

Налоги и транспорт

1. Налоги

<http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/40606/1/TPU405083.pdf>

Таблица 7 – Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
<i>Налоги, относимые на себестоимость</i>	
1. Налог на добычу полезных ископаемых	<p>Расчетная ставка: Нефть 2017 г. – 6 584 руб. за тонну; 2018 г. – 6 635 руб. за тонну; 2019 г. – 6 706 руб. за тонну; с 2020 г. – 6 278 руб. за тонну.</p> <p>Налоговая ставка 919 – с 2017 г. умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть – $K_{Ц}$. Полученное произведение уменьшается на величину показателя $D_{М}$, характеризующего особенности добычи нефти.</p> <p>$K_{Ц} = (Ц-15) \cdot P/261$, где $Ц$ – средний за налоговый период уровень цен нефти «Юралс» в долларах США за баррель; P – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ; $D_{М} = K_{ЦДПИ} \cdot K_{Ц} \cdot (1 - K_{В} \cdot K_{3} \cdot K_{Д} \cdot K_{ДВ} \cdot K_{КАН}) - K_{К}$, где $K_{ЦДПИ}$ равно 559 – с 1 января 2016 г. $K_{К}$ равно 306 – с 1 января по 31 декабря 2017 г., 357 – с 1 января по 31 декабря 2018 г., 428 – с 1 января по 31 декабря 2019 г., 0 – с 1 января 2020 г. $K_{В} = 3,8 - 3,5 \cdot N/V$, где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода; V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января 2006 года и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года..</p> <p>В случае, если степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент $K_{В}$ принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент $K_{В}$ принимается равным 0,3;</p> <p>В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_3) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов ($C_{В3}$) конкретного участка недр, меньше или равна 0,05, коэффициент K_3 рассчитывается по формуле:</p> <p>$K_3 = 0,125 \times V_3 + 0,375$</p>

	<p>Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (K_d), принимается:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) равным 0,2 • при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-6}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров; 2) равным 0,4 • при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-5}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров; 3) равным 0,8 • при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых; 4) равным 1 • при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья, характеристики которых не соответствуют характеристикам стикам, указанным в подпунктах 1 • 3. <p>Коэффициент K_d в размере, установленном подпунктами 1 • 3, применяется до истечения 180 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента принимается равным 1.</p> <p>Степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья для целей расчета коэффициентов K_d и $K_{дв}$ рассчитывается налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода</p> <p>В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент $K_{дв}$ рассчитывается по формуле:</p> $K_{дв} = 3,8 - 3,5 * N_{дн} / V_{дн}, \text{ где}$ <p>$N_{дн}$ • сумма накопленной добычи нефти по конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>$V_{дн}$ • начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент $K_{дв}$ принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент $K_{дв}$ принимается равным 0,3;</p> <p>Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти ($K_{кап}$), принимается равным 1. В отношении нефти вязкостью более 200 мПа•с и менее 10 000 мПа•с (в пластовых условиях), а также нефти на участках недр, расположенных полностью или частично в том числе в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, в Азовском, Каспийском, Черном, Охотском морях и некоторых других участках недр, коэффициент $K_{кап}$ принимается равным 0 при соблюдении определенных условий.</p>
--	---

.....

2. Страховые взносы	Всего 2017-2019 гг. – 30 %. С 2020 г. – 34% от начисленной суммы ФОТ, в том числе:
- пенсионный фонд	2017-2019 гг. – 22 %, с 2020 г. – 26% от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 876 тыс. руб./чел. в год)
- фонд социального страхования	2,9 % от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 755 тыс. руб./чел. в год)
- фонд медицинского страхования	5,1 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
3. Страхование от несчастного случая	0,5 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
4. Прочие налоги	Взяты по фактическим данным ОАО «Томскнефть» ВНК за 2016 год по Северо-Останинского месторождения и составляют 529 тыс. руб.
<i>Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат</i>	
1. Экспортная пошлина	С 2017г. – 4 394 руб. за тонну (при сложившейся за предшествующий месяц средней ценой нефти сырой марки «Юралс» в долларах США за тонну менее 109,5 доллара США – 0 %, при превышении за предшествующий месяц сложившейся средней цены нефти сырой марки «Юралс» 109,5 доллара США за тонну, но не более 146 долларов США за тонну (включительно) – 35 % от разницы; свыше 146, но не более 182,5 доллара США (включительно) – в размере 12,78 доллара за тонну и 45 % от разницы, свыше 182,5 доллара США – 29,2 доллара за тонну и с 2017 г. – 30% от разницы,).
2. Налог на имущество предприятий	2,2 % от стоимости основных фондов.
3. Налог на прибыль	20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

2. Транспорт

<http://www.rbcdaily.ru/industry/562949978984420>

Тариф на перевозку нефти устроен таким образом, что перевозка нефти в собственной или арендованной цистерне значительно дешевле. В качестве примера можно привести расчет стоимости транспортировки цистерны с сырой нефтью по маршруту Уяр — Дземги, на долю которого приходится около 20% всех внутренних перевозок нефти в России.

