



**В.И. Пороскун**  
д-р геол.-мин. наук  
ФГБУ «ВНИГНИ»  
заместитель генерального директора по геоинформатике  
poroskun@vnigni.ru



**М.М. Иутина**  
канд. экон. наук  
ФГБУ «ВНИГНИ»  
отдел геолого-экономической оценки запасов и ресурсов  
нефти и газа  
заведующая отделом  
iutina@vnigni.ru



**Е.С. Чернышова**  
ФГБУ «ВНИГНИ»  
отдел геолого-экономической оценки запасов и ресурсов  
нефти и газа  
инженер 2 категории



**О.В. Маслак**  
«КогалымНИПИнефть»<sup>2</sup>  
управление технико-экономической оценки проектов  
начальник управления  
sp2012013@mail.ru

# Анализ основных положений пилотного проекта по налогу на дополнительный доход

<sup>1</sup>Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт». Россия, 105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36.

<sup>2</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в Тюмени. Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, 143А.

*1 января 2019 г. началась апробация пилотного проекта по переходу на налог на дополнительный доход. В статье рассматриваются основные положения проекта, проводится сравнение налога на дополнительный доход с действующей системой налогообложения. Проанализировано влияние перехода на НДС отдельных групп лицензионных участков, обозначенных в пилотном проекте, а также рассмотрены ситуации, при которых переход на НДС может не принести положительный экономический эффект*

**Ключевые слова:** налог на дополнительный доход; действующая система налогообложения; налог на добычу полезных ископаемых; рентабельно извлекаемые запасы; углеводородное сырье; экономическая эффективность

**В** конце 2018 г. был подписан Федеральный закон № 199-ФЗ «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса РФ» [1]. Одним из положений закона стало введение в НК РФ главы о налоге на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья [2], который направлен на стимулирование добычи УВС за счет оптимизации налоговой нагрузки. В гл. 25.4 НК РФ приводится список лицензионных участков-пилотов, на которых планируется апробировать новый налог. Пилотный проект по внедрению налога на дополнительный доход в нефтегазовой отрасли будет действовать на протяжении 3–5 лет, начиная с 2019 г. В случае успешной апробации налог планируется распространить на все месторождения УВС РФ.

Предложение к введению налога на дополнительный доход (НДД) было основано на возможности учета специфики стадийности разработки месторождений УВС и ориентировано на повышение технологических показателей добычи с поддержанием уровня экономической эффективности в течение всего периода разработки.

В условиях действующей системы налогообложения вовлечение в разработку большей части новых месторождений УВС экономически неэффективно, т.к. наряду с большими инвестиционными вложениями пользователь недр уплачивает налог на добычу полезных ископаемых, доля которого в составе всех затрат на разработку составляет порядка 25%. При переходе на НДД для данных месторождений, помимо особой формулы расчеты НДПИ на нефть, устанавливается период действия пониженных ставок НДПИ, который позволит пользователю недр выйти на проектную мощность без значительных убытков.

Кроме того, введение НДД должно положительно сказаться на разработке месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки: высокая себестоимость товарной продукции, связанная с ростом обводненности и падением дебитов, не позволяет вести экономически эффективную доработку запасов. Однако в случае перехода на НДД нагрузка на данные активы снизится, что позволит продлить период их эксплуатации.

В качестве рычага перераспределения финансовой нагрузки предлагается использование особых ставок расчета НДПИ на нефть, которые более чем в 2 раза меньше текущих ставок (9247,1 руб./т.н. при действующей системе налогообложения и 3 244,7 руб./т.н. при НДД). Взамен вводится налог на добавленный доход, равный 50%, взимаемый с разности между расчетной

выручкой и фактическими и расчетными расходами на разработку участка недр: чем больше доход пользователя недр, тем больший налог он уплатит.

Основные положения налога на дополнительный доход представлены на **рис. 1**.

Согласно положениям НК РФ, предусматривается выделение 4 групп месторождений, попадающих под действие НДД:

- новые месторождения, расположенные в регионах с тяжелыми климатическими условиями;
- месторождения, в отношении которых возможно применение особых формул расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую [3];
- месторождения Западной Сибири, находящиеся в разработке (участки недр с определенными координатами);
- новые месторождения Западной Сибири (участки недр с определенными координатами).

Апробация расчета НДД проводилась на ряде месторождений 3 и 4 групп: в конце 2017 г. были подготовлены и утверждены проектные документы, предусматривающие возможность вести разработку месторождения УВС как в действующей системе налогообложения, так и в случае принятия НДД. На примере одного из таких месторождений можно проследить механизм влияния НДД на показатели технико-экономической эффективности освоения запасов УВС.

