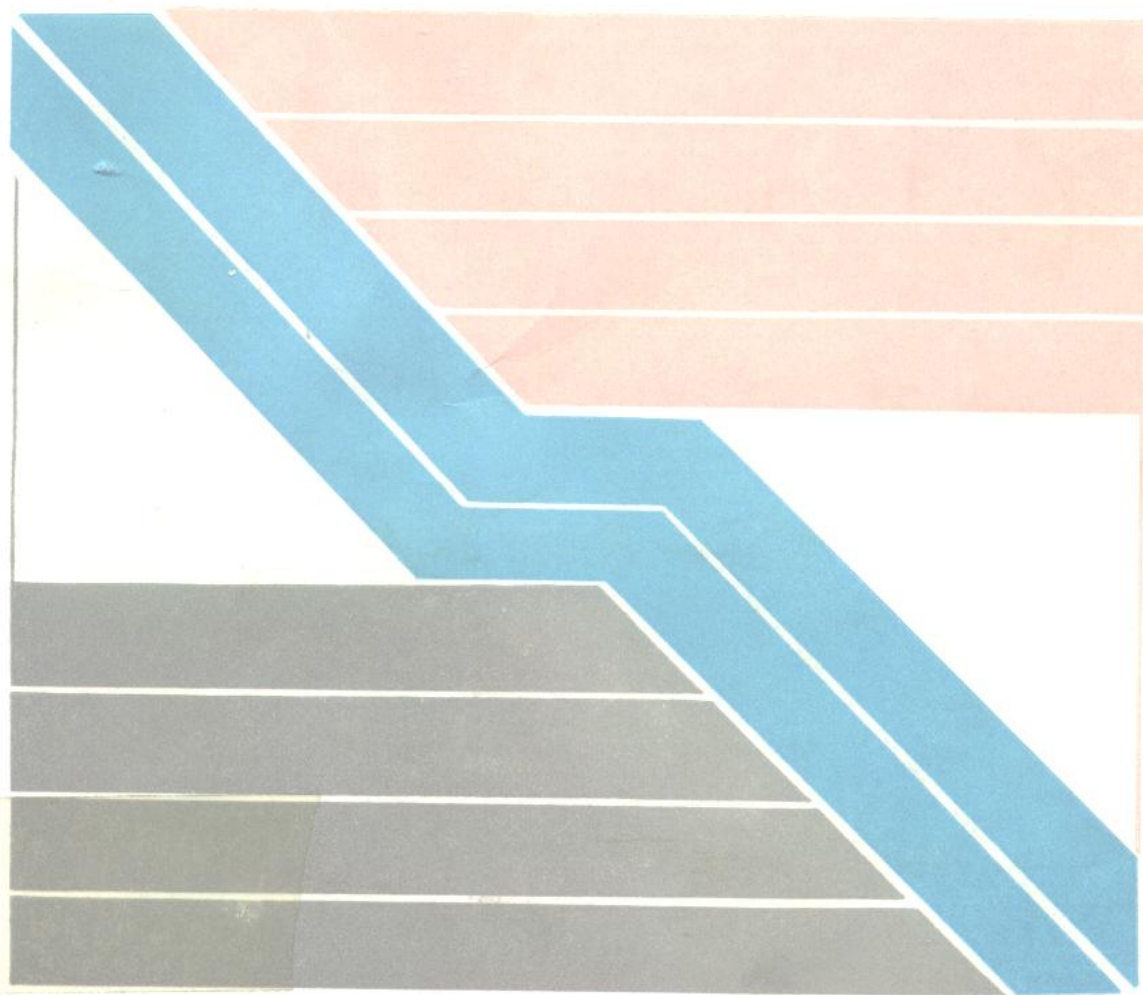


蒋 闾 康德泉 余克让 等译

低渗透油气田 开发译文集 下册

(工艺技术)



北京)

石油工业出版社

(京) 新登字 082 号

内 容 提 要

本册主要内容包括为增加低渗透油气层产量、提高最终采收率所使用的各种方法,具体包括压裂酸化设计、压裂模型、压裂经济研究、压裂液流变性及滤失研究、水平井技术以及其他增产方法和所用工艺技术。

本册适用于从事低渗改造的油田工程师及有关科研教学人员参考。

低渗透油气田开发译文集

下 册

(工 艺 技 术)

蒋 闻 康德泉 余克让 等译

胡乃人 沈平平 等校

*

石油工业出版社出版

(北京安定门外安华里二区一号楼)

石油工业出版社印刷厂排版

北京科技印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 $26\frac{1}{4}$ 印张 666 千字 印 1—1500

1992 年 5 月北京第 1 版 1992 年 5 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-0562-X / TE · 536

定价: 6.90 元

目 录

1. 获利的增产措施对气藏特性的要求	(1)
2. 压裂经济学: 某些方法, 示例和情况的研究	(10)
3. 现场二氧化碳泡沫压裂液的高温流变学实验研究成果	(32)
4. 适用于高温、低渗透性储层的高效压裂液	(40)
5. 研究缓速酸的作用效率及优点	(50)
6. 时间与剪切对于交联液体流变性质的影响——一种评估方法	(60)
7. 最优化水力压裂设计中的产量预测、裂缝几何要求及施工程序的组合	(73)
8. 水力压裂几何形态的模拟、预测及比较	(94)
9. 影响裂缝纵向和横向增长因素的定量分析	(110)
10. 儒特莱金斯地层的水力压裂设计模拟	(137)
11. 用于水力压裂设计和分析的全三维模拟的编制	(147)
12. 使用观测压力的实时历史拟合方法改进水力裂缝的预测	(166)
13. 利用 Langrangian 公式对盆型和 Perkins-Kern 几何模型 的裂缝延伸理论和压力递减特性的分析	(183)
14. 对老生产井的增产措施设计和评价	(210)
15. 支撑剂在垂向裂缝搬运中沉降速度的相关关系研究	(223)
16. 动态酸蚀测试有助于酸化处理设计	(230)
17. 应用双线性流动原理测定中渗透油层裂缝的导流能力	(243)
18. 天然裂缝性沼泽相地层中的水力压裂裂缝 动态的实例: 伤害的暂时影响	(259)
19. 天然裂缝性致密气砂岩的压裂液系统: 多井试验的压裂综合研究	(272)
20. 一种评价压裂液损害地层的方法	(292)
21. 阿纳达科盆地 Fletcher 气田水力压裂的发展	(306)
22. 低渗透性瓦萨奇层井压裂处理结果——泡沫液压裂的发展过程	(317)
23. 用同时压裂的方法实现井间连通——一种新的增产措施技术	(327)
24. 简易脉冲压裂展望——油、气井增产措施的一种新方法	(339)
25. 用水平井开发低渗油藏	(352)
26. 泥盆系的页岩地层中的水平井井位选择和井的设计的基本原理	(366)
27. 低渗透气藏中垂直与水平的水力压裂裂缝和水平井的特性对比: 一种 数值研究	(378)
28. 运用气举方法解决特殊生产问题	(388)
29. 两相气液混合喷射泵的效率 and 压力恢复	(395)
30. GRI 流变装置的现场实验	(403)
31. 旋转的井下螺杆泵——RODEMIP	(411)

