



ТОО «КАЗАХСТАНСКО-КИТАЙСКИЙ ТРУБОПРОВОД»

МЕТОДИКА
РАСЧЕТА ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ
ПО СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
ТОО «КАЗАХСТАНСКО-КИТАЙСКИЙ ТРУБОПРОВОД»
В ЦЕЛЯХ ЭКСПОРТА ЗА ПРЕДЕЛЫ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
И ТРАНЗИТА ЧЕРЕЗ ТЕРРИТОРИЮ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КС ИСМ 29/2-01-17

КС ИСМ 29/2-01-17

Предисловие

Настоящий регламентирующий документ интегрированной системы менеджмента (далее – ИСМ) «Методика расчета тарифов на услуги по перекачке нефти по системе магистральных трубопроводов ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» в целях экспорта за пределы Республики Казахстан и транзита через территорию Республики», является составной частью документации ИСМ ТОО «Казахстанско - Китайский Трубопровод» и регламентирует соблюдение требований международных стандартов серии ISO 9001 (система менеджмента качества), ISO 50001 (система энергетического менеджмента), ISO 14001 (система экологического менеджмента), OHSAS 18001 (система менеджмента охраны здоровья и обеспечения безопасности труда).

Общие сведения

РАЗРАБОТАН И ВНЕСЕН

Департаментом тарифного регулирования

УТВЕРЖДЕНА И ВВЕДЕНА В ДЕЙСТВИЕ

Решением Правления ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»
от 15 мая 2017 г. № 6-2017

КС ИСМ 29/2-01-17

Содержание:

	Стр.
1. НАЗНАЧЕНИЕ	4
2. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	4
3. ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	4
4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ	5
4.1. Расчет тарифа	5
4.2. Расчет дохода	6
4.3. Расчет затрат	6
4.4. Расчет производственных расходов	6
4.5. Расчет общих и административных расходов	7
4.6. Расчет расходов по вознаграждениям	8
4.7. Расчет допустимого уровня прибыли	8
4.8. Расчет стоимости регулируемой базы задействованных активов	9
4.9. Расчет ставки прибыли на регулируемую базу задействованных активов	10
4.10. Расчет стоимости услуг по перекачке нефти по участкам магистральных трубопроводов	12
5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	12
6. ССЫЛКИ НА ДОКУМЕНТЫ	13
ПРИЛОЖЕНИЯ	
Приложение 1	14
Приложение 2	15
Приложение 3	16
Приложение 4	17
Приложение 5	18
Приложение 6	20

1. НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящая Методика расчета тарифов на услуги по перекачке нефти по системе магистральных трубопроводов ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» в целях экспорта за пределы Республики Казахстан и транзита через территорию Республики (далее – Методика) разработана в целях определения механизма расчета тарифов на услуги по перекачке нефти по системе магистральных трубопроводов ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» в целях экспорта за пределы Республики Казахстан и транзита через территорию Республики Казахстан.

2. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

2.1. Настоящая Методика применяется структурным подразделением ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод», основной задачей которого является формирование тарифной политики ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод».

2.2. Настоящая Методика не применяется для расчета Единого тарифа на услуги по транспортировке казахстанской нефти на экспорт по нефтепроводу «Казахстан-Китай».

2.3. Настоящая Методика не применяется при расчете и утверждении тарифа для физического и/или юридического лица, являющимся нерезидентом Республики Казахстан, за исключением открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть».

3. ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

3.1. В настоящей Методике применены следующие термины, определения и сокращения:

1) **тариф** – денежное выражение стоимости услуг по перекачке нефти по системе магистральных трубопроводов Товарищества;

2) **Единый тариф** – тариф на услуги по транспортировке казахстанской нефти на экспорт по нефтепроводу «Казахстан-Китай», устанавливаемый в соответствии с Соглашением между Правительством Республики Казахстан и Правительством Китайской Народной Республики о некоторых вопросах сотрудничества при развитии и эксплуатации нефтепровода «Казахстан-Китай» от 8 декабря 2012 года;

3) **прямые затраты/активы** – затраты/активы, которые имеют прямую связь с определенной услугой, и поэтому прямо относятся к определенной услуге;

4) **совместные затраты/активы** – затраты/активы, которые используются для предоставления нескольких услуг, но не имеют какой-либо определенной причинно-следственной связи с этими услугами, поэтому распределяются на основе базы распределения;

