

ЭКОНОМИКА

УДК 33.658+338.45+66

ББК 65.05

Б 406

ГВУЗ «Прикарпатский национальный университет имени Василия Стефаника»

Безуглый Алексей Юрьевич

e-mail: redactor@ipmi-russia.org

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

В статье разработана комплексная функционально-ориентированная система показателей, характеризующая эффективность использования факторов производства, регулирования процессов и операций нефтегазодобывающих предприятий.

Bezuglyi A.Yu.

e-mail: redactor@ipmi-russia.org

ESTIMATION OF THE ECONOMIC EFFICIENCY OF OIL AND GAS ENTERPRISES

We propose the comprehensive functional-oriented system of indicators characterizing the efficiency of the factors of production, management processes and operations of oil and gas enterprises.

Ключевые слова: экономическая эффективность, оценка, нефтегазодобывающее предприятие, производственная мощность

Keywords: economic efficiency, estimation, oil and gas enterprise, production capacity

Функционирование нефтегазодобывающих предприятий происходит в рамках вертикально-интегрированных компаний при значительном государственном регулировании. В этих условиях возникает "конфликт интересов", решение которого сказывается на эффективности их деятельности. Объективно возникает необходимость поиска новой концепции управления формированием и использованием производственной мощности в контексте повышения эффективности функционирования нефтегазодобывающих предприятий. Новая концепция требует более достоверных теоретических положений и методических подходов с использованием имеющихся информационных ресурсов, а также должна предусматривать создание механизма регулирования производственных процессов при решении поставленных технико-экономических задач.

Исследованию различных аспектов функционирования нефтегазодобывающих предприятий посвящены труды таких ученых, как: А.Ф. Андреев, В.Ф. Дунаев, В.Д. Зубарева [1], А.Е. Алтунин, М.В. Семухин [2], О.Б. Брагинский [3], Я.С. Витвицкий [4], Н.А. Волынская, М.В. Пленкина, А.А. Сильванский [5], Л.П. Гужновский, В.В. Арбузов [7], Н.А. Данилюк, У.Я. Витвицкая [9], И. Иванченко [10], И. Мазур [13] и др.

Известные методы и модели оценки эффективности функционирования предприятий не обеспечивают проведения адекватного оперативного анализа и контроля над производственной системой, поскольку рассматривают не все аспекты эффективности, которые необходимо измерять и контролировать. Поэтому комбинированная система показателей эффективности функционирования должна объединить финансовые, технико-технологические, социально-экономические показатели и обеспечить их сопоставимость по всем функциональными подразделениями, отражая их вклад в создание предпосылок для стабильного экономического развития предприятия.

Теоретические и практические результаты исследования получены посредством методов системного анализа и моделирования.

Целью статьи является анализ действующих методических подходов к оценке экономической эффективности деятельности нефтегазодобывающих предприятий и разработка комплексной функционально-ориентированной системы показателей, характеризующей эффективность использования факторов производства, регулирования процессов и операций нефтегазодобывающих предприятий.

Объектом исследования являются процессы функционирования нефтегазодобывающих предприятий. Предметом исследования являются теоретические и методологические положения и соответствующий инструментарий оценки экономической эффективности деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

Фактически определение эффективности производства состоит в оценке его результатов. Такими результатами могут быть объемы произведенной продукции в натуральном или стоимостном (по оптовым ценам или по себестоимости) выражении или прибыль. Но сама по себе величина этих результатов не позволяет делать выводы об эффективности или неэффективности работы предприятия, поскольку неизвестно, какой ценой получены эти результаты. Отсюда для получения объективной оценки эффективности предприятия необходимо также учесть оценку тех расходов, которые позволили получить те или иные результаты.

Процесс производства осуществляется через сочетание факторов, его определяющих: средств труда (основные фонды), предметов труда (оборотные фонды), рабочей силы (трудовые ресурсы). Кроме того, существенное влияние на производство имеет финансовое состояние предприятия, а также определенные организационные, управленческие, технологические и другие преимущества, которые отображаются как нематериальные ресурсы. Поэтому за оценку расходов логично взять оценку всех перечисленных ресурсов. Исходя из этого, можно дать следующее определение эффективности: эффективность предприятия представляет собой комплексную оценку конечных результатов использования основных и оборотных фондов, трудовых и финансовых ресурсов и нематериальных активов за определенный период времени.

