



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

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 12 апреля 2023 года № 141. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 13 апреля 2023 года № 32288

ПРИКАЗЫВАЮ:

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

заголовок изложить в новой редакции:

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

пункт 1 указанного приказа изложить в новой редакции:

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

в Правилах определения предельной цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства, утвержденных указанным приказом:

заголовок изложить в новой редакции:

"Правила определения 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 1 к настоящему приказу;

дополнить приложением 3 согласно приложению 2 к настоящему приказу.

2. Департаменту газа и нефтегазохимии Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

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

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

3) 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) и 2) 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.

*Министр энергетики
Республики Казахстан*

А. Саткалиев

Приложение 1 к приказу
Министр энергетики
Республики Казахстан
от 12 апреля 2023 года № 141
Утверждены приказом
Министра энергетики
Республики Казахстан
от 13 ноября 2014 года № 121

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

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

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

3. 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. 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.

4-1. В соответствии с пунктом 4-1 статьи 15 Закона цена товарного газа, производимого недропользователями, осуществляющими свою деятельность по контракту на недропользование, заключенному после 1 января 2023 года в отношении участка (участков) недр, на котором (которых) до указанной даты не осуществлялась добыча сырого газа в рамках иных контрактов (лицензий) на недропользование определяется согласно приложению 3 к настоящим Правилам с учетом сложности разработки месторождения углеводородов и переработки сырого газа, исходя из среднеарифметического значения предельных цен оптовой реализации товарного газа и экспортных цен товарного газа, за вычетом:

1) расходов на транспортировку товарного газа по системе магистральных газопроводов от предполагаемого места реализации товарного газа национальному оператору до границы Республики Казахстан;

2) расходов на транспортировку товарного газа от недропользователя до предполагаемого места реализации товарного газа национальному оператору;

3) нормы рентабельности национального оператора в размере до десяти процентов.

Порядок определения цены товарного газа, предусмотренный настоящим пунктом, также распространяется на объемы товарного газа, производимого недропользователями, осуществляющими свою деятельность по контракту (лицензии) на недропользование, заключенному (выданной) до 1 января 2023 года, превышающие среднеарифметическое значение годового объема реализации товарного газа таким недропользователем национальному оператору за пять последовательных календарных лет, предшествующих 2023 году.

5. В соответствии с пунктом 6 статьи 15 Закона, недропользователи, имеющие намерение произвести отчуждение сырого и (или) товарного газа, направляют на экспертизу в уполномоченный орган расчеты цены сырого и (или) товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права

государства, подтвержденные документально, в срок не позднее 1 января предстоящего года.

При этом по контрактам на недропользование, заключенным после 1 июля предыдущего года, в рамках которых в текущем календарном году планируется добыча сырого газа, в срок не позднее чем за 2 месяца до начала такой добычи предоставляются расчеты на основании имеющихся у недропользователя фактических данных (при наличии) и соответствующего базового проектного документа, утвержденного недропользователем и получившего положительные заключения экспертиз, предусмотренных Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", с введением в действие цены сырого и (или) товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства, с даты ее утверждения.

6. Цена сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства на планируемый период, определяемая согласно приложениям 1 и 2 к настоящим Правилам, 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
цены сырого и товарного газа,
приобретаемого национальным
оператором в рамках
преимущественного права
государства

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

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

$$P_C = C_P + TC + R$$

где,

P_C – цена сырого 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:

$$C_P = \frac{C_F * \frac{(G_P * 0,857)}{O_P + (G_P * 0,857)} * r}{G_P}$$

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

$$r = \frac{G_P * AEP_G}{O_P * AEP_O}$$

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 Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам 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;

AEP_O – средневзвешенная экспортная цена сырой нефти на границе Республики Казахстан в предыдущем календарном году, рассчитываемая по данным таможенной

статистики, публикуемым Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам 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;

TC – 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:

$$R = C_p * N$$

где,

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

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

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

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

$$P_C = C_p * r1 + [C_{RE} + TC] * r2 + R$$

где,

P_C – 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:

$$C_p = \frac{C_F * \frac{(G_p * 0,857)}{O_p + (G_p * 0,857)}}{G_p}$$

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:

$$r_1 = \frac{G_p + AEP_G}{O_p * AEP_O}$$

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 Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам, за вычетом расходов по транспортировке товарного газа от недропользователя до границы Республики Казахстан, определяемых на основании тарифов, тенге за тысячу метров кубических;

AEP_O – средневзвешенная экспортная цена сырой нефти на границе Республики Казахстан в предыдущем календарном году, рассчитываемая по данным таможенной статистики, публикуемым Бюро национальной статистики Агентства по

стратегическому планированию и реформам, 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;