5) **коэффициент распределения** - доля, рассчитанная на основании значений базы распределения, которая используется для распределения затрат;

6) **грузооборот** - экономический показатель работы Товарищества, равный произведению массы перекачиваемой за определённое время нефти на расстояние перекачки;

7) **планируемый год** – первый год, на который утверждается новый тариф;

8) **Товарищество** - ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»;

9) **РК** - Республика Казахстан;

10) **КНР** - Китайская Народная Республика;

11) **РФ** - Российская Федерация;

12) **США** - Соединенные Штаты Америки;

13) **СП** - структурное подразделение Товарищества;

14) **АА** - магистральный трубопровод Атасу-Алашанькоу;

15) **КК** - магистральный трубопровод Кенкияк-Кумколь;

16) **ДТР** - Департамент тарифного регулирования;

17) **Услуги / N-ая услуга** - услуги по перекачке нефти по магистральным трубопроводам Товарищества в целях экспорта за пределы РК и транзита через территорию РК;

18) **Особый порядок** - Особый порядок формирования затрат, применяемом при утверждении тарифов (цен, ставок сборов) на регулируемые услуги (товары, работы) субъектов

КС ИСМ 29/2-01-17

естественных монополий, утвержденный приказом Председателя Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий от 25 апреля 2013 года № 130-ОД;

19) **ВОЛС** - волоконно-оптическая линия связи.

3.2. Термины и определения, применяемые, но не раскрытые в настоящей Методике, соответствуют терминам и определениям, используемым в законодательстве РК и внутренних документах Товарищества.

4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Товарищество оказывает услуги по перекачке нефти по системе магистральных трубопроводов на внутренний рынок для переработки или потребления нефти на территории РК (внутренний рынок), в целях транзита через территорию РК (транзит), в целях экспорта за пределы РК (экспорт), а также осуществляет деятельность по предоставлению во временное владение и пользование (аренда) оптических волокон ВОЛС магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь (иная деятельность).

Товарищество предоставляет услуги по перекачке нефти по магистральному трубопроводу Атасу-Алашанькоу на экспорт и транзит, по магистральному трубопроводу Кенкияк-Кумколь на экспорт и внутренний рынок.

Тарифы на Услуги должны быть не ниже стоимости затрат, необходимых для предоставления Услуг, и учитывать возможность получения прибыли, обеспечивающей эффективное функционирование Товарищества.

При формировании тарифов на Услуги учитываются все планируемые затраты, связанные с оказанием Услуг, в соответствии с учетными принципами, принятыми в бухгалтерском учете Товарищества.

В качестве объема Услуг при определении тарифов учитывается планируемый объем Услуг по бюджету или бизнес-плану Товарищества на предстоящий период.

Тарифы на Услуги устанавливаются – в тенге за перекачку одной тонны нефти на 1000 км;

Утверждению подлежит уровень тарифа без учета НДС. НДС взимается в соответствии с налоговым законодательством РК.

Тарифы на Услуги устанавливаются без ограничения периода действия, за исключением случаев предусмотренных пунктом 4.11 настоящей Методики.

Основаниями для изменения тарифов на Услуги являются:

- изменение объемов услуг;
- увеличение затрат Товарищества;
- увеличение обменного курса тенге по отношению к доллару США более чем на 10 %;
- другие факторы, оказывающие влияние на финансово-хозяйственную деятельность Товарищества.

4.1. Расчет тарифа

Удельный тариф на N-ую услугу по перекачке нефти по системе магистральных трубопроводов Товарищества, то есть тариф на перекачку 1 тонны на 1000 километров, рассчитывается по формуле:

$$УТ_N = \frac{Д_N}{Г_N}, \text{ где}$$

УТ_N – удельный тариф N-ой услуги;

Д_N – доход от Услуги за планируемый год;

Г_N – грузооборот N-ой услуги.

КС ИСМ 29/2-01-17

4.2. Расчет дохода

Доход от услуг по перекачке нефти по системе магистральных трубопроводов Товарищества рассчитывается по формуле:

$$Д = З + ДУП + КПН, \text{ где}$$

Д – доход от услуг по перекачке нефти за планируемый год;

З – планируемые затраты по перекачке нефти на планируемый год;

ДУП – допустимый уровень прибыли по перекачке нефти на планируемый год;

КПН_N – величина корпоративного подоходного налога, определяемая исходя из допустимого уровня прибыли и ставки корпоративного подоходного налога в соответствии с налоговым законодательством РК.