获利的增产措施对气藏特性的要求

H.J.Dietzel
P.L.Ernst 等

崔红升 译
胡乃人 校

摘 要

低渗透气藏生产的利润率主要取决于水力压裂后可能取得的产量增长以及未处理井的初始产能。

本文仅根据测井分析和试井数据，提出一项判断低渗透气藏生产利润率方法。

分别对一口未处理井和一口压裂井用气藏模型得出的生产曲线作了计算。对这些生产曲线作基本的利润率分析时考虑了

- 钻井和完井费用；
- 地面处理装置；
- 大型水力压裂的费用。

利润率的极限值是 15% 的折现后的现金回收率 (DCFR, 即盈利率——译注)。

按经济考虑，确定了气藏特性参数的极限值，这些极限值都是评价低渗透气藏是否采用增产措施才能盈利所必需的。

一、引 言

在气田开发的早期，项目评价只能根据试井和测井分析资料。为了在边际的经济条件下估算未来气井的生产能力，需要有一项方法来建立气藏动态与生产利润率之间的联系。如有需要，在生产利润率计算中还可以包括采用大型水力压裂增产作业的费用。

从气藏模型着手，结合地质区域的特性参数，开采曲线可以确定为地层的流过能力的函数。通过增产作业使地层的流过能力增大，这在气藏模型中，是通过等效井眼半径来实现的。

未处理井和经过增产措施井的开发生产建设费用作利润率的输入数据，包括：钻井和完井费用、地面处理设施和管线连接费用。增产措施费用列为完成该项处理当年的生产费用基数。

作为利润率计算的结果，能得出增产处理的必要性，并能根据裂缝的流过能力，计算所需的压裂设计参数。

对于给定的极限经济参数，亦即最低的内部回收率 (IROR)，如有必要，可以为未处理井或经过大型水力压裂增产处理的井的获利生产确定所需的一种气藏参数组合样式。尽管在本文中该方法是根据德国天然气生产特定的边界经济条件证明的，但能容易地修改成适用于其它气藏模型以及不同的经济系统。

二、气 藏 模 型

认为气藏呈圆形 (如图 1), 厚度 h_n 不变, 孔隙度 φ 和含气饱和度 S_g 也都保持不变。井网密度 s 用恒定的供给半径 r_e 限定, 此供给半径作为研究半径^(1,2), 由下式给出:

$$r_e = 0.038 \sqrt{\frac{K \cdot t_p}{\varphi \mu C_t}} \quad (1)$$

当生产时间 $t_p = 8000\text{h} / \text{a}$, 假设地层渗透率 $K = 0.1\text{mD}$, 气藏参数分别如表 1、2 所示, 可求得 $r_e = 600\text{m}$ 。应用这一供给半径时的单位原始天然气地质储量确定为 $\text{GIIP}_s = 35.63 \times 10^6 \text{m}^3 (\text{V}_n) / \text{m}$ 。同时, 供给半径确定的气藏外部边界是以气藏压力 P_e 保持不变为特征的。

井眼位于供给区中心, 井眼半径 $r_w = 0.1\text{m}$ 。

经过增产措施的气层具有两条对称裂缝, 总的缝高等于该层的有效厚度, 受支撑的裂缝高度 $h_f = 0.5h_n$, 裂缝长度 L_f 与供给半径 r_e 的比率也同样考虑为 0.5, 即 $L_f = 300\text{m}$ 。

用于产率计算时, 压力引起的流过能力增大用等效井眼半径 r_a 作描述。

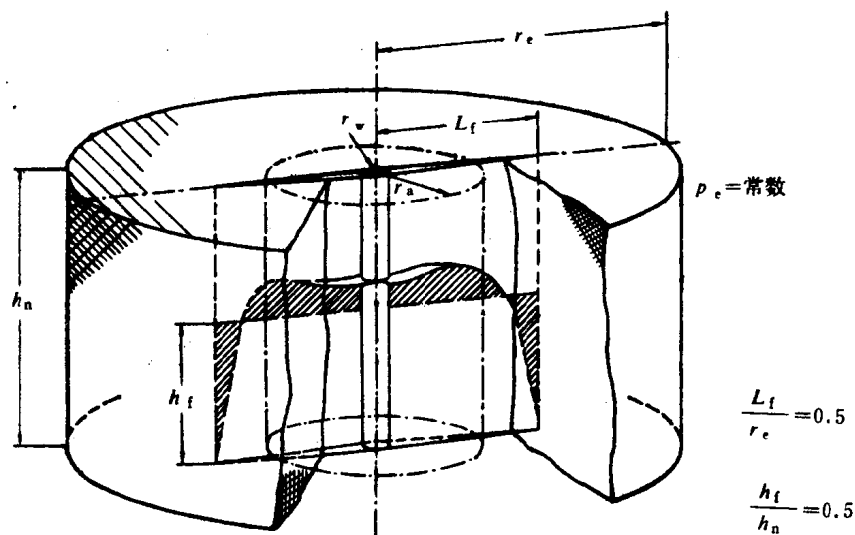


图 1 气藏模型

表 1 气体组分和性质

$N_2 = 2.075$	气体相对密度: 0.587
$CO_2 = 1.369$	$T_c = 192^\circ \text{K}$
$H_2 = 0.053$	$p_c = 45.88 \text{ bar}$
$C_1 = 94.307$	在原始气藏温度
$C_2 = 2.041$	和压力下:
$C_3 = 0.097$	$\mu = 0.029 \text{ kPa} \cdot \text{S}$
$C_{4+} = 0.058$	$c_1 = 0.0006 \text{ bar}^{-1}$

