

大庆西部外围低渗透油田 开发经济效益评价研究

王宏伟 艾尚军 郭殿军 柴立新 张玉林 编著

石油工业出版社



大庆西部外围低渗透油田 开发经济效益评价研究

王宏伟 艾尚军 郭殿军 柴立新 张玉林 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书系统地介绍了低渗透油田开发经济评价的国内外研究成果,首次提出了钻井投资图版法、基建投资图版法等投资预测方法,对提高低渗透油田经济效益的途径进行了系统的总结,并对低渗透油田经济有效开发的各参数进行敏感性分析,确定各参数边际下限,建立了低渗透油田经济指标评价体系及评价模型

本书可供从事低渗透油田开发及开采的工程技术人员及有关研究人员参考,也可作为石油高校专业师生的学习参考用书

图书在版编目(CIP)数据

大庆西部外围低渗透油田开发经济效益评价研究/王宏伟等
编著. —北京:石油工业出版社,2003. 11

ISBN 7-5021-4445-5

I. 大...

II. 王...

III. 低渗透油层-油田开发-经济效果-经济评价-大庆市

IV. F426.22

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2003)第 101131 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里三区一号楼)

北京华正印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 8.75 印张 220 千字 印 1—500

2003 年 11 月北京第 1 版 2003 年 11 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-4445-5/TE·3115

定价: 20.00 元

前 言

如何有效开发利用低渗透油田，提高经济效益，不浪费能源，是当前各油田面临的重要课题。

书中首先对低渗透油田开发经济评价的国内外研究成果进行较系统的介绍，并提出了低渗透油田开发经济评价中应解决的主要问题。在此基础上深入分析影响低渗透油田开发经济效益的各项因素，科学地应用油田实际资料完成了对未开发低渗透油田的产能指标预测方法的研究。书中还首次提出了钻井投资图版法、基建投资图版法等投资预测方法，具体介绍了大庆西部已探明未开发低渗透油田经济效益评价结果及目前已开发的低渗透油田开采实践，对低渗透油田开发提高经济效益的途径进行了系统总结，并对低渗透油田经济有效开发的各参数进行敏感性分析，确定各参数边际下限，建立起了低渗透油田经济指标评价体系及评价模型。

由于水平有限，不足之处希同仁和读者指教。

编 者

2003 年 5 月

目 录

第一章 概述	(1)
第一节 历史背景及现实意义	(1)
第二节 总体思路、结构、主要内容及创新点	(1)
第二章 低渗透油田开发的经济分析	(3)
第一节 国内外低渗透油田开发经济分析现状	(3)
第二节 油气田开发设计项目的经济分析	(12)
第三节 开发井网设计的经济分析	(15)
第四节 采油方式设计的经济分析	(19)
第五节 油田开发经济寿命分析	(21)
第六节 商业储量、商业油流的计算方法	(25)
第三章 低渗透油田开发经济效益的因素分析及参数确定	(31)
第一节 已探明未开发油田原油产量指标预测	(31)
第二节 原油价格的确定	(35)
第三节 钻井、基建投资预测	(37)
第四节 成本和费用	(42)
第五节 税金	(43)
第六节 经济评价结果	(44)
第四章 提高低渗透油田开发经济效益的途径	(46)
第一节 低渗透油田开发的特殊规律	(46)
第二节 低渗透油田合理开发的程序	(48)
第三节 低渗透油田开发的合理井网部署	(52)
第四节 低渗透油田压裂、注水、采油整体优化方法	(57)
第五节 低渗透油田采用的先进工艺技术	(60)
第六节 采用现代经营管理模式降低原油生产成本	(114)
第五章 敏感性分析及低渗透油田经济有效开发边际条件的确定	(124)
第一节 敏感性分析	(124)
第二节 边际条件的确定	(126)
第三节 评价结果及结论	(131)
参考文献	(132)

第一章 概述

第一节 历史背景及现实意义

大庆油田西部采油厂所管辖的大庆西部外围地区已初步探明 14 个低渗透油气田, 含油面积 19.3km^2 , 总探明原油地质储量为 $5268 \times 10^4\text{t}$, 含气面积 66.4km^2 , 天然气地质储量 $51.48 \times 10^8\text{t}$, 对龙南、白音诺勒、阿拉新、二站、塔 301 井区等五个含气区块进行试采, 已投入开发气田面积 61.7km^2 , 天然气储量 $50.51 \times 10^8\text{m}^3$ 。目前全厂共有油、气水井 546 口, 其中采油井 372 口, 注水井 166 口, 采气井 8 口, 累计产油 $335.3936 \times 10^4\text{t}$, 累计注水 $750.0026 \times 10^4\text{m}^3$, 累计产气 $4.8322 \times 10^8\text{m}^3$, 采油速度 2.46%, 采出程度 19.68%, 综合含水 46.15%。

