

Введение В последние годы в условиях высоких мировых цен на нефть российские компании значительно увеличили применение методов интенсификации добычи, и сохранение этой тенденции просматривается в обозримой перспективе. До недавнего времени методы интенсификации нефтеотдачи применялись, в основном, для восстановления производительности "старых" скважин. Сначала месторождение разрабатывалось традиционным способом, а после того как продуктивность скважин снижалась, прибегали к методам интенсификации. В последнее время эти методы все шире используются в качестве способов закачивания новых, в том числе высокопроизводительных скважин. Во многом это связано с высокими ценами на нефть и стремлением увеличить скорость отбора запасов, пока сохраняется благоприятная рыночная конъюнктура. Во многих случаях методы интенсификации являются единственно возможным способом разработки трудноизвлекаемых традиционными способами запасов, и совершенно не обязательно применять их только на поздних стадиях разработки. Очевидно, что проведение мероприятий, направленных на интенсификацию нефтеотдачи, предполагает осуществление производственных инвестиций. В этой связи проблема экономической оценки эффективности инвестиционных проектов разработки нефтяных месторождений особенно актуальна. Кроме того, производственно – хозяйственная деятельность предприятий нефтедобывающего комплекса характеризуются повышенными инвестиционными рисками как из-за сильной зависимости от природных факторов, так и от экономических, организационных и технических и других условий. Риск возникает всегда при конкретном действии системы добычи нефти и газа, а неопределенность свойственна не решению о действии, а среде реализации этого решения. Наиболее существенными специфическими особенностями нефтегазовой отрасли с точки зрения анализа эффективности инвестиционных проектов являются следующие: · большая зависимость показателей и критериев эффективности затрат от природных условий; · изменение воспроизводственной структуры капиталовложений в масштабе отрасли в сторону увеличения их доли, направляемой на компенсацию падения добычи на старых месторождениях; · большая продолжительность реализации нефтяных проектов; · высокая капиталоемкость нефтедобычи, необходимость осуществления крупных начальных инвестиций. В этой связи требуется экономическое обоснование выбранных методов интенсификации нефтедобычи и анализ влияния отраслевых рисков на экономическую эффективность инвестиционных проектов, осуществляющихся на нефтедобывающих предприятиях. Методология экономико-математического моделирования инвестиционного проекта интенсификации эксплуатации нефтяного месторождения Возрастание роли экономического обоснования проекта как решающего условия принятия решения об инвестировании повлекло за собой

необходимость исследования всех мероприятий с позиции инвестирования денежных средств и ресурсов и полученных в связи с этим результатов на основе моделирования денежного потока с учетом фактора времени.

Особенностью экономико-математической модели, разрабатываемой для инвестиций в производство, является то, что в ней базовым является блок, в котором формируются затраты и отдачи от инвестиций – поток платежей – для каждого временного периода со специфическим их распределением в его пределах. Во втором, аналитическом, блоке модели определяются выбранные показатели эффективности. Модель разрабатывается на основе трех видов данных: объемных характеристик (выпуск продукции, затраты на проведение мероприятий и т.д.), временных параметров, нормативных показателей.

Основная задача при разработке модели, с помощью которой планируется проанализировать долгосрочный инвестиционный проект нефтедобычи, в том числе измерить его финансовую эффективность, заключается в формировании ожидаемого свободного денежного потока, генерируемого в результате операционной деятельности и инвестиционных решений компании. Именно способность компании создавать свободный денежный поток является важнейшей детерминантой ее экономической стоимости. В общем виде член свободного денежного потока для каждого временного интервала определяется следующим образом: - член свободного денежного потока; - ожидаемый общий доход от реализации проекта, сумма выручки за период; - текущие расходы; - расходы, на которые распространяются налоговые льготы; - налоговая ставка; - инвестиционные расходы; - различные компенсации, сокращающие текущие затраты. При моделировании экономической эффективности инвестиционных проектов по повышению нефтеотдачи пластов используются следующие основные технико-экономические показатели [1]: 1) базовая добыча нефти – объемы нефти, которые могут быть получены на месторождении с базового фонда скважин без реализации мероприятий, направленных на приращение дополнительных объемов извлекаемых флюидов. Основными факторами, влияющими на добычу нефти, являются средний дебит на 1 скважино-месяц эксплуатации, коэффициент эксплуатации и скважина-месяц числившихся по действующему фонду: q – средний дебит на 1 скважино-месяц эксплуатации; $K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации; СЧД – скважина-месяц числившихся по действующему фонду. Дополнительная добыча нефти – добыча нефти в результате осуществления мероприятий, направленных на увеличение притока нефти. 2) среднесуточный дебит скважины – показатель, характеризующий производительность скважин, измеряется добычей из них продукта в единицу времени (тонн/сутки). В настоящее время для оценки дебита (притока) нефтяной скважины при установившемся режиме радиальной фильтрации однородной жидкости используют формулу Дюпюи [2]: Q – дебит скважины, м³/с; K – проницаемость пласта, мкм²; h – толщина пласта, м; $r_{\text{пл}}$ и $r_{\text{зб}}$ – пластовое и

