

Корепанова Крестина Николаевна

магистрант, Удмуртский Государственный университет, г. Ижевск

Korepanova Krestina Nikolaevna

Graduate Student, Udmurt State University, Izhevsk

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Аннотация

Статья посвящена экономической оценке эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на зрелых месторождениях России. В работе подробно рассматривается поэтапная методика проведения такой оценки, начиная с геолого-технологического моделирования и расчета инкрементальной (дополнительной) добычи, заканчивая расчетом ключевых инвестиционных показателей и анализом рисков. В статье описана структура капитальных и реверс затрат, характерных для проектов МУН, а также формулы для расчета чистого дисконтированного дохода (NPV), внутренней нормы доходности (IRR), дисконтированного индекса рентабельности (DPI) и дисконтированного срока окупаемости (DPP). Особое внимание уделено сравнительному анализу этих показателей и их роли в принятии инвестиционных решений.

Annotation

The article is devoted to the economic assessment of the effectiveness of the application of enhanced oil recovery methods (EOR) in mature fields in Russia. The paper discusses in detail the step-by-step methodology for conducting such an assessment, starting with geological and technological modeling and calculating incremental (additional) production, and ending with calculating key investment indicators and analyzing risks. The article describes the structure of capital and reversion costs specific to EOR projects, as well as the formulas for calculating net present value (NPV), internal rate of return (IRR), discounted profitability index (DPI), and

discounted payback period (DPP). Special attention is given to the comparative analysis of these indicators and their role in investment decision-making.

Ключевые слова: Методы увеличения нефтеотдачи (МУН), экономическая эффективность, зрелые месторождения, чистый дисконтированный доход (NPV), внутренняя норма доходности (IRR), дисконтированный срок окупаемости (DPP).

Keywords: Methods of increasing oil recovery (IOR), economic efficiency, mature fields, net present value (NPV), internal rate of return (IRR), and discounted payback period (DPP).

На сегодняшний день все больше крупных месторождений России, особенно в ключевых нефтедобывающих регионах, таких как Западная Сибирь и Волго-Уральская провинция, находятся на поздней стадии разработки. Для этих зрелых месторождений характерны высокий уровень выработки запасов (превышающий 70-80%), прогрессирующее обводнение продукции и снижение добычи традиционными методами.

В этих условиях применение методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) перестает быть альтернативной технологией и становится необходимостью для поддержания уровня добычи, максимизации конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) и обеспечения рентабельности эксплуатации месторождений. Однако проекты, связанные с внедрением МУН, отличаются значительными капитальными и операционными затратами, технологическими рисками и длительными сроками окупаемости. Следовательно, ключевой задачей для нефтедобывающих компаний становится не только техническая возможность применения того или иного метода, но и его комплексная экономическая оценка, определяющая целесообразность и эффективность инвестиций.

Оценка экономической эффективности МУН представляет собой комплексный процесс, направленный на определение целесообразности

инвестиций в конкретные технологии с учетом всех связанных с ними рисков и неопределенностей. Ключевая особенность методики – необходимость сравнивать не просто «доходы» и «расходы», а дополнительные доходы от применения МУН с дополнительными затратами на их реализацию. Основой для сравнения является базовый сценарий, который прогнозирует разработку месторождения без применения оцениваемых методов.

Оценка инвестиционной привлекательности проекта МУН проводится путем сравнения денежных потоков варианта «без проекта» и потоков, формируемых в рамках «базового» варианта разработки нефтяного месторождения. Денежные потоки, не связанные с достижением запланированных целей оцениваемого проекта, в оценке не учитываются. Расчет строится только на инкрементальных денежных потоках, которые возможно рассчитывать по каждому виду расходов или доходов, либо сравнить суммарные денежные потоки по двум сценариям.

На 1 этапе происходит формирование технологической и геологической модели: анализ геолого-физических характеристик пласта (проницаемость, неоднородность, остаточная нефтенасыщенность и др.) для выбора наиболее подходящей технологии МУН. С помощью гидродинамического моделирования строится прогноз добычи для двух сценариев:

- Базовый сценарий – разработка традиционным методом
- Сценарий с применением МУН – разработка с внедрением оцениваемой технологии.

По формуле (1) определяем расчет дополнительной добычи.

$$\Delta Q = Q_{\text{МУН}} - Q_{\text{базовый}} \quad (1)$$

Где $Q_{\text{МУН}}$ – добыча нефти с применением МУН;

$Q_{\text{базовый}}$ – добыча нефти при традиционной разработке.