目前, 还有龙南、新店、哈尔温、萨西等四个探明油田未投入开发, 含油面积 98.3km^2 , 地质储量 $2229 \times 10^4\text{t}$ 。

这些未开发油田的特点总体上是储量丰度低、渗透性低、产能低、经济效益差。储量丰度小于 $50 \times 10^4\text{t}/\text{km}^2$, 空气渗透率小于 $150 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 自然产能小于 3t, 有些特低渗透油层空气渗透率小于 $1 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 油井不压裂不出油, 经济效益较差。

长期以来受计划经济的影响, 强调以原油产量为中心, 对低渗透油田经济评价重视不够, 没有建立起低渗透油田经济效益评价体系及技术政策界限, 更没有形成低渗透油田提高经济效益的配套技术, 致使开发了一些低渗透油田经济效益较差, 长期收不回投资, 制约了国民经济的发展速度。

随着油田开发的不断深入, 高质油区已相继投入开发, 剩下的只是低丰度、低渗透、低产能的油田, 在向市场经济过渡的条件下, 这些资源如何经济有效地开发, 如何少投入、多产出, 提高企业的经济效益已摆在了面前。笔者的研究有效地解决了以下问题: 一是分析影响低渗透油田开发经济效益的主要因素, 以使在做开发油田的决策时, 随时抓住影响油田开发效益的主要矛盾; 二是研究一套适合低渗透油田特点的提高低渗透油田开发经济效益的技术途径; 三是研究低渗透油田经济效益评价的内容、方法及参数的经济界限, 建立起低渗透油田经济技术指标评价体系及评价模型。

通过大庆西部外围低渗透油田经济效益评价项目的研究, 探索影响低渗透油田开发效益的主要因素, 探索配套的提高低渗透油田开发经济效益的技术途径, 确定低渗透油田经济效益评价的主要方法及参数, 将有助于低渗透油田开发项目的决策, 有助于少投入多产出, 提高低渗透油田的经济效益, 这是一个很有价值的课题。

第二节 总体思路、结构、主要内容及创新点

如何搞好低渗透油田的经济评价, 提高低渗透油田的经济效益, 笔者认为搞清影响低渗透油田开发经济效益的主要因素是关键。低渗透油田有其本身固有的地质特点, 但采取

什么样的开发方式、开采工艺及地面流程，投资不一样，成本不一样，所取得的经济效益也不一样。所以，力求搞清影响低渗透油田开发效益的主要因素，然后根据大庆外围低渗透油田几年来减少投资、控制成本、因地制宜简化流程，确定合理开发方式等提高油田开发效益的实际做法，总结一套适合低渗透油田特点的、少投入、多产出的提高低渗透油田开发经济效益的技术手段。分析在低渗透油田经济评价中应评价的主要内容、方法及各影响因素的边际经济界限，确定取得效益的合理参数，并进行敏感性、风险性分析，建立起低渗透油田经济指标评价体系和评价模型。

全书的主要内容有：国内外低渗透油田开发经济评价综述；低渗透油田开发经济效益的因素分析及参数确定；大庆西部已探明未开发低渗透油田经济效益评价；提高低渗透油田开发经济效益的途径；提高低渗透油田经济有效开发边际条件的确定。

笔者所确定的整体思路使研究内容上既有一定的理论深度，又针对油田实际需要，使低渗透油田开发的经济评价工作及今后低渗透油田合理开发，提高到一个新的水平。

本书创新之处有以下几点：

(1)研究成果将弥补我国低渗透油田开发中经济评价方法的空白，填补我国低渗透油田开发中提高经济效益途径中不系统、不配套的不足。

(2)研究了未开发的低渗透油田钻井、试油、试采中的实际资料，确定了较准确的初期产能预测方法，结束了以往未开发油田产能预测的类比法，分析了低渗透油田稳产期及产量递减规律的类型。

(3)根据油田实际资料，分析了影响低渗透油田效益的投资、成本、收入税金等因素，首次提出了钻井投资图版法、基建投资图版法等新的预测方法。这种方法要比以往“经验估算法”、“0.6指数法”或“因子估算法”更具有现实性、实际性，能够较准确地指导钻井、基建等投资。

(4)总结了一套低渗透油田增加产量、减少投资、降低成本的配套工艺技术及管理经验，对低渗透油田经济有效开发探索了途径，得到了技术上的保证。

(5)建立了低渗透油田开发的技术经济评价体系及评价模型，并研究了低渗透油田有效开发的边际条件，为低渗透油田开发提供了准确的决策依据。

第二章 低渗透油田开发的经济分析

第一节 国内外低渗透油田开发经济分析现状

一、低渗透油田的概念和界限

所谓低渗透油田是一个相对概念，世界上并无统一固定的标准和界限，因不同国家、不同时期的资源和技术经济条件而划定，变化范围较大。根据我国生产实践和理论研究，对于低渗透油层的范围和界限已经有了比较一致的认识。

