

**В.В.НАУМОВА**, аспирантка, *vikanaumova90@ya.ru*

**А.Е.ЧЕРЕПОВИЦЫН**, д-р экон. наук, профессор, *alekseicherepov@inbox.ru*

*Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург*

**V.V.NAUMOVA**, post-graduate student, *vikanaumova90@ya.ru*

**A.E.CHEREPOVITSYN**, Dr. in ec., professor, *alekseicherepov@inbox.ru*

*National Mineral Resources University (Mining University), Saint Petersburg*

## ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАСКОНСЕРВАЦИИ ЮМАНТЫЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Дана краткая характеристика Юмантыльского месторождения, геологическая характеристика района работ. Выполнена экономическая оценка расконсервации месторождения, представлены основные методы интенсификации добычи углеводородов. Рассмотрены основные показатели эффективности проекта, нормативы капитальных и эксплуатационных затрат, а также приведена характеристика налоговой системы, действующей на момент написания статьи.

**Ключевые слова:** экономическая эффективность проекта, оценка текущих затрат, дисконтированный денежный поток, инвестиции.

## ECONOMIC EFFICIENCY OF THE YUMANTYLSKY OIL-GAS CONDENSATE FIELD DEGREASING

The short characteristic of the Yumantylsky field, geological characteristics of the area of works is given. The economic assessment of degreasing of a field is executed, the main methods of an intensification of production of hydrocarbons are presented. The main indicators of efficiency of the project, standards of a capital and operational expenditure are considered, and also the characteristics of the tax system operating at the moment of whiting of article is provided.

**Key words:** economic efficiency of the project, an assessment of the current expenses, the discounted cash flow, investments.

Юмантыльское месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в пределах одноименного лицензионного участка.

В физико-географическом отношении площадь участка расположена в южной части Пур-Тазовской провинции. Ближайшим населенным пунктом является г.Тарко-Сале – районный центр, расположенный в 45 км к юго-западу от Юмантыльского месторождения.

Месторождение открыто в 1989 г. испытанием поисковой скважины 926П. Пробная

эксплуатация на месторождении начата в 2001 г., в 2003 г. был составлен проект пробной эксплуатации Юмантыльского месторождения.

Проектом предусмотрена подготовка газа и конденсата Юмантыльского месторождения на установке низкотемпературной сепарации (УНТС) Восточно-Таркосалинского месторождения. Давление на входе УНТС на момент составления технологической схемы не позволяло осуществлять транспорт продукции скважин с Юмантыльского месторождения. Кроме этого, отработка месторождения нерентабельна из-за

неподтвержденных запасов. В связи с этим было решено законсервировать данное месторождение.

Но переоценка месторождения в 2006 г. обозначила следующие проблемы:

1) перевод запасов углеводородов пласта БП14 из категории С2 в С1;

2) получение дополнительной информации в результате испытаний и газодинамических исследований пластов БП11 и БП12 в скважине № 925;

3) изменение запасов газа и конденсата по пласту БП12 в 2010 г.;

4) изменение структуры запасов обуславливает необходимость корректировки проектных решений.

В настоящее время с целью реализации проектных решений и вывода скважин из бездействия ведется подготовительная работа по реконструкции скважин № 925 и 1э и забуривания боковых стволов с горизонтальным окончанием с проходкой по пласту не менее 200-250 м, что позволит увеличить вскрытую продуктивную мощность по залежам и повысит эксплуатационные характеристики скважин.

Исходя из геолого-физических параметров продуктивных пластов на месторождении рассмотрены следующие технологии интенсификации добычи и повышения газотдачи.

1. Бурение скважин с горизонтальным окончанием. Общеизвестными преимуществами этого метода являются возможность сокращения числа скважин в 2-3 раза и снижение объема капитальных вложений, увеличение текущей добычи углеводородов и конденсатоотдачи за счет повышения коэффициента охвата, возможность ввода в разработку залежей с низкопроницаемыми и неоднородными коллекторами, залежей, подстилаемых водой, а также снижением пластовых потерь конденсата.

