

石油建设项目投资风险评价方法探讨

朱 伟* 刘益超

(四川石油管理局勘察设计研究院)

朱伟等. 石油建设项目投资风险评价方法探讨. 天然气工业, 2000; 20(6): 99 ~ 102

摘 要 项目投资的收益具有不确定性, 因而投资具有风险性。项目投资风险因项目的类型、所处领域不同而不同, 即使是同一类型的项目也会因为投资规模、投资环境、预期市场的不同而具有一定的差异性, 这就增加了对项目投资风险进行分析评价和决策管理的难度。文章在建立了石油建设项目投资风险系统的基础上, 应用现金流量模型与蒙特卡洛仿真法, 探讨了如何在石油建设项目前期工作中进行风险分析评价。

主题词 建设项目 投资风险 数学模型 蒙特卡洛法 风险分析

石油建设项目投资风险系统

石油建设项目投资风险系统是指影响项目投资风险大小的各种经济、非经济要素所组成的有机体系。通常的做法是将石油建设项目投资风险系统分成外部环境风险与内部可控制风险两个子系统。

与冷凝系统 5, 同时, 打开第一馏份接收装置 6, 至第一馏份(主要是低沸点的凝析油、水等组份)全部出完后, 打开第二馏份接收装置 6, 至第二馏份总体积达到处理样品总体积的 70 % 左右时, 停止加热, 系统放空, 加热设备中余下物质倒回储罐 1 中进行再次混合回收。

净化处理后 TEG 溶液的各项物化指标(见表 1)

表 1 净化处理后 TEG 溶液的物化指标

分析项目	外观	密度 (g/cm ³ , 20)	水份 (%)	折光率	pH	总甘醇量
原 TEG 溶液	无色、透明	1.124 3	0.53	1.456 7	5.92	99.5 %
净化后的 TEG 溶液	无色、透明	1.124 8	0.51	1.457 2	6.01	99.5 %

由表 1 可以看出经过净化处理后的 TEG 溶液的各项物化技术指标与原 TEG 溶液的物化指标完

1. 外部环境风险

资源风险, 石油建设项目在生产期有无足够的资源(油、气)保证是一个很大的风险因素; 市场风险, 包括销售量风险和销售价格风险; 金融风险, 包括利率风险、汇率风险; 社会风险, 主要是指项目的实施有可能得不到当地政府和群众的理解与

全相近。因此, 通过该处理方法完全能够将废 TEG 溶液净化处理至达到重新使用的标准。

效益 预 算

1) 采气厂现有集气站 39 座, 天然气净化厂 1 座。天然气脱水装置共有 39 个, 每个脱水装置首次投加量平均按 1 100 L 计算, 共用 TEG 为 1.24 t/座 × 39 座 × 7 600 元/t = 36.75 万元。

2) 每年每单井站按平均补加 200 升计算, 共用 TEG 量为 0.225 t/座 × 39 座 × 7 600 元/t = 6.67 万元。

3) 每年采气厂合计使用 TEG 的费用为 43.32 万元。每 t 废 TEG 按 80 % 的回收率计一年可节约成本为 43.32 × 0.8 = 34.74 万元。

4) 随着后期天然气开发程度的不断加大, 集气站将不断增多, 同时, 将筹建第二净化厂。因此, TEG 的使用量将不断增大, 成本的节约也将不断增大。

(收稿日期 2000 - 05 - 15 编辑 王瑞兰)

*朱 伟, 1966 年生, 高级工程师; 1988 年毕业于西南交大技术经济专业; 长期从事项目前期论证、经济分析工作, 曾获四川省科技进步二等奖。主编的《石油天然气建设项目经济评价软件》获四川省优秀软件二等奖, 并在刊物上发表论文 10 余篇。地址: (610017) 成都市小关庙后街 28 号。电话: (028) 6014558。

支持,从而造成一些不必要的麻烦和干扰,减少项目的现金流量。

2. 内部可控制风险

完工风险,主要表现为项目建设期延期、项目建设成本超支; 经营管理风险,项目经营方的经营管理能力是决定项目的质量控制、成本控制和生产效率的重要因素,经营不善,会极大削弱项目的赢利能力; 人员风险,包括人员来源的可靠性,技术熟练程度,流动性等。

石油建设项目投资风险
评价方法与模型

所谓风险评价,就是根据一定的标准去判定项目的经济强度和各种风险要素对项目经济强度的影响程度。对项目投资风险进行评价,在实际操作时相当复杂,既包括定性分析,也包括定量分析。

