

УДК 336.2:622.276.003.1

**Яртиев А.Ф.**

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти открытого акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина (ТатНИПИнефть), Бугульма, Россия, [yartiev@tatnipi.ru](mailto:yartiev@tatnipi.ru)

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАСЧЕТА НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ С УЧЕТОМ ВЯЗКОСТИ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ**

*На основе экономической оценки предложено совершенствование формулы расчёта налога на добычу полезных ископаемых с учётом вязкости нефти в пластовых условиях и горно-геологических особенностей разработки нефтяных месторождений, которая позволяет увеличить конечный коэффициент извлечения нефти и поступления в госбюджет.*

**Ключевые слова:** налог на добычу нефти, коэффициент извлечения нефти, чистый дисконтированный доход, добыча нефти, вязкость нефти, внутренняя норма доходности, индекс доходности, окупаемость, дисконтированный доход государства.

Структура остаточных запасов нефти по основным нефтедобывающим регионам России ухудшается за счёт интенсивной выработки активной части запасов и увеличения доли трудноизвлекаемых в низкопроницаемых и трещиноватых коллекторах, высоковязких нефтей. Ухудшаются показатели технолого-экономической эффективности их разработки, в том числе снижаются показатели нефтеизвлечения [Яртиев, 2011а].

Если мы говорим об эффективности в нефтяной отрасли, значительный потенциал заложен и в повышении коэффициента извлечения нефти (КИН), а также в рачительном освоении так называемых оторочек малых и средних нефтяных месторождений, тем более что многие из них находятся в районах с развитой инфраструктурой. В итоге и за счёт прироста разведанных запасов, и за счёт выхода на новые площадки, и благодаря повышению эффективности эксплуатации старых нефтяных провинций мы сможем на десятилетия вперёд сохранить достигнутые объёмы добычи сырья - порядка 500 млн. т нефти в год. Этого достаточно, чтобы полностью удовлетворять потребности отечественной экономики и обеспечивать стабильные поставки нашим зарубежным партнёрам [Путин, 2010].

Министерство природных ресурсов и экологии РФ уделяет большое внимание вопросам применения и стимулирования инновационных технологий в добыче полезных ископаемых, мер стимулирования методов увеличения нефтеотдачи (МУН), а также проблемам разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Минприроды

России полностью поддерживает необходимость введения скользящей шкалы налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) по вязкости нефти.

Как показывает анализ проектных значений КИН месторождений Татарстана, существует прямая зависимость этого показателя, даже для терригенных коллекторов, от величины вязкости нефти в пластовых условиях (рис. 1). Так, при вязкости нефти в пластовых условиях до 10 мПа·с значения КИН достигают 0,3-0,55. При вязкости более 150 мПа·с КИН не превышает значений 0,2-0,3. Классификация нефти по величине вязкости приведена в табл. 1, из которой следует, что при значении параметра вязкости более 30 мПа·с нефть относится к категории высоковязкой.

