

Раздел 3. НАЛОГ НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПРИ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

В настоящем разделе рассматриваются элементы НДС при применении к углеводородному сырью как к самостоятельной группе полезных ископаемых, так и к отдельным видам полезных ископаемых.

Главой 26 Налогового кодекса установлен особый порядок определения таких элементов НДС при добыче углеводородного сырья, как объект налогообложения, налоговая база, налоговые ставки, порядок исчисления налога, причем такие особенности установлены преимущественно по отдельным видам углеводородного сырья. Специальные правила установлены при налогообложении добычи углеводородного сырья в границах внутренних морских вод, территориального моря Российской Федерации или на континентальном шельфе Российской Федерации.

3.1 Объект налогообложения. Налоговая база.

Налогообложение добычи углеводородного сырья при общем режиме (общий континентальный режим)

Объект налогообложения определяется в общеустановленном порядке как полезное ископаемое, добытое из недр, отходов и потерь горнодобывающей промышленности, а также на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации.

В соответствии с пунктом 2 статьи 337 Налогового кодекса Российской Федерации **видами углеводородного сырья** являются:

- нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная;
- газовый конденсат из всех видов месторождений углеводородного сырья, прошедший технологию промышленной подготовки в соответствии с техническим проектом разработки месторождения до направления его на переработку. Переработкой газового конденсата в целях НДС является отделение гелия, сернистых и других компонентов и примесей при их наличии, получение стабильного конденсата, широкой фракции легких углеводородов и продуктов их переработки;
- газ горючий природный (растворенный газ или смесь растворенного газа и газа из газовой шапки) из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемый через нефтяные скважины. Иначе такой газ именуется попутным газом;
- газ горючий природный из всех видов месторождений углеводородного сырья, за исключением попутного газа;

- метан угольных пластов. В то же время подпунктом 6 пункта 2 статьи 336 Налогового кодекса Российской Федерации метан угольных пластов выведен из объектов налогообложения.

Налоговая база при добыче углеводородного сырья определяется в зависимости от того, осуществляется ли эта добыча на новом морском месторождении углеводородного сырья или нет.

При добыче на новом морском месторождении углеводородного сырья налоговая база определяется как стоимость этого сырья в течение определенного периода времени. Продолжительность так называемого периода «фискальной стабильности» зависит от категории, к которой относится море (часть моря), где находится указанное месторождение.

В иных случаях, в том числе на новых морских месторождениях после окончания периода «фискальной стабильности», налоговая база при добыче углеводородного сырья определяется как количество добытого полезного ископаемого.

По общему правилу в целях исчисления НДС при добыче углеводородного сырья учитывается количество полезных ископаемых, добытых на участке недр. Однако в некоторых случаях применение ставок налога, коэффициентов или порядка расчета налога предполагает расчет количества добытых полезных ископаемых по другим учетным единицам.

Так, применение понижающих коэффициентов к ставке НДС при добыче трудноизвлекаемой нефти (нефти с низким уровнем проницаемости пластов) предусматривает учет отдельных показателей по залежам углеводородного сырья.

Механизм расчета ставки НДС при добыче газа горючего природного также предусматривает использование показателей по залежам углеводородного сырья.

При этом под залежью углеводородного сырья понимается объект учета углеводородного сырья на государственном балансе запасов полезных ископаемых, в составе которого не выделены иные объекты учета.

Режим налогообложения новых морских месторождений, как следует из названия, предусматривает налогообложение добычи углеводородного сырья из месторождения, как совокупности залежей углеводородного сырья.

В главе 26 Налогового кодекса используются три вида объектов учета углеводородного сырья, применительно к которым определяется количество добытого полезного ископаемого, применяются ставки НДС и коэффициенты к ставкам:

- участок недр;
- залежь углеводородного сырья (см. рисунок 1);
- месторождение углеводородного сырья.

Участок недр: - геометризованный блок
- границы



одно месторождение

несколько месторождений

часть месторождения

Месторождение углеводородного сырья:

совокупность залежей углеводородного сырья, выделенных для промышленной разработки в соответствии с проектной документацией на разработку, согласованной в установленном порядке

Залежь углеводородного сырья:

Объект учета запасов на государственном балансе запасов полезных ископаемых, в составе которого не выделены иные объекты учета

Рис. 1. Виды объектов учета для НДСИ

Участок недр в соответствии с Законом «О недрах» – геометризованный блок недр, который имеет пространственные границы. Иными словами участок недр – это лицензионный участок, которые может включать один, несколько или часть иных учетных объектов – месторождения, залежи.

Залежь углеводородного сырья – это объект учета запасов углеводородного сырья на государственном балансе запасов полезных ископаемых на конкретном участке недр, в составе которого не выделены иные объекты учета.

Месторождение углеводородного сырья – совокупность залежей углеводородного сырья, выделенных для промышленной разработки в соответствии с проектной документацией на разработку, согласованной в установленном порядке.

В таблице 2 приведены критерии добытых углеводородов и параметры их учета по указанным объектам учета.

Таблица 2. Соотношение категорий углеводородного сырья и объектов учета

Объект	Категория УВС	Параметры учета
Месторождение углеводородного сырья	Все виды углеводородного сырья, добытого на новом морском месторождении	количество стоимость
Залежь углеводородного сырья	Нефть при наличии на участке недр трудноизвлекаемой нефти ($K_d < 1$)	количество, проницаемость, нефтенасыщенная толщина пласта, степень выработанности
	Газ горючий природный и газовый конденсат	глубина залежи, особенности разработки отдельных залежей (Корз)
Участок недр	Иные категории нефти	количество, степень выработанности, НИЗ
	Газ горючий природный и газовый конденсат	степень выработанности, регион добычи, автономность системы газоснабжения, доля добытого газа (за исключением ПНГ) в общем количестве углеводородного сырья (газа и конденсата)
Все участки недр н/пл	Газ горючий природный и газовый конденсат	доля добытого газа (за исключением ПНГ) в суммарном количестве углеводородного сырья, включая нефть и ПНГ

Налоговой базой по всем видам углеводородного сырья, за исключением добытых на новых морских месторождениях в период «фискальной стабильности», является количество добытого полезного ископаемого, поэтому наиболее актуальным является вопрос корректного определения количества добытого полезного ископаемого. Кроме того, существует большое число

льгот по налогу на добычу полезных ископаемых при добыче нефти и газа горючего природного, каждому из этих видов полезных ископаемых присущ особый порядок определения окончательной ставки НДС, поэтому вопросы налогообложения нефти, газового конденсата и газа горючего природного будут рассмотрены применительно к каждому из указанных видов полезных ископаемых.

Количество добытой нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной определяется в единицах массы нетто, которой признается количество нефти за вычетом отделенной воды, попутного нефтяного газа и примесей, а также за вычетом содержащихся в нефти во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических примесей, определенных лабораторными анализами.

Количество добытой нефти в соответствии с требованиями Налогового кодекса определяется в порядке, который устанавливает Правительство Российской Федерации.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 года № 451 утверждены Правила учета нефти, которые предусматривают особенности сбора, транспортировки и подготовки нефти на различных технологических объектах. Организация учета нефти должна позволять определять количество нефти, добытой из каждой скважины углеводородного сырья.

Ключевыми показателями, характеризующими количество добытой нефти, предусмотренными указанными Правилами, являются следующие:

- масса нетто нефти, добытой в отчетный период Дф;
- масса нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, извлеченной из скважин месторождения (лицензионного участка) $\sum_{i=1}^{N_0} M_{\text{неф СКВ}i}$;
- дисбаланс ΔM ;
- уточненная масса нефти, добытой за отчетный период, Днефлу.

Масса нетто нефти, добытой в отчетный период (Дф), которая определяется по завершении подготовки нефти на месторождении (участке недр). Этот показатель представляет собой массу нетто нефти, измеренную на первой после завершения подготовки нефти системе измерения количества нефти, плюс изменение остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти и корректировку на показатели нефти, израсходованной на технологические нужды, переданной на подготовку третьим лицам, принятой на подготовку, на возвратную нефть и на величину фактических потерь.

Второй показатель – **масса нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси**, извлеченной из скважин месторождения (лицензионного участка) ($\sum_{i=1}^{N_0} M_{\text{неф СКВ}i}$).

Масса нетто нефти по каждой скважине $M_{\text{неф СКВ}i}$ представляет собой произведение дебита скважины по массе нетто нефти в определенном периоде измерений, которых должно быть не менее 5 в месяц, и количества суток в этом периоде. Иными словами средний период измерений – 6 суток (30 : 5). Если измерения осуществляются 10 раз в месяц, то период – три дня – (30 : 10).

Третий показатель ΔM представляет собой разницу между $\sum_{i=1}^{N_0} M_{\text{неф СКВ}i}$ (массой нефти, измеренной на скважинах) и D_f (массой нетто нефти по завершении подготовки). Эта разница именуется дисбалансом и определяется для того, чтобы с учетом доли продукции скважины в общем количестве нефти, добытой на участке недр, уточнить количество нефти, добытой через каждую скважину, принимая во внимание также погрешность средств измерений, и получить показатель $M_{\text{уточн неф СКВ}i}$.

Следующий важный показатель – **Днефлу** – масса нефти, добытой за отчетный период, представляет собой совокупность уточненных показателей массы нефти ($M_{\text{уточн неф СКВ}i}$) по всем учетным единицам: для участка недр – по всем скважинам участка недр, для пласта – по всем скважинам, разрабатывающим пласт, для залежи – по всем скважинам, разрабатывающим залежь.

Уточненный показатель массы нефти по скважине $M_{\text{уточн неф СКВ}i}$ определяется с учетом погрешности средств измерений по формуле:

$$M_{\text{уточн неф СКВ}i} = M_{\text{неф СКВ}i} - \Delta M \times \left[\frac{M_{\text{неф СКВ}i} \times \Delta CИ_{\text{скв}}^i}{\sum_{i=1}^n (M_{\text{неф СКВ}i} \times \Delta CИ_{\text{скв}}^i)} \right],$$

где:

$M_{\text{неф СКВ}i}$

– масса нетто нефти в составе нефтегазодводяной смеси, извлеченной из i -й скважины месторождения (участка недр) в отчетный период (тонн);

ΔM – дисбаланс (тонн);

$\Delta CИ_{\text{скв}}^i$

– погрешность средств измерений, с помощью которых проведено измерение количества массы нетто нефти в течение отчетного периода в составе нефтегазодводяной смеси, извлеченной из i -й скважины месторождения (участка недр) (процентов);

N_0 – количество скважин на месторождении (участке недр) (штук).

Существенное значение в порядке учета добытой нефти занимает и определение **потерь при добыче** (Пф), которые складываются из фактических технологических потерь нефти (Пф технол) и непроизводственных потерь (Пнепр).

Пфтехнол – фактические технологические потери нефти, хотя и называются фактическими, представляют собой нормативные потери, рассчитываемые от тех же показателей, которые используются при определении показателя Дф – массы нетто подготовленной нефти по участку недр.

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 15.08.2014 № 529 утверждены формы первичного и сводного учета добытой нефти, которые используются при определении количества добытой нефти по участку недр (месторождению) и залежи углеводородного сырья для расчета НДС: паспорт качества нефти; сводный месячный эксплуатационный рапорт; расчет массы нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти; расчет фактических остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти.

3.2 Налоговая база и ставки НДС. Порядок исчисления налога. Налоговый вычет. Особенности налогообложения добычи газа и газового конденсата

Ставки НДС при добыче нефти учитывают различные факторы, влияющие на рентабельность проектов по добыче нефти: вязкость нефти, стадия разработки участка недр, физико-химические характеристики, величина запасов и другие. Понижение налогового обязательства в указанных случаях достигается либо применением нулевой ставки НДС либо применением к базовому значению ставки НДС корректирующих, как правило, понижающих коэффициентов.

Нулевые ставки НДС при добыче нефти

Статьей 342 Налогового кодекса предусмотрено несколько оснований для применения нулевой ставки НДС при добыче нефти, помимо нормативных потерь и добычи из некондиционных запасов.

Сверхвязкая нефть

По нулевой ставке облагается нефть вязкостью 10 000 мПа х с и более, а в отношении нефти с вязкостью более 200 мПа х с до 10 000 мПа х с будет применяться коэффициент Ккан равный нулю в формуле определения показателя, характеризующего особенности добычи нефти Дм. Этот же коэффициент Ккан применяется в отношении нефти, добытой на территории налоговых каникул, то есть нулевая ставка НДС для этих территорий не действует. Особенности определения показателя Дм и коэффициента Ккан изложены далее.

Морские месторождения

Нулевая ставка НДС установлена также для нефти и иных видов углеводородного сырья, добытого из залежи углеводородного сырья на участке недр, расположенном полностью в границах внутренних морских вод, территориального моря, на континентальном шельфе Российской Федерации или в российской части (российском секторе) дна Каспийского моря, при соблюдении хотя бы одного из следующих условий:

- степень выработанности запасов каждого вида углеводородного сырья (за исключением попутного газа), добываемого из соответствующей залежи углеводородного сырья, по состоянию на 1 января 2016 года составляет менее 0,1 процента;

- запасы углеводородного сырья, добытого из соответствующей залежи углеводородного сырья, по состоянию на 1 января 2016 года не были поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых.

