

11. МЕТОДИКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ (ГАЗОНЕФТЯНЫХ) МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВВЕДЕНИЕ

Настоящие методические рекомендации разработаны в соответствии с "Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования" и "Методическими рекомендациями по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности" [77, 78]. В них изложены методика и порядок экономического обоснования вариантов разработки нефтяного (газонефтяного) месторождения и выбора из них наиболее рентабельного.

Методические рекомендации предполагают единый подход к оценке вариантов разработки нефтяных и газонефтяных месторождений и предназначены для всех организаций, осуществляющих проектирование разработки нефтяных месторождений, а также для лиц и организаций, проводящих экспертизу таких проектов.

Настоящие методические рекомендации содержат общие положения, основные понятия, показатели экономической оценки, выбор варианта, алгоритм расчета экономических показателей.

11.1. Общие положения.

11.1.1. В методических рекомендациях предлагается экономическую оценку вариантов разработки проводить с использованием системы показателей (см. 11.2.1), характерных для рыночной экономики, широко используемых в зарубежной, а сейчас и в отечественной практике.

11.1.2. В процессе экономической оценки будут отражены геолого-физические, технологические, технические и экологические особенности, связанные с разработкой нефтяного (нефтегазового) месторождения.

11.1.3. В экономическую оценку включаются технологические варианты разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, порядком и темпами разбуривания, методами воздействия на залежь, уровнями добываемой нефти, жидкости, вводом из бурения добывающих и нагнетательных скважин, объемом закачиваемой воды, реагентов, способами эксплуатации и др.

11.1.4. Все варианты систем разработки подвергаются экономической оценке по годам, этапам разработки (5,10,15,20 лет), а также в целом за проектный срок.

11.1.5. Экономические показатели разработки нефтяного месторождения определяются в строгом соответствии с проектируемыми по вариантам уровнями технологических показателей.

11.1.6. Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым технологическим вариантам.

11.1.7. Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

11.1.8. Для стоимостной оценки результатов и затрат могут использоваться базисные, мировые, прогнозные и расчетные цены (см. 11.2.6.).

11.1.9. Система показателей, используемая для определения эффективности проекта разработки, учитывает интересы непосредственных участников реализации проекта, а также интересы федерального и местного бюджетов.

11.1.10. В методических рекомендациях предусматривается:

- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соразмерности по экономической ценности в начальном периоде;
- учет инфляции, влияющей на ценность используемых денежных средств;
- учет рисков, связанных с осуществлением проекта;

- обоснование целесообразности участия в реализации проектов заинтересованных предприятий, банков, российских и иностранных инвесторов, федеральных и региональных органов государственного управления.

11.1.11. Для установления влияния экономических факторов на показатели эффективности разработки рекомендуется оценку технологических вариантов осуществлять в нескольких экономических вариантах, отражающих, например, различные условия сбыта добываемой продукции (внутренний, внешний рынки), изменения действующей налоговой системы (наличие льготного налогообложения или уменьшение налоговых ставок), условия начисления амортизации (традиционная система или ускоренная), различные коэффициенты дисконтирования и др.

11.1.12. Экономическую оценку вариантов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами следует проводить с учетом "Закона о недрах" [80], в котором в целях стимулирования их освоения предусматривается освобождение от выплаты трех налогов: акциза, платы за недра, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

11.1.13. Нефтедобывающее предприятие, имеющее на момент оценки проектного документа налоговые льготы, должно учитывать их в расчетах эффективности технологических вариантов разработки.

11.1.14. Методические рекомендации по экономическому обоснованию систем разработки могут быть использованы в различных проектных документах:

- проект пробной эксплуатации;
- технологическая схема (проект) опытно-промышленной разработки;
- технологическая схема разработки;
- проект разработки;
- уточненный проект разработки (доработки);
- ТЭО (добывных возможностей, коэффициента нефтеизвлечения, целесообразности ввода месторождения в разработку).

11.1.15. Экономически обоснованная величина коэффициента нефтеизвлечения определяется за период рентабельной эксплуатации объекта. За рентабельный срок принимается период получения положительных значений текущего (годового) дисконтированного потока наличности.

