

О внесении изменений в некоторые приказы Министра энергетики Республики Казахстан

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 августа 2026 года № 310-н/қ.
Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 24 августа 2026 года
№ 39669

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить прилагаемый перечень некоторых приказов Министра энергетики Республики Казахстан, в которые вносятся изменения (далее – Перечень).

2. Департаменту газовой промышленности 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 после его официального опубликования;

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*

Е. Аккенжонов

"СОГЛАСОВАН"

Министерство промышленности и строительства
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Бюро национальной статистики
Агентства по стратегическому планированию и реформам
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство национальной экономики
Республики Казахстан

Утвержден приказом

Перечень некоторых приказов Министра энергетики Республики Казахстан, в которые вносятся изменения

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 под № 9958) следующие изменения:

преамбулу приказа изложить в новой редакции:

"В соответствии с подпунктом 6) статьи 6 Закона Республики Казахстан "О газе и газоснабжении" **ПРИКАЗЫВАЮ:**";

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

приложения 1, 2 и 3 к Правилам изложить в новой редакции согласно приложениям 1, 2 и 2 к настоящему Перечню.

2. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 14 сентября 2018 года № 372 "Об утверждении Типового положения о комиссии по распределению сжиженного нефтяного газа, выделенного в рамках плана поставки вне товарных бирж" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 17541) следующие изменения:

в Типовом положении о комиссии по распределению сжиженного нефтяного газа, выделенного в рамках плана поставки вне товарных бирж, утвержденном указанным приказом:

дополнить пунктом 17-1 следующего содержания:

"17-1. При возникновении у члена Комиссии конфликта интересов, член Комиссии, у которого возник конфликт интересов, в письменной форме уведомляет остальных членов Комиссии о возникшем конфликте интересов.

Остальные члены Комиссии по обращению члена Комиссии, у которого возник конфликт интересов, своевременно принимают следующие меры по предотвращению и урегулированию конфликта интересов:

1) отстраняют члена Комиссии, у которого возник конфликт интересов, от участия в работе Комиссии. Решение об отстранении члена Комиссии, у которого возник конфликт интересов, принимается Комиссией в письменной форме большинством

".

4. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 сентября 2018 года № 384 "Об утверждении Положения о комиссии по формированию плана поставки сжиженного нефтяного газа на внутренний рынок Республики Казахстан" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 17494) следующие изменения:

в Положении о комиссии по формированию плана поставки сжиженного нефтяного газа на внутренний рынок Республики Казахстан, утвержденном указанным приказом: подпункты 1) и 2) пункта 4 изложить в новой редакции:

"1) определяет обоснованность и полноту предоставленных местными исполнительными органами столицы, областей, городов республиканского значения (далее – местный исполнительный орган) прогнозных потребностей соответствующей административно-территориальной единицы в сжиженном нефтяном газе;

2) одобряет изменения прогнозных объемов производства сжиженного нефтяного газа, представленные поставщиком в уполномоченный орган и (или) прогнозное потребление сжиженного нефтяного газа, представленное местными исполнительными органами столицы, областей, городов республиканского значения в уполномоченный орган;"

дополнить пунктом 21-1 следующего содержания:

"21-1. Решение Комиссии может быть обжаловано заинтересованным лицом в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан."

5. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 9 октября 2023 года № 358 "Об утверждении Правил распределения сжиженного нефтяного газа, выделенного в рамках плана поставки вне товарных бирж" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 33541) следующие изменения:

в Правилах распределения сжиженного нефтяного газа, выделенного в рамках плана поставки вне товарных бирж, утвержденных указанным приказом:

в пункте 2:

подпункт 3) изложить в новой редакции:

"3) заявка – обращение в местный исполнительный орган столицы, областей, городов республиканского значения, районов (городов областного значения) (далее – местные исполнительные органы) по форме, согласно приложению 1 к настоящим Правилам;"

подпункт 5) изложить в новой редакции:

