

МИНЕРАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ РОССИИ

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

1'2005



MINERAL RESOURCES OF RUSSIA. ECONOMICS & MANAGEMENT

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



Научно-технический журнал
Выходит 6 раз в год
Основан в 1991 г.

Перерегистрирован Министерством
Российской Федерации по делам
печати, телерадиовещания и
средствам массовых коммуникаций
Свидетельство о регистрации
средства массовой информации
ПИ № 77-1250 от 30 ноября 1999 г.

УЧРЕДИТЕЛИ:

Министерство природных ресурсов
Российской Федерации
Министерство промышленности
и энергетики Российской Федерации
Всероссийский научно-иссле-
довательский институт экономики мине-
рального сырья и недропользования
Российское геологическое общество
ООО "Геоинформмарк"

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР – Орлов В.П.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Садовник П.В. (зам. главного
редактора)
Варламов Д.А. (зам. главного
редактора)
Бавлов В.Н., Гейшерик Г.М.,
Глумов И.Ф., Клевцев К.А.,
Комаров М.А., Кривцов А.И.,
Машковцев Г.А., Морозов А.Ф.,
Оганесян Л.В., Федоров С.И.

СОВЕТ РЕДАКЦИИ:

Арбатов А.А., Белонин М.Д.,
Беневольский Б.И., Козловский Е.А.,
Курский А.Н., Мелехин Е.С.,
Мигачев И.Ф., Милетенко Н.В.,
Порохня Е.А., Сергеев Ю.С.,
Сергеева Н.А., Стругов А.Ф.,
Федорчук В.П.

РЕДАКЦИЯ:

Варламов Д.А. (зав. редакцией)
Гейшерик Г.М. (научный редактор)
Поддубная О.В. (выпускающий
редактор Бюллетеня
"Недропользование в России")
Цхварадзе Л.М. (компьютерный
дизайн и верстка)
Кандаурова Н.А. (компьютерный
дизайн)
Пряхина О.В. (перевод)
Булычева Т.М. (корректор)
Кобелькова М.И., Румянцева Е.И.
(компьютерный набор)

ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ И МАРКЕТИНГА:

Кандаурова Надежда Ананьевна
Летина Наталья Ивановна
Тел/факс: (095) 915-61-03, 915-60-98
reklama@geoinform.ru

ОТДЕЛ РАСПРОСТРАНЕНИЯ:

Дмитриева Г.А.
Тел/факс: (095) 915-67-24
info@geoinform.ru

Подписано в печать 04.03.2005
Розничная цена – свободная

Адрес редакции:

115172 Москва, ул. Гончарная, 38
ООО "ГЕОИНФОРМАРК"
Телефоны: (095) 915-62-22, 915-67-29
Подписка: (095) 915-67-24
Факс: (095) 915-67-24

Web: <http://www.geoinform.ru>
E-mail: mrr@geoinform.ru

Колонка главного редактора

Ледовских А.А. Геополитические аспекты добычи нефти и газа и варианты развития ТЭКа на Востоке России
Ledovskikh A.A. Geopolitical aspects of oil and gas production and variants of development of the fuel and energy complex in the East of Russia

6

Геологоразведка и сырьевая база

Бавлов В.Н., Бойцов А.В., Головинский С.А., Машковцев Г.А., Наумов С.С. Перспективы освоения и развития сырьевой базы урана России
Bavlov V.N., Boitsov A.V., Golovinsky S.A., Mashkovtsev G.A., Naumov S.S. Potentialities of development of the uranium resource base of Russia

16

Белонин М.Д., Прищепа О.М. О стратегии воспроизводства запасов нефти и газа в Тимано-Печорской провинции и на ее акваториальном продолжении
Belonin M.D., Prishchepa O.M. On the strategy of the renewal of oil and gas reserves in the Timan-Pechora province and its water area

27

Владимирова Т.В., Федоров Д.Л., Капустин И.Н. Северный район Русской плиты – резерв наращивания ресурсной базы углеводородного сырья в европейской части страны
Vladimirova T.V., Fedorov D.L., Kapustin I.N. The northern area of the Russian craton as a reserve for increasing the hydrocarbon resource base in the European part of the country

37

Экономика и управление

Орлов В.П., Хакимов Б.В., Сергеев Ю.С. О рыночном механизме в геологическом изучении недр
Orlov V.P., Khakimov B.V., Sergeyev Y.S. On the market mechanism in the geological study of the subsoil

46

Белов Ю.П., Макаркин Ю.Н. Рентный механизм дифференциации налогообложения в недропользовании
Belov Y.P., Makarkin Y.N. The rental mechanism of differentiation of subsoil use taxation

53

Батурич Ю.Е. Методика дифференциации налога на добычу нефти и газа
Baturin Y.E. The procedure for differentiating oil and gas production tax

58

Садыхов Р.К. К вопросу введения дифференцированного налога на добычу полезных ископаемых
Sadykov R.K. Concerning the imposition of differentiated mining tax

64

Неженский И.А. Стоимостная градация месторождений полезных ископаемых
Nezhensky I.A. Cost grading of mineral deposits

67

Правовое обеспечение

Федоров С.И., Василевская Д.В. О порядке предоставления права пользования участками недр на основании решения Комиссии Федерального агентства по недропользованию
Fedorov S.I., Vasilevskaya D.V. Concerning the procedure for granting the right to use subsoil sites under the decision of the Commission of the Federal Subsoil Use Agency

72

Калинин И.Б. Проблемы правового режима горного имущества по российскому законодательству
Kalinin I.B. Problems of the legal regime of mining assets under Russian legislation

75

Аукционы и конкурсы на получение права пользования недрами (по материалам Бюллетеня "Недропользование в России" № 24'2004 – 4'2005)
Auctions and tenders for the subsoil use right (based on the materials of the Bulletin Economic and Legal Issues of the Subsoil Use in Russia Nos. 24'2004 – 4'2005)

78

Законодательное обеспечение недропользования на новом этапе развития страны
The legal support to the subsoil use at a new stage of development of the country

82

Новости, хроника, информация

Межправительственный форум по устойчивому развитию горно-добывающего сектора и его минерально-сырьевой базы
The Intergovernmental Forum on the sustainable development of the mining sector and its mineral resource base

85

ГЕОПОЛИТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА И ВАРИАНТЫ РАЗВИТИЯ ТЭКа НА ВОСТОКЕ РОССИИ

А.А.Ледовских (Федеральное агентство по недропользованию)



Анатолий Алексеевич Ледовских,
Руководитель Федерального агентства
по недропользованию
Anatoly Ledovskikh,
Head of the Federal Subsoil Use Agency

В “Энергетической стратегии России на период до 2020 года” (далее – Энергетическая стратегия) впервые достаточно четко сформулированы основы внешней энергетической политики страны, в том числе единый подход к регулированию экспорта, импорта и транзита энергоресурсов. Интеграция России в мировую систему оборота энергоресурсов, сотрудничество с иностранными инвесторами в сфере освоения нефтегазового потенциала недр и формирования новых энергетических рынков являются важнейшими направлениями ее энергетической политики.

В ближайшие годы экспорт энергоресурсов будет оказывать существенное влияние на развитие национальной экономики, а также экономическое и политическое положение России в мировом сообществе. При этом для энергетической и экономической безопасности страны необходимо диверсифицировать направления экспорта энергоресурсов, обращая внимание на развитие его восточных маршрутов. Основными партнерами в экономическом сотрудничестве с Россией здесь будут динамично развивающиеся страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) и США. Стратегией определено, что доля стран АТР в экспорте российской нефти возрастет с 3 % в настоящее время до 30 % в 2020 г., а природного газа – до 15 %.

АТР относится к одному из наиболее быстро развивающихся в мире. Он потребляет около 30 % мировых энергоресурсов с устойчивой ежегодной тенденцией увеличения доли углеводородного (УВ) сырья в структуре ТЭКа. В условиях широкомасштабного спроса на эффективные энергоносители и ограниченности ресурсной базы рынок сырой нефти и природного газа очень динамичен.

Потребление **нефти** в АТР начиная с 1965 г. увеличилось в 6 раз, тогда как по миру в целом – менее чем в 2 раза. Потребность в нефти значительно превышает ее добычу. За последние 12 лет добыча увеличилась на 17 %, потребность возросла на 50 %, составив в 2002 г. соответственно 381 и 992 млн т. Значительный рост потребления и импорта нефти при сравнительной стабилизации ее добычи ожидается и в будущем (рис. 1).

В настоящее время крупномасштабная добыча ведется лишь в Китае, Индонезии и Малайзии. Несмотря на то что в этих странах, а также на шельфе Австралии открыты крупные месторождения нефти и газа и активно ведутся

Geopolitical aspects of oil and gas production and variants of development of the fuel and energy complex in the East of Russia

A.A.Ledovskikh (Federal Subsoil Use Agency)

The Energy Strategy of Russia for the Period until 2020 (hereinafter the Energy Strategy) for the first time clearly defines the basic principles of the country's foreign energy policy, including the single approach to the regulation of export, import, and transit of power resources. Integration of Russia into the world system of power resource turnover and cooperation with foreign investors in the development of the oil and gas potential and establishing new energy markets are major lines of its energy policy.

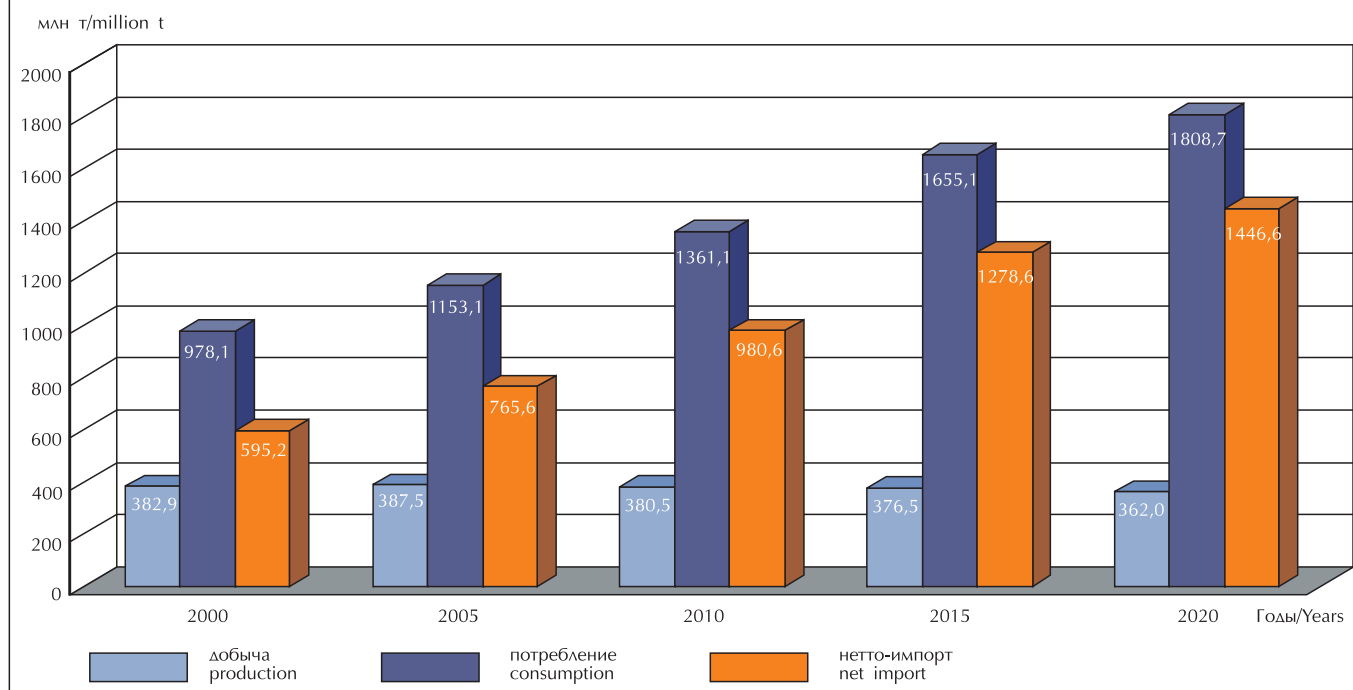
Within the next few years, export of energy resources will exert a significant influence on the development of national economy, as well as on the economic and political status of Russia in the world community. In this connection, the energy and economic safety of the country requires diversification of directions of export of energy resources, with particular attention being paid to the development of its eastern routes as developing countries of the Asia-Pacific region and the USA will be major partners in economic cooperation with Russia. The Energy Strategy states that by 2020 the share of Asia-Pacific countries in export of Russian hydrocarbons (HC) will grow to 30 % for crude oil (vs. 3% at present) and to 15 % for natural gas.

The Asia-Pacific region is the most rapidly developing region in the world. It consumes about 30 % of world energy resources, with the HC share in the structure of the fuel and energy complex (FEC) steadily tending upward. The crude oil and natural gas market is very dynamic in conditions of large-scale demand for effective energy carriers and insufficiency of the HC resource base.

Since 1965, **crude oil** consumption increased by a factor of six in the Asia-Pacific region and less than twofold in the world. Crude oil demand substantially surpasses its production. During the last 12 years, production rose by 17 % and demand by 50 %; in 2002 they came to 381 and 992 million t, respectively. A considerable growth of demand and import of crude oil, with relative stabilization of its production, is expected in the future (Fig. 1).

At present, large-scale production is carried out in China, Indonesia, and Malaysia only. Despite large oil and gas fields discovered in these countries and on the shelf of Australia and intensive oil and gas prospecting, they will be unable to satisfy the oil requirements of the region neither in the near nor in the distant future. A steady tendency toward import of crude oil is observed.

Рис. 1. Прогноз добычи, потребления и нетто-импорта нефти в АТР до 2020 г.
Fig. 1. Forecast of crude oil production, consumption, and net import in the Asia-Pacific region until 2020



нефтегазопроисводческие работы, ни в ближайшей перспективе, ни в будущем они не смогут удовлетворить потребности региона в нефти. Наблюдается устойчивая тенденция увеличения импорта этого сырья.

Импорт нефти в АТР в 2002 г. составил 610 млн т, в том числе: в Японии – 243 млн т (40 %), Южной Корее – 105 млн т (17 %), Китае – 77 млн т (13 %). По данным Азиатско-Тихоокеанского исследовательского центра к 2010 г. емкость нефтяного рынка увеличится до 1000 млн т, в том числе по Китаю, Японии и Южной Корее – до 550-600 млн т (55-60 %). Ожидается, что в 2020 г. эти три страны будут ввозить около 950 млн т нефти.

Доля **ресурсов природного газа** в структуре ресурсов УВ АТР по сравнению с общемировой (24 %) мала – 4 %. С учетом экологических и экономических преимуществ газа перед другими энергоносителями это дает основание для прогноза устойчивого и значительного спроса на него как в ближайшей, так и отдаленной перспективе. Особенно характерно это для Китая, Японии и Южной Кореи, где к 2020 г. ожидается увеличение спроса на газ в 3 раза – с 134 млрд м³ (2002 г.) до 350-390 млрд м³.

В настоящее время основными производителями газа в регионе являются Индонезия, Малайзия и Таиланд. Всего добывается около 300 млрд м³ в год, завозится извне 30 млрд м³.

Азиатский газовый рынок в настоящее время является преимущественно рынком сжиженного природного газа (СПГ). Основными импортерами выступают Япония, Южная Корея, а в ближайшем будущем и Китай. Япония и Южная Корея по импорту СПГ занимают ведущее положение в мире. Несмотря на то что в Японии за последние 10 лет потребление СПГ возросло в 1,5 раза, ожидается дальнейший рост газового импорта с 75 млрд м³ в 2002 г. до 100-120 млрд м³ в 2020 г. Объем газового импорта Южной Кореи в 2002 г. составил 26 млрд м³ и по прогнозам оценок возрастет до 50-60 млрд м³ в 2020 г.

In 2003, import of crude oil in the Asia-Pacific countries amounted to 610 million t, including 243 million t (40%) in Japan, 105 million t (17%) in South Korea, and 77 million t (13%) in China. According to data of the Asia-Pacific Research Center, the capacity of crude oil market will grow to 1,000 million t by 2010, including up to 550-600 million t (55-60%) in China, Japan, and South Korea. These three countries are expected to import about 950 million t of crude oil in 2020.

A share of **natural gas resources** in the HC structure of Asia-Pacific countries is small (4%) as compared with that of the world (24%). With ecological and economic advantages of natural gas over other energy carriers taken into account, steady and substantial demand for it may be predicted both in the near and distant future. It is particularly characteristic of China, Japan, and South Korea where gas demand is expected to increase by a factor of three by 2020, to 350-390 billion cu m from 134 billion cu m in 2002.

Presently, major gas producers in the region are Indonesia, Malaysia, and Thailand. Total gas production is about 300 billion cu a year, 30 billion cu m are imported.

Asian gas market is now primarily liquefied natural gas (LNG) market. Major importers are Japan and South Korea; China will join them in the near future. Japan and South Korea are world leaders in LNG import. Despite the fact that during the last 10 years LNG consumption increased by a factor of 1.5 in Japan, import of natural gas is expected to grow to 100-120 million cu m in 2020 from 75 billion cu m in 2002. Gas import volume in South Korea was 26 billion cu m in 2002 and, according to forecasts, will rise to 50-60 billion cu m by 2020. Among the Asia-Pacific countries, China is distinguished for the largest natural gas requirements. Import of natural gas is considered in the country's gas supply program as an addition to national production. It may come to 20-40 billion cu m by 2010 and grow to 105 billion cu m in 2020.

Среди стран АТР наибольшими потребностями в природном газе выделяется Китай. В программе газоснабжения страны импорт газа рассматривается как дополнение к собственной добыче. К 2010 г. он может составить 20-40 млрд м³, а в 2020 г. – возрасти до 105 млрд м³.

В настоящее время на рынке СПГ предложения превышают спрос. Вероятно, тот объем СПГ, который будет производить сахалинский завод (9,6 млн т в год), в ближайшей перспективе обеспечит АТР в этом сырье. **Отсюда следует, что основной объем российского газового экспорта должен ориентироваться на трубопроводный транспорт.**

Ни собственная ресурсная база, ни вероятные поставки УВ из стран Персидского залива не гарантируют энергетическую безопасность стран АТР. Особенно это касается ближайших соседей России – **Китай, Япония и Южная Корея становятся ее главными партнерами на рынке УВ-сырья.**

Реальность выхода на энергетические рынки этих стран подтверждается их стремлением принять участие в российских экспортных проектах. Большинство из них связано с расширением рынка трубопроводного газа. Имеется приглашение о поставке в Японию сахалинского СПГ.

Таким образом, ожидаемая емкость рынка УВ основных предполагаемых партнеров России в АТР составит в 2010 г. по нефти – 500-600 млн т, по газу – 130-150 млрд м³, а в 2020 г. может достичь соответственно 950 млн т и 275 млрд м³. Это создает благоприятные условия для российского экспорта. Чтобы воспользоваться такой конъюнктурой, России необходимо поторопиться с освоением нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Восточная Сибирь и Дальний Восток России охватывают два федеральных округа – Сибирский и Дальневосточный, включающие 25 субъектов Российской Федерации и сопредельные восточно-арктические и дальневосточные моря (рис. 2).

В регионе сосредоточено 27 % газовых и 21 % нефтяных ресурсов России. Начальные суммарные ресурсы УВ значительны и по разным оценкам для Восточной Сибири и Дальнего Востока составляют 100-140 млрд т у.т., в том числе по дальневосточным акваториям 19 млрд т у.т. В недрах региона прогнозируется примерно равное количество нефти и газа. По данным ФГУП ВНИГРИ рентабельная часть прогнозных ресурсов оценивается в 5,2 млрд т извлекаемой нефти и 13,7 трлн м³ газа по Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) и около 1 млрд т нефти и 5,3 трлн м³ газа по Дальнему Востоку, включая шельфы. **Ресурсы способны обеспечить как внутренние потребности Востока России в нефти и газе, так и экспорт УВ-сырья в страны АТР. К сожалению, при существующих крайне слабых темпах освоения ресурсной базы и неразвитой нефтегазотранспортной инфраструктуре эти возможности носят пока лишь потенциальный характер.**

Степень разведанности ресурсов Сибирской платформы составляет всего 7 %, Дальнего Востока – около 10 %. Наиболее подготовлен к освоению сахалинский шельф, где разведанность ресурсов приближается к 30 %. В настоящее время добыча нефти ведется лишь на Сахалине и его шельфе (3,0-3,4 млн т), в Республике Саха (Якутия) (0,4 млн т) и Красноярском крае (до 40 тыс. т), газа – на Сахалине (1,3-1,8 млрд м³) и в Республике Саха (Якутия) (1,6 млрд м³). В регионе отсутствует система трубопроводов; магистральный нефтепровод “Транснефти” заканчивается в Ангарске. Существуют лишь локальные сети газообеспе-

The supply exceeds now the demand on LNG market. The LNG volume that will be produced by the Sakhalin plant (9.6 million t a year) will probably meet the LNG requirements of the Asia-Pacific countries. **It follows that the major volume of Russian gas export should be orientated towards pipeline transport.**

Neither own resource base nor possible HC supplies from the Gulf States guarantee energy security of the Asia-Pacific countries. This particularly concerns Russia's nearest neighbors: **China, Japan, and South Korea become its major partners on HC market.**

Reality of their market entry is confirmed by their endeavor to participate in Russian export projects. Most of the projects are associated with extension of gas pipeline market. There is an agreement on Sakhalin LNG deliveries to Japan.

Thus, the expected HC market capacity of Russia's major probable partners in the Asia-Pacific region will come to 500-600 million t of crude oil and 130-150 billion cu m of natural gas in 2010 and may reach 950 million t and 275 billion cu m, respectively, in 2020. This creates favorable conditions for Russian export. To take advantage of the state of the market, Russia should speed up the development of oil and gas resources in Eastern Siberia and the Far East.

Eastern Siberia and the Far East cover two federal districts, Siberian and Far-Eastern, that comprise 25 subjects of the Russian Federation and adjoining East-Arctic and Far-Eastern seas (Fig. 2).

27 % of natural gas and 21 % of crude oil resources of Russia are concentrated in the region. HC ultimate potential resources of Eastern Siberia and the Far East are considerable and, according to different estimates, amount to 100-140 billion t of equivalent fuel, including 19 billion t in Far-Eastern water areas. Approximately equal amounts of crude oil and natural gas are projected in the region. According to data of the Federal State Unitary Enterprise (FGUP) VNIGRI, a commercial part of hypothetical resources is estimated at 5.2 billion t of recoverable crude oil and 13.7 trillion cu m of natural gas in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia) and at about 1 billion t of crude oil and 5.3 trillion cu m of natural gas in the Far East, including shelf. **The resources are enough to cover both the internal crude oil and natural gas requirements of the East of Russia and HC export to the Asia-Pacific countries. Unfortunately, these are only potentialities because of the current extremely slow rates of development of the resource base and undeveloped oil and gas transport infrastructure. Exploration maturity of resources of the Siberian craton and the Far East is only 7 and about 10 %, respectively.**

The Sakhalin shelf is most prepared for development; exploration maturity of its resources approaches 30 %. Crude oil is now produced only on Sakhalin and its shelf (3.0-3.4 million t), in the Republic of Sakha (Yakutia) (0.4 million t), and the Krasnoyarsk Krai (up to 40 thousand t), natural gas is produced on Sakhalin (1.3-1.8 billion cu m) and in the Republic of Sakha (Yakutia) (1.6 billion cu m). The region lacks a pipeline network; oil trunk pipeline of Transneft ends in the town of Angarsk. There are local gas supply systems only on Sakhalin and Central Yakutia and oil and gas pipelines from Sakhalin to the mainland (Fig. 3).

To date, 143 oil and gas fields, including 5 unique and 11 large gas and 10 large oil fields, are discovered in the East of Russia. Just these fields determine the main production potential of the region. Most of the fields form large groups and thus predetermine the opportunity of organizing large oil

Рис. 2. Восток России (обзорная схема)
Fig. 2. The East of Russia (sketch map)

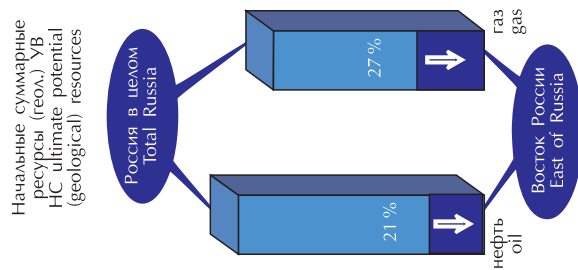
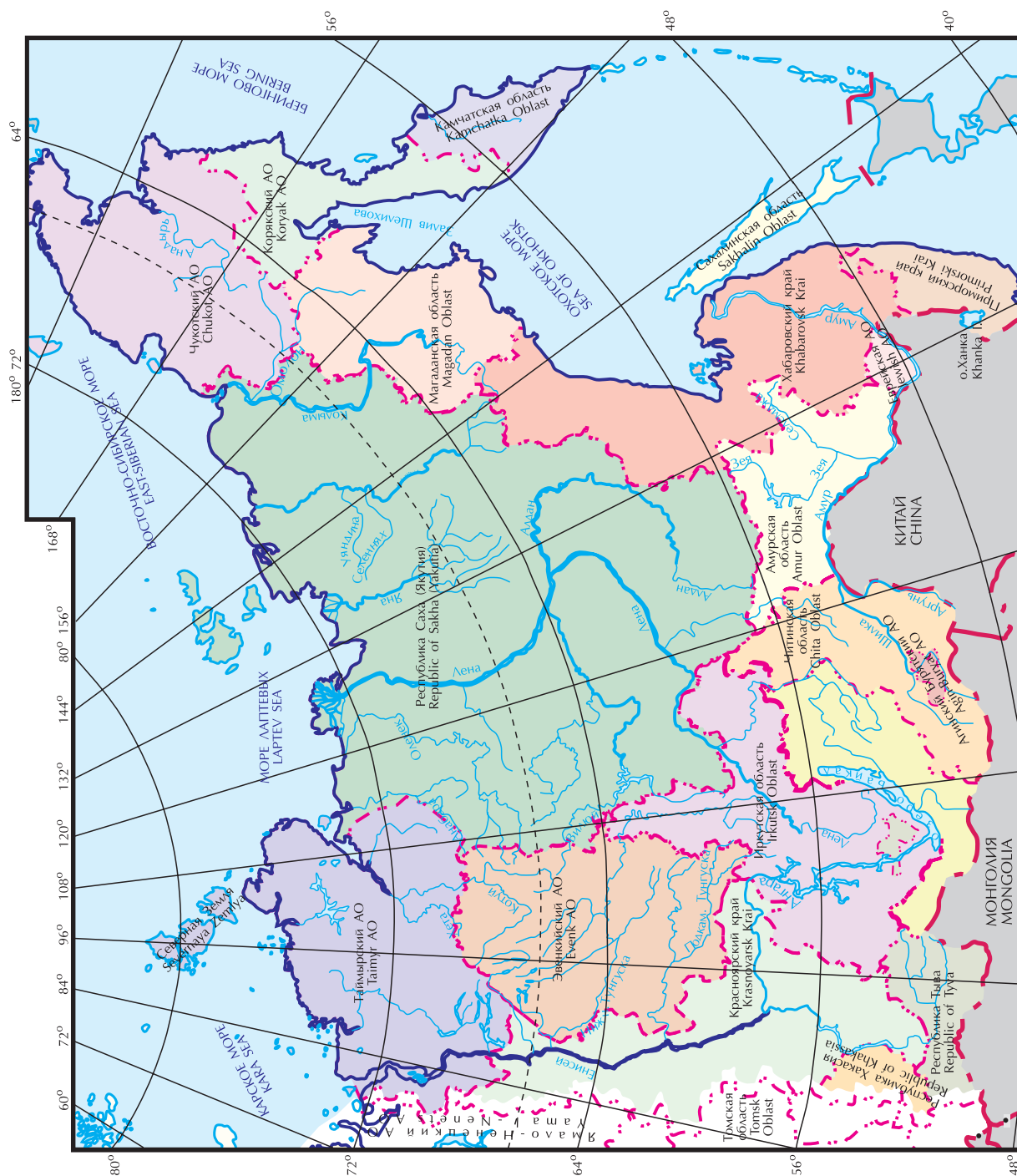
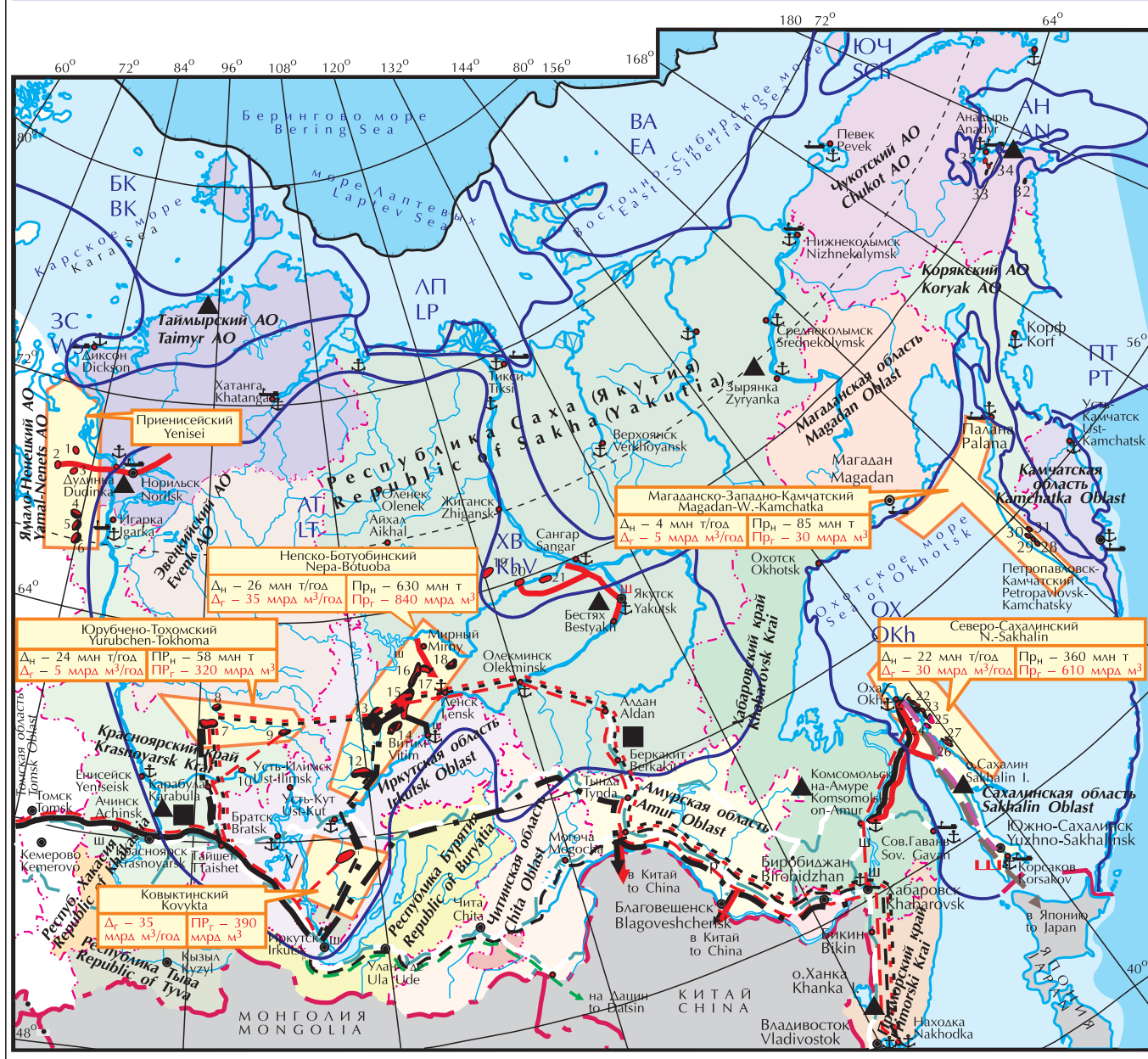


Рис. 3. ТЭК Востока России и его развитие на перспективу
Fig. 3. The fuel and energy complex in the East of Russia and its potentialities



чения на Сахалине и в Центральной Якутии, а также нефтегазопроводы с Сахалина на материк (рис. 3).

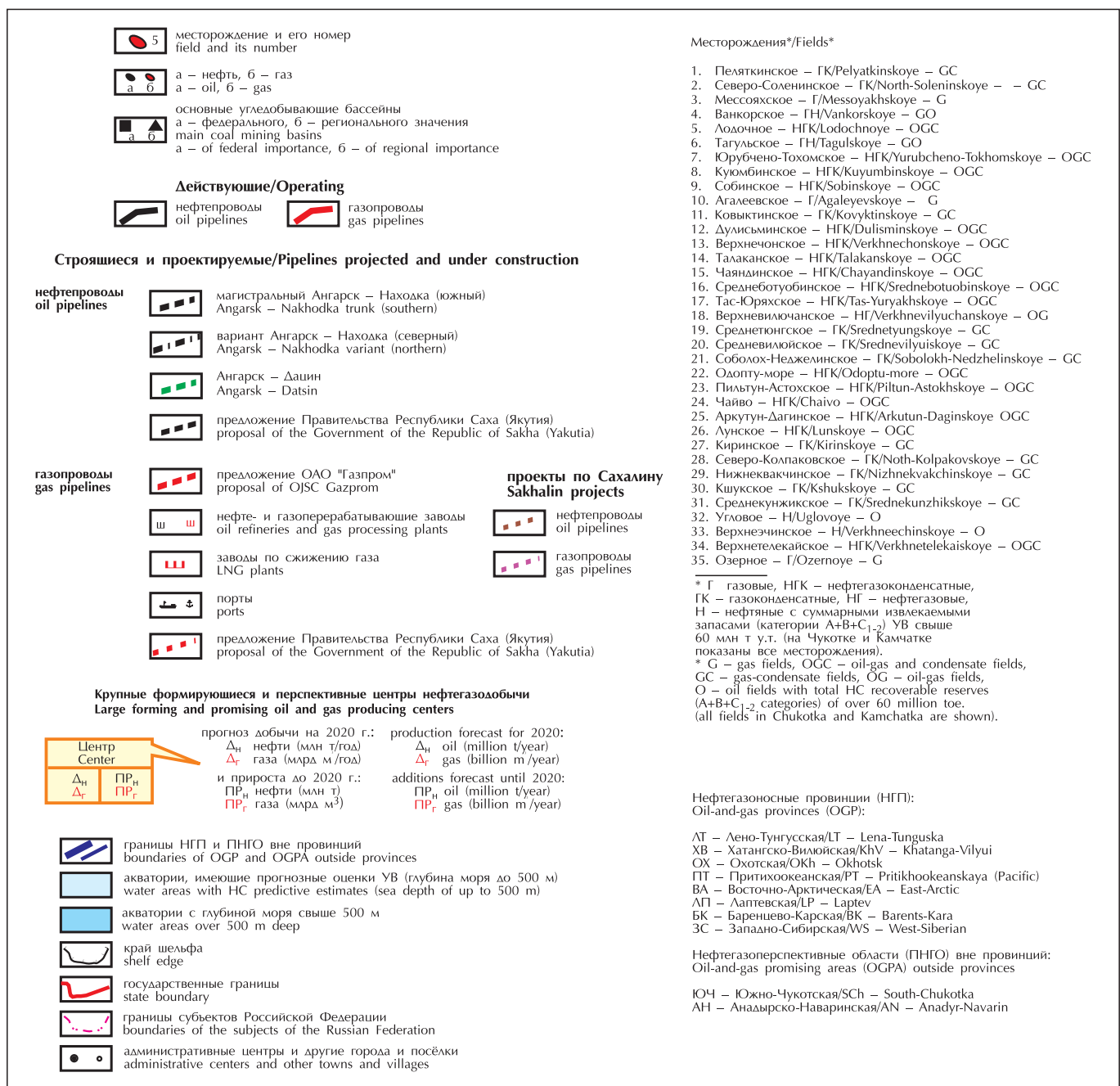
На Востоке России открыто 143 месторождения нефти и газа, в том числе 5 уникальных и 11 крупных по запасам газа и 10 крупных по запасам нефти. Именно эти месторождения определяют основной добычный потенциал региона. Подавляющее число месторождений концентрируется в обширные группы, тем самым предопределяя возможность организации на Востоке России крупных центров нефтегазодобычи (ЦНГД). На Сибирской платформе можно выделить 4 таких центра: Непско-Ботубинский, Юрубчено-Тохомский, Ковыктинский и Приенисейский, на Дальнем Востоке – пока два: Северо-Сахалинский и Магаданско-Западно-Камчатский.

Нефтяную специализацию имеют Юрубчено-Тохомский и Непско-Ботубинский ЦНГД на Сибирской платформе и

and gas producing centers (OGPC) in the East of Russia. Four such centers may be distinguished within the Siberian craton: the Nepa-Botuoba, Yurubchen-Tokhoma, Kovykta, and Yenisei OGPC; and only two centers in the Far East: N.-Sakhalin and Magadan-W.-Kamchatka.

The Yurubchen-Tokhoma and Nepa-Botuoba OGPC located on the Siberian craton and the N.-Sakhalin OGPC are oil-oriented. Main oil production is associated with the largest oil-gas condensate fields of Siberia: Yurubcheno-Tokhomskoye, Kuyumbinskoye, Talakanskoye, Verkhnechonskoye, Srednebotuobinskoye, as well as Piltun-Astokhsokoye, Chaivo, and Arkutun-Daginskoye on the Sakhalin shelf. In 2010, oil production from these fields of 39 million t will determine production of the whole region (Fig. 4).

A great number of existing variants of oil production forecasts is explained by poor exploration maturity of



Северо-Сахалинский ЦНГД на Дальнем Востоке. Основная добыча нефти связывается с крупнейшими нефтегазоконденсатными месторождениями Сибири – Юрубчено-Тохомским, Курумбинским, Талаканским, Верхне-Чонским, Среднеботуобинским и Пилтун-Астохским, Чайвинским и Аркутун-Дагинским на сахалинском шельфе. Добыча нефти из этих месторождений в 2010 г. в объеме 39 млн т будет определять добычу в целом всего региона (рис. 4).

Существует множество вариантов прогноза добычи нефти в регионе, что объясняется в основном слабой разведанностью ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). **Наиболее обоснован состоянием ресурсной базы умеренный вариант добычи, представленный в Энергетической стратегии, – ежегодно добывать к 2020 г. на Сибирской платформе 50 млн т нефти.**

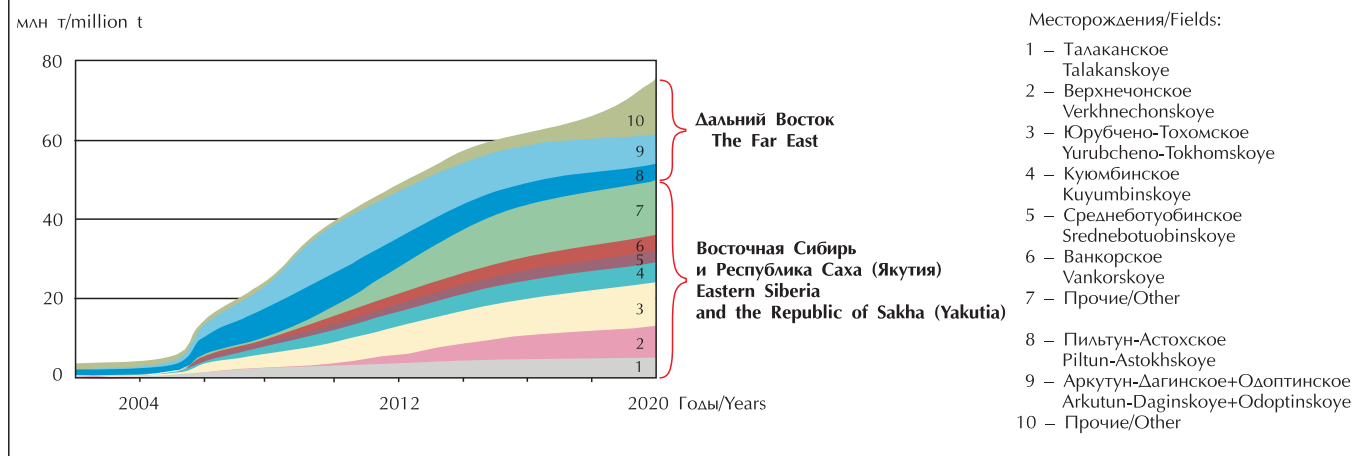
Что же касается месторождений Северо-Сахалинского

resources in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia). **The moderate variant of production represented in the Energy Strategy calling for annual production of 50 million t of crude oil on the Siberian craton by 2020 is the most justified by the current state of the resource base.**

As concerns the fields of the N.-Sakhalin OGPC, they are mainly developed by foreign consortiums with clear export orientation of their production (the Sakhalin-1 and Sakhalin-2 projects). In 2020, their total production will be 22 million t of oil, including 21 million t (for export) from the shelf. This level will be maintained after new fields (the Sakhalin-5 and Sakhalin-6 projects) are put into production. One may expect that in 2020 annual oil production in the Far East may reach 26 million t due to Sakhalin resources and fields discovered on the West-Kamchatka shelf.

Oil production in the Far-Eastern part of the region is

Рис. 4. Прогноз уровней добычи нефти на Востоке России до 2020 г.
Fig. 4. Forecast of oil production in the East of Russia until 2020



ЦНГД, то они в основном осваиваются иностранными консорциумами с отчетливой экспортной ориентацией добываемой продукции (проекты “Сахалин-1”, “Сахалин-2”). Всего в 2010 г. здесь будет ежегодно добываться 22 млн т нефти, в том числе на шельфе – 21 млн т (экспорт). Этот уровень сохранится и далее при вводе в разработку новых месторождений (проекты “Сахалин-3-6”). Можно предположить, что в 2020 г. за счет сахалинских ресурсов и вновь открытых месторождений западно-камчатского шельфа на Дальнем Востоке будет ежегодно добываться 26 млн т нефти.

Если по дальневосточной части региона добыча нефти связана в основном с запасами уже открытых месторождений, то разведанные запасы нефти Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) обеспечивают лишь половину планируемой добычи. Необходимы активные поисково-разведочные работы с приростом запасов к 2020 г. не менее 1,2 млрд т нефти, что связано с инвестициями порядка 5-6 млрд дол.

Ежегодная добыча нефти на Востоке России к 2020 г. составит 70-75 млн т (таблица).

