

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ В РАСЧЕТЕ НДС НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Янин К.Е.

Тюменский государственный нефтегазовый университет

В статье проведена оценка влияния изменений в расчете налога на добычу полезных ископаемых на экономическую привлекательность инвестиций в освоение нефтяных запасов Западной Сибири. Выполнено сравнение предельно-рентабельных значений дебитов нефти и удельных накопленных отборов нефти в различных налоговых условиях. Представлена их зависимость от различных технологических, экономических и прочих условий реализации проектов.

За последние пять лет российское налоговое Законодательство было кардинально реформировано. В большей или меньшей степени изменения коснулись абсолютно всех налогов, уплачиваемых нефтедобывающими компаниями. В этой связи вызывает определенный интерес вопрос влияния периодически происходящих изменений в области налогового Законодательства на эффективность освоения нефтяных месторождений.

Не секрет, что в совокупных затратах недропользователей на освоение и эксплуатацию месторождений (включая капитальные вложения, текущие производственные издержки, транспортные расходы по реализации нефти и налоги) преобладающую долю составляют именно налоговые отчисления. В структуре же налогов, наибольший вес имеют экспортная пошлина и налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Они являются основными инструментами государства по изъятию сверхдоходов у российских нефтедобывающих компаний.

Вокруг налога на добычу полезных ископаемых на протяжении последних нескольких лет возникало больше всего дискуссий (впрочем, они продолжаются до сих пор). Принятая еще в 2001г. глава 26 НК РФ заменила уплату роялти и налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) введением НДС. При этом, изначально ограниченный 2004 годом период действия специфической ставки НДС, «привязанной» к ценам мирового рынка, впоследствии был продлен до 2007г. Последние же изменения относительно расчета НДС, принятые в июле 2006 года (Федеральный Закон № 151-ФЗ), отменяют временные ограничения привязки ставки налога к мировым ценам на нефть. Это вносит

существенные коррективы в экономические расчеты, выполняемые при проектировании разработки нефтяных месторождений.

В таблице 1 представлены характерные особенности исчисления налога на добычу в различные периоды истории.

Таблица 1

Условия оценки экономической эффективности, принимаемые в проектных документах на разработку нефтяных месторождений

№ п/п	Основание для налогообложения	Особенности исчисления налога на добычу
1.	До введения гл. 26 ч.2 Налогового Кодекса РФ	<ul style="list-style-type: none"> • Роялти (6-16%) от выручки. Превалирующий диапазон для месторождений, расположенных в ХМАО – (6 - 8%). • ВМСБ – 10% от выручки.
2.	гл. 26 ч.2 НК РФ (в редакции, до принятия фед. Закона №151-ФЗ от 27.07.2006г.)	<ul style="list-style-type: none"> • До 1.01.2007 – 419 руб./т.нефти, с корректировкой на коэффициент, зависящий от мировой цены на нефть и курса доллара. • С 1.01.2007 – 16,5% от выручки.
3.	В соответствии с Федеральным Законом № 151-ФЗ от 27.07.2006	<ul style="list-style-type: none"> • До тех пор, пока степень выработанности извлекаемых запасов месторождения не достигнет 80% применяется ставка 419 руб./т.нефти, с корректировкой на коэффициент, зависящий от мировой цены на нефть и курса доллара. • При степени выработанности извлекаемых запасов более 80% дополнительно применяется понижающий корректирующий коэффициент.

Принципиальный отказ от взимания в будущем НДС в размере **16,5% с выручки** – давно ожидаемое и, вероятно, обоснованное решение. Однако, учитывая, что оценка потенциальной эффективности разработки месторождений должна осуществляться в соответствии с действующими нормативными и законодательными актами РФ, то до момента принятия закона №151-ФЗ, на стадии составления проектных документов, НДС рассчитывался именно **по ставке 16,5%**.