风险评价的过程涉及两个步骤:一是确定运用什么样的标准来测定项目的经济强度;二是通过与所设定的标准进行比较,判断各种风险因素对项目经济强度的影响程度。

按照系统工程的方法论,可以将一个石油建设项目视为一个独立的系统,而将系统的净输出值作为测量项目经济强度的首要标准。为了与现行可行性研究方法相一致,采用现金流量模型(图 1),并将项目在评价期内的净现金流量作为测量项目经济强度的标准,实际运用时一般采用内部收益率、财务净

石油建设项目的风险评价有四种思路:一是概率法,即把投资收益率(或其它评价指标,如内部收益率、净现值)小于基准收益率的概率作为项目的风险评价指标;二是方差法,即把项目的投资收益率的均方差或标准差作为项目的风险评价指标;三是平均值—均方差法,即以均方差与平均值的比值作为项目的风险评价指标;四是均方差—损失法,即以项目的均方差与预期损失之乘积作为项目的风险评价指标。

模型 1: $R = P(r < r_0)$

式中: R 表示石油建设项目的风险; r 表示石油建设项目的投资收益率(随机变量); r_0 表示基准收益率。

模型 2:

$$R = \sqrt{\sum_{i=1}^n (r_i - \bar{r})^2 P_i}$$

式中: σ 为投资收益率的均方差; r_1, r_2, \dots, r_n 为石油建设项目投资收益率的各种可能状态; P_1, P_2, \dots, P_n 为各种可能状态出现的概率; \bar{r} 为投资收益率期望值。

模型 3: $R = \mu$

式中: μ 为投资收益率均值(即期望值)。该模型的另一种扩展形式为:

$$R = \frac{(\bar{r} - X_0)}{\bar{r}}$$

式中: X_0 为决策者对项目投资收益率的主观估计值。这一模型考虑到了决策者主观预期的影响。

模型 4: $R = P \cdot I$

式中: P 为项目失败的概率; I 为项目总投资。所谓失败,是指项目的主要技术经济指标达不到最基本的要求。主要技术经济指标包括技术上的先进性,技术上的适用性,技术的成熟性,生产上的经济性,产品质量、性能的稳定性、可靠性,市场需求程度与销售效果等方面。

考虑到与现行项目经济评价方法相适应,上述 4 种模型的求解都需借助可行性研究中经常应用的现金流量模型(见图 1),同时需用蒙特卡洛仿真法(图 2)。

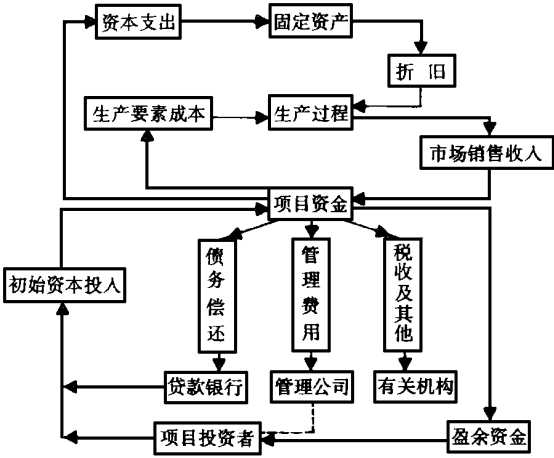


图 1 项目现金流量模型结构示意图

现值、投资收益率、投资回收期等指标。运用现金流量模型,可以将影响项目经济强度的各种因素的变动风险性做出准确的数量化的描述。

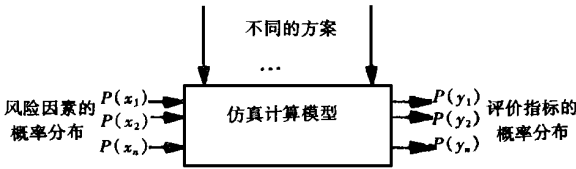


图 2 蒙特卡洛仿真模型思路

现金流量模型准确地反映了项目各有关变量之间的相应关系以及这些变量的变化对系统输出值(项目净现金流量)的影响。蒙特卡洛仿真法的思路是:根据与系统净输出值有关的各种变量的概率分布,用计算机模拟产生成批的这些随机数,每批随机数汇同确定因素计算出系统净输出值。反复模拟的结果即形成净输出值的概率分布。模拟次数越多,概率分布越接近真实的分布。

将现金流量模型与蒙特卡洛仿真法有机地结合起来(图 3),根据各随机结点表示变量的概率分布,经过反复模拟,就可以得到各主要经济评价指标(标投资收益率、净现值、内部收益率、投资回收期等)的均值、标准差等,从而对上述风险评价模型进行求解。

