陈元千 著

油气藏工程实用方法

PRACTICAL METHODS OF PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING

石油工业出版社

登录号 126633
分类号 TE34
种次号 027

油气藏工程实用方法

Practical Methods of Petroleum Reservoir Engineering

陈元千 著

石油0122019

石油工业出版社

内 容 提 要

本书是陈元千教授1995年之后发表的文章。全书由四个部分共41篇论文组成。第一部分为油气田产量和可采储量预测模型与应用的内容；第二部分为油气田储量评价方法与应用的内容；第三部分为水驱曲线研究与应用的内容；第四部分为矿场试井研究与应用的内容。这是一本理论联系实际且实用性很强的专著，其中有许多独到的见解和新的研究成果。

本书可供从事油气藏工程方面的矿场技术人员使用，也可作为石油大专院校和科研单位的有关人员参考用书。

图书在版编目（CIP）数据

油气藏工程实用方法/陈元千著．
北京：石油工业出版社，1999.6
ISBN 7-5021-2517-5

Ⅰ.油…
Ⅱ.陈…
Ⅲ.油田开发
Ⅳ.TE34

中国版本图书馆CIP数据核字（1999）第05729号

石油工业出版社出版
（100011 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印刷
新华书店北京发行所发行

850×1168毫米 32开本 15⅞印张 421千字 印1-1500
1999年6月北京第1版 1999年6月北京第1次印刷
ISBN 7-5021-2517-5/TE·2058
定价：35.00元

序

本书是1995年以来，我在国内各石油科技期刊上发表的论文，汇集成为四个部分，包括41篇文章。

第一部分的内容是预测模型，共有16篇文章。预测模型，是预测油气田产量、累积产量和可采储量的重要工具。在生命科学、经济科学、自然灾害科学和股市学等领域，也有很大的应用潜力。目前我们建立的预测模型包括：广义翁氏模型、威布尔（Weibull）模型、HCZ（胡－陈－张）模型、对数正态分布（Log－Normal－Distribution）模型、逻辑斯谛（Logistic）模型、HC（胡－陈）模型、CH（陈－胡）模型、t模型、广义预测模型等10种。这些预测模型的建立分别来源于各方面的深入研究工作：一是通过对大量已开发油气田产量数据的相关统计研究所建立；二是通过对数理统计学中不同连续分布函数的转模研究与推导所建立；三是通过对已有模型的进一步完善推导所建立。应当指出的是，上述不同的预测模型，均为带有三个待定常数的非线性函数，应用一般方法求解甚为困难。对此，我们提出了非常实用有效的线性试差求解法。在上述预测模型建立的研究中，我和我的研究生胡建国同志，曾经进行过精心通力的合作。他是一位富有创新精神和踏实苦干的青年科技工作者。

第二部分的内容是储量评价，共有9篇文章。该部分除有关储量管理工作同国际接轨的内容外，主要是预测和计算油藏气藏、凝析气藏、水溶性CO_2气藏的地质储量和可采储量，以及计算油田溶解气和气顶气可采储量的方法。这些方法，在油气储量评价工作中都是必须掌握的内容。

第三部分的内容是水驱曲线，共有10篇文章。水驱曲线是水驱开发油田特有的实用方法，它不但可以预测水驱油田的可采

顶级地质论坛 http://bbs.3501.com/

储量，而且对于地质储量和可动油储量也可作出预测。该部分的有关研究表明，地层原油粘度的大小，对不同的水驱曲线方法，并不存在选择性的问题。同时，对于已故中国科学院院士童宪章先生命名的甲型和乙型水驱曲线，在高含水期的上翘问题，从理论上得到了研究和解决。该部分中的水驱曲线与产量递减的联解法，以及水驱曲线与预测模型的联解法，对于水驱开发的油田，可以进行各项开发指标的全程预测。它克服了水驱曲线与开发时间无关，以及产量递减和预测模型与含水率无关的缺陷。因此，联解法是一种内容比较完善，功能更为齐全的油藏工程计算方法。

第四部分的内容是矿场试井，共有6篇文章。该部分包括：利用矿场不稳定试井，不同阶段开井和关井所测得的压降曲线和压力恢复曲线，预测油气井控制储量的方法；确定气井新的IPR方程和气井绝对无阻流量的方法；确定气井高速湍流速度系数 β 值的新方法；油藏压力函数的推导与应用等。

本书得以顺利出版，我要感谢中国石油天然气集团公司的王乃举教授和李道品教授，以及石油勘探开发研究院的朱兆明、万吉业、刘雨芬和韩用光等教授专家的鼎力推荐，也要感谢石油工业出版社领导的积极支持。同时，我还要对长期关心支持我的科研工作，为本书中论文的发表付出过辛勤劳动的《石油学报》、《石油勘探与开发》、《天然气工业》、《新疆石油地质》、《中国海上油气（地质）》、《试采技术》、《断块油气田》、《油气井测试》、《油气采收率技术》、《低渗透率油气田》、《小型油气藏》和《石油工业技术监督》等期刊杂志社的领导和同志们，表示深切的感谢。

这是我正式出版发行的第四册文集，希望广大读者，尤其是青年朋友，能喜欢它、接纳它，并从中引起思考，提出问题，有所收获。最后，祝愿大家开拓进取，事业成功。

陈元千

1998.12.5 北京

目　录

第一章　预测模型……（1）
第一节　广义翁氏预测模型的推导与应用……（1）
第二节　对翁氏模型建立的回顾与新的推导 ……（13）
第三节　威布尔（Weibull）预测模型的建立与应用 ……（25）
第四节　逻辑斯谛（Logistic）预测模型的建立与应用 ……（35）
第五节　对数正态分布（Log Normal Distribution）预测模型的建立与应用 ……（46）
第六节　瑞利（Rayleigh）预测模型的建立与应用 ……（55）
第七节　Chen－Hu（陈－胡）预测模型的建立与应用 ……（63）
第八节　Hu－Chen（胡－陈）预测模型的建立与应用 ……（75）
第九节　t模型的推导、应用与讨论 ……（86）
第十节　综合预测模型与其派生 ……（95）
第十一节　广义预测模型的建立与应用……（111）
第十二节　对翁氏旋回模型预测可采储量方法的修正……（125）
第十三节　对翁氏模型预测含水率的推导与应用……（137）
第十四节　预测定容气田开发指标的概算方法……（145）
第十五节　应用预测模型判断油藏非均质程度的方法……（159）
第十六节　对Hubbert建模二次函数的推导与应用……（168）
第二章　储量评价……（177）
第一节　关于储量管理工作同国际接轨问题……（177）
第二节　预测油气田经济可采储量的方法……（187）

第三节　预测水驱凝析气藏可采储量的方法……（197）
第四节　重组凝析气藏总井流体摩尔组分的方法……（209）
第五节　预测油田溶解气和气顶气可采储量的方法……（217）
第六节　水溶性 CO_2 气藏地质储量的计算方法 ……（232）
第七节　预测油气田可采储量方法的优选……（238）
第八节　确定水驱砂岩油藏采收率的相关经验公式……（254）
第九节　气藏和凝析气藏物质平衡方程式的新推导……（263）
第三章　水驱曲线的研究与应用……（278）
第一节　地层原油粘度与水驱曲线关系的研究与讨论……（278）
第二节　高含水期水驱曲线的推导及上翘问题的理论分析……（295）
第三节　对广义水驱曲线的质疑、推导与讨论……（314）
第四节　对 Timmerman 经验公式的推导与应用 ……（324）
第五节　对 $N_p = bf_w$ 关系式的质疑、推导与讨论……（333）
第六节　水驱曲线与产能递减的联解法……（344）
第七节　甲型水驱曲线与威布尔模型联解法……（368）
第八节　甲型水驱曲线与 HCZ 模型联解法 ……（377）
第九节　丙型水驱曲线与 HCZ 模型联解法 ……（386）
第十节　威布尔模型与丙型水驱曲线联解法……（397）
第四章　矿场试井……（411）
第一节　利用矿场不稳定试井资料预测油气井控制的地质储量……（411）
第二节　预测气井绝对无阻流量的新方法……（442）
第三节　气井新的无量纲 IPR 方程与应用 ……（453）
第四节　确定气井高速系数 β 值的方法及相关经验公式……（463）
第五节　压力函数的推导与应用……（476）
第六节　确定凝析气井流入和流出动态曲线的方法与应用……（491）

第一章　预 测 模 型

第一节　广义翁氏预测模型的推导与应用

我国著名的地球物理学家、学者、教授、中国科学院院士翁文波先生，于 1984 年出版的《预测论基础》专著[1]，首次提出了泊松（Poisson）旋回模型（以下简称为翁氏预测模型），为我国油气田产量的预测奠定了基础，因而受到国内石油科技专家的重视和应用[2~5]。然而，令人遗憾的是，迄今为止，在国内外书刊文献中，均查不到有关翁氏预测模型理论推导的报导和记载。同时，通过实际应用也发现，原翁氏预测模型是一个具有 3 个待定常数（a_w, b, c）的非线性模型，目前既缺少有效的求解方法，又不能预测油气田的可采储量。本节利用概率统计中的 x^2 分布，对原翁氏预测模型进行了系统的推导，得到了预测油气田产量、可采储量、最高年产量及其发生时间的广义翁氏预测模型。同时，还提出了求解预测模型的有效线性试差法。

一、对翁氏预测模型的推导

鉴于翁氏预测模型在理论和实际上具有的重要意义，对翁氏预测模型进行了如下系统完整的推导。

由文献［6］的概率统计部分，对于属于连续分布型的 x^2 分布的分布密度表示如下：

$$f(x) = \frac{1}{2^{n/2}\Gamma(n/2)} x^{n/2-1} e^{-x/2} \qquad (1.1.1)$$

式中　$f(x)$——x^2 分布的分布密度；

$\Gamma(n/2)$——伽马函数；

x ——分布变量，区间限定于 0 到∞；

n ——控制分布形态的常数。

为使该分布更具代表性，设 $\alpha = n/2$ 和 $\beta = 2$，则由（1.1.1）式得：

$$f(x) = \frac{1}{\beta^{\alpha}\Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-(x/\beta)} \tag{1.1.2}$$

由（1.1.2）式表示的 x^2 分布，在 x 从 0 到∞区间内的分布函数等于 1，即：

$$F(x)\mid_{x\to\infty} = \int_0^{\infty} f(x)\mathrm{d}x = 1 \tag{1.1.3}$$

对于油气田，开发时间 t 从 0 到∞期间的累积产量可视为油气田的可采储量，故表示为：

$$N_p(t)\mid_{t\to\infty} = \int_0^{\infty} Q\mathrm{d}t = N_R \tag{1.1.4}$$

式中 N_R ——油气田可采储量，10^4t（油）、10^8m^3（气）；

$N_p(t)$ ——油气田累积产量，10^4t（油）、10^8m^3（气）；

Q ——油气田产量，10^4t/a（油）、10^8m^3/a（气）；

t ——油气田实际生产时间，a。

将（1.1.4）式等号两端同除以 N_R 得：

$$\frac{N_p(t)\mid_{t\to\infty}}{N_R} = \int_0^{\infty} \frac{Q}{N_R}\mathrm{d}t = 1 \tag{1.1.5}$$

由（1.1.3）式与（1.1.5）式的对比可以看出，$f(x) = Q/N_R$，因此，若将式（1.1.2）转为预测油气田产量分布模型时，需将（1.1.2）式的右端乘以可采储量 N_R。该可采储量可视为，将理论模型转为实际预测模型的模型转换常数。

当设 $Q = f(x)$、$t = x$、$b = \alpha - 1$ 和 $c = \beta$，并引入模型转换常数 N_R 时，由（1.1.2）式得：

$$Q = \frac{N_R}{C^{b+1}\Gamma(b+1)} t^b e^{-(t/c)} \tag{1.1.6}$$

若设：

$$a = \frac{N_R}{C^{b+1}\Gamma(b+1)} \tag{1.1.7}$$

则得：

$$Q = at^b e^{-(t/c)} \tag{1.1.8}$$

（1.1.8）式即为本节推导所得的广义翁氏预测模型，之所以称为广义翁氏预测模型，就在于（1.1.8）式中的模型参数 b 可以是包括 0 在内的任意正实数。而原翁氏预测模型，对模型常数 b 必须是正整数的限定，这完全没有必要。当 $b = 0$ 时，由（1.1.8）式可以得到无峰指数递减模型。

为了得到原翁氏预测模型的原式，将（1.1.8）式等号右端的分子与分母同时乘和除以 C^b 得：

$$Q = aC^b\left(\frac{t}{c}\right)^b e^{-(t/c)} \tag{1.1.9}$$

若设：

$$t = y - y_o \tag{1.1.10}$$

则得：

$$Q = aC^b\left(\frac{y-y_o}{C}\right)^b e^{-(y-y_o)/c} \tag{1.1.11}$$

式中 y ——油气田投产后的某一生产年份数值；

y_o ——油气田投产时的年份数值。

现将翁氏模型常数 a_w 和翁氏时间 t_w，分别表示为：

$$a_w = aC^b \tag{1.1.12}$$

$$t_w = \frac{y-y_o}{C} \tag{1.1.13}$$

将（1.1.12）式和（1.1.13）式代入（1.1.11）式，即可得到原翁氏预测模型的原式[1]：

$$Q = a_w t_w^b e^{-t_w} \tag{1.1.14}$$

应当指出，（1.1.14）式与（1.1.8）式并没有本质的差别，只是同一预测模型的两种表达方式。其中模型常数 a_w 与 a 的关系见（1.1.12）式。翁氏生产时间 t_w 与实际生产时间 t 的关系为：

$$t_w = \frac{t}{C} \tag{1.1.15}$$

上述（1.1.14）式表示的原翁氏预测模型，由于翁氏生产时间是由生产年份差值（$y - y_0$）除以模型常数 C 表示，而正确的 C 值求取，还需根据实际产量数据与预测产量数据的最佳拟合，同模型常数 a_w 和 b 一起确定。于是，就要经过一个反复的迭代寻优过程。因此，笔者赞成使用（1.1.8）式作为实用的翁氏预测模型。

由（1.1.8）式对生产时间 t 求导数：

$$\frac{dQ}{dt} = at^{b-1}e^{-(t/c)}\left(b - \frac{t}{C}\right) \tag{1.1.16}$$

为了求取高年产量发生的时间，当 $dQ/dt = 0$ 时，则（1.1.16）式必然有：

$$b - \frac{t}{C} = 0 \tag{1.1.17}$$

由（1.1.17）式可得，预测油气田最高年产量发生时间 t_m 的关系式：

$$t_m = bc \tag{1.1.18}$$

将（1.1.18）式代入（1.1.8）式可得预测油气田最高年产量 Q_{max} 的关系式：

$$Q_{max} = a\left(\frac{bc}{2.718}\right)^b \tag{1.1.19}$$

再由（1.1.7）式可得预测油气田可采储量 N_R 的关系式：

$$N_R = aC^{b+1}\Gamma(b+1) \tag{1.1.20}$$

对于（1.1.20）式中伽马函数 $\Gamma(b+1)$ 的数值，当 $b+1>2$ 时，可采用下式计算[6]：

$$\Gamma(b+1) = b\Gamma(b) \tag{1.1.21}$$

当 $b<2$ 时的 $\Gamma(b)$ 的数值可查文献［6］的伽马函数表。

若利用原翁氏预测模型求解，将（1.1.12）式代入（1.1.19）式可得预测油气田最高年产量的关系式：

$$Q_{max} = a_w\left(\frac{b}{2.718}\right)^b \tag{1.1.22}$$

再将（1.1.12）式代入（1.1.20）式可得利用原翁氏预测模型，预测油气田可采储量的关系式：

$$N_R = a_w C\Gamma(b+1) \tag{1.1.23}$$

二、求解预测模型常数的线性试差法

不论是本节提出的广义翁氏预测模型，还是原翁氏预测模型，其中都有3个模型常数，前者为 a、b 和 c；后者为 a_w、b 和 c。对于这种带有3个常数的非线性预测模型，采用一般性试差拟合求解法，不但难于奏效，而且相当繁琐和麻烦。本文首次提出以下简单易行的线性试差求解方法。

将（1.1.8）式改写为：

$$\frac{Q}{t^b} = ae^{-(t/c)} \tag{1.1.24}$$

对（1.1.24）式等号两端取常用对数得：

$$\log\frac{Q}{t^b} = \log a - \frac{1}{2.303C}t \tag{1.1.25}$$

若设：

$$A = \log a \tag{1.1.26}$$

$$B = 1/2.303C \tag{1.1.27}$$

则得：

$$\log\frac{Q}{t^b} = A - Bt \tag{1.1.28}$$

根据实际产量 Q 和相应生产时间 t 的数据，若给定不同的 b 值，利用（1.1.28）式进行半对数线性试差法求解，能够得到相关系数最高和直线关系最好的 b 值，即为该法欲求的正确 b 值。此时，当由（1.1.28）式线性回归求得直线截距 A 和斜率 B 的数值后，可由（1.1.26）式和（1.1.27）式分别得到的下式确定模型常数 a 和 C 的数值：

$$a = 10^A \tag{1.1.29}$$

$$C = 1/2.303B \tag{1.1.30}$$

将求得的实际油气田的模型常数（a、b、c），代入（1.1.8）式即得预测油气田产量 Q 的相关公式；若再分别代入（1.1.18）式、（1.1.19）式和（1.1.20）式，又可得到油气田最高年产量 Q_{max} 和发生的时间 t_m 以及可采储量 N_R 的数值。

三、预测模型的应用举例

以最著名的萨马特洛尔（Самотлорское）油田和罗马什金（Ромашкино）油田为例[7]，可以进行完整的计算和预测。有关资料和数据列于表 1.1.1 和表 1.1.2。利用式（1.1.28）进行线性试差求解，当两个油田的 b 值分别为 4.30 和 2.867 时，均能得到较好的直线（见图 1.1.1）。经线性回归后，所得图 1.1.1 上两条直线的截距 A、斜率 B 和相关系数 r 的数值列于表 1.1.3。同时利用（1.1.29）式和（1.1.30）式求得 a 值和 c 值；再利用（1.1.18）式、（1.1.19）式确定两个油田的 t_m 和 Q_{max} 值（见表 1.1.3）。

表 1.1.1　两个油田的基础资料

项　目	萨马特洛尔油田	罗马什金油田
发现时间	1965 年	1948 年
投产时间	1969 年	1952 年
地质年代	白垩系	泥盆系
油层及岩性	AB 和 БВ，砂岩	$Д_1+Д_{II}$，砂岩
埋藏深度（m）	1600～2700	1650～1850
含油面积（km^2）	1575	3800
地质储量（10^6t）	50	45
有效厚度（m）	63～103	18～23
有效孔隙度（%）	23～26	15～20
空气渗透率（mD）	10～4330	300～400
原始地层压力（MPa）	16.9～21.9	17.5
饱和压力（MPa）	7～10.7	8.5～9.5
原始气油比（m^3/t）	76～98	40～65
地面原油密度（g/cm^3）	0.844～0.887	0.858
地层原油粘度（mPa·s）	0.88～2	2.6～4.5
注水方式	内部切割注水	内部切割注水

注：$1mD=10^{-3}\mu m^2$。

表 1.1.2　两个油田的实际生产和预测数据对比[9,10]

t (a)	萨马特洛尔					罗马什金				
	年份	Q (10^4t/a)		N_p (10^8t)		年份	Q (10^4t/a)		N_p (10^8t)	
		实际	预测	实际	预测		实际	预测	实际	预测
1	1969	130	16.2	0.013	0.0016	1952	200	22	0.02	0.002
2	1970	430	226	0.056	0.024	1953	300	137	0.05	0.0159
3	1971	1000	911	0.156	0.115	1954	500	375	0.10	0.0534
4	1972	2110	2214	0.367	0.337	1955	1000	739	0.20	0.1273
5	1973	3900	4077	0.757	0.744	1956	1400	1213	0.34	0.2486
6	1974	6120	6300	1.369	1.374	1957	1900	1774	0.53	0.4260
7	1975	8710	8625	2.240	2.237	1958	2400	2396	0.77	0.6656
8	1976	11020	10806	3.342	3.317	1959	3050	3052	1.075	0.9708
9	1977	13000	12651	4.642	4.583	1960	3800	3718	1.445	1.3426
10	1978	14320	14041	6.073	5.987	1961	4400	4374	1.895	1.7800
11	1979	15080	14925	7.581	7.479	1962	5000	5001	2.395	2.2801
12	1980	15480	15308	9.129	9.100	1963	5600	5585	2.955	2.8386
13	1981	15030	15237	10.632	10.534	1964	6040	6116	3.559	3.450
14	1982	14380	14785	12.071	12.012	1965	6600	6587	4.219	4.109
15	1983	14000	14034	13.470	13.416	1966	6800	6991	4.899	4.808
16	1984	13060	13069	14.777	14.722	1967	7000	7327	5.599	5.541
17	1985	11090	11966	15.886	15.919	1968	7600	7595	6.359	6.300
18	1986	10980	10795	16.983	16.998	1969	7900	7796	7.149	7.080
19	1987	9880	9610	17.972	17.960	1970	8150	7933	7.963	7.873
20	1988	8270	8453	18.841	18.805	1971	8000	8009	8.764	8.674
21	1989	7720	7356	19.614	19.540	1972	8000	8029	9.564	9.477
22	1990	6400	6339	20.253	20.174	1973	8000	7997	10.364	10.277
23	1991		5415		20.715	1974	8000	7919	11.164	11.069
24	1992		4588		21.174	1975	8000	7800	11.964	11.849
25	1993		3858		21.560	1976	7775	7645	12.742	12.613
26	1994		3222		21.882	1977	7500	7459	13.492	13.359
27	1995		2674		22.150	1978	7230	7248	14.215	14.084
28	1996		2206		22.370	1979	6800	7015	14.895	14.916

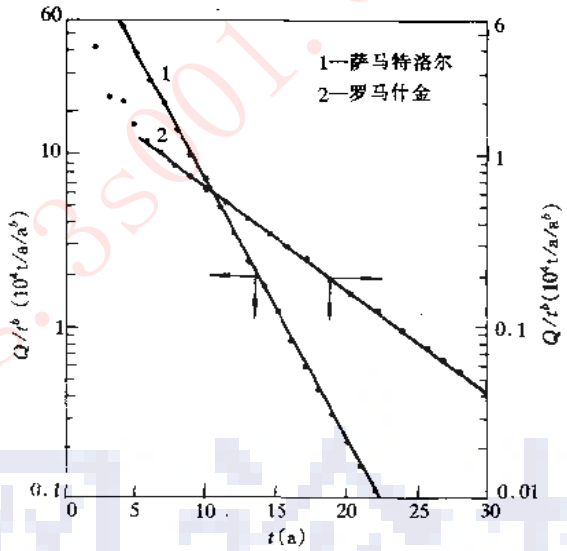


图 1.1.1　两个油田的线性试差最佳结果

将两个油田的 b 值分别代入（1.1.21）式，当 $b<2$ 时，由伽马函数表[9]查得的伽马函数值分别为 $\Gamma(1.3)=0.8975$ 和 $\Gamma(1.827)=0.9388$，因此，由（1.1.21）式分别求得两个油田的 $\Gamma(b+1)$ 的数值如下：

萨马特洛尔油田为：

$$\begin{aligned}\Gamma(b+1)&=b\Gamma(b)\\&=(4.30)\Gamma(4.30)\\&=(4.30)(3.30)\Gamma(3.30)\\&=(4.30)(3.30)(2.30)\Gamma(2.30)\\&=(4.30)(3.30)(2.30)(1.30)\Gamma(1.30)\\&=42.4281\times0.8975\\&=38.0792\end{aligned}$$

罗马什金油田为：

$$\begin{aligned}\Gamma(b+1) &= b\Gamma(b)\\ &= (2.827)\Gamma(2.827)\\ &= (2.827)(1.827)\Gamma(1.827)\\ &= 5.1649\times 0.9388\\ &= 4.8488\end{aligned}$$

将表 1.1.3 所列两个油田的 a(或 a_w)、b、c 和 $\Gamma(b+1)$ 值，分别代入（1.1.20）式或（1.1.23）式得油田的可采储量（见表 1.1.3）。再将两个油田的 a、b 和 c 值分别代入（1.1.8）式，得到预测产量的相关公式。

表 1.1.3　两个油田的有关计算结果

项　目		萨马特洛尔油田	罗马什金油田
线性回归截距 A		1.3622	1.4022
线性回归斜率 B		0.1514	0.05882
相关系数 r		−0.9999	−0.9997
模型常数 a		23.025	25.246
模型常数 a_w		2133.7	7186.5
模型常数 b		4.30	2.827
模型常数 c		2.867	7.382
模型常数 bc		12.33	20.88
$\Gamma(b+1)$		38.0792	4.8488
$c^{b+1}\Gamma(b+1)$		10117	10189
可采储量 $N_R(10^8t)$	实际	不详	24
	预测	23.29	25.72
最高年产量 $Q_{max}(10^4t/a)$	实际	15480	8150
	预测	15331	8031
最高产量发生时间 t_m(a)	实际	12	19
	预测	12.33	20.88

126633

萨马特洛尔油田：

$$Q = \frac{23.025t^{4.30}}{e^{(t/2.867)}} \tag{1.1.31}$$

罗马什金油田：

$$Q = \frac{25.246t^{2.827}}{e^{(t/7.382)}} \tag{1.1.32}$$

由（1.1.31）式和（1.1.32）式所预测两个油田的产量 Q 和累积产量 N_p（见表 1.1.2）和图 1.1.2、图 1.1.3。从表和图中可看出，预测数据和实际数据基本上一致，尤其是两个油田的最高年产量和发生时间的预测结果与实际数值很符合。

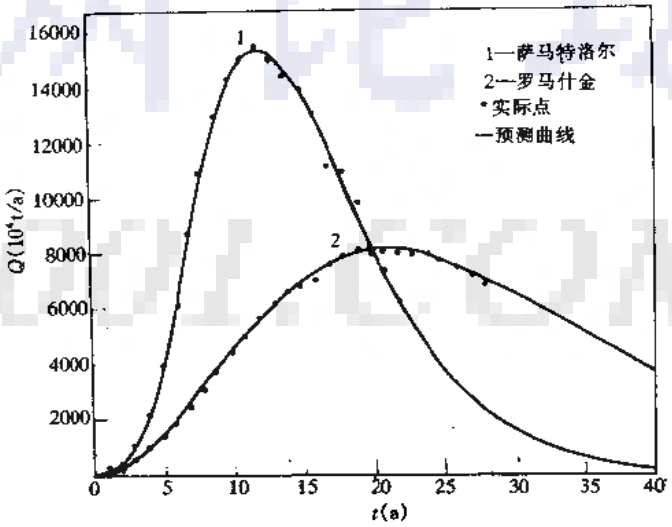


图 1.1.2　两个油田的实际产量和预测结果对比图

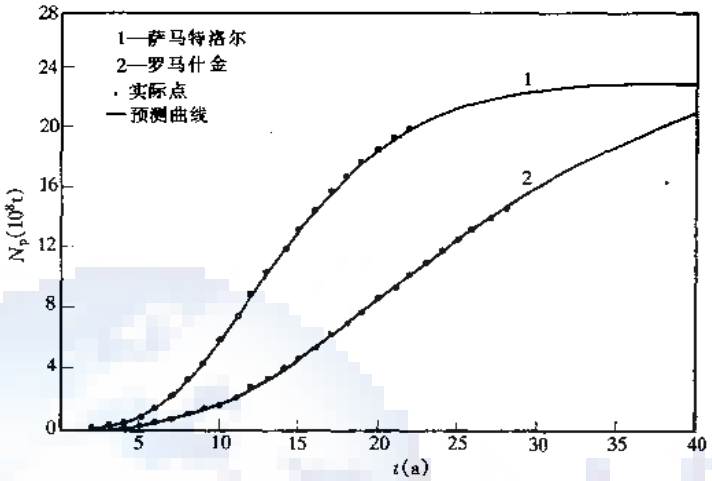


图 1.1.3　两个油田的实际累积产量与预测结果对比图

四、结　束　语

（1）文中对原翁氏预测模型进行了系统的推导，并提出了求解 3 个模型常数的线性试差法，有很好的理论意义和实用价值。

（2）油气田最高年产量发生的时间等于模型常数 b 与 c 的乘积，而与油气田的规模和类型，以及 b、c 的大小无关。只要两个油田 b 与 c 的乘积相等，则两个油田的最高产量发生的时间就相同。

（3）油气田的最高年产量与模型常数 a 成正比，与 bc 值的 b 次方成正比。b 值愈大，油气田的产量分布愈集中，最高年产量愈大；c 值愈大，油气田的产量分布愈分散，最高年产量愈低。

（4）油气田的可采储量与模型常数 a 成正比，即可采储量大的油气田具有较大的 a 值。当两个油气田的可采储量较接近时，c 值大的油气田可采储量相对也大。

（5）本节推导建立的模型，其所以称之为广义翁氏预测模型，原因有二：一是，本节将翁氏由逻辑推理提出的泊松旋回模型，从理论上加以推导；二是，原翁氏将模型常数 b 定为正整数，c 定为 10，而本节的模型，b 和 c 是取决于不同油田开发类型的任意数值，故称之为广义翁氏预测模型，以示区别。

参 考 文 献

[1] 翁文波．预测论基础．北京：石油工业出版社，1984
[2] 赵旭东．用 Weng 旋回模型对生命总量有限体系的预测．科学通报，1987；32（18）：1406～1409
[3] 赵旭东．对油气田产量和最终可采储量的预测方法．石油勘探与开发，1986；13（2）：72～78
[4] 刘青年、赵永胜、黄伏生．油田注水动态整体预测的数学模型．大庆油田开发论文集之一（油藏工程方法研究）．北京：石油工业出版社，1991
[5] 吴新根、葛家理．应用人工神经网络预测油田产量．石油勘探与开发，1994；21（6）：75～78
[6] 数学手册编写组．数学手册．北京：人民教育出版社，1979
[7] 大庆国外砂岩油田开发编写组．国外砂岩开发．哈尔滨：黑龙江科学技术出版社，1984
[8] 甘克文、李国玉、张亮成等．世界含油气盆地图集．北京：石油工业出版社，1982

第二节　对翁氏模型建立的回顾与新的推导[1]

翁文波先生在发表的《预测论基础》专著[1]中所提出的泊松（Poisson）旋回模型（下称翁氏模型），可以说是为我国建立的第一个预测油气田产量的模型，因而受到石油专家的广泛重视和应用[2~7]。本节在全面回顾翁氏模型如何建立的同时，从理

[1] 本节合作者——胡建国

论上对该模型进行了新的推导，并对该模型的物理特性进行了讨论。

一、对翁氏模型建立的回顾

对于翁氏模型如何建立的问题，迄今为止，最有权威的根据，应该说是翁氏本人的《预测论基础》专著[1]，除此之外，尚查不到其他作者的有关论述。在翁先生专著的第六章第4节泊松旋回中，关于翁氏模型的建立，是这样描述的："假设一件事物 Q 在随时间的变化过程中，正比于 t 的 n 次方函数兴起，又随着 t 的负指数函数衰减，这种过程可以用下列函数表示"：

$$Q = At_w^n e^{-t_w} \qquad t_w \geqslant 0 \tag{A}$$

关于这一模型的性质，翁先生指出："这一函数具有下列性质"：

$$\frac{dQ}{dt_w} = Q\left(\frac{n}{t_w} - 1\right) \tag{B}$$

当 $t_w < n$ 时，$dQ/dt_w > 0$；当 $t_w = n$ 时，$dQ/dt_w = 0$；当 $t_w > n$ 时，$dQ/dt_w < 0$。

我们还查阅了于1991年出版的翁先生专著的英文版本[8]，书名为"Theory of Forecasting"。英译本的章节和内容较中文版本有所调整和补充。在该书的第8.9节中，有关翁氏模型的建立问题，除将中文版中泊松旋回的节名，改为生命旋回（Life Cycle）之外，尚看不到更为详尽的描述。我们不知道是什么原因，在英译本中，甚至将上述的翁氏模型（A）式也给省略了，只保留了上面的（B）式，并以此作为建模讨论的依据。

关于翁氏模型中的生产时间 t_w，我们称之为翁氏时间。通过他的专著中的两个例子[1,8]，即"世界石油产量基值的宏观预测"和"世界天然气产量基值的宏观预测"，我们看到，翁氏时间表示为：

$$t_w = \frac{y - y_0}{10} \tag{C}$$

式中 y——预测产量的年份（如1960年）；

y_0——预测产量的起始年份，或油气田投入开发的年份（如1948年）。

至于（C）式的翁氏时间，为什么两个例子的年份差值均除以常数10，就不得而知了。这也许是个巧合罢了。在应用翁氏模型进行油气田的产量预测工作中，我国的有关专家和教授[2~7]，均将翁氏时间改写为下式：

$$t_w = \frac{y - y_0}{C} \tag{D}$$

这里的符号 C，我们称之为翁氏模型的待定常数。

通过上述的回顾，我们不难看出，原翁氏模型是一个由逻辑推理建立起来的预测模型。在文献［10］中，利用概率统计学中的 χ^2 分布，对翁氏模型进行了正式的理论推导，并提出了求解的线性试差法。本节将利用概率统计学的伽马（Gamma）分布，对翁氏模型进行重新的推导，并对该预测模型的特征进行分析与讨论。

二、对翁氏模型新的推导

基于文献［9］中的概率统计部分，我们可以写出属于连续分布类型的伽马分布的分布密度为：

$$f(x) = \frac{\beta^\alpha}{\Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-\beta x} \tag{1.2.1}$$

式中 $f(x)$——伽马分布的分布密度；

$\Gamma(\alpha)$——伽马函数；

x——分布变量，区间限定于0到∞；

α——控制分布形态的形状参数；

β——控制分布峰位和峰值的尺度参数。

当取 $b = a - 1$ 和 $C = 1/\beta$ 时，可将（1.2.1）式改写为下式：

$$f(x) = \frac{1}{C^{b+1}\Gamma(b+1)} x^b e^{-x/c} \tag{1.2.2}$$

将（1.2.2）式再改写为下式：

$$f(x) = \frac{1}{C\Gamma(b-1)} \left(\frac{x}{c}\right)^b e^{-x/c} \tag{1.2.3}$$

根据伽马分布的性质，在 x 从 0 到∞区间内的分布函数为：

$$F(x) = \int_0^\infty f(x)\mathrm{d}x = 1 \tag{1.2.4}$$

对于油气田来说，在开发时间 t 从 0 到∞的区间内，油气田的累积产量应当视为可采储量，因此可以写出下式：

$$N_p = \int_0^\infty Q\mathrm{d}t = N_R \tag{1.2.5}$$

将（1.2.5）式等号两端同除以可采储量 N_R 得：

$$F(t) = \frac{N_E}{N_R} = \int_0^\infty \frac{Q}{N_R}\mathrm{d}t = 1 \tag{1.2.6}$$

由（1.2.4）式和（1.2.6）式的对比可以看出，若利用伽马分布函数建立产量预测模型时，应有如下的关系：

$$f(x) = \frac{Q}{N_R} \tag{1.2.7}$$

将（1.2.7）式代入（1.2.3）式，并设 $t = x$ 得：

$$Q = \frac{N_R}{C\Gamma(b+1)} \left(\frac{t}{c}\right)^b e^{-(t/c)} \tag{1.2.8}$$

若设：$t = y - y_o$，并代入（1.2.8）式得：

$$Q = \frac{N_R}{C\Gamma(b+1)} \left(\frac{y - y_o}{C}\right)^b e^{-(y-y_o)/c} \tag{1.2.9}$$

我们再做如下的设定：

$$a_w = \frac{N_R}{C\Gamma(b+1)} \tag{1.2.10}$$

$$t_w = \frac{y - y_o}{C} \tag{1.2.11}$$

将（1.2.10）式和（1.2.11）式代入（1.2.9）式，即可得到翁氏模型的原式如下：

$$Q = a_w t_w^b e^{-t_w} \tag{1.2.12}$$

由（1.2.12）式对 t_w 求导数得：

$$\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t_w} = a_w t_w^b e^{-t_w} \left(\frac{b}{t_w} - 1\right) \tag{1.2.13}$$

将（1.2.12）式代入（1.2.13）式得原翁氏模型中的（B）式为：

$$\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t_w} = Q\left(\frac{b}{t_w} - 1\right) \tag{1.2.14}$$

由（1.2.11）式可以看出，在翁氏模型中的翁氏时间 t_w，包含有模型常数 C。该常数不能单独确定，而必须利用（1.2.12）式与另外两个模型常数 a_w 和 b 一起，通过最佳拟合加以确定。因此，以前求解翁氏模型时，曾遇到过许多麻烦和困难。为避免这一情况的发生，我们将（1.2.8）式改写为下式：

$$Q = \frac{N_R}{C^{b+1}\Gamma(b+1)} t^b e^{-(t/c)} \tag{1.2.15}$$

我们再设：

$$a = \frac{N_R}{C^{b+1}\Gamma(b+1)} \tag{1.2.16}$$

将（1.2.16）式代入（1.2.15）式得到，我们称之为广义翁氏模型的下式：

$$Q = at^b e^{-(t/c)} \tag{1.2.17}$$

我们所以将（1.2.17）式称之为广义翁氏模型，其主要目的在于，要同原翁氏模型的（1.2.12）式加以区别；其次是该模型中的 b 常数可以是包括 0 在内的任意正实数，而原翁氏模型则指定 b 常数应为正整数。

由（1.2.10）式除以（1.2.16）式得，翁氏模型常数 a_w 与广义翁氏模型常数 a 的关系式为：

$$a_w = ac^b \tag{1.2.18}$$

由（1.2.17）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{dQ}{dt} = at^b e^{-(t/c)}\left(\frac{b}{t} - \frac{1}{c}\right) \tag{1.2.19}$$

将（1.2.17）式代入（1.2.19）式得：

$$\frac{dQ}{dt} = Q\left(\frac{b}{t} - \frac{1}{c}\right) \tag{1.2.20}$$

当 $dQ/dt = 0$ 时，必然有：

$$\frac{b}{t} - \frac{1}{c} = 0 \tag{1.2.21}$$

由（1.2.21）式得预测油气田最高年产量发生的时间为：

$$t_m = bc \tag{1.2.22}$$

将（1.2.22）式代入（1.2.17）式，得到预测油气田最高年产量的关系式为：

$$Q_{max} = a\left(\frac{bc}{2.718}\right)^b = a\left(\frac{t_m}{2.718}\right)^b \tag{1.2.23}$$