C_{RE} – себестоимость производства товарного газа из добытого сырого газа в предыдущем календарном году, определяемая по следующей формуле:

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

где,

C_{FG} – 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;

Q_G – объем производства товарного газа, тысяч метров кубических;

Q_{CG} – объем сырого газа, направленного на переработку, тысяч метров кубических;

TC – 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;

r2.2 – коэффициент качества товарного газа, который рассчитывается по формуле:

$$r2.2=r2.2.1*r2.2.2*r2.2.3*r2.2.4*r2.2.5*r2.2.6*r2.2.7*r2.2.8$$

где,

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

r2.2.1 – 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;

r2.2.2 – 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;

r2.2.3 – 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;

r2.2.4 – 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:

г2.2.5 – коэффициент содержания метана, моль %, рассчитываемый в следующих диапазонах:

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

г2.2.6 – коэффициент содержания этана, моль %, рассчитываемый в следующих диапазонах:

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

г2.2.7 – коэффициент содержания пропана, моль %, рассчитываемый в следующих диапазонах:

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

г2.2.8 – коэффициент содержания азота, моль %, рассчитываемый в следующих диапазонах:

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

г2.3 – 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:

$$R = (C_p + C_{RE}) * \Gamma_1 * N$$

где,

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

Приложение 2 к приказу
Министр энергетики
Республики Казахстан
от 12 апреля 2023 года № 141
Приложение 3
к Правилам определения цены
сырого и товарного газа,
приобретаемого национальным
оператором в рамках
преимущественного права
государства

Определение цены товарного газа, производимого недропользователями, осуществляющими свою деятельность по контракту на недропользование, заключенному после 1 января 2023 года, в отношении участка (участков) недр, на котором (которых) до указанной даты не осуществлялась добыча сырого газа в рамках иных контрактов (лицензий) на недропользование, а также объемов товарного газа, производимого недропользователями, осуществляющими свою деятельность по контракту (лицензии) на недропользование, заключенному (выданной) до 1 января 2023 года, превышающих среднеарифметическое значение годового объема реализации товарного газа таким недропользователем национальному оператору за пять последовательных календарных лет, предшествующих 2023 году

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

$$P_C = [70\%] * (P_{\text{экспорт}} - M_{\text{НО}} - T_{\text{экспорт}} - T_{\text{Invest}}) * C_{ij} + [30\%] * P_{\text{внутр}}$$

где,

P_C
– цена товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства, производимого недропользователями, осуществляющими свою деятельность по контракту на недропользование, заключенному после 1 января 2023 года, в отношении участка (участков) недр, на котором (которых) до указанной даты не осуществлялась добыча сырого газа в рамках иных контрактов (лицензий) на недропользование, а также объемов товарного газа, производимого недропользователями, осуществляющими свою деятельность по контракту (лицензии) на недропользование, заключенному (выданной) до 1 января 2023 года, превышающих среднеарифметическое значение годового объема реализации товарного газа таким недропользователем национальному оператору за пять последовательных календарных лет, предшествующих 2023 году в тенге за тысячу кубических метров;

$P_{\text{экспорт}}$

– текущая экспортная цена товарного газа на границе Республики Казахстан с Китайской Народной Республикой, определяемая исходя из сведений, получаемых от национального оператора, в тенге за тысячу кубических метров;

$P_{\text{внутр}}$

– среднеарифметическое значение предельных цен оптовой реализации товарного газа на внутреннем рынке, утвержденных на текущий календарный год, в тенге за тысячу кубических метров;

M_{HO}

– рентабельность национального оператора до 10% от текущей экспортной цены товарного газа на границе Республики Казахстан с Китайской Народной Республикой за вычетом расходов на транспортировку товарного газа по системе магистральных газопроводов от недропользователя до границы с Китайской Народной Республикой, в тенге за тысячу кубических метров;

$T_{экспорт}$

– расходы на транспортировку товарного газа по системе магистральных газопроводов от недропользователя до границы с Китайской Народной Республикой, в тенге за тысячу кубических метров;

T_{Invest}

– 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;

C_{ij}

– коэффициент сложности разработки месторождения:

если месторождение не соответствует параметрам, указанных в подпунктах 1) и 2) пункта 1-2 статьи 36 Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", то коэффициент сложности разработки месторождения равен 0,8;

если месторождение соответствует одному из параметров, указанных в подпунктах 1) и 2) пункта 1-2 статьи 36 Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", то коэффициент сложности разработки месторождения равен 1.

В случае если по контракту на недропользование, заключенному до 1 января 2023 года, реализация товарного газа национальному оператору осуществлялась менее чем пять последовательных календарных лет, то применяется среднеарифметическое значение годового объема только за период такой реализации.