石油建设项目现金流量蒙特卡洛模拟模型(以长输管线项目为例,见图 3)是现金流量模型与蒙特卡洛方法的有机结合,该模型直观反映了石油建设项目风险分析的系统思维,其输入为项目的投入(图 3 中的固定资产投资为随机结点),输出为产出(图 3

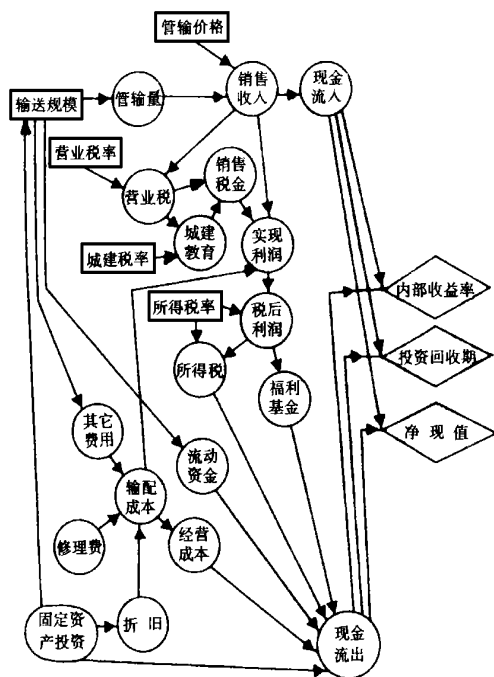


图 3 长输管线项目现金流量蒙特卡洛模拟模型

中的管输量为随机结点)。系统的外生变量有所得税率、营业税率、城建税率等。

实证分析——某长输管线投资风险评价

某长输管线位于西北地区,全长 953 km,投资

24 亿元人民币,建设期 2 年,生产期 18 年,年设计输量 $20 \times 10^8 \text{ m}^3$,其下游市场用气量分为落实用量、可能用量、潜在用量三部分。

财务评价结果如下:

管输价格,0.35 元/ m^3 ;所得税后全投资:内部收益率 12.40%,净现值 5 902 万元,静态投资回收期 8.67 年,贷款偿还期 10.00 年;

财务评价结论:项目可行。

运用现金流量蒙特卡洛风险模拟模型对该项目进行分析,以固定资产投资、管输量为随机结点,结果如下:

(1) 市场风险对项目的影响

预测生产期项目的落实用气量发生可能性为 0.9,可能用气量发生可能性为 0.7,潜在用气量发生可能性为 0.3,其他条件不变,用计算机模拟计算 1 000 次,得到项目内部收益率均值为 10.66%,标准差为 0.009 26,风险度为 0.033;内部收益率小于 12% 的概率为 93.94%,大于或等于 12% 的概率为 6.04%,大于 10% 的概率为 77.58%。项目内部收益率累计概率分布如图 4-a。

(2) 投资超支风险对项目的影响

预测项目投资超过 10% 的概率为 0.8,其他条件不变,用计算机模拟计算 1 000 次,得到项目内部收益率均值为 12.10%,标准差为 0.003 95,风险度为 0.087;内部收益率小于 12% 的概率为 35.9%,大于或等于 12% 的概率为 64.1%,大于 10% 的概率为 100%。项目内部收益率累计概率分布如图 4-b。

(3) 投资超支风险、市场风险共同作用对项目的影响

管输量、投资变动情况同(1)、(2),两者同时变动,用计算机模拟计算 1 000 次,得到项目内部收益率均值为 10.40%,标准差为 0.010 2,风险度为 0.098;内部收益率小于 12% 的概率为 96.32%,大于或等于 12% 的概率为 3.68%,大于 10% 的概率为 67.89%。

(4) 结论

风险评价结果与财务评价相比较可以看出,如果以 12% 为基准收益率,将管输价格定为 0.35 元/ m^3 ,项目内部收益率小于基准收益率的概率较大,项目投资风险较大;但考虑到目前国内利率水平的实际情况,该项目的投资回报是较有保证的,因为内部收益率大于 10% 的概率较大。

电位差法用于输油气管道阴极保护漏电检查

中国西南油气田分公司输气管理处合江输气队 黄先进

输气合江分公司管理输气干线(中国西南油气田公司输气南干线)214.616 km,东起重庆江津市长江边,西至泸州市纳溪区合面镇。管线规格有:Ø720×8(9)材质 16Mn;Ø610×8 材质 X—52;Ø508×7.14 材质 X—52。建有阴极保护站 9 座,平均保护长度 24 km。其中榕山、弥陀、大州驿自管道建成投产以来就存在严重的阴极保护漏电问题,多段管线得不到保护。虽经多次查找,均未找出漏电原因和漏电点位置。漏电处理前,三站恒电位仪输出情况见表 1。