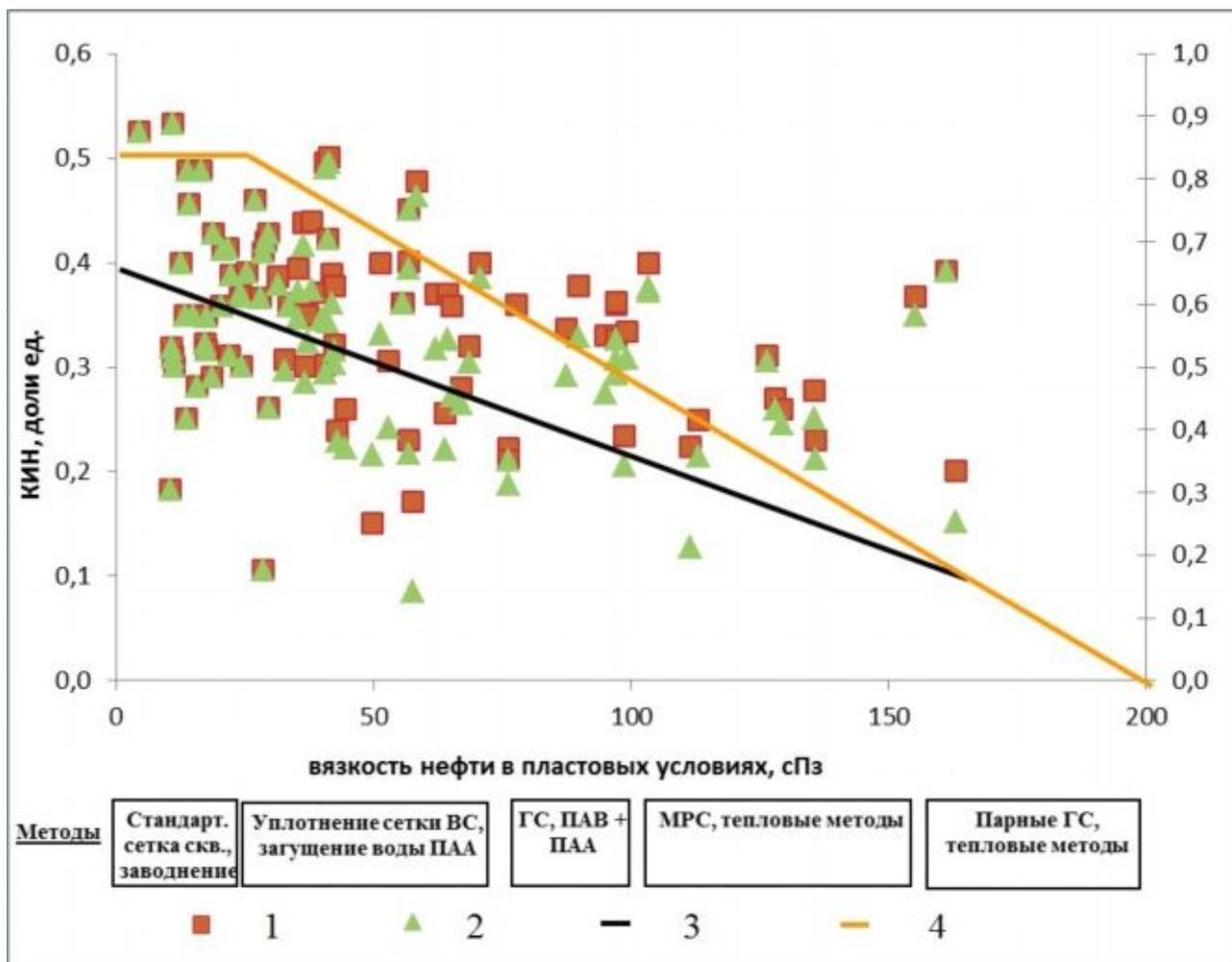
Таблица 1

**Дифференциация углеводородного сырья по значению вязкости в пластовых условиях**

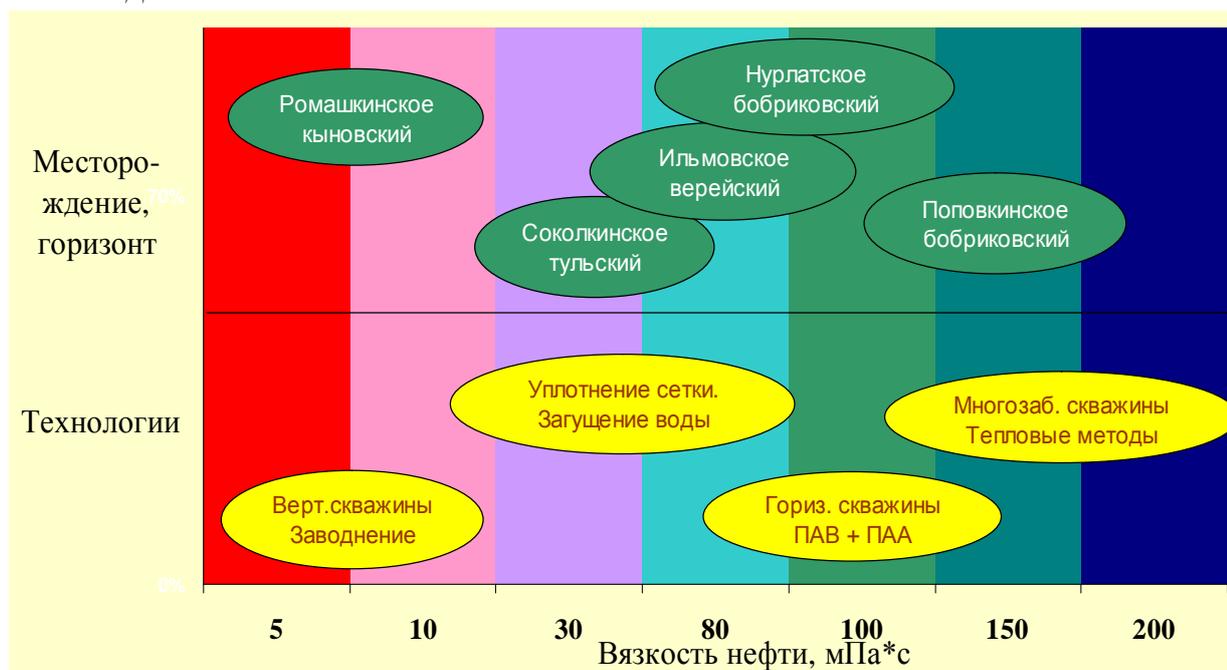
Значение вязкости, мПа·с	Наименование Углеводородного сырья	Источник
$\mu \leq 5$ $5 < \mu \leq 10$ $10 < \mu \leq 30$ $\mu > 30$	Нефть с незначительной вязкостью Нефть маловязкая Нефть с повышенной вязкостью Нефть высоковязкая	Рекомендуемые показатели в проекте «Методических рекомендаций по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов»
> 30	Нефть высоковязкая	Государственный баланс запасов полезных ископаемых Р.Ф. Нефть
Более 200	Нефть сверхвязкая	Налоговый кодекс РФ

Для целей налогообложения нефть с вязкостью выше 200 мПа·с относится к категории сверхвязкой и в соответствии с пп. 9 п. 1. ст. 342 Налогового кодекса РФ для неё установлена нулевая ставка НДПИ. До этой границы НДПИ не дифференцируется, а применяется полная его ставка, что не поддается простой логике и с учётом зависимостей, приведенных на рис. 1.

Добыча нефти с вязкостью до 30 мПа·с осуществляется с применением основного метода – заводнения, который имеет хорошие технологические и экономические показатели. Для высоковязких нефтей необходимо проведение специальных мероприятий, направленных на повышение КИН (рис. 2). Опыт разработки показывает, что неизменным условием вовлечения в активную разработку запасов высоковязкой нефти является организация отдельной системы воздействия путем бурения дополнительных скважин, массового применения современных МУН и разработки новых технологий повышения нефтеизвлечения.



