

МИНЕРАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ РОССИИ

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

2'2011



MINERAL RESOURCES OF RUSSIA. ECONOMICS & MANAGEMENT

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

Оптимизация производства – увеличение производительности

Эффективность, которой Вы можете гордиться.

Представляем решения по оптимизации производственных процессов в горно-добывающей промышленности с использованием технологии EcoStruxure.

Обеспечивает ли Ваш технологический процесс максимальную эффективность?

Мировой спрос на сырье постоянно растет, поэтому, с учетом ограниченности ресурсов и задач охраны окружающей среды, Ваше предприятие ежедневно бросает вызов эффективности и возможности успешного развития.

Оптимизация энергопотребления — залог Вашего успеха

Непрерывное управление энергопотреблением — залог эффективности Вашего производства. Технология EcoStruxure™ позволяет повысить эффективность и улучшить качество продукции, что поможет Вам стать более конкурентоспособным и даст возможность устойчивого развития.

Оптимизация технологического процесса позволяет сократить энергопотребление и увеличить производительность

Технология EcoStruxure™ позволяет оптимизировать технологический процесс на Вашем предприятии и достичь максимально эффективных показателей производства. Мы обеспечим безопасность, надежность, эффективность и экологичность Вашего предприятия.

EcoStruxure™

Увеличение производительности

Технология EcoStruxure™ даст возможность производить больше при снижении затрат.

Оптимизация энергопотребления

Наши энергоэффективные решения, специально разработанные для горно-добывающей промышленности, позволяют снизить энергопотребление на тонну производимой продукции.

Повышение качества

Мы помогаем Вам оптимизировать энергопотребление и одновременно улучшить качество выпускаемой продукции.

Снижение выбросов

Обеспечивая баланс между производительностью и энергопотреблением, мы поможем достичь Вам максимальной производительности при качественном снижении уровня загрязнения окружающей среды на Вашем производстве.

Познайте возможности вашей энергии



Станьте лидером эффективного энергопотребления!

Скачайте **БЕСПЛАТНО** научно-популярную статью «Способы оптимизации энергоснабжения на горно-добывающем предприятии» и примите участие в розыгрыше ноутбука Lenovo! Посетите наш сайт www.SEreply.com Код ключа 881031

www.schneider-electric.ru

Schneider
Electric



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

Перерегистрирован Федеральной
службой по надзору в сфере связи,
информационных технологий и
массовых коммуникаций
Свидетельство о регистрации
средства массовой информации
ПИ № ФС77-38348 от 08 декабря 2009 г.

УЧРЕДИТЕЛИ:

Министерство природных ресурсов
и экологии Российской Федерации
Федеральное агентство по
недропользованию
Всероссийский научно-иссле-
довательский институт экономики ми-
нерального сырья и недропользования
Российское геологическое общество
Издательский дом "Геоинформ"

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., Донской С.Е.,
Комаров М.А., Конторович А.Э.,
Круподеров В.С., Крюков В.А.,
Машковцев Г.А., Мирчинк И.М.,
Монастырных О.С., Морозов А.Ф.,
Оганесян Л.В., Прищепа О.М.,
Ставский А.П.

СОВЕТ РЕДАКЦИИ:

Беневольский Б.И., Быховский Л.З.,
Карпузов А.Ф., Козловский Е.А.,
Коржубаев А.Г., Курский А.Н.,
Мелехин Е.С., Мигачев И.Ф.,
Милетенко Н.В., Сергеев Ю.С.,
Сергеева Н.А., Тигунов Л.П.,
Федорчук В.П., Хакимов Б.В.

РЕДАКЦИЯ:

Варламов Д.А. (зав. редакцией),
Гейшерик Г.М. (научный редактор),
Поддубная О.В. (вып. редактор
Бюллетеня "Недропользование
в России"), Кандаурова Н.А. (дизайн),
Кормакова Е.В. (графика и верстка),
Пряхина О.В. (редактор-переводчик),
Румянцева Е.И. (компьютерный
набор)

ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ И МАРКЕТИНГА:

Кандаурова Надежда Ананьевна
(рук. отдела)
Тел: (495) 694-34-67
E-mail: ad@geoinform.ru

ПОДПИСКА:

Дмитриева Галина Александровна
(отдел распространения)
Тел/факс: (495) 694-43-56
E-mail: or2@geoinform.ru

Подписано в печать 11.04.2011

Отпечатано:
ООО "Типография Мосполиграф"
Цена – свободная

Подписной индекс в каталоге
"Роспечать" – 73252

Почтовый адрес редакции:
127051 Москва, а/я 122

Тел: (495) 650-06-68
E-mail: mrr@geoinform.ru

Web: <http://www.geoinform.ru>

КОЛОНКА ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА / EDITOR-IN-CHIEF'S COLUMN

Орлов В.П. Минерально-сырьевые проблемы России на фоне глобальных тенденций
Orlov V.P. Russia's mineral resource problems against global trends **3**

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И СЫРЬЕВАЯ БАЗА / EXPLORATION AND RAW MATERIALS BASE

Прищепа О.М., Новиков Ю.Н. Результаты переоценки запасов месторождений
нераспределенного фонда недр при апробации новой "Классификации запасов
и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов"

Prishchepa O.M., Novikov Y.N. The results of the re-evaluation of reserves of fields
of the undistributed subsoil fund carried out when testing the new Classification of Oil
and Combustible Gas Reserves and Prospective Resources **6**

Кутеев Ю.М., Савинкова Л.Д. Состояние ресурсной базы углеводородов
Оренбургской области

Kuteyev Y.M., Savinkova L.D. The current state of the hydrocarbon resource base
in Orenburg oblast **16**

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ / ECONOMICS AND MANAGEMENT

Орлов В.П. Минерально-сырьевые ресурсы и геополитика

Orlov V.P. Mineral resources and geopolitics **23**

Коржубаев А.Г. Инновационное развитие нефтегазового комплекса России: проблемы,
условия, перспективы

Korzhubayev A.G. Innovation development of the oil and gas complex in Russia: challenges,
conditions, and potentialities **27**

Юмаев М.М. Горный налоговый кредит как инструмент стимулирования инвестиций
в недропользование

Yumayev M.M. Mining tax credit as a tool to promote investments in subsoil management **35**

Денисов М.Н., Лазарев В.Н. О методике определения стартового размера разового
платежа за пользование недрами

Denisov M.N., Lazarev V.N. On the Procedure for the calculation of the initial amount
of the one-time payment for subsoil use **41**

Новоселова И.Ю. Оценка минерально-сырьевого потенциала региона

Novosyolova I.Y. Assessment of a region's mineral resource potential **46**

ПРАВОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ / LEGAL SUPPORT

Дораяев М.Г., Суздальев И.В. Некоторые вопросы правового регулирования добычи
природного урана в Российской Федерации

Dorayev M.G., Suzdalev I.V. Some regulatory issues of natural uranium mining in the
Russian Federation **48**

КОМПАНИИ И ПРОЕКТЫ / COMPANIES AND PROJECTS

Фонин П.Н. ООО "Петромир": от геологоразведки до переработки углеводородов

Fonin P.N. ООО Petromir: from exploration to hydrocarbon processing **55**

РЫНОК МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ / MINERALS MARKET

Кременецкий А.А., Усова Т.Ю. О ситуации на мировом рынке редкоземельных металлов

Kremenetsky A.A., Usova T.Y. On the situation on the world market of rare earth metals **60**

Андреев А.Ю. Российский рынок коксующегося угля: перспективы участия в мировой
торговле

Andreev A.Y. The Russian coking coal market: potentialities of participation in global trade **64**

Огрель Л.Д. Рынок гелия и перспективы России в его мировом производстве

Ogrel L.D. The market of helium and Russia's potentialities in its global production **67**

НОВОСТИ И ИНФОРМАЦИЯ / NEWS & INFORMATION

Рекомендации круглого стола: "Экологически безопасные технические
и технологические решения при освоении нефтяных и газовых месторождений
в Баренцевом море"

Новости от Sandvik **72**

**Определение возможностей уменьшения энергопотребления на горно-
добывающих предприятиях** (по материалам компании Schneider-Electric) **83**

Итоги аукционов и конкурсов на право пользования недрами (по материалам
Бюллетеня "Недропользование в России" № 3-6'2011) **86**

Требования к оформлению рукописей статей, направляемых для публикации
в журнале **92**

Фото на обложке: из архива ФГУП "ВИМС"



С ДНЕМ ГЕОЛОГА!

Уважаемые коллеги! Друзья!

От имени Президиума Исполкома Российского геологического общества и от себя лично сердечно поздравляю всех работников геологической отрасли с профессиональным праздником – Днем геолога!

Трудами и помыслами великого содружества геологов России на протяжении многих лет и веков создавалась и укреплялась основа могущества и независимости Родины – ее минерально-сырьевая база. Нашим современникам и будущим поколениям геологов предопределено историей сохранение и приумножение минеральных богатств страны. На ближайшее время вектор развития геолого-разведочных работ определен принятой Правительством России в июне 2010 г. "Стратегией развития геолого-разведочной отрасли до 2030 года".

Президиум Исполкома Российского геологического общества выражает признательность всем работникам геологической службы страны, кто своим самоотверженным трудом укрепляет сырьевую безопасность Отчизны, содействует развитию отечественной геологической науки и практики, сохраняет и приумножает традиции геологической школы России, готовит подрастающее поколение геологов.

Желаю всем крепкого здоровья, романтики и геологической удачи, трудолюбия и беззаветной преданности делу.

Президент Российского геологического общества

В.П.Орлов



Минерально–сырьевые проблемы России на фоне глобальных тенденций

В.П.Орлов (Совет Федерации Федерального Собрания Российской Федерации, Москва)

Сырьевая ориентация экономики России является неустойчивым, но не самым критическим фактором, поскольку именно он оказался наиболее надежным в экстремальных ситуациях жизни страны и даже позволил накопить средства для смягчения негативных последствий пока еще не преодоленного мирового экономического кризиса. А продолжающееся самобичевание и приписывание экономике страны ярлыков, таких как "сырьевой придаток", "голландская болезнь", "нефтяная игла", "сырьевое проклятие", в большей степени имеют политическое, а не экономическое содержание. На самом деле мало кто утруждает себя доказательством наличия объективных признаков таких явлений. Общеизвестно, что наличие богатых природных ресурсов, а также умение и способность самостоятельно их выявить, добыть, переработать, доставить до потребителя и выгодно продать являются крупным национальным достоянием, которым гордятся и пользуются все сырьевые страны, включая США, Китай, Канаду, Бразилию и Австралию.

Характерным примером служит современная сырьевая политика Китая, который за последние 15 лет более чем вдвое увеличил производство минерального сырья, а по редкоземельным элементам и ряду редких металлов контролирует более 90 % мировых рынков.

Минерально-сырьевой комплекс в совокупности со смежными отраслями экономики активно участвует в создании индустриальной основы инновационной политики, что успешно реализуется в развитых странах. К тому же постиндустриальная экономика нуждается в природных ресурсах не менее чем индустриальная. Потребление их даже возрастает, хотя и менее высокими темпами, чем ранее. В связи с этим чрезвычайно важно оценить состояние сырьевой базы России на фоне общемировых тенденций, что и предлагается ниже на примере нефти и газа.

Особенности развития минерально-сырьевой базы мира и России*

Мировая минерально-сырьевая база (МСБ) углеводородов (УВ), несмотря на неоднократные предсказания ее скорого истощения, продолжает расти, причем достаточно высокими темпами.

В частности, за 20 предыдущих лет (1991-2010 гг.) доказанные запасы традиционной нефти в мире увеличились на 25,1 млрд т; разведано около 98,6 млрд т; добыто около 74 млрд т. Средние темпы роста добычи составили 1,36 % в год при средних темпах роста МСБ – 1,3 %. Кроме того, в начале 2000-х гг. мировой баланс пополнился запасами нетрадиционной нефти (битуминозные и "нефтяные" пески Канады, сверхтяжелая нефть Венесуэлы) в количестве около 43,5 млрд т. В итоге мировая МСБ нефти увеличилась примерно на 69 млрд т, темпы ее роста составили 3,0 %, а разведанные запасы по состоянию на 01.01.2011 г. – 208 млрд т.

* С учетом данных ОАО "ВНИИЗарубежгеология".

Более высокими темпами (2,8 % в год) росла добыча газа. За указанные 20 лет из недр планеты извлечено около 49,5 трлн м³ газа, разведано новых запасов около 110 трлн м³. Чистый прирост МСБ за вычетом добычи составил около 60 трлн м³, средние темпы прироста запасов – 2,2 %, разведанные запасы по состоянию на 01.01.2011 г. – 192 трлн м³.

К тому же в последние годы усилены геолого-разведочные работы (ГРП) на так называемый "сланцевый газ" и угольный метан как новые нетрадиционные виды УВ-сырья.

Таким образом, несмотря на рост объемов добычи, разведанная часть мировой МСБ УВ не сокращается, а увеличивается. Несколько меняется география ее размещения за счет истощения в старых нефтегазовых провинциях, разведки и введения в промышленное использование новых провинций. Соответственно в мировом масштабе изменяется сырьевая значимость стран и континентов. По запасам нефти резко возросла роль Ирана, Венесуэлы, Ливии, Казахстана, Нигерии и Африки (как континента). По темпам увеличения запасов газа заметно лидировали Иран и Катар. Меньше, чем добыто, приращено запасов нефти в Норвегии, США, Китае, Мексике и России. Новыми запасами газа не компенсирована его добыча в Канаде, Нидерландах и Мексике. В России запасы газа остались на уровне 1991 г. (48 трлн м³).

В целом же на 1 т у.т. извлеченного из недр УВ-сырья в мире приращивалось 1,7 т у.т. запасов с учетом только традиционной нефти и 2,0 т с учетом "синтетической" и сверхтяжелой нефти Канады и Венесуэлы. Низкие или отрицательные темпы воспроизводства МСБ свойственны в основном странам с истощенной или природно-ограниченной базой УВ-сырья. В ряду этих стран по причине резкого спада объемов ГРП оказалась и Россия, ресурсный потенциал которой превышает 120 млрд т у.т.

Результатом стало прогрессирующее снижение роли России в МСБ мира. Например, доля России в запасах газа за последние 20 лет снизилась с 35 до 25 %, а доля запасов нефти сократилась почти вдвое (при доле в добыче около 12 %). Еще 20 лет такого "воспроизводства" – и главные конкурентные преимущества России могут навсегда остаться в прошлом. Как бы высоко ни оценивался свой ресурсный потенциал, о роли страны в мире судят не по неподтвержденным прогнозам, а по доказанным в процессе геологоразведки запасам.

Что сдерживает опережающее развитие МСБ в России?

В настоящее время имеется ряд причин принципиального характера, определяющих государственную политику России в данной сфере. Здесь целесообразно остановиться лишь на некоторых наиболее важных из них.

Первая причина – недостаточная теоретическая обоснованность применения понятия "воспроизводство" к такому специфическому материальному активу как сырьевая база. Механическое перенесение понимания воспроизводства (как восстановления израсходованных средств или ре-

сурсов) из сферы конкретной (измеряемой) экономики в вероятностную сферу, базирующуюся на экспертных оценках, где количество воспроизводимой продукции определяется с достоверностью 70-90 %, некорректно и даже ошибочно. Это привело к упрощенным представлениям, согласно которым 1 т у.т. выявленных и предварительно оцененных запасов УВ категории С₁, характеризующихся наиболее низкой достоверностью, равноценна 1 т у.т. детально разведанных, проинвестированных и измеренных в процессе добычи запасов УВ категорий А и В. При этом не учитываются ни размещение новых запасов (вблизи созданной инфраструктуры или в неосвоенных регионах), ни их качество (по экономической эффективности), ни реальность ввода в промышленное освоение в ближайшие 15-20 лет.

Соответственно использование понятий "простое воспроизводство" и "расширенное воспроизводство" весьма условно. Из многолетней практики известно, что ресурсоемкость добычи как величина отношения количества израсходованных запасов на единицу извлеченного из недр сырья в абсолютном большинстве случаев превышает единицу.

Поэтому оценка уровня воспроизводства МСБ – значительно более трудная задача, чем в обычных сферах экономики. Принцип "тонна за тонну" как показатель простого воспроизводства здесь неприемлем хотя бы потому, что добытая из недр тонна реальна и измерена, а тонна, приращенная в результате разведки или поисков, – лишь возможна, причем с вероятностью в диапазоне от 0,7 до 0,9, а в некоторых случаях и от 0,5 до 0,7. К тому же надо видеть большую разницу между воспроизводством запасов и воспроизводством МСБ, так как МСБ состоит из трех частей: разведанной, предварительно оцененной и прогнозной. В то же время в официальных отчетах фигурируют только запасы, полностью учитываемые в первой (разведанной) части и частично (от 10 до 20 %) в предварительно оцененной части МСБ. Даже при очень хороших показателях по приросту запасов положение с воспроизводством МСБ может быть неудовлетворительным из-за отставания или низкой эффективности поисковых работ. Корректнее в таких случаях говорить о воспроизводстве запасов. Следовательно, простое воспроизводство МСБ может быть достигнуто только в случае некоторого превышения объемов прироста над объемами добычи и восстановления в прежних объемах предварительно оцененной и прогнозной частей.

Если перед геологоразведкой и другими способами воспроизводства МСБ стоит задача сохранения сроков обеспеченности добычи, то необходимо учитывать планируемые темпы ее роста. Согласно сложившимся в последние десятилетия мировым тенденциям и пропорциям и в соответствии с намечаемым в "Энергетической стратегии России до 2030 года" (далее – Энергетическая стратегия) увеличением добычи нефти и газа, на одну единицу добычи необходимо приращивать 1,3-1,4 единицы запасов нефти и 2,0 единицы запасов газа. При несоблюдении таких пропорций российская МСБ УВ будет сохранять сложившиеся тенденции к сокращению.

Вторая причина – в негласном переходе на упрощенную, не требующую профессиональной подготовки оценку обеспеченности запасами полезных ископаемых по показателю кратности между балансовыми запасами и годовой добычей, а также в ориентации на величину такого показателя в развитых странах, прежде всего в США. При этом в связи с различиями отечественной и международных классификаций запасы оказывались завышенными в 1,5-2,0 раза в сравнении с оценками обеспеченности запасами УВ

России в целом и ведущих российских компаний. Было время, когда на правительственном уровне даже обсуждались меры по изъятию у компаний или введению штрафных санкций за так называемые "излишние запасы" нефти, а в качестве порога их отсечения от "достаточных" запасов предлагалось по аналогии с США не более чем десятикратное превышение запасов над годовой добычей. При этом не обращалось внимание на то, что в США оперируют только так называемыми "доказанными запасами" и только по разрабатываемым и подготовленным к разработке месторождениям. Отечественные же "оценщики" суммировали все, что числилось в государственном балансе под названием "запасы", причем на всех, в том числе и на не востребуемых, и на недоизученных месторождениях.

Между Россией и США есть ряд принципиальных различий. Во-первых, США – это страна-импортер нефти, а Россия – экспортер. Во-вторых, выработанность собственной сырьевой базы в США в 2-3 раза, а разведанность в 4-5 раз выше, чем в России, в связи с чем возможности прироста запасов резко ограничены. Именно потому, что прирост запасов нефти в США длительное время примерно соответствовал объемам добычи, производство нефти за последние 20 лет снизилось в стране более чем на 100 млн т; прирост запасов газа составлял около 130 % объемов добычи, но даже при этом добыча традиционного газа также снизилась, а общие ее объемы поддерживаются уже за счет угольного метана и сланцевого газа. В то же время страны-экспортеры нефти, которые являются основными конкурентами России на сырьевых рынках, обеспечены запасами в 2-3 раза лучше, чем Россия.

При обосновании политики России в сырьевом секторе экономики возможны три варианта в отношении воспроизводства МСБ: недовоспроизводство, простое и расширенное воспроизводство. В 1994-2004 гг. осуществлялся первый вариант, в 2005 г. на фоне ежегодно растущей добычи нефти был принят вариант восполнения МСБ в объемах добычи, т.е. по американскому образцу. Такой подход закреплен Энергетической стратегией и Стратегией развития геологической отрасли до 2030 г. При этом за простое воспроизводство МСБ принято правило "тонна за тонну", что означает, по существу, курс на истощение активных запасов, на ухудшение качества сырьевой базы, а в конечном итоге не на увеличение, а на снижение объемов добычи: сначала нефти, а позднее газа.

Третья причина – в нас самих, а если точнее – в наших действиях по приросту запасов в последние годы.

Недавно в одном рабочем документе Минэкономразвития России было высказано мнение о том, что объемы ГРП в России в последние годы почти не влияют на показатели прироста запасов нефти и газа.

Действительно, в 2005-2010 гг. ранее устойчивая, почти прямая связь между этими параметрами резко ослабла. А объяснение заключается в структуре прироста запасов, в которой резко возросла доля технологических, ценовых, переоценочных и даже директивных приростов, получаемых практически без проведения ГРП на старых, ранее открытых и разведанных месторождениях. Запасы же новых открываемых месторождений составляют в ежегодном приросте в среднем от 5 до 15 %. Рано или поздно восполнение МСБ за счет ранее открытых месторождений прекратится. А пока суммарный результат относится на счет геологоразведки. При этом по формальным признакам никаких нарушений нет, поскольку отсутствуют нормативные документы, которыми был бы предусмотрен отдельный учет прироста за-

пасов по способам его получения. Поэтому при тех же самых физических объемах ГРП, что и ранее, их эффективность формально увеличилась примерно в 2,5 раза.

В руководящих кругах страны складывается мнение, что действующий механизм воспроизводства МСБ работает успешно, сырьевое обеспечение экономики страны надежно, а финансовое участие государства в геологическом изучении недр достаточное или почти достаточное.

С экономических, социальных и многих других позиций прирост запасов на старых месторождениях необходим и чрезвычайно важен. Однако резкое преобладание такого способа воспроизводства МСБ характерно только для стран и нефтегазовых провинций с истощенными начальными ресурсами. Это – способ сдерживания темпов падения добычи. Для стран со значительным нереализованным прогнозным ресурсным потенциалом и тем более входящих в число лидеров по добыче и экспорту необходим примерно 50%-й прирост за счет новых месторождений. Такой эффект возможен только в результате открытия крупных и средних объектов в новых нефтегазоносных регионах. А такие в России есть – это Восточная Сибирь и шельф прилегающих морей.

Две главные задачи геологии

В стратегическом плане необходимо определиться с основными задачами отечественной геологии. В целом они идентичны задачам любых крупных сырьевых стран.

Первая задача – воспроизводство МСБ в объемах и видах, вытекающих из долгосрочной экономической политики государства.

Вторая задача – обеспечение современного уровня многоцелевого общегеологического изучения суши и шельфа прилегающих морей.

Решение первой задачи в соответствии с международной и российской практикой осуществляет бизнес при регулирующей роли государства, второй – государство в основном за счет бюджетного финансирования.

Соотношение затрат при решении указанных задач в последние годы в России составляет примерно 97:3, а между бизнесом и государством 88:12. Бизнес финансирует решение только первой задачи, а государство – как первой (раннепоисковые работы), так и второй (общегеологические работы). Проблема состоит в том что мы, в отличие от большинства других стран, со времен СССР не решаемся отказаться от финансирования работ из государственного бюджета. При этом объясняем, что единственным вариантом привлечения бизнеса к поисковым ГРП является подготовка за счет государства перспективных участков и площадей для лицензирования путем выявления и локализации прогнозных ресурсов. На эти цели направляется до 80 % выделяемых бюджетных средств. О том, что такую же работу за собственные средства может выполнить бизнес, задумывается разве что только Минфин России. С другой стороны, сырьевые ведомства и общественные организации постоянно выступают с предложениями о переводе на бюджетную основу не только поисковых, но и поисково-оценочных работ. Это явный перебор.

По моему мнению, финансовые вложения государства в раннепоисковые работы пока еще необходимы, но они должны быть поэтапно минимизированы и ограничены малоизученными районами, поскольку это не что иное, как плата за неспособность или нежелание создать приемлемый инвестиционный и разрешительный механизм в геологическом изучении недр.

К тому же в практике работ имеются предложения специализированных компаний по участию на венчурных условиях даже в региональном (общегеологическом) изучении "белых" или "полубелых" пятен суши и шельфа России на заявочных условиях. Бизнес таких компаний, как и в большинстве стран мира, может состоять в рыночной реализации полученной ими геологической информации.

Давно назрело решение и о создании условий для развития так называемых юниорных геологических компаний, основной целью которых являются открытие новых месторождений и продажа права на их разработку.

Такой подход мог бы в значительной степени переориентировать бюджетные средства на крайне ущемленные нерыночные сектора геологии – научно-исследовательские и общегеологические работы. Однако это не означает, что расходы бюджета на геологию должны уменьшиться. Необходимость усиления общегеологических и научных исследований, которые совершенно не интересны бизнесу, очевидна.

Исследованиями состояния общегеологической изученности территории России и ее шельфа, выполненными в 2008 г. головным институтом отрасли – ВСЕГЕИ, установлено прогрессирующее старение геологической информации и несоответствие ее современным требованиям. Чтобы войти в общепринятый 30-летний цикл обновления общегеологической информации, необходимократно увеличить объемы работ в данном направлении.

* * *

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

1. Россия должна пересмотреть свою минерально-сырьевую политику и вписаться в общемировые тенденции поддержания и развития МСБ с целью восстановления статуса ведущей сырьевой державы, обеспечения сырьевой безопасности для будущих поколений и сохранения конкурентоспособности в мире.

2. В основу такой политики должны быть положены принцип неистощительного и рационального природопользования, научно обоснованные сроки обеспеченности разведанными и предварительно оцененными запасами полезных ископаемых экономики страны, а также темпы воспроизводства МСБ, гарантирующие на дальнюю перспективу устойчивое развитие государства.

3. Механизм реализации минерально-сырьевой политики необходимо ориентировать на создание условий полного обеспечения бизнесом воспроизводства МСБ, включая по максимуму и проведение ГРП на раннепоисковой стадии, а также части региональных исследований, результаты которых могут представлять рыночный интерес.

4. Важнейшим и завершающим этапом реформы геологической отрасли следует считать создание Государственной геологической службы России во главе со специально уполномоченным федеральным органом государственного управления, в непосредственном ведении которого должны находиться специализированные научные и научно-производственные предприятия, способные выполнять весь комплекс задач по общегеологическому изучению недр страны.

© В.П.Орлов, 2011

Орлов Виктор Петрович,

Председатель Комитета по природным ресурсам и охране окружающей среды, доктор геолого-минералогических наук, VPOrlov@council.gov.ru

УДК 553.98.042.001.33

Результаты переоценки запасов месторождений нераспределенного фонда недр при апробации новой "Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов"

О.М.Прищепа, Ю.Н.Новиков (Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геолого-разведочный институт, Санкт-Петербург)

Рассматриваются обоснования и результаты пересчета и переоценки запасов 476 месторождений нераспределенного фонда недр в соответствии с новой "Классификацией запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" (утверждена в 2005 г., введение в действие отложено до 2012 г.), выполненных по заданию Роснедра группой из 10 предприятий (ведущее предприятие – ФГУП ВНИГРИ) в период 2007-2010 гг. Был произведен сбор исходных материалов, обосновывающих оценки учтенных запасов этих месторождений, большая часть которых до сих пор хранилась в разрозненном виде в фондах предприятий, выполнявших бурение и подсчет запасов. Отмечается, что по результатам ревизии и актуализации исходных материалов геологические запасы большей части месторождений были уточнены. Запасы всех месторождений были пересчитаны в связи с переходом на унифицированный способ выделения участков подсчета разведанных запасов, соответствующий международным стандартам. Выполнена экономическая оценка пересчитанных запасов и выделена группа из 261 месторождения, запасы которых определены как промышленно значимые. По результатам масштабной апробации новой Классификации и Методических рекомендаций по ее применению подготовлены рекомендации по существенному уточнению и дополнению ряда положений этих документов.

Ключевые слова: нефть, газ; месторождения; нераспределенный фонд недр; классификация запасов; запасы геологические; запасы извлекаемые; экономическая оценка.



Олег Михайлович ПРИЩЕПА,
генеральный директор,
доктор геолого-минералогических наук



Юрий Николаевич НОВИКОВ,
заведующий лабораторией,
кандидат геолого-минералогических наук

Одними из важнейших задач, стоящих перед Минприроды России и подведомственным ему Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра), являются "проведение государственной экспертизы информации о разведанных запасах полезных ископаемых, геологической, экономической информации о предоставляемых в пользование участках недр", а также "ведение Государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых и Государственного баланса запасов полезных ископаемых, обеспечение в установленном порядке постановки запасов полезных ископаемых на государственный баланс и их списание

с государственного баланса" ("Положение о федеральном агентстве по недропользованию", утвержденное постановлением Правительства РФ от 17 июня 2004 г. № 293).

Решение указанных задач сегодня основывается на ряде действующих нормативных документов и прежде всего на "Временной классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов", утвержденной приказом Минприроды России № 126 от 07.02.2001 г. (далее – действующая Классификация) [1], необходимость изменения которой и принятие новой "Классификации и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" (далее – новая Классификация) назрела с установлением рыночных отношений в недропользовании. Требовались новые подходы к оценке запасов углеводородов (УВ), в первую очередь с экономической точки зрения, которые позволили бы выполнять стоимостную оценку месторождений нефти и газа. Действующая Классификация, которая практически дублирует утвержденную еще в 1983 г. "Классификацию запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов", не учитывает многих вопросов оценки запасов в современных условиях недропользования.

Новая Классификация должна обеспечить дифференциацию запасов не только по степени геологической изученности, но и по экономической эффективности и степени промышленного освоения, что имеет принципиальное значение в рыночных условиях. В настоящее время на государственном балансе числятся месторождения, которые по экономическим оценкам нерентабельны для освоения,

что создает ложное представление о состоянии ресурсной базы УВ России.

Современный подход к учету запасов УВ основывается на возможности и достоверности оценки не только величины запасов, но и их промышленной значимости. Целенаправленно, начиная с 2002 г., Роснедра и Минприроды России проводят работы по адаптации действующей Классификации к современным условиям и ее синхронизации с международными классификациями, широко используемыми аудиторскими организациями, предусматривающими в первую очередь оценку промышленной значимости запасов [2, 3].

В связи с этим были разработаны и утверждены новая Классификация (приказ МПР России № 298 от 01.11.2005 г.) и Методические рекомендации по ее применению (приказ МПР России № 23-р от 05.04.2007 г.) [4, 5]. В соответствии с новой Классификацией, ввод в действие которой намечался на 2009 г., должен был начаться и учет запасов нефти и горючих газов в государственном балансе. Из-за неподготовленности и несогласованности основных форм учета, большого числа критических замечаний по возможностям применения и неоднозначности подходов при решении задач учета запасов УВ в соответствии новой Классификацией решением совещания в Минприроды России под руководством заместителя министра С.Е.Донского срок ввода указанных документов был перенесен на 2012 г. При этом возможность применения унифицированного подхода, предусмотренного Методическими рекомендациями по применению классификации, была поставлена под сомнение в связи с неоднозначным толкованием некоторых понятий, а также предлагаемых методов выделения категорий запасов УВ, оценки коэффициентов их извлечения и, в конце концов, оценки промышленной значимости запасов нефти и газа.

В связи с этим Роснедра в процессе апробации новой Классификации с целью оценки возможности применения предусмотренных в ней подходов и учета запасов в современных условиях **в 2007 г. была организована работа по переоценке категорий запасов УВ отдельных месторождений нераспределенного фонда недр (НФН)**. Начиная с 2008 г. проводилась широкомасштабная работа по переоценке запасов всех месторождений НФН в соответствии с новой Классификацией, которая была успешно завершена в 2010 г.

Решение Минприроды России по переносу сроков ввода новой Классификации на 2012 г. с целью доработки и согласования форм учета, а также доработки самой Классификации и Методических рекомендаций по ее применению позволило внести коррективы, которые были основаны на системном анализе фактических материалов по подсчету запасов УВ, отбору кондиционных материалов для их критической оценки, применения унифицированного способа выделения категорий запасов, выявления ошибок, связанных с уточнением привязки и применения современных методов определения площадей при расчетах объемов. Крайне важным направлением явилось создание баз данных первичной (исходной) и вторичной (результатов оценки) информации, а также архива отчетов по подсчету запасов.

Работа по системному анализу всех месторождений НФН, впервые выполненная в масштабах всей территории и акваторий России, проводилась силами научно-исследовательских организаций (преимущественно подведомственных

Роснедра) и региональных научных центров. К работе, кроме основного исполнителя – ФГУП ВНИГРИ, в качестве соисполнителей были привлечены: ГП Ханты-Мансийского АО "НАЦРН им.В.И.Шпильмана", ФГУП ЗапСибНИИГГ, ФГУП СНИИГГиМС, ФГУП НВНИИГГ, ФГУП ВНИГНИ, ОАО "СибНАЦ", ЗАО "Нефтегазконсалт", ОАО "КамНИИКИГС", ЗАО НПП "Севкавгеопроект", ООО "ЭйДжиЭл и Петроконсалтинг". Наибольший объем исследований выполнен ВНИГРИ (научный руководитель О.М.Прищепа, ответственный исполнитель Э.М.Халимов), ГП Ханты-Мансийского АО "НАЦРН им.В.И.Шпильмана" (руководитель работ Ф.З.Хафизов) и ФГУП НВНИИГГ (руководитель работ О.И.Меркулов), на долю которых в количественном выражении пришлось переоценка категорий и пересчет запасов по более чем 50 % залежей месторождений НФН (табл. 1, 2).

Основная цель проведенных исследований (наряду с апробацией новой Классификации) – обеспечение Роснедра и его структурных подразделений базовой геологической и геолого-экономической информацией по основным месторождениям НФН для принятия оптимальных управленческих решений и разработки обоснованных программ лицензирования.

Одним из проблемных оказался вопрос, связанный с практикой хранения материалов подсчета запасов нефти и газа, не прошедших государственную экспертизу и подготовленных в соответствии с руководящими документами в виде оперативных подсчетов запасов, представленных в отдельных отчетах, и в виде приложений к годовым отчетам предприятий, проводивших геолого-разведочные работы за весьма протяженный отрезок времени (более 70 лет). За небольшим исключением выявление мест хранения таких материалов, а также их доступности оказалось отдельной серьезной задачей, на решение которой были направлены огромные усилия как основного исполнителя, так и соисполнителей по регионам России.

Проведенные работы, по существу, впервые позволили выполнить полноценный анализ и сравнительную оценку реального состояния запасов УВ-сырья месторождений НФН по всем нефтегазоперспективным территориям федеральных округов и акваториям российских морей. В сферу анализа были включены 638 месторождений НФН на территориях 32 субъектов РФ, входящих в состав 6 федеральных округов. Месторождения НФН, часть запасов которых находится в распределенном фонде недр, или те месторождения, которые расположены на участках, действующих лицензий вида НП, не анализировались.

Первая отечественная Классификация запасов нефти и газа, принятая в 1928 г., неоднократно изменялась, равно как правила и методические руководства, в соответствии с которыми запасы открытых в разное время месторождений ставились на государственный учет. Поэтому исходная информация, на основании которой выполнялся подсчет запасов месторождений, открытых в разное время, является очень неоднородной по своему содержанию, не говоря уже о ее сохранности и устаревшем, а во многих случаях попросту ветхом, бумажном формате, что выяснилось в процессе ее поисков и сбора.

Основная часть месторождений НФН – 432 месторождения (68 %) – была открыта и поставлена на государственный учет до 1991 г. Большая часть из них – 375 месторождений (59 %) – была оценена и поставлена на учет в госба-

Таблица 1. Распределение числа месторождений НФН, по которым выполнены переоценка категорий и пересчет запасов в соответствии с новой Классификацией

Федеральный округ, субъект РФ, акватория	Число объектов пересчета и переоценки категорий запасов	
	месторождений	залежей
СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ ФО	49	127
Республика Коми	24	48
Ненецкий АО	25	79
ПРИВОЛЖСКИЙ ФО	176	314
Пермский край	49	75
Республика Башкортостан	9	18
Самарская область	47	68
Саратовская область	21	41
Оренбургская область	31	45
Удмуртская Республика	18	66
Ульяновская область	1	1
ЮЖНЫЙ ФО	56	108
Волгоградская область	8	12
Республика Дагестан	—	—
Республика Ингушетия	1	1
Республика Калмыкия	5	16
Краснодарский край	19	42
Ростовская область	10	19
Ставропольский край	10	13
Чеченская Республика	1	3
Астраханская область	1	1
Кабардино-Балкарская Республика	1	1
УРАЛЬСКИЙ ФО	145	603
Ханты-Мансийский АО	90	189
Ямало-Ненецкий АО	55	414
СИБИРСКИЙ ФО	7	20
Красноярский край	7	20
ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ФО	29	100
Сахалинская область	18	41
Камчатская область	1	1
Чукотский АО	1	1
Республика Саха (Якутия)	9	57
АКВАТОРИЯ	14	55
Азовское море	2	4
Баренцево море	4	27
Балтийское море	1	1
Каспийское море	1	2
Карское море	2	12
Охотское море	1	1
Японское море	1	5
Печорское море	2	3
РОССИЯ, всего	476	1327

Таблица 2. Распределение числа месторождений НФН, по которым выполнена переоценка категорий и пересчет запасов в соответствии с новой Классификацией

Организация	Число месторождений
ФГУП "НВНИИГ"	127
ФГУП "ВНИГРИ"	92
ГП ХМАО "НАЦРН им.В.И.Шпилльмана"	89
ОАО "КамНИИКИГС"	49
ОАО "СибНАЦ"	37
ЗАО НПФ "Севкавгеопрот"	37
ФГУП "ЗапСибНИИГ"	18
ЗАО "Нефтегазконсалт"	13
ФГУП "СНИИГГИМС"	11
ООО "ЭйДжиЭл Петроконсалтинг"	3
Итого	476

ланс на основании Классификации 1983 г., существенно отличавшейся от предшествовавшей классификации 1970 г. и действующей Классификации 2001 г. Запасы остальных месторождений НФН были оценены по инструкциям и методическим документам, с существенно отличающимся подходами к выделению категорий запасов. Сегодня трудно восстановить или оценить их правомерность и достоверность, а материалы, подтверждающие обоснованность этих оценок, часто отсутствуют.

В результате проведенного анализа в числе учтенных по состоянию на 01.01.2010 г. месторождений НФН — 306 месторождений (48 %) — относится к категории законсервированных; 278 (44 %) — к категории разведываемых; 41 (6 %) — к категории подготовленных к промышленному освоению; 13 (2 %) — к категории разрабатываемых.

Значительная часть месторождений НФН — 145 (23 %) — ранее находилась в эксплуатации (пробной или промышленной).

Запасы нефти учтены на 468 месторождениях НФН, но к категории крупных (извлекаемые запасы более 30 млн т) относятся лишь 11. Большинство месторождений — 295 (63 %) — относятся к категории очень мелких (менее 1 млн т), причем большая часть из них — 240 месторождений (51 %) — имеет извлекаемые запасы нефти менее 500 тыс. т.

Запасы газа учтены на 236 месторождениях НФН, из них к категории крупных (более 30 млрд м³) относится лишь 31, а к категории уникальных (запасы более 500 млрд м³) — только 4 месторождения. Так же как и по нефти, почти половина месторождений газа — 115 (49 %) — относится к категории очень мелких (менее 1 млрд м³), причем большая часть из них — 82 месторождения (35 %) — имеют запасы газа менее 500 млн м³.

Анализ распределения числа месторождений НФН по федеральным округам показывает, что большинство из них (37 %) находится в Приволжском ФО (см. табл. 1), но это преимущественно очень мелкие месторождения, в значительной своей части законсервированные или выведенные из эксплуатации. Меньшим по числу месторождений, но примерно таким же по запасам характеризуется НФН в Южном и Дальневосточном федеральных округах. Значи-

тельные по запасам и нелицензированные месторождения УВ числятся в Уральском и Северо-Западном федеральных округах, в Красноярском крае и Республике Саха (Якутия), на акваториях Баренцева и Карского морей.

Основной причиной неоднородности рассмотренных материалов и полученных результатов подсчета запасов месторождений является изменение способов выделения участков подсчета запасов УВ категории C_1 [6]. Как показывает выполненный анализ, в разных модификациях отечественной классификации неоднократно изменялся подход к выделению участков подсчета запасов разных категорий, и запасы месторождений, оцененных в разные временные периоды и иногда даже в разных регионах, практически несопоставимы по своей категоричности не только с доказанными запасами по зарубежным классификациям, но и между собой.

Установлено, что для существенной части из 476 рассмотренных месторождений – 269 (57 %) – необходимо проведение пересчета запасов, и основания для этого пересчета никак не связаны с положениями новой Классификации. Так, по результатам ревизии материалов подсчета запасов первоначальные (учтенные) геологические суммарные запасы 207 месторождений не претерпели существенных изменений, а для 269 месторождений была проведена переоценка объемов, связанная с уточнением привязки, выполненной на основе ГИС-технологий с уточнением подсчетных параметров, карт эффективных насыщенных толщин, устранением арифметических ошибок и других погрешностей. При этом для большинства месторождений не проводилась геологическая переинтерпретация материалов сейсморазведки и анализ достоверности подсчетных параметров, принятых при промыслово-геофизических исследованиях скважин, что также могло бы в существенной мере внести поправки при оценке объемов геологических запасов.

Как показали результаты переоценки, изменения объемов запасов в результате пересчета имеют разнонаправленный характер: для 158 месторождений пересчитанные объемы запасов превысили учтенные, а для 111 месторождений уменьшились.

В большинстве отмеченных случаев изменение объемов запасов составляет первые проценты. Однако для ряда месторождений эти изменения весьма значительны и измеряются уже десятками процентов, а для некоторых объемов первоначально подсчитанных запасов изменяется в разы. Вероятно, эти весьма существенные изменения в объемах запасов, выявленные по переоцененным месторождениям НФН, следует признать одним из значимых факторов, свидетельствующих о необходимости уточнения состояния их запасов.

По результатам выборочного пересчета запасов для 269 месторождений НФН геологические запасы нефти 82 месторождений в сумме увеличились на 349,0 млн т, а для 79 месторождений в сумме уменьшились на 336,2 млн т.

Геологические запасы газа 90 месторождений в сумме увеличились на 917,7 млрд m^3 , а для 57 месторождений в сумме уменьшились на 316,5 млрд m^3 .

Несмотря на то что в целом геологические запасы нефти практически не изменились, а газа незначительно увеличились, при подготовке аукционных (конкурсных) условий для лицензирования отдельно взятых месторождений ук-

занные изменения свидетельствуют о необходимости тщательного анализа материалов для их объективной оценки. Так, для 139 месторождений (из 269) относительная величина изменений в объемах геологических запасов всех категорий не превышает 10 %. Для 130 месторождений относительная величина изменений превышает 10 %. Доли и направленность (в сторону увеличения или уменьшения) относительных изменений первоначальных объемов запасов этих месторождений представлены в табл. 3.

Увеличение переоцененных объемов геологических запасов нефти до 10 % и более отмечено для 39 месторождений; на 28 месторождениях первоначальные объемы геоло-

Таблица 3. Изменения суммарных объемов переоцененных запасов на месторождениях НФН по причинам, не связанным с положениями новой Классификации

Федеральный округ, субъект РФ, море	Число переоцененных месторождений			
	всего	в том числе с запасами, не претерпевшими существенных изменений	в том числе с измененными запасами	
			величина изменений < 10 %	величина изменений > 10 %
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ	476	207	139	130
СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ ФО	49	1	37	11
Ненецкий АО	25	–	20	5
Республика Коми	24	1	17	6
ПРИВОЛЖСКИЙ ФО	176	107	39	30
Пермский край	49	11	27	11
Самарская область	47	47	–	–
Оренбургская область	31	23	1	7
Саратовская область	21	11	5	5
Удмуртская Республика	18	10	6	2
Республика Башкортостан	9	4	–	5
Ульяновская область	1	1	–	–
ЮЖНЫЙ ФО	56	5	10	41
Краснодарский край	20	–	3	17
Ростовская область	9	–	4	5
Ставропольский край	10	–	–	10
Волгоградская область	8	4	3	1
Республика Калмыкия	5	1	–	4
Астраханская область	1	–	–	1
Республика Ингушетия	1	–	–	1
Чеченская Республика	1	–	–	1
Кабардино-Балкарская Республика	1	–	–	1
УРАЛЬСКИЙ ФО	145	81	29	35
Ханты-Мансийский АО	89	73	15	1
Ямало-Ненецкий АО	56	8	14	34
СИБИРСКИЙ ФО	7	1	5	1
Красноярский край	7	1	5	1
ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ФО	29	3	17	9
Дальневосточный регион	20	2	14	4
Республика Саха (Якутия)	9	1	3	5
АКВАТОРИИ МОРЕЙ	14	9	2	3

Таблица 4. Результаты пересчета геологических запасов и переоценки категорий запасов УВ месторождений НФН в соответствии с новой Классификацией

Фазовое состояние	Категория запасов	По действующей Классификации, 2001 г.		По новой Классификации		Величина изменения запасов			
		запасы геологические (балансовые), млн т/млрд м³	запасы извлекаемые (балансовые), млн т/млрд м³	геологические запасы переоцененные, млн т/млрд м³	технологически извлекаемые переоцененные запасы, млн т/млрд м³	геологические		извлекаемые	
						млн т/млрд м³	%	млн т/млрд м³	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВСЕГО ПО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (476 месторождений)									
Нефть	A+B+C ₁ +C ₂	4521,9	1145,6	4526,3	1167,1	4,4	0,1	21,4	1,9
	A	6,7	0,6	1,6	0,03	-5,2	-76,4	-0,6	-94,9
	B	28,2	1,9	182,1	47,8	153,9	545,6	45,9	2464,9
	C ₁	1747,8	504,3	802,6	233,7	-945,3	-54,1	-270,6	-53,7
	C ₂	2739,1	638,8	3540,0	885,5	800,9	29,2	246,8	38,6
Газ	A+B+C ₁ +C ₂	8686,6	8685,6	9287,0	9055,0	600,4	6,9	369,4	4,3
	A	1,4	0,4	4,0	2,2	2,6	184,1	1,8	401,4
	B	10,9	10,9	722,0	709,7	711,1	6515,5	698,8	6402,6
	C ₁	4624,6	4624,6	2966,4	2898,0	-1658,1	-35,9	-1726,6	-37,3
	C ₂	4049,7	4049,7	5594,5	5445,1	1544,8	38,1	1395,5	34,5
СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ (49 месторождений)									
Нефть	B+C ₁ +C ₂	1262,1	387,3	1215,2	356,0	-46,8	-3,7	-31,3	-8,1
	B	0,0	0,0	72,9	24,9	72,9	—	24,9	—
	C ₁	813,2	258,1	397,2	133,8	-416,0	-51,2	-124,3	-48,2
	C ₂	448,9	129,2	745,2	197,3	296,3	66,0	68,1	52,7
Газ	B+C ₁ +C ₂	327,9	327,9	334,1	334,1	6,2	1,9	6,2	1,9
	B	0,0	0,0	52,1	52,1	52,1	—	52,1	—
	C ₁	297,7	297,7	159,9	159,9	-137,9	-46,3	-137,9	-46,3
	C ₂	30,2	30,2	122,2	122,2	92,0	304,6	92,0	304,6
ПРИВОЛЖСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ (176 месторождений)									
Нефть	A+B+C ₁ +C ₂	244,0	47,9	238,1	47,0	-6,0	-2,4	-0,9	-1,9
	A	6,6	0,6	—	—	-6,6	-100,0	-0,6	-100,0
	B	24,6	1,7	41,6	5,9	17,0	69,3	4,3	254,6
	C ₁	173,3	37,9	65,8	16,1	-107,5	-62,0	-21,8	-57,5
	C ₂	39,6	7,7	130,6	25,0	91,0	230,1	17,3	224,3
Газ	A+B+C ₁ +C ₂	25,7	25,7	25,0	25,0	-0,8	-3,0	-0,8	-3,0
	A	0,0	0,0	—	—	—	—	—	—
	B	0,9	0,9	7,3	7,3	6,4	692,1	6,4	692,1
	C ₁	18,1	18,1	9,4	9,4	-8,7	-48,2	-8,7	-48,2
	C ₂	6,7	6,7	8,3	8,3	1,5	22,8	1,5	22,8
ЮЖНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ (56 месторождений)									
Нефть	A+B+C ₁ +C ₂	106,1	25,3	51,8	13,9	-54,3	-51,2	-11,4	-45,0
	A	0,2	0,0	1,6	0,0	1,4	939,9	0,0	450,0
	B	3,6	0,2	6,3	1,6	2,7	75,2	1,4	716,8
	C ₁	41,0	10,1	19,4	4,7	-21,6	-52,6	-5,4	-53,7
	C ₂	61,3	15,0	24,4	7,6	-36,8	-60,1	-7,3	-49,0
Газ	A+B+C ₁ +C ₂	49,0	48,0	44,3	35,0	-4,7	-9,6	-13,0	-27,1
	A	1,4	0,4	2,2	0,4	0,8	53,3	-0,1	-15,6
	B	0,9	0,9	8,4	7,5	7,5	840,1	6,6	742,8
	C ₁	18,1	18,1	17,3	14,2	-0,8	-4,5	-3,9	-21,7
	C ₂	28,6	28,6	16,4	13,0	-12,2	-42,5	-15,6	-54,7

Окончание табл. 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
УРАЛЬСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ (145 месторождений)									
Нефть	A+B+C ₁ +C ₂	2335,9	579,1	2307,9	608,1	-28,0	-1,2	29,1	5,0
	A	—	—	—	—	—	—	—	—
	B	—	—	43,6	11,8	43,6	—	11,8	—
	C ₁	636,1	177,8	206,3	56,1	-429,8	-67,6	-121,7	-68,5
	C ₂	1699,8	401,3	2058,0	540,2	358,2	21,1	139,0	34,6
Газ	A+B+C ₁ +C ₂	4737,0	4737,0	5290,7	5090,1	553,7	11,7	353,1	7,5
	A	—	—	1,8	1,8	—	—	1,8	—
	B	8,9	8,9	346,0	335,3	337,1	3793,0	326,4	3672,0
	C ₁	3076,0	3076,0	1897,7	1837,4	-1178,2	-38,3	-1238,6	-40,3
	C ₂	1652,2	1652,2	3045,1	2915,6	1393,0	84,3	1263,4	76,5
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ (7 месторождений)									
Нефть	B+C ₁ +C ₂	129,0	43,2	222,1	64,6	93,0	72,1	21,5	49,8
	B	—	—	5,3	1,7	5,3	—	1,7	—
	C ₁	31,7	10,5	33,6	10,6	1,9	5,9	0,1	0,8
	C ₂	97,4	32,6	183,2	52,4	85,8	88,2	19,7	60,4
Газ	B+C ₁ +C ₂	207,0	207,0	225,3	225,3	18,3	8,8	18,3	8,8
	B	—	—	56,4	56,4	56,4	—	56,4	—
	C ₁	118,6	118,6	125,1	125,1	6,5	5,5	6,5	5,5
	C ₂	88,4	88,4	43,7	43,7	-44,6	-50,5	-44,6	-50,5
ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ (29 месторождений)									
Нефть	B+C ₁ +C ₂	397,1	48,5	435,4	60,5	38,3	9,6	12,0	24,8
	B	—	—	10,5	1,4	10,5	—	1,4	—
	C ₁	34,2	4,3	68,9	8,9	34,6	101,2	4,6	108,1
	C ₂	362,9	44,2	356,0	50,2	-6,9	-1,9	6,0	13,6
Газ	B+C ₁ +C ₂	646,1	646,1	670,8	670,8	24,7	3,8	24,7	3,8
	B	0,2	0,2	192,9	192,9	192,7	—	192,7	—
	C ₁	521,6	521,6	354,8	354,8	-166,8	-32,0	-166,8	-32,0
	C ₂	124,3	124,3	123,1	123,1	-1,2	-0,9	-1,2	-0,9
АКВАТОРИИ МОРЕЙ (14 месторождений)									
Нефть	B+C ₁ +C ₂	47,6	14,4	55,8	16,9	8,1	17,1	2,5	17,1
	B	—	—	1,8	0,5	1,8	—	0,5	—
	C ₁	18,4	5,6	11,4	3,5	-7,0	-38,0	-2,1	-37,5
	C ₂	29,3	8,8	42,6	12,8	13,4	45,7	4,0	45,8
Газ	B+C ₁ +C ₂	2693,8	2693,8	2696,8	2674,7	3,0	0,1	-19,1	-0,7
	B	—	—	58,9	58,2	58,9	—	58,2	—
	C ₁	574,4	574,4	402,3	397,2	-172,2	-30,0	-177,2	-30,8
	C ₂	2119,4	2119,4	2235,6	2219,3	116,3	5,5	100,0	4,7

гических запасов нефти столь же существенно (более чем на 10 %) уменьшились. Увеличение переоцененных объемов геологических запасов газа отмечено для 47 месторождений; на 32 месторождениях объемы геологических запасов газа существенно (более чем на 10 %) уменьшились.