Федеральный Закон №151-ФЗ оказывает существенное негативное влияние на расчетные параметры экономической эффективности освоения запасов, поскольку 16,5% с выручки это намного меньше (в 2 с лишним раза), чем

компании платят сегодня. Для вновь вводимых или относительно новых (с невысокой степенью выработанности) месторождений, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа, расчетное значение налоговых выплат по НДС заметно возрастет, и, даже предусмотренное Законом последующее послабление при достижении высокой степени отбора запасов не способно повлиять на общую коммерческую привлекательность проектов. Таким образом, результаты многих технико-экономических обоснований, выполненных ранее (до принятия федерального Закона №151-ФЗ), сейчас можно рассматривать как чрезмерно оптимистические (при прочих равных условиях) и требующие соответствующих корректировок.

Цель данной статьи заключается в анализе влияния последних (июль 2006г.) поправок в Налоговом Кодексе РФ, касающихся расчета налога на добычу полезных ископаемых (НДС), на изменение требований к минимально-приемлемым значениям основных технологических параметров разработки месторождений, обеспечивающим рентабельное ведение бизнеса.

Одним из таких основных технологических параметров, определяющим экономическую эффективность проекта освоения того или иного нефтяного месторождения, является среднее значение начального дебита скважин по нефти. Следствием данного критерия, также отражающим потенциальную привлекательность объекта разработки, является среднее значение удельного (в расчете на 1 скважину эксплуатационного фонда) накопленного за период эксплуатации скважины объема добычи нефти.

Оперируя уже только этими двумя параметрами, при известной (задаваемой) степени обустроенности месторождения, специалист вполне может сформировать собственные ожидания относительно эффективности будущего проекта, или, по крайней мере, о принципиальном ее наличии или отсутствии.

Чтобы оценить влияние последних изменений в расчете НДС на нижние, предельно-рентабельные значения начального дебита новых скважин по нефти и сравнить результаты, полученные в разных налоговых условиях, был проведен комплекс технико-экономических расчетов.

Здесь следует пояснить, что под предельно-рентабельным имеется ввиду такое значение начального дебита нефти, при котором внутренняя норма

рентабельности вложенных в разработку месторождения инвестиций составляет 10%, т.е. в среднем за период реализации проекта недропользователь (инвестор) будет иметь 10% годовых.

Безусловно, что в разные исторические моменты времени экономические условия освоения запасов нефти были разные. Это касается не только налогов, но и затрат, цен на нефть, и т.д. Поэтому, чтобы полученные в разных налоговых условиях результаты были сопоставимы друг с другом, все расчеты в рамках данного исследования выполнены в текущих ценах, соответствующих уровню цен 2006г.

Помимо того, что оценивалось влияние на предельно-рентабельные значения начального дебита нефти изменений в налоговом законодательстве, были также выявлены прочие факторы, оказывающие на него первостепенное воздействие.

В табл. 2 представлены результаты оценки нижних предельно-рентабельных дебитов в разных налоговых условиях (но в равных прочих условиях), позволяющие сделать главный вывод о том, что закон №151-ФЗ существенно повышает порог рентабельности освоения новых запасов нефти.

Таблица 2

Предельно-рентабельные технологические параметры разработки *

Коллекторские свойства залежей	Налоговые условия					
	"Дореформенная" система налогообложения, с уплатой Роялти и ВМСБ		Расчет НДС до принятия фед. Закона № 151-ФЗ от 27.07.2006г.		В соответствии с фед. Законом № 151-ФЗ от 27.07.2006г.	
	Дебит, т./сут	Отбор, тыс.т./скв.	Дебит, т./сут	Отбор, тыс.т./скв.	Дебит, т./сут	Отбор, тыс.т./скв.
Средние - темп падения дебита нефти 10% в год	13,7	24	14,0	24	17	30
Плохие - темп падения дебита нефти 5% в год	9,8	30	9,9	31	12	40

* - результаты характерные для скважин, строящихся на действующем, полностью обустроенном месторождении (например, для уплотняющих скв.)

