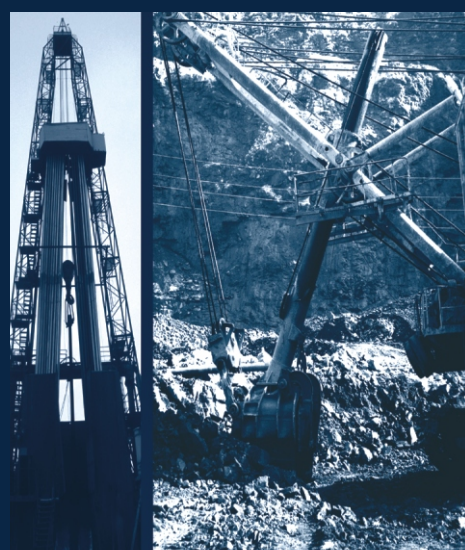
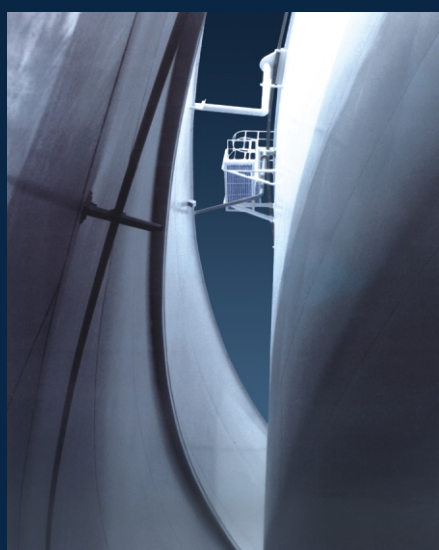
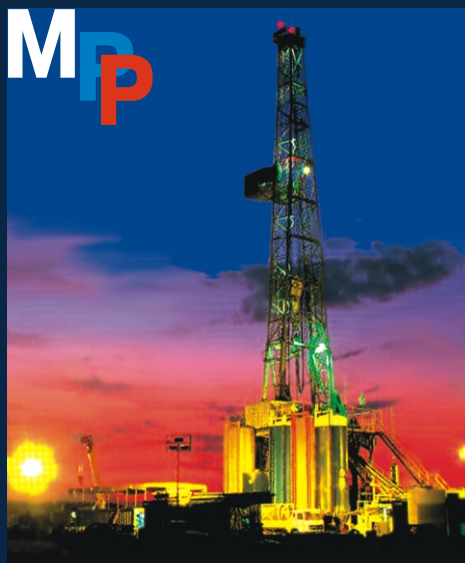


# МИНЕРАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ РОССИИ

## ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

6'2005

МР



**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  
Федеральное агентство  
по недропользованию  
Министерство промышленности  
и энергетики Российской Федерации  
Всероссийский научно-иссле-  
довательский институт экономики ми-  
нерального сырья и недропользования  
Российское геологическое общество  
ООО «Геоинформмарк»

**ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР** – Орлов В.П.

**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:**  
Садовник П.В. (заместитель главного  
редактора)  
Варламов Д.А. (заместитель главного  
редактора)  
Бавлов В.Н., Гейшерик Г.М.,  
Глумов И.Ф., Клещев К.А.,  
Комаров М.А., Кривцов А.И.,  
Машковцев Г.А., Морозов А.Ф.,  
Оганесян Л.В., Ставский А.П.,  
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.,  
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  
(руководитель отдела)  
Тел/факс: (495) 915-61-03, 915-60-98  
nadia@geoinform.ru

**ОТДЕЛ РАСПРОСТРАНЕНИЯ:**  
Дмитриева Г.А.  
Тел/факс: (495) 915-67-24  
info@geoinform.ru

Подписано в печать 28.11.2005  
Цена – свободная  
Подписной индекс в каталоге  
«Роспечать» – 73252

**Адрес редакции:**  
115172 Москва, ул. Гончарная, 38  
ООО «ГЕОИНФОРММАРК»  
Телефоны: (495) 915-62-22, 915-67-29  
Подписка: (495) 915-67-24  
Факс: (495) 915-67-24  
Web: <http://www.geoinform.ru>  
E-mail: [mrr@geoinform.ru](mailto:mrr@geoinform.ru)

## Колонка главного редактора

**Орлов В.П.** Проблемы инвестиций в недропользовании  
*Orlov V.P.* Investment problems in the subsoil use

3

## Геологоразведка и сырьевая база

**Бавлов В.Н.** Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы  
Дальневосточного федерального округа  
*Bavlov V.N.* Development problems and potentialities of the mineral resource base in the Far  
Eastern Federal District

12

**Белонин М.Д., Маргулис Л.С.** Нефтегазоносность и перспективы освоения углеводородных  
ресурсов Востока России  
*Belonin M.D., Margulis L.S.* Oil and gas content and potentialities of hydrocarbon resources  
development in the East of Russia

16

**Кузьмин Г.Ф.** Торфяные ресурсы европейской части России. Состояние и проблемы  
использования  
*Kuzmin G.F.* Peat resources in the European part of Russia. The current state and challenges  
of the use

28

## Экономика и управление

**Орлов В.П.** Минерально-сырьевые ресурсы в региональной экономике  
*Orlov V.P.* Mineral resources in regional economy

34

**Герт А.А., Старосельцев В.С., Мельников П.Н., Немова О.Г., Супрунчик Н.А.,  
Волкова К.Н., Жуков К.А.** Методика и опыт формирования долгосрочной программы  
геологического изучения и освоения минерально-сырьевых ресурсов региона (на примере  
Восточной Сибири)  
*Gert A.A., Staroseltsev V.S., Melnikov P.N., Nemova O.G., Suprunchik N.A., Volkova K.N.,  
Zhukov K.A.* The technique of working out of a long-term program of geological surveying and  
development of mineral resources in a region and experience gained in its application (the Eastern  
Siberia case study)

40

**Ежов С.С.** Выработанность запасов как фактор дифференциации налога на добычу  
ископаемых  
*Yezhov S.S.* Reserve depletion as a factor of extraction tax differentiation

53

**Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В.** Современное состояние и перспективы  
развития системы обеспечения нефтепродуктами и газом Новосибирской области  
*Kontorovich A.E., Korzhubayev A.G., Eder L.V.* The current state and potentialities of the  
system of oil products and gas supply to the Novosibirsk Oblast

59

## Правовое обеспечение

**Седов Н.В.** Лингвистические проблемы законодательной и нормативно-правотворческой  
деятельности в области изучения и использования недр (на примере подземных вод)  
*Sedov N.V.* Linguistic problems of the legislative and norm-setting/lawmaking activity in the field  
of the investigation and use of the subsurface (the groundwater case study)

66

**Бардин А.А., Дубынин С.В.** К вопросу регулирования законодательством РФ разработки  
несколькими пользователями недр одного месторождения полезного ископаемого  
*Bardin A.A., Dubynin S.V.* Concerning the issue of regulation by RF legislation of development  
of one field by a few subsoil users

76

## Зарубежный опыт и международное сотрудничество

**Карпузов А.Ф.** Региональные аспекты международного приграничного сотрудничества  
в сфере недропользования. Дальневосточный федеральный округ  
*Karpuzov A.F.* Regional aspects of border subsoil use cooperation. The Far Eastern Federal  
District

84

## Новости, хроника, информация

**Аукционы и конкурсы** на получение права пользования недрами (по материалам  
Бюллетеня «Недропользование в России» № 20-21'2005)  
*Auctions and bidding* rounds for the subsoil use rights (based on materials of the Bulletin *Subsoil  
Use in Russia* Nos. 20-21'2005)

89

Рецензия. **Оганесян Л.В.** Штрихи истории

92

Рецензия. **Федорчук В.П.** Россия в окружающем мире

96



## ПРОБЛЕМЫ ИНВЕСТИЦИЙ В НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ

**В.П. Орлов** (член Совета Федерации ФС РФ, Председатель Комитета Совета Федерации по природным ресурсам и охране окружающей среды)

Высокие доходы государства от функционирования минерально-сырьевого комплекса создают иллюзии надежной обеспеченности основных его отраслей инвестиционными ресурсами и наличия условий для устойчивого роста. На самом деле проблема инвестиций в сырьевом секторе экономики, в том числе в самых, казалось бы, благополучных отраслях – нефтяной, газовой, металлургических, золото- и алмазодобывающих, сохраняется все последние годы. Особенно остро это сказывается на воспроизводстве минерально-сырьевой базы (МСБ).

Положительная динамика цен на мировых сырьевых рынках не влияет на уровень воспроизводства МСБ, который в 1995–2005 гг. в среднем составлял 60–70 %, хотя стоимость нефти за этот период увеличилась в 4 раза, золота – в 2 раза, металлов – в 1,5–2,0 раза. Ценовой фактор не улучшил и другие возможности прироста МСБ, в частности за счет вовлечения в разработку низкорентабельных и забалансовых запасов или путем повышения коэффициента извлечения полезного ископаемого.

Сложившиеся негативные тенденции наиболее показательны в сырьевой базе нефти. Ее современная структура в координатах используемой в США классификации запасов (**доказанные, вероятные, возможные, спекулятивные запасы**) и ресурсов отвечает примерно соотношению 1:1:1:4. Доказанные запасы нефти в России в последнем десятилетии ежегодно сокращаются в среднем на 1,3 %, в то время как в мировой сырьевой базе за вычетом добычи они систематически прирастают на 1,2–1,6 %. Выбытие детально разведанных (доказанных) запасов ухудшает сбалансированность сырьевой базы, структура которой за последнее десятилетие деформирована в результате накапливающегося дефицита предварительно оцененных (вероятных и возможных) запасов. Сумма доказанных запасов превышает объем годовой добычи в России в 12 раз (в США – в 10 раз). Именно к такому уровню кратности в течение ряда предыдущих лет призывали наши нефтяные компании некоторые чиновники, ответственные за состояние МСБ страны. И не только призывали, но и пытались ввести новое в мировой практике понятие “избыточные запасы”, за которые полагались штрафные санкции.

При этом упускались или замалчивались два обстоятельства. Во-первых, такое соотношение запасов и добычи привело к снижению объемов добычи нефти в США с 1985 по 2004 г. более чем на 30 %. Во-вторых, на балансе нефтяных компаний США показываются только доказанные запасы. Вероятные и возможные запасы, суммарные объемы которых значительно превышают объемы доказанных, учитываются во внутренних активах.

В России, в отличие от США, в последние годы чаще всего оперируют суммой запасов всех категорий, что, по меньшей мере, некорректно. Отсюда и резкое завышение расчетной обеспеченности запасами российских компаний, что постоянно подчеркивают специалисты, но далеко не всегда учитывают чиновники и политики.\*

\* Кратность и обеспеченность – это разные понятия, которые, к сожалению, часто используются как слова-синонимы.

## Investment problems in the subsoil use

**V.P. Orlov** (Member of the Federation Council of the RF Federal Assembly, Chairman of the Committee on Natural Resources and Environmental Protection of the Federation Council)

Large national incomes from functioning of the mineral resource complex produce an illusion about the reliable provision of the country's basic industries with investment resources and conditions for the sustainable growth. All recent years, however, the investment problem has in fact been remaining unsettled in the resource sector of economy including the oil, gas, metallurgy, gold-, and diamond-mining industries that seem to be the most successful. It has a particularly strong impact on the renewal of the mineral resource base (MRB).

The positive price movement on world resource markets exerts no influence on the level of the MRB renewal that came to 60–70 % on the average in 1995–2005 though oil, gold, and metal prices increased 4, 2, and 1.5–2.0 times, respectively, during that period. The price factor also has not improved other potentialities of increasing the MRB in particular due to putting marginally economic and subeconomic reserves into operation or through increasing the mineral recovery ratio.

The existing negative trends are the most demonstrative in the oil resource base. Its current structure in accordance with the reserves and resources classification used in the USA (**proved, probable, and possible reserves, and speculative resources**) meets the following approximate ratio: 1:1:1:4. In the last decade, proved oil reserves in Russia have been reducing by 1.3% per year on the average while they are regularly increasing by 1.2–1.6% in the world resource base less production. The withdrawal of proved (explored in detail) reserves disturbs the balance of the resource base the structure of which has been deformed in the last decade as a result of the accumulating shortage of indicated (probable and possible) reserves. The total amount of proved reserves in Russia surpasses annual production 12-fold (10-fold in the USA). Our oil companies and some officials responsible for the state of the national MRB have been calling to just such order during a number of previous years. And they have been not only calling but also endeavored to introduce a notion of “excessive resources” (that is new in the world practice) for which penalties should be paid.

At the same time two facts were ignored or suppressed. First, such proportion between reserves and production led to oil production decline in the USA by 30% from 1985 to 2004.

Second, only proved reserves are placed on balance sheets of USA oil companies. Probable and possible reserves total amounts of which substantially exceed those of proved reserves are accounted as internal assets. In Russia, unlike the USA, they more often operate with the sum of reserves of



Критический уровень кратности запасов зависит от качества сырьевой базы, определяемого по совокупности показателей продуктивности, выработанности, сбалансированности и др. В России на долю низкопродуктивных приходится около 60 % запасов нефти, а выработанность месторождений, где сосредоточен основной объем добычи, превышает 50 %. Такие качественные характеристики означают, что сырьевая база, как это видно на примере США, уже не способна выдержать достигнутую добычную нагрузку без принятия мер по резкому усилению поисков и разведки новых месторождений, т.е. без подпитки «свежими» запасами, а также мер по вовлечению в разработку низкопродуктивных запасов, повышению коэффициента извлечения полезного ископаемого.

Нельзя сказать, что крупные нефтяные компании России не имеют на такие цели инвестиционных ресурсов. Нельзя заподозрить их и в нежелании повысить свою капитализацию путем наращивания объемов балансовых запасов. И все же объемы геолого-разведочных работ не растут. Более того, в 2005 г. по сравнению с 2000 г. они сокращены почти на 30 %. Возможности увеличения сырьевых активов крупного бизнеса за счет поглощения мелких и средних компаний также почти исчерпаны. К тому же от внутреннего перераспределения прав на недропользование сырьевая база не улучшается, а, скорее всего, даже ухудшается. Независимые мелкие и средние компании в расчете на 1 т добываемой нефти вкладывают в геолого-разведку в 2 раза больше средств, чем крупные компании.

Государство, будучи ответственным перед нынешним и будущим поколениями за социально-экономическое развитие страны и благосостояние граждан, должно учитывать, по крайней мере, два фактора:

около 30 % ВВП и более 60 % доходов федерального бюджета связано с минерально-сырьевым комплексом, реальной альтернативы которому на перспективу в 15-20 лет пока нет;

количественные и качественные характеристики МСБ высокоинерционны во времени, на приведение структуры МСБ в сбалансированное состояние потребуется не менее двух десятилетий при условии увеличения прироста разведанных и предварительно оцененных запасов в 2,5-3,0 раза.

Именно государство, исходя из долгосрочной стратегии развития, обязано выстраивать соответствующую минерально-сырьевую политику, анализировать причины накапливающихся внутренних и внешних вызовов и включать механизмы, противостоящие негативным тенденциям.

Однако долгосрочная стратегия социально-экономического развития России отсутствует. В связи с этим принятая в 2003 г. «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года» слабо увязана с другими отраслями промышленности и секторами экономики, хотя по степени проработанности является, пожалуй, лучшим документом последних лет.

Значительно меньше положительных отзывов имеют одобренные в 2003 г. Правительством РФ «Основы государственной политики в области использования минерального сырья и недропользования». Тем не менее именно этот документ был положен в основу «Долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья», поддержанной в 2004 г. Правительством РФ и утвержденной в 2005 г. МПР России.

all categories, and this is at least incorrect. This results in the sharp overstating of the calculated provision of Russian companies with reserves to which specialists are constantly pointing but officials and politicians by no means always take into account\*.

The critical level of the order of reserves depends on the quality of the resource base determined by the totality of productivity, depletion, balance, and other indicators. In Russia, marginal oil reserves account for 60% of the total, and depletion of fields where major production is concentrated exceeds 50%. Such qualitative characteristics mean that the resource base, as is the case in the USA, is already unable to withstand the achieved production load without measures aimed at sharp expansion of searches for and exploration of new fields, i.e. without replenishment of reserves, as well as without measures for putting marginal reserves into operation and increase of the recovery ratio.

One cannot say that major oil companies in Russia have no investment resources for such objectives. They can also hardly be suspected in their unwillingness to raise their capitalization through increasing amounts of economic reserves. Nevertheless, volumes of geological surveying operations are not growing. Moreover, in 2005 they were curtailed by nearly 30% of the 2000 level. Potentialities of increasing resource assets of big business due to takeover of small and medium companies have already been exhausted. And what is more, the resource base does not improve as a result of the internal redistribution of subsoil use rights and, probably, even deteriorates. Independent small and medium companies invest twice as much in geological exploration per 1 t of produced oil than large companies.

The state being responsible to the present and future generations for the socioeconomic development of the country and public welfare shall take at least the following two factors into account:

about 30% of GDP and over 60% of federal budget revenues is associated with the mineral resource complex to which so far no real alternative exists for the next 15–20 years;

quantitative and qualitative characteristics of the MRB are highly inertial in time; balancing of the MRB structure will require no less than two decades subject to increase in additions to explored and preliminary appraised reserves by 2.5–3.0 times.

Just the state is obliged to form an appropriate mineral resource policy based on the long-term strategy of development, analyze causes of accumulating internal and external challenges, and engage mechanisms withstanding negative trends.

Russia, however, lacks a long-term strategy of socioeconomic development. *The Energy Strategy of Russia During the Period Until 2020* in this connection is poorly coordinated with other branches of industry and sectors of economy though it is maybe the best document of recent years as concerns its elaboration.

*The Principles of the Public Mineral Resource Management and Subsoil Use Policy* approved by the RF Government in 2003 received much less favorable comments. Nevertheless, just this document was assumed as a basis of the Long-term government program of investigation of the subsoil and renewal of the mineral resource base of Russia on the basis of the balance of mineral resource consumption and renewal supported by the RF Government in 2004 and

\* The order and provision are different notions that unfortunately are often used as convertible terms.



Однако программные мероприятия обоснованы лишь в части федеральных задач, которые ориентированы на общегеологическое изучение территории страны и шельфа омывающих морей. Мероприятия, обеспечивающие участие добывающих компаний, за счет которых приращивается 100 % запасов, в программе отсутствуют. Если бы государственная программа опиралась на региональные или отраслевые программы, а те в свою очередь включали бы предложения добывающих компаний, то увязка четырех основных параметров программы: деньги (инвестор) – объемы работ – сроки – результаты, безусловно, могла выявить нестыковку конечных результатов. Скорее всего, это было бы вызвано дефицитом инвестиций, производственных мощностей и кадрового обеспечения.

Чтобы переломить десятилетнюю негативную тенденцию в воспроизводстве МСБ, необходимо принятие комплекса мер политического, экономического и административного характера, прямо или косвенно увеличивающих объем инвестиционных предложений и снимающих другие связанные с ними проблемы.

Центральное место в решении данной задачи принадлежит новому закону “О недрах”. Правительство России, представив в июне 2005 г. его проект в Государственную Думу, в пояснительной записке указывает, что “концепция законопроекта заключается в создании условий **для привлечения в сферу недропользования частных инвестиций, в том числе иностранных** (выделено автором), на основе строгой регламентации осуществления деятельности в указанной сфере и соблюдения интересов государства и недропользователя”.

Чтобы понять, насколько законопроект действительно направлен на решение инвестиционных проблем, обратимся сначала к перечню факторов, ограничивающих современную инвестиционную активность в недропользовании.

## 1. Общеполитические факторы

1.1. Отсутствие долгосрочной государственной стратегии социально-экономического развития страны и размещения производительных сил, в том числе с участием минерально-сырьевого комплекса.

1.2. Схематичность и неполнота принятых основ государственной минерально-сырьевой политики.

1.3. Незакрепленность за государством (Правительством) как собственником недр ответственности за состояние и развитие МСБ.

1.4. Отсутствие законодательно закрепленных гарантий защиты инвестиций, сохранение возможности деприватизации и передела собственности отдельных предприятий.

**1.5. Неопределенность и неустойчивость позиции государства по отношению к форме и долевого участию в недропользовании иностранных компаний.**

1.6. Официальное невосприятие полноценных договорных отношений в недропользовании на примере замораживания и резкого ограничения применения механизма соглашений о разделе продукции, а также исключения объектов недропользования из сферы регулирования Федерального закона “О концессионных соглашениях”.

1.7. Постоянные изменения налогового законодательства, проведение политики выравнивания доходности высокорискового горного бизнеса (за счет увеличивающихся налоговых и неналоговых изъятий) с доходностью менее рискованного бизнеса других секторов экономики.

1.8. Частая реорганизация федеральных органов уп-

approved by the Ministry of Natural Resources of Russia in 2005.

The program measures, however, are substantiated as concerns only federal tasks oriented towards the general geological investigation of the country and shelf of circumambient seas. Measures ensuring participation of mining companies that add 100% of reserves are lacking in the program. If the government program had been based on regional and industrial programs and they in their turn included proposals of mining companies, then the integration of the basic parameters of the program: money (the investor)—scope of work—terms—results, would have no doubt revealed a hitch in final results. That most probably would have been caused by the shortage of investment, production capacities, and staffing.

A package of political, economic, and administrative measures that directly or indirectly increase volumes of investment proposals and eliminate other problems associated with them shall be realized to stop the ten year negative tendency in the renewal of the MRB.

The new Law on the Subsoil plays the most important role in solving this task. The Government of Russia that submitted the draft law to the State Duma in June 2005 points in its explanatory note that “the concept of the draft law is creation of conditions for **attracting private including foreign investments to the subsoil use sphere** (the author’s emphasis) on the basis of strict regulation of activity in the stated sphere and observance of the interests of the state and subsoil user.”

To see how the draft law is actually aimed at settling investment problems let us first consider the list of factors that restrict the present-day investment activity in the sphere of the subsoil use.

## 1. General political factors

1.1 The lack of the long-term governmental strategy of the socioeconomic development of the country and location of productive forces including with the participation of the mineral resource complex.

1.2. The sketchy character and imperfection of the accepted principles of the governmental mineral resource policy.

1.3. The lack of the statutory responsibility of the state (government) as the owner of the subsoil for the state and development of the MRB.

1.4. The lack of statutory guarantees of security of investments and reservation of the possibility for deprivatization and redistribution of property of individual enterprises.

**1.5. Uncertain and unsteady positions of the state as concerns the form and interest of foreign companies in the subsoil use.**

1.6. The official aversion to fair contractual relations in the subsoil use, e.g. freezing and sharp limitation in the use of the production sharing mechanism, as well as elimination of subsoil use objects from the sphere of regulation by the Federal Law on Concessions.

1.7. Permanently changing tax legislation and the policy of leveling profitability of high risky mining business (through increasing bites of taxes and non-tax deductions) with profitability of less risky business of other sectors of economy.

1.8. Frequent reorganization of federal subsoil use authorities and washing of professionals with mining and geological education out of the management system.



правления в сфере недропользования, вымывание профессионалов с горно-геологическим образованием из системы управления.

1.9. Отсутствие регламентирующих документов и уполномоченных структур по координации действий недропользователей в создании транспортной, энергетической и социальной инфраструктур в слабо освоенных районах.

1.10. Отстранение субъектов Федерации от управления недрами, от привлечения инвестиций в объекты недропользования, лишение их права участвовать в переговорах с инвестором с целью защиты социальных интересов местного населения, отстранение их от участия в геологическом изучении недр, создание условий для дискомфорта и трений в отношениях между недропользователем и местными органами власти в процессе реализации проектов.

1.11. Отсутствие мер стимулирования градообразующих горных и геологических предприятий, вынужденных нести повышенные расходы на поддержку социальной сферы и системы жизнеобеспечения "своих" населенных пунктов.

1.12. Незрелость публичных компаний. Неподготовленность общенациональных крупных инвестиционных проектов, к участию в которых под гарантии государства могли бы привлекаться личные сбережения миллионов жителей страны.

1.13. Низкий уровень администрирования и мониторинга правоприменительной практики действующего законодательства, чрезмерно бюрократизированный доступ в федеральные органы исполнительной власти.

**1.14. Непредсказуемость действий исполнительных органов власти в применении административных санкций к недропользователям; периодические (по мере смены Правительства) "громкие" заявления о предстоящих мерах по отзыву лицензий.**

1.15. Практика келейности и длительности (до нескольких лет) разработки Правительством проектов новых законов, порождающая слухи и домыслы о предстоящих радикальных изменениях отношений в системах недропользования и налогообложения. Отстранение от законодательного процесса авторитетных специалистов, игнорирование мнения и рекомендаций регионов, форумов, парламентских слушаний и общественных организаций.

1.16. Сомнения в профессионализме и объективности решений судебной системы по конфликтным вопросам недропользования.

1.17. Нескоординированность природоресурсного и природоохранного законодательства с законодательством о недрах в части разграничения полномочий по горизонтали, т.е. между отраслями, и по вертикали, т.е. между федеральным, региональным и муниципальным уровнями власти, высокая стоимость и сложность оформления земельных отводов, перевода земель лесного фонда в земли иных категорий и земли промышленности.

1.18. Высокая степень монополизации добывающих отраслей, резко ограничивающая рыночную конкуренцию, в том числе и на аукционах на право пользования недрами; неэффективность или отсутствие мер государственного регулирования доступа к монополю или корпоративно контролируемым мощностям по подготовке, переработке и транспортировке сырья.

## 2. Экономические факторы

2.1. Исключение из практики налогообложения в нед-

1.9. The lack of regulating documents and authorized structures for coordination of activities of subsoil users in creation of transport, power, and social infrastructures in poorly developed regions.

1.10. Debarring Federation subjects from the subsoil management and attraction of investments to objects of subsoil use, depriving them of their right to participate in negotiations with the investor to protect the social interests of the local population, debarring them from participation in geological investigations, and creation of conditions causing discomfort and provoking conflicts between the subsoil user and local authorities in the process of project implementation.

1.11. Provision of no incentives to town-supporting mining and geological enterprises that have to incur costs related to the support of the social sphere and maintenance of "their" localities.

1.12. Poor development of public companies. No national large-scale investment projects to which personal savings of millions of the country's citizens may be attracted against security of the state are prepared.

1.13. The low level of administration and monitoring of the law enforcement practice of existing legislation and the extremely bureaucratized access to federal executive authorities.

**1.14. The unpredictability of executive authorities' actions in applying administrative sanctions against subsoil users and regular (as the Government changes) "pompous" statements about forthcoming measures for withdrawal of licenses.**

1.15. The practice of backstage and long (up to several years) development of new draft laws by the Government that gives rise to rumors and conjectures about impending radical changes in relations within the subsoil use and taxation systems. Debarring authoritative specialists from the law-making process and neglect of the opinion and recommendations of regions, forums, parliament hearings, and public organizations.

1.16. Doubts about the professionalism and objectivity of judicial decisions on disputable problems related to the subsoil use.

1.17. The lack of coordination between nature resources and nature conservation legislation and subsoil legislation as concerns horizontal separation of authorities, i.e. between industries, and vertical separation of authorities, i.e. between federal, regional, and municipal levels of power; high cost and complexity of registration of allotments, and conversion of lands of forest resources to other land use types and industrial lands.

1.18. The high level of monopolization of mining industries that checks market competition including at auctions for the subsoil use right; inefficiency or the lack of state regulation of the access to raw materials preparation, processing, and transportation facilities that are under the monopoly or corporate control.

## 2. Economic factors

2.1. The elimination of such well-known measures as granting of "tax holidays", deferred payments, and investment allowances for prospecting, exploration, and putting new deposits into commercial operation widely used all over the world from the practice of subsoil use taxation.

2.2. The lack of measures for the economic incitement of development of marginal and subeconomic reserves, maintenance of falling production, introduction of innovation



ропользовании общеизвестных и широко развитых в мире мер по предоставлению “налоговых каникул”, отложенных платежей, инвестиционных льгот на поиски, разведку и ввод в промышленное освоение новых месторождений.

2.2. Отсутствие мер по экономическому стимулированию разработки низкорентабельных и забалансовых запасов, поддержанию падающей добычи, внедрению инновационных технологий, повышению коэффициента извлечения и снижению потерь полезных компонентов, сокращению объемов использования добытого сырья на внутрипроизводственные нужды.

2.3. Построение системы изъятия рентных доходов на механизме искаженной абсолютной ренты, суммарная ставка которой устанавливается не по объектам недропользования, а по компаниям, к тому же не по худшим, а по лучшим.

2.4. Плоская шкала налога на добычу полезных ископаемых (к тому же по нефти привязанная к мировым, а не к внутренним ценам).

2.5. Высокая капиталоемкость новых проектов в малоосвоенных регионах Севера, Восточной Сибири, шельфов северных и дальневосточных морей.

2.6. Дефицит внутренних долгосрочных кредитных ресурсов и высокая процентная ставка по кредитам.

2.7. Одномоментное изъятие у недропользователей через аукционные торги на право пользования недрами крупных средств (в 2005 г. – 1,2 млрд дол.), что фактически приводит к сокращению примерно на такую же сумму объемов инвестиций в геолого-разведочные работы.

2.8. Длительный срок погашения затрат по поисковым проектам (в течение 5 лет после завершения работ).

2.9. Чрезмерное налогообложение региональных и поисковых работ, включающее налог на добавленную стоимость, разовые и регулярные платежи за пользование недрами.

2.10. Введение одномоментного погашения исторических затрат государства на участках и месторождениях, открытых недропользователем за собственные средства, независимо от полезности, информативности и качества ранее проведенных государством работ.

### 3. Отраслевые факторы

3.1. Истощение резерва перспективных площадей, подготовленных общегеологическими работами для лицензирования; невысокое, а в ряде случаев – низкое качество и крайне слабая геологическая изученность нераспределенного фонда недр.

**3.2. Нечеткое закрепление права недропользователя, открывшего месторождение за собственные средства, на получение лицензии для последующего проведения разведочных и добычных работ, сложность процедуры оформления такой лицензии.**

**3.3. Отсутствие законодательно закреплённого порядка рыночного оборота прав на открытое месторождение, на переуступку и залог ранее полученного права на разведку и добычу полезных ископаемых.**

3.4. Незакрепленность ответственности государства за неподтверждение информации о количественной и качественной оценке запасов и прогнозных ресурсов участков недр, выставленных на торги.

**3.5. Отсутствие исчерпывающего перечня и четких критериев выделения существенных условий пользования недрами на конкретном участке, невыполнение которых является основанием для отзыва лицензии.**

techniques, increase of the recovery ratio, reduction in losses of useful components and amounts of mined raw materials used for the intraproductive needs.

2.3. Basing the system of withdrawal of rental incomes on the mechanism of the distorted absolute rent with its cumulative rate established not by objects of the subsoil use but by companies and what is more not by the worst but by the best ones.

2.4. The flat the extraction tax schedule (in addition correlated with world but not with domestic prices as in particular oil is concerned).

2.5. The high capital intensity of new projects in poorly developed regions of the North, Eastern Siberia, shelves of the northern and Far Eastern seas.

2.6. The shortage of domestic long-term credit resources and high rates of interest on credits.

2.7. The instant withdrawal of large sums (\$1.2 billion in 2005) from subsoil users through auctions for the subsoil use right that in fact leads to the reduction in volumes of investments in geological surveying by approximately the same sum.

2.8. The long term of reimbursement of costs connected with prospecting projects (during 5 years after the work is completed).

2.9. Overtaxation of regional and prospecting operations including value added tax, single, and regular payments for the use of the subsoil.

2.10. The introduction of the instant reimbursement of historical costs of the state connected with the areas and deposits discovered by the subsurface user at the expense of his/her internal funds irrespective of the utility, information value, and quality of the work performed by the state earlier.

### 3. Industrial factors

3.1. The exhaustion of standby prospects prepared by general geological surveying for licensing; poor geological maturity of the undistributed (unlicensed) subsoil stock that in addition is of poor and sometimes of very poor quality.

**3.2. Not clearly established rights of the subsoil user who has discovered a deposit at his/her expense for obtaining a license for further exploration and mining; the complexity of execution of such license.**

**3.3. The lack of the statutory procedure for market circulation of the rights to the discovered deposit, assignment, and mortgage of the earlier acquired right for mineral exploration and mining.**

3.4. The lack of statutory responsibility of the state for unconfirmed information on the quantitative and qualitative assessment of reserves and hypothetical resources of subsoil sites put up for auctions.

**3.5. The lack of the exhaustive list and clear criteria of essential conditions of the subsoil use at a concrete site the failure to meet which is the basis for revocation of the license.**

**3.6. The unclear regulation of the procedure of licensing of the subsoil use right, changes in terms and conditions of the licensing agreement, and settlement of disputes.**

3.7. The use of exclusively the auction form for obtaining the right to mineral exploration and mining; the elimination of tenders for the best project solutions and the most efficient technologies of development of deposits; orientation to the amount of the single auction payment but not to the total economic effect (from recovery of all declared reserves).

### 3.6. Нечеткая регламентация порядка лицензирования права на пользование недрами, изменения условий лицензионного соглашения, разрешения споров.

3.7. Использование только аукционной формы получения права на пользование недрами с целью разведки и добычи полезных ископаемых, исключение конкурсов на лучшие проектные решения и наиболее эффективные технологии разработки месторождений, ориентация на величину разового аукционного платежа, а не на итоговый (по извлечению всех объявленных запасов) экономический эффект.

3.8. Отсутствие специализированных конкурсов и аукционов для независимых малых и средних добывающих предприятий, что усиливает монополизацию горного бизнеса.

3.9. Расхождение российской и зарубежных классификаций запасов полезных ископаемых, геолого-экономической и стоимостной оценки месторождений, учета балансовых запасов для целей расчета обеспеченности срока действия добывающей компании и капитализации ее активов.

3.10. Несовершенство технологии геолого-разведочного процесса. Ориентация всех его этапов и стадий (за исключением региональных исследований) исключительно на добывающие компании, хотя абсолютное их большинство не имеет геологических служб, а рынок геологических услуг в стране не развит. Отсутствие товарной продукции по завершении поисково-оценочного этапа в виде полученной информации и возможности переуступки своего права на получение "добычной" лицензии, что исключает развитие собственно геологического бизнеса и формирование компаний, специализирующихся исключительно на поисках и оценке новых участков и месторождений за счет собственных и привлеченных средств (так называемые "юниорные" или "пионерные" компании).

3.11. Несформированность нормативно-правовой базы для создания специализированных, в том числе и саморегулируемых, организаций в области консультационно-аналитических услуг, подготовки технических проектов, составления геологических отчетов, подсчета запасов, комплексного горного аудита и т.д.

3.12. Отсутствие системного подхода в подготовке государственных программ геологического изучения недр и воспроизводства МСБ на основе потребностей и возможностей основных субъектов отношений недропользования, сбалансированности планируемых конечных результатов по срокам, финансовому, кадровому, технико-технологическому и организационному обеспечению.

Рассмотренные факторы, ограничивающие привлечение инвестиций в недропользование, разделяются на 3 группы в зависимости от сфер регулирования отношений, предусмотренных в российском законодательстве (таблица).

Практически все приведенные выше 40 факторов входят в группу рисков, не покрываемых гарантиями государства. Большинство из них обусловлено неопределенностью государственной политики и позиции власти по ряду стратегических направлений, неразвитостью и просчетами законодательства, негибкой и несправедливой налоговой политикой, некачественным администрированием действующего законодательства, нескончающимися реформами органов исполнительной власти, а также властных и финансовых отношений между федеральными и региональными органами власти, что в конечном итоге определяет их принадлежность к факторам политических рисков. Эти же обстоятельства во многом объясняют и низкую рыночную капитализацию российских сырьевых компаний.

3.8. The lack of specialized tenders and auctions for independent small and medium mining enterprises that strengthens monopolization of the mining business.

3.9. The discrepancy in the Russian and foreign classifications of mineral reserves, geological economic appraisal and cost estimate of deposits, and accounting of economic reserves to calculate the provision of the mining company's life and the term of capitalization of its assets.

3.10. The imperfect technology of the geological exploration process. Orientation of all its stages (except regional investigations) towards mining companies exclusively though most of them have no geological surveys and the market of geological services is not developed in the country. The lack of marketable products in the form of information obtained after the prospect evaluation stage is completed and of the possibility to transfer the right for obtaining the "mining" license that eliminates the development of own geological business and formation of companies specializing in exclusively searches for and evaluation of new prospects and deposits at the expense of their own and attracted funds (so-called "junior" or "pioneer" companies).

3.11. The lack of the norm-setting/legal basis for establishment of specialized including self-regulated organizations in the sphere of consulting/analytical services, preparation of preliminary designs, preparation of geological reports, calculation of reserves, comprehensive mining audit, etc.

3.12. The lack of the system approach to preparation of government programs of the geological investigation of the subsoil and renewal of the MRB based on the requirements and capabilities of main subjects of relations arising from the subsoil use, coordination of projected final results as concerns the terms, financial provision, staffing, supply of equipment, techniques, and organizational support.

The above factors limiting the attraction of investments to the subsoil use are subdivided into three groups depending on the spheres of regulation of relations provided for under Russian legislation (Table).

Practically all above 40 factors are included in the group of risks not covered by state guarantees. Most of them are caused by the incoherent policy of the state and inconsistent position of authorities related to a number of strategic areas, imperfect legislation, inflexible and unfair fiscal policy, poor administration of effective legislation, never-ending reforms of executive bodies, as well as of power and financial relations between federal and regional authorities that in the end defines their belonging to the factors of political risks. These circumstances in many respects explain low capitalization of Russian primary producing companies.

The below table shows that only six factors of 40 are completely or partially taken into consideration in the draft Law on the Subsoil. Five of them (1.14; 3.2.; 3.3; 3.5; and 3.6) have been solved there to a variable extent and that no doubt will encourage investors. However, the concrete definition of the attitude to foreign investors (factor 1.5) through limitation of their share to 49% in all, without exception, projects provided for in the draft will hardly promote influx of foreign investments. A more flexible approach is most likely necessary there.

The rest of the 34 factors are practically not touched upon or not settled in the draft law: 12 are beyond the sphere regulated by subsoil legislation, 13 are within the field regulated by related (mainly taxation) legislation, and 9 are subjects of regulation by the law under consideration (see the table).

The attraction of investment is, as is well known, one of the



Из приведенной таблицы видно, что только шесть из 40 факторов полностью или частично учтены проектом нового закона «О недрах». Из них пять (факторы 1.14; 3.2.; 3.3; 3.5; 3.6) в разной степени, но нашли решение, что, безусловно, положительно скажется на настроении инвесторов. Однако конкретизация отношений к иностранным инвесторам (фактор 1.5) путем ограничения их доли (до 49 %) во всех без исключения проектах, предусматриваемая в проекте закона, вряд ли будет способствовать притоку иностранных инвестиций. Скорее всего, здесь нужен более гибкий подход.

Остальные 34 фактора законопроектом практически не затрагиваются либо не решаются; 12 – не входят в сферу регулирования законодательства о недрах, 13 – находятся в смежной области с другим (главным образом налоговым) законодательством, 9 – относятся к предметам регулирования рассматриваемого закона (см. таблицу).

Известно, что привлечение инвестиций – одна из центральных задач развивающейся экономики, и эта задача всегда имеет сложное решение. Переход на договорные отношения в том виде, в каком они предусматриваются в проекте нового закона, введение оборота прав на пользование недрами и конкретизация права компании-первооткрывателя на выявленное ею месторождение могут не оказать существенного влияния на объемы инвестиций при условии, что остаются нерешенными следующие проблемы:

расширение полномочий и ответственности региональных органов власти в управлении недрами и воспроизводстве МСБ; использование разнообразных форм торгов на заключение договора недропользования (конкурсов, аукционов, конкурсов с аукционным завершением), в том числе отдельное их проведение для независимых малых и средних компаний;

введение права поэтапного внесения аукционных платежей или переноса их на период промышленной отработки месторождения;

замена принципа обязательного погашения исторических затрат государства по вновь открытому месторождению на принцип приобретения по рыночным ценам недропользователем-первооткрывателем нужной ему геологической информации;

введение механизма и формы частичной компенсации государством недропользователю издержек за полное или существенное неподтверждение данных о запасах или ресурсах участков недр, распределенных на аукционных торгах;

дополнение действующих лицензионных соглашений условиями и требованиями в соответствии с новым законом «О недрах»;

создание условий для развития «юниорных» геологических компаний.

Еще большее значение имеет включение в законопроект концептуальных позиций по предметам регулирования, находящимся на стыке с другим, прежде всего налоговым, законодательством. В том числе по вопросам:

экономического стимулирования разработки низкорентабельных запасов, поддержания падающей добычи, внедрения инноваций, увеличения коэффициента извлечения полезного ископаемого;

дифференциации налога на добычу полезных ископаемых;

снижения налоговой нагрузки и оперативного погашения затрат на региональные и поисковые работы.

## Факторы, ограничивающие привлечение инвестиций в недропользование

### Factors limiting the attraction of investments to the subsoil use

Группа I: факторы, входящие в сферу регулирования Закона «О недрах»	Группа II: факторы смежного с Законом «О недрах» законодательства	Группа III: общеполитические факторы и факторы иных сфер законодательства
Group I: Factors regulated by the Law on the Subsoil	Group II: Factors regulated by legislation allied to the Law on the Subsoil	Group III: General political factors and factors regulated by other spheres of legislation
1.3; 1.5; 1.10; 1.14; 2.7; 2.10; 3.1; 3.2; 3.3; 3.4; 3.5; 3.6; 3.7; 3.8; 3.10	1.6; 1.11; 1.17; 1.18; 2.1; 2.2; 2.3; 2.4; 2.8; 2.9; 3.9; 3.11; 3.12	1.1; 1.2; 1.4; 1.7; 1.8; 1.9; 1.12; 1.13; 1.15; 1.16; 2.5; 2.6

*Примечание.* Жирным шрифтом здесь и выше в тексте выделены факторы, учтенные проектом нового закона «О недрах».

*Note.* The factors taken into account in the draft Law on the Subsoil are in bold type herein.

chief tasks of developing economy and the task that is always difficult to solve. The transition to contractual relations in the form provided for in the draft law, the introduction of the circulation of rights to the subsoil use, and concrete definition of the company's right to the deposit it has discovered may exert no substantial influence on amounts of investments if the following problems remain unsettled:

expansion of the powers and responsibility of regional authorities concerning subsoil management and renewal of the MRB; the use of various forms of auctions for subsoil use contracts (tenders, auctions, and tenders with the auction completion), including auctions held specially for independent small and medium companies;

introduction of the right to pay auction payments by instalment or postponement of their payment to the period of commercial development of the deposit;

replacement of the principle of obligatory reimbursement of the state's historical expenses on the newly discovered deposit by the principle of acquiring the required geological information at market prices by the subsoil user that has discovered the deposit;

introduction of the mechanism and form of partial reimbursement by the state of expenses for completely or substantially unconfirmed data on reserves or resources of subsoil sites distributed through auctions to the subsoil user;

supplement of valid licensing agreements with conditions and requirements in compliance with the new Law on the Subsoil;

creation of conditions for development of junior geological companies.

Inclusion into the draft law of conceptual positions concerning subjects of regulation being at the interfaces between different spheres of legislation first of all subsoil and taxation legislation is also of great importance. The conceptual positions shall cover the following issues:

economic incentives to the development of marginal reserves, maintenance of falling production, introduction of innovations, and increase in the mineral recovery ratio;

differentiation of mineral extraction tax;

reduction in the tax burden and prompt reimbursement of expenses on regional and prospecting operations.

Именно такой (комплексный) подход использует большинство нефтедобывающих стран, которые в качестве государственного обеспечения активной инвестиционной деятельности одновременно применяют как методы укрепления институциональной среды, так и методы либерализации налоговых режимов.\*

Принятие нового закона «О недрах» в улучшенном варианте позволит переместить дальнейшее решение проблемы привлечения инвестиций в сферу другого законодательства, а также в область отношений и действий политического характера (см. группу III в таблице). В противном случае центральной задачей законопроекта надо считать не привлечение инвестиций, а переход с административных на гражданско-правовые отношения в недропользовании.

Гражданско-правовые (договорные) отношения в мировой и отечественной практике гарантируют компании защиту и возврат инвестиций, а также получение оптимальной прибыли на вложенный капитал. Предлагаемая же законопроектом договорная форма таких гарантий не устанавливает. Она сохраняет все действующие условия налогообложения и риски, за исключением того, что спорные вопросы, возникающие в процессе работы, могут решаться арбитражным судом.

В качестве компенсации за паритетность отношений с государством недропользователю предлагается строго придерживаться параметров договора и технического проекта, в том числе сроков и объемов геолого-разведочных работ, сроков ввода месторождения в промышленное освоение, а также установленного уровня добычи. Отклонение от условий договора, в том числе по геолого-технологическим, конъюнктурным и иным причинам, возможно только после его изменения и перерегистрации по согласию сторон или решению суда. Государство в лице ответственного органа федеральной власти получает возможность путем применения штрафных санкций и передачи дел в судебные органы ужесточить контроль за процессом недропользования, обеспечить расчетные объемы инвестиций и добычи сырья, правда, не гарантируя в ответ защиту и возврат инвестиций, получение прибыли, сохранение системы налогообложения, доступа к транспортным и перерабатывающим мощностям и т.д.

В этом, собственно, и заключается отличие предлагаемой проектом нового закона «О недрах» формы от классических договорных отношений в недропользовании. Может оказаться, что она станет еще менее привлекательна для инвесторов, чем действующая лицензионная система.

Поэтому без совокупности дополнительных мер, вытекающих из перечисленных выше 40 ограничивающих факторов и в целом направленных на дальнейшую либерализацию инвестиционного процесса, главные проблемы минерально-сырьевого комплекса решены не будут. Закон в предложенной редакции вряд ли станет и обещанным условием значительного повышения капитализации российских компаний, рыночная недооценка которых связана не столько с действующим законом, сколько с многочисленными факторами риска, находящимися вне сферы его прямого регулирования. В то же время он позволит упорядочить и ужесточить требования к недропользователям, в том числе и в инвестиционной сфере, что является одной из важнейших задач управления на современном этапе развития политической и экономической системы государства.

Just such (integrated) approach is used in most oil producing countries that at the same time apply methods of both strengthening of the institutional environment and liberalization of tax treatment thus ensuring the intense investment activity.\*

The adoption of the improved version of the new Law on the Subsoil will shift further solution of the problem of attraction of investments to the sphere of other legislation, as well as to the field of political relations and actions (Group III in the table). Otherwise, the transition from administrative to civil-law relations in the subsoil use but not the attraction of investments shall be considered the chief task of the draft law.

In the world and domestic practice, civil-law (contractual) relations guarantee the security and return of the company's investment, as well as obtaining of optimal return from the invested capital. The contractual form proposed in the draft law establishes no such guarantees. It preserves all effective conditions of taxation and risks, except the provision that points at issue arising in the course of work may be arbitrated.

As a compensation for parity relations with the state, the subsoil user is required to strictly observe the parameters of the contract and preliminary design, including terms and volumes of geological surveying, terms of commissioning of the deposit, as well as the set production level. The deviation from the terms and conditions of the contract including because of geological, technological, market, and other reasons is possible only after it is changed and re-registered by agreement of the parties or under the court decision. The state in the person of the responsible federal authority is allowed to tighten supervision of the subsoil use process, ensure design amounts of investments and mineral production through applying penalties and transferring cases to judicial bodies guaranteeing in return no security and return of investments, profit earning, preservation of the taxation system, access to transport and processing facilities, etc.

Therein lies the difference between the form proposed in the draft of the new Law on the Subsoil and classical contractual subsoil use relations. It may turn out to be even less attractive to investors than the effective licensing system.

Major problems of the mineral resource complex will not be solved without realization of the totality of additional measures required in connection with the above 40 limiting factors and aimed at further liberalization of the investment process. The Law in the proposed wording will also hardly become the promised condition for considerable increase in capitalization of Russian companies market understatement of which is not so much associated with the effective law as with numerous risk factors that are beyond the sphere of its direct regulation. At the same time, it will ensure regulation and toughening of requirements for subsoil users including in the investment sphere that is one of the most important management problems at the current stage of development of the political and economic systems in the state.

\* Телегина Е.И. Международные инвестиции в мировую энергетику и роль России на глобальных энергетических рынках. — М.: Информ-Знание, 2005. — 448 с.

\* Telegina E.I. International investment in the world power industries and the role of Russia on global power markets. Moscow, Inform-Znaniye, 2005, 448 p.



# ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА\*

**В.Н.Бавлов** (Федеральное агентство по недропользованию)



Владимир Николаевич  
Бавлов, заместитель  
руководителя

Состояние экономики Дальневосточного федерального округа (ДФО) и дальнейшие перспективы ее развития напрямую связаны с эффективным освоением природных ресурсов, которыми щедро одарила природа эту территорию. Доля отраслей, базирующихся на минеральных ресурсах (цветная металлургия и топливная промышленность), составляет сегодня около 40 %. Преобладает добыча полезных ископаемых.

В пределах ДВФО сосредоточено около 81 % общероссийских запасов и почти 100 % добычи алмазов, 92 % запасов и 100 % добычи олова, 33 % запасов и около 50 % добычи золота, 30 % запасов и более 50 % добычи серебра, около 23 % запасов и 87 % производства вольфрамового концентрата, 50 % запасов и 100 % добычи сурьмы, а также 63 % добычи свинца при запасах всего 9 %. Кроме того, добываются цинк (10 % общероссийской добычи), платина (8 %), бор (100 %), плавиковый шпат (80 %), различные виды строительных материалов и сырья для их производства; используются также термальные воды и пароводяные смеси.

В округе создана неплохая железорудная база, имеются месторождения редких металлов, запасы марганцевых и апатитовых руд, урана и ряда других полезных ископаемых, которые пока не осваиваются.

ДФО обладает крупнейшей в России угольной сырьевой базой (12 % общероссийской) с полным набором углей различного марочного состава. В то же время полностью удовлетворяют свои промышленные и топливные потребности в угле местным сырьем только Республика Саха (Якутия) и Чукотский АО. В незначительном объеме ввозит каменный уголь с

материка Сахалинская область. Экономика и социальная сфера остальных субъектов округа и особенно наиболее промышленно развитых (Амурская область, Приморский и Хабаровский края, Еврейская автономная область, в значительной мере (от 30 до 80 % потребности) зависят от ввоза на свои территории углей из Сибирского ФО и Республики Саха (Якутия).

Учтенные госбалансом запасы углеводородного сырья, хотя в настоящее время и не претендуют на стратегическую роль в экономике всей страны (лишь 3 % разведанных запасов), имеют большое значение в решении региональных проблем округа.

Нельзя не сказать, что резкое снижение темпов, вплоть до полной остановки, процесса воспроизводства минерально-сырьевой базы (МСБ) в начале 90-х гг. прошлого столетия нанесло значительный урон базе горно-добывающей промышленности округа. В настоящее время наметился рост добычи ряда полезных ископаемых, однако систематическое невосполнение запасов продолжается. На неудовлетворительное положение с сырьевой базой действующих горно-добывающих предприятий указывают практически все субъекты Федерации ДВФО. Такое положение может нанести значительный ущерб геополитической безопасности России в этом пограничном регионе и привести к социальной нестабильности.

Другой важной проблемой является значительное сокращение в геолого-разведочных предприятиях региона числа высококвалифицированных специалистов, способных самостоятельно выполнять проекты геологического изучения недр различных масштабов. Решение кадрового вопроса возможно только при условии

поднятия престижности профессии и увеличения материальной заинтересованности специалистов, особенно работающих в сложных природных условиях Дальнего Востока.

Положение может быть исправлено только за счет резкой активизации геолого-разведочных работ (ГРР) по всем направлениям: региональных геолого-геофизических (для выявления новых перспективных площадей), поисков и оценки перспективных проявлений для локализации ресурсов и разведки месторождений.