Наибольшее число месторождений со значительным изменением суммарных объемов переоцененных геологических запасов УВ отмечено в Южном, Уральском и Приволжском федеральных округах.

В результате переоценки категорий запасов и пересчета запасов по новой Классификации для части из 476 месторождений НФН (табл. 4) геологические (извлекаемые) запасы нефти по сумме категорий A+B+C₁+C₂ увеличились лишь на 4,40 млн т (21,4 млн т), или на 0,1 % (1,9 %).

Геологические (извлекаемые) запасы газа категорий A+B+C₁+C₂ увеличились на 600,4 млрд м³ (369,4 млрд м³), или на 6,9 % (4,3 %). По ряду месторождений НФН Удмуртской Республики и Самарской области впервые выполнена оценка запасов попутных компонентов (сера, гелий, этан, пропан, бутаны, сероводород).

Полученные результаты пересчета и переоценки запасов нефти и газа по России в целом подтвердили достаточную надежность первоначальных оценок объемов геологических запасов месторождений НФН, состоящих сегодня на государственном учете (рис. 1, 2).

При рассмотрении соотношений учтенных и переоцененных запасов УВ отдельных федеральных округов и России в целом наблюдаются некоторые отклонения в ве-

Рис. 1. Соотношение объемов учтенных и переоцененных геологических запасов нефти месторождений НФН по федеральным округам

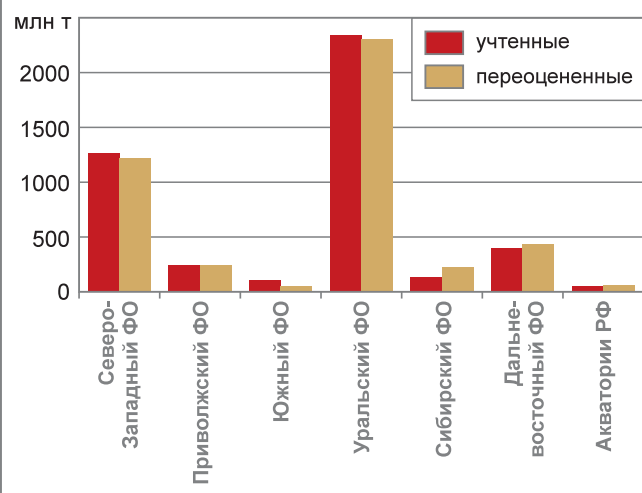


Рис. 2. Соотношение объемов учтенных и переоцененных запасов газа месторождений НФН по федеральным округам

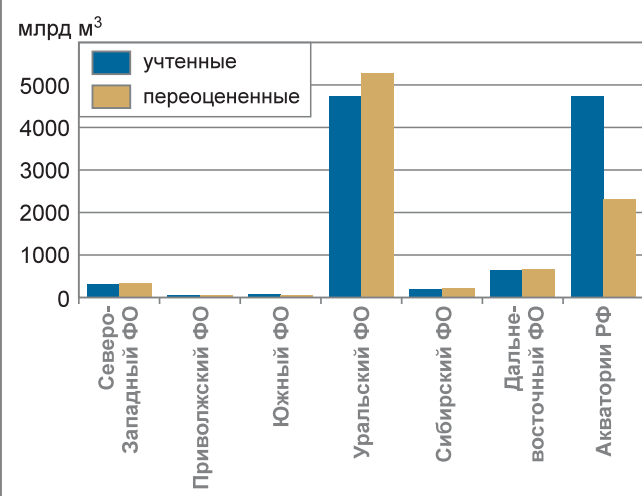
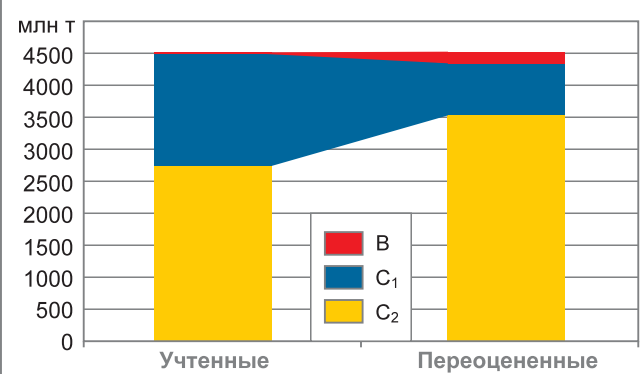


Рис. 3. Соотношение геологических запасов месторождений нефти НФН по России в целом



личинах (в абсолютном выражении — незначительные, в относительном — часто весьма существенные) переоцененных запасов нефти и газа по сумме категорий B+C₁+C₂ (рис. 3-9).

Наибольшие изменения в сторону увеличения суммы переоцененных запасов всех категорий отмечены как по геологическим, так и по извлекаемым запасам нефти по Сибирскому (соответственно 72,1 и 49,8 %), Дальневосточному (9,6 и 24,8 %) федеральным округам и акваториям морей (17,1 и 17,1 %). Наибольшее изменение в сторону уменьшения запасов нефти — по Южному ФО (-51,2 и -45,0 %). По газу существенных отклонений как по России в целом, так и по федеральным округам не отмечено (максимальное увеличение отмечено по Уральскому ФО — 11,7 и 7,5 % (см. табл. 4).

При рассмотрении результатов переоценки по федеральным округам становится очевидной необходимость пересчета запасов нефти для значительного числа месторождений НФН и отсутствие такой необходимости для большинства газовых месторождений. При этом применение унифицированного подхода к оценке запасов и выделению категорий позволяет надеяться на выявление определенного резерва запасов по сумме всех категорий во всех федеральных округах, кроме Южного, Приволжского и Северо-Западного.

По результатам исследования необходимо сделать весьма важный вывод: практически во всех регионах (при пересчете в соответствии с новой Классификацией) наблюдается закономерность сокращения более достоверных запасов категорий A+B+C₁ и, наоборот, увеличивается доля предварительно оцененных запасов категории C₂. Так, в федеральных округах, имеющих значительные запасы нефти на месторождениях НФН, доля запасов, отнесенных к категории C₂, выросла на треть, что свидетельствует в первую очередь об их недоизученности.

Проведенная по новой Классификации переоценка запасов месторождений нефти и газа НФН позволила определить их промышленную значимость [7, 8].

Всего из 476 переоцененных месторождений НФН экономическая оценка была выполнена для 462 месторождений. Из них — промышленные запасы имеет 261 месторождение, в том числе: 130 нефтяных, 63 газовых, 18 нефтегазовых и газонефтяных, 29 газоконденсатных и 21 нефтегазо-конденсатное.

При этом реальной инвестиционной привлекательностью обладают 196 месторождений (из 476 переоцененных по новой Классификации), запасы которых могут быть отнесены к нормально рентабельным. Инвестиционная привлекательность еще 65 месторождений с условно рентабельными запасами достаточно низкая и возможность вовлечения их в промышленный оборот может появиться при значительном повышении цен на УВ-сырье и снижении налоговой нагрузки.

Промышленные запасы нефти, переоцененные по всем месторождениям НФН, составляют 636,5 млн т, из них нормально рентабельные — 520 млн т. Промышленно значимые запасы газа достигают 8 трлн м³, в том числе нормально рентабельные — 4,2 трлн м³ (табл. 5).

Полученные результаты геолого-экономической переоценки сырьевой базы УВ НФН свидетельствуют о том, что

Рис. 4. Соотношение геологических запасов месторождений нефти НФН Северо-Западного ФО

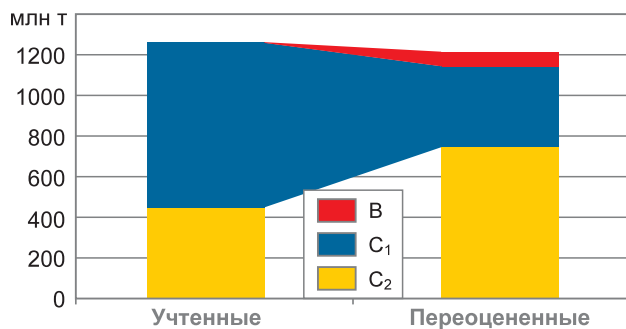


Рис. 7. Соотношение запасов месторождений газа НФН по России в целом

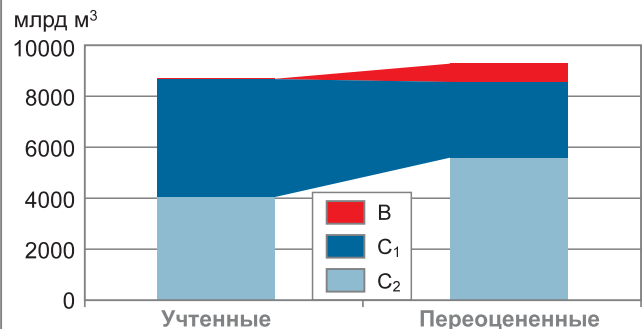


Рис. 5. Соотношение геологических запасов месторождений нефти НФН Уральского ФО

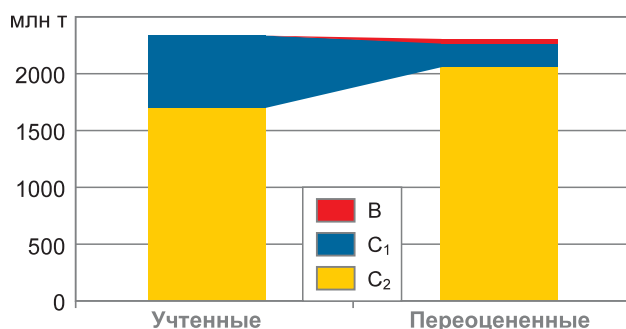


Рис. 8. Соотношение запасов месторождений газа НФН Уральского ФО

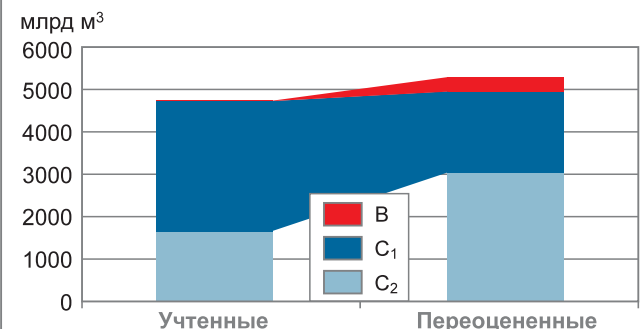


Рис. 6. Соотношение геологических запасов месторождений нефти НФН Дальневосточного ФО

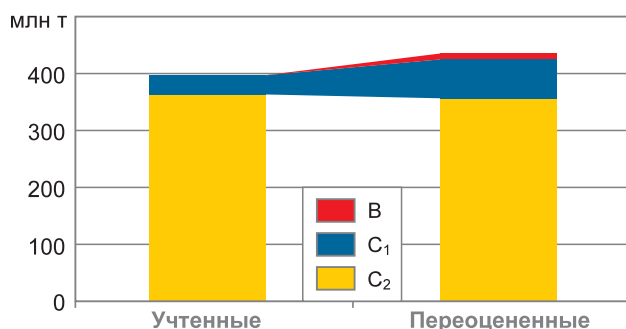


Рис. 9. Соотношение запасов месторождений газа НФН на акваториях РФ

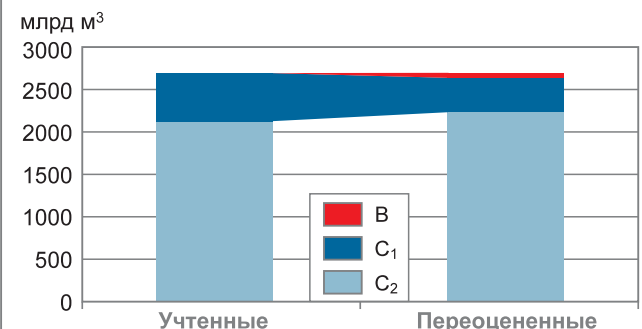


Таблица 5. Результаты оценки промышленной значимости переоцененных запасов нефти и газа месторождений НФН России

Тип УВ	Категория запасов	Переоцененные извлекаемые запасы с утвержденным КИН, млн т/млрд м³	Промышленные запасы, млн т/млрд м³			Непромышленные запасы, млн т/млрд м³
			Всего	В том числе		
				нормально–рентабельные	условно–рентабельные	
Нефть	A+B+C ₁ +C ₂	1049,9	636,5	520,0	116,5	413,4
	A+B+C ₁	222,1	169,9	147,1	22,8	52,2
	C ₂	827,8	466,6	372,9	93,7	361,2
Газ	A+B+C ₁ +C ₂	9047,4	8002,8	4191,4	3811,4	1044,6
	A+B+C ₁	3626,7	3188,6	2090,9	1097,8	435,1
	C ₂	5420,7	4814,2	2100,6	2713,6	609,5

она является надежным резервным источником развития нефтегазодобычи в стране.

* * *

Таким образом, на основе вышеизложенного можно сформулировать следующие основные выводы.

1. Проведенные работы по переоценке запасов УВ НФН на основе новой Классификации и Методических рекомендаций по ее применению показали, что, несмотря на выявленные недостатки и неточности, в целом, при условии внесения ряда изменений и уточнений, эти методические документы являются работоспособными и позволяют получить объективное представление о промышленной значимости запасов месторождений УВ НФН России.

2. В процессе выполнения работ удалось аккумулировать и проанализировать огромный объем геолого-геофизических материалов, обосновывающих подсчеты запасов месторождений УВ НФН России. К наиболее значимым результатам необходимо отнести:

выполнение инвентаризации месторождений УВ НФН России;

проведение анализа материалов ранее выполненных по действующей Классификации и нормативным документам подсчета запасов и отбора месторождений, а также переоценку запасов по категориям в соответствии с требованиями новой Классификации;

использование унифицированного подхода при выделении категорий запасов;

применение единых подходов при оценке промышленной значимости запасов;

проведение экономической оценки промышленной значимости запасов УВ по большинству месторождений НФН и их дифференциация по экономической эффективности освоения;

формирование баз данных для пересчета и переоценки категорий запасов месторождений УВ НФН, включающих геолого-геофизическую, промысловую и технико-экономическую информацию;

анализ геолого-промысловой характеристики месторождений;

анализ обоснованности коэффициентов извлечения УВ и на их основе определение объемов технологически извлекаемых запасов нефти и газа по всем переоцененным месторождениям НФН;

выявление связей геолого-промысловых параметров с величиной коэффициента извлечения и величиной элементарной ячейки, отвечающей размеру сетки эксплуатационного бурения;

разработка предложений по уточнению и доработке методических указаний по применению новой Классификации.

3. Выявленные в результате выполнения работ по устаревшим методическим документам погрешности и недостатки приводят к необходимости широкомасштабных работ по пересчету запасов существенной части месторождений НФН России на основе новой Классификации и Методических рекомендаций по ее применению. Например, можно отметить, что коэффициенты извлечения нефти в большинстве случаев по месторождениям, не имеющим проектного докумен-

та, не имеют обоснования и не увязаны ни с реальными технологиями, ни с экономическими или оптимизационными решениями.

4. Выполнение такой важной работы, на которую решились Роснедра, заслуживает одобрения, поскольку она была нацелена на получение всеобъемлющей информации о состоянии запасов УВ месторождений НФН, выраженных не только в учете объемов запасов, но и в оценке их реальной обоснованности и достоверности, хотя и не подготовлена была целой системой необходимых предварительных мероприятий и согласований, что часто вызывало двусмысленную ситуацию при решении конкретных задач и необходимости постоянного поиска приемлемых решений.

5. Неоспоримым является то, что собранные и систематизированные материалы по оценке запасов УВ месторождений НФН являются основой для того, чтобы в кратчайшие сроки и с минимумом затрат при использовании практически любой классификации могли быть получены современные оценки запасов, учитывающие рекомендованные методические подходы по выделению их категорий, даже существенно отличающиеся от сформулированных в новой Классификации.

6. Можно также достаточно аргументировано утверждать, что при учете и доработке всех выявленных неоднозначностей новой Классификации, уточнении Методических рекомендаций по ее применению и учету предложений по уточнению методов выделения категорий запасов и оценки промышленной значимости запасов в установленные Минприроды России сроки новая Классификация может стать основой современного учета запасов в России, а ее применение поможет эффективно решать задачи государства по управлению запасами.

Литература

1. *Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов*. Утверждена приказом МПР России от 7 февраля 2001 г. № 126. — М.: МПР России, 2001.
2. *Габриэлянц Г.* Гармонизация классификаций запасов нефти и газа будет продолжаться // Нефть и капитал. — 2006. — № 1-2. — С. 43-48.
3. *Пороскун В.И.* Принципы классификации и учета запасов и ресурсов нефти и горючих газов / В.И.Пороскун, Г.А.Габриэлянц, Ю.А.Подтуркин, И.С.Гутман, А.А.Герт // Информационно-аналитический бюллетень. Приложение к журналу "Недропользование — XXI век". — Вып. 2. — М.: НП НАЭН, 2007.
4. *Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов*. Утверждена приказом МПР России от 1 ноября 2005 г. № 298. — М.: МПР России, 2008.
5. *Методические рекомендации по применению "Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов"*, утвержденной приказом МПР России от 1 ноября 2005 г. № 298. Утверждены распоряжением МПР России от 05.04.2007 г. № 23-р.
6. *Баишев Б.Т.* О подсчете извлекаемых запасов нефти для категорий C_1 и C_2 // Недропользование — XXI век. — 2009. — № 4. — С. 35-41.

7. Прищепа О.М. О проблеме перехода на новую классификацию запасов и ресурсов нефти и газа / О.М.Прищепа, Назаров В.И. // Oil & Gas Journal Russia. – 2010. – Январь-февраль. – С. 78-87.

8. Герт А.А. Геолого-экономическая и стоимостная оценка месторождений по новой "Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" / А.А.Герт, К.Н.Волкова, Н.А.Супрунчик, П.Н.Мельников // Минеральные

ресурсы России. Экономика и управление. – 2008. – № 3. – С. 32-38.

© О.М.Прищепа, Ю.Н.Новиков, 2011

Прищепа Олег Михайлович,
ins@vnigri.ru

Новиков Юрий Николаевич,
ins@vnigri.ru

THE RESULTS OF THE RE-EVALUATION OF RESERVES OF FIELDS OF THE UNDISTRIBUTED SUBSOIL FUND CARRIED OUT WHEN TESTING THE NEW CLASSIFICATION OF OIL AND COMBUSTIBLE GAS RESERVES AND PROSPECTIVE RESOURCES

O.M. Prishchepa, Y.N. Novikov (All Russian Petroleum Research Exploration Institute, St. Petersburg)

During the period of 2007-2010, reserves of 476 fields of the undistributed subsoil fund were recalculated and re-evaluated in accordance with the new Classification of Oil and Combustible Gas Reserves and Resources (approved in 2005, implementation has been postponed until 2012). The grounds and results of the recalculation and re-evaluation carried out by a group of 10 enterprises (with FGUP VNIGRI as the leading enterprise) by order of Rosnedra are discussed. The group collected initial data substantiating the estimates of booked oil reserves of these fields, most of which had been stored in archives of enterprises that performed drilling and made the reserve calculation. It is noted that in-place reserve estimates of most of the fields were improved based on the results of the audit and update of the initial data. The reserves of all the fields were re-estimated in connection with switching to the standardized procedure for delineating sites for explored reserves estimation meeting international standards. The re-estimated reserves were subject to economic evaluation, and reserves of 261 fields were classified as commercial. Based on the results of large-scale testing of the new Classification and Guidelines for its use, recommendations have been prepared to substantially improve and amend a number of provisions of these documents.

Key words: oil; gas; fields; undistributed subsoil fund; reserves classification; in-place reserves; recoverable reserves; economic evaluation.



4–8 июля 2011 г.
Санкт–Петербург, ФГУП "ВНИГРИ"

Научно–практическая конференция "ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ОЦЕНКИ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЗНАЧИМОСТИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ"

Организатор: ФГУП "ВНИГРИ"

Программа:

- Теоретические и практические аспекты переоценки запасов и ресурсов нефти и газа России в соответствии с текущими задачами по формированию новой классификации. Обоснование актуальности перехода на новую классификацию в рыночных условиях.
- Влияние системы геологических показателей на результаты оценки запасов и их промышленной значимости.
- Опыт переоценки запасов и ресурсов нефти и газа в России в соответствии с новой классификацией; методические, организационно-целевые, геологические и экономические основы и проблемы переоценки.

Тексты докладов, полученные Оргкомитетом до 10 мая 2011 г., будут опубликованы в Сборнике докладов.

Регистрационный взнос за участие в Конференции – 8000 р. (плюс НДС).

Для получения счета вам необходимо прислать заявку на участие с указанием почтового адреса и банковских реквизитов. Оплату участия в конференции можно произвести по безналичному расчету или наличными при регистрации.

Заявка на участие: Фамилия, имя, отчество / Должность, ученое звание / Организация (с указанием банковских реквизитов, ФИО директора и прочее для выставления счета на оплату) / Почтовый адрес, Телефон/Факс, Электронная почта / Форма участия (докладчик, участник) / Название доклада / Бронирование гостиницы (категория номера, стоимость за сутки, дата заезда-выезда).

Для контактов:

По вопросам проведения конференции вы можете обратиться в Оргкомитет: 191014 Санкт-Петербург, Литейный проспект, 39, ФГУП "ВНИГРИ"

Тел: (812) 272-36-77, 273-43-83, факс: (812) 275-57-56, e-mail: confer@vnigri.ru

УДК 553.98.(470.56)

Состояние ресурсной базы углеводородов Оренбургской области

Ю.М.Кутеев, Л.Д.Савинкова (ООО "ВолгоУралНИПИгаз", Оренбург)

Рассмотрено состояние сырьевой базы углеводородов Оренбургской области в целом, а также по нефтегазоперспективным районам (НГР) и нефтегазовым комплексам (НГК). Систематизированы основные показатели как по начальным суммарным ресурсам УВ, так и по запасам и ресурсам, охарактеризовано их распределение по НГР и НГК. Приводятся данные по объемам добычи нефти, газа и конденсата по состоянию на 01.01.2010 г.

Ключевые слова: углеводороды; нефть; газ; конденсат; запасы; ресурсы; добыча.



Юрий Михайлович КУТЕЕВ,
заместитель начальника отдела геологии
и геофизики



Любовь Демьяновна САВИНКОВА,
ведущий специалист отдела геологии
и геофизики

Углеводородный потенциал Оренбургской области имеет важное значение для развития экономики Приволжского федерального округа (ПФО) и страны в целом. По данным на 2008 г. суммарные запасы нефти и конденсата в области составляли около 17,1 % запасов ПФО и 2,9 % общероссийских, по газу – соответственно 86,0 и 1,9 %. В стоимостном отношении (в ценах на 2008 г.) запасы и ресурсы углеводородов (УВ) играют основную роль (~40 %) среди других субъектов РФ, входящих в ПФО.

Структура начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ Оренбургской области представлена в табл. 1.

Распределение НСР УВ как по основным нефтегазоносным районам (НГР), так и нефтегазовым комплексам (НГК), выделенным в пределах Оренбургской области, характеризуется существенной неравномерностью. Так, более половины (54,6 %) НСР нефти сосредоточено в Северо-Бузулукском и Южно-Бузулукском НГР, газа и конденсата – в Соль-Илецком (94,4 %) и Тепловско-Деркульском (54,6 %) НГР (табл. 2).

В распределении НСР УВ в целом по НГК лидируют нижнепермский (33,7 %) и эйфельско-нижнефранский (33,9 %). При этом в суммарном объеме УВ области основную часть (37,1 %) составляют НСР газа, максимальный объем которого (66,7 %) приурочен к нижнепермскому НГК (табл. 3). Максимальный объем НСР УВ относится к эйфельско-нижнефранскому НГК (соответственно 39,6 и 51,8 %).

Таблица 2. Распределение НСР УВ по НГР Оренбургской области

НГР	Доля НСР УВ, %		
	Нефть	Газ	Конденсат
Северо-Кинельский	11,7	0,2	–
Северо-Бузулукский	33,4	0,6	–
Южно-Бузулукский	21,2	10,4	27,6
Восточно-Оренбургский	12,9	1,0	–
Соль-Илецкий	13,2	62,1	32,3
Сакмаро-Илецкий	3,8	7,6	3,6
Тепловско-Деркульский	3,8	18,1	36,5
Всего по НГР	100	100	100

Таблица 1. Структура НСР УВ Оренбургской области (по состоянию на 01.01.2010 г.)

Вид УВ–сырья	Накопленная добыча*	Запасы по категориям		Всего запасов**	Ресурсы по категориям***			Всего ресурсов	НСР, млн т у.т.
		A+B+C ₁	C ₂		C ₃	D ₁	D ₂		
Нефть + конденсат, млн т	538,3	2122,3	478,3	2600,6	718,2	3368,1	236,2	4322,5	7461,4
Газ, млрд м ³	1265,7****	782,8	91,0	873,8	632,2	1465,8	158,8	2256,8	4396,3
Всего УВ, млн т у.т.	1804,0	2905,1	569,3	3474,4	1350,4	4833,9	395,0	6579,3	11857,7

* В том числе конденсат: 52,2 млн т.

** В том числе извлекаемые запасы нефти и конденсата по категориям A+B+C₁+C₂ – 862 млн т (КИН = 0,172); газа – 873,8 млрд м³ (КИГ = 0,592).

*** Ресурсы оценены по состоянию на 01.01.2004 г.

**** В том числе: свободный газ – 1214,6 млрд м³, растворенный – 49,6 млрд м³, газовых шапок – 1,5 млрд м³.

Таблица 3. Распределение НСР УВ по НГК Оренбургской области (по состоянию на 01.01.2010 г.)

НГК	Нефть, млн т	Конденсат, млн т	Газ, млрд м ³	Всего УВ, млн т у.т.
Эйфельско-нижнефранский	2687,9	348,2	983,3	4019,4
Франско-турнейский	1575,9	—	28,1	1604,0
Визейский	654,5	2,7	30,7	687,9
Оско-башкирский	893,7	24,7	276,9	1195,3
Верейский	149,4	—	2,4	151,8
Средне-верхнекаменноугольный	48,9	—	122,4	171,3
Нижнепермский	764,6	295,9	2934,5	3995,0
Верхнепермский	15,1	—	17,9	33,0
Всего по НГК	6790,0	671,5	4396,2	11857,7

Диаграммы распределения (в процентном отношении) запасов и ресурсов нефти (+ конденсата) и газа по Оренбургской области представлена на рис. 1 и 2.

Запасы УВ. По состоянию на 01.01.2010 г. в области оплодотворены, разведаны и оценены 237 месторождений УВ. На 191 месторождении выявлено 596 залежей УВ, в том

числе: нефтяных – 487, газонефтяных – 28, газовых – 59, газоконденсатных – 22.

Из общего числа залежей УВ к терригенным коллекторам относятся 42 % (251), к карбонатным – 58 % (344).

Суммарные запасы нефти и конденсата промышленных категорий (А+В+С₁) составляют по области на 01.01.2010 г. 2122,3 млн т, в том числе извлекаемые запасы* – 689,7 млн т; по категориям А+В+С₁+С₂ – соответственно 2600,6 и 862 млн т.

Из общего числа выявленных в пределах области месторождений нефти подавляющее большинство (около 70 %) относится к мелким (геологические запасы менее 10 млн т) и очень мелким (до 1 млн т); к средним (5-30 млн т) – около 28 %; к крупным (30-60 млн т и более) – 11 %. Характер распределения месторождений нефти по величине начальных геологических запасов категорий А+В+С₁+С₂ для 212 месторождений, хорошо согласующийся с экспоненциальным законом распределения, представлен на рис. 3. Близко к этому выглядит картина распределения числа месторождений нефти по величине извлекаемых промышленных запасов (рис. 4).

Как видно из рис. 3 и 4, подавляющее число месторождений нефти относится к мелким (запасы менее 10 млн т): 74,5 % по величине геологических запасов и 87,3 % по величине извлекаемых. Из общего числа месторождений только на 4 месторождениях запасы (как геологические, так и извлекаемые) оценены как крупные – в объеме более 60 млн т.

Распределение основных (наиболее значимых) месторождений УВ по НГР Оренбургской области и их краткая характеристика приведены на рис. 5.

Из общего числа выявленных в пределах НГР области месторождений УВ только на 46 основных (на рис. 5 названия выделены красным цветом) геологические запасы всех категорий оценены в объеме 3909 млн т у.т. (74,1 % всех запасов). На большинстве основных месторождений в настоящее время ведется добыча нефти, газа и конденсата. Подавляющий объем запасов УВ (63,7 %) сосредоточен в 16 месторождениях Соль-Илецкого и Северо-Бузулукского нефтегазовых районов. Основной объем геологических запасов газа относится всего к 7 месторождениям.

* Объем извлекаемых запасов нефти и конденсата определяется на основе достигнутого коэффициента извлечения нефти и конденсата (КИН): КИН = 0,202 (по запасам нефти и конденсата категорий А+В+С₁); КИН = 0,172 (по запасам нефти и конденсата категорий А+В+С₁+С₂). Величины коэффициентов рассчитаны по данным табл. 1.

Рис. 1. Распределение геологических запасов и ресурсов нефти по Оренбургской области (на 01.01.2010 г.), %

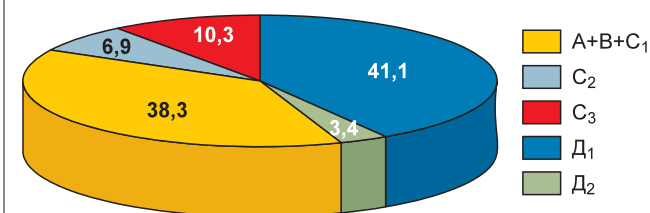
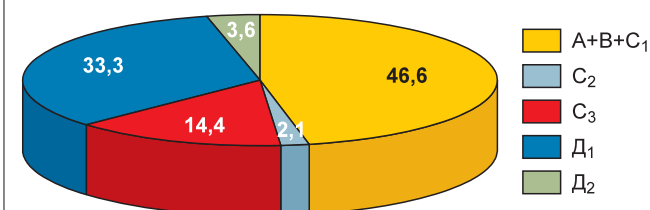
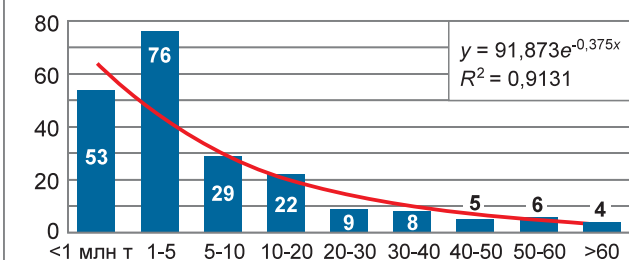


Рис. 2. Распределение геологических запасов и ресурсов газа по Оренбургской области (на 01.01.2010 г.), %

Рис. 3. Распределение месторождений нефти Оренбургской области по величине геологических запасов категорий А+В+С₁+С₂ (на 01.01.2010 г.)

Bar chart showing the number of enterprises by size category in the manufacturing sector of the Republic of Belarus in 2019. The categories are: <1 млн т (110), 1-5 (61), 5-10 (14), 10-20 (14), 20-30 (8), 30-40 (1), 40-50 (0), 50-60 (0), and >60 (4). A quadratic regression line is shown with the equation $y = 3,3463x^2 - 44,263x + 138,9$ and $R^2 = 0,9245$.

С севера на юг и с запада на восток области наблюдается уменьшение плотности нефти в пластовых условиях – в среднем от 0,92 до 0,75 г/см³. Содержание серы в нефти изменяется от 0,1 до 4,0 %, парафина – от 2,0 до 14,3 %, смол и асфальтенов – от 1,5 до 53,8 %; увеличивается выход бензиновых фракций до 60 % при температуре 200 °С, повышается газосодержание нефти от 10 до 300 м³/т и более.

Месторождения:

- нефтяные, нефтегазовые, газовые, газоконденсатные
- Байтуганское основные
- граница НГР

0 10 20 км

200 залежей нефти, в которых заключено 81,1 % извлекаемых запасов, характеризуются вязкостью пластовой нефти до 5 МПа·с. Средней вязкостью (5-10 МПа·с) характеризуются 53 залежи (1,4 % всех извлекаемых запасов). Запасы с повышенной вязкостью (более 10 МПа·с) составляют 7,5 % всех извлекаемых запасов. Высоковязкие залежи нефти (от 30 до 80 МПа·с) относятся в основном к визейским и франско-турнейским отложениям, большей частью в Северо-Кинельском НГР (всего 10 залежей).

Запасы газа по категориям A+B+C₁ и C₂ оценены соответственно в объеме 2048,5 и 91,0 млрд м³.

Природный газ – метановый, содержит в среднем: метана – 84 %, этана – 4,0 %, пропана – 1,75 %, бутанов – 0,91 %, C₅₊ – 1,76 % в объеме, плотность газа по воздуху – 0,68.

Потенциальное содержание стабильного конденсата на единицу объема сухого газа доходит до 450 г/м³ (Зайкинская группа месторождений) и более, на Оренбургском месторождении по основной залежи – 76 г/м³.

Из общего числа 237 месторождений, содержащих газ (свободный+растворенный), разрабатываются только 84. Коэффициент извлечения газа (КИГ), рассчитанный по данным табл. 1, фактически составляет 0,618 (по запасам категорий A+B+C₁) и 0,592 (по запасам категорий A+B+C₁+C₂). Соответственно объем извлекаемых запасов газа всех категорий оценивается в 1266,6 млрд м³.

За период 2004-2009 гг. остаточные извлекаемые запасы УВ категорий A+B+C₁ в целом по месторождениям области увеличились на 9,8 %, в том числе нефти – на 32,9 %; по газу уменьшились на 1,1 %. За 2009 г. прирост запасов УВ за счет разведки по сравнению с 2008 г. не компенсировался запасами за счет переоценки. Изменения произошли за счет открытия новых месторождений (Ананьевское, Аркаевское и др.) и залежей (на Рябиновом, Сорочинско-Никольском, Пономаревском и других месторождениях) и переоценки запасов по разрабатываемым месторождениям (Оренбургское, Герасимовское, Бобровское, Покровское, Гаршинское, Загорское и др.). Наиболее значительное уменьшение запасов нефти произошло за счет увеличения добычи на месторождениях Северо-Бузулукского НГР (добыча составило 58 % общей по области).

Объемы извлекаемых запасов УВ категории C₂ в целом по области на 01.01.2010 г. увеличились в 1,55 раза по сравнению с состоянием на 01.01.2004 г., в том числе нефти – в 1,8 раза, газа – в 1,32 раза, конденсата – на 1 %. В структуре запасов УВ категории C₂ содержится 57,2 % нефти, 40,6 % газа, 2,2 % конденсата. Основной прирост запасов получен на месторождениях Соль-Илецкого (40 %), Северо-Бузулукского (21 %) и Восточно-Оренбургского (17 %) районов. В Соль-Илецком НГР по данным статистической отчетности (форма 6гр) числятся около 80 % запасов газа и 62 % конденсата.

Значительные запасы газа и конденсата категории C₂ оценены на месторождениях Южно-Бузулукского НГР (12 и 30 % соответственно). За 2009 г. основной прирост запасов нефти, газа и конденсата категории C₂ получен на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (Соль-Илецкий НГР).

По некоторым месторождениям проведена переоценка запасов (Погромненское, Конновское, Ишуевское и др.). За 2009 г. основное списание запасов УВ при переоценке

составило 8,2 % (в 2,4 раза больше по сравнению с приростом 2008 г.) всех извлекаемых запасов категории C₂ (Царицанское, Речное, Верхне-Шалтинское, Боголюбовское и др.). К нераспределенному фонду недр области относится 20 % запасов УВ категории C₂.

По состоянию на 01.01.2010 г. в структуре остаточных извлекаемых запасов УВ категорий A+B+C₁+C₂ запасы категории C₂ составляют 15,3 %, в том числе 21 % по нефти, 11,4 % по газу, 9,1 % по конденсату. В целом в запасах категорий A+B+C₁+C₂ остаточные извлекаемые запасы УВ распределены следующим образом: нефти – 41,7 %, газа – 54,5 %, конденсата – 3,8 %.

Ресурсы УВ. Структура суммарных ресурсов УВ Оренбургской области по данным оценки на 01.01.2004 г. по видам УВ-сырья и категориям ресурсов (C₃, D₁, D₂) представлена выше в табл. 1. В структуре НСР УВ области ресурсы составляют 55,5 % (нефть + конденсат – 57,9 %, газ – 51,3 %), что свидетельствует о необходимости проведения дальнейших ГРП с целью локализации ресурсов категорий C₃ и D₁ и выявления новых месторождений УВ.

Перспективные ресурсы УВ (категория C₃) области составляют 1350,4 млн т у.т. (11,4 % суммарных ресурсов НСР УВ) и 20,5 % всех ресурсов УВ по категориям C₃+D₁+D₂, в том числе нефти и конденсата – 10,9 %, газа – 9,6 % (см. табл. 1). Оценка проводилась по данным ГРП, выполненным на 198 выявленных структурах, из которых 182 структуры были подготовлены к бурению и на 16 структурах проводилось поисково-разведочное бурение.

Прирост перспективных ресурсов УВ за период 2004-2009 гг. был отмечен в Сакмаро-Илецком и Южно-Бузулукском НГР; в последнем – за счет проведения сейсморазведочных работ на Сладковско-Заречной, Восточно-Таловой, Чикмарезской и других площадях, где было выявлено несколько структур, подготовленных к бурению.

Распределение ресурсов УВ категории C₃ по НГР области по состоянию на 01.01.2004 г. приведено в табл. 4.

Прогнозные ресурсы УВ категории D₁ Оренбургской области являются преобладающими по объему – 4833,9 млн т у.т. (73,5 %), в том числе нефти и конденсата – 77,9 % (конденсата – 11,9 %), газа – 65,0 %. Максимальный объем ресурсов категории D₁ газа и конденсата относится к Тепловско-Деркульскому НГР, нефти – к Южно-Бузулукскому.

Прогнозные ресурсы УВ категории D₂ выявлены только в пределах Соль-Илецкого НГР и составляют всего

Таблица 4. Распределение геологических ресурсов УВ категории C₃ по НГР Оренбургской области

НГР	Нефть, млн т	Конденсат, млн т	Газ, млрд м ³	Итого УВ, млн т у.т.
Северо-Кинельский	35,4	–	–	35,4
Северо-Бузулукский	88,1	–	–	88,1
Южно-Бузулукский	195,1	36,7	144,4	376,2
Восточно-Оренбургский	119,5	–	1,9	121,4
Соль-Илецкий	105,1	18,4	139,8	263,3
Сакмаро-Илекский	49,1	10,2	160,5	219,8
Тепловско-Деркульский	36,2	24,3	185,7	246,2
Всего УВ	628,5	89,7	632,2	1350,4

Таблица 5. Распределение геологических ресурсов УВ категорий Д₁ и Д₂ по НГР Оренбургской области

НГР	Нефть, млн т	Конденсат, млн т	Газ, млрд м ³	Итого УВ, млн т у.т.
Категория Д₁				
Северо-Кинельский	302,4	—	0,01	302,5
Северо-Бузулукский	516,6	—	—	516,6
Южно-Бузулукский	787,5	187,4	333,3	1308,2
Восточно-Оренбургский	557,9	—	30,3	588,2
Соль-Илецкий	106,2	33,8	204,5	344,5
Сакмаро-Илекский	236,1	22,1	236,6	494,8
Тепловско-Деркульский	348,7	269,4	661,1	1279,2
Всего по категории Д ₁	2855,5	512,7	1465,8	4834,0
Категория Д₂				
Соль-Илецкий	236,2	—	158,8	395,0
Всего по категории Д ₂	236,2	—	158,8	395,0

395,0 млн т у.т. (6,0 %), в том числе нефти — 6,2 %, газа — 7,0 %.

Распределение прогнозных ресурсов УВ по НГР Оренбургской области представлено в табл. 5.

Для характеристики состояния ресурсной базы УВ, анализа изменения показателей эффективности поисково-разведочных работ при перспективном планировании прироста запасов и объемов бурения используется показатель "разведанность ресурсов", определяемый коэффициентом разведанности K_p по известной формуле:

$$K_p = (A+B+C_1+Q)/(A+B+C_1+C_2+C_3+D_1+D_2),$$

где в числителе — объем промышленных запасов и накопленной добычи, в знаменателе — сумма объемов всех запасов и ресурсов.

Рассчитанная по данным табл. 1 величина K_p для УВ Оренбургской области составила 0,47 (по нефти и конденсату — 0,38; по газу — 0,65). При этом объемы промышленных запасов и накопленной добычи оценены на 01.01.2010 г., а ресурсы — на 01.01.2004 г. Из этого следует перспективность (и необходимость) проведения дальнейших ГРП с целью увеличения (прироста) объемов геологических запасов и ресурсов УВ.

Характеризуя состояние ресурсной базы УВ (по категориям С₃ и Д_{1лок}) области, необходимо отметить, что общий фонд нефтегазоперспективных объектов на 01.01.2002 г. составлял 578 структур, в том числе 383 — перспективные выявленные, 175 — подготовленные к глубокому бурению, 20 — находящиеся в бурении. В числе подготовленных к бурению объектов на 4 структурах оценены ресурсы по категории Д_{1лок} (лицензии ООО "Газпром добыча Оренбург"), на 2 (Барханная и Северо-Дмитриевская) — по категории С₃+Д_{1лок} (числятся в резерве). Ресурсы этих структур представлены в основном газовым флюидом.

Добыча УВ. Динамика добычи нефти, газа и конденсата за период 1997-2009 гг. в целом по области представлена на рис. 6. Как видно из графиков, добыча нефти за 2002-2009 гг. возросла в 2,3 раза, что было обусловлено форсированными отборами нефти из некоторых месторождений, разрабатываемых ОАО "ТНК ВР". Остаточные промышлен-

ные запасы месторождений представлены трудноизвлекаемой нефтью, их выработка осуществляется на месторождениях всех НГР, кроме Соль-Илецкого. По состоянию на 01.01.2010 г. в области существует значительный резерв для дальнейшей нефтедобычи: объем отработанных запасов — 43,7 %. Величина КИН (относительно к запасам категорий А+В+С₁+С₂), запланированная в целом по лицензионным участкам, составляет 0,449, достигнутая к 2009 г. — 0,172; по газу фактически к 2009 г. КИГ = 0,592; по конденсату (КИК) соответственно — 0,7 (запланированная) и 0,3 (фактически к 2009 г.). В период 1997-2009 гг. отмечается устойчивое снижение объемов добычи газа и конденсата соответственно с 27,8 до 20,0 млрд м³ и с 0,9 до 0,5 млн т.

В 2009 г. добыча УВ осуществлялась на 145 месторождениях (в том числе нефти — на 129). Средние показатели обеспеченности добывающих предприятий области остаточными извлекаемыми запасами нефти по области составляет 31 год, по газу — 51 год. Распределение этого показателя по разрабатываемым месторождениям нефти представлено на рис. 7. Число месторождений с показателем обеспеченности более 100 лет составляет 22; это в основном мелкие месторождения со сложными, слабо изученными коллекторами и низкой начальной продуктивностью скважин. Обеспеченностью менее 10 лет характеризуются 25 нефтяных месторождений.

Степень выработки извлекаемых запасов УВ категорий А+В+С₁ в целом по области по состоянию на 01.01.2010 г. составила 55,1 %, в том числе нефти (+ конденсат) — 43,8 %, газа — 61,8 %.

Рис. 6. Динамика добычи нефти, газа и конденсата по Оренбургской области за 1997–2009 гг.

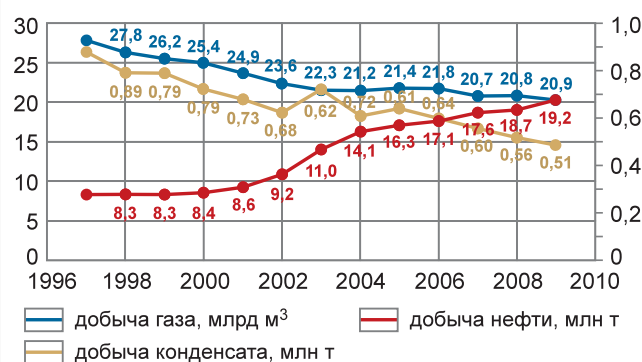
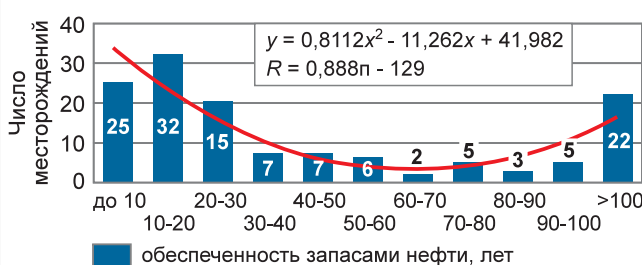


Рис. 7. Распределение разрабатываемых месторождений нефти Оренбургской области по показателю обеспеченности годовой добычи промышленными запасами



* * *

На основании вышеизложенного следует сформулировать следующие основные выводы.

1. Освоение УВ-потенциала Оренбургской области играет существенную роль в развитии экономики ПФО и России в целом. Это относится не только к обеспечению топливно-энергетическим сырьем промышленных предприятий и системы ЖКХ, но и формированию бюджетных поступлений как на региональном, так и федеральном уровнях.

2. Структура НСР УВ области свидетельствует о значительных потенциальных возможностях увеличения УВ-потенциала и необходимости в связи с этим дальнейшего развертывания ГРП с целью выявления новых месторождений, получения прироста запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата в пределах НГР области.

3. К настоящему времени в области выявлены и разведаны 237 месторождений УВ (нефтяных, газонефтяных, нефтегазоконденсатных, газоконденсатных и газовых) с суммарными геологическими запасами УВ в объеме 5,3 млрд т у.т. и ресурсами – 6,6 млрд т у.т. Большинство месторождений относится к категории средних и мелких (до 30 млн т у.т.), к крупным (более 30 млн т) – всего около 20. Основной объем запасов (74,1 %) сосредоточен в 46 месторождениях, распределенных достаточно неравномерно как по площади (по НГР), так и по разрезу (по НГК).

4. В структуре суммарных ресурсов УВ области наибольший объем (73,5 %) относится к прогнозным ресурсам категории Д₁, что свидетельствует о необходимости проведения дальнейших ГРП с целью их локализации и перевода в ресурсы категории С₃ и запасы категории С₂. Коэффициент разведанности ресурсов УВ составляет 0,47.

5. За весь период разработки выявленных, разведанных и оцененных месторождений УВ накопленная добыча составила 1,8 млрд т у.т. В 2009 г. добыча УВ осуществлялась на 145 месторождениях, в том числе нефти – на 129. Средний показатель обеспеченности добывающих предприятий области остаточными извлекаемыми запасами нефти составляет 31 год, газа – 51 год.

Использованная литература

Богатство недр России. Минерально-сырьевой и стоимостный анализ. Издание второе, дополненное и переработанное. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2008 (МПР России, Роснедра, ФГУП ВСЕГЕИ).

Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области / Под ред. А.С.Пантелеева. – Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997.

Денцкевич И.А. Перспективные направления в освоении ресурсов углеводородов Оренбургской области / И.А.Денц-

кевич, Г.Д.Яхимович, Л.Д.Савинкова и др. – Оренбург: фонды "Оренбургнефть", 2003.

Навальнева В.И. Оценка состояния фонда локальных структур и ресурсной базы углеводородного сырья с уточнением ресурсов углеводородов категории С₃ / В.И.Навальнева, В.Г.Щапова и др. – ОАО "ОренбургНИПИнефть", 2004.

Савинкова Л.Д. Оценка подсчетных параметров и удельных запасов разведанных месторождений Оренбургской области // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4. – С. 73-83.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189с

Прищепа О.М. Достоверность оценок перспективных ресурсов углеводородного сырья на подготовленных к бурению объектов / О.М.Прищепа, А.А.Отмас, А.В.Куранов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 1. – С. 21-26.

© Ю.М.Кутеев, Л.Д.Савинкова, 2011

Юрий Михайлович Кутеев,
sbagmanova@vunipigaz.ru

Любовь Демьяновна Савинкова,
savinkova-lubov@rambler.ru

THE CURRENT STATE OF THE HYDROCARBON RESOURCE BASE IN ORENBURG OBLAST

Y.M. Kuteyev, L.D. Savinkova (ООО VolgoUralNIPiGaz, Orenburg)

The current state of the hydrocarbon resource base is analyzed for the whole Orenburg oblast and by its oil and gas promising areas (OGPA) and oil and gas complexes (OGC). Key figures on both ultimate potential HC resources and reserves and resources are systematized, and their distribution by the OGPA and OGC is characterized. Data is given on oil, gas, and condensate production as of 01.01.2010.

Key words: hydrocarbons; oil; gas; condensate; reserves; resources; production.

miningworld

UZBEKISTAN



5-7 Октября 2011

Узэкспоцентр
Ташкент, Узбекистан

6-я Узбекская Международная Выставка
ГОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ДОБЫЧА И ОБОГАЩЕНИЕ РУД И МИНЕРАЛОВ



Место для больших колес БИЗНЕСА



ITE Uzbekistan

пр.Мустакиллик, 59а, Ташкент, 100000, Узбекистан

Тел: +(998 71) 113 01 80, Факс: +(998 71) 237 22 72

E-mail: post@ite-uzbekistan.uz

www.mining.uz

УДК 553.04:622.3:341

Минерально–сырьевые ресурсы и геополитика^{*}

В.П.Орлов (Совет Федерации Федерального Собрания Российской Федерации, Москва)

На основании анализа темпов роста мирового производства минерального сырья за 1994–2008 гг. сделан вывод о мировой тенденции опережающего роста металлоемкости валового мирового продукта и смещении качества роста в сферу отраслей промышленности с высокой долей потребления редких и редкоземельных металлов. Второй тенденцией является отставание темпов восполнения доказанных запасов от темпов добычи, в результате чего величина кратности в соотношении запасы/добыча систематически снижается. Третья тенденция проявилась в усиливающемся перераспределении центров добычи и монополизации производства отдельных высокотехнологичных видов минерального сырья, что повышает риски в страновом разрезе и может привести к возникновению международных сырьевых конфликтов. Отмечено, что с резко противоположных позиций выглядит роль в мировой добыче России и Китая: роль России значительно снизилась, что не соответствует ее сырьевым возможностям, роль Китая кратно увеличилась. Сделан вывод о том, что недооценка указанных тенденций может существенно снизить эффективность проводимой сырьевой политики.

Ключевые слова: валовой мировой продукт; минерально-сырьевая база; высокотехнологичные виды минерального сырья; запасы; добыча; производство; эффективность сырьевой политики.



Виктор Петрович ОРЛОВ,
Председатель Комитета Совета Федерации
по природным ресурсам и охране окружающей
среды, доктор экономических наук, профессор

В мировом масштабе обостряется конкуренция за доступ к ресурсам недр как важнейшему источнику сырьевого обеспечения индустриального и постиндустриального развития мирового сообщества. Экономика и политика тесно связаны. Поэтому ресурсы недр уже давно и вполне обоснованно стали важнейшим инструментом геополитики и объектом обеспечения национальной безопасности как для развитых, так и развивающихся стран.

Общемировые тенденции использования минерально-сырьевой базы (МСБ) отражают глубинные процессы, происходящие в мировой экономике и в экономиках ведущих стран. Оценка направлений и масштабов этих процессов чрезвычайно важна для разработки и проведения долгосрочной политики в области производства и использования наиболее перспективных видов минерального сырья, а также для принятия соответствующих стратегий на уровне стран-производителей и стран-потребителей.

Рассмотрим некоторые тенденции использования МСБ мира в 1994–2008 гг., т.е. накануне современного мирового экономического кризиса^{**}.

В указанном периоде среднегодовые темпы роста численности населения в мире составляли 1,3 %, валового мирового продукта (ВМП) – 3,2 %. Одновременно росли произ-

водство и потребление топливно-энергетических и иных минерально-сырьевых ресурсов (рис. 1).

По темпам роста производства можно выделить три укрупненные сырьевые группы.