Общая методология определения экономической эффективности заключается в отношении результата производства к затраченным ресурсам (издержкам), т.е. полученного экономического эффекта к затратам на его достижение [4,5].

Эффект – это результат от любого мероприятия, чаще всего выражается денежной суммой в виде чистого дохода или прибыли.

Составляющие экономического эффекта: прибыль от производственно-эксплуатационной деятельности, снижение себестоимости за счет экономии материально-технических ресурсов, прирост объема продаж, повышение уровня использования производственных мощностей, сокращение сроков строительства, рост срока службы основных фондов,

повышение фондоотдачи, рост производительности труда, ускорение оборачиваемости оборотных средств, прибыль от лицензий и внедрения патентов и ноу-хау и т.п.

Экономический эффект может быть потенциальным или фактическим (реальным, коммерческим). Научно-технический эффект характеризует количество внедренных научно-технических средств, рост удельного веса прогрессивных технологических процессов и новых информационных технологий, повышение коэффициента автоматизации и организационного уровня производства и труда, количество патентов или авторских свидетельств и т.п.

При этом следует иметь в виду, что обычно перечень ресурсов предприятия, определяющих его эффективность, не является исчерпывающим, то есть в конкретных условиях на эффективность деятельности предприятия могут оказывать существенное влияние другие факторы. Но для среднестатистического предприятия, действующего в условиях рынка, учета указанных факторов гарантирует получение наиболее адекватной оценки состояния дел на предприятии.

Вообще же вопрос о том, что считать результатами производства, а что - издержками, которые обусловили появление этих результатов, является дискуссионным. Ученые-экономисты выдвинули немало предложений относительно решения этого вопроса. Наиболее обоснованные точки зрения можно объединить в рамках следующих трех подходов:

1) ресурсный, когда экономический результат сопоставляется с экономической оценкой производственных ресурсов, применяемых при производстве;

2) затратный, когда экономический результат сравнивается с текущими издержками, которые непосредственно связаны с его достижением;

3) ресурсно-затратный, представляющий собой определенный компромисс между двумя предыдущими. При этом учитывается как определенная оценка имеющихся ресурсов, так и оценка текущих издержек. Однако применение этого подхода должно быть очень взвешенным и осторожным, ведь возникает проблема двойного счета, а также значительного влияния отраслевых особенностей производства [4, 13].

Каждый из этих подходов имеет свои преимущества и недостатки, и целесообразность применения того или иного из них определяется конкретными обстоятельствами и поставленными задачами.

Особую роль в нефтедобыче отводятся решению проблем повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, созданию передовых технологий полного извлечения запасов и других мероприятий по интенсификации добычи нефти, которые приводят к увеличению темпов добычи нефти на поздних стадиях разработки месторождений.

В процессе разработки месторождений объемы внедрения методов увеличения нефтеизвлечения и издержки на их проведение постоянно увеличиваются. Приросты добычи нефти за счет мер по повышению нефтеотдачи пластов по различным технологиям и другие показатели технико-экономической эффективности разработки месторождений постоянно меняются, что создает трудности по оценке эффективности.

Определение экономической эффективности мероприятий по внедрению новой техники, передовой технологии относится к числу сложных проблем экономической науки. От правильного и объективного оценивания экономической эффективности любого научно-технического мероприятия зависят объемы его внедрения и распространения на нефтегазодобывающих предприятиях. Это относится также и к работам по внедрению мероприятий по повышению нефтеотдачи, которые являются основными средствами в процессах стабилизации добычи нефти при эксплуатации месторождений на поздней стадии разработки.

Многие исследователи посвящают свои работы проблеме экономической оценки мероприятий по стабилизации добычи нефти, определению роли изучаемых процессов для улучшения технико-экономических показателей нефтедобывающего предприятия, установлению экономического эффекта и выявления на этой основе благоприятных условий для применения методов увеличения нефтеизвлечения [2,5,10,11,12,14].

В настоящее время при оценке эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП) не установлено общего критерия, выраженного в стоимостных или натуральных показателях, а оценки эффективности осуществляется по отдельным показателям: прироста добычи нефти, уменьшение обводненности, снижение себестоимости добычи нефти, увеличение приемистости нагнетательных скважин, сокращение непроизводительной закачки воды и других [13].

