

УДК 330.341.1
JEL L71, L51

А. Н. Токарев

*Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН
пр. Акад. Лаврентьева, 17, Новосибирск, 630090, Россия*

Tokarev@ieie.nsc.ru

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МЕХАНИЗМОВ СТИМУЛИРОВАНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ

Состояние сырьевой базы нефтяной промышленности в России определяет необходимость разработки и применения новых технологий. При этом результаты использования инновационных технологий характеризуются значительной неопределенностью. Целью исследования является разработка методики оценки механизмов стимулирования инноваций в добыче нефти (с учетом неопределенности результатов их применения). Проанализирован опыт применения новых технологий в российских нефтяных компаниях. Разработанный подход (инструментарий) базируется на методиках оценки инвестиционных проектов и методе Монте-Карло. Приведены оценки эффективности реализации нефтяных проектов с учетом неопределенности результатов использования инновационных технологий.

Стимулирование применения новых технологий должно осуществляться в комплексе с мерами по развитию конкуренции и созданию механизмов, ориентирующих нефтяные компании на рациональное освоение недр. Государство должно проводить политику, направленную на повышение нефтеотдачи, включая систему налогообложения, стимулирующую инновационную деятельность. Государство должно создавать условия для обеспечения стабильности и защиты интересов компаний, вкладывающих значительные средства в длительный процесс разработки и применения новых технологий повышения нефтеотдачи. Разработанный подход может быть использован при формировании и реализации инновационной политики в нефтяных компаниях.

Ключевые слова: инновации, добыча нефти, неопределенность, риск, методы увеличения нефтеотдачи.

Необходимость разработки и применения инноваций в нефтяной промышленности

Россия обладает значительными ресурсами и запасами нефти. При этом начальные запасы нефти уже выработаны более чем на 50 %, в европейской части – на 65 %, в том числе в Урало-Поволжье – более чем на 70 %. Степень выработанности запасов крупных активно осваиваемых месторождений приближается к 60 %.

Структура остаточных запасов нефти в целом по стране и по основным нефтедобывающим компаниям характеризуется тем, что текущая добыча почти на 75 % обеспечивается отбором из крупных месторождений. Постоянно увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, составляющая для крупных нефтедобывающих компаний от 30 до 65 %¹. На зрелых месторождениях в связи с необходимостью извлечения значительных объемов остаточных

¹ Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Утв. Распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/energostategy>

Токарев А. Н. Экономическая оценка механизмов стимулирования инновационных технологий, направленных на повышение нефтеотдачи // Вестн. Новосиб. гос. ун-та. Серия: Социально-экономические науки. 2014. Т. 14, вып. 1. С. 57–68.

запасов возрастает роль новых технологий интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов.

При этом вновь открываемые и подготавливаемые запасы часто сосредоточены в мелких месторождениях и являются в значительной части трудноизвлекаемыми. Их эффективное освоение возможно только при активном внедрении технологических новшеств.

Для *новых нефтегазовых районов* России характерны более сложные горно-геологические и климатические условия, что не позволяет осваивать их с применением только имеющихся технологий. Например, нефтегазоконденсатные месторождения Восточной Сибири (в отличие от большинства уже разрабатываемых месторождений в Западной Сибири) представляют собой сложные объекты с относительно невысокими продуктивными свойствами, комплексным составом ресурсов. Для достижения приемлемой рентабельности разработки значительной части таких объектов требуются инновационные технологии.

Одно из важнейших перспективных направлений поддержания и прироста добычи нефти в России связано с освоением глубоких горизонтов в Западной Сибири, включая баженовскую свиту. На государственный баланс поставлено уже более 3 млрд т начальных суммарных ресурсов. Однако из-за сложных свойств залежей, в частности низкой проницаемости, нефтеотдача данных запасов при их разработке на основе традиционных технологий составляет 3–5 %. В настоящее время из баженовской свиты на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) добывается около 500 тыс. т нефти в год. При этом удельные затраты на разработку глубоких горизонтов значительно выше средних издержек по близлежащим месторождениям.

Освоение практически всех новых нефтегазовых районов (Восточная Сибирь, акватории российского шельфа) требует разработки и применения инновационных технологий. Это обстоятельство, наряду с ростом доли трудноизвлекаемых запасов и ухудшением качества нефти на эксплуатируемых месторождениях, обуславливает постоянное возрастание значения инноваций в деятельности нефтяных компаний. В настоящее время без использования наукоемких технологий невозможно эффективное проведение геологоразведочных работ, бурения, нефтедобычи.

Одной из главных задач государственного регулирования отрасли становится обеспечение ввода в разработку и поддержание добычи на все возрастающем количестве малорентабельных объектов. Необходимо стимулировать компании на добычу «трудной» нефти из старых объектов, а также создать условия для эффективного освоения месторождений в новых перспективных регионах на основе разработки и применения инновационных технологий [1].

Применение новых технологий в российских нефтяных компаниях

Российские компании обладают рядом технологий интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи, потребность в которых во многом определяется спецификой ресурсной базы и необходимостью повышения экономической эффективности добычи.