4.3. Расчет затрат

Затратная часть тарифа на услуги по перекачке нефти по системе магистральных трубопроводов Товарищества рассчитывается по формуле:

$$З = ПР + ОАР + РВ, \text{ где}$$

ПР – производственные расходы по перекачке нефти за планируемый год;

ОАР – общие и административные расходы по перекачке нефти за планируемый год;

РВ – расходы по вознаграждениям и расходы по организации займа (в том числе: агентская комиссия, комиссия по страхованию, расходы за оказание услуги экологического консультанта банка, комиссия за юридические и другие консалтинговые услуги, и прочее).

4.4. Расчет производственных расходов

Производственные расходы Товарищества являются прямыми затратами и распределяются по соответствующим магистральным трубопроводам.

Производственные расходы N-ой услуги складываются из суммы производственных расходов магистральных трубопроводов Атасу-Алашанькоу и Кенкияк-Кумколь, соответствующих N-ой услуге:

$$ПР_N = ПР_{N \text{ AA}} + ПР_{N \text{ КК}}, \text{ где}$$

ПР_N – производственные расходы N-ой услуги;

ПР_{N AA} – производственные расходы N-ой услуги магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу;

ПР_{N КК} – производственные расходы N-ой услуги магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь.

Производственные расходы N-ой услуги магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу рассчитываются по формуле:

$$ПР_{N \text{ AA}} = ПР_{AA} \times \frac{\Gamma_N}{\Gamma_{AA}}, \text{ где}$$

ПР_{AA} – производственные расходы магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу;

Γ_{AA} – грузооборот нефти по магистральному трубопроводу Атасу-Алашанькоу;

Γ_N – грузооборот нефти по N-ой услуге.

КС ИСМ 29/2-01-17

Производственные расходы N-ой услуги магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь рассчитываются по формуле:

$$\text{ПР}_{\text{N КК}} = \text{ПР}_{\text{КК}} \times \frac{\Gamma_{\text{N}}}{\Gamma_{\text{КК}}}, \text{ где}$$

$\text{ПР}_{\text{КК}}$ – производственные расходы магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь;

$\Gamma_{\text{КК}}$ – грузооборот нефти по магистральному трубопроводу Кенкияк-Кумколь.

При расчете производственных расходов на экспорт по магистральному трубопроводу Кенкияк-Кумколь также добавляются затраты, ограниченные требованиями Особого порядка и/или не учтенные в утвержденной тарифной смете на внутренний рынок, и отнимаются производственные расходы по иной деятельности.

4.5. Расчет общих и административных расходов

Общие и административные расходы Товарищества относимые на магистральные трубопроводы Атасу-Алашанькоу и Кенкияк-Кумколь как совместные затраты, распределяются по коэффициенту распределения общих и административных расходов, согласно приложению 4 Методики ведения раздельного учета доходов, затрат и задействованных активов ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод».

$$\text{ОАР}_{\text{АА}} = \text{ОАР} \times \text{К}_{\text{АА}};$$

$$\text{ОАР}_{\text{КК}} = \text{ОАР} \times \text{К}_{\text{КК}}, \text{ где}$$

$\text{ОАР}_{\text{АА}}$ – общие и административные расходы магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу;

$\text{ОАР}_{\text{КК}}$ – общие и административные расходы магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь;

$\text{К}_{\text{АА}}$ – коэффициент распределения общих и административных расходов, относимых на магистральный трубопровод Атасу-Алашанькоу;

$\text{К}_{\text{КК}}$ – коэффициент распределения общих и административных расходов, относимых на магистральный трубопровод Кенкияк-Кумколь.

Общие и административные расходы N-ой услуги складываются из суммы общих и административных расходов магистральных трубопроводов Атасу-Алашанькоу и Кенкияк-Кумколь, соответствующих N-ой услуге:

$$\text{ОАР}_{\text{N}} = \text{ОАР}_{\text{N АА}} + \text{ОАР}_{\text{N КК}}, \text{ где}$$

ОАР_{N} – общие и административные расходы N-ой услуги;

$\text{ОАР}_{\text{N АА}}$ – общие и административные расходы N-ой услуги магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу;

$\text{ОАР}_{\text{N КК}}$ – общие и административные расходы N-ой услуги магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь.

