

А. Ф. Яртиев

## НАЛОГОВОЕ СТИМУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕЛКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

*Ключевые слова:* налог на добычу полезных ископаемых, коэффициент выработки запасов, добыча нефти, окупаемость проекта, чистый дисконтированный доход, отчисления в государственный бюджет.

*Для развития в условиях России разработки мелких нефтяных месторождений необходимо степень выработанности запасов (Свз) для расчета понижающего коэффициента к налогу на добычу полезных ископаемых установить на уровне меньше или равным 0,2 доли ед.*

*Key words:* mineral resources production tax, reserves' depletion, oil production, project payoff, net present value, payment to the state budget.

*The author shows that the value of the reserves depletion extent of 0.2 fractions or less used in calculating of decreasing coefficient to mineral resources production tax will encourage development of small-sized oil fields in Russia.*

С 1 января 2012 г вступил в действие закон о стимулировании освоения новых мелких месторождений с начальными извлекаемыми запасами (НИЗ) до 5 млн. т. и выработанностью запасов до 5 % (Федеральный закон от 21 июля 2011 г № 258-ФЗ). Понижающий коэффициент ( $K_3$ ) к расчету налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) определяется по формуле:

$$K_3 = 0,125 * V_3 + 0,375,$$

где  $V_3$  – начальные извлекаемые запасы нефти в млн. тонн с точностью до 3-го знака после запятой, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти (за исключением списания запасов добытой нефти и потерь при добыче) и определяемые как сумма запасов категорий А, В, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> по конкретному участку недр по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода.

Данная мера господдержки позволила перевести в промышленную эксплуатацию ряд мелких месторождений Республики Татарстан. В настоящее время обеспечен учет добычи нефти и применение дифференцированных ставок НДПИ по 4-м лицензионным участкам с годовой добычей нефти около 30 тыс. т, эксплуатация которых позволила перечислить в консолидируемый бюджет дополнительно около 220 млн. р.

Но мелкие нефтяные месторождения с выработанностью запасов нефти более 5 % также нуждаются в налоговом стимулировании, так как имеют длительный период окупаемости затрат с низкой рентабельностью разработки эксплуатационных объектов.

По данным государственного баланса запасов полезных ископаемых на территории республики имеется 19 лицензионных участков, в том числе по независимым нефтяным компаниям (ННК) 14 месторождений с НИЗ до 5 млн. т. и выработанностью запасов нефти в интервале 5-20 % (табл. 1).

Добыча нефти по данным лицензионным участкам в 2012 г составила 326 тыс. т, в то время как НИЗ категории А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> оцениваются в 29,3 млн. т. При таких низких темпах отбора запасов нефти эксплуатация месторождений оценивается в 90 лет.

**Таблица 1 - Добыча нефти по лицензионным участкам Республики Татарстан с начальными извлекаемыми запасами до 5 млн. т. и выработанностью от 5 до 20 %**

№ п/п	Лицензионный участок	НИЗ, тыс. т	Добыча нефти, тыс. т	Выработанность, %
1	Ныртинское	158	3	8,9
2	Курманаевское	1343	18	9,8
3	Мамадышская разведочная зона	2802	16	7,0
4	Лангуевское + Черемшанское	3524	24	9,0
5	Аксаринское + Восточно-Макаровское	3782	23	11,7
<b>5</b>	<b>Всего по ОАО «Татнефть»</b>	<b>11609</b>	<b>84</b>	
1	Сокольгорское – ОАО «РИТЭК»	14	0	7,1
2	Южно-Селенгушское – ЗАО «ВЕЛЛЮилл»	27	1	18,5
3	Мало-Урнякское – ОАО «РИТЭК»	82	4	12,2
4	Мало-Гитовское – ЗАО «ВЕЛЛЮилл»	106	2	6,6
5	Западно-Щербеньское – ЗАО «Селенгушнефть»	168	2	7,1
6	Закамское – ОАО «Нократойл»	660	7	16,1
7	Ерыклинское – ОАО «Селенгушнефть»	880	7	9,2
8	Мальцевское – ООО «Карбон-оил»	1169	9	7,4
9	Ильмовское – ОАО «Маккойл»	1314	16	13,9
10	Осеннее – ЗАО «Кара-Алтын»	1657	33	18,2
11	Урганчинское – ООО «Трансоил»	2002	43	16,5
12	Ново-Шешминское – ОАО «Шешмаоилл»	2796	30	10,6
13	Кучуковское – ОАО «РИТЭК»	2798	10	5,5
14	Сунчелевское – ООО «ТНГК-Развитие»	4049	78	11,5
<b>14</b>	<b>Всего по ННК</b>	<b>17722</b>	<b>242</b>	
<b>19</b>	<b>Всего по Республике Татарстан</b>	<b>29331</b>	<b>326</b>	

Разработка таких мелких месторождений требует повышенных затрат и применение инновационных технологий эксплуатации мелких залежей с длительным периодом окупаемости капитальных вложений, что приводит к незаинтересованности недропользователей в интенсификации добычи нефти. Заинтересовать инвесторов можно расширением льгот для мелких месторождений с выработанностью запасов до 20%, что ускорит их разработку и принесет дополнительные доходы в консолидируемый бюджет.