Предпосылки расширения МСБ региона значительны, на что указывают официально утвержденные цифры прогнозных ресурсов профилирующих полезных ископаемых; в частности, здесь сосредоточены практически 100 % общероссийских прогнозных ресурсов олова и серебра, около 60 % – вольфрама, 45 % – золота и алмазов. Мощным ресурсным резервом округа является углеводородное сырье, прежде всего на слабо изученных территориях Якутии, а также акватории прилегающих шельфов дальневосточных окраинных морей. Их общая площадь превышает суммарную шельфовую зону других округов России. На сегодняшний день прогнозные ресурсы углеводородов ДВФО с учетом акваторий составляют 20 % общероссийских. Это существенно повышает роль региона в качестве держателя стратегического сырьевого резерва страны.

Основными задачами дальнейшего развития минерально-сырьевого комплекса Дальнего Востока являются:

освоение углеводородного потенциала на прилегающем шельфе морей Тихого и Северного Ледовитого океанов, а также в благоприятных структурах континентальной части. Наиболее перспективными районами являются участки шельфа Охотского (присахалинский, примагаданский) и Берингова морей;

развитие угольной отрасли на основе поисков, разведки и освоения новых перспективных площадей и месторождений с высококачественными каменными углями на глубинах, доступных к открытой разработке, геолого-экономической переоценки существующих месторождений с выде-

лением в их пределах блоков высококачественных углей или участков для открытой добычи. Решение задач обеспечения твердым топливом удаленных от центра добычи и транспортных коммуникаций энергодефицитных районов связывается с использованием местных угольных ресурсов путем строительства “малых” разрезов;

вовлечение в освоение крупнейшей в стране разведанной сырьевой базы урана – Эльконской группы месторождений (вблизи ж.д.станции Томмот) с комплексными рудами, содержащими, кроме собственно урана, также золото, серебро и молибден, и выявление новых сырьевых баз урана;

реализация реальных возможностей развития металлургического комплекса на основе освоения известных месторождений железных руд в Республике Саха (Якутия) и Амурской области (имеются и марганцевые руды);

выявление новых эпitherмальных золотосеребряных месторождений в пределах гигантских окраинно-континентальных вулканогенных поясов Дальнего Востока. Сегодня месторождения этого типа являются наиболее востребованными объектами добычи благородных металлов на Дальнем Востоке, к ним относится большинство отрабатываемых в настоящее время месторождений золота и серебра (Кубака, Многовершинное, Дукат, Лунное, Покровское, Хаканджа, Купол, Валунистое, Биркачан и др.);

освоение золоторудного потенциала большеобъемных месторождений в черносланцевых толщах и карбонатных отложениях. За последние годы в районах традиционной золотодобычи, в частности в Магаданской области, доказаны перспективы выявления новых крупнообъемных золоторудных месторождений (пока считающихся нетрадиционным для России геолого-промышленным типом), освоение которых с применением современных технологий добычи и переработки руд позволит уже в течение ближайших лет резко (в 1,5-2,0 раза) увеличить объем добычи золота в стране. Положительным движением в этом направлении являются события последних 2 лет, в частности появление нового инвестора и начало реконструкции рудника им. Матросо-

The state of the economy in the Far Eastern Federal District and future trends in its economic advancement are directly associated with effective natural resources development. At present, industries based on mineral resources (non-ferrous metallurgy and the fuel industry) account for about 40 of the total. Mining of minerals dominates.

The major tasks of further development of the district's mineral resource complex are:

development of the hydrocarbon potential within the adjoining shelf of the Pacific and Arctic seas;

development of the coal industry on the basis of searches, exploration, and development of new promising areas and high-rank coal fields at depths accessible to open pitting, economic geological reappraisal of existing coalfields with delineation of open pitable high-rank coal blocks or areas within them;

putting into operation of the country's largest explored uranium resource base – the Elkon group of deposits of complex ores (near the railroad station of Tommot) that, besides uranium proper, also contain gold, silver, and molybdenum, and discovery of new uranium resource bases;

realization of potentialities of the metallurgical complex on the basis of development of known iron ore deposits in the Republic of Sakha (Yakutia) and Amur Oblast;

detection of new epithermal gold/silver deposits that are now in great demand in the Far East as noble metals mining prospects, as well as development of the gold-ore potential of large-size deposits in black schist strata and carbonate deposits;

exploration and development of new silver-ore deposits the prerequisites for detection of which in the east of the Republic of Sakha (Yakutia) have been substantiated in recent years;

detection of new diamond deposits suitable for open pitting.

ва на месторождении Наталка (Магаданская область) и появление нового недропользователя и начавшаяся подготовка к отработке месторождения Майское (Чукотский АО);



разведка и освоение новых серебряных месторождений, предположки выявления которых обоснованы в последние годы на востоке Республики Саха (Якутия);

выявление новых месторождений алмазов, пригодных для открытой разработки.

Несомненно, что основную роль в решении вышеперечисленных задач, требующих значительных финансовых вложений, должны брать на себя крупные нефтегазодобывающие и горно-промышленные предприятия-недропользователи. Задачей Федерального агентства по недропользованию (Роснедра), администраций субъектов Российской Федерации, научных организаций в первую очередь является инициирование интереса недропользователей к проведению ГРП за счет собственных средств и к освоению месторождений.

Следует сказать, что в последние годы наблюдается рост объемов финансирования ГРП в округе за счет средств недропользователей: если в 2003 г. эти затраты составили 4,8 млрд р., в 2004 г. — около 6 млрд р., то в 2005 г. планируется их увеличение до 7 млрд р.

В последнее время существенно возрос интерес к поискам, разведке и освоению российских месторождений твердых полезных ископаемых. Оказываются востребованными не только месторождения с низкотехнологичными рудами, расположенные в сложных географо-экономических условиях, но и даже проявления полезных ископаемых с достаточно неопределенными перспективами. В этих условиях совершенно очевидной становится ограниченность фонда подготовленных к передаче в разведочную стадию и промышленное освоение перспективных участков недр и высококорентабельных месторождений, что выдвигает задачу активного пополнения этого фонда в разряд особо важных федерального уровня. Именно это делает особо актуальными известные приоритеты в деятельности Роснедра:

во-первых, создание новых сырьевых баз высоколиквидных и дефицитных видов полезных ископаемых в новых районах;

во-вторых, выявление нетрадици-

онных для России типов месторождений в существующих горно-промышленных регионах;

в-третьих, укрепление МСБ действующих предприятий с целью улучшения либо стабилизации социально-экономических условий и обеспечения геополитических интересов в отдельных регионах России и Мирового океана.

Исходя из этих приоритетов Роснедра и распределяет средства федерального бюджета, в том числе и на территории ДВФО.

Объем средств федерального бюджета, вкладываемых в ГРП на территории округа, в последние годы существенно возрос. Если в 2003 г. он составлял всего 318 млн р., в 2004 г. — 345 млн р., то в 2005 г. он составит порядка 1,4 млрд р. В том числе: около 60 % — на твердые полезные ископаемые, 24 % — на нефть и газ, 2 % — на подземные воды и 15 % — на работы общегеологического и специального назначения. Тем самым федеральный бюджет практически полностью принял на себя в 2005 г. затраты на проведение ГРП из бюджетов субъектов Российской Федерации, которые в 2004 г. составляли порядка 950 млн р.

Осуществляя широкий комплекс работ от региональных исследований до поисковых и оценочных, Роснедра в той или иной степени участвует в решении практически всех вышеперечисленных задач по развитию минерально-сырьевого комплекса Дальнего Востока: создании новой нефтегазовой базы на основе углеводородных ресурсов Республики Саха (Якутия), шельфов дальневосточных морей, Сахалинской и Камчатской областей; выявлении перспективных золоторудных объектов, прежде всего нетрадиционных большеобъемных типов; расширении ресурсной базы угля, урана, марганца, вольфрама, россыпного золота, серебра, платиноидов, алмазов, подземных вод.

При этом более половины средств вкладывается в воспроизводство ресурсной базы золота как наиболее востребованного со стороны недропользователей вида полезного ископаемого на территории округа. Так, из 18 проведенных на территории округа только центральным аппаратом Роснедра аукционов на предоставление

права пользования недрами в 2004-2005 гг. 8 были посвящены золоту, 5 — алмазам, 4 — углю, 1 — титаномагнетитовым пескам. В то же время объявленные аукционы на железные руды, редкоземельные элементы, полиметаллические руды не состоялись из-за отсутствия претендентов.

Определенная часть средств федерального бюджета направлена на проведение на территории округа исследований, связанных с обеспечением безопасности жизнедеятельности населения.

Во-первых, это работы по мониторингу геологической среды, прежде всего с целью оценки влияния экзогенных и эндогенных геологических процессов, разработки месторождений полезных ископаемых на дне акваторий и в их береговых зонах, а также другой хозяйственной деятельности, на состояние геологической среды шельфа Охотского и Японского морей, что очень важно для сохранения морского биоразнообразия. Во-вторых, это геолого-геофизические работы по прогнозу сейсмической опасности на территории ДВФО. По данным этих исследований регулярно дается прогноз сейсмической активности с уведомлением об активизации сейсмических процессов администрации Камчатской области, Агентства по мониторингу и прогнозу чрезвычайных ситуаций МЧС России и Института вулканологии и сейсмологии РАН.

Оценивая в целом итоги 60-летней деятельности геологов ДВФО, следует констатировать, что ими создана мощная МСБ, способная обеспечить многоотраслевое развитие народного хозяйства и подъем уровня жизни населения округа. Необходимо всем вместе приложить усилия для привлечения средств на проведение ГРП и развитие горно-добывающей отрасли для реализации огромного ресурсного потенциала этой огромной и пока еще слабо освоенной территории, имеющей важнейшее экономическое и геополитическое значение для России.

# НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ ВОСТОКА РОССИИ

М.Д.Белонин, Л.С.Маргулис (ВНИГРИ)



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



Лазарь Соломонович Маргулис, заведующий лабораторией, доктор геолого-минералогических наук

Восток России включает территории двух федеральных округов (Сибирского и Дальневосточного), акватории восточно-арктических (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) и дальневосточных (Японского, Охотского и Берингова) морей (рис. 1). Почти половина всей территории (4,0 млн км<sup>2</sup>) и практически все шельфы (около 1 млн км<sup>2</sup> восточно-арктических и 0,7 млн км<sup>2</sup> дальневосточных морей) являются перспективно нефтегазоносными [1]. Начальные суммарные ресурсы углеводородов (НСР УВ) оцениваются в диапазоне 108-142 млрд т у.т., в том числе по суше – 70-103 млрд т, по дальневосточным и восточно-арктическим морям – примерно по 20 млрд т у.т. Вместе с тем нефтегазовые ресурсы этих обширных регионов изучены крайне неравномерно. Наиболее полно нефтегазовый потенциал определен для юго-западной части Республики Саха (Якутия), Эвенкийского АО, Иркутской и Сахалинской областей, где в отдельных районах (Непско-Ботубинском, Северо-Сахалинском) плотность бурения превышает 150 м/км<sup>2</sup>. Значительные территории и акватории Востока России практически не изучены сейсморазведкой и бурением.

На акваториях более половины всей сейсморазведки сосредоточено на шельфе Сахалина, в северо-восточном районе которого плотность сейсмических наблюдений достигает 5 км/км<sup>2</sup> и уже проведен значительный объем сейсморазведки 3D. На присахалинской акватории, за исключением трех скважин на магаданском и одной скважины на чукотском шельфах, сосредоточен и весь объем бурения. Наиболее слабо изучены восточно-арктические моря, которые находятся на стадии рекогносцировочных исследований. Все ресурсы этой акватории относятся к проблематичным (категория Д<sub>2</sub>).

Месторождения нефти и газа открыты в Восточной Сибири (58 месторождений)\*, на суше (74 месторождения) и шельфе (9 месторождений) Дальнего Востока. Именно эти регионы относятся к приоритетным по воспроизводству сырьевой базы и наращиванию добычи нефти и газа в “Энергетической стратегии России на период до 2020 года”.

Восточная Сибирь и Дальний Восток обладают многообразием структурных элементов, принадлежащих резко различным по геологической истории и строению геотектоническим образованиям: древнему Сибирскому кратону, разновозрастным складчатым системам и современной Тихоокеанской окраине. Отсюда и разнообразие факторов и условий нефтегазоносности.

**Восточная Сибирь** охватывает как собственно древнюю Сибирскую платформу, так и смежные краевые системы, которым в нефтегазогеологическом отношении соответствуют Лено-Тунгусская и Хатангско-Вилуйская нефтегазоносные провинции (НГП). Общая площадь перспективных земель составляет около 3,5 млн км<sup>2</sup>. Трудом нескольких поколений геологов было доказано богатство этого обширного региона [3], открыто 58 месторождений нефти и газа, в том числе по величине запасов нефти и газа 10 крупных и 3 уникальных. Обладая высоким нефтегазовым потенциалом, оцениваемым в 65-99 млрд т у.т., регион изучен слабо и неравномерно. Примерно половина всего объема ресурсов относится к категории Д<sub>2</sub>, разведанность ресурсов составляет по нефти около 5 %, по газу – около 7 %.

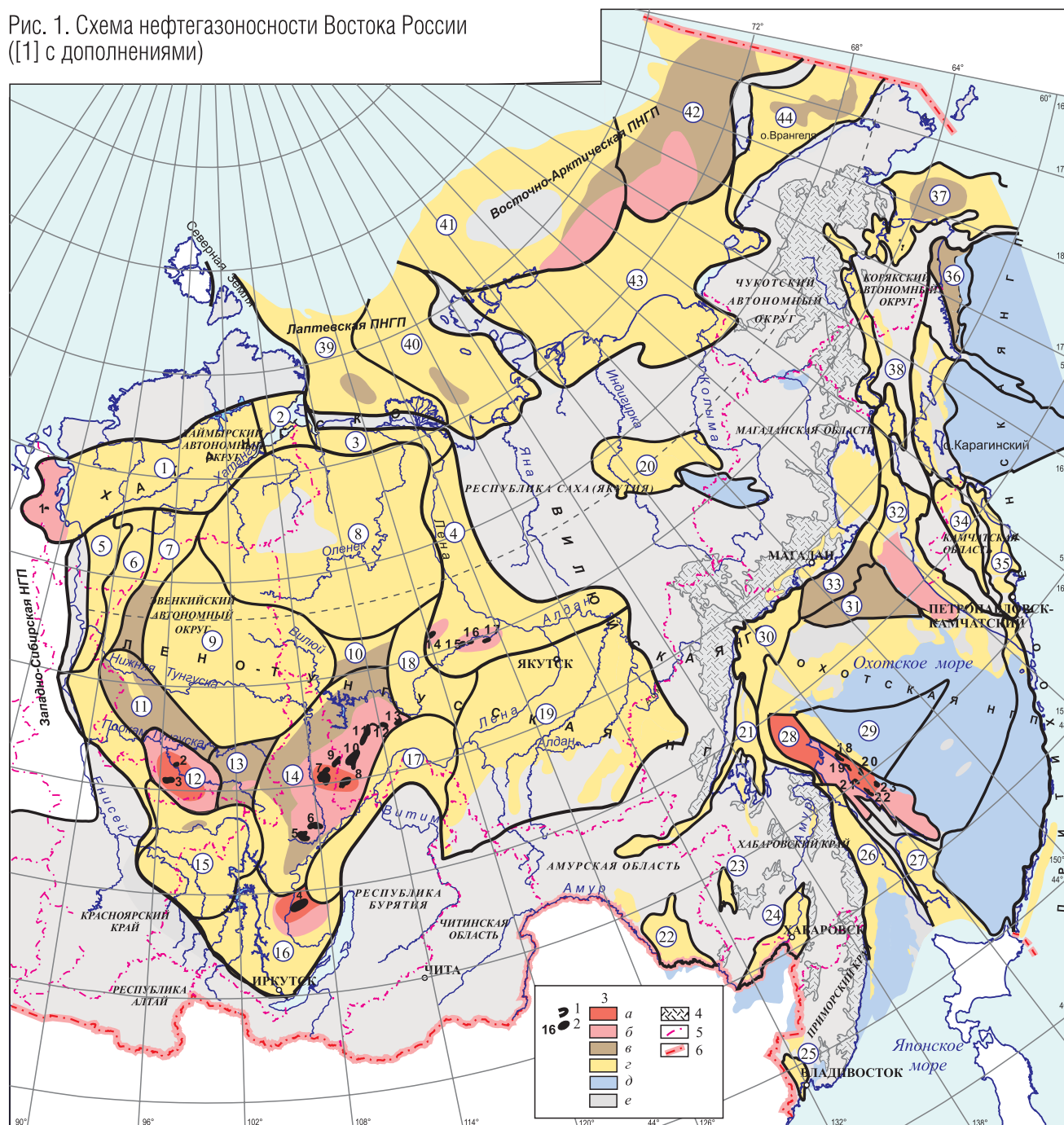
**Лено-Тунгусская НГП** включает 15 нефтегазоносных областей (НГО) и характеризуется следующими особенностями (табл. 1):

значительной мощностью ри-

\* Здесь Восточная Сибирь включает и западную (платформенную) часть Республики Саха (Якутия). Не учтены 4 месторождения на севере Красноярского края, относящиеся уже к Западно-Сибирской НГП.



Рис. 1. Схема нефтегазоносности Востока России ([1] с дополнениями)



1 – границы нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных провинций, областей и отдельных впадин; 2 – месторождения с извлекаемыми запасами > 30 млн т у.т.; 3 – плотность начальных суммарных геологических ресурсов УВ, тыс. т/км<sup>2</sup>: а – 10-300, б – 51-100, в – 31-50, г – < 30, д – земли с качественной оценкой, е – бесперспективные земли; 4 – Восточно-Азиатский вулканический пояс; 5 – границы субъектов РФ; 6 – государственная граница РФ.

**Нефтегазоносные и перспективно нефтегазоносные области (НГО, ПНГО) и перспективные впадины** (цифры в кружках): 1 – Енисей-Хатангская НГО, 2 – Анабаро-Хатангская ПНГО, 3 – Лено-Анабарская ПНГО, 4 – Лено-Вилуйская НГО, 5 – Турухано-Норильская ПНГО, 6 – Западно-Тунгусская ПНГО, 7 – Анамская ПНГО, 8 – Анабарская ПНГО, 9 – Эвенкийская ПНГО, 10 – Сюджерская ПНГО, 11 – Южно-Тунгусская ПНГО, 12 – Байkitская НГО, 13 – Катангская НГО, 14 – Непско-Ботубинская НГО, 15 – Саяно-Енисейская НГО, 16 – Ангаро-Ленская НГО, 17 – Предбайкальская НГО, 18 – Западно-Вилуйская НГО, 19 – Вилуйская НГО, 20 – Момо-Зырянская ПНГО, 21 – Шантарская ПНГО, 22 – Зея-Буреинская впадина, 23 – Верхнебуреинская впадина, 24 – Среднеамурская впадина, 25 – Суйфунская впадина, 26 – Западно-Сахалинская НГО, 27 – Южно-Сахалинская НГО, 28 – Северо-Сахалинская НГО, 29 – Дерюгинская ПНГО, 30 – Кухтуйская ПНГО, 31 – Тинровская ПНГО, 32 – Западно-Камчатская НГО, 33 – Северо-Охотская ПНГО, 34 – Центрально-Камчатская ПНГО, 35 – Восточно-Камчатская ПНГО, 36 – Хатырская НГО, 37 – Анадырско-Наваринская НГО, 38 – Пенжинская ПНГО, 39 – Западно-Лаптевская ПНГО, 40 – Восточно-Лаптевская ПНГО, 41 – ПНГО Де-Лонга, 42 – Северо-Чукотская ПНГО, 43 – Усть-Индигирская ПНГО, 44 – Южно-Чукотская ПНГО.

**Месторождения** (Г – газовые, Н – нефтяные, НГК – нефтегазоконденсатные, ГК – газоконденсатные, НГ – нефтегазовые) с извлекаемыми запасами свыше 30 млн т у.т.: 1 – Пелятинское (ГК), 2 – Куомбинское (НГК), 3 – Юрубчено-Тохомское (НГ), 4 – Ковыктинское (ГК), 5 – Ярактинское (НГК), 6 – Дулисьминское (НГК), 7 – Верхнеконское (НГК), 8 – Талаканское (НГК), 9 – Вакунайское (НГК), 10 – Чаяндынское (НГК), 11 – Среднеботубинское (НГК), 12 – Тас-Юряхское (НГК), 13 – Верхневилучанское (НГ), 14 – Среднетюнгское (ГК), 15 – Средневилучское (ГК), 16 – Толонское (ГК), 17 – Соболюх-Неджиминское (ГК), 18 – Одопту-море (НГК), 19 – Пильтун-Астохское (НГК), 20 – Аркутун-Дагинское (НГК), 21 – Чайво (НГК), 22 – Лунское (НГК), 23 – Кириновское (ГК).

Таблица 1. Основные параметры нефтегазоносных и перспективных областей Лено–Тунгусской НГП

Перспективные территории	Площадь, тыс. км <sup>2</sup>	Средняя плотность бурения, м/км <sup>2</sup>	Нефтегазоносные комплексы	Число месторождений (крупных–уникальных)	Разведанность НСР УВ*, %	Мощность отложений, км			Максимальная мощность осадочного чехла, км	Мощность солей, м	Насыщенность траппами, %	Средняя плотность НСР УВ*, тыс. т/км <sup>2</sup>
						R	V	Є <sub>1-3</sub>				
Лено–Тунгусская НГП	2883	1,5	R, V, Pz	37 (8–3)	8–6	0–10	0,1–1,2	0,5–3,5	10	0–900	0–70	19–25
Непско–Ботуобинская НГО	320	6,5	V, Є <sub>1</sub>	22 (4–1)	20–10	–	0,2–0,8	1,7–2,0	3	250–500	5–10	50–80
Катангская НГО	59	5,5	R, V, Є <sub>1</sub>	2 (1–1)	3	0–2,8	0,2–0,4	1,5–1,9	5	200–500	0–15	35
Байkitская НГО	87	4,5	R, V, Є <sub>1</sub>	3 (1–1)	3	0–4,2	0,2–0,4	1,0–2,1	3	300–600	5–20	70
Ангаро–Ленская НГО	210	5,0	R, V, Є <sub>1</sub>	3 (0–1)	24	0,3–5,4	0,4–0,5	2,5	4	600–800	0–5	38
Саяно–Енисейская НГО	213	0,08	R, V, Є	2 (1–0)	1,0–0,5	> 0,5	0,7–1,0	3,0–3,5	6	700–900	5–10	10–17
Предбайкальская НГО	98	0,07	R, V, Є <sub>1</sub>	2	0,7	3,6–5,5	0,4–0,9	1,5–2,5	6	100–300	–	12
Западно–Вилуйская НГО	103	3	R, V, Pz	3 (1–0)	6	–	0,8–1,2	2	8	0–400	–	14
Бахтинская ПНГО	102	0,05	R, V, Є <sub>1</sub>	–	–	–	0,2–0,3	1,0–2,3	3	50–150	10–70	21
Эвенкийская ПНГО	424	0,01	R, V, Pz	–	–	0–> 0,1	0,5–0,8	2,2–2,5	10	0–300	20–25	5–22
Западно–Тунгусская ПНГО	131	0,01	R, V, Pz	–	–	10	0,1–0,3	2,0–2,5	8	–	5–30	3
Турухано–Норильская ПНГО	48	1,6	R, V, Є <sub>1</sub>	–	–	> 2,3	0,2–0,3	1,4–2,0	5	–	25–30	5
Сюджерская ПНГО	40	0,1	V, Є <sub>1</sub>	–	–	–	0,6–0,7	1,5–2,0	2,5	0–100	10–30	20
Анабарская ПНГО	690	0,02	V, Є	–	–	0–> 1,4	0,1–0,3	0,5–1,5	3	–	1–2	5
Анамская ПНГО	77	0,01	R, V, Pz	–	–	> 0,5	0,3	1,3	8	–	3–15	19

\* Диапазоны значений разведанности и плотностей ресурсов УВ обусловлены различными оценками НСР регионов.

фейских отложений (до 5–10 км) и венд-мезозойского плитного чехла (до 8 км);

приоритетом в качестве ведущих нефтематеринских комплексов рифейских и кембрийских образований; приуроченностью большей части ресурсов УВ (80 %), а запасов исключительно к рифейским и венд-нижнекембрийским карбонатным и терригенным отложениям;

наличием на значительной территории кембрийской сульфатно-галогенной покрывки;

сочетанием крупных прогибов и сводовых поднятий в подсолевом чехле;

разнообразием фазового состояния месторождений и высоким (до 0,58 %) содержанием гелия в газовых скоплениях;

широким развитием траппового магматизма;

мезо-кайнозойским апплифтом и переформированием залежей УВ.

К благоприятным нефтегазогеологическим показателям относятся: наличие крупных поднятий в поле распространения рифей-нижнекембрийских отложений при мощности плитно-

го чехла более 2 км, сплошное развитие кембрийского соленосного флюидоупора и слабое проявление траппового магматизма. Этим условиям в большей мере отвечает южная часть платформы: Непско–Ботуобинская, Байkitская, Катангская и Ангаро–Ленская НГО. Занимая всего 1/4 перспективных земель провинции, эти четыре области содержат 3/4 всех ее нефтегазовых ресурсов и практически все запасы нефти и газа. Здесь открыто 37 месторождений, в том числе 3 уникальных и 8 крупных по запасам нефти и газа.

Важной особенностью этой наиболее перспективной территории является преобладание залежей УВ литологического типа, связанных с резкой изменчивостью отложений. Как сами залежи, так и характер нефтегазоносности в них определяются главным образом распределением коллектора. Это выдвигает на первый план проблему прогноза рифей-кембрийских резервуаров.

Породы-коллекторы *рифейского нефтегазоносного комплекса* представлены карбонатами, лучшие фильтрационно-емкостные свойства кото-

рых (каверново-порово-трещинный тип) приурочены к интенсивно эродированной предвендской поверхности. Недавно предложена новая модель рифейских резервуаров, подтвержденная высокодебитными (до 1000 м<sup>3</sup>/сут) притоками нефти [4]. На Куомбинском месторождении выделены четыре проградационно нарастающие рифейские толщ, содержащие строматолитовые постройки. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают строматолиты в зонах повышенной трещиноватости. Последние являются полями рассеяния сейсмических волн. Часть продуктивных горизонтов удалена от предвендской поверхности и обладает трещинными коллекторами, связанными с зонами повышенной трещиноватости, пронизываемыми рифейскими образованиями и уходящими в фундамент. С этих позиций высвечивается *проблема нефтегазоносности кристаллического фундамента*, представленного в основном гранитами и гнейсами с корой выветривания мощностью до 8–10 м. С выветрелыми породами фундамента связаны значительные нефтегазопроявления на Верхнечонской и Вэндрэ-



шевской площадях. В дезинтегрированных кристаллических массивах могут быть обнаружены крупные скопления УВ.

Резервуары *вендского терригенного комплекса*, мощность которого достигает 500 м, контролируются литофациальной и катагенетической зональностями отложений. Лучшие коллекторы приурочены к мелководноморским отложениям, находящимся на постседиментационной стадии, не превышающей поздних стадий мезокатагенеза (МК<sub>3</sub>). В составе толщи насчитывается до 8 пластов песчаников толщиной от 0,5-1,0 до 5-10 м и более. Отмечается тесная связь значений открытой пористости песчаников и общей мощности терригенного комплекса. Высокоемкостные породы (пористость 15-20 %) сосредоточены в толще мощностью менее 40 м, а песчаники с преобладающей пористостью 10-15 % приурочены к толщам менее 250 м на севере и менее 100 м на юге. При равных условиях пористость песчаников на севере Непско-Ботубинской НГО почти на 1/3 выше, чем в южной, что объясняется сменой кварцевых песчаников на полевшпат-кварцевые и даже иногда на полимиктовые. Песчаники с улучшенными коллекторскими свойствами в виде узкой полосы обрамляют зону выклинивания и малых мощностей нижневендских образований и содержат почти все открытые в терригенном комплексе нефтегазовые залежи (рис. 2).

Фильтрационно-емкостные свойства *карбонатных отложений венда – нижнего кембрия* крайне непостоянны. Прогноз пород-коллекторов в этих отложениях основан на выявлении биогермных построек и распространении разрывов, определяющих повышенную трещиноватость пород. В наиболее выдержанном осинском горизонте, мощность которого изменяется от 15 до 100 м, коллекторы контролируются органогенно-обломочными незасоленными доломитизированными известняками и рифоподобными водорослевыми образованиями. Пористость доломитизированных известняков в последних достигает 20 %, тогда как на остальной территории значение этого показателя редко превышает 5 %. На пересечении зон биогермных построек и субширотных разломов располагается крупное Талаканское

месторождение, где дебиты нефти из осинского горизонта достигают 100 т/сут и более. Таким образом, рифей-кембрийские резервуары имеют обычно прихотливое распространение и поэтому прогноз их нефтегазоносности напрямую связан с определением зон нефтегазоаккумуляции. Наиболее перспективными районами на обнаружение залежей УВ в рифейских образованиях являются склоны Байкитской антеклизы и обрамления Бахтинского

Ultimate hydrocarbon (HC) potential resources of the East of Russia, including the Siberian and Far Eastern Districts and adjoining water areas, are estimated at from 108 to 142 billion t of oil equivalent (toe), including 70–103 billion of onshore resources and approximately 40 billion toe of offshore resources in Far Eastern and East Arctic seas. Despite the diversity of geological structures, two marginal elements of the geotectonic series – the ancient Siberian craton and recent Pacific island arc margin – are the most promising for oil and gas presence. The Lena–Tunguska and Okhotsk Petroliferous Provinces (PP) located within them are priority regions for increasing the HC resource base and production, respectively. 115 oil and gas fields are discovered there; recoverable oil and gas reserves of 16 of them come to over 60 million t and 500 billion m<sup>3</sup>, respectively. The most favorable areas of the Lena–Tunguska PP are concentrated in the south of the province. The Nepa–Botuoba, Baikit, Katanga, and Angara–Lena Petroliferous Areas (PA) that occupy only one fourth of the province area comprise three fourths of its all oil and gas resources and practically all oil and gas reserves. In addition to drilled structures, over 100 prospects are known there with over a half of them located in the Nepa–Botuoba PA. The bulk of the resources is forecast in the Riphean carbonate and Vendian clastic complexes. Oil and gas reservoirs developed within them are distributed irregularly, and their forecast based on the lithological and structural analyses therefore directly affects effectiveness of prospecting. A great part of the fields in the Lena–Tunguska PP is expected to be put into operation by 2007, and production from already discovered fields may reach 25–30 million t of oil and 60–70 billion m<sup>3</sup> of gas in 2020.

месторождение, где дебиты нефти из осинского горизонта достигают 100 т/сут и более.

Таким образом, рифей-кембрийские резервуары имеют обычно прихотливое распространение и поэтому прогноз их нефтегазоносности напрямую связан с определением зон нефтегазоаккумуляции. Наиболее перспективными районами на обнаружение залежей УВ в рифейских образованиях являются склоны Байкитской антеклизы и обрамления Бахтинского

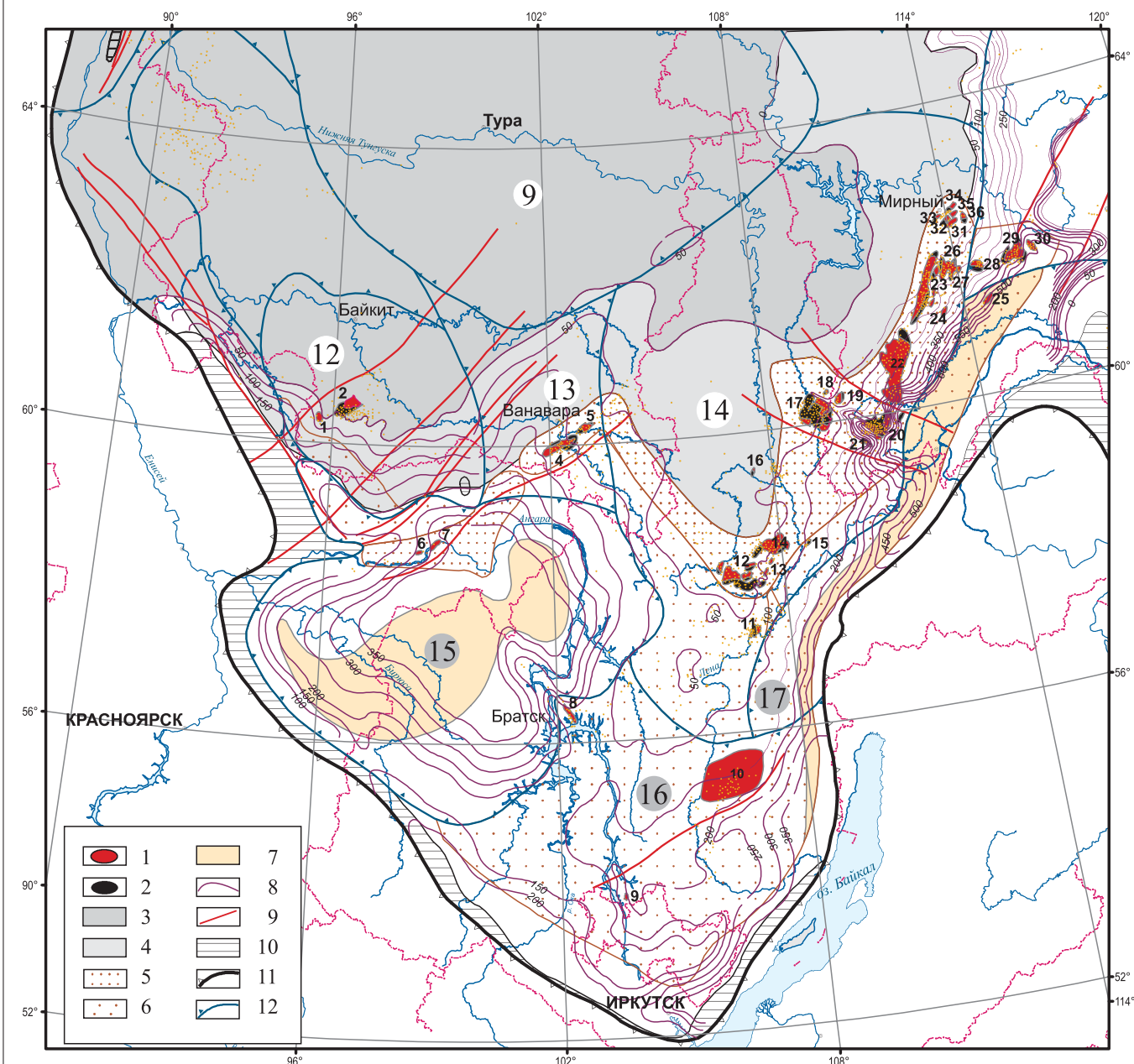
In the Okhotsk PP, most resources are concentrated in the North Sakhalin PA. The major oil and gas potential is associated with the shelf where HC accumulations are confined to Miocene sandstone. A few oil-and-gas accumulation zones with the HC reserve density of 1.0–1.5 million/km<sup>2</sup> that is close to the maximum for the Pacific island arc margin are located there. They concentrate 80% of in-place reserves of the whole area. Over 60 favorable structures are delineated within the shelf; a considerable part of them is located in the poorly explored eastern area. All-the-year-round offshore HC production will start from the largest 4 fields of the Sakhalin shelf by 2007; by 2020 the annual oil production level is expected to come to 20–21 million t; gas production may reach 30 billion m<sup>3</sup> depending the market situation.

Thus, in 2020 oil and gas production from fields already discovered in the East of Russia may reach 45–50 million t and 85–100 billion m<sup>3</sup>, respectively. In 2030, production of 65–75 million t of oil and 130–145 billion m<sup>3</sup> of gas may be achieved subject to rapid putting new fields into operation. Such planned levels of HC production require active oil and gas exploration including in new areas. Such new areas are the Evenk syncline, Anam and Syugdzher saddles, and the right bank of the Yenisei in Eastern Siberia and the West Kamchatka, Magadan, and Chukchi shelves, as well as the Sakhalin and Kamchatka slopes of oceanic depressions in the Far East. Prompt putting fields of Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia) into operation is the main task of resources development in the East of Russia. This is first of all associated with implementation of projects related to building of the Eastern Siberia–Pacific pipelines.

поднятия, в венд-кембрийских отложениях – Непско-Ботубинская антеклиза, Катангская седловина и в меньшей мере Ангаро-Ленская ступень и Сюгджерская седловина.

В наиболее перспективных НГО Лено-Тунгусской НГП, помимо структур, введенных в бурение, по данным сейсморазведки известно около 100 нефтегазоперспективных объектов, более половины из которых расположены в Непско-Ботубинской НГО. Здесь же сосредоточено большее чис-

Рис. 2. Залежи УВ и зональность пород-коллекторов в нижневендском терригенном комплексе юга Сибирской платформы



Залежи УВ: 1 – газа, 2 – нефти; 3 – область отсутствия нижневендского терригенного комплекса; зоны коллекторов терригенного комплекса: 4 – мозаичного распространения песчанников, 5 – благоприятных коллекторских свойств пород (преобладающая пористость 10-15 %), 6 – спорадического распространения пород-коллекторов (преобладающая пористость менее 10 %), 7 – пород со стадий катагенеза выше МК и плохими коллекторскими свойствами; 8 – изопакеты нижневендского терригенного комплекса; 9 – крупные разрывы в осадочном чехле; 10 – выход рифейских пород на дневную поверхность; 11 – граница Сибирской платформы; 12 – граница НГО.

**Нефтегазоносные и перспективно нефтегазоносные области** (цифры в кружках): 9 – Эвенкийская ПНГО, 12 – Байкитская НГО, 13 – Катангская НГО, 14 – Непско-Ботуобинская НГО, 15 – Саяно-Енисейская НГО, 16 – Ангара-Ленская НГО, 17 – Предбайкальская НГО.

**Месторождения:** 1 – Оморинское (ГК), 2 – Юрубчено-Тохомское (НГ), 4 – Собинское (НГК), 5 – Пайгинское (НГК), 6 – Имбинское (Г), 7 – Агалековское (Г), 8 – Братское (ГК), 9 – Атовское (ГК), 10 – Ковыктинское (ГК), 11 – Марковское (НГК), 12 – Ярактинское (НГК), 13 – Аянское (Г), 14 – Дулиньминское (НГК), 15 – Пилюдинское (Н), 16 – Даниловское (ГН), 17 – Верхнечонское (НГК), 18 – Вакунайское (НГК), 19 – Тымпучиканское (ГН), 20 – Талаканское (НГК), 21 – Алинское (ГН), 22 – Чаадинское (НГК), 23 – Среднеботуобинское (НГК), 24 – Хотого-Мурбайское (Г), 25 – Отрадинское (Г), 26 – Тас-Юряхское (НГК), 27 – Бесюряхское (Г), 28 – Иктехское (НГК), 29 – Верхневилучанское (НГ), 30 – Вилуйское-Джербинское (Г), 31 – Нелбинское (Г), 32 – Мирнинское (НГ), 33 – Маччобинское (НГ), 34 – Иреляхское (НГК), 35 – Северо-Нелбинское (Г), 36 – Станакское (НГ).

ло (30 из 46) подготовленных к бурению объектов. Извлекаемые перспективные ресурсы нефти (категория С<sub>3</sub>) некоторых структур превышают 50

млн т (Верхнепеледуйская структура – 104 млн т). Подавляющая часть перспективных ресурсов прогнозируется в рифейском карбонатном и вендском

терригенном комплексе. Это основной резерв наращивания запасов ближайшей перспективы.

Северная часть Лено-Тунгусской



Таблица 2. Основные параметры нефтегазоносных и перспективных областей Хатангско-Вилуйской НГП

Перспективные территории	Площадь, тыс. км <sup>2</sup>	Средняя плотность бурения, м/км <sup>2</sup>	Число месторождений (крупных-уникальных)	Нефтегазоносные комплексы	Мощность Mz отложений, м	Мощность осадочного чехла, м	Средняя плотность НСР УВ*, тыс. т/км <sup>2</sup>	Разведанность НСР УВ*, %
Хатангско-Вилуйская НГП	660	0,56	21 (3-0)	Mz, Pz	300-4500	6000-10000	14-33	11-17
Лено-Вилуйская НГО	231	0,3	10 (2-0)	Mz, Pz	1700-3800	10000	10	25-13
Лено-Анабарская ПНГО	65	0,1	—	Mz, Pz	300-2400	6000	15-30	—
Анабаро-Хатангская ПНГО	70	2	—	Mz, Pz	940-1100	6000	12-25	—
Енисей-Хатангская НГО	294	2,2	11 (1-0)	Mz	1700-4300	10000	15-50	3-2

\* Диапазоны значений разведанности и плотностей ресурсов УВ обусловлены различными оценками НСР регионов.

НГП, включающая 4 перспективные НГО, пока практически не вовлечена в нефтегазопроиски. Тектонической доминантой здесь является Эвенкийская синеклиза с мощностью чехла до 10 км, которая большинством исследователей относится к крупнейшему очагу генерации УВ. В условиях глубокого (более 6 км) погружения основания палеозойских отложений и ограниченного распространения или отсутствия кембрийских солей здесь, как нигде в провинции, важным является решение проблемы строения верхнего (верхнекембрийско-девонского) нефтегазоносного этажа. Наиболее перспективными являются внутренние поднятия и периферийные районы синеклизы, особенно ее северо-восточный (прианабарский) борт. В раннем палеозое здесь преобладали условия карбонатного шельфа, обрамленного крупнейшей системой барьерных рифов, протягивающейся с севера Алданского щита на расстояние более 2000 км. Как перспективная аккумуляционная область выглядит и Анамская седловина, отделяющая Эвенкийскую синеклизу от узкого и глубокого Западно-Тунгусского прогиба.

**Хатангско-Вилуйская НГП** (площадь 0,7 млн км<sup>2</sup>) соответствует цепочке краевых прогибов, обрамляющих Сибирскую платформу с севера и востока. В провинции выделяются четыре нефтегазоносные и перспективные области (табл. 2). Несмотря на существенные различия в строении, они имеют сходный возраст перспективного разреза: в северных областях — мезозойский, в восточной Лено-Вилуйской НГО — верхнепалеозойский — мезозойский. Прогибы выполнены терригенными отложениями — преимущественно морскими в Енисей-Ха-

тангской НГО и существенно континентальными в Лено-Вилуйской НГО. В Енисей-Хатангской НГО в юрских и меловых отложениях открыто 11 месторождений нефти и газа, в Лено-Вилуйской НГО — 10 газоконденсатных месторождений в пермских, триасовых и меловых отложениях. Во всех областях в основном прогнозируется газ.

Промышленное освоение нефтегазовых ресурсов Сибирской платформы начинается с южных областей Лено-Тунгусской и Хатангско-Вилуйской НГП. Предполагается, что уже к 2007 г. все известные месторождения наиболее богатой Лено-Тунгусской НГП начнут осваиваться недропользователями. Составлена программа лицензирования, охватывающая практически все перспективные земли юга провинции. Рассматриваются варианты строительства трубопроводов.

При наличии нефтегазотранспортных систем к 2020 г. из уже открытых месторождений ежегодный уровень добычи нефти может достигнуть 25-30 млн т, газа — 60-70 млрд м<sup>3</sup>. В случае удачного поиска, активного лицензирования и быстрого подключения к добыче новых месторождений эти уровни могут быть увеличены до 40-50 млн т нефти и 80 млрд м<sup>3</sup> по газу (рис. 3). Но скорее всего, такие объемы добычи нефти могут быть достигнуты не ранее 2030 г., так как требуют высоких труднодостижимых приростов запасов (к 2020 г. не менее 1 млрд т).

**Территории и акватории Дальнего Востока.** Площадь перспективной территории суши составляет 467,7 тыс. км<sup>2</sup>, акваторий до изобаты 500 м — 714,3 тыс. км<sup>2</sup> (табл. 3). Полуторократная разница в площадях пер-

спективных акваторий по сравнению с территориями суши сопровождается почти четырехкратным превышением НСР УВ: шельф — не менее 19 млрд т у.т., суша — 4,9 млрд т у.т. Здесь открыто 82 месторождения, подавляющее большинство (74 месторождения) которых расположено в Сахалинской области. Отличительной особенностью региона является значительное разнообразие осадочных бассейнов, которые можно объединить в две группы: межгорные впадины окраины материка и осадочные бассейны островодужной окраины Тихого океана (см. рис. 1).

**Межгорные впадины материка** представляют собой постколлизийные мезозой-кайнозойские грабенообразные депрессии, заложенные на гетерогенном фундаменте. Наиболее интересны в нефтегазоносном отношении впадины южной части региона. Часть из них (Суйфунская, Верхнебуреинская, частично Среднеамурская) сформированы на краях протерозойских срединных массивов, другие (Зей-Буреинская, Среднеамурская, Ушумунская) — на палеозойских и мезозойских аккреционных системах. Наибольшие мощности осадочного чехла (до 4-5 км) свойственны первой группе впадин. Во впадинах второго типа мощность отложений вряд ли превышает 3 км. В более крупных Зей-Буреинской и Верхнебуреинской впадинах перспективны меловые отложения, в Среднеамурской — в основном кайнозойские. Средняя плотность ресурсов УВ во впадинах материка низкая и лишь в узких грабенообразных зонах достигает 10 тыс. т/км<sup>2</sup>. Обнаружено пока единственное мелкое (Адниканское) месторождение (Верхнебуреинский прогиб). В описанных впадинах

ождается открытие мелких месторождений УВ, преимущественно газовых с ресурсами, вряд ли превышающими 5 млрд м<sup>3</sup>.

**Осадочные бассейны острово-дужной окраины** являются элементами крупнейших тектонических депрессий области перехода от континента к Тихому океану. Помимо глубоководных акваторий (глубины моря свыше 500 м), нефтегазоносность которых оценивается лишь качественно, УВ-потенциал остальных перспективных площадей определяется в 22,5 млрд т у.т., что составляет по-

давляющую часть (98 %) всех дальневосточных ресурсов. В регионе выделяются две провинции и несколько самостоятельных НГО. Ведущее место среди них занимает Охотская НГП.

**Охотская НГП** характеризуется следующими особенностями:

наличием двух основных этажей нефтегазоносности: палеогенового рифтового и олигоцен-плиоценового, полностью выполняющего бассейны;

приуроченностью наиболее перспективных бассейнов к периферии

обширного ареала прогибания вдоль складчатых орогенов, обладающих проградационным строением и резкой фациальной изменчивостью отложений;

приуроченностью нефтегазовых месторождений к олигоцен-миоценовым отложениям;

выделением в качестве основных нефтематеринских отложений относительно глубоководных эоценовых глинистых и олигоцен-миоценовых глинисто-кремнистых образований;

преобладанием терригенных коллекторов;

преобладанием многопластовых месторождений, смешанных по фазовому составу, и залежей пластовых сводовых с литологическими и дизъюнктивными ограничениями.

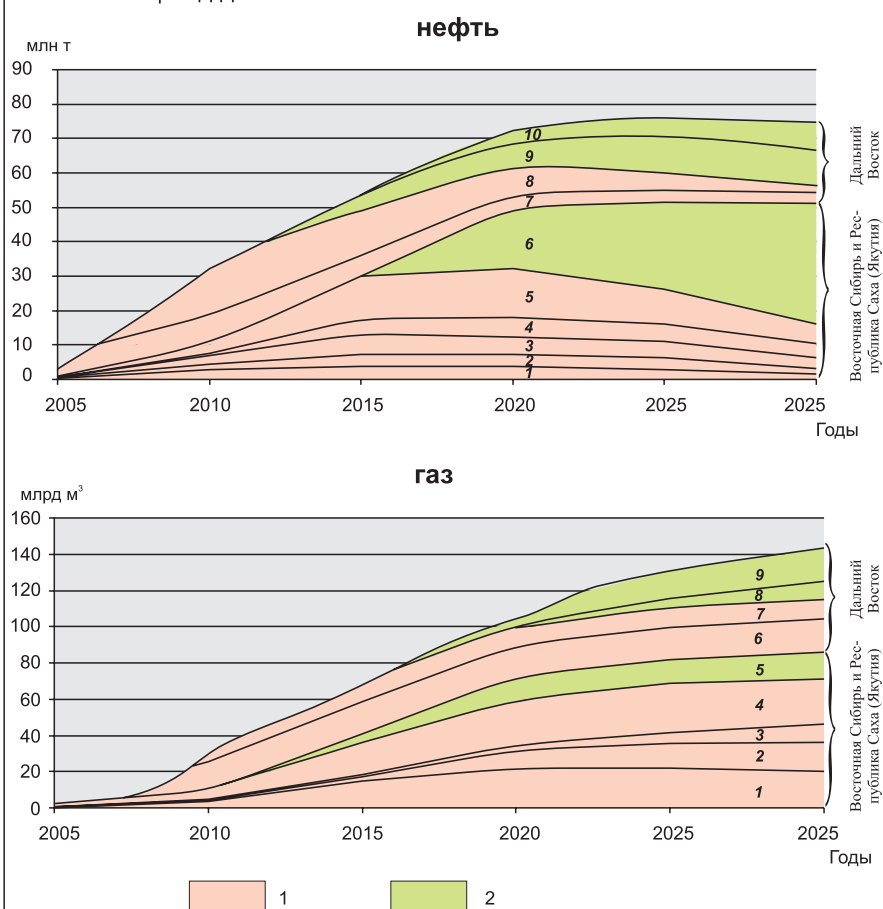
Подавляющая часть ресурсов УВ концентрируется в Северо-Сахалинском и Западно-Камчатском бассейнах, соответствующих одноименным НГО.

**Северо-Сахалинская НГО** с мощностью осадочного чехла до 10 км охватывает Северо-Восточный Сахалин (около 25 тыс. км<sup>2</sup>) и прилегающий шельф Охотского моря (около 95 тыс. км<sup>2</sup>). Северный Сахалин – старейший нефтегазодобывающий регион России. На суше открыто 61 месторождение, на шельфе – 8. Темп освоения ресурсов суши будет снижаться, что предполагает падение здесь годовой добычи нефти примерно до 1 млн т в 2010-2015 гг., основная добыча нефти и газа будет осуществляться на шельфе.

Практически все ресурсы Северо-Сахалинской НГО связаны с олигоцен-миоценовыми отложениями. Литофациальная зональность отложений чехла и возраст продуктивных комплексов определены последовательным заполнением изначально глубоководной депрессии осадками, сносившимися с Сахалинского орогена. Наиболее благоприятная последовательность для формирования резервуаров свойственна параличской и шельфовой толщам миоцена, связанным с выносами продвигающейся на восток дельтовой системы Палеоамура.

В результате проградационного заполнения бассейна комплекс шельфовых отложений с высокими фильтрационно-емкостными свойствами последовательно омолаживается и

Рис. 3. Прогноз добычи нефти и газа Восточной Сибири и Дальнего Востока России на период до 2003 г.



1 – объем добычи нефти и газа из открытых месторождений; 2 – объем добычи нефти и газа из вновь открываемых месторождений.

**Нефть.** Добыча из месторождений: 1 – Талаканского, 2 – Среднеботуобинского и Чаяндинского, 3 – Верхнечонского, 4 – Юрубчено-Тохомского, 5 – из других открытых месторождений, 6 – из новых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), 7 – по проекту "Сахалин-2" (Пильтун-Астохское месторождение) и месторождений суши Сахалина, 8 – по проекту "Сахалин-1" (Чайвинское, Одопту-море и Аркутун-Дагинское месторождения), 9 – из новых месторождений шельфа Сахалина, 10 – из новых месторождений других дальневосточных акваторий и территорий.

**Газ.** Добыча из месторождений: 1 – Ковыктинского, 2 – Среднеботуобинского и Чаяндинского, 3 – Юрубчено-Тохомского, 4 – из других открытых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), 5 – из новых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), 6 – по проекту "Сахалин-2" (Лунское месторождение) и месторождений суши Сахалина, 7 – по проекту "Сахалин-1" (Чайвинское и Аркутун-Дагинское месторождения), 8 – из новых месторождений шельфа Сахалина, 9 – из новых месторождений других дальневосточных акваторий и территорий.