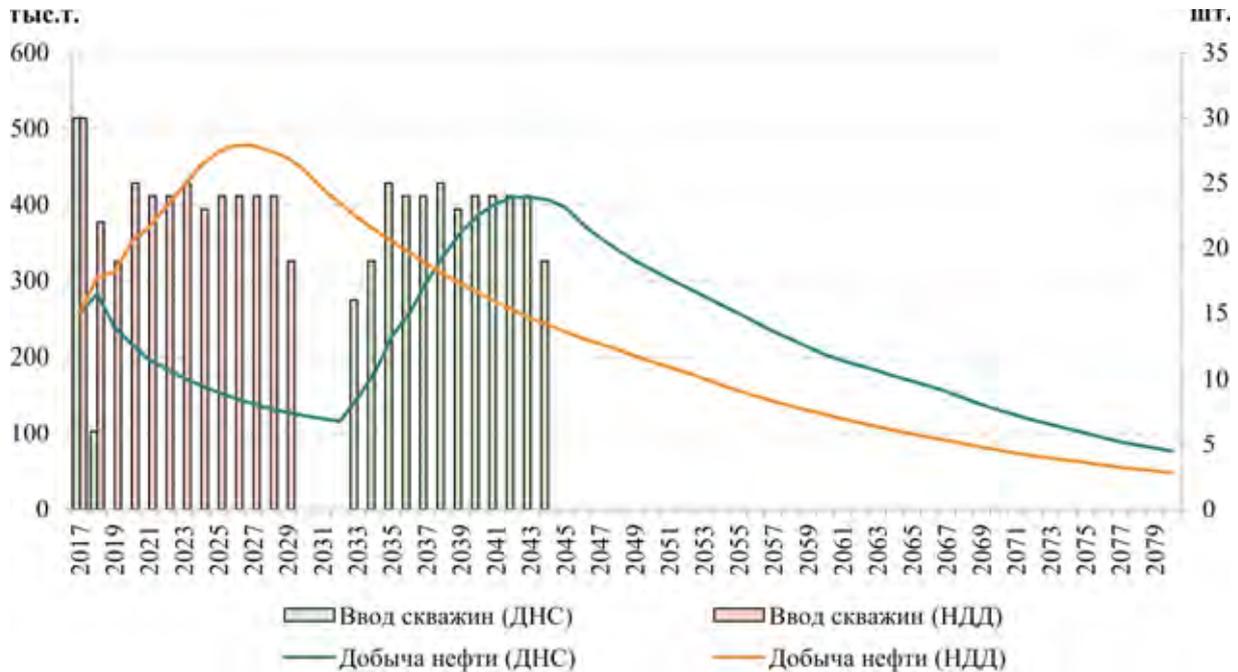
На **рис. 2** представлена динамика ввода скважин и добыча нефти по месторождению Западной Сибири. В условиях действующей системы налогообложения разработка месторождения на третий год эксплуатации становится нерентабельной, в связи с чем было принято решение перенести буровые работы на 2033 г., после окончания рентабельного периода разработки. В условиях перехода на НДД результаты инвестиционной и операционной деятельности пользователя недр позволяют ему интенсифицировать добычу в начальный период за счет опережающего ввода скважин из бурения.

По результатам проведенных расчетов выявлено, что в случае перехода на НДД продлится рентабельный период разработки месторождения с 14 до 36 лет, в доход государства будет перечислено дополнительно 7393 млн руб., доход пользователя недр также вырастет в 2 раза до 2413 млн руб. за проектный период (при уровне дисконта 15%). Результаты технико-экономической оценки эффективности разработки месторождения Западной Сибири при разных системах налогообложения представлены на **рис. 3**.

Таким образом, за счет перераспределения налоговой нагрузки в течение периода эксплуа-

№	Территория	Условие применения НДС	Условие отказа от НДС	Учет исторических затрат	Налоговая база	Минимальная налоговая база	Налоговая ставка	Ставка НДС (КНД) и экспортная пошлина (ЭП)	Значение КГ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Полностью или частично в границах: Республика Саха (Якутия) Иркутская область Красноярский край Ненецкий АО; сев. 65 гр. с.ш. полностью или частично в ЯНАО; в пределах российской части дна Каспийского моря Кроме: п. 2	Св (01.01.2017) ≤ 0,05 или запасы поставлены на гос. баланс после 01.01.2017	В налоговый орган подается уведомление об отказе не позднее: 31.03.2019 (Запасы поставлены на гос. баланс до 01.01.2018) 31.03 года, следующего за годом постановки запасов на баланс (Запасы поставлены на гос. баланс после 01.01.2018)	Исторические убытки, понесенные в период с 01.01.2011 до 01.01. года начала применения НДС	0 если Кг < 1 иначе Расчетная выручка – Фактические расходы (Только налоги и сборы) – Он * Куэф	Расчетная выручка – Фактические расходы (Только налоги и сборы) – Он * Куэф	50%	(0,5 * (Урлс - 15) * 7,3 * Кг - 3П) * Курс Если Кг < 1, то 3П = 0 (кроме 4 группы)	0,4 = до истечения 5 лет, следующих за годом начала пром. добычи 0,6 = 6 год 0,8 = 7 год 1 = начиная с 8 года
2	Примечание 8 к единой Товарной номенклатуре (в редакции по сост. на 01.01.2018)	До 01.01.2020 в налоговый орган подано уведомление о применении НДС	Доля ИЗ газа всех категорий (Чг) больше 50% ИЗ УВС на участке недр подается не позднее 31 декабря	Дополнительный доход = Расчетная выручка – Фактические расходы – Расчетные расходы	Расчетная выручка – Фактические расходы (Только налоги и сборы) – Он * Куэф	Расчетная выручка – Фактические расходы (Только налоги и сборы) – Он * Куэф			1
3	Полностью или частично в границах: Тюменская область ХМАО–Югра ЯНАО Республика Коми (участки недр с определенными координатами)	0,2 ≤ Св (01.01.2017) ≤ 0,8 или 0,1 ≤ Св (01.01.2017) ≤ 0,8 если Св (01.01.2017) > 0,01 Суммарная добыча Н и ГК по всем участкам недр за 2016 год ≤ 15 млн т	Доля ИЗ газа всех категорий (Чг) больше 50% ИЗ УВС на участке недр Уведомление об отказе подается не позднее 31 декабря	не предусмотрено	Расчетная выручка – Фактические расходы (Только налоги и сборы) – Он * Куэф	Расчетная выручка – Фактические расходы (Только налоги и сборы) – Он * Куэф			
4	Полностью или частично в границах: Тюменская область ХМАО–Югра ЯНАО Республика Коми (участки недр с определенными координатами)	Св (01.01.2017) ≤ 0,05 ИЗ (01.01.2017) < 30 млн т Совокупные ИЗ всех участков недр по сост. на 01.01.2017 ≤ 150 млн т Если запасы поставлены на гос. баланс после 2017 года, то смотреть на 01.01.2019	Доля ИЗ газа всех категорий (Чг) больше 50% ИЗ УВС на участке недр Уведомление об отказе подается не позднее 31 декабря	Исторические убытки, понесенные в период с 01.01.2007 до 01.01. года начала применения НДС	0 если Кг < 1 иначе Расчетная выручка – Фактические расходы (Только налоги и сборы) – Он * Куэф	Расчетная выручка – Фактические расходы (Только налоги и сборы) – Он * Куэф			0,5 = до истечения 1 года, следующего за годом начала пром. добычи 0,75 = 2 год 1 = начиная с 3 года