(一) 低渗透油层上限

国内外学者专家对低渗透油层的界限有过许多研究和报告，例如：前苏联将储层渗透率小于 $(50 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油田算作低渗透油田。美国 A. I. Levenson 把渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层算为好储层，那么低渗透储层的上限就等于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，具体分类标准见表 2-1。

表 2-1 砂岩储层评价分类表 (美国)

孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	评价分类
0 ~ 5		无价值
5 ~ 10		不 好
10 ~ 15	1.0 ~ 10	中 等
15 ~ 20	10 ~ 100	好
20 ~ 25	100 ~ 1000	较 好

我国唐曾熊在其《油气藏的分类及描述》一书中，建议以一个数量级作为划分各类渗透率的范围。即对于油田，特低渗透率为小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，低渗透率为 $(10 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，中渗透率为 $(100 \sim 1000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，高渗透率为大于 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

罗蛰潭、王允诚将油层分为 4 类，把渗透率小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的称为低渗透油层，具体分类标准见表 2-2。

表 2-2 储集岩按物性分类评价表 (据罗蛰潭, 1986)

类 别	亚 类	孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	评 价
I		> 20	> 100	好
II	A	13 ~ 20	11 ~ 100	中上等
	B	13 ~ 20	5 ~ 50	中 等
	C	12 ~ 18	1 ~ 20	中下等
III	A	9 ~ 12	0.2 ~ 1.0	差
	B	7 ~ 9	0.1 ~ 0.5	很差
IV		< 6(油), < 4(气)	< 0.1	非储层

1992 年在西安“国际低渗透油气藏会议”上，严衡文在论文中把渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的划为好储层；渗透率 $(10 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的划为低渗透储层；渗透率 $(0.1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的划为特低渗透层。

上述资料主要是以储层特征为主进行分类评价。据西安石油学院和原北京石油勘探开发科学研究院渗流研究所等单位的研究，低渗透层具有非达西型渗流特征。如闫庆来通过实验研究发现低渗透储层有与一般中高渗透储层不同的渗流特征，其主要特点如下。

1. 低渗透储层具有启动压力梯度

众所周知，达西渗流基本特征是线性渗流段的延长线通过坐标原点，这个规律对一般中高渗透储层是正确的，但当渗透率降低到一定程度后就不适用。其线性渗流段的延长线不通过坐标原点，而与压力梯度轴相交，交点的压力梯度称为拟起始压力梯度，亦即低渗透储层具有启动压力梯度，呈非达西型渗流特征。

2. 低渗透储层渗透率对原油采收率具有明显影响

大量实验研究成果说明，渗透率基本不影响原油采收率，这对一般中高渗透储层是正确的，然而当渗透率降至某个界限后，则对采收率产生明显影响，渗透率越低，影响越大，采收率越低。

根据渗透率对采收率的影响程度及渗透率与临界压力梯度关系曲线的观察，渗透率在 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 前后有较大的变化，即渗透率低于 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 后，采收率明显降低，临界压力梯度明显加大，因而认为 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 是低渗透油层的上限。

从油田生产实际看，渗透率低于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层，虽然具有工业油流，但一般都要进行压裂改造，经过增产措施后，才能有效地投入正常开发，如渤南、马岭油田等。

综上所述，笔者认为，在 1990 年 12 月召开的油田开发工作会议上把低渗透油层上限定为 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 是比较恰当的。

(二) 低渗透油层下限

低渗透油层下限也就是通常所称的有效厚度下限（截止值），对低渗透油田来说这是一个十分重要的问题。

过去人们根据岩心含油产状和级别，与岩石物性对比而确定有效厚度下限，这种方法准确度较差。现在已逐步积累和建立了一些比较严格的定量方法，例如下面所述的几种方法。

流动孔喉下限：在渗透率贡献分布图上，对应于渗透率累计贡献为 98% 的孔喉半径即为有效孔喉半径下限，低于该下限的孔隙空间对渗透率基本无贡献，液体基本不流动。老君庙 M 油层孔喉半径下限为 $0.691 \mu\text{m}$ 。

产油渗透率下限：是通过单层试油确定能够产油的有效厚度渗透率下限值。单层试油是储层物性、流体饱和度、流体性质和采油工艺技术的集中综合反映，是研究储层原油流动与不流动的直接资料，准确性较高，代表性较强。将单层试油成果反映到岩心的物性参数上，建立采油量与油层渗透率的关系曲线，就可确定油层有效厚度渗透率下限。

