

## **ПРОБЛЕМЫ ВОСПРОИЗВОДСТВА МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В РОССИИ**

**Н.Е. Царёва<sup>1</sup>, И.Д. Галузинский<sup>2</sup>**

<sup>1,2</sup>Тверской государственной университет, Тверь

Актуальность темы исследования обусловлена научной и практической значимостью проблем, связанных с эффективностью эксплуатации минерально-сырьевой базы нефтегазовых компаний. Высокая эффективность затрат на управление и эксплуатацию минерально-сырьевой базы является основой долгосрочного устойчивого развития нефтегазодобывающих компаний. Цель исследования состоит в рассмотрении проблем воспроизводства минерально-сырьевой базы предприятий нефтегазового комплекса России: природных, административных и экономических. Показаны существенные различия в управлении минерально-сырьевой базой отечественных и зарубежных предприятий, что сказывается на эффективности затрат компаний на эти цели.

**Ключевые слова:** *эффективность деятельности предприятий, национальная экономика, воспроизводство минерально-сырьевой базы.*

Нефтегазовая отрасль – перспективная индустрия не только на просторах постсоветского пространства, но и в других частях мира. Крупнейшие предприятия нефтегазовой отрасли России: «ЛУКойл»; «ТНК»; «Роснефть»; «Сургутнефтегаз»; «Газпром». Самой крупной нефтяной компанией в России является «ЛУКойл». Компания занимается не только разведывательными работами, добычей ресурсов, но и переработкой ископаемых в топливо, реализацией нефтепродуктов. По разведанным запасам нефти «ЛУКойл» занимает первое место в мире.

«Роснефть» – также один из лидеров на нефтяном рынке. Основной вид деятельности компании – поиск, разведка, добыча, переработка ресурсов и реализация нефтяной, газовой продукции на территории государства и за его пределами. В сфере добычи газа на данный момент господствует ПАО «Газпром». Организация является самым крупным в мире структурным образованием по добыче природного газа, владеет самой протяженной системой газопроводов. Монополия обеспечивает страну топливом примерно на 94 %.

Большинство месторождений на территории России находятся на четвертой, завершающей стадии разработки, для которой характерна высокая, более 90%, обводненность продукции, что сопровождается большими затратами на поддержание добычи. Для большинства крупных месторождений, разрабатываемых более 20 лет, характерна проблема бездействующего фонда скважин и экологическое состояние регионов разработки, ведущее к увеличению эксплуатационных издержек.

Объем доказанных запасов нефти Российской Федерации 49 млрд баррелей (4,8 % мировых запасов). На территории насчитывается более 2000 нефтяных и нефтегазовых месторождений на 36 территориях из 89 субъектов Российской Федерации, в 30 из них ведется добыча углеводородного сырья.

На долю вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) – крупнейших национальных корпораций, на финансово-экономической основе объединяющих в себе функции по поиску, разведке, добыче, переработке, транспортировке, сбыту и маркетингу нефти и нефтепродуктов, приходится более 90 % добычи углеводородов в России.

Динамика минерально-сырьевой базы нефтяных компаний определяется совокупностью следующих факторов [3]:

- приростом запасов и ресурсов в результате проведения геологоразведочных работ;
- переоценкой запасов и ресурсов при проведении геофизических исследований по объектам;
- применением инновационных технологий добычи, приводящих к росту коэффициента извлекаемых запасов;
- уточнением (корректировкой) запасов и ресурсов по мере накопления геолого-геофизической информации об эксплуатируемом объекте;
- изменением объёма рентабельных запасов под влиянием мировых цен на нефть.

Все источники физического прироста запасов также подвержены влиянию ценовых колебаний, так как в большинстве зарубежных классификаций минерально-сырьевая база характеризуется объёмом рентабельных запасов углеводородов.

Причинами проблем с воспроизводством минерально-сырьевой базы в России являлось бурное развитие на протяжении длительного периода добывающих отраслей, которое происходило за счет исчерпания резерва запасов, созданного еще в советское время. В настоящее время нефтяные компании приобретают лицензии на пользование недрами месторождений на самых ранних стадиях геологической изученности, что значительно повышает неопределенность принимаемых решений.

Кроме того, отмена отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы в 2001 г. привела к существенному сокращению геологоразведочных работ.

Можно выделить следующие группы проблем воспроизводства МСБ: 1) природные, или технологические (выход на малоизученные и удаленные территории с неразвитой инфраструктурой; увеличение доли трудноизвлекаемых запасов; относительная дороговизна новых методов воздействия на пласт, обводненность нефтяных залежей);

2) административные (ограничение субъектного состава участников работ);

3) экономические (значительное удорожание добычи).