表 1 榕山、弥陀、大州驿恒电位仪输出

防腐站	输出电压 (V)	输出电流 (A)	通电点电位 (- V)
榕山站	28.0	22.0	1.30
弥陀站	17.4	11.7	1.30
大州驿站	25.2	22.5	1.30

电位差法原理

电位差法就是在阴极保护的管道上找四个点,分别测出每两个点之间的距离和电位差,然后根据电学有关原理计算出阴极保护漏电点准确位置(见图 1)。

如图 1 所示:在采取阴极保护的管道上取四个点,即 A、B、C、D,测得 AB=a;CD=c;AD=b,设 BC 间的 E 点为漏电点(未知点),且 AE 间的距离假设为 x。

通常情况下,AB、CD 间距离比较小,控制在 10 m 以内;而 AD 间距离在 500 m 内的情况下,不考虑阴极保护电流经土壤流入管道对计算结果的影响。

用电位差计分别测得 AB 间的电位差为 V_a ;CD 间的电位差为 V_c ;AD 间的电位差为 V_b 。

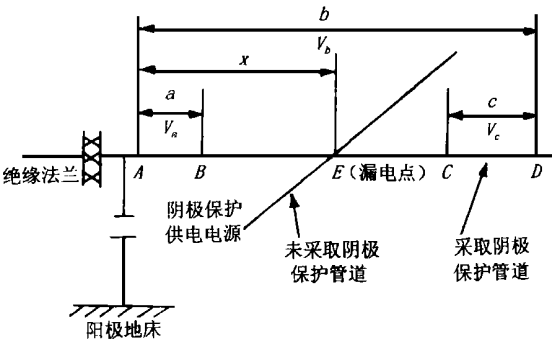


图 1 电位差法查找阴极保护漏电原理图

那么 $V_{ae} = \frac{V_a}{a} x$

$V_{ed} = \frac{V_c}{c} (b - x)$

因 $V_b = V_{ae} + V_{ed}$

即 $V_b = \frac{V_a}{a} x + \frac{V_c}{c} (b - x)$

解得 $x = \frac{a(V_b c - V_c b)}{V_a c - V_c a}$ (1)

式中: x 为 A 点距漏电点 E 的距离, m; a 为 A、B 两点之间的距离, m; b 为 A、D 两点之间的距离, m; c 为 C、D 两点之间的距离, m; V_a 为 A、B 两点之间的电位差, mV; V_b 为 A、D 两点之间的电位差, mV; V_c 为 C、D 两点之间的电位差, mV。

应用实例

用电位差法在输气合江分公司阴极保护漏电中成功查找了榕山站、弥陀站阴极保护的漏电问题,且准确性很高。使两个站二十多年的漏电问题得到了处理,提高了阴极保护效果和保护距离;降低了阴极保护运行成本,现将榕山站、弥

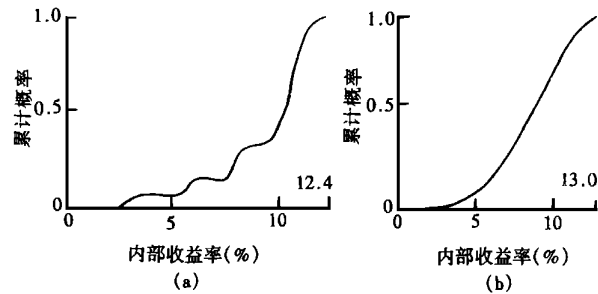


图 4 项目内部收益率累计概率分布图

参 考 文 献

1 Behrens W, Hawranek P M. 工业可行性研究编制手册. 北京: 化学工业出版社, 1994

2 陶树人. 技术经济学. 经济管理出版社, 1999

(收稿日期 2000 - 08 - 01 编辑 赵 勤)

PROGRESS IN STUDY OF NEW INHIBITOR FOR NATURAL GAS HYDRATE

Wu Dejuan , Hu Yufeng and Yang Jitao (Key Research Department of Oil and Gas Reservoir Fluid Phase State ,China National Petroleum Corporation) . *NATURAL GAS IND.* v. 20 ,no. 6 ,pp. 95 ~ 98 ,11/ 25/ 2000. (ISSN 1000-0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT:Prevention of hydrate formation by use of the traditional thermodynamic inhibitors , such as methanol and ethanol ,etc. is realized through changing the thermodynamic condition of forming hydrate ,but this kind of the inhibitors has such shortages as high concentration (10 - 60 m % ,m % represents the percentage concentration of the quality) , high consumption ,high cost (the cost of the inhibitor is 5 % ~ 8 % of the total cost) and drastic toxicity ,etc. and can not meet the needs of such production operation as that of offshore oil and gas filed. In this paper ,the current studying state of a new dynamic inhibitor with low consumption and high efficiency and without public hazard and its variety ,composition ,acting mechanism and applying scope are presented ,and in view of the shortage of the existing new inhibitor ,the developing direction of the research work in the future is proposed.

