

# Особенности определения количества добытой нефти для целей налогообложения

**М.А. Колесник**, кандидат экономических наук, старший консультант по вопросам налогообложения компании КПМГ

С 2007 г. в налогообложении добычи нефти произошли существенные изменения. Вступили в силу давно ожидавшиеся поправки к Налоговому кодексу Российской Федерации (далее — НК РФ), установившие дифференцированный порядок определения суммы налога на добычу полезных ископаемых в зависимости от различных условий разработки месторождения.

Одновременно с принятыми изменениями выяснилось, что в отношении некоторых действующих на протяжении последних лет норм налогового законодательства в части определения налоговой базы отсутствует единое мнение по их применению. Учитывая, что в ситуации снижения налоговой нагрузки внимание налоговых органов к вопросам правильности определения количества добытой нефти наверняка будет усиливаться, указанные вопросы в настоящее время имеют особую актуальность.

## Особенности определения объекта налогообложения

Рассмотрим положения главы 26 НК РФ, в соответствии с которыми происходит определение объекта налогообложения при добыче нефти.

Как известно, в соответствии с пунктом 1 статьи 337 НК РФ полезным ископаемым признается продукция горно-добывающей промышленности и разработки карьеров (если иное не предусмотрено пунктом 3 указанной статьи), содержащаяся в фактически добытом (извлеченном) из недр (отходов, потерь) минеральном сырье (породе, жидкости и иной смеси), первая по своему качеству соответствующая государственному стандарту Российской Федерации, стандарту отрасли, региональному стандарту, международному стандарту, а в случае отсутствия указанных стандартов для отдельного добытого полезного ископаемого — стандарту (техническим условиям) организации (предприятия).

Данное определение устанавливает общие ограничения для определения полезного ископаемого, такие как:

- принадлежность продукции к горно-добывающей отрасли;
- наличие извлеченного из недр минерального сырья;
- использование для целей налогообложения первой продукции, соответствующей стандарту качества.

При таком определении спектр видов продукции, которая теоретически могла бы быть признана полезным ископаемым, достаточно широк.

Однако пунктом 2 статьи 337 НК РФ установлено, что к полезному ископаемому должна быть отнесена только нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная, что существенно сужает круг поиска, исключая из рассмотрения всю неподготовленную нефть (нефте содержащую жидкость, поднимаемую из недр, и промежуточные продукты, производимые из нее на разных объектах нефтяного промысла).

Продукция, прошедшая операции по обезвоживанию, обессоливанию и стабилизации, представляет собой, как правило, жидкость, содержащую, помимо нефти, небольшой процент примесей (так называемого балласта) — воды, солей, механических примесей, серы, от которых не удается избавиться в процессе подготовки. Более того, наличие указанных примесей в определенных размерах (например, воды — до 1 %) допускается и ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

Таким образом, нефть, содержащая балласт, удовлетворяет всем условиям, необходимым для ее признания полезным ископаемым. Данная нефть первой по своему качеству соответствует государственному стандарту качества, она же является продукцией горно-



добывающей промышленности (см., например, группировку 1111210 «Нефть, обезвоженная и обессоленная на нефтепромыслах» Общероссийского классификатора видов экономической деятельности, продукции и услуг ОК 004-93).

Следовательно, в целях налогообложения полезным ископаемым должна признаваться нефть — продукция, представляющая собой смесь жидких углеводородов и других веществ (воды, солей, механических примесей, серы и др.).

В то же время на государственном балансе запасов полезных ископаемых, который ведется в соответствии с Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах», отражается количество «чистой» нефти (количество нефти нетто), без воды, солей и механических примесей (но с учетом серы). Так, при заполнении формы федерального государственного статистического наблюдения № 6-гр, на основе которой ведется государственный баланс запасов, среди качественных характеристик нефти фигурируют только показатели содержания серы, парафина, смол и асфальтенов (постановление Госкомстата России от 18 июня 1999 г. № 44).

Как видно, существует несоответствие между значением понятия «полезное ископаемое», применяемым в целях налогообложения, и значением, используемым в рамках законодательства о недропользовании. Причем, как известно, в силу статьи 11 НК РФ при исчислении НДС значение понятия, применяемое в другой отрасли законодательства, при наличии определения в НК РФ использоваться не может.