11.1.16. Методические рекомендации предусматривают использование программных средств для решения задач, поставленных в проектных документах.

11.2. Основные понятия.

11.2.1. Экономические критерии.

Эффективность проекта оценивается системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев.

Для оценки проекта предлагается использовать следующие основные показатели эффективности:

- дисконтированный поток денежной наличности (NPV);
- индекс доходности (PI);
- период окупаемости капитальных вложений;
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR).

В систему оценочных показателей включаются также:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти,
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

В разделе 11.3. отражено экономическое содержание упомянутых выше показателей и дается метод их расчета.

11.2.2. Инфляция.

Инфляция - это рост общего уровня цен и издержек, сопровождающийся потерей покупательной способности денежной единицы государства. Расчет показателей эффективности проектного документа рекомендуется производить в текущих ценах, т.е. с инфляционной индексацией.

11.2.3. Дисконтирование.

Дисконтирование - метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, отражающий ценность будущих поступлений (доходов) с современных позиций. При установлении значения коэффициента дисконтирования обычно ориентируются на средний уровень ссудного процента (процентной ставки). Уровень коэффициента дисконтирования может также учитывать и риск осуществляемых инвестиций.

11.2.4. Риск.

Экономический риск определяется как "опасность, возможность убытка или ущерба", т.е. потеря предприятием части своих ресурсов, недополучение доходов или появление дополнительных расходов в результате осуществления определенной производственной или финансовой деятельности.

Экономический риск в проектных документах оценивается анализом чувствительности основных показателей эффективности к изменению различных факторов (цена нефти, налоговые ставки, цены на оборудование, материалы, сырье, электроэнергию и другие элементы затрат).

11.2.5. Кредит.

Кредит - денежная ссуда, покрывающая дефицит финансовых средств предприятия, возникающий при осуществлении деятельности по производству той или иной продукции. Кредит предоставляется на условиях платности за него (процента), срочности, возвратности и других условий, на основе которых складываются отношения кредитора (как правило, банка) и должника (заемщика).

11.2.6. Цены.

Для экономической оценки вариантов разработки могут использоваться базисные, текущие (прогнозные), расчетные и мировые цены.

Под базисными понимаются цены, сложившиеся в народном хозяйстве на определенный момент времени. Базисная цена на добываемую продукцию считается неизменной в течение всего расчетного периода и может быть использована, как правило, на стадии оценки проектов пробной эксплуатации, опытно-промышленных работ, в которых расчетный период изменяется от 3 до 7 лет.

При экономической оценке технологической схемы разработки, проекта разработки обязательным является расчет экономической эффективности в текущих (прогнозных) и расчетных ценах.

Текущие (прогнозные) цены отражают изменение цены во времени и определяются с помощью годового (текущего) коэффициента инфляции (см. раздел 11.5).

Для того чтобы правильно оценивать результаты проекта, а также обеспечить сравнимость показателей проектов в различных условиях, необходимо учесть влияние инфляции на расчетные значения результатов и затрат. Для этого следует потоки затрат и результаты приводить в прогнозных (текущих) ценах, а при вычислении интегральных показателей (NPV, IRR, PI) переходить к расчетным ценам, т.е. ценам, очищенным от общей инфляции.

Расчетные цены с помощью коэффициента дисконтирования приводятся к некоторому моменту времени, т.е. соответствуют ценам в этот момент (см. 11.5.3). Приведение делается для того, чтобы при вычислении значений интегральных показателей исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменение в структуре цен.

11.3. Показатели экономической оценки.

11.3.1. Поток наличности (NPV).

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения – определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi t + At) - Kt}{(1 + E_n)^{t-tp}}$$

где

NPV - дисконтированный поток денежной наличности;

Πt - прибыль от реализации в t-м году;

At - амортизационные отчисления в t-м году;

Kt - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году.

