. начала устойчиво расти до 1728 т/м в 2015 г. (рис. 2). Этому способствовало, во-первых, переоценка запасов уже открытых месторождений, а во-вторых, – увеличение точности интерпретации данных сейсморазведочных работ для прогнозирования перспективных зон нефтегазонакопления и бурения скважин.

В условиях ухудшения ценовой конъюнктуры нефтяные компании проводят корректировку инвестиционных программ и в первую очередь сокращают затраты на ГРП. Последствия политики рестрикций финансирования воспроизводства МСБ демонстрирует снижение объемов глубокого поисково-разведочного бурения в 2009 г. и 2015-2016 гг. Очевидно, что следствием кризиса 2020 г. будут низкие значения параметров воспроизводства МСБ в последующие несколько лет.

Ежегодно наблюдается рост финансирования ГРП в текущих ценах, однако одновременно растут и цены на геофизические и буровые работы, снижается эффективность бурения. Основной вклад вносят компании-недропользователи, на долю которых приходится до 97 % объема финансирования ГРП на УВ сырье. За счет федерального бюджета реализуются региональные работы, включающие бурение опорных и параметрических скважин, а также сейсморазведочные профили. Стоимость подготовки запасов УВ ежегодно возрастает и в 2019 г. составила 260 р./т (рис. 3).

Рис. 2. Объем и эффективность поисково-разведочного бурения

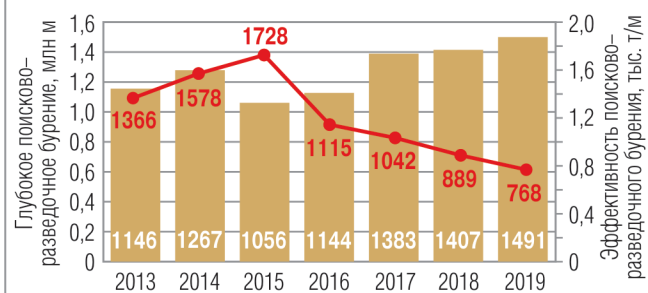
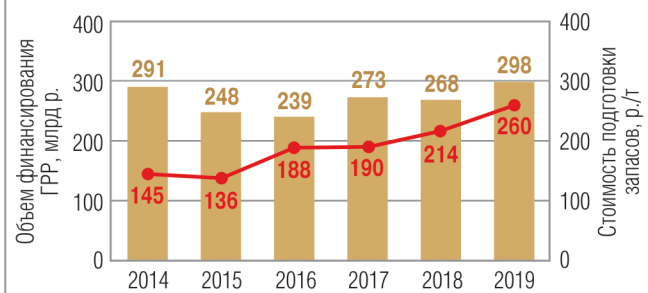
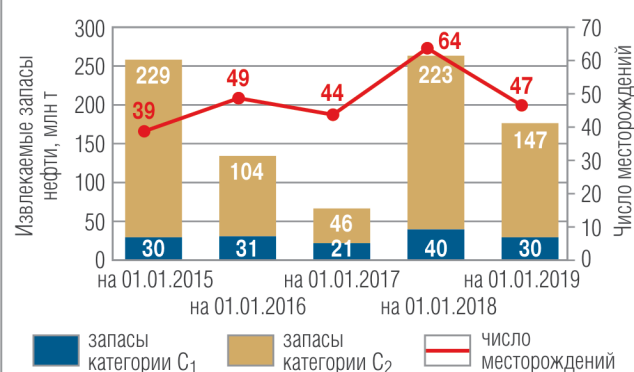


Рис. 3. Объем финансирования ГРП и стоимость подготовки запасов углеводородов (составлено по формам 7-ГР и 2-ГР за 2014–2019 гг. статистической отчетности Роснедр)



Процесс воспроизводства МСБ также осложняется постоянным обновлением санкций, что ограничивает доступ к относительно дешевому капиталу западных банков и, как следствие, вынуждает компании привлекать инвестиции через продажу долей в уставном капитале успешно развивающихся проектов, например в Восточной Сибири [5], а также ограничивает возможность передачи компонентов и технологий для добычи на шельфе и освоении трудноизвлекаемых запасов. Этот аспект чрезвычайно актуален для Восточной Сибири, поскольку под трудноизвлекаемые запасы попадает разработка карбонатных отложений преобразованного, усть-кутского, ербогаченского, осинского горизонтов Непско-Ботубинского района, с которыми связаны основные приросты предварительно оцененных запасов в восточно-сибирском регионе.

Рис. 4. Распределение извлекаемых запасов нефти месторождений, открытых с 2014 г.

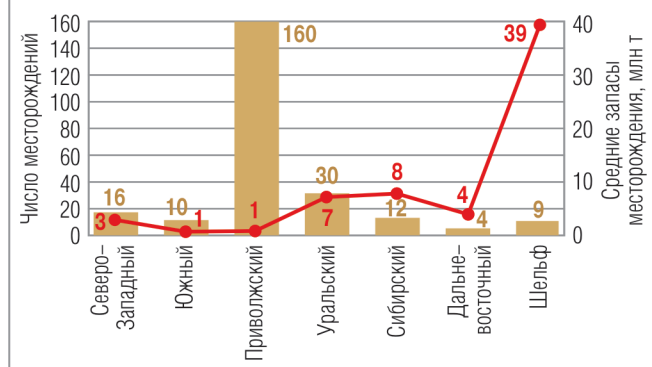


С 2014 г. на территории России было открыто 243 новых месторождения с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий C₁+C₂ более 900 млн т (рис. 4). Открыто 6 крупных (запасы 30-300 млн т) месторождений, в том числе 4 на шельфе и 2 в Ханты-Мансийском АО (Оурынское и им. Александра Жагрина), 26 – средних (5-30 млн т), 55 – мелких (1-5 млн т) и 156 – очень мелких (менее 1 млн т). Наиболее крупные открытия произошли на шельфе морей Северного Ледовитого океана и Охотского моря. Так, самое крупное месторождение Победа с запасами нефти более 130 млн т, расположенное на шельфе Карского моря открыто в 2014 г., второе по крупности – Центрально-Ольгинское месторождение (более 80 млн т) – на шельфе моря Лаптевых – в 2017 г. Также к достаточно крупным открытиям можно отнести месторождения Нептун (более 70 млн т) и Тритон (около 45 млн т), расположенные на шельфе Охотского моря, открытые в 2018 г.

В структуре запасов новых месторождений преобладает категория C₂, что обусловлено стадийностью проведения ГРП и методикой подсчета запасов. Эти запасы являются предварительно оцененными, поэтому факт наличия высокостойчивой категории запасов C₁ еще предстоит подтвердить, т.е. провести значительный объем разведочного или эксплуатационного бурения.

Наибольшее число месторождений (160) открыто в Приволжском ФО, в основном в Оренбургской (57), Самарской (51) и Са-

Рис. 5. Распределение числа месторождений по федеральным округам, открытых с 2014 г.



ратовской (19) областях (рис. 5). В Уральском ФО открыто 30 месторождений, из которых 19 – в Ханты-Мансийском АО, 7 – в Тюменской области и 4 – в Ямало-Ненецком АО. В Северо-Западном ФО основные открытия связаны с Республикой Коми (8) и Ненецким АО (7). Традиционно растет число месторождений и прирост запасов в новых перспективных регионах, таких как Сибирский ФО, где расположена слабоизученная в геологическом плане Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция. Активные открытия месторождений в Иркутской области и Республике Саха (Якутия) связаны с воспроизводством сырьевой базы вдоль трассы магистрального нефтепровода "Восточная Сибирь – Тихий океан".

В среднем по России на одно месторождение, открытое в последние годы, приходится 3,7 млн т запасов нефти. Однако, если исключить из расчета запасы крупнейших месторождений, открытых преимущественно на шельфе, то средний размер новых месторождений по России составит 2,3 млн т.

Стимулом расширения географии проведения ГРП недропользователями стал приказ Минприроды России от 10.11.2016 № 583. Документ расширяет понятие "заявительный" принцип получения права пользования участками недр для геологического изучения, в частности на УВ сырье, в части участков недр, по которым отсутствуют данные по его запасам и прогнозным ресурсам категории D_0 и D_L , а также в части получения права пользования участками недр в целях геологического изучения нижележащих и вышележащих горизонтов разведываемых и разрабатываемых месторождений и их флангов.

Особое влияние "заявительный" принцип окажет на освоение недр регионов Арктической зоны, Восточной Сибири и Дальнего Востока, характеризующихся крайне низким уровнем геологической изученности. Так, начальная степень разведанности восточных территорий страны не превышает 15 % (в то время как в среднем по России – 37 %), а доля прогнозных и перспективных ресурсов в структуре начальных суммарных ресурсов составляет более 70 % (в среднем по России – 53 %).

Важным стимулом лицензионной активности выступает строительство транспортной инфраструктуры для организации поставок сырья на внутренний и внешний рынки сбыта, формирование программ размещения мощностей по переработке и нефтегазо-

химии, а также заключение межправительственных соглашений в энергетической сфере.

Трудноизвлекаемые запасы – основа устойчивой добычи нефти

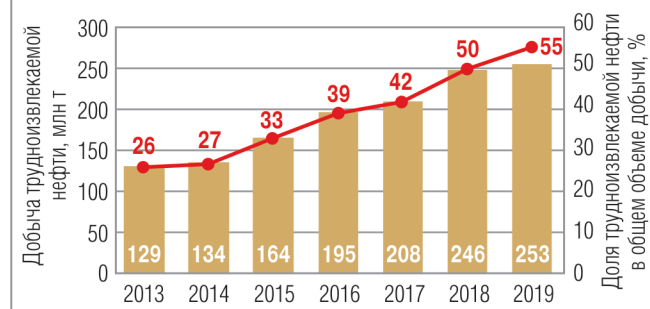
В Стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года, утвержденной Правительством РФ в декабре 2018 г. отмечено, что вовлечение в разработку именно трудноизвлекаемых запасов нефти способно обеспечить удержание уже достигнутого уровня ее добычи после 2025 г. Так, за период с 2013 г. по 2019 г. добыча трудноизвлекаемой нефти составила 253 млн т [6], что соответствует 55 % от общего объема добычи нефти в России (рис. 6).

В соответствии с Налоговым кодексом РФ [7] ставка по налогу на добычу нефти, с момента его введения в 2002 г., рассчитывается на основе умножения базовой ставки на ряд коэффициентов, учитывающих изменение конъюнктурных, горно-геологических, физико-химических и промысловых характеристик и ухудшение условий добычи нефти. Первоначально, в расчете ставки НДПИ принимался только коэффициент $K_{ц}$, учитывающий изменения цены российской нефти на мировом рынке. Позднее, с 2007 г. были введены коэффициенты K_v и K_z , отражающие степень выработанности и величину запасов конкретного участка недр соответственно. С 2013 г. формула ставки НДПИ дополнена еще двумя коэффициентами – K_d и $K_{дв}$, характеризующими степень сложности добычи нефти и степень выработанности конкретной залежи УВ сырья.

В 2015 г. реализован так называемый "налоговый маневр", который был направлен на перераспределение налоговой нагрузки с той части нефти, которая отправлялась на экспорт (около 50 %) на всю добываемую нефть, таким образом произошло переложение налогового бремени с внешнего сектора на внутренний. Поэтому с 2015 г. был изменен сам алгоритм расчета ставки НДПИ, которая стала рассчитываться путем умножения базовой ставки на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ($K_{ц}$), а полученное произведение уменьшается на величину показателя, характеризующего особенности добычи нефти (D_m).

Наряду с вышеперечисленными коэффициентами был дополнительно введен коэффициент $K_{кан}$, учитывающий трудноизвлекаемые запасы по региону добычи и свойствам нефти.

Рис. 6. Объем добычи трудноизвлекаемой нефти в России



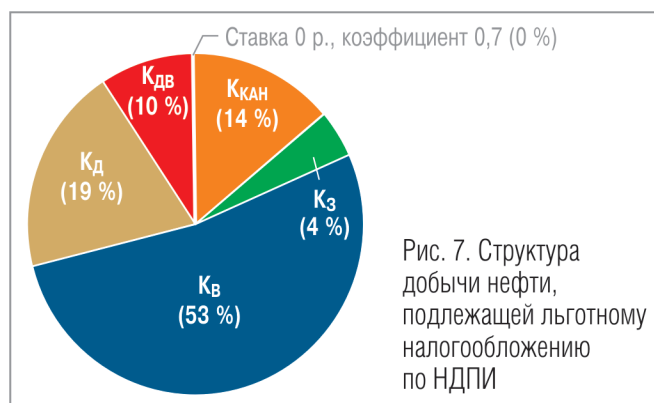


Рис. 7. Структура добычи нефти, подлежащей льготному налогообложению по НДС

Для стимулирования освоения залежей баженовской, абалаской, доманиковой, тюменской, хадумской свит, низкопроницаемых залежей и сверхвязких залежей нефти применяется понижающий коэффициент K_d .

Наибольший объем добычи трудноизвлекаемой нефти в 2019 г. пришелся на месторождения с высокой степенью выработанности (K_b) – 134,7 млн т (53,3 %), что на 11,8 млн т (на 10,0 %) больше значения 2018 г. (рис. 7). Основные регионы, в которых добывается нефть с применением данной льготы – Ханты-Мансийский АО, республики Татарстан и Башкортостан, Оренбургская и Самарская области.

Большая доля добычи нефти в 2019 г. приходится на месторождения, характеризующиеся сложностью добычи – 47,9 млн т (18,9 %), что на 2,3 млн т (на 5,0 %), больше значения 2018 г. Сложность добычи нефти обусловлена низкой проницаемостью и малой эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта (20,4 млн т), а также приуроченностью продуктивных отложений к тюменской свите (27,5 млн т). Основные регионы, в которых при налогообложении применяется коэффициент K_d – Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий АО, в меньшей степени – Оренбургская и Тюменская области.

Несколько сократился в 2019 г. объем добычи нефти, когда применяется коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти ($K_{кан}$) – 34,6 млн т (13,7 %), что на 8,6 млн т меньше значения 2018 г. Основные регионы, в которых при добыче нефти применяется данная льгота – Ямало-Ненецкий АО и Ненецкий АО, Красноярский край и Республика Саха (Якутия).

Характеристика и динамика добычи трудноизвлекаемой нефти

Битуминозная нефть. Одной из важных характеристик качества нефти, оказывающих принципиальное влияние на эффективность ее извлечения является плотность. В зависимости от плотности нефть можно классифицировать на группы: легкая (0,831-0,850 г/см³), средняя (0,851-0,870 г/см³), тяжелая (0,871-0,895 г/см³) и битуминозная (более 0,895 г/см³).

Наиболее известные примеры освоения битуминозной нефти в мире связаны с разработкой битуминозных песков на площади Атабаски в Канаде и в районе р. Ориноко в Венесуэле. Развитие

технологий добычи битуминозной нефти до уровня, обеспечивающего рентабельную разработку, позволило Канаде в 1999 г. увеличить запасы нефти в 2,6 раза и стать второй страной в мире после Саудовской Аравии по этому показателю. А после переоценки запасов в период 2005-2010 гг. Венесуэлла увеличила запасы битуминозной нефти в 4 раза и до настоящего времени остается первой страной в мире по этому показателю (BP Statistical Review of World Energy).

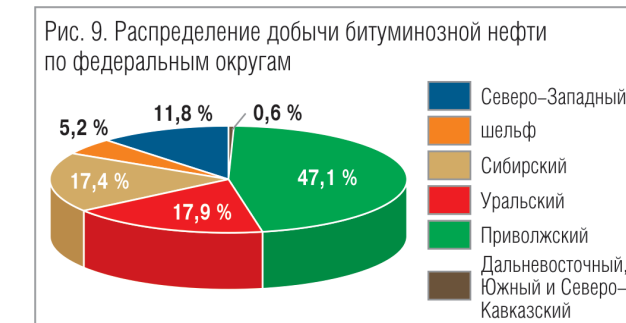
Объем добычи битуминозной нефти в России в 2019 г. составил 75,8 млн т. С 2014 г. он увеличился на 15,2 млн т (более чем на 25 %), а доля в структуре добычи нефти по стране в целом выросла с 12,1 до 14,3 % (рис. 8).

В региональной структуре большой объем битуминозной нефти добывается в Приволжском – 35,7 млн т (47,1 %), а также Уральском – 13,5 млн т (17,9 %) и Сибирском – 13,2 млн т (17,4 %) федеральных округах.

В Приволжском ФО основной вклад в добычу битуминозной нефти вносит Республика Татарстан – 19,1 млн т, или более половины добычи в республике. Нефть этой категории добывается преимущественно на Ромашкинском, Ново-Елховском, Ашальчинском и Соколкинском месторождениях [8].

В Уральском ФО добыча битуминозной нефти ведется в основном в Ханты-Мансийском АО – 7,7 млн т, преимущественно на Лянторском, Федоровском и Вачимском месторождениях. Также значительный вклад вносит Ямало-Ненецкий АО, где добывается 5,8 млн т битуминозной нефти на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении.

В Сибирском ФО почти вся битуминозная нефть добывается в Красноярском крае – 13,2 млн т, преимущественно на Ванкорском нефтяном месторождении (рис. 9).



Сверхвязкая нефть. Вязкостная характеристика нефти имеет большое значение при обосновании выбора метода ее добычи, способа транспортировки и технологии переработки. В зависимости от вязкости нефть классифицируется на группы: с незначительной вязкостью (менее 5,0 мПа·с), маловязкая (5,1-10,0 мПа·с) с повышенной вязкостью (10,1-30,0 мПа·с), высоковязкая (30,1-200 мПа·с), сверхвязкая (более 200 мПа·с).

Нефть с вязкостью более 10 000 мПа·с относится к природным битумам, которые принято называть нетрадиционными УВ. В основном добыча сверхвязкой нефти связана с применением технологий термического (в том числе парового) и химического воздействия на пласт, внутрипластового горения и других методов, направленных на повышение текучести нефти и ее притока к добывающим скважинам.

По этой качественной характеристике нефти при расчете НДПИ предусмотрены существенные льготы. Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти ($K_{\text{КАН}}$), принимается равным 0 в отношении сверхвязкой нефти (более 200 мПа·с и менее 10 000 мПа·с). Также при добыче нефти с вязкостью более 10 000 мПа·с уменьшается в 10 раз коэффициент, учитывающий влияние экспортной пошлины на нефть ($K_{\text{МАН}}$).

Объем добычи сверхвязкой нефти в России в 2019 г. составил 10,9 млн т. С 2014 г. он увеличился более чем на 50 %, а доля в структуре добычи нефти по стране в целом выросла с 1,4 до 2,1 % (рис. 10).

В региональной структуре большой объем сверхвязкой нефти добывается в Приволжском ФО – 5,6 млн т (51,5 %) и Северо-Западном ФО – 4,8 млн т (44,3 %).

В Приволжском ФО основной вклад в добычу сверхвязкой нефти вносит Республика Татарстан – 4,7 млн т, что составляет

почти четверть от общего уровня добычи нефти в республике. Нефть этой категории добывается преимущественно на Ашальчинском, Мордово-Кармальском, Зюзеевском, Степноозерском, Пионерском, Черемшанском и Черемуховском месторождениях.

В Северо-Западном ФО добыча сверхвязкой нефти ведется в основном в Республике Коми – 4,7 млн т, что составляет около трети от общего уровня добычи нефти в республике. Преимущественно добыча ведется на Усинском и Ярегском месторождениях (рис. 11).

Нефти из малопроницаемых коллекторов. Объем добычи нефти из малопроницаемых коллекторов (менее 0,05 мкм²) в России в 2019 г. составил 227,3 млн т (42,9 %, от общего уровня добычи) (рис. 12).

В региональной структуре большой объем нефти из малопроницаемых коллекторов добывается в Уральском – 173,9 млн т (76,3 %), Приволжском – 26,9 млн т (17,9 %) и Сибирском – 16,0 млн т (7,1 %) федеральных округах.

Рис. 12. Объем добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов

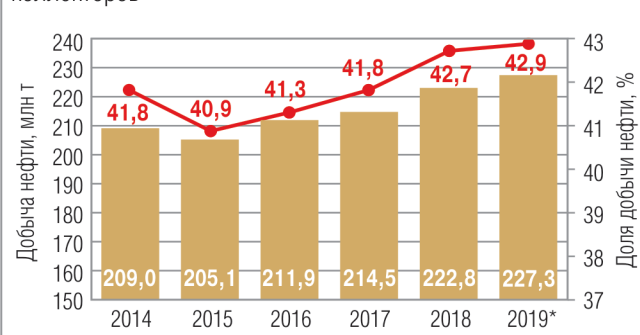


Рис. 10. Объем добычи сверхвязкой нефти в России

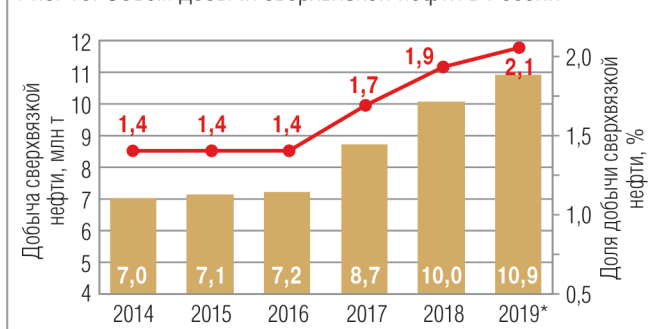
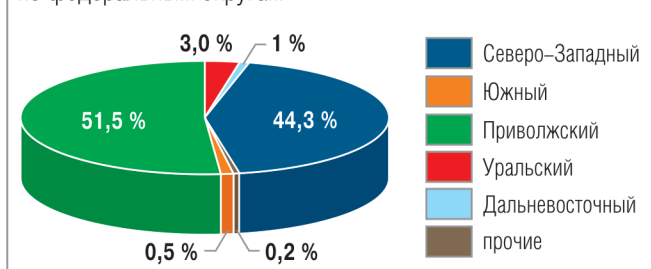


Рис. 11. Распределение добычи сверхвязкой нефти по федеральным округам



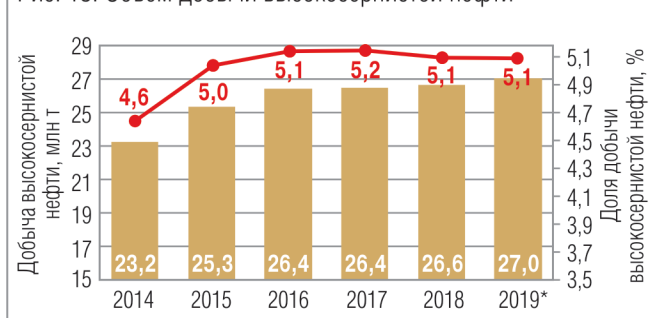
В Уральском ФО основной вклад в добычу нефти из малопроницаемых коллекторов вносит Ханты-Мансийский АО – 160,5 млн т. Нефть этой категории добывается преимущественно на крупнейших месторождениях округа – Приобском, Приразломном, Мало-Балыкском, Самотлорском, Федоровском и Краснотеневском.

Для стимулирования добычи и повышения рентабельности разработки месторождений с низкой проницаемостью при расчете НДПИ применяется понижающий коэффициент, характеризующий степень сложности добычи ($K_{\text{д}}$). При добыче нефти из залежи с проницаемостью не более 0,002 мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта не более 10 м он составляет соответственно 0,2 и 0,4.

Высокосернистая нефть. Объем добычи высокосернистой нефти (более 3 %) в России в 2019 г. составил 27,0 млн т (5,1 % от общего уровня добычи), увеличившись с 2014 г. на 16,4 % (рис. 13).

В региональной структуре большой объем высокосернистой нефти добывается в Приволжском – 24,3 млн т (90,1 %), Северо-Западном – 1,4 млн т (5,2 %) и Уральском – 1,3 млн т (4,8 %) федеральных округах. Также высокосернистая нефть добывается в Самарской области (3,0 млн т), Удмуртской Республике (2,7 млн т), Республике Башкортостан (2,7 млн т), Пермском крае (1,5 млн т), Оренбургской (1,0 млн т) и Ульяновской (0,4 млн т) областях.

Рис. 13. Объем добычи высокосернистой нефти



В Северо-Западном ФО основной вклад в добычу высокосернистой нефти вносят Ненецкий АО – 1,2 млн т и Республика Коми – 0,1 млн т.

Мелкие и мельчайшие месторождения. Введение в 2016 г. новой Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов привело к уменьшению объема запасов УВ вновь открытых месторождений. В целом это соответствует теории "геолого-разведочного фильтра", впервые предложенной В.И. Шпильманом и получившей развитие в работах А.Э. Конторовича. Процесс поиска месторождений на перспективной нефтегазонасыщенной территории направлен прежде всего на обнаружение наиболее крупных по запасам залежей, что обусловлено экономической целесообразностью первоочередного вовлечения в разработку крупных объектов, формирование на их базе локальных центров нефтегазодобычи в регионе с развитой перерабатывающей и транспортной инфраструктурой. Поэтому на первых этапах изучения нефтегазонасыщенной территории с большей вероятностью обнаруживаются более крупные по запасам месторождения, чем более мелкие.

Однако эта тенденция обуславливает необходимость трансформации и законодательной базы в направлении поддержания малых и независимых нефтяных компаний, для которых прежде всего представляют интерес "мелкие" и "очень мелкие" месторождения.

По официальным данным за 2019 г., по величине извлекаемых запасов нефти к уникальным (с запасами более 300 млн т) относятся 11 месторождений, к крупным (30–300 млн т) – 179, средним (5–30 млн т) – 539, мелким (1–5 млн т) – 816, очень мелким (с запасами менее 1 млн т) – 1528 месторождений.

Большая часть запасов нефти в России сосредоточена на крупных месторождениях. На долю уникальных и средних месторождений приходится по 1/5 суммарных запасов нефти [9].

В 2019 г. на уникальные месторождения приходилось 18,4 % добычи нефти, крупные – 47,1 %, средние – 24,3 %. Добыча нефти на уникальных и крупных месторождениях устойчиво снижается. Так, если в 2018 г. их доля составляла 66,7 % от общей добычи, то к 2019 г. она сократилась до 64,4 % (рис. 14, 15).

Шельф. Добыча нефти в России ведется на шельфах Балтийского, Азовского, Карского, Каспийского, Баренцева и Охотского морей.

Основной объем добычи приходится на шельф Охотского моря (проекты Сахалин-1 и Сахалин-2) – в 2019 г. 59 % от добычи

Рис. 14. Структура добычи нефти по величине месторождений

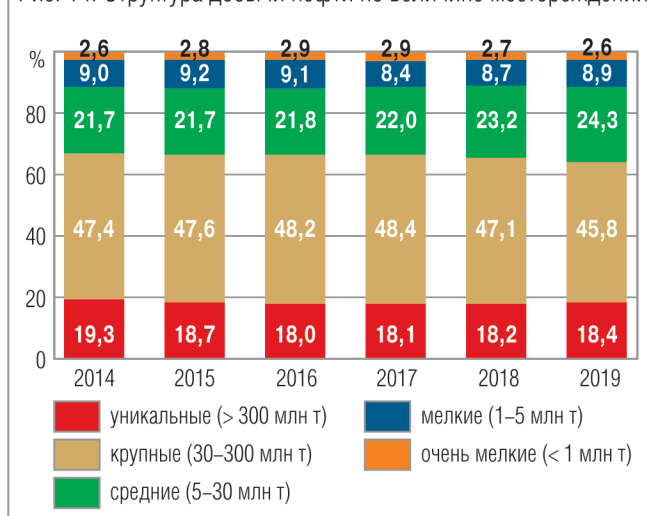
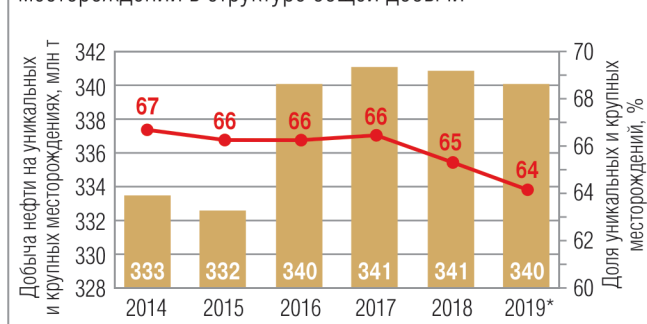


Рис. 15. Объем добычи нефти и доля уникальных и крупных месторождений в структуре общей добычи



нефти на российском шельфе. Более 27 % приходится на шельф Каспийского моря (месторождения им. Корчагина и Филановского), более 12 % – Баренцева моря (Приразломное месторождение), на остальные моря приходится около 1 % шельфовой добычи нефти (рис. 16).

С 2012 г. объем добычи нефти на континентальном шельфе России вырос в 2 раза (рис. 17) – с 15,1 до 29,3 млн т в 2019 г., что активно поддерживается государством, преимущественно посредством предоставления налоговых льгот.

Основной прирост добычи в 2019 г. связан с развитием промышленной эксплуатации месторождения им. Филановского в рос-

Рис. 16. Структура добычи нефти на континентальном шельфе России

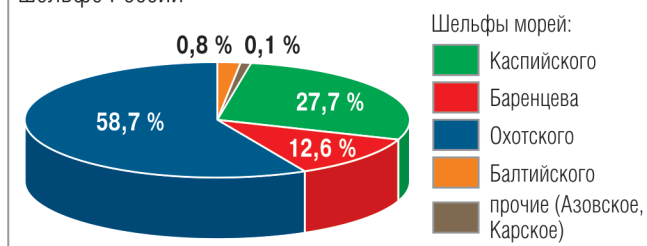
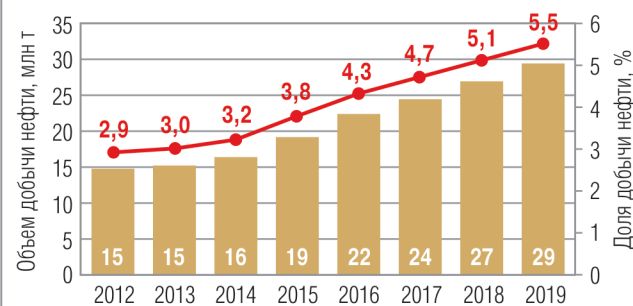


Рис. 17. Объем и доля добычи нефти на континентальном шельфе России



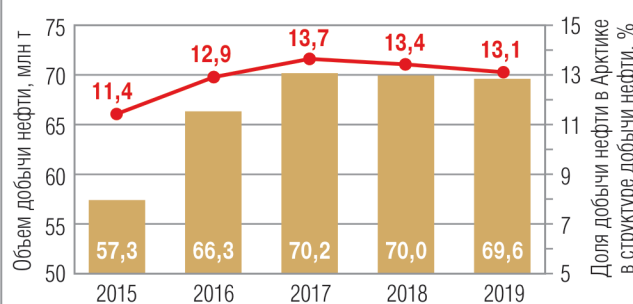
сийском секторе дна Каспийского моря, где она увеличилась почти на 20 % (до 8,1 млн т). Также произошел рост добычи нефти в Баренцевом море на Приразломном месторождении на 15 % (до 3,7 млн т), что обусловлено вводом в эксплуатацию новых добывающих и нагнетательных скважин.

Введение с 2014 г. секторальных санкций послужило фактором, сдерживающим реализацию шельфовых проектов в России, прежде всего арктических. Освоение арктического шельфа столкнулось с ограничениями, связанными с отсутствием собственных технологий, оборудования, кадров, а также низкой степенью геологической изученности и инфраструктурной обеспеченности прилегающих территорий. Необходимость проектирования и строительства практически всех инфраструктурных объектов, включая социальные, транспортные, портовые и другие, обуславливает потребность в значительных инвестициях, которые способны осуществить только крупные компании с учетом государственных программ поддержки.

Арктическая зона. В соответствии с Указом Президента РФ № 296 от 02.05.2014 к сухопутным территориям Арктической зоны РФ отнесены: Мурманская область, Ненецкий АО, Чукотский АО, Ямало-Ненецкий АО, части Республики Коми, Республики Саха (Якутия), Красноярского края и Архангельской области.

В настоящее время годовая добыча нефти в Арктической зоне России доведена до 70 млн т (рис. 18). Крупнейшим регионом по добыче нефти в Арктической зоне является Ямало-Ненецкий АО, на долю которого в 2019 г. пришлось почти 47 % (32,6 млн т). В последние годы здесь введены в промышленную разработку ряд

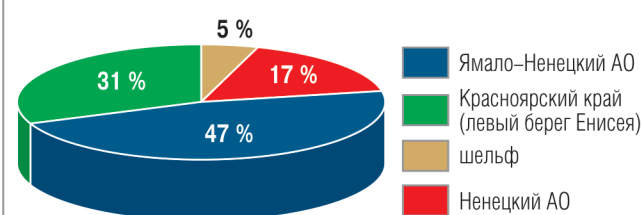
Рис. 18. Объем добычи нефти в Арктической зоне



крупных месторождений: Мессояхское и Новопортовское (Газпром нефть), Пякяхинское (ЛУКОЙЛ), Ярудейское (НОВАТЭК). Помимо ввода в разработку новых месторождений в регионе начинают активно осваиваться трудноизвлекаемые запасы на действующих месторождениях. Так, Газпромнефть-Заполярье ведет обустройство площадок для освоения неокрем-юрских залежей Бованенковского и Харасавэйского месторождений, а также начинает реализацию проекта по освоению ачимовских залежей участка 3А Уренгойского месторождения.

На долю Красноярского края в 2019 г. пришлось почти 31 % добычи нефти Арктической зоны. Крупнейшим проектом, реализуемым в этом регионе, является разработка Ванкорского нефтегазового месторождения, которое в настоящее время уже находится на падающей стадии добычи. Однако добыча в регионе остается на уровне более 21 млн т, что обеспечено последовательным вводом в разработку месторождений Ванкорского кластера: Сузунского, Лодочного и Тагульского. В рамках расширения деятельности компании "Роснефть" в Арктической зоне реализуется совместный проект "Восток Ойл" с компанией "Нефтегазхолдинг" и рядом иностранных инвесторов, что связано с существенным приростом запасов нефти на Северо-Пайяхском месторождении в Таймырском Долгано-Ненецком районе Красноярского края в 2019 г.

Рис. 19. Структура добычи нефти в Арктической зоне



В Ненецком АО в 2019 г. было добыто 12,0 млн т нефти, что составляет более 17 % от общей добычи нефти в Арктике (рис. 19).

Заключение

В настоящее время нефтегазовые налоги являются ключевым элементом формирования доходной части бюджета. До 2014 г. доля нефтегазовых доходов в структуре доходной части бюджета неуклонно возрастала, что было связано с ростом цен на нефть и объемом добычи и экспорта сырья. Однако в период 2014–2017 гг. и в настоящее время на фоне резкого падения цен на нефть доля нефтегазовых налогов существенно снизилась. На текущем этапе и в долгосрочном периоде одним из значимых факторов, который будет определять снижение нефтегазовых доходов – ухудшение МСБ и рост налоговых вычетов за счет добычи льготной трудноизвлекаемой нефти, объем которой за последние годы в России вырос в несколько раз.

В перспективе рост добычи нефти в России будет связан именно с трудноизвлекаемыми запасами, будет возрастать роль Арк-

тической зоны и Восточной Сибири. В результате объем налоговых вычетов будет стремительно увеличиваться. Кроме того, в среднесрочной перспективе будут осваиваться запасы и ресурсы баженовской, абалакской, хадумской и доманиковых свит, что несомненно снизит собираемость нефтегазовых налогов.

Такие тенденции свидетельствуют, что акценты в нефтегазовой отрасли постепенно смещаются. До последнего времени нефтегазовая отрасль воспринималась, прежде всего, как источник бюджетных накоплений. Однако в настоящее время она все больше рассматривается как инвестиционная, где освоение проектов УВ обеспечивает существенный мультипликативный эффект для смежных и сопутствующих производств, а также дает новые рабочие места, возможность создания общехозяйственной и специализированной инфраструктуры.

С другой стороны, решение задач в области освоения трудноизвлекаемых запасов в большей мере должно осуществляться не столько за счет регулирования и снижения налогообложения, сколько путем развития технологий и снижения издержек в области добычи, переработки, транспорта УВ и продукции их переработки. В этом отношении после резкого снижения цен на нефть в 2014 г. развитию американской сланцевой революции способствовало именно целенаправленное снижение себестоимости добычи.

Высокая волатильность цен на нефть, санкции в области поставок импортного нефтегазового оборудования, ухудшение сырьевой базы УВ – это новые вызовы и угрозы устойчивому развитию нефтегазового комплекса страны, стабильности поступлений нефтегазовых доходов в бюджет, преодоление которых во многом зависит как от эффективной налоговой политики государства и системы льгот, так и масштабных капиталовложений в технологическое перевооружение отрасли.

Л и т е р а т у р а

1. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33-35.
2. Лисовский Н.Н. Роль экспертизы проектов в обеспечении эффективного недропользования при добыче углеводородного сырья // Вестник ЦКР Роснедра. – 2010. – № 6. – С. 59-66.
3. Шпуров И. Новая классификация запасов углеводородов – средство регулирования инновационного процесса в ТЭК // Нефтегазовая Вертикаль. – 2014. – № 16. – С. 54.
4. Нефтегазовый комплекс России – 2018 / И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная, М.В. Мишенин [и др.] // Научно-аналитическое издание: в 4-х частях. – ФГБУ науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН. Часть 1. Нефтяная промышленность-2018: долгосрочные тенденции и современное состояние. – Новосибирск, 2019.
5. Филимонова И.В., Моисеев С.А., Немов В.Ю., Гордеева А.О. Современное состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса Республики Саха (Якутия) // Маркшейдерия и недропользование. – 2020. – № 2 (106). – С. 3-10.
6. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Мишенин М.В., Проворная И.В. Нефтяная промышленность России. Анализ итогов 2018 г. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 4 (167). – С. 52-62.

7. Сурова Д.К. Стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов в России через налоговый режим // Бурение и нефть. – 2016. – № 10. – С. 55-59.

8. Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.Р. Лившиц, С.В. Рыжкова // Вестник Российской академии наук. – 2019. – Т. 89. № 11. – С. 1095-1104.

9. Казаненков В.А., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Главные направления и задачи поисков нефти и газа в Западной Сибири на ближайшие десятилетия // Бурение и нефть. – 2019. – № 10. – С. 10-18.

The role of hard-to-recover oil reserves in the production of the resource base and sustainable development of the oil and gas complex in Russia

^{1,2}Filimonova I.V., ^{1,2}Komarova A.V., ^{1,2}Mishenin M.V.,
^{1,2}Zemnukhova E.A.

¹ Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

² Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

The article presents a comprehensive study of the current state and development prospects of hard-to-recover reserves. The role of hard-to-recover reserves in the structure of the oil resource base by categories of reserves and federal districts, as well as on the shelf of the Russian Federation is considered. The analysis of industry-wide trends in the reproduction of the mineral resource base with differentiation by deposits and companies-subsoil users is carried out. The issues of the current state of the volume of financing for geological exploration and the cost of preparing hydrocarbon reserves have been investigated. The dynamics of the distribution of recoverable oil reserves, volumes and efficiency of geological exploration at fields discovered in recent years are analyzed. The characteristics and dynamics of production of certain categories of hard-to-recover oil by region have been investigated.

Key words: hard-to-recover reserves; reproduction of reserves; the Arctic; Eastern Siberia; MET; Bazhenov formation; Tyumen formation; bituminous oil; high-sulfur oil; low-permeability reservoirs; super-viscous oil.

Филимонова Ирина Викторовна, FilimonovaIV@list.ru

Комарова Анна Владимировна, KomarovaAV@ipgg.sbras.ru

Мишенин Михаил Владимирович, MisheninMV@ipgg.sbras.ru

Земнухова Екатерина Андреевна, ZemnukhovaEA@ipgg.sbras.ru

© Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В., Земнухова Е.А.,
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 6'2020

УДК 553.98(268.45)

Сырьевая база нефтегазодобычи Баренцева моря и перспективные направления ее развития

¹Сенин Б.В., ¹Леончик М.И., ¹Ошерова Н.А.

¹ АО "Южморгеология" (Российский геологический холдинг "Росгеология"), Геленджик

Приводятся сводные характеристики текущего состояния геолого-геофизической изученности, лицензионного недропользования; запасов углеводородного сырья и оценки его неоткрытых ресурсов в российском и зарубежном секторах Баренцева моря, рассматриваются основные направления расширения сырьевой базы нефтегазодобычи в российском секторе акватории, нацеленные на повышение привлекательности региона для лицензионного недропользования.

Ключевые слова: Баренцево море; российский сектор; зарубежный сектор; нефть и газ; геолого-геофизическая изученность; лицензионное состояние; запасы; неоткрытые ресурсы; перспективные направления геологоразведки.



СЕНИН Борис Васильевич,
главный геолог,
доктор геолого-минералогических наук



ЛЕОНЧИК Михаил Иванович,
заместитель главного геолога,
кандидат геолого-минералогических наук



ОШЕРОВА Наталья Александровна,
ведущий инженер

Баренцево море является самым западным и наиболее крупным по площади шельфовым морем в системе акваторий арктической шельфовой зоны Евразии. Его площадь составляет 1424 тыс. км², из которых, в соответствии с российско-норвежским договором о разграничении морских пространств от 15.10.2010, к РФ относится 966 тыс. км², а к Норвегии – 458 км². Эти два государства владеют также островами и архипелагами в его акватории. Норвегии принадлежат о-в Медвежий, арх. Шпицберген (ост-

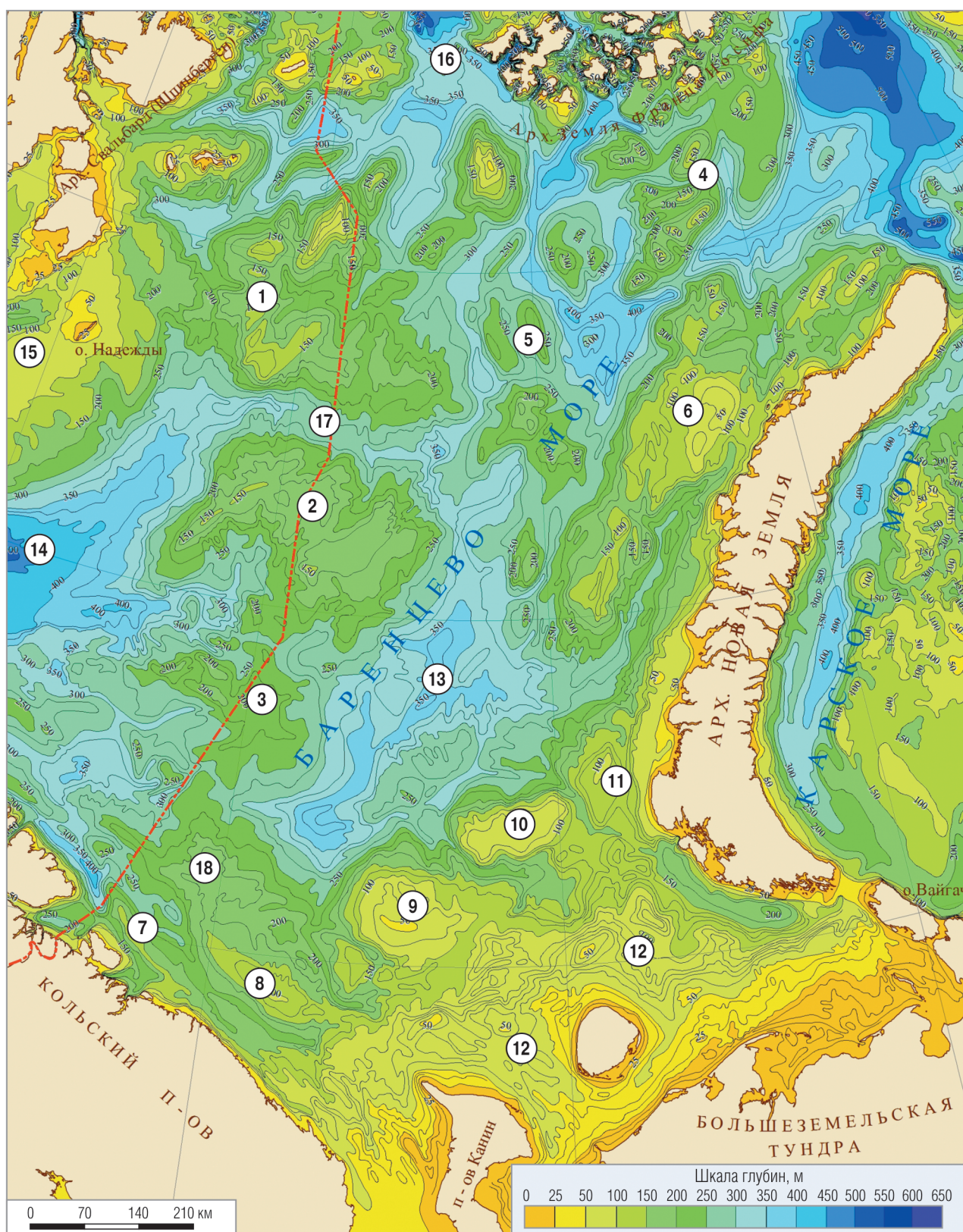
ровная территория с особыми условиями по Договору о Шпицбергене от 09.11.1920) и острова Виктории и Белый. Российская юрисдикция распространяется на арх. Земля Франца Иосифа, Новая Земля и другие острова в восточной части моря.