Основными поставщиками восточно-сибирского газа будут уникальные Ковыктинское и Чаяндинское месторождения с суммарными запасами газа около 3,5 трлн м³, Лунское и Чайвинское на сахалинском шельфе с суммарными запасами 0,85 трлн м³. Состояние ресурсной базы региона позволяет на базе крупнейших месторождений довести **ежегодную добычу газа к 2020 г. до 105 млрд м³**, в том числе по Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) – до 70 млрд м³ и по Дальнему Востоку – до 35 млрд м³ (рис. 5). В дальнейшем при активной политике государства в области недропользования ежегодная добыча газа с учетом Приенисейского и Магаданско-Западно-Камчатского ЦНГД может быть доведена до 120-130 млрд м³.

Основными сдерживающими факторами быстрого роста газодобывающей отрасли по-прежнему является отсутствие газопроводов и инфраструктуры утилизации гелия.

Предложенный вариант освоения нефтегазовых ресурсов только Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) с учетом обустройства месторождений и создания транспортной инфраструктуры по разным оценкам потребует

mainly associated with reserves of discovered fields, while explored oil reserves of Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia) ensure only a half of planned production. Intensive exploration is required to add at least 1.2 billion t of crude oil by 2020, and this is associated with investment of about \$5-6 billion.

Annual oil production in the East of Russia will come to 70-75 million t by 2020 (Table).

The unique Kovyktinskoye and Chayandinskoye fields with total gas reserves of about 3.5 trillion cu m and the Lunskoye and Chaivinskoye fields on the Sakhalin shelf with total reserves of 0.85 trillion cu m will be major suppliers of the East-Siberian gas. The resource base of the region allows **increasing annual gas production** on the basis of its largest fields **up to 105 billion cu m by 2020**, including up to 70 billion cu m in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia) and up to 35 billion cu m in the Far East. In the future, in case of active State subsoil management policy, annual gas production may reach 120-130 billion cu m taking the Yenisei and Magadan-W.-Kamchatka OGPP into account.

The lack of gas pipelines and helium utilization infrastructure remains the main deterrent to the rapid development of the gas production industry.

According to different estimates, the offered variant of development of oil and gas resources of only Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia), including construction of surface field facilities and creation of transport infrastructure, will require investment of some \$50-60 billion. Internal financial resources of Russia are limited and external resources need export cover funds, so practically the whole volume of crude oil produced during the period until 2020 should be most probably exported. Besides, building of trunk pipelines is justified only under a condition of considerable export of crude oil and natural gas. The satisfaction of internal oil and gas requirements is unrealizable at the first stage of development of the region as most of the projects are unprofitable because of internal prices on energy carriers.

Thus, practically all crude oil and about 80 % of natural gas produced during the period until 2015 and may be even until 2020 should be exported. In 2020, with total production in the East of Russia being 70-75 million t of crude oil and 105 billion cu m of natural gas, not less than 70 million t of crude

Восток России. Ресурсная база, прогноз добычи и экспорта УВ-сырья The East of Russia. HC resource base, production and export forecast							
УВ-сырье Crude HC	Начальные извлекаемые ресурсы УВ, млрд т, трлн м ³ HC initial potential resources, billion t, trillion m ³	Разведанность ресурсов УВ, % HC exploration maturity, %	2002 г. добыча, млн т, млрд м ³ production, million t, billion m ³	2010 г. добыча, млн т, млрд м ³ production, million t, billion m ³	экспорт, млн т, млрд м ³ export, million t, billion m ³	2020 г. добыча, млн т, млрд м ³ production, million t, billion m ³	экспорт, млн т, млрд м ³ export, million t, billion m ³
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)/Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia)							
Нефть/Oil	13,3	4,5	0,4	17	17	50	50
Газ/Gas	42,5	8,3	1,9	26	20	70	56
Дальний Восток, включая шельфы морей/The Far East, including sea shelf							
Нефть/Oil	2,8	13	3,2	22	21	26	26
Газ/Gas	10,8	9	1,3	24	19,5	35	28
Итого/Total:							
нефть/oil	16,1	5,2	3,6	39	38	70-75	70-75
газ/gas	53,3	8,4	3,1	50	40	105	85

капитальных затрат порядка 50-60 млрд дол. Так как внутренние финансовые ресурсы России ограничены, а внешние требуют экспортного обеспечения, скорее всего, практически весь объем добываемой нефти в период до 2020 г. следует направлять на экспорт. К тому же строительство магистральных трубопроводов оправдано только при условии значительного экспорта нефти и газа. Обеспечение внутренних потребностей в нефти и газе на первом этапе освоения региона практически невыполнимо, так как по внутренним ценам на энергоресурсы большинство проектов убыточны.

Таким образом, представляется, что в период до 2015 г., а может быть, и до 2020 г. практически всю добываемую нефть и около 80 % получаемого газа следует направлять на экспорт. На Востоке России при суммарной добыче в 2020 г. 70-75 млн т нефти и 105 млрд м³ газа предполагается экспортировать не менее 70 млн т нефти и около 85 млрд м³ газа (рис. 6, 7).

В итоге базовые положения развития ТЭКа Востока России могут быть сформулированы следующим образом:

oil and about 85 billion cu m of natural gas are proposed to be exported (Figs. 6 and 7).

As a result, the basic principles of development of the fuel and energy complex in the East of Russia may be formulated as follows:

the planned oil-and-gas production centers and pipeline system are optimal for the fuel and energy complex of the East of Russia and are its major components that will ensure required volumes of HC production and export;

HC export is a basis of development of the fuel and energy complex in the East of Russia; by 2020 annual export deliveries must reach 70-75 million of crude oil and 85 billion cu m of natural gas;

the HC resource base of the East of Russia ensures anticipated volumes of production and export in case of obligatory large-scale additions to oil and gas reserves;

during the period until 2020, in case export is organized, total income of the state from the development of resources of Eastern Siberia, the Republic of Sakha (Yakutia) and the Far East will amount to about \$70-80 billion.

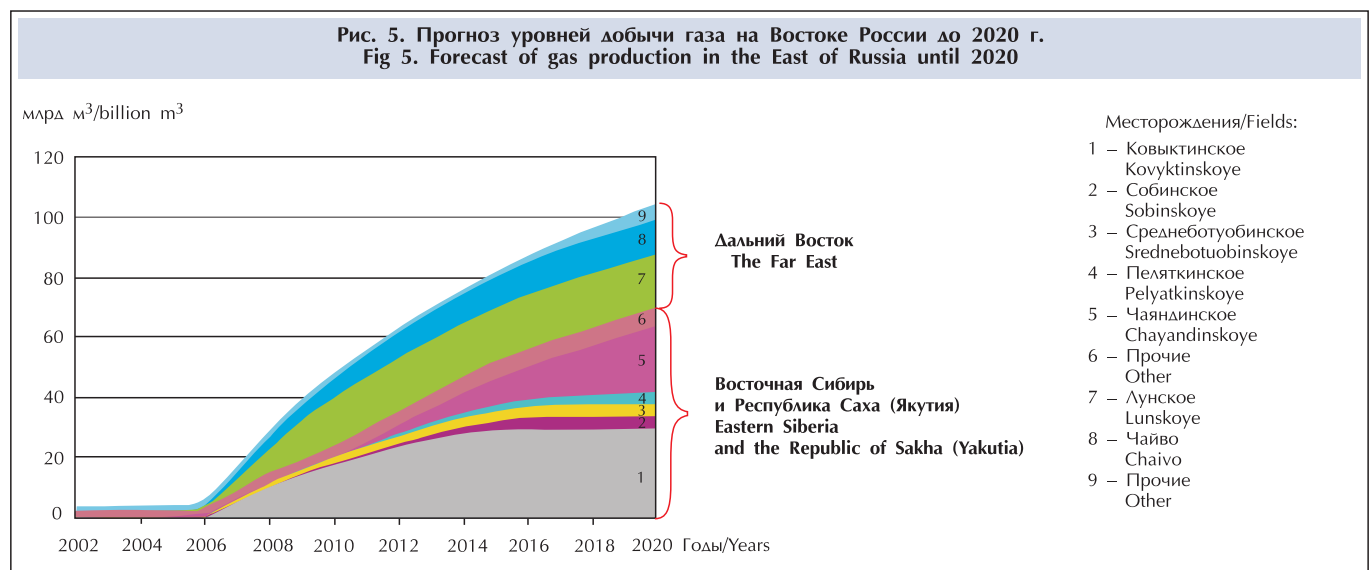
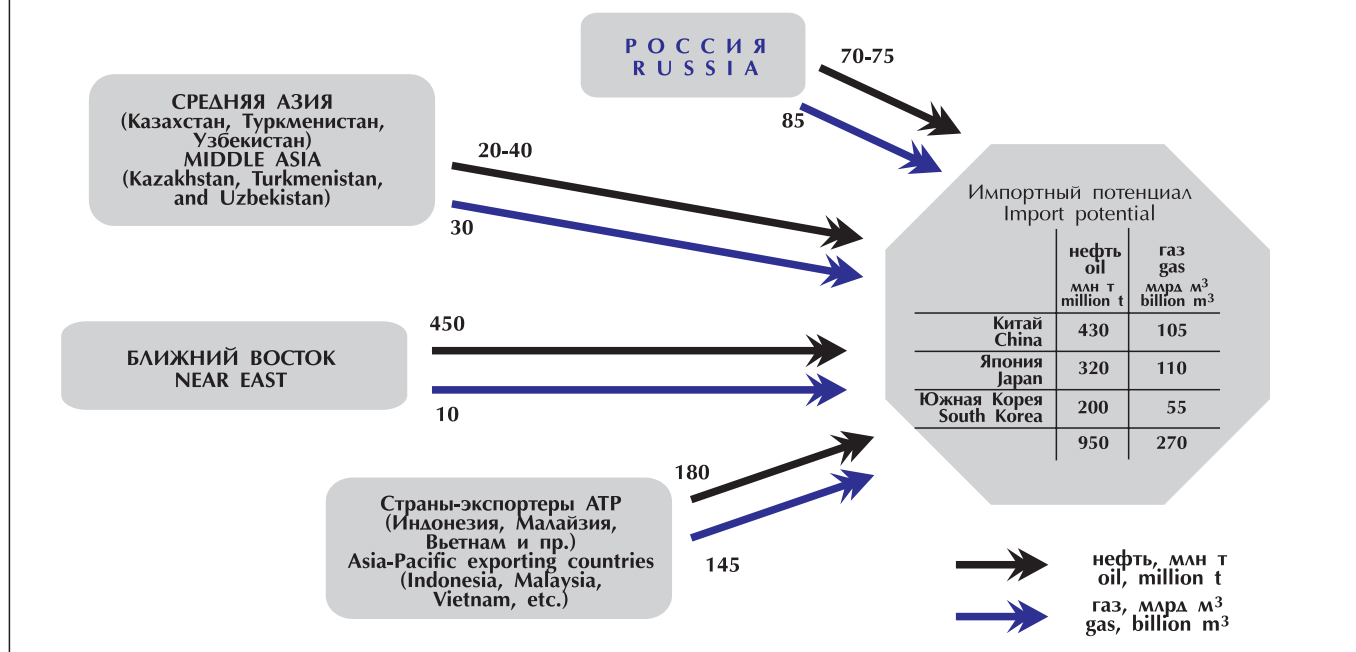


Рис. 6. Экспортные потоки УВ-сырья на рынки стран АТР, представляющие интерес для России
 Fig. 6. HC export flows to Asia-Pacific markets being of interest to Russia



намечающиеся центры нефтегазодобычи и трубопроводная система оптимальны для ТЭКа Востока России и являются его главными элементами, которые обеспечат добычу и экспорт УВ в необходимых объемах;

экспорт УВ-сырья составляет основу развития ТЭКа Востока России; необходимо к 2020 г. достичь уровня ежегодных экспортных поставок нефти в объеме 70-75 млн т, газа – в объеме 85 млрд м³;

ресурсная база УВ Востока России обеспечивает предусмотренные величины добычи и экспорта при обязательном широкомасштабном наращивании запасов нефти и газа;

общий доход государства от освоения ресурсов Восточной Сибири, Республики Саха (Якутия) и Дальнего Востока в период до 2020 г. при организации экспорта составит порядка 70-80 млрд дол.

Развитие энергетического рынка АТР становится определяющим в мировой экономике, и усиление восточного вектора в сырьевом экспорте жизненно необходимо России. Подчеркнем некоторые геополитические аспекты организации российского УВ-экспорта в АТР:

экспорт УВ-сырья в АТР является начальным базовым этапом создания Восточно-Азиатского “общего рынка” энергоносителей, в котором Россия займет доминирующее положение;

экспорт обеспечивает диверсификацию российского экспорта и укрепление безопасности национальной экономики;

экспорт определяет быстрое освоение богатейших недр восточных областей России и связанное с этим наполнение государственного бюджета, обеспечение энергоресурсами и коренное улучшение всех сторон промышленно-социальной сферы;

организация экспорта обеспечивает привлечение инвестиций для освоения восточно-российских нефтегазовых ресурсов как в поиски и эксплуатацию месторождений, так и прежде всего в создание транспортной инфраструктуры.

Первой вехой в реализации геополитических целей

Development of energy market of the Asia-Pacific region becomes a determining factor in world economy, and strengthening of the eastern vector in resource export is of vital importance to Russia. Some of the most important geopolitical aspects of organization of Russian HC export to the Asia-Pacific region are:

HC export to the Asia-Pacific countries is an initial base stage of establishing the East-Asian “common market” of energy carriers in which Russia will occupy a dominant position;

export ensures diversification of Russian export and security of natural economy;

export determines the most rapid development of the richest resources of Russian eastern regions entailing replenishment of the State budget, provision with energy resources, and fundamental improvement of the whole industrial/social sphere;

organization of export ensures attraction of investment to development of East-Russian oil and gas resources both in prospecting and development of fields and in creation of transport infrastructure.

Production of fields on the Sakhalin shelf is the first milestone in realization of Russia’s geopolitical goals in the Asia-Pacific region, but rapid putting the base largest fields of Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia) into operation and creation of the pipeline system in the east of the country remain the most difficult and important tasks. Organization of effective export to the Asia-Pacific region called for in the Energy Strategy will become the main locomotive power of development of the fuel and energy complex and economy of Russia’s eastern regions.

Рис. 7. Вероятные направления восточного экспорта УВ из России
Fig. 7. Feasible eastern lines of HC export from Russia



России в АТР является начавшаяся эксплуатация месторождений сахалинского шельфа, но главной и очень трудной задачей остается скорейший ввод в разработку базовых крупнейших месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) и создание трубопроводной системы на востоке страны. Полноценная организация экспорта

в АТР, предусмотренная Энергетической стратегией, явится главным локомотивом развития ТЭКа и экономики в целом восточных регионов России.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ И РАЗВИТИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УРАНА РОССИИ

В.Н.Бавлов (Федеральное агентство по недропользованию), **А.В.Бойцов**, **С.А.Головинский** (ОАО "ТВЭЛ"), **Г.А.Машковцев** (ФГУП ВИМС), **С.С.Наумов** (ФГУП "УранГео")



Владимир Николаевич Бавлов, заместитель руководителя



Александр Владимирович Бойцов, начальник отдела, кандидат геолого-минералогических наук



Станислав Акимович Головинский, вице-президент, кандидат технических наук



Григорий Анатольевич Машковцев, генеральный директор, доктор геолого-минералогических наук, академик РАЕН



Семен Степанович Наумов, заместитель генерального директора, кандидат геолого-минералогических наук, академик АГН

Россия является одним из лидеров на мировом ядерном рынке. ОАО "ТВЭЛ", поставляя топливные сборки на 76 энергетических реакторов из 441 эксплуатируемого в мире, обеспечивает 17 % мирового рынка ядерного топлива, в том числе полностью потребности российских АЭС. ОАО "Техснабэкспорт" реализует около 40 % продукции мирового рынка низкообогащенного урана, в том числе по действующему с США контракту "ВОУ-НОУ". Текущие потребности в основном обеспечиваются ранее накопленными складскими запасами различной продукции, которые постепенно истощаются, а добыча отечественного природного урана покрывает не более 20 % потребностей.

Исходя из принятых Правительством РФ планов по развитию собственной атомной энергетики [1] и для сохранения на достигнутом уровне экспорта высокотехнологичной ядерной продукции необходимо решить задачу по долгосрочному и устойчивому обеспечению ядерного топливного цикла природным ураном. Учитывая глобальный характер сырьевой проблемы и проблемы производства урана, ниже рассмотрены особенности состояния урановой промышленности и минерально-сырьевых баз (МСБ) урана в мире и Российской Федерации.

Состояние мировой урановой промышленности и тенденции ее развития

Суммарные потребности в природном уране для всех АЭС в 2003 г. составили 68435 т урана при годовом его производстве 36530 т [2]. Дефицит природного урана в последние 10 лет регулярно составляет 40-45 %. Склады природного урана как основного источника покрытия дефицита неуклонно истощаются. По данным Всемирной ядерной ассоциации запасы коммерческих складов до 2015 г. будут полностью израсходованы.

Другими, так называемыми вторичными, источниками ядерного топ-

лива являются: уран, получаемый при переработке российского высокообогащенного оружейного урана по договору "ВОУ-НОУ"; топливо, производимое из хвостов изотопного обогащения; рециклинг отработанного ядерного топлива (ОЯТ) и МОКС-топливо.

По данным на 01.01.2003 г. мировые **разведанные запасы урана** в недрах по цене менее 80 дол/кг составляли 3591 тыс. т, из них 2576 тыс. т – по цене менее 40 дол/кг. Именно эти запасы служат в настоящее время основным источником для добычи природного урана. Около 70 % разведанных запасов по цене менее 40 дол/кг сосредоточены в Австралии, Казахстане и Канаде. Россия по запасам этой категории занимает 8-е место в мире.

Мировое производство урана в последнее десятилетие находится на уровне 35-37 тыс. т в год. Семь ведущих производителей обеспечивают 87 % мировой добычи урана, причем Канада и Австралия – более 50 %. С годовым производством около 3200 т Россия делит 3-5-е места с Казахстаном и Нигером (таблица).

По оценкам МАГАТЭ [3] к середине 20-х гг. XXI в. доля вторичных источников снизится до 10 % и менее. Это обстоятельство, вместе с исчерпанием складских запасов, потребует обеспечения мировой атомной энергетики с 2020-2025 гг. вновь введенным природным ураном на уровне 90-95 %. С учетом прогнозируемого умеренного роста атомной энергетики годовая добыча природного урана к 2030 г. должна увеличиться примерно в 2 раза: с 37 до 70-80 тыс. т (рис. 1).

Однако эти планы входят в противоречие с возможностями имеющейся МСБ урана. Существующий в настоящее время дефицит производства атомного сырья (около 35 тыс. т) в дальнейшем будет увеличиваться, так как складские запасы природного и оружейного урана через 10-15 лет будут исчерпаны, а мощности для развития мирового производства урана

на ограничены. Так, запасы богатых урановых руд Канады и Австралии – мировых лидеров производства урана – при существующих темпах освоения будут исчерпаны через 20-25 лет. Прогноз соотношения величин мирового производства, потребления и складских запасов выявляет значительный дефицит МСБ природного урана (порядка 20-30 тыс. т в год) уже с 2010-2015 гг.

Дефицит урана, а также ряд других факторов вызвали значительный рост цен на него. За последний год спотовые цены выросли в 2 раза: с 26 дол/кг в 2003 г. до 54 дол/кг в конце 2004 г. (рис. 2). Цены по долгосрочным контрактам составляли в январе 2005 г. уже 63-65 дол/кг. По прогнозам американской консалтинговой компании INi (International Nuclear, inc.) цены на уран до 2025 г. будут колебаться на уровне 50-75 дол/кг. Такой уровень цен делает экономически целесообразным ввод в эксплуатацию многих резервных месторождений и способствует активизации геолого-разведочных работ (ГРР) по выявлению новых объектов.

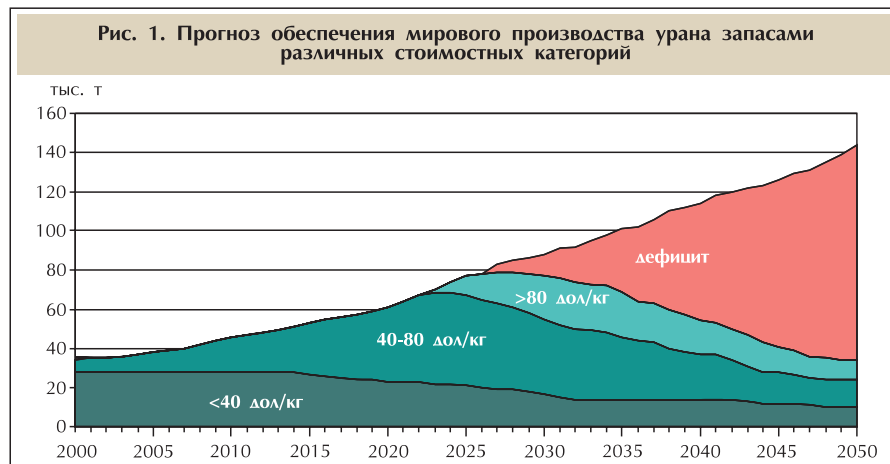
Сопоставление затрат на производство ядерного топлива из различного вида сырья по данным OECD/NEA ("The Economics of the nuclear fuel cycle") показывает, что его стоимость из природного урана (при цене урана 50 дол/кг) в 2,5 раза ниже, чем топлива из регенерированного ОЯТ, и в 4 раза ниже, чем МОКС-топлива.

Таким образом, в условиях отсутствия конкурентоспособного альтернативного сырья природный уран в обозримом будущем будет оставаться основным источником для производства ядерного топлива. Однако рынок природного урана весьма ограничен и основные производители связаны долгосрочными соглашениями с потребителями. Поэтому стратегия сырьевого обеспечения должна строиться главным образом на развитии и освоении собственной МСБ урана.

Обеспечение сырьевых потребностей ядерного топливного цикла России

Современные годовые **потребности** в сырье ядерного топливного цикла России складываются из приблизительно равных потребностей российских реакторов, экспорта топливных сборок (ТВС) и экспорта низкообогащенного урана (НОУ). Согласно "Стратегии развития атомной энерге-

Мировое производство урана, т/год			
Страна	2001 г.	2002 г.	2003 г.
Канада	12522	11607	10455
Австралия	7720	6854	7569
Нигер	2919	3080	3143
Россия	3090	2850	3070
Казахстан	2114	2822	3346
Намибия	2239	2333	2500
Узбекистан	1945	1859	2020
Остальные страны	4473	4635	4297
Всего	37022	36040	36400



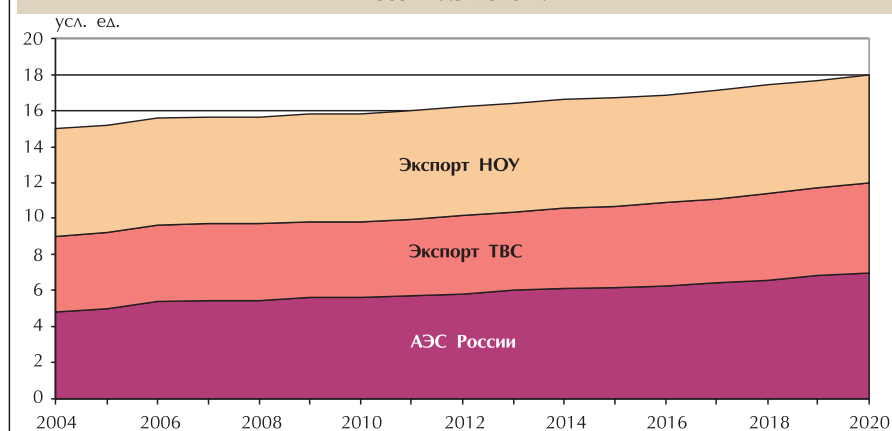
тики России в первой половине XXI века" потребности отечественных реакторов к 2020 г. должны будут возрасти в 1,6-1,7 раза. Экспортные поставки топливных сборок планируется к 2020 г. увеличить в 1,2 раза, а низкообогащенного урана удерживать на уровне 2003-2004 гг. Суммарные годовые потребности должны возрасти к 2020 г. в 1,2-1,3 раза (рис. 3). Приведенная оценка потребления урана

является минимальной, так как базируется на умеренном сценарии развития российской атомной энергетики и не учитывает возможное увеличение после 2010 г. экспорта топлива в страны Азии.

Выше было сказано, что основным **источником обеспечения потребностей** урана в настоящее время являются сверхнормативные складские запасы, значительная часть которых до 2020 г.



Рис. 3. Прогноз потребностей в сырье ядерного топливного цикла России до 2020 г.



будет исчерпана. Единственным и наиболее реальным на сегодняшний день источником, способным компенсировать прогнозируемый дефицит, является природный уран, добываемый на собственных рудниках (рис. 4).

Отечественные уранодобывающие предприятия входят в корпорацию "ТВЭЛ". Это действующее уже более 35 лет ОАО "Приаргунское производственное горно-химическое объединение" (ППГХО) в Читинской области и два новых строящихся предприятия по подземному выщелачиванию урана: ЗАО "Далур" в Курганской области и ОАО "Хиагда" в Республике Бурятия. Планируется, что их суммарная производительность будет увеличена в 1,7 раза к 2015 г. Однако уровень годового производства урана, реально достижимый за счет имеющихся в настоящее время источников сырья и мощностей, будет систематически отставать от его потребления.

Чтобы не допустить прогнозируемый дефицит, необходимо к 2020 г.

увеличить производство урана в России более чем в 4 раза. Эта крупномасштабная задача потребовала кардинального пересмотра объемов ГРП по развитию МСБ урана на территории России. Для ее эффективного и последовательного решения совместными усилиями МПР России, Федерального агентства по недропользованию и Федерального агентства по атомной энергии в 2004 г. была разработана программа "Уран России", предусматривающая проведение работ по следующим крупным долгосрочным направлениям:

развитие и освоение МСБ действующих и строящихся уранодобывающих предприятий;

технологическая и геолого-экономическая переоценка резервных урановых месторождений с целью их подготовки к освоению;

выявление новых МСБ урана, пригодных для создания предприятий по его крупномасштабному производству.

В соответствии с важнейшим государственным значением проблемы

природного уранового сырья Федеральное агентство по недропользованию с 2005 г. более чем вдвое увеличивает финансирование ГРП на уран, а Федеральное агентство по атомной энергии и ОАО "ТВЭЛ" резко усиливают деятельность по развитию и освоению сырьевой базы своих предприятий.

Состояние МСБ урана России

Основная часть запасов и достоверно оцененных прогнозных ресурсов урана России сосредоточена в осваиваемых и резервных урановых рудных районах (рис. 5).

Разведанные запасы урана составляют около 600 тыс. т и подразделяются на экономически выгодные для освоения балансовые (28 % общего объема) и забалансовые (рис. 6).

Балансовые запасы представлены запасами Стрельцовского рудного района, эксплуатируемого ОАО "ППГХО" (93 %), и Зауральского района, осваиваемого ЗАО "Далур" (7 %). Наиболее рентабельные для освоения запасы стоимостной категории до 40 дол/кг составляют около 10 % всех разведанных.

Забалансовые запасы сосредоточены в основном в Эльконском (Республика Саха (Якутия) — 61 % и Витимском (Республика Бурятия) — 9 % рудных районах. Запасы первого района пригодны для освоения горными работами, второго — для освоения скважинным подземным выщелачиванием (СПВ).

Прогнозные ресурсы урана в России оцениваются как крупные. Однако преобладают (66 %) ресурсы наименее достоверной категории P_3 (см. рис. 6). Около 30 % прогнозных ресурсов связаны с месторождениями типа "несогласия", составляющими основу добычи в Канаде, с ожидаемым содержанием урана в рудах более 0,5 %. Около 40 % относятся к месторождениям "песчаникового" типа с содержанием урана более 0,02 % и продуктивностью более 4 кг U/m², 30 % — к другим типам, в том числе жильно-штокерковым с содержанием урана 0,2-0,5 %.

Прогнозные ресурсы достоверно оцениваемой категории P_1 составляют всего 6 % общих и в основном связаны с "песчаниковым" типом, пригодным для СПВ. Они сосредоточены в Витимском и Зауральском районах. Прогнозные ресурсы категории P_3 связаны с месторождениями

Рис. 4. Прогноз обеспечения потребностей в сырье ядерного топливного цикла России до 2020 г.

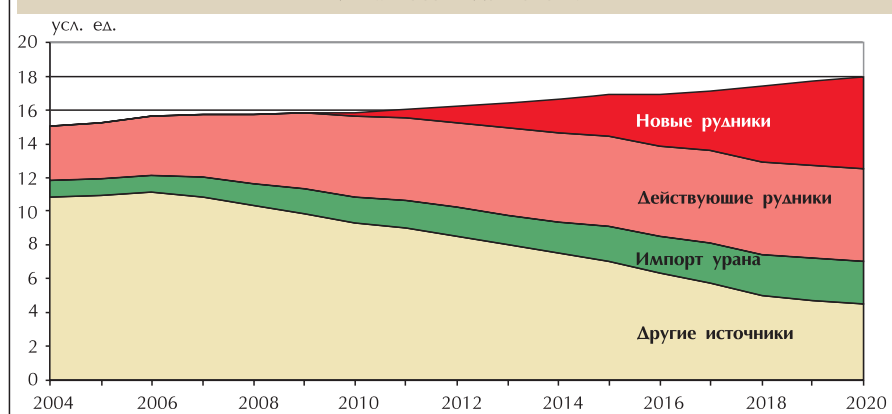
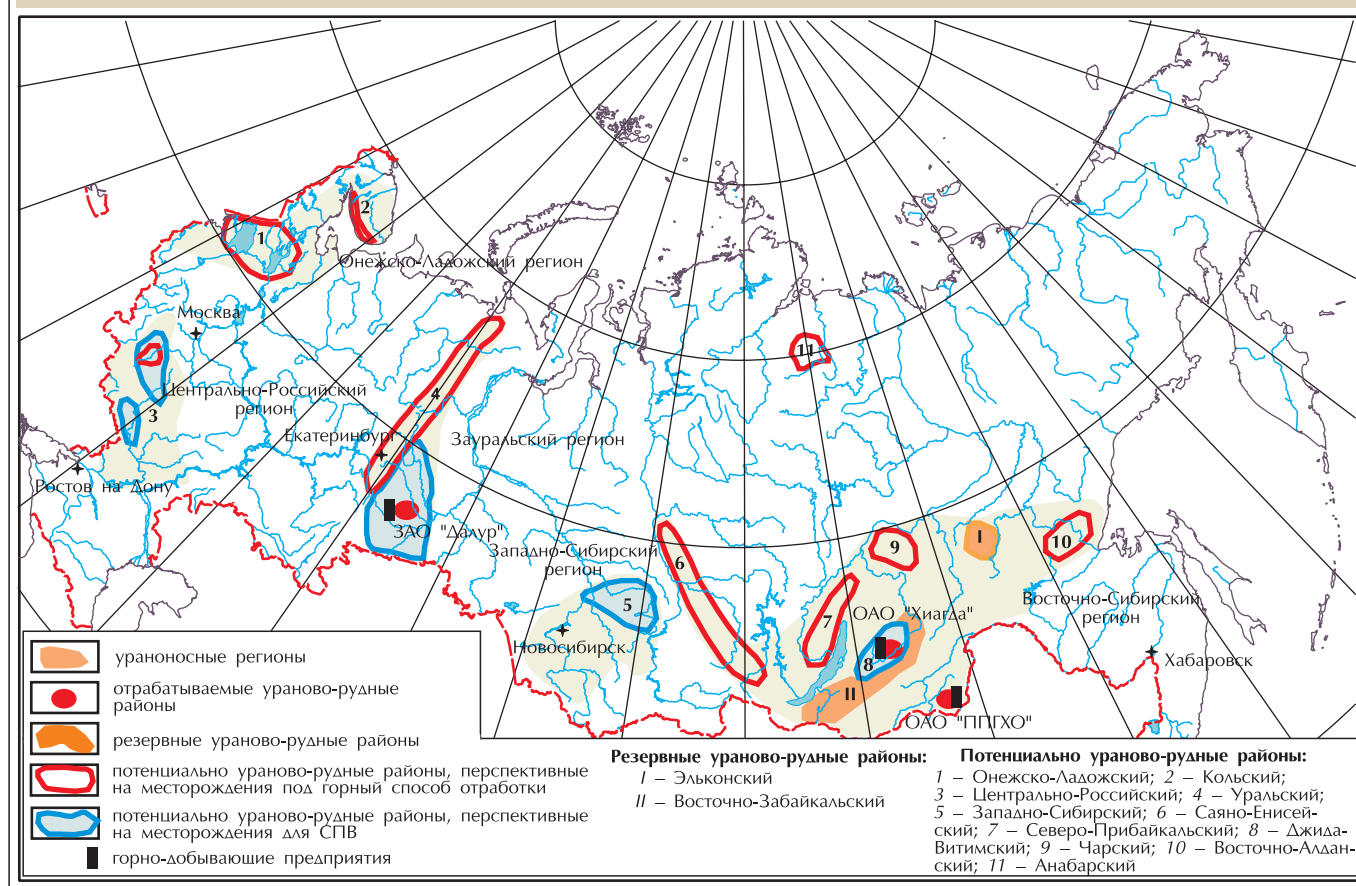


Рис. 5. Схема размещения ураново-рудных районов России



типа “несогласия” и размещены в Северо-Западном и Восточно-Сибирском регионах.

Разведанные запасы урана месторождений Стрельцовского, Зауральского и Витимского районов с учетом плановых мощностей действующих и строящихся на их базе предприятий не способны обеспечить необходимый рост производства до 2020 г., даже с учетом возможного ввода в освоение резервных месторождений других районов.

Развитие и освоение МСБ урана действующих и строящихся предприятий

Основным добывающим центром является Стрельцовский ураново-рудный район (Читинская область), эксплуатируемый ОАО “ППГХО”. Вспомогательное значение будут иметь Зауральский район (Курганская область), где ЗАО “Далур” в настоящее время проводит эксплуатационные работы, и Витимский район, в котором ОАО “Хиагда” развивает опытно-промышленное производство.

МСБ урана **Стрельцовского ураново-рудного района** составляют 17 месторождений с общими остаточными запасами 155 тыс. т. Кроме того, в районе выявлено 10 тыс. т прогнозных ресурсов урана, которые сосредоточены на флангах известных месторождений. Девять объектов эксплуатируются, остальные являются резервными. Месторождения относятся к ураномолибденовому жильно-штоковому типу в вулканотектонических структурах. Большинство из них локализовано в верхнеюрско-нижнемеловой вулканогенно-осадочной толще, а два крупных месторождения – в породах фундамента (Антей в палеозойских гранитах и Аргунское в протерозойских гранитах и доломитизированных известняках). Для отработки запасов урана спроектированы 7 подземных рудников, из которых в настоящее время действуют рудники № 1, 2 и “Глубокий”, а остальные законсервированы. Месторождения с 1968 г. отрабатываются шахтным способом, при этом богатые руды непосредственно поступают на гидрометаллургическую переработку, а

рядовые – на кучное выщелачивание.

В связи низкими мировыми ценами на уран предприятие вынуждено было в 90-е гг. селективно отрабатывать богатые руды. Это привело к снижению среднего содержания в оставшихся запасах эксплуатируемых месторождений почти на 30 %. Продолжение выборочной отработки богатых руд приведет к преждевременному истощению запасов в недрах и сокращению сроков работы рудников. В связи с этим для обеспечения устойчивой деятельности на последующие 30 лет осуществляются мероприятия по планомерной, рациональной и максимально полной добыче всех запасов, числящихся на балансе ОАО “ППГХО”. В частности, отработка бедных руд ведется методами подземного блочного и кучного выщелачивания, внедряется система с массовой отбойкой руды. Для оптимизации сырьевой базы ОАО “ППГХО” необходимо провести инвентаризацию числящихся на его балансе запасов с целью определения себестоимости их добычи и планомерного вовлечения в

отработку. В результате должно быть разработано ТЭО эксплуатационных кондиций.

Для восполнения и оптимизации сырьевой базы ОАО "ППГХО" необходимо активизировать ГРП по разведке флангов и глубоких горизонтов месторождений Стрельцовского рудного поля и поискам новых урановых месторождений в Южном Приаргунье. Результаты проведенных ранее геолого-разведочных и научно-исследовательских работ свидетельствуют о благоприятных предпосылках для выявления дополнительных запасов урана.

На сегодняшний день в достаточной степени опойскаваны и разведаны приповерхностные части Стрельцовского рудного поля. В то же время существуют геологические предпосылки, позволяющие считать, что перспективы глубоких частей рудного поля, в первую очередь контакта между гранитоидным фундаментом и эффузивно-осадочной толщей, контролирующей крупное с богатыми рудами месторождение Антей, еще полностью не исчерпаны.

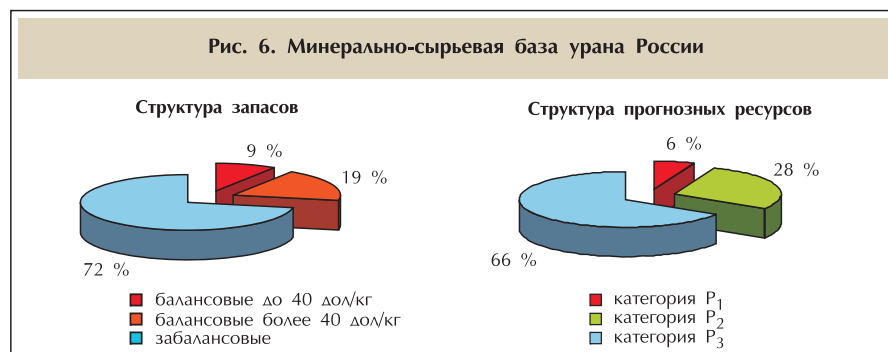
В Стрельцовском районе необходимо провести ГРП по трем направлениям:

детальная разведка уранового оруденения на глубоких горизонтах эксплуатируемых месторождений Стрельцовское, Октябрьское и Лучистое подземным горно-буровым способом;

поиски и оценка уранового оруденения на флангах эксплуатируемых месторождений бурением скважин с поверхности и из подземных горных выработок;

поиски и оценка относительно богатых урановых месторождений в пределах Урулунгуевской структурно-формационной зоны (Досатуевская, Куланджинская и другие площади).

В пределах **Зауральского ураново-рудного района** известны месторождения Далматовское, Хохловское и Добровольное, располагающиеся друг от друга на расстоянии от 80 до 120 км. Они залегают в песчаных отложениях под мощной (400-700 м) толщей глинистых образований. Разведанные запасы и достоверно оцененные прогнозные ресурсы категории P_1 составляют здесь порядка 35 тыс. т, прогнозные ресурсы категорий P_2 и P_3 — 80 тыс. т. На базе месторождений Зауральского района ОАО "ТВЭЛ" ведет строительство нового добычно-



го предприятия ЗАО "Далур" с проектной мощностью порядка 1 тыс. т урана в год.

В настоящее время ведется промышленное освоение Далматовского месторождения. Комплекс, созданный на центральной площадке предприятия, станет базовым для отработки месторождений района. На нем будут перерабатываться растворы и сорбент с Далматовского и Хохловского месторождений. Разведанных запасов урана Далматовского месторождения явно недостаточно для развития долгосрочной деятельности предприятия. В настоящее время реализуется проект его доразведки с целью прироста запасов, а с 2006 г. предусматривается проведение ГРП для оценки прогнозных ресурсов. Для развития производства начинаются работы по вовлечению в отработку Хохловского месторождения. В 2005-2007 гг. будут проведены его разведка и опытные работы по СПВ. Проект разведки предусматривает перевод 70 % запасов в категорию разведанных.

Витимский ураново-рудный район, осваиваемый ОАО "Хиагда", расположен в восточной части Республики Бурятия. Запасы района, относящиеся по оценкам прежних лет к забалансовым, составляют порядка 43 тыс. т, прогнозные ресурсы — около 50 тыс. т. Промышленный потенциал ОАО "Хиагда" составляют 8 месторождений Хиагдинского рудного поля: Хиагдинское, Тетрахское, Вершинное, Источное, Дыбрынь, Намару, Коретконде, Количикан. Все месторождения приурочены к погребенным палеодолинам и имеют схожее геологическое строение. Они сосредоточены на площади около 250 км² и, по существу, представляют из себя одно месторождение, состоящее из ряда расположенных друг от друга на расстоянии до 2 км рудных тел. Границы между месторождениями во многом условны.

На всех месторождениях рудного поля в период 1985-1992 гг. проведена предварительная разведка. Предварительно оцененные забалансовые запасы урана месторождений Хиагдинского рудного поля составляют около 40 тыс. т урана, однако достоверно разведанным является лишь Хиагдинское месторождение. В 2005 г. завершаются опытно-промышленные работы по его отработке методом СПВ.

Параллельно с освоением Хиагдинского месторождения в ближайшее время планируется приступить к работам на близлежащих месторождениях Вершинное и Источное с целью разведки и подготовки к освоению около 8 тыс. т запасов. К резерву второй очереди относятся месторождения Тетрахское и Дыбрынь, которые частично будут вовлечены в разведку до 2010 г. Главной задачей разведочных работ является детальное изучение морфологии рудных тел, характера распределения уранового оруденения, гидрогеологических и технологических свойств руд и вмещающих пород и подсчет запасов промышленных категорий.

Переоценка резервных месторождений

В России имеется около 500 тыс. т разведанных и предварительно оцененных забалансовых запасов урана, относящихся к так называемым резервным месторождениям, расположенным преимущественно в Восточно-Сибирском регионе. Они были открыты, разведывались и проходили технико-экономическую оценку в 50-80-е гг. прошлого века. Основной причиной отнесения их к резервным была более высокая в то время себестоимость получения урана относительно других месторождений.

В условиях роста цен на уран и отсутствия новых сырьевых баз необ-

ходима комплексная технико-экономическая переоценка наиболее перспективных из резервных месторождений. В настоящее время основной интерес представляют Эльконский ураново-рудный район в Южной Якутии, группа месторождений в Восточном Забайкалье и Малиновское месторождение в Западной Сибири.

Эльконский ураново-рудный район расположен в пределах Центрально-Алданского горно-промышленного района, содержащего крупные месторождения золота, железных руд, флогопита, апатита, пьезосырья и других полезных ископаемых. По запасам урана он является одним из крупнейших в мире. Здесь выявлено и разведано около 40 урановых месторождений. Утвержденные забалансовые запасы 13 месторождений составляют около 350 тыс. т, а общие ресурсы составляют порядка 600 тыс. т. Большая часть запасов урана сосредоточена в зоне Южной – гигантской рудоносной структуре протяженностью около 25 км, которая разделяется на ряд крупных рудных участков и рассматривается как единое месторождение. В зоне Южной сосредоточено около 220 тыс. т урана при среднем содержании 0,14 % и порядка 100 т золота при его содержании 0,85 г/т.