Общие и административные расходы N-ой услуги магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу рассчитываются по формуле:

$$\text{ОАР}_{\text{N АА}} = \text{ОАР}_{\text{АА}} \times \frac{\Gamma_{\text{N}}}{\Gamma_{\text{АА}}}$$

КС ИСМ 29/2-01-17

Общие и административные расходы N-ой услуги магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь рассчитываются по формуле:

$$\text{ОАР}_{N \text{ КК}} = \text{ОАР}_{\text{КК}} \times \frac{\Gamma_N}{\Gamma_{\text{КК}}}$$

При расчете общих и административных расходов на экспорт по магистральному трубопроводу Кенкияк-Кумколь также добавляются затраты, ограниченные требованиями Особого порядка и/или не учтенные в утвержденной тарифной смете на внутренний рынок.

4.6. Расчет расходов по вознаграждениям

Расходы по вознаграждениям Товарищества являются прямыми затратами и распределяются по соответствующим магистральным трубопроводам, в соответствии с целевым назначением привлеченных займов.

Расходы по вознаграждениям N-ой услуги складываются из суммы расходов по вознаграждениям магистральных трубопроводов Атасу-Алашанькоу и Кенкияк-Кумколь, соответствующих N-ой услуге:

$$\text{РВ}_N = \text{РВ}_{N \text{ АА}} + \text{РВ}_{N \text{ КК}}, \text{ где}$$

РВ_N – расходы по вознаграждениям N-ой услуги;

$\text{РВ}_{N \text{ АА}}$ – расходы по вознаграждениям N-ой услуги магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу;

$\text{РВ}_{N \text{ КК}}$ – расходы по вознаграждениям N-ой услуги магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь.

Расходы по вознаграждениям N-ой услуги магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу рассчитываются по формуле:

$$\text{РВ}_{N \text{ АА}} = \text{РВ}_{\text{АА}} \times \frac{\Gamma_N}{\Gamma_{\text{АА}}}, \text{ где}$$

$\text{РВ}_{\text{АА}}$ – расходы по вознаграждениям магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу.

Расходы по вознаграждениям N-ой услуги магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь рассчитываются по формуле:

$$\text{РВ}_{N \text{ КК}} = \text{РВ}_{\text{КК}} \times \frac{\Gamma_N}{\Gamma_{\text{КК}}}, \text{ где}$$

$\text{РВ}_{\text{КК}}$ – расходы по вознаграждениям магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь.

При расчете расходов по вознаграждениям на экспорт по магистральному трубопроводу Кенкияк-Кумколь также добавляются затраты, ограниченные требованиями Особого порядка и/или не учтенные в утвержденной тарифной смете на внутренний рынок.

4.7. Расчет допустимого уровня прибыли

Допустимый уровень прибыли по перекачке нефти по системе магистральных трубопроводов Товарищества на планируемый год рассчитывается по формуле:

$$\text{ДУП} = \text{Б} * \text{СПЗА}, \text{ где}$$

Б – стоимость регулируемой базы задействованных активов;

СПЗА – ставка прибыли на регулируемую базу задействованных активов.

4.8. Расчет стоимости регулируемой базы задействованных активов

Регулируемую базу задействованных активов составляют долгосрочные активы (балансовая стоимость основных средств и нематериальных активов, авансы поставщикам за долгосрочные активы и другие) и чистый оборотный капитал, необходимые для оказания услуг и определяемые на начало планируемого года ввода в действие тарифа, с учетом планируемого ввода в эксплуатацию основных средств и нематериальных активов в результате реализации инвестиционной программы в течение периода действия тарифа.

$$\text{Б} = \text{РБА} + \text{ЧОК}, \text{ где}$$

РБА – стоимость долгосрочных активов;

ЧОК – чистый оборотный капитал.

Стоимость долгосрочных активов на экспорт складывается из суммы стоимости долгосрочных активов магистральных трубопроводов Атасу-Алашанькоу и Кенкияк-Кумколь, соответствующие N-ой услуге:

$$\text{РБА}_N = \text{РБА}_{N \text{ AA}} + \text{РБА}_{N \text{ KK}}, \text{ где}$$

РБА_N – стоимость долгосрочных активов N-ой услуги;

РБА_{N AA} – стоимость долгосрочных активов N-ой услуги магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу;

РБА_{N KK} – стоимость долгосрочных активов N-ой услуги магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь.

