

Статья 1

Внести в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, № 32, ст. 3340; 2001, № 33, ст. 3429; 2002, № 1, ст. 4; № 22, ст. 2026; 2003, № 23, ст. 2174; № 28, ст. 2886; 2004, № 27, ст. 2711; № 34, ст. 3517; 2005, № 30, ст. 3118; 2006, № 31, ст. 3436, 3450; 2007, № 1, ст. 31; № 46, ст. 5557; № 49, ст. 6045; 2008, № 30, ст. 3614; 2010, № 31, ст. 4198; № 48, ст. 6248; 2011, № 1, ст. 37; № 23, ст. 3265; № 30, ст. 4575, 4596, 4606; № 49, ст. 7016; 2012, № 49, ст. 6749; № 53, ст. 7603; 2013, № 27, ст. 3444; № 30, ст. 4046) следующие изменения:

1) в пункте 2 статьи 342:

а) в подпункте 9 слова "470 рублей за 1 тонну добытой нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной." заменить словами "493 рубля (на период с 1 января по 31 декабря 2014 года включительно), 530 рублей (на период с 1 января по 31 декабря 2015 года включительно), 559 рублей (на период с 1 января 2016 года) за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной.";

б) подпункты 10 и 11 изложить в следующей редакции:

"10) 42 рубля за 1 тонну добытого газового конденсата из всех видов месторождений углеводородного сырья. При этом указанная налоговая ставка умножается на базовое значение единицы условного топлива (Е_{ут}) и на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья (К_с), определяемые в соответствии со статьей 342 4 настоящего Кодекса. Налоговая ставка, исчисленная в соответствии с настоящим подпунктом, округляется до полного рубля в соответствии с действующим порядком округления;

11) 35 рублей за 1 000 кубических метров газа при добыче газа горючего природного из всех видов месторождений углеводородного сырья. При этом указанная налоговая ставка умножается на базовое значение единицы условного топлива (Е_{ут}) и на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья (К_с), определяемые в соответствии со статьей 342 4 настоящего Кодекса. Полученное произведение суммируется со значением показателя, характеризующего расходы на транспортировку газа горючего природного (Т_г), определяемым в соответствии со статьей 342 4 настоящего Кодекса. Если полученная сумма оказалась меньше 0, значение налоговой ставки принимается равным 0. Налоговая ставка, исчисленная в соответствии с настоящим подпунктом, округляется до полного рубля в соответствии с действующим порядком округления;"

2) абзац первый пункта 3 статьи 342 2 после слов "залежи углеводородного сырья" дополнить словами "(за исключением углеводородного сырья, указанного в статье 342 4 настоящего Кодекса)";

3) дополнить статьей 342 4 следующего содержания:

"Статья 342 4. Порядок расчета базового значения единицы условного топлива (Е_{ут}), коэффициента, характеризующего степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья (К_с), и показателя, характеризующего расходы на транспортировку газа горючего природного (Т_г)

1. Базовое значение единицы условного топлива (Е_{ут}) рассчитывается налогоплательщиком самостоятельно при добыче газа горючего природного (за исключением попутного газа) и (или) газового конденсата для участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья, по следующей формуле:

,

где Ц_г - цена газа горючего природного, определяемая в целях настоящей статьи в соответствии с

пунктом 4 настоящей статьи;

Д г - коэффициент, характеризующий долю добытого газа горючего природного (за исключением попутного газа) в общем количестве газа горючего природного (за исключением попутного газа) и газового конденсата, добытых в истекшем налоговом периоде на участке недр, содержащем залежь углеводородного сырья, определяемый в соответствии с пунктом 3 настоящей статьи;

Ц к - цена газового конденсата, определяемая в целях настоящей статьи в соответствии с пунктом 2 настоящей статьи.