2. Зарезка боковых горизонтальных стволов. В настоящее время зарезкам боковых стволов (ЗБГС) на разрабатываемых месторождениях уделяется повышенное внимание в связи с возможностью вскрыть новые пропластки и зоны со слабодренлируемыми запасами при меньших капитальных затратах.

При помощи ЗБГС можно решить следующие задачи:

- ввод в эксплуатацию бездействующих, обводненных и аварийных скважин;
- возможность преобразования наклонно-направленных скважин в многозабойные;
- проведение доразведки месторождения, в том числе методом углубления забоя скважин.

3. Освоение и вызов притока. Основным видом установления гидродинамической связи «пласт – скважина – поверхность» является перфорация.

*Условия реализации продукции.* Предусматривается продажа 100 % газа и конденсата на внутреннем рынке. Уровень цены конденсата на внутреннем рынке с НДС принят 9000 руб./т. Цена на свободный газ с НДС составляет 2425 руб./тыс.м<sup>3</sup>.

Предусматривается полная уплата всех налогов в соответствии с действующей на 01.01.2012 г. в России системой налогообложения [1].

*Показатели экономической оценки.* Для оценки эффективности разработки месторождения использовались следующие показатели эффективности инвестиционного проекта:

- 1) чистый доход (ЧД);
- 2) чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- 3) внутренняя норма доходности (ВНД);
- 4) срок окупаемости инвестиций (без дисконтирования денежного потока и с дисконтированием);
- 5) индексы доходности [2].

Определялась коммерческая эффективность проекта, при оценке которой учитываются финансовые последствия осуществления проекта для непосредственных его участников.

Расчеты коммерческой эффективности вариантов разработки производились в постоянных ценах.

Расчетный период разбивался на шаги – отрезки времени, в пределах которых производится агрегирование данных, используемых для оценки финансово-экономических показателей. Продолжительность шага 1 год.

**Основные технико-экономические показатели вариантов разработки Юмантыльского месторождения**

Показатель	Варианты				
	1	2	2а	2б	3
<b>1. Система разработки</b>					
Вид воздействия (истощение)					
Проектный срок разработки, годы	31	21	19	31	31
Накопленная добыча конденсата за проектный период, млн м <sup>3</sup>	304	261	279	281	276
Накопленная добыча конденсата с начала разработки, млн м <sup>3</sup>	366	323	341	343	338
Накопленная добыча газа за проектный период, млн м <sup>3</sup>	2955	2626	2812	2810	2825
Накопленная добыча газа с начала разработки, млн м <sup>3</sup>	3115	2786	2972	2970	2985
Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	0,453	0,4	0,422	0,424	0,419
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	3	2	2	2	2
В том числе:					
добывающих	3	2	2	2	2
нагнетательных	0	0	0	0	0
<b>2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки</b>					
Чистый доход, млн руб.	5204	4839	5107	5307	5075
Внутренняя норма рентабельности	–	–	–	–	–
Индекс доходности затрат, доли ед.	2,064	2,249	2,212	2,233	2,215
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	45,839	–	–	–	–
Срок окупаемости капитальных вложений, годы	1	–	–	–	–
Норма дисконта 10 %					
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	2637	2655	2722	2726	2697
Внутренняя норма рентабельности	–	–	–	–	–
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,985	2,187	2,164	2,192	2,184
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	23,362	–	–	–	–
Срок окупаемости капитальных вложений, годы	1	–	–	–	–
Норма дисконта 15 %					
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	2021	2095	2129	2129	2104
Внутренняя норма рентабельности	–	–	–	–	–
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,931	2,150	2,132	2,154	2,149
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	18,139	–	–	–	–
Срок окупаемости капитальных вложений, годы	1	–	–	–	–
<b>3. Оценочные показатели</b>					
Капитальные вложения, млн руб.	118	0	0	0	0
В том числе на бурение скважин	111	0	0	0	0
Эксплуатационные затраты, млн руб.	1728	1330	1514	1436	1556
Доход государства, млн руб.	3821	3392	3590	3574	3615
Норма дисконта 10 %					
Капитальные вложения, млн руб.	118	0	0	0	0
В том числе на бурение скважин	111	0	0	0	0
Эксплуатационные затраты, млн руб.	987	807	867	821	824
Доход государства, млн руб.	1921	1827	1883	1875	1856
Норма дисконта 15 %					
Капитальные вложения, млн руб.	118	0	0	0	0
В том числе на бурение скважин	111	0	0	0	0
Эксплуатационные затраты, млн руб.	814	683	718	688	687
Доход государства, млн руб.	1507	1457	1487	1479	1462