**Рис. 1.** Основные положения налога на дополнительный доход (согласно гл. 25.4 Налогового кодекса РФ)

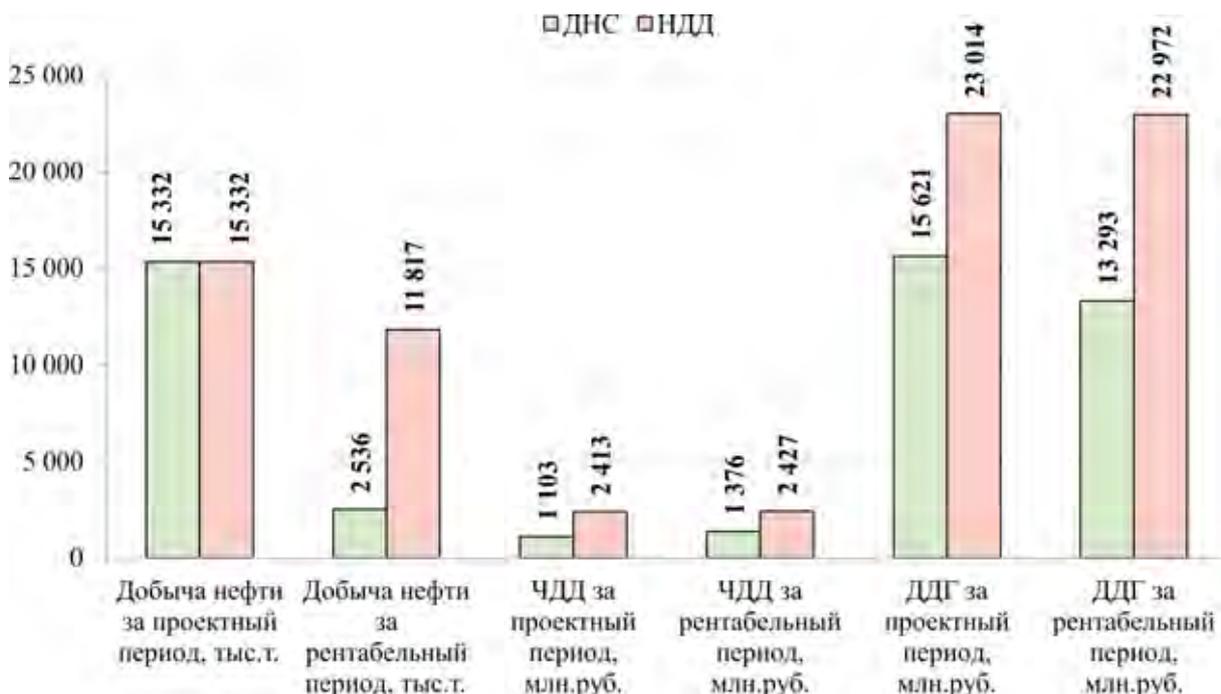


**Рис. 2.**  
Добыча нефти и динамика ввода скважин при разных системах налогообложения

тации месторождения существенно повышается его экономическая эффективность; за счет интенсификации добычи соблюдается требование по рациональному использованию недр, предусмотренное Законом РФ № 2395-1 «О недрах» [4].

Для оценки экономического эффекта от введения НДД для группы месторождений был проведен предварительный расчет на основе прогнозных технологических показателей ключевых месторождений каждого участка недр групп 3

**Рис. 3.**  
Технико-экономические показатели разработки месторождения при разных системах налогообложения



Показатель	Ед. изм.	Группа 3	
		ДНС	НДД
Добыча нефти за проектный период	тыс. т	946 935	946 935
Добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	443 818	714 172
ЧДД за проектный период	млрд руб.	141,5	430,3
ДДГ за проектный период	млрд руб.	3172,1	2883,2

**Рис. 5.**  
*Динамика ЧДД пользователя недр 3 группы при разных системах налогообложения*

и 4, указанных в п. 3 и 4 ст. 333.44 гл. 25.4 НК РФ. Сравнивалась технико-экономическая эффективность разработки месторождений УВС в условиях действующей системы налогообложения и в условиях уплаты НДД при макроэкономических условиях, сложившихся за 2018 г.

