

凝析油气藏技术经济评价方法

吴 林 * 杜志敏 蒋向阳
(西南石油学院)

吴林等.凝析油气藏技术经济评价方法.天然气工业,2002;22(1):103~106

摘 要 凝析气藏开发过程中的经济效益主要受开发过程自身特点的影响,反凝析现象的出现带来了一些特殊的经济问题。选择经济合理的开发方式、实现地下地面的整体规划,提高凝析油的采收率,成为了当前经济评价工作中迫切需要解决的难题。文章针对气田的特殊地质条件、地理状况和开发实际情况,建立了一套适应凝析气藏开发的技术经济评价方法。针对两种不同开发方式(衰竭式开发和循环注气)及其相配套的地面回收工艺,分别进行了开发钻井工程、地面建设工程、公共及系统工程投资估算。考虑到开发变量对采气成本的影响,将成本项目划分为 7 大类别,并进行了预测。对于单井经济极限问题,选取单井控制极限储量和经济极限井距作了分析。整套评价较为完整地考虑了各个影响因素,着重分析了凝析气藏开发特征对经济评价方法的影响。提高了评价的准确性。该方法应用于某凝析气田,对 12 个不同的开发方案进行技术经济指标优选,结果证实了可行且具有一定的适用性。

主题词 凝析油气藏 开发方案 经济评价 方法

如何提高凝析油的采收率,增加经济效益,目前已成为凝析气藏经济评价工作中的一个迫切需要解决的难题。在评价的过程中,根据气田的特殊地质条件、地理状况和开发实际情况,科学地预测出开发建设工程中投资和成本费用成为了评价的重点。只有对这两项经济指标进行了合理的测算,才能完成整个气藏技术经济指标的计算。

凝析气藏开发工程投资预测

投资估算包括勘探投资和开发建设投资。开发

建设投资通常由钻井工程、地面建设、公共及系统工程三部分投资组成。

1. 开发钻井工程投资

开发钻井工程投资包括老井投资(已发生)和新井投资。考虑在凝析气田开发中,若采用循环注气的开发方式,钻井工程投资则应包括生产井和注气井两部分。计算公式为:

$$I_d = YH(N_p + N_i) \tag{1}$$

式中: I_d 为开发井工程投资; Y 为每米进尺钻井成本; H 为平均井深; N_p 、 N_i 分别为生产井数、注气井

气和天然气市场的特点,做好长期规划和短期分布实施方案;重点发展经济效益较高而又有潜在竞争性的天然气利用项目,例如发电、化肥和其他一些工业项目,形成若干利用天然气的基地;优化城市能源结构,推进城市特别是东部大城市和经济较发达地区的天然气利用步伐。

参 考 文 献

1 World Oil and Gas Production ,Petroleum Economist ,2000
2 Marilyn Radler ,Laura Bell. Special Report :OGJ 200 ,Oil &

Gas Journal ,2000
3 Pipeline Economics ,Oil & Gas Journal ,2000
4 马松平,马欣.中国天然气价格机制与体制.北京:石油工业出版社,2000
5 Annual Report : Reports Show Continued Gas Growth , Pipeline & Gas Journal ,2000
6 Cedigaz ,Natural Gas in the World ,1997
7 EIA ,Natural Gas Annual 1999 ,2000
8 IEA ,Natural gas pricing in competitive markets ,1998

(收稿日期 2001 - 09 - 26 编辑 赵 勤)

*吴林,女,1974年生;1997年毕业于西南石油学院储运专业;现为西南石油学院博士研究生,从事油气田开发工程研究工作。地址:(637001)四川南充西南石油学院研究生部博99。电话:(0817)2642091。

数。

另外,对于水平井和直井,其单位进尺成本是不同的。其钻井定额可参考相邻地区同类层段和井深段的成本资料。

2. 地面建设工程投资

地面建设工程投资一般包括油气处理厂投资、集气站投资、辅助工程投资等。对于凝析气田,由于同时采出天然气和凝析油,气体处理厂需要完成天然气脱硫、脱水、净化、以及回收轻烃、凝析油等处理。因此它的投资成为了地面投资的主要部分,有时甚至超过钻井工程的投资。计算该项投资,可根据具体的地理情况、交通和经济发展状况,并参考一些以往的资料;若资料不足,可用“0.6 指数法”来估算该项投资。