Баренцево море – наиболее глубоководное среди арктических шельфовых бассейнов Евразии: его глубина в центральном районе местами превышает 300 м, а в окраинных желобах составляет 500-600 м и более (рис. 1). По своим природно-климатическим условиям оно относится к числу наиболее благоприятных для судоходства и освоения морских природных ресурсов.

Через Баренцево море проходят морские пути, связывающие Россию с портами западно-европейских стран и Америки. Здесь расположены западные "ворота" Северного морского пути, целиком проходящего по российским акваториям и связывающего западную часть страны с ее восточно-арктическими и дальневосточными территориями и странами Азиатско-Тихоокеанского региона. Этот путь является кратчайшим между Западной Европой, Восточной Азией и Северной Америкой и имеет большие перспективы развития в XXI в. как транспортная магистраль мирового значения.

В недрах Баренцева моря обнаружены крупные запасы нефти и газа, распределенные не менее, чем по 67 известным на сегодня месторождениям в акваториях и на островах норвежской и российской частей бассейна и составляющие в целом более 5,9 млрд т у.т. В российских водах расположены 15 месторождений (в том числе месторождения о-ва Колгуев) с извлекаемыми запасами в объеме около 5,3 млрд т у.т., т.е. около 36 % всех запасов углеводородного (УВ) сырья, открытых на российских акваториях, и около 90 % доказанных запасов всего Баренцева моря. На двух месторождениях российской части акватории – островном Песчаноозерском (о-в Колгуев) и морском Приразломном ведется добыча нефти. Две группы месторождений, объединенные

Рис. 1. Батиметрическая карта Баренцева моря



Цифры в кружках – главные элементы рельефа дна. Возвышенности: 1 – "Персея" (норв.: Большой банки/Стурбанка); 2 – Центральная (Центральной банки); 3 – Демидовская (Тур Иверсен банк); 4 – Северо-Восточная; 5 – Гидрографов; 6 – Северо-Новоземельская. Банки Мурманско-Новоземельской "ступени": 7 – Рыбачья; 8 – Мурманская; 9 – Северо-Канинская; 10 – Гусиная; 11 – Моллера. Прочие элементы: 12 – Печорская равнина; 13 – Центральная низменность; 14 – Медвежий желоб; 15 – Шпицбергенская банка; 16 – желоб Франц Виктория; 17 – долина Ольги; 18 – Сколпенбанка.

Таблица 1. Характеристика изученности Баренцева моря сейсморазведкой 2D и поисково-оценочным бурением*

Национальный сектор недропользования	Сейсморазведка 2D		Бурение	
	Средний объем, тыс. км	Средняя плотность наблюдений, км/км ²	Число скважин	Средняя разбуренность скв./тыс. км ²
Российский	511,0	0,53	56	1 / 17,0
Норвежский	866,0	1,90	149	1 / 3,0
Вся акватория	1377,0	0,97	205	1 / 7,0

* По данным МПР России, Роснедр, Норвежского нефтяного директората (NPD) на 2018–2020 гг.

в добычные кластеры Сневит и Голиаф, разрабатываются в норвежском секторе Баренцева моря.

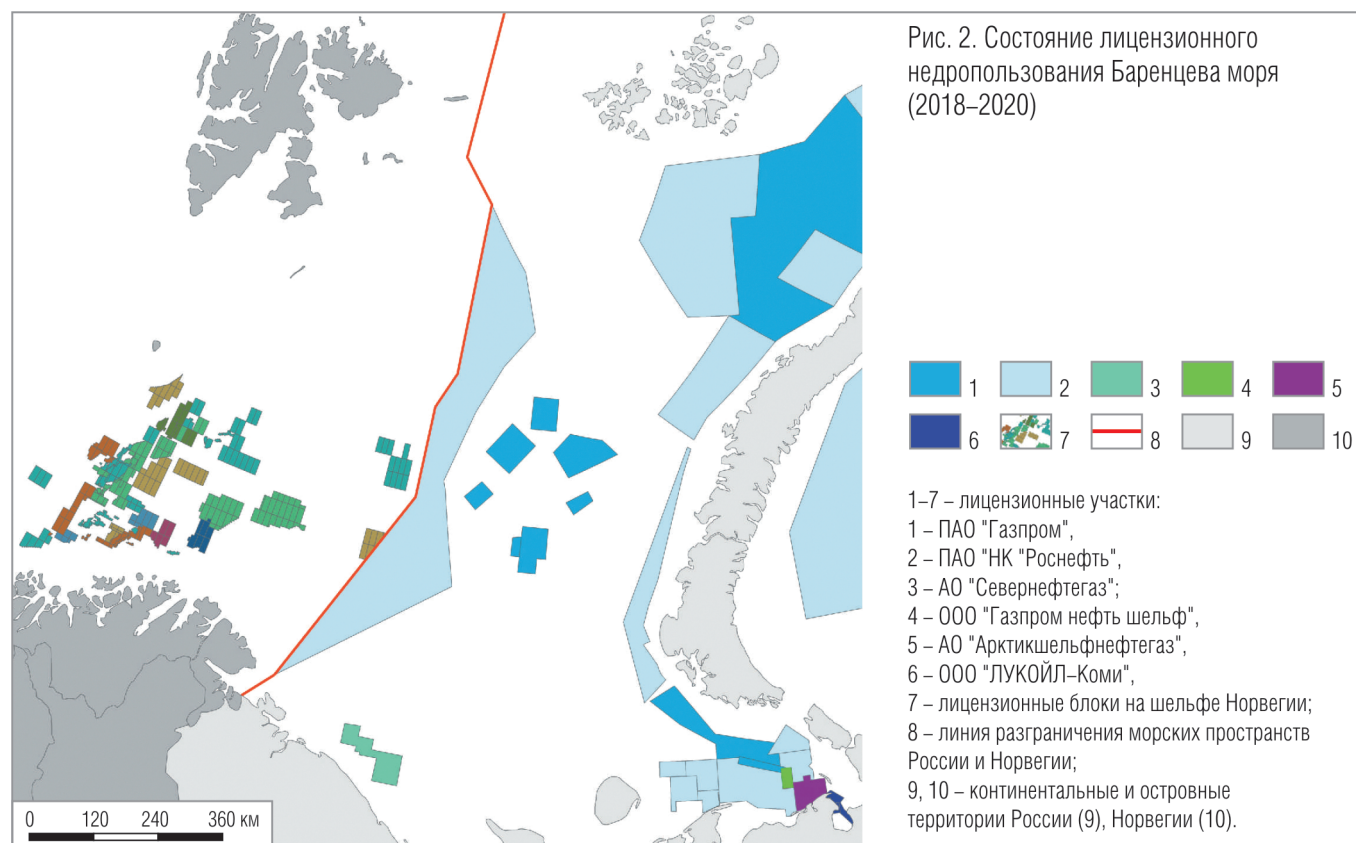
Систематические поиски и разведка морских месторождений УВ сырья в Баренцевом море с использованием сейсморазведки, других геофизических методов и глубокого бурения начались примерно одновременно в российской и норвежской частях акватории в начале 1980-х гг. К концу 2018 г. общий объем сейсморазведки 2D, выполненный в западной и восточной зонах недропользования, превысил 1300 тыс. км, что сопоставимо с суммарным объемом сейсмических работ 2D на всех морях РФ (табл. 1). К этому времени насчитывалось более 200 скважин поисково-оценочного бурения.

При этом наибольший объем сейсморазведочных и буровых работ проведен в норвежской части акватории, средняя плотность сейсмической изученности которой превышает этот же показатель для восточной части моря в 3,6 раза, а средняя разбурен-

ность – в 5,7 раза; выполняется также трехмерная сейсморазведка. К этому следует добавить, что значительная активизация нефтегазопроисловых исследований на западе Баренцева моря отмечалась непосредственно после заключения Договора о разграничении морских пространств (2010) в 2011-2016 гг.

В российской части акватории 28-30 % всего объема выполненных сейсмических исследований 2D приходится на региональные работы, а остальной объем – на работы поискового и разведочного этапа. На перспективных площадях, как и в норвежской зоне недропользования, выполняется сейсморазведка 3D, суммарный объем которой, по состоянию на 2015 г., превышал 2,5 тыс. км².

Сейсмическими работами в восточной части акватории с разной степенью достоверности выявлено более 300 потенциальных ловушек, из числа которых 24 разбурены и в 13 открыты морские и транзитные месторождения нефти и газа. Кроме того, разбуре-



но 13 островных площадей, на 6 из которых скважины имели опорно-параметрическое назначение. На двух площадях о-ва Колгуев (Печорская акватория Баренцева моря) открыты два нефтяных месторождения – Песчаноозерское и Таркское, которые формально (административно) отнесены к "континентальным".

В целом текущее состояние изученности российской части Баренцева моря, представляя достаточную для оценки перспектив нефтегазоносности информацию о региональной геологии пермско-кайнозойской части разреза к югу от 76° с.ш., в то же время дает значительно меньше достоверных данных о геологическом строении и вещественных характеристиках более глубоких (стратиграфически и гипсометрически) горизонтов палеозойского разреза этой части акватории, и в целом – о регионе к северу от указанной широты.

Текущее состояние лицензионного недропользования в Баренцевом море (рис. 2) демонстрирует наличие двух подходов к развитию морских проектов поиска, разведки и освоения месторождений УВ сырья в этой акватории.

Первый подход условно может быть определен как *умеренно-(или низко-)рисковый*. Он состоит в выходе недропользователя на сравнительно небольшие по площади участки шельфа, хорошо изученные сейсморазведкой, буровыми скважинами (непосредственно на участке или на соседних площадях), характеризующиеся установленным наличием в разрезе активных УВ систем и его доказанной нефтегазоносностью, а также расположением в районах, которые доступны, по природным и горно-геологическим условиям, для освоения открываемых залежей с использованием уже имеющихся технологий. Такой подход, при наличии, разумеется, соответствующей технико-технологической базы морской геологоразведки и, вероятно, благоприятной конъюнктуры на сырьевом рынке, как показывает современный опыт Норвегии, способствует быстрому переходу к стадии поисково-оценочного бурения на перспективных объектах и, соответственно, ускоренному раскрытию фактического УВ потенциала участка недр.

Этот подход в полной мере реализуется в норвежском секторе Баренцева моря, где лицензионное недропользование осуществляют не менее 24 норвежских и зарубежных компаний и, отчасти, в российских водах (см. рис. 2). В центральной части этой зоны недропользования и ее Печорской акватории расположены лицензионные участки Газпрома, Роснефти, Лукойла и их дочерних предприятий, а также компаний "Севернефтегаз" и "Арктикшельфнефтегаз".

Второй подход, который может быть обозначен как *высоко-(или максимально-)рисковый*, состоит в выходе компании-недропользователя на огромные по площади (десятки и первые сотни тысяч квадратных километров) лицензионные участки шельфа, изначально характеризующиеся соответствующими категориями региональных геологических рисков [1, 2]. Повышенные риски определяются тем, что эти участки:

- до передачи в лицензионное недропользование были изучены, как правило, редкой сетью сейсмических наблюдений,

не позволяющей достоверно локализовать перспективные объекты и определить их геометрию;

- не изучены буровыми скважинами и, соответственно, отличаются отсутствием прямой информации о вещественном составе и нефтегазогеологических свойствах осадочного разреза.

В связи с этим оценки потенциала лицензионных участков шельфа носят в значительной мере спекулятивный характер.

Поэтому проекты, реализуемые недропользователями на этих участках, имеют для них, скорее всего, характер стратегического территориального ресурса на некоторую отдаленную перспективу. Вряд ли следует ожидать ускоренного раскрытия фактического УВ потенциала таких участков, поскольку здесь выходу на поисково-оценочное бурение должно предшествовать решение целого комплекса геологических задач предшествующих этапов и стадий геолого-разведочных работ, снижающих уровень существующих рисков. Эти работы объективно не относятся к числу приоритетных для владельцев таких лицензионных участков (рыночно ориентированных компаний), главная цель которых – получение прибыли за счет эксплуатации и доразведки уже имеющихся в их распоряжении месторождений.

В границах Баренцевоморского шельфа, тектонически целиком относящегося к окраинно-континентальной подвижной платформе или метаплатформе [3-5], выделяются 3 нефтегазоносных провинции (НГП): Западно- и Восточно-Баренцевская являются морскими, а Тимано-Печорская – транзитной, представленной в акватории своим северным продолжением (рис. 3). Восточно-Баренцевская и Тимано-Печорская НГП относятся к одному из крупнейших в мире и богатейших по суммарным запасам УВ поясов нефтегазоаккумуляции [6], объединяющему кроме указанных еще 4 НГП – Волго-Уральскую, Прикаспийскую, Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакскую (3 средне-каспийские области) и Южно-Каспийскую.

Осадочный чехол *Западно-Баренцевской НГП*, мощностью от 3-5 до 12-14 км или более, включает отложения от девона-карбона (на севере, возможно, и более древних) до верхнего мела и кайнозоя, развитых, преимущественно, на юге и юго-западе провинции. В его составе норвежские геологи выделяют 7 разновозрастных УВ систем [7], примерно соответствующих по своему нефтегазогеологическому содержанию нефтегазоносным комплексам российской части Баренцева моря. В 6 из них установлена фактическая нефтегазоносность.

В границах провинции по особенностям ее геологического строения и комплексу соответствующих характеристик разреза выделяются до 5 перспективных областей (см. рис. 3), из числа которых пока только в Бьярмеланд-Нордкапской установлены промышленные месторождения УВ сырья.

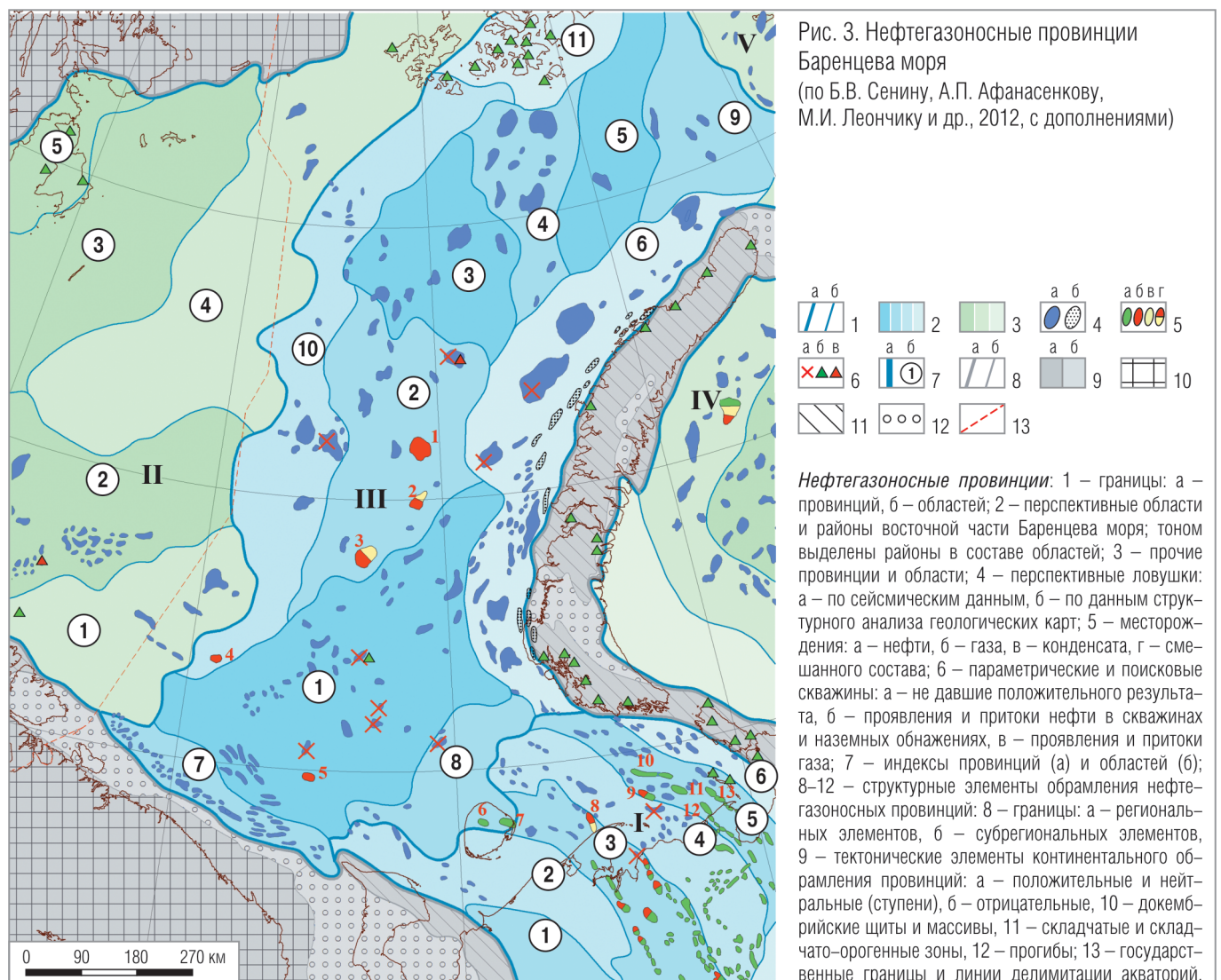
Восточно-Баренцевская НГП отличается значительно большими максимальными мощностями осадочной толщи, которые в ее главной депрессионной структуре – Восточно-Баренцевском мегапрогибе – составляют 16-22 км, сокращаясь к окраинам провинции местами до 6 км. В разрезе осадочного чехла провинции

ции участвуют отложения от предполагаемого, по геологическому строению обрамления и по сейсмическим данным, нижнего палеозоя до верхнего мела и маломощного верхнего кайнозоя. В интервале от ордовика(?) до нижнего мела выделяются 6 перспективных комплексов, 2 из которых характеризуются промышленной газо- и конденсатопроductивностью отложений нижне-го-среднего триаса и средней-верхней юры.

В составе провинции выделено до 11 перспективных и нефтегазоносных областей. Фактической нефтегазоносностью (в рамках принятой модели районирования) характеризуются 4 области в центральной и южной частях провинции (см. рис. 3).

Мощность осадочного разреза морского продолжения Тимано-Печорской НГП сопоставима с мощностями Западно-Баренцевской НГП и составляет от 4 до 10 км и более. Разрез включает отложения от кембрия до верхнего мела и верхнего кайнозоя. В его составе выделено не менее 7 нефтегазоперспективных комплексов отложений, в том числе 6 – обладающих доказанной продуктивностью, преимущественно – нефтяной. В морской части провинции выделяется 5 перспективных областей, в 3 из которых подтверждена промышленная продуктивность.

Сопоставление стратиграфических интервалов нефтегазопроductивности осадочного разреза провинций, выделяемых в Ба-



Нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные провинции (I-V) и области (цифры в кружках): I – Тимано-Печорская НГП; НГО: 1 – Ижма-Печорская, 2 – Малоземельско-Колгуевская, 3 – Печоро-Колвинская, 4 – Хорейвер-Мореюнская/Хорейверская, 5 – Варандей-Адзвинская, 6 – Северо-Предуральская; II – Западно-Баренцевская НГП; НГО и ПНГО: 1 – Финмаркенская, 2 – Бьярмеланд-Нордкапская, 3 – Медвежинско-Надеждинская, 4 – Центрально-Баренцевская, 5 – Медвежинско-Эджинская; III – Восточно-Баренцевская НГП; НГО/ПНГО: 1 – Южно-Баренцевская, 2 – Штокмановско-Луинская, 3 – Северо-Баренцевская, 4 – Альбановско-Горбовская, 5 – Св. Анны, 6 – Адмиралтейская, 7 – Кольская/Кольско-Канинская, 8 – Колгуевско-Куренцовская, 9 – Тегтетгофа, 10 – Западного Борта, 11 – Сальмско-Вильчековская/Юго-Восточных островов; IV – Западно-Сибирская НГП (Южно-Карская субпровинция); V – Северо-Карская ПНГП.

Морские, островные и транзитные месторождения (красные цифровые индексы): Восточно-Баренцевская провинция: 1 – Лудловское, 2 – Ледовое, 3 – Штокмановское, 4 – Северо-Кильдинское, 5 – Мурманское, 6 – Таркское, 7 – Песчаноозерское. Тимано-Печорская провинция: 8 – Поморское, 9 – Северо-Гуляевское, 10 – Долгинское, 11 – Приразломное, 12 – Варандей-море, 13 – Медыньское-море.

ренцевом море (рис. 4) показывает их принципиальную коррелируемость во всех 3 провинциях на уровнях отложений юры, триаса и верхнего палеозоя. Учитывая принадлежность этих интервалов к сопряженным депрессионным структурам единой платформенной области, это можно рассматривать как дополнительный аргумент в пользу необходимости более пристального внимания к изучению структуры, состава и нефтегазогеологических характеристик отложений верхнего триаса и нижней юры в западной,

юго-западной и, вероятно, северной частях Восточно-Баренцевской НГП и ее внутренних областях и отложений карбона- (или верхнего девона-) перми в бортовых зонах Восточно-Баренцевского мегапрогиба, особенно – западных, юго-западных и юго-восточных. Перспективность последних в указанных зонах отмечалась, в частности, еще в 2006 г. [8].

Характеризуя фактическую нефтегазоносность Западно-Баренцевской НГП, необходимо отметить, что по данным Норвежского нефтяного директората с 1981 по 2017 гг. в норвежской зоне провинции открыто не менее 52 месторождений и проявлений, получивших собственные наименования (рис. 5), и не менее 16 безымянных нефте- и газопоявлений в поисково-оценочных скважинах. Более 70 % всех месторождений связано с триасовой и триас-среднеюрской углеводородными системами (см. рис. 4). Одно месторождение установлено в отложениях палеогена, а 6 – связываются с интервалами перми и карбона. С юрско-меловой системой, так или иначе, соотносится 10 месторождений, в том числе те, основные залежи которых формируются в границах триас-среднеюрского интервала.

Кроме того, на островах Зап. Шпицберген, Баренца и Эдж в обнажениях и скважинах установлено около 20 проявлений и небольших скоплений нефти, газа и битумов [9], связанных со стратиграфическими интервалами карбона, триаса и палеогена. При этом отмечено, что флюидоупором для некоторых неглубоко залегающих скоплений может служить подошва слоя многолетнемерзлых пород.

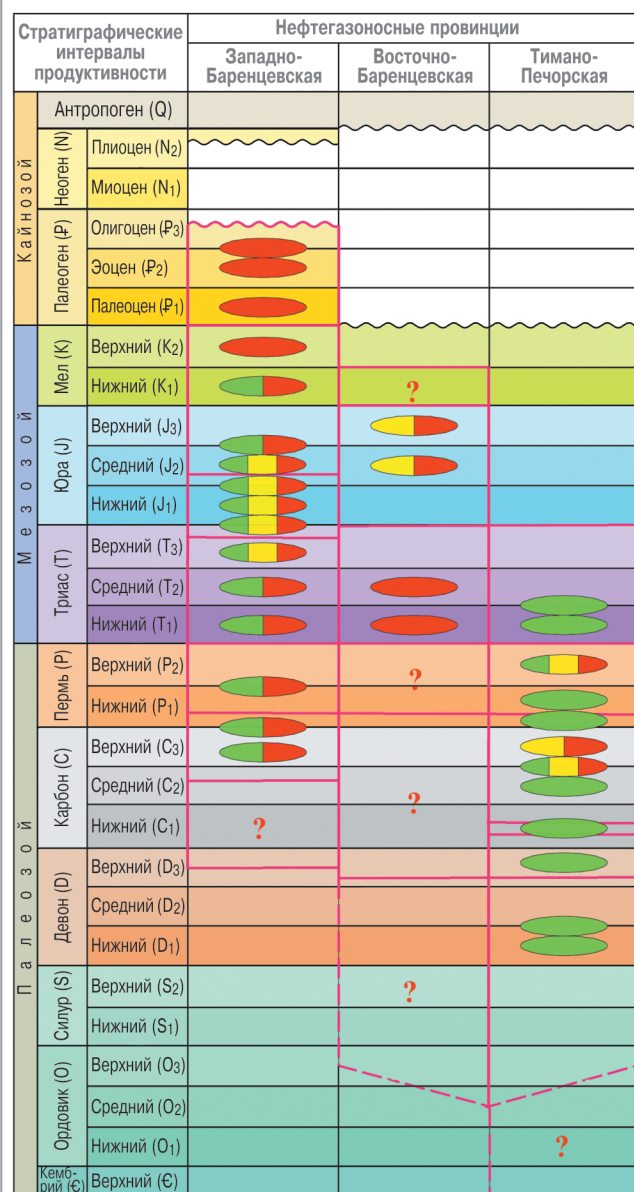
Как отмечено выше, месторождения выявлены в Бьярмеланд-Нордкапской НГО этой провинции, где их распределение контролируется ее главными структурными элементами – бассейнами Хаммерфест, Нордкап, Тромсе, Медвежинским и их краевыми и внутренними тектоническими зонами, ступенью Бьярмеланд, окраинными зонами поднятия Лоппа.

Характеристики 33 наиболее крупных морских месторождений, открытых в Бьярмеланд-Нордкапской НГО, с суммарными извлекаемыми запасами от 533,7 до 596,9 млн т у.т. приведены в табл. 2. В общем объеме этих месторождений 62 % составляют газ и конденсат. Наряду с приведенными в табл. 2, с 1986 по 2017 гг. открыто еще 19 месторождений и проявлений с суммарными запасами 19,5-23,0 млн т у.т., приуроченных к стратиграфическим интервалам карбона, перми, триаса, нижней и средней юры и нижнего мела и на 75 % представленных газом. Часть этих месторождений выходит за рамки экономической целесообразности их разведки и освоения. В целом запасы большинства отдельных месторождений, согласно принятой в России классификации*, соответствуют интервалу от очень мелких (мельчайших) до средних.

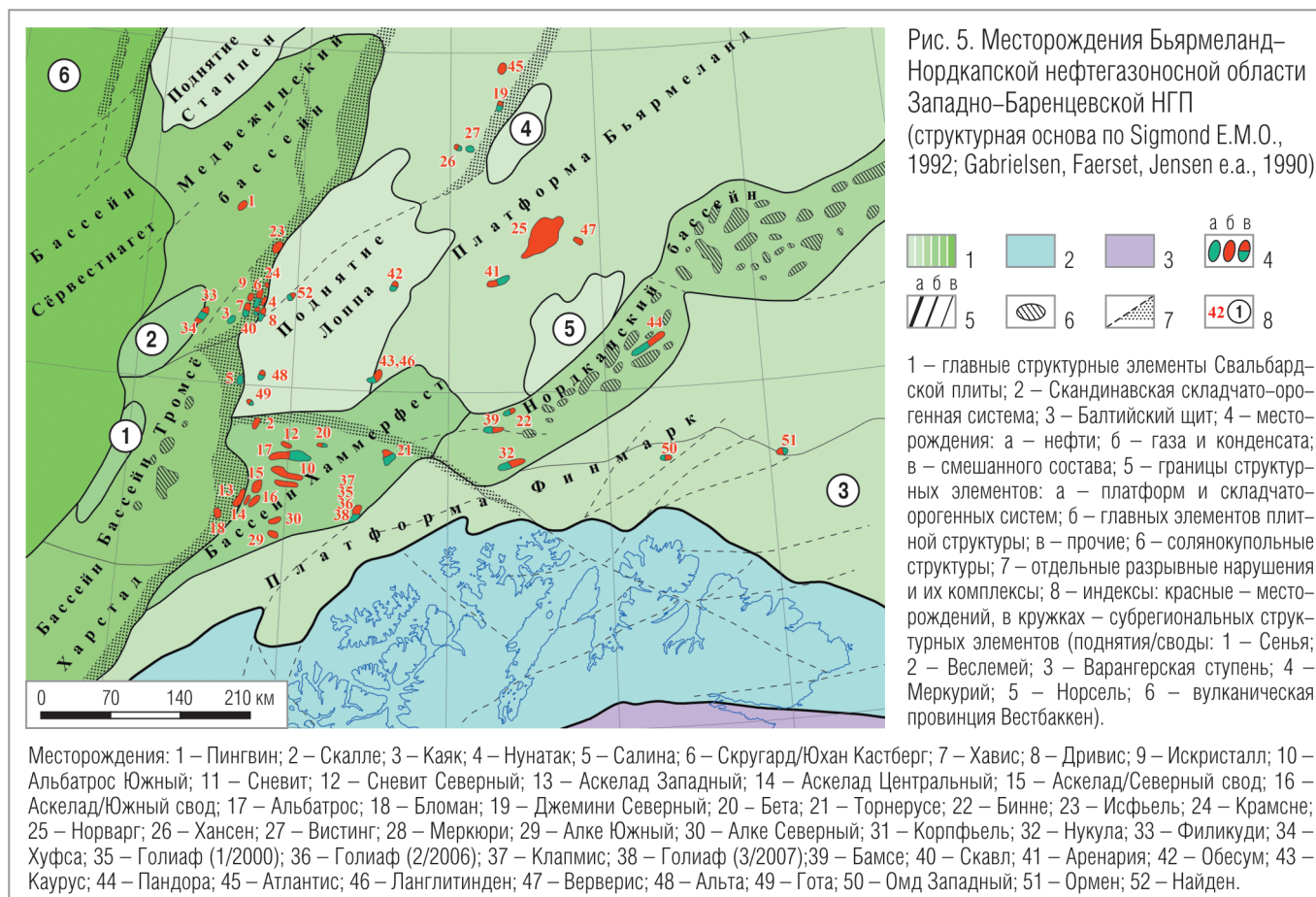
В то же время некоторые территориально сближенные скопления объединяются в промысловые группы (кластеры), суммарные запасы которых определяют возможность их рентабельно-

* См. приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477.

Рис. 4. Стратиграфические интервалы фактической нефтегазоносности осадочного разреза Баренцева моря



1 – нефть, 2 – газ, 3 – нефть и газ, 4 – газ и конденсат, 5 – нефть, газ и конденсат, 6 – стратиграфические интервалы нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных(?) комплексов.



го освоения в рамках действующих в Норвегии экономических условий морского недропользования и с применением уже существующих технологий разработки залежей. По состоянию на 2017 г. на юге провинции выделено 4 такие группы (см. рис. 5, табл. 2), объединяющих 15 месторождений из общего числа открытых: *Сневит* (7 месторождений) с запасами газа около 224 млрд м³; *Голиаф* (3 площади) с запасами нефти 26,5 млн т у.т. и газа – 8,9 млрд м³; *Юхан Кастберг* (3 месторождения) с запасами нефти 74,5 млн т и газа – 11,73 млн м³ и, условно, *Вистинг* (2 месторождения) с запасами нефти 69,3 млн т.

На двух группах месторождений (*Сневит* и *Голиаф*) с 2007 и 2016 гг. соответственно, реализуются проекты по добыче УВ сырья. По первому из них к началу 2018 г. было добыто до 47 млрд м³ газа и около 8 млн т конденсата, по второму – около 5 млн т нефти. На конец 2019 г. суммарная накопленная добыча из морских месторождений провинции составила 80 млн т у.т.

Основные перспективы расширения сырьевой базы УВ в Западно-Баренцевской НГП связываются как с развитием геолого-разведочных работ в ее южной части, уже подтвердившей свою продуктивность в достаточно широком интервале разреза, так и с изучением ее более северных областей, расположенных между 74 и 77° с.ш. [10].

Потенциал неоткрытых извлекаемых ресурсов норвежской зоны недропользования Западно-Баренцевской НГП, по текущим

оценкам Норвежского нефтяного директората*, может превышать 2,1 млрд т у.т.

Первое месторождение *Восточно-Баренцевской НГП* – Мурманское, содержащее промышленные запасы газа, было открыто в 1983 г. К настоящему времени здесь выявлено 5 морских газовых и газоконденсатных месторождений, относящихся по объему извлекаемых запасов к категориям от средних до уникальных (табл. 3). При этом последнее из месторождений было открыто еще в 1992 г., после чего поисково-оценочное бурение на новых площадях провинции не проводилось.

Месторождения открыты в триасовых и юрских отложениях (см. табл. 3, рис. 4) и, как правило, структурно связаны с бортовыми зонами (ступенями) Восточно-Баренцевского мегапрогиба, и пересекающими его поперечными поднятиями (седловинами и порогами).

К Колгуевско-Куренцовской НГО данной провинции, по мнению авторов, геологически целесообразным относить также 2 месторождения о-ва Колгуев – Песчаноозерское нефтегазоконденсатное и Таркское (или Ижимка-Таркское) нефтяное (см. рис. 3), открытые в нижнетриасовых песчаниках чаркобожской свиты, соответственно в 1983 и 1988 гг., предположительно связанные генетически с пермской или триасовой УВ системами Южно-Барен-

* <https://factpages.npd.no>, 2019.

цевской впадины и располагающие начальными суммарными извлекаемыми запасами около 11,0 и 5,6 млн т у.т. Аргументация в пользу отнесения этих месторождений (расположенных в регионально-тектоническом отношении на северной окраине Тимано-Печорской плиты), основанная на результатах изучения в 1995-2001 гг. геохимии их нефтей и ОВ южной части Баренцева моря и геологических особенностей осадочного разреза зоны перехода от указанной плиты к Южно-Баренцевской впадине, была приведена ранее [11]. Вместе с Северо-Кильдинским и Мурманским газовыми месторождениями, так же открытыми в триасовых отложениях (см. табл. 3), месторождения о-ва Колгуев образуют ряд триасовых нефтегазопродуктивных объектов, так или иначе связанных с западными и южными бортовыми зонами Восточно-Баренцевского мегапрогиба.

Наряду с месторождениями вдоль восточной и северной окраин провинции на обращенных к ней побережьях архипелага Новая Земля и островах Земли Франца Иосифа установлены многочисленные нефте- и битумопоявления из палеозойских и мезозойских пород. Нефте- и газопоявления из юрских и меловых пород известны по результатам бурения поисково-оценочных скважин

Арктическая-1 и Лунинская-1 в Южно-Баренцевской и Штокмановско-Лунинской НГО, соответственно (см. рис. 3).

Добыча сырья осуществляется на Песчаноозерском месторождении о-ва Колгуев. При этом как запасы месторождения, так и объемы добытого сырья, в силу островного (т.е. "сухопутного") положения, так и его размещения в тектоническом контуре Тимано-Печорской плиты, как уже отмечалось выше, традиционно учитываются в "континентальном" балансе УВ сырья одноименной НГП.

Фактическая нефтегазоносность континентальной части Тимано-Печорской НГП, согласно летописным источникам*, известна, как минимум, с XIV-XV вв. В середине XVIII в. здесь появился первый кустарный промысел. В период XIX-начало XX вв. в регионе проводились геологические исследования с целью поиска и оценки месторождений сырья, и в небольших объемах осуществлялась его добыча и переработка для местных нужд.

В советский период работы по разведке и первый опыт добычи нефти относятся к 1920-1930 гг., однако эпоха регулярного

* Полное собрание русских летописей. Т. 33. Холмогорская летопись. Двинский летописец. – Л.: Наука, 1977. – 250 с.

Таблица 2. Характеристика морских месторождений Западно-Баренцевской нефтегазоносной провинции с суммарными запасами более 5 млн т у.т.*

Месторождение, промысловая группа (кластер)	Год, период открытия	Возраст продуктивных отложений	Начальные извлекаемые запасы			
			Нефть, млн т	Конденсат, млн т	Свободный газ, млн т у.т.	Сумма УВ, млн т у.т.
Алке Южный	1981	P; T ₂₋₃ -J ₁₋₂	–	0,91	11,37	12,28
Алке Северный	1983					
Сневит (Аскелад, Аскелад Западный, Альбатрос, Аскелад Центральный, Сневит, Сневит Северный, Альбатрос Южный)	1981–1986	T ₃ -J ₁₋₂	> 0	28,12	224,0	252,12
Голиаф (Голиаф 1/2000, Голиаф 2/2006, Клапмис)	2000–2007	T ₁ ; T ₂₋₃ ; T ₃ -J ₁	26,5	–	8,9	35,4
Нукула	2007	T ₂ -J ₁	> 0	–	< 5,0–10,0	< 5,0–10,0
Обесум	2008	T ₂₋₃	> 0	–	< 2,0–14,0	< 2,0–14,0
Каурус	2008	T ₂₋₃	> 0	–	< 2,0–14,0	< 2,0–14,0
Скалле	2011	J ₁₋₂ ; K ₁	–	–	2,5–8,0	2,5–8,0
Норварг	2011	T ₁₋₂ ; J ₁₋₂	–	–	< 5,0–10	< 5,0–10
Юхан Кастберг (Юхан Кастберг, Хавис, Дривис)	2011–2014	T ₃ -J ₁₋₂ ; J ₂₋₃	74,5	–	11,73	86,23
Салина	2012	J ₁₋₂	–	–	6,0–8,0	6,0–8,0
Сквал	2013	T ₃ -J ₁	2,72–6,81	–	> 0	2,72–6,81
Гота	2013	P	7,0	–	> 0	7,0
Вистинг (Вистинг, Хансен)	2013–2014	T ₂₋₃ -J ₁₋₂	69,3	–	> 0	69,3
Пингвин	2014	K ₂ ; P	–	–	< 4,0–16,0	< 4,0–16,0
Альта	2014	C; T	17,2	–	> 0	17,2
Найден	2016	P	3,94	–	1,51	5,45
Филикуди	2017	J ₁	12,0	–	1,07	13,07
Корпфель	2017	T ₂ ; J ₁₋₂	–	–	6,0–12,0	6,0–12,0
Итого			213,6–217,25 (~38)**	29,03 (5)**	291,08–350,58 (~57)**	533,71–596,86 (100)**

* По данным Норвежского нефтяного директората и материалам публикаций.

** В скобках – долевое распределение запасов по флюидному составу, %.

Таблица 3. Характеристика морских месторождений Восточно-Баренцевской НГП*

Месторождение	Год открытия	Возраст продуктивных отложений	Запасы									Сумма УВ, млн т у.т.
			Нефть, млн т			Свободный газ и газовая шапка, млрд м³			Конденсат, млн т			
			A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ +C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ +C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ +C ₂	
Мурманское	1983	T ₂	—	—	—	59,09	61,55	120,64	—	—	—	120,64
Северо–Кильдинское	1985	T ₁	—	—	—	5,08	10,47	15,55	—	—	—	15,55
Штокмановское	1988	J ₂ ; J ₃	—	—	—	3939,41	0	3939,41	56,12	—	56,12	3995,53
Лудловское	1990	J ₂	—	—	—	80,11	131,05	211,16	—	—	—	211,16
Ледовое	1992	J ₂	—	—	—	91,72	330,40	422,12	0,85	3,34	4,19	426,31
Итого			—	—	—	4175,41	533,47	4708,88 (98,74)**	56,97	3,34	60,31 (1,26)**	4769,19 (100)**

* По данным ГБЗПИ РФ на 01.01.2014.

** В скобках — долевое распределение запасов по флюидному составу, %.

масштабного развития нефтегазопроисловых работ и освоения месторождений, с постепенным охватом все более северных территорий Тимано-Печорской плиты, началась с конца 1940-х гг. В 1960-1970 гг.; наряду с геолого-разведочным освоением северных континентальных районов провинции, в прилегающих акваториях начались морские геофизические исследования на нефть и газ, а в 1981-1982 гг. — глубокое поисковое бурение — сначала в прибрежных водах (площадь Дресвянская).

К настоящему времени в континентальной и морской частях провинции открыто более 240 месторождений нефти, газа и конденсата, содержащих более 900 залежей в стратиграфическом диапазоне от верхнего ордовика до среднего триаса [12]. Суммарные запасы месторождений, по оценкам из разных источников, составляют от 2,0 до 2,4 млрд т у.т., в объеме которого не менее 60 % приходится на нефть.

В морской части Тимано-Печорской НГП с 1985 по 2015 г. было открыто 8 месторождений, 2 из которых являются транзитными (табл. 4). По состоянию на 2019 г. к ним добавилось еще одно транзитное — Восточно-Перевозное нефтяное месторождение с запасами 1,21 млн т, открытое в Хайпудырской губе Печорского моря, на восточном морском продолжении месторождения Перевозного.

Почти все эти месторождения приурочены к морскому продолжению Варандей-Адзвинской НГО. Исключение составляет только Поморское месторождение, расположенное на морском продолжении Печоро-Колвинской НГО и представленное, в отличие от остальных, газом и конденсатом. Месторождения расположены в стратиграфическом интервале от нижнего девона до среднего триаса. При этом продуктивность самого древнего (ордовикско-девонского) и самого молодого (триасового) нефтегазовых комплексов была доказана на востоке морской части провинции в Варандей-Адзвинской НГО.

Суммарные запасы месторождений морской части провинции, по данным на начало 2015 г., составили немногим более 512 млн т у.т. (см. табл. 4), а с учетом запасов Восточно-Пере-

возного месторождения — 513,8 млн т у.т. или 21-26 % запасов всей Тимано-Печорской НГП. Эта величина сопоставима с суммарными запасами всех месторождений, выявленных в Западно-Баренцевской НГП и насчитывающих в среднем 588,4 млн т у.т.

В 2013 г. на морском месторождении Приразломное, открытом в 1989 г., началась добыча нефти. Это месторождение стало третьим морским арктическим месторождением, вступившим в стадию промышленного освоения после Юрхаровского транзитного месторождения на побережье Карского моря (2003) и проекта Сневит в норвежской части Баренцева моря (2007). По состоянию на 2019 г. накопленная добыча на этом месторождении составила 9,1 млн т у.т.

Структура начальных суммарных ресурсов Баренцева моря, включающая рассмотренные выше Западно- и Восточно-Баренцевскую НГП и морскую часть Тимано-Печорской НГП (табл. 5), характеризует потенциал Баренцева моря как один из самых высоких среди морей арктической шельфовой зоны Евразии. Существенный объем неоткрытых ресурсов (около 35 млрд т у.т.) и невысокий уровень его разведанности (около 14,6 %) определяют вероятность открытия в морских и транзитных провинциях Баренцева моря новых, в том числе крупных и уникальных по запасам месторождений УВ, приуроченных как к мезозойским, так и палеозойским интервалам разреза.

Сопоставление данных табл. 5 с показателями текущей геолого-геофизической (нефтегазопроисловых) изученности (см. табл. 1) западной и восточной зон недропользования Баренцева моря позволяет получить некоторое представление об эффективности поисково-оценочных работ в отношении прироста УВ потенциала в этих зонах. Так, на 1 км сейсморазведки 2D в западной зоне Баренцева моря приходится 0,68 млн т доказанных запасов сырья, тогда как в восточной зоне этот показатель составляет 2,7 млн т/км, а в расчете на одну скважину, соответственно, около 4 и более 94 млн т у.т. Как видно из сопоставления, в обоих случаях показатели различаются на порядок. Впрочем эти отношения, скорее всего, могут быть обусловлены существенно более высокой перс-

Таблица 4. Характеристика морских и транзитных месторождений Тимано–Печорской НГП (Печорская акватория Баренцева моря)*

Месторождение	Год открытия	Возраст продуктивных отложений	Запасы									Сумма УВ, млн т у.т.
			Нефть, млн т			Свободный газ и газовая шапка, млрд м³			Конденсат, млн т			
			A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ +C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ +C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ +C ₂	
Поморское	1985	C ₃	–	–	–	6,02	15,99	22,01	0,15	0,40	0,55	22,56
Северо–Гуляевское	1986	C _{2–3} ; P ₂	0,79	10,60	11,39	10,41	41,42	51,83	0,31	1,24	1,55	64,77
Приразломное**	1989	C ₃ –P ₁ ; P ₁	46,47	25,48	71,95	–	–	–	–	–	–	71,95
Варандейское	1975 1995	P ₁ ; T ₁ ; T ₁₊₂	0,19	0,04	0,23	–	–	–	–	–	–	0,23
Тобойско–Мядсейское	1994 2004–2008	D ₁₊₂ ; D ₃	0,81	13,29	14,10	–	–	–	–	–	–	14,10
Варандей–море	1995	P ₁	1,83	3,98	5,81	–	–	–	–	–	–	5,81
Медынское–море	1997	D ₁ ; D ₃ ; C ₁ ; C ₂ ; C ₂ –P ₁	63,49	33,87	97,36	–	–	–	–	–	–	97,36
Долгинское	1999	C _{2–3} –P ₁ ; P ₂	0,89	234,92	235,81	–	–	–	–	–	–	235,81
Итого			114,47	322,181	436,65 (85,18)***	16,43	57,41	73,84 (14,41)***	0,46	1,64	2,10 (0,41)***	512,59 (100)***

* По данным ГФЗПИ РФ на 01.01.2015.