2 气藏特性

$$\phi = 0.15$$

$$T_f = 140^\circ\text{C}$$

$$s_g = 0.70$$

$$p_{wf} = 200 \text{ bar}$$

$$r_e = 600\text{m}$$

$$p_{wsi} = 600 \text{ bar}$$

$$\text{GHP}_s = 35.63 \times 10^6 \text{ m}^3 (V_n) / \text{m}$$

三、产 率 计 算

各生产年的产率按稳态条件计算:

$$q = 0.3 \frac{K \cdot h_n (p_e^2 - p_{wf}^2)}{\mu \cdot Z \cdot T \ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (2)$$

每一年度生产期末, 气藏压力降低, 因而也使恒定的边界压力 p_e 按用累计产气量所作的物质平衡计算而降低。

此后, 利用此一降低的压力 p_e , 可以计算下一期中的恒定产率。

与不稳定流动分析相比, 这种分段的稳态计算对每个生产期得出一个较小的平均产能。然而, 由于相对于总的年产量来说, 这种差别并不很大, 所以, 假设这种较容易且较快速 (使用手持计算器) 的稳态算法是可以容许的。

在所计算的整个产量递减期内, 为了使全部计算都保证有足够的井口压力, 井底流动压力 (BHFP) 必须保持为 $p_{wf} = 200\text{bar}$ 不变。由于井底流压不变, 最大采收率确定为单位原始天然气地质储量的 56%。

为一 8 年期计算了产量递减。此产量递减是气层有效厚度 h_n 以及生产时间与气层渗透率乘积 ($K \cdot t_p$) 的线性函数。因而, 生产能力能用比年产率 q_{as} 表示。

图 2 表明未处理井的产量递减曲线。从第一生产年的常数值开始, 为几个 ($K \cdot t_p$) 值计算了不同的递减曲线。此处, 生产时间 t_p 对季节性生产是一项可变参数。在以下的利润率计算中, 生产时间 $t_p = 8000\text{h/a}$ 保持不变。

在气藏模型中, 用等效井眼半径 r_a 计算裂缝。对于未处理井, 等效半径等于井筒半径 r_w , 在裂缝具有无限流过能力 FC 的压裂井中, 等效半径达到最大值。

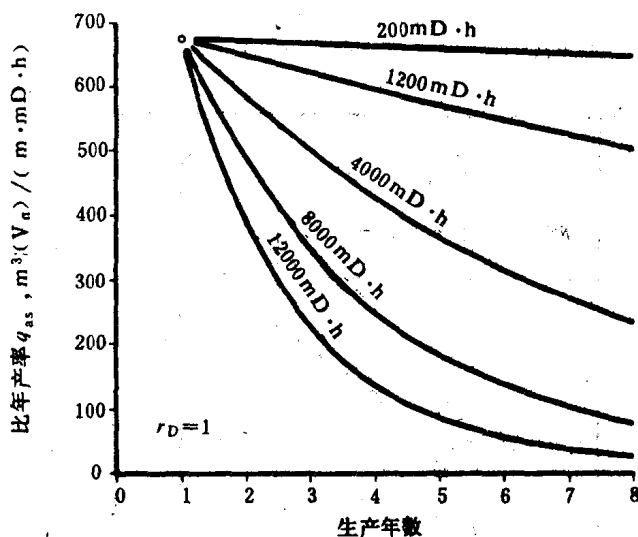


图 2 比年产率 (未经增产处理井)

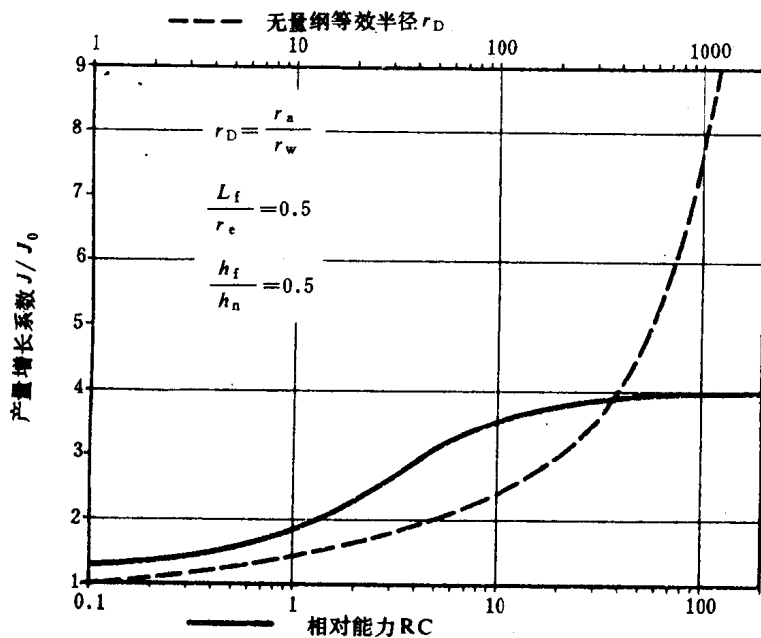


图3 产量增加系数与相对能力及等效半径关系曲线

即 未处理井 $r_a = r_w$;
裂缝具有无限流过能力 (FC) 的井

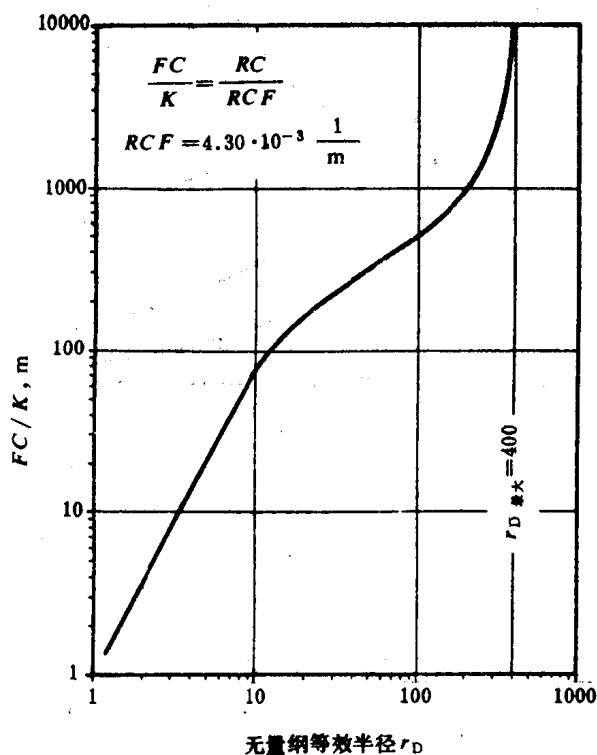


图4 裂缝的相对流过能力与等效半径关系曲线

$r_a = r_{amax}$

为了确定等效半径的最大值, 使用了一组例如由 TINSLEY 等人⁽³⁾ 提出的样板曲线。对于给定的参数组合:

$$\frac{L_f}{r_e} = 0.5 \quad \frac{h_f}{h_n} = 0.5$$

图3把样板曲线表示成产量增加系数 J/J_0 与相对能力 RC 的关系曲线。从这条曲线, 可以对无限相对能力确定最大的生产增长系数 $J/J_0 = 40$ 。

在同一图中, 产量增加系数 J/J_0 与无量纲等效半径 r_D 标绘成关系曲线。无量纲半径的定义为:

$$r_D = \frac{r_a}{r_w} \quad (3)$$

该曲线表明, J/J_0 随着 r_D 的增大而急剧增大。对于一口周长和裂缝相同的等效井眼, 等效半径用下式计算:

$$r_a = \frac{4L_f}{2\pi} \quad (4)$$

与裂缝长度 $L_f = 300\text{m}$ 相当的无量纲等效半径 $r_D = 1900$ 。对该半径，可计算出产量增加系数 $J/J_0 = 20$ 。然而，如样板曲线所示，在所假设的边界条件下，增加系数 J/J_0 的极限值为 4。

组合图 3 中的两条半对数曲线，可以确定无量等效半径的最大值为：

$$r_{D\max} = 400$$

用相对能力系数 RCF ，把无量纲相对能力 RC 转换成裂缝的相对流过能力 FC/K 。

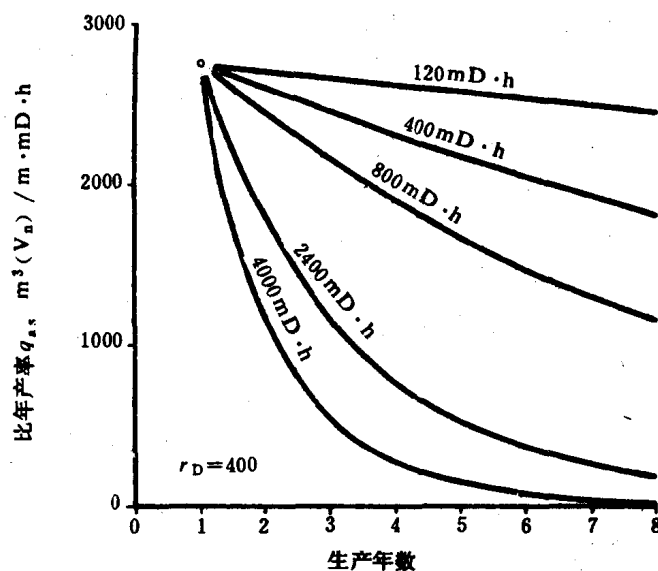


图 5 比年产率（压裂井）

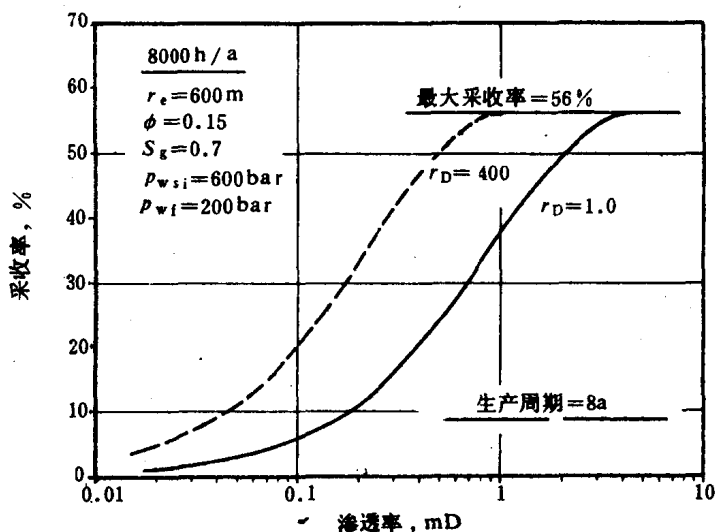


图 6 采收率与渗透率关系曲线

$$RC = RCF\left(\frac{RC}{K}\right) \quad (5)$$

$$RCF = 0.332 \frac{h_f}{h_n} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right) \sqrt{\frac{10}{s}} \quad (6)$$

$$S = \pi r_e^2$$

因而，可以建立裂缝的相对流过能力 FC/K 与无量纲等效半径 r_D 的双对数曲线（图 4）。从此图上可查出对应于任何裂缝的流过能力的等效半径。

用最大等效半径 $r_a = 40\text{m}$ ，可计算出经增产处理井的产率。

根据比年产率，把与不同的 $(K \cdot t_p)$ 值相对应的递减曲线重新描绘在图 5 上。

除比年产率增大外，地层压裂还会影响生产 8 年后所得的采收率。

图 6 是采收率与地层渗透率的半对数关系曲线，对于经增产处理井和未压裂井这两种情况，由于假设井底流动压力保持不变，为 $p_{wf} = 200\text{bar}$ ，所以，采收率随地层渗透率的增大而增加，但极限值为 56%。压裂井曲线相对于低渗透率的变化代表了所假设的产量增长系数 $J/J_0 = 4$ 。

四、利润率计算

因为利润率计算非常独特且随不同公司而异，因此，在本文中仅介绍基本方法，认为天然气价格在下一个十年中保持不变。

各类投资包括：钻井和完井费用、地面处理设施的安装及其与管线系统的连结费用。

深度为 4000 米，完井后下 $4 \frac{1}{2}$ 英寸的井，直至投产使用的总费用估计为 1200 万马克（600 万美元）。

此项投资将列入所考虑时间周期的第一年内。

地面设备估计花费 400 万马克（约 200 万美元），在第二年内安装完毕。

考虑通货膨胀率为 2.5% / 年，总投资所具有的现值为 1619.3 万马克（约 810 万美元）。

从生产的第一年，也就是所考虑周期的第三年开始，这些投资在 8 年内按线性折旧摊提。

生产费用以 2.5% / 年的通货膨胀率上涨，把此可变的生产费用的基数定为 2 马克 / 1000m^3 (V_n) (约 25 美元 / 10^6ft^3)，包括地面处理费用与保养费用。