Таблица 3. Основные параметры нефтегазоносных и перспективных областей Дальнего Востока

Перспективные территории	Площадь, тыс. км <sup>2</sup>	Число скважин	Число месторождений (крупных–уникальных)	Разведанность ресурсов, %		Нефтегазоносные и перспективные комплексы	Максимальная мощность осадочного чехла, км	Средняя плотность НСР УВ, тыс. т/км <sup>2</sup>
				нефть	свободный газ			
<i>Материковые впадины</i>	249,6	24	1	0	0,04	Р, К, J, Т	6	5
<i>Островодужная окраина</i>	932,4	2535	82 (4–1)	13,2	9,3	Н, Р, К	12	24
суша	218,1	2453	73	29,4	7,4		8	16
шельф	714,3	82	9	9,5	9,6		12	26
<i>Охотская НГП</i>	666,2	2462	78	14,0	12	Н, Р, К	12	26
суша	84,9	2381	69	36,2	12,5		8	25
шельф	581,3	81	9	11	12		12	26
<i>Северо–Сахалинская НГО</i>	118,6	2228	69 (4–1)	37,8	28,3	Н, Р, К	11	66
суша	24,6	2167	61	58,4	28,1		8	50
шельф	94,0	61	8 (4–1)	30,4	28,3		11	70
<i>Южно–Сахалинская НГО</i>	42,9	100	4	–	1,0	Н, Р, К	7	7
суша	3,9	95	4	–	10,0		5	7
шельф	39,0	5	–	–	–		7	7
<i>Западно–Сахалинская НГО</i>	71,3	40	1	–	1,0	Н, Р, К	11	13
суша	13,6	28	–	–	–		6	7
шельф	57,7	12	1	–	1,1		11	15
<i>Западно–Камчатская НГО</i>	105,1	91	4	–	0,8	Н, Р, К2	12	39
суша	25,3	91	4	–	4,6		5	20
шельф	79,8	–	–	–	–		12	45
<i>Северо–Охотская ПНГО, шельф</i>	48,2	3	–	–	–	Н, Р	8	28
<i>Анадырско–Наваринская НГО</i>	88,0	62	3	1,2	0,9	Н, Р, К	8	19
суша	26,8	61	3	4,1	3,0		8	18
шельф	61,2	1	–	–	–		8	20
<i>Хатырская НГО</i>	27,0	11	1	0,6	–	Н, Р, К	6	43
суша	3,9	11	1	4,4	–		6	40
шельф	23,1	–	–	–	–	Н, Р, К	6	44
<i>Притихоокеанская НГП и другие районы</i>	431,3	–	–	–	–	Н, Р	8	12
суша	120,0	–	–	–	–		6	9
шельф	311,3	–	–	–	–		8	14
<i>Всего по Дальневосточному региону</i>	1182,0	2559	83 (4–1)	12,8	8,5	Н, Р, К, J, Т	12	20
суша	467,7	2477	74	25,4	4,7		8	10
шельф	714,3	82	9 (4–1)	9,5	9,6	Н, Р, К	12	26

смещается на восток. Молодые (верхнемиоценовые) песчаники и пески слагают продуктивные горизонты большинства крупных месторождений шельфа Сахалина, содержащих около 70 % запасов УВ всего бассейна. Вместе с тем в направлении на восток к более мористой части шельфа происходит глинизация и этих продуктивных горизонтов. Поэтому в новых районах, где сосредоточено большинство перспективных структур, основной геологической проблемой является прогноз положения и качества резервуаров. В восточных районах шельфа происходит резкое сокращение аккумуляционной способности

нефтегазовой системы в традиционных резервуарах, что определяет необходимость поиска пород-коллекторов глубоководного генезиса – поровых в глубоководных конусах выноса и трещинно-поровых в силицитах.

Запасы и ресурсы УВ Северо-Сахалинской НГО контролируются несколькими антиклинальными зонами (зонами нефтегазонакопления) с плотностью запасов, приближающейся к максимальной для Тихоокеанской окраины – 1,0-1,5 млн т/км<sup>2</sup> [2]. Они расположены на шельфе и в них сосредоточено 80 % начальных запасов УВ всей НГО. Открыто 6 круп-

ных месторождений, в основном нефтегазоконденсатных, и одно уникальное (Лунское) месторождение газа (рис. 4).

Основной добычный потенциал области связан с шельфом, где в 1998 г. начата добыча нефти. Пять самых крупных месторождений шельфа с суммарными запасами 0,4 млрд т нефти и 1,1 трлн м<sup>3</sup> газа осваиваются в рамках проектов “Сахалин-1” и “Сахалин-2”, по которым уже к 2007-2008 гг. будут заложены основы нефтегазовой инфраструктуры. Предполагается, что по этим проектам ежегодная добыча газа к 2010 г. достигнет 23 млрд м<sup>3</sup> и за последующие 10 лет мо-

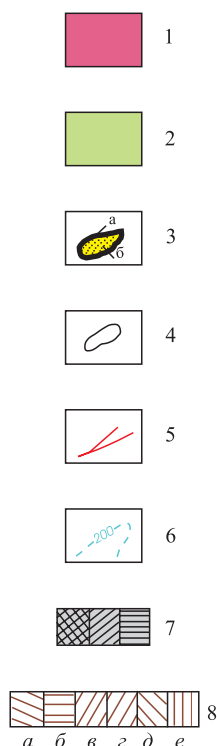
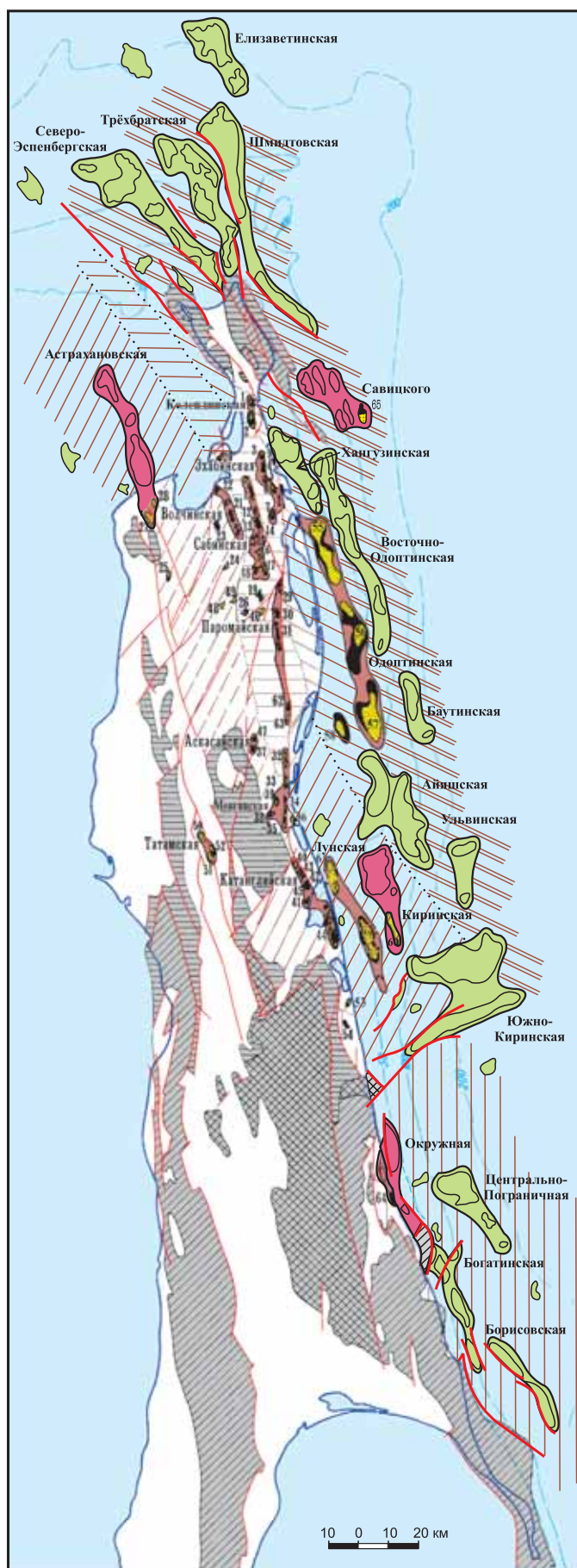


Рис. 4. Зоны нефтегазоаккумуляции Северо-Сахалинской НГО

1 — зоны установленного нефтегазоаккумуляции; 2 — зоны возможного нефтегазоаккумуляции; 3 — месторождения: а — нефти, б — газа; 4 — локальные нефтегазоперспективные структуры на шельфе; 5 — разломы; 6 — изобаты, м; 7 — выходы на поверхность и дно моря: а — мезо-палеозойских образований фундамента, б — верхнемеловых терригенных отложений, в — досреднемиоценовых (доокобыкайских) отложений; 8 — тип и стратиграфическая приуроченность основных УВ-резервуаров: флювиальные и шельфовые терригенные поровые верхнемиоцен-нижнеплиоценовые нутовские (а), среднемиоценовые окобыкайские (б), нижне-среднемиоценовые дагинские и окобыкайские (в), нижне-среднемиоценовые дагинские (г); олигоцен-верхнемиоценовые турбидитовые поровые и силицитовые трещинно-поровые (д); олигоцен-среднемиоценовые силицитовые трещинно-поровые и верхнемеловые-нижнеолигоценные терригенные поровые (е).

**Месторождения:** 1 — Северное Колендо (ГН), 2 — Колендо (ГН), 3 — Северная Оха (ГН), 4 — Оха (Н), 5 — Южная Оха (НГ), 6 — Эхаби (ГН), 7 — Тунгор (НГК), 8 — Восточное Эхаби (ГН), 9 — Восточный Кайган (Н), 10 — Одопту (Н), 11 — Гиляко-Абунан (НГ), 12 — Абановка (Г), 13 — Нельма (ГН), 14 — Эрри (Г), 15 — Западное Эрри (Г), 16 — Южное Эрри (Г), 17 — Сабо (НГ), 18 — Западное Сабо (ГН), 19 — Малое Сабо (НГК), 20 — Некрасовка (НГ), 21 — Волчинка (НГ), 22 — Восточный Байкал (Н), 23 — Шхунное (НГ), 24 — Северная Глухарка (Г), 25 — Березовка (ГН), 26 — Крапивненское (НГ), 27 — Узловое (ГК), 28 — Астрахановка (Г), 29 — Кыдылань (НГ), 30 — Мухто (ГН), 31 — Паромай (ГН), 32 — Усть-Эвай (ГК), 33 — им. Р.С.Мирзоева (НГК), 34 — Нижнее Даги (НГК), 35 — Монги (НГК), 36 — Усть-Томи (ГК), 37 — Средний Аскасай (Н), 38 — Южное Даги (ГН), 39 — Восточное Даги (НГ), 40 — Имчин (Г), 41 — Прибрежное (НГ), 42 — Катангли (Н), 43 — Уйглекуты (ГН), 44 — Набиль (ГН), 45 — Западное Катангли (Г), 46 — Южная Кенига (Г), 47 — Южный Вал (Н), 48 — Мостовое (Г), 49 — Гырғылань (Г), 50 — Верхне-Нышское (ГК), 51 — Западно-Татамское (ГК), 52 — Верхне-Татамское (НГК), 53 — Уфское (ГН), 54 — Полярнинское (Н), 55 — Одопту-море (НГК), 56 — Пильтун-Астохское (НГК), 57 — Аркутун-Дагинское (НГК), 58 — Чайво (НГК), 59 — Лунское (НГК), 60 — Кириное (ГК), 61 — Венинское (ГК), 62 — Горомай (Н), 63 — Северное Боатасино (Г), 64 — Окружное (Н), 65 — Пела Лейч (НГК)

жет увеличиться до 30 млрд м<sup>3</sup>. Максимальный уровень добычи нефти составит 20-21 млн т в 2010 г. (см. рис. 3).

Для поддержания достигнутого уровня добычи нефти на сахалинском шельфе чрезвычайно важен прирост запасов за счет новых открытий. Предпосылки к этому имеются — на шельфе не опробовано еще 62 перспективных объекта, суммарные извлекаемые локализованные ресурсы которых оцениваются почти в 1 млрд т извлекаемой нефти и 4 трлн м<sup>3</sup> газа. Для обеспечения стабильного уровня добычи на сахалинском шельфе прирост разведанных запасов нефти до 2020 г. планируется в объеме 330 млн т, газа — 630 млрд м<sup>3</sup>.

Наиболее перспективными еще не освоенными районами сахалинского шельфа являются Кириный участок (проект "Сахалин-3") с прогнозом основной продуктивности в среднемиоценовых паралических и шельфовых отложениях и Кайганско-Васюканский участок ("Сахалин-5") с вероятно продуктивными верхнемиоцен-плиоценовыми шельфовыми песчаниками и турбидитами. Значительный интерес



представляет и Пограничный участок ("Сахалин-6"), где основная нефтегазоносность связывается с трещинно-поровыми коллекторами силицитов.

Западно-Камчатская НГО объединяет перспективные земли шельфа (80 тыс. км<sup>2</sup>) и суши (25 тыс. км<sup>2</sup>). Нефтегазоносность области доказана открытием в пределах суши, на ее юго-восточном окончании, 4 мелких газоконденсатных месторождений. На акватории выявлено 40 перспективных структур. Мощность кайнозойского выполнения бассейна достигает 10-13 км и основные черты его строения близки к Северо-Сахалинской НГО. Главное отличие заключается в широком развитии наряду с неогеновыми палеогеновых толщ, мощность которых достигает 6 км.

Ресурсы Западно-Камчатской НГО оцениваются в 4 млрд т у.т., в том числе на шельфе 3,6 млрд т (90 %), где прогнозируется 15 зон возможного нефтегазоаккумуляции с плотностями ресурсов, близких к сахалинским [5]. Наиболее перспективны из них Центральная, Схикийская и Калаваямская зоны. Актуальными для акватории остаются вопросы определения районов благоприятного сочетания нефтематеринских отложений эоцена и олигоцен-миоценовых резервуаров, а также выяснение строения северного (Шелиховского) участка и характера взаимоотношений структур шельфа и впадины Тинро.

Ресурсы УВ западно-камчатского шельфа только начинают осваиваться. При удачных поисках к 2015 г. на шельфе Западной Камчатки можно ожидать получения первой продукции, а к 2021 г. достижения добычи в объеме 5 млн т нефти и 15 млрд м<sup>3</sup> газа.

Среди других дальневосточных бассейнов по перспективам нефтегазоносности выделяются магаданский шельф Охотского моря (Северо-Охотская НГО) и чукотский шельф Берингова моря (Анадырско-Наваринская и Хатырская НГО). Здесь пробурены единичные скважины, но проведение масштабных работ тормозится высокими рисками нефтегазопроисков.

Для Северо-Охотского бассейна характерно двухэтажное строение. Нижний (палеогеновый) этаж – рифтовый, верхний – покровный. Палеогеновые отложения мощностью до 6 км практически не изучены. Они выпол-

няют только грабены, рассекающие Охотско-Чукотский вулканоген; неогеновые образования мощностью до 5,5 км облекают плечи грабенов, но образуют и независимые пологие брахиформы. В прогибе сейсморазведкой выявлено 35 перспективных структур.

Анадырский бассейн несет черты компенсационной впадины северного фланга Камчатско-Корякских кайнозойд. В осадочном чехле мощностью до 8 км преобладают мелководноморские и континентальные образования. Нефтегазопоявления встречены по всему разрезу, но только в миоценовых отложениях обнаружено 3 мелких месторождения. Наиболее крупное из них – Западно-Озерное газовое – уже осваивается. На суше и акватории Анадырской НГО выявлено около 40 локальных структур.

Многие важные вопросы нефтяной геологии для рассматриваемых бассейнов остаются нерешенными. Серьезной проблемой для магаданского шельфа является прогноз коллекторов, для анадырского – прогноз качественных покрышек. Освоению этих шельфов мешают суровые природные условия – более полугодовой ледовый период, а для магаданского шельфа к тому же и значительные (более 100 м) глубины моря. Рентабельные месторождения, разрабатываемые на самостоятельной основе, в этих акваториях должны содержать не менее 60 млн т извлекаемой нефти или не менее 150-200 млрд м<sup>3</sup> газа. Месторождения такого типа здесь, вероятно, редки, но в случае их открытия станут базовыми для освоения менее крупных скоплений нефти и газа.

\*\*\*

Таким образом, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России на базе уже открытых месторождений к 2020 г. ежегодная добыча нефти может составить 45-50 млн т и газа – 85-100 млрд м<sup>3</sup>. При условии ввода к этому времени в разработку новых месторождений объемы получаемого сырья могут быть увеличены, а к 2030 г. на Востоке России предполагается ежегодно добывать 65-75 млн т нефти и 130-145 млрд м<sup>3</sup> газа (см. рис. 3).

Такие уровни извлечения нефти и газа требуют масштабного прироста запасов и активных ГРП не только в районах, примыкающих к открытым месторождениям, но и проведения

опережающих региональных исследований в новых малоизученных областях. В Восточной Сибири к ним относятся: Эвенкийская синеклиза, особенно ее северо-восточный и юго-западный борты, Анамская и Сюдджерская седловины, а также правобережье Енисей-Хатангского прогиба. На Дальнем Востоке мало изучены северное окончание Северо-Сахалинского бассейна и область его сочленения с прогибами Северо-Охотской системы, внешние шельфы и островные (присахалинский и прикамчатский) склоны впадин Дерюгина и Тинро, чукотские бассейны Берингова моря, приматериковые районы Татарского пролива и северной части Японского моря. Региональные работы, проведенные комплексом методов при современном техническом и аппаратурном оснащении, осветят геологическое строение новых областей, определят участки концентрации ресурсов и снизят риски нефтегазопроисков, что, несомненно, будет способствовать расширению площадей лицензирования.

Стратегическим направлением освоения ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока является сосредоточение работ в наиболее перспективных областях, где возможно создание центров нефтегазодобычи (ЦНГД), как крупных со значительной долей экспортной составляющей, так и мелких, обеспечивающих местные нужды [2, 6]. В настоящее время крупный ЦНГД начал создаваться в Сахалинском регионе, в начальной стадии функционируют местные газодобывающие центры: Лено-Вилюйский, Енисей-Хатангский, на юге Сахалина, юго-западе Камчатки и Чукотке. В текущем десятилетии должно быть начато формирование стратегически важных ЦНГД: в Восточной Сибири – Ботуобинского, Ангара-Ленского (Ковыктинского), Юрубчено-Тохомского и Усть-Енисейского; на Дальнем Востоке – Магаданско-Западно-Камчатского.

Имеющиеся на сегодня разведанные запасы нефти и газа достаточны для формирования крупных ЦНГД. Основными сдерживающими факторами их создания являются отсутствие трубопроводов и инфраструктуры утилизации гелия. В настоящее время магистральный нефтепровод западно-сибирской системы доходит только до Ангарска, а газопроводы за-

канчиваются значительно западнее — на севере Кузбасса и Алтае. Действующими на Востоке России являются лишь нефте- и газопроводы, протягивающиеся с Сахалина в Комсомольск-на-Амуре, и газопроводы, обеспечивающие газоснабжение некоторых промышленных центров Республики Саха (Якутия) и Норильского района.

В различных проектах нефтегазовой транспортной системы Востока России рассматриваются в основном три направления: Приморское и Китайское из Восточной Сибири и Тихоокеанское с Сахалина. Приморское направление начинает реализовываться в виде проекта, утвержденного распоряжением Правительства РФ № 1737-р от 31.12.2004 г. «О строительстве нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО)». Маршрут трубопровода ВСТО на многих участках совпадает с трассой БАМа и проходит через Тайшет, Казаченское, Сквородино, Хабаровск и далее к бухте Перевозная южнее Владивостока. Здесь предполагается строительство нефтеналивного терминала. Протяженность нефтепровода составит 4188 км, его пропускная способность должна поэтапно возрастать до 80 млн т/год. На первых этапах большая часть загрузки трубопровода придется на нефть Западной Сибири. Существуют варианты прокладки нефтепровода ВСТО, но принципиально вопрос решен, и можно полагать, что в ближайшей перспективе, возможно к 2010 г., первая очередь нефтепровода вступит в строй. Предполагается также ответвление от этого трубопровода на Дацин (Китай).

Тихоокеанское направление экспорта нефти обеспечит транспортировку сырья с месторождений сахалинского шельфа по двум маршрутам: на юг Сахалина к терминалу на побережье Анивского залива в пос. Пригородное вблизи Корсакова (проект «Сахалин-2») и через Татарский пролив к терминалу Де-Кастри (проект «Сахалин-1»).

Что же касается газопроводов, то на основании распоряжения Правительства РФ № 075-р от 16.07.2002 г. завершается разработка программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки АТР.

Наибольший интерес представляют проекты поэтапного соединения в единую систему транспортировки газа крупных месторождений — Ковыктинского, Чаяндынского, Среднеботуобинского, Верхневилучанского, а в дальнейшем и Юрубчено-Тохомского с выходом у пос. Сквородино к нефтепроводу ВСТО. В этой связи заслуживает внимания предлагаемый Правительством Республики Саха (Якутия) вариант создания единого нефтегазового транспортного коридора, соединяющего практически все нефтяные и газовые месторождения Восточной Сибири.

Тихоокеанское направление предусматривает расширение существующего газопровода Сахалин — Комсомольск-на-Амуре и продолжение его на юг к Хабаровску, где предполагается его соединение с восточно-сибирским магистральным газопроводом, и далее к Владивостоку. Газопровод с Лунского месторождения сахалинского шельфа на юг острова строится совместно с нефтепроводом (проект «Сахалин-2»). Этот газ будет обеспечивать крупнейший в мире завод СПГ производительностью 9,6 млн т в год. Пропускная способность строящихся газопроводов с сахалинских месторождений оценивается в 27 млрд м<sup>3</sup> в год.

Рассматриваются проекты по газопроводным ответвлениям в Монголию, Китай, Корею, а также газопроводов Сахалин — Япония, Сахалин — Япония — Корея.

Создаваемая газотранспортная сеть обеспечит газоснабжение восточных регионов России и позволит экспортировать в страны АТР в 2020 г. при благоприятной рыночной конъюнктуре 60-85 млрд м<sup>3</sup> трубопроводного газа и СПГ.

Освоение ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока жизненно важно для России как для совершенствования ТЭК, так и для выхода на рынки АТР. Главной задачей является быстрее вводить в эксплуатацию крупнейших месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Ее решение, наряду с начавшейся уже разработкой месторождений сахалинского шельфа, не только приведет к началу формирования новых промышленно-социальных комплексов, но и активизирует нефтегазопромысловые, столь необходимые для дости-

жения уровней добычи нефти и газа, намечаемых «Энергетической стратегией России на период до 2020 года».

Помимо обеспечения энергоресурсами, быстрее реализация нефтегазового потенциала Востока России имеет важное геополитическое значение — диверсифицирует российский экспорт, что укрепит экономическую безопасность страны и будет способствовать сохранению доминирующего положения России на рынке энергоносителей.

## Литература

1. Белонин М.Д. Состояние и воспроизводство сырьевой базы нефте- и газодобычи на Востоке России / М.Д.Белонин, Ю.Н.Григоренко, Л.С.Маргулис, И.А.Кушмар // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2004. — № 1. — С. 19-32.
2. Белонин М.Д. Геологические предпосылки формирования крупных центров нефтегазодобычи в Дальневосточном регионе России / М.Д.Белонин, Ю.Н.Григоренко, Л.С.Маргулис // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 2004. — № 8. — С. 45-53.
3. Анциферов А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С.Анциферов, В.Е.Бакин, И.П.Варламов и др. // Под ред. А.Э.Конторовича, В.С.Суркова, А.А.Трофимука. — М.: Недра, 1981. — 552 с.
4. Афанасьев А.П. Новые данные о геологическом строении Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции и пути дальнейшего освоения ее нефтегазового потенциала / А.П.Афанасьев, Н.Г.Бухаров, Р.Н.Мухаметзянов и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2004. — № 1. — С. 34-44.
5. Белонин М.Д. Разведочный потенциал Западной Камчатки и сопредельного шельфа (нефть и газ) / М.Д.Белонин, Ю.Н.Григоренко, Л.С.Маргулис и др. — СПб.: Недра, 2003. — 120 с.
6. Топливо-энергетическая сырьевая база Дальневосточного экономического района России. Перспективы и пути освоения / Науч. ред. В.П.Орлов, М.Д.Белонин, Ю.Н.Григоренко. — СПб., 1998. — Ч. I. — 44 с.; ч. II — 93 с., атлас — 97 листов; ч. III — 241 с.

# ТОРФЯНЫЕ РЕСУРСЫ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ. СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Г.Ф.Кузьмин (ВНИИ торфяной промышленности)



Геннадий Федорович Кузьмин, заведующий лабораторией, доктор геолого-минералогических наук

Торф – самое молодое слабоуглефицированное сложное природное образование, представленное многокомпонентными полукolloидно-высокомолекулярными преимущественно органическими соединениями и широко используемое в различных отраслях экономики. Сложность изучения свойств торфа обусловлена их многообразием и высокой вариабельностью. Различный исходный материал (растения-торфообразователи) и широкий диапазон условий торфонакопления являются причинами многообразия свойств торфа.

Россия обладает уникальной сырьевой базой торфа. Общее число выявленных месторождений составляет 44 760, суммарные ресурсы и запасы превышают 162 млрд т, из них в европейской части – только 38,1 млрд т (23,5 %). Однако основной объем оцененных балансовых запасов и подавляющая часть разрабатываемых месторождений находятся в европейской части страны (табл. 1).

## Сырьевая база и состояние торфяной промышленности

В европейской части России по состоянию на 01.01.2002 г.\* выявлено, учтено и частично разведано 35 296 торфяных месторождений, в которых сосредоточено 38,1 млрд т торфа. Балансовые запасы торфа – 15,2 млрд т. На 1942 месторождениях производи-

лась добыча торфа. Распределение прогнозных ресурсов и балансовых запасов торфа по федеральным округам (ФО) крайне неравномерно: более 70 % ресурсов и 68 % запасов сосредоточено в Северо-Западном, менее 20 % – в Центральном и остальные в Приволжском ФО. Практически отсутствует торф в Южном ФО (табл. 2, 3). Среди субъектов РФ лидирует Вологодская область (18,7 % ресурсов и 33,5 % балансовых запасов торфа). В 9 субъектах объем ресурсов превышает 1,5 млрд т в каждом. В них сосредоточено 79,2 % всех ресурсов и 77,4 % балансовых запасов торфа европейской части России. Здесь торфяные ресурсы и запасы сосредоточены преимущественно в крупных месторождениях площадью свыше 1000 га (84 % – в северных областях, 76 % – в областях Северо-Западного ФО и 62 % – в Тверской области и Пермском крае). В районах же максимальной освоенности территорий с развитой инфраструктурой и благоприятными погодными условиями добыча торфа ведется в основном на малых месторождениях.

Просматривается тенденция: чем менее освоена территория и хуже погодные условия, тем больше концентрация запасов торфа на одном месторождении и на 1 км<sup>2</sup> территории (максимальная в Вологодской и Псковской областях – по 36 тыс. т на 1 км<sup>2</sup>, минимальная в областях Централь-

Таблица 1. Региональная структура торфяных месторождений России

Характеристика месторождений	Показатели		
	всего по России	по европейской части	по азиатской части
Общее число месторождений	44 760	35 296	9464
Суммарные ресурсы и запасы торфа, млн т	162 419	38 139	124 280
Число месторождений с оцененными балансовыми запасами	6360	5220	1140
Балансовые запасы, млн т	28 591	15 230	13 361
Число разрабатываемых месторождений	2061	1942	119
Балансовые запасы разрабатываемых месторождений, млн т	3452	3036	416

\* После 2002 г. в европейской части России фундаментальный пересчет прогнозных ресурсов и запасов торфа не производился.



ного ФО и Саратовской области – 0,06 тыс. т на 1 км<sup>2</sup>, Белгородской – 0,28 тыс. т на 1 км<sup>2</sup>, Орловской – 1,2 тыс. т на 1 км<sup>2</sup>, Пензенской – 0,72 тыс. т на 1 км<sup>2</sup>).

По запасам сфагнового торфа малой степени разложения (до 20 %) доминирует Северо-Западный ФО, где 35,3 % всех площадей торфяных залежей перекрыто промышленными запасами этого торфа (в Ленинградской, Псковской и Новгородской областях площадь перекрытия достигает 52 %) (табл. 4).

По качественным характеристикам и количественным параметрам сырьевую базу торфа европейской части России можно разделить на две группы. Первая группа объединяет месторождения, практически полностью перекрытые сфагновым торфом малой степени разложения (~ 80 % площадей), – месторождения Полистово-Ловатского, Вишерского, Волхов-Тихвинского, Кингисеппского перспективных районов, приморские месторождения Республики Карелия и Архангельской области. Рациональной схемой разработки подобных месторождений может быть постепенный ввод различных цехов с установившимся периодом стабильной мощности по переработке сфагнового торфа малой степени разложения, затем торфов средней степени разложения и по мере сработки верхних пластов – торфов высокой степени разложения. Окраинные участки осушаются для лесоразведения. С отработкой технологии возделывания клюквы на этих участках целесообразно ряд окраинных площадей отводить под клюквенные плантации.

Вторая группа включает месторождения в континентальных частях Севера и Северо-Запада, в Пермском крае и Тверской области. Площади покрытия сфагновым торфом малой степени разложения составляют здесь не более 30–40 %, а его мощность существенно меньше, чем на месторождениях первой группы. Нередко одна часть массива представлена полным набором верховых торфов, а на другой размещены исключительно низинные залежи. В этих районах исходя из условий размещения торфяного сырья и его свойств организация комбинатов по производству и переработке торфа предпочтительна. Целесообразно одновре-

Таблица 2. Региональная структура запасов и ресурсов торфа в основных субъектах Федерации европейской части России

Субъект РФ	Число разведанных месторождений	Площадь в границе промышленной глубины торфяной залежи, тыс. га	Прогнозные ресурсы, млн т	Балансовые запасы, млн т	Забалансовые запасы, млн т
<b>Северо-Западный федеральный округ</b>					
Республика Карелия	245	99,4	2036,4	619,9	17,7
Республика Коми	335	182,5	2685,3	567,5	77,2
Архангельская область	652	236,6	3750,6	783,3	252,1
Вологодская область	1062	915,6	5573,4	3766,0	415,6
Калининградская область	117	28,6	310,4	80,2	20,5
Ленинградская область	808	481,5	2188,7	353,9	198,7
Мурманская область	60	5,6	901,1	11,6	2,7
Новгородская область	808	225,6	1505,1	828,0	72,4
Псковская область	1259	297,9	2026,9	672,3	351,9
<b>Итого по округу</b>	<b>5346</b>	<b>2473,3</b>	<b>20977,9</b>	<b>7682,7</b>	<b>1408,8</b>
<b>Центральный федеральный округ</b>					
Белгородская область	51	1,6	6,5	2,2	3,3
Брянская область	827	72,6	303,7	176,8	25,7
Владимирская область	367	68,1	206,5	128,1	43,2
Воронежская область	43	1,9	12,6	4,3	2,4
Ивановская область	190	36,7	147,3	66,9	62,7
Калужская область	271	10,9	39,9	29,6	5,9
Костромская область	614	106,4	560,0	280,0	157,1
Курская область	189	13,1	61,7	37,5	18,5
Липецкая область	36	1,2	11,3	8,8	1,8
Московская область	448	82,6	324,4	181,1	72,5
Орловская область	131	5,5	26,9	8,9	13,5
Рязанская область	356	59,6	238,1	101,9	46,0
Смоленская область	911	114,9	492,1	369,0	151,5
Тамбовская область	178	7,2	30,0	19,6	8,0
Тверская область	1301	417,3	2113,8	651,7	896,7
Тульская область	25	0,5	3,3	2,2	0,5
Ярославская область	646	80,9	381,8	149,7	181,2
<b>Итого по округу</b>	<b>7184</b>	<b>1081,0</b>	<b>4959,9</b>	<b>2218,3</b>	<b>1750,5</b>
<b>Приволжский федеральный округ</b>					
Республика Башкирия	393	23,6	134,5	69,7	29,6
Республика Марий Эл	192	39,8	195,0	114,5	23,1
Республика Мордовия	270	7,7	29,7	3,3	9,8
Республика Татарстан	480	11,2	52,6	22,8	20,6
Удмуртская Республика	497	46,8	173,6	88,7	47,5
Чувашская Республика	120	4,3	16,8	8,3	7,5
Кировская область	978	221,0	991,8	407,7	408,4
Нижегородская область	887	120,4	480,5	185,5	163,9
Пензенская область	311	6,5	26,7	12,0	12,7
Пермский край	608	116,2	1709,5	456,0	69,7
Самарская область	77	3,5	15,5	7,6	6,2
Саратовская область	35	0,7	4,1	1,9	1,4
Ульяновская область	243	6,4	26,5	14,0	10,7
<b>Итого по округу</b>	<b>5091</b>	<b>607,9</b>	<b>3856,8</b>	<b>1392,0</b>	<b>811,1</b>
<b>Всего по европейской части</b>	<b>17621</b>	<b>4162,2</b>	<b>29794,6</b>	<b>11293,0</b>	<b>3970,4</b>

менное создание полного набора цехов, включающих переработку торфов всех типов и групп.

По сравнению с другими природными органическими ресурсами (кро-

ме леса) торфяные характеризуются равномерным распределением по территории и доступностью, что резко снижает транспортные расходы, а также возможностью относительно

быстрого и комплексного освоения, включая промышленное производство топлива для энергетики, коммунально-бытовых нужд, сельского хозяйства и охраны окружающей среды.

Эти преимущества позволили в прошлом создать в России мощную торфяную промышленность, обеспеченную разветвленной машиностроительной и научно-технической базой. К сожалению, на сегодня это утрачено.

Однако в 21 субъекте Федерации имеются в достаточном объеме не только разведанные, но и подготовленные к эксплуатации и разрабатываемые месторождения – всего 1426 месторождений с запасами более 2,5 млрд т (табл. 5). Большая их часть в настоящее время законсервирована по причине сокращения добычи торфа из-за неплатежеспособности основного потребителя – сельского хозяйства. Основываясь на имеющихся материалах по действующей сырьевой базе, в табл. 5 приведены ориентировочные данные по числу действующих и законсервированных месторождений, балансовым запасам на них торфа и возможным объемам его добычи.

Из табл. 5 следует, что восстановление торфяной промышленности России вполне реальная и выполнимая задача, особенно в настоящее время, когда столь рельефно обозначились преимущества торфяного топлива в жилищно-коммунальном хозяйстве и малой энергетике: относительная дешевизна, минимум вредных выбросов в окружающую среду (например, окись серы выделяется при сжигании торфа в значительно меньших количествах, чем при сжигании каменного угля и других видов твердых топлив), широкая география торфяных ресурсов, наличие большого числа законсервированных осушенных площадей.

Объем добычи торфа в России в середине прошлого века достигал 220 млн т в год. Сегодня он не превышает 3–4 млн т. Торфяные болота являются биоэкологическими системами, которые независимо от деятельности человека продолжают вертикальный прирост и трансгрессию (наступление) до 0,5 м и более в год по границе болот. Если принять, что вертикальный прирост слоя торфа составляет 1 мм в год (практически больше), то

на торфяных месторождениях России происходит ежегодное увеличение количества торфа до 250 млн т условной 40%-й влажности. В этом плане торф можно считать возобновляемым ресурсом.

Особое значение имеет проблема охраны болот. Среди болот мира – объектов охраны по Рамсарской конференции – одна треть представлена болотами России. По дополнительно списку предложений по охране бо-

Таблица 3. Распределение выявленных общих ресурсов торфа по федеральным округам и типам залежи

Федеральный округ	Прогнозные ресурсы					
	Всего		В том числе по типу залежи, %			
	млн т	%	верховой	переходный	низинный	смешанный
Северо-Западный	20 977,9	70,4	55,0	15,3	25,5	4,2
Центральный	4959,9	16,6	37,0	6,6	51,7	4,7
Приволжский	3856,8	13,0	25,5	16,6	55,7	5,2
<i>Всего по европейской части</i>	29 794,6	100	47,2	14,0	34,5	4,3

Таблица 4. Характеристика запасов сфагнового торфа малой степени разложения (R) по федеральным округам

Федеральный округ	Запасы торфа, млн т		Удельный вес по отношению к общим ресурсам, %	
	Всего	В том числе с R до 12 %	запасы	площадь
Северо-Западный	2093,3	188,5	10,5	35,3
Центральный	219,4	48,5	4,4	18,8
Приволжский	49,3	2,4	1,2	4,4
<i>Всего по европейской части</i>	2362,0	239,4	7,9	26,5

Таблица 5. Региональная структура запасов на основных месторождениях торфа европейской части России (данные ПГО «Торфгеология» и ОАО «ВНИИТП» на 01.01.98 г.)

Субъект Федерации	Число разведанных месторождений	Балансовые запасы разрабатываемых и законсервированных месторождений, млн т	Объем возможной добычи, тыс. т
Архангельская область	62	27,2	140
Вологодская область	119	456,2	2330
Республика Карелия	20	38,7	140
Мурманская область	1	–	–
Республика Коми	42	79,1	370
Ленинградская область	48	180,7	2920
Новгородская область	56	227,0	750
Псковская область	39	234,1	930
Калининградская область	18	60,9	350
Брянская область	83	74,0	400
Владимирская область	50	102,2	600
Тверская область	253	202,9	2100
Костромская область	63	59,1	380
Московская область	75	96,8	1200
Рязанская область	57	34,9	350
Смоленская область	113	145,8	540
Ярославская область	40	95,6	900
Нижегородская область	138	139,1	660
Кировская область	112	219,3	1300
Республика Марий Эл	36	62,1	300
Пермский край	1	21,5	30
<i>Всего</i>	1426	2557,2	16 690

лот в России доля охраняемых болот превысит 50 %. При этом болотам приписываются функции, им не присущие. Это – поддержание водного баланса больших территорий, накопление и хранение питьевой воды, регулирование поверхностного и подземного стоков, глобальное влияние на круговорот углерода и ряд других. На этой основе ставится задача максимально оградить болота от осушения и добычи торфа. Совершенно игнорируется одна из отрицательных функций болот – активное заболачивание окружающих территорий.

Общеизвестно, что в условиях России практически все болота (за исключением малого числа пойменных) не могут конкурировать с окружающими их фитоценозами по производительности биомассы. Вопрос следует решать путем разумного увеличения биопродуктивности болотных экосистем и теснейшим образом связанных с ними лесов и лугов. Практика канализации болот, которая выполнялась в конце XIX в. на северо-западе России, показала, что при этом улучшается меженный сток, увеличивается прирост биомассы, возрастает бонитет лесов, более интенсивно развивается животный мир. Кроме того, каналы – верное средство для борьбы с пожарами и в лесах, и на болотах.

Доля торфа в теплоэнергетике России ничтожна, хотя в качестве коммунально-бытового топлива он не уступает по калорийности дровам, бурому углю, сланцам, низкосортному каменному углю (табл. 6).

### Использование торфа в экономике страны

**Сельское хозяйство.** Почвы лесной зоны России в абсолютном большинстве случаев нуждаются в ежегодном внесении органических удобрений. Навоза для этих целей не хватало еще в конце XIX и начале XX вв. (до 50 % потребности), когда в сельской местности жило около 90 % населения страны и практически каждый сельский двор имел не менее двух голов крупного скота. Данную задачу успешно решает торф. Так, в Ленинградской области с 1958 г. и до начала 1990-х гг. ежегодно вносилось на 1 га пашни в среднем по 10 т органических удобрений, большую часть которых составляет или чистый торф, или тор-

Таблица 6. Показатели качества топлива для котельных

Вид топлива	Показатели качества			
	Калорийность топлива		Эквивалент к условному топливу	Насыпная плотность, кг/м <sup>3</sup>
	Ккал/кг	МДж/кг		
Условное топливо*	7000	29,33	1,0	–
Донецкий уголь (марки Г)	5900	24,72	0,84	–
Интинский уголь	4100–4900	17,17–20,53	0,58–0,69	–
Бурый уголь (подмосковный)	2460–4400	10,30–18,34	0,35–0,62	–
Мазут (марки М–100)	9310	39,0	1,33	–
Торфяной брикет	3600–4200	15,08–17,60	0,51–0,60	1100–1490
Торф кусковой (влага 33 %)	2700–3400	11,31–14,24	0,33–0,48	300–500
Торф фрезерный (влага 40 %)	2100–2650	8,79–11,10	0,29–0,37	200–500
Дрова (влага 25–30 %)	2500	10,47	0,35	–
Горючие сланцы	1500–2000	6,30–8,40	0,21–0,28	–
Природный газ (1000 м <sup>3</sup> )	7980–8510	–	1,12–1,22	–
Торфяной газ (1000 м <sup>3</sup> )	1400	5,90	0,20	–

\* Количество тепла, выделяемое при сжигании 1 т у.т. (в нефтяном эквиваленте).

фяной компост. Благодаря этому урожайность в области была на уровне черноземных областей России. В 1970–1980 гг. только в регионах так называемой нечерноземной зоны России добывалось не менее 55–65 млн т торфа в год для нужд сельского хозяйства (кроме топливного торфа).

В процессе разработки Федеральной программы «Плодородие» выявлена потребность в торфе для сельского хозяйства в целом по России в 81 млн т/год на 1996 г. и до 109 млн т в 2000 г. Фактическая добыча составляла: 1989 г. – 89,2 млн т; 1991 г. – 53,3 млн т; 1995 г. – 7 млн т; 1997 г. – ~0,6 млн т. Специалисты сельского хозяйства уже давно бьют тревогу по поводу резкого падения содержания гумуса в пашне.

Торф – экономически самый выгодный грунт для тепличного хозяйства. Для обеспечения 1 га теплицы дерновой землей уничтожается не менее 2,5 га лугов, которые могут восстановится не ранее чем через 100 лет. В то же время для этой цели достаточно 800–1000 т торфа со степенью разложения 15 % и влажностью 50 %. Всевозможные грунты, подкормки, почвоулучшители, мелиоранты почв завоевали прочные позиции на внутреннем рынке для обеспечения потребностей садоводов, огородников.

**Торфяная продукция после переработки торфа.** В эту группу входят различные торфяные продукты с разной степенью переработки.

1. Фильтры и композиционные фильтрующие материалы. По срав-

нению с замещающей дорогостоящей продукцией (полиакриламиды, целлюлозные, пропиленовые, полиэфирные материалы, алюмосиликаты, стекловата и т.п.) фильтрующая способность торфяных фильтров в 3–20 раз выше, себестоимость же на порядок ниже. Существенно упрощаются процессы регенерации полезных видов и утилизации отработанных фильтров. Опытные партии фильтрующих материалов успешно применяются в очистных сооружениях более 30 предприятий России.

2. Активные угли и сорбенты – пористые углеродные адсорбенты с развитой внутренней поверхностью. Выпускаются в виде гранул. Область применения весьма обширна: от очистки различных жидкостей, газов, растворов, извлечения ценных компонентов, в атомной энергетике, медицине. Потребность в стране – 500 тыс. т/год, удовлетворение ее – не более 12 %.

3. Продукты на основе гуминовых кислот торфа – смесь сложных высокомолекулярных кислот органического происхождения, содержащих ряд ценных микроэлементов при полном отсутствии вредных соединений и обладающих биологической активностью. Это – красители для натуральных и искусственных материалов, стимуляторы роста в животноводстве, птицеводстве, рыбоводстве, пушном звероводстве, микробиологии, растениеводстве; сложные органоминеральные удобрения с экологическим эффектом; лекарственные формы в медицине, парфюмерии; пласти-



As of 01.01.2002, 35,296 peat deposits are detected, accounted, and explored in the European part of Russia. The deposits comprise 38.1 billion t of peat, including 15.2 billion t of economic reserves. 70% of resources and 68% of reserves are concentrated in the North-Western Federal District. Concentration of peat reserves per 1 sq. km varies from 36 thousand t in the Vologda and Pskov Oblasts to 1.2 thousand in the Oryol Oblast, 0.72 thousand t in the Penza Oblast, 0.28 thousand t in the Belgorod Oblast, and 0.06 thousand t in the Saratov Oblast. Most large deposits in the Vologda, Leningrad, Novgorod, Pskov, and Tver Oblasts are favorable for peat mining and processing as concerns the amount and grade of their peat reserves and climatic conditions. Recovery of the Russian peat industry is practicable taking availability of 1,426 peat deposits drained earlier into account. Their reserves are 2.5 billion t, and over 16 million t a year of peat may be mined from them. Peat is considered as an organic fuel that gives off minor amounts of sulfur oxides during combustion. It is a renewable natural resource. Annual addition to peat resources of Russia's peatbogs reaches 250 million t. The sustainable use of peat resources shall proceed from the actual but not mythical functions of bogs in nature. The actual functions of bogs in the forest zone of Russia are as follows: steady bogging of surrounding territories and reduction in additions to biomass in bogs. The practice of draining bogs in the northwestern region has resulted in improvement of the low runoff, increase in additions to biomass, and increase in the forest capacity. Drains are a reliable fire-fighting remedy in forests and bogs. Soils of the forest zone need annual organic fertilizer application. Peat is successfully used for this purpose. Various soils, extra nutrition, and soil and land improvers are extensively used by fruit-growers and kitchen gardeners. Products produced as a result of peat processing are peat briquette, active coal, absorbents, mixed high-molecular acids, dyestuff, mineral wax, and products of its processing. The above products are safe export commodities. Successful utilization of peat in different areas is hindered by the lack of a single technical, juridical, and legal basis for the use of bogs and development of peat deposits.

фикаторы в строительстве и бурении скважин.

4. Горный воск и продукты его переработки.

Большинство вышеперечисленных продуктов выпускается отечественной промышленностью. Ряд продуктов выпускается опытными и опытно-промышленными партиями. Потребность в них большая. Рынок пока насыщен очень слабо.

**Экспортные поставки.** На мировом рынке отмечается устойчивая тенденция постепенного роста спроса на торф для использования в составе удобрений и мелиорантов почв. На фоне этой тенденции в последнее время в зарубежных торфодобывающих странах все более проявляются ограничения на дальнейший рост экспорта торфа. Основная причина — экологическая политика, направленная на сохранение собственных торфяных ресурсов, прежде всего как компонентов природной среды.

В этих условиях Россия имеет возможность заполнить существенную долю прироста мирового спроса на торф. Поставка на экспорт 1,9 млн т слаботорфизованного сфагнового торфа могла бы покрыть до 40 % ожидаемого спроса на него. Эта величина торфяными ресурсами России обеспечена. Но с учетом состояния пресового и другого оборудования для добычи и производства кипованного торфа, а также состояния полей добычи первоочередное обеспечение может быть оценено в 0,5 млн т (до 2010 г.).

В настоящее время экспортные поставки торфа из России составляют порядка 40-50 тыс. т/год.

\*\*\*

В последние годы при использовании торфяных ресурсов и площадей торфяных месторождений усиливаются противоречия между экологическими организациями и ведомствами, которые коренным образом преобразуют болотные экосистемы. К последним относятся торфодобывающие предприятия. Путей решения данного вопроса несколько. Одним из них является формирование целевых торфяных фондов. Методика их формирования разработана учеными-торфяниками достаточно давно и нашла практическое применение в Белоруссии и частично в Ленинградской области. Весь

торфяной фонд региона разделяется на разрабатываемый, первоочередной к разработке, резервный, охраняемый, земельный и запасной.

К первым двум следует относить торфяные месторождения только в границах промышленной глубины залежи. Окраинные части месторождений могут оставаться в лесном фонде. При этом проект торфопредприятия и проект лесосошения на мелкозалежной части болота должны быть согласованы. Земельный отвод следует оформлять на весь срок сработки промышленной залежи.

Торфяные месторождения площадью более 100 га в промышленной границе, числящиеся в лесном фонде, должны иметь особый статус как будущие объекты добычи торфа. Число охраняемых торфяных месторождений должно быть не более 10-15 % всей площади болот региона.

Главным на сегодня является отсутствие единой юридической и правовой базы использования болот и месторождений торфа. Согласно Водному кодексу болота — водный объект, по Лесному кодексу болота являются частью лесного фонда. В других правоустанавливающих документах торф — это и природный ресурс, и полезное ископаемое, и горная порода.

Оптимизация системы использования болот должна быть обеспечена государственным регулированием на научной основе. Для этого необходимо принять государственный документ о торфе и на федеральном уровне разработать и утвердить государственную (или региональную) целевую программу, направленную на учет, сохранение и рациональное использование торфяных месторождений. В этих документах должны быть отражены следующие основные вопросы:

обоснование и соблюдение пропорций между торфяными месторождениями, сохраняемыми в естественном состоянии и вовлекаемыми в хозяйственное использование;

сохранение и развитие торфяной отрасли России и ее научно-технической базы;

вторичное использование выработанных торфяных месторождений.

Основы для разработки таких документов имеются, так как в ряде торфодобывающих областей России уже имеются региональные программы по торфу.

# МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫЕ РЕСУРСЫ В РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКЕ\*

**В.П.Орлов** (Совет Федерации ФС РФ)



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

Главный показатель экономики страны — ее валовой внутренний продукт (ВВП) складывается в основном (на 86-88 %) из валовых региональных продуктов (ВРП) субъектов Федерации.

Уровень производства ВРП или добавленной стоимости (ДС) на душу населения можно считать одним из основных показателей экономики региона (рис. 1). В 2003 г. объем ВРП на одного жителя России составил 80,7 тыс. р., а по регионам изменялся от 10 тыс. р. (Республика Ингушетия) до 623 тыс. р. (Ямало-Ненецкий АО), на Дальнем Востоке — от 46 тыс. р. в Еврейской автономной области до 180 тыс. р. в Корякском АО и до 363 тыс. р. в Чукотском АО.

Однако реальное финансовое состояние регионов оценивается по уровню бюджетной обеспеченности (БО) их первоочередных расходов собственными налоговыми доходами (рис. 2).

По данным Минфина России в 2006 г. 100%-ю бюджетную обеспеченность будет иметь лишь 21 регион. Самодостаточные регионы и регионы-доноры формируют некое “материальное пространство” в Урало-Западной-Сибирской, а также несколько “островов” в европейской части страны. Практически весь европейский юг и азиатский восток России остаются дотационными. Из 68 дотационных регионов 32 региона высокодотационны, их первоочередные расходы обеспечены собственными доходами менее чем на 50 %.

На дотационные регионы приходится 75,5 % территории и 64,0 % населения, т.е. они представляют большую часть страны. Поэтому проблемы их социально-экономического развития сегодня занимают многих политиков и экономистов.

Несмотря на достаточно высокие темпы роста экономики страны в 2001-2005 гг. и увеличение за эти годы ВВП на 40 %, число дотационных регионов (если дотационность оценивать по принятой Минфином России методике) практически не изменяется. Анализ экономических результатов свидетельствует, что основной рост показателей финансовой обеспеченности регионов в 2001-2005 гг. обусловлен деятельностью нефтегазовых центров в Ханты-Мансийском, Ямало-Ненецком и Ненецком автономных округах. Уровень их БО за указанный период увеличился с 4,2 до 5,8; у 13 регионов-доноров он не изменился (БО — 1,36 в 2001 г. и 1,34 в 2006 г.); лишь 3 региона (Томская, Ленинградская и Астраханская области) перешли из дотационных в самодостаточные, а один регион (Республика Удмуртия) вернулся в разряд дотационных. Практически не изменилась или даже несколько ухудшилась ситуация в северных регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока (средневзвешенная величина БО в 2001 г. — 0,47; расчетная на 2006 г. — 0,44). В южных регионах Дальнего Востока уровень БО поднялся с 0,48 до 0,56. Но при таких темпах роста (1,6 % в год) для достижения 100 %-го уровня БО им потребуется более 25 лет.

Как известно, уровень БО субъектов Федерации зависит от индекса налогового потенциала (ИНП) и индекса бюджетных расходов (ИБР). ИНП отражает налоговые возможности региона по отношению к среднероссийскому уровню, принятому за единицу, и достаточно устойчиво коррелируется с уровнем производства ВРП на душу населения (рис. 3).

