

И.В. Филимонова

РАЗВИТИЕ ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Экономическая оценка ресурсной базы – важнейшее условие выбора наиболее эффективных направлений развития добывающих отраслей. Роль экономической оценки в условиях конкуренции за право освоения того или иного участка недр существенно повышается. Она становится реальным инструментом принятия решений по оформлению лицензий на право поисков, разведки и разработки месторождений. Общепринятая методика экономической оценки нефтегазовых объектов в условиях современного недропользования еще не сложилась. Существует ряд методических разработок, однако чаще всего они касаются отдельных аспектов этой проблемы, требующей охвата широкого круга вопросов и системного подхода к их решению [3].

Многие годы приоритет отдавался обоснованию эффективности освоения разведанных запасов, запасов уже открытых месторождений. По мере истощения нефтегазового потенциала европейской части страны, перемещения геологоразведочных работ в труднодоступные районы и акватории, ухудшения горно-геологических параметров разработки и, следовательно, повышения издержек эксплуатации месторождений возникла острая потребность в экономической оценке новых территорий, располагающих прогнозными ресурсами нефти и газа.

Методические и организационные проблемы. Экономическая оценка месторождений полезных ископаемых и участков недр как основной инструмент принятия решений в области государственного регулирования отношений недропользования и развития минерально-сырьевой базы зафиксирована в главном документе, регулирующем вопросы недропользования в России – Закон РФ «О недрах» от 21 февраля 1992 г. № 2395-1, в ред. от 23 июля 2013 г., статья 23.1. «Геолого-экономическая и стоимостная оценки месторождений полезных ископаемых и участков недр».

Однако в настоящее время МПР РФ не утверждена ни одна из методик по геолого-экономической и стоимостной оценки месторождений полезных ископаемых и участков недр, существует только набор временных руководств и методических рекомендаций, регламентирующих в общих чертах проведение подобных оценок. Поэтому экономические расчеты производятся различными организациями и в каждом случае исполнитель работ применяет свою методику, что затрудняет проверку достоверности и правильности сделанного расчета.

Вместе с тем, экономическая оценка запасов и ресурсов полезных ископаемых должна проводиться на каждом этапе развития минерально-сырьевого комплекса для целей повышения обоснованности принятия решений и формирования комплексной стратегии развития. Начиная с оценки эффективности функционирования отрасли в целом и служить основой выбора приоритетных направлений ее развития, так и на всех этапах геологоразведочных работ и эксплуатации объектов недропользования. Но наиболее проработанным остается направление оценки запасов, в то время как официальная методика экономической оценки ресурсов полностью отсутствует, а ее проведение основано на методических рекомендациях отраслевых и академических институтов.

На современном этапе развития нормативно-правовой базы понятие экономической оценки полезных ископаемых можно трактовать, *во-первых*, в соответствии с первоначальной редакцией статьи 23.1, как *«геолого-экономическая оценка, осуществляемая для определения промышленной ценности месторождений полезных ископаемых при геологическом изучении недр и при постановке запасов полезных ископаемых на государственный баланс»*. Необходимость проведения такой оценки закреплена во «Временном регламенте проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр» (в ред. Приказов Роснедра от 11.09.2009 г. № 887). Документ разработан Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых МПР РФ с целью адаптации существующего механизма геолого-экономической оценки месторождений полезных ископаемых к требованиям рыночной эконо-

мики и Закона РФ «О недрах» с учетом особенностей формирования новых отношений недропользования.

Выполнение такой оценки регламентируется «Временным руководством по содержанию, оформлению и порядку представления на государственную экспертизу технико-экономических обоснований (ТЭО) кондиций на минеральное сырье» (утв. приказом МПР РФ от 21 июля 1997 г. № 128). Результатирующими документами являются:

1) «Технико-экономическое обоснование разведочных (оценочных) кондиций», в котором обосновываются требования к качеству и горнотехническим условиям отработки запасов, позволяющие разделить их на «балансовые» (рентабельные) и «забалансовые» (условно рентабельные). И на его основе принимается решение о целесообразности финансирования дальнейших разведочных работ (предварительное ТЭО) и экономической эффективности промышленного освоения разведанных запасов (заключительное ТЭО).