Стоимость перевозки сырой нефти в вагонах парка РЖД по данному маршруту согласно тарифному руководству составляет 170 тыс. руб. Нормативная грузоподъемность цистерны для сырой нефти — 60 т. Таким образом, затраты на транспортировку одной тонны — 2840 руб.

При использовании собственного подвижного состава стоимость перевозки за тонну будет существенно меньше — около 1600 руб. за тонну, но следует учесть, что для повторной погрузки вагоны необходимо вернуть на станцию отправления. Итоговая сумма затрат составит 2341 руб., то есть экономия на перевозке нефти в собственных вагонах по данному маршруту составляет около 500 руб. за тонну.

Тонна нефти стоит в пределах 16 000 — 18 000 руб., доля транспортных расходов в случае использования вагонов РЖД — 16—18%, а при перевозке в цистернах собственного парка — 13—15%.

http://www.rosneft.ru/attach/0/57/73/MDA_RUS_Q2_2012.pdf

	За 2 месяца, закончившихся		Изменение	За 6 месяцев, закончившихся		Изменение
	30 июня 2012	31 марта 2012		30 июня 2012	30 июня 2011	
	(тыс. руб./т)	(тыс. руб./т)	(%)	(тыс. руб./т)	(тыс. руб./т)	(%)
НЕФТЬ						
Транспортировка на внутреннем рынке						
<i>Трубопроводный транспорт</i>						
Юганскнефтегаз – НПЗ Самарской группы	0,75	0,75	0,0%	0,75	0,72	4,2%
Самаранефтегаз – НПЗ Самарской группы	0,05	0,05	0,0%	0,05	0,05	0,0%
Юганскнефтегаз – Ангарская НХК	1,25	1,25	0,0%	1,25	1,19	5,0%
Пурпе – Туапсинский НПЗ	1,56	1,56	0,0%	1,56	1,48	5,4%
Томскнефть – Ачинский НПЗ	0,34	0,34	0,0%	0,34	0,33	3,0%
<i>Смешанная транспортировка</i>						
Юганскнефтегаз – Комсомольский НПЗ	4,14	4,14	0,0%	4,14	3,92	5,6%
Экспорт						
<i>Трубопроводный транспорт</i>						
Юганскнефтегаз – Порт Приморск	1,54	1,54	0,0%	1,54	1,29	19,4%
Юганскнефтегаз – Порт Новороссийск	1,49	1,49	0,0%	1,49	1,44	3,5%
Ванкор (Пурпе) – Козьмино	1,89	1,89	0,0%	1,89	1,82	3,8%
<i>Ж/д и смешанная транспортировка</i>						
Ставропольнефтегаз - КТК (ж/д транспортировка)	0,70	0,70	0,0%	0,70	0,66	6,1%
НЕФТЕПРОДУКТЫ (Экспорт)						
Дизельное топливо						
НПЗ Самарской группы – Порт Венгеспилс	1,89	1,82	3,8%	1,86	1,69	10,1%
Ангарская НХК – Порт Находка	4,16	4,16	0,0%	4,16	3,89	6,9%
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	1,63	1,63	0,0%	1,63	1,53	6,5%
Ачинский НПЗ – Туапсе	4,69	4,69	0,0%	4,69	4,38	7,1%
Мазут						
НПЗ Самарской группы – Одесса	2,90	2,82	2,8%	2,86	2,67	7,1%
Ангарская НХК – Порт Находка	4,14	4,14	0,0%	4,14	3,96	4,5%
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	1,56	1,56	0,0%	1,56	1,48	5,4%
Ачинский НПЗ – Порт Находка	5,30	5,30	0,0%	5,30	4,89	8,4%
Нафта						
НПЗ Самарской группы – Туапсе	1,93	1,93	0,0%	1,93	1,87	3,2%
Ачинский НПЗ – Туапсе	4,58	4,58	0,0%	4,58	4,30	6,5%
Ангарская НХК – Порт Находка	3,92	3,92	0,0%	3,92	3,78	3,7%
Комсомольский НПЗ – Порт Находка	1,60	1,60	0,0%	1,60	1,50	6,7%

Источник: Транснефть, РЖД, НК Роснефть. Данные по тарифам приведены для наиболее загруженных маршрутов для каждого из направлений. Тарифы для смешанной транспортировки по экспорту включают стоимость перевалки на терминалах, не принадлежащих РЖД.