** В 2013 г. начата добыча нефти.

*** В скобках – долевое распределение запасов по флюидному составу, %.

пективностью разреза в разведанных районах восточной зоны недропользования, которая, как отмечалось выше, характеризуется большей мощностью и более широким стратиграфическим диапазоном перспективного разреза, которые определяются, очевидно, иными, чем на западе, условиями его формирования.

Исходя из показанной выше (см. рис. 4) сквозной (через всю южную половину Баренцева моря) корреляции перспективных комплексов верхнепалеозойско-нижне-среднемезозойского интервала разреза, в качестве одного из основных перспективных направлений развития сырьевой базы нефтегазодобычи в Восточно-Баренцевской НГП, наряду с ополоскованием и разведкой крупных ловушек в стратиграфических интервалах с доказанной нефтегазоносностью, представляется постановка *целевых геофизических работ* с задачами изучения особенностей геологического строения этого интервала, позволяющих получить новую геологическую аргументацию в пользу его высокой нефтегазоперспективности и таким образом *повысить его привлекательность для лицензионной геологоразведки*.

На этом направлении могут быть определены 2 *генеральные геологические задачи*, доступные для решения силами морских, тематических и научных предприятий и подразделений АО "Росгеология":

- геофизические исследования с целью выявления, локализации и установления геометрических параметров структурных, седиментационных и комбинированных ловушек УВ в терригенных отложениях пермского и мезозойского (триас, юра, нижний мел) возраста;
- аналогичные исследования в карбонатных и терригенно-карбонатных породах среднего-верхнего палеозоя (ориентировочно – от верхнего девона до низов верхней перми).

Предполагается, что часть объектов, выявляемых этими работами, может содержать значимые объемы жидких УВ.

Приоритетными нефтегазоносными областями для решения первой задачи являются, по мнению авторов, Колгуевско-Куренцовская, Кольско-Канинская, Штокмановско-Лунинская, южные части областей Западного борта и Адмиралтейской (см. рис. 3),

Таблица 5. Структура начальных суммарных ресурсов Баренцева моря по состоянию на 01.01.2020, млн т у.т.*

Национальный сектор недропользования	Накопленная добыча	Запасы	Неоткрытые ресурсы	Начальные суммарные ресурсы
Российский	9,1	5283,5	32838,5	38131,1
Норвежский	~ 80,0**	~ 588,4***	2104,0	2772,4
Вся акватория	~ 89,1	~ 5871,9	34942,5	40903,5

* По данным МПР России, Роснедр, Норвежского нефтяного директората, материалам публикаций за 2019–2020 гг.

** Данные по норвежской доле добычи.

*** Среднее от интервала оценок суммарных запасов.

где особый нефтегазогеологический интерес могут представлять седиментационные – палеодельтовые, палеодолинные и погребенные прибрежно-морские – палеоформы разного типа. Во внутренней части Южно-Баренцевской НГО определенный интерес могут представлять также зоны развития юрских турбидитов и нижнемеловых косослоистых серий. Крупные структурные и комбинированные ловушки в триасовых отложениях могут быть выявлены, кроме того, в Сальмско-Вильчековской НГО.

Приоритетными для решения второй из названных выше задач являются, скорее всего, области Западного борта, Колгуевско-Куренцовская, центральный и северный районы зоны западно-новоземельского побережья и прилегающего шельфа, относящихся к Адмиралтейской потенциально НГО (см. рис. 3).

Следует заметить, что открытия, которые могут быть сделаны в районах архипелагов Земли Франца Иосифа и Новая Земля и в структуре которых может присутствовать значительная доля жидких УВ, при их ожидаемой доступности для разработки с островной суши, могут иметь стратегическое значение даже при их относительно небольших размерах – как в качестве топливно-энергетического резерва действующей и проектируемой гражданской инфраструктуры, в том числе Северного морского пути и возможных горно-рудных комплексов, так и в качестве ресурса, повышающего уровень автономности подразделений ВМФ России и пограничной службы, прикрывающих арктические рубежи государства.

Учитывая сложные топографические и ледово-гидрологические условия проведения работ в районах архипелагов, вероятно, следует предусмотреть здесь выполнение детальных гравиметрических и магнитометрических съемок с их последующей количественной интерпретацией для выявления перспективных объектов, их последующую заверку и уточняющую геометризацию ограниченным объемом сейсморазведки на территориях островов, а также в проливах и заливах, освобождаемых ото льда в период полевых сезонов.

Возможности расширения сырьевой базы нефтегазодобычи в морской части Тимано-Печорской НГП лежат на путях доразведки уже открытых месторождений, изучения палеозойских комплексов разреза, в том числе глубокозалегающих, на востоке Печорской акватории, включая и орогенные впадины Приновоземельско-Припайхойской зоны, а также палеозойских и мезозойских разрезов на северном погружении Печорской синеклизы и на Коргинской ступени.

Л и т е р а т у р а

1. Сенин Б.В., Леончик М.И. Стратегические направления развития минерально-сырьевой базы углеводородов нераспределенного фонда недр морских акваторий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 3-14.
2. Сенин Б.В., Леончик М.И., Астахов С.М. Актуальные задачи развития сырьевой базы нефти в нераспределенном фонде недр арктических морей // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 2. – С. 6-14.

3. Милаковский Е.Е. Геология СССР, Т.1. – М.: Изд-во МГУ, 1987. – 416 с.
4. Сенин Б.В., Шпилов Э.В., Юнов А.Ю. Тектоника арктической зоны перехода от континента к океану. – Мурманск: Кн. изд-во, 1989. – 176 с.
5. Сенин Б.В. Особенности геологического строения Западно-Арктического шельфа Евразии (Баренцево и Карское моря): дисс... д-ра геол.-минер. наук. – М.: МГУ, 1993. – 82 с.
6. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря / И.Ф. Глумов, Я.П. Малицкий, А.А. Новиков, Б.В. Сенин. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2004. – 342 с.
7. Geology and Petroleum Resources in the Barents Sea / The Norwegian Petroleum Directorate, 1996. – 54 p.
8. Федоровский Ю.Ф. Перспективы нефтегазоносности карбонатных верхнепалеозойских отложений в прибрежных частях Восточно-Баренцевского мегапрогиба // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 1. – С. 18-24.
9. Верба М.Л., Иванов Г.И. Прогнозы и открытия нефти на Шпицбергене // Разведка и охрана недр. – 2018. – № 4. – С. 18-25.
10. Норвежские запасы нефти и газа удвоились. URL: <https://regnum.ru/news/economy> (дата обращения: 25.04.2017).
11. Проблемы воспроизводства и количественной оценки углеводородных ресурсов морских нефтегазоносных провинций России / Б.В. Сенин, А.П. Афанасенков, М.И. Леончик, И.Н. Пешкова // Геология нефти и газа. – 2012. – № 5. – С. 88-98.
12. Клещев К.Л., Шейн В.С. Нефтяные и газовые месторождения России: справочник в 2-х кн. Кн. 1. Европейская часть России. – М.: ВНИГНИ, 2010. – С. 24-110.

Resource base of oil and gas production in the Barents Sea: current state and development trends

¹Senin B.V., ¹Leonchik M.I., ¹Osherova N.A.

¹Yuzhmoregeologia (State Geological Holding ROSGEO), Gelendzhik, Russia

Integrated characteristics of the current exploration maturity, state of licensing, and hydrocarbon reserves as well as assessments of undiscovered resources in the Russian and foreign sectors of the Barents Sea are described and compared. Main trends in expansion of resource base for oil and gas production within the Russian sector of the sea aimed at enhancing of the region attractiveness for licensing are considered.

Key words: Barents Sea; Russian and foreign sectors; oil and gas; exploration maturity; licensing state; reserves; undiscovered resources; promising trends of geological exploration.

Сенин Борис Васильевич, SeninBV@rusgeology.ru

Леончик Михаил Иванович, LeonchikMI@rusgeology.ru

Ошерова Наталья Александровна, OsherovaNA@rusgeology.ru

© Сенин Б.В., Леончик М.И., Ошерова Н.А.,
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 6'2020

Уточненная оценка нефтегазового потенциала Тимано–Печорской провинции

^{1,2}Прищепа О.М., ³Куранов А.В., ^{1,2}Грохотов Е.И., ²Нефедов Ю.В., ²Ибатуллин А.Х.

¹ АО "ВНИГРИ" (Российский геологический холдинг "Росгеология"), Санкт-Петербург

² Санкт-Петербургский Горный университет, Санкт-Петербург

³ ООО "ТП НИЦ", Ухта

Обсуждаются результаты оценки нефтегазового потенциала, уточненного по результатам проведенных региональных и выполненных силами компаний геолого-разведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в последнее десятилетие. Отмечается, что по итогам геолого-разведочных работ за 2011-2019 гг. получен значимый прирост запасов углеводородного сырья, существенно превышающий добычу нефти.

Определены районы и нефтегазоносные комплексы для концентрации дальнейших геолого-разведочных работ.

Ключевые слова: Тимано-Печорская провинция; нефтегазоносность; углеводородное сырье; нефть; газ; количественная оценка ресурсов.

Введение

Адекватная оценка нефтегазового потенциала региона – основа перспективного планирования и расширения районов геологического изучения и проведения геологоразведочных работ (ГРП) на нефть и газ. Одним из эффективных механизмов лицензирования является составление последовательной и поэтапной программы вовлечения новых районов и горизонтов в геологическое изучение на основе количественной оценки ресурсов углеводородов (УВ), позволяющей дифференцировать участки недр как по потенциалу, так и по стоимости возможных активов с целью развития сырьевой базы при принятии адекватных управленческих решений.

Одним из существующих противоречий и разногласий при выборе перспективных направлений и объектов для проведения ГРП является то, что официальные оценки, принимаемые к утверждению государственными структурами (в частности, Роснедрами), опираются на регламентирующие и методические документы, безусловно, необходимые для унификации подходов к проведению самой количественной оценки, но часто не позволяющие в полной мере учитывать геологические особенности сложнопостроенных регионов, результаты анализа истории изучения и достоверности и подтверждаемости ранее выполненных оценок, достоверность официальной ресурсной базы – основы текущей оценки при использовании методов геологических аналогий. Для применения таких методов необходимо сравнение отдельных характеристик и критериев нефтегазоносности малоизученных участков или районов с достаточно хорошо изученными (с уже оцененными запасами), что может быть обеспечено не в каждом регионе и не в каждом нефтегазоносном комплексе.

Дополнительная трудность – разница в подходах, используемых при оценке ресурсов нефти и газа нефтегазовыми компаниями, и методических приемах, используемых региональными

исследовательскими организациями, традиционно ведущими изучение в когда-то закреплённых за ними в системе МПР России регионах ответственности, а сегодня, по сути, ведущих эти работы большей частью инициативно и без значимой финансовой поддержки. Компании преимущественно используют для оценки нефтегазового потенциала результаты бассейнового моделирования либо проводят сравнение большого количества показателей (критериев) нефтегазоносности по "принципу светофора" (т.е. упрощенного разделения на три группы). Сравнение результатов применения подобных подходов к оценке приводит к парадоксальным результатам, когда участки со значительной величиной оцененных прогнозных ресурсов нефти и газа при лицензировании являются невостребованными компаниями и, наоборот, компании проявляют неадекватный интерес к небольшим по площади участкам, имеющими по их представлениям значительные перспективы [1].

В связи с вышесказанным полезно сравнить результаты уточнения количественной оценки ресурсов нефти и газа, выполненной с использованием метода геологических аналогий, с подходом к оценке потенциала зон нефтегазоаккумуляции как элементов нефтегазовых систем. Это позволяет критически оценить обе методики, дифференцировать разнородные перспективные объекты по значимости и предложить недропользователям как ранее невостребованные объекты для доизучения, так и целые направления ГРП, ранее не вовлеченные в геологическое изучение.

Методические приемы, используемые для оценки ресурсов

Методы количественного прогноза нефтегазоносности отвечают цели определения общей величины и распределения ресурсов УВ (по фазовому составу, содержанию попутных компо-

нентов, по крупности, глубинам, приуроченности к перспективным комплексам и пр.).

Эти задачи решаются на основе проектов или установления зависимостей:

- между концентрацией запасов и геологическими, геофизическими, геохимическими и другими параметрами;
- между показателями динамики открытий и движения запасов и объемными показателями ГРП [2].

Методы геологических аналогий предусматривают установление зависимостей и количественных мер сходства между эталонными и расчетными участками. Они объединяются в два способа – метод сравнительных геологических аналогий и объемно-генетический метод.

Применение метода геологических сравнительных аналогий в "чистом виде" (по средним удельным плотностям на единицу площади или объема осадочного комплекса или его перспективной части) заключается в сравнении расчетного участка с эталонным по совокупности критериев нефтегазоносности, к числу которых, в первую очередь, относятся аккумуляционные и консервационные характеристики.

Объемно-генетический метод оценки базируется на результатах раздельного подсчета количества нефтегазоносных флюидов, генерированных и эмигрировавших из нефтегазоматеринских толщ, и количества рассеявшихся УВ на путях миграции и в зонах аккумуляции в породах и водах.

Оценка общего нефтегазового потенциала осадочных толщ основана на утверждении универсальности процессов нефтегазообразования в осадочных толщах. Для определения количественной величины прогнозных ресурсов объемно-генетическим методом проводятся расчеты, базирующиеся на балансовых уравнениях. Их эмпирической базой являются массовые лабораторные исследования керн, вытяжек битумоидов из него, определения типа органического вещества и степени его преобразованности, а также фильтрационно-емкостных свойств вмещающих пород.

В условиях дефицита геолого-геофизической информации для малоизученных районов и новых (нетрадиционных) направлений ГРП возможно использование подхода, основанного на анализе нефтегазовых систем, определяющего возможности аккумуляции генерированных УВ в зонах нефтегазоаккумуляции отдельных комплексов, расчлененных региональными флюидоупорами [3].

Несмотря на высокую геолого-геофизическую изученность (на суше и акватории Тимано-Печорской провинции по состоянию на 01.01.2020 выявлено более 250 месторождений нефти и газа), разведанность ресурсов и по нефти, и по газу оценивается на уровне около 40 %, что должно свидетельствовать о значительных перспективах наращивания разведанной сырьевой базы УВ (рис. 1).

Оценка начальных суммарных ресурсов (НСР) выполнена раздельно по нефти, свободному и растворенному газу и конденсату на основе тектонического и нефтегазогеологического районирования, уточненного в 2018 г. (рис. 2, 3) по результатам региональных сейсморазведочных работ [4]. Расчеты проведены по 9 нефтегазоносным комплексам осадочного чехла, традиционно выделяемым в пределах Тимано-Печорской провинции – от ниж-

не-среднеордовикского терригенного до ниже-среднетриасового терригенного.

Основанием для уточнения количественной оценки ресурсов послужили новые результаты геолого-разведочных работ и научно-исследовательских работ:

- уточнено развитие ниже-среднеордовикского и средне-девонско-нижнефранского терригенных, доманиково-турнейского, верхневизеско-верхнекаменноугольного и асельско-сакмарского карбонатных комплексов);
- подтверждены перспективы нефтегазоносности открытиями новых залежей и месторождений (более 80 залежей);
- уточнены и созданы новые базовые региональные карты (тектонического и нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской провинции, литолого-фациальных, карт природных резервуаров, карт распределения органического углерода в доманиковых отложениях, карт распространения зон нефтегазоаккумуляции);
- проведена ревизия объектов локального фонда с оценкой локализованных ресурсов, в результате чего был уточнен фонд структур, осуществлена привязка локальных объектов к целевым перспективным комплексам и выполнена на единой методической основе оценка локализованных ре-

Рис. 1. Обзорная схема Тимано-Печорской НГП с выявленными месторождениями

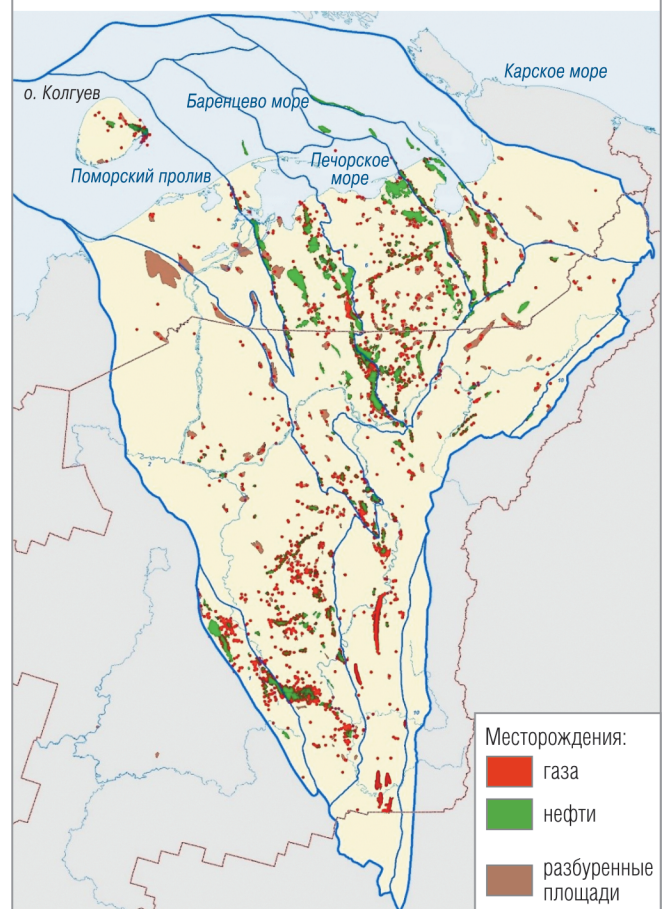


Рис. 2. Уточненная схема тектонического районирования севера Тимано-Печорской НГП

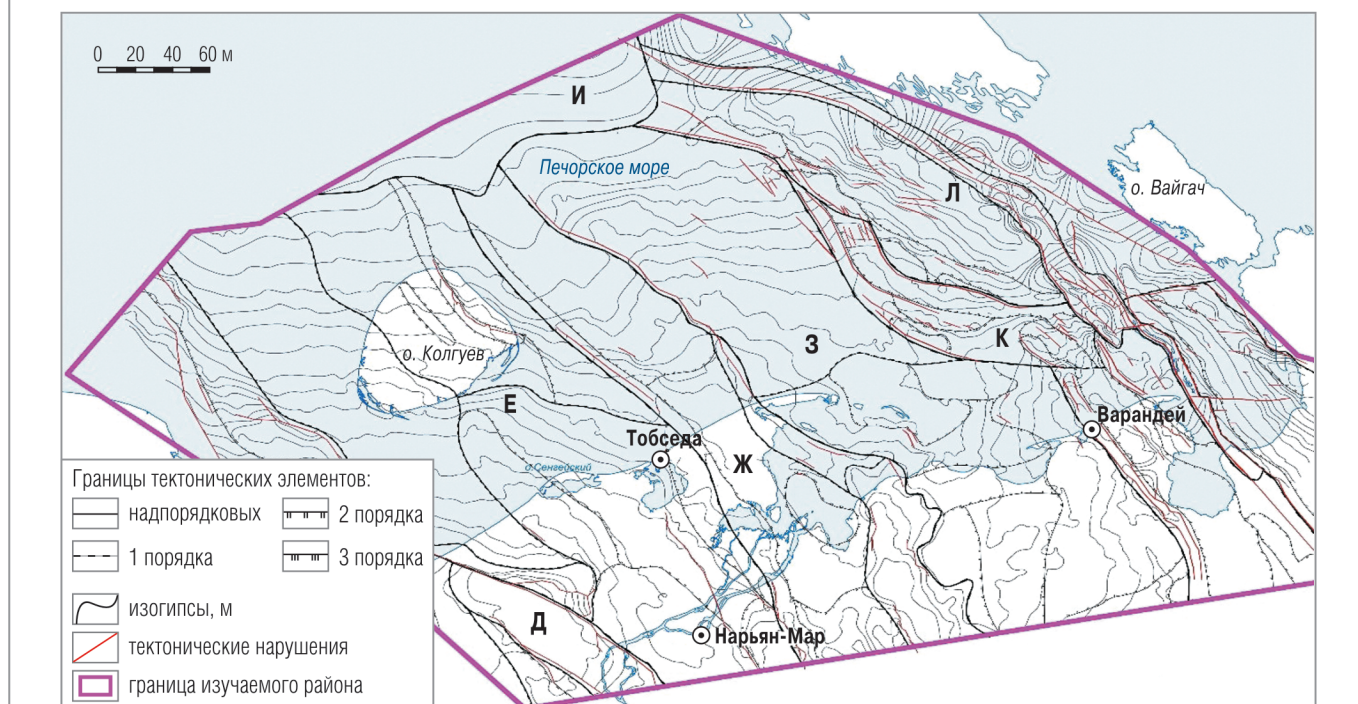
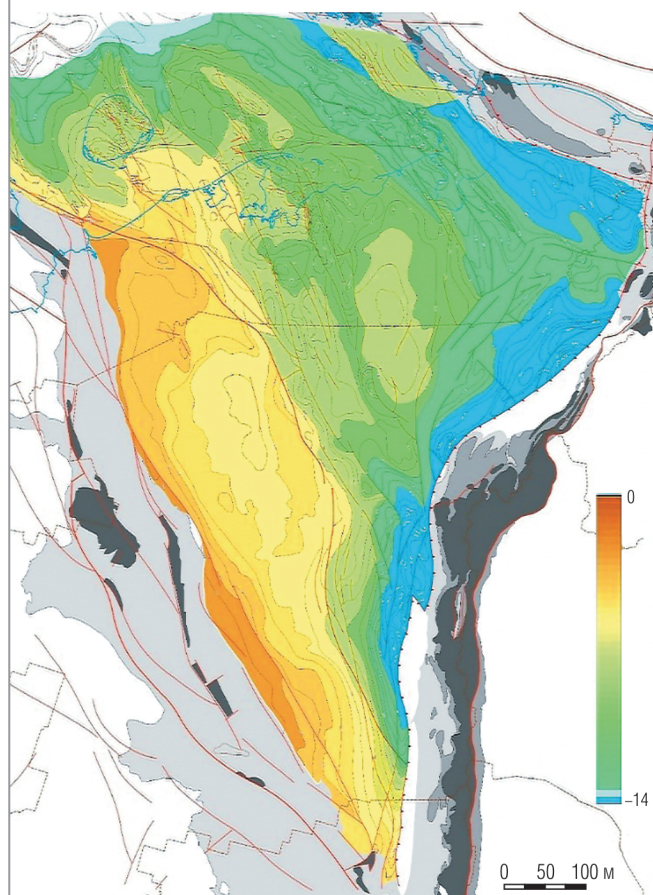


Рис. 3. Структурная карта кровли фундамента Тимано-Печорской НГП



сурсов подготовленных к бурению и выявленных структур региона;

- использованы отрицательные результаты работ, не подтвердившие перспективы нефтегазоносности целевых комплексов в пределах недоизученных периферийных районов (Ижма-Печорской и Коротаихинской впадин);
- выполнены аналитические исследования, позволившие выявить степень достоверности ранее выполнявшихся прогнозов по оценке ресурсов локального фонда перспективных объектов.

Уточнение нефтегазогеологического районирования

Основа нефтегазогеологического районирования территории Тимано-Печорской провинции – тектоническое районирование. Тектоника определяет не только соотношение различных структурных форм в пространстве, последовательность и условия их формирования, историю развития, но и во многом определяет процессы онтогенеза УВ: генерации, миграции, аккумуляции и сохранения. Тектоническое районирование, по сути, сводится к выявлению однородностей – неоднородностей участков земной коры (осадочного чехла) и, исходя из этого, обособлению структурных элементов, различающихся морфологией, размерностью и генезисом структур, их пространственным положением, а формирование обусловлено индивидуальными процессами, определяющими в совокупности и развитие нефтегазовых систем.

При этом большое количество дискуссионных вопросов тектонического строения, требующих понимания глубинного строения и касающихся процессов, протекающих в земной коре ниже

осадочного чехла, а также относящихся к периоду развития земли вплоть до позднего протерозоя, являются сугубо познавательными, но не определяющими для формирования представлений о структурных неоднородностях, характеризующих особенности нефтегазогеологического потенциала. Тектонические схемы, используемые в нефтегазовой геологии как основа нефтегазогеологического районирования, часто вызывают скептическое отношение к ним как к крайне упрощенным и не дающим представления обо всем многообразии тектонических процессов. Использование же хорошо проработанных и достаточно детальных тектонических схем и карт, не имеющих специальной нефтегазовой нагрузки, чаще всего не позволяет качественно улучшить нефтегазогеологическое районирование и внести ясность в понимание характера геологических процессов, определяющих особенности нефтегазоносности. Таким образом, тектонические схемы, используемые в дальнейшем для нефтегазогеологического районирования, изначально характеризуются специализацией, позволяющей различать районы с существенно разными условиями нефтегазоносности.

Такие схемы традиционно уточнялись и пересматривались в рамках подготовительных работ по количественной оценке начальных суммарных ресурсов УВ, проводимых ранее в среднем каждые 5 лет, а в последние годы – с периодичностью почти в 10 лет (последние в 2000 и 2010 гг.), не считая секторных уточнений на отдельных участках по результатам завершённых региональных исследований. Последние значимые изменения в схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской провинции внесены по результатам серии завершённых региональных работ в 2015-2017 гг.

Основной целью уточнения районирования являлось внесение изменений в картографические материалы, обобщающих накопленную информацию (сформированную базу данных), учитывающую выявленные геологические особенности территории или акватории исследования, существенно влияющие на оценку перспектив нефтегазоносности того или иного выделяемого элемента районирования.

В составе Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на дату проведения последней утвержденной количественной оценки (по состоянию на 01.01.2009) в соответствии со схемой тектонического районирования и исходя из условий формирования и особенностей пространственного размещения УВ в границах материковой части Тимано-Печорской провинции выделялось 8 нефтегазоносных областей (НГО) – Тиманская, Ижма-Печорская, Малоземельско-Колгуевская, Печоро-Колвинская, Хорейверская, Варандей-Адзвинская, Припайхойско-Приюжноновоземельская, Северо-Предуральская и одна газоносная область – Западно-Уральская. В состав областей входило 39 районов, из которых 34 нефтеносных и 5 газоносных [5, 6].

За период, прошедший с даты последней количественной оценки ресурсов УВ (по состоянию на 01.01.2009), нефтегазогеологическое районирование Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции претерпело некоторые изменения. В соответствии с уточненной схемой тектонического районирования (см. рис. 2),

выполненной на основе проведенных региональных сейсморазведочных работ по уплотняющей сети профилей в пределах северной части Ижма-Печорской впадины и акваториального продолжения (Печорское море) Малоземельско-Колгуевской моноклинали, Печоро-Колвинского авлакогена и запада Хорейверской впадины (работы по государственному контракту), выявлено несоответствие структурных планов по кровле фундамента и кровле карбонатов пермо-карбона, используемых для районирования. Существенно уточнено районирование северо-западных районов Тимано-Печорской провинции, особенно с учетом бурения параметрической скважины Северо-Новоборская, в частности – впервые выделен погребенный Новоборский вал.

В пределах современной акваториальной части Тимано-Печорской провинции установлено северное ограничение группой субширотных сбросо-сдвигов, разделяющих принадлежащую плите Северо-Печороморскую моноклинали и Южно-Баренцевскую мегавпадину Баренцевоморско-Северо-Карской плиты.

Исходя из сравнительного анализа нефтегазоносных комплексов, условий формирования и особенностей размещения УВ в осадочном чехле Тимано-Печорской провинции, а также с учетом открытия новых скоплений УВ за последнее десятилетие, в границах провинции (с учетом акваториальной части Печорского моря) выделены 11 НГО. Часть областей Тимано-Печорской провинции расположена только на суше, однако большинство имеет морское продолжение, а две целиком выделены в пределах шельфа Печорского моря [7, 8].

Изменение границ и иерархического соподчинения тектонических элементов в северо-западной части провинции повлекло за собой изменения в расположении границ нефтегазогеологического районирования (см. рис. 2).

Уточнение границ особенно важно для малоизученных периферийных районов Тимано-Печорской НГП, где активность недропользователей мала и геологические риски достаточно велики. Так, на северо-востоке и северо-западе провинции полученный объем новых кондиционных геолого-геофизических данных позволяет более обоснованно оценивать перспективы нефтегазоносности.

Результаты геолого-разведочных работ

Промышленная нефтегазоносность и нефтегазопроявления в Тимано-Печорской провинции установлены во всех комплексах, за исключением нижнеордовикского перспективного, в рамках которого наблюдались отдельные нефтегазопроявления в процессе бурения и в керне.

В настоящее время изученность территории провинции различными геолого-геофизическими методами остается крайне неравномерной. По состоянию на 01.01.2018 здесь пробурено более 10,5 млн м глубоких поисково-разведочных скважин, отработано более 330 тыс. км сейсморазведки 2D методом ОГТ. Выполнены значительные объемы ГРП – как сейсморазведочных исследований, так и глубокого бурения, что отразилось и на степени геолого-геофизической изученности провинции, где средняя плотность сейсмопрофилей МОГТ достигла 1,0 км/км² (на территории Республики Коми – 0,82, Ненецкого АО – 1,33 км/км²) (рис. 4).

Несмотря на высокую геолого-геофизическую изученность потенциал региона остается по многим районам неоцененным, а выявленные запасы далеко не исчерпаны.

За последние 10 лет объемы глубокого бурения, проводимого силами компаний-недропользователей, составили в Тимано-Печорской провинции более 870 тыс. м, что отвечает темпам работ, достигнутых в провинции в начале 1970-х гг. и примерно в 4-5 раз ниже максимальных объемов глубокого бурения, достигнутых в конце 1980-х гг. При этом темпы проведения поисково-разведочного бурения в провинции наращивались вплоть до 2016 г. Так, в 2005-2009 гг. было пробурено 416,1 тыс. м поисково-разведочного бурения, а в 2010-2014 гг. – 454,6 тыс. м.

Достигнутые в последние годы показатели эффективности и прироста запасов УВ выдвинули Тимано-Печорскую провинцию в число наиболее значимых регионов с развитой и развивающейся сырьевой базой ТЭК не только для отдельно взятой группы компаний (ПАО "ЛУКОЙЛ" и его дочерних предприятий), но в масштабах всей страны.

Так, за 10 лет на территории Тимано-Печорской провинции выявлено более 30 новых месторождений (76 новых залежей), в том числе в Ненецком АО – 15 (38), Республике Коми – 19 (38)

соответственно. Наиболее значимыми по величине запасов месторождениями являются Ненецкое и Северо-Мукеркамьское в Ненецком АО и Баяндыское, Восточно-Ламбейшорское, им. А. Алабушина и Южно-Баяндыское в Республике Коми.

При этом необходимо отметить, что практически все открытия были сделаны в достаточно хорошо изученных районах с развитой инфраструктурой, большая часть из них может эффективно осваиваться в современных экономических условиях. Основой получения достаточно высоких приростов запасов нефти явилось создание компаниями новых опережающих геолого-геофизических моделей, более тщательная переработка ранее полученных результатов ГРП и выполнение детальной сейсморазведки 3D, направленное на изучение детального строения поисковых объектов.

Существенные изменения (в сторону увеличения запасов) произошли по Баяндыскому, Нижнечутинскому, Худоельскому месторождениям. В Ненецком АО, наоборот, в результате пересчетов отмечены крупные списания запасов по Тобойско-Мядсейскому, Варандейскому, им. Ю. Россихина, Инзырейскому, Песчанозерскому, Торавейскому месторождениям и ряду других.

Общее количество выявленных месторождений суходупной части Тимано-Печорской провинции по состоянию на 01.01.2019 составят 268 административно приуроченных к территориям Ненецкого АО (96) и Республики Коми (172), из них 239 – нефтегазосодержащие. На непосредственном продолжении провинции в акватории Печорского моря выявлены еще 7 месторождений УВ, одно из которых осваивается (Приразломное).

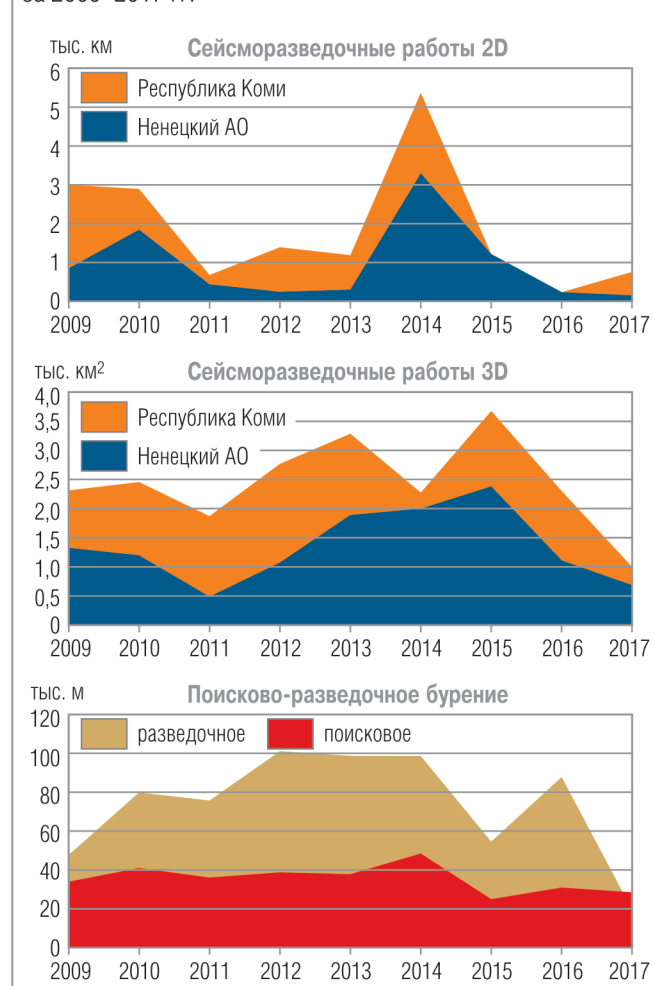
Следует отметить, что за прошедший период впервые установлена промышленная нефтеносность Кочмесского нефтегазосодержащего района открытием сразу двух месторождений – Кочмесского и Нерцетинского в отложениях верхневизейско-нижнепермского НГК, что позволяет, в целом, более высоко оценивать перспективы нефтеносности впадин Северо-Предуральского прогиба и Косью-Роговской впадины в частности. Единственной промышленной залежью в НГР до этого времени была газовая в среднекаменноугольных отложениях на Романьельском месторождении.

Тимано-Печорская нефтегазосодержащая провинция определена как один из регионов развития минерально-сырьевой базы УВС России и играет весьма заметную роль в обеспечении ее энергетической безопасности.

Значимость региона, исходя из его сырьевой базы и уровней добычи нефти, составляющей в последние годы около 5 % от общероссийской, достаточно высока. И безусловным преимуществом является как хорошо развитая добывающая и транспортная инфраструктура в его пределах и относительно небольшое плечо транспортировки УВ до основных потребителей, так и возможность экспорта при морской схеме вывоза с использованием терминала Варандей группы "ЛУКОЙЛ".

Проведенные ГРП как за счет недропользователей, так и средств бюджета, позволили получить весомые результаты по подготовке предложений к лицензированию на выявленных направлениях ГРП на УВС, непосредственно прирост их запасов и открытие новых месторождений.

Рис. 4. Динамика геолого-разведочных работ за 2009–2017 гг.



По государственным контрактам велись комплексные региональные ГРП и работы по их анализу и обобщению. Все они были направлены на получение новой геолого-геофизической информации, разработку моделей геолого-геофизического строения и оценку перспектив малоизученных периферийных районов Тимано-Печорской провинции. Районы сосредоточения сейсморазведочных работ оцениваются неоднозначно с точки зрения перспектив и являются высокорисковыми для проведения ГРП за собственные средства компаний. Получение более однозначных геологических результатов, а также последующее бурение параметрических скважин на новых направлениях ГРП, позволит привлечь недропользователей и инвесторов к таким районам.

Одной из распространенных является точка зрения о низкой эффективности ГРП, проводимых за счет бюджетных средств (по крайней мере, по сравнению с эффективностью компаний). Безусловно, такое сопоставление не совсем корректно, поскольку работы, проводящиеся за бюджетные средства по определению сосредоточены в районах, куда недропользователи не выходят в силу слишком больших неопределенностей и высоких геологических рисков. Задачи же региональных работ – выявление перспектив и снижение неопределенностей и рисков. Декларируемый, в том числе руководителями крупных нефтегазовых компаний, тезис о том, что большая часть поступлений в бюджет связана исключительно с открытиями прошлых лет, а современные работы опять же неэффективны в Тимано-Печорской провинции не находит своего подтверждения.

Завершенные региональные ГРП последнего десятилетия были сосредоточены в малоизученных областях сочленения суши и акватории северо-запада и востока Тимано-Печорской провинции (Малоземельско-Колгуевская моноклинали, север Ижма-Печорской НГП, Кортаихинская впадина, зона сочленения гряды Чернышева с Косью-Роговской впадиной). Региональные ГРП были направлены на решение двух основных задач:

- выявление и оконтуривание зональных нефтегазоперспективных объектов нераспределенного фонда недр Тимано-Печорской НГП для оптимизации районов лицензирования и проведения дальнейших ГРП;
- обобщение и анализ архивных материалов ГРП прошлых лет с целью получения дополнительных сведений о перспективности локальных и разбуренных объектов с неоднозначной оценкой их значимости.

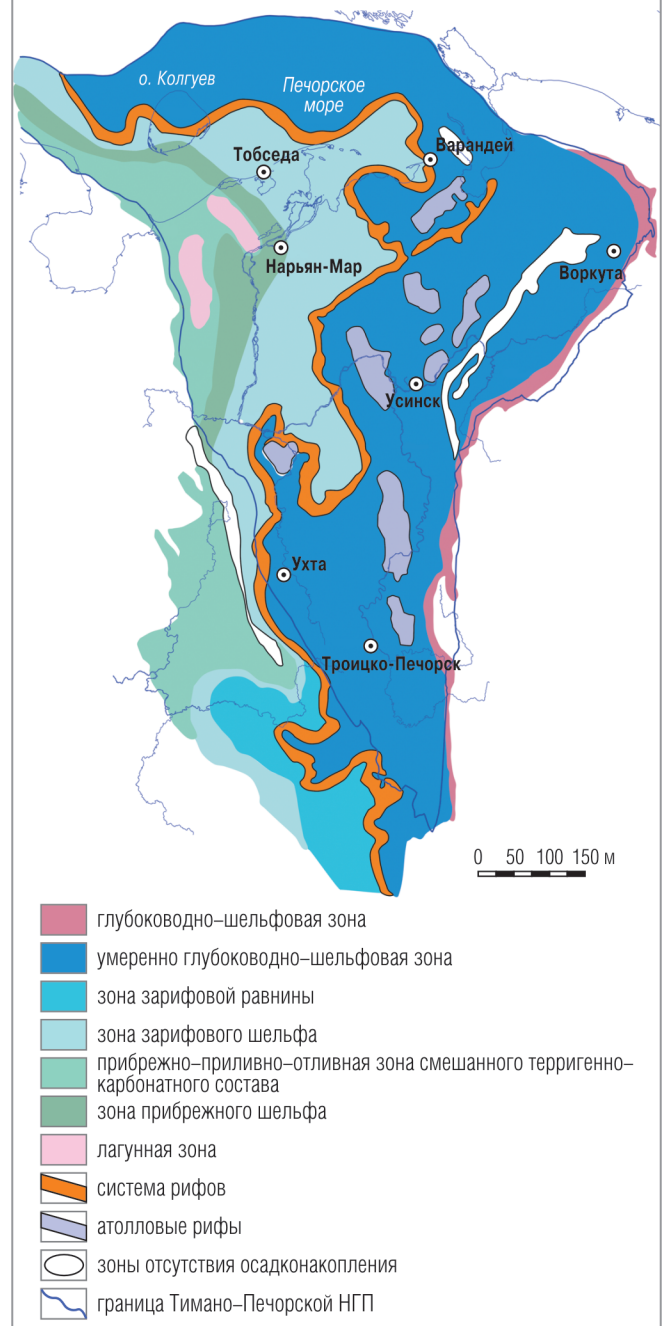
Последнее касалось, например, рифогенных объектов верхнедевонского возраста, оценки перспектив доманиковых нефтегазоматеринских отложений и перспектив сложнопостроенных районов зоны сочленения западного склона Урала и впадин Предуральяского прогиба.

В результате интерпретации и увязки материалов сейсморазведки и глубокого бурения, полученных при региональных работах, создана основа разработки тектоно-седиментационных моделей для построения карт, отражающих геодинамические и литолого-фациальные характеристики каждого нефтегазоносного комплекса, а также пространственное распространение природных резервуаров нефти и газа. Уточнены литолого-фациальные

особенности строения осадочного чехла Тимано-Печорской провинции, что особенно важно при оценке потенциала нефтегазовых систем и нашло отражение в уточнении развития нефтегазоматеринских толщ и, в первую очередь, высокоуглеродистых толщ доманикового типа.

Уточнение распространения среднефранско-(доманиково)-турнейского комплекса в Тимано-Печорском осадочном бассейне и изучение распределения органического углерода в его пределах, фильтрационно-емкостных свойств и характера влияния на них литологического состава, а также степени катагенеза и глубины

Рис. 5. Схема литолого-фациальной зональности доманиковых отложений Тимано-Печорской НГП



залегания вмещающих пород позволило разработать подходы и определить объемы "остаточной" нефти – не эмигрировавшей подвижной части генерированных УВ в поровом и трещинном пространстве высокоуглеродистой сланцевой формации доманика и в ее формационных глубоководных аналогах (рис. 5).

В качестве основы исследования использована база данных ВНИГРИ по геохимии ОВ, битуминологии и литологии [3, 6, 7], накопленная за 1970-2020 гг. и включающая более 2200 результатов определения органического углерода и результатов битуминологического анализа с привлечением материалов по литолого-фациальному изучению доманиковых отложений ООО "ТП НИЦ" (г.Ухта), результатов изучения образцов доманика пиролитическим методом – ФБГУ "ВНИГНИ" (более 800 анализов) и МГУ, а также целой серии завершенных современных региональных и зональных исследований по нефтегазоносности Тимано-Печорского региона [8].

Одним из важных исследований, позволивших сконцентрировать внимание на конкретных перспективных интервалах разреза, стали работы по выявлению нефтегазоносных пластов, не оцененных ранее и не вскрытых бурением перспективных горизонтов на участках и объектах нераспределенного фонда недр Тимано-Печорской НГП. Эти работы позволили локализовать в пределах выделенных зон нефтегазоаккумуляции наиболее значимые объекты.

Так, по результатам комплексной интерпретации данных ГИС в 88 скважинах из 102 были выделены пласты-коллекторы (602 интервала), характеристика которых (в совокупности с другими геологическими данными) свидетельствует о возможном наличии нефте- и (или) газонасыщенных интервалов в разрезе.

В пределах нераспределенного фонда недр на 56 структурах в широком стратиграфическом диапазоне – от нижнесилурийских до нижнепермских отложений было выделено 117 возможных залежей, 94 из которых отнесены к наиболее надежно обоснованным.

Количественная оценка ресурсов нефти или газа выполнена по 109 залежам (98 нефтяным, 11 газовым), приуроченным к 52 структурам. По результатам количественной оценки геологические/извлекаемые ресурсы нефти составили 409,0/149,2 млн т (98 залежей), геологические ресурсы свободного газа – 76,4 млрд м³ (11 залежей).