Опыт компании «Сургутнефтегаз» в сфере инноваций. Одной из основных производственных задач компании «Сургутнефтегаз» является повышение нефтеотдачи пластов, в том числе за счет введения в разработку трудноизвлекаемых запасов. Необходимость разработки и применения инновационных методов воздействия на залежи обуславливается спецификой разрабатываемых компанией месторождений: их сложным строением, большой долей низкопродуктивных скважин, высокой обводненностью добываемой продукции (до 87 %). К 2015 г. доля «трудных» запасов у компании будет составлять около 90 %. При таком состоянии остаточных извлекаемых запасов эффективная добыча невозможна без совершенствования технологий разработки месторождений и добычи нефти.

Основной целью использования новых технологий является не только повышение производительности (дебитов) скважин и снижение затрат, но и повышение нефтеотдачи за счет введения в разработку трудноизвлекаемых запасов. Технологический арсенал «Сургутнефтегаза» включает около 40 различных методов воздействия на залежи, которые применяются комплексно, на базе единых проектов разработки месторождений с использованием новых технологий.

Компания применяет три основных метода интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов: зарезка боковых стволов, гидроразрыв пластов, физико-химическое воздействие на залежи [2].

В период 1993–2011 гг. компанией проведено более 37 тыс. скважиноопераций в рамках физико-химических методов. Наиболее массово применяются потокоотклоняющие технологии. Данные методы показывают высокую технологическую и экономическую эффективность. Накопленная дополнительная добыча нефти в «Сургутнефтегазе» превышает 50 млн т, или 2,2 тыс. т на скважинооперацию. Достигнутый в настоящее время уровень удельной технологической эффективности находится в диапазоне 2 300–2 500 т/скв.-опер. Наибольшее развитие эти методы получили на объектах с высокой обводненностью добываемой продукции.

Гидроразрыв пластов компания проводит с 1995 г. На месторождениях компании проведено более 13 тыс. гидроразрывов пластов. Зарезка боковых стволов ведется с 1998 г., количество проведенных операций превысило 5 тыс. штук.

Применение этих методов совместно с вводом в разработку новых месторождений позволило «Сургутнефтегазу» увеличить добычу нефти с 33 млн т в 1995 г. до 60–62 млн т в настоящее время. Сейчас доля дополнительной добычи нефти от применения новых технологий составляет около 60 %, в том числе: зарезка боковых стволов – около 23 %, горизонтальные скважины – более 16 %, гидроразрыв пластов – около 7 %, физико-химические методы – более 13 %.

Развитие технологий добычи нефти в компании «ЛУКОЙЛ». Одним из важных результатов деятельности «ЛУКОЙЛа» в сфере развития технологий является активное применение методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов. Эти методы позволяют существенно увеличить извлекаемые запасы и добычу нефти, вовлечь в промышленную разработку запасы высоковязкой нефти, ресурсы в низкопроницаемых коллекторах и трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки месторождений [3]. По оценкам специалистов компании, в настоящее время доля добычи нефти за счет применения современных технологий воздействия на нефтяные пласты составляет более 20 % от общего объема добычи (см. таблицу).

Компания применяет физические, химические, гидродинамические и тепловые методы воздействия на продуктивные пласты. Основной объем дополнительной добычи получен за счет физических методов, в первую очередь благодаря гидроразрыву пластов. Более чем в два раза в структуре дополнительной добычи увеличилась доля нефти, получаемая в результате бурения вторых стволов: с 8 % в 2006 г. до 19 % в 2011 г. Снижается вес гидродинамических методов, а доли химических и тепловых методов фактически остаются на одном уровне.

Результаты применения современных технологий
и методов увеличения нефтеотдачи пластов в компании «ЛУКОЙЛ» *

Показатель	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Ввод в эксплуатацию горизонтальных скважин	шт.	112	91	101	235	268
Средняя производительность (дебит) скважин	т/сут.	58,4	78,2	156,6	49,8	58,8
Бурение вторых стволов	шт.	260	264	224	241	377
Средний прирост дебита	т/сут.	18,1	16,8	19,7	20,4	16,7
Гидроразрыв пластов	шт.	711	634	690	681	867
Средний прирост дебита	т/сут.	9,4	9,6	10,8	10,1	8,1
Дополнительная добыча за счет новых технологий	млн т	23,0	23,0	22,2	22,3	23,1
Доля новых технологий в общей добыче	%	24,1	23,6	23,1	24,5	25,7

* Источник: Всегда в движении: справочник аналитика. ОАО «ЛУКОЙЛ», 2012. 87 с.