Ранее предлагалась сложная система вскрытия месторождения шахтными стволами глубиной более 1000 м и планировалось строительство гидрометаллургического завода с автоклавным вскрытием урановых руд. Значительные капитальные затраты и высокая себестоимость производства урана, по сравнению с отрабатываемыми в то время в Советском Союзе методом подземного выщелачивания месторождениями Казахстана и Узбекистана, привели к тому, что освоение месторождений было остановлено.

Современная предварительная оценка района показывает, что себестоимость производства урана можно снизить за счет отработки выделенных по более жестким кондициям относительно богатых рудных залежей и совершенствования технологии добычи, обогащения и переработки руд. На начальном этапе необходимо разработать технологию переработки комплексных руд, подготовить исходные данные для разработки ТЭО эксплуатационных кондиций и подсчета запасов. Полученные данные должны лечь в основу обоснования инвестиций, а затем и ТЭО строительства предприятия. Первоочередными для

лицензирования и освоения должны стать объекты зоны Южной, в том числе участки Курунг, Эльконское плато, Элькон и др.

В целом следует подчеркнуть, что Эльконский ураново-рудный район является крупнейшим стратегическим источником уранового сырья, который уже сейчас заслуживает решения о проведении всего комплекса мероприятий по лицензированию и освоению с созданием мощного горно-обогачительного производства. Необходимые значительные затраты потребуют концентраций сил крупных компаний, которые должны действовать под пристальным контролем государства. Экономическая инфраструктура района в последние годы значительно улучшилась в связи со строительством железной дороги Сковородино – Якутск. Расстояние от ж/д станции Томот до рудного поля составляет около 30 км. Налажено электроснабжение от ЛЭП-35. В районе имеется избыточная рабочая сила. Комплексное освоение Эльконского района имеет важнейшее значение и для социально-экономического развития Южной Якутии.

В **Восточном Забайкалье** наиболее благоприятными для освоения являются месторождения Горное, Оловское и Имское.

Месторождение Горное располагается в 100 км от ст.Бада. Оно представлено бета-уранотитовым оруденением в трещинных зонах среди гранитов. Запасы и ресурсы месторождения составляют порядка 17 тыс. т урана при среднем содержании 0,25 %. На объекте с положительными результатами проведено радиометрическое обогащение, а также блочное и кучное выщелачивание. Первоочередной задачей является укрупненная геолого-экономическая оценка возможности разработки объекта с производительностью порядка 400 т урана в год. При положительном результате освоение месторождения Горное и вблизи расположенного его аналога – месторождения Березовое – может быть начато в 2010-2011 гг.

Месторождение Оловское расположено в Читинской области, в 110 км от ОАО “ЗабГМК” – одного из горно-добывающих предприятий ОАО “ТВЭЛ”. Насурановое оруденение локализовано в мезозойских осадочно-вулканогенных образованиях. Запасы урана составляют порядка 13 тыс. т при среднем содержании

0,083 %. В настоящее время необходимо проведение технико-экономической переоценки объекта с определением возможности рентабельной отработки блочным и кучным выщелачиванием с годовой производительностью до 500 т урана.

Подобная задача стоит и по **месторождению Имское**, расположенному в Республике Бурятия, в 330 км от Читы. Урановое оруденение в виде линзообразных тел залегает в литифицированной толще песчано-галечных отложений. Запасы урана составляют 23,5 тыс. т при среднем содержании 0,053 %.

Особый интерес представляет **Малиновское месторождение** урана в Западной Сибири (Кемеровская область). Насурановое оруденение локализовано в рыхлых мезозойских, преимущественно песчаных отложениях и в принципе пригодно для разработки методом СПВ. Запасы и достоверно оцененные прогнозные ресурсы урана категории Р₁ вместе составляют порядка 15 тыс. т при среднем содержании около 0,06 %. Для подготовки месторождения к лицензированию и последующему освоению Федеральное агентство по недропользованию планирует уточнить запасы урана, провести углубленные лабораторные технологические исследования и натурные технологические испытания.

Кроме того, имеется еще целый ряд небольших по масштабам урановых объектов, залегающих на небольших глубинах и пригодных для рентабельного освоения. К ним относятся месторождения Ласточка (Приморский край), Онгажинское, Приморское и Устьуюкское (Республика Тыва) и др. В настоящее время они вовлечены в сравнительную укрупненную геолого-экономическую переоценку с целью выделения первоочередных объектов для лицензирования и освоения.

Выявление МСБ для создания новых производств урана

Эта крупнейшая народно-хозяйственная задача решается Федеральным агентством по недропользованию и подведомственными ему организациями по следующим направлениям: прогнозно-поисковые и поисково-оценочные работы по выявлению богатых и комплексных месторождений для отработки горным способом и месторождений урана, пригодных для

добычи методом СПВ; прогнозно-минералогические и другие исследования по малоизученным перспективным на уран регионам России с целью выделения новых потенциально уранорудноносных районов.

Поиск месторождений для отработки горным способом ведется в пределах потенциально рудоносных древних докембрийских формаций, с которыми в мире связаны уникальные по масштабам и качеству руд месторождения меди, марганца, урана и других полезных ископаемых. В оценку вовлечены также перспективные на уран фанерозойские структурно-формационные комплексы. Одной из приоритетных задач является обнаружение месторождений богатых урановых руд типа “несогласия”, определяющих основы сырьевых баз Канады и Австралии. В то же время не потеряли своей актуальности поиски жильно-штокерных объектов “стрельцовского”, “рудногорского” (урановые месторождения Германии и Чехии), “эльконского” и других типов. Основными регионами развития ГРП являются Северо-Западный и Восточно-Сибирский регионы.

В пределах Северо-Западного региона работами предшествовавших лет выявлено два месторождения, относимых к двум подтипам промышленного типа “несогласия”. Месторождение Средняя Падма (австралийский подтип) локализуется в среднепротерозойских сложнодислоцированных формациях Онежской впадины и характеризуется комплексным (уран-ванадий-золото) составом. Месторождение Карку располагается в Ладожском прогибе в зоне структурно-стратиграфического несогласия между протерозойской толщей и рифейскими осадочными отложениями. В отличие от Средней Падмы оруденение здесь практически монометалльное и концентрации урана в отдельных интервалах достигают 20 % и более на мощность до 50 см. Оба объекта по своим масштабам невелики, однако они подтверждают сам факт проявления здесь процессов формирования месторождений типа “несогласия”. На территории региона выделена серия площадей в пределах Ладожского и Онежского прогибов, а также в районе Терского берега. Здесь запланировано проведение широкого комплекса исследований, включающего многоканальную АГСМ-съемку, специальные геохимические поиски, геофизические, буровые и другие виды ра-

Present annual resource requirements of the nuclear fuel cycle of Russia are formed of approximately equal requirements of Russian reactors, export of fuel assemblies and reduced-enrichment uranium. The requirements are mainly covered by storage supplies of various products accumulated earlier. Most of these products will be exhausted before 2020 while domestic natural uranium production satisfies below 20% of the requirements. Proceeding on the projected growing internal and export nuclear fuel requirements, uranium production in Russia should be increased by more than four times. With the specific character of world uranium market and price rise taken into account, the strategy of providing the nuclear fuel cycle with raw material resources should be based mainly on the development of the domestic uranium resource base. The program Uranium of Russia developed in 2004 is aimed at realizing the following tasks: improvement and development of the resource base of operating uranium producing enterprises and those under construction, preparation of standby uranium deposits for development, and discovery of new uranium resource bases for setting up new enterprises. At present, OJSC PPGKhO is the main enterprise mining the deposits of the Streltsovsky uranium-ore area. Two new enterprises under construction in the Zauralsky (OJSC Dalur) and Vitim (OJSC Khiagda) Rayons will produce uranium by in-situ leaching. The rise in uranium prices and lack of new resource bases call for integrated reassessment of the most favorable standby deposits in the Elkonosky Rayon in Southern Yakutia and in the Eastern Baikal area, as well as of the Malinovskoye deposit in Western Siberia. The Federal Subsoil Use Agency carries out prediction/reconnaissance and reconnaissance/appraisal work aimed at revealing high-grade and complex deposits for their development by the mining method and in-situ leachable uranium deposits.

Ancient formations of the Northwestern and East-Siberian regions are priority for deposits of the first type and sedimentary complexes of Western Siberia and Transbaikalia for deposits of the second one.

бот. В первоочередном порядке эти работы проводятся на Салминской, Свирско-Оятской и других площадях, где уже выявлены перспективные проявления урана и локальные аномальные участки.

В Восточно-Сибирском регионе потенциально рудоносной на уран, золото и другие полезные ископаемые является вся протяженная область развития древнего основания платформ. Тотальная оценка комплексной металлоносности этой крупнейшей структуры является важнейшей отраслевой задачей. Предшествовавшими работами в пределах этой обширной территории выявлен целый ряд уранополиметалльных объектов, в том числе относящихся к типу “несогласия”. Среди них мелкие месторождения Кедровое, Оленье, Чепок, рудопроявления Столбовое, Ансах и ряд других. В пределах этой области известен вышеупомянутый уникальный по масштабам Эльконский ураново-рудный район. Большие надежды связываются с располагающимся к востоку от него крупным Учуро-Майским рифейским прогибом с перспективными рудопроявлениями Конкули, Топорикан и др., относящимися к урановым концентрациям типа “несогласия”. Многолетняя последовательная оценка ураноносности этой территории является одним из стратегических направлений геолого-разведочных и научно-исследовательских работ на долгосрочную перспективу.

Весьма важную роль в развитии прогнозно-поисковых работ играет Воронежский кристаллический массив (ВКМ), который в структурно-формационном, геотектоническом и металлогеническом отношении во многом сходен с близрасположенным Украинским щитом и в первую очередь с его ураноносной частью – Центрально-Украинской металлогенической областью. В пределах последней локализована одна из крупнейших рудных провинций, связанная с ураноносными альбититами. На территории ВКМ планируется проведение ГРП, направленных на выявление месторождений в зонах структурно-стратиграфических несогласий, альбититах и других геологических обстановках.

Одной из крупнейших и весьма перспективных на уран структур является Анабарский щит. В его юго-восточной части попутными работами к настоящему времени уже выявлены ураноносные участки, в том числе связанные с областью несогласия между древним основанием и рифейскими отложениями. Сходные обстановки выделены по всему обрамлению щита. В целом эта крупнейшая структура северо-востока России должна явиться геологическим объектом для проведения планомерных специализированных работ на уран в последующие годы.

Поиски урановых месторождений для отработки методом СПВ ведутся в

Зауральском и Витимском районах, Западно-Сибирском и Центральном регионах.

В целях развития МСБ урана Зауральского района, необходимого для обеспечения стабильной деятельности строящегося предприятия ЗАО "Далур" на долгосрочную перспективу, силами ФГУП "УранГео" активно проводятся прогнозно-поисковые работы к северу от Далматовского месторождения. Здесь значительные перспективы связаны с Пышминской и Юконской площадями. По имеющимся данным палеорусловые структуры залегают на значительно меньших глубинах, чем на Далматовском и Хохловском месторождениях: на Пышминской – порядка 300-400 м, на Юконской – в диапазоне 200-300 м. На этих площадях планируется проведение всего комплекса прогнозных, поисковых и оценочных работ, предусматривающих выявление и подготовку к разведке 2-3 месторождений с масштабами порядка 10 тыс. т каждое. Кроме того, в дальнейшем будут осуществлены прогнозно-металлогег-

нические исследования к северу от изучаемой территории с целью выявления новых перспективных площадей для проведения поисковых работ.

В Витимском районе в целях реализации имеющегося прогнозного потенциала урана активно проводятся прогнозно-поисковые работы на периферии Амалатского плато. Они имеют целью выявление в неоген-четвертичных русловых структурах новых месторождений, пригодных для организации самостоятельных предприятий по добыче урана методом СПВ.

В Западно-Сибирском регионе поисковые работы нацелены на выявление на территории юго-восточной окраины одноименной плиты урановых месторождений как в юрско-меловых русловых структурах, так и в областях выклинивания региональных зон пластового окисления. Главная задача этих работ – выявление новых объектов, которые вместе с уже известным Малиновским месторождением могли бы образовать рудный район, сопоставимый по масштабам с Зауральским и Витимским. Кроме того, до

конца не оценена ураноносность мезозойских отложений вдоль границы плиты с Енисейским кряжем.

В Центральном регионе известно большое число урановых проявлений и мелких месторождений, не имеющих самостоятельного промышленного значения. Они локализованы в песчано-глинистых отложениях перми, карбона и неоген-четвертичного комплекса, которые достаточно хорошо изучены бурением и не являются первоочередными для развития прогнозно-поисковых работ. В то же время требуют серьезного изучения рыхлые девонские отложения приразломной Бобровской впадины, узкой полосой протягивающейся вдоль северного склона ВКМ. По имеющимся данным в песчано-глинистых отложениях проявлен комплекс окислительно-восстановительных преобразований, который часто имеет рудоконтролирующее значение и в данном случае в определенной мере обуславливает перспективы ураноносности этой крупной депрессионной структуры южной части Центрального региона.



Кроме того, для обеспечения развития уранового потенциала на стратегическую перспективу и выделения новых потенциально ураноносных районов необходимо проведение широкого комплекса **региональных прогнозно-металлогенических исследований** на территории Полярного Урала, Таймыра, Чукотского, Оломонского и Охотского массивов.

В целях повышения эффективности всего комплекса ГРР на уран необходимы восстановление системы путных массовых поисков и значительное усиление научно-технического потенциала отрасли.

Ранее в результате **массовых поисков** выявлялось более половины ураново-рудных объектов. Их эффективность определялась широким разворотом всего комплекса геолого-съемочных и прогнозно-поисковых работ общего профиля, объемы и площади проведения которых на порядок превышали специализированные на уран исследования. Необходимость их проведения в настоящее время еще более актуальна, так как "урановые" объемы бурения пока невелики. Специальными решениями МПР России и Федерального агентства по недропользованию в первую очередь должно быть обеспечено восстановление радиометрического сопровождения всех видов и направлений ГРР, выполняемых за счет средств госбюджета отраслевыми геологическими организациями. С другой стороны, в работах по урановому направлению должны быть определены задачи и выделены средства по организации на договорных началах массовых поисков, проводимых коммерческими сервисными предприятиями.

За последние полтора десятка лет определился ряд важнейших проблем, которые требуют существенного усиления роли **геологической науки**.

Во-первых, необходимо создание новых теоретических разработок в области рудообразования, которые позволят усовершенствовать методологические принципы и методические основы поисков месторождений, располагающихся в нестандартных геологических обстановках и районах с перекрытым осадками рудовмещающим субстратом. При этом особое внимание должно быть уделено разработке рудообразующих систем, формирующих так называемое слепое оруденение, что весьма актуально для развития МСБ освоенных и осваиваемых районов, где приповерхностные объ-

екты выявлены в предшествовавшие годы. Новые теоретические данные должны явиться основой для разработки прогнозно-поисковых моделей урановых месторождений различных промышленных типов в разнотипных геологических и ландшафтно-геоморфологических обстановках.

Важное значение приобретают исследования в области эволюционно-геологических, глубинных и металлогенических направлений, что необходимо для обоснованной оценки прогнозного потенциала урана и сопутствующих полезных ископаемых при проведении региональных геологических исследований в пределах потенциально перспективных малоизученных территорий.

Во-вторых, необходимо совершенствование технико-технологического аппарата прогнозно-поисковых работ. Не секрет, что, несмотря на резкое снижение объемов ГРР, на практике доминируют дорогостоящее бурение и проходка горных выработок. Сегодня требуются разработка и внедрение в производство современных геохимических, минералогических и геофизических методов и соответствующих технических средств, способных обеспечить достоверную оценку и локализацию перспективных участков для последующих работ. В их числе — частотное электромагнитное зондирование, малоглубинная сейсморазведка, электроразведка, специальные геохимические изотопно-поровые исследования, авто- и аэропоиски с обязательным оснащением последних электроразведочным каналом. На этой базе должны быть разработаны современные прогнозно-поисковые комплексы, индивидуализированные применительно к специфическим геолого-геоморфологическим обстановкам и ожидаемому промышленно-генетическому типу месторождений.

В-третьих, целесообразно развитие всего комплекса технологических исследований. Необходимо дать новый импульс минералого-технологическому направлению, которое уже на ранних стадиях работ позволяет получить достоверную оценку возможности промышленного освоения конкретного типа урановых скоплений. Требуются дальнейшее развитие геотехнологических исследований и разработка комбинированных технологий освоения месторождений, включающих радиометрическую сортировку, кучное и блочное выщелачивание и целый ряд других методов.

Именно такие организационно-технические решения могут обеспечить эффективную разработку малых месторождений, урановых объектов со сравнительно низким содержанием металла и глубоким залеганием оруденения, резко снизить потери и в целом повысить эффективность производства.

Этот далеко не полный ряд задач требует концентрации усилий отраслевой и академической науки и повышения уровня координации научно-исследовательских, опытно-конструкторских и геолого-разведочных работ, что налагает соответствующую ответственность на Межведомственный координационный научно-технический совет по урану.

В заключение следует отметить, что результатом реализации намеченных задач должны явиться существенное расширение и улучшение качества МСБ и рост производства урана. Это обеспечит стабильное поступательное развитие ядерного топливного цикла России. Созданный сырьевой потенциал должен обеспечить устойчивую во времени рентабельную деятельность действующих и созданных предприятий. Увеличение производства урана позволит в значительной степени покрыть дефицит, обусловленный снижением поступления урана из складских запасов, и обеспечить сырьевую независимость отечественных предприятий ядерного топливного цикла от иностранных производителей.

Литература

1. **Стратегия развития атомной энергетики России в первой половине XXI века.** — М.: ФГУП ЦНИИатоминформ, 2001.
2. **Uranium 2003: Resources, Production and Demand.** A joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and IAEA. OECD. — Paris, 2004.
3. **Analysis of Uranium Supply to 2050.** IAEA. — Vienna, 2001.

О СТРАТЕГИИ ВОСПРОИЗВОДСТВА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ И НА ЕЕ АКВАТОРИАЛЬНОМ ПРОДОЛЖЕНИИ

М.Д.Белонин, О.М.Пришепа (ВНИГРИ)



Михаил Данилович Белонин, директор, доктор геолого-минералогических наук, профессор, член-корреспондент РАН



Олег Михайлович Пришепа, заместитель директора, кандидат геолого-минералогических наук

Развитие нефтегазового комплекса Северо-Западного региона России играет важную роль в реализации энергетической политики, формировании новых нефтедобывающих районов, межрегиональной системы транспорта энергоносителей и комплексного освоения арктического шельфа. На приоритетность задачи создания комплексной программы освоения ресурсов и запасов углеводородов (УВ) Северо-Запада России указал Президент Российской Федерации В.В.Путин в поручении, направленном им Председателю Правительства РФ.

Сырьевая база региона связана в первую очередь с Тимано-Печорской нефтегазоносной провинцией (ТПП), расположенной административно в пределах Республики Коми и Ненецкого АО, а также на ее морском продолжении (в акватории Печорского моря). Суммарные ресурсы ТПП оцениваются в 8,3 млрд т у.т., в том числе выявленные запасы (категорий А+В+С₁₊₂) нефти – 2,4 млрд т (в том числе шельф Печорского моря – 0,4 млрд т) и газа – 2,7 трлн м³ (главным образом в Республике Коми).

В целом регион обладает значительным потенциалом для расширения сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности [1, 2].

Поддержание добычи нефти в Российской Федерации в соответствии с утвержденной Правительством “Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2020 года” возможно только при форсированной подготовке новых запасов, требующей интенсивного проведения геолого-разведочных работ (ГРП) и соответствующих затрат. Их объемы должны существенно превышать достигнутые в последние годы в России, когда подготовка новых запасов нефти существенно отставала от объемов добычи. Особенно эта тенденция усугубилась с отменой с 2002 г. федерального налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ). В Северо-Западном регионе ситуация с воспроизводством запасов схожа с ситуацией в целом по России.

Существенные различия в степени разведанности и освоенности территории Республики Коми, Ненецкого АО и акватории Печорского моря предполагают подходы при разработке стратегии воспроизводства запасов.

Так, если на территории Республики Коми подготовка запасов за счет проведения ГРП на новых объектах сегодня не компенсирует добычу даже наполовину и нет серьезных заделов для прироста запасов на разведываемых месторождениях, то в Ненецком АО, несмотря на относительно небольшой объем ГРП на новых объектах, за счет доразведки месторождений (сейсморазведка 3D и разведочное бурение) в 2002-2003 гг. получены значительные приросты запасов нефти (коэффициент воспроизводства запасов превысил 3,0). При этом подготовка запасов на новых объектах также не компенсирует добычу (за последние 10 лет менее чем на 30 %).

Высокая эффективность ГРП в акватории Печорского моря и отсутствие добычи позволяют считать этот район одним из немногих с положительным балансом воспроизводства. С другой стороны, как показывают практика работы и опыт освоения морских месторождений, даже трех- и пятикратная величина запасов по сравнению с запасами, расположенными на суше, не гарантирует возможности их эффективного освоения. Так, затраты на бурение поисковых скважин на море в 3-4 раза выше, чем на смежных территориях суши, на бурение эксплуатационных скважин – в 3 раза, стартовые затраты на обустройство – в 5-6 раз, стартовые затраты на организацию транспорта – в 4-5 раз и эксплуатационные затраты на транспортировку – в 3-5 раз. Начало освоения морского месторождения требует огромных капитальных затрат. Дополнительной проблемой является отсутствие опыта эксплуатации месторождений в условиях сложнейшей ледовой обстановки, присущей Печорскому морю.

Кроме того, рассматриваемые территории и акватории принципиально отличаются как по достоверности и степени подготовленности запасов нефти к освоению, так и по их выработанности [3].

Уровень добычи нефти в ТПП уже в ближайшие годы может быть доведен до 35-43 млн т в год. С учетом вовлечения в освоение прибрежных морских месторождений Печорского моря возможно доведение здесь объемов добычи до 50 млн т и более. При этом период максимальных отборов может продлиться более 15 лет [4, 5].

Для компенсации отборов нефти подготовкой новых запасов и продолжительного поддержания стабильного уровня добычи в пределах только суши Северо-Западного региона* необходимы инвестиции в ГРП оцениваются не менее чем в 200-250 млн дол. ежегодно.

В последние годы финансирование ГРП в регионе проводится в существенно меньших объемах. Так, общие затраты на ГРП в 2000-2004 гг. на суше ТПП составили около 20 млрд р. (или 130 млн дол. ежегодно), в том числе 0,15 млрд р. (1 %) – средства федерального бюджета.

Схема воспроизводства запасов зависит от стадии выработанности недр, и, следовательно, по мере перехода к все более “зрелой” стадии освоения недр региона воспроизводство будет меняться от расширенного к простому и далее к частичному. Так, с учетом фактора разведанности и выработанности недр в пределах Северо-Западного региона о частичном (неполном) воспроизводстве можно говорить в Калининградской НГО и хорошо освоенных районах Республики Коми, о простом воспроизводстве – в отношении перспективных территорий Республики Коми и южной части Ненецкого АО, расширенном (с коэффициентом воспроизводства 1,3) – перспективных территорий центральной и северной частей Ненецкого АО, о расширенном (с коэффициентом 1,7 и более) – акватории арктического шельфа.

В рамках работ по подготовке проекта Программы “Комплексное изучение и освоение ресурсов углеводородов Северо-Западного региона” (далее – Программа) по поруче-

Development of the hydrocarbon potential of the North-Western region of Russia should play a more and more important role in realization of national energy policy and formation of new oil-producing regions and inter-regional network of energy resources transport.

An analysis of the current state of the hydrocarbon resource base allows drawing a conclusion that the North-Western region is able to ensure annual oil production of up to 30-40 million t for over 30 years. At the same time, according to forecasts of subsoil users, maximal annual production may be 40-45 million t of oil.

The difference in the forecasted production volumes is caused by the current state of licensing in this sphere, when main promising areas of the Timan-Pechora petroliferous province are in the unallotted stock, and poor exploration maturity of reserves. Realization of various sceneries of development of oil and gas production in the region will in any event require heavy investment of both private companies (the main share) and the federal budget.

Principal provisions of the draft Program of the Integrated Study and Development of Oil and Gas Resources of the North-Western Region concerning the renewal of oil and gas reserves, the strategy of geological prospecting, and subsoil licensing prepared by VNIGRI to the order of the Ministry of Natural Resources of Russia and the Agency for Subsoil Management call for a few possible sceneries of the renewal of oil and gas resources in the region consistent with the forecasts of oil and gas production.

In accordance with the goals declared in the Energy Strategy, the draft Program considers variants of simple and extended renewal of oil reserves, as well as the variant enabling to avoid a fall in production after maximal planned production rates are achieved.

нию МПР России во ВНИГРИ разработаны ее составные части – подпрограммы воспроизводства запасов УВ и лицензирования месторождений и участков нераспределенного фонда недр по региону в целом и по субъектам Федерации (Ненецкий АО, Республика Коми). В них рассмотрены несколько возможных сценариев воспроизводства запасов нефти и газа в регионе, согласующихся с прогнозами их добычи на период до 2020 г.

В соответствии с целями, поставленными в “Энергетической стратегии России на период до 2020 года” в проекте Программы рассмотрены варианты простого и расширенного воспроизводства запасов (табл. 1), а также вариант, позволяющий избежать резкого падения добычи после достижения планируемых максимальных уровней отбора.

В целом сырьевая база региона обеспечивает рассмотренные варианты, и в этом смысле они отличаются исключительно объемами инвестирования в ГРП. Если говорить об отдельных территориях и акваториях, то здесь ситуация принципиально отличается. Вариант простого воспроизводства запасов нефти на суше на период до 2020 г. даже не фигурирует в планах основных добывающих компаний региона, поскольку он не обеспечен ресурсной базой в пределах распределенного фонда. Для его реализации потребуются вовлечение в лицензирование участков нераспреде-

ленного фонда с ресурсной базой, позволяющей надеяться на подготовку необходимого объема запасов при проведении ГРП. Для расширенного воспроизводства число таких участков соответственно должно быть дополнительно увеличено и к ним должен быть проявлен интерес со стороны недропользователей и инвесторов. При несогласованных действиях компаний и государственных органов, отвечающих за недропользование и лицензирование, может произойти разбалансировка интересов, что приведет, несмотря на наличие ресурсной базы, к отставанию подготовки новых запасов.

Подпрограмма воспроизводства запасов УВ в Ненецком АО на период до 2020 г.

Основной задачей подпрограммы является обеспечение сырьевой базы нефтегазодобывающей отрасли округа путем полного воспроизводства запасов УВ промышленных категорий (с коэффициентом воспроизводства не менее 1,0). Исходя из нефтяного потенциала возможный объем годовой добычи нефти может поддерживаться на уровне свыше 25 млн т в период 2010-2020 гг. с последующим его постепенным снижением. За период 2004-2010 гг. суммарная добыча нефти оценивается в 109 млн т, т.е. в среднем за период – 15,6 млн т в год. Уровень добычи газа в обозримом

* Вопросам перспектив освоения и воспроизводства запасов нефти в Калининградской области посвящена отдельная статья: Отмас А.А. Перспективы освоения ресурсов нефти на территории Калининградской области // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 5-6.

Таблица 1. Основные физические и стоимостные показатели ГРП, планируемых на территории ТПП в 2004-2020 гг. (при высокой эффективности ГРП)

Годы	Объем глубокого бурения, тыс. м	Объем сейсморазведки 2D, тыс. км	Объем сейсморазведки 3D, тыс. км ²	Прирост запасов УВ, млн т у.т.	Объемы инвестиций в ГРР, млрд р.		
					всего	за счет недропользователей	за счет бюджетов РФ и субъектов
Коэффициент воспроизводства 1,0							
2004-2005	149,0	10,3	3,2	54,8	11,9	10,7	1,2
2006-2010	538,9	28,0	4,1	187,2	35,7	32,1	3,6
2004-2010	687,9	38,3	7,3	242,0	47,6	42,8	4,8
2011-2015	513,6	24,8	2,5	167,1	35,1	31,6	3,5
2016-2020	398,4	19,2	2,0	116,3	28,0	25,2	2,8
2011-2020	912,0	44,0	4,5	283,4	63,1	56,8	6,3
2004-2020	1599,9	82,3	11,8	525,4	110,8	99,7	11,1
В среднем за год	94,1	4,8	0,7	30,9	6,5	5,9	0,7
Коэффициент воспроизводства 1,3							
2004-2005	161,1	10,3	3,2	61,2	12,8	11,5	1,3
2006-2010	626,8	28,0	4,1	223,1	41,1	37,0	4,1
2004-2010	787,9	38,3	7,3	284,3	53,9	48,5	5,4
2011-2015	708,2	24,8	2,5	225,4	45,4	40,9	4,5
2016-2020	603,3	19,2	2,0	179,0	40,8	36,7	4,1
2011-2020	1311,5	44,0	4,5	404,4	86,3	77,7	8,6
2004-2020	2099,5	82,3	11,8	688,7	140,2	126,2	14,0
В среднем за год	123,5	4,8	0,7	40,5	8,2	7,4	0,8

будущем может возрасти за счет ввода в разработку нового газоносного района, включающего месторождения Шапкина-Юрьянского вала и Лаявожское нефтегазоконденсатное месторождение. За период 2004-2010 гг. суммарная добыча газа в Ненецком АО оценивается в 15 млрд м³, т.е. в среднем за период – 2 млрд м³ в год.

Для компенсации текущего отбора УВ-сырья (простого восполнения) в 2004-2020 гг. необходимо обеспечить ежегодный прирост запасов в объеме 15-21 млн т у.т., в том числе 13-19 млн т нефти и 2-3 млрд м³ газа. Подготовка запасов УВ должна быть восполнена (с учетом подтверждаемости) приростом ресурсов категории С₃ в объеме 25-30 млн т нефти и 6-10 млрд м³ газа ежегодно.

Основной задачей ГРП, выполняемых за счет средств федерального бюджета и бюджета Ненецкого АО, следует считать выявление и оценку зон нефтегазоаккумуляции в слабоизученных районах для подготовки новых участков к лицензированию. Поэтому часть средств необходимо направить на региональные работы для выявления и изучения новых зон нефтегазоаккумуляции и относительно небольшие средства – на собственно поисково-оценочные работы в новых зонах и подготовку ресурсной базы (на выявленных структурах) для снижения геологических рисков и увели-

чения инвестиционной привлекательности.

За счет средств недропользователей будут оцениваться перспективы новых участков в пределах крупных тектонических и нефтегазогеологических структур с ранее установленной нефтегазоносностью, будет осуществляться прирост запасов УВ.

Решение задач воспроизводства запасов УВ предусматривает проведение работ на следующих направлениях:

1. Доизучение разрабатываемых и подготовленных к разработке месторождений нефти и газа с целью перевода запасов категории С₂ в категорию С₁.

2. Подготовка промышленных запасов нефти и газа на перспективных структурах в районах нефтегазодобычи и прилегающих к ним территориях для расширения разведанной ресурсной базы добывающих предприятий, преимущественно в пределах Коллависовского, Лайско-Лодминского, Ярейюского, Харьяга-Усинского и Верхнеадзвинского НГР.

3. Сосредоточение поисковых работ на нефть в перспективных зонах нефтеаккумуляции (ЗНН) с целью выявления и подготовки промышленных запасов:

в северной и центральной частях Хорейверской ЗНН Коллависовского НГР;

в юго-восточной части Хорейверс-

кой перспективной ЗНН Коллависовского НГР;

в Сарембой-Леккейягинской ЗНН Верхнеадзвинского НГР;

в Северо-Лаявожской ЗНН Лайско-Лодминского НГР;

на гряде Чернышева в Хоседаюском НГР.

4. Сосредоточение поисковых работ на газ в перспективных зонах газонакопления с целью выявления и подготовки промышленных запасов:

на сочленении Верхнеадзвинского и Коротаихинского НГР;

во внешней зоне Коротаихинского НГР;

на сочленении гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины.

Для обеспечения простого воспроизводства запасов УВ (исходя из достигнутых показателей эффективности бурения – 300 т/м) в Ненецком АО в 2004-2010 гг. на новых наиболее перспективных направлениях необходимый объем глубокого бурения должен составить 297,6 тыс. м. Кроме того, на участках распределенного фонда недропользователями планируется бурение в объеме 102,1 тыс. м. Для подготовки объектов к бурению объем сейсморазведочных работ 2D должен составить 17,8 тыс. км.

Прирост запасов УВ за счет ГРП, планируемых на новых участках в 2004-2010 гг., ожидается в объеме 87,5 млн т нефти и 6,0 млрд м³ газа и

на распределенном фонде еще дополнительно 32,7 млн т у.т. (т.е. суммарный прирост запасов – 126,2 млн т у.т.), что позволит обеспечить простое восполнение запасов нефти и газа.

Необходимый объем затрат на проведение ГРП за этот период оценивается в 38,0 млрд р. (по 5,4 млрд р. ежегодно).

При достижении более высокой эффективности бурения (500 т/м) необходимый объем буровых работ для получения простого воспроизводства запасов УВ в период 2004-2010 гг. должен составить 304,5 тыс. м. Объем инвестиций в ГРП за этот период должен составить 30,9 млрд р. (по 4,4 млрд р. ежегодно).

В 2005-2006 гг. объемы ГРП будут реализованы в основном в районах планируемой нефтегазодобычи – в Колвависовском, Лайско-Лодминском, Верхнеадзвинском, Харьга-Усинском и Хоседаюском НГР, а в 2007-2010 гг. – в районах, прилегающих к ним, и в новых районах, в том числе на юге Хорейверской впадины, на гряде Чернышева в Хоседаюском НГР, в Косью-Роговской впадине, Малоземельско-Колгуевской моноклинали и Коротаихинской впадине.

Эффективность подготовки запасов в денежном выражении также будет постепенно снижаться с 6 дол/т в начале проектируемого периода и до более 8 дол/т в конце него.

В случае невосполнения добычи нефти новыми приростами запасов в Ненешком АО поддержание ее на стабильном уровне более 20 млн т/год возможно и в период 2020-2030 гг. При более интенсивном освоении (отбор – 25-30 млн т в год) необходимый уровень восполнения добычи запасами промышленных категорий для поддержания ее на стабильном уровне составляет 14-16 млн т ежегодно (простое воспроизводство) начиная с 2008 г. Более низкие темпы подготовки новых запасов (при ежегодном приросте запасов нефти на уровне 10-12 млн т) приведут к существенному снижению добычи нефти после 2020 г. (до 16 млн т в 2030 г. и 12 млн т в 2040 г.).

Подпрограмма воспроизводства запасов УВ в Республике Коми на период до 2020 г.

Основной задачей подпрограммы является обеспечение сырьевой базы нефтегазодобывающей отрасли рес-

публики путем простого воспроизводства запасов УВ промышленных категорий.

Для простого восполнения текущего отбора УВ в 2004-2010 гг. необходимо обеспечить ежегодный прирост запасов в объеме 15-19 млн т у.т., в том числе 14-17 млн т нефти и 2-4 млрд м³ газа. Подготовка запасов УВ должна быть восполнена (с учетом подтверждаемости) приростом ресурсов УВ категории С₃ в объеме 25-30 млн т нефти и 8-10 млрд м³ газа ежегодно.

Решение задачи воспроизводства УВ предусматривает проведение ГРП на следующих направлениях:

1. Доизучение разрабатываемых и подготовленных к разработке месторождений нефти и газа с целью перевода запасов категории С₂ в категорию С₁.

2. Подготовка промышленных запасов нефти и газа на перспективных структурах в районах нефтегазодобычи и прилегающих к ним территориях для расширения разведанной ресурсной базы добывающих предприятий, преимущественно в пределах Колвависовского, Лайско-Лодминского, Верхнелыжско-Лемъюского, Велью-Тэбукского, Кыртаельско-Печорогородского и Среднепечорского НГР.

3. Сосредоточение поисковых работ на нефть с целью выявления и подготовки промышленных запасов:

- в Северо-Ухтинской перспективной ЗНН Ухта-Ижемского НГР;

- в Нерицкой перспективной рифогенной ЗНН Тобышско-Нерицкого НГР;

- в Зверинецкой перспективной ЗНН Лайско-Лодминского НГР;

- на гряде Чернышева в Хоседаюском НГР.

4. Сосредоточение поисковых работ на газ в перспективных зонах газонакопления с целью выявления и подготовки в них промышленных запасов:

- на сочленении Большесынинского НГР;

- на юге Вуктыльского НГР;

- в Интинско-Лемвинском и Кочмесском НГР.

5. Увеличение объемов поисковых работ с целью открытия новых месторождений и залежей УВ в уже известных, но слабо изученных зонах, в том числе:

- на нефть:

- в Ижемской рифогенной ЗНН Тобышско-Нерицкого НГР;

- в Лайско-Лодминском НГР на тер-

ритории, расположенной между подготовленными к разработке месторождениями Шапкина-Юрьянского вала и Усинско-Возейской группы;

- на юге Хорейверской НГО в Сынянырдской ЗНН;

- на газ:

- на юге Верхнепечорского НГР и в Курьинско-Патраковском НГР;

- на севере Жебольского НГР.

Для обеспечения простого воспроизводства запасов УВ в 2004-2010 гг. на новых наиболее перспективных участках нераспределенного фонда (исходя из достигнутых показателей эффективности бурения – 200 т/м) необходимый объем глубокого бурения должен составить 439,5 тыс. м. Кроме того, на участках распределенного фонда объем бурения составит 95,2 тыс. м. Всего необходимый объем бурения по республике оценивается в 534,7 тыс. м. Для подготовки объектов к бурению планируемый объем сейсморазведочных работ 2D составит 20,5 тыс. км.

Прирост запасов УВ за счет ГРП, планируемых на новых участках в 2004-2010 гг., ожидается в объеме 74,5 млн т нефти и 5,0 млрд м³ газа и на распределенном фонде еще дополнительно 20,5 млн т у.т. (т.е. суммарный прирост запасов УВ – 100,0 млн т у.т.). Такой прирост позволит обеспечить простое восполнение запасов УВ.

Необходимый объем затрат на проведение ГРП за период 2004-2010 гг. оценивается в 22,1 млрд р. (по 3,2 млрд р. ежегодно).

При достижении более высокой эффективности ГРП (300 т/м) необходимый объем бурения для получения простого воспроизводства запасов УВ в период 2004-2010 гг. должен составить 383,4 тыс. м. При этом необходимый объем затрат на проведение ГРП за этот период оценивается в 16,8 млрд р. (по 2,4 млрд р. ежегодно).

В 2005-2006 гг. объемы ГРП будут реализованы в основном в Колвависовском, Кыртаельско-Печорогородском, Верхнелыжско-Лемъюском районах нефтегазодобычи, а также Велью-Тэбукском НГР, а в 2007-2010 гг. – в районах, прилегающих к ним, и в новых районах, в том числе на гряде Чернышева в Хоседаюском НГР, в Косью-Роговской впадине в Интинско-Лемвинском и Кочмесском НГР, в Ижемской рифогенной зоне Тобышско-Нерицкого НГР, в Лайско-Лодминском НГР, на севере Жебольского

НГР, на юге Хорейверской впадины в Сынянырдской ЗНН, на юге Верхнепечорской впадины в Курьинско-Патраковском НГР.

Эффективность подготовки запасов в денежном выражении также будет постепенно снижаться и составит в начале проектируемого периода 5-6 дол/т и более 8 дол/т в конце него.

В случае невосполнения добычи нефти запасами уже в ближайшей перспективе (в 2015-2020 гг.) по территории Республики Коми произойдет резкое сокращение годовой добычи, и к 2030 г. она не превысит уровня 3-4 млн т, что, естественно, не обеспечит потребности и энергетическую безопасность региона [3]. Необходимый уровень восполнения добычи нефти запасами промышленных категорий для ее поддержания в период 2015-2030 гг. (на уровне 11-12 млн т) составляет 12-13 млн т ежегодно, и с учетом периода времени от опейсывания до ввода в освоение такой уровень должен быть обеспечен уже начиная с 2005 г. (расширенное воспроизводство запасов). Выполнение этой задачи с учетом степени разведанности и изученности территории Республики Коми представляется маловероятным без увеличения финансирования ГРП более чем в 3 раза. Более реально выглядит прогноз на период 2004-2020 гг., обеспечивающий постепенное снижение уровней добычи после 2020 г. от 10-12 до 7-8 млн т к 2030 г. Реализация такого сценария возможна при ежегодном (на период 2004-2020 гг.) приросте запасов нефти в 10-12 млн т (простое воспроизводство).

При этом необходимо отметить, что часть запасов будет восполнена за счет доразведки выявленных перспективных участков и перевода запасов категории C_2 в категорию C_1 , а часть будет выявлена на новых направлениях, требующих как существенно больших затрат, так и большего временного периода на организацию добычи.

При ежегодном приросте запасов нефти на новых месторождениях Республики Коми на уровне 3-4 млн т (наиболее вероятно при условии ограниченного бюджетного финансирования) прогнозируемый уровень добычи не обеспечивается восполнением запасов (коэффициент воспроизводства составит 0,5-0,6) и не сможет существенно поддержать падение добычи нефти после 2020 г.

Таким образом, при условии своевременного проведения ГРП и подготовки запасов к освоению стабильная добыча нефти на суше ТПП на уровне более 30 млн т/год может быть обеспечена до 2030 г. и к 2050 г. может составить около 15 млн т/год.

При начале интенсивного освоения месторождений Печорского моря сегодняшние запасы (при умеренном варианте отборов – до 15 млн т/в год) обеспечат поддержание планируемого уровня добычи нефти до 2020 г. Для реализации декларируемых в проекте “Стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала российского шельфа” уровней добычи нефти по месторождениям Печорского моря (до 25-30 млн т/год) потребуются подготовка и вовлечение в освоение новых запасов уже к 2015 г., а поддержание этого уровня – дополнительной подготовки не менее 30 млн т нефти в год.

При отсутствии новых подготовленных к освоению запасов обвальное падение добычи нефти (как по умеренному, так и оптимистическому варианту) на месторождениях ТПП прогнозируется в 2023-2031 гг., когда она снизится с 22 млн т в начале периода до 12 млн т в конце него [2].