2. Цена газового конденсата (Ц к) рассчитывается в целях настоящей статьи по следующей формуле:

$$Ц к = (Ц \times 8 - П н) \times Р,$$

где Ц - средняя за истекший налоговый период цена нефти сорта "Юралс" за баррель, выраженная в долларах США, определяемая в порядке, установленном пунктом 3 статьи 342 настоящего Кодекса;

П н - ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую (код единой Товарной номенклатуры внешнеэкономической деятельности Таможенного союза (ТН ВЭД ТС) 2709 00), которая была установлена для истекшего налогового периода;

Р - среднее за истекший налоговый период значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, определяемое в порядке, установленном пунктом 3 статьи 342 настоящего Кодекса.

Рассчитанная в порядке, определенном настоящим пунктом, средняя за истекший налоговый период цена газового конденсата (Ц к) округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

3. Коэффициент, характеризующий долю добытого газа горючего природного (за исключением попутного газа) в общем количестве газа горючего природного (за исключением попутного газа) и газового конденсата, добытых в истекшем налоговом периоде на участке недр, содержащем залежь углеводородного сырья (Д г), рассчитывается по следующей формуле:

,

где Г о - количество добытого за истекший налоговый период на участке недр газа горючего природного (за исключением попутного газа), выраженное в тысячах кубических метров;

К о - количество добытого за истекший налоговый период на участке недр газового конденсата, выраженное в тоннах.

Рассчитанный в порядке, определенном настоящим пунктом, коэффициент Д г округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

4. Цена газа горючего природного (Ц г) рассчитывается в целях настоящей статьи по следующей формуле:

$$Ц г = Ц в \times О в + Ц э \times (1 - О в),$$

где Ц в - средняя оптовая цена на газ, поставляемый потребителям Российской Федерации (кроме населения), определяемая как произведение средней по Единой системе газоснабжения расчетной цены на газ, обеспечивающей равную доходность поставок газа потребителям Российской Федерации и потребителям, находящимся за пределами территорий государств - участников

Содружества Независимых Государств, рассчитанной для истекшего налогового периода, и

понижающего коэффициента, действовавшего в истекшем налоговом периоде, обеспечивающего соответствие изменения роста цен на газ средним параметрам ежегодного изменения цен на газ, поставляемый потребителям Российской Федерации (кроме населения). Размер указанного

понижающего коэффициента и порядок расчета средней по Единой системе газоснабжения

расчетной цены на газ, обеспечивающей равную доходность поставок газа потребителям Российской Федерации и потребителям, находящимся за пределами территорий государств - участников

Содружества Независимых Государств, устанавливаются и доводятся через официальные источники информации уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов;

О в - коэффициент, характеризующий долю реализации газа потребителям Российской Федерации в общем объеме реализованного организацией газа, определяемый в порядке, установленном пунктом 5 настоящей статьи;

Ц э - расчетная цена газа горючего природного при поставках за пределы территорий государств - участников Содружества Независимых Государств, рассчитываемая по следующей формуле:

где Ц дз - расчетная цена реализации газа за пределы территорий государств - участников Содружества Независимых Государств. Указанная цена устанавливается и доводится через официальные источники информации уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов;

С тп - ставка вывозной таможенной пошлины на газ горючий природный, выраженная в процентах, которая была установлена для истекшего налогового периода;

Р дз - расходы на транспортировку и хранение газа при его реализации за пределы территорий государств - участников Содружества Независимых Государств, выраженные в рублях за 1 000 кубических метров газа. Величина указанных расходов (Р дз) устанавливается и доводится через официальные источники информации уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

Рассчитанная в порядке, определенном настоящим пунктом, цена газа горючего природного (Ц г) округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

5. Коэффициент, характеризующий долю реализации газа потребителям Российской Федерации в общем объеме реализованного организацией газа (О в), устанавливается равным:

1) 0,64 - для налогоплательщиков, являющихся в течение всего налогового периода организациями - собственниками объектов Единой системы газоснабжения и (или) организациями, в которых непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет более 50 процентов, за исключением следующих налогоплательщиков:

налогоплательщиков - организаций, в которых одним из участников с долей не менее 50 процентов является российская организация, в которой непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет менее 10 процентов;

налогоплательщиков, для которых рассчитываемый по итогам налогового периода коэффициент, характеризующий долю добытого газа горючего природного (за исключением попутного газа) в суммарном объеме добытого углеводородного сырья (К гпн), составляет менее 0,35. Значение коэффициента К гпн определяется в соответствии с пунктом 6 настоящей статьи;

2) 1 - для налогоплательщиков, не указанных в подпункте 1 настоящего пункта.