ИБР, также принятый в целом для России равным единице, характеризует относительный уровень обяза-

\* По материалам докладов на международном форуме “Рациональное природопользование”, Москва, 6 сентября 2005 г., и на Дальневосточном международном экономическом форуме, Хабаровск, 27-28 сентября 2005 г.

Рис. 1. Производство валового регионального продукта на душу населения в 2003 г.

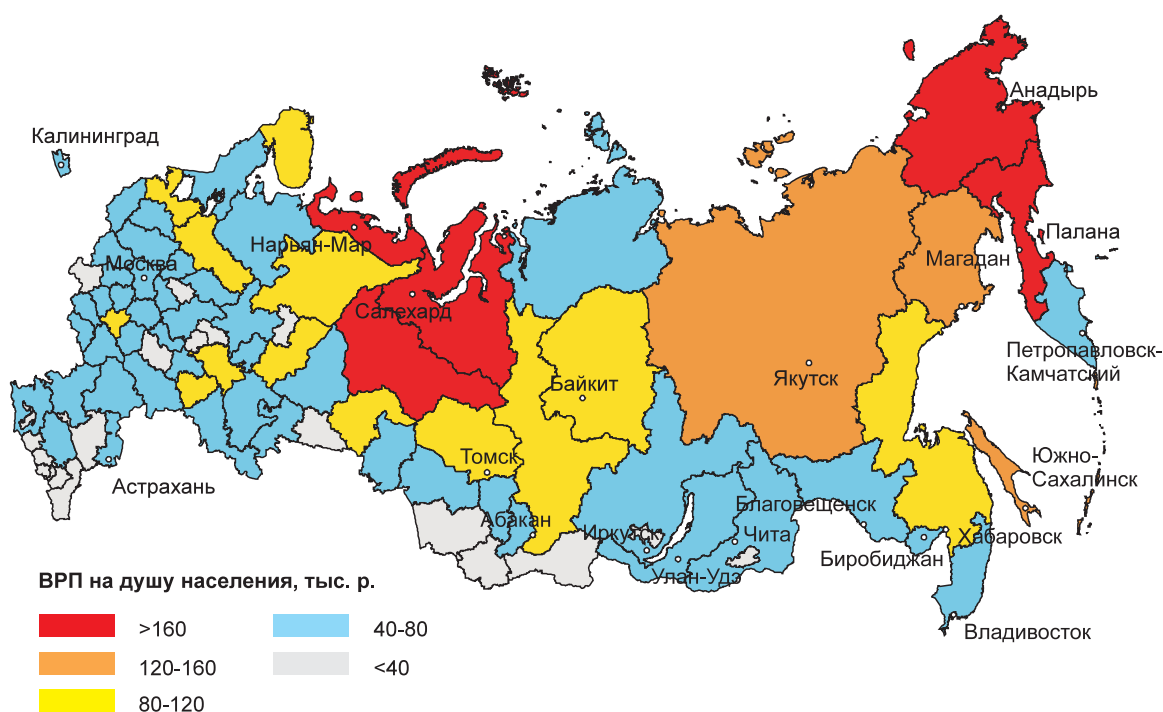
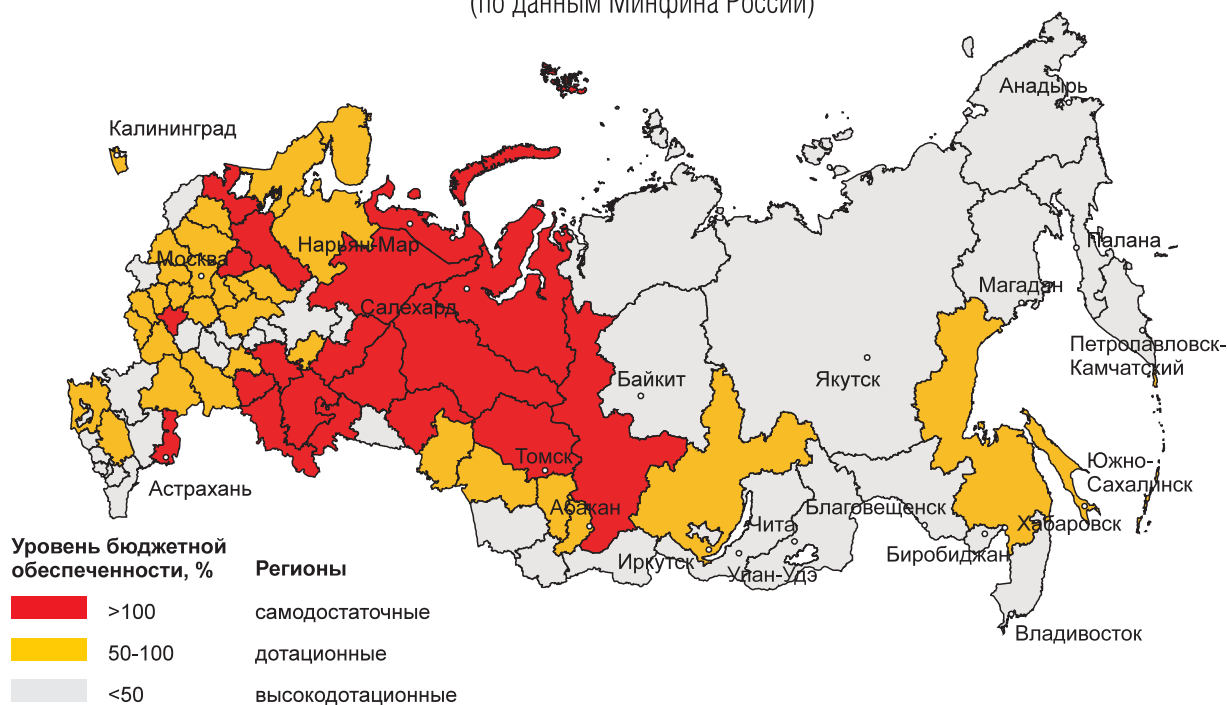


Рис. 2. Уровень бюджетной обеспеченности налоговыми доходами на 2006 г. (по данным Минфина России)



тельных бюджетных расходов по реализации расходных полномочий регионов. Он изменяется от 0,77 в южных регионах до 4,3-7,1 в северных. Основные факторы, повышающие его

величину, — это показатели “северности”, удаленности, труднодоступности и инфраструктурного обустройства, которые не являются вновь приобретенными, так как, с одной сторо-

ны, они естественны, а с другой — унаследованы. Затраты бюджета на функционирование социально-экономической сферы и системы жизнеобеспечения здесь значительно пре-



The economy of most locomotive regions is determined by industrial output with the leading role played by nature resource industries products of which have higher added value as compared with other industries.

GDP doubling by 2010 and maintenance of high rates of its growth in subsequent years, economic restructuring of the country in favor of high-tech industries, as well as a considerable reduction in a number of subsidized regions are most feasible on a basis of strengthening of the nature resource industries primarily in northern regions and substantially higher rates of the processing industry development in adjoining and southern regions of the country.

Formation of regional and inter-regional clusters oriented toward creation of new industries, technologies, and services increasing added value and budgetary efficiency of products of the nature resource industries may be considered as the central element of economic restructuring.

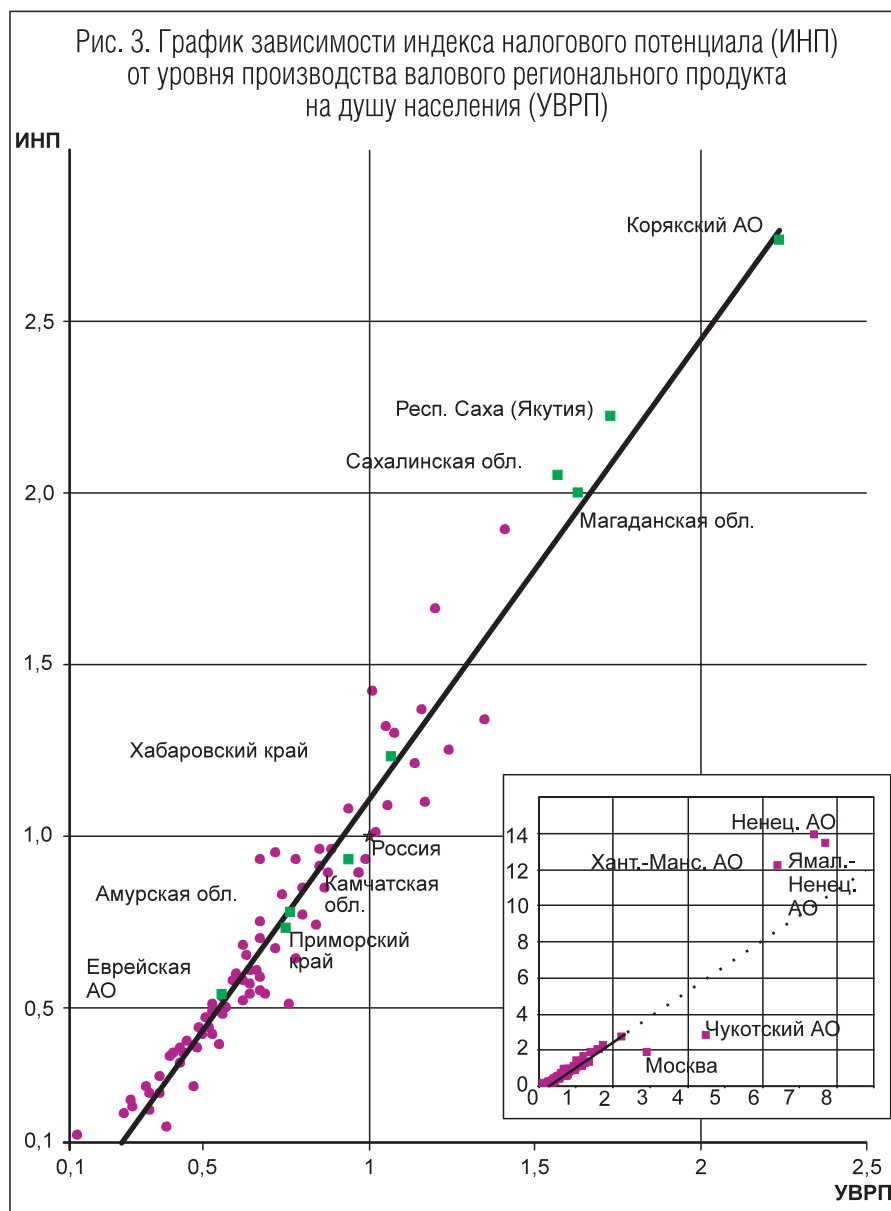
Principles and practice of classification of the country's regions by the level of their budgetary security does not reflect their actual economic situation and needs adjustment for produced per capita gross regional product.

вышают расходы на аналогичные нужды субъектов Федерации, расположенных в более благоприятных для проживания и обустроенных частях страны.

ВРП в расчете на душу населения в абсолютном большинстве регионов России положительно коррелируется с долей промышленности в структуре добавленной стоимости.

В 2003 г. в структуре добавленной стоимости 45 регионов России доля промышленности превышала средний уровень, в том числе в 8 регионах — более чем 1,5 раза. При этом в составе промышленной продукции 44,2 % приходилось на продукцию природоресурсных (сырьевых) отраслей при ведущей роли разведки, добычи и переработки рудного и нерудного сырья, а также добычи нефти и газа (рис. 4).

Угольная, нефтеперерабатывающая, рыбная и лесная отрасли, а так-



же промышленность строительных материалов оказывают значительно меньшее влияние на региональную экономику.

Обращает на себя внимание различие отраслей промышленности не только по доле вклада в суммарную ДС, но, что весьма существенно, и по уровню отраслевой эффективности в производстве ВРП.

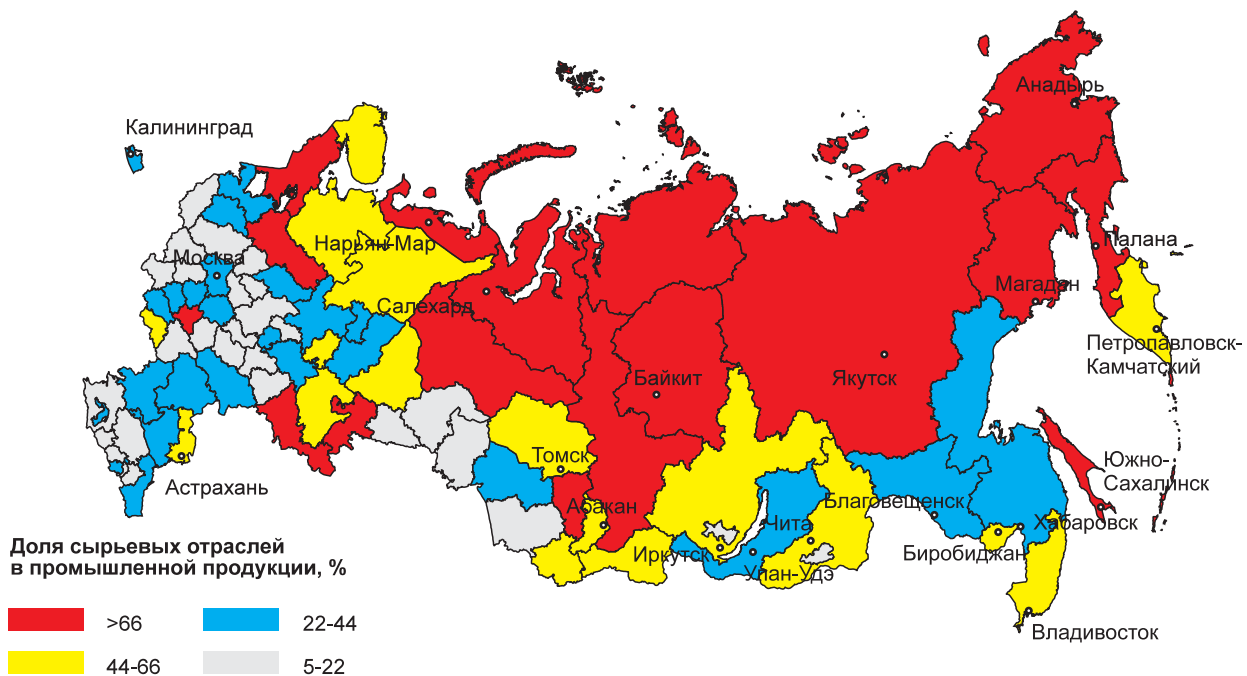
Например, объединение субъектов Федерации в группы по доле ДС в объемах промышленной продукции позволяет выделить ряд характерных особенностей, влияющих на экономическое положение субъектов Федерации. Чем выше доля промышленности, а в ее составе — доля природоре-

сурсных отраслей, главным образом топливной и металлургической составляющих, тем выше эффективность экономики региона в производстве ВРП (рис. 5).

Таким образом, можно утверждать, что в производстве ВРП и в БО собственными налоговыми доходами наиболее эффективны регионы, имеющие высокую долю промышленности при доминирующей роли в ее структуре сырьевых отраслей, прежде всего отраслей, связанных с разведкой, добычей и первичной переработкой топливно-энергетического и рудного сырья, включая благородные металлы и алмазы.

Анализ роли минерально-сырье-

Рис. 4. Доля сырьевых отраслей в производстве промышленной продукции регионов России в 2003 г.



вых ресурсов в экономике регионов в отраслевом разрезе позволяет выделить и некоторые другие особенности, обусловленные как природным потенциалом, так и степенью его промышленной освоенности.

Наиболее показателен в этом отношении ресурсный потенциал нефти и газа. Концентрация основных разведанных запасов углеводородов и степень их промышленной освоенности наибольшие в Западной Сибири и Урало-Поволжье. Именно здесь и располагаются основные регионы-локомотивы экономического роста.

В ближайшей же перспективе могут быть созданы 4 новых центра экономического роста (Каспийский, Северо-европейский, Восточно-Сибирский и Охотоморский) на основе вовлечения в разведку и промышленную разработку имеющихся запасов и ресурсов нефти и газа на шельфе Каспийского моря, на территории Ненецкого АО и шельфа Баренцева моря, на территории Эвенкийского АО, Иркутской области и Республики Саха (Якутия), на Сахалинском участке шельфа Охотского моря (рис. 6).

Безусловно, каждое вновь вводимое месторождение, даже самое малое, — это новая точка экономическо-

го роста, если не для страны и субъекта Федерации, то для муниципально-го образования.

Нередко бытует мнение о том, что начало добычи нефти в каком-либо регионе сразу должно превращать его чуть ли не во второй Кувейт. Это далеко не так. Главный показатель — производство нефти на душу населения. Например, в Ненецком, Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах в 2003 г. на одного жителя добыто вместе с газом в среднем 368 т у.т., Томской области — 17 т, Республике Коми — 10 т, Республике Татарстан — 8 т, Сахалинской области — 6 т, остальных регионах меньше. В условиях моноотраслевой экономики, для того чтобы регион вышел в число самодостаточных, добыча нефти и газа должна составлять около 40 т у.т. на 1 жителя (это примерно уровень Норвегии). Для 3-4-отраслевой экономики, например, как в Сахалинской или Томской области, достаточно 20 т. Так что Сахалинской области с численностью населения около 540 тыс. чел. для решения проблемы дотационности надо производить примерно 10 млн т у.т. в год.

Такие перекося в оценке эффективности экономики регионов обус-

Рис. 5. Показатели эффективности промышленности в производстве добавленной стоимости (ДС) регионов России в 2003 г.

**Доли природоресурсных отраслей в продукции промышленности**

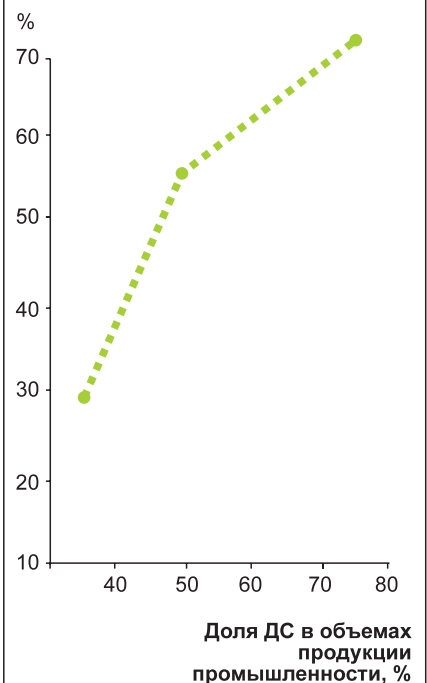
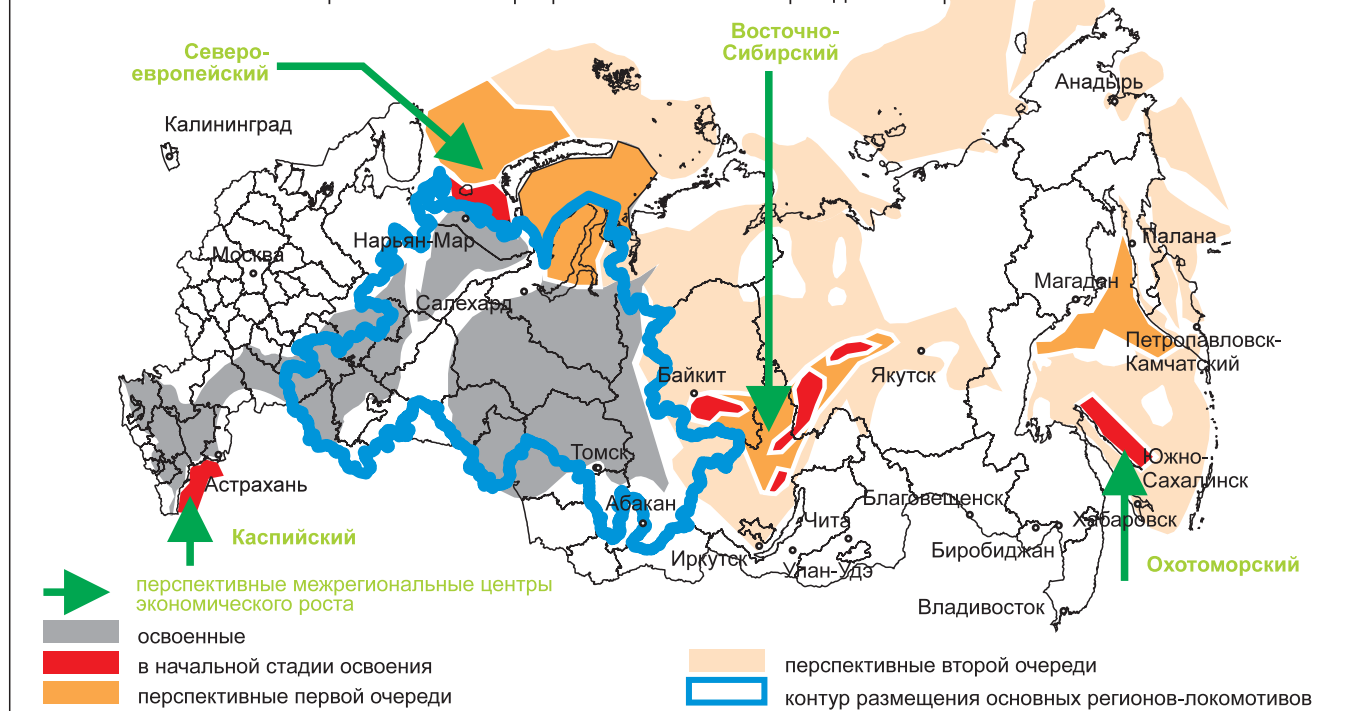


Рис. 6. Схема размещения перспективных межрегиональных центров экономического роста на основе разработки новых месторождений нефти и газа



ловлены чрезмерной централизацией доходов от добычи и переработки ресурсов недр, приводящей к искусственной дотационности большинства сырьевых регионов и особенно регионов Севера и Дальнего Востока. Тем не менее изложенное выше позволяет сделать следующие выводы.

1. Экономика большинства регионов-локомотивов определяется объемами промышленного производства при ведущей роли природоресурсных отраслей, продукция которых обладает более высокими значениями ДС по сравнению с другими отраслями.

2. Решение проблемы удвоения ВВП к 2010 г. и поддержание высоких темпов его роста в последующие годы, структурная перестройка экономики страны в пользу высокотехнологичных отраслей, а также значительное сокращение числа дотационных регионов наиболее реальны на основе укрепления природоресурсных отраслей преимущественно в северных регионах и значительно более высоких темпов развития перерабатывающей промышленности в прилегающих и южных регионах страны.

3. Формирование региональных и

межрегиональных кластеров, ориентированных на создание новых производств, технологий и услуг, повышающих величину ДС и бюджетную эффективность продукции природоресурсных отраслей, может рассматриваться в качестве центрального звена структурной перестройки экономики.

4. Методика и практика классификации регионов страны по уровню БО не отражает их реальное экономическое положение и нуждается в корректировке по уровню производимого ВРП на душу населения.

#### ЦНИГРИ издал серию методических руководств

##### *«Оценка прогнозных ресурсов алмазов, благородных и цветных металлов»:*

Выпуск «Золото» / Отв. ред. Б.И.Беневольский. — М.: ЦНИГРИ, 2002. — 182 с.

Выпуск «Экзогенная золотоносность» / Отв. ред. С.С.Вартанян, Н.М.Риндзюнская. — М.: ЦНИГРИ, 2002. — 130 с.

Выпуск «Алмазы» / Отв. ред. Ю.К.Голубев. — М.: ЦНИГРИ, 2002. — 76 с.

Выпуск «Медь» / Отв. ред. А.И.Кривцов. — М.: ЦНИГРИ, 2002. — 212 с.

Выпуск «Свинец и цинк» / Отв. ред. Г.В.Ручкин. — М.: ЦНИГРИ, 2002. — 169 с.

Выпуск «Никель и кобальт» / Отв. ред. А.И.Кривцов. — М.: ЦНИГРИ, 2002. — 54 с.

**По вопросам приобретения литературы обращаться по телефону 315-43-47.**



# МЕТОДИКА И ОПЫТ ФОРМИРОВАНИЯ ДОЛГОСРОЧНОЙ ПРОГРАММЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ РЕГИОНА (НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ)

*А.А.Герт, В.С.Старосельцев, П.Н.Мельников, О.Г.Немова, Н.А.Супрунчик, К.Н.Волкова, К.А.Жуков (СНИИГГиМС)*

Необходимость программного подхода к геологическому изучению и освоению минерально-сырьевой базы (МСБ) регионов в настоящее время является общепризнанной. Она обусловлена большой продолжительностью периода изучения и освоения недр, выходящей за рамки среднесрочных и долгосрочных планов, комплексным и межотраслевым характером решаемых задач, необходимостью координации действий и согласования интересов многих участников, включая государство и частные компании, и другими факторами.

К настоящему времени накоплен большой опыт разработки и реализации долгосрочных комплексных программ в России и за рубежом, в том числе в области подготовки и освоения МСБ. Общая методология составления программ в основном сформировалась [1-3]. В качестве одного из первоочередных этапов она предусматривает разработку методики формирования каждой конкретной программы, учитывающей ее индивидуальные черты и особенности.

В настоящей работе представлена методика формирования долгосрочных программ геологического изучения и освоения минерально-сырьевых ресурсов региона на примере программы изучения и освоения запасов и ресурсов нефти и газа Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия).

## **Основные методические принципы и общая последовательность формирования программы**

Важнейшей особенностью предлагаемого методического подхода к формированию программы является создание логической и количествен-

ной моделей процесса подготовки и освоения МСБ региона, учитывающих все основные технологические, территориальные, экономические и временные характеристики этого процесса и позволяющих формировать сценарии программы, оценивать их эффективность и сопутствующие риски.

Методика формирования программы характеризуется следующими основными чертами:

комплексным подходом, предусматривающим целостность и полноту рассмотрения проблемы, учет всей системы взаимосвязанных мероприятий и этапов, большого числа разнообразных факторов, влияющих на результаты реализации и эффективность программы: экономико-географических, социально-политических, геологических, технологических, экологических и др.;

сценарным подходом, предусматривающим формирование и анализ возможных сценариев подготовки сырьевой базы и добычи полезных ископаемых, их транспортировки и переработки;

этапностью разработки программы, представляющей определенную логическую последовательность шагов по ее формированию, обусловленную специфическими особенностями решаемой проблемы;

этапностью реализации программы. Одним из важных моментов, как в методологическом, так и в методическом обосновании минерально-ресурсной программы, является определение ее структуры и этапов реализации. Структуризация программы предусматривает определение полного перечня мероприятий с разбиением их на упорядоченные блоки (подпрограммы). Каждый блок содержит систему мероприятий, связанных единс-

твом цели и направленных на решение конкретных задач программы. Минерально-ресурсные программы носят комплексный и многоцелевой характер, направлены на решение широкого круга задач, поэтому они имеют сложную структуру, включающую целый ряд подпрограмм: лицензирования недр, геолого-разведочных работ (ГРП), добычи, переработки, транспортировки сырья и др. Все эти подпрограммы должны быть увязаны между собой ресурсно и во времени, должны быть выделены отдельные взаимосвязанные этапы, определены сроки начала и завершения каждого из них;

направленностью на финансовую эффективность, выступающую в качестве критерия оценки программных решений всех уровней управления, при обязательном учете факторов риска;

направленностью на создание информационных систем, моделей и программных средств, позволяющих обосновывать количественные параметры, генерировать альтернативные варианты и находить среди них наиболее эффективный с точки зрения выбранного критерия, создавать на их основе постоянно действующую компьютерную систему мониторинга программы и корректировки ее основных параметров.

Общая логическая схема формирования программы включает следующие основные этапы (рис. 1):

1. Анализ основных экономико-географических и социально-политических процессов и факторов, на фоне которых будет происходить освоение минерально-сырьевого потенциала.

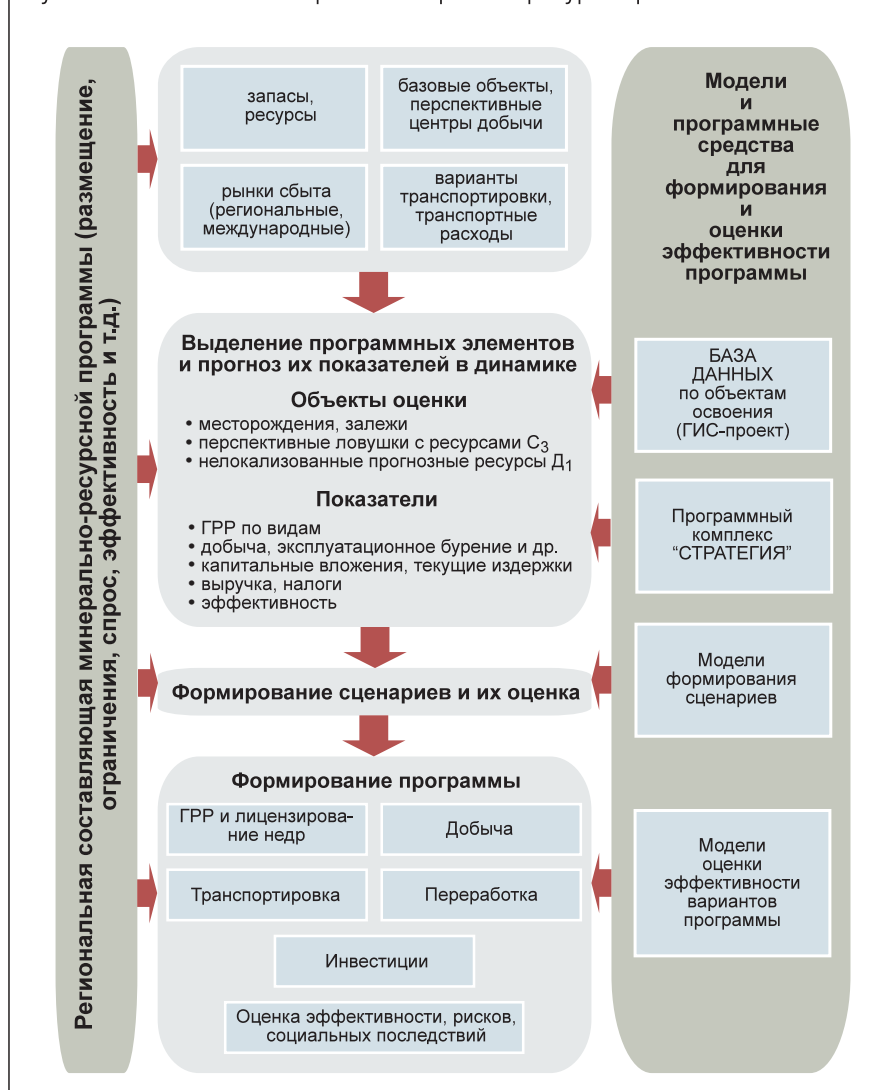
2. Анализ состояния МСБ региона и возможностей ее наращивания.

3. Оценка рынков сбыта углеводородов (УВ), внутреннего и внешнего, их состояния и перспектив развития.

4. Анализ возможных направлений транспортировки добытого сырья, в том числе на экспорт.

5. Выделение на основе анализа состояния МСБ региона объектов, которые могут рассматриваться в качестве базовых для начала освоения запасов и ресурсов региона, а также основных перспективных центров добычи.

Рис. 1. Схема формирования долгосрочной программы геологического изучения и освоения минерально-сырьевых ресурсов региона



6. Выделение единичных программных элементов. При формировании программы прежде всего необходимо определить, что следует принять в качестве единичных программных элементов, из которых будут формироваться сценарии и программа в целом. Так, в области подготовки и освоения сырьевой базы добычи нефти и газа в качестве таких элементов рассматриваются объекты УВ-сырья разной степени изученности и освоенности: подготовленные и находящиеся в разведке месторождения и залежи, перспективные ловушки с ресурсами категории С<sub>3</sub>, нелокализованные прогнозные ресурсы категории Д<sub>1</sub> лицензионных участков, охватываемые планируемой транспортной схемой.

7. Создание информационной базы, содержащей исходные геолого-промысловые параметры по всем объектам, выступающим в качестве единичных программных элементов.

8. Расчеты по каждому единичному программному элементу прогнозных показателей подготовки запасов и их освоения (объемов ГРП при переводе запасов и ресурсов различных категорий в промышленные запасы, соответствующих приростов этих запасов в динамике, объемов добычи, эксплуатационного бурения, числа скважин и т.п.).

9. Расчет необходимых объемов затрат на ГРП, капитальных вложений и текущих издержек в добычу, транспортировку и переработку минерального сырья.

10. Формирование сценариев программы подготовки и освоения запасов и ресурсов минерального сырья по перспективным центрам добычи и региону в целом путем консолидации показателей по единичным программным элементам с учетом динамики их вовлечения в изучение и освоение.

11. Анализ состояния лицензирования недр в регионе, формирование научно обоснованной программы лицензирования недр.

12. Оценка эффективности инвестиций в освоение МСБ в разрезе перспективных центров добычи, сценариев программы, обоснование наиболее эффективного сценария программы.

### **Методика оценки эффективности программы освоения МСБ региона**

С переходом к рынку изменились условия, методы и критерии инвестирования программ. В плановой экономике финансирование программ осуществлялось за счет централизованных капитальных вложений; решения, связанные с программами, носили директивный характер и принимались на основе соображений приоритетности и важности решаемой проблемы для народного хозяйства страны. При этом эффективность рассматривалась лишь с точки зрения народного хозяйства в целом. При переходе к рынку, помимо средств государственного бюджета, в качестве основных источников инвестирования в подготовку и освоение МСБ выступают частный и акционерный капитал, заемные средства. Требуется всесторонняя оценка эффективности реализации программы для всех ее участников, для общества в целом, для региона, на территории которого выполняется программа. В качестве основного критерия принятия инвестиционных решений при реализации программы как для государства, так и инвесторов рассматривается рост доходности.

Основой для определения эффективности программы является геолого-экономическая и стоимостная оценка месторождений полезных ископаемых и участков недр. Проведение оценки включает обоснование геологических, технологических, экологи-

ческих, экономических и других показателей, характеризующих процесс их изучения и освоения. При проведении оценки учитываются:

все стадии освоения оцениваемых объектов, включая поиски, разведку, добычу и транспортировку, переработку добытого сырья, реализацию конечной продукции;

все основные характеристики оцениваемых объектов, влияющие на затраты и результаты их освоения (геолого-промысловые, экономико-географические и др.);

параметры рынка (емкость рынка, цены реализации сырья и продуктов его переработки на внутреннем и внешнем рынках, темп инфляции, ставка банковского процента и др.);

условия недропользования и налогообложения.

Методика оценки эффективности программы в соответствии с общепринятым в настоящее время подходом к оценке эффективности инвестиционных проектов [4, 5] основывается на прогнозировании и анализе денежных потоков, которые могут быть получены в результате освоения МСБ региона. На основе денежных потоков определяются показатели эффективности программы для инвестора (*коммерческая эффективность*) и государства (*бюджетная эффективность*). Основным показателем коммерческой эффективности является чистый дисконтированный доход после налогообложения за рентабельный срок разработки, полученный вследствие реализации программы. Анализируются также такие показатели, как внутренняя норма доходности (ВНД), срок окупаемости, индекс доходности. Основным показателем *бюджетной эффективности* является чистый дисконтированный доход бюджета; расчеты проводятся как для государства в целом, так и для федерального бюджета и бюджетов субъектов РФ. Оцениваются *общественная и региональная эффективности*, характеризующие социально-экономические последствия осуществления программы для общества в целом и региона, на территории которого реализуется программа. Обязательными являются вероятностный анализ и оценка рисков. Осуществляются сопоставление показате-

лей эффективности различных сценариев программы и обоснование наиболее эффективного сценария с позиций доходности и рисков.

### **Компьютерное и модельное обеспечение программы**

Для формирования сценариев программы освоения МСБ, определения их количественных показателей и оценки эффективности необходим соответствующий инструмент. Требуется создание компьютерной системы, позволяющей осуществлять многовариантные расчеты оперативно, на постоянной основе, с учетом уточнения исходных параметров, в том числе и в ходе реализации программы.

Авторами разработана комплексная компьютерная система для проведения расчетов по формированию и оценке эффективности программы освоения запасов и ресурсов УВ Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Она характеризуется интегрированным подходом, объединяющим в себе принципы долгосрочного и краткосрочного планирования, геологического и технологического моделирования процессов подготовки запасов и добычи УВ, проектного, финансового и вероятностного анализа. Система включает геоинформационную систему (ГИС-систему) и комплекс моделей для проведения расчетов по геолого-экономической и стоимостной оценке нефтегазовых объектов и формированию программы их изучения и освоения (рис. 2).

В качестве основы для автоматизированных расчетов сформирован единый банк пространственно распределенных геологических, экономических и технологических данных, реализованный в рамках ГИС-системы. С его помощью осуществляются сбор, визуализация, контроль, корректировка и передача данных в программный комплекс геолого-экономической оценки. Созданный банк данных представляет собой отдельный продукт и может использоваться при решении широкого ряда информационных задач, возникающих при разработке программы изучения и освоения МСБ региона.

Для прогноза показателей освое-



ния единичных нефтяных и газоконденсатных объектов используется разработанный авторами программный комплекс “Стратегия”. ПК “Стратегия” объединяет ряд количественных моделей, предназначенных для прогнозирования показателей геолого-экономической и стоимостной оценки таких объектов, базы исходных данных по этим объектам, а также ряд функциональных модулей для обработки и анализа результатов расчетов. Количественные модели, входящие в состав ПК “Стратегия”, а также организация обмена данными между ними соответствуют этапам и последовательности проведения оценки объектов – подсчет запасов и ресурсов УВ, расчет показателей подготовки запасов, расчет технологических показателей разработки, расчет издержек, определение показателей экономической эффективности. При построении моделей учтены все основные факторы, влияющие на эффективность, благодаря чему обеспечивается максимальная точность оценок эффективности принимаемых решений. Описание ПК “Стратегия”, ГИС-системы и возможностей их использования для решения различных управленческих задач в нефтегазовой отрасли опубликовано в [6-8].

Общая структура функционирования постоянно действующей системы приведена на рис. 3. Создание постоянно действующей компьютерной системы способствует принятию обоснованных управленческих решений по вопросам инвестирования и реализации программы.

#### **Применение разработанного методического подхода и инструментария на примере формирования и оценки эффективности программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений УВ-сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)**

**Анализ основных экономико-географических и социально-политических процессов и факторов.** В соответствии с “Энергетической стратегией России на период до 2020 года” добыча нефти и газа будет осуществляться и развиваться наряду

Рис. 2. Постоянно действующая система геолого-экономической и стоимостной оценки запасов и ресурсов УВ-сырья



ду с традиционными нефтегазодобывающими районами (Западная Сибирь, Поволжье, Северный Кавказ) в новых нефтегазовых провинциях Восточной Сибири, Дальнего Востока, Европейского Севера (Тимано-Печорский регион) и юга России (Северо-Каспийская провинция). Развитие нефтедобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке обусловлено экономическими, социальными и геостратегическими интересами. Оно позволит России восполнить падение добычи в традиционных добывающих центрах, обеспечить бесперебойное топливно-энергетическое снабжение восточных регионов страны и выйти на перспективный, быстро развивающийся энергетический рынок стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Емкость и растущий спрос на рынке нефти и газа стран АТР делают актуальным поворот интересов нефтяной и газовой отрасли на восток. Доля стран АТР в экспорте российской нефти возрастет с 3 % в настоящее время до 30 % к 2020 г., а природного газа – до 15 %. Для обеспечения внутреннего спроса и экспортных потребностей на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока будут сформированы мощные центры нефтяной и газовой промышленности. В соответствии с “Энергетической стратегией...” доля этих районов в суммарной добыче нефти может увеличиться к 2020 г. до 18 %, газа – до 14 % по сравнению с 1,2 и 1,3 % в 2000 г. Основные показатели развития нефтегазового комплекса России, в том числе Восточной Сибири, предусмотренные “Энергетической стратегией...”, при-

ведены в таблице. Добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) к 2020 г. может достичь 80 млн т в год. На шельфе Сахалина добыча нефти к 2010 г. планируется в объеме 25-26 млн т и стабилизируется до 2020 г. на этом уровне. Ежегодная добыча газа в этих регионах может увеличиться до 50 млрд м<sup>3</sup> к 2010 г. и до 110 млрд м<sup>3</sup> к 2020 г.

Таким образом, Восточная Сибирь будет играть важную роль в развитии нефтегазового комплекса России на период до 2020 г. Для реализации расширенного воспроизводства МСБ необходима активная политика в области лицензирования недр. В частности, требуемый прирост запасов нефти на не выявленных в настоящее время месторождениях Восточной Сибири до 2020 г. оценивается в 1,0-1,2 млрд т. Выход России на азиатско-тихоокеанский энергетический рынок определяет необходимость создания трубопроводной системы в направлении Тихоокеанского побережья. Учет всех экономических и геополитических особенностей освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири обуславливает необходимость создания единой, экономически обоснованной государственной программы.

Вопросам оценки перспектив формирования и развития в Восточной Сибири нового крупного центра нефтяной и газовой промышленности в последние годы посвящено много работ [2, 9-16]. Важным шагом для начала масштабного освоения нефтяных ресурсов Восточной Сибири явилось решение Правительства РФ № 1737-р

от 31 декабря 2004 г. о разработке программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений УВ-сырья Восточной Сибири и Дальнего Востока и комплексе мер, связанных с проектированием и строительством единой нефтепроводной системы в направлении рынка стран АТР ("Восточная Сибирь–Тихий океан") общей мощностью 80 млн т нефти. В настоящее время указанная программа утверждена МПР России (приказ № 219 от 29.07.2005 г.).

**Цель и основные задачи программы.** Цель программы – ресурсное обеспечение проектируемой трубопроводной системы "Восточная Сибирь–Тихий океан" посредством обоснования проведения ГРП и лицензирования недр территорий Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Основные задачи программы: развитие сырьевой базы нефтегазодобычи Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), обеспечивающей достижение показателей прироста и добычи УВ, определенных "Энергетической стратегией...", и планируемые уровни загрузки экспортного трубопровода "Восточная Сибирь – Тихий океан"; создание новых перспективных цент-

ров добычи нефти и газа; реализация рациональной последовательности ГРП и лицензирования территорий Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) на период до 2020 г.

**Анализ состояния МСБ региона и возможностей ее наращивания.**

Регионы Восточной Сибири обладают значительными запасами и ресурсами нефти и газа. В соответствии с оценкой по состоянию на 01.01.2004 г. общий объем извлекаемых запасов нефти категорий  $C_1$  и  $C_2$  юга Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) составляет 1122 млн т, в том числе в Эвенкийском АО – 591 млн т, Иркутской области – 223 млн т, Республике Саха (Якутия) – 308 млн т. Объем извлекаемых запасов природного газа категорий  $C_1$  и  $C_2$  составляет 5708 млрд  $m^3$ , том числе в Красноярском крае – 113 млрд  $m^3$ , Эвенкийском АО – 1055 млрд  $m^3$ , Иркутской области – 2263 млрд  $m^3$ , Республике Саха (Якутия) – 2277 млрд  $m^3$ .

На рассматриваемой территории выявлены и разведаны крупные месторождения нефти и газа. Среди открытых (более 60) нефтегазовых месторождений на 16 извлекаемые запасы превышают 100 млн т у.т., а на

3 – 1 млрд т у.т. Наиболее крупными по запасам нефти являются Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Верхне-чонское и Талаканское месторождения. По запасам газа выделяются уникальные Ковыктинское и Чаяндинское месторождения. В настоящее время ведутся опытно-промышленная разработка отдельных месторождений нефти, добыча газа в локализованном Норильском районе – около 5 млрд  $m^3$  в год и Республике Саха (Якутия) – около 1,6 млрд  $m^3$ . Вместе с тем уже к середине 80-х гг. уровень разведанных запасов позволял приступить к промышленной разработке нефтяных и газовых месторождений.

Наряду с разведанными запасами территория Восточной Сибири располагает значительными прогнозными и перспективными ресурсами нефти и газа, оценка которых во много раз превосходит имеющиеся запасы. По состоянию на 01.01.2004 г. объем извлекаемых ресурсов нефти категорий  $C_3$  и  $D_1$  Восточной Сибири составлял 4,7 млрд т, природного газа – 14,6 трлн  $m^3$ . Добычные возможности МСБ позволяют в перспективе обеспечить добычу нефти в объеме 80 млн т в год, газа – более 100 млрд  $m^3$ . Данные предпосылки определяют начало широкомасштабного освоения запасов и ресурсов нефти и газа Восточной Сибири в рамках единой программы освоения и лицензирования.

Месторождения природного газа Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) являются самыми богатыми в России и одними из самых богатых в мире по содержанию гелия. При добыче природного газа порядка 40-60 млрд  $m^3$  в год из недр будет извлекаться 120-150 млн  $m^3$  гелия, что соответствует годовой общемировой потребности в этом газе. В перспективе в связи с развитием передовых технологий предполагается значительный рост возможных объемов продаж гелия. При планировании освоения газовых месторождений необходимо в обязательном порядке предусмотреть строительство газоперерабатывающих заводов для извлечения гелия и других ценных компонентов. Расчеты показывают, что за 30 лет эксплуатации газовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) можно произвести 3-5 млрд  $m^3$  ге-

Рис. 3. Общая структура функционирования постоянно действующей системы экономического обоснования инвестиционных, производственных и финансовых решений в области подготовки сырьевой базы



## Основные показатели развития нефтегазового комплекса, предусмотренные “Энергетической стратегией России на период до 2020 года”

Показатели (нефть/природный газ)	Нефть	Природный газ
Годовой объем добычи, млн т/млрд м <sup>3</sup> , всего	450–520	680–730
В том числе:		
в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)	50–80	55–110
на Дальнем Востоке (шельф о-ва Сахалин)	25–26	
Прирост запасов до 2020 г., млрд т/трлн м <sup>3</sup> , всего	7,5–10,0	11,2–18,8
В том числе:		
на невыявленных месторождениях Восточной Сибири, Дальнего Востока и Республики Саха (Якутия)	1,0–1,2	–
Годовой объем экспорта (по России в целом), млн т/млрд м <sup>3</sup>	140–310	235–245
Доля стран АТР в экспорте, %	30	15

лия. Часть его будет направляться на внутренний рынок, часть — на растущий мировой рынок. Однако производство гелия в регионе превысит прогнозируемый рост спроса. Для сохранения и последующей утилизации гелия необходимо создание подземных хранилищ вместимостью не менее 1 млрд м<sup>3</sup>, что позволит приступить к освоению газовых ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) без потерь ценного стратегического продукта.

**Оценка внутреннего и внешнего рынков сбыта УВ, их состояния и перспектив развития.** Нефть и природный газ месторождений Восточной Сибири могут потребляться как на внутреннем региональном рынке, так и поставляться на экспорт, преимущественно в страны АТР.

Внутренний спрос на нефть в рассматриваемых регионах формируется потребностью в сырой нефти нефтеперерабатывающих заводов Восточной Сибири и Дальнего Востока. В 2003 г. эти заводы (Ачинский НПЗ, Ангарская НХК, Хабаровский НПЗ, Комсомольский НПЗ), по данным INFOline [17], переработали 25 млн т нефти, поставляемой в основном из Западной Сибири. По имеющимся оценкам для удовлетворения перспективных потребностей региона в нефтепродуктах на существующих НПЗ Восточной Сибири и Дальнего Востока необходимо перерабатывать в 2010 г. — 25–28 млн т, в 2015 г. — 27,7–29,7 млн т, в 2020 г. — 29–32 млн т. Эти объемы нефтепереработки мож-

но обеспечивать за счет поставок нефти с месторождений как Западной, так и Восточной Сибири.

По оценкам ведущих зарубежных и отечественных организаций в области прогнозирования топливно-энергетических рынков прирост нетто-импорта нефти стран АТР по отношению к 2000 г. составит в 2005 г. — 177–321 млн т, в 2010 г. — 392–621 млн т, в 2015 г. — 690–914 млн т, в 2020 г. — 858–1228 млн т. Учитывая быстрый прирост потребности в импорте, а также растущее стремление основных потребителей диверсифицировать источники поставок и снизить зависимость от ближневосточной нефти, можно предполагать, что дополнительные 50–80 млн т восточно-сибирской нефти найдут платежеспособный спрос в странах АТР.

Прогноз внутренней потребности восточных районов страны в природном газе базируется на оценках платежеспособного спроса, возникающего в связи с возможностями переориентации топливного баланса региона с угля и мазута на газ. По имеющимся оценкам потребность Восточной Сибири и Дальнего Востока, включая Республику Саха (Якутия), в природном газе увеличится с 7,3 млрд м<sup>3</sup> в 2000 г. до 22,2 млрд м<sup>3</sup> в 2010 г. и составит к 2020 г. около 35 млрд м<sup>3</sup>. Потребность Дальнего Востока предполагается удовлетворять за счет месторождений сахалинского шельфа, и, таким образом, с месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) на местные нужды необходимо поставлять около 17 млрд м<sup>3</sup> при-

родного газа. Кроме того, необходимо учитывать, что существуют предложения ОАО “Газпром” по строительству газопровода от Ковыктинского месторождения на запад для удовлетворения потребностей промышленных центров Западной Сибири и соединения с существующей системой газопроводов. При таком сценарии развития газовой промышленности Восточной Сибири потребность в поставках восточно-сибирского газа перекроет все потенциальные объемы производства.

Спрос на газ в странах АТР имеет устойчивую тенденцию к росту. Потребность в импорте природного газа в странах, являющихся наиболее вероятными покупателями восточно-сибирского газа, по имеющимся оценкам составит: в Китае к 2010 г. — 15 млрд м<sup>3</sup>, к 2020 г. — 60 млрд м<sup>3</sup>; в Республике Корея к 2010 г. — 6 млрд м<sup>3</sup>, к 2020 г. — 15 млрд м<sup>3</sup>; в Японии к 2020 г. — 10 млрд м<sup>3</sup>. Остальные потребности будут по-прежнему удовлетворяться поставками сжиженного природного газа (СПГ). Если предположить, что восточно-сибирский газ будет экспортироваться в Китай и Республику Корея, а сахалинский газ в Японию, то к 2010 г. потребность в экспорте из Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) составит до 16 млрд м<sup>3</sup>, а к 2020 г. — до 75 млрд м<sup>3</sup>.

Таким образом, существует множество вариантов потребления нефти и газа восточно-сибирских месторождений как внутри страны, так и в странах АТР. При любом развитии ситуации спрос достаточен для того, чтобы считать разработку этих месторождений реальной с постепенным выходом объемов производства на максимум, определяемый на основе добычных возможностей.

**Перспективные центры нефтегазодобычи. Возможные направления транспортировки добытого сырья.** Месторождения Восточной Сибири группируются в вытянутые зоны нефтегазонакопления, что позволяет создать единый транспортный коридор для нефти и газа и минимизировать затраты на освоение. Одним из результатов работы по формированию программы явилась Карта геолого-экономического обоснования подготовки и освоения



ресурсной базы УВ-сырья Восточной Сибири (рис. 4), на которой показаны объекты УВ-сырья, возможные направления транспортировки нефти и газа, выделены участки, прилегающие к трассам трубопроводов. Территорией охвата принят коридор шириной 200 км с нефте- или газопроводом в осевой части, т.е. коммерчески доступная сырьевая база, которая будет осваиваться в первую очередь.

Каждое из крупных месторождений нефти и газа (Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Верхнечонское, Талаканское, Ковыктинское и Чаяндинское) может стать базовым для начала освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири. Территориальное положение этих месторождений и степень их подготовленности таковы, что позволяют на данный момент выделить два перспективных центра нефтедобычи – Юрубчено-Куюмбинский и Талаканско-Верхнечонский и два перспективных центра газодобычи – Ковыктинский и Чаяндинский. К базовым месторождениям примыкают месторождения-спутники, которые также будут осваиваться в первую очередь.

