

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ И ГОРНОЕ ПРАВО

КАПИТАЛИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА СТАДИИ АПСТРИМА («РАЗВЕДКА-ДОБЫЧА»)

В.Б. Романюк, старший преподаватель

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Больше всего проблем возникает при учёте расходов на стадии апстрим («разведка – добыча») нежели на стадии даунстрим («транспортировка – реализация»).

Апстрим в свою очередь состоит из следующих стадий:

- 1) подготовительной стадии: лицензионное ведение работ, приобретение права на разработку полезных ископаемых, поисково-разведочные работы, оценка запасов и их освоение, разработка месторождения;
- 2) эксплуатационные стадии: добыча углеводородов; закрытие промысла.

Разработчики стандартов и бухгалтера обычно рассматривают в качестве главного фактора при принятии решения о капитализации затрат или их списании – вид работ. Финансовый учёт затрат, связанный со стадией разведки, часто представляет непростую задачу, так как произведённые затраты весьма велики, а вероятность будущих экономических выгод неопределенна. Существует две точки зрения на данную проблему:

- одни специалисты считают что, если неопределённость действительно велика, то все затраты должны списываться по мере осуществления;
- другие – считают что эти затраты необходимо рассматривать как приобретение или создание актива.

Решение данной проблемы связано с такими вопросами, которые существенно затрагивают интересы инвесторов и собственников предприятия, как:

- оптимизация налогового бремени компании;
- укрепление финансового состояния предприятия (рост активов, снижение убытков);
- увязка доходов компании с расходами, которые вызвали эти расходы и др.

Рассмотрим, как решается данная проблема в формате МСФО (Международных стандартов финансовой отчётности), в налоговом и бухгалтерском учёте РФ.

По МСФО (IFRS 6) можно капитализировать затраты на стадиях разведки, добычи, которые будут полностью возмещены в будущем. При этом эффективность предприятия определяется объёмом запасов и будущими денежными потоками. В мировой практике учёт затрат на стадии апстрим, производится на основе одного из двух методов: метод результативных затрат (по первоначальной стоимости, капитализируются только те затраты, которые связаны с будущими экономическими выгодами); метод учёта полных затрат (капитализируется большая часть затрат на стадии разведки и добычи полезных ископаемых) [3].

Большая часть предприятий США (67 %) капитализируют затраты на геолого-геофизические исследования так как (это касается и др. стадий апстрима):

- появились более точные методы исследования;
- высока стоимость этих исследований [2].

Варианты капитализации затрат:

1) на отдельную скважину

- нематериальные активы на бурение;
- если скважина эксплуатационная то на увеличение стоимости скважины;

2) на месторождение (затраты на освоение – расходы будущих периодов).

Как правило капитализируются затраты до тех пор пока не будет установлено наличие промышленных запасов нефти и газа. В связи с этим возникает вопрос сроков переклассификации запасов сырья.

В табл. 1 представлен сравнительный анализ организации учёта затрат на поиск и разведку полезных ископаемых в МСФО и РСБУ (российские стандарты бухгалтерского учёта). В отличие от IFRS 6 в российской практике учёта возможности предприятий классифицировать те или иные активы, связанные с поиском и оценкой полезных ископаемых, в качестве нематериальных активов ограничены положениями ПБУ 14/2000, позволяющими учитывать в составе нематериальных активов только исключительные права на результаты интеллектуальной деятельности. На практике, предприятия используют два подхода для учёта капитализируемых затрат, не квалифицируемых в качестве основных средств: в нарушение норм ПБУ 14/2000 признают нематериальный актив; используют в качестве аналога счет «Расходы будущих периодов». Учетная политика в отношении затрат на поиск и оценку полезных ископаемых должна раскрываться исходя из положений ПБУ 1/98. В большинстве случаев НК РФ не оперирует понятиями капитализируемые либо не капитализируемые затраты на освоение природных ресурсов. Исключение составляют расходы на получение лицензий на право пользования недрами (учитываются в составе нематериальных активов), а также расходы, связанные с созданием будущих объектов основных средств (например, скважин) которые учитываются в стоимости соответствующих объектов основных средств. Вместе с тем, фактически в НК РФ вследствие введения понятия срока признания тех или иных расходов (12 месяцев либо 5 лет) признание расходов на освоение природных ресурсов отсрочено. Кроме того, в соответствии с положениями НК РФ признание расходов по безрезультатным работам также отложено во времени. В связи с тем, что в отсутствие общих документов по бухгалтерскому учёту предприятия

зачастую используют правила налогового законодательства и для целей бухгалтерского учета, налоговое законодательство непосредственным образом влияет на учетную практику. В отсутствие общих методических документов различные компании разрабатывают свои внутренние стандарты учета в различной степени приближенные к требованиям налогового законодательства. Как правило, в учете первоначально капитализируются (т. е. не признаются единовременно): расходы на получение лицензии на пользование недрами (порядок дальнейшего учета зависит от вида полученной лицензии); расходы на строительство и бурение всех видов скважин (последующий порядок учета зависит от целей и результатов бурения скважин). Остальные затраты, связанные с проведением геологоразведочных работ, признаются в качестве расходов в периоде их возникновения.

Таблица

Сравнительный анализ основных требований к учету затрат на поиск и оценку полезных ископаемых в МСФО и РСБУ

МСФО	Российская практика
Общая степень разработанности проблемы	
IFRS 6 «Поиск и оценка полезных ископаемых» Стандарт принят в промежуточной редакции. Окончательная редакция стандарта подготовлена в 2007 году после завершения всестороннего исследования практики учета в добывающих отраслях. В стандарте овящены лишь общие походы к признанию и оценке активов, связанных с поиском и оценкой и полезных ископаемых. Действующая редакция стандарта исходит из того, что предприятия, осуществляющие поиск и оценку полезных ископаемых, после принятия стандарта продолжают использовать ранее принятую учетную политику в отношении признания и оценки активов, связанных с поиском и оценкой полезных ископаемых. Стандарт предполагает несколько ключевых положений в отношении которых он действует императивно: последовательность применения учетной политики в отношении принципов капитализации расходов на поиск и оценку полезных ископаемых: необходимость проведения теста на обесценение: максимальный уровень, на котором проводится тест на обесценение; минимальные требования к раскрытию информации. В отношении иных аспектов стандарт вводит специальные исключения, позволяющие предприятиям сохранить существующие подходы к учете вне зависимости от того насколько они согласуются с другими стандартами. Так, IFRS 6 устанавливает, что при разработке своей учетной политики предприятия могут не ориентироваться на п. 11 и 12 IAS 8 «Учетная политика организации, отражение в бухгалтерской отчетности изменений учетной политики, изменений в оценочных расчетах и исправления ошибок» и т. д.	Специальный стандарт, регулирующий порядок учета расходов, связанных с освоением природных ресурсов, в том числе расходов, понесенных на стадии разведки и оценки полезных ископаемых, отсутствует. В отличие от ряда отраслей, где в качестве концептуальной основы сохранились методические документы по бухгалтерскому учету, разработанные отраслевыми министерствами и ведомствами, вопросы бухгалтерского учета затрат на поиск и оценку полезных ископаемых в настоящее время какими-либо системными документами не регулируются. На практике, предприятия самостоятельно разрабатывают внутренние методические документы, устанавливающие порядок учета расходов на освоение природных ресурсов. Помимо общих принципов учета, установленных в положениях по бухгалтерскому учету, при разработке внутренних методических документов предприятия руководствуются: гл. 25 НК РФ (ст. 261 и 325), устанавливающей порядок налогового учета расходов на освоение природных ресурсов. При этом правила, установленные для целей налогообложения, используются для разработки внутренних документов по бухгалтерскому учету. FAS 19 «Учет и отчетность нефтегазодобывающих компаний» (US GAAP). Указанным документом, как правило, в наибольшей степени пользуются компании, чьи ценные бумаги обращаются на фондовом рынке США. Степень разработанности вопросов учета расходов на освоение природных ресурсов предприятиями различных добывающих отраслей неоднородна (в наибольшей степени вопросы учета разработаны в нефтегазодобывающей отрасли).

Кроме того, к важным вопросам, связанным с переходом к системе учета и отчетности в соответствии с IAS относятся: классификация запасов, в соответствии с признанной методологией; классификация различных капитализированных расходов, относящихся к сухим неуспешным скважинам; отнесение капитализированных расходов на центры затрат.

Литература

1. Налоговый кодекс РФ. – Новосибирск: Сибирское университетское издание, 2008. – 789 с.
2. Райт Ш. Финансовый и бухгалтерский учёт в международных нефтегазовых компаний. – М.: ЗАО «Олимп – бизнес», 2007. – 657 с.
3. Сайт GAAP [Электронный ресурс] / Стандарт IFRS 6 «Поиск и оценка полезных ископаемых». – Режим доступа: <http://www.gAAP.ru>.

О ТЕНДЕНЦИЯХ РАЗВИТИЯ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА О НЕДРАХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Я.В. Золотенков, доцент

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основопологающим нормативно-правовым актом, закрепившим основные требования к пользованию недрами, является Закон РФ от 21 февраля 1992 г. N 2395-1 «О недрах» [1]. Принятый в новой редакции в 1995 г., данный закон не в полной мере отражает роль и значение недропользования для экономики Российской Федерации и подвергается постоянным изменениям и дополнениям. Наиболее существенные изменения указанного закона прошли в 2008 году и связаны с усилением роли федерального центра в организации и управлении недропользованием и ограничением доступа иностранцев и иностранных юридических лиц к минерально-сырьевым ресурсам РФ.

Горнодобывающая отрасль является одной из основных отраслей российской экономики. По размерам отчислений в государственный бюджет она занимает первое место, обеспечивая в совокупности более трети государственных доходов. Так, в 2006 г. доходы бюджета Российской Федерации только от налога на добычу полезных ископаемых и таможенных пошлин на вывоз сырой нефти, природного газа и нефтепродуктов составили 2.954.372.050,4 тыс. руб. (47,05 % от общих доходов), в 2007 г. – 2.906.718.505,6 тыс. руб. (37,35 %). Снижение доли доходов федерального бюджета, поступающих от недропользователей, не умаляет ведущей роли данной отрасли в национальной экономике. Ее особое значение было закреплено Федеральным законом от 29 апреля 2008 г. № 57-ФЗ «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства» [5]. В соответствии со ст. 6 указанного Федерального закона, геологическое изучение недр и (или) разведка и добыча полезных ископаемых на отдельных территориях отнесены к видам деятельности, имеющим стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства.

Федеральным законом от 29 апреля 2008 г. № 58-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства»» [4] были конкретизированы положения ст. 2.1. Закона РФ «О недрах» и установлены признаки участков недр федерального значения.

В соответствии с действующим законодательством, к участкам недр федерального значения относятся участки недр:

1) содержащие месторождения и проявления урана, алмазов, особо чистого кварцевого сырья, редких земель иттриевой группы, никеля, кобальта, тантала, ниобия, бериллия, лития, металлов платиновой группы;

2) расположенные на территории субъекта Российской Федерации или территориях субъектов Российской Федерации и содержащие на основании сведений государственного баланса запасов полезных ископаемых начиная с 1 января 2006 г.:

- извлекаемые запасы нефти от 70 млн т;
- запасы газа от 50 млрд м³;
- запасы коренного золота от 50 т;
- запасы меди от 500 тыс. т;

3) внутренних морских вод, территориального моря, континентального шельфа Российской Федерации;

4) при пользовании которыми необходимо использование земельных участков из состава земель обороны, безопасности.

Перечень участков недр федерального значения публикуется Федеральным агентством по недропользованию в официальных средствах массовой информации [6]. Всего в Перечень участков недр федерального значения [7] входит 986 месторождений полезных ископаемых, не включая полезные ископаемые шельфовой и морской зон. Распоряжение участками недр федерального значения осуществляется Правительством РФ по результатам торгов в форме конкурса или аукциона, а участками недр континентального шельфа – без проведения торгов.

В соответствии со ст. 9 Закона РФ «О недрах», участки недр федерального значения могут быть предоставлены в пользование только российским юридическим лицам, участие юридических лиц с участием иностранных инвесторов в деятельности на данных участках недр допускается только с разрешения Правительства РФ. Если в процессе геологического изучения недр открыто месторождение полезных ископаемых, относящееся к участкам недр федерального значения, и недропользователем является иностранное юридическое лицо или юридическое лицо с участием иностранного капитала, лицензия на пользование данным участком недр для целей разведки и добычи полезных ископаемых может не предоставляться, ранее предоставленная лицензия (совмещенная) может быть отозвана по решению Правительства РФ. При этом понесенные недропользователем расходы на поиск и оценку открытого месторождения полезных ископаемых и суммы уплаченного в соответствии с условиями совмещенной лицензии разового платежа за пользование участком недр возмещаются за счет средств федерального бюджета

Еще больше ограничений установлено в отношении участков недр континентального шельфа. Пользователями недр на участках недр федерального значения континентального шельфа Российской Федерации, а также на участках недр федерального значения, расположенных на территории Российской Федерации и простирающихся на ее континентальный шельф, могут быть юридические лица, которые имеют

опыт освоения участков недр континентального шельфа Российской Федерации не менее чем пять лет, в которых доля (вклад) Российской Федерации в уставных капиталах составляет более чем пятьдесят процентов и (или) в отношении которых Российская Федерация имеет право прямо или косвенно распоряжаться более чем пятьюдесятью процентами общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставные капиталы таких юридических лиц.

Не допускается установление контроля иностранцев над юридическими лицами (хозяйственными обществами), имеющими стратегическое значение. В соответствии с ч. 3 ст. 5 Федерального закона «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства», хозяйственное общество, имеющее стратегическое значение и осуществляющее пользование участком недр федерального значения, - контролируемое лицо считается находящимся под контролем иностранного инвестора, группы лиц - контролирующего лица при наличии одного из следующих признаков:

1) контролирующее лицо имеет право прямо или косвенно распоряжаться (в том числе на основании договора доверительного управления имуществом, договора простого товарищества, договора поручения или в результате других сделок либо по иным основаниям) десятью и более процентами общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставный капитал контролируемого лица;

2) контролирующее лицо на основании договора или по иным основаниям получило право или полномочие определять решения, принимаемые контролируемым лицом, в том числе определять условия осуществления контролируемым лицом предпринимательской деятельности;

3) контролирующее лицо имеет право назначать единоличный исполнительный орган и (или) десять и более процентов состава коллегиального исполнительного органа контролируемого лица и (или) имеет безусловную возможность избирать десять и более процентов состава совета директоров (наблюдательного совета) или иного коллегиального органа управления контролируемого лица;

4) контролирующее лицо осуществляет полномочия управляющей компании контролируемого лица.

Федеральный закон от 30 декабря 2008 г. № 309-ФЗ «О внесении изменений в статью 16 Федерального закона «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» [3] уточнил полномочия органов государственной власти субъектов Российской Федерации в сфере регулирования отношений недропользования и существенно ограничил права органов местного самоуправления в данной области. В соответствии с новой редакцией ст. 10.1 Закона РФ «О недрах», предоставление права на разведку и добычу общераспространенных полезных ископаемых или на геологическое изучение, разведку и добычу общераспространенных полезных ископаемых на участках недр, содержащих месторождения общераспространенных полезных ископаемых, или участках недр местного значения возможно только по результатам торгов в форме аукциона. Проведение торгов в форме конкурсов не допускается, без торгов могут предоставляться только участки недр, содержащие месторождения общераспространенных полезных ископаемых открытого месторождения при установлении факта его открытия пользователем недр, выполнявшим работы по геологическому изучению такого участка недр. Кроме того, указанным законом была изменена ст. 25 Закона РФ «О недрах», в соответствии с которой разрешение на строительство объектов, строительство, реконструкция или капитальный ремонт которых планируется в целях выполнения работ, связанных с использованием недрами, в соответствии с лицензией на пользование недрами и проектом проведения указанных работ выдается федеральным органом управления государственным фондом недр или его территориальным органом. Ранее, в силу положений Градостроительного кодекса РФ [2], данные функции осуществлялись органами местного самоуправления. Таким образом, местные органы власти окончательно отстранены от контроля за деятельностью горнодобывающих компаний на подведомственных им территориях.

Литература

1. Закон РФ от 21 февраля 1992 г. N 2395-1 «О недрах» // Ведомости Съезда народных депутатов РФ и Верховного Совета РФ. Москва – 1992. – № 16. – 834 с.
2. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. N 190-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации. Москва, – 2005. – № 1 (часть I), – 16 с.
3. Федеральный закон от 30 декабря 2008 г. № 309-ФЗ «О внесении изменений в статью 16 Федерального закона «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Собрание законодательства Российской Федерации. Москва, – 2009. – № 1. – 17 с.
4. Федеральный закон от 29 апреля 2008 г. № 58-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства»» // Собрание законодательства Российской Федерации. Москва, – 2008. – № 18. – 1941 с.
5. Федеральный закон от 29 апреля 2008 г. № 57-ФЗ «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства» // Собрание законодательства Российской Федерации, Москва, – 2008. – № 18. – 1940 с.
6. Постановление Правительства РФ от 7 ноября 2008 г. N 823 «О порядке официального опубликования перечня участков недр федерального значения в официальном издании Российской Федерации» // Собрание законодательства Российской Федерации, Москва – 2008 – № 46. – 5345 с.
7. Перечень участков недр федерального значения // Российская газета от 5 марта 2009 г. – № 37.

**ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ТЕРРИТОРИЙ,
НАРУШЕННЫХ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕМ****В.К. Агафонова**

Научный руководитель доцент И.Б. Калинин

Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Горное производство оказывает влияние на воздушный, водный бассейны, земную поверхность, недра, флору и фауну, т. е. на состояние биосферы в целом. Результатами воздействия на земли и почвы являются: деформация земной поверхности; сокращение площадей продуктивных угодий различного назначения; ухудшение качества почв; эрозийные процессы и др.

В процессе горного производства образуются и быстро увеличиваются пространства, нарушенные горными выработками, отвалами пород и отходов переработки, представляющие собой бесплодные поверхности, отрицательное влияние которых распространяется на окружающие территории. В связи с этим рекультивация и восстановление земель играют важную роль в нормализации состояния окружающей среды в целом. Одним из основных мероприятий по приведению земель в пригодное состояние является ликвидация и консервация горных предприятий.

В соответствии со статьей 26 Закона РФ «О недрах», предприятия по добыче полезных ископаемых и подземные сооружения, не связанные с их добычей, подлежат ликвидации или консервации по истечении срока действия лицензии или при досрочном прекращении пользования недрами [4]. Горные выработки и буровые скважины должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды, зданий и сооружений, при консервации – также сохранность месторождения, горных выработок и буровых скважин на все время консервации.

Консервация и ликвидация осуществляются за счет средств предприятий – пользователей недр, однако остается неурегулированным вопрос о том, на чьи средства будут проводиться эти мероприятия при неплатежеспособности предприятия. Если недропользование осуществляется на условиях раздела продукции, то консервация и ликвидация будут финансироваться за счет средств создаваемого инвестором ликвидационного фонда [5]. В соглашении предусматриваются обязательства инвестора по формированию ликвидационного фонда и порядок выполнения работ по ликвидации. Ликвидационный фонд создается по каждому соглашению. План работ по ликвидации и смета затрат на его реализацию подготавливаются инвестором как часть общей программы работ и сметы затрат по соглашению. Указанные затраты рассчитываются на предполагаемую дату начала работ по ликвидации с учетом инфляции.

Если же недропользование осуществлялось в порядке, предусмотренном Законом «О недрах», то нет никаких гарантий того, что предприятие осуществит мероприятия по ликвидации и консервации месторождения. С одной стороны, за невыполнение или несвоевременное выполнение обязанностей по приведению земель в состояние, пригодное для использования по целевому назначению, или по их рекультивации после завершения разработки месторождений полезных ископаемых, статьей 8.7 Кодекса об Административных Правонарушениях РФ предусмотрено наложение штрафа на юридических лиц в размере от 20000 до 30000 руб. [1]. С другой стороны, очевидно, что столь незначительные штрафы едва ли будут побуждать недропользователей к надлежащему выполнению мероприятий по ликвидации и консервации месторождений.

Налицо отсутствие надлежащего финансово-экономического механизма, пробел в законодательстве. И об этой проблеме российские правоведы говорят уже не первый год. Закон РФ «О недрах» 1992 г. не отвечает современным требованиям устойчивого развития, а так же экологическим требованиям. Государство обязано максимально учитывать публичные интересы в рациональном использовании недр и сохранять при этом благоприятную окружающую среду и общественную безопасность.

Еще в 2003 г. коллективом авторов был предложен проект федерального закона о недрах [7]. В число императивных условий договора недропользования авторами предлагалось включить, в том числе, обязанности застраховать риски ответственности, а также обязательства, обеспечивающие выполнение требований экологического, природоресурсного и иного законодательства. Недропользователь обязан застраховать риски: 1) ответственности за причинение вреда жизни, здоровью и имуществу третьих лиц вследствие проведения поисковых, разведочных, добычных и иных работ на участке недр; 2) ответственности за загрязнение и иное причинение вреда недрам и окружающей среде вследствие проведения поисковых, разведочных, добычных и иных работ на участке недр; 3) ответственности за нарушение условий договора на пользование участком недр в случае невыполнения работ по консервации или ликвидации горных выработок и объектов инфраструктуры, а также обязательств по рекультивации земель.

Договор страхования риска ответственности за причинение вреда следует заключать в пользу лиц, которым может быть причинен вред, а риск ответственности за нарушение договора будет считаться застрахованным в пользу государства. Денежная оценка вреда окружающей среде и экономического ущерба, причиняемого здоровью населения и имуществу третьих лиц, определяет объем необходимой компенсации виновной стороной убытка, подлежащего возмещению страховщиком. Следовательно, страхование рисков ответственности недропользователем будет являться для государства гарантией получения средств для проведения мероприятий по ликвидации и консервации горных предприятий, в случае банкротства юридического лица.

К сожалению, до настоящего времени проект коллектива авторов так и не стал основой для принятия нового Закона «О недрах». Предложенная норма раскрывает и дополняет идею экологического страхования,

заложенную в статьях 14, 18 Федерального закона «Об охране окружающей среды» [2], статье 5 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [3].

По мнению Комитета Государственной Думы по экологии, страхование ответственности за нарушение условий договора недропользования станет лишь дополнительной нагрузкой на финансовое положение предприятий и обозначит проблему поиска источника уплаты страховых взносов [6]. Но в случае страхования рисков ответственности все процедуры будут осуществляться на основе закона, который закрепит принципиальные положения экологического страхования, в частности источник уплаты страховых взносов и критерии оценки экологической опасности страхователей.

Моткин Г.А. полагает, что процедура проведения конкурсных торгов на право доступа к природопользованию должна включать требования осуществления добровольного экологического страхования за счет рентабельных доходов страхователя [8]. В современных экономических условиях следует осуществлять поэтапное экологическое страхование рисков отдельных производств. При этом «встраивание» экологического страхования в хозяйственную систему будет выглядеть оправданным и обоснованным, оно станет финансовым инструментом осуществления природоохранной политики предприятия, с одной стороны, и элементом независимого контроля его исполнения – с другой.

Следовательно, законодательное оформление страхования рисков различного рода ответственности является наиболее приемлемым решением установления гарантий возмещения вреда, возникшего от негативного воздействия горного производства.

Литература

1. Кодекс об административных правонарушениях от 30.12.2001 № 195-ФЗ // СЗ РФ – Москва, 2002. – № 1 (ч.1). – 1 с.
2. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ // СЗ РФ – Москва, 2002. – № 2. – 133 с.
3. Федеральный Закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ // СЗ РФ – Москва, 1997. – № 30. – 3588 с.
4. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 // СЗ РФ – Москва, 1995. – № 10. – 823 с.
5. Постановление Правительства РФ «Об утверждении положения о формировании и использовании ликвидационного фонда при реализации соглашения о разделе продукции» от 08.07.1999. №741 // СЗ РФ – Москва, 1999. – № 29. – 3747 с.
6. Решение Комитета Государственной Думы по экологии ФС РФ на проект Федерального закона N 231802 – 4 «Об обязательном страховании гражданской ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасного объекта» от 07.12.2005. № 63 – 2 – Москва, Информационный банк Консультант Плюс. – 2008.
7. Волков Г.А., Новикова Е.В. Каким быть новому закону о недрах? // Законодательство и экономика – Москва, 2003. – № 11. – С. 64 – 87.
8. Моткин Г.А. Политико-экономические барьеры в развитии экологического страхования//Экологическое право. – Москва, 2006. – № 3. – С. 24 – 30.

НАЛОГОВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ: ГРАНИЦЫ И МЕТОДЫ

А.В. Антошкина

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Налоговое планирование имеет объективный характер, продиктованный требованиями рыночной конкуренции и стремлением хозяйствующего субъекта к сокращению налоговых расходов и увеличению собственных средств для дальнейшего развития предпринимательской деятельности.

Под терминами «налоговое планирование» или «оптимизация налогообложения» обычно понимают комплекс мероприятий, направленных на уменьшение или отсрочку налоговых платежей, в соответствии с нормами гражданского, трудового и налогового законодательства. В противном случае эти мероприятия признаются налоговыми органами как уклонение от уплаты налогов.

Таким образом, налоговое планирование имеет свои границы, и самая основная из них – соответствие положениям закона той местности и того промежутка времени, когда применяется налоговое планирование. Очень важно, чтобы каждый налогоплательщик понимал, насколько тонка эта грань. Сравнительные данные по каждому из этих механизмов приведены в табл. 1.

Анализ практики применения налогового планирования показывает, что все механизмы используются в основном комплексно, в тесной взаимосвязи друг с другом. Использование же их «в чистом виде» наблюдается только на частных примерах отдельных операций или в довольно ограниченном числе единичных случаев.

В настоящее время говорить об оптимальности в налоговом планировании можно в теоретическом аспекте, поскольку реализовать его на практике сложно. Оптимальное налоговое планирование предполагает организацию творческого процесса, учитывающего множество внешних (по отношению к налогоплательщику) факторов. К сожалению, в практике промышленных предприятий планирование налоговых отчислений применяется только в целях уменьшения налоговых выплат без учета существующих функциональных взаимосвязей во внутренней организационной структуре предприятия.

В литературе при описании процесса налогового планирования применяются различные подходы для определения его структурных элементов. Так, некоторые авторы считают, что налоговое планирование состоит из четырех взаимосвязанных этапов единого цикла:

1) *Знание налогов* – точное знание текущего налогового законодательства, его дальнейшего развития; понимание того, какие положительные или негативные стороны оно имеет для предприятия;

2) *Соблюдение налоговых законов* – своевременная и четкая подготовка налоговых деклараций, отчетов, уведомлений и других документов, полная уплата всех причитающихся налоговых платежей;

Таблица 1

Сравнительная характеристика механизмов снижения налоговых платежей

Критерии сравнения	Налоговое планирование	Уклонение от уплаты налогов
Экономическая выгода субъекта при условии успешного применения	Средняя	Максимальная
Уровень риска	Минимальный	Максимальный
Возможные санкции со стороны государства	Преимущественно налоговые	Вплоть до уголовного преследования
Ущерб, наносимый государству и обществу	Может быть от минимального до максимального	Максимальный
Преимущественное использование	Крупный бизнес	Индивидуальные предприниматели, малый бизнес

3) *Представление в налоговых органах* – отправка налоговых деклараций, отчетов, уведомлений и других документов в налоговые органы, оказание помощи налоговым органам во время налоговых проверок и на других этапах соблюдения налоговых законов, переговоры с налоговыми и другими органами по вопросам нарушения налогового законодательства, снижения налогов и списания налоговой задолженности, представление предприятия в судебных органах по делам о налоговых правонарушениях;

4) *Налоговая оптимизация* – планирование и управление хозяйственными операциями для достижения наиболее выгодной налоговой позиции в стратегической перспективе.

Рассмотрим, на каких уровнях и какими методами можно проводить оптимизацию налогообложения (табл. 2).