由（1.2.16）式得到预测油气田可采储量的关系式为：

$$N_R = ac^{b+1}\Gamma(b+1) \tag{1.2.24}$$

当 $Z = b + 1 > 2$ 时，（1.2.24）式中的伽马函数 $\Gamma(b+1)$ 的数值，由（1.2.25）式可以计算[9]：

$$\Gamma(Z) = (Z-1)\Gamma(Z-1) = b\Gamma(b) \tag{1.2.25}$$

在利用（1.2.25）式计算伽马函数的数值时，对于 $b = Z - 1 < 2$ 的伽马函数值，可查文献［9］的伽马函数表。

为了同时求解广义翁氏模型中三个模型常数 a、b 和 c 的数值，在文献［10］中提出了如下的线性试差方法。

首先将（1.2.17）式改写为下式：

$$Q/t^b = ae^{-(t/c)} \tag{1.2.26}$$

对（1.2.26）式等号两端取常用对数得：

$$\log(Q/t^b) = A - Bt \tag{1.2.27}$$

式中

$$A = \log a \tag{1.2.28}$$

$$B = 1/2.303C \tag{1.2.29}$$

根据油气田已发生的产量和开发时间的数值，若给定不同的 b 值，利用（1.2.27）式进行线性试差求解，对于能够得到相关系数最高的直线的 b 值，即为欲求的正确 b 值。此时，当由线

性回归求得直线的截距 A 和斜率 B 的数值之后，再由（1.2.28）式和（1.2.29）式改写的下面公式，分别确定模型常数 a 和 c 的数值：

$$a = 10^{A} \tag{1.2.30}$$

$$C = 1/2.303B \tag{1.2.31}$$

若将 a、b 和 c 的数值，分别代入（1.2.17）式、（1.2.22）式、（1.2.23）式和（1.2.24）式，即可得到进行预测油气田产量（Q）的相关经验公式，以及油气田的最高年产量发生的时间（t_m）、最高年产量（Q_{max}）和可采储量（N_R）的数值。

三、广义翁氏模型的应用举例

为了对广义翁氏模型的特征，进行实际的分析和研究，本节利用我国三个油田的实际开发数据，通过（1.2.27）式的线性试差求解，得到最佳直线的模型常数 b，以及由线性回归求得的直线截距 A、斜率 B 和相关系数 r 的数值列于表 1.2.1。同时，由（1.2.30）式和（1.2.31）式求得的模型常数 a 和 c 的数值，以及由（1.2.22）式、（1.2.23）式和（1.2.24）式求得的最高年产量发生的时间 t_m、最高年产量 Q_{max} 和可采储量 N_R 的数值，也列于表 1.2.1。

表 1.2.1　三个油田的预测与实际对比结果

项目名称		埕北	孤东	任丘雾迷山
油藏类型		构造层状	构造层状	古潜山
驱动类型		水驱	水驱	水驱
储层岩性		砂岩	砂岩	裂缝灰岩
投产年份		1985	1985	1976
（1.2.27）式线性回归结果	A	0.9585	1.7251	2.8944
	B	0.1199	0.1606	0.1507
	r	0.9997	0.9995	0.9948
模型常数	a	9.089	53.10	784.15
	b	1.79	2.50	1.35
	c	3.621	2.704	2.881
最高年产量发生时间 t_m（a）	理论	6.482	6.76	3.89
	实际	7.0	7.0	4.0
最高年产量 Q_{max}（10^4t/a）	理论	43.06	518	1272
	实际	42.16	489	1284
可采储量 N_R（10^4t）	理论	617	5694	11560
	水驱曲线标定值（f_w=98%）	621	5824	11500

续表

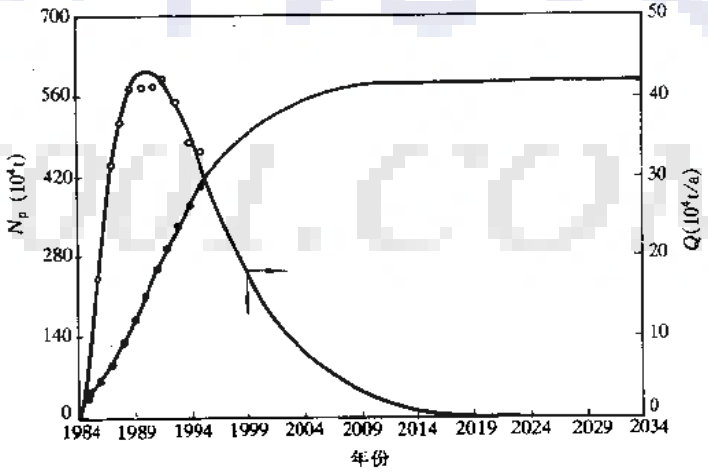


图 1.2.1　埕北油田的实际产量与预测结果图

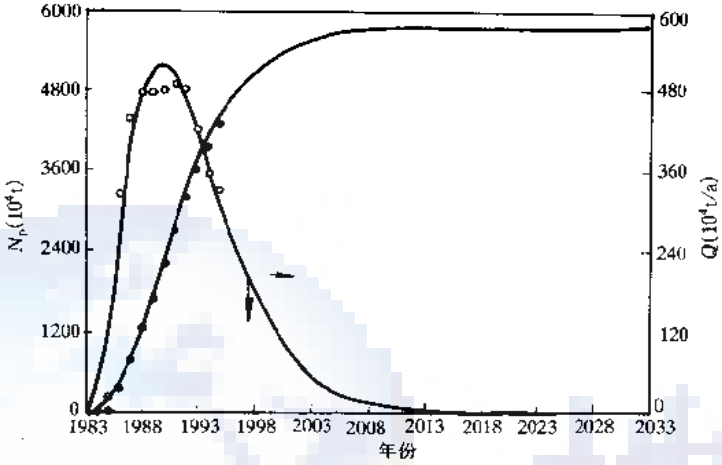


图 1.2.2　孤东油田的实际产量与预测结果图

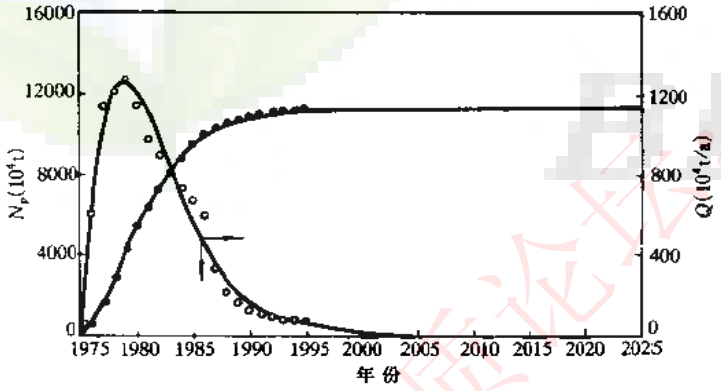


图 1.2.3　任丘雾迷山油田的实际产量与预测结果图

由表 1.2.1 可以看出，三个油田的实际 t_m、Q_{max} 和 N_R 的数值，与理论预测的数值基本相同。这表明，广义翁氏模型的预测是可靠的。同时，由图 1.2.1～图 1.2.3 也可以看出，由广义翁氏模型预测三个油田的产量，也与油田的实际数据符合得较好。

由广义翁氏模型（1.2.17）式，预测的三个油田的年产油量 Q 及其累积产油量，分别绘于图 1.2.1、图 1.2.2 和图 1.2.3。在图 1.2.4 上绘出了三个油田的理论预测产油量的对比曲线。

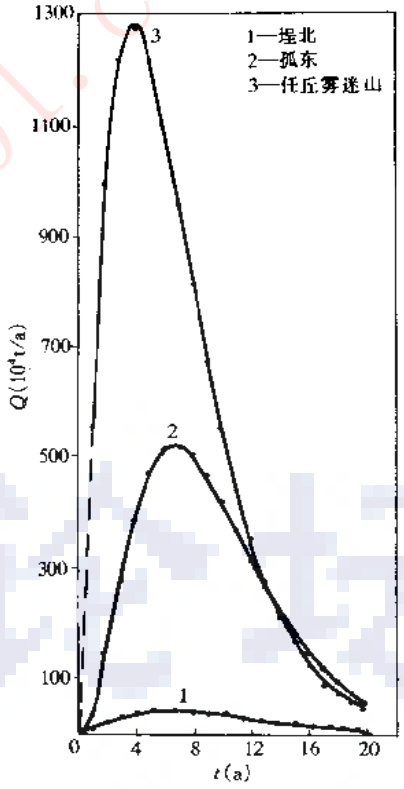


图 1.2.4　三个油田的预测产量对比图

四、对广义翁氏模型特性的几点认识

通过本节的理论推导和三个油田实际应用的结果，我们对广义翁氏模型的特性有以下几点认识：

（1）由表 1.2.1 和（1.2.24）式可以看出，油气田的可采储量与模型常数 a 成正比。也就是说，可采储量大的油气田，具有较大的 a 值。

（2）由表 1.2.1、图 1.2.4 和（1.2.23）式可以看出，油气

出的最高年产量，除与模型常数 a 成正比外，还与 t_m 的 b 次方成正比，但主要取决于前者。也就是说，a 值大的油气田，必定具有较大的最高年产量。

（3）由表 1.2.1、图 1.2.1 和（1.2.22）式可以看出，油气田最高年产量发生的时间 t_m 等于模型常数 b 和 c 的乘积。也就是说，不管什么类型的油气田，也不管油气田储量的大小，只要它们的 bc 值相等，则最高年产量发生的时间应当相同，bc 的数值愈大，最高年产量发生的时间愈迟。

（4）由表 1.2.1 和图 1.2.4 看出，模型常数 b 值愈小，油气田产量分布曲线的峰位愈靠近纵轴。模型常数 c 值愈大，则油气田产量分布曲线愈分散。

参 考 文 献

[1] 翁文波．预测论基础．北京：石油工业出版社，1984

[2] 赵旭东．用 Weng 旋回模型对生命总量有限体系的预测．科学通报，1987，32（18）：1406～1409

[3] 赵旭东．石油资源定量评价．北京：地质出版社，1988

[4] 于志钧、赵旭东．石油数学地质．北京：石油工业出版社，1986

[5] 赵旭东．对油田产量与最终可采储量的预测方法．石油勘探与开发，1986，13（2）：72～78

[6] 赵旭东．石油数学地质概论．北京：石油工业出版社，1992

[7] 吴根新、葛家理．应用人工神经网络预测油田产量．石油勘探与开发，1994，21（3）：75～78

[8] Weng Wen－Bo. Theory of Forecasting. International Academic Publishers, A Pergamon－CNPIEC Joint Venture, 1991

[9]《数学手册》．数学手册编写组．北京：人民教学出版社，1979

[10] 陈元千．对翁氏预测模型的推导及应用．天然气工业，1996，16（2）：22～26

第三节　威布尔（Weibull）预测模型的建立与应用[1]

油气田产量和可采储量的预测，是油气藏工程计算中的一项重要内容。油气田开发指标预测的准确性和可靠性，不但会影响到编制中长期开发规划的效果，甚至会影响到经济计划的完成。我们基于数理统计学中的威布尔（Weibull）分布[1-4]，提出了实用的威布尔预测模型。该模型不但可以全过程地预测油气田的产量和累积产量，而且还可以预测油气田可采储量、剩余可采储量、剩余可采储量的储采比，以及预测油气田的最高年产量及其发生的时间。经大量油气田实际应用结果表明，这个新的预测模型是非常实用有效的。

一、预测模型的建立

Weibull（威布尔）于 1939 年提出了数理统计的分布模型[1-4]。该模型的分布密度表示为：

$$f(x)=\frac{\alpha}{\beta}x^{\alpha-1}e^{-(x^{\alpha}/\beta)} \tag{1.3.1}$$

式中　$f(x)$——分布密度；

x——分布变量，分布区间为 0～∞；

α——控制分布形态的形状参数；

β——控制分布峰位和峰值的尺度参数。

若对（1.3.1）式进行积分，在 x 为 0～∞区间内，可以得到 Weibull 的分布函数值等于 1，推证如下：

$$F(x)=\int_0^{\infty}f(x)\mathrm{d}x$$

$$=\int_0^{\infty}\frac{\alpha}{\beta}x^{\alpha-1}e^{-(x^{\alpha}/\beta)}\mathrm{d}x$$

[1] 本节合作者——胡建国

$$= -\int_0^{\infty} e^{-(x^{\alpha}/\beta)} d(-x^{\alpha}/\beta)$$

$$= -e^{-(x^{\alpha}/\beta)} \Big|_0^{\infty} = 1 \qquad (1.3.2)$$

为将 Weibull 分布模型用于油气田开发指标的预测，将（1.3.1）式改写为：

$$Q = \frac{C\alpha}{\beta} t^{\alpha-1} e^{-(t^{\alpha}/\beta)} \qquad (1.3.3)$$

式中 Q ——油气田的年产量，10^4t/a（油）或 10^8m^3/a（气）；

t ——油气田的开发时间，a；

C ——由 Weibull 分布模型转换为油气田开发预测模型的模型转换常数。

油气田的累积产量表示式为：

$$N_p = \int_0^t Q dt \qquad (1.3.4)$$

式中的 N_p 为油气田的累积产量，10^4t 或 10^8t（油）；10^8m^3（气）。

将（1.3.3）式代入（1.3.4）式，并考虑（1.3.2）式中的变量变换法，t 从 0 到 t 积分得：

$$N_p = C[1 - e^{-(t^{\alpha}/\beta)}] \qquad (1.3.5)$$

当 $t \to \infty$ 时，$e^{-(t^{\alpha}/\beta)} = 0$，则 $N_p = C = N_R$，因此（1.3.5）式又可改写为：

$$N_p = N_R[1 - e^{-(t^{\alpha}/\beta)}] \qquad (1.3.6)$$

式中的 N_R 为油气田的可采储量，10^4t 或 10^8t（油）；10^8m^3（气）。

在得到上面的结果之后，可对模型转换常数的性质和作用，

作以说明：由于 Weibull 分布模型，在 x 从 0 到 ∞ 区间的分布函数 $F(x) = 1.0$，相当于实际开发的油气田，在 t 从 0 到 ∞ 区间内的累积产量，即油气田的可采储量。因此，为了能够得到（1.3.5）式的结果，就必须在（1.3.3）式中引入模型转换常数 C。而该模型转换常数就是油气田的可采储量，因此，可以将（1.3.3）式再改写为：

$$Q = \frac{N_R \alpha}{\beta} t^{\alpha-1} e^{-(t^{\alpha}/\beta)} \qquad (1.3.7)$$

为了确定最高年产量发生的时间，由（1.3.7）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{N_R \alpha}{\beta} t^{\alpha-2} \left[(\alpha - 1) - \frac{\alpha}{\beta} t^{\alpha}\right] e^{-(t^{\alpha}/\beta)} \qquad (1.3.8)$$

当 $dQ/dt = 0$ 时，必然有 $(\alpha - 1) - \frac{\alpha}{\beta} t^{\alpha} = 0$，故可以得到最高年产量发生的时间 t_m 为：

$$t_m = \left[\frac{\beta(\alpha - 1)}{\alpha}\right]^{1/\alpha} \qquad (1.3.9)$$

将（1.3.9）式代入（1.3.7）式，得到油气田的最高年产量 Q_{max} 的表达式：

$$Q_{max} = N_R \left[\frac{\alpha}{\beta}\right]^{-1/\alpha} (\alpha - 1)^{1-1/\alpha} e^{-[(\alpha-1)/\alpha]} \qquad (1.3.10)$$

再将（1.3.9）式代入（1.3.6）式，得到油气田最高年产量发生时的累积产量 N_{pm} 为：

$$N_{pm} = N_R\{1 - e^{-[(\alpha-1)/\alpha]}\} \qquad (1.3.11)$$

油气田的剩余可采储量（N_{RR}）表示为：

$$N_{RR} = N_R - N_p \qquad (1.3.12)$$

将（1.3.6）式代入（1.3.12）式得：

$$N_{RR} = N_R e^{-(t^\alpha/\beta)} \tag{1.3.13}$$

剩余可采储量的储采比 ω 表示为：

$$\omega = N_{RR}/Q \tag{1.3.14}$$

将（1.3.7）式和（1.3.13）式代入（1.3.14）式得：

$$\omega = \frac{\beta}{\alpha t^{\alpha-1}} \tag{1.3.15}$$

剩余可采储量的采油速度为储采比的倒数，故由（1.3.15）式得到剩余可采储量采油速度 v_o 的表达式：

$$v_o = \frac{\alpha t^{\alpha-1}}{\beta} \tag{1.3.16}$$

式中 v_o 以小数表示，若改为百分数表示时，（1.3.16）式改为下式：

$$v_o = \frac{100\alpha t^{\alpha-1}}{\beta} \tag{1.3.17}$$

二、Weibull 模型参数的确定方法

由推导的（1.3.6）式至（1.3.15）式可以看出，要利用 Weibull 模型进行各项预测，必须首先确定模型参数 α、β 和 N_R 的数值，方可建立具体的预测模型。而这三个参数的确定，需要利用已经取得的实际产量数据，进行拟合最优化求解。现提出下面的线性回归试差分析的最小二乘法。

将（1.3.7）式改写为：

$$\frac{Q}{t^{\alpha-1}} = \frac{N_R\alpha}{\beta} e^{-(t^\alpha/\beta)} \tag{1.3.18}$$

再将（1.3.18）式等号两端取常用对数得：

$$\log\frac{Q}{t^{\alpha-1}} = \log\frac{N_R\alpha}{\beta} - \frac{1}{2.303\beta}t^\alpha \tag{1.3.19}$$

若设：

$$a = \log(N_R\alpha/\beta) \tag{1.3.20}$$

$$b = 1/2.303\beta \tag{1.3.21}$$

则得：

$$\log\frac{Q}{t^{\alpha-1}} = a - bt^\alpha \tag{1.3.22}$$

若给予不同的 α 值，利用（1.3.22）式进行线性试差法求解，能够得到相关系数最高的直线关系的 α 值，即为欲求的 α 值。此时，当由线性回归方程求得直线的截距 a 和斜率 b 的数值之后，分别代入（1.3.20）式和（1.3.21）式改写的下式，确定 N_R 和 β 的数值。

$$N_R = 10^a\beta/\alpha \tag{1.3.23}$$

$$\beta = 1/2.303b \tag{1.3.24}$$

三、Weibull 预测模型应用举例

利用 Weibull 预测模型，对国内外一些大中小型油气田，进行了历史拟合和未来开发动态的预测，得到了令人满意的结果。下面以俄罗斯著名的罗马什金（Ромашкино）油田为例，说明 Weibull 预测模型的实际应用和求解的方法。

罗马什金油田是俄罗斯的第二大油田[5]。该油田位于鞑靼自治共和国的东部，发现于 1948 年。该油田的产层为泥盆系的 Д$_1$ 和 Д$_0$ 砂岩，埋深为 1650～1850m。油田的含油面积 A =

3800km^2；地质储量 $N=45\times10^8$t；可采储量[6] $N_R=20.31\times10^8$t；油层的平均有效厚度 $h=15$m；孔隙度 $\phi=15\%\sim20\%$；渗透率 $K=300\sim400$mD；原始地层压力 $p_i=17.5$MPa；饱和压力 $p_b=8.5\sim9.5$MPa；原始气油比 $GOR=40\sim65$m^3/t；地面原油密度 $\rho_o=0.858$g/cm^3；地层原油粘度 $\mu_o=2.6\sim4.5$mPa·s。该油田采用内部切割人工注水开发，投产于 1952 年。从 1952 年到 1979 年油田开发 28 年的产量数据列于表 1.3.1。

表 1.3.1　俄罗斯罗马什金油田实际生产数据和预测结果

年份	t (a)	Q (10^4t/a)		N_p (10^8t)		$\alpha=2.448$		N_{RR} (10^8t)	ω
		实际值	预测值	实际值	预测值	t^α	$Q/t^{\alpha-1}$		
1952	1	200	174	0.02	0.0071	1.000	200.00	21.63	1241
1953	2	300	475	0.05	0.0388	5.457	109.96	21.59	455
1954	3	500	851	0.10	0.1046	14.723	101.88	21.53	253
1955	4	1000	1284	0.20	0.2109	29.774	134.34	21.42	167
1956	5	1400	1762	0.34	0.3629	51.414	136.15	21.27	121
1957	6	1900	2272	0.53	0.5644	80.337	141.90	21.07	92.7
1958	7	2400	2806	0.77	0.8182	117.17	143.39	20.81	74.2
1959	8	3050	3355	1.075	1.1261	162.47	150.18	20.50	61.1
1960	9	3800	3908	1.445	1.4893	216.76	157.77	20.14	51.5
1961	10	4400	4458	1.895	1.9076	280.54	156.84	19.72	44.2
1962	11	5000	4995	2.395	2.3804	354.27	155.25	19.25	38.5
1963	12	5600	5511	2.955	2.9059	438.36	153.30	18.72	34.0
1964	13	6040	5998	3.559	3.4816	533.25	147.98	18.15	30.2
1965	14	6600	6448	4.219	4.1042	639.32	144.53	17.53	27.2
1966	15	6800	6855	4.899	4.7697	756.96	134.75	16.86	24.6
1967	16	7000	7212	5.599	5.4735	886.51	126.34	16.16	22.4
1968	17	7600	7515	6.359	6.2103	1028.3	125.64	15.42	20.5

续表

年份	t (a)	Q (10^4t/a)		N_p (10^8t)		$\alpha=2.448$		N_{RR} (10^8t)	ω
		实际值	预测值	实际值	预测值	t^α	$Q/t^{\alpha-1}$		
1969	18	7900	7759	7.149	6.9745	1182.8	120.22	14.66	18.9
1970	19	8150	7941	7.963	7.7600	1350.2	114.69	13.87	17.5
1971	20	8000	8059	8.764	8.5605	1530.8	104.52	13.07	16.2
1972	21	8000	8114	9.564	9.3697	1725.0	97.39	12.26	15.1
1973	22	8000	8105	10.364	10.1811	1933.1	91.05	11.45	14.1
1974	23	8000	8034	11.164	10.9886	2155.3	85.37	10.64	13.2
1975	24	8000	7904	11.964	11.7860	2392.0	80.27	9.84	12.5
1976	25	7775	7720	12.742	12.5677	2643.4	73.53	9.06	11.7
1977	26	7500	7485	13.492	12.3283	2909.7	67.02	8.30	11.1
1978	27	7230	7206	14.215	14.0632	3191.4	61.17	7.57	10.5
1979	28	6800	6888	14.895	14.7682	3488.5	54.58	6.86	10.0

经过若干油田的实际应用表明，α 值一般在 2 左右。给予不同 α 值，根据罗马什金油田的实际开发产量和生产时间数据，计算 t^α 和相应的 $Q/t^{\alpha-1}$ 的数值。当 $\alpha=2.448$ 时，由（1.3.22）式的线性回归，得到相关系数 $r=0.9989$ 的最佳直线关系（图 1.3.1），经线性回归后得到直线的截距 $a=2.2412$；斜率 $b=1.429\times10^{-4}$。将 b 值代入（1.3.24）式得 β 参数为：

$$\beta=1/2.303\times1.429\times10^{-4}=3038.6$$

再将 α、β 和 a 的数值代入（1.3.23）式得该油田的可采储量为：

$$N_R=\frac{10^{2.2412}\times3038.6}{2.448}=216304\times10^4\text{t}=21.63\times10^8\text{t}$$

在文献［6］的报导中，罗马什金油田的可采储量为 20.31

$\times 10^8$t。这与本节预测的数值基本上是一致的。已知该油田的地质储量 $N=45\times10^8$t，因此，该油田的采收率 $E_R=21.63/45=0.48$。

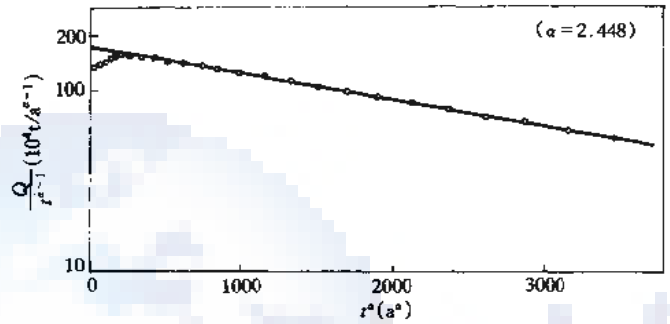


图 1.3.1　罗马什金油田 $Q/t^{\alpha-1}$ 与 t^{α} 的最佳直线关系图

将 α、β 和 N_R 的数值分别代入（1.3.6）式、（1.3.7）式、（1.3.13）式、（1.3.15）式和（1.3.16）式，可以分别得到预测罗马什金油田的累积产量 N_p、产量 Q、剩余可采储量 N_{RR}、剩余可采储量的储采比 ω 和剩余可采储量的采油速度 v_o 的如下公式：

$$N_p = 21.63[1-e^{-(t^{2.448}/3038.6)}] \tag{1.3.25}$$

$$Q=\frac{216304\times2.448}{3038.6}t^{2.448-1}e^{-(t^{2.448}/3038.6)}$$

$$=174.262t^{1.448}e^{-(t^{2.448}/3038.6)} \tag{1.3.26}$$

$$N_{RR}=21.63e^{-(t^{2.448}/3038.6)} \tag{1.3.27}$$

$$\omega=3038.6/2.448t^{2.448-1}=1241.24t^{-1.448} \tag{1.3.28}$$

$$v_o=\frac{100\times2.448t^{2.448-1}}{3038.6}=8.056\times10^{-2}t^{1.448} \tag{1.3.29}$$

由（1.3.25）式至（1.3.28）式预测罗马什金油田 28 年的 N_p、Q、N_{RR} 和 ω 的数据列于表 1.3.1，并将预测 40 年的 Q 和 N_p 数据，以及 28 年实际开发的 Q 和 N_p 数据同绘于图 1.3.2 上。由图 1.3.2 看出，预测值和实际值非常接近。这表明，本节提出的 Weibull 预测模型是可靠的。

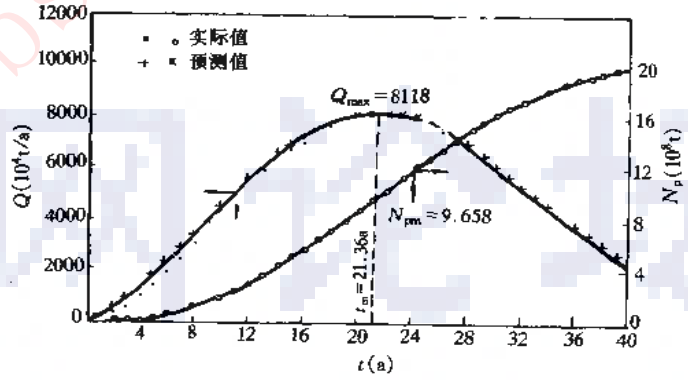


图 1.3.2　罗马什金油田实际产量和累积产量与预测结果对比图

将 α 值和 β 值代入（1.3.9）式，得油田最高年产量发生的时间为：

$$t_m=\left[\frac{3038.6(2.448-1)}{2.448}\right]^{1/2.448}=21.35\text{a}$$

再将 α、β 和 N_R 的数值代入（1.3.10）式，得油田的最高年产量为：

$$Q_{max}=216304\left(\frac{2.448}{3038.6}\right)^{1/2.448}\times(2.448-1)^{1-1/2.448}$$

$$\times e^{-[(2.448-1)/2.448]}$$

$$= 8117 \times 10^4 t$$

将上面预测的 t_m 和 Q_{max} 数值，与表 1.3.1 和图 1.3.2 所列的数据对比看出，本方法预测的结果与油田开发实际发生的数据，几乎是完全一致的。

为了验证可采储量与生产时间的关系，我们将 t =30、40、50、60a 的数值分别代入（1.3.25）式，得到的相应累积产油量 N_p 数值列于表 1.3.2。由表 1.3.2 可以看出，当 t =60a 时，计算的累积产油量 N_p，几乎等于油田的可采储量 $N_R = 21.63 \times 10^8$t。这就是说，尽管在模型求解时，假定了 $t \to \infty$ 时的最大累积产油量为油田的可采储量，但事实上，油气田开发的时间是有限的，当开发时间为 60a 时，油田的累积产量已经达到可采储量。

表 1.3.2　罗马什金油田不同时间预测的 N_p 值

t (a)	N_p (10^8t)	$N_R - N_p$ (10^8t)	相对差值（%）
30	16.07	5.56	25.70
40	20.25	1.38	6.38
50	21.44	0.19	0.88
60	21.62	0.01	0.046

四、结　束　语

笔者利用 Weibull 分布规律，引入模型转换参数，并进行若干理论推导之后，所提出的预测油气田产量、累积产量、可采储量、剩余可采储量、剩余可采储量的储采比和采油速度，以及预测油气田的最高年产量和发生时间的方法，通过罗马什金油田的实际应用，不但说明了如何全面应用这一预测模型，而且也表明该预测模型的实用性和可靠性。同时也表明，对于非线性的

Weibull 预测模型，所提出的线性回归试差求解法，是实用和有效的。这一成功，为油气田、油气区，乃至全国的油气田产量的中长期预测，提供了一个新的手段和方法。

参 考 文 献

[1] 方开泰、许建伦．统计分布．北京：科学出版社，1987

[2] Weibull W. Fatigue Testing and the Analysis of Results. The Macmillan Company, New York, 1961

[3] 黄祥瑞．可靠性工程．北京：清华大学出版社，1990

[4] 数学手册编写组．数学手册．北京：高等教育出版社，1979

[5] 大庆《国外砂岩油田开发》编写组．国外砂岩油田开发．哈尔滨：黑龙江科学技术出版社，1984

[6] 地矿部石油地质研究所信息网编．石油地质科技动态大油气田，1988（3）

第四节　逻辑斯谛（Logistic）预测模型的建立与应用●

逻辑斯谛（Logistic）预测模型是一个属于增长类型的模型。逻辑斯谛并非是人名，而只是 logistic 英文一词的中文译名，它表示增长曲线的数学逻辑推理之义。美国的哈伯特（Hubbert）于 1962 年首次提出逻辑斯谛曲线（logistic curve）预测方法[2]，因此，该法又被称之为哈伯特模型[3,4]。该模型已被用在勘探、开发阶段，新老油气田可采储量的预测[3~5]方面。我国的翁文波院士于 1984 年在他的专著[6]中，首次提出用逻辑斯谛模型表示采出程度与油水比的关系，并用于预测水驱油田的采收率。这可以说是逻辑斯谛法在我国油气开发预测中应用的开始。通过油气田的实际应用表明，由于该模型既可表示累积产量随时间变化

● 本节合作者——胡建国

的增长曲线关系，又可表示油田含水率随累积产量或采出程度变化的增长曲线关系，因此，在我国油气田开发界得到了普遍的重视，并已有效地用于油气田可采储量的预测。然而，令人遗憾的是，迄今为止，在国内外的石油科技书刊中，尚未看到有关逻辑斯谛模型推导的文献报导。我们基于文献［1］的微分方程式，对逻辑斯谛模型进行了简要地推导，得到了预测油气田产量、累积产量、可采储量、最高单产量及其发生时间的关系式，并提出了求解该预测模型的线性回归法。同时，从理论上得出了该模型的有效适用范围，即在采出可采储量50%而进入递减阶段的油气田。这对许多中小型油田来说，是难以达到的。然而，更为实用的结论为，只要油气田已经进入递减阶段，该模型的应用都是有效的。

一、逻辑斯谛模型的简单推导

在文献［1］中，对于属于增长曲线的逻辑斯谛（Logistic Curve）模型，它的微分方程式为：

$$\frac{\mathrm{d}y}{y\mathrm{d}t} = a\left(1 - \frac{y}{b}\right) \tag{1.4.1}$$

式中 y——模型函数；

t——时间变量；

a 和 b——模型常数。

对（1.4.1）式进行分离变量，并积分得：

$$\int_{y_0}^{y} \frac{\mathrm{d}y}{y\left(1 - \frac{y}{b}\right)} = \int_0^t a\mathrm{d}t \tag{1.4.2}$$

$$\ln\frac{y}{b-y} - \ln\frac{y_0}{b-y_0} = at \tag{1.4.3}$$

对（1.4.3）式作简单整理得：

$$y = \frac{b}{1 + \frac{b - y_0}{y_0}\mathrm{e}^{-at}} \tag{1.4.4}$$

若设：

$$c = \frac{b - y_0}{y_0} \tag{1.4.5}$$

则得：

$$y = \frac{b}{1 + c\mathrm{e}^{-at}} \tag{1.4.6}$$

（1.4.6）式就是逻辑斯谛（logistic）模型的原式。由（1.4.6）式可以看出，当 $t \to \infty$ 时，y 趋近于它的极值 b。

由于油气田的累积产量随时间的变化属于增长曲线的类型，因此，为了预测油气田的可采储量，令 $y = N_p$ 和 $b = N_R$，可将（1.4.6）式改写为下式：

$$N_p = \frac{N_R}{1 + c\mathrm{e}^{-at}} \tag{1.4.7}$$

式中 N_p——油气田的累积产量，$10^4\mathrm{m}^3$（油）；$10^8\mathrm{m}^3$（气）；

N_R——油气田的可采储量，$10^4\mathrm{m}^3$（油）；$10^8\mathrm{m}^3$（气）；

t——开发年限，a。

将（1.4.7）式对时间 t 求导数得预测油气田产量的关系式：

$$Q = \frac{acN_R\mathrm{e}^{-at}}{(1 + c\mathrm{e}^{-at})^2} \tag{1.4.8}$$

式中 Q——油气田的年产量，$10^4\mathrm{m}^3/\mathrm{a}$（油）；$10^8\mathrm{m}^3/\mathrm{a}$（气）。

再由（1.4.8）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t} = \frac{a^2cN_R\mathrm{e}^{-at}(c\mathrm{e}^{-at} - 1)}{(1 + c\mathrm{e}^{-at})^3} \tag{1.4.9}$$

当（1.4.9）式的 $\mathrm{d}Q/\mathrm{d}t = 0$ 时，必然有：

$$c\mathrm{e}^{-at} - 1 = 0 \tag{1.4.10}$$

由（1.4.10）式得到预测油气田最高年产量发生时间 t_m 的

关系式：

$$t_m = \frac{1}{a}\ln c \tag{1.4.11}$$

式中 t_m——最高年产量发生的时间，a。

将（1.4.11）式代入（1.4.8）式得，预测油气田最高年产量 Q_{max} 的关系式：

$$Q_{max} = \frac{1}{4}aN_R \tag{1.4.12}$$

再将（1.4.11）式代入（1.4.7）式得到最高年产量发生时的累积产量 N_{pm} 的关系式：

$$N_{pm} = \frac{1}{2}N_R \tag{1.4.13}$$

基于上述的理论推导结果，得到了如下的认识：尽管逻辑斯谛模型是一个增长曲线模型，但若描述产量与时间的变化关系，它却是一个带峰的函数，而且最高年产量（峰值）恰好发生在累积采出可采储量 50% 的时间。因此，对于那些采出可采储量 50% 左右进入递减阶段的油气田，利用该模型可以得到比较满意的预测结果。否则，只能对递减阶段的产量和油气田的可采储量进行有效的预测。

二、确定 a、c 和 N_R 数值的方法

由（1.4.7）式和（1.4.8）式可以看出，在逻辑斯谛模型中有 3 个待定的模型常数，即 a、c 和 N_R。对于一个具体油气田来说，只有根据实际产量数据，将这 3 个常数确定之后，才能进行产量和累积产量的预测。本节提出了确定 a，c 和 N_R 的方法。

由（1.4.8）式除以（1.4.7）式得：

$$\frac{Q}{N_p} = \frac{acN_p e^{-at}}{N_R} \tag{1.4.14}$$

对（1.4.14）式等号右端的分子，同时加、减一项“aN_p”，经整理后得：

$$\frac{Q}{N_p} = \alpha - \beta N_p \tag{1.4.15}$$

式中

$$\alpha = a \tag{1.4.16}$$

$$\beta = a/N_R \tag{1.4.17}$$

由（1.4.15）式看出，Q/N_p 与 N_p 在普通直角坐标上，具有下降的直线关系。对于实际油气田的开发数据，若按（1.4.15）式整理即可得直线，经线性回归后求得直线的截距 α 值，即为 a；而后由（1.4.17）式改写的下式求 N_R 的数值：

$$N_R = a/\beta \tag{1.4.18}$$

在求得 a 和 N_R 的数值后，为了再求 c 的数值，将（1.4.7）式改写为下式：

$$\frac{N_R - N_p}{N_p} = ce^{-at} \tag{1.4.19}$$

再对（1.4.19）式等号两端取常用对数后得：

$$\log\frac{N_R - N_p}{N_p} = A - Bt \tag{1.4.20}$$

式中

$$A = \log c \tag{1.4.21}$$

$$B = a/2.303 \qquad (1.4.22)$$

由（1.4.20）式可以看出，这是一个半对数直线关系式。在由（1.4.18）式已确定 N_R 数值的情况下，根据油气田开发的 N_p 与 t 的相应数据，由（1.4.20）式进行线性回归，并求得直线截距 A 和斜率 B 的数值。之后，由（1.4.21）式改写为下式，确定 C 的数值：

$$c = 10^{A} \qquad (1.4.23)$$

三、方法应用举例

利用前苏联的巴夫雷（Бавлинское）油田的实际开发数据，对逻辑斯谛模型及其上述的各种方法进行检验。该油田于1946年发现，1950年投入正式开发，是前苏联较早采用边外注水，保持地层压力开发的砂岩油田。该油田的含油面积 118km^2；原始地质储量 1.1×10^8t；开发设计的采收率为60%；油田的可采储量为 6600×10^4t；油田进入递减阶段之后的产量和累积产量数据列于表1.4.1[9]。将表1.4.1中所列产量和累积产量数值，按（1.4.15）式的关系绘于普通直角坐标纸上，得到一条从第13年开始的直线（见图1.4.1）。