Следует отметить, что при налогообложении добычи других видов полезных ископаемых, в частности, газового конденсата, каменного угля, руд черных, цветных и драгоценных металлов, также фигурируют понятия, имеющие различные значения в разных отраслях законодательства.

На практике зачастую происходит смешение разных понятий, что приводит к ошибкам при исчислении налогов. В связи с тем что большинство компаний признают в качестве полезного ископаемого «чистую» нефть (без воды, солей и механических примесей, но с учетом серы) и столкнулись с доначислениями со стороны налоговых органов, рассмотрим правомерность такого подхода.

Как правило, при обосновании указанной позиции исходят из того, что наличие балласта свидетельствует о незаконности соответствующих операций по обезвоживанию и обессоливанию. Поэтому нефть, содержащая балласт, не может считаться нефтью обезвоженной, обессоленной и стабилизированной и, соответственно, не может быть признана полезным ископаемым. Указанная нефть является

Как поясняется в распространенном Агентством пресс-релизе, указанные правила «определяют порядок присоединения дополнительных мощностей и компенсации затрат для реконструкции и расширения объектов электроэнергетических установок». «Согласно правилам плата за подключение дополнительных мощностей, а также затраты, связанные с развитием и реконструкцией сетей транспортировки энергии энергопередающей организации, с застройщиков жилых домов, независимо

от форм собственности, не взимаются, эти затраты возлагаются на местные исполнительные органы. В нарушение данного пункта АПК были заключены договора с застройщиками жилых домов на общую сумму 7 млрд 129,5 млн тенге», — уточнили в пресс-службе АРЕМ.

Кроме того, в распространенном АРЕМ документе подчеркивается, что согласно Плану перспективного развития электрических сетей города Алматы, утвержденного акимом Алматы и согласованном с Агентством и Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, величина платы за присоединяемую дополнительную мощность определена в размере 68 370 тенге за 1 кВт. «При этом плата за присоединение дополнительных мощностей для потребителей Алматинской области не установлена, однако АПК были заключены договора на подключение дополнительных мощностей электрической энергии с потребителями Алматинской области по цене 68 370 тенге за 1 кВт», — добавили в пресс-службе АРЕМ.

По мнению сотрудников Агентства, общая сумма договоров, заключенных с незаконным взиманием платы с потребителей в Алматинской области составила более 131 млн тенге. «По результатам проверок Агентство вынесло предписание об устранении нарушений законодательства о естественных монополиях и осуществлении возврата денежных средств в срок до 20 февраля 2008 г.», — сказано в пресс-релизе.

*Kazakhstan today. 14.02.2008*

### **Премьер-министр Республики Казахстан поручил рассмотреть вопрос строительства трех крупных электростанций**

Премьер-министр Республики Казахстан Карим Масимов поручил рассмотреть вопрос строительства трех крупных электростанций: Балхашской ТЭС, третьего блока Экибастузской ГРЭС и Мойнакской ГЭС. Такое поручение он дал 4 марта в ходе заседания Правительства. «Все эти станции должны быть построены. Другого выхода у нас нет, так как нынешняя зима показала, что юг у нас оказался сильно энергодефицитным», — сказал К. Масимов.

Как пояснил председатель правления холдинга «Самрук» Канат Бозумбаев, предполагаемые сроки строительства первого модуля Балхашской ТЭС – 2008–2013 гг., оценочная стоимость строительства первого модуля – \$ 2,5 млрд, мощность – 660 МВт.



минеральным сырьем. В то же время «чистая» нефть по своему качеству соответствует государственному стандарту, в связи с чем она может быть признана полезным ископаемым. Данное мнение представляется ошибочным.

Понятие «нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная» в НК РФ не определено. Вместе с тем описание таких терминов, как «обезвоживание» и «обессоливание», содержится в технической литературе, которая однозначно подтверждает, что результатом операций по обезвоживанию и обессоливанью всегда является нефть, содержащая небольшое количество хлоридов, воды и механических примесей. Соответственно указанная нефть может быть названа обезвоженной и обессоленной, и, очевидно, что только в таком значении (а других значений, известных практике, не существует) она была определена законодателем в главе 26 НК РФ.