забойное давление, Па; μ - вязкость жидкости, Па*с; R_k - радиус контура питания, м; r - радиус скважины, м. Среднемесячный дебет определяется путем деления добычи за определенный период времени ($Q_{вал}$) на скважино-месяцев эксплуатации (C_3): 3) объем прироста запасов ΔC_1 определяется следующим образом: C_1 - запасы части залежи, изученной достоверной сейсморазведкой или иными высокоточными методами в зоне возможного дренирования неопробованных скважин, и примыкающие к запасам категорий А и В при условии, что имеющаяся геолого-геофизическая информация с высокой степенью вероятности указывает на промышленную продуктивность вскрытого пласта в данной части залежи; А - разрабатываемые запасы залежи, разбуренной эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектным документом на разработку; В - запасы разведанной, подготовленной к разработке залежи, изученной сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбуренной поисковыми, оценочными, разведочными и опережающими эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа. 4) удельная стоимость прироста запасов – отношение затрат на доразведку месторождения к приросту запасов C_1 , рублей на тонну. В аналитическом блоке модели на основании денежного потока с использованием операции дисконтирования рассчитываются следующие показатели экономической эффективности проекта: · NPV – приведенная стоимость свободного денежного потока; · IRR – внутренняя норма рентабельности; · PI – индекс доходности; · DPP - дисконтированный срок окупаемости. Вычисление NPV является наиболее адекватным способом оценки, так как базируется на свободном денежном потоке, близком к тому, который может получить компания при разработке месторождения. Расчет NPV наиболее полно учитывает характеристики конкретного месторождения (качество запасов, глубина залегания, стадия разработки запасов на момент проведения оценки, затраты на добычу, затраты на инфраструктуру и др.), а также параметры инвестиционной деятельности компании. 1...t - периоды, включаемые в расчет; i - номер периода, для которого производится расчет; - чистый денежный поток периода i; r - годовая ставка дисконтирования, доведенная в составе макропараметров; k - коэффициент, учитывающий продолжительность периода. Расчет PVI – приведенной стоимости инвестиций проводится на основе денежного потока инвестиций: I_i - сумма инвестиций периода i. IRR отражает ставку дисконтирования, при которой значение NPV равно нулю. Рентабельность инвестиций или индекс доходности PI - это показатель, позволяющий определить, в какой мере возрастает ценность фирмы в расчете на одну денежную единицу инвестиций. Индекс доходности PI отражает относительную эффективность проекта на единицу инвестиций: DRR равен тому минимальному количеству периодов, при котором NPV становится равным нулю. Для регулярных потоков он означает тот срок, за который поступления от проекта

покроют издержки с учетом временной стоимости денег: j - порядковый номер периода, соответствующего последнему отрицательному значению накопленного дисконтированного денежного потока; НДДП_j - последнее отрицательное значение накопленного дисконтированного денежного потока; НДДП_{j+1} - первое положительное значение накопленного дисконтированного денежного потока. Влияние факторов риска и неопределенности приводит к тому, что содержание, состав инвестиционного проекта и проектных материалов и методы оценки его эффективности существенно изменяются. Анализ влияния отраслевых рисков на экономическую эффективность инвестиционного проекта по интенсификации нефтедобычи. При оценке экономических рисков нефтегазовых инвестиционных проектов необходимо учитывать несовершенство экономического законодательства, условия инвестирования, возможность введения ограничений на внешнеэкономическую деятельность, колебание рыночной конъюнктуры, цены и таможенные пошлины на нефть, природный газ и продукты нефтепереработки, неопределенность целей, интересов и поведения участников инвестиционного нефтегазового процесса, неполноту и неточность информации о производственно-экономических показателях. Технологические риски нефтегазовых инвестиционных проектов связываются с состоянием и совершенствованием техники и технологий, используемых при бурении скважин, добыче, транспортировке и переработке ресурсов углеводородного сырья. Специфические риски реализации инвестиционных проектов включают в себя риск разлива нефти и утечки природного газа, пожаров и компенсации экологических последствий при авариях на магистральных трубопроводах, риск увеличения действующих тарифов и введения дополнительных платежей при удорожании стоимости транспортировки и т.д. Геологические риски определяются естественно-природными условиями поисково-разведочных работ и разработки месторождений и во многом зависят как от геологической изученности и разведанности недр, так и от промышленной освоенности месторождений нефти и газа [3]. Общий совокупный риск определяется спектром охватываемых проблем. Чем уже круг проблем, обусловленных неопределенностью и влияющих на инвестиционный проект, тем меньше будет совокупный риск и, следовательно, тем ниже будет требуемая внутренняя норма рентабельности проекта. Анализ рисков подразделяется на два взаимно дополняющих друг друга вида: качественный и количественный. Качественный анализ имеет целью определить (идентифицировать) факторы, области и виды рисков. Количественный анализ рисков должен дать возможность численно определить размеры отдельных рисков и риска проекта в целом. Под идентификацией рисков следует понимать выявление рисков, определение их специфики, выделение особенностей их реализации. Серьезной проблемой является исследование изменения рисков во времени, а также степени взаимосвязи между различными факторами риска. Без такого анализа