Анализируя результаты табл. 2 в разрезе налоговых условий можно отметить, что замена в свое время роялти и ВМСБ на НДС (в редакции до введения федерального Закона №151-ФЗ) почти не отразилась на изменении

расчетных предельно-рентабельных параметров. Этому есть вполне логичное объяснение. Установление постоянной ставки НДС с 2007г. в размере 16,5% в принципе сопоставимо по объему с платежами по старой, «дореформенной» системе налогообложения», когда ставка роялти устанавливалась в пределах 6 – 16%, а ставка НДС была 10%. Таким образом, суммарная величина этих налогов, рассчитываемых с выручки, находилась в пределах 16 – 26%. На практике же, для предприятий, осуществляющих добычу на территории ХМАО, превалировала ставка роялти в пределах 6 – 8 %, т.е. фактически объем выплат по сумме двух налогов (роялти и НДС) составлял порядка 16 – 18% от выручки предприятия, что вполне коррелирует с отчислениями по НДС, рассчитанными по ставке 16,5%.

Значительно сильнее сказываются последние изменения в налоговом режиме. **Расчеты свидетельствуют, что в одних и тех же прочих условиях реализации проекта, для достижения минимально приемлемой его эффективности, производительность скважин должна быть выше примерно на 20%.**

Справедливости ради надо отметить, что значения дебита, полученные для современных налоговых условий (с учетом фед. Закон №151-ФЗ), характерны для вновь вводимых в эксплуатацию новых скважин на месторождениях с низкой степенью выработанности.

Если же месторождение находится на завершающей стадии своего развития, когда степень выработанности начальных извлекаемых запасов превышает 80%, то, значения предельно-рентабельных дебитов могут быть несколько ниже (табл. 3)

Таблица 3

Минимальный начальный дебит нефти новых скважин, т/сут.
(при расчете НДС в соответствии с фед. Законом №151-ФЗ)

Темп падения дебита	Степень выработанности запасов, %			
	<80	85	90	95
10%	17,0	15,6	14,5	13,4
5%	12,1	11,1	10,3	9,6

На такие дебиты можно ориентироваться, например, для случаев разбуривания краевых зон залежей или бурения уплотняющих скважин.

Примечательно, что паритет между значениями предельного дебита в новых налоговых условиях и до принятия федерального Закона №151-ФЗ наблюдается, когда выработанность запасов на месторождении превышает 90%, а при очень высокой степени выработанности запасов (например, при 95%) бурение новых скважин в новых налоговых условиях представляется даже менее рискованным.

Однако, результаты, представленные в табл. 3, носят по большей мере гипотетический характер, поскольку в жизни для рассмотренной, поздней стадии развития месторождения, бурение новых скважин бывает весьма редко – это скорее исключение из правил.

Предельно-рентабельное значение дебита во многом зависит от прочих технологических характеристик залежей и проектных решений. В первую очередь следует выделить:

1. Темп падения дебита нефти. Как правило, чем хуже коллекторские свойства залежей, тем медленнее будет снижаться дебит нефти. При более низких темпах падения дебита его начальная величина, обеспечивающая предельно-рентабельную эксплуатацию месторождения также может быть ниже. Обратной стороной «заниженных» требований к начальному дебиту нефти является необходимость отбора бо'льших объемов добычи нефти каждой добывающей скважиной (табл. 2).

2. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин. Чем больше доля нагнетательных скважин в структуре эксплуатационного фонда, тем больше нефти должна отобрать каждая добывающая скважина и, следовательно, выше должен быть начальный дебит. Все представленные в статье результаты оценки справедливы для случаев с соотношением близким к «2:1», т.е. когда на 2 добывающие скважины приходится одна нагнетательная. Логично, что для более «жестких» систем заводнения в аналогичных прочих условиях предельно-рентабельный дебит будет выше и наоборот.

Оценки, приведенные в табл. 2 и 3, корректны для случая добуривания действующего и уже обустроенного месторождения, т.е. когда требуется окупить

затраты только на строительство самих скважин, но не более того.