Методы оценки экономической эффективности при проведении мероприятий по интенсификации добычи нефти, повышение нефтеизвлечения пластов прошли определенную эволюцию. Но на всех этапах совершенствования методических положений основополагающим моментом оставалось обоснованное определение затрат или себестоимости добычи нефти в результате проведенных мероприятий.

В современных условиях существует необходимость постоянного контроля над экономическими показателями работы каждой скважины с целью выявления нерентабельных скважин по месторождению, нефтегазодобывающему предприятию и определение их влияния на финансовое состояние нефтяной компании. Это нужно для принятия обоснованных решений по эффективному использованию фонда добывающих скважин. В связи с этим необходимо отметить, что так называемую "скважинную" себестоимость можно и нужно использовать для определения эффективности воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) по отдельным скважинам, исследовательских работах, определении экономически целесообразных границ эксплуатации высокообводненных и низкодебетных скважин, а также для отдельных видов анализа по эксплуатации скважин.

Среди методических подходов определения себестоимости добычи нефти по скважинам можно выделить методический прием [4], основанный на распределении всех затрат нефтедобывающего предприятия за тремя основными факторами: объемом добываемой жидкости, действующим фондом скважин и объемом добычи нефти. Формула расчета себестоимости 1 т нефти по конкретной скважине имеет вид

$$C = S F + S,$$

где C - себестоимость добычи нефти по скважине, руб./т; S - удельные затраты, которые зависят от добычи жидкости и состоят из затрат на добычу нефти, искусственное воздействие на пласт, сбор и транспортировку нефти, подготовку нефти и части затрат на содержание и эксплуатацию оборудования, руб./т; F - содержание (доля) нефти в добываемой жидкости; S - удельные затраты, зависящие от добычи нефти, и состоящие из налогов, входящих в себестоимость добычи нефти (плата за недра), руб./т.

Из практики работы нефтяных компаний известно много случаев, когда проведение методов ПНП на истощенных месторождениях приводят к тому, что себестоимость дополнительно добытой нефти выше в сравнении с себестоимостью в целом по нефтегазодобывающему предприятию.

Сегодня затраты на проведение методов ПНП высоки за счет ухудшенных условий разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации, необходимости проведения значительного количества исследовательских и подготовительных работ. Поэтому определение эффективности новых методов путем сравнения себестоимости добычи нефти к действию на ПЗП и себестоимости дополнительно добытой нефти может привести к ошибочному выводу о нецелесообразности данного вида работ. В таких случаях эффективность проведенных методов ПНП целесообразнее определять не из-за экономии эксплуатационных издержек или условной цены продукции, а через прирост чистого денежного потока, который получает предприятие в результате дополнительно добытой нефти.

Претендуя на комплексность оценивания мероприятий НТП, методические рекомендации фактически рассматривали только стоимостную сторону эффективности. Годом, к которому приводились все результаты и затраты, принимался год перед началом реализации мероприятия НТП, хотя правильнее было бы осуществлять приведение к текущему моменту времени.

Именно при таком подходе обеспечивается единая временная размерность экономических оценок альтернативных вариантов капиталовложений.

Характерной особенностью мероприятий по ПНП является временной лаг между началом осуществления мероприятия и моментом завершения получения дополнительного дохода, соответствующий межремонтному периоду скважин. Поэтому основным недостатком большинства методов является игнорирование неравноценности одинаковых сумм поступлений и платежей в различные периоды времени. Очевидно, что все экономические показатели реализации мероприятий, направленных на восстановление продуктивности скважин, в будущем должны быть откорректированы с учетом снижения ценности денежных ресурсов на завершающей стадии мероприятия НТП по мере увеличения периода. С этой целью для экономического анализа реализации результатов внедрения мероприятий на скважинах должны использоваться методы оценки экономической эффективности с учетом фактора времени, или так называемые динамические.

Основными принципами действующих методик определения стоимости запасов и ресурсов полезных ископаемых месторождения или участка недр являются [10,13]:

- принцип возврата инвестированного капитала на основе показателя денежного потока, формируемого за счет чистой прибыли и суммы амортизационных отчислений;
- принцип учета фактора времени при приведении к настоящей стоимости капитальных вложений и денежных потоков в период эксплуатации объекта.

Основными экономическими показателями в Положении о порядке технико-экономического обоснования кондиций для подсчета запасов месторождений нефти и газа являются [4]: накопленный чистый дисконтированный денежный поток (ЧДДП), внутренняя норма доходности, индекс доходности, период окупаемости капитальных вложений с учетом фактора времени.