Стоимость долгосрочных активов N-ой услуги магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу рассчитывается по формуле:

$$\text{РБА}_{N \text{ AA}} = \text{РБА}_{\text{AA}} \times \frac{\Gamma_N}{\Gamma_{\text{AA}}};$$

РБА_{AA} – стоимость долгосрочных активов магистрального трубопровода Атасу-Алашанькоу.

Стоимость долгосрочных активов N-ой услуги магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь рассчитывается по формуле:

$$\text{РБА}_{N \text{ KK}} = \text{РБА}_{\text{KK}} \times \frac{\Gamma_N}{\Gamma_{\text{KK}}};$$

РБА_{KK} – стоимость долгосрочных активов магистрального трубопровода Кенкияк-Кумколь.

При расчете стоимости долгосрочных активов на экспорт по магистральному трубопроводу Кенкияк-Кумколь отнимается стоимость долгосрочных активов, задействованных в иной деятельности.

Значение чистого оборотного капитала рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧОК} = \text{ТА} - \text{ТО}, \text{ где}$$

ТА – текущие активы;

ТО – текущие обязательства, без учета выплат по основному долгу.

Чистый оборотный капитал N-ой услуги рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧОК}_N = \text{ЧОК} \times \frac{\text{РБА}_N}{\text{РБА}}$$

4.9. Расчет ставки прибыли на регулируемую базу задействованных активов

Ставка прибыли на регулируемую базу задействованных активов Товарищества определяется как средневзвешенная стоимость капитала и рассчитывается по формуле:

$$\text{СПЗА} = \frac{[\text{СК} \times \text{СПСК}] + [\text{ЗК} \times \text{СПЗК} \times (1 - t)]}{\text{СК} + \text{ЗК}}, \text{ где}$$

где:

СК – собственный капитал;

СПСК – стоимость собственного капитала;

ЗК – заемный капитал;

СПЗК – стоимость заемного капитала;

t – эффективная ставка налогообложения.

Стоимость собственного капитала определяется суммированием безрисковой ставки, премии за страновой риск РК, премии за риск по акциям для трубопроводного сектора и премий за специфические риски, характерные для Товарищества, по формуле:

$$\text{СПСК} = \text{rf1} + \text{rc} + \text{ra} + \text{rs}, \text{ где}$$

rf1 – безрисковая ставка доходности;

rc – премия за страновой риск;

ra – премия за риск по акциям для нефтепроводного сектора;

rs – премия за специфические риски, характерные для Товарищества.

Безрисковая ставка доходности (rf1) при расчете стоимости собственного капитала принимается равной текущей доходности 20-ти летних облигаций Казначейства США, определяемой на основании данных Федеральной резервной системы США на дату утверждения тарифа.

Определение премии за страновой риск (rc) основано на рейтинговом методе, предусматривающем расчет дефолт-спреда с использованием рейтинга суверенного долга РК, присвоенного международными рейтинговыми агентствами: Moody's, Fitch и Standard & Poor's.

Премия за страновой риск рассчитывается по формуле:

$$\text{rc} = \text{ds} \times \text{kv}, \text{ где}$$

ds – дефолт-спред по облигациям;

kv – средний коэффициент нестабильности фондового рынка.

Дефолт-спред в базисных пунктах (1 базисный пункт = 0,01%) определяется на основе присвоенного РК кредитного рейтинга международными рейтинговыми агентствами: Moody's, Fitch и Standard & Poor's, принимаемого по наиболее консервативному из них и действующего на

КС ИСМ 29/2-01-17

дату утверждения тарифа, с учетом таблицы соответствия кредитного рейтинга и дефолт-спреда, приведенной в приложении 1 к настоящей Методике.

Средний коэффициент нестабильности фондового рынка для расчета ставки прибыли на задействованные активы определен в приложении 2 к настоящей Методике на основе расчета по глобальному фондовому рынку и принят на уровне 1,5.

Премия за риск по акциям нефтепроводного сектора (ra) определяется на основе долгосрочной премии за риск по фондовому рынку США в целом и корректируется на отраслевой бета-коэффициент по формуле:

$$ra = b (rm - rf2), \text{ где}$$

rm – среднеарифметическая общерыночная доходность по фондовому рынку США в целом за период 1926-2001 годы;

$rf2$ – среднеарифметическая доходность 20-ти летних государственных облигаций США за период с 1926-2001 годы;

b – отраслевой бета-коэффициент нефтепроводного сектора.