При этом по смысловому значению слова «обезвоженный» и «обессоленный» не должны (именно не должны, хотя и могут) подразумевать полное отделение воды и соли. Так, например, обезжиренный творог содержит незначительный процент жиров, обезвоженный молочный жир — воду и т.д. Соответственно в случае с нефтью нет оснований делать *однозначное* утверждение о необходимости ее полной очистки.

Кроме того, признание полезным ископаемым «чистой» нефти будет означать, что ее количество следует определять косвенным методом. Применение косвенного метода, в свою очередь, сделает невозможным использование понижающего коэффициента  $K_v$ , а также налоговой ставки 0 руб. по отдельным основаниям. Поскольку законодатель, вводя указанный коэффициент и налоговую ставку, преследовал вполне определенные цели (например, стимулирование разработки месторождений в завершающей стадии разработки), то можно сделать вывод, что трактовка налогового законодательства, препятствующая их использованию, неверна.

Существует мнение, что нефть, содержащую балласт, нельзя признавать полезным ископаемым, так как вода и соль, входящие в ее состав, не могут подлежать налогообложению по «нефтяной» ставке. Подобное мнение непоследовательно. Ведь даже «чистая» нефть, учитываемая на государственном балансе запасов полезных ископаемых, содержит серу и другие примеси (например, металлоорганические соединения). И такая нефть облагается в полном объеме без корректировок на указанные примеси.

### Особенности определения количества добытого полезного ископаемого

Помимо установления качественных характеристик полезного ископаемого, необходимо также определить момент, когда оно будет признано объектом налогообложения и, соответственно, возникнет обязанность по уплате налога.

Как установлено статьей 336 НК РФ, объектом налогообложения признаются полезные ископаемые, добытые из недр. В то же время данная статья не раскрывает понятия «добытое». Очевидно, на вопрос, в какой момент полезное ископаемое считается добытым, отвечает статья 339 НК РФ. В ней перечислены случаи, когда следует определять количество добытых полезных ископаемых:

- осуществление замеров фактических потерь полезного ископаемого при прямом методе определения количества;
- завершение комплекса технологических операций (процессов) по добыче (извлечению) из недр, предусмотренных техническим проектом разработки месторождения;
- реализация (использование) минерального сырья до завершения комплекса указанных операций.

Рассмотрим порядок определения каждого из количественных показателей, связанных с вышеуказанными случаями.

*Фактические потери нефти* согласно пункту 3 статьи 339 НК РФ должны устанавливаться при прямом методе определения количества как разница между расчетным количеством нефти, на которое уменьшаются ее запасы (это количество до образования потерь), и количеством фактически подготовленной нефти (количество после образования потерь). Фактические потери учитываются в налоговом периоде, в котором произошло их измерение.

Очевидно, что для вычисления размера фактических потерь указанным способом необходимо сделать ряд корректировок.

Во-первых, следует учесть изменение остатков неподготовленной нефти в системе от скважины до УПН (установки подготовки нефти). Это требование вытекает из пунктов 7, 8 статьи 339 НК РФ. Иначе если не учитывать изменение остатков, то, скажем, их увеличение приведет к тому, что они будут подлежать налогообложению в составе фактических потерь (при этом потери могут превысить норматив).

Во-вторых, при расчете потерь необходима корректировка на количество изъятой из систе-

...существует несоответствие между значением понятия «полезное ископаемое», применяемым в целях налогообложения, и значением, используемым в рамках законодательства о недропользовании.

на вопрос, в какой момент полезное ископаемое считается добытым, отвечает статья 339



мы сырой нефти (реализованной или использованной на собственные нужды), налогообложение которой должно производиться по полной налоговой ставке (пункт 8 статьи 339 НК РФ).

И, в-третьих, следует обратить внимание, что поскольку полезным ископаемым признается нефть, содержащая балласт, то и показатель расчетного количества полезного ископаемого, на которое уменьшаются запасы, также должен отражать соответствующее количество нефти с учетом балласта. Если компания располагает данными о количестве «чистой» нефти (в большинстве случаев так и происходит), уменьшающей запасы, то это количество необходимо увеличить на процент балласта.

На практике вызывает споры определение показателя «расчетное количество полезного ископаемого, на которое уменьшаются его запасы», а именно: должен ли он быть получен по результатам измерений (например, на групповой замерной установке) или допустимо расчетное определение на основании утвержденного норматива потерь?