	За 3 месяца, закончившихся								% изменения		
	30 июня 2012				31 марта 2012				Объема	Стоимости	Стоимости транспортировки 1 тыс. руб./т
	Объем, млн т.	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млрд руб.	Стоимость транспортировки 1 т, тыс. руб./т	Объем, млн т.	Доля в объемах экспорта	Стоимость, млрд руб.	Стоимость транспортировки 1 тыс. руб./т			
НЕФТЬ											
Реализация за рубежом											
Трубопровод	16,3	97,0%	26,8	1,65	15,4	97,2%	24,7	1,61	5,8%	8,5%	2,5%
Ж/д и смешанный	0,5	3,0%	0,4	0,82	0,4	2,8%	0,4	0,86	25,0%	-	(4,7)%
Поставка на НПЗ											
Трубопровод ⁽¹⁾	9,6		5,7	0,59	11,2		6,5	0,58	(14,3)%	(12,3)%	1,7%
Ж/д и смешанный	1,5		5,9	4,00	1,5		6,2	4,07	-	(4,8)%	(1,7)%
НЕФТЕПРОДУКТЫ											
Реализация за рубежом											
Трубопровод ⁽²⁾	0,1	1,0%	0,2	2,14	0,3	3,7%	0,8	2,39	(66,7)%	(75,0)%	(10,5)%
Ж/д и смешанный	7,7	79,4%	14,2	1,86	7,8	85,1%	15,0	1,93	(1,3)%	(5,3)%	(3,6)%
Прочие транспортные расходы⁽³⁾											
			5				6			(16,7)%	
Итого	35,7		58	1,62	36,6		60	1,64	(2,5)%	(3,3)%	(1,2)%

Тарифы

<http://www.oilru.com/nr/104/1416/>

<http://news.finance.ua/ru/~1/0/all/2007/02/15/93519>

<http://fondripp.ru/published/item-1f9d.html>

<http://newtariffs.ru/news/belorussiya-povysila-tarif-na-prokachku-rossiiskoi-nefti>

<http://www.topneftegaz.ru/science/view/280>

Высокие тарифы действуют также и на Балтийском нефтепроводе - 6.4791 рублей за 100 ткм. Таблица 2. Тарифные ставки в системе АК «Транснефть с 1 января 2006 г. [13].

Магистральные нефтепроводы ОАО "АК "Транснефть "	Ставка тарифа*	Ставка тарифа**	Ставка тарифа***
ОАО «Сибнефтепровод»	6.0679	8.6288	8.6288
ОАО «Центрсибнефтепровод»	5.9309	8.6288	8.6288
ОАО «Транссибнефть»	7.6733	8.6288	8.6288
ОАО «Уралсибнефтепровод»	5.3966	8.6288	8.6288
ОАО «Северо-Западные МН»	5.0752	8.6288	8.6288
ОАО «Верхневолжнефтепровод»	6.4792	8.6288	8.6288
ОАО «Приволжскнефтепровод»	6.0733	8.6288	8.6288
ОАО «МН «Дружба»	4.5338	8.6288	8.6288
ОАО «Черномортранснефть»	12.2709	8.6288	8.6288
ОАО «Северные МН»	12.9696	8.6288	8.6288
ООО «Балтнефтепровод»	6.4791	8.6288	8.6288
ОАО "Северные МН", Уса-Ухта	79.6291	8.6288	8.6288

* - услуги по перекачке нефти, рубли за 100 ткм (без НДС).

** - поставки нефти на нефтеперерабатывающие заводы Российской Федерации и государств – участников соглашения о Таможенном Союзе, рубли за 100 ткм (без НДС).

<http://www.biztass.ru/news/id/41680>

МОСКВА, 9 октября. /БИЗНЕС-ТАСС/. "Транснефть" планирует завершить технологическое заполнение трубопровода ВСТО-2 к 4 ноября. Об этом ИТАР-ТАСС сообщил официальный представитель компании Игорь Демин.

По его словам, "по оценке экспертов "Транснефти", исходя из темпов технологического заполнения, мы завершим заполнение нового трубопровода к 4 ноября".