На 2 этапе рассчитывают капитальные и инвестиционные некапитальные затраты - реверс. К капитальным затратам относят затраты на оборудование (насосные станции, установки подготовки реагентов, компрессоры и др.); стоимость бурения новых и капитального ремонта существующих скважин;

затраты на модернизацию инфраструктуры (трубопроводы, ЛЭП); стоимость проектирования, НИОКР и геологического моделирования. К реверс затратам относят стоимость реагентов (полимеры, ПАВ, щелочи, газ); затраты на электроэнергию для закачки; расходы на обслуживание оборудования, мониторинг и лабораторные исследования.

На 3 этапе прогнозируют денежные потоки. Выручку от дополнительной добычи считают по формуле (2):

$$\text{Выручка} = \Delta Q \cdot \text{цена нефти} \quad (2)$$

По формулам (3) и (4) определяется операционный денежный поток и чистый денежный поток соответственно:

$$OCF = \text{Выручка} - OPEX - \text{Налоги} \quad (5)$$

$$CF_{\text{период}} = OCF - REVEX_{\text{период}} \quad (4)$$

На 4 этапе рассчитывают показатели экономической эффективности. По формуле (5) определяется чистый дисконтированный доход:

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{NCF_n}{(1+r)^{(n-1)+0.5}} \quad (6)$$

где:

NCF – величина чистого денежного потока (т.е. все денежные притоки за вычетом всех денежных оттоков) в n -период;

r - утвержденная ставка дисконтирования;

n - n -ый шаг расчетного периода;

N - последний шаг расчетного периода.

NPV является мерой дополнительной стоимости (ценности), создаваемой проектом, т.е. только за счет реализуемых изменений на существующем активе или мероприятиях для целей создания новых активов. При сравнительном анализе проектов необходимо учитывать, что NPV является абсолютным показателем величины дополнительной стоимости (ценности) и не в достаточной мере учитывает влияние масштаба и степени эффективности проекта. Поэтому, нельзя использовать NPV как единственный критерий выбора между различными проектами.

Также необходимо отметить, что при сопоставлении альтернативных проектов и рассмотрении распределения средств в портфеле, при всех прочих равных или аналогичных условиях, выбирается проект с наибольшим значением NPV.

IRR (внутренняя норма доходности) определяется как ставка дисконтирования r , при которой NPV проекта становится равным нулю:

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{NCF_n}{(1+r)^{(n-1)+0.5}} = 0 \quad (7)$$

IRR используется для сравнения между собой проектов/программ по степени эффективности. Помимо этого, в ситуациях, когда текущая краткосрочная стоимость капитала значительно превышает ставку дисконтирования, определенный уровень IRR может использоваться как ставка отсечения при рассмотрении бизнес-проектов.

Тем не менее, IRR нельзя считать единственным показателем экономического анализа для принятия решения по бизнес-проекту. Основная причина заключается в том, что общей целью является максимизация долгосрочной стоимости для акционеров в условиях ограниченного объема капитала, доступного для реализации проектов. Фокус на максимизацию выгод в краткосрочном периоде (высокий показатель IRR), может потенциально привести к упущенным возможностям, которые обеспечили бы создание стоимости для акционеров в более длительной перспективе (например, при меньшем показателе IRR, но большем NPV).

DPI (дисконтированный индекс рентабельности) рассчитывается как отношение суммарной текущей стоимости будущих денежных потоков по проекту за исключением инвестиций к суммарной приведенной стоимости инвестиций по проекту по формуле (6):

$$DPI = \frac{NPV + PVI}{PVI} = \frac{NPV}{PVI} + 1 \quad (8)$$

$$PVI = \sum_{n=1}^N \frac{Inv_n}{(1+r)^{(n-1)+0.5}} \quad (9)$$

где:

PVI - приведенная стоимость всех инвестиций;

Inv_n - объем инвестиций для осуществления проекта/программы в n -период;

r - утвержденная ставка дисконтирования;

n - n -ый шаг расчетного периода;

N - последний шаг расчетного периода.

Исходя из формулы данного показателя, бизнес-проект эффективен, если $DPI \geq 1$.

Показатель DPI наиболее полезен при оценке однотипных бизнес-проектов.