Если же речь идет о новом, не обустроенном месторождении, то здесь значение предельно-рентабельного дебита окажется намного выше и будет во многом зависеть от размера месторождения и его удаленности от района с развитой производственной инфраструктурой.

В частности, для того, чтобы достичь минимальной экономической эффективности на удаленном месторождении с незначительными объемами запасов, необходимо обеспечить существенно более высокий начальный дебит по сравнению с месторождениями, находящимися в выгодных геолого-географических условиях.

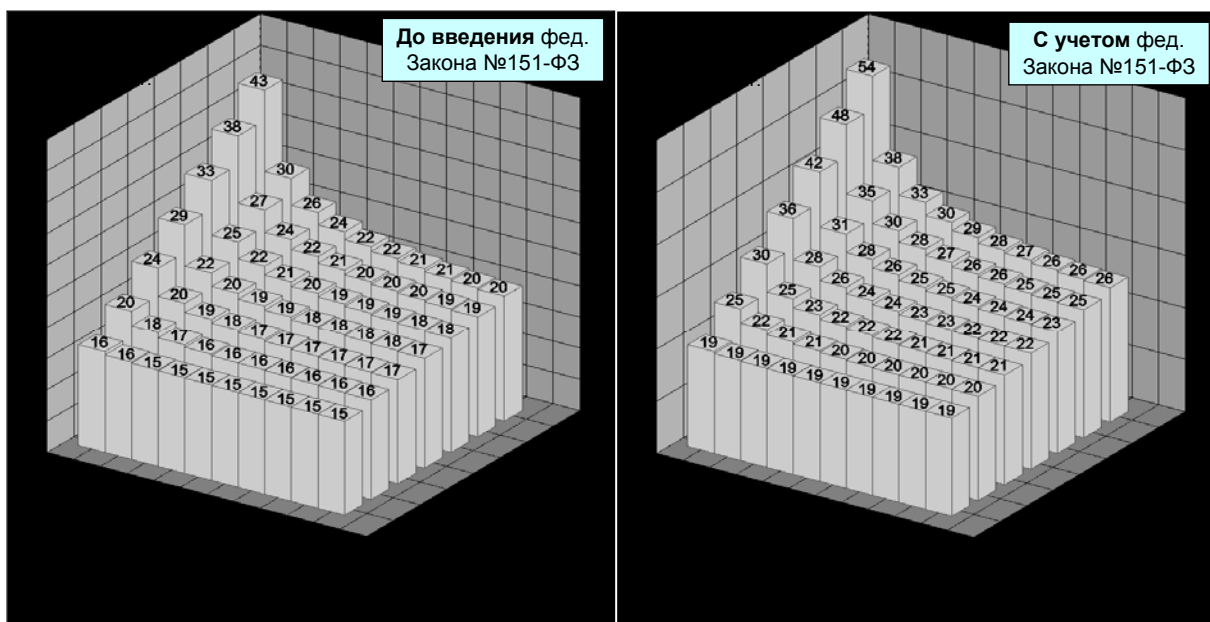


Рисунок 1

Рисунок 2

Вышепредставленные начальные дебиты (рис. 1 и 2) соответствуют достижению 10-процентной внутренней нормы рентабельности инвестиций (IRR). Для повышения эффективности затрат каждая скважина должна отбирать нефти больше, а, следовательно, и дебиты должны быть еще выше.

Анализируя рисунки 1 и 2, отметим следующее:

- чем меньше промышленный потенциал месторождения и, следовательно, ниже проектный фонд скважин, тем выше должно быть значение предельно-

рентабельного начального дебита нефти. Данная зависимость заметно усиливается по мере удаления месторождения от районов с развитой производственной инфраструктурой. Это обусловлено необходимостью распределения инвестиций в строительство дорогостоящих линейных объектов обустройства (таких как внешняя автомобильная дорога, нефтепровод, высоковольтная линия электропередачи, запитанная от внешних источников) между небольшим количеством проектных скважин.