$$I_u = I_v (Q_u / Q_v)^{0.6} \tag{2}$$

式中： I_v 、 Q_v 分别为某一规模气体综合处理站的投资及处理量； I_u 、 Q_u 分别为需求的另一规模的气体综合处理站的投资及处理量。

当采用循环注气的方式时,还应考虑注气设施的投资。包括注气站的投资、注气管线投资,注气井口投资等。其中,注气压缩机是注气工程的关键设备。考虑气体压缩机站投资时,在资料不足的情况下,用“0.6 指数法”来估算注气设施的投资。

$$I_c = I_h (Q_c / Q_h)^{0.6} \tag{3}$$

式中： I_h 、 Q_h 分别为某一规模气体压缩机站的投资及排量； I_c 、 Q_c 分别为需求的另一规模的气体压缩机站的投资及排量。

3. 公共及系统工程投资

公共及系统工程投资包括机修工程、后勤及辅助企业、矿区民用建设、其它非安装设备等方面的投资。这一项投资项目繁多,计算复杂,而且所占投资比例不大。在计算时,可将地面建设工程投资按比例折算。

凝析气藏开发工程成本预测

在凝析气藏开发中,由于反凝析现象的发生,使得方案经济评价有一定的特殊性。对于轻烃回收、循环注气等一系列的工艺操作,其成本费用估算的准确性直接影响评价的质量。为了使成本费用的预测充分反映出凝析气藏开发的特点,需考虑开发变量对成本变化的影响。其中比较重要的开发变量有井数、年产液量、年产气量、年注气量。依据其不同将采气成本划分为以下 7 大类(见表 1)。

在计算成本费用时,开发变量的影响主要表现

表 1 凝析气藏单位成本费用构成表

费用类别		成本项目
操作费用	与井数(井次)有关	材料费、工资及福利费、井下作业费、修理费、动力、其他开采费、测井、试井费
	与产液量有关	燃料费、油气处理费
	与产气量有关	储量使用费
	与注气量有关	注气费(衰竭式开发不注气)
	与轻烃产量有关	轻烃回收费
	与开发建设有关	折旧费、油田维护费
三 费		财务费、管理费、销售费

在油气处理费、轻烃回收费和注气费三个项目的变化上,开发指标的大小决定了费用的高低。另外,若选用循环注气,注气量的大小、天然气价格的高低、回注时机的选择以及周期的长短都将影响方案的经济效益。当天然气价格较高,推迟天然气销售引起经济损失使得注气方案不可行。

单井经济极限研究

单井控制经济极限储量是指一口井在开采经营过程中产量所带来的全部收益抵偿投资的最低控制储量。它反映了单井的盈亏平衡,也反映了一定条件下投资回收的界限。

单井经济极限研究包括单井控制经济极限储量和经济极限井距。

当一口井全部投资完成后,其收支的平衡主要表现为每口井的生产成本费用、综合税金等支出,与天然气、凝析油销售收入相等。因此建立计算公式如下:

$$\sum_{t=1}^T Q_g (P - C_t - T_{rs}) (1 + I_{rr})^{-t} - I_t = 0 \tag{4}$$

$$P = P_g E_{rg} + P_o E_{ro} / GOR \tag{5}$$

$$N_w = \sum_{t=1}^T Q_g \tag{6}$$

式中： Q_g 为单井年产气量； P_g 、 P_o 分别为天然气、凝析油价格； E_{rg} 、 E_{ro} 分别为天然气、凝析油采收率； GOR 为气油比； C_t 为单位经营成本和费用； T_{rs} 为单位综合税金； I_{rr} 为基准收益率； I_t 为单井投资； T 为投资回收期； N_w 为单井控制经济极限储量。

确定气井井距主要从保证一定的采气速度出发。当小于经济极限井距时,井数太多,单井的产能受井间干扰严重,投资得不到回报。根据式(6)计算出的单井经济极限储量,得到经济极限井距计算公式为:

$$D_w = 2 \sqrt{N_w A / (G)}$$
 (7)

式中： D_w 为单井经济极限井距； A 为探明天然气地质储量所控制的含气面积； G 为探明天然气地质储量。

实例应用

1. 基础数据

某凝析气田,总勘探面积 223 km²,天然气地质储量 201.88 ×10⁸m³,凝析油地质储量 530.012 ×10⁴t。

项目设计 3 套 12 种方案进行优选。第一套方案采用衰竭式开发,第二套方案采用水平井方式开发,第三套方案采用循环注气方式,回注比为 50 %。

各个方案的代号为 D、DH、CY(见表 2)。

井深取 5 000 m,每米进尺钻采成本直井取 6 000 元/m;水平井取 9 000 元/m。项目考虑成边建边生产,对已完钻井所发生的投资放在年初,对将要发生的投资按照分年度的钻采投资安排放在不同年份。