Существует ряд вариантов маршрутов строительства магистральных нефте- и газопроводов как с целью обеспечения потребностей Восточной Сибири и Дальнего Востока в нефти и газе, так и экспорта УВ в страны АТР. На сегодняшний день наиболее вероятная трасса прохождения нефтепровода определена: Правительство РФ приняло решение № 1737-р от 31.12.2004 г. о строительстве нефтепроводной системы “Восточная Сибирь – Тихий океан” по маршруту Тайшет (Иркутская область) – Сковородино (Амурская область) – бухта Перевозная (Приморский край) (см. рис. 4). В 2003 г. ОАО “Газпром” разработан проект программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР, предлагающий комплексный подход к освоению газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока в соответствии с задачами социально-экономического развития региона и страны в целом. Этим про-

ектом предусматривается строительство магистрального газопровода из Восточной Сибири в восточном направлении, а также подключение его к единой системе газоснабжения, рассматриваются возможные варианты трасс.

**Сценарии подготовки запасов, добычи и переработки УВ.** На основе анализа сырьевой базы в пределах рассматриваемой территории были выделены объекты разной степени изученности и освоенности, определены их основные параметры, создана база данных, включающая около 75 нефтяных и 130 газоконденсатных объектов.

Были рассмотрены различные сценарии подготовки запасов и добычи УВ. Сценарий I сформирован на основе запасов категорий  $C_1+C_2$  по базовым месторождениям; сценарий II – на основе запасов категорий  $C_1+C_2$  по базовым месторождениям и месторождениям, прилегающим к трассам нефте- и газопроводов (месторождениям-спутникам); сценарий III – на основе запасов и ресурсов категорий  $C_1+C_2+C_3+D_1$  месторождений, прилегающих к перспективным центрам нефтегазодобычи и трассам нефте- и газопроводов.

Для извлечения из газа ценных компонентов – этана, пропана, бутана, гелия – в технико-экономических расчетах предусматривались строительство газоперерабатывающего завода и создание искусственных подземных хранилищ гелия.

**Основные показатели программы освоения нефтяных ресурсов.** К первоочередным объектам освоения относятся базовые месторождения (Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Верхнечонское и Талаканское) и месторождения-спутники. Разработку базовых месторождений предполагается начать с 2005 г. По оценкам СНИИГГиМСа освоение запасов крупных базовых месторождений (сценарий I) позволит уже в ближайшее время (до 2015 г.) обеспечить добычу нефти на уровне 30 млн т в год. При освоении этих месторождений необходим перевод запасов категории  $C_2$  в категорию  $C_1$  в объеме 311,8 млн т. Вовлечение в освоение запасов и ресурсов месторождений-спутников (сценарий II) позволит к

2020 г. увеличить годовую добычу нефти до 36-37 млн т.

На рис. 5 представлены основные показатели подготовки запасов и добычи нефти на перспективу до 2030 г. Прогнозирование уровней добычи нефти и газа за счет перспективных и прогнозных ресурсов осуществлялось по 12 нефтегазоносным зонам территории Восточносибирской плиты, включающим базовые месторождения, месторождения-спутники и перспективные лицензионные территории.

Для поддержания темпов роста добычи нефти, обеспечивающих постепенную загрузку экспортного трубопровода до уровня 56 млн т в год в 2020 г. и 80 млн т в год в 2025 г. (и поддержания этого уровня в течение длительного времени), необходимо дополнительно прирастить запасы за счет перспективных и прогнозных ресурсов категорий  $C_3$  и  $D_1$  (сценарий III), обеспечив тем самым общий прирост запасов промышленных категорий в объеме около 1,49 млрд т к 2020 г. Для достижения максимального уровня загрузки в 80 млн т в год к 2025 г. потребуются прирастить запасы в объеме около 1,7 млрд т, в том числе 311,8 млн т за счет базовых месторождений и 53,0 млн т – месторождений-спутников, а также 1347,5 млн т – ресурсов категорий  $C_3$  и  $D_1$ . При этом затраты на ГРП за счет госбюджета на первых этапах реализации проекта (2005 г.) должны составлять не менее 1,5 млрд р. в год. Общие затраты на подготовку запасов базовых месторождений достигнут 2,3 млрд дол. Удельные затраты при этом составят порядка 1 дол/баррель. Затраты на подготовку запасов всех рассматриваемых объектов оцениваются в размере 21,4 млрд дол., удельные затраты – 1,4 дол/баррель.

С учетом того, что основную часть добываемой нефти предполагается направлять на экспорт в страны АТР, точкой выхода нефти Юрубчено-Куюмбинского добывающего центра на экспортный нефтепровод является Тайшет (через Нижнюю Пойму), Талаканско-Верхнечонского центра – Казачинское. Предполагается, что транспортировка нефти на рынки стран АТР будет осуществляться по магистральным нефтепроводам ОАО “АК

Рис. 4. Карта геолого-экономического обоснования подготовки и освоения ресурсной базы углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)

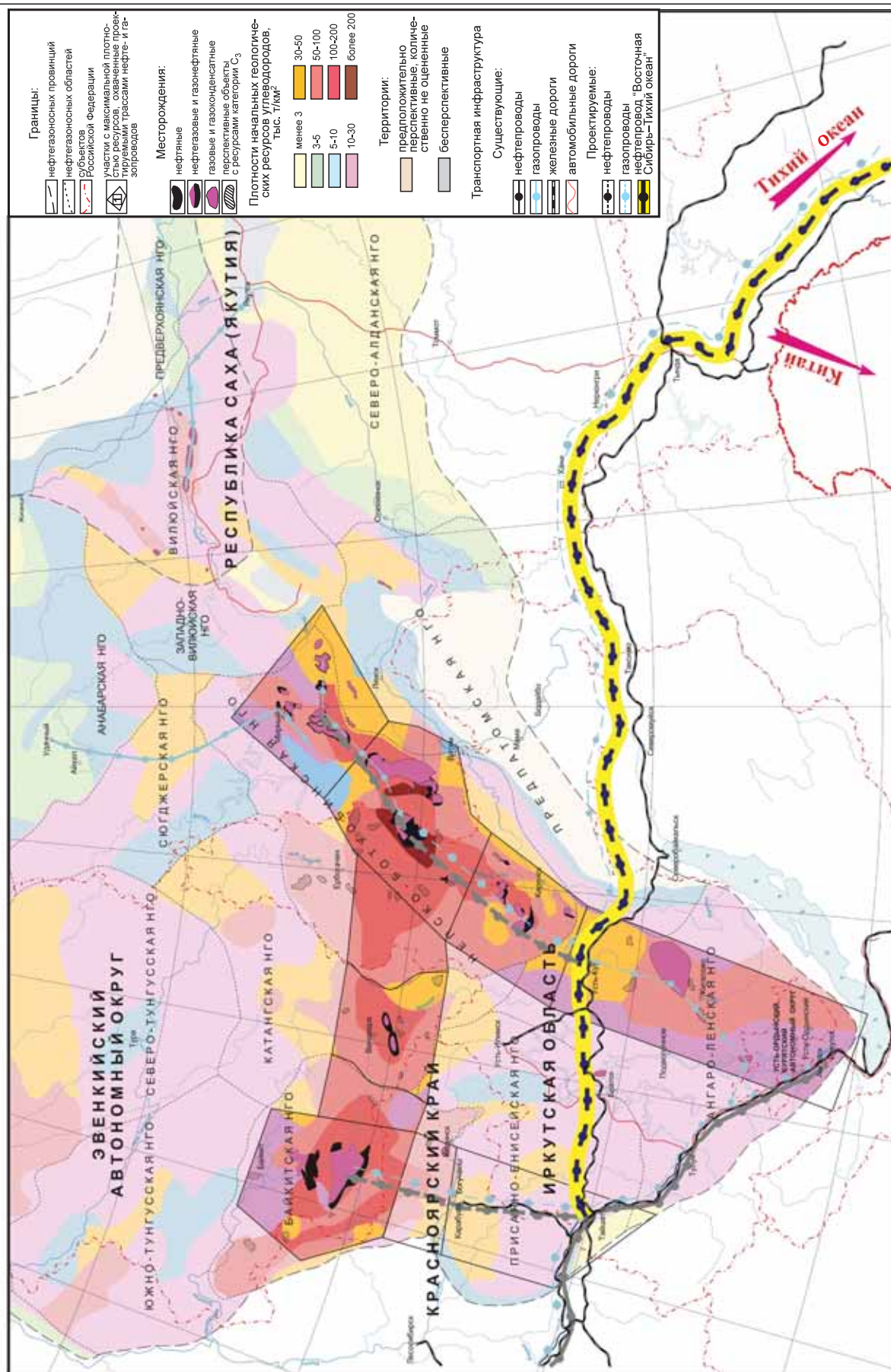
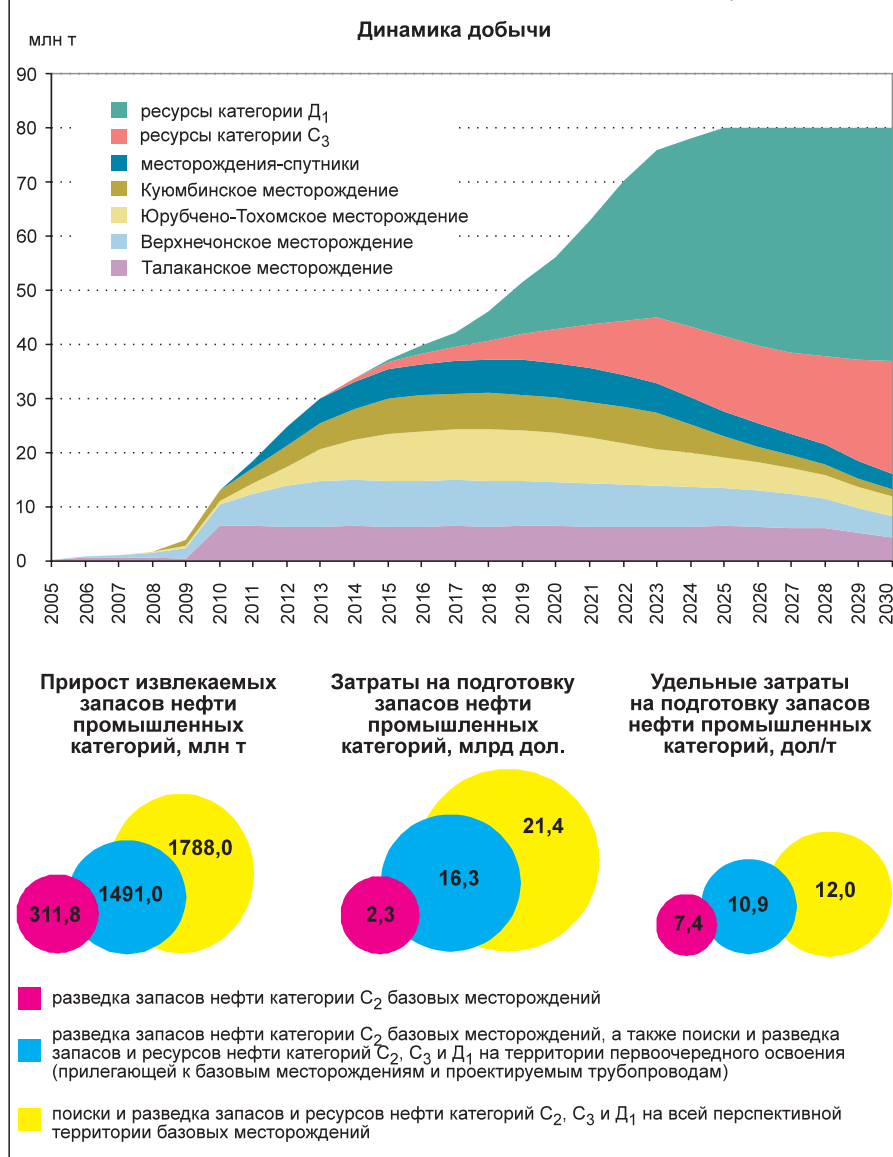




Рис. 5. Основные показатели подготовки запасов и добычи нефти



тигнутый уровень добычи в течение длительного периода. Общий прирост запасов газа до 2030 г. составит 4,45 трлн м<sup>3</sup>.

Затраты на проведение ГРП оцениваются в объеме 3,7 млрд дол. Предполагается, что транспортировка газа к внутренним и внешним потребителям будет осуществляться по магистральным газопроводам в соответствии с планируемой транспортной схемой на основе предложений ОАО "Газпром", предполагающих создание для месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) единой транспортной сети. Капитальные вложения в добычу, транспорт и переработку природного газа составят 16,8 млрд дол.

#### Программа лицензирования.

Для последовательного и планомерного наращивания ресурсной базы нефти и газа Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) необходимо разработать, согласовать на всех уровнях и реализовать научно обоснованную государственную программу лицензирования недр, в которой предусмотреть очередность подготовки и распределения участков недр в пользование с позиции максимизации доходов государственного бюджета и необходимости расширенного воспроизводства сырьевой базы нефти и газа. С целью формирования программы лицензирования территории Сибирской платформы была разделена на участки. К основным принципам реализации программы относятся:

сплошное покрытие лицензионными участками территории первоочередного освоения вблизи перспективных центров добычи УВ и трасс предполагаемых нефте- и газопроводов;

выделение достаточно крупных лицензионных участков площадью около 4000 км<sup>2</sup>, содержащих значительные экономически рентабельные ресурсы нефти и газа для привлечения крупных компаний – реальных инвесторов;

определение очередности лицензирования участков нераспределенного фонда недр с выделением участков и их блоков, лицензирование и освоение которых возможны в ближайшее время.

По каждому участку определяются

"Транснефть". Затраты на транспортировку при проведении расчетов учитываются через тариф. Общие капитальные вложения в добычу и транспорт нефти составят около 78 млрд дол.

**Основные показатели программы освоения газовых ресурсов.** На территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) дополнительно выделено 4 газодобывающие зоны. Первоочередными объектами освоения выступают базовые месторождения перспективных центров (Чаяндынское и Ковыктинское), а также месторождения-спутники. Разработку базовых месторождений предполагается начать с 2008 г. Для обеспечения

к 2020 г. годового объема добычи природного газа не менее 100 млрд м<sup>3</sup> (73,6 млрд м<sup>3</sup> – за счет запасов перспективных центров, 13,3 млрд м<sup>3</sup> – за счет запасов месторождений-спутников и 16,7 млрд м<sup>3</sup> – за счет ресурсов категории С<sub>3</sub>) необходимо прирастить извлекаемые запасы категории С<sub>1</sub> в объеме примерно 2,64 трлн м<sup>3</sup> за счет запасов и ресурсов категорий С<sub>2</sub> и С<sub>3</sub>. Этот прирост позволит обеспечить годовую добычу газа на уровне 100 млрд м<sup>3</sup> до 2030 г. без вовлечения в разработку запасов, получаемых из ресурсов категории Д<sub>1</sub>. Прирост последних за рассматриваемый период прогнозируется в объеме 1,8 млрд м<sup>3</sup> и позволит сохранить дос-



Working out of the program of geological surveying and development of a region's mineral resources, e.g. hydrocarbon (HC) resources, consists of a number of interrelated successive stages: from the analysis of the resource base for oil and gas production and potentialities of its increasing and of reserves preparation, production, and crude transportation scenarios, as well as of marketing researches and making of calculations by individual program components and up to development of the program and assessment of its effectiveness.

The basis for determining the program effectiveness is economic-geological evaluation and cost estimate of fields. The major index of the program effectiveness is net discounted income (NDI) obtained as a result of implementation of the program. Other indices analyzed are the internal rate of return (IRR), payback period, and profitability index. *The commercial effectiveness and budgetary efficiency* are also assessed. The large scale and long term of the program presuppose assessment of *the public and regional effectiveness* characterizing socioeconomic consequences of the program implementation for the whole country and for regions within which it is realized. Besides, the probabilistic analysis and risk assessment are obligatory.

An on-line computerized system is developed for calculations related to working out and assessment of the effectiveness of the HC resources development program for Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia). The system includes a GIS and *Strategiya* (or *Strategy*) bundled software.

Key indices of the HC development program for Eastern Siberia and the Re-

public of Sakha (Yakutia) were justified based on the developed technical approach and tools.

Of over 60 oil and gas fields discovered there, 16 fields have over 100 million t of recoverable reserves and 3 fields over 1 billion t. In the south of Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia), the total amount of crude oil and natural gas recoverable reserves under C<sub>1</sub> and C<sub>2</sub> category comes to 1,122 million t and 5,708 billion m<sup>3</sup>, respectively. The territory also has considerable geological and hypothetical oil and gas resources the estimate of which surpasses available reserves tenfold.

Development of production there will allow Russia to compensate for its drop in traditional oil and gas producing regions and enter a new rapidly developing Asia-Pacific market.

Calculations show that development of base oil fields will ensure production of 30 million t a year of oil; this, however, will require conversion of 311.8 million t of C<sub>2</sub> category reserves to C<sub>1</sub> category reserves. Development of satellite fields will enable increasing oil production up to 36–37 million t a year by 2020; required additions to reserves will come to 53.0 million t. To maintain production rates ensuring gradual loading of the export pipeline up to 56 million t a year in 2020 and up to 80 million t a year in 2025, the resource base should be increased by additional 1,347.5 million t due to geological and hypothetical resources under C<sub>3</sub> and D<sub>1</sub> categories. Exploration costs are estimated at \$21.4 billion, per unit costs at \$1.4 per barrel, and capital investments in oil production and transportation at \$78 billion.

Annual natural gas production may come to 100 billion m<sup>3</sup>, including 73.6 bil-

lion m<sup>3</sup> from base fields, 13.3 billion m<sup>3</sup> from satellite fields, and 16.7 billion m<sup>3</sup> due to C<sub>3</sub> category resources. Recoverable C<sub>1</sub> category reserves should be increased for this purpose by approximately 2.64 trillion m<sup>3</sup> from reserves under C<sub>2</sub> and C<sub>3</sub> categories. Additions to reserves from D<sub>1</sub> category resources forecast in the amount of 1.8 billion m<sup>3</sup> will allow maintaining the achieved production level for a long period. Exploration costs will come to \$3.7 billion and capital investments in natural gas production, transport, and processing to \$16.8 billion.

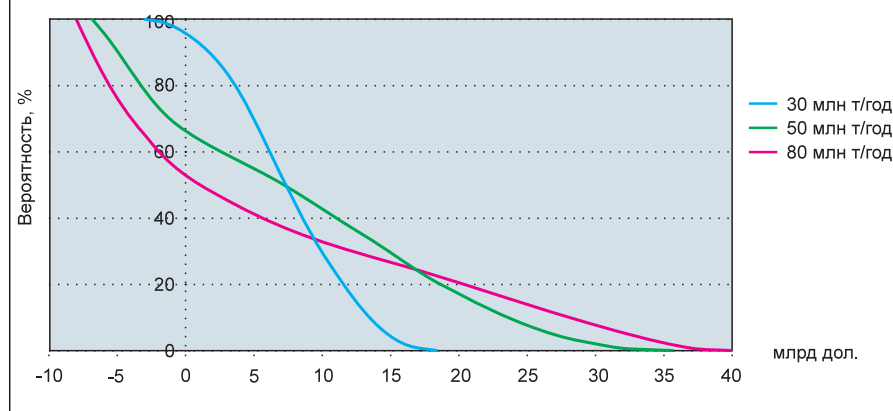
In Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia), development of oil resources may ensure, depending on the scenario, the investor's NDI of \$5–6 billion (at the discount rate of 10%), IRR of 18–25%, and payback period of 8–12 years (adjusted for discounting). When developing gas resources, the investor's NDI will come to \$5 billion, IRR to 15%, and payback period to 16 years (adjusted for discounting). Budget NDI may amount to \$29–44 billion, including \$13–28 billion and \$16 billion due to development of oil and gas resources, respectively. Implementation of the program will ensure reliable fuel and energy supply to the industry and social sphere of the Siberian Federal District. Main and related industries will employ over 20 thousand persons. An increase in internal gas consumption in Eastern Siberia will contribute to environmental improvement due to switch of production facilities to pollution-free fuel and to enhancement of efficiency of production due to the use of gas in non-ferrous metallurgy, the chemical, engineering, construction materials, and other industries.

основные показатели: площадь, объемом извлекаемых запасов, прирост запасов промышленных категорий, потенциальный годовой объем добычи УВ. Перспективные на нефть и газ территории, предлагаемые к лицензированию, имеют площадь свыше 600 тыс. км<sup>2</sup>. Согласно программе лицензирования выделяется 213 перспективных лицензионных участков площадью от 1 до 5 тыс. км<sup>2</sup>. Это коммерчески доступная сырьевая база,

которая будет осваиваться в первую очередь. Оценка изученности, ресурсного и экономического потенциала участков позволяет определить очередность их лицензирования. Наиболее перспективные, а также уже подготовленные к лицензированию участки предлагается распределить в течение ближайших 2 лет. Участки, предлагаемые к лицензированию в 2007 г. и последующих годах, как правило, слабо изучены сейсморазведкой и

глубоким бурением, на их территории нет выявленных запасов и перспективных ресурсов нефти и газа. В связи со слабой изученностью инвестиционная привлекательность этих территорий на настоящее время невысока. Для ее повышения предлагается выполнить на слабоизученных участках цикл ГПП, финансируемых за счет госбюджета. После того как часть ресурсов на участке будет переведена в запасы категорий C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub>, участок мо-

Рис. 6. Вероятностное распределение оценки чистого дисконтированного дохода (ставка дисконтирования – 10 %) государства



жет быть продан с аукциона для дальнейшей разведки залежей и их последующего освоения.

#### Эффективность программы.

Оценка эффективности программы выполнялась в постоянных ценах 2002 г. В расчетах предполагалось, что нефть поступает на экспорт в полном объеме, а доля экспортируемого природного газа составляет 70 %. Цены реализации продукции приняты в следующем размере: нефть на внешнем рынке – 160 дол/т; природный газ на внешнем рынке – 110 дол/тыс. м<sup>3</sup>, на внутреннем – 60 дол/тыс. м<sup>3</sup>; конденсат на внутреннем рынке – 120 дол/т; продукция газопереработки – 100-115 дол/т; товарный гелий – 1,4 дол/ м<sup>3</sup>. Данный расчет может рассматриваться как нижняя граница оценки эффективности программы. При сложившемся в настоящее время уровне цен на нефть и с учетом существующих прогнозов его сохранения на длительную перспективу эффективность программы и соответственно привлекательность нефтегазовых объектов Восточной Сибири для инвестирования значительно повышаются.

**Коммерческая эффективность.** Освоение нефтяных ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) может обеспечить, в зависимости от сценария, следующие показатели эффективности для инвестора: чистый дисконтированный доход (ЧДД) при ставке дисконтирования 10 % – 5-6 млрд дол., внутренняя норма доходности (ВНД) – 18-25 %, срок окупаемости с учетом дисконтирования –

8-12 лет. Освоение газовых ресурсов (при добыче газа в объеме 100 млрд м<sup>3</sup> в год) может обеспечить ЧДД в размере 5 млрд дол., ВНД – 15 %, срок окупаемости с учетом дисконтирования – 16 лет. Суммарный ЧДД от реализации программы может составить около 11 млрд дол.

**Бюджетная эффективность.** ЧДД бюджета в результате реализации программы может составить в зависимости от сценария 29-44 млрд дол., в том числе от освоения нефтяных ресурсов – 13-28 млрд дол., газовых ресурсов – 16 млрд дол. Доходы субъектов РФ могут составить около 10-15 млрд дол.

На рис. 6 приведено вероятностное распределение оценки ЧДД государства при различных сценариях освоения запасов и ресурсов нефти Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). С ростом объемов добычи и транспортировки потенциальный доход государства увеличивается от 13 до 28 млрд дол. Однако увеличивается и капитал риска, под которым с точки зрения государства можно понимать затраты бюджета на финансирование ГРП на стадии выявления структур и затраты на финансирование строительства нефтепроводов. Основным способом снижения риска программы является проведение ГРП, сопровождаемое оценкой их результатов и корректировкой дальнейших шагов в реализации программы. При этом важным моментом является то, что затраты бюджета на финансирование ГРП относительно невелики по сравнению с общими затратами и

общими рисками программы, а также общими доходами бюджета от ее реализации. Часть средств, потраченных на ГРП, может быть возвращена государству путем бонусных платежей при лицензировании.

**Общественная и региональная эффективность.** Реализация программы позволит добиться бездефицитного топливно-энергетического обеспечения промышленности и социальной сферы Сибирского федерального округа. На основных и сопутствующих производствах будет создано более 20 тыс. рабочих мест. Рост внутреннего потребления газа в Восточной Сибири позволит улучшить экологическую ситуацию за счет перехода производственных мощностей на экологически чистое топливо, а также приведет к росту эффективности производства за счет использования газа в цветной металлургии, химии, машиностроении, промышленности строительных материалов и других отраслях. Косвенные доходы государства от реализации программы могут составить более 80 млрд дол., в том числе субъектов РФ – 30 млрд дол., общие доходы с учетом косвенных выгод – 128 и 45 млрд дол. соответственно.

Таким образом, проведенный анализ свидетельствует об эффективности программы освоения ресурсов УВ Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Наиболее высокие показатели ЧДД для инвестора и государства обеспечивает сценарий программы, предусматривающий добычу нефти в объеме 80 млн т в год.

**Управление программой.** Реализация программы потребует консолидации усилий и координации действий различных министерств, ведомств, частных компаний, федеральных и территориальных органов управления, сочетания их интересов с общепрограммными целями и задачами. Опыт осуществления крупных межотраслевых программ свидетельствует, что для решения этих задач необходимо создание надведомственных органов управления программами.

Структура системы управления крупной программой в области нефтегазодобычи, статус ее управляющих органов и их функции существенно различаются на различных стадиях разработки и реализации програм-

Рис. 7. Стадийность и управленческий аспект разработки и реализации программ подготовки и освоения запасов и ресурсов нефти и газа крупных перспективных регионов

СТАДИИ разработки и реализации программы	Разработка программы (предынвестиционная стадия)				Реализация программы	
	Научные исследования		Проектная подготовка программы			
	Программная идея	Исследование возможностей, анализ вариантов	Предварительное ТЭО	ТЭО	Инвестиционная стадия	Стадия эксплуатации
ОРГАН исполнения и управления	Организация, ответственная за разработку программы, рабочая группа	Организация, ответственная за разработку программы, рабочая группа	Организация, ответственная за разработку программы, рабочая группа Администрация программы	Администрация программы	Администрация программы	Администрация программы
ЗАДАЧИ	Руководство и подготовка проекта программы, информационное обеспечение		Руководство подготовкой программы, информационное обеспечение	Управление программой	Управление программой	Управление, оперативный контроль за выполнением

Текущее состояние разработки программы комплексного изучения и освоения запасов и ресурсов нефти и газа Восточной Сибири

мы. На рис. 7 представлены основные стадии разработки и реализации программы, а также соответствующие им организация управления програм-

мой и функции органов управления на каждой из стадий. С точки зрения представленной стадийности в настоящее время программа по Восточной

Сибири и Республике Саха (Якутия) находится на промежуточном уровне стадий исследования возможностей и проектной подготовки программы.

## Литература

1. Методологические положения разработки крупных территориальных программ // Под ред. А.Г.Аганбегяна, Р.И.Шнипера. — Новосибирск: Наука, 1986.
2. Бандман М.К. Проблемные регионы ресурсного типа: программы, проекты и транспортные коридоры / М.К.Бандман, В.Ю.Малов. — Новосибирск, 2000.
3. Порядок разработки, утверждения и реализации федеральных целевых программ Российской Федерации и межгосударственных целевых программ, в которых участвует Российская Федерация (в редакции постановлений Правительства РФ от 13.09.1996 г. № 1101, от 22.04.2002 г. № 263).
4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. — М.: Экономика, 2000.
5. Виленский П.Л. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика / П.Л.Виленский, В.Н.Лившиц, С.А.Смоляк. — М.: Дело, 2002.
6. Герт А.А. Методика и программный комплекс для геолого-экономической оценки объектов углеводородного сырья при различных системах налогообложения / А.А.Герт, О.Г.Немова, Н.А.Супрунчик и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1999. — № 1.
7. Герт А.А. ПК "Стратегия" как инструмент оценки финансово-экономической эффективности геолого-разведочных работ / А.А.Герт, В.А.Антонов, К.Н.Волкова, О.Г.Немова // Технологии ТЭК. — 2004. — № 5. — С.88-93.
8. Герт А.А. Геоинформационное обеспечение обоснования стратегии геолого-разведочных работ и освоения нефтегазовых объектов на основе их стоимостной оценки / А.А.Герт, К.А.Жуков, В.В.Антонов // Материалы семинара "Использование ГИС-технологий ESRI и Leica Geosystems в нефтегазовой отрасли". — Тюмень, 26-28 мая 2004 г.
9. Конторович А.Э. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Республики Саха: сырьевая база, концепция формирования / А.Э.Конторович, В.С.Сурков, А.А.Герт и др. — Новосибирск, 1993.
10. Конторович А.Э. Суперпроект на пороге нового века. Перспективы создания в Восточной Сибири нового крупного центра нефтяной и газовой промышленности и основные направления его развития / А.Э.Конторович, Д.А.Гофман, А.А.Конторович, А.Г.Коржубаев, Д.В.Косяков, В.Р.Лившиц, А.Ф.Сафронов // Нефть России. — 2000. — № 9. — С.8-12.
11. Конторович А.Э. Перспективы развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) / А.Э.Конторович, И.В.Ёлкина, В.Р.Лившиц // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2003. — № 4. — С. 30-43.
12. Восточный трубопроводный комплекс // Нефтегазовая вертикаль. — 2002. — № 12 (79). — С.16-17.
13. Варламов А.И. Перспективы освоения ресурсов углеводородного сырья Восточной Сибири / А.И.Варламов, А.А.Герт, В.С.Старосельцев, К.Н.Волкова, П.Н.Мельников, О.Г.Немова, Н.А.Супрунчик // Разведка и охрана недр. — 2003. — № 11-12. — С. 32-40.
14. Герт А.А. Восточный коридор нефтепроводов: сравнительная экономическая эффективность вариантов / А.А.Герт, А.А.Оглы, В.Н.Харитонов, И.А.Вижина, О.Г.Немова, П.Н.Мельников, П.А.Петров // Регион: экономика и социология — 2004. — № 4. — С.157-173.
15. Варламов А.И. Комплексное освоение ресурсов и запасов углеводородов Сибирской платформы: инновации и потребность в инвестициях / А.И.Варламов, А.А.Герт, В.С.Старосельцев, В.С.Сурков, Н.В.Мельников, П.Н.Мельников, А.И.Сурнин // 4-й Международный форум "Топливо-энергетический комплекс России: региональные аспекты". Сб. тр. — Санкт-Петербург. — 6-9 апреля 2004.
16. Орлов В.П. Ресурсное обеспечение нефтегазовых магистралей Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2003. — № 3. — С.34-38.
17. Нефтеперерабатывающая промышленность России. — Обзор. Итоги 2003 года // <http://www.infoline.spb.ru>.



# ВЫРАБОТАННОСТЬ ЗАПАСОВ КАК ФАКТОР ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

С.С.Ежов (Топливо-энергетический независимый институт)



Сергей Сергеевич Ежов,  
заместитель директора,  
кандидат экономических  
наук

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) был введен Федеральным законом № 126-ФЗ с 1 января 2002 г. НДПИ заменил акциз на нефть, регулярные платежи за добычу и отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ). В соответствии с этим законом ставка НДПИ устанавливается в зависимости от мировых цен на нефть. С момента принятия закона ставка НДПИ была дважды увеличена, и с 1 января 2005 г. НДПИ исчисляется по следующей формуле:

$$C_{\tau} = 417 \cdot (Ц - 9) \cdot K / 261, \quad (1)$$

где  $C_{\tau}$  – ставка НДПИ, р/т;  $Ц$  – средний за налоговый период уровень цен на нефть сорта “Юралс”, долл/баррель;  $K$  – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ.

Ставка НДПИ применяется по отношению ко всей добываемой нефти вне зависимости от стадии разработки месторождений. Это негативно влияет на экономическую привлекательность разработки месторождений на ее завершающей стадии, которая характеризуется повышенными затратами. Для того чтобы продлить срок рентабельной разработки месторождений и стимулировать мероприятия, направленные на повышение рациональности использования истощенных запасов, было предложено предоставлять налоговые льготы по НДПИ для добычи нефти из таких запасов, а в качестве фактора дифференциации НДПИ использовать показатель выработанности запасов.

Показатель выработанности запасов определяется как накопленная добыча, деленная на величину начальных извлекаемых запасов промышленных категорий. С теоретической точки зрения выработанность яв-

ляется “идеальным” фактором дифференциации. В соответствии с действующей нормативной базой достижение высокой степени выработанности фактически означает приближение затрат к пределу оправданных с экономической точки зрения. В частности, в соответствии с “Временной классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов”, утвержденной Приказом МПР России № 126 от 07.02.2001 г., извлекаемые запасы углеводородов определяются как “часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета запасов экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды”.

Таким образом, достижение такого уровня затрат, при которых добыча становится экономически нерентабельной, автоматически по определению означает достижение 100%-й выработанности запасов. Причем высокие затраты на завершающей стадии добычи достигаются вне зависимости от начального качества запасов.

Как известно, основная часть запасов месторождений, на базе которых сегодня осуществляется добыча нефти, была оценена и утверждена еще во времена плановой экономики. Подсчет запасов осуществлялся на основании вариантных технико-экономических расчетов, при этом добыча нефти по проектам разработки рассчитывалась до того момента, когда уровень затрат на добычу сравнивается с уровнем замыкающих затрат. В соответствии с “Классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов”, утвержденной постановлением Совета Министров СССР № 299

от 8 апреля 1983 г., “извлекаемые запасы — часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат (замыкающих) и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды”.

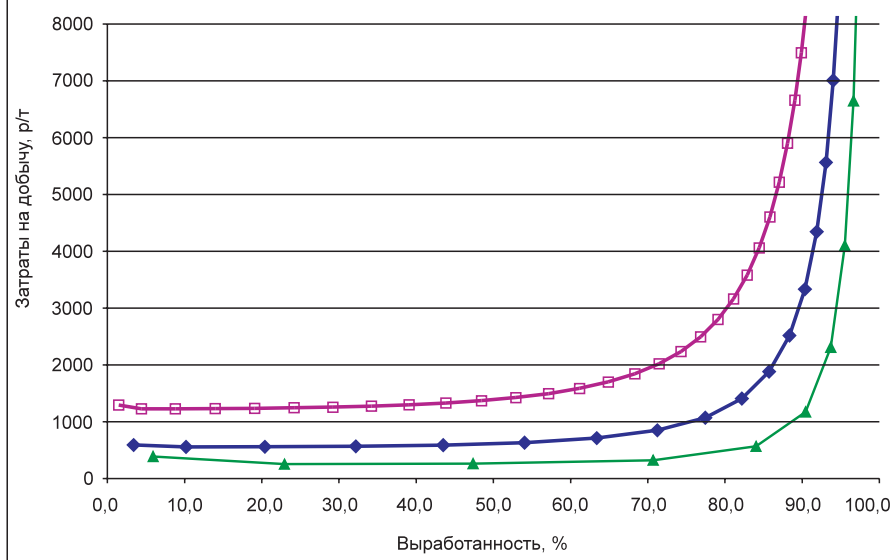
Для оценки момента прекращения добычи на месторождении использовались замыкающие затраты, составлявшие 150 р/т. При этом приведенные затраты на добычу в целом по проекту не должны были превышать 60 р/т (замыкающие затраты, установленные на XII пятилетку). В результате столь высоких величин замыкающих затрат расчет добычи нефти по проектам разработки месторождений осуществлялся практически до момента достижения предельной обводненности скважин (98 %). Вследствие этого величины извлекаемых запасов, утвержденные с использованием замыкающих затрат, были заметно выше величин запасов, которые были бы получены при оценке проектов исходя из современных экономических условий.

Несмотря на то, что действующей сегодня нормативной базой предусмотрены экономические критерии при оценке величины извлекаемых запасов, Государственная комиссия по запасам по-прежнему зачастую руководствуется технологическим критерием. Одной из причин этого является желание сохранить преемственность в подходах к формированию Государственного баланса запасов.

Тем не менее показатель выработанности, основанный на величине технологически обоснованных извлекаемых запасов, также может быть использован для предоставления налоговых скидок. Ведь величина технологически обоснованных запасов нефти по любому месторождению не ниже величины экономически обоснованных запасов. Соответственно добыча нефти на месторождениях с высоким показателем выработанности по технологическому критерию также характеризуется повышенными затратами.

На рис. 1 показаны зависимости эксплуатационных затрат на добычу от выработанности для трех модель-

Рис. 1. Выработанность запасов и эксплуатационные затраты на добычу нефти по трем объектам



ных объектов разработки, характеризующихся различными свойствами нефтяного пласта. Для всех объектов достижение высоких показателей выработанности сопровождается высокими затратами на добычу нефти.

При этом до достижения высоких показателей выработанности (80 %) корреляция между величиной эксплуатационных затрат на добычу и выработанностью достаточно невелика, а основное влияние на затраты оказывают другие факторы. После достижения порога 80 % влияние выработанности на затраты многократно возрастает, и к моменту достижения 95%-й выработанности затраты на добычу в 10 раз и более превышают средний уровень затрат по проекту.

На практике часто наблюдается менее сильная зависимость фактической (по сравнению с теоретической) себестоимости добычи нефти от выработанности. Следует выделить несколько основных причин этого.

Во-первых, нефтедобывающие компании подчас прилагают значительные усилия по снижению затрат на истощенных месторождениях, применяя современные достижения в сфере технологий, направленные на преодоление или снижение степени резкого роста затрат, неизбежного на поздних стадиях освоения месторождений.

Во-вторых, многие истощенные

месторождения, характеризующиеся высокими затратами, выводятся из эксплуатации до достижения технологически обоснованного конечного коэффициента нефтеизвлечения, что приводит к потерям запасов в недрах.

В-третьих, затраты на поздних стадиях разработки могут быть снижены за счет массового выборочного отключения низкорентабельных скважин, что также приводит к снижению конечного нефтеизвлечения.

В-четвертых, во многих случаях предприятия не осуществляют своевременную переоценку запасов, учтенных в Государственном балансе запасов. Такая переоценка требуется при уточнении геологической информации, внедрении новых технологий добычи или появлении других факторов, влияющих на оценку величины извлекаемых запасов. В результате данные Государственного баланса запасов во многих случаях значительно отличаются от величины запасов, предусмотренных проектными документами. В свою очередь фактическое состояние дел на месторождениях также может значительно отличаться от проектных документов.

Как следствие многие месторождения, попадающие в группу истощенных, фактически не являются таковыми. И наоборот, многие объекты разработки, не являющиеся истощенными по данным Государственного

баланса запасов, характеризуются высокой истощенностью и обводненностью добываемой продукции.

Таким образом, на практике разница в затратах между истощенными месторождениями и средними по отрасли оказывается ниже теоретически вычисленных значений. С учетом этого следует применять поправочные коэффициенты к ставке НДС, возрастающие по мере роста выработанности в меньшей степени, чем растут теоретически вычисленные затраты. Предлагаются три диапазона применения поправочных коэффициентов:

0,7 — для месторождений с выработанностью от 80 (включительно) до 90 % (т.е. “скидка” со ставки НДС составляет 30 %);

0,5 — для месторождений с выработанностью от 90 (включительно) до 95 %;

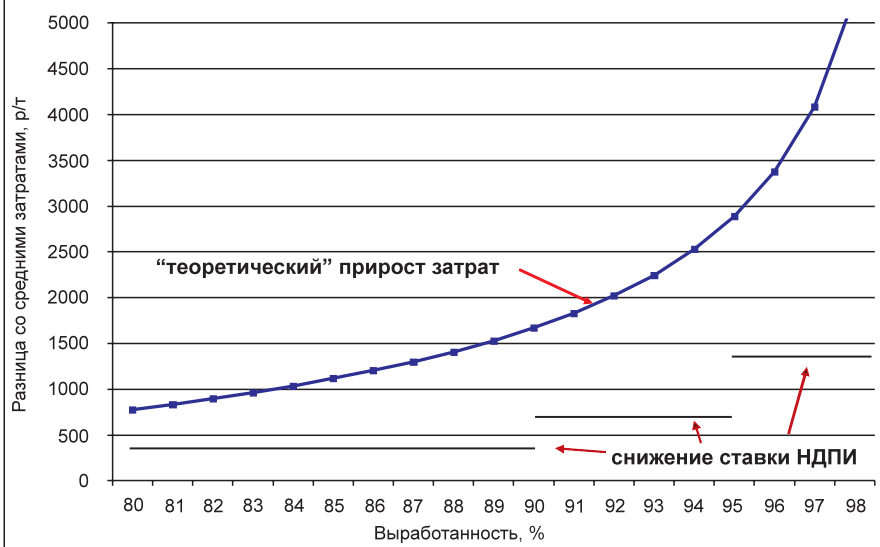
0 — для месторождений с выработанностью от более 95 (включительно) до 95 %.

Предлагаемые поправочные коэффициенты получены таким образом, чтобы “скидка” со ставки НДС компенсировала не более половины прироста затрат, обусловленного ростом выработанности запасов. При ставке НДС 1393 р/т (ставка, соответствующая цене нефти сорта “Юралс” 40 дол/баррель) “скидка” со ставки НДС для запасов с истощенностью от 80 до 90 % составит:  $1393 \cdot 0,3 = 418$  р/т. Это соответствует половине теоретически вычисленного прироста затрат при выработанности 80 % по сравнению со средним по отрасли показателем (рис. 2). При значениях выработанности выше 90 % прирост затрат в результате увеличения выработанности оказывается выше, чем предоставляемая скидка.

Предварительная оценка последствий применения предлагаемых поправочных коэффициентов в прогнозируемой структуре добычи в 2007 г. показывает, что объем нефти, добытой из месторождений с выработанностью более 80 %, составит 11,6 % всей добычи по нефтяной промышленности. Средневзвешенная скидка для такого объема добычи составит 38 %, а средневзвешенная по всему объему добычи — 4 % (таблица).

При таком подходе применение

Рис. 2. Теоретический прирост затрат по сравнению со средними затратами и снижение ставки НДС в результате применения поправочных коэффициентов



предлагаемых поправочных коэффициентов позволит в период 2007-2016 г. добыть дополнительно около 100 млн т нефти, а дополнительные доходы бюджета превысят 50 млрд р. При этом потери бюджета в первый год составят 9 млрд р., а на следующий год бюджетный эффект будет положительным.

Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

1. Выработанность является наиболее приемлемым фактором дифференциации ставок НДС, однако существующая практика значительно осложняет его применение. Величины извлекаемых запасов нефти по месторождениям, учтенные Государственным балансом запасов, зачастую значительно отличаются от величин, достигаемых “в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи”.

2. До достижения высоких показате-

лей выработанности (более 80 %) корреляция между величиной эксплуатационных затрат на добычу и выработанностью достаточно невелика, а основное влияние на величину затрат оказывают другие факторы. После достижения порога 80 % влияние выработанности на затраты многократно возрастает, и к моменту достижения 90%-й выработанности затраты на добычу многократно превышают затраты при 50%-й выработанности.

3. По ряду причин, включая несоответствие данных Государственного баланса запасов фактическим значениям и направленную деятельность компаний по снижению издержек, зависимость фактических эксплуатационных затрат по месторождениям от выработанности несколько ниже теоретической зависимости, рассчитанной на основании проектных данных.

4. Наиболее целесообразным является механизм предоставления скидок со ставки НДС для месторож-

Оценка последствий применения поправочных коэффициентов в прогнозируемой структуре добычи в 2007 г.

Характеристика месторождений по выработанности	Доля в добыче, %	Поправочный коэффициент
Выработанность — от 80 до 90 %	9,1	0,7
Выработанность — от 90 до 95 %	1,7	0,5
Выработанность — более 95 %	0,8	0
Итого по истощенным месторождениям	11,6	0,62
Всего (по всем месторождениям)	100	0,96



The reserve depletion is the most reasonable factor of extraction tax rate differentiation though the existing practice substantially complicates its application. Amounts of recoverable oil reserves of fields entered into the State Register of Reserves often considerably differ from those achieved "under competitive market conditions during the efficient use of state-of-the-art mining equipment and technologies."

The correlation between operating costs of production and depletion is moderate until high (over 80%) levels of depletion are achieved; the costs are much more influenced by other factors. After the level of 80% is achieved, the influence of depletion on the costs increases tenfold, and on reaching the 90% le-

vel, production costs are far above the costs at the 50% depletion.

The dependence of actual operating costs by deposits on the level of their depletion is slightly below the theoretical dependence calculated based on the design data for a number of reasons, including inconsistency between the data of the State Register of Reserves and actual values and activities of companies aimed to reduce the costs.

Granting allowances off the extraction tax rate for fields that are depleted by over 80% is the most advisable mechanism. In case the proposed scale is applied, the weighted average allowance will come to 4% for the total production volume.

The use of allowances for depleted

reserves will enable extending the life of depleted fields exerting no material effect on economics of development of other reserves. The application of the above mechanism requires reliable tax administration. The mechanism of granting depletion allowances shall not provoke to obtaining ungrounded tax easements.

According to preliminary estimates, the use of the proposed correction factors will ensure production of extra 100 million t of oil during the 2007–2016 period; additional budget revenues will exceed 50 billion rubles.

The positive budget effect will be achieved in a year after the amendments come into force.

дений, выработанность которых превышает 80 %. При применении предлагаемой шкалы средневзвешенная по всему объему добычи скидка составит 4 %.

5. Применение скидок для выработанных запасов позволит продлить срок разработки истощенных месторождений, не оказывая существенного влияния на экономику разработки

остальных запасов. Однако для применения этого механизма требуется решение задачи надежного налогового администрирования. Механизм предоставления скидок для истощенных месторождений не должен провоцировать необоснованное получение налоговых послаблений.

6. По полученным оценкам применение предлагаемых поправочных ко-

эффициентов позволит в период 2007-2016 гг. добыть дополнительно около 100 млн т нефти, а дополнительные доходы бюджета превысят 50 млрд р.

Положительный бюджетный эффект будет достигнут уже на второй год после вступления поправок в силу.



# СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ И ГАЗОМ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

**А.Э.Конторович, А.Г.Коржубаев, Л.В.Эдер** (Институт геологии нефти и газа СО РАН)



Алексей Эмильевич Конторович, директор, академик РАН, доктор геолого-минералогических наук



Андрей Геннадьевич Коржубаев, ведущий научный сотрудник, кандидат экономических наук



Леонтий Викторович Эдер, научный сотрудник

Новосибирская область — один из ключевых регионов в составе Сибирского федерального округа. Область обладает значительным научным, промышленным, финансовым потенциалом, развитым сельским хозяйством. Географическое положение области, развитие железнодорожных, автомобильных, речных и воздушных коммуникаций способствовали формированию здесь крупного транспортного узла, межрегионального торгового и транзитного центра.

Область не обладает крупными энергетическими ресурсами, достаточными для удовлетворения собственных потребностей в нефтепродуктах, газе, электрической энергии. Энергообеспечение здесь в основном зависит от поставок из других регионов.

По территории области проходят магистральные нефте-, газо- и продуктопроводы, линии электропередач, значимость которых в средне- и долгосрочной перспективе для социально-экономического развития региона, обеспечения энергетической безопасности и территориальной целостности страны, реализации геополитических и коммерческих интересов России в Центральной Азии и Азиатско-Тихоокеанском регионе будет нарастать.

## Состояние геологической изученности

Нефтегазопромысловые геолого-геофизические работы на территории Новосибирской области были начаты в конце 1940-х гг. За этот период вся территория области была покрыта аэромагнитной и гравимагнитной съемками масштаба 1:200 000. На 69 % территории области были выполнены аэромагнитные работы масштаба 1:500 000 и на 18 % — масштаба 1:25 000. Электроразведочные работы проводились в основном в южных районах.

С начала работ на территории области было отработано 58 066 км сейсмических профилей (плотность — 0,32 км/км<sup>2</sup>), в том числе МОГТ — 27 630 км (плотность — 0,16 км/км<sup>2</sup>). Кроме того, проводились работы сейсморазведкой 3D на Верхтарском месторождении (232 км<sup>2</sup>), в южной части Малоичского и северной части Восточного месторождений.

Бурение скважин на территории области было начато в 1949 г. За прошедший период было пробурено 169 скважин с общим объемом бурения 470 983 м при плотности бурения 2,6 м/км<sup>2</sup>.

На территории области пробурена одна опорная (Барабинская глубиной 2470 м), 11 параметрических с суммарным объемом бурения 35 826 м, 139 поисковых (385 556 м) и 17 разведочных (47 131 м) скважин.

Наибольший объем бурения пришелся на 1988 г. — 39 000 м. После этого объемы бурения стали резко снижаться — до 20 000 м в 1989 г., 8000 м в 1990-1992 гг. и 2000 м в 1995 г. С 1996 г. поисково-оценочное и параметрическое бурение не проводилось. В настоящее время ведется только эксплуатационное бурение на Верхтарском месторождении.

На большей части пробуренных скважин (144 из 169) был вскрыт осадочный чехол на полную мощность. И только 25 оказались «висячими», т.е. бурение было остановлено в отложениях юры. Бурение скважин проводилось на 59 локальных структурах, четыре скважины — во внеструктурных условиях. На 7 структурах были открыты месторождения нефти, которые включают 9 залежей, на 1 структуре открыто месторождение газа, на 7 отмечались признаки нефтегазонасыщенности, в 6 пластах получены полупромышленные притоки нефти.

В процессе испытания в 92 скважинах (около 55 % всех скважин) были получены притоки воды и только в 48 скважинах (28 %) промышлен-

ные и полупромышленные притоки нефти и газа.

По стратиграфическим комплексам наибольшая часть притоков нефти и газа отмечалась в отложениях верхней юры. Здесь продуктивными оказались 30 из 132 скважин (23 %), в которых проводилось испытание. В палеозойских отложениях продуктивны 13 из 91 скважины (14 %), в меловых — 6 скважин (13 %). В среднеюрских отложениях был выявлен только один полупромышленный приток нефти.

### Ресурсная база

Разведанные запасы нефти промышленных категорий  $C_1$  и  $C_2$  составляют по состоянию на 01.01.2004 г. 37,7 млн т. Добыча нефти ведется на 3 месторождениях — Верхтарском, Восточно-Тарском и Малоичском.

Свободный газ и конденсат содержится в небольших количествах (0,6 млрд  $m^3$  и 0,121 млн т) только на Веселовском газоконденсатном месторождении.

Перспективные ресурсы нефти (категория  $C_3$ ) по состоянию на 01.01.2004 г. определены в объеме 86 млн т.

Последняя количественная оценка прогнозных ресурсов углеводородов (УВ) Новосибирской области, прошедшая экспертизу, была выполнена в 2002 г. Согласно этой оценке начальные геологические ресурсы УВ составляют 683,9 млн т у.т., в том числе нефти — 569,2 млн т, растворенного в нефти газа — 51,1 млрд  $m^3$ , свободного газа — 58,4 млрд  $m^3$ , конденсата — 5,2 млн т. Извлекаемые ресурсы УВ — 202,4 млн т у.т., 15,2 млн т у.т., 58,4 млн т у.т. и 3,2 млн т у.т. Таким образом, 18 % извлекаемых ресурсов УВ и 23 % извлекаемых ресурсов нефти в Новосибирской области переведено в запасы категорий  $C_1$  и  $C_2$ .

Из стратиграфических комплексов большая часть (54 %) начальных геологических ресурсов УВ сосредоточена в верхнеюрских отложениях (горизонт Ю<sub>1</sub>), 26 % ресурсов — в палеозойском резервуаре и связанной с ним нефтегазоносной зоне контакта, 13 % — в среднеюрском резервуаре, 3,0 % — в урманском (нижнеюрском). В меловых резервуарах сосредоточено около 4 % начальных геологических ресурсов УВ.

Обращает на себя внимание ма-

лый объем запасов категории  $C_2$  в сравнении с запасами категории  $C_1$ , что может привести к разрыву между добычей и обеспеченностью запасами уже в первые годы интенсивной разработки Верхтарского месторождения.