Таблица 2

Уровни и методы налогового планирования

Уровни налогового планирования	Методы налогового планирования
Национальный	Налоговая среда и налоговые риски для всех налогоплательщиков примерно одинаковы, поэтому при принятии решений бизнес в первую очередь руководствуется экономическими и политическими методами
Международный	Методы основаны на различиях в налогообложении (как в налоговой нагрузке, так и в административных процедурах), существующих между странами; экономико-политические методы при принятии бизнес-решений не играют первостепенной роли
Внутренний	Выделяются группы методов: <i>экономико-правовые</i> (использование специальных режимов); <i>фискальные</i> (использование отсрочки налогового платежа, налоговых льгот и различного рода освобождений); <i>учетные</i> (использование вариантов учета, отраженных в учетной политике); <i>финансово-контрольные</i> (организация внутреннего контроля и налогового аудита).
Внешний	Выделяются методы выбора: <i>налоговой юрисдикции</i> (регистрация организации на территории, облагаемой налогами в льготном режиме, в зонах с минимальным налоговым бременем – оффшор); <i>организационно-правовой формы организации</i> (регистрация такой формы, в отношении которой действует более благоприятный режим налогообложения; имеет значение в основном в части выплаты дивидендов или иных выплат участникам); <i>вида деятельности</i> (переход на осуществление такого вида деятельности, который облагается налогами в меньшей степени); <i>основных операций и юридического оформления основных контрактов</i> (от выбранного вида договора и его гражданско-правового оформления существенно зависит объем налоговых платежей).

В отличие от внешнего планирования методы внутреннего планирования менее рискованны. Их можно использовать внутри уже существующей организации, не изменяя ее вида деятельности и места регистрации.

Таким образом, в процессе налогового планирования можно использовать все методы оптимизации: как внутренние, так и внешние, а также формировать налоговую политику не только по каждому отдельному налогу, сделке, но и бизнесу в целом. Налоговое планирование имеет свои границы, и самая основная из них – соответствие положениям закона той местности и того промежутка времени, когда применяется налоговое планирование.

ДИНАМИКА ЦЕН НА ПРОПАН

А.В. Васяк

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пропан (C_3H_8) – органическое вещество класса алканов. Содержится в природном газе, образуется при крекинге нефтепродуктов.

Основными сферами потребления пропана в мире являются жилищно-коммунальное хозяйство, газомоторное топливо и химическая промышленность на производстве:

1. При выполнении газопламенных работ на заводах и предприятиях:
 - в заготовительном производстве;
 - для резки металлолома;
 - для сварки ответственных металлоконструкций.
2. При кровельных работах и для обогрева производственных помещений в строительстве.
3. Для обогрева производственных помещений (на фермах, птицефабриках, в теплицах).
4. Для газовых плит, водогрейных колонок в пищевой промышленности:
 - в быту пропан - идеальный вид коммунально-бытового топлива.
5. При приготовлении пищи в домашних и походных условиях.
6. Для подогрева воды.
7. Для сезонного обогрева отдалённых помещений - частных домов, отелей, ферм.
8. Для сварки труб, теплиц, гаражей с использованием газосварочных постов.

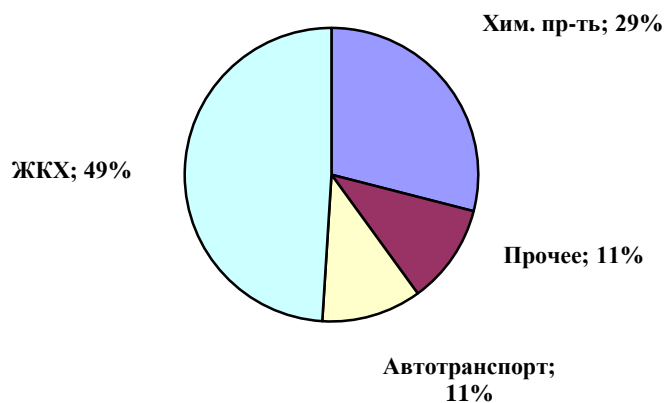


Рис. 1. Структура потребления сжиженных углеводородных газов в мире в 2005 г..

Около 5,5 млн т главным образом пропан-бутановой смеси и пропана, производится в России, около 1,5 тыс. СУГ, в основном пропана, а также бутана и пропан-бутановой смеси, экспортируется [2].

Сдерживающий фактор увеличения производства пропана – квоты на их продажу в России. С 1999 г. экспорт пропана возможен только при выполнении специального балансового задания Минпромэнерго: производитель сначала должен поставить определенные объемы пропан в регионы по регулируемым ценам, и только потом получить право на экспорт. Устанавливаемые Федеральной службой по тарифам (ФСТ) цены ниже договорных в 2–2,5 раза, в итоге некоторые компании вообще отказались от экспорта, чтобы не выполнять балансовых заданий.

Выводы.

1. Из графиков видно, что цены на пропан имеют схожую тенденцию роста с ценами на нефть, но пики максимума и минимума у них не совпадают, что говорит о слабой зависимости цен на пропан от цены на нефть, а так же цены за доллар.

2. Цены на пропан в РФ 7 периодах превышают цену на пропан в Северной Европе, следовательно расширить экспорт пропана нецелесообразно.

3. Для формирования более эффективного рынка пропана необходимо уменьшить пошлину на данный продукт.

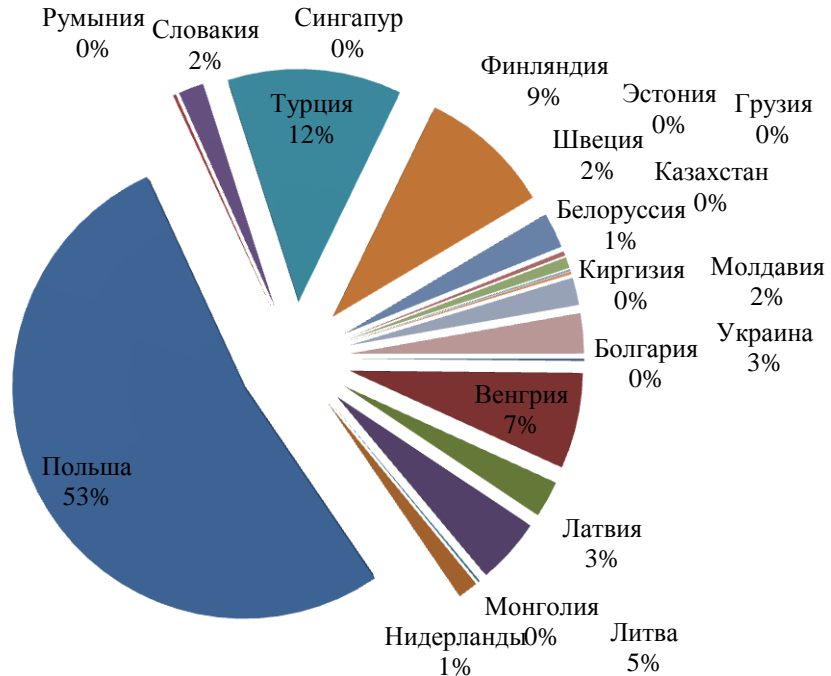


Рис. 2. Количество экспортируемого пропана [3]

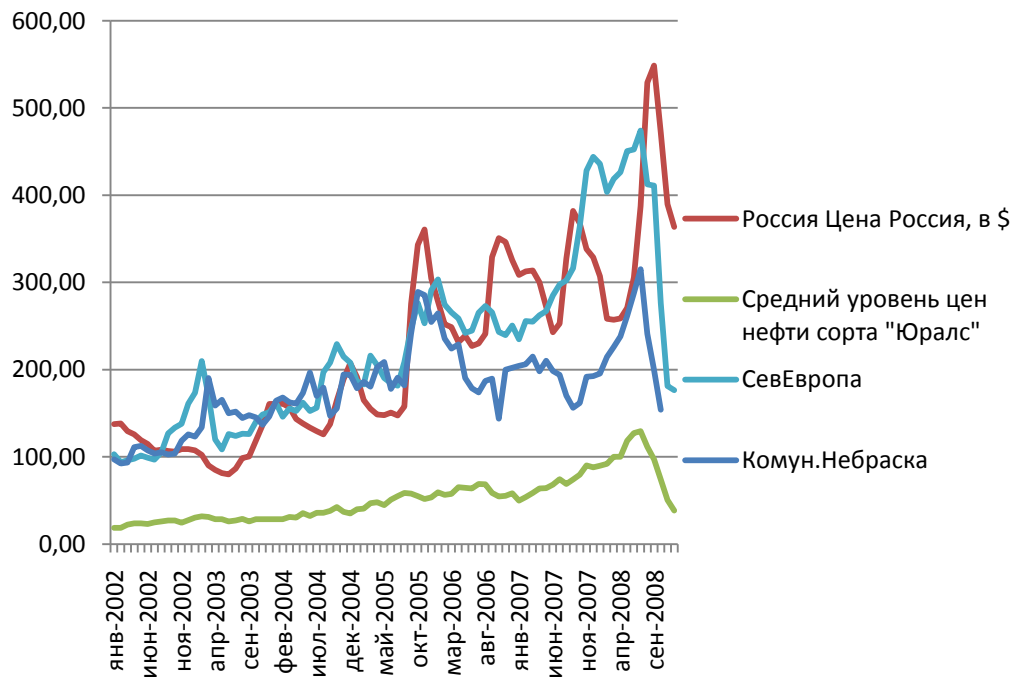


Рис. 3. Динамика цен на пропан и нефть

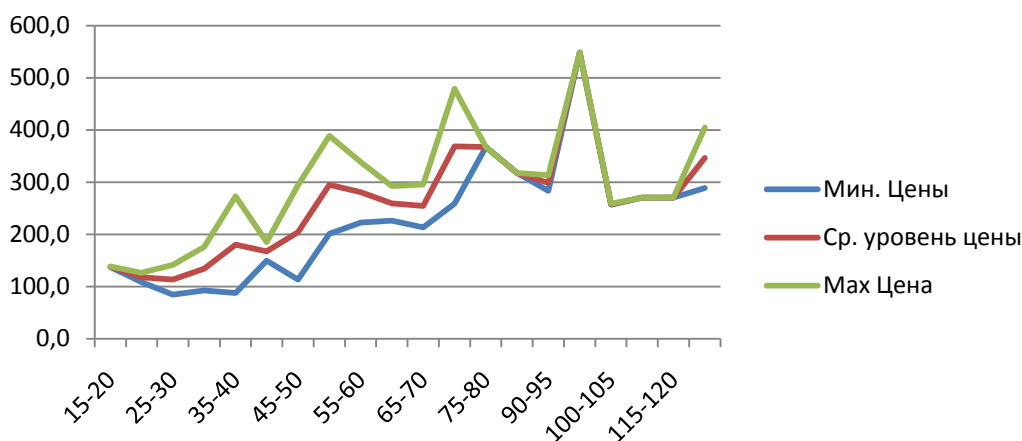


Рис. 4. Зависимость цен на пропан от цены за доллар

Литература

1. Новые газовые технологии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ngt-m.ru/>.
2. Бизнес-портал «Континент Сибирь» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ks.sibpress.ru>.
3. ИнфоТЭК-КОНСАЛТ [Электронный ресурс] / Справочные издания и консультации по нефтяному бизнесу. – Режим доступа: <http://citek.ru/>.
4. ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/>.
5. ТНК-ВР [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tnk-bp.ru/>.

СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕННОСТИ РАЗЛИЧНЫХ КАТЕГОРИЙ ЗЕМЕЛЬ В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.М. Вершкова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
 Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Все существование и развитие человеческого общества, в конечном счете, сводится к взаимоотношению человека с землей. Все начинается с земли, поскольку в первую очередь она играет роль основы размещения производительных сил. Земля обладает многими важными для человека свойствами. Наиболее часто человек использует пространственную функцию земли, как место для осуществления производственных процессов. В зависимости от того, какому из свойств земли отдается предпочтение, в нашей стране, согласно земельному законодательству, выделяют следующие категории земель (рис. 1).

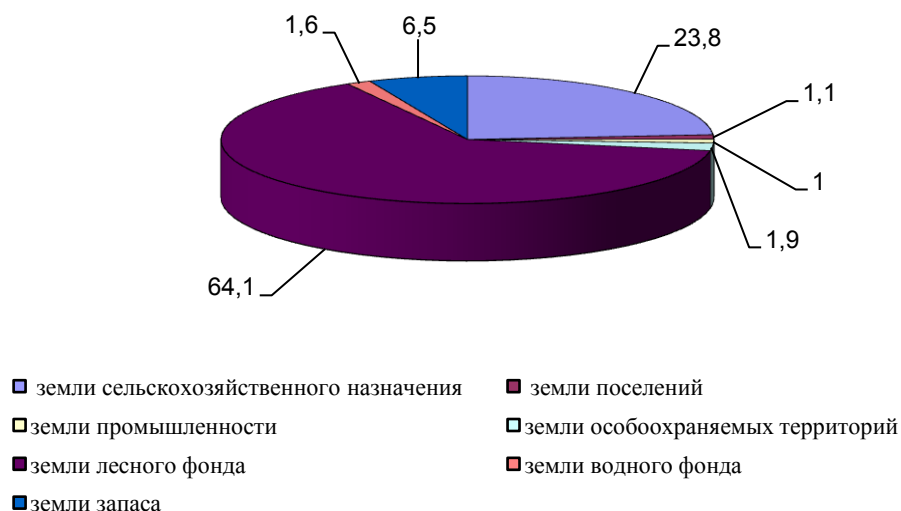


Рис. 1. Состав земель Госземфонда РФ

1. Земли сельскохозяйственного назначения составляют 23,8 % земельного фонда страны.
2. Земли поселений – 1,1 %.
3. Земли промышленности – 1,0 %.
4. Земли особоохраняемых территорий – 1,9 %.
5. Земли лесного фонда – 64,1 %.
6. Земли водного фонда – 1,6 %.
7. Земли запаса – 6,5 %.

Такое распределение земель по категориям характерно примерно для всех регионов РФ, в том числе и для Томской области.

Разделение земель по категориям опирается в первую очередь на цели и задачи, которые возможно решать с помощью этих земель. Самовольное переделение земель из одной категории в другую запрещается, для этого существуют компетентные органы. Соответственно целям и задачам изменяется и стоимость земель, которая определяется по результатам кадастровой оценки. В табл. 1 приведены усредненные данные по стоимости основных категорий земель в Томской области.

Таблица 1

Средняя стоимость земель в Томской области

Вид земель	Дата	Ед. изм.	Цена, руб./ед.изм.
Земли сельскохозяйственного назначения	1 января 2005 г.		396 – 5352
Земли поселений	1 января 2002 г.	м ²	85 – 4539
Земли промышленности	1 января 2005 г.	м ²	0,11 – 600
Рекреационные земли	1 января 2002 г.	м ²	93 – 357
Вид земель	Дата	Ед. изм.	Цена, руб./ед.изм.
Земли лесного фонда	1 января 2003 г.	га	1120
Земли водного фонда	1 января 2002 г.	м ²	65 – 1031

Самая высокая стоимость земель отмечается у земель сельскохозяйственного значения, относящихся ко второй и третьей группе, а так же земли сельскохозяйственных угодий. На втором месте по стоимости находятся земли поселений, находящиеся под объектами торговли, общественного питания и др. Самая низкая стоимость у земель садово-огороднических объединений, а так же у части земель промышленности.

Однако более детальное изучение стоимости земель показывает, что стоимость, например, болот, входящих в категорию земель водного фонда, существенно ниже стоимости промышленных земель. Таким образом, промышленные объекты, проходящие по территории болот, например, линейные продуктопроводы, будут оплачиваться по стоимости земель водного фонда. Согласно земельному кодексу, даже при изменении формы собственности на земельный участок и характера хозяйствования на нем, перевод земли в другую категорию осуществляется органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации (в случае земель водного фонда).

Таким образом, при прокладке линейного продуктопровода по болотам, линейные службы будут оплачивать земельный налог как за право пользования землями водного фонда. Нужно отметить, что территория Томской области на 40 % покрыта болотами. А так же на территории области проложено и продолжает прокладываться большое число различных продуктопроводов. Вследствие этого, напрашивается естественный вывод о том, что отнесение болот к категории земель водного фонда, принятое в водном кодексе редакции 2002 г., было выгодно линейным службам.

Существует и еще одна неувязка в этом вопросе. Контроль за состоянием земель водного фонда, в нашем случае, болот, возложен на администрацию региона. Однако, плата за пользование водными землями поступает на 100 % в федеральный бюджет. Отсюда следует нежелание субъектов федерации заботиться и контролировать водный фонд.

Решение этой проблемы не может быть простым. Возможны несколько вариантов. Во-первых, необходимо ввести интерес в этом вопросе и для субъекта федерации. Возможно это сделать путем определенного отчисления в бюджет субъекта. Во-вторых, необходима реально действующая программа мониторинга за соблюдением правил землепользования. В-третьих, возможно нужно усложнить процесс получения земель определенным землепользователям. В любом случае, эта проблема требует дополнительных исследований и разработки комплекса мероприятий.

Литература

1. Постановление Администрации Томской области № 149а от 16.12.2005 «Об утверждении результатов государственной кадастровой оценки земель промышленности и иного специального назначения» - Томск, 2005.
2. Сулин М.А. Основы землеустройства. – СПб.: изд-во «Лань», 2002. – 128 с.
3. Волков С. Н. Землеустройство. Экономика землеустройства.– М.: Колос, 2001 – Т. 5. 456 с.

ВЛИЯНИЕ ФИНАНСОВОГО КРИЗИСА НА ФОРМИРОВАНИЕ БЮДЖЕТА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

С.А. Гутвин

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Государственный бюджет – важнейший финансовый документ страны. Он представляет собой совокупность финансовых смет всех ведомств, государственных служб, правительственных программ и т. д. В нём определяются потребности, подлежащие удовлетворению за счёт государственной казны, равно как указываются источники и размеры ожидаемых поступлений в государственную казну. В бюджетную систему Российской Федерации входят бюджеты следующих уровней: Федеральный бюджет, бюджеты субъектов Российской Федерации (региональные бюджеты), бюджеты муниципальных образований (местные бюджеты) бюджеты государственных внебюджетных фондов

Расходы бюджета – это денежные средства, направляемые на финансовое обеспечение задач и функций государственного и местного самоуправления. Расходы на оборону и безопасность в федеральном бюджете в последние годы возрастают опережающими темпами.

Доходы бюджета – это денежные средства, поступающие в безвозмездном и безвозвратном порядке в соответствии с законодательством Российской Федерации в распоряжение органов государственной власти, субъектов Российской Федерации и местного самоуправления. Они подразделяются на четыре группы: налоговые, неналоговые, безвозмездные поступления и доходы целевых бюджетных фондов. Налоговые доходы состоят из: налоги на прибыль, прирост капитала; налоги на товары и услуги, лицензионные и регистрационные сборы; налоги на совокупный доход; налоги на имущество; платежи за пользование природными ресурсами; налоги на внешнюю торговлю и внешнеэкономические операции; прочие налоги, пошлины, сборы. Наибольшими темпами возрастают бюджетные доходы, связанные с добычей и экспортом полезных ископаемых (налог на добычу полезных ископаемых, экспортные пошлины на нефть и др.). В частности, в 2008 г. федеральный бюджет России на 50 % сформирован нефтегазовыми доходами. Например, в 2006 г. доля нефтегазовых доходов составила свыше половины, в 2003 г. – лишь четверть в общей массе поступлений.

По оценке Минэкономразвития России на 2009 год сокращение нефтегазовых доходов по уточненному прогнозу составит около 25 %. В то время как в предыдущих годах шел рост нефтегазовых доходов на фоне роста цен на энергоносители. В 2008 г. превышение составило 15 %, в 2007 г. – 23 %, в 2006 г. – 9 %. Причем, отмечают в ведомстве, примерно такое же сокращение можно ожидать при аналогичном снижении цен на нефть без проявления кризисных явлений.

Сокращение нефтегазовых доходов связано с изменением цены на нефть в отрицательную сторону. Для примера, взяв период с января по август 2008 г., где средняя цена за баррель нефти равнялась 109,39 долларам. И, сравнив его с кризисным периодом с ноября 2008 г. по январь 2009 г., где средняя цена за баррель нефти равнялась 39,8 долларам, мы можем сделать вывод о том, что доходы нефтегазовой отрасли сократились в 2,5 раза. А, следовательно, налоговые поступления от нефтегазовой промышленности в бюджет Российской Федерации изменились, как минимум, в 2,5 раза. Что составляет примерно 20 % всех поступлений в бюджет, в отличие от предыдущих периодов, когда бюджет на половину формировался доходами от нефтегазовой промышленности.

Томская область относится к тем немногим регионам России, которые имеют возможность в течение длительного времени развивать нефтяную и газодобывающую промышленность, полностью опираясь на собственные природные ресурсы, притом, что из ее недр извлечено почти 200 млн т нефти. В формировании бюджета Томской области высока доля топливной промышленности и добычи полезных ископаемых. По итогам 2007 г. их доля в бюджет Томской области составляет 48,5 %, затем следует машиностроение – 13 %, электроэнергетика – 9 %, пищевая отрасль – 8 % [1].

Таблица 1

Налоговые доходы консолидированного бюджета Томской области

Процент добывающей отрасли в налоговых доходах консолидированного бюджета Томской области	2005 год	2006 год	2007 год	2008 год
		39,5 %	34,8 %	19,5 %

Из диаграммы видно (рис.), насколько велика роль недропользователя в формировании бюджета Томской области:

1. Сборы и регулярные платежи за пользование природными ресурсами – 12,5 %.
2. Налог на добычу полезных ископаемых – 12 %.
3. Налог на добычу полезных ископаемых в виде углеводородного сырья – 12 %,

в т. ч.:

- нефть – 10,5 %;
- газ горючий природный из всех видов месторождений углеводородного сырья – 1,5%;

6. Прочие налоги недропользователя – 13 %.
7. Другие налогоплательщики – 51 % [2].

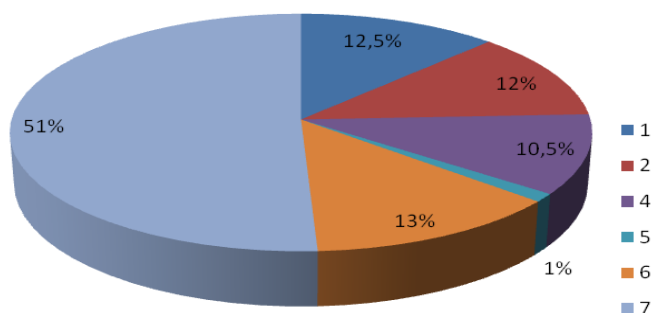


Рис. Структура налоговых поступлений в бюджет Томской области за 2007 г.

24 ноября 2008 г. был принят Федеральный закон № 204–ФЗ «О федеральном бюджете на 2009 г. и на плановый период 2010 и 2011 гг.», устанавливающий параметры бюджетов на следующие три года.

Таблица 2

Доходы и расходы бюджета РФ

Статьи бюджета	2007	2008	2009 (прогноз)	2010 (прогноз)	2011 (прогноз)
Доходы	7,8 трлн руб.	6,6 трлн руб.	10,9 трлн руб.	11,7 трлн руб.	12,8 трлн руб.
Расходы	6 трлн руб.	6,5 трлн руб.	9 трлн руб.	10,3 трлн руб.	11,3 трлн руб.

В связи со сложившейся ситуацией в финансовом мире, предполагается, что дефицит бюджета Российской Федерации в 2009 г. может быть больше 8 %. Правительство внесло в Госдуму проект поправок в Бюджетный кодекс, которые позволят использовать средства Резервного фонда для покрытия дефицита бюджета, вносить изменения в бюджет текущего года. При этом плановые показатели на второй и третий годы этих бюджетов могут быть признаны утратившими силу.

В новом варианте бюджета 2009 г. больше всего сокращены расходы на силовые ведомства, таможню, строительство дорог, культуру и больницы. Скорректированный бюджет рассчитан, исходя из цены в 41 доллар за баррель нефти марки Urals против 95 долларов в предыдущей редакции бюджета. В результате корректировки основные параметры бюджета 2009 г. изменились следующим образом. Доходы сокращаются с 10,9 трлн до 6,7 трлн руб., то есть на 4,2 трлн руб. Расходы увеличиваются с 9 трлн до 9,6 трлн руб. – общий рост в реальном выражении составит 667,3 млрд руб. Дефицит бюджета, согласно проекту, составит 2,9 трлн руб. Это на 1 трлн больше, чем планировалось ранее. Необходимость таких изменений, прежде всего связана с сокращением нефтегазовых доходов на 56,16 % от планировавшихся ранее. Снижение цены нефти в конце 2008 г. уже отразилось сокращением международных резервов на 51,7 млрд долларов. Новый вариант бюджета рассчитан исходя из общей рецессии российской экономики, снижения роста ВВП на 2,2 % и падения промышленного производства на 7,4 % к концу 2009 г. Еще одна мера корректировки бюджета гласит, что правительство России временно переходит на однолетнее планирование бюджета [3].

Литература

1. Официальный сайт Томской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tomsk.gov.ru>.
2. Федеральный закон РФ от 3 декабря 2008 г. N 228-ФЗ «Об исполнении федерального бюджета за 2007 год».
3. Журнал «Коммерсант» от 18.03.09 – М., 2009.

ПРОБЛЕМЫ УЧЕТА ЗАТРАТ НА ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Ю.В. Демьяненко

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поиск и геологическая разведка полезных ископаемых имеет следующие основные цели [1]:

- полное, детальное и надежное выявление ресурсов;
- создание базы для устойчивого обеспечения текущих и перспективных потребностей общества в минеральном сырье.

Как правило, затраты, на ранних стадиях геологоразведочных работ (ГРП), закладываются на прогнозирование, поиски и поисково-разведочные работы и др. Это вызывает определенную долю риска в потере затрачиваемых денежных средств. По экспертным оценкам [3], проведение работ на стадии детальных

поисков, а также на поисково-оценочной стадии на участке площадью 400 км² требует инвестиций в размере около 200–300 млн руб.

Не менее важную роль в инвестиционном процессе ГРП отводится государству. Его роль состоит в координации, снижении рисков и подаче «позитивных сигналов» для частного бизнеса [4]. При этом бизнес берет на себя основную нагрузку по финансированию инвестиций в коммерчески ориентированные проекты.

Согласно налоговому кодексу (НК) РФ, затраты возникающие в ходе поиска и разведки полезных ископаемых необходимо рассматривать как затраты на приобретение или создание актива. НК не оперирует понятиями капитализируемые либо не капитализируемые затраты на освоение природных ресурсов. Все затраты на проведение геологоразведочных работ должны списываться в период их возникновения. Исключение составляют расходы [4]:

- на получение лицензии, дающее право пользования недрами;
- расходы на строительство и бурение всех видов скважин.

В связи с тем, что для геологоразведочных предприятий отсутствуют общие методические рекомендации по правилам ведения бухгалтерского учета. Предприятия вынуждены разрабатывать свои внутренние стандарты учета, приближенные к требованиям налогового законодательства.

Анализ учета затрат и себестоимости геологоразведочных работ, показал что существующие методы учета затрат имеют ряд недостатков:

- отсутствие конкретной методики учета затрат;
- условность себестоимости отдельных видов работ в геологоразведке;
- укрупненность учета отдельных статей затрат.

Существующие проблемы определяют актуальность в развитии темы повышения эффективности учета затрат, и оценки себестоимости ГРП. Нетрудно заметить, что принцип экономии затрат нередко находится в противоречии с принципом минимальных потерь минерального сырья, поэтому при оценке месторождения основной проблемой является их оптимальное сочетание. Чем более детально проработаны геологоразведочные работы, тем больше требуется на них затрат, средств и труда. Таким образом, при поисках и разведке неизбежны затраты на объекты, которые окажутся не промышленными. Чтобы решить возникающие таким образом трудности, необходимо исследование вести постепенно сосредотачивая все средства на решение геологоразведочных задач, начиная от общих к частным, конкретным и детальным. Отсюда и разделение геологоразведочного процесса на этапы и стадии.

На сегодняшний день, ГРП продолжают проектировать по справочникам сметных норм (ССН) в ценах 1991 г., с учетом уровня инфляции [5]. При этом на экономику и организацию ГРП продолжают влиять стереотипы затратной схемы, т.е. происходит раздувание смет проектов работ. В проекты закладываются избыточные объемы основных видов ГРП (бурения, горных выработок), а также временного строительства. Проектирование ГРП, выполняемое за счет собственных средств недропользователей, осуществляются на компромиссе затратного предложения проектировщика и требований заказчика по минимизации расходов. Согласно [2], предложено введение процедуры капитализации ГРП в виде нематериальных активов с исключением их стоимости из налогооблагаемой базы налога на прибыль. Капитализация ГРП позволит осуществлять возврат произведенных затрат за счет их покупки или амортизации ГРП во время последующей эксплуатации. Для решения этой задачи, нами предложено разработать методы капитализации затрат, в большей степени касающихся твердых полезных ископаемых, т.к. для нефтяных компаний они уже существуют, хотя и имеют значительные недоработки. В настоящее время геологоразведочные предприятия применяют метод списания затрат при осуществлении разведки и оценки твердых полезных ископаемых. В связи с этим, у предприятий, использующих этот метод, растут убытки, снижаются основные финансовые показатели, предприятия становятся не привлекательными для инвесторов и кредиторов. Кроме того, нарушается связь в учете доходов и затрат, что снижает качество информации для принятия управленческих решений.