невозможно обеспечить эффективное и целенаправленное управление риском [4]. Производственные риски в нефтедобыче можно анализировать по следующим критериям: рискообразующие факторы, возможные последствия, вероятность наступления, уровень ущерба и управляемости. Основными производственными рисками на нефтедобывающем предприятии являются [5]: · Недостижение плановых показателей прироста ресурсной базы/запасов, т.е. сокращение количества и качества ресурсной базы нефтедобычи.

Рискообразующие факторы: отсутствие стратегии развития ресурсной базы и добычи; невозможность приобретения запасов; невозможность проведения сейсмической разведки; не подтверждение геологического прогноза.

Последствиями от наступления данного риска являются снижение уровней добычи нефти и газа и не достижение проектных показателей по нефтедобыче.

Вероятность наступления риска и управляемость – средняя, в то время как уровень возможного ущерба высокий. · Прекращение (потеря) права пользования недрами – риск отзыва, прекращения действия лицензий на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи УВ по причине нарушения основных условий лицензионных соглашений.

Рискообразующие факторы: несвоевременное оформление проектной, технической и иной документации, предусмотренной лицензионными соглашениями; отсутствие разрешительной документации на разработку скважин; неисполнение обязательств, предусмотренных лицензионными соглашениями; административные барьеры при оформлении необходимой документации; неисполнение предписаний контролирующих органов об устранении выявленных нарушений. Последствиями от наступления данного риска являются экономические потери в виде возмещения вреда и административных штрафов. Вероятность наступления находится на среднем уровне, управляемость довольно таки высокая. Это связано с высоким уровнем возможного ущерба. · Нефтегазоводопроявления, аварии и инциденты на скважинах при бурении – возможные аварии, инциденты при бурении вызванные отсутствием достоверной информации по геологическим условиям, недостаточной квалификацией персонала подрядчиков по бурению и недостаточной технической оснащенность подрядчика. Рискообразующие факторы: недостаточная квалификация персонала; недостаточная техническая оснащенность; износ оборудования. Последствия от наступления данного риска являются утрата производственного оборудования и материальных ценностей; возникновение расходов по ликвидации последствий аварий. Вероятность наступления находится на среднем уровне, управляемость довольно таки высокая. Это связано с высоким уровнем возможного ущерба. ·

Нефтегазоводопроявления, аварии и инциденты на скважинах при ТКРС (текущий и капитальный ремонт скважин) – возможные аварии, инциденты при ТКРС вызванные отсутствием достоверной информации по геологическим