大型水力压裂处理的费用包括在生产费用基数里，并在第二年未折现。

不考虑裂缝高度，处理费用保持不变，为 300 万马克（约 150 万美元）。

根据气价基数 160 马克 / km^3 (V_n) (约 2 美元 / 10^3ft^3) 计算总收入。该气价以 2.5% / a 的通货膨胀率上涨。相对于灾难性的油价状况，在下一个十年内，这一气价基数可能已经是一项乐观的假设。

净现值以 10% 折现。

总收入中减去 10% 的矿区使用费。该矿区使用费百分比对低渗透气藏有效。

根据内部回收率 (IROR，即盈利率) 判断项目的利润率。认为 15% 的税前最小值是利润率的极限。

五、结 果

根据计算得出的递减曲线(见图 5)对未经增产处理井进行了利润率分析。

把上述分析中得出的计算的内部回收率 (IROR) 与不同的气层渗透率的有效厚度作图 7 所示的关系曲线。用年生产时间 $t_p = 8000\text{h}$, 算出年产率, 由于 $K \cdot t_p$ 乘积为常数, 从此图上能很容易地导出较短生产时间的曲线。

图 7 表明: 随着渗透率增大, 这些曲线将汇合到约为 5m 的气层厚度。此最小值相当于 $100 \times 10^6 \text{m}^3$ (V_a) 的原始储量 (采收率为 56%), 与投资的原始现值平衡。

图 8 是压裂井生产曲线 (图 5) 的经济评价, 用无量纲等效半径 $r_D = 400$ 表示。和未经增产处理井的曲线相比, 不同渗透率曲线汇合的倾向更明显了, 这与压裂的地层具有较高的流过能力相对应。

用最小内部回收率 $\text{IROR} = 15\%$ 作为利润率的极限, 根据图 7 和图 8, 可以相应地为未经增产处理井和压裂井在有效厚度与渗透率关系曲线图上找出最小极限 (图 9)。

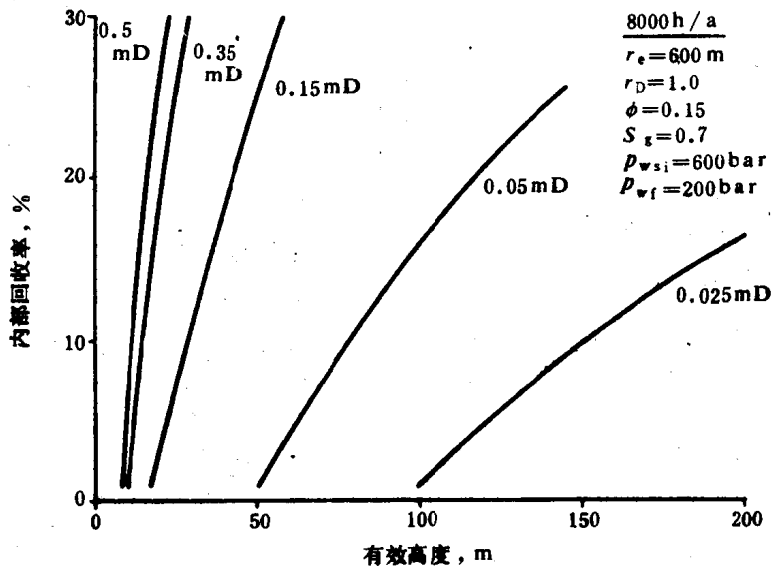


图 7 内部回收率与气层有效厚度的关系曲线 (未经增产处理的井)

以无量纲等效半径 $r_D = 1$ 表征的未经增产处理井的极限, 说明未经增产处理而能盈利所要求的有效厚度和渗透率最小组合。

在第一项近似中, 最小的地层流过能力 $K \cdot h_n = 5\text{mD} \cdot \text{m}$, 作为未经增产处理进行生产时的经济极限。

分别为 $r_D = 1$ 和 $r_D = 400$ 的两条曲线之间的区域包含了压裂井的最小参数组合, 在此区域中取得的裂缝相对传导性从 $FC/K = 1$ ($r_D = 1$) 增至无限大 ($r_D = 400$)。

在此区域内, 对该井作增产处理是必要的。并且如果裂缝传导性足够, 也是可以获利的。在 $r_D = 400$ 线以下, 即使预先作完好的增产处理, 获利生产是不可能的。

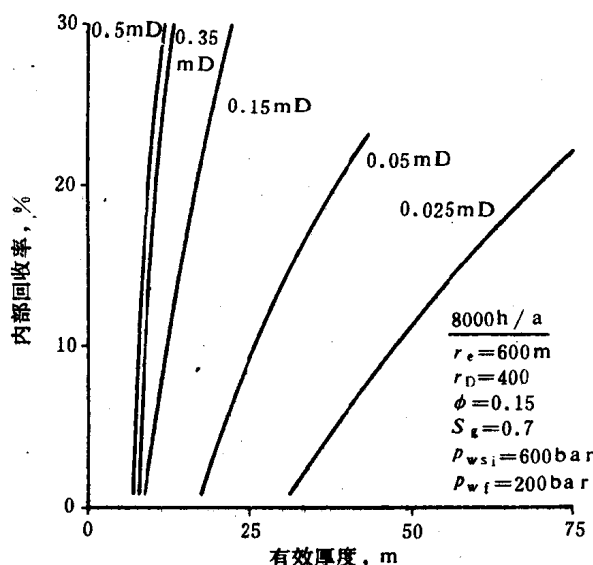


图8 内部回收率与气层有效厚度关系曲线(压裂井)

b) 经过增产处理(大型水力压裂)可能获利;

c) 在任何情况下都无利可图。

(2) 为了在油藏模型中建立支撑的裂缝, 可以用无量纲等效半径取代井眼半径。把这一等效半径变换成相对裂缝流过能力, 就能为处理设计提出最低要求。

(3) 一旦根据气藏和边际的经济条件, 为一特定的地质区建立了合适的模型, 有效高度与渗透率的关系曲线就能直接用于勘探风险分析。

符号说明

FC ——裂缝流过能力, $\text{mD} \cdot \text{m}$;