表1.4.1　巴夫雷油田的有关数据

t (a)	Q (10^4t/a)		N_p (10^4t)		$(N_R-N_p)/N_p$ $N_R=6494$
	实际	预测	实际	预测	
1	20	73	20	339	323.7
2	30	89	50	420	128.9
3	40	108	90	519	71.2
4	60	131	150	639	42.3
5	100	156	250	783	25.0

续表

t (a)	Q (10^4t/a)		N_p (10^4t)		$(N_R-N_p)/N_p$ $N_R=6494$
	实际	预测	实际	预测	
6	130	185	380	953	16.1
7	280	216	660	1153	8.8
8	310	248	970	1385	5.7
9	350	280	1320	1649	3.9
10	355	310	1675	1944	2.89
11	385	335	2060	2266	2.15
12	390	355	2450	2612	1.65
13	380	366	2830	2973	1.29
14	370	369	3200	3342	1.03
15	365	362	3565	3708	0.82
16	340	346	3905	4062	0.66
17	330	323	4235	4397	0.53
18	300	294	4535	4706	0.43
19	270	263	4805	4985	0.35
20	260	231	5065	5232	0.28
21	240	199	5305	5447	0.22
22	210	169	5515	5632	0.18
23	150	142	5665	5788	0.15
24	120	119	5785	5919	0.12
25	110	98	5895	6027	0.10
26	100	81	5995	6117	0.08
27	90	66	6085	6190	0.07
28	85	53	6170	6249	0.05
29	70	43	6240	6298	0.04
30	60	35	6300	6337	0.03
31	50	28	6350	6368	0.02

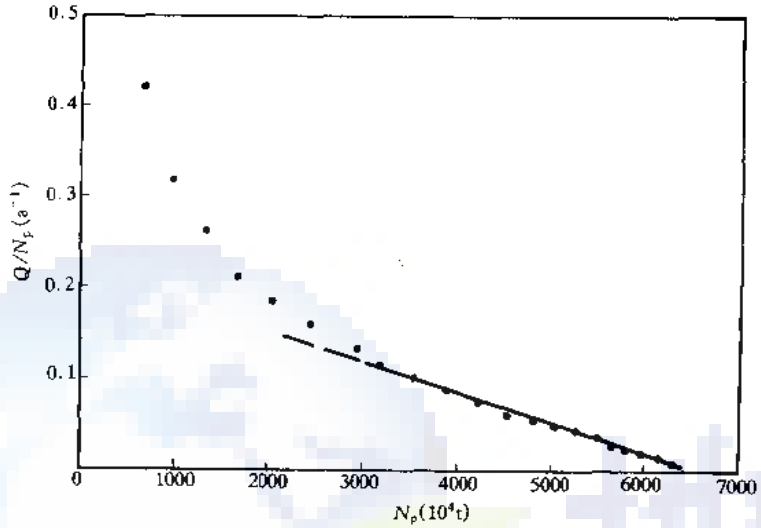


图 1.4.1　巴夫雷油田的 Q/N_p 与 N_p 的关系图

对从第 13 年开始的直线上数据进行线性回归得到，直线的截距 $\alpha = 0.2273$；直线的斜率 $\beta = 3.5\times10^{-5}$；直线的相关系数 $r = 0.9973$。由（1.4.16）式可知 $a = \alpha = 0.2273$。将 a 和 β 代入（1.4.18）式得该油田的可采储量为：

$$N_R = 0.2273/3.5\times10^{-5} = 6494\times10^4\text{t}$$

再将表 1.4.1 内所列的 $(N_R - N_p)/N_p$ 与 t 的相应数据，按照（1.4.20）式的关系，绘于半对数坐标纸的图 1.4.2 上。由图 1.4.2 可看出，这是一条具有很好直线关系的下降图。从第 12 年开始对其直线上的点进行线性回归得到，直线的截距 $A = 1.3566$；直线斜率 $B = 0.0954$；直线的相关系数 $r = 0.9986$。将 A 的数值代入（1.4.23）式得 c 的数为：

$$c = 10^{1.3566} = 22.73$$

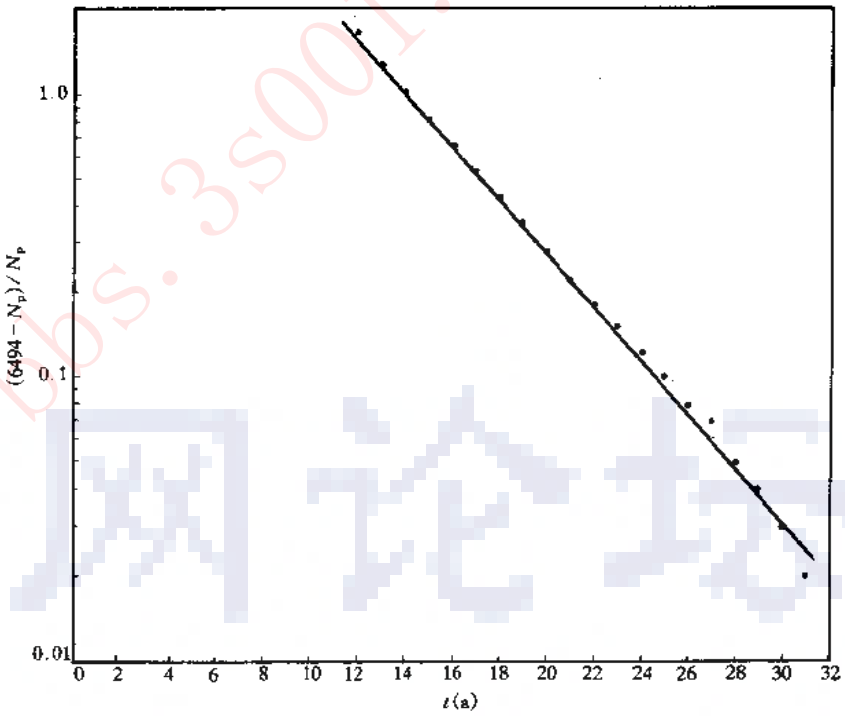


图 1.4.2　巴夫雷油田的 $\frac{N_R - N_p}{N_p}$ 与 t 的关系图

下面对油田的 t_m, N_{pm}, N_p 和 Q 的数值进行预测：

将已知的 a 值和 c 值代入（1.4.11）式得，油田最高年产量发生的时间为：

$$t_m = \frac{\ln 22.73}{0.2273} = 13.74\text{a}$$

将 a 和 N_R 的数值代入（1.4.12）式得，油田的最高年产量为：

$$Q_{max} = \frac{0.2273 \times 6494}{4} = 369 \times 10^4 t/a$$

再将 N_R 的数值代入（1.4.13）式得，最高年产量发生的累积产量为：

$$N_{pin} = 6494/2 = 3247 \times 10^4 t$$

最后，将 a,c 和 N_R 的数值，分别代入（1.4.7）式和（1.4.8）式，可以得到预测油田全程产量和累积产量的关系式为：

$$N_p = \frac{6494}{1 + 22.73e^{-0.2273t}} \tag{1.4.24}$$

$$Q = \frac{0.2273 \times 22.73 \times 6494e^{0.2273t}}{(1 + 22.73e^{-0.2273t})^2} = \frac{33551e^{-0.2273t}}{(1 + 22.73e^{-0.2273t})^2} \tag{1.4.25}$$

利用（1.4.24）式和（1.4.25）式预测的累积产量和年产量数据列于表 1.4.1 中，并绘于图 1.4.3 上。由图 1.4.3 和表 1.4.1 可以看出，累积产量的预测值和实际值符合得相当好，年产量的预测值和实际值也基本一致。这表明，对于逻辑斯谛模型，如有产量递减之后的数据，可以得到比较满意的结果，尤其是对累积产量和可采储量的预测。

四、简 单 结 论

逻辑斯谛模型在我国油气田上得到了普遍的应用，但至今尚未看到有关理论推导的报导。通过推导，可以加深对逻辑斯谛模型特征的理解和正确的使用。比如该模型的最高产量是发生在采出可采储量 50%时。因此，对于那些在采出可采储量 50%左右进入递减阶段的油气田，应用该模型可以得到比较满意的结果。

由于该模型属于增长曲线类型的模型，因此，对累积产量预测的精度要高于年度产量。同时，应当指出，本节的（1.4.15）式可写为 $Q = aN_p - \beta N_p^2$，该式即为著名的 Hubbert 模型的二次函数式。此式为 Hubbert 模型的基础[10]。

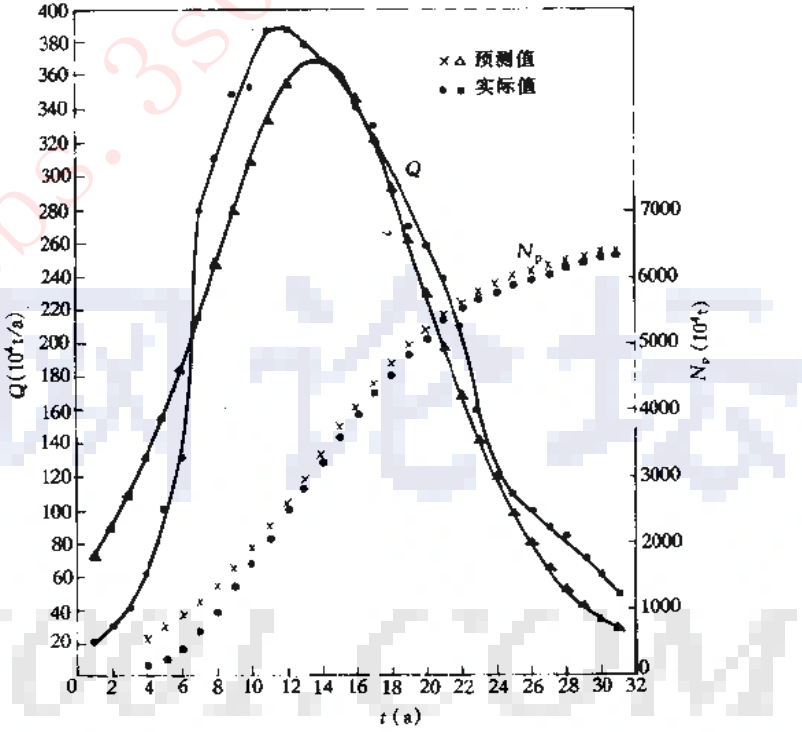


图 1.4.3 巴夫雷油田的实际产量和累积产量与预测结果的对比图

参 考 文 献

[1] Doucet P and Sloep P B. Mathematical Modeling in the Life Sciences. Melksham (England) Redwood press, 1992

[2] Hubbert M K. Energy Resources, National Academy of Sci-

ences, National Research Council, Washington, D. C. 1962
[3] Wattenbarger R A. Oil Production Trends in the CIS, Would oil, 1994 (June): 91～97
[4] Pood D C, Mccormack M and Thimm H F. The Application of Fractal Geostatistics to Oil and Gas Property Evaluation and Reserve Estimates. JCPT, 1993; 32 (10): 24～27
[5] Hubbert M K. Degree of Advancement of Petroleum Exploration in the United States. National Gases of North America, 1968: 2149～2170
[6] 翁文波．预测论基础．北京：石油工业出版社，1984
[7] 杜金观等．时间序列分析—建模与预报．合肥：安徽教育出版社，1991
[8] 安鸿志、顾岚．统计模型与预报方法．北京：气象出版社，1985
[9] 金毓荪主编．国外砂岩油田开发．哈尔滨：黑龙江科学技术出版社，1984
[10] Al－Jarri A S and Startzman R A. Worldwide Petroleum－Liquid Supply and Demand, JPT (December, 1997) 1329－1338.

第五节　对数正态分布（Log Normal Distribution）预测模型的建立与应用

油气田的产量，尤其是中长期产量的预测，乃是油气藏工程师的重要任务，而预测模型恰好是完成这一任务的有效手段。本节基于对概率统计学中对数正态分布（log－normal－distribution）的研究，建立了预测油气田产量、可采储量、最大年产量及其发生时间的预测模型，并提出了线性试差的求解方法。通过我国油田的实际应用表明，该预测模型是十分有效和实用的。

一、预测模型的建立

由文献［1］的概率统计部分，我们可以写出，属于连续型分布的对数正态分布，它的分布密度为：

$$f(x)=\frac{1}{\sqrt{2\pi}\beta x}e^{-(\ln x-\alpha)^2/2\beta^2} \tag{1.5.1}$$

式中　$f(x)$——对数正态分布的分布密度；

x——分布变量，区间限于0到∞；

α和β——控制分布形态的参数。

由（1.5.1）式表示的对数正态分布的分布密度，在x从0到∞区间内的分布函数等于1，即$F(x)|_{x=\infty}=\int_0^\infty f(x)\mathrm{d}x=1$。而对于具体的油气田来说，开发时间从0到∞区间内的累积产量可视为可采储量，即为$N_R=\int_0^\infty Q\mathrm{d}t$。因此，若将（1.5.1）式转为预测油气田产量的模型时，需要在（1.5.1）式右边乘以可采储量N_R。对于预测模型来说，此N_R又可看作为，由理论模型转为实用模型时的模型转换常数。当设：$t=x$和$Q=f(t)$，并引入模型转换常数N_R时，由（1.5.1）式得预测油气田产量的数学模型为：

$$Q=\frac{N_R}{\sqrt{2\pi}\beta}\frac{1}{t}e^{-(\ln t-\alpha)^2/2\beta^2} \tag{1.5.2}$$

式中　Q——油气田的产量，10^4t/a（油），10^8m^3/a（气）；

N_R——油气田的可采储量，10^4t（油），10^8m^3（气）；

t——油气田的开发时间，a。

由（1.5.2）式对时间t求导数得：

$$\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t}=-\frac{N_R}{\sqrt{2\pi}\beta}\frac{e^{-(\ln t-\alpha)^2/2\beta^2}}{t^2}\left[\frac{2(\ln t-\alpha)}{2\beta^2}+1\right] \tag{1.5.3}$$

当 $dQ/dt=0$ 时，必然有：

$$\frac{2(\ln t-\alpha)}{2\beta^2}+1=0 \tag{1.5.4}$$

由（1.5.4）式可以得到，预测油气田最大年产量发生时间的关系式为：

$$t_{\mathrm{m}}=\mathrm{e}^{(\alpha-\beta^2)} \tag{1.5.5}$$

将（1.5.5）式代入（1.5.2）式得，预测油气田最大年产量的关系式为：

$$Q_{\max}=\frac{N_{\mathrm{R}}}{\sqrt{2\pi}\beta\mathrm{e}^{(\alpha-\beta^2/2)}} \tag{1.5.6}$$

二、求解预测模型的线性试差法

为求解该预测模型常数，并进行产量和可采储量的预测，将（1.5.2）式改写为：

$$Qt=\frac{N_{\mathrm{R}}}{\sqrt{2\pi}\beta}\mathrm{e}^{-(\ln t-\alpha)^2/2\beta^2} \tag{1.5.7}$$

对（1.5.7）式等号两端取常用对数得：

$$\log Qt=\log\frac{N_{\mathrm{R}}}{\sqrt{2\pi}\beta}-\frac{1}{4.606\beta^2}(\ln t-\alpha)^2 \tag{1.5.8}$$

若设：

$$A=\log\frac{N_{\mathrm{R}}}{\sqrt{2\pi}\beta} \tag{1.5.9}$$

$$B=\frac{1}{4.606\beta^2} \tag{1.5.10}$$

则得：

$$\log Qt=A-B(\ln t-\alpha)^2 \tag{1.5.11}$$

若给定不同的 α 值，利用（1.5.11）式进行线性试差求解，对于能够得到最大相关系数的直线的 α 值，即为欲求的正确 α 值。此时，当由线性回归求得直线的截距 A 和斜率 B 的数值之后，再由（1.5.9）式和（1.5.10）式得到的下式，可以分别确定油气田的可采储量 N_{R} 和模型常数 β 的数值：

$$N_{\mathrm{R}}=10^A\sqrt{2\pi}\beta \tag{1.5.12}$$

$$\beta=\sqrt{\frac{1}{4.606B}} \tag{1.5.13}$$

三、预测模型的应用举例

为了说明该预测模型的适用性和线性试差求解法的可靠性。本节以我国两个水驱砂岩油田为例，进行完整的计算和预测。这两个油田的有关资料和数据列于表 1.5.1。在这两个油田投产之后，到 1994 年的实际生产的数据同时列于表 1.5.2。利用（1.5.11）式进行线性试差求解，当两个油田的 α 值分别为 2.3 和 1.75 时，均能得到较好的直线（见图 1.5.1 和图 1.5.2）。经线性回归后，所得图 1.5.1 和图 1.5.2 直线的截距 A、斜率 B 和相关系数 r 的数值列于表 1.5.3。由（1.5.5）式、（1.5.6）式、（1.5.12）式和（1.5.13）式，所求得两个油田的 β 值、N_{R} 值、$Q_{\max}$ 值和 t_{m} 值也列于表 1.5.3。将表 1.5.3 中两个油田的 α 值、β 值和 N_{R} 值再分别代入（1.5.2）式，得到预测两个油田产量的关系式。

表 1.5.1　两个油田的基础资料

油田名称	埕北	宁海	油田名称	埕北	宁海
发现时间	1972	1982	含油面积(km^2)	9.19	9.3
投产时间	1985	1982	地质储量(10^4t)	2084	1579
油藏类型	构造、层状	构造、断块	原始地层压力(MPa)	16.60	21.4
储层层位	Ed	Ed,Es_2	饱和压力(MPa)	15.16	12.9
岩　　性	砂岩	砂岩	地层原油粘度(mPa·s)	57	80(Ed),2.5(Es_2)
埋　　深	1636	1586(Ed),2245(Es_2)	原油体积系数	1.118	1.14
有效厚度(m)	21	19.7	地面原油密度(g/cm^3)	0.955	0.856
有效孔隙度(%)	24.6～34	28.5	驱动类型	天然水驱	人工注水
空气渗透率(mD)	6400	887	1993 年综合含水(%)	78	94.1

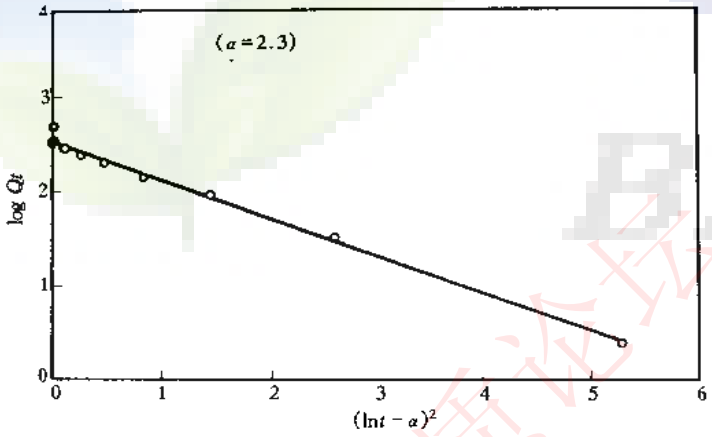


图 1.5.1　埕北油田线性试差的最佳结果

表 1.5.2　两个油田的实际生产和预测数据对比

t(a)	埕北油田 年份	埕北油田 Q($10^4t/a$) 实际	埕北油田 Q($10^4t/a$) 预测	宁海油田 年份	宁海油田 Q($10^4t/a$) 实际	宁海油田 Q($10^4t/a$) 预测	t(a)	埕北油田 年份	埕北油田 Q($10^4t/a$) 实际	埕北油田 Q($10^4t/a$) 预测	宁海油田 年份	宁海油田 Q($10^4t/a$) 实际	宁海油田 Q($10^4t/a$) 预测
1	1985	2.50	2.61	1982	5.623	6.16	18	2002		13.52	1999		3.52
2	1986	17.25	15.66	1983	43.780	40.43	19	2003		12.05	2000		2.82
3	1987	31.46	29.70	1984	83.070	67.40	20	2004		10.75	2001		2.27
4	1988	36.75	38.94	1985	83.380	74.40	21	2005		9.60	2002		1.84
5	1989	40.86	43.27	1986	68.490	69.07	22	2006		8.58	2003		1.49
6	1990	41.16	44.07	1987	57.340	58.95	23	2007		7.68	2004		1.22
7	1991	40.50	42.68	1988	46.610	48.14	24	2008		6.88	2005		0.99
8	1992	42.20	40.07	1989	32.140	38.39	25	2009		6.18	2006		0.82
9	1993	39.40	36.89	1990	23.260	30.23	26	2010		5.55	2007		0.67
10	1994	34.10	33.52	1991	19.890	23.67	27	2011		5.00	2008		0.56
11	1995		30.21	1992	19.660	18.49	28	2012		4.50	2009		0.46
12	1996		27.07	1993	17.000	14.46	29	2013		4.06	2010		0.38
13	1997		24.18	1994	13.300	11.32	30	2014		3.67	2011		0.32
14	1998		21.55	1995		8.90	31				2012		0.27
15	1999		19.18	1996		7.02	32				2013		0.23
16	2000		17.07	1997		5.55	33				2014		0.19
17	2001		15.19	1998		4.41							

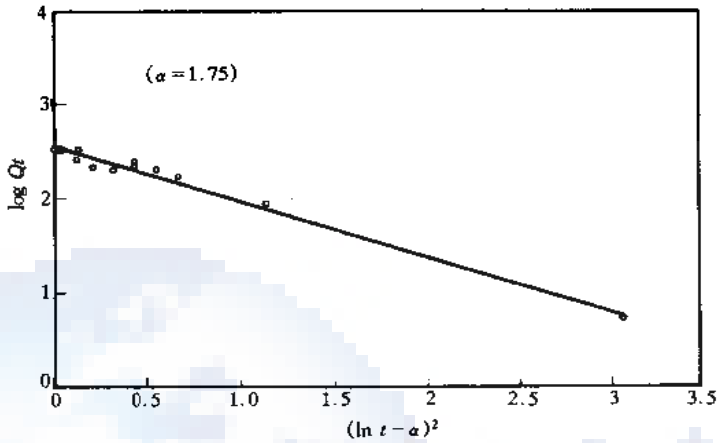


图 1.5.2　宁海油田线性试差的最佳结果

表 1.5.3　两个油田的回归参数和计算结果对比

参数及计算结果	宁　海	埕　北
线性回归截距 A	2.5253	2.5496
线性回归斜率 B	0.3986	0.5746
相关系数 r	−0.999	−0.991
模型常数 α	2.30	1.75
模型常数 β	0.738	0.6147
可采储量 N_R (10^4t)	620	546
采收率 E_R (%)	29.75	34.58
最大年产量 Q_{max} (10^4t/a)	44.06	74.38
Q_{max} 发生的时间 t_m (a)	5.78	3.94

埕北油田为：

$$Q = \frac{335.2}{te^{[0.918(\ln t-2.3)^2]}} \qquad (1.5.14)$$

宁海油田为：

$$Q = \frac{354.4}{te^{[1.323(\ln t-1.75)^2]}} \qquad (1.5.15)$$

利用（1.5.14）式和（1.5.15）式，对两个油田产量预测的数据列于表 1.5.2。将表中所列两个油田的实际产量数据和理论预测的产量数据一起绘于图 1.5.3 上。由表 1.5.2 和图 1.5.3 可以看出，理论预测的产量和实际生产数据，具有较好的一致性。就可采储量而言，由全国统一标定宁海油田的可采储量为 585×10^4t，本节预测的可采储量为 564×10^4t（见表 1.5.3），两者基本一致。

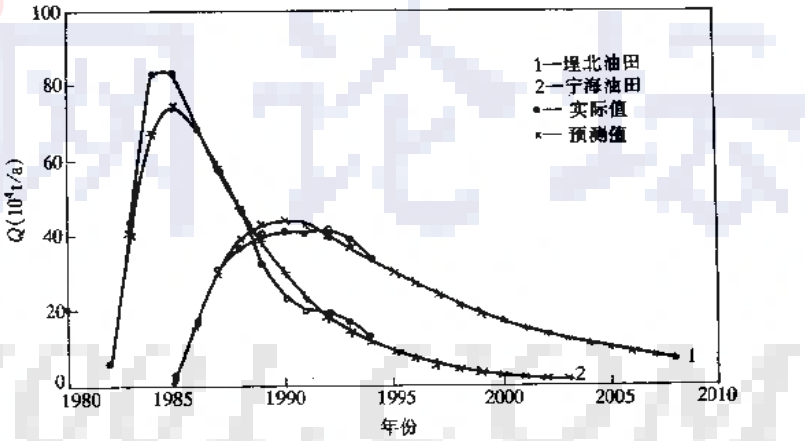


图 1.5.3　两个油田预测的产量和实际产量对比图

对于我国近海的埕北油田，根据李桂英同志的“埕北油田采收率确定方法”报告，由水驱曲法预测的可采储量为 610×10^4t，本节预测的可采储量为 620×10^4t，两者是何等的接近。同时，该研究报告指出，利用油藏数值模拟法，预测到 2000 年的累积产量为 478×10^4t，而本节预测到 2000 年的累积产量（见表 1.5.2）为 476×10^4t，这又是何等的一致。因此，综上所述，我

们可以得到这样的看法，本节提供的新型预测模型是比较实用、有效、可靠的。

四、对预测模型特性的几点认识

通过对该预测模型的理论分析和实际应用，我们对它的特性有以下几点认识：

(1) 模型常数 α 和 β 的数值，控制着油气田产量的分布形态，而两者的有效变化范围分别为 $1<\alpha<5$ 和 $0<\beta<1$。

(2) 由 (1.5.6) 式和表 1.5.3 所列计算结果可以看出，油气田的最大年产量 Q_{max} 与油气田的可采储量 N_R 成正比。也就是说，油气田的可采储量愈大，则它的最大年产量也愈高。

(3) 由 (1.5.5) 式可以看出，模型常数 α 愈大，则油气田最高年产量发生的时间 t_m 愈长。也就是说，油气田产量分布的峰位愈远离纵轴。同时，由 (1.5.5) 式绘制的图 1.5.4 可以看出，当 α 值等于常数时，随着 β 值的增加，最大年产量发生的时间 t_m 连续减小；而当 β 值为常数时，随着 α 值的增加，t_m 也急剧的增加。这表明，油气田的最高年产量位置，主要受 α 值的控制。

(4) 当两个油气田的可采储量比较接近时，α 值大的油气田，具有比较分散的产量分布；而 α 值小的油气田，则具有比较集中的产量分布。同时，对于可采储量比较接近的油气田，随着 α 值的增加，则 β 值相应有所减小。

五、结　束　语

本节基于概率统计学中的对数正态分布，对所提供的预测油气田、油气区、乃至全国中长期产量和可采储量的新模型，都具有较好的实用价值。为求解模型常数 α 和 β 数值，本节所提出的线性试差法是比较实用有效的。同时，本节对控制产量分布形态的两个模型常数 α 和 β 的性质及其变化范围的认识，也具有实际的意义。通过对两个油田实例的应用表明，该模型预测产量、最大年产量及其发生的时间，以及油田的可采储量，都与油田的实际生产数值基本一致。也说明该预测模型的实用性和可靠性。

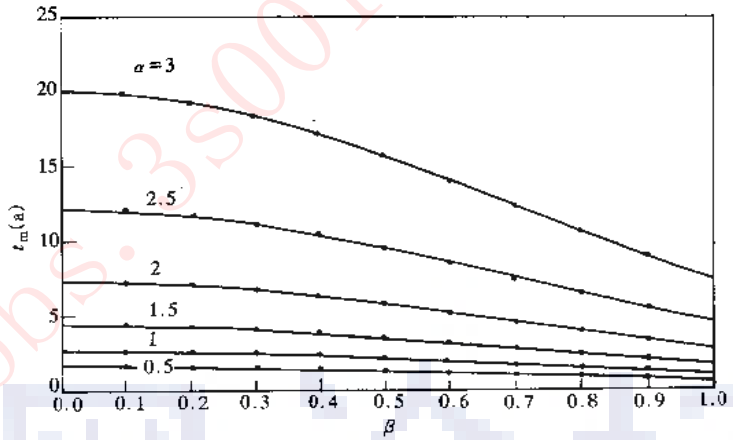


图 1.5.4　α 值和 β 值对 t_m 的影响图

参 考 文 献

[1] 数学手册编写组．数学手册．北京：高等教育出版社，1979

第六节　瑞利（Rayleigh）预测模型的建立与应用●

一、瑞利分布模型及特征

属于连续型随机变量的瑞利分布密度函数[1]为：

$$f(x)=\begin{cases}\dfrac{1}{C^2}xe^{-(x^2/2C^2)} & x>0\\ 0 & x\leqslant 0\end{cases} \qquad (1.6.1)$$

● 本节合作者——袁自学

式中 $f(x)$——瑞利分布密度函数；

x——随机变量；

C——控制分布峰值的参数，$C>0$。

因为瑞利分布密度函数，在随机变量 $0<x<+\infty$ 区间内的积分为 1，即 $\int_0^{\infty} f(x)\mathrm{d}x=1$；油气田的累积产量随生产时间变化具有相似特征，即 $\int_0^{\infty}(Q/N_R)\mathrm{d}t=1$，因此油气田的产量可由（1.6.2）式表示：

$$\frac{Q}{N_R}=\frac{1}{C^2}te^{-(t^2/2C^2)} \tag{1.6.2}$$

式中 Q——某一生产时间 t 的产量，10^4t；

N_R——油气田的可采储量，10^4t；

t——油气田的生产时间，a。

将（1.6.2）式改写为：

$$Q=\frac{N_R}{C^2}te^{-(t^2/2C^2)} \tag{1.6.3}$$

对（1.6.3）式两边取导数并整理后得：

$$\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t}=\frac{N_R}{C^2}e^{-(t^2/2C^2)}\times\left(1-\frac{t^2}{C^2}\right) \tag{1.6.4}$$

当 $t=C$ 时，$\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t}=0$，为产量的极值；

当 $0<t<C$ 时，$\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t}>0$，表示函数 Q 单调递增；

当 $C<t<\infty$ 时，$\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t}<0$，表示函数 Q 单调递减。

因此，函数 Q 在 $0<t<\infty$ 内有唯一的极值（最大值），即

油气田的最高年产量 Q_m，而与 Q_m 对应的生产时间 t_m 为：

$$t_m=C \tag{1.6.5}$$

将 t_m 值代入（1.6.3）式得最高年产量：

$$Q_m=\frac{N_R}{\sqrt{e}C} \tag{1.6.6}$$

将（1.6.5）式代入（1.6.6）式得可采储量：

$$N_R=\sqrt{e}Q_mt_m \tag{1.6.7}$$

根据（1.6.5）式和（1.6.7）式，可得出瑞利分布模型的两个性质：

1）模型参数中的 C 是油气田最高年产量发生的时间 t_m；

2）油气田的可采储量是其最高年产量与发生时间乘积的 $\sqrt{e}$ 倍。

二、瑞利分布模型的求解方法

1. 最高年产量出现后递减期较长时的解法

将（1.6.3）式等号两端除以 t 并取常用对数得：

$$\log(Q/t)=\log(N_R/C^2)-\frac{1}{4.606C^2}t^2 \tag{1.6.8}$$

若设：

$$A=\log(N_R/C^2) \tag{1.6.9}$$

$$B=\frac{1}{4.606C^2} \tag{1.6.10}$$

则得：

$$\log(Q/t) = A - Bt^2 \tag{1.6.11}$$

（1.6.11）式是一个简单的线性关系式，对该式进行一元线性回归，可得截距 A 和斜率 B，再将 A 和 B 的数值代入（1.6.9）式和（1.6.10）式改写的下式，可得确定模型参数 C 和可采储量 N_R 的关系式为：

$$C = \frac{1}{\sqrt{4.606B}} \tag{1.6.12}$$

$$N_R = 10^A C^2 \tag{1.6.13}$$

将 C 和 N_R 的数值分别代入（1.6.3）式、（1.6.5）式和（1.6.6）式，可得不同时间的产量和最高年产量发生的时间及其最高年产量。

2. 最高年产量出现后递减期较短时的解法

此时，由于生产资料较少，可采用如下简便预测方法。将准确的最高年产量及发生时间代入（1.6.3）式和（1.6.7）式，可以得到预测可采储量和油气田产量的关系式：

$$N_R = 1.6487 Q_m t_m \tag{1.6.14}$$

$$Q = \frac{1.6487 Q_m}{t_m} t e^{-(t^2/2t_m^2)} \tag{1.6.15}$$

三、应用实例

我国任丘雾迷山（W）油田和马西（M）油田的基本地质特征见表 1.6.1。两个油田的储层特征有差异。W 油田是潜山油藏，其储集空间为孔、洞、缝，饱和压力较小，驱动能量靠底水；M 油田的储层为砂岩，饱和压力较高，驱动能量主要靠弹性及人工注水。

表 1.6.1　W 和 M 油田的基本地质特征

项目名称	W 油田	M 油田
发现时间	1975 年 7 月	1978 年 8 月
投产时间	1976 年	1980 年
油藏类型	块状底水潜山	层状
储集类型	孔、洞、缝	孔隙
储层层位	震旦系	下第三系
储层岩性	白云岩	砂岩
埋藏深度（m）	2588～3510	3785～4030
有效厚度（m）	272.0	25.3
有效孔隙度（%）	6	13.6
空气渗透率（mD）	106	10
含油面积（km^2）	56.9	6.5
地质储量（10^4t）	53038	618
可采储量（10^4t）	11760	229
原始地层压力（MPa）	32.6	56.6
原始饱和压力（MPa）	1.30	38.54
原始气油比（m^3/t）	4.4	383.0
地面原油密度（g/cm^3）	0.889	0.844
地层油粘度（mPa·s）	8.20	0.38
注水方式	边缘底部	五点法
1990 年底综合含水（%）	82	24

将表 1.6.2 中的实际产量 Q 和生产时间 t 代入（1.6.8）式，计算出 $\log(Q/t)$ 和 t^2 的值并绘图（图 1.6.1）。从图 1.6.1 可以看出，除个别点外，两个油田都具有较好的直线关系，经线性回归后得到截据 A、斜率 B 和相关系数 r（表 1.6.3）。将 A 和 B 的数值代入（1.6.12）式和（1.6.13）式，可求得模型参数 C 和可采储量 N_R 为：

W 油田：

$$C = \frac{1}{\sqrt{4.606B}} = \frac{1}{\sqrt{4.606 \times 0.006668}} = 5.7061\text{a}$$

$$N_R = 10^A \times C^2$$

$$= 10^{2.5461} \times 5.7061^2 = 11449.3 \times 10^4\text{t}$$

表 1.6.2　W、M 油田实际产量和预测产量对比表

W 油田			M 油田		
年份	实际产量（10^4t）	预测产量（10^4t）	年份	实际产量（10^4t）	预测产量（10^4t）
1975	12.20	346.24	1978	0.6800	3.8897
1976	606.10	661.31	1979	4.0800	7.5632
1977	1127.30	918.67	1980	6.9445	10.8241
1978	1191.50	1100.07	1981	15.7449	13.5134
1979	1240.20	1197.61	1982	16.5353	15.5219
1980	1235.20	1213.80	1983	16.6483	16.7971
1981	977.95	1159.87	1984	17.2551	17.3432
1982	901.82	1052.88	1985	15.4997	17.2150
1983	807.62	912.37	1986	14.8703	16.5075
1984	739.38	757.24	1987	16.1728	15.3426
1985	675.39	603.38	1988	12.8679	13.8545
1986	581.94	462.40	1989	11.2090	12.1764
1987	352.45	341.25	1990	10.7035	10.4293
1988	209.92	242.78	1991	7.7007	8.7147
1989	153.62	166.65	1992	8.7639	7.1099
1990	120.24	110.44	1993		5.6674
1991		70.70	1994		4.4161
1992		43.74	1995		3.3653
1993		26.16	1996		2.5091
1994		15.13	1997		1.8308
1995		8.47	1998		1.3077
1996		4.58	1999		0.9146
1997		2.40	2000		0.6264
1998		1.22			
1999		0.60			
2000		0.28			

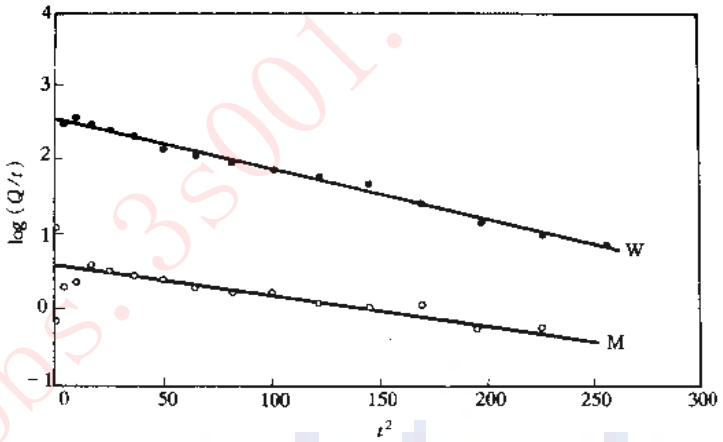


图 1.6.1　两个油田的 Q/t 与 t^2 的关系图

将 C 和 N_R 代入（1.6.5）式和（1.6.6）式，得最高年产量及发生时间为：

$$Q_m = \frac{N_R}{\sqrt{e}C} = \frac{11449.3 \times 10^4}{1.6487 \times 5.7061} = 1217.0 \times 10^4 \text{t}$$

$$t_m = C = 5.7061 \approx 6\text{a}$$

同理可得 M 油田的数据（表 1.6.3）。

表 1.6.3　计算结果

参　数	计算结果	
	W 油田	M 油田
截距 A	2.5461	0.5940
斜率 B	0.006668	0.004081
相关系数 r	0.995	0.986
模型参数 C	5.7061	7.2938
可采储量 N_R（10^4t）	11449.3	208.9
最高年产量 Q_m（10^4t）	1217.00	17.37
对应 Q_m 的时间 t_m（a）	5.7	7.3