2) «Технико-экономическое обоснование эксплуатационных кондиций» проводится для выделения первоочередных и коммерчески эффективных для добычи запасов, подлежит государственной экспертизе. На его основе Роснедра контролируют полноту отработки недр и соблюдение условий лицензии недропользователем. В процессе эксплуатации месторождения расчеты ТЭО уточняют показатели кондиций, обосновывают изменения в добыче для достижения максимального экономического эффекта с учетом новых геологических, технологических, конъюнктурных и внешнеэкономических факторов.

Применительно к нефтяным месторождениям используется составление «Технико-экономического обоснования коэффициентов извлечения нефти» (ТЭО КИН). Требования к составу и правилам оформления, представленных на государственную экспертизу материалов по ТЭО КИН разработаны МПР России, и также касаются обоснования только разведываемых и разрабатываемых запасов месторождений.

Во-вторых, в соответствии с дополнениями к статье 23.1 закона РФ «О недрах» от 2 января 2000 г. № 20-ФЗ, предусмотрено проведение *стоимостной оценки месторождений полезных ископаемых, которая будет служить основой для определения*

размера платы за пользование недрами, в том числе стартовых размеров платежей при подготовке условий конкурсов и аукционов. Необходимость проведения такой оценки закреплена в Законе РФ «О недрах» в Статье 13.1. «Конкурсы или аукционы на право пользования участками недр» и Статье 40. «Разовые платежи за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии».

Выполнение такой оценки регламентируется Приказом Минприроды России от 30 сентября 2008 г. № 232 «Об утверждении Методики по определению стартового размера разового платежа за пользование недрами». Особенность методики является упрощенный подход к определению стоимости потенциально добытого полезного ископаемого с использованием переводных и поправочных коэффициентов, поэтому ее распространение ограничено целями проведения подобной стоимостной оценки и направлено строго на решение задачи обоснования стартового размера разового платежа за пользование недрами.

Цель и задачи геолого-экономической оценки. Представленная в статье методика геолого-экономической оценки запасов и ресурсов углеводородов может быть использована в качестве универсального инструментария в целях экономического обоснования перспективных направлений воспроизводства минерально-сырьевой базы и целесообразности освоения разномасштабных нефтегазовых объектов.

Основные задачи геолого-экономической оценки определяются целями этапов ее проведения (табл. 1):

- планирование доходов государства от освоения месторождений полезных ископаемых (прогноз поступлений в федеральный бюджет, специализированные фонды, международные резервы);
- прогноз целевых показателей программы воспроизводства минерально-сырьевой базы России (обоснование приоритетных направлений геологоразведочных работ, оценка прироста запасов и ассигнований на программу геологоразведочных работ, стоимость подготовки запасов);
- экономическое обоснование эффективности и направлений региональных, поисково-оценочных и разведочных геологоразведочных работ нефтегазоносных территорий, как за счет средств государства, так и недропользователей;

- формирование направлений лицензионной политики и контроль за выполнением лицензионных соглашений с целью достижения максимального социально-экономического эффекта от освоения участков недр на государственном, региональном и корпоративном уровне;
- классификация рентабельных для разработки запасов и ресурсов при условии наиболее полного извлечения из недр, учитывая как достигнутый уровень развития техники и технологии разработки месторождений, так и перспективы применения новых методов разработки и интенсификации добычи нефти.

Объектом геолого-экономической оценки могут выступать разномасштабные нефтегазовые объекты, отличающиеся однородностью и степенью геологической изученности, т.е. составом и соотношением категорий запасов и ресурсов. В зависимости от этапа проведения геолого-экономической оценки, объектом могут быть:

- нефтегазовый комплекс в целом;
- нефтегазоносная провинция, область, район (НСР УВ);
- зона нефтегазонакопления (прогнозные ресурсы D_2 и частично D_1);
- участок недр, подлежащий лицензированию (НСР УВ);
- зона нефтегазонакопления и выявленная ловушка (прогнозные локализованные ресурсы $D_{1л}$, перспективные ресурсы C_3);
- подготовленная ловушка, месторождение, залежь (частично и полностью разведанные запасы C_2 , предварительно и полностью оцененные запасы C_1);
- месторождения, как объекты промышленной добычи (запасы C_2, C_1, B, A).