Исходя из достигнутых показателей эффективности ГРП для обеспечения простого воспроизводства запасов УВ на новых наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности участках в районах нефтегазодобычи, а также на участках распределенного фонда недр за счет собственных средств предприятий необходимый объем глубокого бурения в ТПП должен составить в 2004-2020 гг. 2,3 млн м, а прирост запасов нефти и газа – 527 млн т у.т. Затраты на проведение ГРП должны составить 153,0 млрд р. При условии достижения более высокой эффективности работ (по Ненецкому АО – 500 т/м и Республике Коми – 300 т/м) минимально необходимый объем глубокого бурения оценивается в 1,6 млн м, а затраты на ГРП в 111 млрд р. В варианте расширенного воспроизводства (с коэффициентом 1,3) прирост запасов УВ составит более 688 млн т у.т. (см. табл. 1; рис. 1, 2, 3).

Подпрограмма лицензирования

Проведение ГРП только на объектах распределенного фонда недр не позволит поддерживать добычу в Рес-

публике Коми уже в ближайшие годы. Резерв промышленных запасов категории C_2 на территории Ненецкого АО позволяет надеяться на воспроизводство запасов, обеспечивающее поддержание добычи на период только до 2020 г.

ГРП в случае их проведения только в пределах перспективных участков распределенного фонда не позволят в ближайшее время компенсировать добычу приростами запасов УВ (коэффициент воспроизводства в целом по ТПП не превысит 0,3).

Таким образом, освоение нераспределенного фонда недр должно быть направлено на обеспечение и развитие добычи в регионе как за счет уже разведанных запасов, так и за счет подготовки запасов на новых объектах.

Изучение и дальнейшее освоение объектов нераспределенного фонда недр неразрывно связано с лицензированием.

Реализация подпрограммы лицензирования месторождений и участков нераспределенного фонда недр оптимизирует объемы инвестирования, объемы ГРП и обеспечивает достижение необходимых объемов воспроизводства запасов.

Представляется целесообразным при долгосрочных прогнозах рассматривать и сам процесс лицензирования во временных срезах.

Для территории ТПП с ее морским продолжением в соответствии с намеченными вариантами воспроизводства запасов (простое и расширенное) предпринята попытка составить взаимоувязанные и скоординированные по срокам представления программы лицензирования с целью геологического изучения недр на УВ.

На каждом из выделенных лицензионных участков, в зависимости от степени его изученности, намечен объем необходимых ГРП и на основании этого рассчитаны требуемые инвестиции на их проведение.

Суммарная площадь перспективных территорий Ненецкого АО, Республики Коми и акватории Печорского моря составляет 424 тыс. км², в том числе распределенного фонда недр по состоянию на 01.01.2004 г. – 51 тыс. км² (12 %), по суше ТПП – 41,7 тыс. км² (14,3 %) (табл. 2).

Основные показатели проекта подпрограммы лицензирования месторождений и участков недр в ТПП и на шельфе Печорского моря на период 2004-2020 гг. приведены в табл. 3.

Рис. 1. Прогнозные уровни добычи нефти по ТПП

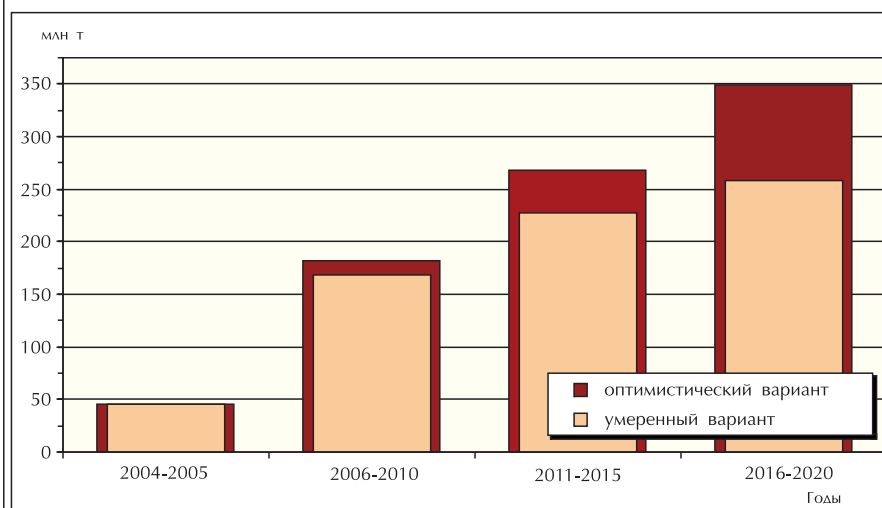


Рис. 2. Необходимые приросты запасов нефти по ТПП в зависимости от уровня ВМСБ

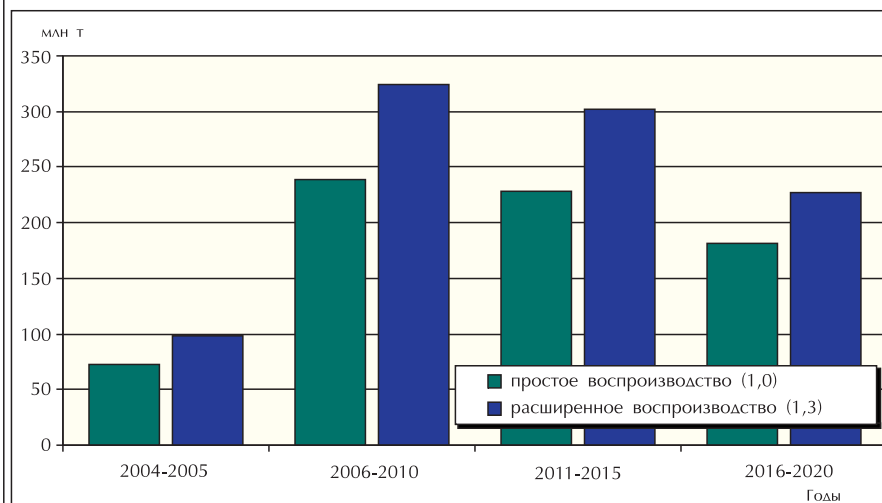
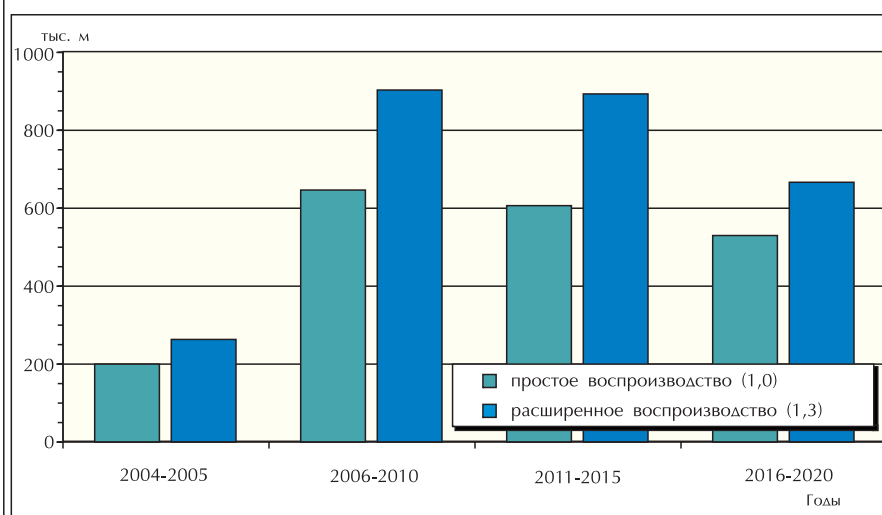


Рис. 3. Планируемые объемы глубокого бурения на нефть и газ по ТПП



Ненецкий АО. Площадь участков распределенного фонда недр по состоянию на 01.01.2004 г. на территории Ненецкого АО составляет 16,6 тыс. км² (5,7 % площади перспективных территорий).

В 2005-2010 гг. на территории округа предлагается включить в программу лицензирования все 40 месторождений, находящихся (по состоянию на 01.01.2005 г.) в нераспределенном фонде недр.

Подпрограммой лицензирования на 2005 г. предусматривается, что в пользование на основе аукционов и конкурсов будут предоставлены 7 участков, включающих 21 месторождение. Суммарно указанные месторождения включают запасы нефти категории С₁, составляющие 66 % всех учтенных запасов нераспределенного фонда недр. Из наиболее крупных месторождений выделяется группа месторождений, компактно расположенных в центральной и северо-восточной частях Хорейверской впадины – им. А.Титова, им. Р.Требса, Северо-Хоседаюское, Западно-Хоседаюское, Висовое, Сюрхаратинское и др.

Подпрограммой лицензирования на период 2006-2010 гг. предусматривается, что в пользование на основе аукционов и конкурсов будут предоставлены 19 месторождений. Запасы нефти категории С₁ составляют 33,8 %, а запасы газа – почти 100 % всех учтенных запасов нераспределенного фонда недр.

Из наиболее крупных месторождений, предлагаемых к включению подпрограммой лицензирования 2006-2010 гг., отмечаются три компактно расположенных на Шапкина-Юрьянском валу: Кумжинское, Ванейвиское и Корвинское.

Для геологического изучения предлагаются 43 участка, начальные суммарные ресурсы которых составляют: по нефти – 360 млн т, по газу – 138 млрд м³. Участки расположены в Печоро-Колвинской, Хорейверской, Варандей-Адзвинской, Северо-Предуральской НГО и Малоземельско-Колгуевском НГР. Перспективы нефтегазоносности предлагаемых участков связываются с ордовикско-нижнедевонским, среднедевонско-нижнефранским, семилукско-турнейским, верхневизейско-нижнепермским и верхнепермско-триасовым нефтегазоносными комплексами (НГК).

В результате лицензирования площадь участков распределенного фонда недр по состоянию на 01.01.2021 г.

Таблица 2. Динамика изменения площадей распределенного и нераспределенного фондов недр на территории ТПП в результате лицензирования

Площадь	По состоянию на 01.01.2004 г.,		По состоянию на 01.01.2021 г.	
	км ²	%	км ²	%
Перспективная	291,7	100	291,7	100
распределенного фонда	41,7	14,3	92,4	31,7
нераспределенного фонда	250,0	85,7	199,3	68,3
В том числе участков геологического изучения	68,8	23,6	88,4	30,3

Таблица 3. Проект подпрограммы лицензирования в ТПП и на шельфе Печорского моря на период 2004-2020 гг.

Годы	Число месторождений (аукцион, конкурс)	Число участков геологического изучения	Планируемые показатели			
			объемы ГРП		прирост запасов УВ	
			сейсморазведка, тыс. м	бурение, тыс. м	нефть, млн т	газ, млрд м ³
2004-2005	44	66	10,3	156,8	69,8	0,0
2006-2010	31	58	28,0	571,8	226,2	11,0
2004-2010	75	124	38,3	728,6	296,0	11,0
2011-2015	*	*	24,8	555,6	197,1	20,0
2016-2020	*	*	19,2	427,8	121,3	30,0
2011-2020	*	*	44,0	983,4	318,4	50,0
2004-2020	*	*	82,3	1712,0	614,4	61,0

* На период 2011-2020 гг. данные показатели не разработаны.

на территории Ненецкого АО составит 40,3 тыс. км² (13,8 % площади перспективных территорий) и, кроме того, площадь участков геологического изучения составит 44,1 тыс. км² (15,1 %).

Республика Коми. Площадь участков распределенного фонда недр по состоянию на 01.01.2004 г. на территории Республики Коми составляет 25,1 тыс. км² (8,6 % площади перспективных территорий).

Всего по 156 действующим лицензиям на территории республики работают 50 предприятий-недропользователей.

В программный перечень участков недр, утвержденный МПР России для осуществления лицензирования по Республике Коми, включено 9 месторождений, 36 участков на геологическое изучение и 3 участка – на геологическое изучение с последующей разведкой и добычей. Прогнозные ресурсы нефти по участкам оцениваются в 219 млн т, свободного газа – 31 млрд м³.

В 2005-2010 гг. на территории республики подпрограммой лицензирования предлагается 17 месторождений, находящихся в нераспределенном фонде недр, 12 из которых газовые, 2 нефтегазовые, 1 газонефтяное, 2 газоконденсатные и 9 нефтяные.

Для геологического изучения на период 2005-2010 гг. предлагается 34 участка с ресурсами нефти 441 млн т, газа – 442 млрд м³.

Всего по участкам 2006-2010 гг. прогнозные ресурсы нефти составляют 94,3 млн т, газа – 362 млрд м³, которые сосредоточены в четырех НГО: Тиманской, Ижма-Печорской, Хорейверской и Северо-Предуральской. Перспективы нефтегазоносности предлагаемых к лицензированию участков связываются с ордовикско-нижнедевонским, среднедевонско-нижнефранским, семилюкско-турнейским, верхневизейско-нижнепермским и верхнепермско-триасовым НГК.

В результате лицензирования площадь участков распределенного фонда недр по состоянию на 01.01.2021 г. на территории Республики Коми составит 52 тыс. км² (17,8 % площади перспективных территорий) и, кроме того, еще 44,3 тыс. км² (15,2 % перспективной площади) будет лицензировано с целью геологического изучения.

Печорское море. По оценкам ряда нефтегазодобывающих компаний (ОАО "Газпром", ОАО "Роснефть") максимальный уровень ежегодной добычи нефти в Печорском море в период 2010-2020 гг. составит 14-15 млн т.

Оценки возможного уровня добычи нефти, выполненные во ВНИГРИ, показывают принципиальную возможность достижения в умеренном варианте максимального уровня добычи 15 млн т (при условии вовлечения в освоение всех выявленных на сегодня месторождений в Печорском море и перевода запасов категории С₂ в категорию С₁ с коэффициентом подтверждения 0,5) и в интенсивном варианте – уровня добычи 25 млн т (при условии вовлечения в освоение всех выявленных на сегодня месторождений в Печорском море и перевода запасов категории С₂ в категорию С₁ с коэффициентом подтверждения 0,8, а также дополнительного вовлечения запасов новых месторождений в объеме 200 млн т).

При начале широкомасштабной добычи нефти на месторождениях Печорского моря прирост запасов до 2020 г. может быть обеспечен в основном за счет доразведки ранее выявленных месторождений, а также проведения ГРП на новых перспективных участках.

Прирост запасов категории С₁ за счет доразведки пяти месторождений ожидается в объеме 172 млн т; запасов категории С₂ – 343,7 млн т (с коэффициентом перевода 0,5). За период 2004-2010 гг. большая часть месторождений будет доразведана, и ожидаемый прирост запасов нефти категории С₁ составит 50 млн т, за период 2011-2020 гг. – 90 млн т.

По новым участкам, на которые будут выданы лицензии с целью геологического изучения, прирост запасов нефти за период 2005-2010 гг. (по результатам бурения трех скважин) ожидается в объеме 15 млн т, в 2011-2020 гг. (по результатам бурения 14 скважин) – 70 млн т.

Для обеспечения ожидаемого прироста запасов нефти необходимо проведение ГРП в следующих объемах:

в 2005-2010 гг. разведочное бурение – 10 скважин общим метражом 28 тыс. м, в 2011-2020 гг. – 18 скважин общим метражом 75,6 тыс. м; сейсморазведка 3D – 1180 км².

Большую часть объема ГРП на Приразломном, Долгинском, Медыньском-море и Варандей-море месторождениях необходимо выполнить до 2010 г.

В период 2010-2020 гг. разведочные работы будут проводиться на Северо-Гуляевском месторождении, Алексеевской и Русской структурах.

Таким образом, по территории ТПП и прилегающей акватории Печорского моря подпрограммами воспроизводства запасов и лицензирования предусмотрено, что в период 2005-2006 гг. будут выданы лицензии практически на все основные месторождения нефти, а в 2007-2010 гг. – газа. Всего за период 2005-2010 гг. в ТПП будут распределены запасы по 71 месторождению: нефти в объеме 406 млн т, газа – 260 млрд м³.

Разведанные сегодня запасы нефти и газа как на суше, так и на прилегающих акваториях региона не позволяют надеяться на достижение уровней ежегодной добычи нефти более 30-35 млн т, газа – 10 млрд м³ на продолжительный период, что не может обеспечить даже внутренние потребности Северо-Западного региона после 2010 г.

Инвестиционные потребности для реализации как умеренного, так и оптимистического вариантов добычи нефти в принципе могут быть обеспечены за счет заинтересованных компаний. При этом следует иметь в виду, что удельная капиталоемкость оптимистического варианта в 1,5 раза выше, чем умеренного.

Оценка налоговых поступлений (в бюджеты всех уровней), связанных с

разработкой месторождений нефти, определенная исходя из уровней добычи по суше и прилегающей акватории Печорского моря, показала, что сумму основных прямых налогов и платежей, получаемых государством с каждой 1 т добытой нефти, можно определить в объеме более 1000 р/т (34 дол/т). Следовательно, каждый добытый 1 млн т нефти в Северо-Западном регионе может принести государственному бюджету налоговые поступления на сумму не менее 1 млрд р. (34 млн дол.). Возможный объем прямых налоговых поступлений в государственные бюджеты всех уровней оценивается в период 2004-2020 гг. в объеме 920 млрд р. (32 млрд дол.) по умеренному варианту и 1150 млрд р. (39 млрд дол.) по оптимистическому.

Реализация намеченных в программе объемов ГРП на новых лицензионных участках позволит достигнуть намеченные в “Энергетической стратегии России на период до 2020 года” уровни добычи нефти в ТПП и прилегающей акватории Печорского моря на продолжительный период, а также способствовать социально-экономическому развитию региона в долгосрочной перспективе.

Литература

1. Белонин М.Д. Воспроизводство запасов СЗФО. Региональный аспект

/ М.Д.Белонин, О.М.Пришепа // Нефтегазовая вертикаль. – 2004. – № 4. – С. 41-46.

2. Белонин М.Д. Ресурсная база и сценарий развития ТЭК / М.Д.Белонин, О.М.Пришепа // Нефтегазовая вертикаль. – 2004. – № 4. – С. 36-40.

3. Белонин М.Д. Обеспеченность ресурсами нефти развития трубопроводного транспорта в Северо-Западном регионе России / М.Д.Белонин, Р.Р.Мурзин, О.М.Пришепа // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2003. – № 4. – С. 23-29.

4. Белонин М.Д. Ресурсная база углеводородов Северо-Западного федерального округа как основа развития ТЭК / М.Д.Белонин, О.М.Пришепа, А.А.Отмас. Сб. материалов 2-го Международного форума “Топливно-энергетический комплекс России: региональные аспекты”. – СПб., 2002. – С. 32-37.

5. Белонин М.Д. Перспективы освоения сырьевой базы нефти Северо-Западного федерального округа / М.Д.Белонин, О.М.Пришепа // Нефтегазовая вертикаль. – 2003. – № 17. – С. 35-40.

СЕВЕРНЫЙ РАЙОН РУССКОЙ ПЛИТЫ – РЕЗЕРВ НАРАЩИВАНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ СТРАНЫ

Т.В.Владиминова, Д.Л.Федоров (НТЦ “Рифей”), **И.Н.Капустин** (ГЕОХИ им. В.И.Вернадского)



Татьяна Васильевна
Владиминова, старший
научный сотрудник,
кандидат геолого-мине-
ралогических наук



Дмитрий Леонидович
Федоров, научный
руководитель, доктор
геолого-минералогиче-
ских наук, профессор



Игорь Николаевич
Капустин, ведущий
научный сотрудник,
доктор геолого-мине-
ралогических наук

Необходимость скорейшего преодоления устойчивой тенденции снижения уровня добычи углеводородного (УВ) сырья и показателей эффективности геолого-разведочных работ (ГРР) на нефть и газ в европейской части страны возобновила интерес отдельных субъектов Российской Федерации и нефтегазодобывающих компаний к ранее изучавшимся территориям и нетрадиционным направлениям поиска и разведки. Одним из них является оценка нефтегазового потенциала верхнепротерозойских толщ европейского севера России, по результатам предыдущих исследований (1963–1976 гг.) отнесенных к категории малоперспективных. Администрация Архангельской области способствовала созданию альянса компаний-инвесторов, который финансирует региональные нефтегазопроисследовательские исследования на низменных пространствах Онего-Двинско-Мезенской равнины.

Эта территория, образующая окраинную часть Русской плиты, занимает северный фрагмент региональной полосы погруженного залегания фундамента, расположенный к востоку и югу от выхода на поверхность кристаллических пород архея Балтийского щита. Ее основанию отвечает многоугольная асимметричная глыба континентальной коры, восточный склон которой шарьяжно перекрыт серией чешуй дислоцированных толщ верхнего протерозоя Варангер-Тиманского подвижного пояса, сложно надвинутых друг на друга. Она характеризуется интенсивной тектонической расчлененностью, значительным перепадом глубин и резкой гипсометрической дифференциацией. Структурный рисунок представлен сложной взаимосвязанной системой закономерно чередующихся положительных и отрицательных тектонических форм.

Серией высокоамплитудных и протяженных глубинных разломов северо-запад – юго-восточного направления, протягивающихся с Балтийского щита, эта глыба континентальной коры рассечена на протяженные блоки разной ширины, которые образуют кла-

вишнюю систему сопряженных горст-грабеновых структур. Предположения о присутствии в фундаменте северной части Русской плиты грабенообразных дислокаций появились более 50 лет назад. В конце прошлого века эти структуры были объединены в Беломорскую (правильнее ее именовать Беломорско-Мезенской) систему и идентифицированы в ранге рифта (А.С.Балуев, М.И.Добрынина, В.М.Моралев).

В составе этой системы выделяются четыре палеорифтовые структуры – с севера на юг: Сафоновская, Лешконская (группа северных грабенов), Керещко-Пинежская, Кандалакшско-Северодвинская (группа южных грабенов). Этот ансамбль субпараллельных грабенов (структуры северной группы “упираются” в Канино-Тиманскую гряду, южной – “обрезаются” Среднерусским авлакогеном) компактно и достаточно равномерно размещен на пространстве около 600 км от побережий Мезенской и Чешской губ на севере до Онежского полуострова и верхнего течения Северной Двины на юге. В грабенах фундамент погружен до отметок –8...–10 км (на отдельных участках он предполагается и на больших глубинах), на разделяющих горстах и выступках – залегает на отметках, не превышающих –4 км.

На породах фундамента с угловым и стратиграфическим несогласиями залегает осадочная толща верхнего протерозоя – фанерозоя. Тектоническое районирование территории, проведенное по морфоструктурному принципу, позволяет выделять в северной части Русской плиты два крупных отрицательных элемента – Мезенскую синеклизу и Предтиманский прогиб. Значительную (до 70 %) долю осадочного выполнения, превышающего 0,9 млн км³, занимают мощные метаморфизованные породы рифея. Они распространены практически повсеместно на площади, превышающей 250 тыс. км². Отсутствие их установлено лишь на двух небольших по площади участках в восточной и южной частях Мезенской си-

неклизы: в среднем течении Мезени (на Ценогорском выступе фундамента) и в нижнем течении Пинеги (на Уфтыгском выступе фундамента). Толща пород рифейского возраста существенно нивелирует ярко выраженную и рельефную структуру поверхности фундамента, так как не только заполняет грабенообразные прогибы, но и полностью перекрывает горстообразные выступы. Это принципиально отличает северную часть Русской плиты от остальной ее территории (и, в частности, от Московской синеклизы) и позволяет датировать заложение Мезенской синеклизы, одного из крупнейших тектонических элементов, рифейским временем.

Рифейские породы повсеместно перекрывают терригенные образования верхнего венда (валдайская серия) – нижнего кембрия (балтийская серия). Их мощность на западе Мезенской синеклизы составляет 500-700 м, в центре – 1169 м (скважина 1 Усть-Няфтинская), на востоке – 1278 м (скважина 1 Ценогорская). Предтиманский прогиб отличается более высокими мощностями: в скважине 1 Оменская она достигает 1686 м, 1 Койнасская – 1527 м (вскрытая), 1 Кельтменская – 1680 м (в ней предполагается присутствие нижней части венда). Вендские отложения в свою очередь перекрыты толщей фанерозоя (средний девон – нижний мел), мощность которой на большей части территории не превышает 1000-1200 м.

Промышленные скопления УВ на рассматриваемой территории пока не открыты. Однако имеются веские факты, позволяющие положительно оценивать перспективы ее нефтегазоносности. Они связываются с верхнепротерозойским интервалом разреза, так как почти 30 лет назад было установлено, что фанерозойские образования с этих позиций не представляют практического интереса. Следует подчеркнуть, что северная часть Русской плиты к настоящему времени является одним из наименее изученных потенциально нефтегазоносных регионов России. Основные объемы выполненных здесь буровых (полтора десятка глубоких скважин: 3 опорные, 7 параметрических и 5 поисковых) и геофизических (более 9 тыс. км региональных, в том числе и в речном варианте, и площадных профилей МОВ, около 4 тыс. км профилей КМПВ) работ приходятся на 60-70-е гг. прошлого столетия.

The area occupies the northern fragment of the regional belt of the submerged basement located between the Baltic crystalline shield in the west and Timan Ridge in the east. The submerged block of the basement split by a series of faults forms a conjugate system of horst-fault through structures. The strata of Riphean sedimentary rocks levels this pronounced system and not only fills deep grabens, but also overlaps horst-like noses (forming the Mezen syncline). The basement is submerged in grabens to a depth of up to 8-10 km. Vendian (up to 1,700 m) and Phanerozoic deposits are of inferior importance.

Wide-spread occurrence (about 250 sq.km) and great thickness of the Proterozoic sedimentary complex forming a wide range of local structures are favorable for oil and gas presence in this basin. The complex structure of the basin and imperfection of seismic refraction and reflection methods used in the 60s-70s of the last century, probably, explain why fifteen deep wells drilled within such a vast territory resulted in no discovery of hydrocarbon accumulations.

At present, the situation has fundamentally changed. Commercial oil and gas accumulations are revealed both east (Eastern Siberia) and southwest (the Pripyat trough) of the Mezen syncline.

Regional seismic studies conducted early this century to the order of the Alliance of Companies (LUKoil, Gazprom, and Tatneft) enabled to receive absolutely new information on the structure of the sedimentary cover, including on localization of large structural traps such as the Mezen-Vashkinskaya and Poltinsko-Yelkibskaya zones of uplifts within it. Poor exploration maturity of the pre-Timan zone should also be taken into account. Its sedimentary cover of increased thickness includes Paleozoic Carboniferous-Devonian deposits in the north (the Peshsky trough) and salt-bearing section overlapping carbonaceous and possibly reef formations in Riphean deposits in the south (Vychegodsky trough).

The Nefinsky, Kimzhinsky, and Mezen swells, as well as the Vashkinsky arch in the central part of the syncline and a group of structural faults in the Vychegodsky trough are most prepared for the reconnaissance stage.

Recent researches of the Riphean section show that accumulation of sediments mainly occurred in marine paleogeographic environments, within the vast basin with the development of single biota, accumulation and transformation of organic matter; and this is of importance in view of possible oil and gas presence in the Riphean complex.

Однако почти все опорные и параметрические скважины осветили лишь верхнюю, небольшую по стратиграфическому диапазону часть рифейского разреза, а поисковые – практически не выполнили поставленных перед ними геологических задач. Заложенные на поднятиях, выявленных сейсморазведкой МОВ, они оказались не в оптимальных структурных условиях по докембрийским образованиям. Это связано с тем, что применявшиеся в сейсморазведке аппаратурно-методические средства наблюдений и технологии интерпретации не отличались высокой геологической эффективностью. Они позволяли проследить сейсмические границы только в мезозойско-палеозойской части разреза, но не предоставили достоверной информации о строении его протерозойского интервала. Именно тот факт, что техническая база ГРП, в первую очередь сейсмических, не позволила удовлетворительно решить задачу поисков залежей нефти и газа в древних толщах, и явился веским аргументом в пользу возобновления региональных нефтегазопроисловых исследований на территории Онего-Двинско-Мезенской равнины.

В отличие от предыдущих современных модификации сейсморазведки являются надежным поставщиком сведений о структурных особенностях нижних стратиграфических интервалов осадочной толщи. Их внедрение в практику ГРП способствовало возобновлению региональных исследований в северной части Русской плиты в 90-х гг. прошлого века. Выполненные за последнее десятилетие комплексные геофизические профили (сейсморазведка МОГТ на них дополнена электроразведкой и высокоточной гравиметрией) общей протяженностью более 3,5 тыс. км (ФГУ ГНПП "Спецгеофизика", ЗАО "Архангельскгеолразведка", ОАО "Севергеофизика", ОАО "Костромагеофизика") и более 4 тыс. км комбинированных 3-компонентных многоволновых глубинных сейсмических наблюдений ГСЗ-МВСЗ (Центр ГЕОН) позволили получить достоверные и принципиально новые данные о внутренней структуре и гипсометрии верхнепротерозойской части разреза и уточнить положение поверхности кристаллического фундамента. Пробуренные параметрические скважины (21 Среднеяфтинская, 1 Сергеевская, 1 Сторожевская, 1 Кельтменская) дали пред-

ставления о литологических особенностях разреза вендских и верхне-среднерифейских отложений и показали, что стратиграфическая привязка прослеженных в них отражающих горизонтов достаточно надежна.

Несмотря на то, что изучение региона только начинается, анализ этих первых, крайне немногочисленных геолого-геофизических материалов позволяет сделать фундаментальный научный вывод: в толще пород рифейского возраста, характеризующейся наличием суммы предпосылок, необходимых для развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, и на этом основании рассматриваемой в качестве потенциально нефтегазоносного комплекса, наиболее перспективного для проведения ГРП, присутствует широкий набор типично платформенных структур разных размеров, морфологии, генезиса и механизма образования, которые могут содержать скопления нефти и газа. С этих позиций часть из них, занимающая гипсометрический интервал, технически доступный для бурения (глубины не более 4,0–4,5 км), несмотря на невысокую степень геолого-геофизической изученности, может представлять поисковый интерес.

Поверхность рифейских отложений полого погружается (до отметок –2,5...–3,0 км) в восточном и юго-восточном направлениях от склонов Балтийского щита к Канино-Тиманской гряде. Области наиболее глубокого ее залегания расположены в междуречье Мезени и Пинеги (до –3,3 км) и на побережье Чешской губы (до –4,5 км). Погружение имеет волнистый характер и обрисовывает обширную незамкнутую депрессионную область асимметричного строения, которую образует взаимосвязанная система платформенных складок, представленная закономерно чередующимися линейными положительными и отрицательными тектоническими формами (зонами поднятий и прогибами), достаточно пологими и сложно сопряженными между собой. Это чередование и обуславливает волнистость рифейской поверхности, придавая ей, в отличие от поверхности фундамента, гофрированный вид. Наличием пликтивных дислокаций в этом стратиграфическом интервале рассматриваемая территория принципиально отличается от других районов Русской плиты. Такие пологие структуры более типичны для платформенных областей, а не для палеорифтовых зон.

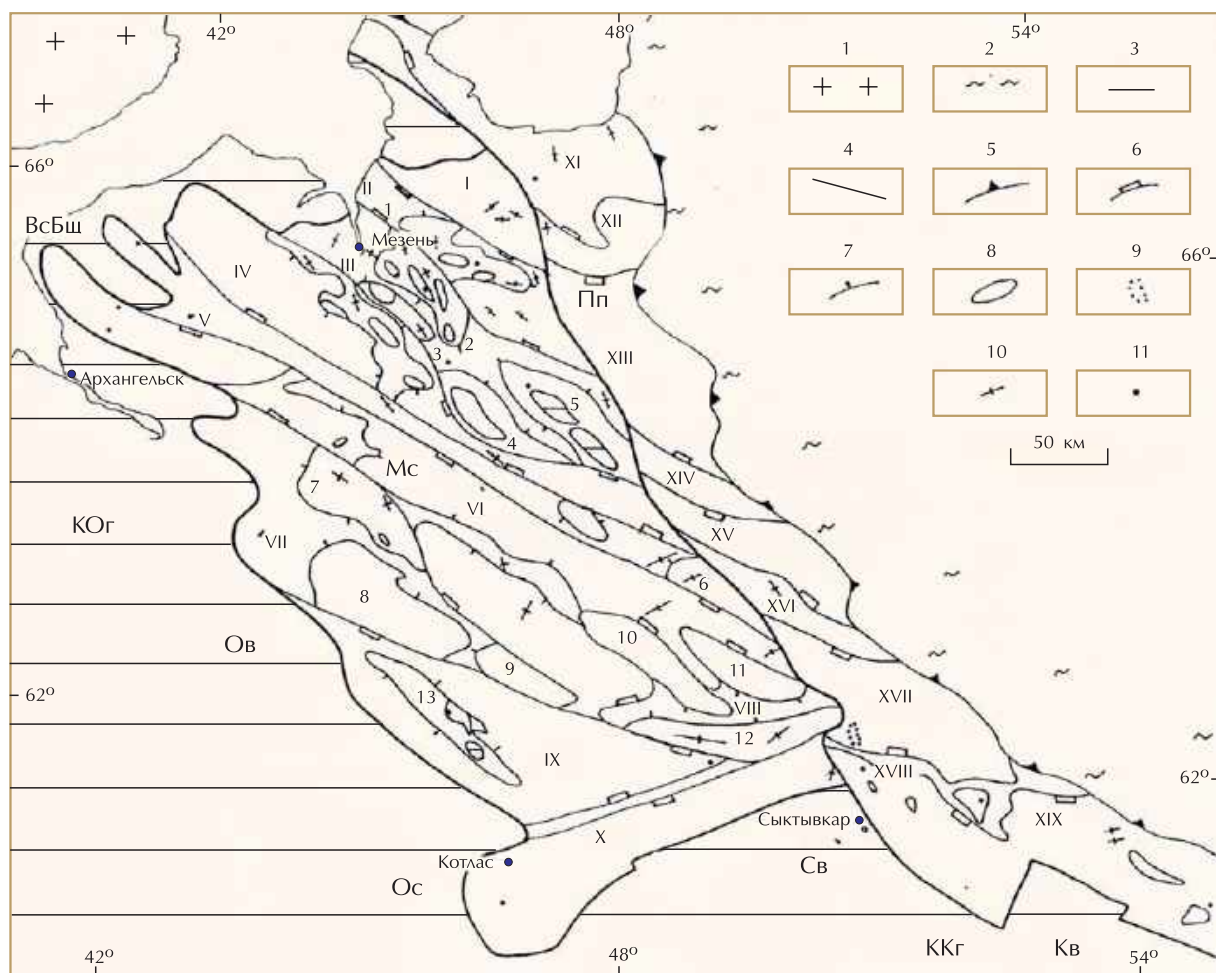
Ансамбль тектонических элементов рифейского комплекса формируют две зоны, заметно отличающиеся генеральным структурным рисунком. Первая из них, Мезенская, занимающая большую часть территории, характеризуется преобладающей тектонической зональностью северо-западного направления (290–300°). По этому признаку она резко отличается от сопредельных элементов Восточно-Европейской платформы (Канино-Тиманской гряды, Печорской и Московской синеклиз), но аналогична еще одному сопряженному с синеклизой элементу – Балтийскому щиту. Эту зональность создают закономерно чередующиеся пликтивные дислокации – поднятия и прогибы, часто не имеющие замкнутого контура. Первые из них отвечают горстам или выступам по поверхности фундамента, вторые – грабенам. Наибольшей протяженностью (до 420–500 км) характеризуются структуры, образующие центральную часть Мезенской синеклизы (Керецко-Пинежский и Лешуконский прогибы и разделяющая их Полтинско-Елькибская зона поднятий). К югу протяженность структур уменьшается до 300 км, к северу – до 270–120 км. Северо-западные фланговые окончания поднятий ограничены выступами фундамента, лишенными рифейских отложений, что доказано бурением на побережье Белого моря. Поэтому в его акватории продолжения они, скорее всего, не имеют. Прогибы же, судя по данным бурения, могут продолжаться и в акватории Белого моря. Такой достоверно установленной структурой является Кандалакшско-Онежский грабен. И лишь самый юго-восточный угол синеклизы, расположенный в низовьях Вычегды, характеризуется тектонической зональностью юго-западного направления (240°). Это связано с тем, что расположенный здесь Котласский прогиб наследует одноименный грабен фундамента. Он входит в состав Среднерусского авлакогена, более западные фрагменты которого осложняют осевую часть Московской синеклизы.

Вторая тектоническая зона, Предтиманская, приуроченная к Западно- и Юго-Западному Притиманью, прилегает к складчатым сооружениям п-ова Канин, Северного и Среднего Тимана. Они образуют Канино-Тиманскую гряду, которая надвинута на восточную часть Предтиманской зоны. Последняя очень резко меняет пространственную ориентировку, которая

строгим подчинена простиранию Варангер-Тиманского подвижного пояса. Изменение это происходит в районе побережья Чешской губы. Северо-западный фланг этой зоны, проходящий в основании п-ова Канин и далее продолжающийся в южную акваторию Баренцева моря, характеризуется северо-западным простиранием (290–300°). Оно аналогично тектонической зональности Варангер-Канинского сегмента подвижного пояса и Мезенской синеклизы и Балтийского щита. Несколько севернее 67-й параллели Предтиманская зона резко, практически под прямым углом, поворачивает на юг и меняет свое простирание с северо-западного на субмеридиональное (330–340°). В этой части ее ориентировка отвечает тектонической зональности Канино-Тиманского сегмента подвижного пояса и Печорской синеклизы.

Имеющиеся по территории Западного и Юго-Западного Притиманья немногочисленные данные сейсморазведки (в их числе два современных широтных профильных пересечения, отработанных “Севергеофизикой” и “Спецгеофизикой”) свидетельствуют о ступенчатом погружении поверхности фундамента и рифейской толщи в восточном направлении, чередовании в этой зоне глубокопогруженных и существенно приподнятых блоков фундамента (соответственно в пределах первых мощность рифейских отложений возрастает до нескольких километров, в пределах вторых – резко сокращается, но в том и другом случае достигает практически тех же величин, что и в центральной части Мезенской синеклизы) и шарьяжно-надвиговым характере западного склона Канино-Тиманской гряды. Результаты бурения единичных скважин указывают на молассоидный характер разреза верхнего венда. Это позволяет предположительно отождествлять Предтиманскую тектоническую зону с прогибом перед фронтом Канино-Тиманского горно-складчатого сооружения. Однако как единая погруженная система эта зона четко вырисовывается не по рифейским, а лишь по вышележащим отложениям венда и палеозоя, приобретающая в них черты, характерные для краевого или предгорного прогиба. По геологической природе, тектоническому положению, структурным и литологическим особенностям он напоминает Предуральский краевой прогиб. Поэтому по аналогии с пос-

Схема тектонического районирования рифейского потенциала нефтегазоносного комплекса



Области: 1 – выхода на поверхность пород кристаллического фундамента (Балтийский щит), 2 – распространения дислоцированных толщ рифейского возраста (Канино-Тиманская гряда), 3 – отсутствия рифейских отложений (породы фундамента перекрыты верхним вендом); 4 – границы Мезенской синеклизы и Предтиманского прогиба; 5 – фронт покровно-надвиговой зоны; элементы тектонического районирования: 6 – крупные (региональные), 7 – средние (зональные), 8 – мелкие (локальные); 9 – Сероговский соляной купол; 10 – антиклинальные перегибы по данным региональных сейсмических профилей; 11 – скважины, достигшие рифейских отложений.

Мс – Мезенская синеклиза, Пп – Предтиманский прогиб, сопредельные с ними структуры: ВсБш – Восточный склон Балтийского щита, КОг – Кандалакшско-Онежский грабен, Ов – Онежский выступ, Сс – Сухонская седловина, Св – Сысольский выступ, ККг – Казанско-Кажимский грабен, Кв – Камский выступ.

Региональные элементы тектонического районирования Мезенской синеклизы и Предтиманского прогиба: своды: I – Несско-Тылугский, VII – Выйско-Пинежский, VIII – Вашкинский; прогибы: II – Сафоновский, IV – Лешуконский, VI – Керешко-Пинежский, IX – Онежско-Северодвинский, X – Котласский; мегавал: III – Мезенский; зона поднятий: V – Полтинско-Елькибская; впадины: XI – Пешская, XIII – Верхнепезская, XV – Удорская, XVII – Вишерская, XIX – Вычегодская; поперечные поднятия: XII – Верхнеомское, XIV – Пыское, XVI – Небдинское, XVIII – Сторожевское. Зональные элементы тектонического районирования (положительные) Мезенской синеклизы: валы: 1 – Пезский, 2 – Няфтинский, 3 – Кимжинский, 4 – Мезенский, 5 – Ценогорский, 6 – Елькибский, 13 – Уфюгский; вершины: 7 – Выйская, 8 – Юльская, 9 – Пинежская, 10 – Западно-Вашкинская, 11 – Северо-Вашкинская, 12 – Чубская

ледним выделенные в Притиманье обширные погруженные линейные зоны (депрессии) следует именовать “впадинами”, а разделяющие их узкие изометричные структуры положительного знака – “поперечными поднятиями”.

Предложенная версия структуры поверхности рифейских отложений дает целостное и объективное представление о тектоническом плане

этого потенциально нефтегазоносного комплекса пород. Она позволяет проследить изменения региональных структур по простиранию и отметить в их пределах тектонические элементы, представляющие собой зональные и локальные объекты, наиболее перспективные с точки зрения их гипсометрии и морфологии для дальнейшего изучения, т.е. в первом приближении определить, а затем и

корректировать необходимые и оптимальные объемы геофизических работ с целью подготовки мест для заложения скважин. Комплексный структурно-тектонический и литолого-стратиграфический подход, на базе которого проанализированы основные нефтегазоперспективные характеристики региона, позволил рекомендовать ряд поисковых объектов. Они характеризуются приподнятым

залеганием рифейских отложений, разбросаны по всей территории, приурочены к региональным структурам как положительного, так и отрицательного знака: в Мезенской синеклизе – к Сафоновскому прогибу, Вашкинскому своду, Мезенскому мегавалу, Полтинско-Елькибской зоне поднятий, в Предтиманском прогибе – к Вычегодской впадине (рисунок).

В центральной части Сафоновского прогиба выделена система структур субширотной ориентировки, образующих Пезский вал. В контуре замкнутой стратоизогипсы –2,1 км его размеры 40х18 км. Вал осложнен двумя локальными поднятиями, на которых рифей залегает на глубинах менее 2 км. Эти структуры (Даниловская и Мосеевская) прослежены по всем отражающим горизонтам, фиксируемым в протерозойской части разреза, по поверхности рифея их размеры соответственно 20х10 и 13х8 км, амплитуды – 150 и 80 м. Пробуренная на территории Пезского вала скважина 1 Сафоновская заложена в депрессионной зоне, разделяющей эти поднятия. Интерес как объект дальнейшего изучения представляет также территория к востоку от Пезского вала. По данным сейсморазведки здесь намечена серия антиклинальных перегибов.