Согласно гл. 25.4 НК РФ «Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья», к 3 группе относятся 39 участков недр, расположенных полностью или частично в границах Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа, Республики Коми, в границах, ограниченных прямыми линиями, соединяющими по порядку точки участков недр с определенными географическими координатами. При этом степень выработанности запасов каждого участка недр не должна быть меньше 0,2 (0,1) и больше 0,8, а суммарная добыча нефти и газового конденсата по всем участкам недр за 2016 г. не должна превышать 15 млн т.

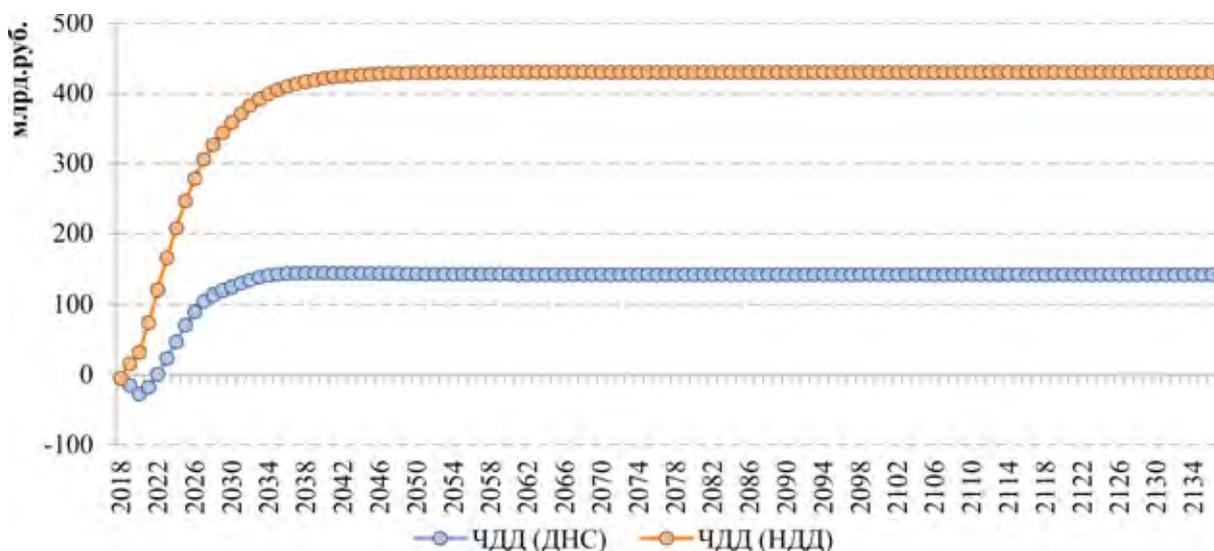
Результаты проведенных расчетов по ключевым месторождениям участков недр, относимых к 3 группе, представлены на **рис. 4**.

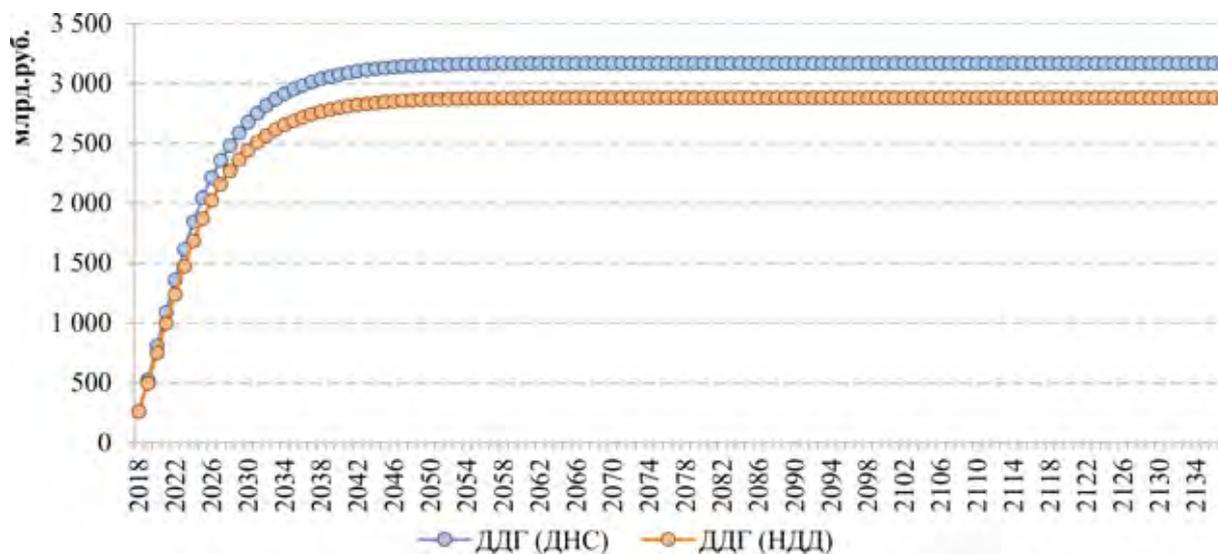
Как показали расчеты, в результате применения НДД величина рентабельно извлекаемых запасов возросла на 61% с 443 млн т до 714 млн т, однако сократилась бюджетная эффективность государства: величина дисконтированного дохода уменьшилась на 9% за весь период эксплуатации месторождений. Сравнение динамики чистого дисконтированного дохода пользователя недр и государства представлено на **рис. 5 и 6**.