Основой для определения всех показателей эффективности являлся прогнозируемый денежный поток, непосредственно связанный с реализацией проекта разработки. Денежный поток представляет изменение денежных средств за единицу времени. Другими словами, денежный поток – это зависимость от времени денежных поступлений и затрат. Он представляет собой последовательность годовых значений разности между притоками и оттоками денежных средств за расчетный период.

Показатели эффективности проекта разработки (с учетом дисконтирования) рассчитывались на основании дисконтированного денежного потока [3].

Чистый дисконтированный доход определялся как сумма дисконтированных значений денежного потока проекта. ЧДД характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта с учетом их неравноценности из-за разновременности. Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы ЧДД был положительным.

Внутренней нормой доходности называется такое значение нормы дисконта  $E_b$ , которое отвечает следующим условиям: при норме дисконта  $E_b$  чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, это число единственное. Разность между ВНД и нормой дисконта характеризует степень устойчивости проекта.

Срок окупаемости, рассчитанный без дисконтирования (с дисконтированием) денежного потока, соответствует периоду, по истечении которого накопленный чистый доход (ЧДД) становится неотрицательным. Срок окупаемости характеризует риск, связанный с длительностью возврата вложенного капитала.

*Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат.* Затраты на бурение и обустройство определены с учетом планируемого объема бурения и строительства объектов производственной инфраструктуры. Затраты на природоохранные мероприятия составляют 10 % от затрат по основным направлениям обустройства [4].

При выборе нормативов эксплуатационных затрат использовались данные, предоставленные предприятием, ведущим разработку. Эксплуатационные затраты осуществляются по следующим направлениям: вспомогательные материалы, топливо, электроэнергия, капитальный ремонт скважин, заработная плата с отчислениями, прочие эксплуатационные расходы.

Из приведенных показателей следует, что при принятых экономических условиях в течение рассматриваемого периода инвестиции в разработку Юмантыльского месторождения по всем рассмотренным вариантам могут быть признаны эффективными в соответствии с рекомендуемыми критериями – накопленный за расчетный период дисконтированный поток наличности при ставке дисконта 10 % является величиной положительной.

Максимальное значение накопленного дисконтированного потока наличности соответствует варианту 26, который и рекомендуется к реализации (см. таблицу).

Таким образом, с позиции показателей экономической целесообразности разработки месторождения углеводородного сырья, а также с точки зрения рационального использования природных ресурсов к внедрению рекомендуется вариант 26.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Зайцев И.Л.* Экономика промышленного предприятия (объединения): Учебник. М., 1998. 336 с.
2. *Ковалев В.В.* Финансовый анализ: управление капиталом. Выбор инвестиций. Анализ отчетности. М., 1999. 365 с.
3. *Савицкая Г.В.* Анализ хозяйственной деятельности предприятия. Минск, 2000. 688 с.
4. *Череповицын А.Е.* Основы менеджмента: Программа, методические указания и контрольные задания. СПб, 2005. 30 с.

#### REFERENCES

1. *Zaitsev I.L.* The economy of the industrial enterprise (association): A Textbook. Moscow, 1998. 336 p.
2. *Kovalev V.V.* Financial analysis: money management. The choice of investments. Analysis reporting. Moscow, 1999. 365 p.
3. *Savitskaya G.V.* Analysis of the business enterprise. Minsk, 2000. 688 p.
4. *Cherepovitsyn A.E.* Principles of Management: A program guidance and control tasks. Saint Petersburg, 2005. 30 p.