Прибыль от реализации (Πt)

Прибыль от реализации - совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и общей суммы налогов, направляемых в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому расчетному году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$\Pi t = \sum_{t=1}^T \frac{Bt - \mathcal{E}t - Ht}{(1 + E_n)^{t-tp}}$$

где

Πt - прибыль от реализации продукции;

T - расчетный период оценки деятельности предприятия;

Bt - выручка от реализации продукции в t-м году;

$\mathcal{E}t$ - эксплуатационные затраты с амортизацией в t-м году;

Ht - сумма налогов;

E_n - норматив дисконтирования, доли ед.;

t, tp - соответственно текущий и расчетный год.

Выручка от реализации продукции (Bt) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и нефтяного газа на их объемы добычи:

$$Bt = (\Pi_n \times Q_n + \Pi_g \times Q_g),$$

где

Π_n, Π_g - соответственно цена реализации нефти и газа в t-м году;

Q_n, Q_g - соответственно добыча нефти и газа в t-м году.

11.3.2. Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR).

Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) представляет собой то значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются. Или, другими словами, это то значение норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный срок равна нулю:

$$\sum_{t=1}^T \frac{(\Pi t + At) - Kt}{(1 + IRR)^{t-tp}} = 0$$

Определяемая таким образом внутренняя норма возврата капитальных вложений сравнивается затем с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Если расчетное значение IRR равно или больше требуемой инвестором нормы дохода, инвестиции в данный проект оправданы.

11.3.3. Индекс доходности (PI).

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (Pt + At) / (1 + E_n)^{t-tp}}{\sum_{t=1}^T Kt / (1 + E_n)^{t-tp}}$$

11.3.4. Период окупаемости вложенных средств.

Период окупаемости (Пок) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{Пок} \frac{(Pt + At) - Kt}{(1 + E_n)^{t-tp}} = 0$$

где

Пок - период возврата вложенных средств, годы.

Иными словами, это тот период, за пределами которого NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

11.3.5. Капитальные вложения.

Капитальные вложения рассчитываются по годам ввода месторождения в разработку до конца разбурирования и обустройства и далее за пределами этого срока, если имеется необходимость.

Для нефтяных месторождений, обустроенных и уже введенных в разработку, определяется цель капитальных вложений в соответствии с их воспроизводственной структурой: новое строительство, расширение, реконструкция или техническое перевооружение.

Расчет капитальных вложений при составлении проектной документации для разрабатываемых месторождений, особенно если они территориально примыкают к другим месторождениям, должен осуществляться с учетом возможности использования имеющихся мощностей объектов промыслового обустройства для нужд проектируемого объекта.

Расчет капитальных вложений проводится по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на бурение скважин и промобустройство (см. 11.5.1).

Капитальные вложения в бурение скважин определяются на основе сметной стоимости 1м проходки, установленной в зависимости от глубины скважины, количества добывающих, нагнетательных и других скважин, вводимых из бурения.

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по каждому варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- оборудование для нефтедобычи;
- оборудование прочих организаций;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- комплексная автоматизация;
- электроснабжение и связь;
- промводоснабжение;
- базы производственного обслуживания;
- автодорожное строительство;
- заводнение нефтяных пластов;
- технологическая подготовка нефти;

- методы увеличения нефтеотдачи пластов;
- очистные сооружения;
- природоохранные мероприятия;
- прочие объекты и затраты.

Капитальные вложения в строительство объектов по сбору и транспорту нефти, комплексной автоматизации технологических процессов, водоснабжению промышленных объектов, электроснабжению, связи и в базы производственного обслуживания определяются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на количество нефтяных скважин, вводимых из бурения, а в заводнение нефтяных пластов - на количество нагнетательных скважин.

Капитальные вложения на подготовку нефти, очистные сооружения рассчитываются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на вводимую в данном году мощность по добыче нефти и очистке.

Капитальные вложения на инфраструктуру рассчитываются в процентном отношении к сумме затрат на нефтепромысловое строительство. Затраты на природоохранные мероприятия исчисляются в процентах от общей суммы капитальных затрат, включая стоимость буровых работ.