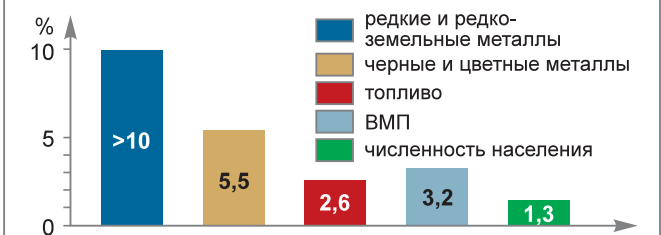
Первая представлена топливно-энергетическими и агропромышленными видами минерального сырья (нефть, газ, уголь, уран, фосфатное, калийное сырье и некоторые другие виды неметаллического сырья). Темпы роста их добычи в целом превышали темпы роста численности населения, но были ниже, чем рост ВМП.

Во вторую входят в основном традиционные металлы (железо, алюминий, марганец, хром, медь, никель, кобальт, свинец, цинк, молибден и некоторые другие). Средние темпы роста их добычи за 15 рассматриваемых лет составили около 5 % в год, хотя и изменялись для разных металлов от 3 до 11 %.

Третья включает редкие металлы и редкоземельные элементы. Темпы роста их производства в среднем превышали 10 % в год.

Приведенные данные свидетельствуют, во-первых, об опережающем росте металлоемкости ВМП, а во-вторых, – о значительном превышении темпов роста производства и потребления минерального сырья над темпами роста численности народонаселения в мире. Можно также утверждать, что качество роста смещается в сферу более высокотехнологичных отраслей промышленности с высокой

Рис. 1. Среднегодовые темпы роста мировой добычи минерального сырья, численности населения и валового мирового продукта за 1994–2008 гг.



^{*} По материалам доклада на научно-практической конференции "Создание новых горно-рудных районов в Сибири и на Дальнем Востоке. Проблемы и пути их решения". Москва, 06.04.2011 г.

^{**} В соответствии с экономической теорией 15-летний период соответствует одному научно-технологическому циклу в общественном развитии.

долей потребления редких металлов и редкоземельных элементов.

Принимаемые мировым сообществом меры по сбережению традиционных, прежде всего топливно-энергетических, видов минерального сырья и повышению эффективности их использования в лучшем случае приведут к замедлению темпов роста добычи и потребления, но вряд ли изменят сложившиеся многолетние тенденции.

В этой связи для мировой экономики весьма важным фактором является состояние воспроизводства МСБ, т.е. ее восполнение и поддержание оптимального уровня обеспеченности потребностей промышленности подтвержденными запасами полезных ископаемых в недрах. Фактические данные свидетельствуют, что в рассматриваемом периоде темпы воспроизводства МСБ по всем видам полезных ископаемых были ниже темпов роста добычи (табл. 1). В результате величина кратности в отношении запасы/добыча за 15 лет значительно снизилась (в среднем – на 35 %).

В меньшей степени в отличие от других полезных ископаемых это проявилось в состоянии сырьевой базы углеводородов. В то же время в 15-20-летней перспективе может значительно осложниться положение с обеспеченностью мировых потребностей в металлах, особенно в свинце и цинке.

Поэтому отставание темпов воспроизводства МСБ от темпов добычи основных видов минерального сырья является второй важнейшей тенденцией рассматриваемого периода, свидетельствующей о наличии фундаментальных причин, нуждающихся в глубоком макроэкономическом анализе. Во всяком случае, это комплексные причины, не объяснимые с позиций тиражируемого мнения об истощении недр.

Процесс познания и раскрытия минерально-сырьевого потенциала планеты в историческом измерении находится еще в самой начальной стадии. Оптимизация сбалансированности разведки и добычи, равно как и соотношения традиционных и новых видов минерального сырья, вовлекаемых в хозяйственный оборот, пока регулируется экономическими и технологическими и, в меньшей степени, геополитическими факторами. Однако по мере сокращения сроков обеспеченности разведанными запасами повышается уровень рисков для мировой и страновых экономик.

Следующая особенность, на которую необходимо обратить внимание, – изменение во времени роли континентов и отдельных стран в обеспечении мировой экономики минеральным сырьем (табл. 2). В анализируемом периоде отчетливо проявилась тенденция снижения добычи большинства видов сырья в Европе и увеличения добычи в Азии.

В разрезе ведущих сырьевых стран резко различаются роли Китая и России (табл. 3). На долю Китая пришлось 63 % прироста мировой добычи угля, 51 % – железной руды, 84 % – свинца, 59 % – молибдена, 73 % – фосфатов, более 90 % – редкоземельных элементов и т.д. Кроме того, 59 % прироста добычи меди приходится на долю Чили; 50 % прироста добычи хрома и 87 % добычи платины обеспечено ЮАР.

Усилилась монопольная позиция Бразилии в добыче ниобиевых руд (около 90 % мирового производства).

Укрепляются позиции Южной Америки по добыче молибдена, меди никеля, серебра; Австралии – по добыче урана, марганцевых и железных руд, бокситов.

Что касается России, то в стране в этот период произошло снижение добычи почти всех полезных ископаемых, кроме алмазов.

В США, так же как и в Европе, наметилась тенденция снижения обеспеченности собственным сырьем (уменьшились

Таблица 1. Средние темпы роста добычи полезных ископаемых и МСБ в мире за 1994–2008 гг.*

Полезное ископаемое	Темпы роста, %		Кратность – запасы/добыча, ед.		
	добычи	МСБ	1994 г.	2008 г.	Изменение, %
Нефть	1,7	1,4 (2,9)	42	41	–1
Газ	3,0	1,9	68	60	–8
Уголь	3,0	–3,3	395	135	–65
Уран	2,7	0	96	70	–27
P ₂ O ₅	2,6	0	187	123	–34
Железо	10,0	1,0	217	101	–53
Хром	5,2	2,0	134	100	–25
Алюминий	5,5	–1,0	275	136	–50
Медь	4,5	2,0	61	48	–21
Никель	4,0	1,0	73	53	–27
Кобальт	11,0	3,0	208	113	–46
Свинец	2,8	–1,0	47	28	–40
Цинк	5,2	1,0	35	22	–37
Молибден	7,7	2,0	80	49	–39
Титан	3,3	1,0	200	158	–21
Марганец	4,3	0	260	153	–41

* Табл. 1–3 составлены по данным ОАО "ВНИИЗарубежгеология".

объемы добычи нефти, урана, меди, свинца, молибдена, сурьмы, фосфатов, золота, серебра, лития, других видов сырья).

Причем и в Европе, и в США причина заключается не столько в истощении собственных ресурсных источников (хотя этот фактор имеет место), сколько в проводимой по-

Таблица 2. Добыча основных полезных ископаемых за 1994–2008 гг. в мире и по континентам

Полезное ископаемое	Рост добычи в мире, %	Доля по континентам, %				
		Европа	Азия	Африка	Америка	Австралия
Железо	144	–5	98	0	27 (ю.)	24
Сурьма	110	–8	129	–2	–9	0
Хром	102	0	44	51	3	2
Кобальт	88	–1	0	72	15	2
Алюминий	82	–4	43	2	20 (ю.)	20
Молибден	77	–5	59	0	23 (ю.)	0
Медь	73	0	18	–1	50 (ю.)	6
Цинк	69	–4	47	1	17	8
Никель	82	0	29	0	16	17
Платина	52	–4	0	52	4	0
Алмазы	52	12	1	42	15	–18
Газ	52	3	28	6	14	1
Титан	46	4	17	17	3	5
Марганец	40	–6	17	20	12	11
МПП	39	–1	2	31	7	0
Уголь	33	–16	42	1	3	3
Серебро	27	–4	12	–1	16	4
Свинец	24	–8	33	–2	–2	3
Нефть	24	–1	17	6	2	0
P ₂ O ₅	12	–5	19	4	–8	2
Золото	4	–2	11	–10	5	0
Уран	–10	–33	23	–4	–6	10

Примечание: (ю.) – указанный показатель относится только к Южной Америке.

Таблица 3. Рост (снижение) добычи основных полезных ископаемых по ведущим странам мира за 1994–2008 гг.

Полезное ископаемое	Показатели добычи по странам, %									
	Мир	Австралия	Россия	Индия	Индонезия	Китай	Бразилия	Канада	США	ЮАР
Нефть	24	0	-0,9	0	0,8	1,6	1,9	2,0	-3,5	–
Газ	51,5	0,9	-1,1	0,9	1,3	3,1	0,5	3,8	3,4	0,1
Уголь	33	3,1	-0,3	6,0	3,5	30,6	0	0	2,2	1,5
Уран	-10,1	10,4	-22,1	0	–	0	0	-2,1	-4,0	-4,2
Железо	143,5	24,1	-0,6	16,3	0	75,9	26,6	0	-0,3	1,3
Марганец	40,2	11,6	0	5,2	0	21,1	-2,7	–	–	12,2
Хром	101,7	2,1	3,4	26,6	0	1,2	3,2	–	–	5,1
Алюминий	82	20,2	-0,6	12,5	13,9	15,6	10,3	–	-0,3	–
Медь	72,7	6,1	1,5	-0,2	5,3	7,1	2,0	-2,1	-2,7	-0,6
Никель	61,5	16,5	-0,6	–	13,5	4,2	2,6	6,9	–	0
Кобальт	88,4	3,7	2,1	–	-4,7	4,5	1,6	7,6	–	0,2
Свинец	24	2,5	-1,2	2,0	–	36,7	0	-5,1	-1,7	-0,8
Цинк	69	8,0	-0,8	7,6	–	39,8	1,1	-7,3	4,4	-0,6
Сурьма	110,2	0	-6,7	–	–	132,9	–	-0,5	-2,4	-1,6
Золото	3,8	0,4	-1,3	0	2,1	6,0	-1,6	-3,3	-3,1	-18,1
Платина	51,5	0	-4,0	–	–	0,5	–	2,0	1,4	47,1
Серебро	27,1	4,4	-3,7	1,1	1,1	10,2	-0,1	-4,3	-6,1	-0,5
Алмазы	52,3	-18,2	12,8	0	0	0,8	-1,1	16,1	–	6,0

литике вывода экологически опасных производств в развивающиеся страны Азии, Южной Америки, Африки.

В итоге формируется и продолжает усиливаться зависимость развитых стран от международных сырьевых рынков и, что очень важно, – от сырьевой политики стран-производителей. Значительно возрастают риски, связанные с монополизацией производства некоторых дефицитных видов сырья в единичных странах и компаниях.

Таким образом, третьей мировой тенденцией являются усиливающиеся перераспределение центров добычи и монополизация производства отдельных видов минерального сырья, возрастание зависимости развитых стран от стран-производителей, что в целом повышает риски возникновения локальных и региональных международных сырьевых конфликтов. Следует отметить и формирующиеся региональные диспропорции между состоянием МСБ и объемами добычи отдельных видов сырья.

В частности, в Европе доля в мировых запасах железных руд в 4 раза превышает долю в мировой добыче. Кроме того, имеются возможности увеличения производства свинца, цинка, марганца и угля.

В Азии, наоборот, в перспективе может сложиться дефицит разведанных запасов железных, хромовых, марганцевых руд и бокситов. В Африке есть возможность увеличить добычу хромовых руд и бокситов.

В Северной Америке может обостриться ситуация с запасами никеля (как, впрочем, и в Азии) и урана. Однако достаточные резервы запасов никеля и урана имеются в Австралии.

В целом же имеющиеся диспропорции пока не столь велики и могут быть устранены или сглажены в результате разведки уже выявленных месторождений, реализуя таким образом ресурсный потенциал, а также путем некоторого перераспределения добычных мощностей.

Большинство аналитических сырьевых обзоров обычно ограничивается нефтью и газом. Этим видам топливно-

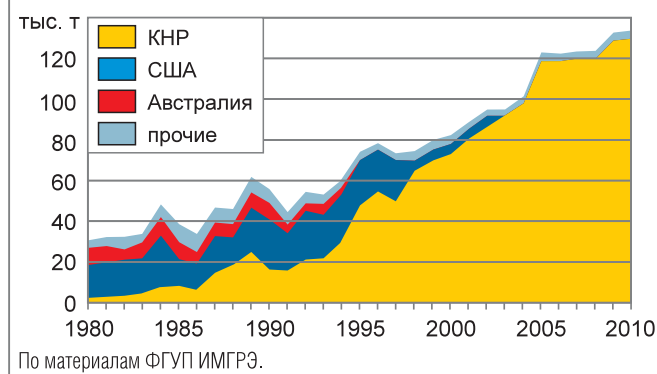
энергетического сырья действительно уделяется большое внимание, прежде всего путем более или менее сбалансированного подхода к разведке и добыче. Достигнутое соотношение среднегодовых темпов роста добычи (2,2 %) и восполнения МСБ (2,1 %) углеводородов обеспечено тем, что на каждую 1 т условного топлива, извлеченного из недр, в мире разведывалось около 1,6 т новых запасов традиционного и 0,3 т нетрадиционного сырья*. За 15 анализируемых лет доказанные запасы традиционной нефти в мире увеличились на 16,5 млрд т, добыто около 56 млрд т, а разведано 72,5 млрд т. Кроме того, в мировом балансе появилось около 32 млрд т нетрадиционной, так называемой "синтетической" нефти Канады и сверхтяжелой нефти Венесуэлы.

С 1994 по 2008 г. в мире добыто около 37 трлн м³ газа, а новых запасов разведано 78 трлн м³, т.е. в 2,1 раза больше, чем добыто. Это, безусловно, результат мировой сырьевой политики, поскольку проблема обеспечения топливно-энергетическими ресурсами стала всеобщей и ежегодно обостряется. Однако даже при таких показателях величина кратности отношения запасы/добыча снизилась по традиционной нефти с 42 до 41 ед., по газу – с 68 до 60 ед.

В отношении запасов металлов в мире пока реализуется другая политика. В результате, как уже отмечено выше, обеспеченность мировой промышленности за 15 лет сократилась в среднем на 35 %. Еще 15 лет такой политики и мир может столкнуться с крупным дефицитом подготовленных запасов отдельных металлов. Здесь главное не упустить время для развития геолого-разведочных работ и создания новых добычных мощностей. Иначе может сложиться ситуация, аналогичная производству редкоземельных элементов и некоторых редких металлов (рис. 2). С начала 1990-х гг., пока Россия находилась в состоянии глубокого кризиса, мировое потребление редких и редкоземельных металлов резко увеличилось. Все сырьевые страны мира, за исключением Китая, оказались неготовыми к такому "взрывному" росту по-

* Интересно, что близкие соотношения между объемами добычи и прироста запасов (1:2) были приняты и в СССР. В современной России ситуация ухудшилась: до 2005 г. на 1 т добычи приращивалось 0,6 т у.т., в 2005–2010 гг. – около 1,2 т у.т.

Рис. 2. Рост мировой добычи редкоземельных металлов за 1994–2010 гг.



требностей, хотя созданная сырьевая база позволяла организовывать производство в ряде стран и прежде всего в России, имеющей достаточные запасы. Однако этого не случилось. Например, США уже к началу 2000-х гг. на 100 % зависели от импорта ниобия, тантала, редких земель, стронция, ванадия, скандия, цезия, рубидия, теллура, на 85-95 % – от поставок висмута, галлия, рения. За 12 лет активной работы Китай в 5 раз увеличил выпуск редкоземельных металлов (см. рис. 2), вытеснил конкурентов и в настоящее время контролирует 95-97 % их мирового производства и рынка.

А началось все с того, что развитые страны охотно поставляли в Китай технологии по добыче и производству таких металлов, рассчитывая на дешевый и стабильный рынок. Когда к 1995 г. Китай стал производить 70 % объемов, он начал последовательно вводить ограничения на вывоз из страны продуктов первого технологического передела, затем и второго технологического передела и т.д. Закономерен и следующий шаг – это экспансия на сырьевую базу других стран. В настоящее время конкуренцию Китаю в сфере добычи и производства редких и редкоземельных металлов может составить только Россия, где сосредоточено не менее 20 % мирового ресурсного потенциала редких и редкоземельных металлов, при условии сохранения национального контроля над сырьевой базой, добывающими и перерабатывающими производствами, создания или заимствования конкурентоспособных технологий.

В этом должны быть заинтересованы и развитые страны.

Среднегодовые темпы роста добычи и потребления цветных и некоторых других металлов в дальнейшем будут явно

увеличиваться. В связи с этим вызывает озабоченность возможность повторения ситуации, сложившейся с редкими металлами и редкоземельными элементами. Уже сегодня на Китай, США и Перу приходится 60 % мирового рудничного производства свинца, 50 % добычи цинка, 64 % добычи молибдена. В Китае добывается около 90 % вольфрама и сурьмы, 60 % ртути, 55 % барита, 52 % плавикового шпата. В Бразилии сосредоточено до 90 % мощностей по добыче ниобия, в Австралии – около 56 % по добыче тантала.

Недооценка отмеченных выше мировых тенденций и долгосрочных последствий современной геополитики в отношении минерального сырья может надолго законсервировать современное состояние экономики России, а в связи с потерей инициативы и времени – лишить ее реальных преимуществ и факторов роста.

Политика более чем 15-летнего позиционирования России в ряду развитых стран Европы и США, снижающих производство минерального сырья на своих территориях, совершенно не отвечает ни достигнутому уровню экономического и технологического развития отечественной экономики, ни национальным традициям в освоении природных ресурсов, ни состоянию трудового и интеллектуального потенциала. Она уже привела к невосполнимой потере времени и потенциально возможных ниш на мировых сырьевых рынках. Наверстать упущенные возможности путем конкуренции со странами, уже закрепившимися в этом секторе экономики, будет многократно сложнее.

Прежде всего следует изменить насаждаемое в обществе отношение к сырьевым отраслям как к наследию неэффективной экономики СССР.

Нужно осознать необходимость и возможность расширения спектра продукции, производимой минерально-сырьевым комплексом, имея в виду новые конструкционные и сверхчистые материалы, композиты и сплавы на основе традиционных, редких и редкоземельных металлов, а также некоторых видов неметаллического сырья, которые являются безальтернативной ресурсной составляющей для воплощения в жизнь директивных установок на инновационное развитие. Фактически речь идет о ресурсном обеспечении модернизации экономики России, а не об очередной нише сырьевого бизнеса. Поэтому необходимо принципиально пересмотреть национальную политику в сфере минерального сырья.

© В.П.Орлов, 2011

Орлов Виктор Петрович,
VPOrlov@council.gov.ru

MINERAL RESOURCES AND GEOPOLITICS

V.P. Orlov (Federation Council of the Federal Assembly of the Russian Federation, Moscow)

The analysis of world mineral production growth rates during the period of 1994–2008 revealed three worldwide trends. The first trend is a higher-than-anticipated growth in metal consumption per unit of gross world product and a shift in the quality of the growth to the sphere of industries with a large proportion of consumed rare and rare-earth metals. The second trend is lagging of reserve replacement behind production rates that causes a regular decrease in the reserve/production ratio. The third trend manifests itself in the redistribution of production centers and monopolization of production of several high technology mineral raw materials that increases risks in terms of countries and may lead to international conflicts over natural resources. It is noted that Russia and China are in quite different positions in global production: Russia's role has substantially diminished and this falls short of its potentialities while China's role has expanded tremendously. The conclusion is drawn that the understatement of the above trends may substantially decrease the effectiveness of raw material policy.

Key words: gross world product; mineral resource base; high technology mineral raw materials; reserves; mining; production; effectiveness of raw material policy.

УДК 622.323:338.5:008

Инновационное развитие нефтегазового комплекса России: проблемы, условия, перспективы

А.Г.Коржубаев (Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирск)

Рассмотрены основные показатели развития нефтегазового комплекса (НГК) России (объемы добычи нефти и газа, первичной переработки нефти, экспорта нефти, нефтепродуктов и газа). Приводятся данные об основных технико-экономических показателях работы нефтяной и газовой промышленности. Анализируются проблемы инновационного развития НГК, даются рекомендации по обеспечению конкурентоспособности НГК России в условиях существующих внешних и внутренних организационно-экономических угроз. Формируются стратегические цели и прогноз развития нефтегазовой промышленности, определяются направления и механизмы ее инновационного развития.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, добыча и переработка углеводородов, экспорт, технико-экономические показатели, инновационное развитие, конкурентоспособность.



Андрей Геннадьевич КОРЖУБАЕВ, заведующий отделом темпов и пропорций промышленного производства, доктор экономических наук, профессор, заведующий кафедрой политической экономики Новосибирского государственного университета

Возможности инновационного развития экономики любой страны определяются структурой и технологическим уровнем ее важнейших отраслей, их масштабами, коммерческой и бюджетной эффективностью, способностью генерировать финансовые ресурсы для собственного развития и модернизации всего национального хозяйства. Конкурентные преимущества России в международном разделении труда – значительные природные ресурсы, высокий научно-технологический, промышленный и кадровый потенциал, выгодное географическое положение. Реализация конкурентных преимуществ предполагает создание соответствующих организационно-экономических условий на основе научного обоснования подходов к решению проблем и определению перспектив развития.

Нефтегазовый комплекс в экономике России и в глобальной системе энергообеспечения

Нефтегазовый комплекс (НГК) играет значительную роль в экономике и жизнеобеспечении страны при его высокой вовлеченности в мирохозяйственные связи, а экономическая эффективность и технологический уровень НГК отражают международную конкурентоспособность российской экономики. Россия – крупнейший в мире производитель и экспортер углеводородов (УВ), обеспечивающий свыше 16 % глобального производства нефти и газа. В 2010 г. добыча нефти в стране превысила 500 млн т, газа – 650 млрд м³;

несмотря на значительный рост в последние годы объемов нефтепереработки, пока в России перерабатывается менее половины добываемой нефти (рис. 1).

НГК – важный элемент российской экономики, формирующий в последние годы 45-50 % доходов федерального бюджета; поступления от поставок УВ за рубеж составляют 60-65 % всего российского экспорта. Выручка нефтегазовых компаний превышает 400 млрд дол., капитальные вложения на территории России – более 60 млрд дол., совокупная чистая прибыль – свыше 65 млрд дол.

Отраслевой комплекс в высокой степени интегрирован в мировую экономику – свыше 70 % продукции нефтяной и более 30 % газовой промышленности поставляется на экспорт. Экспорт нефти и нефтепродуктов составляет 350-370 млн т в год (свыше 13 % всех международных поставок), газа – 160-200 млрд м³ (более 33 % международных поставок сетевого газа и 24 % всех экспортно-импортных поставок трубопроводного и сжиженного газа в мире).

Рис. 1. Добыча нефти, газа и первичная переработка нефти в России в 2009–2010 гг.

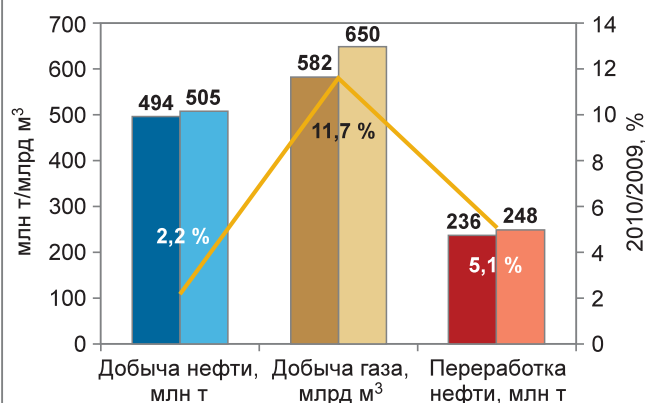
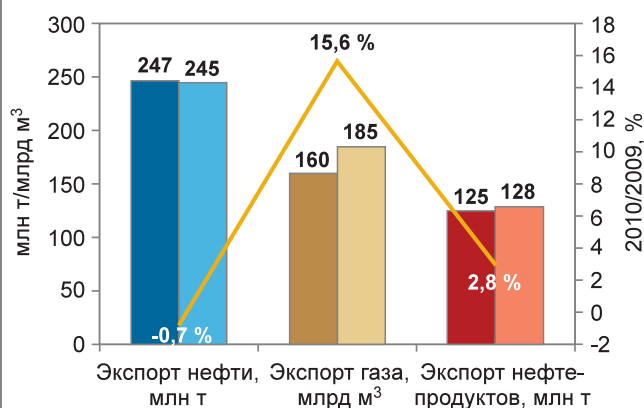


Рис. 2. Экспорт нефти, нефтепродуктов и газа из России в 2009–2010 гг.

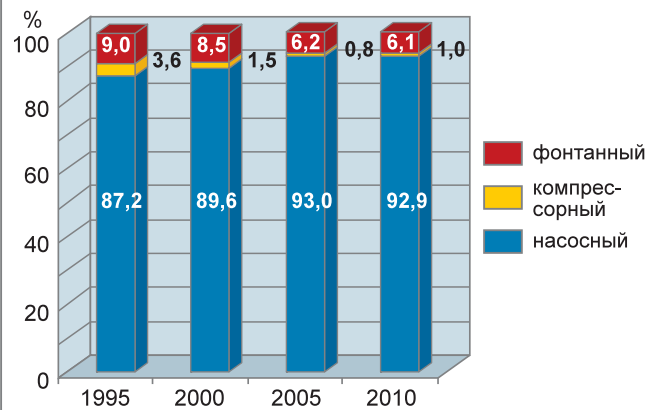


В 2010 г. в результате особенностей таможенной политики экспорт сырой нефти несколько снизился при незначительном росте экспорта нефтепродуктов, прежде всего мазута и дизельного топлива, предназначенных для дальнейшей переработки в странах-реципиентах; экспорт газа в условиях частичного восстановления спроса в странах Европы увеличился почти на 16 % (рис. 2).

Общая тенденция развития НГК России – ухудшение горно-геологических и природно-климатических условий разведки и разработки месторождений, рост их удаленности от центров переработки и сбыта. В традиционных районах добычи (Западной Сибири, Северном Кавказе, Урало-Поволжье) происходит увеличение глубины продуктивных пластов, снижение объема запасов, усложнение геологического строения месторождений, уменьшение пластовых давлений, ухудшение качества коллекторов и т.п.

В новых крупных районах добычи (Восточная Сибирь, Дальний Восток) пока низок уровень геологической изучен-

Рис. 3. Структура добычи нефти в России по способам эксплуатации скважин в 1995–2010 гг.



ности территорий и акваторий, поэтому возможны открытия новых крупных месторождений, однако уже сейчас очевидно, что горно-геологические условия их освоения будут сложнее, чем в старых районах, а объем удельных инвестиций – выше.

Усложнение условий освоения нефтегазовых ресурсов, наряду с постоянным совершенствованием технологического уровня разведки и разработки, – общемировая тенденция. Наблюдаются разнонаправленные процессы, происходящие под воздействием технического прогресса и естественных закономерностей добывающих отраслей.

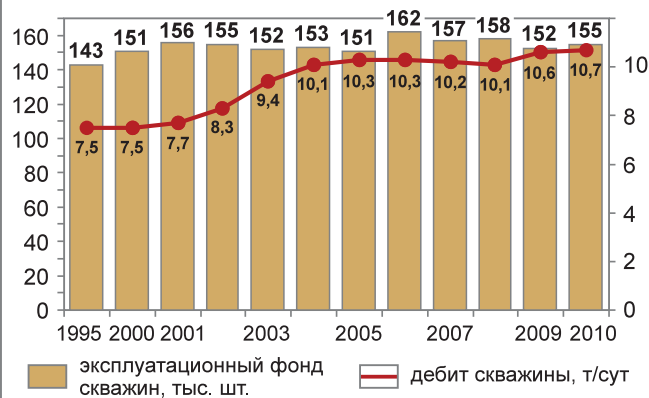
Технико-экономические показатели работы нефтяной промышленности

В настоящее время в структуре добычи нефти в России по способам эксплуатации скважин преобладает насосный способ, доля которого возросла с 85–87 % в первой полови-

Таблица 1. Динамика основных технико-экономических показателей работы нефтяной промышленности России за 1995–2010 гг.

Показатели	Значение показателей по годам											
	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Добыча нефти по способам эксплуатации скважин, %												
насосный	87,2	89,6	90,1	90,6	91,3	92,6	93	93,4	92,2	93	92,8	92,9
компрессорный	3,6	1,5	1,3	1,3	1	0,9	0,8	0,8	0,7	0,8	0,9	1,0
фонтанный	9	8,5	8,4	8	7,6	6,5	6,2	5,6	7,1	6,2	6,3	6,1
Среднесуточный дебит одной скважины, т	7,5	7,5	7,7	8,3	9,4	10,1	10,3	10,3	10,2	10,1	10,6	10,7
Эксплуатационный фонд скважин, тыс. шт.	143	151	156	155	152	153	151	162	157,1	158,4	152,4	154,5
Бездействующий фонд скважин, тыс. шт.	29,4	27,8	27,6	29,9	30,3	30,6	24,5	23,2	25,8	25,5	24,5	25,1
Удельный вес бездействующего фонда, %	20,6	18,5	17,7	19,3	19,9	20	16,2	16,4	16,4	16,1	16,1	16,2
Объем бурения на нефть, млн м:												
эксплуатационного	10,2	9,3	8,8	8,6	9,1	8,3	9,7	11,4	13,7	14,6	14,0	14,3
разведочного	1,4	1,5	1,8	1	1	0,8	0,9	1	1,2	1,2	0,9	1,0
Средняя глубина законченных эксплуатационным бурением скважин, м	2237	2309	2256	2364	2370	2452	2526	2967	2637	2711	2720	2760
Проходка на одно долбление, м	147	144	142	155	163	181	204	227	249	251	256	262
Уровень использования попутного газа, %	81	80	80	75	78	76	76	77	73	75	74	76

Рис. 4. Эксплуатационный фонд и дебит нефтяных скважин в России в 1995–2010 гг.



не 90-х гг. до 92-93 % во второй половине первого десятилетия 2000-х гг.; при этом доля фонтанного способа снизилась с 9,0 до 6,1 % (рис. 3, табл. 1).

В последние годы за счет применения методов интенсификации добычи и ввода ряда новых крупных объектов в разработку с высокими начальными дебитами (Приобское, Ванкорское и др.) средний дебит по отрасли увеличился почти до 11 т/сут (см. табл. 1, рис. 4). Эксплуатационный фонд скважин стабилизировался на уровне 152–162 тыс. шт., доля бездействующих скважин последовательно снижена с 20 % и выше в 1990-е гг. до 16,2 % в 2010 г. (см. табл. 1, рис. 5).

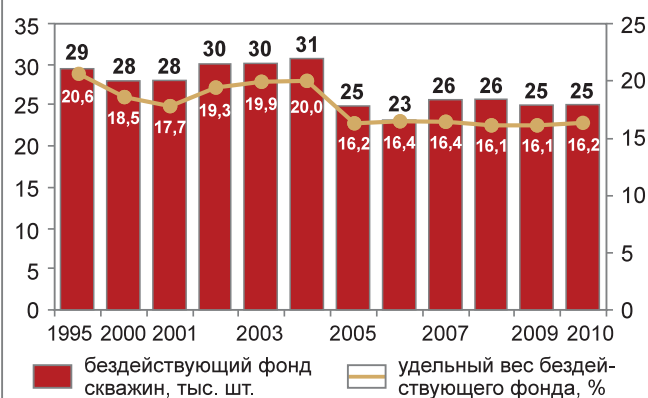
Объем эксплуатационного бурения снижался до 2005 г. (8,3 млн м), после чего значительно увеличился в 2008–2010 гг. до 14–14,6 млн м; объем разведочного бурения варьировался в последние годы в диапазоне 0,8–1,8 млн м/год (см. табл. 1, рис. 6).

В 1990–2000-е гг. произошло увеличение средней глубины законченных эксплуатационным бурением скважин до 2,7–3,0 тыс. м, что отражает общую тенденцию освоения более глубоких горизонтов, при этом технологии бурения также совершенствовались — проходки на одно долбление увеличилась почти в 2 раза (см. табл. 1, рис. 7).

Рис. 6. Глубокое эксплуатационное и разведочное бурение на нефть в России в 1995–2010 гг.



Рис. 5. Бездействующий фонд нефтяных скважин в России в 1995–2010 гг.



В условиях роста объемов добычи нефти в 2000-е гг. произошло снижение уровня утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) с 80–81 до 73–76 %.

Технико-экономические показатели работы газовой промышленности

В последние 10–15 лет в газовой промышленности происходило снижение среднесуточных дебитов скважин с 349 до 240–247 тыс. м³, а в 2009 г. — почти до 200 тыс. м³ с последующим ростом в 2010 г. до 230 м³. Эксплуатационный фонд скважин возрос до 8,5 тыс. шт.; удельный вес бездействующего фонда в эксплуатационном фонде увеличился до 7,8–8 % (табл. 2, рис. 8–9).

Эти тенденции обусловлены ухудшением структуры разрабатываемых объектов в результате выхода крупнейших месторождений на стадию падающей добычи. Объем эксплуатационного бурения в значительной степени определялся последовательностью реализации конкретных проектов и варьировался от 0,1 до 0,7 млн м; при этом происходило последовательное увеличение объемов разведочного бурения до 0,2–0,3 млн м. Средняя глубина эксплуатационных скважин изменялась от 1,5 до 1,7 тыс. м (см. табл. 2, рис. 10–11).

Рис. 7. Средняя глубина эксплуатационных нефтяных скважин и проходка на одно долбление в России в 1995–2010 гг.



Таблица 2. Динамика основных технико-экономических показателей работы газовой промышленности России за 1995–2010 гг.

Показатели	Значение показателей по годам											
	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Среднесуточный дебит одной скважины, тыс. м ³	349	303	298	281	273	262	253	247	240	232	203	230
Эксплуатационный фонд скважин, тыс. шт.	6,3	6,5	6,8	6,9	7,4	8	8,2	8,2	8,3	8,5	8,5	8,5
Бездействующий фонд скважин, тыс. шт.	0,46	0,54	0,55	0,46	0,55	0,58	0,67	0,6	0,65	0,66	0,68	0,65
Удельный вес бездействующего фонда скважин в эксплуатационном фонде, %	7,3	8,3	8	6,7	7,4	7,3	8,2	7,2	7,8	7,8	8,0	7,9
Объем бурения на газ, млн м:												
эксплуатационного	0,2	0,15	0,2	0,4	0,3	0,7	0,3	0,3	0,1	0,2	0,1	0,2
разведочного	0,12	0,18	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2
Средняя глубина законченных эксплуатационным бурением скважин, м	1603	1615	1695	1592	1566	1642	1591	1669	1629	1646	1652	1656
Проходка на одно долбление, м	106	136	159	155	154	160	152	158	177	181	185	188

Рис. 8. Эксплуатационный фонд и дебит газовых скважин в России в 1995–2010 гг.



Рис. 9. Бездействующий фонд газовых скважин в России в 1995–2010 гг.

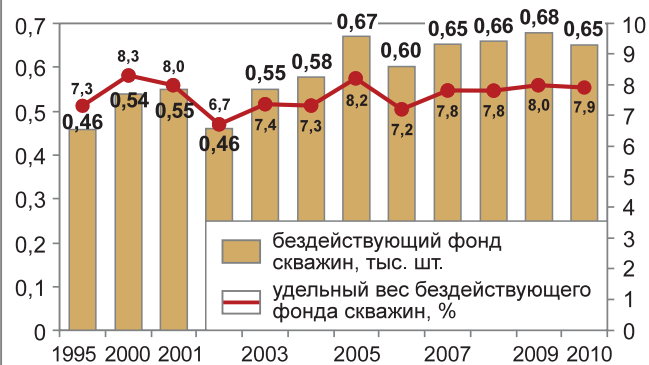


Рис. 10. Глубокое эксплуатационное и разведочное бурение на газ в России в 1995–2010 гг.

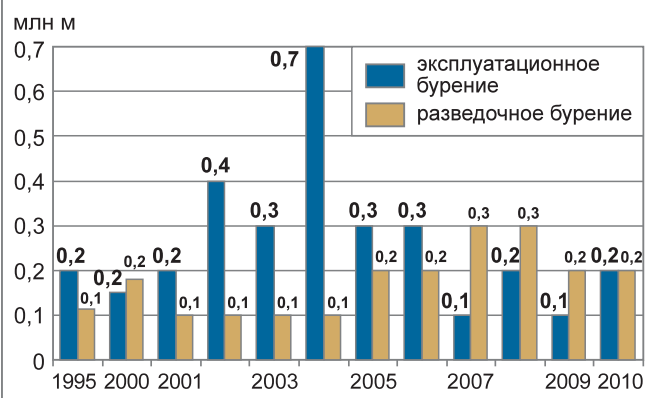


Рис. 11. Средняя глубина эксплуатационных газовых скважин и проходка на одно долбление в России в 1995–2010 гг.

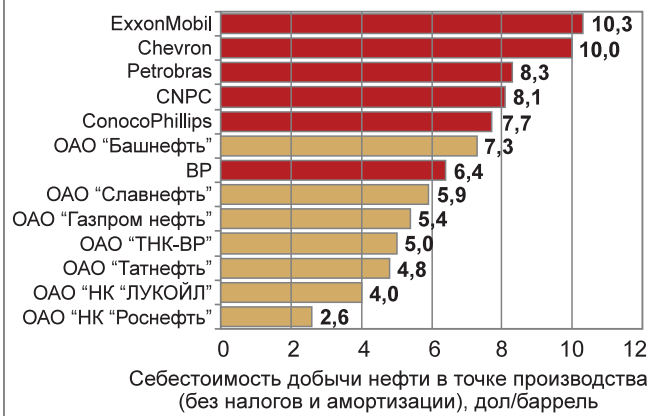


Проблемы инновационного развития НГК

В результате усложнения условий добычи УВ в России и в мире, повышения технологических и экологических требований параметры технологического развития НГК будут в значительной степени связаны с уровнем затрат на инновации и качеством услуг, предоставляемых компаниями

нефтегазосервиса. В настоящее время за счет пока лучшей обеспеченности сырьевой базой, наличия значительного инфраструктурного и производственного задела, относительно благоприятных организационных условий деятельности коммерческая эффективность российских нефтегазовых компаний значительно выше, чем у международных публичных компаний (majors). Так, доля чистой прибыли в вы-

Рис. 12. Себестоимость добычи нефти крупнейшими российскими и зарубежными нефтяными компаниями



ручке компаний, работающих в НГК России, находится на уровне 16-18 %, тогда как у крупнейших зарубежных majors – 3-5 %, себестоимость добычи нефти у российских компаний также значительно ниже (рис. 12).

В дальнейшем для обеспечения конкурентоспособности НГК России необходимы:

модернизация систем добычи, переработки и транспорта УВ в Западной Сибири и европейской части России;

формирование новых центров нефтяной, газовой, нефте- и газоперерабатывающей, нефте- и химической промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке;

освоение УВ-потенциала шельфов морей, диверсификация направлений поставок УВ внутри России и на экспорт.

Технологический уровень нефтяной и газовой промышленности России будет определяться состоянием предприятий российского нефтегазосервиса и машиностроения, развитие которого сдерживается организационными факторами, в то время как на рынке происходит усиление позиций иностранных компаний и импортного оборудования. При этом если в России добыча и переработка нефти и газа характеризуются высокой концентрацией производства и капитала, то в нефтегазосервисе – слабая консолидация отрасли в части основных игроков, присутствие на рынке большого числа мелких компаний – производителей и импортеров.

Основные угрозы для российского нефтегазосервиса и машиностроения будут определяться следующими факторами:

возможное сокращение рынка в условиях снижения производственной активности в НГК (примеры: кризис 1998 г.; глобальный финансово-экономический кризис 2008-2010 гг.);

значительная "раздробленность" организационной и производственно-технологической структур;

усиление на рынке позиций импортного оборудования, преимущественно китайского производства, в том числе за счет расширения режима связанного кредитования;

слабые позиции в "премиум-сегменте" (геофизика, наклонно направленное бурение) при отсутствии у большинства компаний инвестиционных ресурсов для модернизации производства;

укрепление с 2010 г. реального курса рубля в условиях высокой инфляции, ведущее к удорожанию факторов производства внутри страны и стимулированию импорта;

низкий уровень перспективного маркетинга и взаимодействия с нефтегазовыми компаниями;

недостаточная эффективность государственного регулирования.

Стратегические цели развития нефтяной и газовой промышленности

К важнейшим целям долгосрочного развития НГК России относятся:

обеспечение энергетической безопасности страны путем увеличения объемов добычи УВ при государственном контроле за освоением стратегически значимых месторождений;

организация глубокой переработки нефти и газа с извлечением и утилизацией всех ценных компонентов;

организация надежных поставок нефтепродуктов, газа и продуктов нефтегазохимии на внутренний рынок для удовлетворения потребностей экономики и населения страны;

расширение экспортных поставок и укрепление роли России как одного из глобальных экономических лидеров, обеспечение геополитических интересов;

обеспечение поступлений в государственный бюджет;

обеспечение технологической безопасности страны за счет формирования платежеспособного спроса на продукцию сопряженных отраслей российской экономики (машиностроения, сферы услуг, транспорта и т.п.).

Перспективные уровни добычи нефти в России будут определяться внутренним и внешним спросом на жидкое топливо и уровнем цен на него, развитостью транспортной инфраструктуры, географией, объемом запасов, качеством разведанной сырьевой базы и темпами ее воспроизводства, налоговыми и лицензионными условиями и научно-техническими достижениями в сфере разведки и разработки месторождений. При сочетании благоприятных внутренних и внешних условий и проведении эффективной политики в области воспроизводства минерально-сырьевой базы добыча нефти и конденсата в России может возрасти до 580-585 млн т к 2025-2030 гг. (рис. 13, табл. 3).

Рис. 13. Прогноз добычи нефти в России до 2030 г.



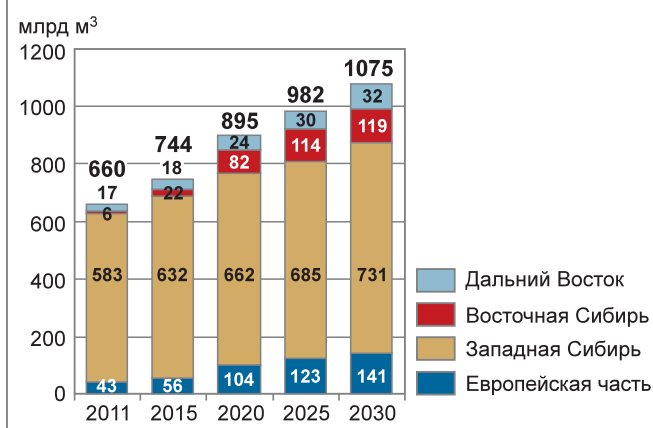
Таблица 3. Прогноз добычи нефти и конденсата по регионам России до 2030 г.

Регион	Объем добычи по годам, млн т				
	2011	2015	2020	2025	2030
Европейская часть	150	148	145	140	136
Западная Сибирь	316	315	320	328	330
Восточная Сибирь, включая Республику Саха (Якутия)	28	61	76	82	87
Дальний Восток	17	18	24	30	32
Всего по России	511	542	565	580	585

Таблица 4. Прогноз добычи газа по регионам России до 2030 г.

Регион	Объем добычи по годам, млрд м ³				
	2011	2015	2020	2025	2030
Европейская часть	39	56	104	123	141
Западная Сибирь	589	632	662	685	731
Восточная Сибирь, включая Республику Саха (Якутия)	6	22	82	114	119
Дальний Восток	25	34	47	60	84
Всего по России	660	744	895	982	1075

Рис. 14. Прогноз добычи газа в России до 2030 г.



Перспективные уровни добычи газа до 2030 г. будут определяться в основном внутренним спросом, международной конъюнктурой и уровнем цен на энергоносители, развитием газотранспортной инфраструктуры, воспроизводством сырьевой базы, научно-техническими инновациями в разведку и добычу газа, уровнем инвестиций в традиционных и новых газодобывающих регионах. При сочетании благоприятных внутренних и внешних условий добыча газа в России может возрасти до 1075 млрд м³ к 2030 г. (табл. 4, рис. 14).

Для обеспечения (по сырьевой базе) поддержания и увеличения добычи нефти и газа ежегодный объем поисково-оценочного и разведочного бурения к 2030 г. должен увеличиться до 2,8-3,1 млн м (справочно: 1991 г. – 4,3 млн м), ассигнования на ГРП – возрасти до 280 млрд р. (в ценах 2009 г.), объем услуг нефтегазосервиса должен возрасти в 4,0-4,5 раза при повышении их качества.

Направления и механизмы инновационного развития нефтяной и газовой промышленности

Доходы, получаемые от экспорта нефти и газа, необходимо направлять как на инвестиции в "экономику знаний", модернизацию отраслей машиностроения, так и прежде всего на обеспечение устойчивого развития самого НГК. Следует увеличить объемы и повысить качество ГРП, развивать транспортную инфраструктуру, стимулировать развитие российского нефтегазового машиностроения и нефтегазосервиса.

К основным направлениям обеспечения устойчивого развития НГК в части воспроизводства минерально-сырьевой базы и технологической безопасности отрасли следует отнести:

законодательное установление уровня расходов на ГРП не менее 6 % консолидированных расходов нефтегазовых компаний и требований по обеспечению полного воспроизводства минерально-сырьевой базы (уровень прироста запасов за счет ГРП должен, как минимум, быть не меньше уровня добычи); это положение еще в середине 1990-х гг. обосновал академик А.Э.Конторович, но с тех пор превышение добычи над запасами даже с учетом озвученных высоких приростов в последние годы составило для нефти более 1,1 млрд т, для газа – свыше 2,5 трлн м³;

законодательное введение уровня локализации проектов (доля российского оборудования и услуг в структуре расходов нефтегазовых компаний должна составлять не менее 80 %, на шельфе – не менее 60 %);

прямой запрет на импорт оборудования (в том числе по связанным кредитам) в отраслях, испытывающих повышенное давление со стороны иностранной конкуренции;

стимулирование импорта передовых технологий и нового оборудования группы "А", не имеющих аналогов в России.

Механизмы повышения эффективности и инновационного развития российского нефтегазового сервиса и машиностроения:

создание специализированного холдинга с государственным участием "Нефтегазовые технологии – НГТ" с включением в него сервисных компаний и машиностроительных предприятий, работающих на территории России, для продвижения российской продукции на внутреннем и зарубежном рынках;

запрещение использования режима связанного кредитования для импорта нефтегазового оборудования по товарным позициям, производимым в России;

законодательное установление степени локализации проектов по всем видам оборудования и услуг;

расширение практики связанного кредитования поставок российского нефтегазового оборудования за рубеж с использованием опыта экспорта вооружений и военной техники.

Для повышения технологической эффективности НГК России необходимо продолжить процесс формирования технологически, территориально и структурно сбалансированных компаний с диверсифицированными активами. Необходимо увеличивать объемы и глубину переработки нефти; обеспечивать добычу и технологическую сбалансированность утилизации и переработки ПНГ с учетом территориальной аллокации производственных мощностей и транспортной инфраструктуры вне зависимости от их организационной принадлежности и структуры собственности.

* * *

Таким образом, главной задачей государства должны стать содействие инновационным и инвестиционным процессам, происходящим в нефтегазовой отрасли, создание дополнительных возможностей для ее участников, а также стимулирование устойчивого развития отрасли за счет решения приоритетных задач. В качестве наиболее важных задач следует рассматривать:

обеспечение расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы;

поддержание стабильного налогового режима, не ухудшающего экономическое положение и не снижающего инвестиционные возможности отрасли;

создание благоприятных условий и гарантий для реализации крупных инвестиционных проектов, способных в будущем обеспечить значительный мультипликативный эффект;

обеспечение максимально возможного использования конкурентоспособного отечественного оборудования во всех технологических процессах и проектах;

разработка и внедрение инновационных технологий, новых продуктов и материалов.

Использованная литература

Конторович А.Э. Энергетическая стратегия России в XXI в. / А.Э.Конторович, Н.Л.Добрецов, Н.П.Лаверов, А.Г.Коржубаев, В.Р.Лившиц // Вестник Российской академии наук. – 1999. – № 9. – Т. 69. – С. 771-784.

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, 28-43.

Коржубаев А.Г. Закономерности глобального энергообеспечения и нефтегазовая политика России // ЭКО. – 2005. – № 10. – С. 140-150.

Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России в условиях трансформации международной системы энергообеспечения / Науч. ред. А.Э.Конторович / Новосибирск: ИНГГ СО РАН. – Академическое изд-во "Гео", 2007. – 270 с.

Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России в глобальной энергетике: перспективы развития реализации национальных интересов / А.Г.Коржубаев, И.В.Филимонова, Л.В.Эдер // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 10-15.

Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России: перспективы сотрудничества с Азиатско-Тихоокеанским регионом / А.Г.Коржубаев, И.А.Соколова, Л.В.Эдер. – Новосибирск: Издательство ИЭОПП СО РАН, 2009. – 116 с.

Коржубаев А.Г. Нефть и газ России: состояние и перспективы / А.Г.Коржубаев, И.А.Соколова, Л.В.Эдер // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 7. – С. 51-59.

© А.Г.Коржубаев, 2011

Коржубаев Андрей Геннадьевич,
KorzhubaevAG@yandex.ru

INNOVATION DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS COMPLEX IN RUSSIA: CHALLENGES, CONDITIONS, AND POTENTIALITIES

A.G. Korzhubayev (Institute of Economics and Industrial Engineering, SB RAS, Novosibirsk)

Development indicators of the Russian oil and gas complex (OGC), including oil and gas production, oil primary processing, and exports of oil, oil products and gas, are discussed. Data is given on the key performance indicators of the oil and gas industry. Challenges of the innovation OGC development are analyzed; and guidelines are given to ensure the competitiveness of the Russian OGC in the existing conditions of external and internal business threats. Strategic goals and forecast of the development of the oil and gas industry are formulated; lines and mechanisms of its innovation development are determined.

Key words: oil and gas complex; hydrocarbon production and processing; export; performance indicators; innovation development; competitiveness.

ПОДПИСКА 2011 НА ВТОРОЕ ПОЛУГОДИЕ

48 номеров!

Единственный еженедельный
журнал по горной промышленности

ИЗДАЕТСЯ С ЯНВАРЯ 2011

ГОРНОПРОМЫШЛЕННЫЕ ВЕДОМОСТИ



10787

Каталог Российской Прессы
«Почта России»



82777

Каталог «Газеты и журналы»
агентства «РОСПЕЧАТЬ»



41667

Объединенный каталог
«Пресса России»

41719

(электронная версия)



На еженедельный бюллетень "Горнопромышленные ведомости" можно подписаться в ближайшем к Вам почтовом отделении. Для этого нужно правильно заполнить бланк абонемента.

Подписные индексы наших изданий есть в каталогах
Подписаться можно так же на сайте
<http://miningexpo.ru/subscribe.phtml>

электронная версия **15000 р.**

печатная версия **30000 р.**

**информация для тех,
кто принимает решения...**

оформление подписки: | +7-906-771-77-77 | <http://miningexpo.ru> | miningexpo@yandex.ru

Горный налоговый кредит как инструмент стимулирования инвестиций в недропользование

М.М.Юмаев (Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации, Москва)

Раскрываются основные положения механизма горного налогового кредита, предполагающего перенос исполнения налогового обязательства для новых горно-добывающих компаний на период после достижения окупаемости проекта.

Ключевые слова: геолого-разведочные работы; горный кредит; добытое полезное ископаемое; инвестиционная активность; инвестиционный налоговый кредит; инновационная деятельность; минеральное сырье; минерально-сырьевой комплекс; налог на добычу полезных ископаемых; налоговое стимулирование; Налоговый кодекс; налоговый кредит.



Михаил Мияссырович ЮМАЕВ,
доцент, кандидат экономических наук

При разработке месторождений полезных ископаемых налогоплательщиком (недропользователем) осуществляются инвестиционные вложения, имеющие длительный период окупаемости. Соответственно о фактическом получении рентных доходов от эксплуатации месторождения можно говорить только после достижения окупаемости проекта и превышении при последующей отработке месторождения нормы прибыли, являющейся необходимым предпринимательским доходом.

Впрочем, любой вид экономической деятельности предполагает первоначальное вложение средств в проект и определенный срок окупаемости этих инвестиций, поэтому, вероятно, необоснованно выделять горно-добывающую промышленность в качестве объекта льгот.

В то же время российское законодательство о налогах и сборах предусматривает специальный налог, направленный на изъятие части рентных доходов от горно-добывающей деятельности, — налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), и именно этот налог явился объектом применения нового инструмента стимулирования инвестиций — налоговых каникул. Правда, в Налоговом кодексе (НК) РФ этот термин не используется и, по сути, налоговые каникулы представляют собой нулевую ставку НДПИ при добыче нефти на определенных территориях Российской Федерации и за ее пределами в течение ограниченного срока и в пределах ограниченной величины накопленной добычи нефти.