Представленная методика геолого-экономической оценки ориентирована, прежде всего, на оценку начальных суммарных ресурсов в целом и с детализацией до прогнозных ресурсов категорий D_1, D_2 , локализованных ресурсов D_1 и перспективных ресурсов C_3 , а также на комплексную оценку нефтегазового комплекса России или отдельных регионов нового хозяйственного освоения.

Информационная база. Информационной базой при выполнении экономической оценки углеводородного сырья служат достоверные геологические данные о состоянии запасов и ресурсов.

На геологоразведочном этапе закладываются параметры сырьевой базы, которые в дальнейшем отражаются на основных характеристиках разработки, обустройства, реализации и переработки природных ресурсов.

Ресурсы, как объект геолого-экономической оценки характеризуются ограниченностью данных, поэтому сбор, анализ и обобщение геологических технологических и стоимостных показателей осуществляется по объектам-аналогам, близким по горно-геологическим, природно-климатическим условиям разработки.

Источниками информации служат: (1) обобщенные результаты реальной хозяйственной практики – программы геологоразведочных работ, лицензионные соглашения, проекты опытно-промышленной эксплуатации, проекты разработки, ТЭО КИН, отчеты по подсчету запасов, а также материалы научно-исследовательские отчеты, выполненные в рамках договорных работ по заказу компаний-недропользователей, (2) официальные документы Правительства РФ, аналитические разработки и программные документы Министерства природных ресурсов РФ, Министерства энергетики РФ, Министерства экономического развития РФ, Министерства экономического развития и торговли РФ, Администрации субъектов РФ, (3) данные Госкомстата РФ, Федеральной службы по тарифам, нормативно-правовые документы в области налогообложения и лицензирования недр, (4) методические положения и рекомендации по разработке и освоению нефтяных и газовых месторождений.

Принципиальная схема методического подхода к геолого-экономической оценке ресурсов. Последовательность проведения геолого-экономической оценки ресурсов сопоставима со стадийностью оценки запасов, но главной ее особенностью является высокая степень неопределенности в исходных геологических данных, при прогнозировании технологических и стоимостных показателей.

Этап 1. Опираясь на оценку ресурсов нефти и газа по категориям D_1 , D_2 и C_3 по разработанной в ИГНГ СО РАН методике выполнена вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности, дан *прогноз запасов и добычных возможностей*, оценена площадь и другие параметры наиболее крупного месторождения как главного объекта поисковых работ, разведки, прироста запасов.

Этап 2. Построена *оптимизационная геолого-промысловая модель* разработки залежей при условии максимизации коэффициента извлечения нефти в зависимости от размещения и плотности сетки добывающих скважин, системы заводнения пласта и прогнозного начального дебита и динамики его падения.

Этап 3. По результатам геолого-промысловой модели осуществляется прогноз технологических и стоимостных показателей *производственно-экономической модели*. Цель модели осуществить прогноз капитальных и эксплуатационных затрат полного освоения месторождения на основе экономически обоснованных нормативов затрат, оптимального варианта разработки, стратегических планов развития территории.

Производственно-экономическая модель включает составление программы геологоразведочных работ, где определены и дифференцированы по годам необходимые для изучения объекта оценки объемы геофизических работ, рассчитаны ассигнования и эффективность их проведение. По окончании геологоразведочных работ проводится опытно-промышленная эксплуатация, затем – интенсивное разбуривание и добыча углеводородного сырья.

Этап 4. *Финансово-экономическая модель* предполагает расчет системы показателей, отражающих коммерческую, бюджетную, экономическую и социальную эффективность освоения объекта оценки: выручка, прибыль балансовая и чистая, налоги с дифференциацией по бюджетам различных уровней. А также набор показателей инвестиционной привлекательности – чистый дисконтированный доход, внутреннюю норму доходности, индекс доходности, срок окупаемости.