Владельцами лицензий являются ОАО “Севернонефтегаз” и ОАО “Новосибирскнефтегаз”. Первому из них принадлежит право разработки Малоичского и Восточно-Тарского месторождений, а второму — Верхтарского, Ракитинского, Тайдасского и Восточного месторождений.

Площадь нераспределенного фонда недр в перспективной части территории области составляет 17 000 км<sup>2</sup>. К нераспределенному фонду недр относятся нефтяное Восточно-Межовское месторождение (запасы категории  $C_1$  — 2,0 млн т) и газоконденсатное Веселовское месторождение (запасы газа — 0,6 млрд  $m^3$ ).

### Современный уровень потребления нефтепродуктов и газа

*Состояние системы нефтепродуктообеспечения.* В последние годы ежегодный объем потребления нефтепродуктов на территории Новосибирской области составлял 1500–1550 тыс. т (1,2 % общероссийского показателя), в том числе: авиационного керосина — 310–320 тыс. т, автомобильного бензина — 370–390 тыс. т, дизельного топлива — 500–520 тыс. т. Использование мазута сократилось за последние 4 года с 300 до 100 тыс. т в год.

По потреблению нефтепродуктов на душу населения (около 570 кг/чел.) Новосибирская область более чем на 1/3 уступает среднероссийскому уровню (860 кг/чел. без учета технологических нужд нефтяной промышленности и потерь). Поскольку в области отсутствует нефтеперерабатывающая и крупная нефтедобывающая промышленность, основное потребление нефтепродуктов здесь приходится на конечных потребителей, прежде всего в сфере автомобильного и авиационного транспорта.

Удельное потребление авиакеросина в Новосибирской области (около 120 кг/чел.) более чем в 3,5 раза превышает средний по стране уровень. Новосибирск — крупнейший на восто-

ке страны деловой и научный центр, обладает выгодным географическим положением и занимает третье место в России по числу авиационных пассажиро- и грузоперевозок. Аэропорт Толмачево по объему пассажиро- и грузоперевозок находится на пятом месте в стране после основных аэропортов Москвы (Шереметьево, Внуково, Домодедово) и аэропорта Санкт-Петербурга (Пулково). В структуре потребления нефтепродуктов области доля авиационных топлив превышает 20 %, что существенно выше среднего по стране уровня (4,5 %) и превышает показатели большинства развитых стран, включая США и Канаду.

Потребление автомобильного бензина на душу населения в области (менее 150 кг/чел.) почти на 20 % ниже среднего показателя по РФ (около 180 кг/чел.). Это обусловлено сравнительно низкой плотностью и плохим состоянием автомобильных дорог, относительно низким уровнем жизни и соответственно “моторизации” населения. По удельному использованию дизельного топлива (190–195 кг/чел.) область примерно соответствует среднероссийскому уровню (более 190 кг/чел.). Дизельное топливо используется в основном в автомобильном парке промышленных и автотранспортных предприятий, воинских частей, речном транспорте, сельском хозяйстве.

Удельное потребление мазута (менее 40 кг/чел.) существенно ниже среднего показателя по стране (около 150 кг/чел.), что отражает низкий уровень его использования в теплоэлектроэнергетике — в основном в качестве резервного топлива, а также в технологическом процессе угольных ТЭЦ (для розжига и подсветки). Мазут используется главным образом в коммунально-бытовой сфере (в котельных и небольших тепловых станциях в районах области), сельском хозяйстве. В последние годы за счет газификации в области произошло существенное сокращение использования мазута.

По территории области проходит магистральный нефтепровод АК “Транснефть” “Анжеро-Судженск — Омск” (оператор ОАО “Трансибнефть”); с начала 2000-х гг. на севере области начата промышленная добыча нефти, а 2001 г. введен в действие нефтепровод “Верхпарское место-



рождение – Барабинск”. Собственные нефтеперерабатывающие мощности в области отсутствуют.

Основные объемы нефтепродуктов в Новосибирскую область поступают с нефтеперерабатывающих заводов Сибири – Омского (ОАО “Сибнефть”) и Ачинского (ОАО НК “ЮКОС”) НПЗ, на долю которых приходится около 75 % всех поставок. Ведутся также поставки с заводов в европейской части страны, входящих в состав нефтяных компаний “ЛУКОЙЛ” и “ТНК-ВР”, а также с НПЗ химического холдинга “Башнефтехимзаводы” и др.

На рынке авиационного керосина и бензина доминируют Омский (около 60 %) и Ачинский (более 20 %) НПЗ, Пермнефтеоргсинтез (10 %), Орскнефтеоргсинтез (до 5 %). Небольшие поставки ведутся также с Новокуйбышевского, Ангарского, Сызранского и Ярославского НПЗ.

Основные поставщики бензина в область – Ачинский (35–37 %) и Омский (более 35 %) НПЗ, Пермнефтеоргсинтез (15–16 %), а также Уфимский, Новокуйбышевский и Ново-Уфимский НПЗ, на долю каждого из которых приходится до 5 % рынка.

Дизельное топливо поставляется в основном с Омского (более 45 %), Ачинского (15–17 %) и Уфимского (10–12 %) НПЗ. На долю Уфанефтехим, Ново-Уфимского НПЗ и Пермнефтеоргсинтеза приходится около 20 %.

Поставки топочного мазута ведутся в основном с двух заводов – Омского и Ачинского НПЗ, на которые приходится около 90 % рынка, а также с Саратовского и Уфимского НПЗ (10 %).

Крупнейшим оператором на оптовом рынке нефтепродуктов Новосибирской области является региональное сбытовое предприятие ОАО “Новосибирскнефтепродукт”, контролируемое ОАО НК “ЮКОС” и ОАО “Сибнефть”, имеющими по 50 % акций управляющей компании. В составе ОАО “Новосибирскнефтепродукт” – 22 нефтебазы и 4 филиала. Суммарная резервуарная вместимость нефтебаз составляет свыше 270 тыс. т, наиболее крупная – Ордынская нефтебаза, на долю которой приходится 10 % емкостей предприятия. Кроме того, на территории области действует самостоятельное оптовое предприятие по

In recent years, oil products consumption in the Novosibirsk Oblast amounted to 1,500–1,500 thousand t a year, including 310–320 thousand t of aviation kerosene, 370–390 thousand t of motor gasoline, and 500–520 thousand t of diesel fuel. Consumption of black oil reduced from 300 thousand t to 100 thousand t a year over the last four years.

Major volumes of oil products are supplied from Siberia-based Omsky (OJSC Sibneft) and Achinsky (OJSC NK YUKOS) Refineries that account for about 75% of total supplies. Oil products are transported mainly through pipeline (Omsk–Sokur) and by rail transport.

Cumulative consumption of natural gas in the Novosibirsk Oblast comes to about 1.5 billion m3 a year. 36% (about 540 million m3 a year) of the total is used by the communal-general sector, including municipal enterprises and population. Industrial consumption, including that of the power industry, amounts to about 980 million m3 (64%) a year of gas.

Gas is supplied to the Novosibirsk Oblast from fields in the Yamal-Nenets and Khanty-Mansi Autonomous Okrugs through the Surgut–Omsk–Novosibirsk gas pipeline. The operator of the suppliers is Novosibirskregiongaz, affiliate company of OJSC Mezhtregiongaz (a member of OJSC Gazprom).

Oil products consumption may grow to 1,775–1,780 thousand t by 2010, to 2,380–2,390 thousand t by 2020, and to 3,330–3,340 thousand t by 2030. Per capita oil consumption may reach 780–785 kg by 2010, 900–910 kg by 2020, and 1,200–1,220 kg by 2030.

Natural gas consumption is expected to come to 4.1–4.5 billion m3 in 2010–2015 and subsequently increase to 10–12 billion m3 by 2025–2030. Per capita natural gas consumption will grow to 1.6–1.7 thousand m3 by 2010–2015 taking the demographic projection into account; this is half as much as the present level in the European part of the country.

In the Novosibirsk Oblast, explored C1 category oil reserves amount to 27.5 million and preliminary appraised C2 category reserves to 10.7 million. Oil production is carried out by divisions of TNK-BP and RussNeft. Based on the

current state of the resource base, potentialities of its expanding, as well as taking subsoil users’ plans into account, oil production in the oblast will increase to 1.7–1.8 million by 2007 and may be maintained at this level up to 2010–2011, and then it will start falling.

Explored free gas reserves of the Novosibirsk Oblast come to 0.6 billion m3, oil-dissolved gas reserves to 2.1 billion m3 under C1 category and to 1.5 billion m3 under C2 category. Possible production levels cannot be sufficient for creation of economically efficient pipeline infrastructure for gas transportation in view of the amount of the reserves and location of dissolved and free gas reservoirs.

In the medium- and long-term outlook, it is advisable to supply oil products to the Novosibirsk Oblast from the Omsky Refinery, the share of the Achinsky Refinery on the Novosibirsk market may be increased to 30–32%.

In the future, industrial, utility, and thermoelectric power enterprises of the Novosibirsk Oblast will be supplied due to deliveries from the Yamal-Nenets and Khanty-Mansi Autonomous Okrugs as is the case now, as well as from the Tomsk Oblast under the replacement scheme. Additional gas pipelines, branches, shall be built along the Omsk–Novosibirsk–Kuzbas–Barnaul route of the trunk gas pipelines.

After 2020, additional lines shall be laid along the Nizhnevartovsk–Kuzbas–Novosibirsk and Novosibirsk–Barnaul routes to create the Western Siberian–Northwestern regions of China export gas transport network. The gas pipeline shall be extended toward Biysk–Gorno-Altai and connect with the Trans-Chinese East–West gas pipeline (Korla–Urumchi–Shanghai).

Creation of a new South-Siberian gas/petrochemical complex seems to be effective on the basis of oil and gas fields in the Novosibirsk Oblast and southern part of the Tomsk Oblast. It is proposed to construct a refinery for complete oil and gas processing in the town of Kuibyshev, the Novosibirsk Oblast, and include production capacities of Omsk chemical plants into the system.

Таблица 1. Прогноз потребления нефтепродуктов в Новосибирской области

Вид нефтепродуктов	Показатели потребления, тыс. т					
	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Авиакеросин	326,7	376,9	440,5	521,4	625,2	759,2
Автомобильный бензин	404,1	470,3	549,1	643,1	755,5	890,3
Дизельное топливо	520,8	618,4	737,6	883,6	1063,2	1285,0
Мазут топочный	95,4	75,6	63,5	56,6	53,5	53,7
Прочие	222,7	238,4	257,7	281,3	310,2	345,5
Всего	1569,8	1779,7	2048,4	2386,0	2807,6	3333,8

Таблица 2. Прогноз среднегодового душевого потребления нефтепродуктов в Новосибирской области

Вид нефтепродуктов	Показатели потребления, тыс. т					
	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Авиакеросин	123,6	143,7	167,9	197,1	232,5	275,6
Автомобильный бензин	152,9	179,3	209,3	243,1	281,0	323,2
Дизельное топливо	197,0	235,8	281,1	334,0	395,4	466,5
Мазут топочный	36,1	28,8	24,2	21,4	19,9	19,5
Прочие	84,3	90,9	98,2	106,3	115,4	125,4
Всего	593,9	678,5	780,7	901,9	1044,2	1210,2

нефтепродуктообеспечению Красный Яр (пос.Красный Яр), находящееся в ведении администрации Новосибирской области, резервуарная вместимость которого составляет около 100 тыс. т.

Нефтепродукты доставляются в область главным образом трубопроводным и железнодорожным транспортом. С Омского НПЗ при отгрузке нефтепродуктов используют трубопроводный (нефтепродуктопровод "Омск – Татарск – Барабинск – Чулым – Сокур", оператор – ОАО Сибтранс-нефтепродукт), железнодорожный (ст.Комбинатская), речной (с заводского причала Николаевка) и автомобильный транспорт. С Ачинского НПЗ нефтепродукты в Новосибирскую область поставляются только железнодорожным транспортом (ст.Новая Еловка в Красноярском крае).

*Состояние газобеспечения.* Суммарное использование природного газа в Новосибирской области составляет около 1,5 млрд м<sup>3</sup> в год, или около 9 % объема газа, потребляемого в Сибирском федеральном округе. Это является пятым показателем после Красноярского края (Таймырский АО), Кемеровской, Омской и Томской областей. По потреблению газа на душу населения (570 м<sup>3</sup>/чел. в год) область более чем в 5 раз уступает среднероссийскому уровню (более 3 тыс. м<sup>3</sup>/чел.). Это отражает низкий уро-

вень газификации промышленности и коммунально-бытовой сферы, угольную ориентацию крупной теплоэлектроэнергетики.

По территории области проходит магистральный газопровод из Тюменской области (Ханты-Мансийский АО) "Сургут – Омск – Новосибирск" с отводами на Кемерово и Барнаул пропускной способностью 5 млрд м<sup>3</sup> в год. В последние годы происходит активное развитие сети газопроводов низкого давления для обеспечения населенных пунктов природным газом, проведен частичный перевод на сетевой газ жилого фонда и предприятий промышленности, реализуется программа перевода части автомобильного транспорта на природный газ. Из общего объема потребления газа в области 36 %, или около 540 млн м<sup>3</sup>, в год приходится на коммунально-бытовой сектор, включая муниципальные предприятия и население. В промышленности, в том числе в электроэнергетике, использование газа составляет около 960 млн м<sup>3</sup> в год (64 %). Основная часть природного газа – свыше 800 млрд м<sup>3</sup> – используется на новосибирских ТЭЦ-2, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5.

Поставки газа в Новосибирскую область осуществляются из месторождений Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов компанией ОАО "Межрегионгаз" (в

составе ОАО "Газпром"), через дочернее предприятие "Новосибирскрегионгаз". До 2004 г. имели место поставки ОАО "Востокгазпром", ведущего добычу в Томской области, а также ОАО "СИБУР".

## Прогноз нефтегазообеспечения

*Прогноз нефтепродуктообеспечения.* С учетом прогнозов социально-экономического развития России и Новосибирской области, ожидаемого изменения численности и состава населения объем годового потребления нефтепродуктов может быть доведен к 2010 г. до 1775-1780 тыс. т, к 2020 г. – до 2380-2390 тыс. т, к 2030 г. – до 3330-3340 тыс. т (табл. 1).

При прогнозе спроса на конкретные виды нефтепродуктов оценены перспективы развития авиационного транспорта, ожидаемая структура автомобильного парка, планы сокращения использования мазута за счет газификации. Учтено также, что в период экономического кризиса 1990-х гг. в структуре нефтепродуктов наиболее сильно снизилось потребление дизельного топлива, и в условиях экономического оживления и роста спрос на этот продукт будет расти наиболее быстро. Кроме того, в структуре пассажирского транспорта ожидается увеличение доли автомобилей с дизельным двигателем.

Объем годового потребления нефтепродуктов на душу населения возрастет к 2010 г. до 780-785, к 2020 г. – до 900-910, к 2030 г. – до 1200-1220 кг/чел. (табл. 2).

Объем потребления дизельного топлива составит к 2010 г. 610-620 тыс. т, к 2020 г. – 880-890 тыс. т, к 2030 г. – 1285-1290 тыс. т. Потребление автомобильного бензина увеличится к 2010 г. до 470-475 тыс. т, к 2020 г. – до 640-645 тыс. т, к 2030 г. – до 890-895 тыс. т. Потребление авиационного керосина возрастет к 2010 г. до 375-380 тыс. т, к 2020 г. – до 520-521 тыс. т, к 2030 г. – до 755-760 тыс. т. Потребление мазута снизится к 2010 г. до 75-80 тыс. т, к 2020 г. – до 55-60 тыс. т, к 2030 г. – до 50-55 тыс. т.

Среднегодовое душевое потребление дизельного топлива составит к 2010 г. 235-240, к 2020 г. – 330-235, к 2030 г. – 465-470 кг/чел. Удельное потребление автомобильного бензина увеличится к 2010 г. до 175-180, к

2020 г. — до 240-245, к 2030 г. — до 323-325 кг/чел. Использование авиационного керосина возрастет к 2010 г. до 140-145, к 2020 г. — до 195-200, к 2030 г. — до 275-280 кг/чел. Потребление мазута снизится к 2010 г. до 25-30, к 2020 г. — до 20-25, к 2030 г. — до 19-20 кг/чел. Потребление мазута будет сокращаться в результате его замещения природным газом и углем ультраотгонного помола.

Разведанные на территории Новосибирской области запасы нефти составляют 27,5 млн т (категория С<sub>1</sub>), предварительно оцененные (категория С<sub>2</sub>) — 10,7 млн т. Добычу нефти ведут подразделения компаний “ТНК-ВР” и “РуссНефть”. Исходя из состояния сырьевой базы, возможностей ее расширения, а также с учетом планов недропользователей добыча нефти в Новосибирской области к 2007 г. будет доведена до 1,7-1,8 млн т и может удерживаться на этом уровне до 2010-2011 гг., после чего начнется ее падение (рисунок).

Высокая конкуренция на новосибирском рынке нефтепродуктов, структура нефтепродуктообеспечения (высокий удельный вес авиационных топлив), существование в Сибирском регионе крупных НПЗ при развитой системе транспортировки, ожидаемое повышение стандартов качества указывают на нецелесообразность для обеспечения нефтепродуктами региональных потребностей создания в Новосибирской области малого НПЗ. Нефтепродуктоснабжение Новосибирской области в средне- и долгосрочной перспективе целесообразно осуществлять в основном за счет поставок с Омского НПЗ, при этом доля Ачинского НПЗ на новосибирс-

ком рынке может быть увеличена до 30-32 %.

*Прогноз газообеспечения.* В условиях продолжения в кратко- и среднесрочной перспективе экономического оживления с переходом в долгосрочный экономический рост, дальнейшей газификации промышленной и социальной сферы, а также перевода на природный газ части энергетики объем потребления природного газа в Новосибирской области может быть доведен в 2010-2015 гг. до 4,1-4,5 млрд м<sup>3</sup> с последующим увеличением до 10-12 млрд м<sup>3</sup> к 2025-2030 гг.

Среднегодовое потребление природного газа на душу населения с учетом демографического прогноза увеличится к 2010-2015 гг. до 1,6-1,7 тыс. м<sup>3</sup>/чел., что в 2 раза ниже современного уровня в европейской части страны.

Проведение газификации коммунально-бытовой сферы и части энергетики сетевым природным газом позволит значительно оздоровить экологическую обстановку, повысить экономическую эффективность и улучшить качественные стандарты жизнеобеспечения и функционирования регионального хозяйства. При этом для обеспечения устойчивости энергообеспечения в долгосрочной перспективе и диверсификации энергоисточников должно быть продолжено развитие крупной и малой энергетики с использованием угольного топлива на новой технологической основе.

С учетом объема запасов и размещения залежей растворенного и свободного газа возможные уровни добычи не могут быть достаточными для коммерчески эффективного создания трубопроводной инфраструктуры для его транспортировки.

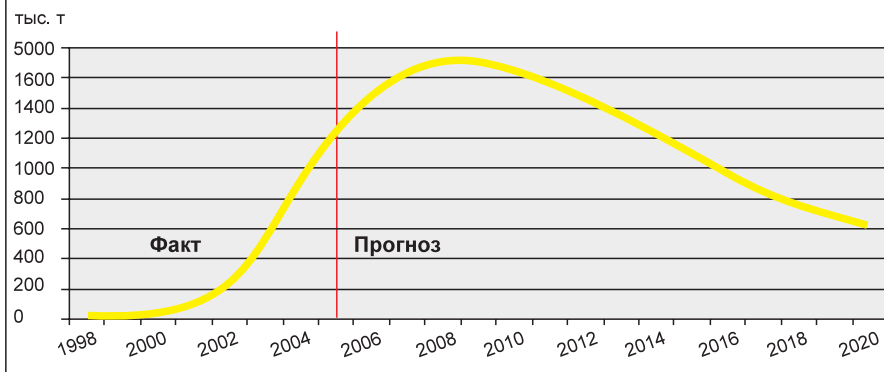
В долгосрочной перспективе снабжение предприятий промышленности, коммунально-бытовой сферы и теплоэлектроэнергетики Новосибирской области может осуществляться за счет поставок из Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов, а также из Томской области по схеме замещения. На трассе магистральных газопроводов “Омск — Новосибирск — Кузбасс” и “Новосибирск — Барнаул” должны быть созданы дополнительные газопроводы-отводы.

После 2020 г. в случае создания экспортной газотранспортной системы “Западная Сибирь — Северо-Западные районы Китая” необходимо проложить дополнительные нитки по маршрутам “Нижневартовск — Кузбасс — Новосибирск”, “Новосибирск — Барнаул”. Газопровод должен быть продлен в направлении Бийска — Горно-Алтайска с выходом параллельно намеченной автомобильной трассе через перевал Канас и ущелье Укок на нефтегазодобывающие районы Северо-Запада КНР (Синьцзян-Уйгурский автономный район) с последующим подключением к транскитайскому газопроводу “Восток — Запад” (“Корла — Урумчи — Шанхай”). В настоящее время ведется строительство газопровода “Барнаул — Бийск — Горно-Алтайск” с отводом на Белокуриху.

*Развитие нефтегазохимии.* Представляется эффективным на базе месторождений нефти и газа Новосибирской области и южной части Пудинского района Томской области создание нового Южно-Сибирского нефтегазохимического комплекса. Его реализация предусматривает межрегиональное сотрудничество Томской, Новосибирской и Омской областей. Предполагается строительство завода по глубокой переработке нефти и газа в г. Куйбышев Новосибирской области, подключение к системе производственных мощностей омских химических заводов.

С учетом возможных уровней добычи газа и нефти в Томской и Новосибирской областях при безусловном обеспечении Томского нефтехимического комплекса сырьем принято, что установленная мощность по сырью газоперерабатывающего производства в г. Куйбышев может составить 3,2 млрд м<sup>3</sup> в год. Потребность нефтеперерабатывающего завода в сырье составляет 2 млн т в год. Реа-

Динамика добычи нефти в Новосибирской области в 1998–2004 гг. и прогноз до 2020 г.





лизация проекта позволит создать крупное градообразующее производство в г.Куйбышев Новосибирской области и обеспечить загрузку химических предприятий в Томской и Омской областях для получения высоколиквидной химической продукции (полиэтилен, полипропилен, полистирол и др.). Объем инвестиций в зависимости от варианта составляет 0,9-1,1 млрд дол.

## Литература

Конторович А.Э. Энергетическая стратегия России в XXI / А.Э.Конторович, Н.Л.Добрецов, Н.П.Лаверов, А.Г.Коржубаев, В.Р.Лившиц // Вестник Российской академии наук. — 1999. — № 9. — С. 771-789.

Добрецов Н.Л. Экономические проблемы развития Сибири / Н.Л.Добрецов, А.Э.Конторович, А.Г.Коржубаев, В.В.Кулешов, В.Е.Селиверстов, В.И.Суслов // Бизнес-мост. — 2002. — № 1 (32), № 2 (33), №3 (34). — С. 14-17; с. 34-37.

Конторович А.Э. Стратегия обеспечения нефтепродуктами и газом Новосибирской области / А.Э.Конторович, Л.М.Бурштейн, А.Г.Коржубаев, Д.В.Косяков, В.Р.Лившиц, С.А.Моисеев, С.В.Рыжкова, Л.В.Эдер // Проблемы энергоресурсосбережения в Сибирском регионе. V сессия постоянно действующего международного семинара. — Новосибирск: Сибпринт, 2002. — С. 28-63.

Ананенков А.Г. Газовая промышленность России: современное состояние, стратегия развития / А.Г.Ананенков, А.Э.Конторович, В.В.Кулешов, О.М.Ермилов, А.Г.Коржубаев, В.Р.Лившиц // ЭКО. — 2003. — №12. — С. 3-19.

Конторович А.Э. Современное состояние и перспективы развития транспортной инфраструктуры для поставок нефти и газа из России в АТР / А.Э.Конторович, А.Г.Коржубаев, Л.В.Эдер // Материалы конференции "Транспортная стратегия России". — Новосибирск, 2003. — С. 73-88.

Добрецов Н.Л. Стратегии макрорегионов России: методологические подходы, приоритеты и пути реализации. Гл. 3. Стратегия социально-экономического развития Сибири / Отв. ред. А.Г.Гранберг. Н.Л.Добрецов, А.Э.Конторович, А.Г.Коржубаев, В.В.Кулешов В.Е.Селиверстов, В.И.Суслов. — М.: Наука, 2004. — С. 305-415.

Конторович А.Э. Мировая система обеспечения энергетическими ресурсами: региональные центры, устойчивые тенденции, политика России / А.Э.Конторович, А.Г.Коржубаев, Л.В.Эдер // Нефтяное хозяйство. — 2004. — № 1. — С. 24-28.

Конторович А.Э. На переломе. Стратегия развития нефтяной промышленности России в первые десятилетия XXI в. / А.Э.Конторович, А.Г.Коржубаев, А.Р.Курчиков // Нефть России. — 2004. — № 4, 5. — С. 3-21; с. 33-56.



## III Всероссийское совещание руководителей металлургического и нефтегазового комплексов «МЕТАЛЛ-ТЭК-2005»



23 ноября 2005 г. в Торгово-промышленной палате Российской Федерации состоялось III Всероссийское совещание руководителей металлургического и нефтегазового комплексов «МЕТАЛЛ-ТЭК-2005». Мероприятие организовано Союзом нефтегазопромышленников России, Международным союзом металлургов и Союзом производителей нефтегазового оборудования при поддержке Торгово-промышленной палаты РФ, Федерального агентства по промышленности, Федерального агентства по энергетике, Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии, Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

На совещании выступили вице-президент ТПП РФ Сергей Катырин, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль, директор Фонда развития трубной промышленности Александр Дейнеко, заместитель руководителя Федерального агентства по техническому регулированию Сергей Пугачев, заместитель генерального директора Трубной металлургической компании Сергей Билан, заместитель начальника Управления ОАО «НК «Роснефть» Галина Кашлева, заместитель технического директора ОАО «Северсталь» Александр Немтинов и представители других компаний.

Совещание рассмотрело проблему конкурентоспособности российской металлургической продукции, технического регулирования в металлургии и нефтегазовом комплексе, систему материально-технического обеспечения естественных монополий и нефтяных компаний. Совещание приняло проект рекомендаций, текст которых прилагается.

### Рекомендации III Всероссийского совещания руководителей металлургического и нефтегазового комплексов «МЕТАЛЛ-ТЭК-2005».

Участники III Всероссийского совещания руководителей металлургического и нефтегазового комплексов «МЕТАЛЛ-ТЭК-2005», обсудив широкий круг вопросов по обеспечению технического перевооружения российского нефтегазового комплекса на основе отечественной металлургической продукции, считают необходимым обратиться в Правительство Российской Федерации со следующими предложениями:

получение и продление лицензий на разработку месторождений углеводородного сырья должно быть обусловлено приоритетным использованием оборудования и услуг отечественных компаний;

включить в новую редакцию Федерального закона «О недрах» нормы, обеспечивающие приоритет использования национальной промышленной продукции и услуг;

законодательно обеспечить стимулы к разработке низкодебитных месторождений углеводородного сырья;

восстановить обязательные отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой

базы для увеличения объемов геологоразведочных работ и расширения на этой основе производства соответствующего оборудования;

при подготовке соглашений о разделе продукции на шельфовых нефтегазовых месторождениях (Штокмановское, Приразломное и др.) предусматривать программы производства на территории Российской Федерации промышленной продукции для работы в условиях Арктики;

при согласовании инвестиционных программ естественных монополий и нефтегазовых компаний, контрольный пакет акций которых принадлежит государству, проводить экспертный анализ намечаемых закупок по импорту;

поручить Советам директоров ОАО «Газпром», ОАО «АК «Транснефть», ОАО «АК «Транснефтепродукт» ввести представителей Торгово-промышленной палаты Российской Федерации в составы тендерных комитетов по закупкам материально-технических ресурсов;

способствовать созданию на территории Российской Федерации крупных и конкурентоспособных на рынках холдинговых компаний в сфере производства промышленной продукции для нефтегазового комплекса.

### Участники совещания «МЕТАЛЛ-ТЭК-2005» считают необходимым рекомендовать компаниям нефтегазового и металлургического комплексов:

принять участие в создании Совета потребителей промышленной продукции для нефтегазового комплекса;

содействовать разработке и внедрению единой информационной базы российских поставщиков промышленной продукции, прошедших предварительную квалификацию;

внедрить опыт компаний ТНК-ВР и ТМК по подписанию долгосрочных соглашений на поставку промышленной продукции;

вести представителей Торгово-промышленной палаты Российской Федерации в составы своих тендерных комитетов по закупкам материально-технических ресурсов;

в целях повышения конкурентоспособности на внутреннем и внешнем рынках активизировать создание на территории Российской Федерации холдинговых компаний в сфере разработки, производства и поставок промышленной продукции для нефтегазового комплекса;

принимать участие в работе профильных комитетов Торгово-промышленной палаты Российской Федерации для обсуждения вопросов обеспечения нефтегазового комплекса промышленной продукцией отечественного производства.

Координаты пресс-службы:  
(095) 739-8148, факс: (095) 137-2569,  
e-mail: pr@oil-gas.su, www.oil-gas.su

# ЛИНГВИСТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ И НОРМАТИВНО-ПРАВОТВОРЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ОБЛАСТИ ИЗУЧЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДР (НА ПРИМЕРЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД)

Н.В.Седов (ВСЕГИНГЕО)



Николай Викторович Седов, заведующий сектором, кандидат геолого-минералогических наук

Интеграция России в мировую экономическую систему требует выработки новых рычагов правового и технического регулирования недропользования, пересмотра законодательной и нормативной базы, в частности, в области изучения и использования подземных вод [1].

“Словесные” (“речевые”) технологии занимают ведущее место в нормативно-правотворческом процессе, преследуя цели “точного выражения законодательной воли” [2]. Как известно, при этом используются 3 типа понятий: общеизвестные (в частности, *продукт переработки, государственный контроль и др.*), специфические правовые (*недропользователь, полномочный орган и др.*) и специальные, относящиеся к предмету нормативного регулирования (*недра, полезное ископаемое, аффиная и др.*).

Недропользование лишь недавно выделилось в самостоятельный раздел права, и специфические правовые термины отрасли находятся в стадии становления [3]; то же можно сказать и по отношению к нарождающейся лексике рыночной экономики в геологоразведке [4]. В то же время принятая сегодня профессиональная геологическая терминология во многих аспектах не готова к использованию в современных нормативно-правовых документах. Месторождения и участки недр, выступающие как объекты правовых отношений, нередко находятся на уровне научных представлений, не имеющих устоявшихся терминов, а иногда и четких определений. Изменение этих представлений и давление хозяйственно-экономического механизма заставляют достаточно часто менять законодательство в сфере природопользования.

Представления о “неисчерпаемости” природных ресурсов в свое время

сменились на их “рациональное использование и охрану” и продолжают меняться в сторону “приоритета охраны перед использованием”. Неясно выраженная мысль, неправильно использованное понятие, неоднозначный или неопределенный термин, логические, семантические, лингвистические и даже грамматические ошибки не только негативно сказываются на качестве нормативного документа, но нередко приводят к возможности различного понимания нормы закона, что в свою очередь может привести к “бездействию” его положений, уходу от налогообложения или ущемлению прав недропользователя. Пример, взятый из практики: из-за замены одной буквы фраза “Мониторинг состояния и охраны (охрана) геологической среды” меняет смысл; в первом случае требуется исполнение только контрольных функций, во втором – собственно охранных.

Подземные воды занимают значительное место в минерально-сырьевой базе России. Их изучение, поиск, разведка, добыча и использование регулируются положениями нескольких законодательств, десятков подзаконных актов, сотен нормативно-правовых и нормативно-технических документов. Лингвистические проблемы, возникающие при составлении этих документов, в определенной степени присущи всем видам полезных ископаемых и недропользованию в целом.

В свете изложенного целесообразно на примере подземных вод рассмотреть как общие вопросы применения профессиональной понятийно-терминологической базы в законодательной, нормативно-правовой и нормативно-технической документации по недропользованию, так и частные примеры.

## Общие вопросы применения гидрогеологической понятийно-терминологической базы в законодательных и нормативных документах

В традиционных геологических документах обычна “речевая” избыточность, позволяющая добиться достаточной степени понимания излагаемых позиций. В отличие от них непременным атрибутом правовой нормы считается ее “формальная определенность, конкретность, позволяющая практику решить юридическое дело” [5], т.е. то, что называется “буквой закона” — краткость, четкость, строгая формализация содержания, применение ясных и однозначных понятий и терминов. Это требование, к сожалению, не всегда соблюдается даже в государственных законах, не говоря о ведомственных нормативно-правовых и нормативно-технических документах.

Между тем известны правила изложения нормативных предписаний, правового и научно-технического терминов [2, 4, 6, 7, 8], в частности формирование нового предметного содержания известного слова. Так, например, *участок недр*, ранее бывший термином “свободного пользования”, в законодательстве о недрах приобрел жесткий правовой статус. Однако непродуманное пользование последним приемом может привести к негативным результатам. Так, в ст. 1 действующего Водного кодекса (ВК) разделены **понятия** воды как химического соединения водорода и кислорода и как воды, находящейся в водном объекте; первому понятию составители закона присвоили **термин** вода́ (с ударением на втором слоге), а второму понятию **термин** во́ды (с ударением на первом слоге). Но в русском языке не делается различий между единственным и множественным числом слова “вода” и следование букве закона повлекло бы за собой “неразбериху”. Эта мертвая лингвистическая конструкция не сумела удержаться даже в тексте самого кодекса и убрана из проекта нового ВК. Аналогичный пример из проекта нового закона “О недрах”: в ст. 25 и 30 под термином *добыча подземных вод* объединены процессы “поиска, оцен-

ки, разведки месторождений и извлечения подземных вод”, в то время когда “извлечение” и “добыча” в данном случае синонимы и естественно, что сами составители проекта в дальнейших текстах также не удерживаются на введенной ими лексической норме (ст. 74 и др.).

Кроме того, существенной ошибкой в этом случае является то, что в понятие “добыча подземных вод” предлагается включить несвойственные этому понятию функции “поиска, оценки, разведки месторождений”.

Другой пример ошибочных словесных технологий связан с часто применяющейся в нормативных документах языковой формулой — перечислением объектов, заканчивающимся словами “и другие”, “иные”. Этот прием оправдан в случае, когда предыдущие объекты укладываются в логический ряд, например “пещеры и другие подземные полости” (ст. 6, п. 5 Закона РФ “О недрах”). В случае отсутствия такой логической связи между объектами (объемы понятий объектов несовместимы) или при весьма удаленной логической связи этот прием оставляет “лазейки” в правовом поле или приводит к потере смысла всего перечисления. Например, после перечисления 14 конкретных направлений регулирования недропользования, логически не связанных между собой (составление балансов запасов полезных ископаемых, лицензирование видов деятельности, защита интересов малочисленных народов и др.), в п. 15 говорится “о регулировании других вопросов использования и охраны недр” (ст. 4 Закона РФ “О недрах”). Частое применение этого лингвистического приема в Федеральном законе “Об охране окружающей среды” значительно снижает конкретность требований и во многом способствует его малой эффективности.

Стало правилом предварять содержательную часть закона статьями “Основные понятия”. Однако законы составляются правоведами и экономистами, которые, как показывает практика, крайне неохотно допускают в этот процесс профессионалов базовых областей знаний, естественно, слабо разбирающихся в вопросах права. При этом правоведа

ются к специалистам, профессиональным словарям и справочникам, использующим часто неточные, устаревшие или спорные понятия и термины. В результате недостаточно компетентно сформулированное понятие или термин сам становится нормой. В [1] приводилось несколько подобных примеров.

Ярким примером некомпетентного использования целого узла “речевых” технологий является термин “подземный водный объект” — “сосредоточение находящихся в гидравлической связи вод в горных породах, имеющее границы, объем и черты водного режима” (ст. 17 действующего ВК). После принятия ВК в 1972 г. этот термин через серию подзаконных актов и нормативных документов глубоко проник в гидрогеологию, хотя до этого в ней отсутствовало само понятие “подземного водного объекта”. Причиной этого стало появление Государственного водного кадастра, потребовавшего введения учетных единиц, удобных для установления между ними правовых отношений при использовании и охране вод. Эти учетные единицы достаточно очевидны для поверхностных вод, в которых вода существует именно в виде скоплений в хорошо выраженных границах, но для подземных вод принципы такого выделения не подходят. Подземные воды пропитывают практически все горные породы, “сосредоточиваясь” лишь в редчайших случаях — в карстовых полостях и зияющих трещинах. (Такие представления о подземных водах находятся близко к пресловутым “подземным морям и океанам”, иногда встречающимся в журналистской практике.)

Поскольку в действующем ВК речь идет о возможности использования вод, то добыть их можно лишь в местах, обладающих не столько емкостными, сколько высокими водопрпускными и водоотдающими свойствами, не имеющими отношения к поверхностным водным объектам.

Гидрогеологическому пониманию *подземного водного объекта* в какой-то степени соответствует только один объект — *месторождение подземных вод* (учитывая тематику статьи, следует обратить внимание на то, что формальный смысл слов



последнего термина, как часто бывает, не соответствует понятию, вкладываемому в этот устоявшийся термин). Однако в *подземные водные объекты* благодаря водному законодательству вошли такие ведущие термины гидрогеологии, как *водоносные горизонты* и *бассейны подземных вод*. Законодательное определение этих гидрогеологических структур пестрит лингвистическими погрешностями. Так, *водоносный горизонт* определен как “воды, сосредоточенные в трещинах и пустотах горных пород и находящиеся в гидравлической связи”, в то время когда “водоносный горизонт” не “вода”, а “водоносная **горная порода**”, воде негде больше находиться, кроме как в “трещинах и пустотах”, а “гидравлическая связь” — признак вышестоящего понятия. Определение родника представлено в виде классической тавтологии: “естественный выход подземных вод — выход подземных вод на суше или под водой”.

Подобные ошибки снижают меру доверия специалистов к законодательству. В проекте нового ВК эти и другие гидрогеологические понятия изъяты, а родник переведен в поверхностный водный объект, но в развитие положений действующего ВК были выпущены десятки нормативных документов (в том числе ГОСТы) по детализации, методам учета, картографированию и мониторингу перечисленных подземных водных объектов. Корректировка этой нормативной базы согласно новому водному законодательству и законодательству о недрах потребует значительных усилий и переориентировки определенных направлений геологоразведки.

Большую долю ответственности за употребляемые в законах понятия и соответствующие им термины несут на себе базовые научные дисциплины, в которых до последнего времени не выработаны **терминологические нормы**. К ним относятся гидрогеология и, вероятно, геология в целом. К сожалению, лишь незначительная часть профессионалов задумывается над терминологическими нормативами. Основная часть пользуется учебниками, словарями и справочниками для уточнения своих представлений, считая, что в них приведены термино-

логические нормы. Это не так! В перечисленных документах приведены лишь взгляды авторов или собранные ими термины и определения других авторов. Нисколько не умаляя значения “Геологического словаря”, “Словаря по гидрогеологии и инженерной геологии”, “Горной энциклопедии”, “Мелиоративной энциклопедии” и других подобных изданий, следует отметить, что нормативной силой в области терминологии обладают лишь специальные — терминологические — документы, высшими из которых являются стандарты (международные, национальные и др.).

Регламент работы над стандартом [7] предусматривает выполнение ряда процедур, направленных на унификацию и нормализацию терминологической базы. Существуют сотни ГОСТов на термины и определения, в том числе в области охраны и использования природных ресурсов. Так, в водном хозяйстве действуют более 30 таких стандартов (впрочем, наличие мощной водохозяйственной нормативной терминологической базы из 2000 терминов было проигнорировано составителями действующего ВК), в области природных чрезвычайных ситуаций — 3, земель и лесов — 5 и т.д. К сожалению, существуют лишь единицы терминологических стандартов геологического содержания и относятся они к второстепенным разделам геологии. В то же время неоправданно затянулось утверждение двух принципиально значимых для геологической отрасли терминологических ГОСТов: “Недра” (составитель — ВНИИ-геосистем) и “Гидрогеология” (составитель — ВСЕГИНГЕО), рассчитанных в том числе на их использование в законодательных документах. В проекте первого стандарта присутствует 70 терминов, второго — 160 из 1300, представляющих общее терминологическое поле гидрогеологии. Среди задач по разработке стандартов указана, в частности, необходимость обеспечения взаимопонимания между заказчиками и разработчиками, проектировщиками и строителями, хозяйственными и управляющими структурами как в отечественных отраслях экономики, так и при осуществлении межгосударственных связей. Несмотря на “добровольность” ис-

пользования стандартов, провозглашенную Федеральным законом “О техническом регулировании”, они остаются наиболее приемлемыми для использования в нормативно-правовых и нормативно-технических документах.

Наиболее полно понятийно-терминологическая база гидрогеологии представлена в отраслевых нормативно-технических и нормативно-методических документах. Впрочем, на уровне этих документов видны и противоречия между различными взглядами, теориями и школами, в частности, в области региональной гидрогеологии. Так, например, широко распространенный термин *водоносный горизонт* может подразумевать под собой гидрогеологические структуры широкого диапазона.

В ряде случаев неправильное, а порой и безграмотное использование терминов и определений может серьезно осложнить понимание и применение нормативных документов, вызвать правовые коллизии и несогласованность в действиях государственных органов. Чувствуя зыбкость отраслевой понятийно-терминологической базы, авторы все чаще начинают включать в состав таких документов раздел “Основные понятия” или “Термины и определения”. При этом, более или менее правильно отражая содержательную сторону понятий, но не обладая необходимыми знаниями в областях терминологической науки, логики, лингвистики, метрологии, а иногда и грамматики, допускаются грубые ошибки в написании терминов (например, *самоизливающаяся скважина* вместо *фонтанирующая скважина*), в классификации понятий (в один ряд ставятся объекты, классифицируемые по разным основаниям и с разным объемом содержания), в составлении определений (“порочный круг”, полисемия, синонимия, многозначность, несистемность, неоправданные длинноты и др. [4]). Целая гамма таких ошибок присутствует, например, в “Общероссийском классификаторе полезных ископаемых и подземных вод”, рассмотрению которого посвящена вторая часть статьи. В отдельных случаях делаются неправомерные попытки вынести нормативное действие терминологи-

ческого раздела за рамки документа. Нормоконтроль разрабатываемых методических документов, действовавший во ВСЕГИНГЕО в 1980-е гг., выявил присутствие 1-2 терминологических ошибок на страницу текста.

Часто встречающимся случаем логического упорядочения нормативных требований в отрасли являются различные классификации. Классификационные группировки могут носить содержательные названия (например, классификация типов месторождений) и в этом случае представляются соответствующими терминами. Если же классифицируемое множество представляет собой комплексные понятия, не имеющие четкого терминологического наименования (например, разделение объектов по сложности геологического строения) или градации числовых значений параметров (глубин, площадей, содержания полезных компонентов), то классификационным группировкам присваиваются сравнительные названия: малая, средняя, большая; длительная, короткая; мелкая, глубокая; надежно защищенная, слабо защищенная и т.п., а также индексы, ранги и баллы. Разработка классификаций как один из основных приемов познания широко распространена в геологии, но, к сожалению, часто используется с нарушением элементарных правил логики и лингвистики [9]. Иллюстрацией этого могут служить многочисленные нормативные классификации подземных вод по минерализации (табл. 1). Несовпадения числовых градаций при этом еще можно в некоторых случаях объяснить практической направленностью классификаций, но множественные несовпадения словесных характеристик представляются недопустимыми. Также ошибочно, когда класс и подкласс носят одно и то же наименование. Коллизия подобных классификаций состоит в том, что точно определенные числовые параметры переводятся в обобщенные, часто с присвоением маловразумительных терминов типа “весьма слабо солоноватые воды”, вызывая в памяти лингвистический монстр недавнего прошлого “недоперевыполнение плана”.

В рамках настоящей статьи неуместно рассматривать законы и пра-

вила терминологической науки и, шире, применения языковых средств и “речевых” технологий. С ними желающие могут ознакомиться в специальной [2, 6] и популярной [9] литературе, в частности в приложении к гидрогеологии [8] и рыночным условиям в геологии [4]. Отдельные вопросы понятийно-терминологической базы в нормативно-правовом и нормативно-техническом регулировании работ в области изучения и использования подземных вод рассматриваются в [10, 11, 12].

#### **Вопросы классификации и терминологии в “Общероссийском классификаторе полезных ископаемых и подземных вод”**

Нормативные классификации в области регулирования изучения и использования подземных вод занимают значительное место. Действуют около десятка таких классификаций на уровне стандартов (ГОСТ 17.1.1.02-77; ГОСТ 1.1.03-86; ГОСТ 17.1.1.04-80; ГОСТ 13273-88; ОСТ 41-05-263-86 и др.) и множество – в составе различных нормативно-методических документов. Небольшая часть этих классификаций представлена в виде классификаторов, т.е. документов, составленных по определенным правилам и имеющим юридическую силу. Большое значение имеют 2 классификации: “Классификация подземных вод по видам их использования” и “Классификация эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод”. Учитывая ведущее значение первой классификации, следует рассмотреть возможность ее применения во вновь складывающейся системе технического регулирования недропользования.

“Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод” (ОК 032-2002) после принятия Закона “О техническом регулировании” оказался одним из немногих документов, сохранивших свою юридическую силу при создании государственных информационных систем. Классификатор, введенный в действие в 2003 г. взамен предыдущего (ОКПИИПВ 175 009; 1976 г.), предназначен для использования при решении задач экономики, ведения госу-

дарственных балансов полезных ископаемых, подготовки государственной отчетности. Этот документ как один из основных в области стандартизации является государственной нормой для разделения полезных ископаемых при их изучении и использовании, при учете и планировании воспроизводства минерально-сырьевой базы, при разработке инвестиционной политики и т.п. Объект классификации – природные скопления минералов, горных пород, руд, их полезные компоненты, нефть, газ и подземные воды; основания классификации – цели использования и типы полезных ископаемых.

Подземные воды в классификаторе занимают автономную позицию. Само название классификатора подчеркивает такое их положение, тем самым не причисляя их к полезным ископаемым, что представляется в корне неверным [1]. Подземные воды представлены 2-звенной (тип, класс) классификацией (табл. 2), а также справочным приложением с пояснениями наименований. Нормативное разделение подземных вод на 5 типов появилось в середине 70-х гг. и достаточно устоялось, несмотря на субъективность такого деления (одна и та же вода может быть отнесена к разным классам, что, впрочем, свойственно и другим полезным ископаемым), а также недостаточную лингвистическую определенность терминов.

Можно предположить, что как объект данной классификации существует одна *подземная вода* различных типов, как, например, в классификаторе представлены десятки разновидностей глины, известняка, песка. Однако *рассолы содовые* и *хлоридно-натриевые* перенесены в раздел “Сырье минеральное для химических производств и производства удобрений”. Такой перевод имеет под собой основание: содержание растворенных солей в рассолах может достигать десятков процентов, по сути дела, переводя вопрос о полезном ископаемом (соли) в плоскость технологии его добычи и обогащения (“жидкая руда”). В таком случае логично и оставшиеся разновидности промышленных подземных вод, которые практически всегда являются рассолами (*йодные, бромные*), перевести в соот-

Таблица 1. Сопоставление нормативных классификаций подземных вод по минерализации

Документ	Градации подземных вод по минерализации (или сухому остатку), мг/л																																																
	0	0,1	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0	7,0	10	15	20	25	30	35	50	75	100	150	300	350	500																											
Словарь по гидрогеологии и инженерной геологии, 1961	Пресные	Минерализованные																																															
		Солоноватые						Соленые						Рассолы																																			
		Слабо солоноватые						Сильно солоноватые						Слабо соленые			Сильно соленые																																
МУ*, 1961	До 1,0	1,0–3,0						3,0–5,0						5,0–7,0						7,0–10						10–15						15–30						30–50						Более 50					
	До 0,1	0,1–0,5	0,5–1,0	Слабо солоноватые						Солоноватые						Солоноватые						Сильно соленые						Слабые рассолы			Крепкие рассолы			Весьма крепкие рассолы			Предельно насыщенные												
МУ, 1967	Пресные	Слабо солоноватые						Солоноватые						Солоноватые						Сильно соленые						Слабые рассолы			Крепкие рассолы			Весьма крепкие рассолы			Предельно насыщенные														
МУ, 1967	Пресные	Слабо солоноватые						Солоноватые						Сильно солоноватые						Слабо соленые						Соленые						Слабые рассолы			Крепкие рассолы			Весьма крепкие рассолы			Предельно насыщенные								
МУ, 1968	Пресные	1,0–3,0						3,0–5,0						5,0–7,0						7,0–10						10–15						15–35						Рассолы											
ГОСТ, 1972	Пресные	Солоноватые																																															
ОКТИПВ, 1976	Пресные	Слабоминерализованные						Маломинерализованные						Среднеминерализованные						Высокоминерализованные						Рассольные						Рассольная																	
	Пресные	Слабо солоноватые						Солоноватые						Сильно солоноватые						Сильно соленые						Рассолы						Рассолы																	
Инструкция ГКЗ, 1976	Пресные	Слабо солоноватые						Солоноватые						Сильно солоноватые						Сильно соленые						Рассолы						Рассолы																	
	Пресные	Слабо соленые						Средне соленые						Сильно соленые						Сильно соленые						Рассолы						Рассолы																	
Геологический словарь, 1978	Пресные	Слабо солоноватые						Средне соленые						Сильно соленые						Сильно соленые						Рассолы						Рассолы																	
	Пресные	Слабо солоноватые						Средне соленые						Сильно соленые						Сильно соленые						Рассолы						Рассолы																	
ВМР*, 1979	Пресные	Слабо солоноватые						Средне солоноватые						Сильно солоноватые						Сильно соленые						Рассолы						Рассолы																	
	Пресные	Слабо солоноватые						Средне солоноватые						Сильно солоноватые						Сильно соленые						Рассолы						Рассолы																	
МР*, 1985	Пресные	Весьма слабо солоноватые и солоноватые						Средне солоноватые						Сильно солоноватые						Сильно соленые						Рассолы						Рассолы																	
	Пресные	Слабо солоноватые						Средне соленые						Сильно соленые						Сильно соленые						Рассолы						Рассолы																	
ГОСТ, 1987	Пресные	Солоноватые																																															
ОСТ, 1987	Пресные	Солоноватые						Солоноватые						Сильно соленые						Сильно соленые						Рассолы						Рассолы																	
	Весьма пресные	Весьма слабо солоноватые						Слабо солоноватые						Умеренно солоноватые						Солоноватые						Сильно соленые						Рассолы						Рассолы											
ISO*, 1997	Пресные	Соляные																																															

МУ, ВМР, МР — методические указания, временное методическое руководство, методические рекомендации по составлению гидрогеологических карт и проведению гидрогеологических съемок различных масштабов; ISO 6107/9 — международный стандарт "Качество воды. Термины и определения".



Таблица 2. Классификация подземных вод в “Общероссийском классификаторе полезных ископаемых и подземных вод”

Воды подземные питьевые	Воды питьевые 1-го класса
	Воды питьевые 2-го класса
	Воды питьевые 3-го класса
Воды технические	
Воды подземные минеральные	Воды минеральные бальнеологические
	Воды минеральные питьевые лечебные
	Воды минеральные питьевые лечебно-столовые
Воды подземные теплоэнергетические	Воды теплоэнергетические низкопотенциальные
	Воды теплоэнергетические среднеспотенциальные
	Воды теплоэнергетические высокопотенциальные
Воды подземные промышленные	Воды промышленные бромные
	Воды промышленные йодные
	Воды промышленные йодобромные

ветствующие разделы полезных ископаемых; относительно малые концентрации этих веществ в воде не могут являться препятствием к этому.