Как сообщил Демин, на ноябрь запланирована отправка еще четырех танкеров по 100 тыс тонн нефти, которая будет поступать по построенному трубопроводу.

Как ранее сообщал ИТАР-ТАСС, сейчас "Транснефть" транспортирует нефть ВСТО-1 от Сковородино до порта Козьмино железнодорожным транспортом.

Мощности ВСТО-2 позволяют перекачивать на начальном этапе по 30 млн тонн нефти в год с последующим увеличением объемов транспортировки до 50 млн тонн, отметили в компании.

Первая очередь нефтепровода ВСТО введена в строй в декабре 2009 года.

<http://www.fstrf.ru/press/interview/46/print>

И при этом по новому направлению - маршруту ВСТО в направлении порта Козьмино - был установлен тариф на комплексную транспортировку нефти в размере 1 тыс. 598 рублей за транспортировку тонны нефти по всему маршруту.

По расчетам "Транснефти" себестоимость транспортировки нефти до порта Козьмино составляет примерно \$130 за тонну (3,900 тыс рублей), разницу планировалось компенсировать за счет сборов, полученных на других направлениях.

.....

Проект нефтепровода для поставок нефти из восточных регионов России в страны АТР. Общая протяженность маршрута - 4188 км, мощность нефтепровода – до 80 млн тонн в год.

Проект экспортного нефтепровода, по которому российская нефть будет поставляться в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, первоначально предусматривал прокладку трассы между Ангарском – самым восточным пунктом отечественной системы магистральных трубопроводов, и портом Находка на берегу Японского моря. В настоящее время, согласно Обоснованию инвестиций, выполненному ОАО "АК "Транснефть", предполагается строительство нефтепровода по маршруту Тайшет-бухта Перевозная (Амурский залив).

Общая протяженность этого маршрута – 4188 км. Мощность нефтепровода – до 80 млн тонн в год. В рамках работ над проектом предполагается построить 44 НПС, перегрузочный комплекс нефти с резервуарным парком и морским терминалом в бухте Перевозная, 5 узлов комплексного учета нефти и многочисленные объекты инфраструктуры. Планируется, что сырьевой базой для нефтепровода станут нефтяные месторождения в Эвенкии, Иркутской области и Якутии, которые находятся в стадии освоения. Кроме того, согласно документации "Транснефти", в Перевозную будет также поступать нефть с месторождений Ханты-Мансийского округа.

К разработке Декларации о намерениях и Обоснований инвестиций строительства нефтепровода Ангарск-Находка “Транснефть” приступила в августе 2001 г. во исполнение специального поручения Президента РФ.

В рамках разработанной Декларации о намерениях было рассмотрено несколько вариантов маршрутов нефтепровода, из которых к дальнейшей разработке как наиболее оптимальный был рекомендован вариант Ангарск-Казачинское-Тында-Хабаровск-Японское море.

Проект получил одобрение в Министерстве экономического развития и торговли России, где в январе 2002 г. состоялась презентация Декларации о намерениях проекта с участием Министерства энергетики и нефтяных компаний. В апреле 2002 г. “Транснефть” согласовала Декларацию о намерениях в администрациях регионов, на территории которых будут расположены объекты нефтепровода: в Иркутской, Читинской, Амурской областях, Еврейской АО, Республике Бурятия, Приморском и Хабаровском краях.

В 2002-2003 гг. в правительстве РФ проводился анализ двух конкурентных проектов: Ангарск-Находка и Ангарск-Дацин (Китай). Последний развивался по инициативе “ЮКОСа”, который был намерен поставлять в Китай 20-30 млн тонн нефти в год со своих месторождений Томской области и Красноярского края. Правительством России “ЮКОС” был назначен координатором поставок отечественной нефти в Китай и ему было поручено вести переговоры с китайской стороной о формуле цены на поставляемую нефть и маршруте нефтепровода.

Весной 2003 г. Правительство РФ приняло принципиальное решение относительно маршрута восточного нефтепровода: нефть пойдет на Находку, а потом от магистрали будет построено ответвление на Дацин. Такой вариант развития нефтепроводной системы на востоке России заложен и в Энергетической стратегии развития России до 2020 г.

К лету 2003 г. МПР России провело государственную экологическую экспертизу проекта Ангарск-Находка; в приказе от 09.07.2003 №585, выпущенном этим министерством, было указано, что относительно участка с 566,7 по 878,1 км (в пределах водосборного бассейна Байкала) не может быть сделан вывод об экологической допустимости намечаемой деятельности. Материалы были возвращены на доработку.

