

О внесении изменений в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 13 ноября 2014 года № 121 "Об утверждении Правил определения цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства"

Приказ и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 31 июля 2018 года № 297.
Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 16 августа 2018 года № 17293

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 13 ноября 2014 года № 121 "Об утверждении Правил определения цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 9958, опубликован в информационно-правовой системе "Эділет" 23 января 2015 года) следующие изменения:

заголовок изложить в следующей редакции:

"Об утверждении Правил определения предельной цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства";

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Утвердить прилагаемые Правила определения предельной цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства.";

Правила определения цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства, утвержденные указанным приказом, изложить в новой редакции согласно приложению к настоящему приказу.

2. Департаменту развития газовой промышленности Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) в течение десяти календарных дней со дня государственной регистрации настоящего приказа направление его в Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения "Республиканский центр правовой информации

Министерства юстиции Республики Казахстан" для официального опубликования и включения в Эталонный контрольный банк нормативных правовых актов Республики Казахстан;

3) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан;

4) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Департамент юридической службы Министерства энергетики Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1), 2) и 3) настоящего пункта

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

*Исполняющий обязанности
Министра энергетики
Республики Казахстан*

М. Досмухамбетов

Приложение
к приказу И.о. Министра
энергетики Республики
Казахстан от
31 июля 2018 года № 297
Утверждены
приказом Министра энергетики
Республики Казахстан
от 13 ноября 2014 года № 121

Правила определения предельной цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства

1. Настоящие Правила определения предельной цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства (далее - Правила) разработаны в соответствии с Законом Республики Казахстан от 9 января 2012 года "О газе и газоснабжении" (далее - Закон).

2. Термины и понятия, используемые в настоящих Правилах, применяются в соответствии с Законом.

3. Предельная цена сырого газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства, определяется согласно приложению 1 к настоящим Правилам и включает:

1) расходы на добычу сырого газа, определяемые на основании производственной себестоимости добычи единицы объема сырого газа, рассчитываемой в соответствии с

международными стандартами финансовой отчетности и требованиями законодательства Республики Казахстан о бухгалтерском учете и финансовой отчетности;

2) расходы на транспортировку сырого газа до места его реализации национальному оператору;

3) уровень рентабельности в размере не более десяти процентов.

4. Предельная цена товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства, определяется согласно приложению 2 к настоящим Правилам и включает:

1) расходы на добычу сырого газа, определяемые на основании производственной себестоимости добычи единицы объема сырого газа, рассчитываемой в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности и требованиями законодательства Республики Казахстан о бухгалтерском учете и финансовой отчетности;

2) расходы на производство товарного газа из сырого газа;

3) расходы на транспортировку товарного газа до места его реализации национальному оператору;

4) уровень рентабельности в размере не более десяти процентов.

5. По новым месторождениям необходимые данные для расчета предельной цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором, следует принимать на основании прогнозных расчетов в Технико-экономическом обосновании проекта, прошедшем Государственную экспертизу.

6. Предельная цена сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства на планируемый период, не может превышать более чем на десять процентов цену сырого и товарного газа, приобретенного национальным оператором в предыдущем календарном году.

Приложение 1
к Правилам определения
предельной цены
сырого и товарного газа,
приобретаемого национальным
оператором в рамках
преимущественного права
государства

Определение предельной цены сырого газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства

В случае реализации сырого газа национальному оператору в рамках преимущественного права государства, его предельная цена рассчитывается недропользователем по формуле:

$$P_c = C_p + TC + R$$

где,

PC – предельная цена сырого газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства, в тенге за тысячу метров кубических;

Cp – производственная себестоимость добычи сырого газа в рамках контракта на недропользование, в тенге за тысячу метров кубических, которая рассчитывается за предыдущий календарный год по формуле:

$$C_p = \frac{C_f \times \frac{(G_p \times 0.857)}{O_p + (G_p \times 0.857)} \times r}{G_p}$$

где,

CF – производственная себестоимость добычи сырой нефти и сырого газа в рамках контракта на недропользование в предыдущем календарном году, определяемая на основе годовой финансовой отчетности недропользователя за заверченный финансовый год, подтвержденной аудиторскими отчетами, в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности и требованиями законодательства Республики Казахстан о бухгалтерском учете и финансовой отчетности, непосредственно связанная с извлечением полезных ископаемых из недр на поверхность и их первичной переработкой (обогащением), тенге;

Gp– объем добычи сырого газа в рамках контракта на недропользование в предыдущем календарном году, тысяч метров кубических;

Op – объем добычи сырой нефти в рамках контракта на недропользование в предыдущем календарном году, тонн;

0,857 – коэффициент перевода тысячи кубических метров сырого газа в тонны;

r – стоимостной коэффициент в диапазоне от 0 до 1, определяемый по формуле:

$$r = \frac{G_p \times AEP_g}{O_p \times AEP_o}$$

где,

Gp – объем добычи сырого газа в рамках контракта на недропользование в предыдущем календарном году, тысяч метров кубических;