условиям, недостаточной квалификацией персонала подрядчиков по ТКРС и недостаточной технической оснащенности подрядчика. Рискообразующие факторы: низкое качество капитального ремонта; низкое качество текущего ремонта. Последствия данного риска аналогичны предыдущему. Вероятность наступления риска средняя, низкий уровень возможного ущерба и высокая управляемость. · Потери от преждевременных отказов трубопроводов – увеличение количества порывов трубопроводов сверх запланированного значения. Рискообразующим фактором является эксплуатация трубопроводного парка с превышением нормативного срока эксплуатации. Последствия: недобыча нефти; затраты на ликвидацию порывов; штрафные санкции. Вероятность наступления высокая, уровень возможного ущерба и управляемость средняя. · Невыполнение программы по утилизации ПНГ (попутный нефтяной газ) – риск невыполнения требований по организации системы учета и достижения уровня утилизации попутного нефтяного газа. Рискообразующий фактор – отсутствие надлежащего финансирования программы утилизации газа. Последствия от наступления данного риска это применение штрафных санкций к ННГ (низконапорный газ) и отзыв лицензий. Вероятность наступления средняя, в то время как уровень возможного ущерба высокий. Управляемость данного риска находится на среднем уровне [6]. Качественный анализ отраслевых рисков показал, что наиболее вероятными последствиями отраслевых рисков для инвестиционных проектов являются: · уменьшение объема добычи нефти; · увеличение эксплуатационных затрат; · уменьшение цены за единицу объема нефти. Поэтому особенно важно исследовать влияние именно этих факторов на показатели эффективности инвестиционного проекта. Количественный анализ проектных рисков производится на основе математических моделей принятия решений и поведения проекта. Одним из распространенных методов количественного анализа рисков является метод имитационного моделирования Монте-Карло, представляющий собой серию численных экспериментов, позволяющих получить эмпирические оценки степени влияния различных факторов на некоторые зависящие от них показатели. Для реализации имитационного моделирования по методу Монте-Карло необходимо: 1. построить математическую модель для проекта с неопределенными значениями параметров; 2. задать законы распределения вероятностей для ключевых параметров модели; 3. провести компьютерную имитацию значений ключевых параметров модели; 4. рассчитать основные характеристики распределений исходных и выходных показателей. Таким образом, в рамках модели вероятностного анализа рисков проводится большое число опытов, позволяющих установить, как ведет себя результативный показатель (в каких пределах колеблется, как распределен) при подстановке в модель различных значений ключевых факторов в соответствии с заданным распределением [7]. Анализ технико-экономического состояния нефтедобывающего предприятия Объектом

исследования данной работы является одно из крупнейших нефтедобывающих предприятий - нефтегазодобывающее управление (НГДУ) «Елховнефть», являющееся структурным подразделением ОАО «Татнефть». НГДУ «Елховнефть» разрабатывает шесть нефтяных месторождений, одним из которых является Ново-Елховское месторождение - второе по величине извлекаемых запасов нефти в республике Татарстан. По состоянию на 1.01.12 г. в пробуренном фонде НГДУ - 5597 скважин, эксплуатационный фонд составил 4208 скважин, в том числе 2785 добывающих и 1423 нагнетательных [8]. За 2011 год по разрабатываемым месторождениям НГДУ добыто 2915,2 тыс. тонн нефти, что составляет 102,1 % к плану. За этот период добыто 13,507 млн. тонн жидкости. Обводненность добываемой продукции составила 78,4 %. Среднесуточный дебит нефти одной действующей скважины составил 3,46 тонн/сутки, жидкости -16,39 тонн/сутки. Себестоимость 1 тонны нефти в 2011 году увеличилась по сравнению с уровнем предыдущего года на 23,1 % и составила 4962,2 рублей. Увеличение себестоимости 1 тонны нефти связано с ростом тарифов, налогов и цен на потребляемые товарно-материальные ценности и услуги. Рассматривая структуру эксплуатационных затрат за 2010 - 2011 гг. можно сделать вывод, что наибольший удельный вес занимают расходы на содержание и эксплуатацию оборудования. Доля этой статьи уменьшилась с 16,7 рублей за тонну до 13,6 рублей за тонну. Анализ экономического состояния показал, что предприятие функционирует успешно. Это связано с постоянными поисками новых путей повышения эффективности нефтеотдачи. Для повышения эффективности необходимо проведение мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи, что требует вложения денежных средств. В связи с этим встает вопрос об оценке эффективности инвестиций в указанные мероприятия. Предприятие рассматривает возможность проведения мероприятий направленных на увеличение эффективности нефтедобычи. В данной работе рассматривались три инвестиционных проекта, направленных на увеличение нефтедобычи: 1) Последовательный перевод скважин на вышележащий пласт (Проект 1). Возврат скважин на выше или ниже лежащий горизонт - мероприятие, применяемое на многопластовых нефтегазовых месторождениях с целью более полного использования эксплуатационных скважин. Принятая разработка нефтяных месторождений по системе "снизу-вверх" предусматривает возможность использования скважин для поочередной эксплуатации ряда горизонтов и пластов по мере их истощения, когда суточный дебит оказывается меньше предельно рентабельного. Скважины, после того, как они выполнили свое назначение на каком-либо объекте эксплуатации, переводят на эксплуатацию другого объекта. 2) Совместная эксплуатация продуктивных пластов (Проект 2). Совместная эксплуатация нефтяных пластов - объединение двух и более пластов в один эксплуатационный объект путём одновременного отбора из них пластовой жидкости единой сеткой скважин. Залежи, как

правило, являются многопластовыми и неоднородными по коллекторским свойствам. На каждый из продуктивных пластов бурить свою сетку добывающих и нагнетательных скважин экономически убыточно. Одной из первоочередных задач является объединение продуктивных пластов в единые эксплуатационные объекты и проведение совместной разработки этих пластов [9].