Для развития темы и решения приведенных проблем нами предлагаются следующие рекомендации:

1. Разработать обоснованную методику учета затрат в соответствии с существующими нормами основных расходов и сборников сметных норм.
2. Внести поправки в НК РФ.
3. Разработать универсальную методику учета затрат на геологоразведку в каждом конкретном случае, максимально приближенную к международным стандартам финансовой отчетности.
4. Необходимо создать национальный стандарт бухгалтерского учета «Поиск и разведка полезных ископаемых».
5. Заменить существующие методы списания затрат, правилами капитализации.

Литература

1. Астахов А.С., Гольман Е.Л. Экономика для геологов и горняков. – М.: Издательский дом «Руда и Металлы», 2007. – 327 с.
2. Боярко Г.Ю. Экономика минерального сырья - Томск: Изд-во «Аудит – Информ», 2000. – 361 с.
3. Крюков В.А., Силкин В.Ю., Шмат В.В. Взаимная ответственность государства и бизнеса при проведении геологоразведочных работ // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление – М., 2008. – № 6.
4. Налоговый кодекс РФ. – Новосибирск: Сибирское университетское издание, 2008. – 789 с.
5. Орлов В.П. Проблемы недропользования (2000-2006). – М.: Геинформмарк, 2007. – 464 с.

МОДЕЛЬ ВЛИЯНИЯ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА НА ФОРМИРОВАНИЕ БЮДЖЕТА РОССИИ

А.П. Добровинский

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Специалисты выделяют две основные системы налогообложения нефтегазовой отрасли, применяемые в большинстве стран. Первая – так называемая концессионная система, используемая в 55 государствах, вторая – контрактная система, применяемая в 64 странах мира. Основное различие между ними состоит в том, кому принадлежит право собственности на добытое сырье. При концессионном режиме добытой нефтью обычно владеют международные нефтяные компании, а при контрактном – собственность на нефть остается в руках правительств тех государств, на территории которых осуществляется добыча. Первая система более распространена в развитых странах, в частности, государствах, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития (например, Великобритания, Австралия, Норвегия), в то время как использование контрактов по разделу продукции характерно для развивающихся стран (Индонезия, Китай, Ирак и Нигерия). В России присутствуют элементы обеих систем. Однако соглашения о разделе продукции хотя законодательно и предусмотрены, но гораздо менее распространены. Из наиболее известных, пожалуй, можно выделить только проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2», а также разработку Харьягинского нефтяного месторождения в Ненецком автономном округе [1]. Но, несмотря на применяемую систему налогообложения налоговые поступления от нефтегазовой отрасли имеют важное значение для формирования бюджета государства.

В целом, несмотря на разнообразие национальных налоговых систем, набор используемых в них налоговых инструментов примерно одинаков. Среди них можно отметить следующие: лицензии на разработку месторождений (сбор за выдачу лицензии); имущественные аукционы (сбор за участие в конкурсе (аукционе)); налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ); налог с дохода или прибыли; роялти; регулярные платежи за пользование недрами (ренталс); разовые платежи за пользование недрами при наступлении событий, определенных в соглашении и лицензии (бонусы); НДС; акцизы; импортные и экспортные пошлины; налог на избыточную прибыль.

Налоговое законодательство, действующее в НК РФ, создано в 1992 г. Оно не было полностью адаптировано к рыночным условиям и поэтому до сих пор в своей основе носит во многом чисто фискальный характер, преследуя цель наполнить бюджет любой ценой сегодня, нередко за счет сокращения производства и производственной базы для его расширения, а, следовательно, и налогооблагаемой базы завтра. По экспертным оценкам номинальное (начисленное) налоговое бремя превышает финансовые возможности отрасли.

Для примера на рис. 1 изображена динамика изменения доли налогов и сборов до 2005 г. в прибыли компании ОАО «ЛУКОЙЛ» до уплаты соответствующих налогов и сборов.



Рис. 1. Доля налогов, акцизов и экспортных пошлин в прибыли до уплаты соответствующих налогов ОАО «ЛУКОЙЛ», %

В среднем в структуре полных затрат в нефтяном комплексе России на долю налогов и сборов может приходиться более 40 %, поэтому они являются основной затратной статьей для нефтегазовых компаний. В значительной степени из-за высокой доли налогов в цене и негибкого характера налогообложения, при котором налогооблагаемой базой является валовая выручка, а не прибыль, последние годы полные затраты нефтяного комплекса России устойчиво превышали его валовую выручку, несмотря на существенный рост последней [3].

В настоящее время ставки налога на прибыль в основных странах – производителях минерального сырья находятся в пределах 28–42 %, роялти – от 0 до 30 % в зависимости от условий месторождения. Стандартная ставка НДС колеблется от 10 до 25 %. Используя сложившуюся структуру налогов, государство может изымать в совокупности до 80–85 % прибыли компаний. Однако на практике, благодаря различным льготам, существенная часть доходов добывающих компаний не подлежит обложению налогами. Таким образом, реальный уровень налогообложения обычно оказывается значительно более низким. Например, в мировой практике используется налоговая скидка на истощение недр при налогообложении прибыли (США, Танзания). В России скидка на истощение недр начала применяться не так давно и реализуется через механизм НДС при добыче нефти в виде так называемого коэффициента, характеризующего степень выработанности запасов нефти.

Разнообразие вариантов использования налоговых инструментов иллюстрирует табл. Для наглядности взяты страны, являющиеся как экспортерами, так и чистыми импортерами (т. е. вынужденными закупать нефть, несмотря на наличие своих запасов). К последним отнесена Великобритания (представительница Европы), а к первой группе – Саудовская Аравия (Ближний Восток) и Россия (Азия – по месту нахождения своих основных месторождений) [1].

Таблица

Налогообложение ресурсов и продуктов их переработки в разных странах

Платежи	Экспортеры		Импортеры	
	Россия	Саудовская Аравия (ОПЕК)	Великобритания	
Рентные платежи	Лицензии на разработку месторождений	Нет	Роялти, ренталс, налог на доходы от нефти	
	Имущественные аукционы	Нет		
	НДПИ	Нет		
	Плата за пользование недрами	Нет		
Налог на прибыль	20 % (24 % до 2009 г.)	От 30% до 85%, а также закят (2,5%)	28 % с 2008 финансового года (30 % до 2008 финансового года)	
Косвенные налоги	НДС	18 %	Нет	17,5 %
	Акцизы	Есть	Нет	Есть
	Экспортная пошлина на нефть	Есть	Нет	Нет

В целом уровень и структуру налогового изъятия по новым проектам в различных странах можно представить, как это показано на рис. 2 [6].



Рис. 2. Уровень и структура налогового изъятия по новым проектам

Таким образом, к основным источникам, формирующим нефтегазовые доходы федерального бюджета можно отнести:

1. НДС на нефть и газ.
2. Вывозные пошлины на нефть, нефтепродукты и газ.

3. Налог на прибыль от реализации нефтегазовой продукции.

4. Доход по дивидендам нефтегазовых предприятий с государственным участием в капитале.

Динамика нефтегазовых доходов в доходах бюджета в % до 2005 г. отражена на рис. 3, а прогнозный вариант доходов федерального бюджета до 2010 г. при фиксированных значениях цены на нефть и делении всех доходов на нефтегазовые и ненефтегазовые показан на рис. 4.

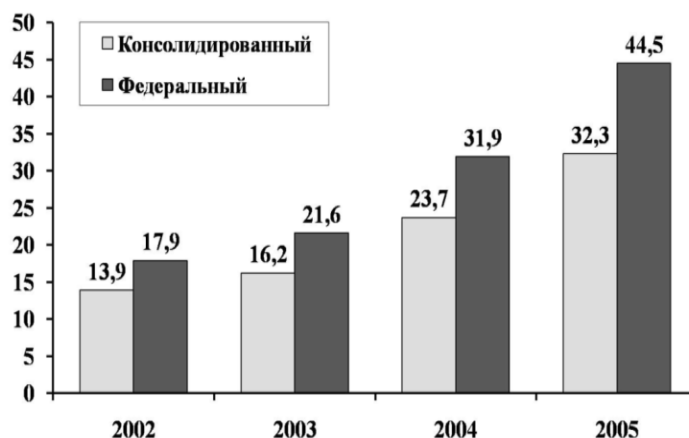


Рис. 3. Доля нефтегазовых доходов в доходах бюджета (%)

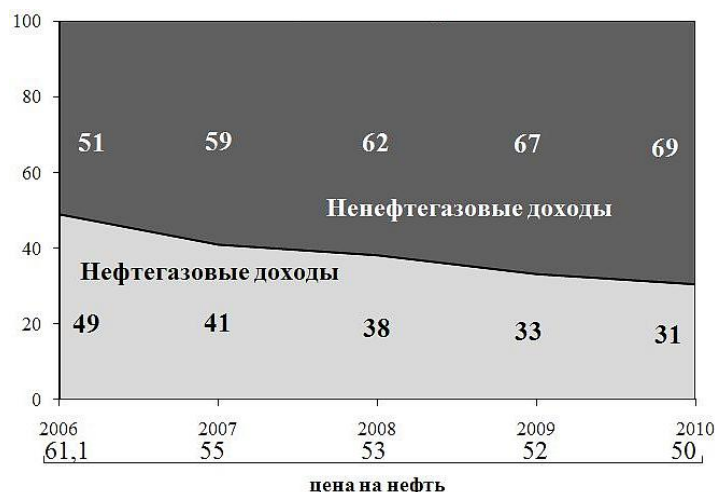


Рис. 4. Доходы федерального бюджета (в % к итогу)

По прогнозу факторами снижения нефтегазовых доходов в среднесрочном периоде должны были стать: отставание темпов добычи и экспорта нефти и газа от темпов роста ВВП; прогнозируемое снижение цен на нефть и газ; сохранение тенденции к укреплению рубля и др.

В целом же, при фиксированной цене (27 долл. США/бар.) прогноз поступлений нефтегазовых доходов бюджета в % к ВВП отражен на рис. 5.

По оценкам в 2008 г. федеральный бюджет России фактически на 50 % был сформирован нефтегазовыми доходами, в том числе связанными с высокими ценами на нефть, а доходы консолидированного бюджета более чем на 30 % связаны с доходами от нефти и газа (в 2006 г. доля нефтегазовых доходов составила свыше половины, в 2003 г. – лишь около четверти в общей массе поступлений). При этом за последние годы наибольшим темпом возрастали бюджетные доходы, связанные с добычей и экспортом полезных ископаемых (налог на добычу полезных ископаемых, экспортные пошлины на нефть и др.) [5]. По другим данным, в 2008 г. нефтяные доходы без учета налога на прибыль составляли приблизительно 8 % ВВП, или 33 % доходов федерального бюджета [4]. По данным Института экономики переходного периода, в 2007 г. вывозные таможенные пошлины и НДС достигали 38 % суммарных доходов федерального бюджета [2].

Изначально высокий уровень фискальной составляющей в налоговом регулировании в РФ во многом обусловлен сложностью социально-экономических задач, решаемых в переходный период и стабильным спросом (в основном на мировых рынках) на продукцию ТЭК в целом. При этом доходность, получаемая нефтегазовыми компаниями во многом обеспечивалась за счет экстенсивных факторов обеспеченности запасами,

разведанными еще в советском периоде. Сегодня требуется активное использование НТП и расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы, как основа качественно нового периода развития отрасли. И решение этой задачи невозможно представить без поддержки государства, в виде эффективного налогового регулирования развития отрасли.

Высокая доля налогового изъятия приводит нефтегазовые компании к отказу от инвестирования в новые технологии и расширенное воспроизводство основных факторов производства. А это в свою очередь в долгосрочной перспективе не может не сказаться на нефтяных доходах бюджета, в виду сокращения налогооблагаемой базы. Сегодня средняя собираемость налогов не превышает, как правило, 80–85 % (в целом по народному хозяйству – 40–50 %). Устойчивый характер средней собираемости налогов в течение долгого времени позволяет утверждать, что именно фактический уровень собираемости налогов является сегодня верхним пределом налогового бремени, которое НКГ способен выдержать. Превышение этого уровня ведет к невозможности для компаний одновременно уплачивать налоги и финансировать инвестиции без лавинообразного увеличения задолженности (инвестиционный аспект проблемы неплатежей) [3].

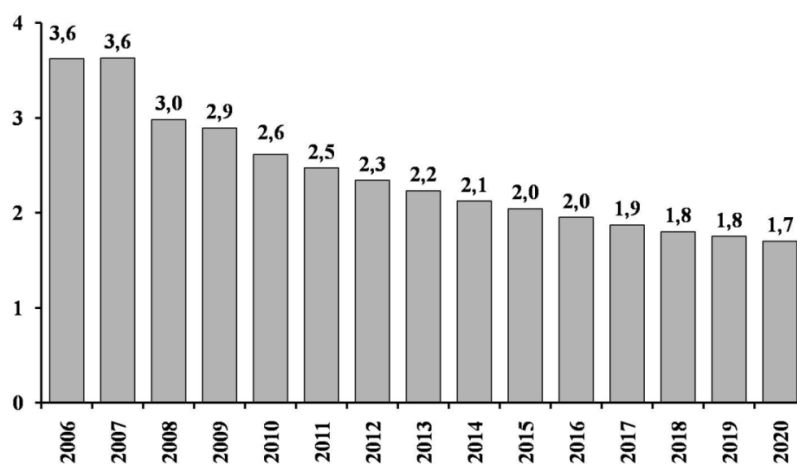


Рис. 5. Прогноз нефтегазовых доходов при цене на нефть 27 долл. США/бар. (% к ВВП)

Поэтому, учитывая роль нефтегазового сектора для отдельных стран (особенно для России), можно отметить, что волатильность цен на природные ресурсы ставит доходы государств в прямую зависимость от состояния мирового рынка энергоресурсов. Наблюдавшийся за последние 7 лет рост цен на нефть с 18 до 144 долл. [1] привел к росту бюджетных доходов в странах-экспортерах нефти. Однако наметившееся затем снижение цен, несомненно, негативно повлияло на те же доходы. В связи с этим как никогда актуален вопрос о создании межгосударственных и внутригосударственных институтов, которые могли бы регулировать, с одной стороны, мировые цены на ресурсы, а с другой – величину получаемых доходов. К числу первых можно отнести расширение ОПЕК за счет включения новых членов, создание новых бирж по торговле сырьем в странах-экспортерах, а в последующем – и их возможное слияние с крупнейшими мировыми торговыми площадками. Ко вторым – национальное налоговое законодательство, изменяя которое можно не только ограничивать излишнюю прибыль компаний (как, например, посредством НИП в США), но и уменьшать цены на продукты нефтепереработки, снижать расходы на освоение месторождений, содействовать научно-исследовательским разработкам [1].

В заключение стоит отметить, что налоговое регулирование должно объединять интересы трех участников: государства, нефтегазового региона и недропользователя. Цели государства заключаются в изъятии разумной части дохода, стимулировании нефтегазодобывающих компаний к разработке новых месторождений, сбалансированному распределению риска с нефтяными компаниями, создании простой и прозрачной системы управления налогообложением. Цели нефтегазодобывающих регионов связаны с получением стабильных налоговых доходов в бюджеты различного уровня, поддержанием высокого уровня занятости (как в нефтегазовом секторе, так и во вспомогательных и смежных секторах экономики), охраной окружающей среды, решением социальных проблем, созданием условий устойчивого развития. Цели нефтегазовых компаний заключаются в создании условий для расширения объемов извлечения углеводородов на основе использования стабильной налоговой системы, минимизации уровня налогообложения, гибкости при взимании налогов (в зависимости от условий освоения и добычи углеводородов и т. д.).

В целом, в Российской Федерации установление фискально-ориентированного налогообложения ведет к необоснованному начислению на компании НКГ, являющиеся основными плательщиками налогов в бюджеты всех уровней, штрафных санкций, пени и т. д. Совершенствование действующей налоговой системы должно идти по пути ее упрощения, повышения ее гибкости и адаптивности, ориентированности на налогообложение прибыли. Налогообложение должно стать проектно-ориентированным и учитывать как сравнительные горно-

геологические условия, так и фазу «естественной динамики», на которой находится тот или иной проект. Следует учитывать сокращение рентной составляющей в цене (в ряде случаев – до нуля), что должно найти свое отражение и в акцизной политике. При сохранении акциза его величина должна соответствовать ренте на конкретном объекте. Однако, в принципе, акциз на нефть должен быть заменен на иной рентный платеж. Следует ожидать появления большого количества безакцизных объектов, а налог на нормальную прибыль будет становиться доминирующим в структуре выплат государству. Для небольших объектов, операции на которых поддаются типизации, а результаты колеблются в небольших интервалах (например, гидроразрыв на отдельных месторождениях), могут быть введены иные специальные режимы налогообложения. Конечной целью реформы системы налогообложения в НГК (и других минерально-сырьевых отраслях) должен стать переход на трехуровневую систему взимания налогов: первый уровень – изъятие государством разумно обоснованной части прибыли со всех субъектов предпринимательской деятельности (механизм изъятия – налог на прибыль); второй уровень – изъятие государством разумно обоснованной части горной ренты, т. е. прибыли, полученной субъектами предпринимательской деятельности в минерально-сырьевых отраслях за счет действия «природного фактора», отсутствующего в других отраслях экономики (механизм изъятия – роялти, учитывающий как сравнительные горно-геологические условия, так и стадию «естественной динамики», на которой находится проект); третий уровень – изъятие государством разумно обоснованной части дифференциальной ренты, т.е. прибыли, полученной находящимися в относительно лучших природных условиях субъектами предпринимательской деятельности в минерально-сырьевых отраслях (механизм изъятия – налог на сверхприбыль, учитывающий стадию «естественной динамики», на которой находится проект). В рамках этой системы необходимо не столько пересмотреть существующий механизм формирования акциза, сколько полностью отказаться от его применения в добывающих отраслях. В соответствии с мировой практикой и экономической логикой, «акциз» – это налог на конечного потребителя, налог на предметы роскоши и плата за вредные привычки. Традиционно подакцизные товары – это алкоголь, табак, но не нефть и газ, являющиеся сырьем для широкого спектра отраслей народного хозяйства. Именно поэтому в такой трехуровневой системе налогообложения место акциза должна будет занять одна из разновидностей налога на сверхприбыль нефтегазовых компаний, являющаяся по сути своей рентным платежом, нацеленным на изъятие дифференциальной ренты, со скользящей шкалой, обеспечивающей изменение этого налога, как в сторону повышения, так и в сторону понижения. Необходимо привести номинальную (начисленную) налоговую нагрузку и механизм ее взимания в соответствие с реальными возможностями плательщиков, что в настоящее время означает необходимость снижения налоговых ставок, перехода от жестких фискальных к гибким финансово-экономическим механизмам налогообложения, учитывающим динамично изменяющиеся условия работы налогоплательщиков в НГК. Решение данной задачи распадается на две составляющие: на приведение в соответствие с реальными возможностями плательщиков уровня и структуры общехозяйственных налогов; на реформу специального налогообложения предприятий нефтяного комплекса.

Литература

1. Любавский С.Л. Налогообложение нефтегазового сектора и проблемы бюджета. Налоговая политика и практика – М., 2009 . - № 3.
2. Российская экономика в 2007 году. Тенденции и перспективы – М.: ИЭПП, 2007 – Вып. 29 – 108 с.
3. Сердюков В.В. Экономико-математическая модель налогообложения нефтегазового комплекса // Финансы – М, 2006. – № 11. – С. 73 – 75.
4. Шаталов С.Д. О мерах налогового стимулирования приоритетных направлений социально-экономического развития России // Финансы – 2008 – № 8. 4 с.
5. <http://www.vedomosti.ru/newspaper/article.shtml?2009/06/18/200757>.

ОСОБЕННОСТИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

С.Ж. Жадамбаева

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях развитие и эффективное использование природно-сырьевой базы России должны стать главными факторами экономического роста, а платежи за природные ресурсы – важным методом формирования доходной базы бюджетов всех уровней. Увеличение поступлений платежей в бюджет позволяет создавать объективные условия для снижения поступлений по другим видам налогов. Кроме этого, платежи за пользование природными ресурсами призваны совершенствовать природно-ресурсную политику государства, направленную на повышение эффективности использования и охраны земель, лесов, водных объектов и недр, добычи и рационального использования минерально-сырьевых ресурсов и продуктов переработки [1].

В экономической науке исследовались различные методы экономической оценки природных ресурсов и установления размеров платы за их использование. Установление платежей за природные ресурсы преследует следующие цели: 1) экономическое регулирование природопользования; 2) стимулирование рационального и комплексного использования различных видов ресурсов; 3) охрана окружающей среды; 4) формирование денежных фондов для охраны и воспроизводства природных ресурсов в условиях рыночной экономики.

Использование ресурсов осуществляется за существующую плату, в основу которой положена рентная составляющая [1]. Разнообразие рентных составляющих определяет различный уровень платы за пользование

природными ресурсами. Кроме того, на виды и размеры этих платежей влияют вид ресурса, его качественные свойства, цели использования. Виды платежей, взимаемые в бюджет за пользование природными ресурсами, представлены на рисунке.

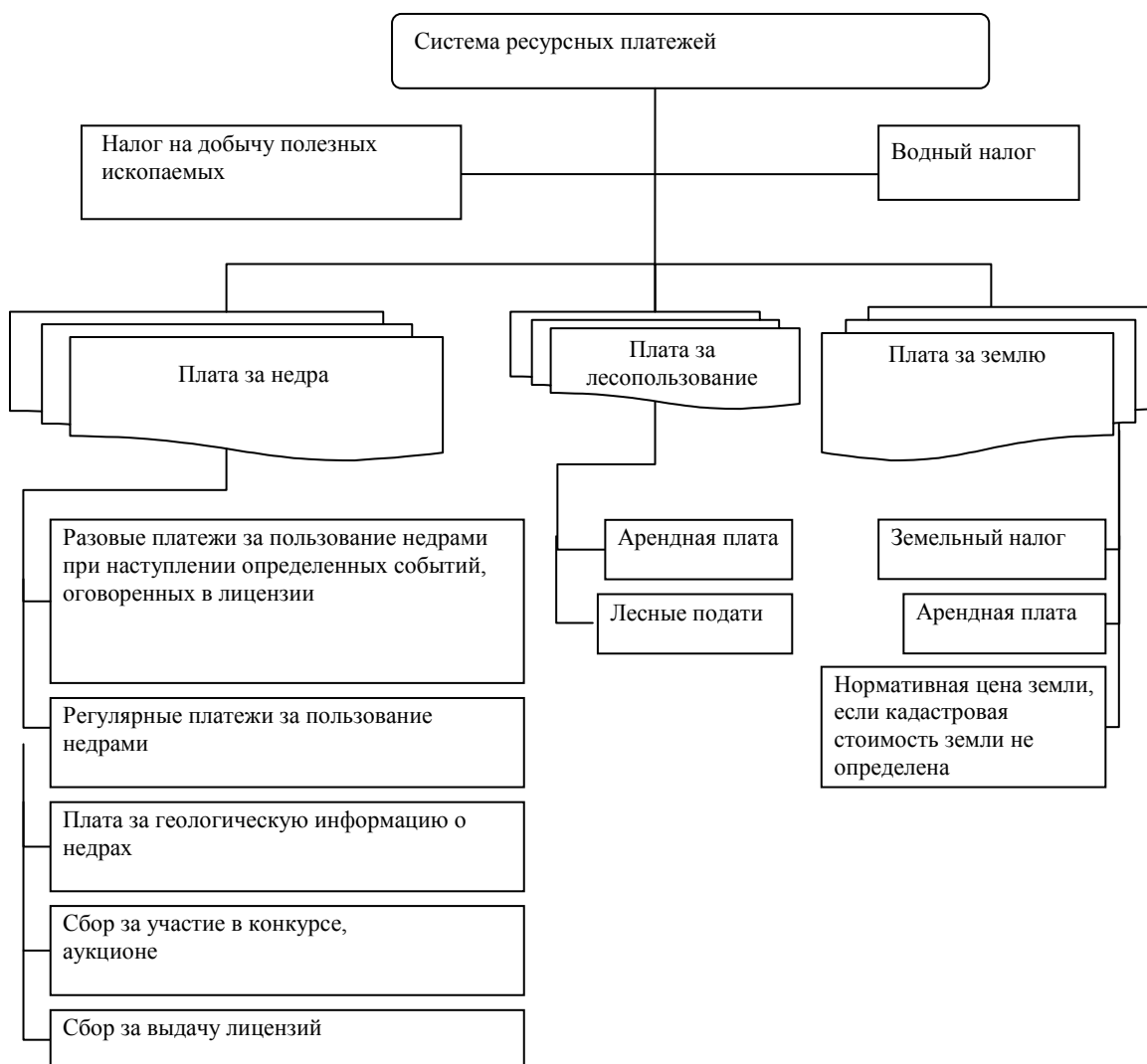


Рис. Система ресурсных платежей

Одним из наиболее важных видов платежей за пользование ресурсами является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Налогообложение добычи полезных ископаемых регулируется главой 26 Налогового кодекса Российской Федерации. Плательщиками налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) признаются организации и индивидуальные предприниматели, которые являются пользователями недр.

Предусматриваются два способа определения количества добытых полезных ископаемых: прямой и косвенный. Прямой способ – использование измерительных средств и устройств. При нем необходимо учитывать фактические потери полезных ископаемых. Косвенный способ применяется в том случае, если количество добытых полезных ископаемых нельзя определить с помощью прямых измерителей. Его можно использовать только в том случае, если известно содержание полезных ископаемых в добытом сырье.

Стоимость добытых полезных ископаемых налогоплательщик определяет двумя методами самостоятельно: первый метод – исходя из цен реализации полезного ископаемого без НДС и акциза; второй метод – из расчетной стоимости этого ископаемого с учетом затрат.

Для каждого вида полезных ископаемых предусмотрена своя налоговая ставка. Наглядное представление о действующих ставках налога представим в таблице.

Что касается ставок налога на добычу полезных ископаемых, то самая низкая ставка – по калийным солям (3,8%), самая высокая – по газовому конденсату (17,5%).

Итак, со всех пользователей недр взимаются регулярные платежи за пользование недрами, которые включают в себя платежи за поиск, оценку и разведку месторождений полезных ископаемых, пользование

недрами в других целях (например, строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых).

При определении размеров указанных платежей учитываются экономико-географические условия, размер участка недр, виды полезных ископаемых, степень геологической изученности территории и степень риска. Регулярный платеж за пользование недрами взимается за площадь лицензионного участка, предоставленного недропользователю. Плата за право на поиски и оценку месторождений полезных ископаемых взимается в форме регулярных платежей в течение всего периода их проведения. Платежи за пользование недрами взимаются в виде разовых и (или) регулярных взносов в течение срока реализации предоставленного права. Разовые платежи за пользование недрами уплачиваются при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии [3].

От платы за пользование недрами освобождаются:

- пользователи недр, ведущие региональные геологические, геофизические работы, направленные на изучение недр, геологические работы по прогнозированию землетрясений и исследованию вулканической деятельности, инженерно-геологические изыскания, палеонтологические, геоэкологические изыскания, осуществляющие контроль над режимом подземных вод;
- пользователи недр, получившие участки для образования особо охраняемых геологических объектов, имеющих научное, культурное, эстетическое, санитарно-оздоровительное и иное значение (научные и учебные полигоны, геологические заповедники, памятники природы, пещеры и другие подземные полости); сбор минералогических, палеонтологических и других геологических коллекционных материалов;
- разведка полезных ископаемых для их добычи.

Ставка регулярного платежа за пользование недрами устанавливается за один квадратный километр площади участка недр.

Литература

1. Налоги и налогообложение / Под ред. А.А. Вазим. – Томск: ТПУ, 2007. – 348 с.
2. Налоги и налогообложение / Под ред. Н.Г. Дмитриева, Д.Б. Дмитриев. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2005. – 416 с.
3. Налоги и налогообложение / Под ред. М. В. Романовского, О. В. Врублевской. – СПб.: Питер, 2002. – 576 с.