Недостатки применения налоговых каникул по НДПИ

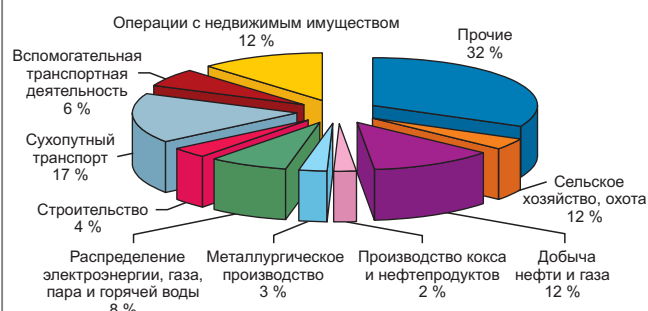
Несмотря на положительное влияние налоговых каникул на экономическую активность, можно выделить следующие недостатки этой льготы.

Во-первых, при установлении общих параметров оснований для использования налоговых каникул происходит усреднение или минимизация исходных горно-геологических условий отдельных участков конкретной территории и условий осуществления деятельности конкретными налогоплательщиками. По этим причинам для одних компаний льгота может быть приемлемой, для других — избыточной, для третьих — недостаточной.

Во-вторых, существенные инвестиции и определенный срок их окупаемости характерны для всех отраслей экономики (рис. 1), и наличие специальных льгот по НДПИ нарушает принцип справедливого налогообложения, ведет к образованию высоких рентных доходов, инструмент изъятия которых (вывозная таможенная пошлина) не является эффективным.

В-третьих, освобождение от НДПИ на определенный срок только нефтяных компаний, а не всех предприятий, осуществляющих добычу полезных ископаемых, нарушает принцип справедливого налогообложения в рамках одного налога, поскольку в отношении добычи иных (кроме нефти) видов минерального сырья налоговые льготы не установлены*.

Рис. 1. Структура инвестиций в экономику Российской Федерации в 2009 г. (по данным Росстата)



Примечание. Прочие виды экономической деятельности включают связь и транспорт (кроме транспорта, выделенного особо), финансовую деятельность, здравоохранение и др.

* Исключение с 2011 г. могут составить оловянные руды, соответствующий законопроект о налоговых каникулах при добыче данного вида минерального сырья в период 2011-2015 гг. Принят Государственной Думой в первом чтении 22 февраля 2011 г.

В-четвертых, режимы налогообложения на условиях раздела продукции (проекты "Сахалин-1", "Сахалин-2", "Харьгинское месторождение"), которые считаются наиболее благоприятными для инвесторов, предусматривают уплату роялти (регулярных платежей за добычу минерального сырья) начиная с первой единицы добытого полезного ископаемого. В то же время указанные проекты реализуются по традиционной схеме раздела продукции, которая предусматривает, с одной стороны, возмещение за счет государства затрат на обустройство месторождения, а с другой – последующий раздел прибыльной продукции между государством и инвестором (при среднем уровне внутренней нормы доходности доля инвестора существенно выше государственной доли и составляет более 80 %).

Действительно, в минерально-сырьевом комплексе, как ни в каком другом сегменте российской экономики, требуется привлечение значительных денежных средств для проведения нескольких этапов трудоемких, наукоемких, капиталоемких и энергоемких работ: геолого-разведочные работы, создание промышленной и транспортной инфраструктуры, обустройство месторождения, собственно добыча и первичная переработка полезных ископаемых, а также транспортировка добытого сырья до потребителя. Кроме того, минеральное сырье и продукция его переработки являются и будут в долгосрочной перспективе являться основой российской экономики.

Представляется, что при принятии решения о государственной поддержке сырьевых отраслей целесообразно соблюдать принцип справедливого налогообложения и предусматривать не полное освобождение от налогообложения в зависимости от периода времени и объема добытого сырья, как это имеет место в налоговых каникулах по НДС при добыче нефти, а предоставлять отсрочку на сумму неуплаченного налога на добычу в течение определенного срока и при соблюдении определенных условий.

Такая отсрочка может быть предоставлена в форме горного налогового кредита.

Налоговое кредитование в российской и зарубежной практике

В НК РФ (ст. 66 и 67) уже введен институт инвестиционного налогового кредита (ИНК), который представляет собой разновидность изменения срока исполнения налогового обязательства в форме отсрочки уплаты налога на прибыль организаций, региональных и местных налогов.

ИНК предоставляется только организациям, а условиями предоставления является выполнение следующих работ и мероприятий:

1) проведение научно-исследовательских или опытно-конструкторских работ либо технического перевооружения собственного производства, в том числе направленного на создание рабочих мест для инвалидов или защиту окружающей среды от загрязнения промышленными отходами и (или) повышение энергетической эффективности производства товаров, выполнения работ, оказания услуг;

2) осуществление внедренческой или инновационной деятельности, в том числе создание новых или совершенствование применяемых технологий, создание новых видов сырья или материалов;

3) выполнение особо важного заказа по социально-экономическому развитию региона или предоставление особо важных услуг населению;

4) реализация государственного оборонного заказа;

5) инвестирование в создание объектов, имеющих самый высокий класс энергетической эффективности, в том числе многоквартирных домов, относящихся к возобновляемым источникам энергии, и (или) к объектам по производству тепловой и электрической энергии, имеющим коэффициент полезного действия более чем 57 %, и (или) иных объектов и технологий, имеющих высокую энергетическую эффективность, в соответствии с перечнем, утвержденным Правительством РФ.

В НК РФ достаточно подробно раскрыты сущность и механизм предоставления ИНК.

Так, его величина определяется как стоимость оборудования, приобретаемого для научно-исследовательских или опытно-конструкторских работ, технического перевооружения собственного производства, приобретаемого энергоэффективного оборудования. При осуществлении же внедренческой или инновационной деятельности, выполнении особо важного заказа по социально-экономическому развитию региона, государственного оборонного заказа сумма кредита определяется по соглашению между уполномоченным органом и заинтересованной организацией.

ИНК предоставляется в заявительном порядке, а период предоставления отсрочки уплаты налогов и размер платы за пользование кредитом определяются договором о предоставлении ИНК.

В последующем, после окончания срока договора, организация должна уплатить по графику не только прокредитованные суммы налога, но и сумму за использование причитающихся бюджету средств, исчисленную исходя из 1/2-3/4 ставки рефинансирования.

По налогу на имущество организаций и земельному налогу региональными государственными органами и органами местного самоуправления могут быть установлены иные основания и условия предоставления ИНК, включая сроки действия и процентные ставки кредита.

Нарушение предусмотренных договором условий влечет досрочное прекращение его действия с уплатой неуплаченного налога, пени и процентов исходя из полной ставки рефинансирования Центрального банка РФ, действовавшей в период действия указанного договора.

В то же время ИНК в российской налоговой практике в настоящее время практически не используется (рис. 2).

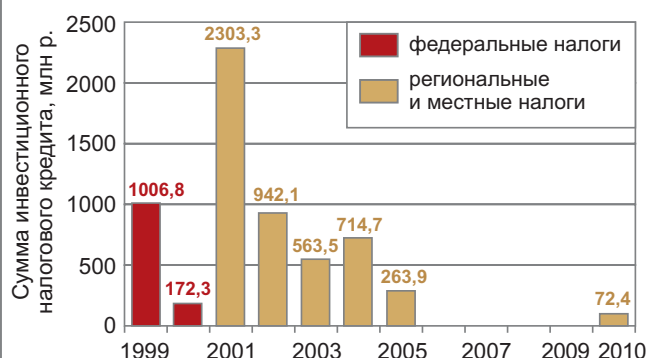
Если в начальный период действия данного инструмента Минфин России, региональные и местные финансовые органы принимали решения о предоставлении ИНК, то с передачей соответствующих полномочий налоговым органам (вплоть до смены руководства ФНС России в 2010 г.) не было принято ни одного решения об изменении срока уплаты.

Неразвитость института предоставления ИНК объясняется следующими обстоятельствами:

необходимостью предварительного согласования получения кредита (заявительная форма) и представления документального подтверждения оснований для его получения;

платностью предоставления кредита;

Рис. 2. Востребованность инвестиционного налогового кредита в 1999–2010 гг. по данным формы статистической налоговой отчетности 4-ИМ



Примечание. В связи с отсутствием в статистической отчетности соответствующих данных за 2001–2003 гг. приведены данные по всем решениям региональных и местных органов власти об отсрочке, включая решения о предоставлении ИНК.

договорной формой кредита;
неоднозначностью условий предоставления кредита;
величиной кредитной ставки;
отсутствием ответственности сторон договора*.

Кроме того, договорная форма предоставления ИНК в целом по своей сути является коррупциогенной.

Следует отметить, что понятие "налоговый кредит" в зарубежной практике отличается от понятия "инвестиционный налоговый кредит", применяемого в российском законодательстве о налогах и сборах.

Налоговым кредитом в большинстве стран признается вычет определенной суммы из суммы налога, причитающейся к уплате, без обязательства впоследствии уплатить эту сумму в бюджет. К налоговому кредиту относят зачет авансовых платежей по подоходному налогу, вычет на детей, различные вычеты для бизнеса, зачет входного налога на добавленную стоимость (НДС), зачет налогов, уплаченных за рубежом. Причем если в некоторых случаях вычет превышает сумму налога, то соответствующая разница возмещается из бюджета.

Зарубежному аналогу налогового кредита в определенной степени соответствуют вычеты входного НДС и акцизов, расходов на детей, обучение, здравоохранение, строительство и приобретение недвижимости в налоге на доходы физических лиц.

Упомянутые налоговые каникулы по НДС при добыче нефти кредитом ни по зарубежному, ни по национальному законодательству не являются, поскольку они предоставляются не в форме определенного вычета из суммы исчисленного налога: по истечении определенного НК РФ льготного срока налогоплательщик уплачивает НДС на общих основаниях в отношении тех объемов сырья, которые были добыты после утраты им права на применение

нулевой ставки НДС. При этом не взимаются ни налог за сырье, добытое в период действия льготы, ни какие бы то ни было проценты.

Аналог налогового кредита, применяемого в мировой практике, действует с 1 апреля 2011 г. по НДС при добыче угля (Федеральный закон от 28.12.2010 г. № 425-ФЗ "О внесении изменений в главы 25 и 26 ч. II НК РФ): суммы исчисленного НДС уменьшаются на суммы расходов на обеспечение безопасных условий и охрану труда при добыче угля.

Российский ИНК является в прямом смысле кредитом – предоставлением в пользование за плату средств, причитающихся бюджету (отсрочка).

Объективно потребность налогового кредитования существует во всех случаях осуществления деятельности, требующей привлечения существенных объемов инвестиций. В настоящее время приоритетными с точки зрения стимулирования инвестиций являются те отрасли, по которым может быть предоставлен ИНК.

Тем не менее, учитывая существенный потенциал природных ресурсов в Российской Федерации и их чрезвычайную важность для российской экономики, налоговое кредитование как форма налогового стимулирования инвестиций возможно и в сфере налогообложения природопользования, в частности в сфере функционирования минерально-сырьевого комплекса.

Общая характеристика горного налогового кредита

Горный налоговый кредит можно определить как форму отсрочки уплаты налогов горно-добывающими предприятиями минерально-сырьевого сектора экономики до достижения уровня нормальной рентабельности добывающего производства.

При этом институт горного налогового кредита в качестве основного положения должен предусматривать право недропользователя в течение определенного срока и в определенных пределах уменьшать свои платежи по налогу (налогам) с последующей поэтапной уплатой суммы кредита и начисленных процентов.

Учитывая специфику отрасли, горный налоговый кредит может быть предоставлен по налогу на прибыль организаций, по НДС, а также по вывозным таможенным пошлинам.

Более предпочтительной является уведомительная форма горного налогового кредита, когда налогоплательщик информирует налоговый орган о применении им кредита на условиях, установленных законом; вместе с тем допустимо применение и заявительной формы, действующей в настоящее время по ИНК, но модифицированной под специфику горно-добывающих отраслей.

Для каждого проекта разработки месторождений полезных ископаемых достижение нормального для отрасли уровня рентабельности связано с качеством сырья, инфраструктурной составляющей, транспортными затратами.

На этом основании может быть установлен средний срок предоставления горного налогового кредита, дифференцированный по видам полезных ископаемых: добыча углеводородного сырья, добыча строительного сырья, добыча иных видов полезных ископаемых, в том числе угля.

* Анализ механизма предоставления ИНК см., в частности: Тедеев А.А., Парыгина В.А. Налоговый кредит и налоговый инвестиционный кредит в Российской Федерации // Адвокат. – 2007. – № 2.

По существу, горный налоговый кредит выражается в уменьшении налогоплательщиком своих платежей по соответствующему налогу (либо, при определенных условиях, в полном освобождении от соответствующих платежей) в течение либо срока действия кредита, определенного НК РФ, либо срока действия договора о кредите и на этом основании может рассматриваться и как отложенное налоговое обязательство.

На рис. 3 иллюстрируется зависимость внутренней нормы доходности (ВНД) от срока и условий предоставления налогового кредита в одном из проектов нефтяной отрасли (без учета платности кредита).

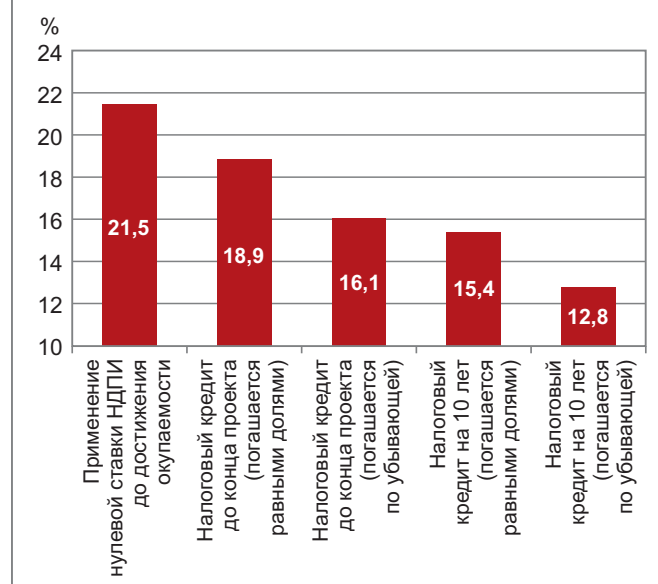
Как следует из графика, предоставление полного освобождения от уплаты НДС существенно повышает ВНД. При этом наиболее приемлемым вариантом отсрочки налога является перенос уплаты на период до конца проекта с убывающими платежами.

Максимальная величина кредита представляет собой сумму налога, которую налогоплательщик не уплачивает в течение определенного срока. Пользование кредитом должно быть платным, с начислением процентов после истечения срока уплаты причитающегося платежа до даты погашения кредита.

В качестве стимула досрочного погашения кредита может быть предусмотрено снижение процентной ставки либо сокращение суммы кредита.

При введении горного налогового кредита необходимо иметь в виду, что важнейшим инструментом формирования налогового потенциала является стимулирование рационального использования природных ресурсов, в том числе пользования недрами. Действующее законодательство содержит незначительное число налоговых инструментов, направленных на достижение этой цели: нулевая ставка НДС по нормативным потерям, по добыче полезных ископаемых из некондиционных запасов, вскрышных пород и отходов.

Рис. 3. Влияние условий горного налогового кредита на уровень ВНД в проекте разработки нефтяного месторождения (условный пример)



Но действующие по НДС на нефть налоговые каникулы не содержат таких важных условий, как охрана окружающей среды, наиболее полная утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ), повышение коэффициента извлечения нефти и иных условий по рациональному природопользованию.

В связи с этим целесообразно определять следующие дополнительные условия предоставления горного налогового кредита, направленные на соблюдение ряда требований по рациональному использованию недр и минерального сырья:

1) наиболее полное использование попутного сырья: ПНГ (для нефтяных месторождений), полезных компонентов (для всех видов минерального сырья). Несоблюдение данного условия должно вести к отмене кредита и его досрочному погашению, уплате пени и повышенных процентов;

2) обязательность соблюдения правил, стандартов и требований по добыче отдельных видов полезных ископаемых, разработка месторождений которых связана с повышенной опасностью. Например, при разработке угольных месторождений налог на прибыль либо НДС могут быть уменьшены на величину затрат, связанных с обеспечением безопасности работ по добыче угля, проведением дегазации и снижением уровня содержания метана в пластах;

3) внедрение эффективных методов недропользования, проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, инновационная деятельность, использование энергоэффективных технологий либо создание энергоэффективных объектов минерально-сырьевого комплекса;

4) проведение результативных геолого-разведочных работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы, т.е. за счет собственных средств налогоплательщиков. При подтверждении результативности работ налоговый кредит признается обоснованным, и сумма обязательства может быть адекватно уменьшена, в случае же нерезультативных работ налогоплательщик должен уплатить суммы кредита и проценты за его использование после их окончания.

Следует иметь в виду, что условия предоставления горного налогового кредита, указанные выше в пп. 2-4, могут учитываться не только в период окупаемости инвестиционных проектов, но и после выхода на проектную мощность и достижения уровня нормальной рентабельности.

При введении института горного налогового кредита необходима его гармонизация с действующими льготами по НДС и порядком признания расходов в целях налогообложения налогом на прибыль организаций.

* * *

На основании вышеизложенного можно сформулировать следующие основные выводы.

1. Вопрос развития налогового стимулирования инвестиций в горно-добывающую промышленность требует дальнейшей проработки.

2. Механизм действующих инвестиционных стимулов нуждается в совершенствовании, так как налоговые каникулы по НДС применяются в отношении одного вида полезных ископаемых, унифицируют условия применения, приводят к образованию избыточных доходов, инструмент изъятия которых отсутствует.

3. Действующий режим предоставления ИНК не имеет широкого распространения по причинам административного характера.

4. Целесообразно введение института горного налогового кредита, предусматривающего отсрочку уплаты налогов горно-добывающими компаниями до достижения окупаемости инвестиций с последующей уплатой суммы кредита и платы за его использование. При определенных условиях возможно сокращение суммы горного налогового кредита и платы за его использование.

5. Механизм предоставления горного налогового кредита должен включать элементы стимулирования рационального недропользования, в частности стимулирования воспроизводства минерально-сырьевой базы, комплексного использования минерального сырья, обеспечения требований безопасности при добыче отдельных видов сырья, инновационной активности.

Использованная литература

Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть I. Федеральный закон от 31.07.1998 г. № 146-ФЗ (в ред. от 28.09.2010) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 1998. – № 31. – Ст. 3824.

Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть II. Федеральный закон от 05.08.2000 г. № 117-ФЗ (в ред. от 03.11.2010) //

Собрание законодательства Российской Федерации. – 2000. – № 32. – Ст. 3340.

Голуб А.А. Экономика природных ресурсов / А.А.Голуб, Е.Б.Струкова. – М.: Аспект Пресс, 2001.

Лотош В.В. Экономика природопользования. – Екатеринбург: Полиграфист, 2007.

Меркулов М.М. Инвестиционный налоговый кредит: Как получить и стоит ли игра свеч? / М.М.Меркулов, В.С.Давыдов // Налоговый учет для бухгалтера. – 2005. – № 10.

Павлова Л.П. Налогообложение недропользования в Российской Федерации. Монография / Л.П.Павлова, Т.А.Блошенко, А.В.Ефимов, В.В.Понкратов, М.М.Юмаев. – М.: Государственный научно-исследовательский институт системного анализа Счетной палаты Российской Федерации, ФГОУ ВПО "Финансовая академия при Правительстве Российской Федерации".

Перчик А.И. Налогообложение нефтегазодобычи. Право. Экономика. – М.: ООО "Нестор Академик Паблишерз", 2004.

Разовский Ю.В. Горная рента. – М.: Экономика, 2000.

Тедеев А.А. Налоговый кредит и налоговый инвестиционный кредит в Российской Федерации / А.А.Тедеев, В.А.Парыгина // Адвокат. – 2007. – № 2.

© М.М.Юмаев, 2011

Юмаев Михаил Мияссярович,
mmu2002@amik.ru

MINING TAX CREDIT AS A TOOL TO PROMOTE INVESTMENTS IN SUBSOIL MANAGEMENT

M.M. Yumayev (Financial University under the Government of the Russian Federation, Moscow)

The main concepts considered relate to the mining tax credit mechanism providing for a deferment of tax liability of new mining companies for a period after the project payback has been achieved.

Key words: exploration; mining credit; mined minerals; investment activity; investment tax credit; innovative activity; mineral resources; mineral resource complex; extraction tax; tax incentive; Tax Code; tax credit.

Научно-практический семинар

Прогрессивные технологии рационального освоения недр

**31.05-01.06
2011 г.**

Место проведения: Москва, Старомонетный пер. 31, ФГУП «ВИМС»
Организатор: ЦКР-ТПИ Роснедра при участии ФГУП «ВИМС»

Цель семинара – ознакомление специалистов с современными направлениями в повышении эффективности использования ресурсного потенциала месторождений.

Темы семинара:

- информационные технологии в проектировании и планировании горных работ;
- динамические кондиции как инструмент повышения полноты использования георесурсного потенциала месторождений;
- технологические и технические решения по сокращению потерь (управляемое смещение массива при взрывном рыхлении, разделение рудной массы по сортам в рудном потоке и на сепараторах, применение выемочного оборудования с точным позиционированием рабочего органа, закладка выработанного пространства и т. п.);
- технологические и технические решения, направленные на повышение эффективности применения технологий добычи (внутреннее отвалообразование, крутонаклонные конвейеры, межступенные и магистральные перегружатели и т. п.);
- технологические и технические решения по упрощенной переработке минерального сырья (кучное выщелачивание, гравитационные способы) с получением полупродуктов и концентратов;
- экономическая оценка эффективности извлечения запасов на основе внедрения прогрессивных технологий.

Дополнительная информация: www.vims-geo.ru

Елакова Ирина Юрьевна, тел/факс (495) 950-33-12; elakova@vims-geo.ru

Полянцева Ирина Владимировна, тел. (495) 950-31-60; polyantseva@vims-geo.ru

Заявки принимаются
до 15 мая 2011 г.



Opening new market
Открывая новые рынки




22-24
ИЮНЯ
КАРАГАНДА
КАЗАХСТАН

2011

Mining Week

KAZAKHSTAN'2011

Официальная поддержка:



Министерство индустрии
и новых технологий
Республики Казахстан

Комитет геологии
и недропользования
Министерства индустрии
и новых технологий
Республики Казахстан



Акимат
Карагандинской
области

7-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ
ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО
КОМПЛЕКСА И РАЦИОНАЛЬНОГО
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДР

Организатор:



Представительство в Казахстане:
Алматы, ул. Гоголя, 86, оф. 44
Тел.: +7 727 250 1999
Факс: +7 727 250 5511
E-mail: mintek@tntexpo.com

При поддержке:



ArcelorMittal



Официальный партнер:



Республиканская ассоциация
горнодобывающих
и горно-металлургических
предприятий

УДК 553:331.015.13

О методике определения стартового размера разового платежа за пользование недрами

М.Н.Денисов (Всероссийский научно-исследовательский институт экономики минерального сырья и недропользования, Москва), **В.Н.Лазарев** (Московский филиал Всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А.П.Карпинского, Москва – Санкт-Петербург)

Критически рассмотрена "Методика расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами", утвержденная приказом Минприроды России от 30 сентября 2008 г. № 232 (с изменениями от 14 мая 2009 г.). Показано, что при расчете размера стартового платежа она не учитывает ценность месторождения, игнорируя горную ренту. Показано, что необоснованные приемы манипулирования с величинами запасов и прогнозных ресурсов, экономическими понятиями и т.п. лишают логики алгоритм расчета, что приводит к существенным искажениям размера стартового (разового) платежа за право пользования недрами. Отмечается, что в конечном счете широкое применение методики чревато значительными финансовыми потерями для государства-собственника недр. Предлагаются иные подходы к расчету стартового размера разового платежа, основанные на учете ценности месторождения.

Ключевые слова: недропользование; стартовый размер разового платежа; горная рента.



Михаил Николаевич ДЕНИСОВ,
главный научный сотрудник,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор



Валерий Николаевич ЛАЗАРЕВ,
старший научный сотрудник,
кандидат экономических наук

В.В.Путин в президентском Послании Федеральному Собранию Российской Федерации в 2001 г. отмечал: "Россия по-прежнему живет преимущественно в рентной, а не производительной экономике. Основные деньги делаются на нефти, газе, металлах и другом сырье" [1]. По утверждению академика Д.С.Львова в России в отличие от многих других стран основной вклад в прирост совокупного чистого дохода вносит не труд и даже не капитал, а рента – доход от использования земли, территории страны, ее природных ресурсов. Для эффективного использования ренты необходимо изменение налоговой политики. Исследования показывают, что недополученный рентный доход страны достигает 40-45 млрд дол. [2].

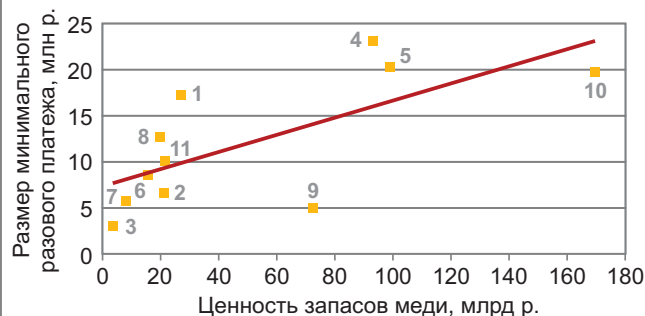
Таким образом, и высший руководитель государства, и авторитетнейший ученый-экономист едины в том, что основой современной российской экономики является рента. Однако на всех ли уровнях управления российской экономикой присутствует такое же понимание? Судя по Налого-

вому кодексу РФ (НК РФ), Закону РФ "О недрах", а также ряду нормативно-методических материалов Минприроды России – не на всех.

В действующей "Методике расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами" (далее – Методика), утвержденной приказом Минприроды России от 30 сентября 2008 г. № 232 (с изменениями от 14 мая 2009 г.), дано определение стартового размера разового платежа как основы проведения аукциона за право пользования недрами. Сама форма аукциона за право разработки месторождения особенно актуальна в России, поскольку уплата разового платежа за право пользования недрами при существующей "плоской" шкале налога на добычу полезного ископаемого (НДПИ) является единственным средством извлечения в доход государства существенной части горной ренты. Рациональный размер стартового платежа в значительной степени нейтрализует возможность сговора участников аукциона, а также призван предотвращать возможность выставления на аукцион резервных месторождений, не отвечающих современным требованиям.

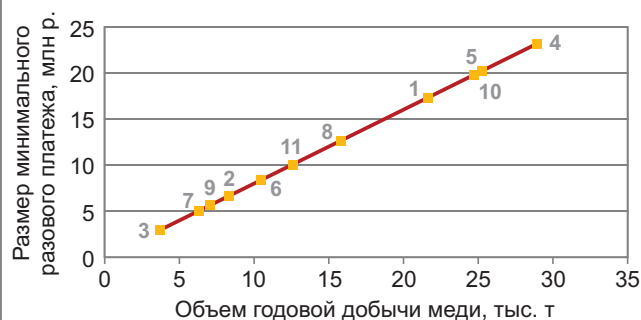
В соответствии с действующей Методикой вначале рассчитывается минимальный стартовый размер разового платежа (п/п. 2 п. 4 Методики). Он установлен законодательно. В соответствии со ст. 40 Закона РФ "О недрах" минимальные стартовые разовые платежи за пользование недрами устанавливаются в размере не менее 10 % суммарной величины НДПИ в расчете на среднегодовую проектную мощность добывающей организации. При этом не оговаривается, за какой срок необходимо суммировать платежи по НДПИ. Если, как это принято на практике, за 1 год, то уравниваются месторождения одного и того же полезного ископаемого с разными по объему запасами, но разрабатываемые различными способами, например подземным или открытым. Ясно, что залегающее вблизи поверхности месторождение с меньшими запасами будет отрабатываться карьером с большей производительностью, чем залегающее глубже и отрабатываемое шахтным стволом более крупное месторож-

Рис. 1. Соотношение минимального размера разового платежа и ценности запасов месторождений меди



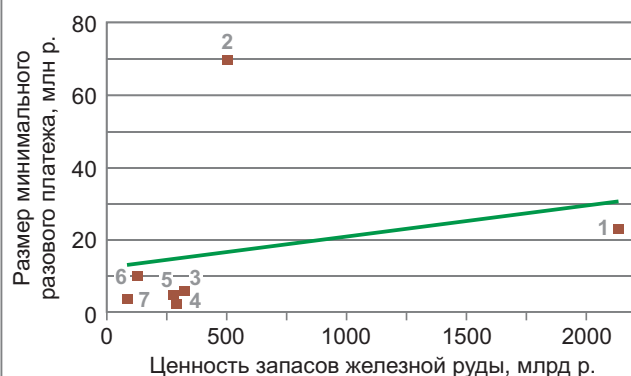
Месторождения: 1 – Осеннее, 2 – Летнее, 3 – Валенторское, 4 – Сафьяновское, 5 – Узельгинское, 6 – Александринское, 7 – Камаганское, 8 – Учалинское, 9 – Урупское, 10 – Юбилейное, 11 – Джусинское

Рис. 2. Соотношение минимального размера разового платежа и объема годовой добычи меди



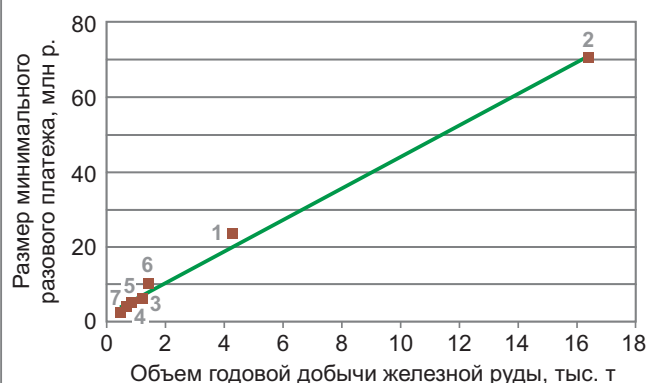
Усл. обозначения см. на рис. 1.

Рис. 3. Соотношение минимального размера разового платежа и ценности запасов железорудного месторождения



Месторождения: 1 – Коробковское, 2 – Ковдорское, 3 – Оленегорское, 4 – Шиханское, 5 – Естюнинское, 6 – Гора Малый Куйбас, 7 – Ново-Бакальское

Рис. 4. Соотношение минимального размера разового платежа и объема годовой добычи железной руды



Усл. обозначения см. на рис. 3.

дение. Такое "неравенство" в свое время было отражено в соответствующих нормативно-методических документах [3].

Подход к определению минимального размера стартового платежа, предложенный в действующей Методике, следуя идеологии НК РФ, игнорирует ценность месторождения. Анализ показал, что основным экономическим показателем, обосновывающим размер платы за право пользования недрами как по нормам НК РФ, так и рассматриваемой Методики, является объем годовой добычи (рис. 1-4)*.

Для некоторых месторождений отмечается даже обратная пропорциональная зависимость между ценностью запасов и минимальным размером разового платежа, например для сидеритовых месторождений Бакальской группы – Шиханского и Ново-Бакальского (Южный Урал) или скарново-магнетитовых – Естюнинского и Гора Малый Куйбас (рис. 5).

Рис. 5. Влияние способа разработки месторождения на размер минимального разового платежа месторождения



* В расчетах использованы реальные объемы годовой добычи эксплуатируемых месторождений.

Таким образом, строить расчет минимального размера стартового платежа на базе объема добычи (производительности), достигнутого за 1 год, некорректно, поскольку он не отражает ценности месторождения.

Помимо весьма сомнительной "идеологии" расчета минимального размера стартового платежа вызывает недоумение сама техника расчета. Так, при определении производительности согласно п. 6 Методики следует учитывать запасы полезных ископаемых всех категорий, а также прогнозные ресурсы, содержащиеся на участке недр. Как известно, при определении производительности будущего предприятия учитываются только запасы категорий А+В+С₁. Исключением являются мелкие месторождения со сложным строением рудных тел, когда наряду с запасами категории С₁ учитываются и запасы категории С₂. Во всех же остальных случаях запасы категории С₂ рассматриваются в основном с позиции перспективы развития будущего ГОКа. Если же следовать Методике и учитывать наряду с промышленными запасами запасы категории С₂ и прогнозные ресурсы, получим в нарушение существующих апробированных нормативов некую виртуальную производительность, которая во всех случаях не будет соответствовать действительной.

Относительно прогнозных ресурсов следует указать, что на участке недр, где выявлено и разведано месторождение, согласно "Классификации запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых" могут быть подсчитаны только прогнозные ресурсы категории Р₁. Что же касается прогнозных ресурсов категорий Р₂ и Р₃, то в Методике демонстрируется полное непонимание сущности такого понятия как "прогнозные ресурсы". Следует напомнить, что прогнозные ресурсы категории Р₃ – это ресурсы района (лицензионного участка), оцененные по результатам средне- и мелкомасштабных геологических съемок. Площадь таких районов составляет от сотен до первых тысяч квадратных километров. Ресурсы категории Р₂ характеризуют возможность обнаружения в рудном поле (узле) новых месторождений. Размеры этих объектов достигают десятков квадратных километров. Естественно, перспективные площади с прогнозными ресурсами категорий Р₃ и Р₂ многократно превышают размеры лицензионных участков, содержащих выставленное на аукцион месторождение [4]. Кроме того, они целиком или большей частью располагаются за пределами участка месторождения, т.е. вне лицензируемого участка недр, для которого устанавливается платеж.

Для перевода прогнозных ресурсов в условные запасы категории С₁ в Методике используются поправочные коэффициенты приведения ресурсов к разведанным запасам. В свое время была показана неправомерность и ущербность такого подхода [5]. В Методике же предложено в дополнение к коэффициентам приведения использовать коэффициент дисконтирования, "равный ставке рефинансирования Центрального банка Российской Федерации на дату определения размера разового платежа (единиц)". Это – "поправочный коэффициент, учитывающий сроки проведения работ по геологическому изучению, необходимых для подтверждения и перевода ресурсов полезных ископаемых из низших в более высокие категории, равный пяти годам"*.

* Так в тексте Методики.

Судя по этому отрывку неясен физический смысл указанного мероприятия. Применение такого коэффициента, по нашему мнению, лишено геологического и экономического смысла.

Далее, после установления минимального размера стартового платежа согласно Методике должен осуществляться расчет стартового размера разового платежа, с которого и начинаются аукционные торги за право пользования участком недр.

Существует мнение, будто бы факторы, обуславливающие рентные различия, при расчете стартового платежа учитываются посредством введения коэффициентов, отражающих степень геологической изученности и состояния инфраструктуры района расположения месторождения. Представляется, что использование в Методике указанных коэффициентов из-за допущенных при этом ошибок и неверных положений еще более усугубляет недостатки расчета размера стартового платежа.

Так, при определении коэффициента изученности (приложение 1 Методики) для вычисления общей ресурсной базы предусмотрено сложение запасов и прогнозных ресурсов различных категорий. Грубейшая ошибка при этом заключается в том, что физическое содержание понятий "запасы" и "прогнозные ресурсы" различно, как различно содержание понятий "выращенный урожай" и "виды на урожай".

Кроме того, как уже было сказано, ресурсы категорий Р₃ и Р₂ не имеют никакого отношения к стартовому платежу за пользование недрами применительно к разработке месторождения. Сам же порядок расчета коэффициента изученности приводит к абсурдному заключению – чем больше на месторождении выявлено запасов и прогнозных ресурсов (категории С₂ и Р₁) помимо промышленных запасов, тем меньше будет размер стартового платежа.

Например: имеем на одном месторождении (участке недр) 5 млн т промышленных запасов, 1 млн т – предварительно оцененных и 1 млн т – ресурсов категории Р₁; на другом месторождении помимо 5 млн т промышленных запасов имеем на нижних горизонтах, подлежащих освоению во вторую очередь, 5 млн т запасов категории С₂ и 5 млн т ресурсов категории Р₁. В первом случае коэффициент изученности равен 6,33, во втором – всего 4,33. Отсюда размер стартового платежа во втором случае будет в 1,5 раза меньше, чем в первом. При этом суммарная ценность ресурсов и запасов во втором случае почти вдвое выше.

В целом основа разового платежа представляет весьма незначительную величину по сравнению с ценностью месторождения. Так, для месторождений черных металлов она составит сотые и первые десятые доли процента, а для месторождений цветных металлов – десятые доли и первые проценты стоимости добытого полезного ископаемого или годовой прибыли при некоторых ограничениях расходной части.

Помимо указанных ошибок необходимо отметить, что в представленном виде Методика не может быть в принципе применена для месторождений, полезные ископаемые которых проходят предпродажную переработку (как правило, обогащение). К этой группе относится подавляющее большинство месторождений черных и цветных металлов. Высший Арбитражный суд РФ 18 декабря 2007 г. по пред-

ставлению ряда горно-обогатительных комбинатов принял постановление, признающее практику определения величины НДС исходя из стоимости реализуемого ГОКами концентрата, не отвечающей ст. 336 главы 26 НК РФ. В этом случае Высший арбитражный суд РФ и соответствующие ведомства предлагают при расчете НДС использовать (согласно ст. 340 гл. 26 НК РФ) в качестве налогооблагаемой базы прибыль горного предприятия (подсчитанную с некоторыми ограничениями).

Таким образом, в настоящее время существует положение, когда величина налога на добычу нефти, газа, ряда неметаллических полезных ископаемых и некоторых металлических определяется на базе стоимости добытых полезных ископаемых. Для подавляющего большинства месторождений черных, цветных металлов и ряда других полезных ископаемых, добытая руда которых подвергается предпродажной переработке, НДС рассчитывается исходя из налоговой базы по налогу на прибыль при некоторых ограничениях. Эти принципиальные реалии не учтены при составлении существующей Методики.

Такое, кажущееся чрезмерным, внимание к методике расчета стартового размера разового платежа имеет далеко не "академический" интерес. Дело в том, что, как показала практика, от 70 до 90 % аукционов, проводившихся в последние годы, заканчивались при размере разового платежа, превышающем стартовый размер не более чем на 10-20 %.

Нетрудно представить, какие суммы недополучил и недополучит государственный бюджет в результате такой нормативно-методической деятельности.

Принимая во внимание отмеченные ошибки, недостатки и упущения существующей Методики, целесообразно вернуться к ее переработке, но на принципиально иной основе.

Ниже приводятся примеры необходимых корректировок, которые в большей степени способствовали бы учету ценности месторождения (участка недр) при определении стартового платежа за право пользования недрами. В основу предлагаемой Методики определения стартового платежа положены использование показателей экономического эффекта и эффективности разработки месторождения, а также учет состояния внешней инфраструктуры расположения месторождения (участка недр).

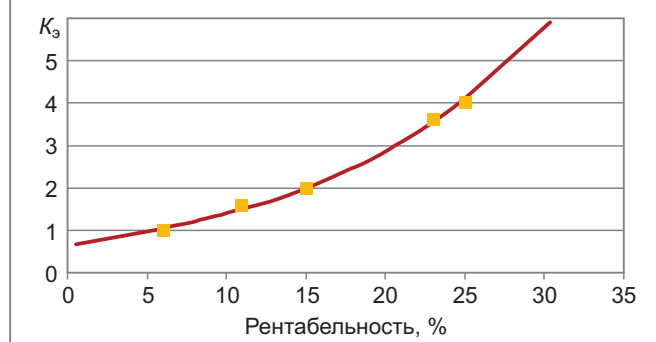
В качестве базового показателя для оценки размера стартового платежа предлагается принять величину НДС, подсчитанную исходя из прибыли горного предприятия как наиболее полно отражающей экономический эффект разработки месторождения. При этом в соответствии с п. 4 ст. 340 НК РФ не должны учитываться расходы, не связанные непосредственно с добычей полезного ископаемого (материальные расходы в процессе хранения, транспортировки, расходы на оплату труда работников, не занятых при добыче полезных ископаемых и т.п.). Следует отметить, что при такой базе минимальный размер стартового платежа почти на порядок превосходит минимальный размер стартового платежа, предусмотренный существующей Методикой.

В предлагаемом приеме расчета к базовому показателю стартового платежа вводятся коэффициенты, отражающие экономическую эффективность отработки месторождения (K_3) и состояние внешней инфраструктуры (K_p) участка расположения месторождения.

В основу оценки коэффициента K_3 положена величина показателя рентабельности (R) по отношению к основным фондам, как наиболее полно отражающая экономическую эффективность отработки месторождения. При этом месторождения подразделяются на высокорентабельные ($R = 25\%$, $K_3 = 4,0$), рентабельные ($R = 15\%$, $K_3 = 2,0$) и низкорентабельные ($R = 6\%$, $K_3 = 1,0$).

Если показатель рентабельности находится в пределах указанных величин (25-6 %) или превосходит 25 %, то значение коэффициента K_3 определяется при помощи графика зависимости величины K_3 от рентабельности (рис. 6).

Рис. 6. График зависимости K_3 от рентабельности



Экономические и инфраструктурные условия района расположения месторождения, определяемые величиной K_p , могут оцениваться как весьма благоприятные ($K_p = 1,25$), благоприятные ($K_p = 1,0$) и неблагоприятные ($K_p = 0,75$).

К *весьма благоприятным* относятся условия, при которых месторождение расположено на расстоянии до 20 км от автодороги и линии электропередач и в 20-30 км от железной дороги, а продукция ГОКа измеряется миллионами тонн.

Благоприятные условия характеризуются соответствием расстояниями от автомобильной, железной дороги и линии электропередач до 50 км.

При *неблагоприятных* условиях эти расстояния превышают 50 км.

На оценку расположения участка месторождения могут также повлиять резко пересеченный рельеф местности, необходимость строительства мостов, туннелей и т.п.

Таким образом, размер стартового (разового) платежа (P_c) будет определяться по формуле: $P_c = \text{НДС} \cdot K_3 \cdot K_p$.

Примеры расчета величины P_c применительно к никелевому и двум месторождениям железных руд приведены в таблице.

Величина P_c применительно к тем же месторождениям, подсчитанная по существующей Методике, оказалась заниженной для месторождения никеля в 2,9 раза, для месторождений железа – соответственно в 1,6 и 1,4 раза.

* * *

На основании вышеизложенного можно сформулировать следующие основные выводы:

1. Действующая Методика содержит ряд ошибочных положений. Некоторые из них не могут быть приняты абсо-

Примеры рекомендуемого подхода к расчету размера стартового разового платежа

Месторождение	Рентабельность, %	Расположение	НДПИ, млн р.	K_a	K_p	P_c , млн р.
Никелевое	23	Весьма благоприятное	165	3,6	1,25	742
Железорудное-1	11	Благоприятное	44	1,6	1,0	71
Железорудное-2	6	Неблагоприятное	56	1,0	0,75	42

лютно, поскольку невозможно представить, например, почему со временем обязательно должны уменьшаться запасы и прогнозные ресурсы ("дисконтирование"). Денежные потоки и минерально-сырьевые ресурсы во времени и пространстве существуют по своим принципиально различным законам.

2. Некоторые из рассмотренных положений приводят к значительному и неоправданному занижению минимального размера стартового платежа. Помимо этого рассматриваемая Методика не может быть использована для месторождений, где добытое полезное ископаемое подвергается предпродажной переработке, поскольку вступает в противоречие с НК РФ, в первую очередь для месторождений черных и цветных металлов.

3. Учитывая, что в результате дефектов существующей Методики государство может понести существенные убытки, вопрос о ее замене (принципиальной переработке) имеет первостепенное значение. Предложенный вариант определения размера стартового платежа основывается на объективных показателях, определяющих промышленное значение месторождений, – на экономическом эффекте и эффективности их разработки и состоянии транспортной инфраструктуры. Использование его позволит получить объективный размер стартового разового платежа.

Литература

1. *<http://archive.kremlin.ru/text/appears/2001/04/28514.shtml>.
2. Львов Д.С. Перспективы долгосрочного социально-экономического развития России // Вестник Российской академии наук. – 2003. – Т. 73. – № 8. – С. 675-697.
3. Дегтярев В.С. Методические рекомендации по составлению технико-экономических соображений (ТЭС) о возможном промышленном значении месторождений твердых полезных ископаемых / В.С.Дегтярев, П.М.Иконников. – М.: ВИЭМС, 1988.

4. *Методическое руководство по оценке прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых*. Выпуск II (Мингео СССР, ВСЕГЕИ). – М.-Л., 1986. – 96 с.

5. Денисов М.Н. К вопросу об оценке эффективности геолого-разведочных работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых / М.Н.Денисов, В.Н.Лазарев // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – № 2. – С. 20-25.

© М.Н.Денисов, В.Н.Лазарев, 2011
Денисов Михаил Николаевич,
Лазарев Валерий Николаевич,
oooipn@mail.ru

ON THE PROCEDURE FOR THE CALCULATION OF THE INITIAL AMOUNT OF THE ONE-TIME PAYMENT FOR SUBSOIL USE

M.N. Denisov (All-Russian Research Institute of Economy of Mineral Resources and Subsoil Management, Moscow),
V.N. Lazarev (A.P. Karpinsky All-Russian Geological Research Institute, Moscow Branch, Moscow – St. Petersburg)

A critical examination of the Procedure for the Calculation of the Minimum (Initial) Amount of the One-Time Payment for Subsoil Use approved by Order no. 232 of the RF Ministry of Natural Resources and Ecology as of September 30, 2008, shows that the value of the deposit (field) has been dropped out from the calculation by ignoring the mining rent. It is shown that the computation algorithm is deprived of logic as a result of groundless manipulation of values of reserves and inferred resources, economic concepts, and so on. This leads to a considerable bias in the amount of the initial (one-time) payment for subsoil use. It is noted that the wide application of the Procedure will eventually involve considerable financial losses to the state as the owner of the subsoil. Other approaches suggested for the calculation of the initial amount of the one-time payment are based on the consideration of the deposit (field) value.

Key words: subsoil use; initial amount of the one-time payment; mining rent.

УДК 553.97:622.331

Оценка минерально-сырьевого потенциала региона

И.Ю.Новоселова (Государственный университет управления, Москва)

Рассмотрены методические аспекты количественного анализа экономической оценки потенциала минерально-сырьевых ресурсов региона. Предложено использование минимальной цены для оценки природно-ресурсного потенциала и показателя эластичности — для его анализа. В качестве примера проведен расчет предложенных показателей для месторождений торфа Вологодской области.

Ключевые слова: минеральные ресурсы; торф; разработка месторождений; окупаемость; экономическая целесообразность; цена; эластичность.



Ирина Юрьевна НОВОСЕЛОВА,
доцент, кандидат экономических наук

Оценка экономически доступной части минерально-сырьевой базы (МСБ) по запасам категорий А+В+С₁+С₂ базируется на использовании показателя доступности [1]. Количественной мерой этого показателя является отношение фактической цены полученного товарного продукта P^f к его расчетной цене P^c , обеспечивающей безубыточное извлечение и переработку минерального сырья: $D = P^f/P^c$. Решение об использовании ресурсов принимается при $D > 1$.

Для выявления доступной части МСБ с целью отнесения ее к минерально-сырьевому потенциалу региона целесообразно определить минимальную цену конечного продукта, позволяющую обеспечить планируемый (предельный, максимальный) срок окупаемости при эксплуатации месторождения. Общепринятым показателем экономической оценки запасов и ресурсов является чистый дисконтированный доход (ЧДД) [2]. В расчетной формуле для ЧДД необходимо предусмотреть размер налогов, текущие и капитальные затраты, объем добычи, предпочтительный срок окупаемости, коэффициент дисконтирования, а также искомую расчетную цену.

Расчетная цена характеризует минимальную цену единицы конечной продукции, при которой принимается решение о разработке и использовании запасов данного месторождения. Оценку этого показателя можно получить из решения уравнения:

$$\sum_{t=1}^{T^*} [P^c Q_t - F_t(t, Q_t) - S_t(t, Q_t)](1+r)^{1-t} - \sum_{t=1}^{T^*} Z_t(1+r)^{1-t} = 0,$$

где P^c — искомая расчетная цена; $F_t(t, Q_t)$ — размер налогов в год t при добыче минерального сырья в объеме Q_t ; $S_t(t, Q_t)$ — текущие затраты в году t при добыче в объеме Q_t ; Z_t — капитальные (единовременные) затраты в год t ; Q_t — объем добычи в году t ; r — коэффициент дисконтирования; T^* — максимальный (предельный) срок окупаемости при разработке месторождения.

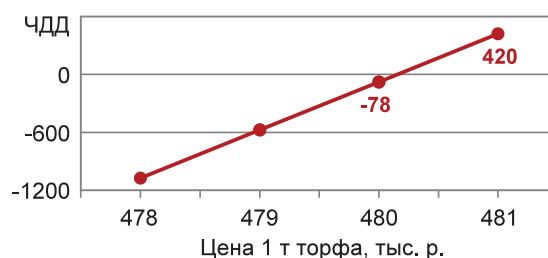
Для установления текущих и капитальных затрат на добычу и переработку минерального сырья можно использовать эмпирические зависимости, приведенные в работе [3].

В качестве примера проведения расчетов воспользуемся оценкой величины P^c для одного из торфяных месторождений в Нечерноземной зоне России, где сосредоточены основные запасы торфа европейской части страны. Торфяные месторождения Нечерноземной зоны значительно различаются по запасам, мощности торфяного пласта, площади. Так, суммарная площадь торфяных месторождений, выявленных в Вологодской области, составляет 915,6 тыс. га, балансовые запасы — 3766,0 млн т (забалансовые — 415,6 млн т). Площадь месторождений торфа колеблется от 1 га до десятков тысяч гектаров, но наиболее распространены месторождения площадью до 1000 га (около 25 % запасов торфа).

Для практической иллюстрации особенностей определения P^c проведен расчет значения этого показателя для Кильченского месторождения торфа Кичменгско-Городницкого района Вологодской области на основе специально разработанной программы, которая позволяет учитывать изменение цены для последующего определения величины ЧДД в пределах планируемого срока окупаемости разработки месторождения.

При определении расчетной цены в соответствии с разработанным алгоритмом [4] была проведена серия расчетов величины ЧДД при различных ценах за 1 т торфа. Значения ЧДД, полученные для $t = 8$ лет, стали положительными при переходе от цены 480 р/т к цене 481 р/т. График полученных значений ЧДД для $t = 8$ лет в зависимости от цены представлен на рисунке.

График зависимости показателя ЧДД ($t = 8$) от изменения цены конечного продукта



Исходные данные и результаты расчета показателей эластичности для группы месторождений Кичменгско-Городницкого района Вологодской области

Внешние факторы	Принятые пределы изменения факторов при моделировании	Формулы для оценки показателя E и его расчетное значение для данного фактора
Изменение рыночных цен, ΔP^c	$\pm 15\%$	$E_{\Delta P^c} = 65661,3 + 17528,1P^f + 201,1P^{f^2}$; $E_{\Delta P^c} = 26,7$
Сокращение текущих затрат, ΔS	$\pm 15\%$	$E_{\Delta S} = 65980,5 + 15215,5S + 207,8S^2$; $E_{\Delta S} = 23,5$
Сокращение капитальных затрат, ΔZ	$\pm 15\%$	$E_{\Delta Z} = 65552,7 + 1328,2Z + 5,4Z^2$; $E_{\Delta Z} = 1,9$
Изменение ожидаемого срока окупаемости, ΔT^*	На 1, 2, ... года	$E_{\Delta T^*} = -91298,9 + 24846,3T^* - 486,2T^{*2}$; $E_{\Delta T^*} = 1,3$

На основе результатов, приведенных на рисунке, несложно определить минимальную цену: $P^c = 480 + 78 / (420 + 78) = 480,16$ р/т. Если рыночная цена окажется выше найденной минимальной, то запасы Кильченского месторождения торфа войдут в минерально-сырьевой потенциал Кичменгско-Городницкого района Вологодской области.

Экономическая оценка доступной части МСБ зависит от ряда показателей: объема добычи, размера налогов, рыночной цены конечного продукта, текущих и единовременных затрат, максимального (предельного) срока окупаемости. Эти показатели находятся в достаточно сложной зависимости друг от друга. В связи с этим возникает необходимость расчета показателя эластичности экономической оценки месторождения минерального сырья исходя из рыночной цены, текущих затрат, величины налогов, капитальных затрат, планируемого срока окупаемости. Разработанные формулы (уравнения регрессии) для расчета показателя эластичности относительно изменения внешних факторов для месторождений торфа могут быть использованы для геолого-экономического анализа освоения месторождений и других видов полезных ископаемых.