В пределах нераспределенного фонда недр Тимано-Печорской провинции выделены структуры, в пределах которых ожидается открытие залежей в глубоководных, но не вскрытых бурением горизонтах осадочного чехла. Всего на территории исследования прогнозируется открытие 102 ранее не вскрытых залежей УВС (94 нефтяных, 8 газовых) на 54 площадях.

По результатам выполненной количественной оценки в пределах выделенных интервалов разреза геологические/извлекаемые ресурсы нефти оценены в 488,9/147,5 млн т, геологические ресурсы свободного газа – 46,4 млрд м³.

Полученные результаты позволили переоценить фазовый состав, а также потенциал эмиграции и возможной аккумуляции для отдельных районов провинции. Установлена приуроченность индивидуального состава битумоидов к определенным районам,

что позволило судить как о разобщенности источников УВ, так и их взаимном влиянии. Оценен потенциал второстепенных по сравнению с доманиковой формацией нефтегазоматеринских толщ.

На основе принципов выделения зон нефтегазоаккумуляции, предусматривающих историко-генетический подход (связь зон аккумуляции с очагами генерации), а также необходимость контроля региональными или регионально-зональными флюидоупорами, образующими системы природных резервуаров в благоприятных условиях, разработаны карты развития зон нефтегазоаккумуляции и выполнена оценка их потенциала.

Региональные ГРП, проводимые за бюджетные средства, были сосредоточены на малоизученных районах провинции.

Перспективы поисков месторождений УВ в северо-западной и северо-восточной частях Тимано-Печорской провинции и на ее морском продолжении (Ижма-Печорская впадина, материковая и акваториальная части Малоземельско-Колгуевской моноклинали) крайне неоднозначны. Из-за существенного сокращения разреза чехла, включая основные перспективные комплексы, отсутствия подготовленных к бурению поисковых объектов, а также пока не установленных нефтегазоматеринских толщ, недропользователи и инвесторы не проявляют интерес к указанному району.

Комплекс ГРП, выполненных по госзаказу, позволил существенно изменить представления на перспективы указанных районов. Так, установлено более широкое развитие ниже-среднепалеозойских перспективных комплексов, выявлен в северо-западной части погребенный амплитудный вал (Новоборский) и выделен перспективный на нефть район внутренней части Коротаихинской впадины.

Неясность в оценках районов, в пределах которых организовано региональное изучение, вызвана отсутствием и неравномерным размещением как единичных опорных, параметрических и поисковых скважин, так и сейсморазведочных работ, а также отсутствием "традиционных" показателей перспектив нефтегазоносности, которые приводили к успешным открытиям в других, более южных и восточных районах Тимано-Печорской провинции.

Перспективы нефтегазоносности акваториальной части Малоземельско-Колгуевской моноклинали в силу наращивания толщин палеозойских и мезозойских комплексов и их погружения к северу и северо-востоку представляются более благоприятными. При этом анализ признаков нефтегазоносности показал необходимость более тщательного подхода к поиску нефтегазоматеринских толщ и обоснования возможных путей миграции со стороны Печоро-Кожвинского мегавала, а также погруженных районов прилегающей акватории.

Выполненные работы позволили уточнить схему тектонического районирования северной части Ижма-Печорской синеклизы, Малоземельско-Колгуевской моноклинали и Коротаихинской впадины.

Северная половина Ижма-Печорской синеклизы как часть крупнейшей отрицательной структуры выделяется по всем структурным этажам и со значительной асимметрией наклонена в сторону Припечорской системы разломов. Толщина осадочного чехла

в депоцентре, приближенном к северо-восточным прибортовым дислокациям синеклизы – Новоборско-Созьвинской структурной зоне и Седухинско-Малолебединскому мегавалу, составляет 3,5-4,0 км.

Северо-восточную часть северной половины Ижма-Печорской синеклизы занимают два крупных сложнопостроенных горстовых тектонических образования – Новоборско-Созьвинская структурная зона и Седухинско-Малолебединский мегавал. По поверхности фундамента эти тектонические элементы составляют единую структурно-связанную блоково-дизъюнктивную систему, примыкающую к Чаркаю-Пылемецкому разлому. Ее протяженность около 300 км, ширина – 40-70 км.

Толщина терригенного формационного комплекса между фундаментом и предпозднетиманско-саргаевской поверхностью несогласия увеличивается от 500-800 м в западной части севера синеклизы до 1500-1700 м у фронтального взброса Новоборско-Созьвинской зоны. Увеличение вызвано, по-видимому, не только наращиванием толщин терригенного верхнего кембрия – среднего ордовика, но также увеличением объема нижнефранского горизонта и, что важно, вероятного появления среднедевонско-яранских (нижнефранских) глинисто-песчаных пород.

Спорным остается вопрос о возможных источниках УВ (нефтегазоматеринских свитах) для перспективных комплексов районов изучения. Одним из возможных источников могут быть высокообогащенные ОВ, достигшие необходимых стадий преобразования в пределах Печоро-Кожвинского мегавала толщи девонских пород и далекой латеральной миграции по хорошо выдержанным природным резервуарам. Таким резервуаром наиболее логично можно предполагать 200-1200-метровую нижнеордовикскую формацию проницаемых кварцевых песчаников, перекрытую глинистой покрывкой тиманского горизонта нижнего франа. Встреченные в песчаниках этой формации помимо нефтепроявлений геохимические "улики" в виде экстрагированных битумоидов свидетельствуют о возможностях дальнейшей латеральной миграции, по примеру таковой в среднедевонских песчаниках юга Ижма-Печорской синеклизы. Нефтематеринских пород нижнеордовикская формация не содержит, но емкостные свойства ее песчаников достигают 20 % и более.

Поступление УВ в нижнеордовикский резервуар могло происходить из среднедевонской нижнефранской формации палеограбеновых прогибов Печоро-Колвинского авлакогена, непосредственно примыкающих по системе Припечорских разломов к Ижма-Печорской синеклизе.

Состояние оценки локализованных ресурсов нефти и газа

Структура ресурсов УВС подготовленных объектов, т.е. поисковых объектов резервного фонда, учтенных государственным балансом РФ по состоянию на 01.01.2018, претерпела существенное изменение относительно состояния на 01.01.2009. Суммарные геологические/извлекаемые ресурсы нефти категории D₀ по Тимано-Печорской НГП составляли 2045,2/669,5 млн т, сво-

бодного газа – 6,8 млрд м³ по Ненецкому АО и 1786,6/551,9 млн т нефти и 188,2 млрд м³ газа по Республике Коми.

Фонд подготовленных объектов насчитывает 281 структуру, из них 175 структур находятся в пределах распределенного фонда недр (включая лицензии вида "НП"). За 2009-2017 гг. в фонд подготовленных объектов Тимано-Печорской провинции (Ненецкий АО, Республика Коми) было включено 128 локальных объектов с учтенными государственным балансом РФ ресурсами нефти и (или) газа. По части структур ресурсы были списаны в связи с открытием на некоторых из них месторождений или вследствие неподтверждения по результатам проведенных ГРП.

В этой связи крайне важно использовать статистически обоснованные коэффициенты перевода ресурсов в запасы (достоверности и подтверждаемости ресурсов).

Коэффициент успешности поисковых работ, оцененный за весь период проведения ГРП в целом по северной части Тимано-Печорской провинции, по Ненецкому АО составляет 0,42 и варьирует от 0,25 в Малоземельско-Колгуевской до 0,53 в Печоро-Колвинской НГО. На разных временных отрезках этот показатель по территории Ненецкого АО варьировал от 0,6 на начальных этапах ГРП до 0,34 в 1981-1985 гг. и в последние 25 лет стабилизировался на уровне 0,4 и, в целом, может оцениваться как весьма высокий.

Коэффициент подтверждаемости в среднем равен 1,18 и характеризуется большой изменчивостью в разные годы – от 0,39 в 1975-1980 гг. до 2,17 в 2005-2009 гг. В последнем случае высокие значения коэффициента подтверждаемости обеспечены небольшими объемами поискового бурения и открытием значимого Ненецкого месторождения в 2008 г., запасы которого в 8 раз превысили оценки локализованных ресурсов объекта на момент ввода его в бурение. Причем 90 % запасов, принятых ГКЗ, отнесены к категории С₂ и требуют своего подтверждения доразведкой. По разным НГО коэффициент подтверждаемости также весьма неравномерен и варьирует от 0,58 в Малоземельско-Колгуевской до 1,69 в Варандей-Адзвинской НГО. Большие значения коэффициентов подтверждаемости в пределах Ненецкого АО свидетельствуют как о достаточно надежной оценке ресурсов локализованных объектов, так и отсутствии ожидания выявления крупных объектов. При их выявлении результаты оценки подтверждаемости существенно растут.

Средний коэффициент достоверности перспективных ресурсов составил 0,69 с минимумом 0,26, отмеченным в 1975-1980 гг., и максимумом 0,88 в 1985-1990 гг. В последние годы этот коэффициент находится на уровне 0,5. Так же, как и предыдущие показатели, коэффициент достоверности минимален в Малоземельско-Колгуевской (0,09) и Северо-Предуральской (0,14) НГО, своих максимальных значений (0,83) он отмечен в пределах Варандей-Адзвинской НГО.

Достоверность предварительно оцененных (категории С₂) запасов разведываемых месторождений УВ в Тимано-Печорской провинции при их дальнейшем переводе в категорию С₁ в среднем по статистическим данным варьирует в пределах 0,35-0,40.

Количественная оценка ресурсов методом геологических аналогий

В структуре НСР Тимано-Печорской провинции за прошедший период произошли изменения практически по всем НГО и большинству НГК, главным образом, в части запасов (открыто более 30 новых месторождений и почти 80 новых залежей), а также ресурсной составляющей за счет проведения значительного объема ГРП. В результате проведения ГРП на лицензионных участках ряд структур был подготовлен и переподготовлен к глубокому бурению с переоценкой локализованных ресурсов по категории D₀ и выявлены новые структуры, по которым оценены ресурсы категорий D_{лок} и D₁, что привело к изменению (уменьшению) нелокализованной части прогнозных ресурсов. Указанный парадокс является следствием применения методического подхода, предусматривающего неизменность НСР при изменении структуры ресурсов.

В результате оценки ресурсов методом геологических аналогий, выполненной по 11 подкомплексам на базе составленных АО "ВНИГРИ" при участии ТП НИЦ серии карт (литолого-фациальных, структурных, толщин, природных резервуаров, геохимических и гидрогеологических критериев) начальные суммарные ресурсы Тимано-Печорской провинции составили по сумме углеводородов 9,7 млрд т у.т. и представлен нефтью, свободным и растворенным газом, а также конденсатом (рис. 6, 7). Прирост, по сравнению с оценкой на 01.01.2009, составил 3,4 %, или 323,5 млн т у.т.

Выделяются 4 базовых нефтегазоносных комплекса, содержащих подавляющую часть НСР УВ Тимано-Печорской провинции (рис. 8) – среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный O₂-D₁, среднедевонско-нижнефранский терригенный D₂-D_{3f}, доманиково-турнейский карбонатный D_{3dm}-C_{1t} и верхневизейско-нижнепермский карбонатный C_{1v2}-P₁.

В пределах малоизученных районов Тимано-Печорской провинции начальные суммарные ресурсы УВ оценены в 13 % от общих по провинции. Необходимо признать, что надежность этих оценок существенно ниже, чем в хорошо изученных районах, и, соответственно, нефтегазовый потенциал может быть существенно уточнен.

Согласно выполненной оценке на территории Тимано-Печорской провинции выделяются преимущественно нефтяные, смешанные и преимущественно газовые направления проведения комплекса поисково-оценочных работ на нефть и газ. К числу первых следует отнести в первую очередь Хорейверскую впадину, Варандей-Адзвинскую структурную зону, к числу смешанных – центральную и южную части Печоро-Колвинского авлакогена и южную часть Ижма-Печорской впадины, к числу преимущественно газонасыщенных – северную часть Печоро-Колвинского авлакогена и впадины Предуральского и Предпайхоского прогибов, а также Западно-Уральскую область.

К числу наиболее перспективных для проведения дальнейших ГРП нефтегазоносных областей и районов по результатам оценки ресурсов методом геологических аналогий следует отнести Хоседаюско-Воргамусюрский, Колвависовский и Лайско-Лодминский нефтегазоносные районы, содержащие наибольшее количество

ство неразведанных извлекаемых ресурсов нефти. Далее следуют Нижне-Ижемский и Кочмесский районы. Традиционно для Тимано-Печорской НГП тремя базовыми нефтегазоносными комплексами, содержащими наибольшее количество неразведанных ресурсов, являются верхневизейско-нижнепермский, доманиково-турнейский и среднеордовикско-нижнедевонский (нефти), верхневизейско-нижнепермский (газ).

Рис. 6. Сопоставление извлекаемых НСР УВ Тимано-Печорской НГП по оценкам 2009 и 2017 гг.

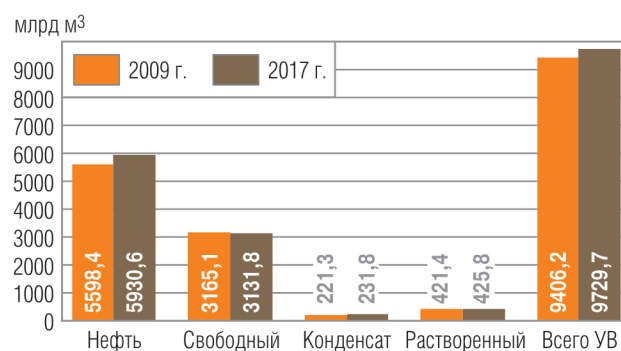


Рис. 7. Структура НСР УВ Тимано-Печорской НГП по типу флюида по состоянию на 01.01.2018

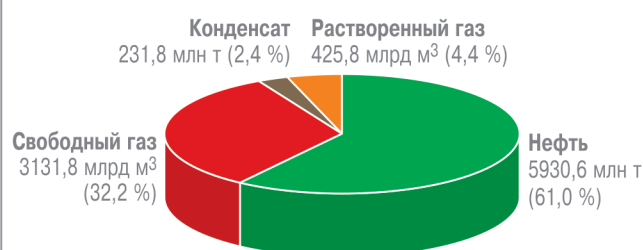


Рис. 8. Распределение извлекаемых НСР УВ Тимано-Печорской НГП по нефтегазоносным комплексам по состоянию на 01.01.2018

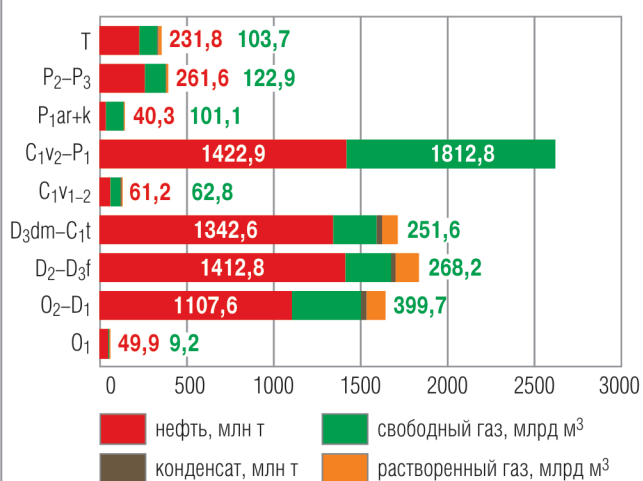


Рис. 9. Составной сейсмический временной разрез через основные структурные зоны Тимано–Печорской НГП

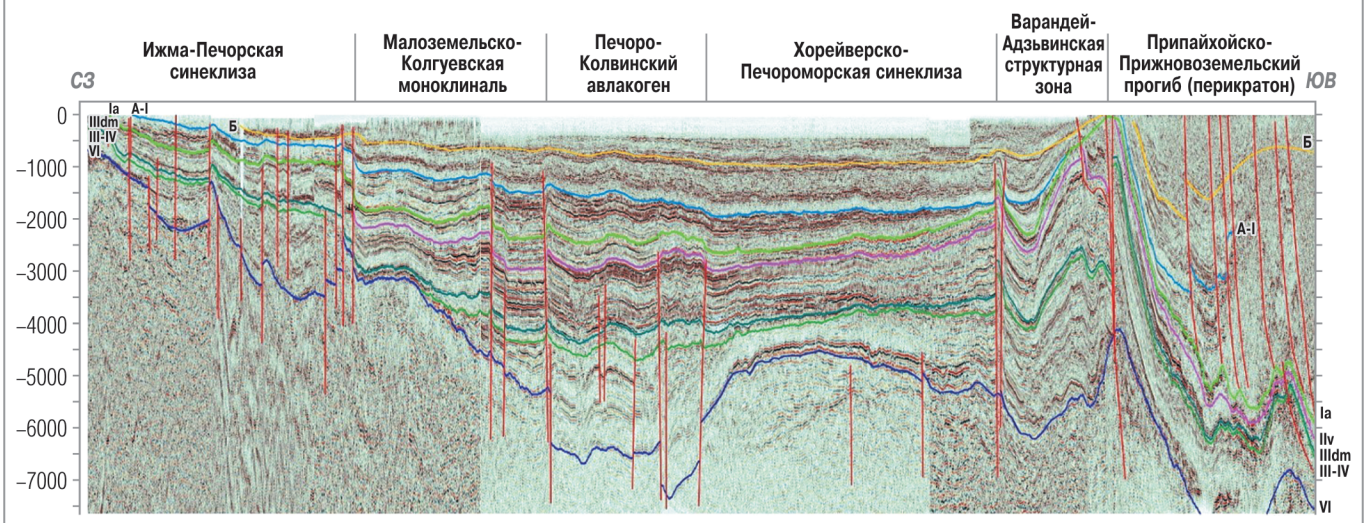
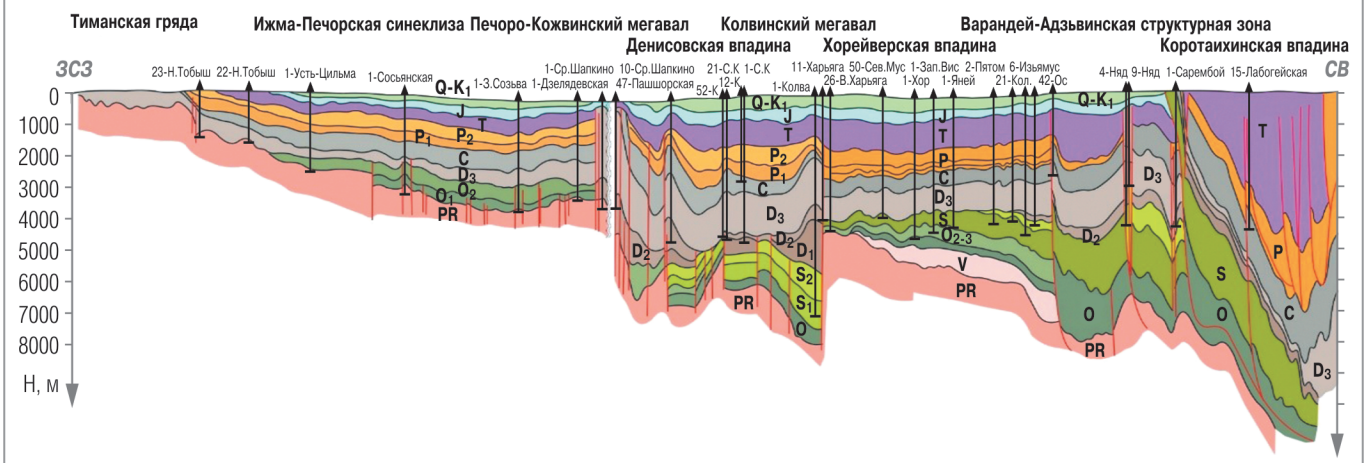


Рис. 10. Интерпретированный геологический разрез через основные структурные зоны Тимано–Печорской НГП



Основным направлением для поисковых работ на газ остается территория Северо-Предуральской НГО, неразведанные его ресурсы составляют около 0,9 трлн м³. Также необходимо ориентироваться и на Западно-Уральскую НГО как одно из газовых направлений работ в Тимано-Печорской провинции. Выделяются два нефтегазоносных района с наибольшими неразведанными ресурсами газа и являющиеся приоритетными для проведения поисковых работ – Интинско-Лемвинский и Восточно-Лемвинский.

Полученные результаты исследований по количественной оценке НСР УВС могут использоваться при планировании ГРП на нефть и газ на территории Тимано-Печорской провинции, составлении средне- и долгосрочных программ развития минерально-сырьевой базы, планировании социальной политики региона.

Оценка потенциала нефтегазовых систем Тимано–Печорской провинции

Нефтегазовые системы, основой которых являются нефтегазопроизводящие высокобитуминозные толщ, распространенные

в пределах осадочных бассейнов, попавшие на протяжении геологической истории в условия температур и давлений, отвечающих разным фазам нефтегазообразования из рассеянного органического вещества, захороненного в породах при осадкообразовании, определяют специфику нефтегазоносности. В Тимано-Печорской НГП выделено 6 толщ, обогащенных органическим веществом и относимых к нефтегазоматеринским, к наиболее значимым отнесены 3 из них: силурийско-нижнедевонская и доманиково-фаменская и артинско-кунгурская [6]. Первые две включают преимущественно сапропелевое вещество, последняя – гумусовое.

Прослеживание сейсмических комплексов, ограниченных регионально выдержанными отражающими горизонтами, и уточнение глубин их распространения по результатам сейсморазведочных работ в пределах основных структурных зон Тимано-Печорской НГП (рис. 9, 10) позволили проследить развитие основных нефтегазоматеринских толщ, лежащих в основании нефтегазовых систем (рис. 11). В совокупности с уточнением литолого-фациальной зональности нефтегазоматеринских толщ (силурий-

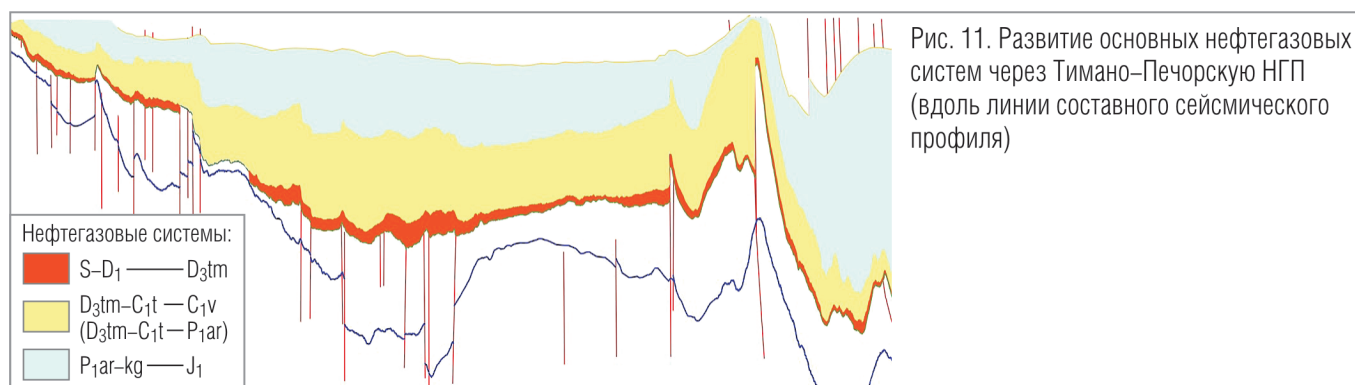


Рис. 11. Развитие основных нефтегазовых систем через Тимано-Печорскую НГП (вдоль линии составного сейсмического профиля)

ско-нижнедевонской, доманиково-фаменской и артинско-кунгурской) и выявленных закономерностей распределения органического углерода по разрезу и площади и его приведения к началу катагенеза выполнена оценка потенциала нефтегазовых систем, базирующаяся на балансовых уравнениях (С.Г. Неручев, Т.К. Баженова).

Оценка генерационного потенциала наиболее значимой в Тимано-Печорской провинции доманиковой формации для областей завершения главной зоны нефтеобразования и в главной зоне газообразования составила 336 млрд т у.т. (нефтяной потенциал – 210 млрд т, газовый – 126 трлн м³), остаточный потенциал сохранившихся в толще генерации УВ оценен (по данным МГУ [8]) в 42-63 млрд т нефти и 12,6-18,9 трлн м³ газа. При этом суммарное количество нефти в свободном поровом пространстве доманикового горизонта при использовании кинетических спектров [9] составило 10,5 млрд т нефти и 6,3 трлн м³ газа, а с учетом емкости пространства, определенного с разделением на шельфовую зону, склоны карбонатной платформы (бортовые части депрессионной впадины) и в депрессиях составляет в зонах высокой концентрации 5,2 млрд т у.т. Это сопоставимо с объемами аккумулированных УВ в традиционных коллекторах, оцененных в Тимано-Печорской провинции (6 млрд т), и позволяет рассматривать высокоуглеродистую толщу доманика как важнейший резерв добычи нефти в условиях высоких цен на УВ в хорошо освоенных регионах европейской части России.

Уточнение развития очагов генерации основных нефтегазоматеринских толщ в пределах малоизученных районов Тимано-Печорской провинции ее северо-запада позволило переоценить перспективы нефтегазоносности, фазовый состав, а также существенно уточнить коэффициент аккумуляции эмигрированных УВ для зон сочленения мобильных и стабильных тектонических блоков провинции. Установленная приуроченность индивидуального состава УВ к конкретным районам, позволила судить как о разобщенности их источников в пределах стабильно развивающихся Ижма-Печорского и Хорейверского тектонических блоков, так и взаимном влиянии нескольких УВ систем в пределах крупных поднятий (валов) мобильных тектонических структур (Печоро-Кожвинского и Колвинского мегавалов, вала Сорокина, Хоседаюского и Сарембой-Леккеягинского валов). Оценен потенциал второстепенных по сравнению с доманиковой формацией нефтегазоматеринских толщ.

На основе принципов выделения зон нефтегазоаккумуляции, предусматривающих использование историко-генетического подхода (связь зон аккумуляции с очагами генерации), а также учитывающих контроль региональными или регионально-зональными флюидоупорами, образующими системы природных резервуаров в благоприятных условиях для отдельных нефтегазоносных комплексов (НГК), с применением комплексирования объемно-генетического метода в части оценки генерации и эмиграции и метода геологических аналогий, позволяющего сравнивать аккумуляционные и консервационные возможности, выполнена оценка всех перспективных зон, располагающихся преимущественно в нераспределенном фонде недр Тимано-Печорской провинции. Результаты расчетов сравнивались с оценкой ресурсов, выполненной по методу геологических аналогий.

Наиболее значимые ресурсы нефти и газа оценены для следующих зон нефтегазоаккумуляции, сформированных в пределах:

- O-D₁ НГК – Западно-Кортаихинской (19,2 млн т нефти и 40,1 млрд м³ газа), Кочмесской (24,9 млн т и 21,0 млрд м³), Восточно-Сандивейской (19,9 млн т нефти), Баганской (30,9 млн т), Макариха-Салюкинской (41,4 млн т);
- D₂-D_{3f} НГК – Нерутской (12,0 млн т нефти);
- Ddm-C_{1t} НГК – Курбатской (20,8 млн т нефти), Сарьюгинской (8,6 млн т), Воргамусюрской (15,0 млн т), Падимейской (13,4 млн т), Нитчемью-Сынинской (61,8 млн т), Сандивейской (14,2 млн т);
- C_{1v1-2}-P₁ НГК – Нерутской (12,6 млн т нефти), Верхнелыжско-Лемъюской (8,0 млн т), Воркутской (14,3 млн т), Восточно-Лемвинской (45,4 млрд м³ газа), Западно-Лемвинской (220,5 млрд м³), Верхнелемвинской (46,0 млрд м³), Нитчемью-Сынинской (14,6 млн т нефти), Мастерельской (30,1 млн т), Сандивейской (42,5 млн т), Салюка-Макарихинской (25,4 млн т);
- P₂₋₃ НГК – Верхнелыжско-Лемъюской (19,5 млн т нефти);
- T НГК – Восточно-Таркской (15,8 млн т нефти), Малоземельской (32,5 млн т) и Кортаихинской (22,1 млн т).

Суммарные геологические ресурсы УВ в перспективных зонах нефтегазоаккумуляции на изученной территории Ижма-Печорской синеклизы оценены в 1,4 млрд т у.т. По фазовому составу предполагается приоритет жидких УВ (1,1 млрд т). По сумме ресурсов, приуроченных к районам совмещения зон нефтегазоаккумуляции наиболее высокой оценкой характеризуется Новобор-

ская зона (367 млн т у.т.). Следующим этапом изучения северо-западных и северо-восточных районов Тимано-Печорской провинции будет завершение работ по уплотняющей сети региональных сейсмопрофилей с выполнением рассечек для уточнения мест заложения параметрических скважин и последующим их бурением.

Перспективы нефтегазоносности малоизученных районов Тимано-Печорской провинции

Анализ геолого-геофизических материалов, полученных в последние годы в результате проведения региональных ГРП, выполненных за бюджетные средства, позволили провести корректировку выделения и обоснования тектонических элементов Тимано-Печорской провинции [6]. К наиболее важным результатам можно отнести прослеживания развития палеозойских нефтегазоносных комплексов как в западной, так и в восточной территориальных частях провинции [8, 10] и в ее акваториальной части. Совместный анализ результатов переобработки и интерпретации геолого-геофизических материалов по северной части суши и прилегающей акватории позволил составить единую тектоническую схему провинции с прослеживанием ее основных элементов в акваториальной части.

Промышленная нефтегазоносность и нефтегазопроявления установлены во всех комплексах, за исключением нижеордовикского перспективного, в котором отмечены отдельные нефтегазопроявления в процессе бурения и в керне и получен непромышленный приток нефти на Средне-Мылвинской площади.

Выполненный анализ генерационных, миграционных и аккумуляционных возможностей позволил выделить зоны нефтегазонакопления в рамках нефтегазовых систем и уточнить перспективы нефтегазоносных комплексов недостаточно изученных районов (рис. 12). К ним относятся, в первую очередь, северо-западный район Ижма-Печорской синеклизы с прилегающей Малоземельско-Колгуевской моноклиной, включая сложенные нижеордовикскими и среднедевонскими терригенными образованиями погребенные прогибы в Печорском море, поднадвиговые структуры Урала и зоны внутренних частей впадин Предуральского прогиба, грабены Тиманской гряды, сложнопостроенные районы гряды Чернышова и Припайхойско-Южно-Приновоземельского прогиба [5].

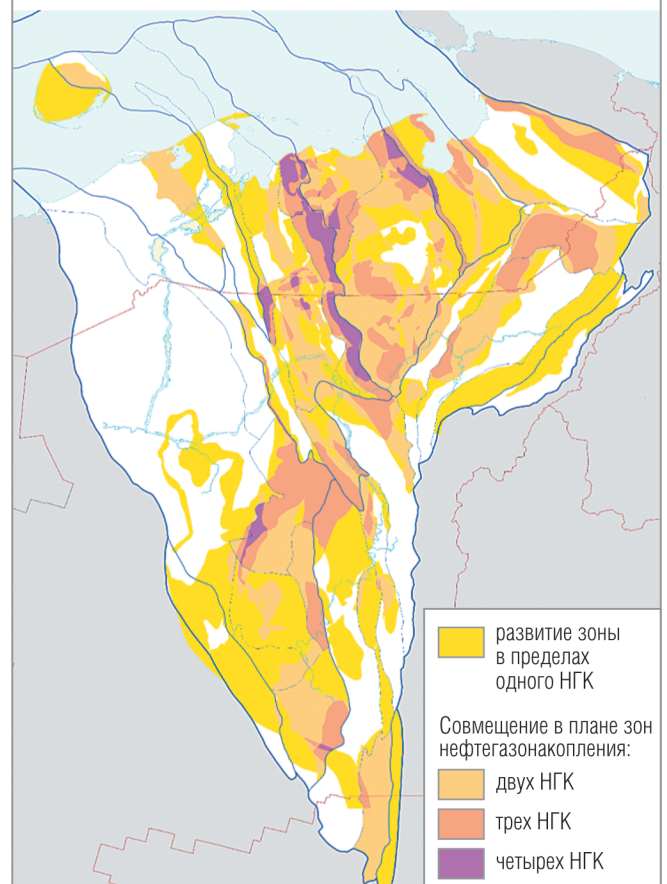
Слабая изученность северо-западной половины Ижма-Печорской синеклизы не позволяет уверенно выделить возможные зоны нефтегазонакопления. Однако некоторые предположения о вероятной нефтегазоносности сделать можно. Они появились после анализа материалов о нефтепроявлениях в виде нефтенасыщения керна и ее следов в виде пленок в песчаниках нижнего ордовика, вскрытых скважинами на структурных ступенях, примыкающих к Ерсинской впадине и Тиманской гряде.

Припайхойско-Южно-Приновоземельский мегапрогиб также является малоизученным районом Тимано-Печорской провинции. Его принадлежность к области перикратонного опускания определяется длительным и устойчивым погружением в палеозое –

раннем мезозое и заполнением пермскими и триасовыми моласами – продуктами разрушения Уральского (а не Пайхойско-Новоземельского) орогена. Такая тектоническая позиция отразилась на менее "жесткой" катагенной превращенности РОВ в нефтегазоматеринских породах формационных комплексов, заполнявших перикратон, по сравнению с формациями смежного северного сегмента Предуральского прогиба. Эти отличия привели к несколько иным, в сторону жидких, фазовым соотношениям УВ систем в Припайхойско-Южно-Приновоземельском перикратоне, чем установленные в Предуральском прогибе. Полученный вывод необходимо учитывать при обосновании перспектив нефтегазоносности, особенно в Васьягинско-Сабриягинской складчато-надвиговой зоне, где залежи УВ могут содержать значительную долю жидкой составляющей.

В пределах внутренней и внешней частей мегапрогиба проведены сейсморазведочные работы 3D силами компаний недропользователей (ООО "НК "ВОСТОК-НАО", ООО "Shell НефтеГаз Девелопмент"), получивших лицензии после реализации программы региональных исследований в этом районе. Эти работы были направлены на уточнение строения сложнопостроенных объектов, выделение первоочередных из них для заложения поисковых скважин, которые должны решать задачи регионального доизучения с применением параметрического бурения. Результаты бу-

Рис. 12. Схема совмещения зон нефтегазонакопления разных комплексов



рения поисковой скважины на Янгарейской структуре признаны неудовлетворительными, хотя целевые горизонты нижнепалеозойской части разреза не вскрыты бурением. Безусловно, отсутствие положительных результатов существенно сказалось на количественной оценке перспектив данного района.

Среди предлагаемых направлений региональных работ присутствуют и наиболее слабо изученные и характеризующиеся крайне неопределенной оценкой ресурсного потенциала УВ периферийные части Тимано-Печорской провинции такие, как Коротаихинская впадина, Малоземельско-Колгуевская моноклираль и северо-восточная часть Ижма-Печорской впадины. Выделенные и оцененные направления лицензионной деятельности соответственно оценкам зон нефтегазоаккумуляции по соответствующим комплексам приведены в таблице.

Вовлечение в геологическое изучение районов с неоднозначной оценкой перспектив в Тимано-Печорской НГП, с использованием результатов и подходов, оценивающих УВ потенциал с генетических позиций и истории его сохранения позволит сблизить подходы к перспективам, используемые недропользователями, и обеспечить развитие сырьевой базы нефти и газа, что в свою очередь внесет лепту в поддержание добычи в регионе в долгосрочной перспективе.

Выделение и оценка зон нефтегазоаккумуляции различных комплексов Тимано-Печорской НГП

Зона нефтегазоаккумуляции	Площадь, км ²	НСП нефти извлекаемые, млн т у.т.
Нижне-среднеордовикский терригенный НГК		
Новоборская	4806,1	92,4
Индигская	1932,6	39,8
Усть-Цилемская	2766,1	40,9
Ю.-Тобышская	2284,7	42,2
В.-Тиманская	3422,8	21,3
Янгитская	1067,1	30,5
Тобышская	1958,7	46,5
Колгуевская	8306,5	57,0
Лембейская	2687,2	55,3
Коргинская	444,4	9,2
Итого	29676,2	435,1
Доманиково-турнейский карбонатный НГК		
Поморская	1031,1	1,0
С.-Колгуевская	1410,9	27,7
Западно-Колгуевская	5595,5	19,7
Нерутская	4078,3	16,4
С.-Янгитская	2642,1	26,6
Тобышская	4332,4	43,7
Усть-Целимская	2821,9	8,5
Колоколморская	2527,0	10,2
Итого	24439,2	153,9

Предложения к программе лицензирования

В Тимано-Печорской НГП первоочередные направления для лицензионной деятельности на 2021-2024 гг. выбраны на основе проведенной количественной оценки ресурсов. Среди предлагаемых направлений присутствуют и наиболее слабо изученные и характеризующиеся крайне неопределенной оценкой ресурсного потенциала УВ периферийные части Тимано-Печорской провинции такие, как Малоземельско-Колгуевская моноклираль, северо-западная часть Ижма-Печорской впадины, зоны сочленения гряды Чернышева с Косью-Роговской впадиной и т.д.

На период 2021-2024 гг. выделяется 17 направлений лицензионной деятельности, из которых 9 – в Ненецком АО и 8 – в Республике Коми.

На территории Ненецкого АО они располагаются в пределах Малоземельско-Колгуевской моноклинали, северной части Ижма-Печорской впадины, Денисовского прогиба, Варандей-Адзвинской структурной зоны, гряды Чернышева, Воркутского поперечного поднятия и юго-восточной части Коротаихинской впадины.

В Республике Коми – в пределах восточной части Ухта-Ижемского вала, центральной части Ижма-Печорской впадины, южной части Денисовского прогиба, Косью-Роговской впадины Северо-Предуральского краевого прогиба и зоны ее сочленения с грядой Чернышева. Одним из дополнительных направлений является участок Западно-Уральской перспективной газоносной области [11].

В Ненецком АО выделяются следующие направления: I – Северо-Ижма-Печорское, II – Малоземельское, III – Северо-Денисовское, IV – Хорейверское, V – Западно-Мореюское, VI – Верхнеадзвинское, VII – Воркутское, VIII – Талотинское, IX – Южно-Коротаихинское.

В Республике Коми: I – Тиманское, II – Южно-Нерицкое, III – Лемъюское, IV – Южно-Денисовское, V – Воркутско-Коротаихинское, VI – Адакско-Сарьюгинское, VII – Кочмесское, VIII – Верхнепечорское направления [12].

Последовательная реализация программ геологического изучения в малоизученных районах Тимано-Печорской нефтегазонаосной провинции, а также других нефтегазоперспективных районах Северо-Западного ФО позволит целенаправленно вести последующие ГРП силами недропользователей и обеспечить сырьевой базой нефти и газа потребности региона и внести свою лепту в реализацию широкомасштабных инфраструктурных проектов России.

Выводы

Согласно результатам количественной оценки ресурсов методом геологических аналогий начальные суммарные ресурсы Тимано-Печорской провинции по сумме углеводородов (извлекаемые) составили 9,7 млрд т у.т., на 3,4 % больше оценки ресурсов по состоянию на 01.01.2009.

Основные ресурсы УВ приурочены к среднеордовикско-нижнедевонскому (1120,9 млн т у.т., или 20,8 %), верхневизейско-нижнепермском (1572,7 млн т у.т., или 29,2 %), доманиково-тур-

нейском (1017,7 млн т у.т., или 18,9 %) и среднедевонско-нижнефранском (674,2 млн т у.т., или 12,5 %) НГК.

В пределах Северо-Предуральской, Печоро-Колвинской, Хорейверской и Ижма-Печорской НГО сосредоточено около 75 % (или 4017,3 млн т у.т.) всего нефтегазового потенциала Тимано-Печорской провинции.

Оценка количества нефти и газа в свободном поровом пространстве доманикового горизонта при использовании объемно-генетического метода и кинетических спектров, полученных на образцах доманика составила 10,5 млрд т нефти и 6,3 трлн м³ газа, а с учетом емкостного пространства, определенного пропорционально выделенным зонам шельфа, склонов карбонатной платформы (бортовые части депрессионной впадины) и в депрессиях составляет в зонах высокой концентрации 5,2 млрд т у.т., что свидетельствует о значимом дополнительном потенциале низкопроницаемых толщ Тимано-Печорской провинции.

Выполненная оценка ресурсов нефти и газа по зонам нефтегазоаккумуляции позволила дифференцировать территорию нераспределенного фонда недр по перспективности и отнести к наиболее значимым зоны: в пределах O-D₁ НГК – Кочмесскую, Баганскую и Макариха-Салюкинскую; в пределах Ddm-C_{1t} НГК – Курбатскую и Нитчемью-Сынинскую; в пределах C_{1v1-2}-P₁ НГК – Восточно-Лемвинскую, Западно-Лемвинскую, Мастерьевскую и Сандивейскую.

В ходе работы и сравнения полученных результатов оценки ресурсов нефти и газа определены районы и нефтегазоносные комплексы для концентрации дальнейших ГРП 17 направлений лицензионной деятельности, среди которых выделяются районы примыкающие к участкам недр с действующими лицензиями, участки недр в новых малоизученных районах и участки, перспективные на нетрадиционные скопления в высокоуглеродистой сланцевой толще доманика и его фациальных аналогов.

Л и т е р а т у р а

1. Прищепа О.М., Куранов А.В., Отмас Ан.А. Достоверность оценок перспективных ресурсов углеводородного сырья на подготовленных к бурению объектах // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 1. – С. 21-26.
2. Методическое руководство по количественной и экономической оценке прогнозных и перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М., 2000.
3. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу // Тр. ВНИГРИ под ред. О.М. Прищепы. – СПб.: ФГУП "ВНИГРИ", 2014. – 323 с.
4. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / О.М. Прищепа, В.И. Богацкий, В.Н. Макаревич [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электронное науч. изд.-е. – 2011. – Т. 6, № 4. – URL: http://www.ngtr.ru/rub/4/40_2011.pdf (дата обращения: 14.10.2020).
5. Атлас геологических карт "Тимано-Печорский седиментационный бассейн" / Н.И. Никонов, В.И. Богацкий, А.В. Мартынов [и др.]. – Ухта: ООО "Региональный дом печати", 2000.
6. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева [и др.]. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – 162 с.

7. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов [и др.]. – СПб.: Недра, 2004. – 396 с.

8. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов / Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В. [и др.] // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 76-87.

9. Shimansky V.K., Neruchev S.G., Bazhenova T.K., Prischepa O.M., Smirnov S.V. Geochemical modelling of Timan-Pechora oil and gas basin on the basis of balance and kinetic models, in Petroleum Exploration and Production in Timan-Pechora Basin and Barents Sea, collected reports of International Conference. August 15-17, 1994: St. Petersburg, Russia, VNIIGRI. – P. 128-135.

10. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, И.А. Зеличенко [и др.] // ВНИГРИ. – Л.: Недра, 1986. – 246 с.

11. Прищепа О.М., Крыкова Т.Н. О переводе предварительно оцененных запасов разведываемых месторождений углеводородов в запасы промышленных категорий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 6. – С. 31-37.

12. Timoshenko O.M., Kosenkova N.N., Rassomakhin V.Ya., Pinchuk A.V. Oil-gas potential of the Korotaiha Depression: Petroleum Geology. – 1998. – V. 32, no. 2, p. 148-150 (translated from Razvedka i Okhrana Nedr, no. 5, p. 25-28, 1997).

Updated assessment of the oil and gas potential of the Timan-Pechora province

^{1,2}Prischepa O.M., ³Kuranov A.V., ^{1,2}Grokhotov E.I., ²Nefedov Y.V., ²Ibatullin A.Kh.

¹ All Russia Petroleum Research Exploration Institute (Russian State Geological Holding ROSGEO), Saint-Petersburg, Russia

² Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia

³ Timano-Pechora Scientific Research Institute, Ukhta, Russia

The results of the assessment of oil and gas potential are discussed, while they were clarified according to regional and company-led exploration work for hydrocarbons in the Timan-Pechora oil and gas province for the last 10 years. It is noted the great increase in hydrocarbon reserves obtained by the results of exploration in 2011-2019, that exceeds oil production significantly.

Areas and hydrocarbon plays have been identified for further exploration.

Key words: Timan-Pechora oil and gas province; oil and gas content; hydrocarbon raw materials; oil; gas; quantitative assessment of resources.