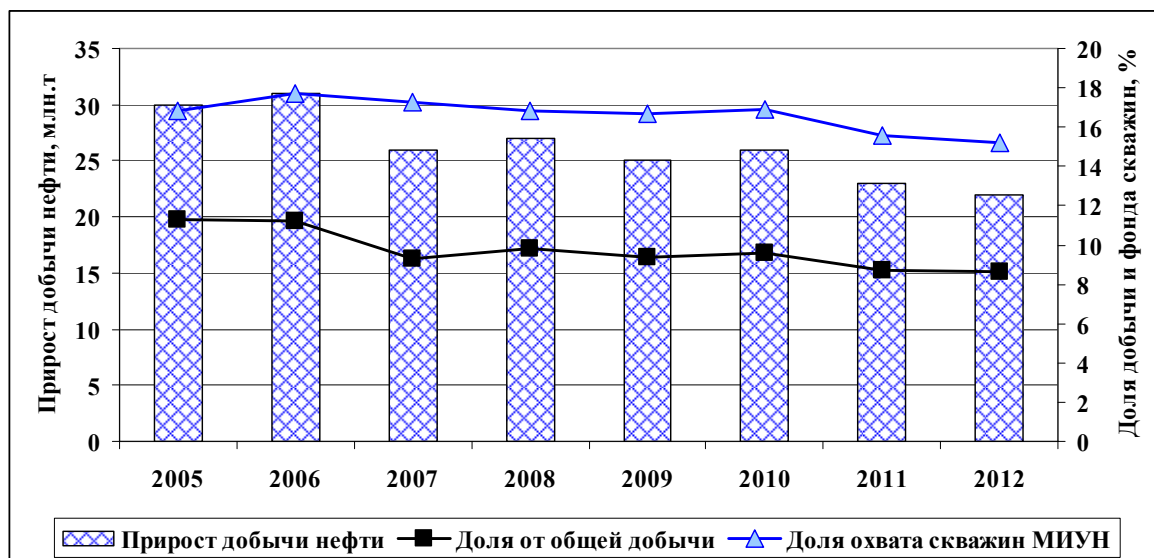


Рис. 1. Динамика прироста добычи нефти и охвата фонда скважин МИУН в ХМАО (Источник: [4])

Бурение вторых стволов применяется в основном на бездействующем фонде скважин с целью доизвлечения остаточных запасов нефти. Этот метод является высокоэффективным, поэтому его вес в структуре дополнительной добычи нефти имеет тенденцию к росту. В период с 2008 по 2012 г. на месторождениях «ЛУКОЙЛа» ежегодно бурится более 220 новых скважин со вторыми стволами с приростом средней производительности скважин в диапазоне 16–21 т/сут. Высокая эффективность этой технологии обусловлена подготовкой мини-проектов с применением гидродинамического моделирования и повышением точности прогнозирования геологического строения на участках бурения вторых стволов.

Для повышения нефтеотдачи в условиях высокой обводненности используется специальный реагент (РИТИН), разработанный специалистами «ЛУКОЙЛа». За период применения этой технологии на месторождениях компании обработано более 1 тыс. скважин, дополнительно добыто более 1 300 тыс. т нефти. Средний технологический эффект составляет 1 296 т/скв.-опер. (в отдельных случаях прирост добычи достигает 5 500 т).

Таким образом, российские компании применяют примерно одинаковый набор методов интенсификации и увеличения нефтеотдачи (МИУН). Об этом свидетельствуют и обобщенные данные по основному нефтедобывающему региону России – ХМАО.

Так, в 2012 г. максимальные приросты добычи нефти на месторождениях ХМАО были получены от применения гидроразрыва пластов и бурения боковых стволов. Однако динамика применения МИУН в округе показывает, что снижаются эффективность работ и охват фонда скважин этими методами (рис. 1). В результате наблюдается сокращение прироста добычи нефти от проводимых мероприятий – с 31 млн т (11,2 % от добычи округа) в 2006 г. до 22 млн т (8,6 % от добычи) в 2012 г. [4].

Снижаются возможности традиционных технологий для роста добычи. Поэтому нужны новые технологии нефтедобычи, которые позволяли бы вовлечь в разработку трудноизвлекаемую нефть, сократить затраты на добычу на истощенных объектах.

При этом в России до сих пор нет четкого разграничения методов интенсификации и увеличения нефтеотдачи пластов. Во многих компаниях к технологиям увеличения нефтеотдачи относят все геолого-технические мероприятия, приводящие к интенсификации добычи нефти, в том числе из активных запасов, а также традиционные мероприятия, направленные на достижение утвержденного проектного коэффициента извлечения нефти (КИН), а не на его увеличение [5]. Отсутствие четкого определения и критериев отнесения технологии к методам увеличения нефтеотдачи или интенсификации может иметь ряд негативных по-

следствий. Например, высокая доля дополнительно добытой нефти за счет новых технологий, декларируемая российскими компаниями (см., например, данные по «ЛУКОЙЛу» и «Сургутнефтегазу»), может быть интерпретирована таким образом, что в России новые технологии применяются практически на всех месторождениях и, следовательно, не требуются их стимулирование. Поэтому отмеченные выше технологии корректнее относить к более широкому классу – методы интенсификации и увеличения нефтеотдачи (МИУН).

Проблемы инновационного развития нефтяной промышленности в России. Несмотря на определенные успехи российских нефтяных компаний в инновационной сфере, следует признать, что в нефтяной промышленности сегодня ощущается дефицит инновационных отечественных технологий. Российские нефтегазовые компании по уровню своего инновационного потенциала, технологической независимости отстают от своих зарубежных коллег-лидеров – таких компаний, как Exxon Mobil, British Petroleum, Shell [6].