将 N_R、C 和 t 值代入（1.6.3）式，可求得预测的产量（表 1.6.2），实际产量与预测产量拟合程度较好（图 1.6.2 和 1.6.3）。

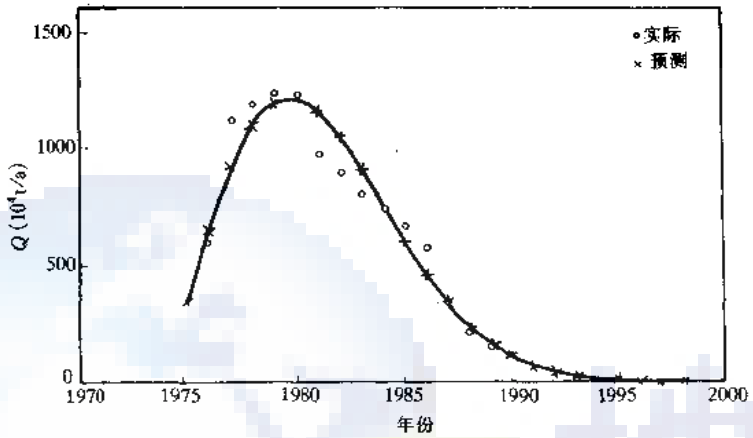


图 1.6.2　W 油田的实际产量与预测结果图

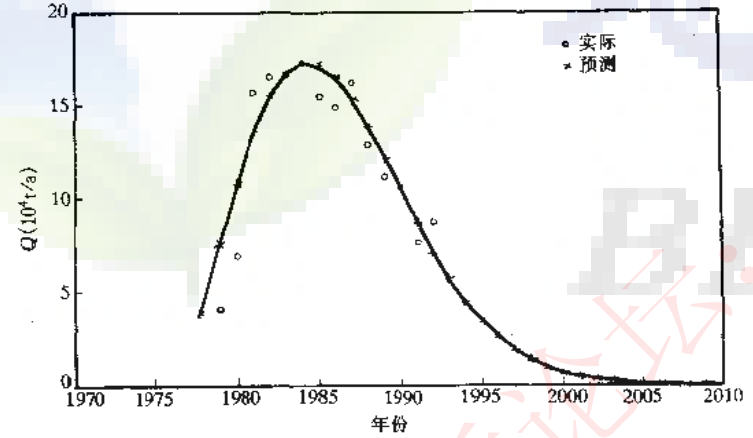


图 1.6.3　M 油田的实际产量与预测结果图

四、结　论

（1）虽然 W 和 M 油田的地质特征、开发方式有差别，但用瑞利分布模型预测的年产量、可采储量、最高年产量及其发生时间与实际值较为接近，说明该模型有广泛的实用性。

（2）由瑞利分布模型求解时，不需要复杂的数学运算，只要给出较准确的最高年产量及其发生时间，即可快速、方便、准确地计算可采储量和预测油气田产量。

（3）该模型具有 3 个重要性质：①模型参数 C 是最高年产量的发生时间；②油气田的可采储量是其最高年产量与发生时间乘积的 $\sqrt{e}$ 倍；③当油气田生产时间是最高年产量发生时间的 2 倍时，油气田产量是最高年产量的 44.6%。

（4）对于实际开发的油气田，在最高年产量出现之后，该模型的应用效果较好。

参 考 文 献

[1] 翁文波．预测理论基础．北京：石油工业出版社，1984
[2] 胡建国、陈元千、张盛宗．预测油气田产量的新模型．石油学报，1995，(1)：79～87

第七节　Chen－Hu（陈－胡）预测模型的建立与应用[1]

产量递减法和水驱曲线法是预测油气田产量、累积产量和可采储量的行之有效的方法。但前者仅适用于油气田开发进入递减阶段之后；后者也只适用于水驱开发的油田，且油田综合含水率往往需要达到 50% 以后。本节根据大量实际资料，建立了预测油气田产量、累积产量和可采储量的简单模型。

一、模型的建立

大量统计资料表明，油气田的产量 Q 和累积产量 N_p 比与累

[1] 本节合作者——胡建国

积产量的关系（图 1.7.1，图 1.7.2）可表示为：

$$\frac{Q}{N_p} = A_1 - B_1 \log N_p \qquad (1.7.1)$$

将（1.7.1）式改写为下式：

$$\frac{Q}{N_p} = -B_1 \log \frac{N_p}{10^{A_1/B_1}} \qquad (1.7.2)$$

若设，$b = B_1/2.303, C = 10^{A_1/B_1}$，则得：

$$\frac{Q}{N_p} = -b \ln \frac{N_p}{C} \qquad (1.7.3)$$

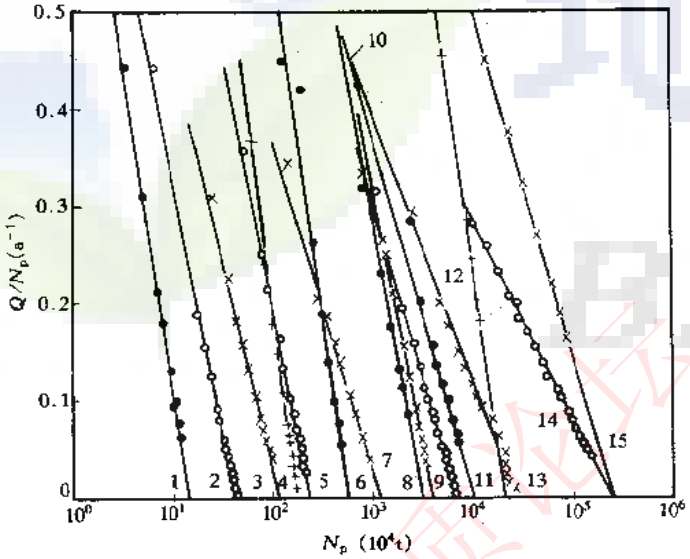


图 1.7.1　15 个油田的 Q/N_p 与 N_p 的关系图

已知 $Q = dN_p/dt$，故（1.7.3）式可写为：

$$\frac{dN_p}{N_p dt} = -b \ln \frac{N_p}{C} \qquad (1.7.4)$$

对（1.7.4）式分离变量积分得：

$$\int_{N_p}^{N_R} \frac{d(N_p/C)}{(N_p/C)\ln(N_p/C)} = -b\int_t^{t_a} dt$$

$$\ln \frac{\ln(N_R/C)}{\ln(N_p/C)} = -b(t_a - t) \qquad (1.7.5)$$

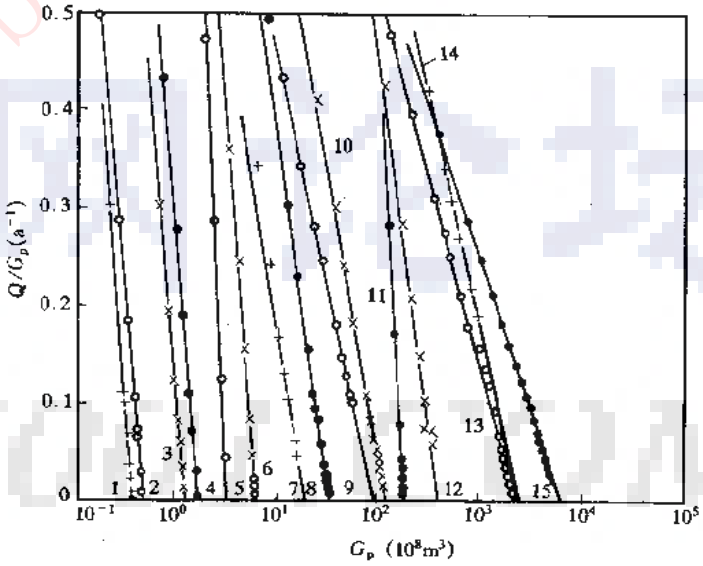


图 1.7.2　15 个气田的 Q/G_p 与 G_p 的关系图

由（1.7.5）式解得 N_p 为：

$$N_p = C\exp\{\exp[-\exp[b(t_a - t)]\ln(N_p/C)]b(t_a - t)\}\ln(\frac{N_p}{C})\} \qquad (1.7.6)$$

若设，$A_2 = C$ 和 $B_2 = \exp(bt_a)\ln(N_R/C)$，则得：

$$N_p = A_2\exp[B_2\exp(-bt)] \tag{1.7.7}$$

该（1.7.7）式即为预测油气田累积产量的模型。当油气田开发达到废弃条件，即 $t = t_a$ 时，由（1.7.6）式得预测油气田可采储量的关系式为：

$$N_R = C = A_2 \tag{1.7.8}$$

由（1.7.7）式对时间 t 求导数得预测年产量的模型为：

$$Q = -A_2B_2\exp[B_2\exp(-bt) - bt] \tag{1.7.9}$$

为了确定最大产量发生的时间，（1.7.9）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{dQ}{dt} = A_2B_2b^2\exp[B_2\exp(-bt) - bt][B_2\exp(-bt) + 1] \tag{1.7.10}$$

要使（1.7.10）式等于 0，必须有：

$$B_2\exp(-bt) + 1 = 0 \tag{1.7.11}$$

由（1.7.11）式得最大产量发生的时间为：

$$t_m = \frac{1}{b}\ln(-B_2) \tag{1.7.12}$$

将（1.7.12）式代入（1.7.9）式，可得预测油气田最大产量的公式为：

$$Q_{max} = -A_2B_2b\exp[-1 - \ln(-B_2)] \tag{1.7.13}$$

二、确定模型常数 A_2、B_2 和 b 的方法

任取两个相邻的实际开发数据点 $j-1$ 和 j，将此两点的 N_p 和 t 值代入（1.7.7）式得：

$$N_{pj} = A_2\exp[B_2\exp(-bt_j)] \tag{1.7.14}$$

$$N_{pj-1} = A_2\exp[B_2\exp(-bt_{j-1})] \tag{1.7.15}$$

对（1.7.14）式和（1.7.15）式分别两次取自然对数：

$$\ln\left(\ln\frac{N_{pj}}{A_2}\right) = \ln B_2 - bt_j \tag{1.7.16}$$

$$\ln\left(\ln\frac{N_{pj-1}}{A_2}\right) = \ln B_2 - bt_{j-1} \tag{1.7.17}$$

由（1.7.16）式减（1.7.17）式得：

$$\ln\left[\frac{\ln N_{pj} - \ln A_2}{\ln N_{pj-1} - \ln A_2}\right] = -b(t_j - t_{j-1}) \tag{1.7.18}$$

油气田的实际开发数据通常取 1 年为等时间隔，若取时间步长为 $L = t_j - t_{j-1} = 1$ 时，则（1.7.18）式为：

$$\ln\left[\frac{\ln N_{pj} - \ln A_2}{\ln N_{pj-1} - \ln A_2}\right] = -b \tag{1.7.19}$$

由（1.7.19）式得下式：

$$\log N_{pj} = (1 - e^{-b})\log A_2 - e^{-b}\log N_{pj-1} \tag{1.7.20}$$

若设：

$$\alpha = (1 - e^{-b})\log A_2 \tag{1.7.21}$$

$$\beta = e^{-b} \tag{1.7.22}$$

则得：

$$\log N_{pj} = \alpha + \beta\log N_{pj-1} \tag{1.7.23}$$

当累积产量与生产时间数据，按等时生产间距（1 年）取值

时，(1.7.23) 式中 N_{pj} 和 N_{pj-1} 在双对数坐标纸上成直线关系。经线性回归可得到直线截距 α 和斜率 β 的数值，并可由 (1.7.21) 式和 (1.7.22) 式改写的下式确定 A_2 和 b 的数值：

$$A_2 = 10^{\alpha/(1-\beta)} \tag{1.7.24}$$

$$b = -\ln\beta \tag{1.7.25}$$

再由 (1.7.7) 式改写的下式求和确定 B_2 的数值：

$$B_2 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left[\exp(bt_i)\ln\frac{N_{pj}}{A_2}\right] \tag{1.7.26}$$

三、模型简化

将 (1.7.7) 式改写为下式：

$$N_p = e^{(-B_2e^{-bt}+\ln A_2)} \tag{1.7.27}$$

若设：$y = N_p$；$m = -B_2$；$n = e^{-b}$；$C = \ln A_2$，则由 (1.7.27) 式可得 Gompertz（龚帕斯）的预测模型[1]：

$$y = e^{(mn^t+c)} \tag{1.7.28}$$

若近似取用 $\exp(x) = 1 + x$ 的关系，并取 $y = N_p$；$m = A_2$；$n = B_2$，由 (1.7.7) 式可得 Hubbert（赫伯特）的预测模型[2]：

$$y = m^{(1+ne^{-bt})} \tag{1.7.29}$$

四、方法应用

由表 1.7.1 和表 1.7.2 分别列出了 15 个油田和 15 个气田 (1.7.1) 式的线性回归结果及各个油气田的地质储量和采收率。

表 1.7.1　15 个油田 (1) 式的线性回归结果及采收率

名称	地质储量 (10^4t)	截距 A_1	斜率 B_1	相关系数 r	采收率 (%)	
					本文计算值	实际值
C63 井区	64	0.781735	0.686919	−0.9885847	21.5	−
LZZ	146	0.832807	0.521348	−0.9952586	27.1	26.8
BYJ	465	0.893852	0.432954	−0.9964008	25.0	33.0
MF	1049	1.698565	0.753100	−0.9955843	17.2	17.3
HJZ	1448	1.293329	0.551071	−0.9953047	16.0	18.0
阿希托夫区	1765	1.871982	0.670974	−0.9713770	34.9	35.3
Dallard	2800	1.071039	0.349564	−0.9945577	41.4	40.0
濮　城	12219	2.058433	0.584791	−0.9955969	27.1	32.0
曼恰洛夫	12000	1.987249	0.553724	−0.9979972	32.3	37.0
巴夫雷	11000	1.414805	0.369596	−0.9987072	60.2	60.0
长　滩	32925	1.586973	0.396711	−0.9928760	30.4	35.0
Forties	52800	2.969601	0.677542	−0.9930084	45.7	45.5
杜玛兹	48300	1.163218	0.260586	−0.9973309	60.2	59.0
罗马什金	450000	1.117335	0.207395	−0.9992639	54.2	53.1
萨马特洛尔	515000	1.913661	0.352183	−0.9971476	52.7	50.2

表 1.7.2　15 个气田 (1) 式的线性回归结果及采收率

名称	地质储量 (10^8m^3)	截距 A_1	斜率 B_1	相关系数 r	采收率 (%)	
					本文计算值	实际值
Vernon	0.498	−0.382875	0.894901	−0.9786843	74.9	74.6
Wise No.2	0.521	−0.372940	1.180207	−0.9791690	92.7	88.3
Burnell	1.784	−0.120614	1.280467	−0.9968577	69.6	68.9
White Point	2.535	0.284593	1.140387	−0.9945140	70.1	66.3
West Asher	3.349	1.501534	2.953621	−0.9977294	96.3	92.3
Hidden Dome	6.825	1.045915	1.303285	−0.9913375	93.0	91.9
West Beaumont	21.467	0.873311	0.684767	−0.9945484	87.8	−
South Martinez	40.071	1.075273	0.699736	−0.9951247	85.9	84.8
Ozona	−	0.924227	0.467117	−0.9935735	−	−
Pincher Creek	−	1.193217	0.581149	−0.9956770	57.7	−
Main Pool	198.24	3.928446	1.742398	−0.9942955	90.7	89.9
科罗布科夫	480～520	2.087149	0.811598	−0.9945467	−	−

续表

名称	地质储量 (10^8m^3)	截距 A_1	斜率 B_1	相关系数 r	采收率（%）	
					本文计算值	实际值
北斯塔夫罗波尔	2573.2	1.419522	0.422878	−0.994298	88.4	90.0
乌克蒂尔	3881	1.565134	0.460785	−0.9984007	64.2	−
谢别林卡	5890	1.166031	0.308055	−0.9972887	−	96.0

由表 1.7.1 和 1.7.2 可以看出，相关系数 r 的数值都很高，利用本节方法预测的可采储量所确定的采收率，与各油气田的实际采收率基本一致。这表明本节建立的预测模型是实用可靠的。

下面以俄罗斯巴夫雷油田[3]为例，说明该方法的应用。油田发现于 1946 年，地质储量为 11000×10^4t，采收率为 60%，水淹区采收率为 60%～65%。1947～1978 年的实际开发数据列于表 1.7.3。

表 1.7.3　巴夫雷油田的开发数据及预测结果

年份	t (a)	含水率 (%)	产量 (10^4t/a)		累积产量 (10^4t)	
			实际	预测	实际	预测
1947	0	0.1	0	0	0	0
1948	1	1.6	20	15.6	20	15.7
1949	2	5.2	30	33.2	50	39.3
1950	3	2.8	40	61.3	90	85.7
1951	4	3.6	60	100	150	165.9
1952	5	3.7	100	149	250	290.5
1953	6	2.3	130	203	380	467.0
1954	7	3.5	280	258	660	698.7
1955	8	−	310	308	970	983.3
1956	9	3.0	350	350	1320	1313.9
1957	10	3.7	355	379	1675	1680.0
1958	11	4.8	385	396	2060	2069.4
1959	12	6.1	390	401	2450	2469.6
1960	13	9.6	380	395	2830	2869.1

续表

年份	t (a)	含水率 (%)	产量 (10^4t/a)		累积产量 (10^4t)	
			实际	预测	实际	预测
1961	14	−	370	381	3200	3258.2
1962	15	18.5	365	360	3565	3629.3
1963	16	22.0	340	334	3905	3977.0
1964	17	25.0	330	306	4235	4297.8
1965	18	33.1	300	278	4535	4590.1
1966	19	38.3	270	249	4805	4853.5
1967	20	−	260	221	5065	5088.8
1968	21	44.0	240	195	5305	5297.2
1969	22	48.0	210	171	5515	5480.6
1970	23	51.4	150	149	5665	5641.2
1971	24	62.0	120	130	5785	5781.0
1972	25	69.9	110	112	5895	5902.3
1973	26	70.6	100	97	5995	6007.2
1974	27	75.5	90	83	6085	6097.6
1975	28	78.3	85	72	6170	6175.4
1976	29	−	70	61	6240	6242.1
1977	30	−	60	52	6300	6299.3
1978	31	−	50	45	6350	6348.1

将表 1.7.3 中实际累积产量数据，按照（1.7.23）式的关系绘于双对数坐标纸上，为一条直线（图 1.7.3）。由线性回归求得：截距 $\alpha=0.5804$；斜率 $\beta=0.8481$；相关系数 $r=0.9999$。将 α 和 β 的数值分别代入（1.7.24）式和（1.7.25）式，求得模型常数为：

$$A_2=10^{-0.5804/(1-0.8481)}=6621\times10^4\text{t}$$

$$b=-\ln(0.8481)=0.1647$$

由（1.7.8）式，A_2 就等于油田的可采储量，因此，$N_R=6621\times10^4$t。

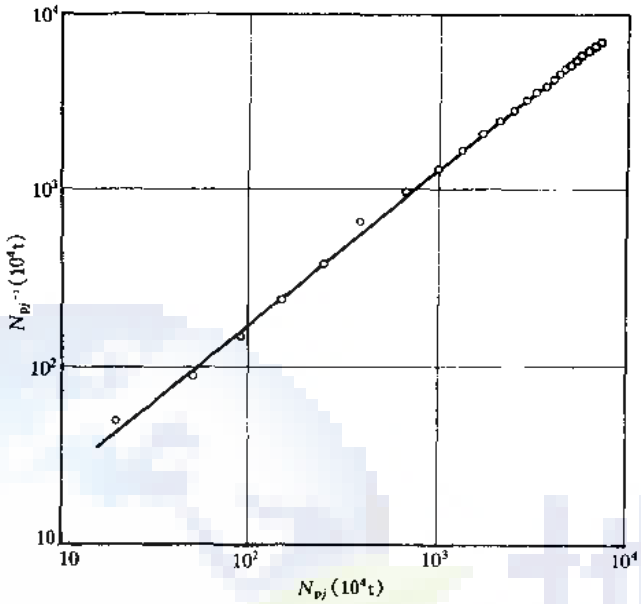


图 1.7.3　巴夫雷油的 N_{pj-1} 与 N_{pj} 的关系图

已知该油田的地质储量 $N = 11000\times10^4$t，故采收率为：

$$E_R = N_R/N = 6621/11000 = 0.602$$

该采收率与油田的实际采收率近乎相同。将 A_2、b 和表 1.7.3 中累积产量 N_{pi}，以及实际的数据点数 n 值代入（1.7.26）式，得到另一个模型常数 $B_2 = -7.1279$。

将 b 和 B_2 的数值代入（1.7.12）式，得最大产量发生的时间为：

$$t_m = \frac{1}{0.1647}\ln(7.1279) = 11.92 \simeq 12\text{a}$$

再将 A_2、B_2 和 b 的数值代入（1.7.13）式，得到油田的最大产量为：

$$Q_{max} = -(6621)(-7.1279)(0.1647)\exp[-1-\ln(7.1279)]$$
$$= 401\times10^4\text{t}$$

最后，将 A_2、B_2 和 b 和数值分别代入（1.7.7）式和（1.7.9）式，可以得到预测巴夫雷油田的累积产量 N_p 和产量 Q 的相关经验公式为：

$$N_p = 6621\exp[-7.1279\exp(-0.1647t)]$$

$$Q = 7773\exp[-7.1279\exp(-0.1647t) - 0.1647t]$$

由预测的累积产量和产量与实际生产数据对比（见表 1.7.3，图 1.7.4 和 1.7.5）可以看出，预测值和实际值是一致的，其中的累积产量基本重合。

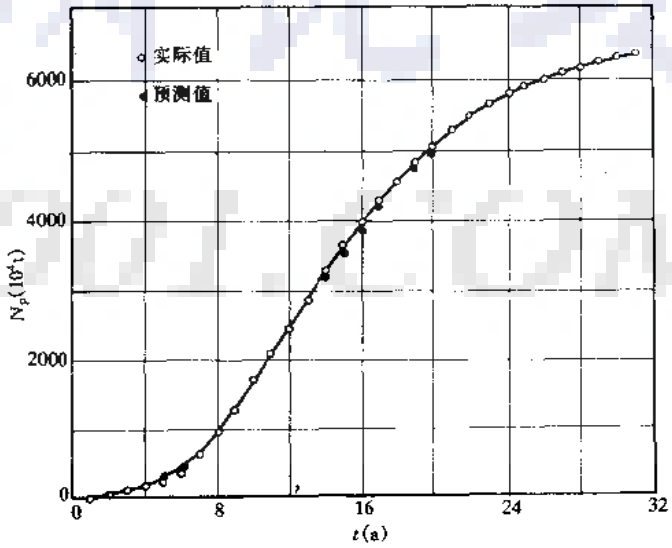


图 1.7.4　巴夫雷油田预测的累积产量与实际值对比图

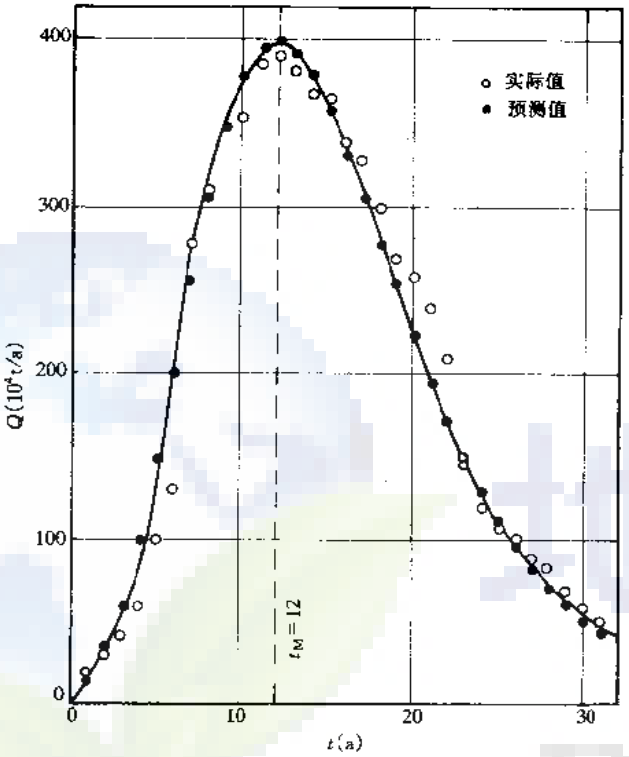


图 1.7.5　巴夫雷油田预测的产量与实际值对比图

五、符号和单位注释

N ——原油地质储量，10^4t 或 10^4m^3；

G ——天然气地质储量，10^8m^3；

N_p ——累积产油量，10^4t 或 10^4m^3；

G_p ——累积产气量，10^8m^3；

N_R ——原油可采储量，10^4t 或 10^4m^3；

G_R ——天然气可采储量，10^8m^3；

Q ——产量，油田为 10^4t/a 或 10^4m^3/a，气田为 10^8m^3/a；

Q_{max} ——最大产量，油田为 10^4t/a 或 10^4m^3/a，气田为 10^8m^3/a；

E_R ——采收率，小数或%；

t ——开发年限，a；

t_a ——油、气田废弃时的开发年限，a。

参 考 文 献

[1] 陈玉祥、张汉亚编著．预测技术与应用．北京：机械工业出版社，1985

[2] Hubbert M K. Degree of Advancement of Petroleum Explorationin United States. Natural Gases of North America. 1968, 2149～2170

[3] 金毓荪主编．国外砂岩油田开发．哈尔滨：黑龙江科学技术出版社，1984

第八节　Hu－Chen（胡－陈）预测模型的建立与应用[1]

一、模型的建立

大量的开发实际动态资料表明[1~3]，油气田可采储量采出程度 R_D 随开发时间 t 的变化，可由下式描述：

$$\log\frac{R_D}{1-R_D}=A+B\log t \tag{1.8.1}$$

式中

$$R_D=\frac{N_p}{N_R} \tag{1.8.2}$$

[1] 本节合作者——胡建国

将（1.8.1）式改写为：

$$\frac{R_D}{1-R_D} = 10^A t^B \tag{1.8.3}$$

若设：

$$C = 10^A \tag{1.8.4}$$

则得：

$$\frac{R_D}{1-R_D} = \frac{1}{C}t^B \tag{1.8.5}$$

由（1.8.5）式解出 R_D 得：

$$R_D = \frac{1}{1+Ct^{-B}} \tag{1.8.6}$$

将（1.8.2）式代入（1.8.6）式得预测油气田累积产量的模型为：

$$N_p = \frac{N_R}{1+Ct^{-B}} \tag{1.8.7}$$

对（1.8.7）式求导数后得，本文预测油气产量（瞬时值）的模型为：

$$Q = \frac{BCN_R t^{-(B+1)}}{(1+Ct^{-B})^2} \tag{1.8.8}$$

为了确定油气田最高产量发生的时间，由（1.8.8）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{BCN_R t^{-2(B+1)}[(B-1)C-(B+1)t^B]}{(1+Ct^{-B})^3} \tag{1.8.9}$$

当 $dQ/dt=0$ 时，必有 $(B-1)C-(B+1)t^B=0$，故得最高年产量发生的时间为：

$$t_m = \left[\frac{(B-1)C}{B+1}\right]^{1/B} \tag{1.8.10}$$

将（1.8.10）式代入（1.8.8）式，得到油气田的最高年产量为：

$$Q_{max} = \frac{N_R}{4BC^{1/B}}(B-1)^{(B-1)/B}(B+1)^{(B+1)/B} \tag{1.8.11}$$

将（1.8.10）式代入（1.8.7）式得，油气田达到最高年产量时的累积产量为：

$$N_{pm} = \frac{B-1}{2B}N_R \tag{1.8.12}$$

油气田的剩余可采储量表示为：

$$N_{RR} = N_R - N_p \tag{1.8.13}$$

将（1.8.7）式代入（1.8.13）式，整理得：

$$N_{RR} = \frac{N_R}{1+\frac{1}{C}t^B} \tag{1.8.14}$$

将（1.8.14）式与（1.8.8）式相除，得到油气田的剩余储采比 ω 为：

$$\omega = \frac{t}{B}(1+Ct^{-B}) \tag{1.8.15}$$

显然，剩余可采储量的采油速度 v_{RR} 为：

$$v_{RR} = \frac{B}{t(1+Ct^{-B})} \tag{1.8.16}$$

二、模型参数的确定方法

由前述推导可知，要利用本节建立的模型进行油气田各项开

发指标的预测，首先必须确定模型中的待定常数 B、C 和 N_R。为此，下面将对模型参数的确定方法加以叙述。

将（1.8.7）式两边同时平方得：

$$N_p^2 = \frac{N_R^2}{(1 + Ct^{-B})^2} \tag{1.8.17}$$

将（1.8.8）式除以（1.8.17）式得：

$$\frac{Q}{N_p^2} = \frac{BC}{N_R} t^{-(B+1)} \tag{1.8.18}$$

将（1.8.18）式两边取常用对数得：

$$\log \frac{Q}{N_p^2} = \log \frac{BC}{N_R} - (B + 1)\log t \tag{1.8.19}$$

若设：

$$\alpha = \log \frac{BC}{N_R} \tag{1.8.20}$$

$$\beta = -(B + 1) \tag{1.8.21}$$

则得：

$$\log \frac{Q}{N_p^2} = \alpha + \beta \log t \tag{1.8.22}$$

由（1.8.22）式可以看出，油气田的年产量与累积产量平方之比 Q/N_p^2 与生产时间 t 之间呈双对数直线关系。根据油气田的实际生产数据，当由（1.8.22）式的线性回归分析求得截距 α 和斜率 β 之后，将其分别代入（1.8.20）式和（1.8.21）式改写的下式确定 B 和 N_R/C 的数值：

$$B = -(\beta + 1) \tag{1.8.23}$$

$$\frac{N_R}{C} = -(\beta + 1)10^{\alpha} \tag{1.8.24}$$

将（1.8.7）式改写为：

$$N_R = \left(\frac{1}{N_p} - \frac{C}{N_R} t^{-B}\right)^{-1} \tag{1.8.25}$$

将（1.8.23）式和（1.8.24）式代入（1.8.25）式得：

$$N_R = \left(\frac{1}{N_p} + \frac{1}{\beta + 1} 10^{\alpha} t^{\beta+1}\right)^{-1} \tag{1.8.26}$$

由于（1.8.26）式中参数 α 和 β 已在前面的线性回归分析中确定，只要将油气田任一时间 t 及与之相对应的 N_p 代入（1.8.26）式，即可得到 N_R 的数值。为了消除或减小生产计量误差对 N_R 值计算结果的影响，可采用求和平均的方法[4]，即将（1.8.22）式所示直线段上诸点分别代入（1.8.26）式，先求和，再求平均值：

$$N_R = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^{n} \left(\frac{1}{N_{pj}} + \frac{1}{\beta + 1} 10^{\alpha} t_j^{\beta+1}\right)^{-1} \tag{1.8.27}$$

在 N_R 的数值求得之后，代入（1.8.24）式，即可求得 C 的数值：

$$C = -\frac{N_R}{\beta + 1} 10^{\alpha} \tag{1.8.28}$$

应当指出的是，在 B、C 和 N_R 的数值求得之后，代入（1.8.7）式～（1.8.16）式，即可进行油气田各项开发指标的预测。若应用（1.8.8）式预测油气田产量随时间的变化时，由于我们感兴趣的是年产量，它是一个阶段值，而（1.8.8）式预测的 Q 是一个瞬时值，因此，在应用本节方法建模时，首先必需应用（1.8.29）式将年产量折算为瞬时产量（其原理见文献［4，9］）：

$$Q_j = \frac{1}{2}(\bar{Q}_j + \bar{Q}_{j+1}) \tag{1.8.29}$$

当模型建立之后，并应用于油气田年产量预测时，必须应用（1.8.30）式，将（1.8.8）式预测的年产量折算为阶段产量：

$$\bar{Q}_j = \frac{1}{2}(\bar{Q}_{j-1} + \bar{Q}_j) \tag{1.8.30}$$

为了方便起见，也可以直接应用已预测的累积产量计算年产量：

$$\bar{Q}_j = N_{pj} - N_{pj-1} \tag{1.8.31}$$

将（1.8.7）式代入（1.8.31）式得：

$$\bar{Q}_j = \frac{CN_R(t_{j-1}^{-B} - t_j^{-B})}{(1 + Ct_j^{-B})(1 + Ct_{j-1}^{-B})} \tag{1.8.32}$$

由于通常预测油气田产量时，普遍采用1年作为时间步长，故有：

$$t_{j-1} = t_j - 1 \tag{1.8.33}$$

将（1.8.33）式代入（1.8.32）式得：

$$\bar{Q} = \frac{CN_R[(t-1)^{-B} - t^{-B}]}{(1 + Ct^{-B})[1 + C(t-1)^{-B}]} \tag{1.8.34}$$

三、方法应用举例

应用本节建立的模型，对国内外许多油气田都进行了历史拟合和动态的预测，均得到了非常满意的结果。

下面仅以俄罗斯萨马特洛尔油田为例，说明预测方法的实用性和有效性。

萨马特洛尔油田（Самотлорское）是俄罗斯目前最大的油田，含油面积为1575km^2，原始石油地质储量约为51.5×10^8t。油田主要产层为下白垩统的阿雷姆组、瓦尔托夫组和麦吉昂组油层，油层总厚度为103m，渗透率为30～1100mD，油层表现出厚度大、分层性强、非均质性严重的特点。该油田于1965年发现，1969年4月投入正式开发，同年10月采用注水保持地层压力方式开采。1969年至1992年的实际开发数据见表1.8.1。

表1.8.1　萨马特洛尔油田开发数据及预测结果表

年度	产量（10^4t/a）		累积产量（10^4t）		Q（10^4t/a）	Q/N_p^2	剩余储采比	v_{RR}（%）
	实测	预测	实际	预测				
1969	130	40.137	130	40.137	280	1.653×10^{-2}	1897.085	0.053
1970	430	350.906	560	391.043	715	2.280×10^{-3}	389.423	0.257
1972	2110	2287.864	3670	3763.683	3005	2.231×10^{-4}	80.919	1.236
1974	6120	5981.120	13690	13691.620	7415	3.956×10^{-5}	33.365	2.997
1976	11020	10515.220	33420	32446.645	12010	1.075×10^{-5}	18.772	5.327
1978	14320	14218.399	60730	59242.023	14700	3.986×10^{-6}	12.852	7.781
1980	15480	15769.370	91290	90310.719	15255	1.830×10^{-6}	10.117	9.885
1982	14380	15085.218	120710	121060.852	14190	9.738×10^{-7}	8.805	11.357
1984	13060	13020.879	14770	148241.812	12075	5.530×10^{-7}	8.218	12.169
1986	10980	10528.806	169830	170551.953	10430	3.616×10^{-7}	8.036	12.444
1988	8270	8202.470	188410	188077.984	7995	2.252×10^{-7}	8.097	12.351
1990	6400	6275.687	202530	201538.109	6005	1.464×10^{-7}	8.312	12.031
1992	4800	4773.699	212940	211786.156			8.628	11.590
1994		3637.194		219588.016			9.015	11.092
1996		2787.838		225557.219			9.452	10.580
1998		2154.619		230159.922			9.925	10.076
2000		1680.975		233741.703			10.424	9.593

首先将表1.8.1中实际的年产油量数据按（1.8.29）式瞬时化，并计算出Q/N_p^2的值，同列于表1.8.1中。按照（1.8.22）

式的关系将 Q/N_p^2 与 t 的相应数据绘于双对数坐标图 1.8.1 上，可见当 $t = 3$a 之后为一非常好的直线。直线的截距 $\alpha = -1.0869$，斜率 $\beta = -4.2864$，相关系数 $r = -0.99982$。

将 α 和 β 的数值分别代入（1.8.23）式或（1.8.27）式，并求解得到模型常数为：$B = 3.2864$，$N_R = 250223.14 \times 10^4$t。

将 α、β 及 N_R 的值代入（1.8.28）式得：

$$C = -\frac{250223.14}{-4.2864+1}10^{-1.0869} = 6233.258$$

将 B 和 C 的数值代入（1.8.10）式得最高年产量发生的时间为：

$$t_m = \left[\frac{(3.2864-1)\times 6233.258}{3.2864+1}\right]^{1/3.2864} = 11.8\text{a}$$

再将 B、C 和 N_R 的数值代入（1.8.11）式，得到油田最高年产量为：

$$Q_{max} = \frac{250223.14}{4\times 3.2864\times 6233.258^{1/3.2864}} \times 2.2864^{2.2864/3.2864} \times 4.2864^{4.2864/3.2864} = 15818.71\times 10^4\text{t}$$

上面预测的 Q_{max} 和 t_m 的数值，与表 1.8.1 中所列的实际开发数据基本一致。

将 B、C 和 N_R 的数值代入（1.8.7）式，得到预测该油田累积产油量的具体模型为：

$$N_p = 250223.14/(1+6233.258t^{-3.2864}) \quad (1.8.35)$$

再将 B、C 和 N_R 的数值代入（1.8.34）式得预测该油田年产量的具体模型为：

$$\bar{Q} = \frac{1.5597\times 10^9[(t-1)^{-3.2864} - t^{-3.2864}]}{(1+6233.258t^{-3.2864})(1+6233.258(t-1)^{-3.2864})} \quad (1.8.36)$$

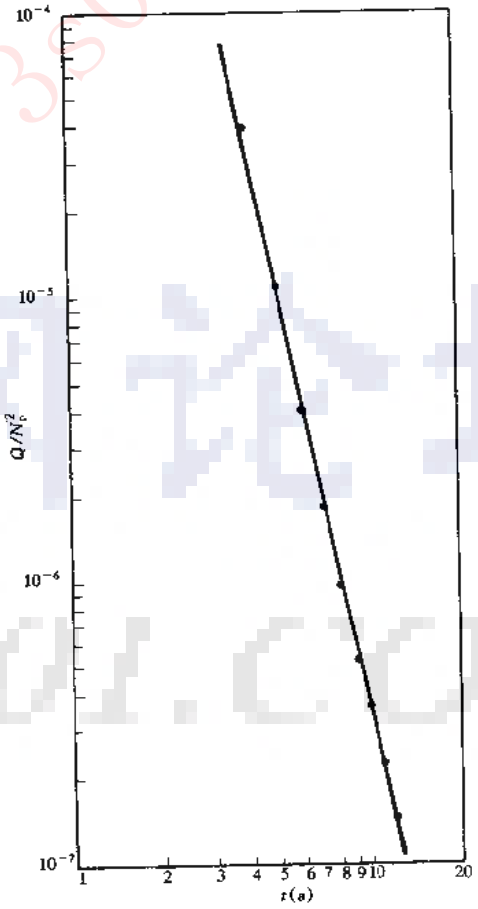


图 1.8.1　Q/N_p^2 与 t 的双对数关系图

将 B 和 C 的数值分别代入（1.8.15）式和（1.8.16）式，得到预测该油田剩余储采比和剩余可采储量采油速度的具体模型

分别为：

$$\omega = 0.3043t(1 + 6233.258t^{-3.2864}) \qquad (1.8.37)$$

$$v_{RR} = \frac{328.64}{t(1 + 6233.258t^{-3.2864})} \qquad (1.8.38)$$

由（1.8.35）式～（1.8.38）式预测萨马特洛尔油田历年的 N_p、$\bar{Q}$、ω 和 v_{RR} 的数值也列于表 1.8.1 中。由表 1.8.1 可以看出，预测值与油田开发的实际值非常接近。