В пределах Мезенского мегавала (на данном этапе наиболее изученный на рассматриваемой территории: выполнены региональные и площадные работы МОГТ, пробурены три скважины) в качестве объектов дальнейших исследований рекомендуются Няфтинский, Кимжинский и Мезенский валы. Размеры первого из них в контуре стратоизогипсы –2,0 км составляют 65х25 км. Здесь сконцентрированы несколько локальных структур. Размеры Лофтуро-Айпинского поднятия по отражающему горизонту, отвечающему поверхности рифея, – 30х12 км, амплитуда – не менее 450 м. Материалы сейсморазведки показывают, что эти параметры заметно увеличиваются в нижней части разреза, где площадь структуры составляет около 1000 км². Ловушки нефти и газа могут быть как в своде поднятия, так и на его склонах, где установлены выклинивания песчаных пластов. Усть-Няфтинское поднятие прослеживается только по сейсмическому горизонту, приуроченному к поверхности рифейских отложений. Размеры его составляют 14х7 км, амплитуда – не менее 50 м. Ниже, по отра-

жающим горизонтам внутри рифейской толщи, наблюдается моноклиальное залегание пород. Скважины, пробуренные на этих поднятиях (1 Усть-Няфтинская и 21 Средненяфтинская), подтвердили глубины залегания рифейских отложений, полученные по данным сейсморазведки, но оказались расположенными не в оптимальных структурных условиях. Здесь следует подчеркнуть, что внутренняя структура рифейского комплекса отличается смещенным планом относительно его поверхности. Это доказано профилями МОГТ.

Кимжинский вал (60х20 км) занимает юго-восточный склон Мезенского мегавала. В его центральной части расположено одноименное локальное поднятие, которое откартировано по отражающему горизонту, отождествляемому с поверхностью рифея. Поднятие имеет амплитуду до 150 м. Структура осложнена двумя вершинами, общая ее площадь составляет около 160 км². На восточной вершине пройдено два ревизионных профиля МОГТ, показавших, что она прослеживается и по более глубоким сейсмическим горизонтам.

Мезенский вал (100х20-30 км, амплитуда до 300 м) образован системой локальных поднятий разных размеров, амплитуды и ориентировки, которые сконцентрированы в пределах стратоизогипсы –2,1 км. Наиболее крупным (размеры не менее 35х15 км, амплитуда превышает 100 м) является Олемское поднятие, осложняющее центральную часть вала. Скважина 1 Лешуконская, пробуренная недалеко от северо-западного периклиналильного окончания вала, показывает, что он не имеет продолжения в северном направлении.

Между юго-восточным периклиналильным окончанием Няфтинского вала и северо-западным периклиналильным окончанием Мезенского вала расположено Южно-Няфтинское локальное поднятие, которое подтверждается материалами регионального профиля МОГТ. При небольших размерах (18х9 км) оно характеризуется значительной амплитудой, которая составляет не менее 250-300 м.

Елькибский вал (90х15-20 км) выделен на юго-восточном фланге Полтинско-Елькибской зоны поднятий. Он образован системой локальных структур, рифейские отложения в пределах которых залегают на отметках до –2,0 км.

Вашкинский свод имеет значи-

тельную площадь, но отличается сокращенными мощностями рифейских отложений. Положительным с точки зрения его возможной нефтегазоносности является то, что он со всех сторон ограничен глубокими прогибами, выполненными мощной толщей рифейских пород (этой особенностью он напоминает Татарский свод – уникальный на Восточно-Европейской платформе по запасам нефти резервуар девонского возраста, залегающий на породах фундамента). В его пределах выделена система крупных по размерам и амплитуде вершин (в контуре стратоизогипсы –2,0 км размеры Чубской составляют 110х20 км, Западно-Вашкинской – 80х30 км), которые разделены морфологически достаточно ярко выраженными узкими прогибами.

Состояние изученности Предтиманского прогиба позволяет в настоящее время с определенной долей объективности рассматривать возможную нефтегазоносность лишь южной его части – Вишерской и Вычегодской впадин и разделяющего их Сторожевского поперечного поднятия. Первая из впадин расположена в области сочленения палеорифтовых структур Среднерусского авлакогена (Котласский грабен) и Беломорско-Мезенской системы (Керещко-Пинежский грабен). На ее юго-западном борту выделен соляной купол – структура, экзотическая для северной части Русской плиты. Проведенные в 1950-1951 гг. в зоне так называемых Сереговских дислокаций геофизические работы установили наличие в этом районе интенсивного минимума силы тяжести. Такая аномалия в гравитационном поле могла отвечать соляному куполу. Это предположение подтвердило структурно-картировочное бурение, показавшее, что красноцветные брекчированные глины уфимского яруса верхней перми подстилаются соленосной толщей, залегающей в виде штока. Ядро его сложено крупнокристаллическим галитом (в нем спорадически встречаются обломки доломита, мергеля и песчаника, прослойки глин фиолетового и красного цвета), одна из глубоких скважин (№ 39) прошла по нему более 1200 м. Перекрывает ядро кепрок из брекчевидных пестроцветных глин, мощность которого в своде структуры составляет 216-421 м, а на склонах возрастает до 510 м (Э.А.Кальберг). Площадные работы МОГТ показали, что Сереговский со-

ляной купол имеет овальную форму, а мощность соли достигает 2,5 км (кепрок – не менее 600-700 м). Возраст соли однозначно не установлен (разные исследователи датируют его от ранней перми до позднего протерозоя). То, что она прорывает отложения венда, и это отчетливо подтверждает характер волновой картины, позволяет относить ее к верхнему рифею.

Изучение Вишерской впадины имеет важное значение для оценки нефтегазоносности Юго-Западного Притиманья. По данным сейсморазведки в рифейских отложениях намечается широкое развитие зон выклинивания и срезания, что указывает на возможное наличие комбинированных ловушек неантиклинального типа. В параметрической скважине 1 Сереговская установлено присутствие в разрезе верхнего рифея мощной толщи переслаивающихся рыхлых песчанников и алевролитов, пористость которых достигает 20 %. Возможно также наличие карбонатных коллекторов, причем не только в Вишерской впадине, но и на Сторожевском поперечном поднятии, и в Выгодской впадине. Первоочередная задача состоит в обосновании границ распространения этих пород, изучении закономерностей изменения их мощностей и стратиграфических интервалов. Интерес представляет выявление границ солеродного бассейна, по-видимому, древнейшего на территории Восточно-Европейской платформы, в котором могут быть развиты соляные диапиры. На это указывают материалы гравиметрической съемки (к северу и юго-востоку от Сереговского соляного купола зафиксировано еще несколько минимумов силы тяжести), сейсморазведки МОГТ (специфическая волновая картина на некоторых участках профилей) и бурения (признаки сульфатно-соленосных образований в скважинах 1 Сереговская, интервал 3450-3943 м и 1 Сторожевская, интервал 3295-3742 м).

В юго-восточной части Сторожевского поперечного поднятия по поверхности рифейских отложений выделяется одноименное крупноамплитудное локальное поднятие, в северной части которого расположена скважина 1 Сторожевская. Замкнутый контур этой структуры проведен по строизогиipse –2,2 км, указанная скважина “отбила” поверхность рифейского комплекса на отметке –1636 м (почти на 250 м выше, чем в скважине 1 Сереговская, и более чем на 1000 м

выше, чем в скважине 1 Кельтменская). Локальных поднятий, характеризующихся такой амплитудой, на рассматриваемой территории больше не встречено. Поэтому основная задача дальнейших исследований в этой зоне связана в первую очередь с выяснением этого феномена. Является ли такая амплитуда реальностью или ее значение объясняет невязка данных сейсморазведки и бурения?

Выделенные в рифейском потенциально нефтегазоносном комплексе тектонические элементы (в дальнейшем, по мере проведения сейсмических работ, естественно, появятся и другие, не менее перспективные объекты) могут контролировать как региональные зоны нефтегазоаккумуляции, так и отдельные ловушки. Вопрос заключается в том: имеются ли для толщи рифейских пород другие объективные показатели нефтегазоносности – присутствуют ли в ее разрезе коллекторы, покрышки и нефтематеринские породы?

Рифтовая природа региона предопределяет значительные мощности и стратиграфический объем рифейской толщи. Пройденная скважинами 21 Средненяфтинская, 1 Сторожевская и 1 Усть-Няфтинская мощность средне-верхнерифейских отложений составляет соответственно 2323, 1982 и 1930 м, а пройденная скважиной 1 Кельтменская мощность лишь верхнерифейских отложений достигает 1992 м. Полная же их мощность по данным региональных комплексных профилей МОГТ на отдельных участках может достигать 6-8 и даже 10-11 км. В волновом поле в интервале времен 0,1-4,0 с, отвечающем рифейским образованиям, регистрируется от 7 до 12 устойчивых протяженных отражающих горизонтов, которые отличаются достаточно резкими и существенными вариациями скоростных параметров и по вертикали, и по латерали [4]. Эта особенность волновой картины показывает чередование в разрезе относительно высокоскоростных и низкоскоростных сейсмических комплексов, что является одним из признаков, характерных для нефтегазосодержащих толщ. На отдельных участках сейсмических профилей в некоторых грабенах зафиксированы высокие (до 5,5-6,0 км/с) пластовые скорости, что может быть связано с наличием в рифейском стратиграфическом интервале либо карбонатных, либо сильно уплотненных терригенных пород.

Разрез рифея не отличается большим литологическим разнообразием, стратиграфическая полнота его различна. В Мезенской синеклизе средне-верхнерифейская толща преимущественно терригенная, серо-темно-цветная. Сложена она аргиллитами, глинами, алевролитами и песчаниками. Редкие и маломощные прослои карбонатного состава (темно-серые и темные мергели, известняки и доломиты) тяготеют к верхней части разреза, терригенные образования которой также часто карбонатизированы. Другой тип разреза установлен в южной части Предтиманской прогиба. В скважине 1 Кельтменская (интервал 2910-4902 м, забой) весь верхний рифей представлен карбонатной толщей (серые и светло-серые плотные доломиты, перекрытые белыми и светло-серыми известняками тонкокристаллическими и неравномерно доломитизированными), в которой присутствует ограниченное число маломощных прослоев, сложенных карбонатными глинами, аргиллитами и алевролитами. Западнее, в скважинах 1 Сторожевская и 1 Сереговская, карбонатные разности (соответственно мощности 310 и 270 м) присутствуют лишь в нижней части верхнего рифея. Их перекрывают и подстилают терригенные образования, аналогичные развитым в Мезенской синеклизе. К северу от последней скважины зафиксировано локальное распространение сульфатно-соленосной толщи значительной мощности, условно рассматриваемой в составе верхнего рифея.

Стратифицированный бурением разрез рифейской толщи по данным сейсморазведки отличается наличием четко выраженной субгоризонтальной слоистости. Подобное его строение напрямую связано с перикратонным положением территории. Именно оно объясняет специфику седиментогенеза, которая обуславливает субаквальную природу, ритмичное и тонкослоистое строение практически всего вскрытого скважинами разреза. Накопление осадков средне-верхнерифейского стратиграфического интервала проходило преимущественно в морских палеогеографических обстановках, в пределах существовавшего в то время обширного эпиконтинентального бассейна, по-видимому, характеризовавшегося обшири (хотя и не всегда и не везде одинаковыми) условиями осадконакопления мелко-водного и относительно глубоковод-

ного шельфа с развитием единой биоты, накопления и преобразования органики, термокатагенеза и флюидодинамики, определяющих ту или иную направленность нефтидогенеза. Это чрезвычайно важно с позиций благоприятной оценки возможной нефтегазоносности рифейского комплекса пород.

И уже имеются первые подтверждения реальности такого развития событий. Результаты, полученные при обработке кернового материала (скважина 21 Средненяфтинская, интервал 3700-4203 м) показали следующее. Его нижняя часть (примерно до глубины 3980 м) представлена терригенными образованиями (гравелиты, песчаники, алевролиты аркозового и кварцевого состава), накопление которых связано с действием временных потоков часто менявшейся интенсивности. Данные сейсморазведки свидетельствуют о том, что этой скважине до пород фундамента "оставалось" пройти не более 200 м. Поэтому логично предположить, что образования нижнего рифея здесь отсутствуют. Подобная картина выявля-

на скважинами 1 Ценогорская и 1 Уфтьюгская (пробуренные на склонах одноименных выступов фундамента) они достигли кристаллических пород последнего и показали резко сокращенный и редуцированный разрез только верхнего рифея: соответственно 103 и 251 м). Коричневая окраска алевролитов, залегающих в верхней части (3984-3986 м) рассматриваемого интервала, может быть связана с выветрелостью пород ниже поверхности перерыва. Продолжительность его предположительно может быть оценена в 100-300 млн лет. Повидимому, на этом возрастном рубеже (ориентировочно ранний – средний рифей) произошла полная перестройка палеогеографических условий осадконакопления, возможно, с некоторым изменением источников сноса обломочного материала. Выше залегают осадки исключительно морского генезиса. Наиболее мористые карбонатно-алевритовые отложения встречены в верхней части интервала (3791-3800 м). И лишь перекрывающие их аргиллиты и алевролиты, в которых присутствуют обломки водо-

рослевых известняков, отлагались в спокойных условиях литоральной зоны.

Данные бурения скважин, в первую очередь 21 Средненяфтинская, свидетельствуют о том, что субгоризонтальная слоистость разреза связана с наличием переслаивающихся пластов, в одном случае преимущественно песчано-алевролитового состава, в другом – глинисто-аргиллитового. Изучение кернового материала показало, что в первых присутствуют крупно- и среднезернистые песчаники. Мошность их может достигать 100-150 м, и в одних случаях они имеют, по-видимому, региональную выдержанность, в других – отличаются зональным или локальным распространением. Установлено присутствие коллекторов порового, порово-трещинного, порово-кавернового и трещинного типов с открытой пористостью песчаников и алевролитов от 0,1-0,71 до 10,9-16,9 % и газопроницаемостью от $(0,004-0,26) \cdot 10^{-15}$ до $(0,35-10,3) \cdot 10^{-15}$ м² [1]. Эти пласты перекрыты и разобшены зональными и локальными флюидоупорами, часть



из которых может служить надежными покрывками. Среди них следует отметить соленосно-ангидритовую толщу, развитую в Юго-Западном Прикамье. Региональной покрывкой, по-видимому, могут служить уплотненные дисперсные глинисто-аргиллитовые разности в нижней части редкинского горизонта верхнего венда. Местами, например в скважине 1 Усть-Няфтинская, их стратиграфический интервал может быть увеличен (и существенно) за счет верхней части рифея.

В отдельных глинисто-аргиллитовых интервалах присутствуют темноцветные прослои, которые по данным геохимических исследований характеризуются повышенными (более 1 %) концентрациями органического вещества и могут рассматриваться в качестве кандидатов в нефтематеринские породы. Их суммарные мощности могут достигать значительных величин (в скважине 1 Усть-Няфтинская вместе с нижней частью верхнего венда – не менее 1066 м). По результатам исследований проб керна и шлама из скважины 21 Среднефтинская методом пиролизической масс-спектрометрии суммарная мощность нефтематеринских пород в верхнем рифее составляет 112 м, а содержание $C_{орг}$ в отдельных прослоях аргиллитов достигает 3,8 % [2]. Они практически полностью реализовали свой генетический потенциал.

По-видимому, не стоит сбрасывать со счетов и такое, казалось бы, косвенное обстоятельство. По данным В.А.Дедеева, В.Г.Гецена и других исследователей для толщи средневерхнерифейских отложений Канино-Тиманской гряды имеются достаточно веские геолого-геохимические предпосылки (мощные темноцветные породы, содержание $C_{орг}$ в которых достигает 2-6 %, а степень катагенетического преобразования – стадий MK_2 - AK_1), указывающие на возможность продуцирования ими преобладающе жидких УВ. Если предположить, что хотя бы часть из них мигрировала в западном направлении, то ловушки в пределах Предтиманского прогиба являются первыми на этом пути. Присутствие в Юго-Западном Прикамье верхнерифейских сульфатно-соленосных пород, перекрывающих возможные коллекторы, существенно повышает их перспективы.

Несмотря на все перечисленные объективные показатели возможной

нефтегазоносности, в процессе бурения и испытания скважин пока практически не зафиксированы прямые признаки нефти и газа. Можно отметить лишь установленное в скважине 1 Сторожевская обильное насыщение тонких прослоев песчаника битумом нефтяного ряда (интервал 2549-2553 м). В скважинах 1 Сафоновская (интервал 2650-2690 м) и 1 Оменская (интервал 2950-3011 м) в процессе бурения зафиксированы повышенные (до 2-4 %) газопоказания по материалам ГИС (при фоновых показателях 0,2-0,3 %). Испытания скважин дали следующие результаты: 1 Усть-Няфтинская (интервалы 2973-3048 и 2818-2918 м) – притоки соответственно пластовой воды с растворенным горючим газом в смеси с технической водой и фильтратом бурового раствора дебитом 9,9 м³/сут и пластовой воды с растворенным газом дебитом 12 м³/сут (состав газа, %: метан – 32,4-44,3, этан – 2,1-12,3, пропан – 0,3-0,7), 1 Лешуконская (интервал 2204-2240 м) – приток пластовой воды с растворенным газом азотного состава и фильтратом бурового раствора дебитом 500 м/сут, 1 Ценогорская (интервалы 2330-2345, 2350,0-2351,5 и 2370-2374 м) – притоки высокоминерализованной пластовой воды с растворенным газом углеводородно-азотного состава (содержание УВ-компонентов – 6,7-8,7 %) и фильтратом бурового раствора.

Эти результаты не слишком впечатляющи и именно на их основании в Мезенской синеклизе были прекращены нефтегазопроисследовательские работы. Однако необходимо подчеркнуть следующее. Одним из серьезных недостатков проведенных исследований, объясняющих неудачу нефтегазопроисследовательских работ, являлось неэффективное, по современным требованиям, испытание большинства объектов [3]. Прежде всего это связано с техническим несовершенством оборудования и методики испытания скважин. По принятой в те годы технологии испытания проводились после окончания бурения с применением опробователя на кабельном тросе (ОПД), снижение уровня при вызове притока осуществлялось тартанием и часто депрессии на пласт оказывались явно недостаточными. Поэтому во всех пробах присутствует или техническая вода, или фильтрат бурового раствора.

Изложенное свидетельствует о целесообразности продолжения ГРП в

рассматриваемом регионе, отвечающем многим признакам потенциально нефтегазоносных территорий. Его можно рассматривать в качестве стратегического резерва расширения ресурсной базы УВ-сырья в европейской части России. Вопрос – в промышленных масштабах возможных открытий. Имеющаяся к настоящему времени геолого-геофизическая информация позволяет рассчитывать пока лишь на выявление месторождений средних по запасам УВ (естественно, и мелких), т.е. ориентированных на удовлетворение в первую очередь местных потребностей. Тем более что большинство из предлагаемых для дальнейшего изучения объектов максимально приближены к возможным потребителям УВ-сырья (предприятия лесной, деревообрабатывающей, рыбной, пищевой промышленности), а часть из них, в юго-восточной части территории, расположена в зоне действующих и проектируемых нефте- и газотрубопроводных систем, протягивающихся сюда из Тимано-Печорского и Западно-Сибирского регионов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гаврилов В.П. Геология и нефтегазоносность Московской и Мезенской синеклиз / В.П.Гаврилов, П.И.Дворецкий, В.Ф.Дунаев и др. – М.: Недра, 2000. – 144 с.
2. Кузьмин Д.А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности докембрийских отложений Мезенской синеклизы / Д.А.Кузьмин, В.Я.Рассомахин, В.И.Горбачев // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа. Материалы седьмой Международной конференции. – М.: ГЕОС, 2004. – С. 282-283.
3. Федоров Д.А. Новые данные о структурных особенностях Мезенской синеклизы / Д.А.Федоров, В.Ф.Цыбин, Б.А.Яралов и др. // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1997. – № 12. – С. 21-26.
4. Сапожников Р.Б. Эффективность сейсморазведки МОГТ при изучении геологического строения Мезенской синеклизы / Р.Б.Сапожников, Р.З.Ченборисова, Р.Г.Берзин и др. // Разведка и охрана недр. – 2003. – № 5. – С. 32-35.

О РЫНОЧНОМ МЕХАНИЗМЕ В ГЕОЛОГИЧЕСКОМ ИЗУЧЕНИИ НЕДР

В.П.Орлов (Совет Федерации ФС РФ), **Б.В.Хакимов** (Государственная Дума ФС РФ),
Ю.С.Сергеев (Совет Федерации ФС РФ)



Виктор Петрович Орлов, Председатель Комитета Совета Федерации по природным ресурсам и охране окружающей среды



Борис Васильевич Хакимов, консультант



Юрий Самуилович Сергеев, эксперт

В ходе развития рыночных отношений геолого-разведочная отрасль осталась без товарной продукции. Открывшаяся ниша по оказанию геологических услуг вместила далеко не всех. Преобладающая часть предприятий преобразовалась в малые геолого-добывочные компании, распалась на мелкие звенья, полностью сменившие профиль работы, некоторые вошли в состав крупных и средних горно-добывающих компаний.

Последствия дезинтеграции единого научно-производственного комплекса видны пока только специалистам. Они давно оценивают их как потенциальную угрозу экономической безопасности страны. Однако преодолеть многолетние представления о безмерном богатстве недр, пронизавшие все структуры власти, практически невозможно, по крайней мере, до тех пор, пока растет добыча нефти, а «сырьевые» доходы бюджета бьют все рекорды.

В то же время в течение последних 11 лет добыча сырья в России не компенсируется новыми запасами. Поисковый задел, т.е. главный резерв минерально-сырьевой базы, истощен настолько, что для его восстановления потребуются десятилетия. Значительно ослаб производственно-технический, технологический и кадровый потенциал геолого-разведочной отрасли.

В 1992 г. в первой редакции Закона Российской Федерации «О недрах» (далее – Закон «О недрах») разведка месторождений была справедливо отнесена к начальному этапу их разработки. Главной продукцией геологии стали месторождения, открываемые и оцениваемые по результатам поисковых и поисково-оценочных работ.

В проекте второй редакции Закона «О недрах», принятой в 1995 г., была сделана попытка разрешить переуступку и залог прав на пользование недрами как условия привлече-

ния инвестиций и правового основания для придания результату труда геологов (права на открытые месторождения) статуса рыночного товара*. И если бы право компании-первооткрывателя безоговорочно закреплялось лицензией на разведку и добычу, а право на ведение поисковых работ могли получать только специализированные геологические организации или добывающие компании, имеющие полноценные геологические подразделения, то открывалась возможность сохранения научно-производственного потенциала геологической службы в необходимом объеме и составе.

Особенности процесса недропользования для участников этого сегмента рынка должны были состоять в следующем.

1. Производитель рыночного товара (геологическая организация) получает право на поисковые работы на перспективном, с его точки зрения, участке недр, открывает промышленное месторождение, оформляет право (лицензию) на его разведку и разработку, а затем выставляет свое право на продажу или (если это добывающая компания) приступает к разведке и освоению объекта.

2. Потребитель товара (добывающая компания, не располагающая своим геологическим подразделением) не стремится получить любыми путями лицензию на геологическое изучение недр, а приобретает на торгах право на уже открытое месторождение. И это обойдется ей значительно дешевле, чем организация и выполнение непрофильных для нее работ. К тому же и приступить к промышленной добыче, т.е. к профильному бизнесу, она сможет на 5 лет раньше.

В итоге выигрывают все участники рынка, включая и государство.

К сожалению, в 1995 г. предлагавшиеся законодательные решения не

* Под правом на открытые месторождения здесь подразумевается **право пользования участком недр для разведки и добычи полезных ископаемых и право распоряжения этим правом: возмездная переуступка, продажа на аукционе, залог.**

были приняты. Спустя 10 лет, в связи с предстоящим в 2005 г. рассмотрением новой редакции Закона “О недрах”, будет сделана вторая попытка введения рыночных отношений в этот важнейший сектор недропользования. Полагая, что положительное решение неизбежно, необходимо рассмотреть и некоторые рекомендации по повышению эффективности использования рыночного механизма в геологическом изучении недр.

Особенности и опыт прежних периодов

Как известно, в СССР финансирование примерно 45-50 % затрат на геологическое изучение недр осуществлялось за счет целевых отчислений на геолого-разведочные работы (ГРР), вносимых всеми горно-добывающими предприятиями в бюджет в рублях и копейках за каждую тонну определенного вида добытого полезного ископаемого. Остальные средства добавлялись из общего союзного бюджета.

Важной особенностью государственного инвестирования в геолого-разведку было то, что высокий геолого-разведочный риск каждого из отдельно взятых проектов распределялся на множество одновременно реализуемых проектов. Отрицательные результаты поисков и разведки одних объектов перекрывались положительными результатами поисков и разведки других. В итоге себестоимость прироста единицы промышленных запасов полезных ископаемых получалась почти в 2 раза ниже, чем в других странах мира.

С принятием в 1992 г. Закона “О недрах” система финансирования ГРР была полностью переориентирована на целевые отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ), которые в связи с высокой инфляцией устанавливались в процентах от стоимости реализации добытых полезных ископаемых.

При этом было предусмотрено формирование единого общегосударственного внебюджетного фонда денежных средств, из которого должен был финансироваться весь комплекс ГРР, за исключением собственно разведки. Разведка месторождений, затраты на которую во времена СССР составляли примерно 40-50 % общих затрат на геологическое изучение недр, как уже отмечено выше, стала считаться начальным этапом промышленного освоения и должна была фи-

нансироваться непосредственно добывающими компаниями. Тем самым государство ограничило свое долевое участие в изучении недр 50 % затрат, но приняло на себя самую рисковую, наиболее сложную и наукоемкую поисковую часть, завершаемую фиксацией факта открытия месторождения и его предварительной экономической оценкой или отбраковкой поисковых площадей. При этом и 50%-я доля, инвестировавшаяся государством, фактически оплачивалась добывающими компаниями через целевые отчисления на ВМСБ. Государственно-инвестиционный механизм, несмотря на его принудительный характер и несоответствие принципам либеральной экономики, был единственно возможной мерой переходного этапа.

К сожалению, государство не реализовало норму Закона “О недрах” об учреждении внебюджетного фонда ВМСБ, что позволяло ему выделять на финансирование ГРР всего около 50 % суммы получаемых отчислений. И только с приходом Правительства Е.М.Примакова Законом РФ “О федеральном бюджете на 1999 год” был введен одноименный, но уже бюджетный фонд. Именно данная мера, а также ряд действий МПР России по наполнению фонда позволили в 1999-2001 гг. существенно поправить ситуацию с финансированием ГРР.

Распространенная в 1993-1999 гг. практика внутрикорпоративных цен на добываемое сырье значительно снижала объемы отчислений на ВМСБ. Однако по мере ужесточения и наведения порядка в налоговой системе эффективность механизма ВМСБ стала резко повышаться. Одновременно активизировалась критика этого механизма со стороны некоторых крупных нефтяных компаний. Им, как известно, из общего объема отчислений на ВМСБ выделялось 40 % средств на реализацию своих поисковых проектов. На самом деле эти деньги использовались и на разведку. Однако они находились под контролем региональных органов власти, поэтому были затруднения в инвестировании их в проекты, реализуемые за пределами тех или иных регионов.

Что касается остальных 60 % средств, которые поровну делились между федеральным бюджетом и бюджетами соответствующих регионов, то по их поводу вообще распространялось мнение о нецелевом использовании. В какой-то мере это действительно имело место; из феде-

The geological exploration industry has remained without marketable products in the course of development of market relations and began degrading being deprived of centralized financing.

The domestic geological exploration industry was the most efficient in the world due to high centralization of all resources (finances, machinery, equipment, and personnel) and sharing of risks among a great many enterprises and targets. With probability of discovering deposits being below 30%, bankruptcy of geological enterprises was impossible as negative results at some targets were covered by positive results at others.

A new form of centralization of geological exploration offered is based on principles of mutual insurance and mutual crediting aimed at sharing risks and to increase its effectiveness in the current situation. Insured accidents (establishment of the lack of deposits) are proposed to be compensated not with money but with geological exploration production, i.e. the right to commercial mineral resources.

The conditions of realization of geological exploration production are the guarantee of the right to develop these reserves without bidding and the right to transmit the received guarantee to another subsoil user (on a payable basis). Receiving of the prospecting license should be tied in not only with bank guarantees but also with professional reliability.

Required investment in geological searches is impossible without economic incentives, i.e. reduction or abolition of taxes and payments.

Case studies of 10 similar geological prospecting organizations demonstrate efficiency of different variants of financing and organization of geological prospecting.

рального бюджета геологии недодавалось до 50 %, а из региональных – до 30 % собираемых средств. Однако оставшая часть все же позволяла поддерживать отраслевую науку, геологическую съемку и поисковую геологию. На самом деле проблема заключалась не в механизме отчислений на ВМСБ, а в низкой законопослушности органов государственной власти и уходе от “сырьевых” платежей крупных добывающих компаний путем применения для целей налогообложения цен на сырье, заниженных в несколько раз по сравнению с рыночными.

С 2002 г. целевые отчисления на ВМСБ были законодательно отменены, а соответствующий целевой бюджетный фонд ликвидирован. При расчетной сумме отчислений на ВМСБ в 2002-2003 гг. – примерно по 150 млрд р. в год – финансирование ГРР

снизилось до 30-40 млрд р., а государственное участие – до 7 млрд р. в год. Поскольку при таких объемах инвестирования изучение новых территорий невозможно, работы проводились исключительно вблизи действующих горно-добывающих предприятий и на флангах разрабатываемых месторождений. В итоге в последние годы ВМСБ в очередной раз попало в кризисную ситуацию, несмотря на резкий рост доходов от добычи минерального сырья.

Проблемы текущего периода

В силу сложившихся обстоятельств с 2002 г. государство взяло на себя финансирование лишь пред-поисковых исследований, которые должны заканчиваться выдачей рекомендаций о площадях наличия прогнозных ресурсов. И хотя в нормативных документах за государством числятся и поисково-оценочные работы, они фактически не проводятся, так как выделяемые и намечаемые на перспективу объемы финансирования государственных заказов крайне недостаточны. В соответствии с разграничением полномочий между федеральными и региональными органами власти, осуществленным в 2004 г., субъекты Российской Федерации могут участвовать в геологическом изучении недр только на общераспространенные полезные ископаемые. Поэтому самая ответственная и самая высокорисковая часть геолого-разведочного процесса – открытие месторождения – полностью перекладывается на недропользователя. Более того, государство, сняв с себя всякую ответственность за выдаваемые прогнозы, рассчитывает получить еще и прибыль с компаний, рискнувших взяться за поисковые работы, а в случае открытия недропользователем месторождения вернуть через него и все свои затраты за предшествовавшие десятилетия удачных и неудачных поисковых работ.

Общеизвестно, что подтверждаемость геологических прогнозов на стадии поисков не превышает 30-50 %, а в конечном итоге, т.е. при доведении подтвердившихся прогнозов до промышленных запасов, – 25-30 %. Для прогнозируемых крупных месторождений такие потери, возможно, и не завершаются полной неудачей, а для средних и мелких это уже большая проблема. Крупные нефтяные компании предпочитают

снижать геологический риск путем приобретения прав на поисковые работы одновременно на нескольких лицензионных участках. Этого не могут себе позволить малые и средние компании. Для них поисковая неудача – невосполнимые потери, а иногда и банкротство. У крупных и тем более у средних и малых компаний после первых пробуренных ими непродуктивных или безрудных скважин поисковый энтузиазм резко угасает. В итоге систематически нарушаются лицензионные условия по срокам и объемам работ, а весь фонд поисковых лицензий работает неэффективно. В частности, в 2000-2003 гг. на нефть и газ выдано около 800 поисковых лицензий. На их реализацию необходимы ежегодные инвестиции в объеме 1,8-2,0 млрд дол. Однако фактически вкладывается почти в 10 раз меньше. Безусловно, здесь имеется и другая причина – нечеткое закрепление права недропользователя на добычную лицензию в случае открытия им промышленного месторождения. Тем не менее очень высокий уровень поискового геологического риска является одним из основных препятствий для инвестиций.

Иными словами, геологическое освоение новых территорий требует слишком больших капитальных вложений при очень высоком геологическом риске.

Как в этом случае поступают в других странах?

При поисках новых месторождений, например, на континентальном шельфе даже самые крупные транснациональные компании объединяют свои финансовые и другие ресурсы для того, чтобы охватить как можно большую площадь поисков, в которую гарантированно попадет хотя бы один искомый объект. Права на найденные запасы полезного ископаемого распределяются между всеми участниками поисков пропорционально вложенным средствам, а затем могут на возмездной основе переуступаться компании, которая будет разрабатывать данное месторождение.

Фактически ранее в СССР и России существовало крупнейшее в мире объединение компаний, от имени которых выступало Министерство геологии СССР. Все риски и затраты на поисковом и разведочном этапах распределялись в соотношении примерно 50:50 между добывающими предприятиями и государством. Аккумулируемые средства позволяли прово-

дить работы на огромных площадях с минимальными риском и себестоимостью.

К сожалению, в настоящее время эта система финансирования и организации ГРП полностью разрушена и вряд ли восстановима. Государство не стало участвовать в высокорисковом геолого-разведочном бизнесе, т.е. открывать месторождения, а затем по мере необходимости выставлять их на аукцион и возвращать свои затраты.

Однако при этом государство не создало и рыночные механизмы, которые позволили бы заполнить поисковую нишу интересом и инвестициями. Рассчитывать, что в ныне действующем правовом поле поисковые и поисково-оценочные работы будут развиваться сами по себе, значит, глубоко заблуждаться. Упомянутые выше 800 лицензий в большинстве своем так и останутся в течение 10-15 лет поисковыми, будут неоднократно продлеваться, изыматься, переоформляться на других владельцев. Ведь за прошедшие 5 лет официально не оформлено ни одного открытого по ним месторождения. Главные сдерживающие мотивы – высокий риск и незащищенность недропользователя, отсутствие поощрительных механизмов и правовая неопределенность рыночных условий обращения продукции этого этапа ГРП – не смогут быть преодолены с помощью мер административного воздействия на недропользователя. В поисковом поле останутся лишь крупные добывающие компании, интересы которых далеко не всегда и не во всем совпадают с интересами государства.

Что значит создать пусть не рыночные, но хотя бы близкие к ним условия в геологическом изучении недр?

Прежде всего реанимировать и закрепить Законом “О недрах” упомянутые выше предложения о рыночном обороте прав на пользование недрами. Лицензия или договор, закрепляющие такое право, должны приравниваться к ценным бумагам и иметь возможность служить предметом залога. Кроме того, право на открытое в процессе поисково-оценочных работ месторождение должно быть не вероятностным, а гарантированным. Соискатели права на получение поисковой лицензии обязаны иметь соответствующий сертификат профессиональной состоятельности, а не только банковские гарантии.

Иными словами, необходимы комплексные решения, в том числе и по механизму рыночного обращения продукции геологоразведки.

Второй блок вопросов связан с предоставлением соответствующих экономических льгот и преференций на этапе поисковых работ. В частности, регулярные платежи за пользование недрами могут быть либо снижены до символических размеров, либо заменены, например, бонусом открытия или бонусом первой продукции. По-другому, чем в настоящее время, следовало бы решать и вопрос о компенсации государственных затрат предшествовавших лет, если не отменить их вообще. Если уж и ставить вопрос о компенсации, то прежде всего за разведанную и эксплуатируемую сырьевую базу, где есть источник дохода и прибыли. Возможен также механизм отсроченных платежей или долевого участия в реализации государственных программ в счет и в пределах сумм компенсации.

Высокорисковые инвестиции поискового этапа нуждаются в специализированных механизмах защиты и налогообложения. В большей степени это относится к сфере действия законодательства о недрах, инвестиционного и налогового законодательства. Здесь также открываются большие возможности для частно-государственного партнерства.

Однако возможны и негосударственные подходы к снижению геологического риска, повышению эффективности поисковых работ, приемлемые как для добывающих, так и для геолого-разведочных организаций, в частности на основе использования механизма взаимного страхования и взаимного кредитования.

Возможности взаимного страхования и взаимного кредитования в геологии

Сущность взаимного страхования состоит в создании страхового фонда из взносов отдельных юридических лиц и покрытия ущерба от страховых случаев на основе совместно принятого соглашения – устава общества взаимного страхования (ОВС). Важнейшими особенностями ОВС являются, во-первых, некоммерческий характер деятельности, не облагаемой налогами, во-вторых, переход неиспользованных остатков страхового фонда на следующий год, в-третьих, незначительные затраты на организацию и функционирование. Поэтому

страховые взносы при взаимном страховании получаются значительно меньшими по сравнению с аналогичными взносами при коммерческом страховании.

В дореволюционной России товарищества и общества взаимного страхования были распространены практически повсеместно и покрывали ущербы от пожаров, наводнений, неурожая, а среди российского купечества – от порчи грузов и других рисков. О степени организации ОВС прошлого периода говорит тот факт, что, кроме страховых фондов отдельных поселений, существовали страховые фонды уездов и страховые фонды волостей.

В настоящее время в развитых странах ОВС охватывают до 90 % рынка страхования жизни и до 40 % рынка страхования недвижимости.

Рассмотрим возможности взаимного страхования и взаимного кредитования ГРП на примере 10 организаций-недропользователей, каждая из которых имеет по одной поисковой лицензии на перспективную площадь. Для упрощения расчетов проектную стоимость работ по каждой площади примем одинаковой – по 100 млн р.

Вариант 0. Каждая из 10 организаций, рискуя своими средствами, выполняет необходимые ГРП. В результате поисков, исходя из статистики подтверждения прогнозов, на трех площадях будут выявлены промышленные запасы и они перейдут в ранг месторождений, а на других семи площадях прогнозы не подтвердятся.

В итоге семь организаций понесут убытки, а некоторые из них могут стать банкротами. Другие три организации, которым удалось выявить промышленные запасы и получить право (лицензию) на их разведку и разработку, компенсируют свои затраты через рыночный механизм оборота прав на недропользование, получают прибыль и продолжают свое участие в геологическом бизнесе.

Маловероятно, что прибыли трех организаций будет достаточно для приобретения активов всех обанкротившихся предприятий и для расширения профессионального бизнеса. Допустим, на следующий цикл они смогут привлечь не более шести равнозначных участков недр. Однако и здесь их ожидает тот же самый результат: из шести объектов только два станут месторождениями. Появление новых участников рынка геологических услуг маловероятно, так как технические, технологические и, главное, кадровые возможности страны ограничены и сокращаются с каждым годом. Поэтому неизбежно снижение объемов поисковых работ.

Крупные добывающие компании, имеющие значительные финансовые

возможности, развивая свои геологические подразделения, могут перехватывать рынок. Однако, как показывает практика, низкая по сравнению с добычей прибыльность ГРП, наоборот, подталкивает их к освобождению от непрофильных активов.

Государство же в отличие от добывающих компаний, для которых горный бизнес не ограничивается рамками России, заинтересовано в сбалансированности разрабатываемой и подготовленной к эксплуатации частей отечественной минерально-сырьевой базы. Поэтому его действия должны быть направлены на сохранение производственных и интеллектуальных возможностей геолого-разведочной отрасли.

Оценим возможности взаимного страхования геолого-поисковых работ для тех же 10 организаций.

Вариант 1. Если на финансирование работ по каждой площади было затрачено по 100 млн р., то суммарные убытки 7 организаций, не получивших положительных результатов, составят 700 млн р. Для полного возмещения ущерба страховые взносы каждой из 10 организаций в страховой фонд должны быть не менее 70 млн р., или 70 % суммы работ на одной площади. Учитывая, что отрицательный результат геологических поисков становится известен, как правило, после выполнения примерно половины из всего комплекса запланированных работ, величина ущерба и ставка страхования уменьшаются вдвое. Тем не менее они остаются очень высокими.

При существующем дефиците инвестиций целесообразно не отвлекать их на страховку, а в качестве средства компенсации страховых случаев (установления отсутствия промышленных запасов) использовать распределение долей на предварительно оцененные запасы или на часть прибыли от реализации права на разведку и разработку каждого из трех открытых месторождений в комплексе со всей геологической информацией, доказывающей наличие запасов.

Те из них, которые наиболее устраивают всех участников, фиксируются в соглашении или уставе и утверждаются до начала геолого-поисковых работ.

Необходимость тесного сотрудничества на этапе реализации совместных результатов предполагает не менее тесное сотрудничество в совместном выполнении крупных проектов, непосильных для отдельных организаций. Для совместного выполнения крупных проектов отечественная практика предлагает взаимное кредитование.

Взаимное кредитование в простейшем варианте представляет собой

периодический сбор кредитных взносов с поочередной выдачей собранных сумм одному или нескольким членам кредитного общества (союза) для оплаты крупных расходов. В отличие от коммерческих банков кредитные общества выделяют денежные средства своим членам без процентов и без залога. Это — своеобразные “кассы взаимопомощи”.

Если в нашем примере объединить финансовые ресурсы 10 компаний, затрачиваемые каждой из них в отдельности на выполнение общей задачи, то это однозначно приведет к более высокой результативности.

Вариант 2. При затратах на выявление и оценку промышленных запасов в 100 млн р. с вероятностью 0,3 и затратах на подтверждение отсутствия промышленных запасов в 50 млн р. с вероятностью 0,7 средние затраты на одну площадь составят 65 млн р. Поэтому имеющиеся суммарные финансовые ресурсы 10 компаний в 1000 млн р. достаточны для проведения поисков одновременно на 15 перспективных площадях, на которых будет выявлено 4-5 объектов с промышленными запасами, т.е. результативность возрастает в полтора раза по сравнению с вариантом, когда каждая компания действует индивидуально. С целью достижения более высокой эффективности целесообразно в рамках единой программы объединение не только финансовых ресурсов, но и, возможно, производственных, технических, технологических и кадровых. В итоге, который нужно рассматривать как результат реализации одного крупного проекта, включающего 10 объектов, за счет всех мер возможно снижение себестоимости в 2 раза по сравнению с индивидуальным подходом.

Поисковая эффективность ГРП в значительной степени зависит от достоверности геологических прогнозов и применяемых поисковых технологий. Ведь теоретически при 100%-м подтверждении прогнозов геологическая эффективность по сравнению со среднестатистической может быть увеличена в 3,3 раза, а экономическая — в 4-5 раз. Решающая роль в этом принадлежит уровню профессионализма специалистов геологической службы. Объединение интеллектуального потенциала компаний при выборе наиболее оптимальных решений по каждому из 10 участков, безусловно, будет этому способствовать.