Накопленный дисконтированный денежный поток является суммой чистой прибыли от реализации продукции и амортизационных отчислений, уменьшенной на сумму капитальных вложений, и определяется как сумма годовых денежных потоков, приведенных к настоящему времени.

Если величина ЧДДП имеет положительное значение, то инвестиционный проект является целесообразным. Чем больше величина ЧДДП, тем выше эффективность мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов. Отрицательное значение данного показателя указывает на то, что заданная норма прибыли не обеспечивается и мероприятие является неэффективным, убыточным.

Важным вопросом при определении ЧДДП является определение норматива приведения разновременных денежных потоков к настоящему времени (ставки дисконтирования). Существует множество различных методик и рекомендаций по определению данного норматива, а именно метод кумулятивного построения, модель оценки капитальных активов, метод дисконтирования потока дивидендов, метод экстракции из данных о сделках на фондовом рынке, арбитражная модель, метод средневзвешенной стоимости капитала [4,10].

Распространенным в Украине является метод кумулятивного построения, согласно которому инвестор сопоставляет доходность данной инвестиции с доходностью, на которую он может рассчитывать, вложив свои средства в активы с минимальным уровнем риска. Понятно, что доходность рискованных инвестиций должна быть больше, чем доходность нерискованных инвестиций, поскольку именно прирост доходности является компенсацией за относительно высокую степень риска.

Базовой принимается норма дохода так называемых «нерискованных активов» - долгосрочных правительственных облигаций со сроком погашения 10 и более лет, поскольку именно данный вид инвестиций считается менее рискованным или активы, которые являются самыми доступными и требуют минимального менеджмента от инвестора. С этой точки зрения в условиях Украины наиболее целесообразно базовой использовать норму дохода краткосрочных депозитных вкладов в свободно конвертируемой валюте. Суммарная премия за риск учитывает компенсацию систематического риска, характерного для всего рынка капиталов; компенсацию несистематических, специфических рисков, присущих вложениям средств в различные виды инвестиционных проектов по поиску, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений; инфляцию, налогообложения, привлечения заемных средств [10].

Следует отметить, что при расчетах технико-экономических обоснований инвестиционных проектов в практике ОАО «Укрнафта» за ставку дисконта принимают величину учетной ставки НБУ. Понятно, что такое приближенное значение ставки дисконтирования влияет на полученные результаты, ведь чувствительность расчетов к этой величине достаточно велика. При расчете ставки дисконта наибольшей проблемой является учет специфических рисков, которые существуют на разных стадиях поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Я.С. Витвицкий [4] разработал методику, которая позволяет определять ставки дисконта на основных этапах и стадиях разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, учитывая базовые нормы дохода, риски изменения базовой нормы дохода, совокупность природно-геологических факторов и корректировки на инфляцию.

Преимуществом использования ЧДДП является относительная простота и наглядность расчетов, непротиворечивый характер критерия, позволяющего осуществлять достоверное определение экономического эффекта различных мероприятий, наличие свойства аддитивности, т.е. возможности суммирования эффекта от различных мероприятий.

Недостатками показателя при определении эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов является значительная зависимость величины критерия от выбранной величины норматива приведения разновременных денежных потоков. При достаточно высоком уровне ставки дисконта денежные потоки, отдаленные во времени, имеют незначительное влияние на величину ЧДДП. Данный показатель является неприемлемым для сравнения мероприятий по одинаковой величине ЧДДП, но с разной капиталоемкостью.

Относительно внутренней нормы доходности (ВНД), то это величина ставки дисконта (r), при которой накопленная сумма дисконтированных притоков денежного потока равна накопленной сумме дисконтированных оттоков денежного потока, а ЧДДП, накопленный за весь срок пользования недрами оцениваемого геологического объекта, равен нулю. При этом для всех значений r , превышающих ВНД, ЧДДП должен быть отрицательным, а для всех значений r , меньших ВНД, – положительным. Если не выполняется хотя одно из приведенных условий, ВНД невозможно определить [13].

Срок окупаемости капиталовложений – отрезок времени в расчетном периоде от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент определяется в задании на разработку технико-экономического обоснования кондиций.

Моментом окупаемости считается тот наиболее ранний шаг в расчетном периоде, после которого накопленный чистый денежный поток становится и в дальнейшем остается положительным.