Трудноизвлекаемая нефть

По нулевой ставке облагается нефть, добытая из залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям, для этого введен новый подпункт 21 пункта 1 статьи 342 Налогового кодекса. Для применения нулевой ставки для указанных типов продуктивных отложений одновременно должны соблюдаться все следующие условия:

- нефть добывается из скважин, работающих в соответствии с проектной документацией, согласованной в установленном порядке, исключительно на залежах углеводородного сырья, отнесенных к указанным продуктивным отложениям;

- учет нефти, добываемой из указанных залежей углеводородного сырья, осуществляется с учетом следующих требований:

1) учет количества добытой нефти осуществляется по каждой скважине, работающей на залежи углеводородного сырья;

2) измерение количества добываемой скважинной жидкости и определение ее физико-химических свойств осуществляются по каждой скважине, работающей на залежи углеводородного сырья, не реже четырех раз в месяц;

3) определение количества добытой нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной осуществляется на основании данных учета и измерений, указанных в пунктах 1 и 2;

- нефть добывается из залежей углеводородного сырья, запасы которых учтены в государственном балансе запасов полезных ископаемых, утвержденном по состоянию на 1 января 2012 года, и степень выработанности запасов которых в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2012 года составляет менее 13 процентов

либо запасы нефти по которым поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых после 1 января 2012 года.

Нулевая ставка применяется с налогового периода, следующего за налоговым периодом, в котором запасы нефти по конкретной залежи углеводородного сырья поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых, и до истечения 180 налоговых периодов, которые начинаются с одной из следующих дат:

1 января 2014 года – для залежей углеводородного сырья, степень выработанности запасов которых в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2012 года составляет более 1 процента или равна 1 проценту, но менее 3 процентов;

1 января 2015 года – для залежей углеводородного сырья, степень выработанности запасов которых в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2012 года составляет более 3 процентов или равна 3 процентам;

1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья, рассчитываемая налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода, впервые превысила 1 процент, – для иных залежей углеводородного сырья.

Степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья рассчитывается налогоплательщиком самостоятельно на основании данных утвержденного государственного баланса запасов полезных ископаемых как частное от деления суммы накопленной добычи нефти из конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) на дату составления государственного баланса запасов полезных ископаемых на начальные извлекаемые запасы нефти, определяемые как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья на дату утверждения государственного баланса запасов полезных ископаемых.

Базовая ставка НДС при добыче нефти и корректирующие коэффициенты

Базовое значение ставки составляет 919 рублей за 1 тонну. При окончательная ставка НДС при добыче нефти определяется по формуле:

$$Ст = Бст \times Кц - Дм,$$

где Дм – показатель, характеризующий особенности добычи нефти.

Показатель Дм определяется в порядке, установленном статьей 342.5 Налогового кодекса:

$$Дм = Кндпи \times Кц \times (1 - Кв \times Кз \times Кд \times Кдв \times Ккан) - Кк - Кма * Свн,$$

где Кндпи принимается равным 559.

Сведения о базовом значении ставки и общая информация о коэффициентах и показателях за период с момента введения НДС в 2002 году приведены в таблице 4.

Порядок определения коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть (Кц), установлен пунктом 3 статьи 342 Налогового кодекса. Коэффициент Кц ежемесячно определяется налогоплательщиком самостоятельно путем умножения среднего за налоговый период уровня цен нефти сорта «Юралс», выраженного в долларах США, за баррель (Ц), уменьшенного на 15, на среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации (Р), и деления на 261:

$$Кц = (Ц - 15) \times Р / 261$$

Средний за истекший налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» определяется как сумма средних арифметических цен покупки и продажи на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за все дни торгов, деленная на количество дней торгов в соответствующем налоговом периоде.

Средние за истекший месяц уровни цен нефти сорта «Юралс» на средиземноморском и роттердамском рынках нефтяного сырья ежемесячно в срок не позднее 15-го числа следующего месяца доводятся через официальные источники информации.

Порядок доведения информации установлен распоряжением Правительства Российской Федерации от 19.08.2002 № 1118-р: Минэкономразвития России определено уполномоченным органом по доведению через официальные источники информации средней за истекший месяц цены на нефть сорта «Юралс» и ежемесячно, не позднее 15-го числа, должно опубликовывать в «Российской газете» среднюю за предыдущий месяц цену на нефть сорта «Юралс».

При отсутствии указанной информации в официальных источниках средний за истекший налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» на средиземноморском и роттердамском рынках нефтяного сырья определяется налогоплательщиком самостоятельно.

Среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации, определяется налогоплательщиком самостоятельно как среднеарифметическое значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации, за все дни в соответствующем налоговом периоде.

Коэффициент Кц округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

Таблица 3. Базовое значение ставки НДС при добычи нефти и корректирующие коэффициенты и показатели

Год	Базовая ставка	Коэффициент К _и	Коэффициент К _в	Коэффициент К _з	Коэффициент К _д	Коэффициент К _{лв}	Показатель Д _м	Класс	Квант
2002	340	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
2003	340	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
2004	340	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
2005	419	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
2006	419	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
2007	419	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	$3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V}$	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
2008	419	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	$3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V}$	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
2009	419	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	$3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V}$	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
2010	419	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	$3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V}$	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
2011	419	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	$3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V}$	$0,125 \times V_3 + 0,375$	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
2012	446	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	$3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V}$	$0,125 \times V_3 + 0,375$	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
2013	470	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	$3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V}$	$0,125 \times V_3 + 0,375$	С 01.09.2013: 0; 0,2; 0,4; 0,8	С 01.09.2013: $3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V}$	Нет	Нет	Нет
2014	493	$\frac{(I-8) \times P}{252}$	$3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V}$	$0,125 \times V_3 + 0,375$	0; 0,2; 0,4; 0,8	$3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V}$	Нет	Нет	Нет

Федеральная налоговая служба в инициативном порядке ежемесячно определяет курс доллара США к рублю по данным Центрального банка Российской Федерации, рассчитывает коэффициент $K_{ц}$ с использованием этого курса и опубликованной Минэкономразвития России цены нефти и издает информационные письма для подведомственных налоговых органов.

Например, цена нефти сорта «Юралс» за октябрь 2014 года составила 86,35 долл. США за 1 баррель, курс доллара США – 40,7710.

Понижающий коэффициент будет равен:

$$K_{ц} = \frac{(86,35 - 15) \times 40,771}{261} = 11,1456.$$
 Ставка НДС с коэффициентом $K_{ц}$ для целей расчета НДС за октябрь 2014 года равна 5494,7807 руб./т (493 руб./т x 11,1456).

В случае если степень выработанности запасов конкретного участка недр больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов, $K_{в}$ рассчитывается по формуле:

$$K_{в} = 3,8 - 3,5 \times N / V$$

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 категорий А, В, С1 и С2 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.

В случае, если степень выработанности запасов конкретного участка недр превышает 1, коэффициент $K_{в}$ принимается равным 0,3.

В иных случаях коэффициент $K_{в}$ принимается равным 1.

Степень выработанности запасов конкретного участка недр ($C_{в}$) рассчитывается налогоплательщиком самостоятельно на основании данных утвержденного государственного баланса запасов полезных ископаемых как частное от деления суммы накопленной добычи нефти на конкретном участке недр, включая потери при добыче (N), на начальные извлекаемые запасы нефти (V).

Рассчитанный в порядке, определенном настоящим пунктом, коэффициент $K_{в}$ округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

В случае, если значение коэффициента, характеризующего сложность добычи нефти $K_{д}$ (см. далее) для конкретной залежи (залежей) углеводород-

ного сырья составляет менее 1, коэффициент K_d для участка недр, содержащего в себе указанную залежь (залежи) углеводородного сырья, принимается равным 1.

Например, начальные извлекаемые запасы нефти на участке недр налогоплательщика по состоянию на 01.01.2006 года составляли 279 360 000 тонн, в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 01.01.2012 года накопленная добыча нефти на этом участке недр составила 208 350 000 тонн, на 01.01.2013 года – 229 770 000 тонн.

Для определения права на применение коэффициента K_6 необходимо рассчитать степень выработанности участка недр исходя из объема накопленной добычи нефти по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, который предшествует году налогового периода, и объема начальных извлекаемых запасов нефти на 01.01.2006.

Для налоговых периодов 2013 года для расчета коэффициента будет использоваться государственный баланс запасов полезных ископаемых, утвержденный в 2012 году, то есть на 01.01.2012. Степень выработанности в этом случае составит: $C_6 = 208\,350\,000\,т : 279\,360\,000\,т = 0,7458$. Учитывая, что степень выработанности не превышает 0,8, при исчислении НДС за налоговые периоды 2013 года коэффициент K_6 к ставке НДС применяется в значении 1.

Для налоговых периодов 2014 года для расчета коэффициента будет использоваться государственный баланс запасов полезных ископаемых, утвержденный в 2013 году, то есть на 01.01.2013. Степень выработанности в этом случае составит: $C_6 = 229\,770\,000\,т : 279\,360\,000\,т = 0,8225$. Степень выработанности превышает 0,8, поэтому при исчислении НДС за налоговые периоды 2014 года коэффициент K_6 к ставке НДС составит:

$$K_6 = 3,8 - 3,5 \times \frac{229770000}{279360000} = 0,9213.$$

*Таким образом, в октябре 2014 года ставка НДС для данного участка недр с учетом вышеприведенного примера расчета K_6 и коэффициент K_6 составит: $493\,руб./т * 11,1456 \times 0,921 = 5062,3\,руб./т$.*

В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_3) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов (C_3) конкретного участка недр меньше или равна 0,05, коэффициент, характеризующий величину начальных извлекаемых запасов нефти, K_3 рассчитывается по формуле:

$$K_3 = 0,125 \times V_3 + 0,375,$$

где V_3 – начальные извлекаемые запасы нефти в млн. тонн с точностью до 3-го знака после запятой, утвержденные в установленном порядке с уче-

том прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода.

Степень выработанности запасов конкретного участка недр (Свз), лицензия на право пользования которым предоставлена до 1 января 2012 года, определяется по состоянию на 1 января 2012 года на основании данных государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в 2011 году, как частное от деления суммы накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (№) на начальные извлекаемые запасы нефти (Vз) конкретного участка недр.

Степень выработанности запасов конкретного участка недр (Свз), лицензия на право пользования которым предоставлена начиная с 1 января 2012 года, определяется по состоянию на 1 января года, в котором предоставлена лицензия на право пользования недрами, на основании данных государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году получения лицензии на право пользования недрами, как частное от деления суммы накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (№) на начальные извлекаемые запасы нефти (Vз) конкретного участка недр.

В случае, если запасы нефти поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых в году, предшествующем году налогового периода, или в году налогового периода, сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (№) и начальные извлекаемые запасы нефти (Vз) для применения коэффициента Kз определяются налогоплательщиком самостоятельно на основании заключения государственной экспертизы запасов нефти, утвержденного федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим в установленном порядке ведение государственного баланса запасов полезных ископаемых, и после утверждения государственного баланса запасов полезных ископаемых уточняются.

В случае, если определенные в порядке, установленном настоящим пунктом, величина начальных извлекаемых запасов (Vз) конкретного участка недр превышает или равна 5 млн. тонн и (или) степень выработанности запасов (Свз) конкретного участка недр превышает 0,05, коэффициент Kз принимается равным 1.

В случае, если сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (№) превышает начальные извлекаемые запасы нефти (Vз), использо-

ванные при расчете коэффициента K_3 по формуле, к сумме превышения применяется коэффициент K_3 , равный 1.

Рассчитанный в порядке, определенном настоящим пунктом, коэффициент K_3 округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

Порядок определения коэффициента K_3 по формуле, приведенной в настоящем пункте, не применяется в отношении нефти, облагаемой по ставке 0 рублей, установленной пунктом 1 настоящей статьи. При этом коэффициент K_3 принимается равным 1.

Например, лицензия на право пользования участком недр предоставлена 10 июня 2014 года. По данным государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2013 года (года, предшествующего году налогового периода) начальные извлекаемые запасы нефти составляли 3 858 720 тонн). Коэффициент K_3 составит: $0,125 \times 3,859 + 0,375 = 0,8574$. Ставка НДС для такого участка недр для октября 2014 года составит: $493 \text{ руб./т} \times 11,1456 \times 0,8574 = 4711,1 \text{ руб./т}$.

Порядок определения коэффициента, характеризующего степень сложности добычи нефти K_d , и коэффициента, характеризующего степень выработанности залежи $K_{дв}$, до 01.01.2015 регулировался исключительно статьей 342.2 Налогового кодекса. Указанные коэффициенты применяются при исчислении НДС с 1 сентября 2013 года.

В отличие от коэффициентов $K_{в}$ и K_3 коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти K_d , и коэффициент, характеризующий степень выработанности залежи $K_{дв}$ определяются применительно к отдельной залежи углеводородного сырья.

Коэффициент K_d может принимать одно из следующих значений: 0, 0,2, 0,4 или 0,8.

Коэффициент K_d равен нулю при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым продуктивным отложениям в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых.

Коэффициент K_d принимается равным 0,2 при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм 2 и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров.

Коэффициент K_d принимается равным 0,4 при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем прони-

цаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;

Коэффициент К_д принимается 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.

При добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья коэффициент К_д равен 1.

В целях применения коэффициентов К_д в размере 0,2 и 0,4, используются показатели проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта, указанные в государственном балансе запасов полезных ископаемых, утвержденном в году, предшествующем году налогового периода. Порядок определения данных показателей утвержден приказом Минприроды России от 15.05.2014 № 218.

Условиями применения коэффициента К_д в размере менее 1 являются:

- добыча нефти из скважин, работающих в соответствии с проектной документацией, согласованной в установленном порядке, исключительно на залежах углеводородного сырья, по которым может применяться коэффициент К_д в размере менее 1;

- учет нефти, добываемой из этих залежей углеводородного сырья осуществляется с учетом следующих требований:

1) учет количества добытой нефти осуществляется по каждой скважине, работающей на залежи углеводородного сырья;

2) измерение количества добываемой скважинной жидкости и определение ее физико-химических свойств осуществляются по каждой скважине, работающей на залежи углеводородного сырья, не реже четырех раз в месяц;

3) определение количества добытой нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной осуществляется на основании данных, указанных в пунктах 1 и 2.