**Рис. 1. Зависимость КИН от вязкости нефти по месторождениям ОАО «Татнефть»**  
 1 – КИН с МУН; 2 – КИН без МУН; 3 – зависимость КИН от вязкости; 4 – дифференцированная ставка НДПИ по вязкости.



**Рис. 2. Дифференциация технологий по вязкости**

Для сохранения темпов добычи нефти на месторождениях ОАО «Татнефть» обычно применяется широкий спектр технологий воздействия на пласт практически по всем известным нефтяной науке направлениям, охватывающий гидродинамические, физические, химические, тепловые, микробиологические методы, осуществляемые через нагнетательные и добывающие скважины. Перечень опробованных и применяемых технологий непрерывно растёт в связи с появлением новых способов воздействия на пласт. Однако масштабы их применения ограничиваются требованием экономической эффективности применения в действующих условиях хозяйствования компании.

Уплотнение сетки скважин и увеличение объёмов применения МУН, безусловно, приведёт к повышению КИН. Однако из-за дороговизны их применения финансовые показатели разработки месторождения ухудшаются, что не заинтересовывает недропользователя в их внедрении.

Для стимулирования увеличения КИН предлагается применить понижающий коэффициент ( $K_{\mu}$ ) к ставке НДС по параметру вязкости ( $\mu$ ) по следующей формуле [Хисамов, 2011]:

$$K_{\mu} = 1 - \frac{\mu - 30}{170} \quad (1)$$

Таким образом, для нефти с вязкостью ниже 30 мПа·с коэффициент к ставке НДС равен 1, а выше этого значения плавно снижается от 1 до 0 при уровне вязкости 200 мПа·с.

Оценка данного предложения проведём на примере конкретных месторождений ОАО «Татнефть». Представлены два технологических варианта разработки: при НДС и при налоговом стимулировании с дифференциацией НДС по вязкости добываемой продукции. Во втором варианте заложен расширенный объём применения инновационных геолого-технических мероприятий и МУН, позволяющий достичь повышенного КИН. Оптимальное использование каждой технологии увеличения нефтеизвлечения ориентировано на характерные условия эксплуатации скважин, отражающие ту или иную стадию выработанности запасов нефти.

Экономическая оценка выполнена в постоянных ценах с долей экспорта 30 %. Цена на нефть марки Urals принята на уровне 90 долл. США/барр., на внутреннем рынке на уровне 10500 руб./т с НДС. Расчет НДС производился с учётом закона № 307-ФЗ, увеличивающего базовую ставку до 470 руб./т. Оценка капитальных вложений по вариантам разработки произведена по фактическим затратам ОАО «Татнефть» за 2010 г. Эксплуатационные затраты оценены на основе калькуляции затрат по НГДУ, эксплуатирующим данные объекты.

*Тульский горизонт Соколкинского месторождения.* Месторождение находится в северо-западной части Заинского района республики Татарстан, в 16 км к юго-западу от районного центра г. Заинск. Открыто в 1973 г., в промышленную разработку введено в 1980 г. Нефтеносность установлена в карбонатных отложениях турнейского и башкирского яруса, верейского горизонта и в терригенных отложениях бобриковского, тульского, тиманского и пашийского горизонтов. Залежи тульского горизонта визейского яруса пластово-сводового типа с литологическим ограничением. Нефть средняя по плотности, высоковязкая (вязкость 38,6 мПа·с), высокосернистая, высокосмолистая. Разработка начата в 1980 г. Накопленная добыча нефти – 810,0 тыс. т, текущий КИН – 0,211, жидкости добыто 1012,1 тыс. т, фонд добывающих скважин – 31, в т.ч. 28 действующих, одна бездействующая и две – в консервации. Средний дебит по нефти – 3,1 т/сут., обводненность – 29,6 %. С 1984 г ведется закачка воды, фонд нагнетательных скважин – 9, в т.ч. 7 – под закачкой, 2 - в бездействии, накопленный объем закачки 861,3 тыс. м<sup>3</sup> (табл. 2).

Таблица 2

**Исходные геолого-технологические показатели**

Параметры	Тульский горизонт	
	Тл2	Тл4
Средняя глубина залегания, м	1161,5	1168,4
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup> , В+С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	3985,15/46,65	14058,512/1583,7
Средняя общая толщина, м	2	5,4
Сред. эффектив. нефтенасыщ. толщина, м	1,8	2,2
Пористость, доли ед.	0,216	0,198
Коэф. нефтенасыщенности, доли ед.	0,864	0,814
Проницаемость, 10-3 мкм <sup>2</sup>	612	446
Нач. пластовая температура, °С	25	25
Нач. пластовое давление, МПа	11,8	11,8
Вязкость нефти в пласт. усл., мПа·с	38,6	38,6
Плотность нефти в пласт. усл., т/м <sup>3</sup>	0,868	0,868
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,05	1,05
Давление насыщ. нефти газом, МПа	2,53	2,53
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	10	10
Вязкость воды в пл. условиях, мПа·с	1,65	1,65
Плотность воды в пл. условиях, т/м <sup>3</sup>	1,158	1,158
Геологические запасы, тыс. т	4102	
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	1435	
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,35	
Накопл. добыча нефти с начала разработки, тыс. т	810	
Накопл. добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	1012,1	
Накопл. закачка воды с начала разработки, тыс. м <sup>3</sup>	861,3	
Средний дебит скважин по нефти, т/сут.	3,1	
Средний дебит скважин по жидкости, т/сут.	4,4	
Действующий фонд добывающих скважин, шт.	28	
Действующий фонд нагнетательных скважин, шт.	7	
Средняя обводненность, %	29,6	
Текущий коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,211	

Первый вариант разработки предусматривает дальнейшее развитие системы разработки путем перевода в эксплуатацию на нефть 4 скважин из других эксплуатационных объектов и перевода под нагнетание 5 добывающих скважин. Накопленная добыча нефти за рассматриваемый период составит 591,4 тыс. т нефти.