$GIIP_s$ ——单位天然气原始地质储量, $\text{m}^3 (V_n) \cdot \text{m}^{-1}$;

$IROR$ ——内部回收率, %;

J/J_0 ——产量增加系数;

L_f ——裂缝长度, m ;

RC ——相对能力;

RCF ——相对能力系数;

S ——井网密度, m^2 ;

图9中的曲线是在假设年生产时间 $t_p = 8000$ 小时下所建立的。为了使之适用于较短的(恒定)生产周期, 必须用下列转换方程转换实际渗透率。

$$K = K_m \cdot \frac{t_{pm}}{t_p}$$

式中下角标 m 表示图中所取的生产时间值, 即生产时间为 8000h/a 。

六、结 论

(1) 根据试井和测井分析资料, 只能对气井作快速明了的分类。

a) 不需经增产处理即可获利;

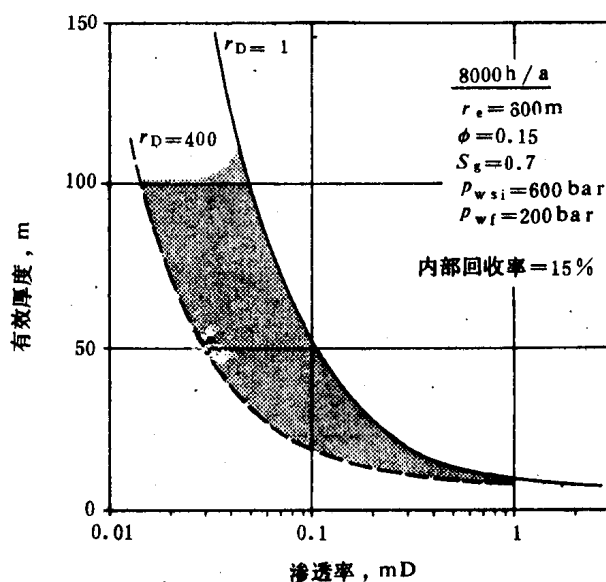


图9 低渗透气藏的利润率极限

S_g ——含气饱和度;
 T ——气层绝对温度, $^{\circ}\text{K}$;
 T_r ——气层温度, $^{\circ}\text{C}$;
 Z ——真实气体偏差系数;
 C_t ——总压缩系数, bar^{-1} ;
 h_f ——支撑的裂缝高度, m ;
 h_n ——气层有效厚度, m ;
 K ——气层渗透率, mD ;
 p_e ——气藏边界压力, bar ;
 p_{wf} ——井底流压, bar ;
 q ——产率, $\text{m}^3 (V_n) \cdot \text{h}^{-1}$;
 q_{as} ——比年产率, $\text{m}^3 (V_n) \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{mD}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$;
 r_a ——等效井眼半径, m ;
 r_D ——无量纲等效半径;
 r_e ——供给半径, m ;
 r_w ——井眼半径, m ;
 t_p ——生产时间, h ;
 ϕ ——孔隙度;
 μ ——气体粘度, $\text{kPa} \cdot \text{s}$.

参 考 文 献

1. van Poollen, H. K. :
 "Radius-of-Drainage and Stabilization-Time Equations"
 OGJ (Sept. 14, 1964) 138 - 146
2. Kazemi, H. :
 "Pressure Buildup in Reservoir Limit Testing of Stratified Systems"
 JPT (Apr. 1970) 503 - 511
3. Tinsley, J. M., Williams, J. R. et al:
 "Vertical Fracture Height - Its Effect on Steady State Production Increase"
 JPT (May 1969) 633 - 638

压裂经济学：某些方法，示例和情况的研究

R.W.Veatch

康德泉 译

吴 湘 沈平平 校

摘 要

本文提出预测水力压裂施工的经济学的方法。论述的焦点在于使加速开采、减少费用和尽可能增大最终开采量的潜在得益最优化上。给出了相应的经济准则，介绍了示例，以此说明分析方法和有关的经济问题对某些裂缝施工设计参数的敏感性。

一、引 言

无论是单井还是整个油田的方案，预测与压裂相关的经济问题其范围能够从相对简单程度的工作到有許多复杂方面的工作。有时，经济情况可能对施工的参数不甚敏感。而在另外的情况，经济情况却很大程度地取决于施工及地层参数的情况。主要因素的数目从一有限组到涉及许多变量的组。按不同的地层（例如，深度，就地应力，渗透能力，地层厚度等等）所采用的压裂条件，不同的参数可能对设计敏感的幅度很大。例如，在就地闭合应力相当大的很深的地层中并呈现长管线高摩阻损失的情况，高强度支撑剂的费用和水马力的费用都可控制施工的经济情况。而在需用大型水力压裂（MHF）施工以实现深穿透裂缝的很致密的地层中，井的占地和用物的费用都可决定着施工的经济情况。

论述包括压裂经济学的某些总的概念，并以通常观测到的生产动态递减曲线（例如，恒定百分数型，双曲型，谐和型等等）的累计净现值。给出了研究井的占地、地层渗透率、裂缝导流能力、纯有效厚度、裂缝高度、用液滤失等等对现值作用的示例情况，以此说明某些预测方法能够用来选取经济上最优化的裂缝施工。

二、压裂经济学的总概念

一般来说，经济的裂缝施工设计有三个基本要求。一个是评价已知储层按不同的裂缝长度和其导流能力可期望得到的油和气的产率和开采总量。第二个是确定为达到所要求的裂缝的长度和导流能力对裂缝施工的要求。第三个是综合以上两方面的结果，以便选取使经济利润最大的设计。

图1示出这些概念。(1) 理想状态，储层动态模拟程序将为不同的裂缝长度和导流能力给出产率和开采量的预测结果。因此能评估不同裂缝长度的收益。以裂缝长度为函数的总收入通常不是线性关系。总收入的增长率随着裂缝长度的增大而减少，而且最后达到相对平的斜率。(2) 为计算实现各种裂缝长度和导流能力所必需的施工用量，用物类型和注入的工艺过程通常需用水力压裂模拟程序。利用这些数据资料可得出裂缝长度（和导流能力）与施工

费用之间的关系。在图1下半部分中描述了这一点,表明了随着裂缝长度增大其施工的费用增长加剧。(3)在图1右侧上示出了净利润的曲线。这一总收入曲线通常显出某一最优的点,于此点要实现更长裂缝的费用将会超过由额外长度所增加产量所获得的收入。这就能够判别使经济情况最优化的施工设计的范围(即最优化的施工)。