"5) цифровая система уполномоченного органа – интегрированная цифровая система "Единая государственная система управления недропользованием Республики

Казахстан", предназначенная для сбора, хранения, анализа и обработки информации в сфере недропользования.";

абзац первый пункта 4 изложить в новой редакции:

"4. При распределении объемов сжиженного нефтяного газа между получателями столицы, области, города республиканского значения преимущество отдается исполнению заявок на поставку сжиженного нефтяного газа для целей последующей розничной реализации в соответствии с пунктом 7 статьи 27-1 Закона:";

пункты 4-1, 4-2 и 4-3 изложить в новой редакции:

"4-1. Распределение объемов сжиженного нефтяного газа в порядке, определяемом главой 3 настоящих Правил, осуществляется посредством цифровой системы уполномоченных органов.

4-2. При утрате работоспособности цифровой системы (далее – техническая неисправность), препятствующей продолжению распределения объемов сжиженного нефтяного газа посредством цифровой системы, местный исполнительный орган приостанавливает распределение объемов сжиженного нефтяного газа и в течение 1 (один) рабочего дня уведомляет уполномоченный орган.

После восстановления работоспособности цифровой системы распределение объемов сжиженного нефтяного газа в цифровой системе возобновляется.

4-3. При не устранении технической неисправности цифровой системы с учетом срока, указанного в пункте 17 настоящих Правил, местные исполнительные органы уведомляют уполномоченный орган и проводят распределение объемов сжиженного нефтяного газа в бумажном виде в соответствии с главой 3 настоящих Правил.";

пункт 30 изложить в новой редакции:

"30. Распределение объема сжиженного нефтяного газа, выделенного дополнительно к плану поставки для соответствующей административно-территориальной единицы, осуществляется:

при дополнительном объеме менее 1000 (одна тысяча) тонн и вывозе железнодорожным транспортом – в соответствии с настоящими Правилами среди подавших заявки на дополнительный объем сжиженного нефтяного газа владельцев газонаполнительных станций административно-территориальной единицы;

при дополнительном объеме более 1000 (одна тысяча) тонн и вывозе железнодорожным транспортом – в соответствии с настоящими Правилами среди подавших заявки на дополнительный объем сжиженного нефтяного газа лиц, указанных в пункте 36 настоящих Правил;

при вывозе автомобильным транспортом – в соответствии с настоящими Правилами среди подавших заявки на дополнительный объем сжиженного нефтяного газа лиц, указанных в пункте 36 настоящих Правил.

Для целей настоящего пункта к газонаполнительным станциям административно-территориальной единицы для столицы и городов республиканского

значения относятся газонаполнительные станции, расположенные как на территории столицы, города республиканского значения, так и на территории соответствующих граничащих к ним областей.";

пункт 41 изложить в новой редакции:

"41. Для подтверждения сведений о фактической реализации объемов сжиженного нефтяного газа лица, указанные в пункте 36 настоящих Правил, одновременно с заявкой предоставляют в местный исполнительный орган информацию о реализации сжиженного нефтяного газа за три последовательных календарных месяца, предшествующих месяцу подачи заявления, с приложением подтверждающих документов в заявленной административно-территориальной единице через газонаполнительные станции, газонаполнительные пункты и автогазозаправочные станции, включенные в реестр уполномоченного органа в области промышленной безопасности, за исключением объемов реализации сжиженного нефтяного газа через групповые резервуарные установки и бытовые баллоны с системой учета.

Также лица, указанные в пункте 36 настоящих Правил, предоставляют в местный исполнительный орган копии документов, подтверждающих объем закупа сжиженного нефтяного газа (договоры поставки, электронные счета-фактуры, сопроводительные накладные на товар с регистрационными номерами в цифровой системе электронных счетов-фактур или накладные на отпуск запасов на сторону, товарно-транспортные или железнодорожные накладные), а также копии регистрационных карточек контрольно-кассовых машин с функцией фиксации и (или) передачи данных, утвержденных приказом Министра финансов Республики Казахстан от 24 октября 2025 года № 626 "О некоторых вопросах, связанных с применением контрольно-кассовых машин" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 37238), на все объекты, включенные в реестр уполномоченного органа в области промышленной безопасности, через которые осуществляется реализация сжиженного нефтяного газа.