При расчете данного показателя необходимо учитывать, что не существует единого нормативного периода окупаемости инвестиций, тем более для мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов. Недостатком данного показателя является то, что он не учитывает денежные потоки после реализации мероприятия. Для мероприятий с длительным периодом технологического эффекта после периода полной окупаемости затрат может быть получена величина ЧДДП значительно больше, чем по мероприятиям с относительно коротким периодом окупаемости. Аналогично данный показатель не может быть применен для оценки мероприятий с одинаковыми сроками окупаемости, но с разными периодами реализации. Поэтому этот показатель не следует применять для сравнения экономической эффективности методов ПНП.

Приемлемым для оценки эффективности методов повышения нефтеизвлечения является абсолютный показатель прироста ЧДДП при проведении того или иного мероприятия. Но для расчета данного показателя требуется значительное количество исходных данных и выполнения трудоемких расчетов.

В методе ЧДДП неопределенность всегда приводит к уменьшению стоимости проекта. Чем больше неопределенность, тем больше риски, выше ставка дисконтирования и тем меньше экономический эффект от проведенного мероприятия. Но там, где самые большие опасности, там и самые благоприятные возможности. Это обуславливает применение к оценке инвестиционных проектов (мероприятий по ПНП) теории реальных опционов, а именно модифицированной модели Блэка-Шоулза-Мертонса [4]. Реальные опционы дают возможность учитывать изменения в принятии управленческих решений в будущем согласно новым условиям и поступающей дополнительной информации. Причем возможности принимать и изменять решения в будущем количественно оцениваются именно в момент анализа, поэтому данный метод заслуживает популяризации в управлении проектами по ПНП.

Для упрощения расчетов существуют также экспресс методы оценки экономической эффективности методов ПНП. В качестве основного критерия принимают дополнительную прибыль нефтедобывающего предприятия от использования методов ПНП, определяемую по формуле

$$P = V - BV - ВУП - ЧП - КО,$$

где V - выручка от реализации дополнительной нефти; BV - издержки на внедрение технологии, включая оплату лицензий на использование авторского права; ВУП - условно-переменные затраты на добычу и подготовку нефти; ЧП - налоговые платежи; КО - коммерческие расходы по реализации нефти.

Однократные затраты на внедрение технологии, относящиеся к реальным инвестициям, приравниваются к текущим издержкам.

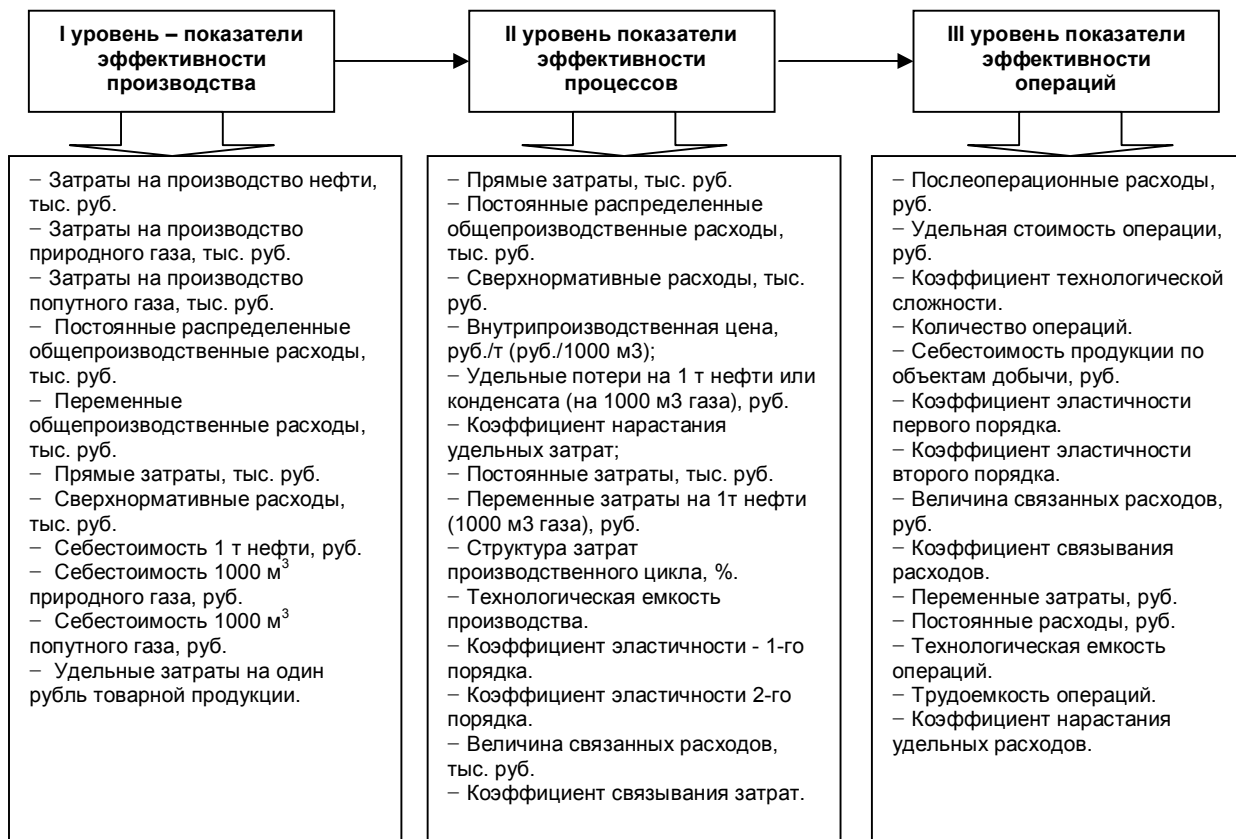
Экономия, полученная за счет проведения мероприятий за весь эффективный период эксплуатации скважины на улучшенном режиме без вычета затрат на проведение работ, должна быть больше затрат на проведение методов ПНП.