Таким образом, на рассматриваемой группе месторождений за период 2019–2028 гг. будет наблюдаться выпадение доходов из бюджета РФ в сумме 214 млрд руб., что составляет порядка 9% от накопленной суммы ожидаемых доходов за 10 лет при действующей системе налогообложения.

К 4 группе отнесены 26 участков недр, расположенные полностью или частично в границах Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа, Республики Коми, степень выработанности которых согласно данным государственного баланса запасов полезных ископа-

**Рис. 6.**  
*Динамика дисконтированного дохода государства 3 группы при разных системах налогообложения*





**Рис. 7.**  
Технико-экономические показатели эффективности разработки месторождений, входящих в состав 4 группы, при разных системах налогообложения

емых на 01.01.2017 г. меньше или равна 0,05, начальные извлекаемые запасы нефти составляют менее 30 млн т, а суммарные начальные извлекаемые запасы по всем участкам недр данной группы не превышают 150 млн т.

Результаты проведенных расчетов по ключевым месторождениям участков недр, относимых к 3 группе, представлены на **рис. 7**.

Согласно полученным расчетам, в результате применения НДД величина рентабельно извлекаемых запасов возрастет на 8%, при этом за период 2019–2028 гг. будет наблюдаться выпадение доходов из бюджета РФ в сумме 21 млрд руб., что составляет порядка 5% от накопленной суммы ожидаемых доходов за 10 лет при действующей системе налогообложения. Сравнение динамики чистого дисконтированного дохода пользователя недр и государства представлено на **рис. 8 и 9**.

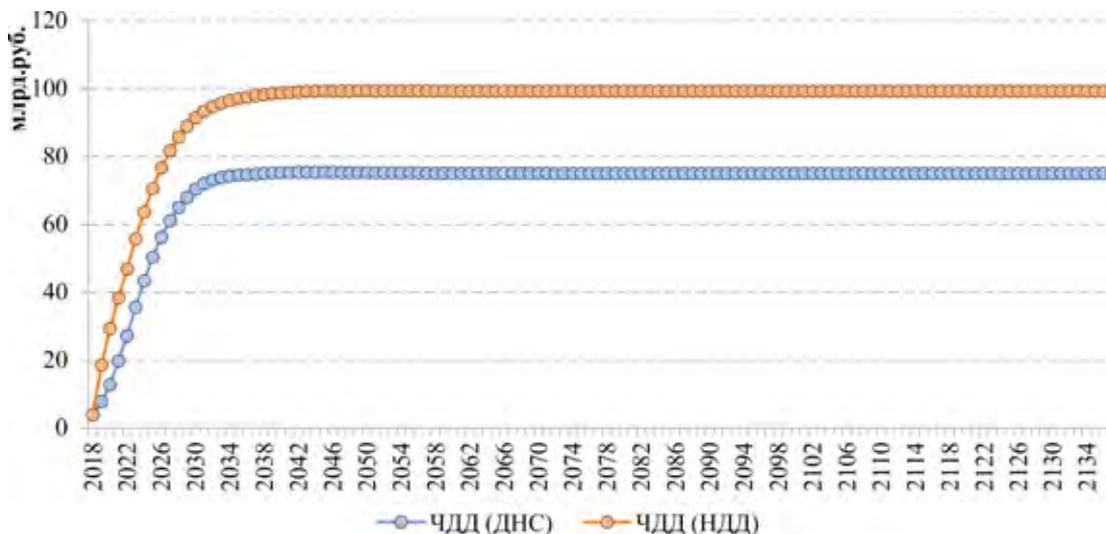
Проведенный анализ эффективности применения НДД на группах месторождений показал, что механизм переноса налоговой нагрузки пользователя недр в соответствии со стадиями

разработки месторождений УВС характеризуется ростом рентабельно извлекаемых запасов и доходов пользователей недр, однако при этом сокращается бюджетная эффективность государства. В условиях, когда обсуждается переход на утверждение показателей разработки только за рентабельный период времени, введение НДД позволит увеличить период эксплуатации месторождений УВС и объемов добываемого сырья, обеспечив тем самым полноту извлечения полезных ископаемых из недр. Другие показатели, влияющие на итоговую величину извлекаемых запасов УВС, помимо налогового режима, подробно рассмотрены в работе [5].