Экономическая целесообразность добычи торфа, зависящая от цен на торф и затрат на его добычу, отражается с помощью показателей эластичности.

В качестве примера была исследована группа месторождений торфа в Кичменгско-Городницком районе Вологодской области. По этой группе месторождений с помощью специально разработанной программы были определены минимальные цены с использованием известных показателей по запасам, капитальным затратам на обустройство месторождений и добычу торфа, удельным текущим затратам на добычу, планируемому сроку окупаемости, периоду эксплуатации месторождений.

Рассмотрим влияние изменения (волатильности) рыночной цены на экономическую целесообразность разработки месторождений торфа. С помощью специальной программы были проведены расчеты, которые показали, что при росте рыночной цены конечного продукта изменяется подход к оценке экономической целесообразности. В то же время при этом экономическая оценка освоения запасов любого месторождения возрастает, поскольку растет величина ЧДД. Из соотношения рыночной и минимальной цен следует, что с момента превышения рыночной цены над минимальной рассматриваемое месторождение начинает играть существенную роль.

ASSESSMENT OF A REGION'S MINERAL RESOURCE POTENTIAL I.Y. Novosyolova (State University of Management, Moscow)

Methodical aspects are discussed of the quantitative analysis of the economic assessment of regional mineral resource potential. It is suggested that the lowest price should be used to assess the natural resource potential and the elasticity figure for its analysis. A calculation of the proposed indicators for a peat deposit in Vologda oblast is given as a case study.

Key words: mineral resources; peat; deposit development; cost recovery; cost-effectiveness; price; elasticity.

Результаты модельных расчетов для упомянутой группы месторождений были аппроксимированы с помощью квадратичных зависимостей показателей эластичности (E) от рассматриваемых факторов. В обобщенном виде результаты расчетов для каждого из факторов приведены в таблице. Исходными данными для расчета являются базовые параметры месторождений, базовые значения внешних факторов, объем извлеченных запасов торфа в стоимостном выражении (65,6 млн р.).

Полученные значения показателей эластичности показывают, что экономическая целесообразность (оценивалась при изменении внешних факторов на 1 % при $\Delta T^* = 1$ год) разработки торфяных месторождений наиболее сильно зависит от рыночных цен и текущих затрат. Значительно меньшее влияние оказывают капитальные затраты и срок окупаемости. Расчет показателей эластичности с учетом факторов риска и неопределенности, имеющий значительный практический интерес, является важной методической задачей на ближайшее будущее.

Из расчетов видно, что изменение рассмотренных внешних факторов на 1 % вызывает неодинаковое изменение соответствующих показателей эластичности. Так, рыночные цены конечного продукта (в данном случае 1 т торфа) оказывают наиболее сильное влияние на экономическую оценку целесообразности разработки месторождения.

Исходя из величин показателей эластичностей, можно прогнозировать изменение доступной части МСБ торфа региона, устойчивость его инвестиционной привлекательности, определять наиболее важные направления инвестиций для социально-экономического развития региона.

Литература

1. Пешков А.А. Доступность минерально-сырьевых ресурсов / А.А.Пешков, Н.А.Мацко. — М.: Наука, 2004.
2. Карасевич А.М. Оценка месторождений углеводородного сырья как объектов инвестирования и бизнеса / А.М.Карасевич, Е.С.Мелехин. — М.: Страхование Ревю, 2008.
3. Ампилов Ю.П. Экономическая геология / Ю.П.Ампилов, А.А.Герт. — М.: Геоинформмарк, 2006.
4. Новоселова И.Ю. Экономическая оценка и анализ природно-ресурсного потенциала региона. — М.: ГУУ, 2009.

© И.Ю.Новоселова, 2011
Новоселова Ирина Юрьевна,
alnov2004@yandex.ru

УДК 553.495:622.22:342

Некоторые вопросы правового регулирования добычи природного урана в Российской Федерации

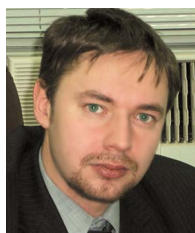
М.Г.Дораев, И.В.Суздаев (ОАО "Атомредметзолото", Москва)

Анализируются вопросы правового регулирования добычи урановых руд в Российской Федерации. Рассматривается существующая проблематика, связанная с привлечением инвестиций в развитие уранодобывающей отрасли и даются предложения по изменению действующего законодательства.

Ключевые слова: лицензирование; природный уран; добыча; участки недр федерального значения; ядерные установки.



Мерген Германович ДОРАЕВ,
руководитель направления Отдела правового
сопровождения международной деятельности



Иван Валериевич СУЗДАЛЕВ,
директор по правовой и корпоративной работе

Особое внимание к проблемам правового регулирования добычи урана как полезного ископаемого, имеющего стратегическое значение для отечественной атомной энергетики, не случайно. По оценкам независимых экспертов, сделанным в конце XX в., состояние урановой минерально-сырьевой базы России является критическим, требующим немедленной и энергичной государственной поддержки ее развития [1].

Несмотря на принятые в последние годы неотложные меры, позволившие в целом изменить динамику добычи природного урана*, задача ввода новых мощностей по его добыче остается ключевой для развития атомного энергопромышленного комплекса [2].

Как отмечается в "Энергетической стратегии России на период до 2030 года" (далее – Стратегия), имеющиеся в России возможности по добыче и производству природно-

го урана не покрывают совокупных потребностей в нем со стороны предприятий атомной энергетики. Планируется, что разница между годовой добычей природного урана и его общим прогнозируемым расходом будет покрываться за счет складских запасов и повторного использования топлива с одновременным постепенным переходом на воспроизводство ядерного топлива в быстрых реакторах, а также за счет закупок и производства урана в странах СНГ.

В качестве основных направлений увеличения производства природного урана на период до 2030 г. в Стратегии выделяются:

- развитие действующих и строящихся предприятий;
- строительство новых уранодобывающих предприятий;
- проведение значительного объема геолого-разведочных работ, оценка резервных и вновь выявляемых урановых месторождений для их ввода в эксплуатацию.

В числе основных проблем, затрудняющих реализацию существующих планов наращивания добычи природного урана, выделяют значительные финансовые затраты на реконструкцию действующих и строительство новых рудников и перерабатывающих предприятий, невысокое качество сырьевой базы урана, недостаточное обеспечение кадрами [3]. Ведется активная работа по привлечению в уранодобывающую отрасль стратегических инвесторов**.

Однако можно ли говорить о готовности уранодобывающей отрасли к принятию частных инвестиций?

Представляется, что чрезвычайная сложность правового регулирования и существующие административные барьеры*** могут являться серьезными препятствиями реализации планов по привлечению инвестиций для развития уранодобывающей отрасли.

Целевое назначение и специфика уранового сырья определяют комплексный характер правового регулирования указанной отрасли: природоресурсное законодательст-

* В соответствии с Годовым отчетом Госкорпорации "Росатом" объем добычи урана в 2009 г. по сравнению с 2008 г. увеличился на 25,4 %.

** Привалова М. Атомный ренессанс за счет частных инвестиций // Финанс.ру. 26.06.2008. Доступно на: <http://www.finam.ru/analysis/forecasts00BA9/default.asp>.

*** К примеру, деятельность в сфере разведки и добычи урановых руд связана с принятием решений рядом органов исполнительной власти (например, Правительство РФ, МПР России, Роснедра, Ростехнадзор, ФАС России), а также Президента РФ и Государственной корпорации по атомной энергии "Росатом" как органа управления использованием атомной энергии.

во регулирует особенности добычи природного урана как радиоактивного вещества и стратегического полезного ископаемого; законодательство об использовании атомной энергии устанавливает требования к обороту ядерных материалов и правоспособности лиц, осуществляющих его добычу и переработку; стратегический характер уранодобывающих предприятий определяет особенности правового регулирования иностранных инвестиций в указанную отрасль.

В условиях не увязанных друг с другом нормативных актов в сфере добычи урана, когда регулятивные барьеры не просто дублируют друг друга, а создают "кумулятивный эффект", совершенствование правового регулирования деятельности по разведке и добыче урановых руд требует соблюдения ряда необходимых условий для обеспечения притока инвестиций в уранодобывающую отрасль, основные из которых рассматриваются ниже.

Необходимость в упрощении процедуры предоставления прав пользования недрами в отношении урановых месторождений.

В соответствии со ст. 2.1 Закона РФ "О недрах" участки недр, содержащие месторождения и проявления урана, отнесены к участкам недр федерального значения, что является источником возникновения ряда проблем как в практической плоскости, так и в сфере правового регулирования.

Так, Закон РФ "О недрах" предусматривает, что участок недр приобретает федеральное значение в случае соответствия установленным законом критериям. При этом включение в предусмотренный законом перечень участков недр федерального значения имеет исключительно информационное, но не правоустанавливающее значение. Однако информационное значение указанного перечня весьма сомнительно. Поскольку указанный перечень носит открытый характер и отсутствие участка недр в перечне не означает отсутствие статуса участка недр федерального значения, выявление факта наличия такого статуса возможно даже на поздних стадиях реализации проекта. Более того, даже если участок недр перестал соответствовать измененным критериям участка недр федерального значения, в соответствии с законодательством такой участок формально сохраняет данный статус.

Еще один вопрос касается порядка принятия решений о предоставлении права пользования участками недр, содержащими месторождения и проявления урана. В соответствии со ст. 13.1 Закона РФ "О недрах" решения о проведении конкурсов или аукционов на право пользования участками недр федерального значения, о составе и порядке работы конкурсных или аукционных комиссий и определение порядка и условий проведения таких конкурсов или аукционов, а также решения об утверждении результата конкурса или аукциона на право пользования участком недр федерального значения принимаются Правительством РФ. При этом, поскольку законодательством не определен порядок принятия таких решений, в этом вопросе Правитель-

ство РФ получило широкие возможности их принятия по собственному усмотрению, следствием чего стал фактический паралич с 2008 г. процесса лицензирования участков недр федерального значения. Проведение конкурсов и аукционов возобновилось только в 2010 г., и назвать этот процесс налаженным явно преждевременно.

Интересно, что в п. 9.1 "Положения о порядке лицензирования пользования недрами" сохранилась норма, согласно которой пользователями недр (владельцами лицензий) для добычи радиоактивного сырья могут быть только российские государственные предприятия. В 2000 г. аналогичное правило было исключено из Закона РФ "О недрах", но Положение о лицензировании бережно сохранило это требование в отношении недропользователей*.

Необходимость дифференциации требований в области обращения с ядерными материалами и эксплуатации ядерных установок с учетом степени ядерной опасности различных их видов, в том числе либерализации в отношении добычи и первичной переработки урановых руд.

Особенности правового регулирования добычи урана во многом связаны с особым статусом ядерных материалов, под которыми в законодательстве понимаются материалы, содержащие или способные воспроизвести делящиеся (расщепляющиеся) ядерные вещества (Федеральный закон от 21.11.1995 г. № 170-ФЗ "Об использовании атомной энергии" // СЗ РФ. – 1995. – № 48. – Ст. 4552).

Как ясно из приведенного определения, законодатель не дал точного ответа на вопрос, относится ли к ядерным материалам урановая руда. Специальным нормативным актом** Правительство РФ утвердило перечень подлежащих государственному учету и контролю ядерных материалов и специальных неядерных материалов, который включает "уран (за исключением урана, содержащегося в руде)". Но означает ли данное исключение, что урановая руда не является ядерным материалом, или предполагается, что урановая руда просто исключена из сферы государственного учета и контроля, оставаясь ядерным материалом?

Например, в опубликованном на русском языке тексте "Конвенции о физической защите ядерного материала" (Вена, 26.10.1979 // Ведомости ВС СССР. – 1987. – № 18. – Ст. 239) под ядерным материалом понимается "плутоний, за исключением плутония с концентрацией изотопов, превышающей 80 % по плутонию-238, уран-233, уран, обогащенный изотопами уран-235 или уран-233, уран, содержащий смесь изотопов, встречающихся в природе в форме, отличной от руды или рудных остатков, и любой материал, содержащий один из вышеназванных элементов или более". Однако определение ядерных материалов на русском языке в части отнесения к ним урановой руды отличается от англоязычного определения (по-видимому, из-за некорректной пунктуации), поскольку из англоязычного текста следует, что урановая руда и рудные остатки не являются

* Примечательно, что все отечественные недропользователи давно не являются государственными предприятиями, причем крупнейшее в стране Приаргунское производственное горно-химическое объединение было акционировано в 1993 г., т.е. с 1993 г. лицензирующие органы вынуждены оформлять лицензии на добычу урана с нарушением требований Положения о лицензировании (а до 2000 г. – в нарушение Закона РФ "О недрах"), поскольку буквальное применение указанных норм могло бы парализовать добычу урана в России.

** Постановление Правительства РФ от 06.05.2008 г. № 352 "Об утверждении Положения о системе государственного учета и контроля ядерных материалов" // СЗ РФ. – 2008. – № 19. – Ст. 2188.

ядерными материалами, а природный уран (содержащий 0,711 % изотопа U^{235}) в иной (отличной от руды) форме является.

Отнесение урановой руды к ядерным материалам имеет существенное практическое значение для возможности ввода в эксплуатацию уранодобывающих предприятий ограниченного технологического цикла, включающего только добычу урановых руд. Существующие в России уранодобывающие предприятия подвергают урановую руду первичной переработке с получением закиси-оксида урана, которая имеет форму, отличную от руды, и относится к ядерным материалам. Соответственно такие недропользователи осуществляют обращение с ядерными материалами и обязаны соблюдать соответствующие процедуры.

Другой важнейшей сферой правового регулирования является эксплуатация ядерных установок. Законодательное определение "ядерной установки" довольно обширно и сводится к тому, что ядерными установками являются любые содержащие ядерные материалы сооружения, комплексы, установки для производства, использования, переработки, транспортирования ядерного топлива и ядерных материалов (в том числе любой промышленный объект, на котором осуществляются добыча и переработка урана).

При этом представляется неправильным, что законодатель упускает необходимость дифференциации средств правового регулирования в зависимости от типа ядерных материалов и ядерных установок. Поскольку природный уран качественно отличается от обогащенного урана и изделий на его основе, не способен к цепной реакции и выделению энергии и, таким образом, имеет существенно более низкий потенциал ядерной опасности, логично, что необходимые и целесообразные в отношении атомных электростанций меры явно излишни в отношении горно-добывающих и горно-химических производств.

Хорошим примером служит международное атомное право, которое, по сути, устанавливает три основных критерия для отнесения объекта к категории "ядерная установка". Во-первых, ядерная установка должна содержать в себе ядерные материалы и перестает быть такой, когда ядерные материалы удаляются из нее. Во-вторых, в ядерных установках должны "обрабатываться, использоваться, подвергаться физическому манипулированию, храниться или захораниваться радиоактивные материалы в таких масштабах, при которых требуется учитывать фактор безопасности". В-третьих, "к ядерным установкам главным образом относятся те установки, на которых запас энергии или энергия, произведенная в определенных условиях, может потенциально привести к выбросу радиоактивного материала с отведенного для него места с риском последующего радиационного облучения населения"

Необходимость отказа от системы дублирующегося лицензирования и контроля (принятия государственными органами решений, дублирующих выданные лицензии) и замена постадийного лицензирования жизненного цикла ядерной установки на единое лицензи-

рование с осуществлением в процессе эксплуатации объекта текущего контроля.

Лицензирование деятельности в области использования атомной энергии осуществляет Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор). При этом интересы уранодобывающих предприятий непосредственно затрагиваются двумя из семи позиций, содержащихся в перечне видов деятельности, подлежащих лицензированию**.

Каждый из семи лицензируемых видов деятельности в области использования атомной энергии группирует взаимосвязанные операции. Так, первый лицензируемый вид деятельности объединяет 4 операции: размещение, сооружение, эксплуатацию и вывод из эксплуатации ядерных установок, радиационных источников и пунктов хранения ядерных материалов и радиоактивных веществ, хранилищ радиоактивных отходов. Вполне логичным представляется следующее толкование указанной нормы: предприятие, намеренное разместить, соорудить и эксплуатировать ядерную установку, а по истечению срока службы – вывести ее из эксплуатации, должно получить одну лицензию на данный единый вид деятельности. При переходе от одной стадии жизненного цикла объекта использования атомной энергии к другой Ростехнадзор может осуществлять текущий контроль за соблюдением выданной лицензии, а не выдавать отдельную лицензию на каждое следующее действие. Государственный контроль на стадиях перехода к сооружению ядерной установки и к ее эксплуатации обеспечивается в рамках градостроительного законодательства путем осуществления государственной экспертизы проектной документации, выдачи разрешения на строительство, оценки соответствия объекта проектной документации органами Ростехнадзора и выдачи разрешения на ввод ядерной установки в эксплуатацию.

Вместе с тем на практике лицензирующий орган в качестве отдельного объекта лицензирования выделяет каждую операцию, включенную перечнем в один лицензируемый вид деятельности. Любое юридическое лицо, имеющее лицензию на право пользования недрами и намеренное приступить к добыче урановых руд, должно последовательно получить в Ростехнадзоре лицензию на размещение ядерной установки (добычного и перерабатывающего комплекса), лицензию на сооружение ядерной установки, лицензию на эксплуатацию ядерной установки, а по исчерпанию месторождения – лицензию на вывод ядерной установки из эксплуатации.

Более того, недропользователю понадобится получить лицензию на обращение с ядерными материалами и, как правило, лицензию на обращение с радиоактивными отходами, образующимися в ходе недропользования. Таким образом, недропользователь вынужден минимум 6 (!) раз обращаться в Ростехнадзор для получения различных лицензий в отношении одного объекта использования атомной энергии, каждый раз предоставляя лицензирующему органу результаты государственной экологической экспертизы.

* Михайлов М.В. О лицензировании ядерной деятельности / М.В.Михайлов, А.Г.Новиков. Доступно на: <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=1278>.

** Постановление Правительства РФ от 14.07.1997 г. № 865 "Об утверждении Положения о лицензировании деятельности в области использования атомной энергии" // СЗ РФ. – 1997. – № 29. – Ст. 3528.

Неочевидно, что лицензирование каждой стадии жизненного цикла ядерной установки горно-добывающего предприятия позволяет существенно повысить ее безопасность, но совершенно ясно приводит к значительному увеличению административной нагрузки.

В качестве примера очевидного регулирующего дублирования можно привести следующий факт. При эксплуатации ядерной установки недропользователь неизбежно осуществляет обращение с ядерным материалом – природным ураном, производство которого является целью его деятельности. Однако, несмотря на то, что, оценивая безопасность эксплуатации ядерной установки, Ростехнадзор неизбежно оценивает и безопасность обращения с ядерными материалами, наличие лицензии на эксплуатацию ядерной установки не освобождает недропользователя от необходимости получения лицензии на обращение с ядерными материалами.

Необходимость принятия подзаконных актов, предусмотренных законодательством об использовании атомной энергии*, и приведения ранее принятых нормативных актов в соответствие с произошедшими изменениями в законодательстве.

Для сооружения производственного комплекса по добыче и первичной переработке урановых руд, рассматриваемого законодательством об использовании атомной энергии в качестве ядерной установки, недропользователю необходимо получить две лицензии в Ростехнадзоре, а также разрешение на строительство в соответствии с градостроительным законодательством. Однако указанных документов может оказаться недостаточно для того, чтобы недропользователь мог приступить к строительству производственных объектов на предоставленном ему участке.

В соответствии с ФЗ "О использовании атомной энергии" (ст. 28) решение о сооружении ядерных установок, находящихся в федеральной собственности, либо имеющих федеральное или межрегиональное значение, либо размещаемых и сооружаемых на территориях закрытых административно-территориальных образований, принимаются Правительством РФ. Порядок принятия таких решений, а также решений об отнесении (порядке отнесения) ядерных установок к объектам, имеющим федеральное или межрегиональное значение, также утверждается Правительством РФ.

Однако поскольку вопросы отнесения ядерных установок к объектам федерального или межрегионального значения, а также о порядке принятия решений о размещении установок, не имеющих такого значения, все еще остаются не урегулированными, определить, какие частные ядерные установки имеют федеральное значение, на практике не представляется возможным.

Правительством РФ утверждены Правила принятия решений о размещении и сооружении ядерных установок, радиационных источников и пунктов хранения** (далее – Правила), действующая редакция которых не учитывает изменения законодательства об атомной энергии 2007 г., предусматривающие возможность нахождения ядерных установок в частной собственности.

В соответствии с Правилами все объекты использования ядерной энергии разделяются на: (1) объекты в виде ядерных установок, радиационных источников и пунктов хранения, находящиеся в федеральной собственности либо имеющие федеральное или межрегиональное значение, либо размещаемые и сооружаемые на территории закрытых административно-территориальных образований; (2) объекты в виде пунктов хранения радиационных источников, имеющие региональное значение; (3) объекты в виде радиационных источников, имеющие местное значение.

Следует отметить, что упомянутый выше ФЗ "О использовании атомной энергии" не ограничивает состав объектов использования атомной энергии только этими тремя категориями (хотя и упоминает прямо только их).

Таким образом, поскольку Правилами не предусмотрено на категорию "ядерных установок частного значения", может быть сделан вывод, что любая ядерная установка будет признаваться имеющей федеральное значение, пока Правительство РФ не установит критерии отнесения их к объектам "федерального значения" и не разграничит порядок принятия решений о размещении частных ядерных установок в зависимости от их значения***. Вероятнее всего, контролирующие органы займут позицию, в соответствии с которой решение о сооружении и месте размещения недропользователем частного объекта по добыче урана может принять только Правительство РФ, что вряд ли можно признать логичным.

Остается надеяться, что Правительство РФ не будет устанавливать дополнительные административные барьеры в отношении порядка размещения частных ядерных установок, используемых для добычи и первичной переработки урановых руд, так как де-факто решение о размещении такой ядерной установки принимается на стадии правительственного утверждения результатов аукциона или конкурса на предоставление права пользования соответствующим участком недр федерального значения.

Другим требованием к получению недропользователем лицензии на размещение, сооружение и эксплуатацию ядерной установки является подтверждение факта признания соответствующим органом управления использованием атомной энергии пригодности заявителя эксплуатировать ядерную установку****. В соответствии с п. 20 ст. 7 ФЗ о Госкор-

* В соответствии со ст. 28 Федерального закона от 21.11.1995 г. № 170-ФЗ "Об использовании атомной энергии".

** Постановление Правительства РФ от 14.03.1997 г. № 306 "О Правилах принятия решений о размещении и сооружении ядерных установок, радиационных источников и пунктов хранения" // СЗ РФ. – 1997. – № 12. – Ст. 1442.

*** Вопросом является и целесообразность применения Правил, основное содержание которых составляет перечень мероприятий по подготовке документов, необходимых для обоснования решения – компиляция норм градостроительного законодательства по состоянию на момент разработки Правил, которые в существенной части противоречат Градостроительному кодексу РФ (например, предусматривают подготовку и государственную экспертизу градостроительной документации, формы которой упразднены специальным законодательством).

**** Ст. 32 ФЗ "О использовании атомной энергии", п. 12 Положения о лицензировании деятельности в области использования атомной энергии.

порации "Росатом"^{*} принятие решения о признании организации, пригодной эксплуатировать ядерную установку, радиационный источник или пункт хранения и осуществлять деятельность по размещению, проектированию, сооружению, эксплуатации и выводу из эксплуатации ядерной установки, радиационного источника или пункта хранения, а также о деятельности по обращению с ядерными материалами и радиоактивными веществами возложено на Госкорпорацию "Росатом".

При осуществлении указанного полномочия Госкорпорация руководствуется Положением о признании организации пригодной эксплуатировать ядерную установку^{**}, в соответствии с которым осуществляется проверка претендента, основным содержанием которой является контроль выполнения претендентом требований безопасности при размещении, сооружении, эксплуатации ядерной установки, что содержательно практически полностью дублирует функцию по лицензированию размещения, сооружения и эксплуатации ядерной установки, осуществляемую Ростехнадзором.

Необходимость либерализации порядка допуска иностранных инвесторов в уранодобывающую отрасль.

Добывающие уран предприятия-недропользователи помимо многочисленных лицензий, разрешений и согласований для осуществления своей деятельности нуждаются в инвестициях. Привлечение инвестиций, особенно иностранных, в сферу добычи урана в Российской Федерации в настоящий момент также является объектом существенных ограничений и строгого регулирования со стороны государства.

Закон РФ "О недрах" предусматривает, что право пользования участком недр федерального значения может приобрести только российское юридическое лицо. При этом Правительство РФ вправе установить дополнительные ограничения по допуску лица с участием иностранного инвестора к конкурсу или аукциону на право пользования таким участком.

В соответствии с ФЗ "О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства"^{***} в России действует разрешительный порядок совершения сделок по установлению контроля иностранного инвестора (группы лиц) над хозяйственными обществами, осуществляющими деятельность по геологическому изучению недр и (или) разведке и добыче полезных ископаемых на участках недр федерального значения. Совершение сделок, в результате которых иностранный инвестор приобретает контроль над стратегическим хозяйственным обществом, требует предварительного согласования уполномоченного органа, функции

которого выполняет Федеральная антимонопольная служба России.

Поскольку месторождения и рудопроявления урана отнесены к участкам недр федерального значения, под контролем иностранного инвестора (или группы лиц) над хозяйственным обществом, осуществляющим добычу урана, понимается возможность иностранного инвестора (или группы лиц) прямо или косвенно распоряжаться 10 % и более общего числа голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставный капитал такого хозяйственного общества.

Например, при определении контроля иностранного инвестора над хозяйственными обществами, осуществляющими производство ядерных вооружений, ядерного топлива и эксплуатацию АЭС, порог владения составляет 50 % и более голосов. Это заставляет задуматься о том, какие же угрозы обороне страны и безопасности государства законодатель мог увидеть в деятельности по добыче урана, настолько ограничив возможность привлечения иностранных инвестиций в этот сектор экономики? Очевидно, что уровень угроз от контроля иностранного инвестора в отношении ядерного реактора несопоставимо выше, чем в отношении уранодобывающего предприятия, и с точки зрения ядерной безопасности, и с точки зрения ограничений утечки ноу-хау в области высоких технологий.

На практике государство обладает массой рычагов воздействия на недропользователя, несмотря на состав его участников. Под угрозой аннулирования лицензии недропользователь не может произвольно прекратить недропользование и не вправе осуществить вывоз добытого урана из страны без лицензии Федеральной службы по техническому и экспортному контролю. Гипотетический же риск того, что недропользователь может отказаться от поставок урана отечественным предприятиям атомной отрасли, может быть эффективно устранен установлением преимущественного права государства на выкуп продукции недропользования по рыночной цене (как это предусмотрено, например, в Казахстане).

Таким образом, несмотря на существенную либерализацию государственного регулирования в сфере добычи урана и деятельности атомной отрасли в целом, проведенную в последние годы, вопрос поиска баланса между интересами инвестора и обеспечением должного государственного контроля все еще остается открытым.

Имеющийся сегодня перекос в сторону "зарегулированности" допуска к добыче урана отнюдь не способствует привлечению частного капитала в разведку его месторождений и добычу, что необходимо для ликвидации угрозы сырьевого дефицита отечественной атомной отрасли. Первоочередным шагом в направлении модернизации право-

^{*} Федеральный закон от 01.12.2007 г. № 317-ФЗ "О Государственной корпорации по атомной энергии "Росатом" // СЗ РФ. – 2007. – № 49. – Ст. 6078.

^{**} Постановление Правительства РФ от 17.02.2011 г. № 88 "Об утверждении Положения о признании организации пригодной эксплуатировать ядерную установку, радиационный источник или пункт хранения и осуществлять собственными силами или с привлечением других организаций деятельность по размещению, проектированию, сооружению, эксплуатации и выводу из эксплуатации ядерной установки, радиационного источника или пункта хранения, а также деятельность по обращению с ядерными материалами и радиоактивными веществами" // СЗ РФ. – 2011. – № 9. – Ст. 1248.

^{***} Федеральный закон от 29.04.2008 г. № 57-ФЗ "О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства" // СЗ РФ. – 2008. – № 18. – Ст. 1940.

вого регулирования добычи урана необходимо считать устранение неопределенности в решении вопроса о размещении объектов, связанных с добычей урановых руд на территории Российской Федерации. Следующим шагом должен стать комплекс мер, направленных на снижение регулирующей нагрузки, включающей устранение дублирующих административных ограничений и их дифференциацию с учетом степени потенциальных угроз, связанных с осуществлением различных видов деятельности в сфере использования атомной энергии.

Литература

1. Наумов С.С. Сырьевая база урана. Положение России на мировом рынке урана: реалии и перспективы // Горный журнал. – 1999. – № 12. – С. 12.
2. ФЦП "Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 годы и на перспективу до 2015 го-

да", "Развитие и реконструкция производственных мощностей организаций ядерного топливного цикла", утв. Постановлением Правительства РФ от 06.10.2006 № 605 // СЗ РФ. – 2006. – № 42. – Ст. 4380.

3. Бойцов А.В. Состояние и перспективы развития мировой уранодобывающей промышленности / А.В.Бойцов, В.С.Басов, Н.В.Путивцева // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2008. – № 6. – С. 80-87.

© М.Г.Дорaeв, И.В.Суздaлев, 2011

Дорaeв Мерген Германович,
doraev.m.g@armz.ru

Суздaлев Иван Валериевич,
Suzdalev.i.v@armz.ru

SOME REGULATORY ISSUES OF NATURAL URANIUM MINING IN THE RUSSIAN FEDERATION

M.G. Dorayev, I.V. Suzdalev (ОАО Atomredmetzoloto, Moscow)

Regulatory issues of uranium ore mining in the Russian Federation are analyzed. Problems are discussed concerning the attraction of investment to the development of the uranium mining sector; and proposals are given on changes to existing legislation.

Key words: licensing; natural uranium; mining; subsoil areas of federal significance; nuclear facilities.



Научно-практическая конференция
памяти Анатолия Ивановича Кривцова

24-25 мая 2011 г.
Москва, ФГУП ЦНИГРИ

Научно-методические основы прогноза поисков и оценки месторождений твердых полезных ископаемых – состояние и перспективы

Место проведения: ЦНИГРИ, 117545 Москва, Варшавское шоссе, 129, корп. 1

В соответствии с приказом Федерального агентства по недропользованию от 08.12.2010 г. № 1487 Центральный научно-исследовательский геологоразведочный институт цветных и благородных металлов (ЦНИГРИ) проводит научно-практическую конференцию «Научно-методические основы прогноза, поисков и оценки месторождений твердых полезных ископаемых – состояние и перспективы».

При поддержке:

Федерального агентства по недропользованию (Роснедра), Российской академии наук (РАН), Российского геологического общества (РосГео) и Российской академии естественных наук (РАЕН).

Цель конференции – повышение эффективности реализации положений «Стратегии развития геологической отрасли до 2030 года».

Тематика конференции:

- принципы планирования и реализации федеральных ГРП;
- научно-методические основы, методы и методики геологических, геохимических, геофизических исследований для прогноза, поисков и оценки месторождений;
- использование комплексных моделей месторождений для целей прогноза, поисков, оценки и разведки;
- оптимизация и координация работ по научно-методическому обеспечению и сопровождению федеральных ГРП;
- обобщение передового опыта проведения ГРП по воспроизводству и использованию минерально-сырьевой базы России;
- разработка и реализация инновационных технологий ГРП.

Для участия в конференции приглашаются представители геологических, горно-геологических, горно-добывающих организаций и предприятий; отраслевых научно-исследовательских, академических и образовательных институтов. Планируются устные и стендовые доклады.

Регистрационная форма и тезисы докладов принимаются по e-mail: market@tsnigri.ru, uchsek@tsnigri.ru
Для справок: тел/факс: (495) 315-43-47, тел: (495) 313-18-18



10-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ
АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА СТРАН СНГ

RAO / CIS OFFSHORE 2011

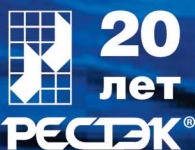
13–16 СЕНТЯБРЯ, САНКТ-ПЕТЕРБУРГ



ЭКСКЛЮЗИВНЫЙ СПОНСОР:



ГЕНЕРАЛЬНЫЕ СПОНСОРЫ:



СЕКРЕТАРИАТ:

тел.: (812) 320 9660, e-mail: rao@restec.ru

<http://www.rao-offshore.ru>

УДК 553.98:550.812:622.324

ООО "Петромир": от геологоразведки до переработки углеводородов

П.Н.Фонин (ООО "Петромир", Москва)

Рассматриваются состояние и перспективы развития геолого-разведочных работ (ГРР), выполняемых ООО "Петромир" в Иркутской области, состояние сырьевой базы углеводородов компании. Приводятся данные о выполненных компанией сейсморазведочных и буровых работах, перспективах выявления новых месторождений, планах проведения ГРР на 2011 г. и стратегии развития ГРР до 2020 г. Отмечается необходимость государственной поддержки при реализации приоритетных проектов компаний нефтегазового комплекса в Восточной Сибири.

Ключевые слова: ООО "Петромир"; геолого-разведочные работы; сейсморазведка; бурение; углеводороды; месторождения; планы; стратегия; государственная поддержка.



Петр Николаевич ФОНИН,
генеральный директор

Формирование новых крупных центров нефтегазового комплекса (НГК) в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке становится все более важной государственной задачей, решение которой должно обеспечить не только социально-экономическое развитие востока страны и энергетическую безопасность России, но и реализацию российских геополитических интересов в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР).

В последние годы в Восточной Сибири отмечается значительное увеличение добычи нефти и газа, открыты новые месторождения углеводородов (УВ). Основная причина, сдерживающая развитие здесь нефтегазовой промышленности, – отсутствие перерабатывающих и недостаточность транспортных мощностей.

Большинство месторождений УВ Восточной Сибири являются комплексными, а в свободных газах содержатся значительные концентрации этана, пропана, бутанов, а также гелия, что предполагает организацию на российской территории перерабатывающих производств, подземных хранилищ газа и гелиевого концентрата, создание инфраструктуры трубопроводного транспорта, развития железнодорожных и морских терминалов.

Геолого-разведочные работы и сырьевая база

Приоритетная задача долгосрочного устойчивого развития НГК России – расширение минерально-сырьевой базы (МСБ) УВ путем интенсификации и повышения эффективности геолого-разведочных работ (ГРР). Главные регионы перспективных открытий – Восточная Сибирь и шельфы дальневосточных и арктических морей.

Традиционно считается, что только крупные компании имеют возможность инвестировать проведение ГРР на новых территориях, отдача от которых может быть получена лишь в долгосрочной перспективе. В последние годы в Восточной Сибири открыты новые месторождения УВ по результатам ГРР, выполненных ОАО "Роснефть", ОАО "Сургутнефтегаз" и ОАО "Газпром", при этом большинство компаний занимаются доразведкой месторождений, открытых еще в советское время.

Начиная с конца 1990-х гг. ООО "Петромир" инвестировало в проведение ГРР почти 3 млрд р., в результате чего на практически не изученных в геологическом отношении площадях были открыты два газоконденсатных месторождения (ГКМ), одно из которых – Ангари-Ленское – по объему запасов относится к уникальным.

Разведанные и предварительно оцененные на открытых компанией месторождениях запасы газа превышают 1,27 трлн м³, конденсата – 62 млн т.

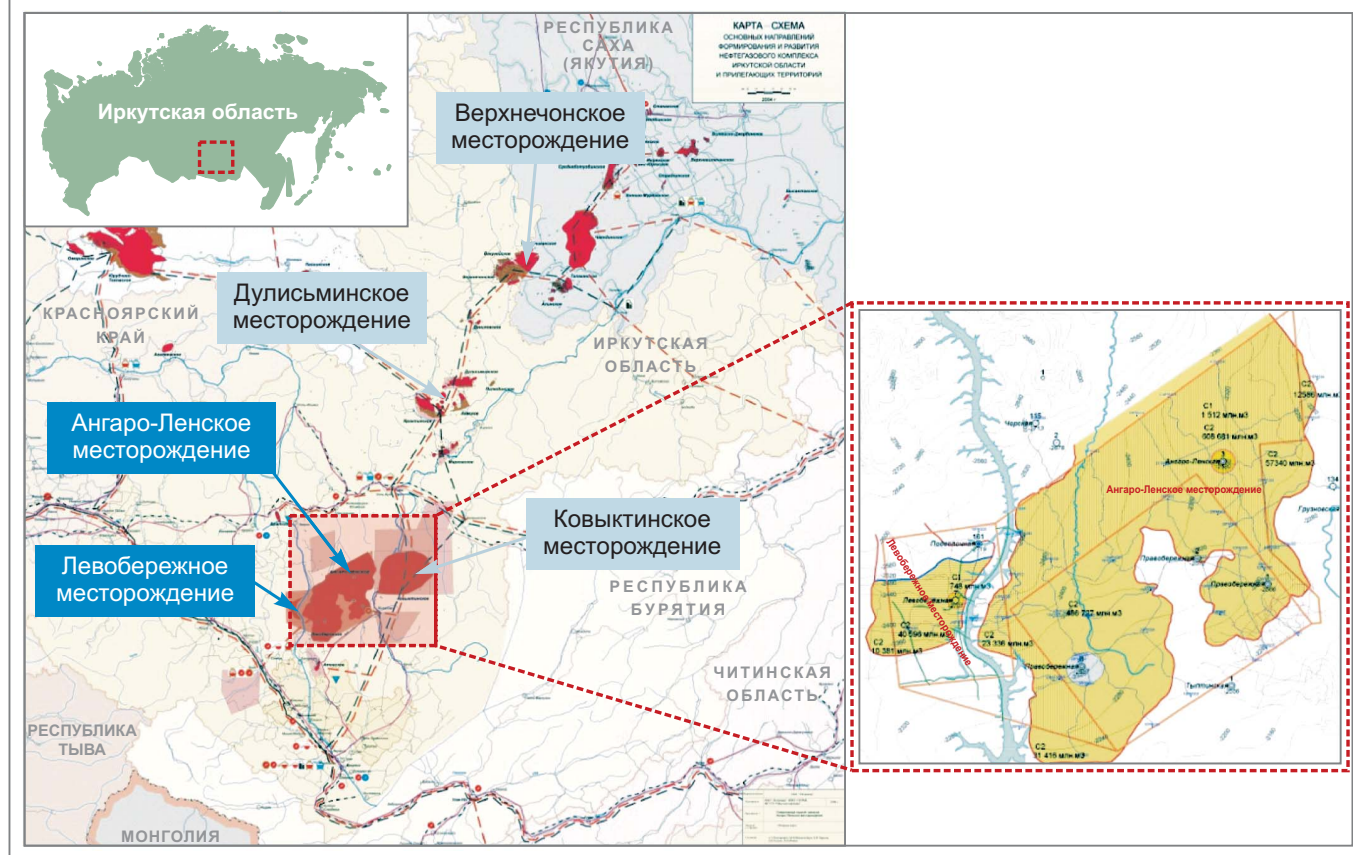
ООО "Петромир" выполняет ГРР в Иркутской области с 1999 г. Компания владеет тремя лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу УВ на Ангари-Ленском, Правобережном и Левобережном участках общей площадью 13,3 тыс. км² (рисунки).

Участки расположены в Ангари-Ленском междуречье на территориях Жигаловского, Балаганского и Усть-Удинского районов Иркутской области в 460 км севернее Иркутска. В тектоническом плане лицензионные участки находятся в пределах Ангари-Ленской ступени, представляющей собой моноклинал северозападного падения.

Гористая таежная местность, суровые климатические условия в значительной степени усложняют выполнение ГРР и увеличивает затраты на их проведение. Только последовательное проведение всего комплекса ГРР при их надлежащем научном обосновании могло дать результаты. Геолого-поисковые работы были выполнены компанией с большой эффективностью – практически каждая вторая скважина оказалась продуктивной.

Важное условие, которое входит в число приоритетов деятельности ООО "Петромир", – необходимость в любой финансово-экономической ситуации выполнять весь комп-

Лицензионные участки ООО "Петромир" в Иркутской области



лекс исследований по экологическому мониторингу, а также проводить работы по инвентаризации текущего фоновому уровню загрязнения окружающей среды на территории осваиваемых месторождений. Строительство скважин осуществляется в соответствии с правилами и нормами по охране окружающей среды и оценке воздействия на окружающую среду. В обязательном порядке проводится рекультивация земель, нарушенных при строительстве скважин.

После 5 лет напряженной работы в 2004 г. компанией в отложениях базального горизонта было открыто Левобережное ГKM с запасами газа по категориям С₁+С₂ в объеме 41,3 млрд м³, а еще через 2 года, в 2006 г., в отложениях парфеновского горизонта – уникальное Ангаро-Ленское ГKM с запасами газа по категориям С₁+С₂ в объеме 1120,3 млрд м³ и извлекаемыми запасами конденсата – 56,7 млн т.

При испытании боханского горизонта в скважине № 7 на Левобережном месторождении был получен незначительный приток нефти, что позволило оценить ее извлекаемые ресурсы по категории С₃ в объеме 9,0 млн т.

Таким образом, в активе ООО "Петромир" имеются запасы и перспективные ресурсы газа, конденсата и нефти. Впереди дальнейшее проведение ГРП и освоение месторождений.

По состоянию на 01.01.2011 г. затраты ООО "Петромир" на все виды поисковых и разведочных работ составили 2856,4 млн р., в том числе на бурение – 2361,9 млн р., на геофизические работы – 417,9 млн р.

Только в 2010 г. выполнены и профинансированы ГРП на сумму 355,2 млн р. Сейсморазведкой отработано 62,4 км профилей, закончена испытанием скважина № 4 на Левобережном участке, там же начата бурением скважина № 9; к работам 2011 г. подготовлено около 600 км сейсмопрофилей, начата подготовка площадок под буровые работы.

Обобщая полученные результаты, следует отметить, что к началу 2011 г. выполнен значительный объем геолого-геофизических исследований, которые и привели созданию современной сырьевой базы компании, в частности:

сейсморазведкой МОГТ 2D отработано 2112 км сейсмопрофилей;

переобработаны и переинтерпретированы материалы по сейсмопрофилям общей протяженностью 4823 км;

переобработаны материалы гравимагнитной съемки на площади 13352 км²;

отработаны 1563 физические точки электроразведочных наблюдений.

Кроме того, закончены строительством (бурение и испытание) 5 поисковых и 2 разведочные скважины, скважина № 9 Левобережная находится в бурении с забоем 1885 м. Общий объем поисково-разведочного бурения составил 2550 м. Средняя глубина законченных строительством скважин – 3382 м.

Научно-исследовательские и проектные работы выполнены на сумму 76,6 млн р.

Полученные при проведении поисковых работ данные позволили в определенной мере изучить геологическое

строение огромной, малоизученной и сложнопостроенной территории, определить перспективы нефтегазоносности древнейших отложений осадочного чехла от ордовика до архей-протерозойского фундамента и наметить дальнейшие направления работ.

Основные перспективы нефтегазоносности связаны с отложениями терригенного комплекса венда, где продуктивными являются парфеновский, шамановский, боханский и базальный горизонты. Основной тип ловушек – литолого-структурный.

Площадь распространения залежей контролируется в основном фильтрационно-емкостными свойствами песчаных линз, прогноз выявления которых геолого-геофизическими методами в настоящее время не дает однозначных результатов.

При проведении сейсморазведочных исследований на ряде профилей отмечены аномалии, предположительно указывающие на наличие органогенных построек, изучение которых геофизикой и бурением является одной из задач компании на перспективу.

Планирование геолого-разведочных работ на 2011 г.

На 2011 г. ООО "Петромир" предусматривает продолжение геофизических и буровых работ по разведке месторождений и уменьшению задолженности по выполнению лицензионных соглашений.

На основе анализа данных бурения и результатов сейсморазведочных исследований МОГТ 2D (планируемый объем – 1887 км) будут сделан прогноз условий седиментации осадков в венд-кембрийское время, установлены параметры приоритетного формирования улучшенных кол-

лекторов, сформированных речными, дельтовыми и шельфовыми отложениями в условиях палеоподнятий, существовавших в венде и нижнем кембрии. Предполагается также выделение зон возможного развития органогенных образований.

Планируется окончить строительство (бурение и испытание) трех разведочных скважин и заложить три новые. Кроме того, на двух скважинах начнется строительство вторых стволов с горизонтальными участками в продуктивных горизонтах.

Продолжатся работы по экологическому мониторингу, рекультивации земель, научно-исследовательские и проектные работы.

С учетом имеющейся геолого-геофизической информации выполненные в 2011 г. объемы ГРП с большой вероятностью позволят перевести предварительно оцененные запасы газа (по категории C_2) в категорию разведанных (C_1) в объеме 20-25 млрд m^3 .

Для обеспечения высокой эффективности работ ООО "Петромир" привлекает организации и специалистов из других регионов России. Основные объемы работ по всему спектру поисково-разведочных исследований выполняют свыше 20 сервисных, инжиниринговых, научно-исследовательских организаций из Иркутска, Москвы, Новосибирска, Самары, Твери, Тюмени, Ханты-Мансийска, Ярославля и других городов страны.

Стратегия развития геолого-разведочных работ

По мере развития ГРП и постановки на баланс новых запасов УВ компанией прорабатываются планы эффективного освоения сырьевой базы, согласующиеся с утвержден-



ными правительственными документами ("Энергетической стратегией России на период до 2030 года", "Стратегией социально-экономического развития Сибири" и др.). Планы компании учитывают перспективы внутреннего и внешнего рынков энергоносителей и продукции глубокой переработки УВ, параметры социально-экономического развития Восточной Сибири.

Один из приоритетов бизнес-стратегии ООО "Петромир" – обеспечение согласованной деятельности с другими компаниями, работающими в Восточной Сибири (в первую очередь ОАО "Газпром", ОАО "НК "Роснефть", ТНК-ВР, ООО "Иркутская нефтяная компания") для реализации геополитических и экономических интересов России в АТР.

Согласно лицензионным соглашениям добыча на Правобережном и Левобережном месторождениях должна начаться в 2016 г., Ангара-Ленском – в 2018 г. Однако в планах ООО "Петромир" намечено приступить к промышленному освоению гораздо раньше. Первые продажи УВ-сырья запланированы уже на 2014 г. Речь идет пока о внутреннем рынке сбыта. Экспортные поставки природного газа, конденсата, полиолефинов, а возможно, и электроэнергии могут быть организованы после 2018 г.

Подготовленная и перспективная сырьевая база на лицензионных участках компании в состоянии обеспечить ежегодную добычу газа в объеме до 30 млрд м³, конденсата – до 2 млн т.

Сырьевая база ООО "Петромир" в целом соответствует специфике большинства ГКМ Восточной Сибири и заключается в комплексном характере УВ, в которых наряду с метаном имеются до 10 % C₂-C₄ и 60 г/м³ конденсата, что создает хорошие возможности для развития нефтегазохимии.

Географическое положение лицензионных блоков компании создает хорошие возможности для формирования комбинированных логистических схем поставок. Например, в дополнение к трубопроводным поставкам рассматривается поставка на внутренний рынок и экспорт партий сжиженного углеводородного газа (СУГ) и сжиженного природного газа (СПГ) по железной дороге.

В вопросах сбыта газа на внутренний рынок ООО "Петромир" в первую очередь ориентируется на "Восточную газовую программу", предусматривающую создание единой системы добычи, транспортировки и переработки газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Предполагается, что наряду с созданием центров добычи газа и единой системы его транспортировки будут синхронно развиваться газоперерабатывающие и нефтегазохимические производства, в том числе речь идет о мощностях по производству гелия и СПГ.

Существует два сценария ожидаемого увеличения спроса на газ в Восточной Сибири. По первому из них (целевому) потребление газа в регионе к 2020 г. вырастет до 9,1 млрд м³/год. Второй сценарий (оптимистический) предусматривает увеличение спроса до 15,4 млрд м³/год к 2020 г.

Что касается Иркутской области, то здесь прогнозы по росту потребления в первую очередь основываются на планах региональных властей по переводу ряда ТЭЦ и котельных с угля на газ, что станет возможным в рамках реализации программы газификации области. Кроме того, существуют планы и по строительству новых энергогенерирующих мощностей, работающих на газе. В настоящее время менее 2 % электроэнергии в регионе вырабатывается на газе, ожидается, что к 2015 г. этот показатель увеличится до 14 %.



Не менее перспективным выглядит и рынок экспортных поставок сибирского газа. "Восточная газовая программа" предусматривает, что к 2020 г. в страны АТР будет поставаться (без учета поставок по газопроводу "Алтай") не менее 25 млрд м³ газа/год по консервативному сценарию и до 50 млрд м³/год – по оптимистическому. Нет сомнения, что часть этих объемов будет добываться на месторождениях ООО "Петромир". При этом главная задача – развитие системы магистральных газопроводов.

В части глубокой переработки газа и конденсата, развития мощностей нефтегазохимических производств и электроэнергетики ООО "Петромир" планирует работать в тесном сотрудничестве с ведущими российскими и зарубежными концернами, в частности ОАО "Газпром", ОАО "СИБУР", ООО "ЕвроСибЭнерго", CNPC. Вместе с тем компания не исключает возможности строительства собственных нефте- и газохимических производств на территории Иркутской области. Кроме того, рассматривается перспектива строительства в регионе электростанций, работающих на газе.

Важность государственной поддержки

С учетом государственной значимости реализации приоритетных инвестиционных проектов ООО "Петромир" в Восточной Сибири необходима реализация системы мер государственной поддержки с использованием механизмов государственно-частного партнерства (ГЧП).

ООО "Петромир" планирует дальнейшее наращивание инвестиционной активности в регионе, однако для обеспечения конкурентоспособности высококапиталоемких долгосрочных проектов государство также должно помочь отечественным инвесторам. Российские нефтегазовые компании не ждут от государства финансовой поддержки своих проектов, но нуждаются в создании условий их эффективной работы, тем более что конкуренты – нефтегазовые компании стран АТР – в своих странах такой поддержкой активно пользуются.

Важное условие формирования благоприятного инвестиционного климата – создание организационных и инфраструктурных условий для реализации проектов. Организационно-правовые механизмы ГЧП предусматривают предоставление субвенций, субсидий, кредитование, а также прямое финансирование из федерального бюджета проведения ГРП, строительства объектов трубопроводного, автомобильного и железнодорожного транспорта, перерабатывающей, энергетической и социальной инфраструктур.

Необходимо введение налоговых и таможенных льгот на всех стадиях реализации проекта – от проведения ГРП

до начала промышленной эксплуатации. Для высокотехнологичного оборудования целесообразно установление ускоренной амортизации. При поставках СУГ, СПГ и продукции нефтегазохимии на российский и международные рынки следует установить специальные железнодорожные тарифы.

Освоение гелийсодержащих месторождений Восточной Сибири потребует развития гелиевой промышленности и строительства федеральных подземных хранилищ гелиевого концентрата за счет средств федерального бюджета и организации государственных закупок гелия. Развитие гелиевой промышленности должно осуществляться в рамках специальной федеральной программы, предусматривающей создание инфраструктуры выделения, транспортировки и хранения гелия, обеспечение поставок на международные рынки через единый экспортный канал, участие России в регулировании мирового рынка гелия.

В современных условиях усиления экономической и геополитической роли стран АТР в мире именно экономическое развитие восточных регионов России, в том числе за счет реализации крупных нефтегазовых проектов, позволит сохранить территориальную целостность страны и занять достойное место в новом международном порядке.

Важнейшая задача государства – поддержка российских компаний, обеспечивающих социально-экономическое развитие Восточной Сибири и Дальнего Востока, действующих на передовом рубеже международной конкуренции. ООО "Петромир" готово к встрече с новыми глобальными вызовами, работая на будущее России.

© П.Н.Фонин, 2011

Фонин Петр Николаевич,
foninpn@petromir.su

ООО PETROMIR: FROM EXPLORATION TO HYDROCARBON PROCESSING

P.N. Fonin (ООО Petromir, Moscow)

The current state and potentialities of exploration run by ООО Petromir in Irkutsk oblast and the company's hydrocarbon resource base are discussed. Information is given on seismic and drilling operations performed by the company, prospects for the discovery of new fields, 2011 exploration plans, and exploration development strategy until the year 2020. It is noted that the implementation of priority projects of companies of the oil and gas complex in Eastern Siberia should be supported by the state.

Key words: ООО Petromir; exploration; seismic survey; drilling; hydrocarbons; fields; plans; strategy; state backing.