参照《方法与参数》(1994 年,第二版),并结合气田的实际情况,设置如下公用参数:评价期 20 年,建设期 1 年,生产期 19 年;基准收益率 12 %;标准投资回收期 6 年,固定资产折旧年限 10 年;资源税:凝析油 12 元/t,天然气 4 元/10³m³;价格:凝析油 1 220 元/t,天然气 850 元/10³m³;税率按照国家规定计算。

表 2 各个开发方案描述、经济效益指标和单井经济极限表

指 标	衰 竭 式										水平井 注 气	
	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9	D10	DH1	CY1 - 5
井 数	10	10	10	15	15	15	20	20	20	15	15	20
初期区块日产气量 (10 ⁴ m ³)	182	243	303	182	243	303	182	243	303	235	314	180
采气成本 (元/10 ³ m ³)	554.60	558.78	565.50	546.60	557.11	552.45	554.75	554.68	558.46	546.85	554.37	598
内部收益率 (%)	18.14	19.07	18.31	17.06	18.03	20.25	14.43	17.02	18.24	22.56	20.79	10.88
净现值 (万元)	16 251.0	18 370.2	16 664.4	18 468.0	20 313.0	28 212.6	10 645.7	20 894.7	25 095.6	29 595.8	30 079.2	- 54 809
净现值率 (%)	21.43	22.05	18.43	20.38	20.79	26.45	10.1	18.5	20.66	30.29	27.25	- 4.57
投资利润率 (%)	7.81	7.21	6.44	8.98	7.64	7.82	7.89	7.73	7.11	8.51	7.54	5.24
投资利税率 (%)	13.1	12.21	11.09	14.76	12.86	13.11	13.26	13.05	12.16	14.08	12.73	9.26
资本金利润率 (%)	13.61	12.44	11.03	15.72	13.3	13.52	13.88	13.57	12.38	14.74	13.05	9.17
投资回收期 (年)	6.22	5.73	5.79	6.8	6.21	5.68	7.5	6.62	6.12	5.72	5.62	8.43
借款偿还期 (年)	3.55	3.25	3.17	3.84	3.54	3.25	4.18	3.74	3.47	3.25	3.24	5.36
极限储量 ¹⁾ (10 ⁴ m ³)	13 632.9	17 293.7	17 798.2	12 120.6	13 371.3	12 526.7	8 864.76	9 561.22	9 561.22	13 371.3	11 665.8	10 267.1
极限井距 ¹⁾ (m)	714	804	815	673	707	684	575	597	597	707	660	619
极限储量 ²⁾ (10 ⁴ m ³)	11 574.5	14 897.9	14 824.3	10 756.7	11 816.4	11 171.6	7 895.45	7 990.49	7 990.49	11 816.4	10 102.6	9 631.91
极限井距 ²⁾ (m)	657	746	744	634	664	646	543	546	546	664	614	600
方案描述	采用不同的生产井数和不同的开采速度的衰竭式开发										4 口井	

注:1) 气价为 850 元/10³m³;2) 气价为 1 000 元/10³m³。

2. 经济指标计算与评价

按照前面介绍的经济评价的方法和有关计算公式,可以获得直井开发方案、水平井开发方案和循环注气开发方案的各个经济指标(见表 2)。在所计算的开发方案中,对于不同的开发方式,其经济效益指标有着较为明显的差别。

对于衰竭式开发(D1 ~ D10),随着井数的改变,其净现值和内部收益率均发生了变化。在所给定的衰竭式开发中,直井开发方案、水平井开发方案均有效益,而注气开发方案没有效益,处于盈亏的边界上。

3. 单井经济极限计算

根据上述公式计算各开发方案的经济极限值如表 2 所示。可以看出 15 口井接替方案 D10 的单井经济极限储量为 11 816.4 ×10⁴~13 371.3 ×10⁴m³,经济极限井距为 664 ~ 707 m。

4. 评价结论

衰竭式开发方案和水平井开发方案均具有良好的经济效益。推荐优先采用接替方案 D10,D10 的净现值为 29 595.8 万元,内部收益率为 22.56 %,投资回收期为 5.72 年,经济极限井距为 707 m;其次采用方案 D5;再考虑水平井方案 DH1。由于注气开发