Однако в частных случаях переход на НДД может не принести ожидаемый положительный экономический эффект. Имеются в виду ситуации, когда пользователь недр при ДНС выплачивает НДС по ставке налога, меньшей, чем будет ставка НДС при переходе на НДД. Так, при действующей системе налогообложения ставка НДС на нефть для абалакских продуктивных

**Рис. 4.**  
Технико-экономические показатели эффективности разработки месторождений, входящих в состав 3 группы, при разных системах налогообложения

Показатель	Ед. изм.	Группа 4	
		ДНС	НДД
Добыча нефти за проектный период	тыс. т	91 674	91 674
Добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	66 177	71 678
ЧДД за проектный период	млрд руб.	75,0	99,2
ДДГ за проектный период	млрд руб.	463,7	439,5



**Рис. 8.**  
Динамика ЧДД пользователя недр 4 группы при разных системах налогообложения

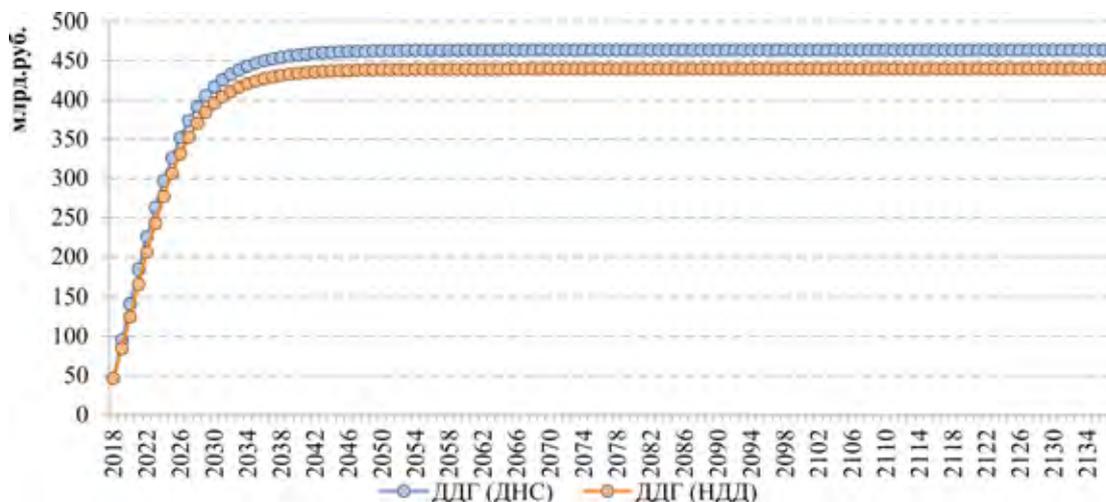
отложенный составит 7966,2 руб/т.н. (на период действия льготы). В случае перехода на НДД ставка налога с учетом коэффициента Кндд, характеризующего уровень налогообложения нефти, добываемой на участках недр, в отношении которой исчисляется НДД от добычи УВС, будет равняться 12 516,1 руб/т.н. При этом дополнительно будет исчисляться НДД по ставке, равной примерно 2600 руб/т.н. Структура налоговых отчислений для месторождения с абалакскими продуктивными отложениями при разных системах налогообложения представлена на **рис. 10**.

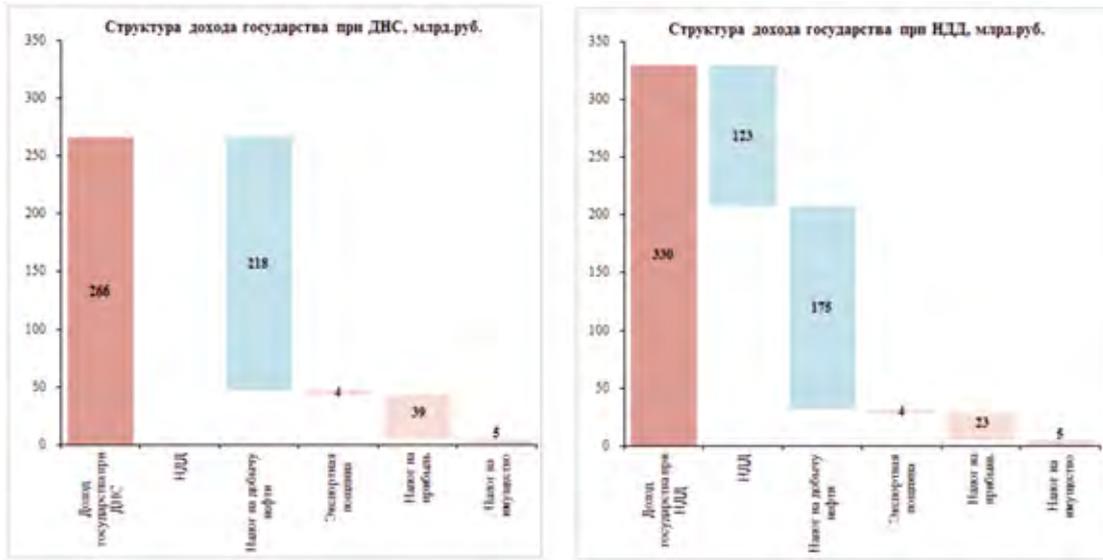
Таким образом, при переходе на НДД пользователь недр, помимо увеличения выплат по НДС, будет нести дополнительную налоговую нагрузку в виде налога на дополнительный доход. Также снижение экономической эффективности проекта будет обусловлено отсутствием

периода льготного налогообложения (15 лет с момента достижения 1% выработанности запасов из залежей УВС, отнесенных к абалакским продуктивным отложениям). Прогнозная динамика чистого дисконтированного дохода месторождения с абалакскими продуктивными отложениями при разных системах налогообложения представлена на **рис. 11**.