В процессе доработки в “Транснефти” было принято решение об изменении маршрута трубы: начальной точкой системы становится город Тайшет.

В настоящее время в “Транснефти” изучают два варианта строительства нефтепровода из Тайшета: первый предполагает сооружение трубы мощностью 80 млн твг сразу, второй – в четыре этапа. Предполагается, что уже осенью 2004 г. проект пройдет государственную экологическую экспертизу. Пока в регионах, по которым должна пройти труба, состоялись только общественные слушания, в результате которых было высказано много замечаний к экологической стороне проекта.

Несмотря на то, что еще в прошлом году Правительство РФ приняло принципиальное решение о строительстве нефтепроводов и на Находку, и на Дацин, маршрут трубы все еще обсуждается им. В “Основных направлениях деятельности Правительства РФ на период до 2008 г.”, которые были одобрены на заседании Правительства и утверждены главой кабинета министров Михаилом Фрадковым 28 июля 2004 г., говорится, что вопрос о строительстве нефтепровода в восточном направлении будет решен до конца 2004 г. Дискуссионной по-прежнему является необходимость строительства ответвления на Дацин.

Интерес к “восточному” нефтепроводу проявляют прежде всего в Японии и Китае. Обе страны, в частности, выразили заинтересованность в участии в добычных проектах тех регионов, которые рассматриваются как его сырьевая база.

..... Действительно, определить, какая из широкомасштабных нефтепроводных авантюр должна стать приоритетной, сложно. А тут еще в околоправительственных кругах вдруг экономисты обнаружили. Центр стратегических разработок (ЦСР), работающий на Минэкономразвития, в докладе «О возможных направлениях развития

инфраструктуры по транспортировке российской нефти» сообщил, что при реализации всех озвученных нефтепроводных планов государственная монополия «Транснефть» в ближайшие шесть лет собирается освоить под строительство 6500 км трубопроводов 24 млрд. долларов. Это, прежде всего трубопровод «Восточная Сибирь — Тихий океан» (14,4-14,9 млрд. долларов в ценах 2 квартала 2004 г.), «Сургут — Индига» (5,8 млрд. долларов), повышение мощности «Балтийской трубопроводной системы» с 50 до 62 млн. т (2,8 млрд. долларов), Трансфракийская труба за 900 млн. долларов, проект «Дружба — Адрия» — 320 млн. долларов.

В среднем 1 км трубы, которую собирается строить «Транснефть», обойдет в 3,4 млн. долларов. Это существенно выше удельных затрат на строительство 1 км нефтепровода «Баку-Джейхан» (1,6 млн. долларов) или трубопровода Каспийского трубопроводного консорциума — КТК (1,7 млн. долларов). Приличной в мировой практике считается цена 1-2 млн. долларов за 1 км.

Авторы доклада скромно решили не привлекать внимание к тому факту, что самый «жирный проект» «Транснефти» — трубопроводная система «Восточная Сибирь — Тихий океан» при протяженности 4,2 тыс. км и объявленной стоимости 15,4 млрд. долларов обойдется в 3,7 млн. рублей за 1 км. Столько же «Транснефть» хочет получить и за строительство 1 км трубопровода «Сургут — Индига». Однако в это же время российские нефтяные компании готовы вести строительство этого нефтепровода при затратах 1,2-1,3 млн. долларов за 1 км.

Вице-президент компании «Транснефть» г-н Сергей Григорьев поспешил внести уточнения. Оказывается, его компания приводит максимальные оценки стоимости проектов. В действительности они могут оказаться в 1,5 раза ниже. Во время строительства Балтийской трубопроводной системы 1 км трубопровода вообще обошелся в 0,7 млн. долларов, что вдвое ниже показателей нефтепровода КТК. Откуда в таком случае появляются пожелания получить 3,8 млн. долларов за 1 км трубопровода, г-н Григорьев не объяснил.

ЦСР предлагает принять меры по демонополизации и рассмотреть возможность реализации проекта строительства экспортного трубопровода на Мурманск, который был предложен консорциумом компаний во главе с «ЛУКОЙЛ». Тем не менее, понятно, что после показательного «мочения в сортире» компании «Юкос», которая среди прочего страдает и за попытку построить независимый экспортный трубопровод в Китай, ни одна из действующих на территории России нефтяных компаний на крупные самостоятельные шаги в этом направлении не решится.

Источник: «Ведомости» 29.10.2004.

...Natback (цена на выходе с месторождения)

<https://iv-g.livejournal.com/326654.html>