Большое количество работ посвящено также определению экономической целесообразности проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти. В работе [13] экономически целесообразными считают работы при условии, что себестоимость дополнительно добытой нефти (СД) ниже или равна себестоимости продукции предприятия (СП) без проведения данных работ. Но применение данного критерия возможно при получении значительного прироста суточного дебита нефти и существенного снижения дебита воды возможно только при эксплуатации высокодебитных скважин. К тому же затраты на проведение мероприятий достаточно высоки, поэтому данный критерий не будет способствовать расширению объемов данных работ, а даже их сокращению. Также стоит отметить, что границы экономической целесообразности интенсификации добычи нефти зависят от величины цены реализации нефти.

Учитывая наличие значительных недостатков, имеющих место в методиках оценки экономической эффективности методов увеличения нефтеизвлечения, можно сделать вывод о необходимости их совершенствования. Различные сочетания природных факторов влияют на полноту извлечения нефти из недр, размер инвестиционных ресурсов, степень риска и показатели эффективности разработки. Это обуславливает целесообразность применения комплексного подхода к оценке методов повышения нефтеизвлечения с использованием не только экономических, но и технико-технологических факторов.

Для нефтегазодобывающего предприятия предлагается трехуровневая система показателей, характеризующих себестоимость на уровне предприятия в целом, его структурных подразделений - цехов (производства) и на функциональных уровнях (рис. 1).

Трехуровневая система показателей эффективности производства и регулирования процессов и операций. Рис. 1.



Анализ этих расходов позволяет определить основные тенденции изменения себестоимости и ее структуры, позволяет более подробно рассмотреть показатели второго уровня и определить факторы, влияющие на изменение операционных издержек. При определении себестоимости реализованной продукции и удельных затрат на единицу или 1 руб.

стоимости продукции следует учитывать сопутствующие (сопряженные) издержки. Сопутствующие издержки связаны с транспортом, подготовкой, реализацией и другими вспомогательными процессами.

Сопутствующие издержки могут расти в процессе укрупнения производства в связи с расширением границ потребления добытой продукции, а также из-за роста количества источников сырья и радиуса их расположения. Перечень сопутствующих затрат следует ограничить теми, которые оказывают существенное влияние на себестоимость продукции предприятия.

Анализируют показатели второго уровня формирования операционных затрат по центрам ответственности (производственным функциям): добычей нефти и газа; сбором, хранением и транспортировкой нефти и газа; поддержанием пластового давления; водоснабжением; сжатым газом; ремонтом эксплуатационного оборудования; прокатом эксплуатационного оборудования; электроснабжением; ремонтом электрооборудования; обслуживанием и ремонтом контрольно-измерительных приборов; текущим ремонтом скважин; капитальным ремонтом скважин.