Например, «Роснефть» в блоке «нефтедобыча» по степени освоенности инновационных технологий отстает от отраслевых лидеров – компаний BP, ExxonMobil, Statoil, Shell, Chevron, находясь на одном уровне с крупными компаниями второго инновационного эшелона (Eni, PetroChina, Sinopec). Отставание не только от лидеров, но и компаний второго эшелона наблюдается в технологиях геологоразведки. «Роснефть» также далека от конкурентов-лидеров в бурении на шельфе, горизонтальном бурении на малых глубинах, в технологиях гидроразрыва с применением поверхностно-активных веществ. Но наибольший отрыв имеет место в блоке «переработка», прежде всего в таких технологиях, как гидрокрекинг, экстракция и разделение ароматики, полимеризация, пиролиз [7].

Согласно инновационной программе «Газпрома» его дочерняя структура «Газпром нефть» получила самую низкую агрегированную оценку по показателю «восприимчивость к перспективным технологиям» по сравнению с рассмотренными зарубежными конкурентами. Практически все ее технологии были отнесены к категории «находящиеся в разработке». При этом только одна (!) из 24 перспективных технологий – гидроразрыв пластов в сложных геологических условиях – была оценена у «Газпром нефти» как «разработанная и используемая» [8].

Инновационное развитие российских нефтяных компаний осложняется низкой обеспеченностью отечественными технологиями. Сегодня в большинстве направлений доминируют зарубежные технологии. Согласно планам «Роснефти» и «Газпрома» в перспективе при разработке и применении новых прорывных технологий также в значительной степени будет использоваться потенциал зарубежных нефтяных и сервисных компаний (Weatherford, Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton).

В мировой практике на поздних стадиях освоения нефтегазовых регионов возрастает роль малых компаний, способных быстрее отвечать на новые вызовы, связанные с изменением сырьевой базы, в том числе на основе использования инновационных технологий и организационных решений. Но в России сегодня доминируют крупные вертикально интегрированные компании, а малые и средние нефтяные компании занимают незначительную долю рынка.

Добывая нефть из истощенных месторождений и малодебитных скважин, малые и средние предприятия способствуют более рациональному освоению недр. Важным следствием развития малого и среднего бизнеса является формирование конкурентной среды, стимулирующей сокращение издержек и, как следствие, повышение социальной отдачи от освоения недр.

Учет неопределенности результатов применения инновационных технологий в нефтедобыче

Неопределенность результатов использования новых технологий в нефтедобыче. Высокая неопределенность инновационных процессов в добыче нефти обусловлена рядом обстоятельств:

- имеются значительные неопределенности и риски, характерные в целом для сферы недропользования и добычи нефти. К ним относятся, например, геологические риски (учет

особенностей строения того или иного объекта); неопределенность затрат на освоение и разработку месторождений и добычу углеводородного сырья, а также высокая волатильность цен на добываемую продукцию;

- затраты и результаты разработки и применения новых технологий характеризуются высокой степенью риска.

При этом даже применение уже используемых технологий (таких как гидроразрыв пластов, зарезка боковых стволов) на конкретном участке недр часто носит инновационный характер, в том числе при работах, направленных на адаптацию и повышение эффективности их применения. При этом дополнительная добыча зависит от многих факторов, в том числе от особенностей конкретных залежей.

Сегодня в России значительная часть инноваций связана с развитием и применением МИУН на поздних стадиях разработки месторождений (т. е. после достижения максимальных объемов добычи нефти). Особенностью добычи в этот период является то, что добыча на новых и переходящих скважинах постепенно сокращается, а добыча нефти за счет методов интенсификации и увеличения нефтеотдачи растет [9].

Уровень нефтеотдачи принято считать одним из основных критериев рациональности принятой системы разработки месторождения. Чем выше коэффициент нефтеотдачи, тем в большей степени система разработки месторождения отвечает критериям рациональности. В России уже длительное время наблюдается снижение уровня нефтеотдачи. Коэффициент извлечения нефти (КИН), т. е. отношение величины извлекаемых запасов к величине геологических запасов, находится на уровне 30 %, что ниже, чем в середине 1970-х гг. Это означает, что сегодня извлекается из недр в среднем не более трети геологических запасов нефти. В Энергетической стратегии России на период до 2030 г. в качестве индикатора стратегического развития нефтяного комплекса предусмотрен рост КИН до уровня 35–37 %.

От результатов использования МИУН зависит и общая технико-экономическая эффективность реализации того или иного нефтяного проекта. Поскольку основная часть МИУН проводится на поздних стадиях освоения, то эффекты МИУН в показателях внутренней нормы рентабельности (ВНР) и чистой текущей стоимости (ЧТС) имеют ограниченный характер. При этом эффекты по показателю прироста КИН, характеризующему в том числе рациональность освоения недр, могут иметь существенно больший эффект.

Таким образом, при реализации и оценке методов интенсификации и увеличения нефтеотдачи необходимо учитывать, что проведение одного и того же мероприятия или использование метода на разных нефтяных месторождениях (участках недр) может приводить к различным результатам. Технико-экономическая эффективность МИУН характеризуется высокой степенью неопределенности, имеет вероятностный характер [10].