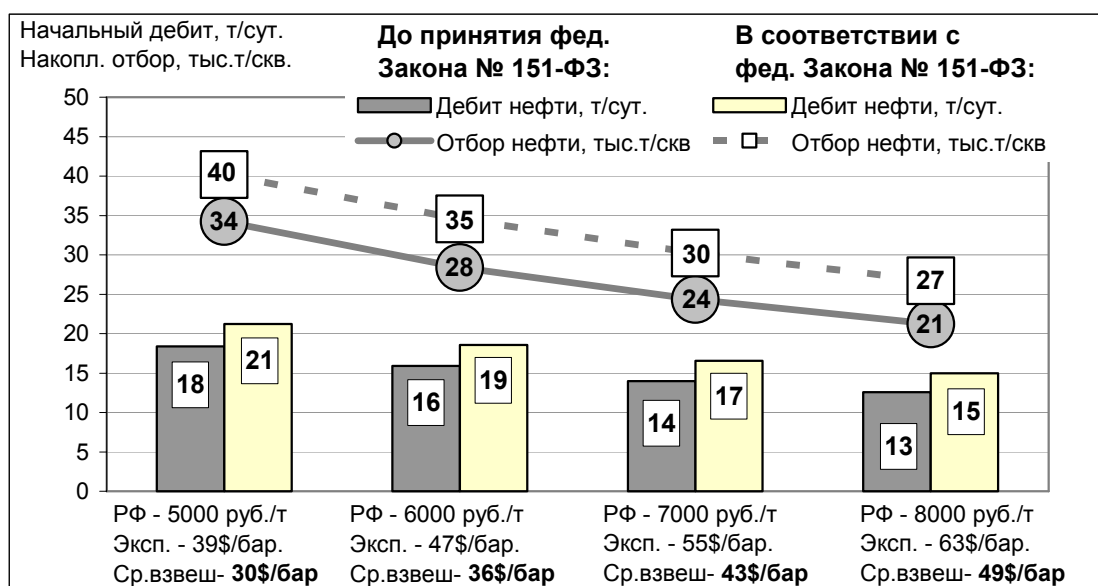
- при благоприятном географическом расположении месторождения величина проектного фонда скважин не оказывает существенного воздействия на предельно-рентабельное значение дебита нефти новых скважин.

Сопоставление представленных результатов оценки (рис. 1 и 2) еще раз демонстрирует, что **сегодня, для достижения положительного экономического результата, вследствие усиления налоговой нагрузки, дебит нефти и, следовательно, отбор запасов каждой проектируемой эксплуатационной скважиной, должны быть заметно выше, нежели оценивалось ранее.**

Значение предельно-допустимого минимального начального дебита сильно зависит от экономических условий, заложенных в расчетную модель. Подчеркнем, что все потенциальные затраты (капитальные и текущие), учтенные в модельном расчете соответствует уровню цен 2006г. и базируется на анализе большого объема фактической информации, т.е. носят усредненный характер.

Помимо затрат, первостепенное значение на результат оказывают цены реализации нефти.

Все вышепредставленные результаты модельных расчетов предполагают реализацию нефти, как в России, так и на экспорт – в пропорции «65:35». С целью оценки влияния ценового фактора на предельные значения технологических параметров были проведены расчеты в разных рыночных условиях, как для новых (табл. 4), так и для уже обустроенных (рис. 3) месторождений. Рассмотренные сценарные условия предусматривают одновременное изменение цены на нефть на мировом и внутреннем рынках (в расчетах используется «привязка» внутрироссийской цены на нефть к уровню мировой, составляющая 65% от последней).



* - результаты характерные для скважин, строящихся на действующем, полностью обустроенном месторождении (например, для уплотняющих или краевых скважин)

** - темп падения дебита нефти 10% в год

Рисунок 3

Можно заметить, что изменение средневзвешенной цены реализации нефти на 3 \$/бар. изменяет значение минимально допустимого начального дебита на ≈ 1 т/сут.