РОЛЬ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ В ФОРМИРОВАНИИ БЮДЖЕТА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.А. Закиров

Научный руководитель старший преподаватель В.Б.Романюк
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В настоящее время ориентированность экономики России на добычу полезных ископаемых и ключевая роль нефте- и газодобывающих компаний в формировании бюджета не вызывают, как правило, никаких сомнений. В рамках данной статьи я решил проверить истинность подобных утверждений, а также оценить роль добывающих компаний в формировании бюджета, и примерно оценить степень корреляции объемов добычи сырья в РФ с основными финансовыми результатами на основе статистических данных Российского статистического ежегодника. Также следует проверить, насколько срез аналогичных показателей Томской области соответствует общей картине.

Таблица 1

Динамика показателей производства продукции и поступления доходов в бюджет РФ

Показатели	годы	2005	2006	2007
Валовой внутренний продукт (в текущих ценах), млн. руб. В скобках – прирост относительно предыдущего года без учета инфляции.		21625372 *	26879762 (+24,3 %)	32987375 (+22,8 %)
Доходы консолидированного бюджета РФ – всего (млрд. руб.) В скобках – прирост относительно предшествующего года.		8579,6 *	10625,8 (+23,8 %)	13368,3 (+25,8 %)
Налоги, сборы и регулярные платежи за пользование природными ресурсами (млрд. р.) В скобках – отношение к общей сумме доходов консолидированного бюджета.		928,6 (10,8 %)	1187,3 (11,2 %)	1235,1 (9,2 %)
Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами по добыче полезных ископаемых (млрд. руб.) В скобках – прирост относительно предыдущего года.		3062 *	3721 (+21,5 %)	4489 (+20,6 %)

Анализируя данные из статистического ежегодника РФ (табл. 1), можно заметить, что сумма НДС, как основного налогового бремени добывающих компаний составляет только десятую часть совокупных доходов консолидированного бюджета [1]. Это, однако, может ввести в заблуждение относительно степени зависимости российской экономики от предприятий, занятых в сфере добычи минерального сырья. Нетрудно заметить, что рост ВВП и доходной части бюджета (по статистике за последние годы) спровоцирован пропорциональным ростом объема добычи полезных ископаемых. Мы можем наблюдать почти точное совпадение значений относительного прироста этих трех показателей, что свидетельствует, без сомнения, о высокой степени корреляции между ними. Иными словами, мы можем заключить, что основным источником роста российской экономики в первую очередь являются доходы от нефте- и газодобычи. Несмотря на кажущуюся не критичность этих поступлений в общей сумме доходов.

Критическую важность доходов от продажи минерального сырья можно отметить, анализируя структуру экспорта (табл. 2). Как мы видим, минеральные продукты составляют более половины общего объема экспорта товаров, и являются, следовательно, основным источником входящего валютного потока.

Обратим свой взгляд на Томскую область; она входит в десятку наиболее перспективных и интенсивно разрабатываемых нефтегазовых регионов России. Площадь перспективной нефтегазоносной территории Томской области составляет 72 % от общей площади. Открыто более 100 нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, а разведанные извлекаемые запасы нефти на территории Томской области составляют 514,4 млн т.

Таблица 2

Динамика экспорта минеральных продуктов

Показатели	2005		2006		2007	
	млн. долл. США	в % к итогу	млн. долл. США	в % к итогу	млн. долл. США	в % к итогу
Экспорт – всего	241473	100	301244	100	352568	100
в том числе: минеральные продукты	156372	64,8	198631	65,9	228445	64,8

Сегодня на территории Томской области добывается около 16 млн т углеводородов в год, в том числе 12 млн т нефти и конденсата и 4 млрд м³ газа. Поверхностный анализ статистических показателей Томской области не дает нам возможности отметить настолько же высокую степень корреляции между ними, как в целом по России (табл. 3). Как мы можем заметить, рост ВВП Томской области происходит вне зависимости от положительной динамики объема добытых полезных ископаемых.

Таблица 3

Динамика показателей производства продукции и поступления доходов в бюджет Томской области

Показатели	годы		
	2005	2006	2007
Валовой региональный (в текущих ценах), млн руб. В скобках – прирост относительно предыдущего года.	159579	186507 (+16,9 %)	219139 (+17,5 %)
Доходы консолидированного бюджета субъекта – всего (млн руб.) В скобках – прирост относительно предыдущего года.	20164	25896 (+28,4%)	2941 (+13,5 %)
Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами по добыче полезных ископаемых (млн руб.) В скобках – прирост относительно предыдущего года.	72011	71393 (-0,9 %)	76565 (+7,6 %)
Налоговые доходы в бюджет Томской области по виду экономической деятельности добыча полезных ископаемых (млн руб.) В скобках – доля отрасли в налоговых доходах консолидированного бюджета области.	6742,4 (39,5 %)	7032,7 (34,8 %)	4051,3 (19,5 %)

Однако же доля налоговых поступлений добывающей отрасли является весьма весомой в общей сумме доходов консолидированного бюджета. Ее сокращение в последние годы связано с изменением законодательства в области распределения налоговых поступлений по уровням бюджета. За 2008 г. в Томской области в бюджетную систему и государственные внебюджетные фонды поступило налогов и сборов на сумму 90905,3 млн руб. В том числе, поступило налогов и сборов в консолидированный бюджет Российской Федерации на сумму 79426,7 млн руб. Из которых в доход федерального бюджета перечислено 55065,0 млн руб., в консолидированный бюджет Томской области 24361,7 млн руб. (в т.ч. в доходы местных бюджетов 5759,9 млн руб.).

По сравнению с предыдущим 2007 г. общий объем поступлений вырос на 29,1 % (в абсолютном выражении на 20513,3 млн руб.), в том числе по доходам консолидированного бюджета Российской Федерации темп роста составил 130,7 % (прирост на 18668,0 млн руб.), по платежам в государственные внебюджетные фонды темп роста – 119,2 % (прирост на 1845,3 млн руб.). Доля НДС в доходах консолидированного бюджета за 2008 г. – 46,0 % или 36551,7 млн руб. в абсолютном выражении, увеличение по сравнению с данными за 2007 г. – 55,0 % (на 12975,6 млн руб.).

В 2008 г. продолжился рост инвестиций в основной капитал и в геологоразведку, хотя темпы увеличения снижаются. Если в 2007 г. сумма инвестиций составила более 27 млрд руб., что на 65 % больше чем в 2006 г., в 2008 г. она составила около 31 млрд руб. т. е. увеличилась только на 15 %. Этот показатель пока растёт также за счёт малых недропользователей. В 2009 г. объём инвестиций планируется в объёме 21 млрд руб., т. е., 68 % к уровню 2008 г. Следует отметить, что снижение объёма инвестиций в 2009–2010 гг. ожидалось, но не такое резкое.

Значительное (в 1,5 раза) снижение объёмов эксплуатационного бурения приведёт к снижению уровней добычи нефти не только в 2009 г., но и в значительной степени скажется на этом показателе в долгосрочном периоде.

Выше представленная информация дает нам повод заключить, что налоговые поступления добывающих компаний Томской области играют важную роль в формировании как федерального, так и областного бюджетов.

Данный сектор требует к себе повышенного внимания со стороны государства и региональной администрации, как ключевой в экономике страны и области.

Литература

1. Российский статистический ежегодник. – М.: Росстат, 2007. – 448 с.
2. Налоги и налогообложение / Под ред. Н.Г. Дмитриева, Д.Б. Дмитриев. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2005. – 416 с.
3. Налоги и налогообложение / Под ред. М. В. Романовского, О. В. Врублевской. – СПб.: Питер, 2002. – 576 с.

АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕНЫ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ РОССИИ

Е.С. Зеленова, Т.Ю. Жарова

Научные руководители профессор Г.Ю. Боярко, доцент Я.В. Золотенков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодняшняя методика формирования конечной цены на газ для конечного потребителя утверждена в 2001 г. Постановлением Правительства РФ от 29 декабря 2000 г. N 1021 «О государственном регулировании цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке на территории Российской Федерации». В целях реализации государственной политики в области газоснабжения в Российской Федерации Правительство обязало организаций, осуществляющие добычу, транспортировку и реализацию природного газа, вести раздельный учет продукции (услуг) и затрат на ее производство по следующим видам деятельности: добыча природного газа; услуги по транспортировке природного газа по трубопроводам; хранение природного газа; услуги по поставке (реализации) природного газа. Цена на газ для конечного потребителя формируется из регулируемых оптовой цены на газ, определяемой по соглашению сторон с учетом установленных предельных уровней, тарифов на услуги по его транспортировке по газораспределительным сетям и платы за снабженческо-сбытовые услуги, устанавливаемых Федеральной службой по тарифам (ФСТ) [1].

Структура конечной цены на газ в 2001 г. выглядела следующим образом: 90 % составляла оптовая цена, 6 % – плата за снабженческо-сбытовые услуги и оставшееся 4% приходилось на тариф на транспортировку. В 2005 г. произошли существенные изменения в структуре конечной цены: тариф на транспортировку увеличился до 7 %, а плата за снабженческо-сбытовые услуги уменьшилась до 3 %. Причиной тому стало увеличение тарифа [2] на транспортировку в 2,6 раза при сохранении платы за сбытовые услуги на прежнем уровне. В 2006 г. плату за снабженческо-сбытовые услуги сократили в 2 раза с 41 до 21 руб. При этом оптовая цена и тариф на транспортировку выросли на 10 и 25 % соответственно. В дальнейшем рост конечной цены для потребителя происходил в основном в результате повышения оптовой цены на 20–25 % и роста тарифа на транспортировку на 20–30 %. Такая динамика прослеживается до 2008 года. В структуре конечной цены на газ в 2008 г. доля платы за снабженческо-сбытовые услуги стала составлять примерно 1 %, около 7 % – тариф на транспортировку и 92 % – оптовая цена на газ.

В итоге, за период с 2001 по 2008 гг. оптовая цена на газ увеличилась на 360 %, тариф на транспортировку вырос на 640 %, а плата за снабженческо-сбытовые услуги уменьшилась на 15 %. Очевидно, что увеличение конечной цены происходит по причине роста оптовой цены и опережающего роста тарифа на транспортировку газа [3].

«Газпром», как основная добывающая и транспортирующая организация владеет всей сетью магистральных трубопроводов, региональная инфраструктура, посредством которой газ доставляется непосредственно до потребителя, находится в ведении независимых юридических лиц (сбытовых организаций). Таким образом, основная часть доходов от реализации газа (до 99 %) остается в распоряжении Газпрома, сбытовым организациям, несущим основные затраты на формирование и содержание газораспределительной инфраструктуры, остается менее 1 %.

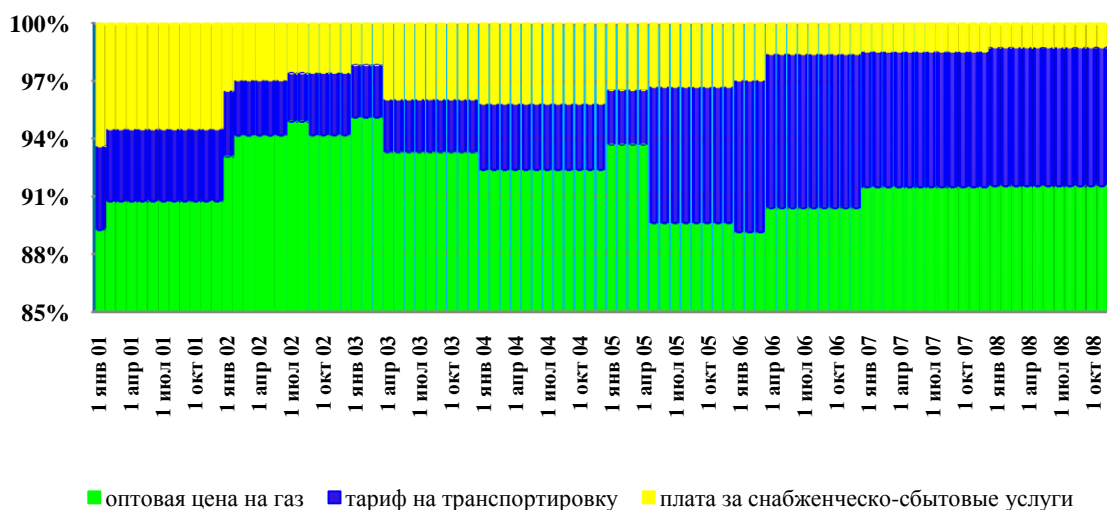


Рис. 1. Динамика структуры конечной цены на природный газ 2001-2008 гг.

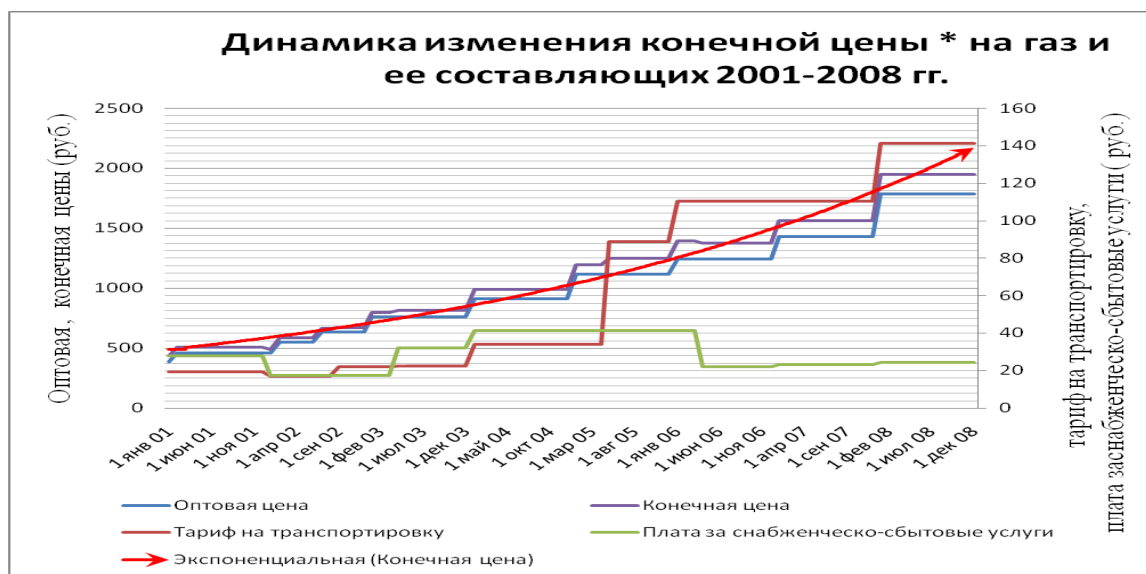


Рис. 2. Динамика изменения конечной цены на газ и ее составляющих

Стремительный рост цен на один из главных источников энергии в нашей стране привел к возрастанию себестоимости продукции/услуг предприятий, осуществляющих свою деятельность на энергии голубого топлива. Естественным образом это вызвало значительный рост расходов населения: только на коммунальные услуги примерно на 15–20 % ежегодно. Возможно, таким способом правительство пытается сдержать инфляцию путем изымания части «лишних» денег у населения и возврата их в бюджет [4, 5].

В настоящее время правительство готовится к переходу на новую методику ценообразования, основанную на принципе равнодоходности, в соответствии с которым внутрироссийские цены на газ должны быть доведены до европейского уровня. По плану, переход на новую систему ценообразования должен был произойти в 2011 г. В нынешних условиях финансового кризиса эта стратегия выглядит как минимум необоснованной, как максимум – вредной для российской экономики. Поэтому реформу отложили до 2014 г. При таком механизме ценообразования стоимость газа в России будет колебаться в такт с европейской и отставать от нее лишь на сумму транспортных расходов по доставке газа в Европу (около 40 долларов за тысячу кубометров) и на 30–процентную экспортную пошлину. Цены на наш газ в Европе, в свою очередь, привязаны к стоимости нефти, точнее, получаемых при ее переработке тяжелых углеводородов (мазут и др.). А это значит, что при цене на нефть на уровне 100–150 долларов за баррель стоимость реализуемого в стране газа должна вырасти, по

меньшей мере, втрое: с установленных ФСТ 70–75 долларов за тысячу кубометров до примерно 250 долларов. При нефти, стоящей 40 долларов цены на российский газ в Европе должны упасть до уровня около 150 долларов. Соответствующая равнодоходная цена для России составит всего 80–90 долларов и в случае намеченного повышения газовых тарифов она будет достигнута не в 2011–м, а уже в следующем году. Россия окажется едва ли не единственной страной мира, где главное ископаемое топливо в условиях кризиса не подешевеет, а подорожает [6, 7].

Роль природного газа в экономике нашей страны необычайно велика. Газ закрывает около 57 % российского баланса энергопотребления. В глобальном масштабе наша экономика одна из самых «газовых», соответствующий вид топлива становится основной составляющей издержек. Главный канал, через который прирост цены на газ ударит по всей экономике, – электроэнергетика. Отрасль представлена преимущественно тепловыми станциями, большая часть которых работает на голубом топливе. Удорожание газа, на который приходится около половины производственной себестоимости, означает очень существенное увеличение цены генерируемой электроэнергии и тепла. При этом их конечная стоимость, из-за низкой эффективности отечественных ТЭС, у нас окажется заметно выше, чем во многих энергодефицитных развитых странах вроде США или Франции. Подорожание газа вызовет цепную реакцию в других сегментах ТЭКа. Из-за слабого развития рыночных институтов и пассивности регулирующих органов продавцы альтернативного топлива – угля – склонны внутренние расценки на свой продукт подгонять к соответствующей цене газа (естественно, не в абсолютном значении, а на единицу теплотворной способности). В свою очередь, собственники гидро- и атомных электростанций ориентируются на расценки доминирующих на рынке «газовых» ТЭС, в нынешнем году им уже удалось пролоббировать 30-процентный рост энерготарифов.

Переход на новый механизм ценообразования будет означать переток колоссального объема средств от несырьевых предприятий в «Газпром». Но в ряде отраслей удорожание газа, тепла и электричества способно привести к куда более болезненным, чем простой рост расходов, последствиям. За гранью рентабельности рискует оказаться ряд экспорториентированных газо- и энергоемких предприятий. Например, производители продуктов бытовой химии, азотных и смешанных удобрений (доля газа в себестоимости последних может превышать 50 %) с общей выручкой порядка 10 млрд долларов. Резко увеличатся издержки в производстве строительных материалов, в частности на предприятиях по изготовлению цемента, кирпича и в стекольной промышленности. Утрата серьезного конкурентного преимущества может привести к сворачиванию активности и других энерго- и материалоемких отраслей, сокращению экспорта и росту импорта соответствующих продуктов.

Таким образом, становится очевидно, что Газпром стремится взять под контроль полностью всю систему газораспределения: от скважины до горелки. Существующая методика формирования цены на газ экономически выгодна только Газпрому и ущемляет интересы сбытовых организаций, а интересы конечных потребителей вообще не учитываются. Поскольку она не обеспечивает должным образом экономического эффекта для экономики России, более того создает серьезные препятствия для развития предприятий, успешная деятельность которых зависит от цен на газ.

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2000 г. N 102 – Москва, 2000.
2. Приказ Федеральной службы по тарифам от 4 декабря 2000 – Москва, 2000.
3. Постановление ФЭК РФ от 14 апреля 2000 г. N 18_1. – Москва, 2000.
4. Нефтегаз [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.nge.ru.
5. Федеральная служба статистики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.fst.ru.
6. ОАО Газпром [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.gazprom.ru.
7. Сбербанк России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.sberbank.ru.

ДИНАМИКА ЦЕН НА НЕФТЕПРОДУКТЫ В РОССИИ

Е.С. Зеленова, Т.Ю. Жарова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день Россия обладает огромным нефтегазовым сектором, доля которого в ВВП и бюджете страны чрезвычайно высока и наряду с другими основными группами сырья составляет 77,8 % всего российского экспорта. Являясь частью топливно-энергетического комплекса (ТЭК), нефтегазовый сектор привлекает основной объем инвестиций в российскую экономику и приносит до половины поступлений в бюджет, более 45 % доходов от налогообложения, в 2007 г. только за счет сбора НДС и таможенных пошлин бюджет получил 37 % и 35 % поступлений всей валютной выручки. Данные показатели со всей очевидностью говорят о сырьевой направленности российского экспорта и топливно-сырьевой ориентации всей российской экономики. В связи с этим большой интерес представляет процесс налогообложения нефтепродуктов и формирование цен на данную продукцию [2].

С позиции рыночной экономики цена – это денежная сумма, взимаемая за конкретный товар, т. е. сумма денег, за которую покупатель готов купить, а производитель – продать товар.

По степени свободы от воздействия государства цены можно классифицировать на:

- свободные, складывающиеся на рынке под воздействием спроса;
- регулируемые, подверженные определенному воздействию со стороны государства;

- фиксируемые, устанавливаемые государством на ограниченный круг.

При этом цены на нефтепродукты относятся к свободным.

На практике находят применение большое многообразие различных подходов к установлению цены. К их числу можно отнести:

- «средние издержки плюс прибыль» (для природного газа, транспорта нефти и газа);
- на основе анализа безубыточности и обеспечения целевой прибыли (для нефти, нефтепродуктов);
- исходя из «ощущаемой ценности товара» (новые нефтепродукты);
- на основе уровня прейскурантных цен (услуги строительства и геологоразведки);
- посредством конкурентных торгов (услуги строительства и геологоразведки).

Для определения цен на нефтепродукты используют метод, основанный на анализе безубыточности и обеспечения целевой и метод установления цены исходя из «ощущаемой ценности товара».

Рассмотрим подробнее эти методы [1].

1. Определение цен на основе анализа безубыточности и целевой прибыли. Данный метод базируется на зависимости прибыли от объема производства, цены изделия, переменных и постоянных издержек.

$$Pr = (C - C_{\text{пер}}) \cdot Q - C_{\text{пост}},$$

где Pr – прибыль от производства и реализации продукции;

C – цена;

C_{пер/пост} – издержки переменные / постоянные;

Q – объем производства.

На основе данной формулы строится график безубыточности. Пересечение линий совокупного дохода и совокупных издержек на графике определяет точку безубыточности (ТБ), т. е. такой объем выпуска, при котором совокупный доход равен совокупным издержкам

Любая разница по вертикали между линией совокупного дохода и совокупных издержек справа от ТБ показывает прибыль, а слева от ТБ – убытки при данном объеме производства

2. Установление цены исходя из «ощущаемой ценности товара».

Основным фактором при этом методе являются не издержки предприятия, а покупательское восприятие.

Цена в этом случае призвана соответствовать ощущаемой ценности товара.

Это ценообразование наиболее трудно, но и наиболее прибыльно.

В данной работе мы анализировали динамику цен на следующие нефтепродукты в период с января 2002 г. по декабрь 2008 г. [3]:

- Бензин марок АИ-80, АИ-92, АИ-95;
- Дизельное топливо;
- Масла.

На внутреннем рынке в состав отпускной цены на нефтепродукты входят такие налоги как НДС и акциз. Доля НДС в составе цены неизменна и определяется как 18 % от стоимости продукции. А вот доля акциза изменяется во времени. Показатели изменений представлены в табл. 1.

Таблица 1

Доля акциза в структуре цены на нефтепродукты в период с 2002 по 2008 г.

Название нефтепродукта	Минимальное значение, %	Максимальное значение, %	Среднее значение, %
Бензин марки АИ-80	11	37	19,5
Бензин марки АИ-92	13,5	34	22
Бензин марки АИ-95	12	29	19
Дизельное топливо	4	13	8
Масла	7	18	11

Исходя из данной таблицы видно, что изменения доли акциза в цене весьма значительны. При этом не прослеживается прямой зависимости размера акциза от размера цены нефтепродуктов. Согласно статье 193 Налогового кодекса (НК) РФ, налоговые ставки на подакцизные нефтепродукты являются фиксированными, т.е. исчисляются в рублях за единицу измерения. Все это делает процесс налогообложения нефтепродуктов не способным быстро реагировать на колебания внешних цен на данную продукцию.

На графиках мы можем проследить динамику изменения доли налогов в составе цены нефтепродуктов.

Согласно статье 184 НК РФ при реализации подакцизных товаров за пределы территории РФ налогоплательщик освобождается от уплаты акциза, а также ему возмещается НДС. При этом экспортер обязан заплатить таможенную пошлину.

Анализ соотношения внутренних цен с учетом акциза и НДС и экспортных цен с учетом таможенной пошлины на нефтепродукты показал, что цена на внутреннем рынке довольно часто превышает экспортную цену. Более наглядно эту тенденцию можно проследить в таблице, где мы просчитали отношение внутренних цен к экспортным ценам на нефтепродукты с учетом налогов за период с 2002 по 2008 гг. Данное отношение показывает, во сколько раз внутренняя цена выше или ниже экспортной цены.

Таблица 2

Отношение внутренних цен к экспортным ценам на нефтепродукты с учетом налогов 2002-2008 г.

Название нефтепродукта	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение
Бензин марки АИ-80	0,9	1,6	1,25
Бензин марки АИ-92	0,95	1,7	1,3
Бензин марки АИ-95	1	1,6	1,3
Дизельное топливо	0,9	1,3	1,1
Масла	1,2	1,4	1,3

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод, что реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке для производителей является выгоднее, так как себестоимость продукции одинакова для производства на внутренний рынок и на экспорт, а вот транспортные расходы при экспорте возрастают.

Ежегодно количество автомобилей в России увеличивается на 1 млн, следовательно, растет и потребление нефтепродуктов. В связи с этим, по словам главы МЭРТ, необходимо принимать меры по обеспечению предложения на рынке нефтепродуктов, чтобы не возник дефицит.

В этом случае основным движущим фактором для цен будет стремление нефтяных компаний наращивать объемы экспорта нефтепродуктов, в связи с чем уровень предложения на внутреннем рынке останется пониженным, обеспечив рост цен, хотя и менее динамичный.

Литература

1. Антонов С.Б. Ценообразование. / Учебник. – М.: «Экономистъ», 2006. – 416 с.
2. Нефтегаз [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.nge.ru.
3. Энергосинтоп [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.energосyntop.com/texts/38.

ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (НА ПРИМЕРЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

Е.С. Зеленова, Т.Ю. Жарова

Научные руководители профессор Г.Ю. Боярко, доцент Я.В. Золотенков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поиски, разведка и добыча полезных ископаемых оказывают многократное техногенное воздействие на геологическую среду. Максимальный ущерб окружающей среде наносится либо из-за экологической безграмотности, либо в погоне за сиюминутной выгодой. Одной из самых серьезных экологических проблем, стоящих сегодня перед российским государством, его гражданами и недропользователями, является проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

Для анализа ситуации в Томской области были рассмотрены данные по 41 месторождению Томской области, рассчитаны показатели добычи и сжигания ПНГ на факельных установках, количество вредных выбросов в атмосферу CO₂ из-за сжигания ПНГ, выявлены причины нерационального использования попутного нефтяного газа и обозначены пути решения проблемы утилизации ПНГ [2, 3].

На протяжении нескольких десятилетий ПНГ сжигается на факельных установках на нефтегазовых месторождениях, в результате чего наносится колоссальный ущерб окружающей среде и теряется невозполнимый энергетический ресурс, являющийся к тому же ценным нефтехимическим сырьем. За 2008 г. на территории Томской области добыто 764 млн м³ ПНГ [6, 7], а средний объем утилизации по всем месторождениям составил всего лишь 30 %. При этом, согласно постановлению Правительства РФ от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» [1], объем утилизации ПНГ с 2012 г. должен быть доведен до уровня не менее 95 %. Таким образом, за 2008 г. на месторождениях Томской области сожжено 535 млн м³ попутного нефтяного газа, а в денежном эквиваленте, при средней цене на ПНГ в 253 руб. за 1000 м³, в атмосферу, вместе с тоннами отравляющих веществ, выброшено 135,4 млн руб. при сжигании нефтедобытчиками попутного нефтяного газа.

При сжигании 1000 м³ ПНГ в атмосферу выбрасывается около 3 тонн углекислого газа. Следовательно, на месторождениях Томской области за 2008 г. объем выбросов составил примерно 1,6 млн т CO₂, а по всей России около 90 млн т CO₂. Сжигание ПНГ в факелах и его выброс в атмосферу потенциально опасны для здоровья, так как в результате сжигания в воздухе образуются токсичные вещества, которые абсорбируются растениями и могут попасть в пищевую цепь. Вредные металлы, содержащиеся в выбросах, могут стать причиной раковых заболеваний, врожденных пороков, заболеваний крови и центральной нервной системы.

В результате анализа данных по месторождениям были выявлены основные причины нерационального использования попутного нефтяного газа в Томской области.