Этап 5. *Анализ чувствительности* основных показателей финансово-экономической модели, характеризующих экономическую устойчивость проекта освоения под воздействием возмущающих факторов. Оценивается влияние на чистый дисконтированный доход, внутреннюю норму доходности, индекс доходности, срок окупаемости изменения производственной программы – объемов добычи сырья, уровня производства продуктов его переработки, и финансово-экономических условий – цен на продукцию реализации, объем инвестиций.

Этап 6. На заключительном этапе происходит *сведение и сравнительный анализ* полученных результатов геолого-экономической оценки в соответствии с целями и задачами ее проведения.

Расширенная схема методического подхода к геолого-экономической оценке ресурсов.

Этап 1. *Прогноз запасов и добычных возможностей.* Прогноз уровня добычи основан на анализе всего комплекса природных факторов – величины запасов, физико-химических свойств флюида, условий и глубины залегания залежей, фильтрационно-емкостных параметрах пласта и т.д. На основе этих данных составляется проект или технологическая схема разработки месторождения и прогноз возможного уровня добычи. Однако при разработке долгосрочных стратегических программ развития нефтегазового комплекса региона, задача прогноза «добычных» возможностей встает уже на начальном этапе разработки, когда территория относится еще к слабоизученной в смысле нефтегазности. В этом случае, в распоряжении разработчика имеется ограниченная информация с высокой долей неопределенности, таких сведений недостаточно для составления схем разработки месторождений. Поэтому располагая в качестве исходной информации структурой начальных суммарных ресурсов объекта можно оценить добычные возможности на основе расчета потенциально возможных извлекаемых запасов месторождения (залежи), прогнозируемого к открытию.

Потенциально возможные запасы промышленных категорий (ABC_1). на месторождении определяются исходя из величины извлекаемых начальных суммарных ресурсов, детализированных по категориям, и коэффициентов перевода соответствующих категорий запасов и ресурсов из категории в категорию:

$$ABC_1 = A + B + C_1 + \beta_{C_2} * C_2 + \beta_{C_3} * C_3 + \beta_{D_{1л}} * D_{1л} + \beta_{D_{1,2}} * (D_1 + D_2), \quad (1)$$

где $\beta_{C_2}, \beta_{C_3}, \beta_{D_{1л}}, \beta_{D_{1,2}}$ – коэффициенты перевода запасов и ресурсов соответствующих категорий в добычу, A, B, C_1, C_2 – извлекаемые категории запасов, $C_3, D_{1л}, D_1, D_2$ – извлекаемые категории ресурсов.

Коэффициенты перевода более низких категорий запасов и ресурсов в более высокие приняты с учетом выявленных устойчивых закономерностей и тенденций, установленных на основе

статистического анализа реальной практики поиска, оценки и разведки месторождений. Территориально, коэффициенты существенно разнятся, что связано с дифференциацией регионов по степени изученности [1] – хорошо геологически изученные районы Западной Сибири имеют более высокие коэффициенты перевода по сравнению с нефтегазоносными областями Восточной Сибири, Дальнего Востока и шельфовых месторождений, имеющими низкую степень разведанности, часто отсутствие опыта разработки и объектов-аналогов или эталонов для сравнительного анализа.

Обобщенный опыт применения коэффициентов перевода запасов и ресурсов для прогноза использован в государственной методике подсчета разового платежа за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование для геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых [2].

Этап 2. *Геолого-промысловая модель.* Геолого-экономическая оценка ресурсов, предполагает использование методики имитационного моделирования, максимально приближенное к реальному проектированию системы разведки и разработки месторождений нефти и газа. А для прогноза уровней добычи углеводородов используется оптимизационная математическая модель, в основе которой лежит (1) представление о ее поэтапном характере, где выделяются стадия нарастающей добычи, стадия стабильной добычи и стадия падения добычи и вид кривой добычи имеет π -образную форму; (2) максимальный уровень добычи в «полке» составляет 4–7% от величины начальных запасов, хотя в некоторых случаях эта величина может превышать 10%, (3) период нарастающей добычи составляет 3–5 лет, «полка» держится около 4–6 лет в зависимости от крупности разрабатываемого месторождения, средний срок разработки участка – 23–25 лет.