例如大庆油田在外围三肇地区专门对特低渗透油层进行单层试油，证明渗透率低于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油层，经过压裂改造后，仍有一定生产能力（表 2-3），并做了每米油层采油量与渗透率的关系曲线，最后确定有效厚度下限渗透率为 $\geq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，孔隙度为 $\geq 9.0\%$ 。

表 2-3 三肇地区有效厚度标准下限试油成果表

井 号	层 位	射开井段(m)	射开厚度(m)	有效厚度(m)	平均孔隙度(%)	平均渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	试油方式	日产油量 (m^3)
树 3	扶 7	1820 ~ 1825	5.7	3.4	10.9	0.11	压后	2.20
树 14	杨 12	2040 ~ 2045	5.2	2.5	11.2	0.42	压后	1.55
树 16	扶 3	1714 ~ 1718	3.6	2.6	9.8	0.2	压后	2.46
州 11	杨 11	1998 ~ 2000	2.8	1.2	10.7	0.16	提捞	0.005
州 6	杨 II	1887 ~ 1889	2.0	2.0	12.9	0.53	MFE	0.14

其实我国开发最早的延长油田其油层（三叠系延长统）渗透率就只有 $(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，经过简单压裂改造后，初期单井日产可达 $0.3 \sim 1.0 \text{ t}$ 。

20 世纪 80 年代以来，有的油田在计算石油地质储量时，把有效厚度下限定为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，并得到全国储量委员会的审查批准。如 1988 年全国储委批准的，油层平均渗透率为 $(0.4 \sim 0.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的就有 4 个油田区块，含油面积共 94.7 km^2 ，探明石油地质储量 $7973 \times 10^4 \text{ t}$ ，其有效厚度下限都定为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。据初步统计，我国累计探明油层渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的石油地质储量共有 $5 \times 10^8 \text{ t}$ 。美国、加拿大等国家有效厚度的截止值一般也定为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，如加拿大最大的油田帕宾那油田总地质储量为 $92059 \times 10^4 \text{ t}$ ，而渗透率为 $(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低渗透层储量就有 $40195 \times 10^4 \text{ t}$ ，占总储量的 44%。

根据以上所述，可以把低渗透油田油层下限定为大于或等于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。当然这是个总的极限值，各个油田根据具体地质和技术经济条件的不同而有所差异。

（三）低渗透油田分类

综上所述，渗透率为 $(0.1 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层统称为低渗透油层。

根据实际生产特征，按照油层平均渗透率可以进一步把低渗透油田分为三类：

第一类为一般低渗透油田，油层平均渗透率为 $(10.1 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这类油层接近正常油层，油井能够达到工业油流标准，但产量太低，需采取压裂措施提高生产能力，才能取得较好的开发效果和经济效益。

第二类为特低渗透油田，油层平均渗透率为 $(1.1 \sim 10.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这类油层与正常油层差别比较明显，一般束缚水饱和度增高，测井电阻率降低，正常测试达不到工业油流标准，必须采取较大型的压裂改造和其他相应措施，才能有效地投入工业开发，例如长庆安塞油田、大庆榆树油田、吉林新民油田等。

第三类为超低渗透油田，其油层平均渗透率为 $(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这类油层非常致密，束缚水饱和度很高，基本没有自然产能，一般不具备工业开发价值。但如果其他方面条件有利，如油层较厚，埋藏较浅，原油性质比较好等，同时采取既能提高油井产量，又能减少投资、降低成本的有力措施，也可以进行工业开发，并取得一定的经济效益。

上述分类主要是按油层基质岩块渗透率考虑的，如果油层存在裂缝，其有效渗透率 and 生产能力可能会有变化和提高，不一定按上述界限分类，需进行双重介质的专门研究。

关于油田按油层物性和生产特征的分类，除以渗透率为标准分类外，还有其他多种分类方法，如流度 (K/μ) 分类法、流动系数 (Kh/μ) 分类法，还有把孔隙度也考虑进去的 $(Kh\phi/\mu)$ 分类法等。

武若霞等对我国一部分渗透油田流度与油井产量的关系进行了分析，发现有一定关系，并提出根据流度将低渗透油藏划为三类：一类油藏流度 $\geq 30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ ，二类油藏流度为 $(1 \sim 30) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ ，三类油藏流度 $< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ 。

考虑到低渗透油田在世界油田开发领域内已有比较明确的含义和概念，而且低渗透油田一般原油粘度也都比较低，按渗透率和按流度分类矛盾不太突出，因而以渗透率为标准划分低渗透油田类别比较合适，这种方法简单明了而且比较实用。

二、国内外低渗透油田开发经济分析现状

(一) 国内低渗透油田开发经济分析现状

国内的低渗透油田是 20 世纪 80 年代初才陆续开始投入开发的, 当时主要以计划经济为主, 油田开发以原油生产为中心, 投资国家拨款, 成本计算方法不统一, 国家对石油统购统销, 石油企业只管采油, 不管销售, 不问价格, 不交税金。所以, 在计划经济条件下低渗透油田的经济评价工作几乎是空白。