6. Значение коэффициента К гпн , указанного в пункте 5 настоящей статьи, определяется налогоплательщиком самостоятельно по следующей формуле:

где Г со - количество добытого газа горючего природного (за исключением попутного газа), выраженное в тысячах кубических метров;

Г п - количество добытого попутного газа, выраженное в тысячах кубических метров;

Н о - количество добытой нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной, выраженное в тоннах;

К со - количество добытого газового конденсата, выраженное в тоннах.

Показатели Г со , Г п , Н о , К со определяются за истекший налоговый период применительно к добыче на всех участках недр, находящихся в пользовании налогоплательщика.

7. Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья (К с), принимается равным минимальному

значению из значений коэффициентов $K_{вг}$, $K_{р}$, $K_{гз}$, $K_{ас}$, $K_{орз}$, рассчитываемых для указанной залежи углеводородного сырья в порядке, установленном пунктами 8 - 12 настоящей статьи.

Рассчитанный в порядке, определенном настоящим пунктом, коэффициент $K_{с}$ округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

8. Коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов газа конкретного участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья ($K_{вг}$), определяется налогоплательщиком в порядке, установленном настоящим пунктом.

В случае, если степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр ($C_{вг}$) больше 0,7 и меньше или равна 0,9, коэффициент $K_{вг}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{вг} = 2,75 - 2,5 \times C_{вг},$$

В случае, если степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр ($C_{вг}$) больше 0,9, коэффициент $K_{вг}$ принимается равным 0,5.

В случае, если степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр ($C_{вг}$) меньше или равна 0,7, коэффициент $K_{вг}$ принимается равным 1.

9. Коэффициент, характеризующий географическое расположение участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья ($K_{р}$), определяется налогоплательщиком в порядке, установленном настоящим пунктом.

В случае, если участок недр, содержащий залежь углеводородного сырья, расположен полностью или частично на полуострове Ямал и (или) Гыданском полуострове в Ямало-Ненецком автономном округе, на период с 1 января 2014 года и до истечения ста сорока четырех налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр ($C_{св}$) впервые превысила 1 процент (но не ранее 1 января 2014 года), коэффициент $K_{р}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$K = 0,066 \times n + 0,144, \text{ р}$$

где n - порядковый номер года, определяемый в целях настоящего пункта как разность между годом налогового периода и годом, в котором степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр ($C_{вг}$) впервые превысила 1 процент (но не ранее 1 января 2014 года), увеличенная на 1.

В случае, если в налоговом периоде степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр ($C_{вг}$) составляет менее 1 процента, порядковый номер года (n) принимается равным 1.

По истечении ста сорока четырех налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр ($C_{вг}$) впервые превысила 1 процент (но не ранее 1 января 2014 года), коэффициент $K_{р}$ принимается равным 1.

В случае, если участок недр, содержащий залежь углеводородного сырья, расположен полностью или частично на территории Астраханской области, коэффициент $K_{р}$ принимается равным 0,73.

В случае, если участок недр, содержащий залежь углеводородного сырья, расположен полностью или частично на территории Иркутской области, Красноярского края или Дальневосточного федерального округа либо в Охотском море, на период с 1 июля 2014 года по 31 декабря 2033 года коэффициент $K_{р}$ принимается равным 0,1. Начиная с 1 января 2034 года для указанных участков недр коэффициент $K_{р}$ принимается равным 1.

При добыче газа горючего природного на участке недр, расположенном на территориях, не указанных в настоящем пункте, коэффициент $K_{р}$ принимается равным 1.