Ежегодный объем добычи нефти (Q_t) определяется последовательным умножением и интегрированием числа ежегодно вводимых добывающих скважин и величины добытой ими нефти в соответствующем году:

$$Q(t) = \sum_{i=1}^n \sum_{i=1}^m n_i q_{t+1-i}^n \quad (2)$$

Величина добычи за все годы разработки месторождения ($\sum_{t=0}^n Q(t)$), не может превышать потенциально возможные извлекаемые запасы промышленных категорий (ABC_1). Гипотетически величина этих запасов соответствует ожидаемой накопленной добыче на месторождении за весь срок его разработки. Таким образом, к уравнению (2) добавляется ограничение:

$$\sum_{t=0}^n Q(t) \cong ABC_1, \quad (3)$$

Ограничениями для целевой функции также служит система уравнений для определения начального дебита жидкости добывающей скважины и динамики его падения в течение эксплуатации (4–5), динамики ежегодно вводимых добывающих скважин (6) и суммарного фонда скважин (7).

По геологической информации прогнозируются начальные дебиты. Для этого используется формула Дюпюи, которая учитывает физико-химические свойства нефтей и позволяет рассчитать объемный дебит одиночной скважины в пластовых условиях q_0 (куб. м/сут.). При извлечении нефти на поверхность в скважине происходит ее разгазирование и, вследствие этого, уменьшение объема. Это уменьшение учитывается введением объемного коэффициента нефти – β . Кроме того, на практике чаще всего используется массовый дебит q_0 (т/сут.), что также облегчает перевод из суточных показателей в годовые.

$$q_0 = \frac{kh}{\mu\beta} * \frac{2\pi\Delta p}{\ln \frac{r_c}{r_e}}, \quad (4)$$

где k – проницаемость, кв. м,

h – эффективная толщина пласта, м,

μ – вязкость, Па*с;

r_c, r_e – радиус скважины и зоны дренирования, м,

Δp – депрессия на пласт, Па.

Нередко дебиты, рассчитанные по этой формуле, плохо согласуются с фактическими, объясняется это тремя причинами – неоднородностью пласта (главным образом по толщине), частичной перфорацией пласта и загрязнением призабойной зоны в ходе бурения и вскрытия пласта. Поэтому следует вводить поправочный коэффициент. Таким образом, согласно формуле дебиты скважин пропорциональны коэффициенту гидропр-

водности $\frac{kh}{\mu}$, депрессии Δp и зависят (хотя и существенно слабее, логарифмически) от отношения радиусов r_c, r_e .

Прогноз начальной продуктивности скважины по жидкости (q_0), выполненный на основе выше изложенных приемов расчета, служит исходной информацией для вычисления текущей продуктивности (текущего дебита) эксплуатационных скважин по нефти (q_i).

Время безводной эксплуатации залежи оценить затруднительно, так как от 1 до 5% воды всегда извлекается с самого начала разработки, понятие безводной эксплуатации в некотором смысле условно. Принимается, что дебит по жидкости остается постоянным. Падение дебита нефти задается экспоненциально без периода стабильной добычи, описывается формулой:

$$q(t) = q_0 \exp\left(-\frac{t - T_1}{k}\right), \quad 0 \leq t \leq T_2, \quad (5)$$

где q_i – текущий дебит эксплуатационной скважины, т/сут.,

T_1 – время безводной эксплуатации скважины, лет;

T_2 – время окончания работы скважины, лет;

k – эмпирический коэффициент, отвечающий за вогнутость/выпуклость функции, характеризует режим и срок эксплуатации скважины.

Время работы скважин определяется согласно российскому законодательству, исходя из срока службы, применяемого для исчисления величины амортизации: для нефтяных скважин – 12 лет, для газовых – 15 лет. Минимальный дебит, после которого работа скважины считается нецелесообразной – 1 т нефти в сутки. Скважины вводятся постепенно, согласно формуле:

$$n(t) = \begin{cases} A_1 \cdot t^{\alpha_1} \cdot \exp(-v_1 t), & 0 \leq t \leq t_1 \\ A_2 \cdot t^{\alpha_2} \cdot \exp(-v_2 t), & t_1 < t \leq t_2, \\ A_3 \cdot t^{\alpha_3} \cdot \exp(-v_3 t), & t_2 < t \leq t_3 \end{cases} \quad (6)$$

где n_t – число ежегодно вводимых скважин, шт.,

t_1 – время начала «полки»,

t_2 – время завершения «полки»,

t_3 – время окончания добычи,

A_1, A_2, A_3 – масштабирующие коэффициенты,

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, v_1, v_2, v_3$ – эмпирические коэффициенты.

