Буренина И. В., Гамилова Д. А.

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Адрес статьи: www.gramota.net/materials/1/2007/4/10.html

Статья опубликована в авторской редакции и отражает точку зрения автора(ов) по рассматриваемому вопросу.

Источник

Альманах современной науки и образования

Тамбов: Грамота, 2007. № 4 (4). С. 37-40. ISSN 1993-5552.

Адрес журнала: www.gramota.net/editions/1.html

Содержание данного номера журнала: www.gramota.net/materials/1/2007/4/

© Издательство "Грамота"

Информация о возможности публикации статей в журнале размещена на Интернет сайте издательства: www.gramota.net

Вопросы, связанные с публикациями научных материалов, редакция просит направлять на адрес: almanac@gramota.net

затраты на геолого-разведочные работы и бурение, лицензионная и патентная политика, научные исследования и разработки, инвестиции в производственное оборудование и т.д.

Кооперативная стратегия позволяет увеличить стоимость компании за счет изменения формы или способов взаимодействия головной компании с группой принадлежащих ей компаний (степень децентрализации, в том числе, принятие решения о поглощении или сохранении самостоятельного юридического статуса у дочерней компании; контроль и координация), связей между дочерними компаниями (кооперация), а также определяет систему отношений между головной компанией и другими акционерами дочерних компаний, с поставщиками, дистрибьюторами и дилерами, с конкурентами (ассоциации, альянсы, совместные предприятия и т.д.).

Три вида стратегий взаимосвязаны между собой, поэтому решения или изменения, внесенные в одну из стратегий, оказывают влияние на другие, и поэтому они должны учитываться и согласовываться между собой. Например, приобретения компаний вертикально-интегрированной нефтяной компанией, с одной стороны, изменяют состав портфеля, с другой — усиливают конкурентные преимущества.

Вертикальная интеграция играет важную роль в нефтегазовом бизнесе. Она представляет собой сочетание различных производственных процессов внутри одной компании или группы компаний, которые могут осуществляться в нескольких географических районах: от разведки нефтяных и газовых месторождений до добычи углеводородов, их дальнейшей переработки и реализации конечному потребителю («от скважины до бензоколонки»). Компании, выполняющие подобные работы, называются сервисными компаниями. Они позволяют добиваться более эффективного выполнения соответствующих функций в основном бизнесе нефтяной компании.

Вертикальная интеграция позволяет компаниям снижать бизнес-риски, увеличивая их рыночную и экономическую стоимость.

Степень вертикальной интеграции измеряется с помощью показателя вертикальной интеграции, представляющего собой отношение годового объема добытых жидких углеводородов к годовому объему переработанных.

$$K_{ви} = \frac{добыча_{внутр}}{переработка_{внутр}}$$

В таблице представлены результаты расчета коэффициента вертикальной интеграции по Российским нефтяным компаниям в динамике за 1996-2005 гг.

Таблица 1. Расчет вертикальной интеграции у российских нефтяных компаний

Компания	Год									
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Лукойл	2,64	2,83	3,17	2,87	2,54	2,77	2,20	2,30	2,36	2,37
ТНК-ВР	1,95	2,05	1,95	1,60	1,61	2,67	2,67	3,03	3,26	4,35
Сургутнефтегаз	2,17	2,29	2,21	2,19	2,54	2,77	3,32	3,46	3,74	3,49
Газпромнефть	1,19	1,12	1,32	1,30	1,37	1,55	1,95	2,28	2,37	3,16
Славнефть	1,93	1,71	1,55	1,24	1,12	1,29	1,37	1,51	1,80	1,88
Роснефть	2,11	1,85	1,87	1,77	2,18	2,47	1,98	2,49	2,59	2,32

Самый высокий показатель вертикальной интеграции у компании «Славнефть». Самый низкий показатель у ТНК-ВР. Это связано с наращиванием производственных мощностей в области добычи нефти.

Показатель вертикальной интеграции по крупнейшим в мире нефтяным компаниям составляет 0,5-0,6, что говорит о большой доле переработки.

В связи с этим стратегия вертикальной интеграции позволяет компаниям компенсировать относительно слабые, с точки зрения прибыли, области производственной деятельности — сгладить неравномерность поступающих денежных потоков и прибыли, возникающих при колебаниях цен на нефть.

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Буренина И. В., Гамилова Д. А.
Уфимский государственный нефтяной технический университет

Финансовая устойчивость нефтегазодобывающего предприятия в значительной степени зависит от эффективного использования фонда добывающих скважин.

В этой связи, в разработке рациональной системы недропользования решающим фактором выступает

выбор оптимальной динамики эксплуатации скважин во времени, что в конечном итоге, сводится к определению целесообразности дальнейшей эксплуатации каждой скважины [1].

В связи с этим в исследовании предлагается авторский подход, основанный на построении алгоритма принятия решений о дальнейшей целесообразности работы скважин (рис.1).

Данный алгоритм состоит из семи этапов и содержит комплексную оценку необходимости отключения маржинальных (высокообводненных и малодебитных) скважин, основанную на совместной работе технологических, экологических и экономических служб предприятия для учета всего комплекса факторов.