- нефть добывается из залежей углеводородного сырья, запасы которых учтены в государственном балансе запасов полезных ископаемых, утвержденном по состоянию на 1 января 2012 года, и степень выработанности которых в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2012 года составляет менее 3 процентов либо запасы нефти по которым поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых после 1 января 2012 года.

Коэффициент К_д применяется с налогового периода, следующего за налоговым периодом, в котором запасы нефти по конкретной залежи углеводородного сырья поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых.

Коэффициент Кд в размере 0 и 0,8 применяется до истечения 180 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья впервые превысила 1 процент.

Коэффициент Кд в размере 0,2 и 0,4 применяется до истечения 120 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья впервые превысила 1 процент.

Учитывая, что коэффициент Кд применяется в отношении нефти, добытой из залежи углеводородного сырья, то и степень выработанности определяется применительно к залежи углеводородного сырья, а не участка недр.

При этом установлен специальный коэффициент Кдв, который аналогичен коэффициенту Кв и принимает следующие значения:

- менее 1 (по формуле, см. далее) – при степени выработанности запасов залежи с коэффициентом Кд менее 1 от 80 процентов включительно до 100 процентов включительно;

- 0,3 – при степени выработанности залежи более 100 процентов;

- 1 – в случае отсутствия на участке недр залежей с Кд менее 1.

Степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья рассчитывается налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода как частное от деления суммы накопленной добычи нефти из конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) на дату составления государственного баланса запасов полезных ископаемых на начальные извлекаемые запасы нефти, определяемые как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья на дату утверждения государственного баланса запасов полезных ископаемых.

В случае, если на участке недр имеется хотя бы одна залежь, в отношении которой может быть применен коэффициент Кд меньше 1, то в этом случае определяется коэффициент Кдв для всех залежей. При этом для залежи с коэффициентом Кд менее 1 коэффициент Кдв определяется по формуле:

$$K_{дв} = 3,8 - 3,5 \frac{N_{дв}}{V_{дв}}$$

где Nдв – 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;

Вдв – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 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;

Для остальных залежей этого участка недр, то есть для залежей с Кд равным 1, коэффициент Кдв принимается равным значению коэффициента Кв, определяемому для участка недр. Содержащего эту залежь, в соответствии с пунктом 4 статьи 342 Налогового кодекса.

Коэффициент Кдв округляется до 4-го знака в соответствии с порядком округления.

Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти Ккан, принимается равным 0 в отношении нефти:

- вязкостью более 200 мПа х с и менее 10 000 мПа х с в пластовых условиях,

- добытой на участках недр, которые до 1 января 2015 года попадали под действие нулевой ставки НДС (налоговые каникулы, или региональные льготы).

При этом налоговые каникулы действуют начиная с момента добычи нефти на участке недр. Последним налоговым периодом, в котором действуют налоговые каникулы, является период, в котором наступило одного из обстоятельств – достижение предельного объема накопленной добычи нефти на участке недр или наступление определенной даты.

Сведения о налоговых каникулах приведены в таблице 4.

Степень выработанности запасов Св конкретного участка недр в целях применения коэффициента Ккан, равного 0, рассчитывается налогоплательщиком на основании данных утвержденного государственного баланса запасов полезных ископаемых как частное от деления суммы накопленной добычи нефти на конкретном участке недр, включая потери при добыче (№), на начальные извлекаемые запасы нефти (V).

При этом начальные извлекаемые запасы нефти на участке недр, лицензия на право пользования которым выдана до 1 января 2007 года, определяются как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2006 года, если иное не установлено абзацами пятым – седьмым настоящего пункта.

**Таблица 4. Налоговые каникулы (коэффициент Ккан = 0),
статья 342.5 Налогового кодекса**

Место нахождения участка недр	Обстоятельства, наступление первого из которых ведет к прекращению действия налоговых каникул (прекращается с 1 числа месяца, следующего за наступлением обстоятельства)
<p>Республика Саха (Якутия), Иркутская область, Красноярский край</p>	<p>1) достижение накопленного объема добычи нефти 25 млн. тонн на участке недр; 2) наступление 31 декабря 2016 года для участков недр, лицензия на право пользования которыми выдана до 1 января 2007 года и степень выработанности запасов Св которых на 1 января 2007 года меньше или равна 0,05, если иное не установлено пунктом третьим; 3) наступление 31 декабря 2021 года для участков недр, степень выработанности запасов Св которых на 1 января 2015 года меньше или равна 0,05 и в отношении которых дата государственной регистрации лицензии на право пользования недрами приходится на период до 31 декабря 2011 года – для лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи полезных ископаемых или на период до 31 декабря 2006 года – для лицензии на право пользования недрами одновременно для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи полезных ископаемых; 4) истечение десяти лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи полезных ископаемых или истечение пятнадцати лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами одновременно для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи полезных ископаемых для участков недр, не указанных в пунктах вторым и третьим</p>
<p>Севернее Северного полярного круга полностью или частично в границах внутренних морских вод и территориального моря, на континентальном шельфе Российской Федерации</p>	<p>1) достижение накопленного объема добычи нефти 35 млн. тонн на участке недр; 2) наступление 31 декабря 2018 года для участков недр, лицензия на право пользования которыми выдана до 1 января 2009 года и степень выработанности запасов Св которых на 1 января 2009 года меньше или равна 0,05, если иное не установлено пунктом третьим; 3) наступление 31 декабря 2021 года для участков недр, степень выработанности запасов Св которых на 1 января 2015 года меньше или равна 0,05 и в отношении которых дата государственной регистрации лицензии на право пользования недрами приходится на период до 31 декабря 2011 года – для лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи полезных ископаемых или на период до 31 декабря 2006 года – для лицензии на право пользования недрами одновременно для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи полезных ископаемых;</p>

Продолжение таблицы

	<p>4) истечение десяти лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи полезных ископаемых или истечение пятнадцати лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами одновременно для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи полезных ископаемых для участков недр, не указанных в пунктах втором и третьем</p>
<p>Азовское и Каспийское моря</p>	<p>1) достижение накопленного объема добычи нефти 10 млн. тонн на участке недр; 2) наступление 31 декабря 2015 года для участков недр, лицензия на право пользования которыми выдана до 1 января 2009 года и степень выработанности запасов Св которых на 1 января 2009 года меньше или равна 0,05; 3) истечение семи лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи полезных ископаемых или истечение двенадцати лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами одновременно для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи полезных ископаемых для участков недр, не указанных в пункте втором</p>
<p>Ненецкий автономный округ, полуостров Ямал в Ямало-Ненецком автономном округе</p>	<p>1) достижение накопленного объема добычи нефти 15 млн. тонн на участке недр; 2) наступление 31 декабря 2015 года для участков недр, лицензия на право пользования которыми выдана до 1 января 2009 года и степень выработанности запасов Св которых на 1 января 2009 года меньше или равна 0,05, если иное не установлено пунктом третьим; 3) наступление 31 декабря 2021 года для участков недр, степень выработанности запасов Св которых на 1 января 2015 года меньше или равна 0,05 и в отношении которых дата государственной регистрации лицензии на право пользования недрами приходится на период до 31 декабря 2014 года – для лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи полезных ископаемых или на период до 31 декабря 2009 года – для лицензии на право пользования недрами одновременно для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи полезных ископаемых; 4) истечение семи лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи полезных ископаемых или истечение двенадцати лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами одновременно для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи полезных ископаемых для участков недр, не указанных в пунктах втором и третьем</p>

<p>Черное море</p>	<p>1) достижение накопленного объема добычи нефти 20 млн. тонн на участке недр; 2) наступление 31 декабря 2021 года для участков недр, лицензия на право пользования которыми выдана до 1 января 2012 года и степень выработанности запасов Св которых на 1 января 2012 года меньше или равна 0,05; 3) истечение десяти лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи полезных ископаемых или истечение пятнадцати лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами одновременно для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи полезных ископаемых для участков недр, не указанных в пункте втором</p>
<p>Охотское море</p>	<p>1) достижение накопленного объема добычи нефти 30 млн. тонн на участке недр; 2) наступление 31 декабря 2021 года для участков недр, лицензия на право пользования которыми выдана до 1 января 2012 года и степень выработанности запасов Св которых на 1 января 2012 года меньше или равна 0,05; 3) истечение десяти лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи полезных ископаемых или истечение пятнадцати лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами одновременно для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи полезных ископаемых для участков недр, не указанных в пункте втором</p>
<p>Севернее 65 градуса северной широты полностью или частично в границах Ямало-Ненецкого автономного округа, за исключением полуострова Ямал в границах Ямало-Ненецкого автономного округа</p>	<p>1) достижение накопленного объема добычи нефти 25 млн. тонн на участке недр; 2) наступление 31 декабря 2021 года для участков недр, лицензия на право пользования которыми выдана до 1 января 2012 года и степень выработанности запасов Св которых на 1 января 2012 года меньше или равна 0,05; 3) истечение десяти лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи полезных ископаемых или истечение пятнадцати лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами одновременно для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи полезных ископаемых для участков недр, не указанных в пункте втором</p>

Начальные извлекаемые запасы нефти на участке недр, лицензия на право пользования которым выдана до 1 января 2009 года, определяются как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2008 года, если иное не установлено абзацами вторым или пятым – седьмым настоящего пункта.

Начальные извлекаемые запасы нефти на участке недр, лицензия на право пользования которым выдана до 1 января 2012 года, определяются как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2011 года, если иное не установлено абзацами вторым, третьим или пятым – седьмым настоящего пункта.

При определении степени выработанности запасов Св конкретного участка недр на 1 января 2015 года начальные извлекаемые запасы нефти на участке недр определяются как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых:

- на 1 января 2013 года – для участков недр, лицензия на право пользования которыми впервые выдана до 1 января 2013 года;
- на 1 января 2015 года – для участков недр, лицензия на право пользования которыми впервые выдана после 1 января 2013 года.

Для целей определения коэффициента Ккан при переоформлении (многократном переоформлении) лицензии на право пользования участком недр под датой государственной регистрации такой лицензии понимается дата государственной регистрации первоначальной лицензии на право пользования участком недр.

В иных случаях, в том числе после наступления события, прекращающего действие коэффициента Ккан равного 0, этот коэффициент имеет значение равное 1.

Сумма НДС при добыче нефти исчисляется в общеустановленном порядке как произведение соответствующей налоговой ставки и величины налоговой базы.

Полученная сумма НДС может быть уменьшена на величину налогового вычета, установленного для нефти:

- добытой на участках недр, расположенных полностью в границах Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, если лицензия на пользование недрами которых выдана до 1 января 2016 года

и начальные извлекаемые запасы нефти участка недр составляют 450 миллионов тонн или более по состоянию на 1 января 2016 года;

- добытой на участках недр, содержащих географические объекты, указанные в подпункте 4 пункта 5 статьи 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе».

Налоговой базой при добыче газа горючего природного и газового конденсата является количество добытых полезных ископаемых, которое определяется в общеустановленном порядке. Исключения составляют указанные виды добытых полезных ископаемых, добытые на новых морских месторождениях, налоговая база в этом случае определяется как стоимость добытых полезных ископаемых.

Существует два **основания для применения нулевой ставки НДС** при добыче газа горючего природного.

Во-первых, по нулевой ставке облагается газ горючий природный (за исключением попутного газа), закачанный в пласт для поддержания пластового давления при добыче газового конденсата в пределах одного участка недр в соответствии с техническим проектом разработки месторождения. При этом количество газа горючего природного, закачанного в пласт для поддержания пластового давления, подлежащего налогообложению по налоговой ставке 0 рублей, определяется налогоплательщиком самостоятельно на основании данных, отражаемых в утвержденных в установленном порядке формах федерального государственного статистического наблюдения. В отношении газа, использованного в иных целях, ставка НДС определяется в общеустановленном порядке.

Во-вторых, применяются налоговые каникулы (нулевая ставка НДС) в отношении газа, добытого на участках недр, расположенных полностью или частично на полуостровах Ямал и (или) Гыданский в Ямало-Ненецком автономном округе и используемого исключительно для производства сжиженного природного газа.

Установлены количественные и временные ограничения указанных каникул: нулевая ставка НДС применяется до достижения накопленного объема добычи газа горючего природного 250 млрд. кубических метров на участке недр, но не более чем в течение 12 лет, начиная с 1-го числа месяца, в котором начата добыча газа горючего природного, используемого исключительно для производства сжиженного природного газа. В отношении газа, использованного в иных целях, ставка НДС определяется в общеустановленном порядке.

Указанные налоговые каникулы распространяются и на газовый конденсат, добытый на указанных территориях, сопутствующий добыче газа, направляемого на производство сжиженного природного газа. Иных оснований

для применений нулевой ставки НДС при добыче газового конденсата не установлено.

С 1 июля 2014 года ставка НДС при добыче газа горючего природного, применяемая к налоговой базе, определяется по следующей формуле:

$$\text{Ст} = \text{Бст} \times \text{Еут} \times \text{Кс} + \text{Тг},$$

где Ст – окончательная ставка НДС в отношении газа;

Бст – базовая ставка НДС – 35 рублей за 1000 куб м газа;

Ест – базовое значение единицы условного топлива, которое определяется по особой формуле;

Кс – коэффициент сложности добычи газа и (или) газового конденсата, значение которого принимается равным минимальному значению одного из пяти коэффициентов, характеризующих различные параметры сложности добычи;

Тг – расходы на транспортировку газа (применяются только при определении ставки НДС при добыче газа).