川南地区排水找气的阶段划分及其依据

中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院 杨家静 王兰生

中国石油西南油气田分公司川南气矿研究所 郭奇泰 王曦

地质概况及“排水找气”的阶段划分

川南气区属川南低陡褶皱带,位于四川盆地川东高褶带以西、华蓥山深断褶带向西南呈扇形展布的中—低缓型构造群,其西北以华蓥山深大断裂为界,呈三角形区块。沉积盖层从震旦系到侏罗系、白垩系,厚约6 000~7 000 m。主要产气层为二、三叠系碳酸盐岩缝洞性地层。

针对川南气区下二叠统缝洞系统中气水共存的特殊地质特征,陈立官等(1986年)提出“排水找气”理论。经过对大量资料的分析整理,我们认为,排水时,从井底到井口,压力逐渐降低,井口必然会产出一定量的天然气,这部分天然气主要是脱附的地层水溶解气,即水溶气。当排出一定量地层水后,地层条件下的剩余水体会和天然气达成新的平衡,由于上部气体膨胀,下部水体逐渐排出井口,储集空间的气水界面会下移。坚持排水过程中,井口不断有一定量水溶气排出,而井底亦维持一定的气液动态平衡。经过一段时间大量排水后,储集空间中的天然气弹性能量超过地层水封隔的弹性能量,天然气就会窜入井筒,致使井底出现游离气相的天然气,井口开始气水同产。储集空间中天然气不断膨胀,气水界面降至油管鞋处,气水同产井必然逐渐变为纯气(游离气)井。我们以储集空间中天然气窜流入井筒为界,将前一阶段称为水溶气排出阶段,后一阶段称为游离气排出阶段。

“排水找气”阶段划分的依据

在确定“排水找气”两个阶段的过程中,衡量两个阶段的重要因素是水溶气排出阶段产气量与排水量之比(即气水比)小于或等于实验气水比或理论气水比(即在地层温度、压力和地层水矿化度等综合条件下的天然气溶解度),而游离气排出阶段产气量与排水量之比大于或远大于相同条件下

天然气的溶解度。

前人编绘了甲烷在水中的溶解度曲线并制作了矿化度校正曲线,但该方法所求得的溶解度较为粗略。郝石生等(1994年)根据289个溶解度实验数据建立了溶解度回归方程式,该方程式充分考虑了影响溶解度的压力、温度和地层水矿化度等因素。不同地层温度、压力条件下,溶解度回归方程式可确定从地层水中释放出来的天然气量(即天然气的溶解度)。

此外,也可以通过实验测定天然气在地层水中的溶解度。二8井和合11井流体脱气实验获得的相同温度、地层水矿化度条件下不同压力时的气水比和回归方程计算所得天然气溶解度的对比曲线表明:二8井气水比实验数据和回归计算所得溶解度数据一致性较好,差值最大不超过 $0.35 \text{ m}^3/\text{m}^3$;合11井气水比实验数据与回归方程计算所得溶解度数值差距较大,最小值达 $0.65 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 以上,差值最大达 $1.1957 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。合11井回归计算所得溶解度曲线与实验测定气水比曲线之间的发散性与回归方程对天然气的组成考虑得不充分有关。二8井天然气以甲烷为主, CO_2 含量低,是回归方程所依赖的最基本天然气组成特征,故实验获得气水比数据与回归方程计算所得溶解度较接近。合11井 CO_2 含量高,所以实验气水比数据与回归方程计算所得天然气溶解度二者相差较大。

天然气在地层条件下具有扩散、溶解、吸附和渗透作用,这些决定了天然气在运移机制和成藏模式上具有其自身的特点。从“排水找气”过程来看,吸附作用和渗透作用比起天然气的溶解和扩散作用来,其影响要小许多。

地层水中的气水比与原始地层状态下天然气的溶解度做比较,能更为客观地反映“排水找气”的两个阶段并找出界线。以二里场二8井为例,产气层位 $P_1 m_3$,井深3 110.44 m,地层绝对压力51.12 MPa,地层静水压力47.73 MPa,地