Расчет величины $(rm - rf2)$ приведен в приложении 3 к настоящей Методике.

Для расчета ставки прибыли на задействованные активы нефтепроводной организации отраслевой бета-коэффициент определен в приложении 4 к настоящей Методике и принят на уровне 0,88.

Премия за специфические риски (rs), характерные для Товарищества, отражает дополнительные риски, связанные с инвестициями в Товариществе, которые не покрываются отраслевым бета-коэффициентом и премией за страновой риск. Значение премии за специфические риски в зависимости от их оценки находится в диапазоне от 0 до 10%.

Основными факторами, определяющими величину премии за специфические риски Товарищества, являются:

- 1) текущий уровень тарифов на прокачку нефти;
- 2) зависимость от ключевых заказчиков/клиентов;
- 3) перспективы развития бизнеса;
- 4) состояние задействованных активов;
- 5) финансовое состояние бизнеса и возможности по финансированию капитальных затрат.

Для объективной оценки специфических рисков, характерных для Товарищества, используется алгоритм, описанный в приложении 5 к настоящей Методике, который учитывает основные факторы специфических рисков.

В случае, если удельный вес заемного капитала по отношению ко всему капиталу составляет менее 50%, стоимость заемного капитала определяется по формуле:

$$\text{СПЗК} = \frac{\sum_i \text{кредитов } i \times \text{ставка } i}{\sum_i \text{кредитов } i}, \text{ где}$$

кредит i – обязательства Товарищества по полученным финансовым ресурсам, за исключением кредитов на пополнение оборотных средств, на дату утверждения тарифа;

ставка i – годовая процентная ставка вознаграждения по соответствующему кредиту.

В случае, если удельный вес заемного капитала по отношению ко всему капиталу составляет 50% и более, стоимость заемного капитала определяется по формуле:

$$\sum_i \text{кредитов } i \times (\text{СРНБ} - \text{Уч } i + \text{ставка } i)$$

$$\text{СПЗК} = \frac{\text{СРНБ}}{\sum_i \text{Уч } i}, \text{ где}$$

СРНБ – ставка рефинансирования Национального Банка РК на дату утверждения тарифа;

Уч *i* – ставка рефинансирования банка первого уровня страны (центрального банка), в валюте которой получен кредит, на дату утверждения тарифа.

Расчет эффективной ставки налогообложения (*t*) проводится на основе данных годовой финансовой отчетности Товарищества, аудит которой проведен в соответствии с законодательством РК об аудиторской деятельности, за год, предшествующий дате утверждения тарифа, в соответствии с формой, приведенной в приложении б к настоящей Методике.

Применение эффективной ставки налогообложения при расчете средневзвешенной стоимости капитала учитывает фактор не отнесения на вычеты части расходов при расчете корпоративного подоходного налога Товарищества в соответствии с налоговым законодательством РК.

4.10. Расчет стоимости услуг по перекачке нефти по участкам магистральных трубопроводов

Расчет стоимости перекачки одной тонны нефти по отдельному участку магистрального трубопровода производится по формуле:

$$T_{\text{уч}} = \frac{\text{УТ} * L}{1000}, \text{ где:}$$

T_{уч} – стоимость перекачки одной тонны нефти по определенному участку;

УТ – удельный тариф на услугу по перекачке нефти;

L – протяженность участка.

4.11. Временный тариф

В целях привлечения дополнительных объемов нефти и (или) улучшения экономических показателей, Товарищество вправе устанавливать временный тариф, применяемый по магистральному трубопроводу или по системе магистральных трубопроводов Товарищества, для обеспечения конкурентоспособности маршрута транспортировки нефти в экспортном направлении.

Уровень временного тарифа определяется из принципа обеспечения конкурентоспособности маршрута Кенкияк - Алашанькоу в сравнении с альтернативными направлениями транспортировки нефти в целях экспорта за пределы РК.

Временный тариф устанавливается с ограничением периода действия, но не более 1 года.

При этом, уровень временного тарифа должен покрывать стоимость затрат, необходимых для предоставления услуги по перекачке нефти в целях экспорта за пределы РК, на задействованных участках системы магистральных трубопроводов Товарищества, и учитывать возможность получения прибыли.