При добыче газового конденсата с 1 июля 2014 года применяется аналогичная формула, но без показателя Тг:

$$\text{Ст} = \text{Бст} \times \text{Еут} \times \text{Кс},$$

где Ст – окончательная ставка НДС в отношении газового конденсата;

Бст – базовая ставка НДС – 35 рублей за 1000 куб м газового конденсата;

Ест – базовое значение единицы условного топлива, которое определяется по особой формуле;

Кс – коэффициент сложности добычи газа и (или) газового конденсата, значение которого принимается равным минимальному значению одного из пяти коэффициентов, характеризующих различные параметры сложности добычи.

С 1 января 2015 года ставка НДС при добыче газового конденсата увеличивается на корректирующий коэффициент Ккм, который в 2015 году равен 4,4, в 2016 году – 5,5, с 1 января 2017 года – 6,5:

$$\text{Ст} = \text{Бст} \times \text{Еут} \times \text{Кс} \times \text{Ккм}.$$

Всего в формуле расчета ставки НДС при добыче газа и газового конденсата используется более 30 показателей, большинство из которых определяется и публикуется федеральными органами исполнительной власти. Указанные показатели позволяют учесть различные особенности добычи газа и газового конденсата: динамику цен, долю добытого газа в общем количестве

добытого газа и газового конденсата, глубину залежей, из которых осуществляется добыча полезных ископаемых, степень выработанности участка недр, регион добычи, автономность системы газоснабжения, в которую передается газ. Показатели приведены в таблице 5.

Таблица 5. Показатели, используемые в формуле расчета ставки НДС на газ и газовый конденсат

Показатели	Источник информации для расчета
СТОИМОСТНЫЕ: Фиксированные: Цдз, Цк, Пн, Стп, Рдз, Тр, <i>Кпониж</i>	Рассчитываются налогоплательщиком на основе информации ФОИВ и доли ГПП в $\sum V$ ГПП и ГК
Расчетные: Еут, Цг, Цв, Цэ, Цк, Ц, Р, Тг, <i>Црд</i>	Показатели для расчета доводятся ФОИВ
КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ: Фиксированные: Го, Гсо, Гп, Ко, Ксо, Но	Определяются налогоплательщиком по данным о добыче полезных ископаемых
Рг, Ог	Показатели доводятся ФОИВ
Ов	Определяются налогоплательщиком в зависимости от права собственности на объекты ЕСГ
Расчетные: Кгпн	
Дг	Определяется налогоплательщиком по данным о добыче полезных ископаемых
ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ: Фиксированные: Кс, Квг, Кгз, Кас Расчетные: Кр, Корз	Определяются налогоплательщиком по проектной и технической документации

Порядок определения базового значения единицы условного топлива Е_{ут}. Базовое значение единицы условного топлива (Е_{ут}) определяется по следующей формуле:

$$E_{\text{ут}} = \frac{0,15 \times (\text{Ц}_г \times \text{Д}_г + \text{Ц}_к \times (1 - \text{Д}_г))}{(1 - \text{Д}_г) \times 42 + \text{Д}_г \times 35},$$

где Ц_г – цена газа горючего природного;

Д_г – коэффициент, характеризующий долю добытого газа горючего природного (за исключением попутного газа) в общем количестве газа горючего природного (за исключением попутного газа) и газового конденсата, добытых в истекшем налоговом периоде на участке недр, содержащем залежь углеводородного сырья;

Ц_к – цена газового конденсата.

В свою очередь показатели Ц_г, Д_г и Ц_к рассчитываются в следующем порядке.

Порядок определения цены газа горючего природного Ц_г.

Цена газа горючего природного определяется по следующей формуле:

$$\text{Ц}_г = \text{Ц}_в \times \text{О}_в + \text{Ц}_о \times (1 - \text{О}_в),$$

где Ц_в – средняя по Единой системе газоснабжения расчетная цена на газ, поставляемый потребителям Российской Федерации (кроме населения), рассчитываемая федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. Указанная расчетная цена подлежит применению с 1-го числа первого месяца периода, на который регулируемые оптовые цены на газ утверждаются в установленном порядке. Средняя по Единой системе газоснабжения расчетная цена на газ, поставляемый потребителям Российской Федерации (кроме населения), не позднее чем за пять дней до 1-го числа первого месяца указанного периода размещается на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет». При отсутствии указанной информации на официальном сайте указанного органа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» средняя по Единой системе газоснабжения расчетная цена на газ, поставляемый потребителям Российской Федерации (кроме населения), определяется налогоплательщиком самостоятельно в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. Значение показателя Ц_в рассчитывается при каждом изменении регулируемых оптовых цен на газ в Российской Федерации, полученное значение показателя применяется для целей налогообложения до следующего изменения регулируемых оптовых цен на газ в Российской Федерации. До 1 января 2015

года Налоговым кодексом была предусмотрена публикация порядка расчета средней по Единой системе газоснабжения расчетная цена на газ, что вызвало многочисленные вопросы об исходных показателях и результатах расчета;

Ов – коэффициент, характеризующий долю реализации газа потребителям Российской Федерации в общем объеме реализованного организацией газа;

Цэ – расчетная цена газа горючего природного при поставках за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств, рассчитываемая по следующей формуле:

$$\text{Ц}_э = \text{Ц}_{дз} \times \left(\frac{100\% - \text{C}_{\text{гп}}}{100\%} \right) - \text{P}_{дз},$$

где Цдз – расчетная цена реализации газа за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств. Указанная расчетная цена ежемесячно рассчитывается федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, размещается на официальном сайте указанного органа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» не позднее 15-го числа налогового периода и подлежит применению в налоговом периоде ее размещения. При отсутствии указанной информации на официальном сайте указанного органа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» расчетная цена реализации газа за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств определяется налогоплательщиком самостоятельно в порядке, установленном Правительством Российской Федерации;

Стп – ставка вывозной таможенной пошлины на газ горючий природный, выраженная в процентах, которая была установлена для истекшего налогового периода;

Рдз – расходы на транспортировку и хранение газа за пределами территорий государств – членов Таможенного союза при его реализации за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств, выраженные в рублях за 1 000 кубических метров газа. Величина Рдз рассчитывается федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, размещается на официальном сайте указанного органа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» не позднее 1 марта календарного года и подлежит применению в течение двенадцати следующих подряд налоговых периодов начиная с 1 марта указанного календарного года. При отсутствии указанной информации на официальном сайте указанного

органа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» величина Рдз определяется налогоплательщиком самостоятельно в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Коэффициент, характеризующий долю реализации газа потребителям Российской Федерации в общем объеме реализованного организацией газа Ов устанавливается равным:

1) 0,64 – для налогоплательщиков, являющихся в течение всего налогового периода организациями – собственниками объектов Единой системы газоснабжения и (или) организациями, в которых непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет более 50 процентов, за исключением следующих налогоплательщиков:

налогоплательщиков – организаций, в которых одним из участников с долей не менее 50 процентов является российская организация, в которой непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет менее 10 процентов;

налогоплательщиков, для которых рассчитываемый по итогам налогового периода коэффициент, характеризующий долю добытого газа горючего природного (за исключением попутного газа) в суммарном объеме добытого углеводородного сырья ($K_{гпн}$), составляет менее 0,35. Значение коэффициента $K_{гпн}$ определяется налогоплательщиком самостоятельно по следующей формуле:

$$K_{гпн} = \frac{35 \times \Gamma_{co}}{35 \times (\Gamma_{co} + \Gamma_n) + 42 \times (H_o + K_{co})},$$

Γ_{co} – количество добытого газа горючего природного (за исключением попутного газа), выраженное в тысячах кубических метров;

Γ_n – количество добытого попутного газа, выраженное в тысячах кубических метров;

H_o – количество добытой нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной, выраженное в тоннах;

K_{co} – количество добытого газового конденсата, выраженное в тоннах.

Показатели Γ_{co} , Γ_n , H_o , K_{co} определяются за истекший налоговый период применительно к добыче на всех участках недр, находящихся в пользовании налогоплательщика.

2) для иных налогоплательщиков значение коэффициента Ов принимается равным 1. К таким налогоплательщикам относятся и налогоплательщики в $K_{гпн}$ менее 0,35.

Цена газа горючего природного Ц_г округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

Схема определения цены газа Ц_г приведена в таблице 8.

Порядок определения цены газового конденсата Ц_к.

Цена газового конденсата Ц_к в целях определения ставки НДС при добыче газа и газового конденсата определяется по следующей формуле:

$$Ц_{к} = (Ц \times 8 - П_{н}) \times P,$$

где Ц – средняя за истекший налоговый период цена нефти сорта «Юралс» за баррель, выраженная в долларах США, определяемая в порядке, который установлен для исчисления коэффициента К_ц в формуле ставки НДС при добыче нефти;

П_н – условная ставка вывозной таможенной пошлины на газовый конденсат, которая определяется в следующем порядке:

- при сложившейся за период мониторинга средней цене на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) до 109,5 доллара США за 1 тонну (включительно) – в размере 0 процентов;

- при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 109,5 доллара США за 1 тонну, но не более 146 долларов США за 1 тонну (включительно) – в размере, не превышающем 35 процентов разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой указанной нефти в долларах США за 1 тонну и 109,5 доллара США;

- при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 146 долларов США за 1 тонну, но не более 182,5 доллара США за 1 тонну (включительно) – в размере, не превышающем суммы 12,78 доллара США за 1 тонну и 45 процентов разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой указанной нефти в долларах США за 1 тонну и 146 долларами США;

- при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 182,5 доллара США за 1 тонну – в размере, не превышающем суммы 29,2 доллара США за 1 тонну и 59 процентов разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой указанной нефти в долларах США за 1 тонну и 182,5 доллара США.

Таблица 6. Порядок определения цены газа горючего природного Ц_г в целях расчета ставки НДС

Ц _г , цена газа горючего природного	$Ц_g = Ц_{вхОв} + Ц_{эx} (1 - Ов)$	Рассчитывает налогоплательщик
Ц_в , средняя по Единой системе газоснабжения расчетная цена на газ, поставляемый потребителям Российской Федерации (кроме населения)	Ц _в = Цена равно доходности Ц _{рдх} понижающий коэффициент К _{пониж}	Ц _в устанавливает и доводит ФСТ, при отсутствии – в порядке, установленном Правительством
Ц_э , расчетная цена на газ горючего природного при поставках за пределы территории государства-участников СНГ	$Ц_{э} = Ц_{г} \times \left(\frac{100\% - C_{м}}{100\%} \right) - P_{г}$	Рассчитывает налогоплательщик
Ц_д , расчетная цена реализации газа за пределы территории государства-участников СНГ	Фиксированная величина	Устанавливается и доводится через официальные источники информации ФСТ
Р_д , расходы на транспортировку и хранение газа при его реализации за пределы территории государства-участников СНГ, руб./1000 куб. м	Фиксированная величина	
Стп , ставка ВТП на газ горючий природный, в % для истекшего налогового периода	Фиксированная величина	Устанавливается Правительством Российской Федерации
Ов , Коэффициент, характеризующий долю реализации газа потребителям РФ в общем объеме реализации газа	0,64 : для собственников объектов ЕГС и аффилированных лиц (доля участия > 50 %), кроме указанных ниже 1 – иные, в том числе из первой группы	Право на Ов = 1 имеют 1) налогоплательщики с долей участия рос. орг. ≥ 50 %, в которой доля-соб-ков ЕГС составляет < 10 %; 2) налогоплательщики с $K_{гг} < 0,35$

При этом средняя цена на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за период мониторинга определяется в порядке, установленном Законом Российской Федерации «О таможенном тарифе»;

Р – среднее за истекший налоговый период значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, определяемое в порядке, который установлен для расчета Кц в формуле ставки НДС при добыче нефти.

Средняя за истекший налоговый период цена газового конденсата Цк округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

Схема определения цены газа Цк приведена в таблице 7.

Таблица 7. Порядок определения цены газового конденсата Цк в целях расчета ставки НДС

Цк, цена газового конденсата	$Ц_k = (Ц \times 8 - П_n) \times Р$	Рассчитывает налогоплательщик
Ц, средняя цена нефти сорта «Юралс», определяемая в порядке, установленном пунктом 3 статьи 342 НК РФ	Фиксированная величина	Устанавливается и доводится через официальные источники информации Минэкономразвития России в порядке, установленном ПРФ (19.08.2002 № 1118-р)
Пн, ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую	Фиксированная величина	Устанавливается Правительством Российской Федерации
Р, среднее значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, определяемое в порядке, установленном пунктом 3 статьи 342 НК РФ	Фиксированная величина	Определяется налогоплательщиком по данным ЦБ России

Порядок определения коэффициента Дг

Коэффициент, характеризующий долю добытого газа горючего природного (за исключением попутного газа) в общем количестве газа горючего

природного (за исключением попутного газа) и газового конденсата, добытых в истекшем налоговом периоде на участке недр, содержащем залежь углеводородного сырья Дг, рассчитывается по следующей формуле:

$$Дг = \frac{35 \times \Gamma_o}{35 \times \Gamma_o + 42 \times K_o},$$

где Γ_o – количество добытого за истекший налоговый период на участке недр газа горючего природного (за исключением попутного газа), выраженное в тысячах кубических метров;

K_o – количество добытого за истекший налоговый период на участке недр газового конденсата, выраженное в тоннах.

Коэффициент Дг округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

Порядок определения коэффициента сложности добычи газа горючего природного и газового конденсата K_c .

Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья (K_c), принимается равным минимальному значению из значений коэффициентов $K_{вг}$, K_p , $K_{гз}$, $K_{ас}$, $K_{орз}$ и округляется до 4-го знака в соответствии с действующим порядком округления.

Коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов газа конкретного участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья ($K_{вг}$).

Порядок определения коэффициента $K_{вг}$ зависит от степени выработанности запасов газа участка недр (таблица 8).