Согласно положениям пункта 1 статьи 342 и пункта 3 статьи 339 НК РФ недропользователь должен измерить фактические потери (или, что то же самое, измерить количественные показатели до и после образования потерь), а затем сравнить их величину с пределом для нормативных потерь. Фактические потери, не превышающие указанный предел, подлежат налогообложению по ставке 0 руб. Если вместо этого количество до образования потерь определять исходя из норматива потерь, то установленный механизм исчисления наличия нормативных и выявления сверхнормативных потерь теряет свой первоначальный смысл.

С другой стороны, последствием отсутствия замеров станет невозможность определения потерь в принципе, что означает выведение из-под налогообложения по полной ставке возможных сверхнормативных потерь. Очевидно, законодатель не мог преследовать такую цель. Это означает, что при отсутствии возможности осуществления замеров (по крайней мере достоверных) количество добытого полезного ископаемого, на которое уменьшаются его запасы, необходимо определять каким-либо иным способом (например, расчетным), с тем чтобы учесть понесенные потери (в том числе и задокументированные сверхнормативные потери).

*Количество добытого полезного ископаемого, определяемое по завершении комплекса технологических операций (процессов) по добыче, или количество фактически добытого полезного ископаемого — это количество подготовленной нефти, измеренное на соответствующей установке подготовки нефти (УПН).*

Ошибочным является подход, при котором определение количества происходит на вхо-

Второй модуль предполагается построить в 2011–2016 гг., стоимость строительства второго модуля – \$ 2 млрд, мощность – 660 МВт. Предполагаемый срок окупаемости проекта – 28 лет.

«Доля годовой выработки в общем объеме всей вырабатываемой электроэнергии Балхашской ТЭС в 2013 г. составит 7 %, после 2016 г. – 12 %», – пояснил он.

К. Бозумбаев также отметил, что «площадка под строительство Балхашской ТЭС имеет очень выгодное расположение». «В этом районе проходит железная дорога Астана – Чу и автомобильная дорога Астана – Алматы, площадка была частично освоена в 1980–1990 гг. под планируемое строительство Южно-Казахстанской ГРЭС», – пояснил он.

По словам главы холдинга «Самрук», в качестве топлива Балхашской ТЭС предполагается использовать уголь. «При выборе угля были рассмотрены действующие и перспективные угольные месторождения, проведен сравнительный анализ их запасов и экономическая оценка, в результате был выбран экибастузский уголь», – пояснил он.

К. Бозумбаев отметил, что были проведены предварительные переговоры с потенциальными подрядчиками, в числе которых компании из США, Турции, Греции и Кореи. «Все компании проявили большой интерес к участию в реализации данного проекта», – сказал он.

По его словам, предполагается, что государственная доля в этом проекте может составлять от 25 до 50 %. «Это может составить сумму до \$ 1 млрд 125 млн, при этом уровень отпускной средневзвешенной цены на станции составит порядка 8 тенге за кВт·ч», – сказал К. Бозумбаев.

По словам главы холдинга, строительство третьего блока Экибастузской ГРЭС запланировано на 2008–2012 гг., оценочная стоимость – \$ 602 млн, срок окупаемости – 13 лет.

Срок строительства Мойнакской ГЭС – 2006–2011 гг., мощность – 300 МВт, объем инвестиций – \$ 340 млн, срок окупаемости – 25 лет.

*Kazakhstan today. 04.03.2008*

**Агентство по регулированию естественных монополий Республики Казахстан предлагает Правительству включить в государственный реестр монополистов ряд новых энергопредприятий**

АРЕМ предлагает включить в государственный реестр монополистов ряд энергогенерирующих предприятий севера и юга Республики. Об этом в ходе заседания Правительства сообщил председатель Агентства Нурлан Алдабергенов.



де в систему магистральных трубопроводов. Таким образом налоговая база может быть необоснованно уменьшена на величину потерь, понесенных от УПН до нефтепровода (в частности в резервуарах для хранения нефти).

### Методы определения количества добытого полезного ископаемого

Говоря об определении количества добытого полезного ископаемого, необходимо также затронуть вопрос о методах его определения.

Применение прямого метода обусловлено возможностью осуществлять измерение количества добытого полезного ископаемого (нефти, содержащей балласт) при помощи соответствующих устройств. При косвенном методе такая возможность отсутствует, и количество определяется по данным о содержании нефти в извлекаемом минеральном сырье. Так, количество сырой (не прошедшей подготовку) нефти, реализуемой или используемой на собственные нужды, можно определить только косвенным методом.