DPP (период окупаемости с учетом дисконтирования) выражает в годах период времени с даты осуществления первых инвестиций до момента, когда накопленный дисконтированный денежный поток впервые становится положительным ($NPV > 0$).

При прочих равных показателях проекта (NPV , DPI , IRR), чем раньше наступает срок окупаемости, тем более привлекателен проект. В свою очередь, чем позже наступает срок окупаемости, тем более рискованным является бизнес-проект, так как его ценность генерируется в более отдаленном будущем и с более высокой неопределенностью. Оценка DPP особенно актуальна для проектов с высокой неопределенностью допущений, например, проектов выхода на новые рынки, применения новых технологий и т.п., по которым экономическая оценка проводится с существенными допущениями в прогнозе показателей.

Несмотря на преимущества этого показателя, показатель DPP игнорирует все потоки наличности после наступления срока окупаемости. В результате показатель DPP показывает неполную картину, поэтому при принятии инвестиционного решения обязательно учитывать три остальных показателя.

На 5 этапе определяем чувствительность проекта к изменениям ключевых параметров и оценка рисков. Для начала определяем ключевые факторы риска: цена на нефть, величина дополнительной добычи, стоимость реагентов,

капитальные затраты. На основе этих факторов строим графики, показывающие, как изменение одного из них влияет на NPV.

Определяем точку безубыточности, то есть рассчитываем минимальную цену на нефть или минимальный объем дополнительной добычи, при котором $NPV = 0$.

Экономическая оценка применения МУН на зрелых месторождениях — это комплексный анализ, балансирующий между технологическим потенциалом (сколько дополнительной нефти можно добыть) и финансовой реализуемостью (по какой цене и с какими затратами).

Успех такого проекта определяется не только правильным выбором технологии, но и:

- Точностью геологической модели.
- Благоприятной макроэкономической конъюнктурой (цены на нефть).
- Поддерживающей государственной налоговой политикой.
- Умением компании управлять рисками и затратами.

Для многих зрелых месторождений России, МУН — это не просто возможность увеличить добычу, а единственный способ значительно продлить их жизненный цикл и сохранить рентабельность.

Литература

1. Методические указания по выполнению выпускной квалификационной работы для студентов специальности 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии», направленность 21.05.06.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». / сост. С.Ю. Борхович, С.Б. Колесова, В.Р. Драчук и др. – Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет», 2021. – 104 с.
2. Кудинов В. И. Основы нефтегазопромыслового дела: учеб. для вузов по направлению "Нефтегазовое дело" рек. МО РФ / В. И. Кудинов. - Москва: Ин-т компьютер. исслед.; Ижевск: Удмуртский университет, 2008. - 727 с

3. Дополнение к Технологической схеме разработки X нефтяного месторождения Удмуртской республики: Отчет/ ЗАО «ИННЦ». – Ижевск, 2021.
4. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов обуч. по спец. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» рек. МО РФ / Ю. П. Желтов. - М.: Недра, 1998. – 364 с
5. Кутяшова Е.В., Скобелева О.А., Данилин О.Е. – РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ПРАКТИКИ производственная, преддипломная. - Ижевск: 2023 с.

Literature

1. Guidelines for the completion of the final qualifying work for students of the specialty 21.05.06 "Oil and Gas Engineering and Technologies", specialization 21.05.06.01 "Development and Operation of Oil and Gas Fields". / compiled by S.Yu. Borkhovich, S.B. Kolesova, V.R. Drachuk, et al. – Izhevsk: Udmurt University Publishing Center, 2021. – 104 p.
2. Kudinov V. I. Fundamentals of oil and gas industry: textbook. for universities in the field of "Oil and gas business" rec. Ministry of Defense of the Russian Federation / V. I. Kudinov. - Moscow: In-t computer. research; Izhevsk: Udmurt University, 2008. - 727 p.
3. to the Technological scheme for the development of the X oil field of the Udmurt Republic: The report/ CJSC "INNTS". – Izhevsk, 2021.
4. Zhelтов Yu. P. Development of oil fields: textbook for universities training. on special. "Development and operation of oil and gas fields" river. MO RF / Yu. P. Zhelтов. - М.: Nedra, 1998. – 364 p.
5. Kutyashova E.V., Skobeleva O.A., Danilin O.E. – WORKING PROGRAM OF PRACTICE production, pre-diploma. - Izhevsk: 2023 p.