Таблица 8. Зависимость коэффициента $K_{вг}$ от степени выработанности запасов газа участка недр

Значение коэффициента $K_{вг}$	Степень выработанности $C_{вг}$
0,5	При $C_{вг} > 0,9$
$2,75 - 2,75 \times C_{вг}$	При $0,7 < C_{вг} \leq 0,9$
1	При $C_{вг} < 0,7$

Степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр ($C_{вг}$) рассчитывается налогоплательщиком самостоятельно по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января года, предшествующего году налогового периода, как частное от деления суммы накопленной добычи газа горючего природного (за исключением попутного газа) на данном участке недр (включая потери при добыче) на начальные запасы газа горючего природного (за исключением попутного газа), определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 и накопленной добычи с начала разработки участка недр.

Коэффициент, характеризующий географическое расположение участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья (K_p).

Целью коэффициента K_p является стимулирование добычи газа и газового конденсата на территориях, которые требуют дополнительных инвестиционных вложений в связи с отсутствием или недостаточным уровнем развития промышленной и транспортной инфраструктуры.

Коэффициент K_p менее 1 в течение определенного срока применяется в на полуострове Ямал и (или) Гыданском полуострове в Ямало-Ненецком автономном округе, в Иркутской области, Красноярском крае, Дальневосточном федеральном округе либо в Охотском море.

На территории Астраханской области, коэффициент K_p принимается равным 0,73 независимо от периода эксплуатации месторождения газа в целях стимулирования добычи газа, требующего дополнительной очистки.

В иных случаях коэффициент K_p принимается равным 1.

Информация о порядке расчета коэффициента K_p на отдельных территориях приведена в таблице 9.

Таблица 9. Порядок расчета коэффициента K_p на отдельных территориях

№ п/п	Территория	Порядок расчета коэффициента K_p
1	Полуострова Ямал и Гыданский в Ямало-Ненецком автономном округе – с 01.01.2014 до истечения 144 налоговых периодов, начинающихся с года, в котором $C_{вг}$ впервые превысила 1%, но не ранее 01.01.2014	0,66 x № + 0,144, где № – порядковый номер года = год налогового периода минус год, в котором $C_{вг}$ впервые превысила 1%, но не ранее 01.01.2014, плюс 1. При $C_{вг} < 1\%$, №=1
	- после истечения указанных периодов	1

2	Астраханская область	0,73
3	Иркутская область, Красноярский край, Дальневосточный федеральный округ, Охотское море 01.07.2014 -31.12.2033, если иное не предусмотрено в п. 4	0,1
	С 01.01.2034	1
4	Иркутская область, Республика Саха (Якутия)	
	с налогового периода, следующего за налоговым периодом, в котором впервые выдана лицензия на пользование участком недр, и до истечения 15 календарных лет, отсчитываемых последовательно с 1 января года, на который приходится дата начала промышленной добычи газа горючего природного на этом участке недр;	0
	начиная с 16 календарного года, отсчитываемого последовательно с 1 января года, на который приходится дата начала промышленной добычи газа горючего природного на участке недр	0,1 x (№ – 15) где № – порядковый номер года с 16 по 24 годы, отсчитываемые последовательно с 1 января года, на который приходится дата начала промышленной добычи газа горючего природного на участке недр
	начиная с первого налогового периода двадцать пятого календарного года, отсчитываемого последовательно с 1 января года, на который приходится дата начала промышленной добычи газа горючего природного на участке недр.	1
5	Иные территории	1

Коэффициент, характеризующий глубину залегания залежи углеводородного сырья $K_{гз}$, принимается равным одному из следующих значений:

- в случае, если минимальная глубина залегания залежи углеводородного сырья меньше или равна 1 700 метрам, коэффициент $K_{гз}$ принимается равным 1;

- в случае, если минимальная глубина залегания залежи углеводородного сырья больше 1 700 метров и меньше или равна 3 300 метрам, коэффициент $K_{гз}$ принимается равным 0,64;

- в случае, если минимальная глубина залегания залежи углеводородного сырья больше 3 300 метров, коэффициент $K_{гз}$ принимается равным 0,5.

Минимальная глубина залегания залежи углеводородного сырья определяется налогоплательщиком самостоятельно по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января года, предшествующего году налогового периода.

Если участок недр расположен на территориях, на которых в особом порядке применяется коэффициент K_p , то коэффициент $K_{гз}$ для соответствующих залежей принимается равным 1.

Коэффициент, характеризующий принадлежность участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья, к региональной системе газоснабжения $K_{ас}$.

Если участок недр, содержащий залежь углеводородного сырья, является ресурсной базой исключительно для региональной системы газоснабжения, коэффициент $K_{ас}$ принимается равным 0,1. К таким системам газоснабжения относятся Норильская система, расположенная в Таймырском АО; Якутская система, расположенная в Республике Саха (Якутия); система, связывающая остров Сахалин и Хабаровский край; локальная система острова Сахалин; Чукотская система; Камчатская система.

В иных случаях коэффициент $K_{ас}$ принимается равным 1.

Коэффициент, характеризующий особенности разработки отдельных залежей участка недр $K_{орз}$ учитывает особенности разработки залежей углеводородного сырья, отнесенных к туронским продуктивным отложениям

Если по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых залежь углеводородного сырья отнесена к туронским продуктивным отложениям, то с 1 января 2014 года и до истечения ста восьмидесяти налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов газа горючего природного залежи углеводородного сырья

впервые превысила 1 процент, коэффициент $K_{\text{орз}}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{орз}} = 0,053 \times n + 0,157,$$

где № – порядковый номер года, определяемый в целях настоящего пункта как разность между годом налогового периода и годом, в котором степень выработанности запасов газа горючего природного залежи углеводородного сырья впервые превысила 1 процент, увеличенная на 1.

В случае, если в налоговом периоде степень выработанности запасов газа горючего природного залежи углеводородного сырья составляет менее 1 процента, порядковый номер года (№) принимается равным 1.

По истечении ста восьмидесяти налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов газа горючего природного залежи углеводородного сырья впервые превысила 1 процент, коэффициент $K_{\text{орз}}$ принимается равным 1.

Порядок определения показателя, характеризующего расходы на транспортировку газа горючего природного Т_г.

Показатель Т_г определяется налогоплательщиком ежегодно начиная с 1 января 2015 года и действует в течение двенадцати налоговых периодов, начинающихся с 1 января соответствующего года.

Показатель Т_г рассчитывается по следующей формуле:

$$T_g = 0,5 \times T_p \times \left(\frac{P_r}{100} \right) \times \left(\frac{1}{O_r} \right),$$

где Т_р – разница между средним фактическим значением тарифа на услуги по транспортировке газа горючего природного по магистральным газопроводам, являющимся частью Единой системы газоснабжения, в пределах территории Российской Федерации в году, предшествующем году налогового периода, определяемым как среднее арифметическое фактических значений тарифов на услуги по транспортировке газа горючего природного по магистральным газопроводам, являющимся частью Единой системы газоснабжения, в пределах территории Российской Федерации, действовавших в каждом месяце года, предшествующего году налогового периода, и расчетным значением тарифа на услуги по транспортировке газа горючего природного для года, предшествующего году налогового периода, определяемым как произведение среднего фактического значения тарифа на услуги по транспортировке газа горючего природного по магистральным газопроводам, являющимся частью Единой системы газоснабжения, в пределах территории Российской Федера-

ции в 2013 году и коэффициента, учитывающего изменение потребительских цен на товары (работы, услуги) в Российской Федерации начиная с 2013 года.

Коэффициент, учитывающий изменение потребительских цен на товары (работы, услуги) в Российской Федерации определяется как отношение коэффициента-дефлятора, установленного для года, предшествующего году налогового периода, к коэффициенту-дефлятору, установленному для 2013 года.

Показатель T_p доводится через официальные источники информации уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

При отсутствии указанной информации в официальных источниках показатель T_p рассчитывается налогоплательщиком самостоятельно.

Если значение показателя T_p , определенное в соответствии с настоящим пунктом, составляет менее 0, то показатель T_p принимается равным 0;

P_r – среднее расстояние транспортировки газа горючего природного по магистральным газопроводам, являющимся частью Единой системы газоснабжения, выраженное в километрах, в пределах территории Российской Федерации организациями, не являющимися собственниками объектов Единой системы газоснабжения и (или) организациями, в которых непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет более 50 процентов за 12 месяцев, предшествующих 1 октября года, предшествующего году налогового периода.

Показатель P_r определяется и доводится через официальные источники информации уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

При отсутствии указанной информации в официальных источниках показатель P_r принимается равным 2 000;

O_r - коэффициент, определяемый как отношение количества газа горючего природного (за исключением попутного газа), добытого организациями, являющимися собственниками объектов Единой системы газоснабжения и (или) организациями, в которых непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет более 50 процентов (за исключением организаций, в которых одним из участников с долей не менее 50 процентов является рос-

сийская организация, в которой непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет менее 10 процентов), за 12 месяцев, предшествующих 1 октября года, предшествующего году налогового периода, к количеству газа горючего природного (за исключением попутного газа), добытого иными налогоплательщиками за 12 месяцев, предшествующих 1 октября года, предшествующего году налогового периода.

Коэффициент O_r определяется и доводится через официальные источники информации в порядке, устанавливаемом федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса.

При отсутствии указанной информации в официальных источниках коэффициент O_r принимается равным 4.

Для налогоплательщиков, не являющихся в течение всего налогового периода организациями – собственниками объектов Единой системы газоснабжения и (или) организациями, в которых непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет более 50 процентов (за исключением организаций, в которых одним из участников с долей не менее 50 процентов является российская организация, в которой непосредственно и (или) косвенно участвуют собственники объектов Единой системы газоснабжения и суммарная доля такого участия составляет менее 10 процентов), коэффициент O_r принимается равным минус 1.

Показатель T_r принимается равным 0 для участка недр, являющегося ресурсной базой исключительно для региональной системы газоснабжения, а также участков недр, находящихся в Иркутской области и Республике Саха (Якутия) в течение периода применения коэффициента K_r равного нулю.

Исчисленная сумма налога уменьшается на вычеты, установленные для налогоплательщиков, осуществляющих добычу газа в Крыму и г. Севастополе, а также направляющий добытый газовый конденсат на производство широкой фракции легких углеводородов.

Например, организация, которая является собственником объектов Единой системы газоснабжения, осуществляет добычу газа горючего природного и газового конденсата на участке недр, расположенном на территории Астраханской области, из отложений, которые не относятся к туронским продуктивным отложениям. Начальные запасы газа на участке недр по государственному балансу запасов полезных ископаемых на

01.01.2013 составляют 28 067 000 тыс. куб. м, накопленная добыча на указанную дату – 22 345 690 тыс. куб. м. Глубина залежи, из которой извлекаются газ и газовый конденсат, составляет 3270 м. Поставка газа осуществляется в Единую систему газоснабжения.

За октябрь 2014 года добыто газа горючего 856 000 тыс. куб. м, газового конденсата – 288 600 тонн.

За указанный период показатели для расчета базового значения единицы условного топлива $E_{ум}$, публикуемые федеральными органами исполнительной власти, составили:

- средняя по Единой системе газоснабжения расчетная цена на газ, поставляемый потребителям Российской Федерации (кроме населения) Цв – 3707 руб./1 000 куб м;

- расчетная цена реализации газа за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств Цдз – 14462 руб./1000 куб м;

- цена нефти – 86,35 долл США/бар;

- расходы на транспортировку и хранение газа за пределами территорий государств – членов Таможенного союза при его реализации за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств Рдз – 1407,35 руб./1000 куб м;

- ставка вывозной таможенной пошлины на газ – 30%;

- ставка вывозной таможенной пошлины на нефть – 344,7 долл США за 1 тонну.

1. Расчет показателя $E_{ум}$

Для расчета показателя $E_{ум}$ нужно определить цены газа Ц_г и газового конденсата Ц_к. Расчет цены газа Ц_г производится исходя из внутренней цены газа и расчетной цены газа горючего природного при поставках за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств Цз: $Цз = 14462 \times ((100\% - 30\%)/100\%) - 1407,35 = 8716,05$ руб./1000 куб м.

Поскольку налогоплательщик является собственником объектов Единой системы газоснабжения, при расчете цены газа горючего природного в формуле $Ц_{г} = Ц_{в} \times O_{в} + Ц_{з} \times (1 - O_{в})$ показатель $O_{в}$ будет равен 0,64.

$Цг = 3707 \times 0,64 + 8716,05 \times (1 - 0,64) = 5510,258$ руб./1000 куб м.

Цена газового конденсата Ц_к будет равна: $Цк = (86,35 \times 8 - 344,7) \times 40,771$ руб./долл США = 14110,8431 руб./т

Для расчета базового значения единицы условного топлива Еут необходимо также определить долю газа в общем количестве добытого газа и газового конденсата: $D_g = 856\,000 / (856\,000 + 288\,600) = 0,7478$.

Значение Еут будет равно: 31,3311:

$$\frac{0,15 \times (5510,258 \times 0,7478 + 14110,8431 \times (1 - 0,7478))}{(1 - 0,7478) \times 42 + 0,7478 \times 35}$$

2. Определение коэффициента сложности добычи газа горючего природного и газового конденсата

Значение коэффициента сложности добычи газа выбирается как минимальное из значения пяти коэффициентов: значение $K_{рв}$ соответствии с подпунктом 2 пункта 9 статьи 342.4 НК РФ составляет 0,73, $K_{гз}$ – 0,64 (п. 10 статьи 342.4 НК РФ), $K_{ас}$ – 1 (п. 11 статьи 342.4 НК РФ); $K_{орз}$ – 1 (п. 12 статьи 342.4 НК РФ). Значение коэффициента $K_{вг}$ зависит от степени выработанности участка недр: 22 345 690 тыс. куб м : 28 067 000 тыс. куб м = 0,7916. Коэффициент $K_{вг}$, таким образом, будет равен: $K_{вг} = 2,75 - 2,75 \times 0,7916 = 0,5605$ (п. 8 статьи 342.4 НК РФ).