Учет неопределенности результатов применения МИУН. Для оценки нефтяных проектов с учетом неопределенности результатов применения инновационных технологий была разработана специальная методика. При моделировании процесса освоения нефтяного месторождения оценки затрат и эффектов от применения новых технологий опираются на фактические данные по нефтяным компаниям России. Диапазоны приростов добычи нефти по рассматриваемым технологиям определены на основе информации по нефтяным компаниям России, по информации Министерства природных ресурсов РФ, Администрации ХМАО.

Плановая доля скважин (интенсивность использования технологий), на которых применяется та или иная технология, была оценена на основе данных по компаниям «Сургутнефтегаз» и «ЛУКОЙЛ». Фактическое количество скважин, на которых ведутся определенные виды работ, зависит от рентабельности технологии (которая рассчитывается с учетом получаемого эффекта – прироста добычи нефти).

Результаты применения каждой технологии (прироста добычи нефти) рассматриваются в определенном диапазоне. Более дорогие и технически эффективные технологии (с более высокой стоимостью дополнительно добытой тонны нефти) могут обеспечивать более высокий прирост КИН и добычи (рис. 2).

В целом методика оценки сценариев реализации нефтяного проекта с учетом неопределенности результатов МИУН включает следующие этапы:

- разработка базовой модели оценки эффективности инвестиционного проекта в нефтедобыче;

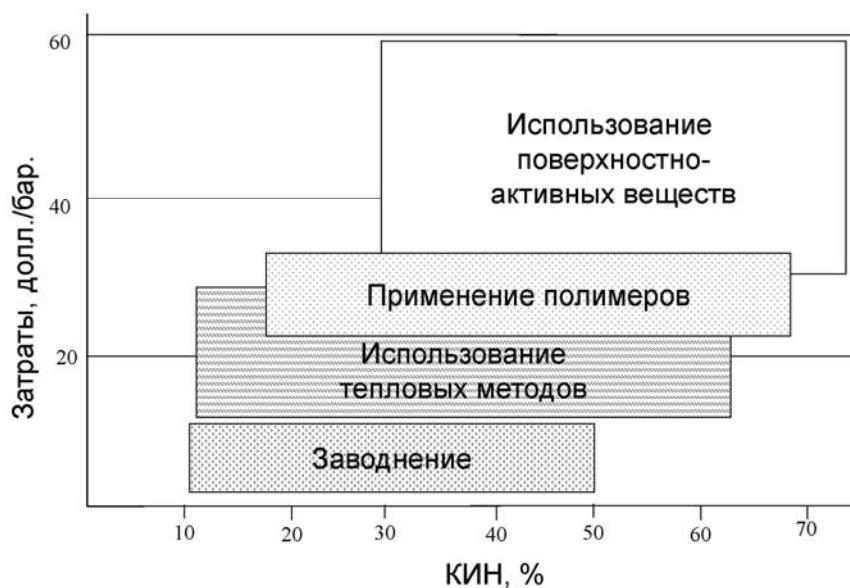


Рис. 2. Диапазоны изменения затрат и результатов применения основных типов новых технологий
(Источник: Выгон Г. В. Стимулирование воспроизводства запасов нефти в России.
URL: www.mioge.ru/download/archive)

- формирование блока новых технологий в рамках имитационной модели оценки нефтяного проекта;
- оценка диапазонов изменения удельных эффектов от применения МИУН (прироста объемов добычи нефти и/или производительности скважин на основе фактических данных по российским нефтяным компаниям);
- проведение имитационных расчетов (статистических испытаний на основе метода Монте-Карло);
- интерпретация результатов, полученных в процессе имитационных расчетов; обработка полученного массива значений результирующих показателей (в том числе с помощью методов математической статистики);
- сравнительный анализ результатов расчетов по сценариям – анализ математических ожиданий, средних квадратичных отклонений, минимальных и максимальных значений, оценка вероятности недостижения (риска) требуемого уровня внутренней нормой рентабельности (ВНР).

В качестве основных результирующих показателей реализации нефтяного проекта рассмотрены: внутренняя норма рентабельности (ВНР); коэффициент извлечения нефти (КИН); чистая текущая стоимость (ЧТС) проекта для нефтяной компании; ЧТС налогов, поступающих в бюджеты.

С экономической точки зрения рассмотрены два типа новых технологий:

- рентабельные (на примере гидроразрыва пласта, физико-химических методов – потокоотклоняющих технологий, закачки реагентов);
- нерентабельные при существующих налоговых условиях (на примере использования поверхностно-активных веществ и полимеров). Технологии этой группы имеют текущую рентабельность ниже минимального уровня, требуемого нефтяной компанией.

Оценка сценариев применения новых технологий с учетом неопределенности

Оценка влияния применения МИУН (в условиях неопределенности) на эффективность реализации нефтяного проекта проводилась в рамках трех сценариев.