УДК 553.493.5:546.65:382(6+5)

О ситуации на мировом рынке редкоземельных металлов

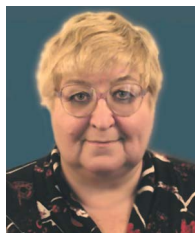
А.А.Кременецкий, Т.Ю.Усова (Институт минералогии, геохимии и кристаллохимии редких элементов, Москва)

Охарактеризовано кризисное состояние мирового рынка редкоземельных металлов, вызванное ограничением экспорта редкоземельных сырья и продукции из КНР, на которую приходится 97 % их производства. Названы причины, сдерживающие развитие редкоземельной промышленности в России и рассмотрены перспективные направления по ее организации и развитию минерально-сырьевой базы.

Ключевые слова: редкоземельные металлы; минерально-сырьевая база; производство; потребление; цены.



Александр Александрович КРЕМЕНЕЦКИЙ,
директор, доктор геолого-минералогических наук



Татьяна Юрьевна УСОВА,
ведущий научный сотрудник,
кандидат геолого-минералогических наук

В 2010 г. на мировом рынке редкоземельных металлов (РЗМ) сложилась крайне напряженная ситуация, вызванная резким сокращением экспортных квот в КНР, которая за последние 10 лет заняла практически монопольное положение в производстве и экспорте редкоземельного сырья и продукции, полученной на его основе. Сокращение поставок в 2010 г. на 72 % (в предшествующие 5 лет ежегодно на 6 %) вызвало рост цен, которые на многие оксиды РЗМ (РЗО)

только за полгода увеличились многократно и продолжают расти (таблица).

Мировое потребление РЗМ возрастает чрезвычайно быстро, и это закономерно. Три главных направления их использования – цифровые технологии, энергоэкономичность и экологическая безопасность – не оставляют сомнения, что этот рост будет продолжаться, даже несмотря на увеличение цен. Публикуемые прогнозы спроса на 2014-2015 гг. – 190 и 220 тыс. т РЗО соответственно – примерно в 1,5 раза превосходят их современное потребление и в 6-7 раз объем их использования в 1990 г. [1, 2]. Ежегодные темпы роста потребления в последние годы составляли 8-9 %, а для некоторых областей применения – 20-30 % в год.

Основные и быстро растущие области применения РЗМ связаны с производством:

никель-металл-гидридных аккумуляторов для гибридных автомобилей и электроники;

постоянных магнитов для турбин ветроэлектростанций (в одной турбине до 0,5 т РЗО), деталей автомобилей, персональных компьютеров, военной техники;

катализаторов для крекинга нефти и очистки выхлопных газов автомобилей;

полиритов для стекла и интегральных схем;

люминофоров для жидкокристаллических дисплеев и плазменных экранов;

Динамика цен на РЗО, фоб Китай (по данным Metal Pages и австралийской компании Lynas Corp.)*

Оксиды	Цены на оксиды РЗМ, дол/кг									Коэффициент роста, март 2011/июнь 2010
	Июнь 2005	Июнь 2006	Июнь 2007	Июнь 2008	Июнь 2009	Июнь 2010	Август 2010	Январь 2011	Март 2011	
Лантана	1,45	2,15	2,82	8,83	5,9	8,1	35	61	62–63	7,7
Церия	1,37	1,65	2,63	4,38	3,8	7	35	64	66–68	9,6
Неодима	6,05	11,07	31,15	32,88	14,5	37	63	100	103–106	2,8
Празеодима	7,55	10,7	30,37	32,61	14,5	37	61,5	99	102–105	2,8
Самария	2,6	2,4	3,12	4,8	4,75	3,4	30,4	57	60–62	12,7
Диспрозия	36,4	70,44	88,3	120,8	112	231	286	340	380–390	1,7
Европия	286,2	240	311	491	495	535	605	640	650–670	1,2
Тербия	300	434	575,4	740	360	520	620	630	640–660	1,25

* В цены 2010 г. включены таможенные тарифы: 25 % – для Eu, Tb, Dy, Y; 15 % – для остальных РЗМ.

конструкционной керамики, топливных элементов и керамических сверхпроводников;

продукции на основе нанотехнологии.

Рост использования РЗМ закономерно обусловлен уникальным строением их электронной оболочки и поэтому во многих высокотехнологичных областях применения они не имеют замены, а если замена и возможна, то только с резким ухудшением качества. Например, в традиционной области применения – каталитическом крекинге нефти – лантан не только продлевает жизнь катализатора, но увеличивает производительность крекингowej установки на 7 %, что равносильно возможному адекватному сокращению добычи нефти. В стоимостной оценке это выражается в том, что 500 млн дол., истраченных на лантан, обеспечивают 150 млрд дол. прибыли нефтеперерабатывающим заводам (оценка австралийской компании Lynas Corp.) [2]. Современный автомобиль буквально напичкан РЗМ, которые являются главными компонентами постоянных магнитов в электродвигателях и автомобильных каталитических конвертерах. Применение РЗМ обеспечивает существенное снижение массы автомобиля, что в свою очередь означает экономию топлива. Никель-металл-гидридные батареи, содержащие до 2-3 кг лантана или мишметалла (сплава цериевых РЗМ), позволили создать гибридные автомобили, производство которых быстро растет. Очень важная область применения РЗМ – военная техника, в которой РЗ-магниты незаменимы в производстве систем наведения и управления, смарт-бомб и ракет “Пэтриот”.

По запасам РЗМ Россия занимает второе место в мире после КНР. На Государственном балансе запасов полезных ископаемых числятся крупные и богатые редкими землями месторождения: Томторское в Республике Саха (Якутия) (8,5 % РЗО в руде), Чуктуконское в Красноярском крае (7,32 %), Катугинское с большой долей РЗМ иттриевой группы в Забайкальском крае [3]. Около 60 % запасов РЗМ связано с апатитами, из которых РЗМ могут извлекаться попутно в процессе их переработки на удобрения.

В 2000-х гг. за счет средств федерального бюджета систематически проводились геолого-разведочные работы (ГРП) на редкоземельных объектах, что позволило обеспечить прирост запасов и прогнозных ресурсов РЗМ. В качестве наиболее успешных результатов этих работ можно назвать утверждение запасов Чуктуконского месторождения, а также оценку прогнозных ресурсов на Карасугском месторождении РЗМ цериевой группы в Республике Тыва и Павловской площади с иттриевоземельным оруденением в Приморском крае.

Главные причины, сдерживающие развитие редкоземельной промышленности в России, – отсутствие производства конечной продукции и крупных и надежных ее потребителей, а также необходимость больших капиталовложений для освоения крупных месторождений РЗМ, что, очевидно, под силу только акционерному капиталу, рынок которого в России только начинает становление.

Единственное предприятие по добыче РЗ-сырья – Ловозерский ГОК – функционирует на грани банкротства, и производство на нем сокращается. Сырье и продукция на основе РЗМ иттриевой группы в России вообще не производятся. В стране практически отсутствуют мощности по разделению редкоземельных элементов (РЗЭ), тогда как

мировая промышленность во все возрастающих количествах использует именно индивидуальные компоненты. Крупные заводы по разделению РЗЭ и производству конечной продукции остались после распада СССР за пределами России – в Казахстане, Киргизии и Эстонии. Российские коммерческие структуры, в отличие от иностранных, почти не предпринимали никаких усилий к их приобретению хотя бы на условиях долевого участия.

В период перестройки экономики спрос на редкие земли в России сократился с 6 до 2-3 тыс. т РЗО, тогда как в КНР их использование составляет 50-75 тыс. т в год, в Японии – 20-25 тыс. т, в США – 10-12 тыс. т (без учета оффшорных предприятий американских компаний). Большинство видов высокотехнологичной продукции, содержащей РЗМ, в Россию импортируется, но это продукция уже с высокой добавленной стоимостью. Импортируются из КНР в качестве сырья и разные виды промежуточной РЗ-продукции для уцелевших высокотехнологичных производств. В России не были освоены многие области применения РЗМ, чрезвычайно активно развивавшиеся в последние годы за рубежом [4].

Таким образом, в России в настоящее время РЗ-промышленность находится в состоянии глубокого кризиса. Очевидно, что на будущее такое положение нетерпимо. При модернизации промышленности потребности в РЗМ возрастут, так как во многих наукоемких отраслях именно они являются ключевыми материалами для создания конкурентоспособной продукции. Прорывные инновационные технологии в КНР и Японии в большой степени обусловлены активизацией применения РЗМ, и те технологии, которые будут разрабатываться в Сколкове, судя по мировому опыту, также не смогут обойтись без этих металлов с их уникальными свойствами.

Вряд ли России, которая обладает огромными запасами редкоземельного сырья, в стратегическом плане стоит ориентироваться на импорт продукции с высокой добавленной стоимостью, исполняя роль сырьевого придатка стран СНГ, Балтии и КНР. Созданная в стране минерально-сырьевая база способна обеспечить производство РЗМ в объемах, достаточных для обеспечения не только внутренних потребностей, но и экспортного потенциала.

Конечно, российским месторождениям трудно конкурировать с китайскими, поскольку большинство их расположено в малоосвоенных районах. Пока интерес к освоению российских месторождений проявляют только зарубежные компании. ОАО “Казатомпром” владеет 49 % акций в проекте освоения уникального Катугинского месторождения. Казахская сторона предпринимает шаги и в части организации добычи и переработки уникально богатых руд Томторского месторождения. Недавно созданная канадская компания “Стэнс Энерджи” приобрела лицензию на иттриевоземельное месторождение Кутессай II в Киргизии и исключительное право на покупку Киргизского ГМК с полным циклом переработки РЗ-продукции; она также проявляет интерес к месторождениям РЗМ в России, в частности Павловской площади и Чуктуконскому месторождению.

Что касается Киргизского ГМК, то это вопиющий пример нерасторопности российского бизнеса, поскольку производство по разделению очень близких по свойствам РЗЭ достаточно сложное и дорогое, и, не имея в России ни одного

завода по разделению РЗЭ, упустить шанс его приобретения – непростительная неадаптивность, тем более что текущая ситуация была предсказуема.

Ожидаемый на мировом рынке дефицит РЗМ оценивается зарубежными экспертами в 40-50 тыс. т РЗО [5]. В целях устранения зависимости от КНР в настоящий момент многие страны, особенно США, Канада и Австралия, ведут интенсивные ГРП на редкоземельных месторождениях, пытаются возродить законсервированные предприятия, активно развивают прогрессивные технологии переработки РЗ-сырья [6]. В частности, в 2011 г. австралийской компанией Lynas Corp. должен быть реализован проект освоения месторождения Маунт Уэлд в Австралии с переработкой сырья в Малайзии. В США предполагается возобновление действия интегрированного предприятия на одном из самых богатых в мире месторождений Маунтин-Пасс в штате Калифорния, законсервированного с 2002 г. Выход его на полную мощность (40 тыс. т РЗО) предполагался в 2013 г., но уже в начале 2011 г. получена первая продукция (из импортного сырья). Работу по обеспечению своих производств альтернативными китайскими источниками РЗ-сырья и продукции во многих странах, в частности во Вьетнаме, Монголии, Индии, Казахстане и России, активно проводит Япония.

Вместе с тем, по мнению большинства зарубежных экспертов, темпы роста потребления РЗМ в ближайшей перспективе будут превышать темпы роста их производства, особенно если учесть огромные темпы роста спроса на РЗМ в КНР с его намерением активно экспортировать конечные изделия с применением РЗМ, в частности магниты и энергоэкономичные лампы.

Нужно четко понимать, что в условиях монополизированного рынка расчет на импорт угрожает интересам национальной безопасности России. РЗМ иттриевой группы отнесены к стратегическим видам сырья, что должно означать наличие в стране месторождений и производств, позволяющих в случае необходимости обеспечить потребности собственным сырьем. Если задача самообеспечения будет реализовываться, государство для повышения конкурентоспособности российских месторождений, вероятно, должно будет обеспечить льготные условия их освоения, повысив тем самым их инвестиционную привлекательность.

Для развития РЗ-промышленности в России необходимо принять неотложные меры по организации производства продукции, пользующейся спросом на внутреннем рынке, стимулированию расширения ее использования и развитию минерально-сырьевой базы.

В сфере производства необходимо создать мощности по производству индивидуальных РЗМ. Необходимо оказать действенную государственную поддержку Ловозерскому ГОКу, который имеет значительные резервы расширения производства. Необходимо также разработать мероприятия, стимулирующие комплексное использование сырья для попутного получения РЗМ, в первую очередь из апатита как наименее капиталоемкого источника их производства [7].

Организация производства РЗМ из апатитового концентрата хибинских месторождений (ОАО "Апатит", ООО "Северо-западная фосфорная компания") возможна на заводах, перерабатывающих апатит по азотно-кислотной технологии: Кирово-Чепецком химическом комбинате, заводах группы

"Акрон" в Великом Новгороде и Дорогобуже, ОАО "Россошанские минеральные удобрения". Разработанные и разрабатываемые в ИХТРЭМС Кольского филиала РАН технологии позволяют получать РЗМ из апатита и на многих предприятиях, работающих по серно-кислотной технологии, которые перерабатывают около 80 % апатитового концентрата, поступающего на внутренний рынок [8]. Если теоретический объем производства РЗМ из апатита (20-29 тыс. т РЗО) превратить в промышленный, то это обеспечит и внутреннюю потребность, и экспортные возможности России.

Для стимулирования внутреннего спроса при осуществлении программы приоритетного развития инноваций остро необходимо расширить мощности по получению конечной продукции с использованием РЗМ, в первую очередь мощности по производству постоянных магнитов и никель-металл-гидридных батарей.

В сфере развития минерально-сырьевой базы для повышения инвестиционной привлекательности месторождений необходима переоценка разведанных ранее объектов с учетом инновационных подходов к добыче и переработке сырья. Кроме того, необходимо провести дополнительное изучение и подготовить к лицензированию три объекта, перспективных для освоения: Карасугское месторождение цериевых РЗМ в Республике Тыва, Кийское месторождение цериевых и иттриевых РЗМ в Красноярском крае, Павловскую площадь с иттриевоземельными рудами в Приморском крае.

Для выбора оптимальной программы использования сырьевых ресурсов РЗМ целесообразно составление технико-экономического доклада, целью которого будет выбор рациональной схемы ресурсного обеспечения РЗМ программы модернизации промышленности. Необходимо также создать законодательные основы государственного управления стратегическими ресурсами минерального сырья, которое в настоящее время осуществляется несистемно и крайне слабо.

Комплексное осуществление этих мероприятий целесообразно в рамках **технологических платформ**, перечень которых в настоящее время разрабатывается во исполнение решения Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям (протокол от 3 августа 2010 г. № 4). По РЗМ целесообразно в рамках создания одной технологической платформы обеспечить координацию деятельности производителей и потребителей сырья и продукции, в том числе и продукции с высокой добавленной стоимостью (постоянных магнитов, батарей, люминофоров, сверхпроводников и др.).

Реализация такого механизма частно-государственного партнерства в инновационной сфере обеспечит существенный прорыв в модернизации многих отраслей промышленности, в первую очередь автомобилестроения, электроники, оборонной техники, способствуя энергосбережению, снижению материалоемкости и повышению экологической безопасности производств.

Литература

1. Спрос на редкоземельные металлы будет расти. – ИАЦ "Минерал" 22.10.10. по материалам China Mining. – <http://www.mineral.ru>.

2. *Lynas Corp. Annual Report – 2010.* – http://www.lynascorp.com/content/upload/files/2010_Lynas_Corp_Annual_Report_FINAL.pdf.

3. *Архангельская В.В.* Редкоземельные металлы России / В.В.Архангельская, Н.Н.Лагонский, Т.Ю.Усова, Л.Б.Чистов // Минеральное сырье. Серия геолого-экономическая. – М.: ВИМС, 2006. – 72 с.

4. *Редкие металлы на мировом рынке.* – М.: ИМГРЭ, 2008. – С. 83-82.

5. *Hurst C.* China's Rare Earth Elements Industry: What Can the West Learn? – March, 2010. – <http://www.iags.org/rareearth0310hurst.pdf>.

6. *Состояние и проблемы мирового рынка редкоземельного сырья.* – БИКИ, 18.XI.2010. – С.15-19.

7. *Косынкин В.Д.* Возрождение российского производства редкоземельных металлов – важная задача отечественной экономики. Пленарный доклад на III Международной конференции "Функциональные наноматериалы и вы-

сокочистые вещества" / В.Д.Косынкин, В.А.Глебов. – Суздаль, Россия, 4-8 октября 2010 г. www.nts.info/upload/My/sections/atom/redko.doc.

8. *Локшин Э.П.* Об извлечении редкоземельных элементов при серно-кислотной переработке хибинского апатитового концентрата / Э.П.Локшин, В.Т.Калинников // Химическая технология. – 2011. – № 1.

© А.А.Кременецкий, Т.Ю.Усова, 2011

Кременецкий Александр Александрович,
imgre@imgre.ru

Усова Татьяна Юрьевна,
yausova@rambler.ru

ON THE SITUATION ON THE WORLD MARKET OF RARE EARTH METALS

A.A. Kremenetsky, T.Y. Usova (Institute of Mineralogy, Geochemistry and Crystal Chemistry of Rare Elements, Moscow)

The recession in the world market of rare earth metals caused by the limitation of exports of rare earth raw materials and products from China accounting for 97% of their production is characterized. The reasons are identified that hinder the development of the rare earth industry in Russia and consideration is given to the promising lines of its organization and development of the mineral resource base.

Key words: rare earth metals; mineral resource base; production; consumption; prices.



IV УРАЛЬСКИЙ ГОРНОПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ
выставочно-конгрессное мероприятие, объединяющее научно-технические конференции,
круглые столы и специализированную выставку



ГОРНОЕ ДЕЛО:
ТЕХНОЛОГИИ. ОБОРУДОВАНИЕ. СПЕЦТЕХНИКА
межрегиональная специализированная выставка-конференция

В ПРОГРАММЕ

Научно-технические конференции на темы:

- Проблемы карьерного транспорта
- Геомеханика в горном деле
- Развитие ресурсосберегающих технологий во взрывном деле
- Обогащение и переработка минерального и техногенного сырья
- Информационные технологии в горном деле.

Круглые столы:

- Геология и разведка недр
- Проектирование горнодобывающих предприятий
- Актуальные вопросы горного машиностроения
- Буровзрывные работы

Спецпроекты:

- «ГЕОЛОГИЯ. ГЕОДЕЗИЯ. КАРТОГРАФИЯ»
- «МЕТАЛЛУРГИЯ»

12-14 октября 2011 г.
Екатеринбург
ЦК "Урал"

Контакты:
Компания «ЭкспоГрад»
Тел: +7(343)202-04-84, 200-32-12
e-mail: expo@expograd.ru
www.expograd.ru

УДК 553.493.5:546.65:382(6+5)

Российский рынок коксующегося угля: перспективы участия в мировой торговле^{*}

А.Ю.Андреев (ЗАО "Распадская угольная компания", Москва)

Рассмотрены тенденции на рынке коксующегося угля и возможности увеличения доли России в мировой торговле этим видом топливно-энергетического сырья.

Ключевые слова: коксующийся уголь; внутренние продажи; экспортные поставки.



Александр Юрьевич АНДРЕЕВ,
заместитель генерального директора
по стратегическому планированию

Коксующиеся угли и получаемый при их переработке кокс (искусственное твердое топливо повышенной прочности) являются основой производства в черной и цветной металлургии и занимают заметное место на мировом рынке топливно-энергетического сырья. Отраслевые события 2010 г. и начала 2011 г. сконцентрировали внимание на нескольких странах, непосредственно связанных с добычей коксующегося угля – Австралии, КНР и России.

Австралия. Катастрофические наводнения в начале 2011 г. обусловили значительные сокращения объемов торговли и нарушение баланса среди крупных мировых компаний по производству и потреблению коксующегося угля. Многие крупные его производители, такие как Anglo American Plc, Aquila Resources Inc, BHP Billiton Ltd., Macarthur Coal Ltd., Rio Tinto Group, Vale SA, Xstrata Plc, объявили о состоянии форс-мажора и сократили поставки угольной продукции в зависимые от ее импорта азиатские страны.

КНР. Китайская экономика, с одной стороны, продолжает демонстрировать гигантские темпы развития, а с другой – непредсказуемость поведения. При этом отмечается взаимозависимость целого ряда политических и экономических факторов: национальная политика, проблемы долгосрочного и устойчивого развития экономики, влияние на мировую экономику, взаимоотношения с соседними странами, обеспечение внутренней безопасности, политика в отношении мелких добывающих предприятий, которые либо закрываются, либо консолидируются в более крупные и ответственные предприятия. Относительно угольной промышленности КНР необходимо отметить экономические вопросы, которые касались затрат на производство коксующегося угля внутри страны и возможностей его транспортировки по морю или суше.

В 2010 г. глобальный спрос на сталь вернулся к докризисному уровню, прибавив 15 % по сравнению с 2009 г. При этом на КНР пришлось около 43 % мирового производства стали.

Если несколько лет назад КНР практически не участвовала в мировой торговле коксующимся углем, импортируя и экспортируя примерно по 5 млн т в год, то в 2009 г. наблюдался стремительный рост потребления коксующегося угля, когда его ежемесячные объемы варьировались между 3 и 5 млн т. В 2010 г. КНР импортировала 49 млн т коксующегося угля, превратившись в крупного потребителя на рынке морской торговли углем. Структура китайских закупок существенно изменилась: если в 2009 г. Австралия была лидером среди стран-поставщиков коксующегося угля в КНР и ее доля составляла 66 % всех поставок, то в 2010 г. ее доля сократилась до 37 % вследствие увеличения числа стран-поставщиков. Так, если в 2009 г. доля поставок угля из Монголии составляла 12 %, то в 2010 г. – уже 32 %, а доля России в 2010 г. составила 10 % и увеличилась по сравнению с 2009 г. на 4 %.

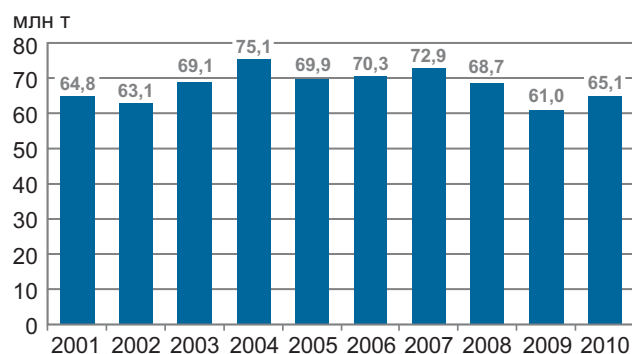
Россия. В условиях глобализации торговли ситуация в других странах – производителях и потребителях коксующегося угля уже оказала влияние на развитие российской угольной индустрии и будет динамично учитывать меняющиеся факторы в сырьевом секторе и производстве продуктов дальнейшего передела (кокса как топлива для производства чугуна и стали).

Исторически Россия не испытывала дефицита коксующегося угля. Прирост добычи обеспечивал потребности промышленности в угле. Пики производства приходились на 2004 г., когда было добыто более 75 млн т рядового (необогащенного) коксующегося угля, и на 2007 г., когда добыча составила почти 73 млн т. В среднем годовая добыча составляла 65-70 млн т, из которых большая часть проходила процесс обогащения и реализовывалась внутри страны (рис. 1).

Основная проблема при этом была связана с качественным составом марочных углей и возможностями по нахождению тех или иных марок коксующегося угля на свободном рынке. На добычу коксующегося угля оказывали влияние геолого-технологические аспекты подземной и открытой добычи, ввод и выбытие производственных мощностей, а также возникновение техногенных и аварийных ситуаций на отдельных шахтах.

^{*} По материалам доклада на заседании Горного консультативного совета 25 января 2011 г.

Рис. 1. Динамика добычи коксующегося угля в России за 2001–2010 гг.



Источник: ГП "ЦДУ ТЭК", форма УДП 3–10.

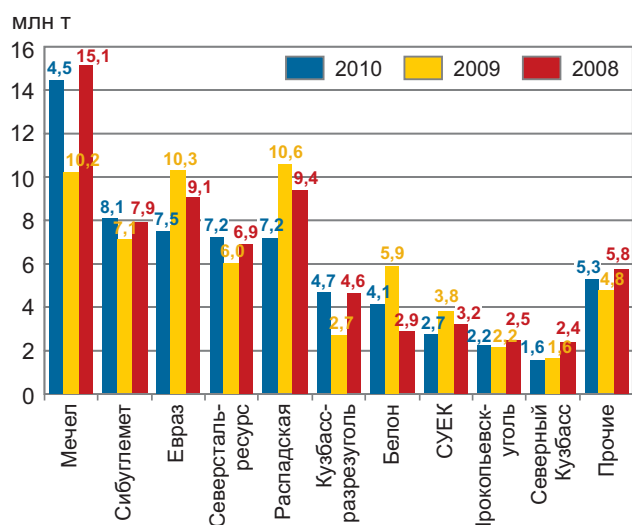
Добыча коксующихся углей в России осуществляется целым рядом предприятий. Показатели добычи основных из них за 2008–2010 гг. приведены на рис. 2.

В 2010 г. при общей добыче в 65 млн т рядового угля производство собственно коксующихся углей марки К выросло на 4,7 млн т (9,7 млн т в 2010 г. по сравнению с 5,0 млн т в 2009 г.) за счет роста добычи с 3,0 до 7,4 млн т ОАО "Холдинговая компания "Якутуголь" (входит в состав ОАО "Мечел").

Производство угля отошающих марок ОС выросло в 2010 г. на 36 % – до 5,6 млн т (для сравнения – 4,1 млн т в 2009 г.) за счет увеличения добычи таких углей на 73 % угольной компанией "Южный Кузбасс" (входит в состав ОАО "Мечел").

На производство углей марки ГЖ (9,5 млн т в 2010 г. – минус 31 % по сравнению с объемами 2009 г.) оказали влияние авария на шахте "Распадская", вызвавшая падение добычи на 31 %, а также снижение (по сравнению с 2009 г. на

Рис. 2. Объемы добычи коксующегося угля основными угледобывающими предприятиями России в 2008–2010 гг.



Источник: Данные ОАО "Распадская", ГП "ЦДУ ТЭК", форма УДП 3–10, данные компаний.

25 %) добычи угля этой марки ОАО "Юж Кузбассуголь" и на 24 % шахтой "Полосухинская" (ОАО "Холдинг "Сибуглемет").

Российский рынок сегодня не является полностью замкнутым. Вместе с тем некоторые компании (ЕвразГрупп, ОАО "Северсталь", ОАО "Мечел") добывают уголь в достаточно большом объеме и сами его потребляют и, кроме того, активно осуществляют экспортные операции на азиатском рынке (ОАО "Мечел", ОАО "Холдинг "Сибуглемет"). В последнее время из России экспортируется либо качественные марки углей (марки К и ее модификации) или избыточные для российского потребления марки углей (марки ГЖ и ГЖО в виде концентратов ГЖ). Некоторые российские металлургические компании начали импортировать уголь из США (ОАО "Новолипецкий металлургический комбинат", ОАО "Мечел"), а также из Казахстана и Украины.

В 2010 г. и начале 2011 г. многие российские промышленные компании металлургических и угольных отраслей приняли решения об инвестировании средств в приобретение и освоение новых месторождений в Кузбасском и Печорском угольных бассейнах, новом для добычи угля регионе – Республике Тыва для обеспечения реализации будущих производственных программ, предусматривающих увеличение потребления коксующегося угля. Заявленные планы освоения новых месторождений предусматривают первые значительные объемы поставок примерно с 2015 г., до этого времени ключевыми поставщиками коксующегося угля для потребностей отечественной металлургии будут продолжать оставаться его традиционные поставщики.

Добыаемый коксующийся уголь не является конечным продуктом и его надо обогащать, превращая в концентрат. Для этого в России за последние годы были построены мощные современные обогатительные предприятия с контролем качества, требуемого конечными потребителями, которыми являются коксохимические заводы и коксохимические производства крупных металлургических заводов. За последние 10 лет многие производители угля ввели в строй новые обогатительные фабрики (ОАО "Распадская", ОАО "Холдинг "Сибуглемет") и загрузили уже существовавшие (ОАО "Юж Кузбассуголь", ОАО "Белон", ОАО "Мечел"). Текущее состояние дел характеризуется в том числе и тем, что установился баланс между мощностями по добыче и обогащению коксующегося угля. Средние показатели выхода угольного концентрата крупнейших российских обогатительных фабрик составили более 70 %. Например, на обогатительной фабрике ОАО "Распадская", построенной в 2005–2007 гг., средние показатели составили 75–76 %, коэффициент выхода за IV квартал 2010 г. составил 79,1 %, за весь 2010 г. – 76,9 %, при этом обогатительная фабрика ОАО "Распадская", являющаяся крупнейшей в России и одной из крупнейших в мире, имеет возможность обогащать различные марки углей.

В мае 2010 г. на шахте "Распадская" произошел взрыв метана, повлекший за собой большие человеческие жертвы и серьезные разрушения. В результате этого происшествия ЗАО "Распадская угольная компания" испытывало трудности в своей работе: падение добычи коксующегося угля в 2010 г. по сравнению с 2009 г. составило 32 % и соответственно продаж угольного концентрата – 31 %. Вместе с тем в IV квартале 2010 г. продажи концентрата угля ОАО "Распадская" выросли на 33 % по сравнению с III кварталом 2010 г.

Рис. 3. Экспорт коксующегося угля из России в 2010 г.



Источник: Металл Эксперт.

Доля внутренних продаж угля ОАО "Распадская" трем основным потребителям (ОАО "Магнитогорский металлургический комбинат", ОАО "Новолипецкий металлургический комбинат", ЕвразГруп) выросла с 42 % в 2009 г. до 45 % в 2010 г. Одновременно в сбытовой политике увеличилась "клиентская диверсификация" и выросла доля продаж таким потребителям, как ОАО "Кемеровский кокс" и ОАО "Мечел". Постепенно ОАО "Распадская" намерено вернуться к экспортным продажам, в первую очередь на азиатских рынках.

Российские угольные компании в течение 2009-2010 гг. существенно увеличили экспортные операции в азиатском направлении, поставляли свою продукцию в Японию, Республику Корея и КНР (рис. 3). Предполагается, что с учетом возросшего спроса в азиатском регионе (Японии и Республики Корея) и продолжающегося роста металлургических производств спрос на коксующийся уголь из России существенно вырастет.

Экспортные поставки российских компаний характеризуются определенными рисками с ответственностью за транспортировку продукции на дальние расстояния, необходимостью четкой диспетчеризации вагонного парка, различным корпоративным доступом к мощностям морских портов, поддержанием конкурентных позиций при отгрузке товара на базе ФОВ Дальний Восток.

Уровень отношений с текущими и потенциальными потребителями будет зависеть от многих факторов, к которым можно отнести систему ценообразования, долгосрочность отношений, поддержание качества поставляемой продукции, вопросы логистики, поддержку государства в тарифной политике и развитии транспортной инфраструктуры.

© А.Ю.Андреев, 2011

Андреев Александр Юрьевич,
andreev@raspadsкая.ru

THE RUSSIAN COKING COAL MARKET: POTENTIALITIES OF PARTICIPATION IN GLOBAL TRADE

A.Y. Andreev (ZAO Raspadsкая Coal Company, Moscow)

Industrial trends in the coking coal market and potentialities for increasing Russia's share in global trade in this fuel and energy resource are discussed.

Key words: coking coal; domestic sales; export deliveries.

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА,

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ

В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ:

2011 г.

25-27 мая, Астрахань

Тринадцатая специализированная выставка
«АСТРАХАНЬ. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2011»

21-23 сентября, Оренбург

Тринадцатая специализированная выставка
«ОРЕНБУРГ. НЕФТЬ И ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ. ЭНЕРГО-2011»

5-6 октября, Нерюнгри

Восьмая специализированная выставка
«ГОРНО-ДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ-2011»
«СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ
ИСКОПАЕМЫХ»

13-14 октября, Ноябрьск

Пятая специализированная выставка
«НОЯБЬСКИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2011»

16-17 ноября, Красноярск

Третья специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО-2011»

17-18 ноября, Ухта

Седьмая специализированная выставка
«УХТА. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2011»

23-25 ноября, Салехард

Первая специализированная выставка
«НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГЕТИКА ЯМАЛА-2011»

тел/факс: (383) 330-42-30, 330-76-16
e-mail: apeks@nov.net, apex-expo@list.ru
http://www.apex-expo.net
Возможны изменения и дополнения к предлагаемому плану

Всего доброго, фирма «АПЕКС»

УДК 553.691:(382+381)

Рынок гелия и перспективы России в его мировом производстве

Л.Д.Огрель (ООО "Исследовательская группа "Инфолайн", Москва)

Рассмотрена структура производства и реализации гелия в России, определена текущая и перспективная емкость рынка. Выявлены стратегическая важность этого продукта и необходимость государственной поддержки в комплексном освоении газогелиевого сырья, показаны возможность и перспективы России на мировом рынке гелия.

Ключевые слова: природный газ; гелий; месторождения; потребление; прогноз.



Лола Давлатовна ОГРЕЛЬ,
руководитель отдела

Уникальность гелия определяется свойствами, которые обуславливают широчайший спектр его использования, причем в большинстве случаев гелий не имеет альтернативы. Уже одно перечисление областей применения гелия свидетельствует о том, что он может быть отнесен к высокотехнологичным материалам и стратегически важным природным ресурсам.

Газообразный гелий используется в ряде отраслей экономики и в сфере рекламных услуг:

- во всех отраслях промышленности, где необходима проверка на герметичность (гелиевый течеискатель);

- в металлургии (в качестве защитной среды при сварке металлов);

- в ядерной энергетике (при производстве и хранении ТВЭЛов);

- в рекламе (для наполнения воздушных шариков, рекламных дирижаблей);

- в пищевой промышленности (в качестве пищевой добавки Е939, в качестве пропеллента и упаковочного газа).

Жидкий гелий благодаря своим исключительным свойствам находит применение в области высоких технологий. При температуре жидкого гелия -269°C сверхпроводимые материалы легко передают электричество без нагревания и создают очень мощные магнитные поля. Это свойство жидкого гелия делает его незаменимым в медицинских магнитно-резонансных томографах (МРТ); энергетических установках (МГД-генераторы, криотурбогенераторы и др.); электродвигателях на сверхпроводящих обмотках; сверхпроводящих кабелях, сверхпроводящих магнитных системах (ускорители, коллайдеры и др.).

Сегодня гелий играет лидирующую роль в производстве сотовых телефонов (80 % возможного числа производимых телефонов); жидкокристаллических экранов для мониторов компьютеров, телевизоров; оптических волокон,

в функционировании быстродействующей вычислительной и измерительной техники и т.д. В Японии жидкий гелий используется в создании магнитного подвеса скоростного транспорта.

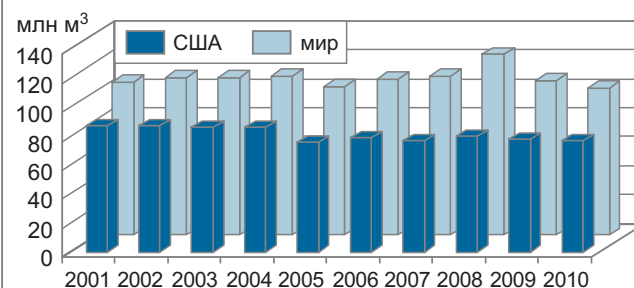
В настоящее время около 73-75 % мирового производства гелия приходится на США. По данным USGS в 2009-2010 гг. объем производства гелия в мире составлял порядка 102-107 млн м^3 (без учета выемки из подземных хранилищ США), в том числе в США – 77-80 млн м^3 (рис. 1). На долю России приходится около 5 % мирового производства (5 млн м^3).

Следует отметить, что в США в последние годы намечалась тенденция сокращения производства гелия, что связано с истощением гелийсодержащих месторождений природного газа. Учитывая, что добыча газа, а значит, и извлечение гелия в США будет снижаться, Россия, обладающая значительными запасами гелия, в перспективе может стать его крупнейшим поставщиком на мировой рынок.

Потенциал производства гелия в России определяется прежде всего уровнем его запасов в месторождениях природного газа. На 01.01.2003 г. объем запасов гелия в стране (по категориям А+В) составлял 322,6 млн м^3 , по категориям А+В+С₁ – 9075,5 млн м^3 , С₂ – 7894,8 млн м^3 [1].

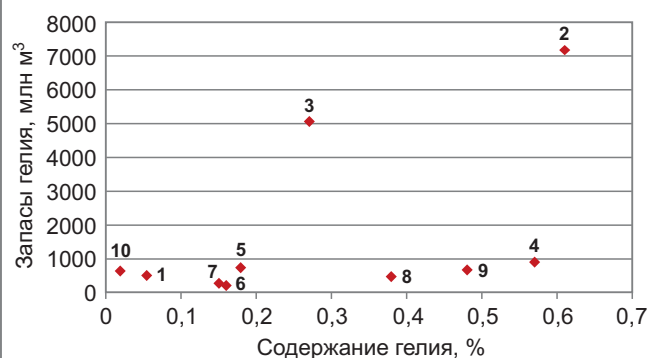
Более 50 % всех запасов гелия сосредоточено в Сибирском федеральном округе (ФО). Кроме того, значительными его запасами (35 %) располагает Дальневосточный ФО, прежде всего Республика Саха (Якутия). По 7 % российских запасов гелия приходится на Приволжский ФО (главным

Рис. 1. Динамика производства гелия в мире и США в 2001–2010 гг.



Источник: USGS.

Рис. 2. Характеристика гелийсодержащих месторождений природного газа в России



Месторождения: 1 – Оренбургское, 2 – Чаяндинское, 3 – Ковыктинское, 4 – Собинское, 5 – Юрубчено-Тохомское, 6 – Дулисьминское, 7 – Верхневилучанское, 8 – Тас-Юряхское, 9 – Среднеботуобинское, 10 – Астраханское

образом на Оренбургскую область) и Южный ФО (прежде всего на Астраханскую область).

В настоящее время потенциальными источниками гелия в России могут быть 176 месторождений природного газа (из числа разведанных). Основные характеристики 10 крупнейших месторождений (запасы гелия и содержание гелия в газах) приведены на рис. 2.

Как видно, из всех месторождений по уровню запасов гелия резко выделяются Ковыктинское в Иркутской области (свыше 5 млрд м³) и Чаяндинское в Республике Саха (Якутия) (свыше 7 млрд м³) [2]. При этом Чаяндинское месторождение характеризуется наиболее высоким среди российских месторождений содержанием гелия (до 0,65 %).

В Южном ФО достаточно высоким потенциалом запасов гелия (625 млн м³) характеризуется Астраханское газоконденсатное месторождение. Однако его отличают и наиболее низкие показатели содержания гелия в природном газе (0,020-0,023 %) среди крупнейших гелийсодержащих месторождений страны.

Следует отметить, что содержание гелия в сырье Восточной Сибири на порядки выше, чем в разрабатываемом сейчас Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении – в газе последнего содержится всего 0,055 % гелия.

Тем не менее сегодня Оренбургское месторождение, служит единственным эксплуатируемым источником гелия в России. Оно входит в число крупнейших месторождений природного газа в мире – его разведанные запасы составляют около 800 млрд м³. Залегающее на глубине 1,4-1,9 км при пластовой температуре порядка 30 °С месторождение простирается вдоль р.Урал на 120 км при ширине 20 км. Суммарная площадь газоносности оценивается в 1500 км². Ценность Оренбургского месторождения наряду с огромными запасами газа и выгодным географическим положением заключается и в том, что в нем содержится 43 млн т извлекаемых запасов серы, 143 млн т тяжелых углеводородов, 48 млн т этана и около 500 млн м³ гелия.

Разработку месторождения ведет ООО "Газпром добыча Оренбург" (ОАО "Газпром"). Начиная с 2001 г. компания является единственным производителем гелия в России.

За последнее десятилетие производство гелия в России достигло своего максимума в 2003 г. (6,48 млн м³). В августе 2004 г. на гелиевом заводе ООО "Газпром добыча Оренбург" произошел пожар, ряд основных производств завода был выведен из строя, была остановлена подача газа на переработку. Из-за аварии производство гелия в 2004 г. сократилось практически вдвое. При ликвидации последствий аварии было принято решение не просто восстановить производство, а провести реконструкцию предприятия, первый этап которой был завершен в 2006 г. В связи с проведением реконструкции выпуск гелия в 2005 г. был минимальным за последние годы (1,64 млн м³).

В настоящее время в России ежегодно производится 4,8-5,0 млн м³ газообразного гелия (рис. 3).

Оренбургский гелиевый завод – крупнейший производитель гелия в Европе. С начала эксплуатации месторождения на заводе извлечено почти 150 млн м³ товарного гелия. В 1977-1989 г. на предприятии были введены в эксплуатацию шесть автоматизированных установок для извлечения гелия из природного газа, каждая производительностью 3 млрд м³/год по перерабатываемому газу и 1,5 млн м³/год по гелию.

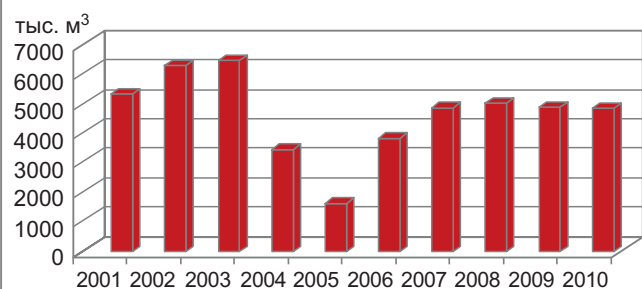
В настоящее время на гелиевом заводе эксплуатируется пять гелиевых блоков. Мощность завода по перерабатываемому природному газу составляет 15 млрд м³/год, по гелию – 7,5 млн м³/год. При этом производственные мощности недоиспользуются, фактическое производство газообразного гелия ниже возможного из-за низкого объема его потребления в стране. В 2007-2010 гг. загрузка мощностей составила 65-67 %.

Реализация газообразного гелия, произведенного на гелиевом заводе ООО "Газпром добыча Оренбург", составляет в последние годы: в России – 0,8-1,0 млн м³, в страны СНГ и Балтии – 35-80 тыс. м³.

Одним из крупнейших получателей газообразного гелия на российском рынке является ООО "НИИ КМ" (Москва). Его доля в общем объеме потребления гелия в России составляет 20-35 %. Если же учитывать потребление только газообразного гелия, то в этом сегменте через ООО "НИИ КМ" проходит более 40 % продукции. Компания работает на рынке с 1993 г. и является одним из ведущих производителей технических газов, чистых газов и газовых смесей в России.

После предварительной подготовки (очистка, сжижение, заправка баллонов) ООО "НИИ КМ" имеет возможность поставлять потребителям любые марки гелия. Около четверти газообразного гелия идет на ожижение и используется для обслуживания медицинских томографов. Гелий тех-

Рис. 3. Динамика производства гелия в России в 2001–2010 гг.



нический, пользующийся наибольшим спросом, и гелий марки Б отправляются в основном потребителям, работающим в рекламном бизнесе, гелий марки А – машиностроительным предприятиям, чистый гелий марок 5.5 и 6.0 используется в микропроцессорной технике, а также поставляется газовым компаниям для производства поверочных смесей (ООО "Мониторинг", Санкт-Петербург).

ООО "НИИ КМ" – единственный в России производитель газообразного гелия высокой чистоты. Разработанная специалистами предприятия технология очистки гелия позволяет получать продукцию с чистотой 99,99999 % ("Гелий 7.0"). Сверхчистый гелий с содержанием примесей не более 0,00001 % используется в хроматографии, лазерных технологиях, а также в процессах, где примеси воздуха могут оказать отрицательное воздействие на происходящие процессы.

Среди крупных российских потребителей газообразного гелия производства ООО "Газпром добыча Оренбург" можно отметить также ОАО "Балтийский завод" (Санкт-Петербург) и ОАО "Корпорация ВСМПО-Ависма" (Свердловская область). Кроме того, гелий поставляется торговым компаниям и специализированным газовым предприятиям: ООО "Техгаз", ООО "Оренбурггазснаб", ООО "Газсервис" (Оренбург), ОАО "Линде Уралтехгаз", ООО "УралКриоГаз" (Екатеринбург).

Невостребованный потребителями газообразный гелий (около 4 млн м³) подается на ожижительный гелиевый центр, обслуживаемый коммерческой структурой – Оренбургским филиалом ООО "Криор" (дочернее предприятие ОАО "Гелий-маш"), где он сжижается и реализуется главным образом в страны ЕС. В России реализацией жидкого гелия занимается официальный дилер компании "Криор" – ЗАО "Химгазсервис".

В состав гелиевого центра входят три ожижителя гелия КГУ-500 общей производительностью 2000 л/ч. Суммарная проектная мощность компании по ожижению гелия составляет 12 млн л в год. В 2010 г. производство жидкого гелия ООО "Криор" составило около 7,7 млн л (минимальный показатель за последние 6 лет).

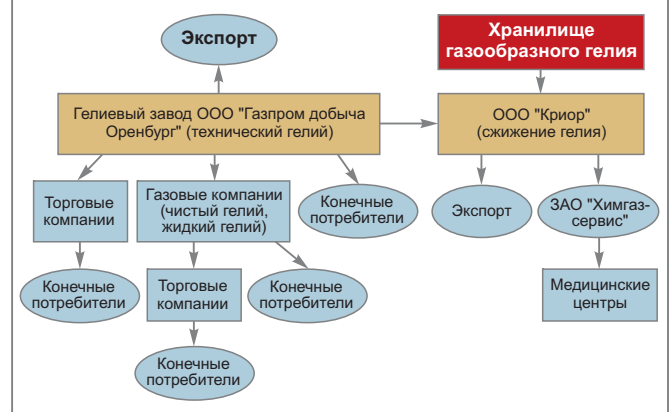
Сырьем для получения жидкого гелия ООО "Криор" служит как продукция Оренбургского гелиевого завода, так и гелий, находящийся в подземных хранилищах. В последние годы объем выемки резервного гелия сократился почти в 2 раза и составил 1,5-1,8 млн м³. Запасы гелия в хранилищах России находятся на катастрофически низком уровне.

Основным направлением поставок жидкого гелия являются страны ЕС. В 2009-2010 гг. доля экспорта в общем объеме производства жидкого гелия компанией ООО "Криор" составила 92 %, в 2005-2008 гг. этот показатель находился на уровне 95-97 %.

Судя по этому показателю, в последние годы происходит небольшой сдвиг в сторону увеличения поставок жидкого гелия на внутренний рынок, хотя еще долгие годы приоритет будет отдаваться зарубежным потребителям. Потребителями жидкого гелия на внешних рынках являются компании Messer (Германия, Австрия, Франция), Matheson Tri-Gas (Бельгия), Linde AG, Westfalen AG (Германия), Woikoski (Финляндия), Air Liquid Helium Service (Франция), а в последние годы – ТОО "КазТехГаз" (Казахстан).

Для расширения рынка сбыта жидкого гелия ООО "Криор" завершает строительство в Находке гелиевой станции. Она будет ориентирована на экспорт гелия в страны АТР. Это первый шаг для начала поставок российского гелия с восточно-сибирских месторождений.

Рис. 4. Структура реализации гелия в России



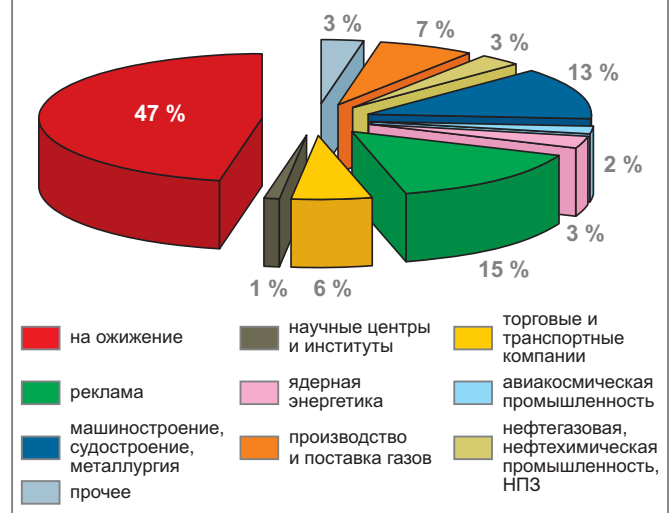
Кроме ООО "Криор", сжиженный гелий на российский рынок поставляет ООО "НИИ КМ". До 2009 г. довольно активно поставлял жидкий гелий на внутренний рынок Петербургский институт ядерной физики (Гатчина), в настоящее время из-за отсутствия средств на поддержание работы криогенной установки производство жидкого гелия прекращено. Прекратились поставки жидкого гелия и из Дубны (Объединенный институт ядерных исследований), где впервые в России в 1992-1993 гг. был отработан опыт промышленного ожижения гелия.

Таким образом, в 2010 г. жидкий гелий поставлялся на внутренний рынок лишь компаниями ООО "Криор" (80 %) и ООО "НИИ КМ" (20 %).

Следует отметить, что система реализации гелия в России является многоуровневой (рис. 4), иногда между производителем и конечным потребителем действуют несколько посредников.

Максимум потребления гелия в России был достигнут в 1988 г. (3,9 млн м³), а минимум – в 2003-2005 гг. (0,9-0,97 млн м³). В настоящее время уровень потребления гелия составляет 1,2 млн м³. По этому показателю мы существуем

Рис. 5. Основные направления использования газообразного гелия в России



венно отстаем от США, где потребление гелия превышает 50 млн м³.

Применение **газообразного гелия** в различных секторах российской экономики чрезвычайно многообразно (рис. 5). Значительная часть гелия сжижается, причем с каждым годом доля жидкого гелия увеличивается, в 2010 г. почти половина газообразного гелия была отправлена на ожижение.

Гелий широко используется в **авиакосмической промышленности, судостроении, машиностроении и металлургии**. В среднем эти отрасли потребляют в последние годы около 15 % газообразного гелия.

Значительная часть гелия идет на **рекламные цели (для воздушных шаров, дирижаблей)**. Доля гелия, используемого для заполнения воздушных шаров и рекламных дирижаблей, составляет 10-15 % и это, несомненно, наиболее динамично развивающаяся сфера потребления газообразного гелия.

В нефтегазодобывающей, нефтехимической промышленности и на НПЗ гелий применяется для проверки герметичности систем трубопроводов (газ, нефть, продукты нефтепереработки) и химических реагентов, реакторов и другого оборудования. Перерабатываемое на заводах химической и нефтехимической промышленности первичное сырье и побочные продукты технологического процесса, как правило, огне- и взрывоопасны. Использование инертного гелия в течеискателях обеспечивает высокий уровень безопасности.

Потребность в газообразном гелии, используемом **научными центрами и научно-исследовательскими институтами**, в последние годы уменьшалась, в первую очередь из-за значительного сокращения объема масштабных физических экспериментов.

Доля гелия, используемого в настоящее время в **ядерной энергетике**, составляет около 3 %. В гелиевой защитной среде проходят отдельные стадии получения ядерного горючего; в контейнерах, заполненных гелием, хранят и транспортируют тепловыделяющие элементы ядерных реакторов. С помощью гелиевых течеискателей выявляют малейшие возможности утечки в атомных реакторах и других системах, находящихся под давлением или в вакууме.

По мнению специалистов, значительный прорыв в потреблении гелия в этой отрасли произойдет при строительстве и эксплуатации высокотемпературных ядерных реакторов с охлаждением газообразным гелием. Гелий в качестве теплоносителя имеет большие преимущества. Он химически инертен и не вызывает коррозию. Он не меняет агрегатного состояния и в отличие от водорода взрывобезопасен.

ОАО "Опытное конструкторское бюро машиностроения им. И.И.Африкантова" (ОАО "Атомэнергпром") в Нижнем Новгороде планирует разработать и в 2020 г. создать опытный образец нового типа ядерного реактора, который можно будет использовать в "водородной" энергетике.

Температура теплоносителя в современных реакторах, например водо-водяных, достигает 300 °С, в реакторах на быстрых нейтронах – до 500 °С. В новых реакторах, за счет того, что теплоносителем является инертный газ гелий, его можно нагреть до температуры в 1000 °С. Этот реактор можно использовать для получения водорода из воды.

Разработка проекта по созданию газотурбинного модульного гелиевого реактора (Gas Turbine – Modular Helium Reactor, ГТ-МГР) – ядерного реактора с охлаждением газооб-

разным гелием – ведется совместно с американской компанией General Atomics. В работе также принимают участие компании из Франции и Японии. Финансирование проекта осуществляется совместно Министерством энергетики США и Госкорпорацией "Росатом" [3].

Уникальные свойства высокотемпературного газоохлаждаемого реактора (способность вырабатывать тепло с температурой до 1000 °С и высокий уровень безопасности) определяют широкие возможности по использованию этого типа реактора для снабжения теплом технологических производств в различных энергоемких отраслях промышленности.