ПРИЩЕПА Олег Михайлович, заведующий кафедрой геологии нефти и газа, доктор геолого-минералогических наук, профессор, omp2007_61@mail.ru

КУРАНОВ Андрей Васильевич, заведующий отделом перспективных и прогнозных ресурсов, кандидат геолого-минералогических наук, av.kuranov@tpnic.ru

ГРОХОТОВ Евгений Игоревич, заведующий лабораторией, evgenii.grokhotov@mail.ru

НЕФЕДОВ Юрий Викторович, доцент кафедры геологии нефти и газа, кандидат геолого-минералогических наук, yurijnefedov@yandex.ru

ИБАТУЛЛИН Айдар Хайдарович, инженер-исследователь, raida785@mail.ru

© Прищепа О.М., Куранов А.В., Грохотов Е.И., Неведов Ю.В., Ибатуллин А.Х., Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 6'2020

Водород как полезное ископаемое

¹Белов С.В., ²Фаррахов Е.Г., ²Вольфсон И.Ф.

¹ ООО "ОЗГЕО", Москва

² Российское геологическое общество (РосГео), Москва

Отмечается важность развития водородной энергетики. Рассматриваются перспективы выявления промышленных месторождений эндогенного водорода в литосфере. Указывается на необходимость включения водорода в российский реестр полезных ископаемых и проведения опережающих геологоразведку НИОКР по данному направлению.

Ключевые слова: водородная энергетика; водород как полезное ископаемое; поиски месторождений водорода.



БЕЛОВ Сергей Викторович,
главный научный консультант,
доктор геолого-минералогических наук



ФАРРАХОВ Евгений Гатович,
первый вице-президент,
кандидат технических наук



ВОЛЬФСОН Иосиф Файтельевич,
ученый секретарь,
кандидат геолого-минералогических наук

Введение

На прошедшей в МГУ в 2020 г. традиционной научной конференции "Система планеты Земля", а также в ряде публикаций [1, 2] было продемонстрировано бурное развитие в мире водородной энергетики, основанной на использовании топливных элементов (ТЭ) (рис. 1). Принципиально решены вопросы транспортировки и хранения водорода. К сожалению, в России до последнего времени не уделялось достаточного внимания развитию этого перспективного направления энергетики, что наглядно демонстрируется низкой публикационной активностью отечественных ученых по данной проблематике (рис. 2). Страна не вступила в водородную гонку, продолжая сохранять доминирующую нефтегазовую ориентацию. Хотя недавно начаты некоторые иннова-

ционные проекты: извлечение водорода из сероводородных осадков Черного моря, сбор водорода, выделяющегося при работе АЭС. Имеются и первые результаты применения топливных элементов на основе водорода.

Распоряжением Правительства РФ от 12.10.2020 № 2634-р утвержден план мероприятий "Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года". Данное распоряжение внушает надежду, что Россия не окажется вне вырисовывающегося весьма перспективного вектора развития мировой энергетики.

Считается, что широкое внедрение водородного топлива сдерживается более высокой ценой водорода по сравнению с привычным жидким и газовым топливом. Действительно, сегодня 1 кг сжиженного водорода стоит примерно в 8 раз дороже 1 л бензина. Но надо иметь в виду, что расход его во столько же раз меньше – 1 кг водорода хватит, чтобы автомобилю проехать 100 км.

В настоящее время существуют различные методы получения водорода:

- электрохимические (электролиз воды, каталитическая конверсия природного газа и др.);
- термохимические (разложение воды на водород и кислород, разложение йодата калия);
- фотокаталитические;
- разложение сероводорода;

Рис. 1. Основные области применения топливных элементов

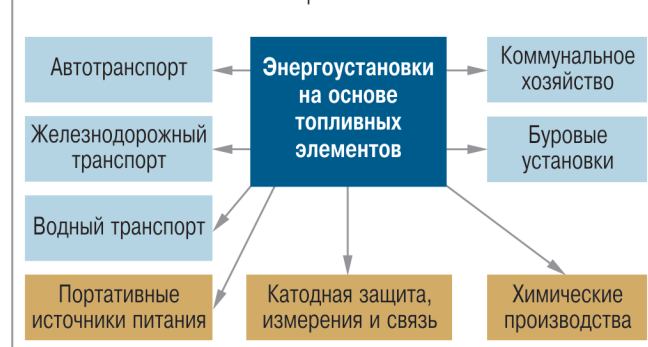
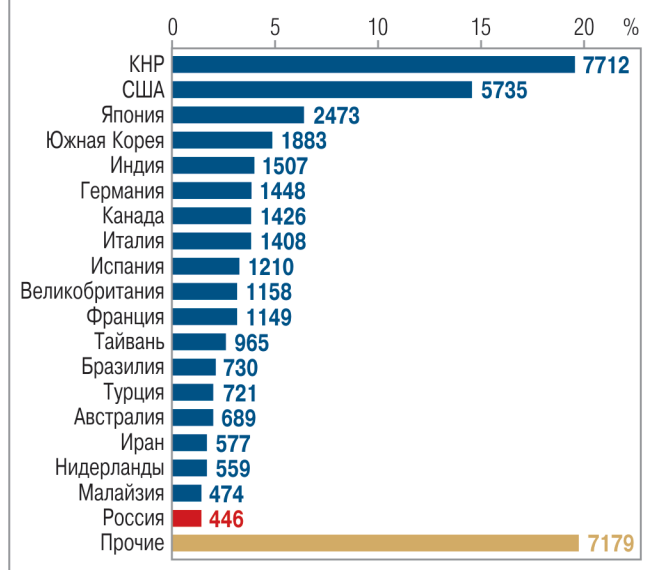


Рис. 2. Публикационная активность по водородной тематике за 1997–2017 гг. (по данным Scopus)

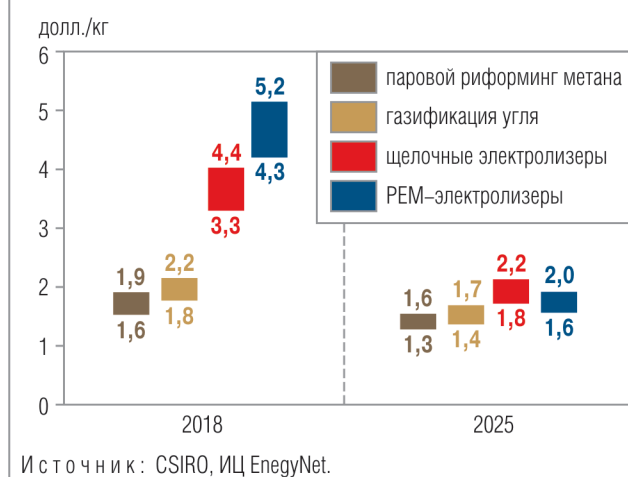


- из углеводородного сырья (метод паровой конверсии, метод каталитической конверсии легкого углеводородного сырья и газификации тяжелых нефтяных остатков, плазменный риформинг);
- разложение воды на водород и кислород.

Все эти методы имеют один и тот же недостаток – они являются достаточно затратными. И хотя к 2025 г. предполагается, что стоимость используемых ныне основных методов получения водорода снизится (рис. 3), цена электроэнергии, получаемой на базе водородной энергетики, останется выше, чем, например, при использовании традиционных "зеленых" технологий – солнечной или ветровой энергии.

В этих условиях возникает вопрос: а не имеются ли в земной коре месторождения водорода, из которых можно бы было напря-

Рис. 3. Стоимость производства водорода различными методами



Источник: CSIRO, ИЦ EnergyNet.

мую извлекать водород, не привлекая вышеуказанные дорогостоящие технологии? Ведь есть же месторождения гелия – газа тоже весьма летучего, однако промышленные его скопления выявлены геологами – на государственном балансе числится 221 месторождение с запасами гелия.

Провозглашая водород чистым топливом будущего, все же не следует лукавить, а реально оценивать ситуацию.

Сегодня принято разделять водород на "серый" (получаемый из угля, нефти и газа), "голубой" (в результате работы ТЭС или АЭС с технологией CCS) и "зеленый" (добываемый из воды). Согласно исследованиям Wood Mackenzie, ныне 99 % получаемого водорода является "серым" и "голубым", при его производстве выделяется огромное количество углекислого газа, оказывающего деградирующее воздействие на климат и биосферу. Поэтому вопрос прямого получения природного водорода из земных недр является весьма актуальным. По нашему мнению, он – один из ключевых в развитии водородного направления мировой энергетики.

Многолетними работами коллектива исследователей, возглавляемого доктором геолого-минералогических наук В.Н. Лариным, убедительно показана возможность выявления промышленных скоплений эндогенного водорода в литосфере. То есть, водородная проблема имеет геологический аспект, который пока не в полной мере осознается в связи с исключительной нацеленностью геологоразведки в нашей стране на традиционное углеводородное сырье.

По данным Роснедр, в России водород не значится в реестре полезных ископаемых. Лицензии на его поиски не выдаются. По-видимому, такая ситуация кого-то вполне устраивает. Можно предположить, что развитие водородной энергетики находится вне интересов отечественных газо-нефтяных монополий, для которых это грозит потерей влияния на экономику и геополитику.

Где возможны месторождения водорода?

В атмосфере Земли содержится 2500 млрд т водорода, который ежегодно улетает в космическое пространство примерно по 250 тыс. т. Поскольку содержание водорода в атмосфере не меняется, то должен существовать постоянно действующий его источник. Что же это за источник? Этим источником является дегазация Земли. Например, газ вулкана Этна состоит из CH_4 – 1,0 %, CO_2 – 28,8 %, CO – 0,5 %, H_2 – 16,5 %, SO_2 – 34,5 %, остальное приходится на азот и инертные газы. Вулканы Курильской дуги в год выбрасывают в атмосферу приблизительно 100 т водорода, т.е. это всего лишь 0,04 % от 250 тыс. т, поставляемых всеми источниками.

Несмотря на то, что районов, где развит аналогичный островодужный вулканизм, на планете более чем достаточно, по-видимому, вклад этого фактора в общую водородную дегазацию Земли будет относительно невелик.

Встречаются зоны водородного обогащения и на нефтегазовых месторождениях. В Швеции, при бурении скв. Гравберг-1 глубиной 6770 м, ниже 4000 м отмечено существенное повышение содержания водорода. Фиксируется водород и на участках лито-

сферы, где в прошлые геологические эпохи происходили внедрения ультраосновных щелочных магм. Так, в шахтном газе глубоких подземных выработок Хибин повышено содержание водорода. Но не только на больших глубинах выделяется этот газ. В Мали, в неглубокой скважине водород выходит в таком количестве, что способен генерировать электричество для целой деревни. Есть информация, что в Омане пузыри водорода выделяются прямо на поверхность.

Таким образом, процесс водородной дегазации из недр реально существует и имеет глобальный характер, но каковы главные каналы и причины его поступления?

Более 40 лет прошло с тех пор, как В.Н. Ларин выдвинул гипотезу изначально гидридной Земли, в которой обосновывалось, что первоначальный состав внутренних геосфер нашей планеты должен был быть гидридным (т.е. металлы и кремний+водород), а все развитие Земли обусловлено ее водородной дегазацией [3, 4]. Его гипотеза прошла проверку временем. Появляется все больше геолого-геохимических и иных данных в ее пользу. Оказывается, на Земле есть специфические места, где происходит интенсивная дегазация глубинного водорода. Чаще всего это наблюдается в рифтовых зонах – участках растяжения литосферы. Эндогенные потоки водорода с метаном, азотом и гелием подтверждаются инструментальными наблюдениями.

Главной особенностью процесса глубинной дегазации Земли является ее неравномерность во времени и в пространстве. Потоки эндогенных флюидов в рифтовых зонах на два порядка превосходят потоки из других геоструктурных зон [5], т.е. главными каналами дегазации Земли, через которые растворенные во внешнем ядре газы выходят на поверхность, является мировая рифтовая система. Наиболее активно этот процесс происходит в пределах подводных срединно-океанических рифтов. Здесь аномальная мантия, представленная бескислородными интерметаллическими силицидами, располагается на глубине 1,5 км, и каждый ее килограмм может дать около 1200 л водорода [4].

Несмотря на то, что морская добыча углеводородов через скважины уже освоена, глубины, в пределах которых расположены срединно-океанические рифты, пока недоступны для проведения аналогичных работ. Нечто подобное есть и на суше, хотя водородная дегазация здесь ниже – это континентальные сегменты мировой рифтовой системы: например, Исландия, представляющая собой, по сути, поднявшийся над поверхностью Атлантики срединно-океанический рифт; отдельные части великих африканских рифтов; рифты запада США; Левантский рифт, будто ножом рассекающий Израиль с юга на север. В России – это, прежде всего, Байкальская рифтовая зона, а также продолжение рифтов Хребта Ломоносова и Гаккеля в Сибири.

В пределах всех этих рифтов аномальная мантия, активно выделяющая флюиды (среди которых одним из компонентов является водород), находится ближе всего к поверхности Земли. Например, в известной Тункинской впадине, расположенной на юго-западе Байкальской рифтовой системы, по геофизическим данным, на глубинах 6-7 км располагается "большая дайка" – магматическое тело, поднявшееся с мантийных глубин.

Таким образом, поиски интерметаллических выделяющих водород мантийных диапиров целесообразно начать в пределах зон рифтогенеза.

Думается, что для реализации этой задачи целесообразно разработать специальную программу, предусматривающую опережающие геолого-геофизические исследования, опытные работы по глубокому бурению (опыт бурения подобных скважин у отечественных геологов имеется) и эксперименты по добыче и сбору водородного топлива. Одним из объектов таких работ может стать Байкальская рифтовая зона, тем более что был разработан многоцелевой Тункинский проект, в соответствии с которым планировалось бурение скважины глубиной 7000 м, недалеко от пробуренной Тункинской опорной скважины глубиной 2000 м.

Российские геологи, имеющие не только научные приоритеты, но и уникальный опыт бурения самой глубокой в мире скважины, могли бы решить эту уникальную задачу.

Более 10 лет назад перед коллективом исследователей (В.Н. Ларин, Н.В. Ларин, А.В. Горбатиков, В.Л. Сывороткин, А.М. Портнов, С.В. Белов, М.Ю. Степанова), выполнявшим работу по проекту РАН "Оценка перспектив выявления промышленных скоплений эндогенного водорода в литосфере" (руководитель С.В. Белов), были поставлены задачи:

- провести анализ структур, характеризующихся наличием глубинной водородной дегазации;
- определить пространственно-временные закономерности водородной дегазации Земли;
- дать прогноз наличия на территории России на глубине трюбообразных зон водородной дегазации перспективных на обнаружение водорода поисково-разведочными скважинами.

В результате реализации данного проекта поставленные задачи были решены [6].

По **первой задаче** – разработана классификация вулканов, по потенциальной водородоносности и выделено три их типа. Показано, что вулканические газы, на 98 % представленные парами воды, являются вторичными, возникающими при окислении водорода в прижерловой части вулканических конусов. Первый тип слабогазонасыщенных вулканов локализуется над горячими точками и рифтами. Их тепловая энергия (Q) связана с атомизацией протона по схеме: $p+e=H+Q$ и дальнейшей молекуляризацией атомарного водорода $H+H=H_2+Q$. Газонасыщенные и сильногазонасыщенные вулканы располагаются над зонами субдукции на границе океанической и континентальной коры. Предполагаемые источники водорода в этих вулканах – богатые газом астеносферные слои, прорезанные зонами субдукции, а также области диссоциации океанской воды с выделением водорода в процессе гидратации мантии. Было доказано, что состав лав отражает уровень зоны окисления водорода: глубинный – для базальт-андезитовых; поверхностный – для дацит-риолитовых.

Признано, что в России наиболее перспективными для перехвата водородных потоков в вулканических жерлах наклонными скважинами глубиной 5-7 км являются вулканы Камчатки с преобладанием риолит-дацитовых лав. Один из возможных перспективных объектов – вулкан Мутновский. В составе его газа со-

держится от 2,61 до 8,6 % водорода. Примечательно, что для гелия богатыми считаются месторождения, содержащие более 1 % этого газа. Вообще же выбросы водорода при сильных взрывах вулканов (например, Мон-Пеле на Мартинике) могут достигать 100 тыс. км³, что в десятки раз превышает объем ежегодной общепланетарной добычи газа.

По **второй задаче** предложена и апробирована методика, позволяющая в режиме *on line* проследить пространственно-временные закономерности выделения водорода на Земле, базирующаяся на "водородной" концепции разрушения озонового слоя, выдвинутой В.Л. Сывороткиным и в последующие годы подтвержденной многочисленными материалами [7, 8]. Анализ спутниковых карт планетарного поля общего содержания озона (ОСО) позволяет изучить места, интенсивность и периодичность выбросов водорода. Обоснована принципиальная возможность перевода единиц Добсона (Д.Е.), в которых на картах показывается общее содержание озона в количественные показатели газовых концентраций. По данным опытных работ установлено, что потеря озона в 1 Д.Е. соответствует увеличению концентрации подпочвенного водорода на 1 ppm. Показано, что в поле ОСО четко проявляются срединно-океанские хребты и их континентальные продолжения.

Регионами наиболее интенсивной (по частоте выбросов) водородной дегазации являются Зондский архипелаг и Тихий океан, Антарктика, особенно приантарктический и северный (континентальный) участки Восточно-Тихоокеанского поднятия, северный участок Срединно-Атлантического хребта, Северо-Восточная котловина Тихого океана. По мощности газовых выбросов (глубине озоновых аномалий) лидирует Антарктида, затем следуют Северная Атлантика, рифтовые структуры Северного Ледовитого океана и Западной Европы (Рейнско-Ливийская, Ботнического залива). С рассматриваемых позиций выделены наиболее

перспективные регионы для выявления промышленных скоплений и последующей добычи водорода: Антарктида, Ботнический залив, грабены Осло, Рейнский, Рона.

В России по степени водородонасыщенности намечается следующий ряд (от наиболее к менее водородовыделяющим объектам) [5]: Байкальский рифт; ряд месторождений Кавказа (в том числе Тырныауз); Нижнетагильский дунитовый массив; алмазные трубки Якутии; магматические массивы Кольского п-ова: Печенга, Хибинский, Лавоозерский и Кандагубский. Наиболее целесообразной добыча водорода может оказаться в Антарктиде, куда стоимость доставки иных энергоносителей особенно высока и где на продолжении срединно-океанских рифтов над погруженными внутриконтинентальными рифтовыми структурами, фиксируются наиболее мощные потоки водорода.

По **третьей задаче** – натурными замерами, с помощью трехканальных водородных газоанализаторов чувствительностью от 0,5 до 16 000 ppm, позволяющих отбирать газ с глубины до 120 см, в комплексе с микросейсмическим зондированием (пат. № 2271554) и анализом космоснимков на Русской платформе установлены локальные кольцевые структуры с дегазацией водорода, концентрация которого иногда достигает 2,0 %.

Одна из таких структур диаметром 2200 м выявлена в Воронежской области вблизи г. Борисоглебска. В рельефе она выражена кольцевой депрессией глубиной до 10 м. Микросейсмическим зондированием пройдены 3 профиля (30-33 точки в каждом) с шагом 200 м, и изучены детали строения депрессии (рис. 4). По контрастам сейсмических скоростей установлены низкоскоростные субвертикальные каналы, уходящие на глубину более 20 км. В диапазоне глубин 0,8-2,0 км в контрастах сейсмических скоростей выделяются низкоскоростные и высокоскоростные участки, которые морфологически проявлены на дневной поверхности и дешифрируются на космоснимках.

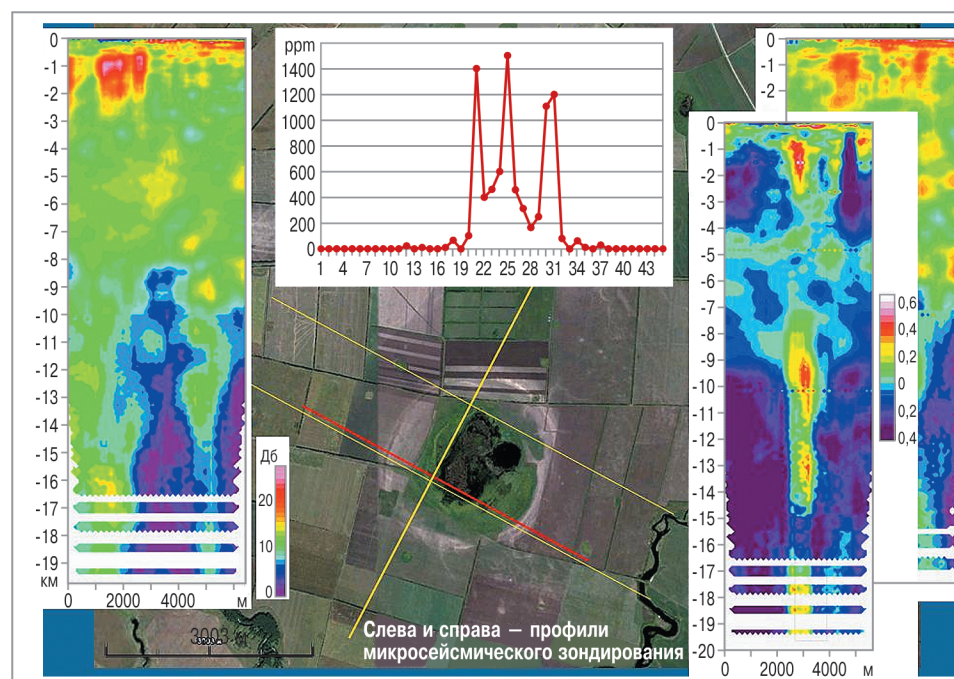


Рис. 4. Трубообразная структура дегазации водорода в районе г. Борисоглебск (по В.Н. Ларину, Н.В. Ларину, А.В. Горбатикову)

Аналогичные трубообразные каналы водородной дегазации выявлены в Московской, Липецкой, Тамбовской и других областях на Русской платформе [9]. Характерно, что в их пределах растительность испытывает деградирующее влияние потоков водорода.

Предложен механизм формирования таких структур [4]: струя водорода при подъеме к поверхности обводняется, подкисляется и при взаимодействии с карбонатными породами вызывает образование карстовых пустот и провалов. Этот процесс является современным и быстротекущим. Когда на поверхность непосредственно прорывается струя водорода, может формироваться взрывная воронка, с кольцевым валом и наличием выброшенного грунта.

Таким образом, в рамках реализации вышеуказанного проекта, а также в ходе предшествующих инициативных работ были проанализированы пространственно-временные закономерности водородной дегазации Земли и положительно оценены перспективы выявления промышленных скоплений эндогенного водорода в ряде вулканических и рифтогенных структур. Кроме того, на Русской платформе выявлены и изучены на глубину уникальные локальные трубообразные структуры с концентрацией водорода более 1,6 %, которые могут служить непосредственным источником добычи водорода и рекомендуются для поисково-оценочного бурения скважин глубиной 1500-2000 м. Созданы и апробированы основы методики выявления таких локальных каналов водородной дегазации, что открывает принципиальную возможность экономически эффективного развития водородной энергетики.

Итоги исследований по вышеупомянутому проекту были доложены С.В. Беловым на заседании президиума Российского геологического общества и получили одобрение. Однако практические шаги по созданию в РФ нового отраслеобразующего научно-технологического консорциума "Водородпром" встретили противодействие: было настоятельно рекомендовано не форсировать события. Тем не менее работа группы энтузиастов по данному направлению не прекращалась все последующее десятилетие. Получены новые дополнительные факты.

Сегодня мир стоит на пороге смены очередного технологического уклада [1]. Подобный процесс обычно сопровождается крупномасштабными структурными сдвигами в степени востребованности того или иного вида минерального сырья. Использование водорода в качестве основного энергоносителя уже приводит к созданию принципиально новой водородной экономики, сравнимой по своим социально-экономическим последствиям с таким воздействием на цивилизацию, какое в свое время оказали уголь, нефть и газ, электричество, двигатель внутреннего сгорания, информационные и биотехнологии, искусственный интеллект.

Очевидно, что стремительно изменяются и приоритеты в геополитике. Так, вопрос разграничения арктических территорий из-за содержащихся там огромных запасов углеводородного сырья, являвшийся, как казалось, совсем недавно одним из ключевых, сегодня теряет свою остроту [6]. Невостребованность нефти на мировых рынках, заполненный нефтью танкерный флот, представляющий экологическую угрозу – это реалии сегодняшнего мира.

Крупнейшие зарубежные добывающие компании, предчувствуя изменения в энергетической сфере, связанные с перспективами развития "зеленых" секторов энергетики, начали диверсифицировать свой бизнес, продавая малорентабельные нефтяные активы, зачастую по невыгодной для себя цене [10]. И процесс этот набирает силу в условиях накрывшей мир пандемии. Несомненно, что развитие водородной энергетики усилит эту тенденцию.

В европейских странах обсуждается запрет использования бензиновых двигателей с 2025 г. Не отстают в данном вопросе Япония и Китай. В 2020 г. в Китае 20 % таксопарка переведено на электромобили с топливными элементами, а к 2025 г. он полностью перейдет на ТЭ. При этом необходимо отметить, что в отличие от классических электромобилей, которым требуется многочасовая подзарядка, транспорт на водородных элементах осуществляет эту операцию практически так же быстро, как и при бензозаправке.

Водород и экология

Водородное топливо в общественном сознании ныне считается экологически чистым. Однако все не так просто, как может казаться на первый взгляд. Есть опасения, что быстрое расширение водородной индустрии может обернуться в будущем ощутимыми климатическими изменениями и ростом озоновых дыр. Сегодня не вызывает сомнения, что в образование озоновых дыр главный вклад вносят не бытовые фреоны, а водородная дегазация Земли [5]. И активнее всего на планете в этом участвуют, как уже говорилось, рифтовые структуры. Именно над областью пересечения крупных рифтов в Антарктиде находится масштабная озоновая дыра.

В 2020 г. над Сибирью на продолжении рифтовых зон хребта Ломоносова и Гаккеля образовалась крупная озоновая дыра. Аналогичные дыры возникают там, где имел место мантийный магматизм. Это, например, карбонатиты, с которыми ассоциируют месторождения редких металлов, и кимберлиты, с которыми связаны основные промышленные запасы алмазов. Подобные посланцы мантийных глубин представляют собой своеобразные точечные проколы литосферы. В участках их проявления, а это преимущественно древние платформы, озоновый слой разрушают мощнейшие выбросы природного водорода из земных недр. Газ вырывается наружу вдоль карбонатитовых массивов центрального типа и кимберлитовых трубок. Так, на трубке Удачная, в скв. 42 с глубины 366 м выделялся в течение 5 дней газ дебитом от десятков до 100 тыс. м³ и начальным давлением 5-7 МПа. В состав этого газа входили (в %): Н₂ – 50,9; С_nH_{2n+2} – 35,1; С_nH_{2n} – 0,25; N₂ – 12,6; O₂ – 1,05; CO₂ – 0,05; Ar – 0,01; He – 0,05.

Водород, разрушая озоновый слой, вызывает ряд неблагоприятных медико-экологических последствий. Так, показано [11], что между общим содержанием озона (ОСО) и, например, пандемией COVID-19 существует взаимосвязь, обусловленная снижением человеческого иммунитета в пределах озоновых дыр. И хотя это требует специального рассмотрения, очевидно, что при ин-

тенсификации водородной энергетики и в случае полной замены водородом всех других используемых ныне видов топлива значительные его количества неизбежно будут попадать в атмосферу из-за утечки из труб, топливных терминалов, заводов и различных двигателей. По мнению калифорнийского исследователя Y. Yung, вследствие этого ежегодно может теряться от 10 до 20 % производимого водорода или, по крайней мере, 60 млн т. Выделение такого количества газа может привести к утрате количества водорода, поступающего в атмосферу. Описанное явление будет способствовать нарушению процессов образования озона и увеличению озоновых дыр.

Кроме того, благодаря своей легкости, водород, поднимаясь в верхние слои атмосферы, взаимодействует с кислородом стратосферы, образуя воду. Современное содержание водорода в стратосфере составляет 0,5 объема на 1 млн объемов воздуха, и увеличение его количества приведет к возрастанию объемов водяного пара. По данным компьютерного моделирования, выполненного Т. Tromp, предполагаемое увлажнение стратосферы повлечет снижение ее температуры на 0,5 °C, т.е. в будущем человечеству может грозить не только глобальное потепление, свидетелями которого мы сегодня являемся, но и противоположный процесс.

Вместе с тем прогнозы относительно опасности выбросов водорода в атмосферу пока весьма неоднозначны. Цикл круговорота водорода в природе остается до конца не исследован. Поэтому сомнения в полной экологической чистоте водородной энергетики не следует расценивать, как призыв отказаться от ее развития. Это, скорее, способ подчеркнуть необходимость проведения всесторонних научных исследований данной сложной проблемы. Ведь столетие назад, в начале века моторов, выделение CO₂ при сгорании бензина считалось вполне безопасным, никто и не предполагал, что проблема экологических изменений окружающей среды от использования нефтепродуктов станет одной из главных болей мирового сообщества.

Заключение

Резюмируя, отметим, что не за горами время, когда использование водорода в качестве основного энергоносителя приведет к созданию принципиально новой водородной экономики и может стать научно-техническим прорывом, сравнимым по своим социально-экономическим последствиям с тем революционным воздействием на развитие цивилизации, которое оказали электричество, двигатель внутреннего сгорания или компьютер. Представляется, что в решении проблемы водородного топлива, не обойтись без геологов. И чем раньше они приступят к ее решению, тем лучше. В противном случае Россия может снова оказаться на задворках научно-технического прогресса, как это уже случалось, например, с генетикой и кибернетикой.

Перспективы практической реализации рассматриваемой проблемы видятся в создании в России нового геолого-технологического консорциума "Водородпром", который станет координировать все аспекты данного вопроса от опережающих НИОКР и прогнозно-поисковых геологических работ до добычи и поставки

потребителям природного водорода. В качестве первого шага в решении проблемы целесообразно провести научно-практическую конференцию "Перспективы поисков месторождений водорода".

Литература

1. Полеванов В.П., Глазьев С.Ю. Поиски месторождений водорода как основа встраивания в новый технологический уклад // Глобальное недропользование. – Август, 2020. – С. 9-23.
2. Полеванов В.П. Стремительный водородный прогресс // Газпром. – 2020. – № 9. – С. 13-19.
3. Ларин В.Н. Гипотеза изначально гидридной Земли (новая глобальная концепция). – М.: "Недра", 1975. – 101 с.
4. Ларин В.Н. Наша Земля (происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли). – М.: "Агар", 2005. – 248 с.
5. Сывороткин В.Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. – М.: Геоинформцентр, 2002. – 250 с.
6. Белов С.В. Должен ли стать полезным ископаемым водород? // Бюлл. "Использование и охрана природных ресурсов в России". – 2020. – № 1. – С. 15-21.
7. Syvorotkin V. Hydrogen Degassing of the Earth: Natural Disasters and the Biosphere. In: Man and the Geosphere. Nova Science Publishers New York, 2010. – 385 p.
8. Сывороткин В.Л. Основы озонной методики изучения процессов планетарной дегазации и геодинамической активности тектонических структур // XVII заседание Междисциплинарного научного семинара. "Система планета Земля" (Москва, МГУ, 3 февраля 2009). – М.: ЛЕНАНД, 2009. – С. 285-292.
9. Водородная дегазация на Русской платформе: ее плюсы и минусы / В.Н. Ларин, Н.В. Ларин, А.В. Горбатов, С.В. Белов // Матер. Междунар. конф., посвященной 250-летию Гос. геол. музея им. В.И. Вернадского РАН "Геология: история, теория, практика". – М., 2009. – С. 135-136.
10. Ампилов Ю.П., Старостин В.И. Геологоразведка в Арктике: нерешенные проблемы и новые возможности // Смирновский сборник. – М.: МАКС ПРЕСС, 2019. – С. 316-334.
11. Сывороткин В.Л. Озоновый слой, пандемия COVID-19 в 2019 и вспышка кори в 2018 годах. URL: <https://regnum.ru/news/innovatio/2986250.html> (дата обращения 10.10.2020).

Hydrogen as a mineral resource

¹Belov S.V., ²Farrakhov E.G., ²Wolfson I.F.

¹ OZGEO, Moscow, Russia

² Russian Geological Society, Moscow, Russia

In connection with the increasing development of hydrogen energy, the prospects for revealing of industrial deposits of endogenous hydrogen in the lithosphere are being considered. It is indicated that there is the need to include hydrogen in the Russian register of mineral resources and conduct advanced scientific research in this sphere before starting work on prospecting and exploration of endogenous hydrogen deposits.

Key words: hydrogen energy; hydrogen as a mineral resource; prospecting for hydrogen mineral deposits.

Белов Сергей Викторович, belov.s-2011@yandex.ru

Фаррахов Евгений Гатович, geo@rosgeo.org

Вольфсон Иосиф Файтельевич, rosgeo@yandex.ru

© Белов С.В., Фаррахов Е.Г., Вольфсон И.Ф.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 6'2020

Роль налогового регулирования в развитии добычи редких металлов

¹Темнов А.В., ¹Иванова Е.М., ²Юрьева С.Б.

¹ Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Москва

² АНО "Агентство инвестиционного развития", Москва

Показана роль и необходимость налогового регулирования в стимулировании добычи редких металлов в Российской Федерации, повышении конкурентоспособности российских компаний, планирующих их добычу и производство, рассмотрены внесенные изменения в налоговое законодательство в отношении налогообложения добычи редких металлов.

Ключевые слова: редкие металлы; государственная политика; государственное стимулирование; конкурентоспособность; налоговое регулирование; налог на добычу полезных ископаемых; законодательство; добыча; переработка.



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



ИВАНОВА Елена Михайловна,
ведущий советник отдела геологии полезных
ископаемых Департамента государственной
политики и регулирования в области
геологии и недропользования



ЮРЬЕВА Светлана Борисовна,
начальник отдела налогового регулирования
Департамента мер государственной
поддержки

Редкие металлы, по своему определению играющие незначительную роль в суммарной стоимости производимого на планете минерального сырья, являются при этом ключевыми элементами самых передовых технологий гражданского и военного назначения.

Интенсификация создания и использования в мировом хозяйстве новейших научно-технических результатов, значительное сокращение инновационного цикла на фоне ускорения темпов обновления промышленной продукции привели к стремительному росту глобального значения редких металлов, расширению

номенклатуры и увеличению темпов их потребления. Как следствие – по всему миру с опережением подготавливаются к реализации многочисленные конкурирующие сырьевые проекты по добыче и производству редких металлов. Конкурирующие не только как экономические агенты, но и как важнейшие инструменты геополитики [1].

Россия, обладающая колоссальным доказанным минерально-сырьевым потенциалом практически всех видов редких металлов [2], имеет серьезные предпосылки для мирового лидерства в производстве этих металлов, а также высокотехнологичной продукции на их основе и, в конечном итоге, для модернизации собственной экономики [1] и независимой разработки новейших технологий, определяющих контур будущей мировой экономики и безопасности.

Для достижения этой цели национальное производство редких металлов должно быть конкурентоспособным. Компаниям, запускающим проекты по их добыче и производству в России, необходимо обладать такими экономическими и технологическими преимуществами, которые позволят им конкурировать с зарубежными, в том числе монопольными, давно сложившимися и новыми поставщиками редких металлов и редкометалльной продукции на российском рынке и занять весомые торговые ниши на мировом рынке*. Прежде всего, иметь низкую себестоимость добычи и передела редкометалльного сырья, сопоставимую либо более низкую, чем у международных конкурентов.

Даже сложные интегрированные проекты – от добычи сырья до выпуска высокотехнологичных изделий (электроники, машин и оборудования, вооружений и пр.) – с возможностью внутреннего перераспределения прибыли обладают необходимым запасом конкурентной прочности в том случае, если каждый элемент та-

* Необходимое условие для любого российского редкометалльного проекта.

кой системы конкурентен, возможно при лимитированной косвенной поддержке государства.

Иным вариантом является неограниченная прямая государственная финансовая поддержка редкометалльных проектов, что в немобилизационных условиях практически неосуществимо.

В настоящее время эффективное редкометалльное производство может быть только полного цикла: от добычи сырья (или попутного извлечения редких элементов) до получения редкометалльной продукции высокой степени передела.

Причем в силу крайне слабой освоенности российской минерально-сырьевой базы редких металлов основные инвестиции будут сначала направлены в разработку соответствующих месторождений и (или) организацию попутного получения металлов и только затем – в существенно более капиталоемкое строительство перерабатывающих и разделительных мощностей, производств по выпуску сложных изделий на основе редких металлов. В связи с этим привлекательность фискальных условий, в которых должны быть организованы в нашей стране майнинговые редкометалльные проекты, целиком предопределяет возможность финансирования производств по глубокой переработке редкометалльного сырья и производства товарных редких металлов.

Российские месторождения редких металлов, в том числе учтенные государственным балансом, в большинстве случаев характеризуются невысоким по отношению к мировым аналогам качеством руд, повышенной комплексностью, нередко – радиоактивностью, что требует разработки нестандартных, разветвленных, дорогостоящих схем их переработки с получением концентратов металлов, комплексных сплавов, индивидуальных металлов и оксидов.

Сами по себе процессы переработки редкометалльных руд и получения редких металлов относятся к одним из самых тяжелых и дорогостоящих технологий по сравнению с переработкой любых других видов минерального сырья*.

Стоимость обустройства отечественных редкометалльных месторождений выше, чем у конкурирующих зарубежных проектов, прежде всего в связи с необходимостью строительства или существенного обновления транспортной и производственной инфраструктуры в непростых физико-географических и климатических условиях.

Новые российские проекты по добыче и попутному извлечению редких металлов характеризуются неудовлетворительными показателями финансовой устойчивости и экономически безусловно проигрывают большинству проектов горно-рудных компаний по добыче высоколиквидных полезных ископаемых – драгоценных металлов и драгоценных камней, калийного, фосфатного сырья, медных руд, угля и др., на которые приходятся основные инвестиции сектора добычи твердых полезных ископаемых в нашей стране.

Внутренняя норма доходности (IRR) инвестиций в разработку новых редкометалльных месторождений составляет не более 8-11 %, при том, что сырьевые проекты высоколиквидных полезных ископаемых обеспечивают доходность на уровне 18-20 %.

Банковский заемный капитал для реализации горно-рудных редкометалльных проектов может быть привлечен по ставке не менее 13-15 %.

В связи с этим ставка НДПИ должна обеспечивать таким проектам расчетную доходность на уровне 13 % и выше.

Одним из наиболее действенных имеющихся в распоряжении государств механизмов прямого стимулирования реализации стратегически важных для тех или иных стран добычных проектов является налоговое регулирование: установление особых условий налогообложения по налогу на прибыль организаций, налогу на имущество, налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и их аналогов.

В России налоговое стимулирование добычи редких металлов входит в комплекс мер по развитию отечественной редкометаллической промышленности, предусмотренный государственной программой РФ "Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности", утвержденной постановлением Правительства РФ от 15.04.2014 № 328.

В условиях российской фискальной системы важнейшее значение для редкометалльных добычных проектов, прежде всего находящихся в начале своей реализации либо в стадии планирования и принятия инвестиционного решения, имеет НДПИ, во многом определяющий себестоимость добытого полезного ископаемого.

Необходимо отметить, что зарубежные страны – ключевые участники мирового редкометалльного рынка – активно применяют налоговые (платежные) инструменты для гибкого и эффективного регулирования процессов недропользования [3].

В Канаде – стране, наиболее схожей с Россией по климатическим условиям и инфраструктурным ограничениям, – для предприятий в первые 10 лет промышленной эксплуатации месторождений установлена ставка роялти 0 %, горное предприятие не уплачивает роялти до тех пор, пока не обеспечит возврат 150 % первоначальных инвестиций в разведку и создание горно-добывающего предприятия. В стране предусмотрены особые налоговые каникулы по уплате НДПИ для компаний, начинающих освоение новых месторождений в провинции Манитоба, установлены налоговые льготы для крупных инвестиционных проектов в провинции Квебек.

В Бразилии – главном мировом производителе ниобия – ставка адвалорного налога на добычу этого металла составляет 2 % от стоимости полезного ископаемого за вычетом транспортных расходов, налога с продаж и расходов на страхование груза.

* Содержание редких металлов в рудах, как правило, очень низкое, они образуют сложные для технологических переделов минеральные формы, что предопределяет высокую стоимость обогащательных и химико-технологических операций по их извлечению и кондиционированию.

В Китае – крупнейшем мировом производителе и потребителе редкоземельных металлов (РЗМ) – с 2014 г. введен адвалорный налог на использование природных ресурсов. Ставка налога на легкие РЗМ варьирует от 7,5 до 11,5 % от стоимости концентрата в зависимости от провинции, а на РЗМ средне-тяжелой группы составляет 16 %. Прочие редкие металлы этим налогом не облагаются.

В Западной Австралии – втором после Китая производителе концентратов РЗМ – ставка налога на добычу РЗМ составляет 2,5 % от их стоимости (рассчитывается по внутренним китайским ценам) в продаваемом на переработку концентрате. При этом практикуется система договоров между недропользователями и администрациями территорий, в которых могут быть определены индивидуальные, более низкие ставки НДС.

Льготы по НДС (роялти) в зарубежных странах являются частью развернутой системы льгот, обеспечивающей эффективное функционирование механизмов налогового стимулирования научно-технического развития. Среди таких льгот важная роль отведена преференциям по налогу на прибыль – одному из важнейших источников дохода консолидированного бюджета зарубежных стран и ключевого инструмента налогового регулирования [4].

В российское налоговое законодательство (Налоговый кодекс РФ (ч. 2) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (далее – НК РФ)) начиная с 2002 г. последовательно вводились льготы по НДС в отношении следующих видов полезных ископаемых:

- нефти отдельных категорий месторождений и состояния запасов, в том числе в случае начального этапа разработки участков недр на территории регионов Восточной Сибири, морей, на обводненных месторождениях, – ставка НДС 0 % на срок не более 5 лет с первой постановки запасов на государственный баланс (подп. 20 п. 1 ст. 342 НК РФ);
- горючего природного газа и газового конденсата отдельных категорий месторождений и состояния запасов, определенных технологических решений, в том числе на начальном этапе разработки в отдельных регионах, – ставка НДС 0 % на срок до 12 лет (подп. 13, 18, 19, 19.1 п. 1 ст. 342 НК РФ);
- руд черных металлов при их подземной добыче, – понижающий коэффициент в размере 0,1 к ставке НДС для участков недр, добычу кондиционных руд черных металлов на котором предполагается полностью завершить не позднее 01.01.2024 (ст. 342.1 НК РФ);
- кондиционных руд олова, добываемых на участках недр, расположенных полностью или частично на территории Дальневосточного ФО, – ставка НДС 0 % на период до 31.12.2022 (подп. 17 п. 1 ст. 342 НК РФ).

В 2014-2016 гг. установлен особый правовой режим осуществления предпринимательской деятельности для организаций – резидентов территорий опережающего социально-экономического развития в РФ (ТОСЭР), а также участников региональных

инвестиционных проектов (РИП) при реализации инвестиционных проектов добычи полезных ископаемых. В отношении уплаты НДС резиденты ТОСЭР и участники РИП могут применять пониженный коэффициент в порядке, предусмотренном статьями 342.3, 342.3-1 НК РФ. Налогоплательщиками – резидентами ТОСЭР и участниками РИП – применяется коэффициент к НДС от 0 (в течение первых 2 лет) до 0,8 (с 8-го по 10-й год реализации инвестиционного проекта).

Несмотря на существенное влияние режимов ТОСЭР и РИП на улучшение инвестиционного климата, их применение в отношении проектов по добыче и производству редких металлов имеет ряд ограничений:

- неприменимы, если проекты находятся на стадиях разведки, проектирования разработки месторождений;
- являются точечными (индивидуальными) и, как следствие, не обеспечивают решения общеотраслевой задачи укрепления редкометаллической промышленности;
- требуют проведения дополнительных согласований, что приводит к отсрочке реализации проектов;
- учитывают общую экономическую эффективность проектов без учета полноты и качества получения полезных ископаемых, в том числе попутных компонентов.

С момента введения в 2002 г. налога на добычу полезных ископаемых в гл. 26 НК РФ в отношении редких металлов установлена ставка НДС 8 % – максимальная для твердых полезных ископаемых.

К объектам налогообложения были отнесены товарные руды редких металлов, образующих собственные месторождения, и сырье редких металлов (рассеянных элементов) (таблица).