Op – объем добычи сырой нефти в рамках контракта на недропользование в предыдущем календарном году, тонн;

АЕРG – средневзвешенная экспортная цена товарного газа на границе Республики Казахстан в предыдущем календарном году, рассчитываемая по данным таможенной статистики, публикуемым Комитетом по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан, за вычетом расходов по транспортировке товарного газа от недропользователя до границы Республики Казахстан, определяемых на основании тарифов, в тенге за тысячу метров кубических;

АЕРо – средневзвешенная экспортная цена сырой нефти на границе Республики Казахстан в предыдущем календарном году, рассчитываемая по данным таможенной статистики, публикуемым Комитетом по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан, за вычетом расходов по транспортировке сырой нефти от недропользователя до границы Республики Казахстан, определяемых на основании тарифов, в тенге за тонну;

*Примечание: в случае отсутствия добычи сырой нефти, стоимостной коэффициент r равен 1;

ТС – расходы на транспортировку сырого газа до планируемого места его реализации национальному оператору, определяемые на основании тарифов, в тенге за тысячу метров кубических;

R – рентабельность недропользователя при реализации сырого газа национальному оператору в размере N %, которая рассчитывается по формуле:

$$R = C_p \times N$$

где, N – значение, устанавливаемое недропользователем, но не более 10 процентов.

Приложение 2
к Правилам определения предельной
цены
сырого и товарного газа,
приобретаемого национальным
оператором в рамках
преимущественного права
государства

Определение предельной цены товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства

В случае реализации товарного газа национальному оператору в рамках преимущественного права государства, его предельная цена рассчитывается недропользователем по формуле:

$$P_c = C_p * r_1 + [C_{RE} + TC] \times r_2 + R$$

где,

P_c – предельная цена товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства, в тенге за тысячу метров кубических;

C_p – производственная себестоимость добычи сырого газа в рамках контракта на недропользование, в тенге за тысячу метров кубических, которая рассчитывается за предыдущий календарный год по формуле:

$$C_p = \frac{C_F \times \frac{(G_p \times 0.857)}{O_p + (G_p \times 0.857)}}{G_p}$$

где,

C_F – производственная себестоимость добычи сырой нефти и сырого газа в рамках контракта на недропользование в предыдущем календарном году, определяемая на основе годовой финансовой отчетности недропользователя за заверченный финансовый год, подтвержденной аудиторскими отчетами, в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности и требованиями законодательства Республики Казахстан о бухгалтерском учете и финансовой отчетности, непосредственно связанная с извлечением полезных ископаемых из недр на поверхность и их первичной переработкой (обогащением), тенге;

G_p – объем добычи сырого газа в рамках контракта на недропользование в предыдущем календарном году, тысяч метров кубических;

O_p – объем добычи сырой нефти в рамках контракта на недропользование в предыдущем календарном году, тонн;

0,857 – коэффициент перевода тысячи кубических метров сырого газа в тонны;

r_1 – стоимостной коэффициент в диапазоне от 0 до 1, определяемый по формуле:

$$r_1 = \frac{G_p \times AEP_G}{O_p \times AEP_O}$$

где,

G_p – объем добычи сырого газа в рамках контракта на недропользование в предыдущем календарном году, тысяч метров кубических;

O_p – объем добычи сырой нефти в рамках контракта на недропользование в предыдущем календарном году, тонн;

AEP_G – средневзвешенная экспортная цена товарного газа на границе Республики Казахстан в предыдущем календарном году, рассчитываемая по данным таможенной статистики, публикуемым Комитетом по статистике Министерства национальной

экономики Республики Казахстан, за вычетом расходов по транспортировке товарного газа от недропользователя до границы Республики Казахстан, определяемых на основании тарифов, тенге за тысячу метров кубических;

АЕРо – средневзвешенная экспортная цена сырой нефти на границе Республики Казахстан в предыдущем календарном году, рассчитываемая по данным таможенной статистики, публикуемым Комитетом по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан, за вычетом расходов по транспортировке сырой нефти от недропользователя до границы Республики Казахстан, определяемых на основании тарифов, тенге за тонну;

*Примечание: в случае отсутствия добычи сырой нефти, стоимостной коэффициент r_1 равен 1;

CRE – себестоимость производства товарного газа из добытого сырого газа в предыдущем календарном году, определяемая по следующей формуле

$$C_{RE} = C_{FG} \times \frac{Q_G}{Q_{CG}}$$

где,

CFG – общая себестоимость переработки сырого газа в предыдущем календарном году, определяемая на основе годовой финансовой отчетности недропользователя за заверченный финансовый год, подтвержденной аудиторскими отчетами, в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности и требованиями законодательства Республики Казахстан о бухгалтерском учете и финансовой отчетности, непосредственно связанная с переработкой сырого газа и не входящая в состав себестоимости добычи нефти и сырого газа, тенге за тысячу метров кубических;