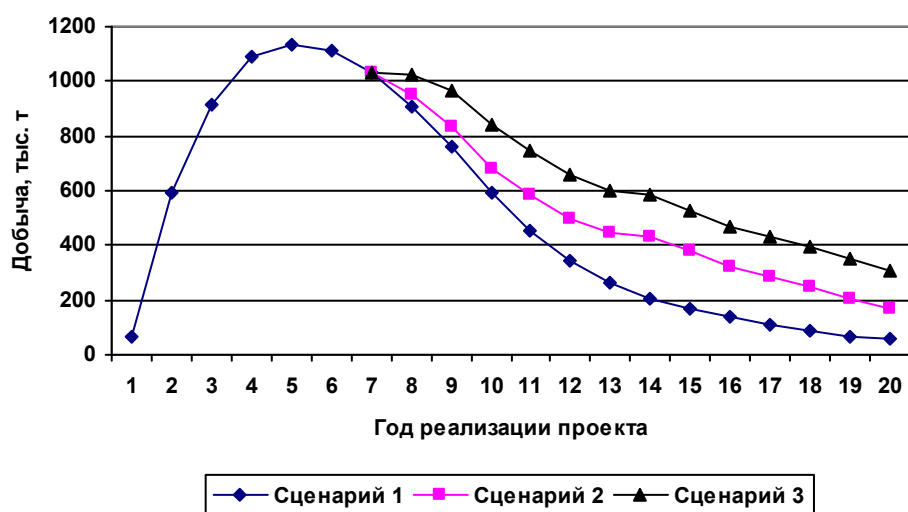


Рис. 3. Динамика добычи нефти по сценариям (детерминированная задача)
(Источник: расчеты автора)

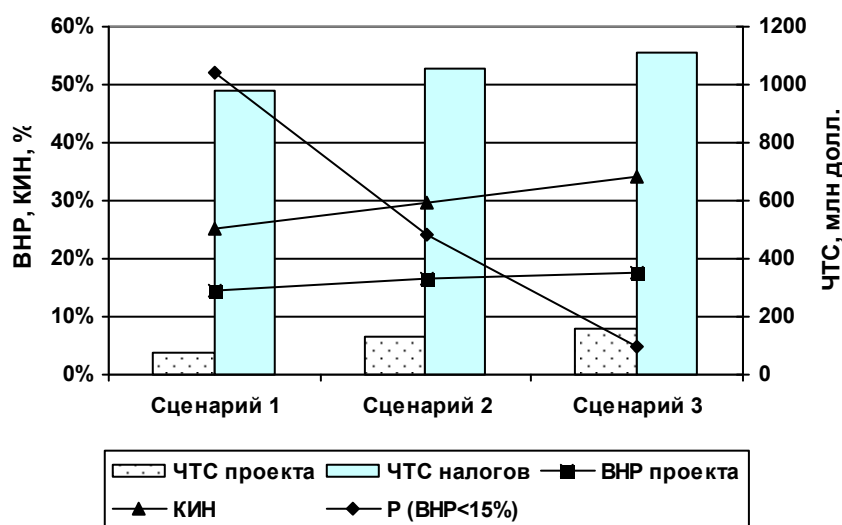


Рис. 4. Ключевые показатели эффективности реализации проекта (мат. ожидания):
 P (ВНР < 15 %) – вероятность того, что ВНР проекта будет менее 15 %
(Источник: расчеты автора)

- Сценарий 1. Реализация проекта без применения МИУН. Ведется только базовая добыча с проектным КИН на уровне 30 %.
- Сценарий 2. Применение МИУН без налоговых льгот (для высокочрезвычайных методов). Могут применяться все рассматриваемые типы МИУН. Налоги выплачиваются согласно существующей системе налогообложения.
- Сценарий 3. Применение МИУН с льготами по налогу на добычу полезных ископаемых для высокочрезвычайных методов. Льготы по налогу на добычу (при базовом уровне затрат и приростов добычи) позволяют вывести «затратные» технологии на необходимый, требуемый инвестором уровень рентабельности.

В детерминированной версии модели начиная с 7-го года реализации проекта в рамках рассматриваемых сценариев объемы добычи нефти различаются в результате применения МИУН (рис. 3).

Сравнение указанных сценариев проводилось при учете неопределенности изменения цен на нефть и результатов МИУН. Для учета неопределенности приростов добычи в результате использования новых технологий при реализации нефтяного проекта применялся метод Монте-Карло. В построенной имитационной модели нефтяного проекта были выбраны ключевые рискованные переменные – эффекты от применения инновационных технологий (прирост производительности скважин или объемов добычи за год).

Результаты проведенных расчетов следует оценивать с позиций инвестора и государства. Для инвестора и государства ключевым показателем эффективности реализации проекта является ВНР проекта. Если этот показатель ниже минимального требуемого инвестором уровня, то проект по разработке месторождения осуществляться не будет.

После проведения имитационных расчетов по каждому из сценариев были сопоставлены данные по математическим ожиданиям КИН, ВНР, ЧТС проекта с позиций инвестора и ЧТС налогов. При этом учитывалось, что если ВНР проекта меньше 15 % (минимальное требование к эффективности проектов для большинства российских нефтяных компаний), то проект осуществляться не будет и, следовательно, его ЧТС для нефтяной компании и ЧТС налогов для государства равны нулю.