Ограничением на суммарное количество ежегодно вводимых скважин служит размещение скважин по площади с заданной плотностью сетки скважин:

$$N = \sum_{t=1}^n n(t) = \frac{S}{\rho}, \quad (7)$$

где N – фонд добывающих скважин, шт.

S – площадь нефтегазоносного объекта, кв. км;

ρ – плотность сетки добывающих скважин, кв. км/1 скв.

Фонд скважин задается исходя из плотности сетки скважин и площади месторождения, так, чтобы покрытие было равномерным. Плотность сетки скважин определяется индивидуально для каждого участка, составляет в среднем от 25 до 49 га на скважину.

Сначала разбурируется наиболее крупная залежь, ввод в разработку сателлитов происходит по мере их разведки. Полное разбуривание крупных залежей (начальные извлекаемые запасы 20–100 млн т) в большинстве случаев происходят примерно за 10–15 лет, более мелких (5–20 млн т), если они являются самостоятельным объектом разработки, за 3–5 лет.

Этап 3. В *производственно-экономической модели* осуществляется обоснование технологических и экономических показателей освоения перспективного участка недр, включая составление программы геологоразведочных работ (с детализацией по видам и обоснованием объема работ и ассигнований на их про-

ведение), проекта разработки (в том числе бурение эксплуатационных скважин и обустройство промысла), формирование системы внешнего транспорта. Проводится расчет всех капитальных затрат, а также осуществляется оценка эксплуатационных затрат, связанных непосредственно с добычей и транспортировкой сырья и продуктов его переработки.

Программа и ассигнования на проведение геологоразведочных работ. Оценка затрат на глубокое бурение скважин, полевые и камеральные виды сейсморазведочных работ выполняется исходя из сложившихся стоимостей геологоразведочных работ в сходных по геологии и природно-климатическим условиям регионах хозяйственного освоения. В структуре ассигнований на программу ГРП ($K^{ГРП}$) входят капитальные затраты на переинтерпретацию сейсморазведочных работ 2D прошлых лет ($K^{интерп.2D}$), проведение новых сейсморазведочных работ 2D (K^{2D}), сейсморазведочных работ 3D (K^{3D}), бурение поисково-оценочных ($K^{п-о.скв.}$) и разведочных ($K^{разв.скв.}$) скважин:

$$K^{ГРП} = K^{интерп.2D} + K^{2D} + K^{3D} + K^{п-о.скв.} + K^{разв.скв.} \quad (8)$$

Переинтерпретация данных проводится с целью обоснованного выбора основных параметров съемки и оптимизации методики сейсмических наблюдений, проводится сбор и анализ геолого-геофизической информации, полученной в прошлые годы.

Объем *сейсморазведочных работ 2D* определяется исходя их площади участка и заданной плотности сеймопрофилей. Плотность сети профилей определяется размерами объекта исследования и необходимой точностью и детальностью его отображения. В соответствии с «Инструкцией по сейсморазведки» (2003), для детального изучения и выявления всех перспективных нефтегазоносных объектов на участке необходимым является достижение плотности профилей равной 1 км/кв.км.

Сейсморазведка 3D применяется для получения трехмерных представлений о сложнопостроенных объектах и проводятся в основном на этапе детализационных исследований для получения непрерывных пространственных характеристик изучаемых объектов с целью подготовки и передачи их под разведочное бурение или доразведки объектов в процессе разведочного и эксплуатационного бурения.

Объем *поисково-оценочного бурения* оценивается с учетом индивидуальных особенностей строения ловушек, литологии перспективного нефтегазоносного комплекса и ряда других критериев. Объем бурения в пределах одного поискового объекта ограничивается в большинстве случаев 2–3 скважинами, в соответствии с которыми оценивается и прирост запасов.