Таким образом, K_c будет равен значению $K_{вг} = 0,5605$.

3. Определение окончательных ставок НДС

Учитывая, что показатель T_g в 2014 году равен 0, окончательная ставка НДС при добыче газа горючего природного будет составлять:

$$35 \text{ руб./1000 куб м} \times 31,3331 \times 0,5605 = 614,6379 \text{ руб./1000 куб м}$$

Окончательная ставка НДС при добыче газового конденсата будет составлять:

$$42 \text{ руб./т} \times 31,3331 \times 0,5605 = 737,5654 \text{ руб./т}$$

4. Расчет суммы НДС

Сумма НДС при добыче газа горючего природного за октябрь 2014 года равна:

$$856\,000 \text{ тыс. куб м} \times 620,6918 \text{ руб./1000 куб м} = 526\,130\,042,4 \text{ руб.}$$

Сумма НДС при добыче газового конденсата за октябрь 2014 года равна:

$$288\,6000 \text{ тонн} \times 744,8302 \text{ руб./т} = 212\,861\,382,68 \text{ руб.}$$

Общая сумма НДС за октябрь 2014 года по участку недр равна:

$$526\,130\,042,4 \text{ руб.} + 212\,861\,382,68 \text{ руб.} = 738\,991\,424,08 \text{ руб.}$$

3.3 Налогообложение добычи углеводородного сырья на новых морских месторождениях

В соответствии со статьей 11.1 Налогового кодекса месторождением углеводородного сырья признается совокупность залежей углеводородного сырья, выделенных для промышленной разработки в соответствии с проектной документацией на разработку, согласованной в установленном порядке.

При этом морское месторождение углеводородного сырья определяется как месторождение углеводородного сырья на участках недр, расположенных полностью в границах внутренних морских вод, территориального моря Российской Федерации или на континентальном шельфе Российской Федерации либо в российской части дна Каспийского моря.

Особые правила исчисления НДС применяются к тем месторождениям углеводородного сырья, которые признаются новыми, а именно: новое морское месторождение углеводородного сырья это такое морское месторождение углеводородного сырья, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на котором приходится на период с 1 января 2016 года.

К категории новых морских месторождений углеводородного сырья относятся и те месторождения, для которых по состоянию на 1 января 2016 года дата начала промышленной добычи углеводородного сырья не определена.

Под датой начала промышленной добычи углеводородного сырья на месторождении углеводородного сырья понимается дата, на которую составлен государственный баланс запасов полезных ископаемых, согласно которому степень выработанности запасов хотя бы одного из видов углеводородного сырья (за исключением попутного газа), добываемых на этом месторождении углеводородного сырья, впервые превысила 1 процент.

Например, согласно государственному балансу запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2016 года степень выработанности нефти составляет 0,5%, горючего природного газа – 0,2%, на 1 января 2017 года – соответственно 1,1% и 0,9%. Таким образом, датой начала промышленной добычи будет являться 1 января 2017 года.

Дата начала промышленной добычи (которая приходится всегда на 1 января года) является критерием начала применения особого режима налогообложения добычи углеводородов из морских месторождений, а именно – с 1 февраля того же года, налоговая база должна определяться как стоимость добытых углеводородов, к которой применяются адвалорные ставки НДС.

Момент окончания особого режима налогообложения определяется в зависимости от того, к какой из четырех категорий относится шельфовый проект с учетом сложности технологических решений, природно-климатических условий и ледовой обстановки, глубины моря, геологической сложности от-

крытых и перспективных месторождений, удаленности от берега и наличия объектов береговой инфраструктуры.

Период применения особого режима налогообложения добычи является периодом «фискальной стабильности» в зависимости от категории, к которой относится проект.

1 категория. Для месторождений, расположенных полностью в Азовском море или на 50 и более процентов своей площади в Балтийском море, период «фискальной стабильности» составляет 60 календарных месяцев (налоговых периодов по НДС), но не может продолжаться позднее 31 марта 2022 года. Если воспользоваться условиями вышеприведенного примера, то 60 календарных месяцев охватывают период с 1 февраля 2017 года по 31 января 2022 года. Если же дата начала промышленной добычи приходится на 1 января 2018 года, то период «фискальной стабильности» будет применяться с 1 февраля 2018 года по 31 марта 2022 года, то есть в течение 50 календарных месяцев.

2 категория. Для месторождений, расположенных на 50 и более процентов своей площади в Черном море (глубина до 100 метров включительно), Печорском, Белом или Японском море, южной части Охотского моря (южнее 55 градуса северной широты) либо в российской части (российском секторе) дна Каспийского моря, период «фискальной стабильности» составляет 84 календарных месяца, но не может закончиться позднее 31 марта 2032 года.

3 категория. Для месторождений, расположенных на 50 и более процентов своей площади в Черном море (глубина более 100 метров), северной части Охотского моря (на 55 градуса северной широты или севернее этой широты), южной части Баренцева моря (южнее 72 градуса северной широты), указанный период составляет 120 календарных месяцев, но не может закончиться позднее 31 марта 2037 года.

4 категория. Для месторождений, расположенных на 50 и более процентов своей площади в Карском море, северной части Баренцева моря (на 72 градуса северной широты и севернее этой широты), восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирском море, Чукотском море и Беринговом море), указанный период составляет 180 календарных месяцев, но не может закончиться позднее 31 марта 2042 года.

Стоимость добытых нефти, газа горючего природного, газового конденсата и попутного газа на новом морском месторождении углеводородного сырья определяется как произведение количества добытых углеводородов каждого вида и стоимости единицы этого вида полезного ископаемого.

При этом количество добытых нефти, газа горючего природного и газового конденсата определяется в общеустановленном порядке.

Стоимость единицы добытых углеводородов определяется по общим правилам, установленным статьей 340 Налогового кодекса, а именно исходя из выручки от реализации добытого полезного ископаемого, определяемой на основе цен реализации (без налога на добавленную стоимость и акциза), уменьшенных на сумму расходов налогоплательщика по доставке в зависимости от условий поставки.

Но если определенная таким образом стоимость единицы добытого полезного ископаемого меньше рассчитываемой в особом порядке минимальной предельной стоимости углеводородов, в целях исчисления налоговой базы по НДС принимается минимальная предельная стоимость.

Минимальная предельная стоимость единицы добытого полезного ископаемого принимается в целях налогообложения еще в двух случаях:

- во-первых, когда в учетной политике для целей налогообложения налогоплательщик отразил порядок определения стоимости углеводородного сырья как произведения количества добытого полезного ископаемого и минимальной предельной стоимости. Такой порядок не может меняться в течение пяти лет;

- во-вторых, в случае отсутствия реализации налогоплательщиком в налоговом периоде углеводородного сырья, добытого на новом морском месторождении углеводородного сырья.

Что же такое минимальная предельная стоимость и каков механизм ее определения?

Минимальная предельная стоимость единицы каждого вида углеводородного сырья, добытого на новом морском месторождении углеводородного сырья, определяется по правилам, установленным статьей 340.1 Налогового кодекса.

Особый порядок определения минимальной предельной стоимости установлен для нефти и газового конденсата, с одной стороны, и для газа горючего природного и попутного газа, с другой стороны.

В расчетах минимальной предельной стоимости используются показатели средней за истекший налоговый период цены конкретного вида углеводородного сырья с учетом региона добычи и в отдельных случаях (в отношении нефти, газового конденсата и газа горючего природного при поставках за пределы единой таможенной территории Таможенного союза) среднее за этот налоговый период значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации.

Указанные средние цены размещаются на официальном сайте Министерства экономического развития Российской Федерации ежемесячно в срок не позднее 15-го числа следующего месяца. При отсутствии указанной информации в официальных источниках средняя цена определяется налогоплательщиком в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 23.09.2014 № 973.

Для расчета минимальной предельной стоимости единицы нефти средняя за истекший налоговый период цена нефти углеводородного сырья на мировых рынках, выраженная в долларах США, умножается на среднее за этот налоговый период значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации.

Первый множитель, средняя цена нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной, рассчитывается как среднее арифметическое ежедневных цен (покупки и продажи) на нефть за все дни торгов на мировых рынках в налоговом периоде и округляется до 2-го знака после запятой.

При этом ежедневные цены (покупки и продажи) определяются путем умножения ежедневной котировки, выраженной в долларах США за баррель, на коэффициент, равный 7,3. Полученное значение округляется до 2-го знака после запятой.

Для расчетов используются следующие ежедневные котировки, публикуемые международным ценовым агентством «Аргус Медиа Лимитед» (издание ArgusCrude) в зависимости от региона добычи:

- для месторождений, расположенных на 50 и более процентов своей площади в Азовском и Черном морях, а также в российской части дна Каспийского моря, – Argus Urals cif MED (80 000 t);

- для месторождений, расположенных на 50 и более процентов своей площади в Балтийском, Белом, Баренцевом, Печорском и Карском морях, – Argus Urals cifNorthWestEurope;

- для месторождений, расположенных на 50 и более процентов своей площади в Восточно-Сибирском, Чукотском, Беринговом, Японском, Охотском морях и море Лаптевых, – Argus ESPO Ble№d.

Второй множитель, среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, определяется налогоплательщиком самостоятельно как среднеарифметическое значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации, за все дни в соответствующем налоговом периоде.

Например, за сентябрь 2014 года средние цены нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной составляли следующие значения по трем вышеуказанным котировкам: 698,25, 698,18 и 726,43 доллара США за 1 тонну.

Средняя за налоговый период цена на мировых рынках **на газовый конденсат**, добытый из всех видов месторождений углеводородного сырья, определяется как средняя за налоговый период цена на мировых рынках на нефть обезвоженную, обессоленную и стабилизированную, деленная на 7,3 и умноженная на 8, с последующим округлением до второго знака после запятой.

Средняя цена газового конденсата на сентябрь 2014 года определена в размере 775,47 долларов США за 1 тонну независимо от региона добычи.

Минимальная предельная стоимость единицы **газа горючего природного или попутного газа**, добытых на новом морском месторождении углеводородного сырья, определяется как средневзвешенная по объемам поставок на внутренний рынок и экспорт цена газа горючего природного за налоговый период.

Порядок определения средних за налоговый период цен на газ горючий природный зависит от того, поставляется ли данный вид углеводородного сырья на внутренний рынок или за пределы таможенной территории Таможенного союза.

Цена газа горючего природного при поставках **на внутренний рынок** определяется исходя из средней за истекший налоговый период оптовой цены газа горючего природного на внутреннем рынке Российской Федерации с учетом скидок и надбавок (кроме скидок и надбавок, связанных с затратами на транспортировку газа горючего природного от мест добычи до мест реализации).

Оптовая цена газа в свою очередь определяется как результат произведения средней по единой системе газоснабжения расчетной цены на газ, обеспечивающая равную доходность поставок газа потребителям Российской Федерации и потребителям, находящимся за пределами территорий государств – участников Содружества Независимых Государств (Црд), понижающего коэффициента, обеспечивающего соответствие изменения роста цен на газ средним параметрам ежегодного изменения цен на газ, поставляемый потребителям Российской Федерации (кроме населения) (Кпониж). Указанные показатели определяются в соответствии с положением об определении формулы цены на газ, утвержденным Федеральной службой по тарифам и публикуются на официальном сайте указанного органа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» не позднее чем за 5 дней до начала периода применения соответствующих цены и коэффициента.

Указанная цена округляется до второго знака после запятой.

На сентябрь 2014 года показатель Цв определен в размере 3770,01 руб. за тыс. куб. метров.

При поставках **на экспорт** цена газа горючего природного определяется как произведение средней за истекший налоговый период цены газа горючего природного при поставках за пределы таможенной территории Таможенного союза, выраженной в долларах США, за единицу газа горючего природного и среднего за этот налоговый период значения курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации.

Порядок определения средних цен газа зависит от местонахождения месторождений углеводородного сырья.

Для западных месторождений, а именно месторождений, расположенных на 50 и более процентов своей площади в Азовском, Черном, Балтий-

ском, Белом, Баренцевом, Печорском и Карском морях, а также в российской части (российском секторе) дна Каспийского моря, средняя цена газа определяется по формуле:

$$Ц_{ЭК} = \frac{(P_{TTF} \times 10.29 \times R_{EUR} + Ц_{ДЗ}) \times \left(\frac{1}{2}\right)}{R_{USD}},$$

где: P_{TTF} – значение индекса «TTF from Net – to Net», публикуемое в издании «Argus Europe Natural Gas – Daily Natural Gas Market Prices», по состоянию на последний рабочий день месяца, предшествующего месяцу налогового периода, выраженное в евро за мегаватт-час;

$Ц_{ДЗ}$ – расчетная цена реализации газа за пределы территорий государств – участников Содружества Независимых Государств, определяемая в порядке, установленном пунктом 4 статьи 342.4 Налогового кодекса Российской Федерации;

R_{EUR} – среднее за налоговый период значение курса евро к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным Банком Российской Федерации;

R_{USD} – среднее за налоговый период значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным Банком Российской Федерации.