Таким образом, традиционные системы показателей эффективности функционирования нефтегазодобывающих предприятий не позволяют оценивать эффективность регулирования производственных мощностей отдельных операций или процессов. Разработана трехуровневая функционально-ориентированная система показателей эффективности нефтегазодобывающих предприятий, включающая показатели себестоимости, характеризующие формирование и целесообразность затрат в добычи нефтегазоконденсата. Разработанная система показателей формирует балльную оценку, которая используется при определении коэффициента сравнительной эффективности, по которому определяются процессы и операции для регулирования использования и формирования производственных мощностей.

Установлено, что вполне обоснованно рассматривать эффективность деятельности нефтегазодобывающих предприятий как категорию, характеризующую конечный полезный результат от применения средств производства и труда, отдачу совокупных вложений, то есть, ее можно охарактеризовать как комплексную оценку конечных результатов использования основных и оборотных фондов, трудовых и финансовых ресурсов и нематериальных активов за определенный промежуток времени.

Оценка экономической эффективности производства требует комплексного, системного подхода, то есть, когда объект рассматривается со всех сторон как единое целое, а не как простая сумма элементов, его составляющих.

Библиография:

1. Андреев А.Ф. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности / А.Ф. Андреев, В.Ф. Дунаев, В.Д. Зубарева. М.: Нефть и газ, 1997. - 341с.
2. Алтунин А.Е. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях / А.Е. Алтунин, М.В. Семухин: Монография. Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2004. – 296 с.
3. Брагинский О.Б. Современное состояние и тенденции развития мировой нефтегазовой промышленности / О.Б. Брагинский // Нефть, газ и бизнес. - 2010. - №9. - С. 18-23.
4. Витвицкий, Я.С. Экономическая оценка горного капитала нефтегазовых компаний: научная монография / Я.С. Витвицкий. – Ивано-Франковск: ИФНТУНГ, 2007. - 431 с.
5. Вольнская Н.А. Экономическая эффективность освоения нефтяных ресурсов: оценка и регулирование / Н.А. Вольнская, М.В. Пленкина, А.А. Сильванский. СПб: Недра, 2009. - 152с.
6. Воронкова А.Э. Диагностика состояния предприятия: теория и практика: монография / А.Е. Воронкова. - М.: Изд-во «ИНЖЕК», 2008. - 520 с.
7. Гужновский Л.П. Некоторые вопросы оценки нефтяного потенциала России / Л.П. Гужновский, В.В. Арбузов // ВНИИОЭНГ, 2008. № 12.
8. Гужновский Л.П. Планирование добычи нефти и подготовки запасов / Л.П. Гужновский, С.Е. Казаков. – Москва: Недра, 1989. – 190 с.
9. Данилюк Н.А. Состояние и перспективы развития нефтегазодобывающей отрасли Украины и необходимость инвестирования как фактор ее экономического роста / Н.А. Данилюк У.Я. Витвицкая // Энергетика: экономика, технологии, экология. - М.: Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт», 2001. - № 3. - С. 14-16.
10. Иванченко И. Методические подходы к оценке экономической эффективности методов увеличения нефтеизвлечения / И. Иванченко // Галицкий экономический вестник. - 2012. - № 6 (39). - С. 41-52.
11. Интегрированная система оперативного оценки затрат буровых предприятий: монография / И. Г. Фадеева, Н. А. Данилюк; Ивано-Франковск. нац. техн. ун-т нефти и газа, Каф. экономики п-ва. - Киев: Издатель Супрун В.П., 2009. - 170 с.
12. Кульчицкий И.И. Экономические механизмы оптимизации производственного потенциала нефтегазодобывающих предприятий / И.И. Кульчицкий // Вестник Хмельницкого национального университета. - Хмельницкий. - № 4, Т.3 (138), 2009. - С.42 - 48.
13. Мазур И. Механизм обеспечения экономической эффективности функционирования нефтегазодобывающих предприятий: монография / И. Мазур. - Ивано-Франковск: Симфония форте 2011. - 296 с.
14. Рыбич И.И. О повышении эффективности использования запасов нефти и газа в Украине / И.И. Рыбич, Д.А. Егерь, Ю.А. Зарубун, Б.Л. Крупский // Нефтяная и газовая промышленность. 2004. - № 1. - С. 5-8.5. Yurinov M. N. Ob innovatsionnykh podkhodakh k razvitiyu ekonomicheskikh protsessov. V sb. Innovatsionnyy potentsial RK. Petrozavodsk. Izvo «Pakoniya».2009. S.8-13.