10. Коэффициент, характеризующий глубину залегания залежи углеводородного сырья ($K_{гз}$), принимается равным одному из следующих значений:

в случае, если минимальная глубина залегания залежи углеводородного сырья меньше или равна 1

700 метрам, коэффициент $K_{гз}$ принимается равным 1;

в случае, если минимальная глубина залегания залежи углеводородного сырья больше 1 700 метров и меньше или равна 3 300 метрам, коэффициент $K_{гз}$ принимается равным 0,64;

в случае, если минимальная глубина залегания залежи углеводородного сырья больше 3 300 метров, коэффициент $K_{гз}$ принимается равным 0,5.

Минимальная глубина залегания залежи углеводородного сырья определяется налогоплательщиком самостоятельно по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января года, предшествующего году налогового периода.

При этом для залежей углеводородного сырья участков недр, расположенных на территориях, перечисленных в абзацах втором - восьмом пункта 9 настоящей статьи, коэффициент характеризующий глубину залегания залежи углеводородного сырья ($K_{гз}$), принимается равным 1.

11. Коэффициент, характеризующий принадлежность участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья, к региональной системе газоснабжения ($K_{ас}$), определяется налогоплательщиком в порядке, установленном настоящим пунктом.

В случае, если участок недр, содержащий залежь углеводородного сырья, является ресурсной базой исключительно для региональной системы газоснабжения, коэффициент $K_{ас}$ принимается равным 0,1.

В случаях, не указанных в абзаце втором настоящего пункта, коэффициент $K_{ас}$ принимается равным 1.

12. Коэффициент, характеризующий особенности разработки отдельных залежей участка недр ($K_{орз}$), определяется налогоплательщиком в порядке, установленном настоящим пунктом.

В случае, если добыча газа горючего природного осуществляется из залежи углеводородного сырья, отнесенной к туронским продуктивным отложениям по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, на период с 1 января 2014 года и до истечения ста восьмидесяти налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов газа горючего природного залежи углеводородного сырья впервые превысила 1 процент, коэффициент $K_{орз}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{орз} = 0,053 \times n + 0,157,$$

где n - порядковый номер года, определяемый в целях настоящего пункта как разность между годом налогового периода и годом, в котором степень выработанности запасов газа горючего природного залежи углеводородного сырья впервые превысила 1 процент, увеличенная на 1.

В случае, если в налоговом периоде степень выработанности запасов газа горючего природного залежи углеводородного сырья составляет менее 1 процента, порядковый номер года (n) принимается равным 1.

По истечении ста восьмидесяти налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов газа горючего природного залежи углеводородного сырья впервые превысила 1 процент, коэффициент $K_{орз}$ принимается равным 1.

Для целей настоящего пункта степень выработанности запасов газа горючего природного залежи углеводородного сырья рассчитывается налогоплательщиком самостоятельно по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января года, предшествующего году налогового периода, как частное от деления суммы накопленной добычи газа горючего природного (за исключением попутного газа) из залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) на начальные запасы газа горючего природного (за исключением попутного газа), определяемые как сумма начальных запасов газа горючего природного (за исключением попутного газа) категорий А, В, С1 и С2 и накопленной добычи с начала разработки залежи углеводородного сырья.

13. Для целей настоящей статьи степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр ($C_{вг}$) рассчитывается налогоплательщиком самостоятельно по данным

государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января года, предшествующего году налогового периода, как частное от деления суммы накопленной добычи газа горючего природного (за исключением попутного газа) на данном участке недр (включая потери при добыче) на начальные запасы газа горючего природного (за исключением попутного газа), определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 и накопленной добычи с начала разработки участка недр.

14. Показатель, характеризующий расходы на транспортировку газа горючего природного (Т г), определяется налогоплательщиком ежегодно начиная с 1 января 2015 года и действует в течение двенадцати налоговых периодов, начинающихся с 1 января соответствующего года. На период до 1 января 2015 года показатель Т г принимается равным 0.