*Теплоэнергетические воды* можно перевести в раздел к топливно-энергетическим полезным ископаемым, выделив новый подкласс “геотермальных ресурсов” (петро- и гидро-), в котором подземные воды выступают лишь в роли удобного вещества-носителя геотермальной энергии. Неоднозначность в выделение типа теплоэнергетических вод вносит и то, что недра повсеместно имеют определенный теплоэнергетический ресурс, который может быть реализован, например, путем использования разности температур на поверхности и на глубине для получения тепла (“тепловые насосы”) или холода. Следовательно, речь идет об использовании геотермальных ресурсов в виде **энергии**, а не вещества, а энергию нельзя назвать *полезным ископаемым*.

Продолжая с тех же позиций рассматривать *минеральные воды*, следует включить их в новый класс – “полезные ископаемые, обладающие лечебными свойствами” наряду с *лечебными глинами* (которые почему-то отсутствуют в классификаторе, в то время как упомянуты в действующем Законе РФ “О недрах” и учитываются ГКЗ), *рапой лиманов и озер* (которые в классификаторе упомянуты в группировке сырья для химического производства) и некоторыми другими. Вообще неясно, почему целый класс “полезных ископаемых, относимых к

категории природных лечебных ресурсов”, декларированный в Федеральном законе “О природных лечебных ресурсах, лечебно-оздоровительных местностях и курортах” и других правовых документах, выпал из классификатора.

Исходя из сказанного подземные воды можно разделить на 3 типа:

вода пресная или слабуминерализованная, используемая для удовлетворения разнообразных водохозяйственных (питьевых, хозяйственных, технических, санитарных) или лечебных (минеральные воды) целей, рассматриваемая как **водный ресурс**;

вода как носитель растворенных полезных веществ, рассматриваемых как **минеральный (гидроминеральный) ресурс**;

вода как **носитель геотермальной энергии**.

Таким образом, представленная в классификаторе структура раздела “подземные воды” приобретает иной вид.

Следует отметить, что именно “многоликость” подземных вод, в том числе в качестве полезного ископаемого, порождает непрекращающиеся попытки “растачить” гидрогеологическую отрасль по видам использования результатов ее деятельности – геологоразведка, водное хозяйство, бальнеология, строительное и горное дело, экология и охрана природной среды, чрезвычайные ситуации и др. Однако не стоит забывать, что все подземные воды – пресные и соленые, высоко- и низкотемпературные, свободно передвигающиеся и связан-

ные с горными породами – представляют собой то, что со времен В.И.Вернадского называется “подземной гидросферой”. В отличие от других полезных ископаемых подземные воды благодаря своей подвижности и, часто, возобновимости, легкости изменения химического состава и физического состояния требуют принципиально иных методов изучения, поиска и разведки, подсчета запасов, учета и охраны. Кроме того, несмотря на повсеместное присутствие в недрах, ресурсы подземных вод могут локализоваться и использоваться лишь при наличии соответствующих геоструктурных, литологических, экологических и иных условий.

Неопределенность, скрытая в названиях выделенных в классификаторе рубрик подземных вод, заставила составителей классификатора специально привести пояснения их содержания. Хотя эти пояснения не имеют нормативной силы, но без них классификатор не может работать. Как отмечалось, неправильные определения терминов могут ввести в заблуждение и привести к появлению ошибок при подготовке материалов государственной отчетности, учета запасов и ведения балансов, а также к юридическим казусам при использовании вод.

В отличие от других полезных ископаемых в классификационных названиях подземных вод в основном используются термины, указывающие на возможность того или иного применения вод, реже – на отдельные качества, свойства. Отсутствие специальных геологических терминов приводит к тому, что некоторые “звучные” гидрогеологические термины, используемые, например, при бутылковании питьевой воды и якобы характеризующие их качество (*артезианские, родниковые, минеральные* – по отношению к обычным питьевым), служат лишь рекламным целям, но под давлением некомпетентного использования проникают в нормативные и даже в законодательные документы [11, 12]. Так, например, по ГОСТ Р 52109-2003 требуется, чтобы на этикетке питьевой воды, расфасованной в емкости, было указано **классификационное** название источника воды: *поверхностная (речная, озер-*

ная, ледниковая) или подземная (артезианская, родниковая). Последние названия не несут в себе потребительского смысла: *артезианская вода* (вероятно, подразумеваются глубокие подземные воды) и *родниковая вода* (естественным путем выходящая на поверхность), так же как и форма добычи (*артезианской скважиной* или *каптажом родника*), не отражают ни качество этой воды, ни ее экологическую защищенность.

Определение в классификаторе родового понятия – *воды подземные* (“сосредоточение вод в горных породах, имеющее границы, объем и черты водного режима”) взято из действующего ВК, где под этим определением фигурирует **иное** понятие – *подземный водный объект*. Современные представления о подземных водах принципиально расходятся с приведенным: подземная вода не “сосредоточивается” в отдельных частях недр, а пропитывает их, выступая как полезное ископаемое только в случаях, благоприятных для ее добычи; “границы” имеют не подземные воды, а месторождения подземных вод и водоносные горизонты; воды не могут иметь черт “водного” режима. Кроме того, приведенное определение никак не характеризует подземные воды с точки зрения полезного ископаемого. Не подходит для этого и определение подземных вод, данное в ВК и ГОСТ 30813-2002 (воды, в том числе минеральные, находящиеся в подземных водных объектах), образующее вместе с определением подземного водного объекта “порочный круг” и неясно почему выделяющее “минеральные воды”.

Логически правильно в классификаторе дать определение подземным водам исходя из определений двух терминов – *подземные воды* и *полезные ископаемые*, взятых соответственно из проектов терминологических стандартов “Гидрогеология” и “Недра”: “воды в порах, трещинах и пустотах земной коры, химический состав и физические свойства которых позволяют эффективно использовать их в сфере материального производства”.

Выделенные в классификаторе 5 типов подземных вод не соответствуют современным представлениям [12], по которым “питьевые” и “техничес-

кие” подземные воды должны входить в один тип – “пресные (и слабоминерализованные) подземные воды”.

К *питьевым подземным водам* в классификаторе отнесены “воды, в которых бактериологические, органолептические показатели и показатели токсических химических веществ находятся в пределах норм питьевого водоснабжения”, что лишь частично соответствует современному понятию питьевой воды, приведенному в ГОСТ 30813-2002 и проекте технического регламента “О питьевой воде и питьевом водоснабжении”.

Далее в классификаторе подземные питьевые воды делятся на 3 класса, различающихся по отклонению (!) от показателей питьевых норм: *воды питьевые 1-го класса* (удовлетворяют всем показателям), *воды питьевые 2-го класса* (имеют отклонения по отдельным показателям, устраняемым аэрированием, фильтрованием, обеззараживанием), *воды питьевые 3-го класса* (имеют отклонения, требующие специальных методов обработки). Таким образом, в класс *питьевых вод* включаются воды, **не соответствующие** этим нормам, что является прямым нарушением элементарной логики, какими бы причинами оно ни объяснялось. Кроме того, в классификаторе значительно логичнее выглядела бы ссылка на нормативные показатели качества вод, чем на технологические приемы водоподготовки.

Коллизия возникла из-за того, что приведенная классификация ориентируется на ГОСТ 2761-84, устанавливающий требования не к *питьевым водам*, а к **другому объекту** – *источнику питьевого* (да еще только и *централизованного!*) *водоснабжения*, в нашем случае к месторождению подземных вод. Нельзя подменять единые требования к качеству самой питьевой воды, которые изложены в другом документе (ГОСТ Р 51232-98), требованиями к качеству воды в источниках питьевого водоснабжения: ведь таким источником может служить и море, вода из которого в ряде стран используется для питья после опреснения.

По водохозяйственным представлениям источники централизованно-го питьевого водоснабжения делятся

на поверхностные и подземные, которые в зависимости от качества воды в свою очередь делятся: первые – на 2, вторые – на 3 класса. Для подземных вод, используемых для бутылирования (ГОСТ Р 52109), вводится еще и “высшая” категория, отличающаяся повышенными требованиями к геоструктурным (!) особенностям месторождения. Вода из подземных источников 2-го и 3-го классов, в просторечии называемая “некондиционной”, становится питьевой только после ее добычи из недр и **соответствующей подготовки (переработки)** – доведения ее до показателей ГОСТ Р 51232-98, когда она, как было показано ранее [1], уже не может считаться продуктом недропользования. Иные требования по сравнению с централизованным водоснабжением (СанПиН 2.1.4.1074-01) предлагаются для нецентрализованного и автономного водоснабжения (СанПиН 2.1.4.1175-02), а также для питьевой воды, расфасованной в емкости (СанПиН 2.1.4.1116-02).

Абсолютное большинство добываемых подземных вод – *пресные*. Из них большинство используется для централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения, но только половина соответствует питьевым нормам. Требования к ресурсам подземных вод должны соответствовать нормативам их использования и учета (ГОСТ 17.1.1.04-80, форма статотчетности 2-ТП “водхоз”). Поэтому представляется необходимым более глубокая классификация этих вод. Выходом из сложившегося положения может быть выделение класса *пресных (и слабоминерализованных) подземных вод* с последующим разделением его по наиболее важным потребительским целям [13]. Схема такой классификация, основанной на современных водохозяйственных нормативах, представлена в табл. 3.

*Техническими подземными водами* в классификаторе называются “воды, кроме питьевых, минеральных и промышленных, пригодные для использования в экономике”. Определение дано с антилогических и антитерминологических позиций, заключающихся в том, что вместо позиций, **входящих** в понятие, приведены только позиции, **исключающиеся** из понятия. Для того чтобы идентифициро-

Таблица 3. Предлагаемая классификация пресных и слабоминерализованных подземных вод по типу их использования

Наименование	Виды использования		Нормативное обоснование
Воды подземные питьевые	Децентрализованное водоснабжение		СанПиН 2.1.4.1175-02
	Бутилирование (воды "высшего качества")		СанПиН 2.1.4.1116-02 ГОСТ Р 51232-98 ГОСТ Р 52109-2003
	Централизованное водоснабжение из подземных водных источников	1-го класса	СанПиН 2.1.4.1074-01 ГОСТ Р 51232-98 ГОСТ 2761-84
Воды подземные, допустимые для питья после подготовки ("некондиционные")		2-го класса	СанПиН 2.1.4.1074-01 ГОСТ 2761-84
		3-го класса	СанПиН 2.1.4.1074-01 ГОСТ 2761-84
Воды подземные, не допустимые для питья ("технические")	Технические и технологические нужды промышленности и сельского хозяйства		ГОСТ 17.1.1.04-80

вать воду по приведенным признакам, сначала надо определить, не относятся ли она к *питьевым* (из предыдущего видно, что это не просто), *минеральным* (из последующего будет видно, что это еще сложнее) или *промышленным*. Вместо приведенного определения технических подземных вод предлагается использовать определение, приводимое в словарях и энциклопедиях, без разделения их на подземные и поверхностные: "вода, пригодная по содержанию примесей (твердых взвесей, эмульсий и растворенных веществ) для использования в технологических процессах, но не пригодная для питья".

Выделение в классификаторе технических вод в одном ряду с питьевыми представляется неправильным, поскольку это те же пресные воды, отличающиеся от питьевых лишь некоторыми параметрами. Появление в нормативах *подземных источников питьевого водоснабжения 2-го и 3-го классов* вообще стирает эту разницу между питьевыми и техническими водами. Поэтому предлагается иное место *технических вод* в структуре классификатора (см. табл. 3).

*Минеральными подземными водами* в классификаторе названы "воды, компонентный состав которых отвечает требованиям лечебных целей". Это до недавнего времени однозначное понятие стало размываться благодаря другому его пониманию, пришедшему из зарубежной практики. В ГОСТ 30813-2002 говорится, что эти воды "могут обладать лечебным действием", а в международном стандар-

те ISO 6107/9 – что это "вода, в которой содержание минералов выше, чем в обычной питьевой воде", т.е. понятие лечебной воды спутано с понятием воды, имеющей повышенную минерализацию (обратите внимание на трудно передаваемое на иностранный язык различие терминов *минеральные* и *минерализованные воды*!).

Появились нормативные документы, регулирующие розлив питьевых вод (ТУ 10.04.06.132-88), в которых обычные подземные воды питьевого качества, ранее называвшиеся *природными столовыми водами*, стали называться *водами минеральными природными столовыми*, что затем было продублировано в методических указаниях Минздрава России (МУ № 2000/34) и нашло подтверждение в проекте технического регламента "О питьевой воде и питьевом водоснабжении" в виде выделения "высшего" класса питьевых подземных вод для бутилирования. В этом случае, как и для питьевых вод, прослеживается логика разделения вод по классам использования исходя из условий их состояния в недрах, но если в первом случае такое деление основывалось в основном на химическом составе вод, то во втором – на геоструктурных позициях. Из приведенного в МУ № 2000/34 определения следует, что это **обычные** подземные воды питьевого качества, но защищенные от антропогенного воздействия. Проблемы, возникшие вслед за этим в области разработки и охраны месторождений, лицензирования недропользования и учета вод рассмот-

рены в статьях [12], освещены в газетных публикациях и рекламных роликах. В связи со сказанным предлагается именовать рассматриваемый класс подземных вод *минеральными лечебными водами*, а формулировку определения взять из МУ № 2000/34: "природные подземные воды, оказывающие на организм человека лечебное действие, обусловленное повышенным содержанием полезных биологически активных компонентов, особенностями газового состава или общим ионно-солевым составом воды".

Дальнейшая классификация минеральных вод и определения терминов в основном соответствуют нормативным документам в области бальнеологии и здравоохранения, хотя и вызывают критику гидрогеологов. В настоящее время ГОСТ 13273-88 (воды минеральные) пересматривается, к сожалению, без участия гидрогеологов. Это может привести к углублению несоответствия между требованиями к минеральным водам при их изучении и использовании.

*Водами подземными теплоэнергетическими* в классификаторе названы "термальные воды, теплоэнергетические ресурсы которых могут быть использованы в любом секторе экономики". В этот класс включаются воды с естественной достаточно высокой температурой, позволяющей использовать ее для отопления и горячего водоснабжения, обогрева парников и грунта, выработки электроэнергии на геотермальных станциях. С учетом сказанного ранее о подземных водах как носителе геотермальной энергии и условности выделения всего класса *теплоэнергетических подземных вод* по современным правилам такие воды сертифицируются с обязательным технико-экономическим обоснованием для каждого конкретного месторождения. Это позволяет или не позволяет считать воды одной и той же температуры *теплоэнергетическими*, пригодными к применению с той или иной целью и вносит дополнительную неопределенность в понимание этих вод как полезного ископаемого. В определении, приведенном в классификаторе, неправомерно упоминание "ресурсов" как критерия отнесения воды к полез-



ному ископаемому, поскольку классификация полезных ископаемых и классификация запасов и ресурсов в геологии – разные категории. Предлагается несколько изменить определение для этого типа подземных вод: “геотермальные воды, температура которых позволяет использовать их для теплоснабжения или выработки энергии”.

Дальнейшая классификация теплоэнергетических вод произведена по температуре, несмотря на, казалось бы, более логичное представление в виде разных фазовых состояний (вода, пар, пароводяная смесь) и требование ГКЗ учитывать отдельно пароводяные смеси. Кроме того, классификация по грациям температуры (35-70 °C; 70-100 °C; более 100 °C) и названиям вод (низко-, средне- и высокопотенциальные) ориентирована только на один из нормативных документов, в то время как имеется не менее десятка других нормативных классификаций подземных вод по температуре.

Водами подземными промышленными в классификаторе названы “воды, компонентный состав и ресурсы которых достаточны для извлечения компонентов в промышленных масштабах”. Это определение, с учетом переноса *рассолов соды и поваренной соли* в другие разделы классификатора, в значительной степени перестало соответствовать первоначальному понятию. Сам термин *промышленные воды* следует считать неудачным, поскольку вне этой узкой сферы он означает “воду, используемую в производственном процессе”. Значительно точнее выражает это понятие термин *гидроминеральное сырье*, одинаково употребимый для подземных и поверхностных вод. В определении неоправданно упомянуты “ресурсы” и тем более “промышленные масштабы” (последние – непременный атрибут любого полезного ископаемого). Возможные варианты: возвратиться к классическому определению – “природный высококонцентрированный водный раствор (например, рассолы щелочных галоидов, сульфатов, карбонатов, нитратов), используемый для получения соответствующих солей, а также металлов, микроэлементов (из озерной

Verbal technologies aimed at “the exact expression of the legislative will” play a leading role in the norm-setting/lawmaking process.

Unlike traditional geological documents in which verbal redundancy allows achieving comprehension of stated positions, “the letter of the law”, namely brevity, accuracy, intrinsic logic, strict text formalization, clear and unambiguous terms are an indispensable attribute of the legal norm. Law terms of the subsoil use are in their infancy while professional geological terms are in many respects not prepared for their use in norm-setting/legal documents. A vaguely expressed idea, incorrectly used notion, ambiguous term, logic, semantic, linguistic, and grammatical errors reduce the degree of confidence in the norm-setting document and often lead to different understanding of requirements or inaction of the article, and cause damage to the state or subsoil user.

The geological lexicography is represented in a number of vocabularies, encyclopedias, and reference books; however, terminological norms are defined in other forms: standards on terms and definitions for entire industries (the subsoil and water industry) and their branches (geophysics, hydrogeology, and mining) or in sections “basic concepts” and “terms and definitions” placed in the norm-setting document directly. Errors are often committed in the last case. Numerous errors are detected, for example, in the section Groundwater of the All-Russian Minerals and Groundwater Classifier. The document is the state norm for separating mineral resources during their investigation

рапы, подземных источников)” – при объединении всех промышленных вод в разделе “Подземные воды”; отказать от приведенного в классификаторе определения при условии разброса конкретных видов этих вод по другим разделам классификатора; привести определение в соответствие, например, с фактическим распределением этих вод в классификаторе: “воды, химический состав которых позволяет использовать их для извлечения особо ценных растворенных компонентов”.

Дальнейшая классификация промышленных подземных вод произведена по видам извлекаемого полезного компонента – брома, йода и совместно брома и йода. Возникают вопросы: почему вопреки некоторым дру-

and use. The critical remarks concern the classification that distinguishes 5 classes of groundwater by the sphere of its use (potable, process, mineral, heat-and-power, and industrial) while in fact 4 classes may be distinguished (sweet, mineral medicinal, heat-and-power, and industrial) and the criteria for the classification (groundwater may be considered as a water resource, mineral resource, and geothermal energy carrier). Even more critical remarks relate to the used conceptual/terminology base presented in a special appendix. A wide range of violations of logical laws and the terminology is detected there: the substitution of notions (the term is not corresponding to the definition), the lack of meaningful sense in the definition, logical errors (potable water is subdivided into 3 classes depending on their deviations (!) from the drinking standards), the definition of the notion from negative positions only (process groundwater is defined as all “water except (!) potable, mineral, and industrial water), the misuse of terms (“mineral water” is used instead of “mineral medicinal water”), etc.

As a result, we have to state that groundwater is extremely poorly defined in one of the fundamental norm-setting documents intended for subsoil use management; the classification arouses serious criticism, and the terminology is used so carelessly that sometimes prevents from identification of classified objects. The Law on Technical Regulation is suggested to be used for bringing the classifier into line with other norm-setting documents, and linguistic and logical errors should be corrected.

гим полезным ископаемым отсутствует подкласс “прочие промышленные воды”, в который при необходимости можно было бы без переделки классификатора поместить бор, стронций, литий и др.; в какие классы полезных ископаемых входят те же йод и бром, содержащиеся в рапе озер?

Помимо вышерассмотренных вопросов, относящихся к разделу “Подземные воды”, имеется ряд лексических претензий к другим разделам классификатора. Во введении приводится непонятная фраза: “воды подземные технические и воды подземные промышленные (?) рассматриваются так же (?), как воды хозяйственного (?) назначения”. Почему в идентичных ситуациях двойного-тройного объединения полезных ископаемых

(нефть и газ, руды никелевые и кобальтовые, воды промышленные бромные и йодные) используются различные классификационные схемы? Почему наименования позиций представлены то в единственном, то во множественном числе в независимости от соподчинения рубрик и общепринятых правил написания? Вызывает недоумение, почему коды подземных вод не связаны с экономической деятельностью, подобно тому как это сделано с другими полезными ископаемыми.

В итоге приходится констатировать, что в одном из основополагающих нормативных документов, рассчитанных на управление недропользованием, подземные воды представлены чрезвычайно неудачно, классификационная схема вызывает серьезную критику, а терминология используется столь небрежно, что порой приводит к невозможности идентификации классифицируемых объектов. В представленном виде классификатор трудно использовать в качестве нормативно-правовой основы технического регулирования, стандартизации и сертификации подземных вод.

\*\*\*

В связи с выходом Закона "О техническом регулировании" и пересмотром законодательства о недрах представляется необходимым привести "Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных

вод", а также иные классификаторы геологической информации в соответствие с другими нормативными документами, исправить логические и лингвистические ошибки, отредактировать текст с позиций современной понятийно-терминологической базы.

#### Литература

1. Седов Н.В. Состояние законодательной и нормативно-правовой базы изучения и использования подземных вод в Российской Федерации // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. – 2005. – № 5.
2. Губаева Т.В. Язык и право. Искусство владения словом в профессиональной юридической деятельности. – М.: Норма, 2004. – 160 с.
3. Кривцов А.И. Термины и понятия отечественного недропользования (словарь-справочник) / А.И.Кривцов, Б.И.Беневольский, В.М.Минаков и др. – М.: ЗАО "Геоинформмарк", 2000. – 344 с.
4. Герасимов Р.А. Проблемы лексикографии в геологии / Р.А.Герасимов, С.М.Скорняков // *Разведка и охрана недр*. – 2003. – № 8. – С.39-43.
5. *Правоведение*: Учеб. для неюридических вузов / Под ред. О.Е.Кутафина, 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Юристъ, 2004. – 408 с.
6. *Законотворческая техника современной России*: состояние, проблемы, совершенствование: Сб. статей. – Н. Новгород, 2001.
7. *Рекомендации по основным*

*принципам и методам стандартизации терминологии*. РМГ 19-96.

8. Седов Н.В. Гидрогеологическая терминология. Состояние, проблемы, пути совершенствования // *Отечественная геология*. – 2002. – № 3. – С. 58-64.

9. Ивин А.А. Практическая логика: Учеб. пособие. – М.: ФАИР-ПРЕСС, 2002. – 288 с.

10. Куприянов И.В. Термины и понятия гидрогеологии, используемые в водном законодательстве и законодательстве о недрах / И.В.Куприянов, С.П.-Ю.Питерская // *Современные проблемы изучения и использования питьевых подземных вод: Материалы совещания, ГИДЭК*. – М., 2003. – С.38-43.

11. Седов Н.В. Некоторые аспекты использования гидрогеологических терминов в питьевом водоснабжении / Н.В.Седов, М.А.Антипов // *Питьевая вода*. – 2004. – № 3. – С. 23-26.

12. Ловчева Е.С. Вопросы терминологии и практика использования подземных вод для розлива / Е.С.Ловчева Н.Г.Петрова, Р.И.Плотникова // *Разведка и охрана недр*. – 2004. – № 10. – С. 79-80.

13. Вартамян Г.С. Подземные воды России: проблемы изучения, использования, охраны и освоения / Г.С.Вартамян, В.Д.Гродзенский, Р.И.Плотникова и др. – М.: АОЗТ "Геоинформмарк", 1996. – С. 95.



# К ВОПРОСУ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ РФ РАЗРАБОТКИ НЕСКОЛЬКИМИ ПОЛЬЗОВАТЕЛЯМИ НЕДР ОДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО

**А.А.Бардин, С.В.Дубынин** (Московское представительство компании “Шел Эксплорейшн энд Продакшн Сервисиз (РФ) Б.В.”)



Алексей Анатольевич Бардин, старший юристконсульт



Сергей Владимирович Дубынин, старший юристконсульт

Российское законодательство о недрах находится в состоянии активного реформирования. В разработанных законопроектах делается попытка урегулировать наиболее болезненные проблемы пользования недрами. Одним из интересных теоретических вопросов российского недропользования, не получившего до сих пор необходимого законодательного регулирования, является вопрос разработки одного месторождения полезного ископаемого разными пользователями недр. В связи с этим целесообразно проанализировать ряд вопросов, связанных с возможностью разработки нескольких взаимосвязанных частей одного месторождения несколькими пользователями недр. Большая часть статьи посвящена анализу требований действующего законодательства о недрах, предъявляемых при одновременной разработке отдельных участков одного месторождения. Кроме этого, рассматриваются отдельные положения, предлагаемые законопроектами в сфере пользования недрами, и обсуждается возможность договорного закрепления отношений между несколькими недропользователями, планирующими разработку отдельных участков недр одного месторождения.

## **Возможность разработки одного месторождения полезного ископаемого разными пользователями недр по действующему законодательству**

### **1. Закон РФ “О недрах”**

Рассматриваемый вопрос, несмотря на его очевидную важность и актуальность, не нашел подробного отражения в действующем законодательстве о недрах. Прежде всего это

касается Закона РФ “О недрах” (далее – Закон о недрах) № 2395-1 от 21 февраля 1992 г. (в редакции от 22 августа 2004 г.), который не содержит прямого правового регулирования данного вопроса.

В ст. 2 Закона о недрах устанавливается, что государственный фонд недр составляют используемые участки, представляющие собой геометризованные блоки недр, и неиспользуемые участки недр в пределах территории Российской Федерации и ее континентального шельфа. Согласно ст. 7 этого закона участки недр предоставляются пользователям на основании лицензий в виде горного или геологического отводов в зависимости от конкретного вида пользования недрами (основные 2 вида пользования на месторождениях нефти и газа – геологическое изучение, включающее поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведка и добыча полезных ископаемых).

Далее положениями ст. 7 установлено, что при определении границ горного отвода помимо прочих факторов *учитываются* пространственные контуры месторождения полезных ископаемых. Любая деятельность, связанная с использованием недрами, проводимая вне границ горного отвода, может осуществляться только с согласия пользователя недр, которому он предоставлен. Таким образом, Закон о недрах не содержит обязательного требования о том, что границы горного отвода должны *совпадать* с пространственными контурами месторождения, а также требования о том, что деятельность, связанная с использованием недрами, проводимая вне границ горного отвода, но “влияющая” на пользование недрами в границах такого горного отвода, должна согласовываться с владельцем такого горного отвода.



Что касается участков недр, которым придается статус геологического отвода (т.е. практически речь идет только о геологическом изучении недр), то Закон о недрах прямо предусматривает, что в границах геологического отвода могут одновременно проводить работы несколько пользователей недр, при этом их взаимоотношения определяются при предоставлении недр в пользование (т.е. в лицензиях, выданных таким пользователям недр).

Наконец, следует отметить, что понятие “месторождение” определено в нормативных актах как объект минерального сырья в недрах, который имеет самостоятельное промышленное значение.

Следовательно, на основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

понятия “участок недр” и “месторождение” не тождественны, не исключены случаи, когда месторождение, являясь объектом минерального сырья в недрах, может быть целиком расположено в составе одного участка недр, либо расположено на нескольких участках недр или составлять всего лишь часть участка недр;

Закон о недрах не содержит запрета на возможность предоставления нескольких участков недр, включающих в себя части одного месторождения, в пользование разным недропользователям.

## **2. “Положение о порядке лицензирования пользования недрами”**

Действующее “Положение о порядке лицензирования пользования недрами” (далее – Положение), утвержденное Постановлением Верховного Совета РФ № 3314-1 от 15 июля 1992 г., более подробно рассматривает вопросы выдачи лицензий на право пользования недрами и содержит регу-

лирование вопроса предоставления лицензий на разработку всего месторождения и его отдельных частей.

В соответствии с п. 6.3 Положения, лицензия на добычу\* полезного ископаемого может выдаваться на разработку всего месторождения или его отдельной части\*\*. При этом допускается разработка одного месторождения полезного ископаемого разными пользователями с соблюдением следующих условий:

указанные пользователи должны проводить разработку месторождения по согласованной технологической схеме;

согласованная технологическая схема должна исключать нераациональное использование недр;

указанные пользователи должны принять решение о назначении координатора, которому будет доверено осуществлять координацию действий пользователей недр на данном месторождении;

условие о назначении координатора фиксируется в лицензиях на право разработки данного месторождения.

Рассмотрим указанные требования отдельно.

### **Оформление согласованной технологической схемы.**

В соответствии с Законом о недрах сроки начала работ, включая сроки подготовки технического проекта, являются обязательным условием лицензии на право пользования недрами (ст. 12). Согласно п. 1.3 “Инструкции о порядке предоставления горных отводов для разработки нефтяных и газовых месторождений”, утвержденной Постановлением Госгортехнадзора России № 35, выдача горно-отводных актов (являющихся предварительным условием для начала добычи) осуществляется только после рассмотрения проекта разработки месторождения нефти и газа (технологические проектные документы), прошедшего в

установленном порядке согласование, экспертизу и утверждение.

*Компетенция органов государственного управления при согласовании и утверждении проектных документов.* Функциями согласования технологических схем разработки было наделено Минэнерго России. Положением о Минэнерго России, утвержденным Постановлением Правительства РФ № 777 от 12 октября 2000 г., определено, что Минэнерго России согласовывает проектную техническую и технологическую документацию на разработку месторождений углеводородного сырья, определяет варианты разработки месторождений указанных полезных ископаемых и устанавливает порядок реализации проектов разработки этих месторождений.

В целях реализации указанной функции Минэнерго России была образована Центральная комиссия по разработке месторождений горючих полезных ископаемых (ЦКР)\*\*\*, которая по поручению министерства осуществляет рассмотрение технических и технологических проектных документов на разработку месторождений горючих полезных ископаемых (приказ Минэнерго России от 14 ноября 2001 г. № 317). Технологические схемы предоставлялись на рассмотрение ЦКР и решения по ним оформлялись протоколами, после чего соответствующий протокол утверждается руководством Минэнерго России. Утвержденные таким образом проектные решения являлись обязательными для исполнения всеми пользователями недр и направлялись в лицензирующие органы.

С середины 2004 г. настоящий порядок был технически изменен. Функции рассмотрения и согласования проектной и технической документации на разработку месторождений полезных ископаемых были переданы

\* Представляется, что такие же правила применяются по аналогии к так называемым “совмещенным” лицензиям (лицензиям на несколько видов пользования недрами, например лицензиям на геологическое изучение и добычу), предоставление которых разрешается в соответствии с п. 6.9 Положения и ст. 11 Закона о недрах.

\*\* По имеющейся информации МПР России в настоящее время старается избегать выдачи лицензий на отдельные части месторождения в связи с тем, что большинство владельцев подобных лицензий зачастую не могут урегулировать вопросы их “совместного” участия в разработке месторождения, что вызывает множество споров, в которые министерство не хочет быть вовлеченным. На данный момент существует немало примеров такого пользования участками недр, например в случае Краснотелинского нефтяного месторождения, месторождений Юрубчено-Тохомской зоны и др.

\*\*\* ЦКР при Минэнерго России является правопреемником Центральной комиссии по разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений Минтопэнерго России, созданной в соответствии с приказом Министерства топлива и энергетики РФ от 26 июля 1993 г. № 178.

Федеральному агентству по недропользованию, которое находится в ведении МПР России\*. (В целях удобства восприятия, учитывая, что основные технические регламенты пока остаются без изменений и что основной опыт утверждения документации принадлежит ЦКР, нижеследующий текст далее ссылается на ЦКР как на уполномоченный орган, хотя с чисто технической стороны название ЦКР может быть изменено.)

*Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений.* Порядок оформления и составления технологических схем установлен Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений (РД 153-39-007-96) (далее – Регламент), утвержденным Минтопэнерго России 23 сентября 1996 г.

Регламент не содержит отдельного регулирования вопросов составления и представления совместных технологических схем несколькими пользователями недр (в частности, понятие “совместная технологическая схема” вообще не предусмотрено Регламентом). Тем не менее Регламент содержит ряд обязательных требований, которые должны быть учтены при составлении проектных документов, в том числе применимых в случае подготовки совместной технологической схемы.

Так, Регламентом (п. 1.2) установлено, что разведанные *части* месторождений нефти и газа считаются подготовленными для промышленного освоения при соблюдении, в частности, следующих условий:

осуществлена пробная эксплуатация разведочных скважин, а при необходимости – пробная эксплуатация залежей или опытно-промышленная разработка представительных участков месторождения;

балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, утверждены Государственной комиссией по запасам (ГКЗ) и дана оценка перспективных

ресурсов нефти, газа и конденсата;

утвержденные балансовые запасы нефти, газа и конденсата, а также запасы содержащихся в них компонентов, используемые при составлении проектных документов на промышленную разработку, должны составлять не менее 80 % категории  $C_1$  и до 20 % категории  $C_2$ ;

состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения, дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения.

*Стадийность разработки месторождения, проекты пробной эксплуатации.* Регламентом (п. 1.6) устанавливается, что проектные решения на разработку должны быть направлены на достижение максимального экономического эффекта от максимального извлечения из пластов запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них сопутствующих компонентов при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ. Данные требования приобретают особый смысл при разработке взаимозависимых пластов одного месторождения разными недропользователями.

Вместе с тем в соответствии с п. 1.7 Регламента разработка месторождений носит стадийный характер, соответственно для каждой стадии разработки технологическими проектными документами являются:

- проекты пробной эксплуатации;
- технологические схемы опытно-промышленной разработки;
- технологические схемы разработки;
- проекты разработки;
- уточненные проекты разработки (доработки);
- анализ и обобщение результатов работ.

Примечательно, что в соответствии

с п. 1.11 Регламента установлено, что технологическая схема разработки является проектным документом, определяющим предварительную систему промышленной разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин (т.е. до 70 % общего эксплуатационного фонда скважин). Такой проектный документ может быть составлен по данным разведки и пробной эксплуатации.

Следовательно, технологическая схема, как правило, составляется после того, как была проведена пробная эксплуатация. В п. 1.9 Регламента уточнено, что для месторождений, разведка которых не закончена или отсутствуют в достаточном объеме исходные данные для составления технологической схемы разработки, составляются проекты пробной эксплуатации. Проект пробной эксплуатации является первой стадией проектирования разработки месторождения. Целью и задачей пробной эксплуатации являются уточнение имеющейся и получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, содержащихся в них ценных компонентов, построение адресной геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей, выделение эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи нефти, газа, конденсата месторождения.

Таким образом, не исключено, что ЦКР сможет рассмотреть и одобрить “проект пробной эксплуатации” для отдельного недропользователя, обладающего лицензией на часть месторождения (и без участия других недропользователей данного месторождения). При этом срок пробной эксплуатации может быть установлен до того момента, когда будет закончена разведка на всем месторождении и будут получены достаточные исходные данные от прочих недропользователей, что повлечет за собой необходимость оформления “совместной технологической схемы разработки” всеми недропользователями месторождения.

Рассмотренный подход представ-

\* В соответствии с Положением о Федеральном агентстве по недропользованию, утвержденным Постановлением Правительства РФ № 293 от 17 июня 2004 г.

ляется предпочтительным в тех случаях, когда несколько недропользователей обладают лицензиями на отдельные части месторождения, но не могут согласовать принципиальные условия (или еще не приступили к согласованию условий) подготовки и оформления совместной технологической схемы. В этом случае один из недропользователей может предпринять попытку оформления проекта пробной эксплуатации своего представительства участка (так называемого "пилотного проекта"), не дожидаясь одобрения других недропользователей.

Безусловно, возможность одобрения проекта пробной эксплуатации в конкретном случае будет зависеть от ситуации конкретного недропользователя и в значительной мере от объективных данных изученности всего месторождения (результатов разведки и исходных данных), а также способности данного недропользователя подготовить проект пробной эксплуатации, который будет удовлетворять требованиям Регламента.

Вполне вероятно, что ЦКР будет консервативно толковать п. 6.3 Положения как норму, предписывающую, что *любая стадия* разработки месторождения, в отношении которого предоставлены несколько лицензий разным недропользователям, может осуществляться *исключительно* на основании согласованной технологической схемы. В таком случае ЦКР может отказать в принятии к рассмотрению проекта пробной эксплуатации, подготовленного одним из недропользователей месторождения на указанном основании и настаивать на составлении согласованной технологической схемы с обязательным привлечением остальных владельцев лицензий на разработку конкретного месторождения.

Также необходимо учитывать, что в п. 5.8. формы технологических документов (применяемой как к технологическим схемам, так и к проектам пробной эксплуатации), прилагаемой к Регламенту, указывается, что в случае разработки месторождения несколькими предприятиями по добыче

нефти и газа технико-экономические показатели рекомендуемого варианта разработки приводятся отдельно по каждому предприятию. Такое требование может быть истолковано как обязательство представить варианты разработки совместно этими предприятиями в одном пакете проектных документов (технологической схеме или проекте пробной эксплуатации).

**Требования согласованной технологической схемы по исключению нерационального использования недр.**

Требования по рациональному использованию недр при добыче полезных ископаемых устанавливаются ст. 23 Закона о недрах. К основным требованиям относятся:

соблюдение установленного законодательством порядка предоставления недр в пользование и недопущение самовольного пользования недрами (данное требование устанавливает, что пользование участком недр возможно только в соответствии с лицензией на право пользования недрами, предоставленной по основаниям, указанным в Законе о недрах);

обеспечение полноты геологического изучения, рационального комплексного использования и охраны недр;

проведение государственной экспертизы и государственный учет запасов полезных ископаемых – перед разработкой запасы должны быть поставлены на государственный учет по результатам государственной экспертизы, предусмотренной ст. 29 Закона о недрах;

обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;

достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых;

охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность мес-

торождений или осложняющих их разработку;

предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недрами, особенно при подземном хранении нефти, газа или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод;

соблюдение установленного порядка консервации и ликвидации предприятий по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

предупреждение самовольной застройки площадей залегания полезных ископаемых и соблюдение установленного порядка использования этих площадей в иных целях.

В случае нарушения указанных требований право пользования недрами может быть ограничено, приостановлено или прекращено специально на то уполномоченными государственными органами в соответствии с законодательством (ст. 20 Закона о недрах).

Указанные требования должны быть учтены при составлении проектных документов на разработку согласованной технологической схемы.

**Решение о назначении координатора; фиксация данного условия в лицензиях.** Положение устанавливает, что координация действий пользователей недр возлагается по их решению на одно из предприятий, которому другие предприятия доверяют исполнение функций координатора. Законодательством не установлены обязательные требования к оформлению указанного решения\*, также не закреплены его форма и обязанность недропользователей информировать лицензирующие органы о принятом решении. Представляется, что не исключена возможность заключения отдельного гражданско-правового договора между несколькими владельцами лицензий, по условиям которого на одного из недропользователей может быть возложена функция координатора.

Лицензирующие органы обязаны

\* Сложившаяся практика свидетельствует о том, что в указанных случаях недропользователи составляют протокол, в котором приводятся согласованные данные для подготовки единой технологической схемы, определяется проектная организация, ответственная за составление такой схемы, и определяется лицо, которое будет представлять указанную схему в ЦКР.



зафиксировать указанное решение о назначении координатора в качестве "условия" в соответствующих лицензиях на право пользования недрами. По Закону о недрах данное условие не включено в перечень обязательных условий лицензии на право пользования недрами, однако лицензия может дополняться иными условиями, не противоречащими Закону о недрах (ст. 12). В тех случаях, когда условие не включено в лицензию при ее выдаче, оно может быть дополнительно установлено в лицензии при согласии пользователя недр и органов, предоставивших лицензию, либо в случаях, установленных законодательством.

Таким образом, после принятия соответствующего решения о назначении координатора недропользователи могут совместно обратиться в лицензирующие органы с требованием внести соответствующее условие о назначении координатора в лицензию. В свою очередь после принятия решения о назначении координатора лицензирующие органы будут не только вправе, но и обязаны включить такое дополнительное условие в индивидуальные лицензии каждого из недропользователей.

#### **Правовое регулирование взаимоотношений владельцев лицензий при пользовании сопредельными или близко расположенными участками недр в соответствии с новыми проектами нормативно-правовых актов законодательства о недрах**

В последние годы МПР России подготовлены проекты Кодекса о недрах, Федерального закона "О порядке лицензирования пользования недрами", новой редакции Федерального закона "О недрах". Кроме этого, проект новой редакции Федерального закона "О недрах" подготовлен рабочей группой под руководством проф. В.С.Литвиненко.

Предложенные МПР России законопроекты Кодекса о недрах и Федерального закона "О порядке лицензирования пользования недрами" содержат ряд положений, регулирующих вопросы взаимоотношений владельцев лицензий при пользовании

Development of one field by multiple subsoil users is one of the most interesting issues of subsoil use, which to date has not been given the necessary regulatory prominence.

Despite its obvious importance and relevance, this issue has not been sufficiently addressed in existing subsoil legislation.

The Subsoil Law does not prohibit granting of several subsoil allotments incorporating parts of a single field to different subsoil users. Moreover, in accordance with the Statute of Procedures for Subsoil Use Licensing currently in effect, approved by Decree No. 3314-1 of the RF Supreme Council of July 15, 1992, a mineral production license may be granted to an entire field or to any of its parts. The development of a single field by several subsoil users is possible if subsoil users develop the field under the agreed initial field development plan; such development plan excludes inefficient subsoil use; the above subsoil users agree on the appointment of a coordinator who will be charged with the coordination of the subsoil users' activities within the field; the condition on the appointment of a coordinator is made a stipulation in the license for field development.

It appears that the Central Commission for Development of Fuels may consider and approve a pilot production plan for an individual subsoil user holding a license for development of a part of the field (without involvement of other subsoil users of this field). The pilot production period can be established until the time exploration of the whole field is fully completed, and sufficient initial data from other subsoil users is received. This will require a "joint field development plan" to be developed by all subsoil users.

Over recent years, the MNR has developed the drafts of the Subsoil Code, Fe-

deral Law on the Subsoil Use Licensing Procedure, and revised Federal Law on Subsoil. Besides, the revised Federal Law on Subsoil was drafted by the working group led by Professor V. S. Litvinenko.

We agree with the position of certain experts that major coordination of development of the same field by different subsoil users must be carried out within the framework of a single development project for this field, and the project should be mandatory for execution by every user. Such provisions (if included in the draft law) would effectively resolve the problem of technical cooperation between subsoil users, and the common development project would serve as a basis for settlement of possible disputes between the subsoil users.

At the moment, neither of the documents considered by the State Duma provide for any systematic mechanism to regulate the issue under consideration.

The legal analysis indicates that neither the existing Subsoil Law, nor the newly proposed draft laws provide for detailed regulation of issues involved in the relationship between multiple subsoil users in the process of the field development. At the same time, it is known that the global oil and gas industry has widely used unitization agreements designed to regulate the mutual rights and obligations of subsoil users developing hydrocarbon reservoirs within adjoining allotments of the same field.

The efficient subsoil use during development of one field by various users could be assured even within the effective legal framework through conclusion of unitization agreements meeting requirements of current subsoil legislation.

сопредельными или близко расположенными участками недр, в соответствии с которыми изменяются правила, установленные действующим Положением. К таким изменениям относятся следующие.

1. Допускается разработка одного месторождения разными пользователями не только по "общему генеральному проекту (технологической схеме)", но и согласно отдельным "техническим (технологическим) проектам", которые подлежат согласованию между такими пользователями. Помимо требований рационального ис-

пользования недр, указанные проекты должны обеспечивать безопасное ведение работ.

2. При отсутствии решения недропользователей о назначении координатора указанные функции оператора (координатора) могут быть поручены одному из недропользователей по решению органов, предоставивших право пользования участками недр.

3. Взаимоотношения пользователей недр строятся на основе принципа удовлетворения интересов каждого из них. В частности, данный принцип подразумевает право на доступ к

информации о месторождении в целом и обеспечение взаимного ознакомления о состоянии разработки выделенных каждому из пользователей участков месторождения.

4. Устанавливается ограничение расположения скважин у границ сопредельного участка (не ближе, чем на радиус влияния скважины).

5. Владелец лицензии в границах предоставленного ему участка недр (геологического или горного отвода), а также земельного участка не может препятствовать строительству дорог, прокладке трубопроводов, линий электропередач и сооружению иных объектов инфраструктуры, которые необходимы для обеспечения работ на сопредельном участке недр. Строительство таких объектов подлежит согласованию с владельцем участка недр.

6. Споры между пользователями участков недр одного месторождения могут разрешаться как в судебном, так и в административном порядке.

Однако по разным причинам вышеуказанные проекты пока не приняты за основу для изменения системы недропользования в РФ. В настоящий момент (на октябрь 2005 г.) такой основой служит проект федерального закона "О недрах", разработанный МПР России и внесенный Правительством РФ на рассмотрение в Государственную Думу в июле 2005 г. Следует также отметить, что во время рассмотрения этого законопроекта в Государственной Думе рабочая группа под руководством проф. В.С.Литвиненко подготовила альтернативный проект закона "О недрах". В связи с этим целесообразно рассмотреть, как указанные законопроекты регулируют исследуемый в данной статье вопрос.

Ст. 45 ("Ограниченное использование участка недр") законопроекта МПР России предусматривает, что если пользование одним участком недр невозможно без ограниченного использования другого участка недр, предоставленного иному пользователю недр, ограниченное использование может осуществляться при условии, что такая возможность предусмотрена договором или лицензией на

пользование таким участком. Условия такого пользования определяют договором между пользователями недр, причем эти условия не должны противоречить положениям договора или лицензии на пользования недрами. В случае уклонения пользователя недр от заключения указанного договора пользователь недр, заинтересованный в ограниченном использовании участка недр, вправе обратиться в суд с требованием о понуждении заключить договор в соответствии с гражданским законодательством РФ.

При этом следует иметь в виду, что участие нескольких пользователей недр в разработке одного месторождения делает необходимым решить вопросы технической координации, контроля со стороны государства.

Можно согласиться с мнением ряда специалистов о том, что основная координация разработки одного месторождения разными пользователями недр должна осуществляться в рамках единого проекта разработки этого месторождения\*, обязательного для всех пользователей. Такое положение закона практически решило бы проблему взаимодействия между недропользователями по техническим вопросам, а сам единый проект разработки служил бы основой для разрешения возможных споров между недропользователями.

В связи с этим целесообразно рекомендовать использование в проекте МПР России изложенных выше положений проектов Кодекса о недрах и Федерального закона "О порядке лицензирования пользования недрами" (хотя и они могут оказаться не идеальными), в которых предлагаются регулирование разработки одного месторождения несколькими недропользователями и механизм координации такой разработки.

Положения альтернативного проекта закона "О недрах", подготовленного рабочей группой под руководством проф. В.С.Литвиненко, также практически не затрагивают исследуемую тему.

В ст. 19 этого проекта фактически повторяются положения ст. 7 дейст-

вующего Закона о недрах, предусматривая, что в границах геологического отвода могут одновременно проводить работы несколько пользователей недр, при этом их взаимоотношения определяются при предоставлении недр в пользование (т.е. в лицензиях, выданных таким пользователям недр).

Ст. 22 "Право ограниченного пользования чужим участком недр (сервитут)" является в какой-то степени парафразом приведенной выше ст. 45 законопроекта МПР России. В этой статье предусматривается, что в случае, если пользователю недр для проведения работ, связанных с использованием участка недр, необходимо осуществлять проходку горных выработок и буровых скважин в пределах участка недр, предоставленного другому пользователю недр, то ему предоставляется право осуществлять ограниченное пользование чужим участком недр (сервитут). Условия сервитута определяются при предоставлении права пользования участками недр. Осуществление сервитута проводится с соблюдением требований по охране недр таким образом, чтобы не создавать помех основному пользователю недр.

Не вдаваясь в углубленный анализ, достаточно отметить, что сервитут может быть получен только в момент предоставления права пользования недрами. Такое положение означает, что если такая ситуация возникла уже после предоставления таких прав и в случае, если на участке осуществляется так называемое совмещенное пользование (не только разработка, но и геологическое изучение), то это может привести к необходимости уточнения границ участка и использования для разработки месторождения части "чужого" участка, а пользователь "основного" участка может на вполне законных основаниях (норма носит императивный характер) отказать в сервитуте и не способствовать ни в коей мере рациональной разработке участка.

Таким образом, оба эти документа, которые рассматриваются в Государственной Думе, не содержат сис-

\* В частности, такие комментарии были высказаны во время заседаний рабочего комитета Государственной Думы по рассмотрению проекта закона "О недрах", предложенного МПР России.

тематического регулирования рассматриваемого в статье вопроса. В связи с этим было бы целесообразно как минимум вернуться к указанным выше положениям проекта Кодекса о недрах и внести между первым и вторым чтением соответствующие поправки в законопроект МПР России.

Существует также иное практическое решение рассматриваемого вопроса.

### **Возможность заключения договора об “унитизации” по действующему законодательству о недрах**

Представленный правовой анализ подтверждает, что ни действующее законодательство о недрах, ни предложенные положения новых законопроектов не предлагают подробного регулирования вопросов взаимоотношений разных недропользователей при разработке одного месторождения. Вместе с тем известно, что в мировой практике нефтяной и газовой отраслей широкое распространение получили договоры об “унитизации” (unitisation agreements), которые призваны довольно подробно регулировать взаимные права и обязанности недропользователей в случаях получения прав разработки месторождений углеводородов на сопредельных участках одного месторождения. Вопрос о гарантиях рационального пользования недрами в рамках разработки одного месторождения разными пользователями мог бы быть решен даже в существующем правовом поле.

Действующий Закон о недрах содержит ряд положений, позволяющих сделать вывод о том, что заключение соглашения об “унитизации” не противоречит действующему законодательству о недрах при условии, что положения такого соглашения будут учитывать императивные нормы законодательства о недрах\*.

Так, в соответствии со ст. 22 Закона о недрах пользователю недр дается право использовать предоставленный ему участок недр для любой формы предпринимательской или иной деятельности, соответствующей цели,

обозначенной в лицензии. При этом недропользователь имеет право самостоятельно выбирать формы этой деятельности, не противоречащие действующему законодательству. Также в соответствии с Законом о недрах и Положением недропользователя, осуществляющие разработку недр на одном месторождении, обязаны обеспечить соблюдение требований по рациональному использованию недр и обеспечить безопасное ведение работ.

Вместе с тем, поскольку лицензия на право пользования недрами не подлежит передаче, в том числе переуступке в соответствии с гражданским законодательством, за исключением случаев, установленных Законом о недрах (ст. 17-1) или иными федеральными законами, типовые положения договора об “унитизации”, предусматривающие объединение прав и интересов различных пользователей недр (держателей лицензий) по совместной разработке месторождения, подлежат корректировке с учетом требований российского законодательства. Тем не менее отдельные типовые положения договора об “унитизации” могут быть адаптированы применительно к соглашению между недропользователями по российскому праву.

### **Перечень вопросов, которые могут быть отражены в соглашении между недропользователями, осуществляющими деятельность на одном месторождении**

В соответствии с требованиями действующего законодательства о недрах и с учетом мировой практики составления договоров “унитизации” представляется, что соглашение может, в частности, содержать правовое регулирование следующих вопросов:

назначение координатора (оператора) из состава сторон соглашения и определение его функций;

координация действий по внесению изменений в условия индивидуальных лицензий на право пользования недрами, в том числе в связи с назначением координатора;

подготовка и согласование технологической схемы, выбор проектной организации, процедура внесения изменений в утвержденную технологическую схему;

финансирование совместной деятельности (если таковая имеется);

режим общей собственности, созданной по соглашению (если таковая имеется);

создание управляющего комитета и определение его функций, компетенции, порядка принятия решений;

определение порядка обмена геологической информацией и данными, конфиденциальность геологической информации и данных;

ответственность координатора и иных сторон по соглашению, ограничение ответственности, последствия несоблюдения одной из сторон обязательств по лицензии, последствия отзыва лицензии;

порядок согласования строительства объектов обустройства и транспортной инфраструктуры в границах горных отводов и земельных участков, предоставленных сторонам по соглашению;

допустимые по законодательству ограничения деятельности стороны по соглашению в границах предоставленного такой стороне горного отвода;

порядок разрешения споров; регулирующее право и арбитраж; передача прав по соглашению, выход из соглашения.

Положения предполагаемого соглашения должны быть конкретизированы в соответствии с запросом недропользователей в каждом отдельном случае.