Сценарий 1 является благоприятным для обеих сторон – компании и государства – лишь в 48,4 % случаев, так как в остальных случаях не обеспечивается минимально требуемая инвестором норма рентабельности (рис. 4). В этом сценарии при осуществлении проекта коэффициент извлечения нефти постоянен (во всех имитациях модели в этом сценарии) и находится на уровне среднероссийского отраслевого показателя.

В *сценарии 2* математическое ожидание ЧТС проекта (далее для всех показателей анализируются только их математические ожидания) с позиций нефтяной компании увеличивается более чем в 1,6 раза. Государство также получает дополнительный выигрыш: ЧТС налогов растет более чем на 8 % по сравнению со *сценарием 1* (без применения МИУН). В рамках реализации *сценария 2* ожидается более полное извлечение нефти из недр, что отвечает требованиям их рационального освоения. Прирост КИН составляет около 4,4 п. п. При этом вероятность неблагоприятной реализации проекта (ВНР менее 15 %) снижается до 24,2 %. Таким образом, применение МИУН выгодно и инвесторам, и государству, поскольку средние значения результирующих показателей выросли по сравнению с первым сценарием.

Наиболее технологически эффективные методы, с большей вероятностью дающие больший прирост КИН, являются высокочрезвычайными, и при существующей системе налогообложения проекты по их внедрению далеко не всегда достигают требуемого инвесторами уровня рентабельности, и поэтому их применение носит очень ограниченный характер. Возможности их использования рассмотрены в рамках следующего сценария.

Сценарий 3 показывает важность технически высокоэффективных, но высокочрезвычайных МИУН для добычи трудноизвлекаемой нефти при адекватном налогообложении. Внедрение рассмотренных технологий увеличивает ЧТС проекта с позиций инвестора почти в 2 раза (по сравнению со *сценарием 1*), ЧТС налогов, поступающих в бюджеты, – на 13 %, а КИН растет более чем на 9 п. п. При этом риск реализации проекта (ВНР менее 15 %) снижается до 5,2 %.

Применение налоговых льгот по налогу на добычу для высокочрезвычайных технологий (*сценарий 3*) ведет к приросту математических ожиданий ЧТС проекта для инвестора на 83 млн долл., ЧТС налогов – почти на 132 млн долл. Таким образом, от внедрения льготного режима налогообложения для новых технологий большую выгоду (помимо прироста КИН) получает государство. Это происходит за счет добычи дополнительного объема нефти, который также облагается налогами (в том числе экспортной пошлиной на нефть, которая занимает важнейшее место в структуре налогов и платежей нефтяных компаний).

Вероятность успешной реализации проекта увеличивается. Таким образом, применение новых технологий и льготного налогообложения для нефти, добытой с использованием по-

тенциально наиболее результативных высокочрезвычайно затратных технологий, создает предпосылки для освоения объектов и месторождений, считавшихся ранее нерентабельными.

Основные выводы и рекомендации. Проведенные оценки эффективности реализации нефтяного проекта с учетом неопределенности результатов применения новых технологий показали, что для рационального освоения нефтяных ресурсов необходимы механизмы стимулирования для компаний, разрабатывающих и использующих новые технологии. На примере льгот по налогу на добычу было показано, что смягчение налогового режима ведет к росту налогов в долгосрочной перспективе, когда будет достигнут стимулируемый прирост объемов добычи нефти.

В интересах государства разработка и проведение политики, направленной на повышение нефтеотдачи, включая систему налогообложения, стимулирующую инновационную деятельность. Государство должно создавать условия для обеспечения стабильности и защиты интересов компаний, вкладывающих значительные средства в длительный процесс разработки и применения новых технологий для добычи трудноизвлекаемых запасов.

При этом применение новых технологий позволяет не только повысить КИН, сократить удельные затраты, но и повысить общую эффективность освоения того или иного месторождения. Поэтому такие технологии принципиально важны для объектов с низкой рентабельностью (на границе требований инвесторов): они могут выводить рентабельность этих объектов на требуемый компанией уровень, что в свою очередь является необходимым условием освоения определенного месторождения.

Сценарий применения МИУН с льготным налогообложением является наиболее приемлемым как для нефтегазовой компании, так и для государства. Налоговые преференции компаниям (применительно к новым технологиям) должны предоставляться в комплексе с мерами по развитию конкуренции и созданию стимулов и механизмов, ориентирующих нефтяные компании на рациональное освоение недр.