Показатель Т г рассчитывается по следующей формуле:

где Т р - разница между средним фактическим значением тарифа на услуги по транспортировке газа горючего природного по магистральным газопроводам, являющимся частью Единой системы газоснабжения, в пределах территории Российской Федерации в году, предшествующем году налогового периода, определяемым как среднее арифметическое фактических значений тарифов на услуги по транспортировке газа горючего природного по магистральным газопроводам, являющимся частью Единой системы газоснабжения, в пределах территории Российской Федерации, действовавших в каждом месяце года, предшествующего году налогового периода, и расчетным значением тарифа на услуги по транспортировке газа горючего природного для года, предшествующего году налогового периода, определяемым как произведение среднего фактического значения тарифа на услуги по транспортировке газа горючего природного по магистральным газопроводам, являющимся частью Единой системы газоснабжения, в пределах территории Российской Федерации в 2013 году и коэффициента, учитывающего изменение потребительских цен на товары (работы, услуги) в Российской Федерации начиная с 2013 года. Коэффициент, учитывающий изменение потребительских цен на товары (работы, услуги) в Российской Федерации начиная с 2013 года, определяется как отношение коэффициента-дефлятора, установленного для года, предшествующего году налогового периода, к коэффициенту-дефлятору, установленному для 2013 года.

Показатель Т р доводится через официальные источники информации уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

При отсутствии указанной информации в официальных источниках показатель Т р рассчитывается налогоплательщиком самостоятельно.

Если значение показателя Т р, определенное в соответствии с настоящим пунктом, составляет менее 0, то показатель Т р принимается равным 0;

Р г - среднее расстояние транспортировки газа горючего природного по магистральным газопроводам, являющимся частью Единой системы газоснабжения, выраженное в километрах, в пределах территории Российской Федерации организациями, не являющимися собственниками объектов Единой системы газоснабжения и (или) организациями, в которых непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет более 50 процентов за 12 месяцев, предшествующих 1 октября года, предшествующего году налогового периода.

Показатель Р г определяется и доводится через официальные источники информации уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов. При отсутствии указанной информации в официальных источниках показатель Р г принимается равным 2 000;

О г - коэффициент, определяемый как отношение количества газа горючего природного (за исключением попутного газа), добытого организациями, являющимися собственниками объектов

Единой системы газоснабжения и (или) организациями, в которых непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет более 50 процентов (за исключением организаций, в которых одним из участников с долей не менее 50 процентов является российская организация, в которой непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет менее 10 процентов), за 12 месяцев, предшествующих 1 октября года, предшествующего году налогового периода, к количеству газа горючего природного (за исключением попутного газа), добытого иными налогоплательщиками за 12 месяцев, предшествующих 1 октября года, предшествующего году налогового периода.

Коэффициент $O_{г}$ определяется и доводится через официальные источники информации в порядке, устанавливаемом федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса.

При отсутствии указанной информации в официальных источниках коэффициент $O_{г}$ принимается равным 4.

Для налогоплательщиков, не являющихся в течение всего налогового периода организациями - собственниками объектов Единой системы газоснабжения и (или) организациями, в которых непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет более 50 процентов (за исключением организаций, в которых одним из участников с долей не менее 50 процентов является российская организация, в которой непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет менее 10 процентов), коэффициент $O_{г}$ принимается равным минус 1.

Для участка недр, являющегося ресурсной базой исключительно для региональной системы газоснабжения, показатель, характеризующий расходы на транспортировку газа горючего природного ($T_{г}$), принимается равным 0.";

4) пункт 1 статьи 345 1 дополнить подпунктами 9 и 10 следующего содержания:

"9) минимальную глубину залегания залежи углеводородного сырья;

10) сведения о накопленной добыче газа горючего природного (за исключением попутного газа), включая потери при добыче, и начальных запасах категорий А, В, С1 и С2 по каждому конкретному участку недр."