Рассмотрим расширение льгот для мелких месторождений с выработанностью НИЗ до 20 % на примере Урганчинского нефтяного месторождения, разрабатываемого ООО «Трансойл».

Урганчинское месторождение находится на территории Ново-Шешминского района, в центральной части Закамья в 80 км юго-западнее г. Набережные Челны. Месторождение открыто в 1968 г, в промышленную разработку введено в 1999 г.

В пределах месторождения промышленная нефтеносность выявлена в турнейском ярусе (пласт C<sub>1t</sub>), бобриковском (C<sub>1bb</sub>), тульском (C<sub>1tl</sub>), алексинском (C<sub>1al</sub>) горизонтах нижнего карбона и в башкирском ярусе (C<sub>2b</sub>), верейском горизонте (C<sub>2vr</sub>) среднего карбона.

Залежи нефти на Урганчинском месторождении локализируются в нижнем и среднем карбоне. Всего на месторождении выявлено 27 залежей нефти:

- четыре – в верейском горизонте;
- пять – в башкирском ярусе;
- одна – в алексинском горизонте;
- шесть – в тульском горизонте;
- шесть – в бобриковском горизонте;
- пять – в турнейском ярусе.

Первый вариант разработки месторождения подразумевает дальнейшее развитие в соответствии с проектным документом («Дополнения к технологической схеме разработки (ТСР) Урганчинского нефтяного месторождения, протокол ЦКР Роснедр по УВС № 589 от 15.09.2011 г). За рассматриваемый период добыча нефти составит 1519,3 тыс. т, в том числе за рентабельный период – 495,1 тыс. тонн. Конечный расчетный коэффициент извлечения нефти (КИН) оценивается в 0,192 доли ед. при проектном уровне – 0,205, из-за изменения геологических (балансовых) запасов нефти. Экономическая оценка финансовых показателей выполнена при действующей налоговой системе (ДНС) с учетом налогового «маневра», вступающего в действие с 1 января 2014 г, в соответствии с Федеральным законом от 30 сентября 2013 г № 263-ФЗ. (табл. 2).

Данный вариант, кроме бурения новых скважин рекомендует применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в количестве 151 скважино-операций по закачке поверхностноактивных веществ, применению технологий капсулированных полимерных систем, закачке гидрофобной и высоковязкой эмульсии, а также растворителей.

По проектному документу расчетный период разработки оценивается в 71 год, а рентабельный период составит 13 лет с необходимыми инвестициями около 1 млрд. р. Чистый дисконтированный доход недропользователя оценивается в 134 млн. р. с внутрен-

ней нормой доходности (ВНД) более 100 % и отчислениями в консолидируемый бюджет 3,1 млрд. р.

**Таблица 2 - Основные технико-экономические показатели разработки варианта схемы Урганчинского месторождения при действующей налоговой системе**

ПОКАЗАТЕЛИ	Вариант ТСР по ДНС
Расчетный период, лет	72
Рентабельный период, лет	13
Добыча нефти за расчетный период, тыс. т	1519
Добыча нефти за рентабельный период, тыс. т	495,1
КИН за расчетный период, доли ед.	0,192
Инвестиции за рентабельный период, млн. р.	964
Дисконтированный доход недропользователя, млн. р.	134
Дисконтированный доход государства, млн. р.	3085
Окупаемость, лет	2
ВНД за рентабельный период, %	101
КИН за рентабельный период, доли ед.	0,088

Второй вариант дополнительно к мероприятиям варианта ТСР предусматривает уплотнение сетки за счет бурения 23 дополнительных скважин, с целью увеличения охвата пласта выработкой рекомендовано расширенное применение современных МУН что позволит повысить конечный КИН до 0,238 доли ед. Предполагается проведение 380 скважино-операций.

Планируется реализация мероприятий, воздействие которых сказывается главным образом на увеличении нефтеотмывающей способности воды, а также технологий стимуляции отбора нефти через скважины, расположенные в зонах распространения низкопроницаемых коллекторов. За основу принята технология закачки оторочек водорастворимых поверхностно-активных веществ.

По мере отработки запасов находят применение методы выравнивания фронта продвижения вытесняющего агента с целью недопущения языкообразных прорывов в направлении добывающих скважин. За основу принята технология закачки эмульсионных растворов, которые позволяют селективно изолировать промытые участки, отмывать остаточную пленочную нефть и подключить в разработку слабодренлируемые пропластки, что в конечном итоге ведет к увеличению нефтеотдачи.

На более поздней стадии заводнения с целью предотвращения движения значительных объемов закачиваемой воды по промытым каналам в направлении зон отбора целесообразно применение методов увеличения охвата пласта вытеснением путем локального снижения проницаемости промытых зон пласта за счет их блокирования гелями.

По мере эксплуатации скважин их продуктивность естественным образом снижается в силу коагуляции порового пространства прискважинной зоны частицами коллектора, солями, асфальтосмолапарафиновыми отложениями.