При этом было дано недостаточно четкое определение редких металлов как объекта налогообложения: месторождения редких металлов, имеющие, как правило, комплексный состав, почти всегда на практике квалифицировались налоговыми органами как "многокомпонентные комплексные руды" (абз. 5 подп. 4 п. 2 ст. 337 НК РФ), а не как товарные руды редких металлов. Неконкретным являлось понятие "редкие земли", неоднозначно разграничивались понятия "товарные руды редких металлов" и "сырье редких металлов", цирконий был указан дважды. К редким металлам, образующим собственные месторождения, были, в том числе, отнесены ванадий, германий, цезий, скандий, селен, рений, рубидий, которые такие месторождения за небольшим исключением не формируют и относятся к рассеянным элементам [6].

Значительная часть редких металлов, учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых, извлекается из недр попутно при добыче других видов минерального сырья – апатит-нефелиновых, медно-никелевых, свинцово-цинковых, полиметаллических руд и пр. Подавляющая часть погашаемых в настоящее время редких металлов в недрах при разработке месторождений – попутные компоненты. При этом большинство попутных редких металлов при добыче и переработке указанных руд

Внесенные изменения в Налоговый кодекс РФ в отношении налогообложения добычи редких металлов

Редакция НК РФ до 31.12.2019	Действующая редакция НК РФ
1	2
<p>Изменения, внесенные Федеральным законом от 02.08.2019 № 284-ФЗ "О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и статью 2 Федерального закона "О внесении изменений в главы 23 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации" (вступили в силу с 01.01.2020)</p>	
<p>Пункт 2 ст. 337 НК РФ. Виды добытого полезного ископаемого</p>	
<p>2. Видами добытого полезного ископаемого являются:</p> <p>...</p> <p>4) товарные руды:</p> <p>...</p> <p>редких металлов, образующих собственные месторождения (титан, цирконий, ниобий, редкие земли, стронций, литий, бериллий, ванадий, германий, цезий, скандий, селен, цирконий, тантал, висмут, рений, рубидий);</p> <p>...</p> <p>9) сырье редких металлов (рассеянных элементов) (в частности, индий, кадмий, теллур, таллий, галлий), а также другие извлекаемые полезные компоненты, являющиеся попутными компонентами в рудах других полезных ископаемых</p>	<p>2. Видами добытого полезного ископаемого являются:</p> <p>...</p> <p>4) товарные руды:</p> <p>...</p> <p>редких металлов (литий, рубидий, цезий, бериллий, стронций, кадмий, скандий, редкоземельные металлы (иттрий, лантаноиды (лантан, церий, празеодим, неодим, самарий, европий, гадолиний, тербий, диспрозий, гольмий, эрбий, тулий, иттербий, лютеций)), индий, таллий, галлий, титан, германий, цирконий, гафний, ванадий, ниобий, тантал, висмут, селен, теллур, рений), образующих собственные месторождения, в которых редкие металлы являются основными компонентами;</p> <p>...</p> <p>9) редкие металлы, являющиеся попутными компонентами в рудах других редких металлов, образующих собственные месторождения, рудах других полезных ископаемых, многокомпонентных комплексных рудах;</p> <p>...</p> <p>17) извлекаемые полезные компоненты (за исключением редких металлов), являющиеся попутными компонентами в рудах других полезных ископаемых</p>
<p>Пункт 2 ст. 342 НК РФ. Ставки налогообложения</p>	
<p>3) 4,8 % при добыче кондиционных руд черных металлов.</p> <p>...</p>	<p>3) 4,8 % при добыче:</p> <p>кондиционных руд черных металлов;</p> <p>руд редких металлов, образующих собственные месторождения;</p> <p>редких металлов, являющихся попутными компонентами в рудах других редких металлов, образующих собственные месторождения, рудах других полезных ископаемых, многокомпонентных комплексных рудах.</p> <p>...</p> <p>При добыче руд редких металлов (литий, бериллий, скандий, иттрий, лантан, церий, празеодим, неодим, самарий, европий, гадолиний, тербий, диспрозий, гольмий, эрбий, тулий, иттербий, лютеций, германий, ниобий, тантал, рений), образующих собственные месторождения, редких металлов, указанных в настоящем абзаце, являющихся попутными компонентами в рудах других редких металлов, образующих собственные месторождения, рудах других полезных ископаемых, многокомпонентных комплексных рудах, указанная налоговая ставка умножается на коэффициент, характеризующий особенности добычи редких металлов (K_{PM}), определяемый в соответствии со ст. 342.7 настоящего Кодекса"</p>
<p>8) 8,0 % при добыче:</p> <p>кондиционных руд цветных металлов (за исключением нефелинов и бокситов);</p> <p>редких металлов, как образующих собственные месторождения, так и являющихся попутными компонентами в рудах других полезных ископаемых;</p> <p>многокомпонентных комплексных руд и полезных компонентов многокомпонентной комплексной руды, за исключением драгоценных металлов, а также за исключением многокомпонентных комплексных руд, добываемых на участках недр, расположенных полностью или частично на территории Красноярского края;</p> <p>природных алмазов и других драгоценных и полудрагоценных камней</p>	<p>8) 8,0 % при добыче:</p> <p>кондиционных руд цветных металлов (за исключением нефелинов и бокситов);</p> <p>многокомпонентных комплексных руд и полезных компонентов многокомпонентных комплексных руд, за исключением драгоценных и редких металлов, а также за исключением многокомпонентных комплексных руд, добываемых на участках недр, расположенных полностью или частично на территории Красноярского края;</p> <p>природных алмазов и других драгоценных и полудрагоценных камней</p>
<p>Пункт 2.2 ст. 342 НК РФ</p>	
<p>Указанные в подпунктах 1–6, 8, 12–15 п. 2 настоящей статьи налоговые ставки (за исключением налоговых ставок, применяемых в отношении общераспространенных полезных ископаемых, а также подземных промышленных и термальных вод) умножаются на коэффициент, характеризующий территорию добычи полезного ископаемого (K_{TD}), определяемый в соответствии со статьями 342.3 и 342.3–1 настоящего Кодекса</p>	<p>Указанные в подпунктах 1–6, 8, 12–15 п. 2 настоящей статьи налоговые ставки (за исключением налоговых ставок, применяемых в отношении общераспространенных полезных ископаемых, подземных промышленных и термальных вод, а также налоговых ставок, применяемых в отношении руд редких металлов, образующих собственные месторождения, редких металлов, являющихся попутными компонентами в рудах других редких металлов, образующих собственные месторождения, рудах других полезных ископаемых, многокомпонентных комплексных рудах, с коэффициентом, характеризующим особенности добычи редких металлов (K_{PM})) умножаются на коэффициент, характеризующий территорию добычи полезного ископаемого (K_{TD}), определяемый в соответствии со статьями 342.3 и 342.3–1 настоящего Кодекса</p>

1	2
Статья 342.7. Порядок определения и применения коэффициента, характеризующего особенности добычи редких металлов ($K_{\text{рм}}$)	
	<p>1. При соблюдении условий, установленных настоящей статьей, коэффициент, характеризующий особенности добычи редких металлов ($K_{\text{рм}}$), принимается равным:</p> <p>1) 0,1 – при добыче руд редких металлов (литий, бериллий, скандий, иттрий, лантан, церий, празеодим, неодим, самарий, европий, гадолиний, тербий, диспрозий, гольмий, эрбий, тулий, иттербий, лютеций, германий, ниобий, тантал, рений), образующих собственные месторождения, редких металлов, указанных в настоящем подпункте, являющихся попутными компонентами в рудах других редких металлов, образующих собственные месторождения, рудах других полезных ископаемых, многокомпонентных комплексных рудах;</p> <p>2) 1,0 – при добыче руд редких металлов и редких металлов, не указанных в подп. 1 настоящей пункта.</p> <p>2. Коэффициент $K_{\text{рм}}$ применяется до истечения 120 налоговых периодов начиная с налогового периода, в котором впервые появились основания для определения налоговой базы по налогу на добычу полезных ископаемых при добыче руд редких металлов, указанных в подп. 1 п. 1 настоящей статьи, образующих собственные месторождения, редких металлов, указанных в подп. 1 п. 1 настоящей статьи, являющихся попутными компонентами в рудах других редких металлов, образующих собственные месторождения, рудах других полезных ископаемых, многокомпонентных комплексных рудах.</p> <p>По истечении указанного в настоящем пункте срока значение коэффициента $K_{\text{рм}}$ принимается равным 1,0</p>
	<p>Изменения, внесенные Федеральным законом от 15.10.2020 № 342-ФЗ "О внесении изменений в главы 25.4 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации" (вступают в силу с 01.01.2021)</p> <p>Статья 342 НК РФ. Ставки налогообложения</p> <p>Пункт 6. Рентный коэффициент ($K_{\text{рента}}$) определяется в порядке, установленном настоящим пунктом.</p> <p>В отношении добытых полезных ископаемых, указанных в подпунктах 1–6 (за исключением торфа, горючих сланцев, сырья радиоактивных металлов, неметаллического сырья, используемого в основном в строительной индустрии, подземных промышленных и термальных вод, битуминозных пород, концентратов и других полупродуктов, содержащих золото, концентратов и других полупродуктов, содержащих серебро, общераспространенных полезных ископаемых), подп. 8 (за исключением природных алмазов и других драгоценных и полудрагоценных камней), подпунктах 16 и 17 п. 2 настоящей статьи, коэффициент $K_{\text{рента}}$ устанавливается в размере 3,5.</p> <p>В отношении иных добытых полезных ископаемых, указанных в п. 2 настоящей статьи, коэффициент $K_{\text{рента}}$ принимается равным 1"</p>

не выделяется в товарную продукцию, безвозвратно теряясь с отходами производства и конечной нередкометалльной продукцией.

Действовавшая до недавнего времени система налогообложения не стимулировала комплексное использование недр в части извлечения попутных компонентов, так как горно-добывающие предприятия налоговую базу по НДС в основном определяют исходя из суммы затрат на добычу полезного ископаемого (п. 4 ст. 340 НК РФ), в результате чего попутные компоненты при расчете данного налога не учитываются.

Это демонстрирует и сумма сбора "редкометалльного" НДС: до 2019 г. взимаемый налог за добычу редких металлов составлял ежегодно всего порядка 20-30 млн р. (Ловозерское (ООО "Ловозерский ГОК"), Павловское (ООО "Германий и приложения"), Гусевское (АО "ЕВРАЗ КГОК") и др.).

По поручению Президента РФ, данного по итогам состоявшегося в 2015 г. совещания в Великом Новгороде по вопросам развития редкометаллической промышленности, Минприроды России был подготовлен законопроект "О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и статью 2 Федерального закона "О внесении изменений в главы 23 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Фе-

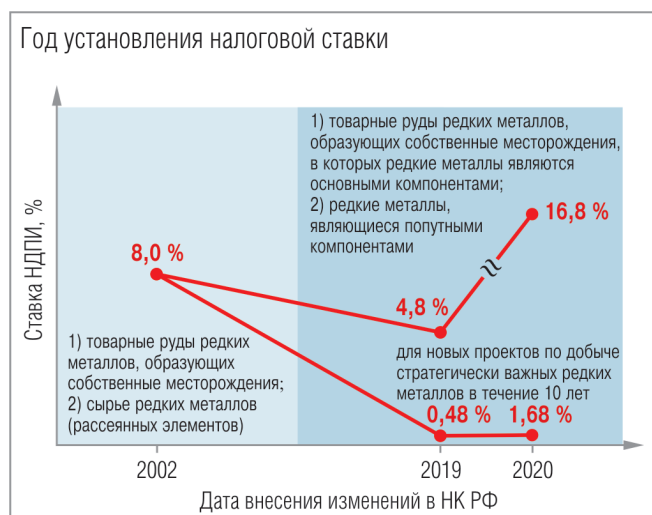
дерации", поддержанный Минфином России, Минэкономразвития России, Минпромторгом России, принятый 23.07.2019 Государственной Думой (Федеральный закон от 02.08.2019 № 284-ФЗ, далее – Федеральный закон № 284).

Федеральным законом № 284 уточнен перечень редких металлов, к которым отнесено 36 видов, в том числе 15 редкоземельных (см. таблицу). Конкретизирован исчерпывающий перечень РЗМ.

Определены две группы полезных ископаемых, представленных редкими металлами:

- редкие металлы, образующие собственные месторождения, в которых редкие металлы являются основными компонентами;
- редкие металлы, являющиеся попутными компонентами в рудах редких металлов, других полезных ископаемых, в том числе многокомпонентных комплексных рудах.

На основании п. 1 ст. 11 НК РФ термины "основной компонент", "попутный компонент", введенные Федеральным законом № 284, будут применяться в том значении, в котором используются в заключениях государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, лицензиях на пользование недрами, технических



проектах разработки месторождений. Таким образом, к образующим собственные месторождения редким металлам отнесены только те из них (из всего перечня), которые имеют статус основного компонента в указанных правоустанавливающих документах. Аналогично – в отношении попутных компонентов.

Ставка НДС для товарных руд редких металлов и попутных редких металлов снижена с 8 до 4,8 % – минимальной адвалорной ставки, принятой для металлических полезных ископаемых (рисунок).

Руды редких металлов и собственно редкие металлы не будут относиться к видам полезного ископаемого "многокомпонентные комплексные руды" и "полезные компоненты многокомпонентной комплексной руды" (абз. 5 подп. 4 и 5 п. 2 ст. 337 НК РФ), в связи с чем на них не распространяется ставка НДС 8 %, установленная для многокомпонентных комплексных руд и многокомпонентных комплексных руд, добываемых на участках недр, расположенных полностью или частично на территории Красноярского края (подп. 8, 16, 17 п. 2 ст. 342 НК РФ).

Исходя из норм, установленных Федеральным законом № 284, редкие металлы, учитываемые как попутные, в том числе присутствующие в составе многокомпонентных комплексных руд, должны облагаться НДС индивидуально, т.е. налоговую базу по данному налогу будут формировать конкретные редкие металлы в руде, а не сырье редких металлов, как было принято в ранее действовавшей редакции НК РФ.

Таким образом, Федеральным законом № 284 предложено решение по налогообложению попутных компонентов [6].

В НК РФ введена специальная ст. 342.7, согласно которой при исчислении "редкометалльного" НДС будет действовать понижающий к ставке налога коэффициент $K_{\text{рм}}$ в размере 0,1 в течение 10 лет, но только в отношении отдельных редких метал-

лов, имеющих по сути стратегическое значение для экономики и безопасности государства (см. таблицу). Период действия такой инвестиционной налоговой льготы принят с учетом сложившейся в налоговом законодательстве практики предоставления инвестиционных льгот в сфере добычи углеводородного сырья и на основе международного опыта.

При расчете "редкометалльного" НДС исключено применение коэффициента, характеризующего территорию добычи полезного ископаемого ($K_{\text{тд}}$).

Введенные Федеральным законом № 284 стимулирующие меры не относятся к добыче кондиционных руд черных металлов, для которых также установлена ставка НДС 4,8 % [7].

В обеспечение реализации Федерального закона № 284 письмом ФНС России от 14.11.2019 № СД-4-3/23165@ рекомендованы коды видов добытых полезных ископаемых для каждого редкого металла при заполнении налоговой декларации по НДС.

Согласно финансовым моделям компаний-недропользователей введенные Федеральным законом № 284 налоговые меры стимулирования добычи руд редких металлов обеспечивают внутреннюю норму доходности (IRR) по действующим проектам на уровне 15-16 % (Ловозерское месторождение), приемлемую окупаемость инвестиций в организацию попутного извлечения редких металлов на эксплуатируемых месторождениях (скандий в урановых рудах Долматовского месторождения).

При этом увеличение добычных мощностей на разрабатываемых в настоящее время собственно редкометалльных месторождениях даже на 15-20 % за счет реинвестирования высвобождающихся вследствие применения налоговых льгот финансовых средств позволяет полностью компенсировать выпадающие доходы бюджета по НДС ростом налога на прибыль.

По проектируемым редкометалльным проектам IRR выходит на минимально приемлемый уровень 13 % со сроком окупаемости инвестиций 13-15 лет. Будущие отчисления налога на прибыль в результате применения льготы по НДС возрастают согласно представленным компаниями финансовым моделям до 30 %.

По собственно редкометалльным месторождениям нераспределенного фонда недр IRR за счет льгот по НДС обеспечивается на уровне 15-20 % со сроком окупаемости инвестиций 8-11 лет*. Увеличение расчетного налога на прибыль при действии льгот по НДС, как и по предоставленным в пользование месторождениям, составит до 30 %.

В результате применения инструмента налогового регулирования по НДС редкометалльные проекты становятся существенно более финансово устойчивыми.

Выпадающие доходы бюджета по проектам добычи и переработки сырья) в связи с принятием Федерального закона № 284

* Лучшие финансово-экономические показатели редкометалльных месторождений нераспределенного фонда недр по сравнению с лицензированными объектами объясняются их более значительным масштабом (запасами) и не лимитированы проектной мощностью будущих предприятий.

планировались на уровне 3 млрд р. за весь период их реализации (15-20 лет). При этом бюджетные поступления за период действия новых проектов ожидалось на уровне порядка 14,3 млрд р.

Дополнительные налоговые поступления могли быть получены от производств верхних переделов и в результате освоения новых крупных месторождений нераспределенного фонда недр в сумме порядка 3-4 млрд р. в год. Первоочередные запланированные проекты обеспечивают не менее 3-5 тыс. рабочих мест.

На стадии подготовки законопроекта разработчиками прорабатывалось введение понижающего коэффициента к ставке НДС, характеризующего эффективность рационального использования попутных редких металлов. Предлагалось установить значение такого коэффициента, равное 0, при условии подтверждения налогоплательщиком извлечения на территории РФ попутных редких металлов в самостоятельную редкометалльную товарную продукцию для реализации на рынке. Однако в связи с трудновыполнимой задачей администрирования НДС в увязке с условием извлечения попутных редких металлов при переработке руды в отложенном периоде (более одного налогового периода, составляющего 1 мес.), как правило, на другом предприятии, в том числе не связанном с компанией-недропользователем, данное положение не вошло в Федеральный закон № 284.

В качестве дополнительной меры стимулирования добычи редких металлов, учтенных государственным балансом полезных ископаемых, извлекаемых из недр попутно при добыче других видов полезных ископаемых, в дальнейшем возможно рассмотреть вопрос введения штрафных санкций за некомплексное освоение недр при неизвлечении попутных редких металлов в самостоятельную товарную продукцию. Такая ответственность могла бы быть введена по аналогии с особенностями исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа, установленными постановлением Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148.

Планировалось исключить стратегически важные редкие металлы из действия положения о применении ставки 0 % в соответствии с п. 1 ст. 342 НК РФ в отношении полезных ископаемых, остающихся во вскрышных и иных породах, в отвалах в связи с отсутствием в РФ технологии их извлечения. Предполагалось, что такое исключение будет экономически стимулировать разработку и внедрение технологий извлечения стратегически важных редких металлов, остающихся в таких породах и отвалах. Данное положение также не вошло в Федеральный закон № 284 по причине необходимости наличия универсального регулирования в рамках указанного порядка.

Планировалось исключить титан и висмут из формируемой группы редких металлов, которые в налоговом законодательстве были изначально отнесены к редким металлам, и включить их в группу цветных металлов, указанных в подп. 8 п. 2 ст. 342 НК РФ, как исторически относимых к этой группе полезных ископаемых.

Вместе с тем в процессе согласования законопроекта титан и висмут сохранили свое положение в группе редких металлов.

Принятый Федеральным законом № 284 новый порядок налогообложения добычи редких металлов с уникальными условиями нацелен на скорейший запуск анонсированных добычных проектов с суммарными объемами инвестиций порядка 100 млрд р., а с учетом создания производств верхних переделов – дополнительно не менее 100-150 млрд р.

Таким образом, снижение ставки НДС для редких металлов направлено на стимулирование создания новых предприятий, осуществляющих не только добычу металлов, но и прежде всего их последующую переработку. Пример Китая показывает, что монопольное положение на рынке РЗМ было достигнуто за счет введения демпинговых цен на редкоземельную продукцию начальных переделов, дешевое сырье способствовало развитию в этой стране производств верхних переделов.

В целом реализующиеся в России комплексные меры государственной поддержки [2] ориентированы на появление новых крупных системообразующих налогоплательщиков, объединяющих впервые создаваемые наукоемкие предприятия по добыче и производству редких металлов в различных регионах страны.

Установление специального налогового режима при добыче редких металлов имеет принципиальное значение для повышения эффективности реализации соответствующих проектов, так как позволяет снизить фискальную нагрузку на инвестиционный проект на самом первом этапе, а также для обеспечения рационального комплексного использования недр.

Реализация добычных редкометалльных проектов безусловно дает существенный мультипликативный эффект в отечественной экономике, поскольку способствует развитию сложных наукоемких производств, продукции на основе редких металлов, ориентированных на развитие инновационных отраслей.

Снижение ставки НДС для редких металлов приведет к уменьшению стартового размера разового платежа за пользование недрами при лицензировании редкометалльных месторождений, что также способствует притоку инвестиций в сферу добычи и производства редких металлов.

Дальнейшее совершенствование налогообложения добычи редких металлов видится во введении специфических ставок НДС (в рублях за единицу добытого редкого металла).

Эффективность налогового стимулирования добычи редких металлов обеспечивается при одновременном снятии административных барьеров для компаний, инвестирующих в добычу и попутное извлечение редких металлов.

Так, принят подготовленный Минприроды России Федеральный закон от 08.06.2020 № 179-ФЗ "О внесении изменений в Закон РФ "О недрах" в части совершенствования добычи попутных полезных ископаемых, не относящихся к углеводородному сырью, из промышленных вод, попутных вод и вод, используемых для собственных производственных и технологических нужд, при разведке и добыче углеводородного сырья", который установил пра-

во недропользователей на извлечение попутных, в том числе редких металлов, выявленных при геологической разведке, но не указанных в лицензиях на пользование недрами любых видов полезных ископаемых.

Вместе с тем, с момента принятия Федерального закона № 284 фискальная политика государства в связи с необходимостью принятия сбалансированного бюджета в условиях ухудшившихся в 2020 г. макроэкономических показателей была скорректирована.

Оперативно принят Федеральный закон от 15.10.2020 № 342-ФЗ, повышающий "рентный коэффициент" $K_{\text{рента}}$ при исчислении НДС, равный 3,5, в том числе в отношении редких металлов (см. таблицу и рисунок).

Введение данного коэффициента в налоговое законодательство спустя год после практически двукратного стимулирующего снижения ставки "редкометалльного" НДС отрицательно скажется на конкурентоспособности новых редкометалльных проектов и в целом их перспективах. При этом преимущество инвестиционной налоговой льготы в виде коэффициента $K_{\text{рм}}$ стало еще более значимым.

Увеличивавшаяся в 3,5 раза ставка НДС (16,8 %) для редкометалльных проектов очевидно требует корректировки. Этому способствует проводимая Минэкономразвития России работа по распространению применения $K_{\text{рента}}$ по НДС в размере 1,0 для участников соглашений о защите и поощрении капиталовложений (СЗПК) на весь период действия такого соглашения.

Однако наиболее оптимальным вариантом стал бы возврат к обоснованной ставке НДС для редких металлов в размере 4,8 %, установленной Федеральным законом № 284.

Налоговое регулирование принципиально определяет инвестиционный климат в такой наукоемкой сфере, как добыча и производство редких металлов, направлено прежде всего на повышение конкурентоспособности отечественных редкометалльных проектов, носит общеотраслевой характер [8] и определяет возможности Российской Федерации воспользоваться созданным минерально-сырьевым потенциалом редких металлов для обеспечения научно-технического прогресса, национальной безопасности и экономического процветания.

Л и т е р а т у р а

1. Орлов В.П. Минерально-сырьевые ресурсы и геополитика // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 2. – С. 23-26.
2. Темнов А.В. Государственное стимулирование добычи редких металлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 5. – С. 35-46.
3. Татаренко В.И., Сидорова Л.А. Особенности налогового стимулирования недропользования в зарубежных странах // Гуманитарные науки и образование в Сибири. – 2015. – № 3. – С. 99-102.
4. Зарипова Н.Д. Анализ практики налогового регулирования в зарубежных странах // Международный бухгалтерский учет. – 2011. – № 19. – С. 44-50.

5. Быховский Л.З., Иванов С.Н., Кушнарев П.И. К вопросу налогообложения руд редких металлов // Недра XXI век. – 2017. – № 4. – С. 8-15.

6. Юмаев М.М. О развитии налогообложения добычи твердых полезных ископаемых // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 6. – С. 14-19.

7. Панфилов Е.И. О повышении качества федеральных законов, касающихся освоения минеральных ресурсов недр Земли (экспертная оценка) // Рациональное использование недр. – 2020. – № 2. – С. 24-31.

8. Юмаев М.М. Налог на добычу полезных ископаемых: эволюция и новые реалии // Экономика. Налоги. Право. – 2019. – № 5. – С. 142-153.

The importance of tax regulation for rare metals mining development

¹Temnov A.V., ¹Ivanova E.M., ²Yuryeva S.B.

¹ Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation, Moscow, Russia

² Autonomous non-commercial organization "Investment Development Agency", Moscow, Russia

The role and necessity of tax regulation in stimulating of rare metals mining in the Russian Federation and increasing the competitiveness of Russian rare metals mine planning and production design companies are shown; the amendments to the tax legislation regarding the taxation of the rare metals mining are reviewed.

Key words: rare metals; national policy; government incentives; competitiveness; tax regulation; Mining Resources Extraction Tax; legislation; mining; processing.

Темнов Александр Викторович, atemnno@mnr.gov.ru

Иванова Елена Михайловна, ivanovaem@mnr.gov.ru

Юрьева Светлана Борисовна, s.b.yurieva@anoitr.ru

© Темнов А.В., Иванова Е.М., Юрьева С.Б.,
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 6'2020

Стратегия партнерства недропользователей с сервисными подрядчиками геолого-разведочных работ

¹Давыденков Е.В., ¹Бочков А.С., ²Боярко Г.Ю.

¹ ООО "Газпромнефть-НТЦ", Санкт-Петербург

² НИУ Томский политехнический университет, Томск

Исследованы риски взаимоотношений заказчиков и подрядчиков геолого-разведочных работ на примере ПАО "Газпром нефть". Негативные эффекты взаимоотношений выражены в росте цены геолого-разведочных работ, низком качестве привлекаемых к работе ресурсов и, соответственно, результатов работ, а также недостаточной мотивации подрядчиков в развитии взаимовыгодных отношений. Предложена стратегия партнерства взаимоотношений недропользователей с подрядными геолого-разведочными организациями. Сформулированы ключевые принципы взаимоотношений ПАО "Газпром нефть" с подрядчиками геолого-разведочных работ, включающие: обеспечение безопасности работ, взаимоуважение и доверие в отношениях с подрядчиками, честность и ответственность сотрудничества, поощрение новаторства и инноваций среди подрядчиков.

Ключевые слова: геолого-разведочные работы; стратегия партнерства; выбор подрядчиков; принципы взаимоотношений; государственный контракт.



ДАВЫДЕНКОВ Евгений Владимирович,
заместитель генерального директора
по закупкам



БОЧКОВ Андрей Сергеевич,
заместитель генерального директора
по новым технологиям,
кандидат технических наук



БОЯРКО Григорий Юрьевич,
профессор Отделения нефтегазового дела
Инженерной школы (кафедры) природных
ресурсов, доктор экономических наук,
кандидат геолого-минералогических наук

Воспроизводство минерально-сырьевой базы (МСБ) – неотъемлемая задача нефтегазодобывающей компании. Ухудшение качества сырьевой базы, усложнение инфраструктурных и природных условий геологоразведки приводят к тому, что освоение новых территорий связано с высокими рисками, значитель-

ными капиталовложениями и технологическими вызовами. Каждая компания, проводя портфельный анализ проектов разведки, учитывает вопросы балансирования доходности, риска и затрат при проведении такого рода работ. При этом очевидная ограниченность качественных запасов приводит к поискам новых организационных и технологических форматов работы по восполнению МСБ.

Вызовы, стоящие перед недропользователями, организующими и ведущими геолого-разведочные работы (ГРР), можно свести к следующему:

- ГРР весьма затратны, выгода от их выполнения сопряжена с высокими рисками и может состояться только в будущем периоде, имеется соблазн сократить эти расходы;
- сокращение вероятности легких открытий месторождений требует развития технических и технологических новшеств при изучении недр, что опять же требует дополнительных капиталовложений в их разработку и приобретение новой техники и программного обеспечения;
- ГРР осуществляются специализированными подрядными организациями с ограниченными финансовыми возможностями, которые обременены рисками возможных срывов будущего финансирования подрядов данных работ и более озабочены проблемами выживания, нежели жизненно необходимого технологического развития.

В ПАО "Газпром нефть", понимая, что результативность ГРР полностью зависит от деятельности подрядных организаций, обеспечивающих 100 % ГРР холдинга, разработаны принципы взаимоотношений с ними в виде партнерства [1].

Рискованность финансирования ГРП

ГРП являются сервисными работами по рисковым инвестициям для обеспечения доходов от эксплуатации найденных и подготовленных запасов полезных ископаемых. Конечный продукт этих работ – нематериальная геологическая информация, финансовая ликвидность которой проблемна. Поэтому при экономических проблемах добывающих предприятий (в основном от внешних факторов) практически всегда страдает статья финансирования ГРП [2-4]. В динамике финансирования ГРП в России четко выделяются провалы 2009 г. (-59,2 млрд р.) и 2015-2016 гг. (-66,5 млрд р.) – реакция соответственно на мировой финансовый кризис 2008 г. и последствия падения цен на нефть (рисунок).



При составлении проектов разведки месторождений формируется достаточно длинный инвестиционный цикл планирования. Волатильность на рынке, высокая величина рисков капитала проектов ГРП, технологические и геологические риски – это лишь некоторые факторы, влияющие на планирование крупных инвестиционных геолого-разведочных и поисковых проектов.

Стратегия устойчивого развития компаний должна учитывать прирост и восполнение запасов, их последующую подготовку к добыче. В условиях низких цен на нефть при ее добыче необходимо сохранить рентабельность проекта. На раннем этапе его выполнения доля неопределенности очень высока.

ГРП осуществляются по заказам недропользователей и государства преимущественно сервисными компаниями (80 %), которые становятся заложниками нестабильности финансирования этих работ. Кроме этого, рисковым фактором взаимоотношений заказчиков с подрядчиками на ГРП является стремление снизить затраты путем выбора победителей тендеров (конкурсов, аукционов) по принципу заявленной минимальной цены контракта [5]. В условиях конкурентной борьбы подрядчики вынуждены снижать цену контракта, что при его исполнении приводит к падению качества работ, выявить которое затруднительно.

Современное состояние технического обеспечения ГРП

Задачи, стоящие перед технологическим обеспечением ГРП, весьма широки. Затрагиваются не только вопросы научно-инженерных разработок новых методов исследования недр и совершенствования технической базы подрядных организаций. Работе над обоснованием проекта ГРП, особенно на новых территориях и поисковых зонах предшествует, как правило, комплексное и всестороннее изучение геологических предпосылок, анализ доступной информации, с применением современных технологий геологического и экономического моделирования. Это требует формирования профессиональной компетенции баз данных и знаний. Для корректной оценки риска требуется высокая научная квалификация составителей проекта, поскольку в условиях жестких временных ограничений приходится обрабатывать колоссальный объем разнородной информации.

Современные тенденции развития ГРП диктуют высокие требования к их эффективности, что в конечном счете также сказывается на экономической эффективности проектов на восполнение МСБ. На эффективность ГРП влияют сокращение сроков работы, снижение стоимости услуг и получение как можно большего объема геологической информации на ранних стадиях работы с проектами. В ситуации, когда подрядчики из-за минимальных финансовых средств занимаются больше проблемами выживания, прогресс в развитии новых технологий ГРП не проследывается.

Особенность разведки геологических объектов на ранних этапах связана со значительными финансовыми затратами при большой неопределенности результатов работ. Это требует принятия качественных решений. Эффективность зависит от выбранной технологии проведения ГРП по таким процессам, как геофизические исследования, поисково-разведочное бурение, комплексирование информации.

Высокие требования к качеству работ всегда связаны с ограничениями по производительности и реализации проектов в более сложных условиях – как геологических, так и природных. Ключевым вызовом для геофизических исследований на сегодняшний день является создание оптимального комплекса технологий для проведения безопасных работ в минимальные сроки с минимальными затратами. Если говорить про полевые работы, для достижения необходимого результата в тесном партнерстве с сервисными компаниями выработаны основные направления – это снижение общего веса сейсморазведки и сокращение численности сейсморазведочных партий при оптимизации работ и повышении производительности всех операций.

Значимой проблемой является состояние рынка подрядчиков, оказывающих услуги по ГРП: наличие у них квалифицированных кадров, программных средств, состояние материального фонда, износ которого доходит до 80 %, что тоже является следствием системы минимизации затрат на ГРП со стороны заказчиков. Со стороны производителей ГРП имеет место традиционное за-

Потенциал сокращения сроков и стоимости сейсморазведочных работ, осуществляемых подрядными организациями по заказу ПАО "Газпром нефть"

Вид работ	Потенциал сокращения работ, %	
	по срокам	по стоимости
Планирование		
Сбор проекта и формирование команды	–60	–
Обоснование геологических задач и проектирование	–70	–
Контрактование подрядчиков полевых и камеральных работ	–60	–
Согласование проекта и получение разрешения на работы	–80	–10
Полевые работы		
Мобилизация	–45	–30
Топогеодезические работы	–35	–30
Буро-взрывные работы	–35	–30
Сейсморазведочные работы	–40	–30
Супервайзинг полевых работ	–	–30
Передача полевых данных	–100	–
Камеральные работы		
Процессинг (контроль качества обработки)	–30	–10
Подготовка скважинных и петрофизических данных	–60	–
Обработка данных	–60	–30
Интерпретация данных	–70	–30

вышение сроков выполнения работ и в меньшей степени – стоимости отдельных видов работ.

В 2019 г. в ПАО "Газпром нефть" проводились исследования по возможности ускорения цикла сейсморазведочных работ (таблица), в результате которых установлено, что сроки таких работ можно сократить на 60 %, а стоимость – на 30 %.

Сокращение сроков работ, их качество на 70 % зависят от опыта и организованности исполнителей и лишь на 30 % – от технической оснащенности. При этом большое значение имеют организационные решения самого ПАО "Газпром нефть" – правильное распределение обязанностей между привлекаемыми исполнителями. Например, когда и полевые, и камеральные работы проводит один исполнитель, или между такими исполнителями существует договор на передачу данных, или в ускорении внутренних процедур по определению таких исполнителей (тендер, договор, начало работы и др.). Это та проблема, что может быть решена за счет правильного взаимодействия подрядчиков.

Возможные стратегии работы с рынком подрядчиков по ГРП

В основе стратегических партнерских отношений между подрядчиком и заказчиком лежит правильная договорная обязанность.

В ее основе не может быть договор на краткосрочный разовый заказ на работу, что приводит к ежегодному росту цены, низкой квалификации привлекаемых на разовые задачи исполнителей, а также к незаинтересованности подрядчика в сохранении и развитии таких отношений. Аналогичной была практика контрактования в ПАО "Газпром нефть", которая показала негативные результаты:

- деление рынка между закрепившимися в регионе компаниями;
- ежегодный рост расценок подрядчиков до 20 %;
- невысокое качество выполненных работ;
- невыполнение производственной программы.

Для изменения сложившейся ситуации ПАО "Газпром нефть" приняла концепцию формирования партнерских отношений с подрядчиками на ГРП, в основе которой лежат договоры на длительный (до 5 лет) период. Это позволяет подрядчикам планировать свою загрузку и развитие предприятия, а заказчику – иметь понятного, с точки зрения прогнозируемости цены и качества, партнера. В основу такого договора ложится прогнозная производственная программа ГРП и расценки за единицу выполняемых работ. Кроме того, учитывая долгосрочность отношений, договором предусматривается индексация заложенных расценок и правила корректировки объемов работ. Когда у заказчика возникает необходимость начать работы на каком-то участке, он, в соответствии с договором, выдает соответствующее задание подрядчику, соблюдая расценки, зафиксированные в договоре.

Выстраивать партнерские долгосрочные отношения нужно только с подрядчиком, который способен поддерживать такую стратегию и со своей стороны ее развивать. При выборе подрядчиков необходимо учитывать:

- его текущий опыт взаимодействия с компанией либо изучить опыт взаимодействия с другими заказчиками. Хорошим примером такого изучения могут стать референс-визиты на объекты, на которых подрядчик выполняет работы в настоящий момент;
- его текущую загрузку обязательствами перед компанией, или другими заказчиками;
- текущие мощности подрядчика и его возможности по их наращиванию в случае возникновения новых обязательств.
- способность подрядчика осваивать и управлять финансовыми потоками в размере, не менее среднего освоения по объекту/проекту в течение года. Для правильного управления возросшим денежным потоком у подрядчика должны быть соответствующие внутренние ресурсы.

Это основное, на что стоит обратить внимание при выборе подрядчика. Кроме того, от него требуется соблюдение стандартов качества, наличие необходимых служб, соблюдение требований промышленной безопасности, применение которых должно быть детально проработано до принятия решения о выборе того или иного подрядчика.

Следует иметь в виду и возможность сговора подрядчиков между собой и раздела рынка для манипулирования ценами. Эта

проблема решается путем увеличения количества участников рынка и создания конкуренции, создания инструментов стимулирования при ограниченном рынке подрядчиков. Переходя на долгосрочный формат взаимоотношений, необходимо предусмотреть механизмы, позволяющие заказчику управлять рынком работающих у него подрядчиков. Для этого следует привлечь несколько подрядчиков, где каждый будет работать по аналогичной договорной схеме. У заказчика должны появиться инструменты управления такими договорами, например, оценка деятельности подрядчика, управление долями рынка каждого подрядчика. Оценку деятельности необходимо вводить, чтобы иметь возможность управлять качеством работ подрядчика.

Такая система прорабатывается отдельно и включается в условия соответствующих договоров и позволяет стимулировать деятельность подрядчика, вводятся соответствующие показатели эффективности, складывающиеся в систему оценки деятельности:

- соответствие персонала и оборудования, имеющегося на объекте, условиям выполнения работ;
- показатели качества выполнения работ;
- соблюдение сроков, предусмотренных договором;
- соблюдение норм и правил промышленной безопасности;
- условия проживания работников подрядчика и т.д.

Введение механизма оценки деятельности позволяет своевременно реагировать на ухудшение ситуации у подрядчика (например, отрицательная динамика качества выполнения работ) и принимать оперативные меры, когда ситуацию еще можно исправить.

Все эти условия и механизмы должны быть учтены при составлении долгосрочных проектов, чтобы иметь возможность управлять всеми договорами, имеющимися на проекте.

Практически все новые проекты ПАО "Газпром нефть" сегодня реализуются с применением принципов взаимодействия с рынком подрядчиков, к числу которых относятся:

- обеспечение безопасности работ – соблюдение безопасности персонала, населения и окружающей среды в местах проведения работ, обеспечение которой превышает соображений экономического и технического характера;
- взаимоуважение и доверие – сокращение формальностей и бюрократических барьеров при подрядных работах. Смена вектора взаимоотношений с подрядчиками с надзора и контроля к взаимному доверию и ответственности друг перед другом. Компания считает своей приоритетной задачей построение профессиональных долгосрочных отношений. Приоритет корректирующих мероприятий перед практикой штрафных санкций;
- честность и ответственность – отношения, построенные на соблюдении деловых норм и этических принципов, являются залогом стабильного сотрудничества. Взаимоотношения с подрядчиками на принципах надежности и честного ведения дел, используя только добросовестные методы конкуренции. Прозрачный механизм изменений договоров подряда и решения возникающих споров;

- поощрение новаторства и инновационность – поощрение новаторства и инноваций среди подрядчиков в процессе взаимодействия с компанией. Помощь в адаптации подрядчиков, начинающих выполнение работ на объектах компании.

Проблемы государственного регулирования ГРП

Взаимоотношения с подрядчиками ГРП по условиям государственного заказа страдают также от бюрократической зарегулированности и преобладания догмата минимизации цены контракта на ГРП [3, 5].

В соответствии с ч. 8 ст. 13.1 Закона РФ "О недрах" основными критериями для выявления победителя при проведении конкурса на право пользования участком недр являются "научно-технический уровень программ геологического изучения недр и использования участков недр, полнота извлечения полезных ископаемых, вклад в социально-экономическое развитие территории, сроки реализации соответствующих программ, эффективность мероприятий по охране недр и окружающей среды, обеспечение обороны страны и безопасности государства".

Но действует приказ Роснедр от 27.06.2014 № 368, рекомендуемый определение начальной (максимальной) цены на объекты государственного заказа по геологическому изучению недр и поэтому фактически основным критерием при экспертной оценке технико-экономических предложений конкурсантов становится показатель снижения заявленных цен исполнения контракта от первоначально предложенной.

В части научно-технических предложений используется балльная оценка, причем к технической квалификации и опыту работ привлекаемых экспертов нет никаких требований. Да и в "Справочнике квалификационных требований к государственным служащим..." (утв. Минтрудом России) от специалистов Роснедр и Росгеолэкспертизы требуются знания множества правовых документов и лишь только основные понятия о земной коре, геологических процессах, а также о поисках и разведке месторождений полезных ископаемых. В результате этого появляется возможность участия в экспертизе конкурсной документации недостаточно компетентных лиц, снижается доверие к ней и возникают риски оспаривания решений конкурсов на право пользования участками недр [6].

Именно по причине недостаточности финансирования, обусловленной вынужденным конкурсным самоограничением цены государственного контракта добросовестными геолого-разведочными компаниями, снижаются эффективность и результативность проведенных ГРП, а также возможности внедрения новых инновационных технологий поисков и разведки. Наоборот, недобросовестным компаниям наличие геологических рисков (отрицательных результатов поисков, неоднозначность геологических данных) позволяет скрывать уровень качества проведенных работ и получать доходы даже при низкой демпинговой цене контрактов. Имеет смысл повысить требования к участникам кон-

курсов на государственные контракты по геологическому изучению участков недр и воспроизводству МСБ путем оценки результативности деятельности предыдущих конкурсантов по выявлению новых проявлений и месторождений полезных ископаемых, цены поисков и разведки ими единицы измерения минерального сырья или исследуемой площади, соблюдения первоначально заявленных сроков выполнения геологических работ, используя не только данные государственных органов, но и отзывы недропользователей, использующих услуги этих конкурсантов [7].

Следует полностью исключить из процедуры оценки конкурсной документации геологических работ на участках недр стоимостной показатель, как это сделано в Канаде [8]. Состязание конкурсантов должно решаться на альтернативной процедуре аукциона на право доступа к недрам.

Л и т е р а т у р а

1. Орлов С. Принцип партнерства. "Газпром нефть" меняет модель взаимоотношений с подрядчиками // Сибирская нефть. – 2019. – № 10 (167). – С. 40-44.
2. Михальчук В. Антикризисные стратегии геологоразведочных и сервисных компаний // АО "Делойт и Туш СНГ". – 2019. – 13 с. URL: <https://www2.deloitte.com/ru/ru/pages/energy-and-resources/events/anti-crisis-strategies.html> (дата обращения: 16.10.2020).
3. Прищепа О.М., Боровинских А.П. Направления развития сырьевой базы нефти России в долгосрочной перспективе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11, № 3. – С. 10.
4. Митькина П.А. Эффективность внедрения новых технологий, улучшающих геологоразведочные работы на примере компании "Газпром нефть" // Актуальные вопросы современной науки: теория, технология, методология и практика. – Уфа: НИЦ Вестник науки. – 2020. – С. 49-59.
5. Бойкова Е.Е. Научные проблемы недропользования // Международный журнал прикладных наук и технологий Integral. – 2017. – № 4. – С. 23.
6. Хрыков В.П. Признание незаконным решения конкурсной комиссии о предоставлении участка недр как риск инвестиционно-проектного развития территории // Российское право: образование, практика, наука. – 2017. – № 3. – С. 54-58.

7. Якимов А.С., Тавризов В.Е. Лицензирование недр УВС в России – действующая система, ее проблемы и недостатки // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 1. – С. 58-63.

8. Гаврилина Е.А. Правовое регулирование доступа к освоению шельфовых месторождений нефти и газа по законодательству Канады // Международное публичное и частное право. – 2018. – № 3. – С. 34-38.

Subsoil user's partnership strategy with service contractors for geological exploration

¹Davydenkov E.V., ¹Bochkov A.S., ²Boyarko G.Yu.