\* В противном случае такое соглашение может толковаться как связанная с использованием недрами сделка, заключенная с нарушением Закона о недрах, что влечет ее недействительность в силу положений ст. 49 Закона о недрах.



# РЕГИОНАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ МЕЖДУНАРОДНОГО ПРИГРАНИЧНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА В СФЕРЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ. ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ

**А.Ф.Карпузов** (Федеральное агентство по недропользованию)



Александр Федорович Карпузов, заместитель начальника управления, кандидат геолого-минералогических наук

Дальневосточный федеральный округ (ДФО) в силу своего географического и геополитического положения — один из важнейших сырьевых регионов России. Общая площадь ДВФО — 6 181 838 км<sup>2</sup>. В его состав входят 10 субъектов Российской Федерации. Протяженность только сухопутной границы округа составляет более 3000 км, поэтому не случайно трансграничному сотрудничеству со странами-соседями в сфере недропользования уделяется самое пристальное внимание как со стороны федеральных органов, так и администраций субъектов Федерации. В последние годы международные связи геологической службы России с геологическими службами граничащих с Россией стран продолжали динамично развиваться. Значительно расширились география проводимых совместных международных исследований, круг участников и методологии решений.

Основу природных богатств ДВФО составляют минерально-сырьевые ресурсы, морские биоресурсы Охотского и Японского морей, деловая древесина юга Дальнего Востока. Каждый из этих видов ресурсов занимает свою нишу в общей структуре приграничного сотрудничества. В настоящей статье затрагиваются некоторые направления международного сотрудничества, связанные с недропользованием, геологическим изучением приграничных территорий, вопросам прогноза опасных геологических процессов.

По разведанным запасам и добыче алмазов, олова и сурьмы, золота, свинца, вольфрама, плавикового шпата, серебра, платины ДВФО занимает ведущее положение в России. В связи с этим состояние экономики округа и дальнейшие перспективы ее развития напрямую связаны с эффектив-

ным освоением природных ресурсов, которыми щедро одарила природа эту территорию. Доля отраслей, базирующихся на минеральных ресурсах (цветная металлургия и топливная промышленность), составляет сегодня около 40 %.

В ДВФО сосредоточено около 81 % общероссийских запасов и почти 100 % добычи алмазов, 92 % запасов и 100 % добычи олова, 33 % запасов и около 50 % добычи золота, 30 % запасов и более 50 % добычи серебра, около 23 % запасов и 87 % производства вольфрамового концентрата, 50 % запасов и 100 % добычи сурьмы, а также 63 % добычи свинца при запасах всего 9 %. Кроме того, здесь добываются цинк (10 % общероссийской добычи), платина (8 %), бор (100 %), плавиковый шпат (80 %), различные виды строительных материалов и сырья для их производства, используются также термальные воды и пароводяные смеси. Округ обладает крупнейшей в России угольной сырьевой базой (12 % общероссийской) с полным набором углей различного марочного состава.

Среди наиболее перспективных направлений сотрудничества входящих в ДВФО субъектов Федерации с зарубежными странами в области геологического изучения недр и недропользования следует выделить:

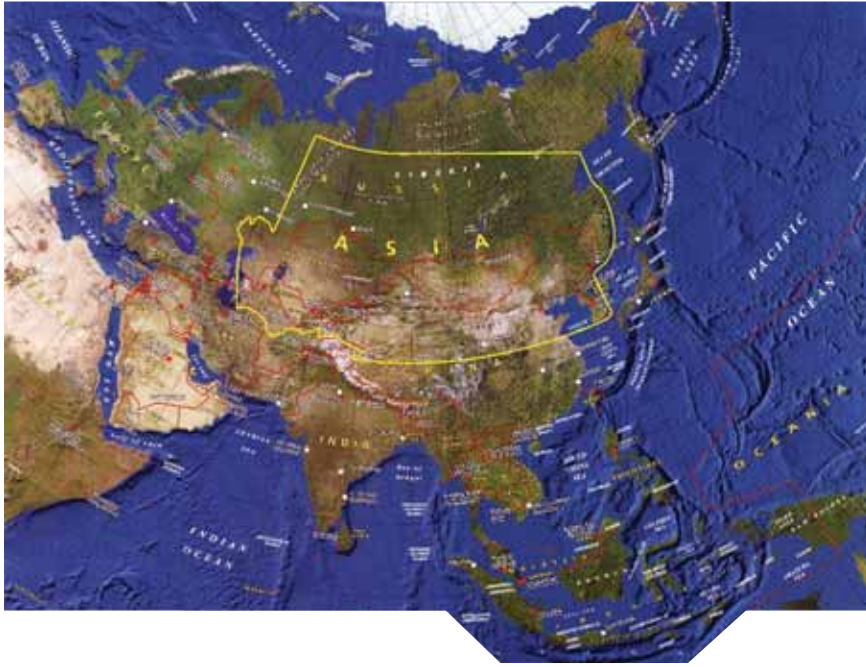
создание благоприятного политического и экономического климата для реализации взаимовыгодных проектов в сфере недропользования;

геологическое изучение приграничных регионов Российской Федерации с Китаем и КНДР, включая и проекты совместного освоения месторождений минерального сырья;

глубинные геолого-геофизические исследования земной коры и мантии;

геохимические исследования и эколого-геохимическое картирование

Пространственные границы объекта приграничного сотрудничества  
(общая площадь — 20 млн км<sup>2</sup>)



трансграничных территорий России и сопредельных государств.

Конечно, этими направлениями далеко не исчерпывается международное сотрудничество в сфере недропользования. Расширению их рамок и географии участников и был посвящен конструктивный диалог участников I Дальневосточного международного экономического форума, состоявшегося в сентябре 2005 г. в Хабаровске.

Одним из примеров геологической интеграции является совместная работа геологических служб России, Китая, Монголии, Казахстана, Республики Корея, Узбекистана, Туркменистана, Кыргызстана, Таджикистана по двум действующим проектам: “Геология, геодинамика, минерагения трансграничных осадочных бассейнов и рудных районов Центральной Евразии” и “Атлас геологических карт Центральной Азии и прилегающих территорий”, которые будут иметь важное геополитическое значение для этих государств. Работы по проектам начались в 2002 г., а их завершение запланировано на 2006-2007 гг. созданием атласов сводных карт геологического и минерагенического содержания (рисунк).

Результаты работ по проектам по-

лучили высокую оценку специалистов и с большим успехом демонстрировались на Международных геологических конгрессах в Китае и Италии.

С российской стороны базовой научной организацией, отвечающей за практическую реализацию обязательств по этим двум проектам, выступает ВСЕГЕИ. Проведенные в 2004-2005 гг. рабочие встречи и совместные полевые исследования позволили сблизить позиции геологических школ стран-участниц по всему спектру геолого-минерагенических проблем, провести корреляцию стратифицированных и магматических образований, выработать единые подходы к составлению легенд к картам. Проведенные научные обобщения в рамках этих и подобных им совместных международных проектов позволили выявить новые единые закономерности размещения полезных ископаемых, провести региональные и глобальные сопоставления, а также рассмотреть конкретные вопросы рудогенеза на примере конкретных месторождений. (Ниже на фотографиях — участники совместной российско-китайской полевой экспедиции при работе на обнажении.) Такие работы позволяют геологическим службам стран-участниц проектов пополнить

собственную информационную базу, разработать новые модели месторождений и рудных полей.

К Дальневосточному экономическому форуму были подготовлены конкретные предложения и материалы по новым международным проектам, прошедшим предварительное согласование в рамках двусторонних рабочих встреч с представителями геологических служб США, Канады, Китая, Монголии, Японии и Республики Корея.

Одним из результатов работ по предлагаемым проектам должен стать научно обоснованный и экономически выверенный прогноз расширения и рационального использования ресурсной базы стран-участниц проектов, а также выработка рекомендаций по стратегии сотрудничества государств в экономической и геополитической сферах. Эта работа может проводиться в рамках двусторонних соглашений между геологическими организациями России и зарубежных стран по конкретным проектам. Учитывая обоюдный интерес к таким проектам, последние должны находиться под патронатом региональных органов управления фондом недр. Успех решения поставленных задач во многом будет зависеть от целенаправленных усилий специалистов-геологов, политиков и законодателей всех заинтересованных стран-участниц.

В современных условиях трудно представить международное сотрудничество без выставочной деятельности и проведения научных конференций. Организация и проведение регулярных (ежегодных) международных выставок и конференций по разнообразному спектру вопросов геологического изучения недр, оценки минерально-сырьевого потенциала и недропользования становится одним из важнейших аспектов международной деятельности Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) и геологических служб территорий на ближайшие годы. Лучшим тому подтверждением стали Дальневосточный экономический форум, унаследовавший лучшие традиции проводимых ранее тихоокеанских научных конгрессов, а также прошедший в октябре 2005 г. в Чите VI Международный сим-



позиум “Геологическая и минерагеническая корреляция в сопредельных районах России, Китая и Монголии”.

Участие России в расширяющихся международных проектах обеспечивается и подкрепляется всей деятельностью Роснедра, сохраняющего и преумножающего лучшие традиции российской геологической школы. Традиционно наиболее активными участниками совместных приграничных проектов в Дальневосточном регионе являются китайские и японские геологические компании. Представляется, что наиболее интересными для государственных геологических служб и частных компаний Азиатско-Тихоокеанского региона могут являться рассмотренные ниже направления сотрудничества в сфере недропользования.

Сводное региональное мелкокомасштабное геологическое и металлогеническое картографирование на основе единых подходов к корреляции геологических и металлогенических таксонов продолжает оставаться тем геологическим фундаментом, на котором должно строиться международное сотрудничество. Язык геологических карт понятен без переводчиков. Поскольку восполнение перспективных площадей обеспечивается исключительно региональными геологическими работами, их интенсификация является первоочередной зада-

чей геологических служб стран-соседей. Учитывая невысокую степень изученности приграничных территорий, здесь можно ожидать серьезных поисковых открытий. Только современные геологические основы, создаваемые с применением передовых методов исследований, являются фундаментом для раскрытия минерагенического потенциала территорий. Структуры, которые тянутся из России в Китай, Монголию или Казахстан, обязательно должны изучаться в едином аспекте, так как Азиатско-Тихоокеанский регион – это единое геологическое пространство. Примером такого сотрудничества можно считать подготовку и издание российскими и китайскими геологами комплекта карт геолого-минерагенического содержания и монографии “Тектоника, глубинное строение и минерагения Приамурья и сопредельных территорий” (2004 г.).

Не менее важным направлением остается проведение гидрогеологических, инженерно-геологических и геолого-экологических съемок на территории Дальневосточного региона, направленных на геолого-гидрогеологическое изучение (доизучение) недр и обеспечение воспроизводства ресурсного потенциала подземных вод (питьевых, минеральных лечебных, теплоэнергетических и промышленных), получение информации, не-

The article covers some problems of international border cooperation of the Russian Federation subjects in the Far Eastern Federal District with bordering states in the Asia-Pacific region in the sphere of the subsoil use. The problems were discussed at the 1<sup>st</sup> International Far Eastern Economic Forum that took place in Khabarovsk late in September 2005. The Forum noted that this process has become more active within the framework of bilateral cooperation with China, South Korea, and Japan. The cooperation develops in integral geological and metallogenic mapping of the bordering territories, hydrogeological and engineering geological monitoring of bodies used for water consumption, forecast of seismic hazard, and, naturally, in joint projects for development of a whole range of minerals (coal, non-ferrous and rare metals) and hydrocarbons. To live up these processes, it is necessary to unite efforts of politicians, geologists, miners, and financiers within the framework of both bilateral agreements and interstate and international projects under the auspices of the ESCAP and ASEAN. Recommendations concerning possible areas of international cooperation are given.

обходимой для проектирования, строительства и эксплуатации инженерных сооружений. Создание единой картографической и информационной основы для решения межрегиональных задач в части оценки состояния ресурсного потенциала питьевых подземных вод, оценки защищенности основных водоносных горизонтов, осуществления мониторинга состояния недр позволит более рационально подходить к важнейшему полезному ископаемому XXI в. – питьевой воде.

В связи с интенсификацией работ на континентальном дальневосточном шельфе к числу основных приоритетов относится и мониторинг геологической среды, направленный, в частности, на изучение современного состояния геологической среды континентального шельфа дальневосточных морей. Оценка влияния экзогенных и эндогенных геологических процессов, разработки месторождений полезных ископаемых на дне акваторий и в их береговых зонах, а также другой хозяйственной деятельнос-







ти на состояние геологической среды шельфа должно обеспечить в оперативном режиме ведение контроля за состоянием геологической среды на шельфах Охотского и Японского морей, что очень важно для сохранения морского биоразнообразия и рационального недропользования. Эта работа должна стать основой многих международных проектов.

Отдельно необходимо остановиться на геолого-геофизических работах по прогнозу сейсмической опасности на территории ДВФО, так как во многих его районах сейсмическая активность может достигать 7-10 баллов. Российской стороной работы на территории округа ведутся в двух главных направлениях: комплексные глубинные геофизические исследования с целью создания геолого-геофизической основы для детального сейсмического районирования и мониторинг гидрогеодеформационного (ГГД) поля с целью прогноза сейсмической опасности. Результаты исследований передаются в службы контроля за сейсмической ситуацией в регионе.

Последние трагедии в Индийском океане, Индонезии и Пакистане наглядно показали, что геологические

процессы не знают административных и государственных границ. Их изучение, своевременное оповещение о возможном времени начала, информационный обмен должны вестись в режиме оперативного мониторинга. Дальневосточный, как и весь Азиатско-Тихоокеанский, регион находится в эпицентре возможного проявления многих опасных геологических процессов. К ним можно смело отнести и активную вулканическую деятельность, и землетрясения, и активную эрозию береговой линии. Учитывая очень плотную заселенность Азиатско-Тихоокеанского региона, нетрудно предвидеть последствия недооценки воздействия этих процессов.

Естественно, что мониторинг состояния геологической среды должен вестись системно, с использованием сопоставимых технологий и приборов наблюдений, из единого центра либо из ряда уполномоченных национальных научных центров, действующих в рамках единой региональной Программы. Структуру мониторинга разработать несложно, важно получить на государственном уровне политическое решение и гарантии его реализации. Подобные крупные совмест-

ные международные проекты и Программа должны осуществляться под патронатом международных авторитетных организаций – ООН, ЭСКАТО, АСЕАН.

Завершая краткую информацию региональных аспектах международного приграничного сотрудничества, следует остановиться на финансовом обеспечении решения его проблем. Прошедшие международные экономические форумы в Хабаровске, Новосибирске, Чите однозначно показали, что все направления сотрудничества будут “мертвы”, если отечественным и мировым деловым и финансовым сообществами не будет обеспечено их финансирование. Представление на форумах таких проектов, как “Нефтегазовые проекты Охотоморского шельфа”, “Нефтегазопровод Восточная Сибирь – Тихий океан”, “Эльгинский угольный проект”, целой группы проектов в промышленности цветных и драгоценных металлов показало их масштабность и необходимость огромных объемов инвестиций. Это могут быть и государственные инвестиции, так как все без исключения проекты носят социальный характер и должны обеспечить серьезный экономический рывок в развитии региона и получение немалых прибылей. Возможно и паритетное финансирование, включая и зарубежные инвестиционные потоки, так как совершенно ясно, что потребителями этих ресурсов на среднесрочную перспективу станут страны всего Азиатско-Тихоокеанского региона, в первую очередь, конечно, Китай, Республика Корея и Япония.

Проведенные форумы показали также, что только взаимовыгодное сотрудничество, партнерство и кооперация геологов, инвесторов, политиков и финансистов России и приграничных стран Дальневосточного региона по самому широкому спектру проблем и научных направлений позволят своевременно разработать и привести в действие необходимые экономические и политические механизмы их реализации.

**Уважаемые читатели!** В выпуске журнала 4'2005 по техническим причинам допущены ошибки.

**В табл. 1** “Динамика производства и потребления первичного никеля в России и мире за 1993-2003 гг.” (с.68) в последней строке (“в том числе Китай”) в числителе не указаны объемы производства первичного никеля в Китае: 1993 г. – 30,5; 2000 г. – 50,9; 2001 г. – 49,5; 2002 г. – 53,5; 2003 г. – 64,7 тыс. т.

**В табл. 2** “Соотношение запасов и добычи никеля в сплошных (богатых), вкрапленных и медистых рудах Норильского района” (с. 70) в графе 1 (последняя строка “Медистые и вкрапленные”) вместо 53,3 следует читать 57,3.

## АУКЦИОНЫ И КОНКУРСЫ НА ПОЛУЧЕНИЕ ПРАВА ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ

(по материалам Бюллетеня "Недропользование в России" № 20-21'2005)

Ниже даются перечень аукционов и конкурсов, объявленных Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра), а также результаты уже состоявшихся аукционов с указанием участков, победителей и предложенных победителями размеров разового платежа.

### Углеводородное сырьё

#### Аукционы, объявленные Федеральным агентством по недропользованию

##### *Эвенкийский автономный округ*

Аукционы на право пользования недрами Таимбинского и Абракупчинского участков с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья

##### *Томская область*

Аукционы на право пользования недрами Еллейского и Чворового участков с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья

##### *Республика Татарстан*

Аукционы на право пользования недрами Алексеевского 2, Юхмачинского 1, Базарно-Матакского 2, Юхмачинского 2 участков с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья

##### *Астраханская область*

Аукционы на право пользования недрами Красноярского, Кирикилинского, Разночиновского и Воропаевского участков с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья

#### Аукционы, объявленные территориальными и региональными агентствами по недропользованию

##### *Волгоградская область*

Аукционы на право пользования недрами Сергеевского, Западно-Линевского и Добринского участков с целью разведки и добычи углеводородного сырья

##### *Республика Калмыкия*

Аукционы на право пользования недрами Буратинского, Хар-Адрыкского и Полевого газовых месторождений с целью разведки и добычи газа, а также Касатинского, Чапаевского газонефтяных месторождений с целью разведки и добычи углеводородного сырья

##### *Краснодарский край*

Аукционы на право пользования недрами Шкелюкской, Хамкетинской, Предгорной площадей; Восточно-Вознесенского, Суворовского, Алексеевского, Зеленого, Малороссийского месторождений углеводородного сырья

##### *Красноярский край*

Аукционы на право пользования недрами Вадинского и Туколандского участков с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья

##### *Республика Хакасия*

Аукцион на право пользования недрами Ново-Михай-

ловского участка с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья

#### Итоги проведенных аукционов

##### *Ненецкий автономный округ*

24 октября 2005 г. в Нарьян-Маре состоялись аукционы на право пользования недрами Северо-Харьягинского и Лекхарьягинского участков с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, расположенных на территории Ненецкого автономного округа.

Своевременно внесли задаток и приняли участие в аукционных торгах на право пользования недрами Северо-Харьягинского участка: ОАО «Печоранефть», ООО «Сибнефть-Суторминскнефтегаз», ООО «Хвойное» и ОАО «Сургутнефтегаз». Своевременно внесли задаток и приняли участие в аукционных торгах на право пользования недрами Лекхарьягинского участка: ОАО «Печоранефть» и ООО «Хвойное».

Победителем на право пользования недрами Северо-Харьягинского и Лекхарьягинского участков признано ООО «Хвойное», предложившее максимальный размер разового платежа — 1 750 000 000 (один миллиард семьсот пятьдесят миллионов) р. при стартовом — 500 000 000 (пятьсот миллионов) р., за право пользования недрами Лекхарьягинского участка — 168 000 000 (сто шестьдесят восемь миллионов) р. при стартовом — 140 000 000 (сто сорок миллионов) р.

##### *Оренбургская область*

28 июля 2005 г. в Оренбурге в соответствии с приказами Федерального агентства по недропользованию состоялись аукционы на право пользования недрами Сладковского-Заречного и Бузулукского участков.

Аукцион на право пользования недрами Комаровского участка не состоялся в связи с неуплатой Заявителями задатка в размере разового платежа.

В аукционе на право пользования недрами Сладковского-Заречного участка с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья приняли участие: ЗАО «Транс Нафта», ОАО «Оренбургнефть», ООО «Живой исток».

Победителем аукциона признано ООО «Живой исток», предложившее максимальный размер разового платежа — 96 000 000 (девяносто шесть миллионов) р. при стартовом — 60 000 000 (шестьдесят миллионов) р.

В аукционе на право пользования недрами Бузулукского участка с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья приняли участие: ЗАО «Транс Нафта», ОАО «Оренбургнефть», ОАО «Оренбурггеология».

Победителем аукциона признано ОАО «Оренбургнефть», предложившее максимальный размер разового платежа — 121 000 000 (сто двадцать один миллион) р. при стартовом — 110 000 000 (сто десять миллионов) р.

##### *Самарская область*

6 октября 2005 г. в Самаре состоялись аукционы на по-

лучение права пользования Васильевским, Елховским и Изюмовским участками недр с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья.

В аукционе на получение права пользования недрами Васильевского участка с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья участвовали: ЗАО “Татнефть-Самара”, ЗАО “Самара-Нафта”.

Победителем аукциона признано ЗАО “Самара-Нафта”, предложившее максимальный размер разового платежа – 800 000 000 (восемьсот миллионов) р. при стартовом – 200 000 000 (двести миллионов) р.

В аукционе на получение права пользования недрами Елховского участка с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья участвовали: ЗАО “Татнефть-Самара”, ЗАО “Самара-Нафта”, ООО “Объединенная нефтяная группа”.

Победителем аукциона признано ЗАО “Самара-Нафта”, предложившее максимальный размер разового платежа – 660 000 000 (шестьсот шестьдесят миллионов) р. при стартовом – 200 000 000 (двести миллионов) р.

В аукционе на получение права пользования недрами Изюмовского участка с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья участвовали: ЗАО “Татнефть-Самара”, ЗАО “Самара-Нафта”.

Победителем аукциона признано ЗАО “Татнефть-Самара”, предложившее максимальный размер разового платежа – 110 000 000 (сто десять миллионов) р. при стартовом – 100 000 000 (сто миллионов) р.

## **Твердые полезные ископаемые**

### **Аукционы, объявленные Федеральным агентством по недропользованию**

#### *Свердловская область*

Аукционы на получение права пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи рудного золота на Катасьминском и Хионинском участках и Чернореченской площади

Аукцион на получение права пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи алмазов на Верхне-Бобровском участке

#### *Магаданская область*

Аукционы на получение права пользования недрами с целью разведки и добычи бурого угля на Мелководненском месторождении и участке Северный Ланковского месторождения

#### *Чувашская Республика*

Аукцион на получение права пользования недрами с целью разведки и добычи цеолитсодержащих пород на Шумском месторождении

#### *Челябинская область*

Аукцион на получение права пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи медных, титаномагнетитовых руд на Погорельском участке

Аукцион на получение права пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи рудного золота на Наилинском участке

Аукцион на получение права пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи медно-колчеданных руд на Султановском месторождении

Аукцион на получение права пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи тальковых руд на Чемпаловском участке

#### *Республика Бурятия*

Аукцион на получение права пользования недрами с целью добычи молибденовых руд на Орехитканском месторождении

Аукцион на получение права пользования недрами с целью добычи апатитовых руд на Ошурковском месторождении

#### *Иркутская область*

Аукцион на получение права пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи титановых руд на Жидойском массиве пироксенитов

Аукционы на получение права пользования недрами: с целью геологического изучения, разведки и добычи золота на участке Жила № 13;

с целью разведки и добычи золота на участке Лапинский Егорьевского месторождения золотоносных кор выветривания

Аукционы на получение права пользования недрами с целью разведки и добычи антрацита на участках Восточный и Крутихинский Колыванского месторождения и на Погорельском участке

Аукцион на получение права пользования недрами с целью разведки и добычи каменного угля на Изюлинском участке Завьяловского месторождения

#### *Пермская область*

Аукцион на получение права пользования недрами с целью добычи россыпного золота на месторождении Сурья Казанская

#### *Кемеровская область*

Аукционы на получение права пользования недрами с целью разведки и добычи каменного угля на участке Караканский Южный-2 и с целью добычи каменного угля на участке Виноградовский -2 Караканского месторождения

Конкурс на получение права пользования недрами с целью разведки и добычи каменного угля на участке Мрасский Сибиргинского и Томского месторождений

**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



## Рецензия

### ШТРИХИ ИСТОРИИ

В истории геологической службы России, геологического изучения ее территории и создания минерально-сырьевой базы (МСБ) — опоры современной экономики — имеются крупные вехи, определившие скачкообразные переходы в сырьевой обеспеченности к ее новому, качественно высокому уровню. Этими вехами обозначены открытия гигантских и крупных месторождений, новых рудоносных и нефтегазоносных провинций и районов, месторождений ранее не известных на территории страны стратегических видов минерального сырья со значительными запасами и ресурсами.

Большинство крупнейших открытий располагается на временном отрезке предвоенного и особенно послевоенного периода истории геологической службы СССР и России. В измерения продолжительности активной трудовой деятельности человека этот период вмещает 2-3 поколения геологов. Гигантские успехи геологической службы России по всему спектру геологической науки и практики в XX в. и особенно в его второй половине базируются на принципах преемственности, устойчивости традиции, знания и досконального освоения прошлого опыта и знаний.

Летопись открытия крупных и не очень крупных месторождений, деятельности больших и малых коллективов геологов в срезе «время — люди — открытия» весьма неполная. Издания, освещающие исторический ход последовательного приближения к выявлению и освоению хотя бы крупных объектов МСБ с показом многогранной деятельности геологических коллективов и их работников, насчитываются первыми единицами. Они лишь оторванными друг от друга короткими штриховыми отрезками отражают гигантский архиважный для общества и экономики страны труд геологического сообщества России.

Уже по этой причине выход книги «Разведчики белгородских недр КМА: время — люди — открытия» (составитель Е.И. Дунай, под редакцией И.Ф. Плужникова) не может остаться без внимания геологической общности. Тем более что книга посвящена 50-летию предприятия «Белгородгеология» — одного из крупнейших геологических коллективов страны в

период широкого разворота геологических исследований и геолого-разведочных работ в СССР. Труды этого коллектива выявлены и разведаны около 50 % железорудной сырьевой базы страны, крупное месторождение бокситов и месторождения многих видов рудных и нерудных полезных ископаемых. Выдающиеся заслуги коллектива «Белгородгеологии» отмечены Ленинской премией и дважды Государственной премией. Летопись такого, без преувеличения, уникального коллектива представляет особую и не только историческую ценность. В книге приведен огромный фактический материал, отражающий все этапы формирования, развития, расцвета и последующего реформирования на рыночный лад коллектива и геолого-разведочного производства одного мощного предприятия. Этот материал объективно отражает отношения государства и общества в целом к проблемам развития МСБ, труженикам этого фронта, их производственным и социальным запросам, престижу, занимаемой ступени в общественной и производственной сферах в различные периоды нашей истории.

Обращаясь к истории и современным проблемам геологической службы и геолого-разведочных работ, мы, как правило, оперируем усредненной или интегрированной фактурой по стране и ее регионам. В этой обобщающей схеме не отражаются трудовые коллективы, их дела, люди и судьбы.

В рассматриваемой же книге отражены именно эти утерянные срезы, но они поражают своей адекватностью к общей ситуации в геологической службе страны во временной последовательности.

Книга по содержанию и структуре фактографическая. Однако факты заставляют задуматься над прошлым и современным состоянием геологической службы и МСБ страны, попытаться найти ответы на вопросы, возникшие в силу переплетения «глобальных и локальных» обстоятельств. И в этой связи все изложенное ниже (условно назовем его отзывом, а точнее, откликом на книгу) отражает лишь точку зрения субъекта, прошедшего в составе геологической службы страны дорогу длиною полвека: от начала «золотого века» до современных реформ.

Обратимся к фактическим данным. Объемы геолого-разведочных работ в «Белгородгеологии» с самого начала исследований на железные руды, а затем и на другие виды полезных ископаемых неуклонно росли. В частности, в

период 1970-1988 гг. они по бурению составляли более 100 тыс. м в год, а в более благополучные годы этого периода превосходили 150-160 тыс. м. А потом случился настоящий обвал: 10-12 тыс. м в год, а в 2004 г. — всего 7622 м. Сокращение — в 15-20 раз. Численность коллектива, имевшего в своем составе около 2000 работников, в 2004 г. сократилась до 202 (табл. 3, с. 82; рис. 9, с. 200).

О причинах такого обвала, как объективных, так и субъективных, речь пойдет ниже. Но некоторые факты заслуживают пристального внимания. Данные, приведенные в табл. 4 (с. 91), свидетельствуют о том, что территория Белгородской области (27,1 тыс. км<sup>2</sup>) полностью покрыта геологической съемкой масштаба 1:200 000, однако эти карты не отвечают современным требованиям. Геологическое доизучение площадей проведено на 55,4 % территории области, но доля площадей, в пределах которых эти работы удовлетворяют современным требованиям, составляет всего 36,3 %. Аналогичные показатели глубинного геологического картирования соответственно составляют 86,3 и 13,0 %. Очевидно, что темпы роста требований к содержанию и в целом к качеству материалов геологического содержания значительно опережают организационные, кадровые, технико-технологические, методические и финансово-экономические возможности геологической службы. Опережающий рост потребностей и требований над возможностями — процесс естественный. Но когда возможности стремительно приближаются к нулю, тут следует хотя бы призадуматься.

Обеспеченность запасами железных руд по месторождениям Белгородской области в проектных контурах отработки в целом составляет 82 года. Однако по богатым железным рудам этот показатель равен 15 годам, а по железистым кварцитам разрабатываемых месторождений — 22 годам (табл. 2, с. 77). Показатели эти достаточно тревожные.

Приведенные данные, число которых можно дополнить длинным списком других примеров, со всей очевидностью свидетельствуют о том, что труд геолога объективно должен быть востребован, но в реальной жизни картина иная.

Благодаря производственной деятельности коллектива «Белгородгеологии» Белгородская область стала одним из богатейших полезными ископаемыми субъектов Российской Феде-

рации. Этот огромный скачок был совершен в историческом масштабе в короткие сроки — всего лишь за 30-35 лет. Секреты такого успеха складывались из нескольких взаимосвязанных компонентов, нашедших отражение в рассматриваемой книге или просвечивающихся через ее подтекст.

Начало было положено целенаправленными геологическими исследованиями и геолого-разведочными работами на железные руды. Комплексность этих работ, творческое начало, образно говоря, здоровое системное “любопытство” привели к выявлению (помимо железных руд) целой гаммы рудных и нерудных полезных ископаемых (бокситы, магнетит, апатитовые руды, золото, титан-циркониевые россыпи, сырье для стройиндустрии, подземные воды и др.), созданию разветвленной инфраструктуры, объектов социальной сферы.

Другим важным фактором успеха стало последовательное соблюдение всех стадий и этапов геолого-разведочных работ, начиная от региональных исследований до детальных разведочных работ. Принцип последовательного приближения, научно обоснованного, детально разработанного и во многих случаях лично реализованного на практике крупнейшими представителями отечественной геологической школы, был одним из краеугольных камней в деятельности “Белгородгеологии” и геологических коллективов центральных районов России. Даже открытие крупнейших месторождений не привело к резкому крену в сторону развития разведочных работ в ущерб ранним стадиям геолого-разведочного процесса.

В этом проявилось дальновидность и высокий уровень компетенции руководства предприятия и геологической службы центральных районов России. Именно такой подход обеспечил высокий геолого-экономический эффект деятельности предприятия, прогресс профессионального и социально-экономического уровней коллектива в течение около 40 лет со времени его организационного формирования и до начала системного кризиса 90-х гг. прошлого столетия. Не случайно, что на страницах книги подчеркивается важная роль ранних стадий геолого-разведочных работ и, в частности, геологической съемки и геологического доизучения площадей, которые “... должны проводиться непрерывно и с опережением” (с. 125).

В деятельности геологических коллективов центральных районов Рос-

сии в целом и “Белгородгеологии” ярко проявились неделимость и органическое единство геологической науки и практики.

О неразрывном единстве геологической науки и практики в деятельности “Белгородгеологии” свидетельствуют не только (и даже не столько) неоднократные упоминания на страницах рассматриваемой книги названий многочисленных научных коллективов и имен ученых. Об этом свидетельствуют документально закреплённые фундаментальные результаты. К их числу относятся карты кристаллического фундамента, металлоносности, метаморфизма, тектоники, металлогеническая карта докембрия КМА, прогноз-металлогеническая карта докембрия, стратиграфическая схема Воронежского кристаллического массива и другие обобщающие работы. Подготовка таких сводных материалов на базе редких естественных выходов горных пород, данных буровых скважин и результатов геофизических работ является сложнейшей задачей, связанной с многовариантностью корреляции и интерпретации геологических, геофизических, геохимических, аэрокосмических и других данных. Без глубокой научной проработки эти вопросы не решаются.

Итак, успехи коллектива “Белгородгеологии” базировались на комплексности исследований, соблюдении принципов стадийности геолого-разведочных работ и органического единства геологической науки и практики.

Основную часть объема книги занимают события первых 30-35 лет деятельности “Белгородгеологии”. Последующий период, началом которого можно обозначить 1986 г., по объему занимает подчиненное место. Однако он отражает события и процессы специфического периода — от начала перестройки и экономических реформ до выхода на “финишную прямую”. Этот отрезок времени занимает около 20 лет от прожитых 50 лет коллектива “Белгородгеологии” и качественно отличается от предыдущего периода. Отличие в лаконичном виде выражается тем, что первый 30-35-летний отрезок был периодом крупных открытий, роста, в полном смысле, геологической деятельности, прогресса. Знания, опыт и энергия коллектива были направлены на решение геологических задач, крупных проблем минерально-сырьевого обеспечения. Задачи организационного, экономического и других срезов при их безусловной важности решались через консервативные мат-

рицы централизованного планирования и управления.

Второй период, по существу, состоит из двух частей: периода перестройки привычного механизма (1986-1991 гг.) и периода его ломки, полной замены.

Коллектив “Белгородгеологии” в составе Геологического управления центральных районов был пионером разработки и реализации противозатратных механизмов и хозрасчета, выборности руководителей больших и малых коллективов, создания временных творческих коллективов, малых предприятий, использования модели бригадного подряда. Это было время, как образно сказано в книге, “... учебы и перестройки мозгов” (с. 47). Этот отрезок пути не был прямым образом ориентирован на кардинальную ломку экономического механизма на рыночный лад. Но он коренным образом изменил классические геологические подходы к решаемым задачам. Геологи, и без того в силу своей специализации близко стоявшие к экономическим проблемам, органически освоили основополагающие экономические категории и организационные формы работы в экономическом пространстве, правда, еще не до конца свободном.

Лидером на пути движения к новому экономическому устройству выступало руководство “Центргеологии”. Генеральный директор В.П.Орлов и его заместитель Э.А.Энгель сумели создать коллективы единомышленников как на уровне управления объединением (А.В.Панков, А.П.Литвиненко, Ю.Г.Шульгин и др.), так и на уровне предприятий, включая “Белгородгеологию” (И.В.Британ, П.Д.Гостюхин, С.С.Облакова, М.В.Крахмаль, Г.П.Хомяков, О.И.Гаврилов и др.).

На путях пионерной разработки и реализации механизма полного хозяйственного расчета был накоплен бесценный опыт и были получены важнейшие положительные результаты. Работники геологической службы психологически были переориентированы на работу в новых условиях, включающих резкое сокращение госбюджетных средств, договорные отношения с заказчиком, диверсификацию производства, уровень оплаты по конечному результату, коллективный подряд, использование малозатратных методов, техники и технологий, экономию материалов и других ресурсов, приспособление к конкурентной среде.

В этот период была завершена начатая ранее работа по подготовке МСБ качественной металлургии. Работа была удостоена Государственной



премии. Хотя справедливости ради не могу не отметить, что по чисто формальным соображениям из числа претендентов на эту высокую премию на финишной стадии рассмотрения был исключен научный руководитель работы В.П.Орлов, “вина” которого состояла в том, что он занимал должность генерального директора объединения.

Хозрасчетная система позволила значительно улучшить социальные условия работников предприятий ПГО “Центргеология”. За счет заработанных коллективами средств развернулось жилищное строительство, вводились бесплатное содержание детей в дошкольных учреждениях, их бесплатный отдых в каникулярные периоды, была увеличена продолжительность отпусков женщин по уходу за детьми. Молодые специалисты, работавшие на предприятиях объединения 3 года и более, могли гарантированно рассчитывать на получение благоустроенного жилья.

Опыт периода хозрасчета и самофинансирования позволил с первых дней создания федерального органа управления фондом недр (Госкомгеологии РСФСР, позже Роскомнедра и МПР России) его руководству приступить к разработке и реализации принципиально новой модели деятельности геологической службы страны, изучения и освоения недр в условиях зарождающегося рынка. Важно было и то, что рыночные механизмы разрабатывались и реализовывались под руководством тех же специалистов, которые были пионерами в предшествовавший хозрасчетный период. Они без “раскачки” перенесли накопленный опыт на новую почву. Для геологической службы России переход к рынку стал органическим продолжением периода хозрасчета и самофинансирования. Именно благодаря сочетанию этих обстоятельств Закон РФ “О недрах”, принятый Верховным Советом Российской Федерации 21 февраля 1992 г., и “Положение о порядке лицензирования пользования недрами”, утвержденное Постановлением Верховного Совета РФ 15 июля 1992 г., были первыми, вполне адекватными рыночным условиям правовыми актами. Об этом можно говорить с полной уверенностью и ответственностью, поскольку все дальнейшие изменения лишь дополнили Закон РФ “О недрах”, не меняя его концептуальные положения.

Критика правовой базы недропользования, особенно усиливавшаяся после 2000 г., не учитывает средне- и

долгосрочные последствия “новаторства” на судьбы геологии и использования недр. Именно по этой причине все проекты новых вариантов Закона “О недрах” встречают, мягко говоря, негативное отношение со стороны большинства специалистов и ученых, досконально знающих всю специфику геолого-разведочных работ и недропользования в целом.

В книге период перехода к рынку рассмотрен на уровне документов – от законодательных актов до приказов “Белгородгеологии”. Отмечены главнейшие документальные вехи этого периода, какими, помимо Закона РФ “О недрах”, являются: создание фонда воспроизводства МСБ, определение и правовое закрепление источников и структуры финансирования геологических исследований и геолого-разведочных работ, одобрение Правительством “Федеральной программы развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации на 1994-2000 годы” и утверждение ее основных положений, ряд постановлений Правительства по вопросам финансирования геолого-разведочных работ и другие документы.

Огромная по тяжести и многогранная по охвату работа, осуществленная на всех уровнях управления (от Роскомнедра, МПР России, их территориальных органов до предприятий), со временем дала ощутимые результаты.

Уже в 1998 г. геолого-разведочное производство после “шоковой терапии” двинулась по траектории подъема, вплотную приблизилась к оптимальным показателям, и в скором времени можно было компенсировать ранее допущенное отставание. Однако после 2000 г. начался процесс нового спада.

В книге отражены эти процессы на документально-фактографическом уровне, но нет попыток выявления причинно-следственных связей, хотя прогноз дальнейших негативных последствий очерчен цитатами из публикаций и обращений авторитетнейших ученых, специалистов и коллективов (с. 76-78).

Какова же реакция на предостережения высоких авторитетов? Прямо противоположная. Работы по геологическому изучению недр и воспроизводству МСБ оказались в фундаментально построенном тупике после введения с 1 января 2002 г. единого налога на добычу полезных ископаемых и упразднения целевого бюджетного фонда воспроизводства МСБ. Налоговый кодекс, безусловно необходимый

для развития экономики в целом, оказался не до конца доработанным для геолого-разведочного производства. Добычные предприятия прекратили финансирование работ по геологическому изучению недр, субъекты Федерации, по существу, лишились этого права, а госбюджет оказался не в состоянии (или не счел нужным) залатать эту огромную брешь.

В книге справедливо отмечается, что ранее начатые, но незавершенные работы были приостановлены, затраченные средства списаны на основе поспешно составленных информационных отчетов без учета того обстоятельства, что так называемые “законсервированные” геологические объекты, как правило, не подлежат “реконсервации” в отличие от строительных и промышленных объектов.

Процедура “консервации” работ носила повсеместный характер. В результате материальные и информационные потери дополнились невиданными за более чем 300-летнюю историю геологической службы России кадровыми потерями. Можно с уверенностью сказать, что эти потери, названные в книге уходом “на заслуженный отдых”, уже невозможны, поскольку уход зачастую состоялся без передачи “эстафетной палочки”.

Временной промежуток 2001-2005 гг. в книге охарактеризован как период катастрофического спада геолого-разведочных работ (с. 76). Это чистая правда, но не вся. На самом деле спад геолого-разведочного производства лишь составная часть размывания основ геологической службы страны: организационной, информационной, социальной, кадровой, инфраструктурной, технико-технологической.

Обратим внимание на то, что разрушение системы имело место даже далеко не в рядовом предприятии, а в “Белгородгеологии” – одном из флагманов геологической службы России.

На страницах книги этот острокризисный период охарактеризован достаточно сдержанно. Такое ощущение, что авторы не хотели дать свободу своим мыслям и чувствам. Однако они просачиваются через факты (с. 123, 133 и др.). К сожалению, причины такого кризиса в геологической службе остаются непроанализированными. В этом нельзя упрекнуть авторов книги. На эти вопросы не дали ответа ни геологическая общественность страны, ни ее лидеры. А вопросов накопилось много.

Разумеется, что в период, когда вся экономика страны находилась в



глубоком кризисе, геология не могла претендовать на лучшую жизнь. Но в этот период геологическая служба детально разработала механизм вывода геолого-разведочного производства из кризиса, апробировала и полностью подготовила этот механизм для запуска на полные обороты. Удалось ведь в 1988-2000 гг. выйти на восходящую траекторию. Неопровержимые доказательства данного утверждения имеются в итоговых материалах МПР России за эти годы.

Как же получилось, что «хроника пикирующей геологии» возобновилась после 2000 г.?

Как же получилось, что геологическая служба страны, ранее имевшая в своем составе более 400 тыс. работников, не сумела защитить своих лидеров?

Геологи всегда гордились своей профессиональной сплоченностью, умением отстаивать свое мнение, преодолевать любые трудности. Сумели ли мы в кризисный период мобилизовать эти наши сильные качества, на достижение каких целей мы их направили начиная с 2000-2001 гг. и по сей день? Почему же мнение геологической общественности практически игнорируется при разработке и принятии основополагающих законодательных актов, касающихся геологического изучения недр? Этот вопрос особую остроту приобретает сейчас, когда на финишной прямой находится процесс принятия нового Закона «О недрах», проект которого практически отвергнут горно-геологической общественностью.

И, в конце концов, существует ли

геологическая служба страны в понятии единомышленников, высококвалифицированных специалистов? Не пройдена ли та грань, после чего возрождение невозможно?

Вопросы острые, более того, нелицеприятные. Но они невольно возникают при чтении рассматриваемой книги о времени, людях и открытиях. На эти вопросы необходимо найти ответы на основе детального анализа и выявления причинно-следственных связей, корни которых имеются и в нашей геологической среде. Объяснить системный кризис сменой состава Правительства и руководства геологической службы легко, но наивно.

И в этом отклике ответы на поставленные вопросы невозможно найти по ряду причин. Во-первых, они наверняка окажутся субъективными, а во-вторых, ответы на эти болезненные вопросы должны быть не лозунговыми, а фундаментально обоснованными. Но однозначно можно утверждать, что разработанные в 1991-2000 гг. нормативно-правовые механизмы, предпринятые организационные и экономические меры, структурные преобразования были ориентированы как на текущую ситуацию, так и на перспективу. Они были направлены на спасение и воссоздание геологической службы. Но начиная с 2001 г. была выбрана дорога, ведущая к разрушению остатков вставшей на ноги геологической службы страны. В этом коренное отличие реформ 1991-2000 гг. от реформ после 2000 г.

В 2005 г. предприятию «Белгород-геология» исполнилось 50 лет. Одна треть этого полувекового периода при-

ходится на реформирование и веру «... в светлые времена» (с. 74). Это уже существенный исторический отрезок.

На восстановление, мягко говоря, утерянного (на самом деле разрушенного) уйдет еще такой же отрезок времени. Но это при условии, если приступить к восстановлению сейчас, немедленно. О возможных последствиях промедления даже думать не хочется.

В мире высокими темпами обостряется борьба за обладание минерально-сырьевыми ресурсами. Она ведется по всем каналам — экономическим, политическим и военным. В этой ситуации российские геологи пока вправе ожидать наступления «светлых времен». В настоящее же время в России набирает темпы безоглядное «проедание» ранее созданного сырьевого задела без достаточной компенсации отработанных запасов, созданных многими поколениями геологов, в том числе коллективом «Белгородгеологии».

Книга «Разведчики белгородских недр КМА: время — люди — открытия» оставляет сложные чувства: гордость за прошлые дела геологической службы страны, досаду и огорчение за ее настоящее, неопределенность будущего... Но нет сомнения, что геологическая общественность не поскупится на благодарность составителю и авторскому коллективу книги.

**Л.В.Оганесян**, вице-президент Российского геологического общества, профессор, доктор геолого-минералогических наук, академик РАЕН, АГН, МАМР, заслуженный геолог Российской Федерации



8 ноября 2005 г. на 69-м году жизни скоропостижно скончался бывший заместитель директора ФГУП «ВИЭМС» по научной работе, заведующий отделом правового регулирования недропользования, кандидат геолого-минералогических наук **Владимир Борисович Кушев**.

После окончания в 1959 г. Воронежского государственного университета В.Б.Кушев многие годы работал в партиях

Дальневосточного геологического управления на поисках и разведке оловорудных месторождений. Им открыто одно из наиболее крупных месторождений Комсомольского оловорудного района — Соболиное.

В 1970 г. В.Б.Кушев был направлен в качестве технического руководителя геолого-разведочных работ в Алжир, где участвовал в ревизии, поисках и оценке месторождений олова, золота и асбеста.

С 1979 по 1985 г. он работал в центральном аппарате Министерства геологии СССР, где занимал должности помощника министра, начальника Управления внешних сношений и члена коллегии.

В период работы в ВИЭМСе В.Б.Кушев занимался вопросами изучения территориальных проблем развития и освоения минерально-сырьевой базы страны. Ему принадлежит инициатива создания направления правового регулирования недропользования. При его непосредственном участии было подготовлено и издано более 10 сборников нормативных и законодательных актов по проблемам недропользования в условиях переходного периода.

Трудовая деятельность В.Б.Кушева отмечена орденом «Знак Почета», медалями, ему присвоено звание «Почетный разведчик недр».

Владимир Борисович принадлежал к когорте людей с активной жизненной позицией, которая ярко проявлялась как в создании многочисленных научных трудов, подготовке научных кадров, так и в отстаивании своих принципов.

Светлая память о полевом геологе, ученом и руководителе будет жить в сердцах его коллег и друзей.

Руководство, профсоюзная организация и коллектив ВИЭМСа

## Рецензия

### РОССИЯ В ОКРУЖАЮЩЕМ МИРЕ

Под таким названием вышел в свет вот уже седьмой (1998-2004 гг.) аналитический ежегодник, издающийся Центром теоретического анализа экологических проблем Международного независимого эколого-политологического университета (МНЭПУ) в Москве. Организатор и главный редактор всех 7 томов – профессор, декан МНЭПУ Н.Н.Марфенин. В своем предисловии к последнему (2004 г.) тому он так сформулировал цели и задачи этого необычного во многих отношениях, но крайне интересного издания: "...ежегодник год за годом отражает в статьях, справочных материалах и календаре событий происходящие в России изменения в контексте экологической безопасности, общемировых тенденций глобализации и перехода человечества к устойчивому развитию. В центре внимания: демографические и социальные процессы, ресурсная политика, здоровье населения, принимаемые мировым сообществом и в нашей стране меры по преодолению экологического кризиса, образование и участие общественности в управлении развитием государства... Дополнительно к аналитическим статьям каждая книга содержит десятки справочных данных: календарь основных событий за прошедший год; перечень указов Президента и постановлений Правительства России по рациональному природопользованию, опубликованных на русском языке за последнее время".

Добавим, что, кроме того, в виде специальных приложений даются статистические материалы по основным показателям экономики и другим проблемам России, характеризуются главные экологические события, имевшие место как в Российской Федерации и странах СНГ, так и в других государствах мира. Освещаются и иные события, происходившие в памятные даты.

В общей сложности в 7 книгах опубликовано 60 фундаментальных статей, насыщенных обильным фактическим материалом. В числе авторов – авторитетные ученые России и ряда зарубежных стран (в книгах приводятся краткие справочные данные по каждому из них).

Тематика первого сборника (вышел в 1998 г.) – минерально-сырьевые, в том числе топливно-энергетические, проблемы Российской Феде-

рации и мира, устойчивое развитие, глобализация, экология, продовольственный кризис. Во втором выпуске (1999 г.) освещаются вопросы недр и природопользования Российской Федерации, проблемы здоровья населения России, изменения климата. Третий выпуск (2000 г.) посвящен роли минерально-сырьевых ресурсов в стратегическом развитии российской экономики (материалы В.В.Путина), меняющимся условиям нашей жизни, статистике природопользования, финансовым вопросам, переменам в состоянии здоровья населения России за последние 100 лет. В четвертом выпуске (2001 г.) рассматриваются итоги развития нашей страны в XX в.: биосфера, лесное хозяйство, сельское хозяйство, здравоохранение, использование минеральных ресурсов, погода и климат. Пятый выпуск (2002 г.) содержит итоги промышленного производства России за последние 100 лет: динамика развития промышленности, транспорта и др., а также данные о миграции населения и общественном здоровье, почвенных ресурсах, соображения об "устойчивом развитии" и проблемах глобального управления. Основные темы шестого выпуска (2003 г.): глобализация и антиглобализация в современном мире, проблемы СНГ (в связи с 10-летием), экополитика, водные ресурсы Российской Федерации и мира, строительство. Седьмой выпуск (2004 г.) посвящен вопросам, связанным с жизнедеятельностью человека: изменения климата, природные и антропогенные катастрофы, продовольственная безопасность, атомная энергетика, состояние потребления.

Как видно, круг освещаемых вопросов весьма широк, но его основу составляют три главных направления: минеральные ресурсы и недр и природопользование, экология, в том числе геоэкология, обеспечение жизнедеятельности человека как в масштабах Российской Федерации, так и всего мира.

Обращает на себя внимание необычный прием редактирования материалов, принимаемых к публикации. Главный редактор тактично не вмешивается в текстовую часть статей, но считает своим долгом дополнять их справочными данными. Это придает

еще большую убедительность выводам авторов. В ряде случаев такие дополнения столь значительны, что главного редактора по праву можно считать соавтором соответствующих статей.

В статьях дается, как правило, ретроспективный анализ динамики развития рассматриваемой проблемы (обычно – в пределах последнего столетия), констатируется современное ее состояние и обосновывается осторожный прогноз на будущее. Значительный интерес представляет и точка зрения зарубежных авторов. Так, И.Лулоф излагает свой оригинальный взгляд на проблемы России "...со стороны маленькой страны Голландии", П.Сампат утверждает, что "...пора перестать зависеть от добычи полезных ископаемых", Хилари Френч считает, что на очереди вопрос "...о реформировании глобального управления", Г.Гарднер, Э.Ассадурьян и Р.Сарин анализируют чрезвычайно актуальную проблему "Состояние потребления сегодня" и т.д.

Сборники хорошо иллюстрированы и прекрасно изданы. Каждый из томов прошел презентацию на расширенных, в том числе и международных, форумах. Все выступавшие высоко оценивали труд составителей этих аналитических ежегодников. Последний его выпуск был отмечен специальной премией Государственной Думы Российской Федерации.

И последнее: аналитические ежегодники МНЭПУ издаются непривычно большим тиражом – до 3 тыс. экз. И это на фоне того, что обычно тиражи научных публикаций сейчас редко превышают 300 экз. В заключение подчеркнем, что справочно-аналитический материал ежегодников не устаревает и долго еще будет полезным для широкого круга читателей, интересующихся актуальными проблемами Российской Федерации и мира.

**В.П.Федорчук**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН, главный научный сотрудник ВИЭМСа