По второму варианту дополнительно к мероприятиям первого варианта для ввода недренируемых запасов в активную разработку предусматривается бурение 7 дополнительных скважин и применение современных методов воздействия на пласт и скважину. Планируется дополнительная реализация двух мероприятий с целью увеличения охвата пласта вытеснением; 27 мероприятий по восстановлению продуктивности скважин; 135 мероприятий по ограничению поступления воды. Это позволит увеличить конечный КИН с 0,350 до 0,388 доли ед.

Как следует из расчётов (табл. 3), необходимые дополнительные инвестиции для реализации проекта составят 279 млн. руб., которые обеспечат получение дополнительного объёма добычи нефти за рентабельный период в 151 тыс. т., КИН при этом увеличится с 0,344 до 0,381. Применение налогового стимулирования позволит повысить норму внутренней рентабельности для инвестора по этим мероприятиям с 11,9 % до 13,4 %. Доход государства по вариантам возрастёт за рентабельный период с 2142 млн. руб. до 2699 млн. руб. или на 557 млн. руб.

Таблица 3

**Основные технико-экономические показатели вариантов разработки  
Соколкинское месторождение, тульский горизонт, вязкость 36,8 мПа·с**

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант льгота	В том числе эффективность мероприятий	
			ДНС	льгота
1	2	3	4	5
Завершение, год				
- проектного периода	2050	2050	2050	2050
- рентабельного периода	2044	2044	2044	2044
Добыча нефти, тыс. т				
- проектный срок	591	750	158	158
- рентабельный срок	566	718	151	151
КИН, доли ед.				
- проектный срок	0,350	0,388	0,038	0,038
- рентабельный срок	0,344	0,381	0,037	0,037
Бурение скважин, тыс. м				
- проектный срок	0	9	9	9
- рентабельный срок	0	9	9	9
Количество мероприятий МУН, скв.-опер.				
- проектный срок		164	164	164
- рентабельный срок		158	158	158

Продолжение табл. 3

1	2	3	4	5
Инвестиции, млн. руб.				
- проектный срок	7	286	279	279
- рентабельный срок	7	283	276	276
ЧДД (NPV), млн. руб.				
- проектный срок	546	560	10	19
- рентабельный срок	547	562	11	19
Доход государства недисконт., млн. руб.				
- проектный срок	4775	6383	1370	1350
- рентабельный срок	4631	6122	1312	1293
Доход государства дисконт., млн. руб.				
- проектный срок	2147	2709	560	552
- рентабельный срок	2142	2699	558	550
ВНД (IRR), %			11,85	13,35
Индекс доходности (PI), доли ед.			1,07	1,12
Период окупаемости (РВР), годы			14	12

*Верейский горизонт Ильмовского месторождения.* Нефтяное месторождение расположено на территории Черемшанского района Республики Татарстан в 45 км к юго-западу от города Нурлат и в 10 км к юго-востоку от села Черемшан. Месторождение открыто в 1963 г., в промышленную разработку введено в 1977 г. Промышленная нефтеносность связана с карбонатными отложениями верейского горизонта и башкирского яруса среднего карбона, бобриковского горизонта и турнейского яруса нижнего карбона. Залежи нефти пласта верейского горизонта пластовые сводовые. Физико-химические свойства нефти определены по 67 пластовым и 67 поверхностным пробам из шести скважин. Нефть тяжелая, высоковязкая (81,2 мПа·с), смолистая, парафинистая, высокосернистая (табл. 4).

Первый вариант разработки верейского горизонта подразумевает дальнейшее развитие системы разработки без применения МУН и предусматривает бурение 49 добывающих скважин по проектной сетке 300x300 м, ввод 19 скважин с внедрением системы одновременнораздельной эксплуатации, перевод под нагнетание 16 добывающих скважин. За рассматриваемый период добыча нефти составит 1021 тыс. т нефти.

По второму варианту, дополнительно к мероприятиям первого варианта для ввода недренируемых запасов в активную разработку и извлечения остаточных запасов нефти, предусматривается уплотнение сетки за счёт бурения 32 дополнительных скважин (в т.ч. 7 горизонтальных), зарезки БС на 6 скважинах, перевод под нагнетание 3 добывающих скважин и широкомасштабное применение МУН. Планируется дополнительная реализация мероприятия по увеличению вытесняющей способности воды; 10 мероприятий с целью предотвращения прорыва воды; 31 мероприятие с целью увеличения охвата пласта вытеснением; 40 мероприятий с целью отключения промытых зон; 31 мероприятие по

увеличению продуктивности; 177 мероприятий по восстановлению продуктивности скважин; 497 мероприятий по ограничению поступления воды. Что позволит увеличить конечный КИН с 0,202 до 0,328 доли ед. при утвержденной величине 0,255 доли ед. (табл. 5).