Что касается **жидкого гелия**, то в России из-за низкого уровня развития высоких технологий практически единственной областью его использования является медицина (томографы, криохирургия). В небольших количествах жидкий гелий применяется для получения низких температур при работе с точным научным оборудованием, таким как криостаты, масс-спектрометры.

Спрос на сжиженный гелий в России в последние годы рос быстрыми темпами благодаря увеличению его использования в качестве хладагента для медицинских томографов. Следует отметить, что если в 1999-2006 гг. объемы закупок томографов находились на уровне нескольких десятков в год, то в 2007 г., а особенно в 2008-2010 гг. они значительно выросли – до 100-150 шт/год [4].

Согласно прогнозам, учитывающим растущие потребности в медицине (томографы), рекламном бизнесе и других областях, ежегодное увеличение внутреннего спроса на гелий в среднесрочной перспективе оценивается на уровне 5-8 %.

Таким образом, потребление гелия на внутреннем рынке в 2015 г. может составить не многим более 1,56 млн м³.

В дальнейшем спрос на гелий может значительно возрасти из-за увеличения его потребления в энергетике (высокотемпературные газоохлаждаемые ядерные реакторы), а также в результате развития высокотехнологичных процессов, которые сейчас отсутствуют в России (производство оптоволокон, жидкокристаллических мониторов, появление сверхскоростного транспорта на магнитном подвесе и др.).

Перспективы России на мировом рынке гелия связаны с освоением и разработкой месторождений Восточной Сибири (Чаяндинское и Ковыктинское). Разработкой этих месторождений будет заниматься ОАО "Газпром". Между тем гелий здесь – побочный сопутствующий продукт, для работы с которым нужны особые технологии, сложное оборудование, опытные и высококвалифицированные кадры. Эффективно работать на глобальном гелиевом рынке возможно, только обладая технологией его ожижения, в противном случае затраты на транспортировку будут непомерно велики.

В связи с этим при реализации гелиевых проектов целесообразно привлечение специализированных компаний. Опыт подобного сотрудничества у ОАО "Газпром" имеется – крупномасштабный проект по выделению, очистке и ожижению гелия в Оренбурге. Комплексная переработка газа с извлечением гелия, этана и широкой фракции легких углеводородов значительно уменьшает себестоимость продукции и повышает эффективность производства. Поэтому перспективные гелиевые проекты должны быть увязаны с планами газодобывающих и нефтехимических компаний.

Кроме того, разработка месторождений будет иметь экономический смысл, если выйдет на уровень добычи в

25 млрд м³ природного газа в год. А потребность Восточной Сибири в газе оценивается на уровне 5 млрд м³ в год. Поэтому обязательно должен быть решен вопрос экспорта природного газа (прежде всего в Китай).

В марте 2011 г. ОАО "Газпром" стало победителем на аукционе по продаже имущественного комплекса недропользователя Ковыктинского газоконденсатного месторождения – ОАО "Компания "РУСИА Петролеум" (основной акционер компании – ТНК-ВР). ОАО "Газпром" купило это месторождение с целью поставок газа в Китай (подготовка итогового соглашения с Китаем ожидается к середине 2011 г.). Начало разработки месторождения – не ранее 2017 г., поскольку вначале надо создать необходимую транспортную инфраструктуру.

Начало добычи нефти на Чаяндинском месторождении запланировано на более ранний срок – 2014 г., газа – 2016 г. Одновременно в 2016 г. должны быть введены в эксплуатацию первоочередные мощности по газопереработке и газохимии. Их создание является важной составной частью эффективного освоения Чаяндинского месторождения, газ которого имеет сложный компонентный состав.

Вместе с тем, по словам заместителя Председателя Правления ОАО "Газпром" Валерия Голубева, для разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения Компании необходимы меры государственной поддержки, без которых восточно-сибирские проекты вообще могут оказаться "под угрозой нерентабельности". В частности, государство должно определить, нужен ли стране гелий, который в значительных количествах содержится в восточно-сибирских месторождениях, или нет.

С одной стороны, в ближайшее десятилетие ООО "Газпром добыча Оренбург" в состоянии обеспечить внутренние потребности в гелии при условии сокращения экспорта. С другой – объем гелия, который будет получаться при переработке восточно-сибирского газа оценивается в 80-100 млн м³ в год (при уровне добычи в 25 млрд м³).

При этом даже с учетом понижающего влияния мирового финансово-экономического кризиса, который в первую очередь скажется на внедрении и развитии инновационных проектов, многие из которых основаны на использовании гелия, мировое потребление гелия к 2020 г. может достигнуть 300 млн м³ (сейчас – 150-170 млн м³). В связи с этим по некоторым оценкам поставки гелия из России только в страны АТР могли бы составить в 2020 г. 35 млн м³, в 2030 г. – более 90 млн м³.

Несмотря на сохраняющийся до сих пор приоритет США в производстве гелия, их монополия на сырьевую базу утеряна, и уровень добычи гелия в этой стране будет падать. Основные ресурсы и запасы гелия сконцентрированы также в Катаре и Алжире, однако перспективы значительного расширения добычи кроме России имеются только в Катаре.

С учетом высокой товарной значимости гелия на мировом рынке, незаменимости его во многих инновационных отраслях, а также ограниченности и невосполнимости мировых ресурсов гелия проблема рационального и комплексного освоения газогелиевого сырья должна решаться на государственном уровне.

По мнению экспертов, необходимо разработать программу защиты от потерь наиболее высококачественной части гелиевого сырья. В связи с тем, что разработка газовых месторождений с высоким содержанием гелия начнется уже довольно скоро, а рынок сбыта товарного гелия пока еще ограничен, остается единственный путь – извлекать не только товарный гелий, но и гелиевый концентрат для хранения. Создание и содержание подземных хранилищ (искусственно созданных либо природных) невозможно средствами одной компании, даже такой, как ОАО "Газпром". Необходима государственная поддержка. Такая программа была реализована в США в 1960-1973 гг.

Для обеспечения долгосрочных экономических интересов России, ее энергетической и технологической безопасности следует организовать в Восточной Сибири систему производства, хранения и поставок гелия на внутренний и международный рынки.

Россия имеет сегодня все, для того чтобы стать крупнейшим производителем и поставщиком гелия на мировом рынке. Вопрос в том, сумеет ли государство распорядиться этим богатством.

Литература

1. Конторович А.Э. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира / А.Э.Конторович, А.Г.Коржубаев, Л.В.Эдер // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17-24.
2. Якуцени В.П. Сырьевая база гелия в мире и перспективы развития гелиевой промышленности // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009 (4). – №2.
3. ОАО "Опытное конструкторское бюро машиностроения им. И.И.Африкантова", Н.Новгород. Международный проект высокотемпературного модульного гелиевого реактора с газовой турбиной. <http://www.okbm.nnov.ru/images/pdf/gtmhr.pdf>.
4. Обзор российского рынка гелия // ИГ "Инфолайн". – Март 2011.

Автор выражает благодарность за консультацию и помощь в написании статьи: Ю.О.Полотнюк, заместителю генерального директора ООО "Криор"; Н.И.Кузнецову, заместителю генерального директора ООО "НИИ КМ"; А.Е.Угроватову, директору по производству ООО "НИИ КМ".

© Л.Д.Огрель, 2011
Огрель Пола Давлатовна,
logrel@infomine.ru

THE MARKET OF HELIUM AND RUSSIA'S POTENTIALITIES IN ITS GLOBAL PRODUCTION

L.D. Ogrel (OOO Infomine Research Group, Moscow)

The structure of helium production and sale in Russia is shown, and the current and potential market capacity for helium is estimated. The strategic importance of this product and need for state backing to the comprehensive raw helium gas development are revealed. Capabilities and potentialities of Russia on the global helium market are presented.

Key words: natural gas; helium; deposits; consumption; forecast.

Комитет Совета Федерации по природным ресурсам и охране окружающей среды
Комиссия Совета Федерации по естественным монополиям
Комиссия Совета Федерации по национальной морской политике

КРУГЛЫЙ СТОЛ

"Экологически безопасные технические и технологические решения при освоении нефтяных и газовых месторождений в Баренцевом море"

Рекомендации

Проведя с участием членов Совета Федерации, депутатов Государственной Думы, представителей федеральных органов исполнительной власти, исполнительных и законодательных (представительных) органов власти Архангельской области, Мурманской области и Ненецкого автономного округа, представителей научно-исследовательских учреждений, коммерческих и некоммерческих организаций обсуждение актуальных проблем обеспечения экологической безопасности при освоении нефтяных и газовых месторождений в Баренцевом море, участники круглого стола отмечают следующее.

Создание условий для активного освоения континентального шельфа трансформируется в настоящее время в комплексную геополитическую задачу, решение которой позволит сохранить в долгосрочной перспективе ведущие позиции страны на мировом рынке энергоносителей. Освоение нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации является основой для развития новейших промышленных технологий и в целом для экономики прибрежных регионов страны.

В соответствии с проектом Государственной программы по изучению и освоению континентального шельфа добыча углеводородного сырья на шельфе может достичь существенного уровня к 2015 г., а к 2020 г. шельф может занимать 2-3-е место среди нефтегазодобывающих провинций.

Баренцево море, окраинное море Северного Ледовитого океана, его площадь 1405 тыс. км², средняя глубина 200 м, максимальная – 600 м.

Зимой над морем доминируют юго-западные, весной и летом – северо-восточные ветры. Преобладает пасмурная погода. Средняя температура воздуха в августе на юге +10 °С, на севере 0 °С, в феврале -4 и -25 °С. Часты штормы; высота волн достигает 27 м. Круглый год свободна ото льда только юго-западная часть моря. В апреле лед закрывает около 75 % поверхности моря, в неблагоприятные годы подходит к берегам Кольского полуострова. В августе граница льдов уходит за 78° северной широты. В благоприятные годы море полностью свободно ото льдов.

Наиболее опасным природным явлением для морских судов, разведочных и добычных платформ и установок в

Баренцевом море являются айсберги с массогабаритными характеристиками до 1 млн т.

Экологическая ситуация бассейна Баренцева моря оценивается как устойчивая. Имеющиеся данные мониторинга свидетельствуют о крайне низком уровне техногенного загрязнения экосистемы Баренцева моря либо о его отсутствии. Высокий уровень загрязнения акватории наблюдается лишь в Кольском заливе.

В 2008-2009 гг. Росприроднадзор совместно с ВНИИОкеангеологией и Севморгеологией провели научно-исследовательские работы (НИР) по обоснованию структуры Геоэкологического паспорта участков шельфа для их включения в Информационно-аналитическую систему Комплексной системы безопасности недропользования на шельфе (ИАС КСБНШ).

Современный экосистемный подход к управлению минеральными и биологическими ресурсами морских акваторий требует проведения оценки воздействия на окружающую среду не только проектов разработки отдельных месторождений или сопутствующих техногенных объектов, а всего комплекса предполагаемых намерений, как это реализуется, например, в Норвегии.

В рамках работы Смешанной российско-норвежской комиссии Минприроды России предполагает проведение НИР по разработке экологической концепции Комплексного плана управления минеральными и биологическими ресурсами российской части Баренцева моря.

Водные биологические ресурсы Баренцева моря отличаются разнообразием. Из 114 видов рыб, обитающих в Баренцевом море, наиболее важны в промысловом отношении 20 видов: треска, пикша, сельдь, морской окунь, зубатка, камбала, палтус и др. Промысловый статус имеют три вида беспозвоночных: камчатский краб, исландский гребешок и северная креветка.

В местах планируемой добычи углеводородов и прокладке трубопроводов обитает порядка 20 видов морских млекопитающих (белый медведь, нерпа, гренландский тюлень, белуха и др.). Ведется промысел тюленя.

Акватория Баренцева моря в этих зонах является также одним из основных мест нереста трески, мойвы, камбалы, зубатки и камчатского краба, а также районом массовой концентрации ихтиопланктона и кормовых гидробионтов.

По данным Росрыболовства в исключительной экономической зоне Российской Федерации Баренцева моря ежегодно вылавливается более 250 тыс. т, а с учетом соседних акваторий более 900 тыс. т водных биоресурсов (до 30 % вылова России).

Геологическая изученность континентального шельфа Баренцева моря на порядок ниже геологической изученности шельфа смежного Северного (Норвежского) моря, богатого углеводородами.

К настоящему времени здесь не завершен региональный этап сейсмопрофилирования. По состоянию на 01.01.2011 г. выполнено около 450 тыс. км сейсмических профилей 2D и около 500 км² сейсморазведки 3D (для сравнения – на шельфах Норвегии пройдено более 1,7 млн км сейсморазведочных профилей). Средняя плотность сейсмопрофилирования по шельфу Баренцева моря (включая Печорское) составляет 0,43 км/км².

До недавнего времени проблемным оставалось изучение центральной части Баренцева моря, входящей в так называемую "серую зону". После подписания 15 сентября 2010 г. российско-норвежского Договора о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане, установившего положение морской границы, появилась уверенность в активизации двухстороннего изучения бывшей "серой зоны", включающей гигантский свод Федынского площадью более 10 тыс. км² и другие крупные поднятия.

Региональные (общегеологические) работы по изучению шельфа России осуществляются только за счет средств федерального бюджета. Однако объем бюджетного финансирования крайне мал и составляет всего около 1,2 % общего объема геолого-разведочных работ в России, причем значительная часть этих средств в последние годы направляется на работы по обоснованию внешней границы континентального шельфа Российской Федерации.

Право ведения поисковых работ в соответствии с законодательством имеют лишь две государственные компании – ОАО "Газпром" и ОАО "НК "Роснефть", что не способствует развитию геологических исследований. В последние 2 года работы по восполнению минерально-сырьевой базы на северном континентальном шельфе практически не проводятся, приостановлен и процесс лицензирования недр.

Важнейшим результатом выполненных в российском секторе Арктики геолого-разведочных работ является открытие газонефтеносной Баренцево-Карской провинции. При этом на шельфе Баренцева моря было открыто 11 месторождений: 4 нефтяных (Приразломное, Варандей-море, Мединское-море, Долгинское); 1 нефтегазоконденсатное (Северо-Гуляевское); 3 газоконденсатных (Штокмановское, Поморское, Ледовое); 3 газовых (Северо-Кильдинское, Мурманское, Лудловское), разведанные суммарные запасы углеводородов которых составляют около 3,8 млрд т у.т.

Право пользования недрами континентального шельфа Баренцева моря оформлено 7 лицензиями: 3 – с правом геологического изучения, 3 – с правом разведки и добычи и одна совмещенная; пробурено более 20 поисково-оценочных скважин.

На Приразломном участке (ООО "Газпром нефть шельф") утверждены запасы нефти, ведется строительство погружной плавучей установки; начало разработки – 2012-2013 гг.

На Штокмановском участке (Штокман Девелопмент АГ) выполнены разведочные работы, пробурено 7 разведочных скважин, утверждены запасы газа и газового конденсата. Начало разработки планировалось на 2013 г., но очевидно будет перенесено на 2016-2018 гг.

На участках Кольский-1, -2 и -3 (ОАО "Севернефтегаз") выполнены сейсморазведочные работы и обоснованы точки для бурения 3 разведочных скважин.

Учитывая, что региональные и поисковые работы на шельфе Баренцева моря начаты более 50 лет назад, практически одновременно с Норвегией, полученные результаты достаточно скромные.

По оценкам экспертов только полномасштабный разворот работ по геологическому изучению, разведке и добыче нефти и газа на континентальном шельфе России, площадь которого превышает 6,2 млн км² (США – 2,4 млн км², Канада – 2,5 млн км², Австралия – 2,7 млн км² и Бразилия – 0,9 млн км²), может в среднесрочной перспективе (10-12 лет) стабилизировать достигнутый уровень добычи нефти и газа и создать предпосылки для его увеличения в долгосрочной перспективе.

Открытия последних 25 лет показали, что Арктический бассейн (прежде всего Баренцево и Карское моря), где по оценкам геологов сосредоточено свыше 30 % мировых ресурсов нефти и газа, в долгосрочной перспективе может стать главным мировым центром добычи углеводородов. Уже сегодня арктические государства резко активизировали свою деятельность по ведению научных исследований в этой акватории, в том числе и в российском секторе Арктики, и закреплению через комиссию ООН своих внешних границ континентального шельфа.

В разведке и добыче углеводородов на шельфе в последние десятилетия произошла настоящая революция в технологическом плане, сравнимая с прогрессом в космических исследованиях, в результате которой созданы комплексы для подводной добычи нефти и газа на глубинах моря до 2 тыс. м.

Состояние и перспективы освоения нефтегазовых ресурсов

Уникальным по запасам и условиям морской разработки является **Штокмановское газоконденсатное месторождение**, расположенное в центральной части российского шельфа Баренцева моря на удалении около 600 км к северо-востоку от Мурманска. Глубина моря в этом районе 320-340 м. Запасы месторождения составляют по категории С₁ 3,9 трлн м³ газа и около 56 млн т газового конденсата, что обеспечит ежегодный объем добычи около 70 млрд м³ природного газа и 0,6 млн т газового конденсата в течение 50 лет.

Разработка Штокмановского месторождения обеспечит ресурсную базу для производства российского СПГ и его реализации на мировых рынках, доступ к которым традиционными поставками сетевого газа ограничен либо невозможен.

Для освоения Штокмановского месторождения в феврале 2008 г. создана компания "Штокман Девелопмент АГ", акционерами которой являются ОАО "Газпром" (Россия, 51 %), Тоталь С.А. (Франция, 25 %) и СтатойлГидро (Норвегия, 24 %).

Технические и технологические решения обустройства Штокмановского месторождения обусловлены объективными трудностями: сложная ледовая обстановка и наличие айсбергов; большая глубина и сложный рельеф дна; значительная удаленность от берега и частые шторма; удаленность основных потребителей.

Добыча будет организована с помощью подводных добычных комплексов и специальных технологических платформ судового типа (PP80/PPЦ) с возможностью быстрого отсоединения и увода с траектории движения айсбергов. Добытый газ будет доставляться по подводным магистральным трубопроводам на берег в район пос.Териберка, где предусматривается разместить завод по производству СПГ (мощность первой линии 7,5 млн т в год), портовый транспортно-технологический комплекс и другие производственные объекты. Морская часть объектов освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения включает: подводный добычный комплекс, в состав которого входят системы его подсоединения к технологическому судну и самоходное технологическое судно; подводный морской двухниточный трубопровод и волоконно-оптическую линию связи (ВОЛС) в открытой части Баренцева моря.

Основные технологические решения: использование керамических мембран с применением проточной фильтрации для удаления взвешенных веществ и нефтепродуктов в качестве предварительной подготовки воды; использование технологии экстракции с использованием макропористых полимеров для удаления растворенных органических веществ (бензол, толуол и ксилол, фенолы и др.); использование глубокой биологической очистки.

Подводный добычный комплекс освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения имеет трехветвистую звездообразную компоновку с тремя буровыми центрами, включающими две добычные донные плиты с 4 буровыми окнами в каждой, соединенными с PP11 посредством внутривнепромысловых добычных трубопроводов. В состав подводного добычного комплекса входят: система добычных донных плит; системы трубопроводов, в том числе гибких (райзеры и шлангокабели), с их соединениями между собой и другим оборудованием.

Все это в отсутствие аналогов в мировой практике требует поиска и реализации нестандартных технических решений, в том числе для обслуживания подводной части системы и обеспечения регулярного авиационного грузопассажирского сообщения.

Приразломное нефтяное месторождение открыто в 1989 г., расположено на шельфе Печорского моря в 60 км от берега. Глубина моря на месте постановки платформы до 20 м.

Для освоения месторождения на заводе "Севмаш" завершается строительство морской ледостойкой стационарной платформы, а также создание специализированной морской транспортной системы вывоза нефти и снабжения самой платформы, создается береговая инфраструктура. Для разработки месторождения предусматривается строительство 40 скважин, из них: добывающих скважин – 19, нагнетательных – 16, одна скважина – поглощающая и 4 на правления – резервные.

Реализация природоохранных мероприятий предусматривает обеспечение нулевого сброса в море отработанных

растворов, шлама, неочищенных стоков и вредных веществ; утилизацию отходов бурения и производства путем закачки в поглощающую скважину и вывоз на берег; использование попутного нефтяного газа на собственные нужды.

Создаются система производственного экологического контроля и мониторинга окружающей среды, система предупреждения и ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН).

Участники круглого стола отмечают, что уже на этапе проектирования объектов инфраструктуры, обеспечивающих процессы освоения нефтяных и газовых месторождений в районе Баренцева моря, включая порты, терминалы и системы их обслуживания, должны учитываться требования экологической безопасности на основе следующих принципов: 1) принципа предупреждения и/или снижения риска возникновения негативного воздействия; 2) принципа унификации и многоцелевого использования технологий, техники и изделий; 3) принципа непрерывного улучшения используемых технологий, накопления знаний, информации, использования наилучшей природоохранной практики и наилучшей имеющейся технологии; 4) принципа "платит тот, кто загрязняет"; 5) принципа "нулевого сброса".

Учитывая, что создание условий для активного освоения континентального шельфа трансформируется в настоящее время в комплексную геополитическую задачу, решение которой позволит сохранить в долгосрочной перспективе ведущие позиции России на мировом рынке энергоносителей, а освоение нефтегазового потенциала континентального шельфа является основой для развития новейших промышленных технологий и имеет важнейшее значение для социально-экономического положения прибрежных регионов страны, в качестве ближайших мер необходимо:

1. Провести анализ отечественного законодательства, регламентирующего процессы геологического изучения и освоения месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации.

2. Выполнить *сравнительную оценку российских законодательных и нормативных требований* и законодательства и нормативно-правового регулирования в странах, ведущих морскую разработку углеводородного сырья, в части безопасности разработки морских месторождений.

3. *Разработать рекомендации по гармонизации этих требований для обеспечения единого понимания российских и иностранных операторов.*

4. *Разработать комплекс законодательных и организационных мер в целях защиты государственных интересов России в части:*

совершенствования форм и методов обеспечения государственного контроля и управления при реализации крупных инвестиционных проектов на континентальном шельфе; исключения поставок импортного оборудования, конкурентоспособные аналоги которого производятся в России; введения ограничений на размещение заказов на поставку оборудования и выполнение работ и услуг в зарубежных компаниях, используя уже апробированный опыт реализации проектов по соглашениям о разделе продукции;

стимулирования научных исследований в области перспективных и экологически безопасных технологий изуче-

ния и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации;

создания консорциумов добывающих компаний и обеспечения государственной поддержки в создании инфраструктуры морской нефтегазовой отрасли;

создания региональных центров мобильных сил, способных решать задачи по ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций в режиме постоянной готовности;

разработки технологий дистанционного перекрытия скважин в случае аварийных ситуаций;

создания тренажерных комплексов для обучения персонала, работающего в сфере нефтегазодобычи на шельфе, действиям в условиях аварийных ситуаций.

Технические, экономические и организационные решения, опробованные при реализации *проектов в данном регионе*, могут быть использованы при разработке других шельфовых месторождений.

Риски. Изучение и освоение углеводородов на шельфе является одним из наиболее опасных видов человеческой деятельности. Даже в странах, обладающих 30-40-летним опытом этой деятельности, сохраняется вероятность аварий и катастроф на объектах обустройства морских нефтегазовых месторождений.

При рассмотрении Правительством Российской Федерации Государственной стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа РФ в качестве одного из приоритетов была отмечена необходимость создания Комплексной системы безопасности (КСБ), обеспечивающей снижение рисков возникновения аварийных ситуаций, а также готовности сил и средств при их возникновении.

Промышленная добыча углеводородов на континентальном шельфе Баренцева моря создает риск нарушения экологического равновесия морской и геологической сред в районах проведения работ и на путях транспортировки нефтепродуктов.

Действующее законодательство ограничивает проведение контрольно-надзорных мероприятий хозяйствующего субъекта до 1 раза в 3 года, что может привести к угрозе бесконтрольного загрязнения морской среды отходами недропользования и аварийными разливами нефти.

При этом обеспечение контрольных возможностей в значительной степени зависит от своевременного и качественного обеспечения данными о фактических и ожидаемых гидрометеорологических условиях и стихийных явлениях, а также о загрязнении континентального шельфа и прибрежных районов.

Поэтому для всех судоходных и промышленных компаний, осуществляющих свою деятельность на континентальном шельфе России, необходимо закрепление в нормативно-правовых актах требований гидрометеорологической экспертизы всех проектов, использования системы гидрометеорологического обеспечения, прежде всего Единой системы информации об обстановке в Мировом океане и расширения ее сети наблюдений.

Многолетняя практика ряда стран, осуществляющих промышленную добычу углеводородного сырья на шельфе морей, показывает, что одним из важных элементов этого являются организация и проведение результативного, надежного и качественного регулярного мониторинга состояния морской среды.

Проведенные исследования и анализ имеющихся материалов, накопленные собственные знания с учетом опыта других стран позволяют говорить о том, что для данных целей наиболее эффективен авиакосмический мониторинг моря, который позволяет оперативно обнаруживать и регистрировать любые аварийные ситуации.

Негативная ситуация, имевшая место в Мексиканском заливе, показывает, что вопросы предупреждения и ликвидации аварий являются одной из приоритетных задач в части охраны окружающей среды при освоении шельфа Баренцева и других морей. В то же время документы, регламентирующие разработку и введение в действие планов ЛАРН, в настоящий момент не адаптированы к серьезнейшей угрозе загрязнения и нарушения экологического баланса, которые могут реализоваться при аварийных разливах нефтепродуктов и разрыве трубопроводов.

Учитывая политическую значимость экологических аспектов освоения шельфа Баренцева моря, а также огромный опыт, накопленный сопредельными государствами, в том числе Норвегией, в области охраны морской среды, очевидно, что при разработке новых и актуализации имеющихся нормативных и технических документов должны учитываться международные требования в этой области. Гармонизация российских и международных норм охраны морской среды даст возможность свести к минимуму экологические и политические риски, возникающие на первичных стадиях освоения континентального шельфа Баренцева моря.

Экономические, правовые и организационные проблемы

Исходя из основных причин, сдерживающих освоение арктического шельфа России, главными стимулирующими факторами должны быть существенные налоговые льготы и другие меры, снижающие экономические риски, в числе которых выполнение с привлечением средств государства работ по геологическому изучению шельфа, а также проведение высокорисковых поисков новых месторождений и создание необходимой береговой инфраструктуры на условиях государственно-частного партнерства, в том числе с привлечением источников внешнего финансирования. Под формированием благоприятной инвестиционной среды следует понимать не только налоги и пошлины, но и транспортное обеспечение, развитие терминальных комплексов, танкерного и ледокольного флота.

Налоговые льготы, введенные для освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири, где затраты на бурение и обустройство месторождений нефти и газа в 2-3 раза выше, чем в Западной Сибири, будут явно недостаточны для освоения арктического шельфа, где аналогичные затраты на порядок выше аналогичных затрат на суше. Необходимы дополнительные законодательные инициативы по повышению рентабельности освоения арктических месторождений.

Изменения и дополнения, внесенные в Закон Российской Федерации "О недрах" Федеральным законом от 29 апреля 2008 г. № 58-ФЗ, существенно осложнили процесс изучения и освоения недр континентального шельфа. Согласно им участки недр внутренних морских вод, территориаль-

ного моря и континентального шельфа отнесены к участкам недр федерального значения, пользователями которых могут быть только компании, доля государства в которых составляет более 50 %. Это ограничивает число отечественных компаний, допускаемых для работ на континентальном шельфе (ОАО "Газпром" и ОАО "НК "Роснефть"), ущемляет права ряда крупных отечественных компаний (ОАО "ЛУКОЙЛ", ОАО "Сургутнефтегаз" и др.) и снижает возможности вложения дополнительных инвестиций в геологическое изучение и освоение ресурсов континентального шельфа.

Заслушав и обсудив доклады представителей руководства компаний-недропользователей, участники круглого стола отмечают, что в целом принимаемые технические и технологические решения по освоению Приразломного и Штокмановского месторождений в Баренцевом море должны обеспечить экологическую безопасность и сохранение уникальной природной среды.

Подчеркивая принципиальную важность освоения нефтяных и газовых месторождений Баренцева моря, масштабные инвестиции в создание инфраструктуры и обустройство месторождений, высокую себестоимость разведки и добычи нефти и газа на континентальном шельфе, необходимость применения экологически безопасных технических и технологических решений для сохранения уникальной и уязвимой природной среды Арктики, участники круглого стола **рекомендуют:**

Правительству Российской Федерации:

1. Подготовить и принять в 2012 г. "Программу геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья арктического континентального шельфа", в которой предусмотреть:

освоение арктического шельфа на основе государственно-частного партнерства посредством разделения рисков между бизнесом и государством;

создание объединений (консорциумов) морских добывающих компаний с участием государства с целью развития береговой и морской инфраструктуры, мощностей специализированного машино- и судостроения, аварийно-спасательного обеспечения всего цикла выполняемых работ;

развитие специализированных инжиниринговых организаций, способных контролировать всю совокупность инвестиционных рисков и обеспечивать их снижение до приемлемого уровня на всех этапах от проектирования до завершения эксплуатации;

нормативно-правовое, организационное, финансовое и научно-техническое обеспечение реализации Программы.

2. Обеспечить участие Российской Федерации в подготовке, принятии и реализации международного соглашения о предупреждении аварий и техногенных катастроф на арктическом шельфе, оказании помощи при ликвидации их последствий и страховании экологической ответственности.

3. Включить в План законопроектных работ Правительства Российской Федерации на 2011-2012 гг. разработку и внесение в Государственную Думу проектов федеральных законов о внесении изменений:

3.1. В Налоговый кодекс Российской Федерации:

в части освобождении от налога на добавленную стоимость ввозимого оборудования (комплектующих и запасных частей к нему), аналоги которого не производятся в Россий-

ской Федерации, используемого в процессе геологического изучения недр, разведки, добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации;

о возможности возмещения налога на добавленную стоимость по товарам (работам, услугам) в рамках проектов геологического изучения недр, разведки, добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации;

о льготной ставке налога на добавленную стоимость и налога на прибыль на товары (работы, услуги), производимые российскими организациями в рамках проектов геологического изучения недр, разведки, добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации;

о льготной ставке налога на добычу полезных ископаемых для природного газа и газового конденсата, добываемых на континентальном шельфе Российской Федерации российскими компаниями;

об освобождении от налога на имущество организаций, осуществляющих инвестиционные проекты в Арктической зоне Российской Федерации;

о возможности введения специальных налоговых режимов и других мерах экономического стимулирования освоения арктического шельфа и арктического побережья Российской Федерации, обеспечивающих привлечение негосударственных инвестиций в необходимых объемах;

об увеличении срока, в течение которого налогоплательщики, осуществляющие деятельность в Арктической зоне Российской Федерации, вправе переносить убытки, исчисленные в предыдущих налоговых периодах, на будущее.

3.2. В законодательство Российской Федерации о таможенном регулировании:

об отмене импортных таможенных пошлин на ввозимое оборудование (комплектующие и запасные части к нему), аналоги которого в России не производятся, используемое российскими организациями в рамках проектов геологического изучения недр, разведки, добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации;

об отмене на расчетный период экспортных таможенных пошлин в отношении газа, добываемого из месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации в районе арктических морей;

о введении специальных (упрощенных) таможенных процедур, обеспечивающих реализацию проектов геологического изучения недр, разведки, добычи, подготовки и транспортировки полезных ископаемых на континентальном шельфе Российской Федерации;

об определении порядка и момента приобретения статуса таможенной территории объектами, расположенными на континентальном шельфе Российской Федерации.

3.3. В Закон Российской Федерации "О Государственной границе Российской Федерации", Федеральный закон "О порядке выезда из Российской Федерации и въезда в Российскую Федерацию", Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации:

о введении благоприятного режима пересечения Государственной границы Российской Федерации морскими и воздушными судами, гражданами Российской Федерации

и иностранными гражданами, участвующими в выполнении работ по проектам геологического изучения недр, разведки, добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации;

об упрощенном порядке регистрации иностранных судов, используемых в реализации проектов геологического изучения недр, разведки, добычи и транспортировки углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации, в российском международном реестре судов.

3.4. В Закон Российской Федерации "О недрах" и Федеральный закон "О континентальном шельфе Российской Федерации":

о расширении субъектного состава пользователей недрами континентального шельфа Российской Федерации, в том числе и на стадии регионального (общегеологического) изучения за счет средств недропользователей;

о распространении полномочий Правительства Российской Федерации в отношении континентального шельфа на акватории территориального моря и внутренних морей Российской Федерации;

об использовании заявительного принципа для предоставления участков недр в пользование с целью региональных исследований и геологического изучения;

о безусловном возникновении права на разведку и добычу полезных ископаемых, открытых за счет пользователей недр, оформления такого права в установленный срок, в том числе на участки недр федерального значения;

об обязательности аварийно-спасательного обеспечения работ, выполняемых на континентальном шельфе Российской Федерации, территориальном море и внутренних морях, создания страховых фондов и/или принятию обязательств по предупреждению экологических происшествий и ликвидации возникающего ущерба;

об уточнении определения понятий "искусственный остров", "установка и сооружение", а также "иные объекты", включив в понятие "иные объекты" морские стационарные и плавучие платформы, плавучие буровые установки и другие суда, а также определение момента и порядка образования указанными объектами таможенной территории;

об устранении неопределенности в отношении возможности создания, эксплуатации и распоряжения сооружениями на континентальном шельфе Российской Федерации для целей, связанных с недропользованием, юридическими лицами, не являющимися недропользователями.

4. В План законопроектных работ на 2011 и 2012 гг. включить анализ федеральных законов, содержащих правовые нормы о безопасности разработки морских месторождений на континентальном шельфе, в части их взаимной непротиворечивости, содействия освоению и охране ресурсов континентального шельфа Российской Федерации с учетом зарубежного законодательства и нормативно-правового регулирования в странах, ведущих морскую разработку углеводородного сырья.

5. При подготовке проекта федерального закона "О федеральном бюджете на 2012 год и на плановый период 2013 и 2014 годов" предусмотреть:

дополнительное финансирование геологического изучения криолитозоны шельфа и побережий арктических мо-

рей, экологических исследований и организации службы экологического мониторинга в Арктике;

финансирование работ по реконструкции и модернизации российских портов Арктического бассейна и восстановлению инфраструктуры Северного морского пути;

введение дополнительной статьи расходов на финансирование работ по геологическому изучению континентального шельфа, работ в Мировом океане, Арктике и Антарктике, строительству геофизических судов 2D и 3D, буровых судов и платформ;

внесение изменений и дополнений в Бюджетный кодекс Российской Федерации в части введения дополнительных статей доходов и расходов, связанных с реализацией проектов геологического изучения недр, разведки и добычи углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации, а также повышения доли бюджетов субъектов Российской Федерации, имеющих на своей территории объекты проектов освоения углеводородного сырья континентального шельфа, в распределении федеральных налогов.

6. Активизировать работу по разработке и внесению в Государственную Думу проектов федеральных законов:

о защите морской среды от загрязнения нефтью и нефтепродуктами;

об обязательном страховании гражданской ответственности судовладельцев, эксплуатирующих морские суда и суда внутреннего водного транспорта, за причинение ущерба окружающей среде.

7. Продолжить совершенствование нормативных правовых актов, предусматривающих повышение эффективности аварийно-спасательной готовности, мероприятий по защите морской среды и ликвидации разливов нефти, опасных и вредных веществ, в том числе:

о механизмах компенсации затрат на содержание государственных аварийно-спасательных служб и проведение операций по ликвидации разливов нефти в море, включая закупки специализированных судов, нефтесборных систем, боновых заграждений и других технических средств и материалов;

о создании оперативного резерва средств (с установлением верхнего предела накопления средств) для финансирования мероприятий и неотложных работ по ликвидации загрязнения моря нефтью, опасными и вредными веществами, включая порядок выделения этих средств морским аварийно-спасательным службам в кратчайшее время;

о формировании и аттестации морских аварийно-спасательных служб и спасателей, включая требования по подготовке, обучению, повышению квалификации и аттестации, в том числе водолазного состава и лиц, осуществляющих медицинское обеспечение водолазных работ;

о создании тренажерных комплексов для обучения персонала, работающего в сфере нефтегазодобычи на шельфе, действиям в условиях аварийных ситуаций.

Министерствам и ведомствам:

8. **Министерству природных ресурсов и экологии Российской Федерации** включить в План научно-исследовательских работ на 2011-2012 гг.: разработку экологической концепции Комплексного плана управления минеральными и биологическими ресурсами российской части Баренцева моря до 2030 г., в рамках которого предусмотреть:

создание системы наземно-космического мониторинга экологических и геодинамических процессов в районах добычи углеводородного сырья на шельфе Российской Федерации и прогноза воздействия на окружающую среду техногенных процессов;

оценку числа, состояния и влияния на окружающую среду затонувших судов на побережье и в заливах Баренцева моря.

9. **Федеральному агентству по недропользованию** ввести в практику лицензирования недропользования требования проведения производственно-экологического мониторинга состояния экосистемы лицензионного участка, ведения недропользователями Геоэкологического паспорта лицензионного участка, представление получаемых данных в Информационно-аналитическую систему Комплексной системы безопасности недропользования на шельфе (ИАС КСБНШ).

10. **Федеральной службе по надзору в сфере природопользования** продолжить работу по созданию Комплексной системы безопасности недропользования на арктическом континентальном шельфе Российской Федерации.

11. **Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору** разработать технический регламент по обустройству и разработке месторождений углеводородов на континентальном шельфе в арктических морях, включая раздел, посвященный айсберговой опасности.

12. **Федеральной службе по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды** подготовить для недропользователей детальную информацию об айсберговой опасности в арктических морях и ее прогнозе на ближайшее десятилетие.

13. **Министерству Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий** обеспечить методическую поддержку разработки:

планов "Ликвидации аварийных разливов нефти", учитывающих повышенную уязвимость экосистемы Арктики;

информационных систем, комплекса и базы данных по опасным производственным объектам и случаям аварий, инцидентов на морских гидротехнических сооружениях и при отдельных технологических процессах морской нефтегазодобычи.

14. **Министерству образования и науки Российской Федерации совместно с Министерством энергетики Российской Федерации с участием заинтересованных нефтегазодобывающих компаний** организовать на базе ведущих горно-геологических вузов и головных подведомственных предприятий учебно-производственные центры переподготовки и повышения квалификации кадров для выполнения работ на континентальном шельфе, восстановить сеть учебных центров по подготовке кадров рабочих специальностей и решить вопросы их финансирования.

Компаниям-недропользователям:

15. При разработке проектов освоения месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе, приобретении оборудования, выборе подрядчиков для выполнения работ и оказания услуг отдавать приоритет отечественным организациям и производителям.

16. При использовании кредитов ограничивать режим связанного кредитования российского нефтегазового комплекса с целью исключения поставок импортного оборудования, конкурентоспособные аналоги которого производятся в России.

17. При отсутствии в России производства современной техники и технологий для освоения и разработки месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе организовывать консорциумы по созданию таких производств на основе государственно-частного партнерства.

Органам власти приморских субъектов Российской Федерации:

18. Оказывать содействие развитию береговой инфраструктуры проектов освоения и разработки месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе, своевременно оформлять земельные участки для объектов производственной и социальной инфраструктуры, участвовать в качестве подрядчиков для выполнения работ и оказания услуг, выступать соучредителями дочерних организаций компаний-недропользователей.

Федеральному Собранию Российской Федерации:

19. Считать проекты федеральных законов, направленных на решение вопросов освоения континентального шельфа Российской Федерации, приоритетными и подлежащими первоочередному рассмотрению Государственной Думой.

**Председатель
Комитета Совета Федерации
по природным ресурсам и охране
окружающей среды
Председатель
Комиссии Совета Федерации
по естественным монополиям
Председатель
Комиссии Совета Федерации
по национальной морской политике**

В.П.Орлов

Н.И.Рыжков

В.А.Попов

**ЮРИЮ ИВАНОВИЧУ
МАТВЕЕВУ – 75 ЛЕТ**

25 марта исполнилось 75 лет Юрию Ивановичу Матвееву, генеральному директору ГНПП "Севморгео" (с 1991 по 2010 г.), почетному разведчику недр, заслуженному геологу Российской Федерации, кандидату геолого-минералогических наук.

После окончания Ленинградского горного института Ю.И.Матвеев работает в Институте геологии Арктики (НИИГА) Мингео СССР (с 1972 г. – ВНИИОкеангеология), где прошел путь от рядового инженера-геофизика до заместителя директора (с 1982 г.).

В 1991 г. он организует Государственное научно-производственное предприятие "Севморгео", генеральным директором которого был до 2010 г., осуществляя научное и практическое руководство работами по широкому кругу морских и аэрогеофизических исследований, направленных на изучение геологии арктических морей и Мирового океана, а также поиски месторождений углеводородов и твердых полезных ископаемых.

Не останавливаясь на подробном изложении достижений ГНПП "Севморгео" и лично Ю.И.Матвеева в этих областях, отметим здесь, что его имя известно не только среди российских коллег, но и за рубежом.

Ю.И.Матвеев – автор и соавтор более 90 научных работ, в том числе 7 монографий, он является членом многих научных

и научно-технических советов, состоит в редколлегиях многих геофизических изданий и отраслевых журналов.

Его заслуги отмечены рядом государственных и ведомственных наград – орденом "За заслуги перед Отечеством II степени", медалями "300 лет российскому флоту", "За отличие в морской деятельности", знаками "Почетный разведчик недр", "Почетный полярник", присуждением звания "Заслуженный геолог Российской Федерации".

В 2005 г. Ю.И.Матвееву в составе коллектива ученых и специалистов присуждена премия Правительства РФ в области науки и техники за труд "Разработка, научное обоснование и внедрение прогрессивных технологий для создания эколого-геологических основ недропользования Западно-Арктического шельфа России".

Дорогой Юрий Иванович! Ваши коллеги и друзья знают Вас как прекрасного, доброжелательного, отзывчивого человека, всегда готового прийти на помощь людям. Общение с Вами не только полезно всем, кто с Вами профессионально сотрудничает, но и оставляет чувство признательности за Вашу чуткость и душевное расположение.

От всей души поздравляем Вас с 75-летием! Желаем Вам здоровья, счастья и многих удач в Вашей профессиональной и личной жизни!

**Коллектив Роснедра
Коллектив ГНПП "Севморгео"
Редколлегия и редакция журнала
"Минеральные ресурсы России. Экономика и управление"
Коллектив ООО "Геоинформмарк"**

**БОРИСУ ИГОРЕВИЧУ
БЕНЕВОЛЬСКОМУ – 75 ЛЕТ**

13 марта 2011 г. исполнилось 75 лет Борису Игоревичу Беневольскому – заведующему отделом конъюнктуры минерального сырья ЦНИГРИ, доктору геолого-минералогических наук, действительному члену Академии горных наук и Международной академии информатизации.

Глубокая эрудиция и опыт освоения минерально-сырьевой базы благородных металлов приобретены Б.И.Беневольским в процессе многолетней работы в геологических экспедициях на северо-востоке страны, затем в Управлении алмазов, золота и других благородных металлов аппарата Мингео СССР (1972-1989 гг.). Под его руководством были открыты и разведаны россыпные месторождения в бассейне р.Колыма и на Чукотке, успешно разведаны золоторудные месторождения Карамкенское, Майское, Нявленга.

С 1989 г. по настоящее время Б.И.Беневольский работает в ЦНИГРИ. Под его руководством и при непосредственном участии осуществлены крупные исследования по составлению "Долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы золота России до 2020 года". Разработаны проекты координационных планов опережающих целевых рекогносцировочных поисков, поисково-оценочных, разведочных работ и НИОКР на алмазы, благородные и цветные металлы. Проведена апробация прогноз-

ных ресурсов алмазов благородных и цветных металлов, разработаны методические основы геолого-разведочных работ по этапам и стадиям на твердые полезные ископаемые, оценке ресурсов и запасов твердых полезных ископаемых, проводится многолетний мониторинг зарубежной минерально-сырьевой базы.

За цикл работ по золотоносности Российской Федерации (2002 г.) и научное обоснование системы прогноза и воспроизводства минерально-сырьевой базы благородных и цветных металлов (2007 г.) Б.И.Беневольский удостоен премии Правительства Российской Федерации.

Борис Игоревич – автор более 150 научных трудов, в том числе 10 монографий, а также методических работ по поиску и разведке золоторудных месторождений.

За многолетнюю добросовестную и плодотворную работу ему присуждены звания "Заслуженный деятель науки Российской Федерации", "Почетный разведчик недр". Он награжден знаками "Отличник разведки недр", "300 лет геологической службе России", является лауреатом премии им. А.Н.Косыгина Российского союза товаропроизводителей.

Дорогой Борис Игоревич! От всей души поздравляем Вас с Юбилеем! Желаем Вам крепкого здоровья, новых творческих успехов и личного счастья!

**Ученый совет ЦНИГРИ
Редколлегия и редакция журнала
"Минеральные ресурсы России. Экономика и управление"
Коллектив ООО "Геоинформмарк"**



Sandvik – это группа высокотехнологичных машиностроительных компаний, занимающая лидирующее положение в мире в производстве инструмента для металлообработки, разработке технологий изготовления новейших материалов, а также оборудования и инструмента для горных работ и строительства.

В компаниях, входящих в состав группы Sandvik, занято 47000 сотрудников в 130 странах. Годовой объем продаж группы в 2010 г. составил более 82,6 млрд шведских крон.

Sandvik Mining and Construction – одно из трех бизнес-подразделений группы Sandvik. Подразделение является одним из мировых лидеров в предоставлении инженеринговых решений и производстве оборудования для горной промышленности, добычи полезных ископаемых, а также строительства и перевалки сыпучих материалов. Годовой объем продаж в 2010 г. составил 35,2 млрд шведских крон. Численность сотрудников – 15500 чел. Подразделение компании Sandvik Mining and Construction, работающее на территории СНГ, занимается поставкой и сервисом оборудования, а также продажей запасных частей для горно-добывающей и строительной областей.

Sandvik: навстречу клиенту

Компания Sandvik Mining and Construction, мировой лидер в предоставлении технологических решений и производстве оборудования для горной промышленности и строительства, обновила свою русскоязычную страницу в сети Интернет, которая доступна пользователям по адресу <http://www.miningandconstruction.sandvik.com/ru> начиная с 31 марта 2011 г.

Теперь посетители Интернет-страницы получили возможность оперативно узнавать новости компании и получать информацию о продуктовой линейке оборудования компании Sandvik Mining and Construction, включая новинки. Пользователи смогут оценить большой объем полезной информации на русском языке, преимущества удобной навигации и дружелюбный интерфейс. На странице можно в он-лайн режиме полистать корпоративный журнал Solid Ground. В ближайшее время также появятся рубрики о сервисе и новых вакансиях на русском языке.

Помимо этого стало доступно новое приложение для смартфонов iPhone и мобильных устройств на базе Android (Blackberry 6.0 и Windows mobile 7 будут доступны в скором времени). Приложение позволяет просматривать полный перечень оборудования Sandvik и читать новости компании в он-лайн режиме вне зависимости от местонахождения пользователя. Также приложение обеспечивает полный доступ к контактной информации офисов Sandvik Mining and Construction по всему миру с их указанием на карте. Бесплатная загрузка приложений доступна в Apple App Store и Android Market.

"Обновленная русскоязычная страница компании Sandvik Mining and Construction – это не только яркий современный дизайн, но и возможность оперативного получения информации о компании, технических данных о выпускаемом оборудовании и удобная обратная связь, – отмечает Директор по Маркетингу и Коммуникации Региона СНГ компании Sandvik Mining and Construction Светлана Тимченко. – Качественное обслуживание заказчиков невозможно сегодня без Интернет-технологий. Теперь Интернет-страница доступна нашим клиентам в полном объеме, включая перечень оборудования на их родном языке. Удобный интерфейс

позволяет посетителям легко ориентироваться на сайте, получать последние новости компании, находясь в любой точке земного шара. Наша обновленная страница в Интернете – это приглашение в мир компании Sandvik Mining and Construction, где рады каждому гостю – клиенту, партнеру, журналисту, эксперту или будущему сотруднику".

Sandvik и ООО "Ровер": рост производительности

Компания Sandvik Mining and Construction поставила для ООО "Ровер" высокопроизводительную буровую установку Sandvik D45KS. Контракт на поставку был подписан в 2010 г., и недавно машину успешно ввели в эксплуатацию. D45KS будет использоваться для бурения скважин с целью подготовки горной массы к выемке.

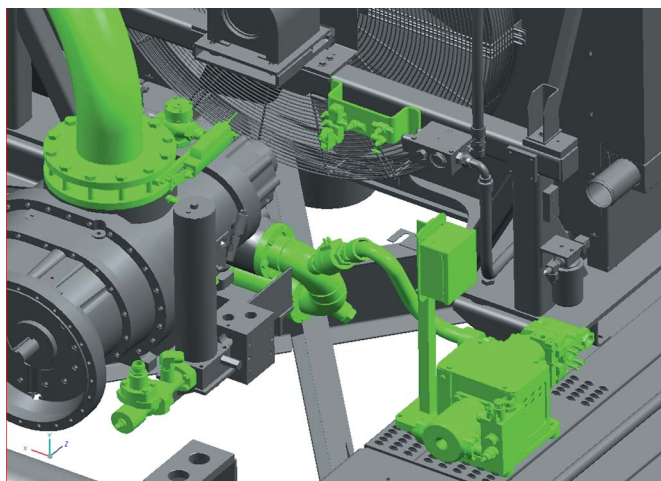
Преимущество установки заключается в ее мобильности. Для ООО "Ровер" это один из важнейших параметров, так как на разрезе, где ведутся работы, горные участки расположены на протяженном расстоянии друг от друга. Перегон D45KS можно осуществлять самостоятельно, без привлечения дополнительной техники.

Компания Sandvik осуществляет полное сервисное обслуживание буровой установки, а также поставляет необходимые запасные части. Кроме того, сейчас компания "Ровер" проводит испытания бурового инструмента Sandvik.

Генеральный директор ООО "Ровер" Раис Мирзаянович Губайдуллин отметил: "Установка Sandvik D45KS используется нами совсем недавно, но уже можно сказать, что по производительности она заменяет 2-3 аналогичные установки отечественного производства. В настоящий момент ожидается поставка еще одной аналогичной машины, контракт на которую был подписан в августе 2010 г."

Новая система управления компрессором от Sandvik

Компания Sandvik Mining and Construction разработала новую автоматическую систему управления компрессором (Compressor Management System – CMS), которая позволит буровой установке работать гораздо экономич-



нее и снизить количество выбросов в атмосферу. Новая система управления компрессором рассчитывает объем воздуха, требуемый в данный момент, что позволяет компрессору работать при максимальном расходе воздуха только тогда, когда в этом есть необходимость. Таким образом, достигается полная производительность при гораздо меньшем расходе топлива и количестве выбросов в атмосферу.

Угольная шахта Драйтон в регионе Хантер, Новый Южный Уэльс, Австралия, активно использует эту систему. Шахта экономит 48 л/ч (12,6 амер. галл/ч), снижая среднюю степень загрузки двигателя с 78 до 53 %. Несколько рабочих бригад даже установили рекорд производительности, используя CMS.

Буровые установки Sandvik, поставленные после 1 мая 2011 г., будут оснащены новой системой управления компрессором. Машины, находящиеся в работе уже сейчас, также можно оснастить подобной системой.

Идея, положенная в основу автоматической системы управления компрессором (CMS), предельно проста и состоит в том, чтобы при помощи "интеллектуальных" алгоритмов программируемого логического контроллера (Programmable Logic Controller) снизить расход топлива при выполнении таких операций, как откатка, подготовка к бурению и операций с трубами (наращивание, сборка, разборка става). К тому же становится возможным прерывать бурение при перегреве. При осуществлении бурения на продувку расходуется ровно столько воздуха, сколько необходимо.

Сокращение расходов будет зависеть от модели буровой установки, но изначально предусмотрена экономия до 40 % топлива. Меньшая загруженность двигателя также подразумевает снижение затрат на обслуживание, повышение коэффициента использования устройства, больший срок службы двигателя и компрессора, а также экономию на инфраструктуре. Использование новой системы управления компрессором предусматривает снижение выбросов углекислого газа до 40 % в год.