Для выявления существенных различий в управлении воспроизводством и освоением минерально-сырьевой базы компании разделены на две группы (1-я группа – зарубежные нефтегазовые компании; 2-

я группа – российские нефтегазовые компании) с существенными различиями в стратегиях управления минерально-сырьевой базой:

- средний срок истощения доказанных запасов углеводородов у крупнейших зарубежных компаний составляет в среднем 14 лет, что существенно ниже, чем у российских компаний (20 лет);

- значительный разрыв в значениях чистой прибыли на единицу добываемого сырья (удельной чистой прибыли). Для зарубежных компаний интервал колебаний чистой прибыли от деятельности по разведке и добыче углеводородов на 1 баррель нефтяного эквивалента добытого сырья составляет 16–36 долл./б. н. э. В то время как для второй группы данный показатель не превышает 16 долл./б. н. э.;

- бизнес первой группы характеризуется большей доходностью на единицу запасов углеводородов. На один баррель нефтяного эквивалента активных запасов углеводородов у зарубежных компаний приходится 1,2– 4,1 долл./б. н. э. чистой прибыли, что существенно превышает показатели компаний второй группы (российские компании), у которых данный показатель не выше 1,4 долл./б. н. э.;

- зарубежные компании расходуют на восполнение запасов в среднем 12 % выручки от разведки и добычи. Доля выручки сектора Upstream, направляемая на воспроизводство запасов во второй группе, не превышает 6 %;

- компании первой группы (зарубежные компании) стремятся максимизировать экономическую эффективность операций. Компании второй группы в большей степени нацелены на максимизацию объема извлекаемых запасов.

- коэффициент извлечения нефти компаниями США, Норвегии значительно превосходят соответствующие показатели второй группы;

- стоимость возмещения запасов углеводородов в среднем по первой группе компаний составляет 19,6 долл./б. н. э., а у отечественных компаний – 4,5 долл./б. н. э..

Выявлено, что деятельность зарубежных вертикально-интегрированных компаний обеспечивает большую финансовую эффективность эксплуатации месторождений с точки зрения их собственной доходности. Необходимо учитывать, что российские компании ориентированы на поставку нефти и газа на внешний рынок и вынуждены платить высокие экспортные пошлины. При этом большинство зарубежных нефтяных компаний не обладают такой мощной минерально-сырьевой базой. Обеспеченность добычи запасами по международным стандартам у отечественных компаний выше, чем у зарубежных. Однако структура минерально-сырьевой базы отечественных компаний в большей степени включает низкорентабельные запасы, в результате такие запасы не могут обеспечить высоких темпов истощения без значительных инвестиций. Явным признаком наличия малорентабельных запасов углеводородов в структуре активов российских нефтяных компаний является широкий размах колебаний оценок запасов.

Стоимость нефтяной компании действительно базируется на ее запасах, но учитывая длительность реализации инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности, увеличение объемов запасов до бесконечности не увеличивает до бесконечности стоимость компании. Это

обусловлено тем, что большие объемы запасов на балансе требуют серьезных капиталовложений, которые «замораживаются» на длительный срок. Рентабельность разработки запасов очень чувствительна к колебаниям цен на нефть.

В основе традиционного подхода по оценке эффективности мероприятий по воспроизводству сырьевой базы и эффективности применения дорогостоящих методов нефтеотдачи лежит оценка будущих дисконтированных денежных потоков от исчерпания заданного объема запасов и затраты на «дополнительно» добытые объемы ресурсов. Применение данного подхода эффективно при долгосрочном планировании инвестиционной программы в области геологоразведки, так как его объектом исследования является рентабельность вложений в отдельный проект или группу проектов.

Для выработки эффективной системы проведения мероприятий, направленных на снижение эксплуатационных затрат и увеличения нефтеотдачи, при долгосрочном планировании необходимо понимать в каком состоянии, на каком этапе развития и с какой эффективностью работает сейчас организация, иметь четкие цели относительно желаемого состояния и реализовать необходимые меры для получения необходимого результата.