В случае импорта сжиженного нефтяного газа с территории Евразийского экономического союза лица, указанные в пункте 36 настоящих Правил, предоставляют в местный исполнительный орган копию заявления о ввозе товаров и уплате косвенных налогов и уведомление о принятии или не принятии налоговой отчетности органом государственных доходов в электронном виде.

Кроме того, в соответствии с подпунктом 1-1) пункта 5 статьи 7 Закона, по запросу местного исполнительного органа лица, указанные в пункте 36 настоящих Правил, представляют копии суточных отчетов (Z-отчетов) контрольно-кассовых машин, подтверждающие факт реализации сжиженного нефтяного газа через автогазозаправочные станции, расположенные на территории соответствующей административно-территориальной единицы."

6. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 ноября 2023 года № 413 "Об утверждении Методики расчета региональных коэффициентов перевода объемных показателей приборов учета сжиженного нефтяного газа в массовые показатели и расчета потерь при эксплуатации объектов систем снабжения сжиженным нефтяным газом" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 33670) следующие изменения:

в Методике расчета региональных коэффициентов перевода объемных показателей приборов учета сжиженного нефтяного газа в массовые показатели и расчета потерь при эксплуатации объектов систем снабжения сжиженным нефтяным газом, утвержденной указанным приказом:

пункт 4 изложить в новой редакции:

"4. Региональный коэффициент перевода рассчитывается и утверждается с учетом природно-климатических обязанностей столицы, области, городов республиканского значения, в которых находятся объекты газоснабжения.";

абзац двадцать третий пункта 5 изложить в новой редакции:

"Рбар – среднее барометрическое давление для данного населенного пункта, в соответствии с СП РК 2.04-01 "Строительная климатология", гектопаскаль (далее – гПа).";

пункт 6 изложить в новой редакции:

"6. В соответствии с подпунктом 6-4) пункта 5 статьи 7 Закона коэффициенты перевода объемных показателей приборов учета сжиженного нефтяного газа в массовые показатели утверждаются местными исполнительными органами столицы, области, городов республиканского значения, районов городов областного значения) (далее – местные исполнительные органы).".

Приложение 1
к Перечню некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан, в
которые вносятся изменения
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,

P_c – предельная 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:

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

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:

$$r = \frac{G_p \times AEP_0}{O_p \times AEP_0}$$

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_0 – 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 Перечню некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан, в
которые вносятся изменения
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

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

$P_c = C_p \times r_1 + [CRE + TC] \times r_2 + R$ 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;

AEP_O – 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:

$$r_2 = r_{2.1} * r_{2.2} * r_{2.3} \text{ где,}$$

$r_{2.1}$ – 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:

$$r_{2.2} = r_{2.2.1} * r_{2.2.2} * r_{2.2.3} * r_{2.2.4} * r_{2.2.5} * r_{2.2.6} * r_{2.2.7} * r_{2.2.8} \text{ где,}$$

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

г2.2.1 – 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;

г2.2.2 – 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;

г2.2.3 – 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;

г2.2.4 – 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;

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 5000 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:

$$R = (C_p + CRE) \times r_1 \times N \text{ где,}$$

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

Приложение 3
к Перечню некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан, в
которые вносятся изменения
Приложение 3
к Правилам определения
предельной 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:

$$P_c = [70\%] * (P_{\text{экспорт}} - \text{МНО} - T_{\text{экспорт}} - T_{\text{invest}}) * C_{ij} + [30\%] * P_{\text{внутр}} \text{ где,}$$

Рс – 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;

Рэкспорт – 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;

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

МНО – 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;

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

Тinvest – 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.

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»
Министерства юстиции Республики Казахстан