四、结　论

（1）本文建立了油气田开发过程中可采储量采出程度随开发时间变化的关系，并由此推导出一种新的油气田产量预测方法。通过大量的应用表明，本方法具有实用、简便的特点。

（2）建立的油气田产量预测模型，不仅可以预测产量、累积产量随时间的变化以及可采储量、最高年产量及其发生的时间，而且可以预测油气田剩余储采比或剩余可采储量的采油速度。

（3）本节建立的预测模型，不仅适用于产量变化存在单峰的油气田，而且也适用于油气田投产之后产量持续递减的情形，这一特点是除 Γ 模型外，其它预测模型和方法所不具备的。

五、符号及单位注释

A ——式（1.8.1）所示直线的截距；

B ——式（1.8.1）所示直线的斜率；

C ——常数；

N_p ——油气田累积产量，10^4t（油）或 10^8m^3（气）；

N_{pm} ——油气田最高年产量发生时的累积产量，10^4t（油）或 10^8m^3（气）；

N_R ——油气田的可采储量，10^4t（油）或 10^8m^3（气）；

N_{RR} ——油气田剩余可采储量，10^4t（油）或 10^8m^3（气）；

Q ——油气田产量，10^4t/a（油）或 10^8m^3/a（气）；

Q_{max} ——油气田最高年产量，10^4t/a（油）或 10^8m^3/a（气）；

$\bar{Q}$ ——油气田产量（阶段值），10^4t/a（油）或 10^8m^3/a（气）；

R_D ——油气田可采储量采出程度，%

r ——线性回归相关系数；

t ——油气田实际生产时间，a；

t_m ——油气田最高年产量发生的时间，a；

v_{RR} ——油气田可采储量的采油速度，小数或%；

α ——式（1.8.22）所示直线的截距；

β ——式（1.8.22）所示直线的斜率；

ω ——油气田的剩余储采比。

参 考 文 献

[1] 翁文波．预测论基础．北京：石油工业出版社，1984

[2] 赵旭东．用 Weng 旋回模型对生命总量有限体系的预测．科学通报，1987；32（18）

[3] 黄伏生、赵永胜、刘青年．油田动态预测的一种新模型．大庆石油地质与开发，1987；6（4）

[4] 胡建国、陈元千．t 模型的应用及讨论．天然气工业，1995；15（4）：26～29

[5] 闵琪、胡建国．预测油气田产量的 Γ 模型．石油学报，1997；18（2）

[6] 陈元千、胡建国．预测油气田产量和储量的 Weibull 模型．新疆石油地质，1995；16（3）：250～255

[7] 胡建国、陈元千，张盛宗．预测油气田产量的新模型．石油学报，1995；16（1）；79～87

[8] 胡建国、陈元千．预测油气田产量的简单模型．中国海上油

气（地质），1995；9（1）：53～59
[9] 胡建国．递减曲线分析的一种简易方法．江苏油气，1994；5（2）：24～29

第九节　t 模型的推导、应用与讨论[1]

油气田开发实践表明，产量、累积产量和可采储量的预测是制定油气田开发规划，编制油气田开发调整方案的重要基础工作。然而，油气田开发动态系统的这些参数指标却常常具有非线性特征。在动态预测时，通常需要把这些非线性问题转化为线性化问题来处理，以求得模型常数，建立预测模型。

一、方法的引导

文献［1］提出的 t 模型，如用气田符号表示为：

$$\frac{dG_p}{G_p dt} = kt^n \tag{1.9.1}$$

式中　G_p——气田的累积产量，$10^8 m^3$；

t——气田的开发时间，a；

k、n——模型常数。

对（1.9.1）式进行积分得：

$$\int_{G_p}^{G_R} \frac{dG_p}{dG_p} = k\int_t^{t_R} t^n dt \tag{1.9.2}$$

$$\ln \frac{G_R}{G_p} = \frac{k}{n+1}(t_R^{n+1} - t^{n+1}) \tag{1.9.3}$$

式中　G_R——气田的可采储量，$10^8 m^3$；

t_R——与 G_R 相应的开发时间，a。

[1] 本节合作者——胡建国

将（1.9.3）式改写为下式：

$$G_p = G_R \exp\left(\frac{-k}{n+1} t_R^{n+1}\right) \exp\left(\frac{k}{n+1} t^{n+1}\right) \tag{1.9.4}$$

若设：

$$A = G_R \exp\left(-\frac{k}{n+1} t_R^{n+1}\right) \tag{1.9.5}$$

则得：

$$G_p = A \exp\left(\frac{k}{n+1} t^{n+1}\right) \tag{1.9.6}$$

由于 $dG_p/dt = Q_g$，因此，由（1.9.1）式可得：

$$\frac{Q_g}{G_p} = kt^n \tag{1.9.7}$$

将（1.9.7）式等号两端同乘以 t 后得：

$$\frac{Q_g t}{G_p} = kt^{n+1} \tag{1.9.8}$$

再将（1.9.8）式代入（1.9.6）式得：

$$G_p = A \exp\left(\frac{1}{n+1} \frac{Q_g t}{G_p}\right) \tag{1.9.9}$$

对（1.9.9）式等号两端取常用对数得：

$$\log G_p = \log A + \frac{1}{2.303(n+1)} \left(\frac{Q_g t}{G_p}\right) \tag{1.9.10}$$

若设：

$$a = \log A \tag{1.9.11}$$

$$\beta = \frac{1}{2.303(n+1)} \tag{1.9.12}$$

则得：

$$\log G_p = \alpha + \beta\left(\frac{Q_g t}{G_p}\right) \tag{1.9.13}$$

由（1.9.13）式可以看出，气田的累积产气量 G_p 与 $Q_g t/G_p$ 呈半对数直线关系。这种关系被大量油、气田开发的实际资料所证明（图 1.9.1、图 1.9.2）。而表 1.9.1[2,3] 为图 1.9.1、图 1.9.2 的直线回归结果。由图 1.9.1、图 1.9.2 看出，

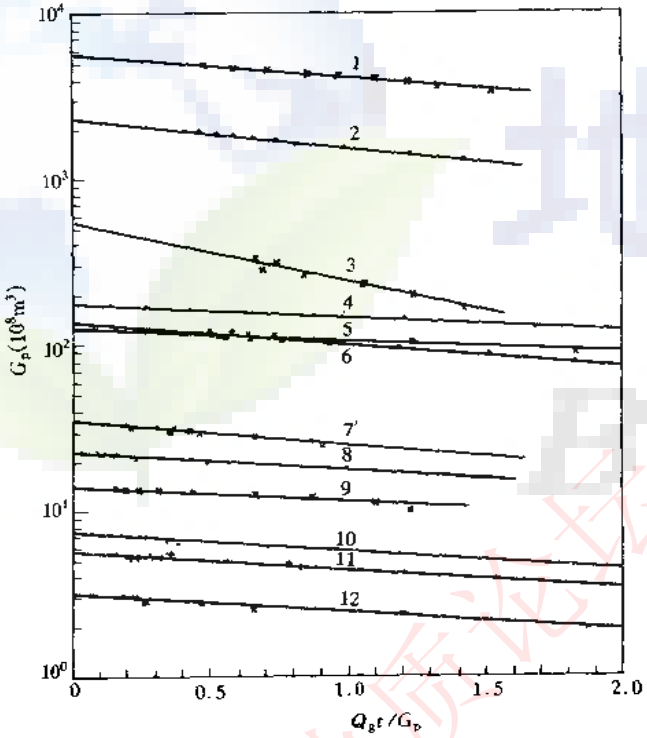


图 1.9.1　12 个气田的 $\log G_p$ 与 $Q_g t/G_p$ 关系图

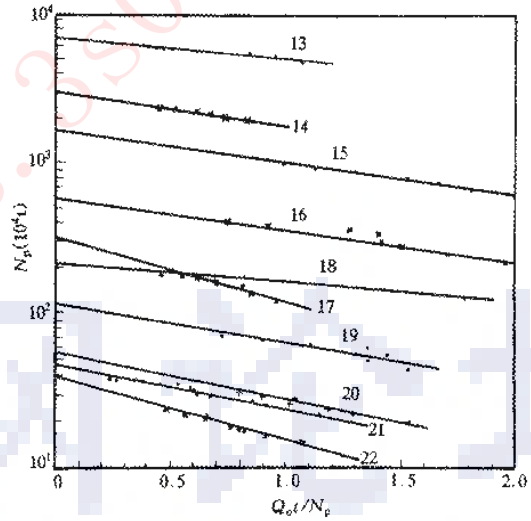


图 1.9.2　10 个油田的 $\log N_p$ 与 $Q_o t/N_p$ 关系图

气田的 G_p 与 $Q_g t/G_p$ 和油田的 N_p 与 $Q_o t/N_p$ 存在好的直线关系。下降的直线关系，斜率为负值（表 1.9.1），即 $\beta < 0$。将（1.9.12）式改为下式：

$$n = \frac{1}{2.303\beta} - 1 \tag{1.9.14}$$

由（1.9.4）式可看出，任何油气田均满足模型常数 $n < -1$ 的条件。同时通过图 1.9.1、图 1.9.2 分析统计认为，仅当油气田生产进入产量递减阶段，才出现符合（1.9.10）式的半对数直线关系。换句话说，t 模型只适用于产量递减阶段的预测。

表 1.9.1　12 个气田和 10 个油田的有关数据

类别	油、气田名称	a 值	β 值	相关系数	n 值	G_R 或 N_R 值①	
						本节计算	矿场实际
气田	谢别林卡	3.7571	−0.1301	−0.97038	−4.3378	5715.63	5650
	北斯塔夫罗波夫	3.3798	−0.2048	−0.99608	−3.1211	2397.94	2259.6
	科罗布科夫	2.7396	−0.3538	−0.96547	−2.2276	549.05	/
	Main pool	2.2560	−0.0722	−0.9982	−7.0170	180.30	178.13
	Tuscaloosa	2.1205	−0.1216	−0.9996	−4.5707	131.98	129.46
	威远（中国）	2.1517	−0.1438	−0.98114	−4.0193	141.81	/
	Cole	1.5989	−0.2734	−0.98441	−2.5886	39.71	34.00
	Nacatoch	1.3713	−0.1506	−0.98549	−3.8841	23.51	23.39
	Six Lakes	1.1721	−0.1330	−0.99540	−4.2650	14.86	14.24
	Hutchirson	0.8978	−0.1841	−0.95360	−3.3584	7.90	7.60
	East Mcfaddin	0.7728	−0.1437	−0.98679	−4.0232	5.93	5.74
	Smith	0.5162	−0.1537	−0.99076	−3.8261	3.28	3.22
油田	巴大甫	3.8380	−0.1336	−0.97840	−4.2502	6886.7	6600
	兴隆台	3.4715	−0.2014	−0.98999	−3.1566	2961.6	3349
	马　岭	3.2247	−0.2129	−0.99008	−3.0398	1677.8	1768
	马岭中一区	2.7746	−0.2077	−0.99363	−3.0910	595.1	/
	红井子	2.5030	−0.4142	−0.98735	−2.0486	318.4	257
	马岭北一区	2.3365	−0.1170	−0.98567	−4.7109	217.0	/
	马岭北二区	2.0559	−0.2311	−0.93131	−2.8789	113.7	/
	吴 68 区	1.7465	−0.3023	−0.97580	−2.4366	55.8	/
	李庄子	1.6798	−0.2892	−0.98913	−2.5019	47.8	42
	马家滩	1.5858	−0.4060	−0.98147	−2.0697	38.5	35

①天然气可采储量 G_R 单位为 $10^8 m^3$；原油可采储量 N_R 单位为 $10^4 t$。

由于 $n < -1$，当 t_R 很大时，由（1.9.5）式可以看出，$\exp[-kt_R^{n+1}/(n+1)]$ 趋近于 1，得：

$$G_R \doteq A \tag{1.9.15}$$

再由（1.9.11）式的关系得：

$$G_R \doteq 10^a \tag{1.9.16}$$

由于 A 是（1.9.10）式所示直线段的截距数值，因此截距就是油气田的可采储量。

为了预测油气田产量，在由（1.9.14）式和（1.9.16）式分别确定 n 和 A 值之后，再由（1.9.6）式改写的下式，确定 k 值：

$$k = (n+1)t^{-(n+1)}\ln\frac{G_p}{A} \tag{1.9.17}$$

由于参数 n 和 A 已在前面线性回归上求得，将油气田递减阶段任一时间对应的 t 和 G_p 代入（1.9.17）式，即可得到 k 值。为了消除或减小生产计量误差对 k 值计算的影响，本节提出求和平均法。该法的原理是，将图 1.9.1 和图 1.9.2 中某油气田对应直线上的各点（设共有 m 个点）分别代入（1.9.17）式，先求和，再求 k 的平均值，即：

$$k = (n+1)\frac{1}{m}\sum_{j=1}^{m} t_j^{-(n+1)}\ln\frac{G_{pj}}{A} \tag{1.9.18}$$

将 n、k 和 A 值代入（1.9.6）式，即得累积产量的预测公式。由（1.9.6）式对时间 t 求导数有：

$$Q_g = kA\exp\left(\frac{k}{n+1}t^{n+1}\right)t^n \tag{1.9.19}$$

再将（1.9.8）式代入（1.9.9）式，并将其结果代入（1.9.19）式得油气田产量预测公式：

$$Q_g = kG_p t^n \qquad (1.9.20)$$

应当说明的是，在油、气田进入递减后，油、气田的年产量实际上是平均产量的概念，而 t 模型计算的预测值实际上是瞬时产量，两者的关系如下：

$$Q_j = \frac{1}{2}(\overline{Q}_j + \overline{Q}_{j+1}) \qquad (1.9.21)$$

式中 Q ——瞬时产量，10^4t/a（油）；10^8m^3/a（气）；

$\overline{Q}$ ——平均产量，10^4t/a（油）；10^8m^3/a（气）。

二、方法应用举例

北斯塔夫罗波尔——佩拉基阿金气田[4]，是前苏联 50 年代最大的气田之一，气田含气面积为 607km^2，天然气原始地质储量为 2573×10^8m^3，属于构造底水控制气田，但底水不活跃。该气田于 1956 年投入全面开发，气田产量于 1967 年（即开采至第 11 年）达到最高峰，此后进入产量递减阶段。产量递减阶段的实际开采数据列于表 1.9.2。将表 1.9.2 中数据按（1.9.13）式作图，见图 1.9.3，得到一条较好的直线。对该直线进行线性回归得：直线截距 $\alpha = 337984$，斜率 $\beta = -0.20475$，相关系数 $r = -0.99608$。将 β 的值代入（1.9.14）式得：

$$n = \frac{1}{2.303(-0.20475)} - 1 = -3.12108$$

将 α 的值代入（1.9.16）式得，气田的可采储量为：

$$G_R = 10^{3.37984} = 2397.937$$

该气田的最终采收率为：

$$E_R = \frac{2397.937}{2573} = 0.932 \text{ 或 } 93.2\%$$

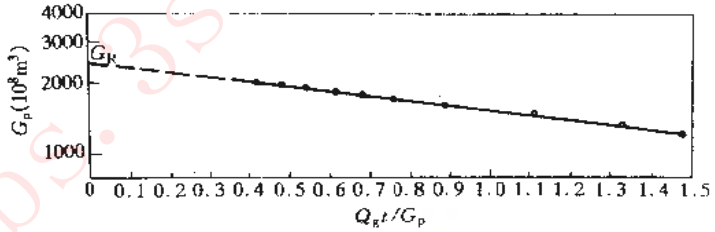


图 1.9.3 北斯塔夫罗波尔气田的 G_p 与 $Q_g t/G_p$ 的关系图

将上面计算得到的 n 和 A 的数值代入（1.9.18）式，并按图 1.9.3 所示直线上的诸点进行计算得：

$$k = 247.27009$$

将 k、n 和 A 的数值代入（1.9.6）式得，预测该气田累积产气量的具体模型为：

$$G_p = 2397.937\exp(-116.577t^{-2.12108}) \qquad (1.9.22)$$

再将 k、n 的数值代入（1.9.20）式得，预测该气田年产量的具体模型为：

$$Q_g = 247.2701G_p t^{-3.1211} \qquad (1.9.23)$$

在表 1.9.2 中列出预测累积产量、年产气量与实际开发数据的对比，并绘于图 1.9.4 看出，预测值和实际值相当吻合。

表 1.9.2　预测结果与实际数据对比

年份	t (a)	$\bar{Q}_g$ ($10^8m^3/a$)		G_p ($10^8m^3/a$)		Q_g ($10^8m^3/a$)	$\frac{Q_g t}{G_p}$
		实际	预测	实际	预测		
1967	11	158	173.91	1160	1166.42	156.5	1.4841
1968	12	155	150.63	1315	1317.05	146.0	1.3323
1969	13	137	129.18	1452	1446.23	123.0	1.1012
1970	14	109	110.38	1562	1556.61	99.0	0.8873
1971	15	89	94.31	1651	1650.92	84.0	0.7632
1972	16	79	80.75	1730	1731.67	74.5	0.6890
1973	17	70	69.37	1800	1801.04	65.0	0.6139
1974	18	60	59.83	1860	1860.88	56.5	0.5468
1975	19	53	51.83	1913	1912.71	49.0	0.4867
1976	20	45	45.10	1958	1957.81	41.5	0.4239
1977	21	38	39.42	1996	1997.24		

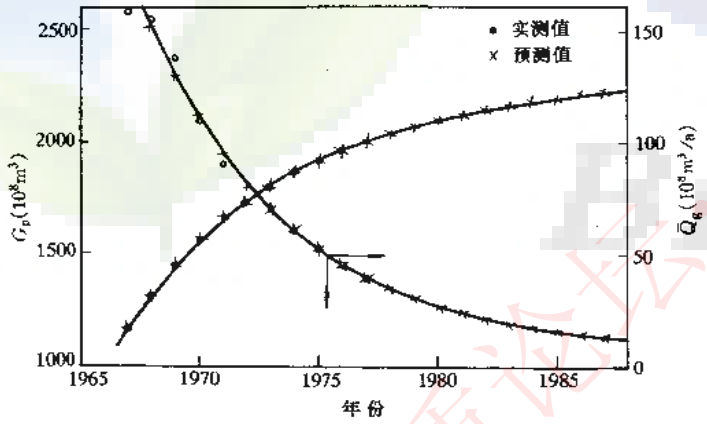


图 1.9.4　北斯塔夫罗波尔气田预测产量和实际值对比图

三、结　论

（1）通过对 t 模型进行数学上的推导，从理论上确定了模型常数 n 在油气田实际中的变化范围，从而为 t 模型的合理应用提供了依据。

（2）提出了应用 t 模型计算油气田可采储量的简便方法，它也能用于预测油气田产量、累积产量的变化。

（3）应用 t 模型进行的该预测，有赖于（1.9.13）式所示直线段的出现。因此，t 模型仅仅适合于油气田进入产量递减阶段之后的预测。

（4）本节提出的确定油气田可采储量的截距法，是 t 模型应用的重要成果。此被表 1.9.1 中所列的 16 个油气田或区块的实际资料所证实。

参 考 文 献

[1] 黄伏生、赵永胜、刘青年．油田动态预测的一种新模型．大庆石油地质与开发，1987，6（4）

[2] Davis R E et al. Method of Predicting Availability of Natural Gas Based on Average Reservoir Performance. Petroleum Trans of AIME, 1953, 198: 249—258

[3] 金静芷、胡征钦、唐养吾等编．世界油气田（气田部分）．石油工业部科学技术情报研究所，1987

[4] 方义生编译．苏联北斯塔夫罗波尔—佩拉基阿金气田．天然气勘探与开发，1983（2）

第十节　综合预测模型及其派生[●]

油气田开发实践表明，产量、累积产量以及可采储量的预

● 本节合作者——胡建国

测，是制订油气田开发规划、编制油气田开发调整方案的重要组成部分。在整个开发过程中，它始终是油气藏工作者一项非常重要的任务。本节应用数理统计学方法，对前人在生命体系、经济增长体系等领域的研究成果基础上进行更进一步的研究。通过对前人提出的预测模型进行综合、归纳和演绎，建立了预测油气田产量和可采储量的新模型。该模型不但可以预测油气田产量、累积产量随时间的变化，而且也可以预测油气田的可采储量、最高年产量及其发生的时间。模型的讨论结果表明，著名的 Gompertz 模型、Logistic 模型、Hubbert 模型以及 HCZ 模型，均为本节提出新模型的特殊形式。

一、模型的建立

油气田开发实践表明，无论何种储集类型的油气田，也无论何种驱动类型和开发方式的油气田，在开发过程中，其产量变化大都可以划分为 5 个阶段，即低产量加速上升阶段、高产量减速上升阶段、稳产阶段、高产量加速递减阶段以及低产量减速递减阶段。然而这 5 个阶段的累积产量，总是随时间连续上升。油气田产量的这种变化趋势，与生命体系和经济增长体系的兴起、成长、成熟和衰退的过程基本上是一致的。

Doucet 等人[1]在研究生命科学的预测模型时，提出了对于一个有限体系，如生命体系、经济增长体系以及矿产资源体系等，随时间呈递增变化的函数，其预测模型可由下面的 (1.10.1) 式和 (1.10.2) 式描述：

$$\frac{dy}{ydt} = f(t) \tag{1.10.1}$$

$$\frac{dy}{ydt} = g(y) \tag{1.10.2}$$

在由 (1.10.1)、(1.10.2) 式所代表的单一函数关系的基础上，可以归纳出更具有普遍的实际意义的复合函数关系，则有：

$$\frac{dy}{ydt} = h(y,t) \tag{1.10.3}$$

预测油气田累积产量增长的函数关系给出下式：

$$\frac{dN_p}{N_p dt} = h(N_p,t) \tag{1.10.4}$$

通过对前人在生命体系、经济增长体系等领域研究成果的研究，以及对前人提出的预测模型的综合、归纳和演绎，得到 (1.10.4) 式中的 $h(N_p,t)$ 函数表示为：

$$h(N_p,t) = aN_p^{-m}e^{-b(t-t_0)} \tag{1.10.5}$$

将 (1.10.4) 式代入 (1.10.5) 式得：

$$\frac{dN_p}{N_p dt} = aN_p^{-m}e^{-b(t-t_0)} \tag{1.10.6}$$

这里将带有指数 m 和特征参数 (a, b 和 t_0) 的 (1.10.6) 式，称为新模型的微分形式。

将 (1.10.6) 式分离变量得：

$$\frac{dN_p}{N_p^{1-m}} = ae^{-b(t-t_0)}dt \tag{1.10.7}$$

对 (1.10.7) 式在两种不同的积分区间上进行积分得：

$$\int_{N_{p0}}^{N_p} \frac{dN_p}{N_p^{1-m}} = a\int_{t_0}^{t} e^{-b(t-t_0)}dt \tag{1.10.8}$$

或

$$\int_{N_{p0}}^{N_R} \frac{dN_p}{N_p^{1-m}} = a\int_{t_0}^{\infty} e^{-b(t-t_0)}dt \tag{1.10.9}$$

求解（1.10.8）式得：

$$N_p = [N_{po}^m + \frac{ma}{b}(1 - e^{-b(t-t_o)})]^{1/m} \quad (1.10.10)$$

求解（1.10.9）式得：

$$N_p = [N_R^m - \frac{ma}{b}e^{-b(t-t_o)}]^{1/m} \quad (1.10.11)$$

这里的（1.10.10）式和（1.10.11）式，即为本节建立的预测油气田累积产量的新模型。它对经济增长体系、生命体系的预测同样是有效的。

将（1.10.10）式和（1.10.11）式分别对时间 t 求导数，可得本节预测油气田产量的预测模型为：

$$Q = \frac{dN_p}{dt} = a[N_{po}^m + \frac{ma}{b}(1 - e^{-b(t-t_o)})]^{\frac{1-m}{m}} e^{-b(t-t_o)} \quad (1.10.12)$$

$$Q = \frac{dN_p}{dt} = a[N_R^m + \frac{ma}{b}e^{-b(t-t_o)}]^{\frac{1-m}{m}} e^{-b(t-t_o)} \quad (1.10.13)$$

为了确定最高产量发生的时间，将（1.10.13）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{dQ}{dt} = a[N_R^m - \frac{ma}{b}e^{-b(t-t_o)}]^{\frac{1-2m}{m}} e^{-b(t-t_o)} \times [a(1-m)e^{-b(t-t_o)} - bN_R^m + mae^{-b(t-t_o)}] \quad (1.10.14)$$

根据函数极值的特性，令 $\frac{dQ}{dt} = 0$，则有：

$$a(1-m)e^{-b(t-t_o)} - bN_R^m + mae^{-b(t-t_o)} = 0 \quad (1.10.15)$$

由（1.10.15）式解出时间 t，得到最高产量发生的时间为：

$$t_m = t_o - \frac{1}{b}\ln\frac{bN_R}{a} \quad (1.10.16)$$

将（1.10.16）式代入（1.10.13）式，得到油气田的最高产量为：

$$Q_{max} = bN_R(1-m)^{\frac{1-m}{m}} \quad (1.10.17)$$

将（1.10.16）式代入（1.10.11）式，得到最高产量发生时的累积产量为：

$$N_{pm} = (1-m)^{1/m}N_R \quad (1.10.18)$$

二、模型的派生

从新模型的微分形式（1.10.6）式或从积分形式的（1.10.10）式和（1.10.11）式出发，通过 m 值的选择，可以派生出不同的预测模型。

1.Gompertz 模型的派生

当 $m = 0$ 时，由（1.10.10）式可以得到经济增长预测领域中著名的 Gompertz 模型。当 $m = 0$ 时，由（1.10.10）式明显可见，该式的右边为一不定型 1^∞，只能通过取极限的方式进行简化，则有：

$$N_p = \lim_{m\to 0}[N_{po}^m + \frac{ma}{b}(1 - e^{-b(t-t_o)})]^{1/m} \quad (1.10.19)$$

由于

$$\ln N_p = \lim_{m \to 0} \frac{1}{m} \ln[N_{po}^m + \frac{ma}{b}(1 - e^{-b(t-t_o)})] \quad (1.10.20)$$

由罗毕塔法则得：

$$\ln N_p = \lim_{m \to 0} \frac{N_{po}^m \ln N_{po} + \frac{a}{b}[1 - e^{-b(t-t_o)}]}{N_{po}^m + \frac{ma}{b}[1 - e^{-b(t-t_o)}]}$$

$$= \ln N_{po} + \frac{a}{b}[1 - e^{-b(t-t_o)}]$$

$$= \ln\{N_{po}\exp[\frac{a}{b}(1 - e^{-b(t-t_o)})]\} \quad (1.10.21)$$

由（1.10.21）式得：

$$N_p = N_{po}\exp[\frac{a}{b}(1 - e^{-b(t-t_o)})] \quad (1.10.22)$$

当 $t_o = 0$ 时，则有：

$$N_p = N_{po}\exp[\frac{a}{b}(1 - e^{-bt})] \quad (1.10.23)$$

若设 $y = N_p$，并令：

$$\alpha = N_{po}\exp(\frac{a}{b}) \quad (1.10.24)$$

$$\beta = \exp(-\frac{a}{b}) \quad (1.10.25)$$

$$\gamma = e^{-b} \quad (1.10.26)$$

则由（1.10.23）式得：

$$y = \alpha\beta^{\gamma^t} \quad (1.10.27)$$

这里的（1.10.27）式即为经济增长预测领域著名的 Gompertz 模型[2—4]，它在生命科学中也得到了广泛应用[1]。

2.HCZ 模型的派生

当 $m = 0$ 时，由（1.10.11）式得：

$$N_p = \lim_{m \to 0}[N_R^m - \frac{ma}{b}e^{-b(t-t_o)}]^{1/m} \quad (1.10.28)$$

同上述对（1.10.22）式的推导可得：

$$N_p = N_R\exp[-\frac{a}{b}e^{-b(t-t_o)}] \quad (1.10.29)$$

这里的（1.10.29）式即为文献［5，6］所提出的预测油气田产量的 HCZ 模型。该模型在国内油气出的动态预测、规划部署中已得到了广泛应用。

3.Logistic 模型的派生

当 $m = -1$ 时，由新模型可得到广泛应用于经济、人口统计学及数理统计学中著名的 Logistic 模型。

将 $m = -1$ 代入（1.10.10）式得：

$$N_p = \{N_{po}^{-1} - \frac{a}{b}[1 - e^{-b(t-t_o)}]\}^{-1}$$

$$= [N_{po}^{-1} - \frac{a}{b} + \frac{a}{b}e^{-b(t-t_o)}]^{-1} \quad (1.10.30)$$

对（1.10.30）式右边分子、分母同除以（$N_{po}^{-1} - \frac{a}{b}$）得：

$$N_p = \frac{[N_{po}^{-1} - \frac{a}{b}]^{-1}}{1 + \frac{\frac{a}{b}e^{-b(t-t_o)}}{N_{po}^{-1} - \frac{a}{b}}} \quad (1.10.31)$$

若设：

$$K = [N_{po}^{-1} - \frac{a}{b}]^{-1} \quad (1.10.32)$$

$$C = \frac{\frac{a}{b}}{N_{po}^{-1} - \frac{a}{b}} \tag{1.10.33}$$

再令 $t_o = 0$，则由（1.10.31）式得：

$$N_p = \frac{K}{1 + Ce^{-bt}} \tag{1.10.34}$$

这里的（1.10.34）式即为应用于经济及人口统计学等领域著名的 Logistic 模型[1~4]。在文献［7~9］已将其应用于油气田产量的预测。

4. Hubbert 模型的派生

将 $m = 1$ 代入（1.10.10）式得：

$$N_p = N_{po} + \frac{a}{b}[1 - e^{-b(t-t_o)}] \tag{1.10.35}$$

当令 $N_{po} = 0$ 和 $t \to \infty$ 时有：

$$N_R = \frac{a}{b} \tag{1.10.36}$$

将（1.10.36）式和 $N_{po} = 0$ 代入（1.10.35）式得：

$$N_p = N_R[1 - e^{-b(t-t_o)}] \tag{1.10.37}$$

再令 $t_o = 0$，由（1.10.37）式简化为：

$$N_p = N_R(1 - e^{-bt}) \tag{1.10.38}$$

这里的（1.10.38）式，即为在美国资源领域中著名的 Hubbert 模型[10]。将（1.10.38）式对时间 t 求导数得：

$$Q = bN_R e^{-bt} \tag{1.10.39}$$

显然，若将 bN_R 看作为 Q_i，则 Hubbert 模型实际上就是 Arps 指数递减模型的积分形式，而（1.10.39）式即为 Arps 指数递减的产量表达式。

三、模型参数的确定方法

在（1.10.10）式和（1.10.11）式中，存在着四个待定常系数 a, b, m 和 N_R（或 N_{po}），可根据具体情况采用不同的参数估计方法确定。根据本节的研究，可采用三类方法：一是线性模型的单变量寻优算法；二是自回归模型的单变量寻优算法；三是 Marquardt 阻尼最小二乘直接算法。

1. 线性模型 I 的单变量寻优算法

由于 $Q = \frac{dN_p}{dt}$，则由（1.10.6）式得：

$$\frac{Q}{N_p^{1-m}} = ae^{-b(t-t_o)} \tag{1.10.40}$$

若令 $t_o = 0$，并对（1.10.40）式两边取常用对数得：

$$\log\frac{Q}{N_p^{1-m}} = \log a - 0.4343bt \tag{1.10.41}$$

考察（1.10.41）式，式中有 a, b 和 m 三个待定常数，可采用单变量寻优的方法求出 m 值，然后再利用最小二乘法求出 a 和 b 的数值。单变量寻优时可建立如下的目标函数：

$$Y = \sum_{i=1}^{n}(X_{i实} - X_{i拟})^2 \tag{1.10.42}$$

式中

$$X = \frac{Q}{N_p^{1-m}} \tag{1.10.43}$$

由于目标函数 Y 一般为一个单峰函数，因此可采用黄金分割法等方法取定 m 值，由对应关系可以求得 X 和 Y 的值，当 Y

$= Y_{min}$ 时，则可得到最佳的 m 值。然后再将最佳的 m 值代入（1.10.41）式进行最小二乘线性回归分析，求出 a 和 b 的数值。将 a，b 和 m 值代入（1.10.11）式或（1.10.10）式，即得预测 N_p 的关系式，而 N_R 或 N_{po} 可分别由（1.10.44）式或（1.10.45）式确定：

$$N_R = [N_p^m + \frac{ma}{b}e^{-b(t-t_o)}]^{1/m} \qquad (1.10.44)$$

$$N_{po} = [N_p^m - \frac{ma}{b}(1 - e^{-b(t-t_o)})]^{1/m} \qquad (1.10.45)$$

由（1.10.44）或（1.10.45）式可知，只要在（1.10.41）式所示的直线上任取一点（N_p，t），代入（1.10.44）或（1.10.45）式，N_R 或 N_{po} 即可确定。为了消除或减小生产数据本身的误差，对计算的 N_R 或 N_{po} 值可能造成的影响，本节提出如下求和平均的方法。其原理是将（1.10.41）式所示直线上各点（假设有 n 个点），分别代入（1.10.11）式或（1.10.10）式，将其结果求和，再求其平均值，N_R 或 N_{po} 的数值由如下公式确定：

$$N_R = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}[N_{pj}^m + \frac{ma}{b}e^{-b(t_j-t_o)}]^{1/m} \qquad (1.10.46)$$

$$N_{po} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}[N_{pj}^m - \frac{ma}{b}(1 - e^{-b(t_j-t_o)})]^{1/m} \qquad (1.10.47)$$

至此，a，b、m 和 N_R（或 N_{po}）的数值均已确定，将其代入新模型，即可得到油气田产量的预测公式。

2. 线性模型Ⅱ的单变量寻优算法

由（1.10.11）式可得：

$$e^{-b(t-t_o)} = \frac{b}{ma}(N_R^m - N_p^m) \qquad (1.10.48)$$

将（1.10.48）式及 $Q = dN_p/dt$ 代入（1.10.6）式得：

$$\frac{Q}{N_p} = \frac{b}{m}[(N_R/N_p)^m - 1] \qquad (1.10.49)$$

如前所述，b、m 和 N_R 可采用单变量寻优算法求得。将求得的 b、m 和 N_R 的值代入（1.10.11）式，并参照前述的求和平均方法，得到计算 a 的公式为：

$$a = \frac{1}{n}\sum_{j=1}^{n}\frac{b}{m}(N_R^m - N_{pj}^m)e^{b(t_j-t_o)} \qquad (1.10.50)$$

3. 自回归模型的单变量寻优算法

由（1.10.11）式得：

$$N_R^m - N_p^m = \frac{ma}{b}e^{-b(t-t_c)} \qquad (1.10.51)$$

对（1.10.51）式两边取自然对数得：

$$\ln(N_R^m - N_p^m) = \ln\frac{ma}{b} - b(t - t_o) \qquad (1.10.52)$$

在油气田实际开采数据中，取相邻两点的数值（t_j，N_{pj}）和（t_{j-1}，N_{pj-1}），分别代入（1.10.52）式得：

$$\ln(N_R^m - N_{pj}^m) = \ln\frac{ma}{b} - b(t_j - t_o) \qquad (1.10.53)$$

$$\ln(N_R^m - N_{pj-1}^m) = \ln\frac{ma}{b} - b(t_{j-1} - t_o) \qquad (1.10.54)$$

由（1.10.53）式减去（1.10.54）式得：

$$\ln\frac{N_R^m - N_{pj}^m}{(N_R^m - N_{pj-1}^m)} = -b(t_j - t_{j-1}) \qquad (1.10.55)$$

由于油气田实际开发数据通常是等时间步长录取的（通常为1年或1月），故 $t_j - t_{j-1}$ 为一常数，故可令：

$$L = t_j - t_{j-1} \qquad (1.10.56)$$

将（1.10.56）式代入（1.10.55）式，经整理后得：

$$N_{pj}^m = (1 - e^{-bL})N_R^m + e^{-bL}N_{pj-1}^m \qquad (1.10.57)$$

若设：

$$A = (1 - e^{-bL})N_R^m \qquad (1.10.58)$$

$$B = e^{-bL} \qquad (1.10.59)$$

则得：

$$N_{pj}^m = A + BN_{pj-1}^m \qquad (1.10.60)$$

显然，（1.10.60）式即为关于 N_p^m 的一阶自回归线性回归方程[11,12]，单变量寻优方法同前，a 值可由（1.10.50）式确定。

四、方法应用举例

下面以俄罗斯萨马特洛尔油田为例，说明本节提供的方法的实用性及有效性。

萨马特洛尔（Самотлорское）油田是俄罗斯最大的油田。油田含油面积 1575km^2，原始石油地质储量约 51.5×10^8t，主要产层为下白垩统的阿雷姆组、瓦尔托夫组和麦吉昂组油层，油层总厚度 103m，渗透率 30～1100mD，油层具有厚度大、分层性强、非均质严重的特点。该油田于 1965 年发现，1969 年 4 月投入正