Проведение проектов по увеличению нефтеотдачи объектов разработки для нефтегазодобывающего предприятия (НГДП) является рискованной деятельностью. Первичными источниками неопределенности методов увеличения нефтеотдачи являются геологические (эффективная толщина продуктивного пласта, нефтенасыщенность и т.д.), а также технологические факторы. Другими источниками неопределенности для НГДП являются финансово-экономические. Хотя затраты на методы увеличения нефтеотдачи (МУН) согласно действующему Налоговому законодательству РФ относят на себестоимость произведенной продукции, по экономическому содержанию – это затраты, направленные на восстановление работоспособности объектов разработки – являются инвестиционными затратами. Затраты на МУН на объекте разработке следует рассматривать как инвестиционный проект и делать оценку экономической эффективности этих затрат по формуле чистого дисконтированного дохода ( $NPV_{ij}$ ) [1]:

$$NPV_{ij} = \begin{cases} -K_{ij} + \sum_{t=1}^T \frac{[P - (VC_{jt} + SORT_t + TP)] \cdot \Delta Q_{ij} \cdot k_t}{(1 + RD)^t}, & WC_1 \geq WC_0 \\ -K_{ij} + \sum_{t=1}^T \frac{[P - (VC_{jt} + SORT_t + TP)] \cdot \Delta Q_{ij} \cdot k_t + \Delta Q_{wtj}^t \cdot C_{wt} \cdot k_t}{(1 + RD)^t}, & WC_1 < WC_0 \end{cases}$$

где  $K_{ij}$  – единовременные затраты на проведение мероприятия по МУН,  
тыс.руб.;

$P$  – трансфертная цена реализации нефти, руб./т;

$VC_{jt}$  – условно-переменные затраты на добычу нефти на  $j$ -ом объекте разработки в месяц  $t$ , руб./т;

$SORT_t$  – налог на добычу полезных ископаемых в месяц  $t$ , руб./т;

$TP$  – налог на прибыль, доли ед.;

$C_{wt}$  – условно-переменные затраты, приходящиеся на добычу 1 м<sup>3</sup> жидкости (воды) в месяц  $t$ , руб./тыс. м<sup>3</sup>;

$\Delta Q_t, \Delta Q_{wt}$  – дополнительная добыча нефти (тыс.т) и ограничение попутно добываемой воды (тыс. м<sup>3</sup>) за счет  $i$ -го вида МУН на  $j$ -ом объекте разработке в месяц  $t$ ;

$k_t$  – коэффициент, учитывающий неравномерность прироста добычи нефти и ограничения водопритока, доли ед.;

$RD$  – месячная ставка дисконтирования, доли ед.;

$T$  – нормативная продолжительность технологического эффекта МУН, мес.;

$i$  – номер МУН;  $j$  – номер объекта разработки;  $t$  – номер месяца,  $T1, t$

$WC_0, WC_1$  – обводненность нефти до и после проведения МУН, %.

Из формулы (1) следует, что к экономическим факторам, влияющим на эффективность реализации проекта по МУН, относятся затраты на МУН, трансфертная цена реализации на нефть для нефтегазодобывающих предприятий, условно-переменные затраты на добычу нефти и жидкости, налог на добычу полезных ископаемых. Следовательно, изменения этих параметров в ходе реализации проекта по МУН могут существенно повлиять на его эффективность.

Примером месторождения находящегося на завершающей стадии разработки считается Самотлорское [2]. Высокая обводненность продукции составляет одну из главных проблем разработки Самотлорского месторождения. Более 1300 скважин работают с обводненностью продукции 93–99 %. Следует отметить, что себестоимость подъема 1 м<sup>3</sup> жидкости составляет 26 руб/м<sup>3</sup>. Поэтому на сегодняшний день одна из самых актуальных проблем Самотлора – это снижение количества потребляемой электроэнергии, затрачиваемой для подъема скважинной продукции на поверхность.

Можно выделить следующие основные затратнообразующие факторы, влияющие на формирование затрат на добычу нефти: добыча жидкости и нефти; количество действующих скважин; количество эксплуатационных скважин.

Все затраты на добычу нефти можно подразделить на 3 группы.

1. Затраты, зависящие от добычи жидкости и нефти;
2. Затраты, зависящие от количества действующих скважин;
3. Затраты, зависящие от фонда эксплуатационных скважин (прочие постоянные затраты).

В целях эффективного управления запасами углеводородов необходимо планировать размер инвестиций в воспроизводство минерально-сырьевой базы на таком уровне, чтобы это не приводило к отрицательной динамике

экономической прибыли компаний, учитывая проведение проектов по увеличению нефтеотдачи.

Вместе с тем в условиях высокой волатильности на рынке углеводородных энергоносителей *выбор критериев* для оптимизации системы оценки эффективности эксплуатации месторождений является одной из первостепенных задач.