方案处于盈亏边界,因此可以放弃考虑循环注气开发方式。

参 考 文 献

- 1 中国石油天然气总公司计划局,中国石油天然气总公司规划设计总院编.石油工业建设项目经济评价方法与参数.北京:石油工业出版社,1994

- 2 赵立彦,葛家理.气田和凝析气田开发规划技术经济指标的确定方法.天然气工业,1989;8(1):107~113
- 3 张淑英,雍歧东,张斌.凝析气藏开发的几个经济问题.西南石油学院学报,1998;20(2):97~100

(收稿日期 2001-10-08 编辑 赵勤)

Liu Yijun and Wang Hai (Univesity of Petroleum ,Beijing) *NA TUR. GAS IND.* v. 22 ,no. 1 , pp. 100 ~ 103 , 1/25/2002. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT: The reasons causing the competitiveness of natural gas markets in U. S. A are revealed from four aspects in the paper ,i. e. the markets have the bases of competition because of domestic abundant natural gas resources ,numerous gas producers (including few tens of large-scale producers) and stable foreign gas-supplying (including multiple gas pipeline stretching to American) ; the price of natural gas (provided by the producers) reaching to regional distribution pipeline systems has stronger competitiveness owing to matured gathering pipe networks and regional distribution pipeline systems as well as many independent pipeline transportation service trades ,thus causing the markets possessing the basic conditions of competition between the ultimate users and the gas producers ;in cooperation with the government 's effective control on the pipeline transportation companies ; a large-scale domestic natural gas consumer market has ensured many supplier 's existence and competition ,and a strong gas-consumption self-adjustment capacity of the users has made the demand for natural gas relative stability and made natural gas be able to face a serious competition with the other primary energy ,thus possessing an intrinsic constrained force of controlling gas price fluctuation to provide a large space for the smooth long-term running of the gas market competition pattern ;and the *Antitrust Laws* has established a legal basis of the competition between many domestic producers and pipeline transportation service trades ,and through supplementing some special gas market rules to weaken the control of pipeline companies on the markets ,the key point of controlling has been turned to the pipeline transportation sectors having natural monopolistic property by the government departments ,so as to raise the effectiveness of managing pipeline transportation cost rate by applying a number of means ,thus providing the security for the gas market competition.

SUBJECT HEADINGS: American , Natural gas market , Competition

Liu Yijun (*associate professor*) , born in 1965 , graduated in mathematics at the Shenyang Teachers College and received his Bachelor 's degree in 1987 , then received his Master 's degree in economics from the Beijing Teachers University in 1992. Now he is a postgraduate studying for his doctorate in management science and engineering in the China University of Mining and Technology. Add: Changping District , Beijing (102249) , China Tel : (010) 89733072

.....
TECHNICAL ECONOMIC EVALUATION METHODS OF CONDENSATE RESERVOIR

Wu Lin , Du Zhimin and Jiang Xiangyang (Southwest Petroleum Institute) . *NA TUR. GAS IND.* v. 22 , no. 1 , pp. 103 ~ 106 , 1/25/2002. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT: The economic returns of condensate gas reservoir development is mainly related to the development process ' own characters and the occurrence of retrograde condensation causes some special economic problems. How to choose an economic reasonable development scheme , to realize integrated surface & subsurface planning and to improve condensate recovery coefficient are the difficulties necessary to be solved urgently in economic evaluation at present. In the paper , according to the special geological , geographical and development circumstances of condensate gas fields , a set of technical economic evaluation methods of condensate gas reservoirs are put forward ; the investments in development drilling engineering , surface construction engineering and public & system engineering are estimated respectively in light of the two different development schemes (depletion type development and circulating gas injection development) and their relevant surface recovery processes ; the items of cost are divided into seven categories and their being forecasted is carried out in consideration of the influence of development variables on gas production cost ; and the single well economic limit is analyzed in accordance with single well limit control reserves and economic limit well spacing. Various influence factors are wholly considered in all the evaluation methods , in which the effect of condensate gas reservoir development characteristics on the economic evaluation methods is emphatically discussed , thus raising the accuracy of evaluation. Through optimizing the technical economic indexes for twelve different development plans of one condensate gas field , it is proved that these methods are of a certain applicability.

SUBJECT HEADINGS: Condensate reservoir , Development project , Economic evaluation , Method

Wu Lin (*female*) , born in 1974 , graduated in storage-transportation engineering from the Southwest Petroleum Institute in 1997. Now she is engaged in the research on oil & gas field development engineering , being a postgraduate studying for her doctorate in the institute. Add: Nanchong , Sichuan (637001) , China Tel : (0817) 2642091

〔 翻译 刘方槐
编辑 蒋静萍 〕