5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Ответственность за правильное использование и применение настоящей Методики несет ДТР.

Ответственность за разработку и поддержание настоящего документа в актуальном состоянии несет ДТР.

КС ИСМ 29/2-01-17

Ответственность за сбор информации, анализ представленных данных, расчет и определение необходимого уровня тарифа несет ДТР.

6. ССЫЛКИ НА ДОКУМЕНТЫ

Настоящая Методика разработана в соответствии с законодательством Республики Казахстан, Уставом Товарищества, внутренними документами ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» и нижеследующими документами:

ISO 9001:2015 Система менеджмента качества. Требования;

Соглашение между Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации о сотрудничестве в области транспортировки российской нефти через территорию Республики Казахстан в Китайскую Народную Республику от 24 декабря 2013 года;

Соглашение между Правительством Республики Казахстан и Правительством Китайской Народной Республикой о некоторых вопросах сотрудничества при развитии и эксплуатации нефтепровода «Казахстан – Китай» от 8 декабря 2012 года;

Методика расчета тарифов на услуги АО «КазТрансОйл» по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам в целях экспорта за пределы Республики Казахстан и транзита через территорию Республики Казахстан, утвержденная решением Совета директоров АО «КазТрансОйл» от 27 июня 2016 года № 8/2016.

Определение дефолт-спреда по кредитному рейтингу

Кредитный рейтинг		Дефолт-спред
Moody's	Standard&Poor's, Fitch	
Aaa	AAA	0
Aa1	AA+	75
Aa2	AA	85
Aa3	AA-	90
A1	A+	100
A2	A	125
A3	A-	135
Baa1	BBB+	150
Baa2	BBB	175
Baa3	BBB-	200
Ba1	BB+	325
Ba2	BB	400
Ba3	BB-	525
B1	B+	600
B2	B	750
B3	B-	850
Сaa	CCC	900

Примечание: дефолт-спред для каждого рейтинга рассчитывается как усредненная разница между ставкой процента на бонды, деноминированные в долларах США, которые были выпущены страной в данном рейтинге, и ставкой процента на государственные облигации США. Данный расчет использует государственные облигации США, так как они считаются практически свободными от риска дефолта.

**Расчет
коэффициента нестабильности фондового рынка**

Коэффициент волатильности = среднее квадратичное отклонение фондового индекса в стране/среднее квадратичное отклонение долгосрочных государственных облигаций страны.

Расчет коэффициента волатильности глобального фондового рынка основывается на показателях 20 стран с развивающимся рынком и 12 стран с развитым рынком нефтепроводной отрасли. Для стран с развивающимся рынком коэффициент составил 1,3, для развитых стран - 1,8. Средний коэффициент нестабильности глобального фондового рынка составил 1,5.

**Расчет премии за риск по акциям
нефтепроводной отрасли**

	Общерыночная доходность r_m		Безрисковая ставка r_{f2}		$r_m - r_{f2}$
S&P 500	12,65%	-	5,23%	=	7,42% (использованная премия за риск по акциям)

Примечание: за контрольный показатель фондового рынка США принят индекс S&P 500, отражающий динамику рынка в целом и являющийся одним из наиболее распространенных контрольных рыночных показателей.

**Отраслевые бета-коэффициенты
в странах с развивающимся рынком**

Сектор	Количество фирм, включенных в анализ	Стандартное отклонение биржевых курсов	Бета-коэффициент
Интегрированные нефтяные компании	18	32,67%	0,88
Нефтяные компании по перевозке нефти	4	7,24%	0,88
Нефтяные компании - разведка и добыча	9	30,37%	0,76

Примечание: бета-коэффициент принят на уровне 0,88 для нефтепроводной отрасли.

Бета-коэффициент измеряет волатильность или систематический риск акций по отношению к фондовому рынку в целом. Бета-коэффициент определяется путем использования метода регрессионного анализа по формуле:

$$b = \frac{\text{COV}(R_i, R_m)}{Q2m},$$

где:

R_i - доходность акций отрасли;

R_m - доходность фондового рынка в целом;

$\text{Cov}(R_i, R_m)$ - ковариация между доходностью акций отрасли и фондового рынка в целом;

$Q2m$ - квадратичное стандартное отклонение доходности фондового рынка в целом.