¹ Gazpromneft Science & Technology Centre (Gazpromneft STC), Saint-Petersburg, Russia

² National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The paper presents a study of the relationship risks between customers and contractors for exploration works on the example of Gazprom Neft PJSC. The negative impacts of the relationships are exemplified in the exploration escalation, the low quality of resources involved in the work and, accordingly, the results of work, as well as insufficient motivation of contractors in the development of mutually beneficial relationships. The authors propose a strategy of partnership between subsoil users and contracting geological exploration organizations. Moreover, the key principles of relations between Gazprom Neft PJSC and exploration contractors were formulated, including: ensuring the safety of work, mutual respect and trust in relations with contractors, honesty and responsibility of cooperation, and encouraging innovation and innovation among contractors.

Key words: geological exploration; partnership strategy; contract award; principles of relationships; government contract.

Давыденков Евгений Владимирович, Davydenkov.EV@gazpromneft-ntc.ru

Бочков Андрей Сергеевич, Bochkov.AS@gazprom-neft.ru

Боярко Григорий Юрьевич, gub@tpu.ru

© Давыденков Е.В., Бочков А.С., Боярко Г.Ю.,
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 6'2020



© 2020 ПАО "Газпром нефть"

Формирование информационной основы в целях поиска новых углеводородных объектов*

^{1,2}Савельева А.Д., ^{1,2}Миляев Д.В., ^{1,2}Душенин Д.И.

¹ АО "Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья" (СНИИГГиМС), Новосибирск

² Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН (ИЭОПП СО РАН), Новосибирск

Рассматриваются основные принципы и подходы к созданию баз данных о геологических объектах, технологиях и условиях освоения недр, которые в дальнейшем послужат инструментом информационного обеспечения математической модели экономики знаний в нефтегазовом секторе.

Описываются особенности работы с геологическими данными в контексте таких факторов как информативность, ограниченность, неопределенность, достоверность доступной информации. Предлагаются структура базы данных по традиционным нефтегазовым объектам и способы учета специфики нетрадиционных скоплений углеводородов.

Ключевые слова: информация; базы данных; экономика знаний; геологические данные, нефть и газ.



САВЕЛЬЕВА Анастасия Денисовна,
инженер 2-й категории,
соискатель степени кандидата наук



МИЛЯЕВ Дмитрий Владимирович,
начальник отдела геолого-экономического
анализа, кандидат экономических наук



ДУШЕНИН Дмитрий Игоревич,
заведующий лабораторией технико-
экономической оценки проектов,
кандидат физико-математических наук

формации экономики ресурсов в экономику знаний, основанную на накоплении, обработке и интерпретации данных и ориентированную на качественно новое их использование.

Нетривиальность работы с геологическими материалами обусловлена рядом факторов, таких как ограниченность доступных данных, степень их достоверности, точности, неопределенности и информативности. В России свою специфику добавляет система оборота геологических знаний, в том числе следующие ее особенности:

- собственность государства на информацию о недрах;
- регламентированный характер доступа к этой информации;
- низкий уровень информационного сотрудничества между недропользователями;
- отсутствие алгоритмов контроля качества информации.

Это задает особенности формирования, оборота и распространения геолого-экономических данных – основного элемента экономики знаний, – и особенно актуализируется в контексте изучения нетрадиционных источников углеводородов (УВ): ограниченность существующей информации и сопряженная с этим высокая степень неопределенности обуславливают необходимость поиска новых, отличных от традиционных, подходов к формированию баз знаний для таких объектов.

Слагаемые экономики знаний

Основная задача экономики знаний в области геологии – формирование новых реальных активов, т.е. геологических объектов (скоплений УВ), рентабельное освоение которых ранее не представлялось возможным. Такое определение формирует его пространственно-временную ограниченность. Временная обусловле-

Введение

Развитие минерально-сырьевой базы углеводородов (УВ) сопряжено с быстрым изменением основных типов и источников сырья: на смену традиционным ресурсам в освоение вовлекаются трудноизвлекаемые. Их эффективная разработка требует транс-

* Работа выполнена при финансовой поддержке Российского Научного Фонда № 19-18-00170.

на темпами инновационно-технологического развития в целом, а пространственная – неравномерностью научно-технического прогресса в мире. Так, в условиях истощения традиционных запасов УВ сырья, одним из приоритетных направлений по наращиванию ресурсной базы стала разработка нетрадиционных источников – сланцевых формаций (баженовской, куонамской, доманиковской свит). В то время как усилия российских недропользователей сосредоточены на поиске или создании технологий, позволяющих вести рентабельную добычу сланцевой нефти, в США уже с 2010-х гг. активно разрабатываются крупные месторождения сланцевого газа и сланцевой нефти (PermianBasin, Bakken, EagleFord).

Решение обозначенной задачи напрямую зависит от информационного пространства, внутри которого существует экономика знаний. Структура такого пространства основана на трех компонентах: данные, технологии и формы взаимодействия.

Под данными понимается совокупность всей накопленной информации о мировых аналогах для геологических объектов определенного типа. Это могут быть сланцевые формации, низкопроницаемые коллектора, сверхвязкие нефти, глубоководные проекты и т.д. Полнота и емкость агрегированной по всему миру базы данных определяют возможность в некоторой степени редуцировать влияние неравномерности технологического развития, обуславливающего темпы появления новых реальных активов.

Технологии задают методы воздействия на продуктивный горизонт и по степени проработанности (готовности к внедрению) делятся на три группы:

- существующие, апробированные на схожих объектах, а значит, потенциально применимые для исследуемого скопления УВ;
- разрабатываемые, находящиеся на стадии опытного внедрения, вероятно, требующие специальной модификации для использования конкретного объекта;
- проектируемые, оформленные в виде системы требований и процедур, перспективное создание которых зависит от множества факторов.

Выбор технологии всегда содержит элемент неопределенности, поэтому аккумулируемые исследователем знания должны быть направлены на реализацию так называемого технологического прогноза, определяющего, по какому вектору должно происходить дальнейшее развитие экономики знаний в рамках актуальных проблем.

Последний компонент – взаимодействие участников (субъектов экономики знаний) – является стимулирующим в процессе формирования информационного пространства [1].

С одной стороны, речь идет о качественной характеристике отношений участников процесса: недропользователей, инвесторов, государства и научных центров, которые обеспечивают благоприятные условия для разработки новых технологий. В современной России немало примеров сотрудничества отечественных и зарубежных предприятий в рамках освоения сложных объектов, таких как поиски залежей в отложениях палеозоя на Гыданском п-ове (Газпромнефть, REPSOL, SHELL), создание газового кластера с реализацией сжиженного природного газа на Ямале

(НОВАТЭК, TOTAL, CNPC, JOGMEC), разработка коллекторов с высоковязкими нефтями на Северо-Комсомольском месторождении в Ямало-Ненецком АО (Роснефть, Equinor). Что касается объединения усилий отечественных недропользователей, то в основном они остаются на бумаге. Тем не менее существуют частные примеры, где подобные соглашения нашли свое практическое применение, например организация технологического центра "Баженов" на базе ПАО "Газпром нефть". С другой стороны, подразумевается система законодательных мер поощрения инициативных участников посредством установления специальных условий пользования недрами и налоговых режимов.

На основе устоявшейся структуры отрасли участники выстраивают систему связей и форм взаимодействия друг с другом, которые, главным образом, основаны на регулятивных и институциональных условиях функционирования отрасли. В рамках этой системы задаются темпы получения и распространения информации о новых типах объектов. Накопленные данные служат толчком к поиску технологических решений, определяя тем самым дальнейшие направления развития отрасли.

По мнению авторов, данный процесс может поддаваться стимулированию, а поиск методов его ускорения потребует формализации системы взаимосвязей между обозначенными компонентами экономики знаний в виде математической модели. Первым шагом на пути решения данной задачи должна стать подготовка информационной основы – агрегированной базы данных, структурированной в соответствии с целями исследования, емкой и достоверной, позволяющей строить сценарии потенциального освоения новых ресурсно-экономических активов.

Систематизация и валидация геологических знаний

Несмотря на некоторое несовершенство используемых в настоящее время подходов к систематизации геологических материалов, нельзя отрицать тот факт, что фундамент для единой базы знаний уже положен. Создаются электронные архивы, состоящие из оцифрованных геологических отчетов последнего столетия. Уже почти 20 лет ежегодно обновляется база данных по всем открытым месторождениям РФ – Государственный баланс запасов полезных ископаемых. Также более 50 лет (практически с самого начала своего развития) активно используются геоинформационные системы.

Все это дает основу для геологических прогнозов на новых изучаемых территориях и, в частности, позволяет применять метод аналогий – самый распространенный способ экстраполяции геологических знаний [2-4]. Тем не менее необходимо представлять проблемы, обусловленные спецификой системы оборота геологической информации в России, а также естественными неточностями самого процесса изучения недр.

Во-первых, доступ к материалам ограничен. Вся накопленная в СССР и современной России геологическая информация хранится в Российском федеральном геологическом фонде [5] и предоставляется в соответствии с регламентом – данные можно

получить в пользование только под одобренные Роснедрами задачи, только в дозированном объеме по локальным площадям и за установленную плату. К тому же многие данные, полученные в советское время, безвозвратно утеряны [6]. Дополнительные и, пожалуй, наиболее серьезные барьеры создают следующие системные факторы:

- отчеты по результатам геолого-разведочных работ (ГРП) могут поступать в государственный фонд с большой задержкой либо по невыясненным причинам вовсе не сдаются недропользователями – подтверждением тому служит отсутствие в фондах информации по ряду объектов;
- материалы законодательно защищены от просмотра третьими лицами на срок от 3 до 5 лет с момента сдачи в фонды, но практика показывает, что даже по истечении этого периода выдаются в пользование только с согласия недропользователя;
- компании могут присвоить отчету гриф секретности, тем самым в принципе заблокировав сторонний доступ к нему.

Экспорт информации о недрах подлежит лицензированию, которое, по опыту авторов, влечет для каждого пакета данных отдельный согласовательный процесс сроком до года. Необходимо отметить, что помимо очевидного сдерживающего эффекта данная мера имеет положительную сторону, поскольку принудительно наращивается доля камеральных работ, выполняемых на территории России, что, в конечном счете, приводит к росту локальных знаний.

Во-вторых, после получения доступа к интересующей информации не всегда можно быть уверенными в ее достоверности. Первичные данные могут содержать ошибки по причине невыдержанности утвержденной технологии проведения и протоколирования полевых работ, несоблюдения условий хранения материальных носителей геологической информации (горных пород, керна и т.д.), утери первоисточников (дел скважин, результатов испытаний, геохимических анализов) и восстановления информации по обрывочным сведениям. В интерпретированных материалах встречаются необоснованные и противоречивые выводы, обусловленные как нарушением методических руководств, так и намеренным искажением результатов. Например, необходимым условием успешной защиты государственного отчета по результатам сейсмо-разведочных работ долгое время считалось выделение локализованных структур, даже если полученные данные не позволяли этого сделать. Аналогично, в коммерческих контрактах стремление к максимальному приросту объема запасов и ресурсов приводит к недоверности отдельных геолого-геофизических моделей.

В-третьих, даже достоверные данные могут быть неточными, так как, к сожалению, соблюдение технологий не всегда страхует от высокой погрешности в замерах и определении интервала испытания скважин, а при обработке и интерпретации сейсмо-разведочных материалов могут быть, например, неверно указаны координаты, уровни приведения, сдвиги [7]. Низкая информативность данных также обуславливается, с одной стороны, сложной геологией и несовершенством геолого-разведочных технологий, с другой, – слабым контролем полноты и качества материалов при их сдаче в государственный фонд [8].

Наконец, в-четвертых, – фактически накопленный материал по любому объекту лишь частично раскрывает его естественные геологические неопределенности. Очевидно, чем сложнее геологическая структура, тем медленнее идет процесс уточнения ее модели, так как соотношение изучаемого объекта с возможными аналогами приумножает и без того высокую погрешность прогноза его характеристик. Таким образом, строение месторождения повышенной геологической сложности может вызывать споры даже после многих лет изучения. Пример – спутники Среднеботуобинского месторождения, на которых только в процессе промышленной эксплуатации выявилось вероятное наклонно-направленное залегание продуктивных пластов. Также известны случаи, когда в результате проведенного литофациального анализа уже разрабатываемой залежи выявлялись ошибки в выполненных ранее стратификации и корреляции продуктивных горизонтов, материалы которых использовались для создания гидродинамической модели. Как следствие – процесс эксплуатации был далек от оптимального.

Проблемы валидации данных характерны не только для геологических материалов, но и, например, для экономических параметров. Поступающие урывками информационные потоки о финансовых показателях деятельности недропользователей, содержащиеся в их отчетах, протоколах ежегодного заслушивания компаний и иных документах, передающихся в территориальные органы Роснедр и геологические фонды, зачастую носят характер формальных отписок. Физические объемы работ и их финансирование не соотносятся друг с другом, затраты указываются укрупненно, содержательного описания проведенных геолого-разведочных мероприятий не приводится.

Учитывая подобные аспекты, при создании единой базы данных необходим контроль над поступающей в нее информацией с проверкой каждого из параметров, в особенности, если его значения сильно выделяются из общей статистики. Необходим механизм интеллектуального поиска потенциальных противоречий в хранимых значениях для снижения степени доверия к сомнительным данным или их полного исключения из анализа.

Структура базы данных

Параметры, формирующие агрегированную базу данных, предлагается дифференцировать в соответствии с обозначенными элементами пространства экономики знаний:

- данные об объекте;
- показатели применяемых технологий;
- формы взаимодействия участников.

В структуре данных об объекте можно выделить два блока: геолого-промысловые и стоимостные характеристики.

Часть базы, отвечающая за геолого-промысловые характеристики, в общем случае может включать в себя данные из Государственного баланса запасов полезных ископаемых и дополняться информацией из отчетов недропользователей по результатам ГРП, технологических схем разработки объектов, проектов поисков и добычи УВ сырья. Классические подходы вероятностно-статистического анализа или метода аналогий позволят экстраполировать доступные данные на исследуемый объект. Важ-

ность сочетания геолого-промысловых характеристик обусловлена тем, что именно оно во многом будет определять уникальную картину прогнозного профиля добычи.

Стоимостные показатели, требуемые для построения денежных потоков, могут быть получены из финансовой отчетности недропользователей исследуемого региона, технологических схем разработки, протоколов заслушиваний в территориальных органах Роснедр, материалов федеральных и территориальных фондов геологической информации, специализированных источников (РистадЭнерджи, Наанс-Медиа и т.д.), а также непосредственно от компаний – производителей работ. Перечень параметров должен определяться степенью детализации, приемлемой для целей исследования. Важно учитывать инфраструктурные и логистические особенности территории, на которой расположен объект, как оказывающие определяющее влияние на дифференциацию стоимостей работ.

Вопреки устоявшемуся мнению, для понимания достоверности стоимостных показателей важны не только фактические, но и плановые значения. Фактические предпочтительны, когда работа полностью выполнена и оплачена на протяжении 1 года. Но на практике очень часто проведение работ не согласуется с их финансированием: физический объем может быть выполнен, но расчеты с исполнителем не произведены в полном объеме или наоборот – потраченные средства учтены в отчетности, но работы не завершены. В таком случае более корректно опираться на плановые нормативы, которые были вычислены специалистами недропользователя и утверждены его бюджетной комиссией. Несмотря на потенциальное влияние конъюнктурных изменений в экономике, зачастую плановые показатели оказываются более информативными.

Часть базы данных, отвечающая за информацию о потенциально применимых технологиях, необходима для составления подходящей программы ГРП и выбора оптимальной системы разработки объекта исследования по данным с месторождений-аналогов. Под системой разработки понимается комплекс технологических мероприятий, направленных на управление процессом добычи и ориентированных на достижение максимального уровня извлечения флюида в рамках условий охраны недр: сетка скважин, темп и порядок их ввода в эксплуатацию, способы управления пластовой энергией и т.д.

Ключевое место в аккумулируемой базе данных занимают характеристики методов увеличения нефтеотдачи. К их числу можно отнести параметры технологий горизонтального бурения, многократного гидроразрыва пласта, геонавигации при разработке сложных скважин, химических и физических методов воздействия на пласт для интенсификации притока УВ к забою скважины и т.д.

Сведения о формах взаимодействия участников процесса генерации знаний, необходимы, в первую очередь, для учета глобальных и региональных особенностей в части условий пользования недрами и налогообложения.

Так, в настоящее время недропользование осуществляется на основании государственной лицензии, выданной в отношении конкретного недропользователя и участка недр. Лицензионные обязательства, предусматривают подготовку проектных документов

в отношении планируемых работ и получение на них положительного заключения ФГКУ "Росгеолэкспертиза". Заложенные в таких документах уровни добычи должны соблюдаться недропользователем в процессе дальнейшей реализации проекта во избежание наложения штрафов. Если для традиционных объектов такая формализация процесса оправдана необходимостью контроля над использованием минерально-сырьевых ресурсов со стороны государства-собственника недр, то для новых нетрадиционных объектов УВ с низким уровнем изученности и высокой степенью неопределенности на первоначальных этапах создает неоправданные препятствия. По мнению авторов, в таких ситуациях недропользователю требуется больше степеней свободы, а механизмы государственного контроля должны лишь пресекать бездействие компаний и простой недр. Важный шаг в урегулировании данного вопроса внесли поправки в ФЗ "О недрах", одобренные Советом Федерации 25.11.2019, вводящие новый вид пользования недрами – для целей разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых.

Налоговая система – важнейший финансовый регулятор инновационного процесса – уже претерпела ряд концептуальных изменений, направленных на стимулирование освоения специфических объектов. В частности, с начала 2019 г. компаниям предоставлена возможность частично заменить налог на добычу полезных ископаемых более прогрессивным налогом на дополнительный доход, тем самым снижая облагаемую базу, особенно в случае высокочрезмерных проектов. Налоговые условия разнятся в зависимости от множества факторов: географических, геологических, технологических и временных, что обязывает предусмотреть соответствующие информационные поля в рассматриваемой базе данных.

Формы организационного взаимодействия могут оказывать решающее влияние на успех освоения нового ресурсного актива [9]. Анализ различных видов партнерств и подбор оптимальных из них с необходимостью требует оценки добавочной ценности (вклада) каждого участника процесса генерации знаний. С позиции подготовки информационной основы это обуславливает формирование множества возможных эффектов и их комбинаций. Посредством вариаций этих данных может происходить поиск целевых ориентиров, обеспечивающих получение новых ресурсно-экономических активов.

Стоит отметить, что авторы изложили концептуальный взгляд на построение базы данных, рассматриваемой в качестве основы для исследования процесса генерации знаний, в то время как конкретные информационные массивы должны формироваться в зависимости от целей исследования, т.е. будут более специфичными.

Специфика информационной основы по нетрадиционным источникам УВ

Механизм создания базы по нетрадиционным источникам в контексте трансформации "знаний" обладает своими особенностями, обусловленными уникальностью таких объектов.

Во-первых, проблематично обеспечить представительную выборку объектов, которые могут служить аналогами с точки зрения исходных характеристик. Например, даже для районов нового освоения Восточной Сибири обычно без особых сложностей находится 5-7 схожих по геологическим показателям объектов, но для нетрадиционных источников зачастую аналоги полностью отсутствуют, либо существуют за рубежом и могут выступать таковыми только условно. Например, для куонамской свиты на данном этапе не существует ни одного известного аналога [10]. Кроме того, в известных базах данных недостаточно параметров для описания важных особенностей нетрадиционных источников, например температуры прогрева сланцевых нефтей.

Во-вторых, для нетрадиционных объектов в большинстве случаев не существует эффективных технологических решений. Разработка технологий внутри страны проходит медленно: двигателем этого процесса являются мелкие и средние независимые компании, а вертикально-интегрированные компании ориентируются в основном на импорт технологий, в настоящее время сдерживаемый санкциями [11]. В контексте формирования знаний, для нетрадиционных объектов информационная основа должна включать в себя данные о различных технологиях, между которыми будет производиться выбор по перечню характеристик, таких как производственная и экономическая эффективность, цена, возможность применения.

В-третьих, взаимодействие государства и недропользователей, как уже упоминалось ранее, – динамический, но все же отстающий от потребностей участников отрасли элемент трансформации знаний. Поэтому для нетрадиционных источников целесообразно сконцентрироваться не только на констатации текущих, но и на определении и формализации потенциальных условий недропользования, которые будут гарантировать правовую и экономическую возможность изучения и освоения специфических объектов.

Выводы

Возникновение новых ресурсно-экономических активов сопряжено с развитием информационного пространства, элементами которого являются данные об УВ объектах, технологиях и организационно-правовых условиях освоения недр.

Проблематика создания геологических баз данных связана как с природными факторами, так и особенностями хранения и оборота геологической информации в РФ, что обуславливает необходимость систематизации и валидации накопленных знаний с позиции их информативности, ограниченности, достоверности, точности и неопределенности. Несмотря на кажущуюся общность подходов к формированию информационной основы сырьевых проектов, авторы отмечают уникальность в этом отношении нетрадиционных источников УВ: отсутствие представительной выборки из объектов-аналогов, неполнота ранее проведенных исследований (на примере игнорирования температурных характеристик флюидов), ограниченность применимых технологических решений, рассмотрение множества потенциально допустимых условий пользования недрами.

Л и т е р а т у р а

1. Крюков В.А. Экономика знаний и минерально-сырьевой сектор – особенности взаимодействия в современных условиях // Вест. Омского ун-та. Серия "Экономика". – 2016. – № 1.
2. Количественные методы использования аналогов в задачах разведки и разработки месторождений / С.И. Кудряшов, Е.Ю. Белкина, М.М. Хасанов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 43-47.
3. Прищепа О.М. Зоны нефтегазоаккумуляции – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. № 2. – 12 с.
4. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / В.В. Аленин, Ю.Н. Баурин, М.Д. Белонин [и др.]. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
5. Морозов А.Ф., Климов А.К. Геологическое информационное обеспечение как важнейшая часть геолого-разведочного процесса. Современное состояние и перспективы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2012. – № 4. – С. 4-9.
6. Эпов М.И. Нужен системный междисциплинарный подход к арктическим исследованиям // Всероссийский журнал "ЭКО". – 2017. – № 9 (519). – С. 7-25.
7. Юканова Е.А. Технология систематизации геолого-геофизической информации для цифрового геологического моделирования крупных длительно разрабатываемых месторождений УВ: автореф. дисс... к-та техн. наук. – М., 2009.
8. Дамаскин А.А., Ефимов В.А. Проблемы качества и достоверности результатов геофизических исследований скважин на нефть и газ // Наука и ТЭК. – 2012. – № 5. – С. 44-46.
9. Милыев Д.В., Душенин Д.И. Подходы к математическому моделированию трансформации "новых" знаний в коммерческие запасы полезных ископаемых // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 1. – С. 95-100.
10. Милыев Д.В., Савельева А.Д. Оценка перспективности освоения сланцевой нефти куонамской свиты Восточной Сибири в современных условиях // Вест. ТГУ. Экономика. – 2017. – № 40. – С. 68-82.
11. Дежина И.Г., Мясников А.В., Коротеев Д.А. Актуальные технологические направления в разработке и добыче нефти и газа: публичный аналитический доклад. – М.: БиТуби, 2017. – 220 с.

An information base formation for new hydrocarbon objects

^{1,2}Savelieva A.D., ^{1,2}Mylaev D.V., ^{1,2}Dushenin D.I.

¹ Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

² Institute of Economics and Industrial Production Organization, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia

The authors of the article consider the basic principles and approaches to creating databases on geological objects, technologies and conditions of subsurface development, which in future will serve as a tool for information support of the knowledge economy mathematical model in oil and gas sector.

The authors describe the features of working with geological data in the context of such factors as information content, limitations, uncertainty, and reliability of available information. The structure of the database for traditional oil and gas facilities and ways to account for the specifics of "unconventional" hydrocarbon accumulations are proposed.

Key words: information; databases; knowledge economy; geological data; oil and gas.

Савельева Анастасия Денисовна, savelieva@sniiggims.ru

Милыев Дмитрий Владимирович, mdv@sniiggims.ru

Душенин Дмитрий Игоревич, dushenin@sniiggims.ru

© Савельева А.Д., Милыев Д.В., Душенин Д.И.,
Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 6'2020

О проблемах финансирования геолого-разведочных работ в недропользовании

¹Кузина Е.С.

¹ НИИ "Новая экономика и бизнес" Российского экономического университета имени Г.В. Плеханова, Москва

Рассмотрены основные показатели оценки коммерческой выгоды разработки месторождений углеводородов. Приведена геолого-экономическая оценка запасов с учетом прогнозных ресурсов месторождений и участков недр, которая является одним из важных критериев экономического обоснования, необходимого при решении широкого круга вопросов в сфере недропользования для всех участников этого процесса. Представлен анализ объемов геолого-разведочных работ и принципов их финансирования.

Ключевые слова: геолого-разведочные работы; минерально-сырьевая база; потенциальный доход; капитальные вложения; операционные расходы; срок окупаемости.



КУЗИНА Елизавета Сергеевна,
младший научный сотрудник,
кандидат экономических наук

В мировой практике финансирования геолого-разведочных работ (ГРП) осуществляются за счет средств государства и частных компаний-недропользователей. Компенсационные расходы, подлежащие возмещению при добыче полезных ископаемых, отражаются в финансовых результатах горно-добывающих предприятий как затраты на истощение.

Правительства стран, заинтересованные в воспроизводстве собственной минерально-сырьевой базы (МСБ), стимулируют ГРП следующими способами [1]:

- введение льгот по роялти на завершающих этапах разработки месторождения, вплоть до его полного истощения (освобождение от уплаты налога на истощение);
- уменьшение налогооблагаемой прибыли горно-добывающих предприятий на сумму понесенных расходов на проведение ГРП (освобождение от налога на прибыль), а в Великобритании – даже с повышающими коэффициентами – 1,1-1,35;
- прямые субсидии ГРП из госбюджета (Бразилия, Китай, Канада, Япония и др.) в части финансирования формирования инфраструктуры территорий при освоении новых месторождений (транспортные коммуникации, линии электропередач, муниципальное строительство).

Мировой опыт государственной политики в отношении ГРП базируется на принципах [2]:

- стимулирования воспроизводства МСБ с льготным налогообложением объемов ГРП.

- полной свободы недропользователей при воспроизводстве МСБ и неучастия государства в рисках геолого-разведочных проектов.

В отдельные периоды (низкие цены на минеральное сырье, экономические и политические кризисы) горно-добывающие компании могут функционировать за счет разведанных запасов, но, в конце концов, им придется искать новые месторождения, увеличивая объемы ГРП.

В России ГРП ведутся в основном за счет средств недропользователей (рис. 1) и направлены, в первую очередь, на доразведку уже известных месторождений. Практически все горно-добывающие компании обеспечены запасами на десятилетия и не видят смысла вкладывать дополнительные средства на поиск новых месторождений, так как для этого необходимо получить лицензию на проведение ГРП. Кроме того, поиск новых месторождений – очень рискованный процесс, требующий больших вложений [3].

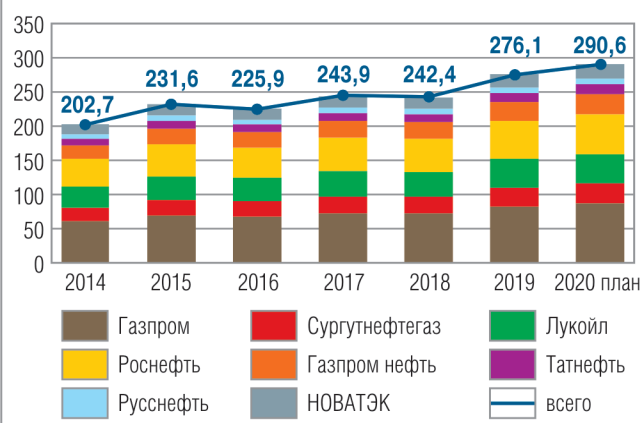
Планирование ГРП за счет собственных ресурсов недропользователей осуществляется на компромиссе между экономическим предложением проектировщика данных работ и требованиями заказчика по минимизации затрат. Проект составляется на основе ресурсного метода бюджетирования [4]. Выполненный проект анализируется заказчиком работ с позиции получения максимального эффекта от вложенных средств. Только понимание необходимости расходовать собственные средства на рискованные ГРП с целью пополнения МСБ может определить оптимальное значение сметных затрат для ГРП. Таким образом, выполнение ГРП за счет средств недропользователей наиболее соответствует условиям рыночной экономики.

Динамика финансирования ГРП основными нефтедобывающими компаниями России постоянно изменяется (рис. 2). В дальнейшем планируется нарастить объемы разведки со стороны частных компаний. До 2025 г. Газпром планирует увеличить объем финансирования работ по разведке и доразведке месторождений до 1,3 млрд долл., Лукойл – до 587 млн долл., Роснефть – до 1 млрд долл. [5].

Рис. 1. Объемы ГРП на нефть и газ и их финансирование (составлено по формам 7–ГР и 2–ГР за 2014–2019 гг. статистической отчетности Роснедр)



Рис. 2. Динамика финансирования ГРП в России, млрд р.



В нераспределенном фонде недр число месторождений, содержащих очень мелкие и мелкие запасы углеводородов (УВ), постоянно увеличивается и составляет свыше 1100 [6]. В 2017–2018 гг. было открыто 111 месторождений нефти, их них: 90 – очень мелких и мелких, 18 – средних, 3 – крупных на шельфе, а также 18 месторождений свободного газа: 10 – очень мелких и мелких, 3 – средних, 2 – крупных на шельфе [3]. Практика показывает, что подавляющее большинство очень мелких и мелких месторождений нефти и газа являются невостребованными значительный период времени.

Это обуславливается рядом причин [7]:

- нерентабельность освоения из-за высоких затрат на создание транспортной инфраструктуры;
- значительная удаленность этих месторождений от действующих объектов нефтегазодобычи, транспортной инфраструктуры, а также населенных пунктов;
- сложности получения прав пользования участками недр;
- практическое отсутствие льгот при эксплуатации высокорисковых объектов.

Упорядочение структуры МСБ топливно-энергетических ресурсов должно основываться на системе рационального недропользования, в основу которой должны быть положены экономические стимулы ее развития [4, 8].

По составу производимых работ геологические предприятия России склонны к многоцелевому функционированию, когда одновременно осуществляются работы по нескольким видам: геологической съемке, поискам, оценке и разведке месторождений полезных ископаемых. Такая схема организации, с одной стороны, способствует полному охвату ГРП на одной территории, не препятствует маневру при изменении конъюнктуры отдельных видов сырья, с другой, – снижает производительность предприятия в целом за счет содержания множества небольших разнообразных служб. Мировая практика специализации предприятий по функциональному назначению (буровых и горно-проходческих компаний, технологических и лабораторных центров) в России развита в ограниченных масштабах.

По мнению автора, на стадиях поиска и оценки месторождений полезных ископаемых целесообразно проводить укрупненную геолого-экономическую оценку (ГЭО), позволяющую принять решение о дальнейшем производстве ГРП. На стадии изучения целесообразности освоения перспективных территорий (площадей) в условиях наличия только прогнозной информации укрупненная ГЭО выполняется на основе адаптации к существующим условиям данных по объектам-аналогам обобщенных технико-экономических показателей за проектируемый период освоения участков недр. При укрупненной ГЭО поисково-оценочных работ на УВ капитальные и эксплуатационные затраты принимаются по объектам-аналогам освоения нефтегазовых месторождений. Налоговое окружение виртуального проекта принимается также укрупненно: учитываются основные налоги, оказывающие существенное влияние на результаты оценки, – на добычу полезных ископаемых, на имущество, на прибыль [8].

Предлагается простая схема расчета укрупненной ГЭО:

1. По объектам-аналогам за весь эксплуатационный период определяются укрупненные капитальные вложения (KB_y) и укрупненные эксплуатационные затраты ($ЭЗ_y$).

2. Рассчитывается потенциальный валовой доход (ПВД).

$$ПВД = \sum_{t=1}^T V_{пр} C_{ср} \quad (1)$$

где $V_{пр}$ – годовой объем добычи полезного ископаемого; $C_{ср}$ – средняя цена реализации минерального сырья не менее чем за 12-летний ретроспективный период, что позволит учесть колебание цен с учетом внешних и внутренних факторов и повысить вероятность применения в расчете "справедливой" цены [4]; T – жизненный цикл (срок службы) предполагаемого месторождения: для УВ определяется исходя из потенциального отбора флюидов в размере 4-5 % прогнозных извлекаемых запасов, для твердых полезных ископаемых – исходя из прогнозных извлекаемых запасов и технологических особенностей добычи и переработки сырья. Расчетный срок службы предполагаемого месторождения ограничивается 25 годами и равен сроку эксплуатации оборудования.

3. Рассчитывается прогнозная чистая прибыль ($ЧП_n$).

$$ЧП_n = ПВД - ЭЗ_y - 0,2 (ПВД - ЭЗ_y) \quad (2)$$

4. Определяется возможный срок окупаемости капитальных вложений ($T_{ок}$).

$$T_{ок} = \frac{KB_y}{ЧП_n} \cdot \frac{1}{T} \quad (3)$$

Решение о целесообразности дальнейшего продолжения ГРП принимаются при $T_{ок}$ не более 10-12 лет.

Для других стадий геолого-разведочного процесса, начиная от утверждения запасов в ГКЗ, используются традиционные подходы, основанные на методе дисконтированных денежных потоков. Желательно данные предложения автора по ГЭО на стадии поисково-оценочных работ утвердить в виде методических рекомендаций, что позволит выбрать правильное решение о дальнейшем производстве ГРП на месторождении. При этом стоит установить подходы по формированию основных технико-экономических показателей, ценовой политике, ставкам дисконтирования. И, в первую очередь, это должно быть скорректировано для УВ сырья как основного "поставщика" доходов в бюджет страны.

Для повышения достоверности оценок необходимо учитывать все основные характеристики оцениваемых объектов: горно-геологические, экономико-географические, производственно-технологические, инфраструктурные, а также условия и цены реализации продукции, спрос и потребление минерального сырья, систему налогообложения в недропользовании.

Рассмотренная проблематика проведения ГРП в России, направленная на усиление рационального недропользования, кроме повышения эффективности вложения инвестиций в поиски, оценку и разведку месторождений топливно-энергетических ресурсов в целом позволяет достаточно эффективно развивать в сырьевых регионах РФ малую энергетику, что, в свою очередь, способст-

вует улучшению показателей топливно-энергетического баланса субъекта РФ и их социально-экономического развития. В этой связи эффективная методика расчета оценки прогнозных ресурсов и запасов УВ упрощает разработку инвестиционных проектов разработки месторождений.

Л и т е р а т у р а

1. Мелехин Е.С. Экономические аспекты формирования системы рационального недропользования в современных условиях. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2018.
2. Панов Р. Развитие геологоразведки – залог стабильного экономического развития России // Аналитический вестник. О состоянии геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы. – 2014. – № 16 (534). – С. 7-16.
3. Емельянова Н.М., Пороскун В.И. Методы геолого-экономической оценки объектов поиска месторождений нефти и газа с учетом неопределенности и риска // Недропользование. – 2016. – № 5(62). – С. 190-201.
4. Васичкина Е.П. Проблемы финансирования геологоразведочных работ в России. URL: <http://znacka4estva.ru/dokumenty/inostrannye-yazyki-yazykoznanie/problemy-finansirovaniya-geologorazvedochnyh-rabot-v-rossii/> (дата обращения: 17.11.2020).
5. Bondarenko T., Bolvachev A. Methodology for assessing the economic efficiency of investment projects in petrochemical companies. – E3S Web of Conferences 124, 05044 (2019) SES-2019. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912405044> (дата обращения: 17.11.2020).
6. Новоселов А.Л., Новоселова И.Ю., Мелехин Е.С. Экономическая оценка минеральных ресурсов с учетом рисков и неопределенности // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 6. – С. 29-33.
7. Мелехин Е.С., Афонина И.А. Проблемы геолого-экономической и стоимостной оценки недропользования // Микроэкономика. – 2018. – С. 28-30.
8. Ампилов Ю.П. Многофакторная система оценки месторождений углеводородов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 4. – С. 35-43.

The problems of financing geological exploration in subsoil use

¹Kuzina E.S.

¹Scientific Research Institute "New Economics and Business" of the Plekhanov Russian University of Economics, Moscow, Russia

The main indicators for assessing the commercial benefits of developing hydrocarbon deposits are considered. The geological and economic assessment of reserves is given taking into account the predicted resources of mineral deposits and subsoil areas. Geological and economic assessment is one of the important criteria for economic justification, which is necessary for solving a wide range of issues in the field of subsoil use for all participants in this process. The article presents an analysis of the scope of geological exploration work and the principles of their financing.

Key words: geological exploration; mineral resources base; potential income; capital investments; operating costs; payback period.

Кузина Елизавета Сергеевна, elizaveta1991@mail.ru

© Кузина Е.С.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 6'2020

УДК 349.6

Значение правового регулирования комплексного природопользования при разведке и добыче полезных ископаемых

¹Шамордин Р.О.¹ ФГКУ "Росгеолэкспертиза", Москва

Анализируется правовая категория "комплексное природопользование" с выявлением составляющих ее элементов. Исследуется правовой механизм, основу которого составляло комплексное природопользование в 1990-х гг., определяется вектор возможного развития такого механизма в современных правовых условиях. Ставится задача определить место и роль комплексного природопользования в правовом регулировании отношений природопользования, возникающих при осуществлении разведки и добычи полезных ископаемых. Даются предложения по совершенствованию законодательства с целью обеспечения такого природопользования, разрешения актуальных проблем, связанных охраной и использованием различных природных ресурсов при разведке и добыче полезных ископаемых.

Ключевые слова: комплексное природопользование; разведка и добыча полезных ископаемых; природно-ресурсный потенциал территории; отношения природопользования; охрана и использование природных ресурсов; лицензирование недропользования.



ШАМОРДИН Роман Олегович,
начальник Управления обеспечения
лицензирования недропользования

Горно-добывающий и нефтегазовый сектора промышленности имеют огромное значение для экономики России. В 2018 г. доля добычи полезных ископаемых в структуре ВВП России составила 11,5 % [1]. При этом зависимость от добывающей сферы сохраняется и в других отраслях экономики: перерабатывающей, химической промышленности, топливно-энергетическом комплексе и других, которые делают самостоятельный вклад в ВВП страны.

Вместе с тем геолого-разведочные работы (ГРП) и добыча полезных ископаемых оказывают существенное воздействие на окружающую среду. По информации Минприроды России, в 2018 г. для добычи полезных ископаемых забор воды из водных объектов составил 7,6 % от общего забора хозяйствующими субъектами, сброс сточных вод составил 3,5 %, около 40 % от общей площади рекультивированных земель связано с разработкой месторождений полезных ископаемых, 94,2 % отходов производства и потребления образовалось в результате добычи полезных ископаемых, а инвестиции в основной капитал, направленные на охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов, горно-добывающих и нефтегазовых предприятий составили 23,1 % от их общего объема [2].

При разведке и добыче полезных ископаемых наносится больший вред окружающей среде, чем при геологическом изучении недр, что обусловлено продолжительностью работы ГОКов, необходимостью строительства объектов инфраструктуры и пр. После открытия месторождения и постановки его на государственный баланс необходимы законодательные механизмы, обеспечивающие планирование освоения месторождения и учитывающие при этом возможный вред окружающей среде.

Важной государственной задачей является обеспечение ГРП таким образом, чтобы прирост полезных ископаемых не был связан с причинением ущерба природе [3].

Вместе с тем регулирование отношений по использованию природных ресурсов не упорядочено как на стадии предоставления их в пользование, так и на этапах проектирования деятельности, связанной с освоением месторождения, завершающимися мероприятиями – ликвидацией и консервацией горно-добывающего предприятия, рекультивацией нарушенных при недропользовании земель.

Так, ни одна из административных процедур, связанных с предоставлением в пользование участка недр, не устанавливает обязанности уполномоченных органов власти по соотносению его границ с зонами с особыми условиями использования территорий.

Также законодательством исключена возможность получения недропользователем в специальном порядке природных ресурсов, расположенных за границами горного отвода, но необходимых для реализации технологических решений разведки и добычи полезных ископаемых, что предопределено перечнем документов, на основании которых заключается договор аренды земель

без торгов для рассматриваемых целей* и судебной практикой**. Возникают, например, сложности с приобретением прав на земли, необходимые для строительства обогатительной фабрики, организации хвостохранилища, прокладки линий электропередачи, трубопроводов за пределами проекции участка недр на дневную поверхность, но к ней примыкающие. В таком случае приходится получать право пользования соответствующим земельным участком посредством торгов, в которых заинтересовано единственное лицо – пользователь недр.

На практике компании вынуждены изменять границы участка недр, чтобы в него попали земли или акватории, права на которые следует получить, что ставит под сомнение соблюдение принципа рационального использования и охраны недр при получении прав на неэксплуатируемые части недр.

Правовой механизм проектирования и реализации работ по ликвидации и консервации горно-добывающего предприятия, рекультивации нарушенных земель при недропользовании также не упорядочен. Правовым регулированием не исключены ситуации, когда на одной и той же площади рекультивация может предшествовать ликвидации горных выработок, что делает ее бессмысленной. Целесообразно установить императивную последовательность проведения завершительных мероприятий при недропользовании, когда проектные решения по рекультивации нарушенных земель следуют из результатов ликвидации, консервации горных выработок.

Учитывая вышеизложенное, несогласованность норм различных отраслей природоресурсного права, регулирующих отношения, связанные с разведкой и добычей полезных ископаемых, порождает нарушение баланса частных и публичных интересов, прав и обязанностей природопользователя.

Отмечается также сложившийся подход раздельного правового регулирования охраны и использования природных ресурсов, необходимых для недропользования, что, в том числе, обуславливает несогласованность процедур по их предоставлению. Преодоление указанной проблемы возможно с помощью формирования единого методологического подхода к конструированию правовых режимов комплексного природопользования [4].

Более того, среди основных мероприятий государственной программы "Воспроизводство и использование природных ресурсов", утвержденной постановлением Правительства РФ от 15.04.2014 № 322, отмечается "Научно-аналитическое и инновационное обеспечение государственной политики в сфере развития и использования минерально-сырьевой базы", которое направлено на обеспечение экономических, нормативно-правовых и организационных механизмов регулирования недропользования в системе комплексного природопользования.

Комплексное природопользование являлось самостоятельным предметом правового регулирования в законодательстве 1990-х гг. В соответствии со ст. 18 Закона РСФСР от 19.12.1991 № 2060-1 "Об охране окружающей природной среды" устанавливалась возможность специально уполномоченными на то государственными органами РФ в области охраны окружающей природной среды выдавать лицензию (разрешение) на комплексное природопользование, на основе которой впоследствии заключался договор на комплексное природопользование между хозяйствующим субъектом и исполнительным органом власти края, области, автономной области, автономного округа, района, города. Кроме того, имеются свидетельства о существовании практики реализации такого правового механизма, есть мнения о необходимости его сохранения и развития с целью обеспечения экосистемного подхода в праве [5, 6].

Согласно п. 2.3 Временного положения о порядке выдачи лицензий на комплексное природопользование комплексным природопользованием для предприятия является использование природно-ресурсного потенциала территории, при котором эксплуатация (добыча, изъятие) одного вида природного ресурса наносит наименьший ущерб другим природным ресурсам, а хозяйственная деятельность предприятия оказывает в целом минимальное возможное воздействие на окружающую природную среду***.

Таким образом, ключевыми аспектами комплексного природопользования являются:

- взаимосвязанность природных ресурсов, которые используются и на которые оказывается только воздействие;
- учет необходимости минимизации негативного влияния на окружающую среду. Указанный аспект, с учетом представлений о рациональном использовании природных ресурсов [7, 8], целесообразно представить, как "учет необходимости минимизации негативного влияния на окружающую среду при обеспечении экономической эффективности хозяйственной деятельности";
- учет наличия природно-ресурсного потенциала территории.

Под природно-ресурсным потенциалом территории в законодательстве понимается совокупность природных ресурсов, объектов, средообразующих факторов и условий (включая климатические, геологические, гидрологические и др.), которые могут быть использованы в процессе хозяйственной или иной деятельности***. Несмотря на то, что указанное определение вводилось в целях реализации механизма выдачи лицензий на комплексное природопользование, оно характеризует объективные особенности использования природных ресурсов, обусловленные особенностями общественных отношений по природопользованию, в том числе при разведке и добыче полезных ископаемых. Кроме

* Приказ Минэкономразвития России от 12.01.2015 № 1 "Об утверждении перечня документов, подтверждающих право заявителя на приобретение земельного участка без проведения торгов" // Официальный интернет-портал правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>, 28.02.2015.