改革开放进入市场经济以后, 国家进行了一系列改革, 项目经济评价体现投资体制改革精神, 实行业主负责制, 逐步做到“谁投资, 谁决策, 谁贷款, 谁还债, 谁承担风险, 谁享受投资收益”。石油行业实行总公司和油田企业两级投资主体, 建立责权力相统一的投资约束机制, 对项目的筹划、筹资、建设实施直至生产经营、归还贷款以及资产保全增值全面负责。所有的建设项目都要按经济效益的原则决策。按市场价格测算仍然亏损的项目不能安排。因此, 低渗透油田开发经济评价工作才走入正轨。

石油工业建设项目经济评价的内容包括财务评价和国民经济评价。

财务评价主要是在国家现行财税制度和价格体系的条件下, 从项目财务角度分析, 计算项目的财务盈利能力和清偿能力, 据此判别项目的财务可行性。

国民经济评价是从国家整体角度分析计算项目对国民经济的净贡献, 据此判别项目的经济合理性。对费用和效益计算比较简单, 建设期、生产期比较短, 不涉及进出口平衡的项目, 如果财务评价的结果能够满足最终决策的需要, 也可不进行国民经济评价。

财务评价是根据国家和石油行业现行财税制度和价格体系, 分析、计算项目直接发生的财务效益和费用, 编制财务报表, 计算评价指标, 考察项目的盈利能力、清偿能力及外汇平衡等财务状况, 以判别石油工业建设项目在财务上的可行性。

项目财务效益主要表现为生产经营的销售收入; 财务支出(费用)表现为建设项目总投资、经营成本和税金支出。

石油工业建设项目总投资是固定资产投资、固定资产投资方向调节税、建设期利息和流动资金之和。其中主要为开发井投资和地面基建费投资。开发井投资目前采用钻井成本法, 即: $\text{开发井投资} = \text{钻井井数} \times \text{平均井深} \times \text{每米成本}$ 。

地面建设工程费用的估算依据开发建设方案提出的工程量和投资估算指标, 主要采用指标估算法进行估算。在项目预可行性研究阶段, 或资料不足, 难以详细提出各项工程量时, 可采用“0.6 指数法”或“因子估算法”等方法对投资进行初估。

成本和费用是指油(气)田企业在生产经营过程中所发生的全部消耗, 包括: 油气产品采成本、管理费用、销售费用和财务费用。

油气开采成本, 在《石油工业建设项目经济评价方法与参数》中规定了具体的计算指标。

成本和费用按其于油气产量变化的关系可分为固定成本和可变成本。

固定成本是指油气产量在一定幅度内变动时, 不随产量变化而增减的费用。经济评价中固定成本包括: 生产工人工资、职工福利费、折旧费、修理费、其他开采费用、财务费用、管理费用(不包括矿产资源补偿费)等。

可变成本是指随油气产量变动而升降的费用。在经济评价中, 可变成本包括: 材料、燃料、动力注水注气费、井下作业费、油田维护费、储量使用费、测井试井费、热采费、轻烃回收费、油气处理费、销售费用, 以及管理费用中的矿产资源补偿费等。

销售收入是项目销售产品所得的收入。

根据《石油工业建设项目经济评价方法与参数》规定，年销售收入 = 年油（气）产量 × 油（气）商品率 × 销售价格。

财务评价包括盈利能力分析、清偿能力分析和外汇平衡分析。以财务内部收益率、投资回收期、资产负债率、财务净现值等作为主要评价指标。此外，根据项目特点和实际需要，还应计算投资利润率、投资利税率、资本金利润率、借款偿还期、流动比率、速动比率及其他价值指标或实物指标。

财务盈利及财务状况分析包括以下指标。

1. 财务内部收益率（FIRR）

财务内部收益率是指项目在整个计算期内各年净现金流量现值累计等于零时的折现率，它反映项目所占用资金的盈利率，是考察项目盈利能力的主要动态评价指标。其表达式为：

$$\sum_{t=1}^n (CI - CO)_t \times (1 + FIRR)^{-t} = 0 \quad (2-1)$$

式中：CI——现金流入量；

CO——现金流出量；

$(CI - CO)_t$ ——第 t 年的净现金流量；

n ——计算期；

t ——年数。

财务内部收益率可根据财务现金流量表中的净现金流量，用试差法计算求得。在财务评价中计算出的全部投资或自有资金投资者的实际出资的财务内部收益率大于或等于行业的基准收益率或设定的折现率（当未制定基准收益率时）时，即认为其盈利能力已满足最低要求，在财务上是可以考虑接受的。