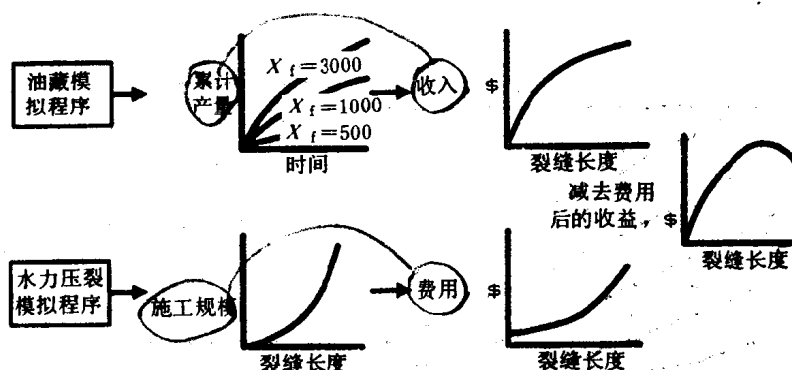


图1 裂缝增产措施设计: 最优化的总概念

确定最经济施工设计的具体过程不总是确切符合于上述概念化的步骤。但是它们将总是包含着施工的费用和与施工相联系的产量响应中产生的收入之间达到某一型式的平衡。下面几节将论述产率、收入、费用和净利润的确定。

三、生产动态曲线

为充分预测压裂的经济效果, 必须对压裂和未压裂的情况确定估算的产率曲线或累计产量状况。所采用的方法取决于动态状况是稳定态、半稳定态还是不稳定态流。当流态接近半稳定的状况时, 可采用诸如图2中由 Morse 和 Von Gotten⁽¹⁾ 所给出的那些标线来确定。稳定态方法通常可用于渗透率大于 10mD 的储层。对于小于 1mD 的储层, 应考虑用非稳定态(非定常)动态状况的研究方法。在 1~10mD 范围以内的, 应查明是哪些方法能为它们的特殊经济问题研究提供合理适宜的结果。

1. 稳定态或半稳定态状况

对于储层具有相对高的渗透率及在相对短的时间内形成的稳定态或半稳定态动态状况的情况, 采用由 Prats⁽²⁾ (图3), Mc Guire 和 Sikora⁽³⁾ 或 Tinsley 等人⁽⁴⁾ 所发表的方法来确定产率增长倍数是可行的。

有关开采下降、经验和先前的研究^(5, 6) 已表明递减速率 S 的状况基本符合下述三种类型之一, 即 (1) 恒定百分数; (2) 双曲线型; 或 (3) 调和型, 所有三种基本的递减速率方程式具有归一的形式。

$$s = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = bq^m \quad (1)$$

式中 q 为产率, t 为时间, 而 b 和 m 是常数。指数 m 判别类型(例如, 对于恒定百分

数的 $m=0.0$ ；对于双曲型的， $0.0 < m < 1.0$ ；而对于调和型的， $m=1.0$ ）。有关三种递减类型在图 4 中示出了速率状况的比较。在表 1 中给出了相应的数据，对于初始的速率，报废时的速率和至报废时的累积产量，所有三种情况都有同样的值。然而，不同的递减曲线可产生极为不同的经济后果。因此，当做经济研究时用适宜的递减模式是非常重要的。对每一曲线其累积产量 N_p 是按如下表达式确定的：

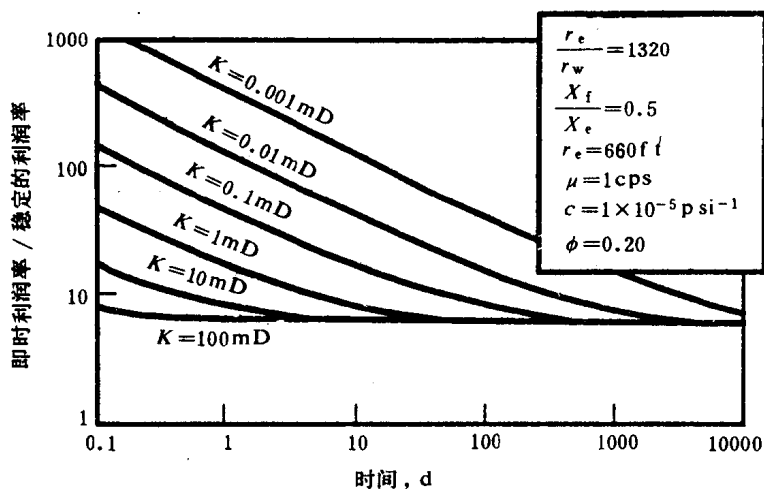


图 2 “相对的”产能比与不同渗透率的实时关系，Morse 和 Von Gonten ⁽¹⁾

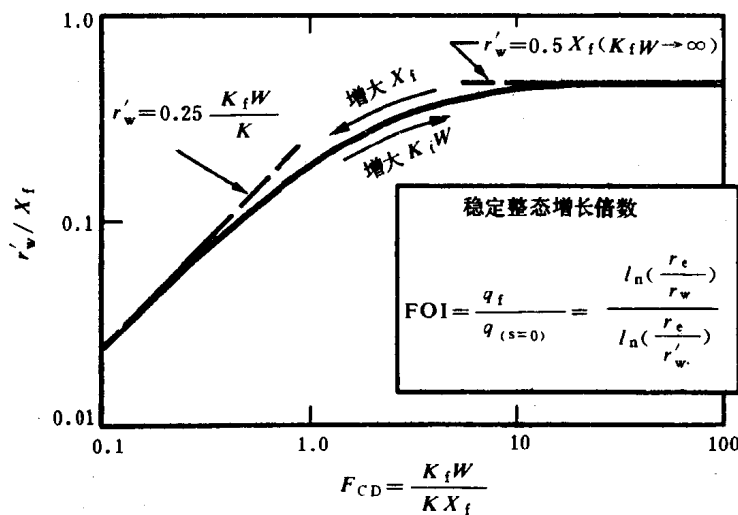


图 3 开采速率增大倍数曲线，Prats

对于恒定百分数递减的：

$$N_p = \frac{q_i (e^{st} - e^{st_i})}{s} \quad (2)$$

表 1 恒定百分数, 双曲和调和型递减动态示例的参数

初始的速率:	$q_i = 336$ bbl/d
油井报废速率:	$q_a = 5$ bbl/d
最终开采量:	$N_p = 722000$ bbl
递减参数	
恒定百分数:	$t_a = 302$ mon $s = -0.0139280744$
双曲型:	$t_a = 761$ mon $s_i = 0.0337908641$ $m = 0.7$ $b = 0.0000527200027$
调和型:	$t_a = 1112$ mon $s_i = 0.059490073$ $b = 171911.0$