Таблица 4

**Исходные геолого-технологические показатели**

Параметры	Верейский горизонт
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1253,2
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м <sup>2</sup> , В+С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	13049,919/4420,931
Средняя общая толщина, м	13,9
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	6
Пористость, %	23,0; 25,0
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,85; 0,93
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	381
Начальная пластовая температура, °С	25
Начальное пластовое давление, МПа	12,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	81,2
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,91
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,042; 1,031
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,1
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	5,4; 7,9
Геологические запасы, тыс. т	5217
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	1333
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,255
Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. т	17,9
Накопленная добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	38,5
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут.	3,8
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут.	5,1
Действующий фонд добывающих скважин, шт.	5
Действующий фонд нагнетательных скважин, шт.	-
Средняя обводненность, %	25,5
Текущий коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,005

Таблица 5

**Основные технико-экономические показатели вариантов разработки  
Ильмовское месторождение, верейский горизонт, вязкость 81,2 мПа·с**

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант льгота	В том числе эффективность мероприятий	
			ДНС	льгота
1	2	3	4	5
Завершение, год				
- проектного периода	2070	2070	2070	2070
- рентабельного периода	2038	2044	-	2060
Добыча нефти, тыс. т				
- проектный срок	1021	1679	658	658
- рентабельный срок	907	1561	-	648
КИН, доли ед.				
- проектный срок	0,202	0,328	0,126	0,038
- рентабельный срок	0,180	0,306	-	0,125

Продолжение табл. 5

1	2	3	4	5
Бурение скважин, тыс. м				
- проектный срок	47	79	32	32
- рентабельный срок	47	79	-	32
Количество мероприятий МУН, скв.-опер.				
- проектный срок		787	787	787
- рентабельный срок		623	-	762
Инвестиции, млн. руб.				
- проектный срок	1064	2265	1201	1201
- рентабельный срок	1064	2172	-	1187
ЧДД (NPV), млн. руб.				
- проектный срок	260	722	-82	136
- рентабельный срок	270	724	-	136
Доход государства недисконт., млн. руб.				
- проектный срок	8889	12858	5663	5017
- рентабельный срок	7919	12009	-	4946
Доход государства дисконт., млн. руб.				
- проектный срок	2952	4359	1951	1733
- рентабельный срок	2909	4338	-	1732
ВНД (IRR), %			6,86	14,84
Индекс доходности (PI), доли ед.			0,86	1,22
Период окупаемости (РВР), годы			не окуп.	11

Как следует из расчётов, дополнительные мероприятия по увеличению КИН потребуют инвестиций в размере 1,2 млрд. руб. При ДНС их применение не эффективно, окупаемости нет. При дифференциации НДС с учётом разработанной формулы понижающего коэффициента по вязкости внутренняя норма доходности составит 14,8%, окупаемость – 11 лет. За рентабельный период дополнительная добыча нефти составит 648 тыс. т, доходы бюджета с учётом коэффициента дисконтирования возрастут с 2909 млн. руб. до 4338 млн. руб., то есть на 1429 млн. руб.

*Бобриковский горизонт Нурлатского месторождения.* В административном отношении месторождение расположено на территории Нурлатского, Аксубаевского районов в 25 км от г. Нурлат. Месторождение открыто в 1956 г., в разработку введено в 1975 г. Промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях кыновского горизонта верхнего девона, бобриковского горизонта нижнего карбона, в карбонатных отложениях турнейского яруса нижнего карбона, башкирского яруса, верейского горизонта среднего карбона. Залежи нефти пласта бобриковского горизонта массивные. Нефть средняя, высоковязкая (98,6 мПа·с), смолистая, парафинистая, высокосернистая (табл. 6).

Первый вариант разработки бобриковского горизонта подразумевает дальнейшее развитие системы разработки без применения МУН и предусматривает бурение

93 добывающих и одной нагнетательной скважин, перевод под нагнетание 24 добывающих скважин. За рассматриваемый период добыча нефти составит 4293,5 тыс. т нефти.

Таблица 6

**Исходные геолого-технологические показатели**

Параметры	Бобриковский горизонт
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1006
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м <sup>2</sup> , В+С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	56010/-
Средняя общая толщина, м	26,9
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,8
Пористость, %	11,4
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	86
Начальная пластовая температура, °С	23
Начальное пластовое давление, МПа	8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	98,6
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,906
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,934
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,013
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,47
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	3,6
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	1,11
Геологические запасы, тыс. т	26357
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	6172
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,234
Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1803,9
Накопленная добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	2694,2
Накопленная закачка воды с начала разработки, тыс. м <sup>3</sup>	2738,5
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут.	6,9
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут.	3,5
Действующий фонд добывающих скважин, шт.	65
Действующий фонд нагнетательных скважин, шт.	7
Средняя обводненность, %	49,6
Текущий коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,071

Второй вариант дополнительно к мероприятиям первого варианта предусматривает с целью увеличения охвата пласта выработкой бурение 74 дополнительных скважин и применение современных методов воздействия на пласт.

Планируется дополнительная реализация 76 мероприятий с целью предотвращения прорыва воды; 118 мероприятий с целью увеличения охвата пласта вытеснением; 116 мероприятий с целью отключения промытых зон; 49 мероприятий по увеличению продуктивности; 1377 мероприятия по восстановлению продуктивности скважин; 4453 мероприятия по ограничению поступления воды. Конечный КИН составит 0,309 доли ед. (табл. 7).

Результаты оценки показывают, что дополнительные инвестиции за рентабельный период составят 4,2 млрд. руб. При действующей налоговой системе они не окупаются, при

налоговом стимулировании срок окупаемости составит 12 лет, внутренняя норма доходности – 20,7%. Дополнительно будет добыто за рентабельный период 1743 тыс. т нефти. Рост доходов бюджета в дисконтированном исчислении составит 1,6 млрд. руб.