Для восточных месторождений, расположенных на 50 и более процентов своей площади в Восточно-Сибирском, Чукотском, Беринговом, Японском, Охотском морях и море Лаптевых, средняя цена газа определяется по формуле:

$$Ц_{ЭК} = \frac{\left(P_{ЯП} \times 10 \times \frac{R_{ЯП}}{R_{USD}} + P_{КИТ} \times 1000 + P_{ИНД} \times 1000 \right) \times \left(\frac{1}{3} \right)}{1,4}$$

где $R_{ЯП}$ – среднее за налоговый период значение курса 100 японских иен к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным Банком Российской Федерации;

R_{USD} – среднее за налоговый период значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным Банком Российской Федерации;

$P_{ЯП}$ – среднее значение цен на импорт сжиженного природного газа в Японию (подсубпозиция 2711.11 000 «Natural Gas»), выраженное в тысячах иен за тонну, за 3-й по счету месяц, предшествующий месяцу налогового периода, опубликованное на сайте таможенной статистики Японии в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (www.customs.go.jp);

$P_{\text{кит}}$ – среднее значение цен на импорт сжиженного природного газа в Китай (подсубпозиция 271111 «Naturalgas»), выраженное в долларах США за килограмм, за 3-й по счету месяц, предшествующий месяцу налогового периода, опубликованное на сайте таможенной статистики Китая в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (www.customs-info.com);

$P_{\text{инд}}$ – среднее значение цен на импорт сжиженного природного газа в Индию (подсубпозиция 2711 11 00 «Naturalgas»), выраженное в долларах США за килограмм, за 3-й по счету месяц, предшествующий месяцу налогового периода, по данным Министерства торговли и промышленности Индии.

Полученное значение средней цены газа округляется до 2-го знака после запятой в соответствии с математическими правилами округления.

Например, для сентября 2014 года средняя цена газа составляет: для западных месторождений – 301,31 долл. США за тыс. куб. метров, для восточных месторождений – 509,70 долл. США за тонну сжиженного природного газа.

Ставки НДС при добыче углеводородов на новых морских месторождениях установлены в зависимости от категории, к которой относится месторождение углеводородного сырья (напомним, таких категорий 4), для газа, добытого на месторождениях 3 и 4 категорий, установлены особые ставки, а по 4 категории величину ставки определяет наличие или отсутствие права на экспорт сжиженного природного газа:

- первая категория проектов – 30 процентов;
- вторая категория проектов – 15 процентов;
- третья категория проектов – 10 процентов при добыче нефти и газового конденсата, 1,3 процента – при добыче горючего природного газа;
- четвертая категория проектов:
 - при добыче нефти и газового конденсата налогоплательщиками, имеющими право на экспорт сжиженного природного газа, произведенного из газа природного горючего, добытого на новых морских месторождениях углеводородного сырья, на мировые рынки, – 5 процентов;
 - при добыче нефти и газового конденсата налогоплательщиками, не имеющими такого права, – 4,5 процента;
 - при добыче газа природного горючего – 1 процент.

Указанные ставки применяются в течение периода «фискальной стабильности», продолжительность которой определяется категорией проекта. Сведения о периоде фискальной стабильности и налоговых ставках приведены в таблице 10.

**Таблица 10. Ставки НДС на новых морских месторождениях
и период их действия**

Категория сложности	Местонахождения месторождения углеводородного сырья	Ставка НДС	Период действия особого режима НДС
1	Азовское море и глина =>50 % площади в Балтийском море	30%	60 календарных месяцев с 1 февраля года, в балансе на 1 января которого Св> 1, но не позднее 31.03.2022
2	=>50 % площади в Черном море (глубина<=100 м), Печорском, Белом или Японском моря, южной части Охотского моря (южнее 55 °с. ш.) либо российской части (российском секторе) дна Каспийского моря	15%	84 календарных месяца с 1 февраля года, в балансе на 1 января которого Св> 1, но не позднее 31.03.2032
3	=>50 % площади в Черном море (глубина>100 м), северной части Охотского моря (на 55 °с. ш. Или севернее), южной части Баренцева моря (южнее 72 °с. ш.)	10% (за исключением газа горючего природного) 1,3% газ горючий природный	120 календарных месяцев с 1 февраля года, в балансе на 1 января которого Св> 1, но не позднее 31.03.2037
4	=>50 % площади в Карском море, северной части Баренцева моря (на 72 градусе°с. ш. и севернее), восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море и Берингово море)	- 5%, за исключением газа горючего природного, с правом на экспорт сжиженного природного газа, 4,5% – не имеющими права на экспорт сжиженного природного газа; - 1% – газ горючий природный	180 календарных месяцев с 1 февраля года, в балансе на 1 января которого Св> 1, но не позднее 31.03.2042

3.4 Зарубежный опыт налогового регулирования нефтегазового комплекса

Практически все зарубежные страны используют при налогообложении нефтегазовых компаний налог на прибыль, роялти, арендные платежи, различные по форме налоги на дополнительный доход при добыче углеводородов с учетом динамики мировых цен; в странах с большими территориями действует, как правило, многоуровневая система налогообложения предпри-

ятий нефтегазового сектора; для развивающихся стран с высокой долей участия государства характерно использование соглашений о разделе продукции. Для стимулирования добычи углеводородного сырья многие страны применяют льготное налогообложение для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, для месторождений, разрабатываемых на континентальном шельфе, а также новых месторождений (налоговые каникулы на пять лет в Австралии); используют гибкие налоговые системы, позволяющие эффективно развиваться малым нефтяным компаниям (особенно в Канаде). Широко используются механизмы дифференциации ставок налога на прибыль и ставок роялти в зависимости от типа месторождений и типа контрактов; устанавливаются налоги на сверхприбыль нефтегазовых компаний; стимулируется использование инноваций, проведение разведки и работ по развитию месторождений с использованием механизмов ускоренной амортизации, немедленного списания затрат, различных вычетов при определении налогооблагаемой базы. Во многих развитых странах гибкое налогообложение нефтегазодобычи как элемент экономической политики государства обеспечивает эффективное использование нефтегазовых доходов для инновационного развития страны (особенно в Норвегии).

В **Австралии** налоговый режим для нефтегазовых компаний включает подоходный налог (30%); роялти; налог на пользование ресурсами. Ставка роялти составляет, как правило, от 10 до 12,5% чистой стоимости конечного продукта компании. В некоторых штатах данный налог в течение первых пяти лет не взимается, на шестой год составляет 6%, затем увеличивается на 1% в год до максимального значения (10-12,5%). Для отдельных проектов применяется налог за пользование ресурсами, который составляет 40% налогооблагаемой прибыли (разница между оценочными доходами и расходами на франшизу). По таким проектам роялти не выплачивается. В качестве инвестиционных льгот в Австралии используется перенос убытков на неопределенное время, а также льготы для исследований и разработок.

В **Республике Азербайджан** нефтяная и газовая отрасли, как основа национальной экономики, находятся под контролем государства. Для этих целей созданы Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики и Государственный нефтяной фонд Азербайджанской Республики (ГНФАР). Основные средства фонда формируются за счет доходов от продажи нефти и газа; поакровых выплат за использование инвесторами контрактных участков; арендной платы за пользование государственным имуществом в рамках договоров с иностранными компаниями¹. Нефтегазовые компании

¹Рзаев В. Нужно ли ждать доходов нефтяного фонда? // Нефть в мире. URL: <http://nefte.ru/oilworld/azer.12.htm>

страны уплачивают налог на прибыль в размере 25-32% от налогооблагаемой базы в зависимости от договора с государством по конкретному месторождению. В Азербайджане используется система льгот для стимулирования роста иностранных инвестиций в НГК, в частности, освобожден от уплаты таможенных пошлин и налогов ввоз на территорию страны основных фондов, движимого имущества и других активов в соответствии с соглашениями о разведке и эксплуатации нефтегазовых месторождений, о разделе продукции (нефти и газа), а также в соответствии с другими аналогичными соглашениями.

Нефтегазовая отрасль в **Анголе** также находится под контролем государства. Все предприятия отрасли заключают с государственными компаниями один из трех типов контрактов: соглашение о разделе продукции, договор о партнерстве или рисковый сервисный договор. Наиболее распространенным является соглашение о разделе продукции, по которому предприятия уплачивают топливный подоходный налог по ставке 50%; для договоров о партнерстве и рисковых сервисных договоров ставка данного налога составляет 65-75% в зависимости от типа соглашения. Все предприятия отрасли платят сбор за пользование землей из расчета 300 долл. США/км². Для компаний, занимающихся геологоразведкой, установлен ежегодный предварительный налоговый сбор в размере 100 или 300 тыс. долл. США. Специальные налоги установлены для договоров о партнерстве: налог на нефтедобычу (20%) и налог с оборота (70%), которые подлежат вычету при расчете налога на прибыль. Для конкретного месторождения ставка налога на нефтедобычу может быть снижена до 10% (месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти, морские месторождения на глубине более 750 метров).

Достаточно продуманной представляется налоговая система в сфере нефтегазодобычи в **Бразилии**, включающая налог на прибыль, правительственный сбор и сбор сторонних компаний, роялти, арендную плату. Налог на прибыль уплачивается всеми предприятиями отрасли по ставке 24%, а для компаний, прибыль которых превышает 240 тыс. реалов в год, действует повышенная ставка – 34%. Все предприятия отрасли должны заключить с государством один из двух видов договоров – договор концессии или соглашение о разделе продукции.

Договор концессии на аукционе выигрывает компания, предложившая государству наибольший подписной бонус (единовременный платеж), размер которого не может быть меньше установленного Национальным нефтяным агентством. В рамках договора концессии компании платят роялти по ставке 5-10% от стоимости добытой нефти; отчисляют проценты за участие (10-40% выручки от основной деятельности, уменьшенной на сумму налогов, расходов на разведку, амортизационных отчислений и операционных расходов) и

платят за аренду земли (арендные платежи рассчитываются по прогрессивной шкале по ставкам от 10 до 5000 реалов за км²). Важным элементом налогового регулирования нефтегазодобычи в Бразилии является применение ускоренной амортизации и возможность ежегодного списания затрат на разведку.

По соглашению о разделе продукции аукцион выигрывает та компания, которая предложит государству наибольшее количество нефти. Ставка роялти для таких компаний зависит от количества нефти, которое компания обязалась поставлять государству, и фиксируется в договоре.

В **Великобритании** по отношению к деятельности в сфере разведки и добычи углеводородов применяются три налоговых механизма: налог на прибыль с налоговым огораживанием (RiNgFeNceCorporateTax); налог на нефтяные доходы (PetroleumRevenueTax – PRT); дополнительный нефтяной доход (SupplementCharge). Ставка налога на прибыль с налоговым огораживанием составляет 30% (для обычного налога на прибыль – 25% в 2012 г.), при этом разрешается уменьшать налогооблагаемую базу на величину затрат на финансирование деятельности на континентальном шельфе. Налог на нефтяные доходы преследует цель извлечения рентного дохода от добычи углеводородов. По отдельным компаниям налог рассчитывается по отношению к доходам и расходам на каждом месторождении, ставка налога составляет 50%. Он включается в вычеты при расчете налога на прибыль с налоговым огораживаем и дополнительного налога на прибыль. Часть месторождений освобождена от уплаты, это касается месторождений, разрешение на освоение которых выдано после 16 марта 1993 г., а также мелких месторождений или неразрабатываемых частей месторождений. Текущая ставка дополнительного нефтяного налога составляет с 2012 г. 32%, он применяется практически к той же налоговой базе, что и налог на прибыль с налоговым ограничением, но при этом затраты на финансирование работ на континентальном шельфе не включаются в вычеты для расчета дополнительного налога на прибыль². Таким образом, налогообложение предприятий нефтегазодобычи в Великобритании направлено, в первую очередь, на создание гарантированно равных условий для деятельности всех участников.

В **Венесуэле** нефтяная отрасль в настоящее время полностью контролируется государством. Налоговый режим для нефтяных предприятий состоит из комбинации роялти, налога на прибыль, косвенных налогов и специального налога на сверхприбыль в связи с ростом мировых цен на нефть. Ставка

² Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России?/Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. URL: http://energy.skolkovo.ru/upload/medialibrary/07c/SEnC_Arctic_Offshore.pdf

роялти составляет 33,33% от стоимости добытой сырой нефти, но для проектов, где добыча нефти экономически нерентабельна, ставка сокращается до 20%. Налог на прибыль предприятия уплачивают по ставке 50%, если стоимость барреля нефти на мировом рынке составляет от 70 до 100 долл. США, и по ставке 60%, если стоимость нефти превышает 100 долл. США за баррель³. Таким образом, по отношению к сверхприбыли нефтяных компаний, которая не является результатом вложения дополнительных финансовых или трудовых затрат, справедливо применяется повышенная ставка налогообложения.

Особое значение для российского НГК имеет, на наш взгляд, опыт **Канады** по организации гибкой системы налогообложения нефте- и газодобывающих компаний. Вообще канадское налоговое законодательство в нефтяной сфере признано одним из лучших в мире, поэтому неслучайно более десяти государств просто использовали опыт Канады без всяких изменений, а многие страны обращаются в администрацию главной канадской нефтедобывающей провинции Альберты с просьбой помочь создать им нефтяную налоговую систему⁴.

Одним из основных принципов канадской системы является дифференциация налоговых платежей в зависимости от ряда факторов, среди которых, прежде всего, учитывается степень выработанности месторождений. Например, канадское правительство полностью снимает все налоги и платежи с истощенных месторождений, в результате, даже месторождения, дающие по 200-300 литров нефти в сутки, остаются рентабельными. При разработке битумов компания на первых этапах ничего не платит государству. На протяжении всего срока эксплуатации месторождения осуществляется дифференциация налогов. На начальном этапе освоения налоги достаточно низкие, затем по мере роста добычи углеводородного сырья отчисления государству увеличиваются. Таким образом, создается оптимальный баланс между интересами государства и интересами нефтегазовых компаний.

Для налогообложения нефтегазовых компаний в Канаде используются роялти и налог на прибыль. Роялти составляет от 10 до 45% от стоимости добытых углеводородов⁵, размер ставки роялти различен в разных провинциях в зависимости от условий добычи и налогового режима в том или ином регионе страны. Представляется важным отметить, что ставки роялти для новых проектов на федеральном арктическом шельфе Канады существенно

³ Моисеева М.А. Войшвилло И.Е., Милоголов Н.С. Налогообложение добычи нефти и газа: тенденции развития // Финансовый журнал. – 2012. – № 1(11). – С. 92.