2. 投资回收期（ P_t ）

投资回收期是指以项目的净收益抵偿全部投资（包括固定资产投资、投资方向调节税和流动资金）所需要的时间。它是考察项目在财务上投资回收能力的主要静态评价指标。投资回收期（以年表示）一般从建设年开始算起。

投资回收期可根据财务现金流量表中的累计净现金流量计量求得。详细计算公式为：

$$P_t = \text{累计净现金流量开始出现正值年份数} - 1 + \frac{\text{上年累计净现金流量的绝对值}}{\text{当年净现金流量}} \quad (2-2)$$

在财务评价中求出的投资回收期（ P_t ）与待业的基准投资回收期（ P_c ）比较，当 $P_t \leq P_c$ 时，表明项目投资能在规定的时间内收回。

3. 财务净现值（FNPV）

财务净现值是指项目按待业的基准收益率或设定的折现率（当未制定基准收益率时），将项目计算期内各年的净现金流量折现到建设期初的现值之和。它是考察项目在计算期内盈利能力的动态评价指标。其表达式为：

$$FNPV = \sum_{t=1}^n (CI - CO)_t \times (1 + i_c)^{-t} \quad (2-3)$$

式中： i_c ——基准收益率。

财务净现值可根据财务现金流量表中净现金流量的现值求得。财务净现值大于或等于零

的项目是可以考虑接受的。

4. 投资利润率

投资利润率是达到设计生产能力后的一个正常生产年份利润总额与项目总投资的比率。它是考察项目单位投资盈利能力的静态指标。对生产期内各年的利润总额变化幅度较大的项目，应计算生产期年平均利润总额与项目总投资的比率。其计算公式为：

$$\text{投资利润率} = \frac{\text{年利润总额}}{\text{项目总投资}} \times 100\% \quad (2-4)$$

其中：年利润总额 = 年产品销售收入 - 年成本和费用 - 年销售税金及附加；

年销售税金 = 年增值税 + 年营业税 + 年城市维护建设税 + 教育附加费 + 资源税；

项目总投资 = 固定资产投资 + 投资方向调节税 + 建设期利息 + 流动资金。

投资利润率可根据损益表中的有关数据计算求得。在财务评价中，投资利润率可与行业平均投资利润率对比，以判别项目单位投资盈利能力是否达到行业的平均水平。

5. 投资利税率

投资利税率是指项目达到生产能力后的一个正常生产年份内的利税总额或项目生产期内的年平均利税总额与项目总投资的比率。其计算公式为：

$$\text{投资利税率} = \frac{\text{年利税总额}}{\text{项目总投资}} \times 100\% \quad (2-5)$$

其中：年利税总额 = 年销售收入 - 年成本和费用；或年利税总额 = 年利润总额 + 年销售税金及附加。

投资利税率可根据损益表中的有关数据计算求得。在财务评价中，投资利税率可与行业平均投资对比，以判别单位投资对国家积累的贡献水平是否达到本行业的平均水平。

6. 资本金利润率

资本金利润率是指项目达到设计生产能力后的一个正常生产年份的年利润总额与资本金的比率，它反映投入的资本金的盈利能力。计算公式为：

$$\text{资本金利润率} = \frac{\text{年利润总额}}{\text{资本金总额}} \times 100\% \quad (2-6)$$

根据国家计委、建设部的计投资[1993] 530号发布的“建设项目经济评价方法与参数”，石油工业建设项目财务评价基准参数见表2-4。

表 2-4 石油工业建设项目财务评价基准参数

行业名称	基准收益率(%)	基准投资回收期(a)	平均投资利润率(%)	平均投资利税率(%)
原油开采业	12	6.0	17	20
天然气开采业	12	8.0	10	12
原油加工	12	10.0	4	10
管道运输	12			

(二) 国外低渗透油田开发经济分析现状

西方国家对投资效果非常重视，如果投资后不盈利是不会被接受的，因此，西方国家对一个项目的投资效果着眼于以下三个方面的计算：

- (1) 投资者支付的（现金流出）量计算，往往包括时间因素的计算。
- (2) 投资者收入的（现金流入）量计算，也包括时间因素的计算。
- (3) 从不同角度对收益进行衡量、评价。

常用的投资效果计算及评价方法有十多种。根据是否考虑时间因素可以分为两大类，即静态计算方法和动态计算方法。

1. 静态计算方法

不考虑时间因素，主要有以下几种方法。

1) 投资回收期法

这种方法是以前生产过程的全部收益去偿还原始投资，计算出需要偿还的年限，返本期愈短，经济效果愈好。其计算公式：

$$T = \frac{I}{N} \quad (2-7)$$

式中：T——投资回收期，a；

I——总投资；

N——年利润。

2) 简单投资收益率法（ROI 法）

$$P = \frac{N}{I} \times 100\% \quad (2-8)$$

式中：P——净收益。

以上两种方法简单精略，均假定各年的收益一定没有追加投资，生命年限内且都有收益。

3) 财务报表法

此法是西方国家常采用的一种投资效果评价方法，主要是把一个项目在建设期间所发生的全总费用和投产后在生产经营活动中所发生的一切费用，逐年进行计算和平衡，以报表的形式反映企业投产后的经济效果。