Основной причиной сжигания ПНГ на факельных установках является удаленность месторождений от развитой инфраструктуры [5]. Подсоединение таких месторождений к газопроводам, подводка их к газоперерабатывающим заводам требуют больших капиталовложений, а недропользователи, как правило,

стремятся к минимизации издержек. По данным за 2008 г. только на 3 месторождениях объем утилизации ПНГ составил более 90 %. Проанализировав карту недр Томской области мы увидели, что большинство месторождений находятся в труднодоступных районах и удалены от развитой инфраструктуры [4].

Второй по значимости причиной нерационального использования ПНГ являются размеры месторождений. Многие из них сжигают сравнительно небольшие объемы газа, то есть, сами месторождения – относительно небольшие. В Томской области на большинстве месторождениях добывается менее 20 млрд м³ ПНГ. Информация об объемах добычи и утилизации ПНГ представлена в табл.

Из данной таблицы можно сделать вывод, что однозначной зависимости объема утилизации ПНГ от объема добычи ПНГ не существует. Так, в 2008 г. на Лугенецком месторождении – самом крупном нефтегазоконденсатном месторождении Томской области, добыто 134 млн м³ ПНГ, а объем утилизации составил 96 %. При этом на втором по значимости Игольско-Таловом месторождении добыто 105 млн м³ ПНГ, а утилизировано всего 49 %.

Еще одной проблемой, связанной с утилизацией попутного нефтяного газа, является низкая цена на ПНГ, которая зависит от газожидкостного состава. Чем выше содержание жидкой фракции в попутном нефтяном газе, тем меньше его цена. На протяжении нескольких лет цена на ПНГ остается примерно одинаковой и варьирует в пределах от 86 до 420 руб. В данных условиях транспортировка ПНГ на нефтехимические предприятия становится нерентабельной, т. к. издержки превышают прибыль, ведь для транспортировки требуется дорогостоящее строительство и обслуживание трубопровода. В настоящее время стоимость строительства 1 км стандартного трубопровода (530 мм) составляет 15,8 млн руб. Эксплуатация трубопровода также является дорогим мероприятием: обслуживание трубопровода обходится в 360 тыс. руб. на 1 км, тариф на транспортировку 1000 м³ ПНГ до Единой газотранспортной системы (ГТС) ОАО «Газпром» составляет 62,3 руб. на 100 км, по ГТС ОАО «Газпром» – 40,6 руб. на 100 км.

Таблица

Зависимость объема утилизации ПНГ от объема добычи на территории Томской области

Категория, млн м ³ ПНГ	Количество месторождений	Объем добычи ПНГ, млн м ³		Объем утилизации ПНГ, %	
		минимальное значение	максимальное значение	минимальное значение	максимальное значение
0-20	34	0	18,2	0	99,2
		7,16	7,16	28,66	28,66
		25,7	25,7	3,5	3,5
21-40	1	25,7	25,7	3,5	3,5
41-60	2	45	50	1,2	27
		47,50	47,50	14	14
		73,6	73,6	71,3	71,3
61-80	1	73,6	73,6	71,3	71,3
81-100	1	86,7	86,7	3,2	3,2
более 100	2	105,3	134,1	49	96,4
		119,7	119,7	73,2	73,2
		105,3	134,1	49	96,4

Решением данной проблемы могла бы стать выработка электроэнергии из попутного газа на поршневых и турбинных электростанциях для собственных нужд и реализации потребителям на внешний рынок. Однако на нужды месторождений в среднем расходуется не более 6 % добываемого ПНГ, а реализации внешним потребителям мешает отсутствие гарантий покупки электроэнергии. Для этого необходима специальная программа по созданию энергетики на ПНГ с согласованием в Правительстве РФ, Минэнерго РФ и ОАО РАО «ЕЭС России» и выработка нормативно-правовых документов по этой деятельности. Однако разработка и становление такой программы является долгосрочным процессом.

Актуальным и рентабельным направлением в области утилизации ПНГ является газохимическая переработка. Среди разнообразных предложений по газохимической переработке газа для условий Томской области наиболее предпочтительна технология переработки ПНГ в смесь жидких синтетических углеводородов (СЖУ, синтетической нефти), реализуемых по цене нефти с подачей полученных жидких продуктов вместе с нефтью в магистральный нефтепровод. Другие технологии GTL, предполагающие производство метанола, диметилового эфира, бензол-толуольного концентрата, других «ценных» компонентов в промышленных условиях не применимы из-за отсутствия всепогодных дорог и рынка потребления.

Технологический процесс производства жидких углеводородов представляет собой автоматизированный процесс, управление которым осуществляется с использованием микропроцессорной техники. Оперативно-техническое обслуживание, мелкий и аварийный ремонт оборудования осуществляется штатами ремонтно-механических служб на промысле.

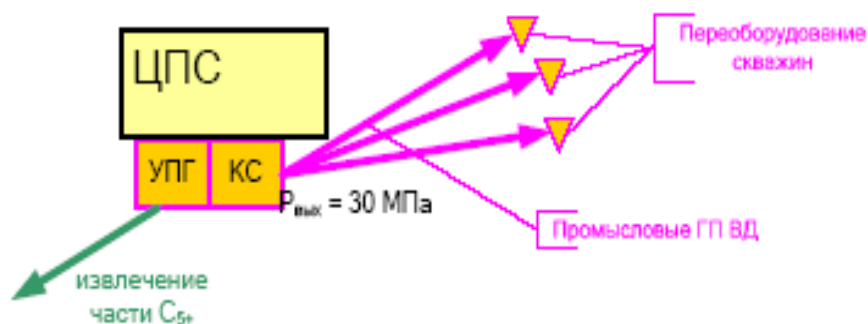


Рис. Схема реализации закачки ПНГ в продуктивный пласт

Основные работы, требующие привлечения квалифицированного персонала, приходится на периоды остановки производства на капитальный ремонт оборудования, перегрузку катализатора.

Основной недостаток рассматриваемого варианта – отсутствие примеров апробации предлагаемой технологии в промышленных условиях. Проекты по технологиям GTL представлены на Российском рынке, однако у разработчиков нет примеров пилотных (демонстрационных) проектов установок, работающих на ПНГ с получением заявленных целевых продуктов. Нет четкого представления об отходах производства и стоимости их утилизации.

Для рационального использования попутного нефтяного газа следует также рассмотреть различные варианты закачки ПНГ в продуктивный пласт с целью поддержания пластового давления, а также получения дополнительных объемов добычи нефти. Подготовка ПНГ для закачки в пласт минимальная – необходимо провести очистку газа от механических примесей и капельной жидкости на упрощённой установке подготовки газа (УПГ). Организация очистки газа от капельной жидкости позволяет извлечь из ПНГ часть ценных компонентов в виде C5+. Далее подготовленный газ компримируется до 30 МПа и подается на устья переоборудованных нагнетательных скважин по газопроводам высокого давления (рис.).

В заключение стоит отметить, что зачастую утилизация ПНГ не является прибыльным мероприятием в силу вышеизложенных причин. Для месторождений Томской области основной причиной сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках является удаленность месторождений от развитой инфраструктуры. Однако не стоит рассматривать процесс утилизации ПНГ как абсолютно нерентабельное мероприятие. Во многих случаях применение вышеперечисленных технологий делает процесс утилизации ПНГ прибыльным, однако в каждом конкретном случае необходимы расчеты эффективности внедрения на месторождение той или иной технологии.

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» – М., 2009.
2. Князев М.А., Лукьянов В.Г. Проблемы использования попутного нефтяного газа в Томской области и возможные пути их решения // «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири» – Томск, 2005.
3. Аксенов А., Широков Ю. Регулирование рынка ПНГ: уточнить терминологию, добавить меры стимулирования и ответственности // Нефтегазовая Вертикаль – М., 2008 – № 20.
4. Гречишкина И. Разумный баланс между стимулами и принуждением // Нефтегазовая Вертикаль – М., 2007 – № 21.
5. Энергосинтоп [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.energosityntop.com/texts/38.
6. Попутный нефтяной газ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.cctc.ru.
7. Компания «Новая Генерация» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.manbw.ru/analytics/png.html.

ПУТИ ВЫХОДА ИЗ МИРОВОГО ФИНАНСОВОГО КРИЗИСА

Г.В. Илюшкина

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кризис (греч. krisis – решение, поворотный пункт) – упадок, тяжёлое переходное состояние, перелом, при котором неадекватность средств достижения целей рождает непредсказуемые проблемы. Кризис проявляет скрытые конфликты и диспропорции.

Кризис в китайском языке записывается двумя иероглифами: «вэй»: «опасность» и «страх»; «цзи»: «переломный момент». Виды кризисов представим в виде схемы на рисунке.

Финансовый кризис – (financial crisis) – широко трактуемый термин, который применяют, когда стоимость каких-либо финансовых инструментов неожиданно и резко уменьшается, в бытовом смысле – недостаток денег. В течение 19 и 20 вв. большинство финансовых кризисов ассоциировалось с банковскими

кризисами и возникающей при этом паникой. Наиболее известным кризисом этого рода была Великая депрессия. Другим часто используемым применением этого термина является ситуация на фондовых рынках, когда лопаются так называемые мыльные пузыри. Иногда этот термин прикладывают к финансовым проблемам отдельно взятого государства.

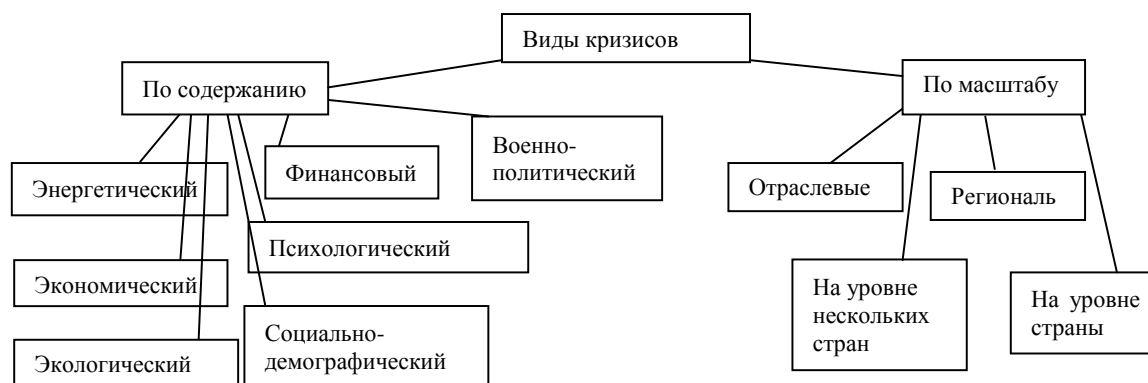


Рис. Классификация и виды кризисов

Экономический кризис (др.-греч. Krisis – поворотный пункт) – нарушение равновесия между спросом и предложением на товары и услуги. Результатом экономического кризиса является уменьшение реального валового национального продукта, массовые банкротства и безработица, снижение жизненного уровня населения.

Реальный объем ВВП России в 2008 г. вырос на 5,6 % (в 2007 г. – на 8,1 %). Вице-премьер, министр финансов РФ Алексей Кудрин отметил, что темпы экономического роста, в 2006 г. составили 7,4 %. В то же время инфляция, достигла в 2007 г. 11,9 %. В декабре 2008 г., по данным Росстата, 5,8 млн человек, или 7,7 % экономически активного населения России классифицировались как безработные. Число официально зарегистрированных безработных в декабре к ноябрю выросло на 9,7 %. По оценкам Росстата, в конце января 2009 г. 6,1 млн человек, или 8,1 % экономически активного населения, классифицировались как безработные.

Резервный фонд Российской Федерации сформирован 1 февраля 2008 г., после разделения Стабилизационного фонда на резервный фонд и Фонд национального благосостояния России. На 1 марта 2009 г. сумма резервного фонда составляла 4 трлн 869,74 млрд руб., на 1 сентября 2008 г. он составил 3 трлн 504,62 млрд руб. Средняя мировая цена на нефть марки Ural, основного экспортного сорта России, составила в 2007 г. 69,29 доллара, что на 8,2 доллара превышает прошлогодний показатель (61,09 доллара за баррель). В 2008 г. эта цена составила 94,4 доллара за баррель.

3 марта 2009 г. в студии информационного агентства «Интерфакс» начальник департамента труда и занятости населения Томской области Ирина Павловна Титаренко рассказала о программах занятости населения в Томской области и о тех деньгах, которые выделяются РФ в рамках антикризисных мер.

Областная антикризисная программа стоит 108 млн, из них 5,4 млн рублей – средства областного бюджета. Соотношение софинансирования: 95 % – доля РФ, 5 % – доля региона.

Вышеуказанная программа имеет 4 основных направления и ориентирована на граждан, которые необязательно имеют статус безработных, а, прежде всего, находятся под риском увольнения.

Подробнее о направлениях антикризисной программы:

Направление первое: опережающее профессиональное обучение граждан в случае угрозы массового увольнения.

Участникам программы, не имеющим постоянного источника дохода или находящимся в отпуске без сохранения заработной платы, выплачивается стипендия, возмещаются расходы на проезд к месту обучения, а также дополнительные расходы, связанные с новой профессией.

Направление второе: организация общественных работ, временного трудоустройства и стажировки.

Частично возмещаются затраты работодателя на зарплату, полностью возмещаются транспортные расходы на доставку работника к месту работы и обратно, а также расходы, связанные с приобретением специнвентаря и спецодежды.

Направление третье: развитие малого предпринимательства и содействие самозанятости.

Безработные граждане смогут получить единовременного среднегодовой размер пособия. Также выплачиваются расходы по аренде помещений с момента регистрации данного человека в качестве субъекта малого предпринимательства и некоторые расходы информационно-справочного характера.

Направление четвертое: переезд граждан для трудоустройства в другой местности.

Предусматривается уплата транспортных расходов до нового места работы. Также доплачиваются суточные, аренда жилья и банковские расходы по перечислению выплат.

Таблица

Мировые экономические кризисы

Период	Страна	Характеристики
1825	Англия	Первый экономический кризис
1836	Великобритания, США	
1847	Европа	
1857		
1873-1878	Европа, США	
1900-1903, 1907, 1920		Мировой кризис
1929-1933, 1937	Капиталистические страны	Совокупный объем промышленного производства сократился на 46 %, число безработных достигло 26 млн. человек, реальные доходы населения уменьшились на 58 %
1948-1949	США, Канада	общий объем промышленного производства сократился на 6 %
1953-1954, 1957-1958	Капиталистические страны	Высокий уровень инфляции
1973-1975	Капиталистические страны	

Пути выхода из кризиса

Субъекты	Направления помощи	Инструменты
Государство	Банкам, финансовым организациям	Операции с ценными бумагами
		Изменение ставок рефинансирования и ставок обязательных резервов
		Льготное кредитование ЦБ
		Реструктуризация банков
	Реальный сектор экономики	Уменьшение налогового бремени
		Льготное кредитование
		Поддержка малого и среднего бизнеса
Другим государствам	Поддержка регионов, крупных предприятий	
	Международные кредиты	
Предприятия	Сокращение издержек	Изменение таможенного законодательства
		Сокращения работников
		Сокращения премий, зарплат
		Сворачивание социальной сферы
	Реструктуризация производства	Переход на неполную рабочую неделю
		Отказ от менее рентабельной продукции
		Совершенствование организационных структур
	Новые виды деятельности	Сокращение АУП и др.
		Поиск альтернатив, новых рынков,

Литература

1. Антикризисное управление: Учебное пособие / Под ред. К.В. Балдина. – М.: Гардарики, 2005. – 267 с.
2. Газета «Бизнес и Банки» – М., 2009.
3. Журнал «Forbes» – М., 2009. – № 3.
4. Бакасова Е. 108 млн. на борьбу с безработицей // «Реальный сектор» – Томск, 2009. – № 3. – С. 5 – 6.
5. Свободная энциклопедия Википедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org/wiki/>.
6. Компания ООО «Норд» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.seokontakt.ru/crizis/>.

СОЦИАЛЬНО-ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ТУРИЗМА

Н.В. Киринос

Научный руководитель профессор С.М. Крымов

Томский государственный педагогический университет, г.Томск, Россия

Томская область расположена на Западно-Сибирской равнине в среднем течении реки Оби и занимает территорию 316,9 тыс. км². Климат Томской области континентальный, определяется ее географическим положением (расположена в умеренных широтах – 55-61° с.ш.). Среднегодовая температура воздуха отрицательная: от -0,5 °С в г. Томске до -3,5 °С на северо-востоке области.

Промышленное производство сконцентрировано, в основном, в двух городах – Томске и Северске (Сибирский химический комбинат (СХК), Томский нефтехимический комбинат (ТНХК), предприятия оборонной промышленности и др.). Нефтегазодобывающая промышленность развита в северных районах области.

В целом Томская область сохраняет лидерство в Сибирском федеральном округе по социальным показателям. По итогам 2006 г. реальные доходы населения выросли почти на 9 процентов. По уровню среднемесячной зарплаты, которая в настоящее время составляет 18000 руб., Томская область среди регионов СФО занимает 2 место (после Красноярского края). В 1,5 раза выросло число организаций с уровнем заработной платы свыше 20 тыс. рублей. На треть возросла численность работников с заработной платой в 4–5 прожиточных минимумов. Заработная плата в бюджетной сфере растет более высокими темпами, чем в производственной. В целом неравенство населения по доходу не превышает среднего по России (9 раз) [4].

Набор индикаторов устойчивого развития Томской области является первой в России региональной системой взаимосвязанных комплексных показателей социально-эколого-экономического развития территории. Индикаторы удачно встроены в схему принятия решений и позволяют отслеживать позитивные и негативные тенденции во всех сферах функционирования общества [3].

Таблица

Индикаторы устойчивого развития Томской области

Индикатор	Обл. прим.	Ед.изм.	Год						
			1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ключевые									
ВРП на душу населения	экон.	т.р./чел	27	41	60,1	76,5	99,1	141,2	-
Индекс физического объема основных фондов	экон.	%	104,1	88,6	97,6	91,3	104,1	-	-
Доля отгруженной инновационной продукции	экон.	%	1,8	1,3	1,2	1,4	2,2	-	-
Общий объем загрязнений на ед. ВРП	экол.	т/млн р	74,1	44,8	30,7	30	9,9	6,4	-
Количество переработанных отх.	экол.		1425,7	1261	1219,4	494,3	480,4	259,2	203
Дополнительные									
Реальные располагаемые денежные доходы	соц-экон.	%	89,9	112,9	107,3	114,8	115,8	106,5	110,1
Коэффициент концентрации доходов	соц-экон.	индекс	0,035	0,037	0,0371	0,0371	0,0374	0,0378	-
Естественный прирост населения	соц.	чел. на 1 тыс. чел	- 3,3	- 3,7	- 3,7	- 3,9	- 3,9	- 3	- 3,9
Ожидаемая продолжительность жизни	соц.	лет	66,47	65,76	65,03	65,49	64,83	64,4	-
Инвестиции в осн. капитал на охрану ОС	экол.	т.р.	343218	467260	870940	635160	461288	758913	188917
Природный капитал	экол.	млрд р	822,56	-	-	-	1911	2516	2964
Выбросы в атмосферу	экол.	тыс.т.	241,1	253,5	252,8	285,8	318,46	279,6	265,6
Сброс загрязненных сточных вод	экол.	млн м ³	18,7	17,9	19,15	18,93	17,8	16,9	11,94

Областной центр – г. Томск – один из интеллектуальных центров России. Здесь создана сеть вузов и средних учебных заведений, около 100 академических, научно-исследовательских и проектных институтов. Область способна успешно решать научные и кадровые задачи своего экономического развития и охраны окружающей среды. Культурный уровень населения области выше, а экономический уровень жизни не отличается от среднестатистических показателей по Сибирскому федеральному округу. Доля населения с высшим образованием – более 25 % (по России – около 18 %).

Область сохраняет за собой статус ресурсодобывающей. Эксплуатация природных ресурсов осуществляется тремя основными хозяйственными комплексами: нефтегазодобывающим, лесозаготовительным и агропромышленным.

В недрах области сосредоточены богатейшие ресурсы. Прежде всего, это углеводородное сырье. На сегодняшний момент разведано запасов: 1,5 млрд т нефти, 757 млрд т газа. В области имеется широкий спектр других видов полезных ископаемых: титан, цирконий, бокситы, золото, керамзитовое сырье, торф, железо и др. Запасы железных руд составляют десятки миллиардов тонн. Общие запасы торфа – 32 млрд т. Особая

экологическая ценность торфяных болот заключается в том, что они действуют как фактор, понижающий парниковый эффект на планете.

Уникальность и красота природы Томской области сберегается через сеть особо охраняемых природных территорий (ООПТ). Сеть ООПТ формировалась в течение более чем 40 лет, и в настоящее время включает 170 ООПТ различных категорий.

Среди приоритетных задач, определенных на среднесрочный период Стратегией развития Томской области, одно из важнейших мест занимает рациональное использование природных ресурсов. Без этого невозможно создание эффективной, сбалансированной и конкурентоспособной экономики, обеспечивающей высокий уровень доходов и благополучие населения. Благодаря принятым мерам, в Томской области планомерно снижается уровень загрязнения окружающей среды, улучшается комфортность проживания жителей городов, все большее количество отходов вовлекается во вторичную переработку. Созданная в Томской области система правового регулирования и взаимодействия природоохранных организаций успешно зарекомендовала себя не только на региональном, но и на всероссийском уровне.

Активное развитие промышленного сектора, увеличение доли сложных, технологичных отраслей заставляет нас с большим вниманием относиться к проблемам безопасности производственной деятельности. И здесь на помощь практикам приходит высокий научный потенциал вузов г.Томска. По многим направлениям томские ученые находятся в числе российских и мировых лидеров [5].

Литература

1. Ерофеев Б.В. Экологическое право России: учебник для вузов / Б. В. Ерофеев. – 20-е изд., перераб. и доп. – М.: Эксмо, 2007. – 464 с.
2. Коханова Л.А. Экологическая журналистика, PR и реклама: учебное пособие для вузов / Под ред. Я. Н. Засурского. – М.: ЮНИТИ, 2007. – 382 с.
3. Экологический мониторинг. Состояние окружающей среды Томской области в 2005 году / Гл.ред. А.М.Адам, редкол.: О.Г.Нехорошев, Д.В.Волостнов, С.Н.Воробьев; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области, ОГУ «Облкомприрода» Администрации Томской области – Томск: Графика, 2005. – 149 с.
4. Экологический мониторинг. Состояние окружающей среды Томской области в 2006 году / Гл.ред. А.М.Адам, редкол.: О.Г.Нехорошев, Д.В. Волостнов, С.Н.Воробьев; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области, ОГУ «Облкомприрода» Администрации Томской области – Томск: Графика, 2006. – 152 с.
5. Экологический мониторинг. Состояние окружающей среды Томской области в 2007 году / Гл.ред. А.М.Адам, редкол.: О.Г. Нехорошев, Д.В. Волостнов, С.Н. Воробьев; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области, ОГУ «Облкомприрода» Администрации Томской области – Томск: Графика, 2007. – 148 с.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ КАК ВОЗМОЖНОСТЬ СНИЖЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ТРАНСПОРТА ГАЗА

Е.В. Котова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основных направлений государственной экономической политики Российской Федерации является энергоэффективность отраслей народного хозяйства. В одобренной Правительством Энергетической стратегии России на период до 2020 г. главной задачей является повышение эффективности энергопотребления и энергосбережения. Для ОАО «Газпром» речь идет об эффективном использовании природного газа, электрической и тепловой энергии.

Энергосбережение признано приоритетным направлением в деятельности ОАО «Газпром». В 2001 г. в Обществе была принята «Концепция энергосбережения в ОАО «Газпром» на период 2001–2010 гг.», принята и реализуется уже третья Программа энергосбережения на 2007–2010 гг. Целью данных программ ОАО «Газпром» является повышение энергетической эффективности технологических и вспомогательных производственных процессов на основе реализации экономически обоснованных энергосберегающих мероприятий, снижение энергоемкости производства и сокращения издержек на топливно-энергетическую составляющую в себестоимости продукции.

В соответствии с «Концепцией энергосбережения в ОАО «Газпром» на период 2001–2010 гг.» определены основные цели энергосбережения в ОАО «Газпром» на период 2007–2010 гг.:

- реализация потенциала энергосбережения топливно-энергетических ресурсов ОАО «Газпром»;
- снижение энергетической составляющей в эксплуатационных издержках Общества, снижение затрат на производство;
- экономия ресурсов газа для его подачи потребителям России и на экспорт;
- частичная компенсация ввода новых мощностей в добыче и в транспорте газа;
- уменьшение выбросов парниковых газов и вредных веществ в атмосферу.

Генеральная цель «Программы энергосбережения ОАО «Газпром» на период 2007–2010 гг.» – обеспечить максимально эффективное использование топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) во всех видах деятельности ОАО «Газпром».

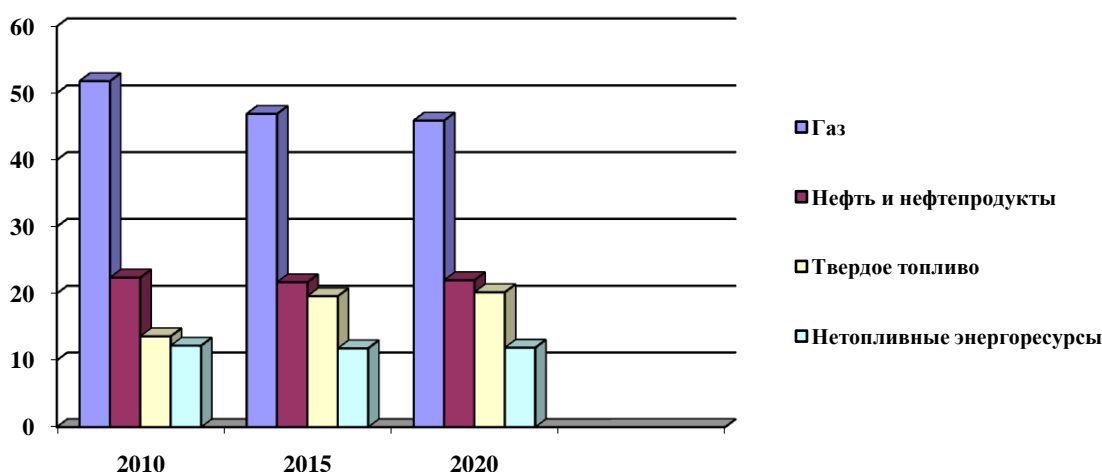


Рис. 1. Структура потребления энергоресурсов по годам

Перевод экономики ОАО «Газпром» на энергосберегающий путь – это не просто сокращение затрат, снижение цены транспортируемой продукции, что само по себе очень важно, но это и переход на качественно новый уровень производства и потребления. Основная идея энергосбережения заключается в том, что энергоресурсы могут быть использованы более эффективно путем внедрения энергосберегающих технологий и оборудования, а также организационно-технических мероприятий, обоснованных экономически и целесообразных с социальной точки зрения. Согласно Энергетической стратегии России до 2020 г. базовые месторождения Западной Сибири (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское) в большей степени уже выработаны (более чем на 50 %). Сегодня уже ведется освоение новых нефтегазовых месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, в планах – полуостров Ямал и акватории северных морей России. Разработка и внедрение таких проектов – строительство новых газопроводов, сооружение новых скважин и газопромысловых объектов – требуют значительных объемов инвестиций. Поэтому особенно актуальным становится вопрос разработки и внедрения энергосберегающего оборудования и технологий.

Сегодня потребление первичных энергоресурсов в России выглядит таким образом, что наибольший удельный вес занимает природный газ. Наименьшая доля приходится на нетопливные энергоресурсы

По мнению И.Ш. Сайфуллина и А.А. Соловьянова, это снижает надежность энергообеспечения экономики страны и наносит серьезный ущерб развитию других топливных отраслей. Согласно Энергетической стратегии России на период до 2020 г. доля потребления природного газа должна снизиться с 50 % до 45–46 % в 2020 г., объемы потребления нефти и нефтепродуктов должны составить 20–22 %, твердого топлива – 19–20 % (рис. 1).

Структура потребления энергоресурсов непосредственно в ОАО «Газпром» выглядит следующим образом: природный газ – 93,2 %, электроэнергия – 6,5 %, моторное и котельно-печное топливо – 0,3 % [1] (рис. 2).