**Алгоритм оценки специфических рисков,
характерных для нефтепроводной организации**

Фактор риска	Уровень риска			Итоговый результат
	Низкий	Средний	Высокий	
Текущий уровень тарифов на транспортировку	1	2	3	
Зависимость от ключевых заказчиков	1	2	3	
Долгосрочные планы развития бизнеса	1	2	3	
Состояние ключевых активов	1	2	3	
Финансовое состояние бизнеса и возможности по финансированию капитальных затрат	1	2	3	
Итого (сумма результатов)				
Расчетный уровень риска (средний)				

**Алгоритм
расчета величины факторов риска**

Фактор риска	Оценка риска	Проявления
Уровень тарифов	Низкий	Высокий уровень тарифов (выше среднеотраслевого)
	Средний	Средний уровень тарифов (среднеотраслевой)
	Высокий	Низкий уровень тарифов (операционные убытки)
Зависимость от ключевых заказчиков	Низкий	Широкая и диверсифицированная база клиентов
	Средний	Наличие нескольких значимых клиентов, уход одного или нескольких из которых не окажет влияния на операционные или финансовые результаты компании
	Высокий	Наличие нескольких крупных клиентов, уход одного или нескольких из которых может оказать существенное влияние на результаты деятельности компании
Потенциал бизнеса	Низкий	Хорошие перспективы развития региональной экономики, увеличение спроса со стороны предприятий, рост доходов населения. Возможность роста объемов прокачки, расширение базы клиентов и экспансия в другие регионы
	Средний	Перспективы умеренного регионального экономического роста. Ожидается стабильный спрос без существенного увеличения

КС ИСМ 29/2-01-17

	Высокий	Пессимистичный прогноз экономического развития в регионе, существование определенной вероятности спада. Недостаток мощностей и практически полное отсутствие перспектив увеличения поставок. Определенная вероятность снижения объемов прокачки
Состояние ключевых активов	Низкий	Износ основных средств - до 40%
	Средний	Износ основных средств - от 40% до 70%
	Высокий	Износ основных средств - свыше 70%
Финансовое состояние бизнеса и возможности по финансированию капитальных затрат	Низкий	Высокий уровень ликвидности: Коэффициент ликвидности >2, Коэффициент мгновенной ликвидности >1
		Низкий уровень заимствований: Соотношение собственных и заемных средств >3, Займы/задействованный капитал <0,3
	Средний	Средний уровень ликвидности: Коэффициент ликвидности >1, Коэффициент мгновенной ликвидности > 0,5
		Средний уровень заимствований: Соотношение собственных и заемных средств >2, Займы/задействованный капитал < 0,5
	Высокий	Низкий уровень ликвидности: Коэффициент ликвидности <1, Коэффициент мгновенной ликвидности <0,5
		Высокий уровень заимствований: Соотношение собственных и заемных средств <2, Займы/задействованный капитал > 0,5

Диапазоны премии за специфические риски, характерные для нефтепроводной организации

Уровень риска	Расчетная оценка	Специфические риски
Ниже среднего	≥ 1 и $< 1,5$	3 - 4 %
Средний	$\geq 1,5$ и < 2	5 - 6 %
Выше среднего	≥ 2 и $< 2,5$	7 - 8 %
Высокий	$\geq 2,5$	9 - 10 %

Примечание: При размере собственного капитала предприятия, оказывающего услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам, более 1 миллиарда долларов США, следует принимать меньшее значение специфического риска, при размере собственного капитала менее 1 миллиарда долларов США - большее значение специфического риска из вышеуказанного диапазона.

Форма расчета эффективной ставки налогообложения

№ п.п	Наименование	Единица измерения	Истекший год
1.	Прибыль до налогообложения	тыс. тенге	
2.	Ставка корпоративного подоходного налога	%	
3.	Теоретические расходы по подоходному налогу (стр.1 * стр.2)	тыс. тенге	
	Добавить (вычесть) налоговый эффект от:		
4.	расходов, не относимых на уменьшение базы для налогообложения	тыс. тенге	
5.	необлагаемого дохода	тыс. тенге	
6.	прочих корректировок	тыс. тенге	
7.	Расходы по подоходному налогу (стр.3 + стр.4 - стр.5 +/- стр.6)	тыс. тенге	
8.	Эффективная ставка налогообложения (стр.7/стр.1)	%	

Примечание: эффективная налоговая ставка рассчитывается как отношение расходов по подоходному налогу к прибыли до налогообложения на основе данных финансовой отчетности за истекший год.