该方法的优点是，企业的主要经济活动在直观上一目了然，给人以完整的概念，但该方法计算繁琐，且未考虑时间因素。

2. 动态计算方法

考虑时间因素，主要有以下几种方法。

1) 贴现现金流量法（DCF 法）

此评价方法是国外企业广泛应用的投资效果评价方法，其优点是：①考虑了投资项目在整个经济寿命期内的收益，更新或追加投资。②反映了纳税后的投资效果。③既能在公司资金费用对比上进行评价，又能和别的投资方案进行收益率的比较。

贴现现金流量法，主要是借助于一个适当的贴现率 i ，使得经济寿命期内的现金流出的现值总和与现金流入的现值总和相等，这个 i 值就称为贴现现金流量法投资收益率（内部收益率），根据它的大小来评价设计方案是否可行。计算公式为：

$$P = \frac{A_1}{1-i} + \frac{A_2}{(1+i)^2} + \cdots + \frac{A_n}{(1+i)^n} \quad (n=1,2,3,\cdots,k) \quad (2-9)$$

式中：P——建设投资（现金流出）的贴现值；

A_n ——每年获得的现金流入现值；

i ——贴现率。

2) 净现值法 (NPV 法)

净现值法与贴现现金流量法一样, 考虑资金的时间价值, 计算方法也差不多。但在应用上有不同的作用, 净现值法是根据企业追求投资效果选一定贴现率, 计算投资计划在使用年限内各年发生的现金流入及流出的现值合计数, 即净现值。

3) 现值指数法 (PVI 法)

此法是在净现值法的基础发展起来的, 可作为净现值法的一种补充。当对比的两个方案投资额不同时, 如果以各方案净现值的大小来决定方案的取舍, 则可能导致相反的结论。因此, 可采用净现值的相对指标, 即: “现值指数” 来进行评价。

$$\text{现值指数} = \frac{\text{净现值}}{\text{投资额现值合计}} \quad (2-10)$$

式中投资额可以是最初的一次投资, 也可包括以后年份的追加投资, 但均应换算为基准期的现值。

4) 年成本比较法 (EUAC 法)

此法将投资和生产成本两个要素统一起来, 并结合时间因素进行评价。这与我国计划经济条件下常用的最小计算费用法相似。

年成本由投资还原成本、利息成本和操作成本三部分组成。投资还原成本是将投资的价值 P 等额地分摊到经济寿命期内各年的价值。

若 X_k = 第 k 年的投资还原成本 ($k=1, 2, 3, \dots, n$), 则:

$$\sum_{k=1}^n X_k = P \quad (2-11)$$

利息成本是指经济寿命期内投资未还原部分最低收益率计算的利息。

操作成本 (作业成本) 是生产操作的成本, 通常不包括企业管理费和销售费。

5) 现值比较法 (PW 法)

现值比较法与年成本比较法相反, 是在作业成本投资化后与当初的投资现值相加组成一笔现值款, 再进行比较。现值比较法就是把经济寿命期内的费用 (作业成本、收入) 利用定额序列初值因数和一次偿付现值因数换算成“投资化”的现值, 并与投资现值相加, 然后比较各方案的现值差额, 以此作为评价的依据。

对应于等值年成本的计算公式, 现值法是将等值年作业成本及残值折算成零年的价值后与零年的投资成本现值相加。

$$PW = P + D \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} - L \cdot \frac{1}{(1+i)^n} + \dots \quad (2-12)$$

式中: PW ——现值;

P ——零年投资;

D ——作业成本;

L ——残值;

i ——收益值;

n ——经济寿命期。

此外还有：总利润法、投资利润率法、操作费产值比法、百万吨产能需投资法、全员劳动生产率法、单位采油（气）成本法等。

但从现金流量上进行区别：一种是完全成本，即投资全部进入成本；另一种是通过按固定资产形成率，对固定资产折旧回收投资。

6) 投资估算方法

常用的有以下几种：

(1) 相关估算法。表达公式为：

$$Y_2 = X_2(Y_1/X_1) \quad (2-13)$$

式中： X_1 ——类似工程的生产能力（已知）；

X_2 ——拟建工程的生产能力（已知）；

Y_1 ——类似工程的投资额（已知）；

Y_2 ——拟建工程的投资额（未知）。

这种估算是把项目的生产能力和投资看作简单的线性关系，适用于投资与生产能力成正比的工程项目。

(2) 指数估算法。本方法与相关估算法相近，实际工作中，通常工程投资与其生产能力并非成一定的线性关系，而是接近于指数关系，表达式为：

$$Y_2 = Y_1(X_2/X_1)^m \quad (2-14)$$

式中： m ——新旧生产能力指数。

用历史资料估算投资时，要考虑物价指数变化。一般在资料有限的情况下，指数选取0.6，因此，该方法又称“0.6指数法”。指数估算法比相关估算法要精确得多，是应用较为广泛的一种方法。