** Постановление Десятого арбитражного апелляционного суда от 03.07.2019 № 10АП-9955/2019 по делу № А41-97510/18 // СПС Консультант плюс.

*** Приказ Минприроды РФ от 23.12.1993 № 273 "Об утверждении Временного положения о порядке выдачи лицензий на комплексное природопользование" // СПС Консультант плюс (в настоящее время не применяется, но не был отменен).

того, законодательное определение природного комплекса, под которым в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ "Об охране окружающей среды" понимается комплекс функционально и естественно связанных между собой природных объектов, объединенных географическими и иными соответствующими признаками, позволяет говорить о том, что при разведке и добыче полезных ископаемых используется природный комплекс, обладающий природно-ресурсным потенциалом.

В связи с этим действующее правовое регулирование отношений природопользования в сфере разведки и добычи полезных ископаемых должно учитывать наличие природно-ресурсного потенциала территории, которым обладает используемый в этих целях природный комплекс.

При предоставлении в пользование участка недр следует учитывать, что он является частью природного комплекса, а другие природные ресурсы, также в него включаемые, необходимы для его освоения с позиции различного функционального назначения: одни необходимы для доступа к месторождению полезных ископаемых, другие – для обеспечения технологического процесса разведки и добычи полезных ископаемых. Другие природные объекты подвергаются негативному воздействию при осуществлении хозяйственной деятельности, о чем отмечалось ранее [9].

Следует заметить, что в советском законодательстве была представлена дифференциация хозяйственной значимости земель при недропользовании, где "участки поверхности, необходимые для горного промысла", делились на "условно необходимые" и "безусловно необходимые". К безусловно необходимым отнесены участки, расположенные как в пределах, так и за пределами используемого участка недр, без использования которых недропользование невозможно или экономически нецелесообразно, либо не соответствует правилам ведения горных работ. Условно необходимыми определены участки поверхности, использование которых в рамках недропользования желательно, однако их непредоставление не означает невозможности ведения деятельности в сфере недропользования [3].

Правовое регулирование комплексного природопользования, устанавливаемого ст. 18 Законом РСФСР от 19.12.1991 № 2060-1 "Об охране окружающей природной среды", было отменено из-за сложности, как представляется, доступа к природным ресурсам, обусловленной необходимостью получения прав природопользователями в отношении как отдельных природных ресурсов, так и природно-ресурсного потенциала территории. Кроме того, стоит заметить сложность устанавливаемого организационного механизма в рассматриваемой сфере, который представлял собой как выдачу лицензии на комплексное природопользование федеральным органом власти, так и заключение договора на комплексное природопользование с органом власти субъекта либо с муниципальным органом власти. Каждый из органов власти имеет свои приоритеты в управленческой деятельности и закреплённые

в праве цели задачи, что также усложняло исследуемый правовой механизм.

Однако принимая во внимание вышеназванные аспекты комплексного природопользования, следует отметить обоснованность целей, достижение которых преследовалось посредством функционирования лицензирования комплексного природопользования, и их актуальность в современных условиях жизни общества. Комплексное природопользование является качественной характеристикой природопользования, его оценкой, на основе которой целесообразно формирование правовых норм, его обеспечивающих. При этом достижение указанных характеристик возможно представить, как цель правового регулирования. Аспекты комплексного природопользования необходимы для их учета в праве. На их основе возможна разработка правовых механизмов, которые смогут обеспечить не только рациональное использование отдельных природных ресурсов, но и природного комплекса их включающего, обладающего природно-ресурсным потенциалом. Таким образом, имеется вероятность, что актуальные проблемы несогласованности норм природоресурсного права, регулирующих разведку и добычу полезных ископаемых, смогут быть разрешены посредством включения в право механизмов комплексного природопользования.

На практике это может быть выделение территорий комплексного природопользования, включающих участок недр, в пределах которого осуществляется (планируется к осуществлению) разведка и добыча полезных ископаемых, а также иные природные ресурсы, необходимые как для доступа к геологическому объекту, так и для обеспечения технологического процесса этой деятельности. Закрепление таких территорий целесообразно в лицензии на пользование недрами на этапе, следующем за утверждением проектной документации, связанной с использованием недрами (статьи 23.2, 36.1 Закона РФ "О недрах"), посредством административной процедуры внесения изменений и дополнений в лицензию на пользование недрами.

Указанное предложение может показаться "бюрократизирующим" недропользование, однако такая мера обеспечит реализацию прав недропользователей на доступ к необходимым им природным ресурсам. В свою очередь государство, в лице уполномоченных органов власти, получит организационно-правовой механизм предоставления в пользование состава и объема природных ресурсов, которые необходимы для реализации утвержденных в проекте технологических решений, что обеспечит принцип рационального использования природных ресурсов.

Введение в правовое регулирование механизма территории комплексного природопользования при разведке и добыче полезных ископаемых может стать формой конструирования правового режима комплексного природопользования.

Принимая во внимание вышеизложенное, комплексное природопользование следует воспринимать как цель развития правового регулирования, в содержание которого входят:

* Горное положение Союза ССР, утвержденное постановлением ЦИК СССР, СНК СССР от 09.11.1927 // СЗ СССР. – 1927. – № 68, ст. 688.

- учет взаимосвязанности природных ресурсов, которые используются и на которые оказывается только воздействие;
- минимизация негативного влияния на окружающую среду;
- наличие природно-ресурсного потенциала территории.

При этом стремление к указанной цели особенно актуально ввиду значимости соответствующих общественных отношений в России. Для ее достижения целесообразно ввести специальные правовые механизмы комплексного природопользования, в качестве одного из которых – образование территории комплексного природопользования.

Л и т е р а т у р а

1. Бюллетень о текущих тенденциях российской экономики. Динамика и структура ВВП России. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. – Апрель, 2019. – № 48. – С. 6.
2. Государственный доклад "О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2018 году". – М.: Минприроды России; НПП "Кадастр", 2019.
3. Сыродоев Н.А. Правовой режим недр. – М.: Юрид. лит., 1969. – С. 127.
4. Никишин В.В. Определение и изменение границ земель, земельных и лесных участков, водных объектов, выделенных для ведения работ, связанных с недропользованием // Российский юридический журнал. – 2019. – № 2. – С. 173-180.
5. Шестерюк А.С. Экологическое право: Проблемы методологии: дисс... д-ра юрид. наук. – СПб., 2000.
6. Бринчук М.М. О комплексном природопользовании // Экологическое право. – 2002. – № 5.
7. Галиновская Е.А. Рациональное использование природных ресурсов: экологические и экономические аспекты в праве // Правовое регулирование использования природных ресурсов: комплексный подход: тез. докл. междунар. науч.-практич. конф. (Москва, 11 апреля 2014 г.) / Сост. С.А. Боголюбов, Е.А. Галиновская, А.П. Ушакова. – М.: Институт

законодательства и сравнительного правоведения при Правительстве РФ: ИНФРА-М, 2014. – С. 29.

8. Голиченков А.К. Экологическое право России: словарь юридических терминов: учеб. пособие для вузов. – М.: Городец, 2008. – С. 287.

9. Шамордин Р.О. О системе отношений природопользования, возникающих при разведке и добыче полезных ископаемых // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 5. – С. 76-78.

The importance of legal regulation of integrated environmental management in the exploration and production of minerals

¹Shamordin R.O.

¹ Rosgeolexpertiza, Moscow, Russia

This article is devoted to the analysis of the legal category "integrated nature management" and identification of its constituent elements. The article examines the legal mechanism that was based on integrated nature management in the 90s of the XX century, and determines the vector of possible development of such a mechanism in modern legal conditions. The task is to determine the place and role of integrated nature management in the legal regulation of nature management relations that arise during the exploration and extraction of minerals. The researcher also attempts to make suggestions for improving legislation in order to ensure such environmental management, to resolve current problems related to the protection and use of various natural resources in the exploration and production of minerals.

Key words: integrated nature management; exploration and production of minerals; natural resource potential of the territory; nature management relations; protection and use of natural resources; licensing of subsurface use.

Шамордин Роман Олегович, romanshamordin@bk.ru

© Шамордин Р.О.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 6'2020

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

- Статья с сопроводительным письмом направляется в редакцию mrr@minresrus.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 (499) 192-80-80 (доб. 7073) | +7 (926) 216-94-25 | mrr@minresrus.ru | www.minresrus.ru

УДК 339.13:669.85/.86

Тенденции мирового рынка цирконового концентрата

¹Белоусова Е.Б.

¹ Исследовательская группа "ИНФОМАЙН", Москва

Рассмотрена динамика производства цирконового и бадделеитового концентратов; приведена мировая структура применения цирконового концентрата; описаны основные тенденции потребления.

Ключевые слова: цирконий концентрат; бадделеитовый концентрат; химические соединения циркония (диоксид, оксихлорид, карбонат циркония).



БЕЛОУСОВА Евгения Борисовна,
эксперт

Известно около 20 циркониевых и цирконийсодержащих минералов, однако промышленное значение имеют только два: силикат циркония – циркон $ZrSiO_4$ (содержит 60-67 % ZrO_2) и природный оксид циркония – бадделеит ZrO_2 (95-97 % ZrO_2). На долю первого приходится не менее 97 % общего производства циркониевого сырья. Условно промышленным минералом циркония считают эвдиалит (сложный силикат циркония, натрия и кальция с примесями различных редкоземельных элементов).

Циркон добывают преимущественно при разработке ильменит-рутил-циркониевых россыпей. Ни одно месторождение в мире не разрабатывается только на циркон. На большинстве титано-циркониевых месторождениях массовая доля цирконового концентрата в стоимости товарной продукции составляет 15-20 %. Бадделеитовый концентрат добывают только в РФ.

Мировое производство циркониевых концентратов в 2019 г. составило 1,4 млн т (0,91 млн т в пересчете на ZrO_2). Мировые разведанные запасы циркония оцениваются в 73 млн т, из них 42 млн т в Австралии (57 %).

Основными лидерами по производству цирконийсодержащих концентратов в мире являются Австралия и ЮАР, на долю которых приходится свыше 60 % всего мирового их производства (таблица).

Производство цирконового концентрата исторически испытывало различные периоды – нехватки и перепроизводства, что сопровождалось волатильностью цен. Это связано с тем, что циркон извлекается как побочный продукт переработки комплексных титан-циркониевых песков. Это означает, что на его производство, как правило, оказывают влияние не только прямой спрос, но и спрос на другие минералы, такие как рутил и ильменит.

Основным производителем циркониевых концентратов является компания Iluka Resources, разрабатывающая месторождения титан-циркониевых россыпей в Австралии и Сьерра-Леоне. В частности, на месторождении Jacinth-Ambrosia в Западной Австралии производится 300 тыс. т цирконового концентрата. Суммарные мощности Iluka Resources составляют около 400 тыс. т цирконового концентрата в год. Также к наиболее крупным производителям этой продукции в мире следует отнести компанию Rio Tinto, которой принадлежит Richards Bay Minerals (ЮАР) и компанию Tronox, владеющую Namakwa Sand (ЮАР).

Основным импортером цирконового концентрата является Китай: свыше 1 млн т в год, поскольку за счет собственного производства обеспечивает не более 15-20 % потребности в этом сырье.

Производство бадделеитового концентрата в России не превышает 10 тыс. т. В 2019 г. Ковдорский ГОК произвел 7,9 тыс. т природного диоксида циркония (рис. 1). По данным предприятия, бадделеитовый концентрат используется при производстве огнеупоров (70 %), абразивов (20 %), пигментов (5 %), в электронике (5 %).

Циркониевые концентраты применяются, главным образом, для производства керамики (плитки и сантехники) – 52 % всего потребления. Остальная часть направляется для выпуска огнеупоров, антипригарных смесей для литья и синтеза химических соединений (рис. 2).

Аналитики рынка циркония констатируют тенденцию снижения потребления циркониевых концентратов при производстве строительной керамики и плитки. Сегмент химических соединений этого металла демонстрирует рост.

Существует широкий спектр химикатов на основе циркония, используемых в различных областях или в качестве промежуточных продуктов для производства других производных циркония.

Основные химические соединения циркония:

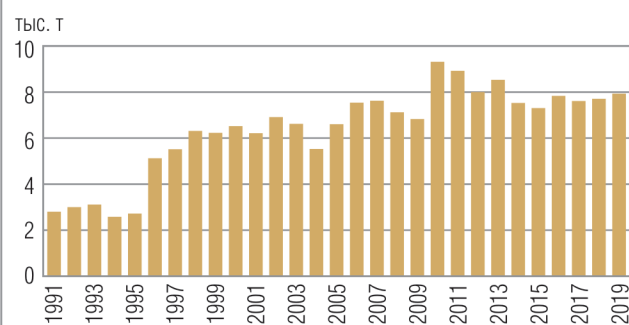
- оксихлорид циркония (ZOC , $ZrOCl_2 \cdot 8H_2O$) является первым химическим продуктом, полученным в результате обработки циркониевых песков различными способами (обычно включающими плавление каустической соды, растворение в со-

Динамика мирового производства цирконового концентрата в 2010–2019 гг., тыс. т

Страна	Запасы, ZrO ₂	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Австралия	42 000	518	762	605	850	900	567	550	505	560	550
ЮАР	6500	400	383	380	170	170	380	400	377	350	370
Китай	500	140	150	140	150	140	140	140	140	140	80
Индонезия	Нет свед.	—	130	120	110	120	110	110	110	Нет свед.	Нет свед.
США	500	80	80	80	Нет свед.	Нет свед.	80	80	80	100	100
Мозамбик	1800	37	44	47	47	56	52	55	74	48	50
Сенегал	Нет свед.	—	—	—	—	—	45	59	82	64	70
Кения	120	—	—	—	—	—	—	—	44	45	50
Индия	Нет свед.	38	39	40	41	40	40	40	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.
Прочие	11 000	37	32	48	140	110	105	110	138	170	170
Всего		1250	1620	1460	1510	1540	1520	1544	1550	1480	1400
Всего в пересчете на ZrO ₂	62 420	812,5	1053	949	981,5	1001	988	1003,6	1007,5	962	910

Источник: данные USGS.

Рис. 1. Динамика производства бадделеитового концентрата на Ковдорском ГОКе в 1991–2019 гг.

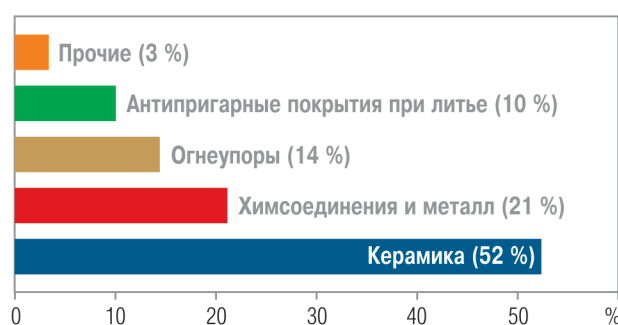


Источник: данные предприятия.

ляной кислоте и разделению). ZOC – сырье для производства всех других химикатов циркония, включая диоксид. Оксихлорид может использоваться также в текстильной и кожевенной промышленности, электронике, производстве керамики, оптического стекла и наноматериалов и др.;

- карбонат циркония (ZBC) получают осаждением сульфата циркония щелочью или смесью щелочи и карбоната аммония или щелочью и гидрокарбонатом аммония. Применяется в качестве катализатора, для производства сиккативов для красок, обработки картона и бумаги, а также для синтеза реактивного циркония.
- высокочистый диоксид циркония (99,5 % ZrO₂) производится химическим способом, при этом выделяют моноклинный и стабилизированный сорта с полной или частичной стабилизацией. Применяется в широком диапазоне сфер потребления, в частности для выпуска: структурной керамики (различные компоненты, подшипники, уплотнители, клапаны, соединители для оптических волокон) и износостойкой керамики. Особые электрические свойства стабилизированного диоксида циркония позволяют использовать его в

Рис. 2. Мировая структура потребления цирконовых концентратов в 2019 г.

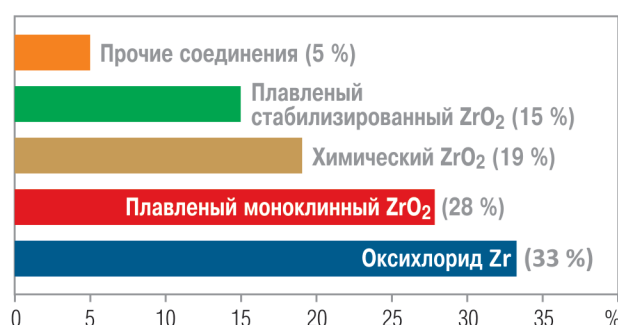


Источник: Ассоциация производителей циркония.

производстве: твердотельных топливных элементов (в качестве электролита), кислородных сенсоров (контроль выхлопа автомобильных двигателей, печей и газовых котлов) и пр.

Оценочная структура мирового производства циркониевых химикатов по видам представлена на рис. 3.

Рис. 3. Структура мирового производства химических соединений циркония по видам в 2019 г.



Источник: Ассоциация производителей циркония.

Основное производство диоксида циркония и других соединений этого металла располагается в Китае, сырьем служит импортный цирконовый концентрат (рис. 4).

В КНР 76 % цирконового концентрата (в основном импортного) идет на производство фритт для керамики, антипригарных красок в металлургии и огнеупоров, 24% – поступает на выпуск плавленного диоксида циркония и оксихлорида. Часть плавленного диоксида циркония и оксихлорида (ZOC) синтезируют весь спектр циркониевых химикатов, включая химический диоксид и карбонат.

Из китайского оксихлорида в мире производится 90 % химикатов циркония. В 2019 г. в Китае насчитывалось 17 заводов по выпуску оксихлорида циркония, суммарной мощностью 352 т ZOC или 127 т в пересчете на диоксид циркония.

В сентябре 2019 г. в Гонконге прошла мировая конференция Ассоциации производителей циркония, рассмотревшая перспективы спроса и предложения на мировом рынке циркония.

Аналитики консалтинговой компании TZMI констатировали падение производства цирконового концентрата из-за истощения запасов на существующих проектах и прогнозировали увеличение дефицита, несмотря на стабильный спрос. По данным TZMI, подготавливаются к освоению месторождения, которые могут увеличить поставки цирконового концентрата на 1 млн т в год. Однако, как показывает практика, ввод в эксплуатацию новых ГОКов будет откладываться из-за технических, политических и экологических факторов, и общее производство циркона к 2024 г. упадет до уровня ниже 1 млн т в год.

Аналитики из консалтинговой компании по минеральным ресурсам Ruidow сообщили, что местное производство циркона в Китае резко упало в 2019 г. после прекращения добычи в провинции Хайнань, которая ранее обеспечивала около 90 % китайского производства цирконового концентрата.

Генеральный директор Matrix, одного из крупнейших в Китае производителей плитки и сантехники считает, что спрос на цирконовый концентрат сократится до 850-900 тыс. т в год в течение 2020-2021 гг. Пиковый спрос наблюдался в 2011 г. – 1,6 млн т. Китайские потребители цирконового концентрата не ожидают увеличения спроса в течение следующих нескольких лет, поскольку в плиточной промышленности в Китае и других странах наблюдается активное использование замещающих материалов.

Генеральный менеджер Alkane Resources предупредил об опасности для химической циркониевой промышленности, вызванной нехваткой воды в КНР. В Китае производится 200 тыс. т оксихлорида циркония в год. Эта отрасль потребляет 130 тыс. т циркона. Отходы производства – уран и торий. Около 2/3 китайского производства сосредоточено в так называемых "сухих провинциях", которые особенно зависят от подземных вод. К ним относится Шаньдун, где производится 52 % оксихлорида циркония в КНР. Около 1/3 китайской промышленности по производству оксихлорида циркония было закрыто в результате экологического контроля в апреле 2017 г., когда правительство приняло меры по борьбе с загрязнением. Существует высокий риск дальнейшего закрытия предприятий из-за нехватки воды и ограничений загрязнения.

Рис. 4. Структура китайской циркониевой промышленности



Производители циркония надеются, что новые применения соединений циркония вызовут рост их спроса. Перспективы новых применений связывают с чистой формой диоксида циркония и металлическим цирконием.

TZMI рассматривает диоксид циркония и химический сектор как наиболее быстрорастущий сегмент потребления. Потенциальными рынками для ценных химикатов на основе диоксида циркония являются атомная энергетика и литий-ионные батареи.

Ассоциация производителей циркония прогнозирует рост спроса в секторе химических соединений этого металла на 5-7 %.

Литература

1. Сайт Горного бюро США (USGS). – URL: <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/titanium/> (дата обращения: 10.09.2020).
2. Корзун В.К., Чистов Л.Б., Зубков Л.Б. Современное состояние сырьевой базы титана и циркония России и эффективные пути промышленного освоения российских месторождений // Юбилейный сборник Гиредмет. – М., 2001.
3. Обзор рынка циркониевого сырья в СНГ (13-е изд.). – М.: ООО "Исследовательская группа "Инфомайн", 2013. – URL: www.infomine.ru/research (платный доступ) (дата обращения: 10.09.2020).
4. Обзор рынка диоксида и карбоната циркония в мире (1-е изд.). – М.: ООО "Исследовательская группа "Инфомайн", 2020. – URL: www.infomine.ru/research (платный доступ) (дата обращения: 10.09.2020).
5. Материалы Международной конференции производителей циркония. – URL: http://investors.alkane.com.au/site/PDF/2598_0/ (дата обращения: 10.09.2020).

Trends of the global zirconium concentrate market

¹Belousova E.B.

¹ INFOMINE Research Group, Moscow, Russia

The dynamics of the production of zircon and baddeleyite concentrates are briefly considered; the world structure of the use of zircon concentrate is given; the main consumption trends are described.

Key word: zircon concentrate; baddeleyite concentrate; chemical compounds of zirconium (dioxide, oxychloride, zirconium carbonate).

Белоусова Евгения Борисовна, ebelousova@infomine.ru

© Белоусова Е.Б.,

Минеральные ресурсы России. Экономика и управление № 6'2020

Рецензия на учебник

"Управленческий учет и формирование управленческой отчетности компаний энергосырьевого сектора экономики"

В издательстве "КноРус" выпущен учебник "Управленческий учет и формирование управленческой отчетности компаний энергосырьевого сектора экономики", подготовленный доктором экономических наук, профессором В.Л. Улановым (Департамент мировой экономики Высшей школы экономики)

Учебник предназначен для студентов, изучающих экономику и управление. Может быть полезен руководителям и специалистам компаний различных отраслей, а также всем, кто интересуется проблемами управления компаниями.

При организации процессов управления российским бизнесом последнее время свойственно обращать повышенное внимание к проблемам формирования управленческого учета и управленческой отчетности. Это способствовало росту потребности в создании и развитии соответствующего учетно-аналитического инструментария, главной задачей которого является отслеживание и контроль текущего состояния экономики предприятия (компаний). Наиболее полно данный инструментарий реализуется в компаниях сырьевого и энергетического секторов экономики в силу их отраслевой специфики, существования единообразных подходов, развития методических документов и инструкций, а также, понятно, из-за их лучшей материальной обеспеченности.

Наличие подходящего инструментария и налаженная управленческая отчетность в настоящий момент занимают в практике корпоративного управления наиважнейшее место, особенно в системе принятия управленческих решений.

В российской практике, во многом повторяющей, но более быстрыми темпами, основные этапы становления западного менеджмента, данная категория остается пока еще относительно новой. Поэтому на разных предприятиях эти инструментарии могут иметь "видимость" заметных различий.

И хотя на сегодняшний день четкая и однозначно разделяемые всеми концепции единых подходов к организации полноценной системы управленческого учета отсутствует, серьезным подспорьем для отечественного бизнеса выступает накопленный мировой опыт применения подобного рода систем, потому их изучение и внедрение может быть рассмотрено как естественный процесс на этапе развития корпоративного управления.

Профессор В.Л. Уланов рассматривает основные принципы формирования управленческой отчетности, приводит примеры обобщения результатов исследований по формированию внеш-

ней (финансовой) отчетности, представляет примеры накопленного опыта обработки информации по данному вопросу отечественными компаниями, а также делится личным опытом работы в крупнейших сырьевых компаниях.

В учебнике В.Л. Уланова также рассматриваются основные мировые тенденции и важнейшие блоки отчетности, описываются требования, предъявляемые к управленческой отчетности, раскрываются отдельные проблемы управленческого учета, формирования основных показателей и приводятся примеры паспортов этих показателей.

Обобщая вышесказанное, можно констатировать, что изучение материалов учебника "Управленческий учет и формирование управленческой отчетности компаний энергосырьевого сектора экономики" будет важным и полезным для изучающих экономику и менеджмент как национальных, так и транснациональных компаний.

Материалы учебника предоставляют возможность получить и существенно повысить свои знания и навыки работы с документами корпоративной отчетности компаний, проводить необходимые исследования и подготавливать обоснованные аналитические записки для руководства компаний, а также для государственных органов и общественности.

АНАШКИН О.С.,
кандидат экономических наук

Перечень статей, опубликованных в журнале в 2020 г.

The list of articles published in the Journal in 2020

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И СЫРЬЕВАЯ БАЗА | EXPLORATION AND RAW MATERIAL BASE

- Алексеев Я.В., Корчагина Д.А.** Сырьевая база рудного золота России: состояние освоения и перспективы развития до 2040 г.
Alekseev Ya.V., Korchagina D.A. Russian ore gold raw material base: state of development and prospects up to 2040. № 4–5, с. 3
- Анисимова А.Б.** К вопросу апробации и учета прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых
Anisimova A.B. Regarding the survey and accounting of forecast resources of solid minerals № 3, с. 4
- Анисимова А.Б., Ткачева Е.А., Суетникова Н.С.** Возможности планирования геолого-разведочных работ на основе минимально достаточного информационного массива (на примере Чукотского АО)
Anisimova A.B., Tkacheva E.A., Suetnikova N.S. The use of a minimum possible amount of information for planning exploration work (on the case of the Chukotka region). № 1, с. 3
- Белов С.В., Фаррахов Е.Г., Вольфсон И.Ф.** Водород как полезное ископаемое
Belov S.V., Farrakhov E.G., Wolfson I.F. Hydrogen as a mineral resource. № 6, с. 46
- Беляев Е.В.** Неметаллические полезные ископаемые Северного Кавказа
Belyaev E.V. Non-metallic minerals of North Caucasus. № 4–5, с. 23
- Беляев Е.В., Арютина В.П., Антонов В.А.** О перспективах освоения природных битумов Чеченской Республики
Belyaev E.V., Arutina V.P., Antonov V.A. On the prospects for the development of natural bitumen in the Chechen Republic № 1, с. 29
- Голубев Ю.К., Волоковых Т.С., Прусакова Н.А., Голубева Ю.Ю.** Перспективы развития минерально-сырьевой базы алмазов Архангельской области
Golubev Yu.K., Volokovich T.S., Prusakova N.A., Golubeva Yu.Yu. Development prospects of the mineral resource base of diamonds in the Arkhangelsk region. № 1, с. 23
- Голубев Ю.К., Гаранин К.В., Кошкарев Д.А., Голубева Ю.Ю., Шахурдина Н.К.** Состояние и перспективы развития минерально-сырьевой базы алмазов России
Golubev Y.K., Garanin K. V., Koshkarev D.A., Golubeva Yu.Yu., Shakhurdina N.K. State and prospects for the development of the mineral resource base of diamonds in Russia № 6, с. 3
- Корчагин О.А.** Особенности размещения углеводородов на Западной Камчатке и прилегающем шельфе: прогноз перспективных объектов поисковых работ
Korchagin O.A. Features of the distribution of hydrocarbons in Western Kamchatka and the adjacent shelf: forecast of promising local structures № 4–5, с. 16
- Круглякова М.В., Левицкая М.С., Мейснер Л.Б., Юбко В.М.** Перспективные направления геолого-разведочных работ на нефть и газ на материковых окраинах Российской Федерации
Kruglyakova M.V., Levitskaya M.S., Meysner L.B., Yubko V.M. Perspective direction exploration for oil and gas on the continental margin of the Russian Federation № 3, с. 19
- Меркулов О.И., Сизинцев С.В., Зинченко И.А.** Перспективы наращивания сырьевой базы углеводородов Волго-Уральской, Прикаспийской и Северо-Кавказской нефтегазоносных провинций
Merkulov O.I., Sizintsev S.V., Zinchenko I.A. Prospects for increasing the hydrocarbon resource base of the Volga-Ural, Caspian and North Caucasian oil-and-gas bearing provinces № 2, с. 9
- Митюшева Т.П., Юркина И.О.** Ресурсная база питьевых подземных вод Республики Коми
Mityusheva T.P., Yurkina I.O. Resource base of potable groundwaters of the Komi Republic № 4–5, с. 38
- Нечаев А.В., Поляков Е.Г.** Редкоземельный потенциал хибинского апатита и пути его реализации
Nechaev A.V., Polyakov E.G. Rare earths potential of khibiny apatite and ways of its implementation. № 3, с. 26
- Нечаев А.В., Поляков Е.Г., Белоусова Е.Б., Пикалова В.С., Быховский Л.З.** Минерально-сырьевая база ниобия России: приоритеты освоения
Nechaev A.V., Polyakov E.G., Belousova E.B., Pikalova V.S., Bykhovskiy L.Z. Mineral resources of niobium in Russia: priorities of development. № 4–5, с. 8
- Отмас А.А., Куранов А.В., Желудова М.С.** Перспективы наращивания сырьевой базы углеводородов южного сегмента Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна
Otmaz A.A., Kuranov A.V., Zheludova M.S. Possibilities of augmenting the hydrocarbon resources in the southern part of the Timan-Pechora petroleum basin. № 2, с. 20

- Прищепа О.М., Куранов А.В., Грохотов Е.И., Нефедов Ю.В., Ибатуллин А.Х.** Уточненная оценка нефтегазового потенциала Тимано-Печорской провинции
Prischepa O.M., Kuranov A.V., Grokhotov E.I., Nefedov Y.V., Ibatullin A.Kh. Updated assessment of the oil and gas potential of the Timan-Pechora province. № 6, с. 32
- Сенин Б.В., Леончик М.И.** Региональные геологические проблемы и риски выбора оптимальных направлений нефтегазопоисковых работ в дальневосточных морях России
Senin B.V., Leonchik M.I. Regional geological challenges and risks at selection of optimal focus of petroleum prospecting in Far East seas of Russia № 1, с. 12
- Сенин Б.В., Леончик М.И., Ошерова Н.А.** Сырьевая база нефтегазодобычи Баренцева моря и перспективные направления ее развития
Senin B.V., Leonchik M.I., Osherova N.A. Resource base of oil and gas production in the Barents Sea: current state and development trends № 6, с. 21
- Спориыхина Л.В., Быховский Л.З., Чернова А.Д.** Сырьевая база рассеянных элементов России: состояние и использование
Sporykhina L.V., Bykhovsky L.Z., Chernova A.D. The state and usage of Russian mineral resource base of scattered elements. . . № 2, с. 23
- Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В., Земнухова Е.А.** Роль трудноизвлекаемых запасов нефти в воспроизводстве сырьевой базы и устойчивом развитии нефтегазового комплекса России
Filimonova I.V., Komarova A.V., Mishenin M.V., Zemnukhova E.A. The role of hard-to-recover oil reserves in the production of the resource base and sustainable development of the oil and gas complex in Russia № 6, с. 12
- Читалин А.Ф., Агапитов Д.Д., Штенгелов А.Р., Усенко В.В., Фомичев Е.В.** Геологическое таргетирование – инструмент повышения эффективности поисковых работ
Chitalin A.F., Agapitov D.D., Shtengelov A.R., Usenko V.V., Fomichyov Y.V. Geological targeting – a tool to increase efficiency of prospecting № 3, с. 10

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ | ECONOMICS AND MANAGEMENT

- Боярко Г.Ю.** Возмещение ущерба при негативном воздействии на недра
Boyarko G.Yu. Redress in cases of negative impact on the subsoil № 1, с. 56
- Важенин Ю.И., Орденев Г.И., Ампилов Ю.П., Хакимов Б.В.** Проблемы освоения минерально-сырьевых ресурсов территории и континентального шельфа Арктики
Vazhenin Yu.I., Ordenov G.I., Ampilov Yu.P., Khakimov B.V. Problems of development of mineral resources of the territory and continental shelf of the Arctic № 4–5, с. 43
- Гальцева Н.В., Шарыпова О.А.** Минерально-сырьевой комплекс Крайнего Северо-Востока России: перспективы и условия развития
Galtseva N.V., Sharypova O.A. Mineral raw materials complex of the Far North-East of Russia: prospects and conditions for development № 4–5, с. 64
- Гончаров П.П.** Обустройство месторождений как объект налогообложения по налогу на имущество организаций
Goncharov P.P. Field surface facilities as tax base of corporate property tax № 2, с. 35
- Давыденков Е.В., Бочков А.С., Боярко Г.Ю.** Стратегия партнерства недропользователей с сервисными подрядчиками геолого-разведочных работ
Davydenkov E.V., Bochkov A.S., Boyarko G.Yu. Subsoil user's partnership strategy with service contractors for geological exploration № 6, с. 60
- Иванов А.В., Харитонов Ю.Ф., Шевчук Г.А.** Проблемы развития горно-добывающего комплекса Забайкальского края и пути их решения
Ivanov A.V., Kharitonov Yu.F., Shevchuk G.A. Mining sector development in Transbaikalian region: challenges and solutions. № 1, с. 64
- Кандауров П.М., Климова И.А.** О совершенствовании геолого-экономической оценки запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых
Kandaurov P.M., Klimova I.A. On the improving of the geological and economic appraisal of solid minerals reserves and forecast resources № 1, с. 52
- Кашуба С.Г.** Золотодобывающая отрасль России: состояние и перспективы
Kashuba S.G. The gold mining industry in Russia: the current state and expectations. № 4–5, с. 48
- Кимельман С.А.** О влиянии недропользования на валовый внутренний продукт и консолидированный бюджет
Kimelman S.A. Regarding the influence of natural resources management on gross domestic product and consolidated budget № 3, с. 34
- Кузина Е.С.** Анализ особенностей стоимостной оценки запасов и прогнозных ресурсов полезных ископаемых
Kuzina E.S. Analysis of the features of the valuation of reserves and predicted mineral resources № 3, с. 42

- Кузина Е.С.** О проблемах финансирования геолого-разведочных работ в недропользовании
Kuzina E.S. The problems of financing geological exploration in subsoil use. № 6, с. 70
- Мелехин Е.С., Мелехин А.Е.** Малое и среднее предпринимательство в освоении минерально-сырьевых ресурсов
Melekhin E.S., Melekhin A.E. Small and medium business in development of mineral-raw resources. № 3, с. 53
- Меткин Д.М., Медведева Л.В., Назаров В.И.** Проблемы развития технической базы российской нефтегазовой геофизики
Metkin D.V., Medvedeva L.V., Nazarov V.I. Problems of engineering base development in Russian oil and gas geophysics № 2, с. 39
- Нечаев А.В., Поляков Е.Г.** Существующий и перспективный баланс производства и потребления редкоземельных металлов в России
Nechaev A.V., Polyakov E.G. Current and prospective balance of production and consumption of REE in Russia № 2, с. 49
- Оганесян Л.В., Морозов А.Ф.** Мировые тренды финансирования геолого-разведочных работ на твердые полезные ископаемые (противоречия и неопределенности)
Oganessian L.V., Morozov A.F. Global trends in funding of geological exploration of solid minerals (inconsistencies and uncertainties) . . . № 1, с. 47
- Омаров Г.З., Крючек С.И., Адучиев Б.К., Дудиков М.В.** Проект федерального закона "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части совершенствования государственной кадастровой оценки": достоинства и недостатки
Omarov G.Z., Kryuchek S.I., Aduchiev B.K., Dudikov M.V. Draft Federal Law "On Amendments to Certain Legislative Acts of the Russian Federation Regarding Improvements of the State Cadastral Valuation": strengths and shortcomings № 1, с. 71
- Пельменёва А.А.** Особенности добычи углеводородов, учитываемые в современной налоговой системе России
Pelmeneva A.A. Features of hydrocarbon production taken into account in the modern tax system of Russia № 4–5, с. 69
- Рогова Т.Б., Шаклеин С.В.** Проблемы и возможные пути совершенствования организации и методологии экспертизы запасов полезных ископаемых
Rogova T.B., Shaklein S.V. Problems and possible ways to improve the organization and methodology of the audit of mineral resources. № 4–5, с. 75
- Савельева А.Д., Миляев Д.В., Душенин Д.И.** Формирование информационной основы в целях поиска новых углеводородных объектов
Savelieva A.D., Mylaev D.V., Dushenin D.I. An information base formation for new hydrocarbon objects. № 6, с. 65
- Скузоватов М.Ю., Миляев Д.В., Душенин Д.И.** Экономика знаний как основа развития сырьевой базы углеводородов: перспективные объекты, технологии и организационно-правовые формы
Skuzovатов M.Y., Milyaev D.V., Dushenin D.I. Knowledge economy as the foundation of hydrocarbon raw material base development: prospective targets, technologies, and institutional-legal forms № 1, с. 36
- Темнов А.В., Иванова Е.М., Юрьева С.Б.** Роль налогового регулирования в развитии добычи редких металлов
Temnov A.V., Ivanova E.M., Yuryeva S.B. The role of tax regulation in development of rare metals mining № 6, с. 52
- Филимонова И.В., Немов В.Ю., Мишенин М.В., Проворная И.В.** Нефтяная промышленность России: региональная и организационная структура добычи, переработки и экспорта
Filimonova I.V., Nemov V.Yu., Mishenin M.V., Provornaya I.V. Oil industry of Russia: regional and organizational structure of production, refining and export № 4–5, с. 53
- Чернявский А.Г.** О проблеме освоения техногенных ресурсов
Chernyavsky A.G. Regarding the issue of technogenic resources development № 3, с. 58
- Юмаев М.М.** Налогообложение добычи многокомпонентных комплексных руд, содержащих драгоценные металлы: правовые основы и судебная практика
Yumaev M.M. Taxation of mining of multi-component multimetal ores containing precious metals: legal basis and judicial practice. № 3, с. 45

ПРАВОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ | LEGAL SUPPORT

- Важенин Ю.И., Орлов М.В., Хакимов Б.В.** Правовое регулирование использования отвалов горных пород и отходов перерабатывающих производств
Vazhenin Yu.I., Orlov M.V., Khakimov B.V. Legal regulation of the use of rock dumps and waste from processing industries № 2, с. 56
- Жаворонкова Н.Г., Агафонов В.Б.** Анализ и оценка современных проблем законодательства Российской Федерации в сфере охраны окружающей среды при пользовании недрами
Zhavoronkova N.G., Agafonov V.B. Analysis and assessment of current problems of the legislation of the Russian Federation in the field of environmental protection in the use of mineral resources. № 3, с. 65
- Мельгунов В.Д., Бесланеева М.С.** Обзор изменений законодательства в сфере недропользования за период февраль – апрель 2020 г.
Melgounov V.D., Beslaneeva M.S. Review of legal changes in the sphere of subsoil use for the period February – April 2020. № 3, с. 69

Мельгунов В.Д., Купцова О.А. Обзор изменений законодательства в сфере недропользования за период ноябрь 2019 г. – январь 2020 г.

Melgounov V.D., Kuptsova O.A. Review of legal changes in the sphere of subsoil use for the period November 2019 – January 2020 . . . № 1, с. 76

Миркеримова Н.Ф. О некоторых подходах к гармонизации требований законодательства об отходах производства и потребления и отходах недропользования

Mirkerimova N.F. On certain approaches of harmonization of the requirements of the legislation on wastes of production and consumption and waste of subsoil use № 4–5, с. 86

Омаров Г.З., Фаррахов А.З., Крючек С.И., Дудиков М.В. Публичные интересы в законодательстве Российской Федерации о недрах: понятие, структура, противоречия

Omarov G.Z., Farrakhov A.Z., Kryuchek S.I., Dudikov M.V. Public interests in Russian legislation on subsurface resources: concept, structure, contradictions № 2, с. 61

Сергеев А.Ю. О некоторых вопросах учета ограничений и запретов на пользование недрами в контексте информатизации государственного управления

Sergeev A.Y. On some issues of accounting the restrictions and prohibitions on subsoil use in the context of public administration informatization. № 4–5, с. 82

Шамордин Р.О. Значение правового регулирования комплексного природопользования при разведке и добыче полезных ископаемых

Shamordin R.O. The importance of legal regulation of integrated environmental management in the exploration and production of minerals. № 6, с. 73

РЫНОК МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ | MINERALS MARKET

Белоусова Е.Б. Тенденции мирового рынка цирконового концентрата

Belousova E.B. Trends of the global zirconium concentrate market. № 6, с. 77

Гусарова Е.А. Перспективы России на мировом рынке угля

Gusarova E.A. Russian prospects on the world coal market № 2, с. 69

Петров И.М. Экспортные позиции России на мировом рынке цветных металлов

Petrov I.M. Russia's export position in the global non-ferrous metal market. № 3, с. 73

Су Ина, Сюй Цзинхуа. Перспективы Китая и России на мировом энергетическом рынке до 2050 года

Su Yina, Xu Jinghua. Energy outlook of China and Russia in the world energy market to 2050 № 4–5, с. 92

Тесленко В.В. Россия на мировом рынке уранового сырья

Teslenko V.V. Russia and world uranium market № 4–5, с. 100

ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ | FOREIGN EXPERIENCE

Миркеримова Н.Ф. Правовое регулирование предоставления прав на геологическое изучение, разведку и добычу полезных ископаемых в зарубежных странах

Mirkerimova N.F. Legal regulation of granting of rights for exploration and production of mineral resources in foreign countries . . . № 2, с. 74

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ | EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES

Левицкий А.А., Рудаков А.В., Булдаков В.С. Опыт применения нового типа вездеходов при проведении сейсморазведочных работ МОГТ 3D в болотистых зонах

Levitskii A.A., Rudakov A.V., Buldakov V.S. Seismic experience in swamp areas with a new type all terrain amphibious vehicle . . . № 3, с. 76

ХРОНИКА СОБЫТИЙ | NEWS

Итоги геолого-съёмочных и картосоставительских работ АО "Росгеология" в 2019 г. № 1, с. 79

Центральная геофизическая экспедиция запустила пилотный проект по обработке геолого-геофизических данных № 1, с. 80

Завершен очередной этап комплексных геофизических исследований на шельфе Антарктиды № 2, с. 79

Новые открытия полиметаллических рудных объектов на дне Атлантического океана № 2, с. 80

Росгеология выполнила аэрогеофизические исследования в Восточной Антарктиде. № 3, с. 79

Росгеология уточнила геологическую модель Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения № 3, с. 80

Рецензия на учебник. Уланов В.Л. "Управленческий учет и формирование управленческой отчетности компаний энергосырьевого сектора экономики" № 6, с. 80

MiningWorld Russia

**25-я Международная выставка машин
и оборудования для добычи,
обогащения и транспортировки
полезных ископаемых**

25th International exhibition of machines
and equipment for mining, processing
and transportation of minerals

miningworld.ru



20–22.04.2021

Москва, Крокус Экспо
Crocus Expo, Moscow

РЕКЛАМА

0+



Высокопроизводительная сервисная компания,
известная далеко за пределами РФ

Признанный лидер цифровых решений
в нефтегазовой отрасли

Высококвалифицированный научно-технический
потенциал

РОСГЕОЛОГИЯ | ЦГЭ

- ➔ Супервайзинг полевых работ
- ➔ Обработка данных сейсморазведки
- ➔ Геологическое моделирование
- ➔ Высокотехнологичная 3D глубинная сейсмическая миграция до суммирования
- ➔ Интерпретация данных сейсморазведки
- ➔ Обработка и интерпретация скважинных данных
- ➔ Подсчет запасов
- ➔ Проектирование разработки
- ➔ Мультидисциплинарные проекты

Более чем 50-летний практический опыт
в области обработки и интерпретации сейсмических
и промыслово-геофизических материалов
построения геологических моделей месторождений
в соответствии с самыми современными
требованиями и мировыми стандартами

АО «Центральная геофизическая экспедиция»

123298 Москва, ул. Народного Ополчения, 38, корп. 3 | +7 499 192 80 80 | cge@cge.ru | cge.rosgeo.com