QG – объем производства товарного газа, тысяч метров кубических;

QCG – объем сырого газа, направленного на переработку, тысяч метров кубических ;

ТС – расходы на транспортировку товарного газа до планируемого места его реализации национальному оператору, определяемые на основании тарифов, утвержденных уполномоченным органом, осуществляющим руководство в сферах естественных монополий и на регулируемых рынках, тенге за тысячу метров кубических;

r_2 – коэффициент, отражающий несколько показателей:

объем добычи газа;

качество товарного газа;

объем производства дополнительной продукции (сжиженного нефтяного газа) к объему добычи газа, который рассчитывается по формуле:

$$r_2 = r_{2.1} * r_{2.2} * r_{2.3}$$

где,

$r_{2.1}$ – коэффициент объема добычи газа в предыдущем календарном году, рассчитываемый в следующих диапазонах:

при объеме добычи газа до 1000 млн.м³ коэффициент равен 0,7;

при объеме добычи газа от 1000 млн.м³ до 2000 млн.м³ коэффициент равен 1;

при объеме добычи газа от 2000 млн.м³ до 3000 млн.м³ коэффициент равен 2;

при объеме добычи газа от 3000 млн.м³ до 4000 млн.м³ коэффициент равен 4,5;

при объеме добычи газа от 4000 млн.м³ коэффициент равен 5,7;

$r_{2.2}$ – коэффициент качества товарного газа, который рассчитывается по формуле:

$$r_{2.2} = r_{2.2.1} * r_{2.2.2} * r_{2.2.3} * r_{2.2.4} * r_{2.2.5} * r_{2.2.6} * r_{2.2.7} * r_{2.2.8}$$

где,

Основные показатели (нормируются СТ РК 1666-2007 "Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия"):

$r_{2.2.1}$ – коэффициент массы сероводорода, г/м³, рассчитываемый в следующих диапазонах:

при превышении нормы 0,007 коэффициент равен 0,7, в пределах нормы 0,007 коэффициент равен 1;

$r_{2.2.2}$ – коэффициент массы меркаптановой серы, г/м³, рассчитываемый в следующих диапазонах:

при превышении нормы 0,016 коэффициент равен 0,7, в пределах нормы 0,016 коэффициент равен 1;

$r_{2.2.3}$ – коэффициент точки росы по влаге, С, рассчитываемый в следующих диапазонах:

- для умеренного макроклиматического района в период с 1 мая по 30 сентября при превышении нормы минус 3 коэффициент равен 0,7, в пределах нормы минус 3 коэффициент равен 1;

- для умеренного макроклиматического района в период с 1 октября по 30 апреля при превышении нормы минус 5 коэффициент равен 0,7, в пределах нормы минус 5 коэффициент равен 1;

- для холодного макроклиматического района в период с 1 мая по 30 сентября при превышении нормы минус 10 коэффициент равен 0,7, в пределах нормы минус 10 коэффициент равен 1;

- для холодного макроклиматического района в период с 1 октября по 30 апреля при превышении нормы минус 20 коэффициент равен 0,7, в пределах нормы минус 20 коэффициент равен 1;

$r_{2.2.4}$ – коэффициент теплоты сгорания низшей, МДж/м³., рассчитываемый в следующих диапазонах:

при значении не менее 32,5 коэффициент равен 1, при значении менее 32,5 коэффициент равен 0,7;

Вспомогательные показатели:

r2.2.5 – коэффициент содержания метана, моль %, рассчитываемый в следующих диапазонах:

при менее 92 коэффициент равен 0,85, при выше 92 коэффициент равен 1;

r2.2.6 – коэффициент содержания этана, моль %, рассчитываемый в следующих диапазонах:

при превышении нормы 6 коэффициент равен 0,85, в пределах нормы 6 коэффициент равен 1;

r2.2.7 – коэффициент содержания пропана, моль %, рассчитываемый в следующих диапазонах:

при превышении нормы 3 коэффициент равен 0,85, в пределах нормы 3 коэффициент равен 1;

r2.2.8 – коэффициент содержания азота, моль %, рассчитываемый в следующих диапазонах:

при превышении нормы 2 коэффициент равен 0,85, в пределах нормы 2 коэффициент равен 1;

r2.3 – коэффициент по дополнительной продукции в предыдущем календарном году (соотношение дохода от реализации сжиженного газа к объему добычи газа), тенге за тысячу метров кубических, рассчитываемый в следующих диапазонах:

при значении больше 5 000 коэффициент равен 0,7, при значении меньше 5 000 коэффициент равен 1;

R – рентабельность недропользователя при реализации товарного газа национальному оператору в размере N %, которая рассчитывается по формуле:

$$R=(C_p+CRE)\times r_1 \times N$$

где,

N – значение, устанавливаемое недропользователем, но не более 10 процентов.