3) Зарезка боковых стволов с горизонтальным закачиванием (Проект 3). Зарезка боковых стволов – это одна из наиболее эффективных технологий, позволяет добиться повышения добычи нефти на старых месторождениях и увеличения коэффициента извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Результаты моделирования и их обсуждение

Для каждого из предложенных проектов на основе построенной модели были проведены расчет экономической эффективности и анализ эффективности инвестиций. Модель была реализована в табличном процессоре Excel. Жизненный цикл каждого проекта был принят равным пяти годам. Цена за одну тонну нефти бралась на уровне 6065,28 рублей, ставка налога на добычу полезных ископаемых – 2215,4 руб/тонну. Динамика объема добычи нефти по периодам жизненного цикла проектов представлена на рисунке 1. Рис. 1 – Динамика объема добычи нефти, тыс. тонн

Затраты в составе себестоимости рассчитывались как сумма эксплуатационных затрат, амортизации и налога на добычу полезных ископаемых. Результаты расчета представлены на рисунке 2. Рис. 2 – Эксплуатационные затраты, млн. руб. На рисунке 3 представлены смоделированные денежные потоки проектов по периодам жизненного цикла проектов. Рис. 3 – Результаты моделирования денежных потоков, млн. руб. Дисконтирование проводилось по ставке 15% годовых. Динамика накопленного чистого приведенного дохода для каждого проекта приведена на рисунке 4. Рис. 4 – Динамика накопленного чистого приведенного дохода, млн. руб. Расчетные значения показателей по трем проектам сведены в таблице 1.

Показатель	Проект 1	Проект 2	Проект 3
Продолжительность технологического эффекта, лет	5	5	5
Дополнительная добыча, тыс. тонн	167	287	141
на 1 скважину, тыс. тонн	5	26	35
Выручка от реализации (без НДС и акциза), млн.руб.	1014	1741	855
Условно-переменные затраты на дополнительную добычу, млн.руб.	110	117	118
Затраты на проведение мероприятий, млн.руб	149	399	177
Налог на добычу полезных ископаемых, млн.руб.	370	636	313
Валовая прибыль, млн.руб.	304	630	284
Налог на прибыль, млн.руб.	47	89	38
Прибыль остающаяся в распоряжении предприятия, млн.руб.	256	540	245
Прибыль на одну тонну дополнительной нефти, руб/тонн	1536	1882	1736
NPV, млн. руб.	129	235	110
Индекс доходности			

дисконтированных затрат 2,24 2,31 2,28 Анализ эффективности инвестиционных проектов показал, что все рассматриваемые проекты прибыльны и могут быть приняты к реализации. При этом наиболее привлекательным в экономическом плане оказался проект, предусматривающий совместную эксплуатацию продуктивных пластов. Его чистый приведенный доход составил 235 млн. рублей, а индекс доходности дисконтированных затрат – 2,31. Далее с целью оценки влияния отраслевых рисков на показатели эффективности инвестиционных проектов проводилось имитационное моделирование методом Монте-Карло. По результатам качественного анализа отраслевых рисков в качестве ключевых параметров модели были выбраны: · объем добычи нефти; · цена за тонну нефти; · эксплуатационные затраты. Имитационное моделирование проводилось средствами табличного процессора Excel. Количество имитаций составило 500. В качестве вероятных значений (с вероятностью 50%) ключевых показателей брали экспертные значения для цены и расчетные значения, полученные по модели, для объема добычи и эксплуатационных затрат по периодам жизненного цикла соответствующего проекта. В качестве наилучшего и наихудшего значения каждого параметра (с вероятностью 25%) брали соответствующие расчетные значения. При этом исходили из нормального распределения всех ключевых параметров. Для каждого ключевого параметра определяли среднее и стандартное отклонение. С помощью инструмента Генератор случайных чисел табличного процессора Excel формировались массивы из 500 случайных значений каждой ключевой переменной, подчиняющиеся закону нормального распределения с заданными параметрами. Результаты имитационного моделирования представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты вероятностного анализа NPV инвестиционных проектов

Параметры NPV	Пр. 1	Пр. 2	Пр. 3
среднее	129,1	255,8	117,1
станд. откл.	143,3	961,3	415,1
коэф. вариации	0,758	0,376	0,354
число случаев NPV0	44	1	1
p(NPV0)	0,093	0,004	0,002