Таблица 7

**Основные технико-экономические показатели вариантов разработки  
Нурлатское месторождение, бобриковский горизонт, вязкость 98,6 мПа·с**

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант льгота	В том числе эффективность мероприятий	
			ДНС	льгота
Завершение, год				
- проектного периода	2090	2090	2090	2090
- рентабельного периода	2054	2055	-	2057
Добыча нефти, тыс. т				
- проектный срок	4293	6275	1982	1982
- рентабельный срок	3838	5581	-	1743
КИН, доли ед.				
- проектный срок	0,234	0,309	0,075	0,075
- рентабельный срок	0,217	0,283	-	0,066
Бурение скважин, тыс. м				
- проектный срок	120	214	94	94
- рентабельный срок	120	214	-	94
Количество мероприятий МУН, скв.-опер.				
- проектный срок		6189	6189	6189
- рентабельный срок		3831	-	4037
Инвестиции, млн. руб.				
- проектный срок	2524	7882	5357	5357
- рентабельный срок	2524	6588	-	4177
ЧДД (NPV), млн. руб.				
- проектный срок	1249	3016	-157	378
- рентабельный срок	1254	3023	-	379
Доход государства недисконт., млн. руб.				
- проектный срок	35759	45771	16931	14223
- рентабельный срок	32879	41002	-	12627
Доход государства недисконт., млн. руб.				
- проектный срок	35759	45771	16931	14223
- рентабельный срок	32879	41002	-	12627
Доход государства дисконт., млн. руб.				
- проектный срок	9525	11171	3570	3036
- рентабельный срок	9502	11137	-	3027
ВНД (IRR), %			5,13	20,66
Индекс доходности (PI), доли ед.			0,85	1,36
Период окупаемости (РВР), годы			не окуп.	12

*Бобриковский горизонт Поповкинского месторождения.* В административном отношении месторождение расположено на территории Чердаклинского района Ульяновской области, в 48 км к западу от г. Димитровград. Месторождение открыто в 2004 г., в консервации. Промышленная нефтеносность установлена в карбонатных отложениях

каширского горизонта, верейского горизонта, башкирского яруса среднего карбона, в терригенных отложениях тульского горизонта и бобриковского горизонта нижнего карбона. Залежи нефти бобриковского горизонта пластово-сводового типа. Физико-химические свойства нефти изучены по двум поверхностным (одна скважина), двум глубинным и двум рекомбинированным пробам (две скважины). Нефть тяжелая, высоковязкая, высокосернистая, парафинистая, малосмолистая. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 163 мПа·с (табл. 8).

Таблица 8

**Исходные геолого-технологические показатели**

Параметры	Бобриковский горизонт
Средняя глубина залегания, м	1274
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	5898
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	1,3
Пористость, %	21,6
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,811
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	446
Начальное пластовое давление, МПа	12
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	163
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,938
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,005
Давление насыщения нефти газом, МПа	0,9
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	1,5
Геологические запасы, тыс. т	1598
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	320
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,2
Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1
Накопленная добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	1,7
Накопленная закачка воды с начала разработки, тыс. м <sup>3</sup>	-
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут.	1,8*
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут.	2,0*
Действующий фонд добывающих скважин, шт.	-
Действующий фонд нагнетательных скважин, шт.	-
Средняя обводненность, %	9,8*
Текущий коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,001

\* - на дату перевода в консервацию.

Первый вариант разработки бобриковского горизонта подразумевает дальнейшее развитие системы разработки без применения МУН и предусматривает бурение 22 добывающих скважин по проектной сетке 300x300 м, перевод под нагнетание 3 добывающих скважин, резку боковых стволов на 22 скважинах. За рассматриваемый период добыча нефти составит 319 тыс. т нефти.

Второй вариант дополнительно к мероприятиям первого варианта предусматривает уплотнение сетки за счёт бурения 6 дополнительных скважин с целью увеличения охвата

пласта выработкой и применение расширенного комплекса мероприятия по увеличению нефтеотдачи. Конечный КИН составит 0,308 доли ед. при утвержденной величине 0,2 доли ед. (табл. 9)

Из расчётов видно, что необходимые инвестиции на проведение дополнительных мероприятий по увеличению КИН составят за рентабельный период 355 млн. руб. В условиях действующей налоговой системы с учетом увеличения базовой ставки НДСПИ они не окупятся. При дифференциации НДСПИ срок их окупаемости равен 9 годам при внутренней норме доходности для инвестора – 18,3%. Прирост добычи нефти за рентабельный период – 151 тыс. т. Доходы бюджета – 906 млн. руб.

Таблица 9

**Основные технико-экономические показатели вариантов разработки  
Поповкинское месторождение, бобриковский горизонт, вязкость 163 мПа·с**

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант льгота	В том числе эффективность мероприятий	
			ДНС	льгота
Завершение, год				
- проектного периода	243	2043	2043	2043
- рентабельного периода	-	2042	-	2041
Добыча нефти, тыс. т				
- проектный срок	319	473	154	154
- рентабельный срок	-	467	-	151
КИН, доли ед.				
- проектный срок	0,200	0,297	0,097	0,097
- рентабельный срок	-	0,293	-	0,095
Бурение скважин, тыс. м				
- проектный срок	31	39	8	8
- рентабельный срок	-	39	-	8
Количество мероприятий МУН, скв.-опер.				
- проектный срок	0	335	335	335
- рентабельный срок	-	327	-	318
Инвестиции, млн. руб.				
- проектный срок	649	1013	364	364
- рентабельный срок	-	1009	-	355
ЧДД (NPV), млн. руб.				
- проектный срок	-424	1	-48	93
- рентабельный срок	-	1	-	93
Доход государства недисконт., млн. руб.				
- проектный срок	2765	2649	1327	925
- рентабельный срок	-	2619	-	906
Доход государства дисконт., млн. руб.				
- проектный срок	957	954	470	329
- рентабельный срок	-	952	-	328
ВНД (IRR), %	не опред.	10,02	4,04	18,29
Индекс доходности (PI), доли ед.	0,18	1,001	0,69	1,59
Период окупаемости (РВР), годы	не окуп.	28	не окуп.	9