Кроме того, особое внимание следует уделить нефтегазоконденсатным месторождениям. В действующей на текущий момент редакции НК РФ предусматривается снижение ставки НДС на нефть, которое компенсируется вводимым налогом на дополнительный доход. Однако, если на месторождении присутствует большое количество запасов свободного газа, переход на новое налогообложение может отрицательно сказаться на экономической эффективности

**Рис. 9.**  
Динамика дисконтированного дохода государства 4 группы при разных системах налогообложения





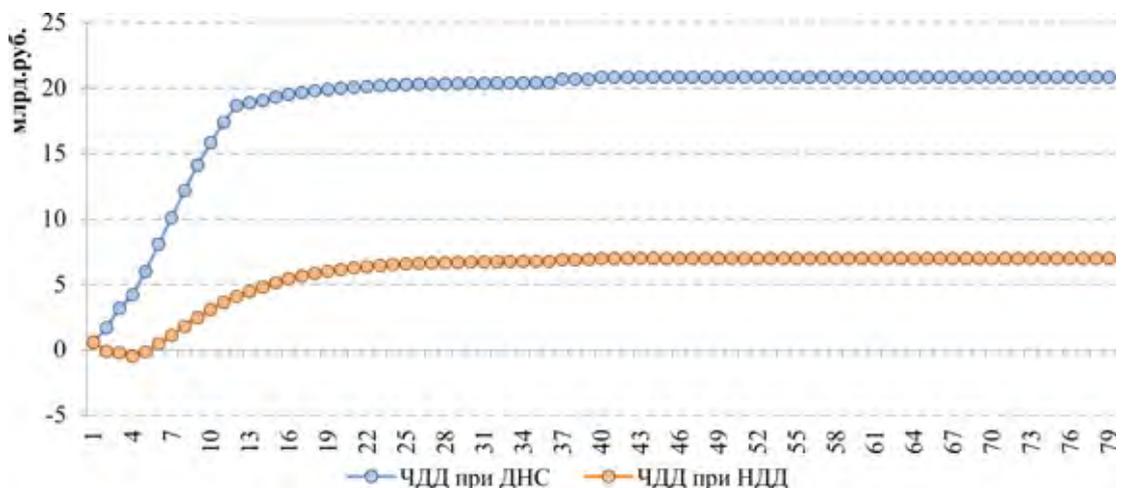
**Рис. 10.** Структура дохода государства месторождения с абалакскими продуктивными отложениями при разных системах налогообложения, млрд руб.

проекта: НК РФ не предусматривается снижение ставки НДС на газ, в результате чего налоговая нагрузка на разработку газового промысла месторождения не сокращается, а, наоборот, возрастает. С этой целью был разработан показатель Чг, характеризующий долю извлекаемых запасов газа всех категорий в совокупных запасах УВС участка недр (ст. 333.44. гл. 25.4 НК РФ). Участки недр, у которых данный показатель превышает 50%, имеют право на освобождение от уплаты НДС. В случае применения данного налога ко всем лицензионным участкам РФ, на нефтегазоконденсатных месторождениях необходимо будет проводить предварительную оценку

целесообразности перехода на НДС: эффект от перераспределения налоговой нагрузки нефтяного промысла должен покрывать двойное налогообложение на газовом промысле.

Таким образом, введение НДС должно позволить вовлечь в разработку месторождения, являющиеся нерентабельными при текущей системе налогообложения. Также налог должен способствовать вовлечению в разработку трудноизвлекаемых и высокообводненных запасов, что характерно для большинства месторождений Западной Сибири. Все эти меры в конечном итоге должны обеспечивать дополнительные поступления в бюджет РФ за счет более полного из-

**Рис. 11.** Динамика ЧДД месторождения с абалакскими продуктивными отложениями при разных системах налогообложения, млрд руб.



влечения запасов из недр. Однако необходимо иметь в виду, что переход на НДС может отрицательным образом отразиться на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, пользующихся налоговыми преференциями различного уровня. В этом случае пользователям недр рекомендуется предварительно делать сравнительную оценку двух налоговых режимов.

Как уже упоминалось ранее, на данный момент предлагаемые меры по налоговому стимулированию (переход на НДС) касаются не всей отрасли в целом, а ряда отдельных пилотных

лицензионных участков. О подобной «точной настройке» свидетельствуют такие ограничения, как максимально допустимая величина запасов пользователя недр, граничные значения допустимой степени выработанности запасов нефти на участке недр для конкретных дат, разделение участков недр на различные группы и другое. В случае положительного экономического эффекта на рассмотренных группах лицензионных участков как для государства, так и для пользователей недр, налог в дальнейшем может быть применен ко всем запасам УВС РФ. 

---

#### Литература

1. Федеральный закон от 19.07.2018 № 199-ФЗ «О внесении изменений в ч. 1 и 2 НК РФ». Доступно на: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71892740/> (обращение 04.06.2019).
2. Глава 25.4 НК РФ «Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья». Доступно на: <https://nalog.garant.ru/fns/nk/6e2c2681ff66580b40b7bd563a517453/> (обращение 04.06.2019).
3. Закон РФ от 21.05.1993 № 5003-1 «О таможенном тарифе». Доступно на: <https://base.garant.ru/10101366/> (обращение 04.06.2019).
4. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах». Доступно на: <https://base.garant.ru/10104313/> (обращение 04.06.2019).
5. Иутина М.М., Чернышова Е.С., Дорохова К.В. Вопросы экономической оценки проектов разработки месторождений углеводородного сырья в переходный период // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2016. № 4. С. 39–44.