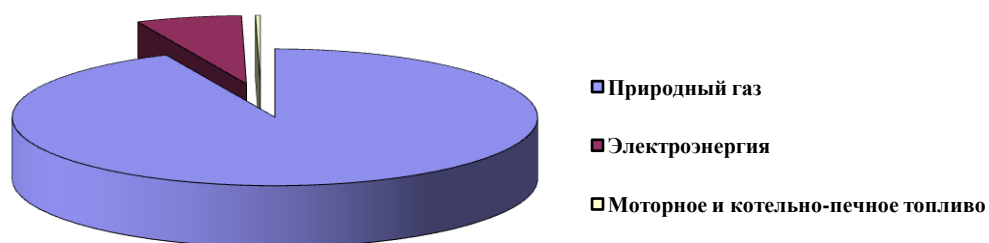


Рис. 2. Структура потребления энергоресурсов в ОАО «Газпром»

Наиболее энергоемким является основной вид деятельности Общества – транспортировка газа (рис. 3).

Несмотря на то, что доля электроэнергии относительно невелика, основная причина, приводящая к увеличению расходов, связанных с транспортировкой газа – высокий уровень энергетических затрат в себестоимости транспорта газа. Поэтому сокращение ее потребления и энергосбережение очень важны.

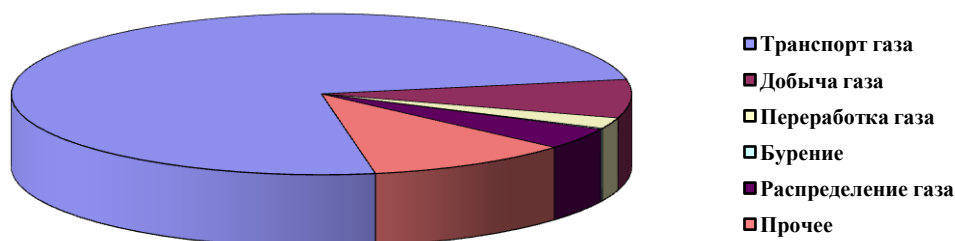


Рис. 3. Расход ТЭР по видам деятельности ОАО «Газпром»

В целях энергосбережения на уровне дочерних предприятий ОАО «Газпром» необходимо рассматривать заключение договоров покупки электроэнергии с единой энергоснабжающей организацией, а также выход на оптовый рынок. Вследствие чего возможно уменьшение затрат на покупку электрической энергии путем снижения тарифов на ее приобретение.

Необходимо разрабатывать совместные режимы работы потребителей и производителей, при которых газотранспортное предприятие имело бы возможность планомерно заявляться на рынке электроэнергии без дополнительной оплаты отклонений за незапланированные объемы. Для чего необходимо предусмотреть ответственность сторон за отклонения, при которых увеличение или уменьшение объемов транспортируемого газа повлечет изменение плановой работы газотранспортной системы.

Литература

1. Сайфуллин И.Ш., Соловьянов А.А., Лезнов А.С., Шептуцлов В.Г. (ОАО «Газпром») Энергоэффективность – приоритетное направление развития ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. – М., 2004. – № 5.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 года N 1234-р). – Москва, 2003.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОСНОВА КОМБИНИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.В. Логачев, Т.Г. Хетагурова, З.К. Чельдиева

Научный руководитель профессор В.И. Голик

Южно – Российский государственный технический университет, г. Новочеркасск, Россия

Технологии с естественным поддержанием массива характеризуются повышенными потерями и разубоживанием, но замена их технологии с закладкой пустот твердеющими смесями нуждается в обосновании экономической целесообразности.

Поведение рудовмещающего массива при закладке пустот смесями подчиняется закономерностям:

- прочность смесей в результате активации существенно повышается;
- искусственный массив упрочняется вводом в режим объемного сжатия.

Технологии утилизации хвостов обогащения для изготовления и размещения твердеющих смесей повышают полноту использования недр и оздоровление окружающей среды за счет сохранности земной поверхности и уменьшения объемов отходов добычи и переработки (табл.).

В условиях объемного сжатия в массивах происходит закрытие тектонических структур с увеличением прочности и модуля деформации, в результате чего объемное напряженное состояние трансформируется от растяжения и сдвига на контуре пустот до сжатия в глубине массива.

Внутреннее поле напряжений структурных отдельных массива связано с внешним полем напряжений зависимостью:

$$\sigma_{\text{пор.}} = [\sigma_{\text{мас.}} \cdot f \Sigma(1..n) \cdot T] k_{\text{геол.}}$$

где $\sigma_{\text{пор.}}$ – поле напряжений пород; $\sigma_{\text{мас.}}$ – поле напряжений массива; T – тензоры упругих модулей неоднородностей, случайных упругих модулей, постоянных и др.; $k_{\text{геол.}}$ – коэффициент дискретности.

В зависимости от деформирования пород в массиве одновременно сосуществуют несколько областей разрушения. Вблизи разлома возникает зона нарушенных пород с минимальной несущей способностью. За ней

следует зона ослабленных пород запредельного деформирования с возрастанием прочности по мере удаления от разлома. Наконец, существует зона нетронутых пород в стадии допредельного деформирования.

Таблица

Типизация горных технологий

Типы технологий	Характерные признаки	Использование отходов	Состояние земли
1. Опасные С обрушением пород	Повышенное разубоживание минералов	Накопление отходов без использования	Полная деградация в зоне добычи
2. Безопасные С заполнением пустот твердеющими смесями С заполнением пустот хвостами выщелачивания руд на месте их залегания	Минимальное разубоживание минералов Минералы не выдаются на поверхность	Полное использование отходов Отходы не образуются	Исключение деградации земель в зоне добычи Исключение деградации земель в зоне добычи
3. Комбинированные Сочетание типов с оставлением части пустот не заполненными	Разубоживание минералов в зависимости от объемов комбинирования	Использование отходов в зависимости от объемов комбинирования	Деградация лишь при нарушении технологии

Условие устойчивости массивов описывается моделью:

$$\begin{aligned} \Sigma (\sigma_3 + K \sigma_2 \sigma_1) &\leq \Sigma \sigma_0 K \leq \Sigma \sigma_n K, \\ \Sigma \sigma_n K &= f(\sigma_{\text{ост.}}, h_c, P_{\text{min}}, P_{\text{max}}), \\ \Sigma \sigma_0 K K_{\text{рн}} &= f(\sigma_n, H, B), \end{aligned}$$

где $\sigma_{3,2,1}$ – главные напряжения в массиве; σ_n, σ_0 – напряжения в зонах нарушенных и ослабленных пород, соответственно, МПа; h_c – высота зоны влияния разлома, м; P_{max} и P_{min} – максимальное и минимальное значения технологического воздействия; $\sigma_{\text{ост.}}$ – остаточная прочность пород при одноосном сжатии, МПа; H и B – высота и ширина зоны технологического воздействия, м; K – коэффициент влияния тектонических нарушений; $K_{\text{рн}}$ – коэффициент разгрузки напряжений.

В развитие представлений С.В. Ветрова состояние скальных массивов описывается условием:

$$\sigma \cdot \dot{h}_{K_3} = \int_{l_{\text{min}}}^{l_{\text{max}}} f(x) dx, d x_1, d x_2, \dots, d x_n \rightarrow n, R = \int_{l_{\text{min}}}^{l_{\text{max}}} f \cdot x dh_{K_3} + dh.$$

где σ – напряжения в зоне влияния выработок, МПа; K_3 – коэффициент корректировки напряжений; $l_{\text{max}}, l_{\text{min}}$ – пролеты обнажения пород, м; x_1-x_n – технологические, физико-механические и иные характеристики; P – потери руд, доли ед.; R – разубоживание руд породами, доли ед.; h_3 – высота закладочного массива, м; h_n – высота влияния горных выработок, м.

При объемном сжатии прочность закладки повышается в 1,5–3 раза, а эффективность работы зависит от соотношения пригрузки массива породами и бокового подпора.

Условие управляемости массива – не превышение высоты зоны влияния горных работ по сравнению с глубиной расположения рудного тела:

$$H > \eta \times h_c.$$

где H – глубина месторождения от рудного тела до поверхности, м; h_c – высота зоны влияния пустоты по вертикали, м; η – коэффициент запаса.

Эффективность управления напряжениями увеличивается с помощью закладки пустот твердеющими смесями:

$$\sigma_1 \leq \sigma_2 \leq \sigma_3 = \sigma_n \cdot K_1 K_2 K_3 K_4,$$

где σ_1 – напряжения в зоне нетронутых пород, МПа; σ_2 – напряжения в зоне влияния очистных работ, МПа; σ_3 – напряжения в закладочном массиве, МПа; σ_n – нормативное сопротивление сжатию закладки, МПа; K_1 – коэффициент неоднородности закладочного массива; K_2 – коэффициент увеличения прочности закладки со временем; K_3 – коэффициент увеличения прочности закладки в массиве; K_4 – коэффициент условий работы.

Напряжения в результате заполнения пустот:

$$\sigma_m = n_1 \sigma_{n.3} + n_2 \sigma_{c.3} + n_3 \sigma_{m.3} + n_4 \sigma_{n.3} + n_5 \sigma^{осм} = \sum_1^{\ell} n_{\ell} \sigma_m^y$$

где $\sigma_{n.3}, \sigma_{c.3}, \sigma_{m.3}, \sigma_{n.3}$ – величины подпора, соответственно, прочного, среднечного и мало прочного состава твердеющей смеси; ℓ – число упрочняющих элементов; n_1, \dots, n_5 – массовое число материала в количестве смеси; σ_m^y – прочность смесей.

Модель управления состоянием массива разгрузкой от напряжений:

$$\sigma_1 \leq \sigma_2 \leq \sigma_3 = \sigma_n \cdot K_1 K_2 K_3 K_4$$

$$n_{\text{---}T} = \dots T^{-}, T^{-} - Y_{T_{\text{---}T}} - Y_{T_{\text{---}RS}} - Y_{T_{\text{---}RP}}$$

$$V_a = V_c \cdot \Delta_v,$$

где σ_1 – напряжения в зоне нетронутых пород, МПа; σ_2 – напряжения в зоне влияния очистных работ, МПа; σ_3 – напряжения в закладочном массиве, МПа; σ_n – нормативное сопротивление сжатию, МПа; K_1 – коэффициент неоднородности закладочного массива; K_2 – коэффициент увеличения прочности закладки со временем; K_3 – коэффициент увеличения прочности закладки в массиве; K_4 – коэффициент условий работы; P_{y-} – прибыль от добычи и переработки руды, руб/т; U_{T-} – ценность добытой руды, руб/т; 3_T – полные затраты на добычу и переработку руды, руб/т; Y_{T-} – ущерб от 1 т разубоживающей массы по контуру блока, руб/т; $Y_{T_{\text{---}RP}}$ – ущерб от переработки 1 т разубоживающей массы внутри блока, руб/т; V_a – количество альтернативных вяжущих, вес. ед.; V_c – количество стандартных вяжущих, вес. ед.; Δ_v – коэффициент эквивалентности вяжущего.

При разработке скальных месторождений с блочной структурой выемка руд сопровождается разрушением массива в форме потери сцепления структурных блоков пород. При закладке пустот твердеющими смесями разгрузка напряжений стабилизирует состояние массива. При прочих равных условиях реакция массива на технологическое воздействие зависит от уменьшения зоны влияния пустот путем закладки их твердеющими смесями. При этом уменьшаются потери и разубоживание руд.

В комплексировании способов управления напряжениями и деформациями связующую и регулирующую роль играет твердеющая закладка. Опережающая отработка отдельных участков месторождений разгружает кровлю с передачей опорного давления на искусственные массивы. Нормативная прочность искусственного массива может быть снижена, если подработка ведется выработками ограниченного сечения или с замедлением во времени.

Комбинирование технологий подземной разработки месторождений на геомеханической основе предоставляет возможность повышения качества руд за счет рационального использования свойств массива и способности разрушенных пород к упрочнению.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЗОЛОТА ИЗ ХВОСТОВ ПЕРЕРАБОТКИ

А.В. Логачев, З.К. Чельдиева

Научный руководитель профессор В.И. Голик

Южно – Российский государственный технический университет, г. Новочеркасск, Россия

Важным этапом определения финансового итога от реализации варианта развития производства является формирование финансовых итогов.

Надбавка за риск при коэффициенте $\beta = 1$ составляет 5 и 8 %. Фактическая норма в соответствии с требованиями рынка:

$$r = r_i + \beta \cdot (r_m - r_i),$$

где r – требуемая норма прибыли; r_i – свободная от риска норма прибыли; r_m – средняя рыночная премия.

Этапы оценки вариантов вовлечения в повторную переработку золотосодержащих отходов обогащения руд:

- определение годовых финансовых итогов от реализации процесса;
- расчет итога реализации варианта;
- выбор интервалов значений нормы прибыли в зависимости от варианта;
- вычисление сегодняшней ценности будущего финансового итога;
- анализ финансовой чувствительности варианта по отношению к изменению параметров финансового итога.

Основное производство удешевляют товарные продукты, создаваемые в процессах извлечения металлов из отходов:

- металлы и неметаллы в виде солей и оксидов;

- вторичные хвосты выщелачивания с содержанием ингредиентов ниже ПДК, что позволяет использовать их в качестве сырья;
- обессоленная вода для систем отопления, охлаждения и др. целей с минерализацией не более 1 г/дм³, удовлетворяющая санитарным нормам;
- газообразные продукты: хлор, водород и кислород.

Участок выщелачивания золота характеризуется комплексом изменяющихся во времени и пространстве природных, технологических и экономических факторов и технологическими связями геотехнологических процессов. Состояние системы формируется комплексами управляемых и неуправляемых параметров и подчиняется закону функционирования.

Суммирующая характеристика производственной системы определяется решением экономико-математической модели, описывающей взаимосвязь входящих параметров. Модель отражает индивидуальность решаемой задачи и обеспечивает последовательное приближение к оптимуму оптимизацией каждого звена системы.

Динамическая постановка задач линейного программирования с учетом стохастического характера изменения системы ограничивает дискретный интервал времени 10 годами с последующей корректировкой условий задачи.

Хранение хвостов в отвалах включает в себя компенсацию экологического ущерба на рекультивацию земель и оплату штрафов. Штрафы не могут компенсировать ущерб экономического характера, потому что существующие методики определения величины ущерба ввиду наличия еще не оцененных факторов производства нельзя считать корректными.

Переработка хвостов радикально улучшает состояние экосистемы. Поэтому затраты на строительство и эксплуатацию комплексов извлечения золота следует сопоставлять не только с ценностью полученного металла и дополнительных продуктов, но и со всей суммой отрицательных эффектов влияния отходов.

Предлагаемая нами математическая модель экономического ущерба от хранения хвостов переработки руд следующая:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_y &= \mathcal{E}_y^{\delta} - \mathcal{E}_y^n, \\ \mathcal{E}_y &= 3_{ox}t + 3_{px}\beta + 3_{uc}\beta + 3_{\Gamma\Pi}\beta = \\ &= \sum_1^t V_x (\dot{K}_x + \dot{K}_x) \alpha_M^X + \sum_1^n S \cdot \dot{K}_K t (1 + \beta) + \sum_1^n V_{\%} \alpha_M^C K_K (1 + \beta) + \sum_1^n V_c \gamma (1 + \beta), \end{aligned}$$

где $3_{ox}t$ – затраты на складирование хвостов в течение времени t ; 3_{px} – плата за содержание хранилища; β – коэффициент соотношения фактических объемов с нормируемыми; 3_{uc} – затраты на компенсацию сброса неочищенных стоков в гидросферу; $3_{\Gamma\Pi}$ – затраты на компенсацию сброса газопылевых продуктов в гидросферу; V_x – объем хвостов; t – время, год; 3_o – удельные затраты на формирование хранилища; 3_n – удельные затраты на поддержание хранилища; α^M – остаточное содержание металлов в хвостах; n – количество источников выделения отходов; S – площадь, занятая хранилищем; 3_z – удельная стоимость земли; V_c – объем стоков; α^C – содержание металлов в стоках; K_k – коэффициент кислотности (рН) жидких отходов; V_g – объем газо- и пылеобразных выбросов; γ – коэффициент концентрации твердого вещества в газообразной фазе.

Изменение себестоимости основного продукта предприятия, в состав которого входит участок извлечения золота из хвостов:

$$\Delta C_{y\partial} = C_{y\partial}^T - C_{y\partial}^K.$$

Экономический эффект снижения затрат:

$$\mathcal{E}_z = (3^T - 3^K) A_G^O + (3^T - 3^K) A_G^T,$$

где 3^T и 3^K – затраты традиционной и предлагаемой технологий; A_G^O – объем основного производства;

A_G^T – объем дополнительного производства.

Показателем эффективности извлечения золота является минимум приведенных затрат, который должен удовлетворять условию:

$$C_{min} = C_y^n + E_n K_y < C_y^u = f\left(\sum_1^n 3\right),$$

где C_y^n – себестоимость продукции из единицы переработанных отходов; 3 – элементы загрязнения среды от 1 до n ; K_y – удельные капитальные вложения в модернизацию производства; C_y^u – штрафы за нарушение окружающей среды на единицу отходов.

Экономическая модель эффективности утилизации хвостов по критерию максимум прибыли с учетом экологии региона:

$$\Pi = \sum_{p=1}^P \sum_{o=1}^O \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \sum_{f=1}^F \sum_{n=1}^N \left\{ M_{ey} \Pi_{my} + Q_y \Pi_{qy} \right\} \sum_{z=1}^Z \left\{ K_c + E_{ny} \right\} E_q + E_x - \\ - \left\{ M_e \Pi_m + Q \Pi_q \right\} Q_r \Pi_r \bar{K}_c K_y K_T K_6 K_r K_{bp} K_q \rightarrow \max$$

где P – продукты утилизации хвостов обогащения и бедных руд; O – виды вовлекаемых в переработку отходов; Π – технологические процессы переработки отходов; T – время переработки отходов; F – фазы существования рудника и фабрики; N – стадии утилизации отходов; Z – затраты на переработку отходов; K – капитальные вложения для организации участка утилизации; K_c – коэффициент самоорганизации отвалов.

Экономический эффект получения продукции из хвостов обогащения:

$$\Theta = \sum_{t_0+1}^t \left(\frac{P \cdot \Pi - 3_a}{1,08^{t-t_0}} \right) \cdot A$$

где P – продукция утилизации, вес ед.; Π – цена продукции, ден. ед.; 3_a – затраты на активацию, ден. ед./ед. веса; t_0, t – время начала и окончания работ; A – объем утилизации хвостов.

Экономический эффект, не учитываемый в деньгах:

$$\Theta_{ИД} = \Theta_{з.к} + \Theta_{в.м} + \Theta_{с.ф} + \dots \Theta_n$$

где $\Theta_{з.к}$ – эффективность снижения затрат в зависимости от конъюнктуры; $\Theta_{в.м}$ – эффективность снижения затрат выпуском попутных материалов; $\Theta_{с.ф}$ – эффективность снижения затрат в зависимости от социальных факторов.

Модель оптимизации затрат на утилизацию хвостов:

$$C = (C_1, C_2, \dots, C_n) \rightarrow \min$$

где C – конечная себестоимость утилизируемого продукта; C_1, C_2, \dots, C_n – себестоимость производственных процессов.

Прибыль от извлечения золота из хвостов обогащения и металлургии с учетом экологического ущерба:

$$\Pi_x = \frac{\sum_1^{n_0} (C_{г.о} - 3_{о.о} - 3_{о.м}) \cdot Q_0}{t_0} + C_{ш}^0 + \frac{\sum_1^{n_M} (C_{т.м} - 3_{о.м} - 3_{м.м}) \cdot Q_M}{t_M} + C_{ш}^M,$$

где Π_x – прибыль от переработки хвостов, руб./т; $C_{г.о}$ – стоимость реализации продукции переработки хвостов, руб./т; $3_{о.о}$ – затраты на обогатительный передел хвостов обогащения, руб./т; $3_{о.м}$ – затраты на металлургический передел хвостов обогащения, руб./т; n_0 – количество извлекаемых компонентов из хвостов обогащения; Q_0 – масса хвостов обогащения, т; t_0 – время переработки хвостов обогащения, год; $C_{ш}^0$ – штрафы за хранение хвостов обогащения, руб./год; $C_{т.м}$ – реализация продуктов переработки хвостов металлургии, руб./т; $3_{о.м}$ – затраты на обогащение хвостов металлургии, руб./т; $3_{м.м}$ – затраты на металлургический передел хвостов металлургии, руб./т; $n_{ММ}$ – количество извлекаемых из хвостов металлургии компонентов; Q_M – масса хвостов металлургии, т; t_M – время переработки хвостов металлургии, лет; $C_{ш}^M$ – штрафы за хранение хвостов металлургии, руб./год.

ПРОБЛЕМЫ КОНВЕРСИИ САДОНСКИХ РУДНИКОВ

А.В. Логачев, К.Н. Дребенштедт

Научный руководитель профессор В.И. Голик

Южно – Российский государственный технический университет, г. Новочеркасск, Россия

Садонский горнорудный район известен с глубокой древности, а промышленная эксплуатация его начата в 1852 г. В 1927 г. Садон производил 100 % цинка и 63 % свинца России. С 1843 г. по 2004 г. на Садонских рудниках добыто более 500 тыс. тонн свинца и 830 тыс. тонн цинка.

Район включает в себя более 150 полиметаллических месторождений крутопадающих рудных тел средней мощности. Рудные тела располагаются в сопровождающей разлом мощной зоне смятия. Концентрация оруденения приурочена к центральной части месторождения, отработанной на глубину более 500 м. Породы относятся к скальным и полускальным, с коэффициентом крепости по проф. Протодяконову 8–14.

Руды перерабатывают на Мизурской обогатительной фабрике по флотационной схеме. В концентрат извлекается: свинца – 80–82 %, цинка – 82–84 %, серебра – 60,2 %, кадмия – 56,2 %, висмута – 32 %. Хвосты обогащения по трубопроводу транспортируются на расстояние 9 км в хранилище, расположенное в пойме р. Ардон.

В настоящее время Садонские рудники переживают кризис, следствием которого явилось снижение производственной мощности с 700 до 20 тыс. т. При разработке Садонских месторождений разубоживание руд породами достигало 60 %, а потери руд были не менее 20 %. При добыче в целиках теряли до 40 % запасов руды, а при обогащении ее – до 30 % металлов в хвосты уходило около 2 % металлов из 6–10 %.

Причиной повышенных затрат на производство металлов из руд Садонских месторождений являлись:

- выборочная стадийная выемка с высокими потерями и разубоживанием;
- обогащение с потерями в хвостах многих не извлеченных компонентов;
- пирометаллургический передел свинца с потерей ценных компонентов.

Применяемые на Садонских месторождениях технологии добычи руд не могут быть эффективными без конверсии, включающей компоненты:

- добыча богатых руд с закладкой пустот твердеющими смесями;
- подземное выщелачивание бедных и потерянных руд;
- кучное выщелачивание выданных на поверхность бедных руд;
- гидрометаллургический передел руд вместо пирометаллургического;
- выщелачивание хвостов обогащения и металлургии.

Развитию горных работ присущи закономерности:

- ухудшение качества руд при интенсификации работ;
- выборочная выемка при изменении кондиций на руду;
- активизация процесса разрушения массива с увеличением глубины работ.

Потери при добыче компенсировали интенсивной отработкой богатых руд. В пустотах месторождений осталось значительное количество рудной массы, отвечающей требованиям промышленных кондиций. Значительная часть этой массы сконцентрирована в районе месторождения размерами более 560 м в глубину и 2000 м по простиранию. Суммарное содержание в ней свинца и цинка доходило местами до 18 %. Причиной этого служило то, что до освоения технологии получения металлического цинка добывали только галенит, а цинковую обманку, которая составляет основную массу жил, оставляли в выработанном пространстве.

Среди технологий добычи потерянных руд выделяют варианты:

- выпуск на квершлаг;
- выпуск на квершлагами с подходными выработками;
- сплошной выпуск на этажах на одинарные полевые штреки с заездами;
- сплошной выпуск на парные штреки.

В 40-х гг. для уменьшения разубоживания руд породами при выпуске применяли гибкие разделяющие дерево – канатные перекрытия конструкции проф. Остроушко И.А.

Добыча потерянных при первичной разработке руд может стать основой для использования технологий с выщелачиванием металлов в блоках на месте залегания или в кучах на дневной поверхности. Количество потерянных в недрах Садонских месторождений руд сопоставимо с еще не вскрытыми запасами.

В отдельные годы возврат потерь достигал 75 % добычи комбината, обладая экономическими преимуществами перед добычей коренной руды: стоимость добычи потерянных руд в 1,9 раза меньше, чем коренных руд, а производительность труда в 1,8 раза больше, ценность металлов в руде в 1,6 раза больше.

Важная особенность конверсионных технологий состоит в перенесении процессов первичной переработки основного объема руд в подземные условия. Богатые руды выдаются на поверхность и перерабатываются на гидрометаллургическом заводе, средние и бедные – в подземных блоках рудников и штабелях на промышленных площадках рудников.

Конверсия технологий с выщелачиванием металлов получает перспективы реализации только тогда, когда эффективность добычи руд будет определяться с учетом ценности не только извлекаемых металлов, но и не извлекаемых, а также с учетом ущерба окружающей среде от не извлеченного металла.

Применение конверсионных технологий при определенных условиях позволяет извлечь до 70–80 % потерянных металлов, избавляет от необходимости вовлечения в эксплуатацию новых месторождений и приносит прибыль, в том числе, за счет ликвидации отходов.

Добыча потерянных при первичной разработке руд может стать основой для использования прогрессивных технологий с выщелачиванием в блоках на месте залегания или в кучах на дневной поверхности. Количество не извлеченных руд в недрах Садонских месторождений сопоставимо с еще не вскрытыми запасами.

Стоимость добычи металлоносной закладки в 1,9 раза меньше, чем коренных руд, а производительность труда в 1,8 раза больше. При этом ценность металлов в руде в 1,6 раза больше.

Важная особенность конверсионных технологий состоит в перенесении процессов первичной переработки основного объема руд в подземные условия. Богатые руды выдаются на поверхность и перерабатываются на гидрометаллургическом заводе, средние и бедные – в подземных блоках рудников и штабелях на промышленных площадках. Попутными товарными продуктами технологии являются металлы, строительное сырье, обессоленная вода, хлор, водород, кислород, кислоты и щелочи.

Возможность использования геотехнологических методов добычи металлов подтверждается практикой природного выщелачивания, когда в пустотах месторождений воды растворяют и выносят металлы. С учетом

того, что металлы уже находятся в водах, экономическая эффективность их извлечения приемлема, а с учетом экологической составляющей не вызывает сомнений.

На Фиагдонском месторождении из рудничных стоков раствором кальцинированной соды и цинковой пылью за 48 сут. осаждено 32 т цинка в геле с влажностью 65–78 %. В геле содержалось: цинка – до 30, никеля – 6, железа – 6, свинца – до 0,54, меди – до 0,15, кадмия – 0,021 %. В сбрасываемых водах концентрация цинка снижена до 0,01–0,1 мг/л, свинца – 0,1–0,15 мг/л.

На Архонском руднике за 51 рабочий день кальцинированной содой осаждено 40 т цинка в геле влажностью 65–78 %. В составе геля – цинка до 25, железа – 6,0, свинца – 0,3–0,5, меди – 0,15–0,28, кадмия 0,054, кобальта 0,08, никеля 0,075.

В результате проведенных нами исследований получены следующие выводы.

Экономическая эффективность технологий с закладкой пустот твердеющими смесями при добыче богатых руд зависит от обеспеченности региона сырьем для изготовления вяжущих. Активированные фракции местных доломитовых отходов и хвостов обогащения обеспечивают необходимую прочность (0,5–1,0 МПа) и могут использоваться в составе закладочных смесей, заменив дорогостоящий цемент.

Технологическому перевооружению производства препятствует методика оценки технологий, в соответствии с которой в качестве компенсации экосистемам принимается не полная величина ущерба, а только ее часть в виде штрафа, несоизмеримая с подлинным ущербом окружающей среде.

Необходимость конверсии на месторождениях Северного Кавказа подтверждается тем, что без нее новые перспективные месторождения станут аналогами ныне действующих уже через несколько лет, а добыча руд традиционными технологиями не обеспечит экономическую основу существования предприятий.

Конверсия горного производства на Садонских месторождениях является единственной возможностью увеличить экономический потенциал региона и способствовать его гармоничному развитию в увязке с глобальными тенденциями природоохранности. Она открывает перспективы доработки потерянных запасов Садонских месторождений, которые по существу представляют уже частично подготовленные запасы для новой технологии.

ПРОБЛЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ В РОССИИ

М.П. Любятинская

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Налоги, являясь основным источником образования государственных финансов через изъятие в виде обязательных платежей части общественного продукта, известны человечеству с незапамятных времен. При этом налогообложение, как элемент экономической культуры свойственен всем государственным системам как рыночного, так и нерыночного типа хозяйствования. В связи с этим о налогообложении можно говорить как о феномене человеческой цивилизации, как о её неотъемлемой части [1]. Но, к сожалению, данный феномен, несмотря на то, что налоги живут почти столько же, сколько существует государственность, все также вызывает различные недовольства и осуждения со стороны налогоплательщиков. Не обошли стороной налогообложение и в области недропользования.

Прежде чем, перейдем к обсуждению проблем, связанных с налогообложением в недропользовании, вспомним, что такое налогообложение – процесс установления и безвозмездного взимания налогов в стране, определение принципов их введения, видов, объектов, величин налоговых ставок, носителей налогов, порядка их уплаты, круга юридических и физических лиц в соответствии с выработанной налоговой политикой [2, 3].

Налоги как стоимостная категория имеют свои отличительные признаки и функции, которые выявляют их социально-экономическую сущность и назначение. Развитие налоговых систем исторически определили три основные его функции – фискальную, стимулирующую и регулирующую [2].

В настоящее время налоговой системе России присущ преимущественно фискальный характер, что затрудняет реализацию заложенного в налоге стимулирующего и регулирующего начала.

Суть фискальной функции заключается в «формирование бюджетного фонда государства», в которой полностью и проявляется общественное назначение этой категории – обеспечение государства необходимыми ему для выполнения своих функций финансовыми ресурсами. Во всех государствах, при всех общественных формациях налоги в первую очередь выполняли фискальную функцию, т. е. обеспечивают поступление необходимых средств, в бюджеты разных уровней для покрытия государственных расходов

Перераспределительная функция обеспечивает выравнивание доходов и расходов налогоплательщиков, а также перенаправление потоков рефинансирования между различными отраслями экономики, распределение доходов между центральными, региональными и местными бюджетами и т. п. Данная функция реализуется путем изменения налоговых ставок, включая применение прогрессивных или регрессивных налоговых ставок, изменения соотношения объемов налоговых изъятий между бюджетами различных уровней, изменением структуры налоговых изъятий по их видам, регулирования налоговой базы и т. п.

Отвечает задачам создания наиболее благоприятных условий для развития отдельных отраслей или экономики в целом и отвечает за направление финансирования в социальную сферу, стимулирующая функция. Данная функция реализуется преимущественно путем установления налоговых льгот либо снижением налоговых ставок в целом.

В настоящее время, согласно Налогового кодекса Российской Федерации, установлены следующие налоги за пользование природными ресурсами, иначе называемые ресурсными налогами [4]:

К федеральным налогам и сборам относятся:

1) налог на добычу полезных ископаемых;

2) водный налог;

3) сборы за пользование объектами животного мира и за пользование объектами водных биологических ресурсов.

К местным налогам относятся:

1) земельный налог.

Что касается проблем в области НДС, назревает не благоприятная ситуация [5]. Министерство финансов, похоже, нашло верный способ пополнения быстро скудеющей казны. Как сообщает заместитель министра финансов Сергей Шаталов, что требуется повысить НДС на природный газ уже с 2010 г. Предполагается, что это позволит получить дополнительно 50 млрд руб. Это более 60 % всех сборов этого налога в 2008 г. Но не факт, что финансисты смогут отстоять свое решение.

Данная идея о повышении налога на газовую отрасль весьма настойчиво продвигалась еще в 2007 г. финансовым и экономическим ведомствами минфин и минэкономразвития. И, в тот период ставку налога предлагалось увеличить в 2008 г. до 315 руб. за тысячу м³ газа, а в 2010-м – до 735 руб. Правительство объясняло это тем, что казна получит колоссальные доходы. Например, в 2008 г. при оставшейся ставке НДС на газ в 147 руб. за тысячу м³ казна получила 83 млрд «газовых» рублей. И не смотря на то, что цены на газ шли вверх, вслед за нефтью, ставка остается неизменной три года. Но прогнозировать о том, как долго продержится данная тенденция, сказать весьма трудно, поскольку газовые контракты в отличие от нефтяных заключаются как минимум на год, а потому и разрыв между снижением нефтяных и газовых цен на мировых рынках сильно разнится по времени.

По подсчетам, исходя из цифр, озвученных Сергеем Шаталовым, ставка НДС по природному газу может быть установлена около 250 руб. за тысячу м³ газа (сейчас она составляет 147 руб. за тысячу м³). Но чтобы «продать» это решение, минфину потребуется приложить немало усилий. Скорее представляются возможными корректировка ставки на уровень инфляции или размер повышения тарифов на газ внутри России, что в конечном итоге скажется на потребителях и на инфляции и ударит по тому же «Газпрому», который имеет грандиозные долгосрочные инвестиционные планы. Министерство финансов, в такой ситуации может оказаться зажатым в ловушке. С одной стороны, казна будет пополнена дополнительными доходами, с другой – не будут выполнены макроэкономические показатели, которые приведут к пересчету всех доходных и расходных частей бюджета.

Проблемы повышения НДС стоит весьма остро, и это не смотря на то, что в конце 2008 г. российские нефтяные компании из-за кризиса заговорили о необходимости отказа от НДС, предполагающего налогообложение с выручки, и перехода на новую систему налогообложения, основанную на прибыли компании (налог на дополнительный доход). Причем, подчеркивали нефтяники, такая система должна применяться для всех месторождений. Особых потерь для бюджета, по мнению экспертов, это предложение не несет.

Что же касается международного опыта (рис.), то, например в Якутии были внесены изменения в республиканский закон «О налоговой политике», предусматривающие предоставление льготы по налогу на прибыль нефтедобывающим предприятиям». Законопроект разработан в рамках антикризисных мер, направленных на поддержку предприятий, занимающихся добычей сырой нефти. Он предусматривает снижение на 4,5 % ставки налога на прибыль, подлежащего зачислению в государственный бюджет Якутии. Ставка налога снижается с 18 до 13,5 %. Экономический эффект от предоставления льгот заключается в увеличении стоимости основных фондов, облагаемых налогом на имущество на территории республики, а также доли налогооблагаемой прибыли «Сургутнефтегаза», приходящейся на долю республики. Соответственно, это приведет к увеличению объемов поступлений по налогу на имущество и налогу на прибыль организаций в последующие годы.

Налоги и сборы в типовом новом проекте в России и других странах мира, %

Источник: Минэнерго



Рис. Налоги и сборы в России и других странах мира

Что касается проблем, связанных с земельными вопросами, то в частности, действующее законодательство не предусматривает предварительного отведения и оформления прав на земельные участки,

необходимые для недропользования. Для компаний, получивших право недропользования от государства, это оборачивается дополнительными хозяйственными рисками. Ведь очевидно, что проведение работ на участке недр одновременно является и формой использования земельного участка, которое не может осуществляться без оформления соответствующих прав. Таким образом, недропользователи становятся «заложниками» обладателей прав на земельные участки [6].

Налогообложение недропользователей одна из актуальнейших проблем на современном этапе развития. Поэтому необходимо проведение мероприятий, направленных на совершенствование налогообложения недропользователей в области ресурсных налогов.

Литература

1. Налоги и налоговое право: Учебное пособие / под ред. А. В. Брызгалина. – М., – 1997. – 600 с.
2. Вазим А. А. Налоги и налогообложение: Учебное пособие / под ред. А. А. Вазим. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 248 с.
3. Райзберг Б. А., Лозовский Л. Ш., Стародубцева Е. Б. Современный экономический словарь. 5-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2007. – 495 с.
4. Налоговый кодекс Российской Федерации (с изменениями на 17 марта 2009 года). – М., 2009.
5. «Российская Бизнес-газета» [Электронный ресурс] / № 707 (23) от 23 июня 2009 г. – Режим доступа: <http://www.rg.ru/2009/06/23/nalogi.html>.
6. Аналитический журнал [Электронный ресурс] / № 05, 2008 г. – Режим доступа: <http://www.indpg.ru/nik/2008/05/>.

ПРАВОВАЯ РЕГЛАМЕНТАЦИЯ МОНИТОРИНГА ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ В РАЙОНЕ РАЗРАБОТКИ СЕЛИМХАНОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.С. Мирошкина

Научный руководитель доцент В.В. Янковский

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории СССР в 1970-е гг. на базе станций гидрометеослужбы была организована общегосударственная служба наблюдений и контроля состояния окружающей среды (ОГСНК). Государственный мониторинг объектов (ВО) является составной частью системы мониторинга окружающей природной среды и регламентируется действующим Водным кодексом РФ (ВК РФ) статья 30 [2].

Мониторинг водных объектов – это система регулярных наблюдений за гидрологическими или гидрогеологическими и гидрогеохимическими показателями состояния водных объектов, обеспечивающая сбор, передачу и обработку полученной информации в целях своевременного выявления негативных процессов, прогнозирования их развития, предотвращения вредных последствий и определения степени эффективности осуществляемых водоохраных мероприятий [3].

Федеральное агентство водных ресурсов осуществляет государственный мониторинг водных ВО, государственный учет поверхностных и подземных вод и их использования в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Необходимость мониторинга стала существенна и для районов нефтегазовых месторождений. Как известно, разработка и в дальнейшем эксплуатация рассматриваемых месторождений ведет к проблемам антропогенного характера. Непосредственное влияние сказывается и на поверхностных ВО. Изменения водного режима водоемов на поисково-разведочной стадии очень трудно поддаются контролю, так как проявляются локально и эпизодичны во времени. Часто такие нарушения улавливаются в процессе контроля за изменением физико-химических показателей воды. Наиболее типичные реакции на воздействие поверхностных вод проявляются в виде увеличения мутности рек и эрозионных деформаций, вызванных активизацией русловых процессов. Вследствие загрязнений бытовыми стоками от временных жилых поселков геофизиков и испытателей происходит рост концентрации аммонийных и нитратных ионов, ионов железа, хлоридов, сульфатов, цветности, появляются такие специфические загрязнители, как синтетические поверхностно-активные вещества от применения моющих средств и других загрязнителей.

Рассмотрев влияние хозяйственной деятельности предприятий нефтегазового комплекса (НГК) на окружающую природную среду (ОПС) и на поверхностные ВО в частности, можно сделать вывод, что есть необходимость искать эффективные методы для борьбы с экологически-опасными последствиями в сфере взаимодействия НГК и ОПС. Но прежде нужно изучить антропогенные изменения при функционировании предприятий НГК. Это осуществляется посредством мониторинга, который поможет решить следующие задачи:

1. Оценить фактическое состояние водных объектов.
2. Определить источники воздействия на водные объекты и их причины.
3. Выявить тенденции, дать прогноз и оценку будущего состояния водных объектов.

Порядок организации мониторинга ВО устанавливается в соответствии с действующими законодательными документами РФ.

В своей работе автор рассмотрел мониторинг поверхностного водного объекта (ВО) в районе разработки Селимхановского нефтяного месторождения (Верхне-Комбарская площадь, скважина № 296). Организация мониторинга реки составлена в соответствии следующих нормативных документов:

- Водным кодексом РФ.
- ГОСТ 17.1.3.07 – 82 Правила контроля качества воды водоемов и водотоков.

- РД 52.24.354 – 94 Организация и функционирование систем специальных наблюдений за состоянием поверхностных вод суши в районах разработки месторождений нефти, газа и газоконденсата.
 - РД 52.24.354 – 2004 Организация и проведение режимных наблюдений за загрязнением поверхностных вод суши на сети Росгидромета.
- Объектом мониторинга является приток реки Комбарс – Речка 2 (рис.).

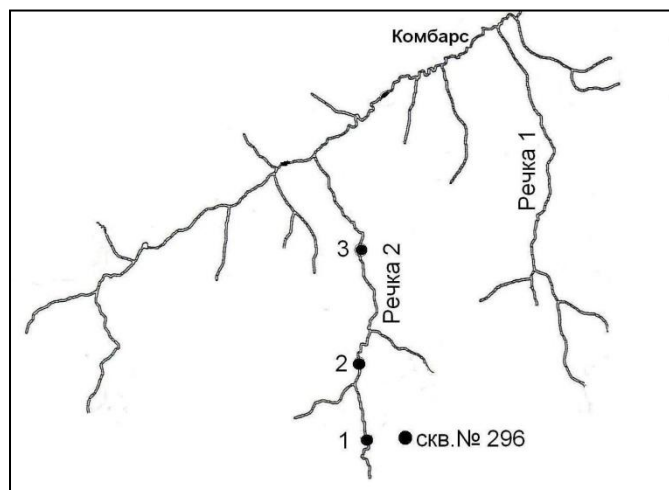


Рис. Схема расположения створов пункта контроля за качеством воды (1, 2, 3 – номера створов)

Задачи мониторинга:

1. Наблюдение и контроль за уровнем загрязнения реки по физико-химическим и гидробиологическим показателям.

2. Изучение динамики концентрации загрязняющих веществ (ЗВ) с целью составления прогнозов.

При организации мониторинга рек необходимо определить: назначение и расположение пунктов контроля; программа и периодичность проведения контроля; перечень определяемых показателей.

Рассматриваемые объекты мониторинга не достаточно изучены, поэтому пункт контроля за качеством воды относится к категории IV. Далее пункт контроля включает в себя несколько створов, которые устанавливаются с учетом различных условий: гидрометеорологических, морфометрических особенностей водотока, расположения источников загрязнения, уклона рельефа и других. На изучаемых водотоках установлено расположение створов № 1–3 (рис.). Пробы воды на створах наблюдения отбираются с глубины 0,2–0,5 м в центре потока (на стрежне), потому что глубина исследуемых водотоков до 3 м и небольшая ширина русла до 30 м.

Качество воды контролируют по определенным программам. Выбор программы зависит от категории пункта контроля. Для исследуемых водотоков будет выбираться программа контроля по гидрологическим и гидрохимическим показателям табл.

Таблица

Программа и периодичность контроля [1]

Программа контроля для пунктов контроля категории IV	Периодичность проведения контроля
Обязательная программа	В основные фазы водного режима

Наблюдения по обязательной программе на водотоках проводят 7 раз в год в основные фазы водного режима: во время половодья – на подъеме, пике и спаде; во время летней межени – при наименьшем расходе и при дождевом паводке; осенью – перед ледоставом; во время зимней межени [2].

Обязательная программа предусматривает определение следующих показателей:

Гидрологических: расход воды, скорость течения, уровень.

Гидрохимических:

- Температура, цветность, прозрачность, запах;
- Концентрация растворенных в воде газов – кислорода, диоксида углерода;
- Концентрация взвешенных в воде веществ;
- Водородный показатель (рН);
- Окислительно-восстановительный потенциал (Eh);

- Концентрации главных ионов – хлоридных, сульфатных, гидрокарбонатных, кальция (Ca), магний (Mg), калий (K), общая минерализация;
- Химическое потребление кислорода;
- Биохимическое потребление кислорода;
- Концентрация биогенных элементов – аммонийных, нитритных, нитратных ионов, фосфатов, железа общего, кремния;
- Загрязняющих веществ – нефтепродуктов, поверхностно-активных веществ, летучих фенолов, пестицидов, соединений металлов [1].

Хотелось бы отметить, что с того момента как были составлены нормативные документы ГОСТ 17.1.3.07 – 82 и РД 52.24.354 – 94 (по которым непосредственно проводился мониторинг ВО) прошло уже в пределах двух десятилетий, за это время произошли значительные изменения как в организации предприятий так и в экономике. К тому же, с точки зрения автора законодательный блок регламентирующий мониторинг ВО имеет некоторые противоречия:

1. В целом единая поверхностная и подземная гидросфера разделена законодательно между горным и водным правом. Для лучшего анализа при проведении мониторинга целесообразно не разделять систему наблюдений гидросферы.

2. Различие ведомственного управления поверхностных и подземных ВО. К сожалению, в настоящее время отсутствует полноценный обмен информацией между ведомствами, осуществляющими мониторинг, что в ряде случаев приводит к дублированию усилий, снижает эффективность всей системы мониторинга и затрудняет доступ к необходимой информации.

3. В независимости от экономики предприятий необходимо законодательно предусмотреть определенный объем финансирования мониторинга в частности и мониторинг ВО.

Действующими нормативными документами на месторождениях предусматривается создание пунктов контроля качества поверхностных и подземных вод (наблюдательных водопунктов). При создании наблюдательной сети следует придерживаться принципа: получение максимума информации при минимальных затратах, что приобретает особую актуальность в сложных условиях мировой экономики. Основная цель контроля: получение данных о гидрологических, гидробиологических, физических и химических показателях, характеризующих состояние объектов, а также соблюдение законодательства и нормативов в местах водопользования.

Водный кодекс РФ а так же законодательные документы регламентируют мониторинг водных объектов (ВО), что позволяет органам управления в области охраны водных ресурсов контролировать антропогенное воздействие предприятий НГК и эффективно реализовывать мероприятия по охране ОПС.

Литература

1. ГОСТ 17.1.3.07 – 82 Правила контроля качества воды водоемов и водотоков – М., 2007.
2. Гидрохимические показатели состояния окружающей среды: справочные материалы / под ред. Т.В. Гусевой. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2007. – 192 с.
3. Юридический энциклопедический словарь. / Под ред. М.Н.Марченко – М., Издательство «Проспект», 2006.

ТАМОЖЕННЫЕ ПОШЛИНЫ НА УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Е.Ю. Мукашева

**Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В настоящее время основную часть бюджета Российской Федерации составляют налоги. К ним также относятся таможенные платежи. При перевозе через границу, в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации, перевозчик или его представитель обязан заплатить установленные платежи.

Особую роль среди этих налогов имеет таможенная пошлина, так как Россия активно участвует в мировой торговле. Таможенная пошлина представляет собой налог, взимаемый государством с провозимых через национальную границу товаров по ставкам, предусмотренным таможенным тарифом. Расчет таможенной пошлины осуществляется в соответствии с правовыми документами, регулирующими экспорт и импорт товаров.

В соответствие со статьей 322 Таможенного кодекса РФ объектом обложения таможенными пошлинами, налогами являются товары, перемещаемые через таможенную границу. Налоговой базой для целей исчисления таможенных пошлин, налогов являются таможенная стоимость товаров и (или) их количество.

По объекту изложения различают таможенные пошлины:

- ввозимые;
- вывозимые;
- транзитные.

Наибольший перечень товаров по видам подлежит обложению ввозимым таможенным пошлинам. Тарифная ставка на большинство импортируемых товаров достаточно высокая, но правительство идет на уступки и снижает пошлину на некоторые категории продукции. Например, в декабре прошлого года были снижены таможенные пошлины на ввоз иностранных автокомпонентов.

Вывозным таможенным пошлинам облагаются в основном товары, отнесенные к категории сырьевых: древесина и изделия из нее, древесный уголь, нефть сырая, природный газ, нефтепродукты и другие. Правовые

основы применения в Российской Федерации таможенных пошлин закреплены в Законе РФ «О таможенном тарифе». Порядок уплаты таможенной пошлины предусматривается Таможенным Кодексом РФ.

По методу исчисления различают таможенные пошлины:

- адвалорные;
- специфические;
- комбинированные.

Адвалорная или стоимостная ставка таможенной пошлины устанавливается в процентах к таможенной стоимости облагаемого товара. Расчет таможенной пошлины этого типа выводится как произведение таможенной стоимости и соответствующей ставки пошлины в процентах.

Специфическая ставка таможенной пошлины устанавливается в денежном выражении за определенную единицу облагаемых товаров. В качестве денежного эквивалента, как правило, вступает евро. Комбинированная ставка включает в себя как стоимостные, так и количественные показатели перемещаемых товаров. При этом в зависимости от вида комбинированной ставки размер таможенной пошлины может определяться либо путем сравнения, либо путем сложения полученных величин.

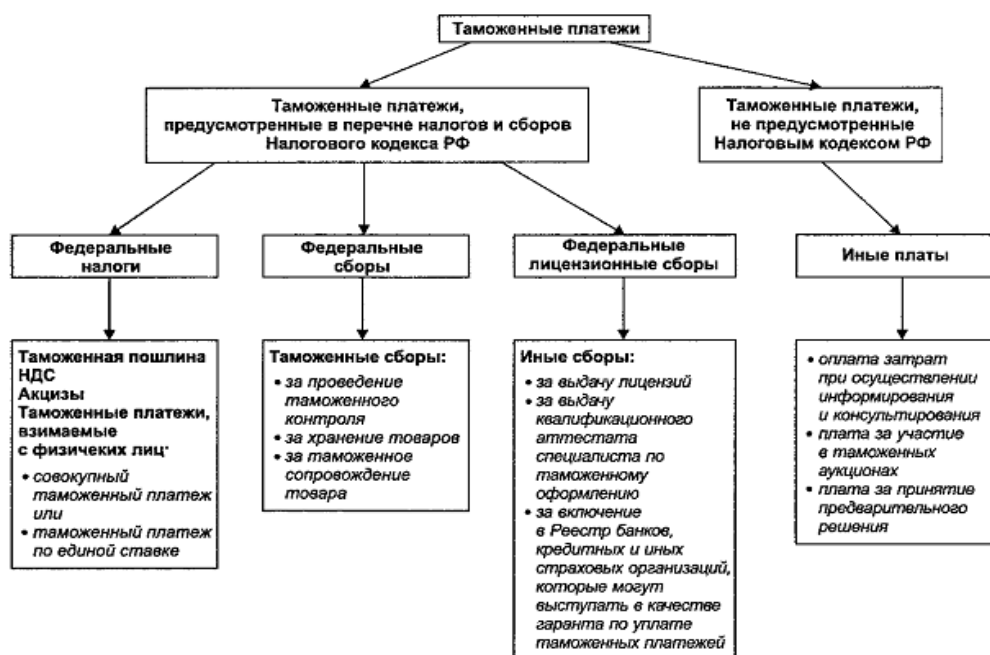


Рис. 1. Таможенные платежи

Адвалорная или стоимостная ставка таможенной пошлины устанавливается в процентах к таможенной стоимости облагаемого товара. Расчет таможенной пошлины этого типа выводится как произведение таможенной стоимости и соответствующей ставки пошлины в процентах.

Специфическая ставка таможенной пошлины устанавливается в денежном выражении за определенную единицу облагаемых товаров. В качестве денежного эквивалента, как правило, вступает евро. Комбинированная ставка включает в себя как стоимостные, так и количественные показатели перемещаемых товаров. При этом в зависимости от вида комбинированной ставки размер таможенной пошлины может определяться либо путем сравнения, либо путем сложения полученных величин.

Обеспечение уплаты таможенных платежей осуществляется путем предоставления следующих документов:

- Договора поручительства, заключаемого таможенным органом с владельцем склада временного хранения, таможенного склада и свободного склада.
- Гарантии банка, выданной перевозчику для представления таможенному органу отправления.
- Квитанцией о внесении депозитных платежей.

Таким образом, таможенные платежи являются неотъемлемой частью процедуры провоза через границу. Выше названные тарифные ставки таможенных пошлин позволяют государственным органам эффективно контролировать поток импортируемых и экспортируемых товаров.

В настоящее время Россия является сырьевой страной. Она занимает ведущие места по добыче углеводородов. В России существуют крупные компании, которые занимаются экспортом природного газа и других углеводородов. На эту деятельность большое влияние имеет размер таможенных пошлин, с помощью них государство контролирует экспорт сырья. Исследуем динамику изменения ставки таможенных пошлин на нефть и на природный газ за 2008 г.

Ставка таможенных пошлин за 2008 г.

Месяцы	Ставки таможенных пошлин, доллар США	
	нефть	природный газ
Январь	333,8	237,2
Март	340,1	241,4
Май	398,1	280,5
Июль	495,9	346,4
Сентябрь	287,3	205,9

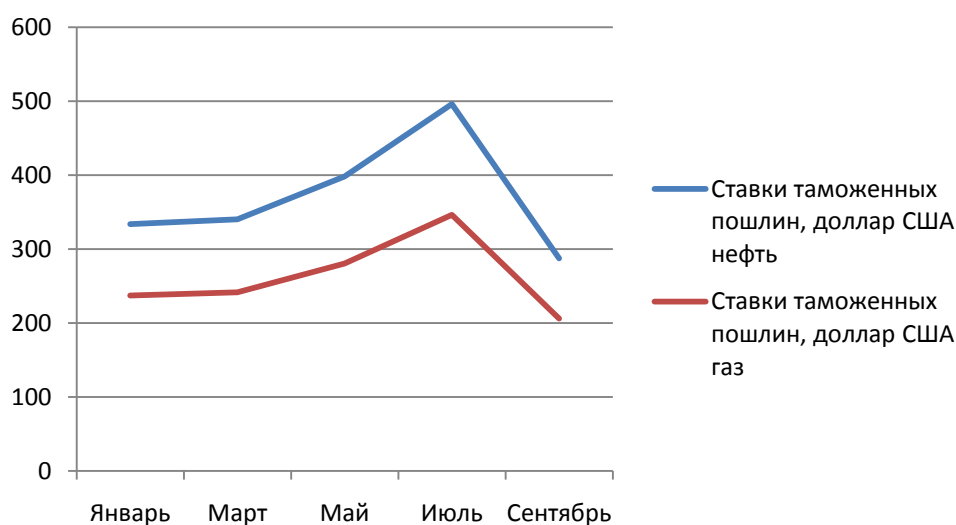


Рис. 2. Диаграмма таможенных пошлин

В настоящее время с 1 февраля 2009 г. снизились ставки вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и на отдельные категории товаров, выработанные из нефти, вывозимые с территории РФ за пределы государств – участников соглашений о Таможенном союзе

В частности, ставка пошлины для нефти сырой составила 100,9 доллара США за 1000 кг, составляла 119,1 доллара США. Вывоз топлива жидкого, масел, отработанных нефтепродуктов, вазелина нефтяного осуществляется по ставке таможенной пошлины в размере 43,2 доллара США, составляла 49,9 доллара США за 1000 кг. С 92,6 доллара США до 80,3 доллара США за 1000 кг снизилась ставка пошлины на легкие и средние дистилляты, газойли, бензол, толуол, ксилолы.

Товары, классифицируемые кодами 2711 12 – 2711 19 000 0 ТН ВЭД РФ (пропан, бутаны, этилен, пропилен, бутилен и бутадиев, прочие сжиженные газы), вывозится по ставке вывозной таможенной пошлины в размере, равном нулю (ранее – 92,6 доллара США).

Литература

1. Налоги и налогообложение / Под ред. А.А.Вазим. – Томск: ТПУ, 2007 – 348 с.
2. Налоги и налогообложение / Под ред. Н.Г. Дмитриева, Д.Б. Дмитриев. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2005. – 416 с.
3. Налоги и налогообложение / Под ред. М. В. Романовского, О. В. Врублевской. – СПб.: Питер, 2002.– 576 с.
4. Налоговый кодекс РФ. – Новосибирск: Сибирское университетское издание, 2008. – 789 с.

ЮРИДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИЯХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ (НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

А.С. Рыжих

Научный руководитель доцент В.В. Янковский
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Томская область – один из ключевых регионов в составе Сибирского Федерального округа (СФО) Российской Федерации. В силу объективных причин (географическое положение, климатические условия, удаленность от основных транспортных коммуникаций и от рынков сбыта продукции, как в Российской

Федерации, так и зарубежных стран) для Томской области наиболее эффективными на ближайшую перспективу останутся добывающие предприятия нефтегазового комплекса. В этой связи повышение эффективности нефтегазового комплекса является одной из актуальных проблем экономики области, как на современном этапе, так и в долгосрочной перспективе.

Нефтегазовый комплекс и связанные с ним производства образуют основную часть производственного потенциала области. Они обеспечивают занятость населения и функционирование социальной инфраструктуры северных регионов области. Томская область занимает территорию площадью 316,9 тыс. км². В соответствии с выполненной в рамках проведённой в Российской Федерации переоценки ресурсов углеводородов по состоянию на 01.01.1999 г. площадь перспективной нефтегазоносной территории Томской области равна 228,3 тыс. км² (72 % от общей площади), передано в недропользование около 61 тыс. км² (26,7 % от перспективной территории).

Томская область относится к тем немногим регионам России, которые имеют возможность в течение длительного времени развивать нефтяную и газодобывающую промышленность, полностью опираясь на собственные природные ресурсы, притом что из ее недр извлечено почти 200 млн т нефти. С мая 1999 г. область стала еще одним газодобывающим регионом России, введено в разработку Мыльджинское газоконденсатное месторождение.