Требование статьи 339 НК РФ о необходимости утверждения применяемого метода в учетной политике организации для целей налогообложения вызывает некоторое недоумение. Вообще, как установлено статьей 11 НК РФ, учетная политика для целей налогообложения — это *выбранная* налогоплательщиком совокупность допускаемых НК РФ способов (методов) определения доходов и (или) расходов, их признания, оценки и распределения, а также учета иных необходимых для целей налогообложения показателей финансово-хозяйственной деятельности налогоплательщика. Приведенное определение говорит о возможности выбора налогоплательщиком того или иного способа учета. Однако согласно статье 339 НК РФ в случае с методом определения количества добытого полезного ископаемого у налогоплательщика выбора не имеется. Метод определяется только технологией добычи. Соответственно нельзя по своему усмотрению применять косвенный метод вместо прямого или наоборот. А значит, утверждение метода определения количества добытого

полезного ископаемого в учетной политике не имеет никакого юридического значения.

Как показывает практика, в учетной политике зачастую может ошибочно отражаться косвенный метод, в результате чего налоговые органы (без изучения технологической схемы разработки месторождения, свидетельствующей о наличии прямого метода) принимают решения о доначислении НДС по полной ставке в отношении нормативных потерь. Однако такие решения представляются неверными как минимум на основании того, что учетная политика не входит в систему законодательства о налогах и сборах.

При квалификации применяемого метода определения количества может возникнуть заблуждение в связи с используемой в отрасли терминологией.

Последствием отсутствия замеров станет невозможность определения потерь в принципе, что означает выведение из-под налогообложения по полной ставке возможных сверхнормативных потерь.

Например, известны случаи доначисления НДС в отношении нормативных потерь на основании того,

что косвенный метод динамических измерений (метод, установленный ГОСТ Р 8 595-2004 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений») признавался налоговыми органами косвенным методом определения количества добытого полезного ископаемого. Однако само название метода уже говорит об измерении количества добытого полезного ископаемого<sup>1</sup>, что является признаком прямого метода определения количества. Слово же «косвенный» употреблено применительно к методу измерения в значении, определенном ГОСТ (и означает определение массы на основе плотности и измеренного объема), а не НК РФ.

*Вопрос о влиянии косвенного метода определения количества на применение налоговой ставки 0 % в части нормативных потерь также требует рассмотрения.*

Согласно подпункту 1 пункта 1 статьи 342 НК РФ нормативными потерями признаются фактические потери полезных ископаемых в пределах утвержденных нормативов потерь. Фактические потери, как установлено пунктом 3 статьи 339 НК РФ, учитываются при прямом методе определения количества.

*Возможно ли определение фактических потерь при косвенном методе?* Как представляется, при разработке главы 26 НК РФ предполагалось, что случаи применения косвенного метода определения количества будут ограничены реализацией минерального сырья непосредственно после его извлечения, т.е. без подготовки. При такой ситуации потери возникнуть не могут, поэтому можно предполо-

<sup>1</sup> Согласно пункту 5.7.5 ГОСТ Р 8.595-2004 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» установленными ГОСТ методами измеряется именно масса брутто нефти. Для получения массы нетто из полученного значения вычитают балласт, определяемый с использованием данных о содержании воды, солей и механических примесей (показатели содержания согласно ГОСТ возможно также определять по результатам измерений).



жить, что специальная норма об их исчислении отсутствует.

Однако минеральное сырье перед реализацией может быть подвергнуто предварительной подготовке (например, это может быть отделение части воды или сепарация газа на дожимной насосной станции). В данном случае потери нефти возникнут. Будут ли они учтены при том, что специальная норма на этот счет отсутствует? Ответ можно получить из пункта 2 статьи 339 НК РФ, в котором определен косвенный метод как метод, при котором количество определяется по данным о содержании добытого полезного ископаемого *в извлекаемом из недр минеральном сырье* (а, например, не в реализованном минеральном сырье). Извлекаемое из недр минеральное сырье — это минеральное сырье, количество которого должно быть определено до источника образования потерь.