Вопросы ценообразования

Фактическая себестоимость подготовки предварительно оцененных запасов по результатам поисковых и

поисково-оценочных работ может отличаться в десятки раз. Она зависит от крупности месторождения, качества запасов, глубины их залегания, технологичности, горно-геологических условий, удаленности от транспортной, социальной и промышленной инфраструктур, используемых технологий, технических средств и качества ГРП, а также от уровня организации геолого-разведочного производства и ряда других факторов. Кроме того, в себестоимость должны включаться оптимизированные (т.е. обоснованно необходимые) затраты предыдущих периодов, издержки, связанные с приобретением поисковой лицензии и оплатой всех других сопутствующих работ.

Однако рыночная цена права на разведку и разработку месторождения определяется фактическим спросом и зависит в основном от других условий, которые изменяются более динамично, чем факторы, влияющие на себестоимость. Главные из них: уровень дефицитности имеющейся сырьевой базы, наличие текущего и перспективного внутреннего и внешнего спроса на сырье, положение на внутреннем рынке инвестиционного капитала. И только после этого можно учитывать индивидуальные характеристики конкретного месторождения.

В 1998-1999 гг. стоимость предварительно оцененных запасов нефти в акциях недропользователей колебалась от 0,3 до 1,6 дол./т. При этом себестоимость подготовки таких запасов (т.е. открытие месторождения и его оценка) составляла не менее 1,0-2,0 дол./т. По мере роста спроса цена стала подниматься до 2-3 дол./т, а в отдельных случаях и до 4-5 дол./т. После преодоления ценового рубежа себестоимости в 2001-2002 гг. стали складываться благоприятные условия для развития рынка геологической продукции.

При появлении свободного рынка прав на новые месторождения их цена будет формироваться с учетом замыкающих затрат, т.е. исходя из себестоимости прав на худшие месторождения, разработка которых в условиях действующей системы налогообложения и цен на добываемое сырье обеспечит приемлемый уровень рентабельности. При этом принцип замыкающих затрат, возможно, будет действовать лишь частично, так как стоимость ГРП составляет меньшую долю затрат на добычу полезно-

го ископаемого. Поэтому цена права на месторождение будет определяться по более сложным зависимостям, чем в случаях для обычной рыночной продукции.

Выводы

1. В результате поэтапного ухода государства от геологического изучения недр к настоящему времени наиболее слабым звеном ВМСБ остаются открытие и предварительная оценка новых месторождений полезных ископаемых.

2. Высокорисковый характер поискового процесса, низкая вероятность получения положительного результата, неопределенность статуса конечной продукции и условий ее рыночного оборота являются основными причинами неэффективного использования фонда выданных лицензий на геологическое изучение недр и слабой инвестиционной активности на поисковом этапе ГРП.

3. Ключевыми решениями для создания рыночных условий как механизма активизации коммерческих геологических открытий можно рассматривать законодательное закрепление гарантированного права недропользователя, открывшего месторождение, на получение лицензии (заключение договора) для последующей разведки и разработки этого объекта или для переустройства и залога полученного права.

4. Создание рыночных условий открывает возможности развития малого и среднего геологического бизнеса как поля деятельности поисково-разведочных компаний, специализирующихся преимущественно на поисках и оценке новых месторождений. В качестве механизма их коллективной защиты от высоких геологических рисков возможны использование способов взаимного страхования и взаимного кредитования, объединение производственного и кадрового потенциала, а также реализация отдельных проектов на условиях частно-государственного партнерства.

5. С целью активизации поисковых и поисково-оценочных работ целесообразно введение специального налогового режима для высокорисковых этапов геолого-разведочного процесса.

РЕНТНЫЙ МЕХАНИЗМ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ В НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ

Ю.П.Белов (ВИЭМС), Ю.Н.Макаркин (ОАО "Сургутнефтегаз")



Юрий Павлович Белов,
заместитель заведующего
отделом, кандидат
экономических наук



Юрий Николаевич
Макаркин, директор
Московского отделения,
кандидат экономических
наук

Привлечение и рациональное использование инвестиций в недропользовании, имеющих большое значение для выхода из кризиса и развития экономики России, в значительной степени определяются обоснованным согласованием интересов государства как собственника недр и инвестора, максимизирующего обоснованную рыночную стоимость и минимизирующего риски при недропользовании. Согласование (компромисс) предполагает приемлемые для обеих сторон принципы обеспечения баланса интересов инвестора и государства. В настоящее время баланс нарушен из-за нечеткой государственной стратегии в области налогообложения при недропользовании и осредненного подхода к различным по рентабельности объектам, что часто занижает требования для высокорентабельных объектов и, наоборот, завышает их для малорентабельных и создает барьер притоку инвестиций. В первом случае открывается возможность неправомерного присвоения инвестором части горной ренты, принадлежащей всему обществу. Это объясняется также и отсутствием адекватных современным экономическим условиям моделей дифференциальной горной ренты.

Сформировавшаяся в 90-х гг. система налогообложения, учитывающая рыночный характер экономики, включала ряд специальных ресурсных налогов, ориентированных по замыслу на изъятие горной ренты: акцизы, платежи за пользование недрами или роялти, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, экспортные пошлины. Практика их применения выявила существенные недостатки, на которые указывали многие исследователи, опубликовано значительное число методических работ по их совершенствованию и приданию им рентного характера. Особенно широко обсуждалась проблема дифференциации платежей за недро-

пользование на рентной основе. Поскольку минимальные и максимальные размеры ставки платежа были фиксированы законодателем, дифференциация на рентной основе предлагалась также внутри фиксированного интервала. Механизм дифференциации сводился к построению некоторого аддитивного или мультипликативного функционала от факторов, учитывающих (в форме коэффициентов) горно-геологические, технологические, технические, географические, транспортные и другие свойства объекта недропользования. Проекты соответствующих методик были разработаны для твердых полезных ископаемых, углей, нефти и газа, но практически не внедрения не получили.

Следует отметить, что в горно-геологической практике для решения различных задач давно применяются классификации геологических объектов по природным и технологическим свойствам и коэффициенты, учитывающие эти свойства. Опыт показывает, что, чем более обобщенный характер носят показатели (стоимость единицы работ, геологического задания и т.п.), тем менее точные получаются классификации и тем менее полный перечень задач, которые с их помощью можно решать. Например, имевшие место в 70-80-х гг. прошлого столетия попытки заменить метод нормативных полей и точек (применяемого для технического нормирования бурения скважин на нефть и газ) разработкой единых норм оказались неудачными.

Представляется, что разработка и применение различных коэффициентов, учитывающих рентообразующие факторы, для дифференциации ставок платежей за недропользование требуют значительных усилий по их экономическому обоснованию. Действительно, многофакторная модель даже простейшего вида, сводящаяся к сумме или произведению соответ-

вующих коэффициентов, может привести к неадекватному решению, например когда эффект сложения двух факторов полностью поглощается эффектом от одного из них или равняется полусумме отдельных эффектов. В многофакторном анализе предполагается, что факторы взаимосвязаны и для нахождения частного эффекта от одновременного воздействия любого набора факторов следует элиминировать ("очистить") множественный эффект от всех возможных множественных эффектов меньшей размерности. Поэтому процедура экономического обоснования коэффициентов дифференциации налогообложения достаточно трудоемка, особенно с учетом трудностей получения адекватной информации для различных условий.

Другим существенным недостатком методик дифференциации платежей за недропользование является ограниченность дифференциации заданными рамками, что не позволяет дифференцировать на рентной основе особо рентабельные и весьма низкорентабельные объекты.

Платежи за пользование недрами в части платы за добычу, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акцизы с 1 января 2002 г. были заменены налогом на добычу полезных ископаемых (НДПИ), что не привело к реализации принципов рентного налогообложения. Все негативные качества прежних специальных налогов сконцентрировались в новом налоге, и теперь уже новый налог также нуждается в дифференциации ставок на рентной основе.

Для придания НДПИ или платежам за пользование недрами в части добычи рентного характера более перспективным представляется другой, экономический подход, когда выделяются рентообразующие факторы, влияющие на основной результат любой экономической деятельности в недропользовании – чистую текущую стоимость (net present value – NPV).

Экономическая рента есть дополнительный доход фактора производства, полученный вследствие неиспользования этого фактора другим образом. Общую дифференциальную горную ренту определяет фактор произ-

водства – недра, а дифференциальную горную ренту первого (R_1) и второго (R_2) рода – факторы природного качества и технико-экономического уровня эксплуатации объекта недропользования соответственно. Вся масса прибыли складывается из нормальной прибыли, которая рассматривается как предельная, но которую можно интерпретировать, в частности, и как альтернативные издержки бизнеса, и дополнительной прибыли (экономической прибыли или ренты), которая интерпретируется как дифференциальная горная рента. Предметом раздела является дифференциальная горная рента и только она. Та-

It is advisable when differentiating the taxation system to reconcile the interests of the state and investor through reasonable division of mining rent into the state's share (differentiated mining rent I) and investor's share (differentiated mining rent II) depending on the natural qualities of the target and technical/economic level of its operation. Differentiated mining rent I may be interpreted as a differentiated rate of special rental mining tax or rate of payment for the subsoil use.

ким образом, дифференциальная горная рента образуется за счет различий предельных и средних затрат или различий средней и предельной прибыли.

Определение горной ренты как

экономической прибыли позволяет привлечь для исчисления ренты основной показатель оценки эффективности капитальных вложений – NPV. В категории денежных потоков как экономическая прибыль, так и экономические издержки определяются в качестве конечного результата принятого решения в виде увеличения (для чистой прибыли Π_r) или уменьшения (для издержек K_r) настоящих и будущих денежных потоков при сроке эксплуатации объекта t_3 , сроке строительства добывающего комплекса (лаг запаздывания начала добычи) t_c , норме дисконта E , принимаемого на уровне минимально приемлемой нормы прибыли, и амортизационных отчислениях A в части реновации.

Таким образом, имеем:
 $NPV = NPV(\Pi_r, K_r, t_3, t_c, E, A)$.

При формулировке понятий общей горной ренты и дифференцированной горной ренты R_1 и R_2 были приняты три допущения относительно роли показателей, характеризующих дифференциальную горную ренту R_1 и R_2 .

Первое из них – различие в природных качествах месторождений – определяется показателями Π_r и t_3 , обусловленными объемом запасов полезного ископаемого, а различие в технико-экономическом уровне их эксплуатации – размерами инвестиций K и показателем t_c . Другими словами, дифференциальная горная рента R_1 образуется за счет увеличения показателей Π_r и t_3 , а дифференциальная горная рента R_2 – за счет увеличения показателей K и t_c .

Второе допущение состояло в том, что любое приращение горной ренты должно сопровождаться разделом этого прироста на доли R_1 и R_2 в силу их взаимозависимости. Это означает, что увеличение показателя Π_r может являться результатом не только увеличения R_1 , но и одновременного увеличения R_2 .

И наконец, третье допущение заключалось в том, что процедура расчета показателей, связанных с определением обоснованных долей государства и инвестора, должна обладать некоторой функцией или экономическим механизмом, стимулирующим ин-

вестора к введению новых технологий. Эта функция или экономический механизм включает два показателя – Π_r и E . Привлечение нормальной прибыли позволило проследить действие механизма изменения R_2 , поскольку нормальная прибыль определяется средневзвешенной стоимостью капитала (инвестиций) с поправкой на риск проекта.

Все три предположения были экспериментально проверены и нашли свое подтверждение на диаграммах зависимости R_1 и R_2 от изменения Π_r , t_c и E .

Доказательство первого допущения, состоящее в том, что различие в природных качествах месторождений определяется показателями Π_r и t_3 , а различие в технико-экономическом уровне их эксплуатации – показателями K и t_c , позволило подойти к задаче раздела общей горной ренты на экономически обусловленные ее доли, которые могут быть интерпретированы как экономически обусловленные величины R_1 и R_2 .

Сумма полученных таким путем экономически обусловленных долей равняется величине общей горной ренты, т.е. горная рента представляется в виде арифметической суммы своих обоснованных долей. Указанные доли находятся из условия равенства отношений дифференциалов горных рент R_1 и R_2 и дифференциалов их обоснованных долей. В то же время, если предположить, что дифференциальную горную ренту определяют все факторы производства (труд, капитал, недра), отсюда следует, что дифференциальную горную ренту R_1 и R_2 определяют факторы природного качества и технико-экономического уровня эксплуатации объекта недропользования соответственно. Таким образом, решение проблемы раздела горной ренты сводится к оценке предельной нормы замещения этих рентообразующих факторов.

Следует подчеркнуть, что процедура расчета горной ренты в целом проста и даже при наличии различных подходов к ней принципиальных споров не вызывает. Проблема рентного подхода лежит в экономическом

обосновании раздела горной ренты на доли инвестора и государства. Процедура раздела должна быть универсальной для всех видов полезных ископаемых, находящихся на любых стадиях освоения.

Целесообразность экономического подхода к дифференциации налогообложения в недропользовании убедительно подмечена А.Г.Грязновой*: “Тенденция развития налогообложения нефтяной промышленности заключается в постепенном переходе от непосредственного учета природных, географических и даже технологических особенностей месторождений к косвенному учету всех этих и многих других факторов через экономические показатели: капитальные вложения в месторождения, величина и структура затрат, стоимость добываемого и реализуемого углеводородного сырья, срок окупаемости, рентабельности. Подобный подход позволит определить реальную создаваемую стоимость и выявить долю в ней ренты, подлежащей уплате государству”.

Следует лишь уточнить, что природные и другие факторы через экономические показатели учитываются непосредственно при технико-экономическом обосновании целесообразности освоения месторождения. Индивидуальная геолого-экономическая оценка месторождения обеспечивает непосредственный учет всех его факторов, а использование экономических показателей по ряду месторождений для разработки коэффициентов, учитывающих различные свойства этих месторождений, является косвенным, а значит, менее точным учетом этих свойств для определения налоговых ставок.

Предлагаемый в работе метод рентного налогообложения в недропользовании может быть использован для различных видов минерального, в том числе углеводородного, сырья. Горная рента оценивается как величина создаваемой рыночной стоимости при нефтедобыче и выражается основным показателем ее эффективности – NPV. Доля в общей горной ренте, подлежащая уплате государству, определяется в результате ее раз-

* Грязнова А.Г. Актуальные проблемы налогообложения нефтяной отрасли. Доклады и выступления участников “круглого стола” 1 ноября 2002 г., Москва. Министерство РФ по налогам и сборам. Финансовая академия при Правительстве РФ.

дела на R_1 и R_2 и количественно оценивается величиной R_1 . Ставки рассчитываются без ограничения как снизу, так и сверху. Для убыточных месторождений может быть рассчитана величина дотаций, если их эксплуатация необходима по каким-либо причинам.

Таким образом, предложения по расчету дифференциации ставок НДС могут быть сформулированы следующим образом (при условии отмены каких-либо льгот по освоению объектов недропользования):

1. Налоговая база – общая годовая горная рента R_r – оценивается как чистая прибыль Π_r , уменьшенная на величину нормальной прибыли E : $R_r = \Pi_r - E$.

2. Налоговая ставка b (доля горной ренты, относимой на долю государства R_1 в горной ренте R_r) принимается на едином уровне на весь период отработки месторождения (но может ежегодно пересчитываться с учетом доходов и затрат недропользователя) и может быть оценена как отношение уменьшенного на единицу индекса доходности PI (традиционный показатель эффективности освоения объекта), рассчитанного по потоку R_r , к тому же индексу доходности: $b = (PI - 1)/PI$.

3. НДС (H_A) принимается на уровне R_1 и оценивается как произведение налоговой базы R_r и налоговой ставки b : $H_A = R_1 = R_r \cdot b$.

4. Часть горной ренты в размере $R_r - R_1$ принимается за R_2 и зачисляется вместе с нормальной прибылью E в доход недропользователя: $\Delta_n = R_2 + E$.

5. H_A и другие налоги H зачисляются в доход государства: $\Delta_r = H_A + H$.

Процедура раздела горной ренты на доли государства и инвестора может быть востребована при разработке месторождений полезных ископаемых на условиях раздела продукции, поскольку позволяет найти относительные доли государства и инвестора в полученной продукции.

Реализация дифференцированного подхода к налогообложению дает возможность оценивать чрезмерность или недостаточность налоговой нагрузки для конкретного объекта недропользования.

В первом случае может быть определен экономически обоснованный размер налоговых льгот, а во втором – экономически обоснован размер дополнительных налоговых отчислений в бюджеты различных уровней.

Многочисленные недостатки концептуальных основ горной ренты потребовали внесения изменений в эти основы, достаточных для применения рентного принципа платности в недропользовании. Дифференциальная горная рента должна исчисляться на основе различия предельных и средних затрат. В качестве предельных рассматриваются затраты, обеспечивающие минимально приемлемую норму прибыли. Поскольку расчет горной ренты по наиболее известному методу замыкающих затрат является неустойчивым, это явилось поводом к отказу от его использования в традиционной форме и трансформации понятия горной ренты. Горную ренту следует рассматривать как дифференцированную надбавку к нормальной прибыли. При этом важно подчеркнуть субъективный (индивидуальный для каждого объекта, месторождения) характер нормальной прибыли, который был продекларирован А.Маршаллом* при формулировке понятия квазиренты, но не получил у него практического воплощения. Предлагаемое определение ренты следует рассматривать как развитие понятия ренты по А.Маршаллу с учетом существующих сегодня экономических условий. В качестве альтернативы прежним предлагается дифференцированный норматив, принятый современной теорией оценки экономической эффективности капитальных вложений и относящийся к категории нормы прибыли – минимально приемлемая норма прибыли. Минимально приемлемая норма прибыли используется в качестве нормы дисконта при приведении доходов и расходов к моменту начала строительства рудника. Норма дисконта устанавливается на таком уровне, который позволил бы инвестору не только компенсировать инфляцию и риск, но и получить некоторую прибыль. Прежние нормативы эффективности капиталъ-

ных вложений, основанные на категории приведенных затрат, не учитывали фактор времени и в современных экономических условиях оказались недостаточными. В настоящий момент они дополнены другими нормативами, принятыми и апробированными современной экономикой, получившими название показателей инвестиционной привлекательности проектов разработки месторождений полезных ископаемых.

Механизм расчета дифференцированных ставок налогов (платежей) опробован на значительном числе объектов недропользования различных типов полезных ископаемых и показал высокую эффективность по сравнению с действующей системой налогообложения относительно величины бюджетных отчислений. Для 24 действующих объектов нефтедобычи крупной нефтяной компании механизм обеспечивает суммарные ежегодные дополнительные поступления в бюджет в размере 10 млрд р., по отдельным месторождениям – до 2 млрд р. ежегодно (в ценах 2000 г.). Для 26 месторождений неметаллических полезных ископаемых величина ежегодных дополнительных бюджетных отчислений составила суммарно 500 млн р., по отдельным объектам – до 250 млн р.

В рекомендациях парламентских слушаний по правовым организационно-экономическим аспектам применения системы дифференцированного налогообложения в природно-ресурсном секторе (19 апреля 2004 г. Государственная Дума. Комитет по природным ресурсам и природопользованию) рекомендовано Правительству РФ организовать и провести подготовительную работу по созданию условий для определения показателей дифференциации ставки НДС, отвечающих требованиям прозрачности, объективности, простоты администрирования, защищенности от возможных коррупционных проявлений, максимальной полноты учета влияния различных факторов на рентабельность добычи. Всем перечисленным выше требованиям удовлетворяет предлагаемый механизм дифференциации ставки НДС.

* Маршалл А. Принципы политической экономии. – М.: Прогресс, 1983, 1984. – Т. 1, 3.

МЕТОДИКА ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ НАЛОГА НА ДОБЫЧУ НЕФТИ И ГАЗА

Ю.Е.Батулин (Тюменское отделение "СургутНИПИнефти")



Юрий Ефремович Батулин, директор, доктор технических наук, профессор

Задача дифференциации налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), как известно, была поставлена Президентом России, после чего была обсуждена на многочисленных форумах, конференциях, съездах, совещаниях на самых высоких уровнях. Их результатом является создание рабочей группы по совершенствованию нормативной правовой базы ТЭК, которая согласовала техническое задание на разработку концепции дифференциации шкалы НДПИ (нефть), выбрала исполнителя данной работы – Топливо-энергетический независимый институт (ТЭНИ). Решения рабочей группы были поддержаны межведомственной рабочей группой по вопросам совершенствования налогообложения в области нефтедобычи под эгидой Минфина России, составленной из представителей Минфина, Минпромэнерго, Минэкономразвития, МПР России, Федеральной налоговой службы, Федерального агентства по недропользованию и Росэнерго. Создание методики в целом планировалось завершить в течение нескольких лет, в том числе первого этапа – создание концепции дифференциации НДПИ – в 2005 г.

В качестве альтернативы официальному пути над решением поставленной задачи работают ряд научных коллективов, производственные организации, отдельные ученые и специалисты. В статье рассматривается методика дифференцирования НДПИ, разработанная Тюменским отделением "СургутНИПИнефти". К настоящему времени методика апробирована на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" и направлена для рассмотрения в органы управления недропользованием, налоговые органы Российской Федерации и Ханты-Мансийского АО-Югры.

Действие методики распространяется на два типа регионов: с созданной и с несозданной внешней инфраструктурой. В последнем случае предполагается наличие в регионе открытых, но не разрабатываемых мес-

торождений полезных ископаемых. Рассмотрим подробнее особенности применения методики в указанных случаях.

Методика дифференциации НДПИ при разработке месторождений региона (территории) с созданной внешней инфраструктурой

Рассчитанный в соответствии с этой методикой дифференцированный НДПИ должен:

- учитывать различие месторождений по геологическому строению, качеству запасов и стадиям их разработки;

- базироваться на объективной исходной информации;

- быть простым, понятным, исключая коррупцию, "прозрачным" для всех сторон, участвующих в недропользовании;

- учитывать интересы как государства, так и недропользователей;

- стимулировать недропользователей к применению при разработке месторождений современных технических средств и технологий, повышающих эффективность добычи полезных ископаемых;

- обеспечивать эксплуатацию месторождения в соответствии с проектными документами и способствовать соблюдению сроков освоения месторождений;

- гарантировать государству получение плановой величины НДПИ.

Для расчета НДПИ используются следующие показатели, характеризующие исходную информацию:

$Q_{sit}^{уг}$ – начальные геологические запасы углеводородов по категориям А, В, С₁, С₂, числящиеся на государственном балансе по месторождению i и его пластам в год t ;

$K_{иuit}^{уг}$ – коэффициент извлечения углеводородов из запасов категорий А, В, С₁, С₂, числящихся на государственном балансе по месторождению i и его пластам в год t ;

$Q_{зuit}^{уг}$ – начальные извлекаемые за-

пасы углеводородов по категориям А, В, С₁, С₂, числящихся на государственном балансе по месторождению *i* и его пластам в год *t*;

Q_{uit}^{pac} – расчетные начальные извлекаемые запасы углеводородов, числящиеся на государственном балансе по месторождению *i* и его пластам в год *t*; рассчитываются по формуле:

$$Q_{uit}^{pac} = (Q_{suit}^{TB})_A + (Q_{suit}^{TB})_B + (Q_{suit}^{TB})_{C_1} + 0,5 \cdot (Q_{suit}^{TB})_{C_2}, \quad (1)$$

где коэффициент 0,5 при $(Q_{suit}^{TB})_{C_2}$ соответствует среднестатистической величине подтверждаемости запасов категории С₂ при их переводе в запасы промышленных категорий.

За объективность (Q_{uit}^{pac}) отвечают организации МПР России: государственные комиссии по запасам (ГКЗ, ЦКЗ) и разработке (ЦКР), территориальные комиссии по запасам (ТКЗ) и разработке (ТКР);

$\left(\frac{K}{\mu}\right)_{it}$ – фильтрационные параметры (проводимости) продуктивных пластов месторождения *i* в год *t*, где *K* – проницаемость, *μ* – вязкость нефти.

Готовит информацию Центр рационального недропользования субъекта Федерации (ЦРН), контролирует ее ТКР;

H_{it} – глубина залегания продуктивных пластов на месторождении *i* в год *t*.

Готовит информацию ЦРН, контролирует ТКР;

S_{it} – показатель, характеризующий стадию разработки месторождения *i* в год *t*, рассчитывается по формуле:

$$S_{it} = \frac{Q_{uit}^{pac} - Q_{hit}}{Q_{uit}^{pac}}, \quad (2)$$

где Q_{hit} – накопленная с начала разработки добыча углеводородов из вовлеченных в фильтрацию пластов месторождения *i* в год *t*.

Отвечает за объективность информации ЦРН, контролирует ТКР;

T_{it} – степень освоения проектной технологии на месторождении *i* в год *t*, рассчитывается по формуле:

$$T_{it} = \frac{(N_3 + N_n)_{npr}}{(N_3 + N_n)_{ymt}}, \quad (3)$$

где $(N_3 + N_n)_{npr}$ – проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин, размещенных на запасах ка-

The SurgutNIPIneft Tyumen branch developed and tested a procedure for differentiation of mining (production) tax by order of the Director of OAO Surgutneftegaz and submitted it to federal and regional subsoil management authorities for approval.

The procedure may be applied in regions of the following two types: with developed and undeveloped external infrastructure.

Indices used for calculation of differentiated mining (production) tax characterize: in-situ, initial recoverable, and rated initial recoverable HC reserves, as well as HC recovery ratio for commercial reserves of an individual field in a certain year placed on the State balance sheet;

filtration characteristics and occurrence depth of producing formations of an individual field in a certain year;

the degree of adaptation of the project technology on an individual field in a certain year;

the difference of fields in costs of transportation of produced HC.

The procedure for differentiation of mining (production) tax is based on the principle of imposing the tax not on the unit of produced HC, but on the production potential granted to the subsoil user. The latter is a time-varying index and is an objective characteristic of the real natural body (HC accumulation).

The formula for evaluation of the production potential is a product of a number of the indices characterizing:

HC rated initial recoverable reserves of an individual field in a certain year placed on the State balance sheet;

development stage and degree of adaptation of the project technology;

relative conductivity of beds;

costs of HC transportation from the field to the consumer;

changes in occurrence depth of beds.

The sequence and organization scheme are developed for calculation of differentiated mining (production) tax on an individual field and its beds in a certain year.

Peculiarities of calculation of differentiated mining (production) tax for regions (territories) with undeveloped external infrastructure are also considered.

The proposed procedure for calculation of mining (production) tax eliminates the shortcomings of the existing "flat" scale of mining (production) tax collection and makes the tax to fairly reflect the peculiarities of HC production from fields (beds) with reserves of diffe-

тегорий А+В+С₁ месторождения *i* в год *t*. Берется из действующего на год *t* проектного документа;

$(N_3 + N_n)_{ymt}$ – утвержденный в действующем проектном документе весь фонд добывающих и нагнетательных скважин, размещенных на запасах категорий А+В+С₁.

На полностью разбуренном месторождении фонд скважин в формуле (3) может быть заменен или дополнен мероприятиями по доработке месторождения.

Готовит информацию ЦРН, контролирует ТКР.

Кроме этого, используется показатель, характеризующий различие месторождений по затратам на транспортировку добытых углеводородов до потребителей.

В основу методики дифференциации НДПИ положена идея взимания с недропользователя налога не с единицы массы или объема добытых углеводородов, а с предоставленного ему в пользование государством *добычного потенциала*, изменяющегося

во времени. Последний является объективной характеристикой реального природного объекта – скопления углеводородов, ценности запасов, содержащихся в нем, и реализуемой на месторождении системы разработки. Именно в соответствии с его величиной должен взиматься налог на пользование недрами, а не с объема добычи углеводородов, являющегося величиной субъективной (обусловленной не только объективными параметрами залежей, но и субъективным подходом к их разработке).

В формализованном виде добычной потенциал имеет вид:

$$P_{it} = Q_{uit}^{pac} \cdot S_{it} \cdot T_{it} \cdot K_{npr} \times K_{mpt} \cdot K_{hit}, \quad (4)$$

где $0 < S_{it} < 1$;

$0 < T_{it} < 1$.

Введение в добычной потенциал сомножителя T_{it} , как нетрудно видеть, стимулирует недропользователя:

активно проводить доработку

месторождения с целью перевода запасов категории C_2 в промышленные категории (запасы категории C_2 входят в добычный потенциал), своевременно проводить пересчет запасов и пересоставлять проектные документы;

не запаздывать с началом освоения месторождения и проводить его с темпом не ниже проектного, поскольку в противном случае НДПИ все равно придется платить в соответствии с проектом ввода месторождения в разработку;

применять эффективные современные технические средства и технологии нефтеизвлечения для добычи нефти из всех классов трудноизвлекаемых запасов, поскольку НДПИ для таких пластов будет минимальным, вплоть до нулевого;

K_{npt} – относительная проводимость пласта, определяющаяся по формуле:

$$K_{npt} = \frac{\left(\frac{K}{\mu}\right)_{it}}{\left(\frac{K}{\mu}\right)_{cрт}}, \quad (K_{npt} > 0), \quad (5)$$

где $\left(\frac{K}{\mu}\right)_{cрт}$ – средневзвешенная по запасам проводимость пластов региона.

Как видно, K_{npt} является основным параметром, дифференцирующим пласты по интенсивности углеводородоизвлечения;

K_{mpt} – поправочный коэффициент для учета затратности транспортировки углеводородов (нефти) от месторождения до потребителей ($K_{mpt} > 0$). Пока обоснован для двух частей России: европейской ($K_{mptев} = 1,06$) и западно-сибирской ($K_{mptзс} = 0,946$);

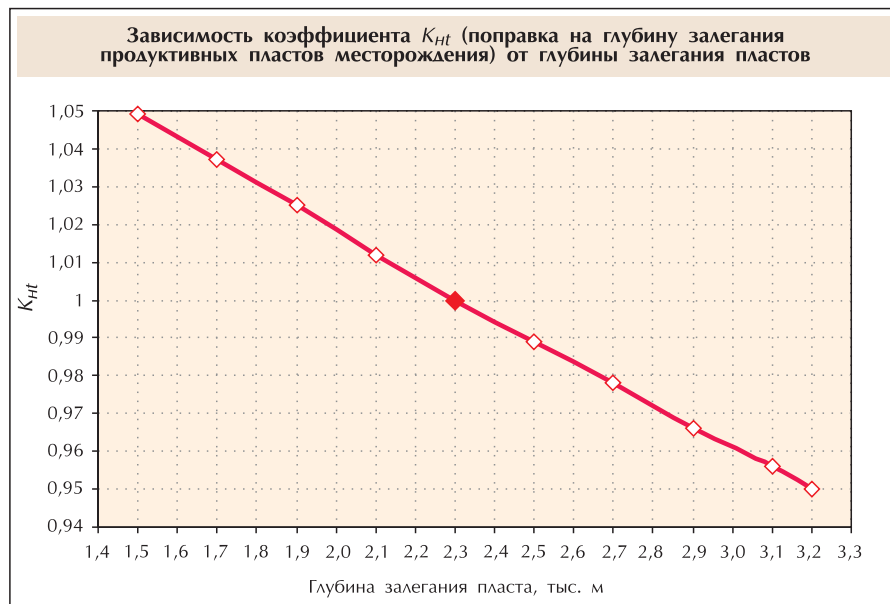
K_{nit} – поправочный коэффициент для учета дифференциации глубин залегания пластов. Определяется по результатам технико-экономических расчетов (рисунок).

Расчет НДПИ по месторождению i и его пластам в год t проводится в следующей последовательности:

1. Определяется добычный потенциал региона:

$$\Pi_t^p = \sum_{i=1}^m \Pi_{it}^p, \quad (6)$$

где m – число месторождений и их пластов в регионе, находящихся в разработке в год t ;



2. Рассчитывается добычный потенциал Российской Федерации:

$$\Pi_t^{pФ} = \sum_{j=1}^n \Pi_{jt}^p, \quad (7)$$

где n – число регионов (субъектов РФ, в которых добываются углеводороды);

3. Определяется доля δ_t^p добычного потенциала региона в добычном потенциале Российской Федерации в год t :

$$\delta_t^p = \frac{\Pi_t^p}{\Pi_t^{pФ}}, \quad (8)$$

где $\delta_t^p \leq 1$

4. Рассчитывается доля НДПИ, приходящаяся на регион в год t :

$$V_t^p = \delta_t^p \cdot V_{тt}, \quad (9)$$

где $V_{тt}$ – величина НДПИ, приходящаяся на нефтяную отрасль в год t .

Величину $V_{тt}$ обосновывает Правительство РФ по согласованию с регионами (субъектами РФ) и недропользователями;

5. Определяется доля δ_{it} добычного потенциала месторождения i и его пластов в год t :

$$\delta_{it} = \frac{\Pi_{it}^p}{\Pi_t^p} \quad (\delta_{it} \leq 1); \quad (10)$$

6. Рассчитывается доля НДПИ, приходящаяся на месторождение i и его пласты в год t :

$$V_{it} = V_t^p \cdot \delta_{it}. \quad (11)$$

Представляется целесообразной следующая организационная схема расчетов НДПИ:

величину добычного потенциала региона Π_t^p , его долю δ_t^p , приходящуюся на месторождение i и его пласты в год t , определяют органы управления недропользованием региона (например, для Ханты-Мансийского АО-Югры – это центры рационального недропользования, образованные совместным решением МПР России и органов власти региона). Контролирует результаты расчетов ТКР;

добычный потенциал Π_t^p и его доли δ_t^p , приходящиеся на месторождение i и его пласты, рассчитывают один раз в год в период с 01.01.($t + 1$) по 31.03.($t + 1$). Доли НДПИ ($t + 1$) года действуют с 01.04.($t + 1$) по 31.03.($t + 2$);

величины Π_t^p и δ_t^p передаются из регионов в органы управления недропользованием России, другие заинтересованные министерства и агентства. На их основе, зная $V_{тt}$, легко рассчитываются НДПИ по регионам в целом, недропользователям, лицензионным участкам, месторождениям, при желании даже по пластам месторождений. НДПИ можно распределять ежемесячно, ежеквартально, ежегодно.

Методика дифференциации НДС при разработке месторождений региона (территории) с несозданной внешней инфраструктурой

Предполагается, что на территориях с несозданной внешней инфраструктурой по результатам поисково-разведочных работ, проводимых ранее государством или частными организациями, открыты месторождения углеводородов.

Представляется целесообразным при освоении таких территорий выделить два этапа.

На первом этапе:

составляются ТЭО и программы работ по освоению территории (региона);

заключаются договора между государством и недропользователем, в которых четко фиксируются условия предоставления лицензионных участков в пользование, программа их освоения, права и обязанности сторон;

проводятся изыскательские и проектные работы по разведке и обустройству месторождений, созданию внешней инфраструктуры;

строятся объекты систем разработки и обустройства внутри месторождений, объекты внешней инфраструктуры.

На этом этапе освоения недропользователь освобождается от уплаты всех видов налогов, кроме единого социального и подоходного.

На втором этапе, начинающемся с

момента ввода месторождения в промышленную разработку, недропользователь некоторое время (до момента окупаемости средств, затраченных на первом этапе освоения) также выплачивает государству только два вида налогов: единый социальный и подоходный. Далее налогообложение осуществляется по изложенной выше схеме для регионов с созданной внешней инфраструктурой.

Предлагаемый специальный режим освоения новых территорий (регионов) должен быть прописан в виде отдельной главы в Законе РФ "О недрах".

Заметим, что этот же режим может быть применен также для всех видов поисково-разведочных работ частными организациями (физическими лицами).

Таким образом, из существа изложенной методики видно, что она устраняет все недостатки существующей "плоской" шкалы взимания НДС, делает его объективно отражающим особенности добычи углеводородов на месторождениях с запасами разного качества и на разных стадиях разработки, является ясной, понятной, "прозрачной", исключающей коррупцию, гарантирует государству получение планового объема налогов, стимулирует недропользователей применять эффективные технические средства и технологии эксплуатации

месторождений, проводить их разработку в соответствии с проектными документами, оперативно осваивать регионы (территории) с несозданной внешней инфраструктурой, в том числе для проведения любых видов поисково-разведочных работ.

Для реализации методики создана расчетная программа на персональных компьютерах, с применением которой методика апробирована для пластов, месторождений, лицензионных участков и компании в целом по ОАО "Сургутнефтегаз", т. е. она готова к немедленному практическому применению.

Из существа методики видна целесообразность замены названия налога: вместо НДС на НППР (налог на пользование природными ресурсами) или на НПН (налог на пользование недрами). Принципы и показатели дифференцирования этого налога должны быть закреплены в Законе РФ "О недрах".

ОТ РЕДАКЦИИ

В статье Ю.Е.Батурина излагается способ решения актуальной текущей проблемы недропользования в России — дифференциации налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). При этом в основу предлагаемой методики дифференциации заложен принцип взимания налога не с единицы объема добытых углеводородов, а с предоставленного в пользование изменяющегося в процессе отработки "добычного потенциала", который является объективной характеристикой реального природного объекта (скопления углеводородов) на конкретный период налогообложения.

Методика учитывает основные факторы, влияющие на технико-экономические параметры добычи углеводородов для конкретного месторождения. В то же время она не лишена отдельных недостатков. В частности, в коэффициенте, характеризующем освоение проектной технологии, не учитывается степень реализации проектом технологических решений в добыче (способ и режим эксплуатации скважин и заводнения, очередность ввода скважин в добычу, применение специальных методов воздействия на пласт и др.); коэффициенты, учитывающие затратность транспортировки и глубин залегания пластов, приведены без расчетных обоснований.

Для того чтобы оценить приемлемость методики, желательно было бы привести примеры расчетов по конкретным объектам, на которых следовало бы показать, как сглаживается негативное влияние применения плоской шкалы НДС на состояние нефтедобычи, сырьевой базы и т.п.

Предложение об освобождении недропользователей от НДС на этапе проектирования, обустройства месторождений и создания объектов внешней инфраструктуры вполне целесообразно. Что же касается создания таких же налоговых льгот на период до окупаемости средств, затраченных на указанном выше этапе, то это требует дополнительных обоснований.

К ВОПРОСУ ВВЕДЕНИЯ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОГО НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Р.К.Садыков (ЦНИИгеолнеруд)



Равиль Касимович Садыков, заместитель директора, кандидат географических наук

В настоящее время руководством при определении размера налога на добычу полезных ископаемых является Федеральный закон "О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации" № 126 от 08.08.2001 г.

Введение этим законом единого налога на добычу вместо дифференцированной ставки платежей, базировавшихся на удельном весе затрат на геолого-разведочные работы в стоимости товарной продукции, привело и в ближайшей перспективе еще более усилит тенденции сокращения геолого-разведочных работ и объемов разведанных минерально-сырьевых ресурсов, включая стратегическое сырье, сворачиванию малого горного бизнеса. В то же время переход на рентные платежи за пользование недрами, по мнению специалистов и ученых, может ежегодно дополнительно приносить в бюджет государства от 1,5 до 30,0 млрд дол. К тому же большинство горно-добывающих предприятий несет на себе градообразующие функции, в связи с чем вряд ли целесообразно обременять их налогом на добычу полезных ископаемых без дифференциации по горно-геологическим, географо-экономическим и экономическим условиям, которые в условиях рыночной экономики должны обязательно учитываться.

Руководствуясь принципом платного недропользования, можно дифференцировать действующую шкалу налога на добычу полезных ископаемых путем введения коэффициентов K_1 , K_2 и K_3 , учитывающих соответственно горно-геологические, географо-экономические и экономические условия, характерные для района конкретного месторождения.

В общем виде предлагается руководствоваться следующей формулой:

$$C_{\text{диф}} = C_{\text{баз}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3,$$

где $C_{\text{диф}}$ — дифференцированная ставка налога на добычу полезного

ископаемого; $C_{\text{баз}}$ — базовая ставка налога на добычу полезного ископаемого (действующая с 01.01.2002 г. в соответствии с главой 26 части II Налогового кодекса РФ); K_1 — коэффициент горно-геологических условий; K_2 — коэффициент географо-экономических условий; K_3 — коэффициент экономических условий. Значения K_1 , K_2 , $K_3 \leq 1$.

Коэффициент K_1 , определяющий горно-геологические условия, должен учитывать масштаб месторождения (крупное, среднее, мелкое), сложность его геологического строения, содержание полезных компонентов, гидрогеологическую характеристику, способ добычи (открытый или подземный), обогатимость полезного ископаемого, срок отработки, сложность технологии добычи.

Коэффициент K_2 , определяющий географо-экономические условия, учитывает состояние производственной и социальной инфраструктур в районе месторождения, климатические условия, рельеф местности, состояние окружающей среды.

При использовании коэффициента K_3 (экономические условия) учитываются экономическое состояние района работ, состояние рынка минерального сырья (конъюнктура внутреннего и внешнего рынков), инвестиционные возможности.

В порядке эксперимента этот подход можно опробовать на общераспространенных полезных ископаемых, которые в соответствии с российским законодательством о недрах являются объектами совместного ведения, а лучше представителей данной территории никто не владеет объективной информацией, особенно по экономическим условиям, тем более что при их добыче полная сумма налога поступает в бюджет субъектов РФ.

Накопленная в территориальных агентствах по недропользованию база данных по горно-геологическим и экономическим условиям территорий уже сейчас позволяет определиться с коэффициентами K_1 , K_2 , K_3 при оценке дифференцированного налога на добычу полезных ископаемых. В

пользу дифференциации налога на добычу применительно к общераспространенным полезным ископаемым свидетельствуют и положения законодательства о недрах субъектов РФ, в которых указывается, что размер платы за пользование недрами устанавливается администрациями субъектов.

Рентный подход при определении налога на добычу полезных ископаемых применительно к общераспространенным полезным ископаемым позволит не только развить принципы платного недропользования в условиях проходящих в России реформ, но и инициировать его широкое применение и для других объектов недропользования в каждом субъекте Федерации. Использование же добытых на этой основе общераспространенных полезных ископаемых может принести значительный эффект в строительном и аграрном секторах экономики, во многом определяющих качество жизни населения.

В частности, в настоящее время в ряде субъектов РФ, особенно в самодостаточных регионах, принимаются специальные программы, направленные на поддержание сельскохозяйст-

венного сектора экономики. Так, в Республике Татарстан, чтобы не допустить увеличения площадей кислых почв, ежегодно производится известкование на площади около 250 тыс. га, на что расходуется около 300 млн р. Для раскисления почв на 34 карьерах холдинговой компании "Татагрохимсервис" в 26 районах ежегодно производится около 2 млн т местных известковых материалов. Благодаря ежегодному выделению из бюджета необходимых средств для предприятий "Татагрохимсервиса" (так было до 2002 г.) удалось поднять плодородие почв и получить прирост урожая зерновых в размере 1,5 т с 1 га.