Разведочное бурение осуществляется с целью оценки запасов открытых в результате поискового бурения залежей и месторождений, определяется конфигурация залежей нефти и газа, и рассчитываются параметры продуктивных пластов и залежей.

Фонд разведочных скважин и последовательность их ввода рассчитывается исходя из эффективности разведочного бурения, полученной на основе анализа фактических результатов геолого-разведочных работ на данной территории, и объема суммарных ресурсов, которые будут переведены в запасы. Часть запасов будет разведана в процессе разработки залежей эксплуатационным бурением.

Бурение скважин. В проекте разработки месторождений, прогнозируемых к открытию, принята схема освоения, предполагающая разработку залежей с применением равномерной сетки скважин. Рассматривается бурение вертикальных и наклонно-направленных нефтяных скважин с применением горизонтального ствола у 50% добывающих скважин. Нагнетательные скважины бурятся вертикальные и наклонно-направленные. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин 2:1.

В составе капитальных вложений в бурение входят затраты на бурение эксплуатационных нефтяных, газовых и нагнетательных скважин. При определении капитальных вложений в бурение одной скважины учитывается ее тип и глубина.

При этом по опыту работ в регионах с развитой нефтяной и газовой промышленностью может приниматься, что стоимость бурения горизонтального участка ствола скважины определяется с помощью коэффициента удорожания на этой глубине к вертикальному участку, и составляет 2,1–3,5.

Капитальные вложения в бурение скважин рассчитываются по удельным стоимостям 1 м проходки. Возрастание стоимости бурения каждого последующего метра скважины экспоненциально зависит от увеличения глубины залегания продуктивного

пласта. Значение коэффициентов при экспоненте определяется статистическим путем или по аналогии.

Обустройство промысла. Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится с учетом существующего обустройства, необходимых плановых объектов строительства на основе бизнес-плана недропользователя, а в случае отсутствия информации по аналогии с обустройством месторождений со схожими природно-климатическими и горно-геологическими условиями разработки.

Расчет капитальных вложений в обустройство месторождения производится на базе удельных показателей и прямым счетом исходя из площади, рельефности обустраиваемого участка, выбранного типа разбурвания залежей. Согласно «Регламенту составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД-153-39-007-96» учитываются следующие показатели: нефтепроводы, водоводы, кустовые площадки, автоматизация и связь, промводоснабжение, базы производственного обслуживания, дороги, ЛЭП, объекты подготовки нефти, природоохранные мероприятия.

Плановые затраты рассчитаны исходя из средних показателей, приходящихся на 1 скважину, 1 куст, 1 километр линейных объектов обустройства, рассчитанных по укрупненным показателям стоимости строительства.

Эксплуатационные затраты на добычу полезных ископаемых рассчитаны в соответствии с планируемыми удельными затратами и прогнозируемыми объемными технологическими показателями разработки. При отсутствии необходимой исходной информации используются фактические показатели эксплуатационных затрат по месторождению-аналогу с применением корректирующего коэффициента цен.

Налоговая система. Недропользователь выплачивают все налоги, предусмотренные действующим налоговым законодательством РФ, с учетом поправок, вступивших в силу на момент проведения оценки экономической эффективности.

Этап 4. *Финансово-экономическая модель.* Основными регламентирующими документами при оценке коммерческой эффективности являются «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» (издательство «Экономика», 2000 г.), Регламент составления проектных технологи-

ческих документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96), утвержденный Минтопэнерго РФ 23 сентября 1996 года, «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 г. № 61).

В соответствии с регламентирующими документами коммерческая эффективность проекта оценивается по следующим показателям:

- дисконтированный поток денежной наличности;
- рентабельный срок разработки;
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR);
- индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI);
- доход государства;
- экономическая оценка разработки месторождения.