Таким образом, при косвенном методе определяется количество добытого полезного ископаемого, уже включающее в себя фактические потери, которые будут впоследствии понесены, в связи с чем какого-либо положения, аналогичного тому, которое установлено в отношении прямого метода (о том, что количество определяется с учетом фактических потерь), не требуется.

Определение размера фактических потерь при косвенном методе следует производить в соответствии с абзацем вторым пункта 3 статьи 339 НК РФ. Несмотря на то, что первый абзац данного пункта устанавливает необходимость учета фактических потерь *при прямом методе*, нигде не указано, что изложенная далее методика определения фактических потерь действует исключительно при прямом методе. Как представляется, она применима для целей всей главы 26 НК РФ.

Таким образом, применение налоговой ставки 0 % в части нормативных потерь при косвенном методе определения количества добытого полезного ископаемого представляется правомерным.

Следует обратить внимание, что при данных рассуждениях не использовались положения пункта 8 статьи 339 НК РФ, который гласит, что при косвенном методе количество добытого полезного ископаемого следует определять на момент реализации (использования) на собственные нужды минерального сырья, т.е. *после образования потерь*. Это объясняется тем, что указанный пункт касается тех случаев, когда предусмотренный комплекс технологических операций не завершен. Описанная же ранее ситуация не предполагает возможности продолжать подготовку нефти.

Возникают вопросы применения методов определения количества добытого полезного ископаемого в свете состоявшихся *изменений в законодательстве*.

«По результатам анализа рынка производства и реализации электроэнергии выявлены субъекты-доминанты, ранее не включенные в государственный реестр», — сказал Н. Алдабергенов.

По его словам, речь идет об Экибастузской ГРЭС-1, доля доминирования которой по Астане составляет 16 %, по Акмолинской области — 28 %, по Карагандинской области — 20 %, по Костанайской — 16 %.

«Аксульская ГРЭС по Акмолинской области занимает 36 % рынка, по Костанайской — 43 %, еще 26 % рынка Костанайской области занимает Экибастузская ГРЭС-2», — продолжил глава АРЕМ. По его сведениям, Жамбылская ГРЭС также занимает доминирующее положение в двух регионах страны: по ЮКО (42 %) и в Жамбылской области (18 %). «Данные предприятия подлежат включению в реестр монополистов», — считает Н. Алдабергенов.

В свою очередь, председатель Агентства Республики Казахстан по защите конкуренции Мажит Есенбаев заявил, что «эти предприятия будут изучаться и, если их доминирующее положение подтвердится, мы будем включать их в реестр». «Но здесь возникает вопрос: что делать после включения их в этот реестр», — заметил он.

М. Есенбаев пояснил, что на сегодняшний день в Казахстане не создана нормативная база, позволяющая выявлять доминантов без участия трейдеров. «И если они начнут в суде оспаривать свое включение в реестр — а они однозначно будут его оспаривать, — то во многих случаях они будут правы», — считает глава Агентства.

Кроме того, он напомнил, что включение субъектов энергорынка в реестр монополистов определяет их обязательства по согласованию цены на свою продукцию. «Но в то же время, если они не будут придерживаться (установленных для них тарифов — Прим. Агентства), то никакой ответственности они не несут. То есть их нахождение в этом реестре не означает автоматически, что они с нами будут согласовывать свои цены», — пояснил глава Агентства.

«Мы можем их наказать только в случае установления монопольно высокой цены, но опять-таки на сегодня нормальных аргументов по ее установлению тоже нет», — заключил М. Есенбаев.

Gazeta.kz. 11.03.2008

#### **Агентство по регулированию естественных монополий Республики Казахстан выявило завышение тарифов на электроэнергию со стороны ряда энергогенерирующих предприятий**

Агентство выявило применение завышенных тарифов на электрическую энергию со стороны ряда энергогенерирующих предприятий. Об этом 11 марта в ходе заседания Правительства сообщил председатель АРЕМ Нурлан Алдабергенов.



В соответствии с внесенными в главу 26 НК РФ дополнениями в качестве одного из условий применения налоговой ставки 0 % (по «новым» участкам недр и сверхвязкой нефти) и понижающего коэффициента  $K_v$  установлено применение прямого метода учета добытой нефти на участке недр. Как правило (и это касается в основном выработанных месторождений), при подготовке нефти нефтяными компаниями используется одна установка на несколько участков недр. В связи с этим поднимается вопрос, справедливо ли в таком случае говорить о применении прямого учета добытой нефти на каждом участке недр.