式开发，同年 10 月采用注水保持地层压力方式开采。1969 年至 1992 年的实际开发数据见表 1.10.1。

表 1.10.1　萨马特洛尔油田实际开发数据及预测结果

年度	t (a)	Q_o (10^4t/a)		N_p (10^4t)		年度	t (a)	Q_o (10^4t/a)		N_p (10^4t)	
		实际	预测	实际	预测			实际	预测	实际	预测
1969	1	130	64.2	130	64.2	1985	17	11090	11728.2	158860	159373.6
1970	2	430	305.9	560	370.1	1986	18	10980	10604.6	169830	169978.2
1971	3	1000	965.9	1560	1336.0	1987	19	9880	9493.7	179720	179471.9
1972	4	2110	2211.1	3670	3547.0	1988	20	8270	8482.5	188410	187900.3
1973	5	3900	4050.4	7570	7597.4	1989	21	7720	7430.4	196140	195330.8
1974	6	6120	6314.4	13690	13911.8	1990	22	6400	6512.0	202530	201842.8
1975	7	8710	8725.4	22400	22637.2	1991	23	5610	5678.7	208140	207521.5
1976	8	11020	10992.7	33420	33629.9	1992	24	4800	4931.4	212940	212452.9
1977	9	13000	12884.6	46420	46514.5	1993	25		4267.2		216720.0
1978	10	14320	14262.0	60730	60776.4	1994	26		3681.4		220401.4
1979	11	15080	15078.1	75810	75854.5	1995	27		3168.0		223569.5
1980	12	15480	15358.8	91290	91213.4	1996	28		2720.4		226289.8
1981	13	15030	15176.8	106320	106390.2	1997	29		2331.7		228621.6
1982	14	14380	14627.4	120710	121017.5	1998	30		1995.6		230617.2
1983	15	14000	13810.2	134700	134827.7	1999	31		1705.7		232322.8
1984	16	13060	12817.6	147770	147645.3	2000	32		1456.2		233779.0

将表 1.10.1 中开发数据按常数确定方法 1，即（1.10.4）式进行单变量寻优求解，当 $m = 0.097$ 时，可得到最优解（见图 1.10.1）。对图 1.10.1 进行线性回归分析得，直线的斜率为 -0.0712，截距为 0.5622，相关系数为 -0.99999。由此可计算出 $a = 3.649$，$b = 0.164$，$N_R = 242091.083\times10^4$t。

将上述计算得到的数据分别代入（1.10.16）式～（1.10.18）式，可以得到如下结果。

该油田最高年产量为：

$$Q_{max} = 0.164 \times 242091.083 \times 0.903^{0.903/0.097}$$
$$= 15357.04 \times 10^4 t$$

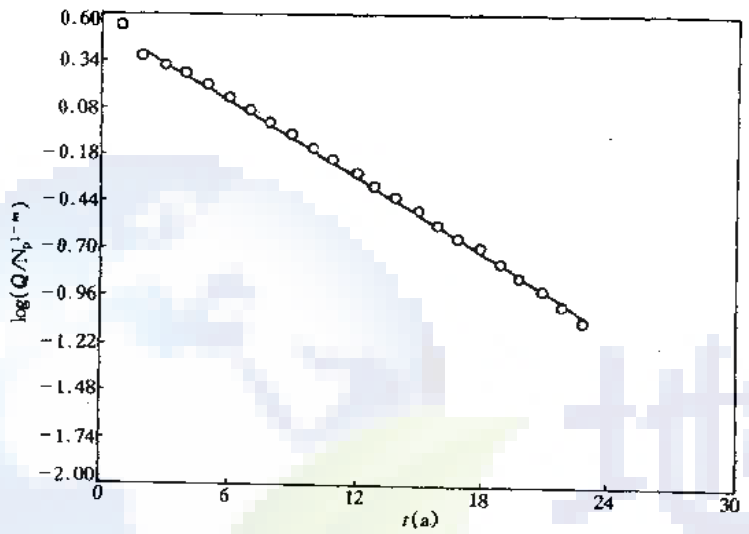


图 1.10.1　萨马特洛尔油田 Q/N_p^{t-m} 与 t 的关系图

最高年产量发生的时间为：

$$t_m = \frac{1}{0.164}\ln\frac{0.164 \times 242091.083^{0.097}}{3.649} = 12a$$

最高年产量发生时的累积产量为：

$$N_{pm} = (1-0.097)^{1/0.097} \times 242091.083$$
$$= 84557.37 \times 10^4 t$$

以上计算得到的油田最高年产量，及其发生时的时间和累积产量，均与油田实际值基本一致。

将 a、b、m 和 N_R 的值分别代入（1.10.11）式和（1.10.13）

式得，预测该油田累积产量的具体模型为：

$$N_p = (3.328 - 2.158e^{-0.164t})^{10.309} \quad (1.10.61)$$

预测该油田年产量的具体模型为：

$$Q = 3.649(3.328 - 2.158e^{-0.164t})^{9.309}e^{-0.164t} \quad (1.10.62)$$

图 1.10.2 是（1.10.61）式和（1.10.62）式，预测的萨马特洛尔油田开发数据与油田开采实际值的对比。由图可以看出，萨马特洛尔油田实际开发数据与理论预测结果相当吻合。

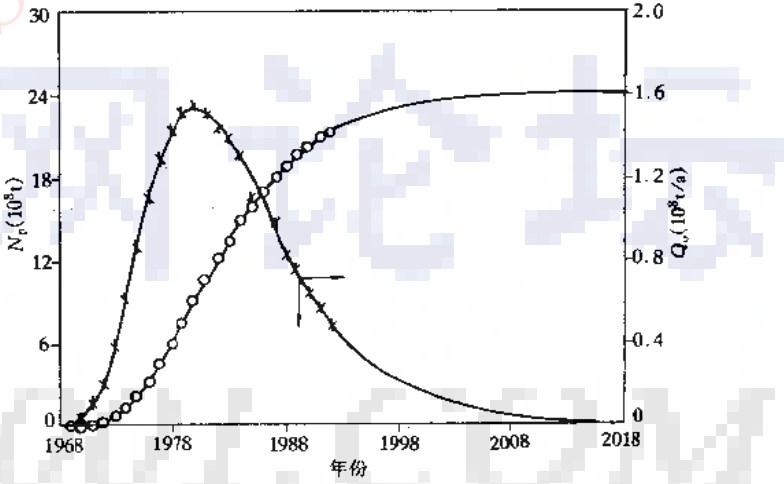


图 1.10.2　萨马特洛尔油田的实际开发数据与预测结果对比图

五、结　　论

（1）本节提出了预测油气田产量及可采储量的新模型，它可以预测油气田开发全过程的产量、累积产量的变化。应用实例表明，本方法是实用而有效的。

（2）建立的模型具有广义的性质，并由该模型可以简化出国

内外著名的 Gompertz 模型、Logistic 模型、Arps 产量递减模型、Hubbert 模型和 HCZ 模型。

(3) 本节建立的模型是一种油气田开发的全程拟合模型，它不仅可用于稳产期或递减期的产量数据进行预测，还可以用于开发初期（产量上升期）的产量数据进行预测，均可得到比较理想的效果，同时也适用于各种不同类型的油气田。

六、符号及单位注释

N_p ——油气田累积产量，10^4t（油田）、10^8m^3（气田）；

N_{po} ——油气田初始累积产量，10^4t（油田）、10^8m^3（气田）；

N_{pm} ——油气田最高年产量发生时的累积产量，10^4t（油田）、10^8m^3（气田）；

N_R ——油气田可采储量，10^4t（油田）、10^8m^3（气田）；

Q ——油气田产量，10^4t/a（油田）、10^8m^3/a（气田）；

Q_{max} ——油气田最高产量，10^4t（油田）、10^8m^3（气田）；

t ——油气田生产时间，a；

t_o ——油气田初始生产时间，a；

t_m ——油气田最高年产量发生时的生产时间，a；

α,β,γ ——模型常数；

a,b,c,m ——模型常数；

L ——时间步长，a。

参 考 文 献

[1] Doucet P and P B. Sloep Mathematical Modeling in The Life Science. Redwood Press (Melksham), 1992

[2] 叶宗裕．耐用消费品拥有量预测的研究．数理统计与管理，1993 (12) 3

[3] 杨运清．动物生长模型的优化拟合方法数理统计与管理，1991 (10) 5

[4] 陶国士．一种确定生长曲线参数的新方．北京：农业工程大学学报，1986.1

[5] 胡建国、陈元千、张盛宗．预测油气田产量的新模型．石油学报，1995 (16) 1，79～87

[6] 胡建国、陈元千．预测油气田产量的简单模型．中国海上油气（地质），1995 (9) 1，53～59

[7] 陈元千、胡建国．Logistic 模型的推导及自回归方法．新疆石油地质，1996 (17) 2，150～155

[8] Wattenbarger R A. Oil Production Trends in the CIS. World Oil, 1994 (215) 6, 91～97

[9] Ivanhoe L F. Updated Hubbert Curves Analyze World Oil Supply. World Oil, 1996 (217) 11, 91～94

[10] Hubbert M K. Degree of Advancement of Petroleum Exploration in the United States. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1967 (52) 11

[11] 安鸿志、顾岚．统计模型与预报方法．北京：气象出版社，1986

[12] 杜金观、项静怡、戴俭华．时间序列分析——建模与预报．合肥：安徽教育出版社，1991

第十一节 广义预测模型的建立与应用[●]

预测模型法是对油气田的产量及可采储量，进行全程预测的方法。本节在对 8 种预测模型[1～11]综合理论研究和分析的基础上，建立了两类广义预测模型，并提出了新的二重线性试差求解法，因而提高了预测模型法的使用范围及预测精度。本节方法可以对油气田的产量、累积产量、最高年产量及其发生的时间，以

● 本节合作者——李从荣

及可采储量进行更为有效的预测。

一、广义预测模型的建立

1. Ⅰ类广义预测模型的建立

本节在对广义翁氏模型[1]、威布尔模型[2]、瑞利模型[3]和 t 模型[4]综合研究的基础上，建立的Ⅰ类广义预测模型为：

$$Q = at^b\exp(-\frac{t^m}{c}) \tag{1.11.1}$$

油田的累积产量表示为：

$$N_p = \int_0^t Q\mathrm{d}t \tag{1.11.2}$$

将（1.11.1）式代入（1.11.2）式得：

$$N_p = \int_0^t at^b\exp(-\frac{t^m}{c})\mathrm{d}t \tag{1.11.3}$$

引入不完全伽马（Gamma）函数[12]后，（1.11.3）式的积分为：

$$N_p = \frac{ac^{(b+1)/m}}{m}\Gamma_1(\frac{b+1}{m},\frac{t^m}{c}) \tag{1.11.4}$$

式中 $\Gamma_1(x+1,y) = \int_0^y y^x\mathrm{e}^{-y}\mathrm{d}y$

当时间趋于无穷大（$t\to\infty$）时，由（1.11.3）式可得油田的可采储量为：

$$N_R = \int_0^\infty at^b\exp(-\frac{t^m}{c})\mathrm{d}t \tag{1.11.5}$$

如果再引入完全伽马函数，由（1.11.5）式得：

$$N_R = \frac{ac^{(b+1)/m}}{m}\Gamma_2(\frac{b+1}{m}) \tag{1.11.6}$$

式中 $\Gamma_2(x+1) = \int_0^\infty y^x\mathrm{e}^{-y}\mathrm{d}y$

由（1.11.1）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t} = at^b\exp(-\frac{t^m}{c})(\frac{b}{t}-\frac{m}{c}t^{m-1}) \tag{1.11.7}$$

将（1.11.1）式代入（1.11.7）式得：

$$\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t} = \frac{Q}{t}(b-\frac{m}{c}t^m) \tag{1.11.8}$$

当 $\mathrm{d}Q/\mathrm{d}t=0$ 时，由（1.11.8）式得，求取最高年产量发生时间的关系式为：

$$t_m = (\frac{bc}{m})^{\frac{1}{m}} \tag{1.11.9}$$

将（1.11.9）式代入（1.11.1）式得，求取油田最高年产量的关系式：

$$Q_{max} = a(\frac{bc}{2.718m})^{\frac{b}{m}} \tag{1.11.10}$$

2. Ⅱ类广义预测模型的建立

本文在对 HCZ（Hu－Chen－Zhang）新模型[5]、逻辑推理

地信论坛 bbs.3501.com http://bbs.3501.com/ 顶级地质论坛

模型[6]（即哈伯特模型[7]）、龚帕兹模型[9]（即莫尔模型[10]）等综合研究的基础上，建立的Ⅱ类广义预测模型为：

$$Q/N_p^n = \alpha\exp(-\beta t) \tag{1.11.11}$$

1）当 $n=1$ 时的公式推导

当 $n=1$ 时，由（1.11.11）式得：

$$Q/N_p = \alpha\exp(-\beta t) \tag{1.11.12}$$

由（1.11.2）式，考虑 $Q=\mathrm{d}N_p/\mathrm{d}t$，将（1.11.12）式改写为：

$$\mathrm{d}N_p/N_p = \alpha\exp(-\beta t)\mathrm{d}t \tag{1.11.13}$$

对（1.11.13）式进行积分，并取与 t 及 N_p 相应的积分上、下限得：

$$\int_{N_p}^{N_R}\frac{\mathrm{d}N_p}{N_p} = \alpha\int_{t}^{t_R}\exp(-\beta t)\mathrm{d}t$$

$$\ln\frac{N_R}{N_p} = \frac{\alpha}{\beta}[\exp(-\beta t) - \exp(-\beta t_R)] \tag{1.11.14}$$

当 t_R 很大时，$\exp(-\beta t_R)$ 趋近于 0，故可由（1.11.14）式得：

$$N_p = N_R\exp[-\frac{\alpha}{\beta}\exp(-\beta t)] \tag{1.11.15}$$

将（1.11.15）式代入（1.11.12）式得：

$$Q = \alpha N_R\exp[-\frac{\alpha}{\beta}\exp(-\beta t) - \beta t] \tag{1.11.16}$$

由（1.11.16）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t} = \alpha N_R[\alpha\exp(-\beta t) - \beta] \times\exp[-\frac{\alpha}{\beta}\exp(-\beta t) - \beta t] \tag{1.11.17}$$

当 $\mathrm{d}Q/\mathrm{d}t=0$ 时，由（1.11.17）式得，求取最高年产量发生时间的关系式为：

$$t_m = \frac{1}{\beta}\ln\frac{\alpha}{\beta} \tag{1.11.18}$$

将（1.11.18）式代入（1.11.16）式得，求取油田最高年产量的关系式为：

$$Q_{max} = 0.368\beta N_R \tag{1.11.19}$$

2）当 $n\neq1$ 时的公式推导

考虑到 $Q=\mathrm{d}N_p/\mathrm{d}t$，将（1.11.11）式改写为：

$$\mathrm{d}N_p/N_p^n = \alpha\exp(-\beta t)\mathrm{d}t \tag{1.11.20}$$

对（1.11.20）式进行积分，并取用与 t 和 N_p 相应的积分上、下限得：

$$\int_{N_p}^{N_R} \frac{dN_p}{N_p^n} = \alpha \int_t^{t_R} \exp(-\beta t)dt$$

$$N_p^{1-n} = N_p^{1-n} - (1-n) \times \frac{\alpha}{\beta}[\exp(-\beta t) - \exp(-\beta t_R)] \quad (1.11.21)$$

当 t_R 很大时，$\exp(-\beta t_R) \to 0$，故由（1.11.21）式得，油田累积产量的关系式为：

$$N_p = [N_R^{1-n} - \frac{(1-n)\alpha}{\beta}\exp(-\beta t)]^{\frac{1}{1-n}} \quad (1.11.22)$$

将（1.11.22）式代入（1.11.11）式得，油田的产量关系式为：

$$Q = \alpha\exp(-\beta t)[N_R^{1-n} - \frac{(1-n)\alpha}{\beta}\exp(-\beta t)]^{\frac{n}{1-n}} \quad (1.11.23)$$

由（1.11.23）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{dQ}{dt} = n\alpha^2\exp(-2\beta t)[N_R^{1-n} - \frac{(1-n)\alpha}{\beta}\exp(-\beta t)]^{\frac{n}{1-n}-1} - \alpha\beta\exp(-\beta t)[N_R^{1-n} - \frac{(1-n)\alpha}{\beta}\exp(-\beta t)]^{\frac{n}{1-n}} \quad (1.11.24)$$

当 $dQ/dt=0$ 时，由（1.11.24）式得：

$$t_m = \frac{1}{\beta}\ln\frac{\alpha}{\beta N_R^{1-n}} \quad (1.11.25)$$

将（1.11.25）式代入（1.11.23）式得，求取油田的最高年产量关系式为：

$$Q_{max} = \beta N_R n^{n/(1-n)} \quad (1.11.26)$$

二、广义预测模型的求解方法

对于两类广义预测模型，本节提出了如下的二重线性试差求解法。

1. Ⅰ类广义预测模型的求解方法

将（1.11.1）式两边除以 t^b，并取常用对数后得：

$$\log\frac{Q}{t^b} = \log a - \frac{1}{2.303c}t^m \quad (1.11.27)$$

若设：$A_1 = \log a$ 和 $B_1 = \frac{1}{2.303c}$

则得：$$\log\frac{Q}{t^b} = A_1 - B_1 t^m \quad (1.11.28)$$

利用（1.11.28）式进行二重线性试差，求得 b 和 m 的数值之后，再由线性回归确定直线截距 A_1 和斜率 B_1 的数值，并由下式确定模型常数 a 和 c 的数值：

$$a = 10^{A_1} \quad 和 \quad c = \frac{1}{2.303B_1} \quad (1.11.29)$$

将求得的 a、b、c 和 m 值，分别代入（1.11.1）式、（1.11.4）式、（1.11.6）式、（1.11.9）式和（1.11.10）式，即可得预测油田的产油量、累积产量、可采储量、最高年产量及其发生时间的关系式。

2. Ⅱ类广义预测模型的求解方法

对于实际油田的预测，事先并不知道Ⅱ类广义数学模型的分类因子 n 是否等于1，为此，可先取 n 等于1的模型进行预测；若预测效果不理想，再取 n 不等于1的模型进行预测。下面分别阐述其求解方法。

当 $n=1$ 时，将（1.11.15）式等号两端取常用对数有：

$$\log N_p = \log N_R - \frac{\alpha}{2.303\beta}\exp(-\beta t) \qquad (1.11.30)$$

若设：$A_2 = \log N_R$ 和 $B_2 = \frac{\alpha}{2.303\beta}$

则得：

$$\log N_p = A_2 - B_2\exp(-\beta t) \qquad (1.11.31)$$

让 β 值从0到1变化，利用（1.11.31）式进行线性试差，求得相关系数最高的 β 值。再由线性回归求得直线的截距 A_2 和斜率 B_2 的数值。将 A_2、B_2 和 β 的数值代入下式，即得可采储量和模型常数 α 的数值：

$$N_R = 10^{A_2} \qquad (1.11.32)$$

$$\alpha = 2.303\beta B_2 \qquad (1.11.33)$$

再将求得的 α、β、n 和 N_R 的数值，分别代入（1.11.15）式、（1.11.16）式、（1.11.18）式和（1.11.19）式，即可求得预测各项开发指标的关系式。

若取 n 等于1时的预测效果不好，则用 n 不等于1进行求解，其求解方法如下：

将（1.11.22）式改写为：

$$N_p^{1-n} = N_R^{1-n} + \frac{\alpha(n-1)}{\beta}\exp(-\beta t) \qquad (1.11.34)$$

若设：$A_3 = N_R^{1-n}$ 和 $B_3 = \frac{\alpha(n-1)}{\beta}$

则得：

$$N_p^{1-n} = A_3 - B_3\exp(-\beta t) \qquad (1.11.35)$$

当由二重线性试差法回归求得直线的截距 A_3 和斜率 B_3 数值后，可由下式确定可采储量和模型常数 α 的数值：

$$N_R = A_3^{1/(1-n)} \quad 和 \quad \alpha = \frac{\beta B_3}{n-1} \qquad (1.11.36)$$

三、广义预测模型的应用举例

由上述两类广义预测模型的建立可知，Ⅰ类广义预测模型的分类因子 m 介于0至 $b+1$ 区间；Ⅱ类广义预测模型的分类因子 n 介于0至2区间。本节以开发多年的罗马什金油田和大庆油田南二三区葡Ⅰ组为例，对Ⅰ类和Ⅱ类的广义预测模型分别加以应用。

1. Ⅱ类广义预测模型的应用

利用（1.11.28）式，对罗马什金油田的开发数据[13]进行二重线性试差。当 $m=1.8$ 和 $b=1.9$ 时，得到最好的直线关系（见图1.11.1）。经线性回归后，求得直线的截距 $A_1=1.8574$，

斜率 $B_1=1.9138\times10^{-3}$，直线的相关系数为 0.997456。

将求得的 A_1 和 B_1 的数值代入（1.11.29）式得，$a=72.01$，$c=226.89$。

再将求得的 a、b、c 和 m 值分别代入（1.11.1）式和（1.11.4）式得，预测产量和累积产量关系式为：

$$Q = 72.01t^{1.9}\exp(-4.407\times10^{-3}t^{1.8}) \quad (1.11.37)$$

$$N_p = 2.498\times10^5\times\Gamma_1(1.661,4.407\times10^{-3}t^{1.8}) \quad (1.11.38)$$

若将 a、b、c 和 m 的数值代入（1.11.6）式得，罗马什金油田的可采储量 N_R 为 223529×10^4t。

再将 a、b、c 和 m 值分别代入（1.11.9）式和（1.11.10）式得，罗马什金油田的 $t_m=20.98$a，$Q_{max}=8137.77\times10^4$t/a。

将（1.11.37）式和（1.11.38）式预测的结果和实际生产数据绘于图 1.11.2 上，可以看出，预测的数值和实际开发数据非常一致。这足以证明，利用Ⅰ类广义预测模型，可以得到比较好的预测结果。

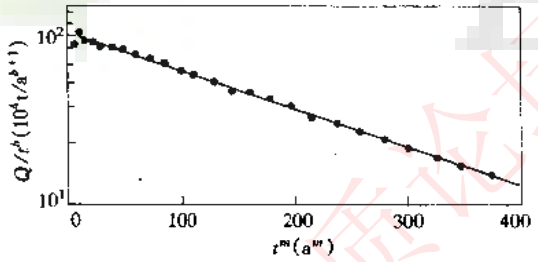


图 1.11.1　Ⅰ类广义预测模型罗马什金油田的二重线性试差图

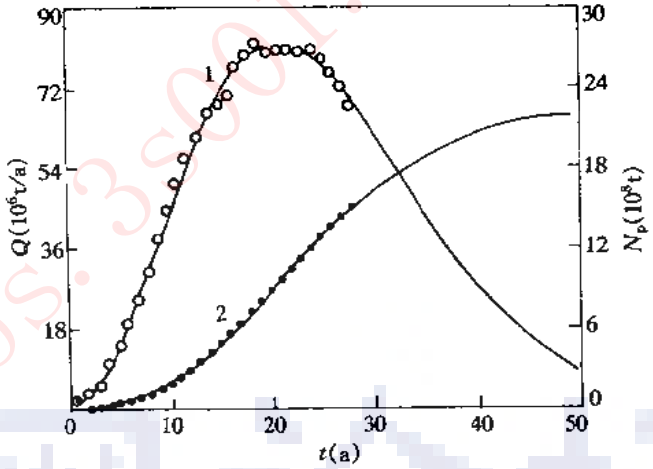


图 1.11.2　Ⅰ类广义预测模型罗马什金油田预测结果与实际数据对比图

2. Ⅱ类广义预测模型的应用

用（1.11.35）式，对大庆油田南二三区葡Ⅰ组生产数据[14]进行二重线性试差。当 n 为 1.5 和 β 为 0.179 时，得到最好的直线关系（见图 1.11.3）。经线性回归后，求得直线截距 $A_3=0.0178$，斜率 $B_3=0.08464$，相关系数 $=0.999949$。

将求得的 A_3、B_3、β 和 n 的数值代入（1.11.36）式，得到 $N_R=3156\times10^4$t，模型常数 $\alpha=0.0303$。

若将求得的 α、β、N_R 和 n 的数值分别代入（1.11.22）式和（1.11.23）式，得到预测大庆油田南二三区葡Ⅰ组的累积产量和产量的关系式为：

$$N_p = [0.0178 + 0.0846\exp(-0.179t)]^{-2} \quad (1.11.39)$$

$$Q = 0.0303\exp(-0.179t)$$

$$\times [0.0178 + 0.0846\exp(-0.179t)]^{-3} \quad (1.11.40)$$

再将求得的 α、β、N_R 和 n 的数值，分别代入（1.11.25）式和（1.11.26）式，得到该油田的 $t_m = 12.85$a，$Q_{max} = 167.38 \times 10^4$t/a。

由（1.11.39）式和（1.11.40）式预测的结果和实际生产数据绘于图 1.11.4，可以看出，理论预测的结果和实际生产数据符合得比较好，也表明Ⅱ类广义预测模型的可靠性。

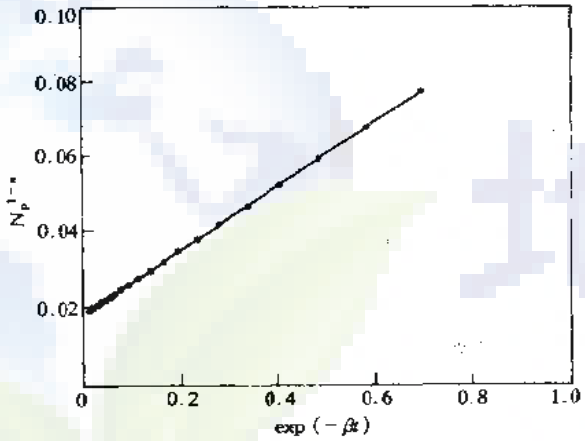


图 1.11.3　Ⅱ类广义预测模型（$n \neq 1$）的二重线性试差图

四、结　论

（1）本节建立的两类广义预测模型具有更大的适用性和可靠性。原有的 8 种模型，受其各自固定的模型分类因子（m 和 n）的控制。例如，Ⅰ类广义模型中的广义翁氏模型 $m = 1$，瑞利模型 $m = 2$；再如，Ⅱ类广义预测模型中的 HCZ 模型的 $n = 1$，逻辑推理模型的 $n = 2$。而对于任何油气田来说，它的模型因子决

不可能仅为 1 或为 2 两种情况。本节提出的两类广义预测模型，就不受其 1 和 2 等正整数的限制。

（2）本节针对两类广义预测模型，提出的二重线性试差求解法，可以达到快速、准确的求解目的，现已编制成专用的计算机程序。

（3）通过两个油田实例的应用结果表明，本节建立的两类广义预测模型及其求解方法是正确的，因此，完全可以代替原有单个预测模型的应用。

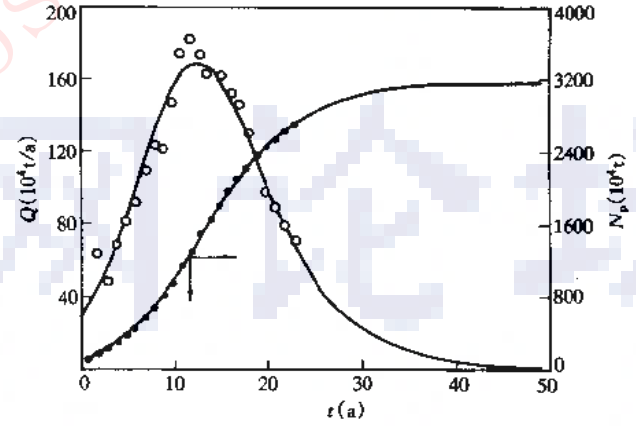


图 1.11.4　Ⅱ类广义预测模型南二三区葡Ⅰ组预测结果与实际数据对比图

五、符号及单位注释

Q——油田的年产量，10^4t/a；

Q_{max}——油田的最高年产量，10^4t/a；

N_p——油田的累积产量，10^4t；

t——开发时间，a；

t_m——油田最高年产量发生的时间，a；

t_R——与可采储量相对应的时间，a；

a，b，c——Ⅰ类广义数学模型常数（均大于 0）；

α，β——Ⅱ类广义数学模型常数（$\alpha>0$，$0<\beta\leqslant 1$）；

m——Ⅰ类广义数学模型分类因子（$0<m<b+1$）；

n——Ⅱ类广义数学模型分类因子（$0<n<2$）；

$\Gamma_1(x+1, y)$——不完全伽马函数；

$\Gamma_2(x+1)$——完全伽马函数。

参 考 文 献

[1] 陈元千．对翁氏预测模型的推导及应用．天然气工业，1996，16（2）22～26

[2] 陈元千、胡建国．预测油气田产量和可采储量的 Weibull 模型．新疆石油地质，1995，16（3）250～255

[3] 袁自学、陈元千．预测油气田产量和可采储量的瑞利模型．中国海上油气（地质），1996，10（2）101～105

[4] 胡建国、陈元千．t 模型的推导、应用及讨论．天然气工业，1995，15（4）26～29

[5] 胡建国、陈元千、张盛宗．预测油气田产量和可采储量的（HCZ）新模型．石油学报，1995，16（1）79～86

[6] 陈元千、胡建国等．Logistic 模型的推导及自回归方法．新疆石油地质，1996，17（2）150～155

[7] Hubbert M K. Energy Resources, National Academy of Sciences. National Research Council. Washington, D. C., 1962

[8] 陈玉祥、张汉亚．预测技术与应用．北京：机械工业与应用出版社，1985

[9] 翁文波．预测论基础．北京：石油工业出版社，1984

[10] Moore C L. Analysis and Project of the Historical Pattern of Supply of Exhaustible National Resources. In: Paper Presented to the Operations Research Society of America, Boston. Mass., May, 1965, 6－7

[11] 陈元千、袁自学．预测油气田产量和可采储量的新模型．石油学报，1997，18（2）84～88

[12] ［俄］B. П. 雷先科．油田开发设计．北京：石油工业出版社，1993

[13] 陈元千、胡建国．对翁氏模型建立的回顾及新的推导．中国海上油气（地质），1996，10（5）317～324

[14] 陈元千．预测水驱油田开发动态的一种方法．石油勘探与开发．1998，25（1）43～46

第十二节　对翁式旋回模型预测可采储量方法的修正[1]

我国著名地球物理学家、预测学家翁文波先生在研究概率论离散型的 Poisson 分布的基础上，提出了一种预测油气田产量的模型[1]，后人称之为翁氏旋回模型[2－6]，在国内油气田产量预测中得到了广泛应用。文献［1～4］对翁氏旋回模型的特点进行了讨论，提出了应用该模型预测油气田可采储量的方法。笔者研究认为，文献［1～4］提供的预测油气田可采储量的方法存在着错误和不足。在方法推导过程中，未考虑模型常数 C 的影响，导致结果错误；其不足是，上述方法是在模型常数 n 为正整数的条件下推导的，当 n 为非整实数时方法难以应用。因此，本节对翁氏旋回模型提出了新的改进方法，它是对翁氏旋回模型的进一步完善和补充。

一、翁氏旋回模型预测油气田可采储量方法评述

对于油田资源有限体系，其初期、中期、后期开采的全过程可以用翁氏旋回模型表述：

[1] 本节合作者——胡建国

$$\begin{cases} Q = At^n e^{-t} & (1.12.1) \\ t = (y - y_0)/C & (1.12.2) \end{cases}$$

式中 Q——油气田产量，10^4t/a（油田）或 10^8m^3/a（气田）；

t——翁氏时间；

y——油气田某一生产年份，a；

y_0——油气田生产参考起始年份，a；

n——模型常数，某一正实数；

A——模型常数；

C——模型常数。

文献［1～4］基于（1.12.1）式中 n 为正整数的假设，根据翁氏旋回模型的特点，导出了如下三种计算油气田可采储量的方法。

方法Ⅰ：将（1.12.1）式对 t 在［0，∞）区间上进行积分，得到计算油气田可采储量（文献［1～4］中的生命总量）的方法Ⅰ：

$$N_R = An! \qquad (1.12.3)$$

式中 N_R——油气田可采储量，10^4t（油田）或 10^8m^3（气田）。

由（1.12.3）式可以看出，当应用油气田实际产量数据进行非线性回归分析确定了模型常数 A 和 n 之后，代入（1.12.3）式，即可确定油气田的最终可采储量。

方法Ⅱ：由（1.12.1）式导出 A 的表示式，代入（1.12.3）式得油气田可采储量计算的方法Ⅱ：

$$N_R = \frac{n!Q}{t^n e^{-t}} \qquad (1.12.4)$$

在获得了模型常数 n 并代入（1.12.4）式，再在油气田实际开采数据中任取一点（t，Q），代入（1.12.4）式即可得到油

气田可采储量的数值。

方法Ⅲ：将（1.12.1）式对 t 在［0，t］区间上积分，然后代入（1.12.3）式可得到计算油气田可采储量的方法Ⅲ：

$$N_R = \frac{N_p}{1 - e^{-t}\sum_{i=0}^{n}\frac{t^i}{i!}} \qquad (1.12.5)$$

式中 N_p——油气出累积产量，10^4t（油田）或 10^8m^3（气田）。

由（1.12.5）式可以看出，只要从油气田实际开采数据中任取一数据点（t，N_p），并代入（1.12.5）式，即可确定油气田的可采储量。

我们通过对大量油气田实际资料的计算和理论研究发现，上述三种方法存在着如下问题：

（1）对于（1.12.3）式（即方法Ⅰ），由于忽略了 C 值变化对油气田产量的影响，导致（1.12.3）式计算的可采储量是完全错误的。

（2）在上述三种方法中，方法Ⅰ为基本方法，而方法Ⅱ和Ⅲ均为由方法Ⅰ导出，方法Ⅰ若是错误，显然方法Ⅱ和Ⅲ就难以正确。

（3）上述三种方法均是在 n 为自然数（即正整数）的条件下导出。当 n 为非整实数时，又无法计算油气田的可采储量。

针对以上问题，本节提出了如下应用 Weng 旋回模型预测油气田可采储量的修正方法。

二、方法的修正

将（1.12.2）式代入（1.12.1）式得：

$$Q = A\left(\frac{y - y_0}{C}\right)^n e^{(y-y_0)/C} \qquad (1.12.6)$$

由于 $y-y_0$ 实际上表示了油气田的实际生产时间，可采用油藏工程标准符号表示为：

$$t = y - y_0 \tag{1.12.7}$$

将（1.12.7）式代入（1.12.6）式，并简化得：

$$Q = Bt^n e^{-at} \tag{1.12.8}$$

$$B = AC^{-n} \tag{1.12.9}$$

$$a = \frac{1}{C} \tag{1.12.10}$$

可采储量可表示为：

$$N_R = B\int_0^\infty Q\,dt \tag{1.12.11}$$

将（1.12.8）式代入（1.12.11）式得：

$$N_R = B\int_0^\infty t^n e^{-at}\,dt \tag{1.12.12}$$

若设：

$$x = at \tag{1.12.13}$$

则得：

$$N_R = Ba^{-(n+1)}\int_0^\infty x^n e^{-x}\,dx$$

$$= Ba^{-(n+1)}\Gamma(n+1) \tag{1.12.14}$$

式中 $\Gamma(n+1)$ ——完全伽马函数[7]，可由查表或数值计算确定[8]。

当 n 为正整数时，由伽马函数的性质[7]，（1.12.14）式可以写成：

$$N_R = Ba^{-(n+1)}n! \tag{1.12.15}$$

将（1.12.9）和（1.12.10）式代入（1.12.15）式，并化简得：

$$N_R = ACn! \tag{1.12.16}$$

显然，（1.12.14）式和（1.12.15）式或（1.12.16）式，即为预测油气田可采储量的（1.12.3）式的修正形式。由（1.12.16）式和（1.12.3）式的对比可见，在（1.12.3）式中恰好忽略了 C 值的影响。

由（1.12.8）式得：

$$B = t^{-n}e^{at}Q \tag{1.12.17}$$

将（1.12.17）式分别代入（1.12.14）式和（1.12.15）式得：

$$\begin{cases} N_R = a^{-(n+1)}\Gamma(n+1)t^{-n}e^{at}Q & (1.12.18) \\ N_R = a^{-(n+1)}n!\,t^{-n}e^{at}Q & (1.12.19) \end{cases}$$

这里的（1.12.18）式和（1.12.19）式即为前述方法Ⅱ的修正形式。

将（1.12.8）式对时间 t 在区间 $[0, t]$ 上积分得：

$$N_p = B\int_0^t t^n e^{-at}\,dt \tag{1.12.20}$$

将（1.12.13）式代入（1.12.20）式得：

$$N_p = Ba^{-(n+1)}\int_0^{at} x^n e^{-x}\,dx$$

$$= Ba^{-(n+1)}\gamma(n+1,at) \qquad (1.12.21)$$

式中 $\gamma(n+1, at)$——不完全伽马函数[7]，可采用数值计算方法确定[8]。

由（1.12.14）式和（1.12.21）式得：

$$N_R = \frac{\Gamma(n+1)}{\gamma(n+1,at)}N_p \qquad (1.12.22)$$

当 n 为正整数时，$\Gamma(n+1) = n!$，$\gamma(n+1, at) = n! \times [1 - e^{-at}\sum_{i=0}^{n}\frac{(at)^i}{i!}]$，则由（1.12.22）式可得：

$$N_R = \frac{N_p}{1 - e^{-at}\sum_{i=0}^{n}\frac{(at)^i}{i!}} \qquad (1.12.23)$$

这里的（1.12.22）式和（1.12.23）式即为方法Ⅲ的修正式。

三、模型常数的确定方法

在文献［1～4］中，尽管已给出了翁氏旋回模型的具体形式，但并未提出模型常数的求解方法。在文献［5］中应用了推广的递推梯度算法；在文献［6］中应用了人工神经网络建模技术。这些方法比较复杂，实用性差。为此，这里给出一种线性试差求解方法。

由（1.12.8）式可以写出：

$$Qt^{-n} = Be^{-at} \qquad (1.12.24)$$

由（1.12.24）式两边取常用对数得：

$$\log(Qt^{-n}) = \log B - 0.4343at \qquad (1.12.25)$$

若设：

$$\alpha = \log B \qquad (1.12.26)$$

$$\beta = -0.4343a \qquad (1.12.27)$$

则得：

$$\log(Qt^{-n}) = \alpha + \beta t \qquad (1.12.28)$$

而（1.12.28）式可采用0.618法进行计算机优化求解。

四、方法应用举例及评价

下面以俄罗斯罗马什金油田和我国任丘油田为例，说明本节提供的修正方法的可靠性，并对三种预测油气田可采储量方法的应用效果进行评价。

1．罗马什金油田[9,10]