对于双曲线型递减的:

$$N_p = \frac{q_i}{(1-m)s_i} [1 - (1 + s_i t)^{\frac{m-1}{m}}] \quad (3)$$

对于调和型递减的:

$$N_p = \frac{q_i}{s_i} \ln(1 + s_i t) \quad (4)$$

这里 s (方程 (1)) 是恒定百分数递减的速率 (对数周期 / mon), s_i 是初始的递减速率, t 为时间, q 为 t 时刻的产率, q_i 是初始的产率, 而 N_p 是至 t 时刻的累积产量。

对确定压裂能达到增产倍数的方法的选择, 以及对开采递减类型的选择都是很重要的, 而且在做经济最优化研究时这些可能都是相当关键的。如果可能, 那么其方法将用现场经验来检验。虽然稳定或半稳定的状态经常出现, 但是三种普遍的递减型式可能有一个最适宜预测递减的动态。对于这类情况, 为预测动态必须采用诸如计算机模拟模型做更复杂精确的处理。

2. 非稳定态 (瞬变) 动态的变化过程

如果储层具有低的渗透性以致不稳定流控制了井的早期工作期限的大部分时间, 那么为预测压裂前和压裂后的动态可运用油藏数值模拟方法或者如 Holditch 等人⁽⁷⁾, Agarwal 等人⁽⁸⁾, Gringarten 等人⁽⁹⁾ 或 Cinco-ley⁽¹⁰⁾ 所发表过的无因次的特征曲线的方法。对于许多情况, 特征曲线与迭代数值计算的储层模拟程序相比则是相对快而又不费钱的方法, 例如图 5 中所示出的 Holditch 导出的无因次累积产量特征曲线, 这是极适宜经济最优化研究的。用这种特征曲线, 可轻而易举地确定两个给定的时间点间的增加的产量, 然后再计算此周期内的收入。

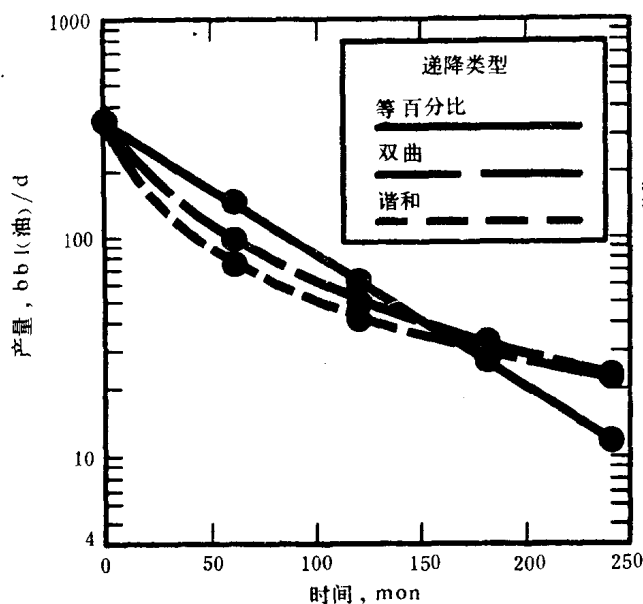


图4 恒定百分数, 双曲式和谐和式递减的
速率与时间关系

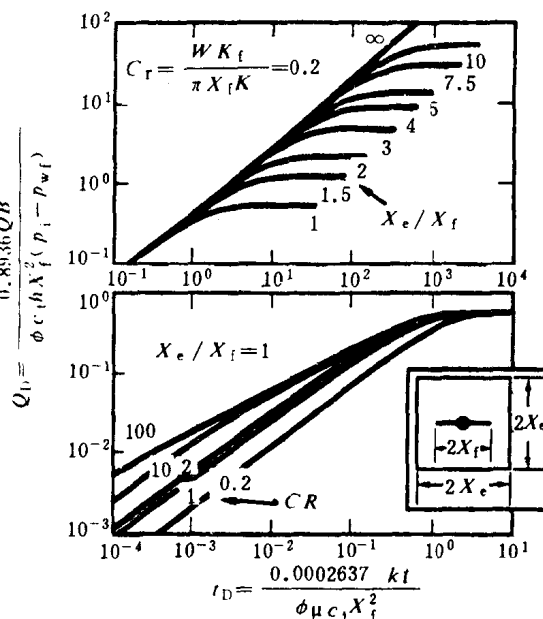


图5 无因次累积产量类型曲线, Holdith
等人⁽⁷⁾

四、总的经济准则

为研究压裂的经济情况, 应考虑下述方面: (1) 因井生产和开支形成的现金流动的现值 PV (也称 PW); 也就是, 在特定的贴现率下将来某一金额的当前值。(2) 因压裂施工形成的净现金流的净现值 (NPN)。这可按如下形式来计算, 施工后的 PV 减去施工前的 PV 再减去各种费用或与施工相关的投资的现值。(3) 偿还时间 (PO): 也就是对累积现金达到零所需要的时间期限。贴现的偿还时间 (DPO) 是对累积现金的现值达到零的时间期限。(4) 投资回收 (ROI): 即项目全过程中的累积净现金流与最大现金支出额之比。贴现的 ROI (DROI) 是项目全过程中累积净现金流的现值 PV 与施工投资的现值之比。(5) 回收率 (ROR) (亦称为利润指数 (PI)), 它是贴现率将形成项目的净现金浮动等于零的复利率。同义语包括: 资金的收益仅数出的效率, 利润的固有率, 实际产额, 贴现的现金流法, 及其它。

PV, DPO, DROI 和 ROR 项注意到金额的定期值。相应地, 它们是与已定的利率相关, 而且仅在所用的利率 i 被指定时才有意义。

这里提到的项代表整个工业界通常为评价方案经济可行性所用的专门用语。在后面所提到的示例中, 现值 (PV) 是作为经济比较的基本准则的。然而, 没有意向认为某一准则 (或一组) 比任何其它的更合适。为做经济决策, 准则的选择紧紧地依赖于投资者财政上的目标。