---

UDC 553.98

**V.I. Poroskun**, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Deputy General Director for Geoinformatics of VNIGNI<sup>1</sup>, [poroskun@vnigni.ru](mailto:poroskun@vnigni.ru)

**M.M. Iutina**, PhD, Head of the Geological and Economic Assessment of Oil and Gas Reserves and Resources of VNIGNI<sup>1</sup>, [iutina@vnigni.ru](mailto:iutina@vnigni.ru)

**E.S. Chernyshova**, Second Category Engineer of the Geological and Economic Assessment of Oil and Gas Reserves and Resources of VNIGNI<sup>1</sup>

**O.V. Maslakh**, KogalymNIPIneft<sup>2</sup>, Head of Project Feasibility Study, [sp2012013@mail.ru](mailto:sp2012013@mail.ru)

<sup>1</sup>Federal State Budgetary Institution "All-Russian Research Geological Oil Institute". 36 Entuziastov Highway, Moscow, 105118, Russia.

<sup>2</sup>Branch of LLC LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft in Tyumen. 134A, Republic str., Tyumen, 625000, Russia.

## Analysis of the main provisions of the pilot project on additional income tax

**Abstract.** Approbation of the pilot project on the transition to the additional income tax started on January 1, 2019. This paper discusses the main provisions of the project, compares the additional income tax with the current tax system. The impact of the transition of certain groups of license areas designated in the pilot project to the additional income tax is analysed; and the situations when the transition to the additional income tax may not give a positive economic benefit are considered.

**Keywords:** additional income tax; current tax system; mineral extraction tax; economically recoverable reserves; hydrocarbons; economic effectiveness

---

#### References

1. *Federal'nyy zakon ot 19.07.2018 № 199-FZ «O vnesenii izmeneniy v ch. 1 i 2 NK RF»* [Federal Law of 19.07.2018 No. 199-FZ "On Amendments to Part 1 and 2 of the Tax Code of the Russian Federation"]. Available at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71892740/> (accessed 4 June 2019).
2. *Glava 25.4 NK RF «Nalog na dopolnitel'nyy dokhod ot dobychi uglevodorodnogo syr'ya»* [Chapter 25.4 of the Tax Code of the Russian Federation "Tax on additional income from the extraction of hydrocarbons"]. Available at: <https://nalog.garant.ru/fns/nk/6e2c2681ff66580b40b7bd563a517453/> (accessed 4 June 2019).
3. *Zakon RF ot 21.05.1993 № 5003-1 «O tamozhennom tarife»* [Law of the Russian Federation of 21.05.1993 No. 5003-1 "On Customs Tariff"]. Available at: <https://base.garant.ru/10101366/> (accessed 4 June 2019).
4. *Zakon RF ot 21.02.1992 № 2395-1 «O nedrah»* [Law of the Russian Federation of 21.02.1992 No. 2395-1 "On Subsoil"]. Available at: <https://base.garant.ru/10104313/> (accessed 4 June 2019).
5. Iutina M.M., Chernyshova Ye.S., Dorokhova K.V. *Voprosy ekonomicheskoy otsenki proyektov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodnogo syr'ya v perekhodnyy period* [Issues of economic evaluation of projects for the development of hydrocarbon deposits in the transition period]. *Mineral'nyye resursy Rossii. Ekonomika i upravleniye* [Mineral resources of Russia. Economics and Management], 2016, no. 4, pp. 39–44.



ФЕДЕРАЛЬНОЕ  
АГЕНТСТВО  
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ



ГКЗ



ЕСОЭН  
ЕВРАЗИЙСКИЙ СОЮЗ ЭКСПЕРТОВ  
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ПЯТИГОРСК  
2–4 ОКТЯБРЯ 2019 Г.

# ЕЖЕГОДНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ - 2019»

СТАВРОПОЛЬСКИЙ КРАЙ, ПЯТИГОРСК, УЛ. ПЕРВАЯ БУЛЬВАРНАЯ, 17, БИЗНЕС-ОТЕЛЬ «БЕШТАУ»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



ОПЕРАТОР КОНФЕРЕНЦИИ  
АО «НАЭН»

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ ...

ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР  
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

## Основные темы конференции:

- поиски и разведка месторождений подземных вод
  - подсчет запасов подземных вод
  - разработка и эксплуатация месторождений подземных вод
  - подземные сооружения
  - гидрогеология месторождений полезных ископаемых (ТПИ, месторождения УВ, гражданское строительство)
  - охрана подземных вод от загрязнения
  - развитие системы ГМСН
  - недропользование и экспертиза запасов подземных вод
  - работа ЦКР Роснедр по МПВ и ПС
  - рациональное недропользование и экспертиза проектов ГИН
  - практика подготовки и экспертизы проектов ГИН с целью поисков и оценки подземных вод
  - состояние и использование запасов минеральных подземных вод на территории региона Кавказские Минеральные Воды
  - основные проблемы организации водоснабжения Крымского полуострова
  - пути решения проблем водоснабжения вододефицитных регионов России качественной питьевой водой
- Результаты конференции будут использованы для совершенствования государственной политики, нормативной и законодательной базы в области гидрогеологического изучения и использования подземных вод.*

Заявки на выступления с докладами – до 20.09.2019, на участие в качестве слушателей – до 26.09.2019.

Организационные вопросы – Екатерина Бойкова, +7(916)5116929, boykova@naen.ru