罗马什金油田是俄罗斯第二大油田，于1948年发现，1952年投入开发，油田面积为3800km^2，地质储量45×10^8t，采收率为53.1%，最终可采储量约为24×10^8t[10]。1952～1979年的油田年产量及累积产量数据见表1.12.1。

将表1.12.1所列年产油量数据按（1.12.28）式进行求解，当 $n=3$ 时，获得较好的直线（图1.12.1）。对于 t 为（8和28之间）的数据进行线性回归分析，得直线的截距 $\alpha=1.27081$，直线的斜率 $\beta=-0.063325$，相关系数 $r=-0.999703$。

将 α 和 β 的数值分别代入（1.12.26）式和（1.12.27）式得：

$$a = 0.14581 \text{ 和 } B = 18.65582$$

表 1.12.1　罗马什金油田开发数据及可采储量预测结果

年份	t (a)	Q_o (10^4t/a) 实际	Q_o (10^4t/a) 预测	N_p (10^4t)	N_R (10^4t) (1.12.30)式计算	N_R (10^4t) (1.12.31)式计算	年份	t (a)	Q_o (10^4t/a) 实际	Q_o (10^4t/a) 预测	N_p (10^4t)	N_R (10^4t) (1.12.30)式计算	N_R (10^4t) (1.12.31)式计算
1952	1	200	16.125	200			1966	15	6800	7066.770	48990	238289.180	275028.941
1953	2	300	111.495	500			1967	16	7000	7412.806	55990	233846.975	269978.321
1954	3	500	325.241	1000			1968	17	7600	7685.020	63590	244897.853	267302.262
1955	4	1000	666.341	2000			1969	18	7900	7884.810	71490	248114.530	265410.671
1956	5	1400	1124.869	3400			1970	19	8150	8015.121	79640	251804.743	264161.572
1957	6	1900	1680.046	5300	280188.482	343545.655	1971	20	8100	8080.063	87640	245183.691	262394.555
1958	7	2400	2305.882	7700	257745.139	379650.984	1972	21	8000	8084.593	95640	245046.306	261842.524
1959	8	3080	2975.010	10750	253879.548	347510.606	1973	22	8000	8084.223	103640	246582.630	259605.776
1960	9	3800	3661.184	14550	257026.785	328207.208	1974	23	8000	7994.779	111640	249672.951	258738.018
1961	10	4400	4340.798	18950	251014.882	313253.066	1975	24	8000	7792.209	119640	25421.097	258264.236
1962	11	5000	4993.708	23950	247949.491	301814.066	1976	25	7775	7612.414	127415	252926.505	257736.645
1963	12	5600	5608.564	29530	247479.962	293251.079	1977	26	7500	7401.129	134915	250945.648	257135.517
1964	13	6040	6157.809	35590	242899.774	285784.288	1978	27	7220	7163.821	142145	249925.133	256533.071
1965	14	6600	6647.460	42190	245869.431	280495.774	1979	28	6800	6905.626	148945	243849.699	255693.579

将 a、n 和 B 的数值代入（1.12.8）式得，预测罗马什金油田产量变化的 Weng 旋回模型为：

$$Q = 18.65582t^3e^{-0.14581t} \tag{1.12.29}$$

应用（1.12.29）式计算了不同生产时间 t 时的年产油量，并与油田实际年产油量进行对比（图 1.12.2）。由图 1.12.2 可见，产量数据拟合得很好。

将 a、n 和 B 的数值分别代入（1.12.15）式、（1.12.19）式和（1.12.23）式得，三种方法预测油田可采储量的公式分别为：

$$N_R = 18.65582 \times 0.14581^{-4} \times 3! = 247637.47 \times 10^4\text{t};$$

$$N_R = 0.14581^{-4} \times 3!\,t^{-3}e^{0.14581t}Q \tag{1.12.30}$$

$$N_R = \frac{N_p}{1 - e^{-0.14581t}\sum_{i=0}^{3}\frac{(0.14581t)^i}{i!}} \tag{1.12.31}$$

利用（1.12.30）式和（1.12.31）式对不同的生产时间 t 计算的可采储量分别列于表 1.12.1 中第 6、7 列。由表 1.12.1 可以看出，应用（1.12.30）式预测的油田可采储量基本上都在 247637.47×10^4t 附近波动；应用（1.12.31）式预测的油田可采储量，随着时间 t 的增大而逐渐减小，最后逐渐趋近于 247637.47×10^4t。

2. 任丘油田

任丘油田是华北油气区最大的灰岩潜山裂缝油田，于 1975 年发现并投入试采，1976 年正式开发。根据该油田 1975～1993 年的实际产油量数据，应用（1.12.28）式求解得到，$B = 266.59$，$a = 0.4447$，$n = 2.39$。查伽马函数表得，$\Gamma(2.39+1) = 2.9497$。

将以上数据代入（1.12.8）式建立了 Weng 旋回模型的具体形式之后，预测的油田年产油量与实际数据的对比见图 1.12.3。由图 1.12.3 可以看出，应用 Weng 旋回模型对任丘油田的年产油量历史拟合得很好。

将前已计算的数据分别代入（1.12.14）式、（1.12.18）式和（1.12.22）式，得三种方法预测可采储量的结果分别为：

$$N_R = 266.559 \times 0.4447^{-3.39} \times 2.9497 = 12263.76 \times 10^4\text{t};$$

$$N_R = 0.4447^{-3.39} \times 2.9497t^{-2.39}e^{0.4447t}Q$$

$$= 46.0077t^{-2.39}e^{0.4447t}Q \tag{1.12.32}$$

$$N_R = \frac{2.9497N_p}{\gamma(3.39, 0.4447t)} \tag{1.12.33}$$

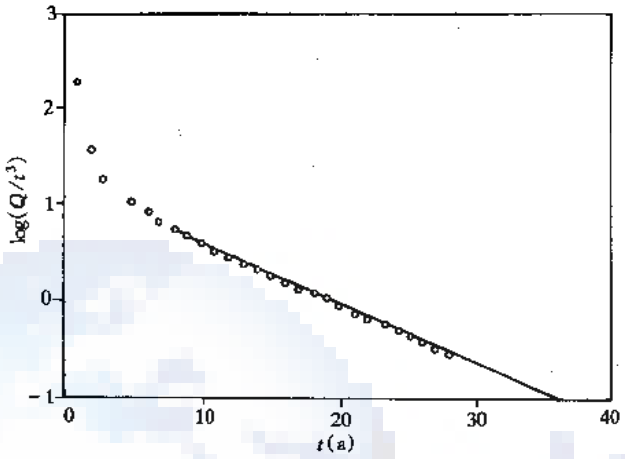


图 1.12.1　罗马什金油田 $\log(Q/t^3)$ 与 t 的线性关系图

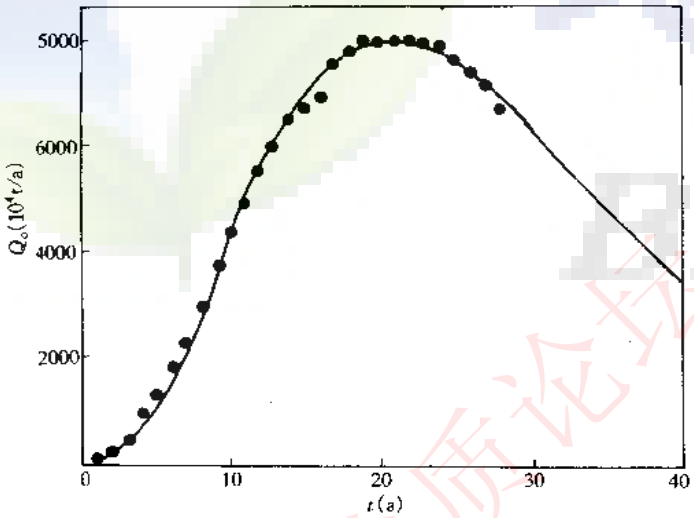


图 1.12.2　罗马什金油田的实际产量与预测曲线对比图

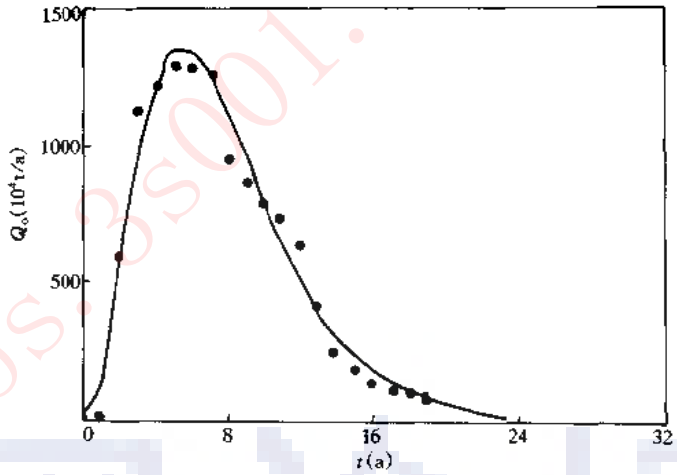


图 1.12.3　任丘油田的实际产量与预测曲线对比图

将油田历年来逐年的产油量数据点（t，Q_o）或（t，N_p）分别代入（1.12.32）式和（1.12.33）式，计算出按逐年产量对应的可采储量，并作图（图 1.12.4）。由图 1.12.4 可以看出，应用累积产油量数据计算的油田可采储量较年产油量计算的数值波动性小，基本上都在 1.2264×10^8t 附近变化，而（1.12.32）式计算的可采储量最大 1.9366×10^8t，最小为 1.0690×10^8t，前者比后者大将近一倍。

通过以上两个油田的实例应用表明，在计算油田可采储量的三种方法中，由于油田实际年产油量因各种因素的影响，波动性很大，计算的可采储量很不准确。当应用累积产油量计算油田可采储量时，如果应用翁氏旋回模型计算的累积产油量与实际值接近，当然也就准确可靠。因此，应用方法Ⅱ、Ⅲ计算油田可采储量时，由于年产油量及累积产油量本身的噪音，以及应用翁氏旋回模型预测结果与实际值之间的差异，造成计算的油田可采储量

并不可靠。可见，在计算油田可采储量的三种方法中，应剔除方法Ⅱ和Ⅲ，推荐方法Ⅰ（1.12.14）式计算油田的可采储量。

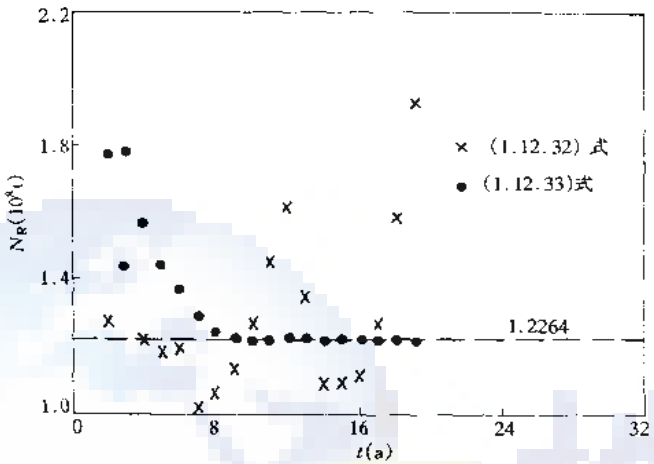


图 1.12.4 任丘油田三种方法预测可采储量对比图

参 考 文 献

[1] 翁文波．预测论基础．北京：石油工业出版社，1984

[2] 赵旭东．用 Weng 旋回模型对生命总量有限体系的预测．科学通报，1987，32（18），1406～1409

[3] 于志钧、赵旭东．石油数学地质．北京：石油工业出版社，1986

[4] 油气资源评价方法研究与应用编委会．油气资源评价方法研究与应用．北京：石油工业出版社，1988

[5] 刘青年、赵永胜、黄伏生．油田注水动态整体预测的数学模型．石油学报，1989，10（1），54～62

[6] 吴新根、葛泉理．应用人工神经网络预测油田产量，石油勘探与开发，1994，21（6），75～78

[7] 数学手册编写组．数学手册．北京：人民教育出版社，1979

[8] 何光渝等．《FORTRAN》算法手册．北京：科学出版社，1993

[9] 陈元千、胡建国．预测油气田产量和储量的 Weibull 模型．新疆石油地质，1995，16（3），250～255

[10] 大庆《国外砂岩油田开发》编写组．国外砂岩油田开发．哈尔滨：黑龙江科学技术出版社，1984

第十三节 对翁氏模型预测含水率的推导与应用

我国著名学者翁文波先生 1984 年发表了《预测论基础》的专著[1]。在专著中，翁先生提出了两大预测模型，即泊松旋回和逻辑斯谛旋回。前者可以用于预测油气田的产量和可采储量；后者可以预测水驱油田的含水率和水油比。应当提出的是，我国的地质与开发专家，常把泊松旋回称之为翁氏旋回或翁氏模型；至于逻辑斯谛并非人名，而只是英文“logistic”一词的中文译称，它表示数学上的逻辑推理之义，因此，将逻辑斯谛旋回或模型，翻译成逻辑推理旋回或模型，会更为贴切。

在翁先生的专著中，只简单地提出了这两种预测模型，而没有进行相关的理论推导。笔者在文献［2，3］中，已对预测油气田产量和可采储量的翁氏旋回模型，进行了完整的理论推导。鉴于翁先生提出的逻辑斯谛旋回模型，在预测水驱油田含水和水油比中，具有一定的实用价值，因此，笔者在理论上做以推导，以便于读者的了解和应用。

一、逻辑斯谛旋回模型的推导

水驱油田含水率随时间的递增率，可用如下的微分方程表示[4,5]：

$$\frac{\mathrm{d}f_w}{f_w \mathrm{d}t} = a\left(1 - \frac{1}{b}f_w\right) \tag{1.13.1}$$

式中 f_w——油田含水率，小数；

t——油田生产时间，a；

a，b——取决于增长曲线形态的模型常数。

对（1.13.1）式分离变量，并代入起始的下限 f_{wo}和 t_o进行积分得：

$$\int_{f_{wo}}^{f_w} \frac{\mathrm{d}f_w}{f_w\left(1 - \frac{1}{b}f_w\right)} = \int_{t_o}^{t} a\,\mathrm{d}t \tag{1.13.2}$$

$$\ln \frac{f_w}{1 - \frac{1}{b}f_w} - \ln \frac{f_{wo}}{1 - \frac{1}{b}f_{wo}} = a(t - t_o) \tag{1.13.3}$$

将（1.13.3）式改写为：

$$\ln \frac{f_w}{b - f_w} = \ln\left[\frac{f_{wo}}{b - f_{wo}} e^{a(t-t_o)}\right] \tag{1.13.4}$$

由于 b 和 f_{wo}均为常数，故设定：

$$c = \frac{b - f_{wo}}{f_{wo}} \tag{1.13.5}$$

将（1.13.5）式代入（1.13.4）式得：

$$\frac{f_w}{b - f_w} = c^{-1} e^{a(t-t_o)} \tag{1.13.6}$$

由（1.13.6）式可以得到逻辑斯谛旋回模型的广义形式为：

$$f_w = \frac{b}{1 + ce^{-a(t-t_o)}} \tag{1.13.7}$$

当 $t_o = 0$ 时，由（1.13.7）式得翁氏专著中的公式[1]：

$$f_w = \frac{b}{1 + ce^{-at}} \tag{1.13.8}$$

当 $t \to \infty$时，$f_w \to b$，而 b 即为极限含水率 f_w^{∞}。当取 $f_w^{\infty} = 1$ 时，由（1.13.8）式得：

$$f_w = \frac{1}{1 + ce^{-at}} \tag{1.13.9}$$

根据定义，油田的含水率表示为：

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \tag{1.13.10}$$

式中 Q_w——水驱油田的产水量，$10^4 m^3/a$；

Q_o——水驱油田的产油量，$10^4 m^3/a$。

将（1.13.10）式等号右端的分子与分母同除以 Q_o得：

$$f_w = \frac{Q_w/Q_o}{1 + Q_w/Q_o} \tag{1.13.11}$$

已知油田的水油比为：

$$R_{wo} = \frac{Q_w}{Q_o} \tag{1.13.12}$$

将（1.13.12）式代入（1.13.11）式得，油田含水率与水油比的关系为：

$$f_w = \frac{R_{wo}}{1 + R_{wo}} \tag{1.13.13}$$

又可将（1.13.13）式改写为：

$$R_{wo} = \frac{f_w}{1 - f_w} \tag{1.13.14}$$

将（1.13.9）式代入（1.13.14）式得翁氏专著中的公式为[1]：

$$R_{wo} = \frac{1}{c} e^{at} \tag{1.13.15}$$

再将（1.13.8）式代入（1.13.14）式得：

$$R_{wo} = \frac{b}{(1 - b) + ce^{-at}} \tag{1.13.16}$$

在翁氏的专著中[1]写道，在本世纪 70 年代，John Fisher 等人（1970）用了一个类似的经验公式：

$$R_{wo} = \frac{b}{c} e^{at} \tag{1.13.17}$$

由（1.13.16）式与（1.13.17）式对比可以看出，由于 Jonh Fisher 等人的（1.13.17）式，在分母上缺少一项（1 − b），因此，不可能正确。

为了方便实际求解应用，将通常用于表示含水率的（1.13.9）式，改写为下面的形式：

$$\frac{1}{f_w} = 1 + ce^{-at} \tag{1.13.18}$$

由（1.13.18）式看出，对于某个正确合适的 a 值，可以得到 $1/f_w$ 与 e^{-at} 之间的直线关系。直线的截距等于 1，直线的斜率为 c。

二、方法应用与讨论

我国大庆油田南二三区葡Ⅰ组开发层系于 1964 年投入开发，4 年后（1968 年）的含水率为 2.4%。从 1968 年到 1987 年间 20 年的逐年含水率（f_w）和含水率倒数（$1/f_w$）的数值列于表 1.13.1。给定不同的 a 值，所计算不同时间的 e^{-at} 值也列于表 1.13.1 内。将不同时间的 $1/f_w$ 值与相应的 a 值时的 e^{-at} 值，按照（1.13.18）式的关系绘于图 1.13.1 上。由图 1.13.1 可以看出，不同 a 值的 $1/f_w$ 与 e^{-at} 的关系曲线，基本上是一个 S 形曲线，但随 a 值的增加，此 S 形曲线愈接近于直线。当 a 为 0.35 时，已接近于较好的直线。按照（1.13.18）式的关系，将 1975 年至 1987 年的 13 个数据点进行线性回归得：直线的截距 $\alpha = 1.065$；斜率 $\beta = c = 131.218$；相关系数 $r = 0.9977$。

为了预测不同开发时间的含水率，将 a 为 0.35 和 c 为 131.218 的数值代入（1.13.9）式得，预测大庆油田南二三区葡Ⅰ组开发层系含水率的关系式：

$$f_w = \frac{1}{1 + 131.218e^{-0.35t}} \tag{1.13.19}$$

表 1.13.1　大庆南二三区实际含水率与预测含水率数据

年份	t (a)	f_w 实际	f_w 预测	$\frac{1}{f_w}$	e^{-at} $a=0.15$	$a=0.20$	$a=0.25$	$a=0.30$	$a=0.35$
1968	4	0.024	0.029	41.67	0.549	0.449	0.368	0.301	0.246
1969	5	0.045	0.042	22.22	0.472	0.368	0.286	0.223	0.174
1970	6	0.067	0.059	14.93	0.407	0.301	0.223	0.165	0.122
1971	7	0.108	0.081	9.26	0.350	0.247	0.174	0.122	0.0863
1972	8	0.151	0.111	6.62	0.301	0.202	0.135	0.091	0.0608
1973	9	0.164	0.151	6.10	0.259	0.165	0.105	0.0672	0.0428
1974	10	0.198	0.201	5.05	0.223	0.135	0.0820	0.0498	0.0302
1975	11	0.249	0.264	4.02	0.192	0.111	0.0639	0.0369	0.0213
1976	12	0.342	0.337	2.92	0.165	0.0907	0.0498	0.0273	0.0150
1977	13	0.437	0.419	2.29	0.142	0.0743	0.0388	0.0202	0.0106
1978	14	0.518	0.506	1.93	0.122	0.0608	0.0302	0.0150	0.0074
1979	15	0.565	0.592	1.77	0.105	0.0498	0.0235	0.0111	0.0053
1980	16	0.644	0.673	1.55	0.0907	0.0408	0.0183	0.0082	0.0037
1981	17	0.705	0.745	1.42	0.0781	0.0334	0.0143	0.0061	0.0026
1982	18	0.751	0.806	1.33	0.0672	0.0273	0.0111	0.0045	0.0018
1983	19	0.800	0.855	1.25	0.0578	0.0224	0.0086	0.0033	0.0013
1984	20	0.831	0.893	1.20	0.0498	0.0183	0.0067	0.0025	0.0009
1985	21	0.840	0.922	1.19	0.0428	0.0150	0.0052	0.0018	0.0006
1986	22	0.855	0.944	1.17	0.0369	0.0123	0.0041	0.0014	0.0004
1987	23	0.872	0.960	1.15	0.0317	0.0101	0.0032	0.0010	0.0003

由（1.13.19）式预测了大庆油田南二三区葡Ⅰ组开发层系1968年至1987年的含水率数值（表1.13.1），并与实际含水率数值一起绘出图1.13.2。由图1.13.2可以看出，在含水率低于70%以前，预测值与实际值是非常接近的。而在含水率大于70%以后，预测值明显的大于实际值。这就表明，利用翁先生所称谓的逻辑斯谛旋回模型，预测油田的含水率或水油比，其精度

并不太高，而只能适用于中期含水的预测。

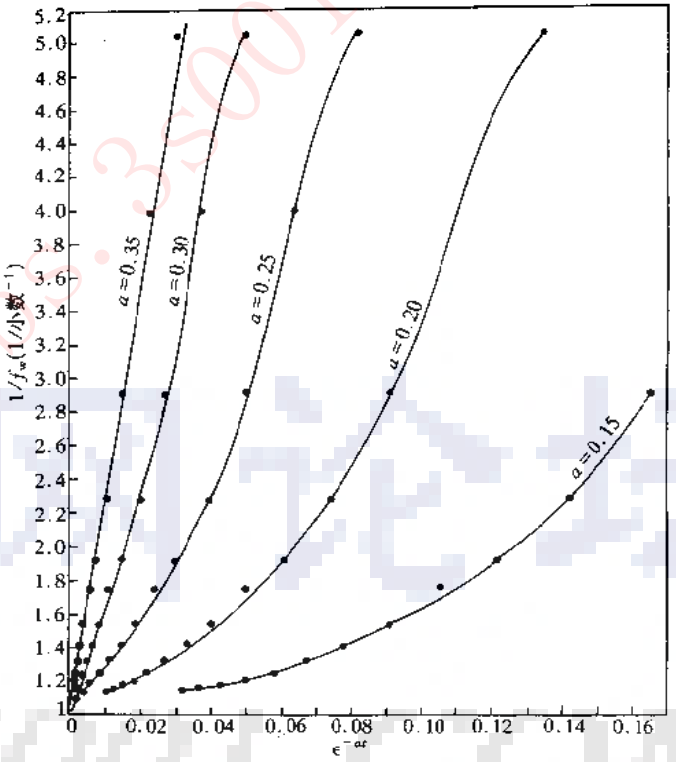


图 1.13.1　不同 a 值的 $1/f_w$ 与 e^{-at} 的关系图

三、结　束　语

本节完成了对翁先生提出预测油田含水率的逻辑斯谛旋回的理论推导，并经实际油田的应用，得到了该预测模型的有效范围。同时，还对翁氏专著中所引用的 John Fisher 的经验公式进行了验证，其结论是否定的，也即文中的（1.13.17）式是不正确的，正确的乃是文中的（1.13.16）式。

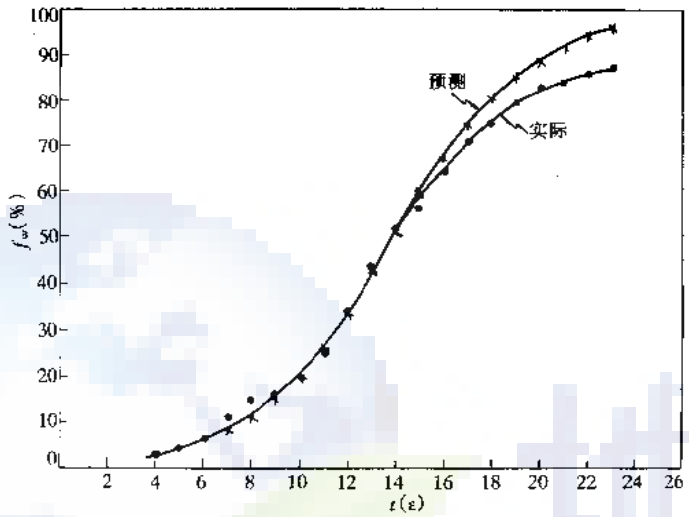


图 1.13.2　大庆油田南二三区葡Ⅰ组开发层预测含水率与实际含水率

参 考 文 献

[1] 翁文波．预测论基础．北京：石油工业出版社，1984

[2] 陈元千．对翁氏预测模型的推导与应用．天然气工业，1996，16（2），22～26

[3] 陈元千、胡建国．对翁氏模型建立的回顾及新的推导．中国海上油气（地质），1996，10（5），317～324

[4] Doucet P and Sloep P B. Mathematical Modeling in the life Sciences. Melksham (England) Redwood Press, 1992

[5] 陈元千、胡建国．Logistic 模型的推导及回归方法．新疆石油地质，1996，17（2），150～155

第十四节　预测定容气田开发指标的概算方法

气田开发规划方案的编制，是气田开发可行性早期评价中的重要组成部分，因而受到人们的普遍重视，但是目前尚缺乏行之有效的开发规划概算方法。本节将气藏的物质平衡方程、气井产能方程和产量递减方程相结合，提出了预测定容封闭性气田稳产期和递减期的地层压力、井底流动压力及井口流动压力的方法。同时，考虑到储量风险系数和稳产期可采储量利用系数，提出了预测气田稳产年限的方法。通过我国某大型复杂定容封闭性气田某区的实际应用表明，本节提供的概算法是实用有效的。

一、计算方法的建立

对于定容封闭性气田，根据气藏的物质平衡方程式，由视地层压力（p_R/Z_R）和累积产气量（G_p）构成的气田压降方程表示为[1]：

$$\frac{p_R}{Z_R}=\frac{p_i}{Z_i}\left(1-\frac{G_p}{G}\right) \tag{1.14.1}$$

在早期综合评价阶段，由于地质认识上存在不确定因素和储量级别的差异，因而考虑一个储量风险（α）之后，（1.14.1）式改为下式：

$$p_R=\frac{p_i Z_R}{Z_i}\left(1-\frac{G_p}{\alpha G}\right) \tag{1.14.2}$$

1. 稳产阶段

在稳产阶段不同生产时间的累积产气量可写为：

$$G_p = Q_{gs}t \tag{1.14.3}$$

式中的 Q_g 为气田开发稳产阶段的年产气量，又可写为与生产井数的关系：

$$Q_{gs} = 330 \times 10^{-4} n q_{gs} \tag{1.14.4}$$

将（1.14.4）式代入（1.14.3）式得：

$$G_p = 330 \times 10^{-4} n q_{gs} t \tag{1.14.5}$$

再将（1.14.5）式代入（1.14.2）式得：

$$p_R = \frac{p_i Z_R}{Z_i}\left(1 - \frac{330 \times 10^{-4} n q_{gs} t}{\alpha G}\right) \tag{1.14.6}$$

当气井的生产达到拟稳定条件时，二项式的产能方程表示为[2]：

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = Aq_{gs} + Bq_{gs}^2 \tag{1.14.7}$$

式中
$$A = \frac{3.684 \times 10^4 p_{sc} \bar{\mu}_g \bar{Z} T}{KhT_{sc}}\left(\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S_c\right) \tag{1.14.8}$$

$$B = \frac{3.684 \times 10^4 p_{sc} \bar{\mu}_g \bar{Z} T D_I}{KhT_{sc}} \tag{1.14.9}$$

由（1.14.7）式解出气井的井底流动压力为：

$$p_{wf} = \sqrt{p_R^2 - Aq_{gs} - Bq_{gs}^2} \tag{1.14.10}$$

将（1.14.4）式改写为下式：

$$q_{gs} = \frac{10^4 Q_{gs}}{330n} \tag{1.14.11}$$

再将（1.14.11）式代入（1.14.10）式得：

$$p_{wf} = \sqrt{p_R^2 - 30.303 \frac{Q_{gs}}{n}\left(A + 30.303 B \frac{Q_{gs}}{n}\right)} \tag{1.14.12}$$

2. 递减阶段

在递减阶段，气田产量随生产时间的变化，通常符合 Arps 的指数递减类型。它的产量与累积产量分别表示为[1~2]：

$$Q_{gd} = Q_{gs} e^{-D(t - t_s)} \tag{1.14.13}$$

$$G_{pd} = \frac{Q_{gs}\left[1 - e^{-D(t - t_s)}\right]}{D} \tag{1.14.14}$$

气田在进入递减阶段之后，某一生产时间 t 的总累积产气量，应为稳产阶段累积产量与递减阶段到 t 时间累积产量之和，即：

$$G_p = Q_{gs}t_s + G_{pd} \tag{1.14.15}$$

将（1.14.14）式代入（1.14.15）式得：

$$G_p = Q_{gs}\left[t_s + \frac{1 - e^{-D(t-t_s)}}{D}\right] \tag{1.14.16}$$

再将（1.14.16）式代入（1.14.2）式得，到预测气田递减阶段的地层压力关系式为：

$$p_R = \frac{p_i Z_R}{Z_i}\left\{1 - \frac{Q_{gs}\left[t_s + \frac{1 - e^{-D(t-t_s)}}{D}\right]}{\alpha G}\right\} \tag{1.14.17}$$

气田递减阶段的年产量可表示为：

$$Q_{gd} = 330 \times 10^{-4} n q_{gd} \tag{1.14.18}$$

由（1.14.13）式与（1.14.18）式相等得：

$$q_{gd} = \frac{10^4 Q_{gs} e^{-D(t-t_s)}}{330n} \tag{1.14.19}$$

在递减阶段，当考虑二项式的 A 和 B 常数保持不变时，将（1.14.19）式代入（1.14.10）式得，气井的井底流动压力为：

$$p_{wf} = \sqrt{p_R^2 - \frac{30.303 Q_{gs} e^{-D(t-t_s)}}{n}\left[A + \frac{30.303 B Q_{gs} e^{-D(t-t_s)}}{n}\right]} \tag{1.14.20}$$

3. 气井井口压力的计算方法

在已知气井井底流动压力和气井日产量的基础上，利用垂直管流方程[2]，确定气井井口压力的关系式为：

$$p_{wh} = \sqrt{p_{wf}^2 e^{-s} - \frac{128.93 f p_{sc}^2 T_{av}^2 Z_{av}^2 q_g^2 (1 - e^{-s})}{d^5}} \tag{1.14.21}$$

式中

$$S = \frac{0.06969 \gamma_g L}{Z_{av} T_{av}} \tag{1.14.22}$$

由下面的相关经验公式[3]，确定摩擦系数：

$$f = 0.0056 + 0.5 Re^{-0.32} \tag{1.14.23}$$

而（1.14.23）式所适用的范围为：$3000 < Re < 3 \times 10^6$，$Re$ 为雷诺数，可由下式确定[4]：

$$Re = \frac{17755 \gamma_g q_g}{\mu_g d} \tag{1.14:24}$$

4. 气田稳产年限的预测方法

对于已开发的气田，若储量可靠落实，储量风险系数 α 可取为 1.0；对于复杂类型的未开发基本探明储量，根据储量级别的规定，储量风险系数可取为 0.7。同时，根据国内外大量气田实际开发的经验表明，气田在稳产阶段，只能采出可采储量的一部分。因此，在研究和分析气田开发的稳产年限时，还必须考虑一个在稳产阶段可采储量的利用系数 β。该系数与气藏类型、气藏大小、埋藏深度、驱动条件、井网密度和采气速度等因素有关，根据理论和实际统计研究，一般 β 的变化范围为 0.3～0.6。基于上述的考虑，气田开发的稳产年限由下式确定：

$$t_s = \frac{\alpha \beta G_R}{Q_{gs}} \tag{1.14.25}$$

气田稳产阶段的初始储采比为：

$$\omega = \frac{G_R}{Q_{gs}} \tag{1.14.26}$$

将（1.14.26）式代入（1.14.25）式得：

$$t_s = \alpha\beta\omega \tag{1.14.27}$$

二、方法应用举例

我国某大型复杂定容封闭性气田的某区有关参数为：G（Ⅲ类）$= 632 \times 10^8 m^3$；$G_R = 379 \times 10^8 m^3$；$E_R = 60\%$；$p_i = 31.4MPa$；$T = 377K$。由17口探井资料算术平均的气体物性参数为：$\gamma_g = 0.5870$；$p_{pc} = 4.791MPa$；$T_{pc} = 194.22K$。由相关经验公式[4]求得的 $Z_i = 0.9968$。由14口探井多点测试求得二项式 A 和 B 常数的算术平均值为：$A = 22.18$ 和 $B = 3.73$。其它各项参数为：$L = 3370m$；$d = 6.2cm$；$T_{wh} = 293K$；$T_{av} = 335K$；$\mu_g = 0.022mPa \cdot s$；$n = 145$ 口；$q_{gs} = 4 \times 10^4 m^3/d$；平均单井年生产时间 330d；$Q_{gs} = 330 \times 10^{-4} \times 145 \times 4 = 19.14 \times 10^8 m^3/a$。试求气田的稳产年限，以及不同开发时间的地层压力、井底流动压力、井口流动压力的数值。

1. 气田开发稳产年限的确定

考虑到该气田的地质条件比较复杂，尚存着地质认识上的不确定因素，加之基本探明储量级别的限定，取其储量风险系数 α 为0.7。再根据理论研究和国内外大量气田实际开发的一般经验，稳产阶段可以采出可采储量的30%～60%。故取稳产阶段可采储量的利用系数 $\beta = 0.5$，将 α、β、G_R 和 Q_{gs} 的数值代入（1.14.25）式，得该区开发的稳产年限为：

$$t_s = \frac{0.7 \times 0.5 \times 379}{19.14} = 7a$$

再将 G_R 和 Q_{gs} 的数值代入（1.14.26）式，得该区的初始储采比为：

$$\omega = 379/19.14 = 19.80$$

2. 预测稳产阶段的 p_R 和 p_{wf} 值

将已知参数代入（1.14.6）式，得到预测稳产阶段地层压力随时间的关系式为：

$$p_R = 31.50 Z_R (1 - 0.04326t) \tag{1.14.28}$$

在利用（1.14.28）式预测稳产阶段不同开发时间的地层压力时，需要应用迭代试差的求解方法。图1.14.1是该方法的程序框图，其中 Z_R 的数值，是利用相关经验公式[4]的迭代法确定的。

将已知参数代入（1.14.12）式，得到预测稳产阶段井底流动压力的关系式为：

$$p_{wf} = \sqrt{p_R^2 - 148.40} \tag{1.14.29}$$

由（1.14.28）式和（1.14.29）式，可分别求得稳产阶段不同生产时间的 p_R 值和 p_{wf} 值列于表1.14.1。

3. 预测递减阶段的 p_R 和 p_{wf} 值

在递减阶段，气田产量随时间的变化规律，一般符合于指数递减类型。年递减率 D 的大小，可由试采井和开发试验区的实验结果，或是通过气田间的相似类比加以合理地确定。此次主要着重于预测方法的检验，气田的年递减率 D 取 $0.05a^{-1}$ 或

(5%)/a。将 D、t_s 和 Q_{gs} 的数值代入（1.14.13）式得，预测递减阶段年产量的关系式为：

$$Q_{gd} = 19.14e^{-0.05(t-7)} \qquad (1.14.30)$$

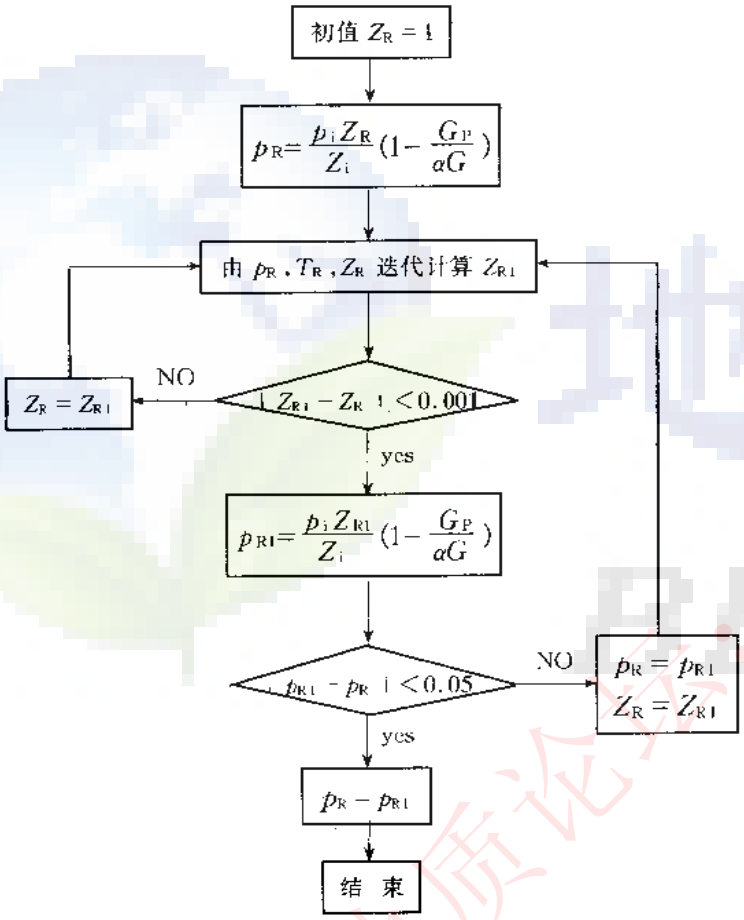


图 1.14.1 迭代试差法求 Z_R 值的框图

表 1.14.1 气田开发预测结果

t (a)	q_R ($10^4m^3/d$)	Q_g ($10^8m^3/a$)	p_R (MPa)	p_{wf} (MPa)	p_{wh} (MPa)	Z_R	Z_{av}
1	4.000	19.140	29.675	27.059	19.952	0.985	0.677
2	4.000	19.140	28.012	25.225	18.707	0.973	0.691
3	4.000	19.140	26.414	23.437	17.486	0.964	0.705
4	4.000	19.140	24.875	21.688	16.282	0.955	0.721
5	4.000	19.140	23.388	19.965	15.083	0.947	0.739
6	4.000	19.140	21.953	18.263	13.855	0.941	0.758
7	4.000	19.140	20.560	16.563	12.652	0.936	0.778
8	3.805	18.206	19.237	15.221	11.694	0.932	0.795
9	3.619	17.319	18.007	13.968	10.790	0.928	0.812
10	3.443	16.474	16.859	12.793	9.932	0.918	0.829
11	3.275	15.670	15.783	11.682	9.112	0.927	0.846
12	3.115	14.906	14.773	10.627	8.325	0.927	0.862
13	2.963	14.179	13.821	9.620	7.566	0.928	0.878
14	2.819	13.488	12.928	8.658	6.834	0.929	0.894
15	2.681	12.830	12.073	7.711	6.106	0.930	0.910
16	2.551	12.204	11.267	6.790	5.391	0.932	0.926
17	2.426	11.609	10.501	5.874	4.674	0.935	0.942
18	2.308	11.043	9.773	4.946	3.939	0.937	0.959
19	2.195	10.504	9.080	3.974	3.159	0.940	0.977
20	2.088	9.992	8.420	2.884	2.270	0.942	0.997
21	1.986	9.505	7.790	1.384	0.975	0.946	1.024