Количество добытой нефти, относящейся к конкретному участку недр, определяется исходя из общего количества подготовленной нефти пропорционально количеству нефти, поступившей на УПН с конкретного участка недр, в общем количестве нефти, поступившей на УПН.

Если подходить буквально, то для применения коэффициента  $K_v$  требуется наличие воз-

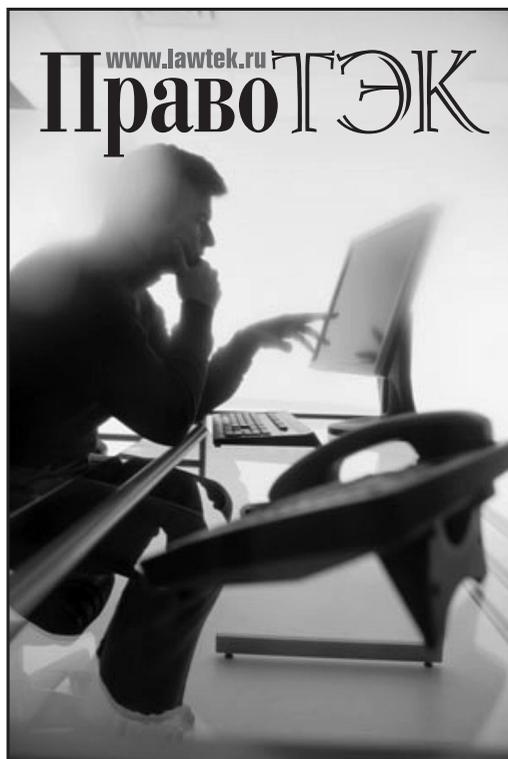
можности осуществлять измерение количества нефти, добытой на соответствующем участке недр. Соответственно при совместной подготовке нефти, поступившей с разных участков недр, такое измерение производиться не может.

Если же исходить из того, что причина введения условия прямого метода — обеспечение возможности эффективного администри-

рования НДС налоговыми органами, то речь должна идти о раздельном учете нефти, а не о прямом методе, который не име-

Нельзя по своему усмотрению применять косвенный метод вместо прямого или наоборот. А значит, утверждение метода определения количества добытого полезного ископаемого в учетной политике не имеет никакого юридического значения.

ет никаких преимуществ перед косвенным на участке недр. Причем следует обратить внимание, что в рассматриваемом случае в законодательстве речь идет именно о методе учета количества добытой нефти, а не о методе определения ее количества. Смысл такой замены слов может означать, что в целях налогообложения требуется не раздельная подготовка нефти, а именно раздельный учет (т. е. отражение в документах соответствующего количества), источником которого могут быть и вышеприведенные расчеты.



"PravoTЭК" — это независимый информационно-аналитический ресурс, специализирующийся на предоставлении и освещении актуальной информации о правовых процессах в области недропользования, экологии и энергетики России и других стран СНГ.

Это удобный рабочий инструмент для юристов, правоведов, аналитиков и бизнес-консультантов, чья профессиональная деятельность в большой степени связана с информационной составляющей.

**Базовыми рубриками портала "PravoTЭК" являются:**

**Новости:** отраслевые, правовые, судебные.

**Анализ и комментарии:** статьи, интервью, выступления.

**Практика:** судебная, налоговая, а также практика министерств и ведомств.

**Законодательство:** мониторинг, законопроекты, нормативные и правовые акты.

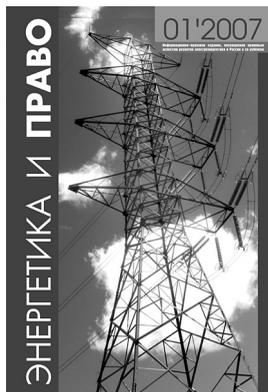
**Календарь:** выставки, конференции, семинары, круглые столы.

**Досье:** назначений, персоналий, проектов, событий.

Подпишитесь на **бесплатную новостную ленту** и Вы будете всегда в курсе самых важных событий отрасли!

[www.lawtek.ru](http://www.lawtek.ru) - [www.lawtek.ru](http://www.lawtek.ru) - [www.lawtek.ru](http://www.lawtek.ru)

## новое издание



### Журнал «Энергетика и Право»

Выходит с 2007 г.