(3) 总体估算法。总体估算法是基于工程项目中某一部分的建筑安装费用和这部分的主要设备安装费成比例为前提而做出的估算。这种测算方法将一个项目分成几个部分，分别估算投资后再累计成为工程总投资。

各部分投资表达 $K_i = S \cdot A \cdot C \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (2-15)$

式中： K_i ——工程某一部分投资；

S ——膨胀系数，由统计资料得出；

A ——主要设备建安工程费/主要设备费；

C ——总体估价系数，等于完工结算费用/主要设备建安工程费。

总投资的表达式为：

$$K = \sum_{i=1}^n K_i \quad (2-16)$$

式中： K ——工程总投资。

(4) 投资估算作图法。该方法是将过去项目的生产能力和投资用图表示出来，从图上可以很直观地找出新建工程的估算投资，因此是一种简便迅速的估算方法，其原理如下：①纵坐标表示投资，横坐标表示生产能力（或井数，或钻井进尺等）。②利用回归法或其他方法找出一条相关系数最高的一条曲线，该线称最可能费用线。图绘制好后，可利用该图估算

工程项目投资。

(三) 目前低渗透油田开发中应解决的主要问题

根据国内外低渗透油田经济评价现状,分析今后经济评价趋势,结合低渗透油田经济评价工作实际,目前我国低渗透油田经济评价工作有以下几方面问题还有待解决。

(1)未开发油田初期产能及其开发指标预测方法没有解决,一直采用估算法、类比法,没有定量预测方法。

(2)原油价格总体受国家控制,以国家定价为主,还没有真正按市场规律即价格围绕价值上下波动运行,没有一套合理确定油价的方法。

(3)钻井、基建的投资预算还很粗放,地面建设工程费用主要采用指标估算、0.6指数法估算、因子估算法,误差较大。

(4)成本和费用的预测未考虑物价上涨等因素,成本增加趋势以估算为主,还未进行细致分析。

(5)低渗透油田经济评价方法不统一,各油田自成系统,不利于油田之间的效益对比。

(6)对低渗透油田提高经济效益的途径研究未进行系统总结,也没有系统分析采用先进工艺技术所带来的投资比例、成本费比例等的降低,而是各油田各搞自己的一个块,无统一性、标准性。

(7)低渗透油田在不同工艺技术条件下合理开发的边际条件没有统一标准。

第二节 油气田开发设计项目的经济分析

一、油气田开发项目经济分析的内容

油气田开发涉及专业多,设计项目多,影响因素多,投资量大,变化弹性大和风险性大。油气田开发方案涉及地质资源、开发程序、开发层系、井网部署、钻井工艺、完井方式、采油方式、增产措施、增能措施、油气集输、油气处理和一般地面建设等许多研究项目或设计项目。整体开发方案正是在对这些项目进行研究和设计的基础上形成的。各个项目研究和设计的质量如何,对油气田开发方案的质量有着很大的影响。达到相同的生产能力,存在不同的开发部署和开采措施,而每一种部署或措施在人力、物力和财力的消耗上各不相同,实际效果也有较大的差异。这些部署和措施一旦实施,其影响要持续几年甚至几十年。这也意味着初期的投资决策正确与否,会在较长时间内起作用。因此,必须认真开展油气田开发设计项目的经济分析,优选出几种较好的工程项目设计方案,形成油气田开发的若干整体方案,然后再对所形成的整体方案进行综合评价和优化,直到最后获得最佳方案并付诸实施。这样才能更为合理地开发地下油气资源,降低开发建设投入和生产成本,减少开采风险,提高开发生产的经济效益。

油气田开发项目的经济分析主要包括以下基本内容:

(1)基本参数和评价指标的研究。要研究不同工程项目的投入产出活动特点、影响因素或参数,提出相应的分析评价指标;研究各种参数与指标的函数关系和动态变化规律。

(2)地下资源合理开发的经济分析。主要是分析提高采收率措施的合理性和经济界限;也分析单井产量的合理经济界限、开发层系划分的合理性等技术经济问题。

(3)钻井工程设计的经济分析。重点是井网密度的经济分析,如影响井距的因素分析、