На первом этапе, при выявлении скважин, подлежащих оценке, должны быть определены значения критериев маржинальности – пороговые значения обводненности и дебита нефти скважин, которые определяются индивидуально по каждому месторождению.

Следующие 2 этапа содержат оценку экономической эффективности эксплуатации маржинальных скважин, включающую определение и анализ себестоимости добычи нефти конкретной скважины (2 этап) и расчет затрат, которые могли бы высвободиться при ее остановке (3 этап).

Скважины считаются нерентабельными, если величина прибыли после уплаты всех налогов и платежей отрицательна. Однако это не значит, что все нерентабельные скважины должны быть выведены из эксплуатации. Эксплуатация скважины становится неоправданной в том случае, если высвобождаемые при остановке этой скважины затраты больше выручки от реализации продукции, добываемой этой скважиной [2].

На втором этапе оценка рентабельности работы добывающей скважины проводится сравнением отпускаемой цены 1 тонны нефти и ее себестоимости. Очевидно, что в случае, когда себестоимость оказывается больше отпускаемой цены, то эксплуатация скважины нерентабельна.

Рисунок 1. Алгоритм принятия решений о целесообразности эксплуатации скважин

Для определения себестоимости добычи нефти для конкретной скважины воспользуемся формулой:

$$C = \frac{(З_1 + З_2)}{Q_H} \qquad (1)$$

где $З_1$ – расходы на эксплуатацию скважины, не зависящие от способа эксплуатации, включающие расходы по искусственному воздействию на пласт, амортизацию скважин, оплату труда производственных

рабочих, затраты на технологическую подготовку нефти, затраты на сбор и транспортировку нефти, цеховые, общепроизводственные, прочие и коммерческие затраты;

$З_2$ – расходы, зависящие от способа эксплуатации, включающие расходы на электроэнергию по извлечению нефти, эксплуатационные затраты;

$Q_н$ – годовая добыча нефти.

Расходы на энергию по извлечению нефти по механизированному фонду рассчитываются по фактически сложившимся в конкретном предприятии удельным затратам электроэнергии на подъем жидкости с корректировкой их на соотношение глубин анализируемой скважины и средней по предприятию или исходя из мощности установленного на скважине электродвигателя, коэффициента его загрузки и дебита скважины.

Расходы на оплату труда производственных рабочих и ЕСН включают в себя зарплату производственных рабочих, находящихся в ведении цехов по добыче нефти и газа, занятых на работах по обслуживанию нефтяных, газовых, контрольных, наблюдательных скважин, групповых приводов, замерных установок и отчисления на социальные нужды. Расходы по данному пункту распределяются равномерно.

Расходы по искусственному воздействию на пласт распределяются равномерно на весь эксплуатационный фонд. В составе данной статьи затраты на электроэнергию могут быть исчислены через расчет перевода жидкости в пластовые условия. Для расчета затрат на закачку на каждую скважину необходимо определить объем возмещаемой жидкости на объем добытой.

Цеховые расходы включают в себя затраты, связанные с управлением и организацией цехов основного производства.

Общепроизводственные расходы – затраты, связанные с управлением предприятием и организацией производства в целом (ФОТ АУП, связь, транспорт, услуги цехов, налоги (транспортный налог, аренда земли, водный налог), прочие расходы. Данные затраты равномерно распределяются на весь добывающий фонд скважин.

Прочие производственные расходы включают НДПИ. Налог на добычу полезных ископаемых зависит от объема добычи нефти.

Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования, включают в себя затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией наземного и подземного оборудования скважин, а также ремонта скважин (ТРС, смена ЭЦН, БНКТ и азот, КРС, ремонт НКТ, промысловые-геофизические работы, содержание цеха АСУП). Для правильного отражения себестоимости конкретной скважины, затраты на ремонт должны быть определены по конкретным скважинам.

На 3 этапе высвобождаемые затраты на 1 т. нефти могут быть рассчитаны в виде двух слагаемых:

$$З_В = \frac{(З_1^В + З_2^В)}{Q_Н} \qquad (2)$$

где $З_1В$ - высвобождаемые затраты при отключении скважины, не зависящие от способа эксплуатации, включающие расходы по искусственному воздействию на пласт, оплату труда производственных рабочих, затраты на технологическую подготовку нефти, затраты на сбор и транспортировку нефти, цеховые, общепроизводственные, прочие и коммерческие затраты;

$З_2В$ - высвобождаемые затраты при отключении скважины, зависящие от способа эксплуатации, включающие расходы на электроэнергию по извлечению нефти, эксплуатационные затраты;

Причем, цеховые и общепроизводственные затраты учитываются без амортизации основных средств и фондов. Следует учесть, что затраты на амортизацию скважин являются высвобождаемыми только при консервации скважины [1].

После определения экономически неэффективных скважин, на четвертом этапе на скважинах должны быть проведены исследования и проведен анализ их состояния для выявления причин низкой эффективности работы каждой из них. На основании исследований четвертого этапа определяется устранимость причин нерентабельной работы скважины.