⁴ Тяжелая нефть // Эксперт. URL: http://expert.ru/expert/2002/14/14ex-canada91_40899/

⁵ Моисеева М.А. Войшвилло И.Е., Милоголов Н.С. Налогообложение добычи нефти и газа: тенденции развития // Финансовый журнал. – 2012. – № 1(11). – С. 92.

ниже. В зависимости от срока разработки они установлены в размере от 1 до 5% от валового дохода до достижения срока окупаемости проекта с дисконтом 10%, увеличенным на ставку доходности по государственным ценным бумагам⁶. После достижения срока окупаемости проекта применяется максимальная ставка роялти – 5% от валового дохода или 30% от чистого дохода компании. Налог на прибыль компаний делится на федеральный и региональный. Ставка федерального налога на прибыль в 2012 году составляла 15%, а ставка регионального налога на прибыль – от 10 до 16%, причем на континентальном шельфе ставка регионального налога на прибыль равна 11,5%⁷. Таким образом, общая ставка налога на прибыль для канадских нефтегазодобывающих компаний составляет от 25 до 31%, а ставка налога на прибыль для компаний, работающих на континентальном шельфе, – 26,5%.

Важным элементом налоговой системы в сфере добычи нефти и газа в Канаде является государственный механизм стимулирования деятельности малых нефтегазовых компаний. Если в России порядка 97% всей нефти добывают первые двадцать крупных нефтяных компаний, то в Канаде около трети всей нефти приходится на долю малых компаний, количество которых составляет несколько тысяч. Эти компании обычно работают на небольших месторождениях с недорогими низкодебитными скважинами, эксплуатация которых для крупных компаний невыгодна. Малая компания, имея две-три скважины и добывая 100 баррелей нефти в сутки, остается рентабельной.

Основу механизма стимулирования деятельности малых компаний составляет возможность переадресации акций. Компании имеют право передавать налоговые вычеты, связанные с затратами на разведку и освоение месторождений, тем инвесторам, которые приобрели их акции. В свою очередь, инвесторы получают возможность использовать 100% вычетов из собственного налога от стоимости этих акций, а кроме того, получать дивиденды в случае эффективной деятельности малых компаний⁸. Данный механизм активно используется малыми нефтегазовыми компаниями для привлечения капитала с целью финансирования своей производственной деятельности.

Необходимо отметить еще один аспект эффективности работы малых нефтегазовых компаний Канады, который связан с наличием большого количества сервисных фирм различных сфер деятельности, ориентированных на обслуживание компаний нефтегазодобычи. По сути, в основных нефтедобы-

⁶ Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России?/Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. URL: http://energy.skolkovo.ru/upload/medialibrary/07c/SEncC_Arctic_Offshore.pdf

⁷ Там же.

⁸ Моисеева М.А. Войшвилло И.Е., Милоголов Н.С. Налогообложение добычи нефти и газа: тенденции развития // Финансовый журнал. – 2012. – № 1(11). – С. 90.

вающих провинциях Канады, прежде всего, в Альберте, сформированы кластеры, делающие нефтедобычу максимально рентабельной. Малые нефтяные компании при выполнении любых работ (каротаж, ремонт скважин, техника безопасности и т.д.) обращаются к сервисным компаниям, большое число которых создает здоровую конкурентоспособную среду и позволяет поддерживать цены на бурение, ремонт скважин, геофизические работы и т.д. на приемлемом уровне. Благодаря сервисным фирмам, малые нефтяные компании используют высокотехнологичные методы нефтедобычи, в частности, методы горизонтального бурения, которые увеличивают дебет скважин до шести раз по сравнению с обычным вертикальным бурением. Поскольку все работы по бурению выполняются сервисными фирмами, малые нефтяные компании не несут затрат на дорогостоящее оборудование, оплачивая только стоимость буровых работ, и получают возможность эксплуатировать эффективную скважину.

Формирование подобных кластеров нефтедобывающих и сервисных компаний в рамках отдельных регионов особенно актуально для современного российского НГК, так же, как и стимулирование деятельности малых нефтяных компаний, поэтому опыт Канады в данном случае может быть чрезвычайно полезен.

В Китае налоговый режим в сфере нефтегазодобычи основан на соглашениях о разделе продукции. Стороны соглашения определяют проценты общей выручки от продажи добытого сырья, которые будут направлены на возмещение затрат производителей, и распределены между правительством и участниками соглашения. Возмещение расходов включает: производственные и операционные расходы, роялти, расходы на геологоразведочные работы. В целом, возмещение расходов на морских и наземных месторождениях составляет от 50 до 62,5% и 60% соответственно. Для нефтегазовых предприятий применяется специальный налог на прибыль от добычи нефти с учетом среднемесячной мировой цены на сырую нефть. Так, если цена нефти составляет 40-45 долл. США за баррель, ставка налога на прибыль составит 20%; при цене 45-50 – 25%; при цене 50-55 – 30%; при цене 55-60 – 35%; при цене более 60 – 40%. Помимо налога на прибыль предприятия нефтегазодобычи выплачивают роялти по ставке от 0 до 12,5% от валового объема продукции в натуральном выражении. При этом существует дифференциация ставок роялти в зависимости от территории (отдельно выделяют провинции Цинхай, Тибет и Синьцзян). В Китае применяются стимулирующие меры по увеличению добычи углеводородного сырья, преимущественно, в виде освобождения или снижения налогов. Так, полностью освобождаются от налогов газ и тяжелая нефть, добытые и использованные для отопления на месторождении. Для тяжелой нефти, нефти с высоким содержанием серы и низкой текучестью при-

меняется снижение налога на 40%; для нефти, добытой третичным методом, снижение налога составит 30%; для нефти и газа, добытых на месторождениях с малыми запасами, предусмотрено снижение налога на 20%.

Норвегия является в настоящее время одной из немногих стран, где полностью отказались от роялти и других налогов, определяемых по объему валовой добычи. При добыче нефти и газа норвежские компании уплачивают обычный налог на прибыль по ставке 28% и дополнительный налог на нефтяную прибыль по ставке 50%. Таким образом, общая ставка налога для нефтегазодобывающих компаний составляет 78%, причем ее значение остается практически неизменным с 1986 года⁹, в связи с чем систему налогообложения НГК Норвегии можно считать самой стабильной. В целях охраны окружающей среды в Норвегии с нефтегазовых компаний взимается специальный налог при использовании переработки полезных ископаемых по ставке 30%, сумма которого рассчитывается в зависимости от объемов сжигаемых нефти и газа.

Саудовская Аравия относится к числу десяти стран с наиболее простыми системами налогообложения. Страна является крупнейшим мировым производителем нефти, ее бюджет на 75% формируется за счет доходов от экспорта нефти, поэтому, естественно, что система налогообложения нефтегазовых компаний в Саудовской Аравии носит в целом протекционистский характер и явно ориентирована на поддержание высокого уровня жизни населения страны и защиту интересов национальных бизнес-структур. Налоговый режим для нефтегазового сектора Саудовской Аравии определяют налог на прибыль корпорации и система договоров концессии. Ставка налога на прибыль для нефтяных компаний составляет 85%, для газовых компаний – 30%, в то время как в других сферах экономической деятельности ставка налога на прибыль всего 20%. Ставки роялти устанавливаются индивидуально для каждого договора концессии¹⁰.

Налогообложение нефтегазодобычи в **США** базируется на системе налогов и сборов, которые взимаются на федеральном уровне, уровне штатов, а в отдельных случаях на муниципальном уровне, причем налоговые ставки могут различаться в зависимости от действующего законодательства того или иного штата. За право разработки месторождений углеводородного сырья компании выплачивают собственнику недр (государству или частному землевладельцу) роялти, которые устанавливаются в процентном отношении

⁹ Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России?/Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. URL: http://energy.skolkovo.ru/upload/medialibrary/07c/SEneC_Arctic_Offshore.pdf

¹⁰ Global oil and gas tax guide 2011 / The Ernst & Young. URL: http://www.ey.com/GL/en/industries/Oil_Gas/The_Ernst_Yuonг-global-oil-and-gas-tax-guide-2011/

к объему добычи или сумме валовых поступлений от реализации добытых нефти и газа. Ставки роялти находятся в диапазоне от 12,5% до 30% при добыче углеводородов на суше; 18,75% – при добыче на континентальном шельфе Мексиканского залива; 12,5% – при добыче на выработанных месторождениях и на федеральном шельфе Аляски. Помимо роялти ежегодно для сохранения права аренды на участок разработки выплачиваются арендные платежи из расчета в среднем 10 долл. США за акр. Кроме роялти и текущих арендных платежей нефтедобывающие компании уплачивают бонусы – единовременные платежи за пользование недрами при получении лицензии, а также в случае разработки высокорентабельного месторождения, что определяется особо в соглашении с собственником земли. США относится к числу немногих стран, где отсутствует дополнительное налогообложение прибыли от добычи нефти и газа, но именно бонусы выполняют роль этого налога по взиманию дифференцированной ренты. Это связано с тем, что в США в абсолютном выражении сумма выплачиваемых бонусов достаточно велика, в отдельные годы их размер достигает 25% поступлений в федеральный бюджет от нефтегазового сектора, тогда как на все остальные налоги и сборы приходится остальные 75%¹¹.

Основным федеральным налогом является налог на прибыль по ставке 35%, налогооблагаемая база при его расчете уменьшается на суммы амортизационных отчислений, расходов на НИОКР и развитие, издержек, связанных с разведкой, истощением ресурсной базы. При наличии положительной разницы между выручкой от реализации продукции и утвержденными затратами и вычетами компании выплачивают подоходный налог, определяемый губернаторами штатов, в размере до 12% дохода.

ВОПРОСЫ И ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

1. Объекты налогообложения по НДС при разработке месторождений углеводородного сырья.
2. Объекты учета в механизме налогообложения добычи углеводородного сырья, их характеристика.
3. Виды налоговой базы по НДС при добыче углеводородного сырья и условия их применения.

¹¹ Моисеева М.А. Войшвилло И.Е., Милоголов Н.С. Налогообложение добычи нефти и газа: тенденции развития // Финансовый журнал. – 2012. – № 1(11). – С. 89.

4. Основания для применения нулевых ставок НДС при добыче нефти, газа горючего природного и газового конденсата.

5. Порядок определения количества добытой нефти в целях НДС. Правила учета нефти

6. Порядок определения ставки НДС при добыче нефти. Базовая ставка и корректирующие коэффициенты.

7. Порядок исчисления НДС при добыче нефти. Налоговый вычет

8. Общие правила определения ставки НДС при добыче газа горючего природного и газового конденсата.

9. Показатели и коэффициенты, используемые при определении ставки НДС при добыче газа и газового конденсата.

10. Базовое значение единицы условного топлива и порядок его определения.

11. Порядок определения коэффициента сложности добычи газа и газового конденсата и расходов на транспортировку газа.

12. Понятие нового морского месторождения углеводородного сырья. Характеристика территорий, на которых применяется режим налогообложения для новых морских месторождений.

13. Налоговая база по НДС при добыче углеводородного сырья на новых морских месторождениях и порядок ее определения. Порядок определения средних цен

14. Ставки НДС для углеводородного сырья, добытого на новых морских месторождениях

15. Охарактеризуйте зарубежные формы налогообложения нефтяных и газовых компаний

Практическое задание 1. Организацией добыто на участке недр за месяц 2 810 т нефти кроме того, фактические потери составили 20 т, в том числе в пределах норматива – 19 т. Средний уровень цен нефти сорта «Юралс» в указанном месяце составил 75 долл. США за баррель среднее значение курса доллара США к рублю РФ – 60 руб./долл. Степень выработанности участка недр по отчетности, утвержденной предшествующем году, составляет 0,6754 первоначальные запасы составляли 4,335 млн. т нефти. Определите сумму налога на добычу полезных ископаемых за указанный месяц, подлежащую уплате в бюджет

Практическое задание 2. Организацией ЗАО «Газодобыча» добыто за месяц (ноябрь 2018 г.) 250 000 кубических метров газа природного горючего, кроме того, фактические потери составили 260 кубических метров газа, при этом в пределах норматива потерь – 220 кубических метров. Организация, а

также ее аффилированные лица не являются в течение всего налогового периода собственниками объектов Единой системы газоснабжения. Цена газа Цв равна 4311 руб./1000 куб. м. Определите сумму налога на добычу полезных ископаемых, подлежащую уплате в бюджет.

Практическое задание 3. Организацией добыто за месяц 36 658 т нефти на участке недр кроме того, фактические потери составили 458 т, в том числе в пределах норматива – 450 т. Средний уровень цен нефти сорта «Юралс» составил 64,09 долл. США за баррель среднее значение курса доллара США к рублю РФ – 69,8184. Степень выработанности (Св) запасов этого участка недр по отчетности, утвержденной в предыдущем году, составила 0,9521. Начальные извлекаемые запасы составляли 2,35 млн. т нефти. Определите сумму налога на добычу полезных ископаемых, подлежащую уплате в бюджет.

Практическое задание 4. Организацией добыто на участке недр за месяц 6 291 т нефти кроме того, фактические потери составили 250 т, при этом в пределах норматива потерь – 245 т. Средний уровень цен нефти сорта «Юралс» в указанном месяце составил 67,5 долл. США за баррель среднее значение курса доллара США к рублю РФ – 64,1865. Степень выработанности участка недр по отчетности, утвержденной в предшествующем году, составляет 0,8354 нефть добывается из залежей с проницаемостью пласта $1,8 \cdot 10^{-3}$ мкм². и нефтенасыщенной толщиной пласта 14 м. Определите сумму налога на добычу полезных ископаемых за указанный месяц, подлежащую уплате в бюджет.