Список литературы

1. Крюков В. А. Добыче углеводородов – современные знания и технологии // ЭКО. 2013. № 8. С. 4–15.
2. Шамгунов Р. Методы повышения нефтеотдачи пластов: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 17. С. 80–85.
3. ЛУКОЙЛ: технологии повышения нефтеотдачи // Российские нефтегазовые технологии. 2010. № 21. С. 40–44.
4. Шильман А., Толстолыткин И. Перспективы нефтедобычи в ХМАО – Югре // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 12. С. 18–25.
5. Козловский Е., Боксерман А. Увеличение отдачи нефтяных месторождений как стратегия оптимального воспроизводства нефтедобычи // Промышленные ведомости. 2005. № 11. С. 5–9.
6. Токарев А. Н. Инновации как основной мотив развития малой нефтянки в Татарстане // ЭКО. 2012. № 1. С. 55–72.
7. Программы инновационного развития ОАО «НК «Роснефть». Паспорт. М.: Роснефть, 2011. 16 с.
8. Токарев А., Кирпиченко В. Проблемы формирования инновационной политики в нефтегазовом секторе // Сибирская финансовая школа. 2013. № 1. С. 121–127.
9. Рамазанов Д. Н. Оценка экономической и геологической неопределенностей проектов по увеличению нефтеотдачи // Нефтегазовое дело. 2007. URL: <http://www.ogbus.ru>
10. Рамазанов Д. Н. Экономико-математическая модель оптимизации плана геологических мероприятий по стабилизации добычи нефти // Аудит и финансовый анализ. 2010. № 1. С. 43–52.

A. N. Tokarev

*Institute of Economics and Industrial Engineering of the Siberian Branch of the RAS
17 Lavrentiev Ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation*

Tokarev@ieie.nsc.ru

ECONOMIC EVALUATION OF TAX POLICY FOR INNOVATIONS AIMED AT INCREASING OIL RECOVERY

Resource base in the Russian oil industry determines the need for the development and application of new technologies. The results of the application of innovative technologies are characterized by considerable uncertainty. Aim of this study is to develop a methodology for estimation the tax policy to encourage innovative technologies (taking into account the uncertainty of results of their application).

Experience in the application of new technologies in the Russian oil companies analyzed. The developed approach (tools) based on the methods of evaluation of investment projects and the Monte Carlo method. Estimates of the effectiveness of oil projects, taking into account uncertainty in the results of application of innovative technologies, presented.

Stimulation of the use of new technologies should be integrated with measures to promote competition and the establishment of mechanisms of orienting the oil companies to the rational development of mineral resources. The state should adopt policies aimed at improving oil recovery, including the tax system that encourages innovation. State should create conditions for stability and protection of the interests of companies that invest in a long process of development and application of new technologies to improve oil recovery.

The developed approach can be used during formation and implementation of innovation policy in the oil companies.

Keywords: innovation, oil production, uncertainty, risk, methods of enhanced oil recovery.

References

1. Kriukov V. A. Dobyche uglevodorodov – sovremennye znaniia i tekhnologii [Modern Knowledge and Technologies for Production of Hydrocarbons]. *EKO*, 2013, no. 8, p. 4–15. (In Russ.)
2. Shamgunov R. Metody povysheniia nefteotdachi plastov: sostoianie i perspektivy [Enhanced Oil Recovery Methods: Status and Prospects]. *Neftegazovaia vertikal'*, 2012, no. 17, p. 80–85. (In Russ.)
3. LUKOIL: tekhnologii povysheniia nefteotdachi [LUKOIL: Enhanced Oil Recovery Technologies]. *Rossiiskie neftegazovye tekhnologii*, 2010, no. 21, p. 40–44. (In Russ.)
4. Shpil'man A., Tolstolytkin I. Perspektivy nefte dobychi v KhMAO–Iugre [Prospects for Oil Production in the Yugra]. *Neftegazovaia vertikal'*, 2013, no. 12, p. 18–25. (In Russ.)
5. Kozlovskii E., Bokserman A. Uvelichenie ot dachi nef tianykh mestorozhdenii kak strategiiia optimal'nogo vosproizvodstva nefte dobychi [Increasing Oil Recovery as a Strategy for Optimal Reproduction]. *Promyshlennye vedomosti*, 2005, no. 11, p. 5–9. (In Russ.)
6. Tokarev A. N. Innovatsii kak osnovnoi motiv razvitiia maloi nef tianki v Tatarstane [Innovation as the Main Motive for Development of Small Oil Companies in Tatarstan]. *EKO*, 2012, no. 1, p. 55–72. (In Russ.)
7. Programmy innovatsionnogo razvitiia OAO «NK “Rosneft”» [Innovative Development Program of JSC “Rosneft”]. Pasport. Moscow, Rosneft' Publ., 2011. 16 p. (In Russ.)

8. Tokarev A., Kirpichenko V. Problemy formirovaniia innovatsionnoi politiki v neftegazovom sektore [Problems of Formation of Innovation Policy in the Oil and Gas Sector]. *Sibirskaiia finansovaia shkola*, 2013, no. 1, p. 121–127. (In Russ.)
9. Ramazanov D. N. Otsenka ekonomicheskoi i geologicheskoi neopredelennosti proektov po uvelicheniiu nefteotdachi [Estimation of Economic and Geological Uncertainties of Projects for Increase Oil Recovery]. *Neftegazovoe delo*, 2007. URL: <http://www.ogbus.ru> (In Russ.).
10. Ramazanov D. N. Ekonomiko-matematicheskaiia model' optimizatsii plana geologo-tekhnicheskikh meropriiati po stabilizatsii dobychi nefti [Economic-Mathematical Model of Optimization Plan of Geological and Technical Measures for Stabilize Oil Production]. *Audit i finansovyi analiz*, 2010, no. 1, p. 43–52. (In Russ.)