SUBJECT HEADINGS:Natural gas , Hydrate , Dynamics , Inhibitor ,Anti-polymeric agent ,Research

Wu Dejuan(*female*) ,graduated in chemical engineering at Petroleum University (Beijing) . Now she is postgraduate student for Master s degree in College of Chemical Engineering , Petroleum University (Beijing) Add: Petroleum University , Changping ,Beijing (102200) ,China Tel: (010) 69745566 — 3172

CLEANING AND TREATING TECHNIQUE OF CONTAMINATED TRIETHYLENE GLYCOL SOLUTION

Ren Jun and Jing Aning (Research Institute of Geology and Gas Production ,Changqing Petroleum Exploration Bureau) . *NATURAL GAS IND.* v. 20 ,no. 6 ,pp. 98 ~ 99 ,11/ 25/ 2000. (ISSN 1000-0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT:Triethylene glycol (TEG) is a good property dehydrating agent used in the process of natural gas purification and is of such advantages as good thermostability ,good hydroscopicity ,regenerable capacity ,high utilization ratio and non-corrosiveness on equipment ,etc. But TEG will be contaminated by the high-salinity formation water and condensate carried by natural gas and the contaminant in gas well in the process of the purification of natural gas ,which often causes the TEG solution to blister and produce salt crystallization and high-temperature degradation. The dehydration capacity of the contaminated and slightly deteriorated TEG solution will be reduced ,influencing

thus the quality of gas that will be transported to outside. In addition ,the emitted contaminated TEG solution will cause environmental pollution to varying degress. This paper presents a method for recovering the contaminated TEG solution by physical way. The method enables the solution to be re-put into production ,thus a high economic benefit and utilization ratio can be obtained.

SUBJECT HEADINGS:Natural gas treatment , Triethylene glycol solution ,Cleaning ,Disposal ,Technique

Ren Jun(*assistant engineer*) , born in 1971 ,graduated in applied chemistry for oil field at Chongqing Petroleum Technology School in 1991. After having graduated he has been engaged in the work on oil and gas field chemistry all along. Add: Research Institute of Geology and Gas Production , Jingbian , Shaanxi (718500) ,China Tel: (029) 3505270

A DISCUSSION ON INVESTMENT RISK EVALUATION METHOD FOR PETROLEUM CONSTRUCTION PROJECT

Zhu Wei and Liu Yichao (Survey and Design Research Institute ,Sichuan Petroleum Administration) . *NATURAL GAS IND.* v. 20 ,no. 6 ,pp. 99 ~ 102 ,11/ 25/ 2000. (ISSN 1000-0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT:Because the profit on the investment in a project is uncertain ,the investment in a project is of risk. The risk of investment in a project is different with the different type of project and different region. Even if the projects are identical , there is a certain difference among them due to the dissimilar investment scale and surroundings and desired market ,which increases the difficulty in making the analysis ,evaluation and management decision of the investment risk. In this paper ,on the basis of establishing the investment risk system of petroleum construction project and by applying cash flow model and Monte Carlo Simulation method ,how to make the analysis and evaluation of the risk in the preliminary engineering of petroleum construction project is discussed.

SUBJECT HEADINGS:Mathematical model ,Monte Carlo method ,Risk analysis ,Long distance pipeline ,Investment risk , Construction project

Zhu Wei(*senior engineer*) , born in 1960 ,graduated in technique and economy at Southwest Jiaotong University in 1988. He has been engaged in the preliminary argumentation and economic analysis of the project for a long time. He has won second-class advanced scien/ tech achievement prize of Sichuan Province and "the economic evaluation software for oil and gas construction project "edited by him has won the excellent software award of Sichuan Province. He has published over ten theses in the publications. Add:No. 28 ,Xiaoguanmiao Back Street , Chengdu ,Sichuan (610017) ,China Tel: (028) 6012558

〔 翻译 刘方槐 文楚雄
编辑 刘 愿 〕