Из проведённой экономической оценки разработки объектов с различной вязкостью нефти и выработанности запасов можно сделать следующие обобщающие выводы [Яртиев, 2011б]:

- представленные мероприятия позволяют увеличить КИН по всем рассмотренным месторождениям;
- применение комплекса мероприятий при ДНС для недропользователя не эффективно;
- дифференциация НДС по параметру вязкости, начиная с нижней границы на уровне 30 мПа·с позволяет направить полученные средства на финансирование уплотнения сетки скважин, применение МУН и другие геолого-технические мероприятия, что позволит увеличить добычу нефти и улучшить финансовые показатели для недропользователя;
- за счёт получения дополнительной добычи нефти поступления в бюджет увеличиваются, таким образом, дифференциация НДС по параметру вязкости является целесообразной, как с позиции государства, так и недропользователя.

У недропользователя всегда есть возможность перенаправить средства от льготированной добычи нефти на другие более эффективные проекты разработки или использовать не весь объём средств на повышение КИН от стимулированной добычи. На примере бобриковского горизонта Поповкинского нефтяного месторождения определим эффективность для недропользователя при различных вариантах освоения средств на повышение КИН от льготированной добычи нефти. В табл. 10 сведены основные технико-экономические показатели разработки объекта при направлении 50, 60, 80 и 100 % льготированных средств на повышение КИН.

Из табл. 10 видно, что эффективность вложения льготных средств для недропользователя разная. Так если при вложении 50 % льготированных средств для повышения КИН окупаемость проекта составит 7 лет, то при 100 % вложениях окупаемость будет уже 9 лет. Для государства важно максимальное увеличение КИН при приемлемой рентабельности для недропользователя. Поэтому с позиций хозяина недр (государства) должен быть контроль за инвестициями реверсивного типа.

Для возможности учёта различных горно-геологических условий разработки нефтяных месторождений предлагается формулу 1 преобразовать в следующий вид:

$$K_{\mu} = 1 - \left( \frac{\mu - 30}{170} \right)^{\frac{S_{\mu} * K_{\mu}}{m}}, \quad (2)$$

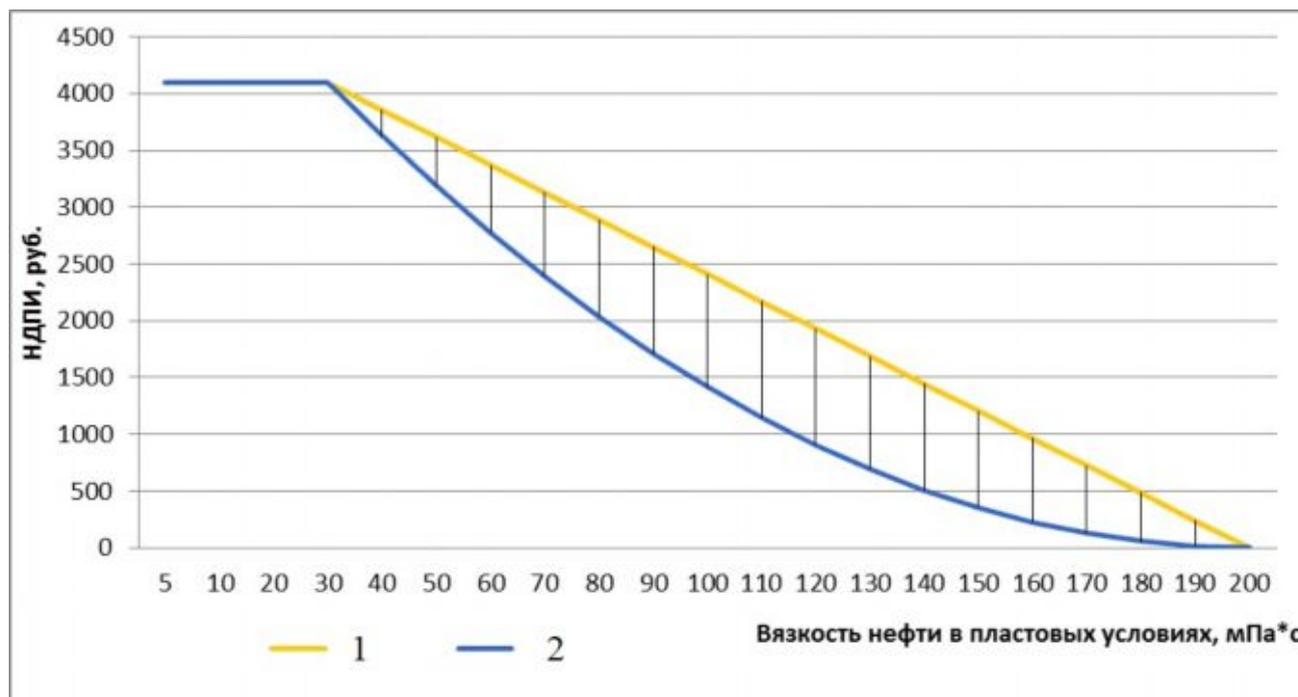
где  $S_n$  – нефтенасыщенность объекта разработки,  $K_{ин}$  – утверждённый коэффициент извлечения нефти;  $m$  – открытая пористость.