Принимая во внимание важность и сложность введения дифференцированного налога на добычу полезных ископаемых и учитывая, что в статье обозначены лишь самые общие контуры его оценки, представляется целесообразным внедрение эксперимента по определению его размерности в субъектах Российской Федерации, входящих в Приволжский федеральный округ, характеризующихся широким видовым набором общераспространенных полезных ископае-

Importance and difficulty of imposing differentiated mining tax calls for conducting of an experiment aimed at determining its rate. It is advisable to conduct it in the Russian Federation (RF) constituent subjects composing the Volga Federal District as it has a wide range of generally found minerals, its geographical location and geological and economic conditions are diverse, and there are both all-sufficient and subsidize territories in it.

In accordance with Russian legislation, generally found minerals are under the joint jurisdiction, and nobody has more reliable information particularly on economic conditions than local authorities the more so as budgets of the RF constituent subjects receive the full sum of the tax imposed on their mining.

мых, разнообразием горно-геологических и географо-экономических условий и наличием как самодостаточных, так и дотационных территорий, что позволяет более корректно оценить значения коэффициентов K_1 , K_2 и K_3 при определении размеров дифференцированного налога на добычу.

СТОИМОСТНАЯ ГРАДАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

И.А.Неженский (ВСЕГЕИ)



Игорь Анатольевич
Неженский, главный
научный сотрудник,
доктор геолого-мине-
ралогических наук

Существующие градации месторождений полезных ископаемых по размерам запасов, начиная с десятичной классификации месторождений металлических полезных ископаемых В.И.Красникова (1965 г.), градации месторождений углеводородного сырья, приведенной в действующей “Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов” (1983 г.) и вплоть до последней официальной градации (“Размерность месторождений полезных ископаемых”), введенной Приказом МПР России от 31 марта 1997 г. № 50 “Об инструкции по вопросам выплаты вознаграждений за выявление месторождений полезных ископаемых” (с изменениями от 24 апреля 2000 г.), не позволяют сравнивать их между собой по реальной значимости, т.е. по какому-либо единому эквиваленту.

Самым естественным эквивалентом значимости разнотипных объектов является их стоимость. В данной работе предпринята попытка разработки стоимостной градации месторождений. При этом существующие официальные и неофициальные градации месторождений по размерам запасов были детализированы и уточнены автором на основе подготовленных в ВИМСе выпусков “Минеральное сырье” (1997-1999 гг., 100 выпусков, ООО “Геоинформмарк”) и других литературных источников, главным образом за счет более дробной градации крупных месторождений с выделением среди них весьма крупных и уникальных (табл. 1). На этой основе создана градация месторождений полезных ископаемых по потенциальной стоимости их запасов с учетом сквозных коэффициентов извлечения (табл. 2). Для последних по литературным данным взяты усредненные значения, учитывающие потери при добыче, обогащении, металлургическом переделе и т.д., т.е. от добычи до получения конечного то-

варного продукта (руды, металла, минерала). Эти потери могут быть весьма значительными, например, коэффициент извлечения калийных солей – 0,3, не намного выше коэффициенты извлечения углеводородного сырья, многих других полезных ископаемых, что существенно снижает стоимость месторождений и безусловно должно быть учтено при ее расчете.

При определении стоимости месторождений цены на минеральное сырье рассчитывались как средние значения за несколько последних лет, а также принимались по данным торгов на различных сырьевых биржах. На некоторые виды сырья цены принимались и по другим основаниям: периоду их длительной стабилизации (например, по золоту – 10 дол/г), их реальному качеству (например, для российских бокситов – 25 дол/т при значительно более высоких среднемировых ценах на руды лучшего качества зарубежных месторождений) или такие, какие закладывались при определении показателей российского бюджета на 2004 г. (например, по нефти – 200 дол/т).

Из табл. 2 видно, что потенциальная стоимость месторождений полезных ископаемых колеблется от первых миллионов долларов (мелкие месторождения хромовых руд, россыпного олова и золота) до сотен миллиардов долларов и более. Самыми дорогими являются месторождения топливно-энергетического сырья и такие крупнотоннажные месторождения, как, например, железорудные. Так, стоимость весьма крупных месторождений угля составляет сотни миллиардов долларов, а в отдельных случаях доходит до 1,3 трлн дол. Даже мелкие угольные месторождения содержат угля в недрах на сумму не менее 1,3 млрд дол. Потенциальная стоимость весьма крупных месторождений нефти достигает многих десятков миллиардов долларов, а уникальных доходит до триллиона долларов (месторож-

Comparison of mineral deposits by their actual significance, i.e. a single equivalent, is impossible by their grading by amounts of reserves used now. The most natural equivalent of economic significance of deposits of different types is their cost. In this connection, an attempt is made to develop cost grading of deposits on the basis of their grading by amounts of reserves (unique, very large, large, medium, and small) offered by the author.

Prices on mineral raw materials used for determining the cost of deposits were average prices for a few last years and prices at different raw materials exchanges, as well as prices calculated on some other bases.

The cost approach to the appraisal of economic significance of deposits of various minerals on the basis of their grading by the amount of reserves may be used for both achieving strategic goals of national economic development and the country's individual regions and solving practical problems concerning in particular determination of amounts of remuneration for the discovery of deposits.

дения Кувейта, Саудовской Аравии, Ирака), не опускаясь ниже 2 млрд дол. Запасы крупных месторождений газа оцениваются в 50 млрд дол. и более, а стоимость его уникальных месторождений (в России, Катаре, Иране и др.) доходит до 1 трлн дол. Несколько сот миллиардов долларов может достигать потенциальная цена крупных редкоземельных месторождений (при современных ценах на металлы цериевой и иттриевой групп). Потенциальная стоимость железорудных месторождений достигает 150 млрд дол. и выше, не бывая менее 1,5 млрд дол. (речь идет о промышленных типах месторождений). Свыше 100 млрд дол. стоят уникальные месторождения циркония, калийных солей, а цена крупных достигает 20 млрд дол., как и месторождений фосфатного сырья, потенциальная стоимость которых достигает в исключительных случаях 80 млрд дол.

Если расположить полезные ископаемые по потенциальной стоимости их уникальных и крупных месторождений в единый упорядоченный ряд (по убыванию), то он будет выглядеть следующим образом (из рассмотренных исключаются комплексные месторождения, стоимость которых, естественно, выше): уголь, нефть, газ, ред-

Таблица 1. Градации месторождений полезных ископаемых по размерам запасов (предложение автора)					
Полезное ископаемое	Запасы месторождений				
	уникальные	весьма крупные	крупные	средние	мелкие
Нефть и конденсат, млн т	> 10000	300-10000	30-300	10-30	<10
Природный газ, млрд м ³	> 10000	500-10000	30-500	10-30	<10
Уголь, млрд т	> 50	10-50	1-10	0,1-1	0,05-0,1
Уран, тыс. т	> 200	50-200	20-50	5-20	< 5
Железные руды, млрд т	> 10	5-10	1-5	0,1-1	< 0,1
Марганцевые руды, млн т	> 200	100-200	75-100	25-75	< 25
Хромовые руды, млн т	> 100	10-100	1-10	0,1-1,0	< 0,1
Бериллий (BeO), тыс. т	> 50	20-50	5-20	1-5	< 1,0
Бокситы, млн т	> 1000	300-1000	100-300	10-100	< 10
Вольфрам (WO ₃), тыс. т	> 500	250-500	100-250	30-100	< 30
Германий, т	—	—	> 500	100-500	< 100
Кобальт, тыс. т	> 400	50-400	15-50	2-15	< 2
Медь, млн т	> 20	10-20	3-10	0,5-3,0	< 0,5
Молибден, тыс. т	> 800	300-800	150-300	25-150	< 25
Никель, млн т	> 5	2-5	1-2	0,1-1,0	< 0,1
Ниобий (Nb ₂ O ₅), тыс. т	> 10000	1000-10000	300-1000	100-300	< 100
Тантал (Ta ₂ O ₅), тыс. т	> 100	50-100	30-50	4-30	< 4
Олово, тыс. т:					
коренные месторождения	> 600	100-600	50-100	20-50	< 20
россыпные месторождения	> 400	50-400	15-50	5-15	< 5
Свинец, млн т	> 3	2-3	1-2	0,5-1,0	< 0,5
Цинк, млн т	> 10	5-10	1-5	0,5-1,0	< 0,5
Сурьма, тыс. т	> 1500	300-1500	100-300	50-100	< 50
Титан (TiO ₂), млн т:					
коренные месторождения	—	> 50	10-50	5-10	< 5
россыпные месторождения	> 280	10-280	5-10	1-5	< 1,0
коры выветривания	> 50	15-50	5-15	1-5	< 1,0
Ванадий (V ₂ O ₅), тыс. т	—	—	> 1000	100-1000	< 100
Цирконий (ZrO ₂), млн т	> 10	5-10	1-5	0,1-1,0	< 0,1
Редкие земли (TR ₂ O ₃), тыс. т:					
цериевые	> 10000	10000-5000	1000-5000	100-1000	< 100
иттриевые	> 500	500-300	100-300	10-100	< 10
Золото, т:					
коренное	> 2000	400-2000	100-400	25-100	< 25
россыпное	> 50	5-50	1-5	0,5-1	< 0,5
Серебро, т	> 25000	5000-25000	2000-5000	500-2000	< 500
Платина, т (коренные месторождения)	> 1000	300-1000	100-300	10-100	< 10
Фосфатное сырье (P ₂ O ₅), млн т	> 3500	100-3500	50-100	10-50	< 10
Калийные соли (K ₂ O), млн т	> 4000	150-4000	50-150	10-50	< 10
Барит, млн т	> 20	15-20	10-15	1-10	< 1,0
Плавленый шпат, млн т	> 10	7-10	5-7	2-5	< 2,0

кие земли, калийные соли, железо, бокситы (зарубежные месторождения), цирконий, фосфатное сырье, титан (единичные месторождения могут быть на порядок дороже), ниобий, медь, бокситы (российские месторождения с низким качеством руд), никель, золото (коренные месторождения), марганец, платиноиды, цинк,

уран, тантал, бериллий, хром, кобальт, молибден, ванадий, серебро, свинец, олово, вольфрам, сурьма, плавленый шпат, германий, барит, золото (россыпи) (см. табл. 2).

Таким образом, само полезное ископаемое и рыночная цена на него, а также геолого-промышленные и формационные типы месторождения (в

Таблица 2. Градации месторождений полезных ископаемых по потенциальной стоимости запасов

Полезное ископаемое	Цена	Потенциальная стоимость запасов, млн дол.				
		Ранг месторождения				
		уникальные	весьма крупные	крупные	средние	мелкие
Нефть и конденсат	200 дол/т	> 800000	60000-800000	6000-60000	2000-6000	< 2000
Природный газ	100 дол/тыс. м ³	> 1000000	50000-100000	3000-50000	1000-3000	< 1000
Уголь (0,85-0,9)*	30 дол/т	> 1300000	260000-1300000	26000-260000	2600-26000	< 2600
Уран (0,9)	40 дол/кг	> 7200	1800-3600	700-1800	180-700	< 180
Железные руды (0,73)	20 дол/т	> 150000	75000-150000	15000-75000	1500-15000	< 1500
Марганцевые руды (0,72)	50 дол/т	> 14000	3600-14000	2700-3600	900-2700	< 900
Хромовые руды (0,8)	60 дол/т	> 4800	480-4800	50-480	5-50	< 5
Бериллий (BeO) (0,6)	170 дол/кг	> 5000	2000-5000	500-2000	100-500	< 100
Бокситы (0,8)	25** дол/т	> 30000	6000-20000	2000-6000	200-2000	< 200
Вольфрам (WO ₃) (0,66)	6 дол/т	> 2000	1000-2000	400-1000	120-400	< 120
Германий (0,8)	1,25 дол/г	–	–	> 500	100-500	< 100
Кобальт (0,25)	35 дол/кг	> 3500	450-3500	125-450	20-125	< 20
Медь (0,74)	1800 дол/т	> 35000	13000-35000	4000-13000	700-4000	< 700
Молибден (0,6)	10 дол/кг	> 4800	1800-4800	900-1800	150-900	< 150
Никель (0,73)	7500 дол/т	> 27000	11000-27000	5500-11000	550-5500	< 550
Ниобий (Nb ₂ O ₅) (0,8)	6 дол/кг	> 48000	4800-48000	1400-4800	480-1400	< 480
Тантал (Ta ₂ O ₅) (0,8)	80 дол/кг	> 6400	3200-6400	1900-3200	250-1900	< 250
Олово (0,53):	6 дол/кг					
коренные месторождения		> 1900	300-1900	160-300	60-160	< 60
россыпные месторождения		> 1300	160-1300	50-160	15-50	< 15
Свинец (0,6)	500 дол/т	> 2400	600-2400	300-600	150-300	< 150
Цинк (0,6)	1000 дол/т	> 8000	3000-8000	600-3000	300-600	< 300
Сурьма (0,8)	1,5 дол/кг	> 1800	360-1800	120-360	60-120	< 60
Титан (TiO ₂):	2000 дол/т					
коренные месторождения		–	< 64000	13000-64000	6400-13000	< 6400
россыпные месторождения		> 360000	13000-360000	6400-13000	1300-6400	< 1300
коры выветривания (0,64)		> 64000	19000-64000	6400-19000	1300-6400	< 1300
Ванадий (V ₂ O ₅) (0,6)	6 дол/кг	–	–	> 3600	360-3600	< 360
Цирконий (0,6)	20 дол/кг	> 120000	60000-120000	12000-60000	1200-12000	< 1200
Редкие земли (TR ₂ O ₃) (0,6):						
цериевые	100 дол/кг	> 600000	600000-300000	60000-300000	6000-60000	< 6000
иттриевые	500 дол/кг	> 150000	150000-90000	30000-90000	3000-30000	< 3000
Золото	10 дол/г					
коренные месторождения		> 15000	3000-15000	750-3000	200-750	< 200
россыпные месторождения (0,75)		> 400	40-400	7-40	4-7	< 4
Серебро (0,8)	0,16 дол/г	> 3200	650-3200	250-650	60-250	< 60
Платина (0,8) (коренные месторождения)	15 дол/г	> 12000	3600-12000	1200-3600	120-1200	< 120
Фосфатное сырье (P ₂ O ₅) (0,6)	40 дол/т	> 80000	2400-80000	1200-2400	240-1200	< 240
Калийные соли (K ₂ O) (0,3)	140 дол/т	> 170000	6000-170000	2100-6000	400-2100	< 400
Барит (0,72)	40 дол/т	> 580	430-580	300-430	30-300	< 30
Плавленый шпат (0,8)	100 дол/т	> 800	560-800	400-560	160-400	< 160

*Коэффициент сквозного извлечения (по нефти и газу учитываются извлекаемые запасы).

** Цены на высококачественные зарубежные бокситы в 4-7 раз выше.

данной статье этот аспект не рассматривается) определяют возможные масштабы месторождений и предельные стоимости их запасов. Так, мелкие месторождения угля, нефти, железа, горючего газа стоят столько же, сколько крупные место-

рождения золота, металлов платиновой группы, весьма крупные месторождения серебра, вольфрама, молибдена, уникальные – олова и сурьмы. Уникальные месторождения золота в 10 раз дешевле уникальных месторождений железа, в 20 раз – горю-

чего газа, в 50 – нефти, в 80 – угля. Если создать единую классификацию месторождений по потенциальной (или товарной) стоимости их запасов, то она должна быть весьма дифференцированной – с числом граф во всяком случае не менее 10. Справа и

слева такая классификация будет заполнена единичными примерами, а в средних графах в одну классификационную графу попадут, например, мелкие месторождения угля, нефти, газа, железа, средние – меди, никеля, крупные и весьма крупные – марганца, цинка, молибдена, золота, серебра, металлов платиновой группы и др., уникальные – олова, сурьмы и т.п. Для “внутреннего” потребления такая классификация имеется и при-

меняется, по существу, как элемент легенды к картам стоимости недр на комплекс полезных ископаемых. На основании приведенной градации месторождений по потенциальной стоимости запасов аналогичные могут быть созданы при решении конкретных задач оценки стоимости недр в пределах территорий различного ранга.

Предлагаемый стоимостный подход к оценке экономической значи-

мости (масштабов) месторождений различных полезных ископаемых на основе их градации по величине запасов может быть использован как при решении стратегических задач развития экономики страны и ее отдельных регионов, так и практических (тактических) вопросов, в частности при определении размеров вознаграждений за выявление месторождений.

О ПОРЯДКЕ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ПРАВА ПОЛЬЗОВАНИЯ УЧАСТКАМИ НЕДР НА ОСНОВАНИИ РЕШЕНИЯ КОМИССИИ ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

С.И.Федоров (МПР России), **Д.В.Василевская** (Центр “СРП-Недра” при МПР России)



Сергей Иванович Федоров, директор Департамента государственной политики и регулирования в области природопользования



Дарья Владимировна Василевская, начальник отдела подготовки законопроектных актов, кандидат юридических наук

Федеральным законом “О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федеральных законов “О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон “Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации” и “Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации” от 22.08.2004 г. № 122-ФЗ подверглись значительной трансформации основания и механизм предоставления права пользования участками недр.

В соответствии со ст. 10-1 Закона РФ “О недрах” одним из оснований возникновения права пользования участками недр является решение комиссии, которая создается федеральным органом управления государственным фондом недр и в состав которой включаются также представители органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации (далее – Комиссия).

Вероятно, по мнению разработчиков поправок к Закону, посредством привлечения к работе Комиссии по предоставлению права пользования участками недр представителей субъектов Российской Федерации будет несколько смягчено перенесение основного объема полномочий в сфере недропользования на федеральный уровень.

В соответствии с частью 4 ст. 10-1 Закона РФ “О недрах” Комиссия правомочна принимать решения о предоставлении права пользования участками недр по следующим видам пользования:

для целей геологического изучения участков недр, за исключением участков недр внутренних морских

вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации;

при установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых пользователем недр, проводившим работы по геологическому изучению участков недр за счет собственных (в том числе привлеченных) средств для целей разведки и добычи полезных ископаемых такого месторождения и возместившим в случае их наличия расходы государства на поиск и оценку полезных ископаемых на данном участке недр в порядке, установленном Правительством РФ, за исключением участков недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации;

для целей добычи подземных вод, используемых для питьевого водоснабжения населения или технологического обеспечения водой объектов промышленности;

для целей строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

для целей строительства нефте- и газохранилищ в пластах горных пород и эксплуатации таких нефте- и газохранилищ, размещения промышленных и бытовых отходов;

для целей образования особо охраняемых геологических объектов.

В целях реализации норм и принципов, установленных поправками, внесенными в Закон Министерством природных ресурсов РФ, была проведена работа по подготовке нормативно-методических документов, регламентирующих порядок рассмотрения заявок на получение права пользования участками недр и принятия соответствующих решений по каждому из перечисленных выше видов пользования недрами.

В настоящее время разработаны, согласованы с заинтересованными фе-

деральными органами исполнительной власти и зарегистрированы в Минюсте России следующие документы:

Порядок рассмотрения заявок на получение права пользования недрами для целей добычи подземных вод, используемых для питьевого водоснабжения населения или технологического обеспечения водой объектов промышленности;

Порядок рассмотрения заявок на получение права пользования недрами для целей строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

Порядок рассмотрения заявок на получение права пользования недрами для целей сбора минералогических, палеонтологических и других геологических коллекционных материалов.

Документы, регламентирующие порядок предоставления права пользования участками недр для иных целей, перечисленных в ст. 10-1 Закона РФ "О недрах", также разработаны и находятся на стадии различных согласований.

Характеризуя согласованные и утвержденные в Минюсте России документы, а также документы, находящиеся на согласовании, отметим, что при их подготовке одной из основных целей являлось установление максимально четких требований к составу документов, представляемых заявителем с целью получения права пользования участком недр.

Порядками предусмотрено существование так называемого базового перечня документов и дополнительного перечня документов, который в значительной степени дифференцируется в зависимости от вида пользования недрами.

К базовому перечню, применимому ко всем видам пользования недрами, за исключением пользования недрами для целей сбора минералогических, палеонтологических и других геологических коллекционных материалов, относятся следующие документы:

1) данные о заявителе, включая место его основной деятельности, его хозяйственные взаимоотношения с финансовыми и производственными партнерами, в том числе:

наименование, организационно-пра-

вовая форма и местонахождение – для юридического лица;

фамилия, имя, отчество, место жительства, данные документа, удостоверяющего личность, – для индивидуального предпринимателя;

копии учредительных документов и документа, подтверждающего факт внесения записи о юридическом лице в Единый государственный реестр юридических лиц (с предъявлением оригиналов в случае, если копии не заверены нотариально);

копия свидетельства о государственной регистрации гражданина в качестве индивидуального предпринимателя (с предъявлением оригиналов в случае, если копии не заверены нотариально);

копия свидетельства о постановке заявителя на учет в налоговом органе с указанием идентификационного номера налогоплательщика (с предъявлением оригиналов в случае, если копии не заверены нотариально);

2) данные о руководителях или владельцах заявителя и лицах, которые представляют его при получении лицензии, включая:

решение уполномоченных органов управления заявителя о назначении единоличного исполнительного органа организации (с предъявлением оригиналов в случае, если копии не заверены нотариально) или доверенность, выданная в установленном порядке;

выписку из Единого государственного реестра юридических лиц;

выписку из реестра акционеров заявителя (для акционерных обществ);

3) данные о финансовых возможностях заявителя, необходимых для выполнения работ, связанных с намечаемым использованием недрами, включая:

копию бухгалтерского баланса заявителя за год, предшествующий подаче заявки, с отметкой налогового органа о его принятии;

документальные данные о наличии собственных, в том числе привлеченных, средств на осуществление геологического изучения (договоры займа, кредита и др.);

справку налоговых органов о наличии (отсутствии) задолженности заявителя по уплате налоговых платежей, а также платежей при пользовании недрами;

The Ministry of Natural Resources of Russia worked out normative-methodical documents regulating the procedure of consideration of applications for acquiring the right to use subsoil sites for various purposes with the aim of developing the norms and principles established under amendments introduced into the Law of the Russian Federation on the Subsoil in August 2004.

The documents establish requirements for application materials and determine the procedure of consideration of applications and taking decisions on the results of the consideration.

4) данные о технических и технологических возможностях заявителя, а также других организаций, привлекаемых им в качестве подрядчиков, включая сведения о наличии технологического оборудования, квалифицированных специалистов для ведения работ на участке недр;

5) информация о предыдущей деятельности заявителя, в том числе:

данные о полученных заявителем лицензиях на пользование участками недр;

сведения о выполнении заявителем условий пользования недрами.

К перечню дополнительных документов, в зависимости от вида пользования недрами, могут, например, относиться документы, в которых указываются:

требования к качеству подземных вод и режиму эксплуатации водозаборных сооружений, наличие имеющейся или проектируемой наблюдательной сети скважин, ее характеристика, сведения о методах наблюдений за подземными водами и др. (при предоставлении права пользования участком недр для целей добычи подземных вод);

состав и свойства размещаемых в недрах нефти, газа, промышленных и бытовых отходов, необходимые меры по обеспечению экологической и промышленной безопасности намечаемых к строительству и эксплуатации объектов и др. (при предоставлении права пользования недрами для целей строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых);

предложения заявителя по условиям пользования недрами, включая технико-экономические предложения по проведению геологического изуче-

ния участка недр с указанием видов, объемов, сроков проведения работ, предполагаемых объемов их финансирования с разбивкой по годам и ожидаемых результатов геологического изучения, в том числе по приросту запасов полезных ископаемых (при предоставлении права пользования для целей проведения геологического изучения).

В Порядках устанавливается, что заявки на получение права пользования участками недр подаются в Федеральное агентство по недропользованию или его территориальные органы, где регистрируются и учитываются, после чего поступившие заявки и прилагаемые к ним материалы подаются в Комиссию для принятия соответствующих решений.

Подготовленными Порядками достаточно детально регламентируется процедура работы Комиссии по принятию решений о предоставлении права пользования участками недр.

Так, устанавливается, что заседания Комиссии правомочны, если на них присутствует не менее половины ее списочного состава.

По результатам рассмотрения вопроса о возможности предоставления права пользования участками недр для осуществления того или иного вида пользования недрами члены Комиссии принимают соответствующее решение открытым голосованием простым большинством голосов.

По итогам голосования оформляется протокол, который подписывается председателем и секретарем Комиссии.

В отдельном пункте оговаривается, что в случае равенства голосов при голосовании решающим является голос председателя Комиссии. В случае, если у кого-либо из членов Комиссии, голосовавших против принятого решения, имеется особое мнение, то оно может быть изложено в письменном виде и приложено к решению Комиссии.

Законом РФ "О недрах" в ст. 14 устанавливается закрытый перечень оснований для отказа в приеме заявки на предоставление права пользования участком недр, к которым относятся следующие случаи:

- 1) заявка на предоставление лицензии подана с нарушением установленных требований;
- 2) заявитель умышленно представил о себе неверные сведения;
- 3) заявитель не представил и не может представить доказательств того, что обладает или будет обладать квалифицированными специалистами, необходимыми финансовыми и техническими средствами для эффективного и безопасного проведения работ;
- 4) если в случае предоставления права пользования недрами данному заявителю не будут соблюдены антимонопольные требования.

В подготовленных Порядках приведенный выше перечень оснований приводится в строгом соответствии с нормами ст. 14 Закона РФ "О недрах".

В заключительных положениях рассматриваемых Порядков устанавливается, что принятое решение о предоставлении права пользования участком недр направляется Комиссией в Федеральное агентство по недропользованию или его территориальные органы для подготовки условий пользования недрами, оформления и выдачи лицензии в порядке, предусмотренном законодательством РФ.

Таким образом, посредством разработки и принятия Порядков, регламентирующих процедуру рассмотрения заявок на получение права пользования недрами на основании решений Комиссии, нормы ст. 10-1 Закона РФ "О недрах" получают возможность практической реализации. Новая процедура принятия решений о предоставлении права пользования участками недр на основе коллегиального мнения послужит формированию максимально прозрачных отношений между государством и пользователями недр.

ООО «Институт проблем недропользования»

проводит геолого-экономическую и стоимостную оценку участков недр и месторождений полезных ископаемых, в том числе расчет стартовой цены за право пользования участком недр, разработку технико-экономических расчетов (ТЭР), соображений (ТЭС), докладов (ТЭД) и обоснований (ТЭО).

Свидетельство о регистрации от 23.01.1992 г. № 140.441; лицензия Федерального агентства по управлению федеральным имуществом от 24.11.2004 г. № 010248 на право осуществления оценочной деятельности на территории Российской Федерации.

В составе учредителей Общества и исполнителей работ – опытные инженеры-геологи, имеющие опыт разведки и оценки месторождений, доктора и кандидаты экономических и геолого-минералогических наук.

Общество является участником Некоммерческого партнерства «Всероссийское общество оценщиков природных ресурсов».

**Тел: (095) 259-41-76, 8-916-424-63-02
E-mail: oooipn@mail.ru**

ПРОБЛЕМЫ ПРАВОВОГО РЕЖИМА ГОРНОГО ИМУЩЕСТВА ПО РОССИЙСКОМУ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВУ

И.Б.Калинин (Юридический институт Томского государственного университета)



Игорь Борисович Калинин, доцент кафедры природоресурсного, земельного и экологического права, кандидат юридических наук

В современном российском горном и гражданском законодательстве отсутствуют определения таких понятий, как “горное имущество”, “горное предприятие”. Такое положение представляется недопустимым, поскольку отношения собственности, в том числе на движимое и недвижимое имущество, используемое недропользователями для разведки и добычи полезных ископаемых, являются основополагающими для рыночной экономики.

В науке горного права в настоящее время предпринимаются попытки определить понятие горного имущества. Не всегда такие попытки являются доктринальными. Иногда для раскрытия содержания указанных категорий используются формулировки, содержащиеся в проектах федеральных нормативных актов*. А.Ф.Стругов** определяет горное имущество как имущество, созданное или приобретенное пользователем недр и непосредственно обеспечивающее процесс недропользования. При этом он разделяет горное имущество на связанное и несвязанное. Аналогичной позиции придерживаются также В.Ж.Аренс и А.Н.Вылегжанин***. Такое разграничение основывается на делении имущества, используемого при пользовании недрами, на движимое и недвижимое. Недвижимое горное имущество признается связанным, а движимое – несвязанным. Приведенная дифференциация горно-

го имущества представляется не вполне обоснованной. Так, авторы к несвязанному горному имуществу относят, в частности, средства передвижения, погрузочные машины, энергосиловые агрегаты и др. В то же время указанное движимое имущество, при других обстоятельствах, может быть использовано и в иных целях, в том числе не связанных с использованием недрами. При этом такое имущество уже нельзя будет назвать горным. Очевидно, что транспорт, энергетические установки могут использоваться в самых различных отраслях промышленности. Поэтому относить к горному имуществу все имущество, которое используется или может быть использовано при пользовании недрами, едва ли целесообразно, поскольку критерием отнесения движимого имущества к “горному” в данном случае является только цель его использования****.

Недвижимое имущество, неразрывно связанное с недрами и служащее для добычи полезных ископаемых, должно иметь специфический правовой режим как недвижимое имущество особого рода. На особенности горного имущества в отечественном горном законодательстве указывалось еще во времена Екатерины II. В России с 1762 г. предписывалось “... медные и железные рудники, соляные росолы и трубы, как предметы, сокровенные в недрах земных, ... де-

* См., например, Тихомирова С.Р., Ананченко А.Д. Словарь-справочник российского недропользователя. Официальные термины и понятия. – М., 2004. – С. 78. В указанном справочнике горное имущество определяется как “здания, сооружения, оборудование и иное имущество” – со ссылкой на проект федерального закона “О государственных целевых бюджетных фондах воспроизводства минерально-сырьевой базы”, ст. 9, Постановление Государственной Думы Федерального Собрания РФ от 15 сентября 1999 г. № 4285-11 ГД; “Недвижимое имущество, созданное или приобретенное пользователем недр и непосредственно обеспечивающее процесс недропользования” – проект федерального закона “О недрах” 2003 г.

** Стругов А.Ф. О горном имуществе и имущественных отношениях при прекращении пользования недрами // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 1997. – С. 31-32.

*** Правовой режим минеральных ресурсов: Словарь-справочник / Под ред. В.Ж.Аренса, А.Н.Вылегжанина. – Томск: Томский государственный университет, 2002. – С. 44-45.

**** Следуя этому критерию, можно было бы выделить, например, водное имущество (причалы, плотины, шлюзы), энергетическое имущество (электростанции, линии электропередач, трансформаторные подстанции), лесное имущество (охотхозяйственные сооружения, шишко-сушилки), иные виды имущества, используемого в тех или иных целях. Едва ли такая дифференциация была бы оправданной.

лить между наследниками как недвижимое имущество”*. В соответствии со ст. 130 Гражданского кодекса РФ (ГК РФ) к недвижимому имуществу относятся объекты, перемещение которых невозможно без причинения несоразмерного ущерба их назначению, в частности земельные участки, участки недр, обособленные водные объекты, здания, сооружения, леса и др. Из приведенного перечня, хотя он и не исчерпывающий, с очевидностью следует, что перечисленные объекты недвижимости могут использоваться в самых различных целях. Напротив, недвижимое горное имущество, неразрывно связанное с недрами, может быть использовано только по своему прямому и единственному назначению — для того или иного вида пользования недрами. Вне связи с недрами оно использоваться не может.

В проекте новой редакции Закона РФ “О недрах” под горным имуществом понимаются горные выработки, скважины и иное имущество, непосредственно связанное с осуществлением определенного лицензией или договором вида пользования участком недр (ст. 43 проекта). Указание в приведенной норме на такие виды имущества, как горные выработки, скважины, позволяет сделать вывод о том, что под горным имуществом следует понимать прежде всего недвижимое имущество, неразрывно связанное с недрами. Такой вывод можно сделать хотя бы потому, что движимое и недвижимое имущество имеет различный правовой режим. Гражданское законодательство предусматривает различные требования к условиям, форме совершения, государственной регистрации договоров, предметом которых является оборот движимого и недвижимого имущества. Объединение в понятии горного как движимого, так и недвижимого имущества может привести к тому, что на сделки с движимым имуществом будут распространяться требования, предусмотренные для недвижимости, что недопустимо.

Для обеспечения пользования нед-

рами, помимо недвижимого горного имущества, неразрывно связанного с недрами, необходимо наличие и иного недвижимого имущества, неразрывно связанного с землей. В соответствии со ст. 130 ГК РФ — это здания, сооружения, используемые в том числе в процессе пользования недрами. Согласно ст. 132 ГК РФ предприятие как имущественный комплекс признается недвижимостью. В состав предприятия входят все виды имущества, предназначенные для его деятельности, включая земельные участки, здания, сооружения, оборудование, инвентарь, сырье, продукцию, права требования, долги, а также права на обозначения, индивидуализирующие предприятие, его продукцию, работы и услуги и другие исключительные права. Сравнительный анализ горного и гражданского законодательства позволяет сделать вывод о том, что в состав горного предприятия следует включать горное имущество, а также иное недвижимое и движимое имущество, обеспечивающее процесс пользования недрами, геологическую информацию и исключительные права, связанные с деятельностью горного предприятия. Право пользования недрами является имущественным правом. Поэтому и оно также должно входить в состав горного предприятия. Вместе с тем необходимо согласиться с тем, что в целях налогообложения следует ввести дифференциацию правового режима различных объектов недвижимого имущества горного предприятия**.

В соответствии с гражданским законодательством предметом залога может быть всякое имущество, в том числе имущественные права. С этой точки зрения не только горное имущество, другое недвижимое имущество как составная часть горного предприятия, но и право пользования недрами как имущественное право может быть предметом залога. С учетом специфики права пользования недрами необходимо предусмотреть специальные требования к процедуре обращения взыскания на такой предмет залога. Между тем в проекте новой

Effective Russian mining and civil legislation lacks such notions as mining assets and mining enterprise. The situation seems inadmissible as property relations covering both real assets and movable property used by the subsoil users for mineral exploration and mining are fundamental for market economy.

More precise definition of such terms of mining law as mining enterprise and mining assets, their fixing in mining legislation, expansion of the list of the grounds for the transfer of the subsoil use right, as well as opportunities of mortgaging the subsoil use right in accordance with market economy requirements will facilitate the turnover of assets and property rights arising from the subsoil use. The introduction of clarity into the legal regime of mining assets and peculiarities of their turnover will substantially contribute to enhancement of efficiency of the subsoil use.

редакции Закона РФ “О недрах” не только не предусмотрена возможность залога права пользования недрами, но даже не расширен перечень оснований перехода права пользования недрами. Как и ранее, эти основания связаны практически только с правопреемством, возникающим при различных формах реорганизации юридического лица-недропользователя, а также его банкротстве.

В целях обеспечения единообразия в применении и реализации норм горного законодательства следует дать легальное определение понятий горного предприятия и горного имущества. При этом было бы, видимо, целесообразно в ГК РФ или в Законе РФ “О недрах” указать на то, что горное имущество является недвижимым имуществом особого рода, и урегулировать особенности его оборота.

Распространение в России рыночных отношений может привести в самом ближайшем будущем к положению, при котором собственником горного имущества (скважин, горных выработок и др.) является одно лицо, а право пользования недрами в соответствии с лицензией принадлежит другому. Так, например, уже сейчас на одном из нефтедобывающих предприятий Томской области возникла ситуация, когда недропользователь обращается в банк за получением

* Булгаков М.Б., Ялбулганов А.А. Российское природоохранное законодательство XI — начала XX веков. — М.: Легат, 1997. — С. 21.

** Предложение к законодательству об исключении из налогооблагаемой базы капитальных горных выработок, отвалов, фактически не являющихся ликвидным имуществом, было высказано 29 октября 2004 г. на заседании Высшего горного совета некоммерческого партнерства “Горно-промышленники России”.

кредита, и ему предлагается в обеспечение обязательства по погашению кредита оформить договор залога принадлежащей ему нефтяной скважины*. При этом возникает ряд вопросов, требующих разрешения. Собственник горного имущества не будет иметь права пользования недрами, а владелец лицензии лишается доступа к имуществу, которое необходимо ему для добычи полезных ископаемых. В рамках действующего законодательства такой конфликт интересов может быть преодолен только путем заключения договора аренды скважины и земельного участка, необходимого для ее использования, между недропользователем и новым собственником. Но заставить заключить такой договор никого нельзя. Вместе с тем неиспользование недропользователем месторождения в течение определенного времени может повлечь отзыв его лицензии за нарушение горного законодательства, лицензионных условий. Однако досрочное (принудительное) прекращение права пользования недрами возможно лишь при возникновении угрозы жизни и здоровью людей либо при наличии обстоятельств, свидетельствующих о виновном поведении пользователя недр. В рассматриваемом случае нет ни одного из указанных оснований. Невозможен в данном случае и переход права пользования недрами с последующим переоформлением лицензии, поскольку Закон РФ "О недрах" содержит исчерпывающий перечень оснований перехода права пользования недрами. Среди них нет такого, как смена собственника горного имущества.

В этой связи заслуживают внимания положения ст.43 проекта новой редакции Закона РФ "О недрах", в соответствии с которыми: 1) при получении права пользования участком недр пользователь недр имеет право на возмездное получение горного имущества, находящегося на участке

недр; 2) собственник горного имущества обязан заключить договор на передачу на возмездной основе горного имущества пользователю недр, обратившемуся с предложением о заключении указанного договора, в месячный срок с даты получения данного предложения; 3) в случае отказа собственника горного имущества от заключения указанного договора пользователь недр вправе обратиться в суд с требованием о понуждении к заключению договора**. То есть предусматривается заключение рассматриваемого договора в обязательном порядке, с соблюдением требований, установленных ст. 445 ГК РФ. Таким образом, недропользователь ставится как бы в "привилегированное" положение по сравнению с собственником горного имущества, поскольку именно на собственника имущества возлагается обязанность заключить такой договор. Вместе с тем было бы логично дополнить горное законодательство нормами, предусматривающими в качестве оснований перехода права пользования недрами переход права собственности на горное имущество с последующим переоформлением лицензии на право пользования недрами – при условии, что новый собственник соответствует требованиям, предъявляемым к недропользователям горным законодательством***.

Таким образом, уточнение понятий и содержания таких терминов горного права, как "горное предприятие" и "горное имущество", их закрепление в горном законодательстве, расширение перечня оснований перехода права пользования недрами, а также возможности залога права пользования недрами, проводимые в соответствии с требованиями рыночной экономики, способствовали бы упрочению и стабилизации оборота имущества и имущественных прав в отношениях, возникающих при пользовании недрами. Уточнение право-

вого режима горного имущества, особенностей его оборота будет в значительной мере содействовать повышению эффективности пользования недрами, более рационального их использования. Известно, что вертикально-интегрированные нефтяные компании (ВИНК) в силу ряда экономических причин, несовершенства действующего горного и налогового законодательства объективно не заинтересованы в разработке небольших месторождений и месторождений с падающей добычей. Разработкой таких месторождений могли бы успешно заниматься малые и средние нефтедобывающие компании. Однако в настоящее время переход к ним права пользования недрами от ВИНК, в соответствии с горным законодательством, практически невозможен. Повышение роли малых и средних нефтедобывающих компаний будет особенно актуально в ближайшие годы, когда в условиях явно недостаточного числа вводимых в эксплуатацию вновь разведанных месторождений объемы добычи нефти на крупных, разведанных еще в советские времена месторождениях будут неуклонно снижаться.

* В будущем, с увеличением в России числа малых и средних нефтедобывающих организаций, такая ситуация, возможно, уже не будет редкостью. О малых и средних нефтедобывающих организациях см. подробнее: Земцов Р.Г. Особенности становления и функционирования малых и средних нефтедобывающих компаний в России: Автореф. дис... канд. эконом. наук. – Новосибирск, 2004.

** С этим согласны и представители компаний, настаивающие на том, чтобы горное имущество (оборудование скважин и т.п.) организации, которую лишат права на разработку месторождения, было оценено независимым оценщиком, а преемник был обязан выкупить его. – Коммерсантъ. – №139 от 02.08.2004.

*** Следует в целом согласиться с мнением руководителя Федеральной службы земельного кадастра России С.И.Сая, высказанным им на Интернет-конференции "Концепция управления недвижимостью в России", о том, что при предоставлении права пользования недрами "горное имущество (имущество, обеспечивающее эксплуатацию месторождения), неразрывно связанное с участком недр, должно следовать судьбе участка недр, как принадлежность главной вещи следовать ее судьбе" // Газета "Ваше право: Документ". – 2003. – № 2. – С. 10.

АУКЦИОНЫ И КОНКУРСЫ НА ПОЛУЧЕНИЕ ПРАВА ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ

(по материалам Бюллетеня "Недропользование в России" № 24'2004 – 4'2005)

Ниже даются перечень аукционов и конкурсов, объявленных только Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра), а также результаты уже состоявшихся аукционов с указанием участков, победителей и предложенной победителями величины разовых платежей. В перечень не включены аукционы и конкурсы на твердые полезные ископаемые, решение о проведении которых в соответствии с приказом Роснедра № 393 от 15.11.2004 г. принимались территориальными и региональными органами Роснедра.

АУКЦИОНЫ И КОНКУРСЫ

I. Углеводородное сырье

Объявленные аукционы

Ханты-Мансийский автономный округ-Югра

Аукционы на предоставление права пользования недрами Карабашский-1, Карабашский-2, Карабашский-9, Рогожниковский-4, Рогожниковский-6, Салымский-2, Салымский-3, Сургутский-5, Юганский-5, Юганский-9 участков

Аукционы на предоставление права пользования недрами Карабашский-70, Карабашский-71, Карабашский-81, Рогожниковский-5, Салымский-1, Салымский-4, Салымский-5, Сургутский-6, Сургутский-7 участков

Кировская область и Удмуртская Республика

Аукцион на предоставление права пользования недрами Лытчинского участка

Удмуртская Республика

Аукционы на предоставление права пользования недрами Кулюшевского, Мушакского, Окуневского, Северо-Алексеевского и Шурминского участков

Астраханская область

Аукцион на предоставление права пользования недрами Тамбовского участка

Калининградская область

Аукционы на предоставление права пользования недрами Чеховского, Семеновского и Олимпийского участков

Оренбургская область

Аукционы на предоставление права пользования недрами Домосейкинской площади и Олимпийского месторождения

Аукцион на предоставление права пользования недрами Капитоновского участка

Аукционы на предоставление права пользования недрами Западно-Ольховского, Северо-Долговского, Чекалинского и Погромненского участков

Аукционы на предоставление права пользования недрами Барсуковского месторождения и Рубежинской площади

Самарская область

Аукционы на право пользования недрами Воздвиженского и Аксеновского участков

Саратовская область

Аукционы на предоставление права пользования недрами Саратовского и Кикинско-Гусихинского участков

Волгоградская область

Аукционы на предоставление права пользования недрами Гуляевского, Солдатско-Степновского и Южно-Кисловского участков

Республика Башкортостан

Аукционы на предоставление права пользования недрами Южно-Троицкого, Куперовского, Акчарлакского и Яныбаевского участков

ИТОГИ ПРОВЕДЕННЫХ АУКЦИОНОВ

Республика Башкортостан

26 ноября 2004 г. в Уфе в соответствии с приказами Федерального агентства по недропользованию состоялись аукционы на право пользования недрами следующих участков:

Баряшский участок

Участие в аукционе приняли ООО «Башминерал», ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть». Победителем признано ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть», предложившее максимальную величину разового платежа – 1 980 000 р. при стартовой величине – 1 800 000 р.

