

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 (КЗ) к расчету налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) определяется по формуле: , где - 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, С1 и С2 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+С1+С2 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	1	Ныртинское	158 3	8,9	2
2	2	Курманаевское	1343 18	9,8	3
3	3	Мамадышская разведочная зона	2802 16	7,0	4
4	4	Лангуевское + Черемшанское	3524 24	9,0	5
5	5	Аксаринское + Восточно-Макаровское	3782 23	11,7	5
6	5	Всего по ОАО «Татнефть»	11609 84	1	
7	1	Сокольегорское - ОАО «РИТЭК»	14 0	7,1	2
8	2	Южно-Селенгушское - ЗАО «ВЕЛЛоил»	27 1	18,5	3
9	3	Мало-Урнякское - ОАО «РИТЭК»	82 4	12,2	4
10	4	Мало-Титовское - ЗАО «ВЕЛЛоил»	106 2	6,6	5
11	5	Западно-Щербеньское - ЗАО «Селенгушнефть»	168 2	7,1	6
12	6	Закамское - ОАО «Нократойл»	660 7	16,1	7
13	7	Ерыклинское - ОАО «Селенгушнефть»	880 7	9,2	8
14	8	Мальцевское - ООО «Карбон-оил»	1169 9	7,4	9
15	9	Ильмовское - ОАО «Макойл»	1314 16	13,9	10
16	10	Осеннее - ЗАО «Кара-Алтын»	1657 33	18,2	11
17	11	Урганчинское - ООО «Трансоил»	2002 43	16,5	12
18	12	Ново-Шешминское - ОАО «Шешмаоил»	2796 30	10,6	13
19	13	Кучуковское - ОАО «РИТЭК»	2798 10	5,5	14

Сунчелевское - ООО «ТНГК-Развитие» 4049 78 11,5 14 Всего по ННК 17722 242 19
Всего по Республике Татарстан 29331 326 Разработка таких мелких
месторождений требует повышенных затрат и применение инновационных
технологий эксплуатации мелких залежей с длительным периодом окупаемости
капитальных вложений, что приводят 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 C1t), бобриковском (C1bb), тульском (C1tl), алексинском
(C1al) горизонтах нижнего карбона и в башкирском ярусе (C2b), верейском
горизонте (C2vr) среднего карбона. Залежи нефти на Урганчинском
месторождении локализуются 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 (TCP) 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

внутренней 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 ТСП 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 ТСП 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 слабодренируемые 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 когельматации порового пространства прискважинной зоны частицами коллектора, солями, асфальтосмолопарафиновыми 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. Талица 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 (КЗ) к расчету НДПИ 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. Окупаемость инвестиций составит 11 с приемлемой для недропользователя нормой рентабельности. Талица 4 -

Основные технико-экономические показатели ускоренного варианта разработки Урганчинского месторождения с учетом понижающего коэффициента КЗ

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 ТСП 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 НДПИ 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 НДПИ по параметру вязкости является целесообразной, как с позиции государства, так и недропользователя.