Таблица 10

**Основные технико-экономические показатели вариантов разработки  
Поповкинское месторождение, бобриковский горизонт, вязкость 163 мПа·с**

Показатели	Процент освоения льготных средств на повышение КИН			
	50 %	60 %	80 %	100 %
Дополнительная добыча нефти, тыс. т				
- проектный срок	75	95	126	154
- рентабельный срок	76	96	124	152
Увеличение КИН, доли ед.				
- проектный срок	0,048	0,060	0,079	0,097
- рентабельный срок	0,048	0,060	0,077	0,095
Бурение скважин, тыс. м				
- проектный срок	4	6	7	8
- рентабельный срок	4	6	7	8
Количество мероприятий МУН, скв.-опер.				
- проектный срок	4	34	166	335
- рентабельный срок	4	34	156	318
Инвестиции, млн. руб.				
- проектный срок	88	135	239	364
- рентабельный срок	88	135	233	355
Выручка от реализации нефти, млн. руб.				
- проектный срок	995	1264	1666	2048
- рентабельный срок	995	1264	1627	2001
Эксплуатационные затраты, млн. руб.				
- проектный срок	338	441	627	822
- рентабельный срок	338	441	600	787
Эксплуатационные затраты, руб./т				
- проектный срок	4508	4630	4995	5322
- рентабельный срок	4508	4630	4894	5217
ЧДД (NPV), млн. руб.				
- проектный срок	72	78	85	93
- рентабельный срок	72	78	85	93
Доход государства дисконтированный, млн. руб.				
- проектный срок	174	220	272	329
- рентабельный срок	174	220	271	328
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	22,99	19,93	18,55	18,29
Индекс доходности (PI), доли ед.	1,92	1,73	1,64	1,59
Период окупаемости, годы	7	8	9	9
Льгота по НДС с учетом налога на прибыль, млн. руб.	176	225	296	364

На рис. 3 приведены зависимости понижающего коэффициента к расчёту НДС с учётом: вязкости нефти в пластовых условиях (формула 1) и горно-геологических условий разработки и вязкости нефти в пластовых условиях (формула 2). Применение степенной функции стимулирует нефтедобывающие компании к обязательному повышению КИН и соответственно росту бюджетных доходов.



**Рис. 3. Зависимости ставок НДС от вязкости и горно-геологических особенностей объекта разработки**

1 – НДС от вязкости в пластовых условиях, руб.; 2 – НДС от вязкости с учетом горно-геологических особенностей, руб.

С точки зрения администрируемости данное предложение также не вызывает сомнений. Показатели вязкость в пластовых условиях, нефтенасыщенность, КИН и открытая пористость по каждому объекту разработки в РФ зафиксированы в Государственном балансе запасов полезных ископаемых, а условия обеспечения учёта добываемой нефти по объектам дифференциации НДС не отличаются от действующих требований к СВН, с вязкостью более 200 мПа·с.

### Литература

Путин В.В. О проекте генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2020 года /совещание с нефтегазопромышленниками в г. Новокуйбышевск. 28 октября 2010.

Хисамов Р.С. Эффективность работ по увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН) в ОАО «Татнефть» / Матер. междунар. науч.-практ. конф. «Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья». – Казань: ФЭН, 2011. – 552 с.

Яртимев А.Ф. Инвестиционное проектирование в нефтедобыче: инновации и экономическая оценка. – М.: ВНИИОЭНГ, 2011а. –216 с.

Яртимев А.Ф. Экономическая оценка проектных решений инновационно-инвестиционных вложений для нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 2011б. – 232 с.

**Рецензент:** Краснов Олег Сергеевич, доктор экономических наук, профессор.

**Yartiev A.F.**

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of the Tatneft Joint Stock Company, Bugulma, Russia, yartiev@tatnipi.ru

### **IMPROVEMENT OF EVALUATION OF RESOURCES EXTRACTION TAX CONSIDERING VISCOSITY OF PRODUCED OIL**

*As a result of economic analysis, improved procedure for calculation of natural resources extraction tax considering viscosity of the in-place oil, geologic settings and production characteristics is discussed. The new procedure will allow increasing of the ultimate oil recovery and significant budgetary revenues.*

**Key words:** *oil production tax, oil recovery factor, net profit value, oil production, oil viscosity, internal rate of return, profitability index, payback, state discounted revenue.*

#### **References**

*Putin V.V.* O proekte general'noj shemy razvitiâ neftânoj otrasli na period do 2020 goda /sovešanie s neftegazopromyšlennikami v g. Novokujbyševsk. 28 oktâbrâ 2010.

*Hisamov R.S.* Èffektivnost' rabot po uveličeniû koëfficienta izvlečeniâ nefti (KIN) v OAO «Tatneft'» / Mater. meždunar. nauč.-prakt. konf. «Uveličenie nefteotdači – prioritetnoe napravlenie vosproizvodstva zapasov uglevodorodnogo syr'â». – Kazan': FÈN, 2011. – 552 s.

*Artiev A.F.* Investicionnoe proektirovanie v neftedobyče: innovacii i èkonomičeskaâ ocenka. – M.: VNIIOÈNG, 2011a. –216 s.

*Artiev A.F.* Èkonomičeskaâ ocenka proektnyh rešenij innovacionno-investicionnyh vloženij dlâ neftânoj promyšlennosti. – M.: VNIIOÈNG, 2011b. – 232 s.

© Яртиев А.Ф., 2011