Юбилейный участок

Участие в аукционе приняли ООО «Башминерал», ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть». Победителем признано ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть», предложившее максимальную величину разового платежа – 407 000 р. при стартовой величине – 370 000 р.

Альшеевский участок

Участие в аукционе приняли ООО «Башминерал», ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть». Победителем признано ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть», предложившее максимальную величину разового платежа – 15 510 000 р. при стартовой величине – 14 100 000 р.

Кармановский участок

Участие в аукционе приняли ООО «Башминерал», ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть». Победителем признано ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть», предложившее максимальную величину разового платежа – 2 310 000 р. при стартовой величине – 2 100 000 р.

Спасский участок

Участие в аукционе приняли ООО «Башминерал», ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть». Победителем признано ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть», предложившее максимальную величину разового платежа – 2 640 000 р. при стартовой величине – 2 400 000 р.

Сухоязский участок

Участие в аукционе приняли ООО «Башминерал», ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть». Победителем признано ОАО «Акционерная нефтяная компания «Башнефть», предложившее максимальную величину разового платежа – 5 940 000 р. при стартовой величине – 5 400 000 р.

В соответствии с п.3.6. Условий и порядком проведе-

ния аукциона (отсутствие заявок на участие в аукционе, на участие в аукционе подана одна заявка), аукционы по Куперовскому, Ермаковскому и Южно-Троицкому (Дарьинской площади) участкам признаны несостоявшимися.

Ямало-Ненецкий автономный округ

14 декабря 2004 г. в Салехарде состоялись аукционы на право пользования недрами следующих участков:

Равнинный участок

Участие в аукционе приняли ОАО «НК «Роснефть-Пурнефтегаз», ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «Варьеганнефтегаз», ЗАО «Ванкорнефть», ЗАО «Северо-Западная нефтяная группа», ООО «Энерготехгрупп», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Новейшие инвестиции», ОАО «НК «Магма». Победителем признано ОАО «Самотлорнефтегаз», предложившее максимальную величину разового платежа – 318 000 000 р. при стартовой величине – 27 000 000 р.

Холмистый участок

Участие в аукционе приняли ОАО «НК «Роснефть-Пурнефтегаз», ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «Варьеганнефтегаз», ЗАО «Ванкорнефть», ООО «Энерготехгрупп», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Новейшие инвестиции», ОАО «НК «Магма», ООО «НПО Нефтегаз-геоэкология». Победителем признано ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», предложившее максимальную величину разового платежа – 1 372 500 000 р. при стартовой величине – 45 000 000 р.

Чатылкийский участок

Участие в аукционе приняли ОАО «НК «Роснефть-Пурнефтегаз», ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «Варьеганнефтегаз», ЗАО «Ванкорнефть», ЗАО «Северо-Западная нефтяная группа», ООО «Энерготехгрупп», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Новейшие инвестиции», ОАО «НК «Магма». Победителем признано ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», предложившее максимальную величину разового платежа – 92 400 000 р. при стартовой величине – 12 000 000 р.

Южно-Удмуртский участок

Участие в аукционе приняли ОАО «НК «Роснефть-Пурнефтегаз», ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «Варьеганнефтегаз», ЗАО «Ванкорнефть», ООО «Энерготехгрупп», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Новейшие инвестиции», ОАО «НК «Магма». Победителем признано ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», предложившее максимальную величину разового платежа – 16 500 000 р. при стартовой величине – 5 000 000 р.

Тюменская область

2 декабря 2004 г. в Тюмени в соответствии с приказом Федерального агентства по недропользованию состоялся аукцион на право пользования недрами Зимнего участка.

Участие в аукционе приняли ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «ТюменПромИнвест», ОАО «Самотлорнефтегаз», ООО «НГК.Энергосистема», ООО «Газлизинг», ООО «ТНК-Уват», ЗАО «Уватнефтегаз», ЗАО «Тюменская нефтехимическая компания». Победителем признано ООО «НГК.Энергосистема», предложившее максимальную величину разового платежа – 390 000 000 р. при стартовой величине – 25 000 000 р.

В связи с неуплатой ООО «НГК.Энергосистема» разового платежа победителем аукциона признано ОАО «Са-

мотлорнефтегаз», предложившее второй по величине размер разового платежа – 387 500 000 р.

Эвенкийский автономный округ

10 декабря 2004 г. в Красноярске состоялся аукцион на право пользования недрами Чулаканского участка.

Участие в аукционе приняли ООО «Горно-промышленная компания «Сасон», ОАО «Эвенкийская топливно-энергетическая компания». Победителем признано ОАО «Эвенкийская топливно-энергетическая компания», предложившее максимальную величину разового платежа – 56 100 000 р. при стартовой величине – 51 000 000 р.

Кировская область

14 декабря 2004 г. в Кирове состоялся аукцион на право пользования недрами Сырьянского участка.

Участие в аукционе приняли ЗАО «Геологическая компания «Санкт-Петербург» и ООО «Компания «XXI век». Победителем признано ЗАО «Геологическая компания «Санкт-Петербург», предложившее максимальную величину разового платежа – 6 710 000 р. при стартовой величине – 6 100 000 р.

Пермская область

21 декабря 2004 г. в Перми состоялись аукционы на право пользования недрами следующих участков:

Александровский участок

Участие в аукционе приняли ЗАО «Уралнефтесервис», ООО ПКФ «Селена», ООО «Энергетическая компания «РИФ», ООО «УралОйл», ЗАО «Уральская нефтяная компания». Победителем признано ООО «УралОйл», предложившее максимальную величину разового платежа – 60 000 000 р. при стартовой величине – 15 000 000 р.

Тукачевский участок

Участие в аукционе приняли ООО «Меллянефть», ООО «Парма Ресурс», ООО «Уральская товарно-финансовая лига». Победителем признано ООО «Парма Ресурс», предложившее максимальную величину разового платежа – 82 500 000 р. при стартовой величине – 25 000 000 р.

Ожгинский участок

Участие в аукционе приняли ЗАО «Уралнефтесервис», ООО ПКФ «Селена», ЗАО «Уральская нефтяная компания». Победителем признано ЗАО «Уралнефтесервис», предложившее максимальную величину разового платежа – 162 000 000 р. при стартовой величине – 54 000 000 р.

Алтыновский участок

Участие в аукционе приняли ЗАО «Уралнефтесервис», ООО ПКФ «Селена», ОАО «Елабуганефть». Победителем признано ЗАО «Уралнефтесервис», предложившее максимальную величину разового платежа – 73 500 000 р. при стартовой величине – 35 000 000 р.

Южно-Чернушинский участок

Участие в аукционе приняли ООО «СпецКриТ», ЗАО «Институт РОСТЭК», ООО «Дорстройтранс», ООО «Ростинвестлизинг». Победителем признано ООО «СпецКриТ», предложившее максимальную величину разового платежа – 16 800 000 р. при стартовой величине – 12 000 000 р.

Саратовская область

21 января 2005 г. в Саратове состоялся аукцион на право пользования недрами Журавлинского участка.

Участие в аукционе приняли ООО «Экология и Прог-

ресс», ООО «ТерНефть», ООО «ЮКОЛА-нефть». Победителем признано ООО «Экология и Прогресс», предложившее максимальную величину разового платежа – 60 840 000 р. при стартовой величине – 5 200 000 р.

Пермская область

21 декабря 2004 г. в Перми в соответствии с приказами Федерального агентства по недропользованию состоялись аукционы на право пользования недрами следующих участков:

Александровский участок

В аукционе приняли участие ЗАО «Уралнефтесервис», ООО ПКФ «Селена», ООО «Энергетическая компания «РИФ», ООО «УралОйл», ЗАО «Уральская нефтяная компания».

Победителем аукциона признано ООО «УралОйл», предложившее максимальную величину разового платежа – 60 000 000 р. при стартовой величине – 15 000 000 р.

Тукачевский участок

В аукционе приняли участие ООО «Меллянефть», ООО «Парма Ресурс», ООО «Уральская товарно-финансовая лига».

Победителем аукциона признано ООО «Парма Ресурс», предложившее максимальную величину разового платежа – 82 500 000 р. при стартовой величине – 25 000 000 р.

Ожгинский участок

В аукционе приняли участие ЗАО «Уралнефтесервис», ООО ПКФ «Селена», ЗАО «Уральская нефтяная компания».

Победителем аукциона признано ЗАО «Уралнефтесервис», предложившее максимальную величину разового платежа – 162 000 000 р. при стартовой величине – 54 000 000 р.

Алтыновский участок

В аукционе приняли участие ООО ПКФ «Селена», ЗАО «Уралнефтесервис», ОАО «Елабуганефть».

Победителем аукциона признано ЗАО «Уралнефтесервис», предложившее максимальную величину разового платежа – 73 500 000 р. при стартовой величине – 35 000 000 р.

Южно-Чернушинский участок

В аукционе приняли участие ООО «СпецКриТ», ЗАО «Институт развития организационных структур топливно-энергетического комплекса» (ЗАО «Институт РОСТЭК»), ООО «Дорстройтранс», ООО «Ростинвестлизинг» (ООО «ДДМ»).

Победителем аукциона признано ООО «СпецКриТ», предложившее максимальную величину разового платежа – 16 800 000 р. при стартовой величине – 12 000 000 р.

II. Твердые полезные ископаемые

Аукционы, объявленные Роснедра

Иркутская область

Аукцион на право пользования недрами с целью разведки и добычи железных руд на Поливском месторождении

Аукцион на право пользования недрами с целью добычи железных руд на Капаевском месторождении

Аукцион на право пользования недрами с целью добычи железных руд на Нерюндинском месторождении

Аукцион на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи рудного золота на участке Ходокан

Оренбургская область

Конкурс на право пользования недрами с целью разведки и добычи силикатных кобальт-никелевых руд на участке I Бурукталяского месторождения

Калининградская область

Аукцион на право пользования недрами с целью разведки и добычи янтаря на Надеждинском месторождении

Магаданская область

Аукцион на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи коренного золота на Восточной площади

Аукцион на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи коренного золота в пределах Дегдеканского рудного поля

Читинская область

Конкурсы на право пользования недрами с целью разведки и добычи плавикового шпата подземным способом на Малютинском и Семилетнем месторождениях

Аукцион на право пользования недрами с целью геологического изучения и добычи каменного угля открытым способом на Букачачинском месторождении

Агинский Бурятский автономный округ

Аукцион на получение права пользования недрами в целях геологического изучения и добычи вольфрама на Барун-Шивейском рудном поле

Кемеровская область

Аукцион на право пользования недрами с целью добычи каменного угля на участке Подгорный Бунгурского месторождения

Аукцион на право пользования с целью разведки и добычи каменного угля на участке Урегольский Северный Курейского и Урегольского месторождений

Аукционы на право пользования недрами с целью добычи каменного угля на участках Колмогоровский-2 Егозово-Красноярского месторождения, Пермьяковский-2 Караганского месторождения и Инской-2 Уропского месторождения

Аукцион на право пользования недрами с целью добычи марганцевых руд на Усинском месторождении

Новосибирская область

Аукцион на право пользования недрами с целью добычи каменного угля на Южном участке Чертандинского месторождения

Информация (условия, порядок проведения, характеристика участков и платежи) об аукционах, объявленных территориальными и региональными агентствами по недропользованию.

ПРАКТИКА ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ

Информация о работе Экспертной рабочей группы по рассмотрению материалов лицензирования пользования недрами

ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ НА НОВОМ ЭТАПЕ РАЗВИТИЯ СТРАНЫ

Совет Федерации Федерального Собрания Российской Федерации Комитет по природным ресурсам и охране окружающей среды

г. Москва

25 октября 2004 г.

РЕКОМЕНДАЦИИ

(приняты по результатам обсуждения на заседании “круглого стола” по вопросам, связанным с разработкой новой редакции Закона РФ “О недрах”)

Важнейшими стратегическими задачами государства в экономической и социальной сфере на новом этапе экономических реформ являются удвоение валового внутреннего продукта и снижение не менее чем в 2 раза уровня бедности населения. Их решение заложено в структурных преобразованиях экономики, финансовое обеспечение которых возможно осуществить в основном путем привлечения свободных средств из минерально-сырьевого комплекса (МСК) и прежде всего из нефтегазовой промышленности.

В этих условиях законодательное обеспечение недропользования, формирование и совершенствование правовых механизмов, позволяющих повысить эффективность использования минерально-сырьевых ресурсов как национального богатства России, должны адекватно отвечать новым задачам и долгосрочным стратегическим целям государства.

Действующее законодательство о недрах при всех его недостатках и при неустойчивом администрировании, обусловленном неоднократными реорганизациями органа исполнительной власти по управлению фондом недр, обеспечило более успешную адаптацию большинства отраслей МСК к условиям экономического кризиса 1992-1998 гг. и устойчивые темпы их восстановления в последнем пятилетии. Однако рост количественных показателей, включая и общую экономическую эффективность, не сопровождался улучшением качественных параметров по важнейшим позициям состояния МСК, а в ряде случаев привел к их существенному ухудшению, а также к обострению некоторых проблем, унаследованных Россией после распада СССР.

Несовершенство и недоработанность государственной минерально-сырьевой политики, утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации № 494-р от 21 апреля 2003 г., определяет и общую стратегическую неопределенность в развитии законодательства о недрах.

В 2001-2004 гг. в действовавшее законодательство внесены принципиальные изменения. Отменен экономический механизм воспроизводства минерально-сырьевой базы, интервальная ставка платы за пользование недрами заменена единой ставкой налога на добычу. Большая часть доходов рентного характера переориентирована на федеральный бюджет, полномочия регионов по управлению недрами, включая и участие их в геологическом изучении своих территорий, кроме общераспространенных полезных ископаемых, переданы на федеральный уровень, практически приостановлено действие Закона “О СРП”, конкурсная система доступа к недрам заменена на преимущественно аукционную. В итоге существенно изменена концепция недропользования.

Однако новые подходы обострили ряд проблем, которые не ослабевают, а еще более проявляются по мере повышения цен на экспортируемое сырье, роста доходов государства и добывающих компаний.

Главная из них – систематическое усиление тенденций истощительного недропользования, что проявляется в хроническом невосполнении и расточительном использовании минерально-сырьевой базы.

Вторая проблема – углубляющийся кризис в геологической службе страны, особенно в ее государственном секторе, практически полная ликвида-

ция отдельных направлений и технологических блоков геолого-разведочного процесса, а также фундаментальной и прикладной науки, государственного геологического картирования, опытно-конструкторских работ.

Следующая проблема – продолжающееся старение основных производственных фондов МСК и усиливающаяся его зависимость от импортной техники, технологий и оборудования.

Принципиально важное значение имеет и “перезревшая” проблема перехода на дифференцированное налогообложение в недропользовании.

В связи с реорганизацией системы управления недрами и отстранением от этого процесса региональных органов власти создается опасность снижения уровня администрирования законодательства и управляемости в недропользовании.

Для решения указанных проблем нужно прежде всего пересмотреть государственную минерально-сырьевую, налоговую и инвестиционную политику.

На новом этапе развития экономики, социальной сферы, политической системы и государственного управления перед МСК и недропользованием стоят задачи уже несколько иного характера чем ранее, которые в общем виде можно определить как повышение народно-хозяйственной эффективности и устойчивости природоресурсных отраслей. Речь идет не просто о смене традиционно экстенсивного недропользования на высокотехнологичное и рациональное, а о повышении его комплексной эффективности, включающей бюджетную, коммерческую, социально-экологическую, технологическую и воспроизводственную составляющие.

Новые задачи могут быть решены

при условии существенной доработки и дополнения действующего законодательства. Центральное место в нем должны занять разделы, касающиеся:

полноты, комплексности и рациональности использования минерально-сырьевой базы распределенного фонда недр;

геологического изучения недр и мер по восстановлению принципа опережающего развития минерально-сырьевой базы, оптимизации ее структуры и сбалансированности;

усиления системы государственного управления и регулирования (включая регламентацию и все виды экспертизы, контроля, координации, отчетности, экономические и административные меры воздействия на нарушения и значимые отклонения от установленных технологических нормативов разработки недр);

обязательности геолого-экономической и стоимостной оценки участков недр, подготовленных для разведки и эксплуатации, как основы развития новых экономических, в том числе рентных, отношений;

регламентации горных отношений при пользовании недрами, имущественных отношений недропользователя и государства в процессе и после прекращения права пользования недрами;

упрощения способов и форм предоставления права на пользование недрами на основе сочетания административно-правовых и гражданско-правовых отношений;

закрепления участия в управлении недрами трех уровней власти: федерального, регионального, местного;

перехода на гибкие механизмы и специальные режимы налогообложения;

социальной направленности государственного управления недропользованием.

Совершенствование законодательства должно идти по пути сохранения преемственности базовых принципов недропользования, на которых сформировался и развивается современный МСК. Именно такая позиция высказывалась в последние годы на международных форумах, парламентских слушаниях, отраслевых всероссийских съездах и конференциях, других крупных мероприятиях обще-

российского и регионального масштабов при обсуждении различных вариантов изменений Закона РФ "О недрах".

По итогам выслушанных докладов и состоявшегося обсуждения участники "круглого стола" рекомендуют:

Правительству Российской Федерации

1. Внести необходимые изменения в "Основы государственной политики в области использования минерально-сырья и недропользования", утвержденные Распоряжением Правительства РФ № 494-р от 21 апреля 2003 г., а также в другие основанные на них документы, исходя из ведущей роли МСК в экономическом развитии страны, осуществляемой структурной перестройки экономики и предстоящей ратификации Киотского протокола.

2. Пересмотреть федеральную целевую программу "Экология и природные ресурсы России (2002-2010 годы)", ориентируя ее на конкретные природные показатели по всем стратегическим видам минерального сырья.

3. Ускорить подготовку и представление в Государственную Думу проекта новой редакции Закона РФ "О недрах".

При разработке законопроекта:

сохранить преемственность в законодательном закреплении основных концептуальных положений действующего Закона РФ "О недрах" в отношении собственности на недра (государственная) и добываемую продукцию (недропользователя), платности пользования недрами, состязательности за право пользования недрами (аукционы, конкурсы), единой системы выдачи, регистрации и учета лицензий, обязательности государственной экспертизы проектов на ведение геолого-разведочных и эксплуатационных работ, оценки и постановки на государственный баланс запасов полезных ископаемых, ведение государственного баланса запасов и учета прогнозных ресурсов полезных ископаемых, создание и ведение единой системы фондов геологической информации о недрах.

расширить использование договорных отношений между государством и недропользователем, упростить

и конкретизировать исчерпывающий перечень лицензионных условий, дополнить действующие лицензии недостающими условиями и освободить их от не свойственных им излишних условий при безусловном соблюдении основных гарантий государства, действовавших на момент выдачи лицензии;

установить, что основным техническим и технологическим документом, регламентирующим недропользование на конкретном участке недр, является проект на соответствующие работы, согласованный и утвержденный в установленном порядке;

вести формализованные критерии оценки допустимых отклонений объемов добычи сырья от проектного или планового уровня в зависимости от достоверности исходных геолого-технологических данных;

вести в практику недропользования независимый аудит запасов и прогнозных ресурсов полезных ископаемых, а также аудит выполнения лицензионных соглашений (горный аудит);

сохранить действующие формы предоставления права пользования недрами (аукционы и конкурсы) и ввести новую форму – конкурс с аукционным завершением;

упростить порядок предоставления недропользователю права на добычу полезных ископаемых (без проведения конкурсов и аукционов) на участках недр, примыкающих к горным отводам, на более глубоких горизонтах разрабатываемого месторождения, а также на разработку мелких месторождений подземных вод и топливно-энергетических ресурсов для решения локальных вопросов жизнеобеспечения удаленных от транспортных коммуникаций населенных пунктов;

закрепить понятия низкой, средней и высокой обеспеченности добывающих компаний разведанными запасами и прогнозными ресурсами, установить критерии допуска недропользователей к участию в конкурсах и аукционах на право поисков, разведки и эксплуатации в зависимости от показателя обеспеченности и выполнения исчерпывающего перечня лицензионных условий по ранее выданным лицензиям;

упростить порядок переоформления лицензий между материнской и дочерними компаниями;

ввести норму, учитывающую особенности предоставления права на пользование недрами (добычи) на участках с нерентабельными и забалансовыми запасами полезных ископаемых;

установить особый порядок недропользования на территориях суши и участках шельфа, имеющих особый статус и ограничения свободной хозяйственной деятельности;

закрепить оборот и залог прав на недропользование;

предусмотреть возможность делегирования части полномочий федерального центра по регулированию недропользования на региональный уровень; считать необходимым передать региональным органам власти полномочия по распоряжению мелкими и средними месторождениями полезных ископаемых.

4. Подготовить законопроектные предложения по системе административных и экономических стимулов, направленных на восполнение минерально-сырьевой базы, применение ресурсосберегающих технологий, освоение трудноизвлекаемых и остаточных запасов, рациональное и комплексное использование минерального сырья при его добыче и переработке. В том числе:

Законом РФ "О недрах" установить упрощенный доступ по заявочному принципу к геологическому изучению недр на региональной и поисковой стадиях, а также закрепить безоговорочное право недропользователя на разведку и разработку месторождения, открытого им на условиях риска за счет собственных средств по поисковой лицензии;

в сфере налогового законодательства отменить регулярные платежи за пользование недрами и НДС на ранних стадиях геологического изучения недр (геологическая съемка, поиски и оценка участков недр); ввести норму освобождения от налога части прибыли, направляемой на инвестиции в инновационное оборудование и технологии, а также на все виды геолого-разведочных работ;

в сфере бюджетного законодательства предусмотреть малым и средним компаниям выделение бюджетных ссуд на поиски и оценку месторождений полезных ископаемых;

в области учета и мониторинга разведки и эксплуатации участков недр уточнить объем показателей и периодичность государственной и отраслевой статистической отчетности.

5. Обеспечить оперативную разработку подзаконных актов, необходимых для реализации всех положений Закона РФ "О недрах", корректировку действующих стандартов, норм и правил в сфере недропользования и охраны окружающей среды.

6. Ускорить переход на гибкую систему налогообложения. Подготовить предложения по дифференциации ставок НДС, введению налоговых каникул в начальной стадии освоения, понижающего коэффициента при истощении месторождения. Разработать специальный налоговый режим в отношении низкорентабельных и нерентабельных месторождений; не расширять перечень действующих налогов и платежей, связанных с недропользованием.

7. Создать благоприятные условия развития среднего и малого предпринимательства, в том числе в нефтяной и газовой отраслях, инициировать разработку специального зако-

нодательства. Ввести уступку права пользования недрами на неразработываемых участках недр на бесконкурсной основе для малых и средних предприятий при согласии (или по инициативе) владельца лицензии и органов, выдавших лицензию; установить рациональный и справедливый порядок доступа добывающих предприятий к транспортной и производственной инфраструктурам, обеспечивающий недискриминационные условия их деятельности.

Государственной Думе и Совету Федерации Федерального Собрания Российской Федерации

8. При доработке законопроекта "О недрах" предусмотреть предварительное его обсуждение с общественностью, учитывая мнение регионов, рекомендации "круглых столов" и международный опыт решения проблем недропользования.

9. Правительству и Федеральному Собранию Российской Федерации после принятия новой редакции Закона РФ "О недрах" продолжить работу по совершенствованию законодательства в сфере недропользования с целью перехода на кодифицированное законодательство, для чего создать совместную рабочую группу и предусмотреть периодические общественные обсуждения основных положений на стадии подготовки законопроектов.

**Руководитель "круглого стола",
Председатель Комитета Совета
Федерации по природным
ресурсам и охране окружающей
среды В.П.Орлов**

Межправительственный форум по устойчивому развитию горно-добывающего сектора и его минерально-сырьевой базы

8 декабря 2004 г. в МПР России по председательством Директора Департамента международного сотрудничества в области охраны окружающей среды и природопользования Н.Б.Банщикина состоялось очередное совещание межведомственной подготовительной рабочей группы по организации участия Российской Федерации в учреждении и деятельности Межправительственного форума по устойчивому развитию горно-добывающего сектора и его минерально-сырьевой базы (Форум).

На совещании было отмечено (Е.А.Саваренская, секретарь подготовительной группы МПР России), что МПР России в качестве ответственного исполнителя поручения Правительства Российской Федерации совместно с другими компетентными ведомствами выполняет подготовительную работу по организации участия Российской Федерации в учреждении и последующей деятельности Форума.

В реализации этого поручения, кроме МПР России, участвуют Министерство иностранных дел, Министерство экономического развития и торговли и Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации. Свое мнение о целесообразности присоединения Российской Федерации к Форуму официально выразило также Министерство образования и науки Российской Федерации.

К настоящему времени уже выполнена существенная часть подготовительной работы.

Вопросы организации представительства Российской Федерации при учреждении и в работе Форума, необходимость рассмотрения и практического решения которых впервые были сформулированы в правительственном поручении от 21 ноября 2003 г., обрели содержательное наполнение: в той степени, которая позволяет, во-первых, оценить актуальность участия России в создании и деятельности Форума, а во-вторых, определить, какие и когда шаги предпринять российской стороне и рекомендовать их

осуществить на высоком уровне для реализации этого участия согласно Регламенту Форума.

Форум создается в духе реформирования структур ООН и непосредственно – в плане реализации решений Всемирного саммита по устойчивому развитию (Йоханнесбург, 2002 г.), к которому присоединилась Россия.

В документах, подготовленных и обнародованных ООН к этому Саммиту, официально констатировалась пагубность, в долгосрочной перспективе, реализации современных хаотичных моделей развития цивилизации и признавалась как альтернатива необходимость выработки и начала осуществления новаторских инициатив, в том числе по рациональному использованию глобальных ресурсов на глобальном уровне.

В итоговых документах Саммита, принятых при участии лидеров более чем 100 стран, горно-добывающая сфера человеческой деятельности была впервые включена в ее приоритетные составляющие. Соответственно была выражена необходимость оценки базовых направлений этой деятельности с позиции критериев устойчивого развития.

В подготовительных мероприятиях по формированию Форума в общей сложности приняли участие представители более 50 стран, наблюдатели от Всемирного банка и других транснациональных финансовых структур.

По состоянию на 1 декабря 2004 г. официальное участие в образовании Форума подтвердили 22 государства. Таким образом, достижение необходимого для его официального учреждения участия 25 стран представляется вполне реальным.

В перечень стран, уже заявивших о своем участии в создании Форума, входят Канада, Великобритания, ЮАР, ряд африканских и южно-американских стран, включая Боливию, Нигерию, Марокко, Мадагаскар, Уругвай, Уганду, Танзанию и некоторые другие страны.

В сферу будущей деятельности Форума вовлечена представительная

часть территории экономического и политического влияния финансово-экономических структур западного мира. Это пространство обладает значительным экономическим и минерально-сырьевым потенциалом. По определенным показателям оно занимает лидирующие позиции на мировом рынке полезных ископаемых.

По информации канадской стороны в ближайшее время готовятся присоединиться к созданию Форума более 10 стран, включая Индию, Австралию, Бразилию, Анголу, Монголию. Представители федеральных структур США заявили, что их страна рассмотрит вопрос о присоединении к Форуму после его создания.

Вместе с тем следует констатировать, что Евразийский регион в целом проявляет более низкую активность в организации Форума. Свое участие в его учреждении подтвердили, кроме Великобритании, только Румыния и Филиппины. В подготовительных мероприятиях приняли участие представители 11 стран этого макрорегиона.

Не исключено, что некоторые страны решили занять выжидательную позицию или не до конца осознали содержательный характер формируемой организации, создаваемой на длительную перспективу, применительно к меняющимся историческим условиям.

По территории бывшего СССР никто из нынешних самостоятельных государств пока не подтвердил своего официального участия в учреждении Форума (в подготовительных мероприятиях участвовали представители Казахстана). В этой связи канадской стороной было высказано мнение, что присоединение Российской Федерации к учредительному процессу, помимо повышения престижности Форума и расширения географического представительства, послужит примером для ее региональных партнеров. В развитие этого можно добавить, что в дальнейшем Россия по взаимной договоренности могла бы выполнять функции регионального координатора по тематике Форума, в

том числе в рамках уже действующих межправительственных структур.

В российской части учредительного процесса принципиальную целесообразность официального присоединения Российской Федерации к созданию и работе Форума подтвердили все полномочные федеральные ведомства. На совещаниях межведомственной рабочей группы аналогичное мнение было высказано представителями Российской академии наук, Академии горных наук и другими компетентными специалистами.

Учредительные документы Форума (Мандат, Регламент, Основные направления деятельности и Программа работ, тексты которых согласованы на подготовительной встрече в Женеве 1-3 июня 2004 г.) были опубликованы в журналах "Минеральные ресурсы России. Экономика и управление", № 4, 5, 6 за 2004 г. и "Вестник Московского университета". Серия геологическая, № 5 за 2004 г., которые готовы к продолжению сотрудничества.

МПР России предложило в рабочем порядке для публикации последнюю редакцию предложений российской стороны к основным направлениям деятельности и Программе работы Форума.

То же самое касается и предусмотренного проектом программы работы Форума ее экспертного и информационно-аналитического сопровождения. Так, объединение "Зарубежгеология" предоставило материалы по состоянию минерально-сырьевой базы и организации горно-добывающей деятельности в странах, уже заявивших о своем участии в Форуме, включая предложения по возможным направлениям сотрудничества с этими странами. Эти сведения будут использованы для подготовки конкретных предложений будущим партнерам по Форуму, а также координации российского участия в его деятельности.

Любые учреждения, издательства и другие организации, делом подтверждающие усилия по образованию и функционированию нового представительного органа, могут рассчитывать на постоянное и самостоятельное, в представительском отношении, участие в его деятельности, пользо-

ваться поддержкой со стороны других участников, т.е. так, как это предусмотрено учредительными документами Форума.

В последнюю редакцию программы были включены некоторые вопросы гидрогеологии – учитывая их актуальность для горно-рудной сферы, географию ряда стран, уже присоединившихся к учреждению Форума, а также принимая во внимание то обстоятельство, что проблематика подземных вод до настоящего времени остается вне рамок межправительственных интеграционных структур.

В целом было бы желательным более активное участие полномочных федеральных структур и их подразделений, многоопытной отечественной профессиональной элиты в формировании комплекса предложений по участию российской стороны в работе Форума.

Сегодня следует определиться по вопросу инициации межведомственной подготовительной группой начала процедуры официального присоединения России к Форуму.

В случае положительного решения планируется подготовить в установленном порядке и представить в I квартале 2005 г. в Правительство Российской Федерации пакет документов, в который будут входить, кроме обязательных материалов, проект письма высокого уровня, проект правительственного распоряжения по обеспечению участия Российской Федерации в учреждении и деятельности Форума, а также пояснительная записка с рекомендациями и выводами.

Далее отмечалось (Н.В.Милетенко, МПР России), что если до настоящего времени подготовительная работа, в рамках выполняемой служебной деятельности, строилась в основном на инициативных принципах, то начиная с января 2005 г. она будет базироваться на системных подходах, включая выполнение работ по тематике специальных НИОКР. На 2005 г. объявлен конкурс по экспертному обоснованию и информационно-аналитическому сопровождению подготовки к вступлению и участия Российской Федерации в Форуме. Конкурс планируется провести в начале 2005 г. Поддержка инициатив по присоединению России к учреждаемой органи-

зации отмечается на всех уровнях, целесообразность участия в ней наша положительный отклик и на недавно проходившем Высшем горном совете.

Со стороны МИД России (В.А.Мясников) было указано на необходимость как можно более полного информирования внешнеполитического ведомства по вопросам, связанным с учреждением и деятельностью Форума.

Складывающаяся в мировом горно-добывающем секторе ситуация характеризуется, в частности, активизацией Великобритании и ЮАР.

У российской стороны, кроме экономической составляющей участия в международных структурах, подобных Форуму, имеется определенный опыт политической деятельности. Примером этого является Кимберлийский процесс, в рамках которого консолидированные действия международного сообщества позволили отделить ангольские нелегальные вооруженные формирования от источников финансирования в алмазодобывающем секторе юга Африки. Подобные схемы подпитки существуют и в лесном, и деревообрабатывающем секторах экономики некоторых стран. Но иногда, особенно в странах третьего мира, сами правительственные структуры пытаются применять неконституционные методы контроля над экономической деятельностью.

В экономически развитых странах природоресурсное законодательство, как правило, жесткое. Так, в Канаде действуют четкие правила в отношении контроля состояния окружающей природной среды, опеки малых народов, финансирования развития регионов и некоторых других гуманитарных направлений за счет налоговой составляющей от добычи полезных ископаемых. Аналогичная ситуация к настоящему времени сложилась и в ЮАР, где в рамках решения аналогичных вопросов реализуется также программа экономической помощи и компенсации коренному населению за годы колониализма.

Может возникнуть впечатление, что подобные мероприятия по большому счету призваны уравнивать возможности участников мирового горно-добывающего сектора. Так или

иначе, но эти мероприятия, выполняемые за счет отчислений горно-добывающего сектора, сегодня стали необходимыми.

Позиция США понятна. Эта страна – против Киотского протокола, в своих стратегических разработках она игнорирует участие в многополярных международных структурах как одной из составляющих мировой политики. Существенные ассигнования в последнее время США стали вкладывать в исследования по возможности практического использования водородных энергетических источников.

Российской Федерации следует прежде всего определить круг своих интересов в создаваемом Форуме и наметить конкретные пути достижения различных целей с учетом реальных возможностей страны.

В рамках Форума надо также предусмотреть защиту деятельности отечественных предпринимателей и их поддержку на международном рынке.

В связи с этим представитель ФГУП В/О “Зарубежгеология” И.Т.Гаврилов отметил, что национальные интересы в восполнении минерально-сырьевой базы рентабельными ресурсами могли бы быть осуществлены за

рубежом. СССР работал в горно-геологическом секторе 60 стран и получал от этой деятельности стабильный и существенный экономический доход.

В настоящее время также имеются успешные примеры (ОАО “АЛРОСА” в Анголе), однако в целом их значение на порядок меньше.

После распада СССР развивающиеся страны остались должны России более 130 млрд дол. Эти страны не отказывались компенсировать свой долг путем организации российскими компаниями добычи в них полезных ископаемых. Сейчас еще не поздно конвертировать хотя бы часть оставшихся несписанных долгов через инвестиции, как это делают другие страны, например члены Парижского клуба.

При составлении экономических программ неправильно делать ставку в основном на углеводородное сырье, поскольку спектр потребляемых полезных ископаемых гораздо более широк.

Все более острым становится дефицит конкурентоспособных отечественных источников сырья. Пример тому – отсутствие ниобия для присадок при производстве транспортных

труб большого диаметра, которые приходится менять каждые 5–6 лет.

Для защиты своих интересов Россия, в частности, могла бы предложить создание в рамках Форума глобальной сети идентификационных центров (8–12 единиц) для решения проблемы так называемых отходов и неучтенных попутных компонентов.

Что касается Кимберлийского процесса, то он во многом находится под контролем мировых производителей ювелирного сырья и изделий из него, хотя и здесь российские компании в свое время упустили часть позиций, из которых могли извлечь выгоду.

Вопрос не в том, нужно или нет участвовать России в Форуме, а в том, как сделать это участие полезным в политическом и экономическом отношении.

Следует напомнить, что для поисков и промышленной оценки выявленных объектов нужно минимум 6–7 лет, столько же – для строительства ГОКов. И это при дефиците финансирования, в том числе на геолого-разведочные работы.

Поэтому надо использовать возможности проведения работ за рубежом, в том числе через различные

Международная конференция

ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ШЕЛЬФОВ

и V (заключительная) конференция по Проекту IGCP-464

«КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ШЕЛЬФЫ ВО ВРЕМЯ ПОСЛЕДНЕГО ГЛЯЦИАЛЬНОГО ЦИКЛА»

30 мая – 5 июня 2005 г. ВНИИОкеангеология, Санкт-Петербург

Континентальные шельфы характеризуются значительным потенциалом твердых полезных ископаемых, включая месторождения песчано-гравийных смесей, залежи ракушняка, россыпи олова, алмазов, тяжелых минералов, янтаря, месторождения и проявления фосфоритов, железомарганцевых конкреций и др. Их распространение и условия залегания определяются геологической историей шельфов в позднем кайнозое, в том числе событиями, связанными с последним оледенением.

Цель настоящей конференции – обсуждение проблемы шельфового рудообразования в контексте его геологической истории, тектоники, литогенеза и возможного влияния отработки месторождений на окружающую среду.

Организаторы надеются, что конференция будет способствовать широкому обмену информацией по генезису и условиям отработки месторождений твердых полезных ископаемых континентального шельфа.

Оргкомитет: почетный председатель: академик Ю.М.Пущаровский,

сопредседатели: д.г.м.н. Н.Г.Патык-Кара (ИГЕМ РАН), pkara@igem.ru, к.г.м.н. Г.А. Черкашев (ВНИИОкеангеология), cherkashov@vniio.ru, ученый секретарь: к.г.м.н. А.Н.Смирнов (ВНИИОкеангеология), shelf-minerals@mail.ru

Контактные телефоны: (812) 113 8378; (812) 318 5016; факс: (812) 114 1470

Основные сроки: предварительная регистрация **до 31 января 2005 г.**, предоставление тезисов **1 апреля 2005 г.**, рассылка 2-го циркуляра и приглашения **после 1 марта 2005 г.**

международные структуры, по всем направлениям деятельности горно-геологического сектора, которые смогут давать реальный результат.

Участие в Форуме может содействовать развитию отечественной конкурентоспособной минерально-сырьевой базы. Вероятно, что ее географические контуры не будут адекватны национальным границам. В любом случае при формировании подобной базы потребуются соблюдение приоритетов национальных интересов при жестком обеспечении выполнения достигнутых условий и договоренностей. В этом, кстати, видится и роль МИД России.

Кроме того, следует иметь в виду наличие большого числа научно-технических разработок, "ноу-хау" в отечественном горно-добывающем и геологическом секторах. В России трудится большое число специалистов, настоящих профессионалов своего дела, чьи опыт и знания во многом не востребованы.

Относительно проблемы кадров было отмечено (В.А.Трушко, С.-Петербургский горный институт – ТУ), что эта проблема действительно сегодня одна из наиболее актуальных, в том числе в горно-добывающей и геологической сферах. Дефицит специалистов этого профиля начинает ощущаться в Германии и некоторых других развитых странах. Настоящие специалисты востребованы на мировом рынке. Надо скорее решать вопрос о придании международного статуса дипломам отечественных вузов. Недопустимо мала доля России (1-2 %) в финансируемых международных научно-исследовательских программах.

Минобрнауки России поддерживает присоединение России к Форуму, но с учетом приоритетов национальных интересов и возможности реализации мощного отечественного кадрового потенциала.

Далее секретарем подготовительной группы (Е.А.Саваренская) была представлена информация о позиции федеральных органов власти в отношении российского участия в организации и деятельности Форума.

Все полномочные федеральные органы исполнительной власти (МИД России, Минэкономразвития России, Минпромэнерго России, МПР Рос-

сии, а также Минобрнауки России) официально выразили свое позитивное отношение о принципиальной целесообразности участия нашей страны в работе Форума.

Так, МИД России признает важность и полезность декларируемых целей Форума в экономической, социальной и природоохранной областях. Вместе с тем МИД России отмечает, что средства для достижения этих целей могут быть использованы для недобросовестной конкуренции. В этой связи одной из основных задач российского участия в Форуме должны стать своевременное обнаружение соответствующих тенденций и информирование о них компетентных структур с целью заблаговременного принятия адекватных мер.

Минэкономразвития России считает весьма актуальным развитие национального горно-добывающего сектора и его минерально-сырьевой базы.

Минпромэнерго России констатирует, что для стабильного функционирования горно-добывающего комплекса большое значение имеет совершенствование российского законодательства и налогообложения в сфере недропользования. Министерство поддерживает участие Российской Федерации в организации и деятельности Форума и предлагает включить в тематику его работы рассмотрение вопросов государственного управления и нормативно-правового регулирования – с учетом возможности применения дифференцированной системы платежей за недропользование и создания экономических условий, обеспечивающих благоприятный инвестиционный климат.

Минобрнауки России представило свои предложения к программе работы Форума согласно основным направлениям деятельности министерства, а также предложения по модернизации методов государственного регулирования в минерально-сырьевом и топливно-энергетическом комплексах, созданию механизма повышения эффективности инвестиций в минерально-сырьевой сектор, формированию межгосударственной нормативно-правовой базы освоения минерально-сырьевых ресурсов стран-участниц Форума, разработке единой

геоинформационной системы представления геологической информации.

Перечень предложений от МПР России компоновался с учетом возможности использования в деятельности Форума принятой в нашей стране единой, на государственном уровне, системы недропользования и охраны недр. В перечень предложений включены вопросы по основным направлениям природоресурсной и природоохранной деятельности в сфере недропользования (общей стратегии управления отраслью, нормативно-правовой регламентации, контрольно-надзорного сопровождения) с позиции адаптации этих направлений с приоритетами устойчивого развития и возможностью учета различных особенностей национальной специфики. Предложены мероприятия по анализу состояния мировой минерально-сырьевой базы и унификации ее экспертных оценок. Все перечисленные предложения министерств включены в формируемый пакет предложений от российской стороны к программе работы Форума.

В дополнение к этой информации со стороны МПР России (Н.В.Милетенко) было отмечено, что многие из затронутых при обсуждении вопросов проясняют сами учредительные документы Форума. В начале 2005 г. будет выполнен анализ по содержанию наполнению российского участия в Форуме, подготовлен пакет документов для представления в Правительство Российской Федерации.

Естественно, что основная нагрузка в выполнении предстоящей работы ляжет на МПР России – ответственного исполнителя правительственных поручений. Будет обеспечено научное и информационное сопровождение работы.

На совещании было решено приступить к подготовке документов по обоснованию и организационному обеспечению вступления Российской Федерации в Форум.

МПР России и другим федеральным ведомствам было предложено усилить работу по формированию проекта программы работы Форума с учетом имеющихся у них полномочий и административного ресурса.