Это требует мер по восстановлению проницаемости пласта. За основу приняты технологии, основанные на использовании растворителей, поверхностно-активных веществ, вибрационных и имплозионных явлений. Также запланировано применение нескольких операций по гидравлическому разрыву пласта.

По мере выработки запасов происходит увеличение отбора попутной воды за счет естественного замещения нефти в пласте водой, вследствие чего снижаются отборы нефти и увеличиваются расходы на подготовку добытой нефти. Это требует проведения работ по ограничению притока воды в скважины, причем масштабы их применения нарастают с увеличением выработки запасов нефти и ограничиваются лишь требованиями экономической эффективности. Рекомендованы технология, основанные на использовании высоковязких эмульсий.

Основные технико-экономические показатели разработки варианта ускоренной эксплуатации Урганчинского месторождения при ДНС приведено в табл. 3.

**Таблица 3 - Основные технико-экономические показатели ускоренного варианта разработки Урганчинского месторождения при действующей налоговой системе**

ПОКАЗАТЕЛИ	Вариант ускоренного развития
Расчетный период, лет	43
Рентабельный период, лет	нет
Добыча нефти за расчетный период, тыс. т	1984
Добыча нефти за рентабельный период, тыс. т	нет
КИН за расчетный период, доли ед.	0,238
Инвестиции за рентабельный период, млн. р.	нет
Дисконтированный доход недропользователя, млн. р.	-585
Дисконтированный доход государства, млн. р.	нет
Окупаемость, лет	не окупается
ВНД за рентабельный период, %	не определяется
КИН за рентабельный период, доли ед.	нет

Разработка ускоренного варианта эксплуатации рассматриваемого месторождения при ДНС имеет отрицательные финансовые показатели и без государственной поддержки реализована не будет [1, 2].

Основные технико-экономические показатели разработки варианта ускоренной эксплуатации Урганчинского месторождения с применением понижающий коэффициента ( $K_3$ ) к расчету НДС для месторождений с НИЗ до 5 млн. тонн и выработанностью запасов нефти до 20 % приведено в табл. 4.

При ускоренном развитии, вложении увеличенных затрат на внедрение инноваций (3,6 млрд. р.), а также с учетом налогового стимулирования срок разработки месторождения сокращается до 43 лет. Оку-

паемость инвестиций составит 11 с приемлемой для недропользователя нормой рентабельности.

**Таблица 4 - Основные технико-экономические показатели ускоренного варианта разработки Урганчинского месторождения с учетом понижающего коэффициента  $K_3$**

ПОКАЗАТЕЛИ	Вариант ускоренного развития
Расчетный период, лет	43
Рентабельный период, лет	34
Добыча нефти за расчетный период, тыс. т	1984
Добыча нефти за рентабельный период, тыс. т	1849,5
КИН за расчетный период, доли ед.	0,238
Инвестиции за рентабельный период, млн. р.	3610
Дисконтированный доход недропользователя, млн. р.	449
Дисконтированный доход государства, млн. р.	5355
Окупаемость, лет	11
ВНД за рентабельный период, %	18,72
КИН за рентабельный период, доли ед.	0,225

Применение налогового стимулирования делает ускоренную разработку месторождения экономически целесообразной. Чистый дисконтированный доход инвестора оценивается в 449 млн. р. Доходы бюджета за расчетный период возрастут с 3,1 млрд. р. по варианту утвержденной ТСР до 5,4 млрд. р. по варианту ускоренного развития с применением налогового стимулирования. Общие поступления в бюджет увеличатся за расчетный период на 1,3 млрд. р.

Из проведенной экономической оценки разработки Урганчинского нефтяного месторождения можно сделать следующие обобщающие выводы [3]:

- предложенные мероприятия позволяют увеличить КИН по месторождению;
- применение комплекса мероприятий при ДНС для недропользователя не эффективно;
- дифференциация НДС по НИЗ до 5 млн. тонн и выработанностью до 20 % позволяет направить полученные средства на финансирование уплотнения сетки скважин, применение МУН и инновационные технологии, что позволит сократить срок разработки месторождения, увеличить добычу нефти и улучшить финансовые показатели для недропользователя;
- за счет получения дополнительной добычи нефти поступления в бюджет увеличиваются, таким образом, дифференциация НДС по параметру вязкости является целесообразной, как с позиции государства, так и недропользователя.

## Литература

1. Яртиев А.Ф. Природные битумы – уникальное энергетическое сырье //Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15. – № 12.
2. Яртиев А.Ф. Эффективные технологии увеличения сырьевой базы в химии и нефтехимии на примере Республики Татарстан //Вестник Казанского государственного технологического университета. – 2013. – Т. 19. – № 10.
3. Яртиев А.Ф. Создание научных полигонов – модель государственного участия в продвижении инноваций и увеличения нефтедобычи //Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 12. – № 9.

---

© **А. Ф. Яртиев** - канд. экон. наук, зав. сектором экономики разработки месторождений и добычи нефти ТатНИПИнефть, доц. каф. экономики и социальных дисциплин БФ КНИТУ, yartiev@tatnpi.ru.