Одним из основных факторов, который позволяет уже на ранней стадии проведения расчетов судить о результате экономической оценки, является цена. При определении цены реализации продукции следует обратить внимание в первую очередь на рынок сбыта конечного потребителя. В данном вопросе не последнюю роль играет «конечность» экономической оценки, т.е. будем ли мы учитывать добычу, транспортировку и переработку, химическое производство или ограничимся только добычей. Вопрос не однозначный, поскольку для ВИНК выгодно, чтобы добытая ими нефть прошла всю цепочку «от скважины до бензоколонки» внутри собственной структуры. Однако же для мелких нефтедобывающих компаний, не имеющих собственных мощностей по переработке сырья, его транспортировке, эффективнее сбыть продукцию как можно ближе к промыслу, иначе предприятию придется нести расходы за пользование чужой инфраструктурой. Поскольку экономическая оценка проводится на участках с малой изученностью, целесообразно принимать, что углеводородное сырье реализуется на входе в магистральную трубу для внутреннего рынка и на границе для экспорта.

Изменение ценовых параметров нефти и газа для внутреннего рынка и экспорта целесообразно закладывать с учетом перспектив развития мирового рынка нефти и газа, параметров одобренной Правительством РФ «Энергетической стратегии развития

РФ» и «Стратегии экономического развития Сибири» (распоряжение 765-р), решений ФЭК.

Этап 5. *Анализ чувствительности основных показателей финансово-экономической модели.* С целью уменьшения неопределенности проводится анализ чувствительности, основной задачей которого является определение степени влияния основных переменных параметров проекта на показатели эффективности разработки месторождения. В качестве переменных параметров используются цена реализации нефти, объем добычи нефти, объем эксплуатационных затрат, а также размер капитальных вложений. Анализ чувствительности проекта при изменении цены на нефть, изменении объема капитальных и эксплуатационных затрат проводится в диапазоне от ± 20 до $\pm 40\%$, при изменении объема добычи нефти – в диапазоне от ± 15 до $\pm 30\%$.

Выводы

Экономическое обоснование целесообразности освоения нефтегазовых активов и вовлечения их в хозяйственных оборот является одним из главных показателей в системе критериев принятия крупных инвестиционных решений на уровне государства, компаний, отдельных недропользователей.

На современном этапе развития законодательного и организационно-правового обеспечения вопросов регулирования недропользования в России, а также учитывая тенденцию сближения российских методологических основ подсчета и оценки запасов и ресурсов углеводородов с международными стандартами, принципиально важно своевременно на государственном уровне:

- разработать, апробировать и утвердить методику геолого-экономической оценки нефти и газа с привлечением широкого круга специалистов, отраслевых и академических институтов в области нефтегазовой геологии, проектирования разработки месторождений и сопутствующей инфраструктуры, обоснования экономической эффективности инвестиционных проектов;
- создать единую информационную базу данных стоимостных, технологических, нормативных показателей геолого-экономической оценки, дифференцированную по видам работ и субъектам РФ.

Это позволит провести массовую оценку запасов и ресурсов нефти и газа на всех территории России, которая станет основой государственной политики планирования геологоразведочных работ, направленной на расширенное воспроизводство; лицензирования недр по принципу комплексного освоения территорий; планирования доходов государства от освоения месторождений полезных ископаемых (прогноз поступлений в федеральный бюджет, специализированные фонды, международные резервы).

Литература:

1. **Коржубаев А.Г.** Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / А.Г. Коржубаев, И.В. Филимонова, Л.В. Эдер; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Учреждение Рос. акад. наук Ин-т экономики и орг. пром. пр-ва Сиб. отд-ния РАН. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2010. – 191 с.
2. **Стоимостная** оценка нефтегазовых месторождений и участков недр: учебно-методическое пособие: [для студентов, магистрантов, аспирантов геологических и экономических факультетов вузов] / А.А. Герт, Н.А. Супрунчик, О.Г. Немова, К.Н. Кузьмина; М-во природ. ресурсов и экологии Рос. Федерации, Федер. агентство по недропользованию, Сиб. НИИ геологии, геофизики и минер. сырья. – [2-е изд., перераб. и доп.]. – Москва: Геоинформмарк, 2010. – 197 с.
3. **Филимонова И.В.** Экономическая оценка разномасштабных нефтегазовых объектов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 6. – С. 12–17.