За дополнительной информацией обращайтесь:

тел: +7 (495) 980-75-35

e-mail: smc.russia@sandvik.com

www.sandvik.com



МАЙНЕКС



РОССИЯ И СНГ 2011



**7Й ГОРНОПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ
4-6 ОКТЯБРЯ 2011, МОСКВА, РОССИЯ**

WWW.MINEXRUSSIA.COM

ЛОНДОН

ADVANTIX LTD.

Тел: + 44 207 520 9341

Факс: + 44 207 520 9342

Email: admin@minexforum.com

МОСКВА

ООО «ГОРНЫЙ ФОРУМ»

Тел: + 7 (499) 503 1873

Тел/Факс: + 7 495 510 6693

Email: moscowoffice@minexforum.com

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ УМЕНЬШЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ГОРНО-ДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Горно-добывающие компании увеличивают энергоэффективность не только для соблюдения требований государственной политики по энергосбережению (ЭС), но и для уменьшения затрат в текущей экономической обстановке. Одна из главных сложностей с обеспечением ЭС – нехватка доступной информации об энергопотреблении и особенно о связи между данными об энергопотреблении и производстве, определяющими возможности сбережения энергии. Горно-добывающие компании часто испытывают сложности с прогнозированием энергопотребления и часто штрафуются за недостаточную или избыточную оценку.

Возможности энергосбережения

Горно-добывающие компании стремятся снизить энергозатраты и для уменьшения себестоимости продукции, и для снижения выбросов окислов углерода. Для достижения этих целей компаниям необходимы ясное представление об их текущем энергопотреблении, а следовательно, и инструменты, которые дадут возможность принимать решения.

Правительства стран уделяют особое внимание энергоэффективности работы промышленных предприятий, особенно в горно-добывающей отрасли. Во многих из них вводятся в действие программы по энергосбережению, поощряющие большие энергоемкие предприятия к повышению энергосбережения посредством определения, оценки и обнародования рентабельных возможностей для этого. Многие правительства делают участие в работе по ЭС обязательным для компаний, чье энергопотребление превышает 0,5 петаджоулей (ПДж) в год.

Одним из обоснований программы ЭС является убеждение правительств в том, что широкое использование рентабельных энергосберегающих технологий и процессов поможет предприятиям сохранить конкурентоспособность в условиях глобального движения в сторону уменьшения выброса окислов углерода и принятия планов уменьшения углекислого загрязнения.

Как показано на приведенной диаграмме (рис. 1), характеризующей деятельность компании Рио Тинто, между загрязнением и энергопотреблением существует тесная связь.

В австралийской горно-добывающей промышленности в рамках программ ЭС крупные потребители энергии должны составлять соответствующие отчеты. Эти отчеты размещаются в свободном доступе на веб-сайтах компаний и веб-сайтах правительства по энергетике.

Одна из проблем с отчетами по ЭС – увеличивающаяся "одинаковость" в видах ЭС, которые горно-добывающие компании начинают определять в своей деятельности.

Например, часто встречаются следующие предложения по обеспечению ЭС, связанные, в частности:

- с уменьшением освещения (системы управления освещением);
- с уменьшением энергопотребления в кондиционировании воздуха путем замены вида систем кондиционирования;
- с переходом на приводы с регулируемой скоростью;
- с утечками сжатого воздуха.

Вышеперечисленные предложения дают экономию и даже возможность получения скорой выгоды. Но возникает вопрос о том, как сократить энергопотребление в следующие несколько лет. При этом перед рабочими горно-добывающих предприятий будет поставлена задача достижения плановой добычи при минимальном энергопотреблении, а обеспечение ЭС произойдет за счет изменений в управлении производственными процессами, а не только в использовании более экономичных приводов или изменений в освещении.

Энергетические прогнозы и случаи излишнего энергопотребления

Из дискуссий с горно-добывающими компаниями становится очевидно, что при попытках достичь больших результатов с меньшим энергопотреблением возникают одни и те же проблемы. Сложность заключается в том, что на данный момент компании не владеют достаточной информацией для принятия решений по снижению энергопотребления или его надежному прогнозированию.

Для надежности прогнозирования энергопотребления разработаны достаточно сложные подходы, но в силу ряда обстоятельств они не могут обеспечить необходимую точность прогнозов.

Компании вкладывают средства в измерительное оборудование и промышленное программное обеспечение для управления, отслеживания и визуализации процесса энергоснабжения, а также составления отчетов об энергопотреблении. Предоставление информации об энергопотреблении только частично решает задачу определения новых возможностей ЭС. Помимо энергопотребления необходима также информация о том, что именно происходит на предприятии в каждый момент. Например, практически в реальном

Рис. 1. Связь между энергопотреблением и загрязнением в компании Рио Тинто



времени необходимо отслеживать расход энергии на единицу продукции (кВт·ч/т или кВт·ч/унцию).

В горно-добывающих компаниях, как правило, разработаны системы, предоставляющие информацию о производстве и простоях, но они не совмещены и не интегрированы с системами энергопотребления для предоставления более полной информации, которая может обеспечить точный прогноз и новые возможности в ЭС. Производство и простои, несомненно, являются основными факторами энергопотребления, а значит, интеграция производственных и энергетических систем может дать определенные преимущества.

Интеграцию управления энергоснабжением (УЭ) и системой управления производством (СУП) в общем можно определить как оптимизацию производственного энергопотребления (ОПЭ).

Основной проблемой, с которой сталкиваются компании, является своевременный доступ к точной информации об энергии. Но, как правило, у них либо вообще не имеется доступной информации, либо информация недостаточно подробна, либо изолирована и не связана с обстоятельствами, в которых она используется.

Кроме того, отсутствует способность точно прогнозировать энергопотребление.

Тем не менее существует достаточно подтверждений возможности снижения энергопотребления в горно-добывающем производстве. На рис. 2 рассмотрены 10 наиболее энергозатратных процессов в добыче угля, неметаллических полезных ископаемых и металлов. Самым энергозатратным из них, как и следовало ожидать, является мелкое дробление.

На рис. 3 демонстрируются возможности экономии энергии в подотраслях горно-добывающей промышленности США. Из приведенных графиков видно, что если при добыче угля и металлических полезных ископаемых потребление энергии может быть сокращено на 17 и 21 % соответственно, то при добыче неметаллических полезных ископаемых – на 27 %.

Похожий вывод был сделан и в отчете Отдела природных ресурсов Канады в 2005 г., в котором рассматривалось потребление энергии при открытой разработке месторождений железной руды и золота. Для железной руды были обнаружены возможности снижения затрат (за счет экономии энергии) на 36 % при ее добыче и 47 % при измельчении; для золота экономия при измельчении достигает 53 %.

Рис. 2. Затраты энергии в горно-добывающей промышленности США для 10 наиболее энергозатратных процессов, трлн BTU*/год



* BTU – британская тепловая единица (British thermal unit) измерения энергии, используемая в США (1000 BTU/ч ≈ 293 Вт).

Если в СУП наряду с данными о производстве собирается и информация о простоях, то рационально объединить ее с информацией об энергопотреблении для получения полезных данных об "энергетических событиях". Такие данные могут быть легко представлены или визуализированы вместе.

Имеется много причин, по которым может произойти скачок энергопотребления обогатительной фабрики. Например, если пропускная способность обогатительной фабрики должна сохраняться, а загружаемый материал – более твердая (прочная) руда, расход энергии может вырасти более чем на 10 %. Такая статистическая информация о прочности руды должна быть доступна в СУП.

Аналогично, если размер дробления требуется уменьшить вдвое для поддержания скорости извлечения концентрата в процессе флотации, расход энергии вырастет более чем на 10 % (иногда даже в 4 раза). Статистические данные о таком изменении также могут быть доступны в СУП.

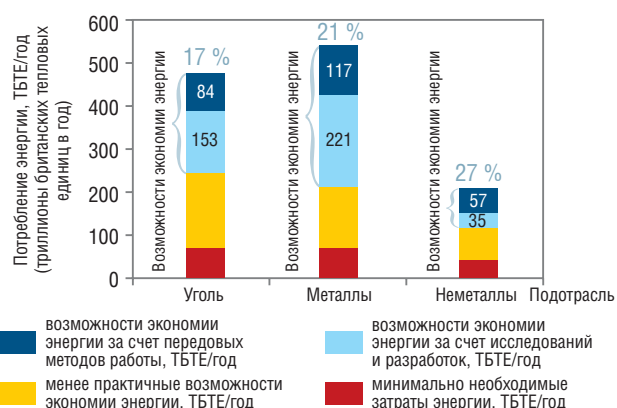
В обоих этих случаях интеграция существующих данных в процессе ОПЭ может дать практически в реальном времени визуализацию таких характеристик, как энергия или цена в расчете на 1 т концентрата. В результате ОПЭ визуализируются показатели простоя с информацией об энергопотреблении посредством их детализации для сопоставления обстоятельств с энергопотреблением. По-настоящему преимущество становится заметным в случаях энергетических событий, когда энергии потребляется больше или меньше нормы без видимых причин.

ОПЭ осуществляется на основе автоматического сбора данных о событиях и информации о потреблении оборудованием излишней энергии.

В связи с этим горно-добывающим компаниям необходимо точно прогнозировать энергопотребление и иметь своевременный доступ к информации о фактическом энергопотреблении для принятия оптимальных решений.

Для составления прогнозов необходимы усовершенствованные механизмы моделирования энергопотребления. Такие модели разрабатываются в рамках СУП на основе уравнений регрессии и корреляции в соответствии с рекомендациями Американского общества инженеров по отоплению, холодильной технике и кондиционированию воздуха. Они помогают определить причины, влияющие на энергопотребление, а затем разработать алгоритмы прогнози-

Рис. 3. Потребление и возможности экономии энергии в подотраслях горно-добывающей промышленности США



рования. Для эффективного моделирования таким способом используются имеющиеся в СУП показатели о производстве и простоях.

Интегрируя показатели СУП и системы управления энергоснабжением, модель энергопотребления может быть достаточно просто построена на основе статистических данных о производственных процессах, которые содержатся в СУП и могут быть использованы для составления перспективных планов производства, включающих сменные задания и качество добываемого сырья.

Рекомендуемое решение

Совмещая автоматический сбор информации о производстве и простоях в СУП и энергопотреблении в системе управления энергоснабжением, можно реализовать преимущества энергосбережения. Для максимизации преимуществ предлагается не только совмещать информацию, но и отображать ее интегрально в процессе ОПЭ.

Наиболее эффективный подход при решении задач по оптимизации производства должен предусматривать:

- отображение энергопотребления в реальном времени;
- прогнозирование энергопотребления в зависимости от определенных характеристик;
- определение оптимальной величины энергопотребления для каждого производственного участка;
- определение и измерение объектов любого потребления сверх заданного;
- выяснение ключевых причин перерасхода;
- составление отчетов о энергопотреблении по сменам и суткам, а также событиям, вызывающим перерасход;
- расчет показателей эффективности использования ресурсов (например, кВт·ч/т) в реальном времени.

Предоставление проверенных фактических показателей необходимо для обоснования будущих капиталовложений и/или изменений производственных процессов.

Для систематического снижения энергопотребления рекомендуется следующий процесс, включающий:

- определение факторов энергопотребления на предприятии (например, качество сырья, скорость извлечения и т.д.);
- отслеживание в реальном времени объектов энергопотребления и определяющих его факторов;
- использование модели энергопотребления для прогноза, основываясь на прогнозах факторов энергопотребления;
- использование составленного прогноза для определения необходимых объемов энергопотребления;
- определение и измерение объемов энергопотребления сверх заданного;
- анализ результатов для выявления основных причин перерасхода (перерасход может быть вызван износом оборудования и способен послужить дополнительным сигналом к оптимизации программ техобслуживания. Точные данные о причинах энергопотребления, превышающего заданное, могут использоваться для обоснования капиталовложений, необходимых для замены производственного оборудования).

Для решения задачи по ЭС в горно-добывающем производстве необходимо использовать информацию, содержащуюся в отчетах, и результаты анализа показателей в реальном времени. Как и в случае с отслеживанием простоев, требуется обеспечить персоналу возможность получения необходимой информации в форме, которая легко

воспринимается и позволяет принимать на ее основании повседневные решения.

Информированность персонала горно-добывающих компаний способствует выявлению новых возможностей для повышения эффективности производства и ЭС.

Решение задачи совершенствования процесса прогнозирования энергопотребления горно-добывающего предприятия может обеспечить в частности:

- снижение штрафов за недостаточную или избыточную оценку его необходимых объемов (обычно на основе использования общей энергосети);
- уменьшение разрыва между энергией, поставляемой с электростанции и фактически используемой, часто именуемой "излишком обращения".

Для эффективного прогнозирования энергопотребления и снижения затрат необходимо:

использовать алгоритмы прогнозирования и сочетание информации об энергопотреблении с информацией о производстве и простоях, что дает более точные прогнозы энергопотребления и позволяет уменьшить штрафы за недостаточную или избыточную оценку;

максимизировать использование существующих мощностей инфраструктуры энергоснабжения и избежать строительства излишней инфраструктуры энергоснабжения на основе более точной информации.

* * *

В заключении необходимо отметить следующие обстоятельства.

1. СУП повсеместно используется в горно-добывающих компаниях, отслеживая основные данные и производственные показатели, относящиеся к производству и простоям. Эта информация позволяет управляющим предприятий принимать оптимальные решения и может способствовать совершенствованию бизнеса.

2. Решения по управлению энергоснабжением (УЭ) все шире внедряются в горно-добывающих компаниях, предоставляют информацию для отслеживания производственного потребления, его прогнозирования и предоставления информации, относящейся к качеству энергии. Как и в СУП, предоставляемая информация позволяет персоналу принимать решения, повышающие эффективность бизнеса за счет снижения объемов энергопотребления.

3. СУП и системы УЭ находят свое применение в горно-добывающей отрасли, своевременно предоставляя автоматизированную точную информацию. Тем не менее именно интеграция обеих систем необходима для обеспечения эффективности энергопотребления, а следовательно, и потенциального снижения его объемов. Решения, интегрирующие СУП и УЭ в процесс ОПЭ, увеличивают ценность системы.

4. Используя подходы к ОПЭ, могут быть выделены негативные события в процессе энергопотребления, выявлены их причины и, возможно, приняты превентивные меры для снижения частоты их появления или даже их полного исключения.

По материалам, предоставленным
компанией Schneider Electric
www.schneider-electric.ru

ИТОГИ АУКЦИОНОВ И КОНКУРСОВ НА ПРАВО ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ

(по материалам Бюллетеня "Недропользование в России" № 3-6'2011)

Ниже приводятся результаты состоявшихся аукционов и конкурсов с указанием участков, участников, победителей и предложенных победителями размеров разового платежа.

УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Республика Саха (Якутия)

Итоги конкурса на право пользования недрами **Тектуйэ (Тектуйского) участка**

Конкурс состоялся 25 января 2011 г. Конкурс признан несостоявшимся в связи с подачей на участие в конкурсе одной заявки. На основании Закона Российской Федерации "О недрах" было решено предоставить ОАО "АЛРОСА-Газ" право пользования недрами и выдать лицензию на условиях объявленного конкурса с учетом предложений участника, в том числе по размеру разового платежа за пользование недрами. Стартовый размер разового платежа составлял 36 000 000 (тридцать шесть миллионов) р.

Ханты-Мансийский автономный округ-Югра

Итоги конкурсов на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья **Верхне-Казымского и Южно-Ватлорского участков**

Конкурсы состоялись 25 января 2011 г.

Верхне-Казымский участок

Конкурс признан несостоявшимся в связи с подачей на участие в конкурсе одной заявки. На основании Закона Российской Федерации "О недрах" было решено предоставить ОАО "Сургутнефтегаз" право пользования недрами и выдать лицензию на условиях объявленного конкурса с учетом предложений участника, в том числе по размеру разового платежа за пользование недрами. Стартовый размер разового платежа составлял 1 621 600 000 (один миллиард шестьсот двадцать один миллион шестьсот тысяч) р.

Южно-Ватлорский участок

Конкурс признан несостоявшимся в связи с подачей на участие в конкурсе одной заявки. На основании Закона Российской Федерации "О недрах" было решено предоставить ОАО "Сургутнефтегаз" право пользования недрами и выдать лицензию на условиях объявленного конкурса с учетом предложений участника, в том числе по размеру разового платежа за пользование недрами. Стартовый размер разового платежа составлял 367 700 000 (триста шестьдесят семь миллионов семьсот тысяч) р.

Самарская область

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья **Слободского участка**

Аукцион состоялся 02 февраля 2011 г. Победителем аукциона стало ОАО "Оренбургнефть", предложившее разовый платеж в размере 85 200 000 (восемьдесят пять миллионов двести тысяч) р. при стартовом – 71 000 000 (семьдесят один миллион) р.

Астраханская область

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья **Харабалинского участка**

Аукцион состоялся 18 января 2011 г. Победителем аукциона признано ООО "Астрахань-Нефть", предложившее разовый платеж в размере 4 080 000 (четыре миллиона восемьдесят

тысяч) р. при стартовом – 3 400 000 (три миллиона четыреста тысяч) р.

Ненецкий автономный округ

Итоги конкурса на право пользования участком недр федерального значения, включающим **нефтяное месторождение им. Романа Требса и нефтяное месторождение им. Анатолия Титова**

Конкурс состоялся 02 декабря 2010 г. На основании Закона Российской Федерации "О недрах" было решено предоставить ОАО "АНК "Башнефть" право пользования недрами и выдать лицензию на условиях объявленного конкурса с учетом технико-экономических предложений участника, в том числе по размеру разового платежа за пользование недрами. Стартовый размер разового платежа составлял 18 171 000 000 (восемнадцать миллиардов сто семьдесят один миллион) р.

Пермский край

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья **Вишерского участка**

Аукцион состоялся 27 декабря 2010 г. В аукционе приняли участие ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" и ООО "УралОйл". Победителем аукциона признано ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", предложившее разовый платеж в размере 227 920 000 (двести двадцать семь миллионов девятьсот двадцать тысяч) р. при стартовом – 207 200 000 (двести семь миллионов двести тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью разведки и добычи углеводородного сырья **Комарихинского участка**

Аукцион состоялся 24 февраля 2011 г. Победителем аукциона признано ООО "Селена-Пермь", предложившее разовый платеж в размере 38 500 000 (тридцать восемь миллионов пятьсот тысяч) р. при стартовом – 35 000 000 (тридцать пять миллионов) р.

Оренбургская область

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья **Волостновского участка**

Аукцион состоялся 03 февраля 2011 г. Победителем аукциона признано ОАО "Оренбургнефть", предложившее разовый платеж в размере 126 600 000 (сто двадцать шесть миллионов шестьсот тысяч) р. при стартовом – 105 500 000 (сто пять миллионов пятьсот тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на **Южно-Сыртовском участке**

Аукцион состоялся 10 марта 2011 г. Победителем аукциона стало ОАО "Оренбургнефть", предложившее разовый платеж в размере 40 800 000 (сорок миллионов восемьсот тысяч) р. при стартовом – 34 000 000 (тридцать четыре миллиона) р.

Ростовская область

Итоги аукционов на право пользования недрами с целью геологического изучения (поиски, оценка) разведки и добычи

углеводородного сырья на Грачикском, Верхнеобливском и Красноборском участках

Аукционы состоялись 02 марта 2011 г. В аукционах приняли участие ОАО "Кавказгидрогеология" и ООО "ЮгГео". Победителем аукционов стало ООО "ЮгГео", предложившее разовый платеж в размере:

Грачикский участок – 2 343 000 (два миллиона триста сорок три тысячи) р. при стартовом – 2 130 000 (два миллиона сто тридцать тысяч) р.;

Верхнеобливский участок – 420 000 (четыреста двадцать тысяч) р. при стартовом – 350 000 (триста пятьдесят тысяч) р.;

Красноборский участок – 276 000 (двести семьдесят шесть тысяч) р. при стартовом – 230 000 (двести тридцать тысяч) р.

Ямало-Ненецкий автономный округ

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья **Усть-Юрибейского участка**

Аукцион состоялся 10 марта 2011 г. Победителем аукциона стало ЗАО "Нефтересурсы", участвовавшее в аукционе под регистрационным номером 1 и предложившее разовый платеж в размере 115 200 000 (сто пятнадцать миллионов двести тысяч) р. при стартовом – 96 000 000 (девяносто шесть миллионов) р.

Ханты-Мансийский автономный округ-Югра

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья **Северо-Егурьяхского 2 участка**

Аукцион состоялся 10 марта 2011 г. Победителем аукциона стало ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", участвовавшее в аукционе под регистрационным номером 2 и предложившее разовый платеж в размере 135 300 000 (сто тридцать пять миллионов триста тысяч) р. при стартовом – 123 000 000 (сто двадцать три миллиона) р. Победителю аукциона выдана лицензия на право пользования участком недр.

ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ**Новгородская область**

Итоги конкурса на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи кварцевых песков на **участке недр "Фланги месторождения "Неболчинское-1"**

Конкурс состоялся 28 декабря 2010 г. Конкурс признан состоявшимся в связи с подачей на участие в конкурсе одной заявки. На основании Закона Российской Федерации "О недрах" было решено предоставить ЗАО "Неболчинское карьероуправление" право пользования недрами и выдать лицензию на условиях объявленного конкурса с учетом предложений участника, в том числе по размеру разового платежа за пользование недрами. Стартовый размер разового платежа составлял 11 500 000 (одиннадцать миллионов пятьсот тысяч) р.

Итоги конкурса на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи кварцевых песков на **участке "Фланги месторождения "Крапивненское-1"**

Конкурс состоялся 28 декабря 2010 г. Конкурс признан состоявшимся в связи с подачей на участие в конкурсе одной заявки. На основании Закона Российской Федерации "О недрах" было решено предоставить ЗАО "Русская Горная Компания" право пользования недрами и выдать лицензию на условиях объявленного конкурса с учетом предложений участника, в том числе по размеру разового платежа за пользование недрами. Стартовый размер разового платежа составлял 6 800 000 (шесть миллионов восемьсот тысяч) р.

Камчатский край

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи золота и серебра на **участке Хайоклан-Инноквинский**

Аукцион состоялся 27 декабря 2010 г. В аукционе приняли участие ООО "Запад-Энергоучет" и ООО "Хайоклан". Победителем аукциона признано ООО "Хайоклан". Стартовый размер разового платежа составлял 5 000 000 (пять миллионов) р.

Алтайский край

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи россыпного золота из **россыпи р.Карама с притоком р.Куевата в Солонешенском районе**

Аукцион состоялся 29 октября 2010 г. В аукционе приняли участие ЗАО "Золоторудная компания "Старатель", ООО "Автосиб-Сервис", ООО "Горнопромышленная компания "Алтай". Победителем аукциона признано ЗАО "Золоторудная компания "Старатель". Стартовый размер разового платежа составлял 520 000 (пятьсот двадцать тысяч) р.

Красноярский край

Итоги аукционов на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи каменного угля на **участках Мостик и Восточный Карабульского месторождения**

Аукционы на право пользования недрами состоялись 17 января 2011 г.

Участок Восточный

В аукционе приняли участие ООО "Сибуглеком" и ООО "Тех-Ресурс". Победителем аукциона признано ООО "Сибуглеком". Стартовый размер разового платежа составлял 11 000 000 (одиннадцать миллионов) р.

Участок Мостик

В аукционе приняли участие ООО "Сибуглеком" и ООО "Тех-Ресурс". Победителем аукциона признано ООО "Сибуглеком". Стартовый размер разового платежа составлял 7 000 000 (семь миллионов) р.

Республика Бурятия

Итоги аукционов на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи россыпного золота на **участке "Сосновский"**, расположенном в Баунтовском районе, и с целью геологического изучения, разведки и добычи бурого угля на **участке "Пласт 9", юго-западный фланг Сангинского месторождения**, расположенного в Закаменском районе

Аукционы состоялись: участок "Сосновский" – 16 декабря 2010 г.; участок "Пласт 9" – 15 декабря 2010 г.

Участок "Сосновский"

В аукционе приняли участие ООО "Бурят-Геология" и ООО "Титан". Победителем аукциона признано ООО "Титан", предложившее наибольший размер разового платежа – 896 000 (восемьсот девяносто шесть тысяч) р. при стартовом – 640 000 (шестьсот сорок тысяч) р.

Участок "Пласт 9"

В аукционе приняли участие ООО "Старатель" и ЗАО "Ремтранс". Победителем аукциона признано ЗАО "Ремтранс", предложившее наибольший размер разового платежа – 165 000 (сто шестьдесят пять тысяч) р. при стартовом – 150 000 (сто пятьдесят тысяч) р.

Итоги аукционов на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи россыпного золота на **участке "Малый Долгоул"**, расположенном в Баунтовском районе, и на **участке "Глубокий"**, расположенном в Баунтовском районе

Аукционы состоялись: участок "Малый Долгоул" – 28 декабря 2010 г. участок "Глубокий" – 27 декабря 2010 г.

Участок "Малый Долгоул"

В аукционе приняли участие ООО "Барс" и ЗАО "Витимгеопрот". Победителем аукциона признано ООО "Барс", предложившее наибольший размер разового платежа – 448 800 (четыре сорок восемь тысяч восемьсот) р. при стартовом – 408 000 (четыре сорок восемь тысяч) р.

Участок "Глубокий"

В аукционе приняли участие ООО "Барс" и ЗАО "Витимгеопрот". Победителем аукциона признано ЗАО "Витимгеопрот", предложившее наибольший размер разового платежа – 324 000 (триста двадцать четыре тысячи) р. при стартовом – 270 000 (двести семьдесят тысяч) р.

Красноярский край

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи рудного золота на **Ольгинской площади**

Аукцион состоялся 02 февраля 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "Дальэнергоснаб", ЗАО "Прим-инвест". Победителем аукциона стало ЗАО "Прим-инвест". Стартовый размер разового платежа составлял 15 500 000 (пятнадцать миллионов пятьсот тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи жадеита на **участке Орасугский**

Аукцион состоялся 01 февраля 2011 г. В аукционе приняли участие ЗАО "Хакасинтерсервис", ООО "Геостройсервис-с". Победителем аукциона признано ООО "Геостройсервис-с". Стар-

товый размер разового платежа составлял 400 000 (четыре сорок тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи бурого угля на **Кызылчульском месторождении (участок Северный)**

Аукцион состоялся 17 января 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "Сибуголь", ОАО "Красноярсккрайуголь", ОАО "НК "Нефтиса". Победителем аукциона признано ОАО "Красноярсккрайуголь". Стартовый размер разового платежа составлял 19 000 000 (девятнадцать миллионов) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи **россыпного золота на р.Каменка**

Аукцион состоялся 31 января 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "Гидромет", ООО "СЕЗАР-Арктика". Победителем аукциона признано ООО "СЕЗАР-Арктика". Стартовый размер разового платежа составлял 2 000 000 (два миллиона) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи рудного золота на **Сергиевском участке**

Аукцион состоялся 02 февраля 2011 г. В аукционе приняли участие ЗАО "Васильевский рудник", ООО "ФинансКонсалтинг". Победителем аукциона признано ЗАО "Васильевский рудник". Стартовый размер разового платежа составлял 5 000 000 (пять миллионов) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи **россыпного золота на р.Тора**

Аукцион состоялся 31 января 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "Гидромет", ООО "СЕЗАР-Арктика". Победителем

ПРАВИТЕЛЬСТВО УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ
АДМИНИСТРАЦИЯ ГОРОДА ИЖЕВСКА
УДМУРТСКАЯ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР «УДМУРТИЯ»



ПОД ПАТРОНАЖЕМ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



X Юбилейная международная
специализированная выставка

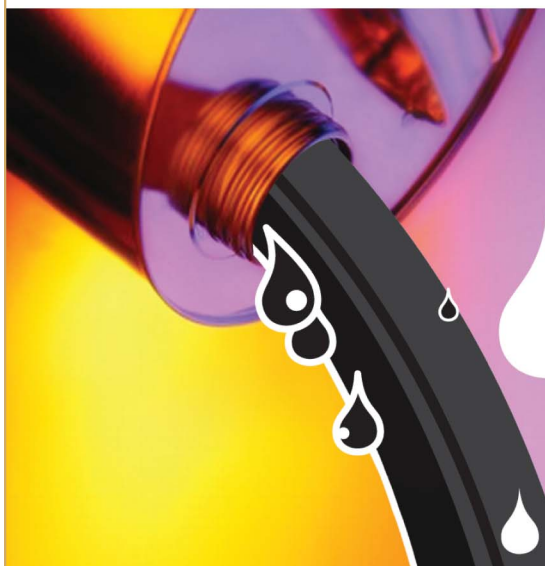
НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ.

**10
ЛЕТ**

20-23 СЕНТЯБРЯ/ 2011

ТЕМАТИКИ ВЫСТАВКИ

- Добыча, переработка и сбыт нефти и газа
- Техника и технологии для добычи нефти и газа, нефтепереработки и нефтехимии
- Технологии и оборудование для очистки производственных стоков и обработки отходов
- Транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа
- Нефтегазопромысловая геология и геофизика
- Оборудование для строительства и эксплуатации объектов нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и химической промышленности
- Автоматические системы управления, программное обеспечение для производств
- Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации техпроцессов
- Промышленная и экологическая безопасность
- Энергетическое и электротехническое оборудование
- Ресурсосберегающие технологии, сервисные услуги
- Сырье, химические материалы, применяемые в нефтегазовой и нефтехимической промышленности



Место проведения: г. Ижевск, ул. Кооперативная, 9, ФОЦ «Здоровье»

тел./факс: (3412) 733-532, 733-581, 733-585, 733-587, 733-591, 733-664; e-mail: neft@vcudmurtia.ru; www.neft.vcudmurtia.ru

информационные партнеры:



интернет-спонсоры:



аукциона признано ООО "СЕЗАР-Арктика". Стартовый размер разового платежа составлял 4 000 000 (четыре миллиона) р.

Ульяновская область

Итоги конкурса на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи цементного сырья на **участке Каранинский**

Конкурс состоялся 29 января 2011 г. Конкурс признан состоявшимся в связи с подачей на участие в конкурсе одной заявки. На основании Закона Российской Федерации "О недрах" было решено предоставить ООО "Ульяновскишфер" право пользования недрами и выдать лицензию на условиях объявленного конкурса с учетом предложений участника, в том числе по размеру разового платежа за пользование недрами – 18 300 000 (восемнадцать миллионов триста тысяч) р. при стартовом – 18 000 000 (восемнадцать миллионов) р.

Республика Коми

Итоги конкурса на право пользования недрами с целью разведки и добычи каменного угля в пределах **шахтного поля № 3 Усинского месторождения**

Конкурс состоялся 21 января 2011 г. Конкурс признан состоявшимся. На основании Закона Российской Федерации "О недрах" было решено предоставить ОАО "Новолипецкий металлургический комбинат" право пользования недрами и выдать лицензию на условиях объявленного конкурса с учетом предложений участника, в том числе по размеру разового платежа за пользование недрами 900 000 000 (девятьсот миллионов) р. при стартовом – 800 000 000 (восемьсот миллионов) р.

Иркутская область

Итоги аукционов на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи россыпного золота на **территории Иркутской области**

Аукционы состоялись 20 января 2011 г. В аукционах приняли участие:

руч. Собачий, левый приток р. Анангра, руч. Широкий, правый приток р. Анангра – ЗАО "АС "Витим", ООО "Золото Бодайбо", ООО "АС "Иркутская" и ООО "Угахан";

руч. Грамда, левый приток р. Манюкан – ООО "Мамская горнорудная компания", ООО "Технорезерв-Витим";

пади Нуменовская, Лиственничная, Большая Никишина – ООО "Гидравлика", ООО "РуссСтрой";

Левобережная терраса р. Большой Балаганах, Правобережная терраса р. Большой Балаганах – ЗАО "ЗДК "Лензолото", ЗАО "Дальняя Тайга";

р. Бугарихта, левый приток р. Хомолхо – ООО "Вишняковское".

Победителями аукционов признаны:

руч. Собачий, левый приток р. Анангра – ООО "АС "Иркутская", предложившее разовый платеж в размере 617 000 (шестьсот семнадцать тысяч) р. при стартовом – 17 000 (семнадцать тысяч) р.;

руч. Широкий, правый приток р. Анангра – ООО "АС "Иркутская", предложившее разовый платеж в размере 1 504 800 (один миллион пятьсот четыре тысячи восемьсот) р. при стартовом – 19 000 (девятнадцать тысяч) р.;

руч. Грамда, левый приток р. Манюкан – ООО "Мамская ГРК", предложившее разовый платеж в размере 181 200 (сто восемьдесят одна тысяча двести) р. при стартовом – 151 000 (сто пятьдесят одна тысяча) р.;

пади Нуменовская, Лиственничная, Большая Никишина – ООО "Гидравлика", предложившее разовый платеж в размере 18 000 (восемнадцать тысяч) р. при стартовом – 15 000 (пятнадцать тысяч) р.;

Левобережная терраса р. Большой Балаганах – ЗАО "Дальняя Тайга", предложившее разовый платеж в размере 61 000 (шестьдесят одна тысяча) р. при стартовом – 56 000 (пятьдесят шесть тысяч) р.;

Правобережная терраса р. Большой Балаганах – ЗАО "Дальняя Тайга", предложившее разовый платеж в размере 61 000 (шестьдесят одна тысяча) р. при стартовом – 56 000 (пятьдесят шесть тысяч) р.;

р. Бугарихта, левый приток р. Хомолхо – аукцион признан состоявшимся, так как поступила лишь одна заявка. Стартовый размер разового платежа составлял 333 000 (триста тридцать три тысячи) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи гипсового камня на **участке Ункей**

Аукцион состоялся 04 марта 2011 г. В аукционе приняли участие ЗАО "Нукутский гипсовый карьер", ООО "КНАУФ ГИПС КУНГУР". Победителем аукциона признано ЗАО "Нукутский гипсовый карьер". Стартовый размер разового платежа составлял 22 500 000 (двадцать два миллиона пятьсот тысяч) р.

Оренбургская область

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи медных руд **Максимовской площади**

Аукцион состоялся 15 октября 2010 г. Победителем аукциона признано ОАО "Гайский горно-обогатительный комбинат", предложившее разовый платеж в размере 17 600 000 (семнадцать миллионов шестьсот тысяч) р. при стартовом – 16 000 000 (шестнадцать миллионов) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи медно-колчеданных руд **Иссыргужинского участка**

Аукцион состоялся 15 октября 2010 г. Победителем аукциона признано ОАО "Гайский горно-обогатительный комбинат", предложившее разовый платеж в размере 5 500 000 (пять миллионов пятьсот тысяч) р. при стартовом – 5 000 000 (пять миллионов) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи медных руд **Беляевской площади**

Аукцион состоялся 15 октября 2010 г. Победителем аукциона признано ЗАО "Ормет", предложившее разовый платеж в размере 2 420 000 (два миллиона четыреста двадцать тысяч) р. при стартовом – 2 200 000 (два миллиона двести тысяч) р.

Приморский край

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи рудного золота и серебра на **участке Кумирный**, Тернейский муниципальный район

Аукцион состоялся 14 февраля 2011 г. В аукционе приняли участие ЗАО "Приморская горнорудная компания "Восток" и ООО "Руспасифик-Снаб". Победителем аукциона признано ЗАО "Приморская горнорудная компания "Восток", предложившее разовый платеж в размере 6 000 000 (шесть миллионов) р. при стартовом – 5 000 000 (пять миллионов) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи серебра на **участке Левобережный**, Тернейский муниципальный район

Аукцион состоялся 14 февраля 2011 г. В аукционе приняли участие ЗАО "Приморская горнорудная компания "Восток" и ООО "Руспасифик-Снаб". Победителем аукциона признано ЗАО "Приморская горнорудная компания "Восток", предложившее разовый платеж в размере 2 760 000 (два миллиона семь-

сот шестьдесят тысяч) р. при стартовом – 2 300 000 (два миллиона триста тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью разведки и добычи россыпного золота на **месторождении р.Соболиная Падь**, Кавалеровский муниципальный район

Аукцион проводился Управлением по недропользованию по Приморскому краю. Аукцион состоялся 14 февраля 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "СТ Экспедиция" и ЗАО "Тихоокеанская строительно-производственная компания". Победителем аукциона признано ООО "СТ Экспедиция", предложившее разовый платеж в размере 4 200 000 (четыре миллиона двести тысяч) р. при стартовом – 3 500 000 (три миллиона пятьсот тысяч) р.

Республика Башкортостан

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью разведки и добычи окисленных золотосодержащих руд на **месторождении Туба-Каин**

Аукцион состоялся 25 января 2011 г. В аукционе приняли участие ЗАО "Серебро Магадана", ЗАО "Золото Северного Урала", ОАО "Хайбуллинская горная компания", ООО "Башкирская медь", ОАО "Гайский ГОК". Победителем аукциона признано ОАО "Хайбуллинская горная компания", участвовавшее в аукционе под регистрационным номером 3 и предложившее разовый платеж в размере 32 019 000 (тридцать два миллиона девятнадцать тысяч) р. при стартовом – 12 315 000 (двенадцать миллионов триста пятнадцать тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи россыпного золота в пределах **Верхне-Миасской группы россыпей**

Аукцион состоялся 25 января 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "Золотая долина" и ООО "Артель старателей "Золотая долина". Победителем аукциона признано ООО "Артель старателей "Золотая долина", участвовавшее в аукционе под регистрационным номером 2 и предложившее разовый платеж в размере 3 300 000 (три миллиона триста тысяч) р. при стартовом – 3 000 000 (три миллиона) р.

Республика Саха (Якутия)

Итоги аукциона на право пользования участком недр федерального значения, **включающим месторождение р.Эбелях**, расположенным на территории Республики Саха (Якутия), в целях разведки и добычи россыпных алмазов

Аукцион проводился Федеральным агентством по недропользованию. Стартовый размер разового платежа составлял 382 000 000 (триста восемьдесят два миллиона) р. Аукцион состоялся 28 декабря 2010 г. В аукционе приняли участие ЗАО АК "АЛРОСА", ОАО "Алмазы Анабара", ОАО "Нижне-Ленское". Победителем аукциона признано ЗАО АК "АЛРОСА", получившее лицензию на право пользования участком недр.

Итоги аукциона на право пользования участком недр федерального значения, **включающим месторождение руч.Гусиный**, расположенным на территории Республики Саха (Якутия), в целях разведки и добычи россыпных алмазов

Аукцион проводился Федеральным агентством по недропользованию. Стартовый размер разового платежа составлял 87 000 000 (восемьдесят семь миллионов) р. Аукцион на право пользования недрами состоялся 28 декабря 2010 г. В аукционе приняли ЗАО АК "АЛРОСА", ОАО "Алмазы Анабара", ОАО "Нижне-Ленское". Победителем аукциона признано



8-10 июня 2011 года

12-я специализированная выставка-конгресс
с международным участием в рамках
7-го Сибирского Форума
недропользователей
и предприятий ТЭК

НЕФТЬ. ГАЗ. ГЕОЛОГИЯ. ЭКОЛОГИЯ



ТЕХНОПАРК
ОАО ТОМСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ДЕЛОВОЙ ЦЕНТР

г. Томск, ул. Вершинина, 76
Тел.: (3822) 419685, 419451
Факс: (3822) 419685, 419768
E-mail: org1@t-park.ru <http://t-park.ru>

ЗАО АК "АПРОСА", получившее лицензию на право пользования участком недр.

Итоги аукциона на право пользования участком недр федерального значения, **включающим месторождение трубка Дальняя**, расположенным на территории Республики Саха (Якутия), в целях разведки и добычи россыпных алмазов

Аукцион проводился Федеральным агентством по недропользованию. Стартовый размер разового платежа составлял 163 000 000 (сто шестьдесят три миллиона) р. Аукцион состоялся 28 декабря 2010 г. В аукционе приняли участие ЗАО АК "АПРОСА", ОАО "АПРОСА-Нюрба". Победителем аукциона признано ЗАО АК "АПРОСА", получившее лицензию на право пользования участком недр.

Итоги конкурса на право пользования недрами с целью разведки и добычи россыпного золота на **месторождении р.Ольчан-Омега**

Конкурс на право пользования недрами состоялся 24 января 2011 г. В конкурсе приняли участие ЗАО "Талынья" и ООО "Янтарь". Победителем конкурса признано ООО "Янтарь", предложившее разовый платеж в размере 30 000 000 (тридцать миллионов) р. при стартовом – 25 000 000 (двадцать пять миллионов) р.

Магаданская область

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи россыпного золота **участка недр руч.Бом, пр. пр. руч.Сулухачан**, Хасынский район

Аукцион состоялся 25 января 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "Запад-Энергоучет", ООО "Статус" и ОАО "Дукатская ГГК". Победителем аукциона признано ООО "Статус", предложившее разовый платеж в размере 1 540 000 (один миллион пятьсот сорок тысяч) р. при стартовом – 1 400 000 (один миллион четыреста тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи россыпного золота **участка недр верховья руч.Сулухачан (руч.Гаврила) выше руч.Крестовый**, Хасынский район

Аукцион состоялся 25 января 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "Запад-Энергоучет", ООО "Статус" и ОАО "Дукатская ГГК". Победителем аукциона признано ОАО "Дукатская ГГК", предложившее разовый платеж в размере 65 000 (шестьдесят пять тысяч) р. при стартовом – 50 000 (пятьдесят тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи россыпного золота **участка недр руч.Незамеченный, пр. пр. руч.Сулухачан**, Хасынский район

Аукцион состоялся 25 января 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "Запад-Энергоучет", ООО "Статус" и ОАО "Дукатская ГГК". Победителем аукциона признано ОАО "Дукатская ГГК", предложившее разовый платеж в размере 495 000 (четыре сорок девять тысяч) р. при стартовом – 450 000 (четыре сорок тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи россыпного золота **ручьев Кулик, Озерный, лев. пр. руч.Конго**, Ягоднинский район

Аукцион состоялся 25 января 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "Агат" и ООО "Конго". Победителем аукциона признано ООО "Конго", предложившее разовый платеж в размере 780 000 (семьсот восемьдесят тысяч) р. при стартовом – 650 000 (шестьсот пятьдесят тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи россыпного золота **участка недр р.Дебин, интервал разведочных линий 690 – 720,5; устье руч.Петер**, Ягоднинский район

Аукцион состоялся 08 февраля 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "Запад-Энергоучет", ООО "Статус" и ООО "Днепр-Голд". Победителем аукциона признано ООО "Статус", предложившее разовый платеж в размере 6 820 000 (шесть миллионов восемьсот двадцать тысяч) р. при стартовом – 6 200 000 (шесть миллионов двести тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи россыпного золота **участка недр верховья руч.Бутарный с притоками (пр. пр. р.Мякит), руч.Нечаянный (пр. пр. р.Герба)**

Аукцион состоялся 08 февраля 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "Запад-Энергоучет" и ООО "Статус". Победителем аукциона признано ООО "Статус", предложившее разовый платеж в размере 330 000 (триста тридцать тысяч) р. при стартовом – 300 000 (триста тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи коренного золота **участка недр Ветвистый** в Ягоднинском районе

Аукцион состоялся 15 февраля 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "ДальЗолото-Проект" и ООО "Золотой баланс". Победителем аукциона признано ООО "Золотой баланс", предложившее разовый платеж в размере 1 430 000 (один миллион четыреста тридцать тысяч) р. при стартовом – 1 300 000 (один миллион триста тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи коренного золота на **Холодненском рудном поле** в Сусуманском районе

Аукцион состоялся 15 февраля 2011 г. В аукционе приняли участие ОАО "Дукатская горногеологическая компания" и ООО "Верхне-Кедонская горногеологическая компания". Победителем аукциона признано ОАО "Дукатская горногеологическая компания", предложившее разовый платеж в размере 6 600 000 (шесть миллионов шестьсот тысяч) р. при стартовом – 6 000 000 (шесть миллионов) р.

Республика Дагестан

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи ракушки морской (для минеральной подкормки животных и птиц) на **участке Инчхе**, расположенном на территории муниципального района "Каякентский район"

Аукцион состоялся 01 марта 2011 г. В аукционе приняли участие ООО "Эталон А", ООО "ДагБиокорм". Победителем аукциона признано ООО "ДагБиокорм", предложившее разовый платеж в размере 260 000 (двести шестьдесят тысяч) р. при стартовом – 200 000 (двести тысяч) р.

Свердловская область

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи рудного золота и серебра на **Южно-Воронцовском участке**

Аукцион состоялся 25 февраля 2011 г. В аукционе приняли участие ЗАО "Золото Северного Урала", ЗАО "Серебро Магадана". Победителем аукциона признано ЗАО "Золото Северного Урала". Стартовый размер разового платежа составлял 3 500 000 (три миллиона пятьсот тысяч) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи рудного золота на **Сербিশной площади**

Аукцион проводился Федеральным агентством по недропользованию. Аукцион состоялся 25 февраля 2011 г. В аукционе приняли участие ЗАО "Золото Северного Урала", ЗАО "Серебро Магадана". Победителем аукциона признано ЗАО "Золото Северного Урала". Стартовый размер разового платежа составлял 3 500 000 (три миллиона пятьсот тысяч) р.

Кемеровская область

Итоги конкурса на право пользования недрами с целью разведки и добычи каменного угля на **участке Урегольский Новый Урегольского каменноугольного месторождения**

Конкурс состоялся 04 марта 2011 г. Конкурс признан несостоявшимся, так как была подана одна заявка – от ОАО "Угольная компания "Южный Кузбасс". Принято решение предоставить лицензию единственному участнику – ОАО "Угольная компания "Южный Кузбасс" с учетом его предложений, в том числе по размеру разового платежа за пользование недрами – 117 100 000 (сто семнадцать миллионов сто тысяч) р. Стартовый размер разового платежа составлял 117 000 000 (сто семнадцать миллионов) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью разведки и добычи каменного угля на **участке Кировский Глубокий Ленинского каменноугольного месторождения**

Аукцион состоялся 04 марта 2011 г. В аукционе приняли участие ОАО "СУЭК-Кузбасс", ООО "Восточно-Бейский разрез". Победителем аукциона признано ОАО "СУЭК-Кузбасс". Стартовый размер разового платежа составлял 220 000 000 (двести двадцать миллионов) р.

Итоги аукциона на право пользования недрами с целью разведки и добычи каменного угля на **участке Мрасский 2 Томского и Сибиргинского каменноугольных месторождений**

Аукцион состоялся 17 января 2011 г. В аукционе приняли участие ОАО "Междуреченская угольная компания-96",

ОАО "Угольная компания Южная". Победителем аукциона признано ОАО "Угольная компания Южная". Стартовый размер разового платежа составлял 73 000 000 (семьдесят три миллиона) р.

Владимирская область

Итоги конкурса на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи цементного сырья на **участке Георгиевское-1**

Конкурс состоялся 10 декабря 2010 г. Конкурс признан несостоявшимся, так как была подана одна заявка – от ООО "Карбонат". Принято решение предоставить лицензию единственному участнику – ООО "Карбонат". Стартовый размер разового платежа составлял 4 300 000 (четыре миллиона триста тысяч) р.

Брянская область

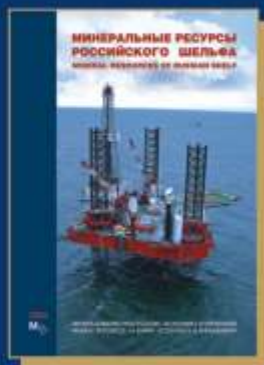
Итоги конкурса на право пользования недрами с целью разведки и добычи цементного сырья на **месторождении Суражское**

Конкурс состоялся 10 декабря 2010 г. Конкурс признан несостоявшимся, так как была подана одна заявка – от ООО "АгроАльянс". Принято решение предоставить лицензию единственному участнику – ООО "АгроАльянс". Стартовый размер разового платежа составлял 51 400 000 (пятьдесят один миллион четыреста тысяч) р.

ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ РУКОПИСЕЙ СТАТЕЙ, НАПРАВЛЯЕМЫХ ДЛЯ ПУБЛИКАЦИИ В ЖУРНАЛЕ

1. Статью, направляемую в редакцию, необходимо сопроводить пояснительным письмом.
2. Число авторов статьи не должно быть более пяти человек.
3. Рекомендуемый объем статьи – не более 10-15 страниц текста и 10 рисунков.
4. Статья представляется в одном экземпляре.
5. К статье необходимо приложить:
 - дискету с ее электронной версией, выполненной в формате текстового редактора Word для Windows;
 - сведения об авторах (имя, отчество и фамилия, место работы каждого автора, должность, ученая степень, ученое звание, номера служебного, домашнего и мобильного телефонов, e-mail);
 - личные фотографии авторов (если их число не превышает трех) в электронном виде – 300 dpi, в формате TIF или на фотобумаге);
 - краткую аннотацию и ключевые слова.
6. Правила оформления текста.
 - Текст статьи набирается через 1,5 интервала в текстовом редакторе Word для Windows с расширением DOC или RTF, шрифт 12 Times New Roman.
 - Перед заглавием статьи указывается шифр согласно универсальной десятичной классификации (УДК).
 - Рисунки и таблицы в статью не вставляются, а даются отдельными файлами.
 - Единицы измерения в статье следует выражать в Международной системе единиц (СИ).
 - Все таблицы в тексте должны иметь названия и сквозную нумерацию. Сокращения слов в таблицах не допускается.
 - Литературные источники, использованные в статье, должны быть представлены общим списком в ее конце. Ссылки на упомянутую литературу в тексте обязательны и даются в квадратных скобках. Нумерация источников идет в последовательности упоминания в тексте.
 - Список литературы составляется в соответствии с ГОСТ 7.1-2003.
 - Ссылки на неопубликованные работы не допускаются.
7. Правила написания математических формул.
 - В статье следует приводить лишь самые главные, итоговые формулы.
 - Математические формулы нужно набирать, точно размещая знаки, цифры, буквы.
 - Все использованные в формуле символы следует расшифровывать.
8. Правила оформления графики.
 - *Растровые форматы:* рисунки и фотографии, сканируемые или подготовленные в Photoshop, Paintbrush, Corel Photopaint, должны иметь разрешение не менее 300 dpi, формата TIF, без LZW уплотнения, CMYK.
 - *Векторные форматы:* рисунки, выполненные в программе CorelDraw 5.0-11.0, должны иметь толщину линий не менее 0,2 мм, текст в них может быть набран шрифтом Times New Roman или Arial. Не рекомендуется конвертировать графику из CorelDraw в растровые форматы. Встроенные – 300 dpi, формата TIF, без LZW уплотнения, CMYK.
9. Плата за публикацию статьи с аспирантов не взимается.
10. Не допускается дублирование статей, переданных для публикации (или уже опубликованных) в других изданиях!

Возможна пересылка материалов в редакцию по электронной почте.



Редакция журнала

«Минеральные ресурсы России. Экономика и управление»

принимает заказы на издание специальных выпусков журнала с материалами, соответствующими его тематической направленности:

- состояние и перспективы развития минерально-сырьевой базы, нефтегазо- и горно-добывающей промышленности субъектов РФ;
- деятельность компаний-недропользователей, научно-исследовательских организаций, сервисных компаний, разработчиков и производителей технических средств и др.

Опыт подобного рода изданий включает специальные выпуски журнала, посвященные:

- ✓ проблемам освоения минерально-сырьевого потенциала Таймыра, Красноярского края, Республики Коми, шельфа РФ;
- ✓ проблемам развития золотодобывающей промышленности России;
- ✓ сотрудничеству России и Канады в горно-добывающей отрасли;
- ✓ отдельным компаниям минерально-сырьевого комплекса:
 - Metallurgical Alliance "Petropavlovsk"
 - ЗАО "Южуралзолото" ■ "Аэрогеофизика"
 - НТЛ "ТОМС" и др.

Стоимость издания договорная. Объем и адресная рассылка тиража согласовываются с заказчиком.

Контакты:

тел: +7 (495) 650-06-68, 609-03-05, 694-34-67

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





QXR



DR500 Sandvik

Sandvik улучшенной комплектации В НОВОМ ЦВЕТЕ

Sandvik DR500 — так называются теперь качественные, высокопроизводительные буровые установки с компрессорами высокого давления для бурения с погружным пневмоударником, которые вы знали как Cubex QXR.

Новая линейка производительных и надежных буровых установок от Sandvik — одно из лучших предложений в отрасли для бурения с погружным пневмоударником.

Установки способны работать в круглосуточном режиме, показывая высокую эффективность при промышленном бурении, бурении скважин для заоткоски бортов карьера, при горно-подготовительных работах и горизонтальном бурении дренажных скважин.

DR500 с зарекомендовавшими себя пневмоударниками и коронками Sandvik обеспечивают высокий результат в бурении с использованием погружных пневмоударников. Новые установки плюс качественная сервисная поддержка — это лучшие решения Sandvik для ваших горных предприятий.