Согласно проведённой количественной оценке перспектив нефтегазоносности Томской области по состоянию на 01.01.1999 г., начальные геологические ресурсы углеводородного сырья составляют 9,0 млрд т, извлекаемые – 3,6 млрд т условных углеводородов (1 тонна углеводородов равна 1 тонне нефти или 1000 м³ газа).

Приведённые цифры однозначно говорят о высокой перспективности проведения на территории области дальнейших геологоразведочных работ по выявлению новых месторождений углеводородного сырья. Важно также отметить, что степень разведанности ресурсов углеводородного сырья по области составляет всего 24,7 %, т. е. ещё 75 % сырья еще не открыто.

Добыча нефти и газа, особенно в последние годы, осуществляется в труднодоступных районах, требует от недропользователей значительных капитальных вложений. Работы по освоению нефтегазоносных месторождений приводят, как правило, к существенным нарушениям естественных связей в окружающей природной среде. Эти факторы обуславливают необходимость регулирования государственной добычи нефти и газа. Организации, осуществляющие добычу, являются, как правило, монополистами в своей области деятельности, поэтому государство оставляет за собой право определения основ ценовой политики в этой сфере. Одной из стратегических задач государственного регулирования работ по добыче нефти и газа является обеспечение энергетической безопасности Российской Федерации, создание базы нефтегазовых месторождений, регионального и безопасного их использования.

В связи с развитием рыночных отношений и изменением законодательной базы трансформируется существующий порядок проектирования объектов различного назначения. При этом существенно возрастает значение экономической обоснованности принимаемых на всех этапах инвестиционного процесса решений.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства эколого-экономическое обоснование является обязательным при разработке обоснований инвестиций на разработку месторождений на территории Российской Федерации. Одним из его основных элементов является обоснование и оценка воздействия объектов нефтегазодобывающих предприятий (НГДП) на окружающую среду.

Оценка воздействия (мониторинг) проводится для выявления и предупреждения возможной деградации окружающей среды под влиянием хозяйственной деятельности НГДП, обеспечения экологической стабильности территории района размещения объекта разработки месторождений, создания благоприятных условий жизни населения. Таким образом, при разработке оценки влияния объектов НГДП на окружающую среду должны учитываться требования экологической безопасности района размещения проектируемого объекта, охраны здоровья населения, рационального использования и воспроизводства природных ресурсов флоры и фауны в соответствии с требованиями природоохранного законодательства, нормативных документов, утвержденных Госкомэкологией России и Госстроем России, а также нормативных актов местной администрации, регулирующих природоохранную деятельность.

К основным загрязнителям в глобальных масштабах на территории НГДП относятся нефть, буровой и нефтяной шлам, ПАВ и сточные воды. Особую опасность представляют аварийные ситуации, при которых происходят большие выбросы нефти и пластовых вод в водотоки (в местах перехода трубопроводов через реки, ручьи). Большой объем вредных веществ попадает в реки и озера с поверхностным стоком с загрязненными грунтовыми водами. Наибольшие концентрации вредных веществ наблюдаются в малых водотоках (ручьях, озерах), расположенных рядом с буровыми площадками, скважинами и другими нефтепромысловыми объектами.

Одним из крупнейших недропользователей Томской области является ОАО «Томскнефть». Уровни добычи нефти составили 103,4 % к уровню 2006 г. Продолжилось падение уровней добычи ОАО «Томскнефть», хотя темпы падения существенно снизились. Объемы добычи других недропользователей составили 134 % к уровню 2007 г. Их доля в общем объеме добычи выросла с 8 % в 2004 г. до 20 % в 2007 г.

Информация, приведённая на следующем рисунке, свидетельствует о том, что в 2008 г. финансовый кризис на уровне добычи нефти и газа и конденсата пока в полной мере не повлиял.

ОАО «Томскнефть» планирует добыть в 2009 г. 7907,6 тыс. т нефти, что на 93,6 тыс. т меньше факта добычи 2008 г. По другим недропользователям план добычи в 2009 г. составляет 1722 тыс. т нефти, что на 369 тыс. т меньше, чем в 2008 г. В этом случае доля других недропользователей в общем объеме добычи нефти снизится с 20 % до 18 %. Ранее планировалось увеличение этой доли.

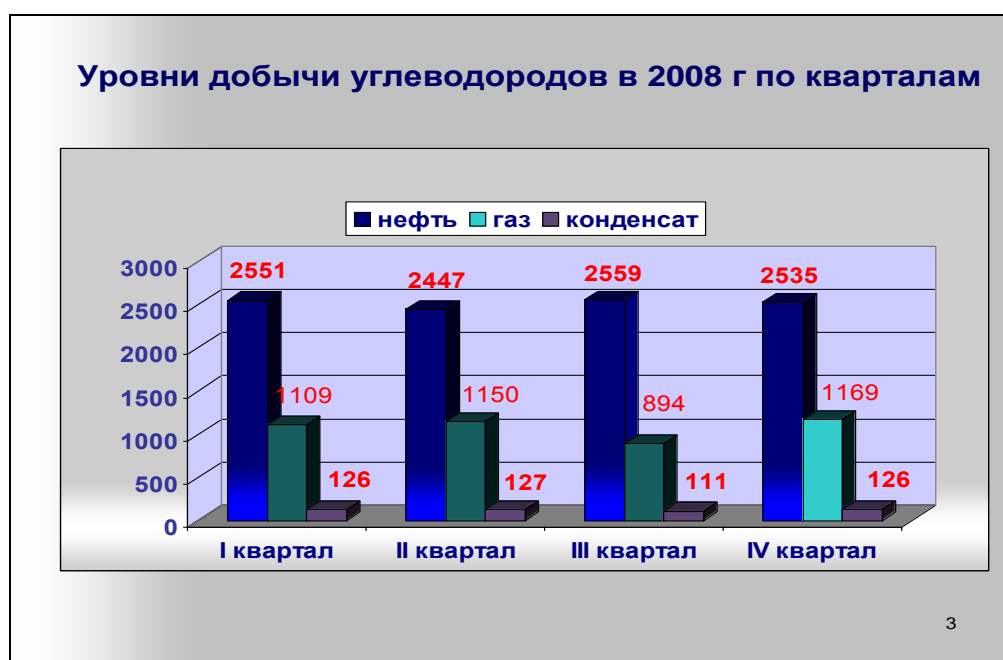


Рис. 1. Уровни добычи углеводородов в 2008 г. по кварталам

В 2008 г. по сравнению с 2007 г. финансирование геологоразведочных работ планировалось увеличить на 42 %. В реальности оно увеличилось лишь на 8 %.

Геологоразведочные работы

Виды работ, ед. изм.	показатели					
	2004	2005	2006	2007	2008 % к 2007	2009 % к 2008
Объемы финансирования, млн. руб	1 021	1 669	3 289	6 199	6696 108%	6894 103%
Бурение, м	28 163	31 554	68 827	119 809	111 138 92,8%	89590 80%
Сейсморазведка 2Д, пог. км	3503,3	1610	5313	10041	7144 71,1%	6952 97%
Сейсморазведка 3Д, кв.км	113	300	324	723	737 101,9%	615 80%

Рис. 2. Геологоразведочные работы

Рост объемов строительства обусловил увеличение добычи песчано-гравийной смеси, глины, песка строительного и строительных грунтов. Это обусловило увеличение поступлений в консолидированный областной бюджет от налога на добычу общераспространенных полезных ископаемых.

На фоне общего снижения финансирования субподрядных организаций, в том числе экологических, следует ожидать несоблюдения условий лицензионных соглашений и экологического законодательства в целом. Анализ показывает, что современная законодательная база и конкретная практика недропользования, в частности Томской области, требует серьезного совершенствования для защиты конституционных прав граждан и соблюдения норм законности.

Литература

1. Калинин И.Б. Правовое регулирование ресурсопользования. – Томск: Изд-во НТЛ, 2001. – 356 с.
2. Программа и концепция развития нефтяной и газовой промышленности в Томской области на 2001 – 2005 гг. и период до 2030 г. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2001. – 86 с.
3. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» (по состоянию Ф32 на 1 февраля 2007 года). – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2007. – 47 с. – (Кодексы и законы России).
4. Официальный информационный сервер Томская область [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.tomsk.gov.ru.

ПРИНЦИПЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ В НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ**Я.А. Холин**

Научный руководитель доцент А.В. Антошкина

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Впервые принципы налогообложения были сформулированы в XVIII в. великим шотландским исследователем экономики и естественного права Адамом Смитом (1725–1793) в его знаменитом труде «Исследование о природе и причинах богатства народов» (1776 г.). Сегодня эти постулаты называют классическими принципами налогообложения. Назовем важнейшие из них: принцип справедливости, принцип определенности налогообложения, принцип удобства налогообложения, принцип экономии.

К сожалению, в настоящий момент времени принцип экономии, сводящийся к тому, что «каждый налог должен быть так задуман и разработан, чтобы он брал и удерживал из карманов народа возможно меньше сверх того, что он приносит государственному казначейству», работает не совсем корректно по отношению к недропользованию.

Стагнация темпов прироста добычи нефти в России создала объективные предпосылки для того, чтобы обратить самое пристальное внимание на проблемы отечественной нефтегазовой отрасли.

Сейчас российские нефтяные компании платят примерно 60 центов с каждого доллара полученной выручки, что на 15–20 центов превышает среднемировой уровень. Как следствие, несмотря на существенный рост цен на нефть, до начала финансового кризиса (с 2004 г. по июль 2008 г. «черное золото» подорожала примерно в 3,5 раза) нефтяники не смогли в полной мере воспользоваться благоприятной внешней конъюнктурой. Достаточно сказать, что каждый дополнительный доллар прироста цены нефти свыше уровня 25 долларов за баррель приносит нефтедобывающим компаниям лишь 13 центов, сбалансированным ВИНК – порядка 30 центов (в зависимости от структуры продаж). Такое перераспределение нефтяных доходов вкупе с процессами естественного старения месторождений (со всеми вытекающими последствиями для горно-геологических условий их разработки) и высокой отраслевой инфляцией (так, например, цены на сталь увеличились с 2004 г. почти в четыре раза) и явилось основной причиной замедления темпов прироста производства сырья в РФ.

С июля 2008 г. началось снижение цен на нефть, которое к осени превратилось в настоящий обвал котировок «чёрного золота». Это приводит к тому, что российским нефтяным компаниям не хватает денежных средств для осуществления всех запланированных инвестиций.

При стоимости нефти в 40 долларов за баррель убыточность экспортных поставок составляет в зависимости от себестоимости добычи примерно 8–11 долл. на баррель, или 59–89 долл. за т. По оценкам экспертов, на декабрь 2008 г. сложилась следующая структура затрат компаний: 56 % – пошлина, 21 % – НДС, 9 % – транспортировка, 8 % – стоимость добычи, 6 % – прочие расходы (включая общехозяйственные, коммерческие и другие налоги).

По экспертным расчетам, для того чтобы нефтяные компании могли поступательно развиваться без существенного сокращения своих инвестиционных программ, они должны получать минимум по 8–10 долларов с каждого барреля проданного сырья. Но при условиях сохранения цен на нефть на уровне середины 2008 г. (примерно 40 долларов за баррель сорта Urals), применения новой методики расчёта НДС и повышения тарифов «Транснефти» на размер годовой инфляции (13,5 %) экспортный доход равняется 2–5 долл. за баррель.

В связи с этим дальнейшие изменения налогового законодательства (в частности, в плане взимания НДС) являются неизбежными.

Четыре шага к дифференциации.

Процесс предлагаемой дифференциации налога можно условно разделить на следующие четыре этапа.

Первый этап. Федеральными законами № 151-ФЗ от 27 июля 2006 г., вступившим в силу с 1 января 2007 г., и № 268-ФЗ от 30 декабря 2006 г. (с 31 января 2007 г.) в налоговое законодательство был внесен ряд принципиальных изменений, связанных с НДС, в т. ч. введена нулевая ставка НДС (к потерям нефти в пределах нормативов и на сверхвязкую нефть), а также в формулу расчёта ставки НДС был включён коэффициент выработанности недр, позволяющий корректировать её размер в зависимости от характеристик конкретного участка.

Следует отметить, что при проведении обоснований по экономической целесообразности дифференциации НДС рассматривались различные факторы, в том числе дебиты скважин и обводненность добываемой продукции. Эти параметры оказывают прямое влияние на эффективность освоения нефтяных месторождений. Однако на данном этапе они не стали критериями для дифференциации НДС в силу их недостаточной администрируемости (прозрачности). При желании недропользователь может изменять в определённых пределах средний показатель дебита по месторождению за счёт, например, кратковременного

подключения низкодебитных скважин. А высокая обводнённость продукции может быть результатом нерациональной системы разработки участка недр. В этом смысле выработанность запасов является более объективным показателем, что и послужило причиной её выбора для дифференциации НДС.

Весьма значимым для отрасли является также планируемое снижение налоговой нагрузки посредством введения нулевой ставки НДС на начальных стадиях реализации новых проектов в ряде регионов. Это может стать существенным стимулом для нефтяных компаний. Более того, возможно, что в скором времени аналогичные меры будут предложены и в отношении западносибирских лицензионных участков, которые ещё не введены в разработку.

Второй этап. Повышение «цены отсечения», используемой для расчёта НДС, с 9 до 15 долл. за баррель начиная с 2009 г. По оценкам Минфина, это даст отрасли 104,1 млрд руб. в 2009 г. и 112 млрд в 2010 г. долл.

Второе – увеличение необлагаемой цены «отсечения» НДС с 9 до 25 долл. за баррель.

Третий этап. Новые поправки в законодательство предполагают возможность каникул по НДС при освоении труднодоступных месторождений. Так, налог не нужно будет платить при осуществлении новых проектов на континентальном шельфе и за Полярным кругом, пока объёмы добычи не превысят 35 млн т или не пройдёт 10 либо 15 лет (в зависимости от условий лицензии). Для дна Каспийского и Азовского морей критерии другие: 10 млн т нефти и 7 или 12 лет. Для Тимано-Печорской провинции и Ямала – 15 млн т и тот же предельный срок – 7 или 12 лет. По предварительным расчётам, годовая добыча в вышеназванных регионах достигнет через 10 лет 130 млн т в год, а налоговая экономия – 15–20 млрд долл.

Четвёртый этап. Существенный рост операционных расходов (за последние три года они увеличились у ведущих российских ВИНК с 2,6 до 4 долл. за баррель) и инвестиций в upstream (например, «ЛУКОЙЛ» в 2005 г. вложил в этот сегмент 2,9 млрд долл., а в 2007 г. – 7,3 млрд долл.) значительно повысили уровень безубыточности по нефтяным проектам. При этом риски дальнейшего ухудшения горно-геологических характеристик разрабатываемых месторождений и высоких темпов отраслевой инфляции сохраняются. Как следствие, весьма велика вероятность дальнейшей дифференциации НДС. При этом главный ограничитель снижения налога – ожидаемое существенное расширение бюджетных расходов – может быть успешно преодолён за счёт увеличения налоговой нагрузки на предприятия других отраслей.

Так же рассматривается установление по отдельным регионам дифференцированного необлагаемого уровня цены (ДНЦ) нефти, при котором применяются нулевые ставки НДС и экспортной пошлины. В настоящий момент необлагаемый минимум действует только по НДС и составляет 15 долл./баррель, при этом не учитываются различия в себестоимости добычи нефти в различных регионах.

Следует отметить, что региональный аспект налоговой системы в России, стране с наибольшим разнообразием природных ресурсов, до сих пор не получил должного развития. Именно поэтому в скором времени, возможно, будет отмечаться снижение добычи нефти как результат недостаточности инвестиций в разработку новых месторождений.

В связи с этим основными элементами предлагаемой концепции ДНЦ являются следующее:

1) дифференциация необлагаемого уровня цены нефти производится по двум направлениям – по регионам (геолого-географическим условиям) и по уровню цен;

2) ДНЦ устанавливается и по НДС, и по экспортной пошлине для различных регионов и применяется только к новым проектам;

3) помимо необлагаемого уровня цен устанавливается их уровень, при котором к ставкам НДС и экспортной пошлины применяются коэффициент 0,5;

4) ДНЦ рассчитывается как уровень цены, при котором достигается окупаемость инвестиций по ключевому проекту (проектам) в данном регионе.

Например, для месторождений на арктическом шельфе необлагаемый уровень цены мог бы составить 30 долл./баррель. По экспертным расчетам: при цене нефти 60 долл./баррель освоение месторождений на арктическом шельфе характеризуется рентабельностью 12 %. При введении льготного уровня цен (применение коэффициента 0,5 к ставкам НДС и экспортной пошлины) внутренняя норма рентабельности повышается до 27 % даже при цене нефти 40 долл./баррель. Однако при цене 30 долл./баррель этой льготы недостаточно – ВНР составляет 7 %, поэтому данный уровень может быть установлен как необлагаемый уровень цены нефти для данного региона.

К основным последствиям введения ДНЦ для государства следует отнести:

1. Применение ДНЦ – это не льгота, а страхование от резкого снижения цен на нефть. При ценах на уровне не выше 50–60 долл./баррель введение ДНЦ не приводит к снижению поступлений в бюджет. Напротив, при введении ДНЦ увеличится объём инвестиций в новые проекты нефтедобычи, вследствие чего доходы государства увеличатся.

2. По действующим месторождениям не будут происходить снижения налоговых поступлений, поскольку ДНЦ распространяется только на новые проекты.

3. Снижение налоговых поступлений будет иметь место только по отдельным регионам и только при существенном снижении цен на нефть. В этих условиях важнее поддержание проектов «на плаву», сохранение рабочих мест и производственных мощностей, чем пополнение бюджета.

4. Дифференциация необлагаемого уровня цены позволяет вводить льготы не только по крупным регионам, но и для отдельных категорий объектов, например при разработке глубоких горизонтов (свыше 4 км) в развитых районах нефтедобычи. Режим ДНЦ позволяет определить реально необходимые льготы, поскольку

расчет необлагаемого уровня должен производиться на основе наиболее представительного месторождения из каждой группы.

Таким образом, государство, практически не теряя налоговых поступлений, может создать гибкий и сбалансированный налоговый режим, который практически в автоматическом режиме реагирует на подъёмы и спады цен. Эта мера способствовала бы резкому увеличению инвестиций в нефтедобычу и стабилизации налоговых условий деятельности налоговых компаний.

Налог на сверхприбыль

Главной проблемой администрирования налога на сверхприбыль (НДД – налог на дополнительный доход) является необходимость раздельного учета доходов и затрат от нефтедобычи. Организация такого процесса потребует значительных расходов со стороны как недропользователей, так и государства. Базой НДД является денежный поток, то есть выручка от реализации нефти за вычетом капитальных вложений и эксплуатационных затрат, а отсюда следует, что основным недостатком этого налога служит стимулирование чрезмерных инвестиций.

Таким образом, приходим к выводу, что замена налогов, зависящих от валовых показателей (НДПИ, экспортная пошлина), на гибкие налоговые механизмы (НДД) нецелесообразна, так как последние не смогут компенсировать бюджетные потери от такой «рокировки». К тому же применение гибких ставок приводит к очень высоким показателям затрат. Предположительно, наилучшим вариантом является комбинация НДПИ и гибких фискальных схем.

В заключение следует отметить, что критическим уровнем цен на нефть, который необходим для обеспечения минимальной доходности от текущей операционной деятельности для российских компаний, является отметка 45 долларов за баррель. В случае падения котировок ниже этого уровня правительство РФ будет самым тщательным образом исследовать вопрос о возможном снижении налоговой нагрузки на отрасль. В противном случае вероятность сокращения добычи «чёрного золота» в РФ темпами, превышающими 2 % в год, существенно возрастет.

Литература

1. Налоговый кодекс Российской Федерации (с изменениями на 17 марта 2009 года). – М., 2008.
2. Борисов Д. НДПИ становится «мягче» // Нефть России. – Москва, 2009. – № 2. – с. 32 – 34.
3. Дьячкова Е. Возможности использования инструментов налоговой политики в целях развития нефтедобычи в России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление – Москва, 2008. – № 3. – с. 43 – 48.
4. Куда повернёт налоговое «дышло»? // Нефть России. – Москва, 2008. – № 2. – с. 17 – 22.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПЕРЕРАБОТКИ ЗОЛОТОСОДЕРЖАЩИХ ХВОСТОВ ОБОГАЩЕНИЯ

Т.В. Шелкунова, А.В. Логачев

Научный руководитель профессор В.И. Голик

Южно – Российский государственный технический университет, г. Новочеркасск, Россия

Сочетание возможностей традиционных и конверсионных технологий при единой схеме вскрытия и подготовки позволяет существенно снизить капитальные и эксплуатационные затраты предприятия. Экономическим аспектом сочетания является прирост объемов золота при добыче выщелачиванием.

Наиболее используемым методом измерения инновационного развития является метод производственных функций. Цель метода заключается в том, чтобы ввести в явном виде положительную отдачу от масштаба в модель роста. Для этого в модели Р. Солоу константа α меняется на функцию $\alpha = \alpha(K, L)$, что позволяет сохранить условия равновесия по Вальрасу.

Оптимизационная задача и ее решение на основе неоклассических моделей, имеет вид:

$$\alpha = \alpha(K, L) = \alpha(K/L) = \alpha(k).$$

Производственная функция, построенная на базе функции Кобба-Дугласа:

$$Y = F(K, L) = K^\alpha L^{1-\alpha} = K^\alpha (L/L)^\alpha L^{1-\alpha} = K^\alpha L^{1-\alpha},$$

где $\alpha(k)$ определена для $k \geq 0$, $\alpha(k) \geq 0 \forall k \geq 0$.

Функция $\alpha(k)$ – не монотонная функция, она возрастает для некоторых k , затем убывает на определенном участке и снова возрастает, а затем убывает. Это позволяет моделировать сочетание возрастающей и убывающей отдачи масштаба. Важно, что $\alpha(k)$ удовлетворяет условию: $\lim_{k \rightarrow 0} \alpha(k) = \beta, 0 < \beta < 1$.

Обозначим $y = Y/L$ и перепишем производственную функцию:

$$Y = yL = k^{a(n)} L$$

Производственная функция в общем виде:

$$Y = yL = ak^{ba} L^c,$$

где a, b и c – константы.

Функция линейная по L и не линейная по k . Функция $k\alpha$ имеет участки с возрастающей и убывающей отдачей, т. е. также не монотонна и может быть заменена на монотонную функцию $F(k)$ (рис.1).

Формальный анализ производственной функции $f(k)$ позволяет видеть, какие ее свойства полезны при конверсии предприятия на инновационные технологии. Пусть функция $f(k)$ – некая непрерывная функция, аппроксимируемая функцией со степенью однородности меньше единицы:

$$\text{Max } f(k) L, \text{ при } k L \leq K, L \leq L^0, \quad k \frac{K-L_1}{k_1-k_2} 0; L \geq 0.$$

Если неравенства $k_1 < K / L < k_2$ выполняются, оптимальное решение задачи содержит оба капитала интенсивности k_1 и k_2 . Это означает, что максимальный экономический рост предприятия достигается в том случае, если в экономике предприятия две технологии уживаются. Доля каждой технологии задается долей трудовых ресурсов.

Доля «старой» технологии:

$$L_1 = L k_2.$$

Доля «новой» технологии:

$$L_2 = L \frac{K - L k_1}{k_2 - k_1}.$$

Если предположить, что L во времени не меняется, то с увеличением K растет доля «новой» воспроизведенной технологии при неизменной интенсивности капитала k_2 . Оптимальной интенсивности использования «новой» и «старой» технологий соответствуют точки, в которых может быть проведена касательная к $y(k)$. Обе точки – $y(k_1)$ и $y(k_2)$ расположены на одной и той же касательной. Агрегированная отдача $y(k)$ есть линейная комбинация $y(k_1)$ и $y(k_2)$, где доля трудовых ресурсов определяет коэффициенты доли «новой» и «старой» технологии.

Для математической обработки экспериментальных результатов аппроксимирована производственная функция Кобба-Дугласа:

$$Q = a_0 \Phi^{a_1} \Pi^{a_2},$$

где a_0, a_1, a_2 – коэффициенты эластичности; Φ – основные фонды предприятия; Π – численность работников; Q – индекс промышленного производства.

Математическая обработка упрощается, если функцию Кобба-Дугласа прологарифмировать и получить линейную зависимость:

$$\ln Q = \ln a_0 + a_1 \ln \Phi + a_2 \ln \Pi.$$

Коэффициенты эластичности находятся методом наименьших квадратов. Значения коэффициентов эластичности a_0, a_1, a_2 выбираются так, чтобы их сумма была минимальной:

$$S = \sum_i \ln Q_i - \ln a_0 + a_1 \ln \Phi_i + a_2 \ln \Pi_i.$$

Для нахождения минимума функции S она дифференцируется по коэффициентам эластичности и приравнивается нулю:

$$\begin{cases} \frac{\partial S}{\partial \ln a_0} = 2 \sum_i \ln Q_i - \ln a_0 + a_1 \ln \Phi_i + a_2 \ln \Pi_i \stackrel{>}{=} 0, \\ \frac{\partial S}{\partial \ln a_1} = 2 \sum_i \ln Q_i - \ln a_0 + a_1 \ln \Phi_i + a_2 \ln \Pi_i \stackrel{>}{=} 0, \\ \frac{\partial S}{\partial \ln a_2} = 2 \sum_i \ln Q_i - \ln a_0 + a_1 \ln \Phi_i + a_2 \ln \Pi_i \stackrel{>}{=} 0. \end{cases}$$

Преобразованная система уравнений:

$$\begin{cases} \sum_i \ln Q_i - N \ln a_0 - a_1 \sum_i \ln \Phi_i - a_2 \sum_i \ln \Pi_i = 0, \\ \sum_i \ln Q_i \ln \Phi_i - \ln a_0 \sum_i \Phi_i - a_1 \sum_i \Phi_i^2 - a_2 \sum_i \Pi_i \Phi_i = 0, \\ \sum_i \ln Q_i \ln \Pi_i - \ln a_0 \sum_i \ln \Pi_i - a_1 \sum_i \ln \Pi_i \ln \Phi_i - a_2 \sum_i \ln \Pi_i^2 = 0. \end{cases}$$

В результате проведенных нами исследований по данной проблеме получены следующие результаты.

Наибольший экономический эффект от внедрения управленческих нововведений и инновационных технологий в производственной сфере достигается за счет лучшей координации решений вдоль технологических цепочек, что приводит к существенному улучшению использования запасов полезных ископаемых, более быстрой конверсии производства, продлению жизненного цикла месторождений.

Традиционная технология добычи на 1 и 2 этапах разработки месторождения обладает достоинствами:

- минимальные потери металлов из балансовых запасов;
- возможность контроля движения запасов в процессе добычи;
- возможности регулирования качеством продукции;
- и недостатками:
- высокая трудоемкость и себестоимость технологических процессов;
- разубоживание руды (до 30 %) с повышением стоимости продукта;
- максимальное воздействие на состояние окружающей среды.

Подземное выщелачивание на этапе 2 обладает достоинствами:

- минимизированная трудоемкость и себестоимость;
- возможности автоматизации и роботизации производства;
- высвобождение мощностей гидрометаллургических заводов;
- уменьшение загрязнения окружающей среды при ликвидации отвалов;
- и недостатками:
- низкое извлечение металлов из руды (коэффициент извлечения 0,6–0,8);
- сложность контроля процесса выщелачивания;
- строительство мощностей по переработке растворов;
- содержание в работе значительных рудных площадей.

Кучное выщелачивание на этапе 3 обладает достоинствами:

- возможность извлечения металлов из некондиционных запасов;
- возможность контроля состава выщелачиваемой горной массы;
- благоприятные условия для механизации и автоматизации производства;
- и недостатками:
- затраты на выдачу некондиционных руд и формирование штабеля;
- вывод земель из оборота для формирования штабелей;
- загрязнение окружающей среды при нарушении технологии.

При сопоставлении технологий с различной полнотой извлечения из недр необходима оценка потерь металлов в сопоставимых единицах измерения. Оценка потерь осуществляется по потерянной ценности ПК, определенной по предельной цене отрасли. Это позволяет прийти к единому критерию – прибыли с учетом ущерба от потерь полезного ископаемого:

$$\Pi = M_{И}Ц_{П} - З - M_{П}Ц_{П},$$

где Π – прибыль, руб.; $M_{И}$ – извлеченный металл, т; $M_{П}$ – потерянный металл, т; $Ц_{П}$ – предельная цена металла в отрасли, руб.; $З$ – суммарные затраты на технологических переделах, руб.