В связи с этим на сегодняшний день актуальными для исследований являются следующие направления:

- изучение зарубежной практики в области анализа финансовой эффективности управления и эксплуатации минерально-сырьевой базы нефтегазовых компаний;

- разработка инструмента принятия эффективных управленческих решений в области эксплуатации и воспроизводства минерально-сырьевой базы на основе количественных методов анализа, который позволяет соотнести показатели добычи и прироста запасов углеводородов с затратами на проведение мероприятий по снижению затрат на эксплуатацию и увеличению нефтеотдачи, учитывая финансовые результаты компаний и динамику цены на нефть;

- анализ существующих практик по долгосрочному планированию, учитывающий применение технологий по увеличению нефтеотдачи, снижающих эксплуатационные затраты.

- разработка комплексного инструмента для эффективного планирования оптимального ежегодного размера вложений в реализацию проектов по снижению обводненности, увеличению нефтеотдачи и воспроизводству минерально-сырьевой базы за счет доразведки, прирост добычи и извлекаемых запасов углеводородов с целью улучшения финансовых результатов от деятельности по разведке и добыче углеводородов.

### **Список литературы**

1. Рамазанов Д.Н. Оценка экономической и геологической неопределенностей проектов по увеличению нефтеотдачи //Нефтегазовое дело. 2007. URL: <http://www.ogbus.ru>
2. Ермолов Б.А., Цыкин И.В., Леонова Л.В. О модели себестоимости добычи нефти URL: [http://www.oil-info.ru/arxivps/Mod\\_seb.pdf](http://www.oil-info.ru/arxivps/Mod_seb.pdf)
3. Исаева Н.С. Оценка эффективности управления ресурсами и запасами углеводородов нефтегазовыми компаниями: автореферат дис. ... кандидата экономических наук: 08.00.05. М., 2016. 24 с.

### **PROBLEMS OF REPRODUCTION OF MINERAL-RAW MATERIAL BASE OF OIL AND GAS COMPANIES IN RUSSIA**

**N.E. Tsareva<sup>1</sup>, I.D. Galuzinsky<sup>2</sup>**

<sup>1,2</sup> Tver state University, Tver

The relevance of the research topic is due to the scientific and practical significance of the problems associated with the efficiency of the mineral resource base of oil and gas companies. High efficiency of management and operation costs of the mineral resource base is the basis for long-term sustainable development of oil and gas companies. The purpose of the study is to consider the problems of reproduction of mineral resources of oil and gas enterprises in Russia: natural, administrative and economic. Significant differences in the management of the mineral resources base of domestic and foreign enterprises are shown, which affects the cost efficiency of companies for these purposes.

**Keywords:** *efficiency of enterprises, national economy, reproduction of mineral resources.*

*Об авторах:*

ЦАРЁВА Наталья Евгеньевна – кандидат экономических наук, доцент кафедры финансов, Тверской государственной университет (170000, г. Тверь, ул. Желябова, д. 33), e-mail: [tsarevane@mail.ru](mailto:tsarevane@mail.ru)

ГАЛУЗИНСКИЙ Илья Дмитриевич – аспирант 3-его года обучения кафедры финансов, Тверской Государственный Университет, e-mail: [i.galuzinsky@gmail.com](mailto:i.galuzinsky@gmail.com)

*About the authors:*

CARYOVA Natal'ya Evgen'evna – Philosophy Doctor in Economics, Candidate of Economic, Associate Professor, Department of Finance, Tver State University (33, Zhelaybova St., Tver, 170000), e-mail: [tsarevane@mail.ru](mailto:tsarevane@mail.ru)

GALUZINSKIY Il'ya Dmitrievich – aspirant of 3<sup>rd</sup> year of study, department of finance, Tver State University, e-mail: [i.galuzinsky@gmail.com](mailto:i.galuzinsky@gmail.com)

### **References**

1. Рамазанов Д.Н. Оценка экономической и геологической неопределенностей проектов по увеличению нефтеотдачи //Нефтегазовое дело. 2007. URL: <http://www.ogbus.ru>
2. Ермолов Б.А., Цыкин И.В., Леонова Л.В. О модели себестоимости добычи нефти URL: [http://www.oil-info.ru/archivps/Mod\\_seb.pdf](http://www.oil-info.ru/archivps/Mod_seb.pdf)
3. Исаева Н.С. Оценка эффективности управления ресурсами и запасами углеводородов нефтегазовыми компаниями: автореферат дис. ... кандидата экономических наук: 08.00.05. М., 2016. 24 с.