В табл. 4 проиллюстрирована зависимость предельного дебита нефти от цен ее реализации на внутреннем и мировом рынках для вновь вводимых в эксплуатацию месторождений, требующих значительных капитальных вложений в развитие наземной инфраструктуры.

Ключевое воздействие фактора цены, отражающееся на эффективности любого проекта проявляется и на предельных значениях технологических параметров. Как следует из табл. 4, для одного и того же месторождения значение минимально приемлемого начального дебита может изменяться в достаточно широком диапазоне в зависимости от конъюнктуры рынка. Например, для месторождения с общим проектным фондом – 100 скважин, расположенном на удалении 100км от развитой инфраструктуры, минимальное, предельное значение входного дебита варьирует от 23 до 32 т/сут. при изменении средневзвешенной цены нефти от 46 до 31 \$/бар. соответственно.

Таблица 4

**С учетом фед.
Закона №151-ФЗ**

Предельно-рентабельный начальный дебит
при различных ценах реализации нефти, т/сут.

Общий проектный фонд скважин	Цена нефти, \$/бар.			Удаленность, км				
	На экспорт	в РФ (65% от мировой)	Средневзвеш. (при доле экспорта 35%)	0	50	100	200	300
50	40	26	31	25	32	39	55	71
	50	33	39	21	27	33	46	59
	60	39	46	18	23	28	39	50
100	40	26	31	24	28	32	41	50
	50	33	39	21	24	27	34	42
	60	39	46	18	21	23	29	35
200	40	26	31	24	27	29	34	40
	50	33	39	20	22	24	29	33
	60	39	46	18	19	21	25	28
300	40	26	31	24	26	28	32	36
	50	33	39	20	22	23	27	30
	60	39	46	18	19	20	23	26
500	40	26	31	24	26	27	31	34
	50	33	39	20	22	23	25	28
	60	39	46	18	19	20	22	24

Выводы по результатам проведенного анализа:

1. Для того, чтобы в новых налоговых условиях инвестиции в освоение новых нефтяных месторождений Западной Сибири представлялись экономически обоснованными, необходимо существенное повышение производительности скважин. По сравнению с ранее (до 27 июля 2006г.) действовавшим подходом к оценке будущих платежей по НДС, начальный дебит нефти, должен быть выше примерно на 20%.

2. Повышение порога рентабельности освоения запасов нефти, безусловно, негативно отразится на коммерческой привлекательности проектов разработки нефтяных месторождений в Западной Сибири, резко снизив расчетные показатели их эффективности.

3. Менее жесткие требования к предельным значениям технологических параметров возможны лишь для отдельных нечастых случаев добуривания месторождений находящихся на завершающей стадии своего развития и характеризующихся очень высокой степенью выработанности запасов. Однако, на общие конечные показатели экономической эффективности проектов разработки это послабление не окажет существенного влияния.

4. Новый закон, безусловно, имеет ряд положительных моментов, в т.ч. стимулирует развитие неосвоенных районов – Якутии, Красноярского края, Иркутской области и, наоборот, старых нефтедобывающих регионов, например, республики Башкортостан, большинство нефтяных месторождений которой находится на поздней стадии развития.

5. В то же время, сегодня и в обозримом будущем, доля этих регионов в совокупном объеме добычи нефти в России – будет незначительной. Запасы нефти в восточной части страны существенно меньше по сравнению с запасами Западной Сибири, которая и в долгосрочной перспективе останется главным нефтедобывающим регионом.

6. Различные правительственные и министерские программы социально-экономического развития предусматривают и базируются на ежегодном наращивании объемов добычи нефти в России и, главным образом, в Западной Сибири. Вместе с тем, объемы добычи напрямую связаны с объемами бурения. Однако **новый закон не стимулирует бурение новых скважин в главном нефтедобывающем регионе.**