Если причины неустранимы (геологические, технические, технологические), принимается решение об остановке скважины (7 этап). Таким образом, остановка скважины будет оправдана, поскольку проведенные расчеты и исследования показали нецелесообразность ее эксплуатации.

При установлении устранимости причин, необходимо разработать мероприятия по улучшению технико-экономических показателей работы скважин. Однако до их проведения необходимо определить их эффективность, возможные экологические риски и затраты, рассчитать точку безубыточности при эксплуатации скважины после проведения мероприятий.

Таким образом, на пятом этапе определяется технологическая, экологическая и экономическая целесообразность проведения мероприятий по выводу скважины из нерентабельной эксплуатации.

При известных планируемых значениях затрат на добычу, дебитов нефти и жидкости по скважинам, ввода новых скважин и средней цены на нефть на плановый год, представляется возможным рассчитать рентабельный объем годовой добычи скважин (точку безубыточности).

Точка безубыточности рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{\sum Зпост}{(Цн - Зперем)} \qquad (3)$$

где $Ц_н$- цена нефти, тыс.руб/т.

Σ $З_{пост}$ – сумма постоянных затрат на добычу нефти, тыс.руб.;

$З_{перем}$ – удельные переменные затраты на добычу нефти, руб/т.

Постоянные затраты включают затраты на поддержание пластового давления, амортизацию скважин, затраты на оплату труда, цеховые и общепроизводственные расходы.

Удельные переменные затраты определяются суммированием затрат электроэнергии на подъем 1 тонны жидкости, налога на добычу полезных ископаемых в тонне добытой нефти, затрат на технологическую подготовку тонны нефти, затрат на сбор и транспортировку и коммерческих затрат с учетом коэффициента потерь нефти для каждого из процессов.

Исходя из того, что точка безубыточности представляет собой годовой объем добычи нефти, при известных значениях суточного дебита, можно рассчитать время работы скважин, при котором ее эксплуатация перестанет быть нерентабельной (6 этап).

Таким образом, в проведенном исследовании сформирован механизм принятия решения об остановке нерентабельных скважин, обеспечивающий комплексную оценку целесообразности их эксплуатации.

Список использованной литературы

Гамилова Д. А. Управление фондом скважин на основе комплексной оценки эффективности их эксплуатации [Электронный ресурс]: электрон. науч. журн. / Нефтегазовое дело. - Электрон. журн. - Уфа 2007. - Режим доступа к журн.: http://www.ogbus.ru/authors/Gamilova/Gamilova_1

Зайнутдинов Р. А., Крайнова Э. А. Теория и практика экономической оценки повышения эффективности нефтегазодобывающего производства: Монография.- М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 384 с.

Хисамутдинов Н. И. Разработка нефтяных пластов в поздней стадии - М.: ВНИИОЭНГ. 2004. - Т. 1. - 252 с.

Хуснуллин Л. Н., Хуснуллин А. Л. Оценка предела рентабельности эксплуатации нефтяных скважин, УГНТУ, ВНИИЦ «Нефтегазтехнология», г. Уфа. С. 36-37.

УЧЕТ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Буренина И. В., Герасимова М. В.

ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

В условиях рыночной экономики при полной самостоятельности хозяйствующих субъектов, возрастающей роли финансовых ресурсов в топливно-энергетическом комплексе России целью каждой компании становится ее стабильное развитие. Это предопределило необходимость реформирования электроэнергетики.

Стратегической задачей реформирования является перевод электроэнергетики в режим устойчивого развития на базе применения прогрессивных технологий и рыночных принципов функционирования [Воропаева 2006: 11]. В связи с запланированным ростом ВВП повышаются требования к энергетическому комплексу, при этом динамика развития отросли будет зависеть от наличия соответствующего экономического потенциала.

Экономический потенциал энергетических компаний представляет собой стоимостную оценку имеющихся ресурсов, дальнейшее использование которых определяется степенью устойчивости финансового положения компаний.

Динамичность развития энергетики России требует, с одной стороны, увеличения собственности, а значит, увеличения экономического потенциала, с другой стороны обеспечения устойчивости финансового положения энергетических компаний для недопущения банкротства. Эти задачи должны решаться комплексно, для чего и необходима разработка новых подходов к управлению в энергетике с позиции приращения экономического потенциала.

Возможности любого экономического субъекта или его потенциал, в рыночных условиях хозяйствования определяются различными факторами.

На основе изученной экономической литературы в области теории экономического потенциала в исследовании была предложена классификация факторов, влияющих на экономический потенциал энергетических компаний, основанная на десяти принципах их разделения:

1. Объективные и субъективные.

К объективным факторам, которые не зависят от деятельности компаний, относятся: изменение цен на основные ресурсы (газ, уголь, мазут), природно-климатические условия и отраслевые факторы.

Субъективные факторы напрямую зависят от результата работы энергетических компаний.

2. Материальные и нематериальные активы.

К материальным активам относятся факторы, оказывающие решающее влияние на хозяйственную деятельность.

Все остальные факторы являются нематериальными активами: наличие собственного раскрученного