Периодичность выхода:  
1 номер в полугодие

Формат: А4

Объем издания: 64 стр.

Журнал полностью посвящен правовым аспектам развития электроэнергетики в России и за рубежом: правовые и судебные новости, назначения, реформа, деятельность Минпромэнерго, ФСТ и ФАС России, договорное регулирование, тарифы, налоги, арбитражная практика по энергетическим спорам.

Значительное внимание будет уделяться теме реформирования электроэнергетики в России.

В журнале будут публиковаться материалы, подготовленные ведущими специалистами отрасли, которые непосредственно заняты разработкой правовой базы развития электроэнергетики, а также специалистами-практиками, которые раскроют «секреты» практической реализации реформ и особенностями деятельности компаний в современном правовом поле энергетического комплекса.

#### Журнал распространяется по подписке.

Подписку можно оформить:

в отделениях связи

- каталог «Газеты. Журналы» агентства Роспечать – индекс 20842;
- объединенный каталог «Пресса России» – индекс 18585;

а также в редакции, направив заявку в произвольной форме по факсу (495) 235-23-61 или по e-mail: [order@oilgaslaw.ru](mailto:order@oilgaslaw.ru).

Дополнительную информацию всегда можно получить у менеджеров по тел.: (495) 235-47-88; (495) 235-25-49.

<http://www.oilgaslaw.ru/>

## СОБЫТИЯ Электроэнергетика

«Агентством было проверено тарифообразование у 15 станций с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, в результате которых выявлено применение завышенных уровней цен на электроэнергию», – сказал Н. Алдабергенов.

В частности, по словам главы АРЕМ, речь идет о тарифах, применяемых МАЭК «Казатомпром», «Кызылорда Теплоэлектроцентр» (ТЭЦ-6) и «Астана-Энергия». «Тариф на производство электроэнергии, применяемый МАЭК «Казатомпром», составляет 5,2 тенге за кВт, однако, по результатам нашей проверки, его обоснованный затратами уровень на 50 тын за кВт ниже действующего и составляет 4,7 тенге за кВт», – пояснил Н. Алдабергенов.

По его словам, аналогичная ситуация сложилась на предприятии «Кызылорда Теплоэлектроцентр», где действующий тариф составляет 3,2 тенге за кВт, обоснованный же – 2,7 тенге за кВт. «Отклонение действующего и обоснованного тарифа на предприятии «Астана-Энергия» составляет 40 тын за кВт: при тарифе, утвержденном в размере 2,1 тенге, фактически он складывается на уровне 1,7 тенге», – отметил он.

«Материалы этих проверок переданы в Агентство Республики Казахстан по защите конкуренции для принятия мер реагирования на выявленные нарушения», – подчеркнул Н. Алдабергенов.

Кроме того, глава АРЕМ считает, что исключение посредников (трейдеров) из схемы доставки электроэнергии от производителя до энергоснабжающей организации позволит зафиксировать рост цен на электроэнергию в текущем году на уровне 15,5%. «Доля надбавки трейдеров к стоимости электроэнергии со станции составляет от 0,2 до 2,2 тенге за кВт», – заметил он.

«Кроме того, одним из дополнительных источников финансирования развития электросетей является плата за присоединение дополнительных мощностей. Необходимо отметить, что доля средств за присоединение дополнительных мощностей у отдельных предприятий сопоставима с уровнем годового тарифного дохода, к примеру в АО «АПК» это почти 7 млрд тенге в год», – продолжил Н. Алдабергенов. «По сути, это источник альтернативы повышению тарифов для потребителей», – считает глава АРЕМ.

«Необходимым условием для утверждения платы за присоединение дополнительных мощностей является наличие плана развития электрических сетей. На сегодня в семи регионах республики (Алматы, Атырауская, Актюбинская, Акмолинская, Мангистауская, Карагандинская и Западно-Казахстанская области) такие планы утверждены. Утверждены, соответственно, и размеры платы за присоединяемую мощность», – сказал председатель АРЕМ.

«Однако в остальных регионах из-за отсутствия планов развития электрических сетей не установлена и плата за присоединяемую мощность, а планы развития тепловых сетей в регионах вообще отсутствуют», – заключил Н. Алдабергенов.