将 p_i、Z_i、Q_{gs}、D、t_s、α 和 G 的数值代入（1.14.17）式得，预测递减阶段地层压力的关系式为：

$$p_R = 31.50Z_R\{0.6972 - 0.8652[1 - e^{-0.05(t-7)}]\} \qquad (1.14.31)$$

应当指出，在利用（1.14.31）式求解递减阶段不同开发时间的地层压力时，同样需要应用上述稳产阶段的迭代试差法。

再将 Q_{gs}、D、t_s、n、A 和 B 的数值代入（1.14.20）式得，预测递减阶段不同开发时间井底流动压力的关系式为：

$$p_{wf}=\sqrt{p_R^2-4e^{-0.05(t-7)}\left[22.18+14.92e^{-0.05(t-7)}\right]} \tag{1.14.32}$$

由（1.14.30）式、（1.14.31）式和（1.14.32）式，预测的递减阶段气田的年产量、地层压力和井底流动压力的结果也列于表 1.14.1。

4. 预测稳产阶段和递减阶段的 p_{wh} 值

将 $q_{gs}=4\times10^4 m^3/d$ 和其它参数代入（1.14.24）式，得到的雷诺数为：

$$Re=\frac{17755\times0.587\times4}{0.022\times6.2}=305636$$

再将 Re 的数值代入（1.14.23）式，得摩擦系数为：

$$f=0.0056+0.5(305636)^{-0.32}=0.01438$$

若将 $q_{gd}=2\times10^4 m^3/d$ 和其它参数再代入（1.14.24）式得：

$$Re=\frac{17755\times0.587\times2}{0.022\times6.2}=152819$$

再将该 Re 的数值代入（1.14.23）式，得摩擦系数为：

$$f=0.0056+0.5(152819)^{-0.32}=0.01656$$

由于该气田的气井产量变化范围较小，即 $2-4\times10^4 m^3/d$，因此，在预测井口流动压力时，将摩擦系数取为常数，即 $f=0.015$，可以保证计算精度的要求。将此值和其它有关参数代入（1.14.21）式得，预测井口流动压力的关系式为：

$$p_{wh}=\sqrt{p_{wf}^2e^{-s}-0.2417Z_{av}^2q_g^2(1-e^{-s})} \tag{1.14.33}$$

将已知参数代入（1.14.22）式得：

$$S=\frac{0.4115}{Z_{av}} \tag{1.14.34}$$

应当指出，无论是稳产阶段或是递减阶段，在利用（1.14.33）式和（1.14.34）式，确定不同产量和相应井底流动压力下的井口流动压力时，同样需要用到与图 1.14.1 相类似的迭代试差求解程序。这一求解程序，在计算机上是非常容易快速实现的。由（1.14.33）式求得的井口流动压力也列于表 1.14.1。

将表 1.14.1 所列 Q_g、p_R、p_{wf} 和 p_{wh} 的数值都绘于图 1.14.2。由图 1.14.2 可以看出，如果井口的流动压力 p_{wh} 取值为 2.5MPa，则相应的开发年限为 20a。此时地层压力 p_R 为 8.420MPa；井底流动压力 p_{wf} 为 2.884MPa；气田的年产量 Q_g 为 $9.992\times10^8 m^3$。

三、简单结论

通过实际应用结果表明，本节基于气藏物质平衡方程式、气井二项式产能方程和产量递减方程，所建立的预测定容气田开发指标的方法，是一个简单、有效、实用的方法，所预测的开发指标，基本上能够满足气田开发规划的要求。同时，也为定容气田开发动态的预测，增添了一个新的方法。

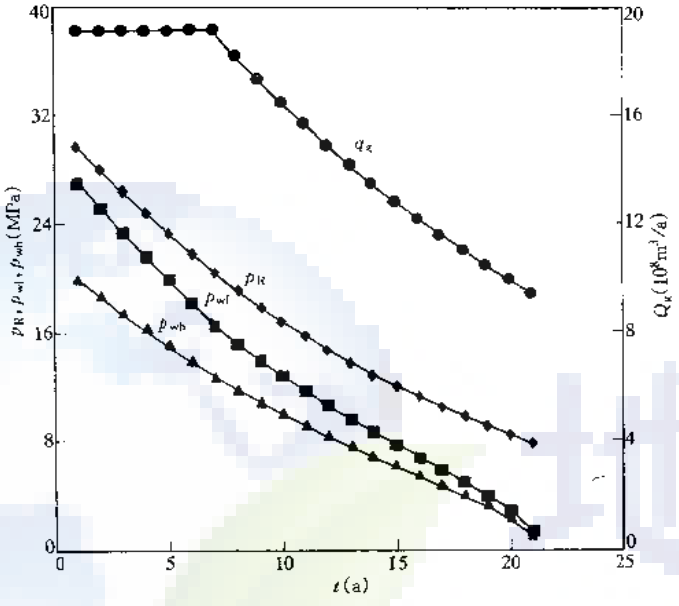


图 1.14.2　气田开发指标预测结果图

本节实例的计算，是由地矿部北京石油地质研究所的杜玉奇和李彤两同志完成，在此对他们二位表示衷心感谢。

四、符号及单位注释

p_i——原始地层压力，MPa；

p_R——目前地层压力，MPa；

p_{wf}——井底流动压力，MPa；

p_{wh}——井口流动压力，MPa；

p_{pc}——拟临界压力，MPa；

p_{sc}——地面标准压力，MPa；

T_{sc}——地面标准温度，K；

T——地层温度，K；

T_{pc}——拟临界温度，K；

T_{av}——井筒平均温度，K；

Z_{av}——井筒平均气体偏差系数；

Z_i——在 p_i 压力下的原始气体偏差系数；

Z_R——在 p_R 压力下的气体偏差系数；

$\bar{Z}$——在 $\bar{p}=(p_R+p_{wf})/2$ 压力下的气体偏差系数；

$\bar{\mu}_g$——在 $\bar{p}$ 压力下地层气体的粘度，mPa·s；

μ_g——在垂直管流中气体的粘度，mPa·s；

γ_g——气体的相对密度（空气 $\gamma_a=1.0$）；

G——气田的地质储量，$10^8 m^3$；

G_R——气田的可采储量，$10^8 m^3$；

G_p——气田的累积产气量，$10^8 m^3$；

G_{pd}——气田递减阶段的累积产气量，$10^8 m^3$；

Q_{gs}——气田在稳产阶段的年产气量，$10^8 m^3/a$；

Q_{gd}——气田在递减阶段不同生产时间的年产气量，$10^8 m^3/a$；

q_{gs}——气田在稳产阶段平均单井日产气量，$10^4 m^3/d$；

q_{gd}——气田在递减阶段不同生产时间平均单井日产气量，$10^4 m^3/d$；

q_g——气井在稳产阶段或递减阶段用于垂直管流计算的日产气量，$10^4 m^3/d$；

t——气田开发生产时间，a；

t_s——气田开发的稳产时间，a；

A——气井二项式产能方程常数；

B——气井二项式产能方程常数；

D_f——气井生产时的湍流常数，$(10^4 m^3/d)^{-1}$；

D——指数递减类型的年递减率，a^{-1}；

α——储量风险系数；

β——稳产阶段可采储量利用系数；

ω——储采比；

n——开发规划的生产井数，口；

L——气井产层的平均井深，m；

d——采气管柱的内径，cm；

E_R——采收率，小数；

K——气层有效渗透率，$10^{-3}\mu m^2$；

h——气层有效厚度，m；

r_e——气井的供给半径，m；

r_w——气井的井底半径，m；

S_c——气井完井的表皮系数（包括打开程度、射孔密度和泥浆污染的影响）；

Re——雷诺数；

f——摩擦系数。

参 考 文 献

[1] 秦同洛、李璗、陈元千．实用油藏工程方法．北京：石油工业出版社，1989

[2] 陈元千．油气藏工程计算方法．北京：石油工业出版社，1990

[3] Beggs H D. Production Optimization Using Nodal Analysis. Chapter 3. Oil & Gas Consultants International Inc. (Tulas) 1991

[4] Theory and Practice of the Testing of Gas Wells. Energy Resources Conservation Board (Calgary). 1978

第十五节　应用预测模型判断油藏非均质程度的方法[1]

油气藏按一定的层系、井网、井距和开发方式投入开发之后，它的产量随时间变化的分布曲线，与油气藏的非均质性有着密切的关系，当然也会受到开发调整的影响。如果油气藏在投入开发之后，没有进行层系、井网、井距和开发方式的调整，或调整得较小，而不能影响产量随时间变化的基本特征，那么，油气藏产量的分布曲线主要是受油气藏非均质性的控制。基于这一新思路，本节利用伽马分布描述产量的分布曲线，研制了专用的典型曲线理论图版，应用于定量地判断油气藏的非均质程度。

一、研制理论图版的基本关系式

基于文献［1，2］的研究成果，油（气）田的产量随时间的关系，可由下式表示：

$$Q = \frac{N_R}{c\Gamma(b+1)}\left(\frac{t}{c}\right)^b e^{-(t/c)} \qquad (1.15.1)$$

式中　N_R——油田的可采储量，10^4t；

Q——油田 t 开发时间的产量，10^4t/a；

t——油田的开发时间，a；

b——控制产量分布形态的模型参数；

c——控制最高产量位置的模型参数；

$\Gamma(b+1)$——伽马函数（Gamma Function）。

表示为[3]：

$$\Gamma(b+1) = \int_0^\infty u^b e^{-u}\,du \qquad (1.15.2)$$

[1] 本节合作者——王小齐

若设：$b=\alpha-1$ 和 $c=1/\beta$，(1.15.1) 式可改写为：

$$Q=\frac{N_R\beta}{\Gamma(\alpha)}\tau^{\alpha-1}e^{-\tau} \tag{1.15.3}$$

式中

$$\tau=\beta t \tag{1.15.4}$$

$$\Gamma(\alpha)=\int_0^\infty u^{\alpha-1}e^{-u}du \tag{1.15.5}$$

将 (1.15.3) 式等号两端同除以可采储量 N_R，可得油田产量的分布函数表达式：

$$f(\alpha,\tau)=\frac{Q}{N_R}=\frac{\beta}{\Gamma(\alpha)}\tau^{\alpha-1}e^{-\tau} \tag{1.15.6}$$

油田的累积产量为产量对时间的积分：

$$N_p=\int_0^t Q dt \tag{1.15.7}$$

将 (1.15.3) 式代入 (1.15.7)，并考虑 (1.15.4) 式关系得：

$$N_p=\frac{N_R}{\Gamma(\alpha)}\int_0^\tau \tau^{\alpha-1}e^{-\tau}d\tau \tag{1.15.8}$$

已知不完全伽马函数表示为[3]：

$$p(\alpha,\tau)=\int_0^\tau \tau^{\alpha-1}e^{-\tau}d\tau \tag{1.15.9}$$

将 (1.15.9) 式代入 (1.15.8) 式得：

$$N_p=\frac{N_R}{\Gamma(\alpha)}p(\alpha,\tau) \tag{1.15.10}$$

再将 (1.15.10) 式等号两端同除以可采储量 N_R，可以得到油田产量的分布函数（或称累积频率），即可采储量的采出程度随时间的变化关系为：

$$F(\alpha,\tau)=\frac{N_p}{N_R}=\frac{p(\alpha,\tau)}{\Gamma(\alpha)} \tag{1.15.11}$$

利用 (1.15.11) 式，对给定的不同 α 值和 τ 值，可计算出油田产量的分布函数，即累积频率的典型曲线图（见图 1.15.1）。通过典型曲线拟合技术，可以确定分布参数 α 和 β 的数值，并用于油藏非均质程度的判断。应当指出，(1.15.11) 式中的 $p(\alpha,\tau)$ 和 $\Gamma(\alpha)$ 的数值，可以通过查专用表或由相关经验公式加以确定[4,5]。

二、判断油气藏非均质程度的方法

根据文献 [4] 的介绍，伽马分布的方差 D 和均值 μ，分别表示为：

$$D=\frac{\alpha}{\beta^2} \tag{1.15.12}$$

$$\mu=\frac{\alpha}{\beta} \tag{1.15.13}$$

对 (1.15.12) 式开方即得标准差 S 为：

$$S=\frac{\sqrt{\alpha}}{\beta} \tag{1.15.14}$$

根据定义，标准差除以均值，即 (1.15.14) 式除以 (1.15.13) 式，可得能够综合表征油气藏非均质程度的变异系数

V_F 为：

$$V_F = \frac{1}{\sqrt{\alpha}} \qquad (1.15.15)$$

由（1.15.15）式可以看出，当 $\alpha \to \infty$ 时，$V_F \to 0$；当 $\alpha \to 0$ 时，$V_F \to \infty$。由此可见，变异系数 V_F 的变化范围很大。V_F 值愈大，表示油气藏的非均质程度愈严重。当 $V_F = 0$ 时，油气藏为完全的均质性，这在实际上是绝对不可能发生的。在图 1.15.1 上，不同曲线从左至右的 α 值逐渐变大，而相应的 V_F 值则由大变小。这说明，愈处在右边的曲线，愈具有较好的油气藏均质性。

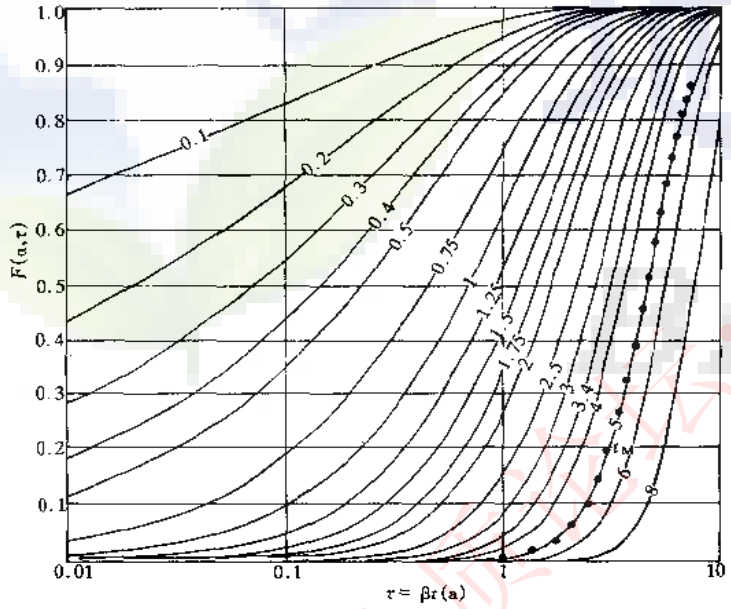


图 1.15.1　确定 α 和 β 值的理论图版

尽管 α 值的定义范围很大，但根据油田实际资料的应用表明，α 值变化的有效范围并不大，可能在 1～6 之间，而相应 V_F 值的有效范围，可能在 1～0.4 之间。

三、拟合求解的方法与步骤

通过研制的电脑软件，可将图 1.15.1 所显示的典型曲线理论图版清晰地显示在微机屏幕上，并可随意增减不同 α 值变化的曲线。利用电脑的自动拟合技术，将已存入电脑中的油气田不同时间的可采储量的采出程度 R_D，即产量分布函数（或称累积频率），与理论图版上的曲线进行拟合。由于纵坐标均为量纲为相同的采出程度，故只需进行水平向右移动数据点即可。在达到最佳拟合的条件下，可从图版的理论曲线上直接读得 α 的数值。同时，在最佳拟合条件下，在横轴上任取拟合点 t_M 和 τ_M，并由（1.15.4）式的关系求得，$\beta = \tau_M / t_M$ 的数值。在由典型曲线自动技术求得 α 和 β 的数值之后，可由（1.15.12）式至（1.15.15）式分别求得可以表征油气藏非均质程度的方差 D、均值 μ、标准差 S 和变异系数 V_F 的数值。上面叙述的是电脑自动拟合的求解技术，这是一个十分快速、准确和清晰的方法。下面简单介绍如何利用图 1.15.1 由人工拟合求解的方法和步骤：

（1）将一张比理论图版稍大的透明纸，放好压紧在图 1.15.1 上。将理论图版上的图框和坐标分格，用铅笔或钢笔画在透明纸上，并在横坐标上从左端开始顺序写上开发时间（见图 1.15.2）。

（2）在保持透明纸上的纵、横坐标，与理论图版上的纵、横坐标对准对齐的条件下，按理论图版在透明纸上所显示的坐标上细分格，将油气田的累积产量与可采储量之比值（N_p/N_R），点在透明纸上（见图 1.15.2）。

（3）在保持透明纸和理论图版上的横坐标对准对齐的条件下，向右水平方向滑动透明纸图，使透明纸图上的点子，能与理论图版上某一 α 值的曲线达到最佳拟合，并从被最佳拟合曲线

上直接读得 α 值。

(4) 在透明纸上的数据点与理论图版上的曲线达到最佳拟合的条件下，在横坐标轴上任取一个拟合点，即透明纸上的 t_M 值和理论图版上相对应的 τ_M 值，并由 (1.15.4) 式求得 β 的数值。

(5) 在通过典型曲线拟合技术，求得 α 和 β 的数值之后，可以利用 (1.15.12) 式至 (1.15.15) 式，分别确定 D、μ、S 和 V_F 的数值，并以此判断油气藏的非均质程度。

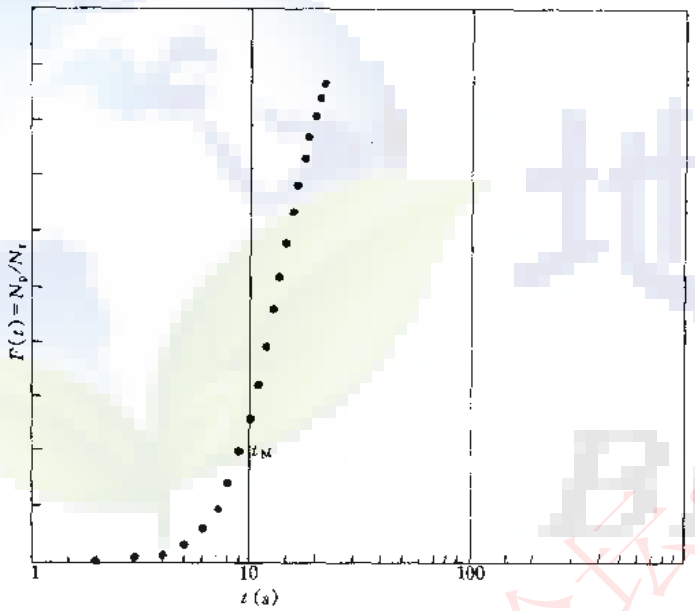


图 1.15.2 典型曲线拟合的透明纸图

四、应用举例

俄国的萨马特洛尔 (Самотлорское) 油田，从 1996 年至 1990 年 22 年的实际开发数据列于表 1.15.1 上。由预测模型[1]

预测该油田的可采储量 $N_R = 23.29 \times 10^8 t = 232900 \times 10^4 t$。由该可采储量计算的累积产量与可采储量比，即 $F(t) = N_p/N_R$ 的数值列于表 1.15.2。

表 1.15.1 萨马特洛尔油田的开发数据表

年份	t (a)	Q (10^4t/a)	N_p (10^8t)	$F(t)=\frac{N_p}{N_R}$
1969	1	130	0.013	0.0006
1970	2	430	0.056	0.0024
1971	3	1000	0.156	0.0067
1972	4	2110	0.367	0.0158
1973	5	3900	0.757	0.0325
1974	6	6120	1.369	0.0588
1975	7	8710	2.240	0.0962
1976	8	11020	3.342	0.1435
1977	9	13000	4.642	0.1993
1978	10	14320	6.073	0.2608
1979	11	15080	7.581	0.3255
1980	12	15480	9.129	0.3920
1981	13	15030	10.632	0.4565
1982	14	14380	12.071	0.5183
1983	15	14000	13.470	0.5784
1984	16	13060	14.777	0.6345
1985	17	11090	15.886	0.6821
1986	18	10980	16.983	0.7292
1987	19	9880	17.972	0.7717
1988	20	8270	18.841	0.8090
1989	21	7720	19.614	0.8422
1990	22	6400	20.253	0.8696

根据上述拟合求解的方法、步骤和要求，将表 1.15.1 中的 $F(t)$ 值按时间顺序点在透明纸上（见图 1.15.2），沿水平方向向右滑动透明纸图，得到实际点子与 $\alpha=5$ 的理论曲线，拟合得很好（见图 1.15.1），即达到了最佳拟合效果。此时，在透明纸上，选择与 $F(t)=0.1993$ 相应的时间为拟合点，即 $t_M=9$，而在理论图版上，读得与 t_M 相对的拟合点 $\tau_M=3$（见图 1.15.1）。

将 t_M 和 τ_M 的数值代入（1.15.4）式得：

$$\beta = \frac{3}{9} = 0.333$$

再将 α 和 β 的数值分别代入（1.15.12）式至（1.15.15）式得：

$$D = \frac{5}{(0.333)^2} = 45$$

$$\mu = \frac{5}{0.333} = 15$$

$$S = \frac{\sqrt{5}}{0.333} = 6.7$$

$$V_F = \frac{1}{\sqrt{5}} = 0.447$$

由于该油田的变异系数 V_F 值较小，故它的非均质程度较弱，即均质性较好。在图 1.15.3 上绘出了 5 个油田或区块的理论图版拟合结果（见图 1.15.3），所得的 α、β 和 V_F 的数值均列于表 1.15.2。

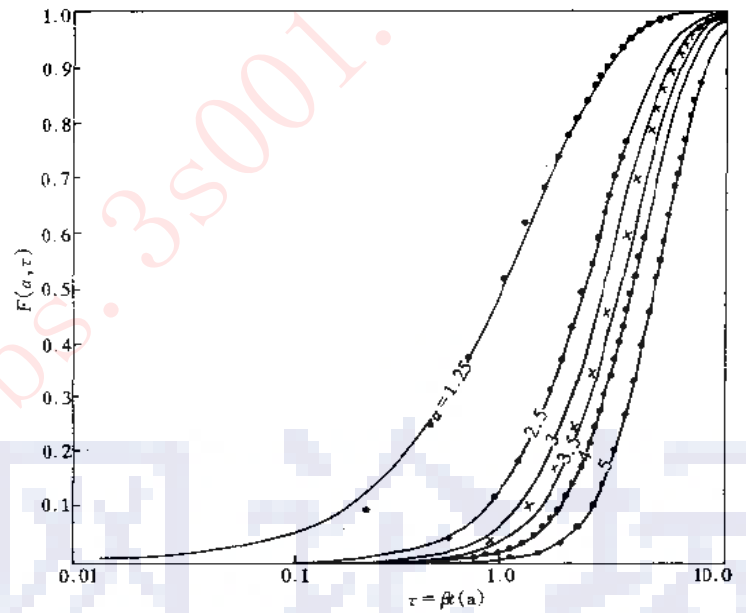


图 1.15.3　5 个油田或区块的拟合结果

表 1.15.2　5 个油田或区块的 α、β 和 V_F 值

编号	油田名称	α	β	V_F
1	萨马特洛尔	5	0.333	0.447
2	罗马什金	4	0.142	0.500
3	大港东一区	3.25	0.400	0.555
4	大港马西	2.5	0.208	0.633
5	大港唐家河	1.25	0.215	0.894

五、结　束　语

本节基于油气田的产量分布曲线与自身非均质性有差密切关

系的新思路，提出了利用伽马分布理论判断油气藏非均质程度的新方法。通过对5个油田的应用表明，本节提供的原理和方法是有效的，对油气藏的非均质程度，能够达到定量地判断目的。同时，无论是电脑的自动拟合求解技术，或是人手的拟合求解方法，都是行之有效的。

参 考 文 献

[1] 陈元千．对翁氏预测模型的推导及应用．天然气工业，1996（2）16，22—26

[2] 陈元千、胡建国．对翁氏模型建立的回顾及新的推导．中国海上油气（地质），1996（5）10，317～324

[3] 方开泰、许建伦．统计分布．北京：科学出版社，1987

[4] 数学手册编写组．数学手册．北京：人民教育出版社，1979

[5] ［苏］B.Д. 雷先科．油田开发设计．北京：石油工业出版社，1993

第十六节　对 Hubbert 建模二次函数的推导与应用

哈伯特（Hubbert）模型[4—6]，在国外得到了广泛的应用[1,2,7—10]。但在国内直到1997年我们才从文献［1，2］中，查到有关哈伯特建模的基本假定及其所依据的产量和累积产量的二次函数关系。本节基于文献［3］的成果，对哈伯特建模的二次函数关系进行了推导，并再现了哈伯特模型的推导过程。

一、哈伯特建模的基本假设及其二次函数

美国著名地质学家哈伯特（Hubbert），在建立预测模型时，将油田产量的历史数据与对称的钟形曲线（Symmertrical bell-shaped curve）相拟合，并提出了如下的两个假定：

（1）对于任何具有一定可采储量的油田，在它投入开发之后，产量从0开始随开发时间的增加而上升；当其达到最高产量之后，产量又随开发的时间增加而下降。当开发时间趋近于无穷大时（$t\to\infty$），产量趋近于0。

（2）当开发时间趋近于无穷大时，在产量与开发时间下面的总面积，等于油田的最终可采储量，或称之为总可采储量。

在上述两个基本假定条件下，哈伯特为了建立预测模型，特意提出并利用了油田产量与累积产量之间，存在的如下二次函数关系[1,2]：

$$Q = AN_p + BN_p^2 \tag{1.16.1}$$

哈伯特提出的这一经验关系式，具有这样的特征：当 $t=0$ 时，$Q=0$ 和 $N_p=0$；当 $t\to\infty$ 时，$Q=0$ 和 $N_p=N_R$。

二、对哈伯特二次函数关系式的推导

在文献［3］中，笔者等对所谓的逻辑斯谛模型（Logistic model）进行了理论上的推导，所得到的产量和累积产量随时间的关系式，分别表示为：

$$Q = \frac{acN_Re^{-at}}{(1+ce^{-at})^2} \tag{1.16.2}$$

$$N_p = \frac{N_R}{1+ce^{-at}} \tag{1.16.3}$$

由（1.16.2）式除以（1.16.3）式得：

$$\frac{Q}{N_p} = \frac{acN_Re^{-at}}{N_R(1+ce^{-at})} \tag{1.16.4}$$

将（1.16.3）式代入（1.16.4）式得：

$$\frac{Q}{N_p} = \frac{acN_p e^{-at}}{N_R} \tag{1.16.5}$$

对（1.16.5）式等号右端的分子，同时加上和减去一项“aN_p”得：

$$\frac{Q}{N_p} = \frac{aN_R - aN_p + acN_p e^{-at}}{N_R} \tag{1.16.6}$$

将（1.16.6）式并项整理后得：

$$\frac{Q}{N_p} = \frac{aN_p(1 + ce^{-at})}{N_R} - \frac{aN_p}{N_R} \tag{1.16.7}$$

再将（1.16.3）式代入（1.16.7）式得：

$$\frac{Q}{N_p} = a - \frac{a}{N_R} N_p \tag{1.16.8}$$

若设，$A = a$ 和 $B = -a/N_R$，则由（1.16.8）式即得哈伯特的经验二次函数，即本节的（1.16.1）式。

三、利用二次函数式对哈伯特模型的推导

根据哈伯特的第二个假定，当 $t \to \infty$ 时，$Q \to 0$，则由（1.16.1）式得：

$$B = -A/N_R \tag{1.16.9}$$

将（1.16.9）式再代入（1.16.1）式得：

$$Q = AN_p - \frac{A}{N_R} N_p^2 \tag{1.16.10}$$

已知 $dN_p/dt = 0$，由（1.16.10）式又可得：

$$\frac{dN_p}{N_p dt} = A\left(1 - \frac{N_p}{N_R}\right) \tag{1.16.11}$$

对（1.16.11）式分离变量积分得：

$$\int_{N_{po}}^{N_p} \frac{dN_p}{N_p\left(1 - \frac{N_p}{N_R}\right)} = A\int_{T_o}^{T} dt \tag{1.16.12}$$

$$\ln \frac{N_p}{1 - \frac{N_p}{N_R}} - \ln \frac{N_{po}}{1 - \frac{N_{po}}{N_R}} = A(T - T_o) \tag{1.16.13}$$

将（1.16.13）式改写为下式：

$$\ln \frac{N_p(N_R - N_{po})}{N_{po}(N_R - N_p)} = A(T - T_o) \tag{1.16.14}$$

由（1.16.14）式得：

$$\frac{N_p(N_R - N_{po})}{N_{po}(N_R - N_p)} = e^{A(T - T_o)} \tag{1.16.15}$$

若设：

$$c = \frac{N_R - N_{p0}}{N_{p0}} \tag{1.16.16}$$

将（1.16.16）式代入（1.16.15）式得：

$$\frac{N_p c}{N_R - N_p} = e^{A(T-T_0)} \tag{1.16.17}$$

对（1.16.17）式整理后，即得哈伯特模型的累积产量与开发时间的关系式为[1,2]：

$$N_p = \frac{N_R}{1 + ce^{-A(T-T_0)}} \tag{1.16.18}$$

在（1.16.18）式中的 T 和 T_0，分别表示油田投产后的某一年份和投产时的年份。若采用实际开发时间时，则有：

$$t = T - T_0 \tag{1.16.19}$$

由（1.16.18）式对时间 t 求导数得，哈伯特模型的产量与开发时间的关系式为[1,2]：

$$Q = \frac{AcN_R e^{-A(T-T_0)}}{[1 + ce^{-A(T-T_0)}]^2} \tag{1.16.20}$$

由于 $A = a$ 和 $T - T_0 = t$，故哈伯特的（1.16.20）式即为文献［3］所得的本节的（1.16.2）式。由此可见，哈伯特模型和逻辑斯谛模型，同属于一个预测模型。

四、哈伯特模型的重点特性

由（1.16.2）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{a^2 cN_R e^{-at}(ce^{-at} - 1)}{(1 + ce^{-at})^3} \tag{1.16.21}$$

当（1.16.21）式的 $dQ/dt = 0$ 时，必然有：

$$ce^{-at} - 1 = 0 \tag{1.16.22}$$

由（1.16.22）式得，预测油气田最高年产量发生的时间 t_m 的关系式为：

$$t_m = \frac{1}{a}\ln c \tag{1.16.23}$$

将（1.16.23）式代入（1.16.2）式得，预测油气田最高年产量 Q_{max} 的关系式为：

$$Q_{max} = \frac{1}{4}aN_R \tag{1.16.24}$$

再将（1.16.23）式代入（1.16.3）式得，预测油气田产量达到最大值时累积产量 N_{pm} 的关系式为：

$$N_{pm} = \frac{1}{2}N_R \tag{1.16.25}$$

由（1.16.25）式可看出，哈伯特模型的一个重要特征是，当油气田的产量达到最高年产量时，应当采出可采储量的 50%。

因而，油气田的产量随时间的分布，应当接近于一个对称的钟形曲线分布。于是，对于那些在采出可采储量50%左右进入递减的油气田，应用该模型可以得到比较满意的结果。然而，上述的特点，同样也限制了哈伯特模型的广泛应用。

五、哈伯特模型的求解方法

由（1.16.2）式和（1.16.3）式可以看出，哈伯特模型具有3个待定的常数，即 a，c 和 N_R。这三个常数，需要通过油气田开发的实际产量数据，用哈伯特模型去拟合才可求得，并建立起预测产量和累积产量的相关公式。下面介绍一种确定 a，c 和 N_R 的简单实用方法。

首先将（1.16.8）式改写为下式：

$$\frac{Q}{N_p} = \alpha - \beta N_p \qquad (1.16.26)$$

式中

$$\alpha = a \qquad (1.16.27)$$

$$\beta = a/N_R \qquad (1.16.28)$$

根据油气田的实际产量和累积产量的数据，利用（1.16.26）式进行线性回归，求得直线的截距 α 和斜率 β 的数值。由于 $\alpha = a$，故将此值代入（1.16.28）式即得 N_R 为：

$$N_R = \alpha/\beta \qquad (1.16.29)$$

求得 a 和 N_R 的数值之后，再由（1.16.3）式改写下式，利用线性回归法确定 c 的数值：

$$\log\left(\frac{N_R - N_p}{N_p}\right) = m - nt \qquad (1.16.30)$$

式中

$$m = \log c \text{ 或 } c = 10^m \qquad (1.16.31)$$

$$n = a/2.303 \qquad (1.16.32)$$

由于 N_R 的数值由（1.16.29）式已经求得，故将 $(N_R - N_p)/N_p$ 的数值与相应的 t 值，按（1.16.30）式的关系绘在半对数坐标纸上，则呈一条直线。经线性回归后可以求得直线的截距 m，并由（1.16.31）式求得模型常数 c 的数值。利用上述方法，确定 a、c 和 N_R 的数值实例，请参阅本书第一章第四节。

六、符号及单位注释

N_R——可采储量，10^4m^3（油），10^8m^3（气）；

N_p——累积产量，10^4m^3（油），10^8m^3（气）；

N_{po}——投产的 T_o 年份（如1980）的累积产量，10^4m^3（油），10^8m^3（气）；

N_{pm}——达到最高年产量时的累积产量，10^4m^3（油），10^8m^3（气）；

Q——年产量，$10^4m^3/a$（油），$10^8m^3/a$（气）；

Q_{max}——最高年产量，$10^4m^3/a$（油），$10^8m^3/a$（气）；

t——开发时间，a；

t_m——达到最高年产量的时间，a；

T——开发到某一时间的年份（如1995）；

T_o——投入开发的年份（如1980）；

a 和 c——哈伯特的模型常数；

A 和 B——哈伯特的二次函数常数；

α 和 β——（1.16.26）式的截距与斜率；

m 和 n——（1.16.30）式的截距与斜率。

参 考 文 献

[1] Al-Jarri A S and Startzman R A. Worldwide Petroleum Liq-

uid Supply and Demand. JPT (December 1997) 1329－1338
[2] Al－Jarri A S and Startzman R A. Analysis of World Crude Oil production Trends. Paper SPE 37962, Presented at the 1997 SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Dallas, 16－18 March
[3] 陈元千、胡建国 .Logistic（逻辑斯谛）预测模型的建立及应用．新疆石油地质，1996（2）17，150－155
[4] Hubbert M K. Energy Resources. Pubication 100－D. National Academy of Science－National Research Council, 1962
[5] Hubbert M K. Degree of petroleum Exploration in the United States. AAPG Bull.（11 November 1967）51, 2207－2227
[6] Hubbert M K. Techniques of Prediction as Applied to Production of Oil and Gas. Proc., U. S. Dept. of Commerce Symposium. Washington, D. C.（June, 1980）16, 18－20
[7] Poon D C et al. The Application of Fractal Geostatistic to Oil and Gas property Evaluation and Reserve Estimates. JCPT (December 1993) 32, 24－27
[8] Ivanhoe L F. Updated Hubbert Curves Analyze World Oil Supply. World Oil (November, 1996) 91－94
[9] Wattenbarger R A et al. Case Histories of Application of the Hubbert Model for Some Mature Oil Producing Regions. Advances in the Economics of Energy and Resources. J. R. Moroney. J. A. I. press. Greenwich, Connecticut（1994）8, 111
[10] Wattenbarger R A. Oil production Trends in the CIS. World Oil (June 1994) 91－97

第二章　储量评价

第一节　关于储量管理工作同国际接轨问题

一、关于油气储量管理同国际接轨问题

1. 资源、资源量与储量的关系

资源（Resource）是一个广义的物质名词。它是人类在地球上赖以生存发展的物质基础。这些物质基础，除农业资源、森林资源、河流资源和海洋资源之外，还有风力资源、阳光资源和各种各类的矿产资源。石油和天然气就是众多矿产资源的一种。

资源量（Resources），是指在自然界（环境）中某种资源所蕴藏的地质总量。它由已发现的资源量（Discovered Resources）和未发现的资源量（Undiscovered Resources）两部分组成。

已发现的资源量，就是已发现的原始地质储量（Initial Petroleum In place）；而未发现的资源量，就是待发现的原始地质储量（Future Petroleum in place）。在我国的储量管理工作中，把原始地质储量简称为地质储量，并不一定合适。

原始可采储量（Initial Reserves），是指在现代技术经济条件下，能从原始地质储量中采出的资源总量。因此，原始可采储量，又可称为总可采储量（Total Reserves）或最终可采储量（Ultimate Reserves）。在我国的储量管理中，常把原始可采储量简称为可采储量（Reserves），也是不一定合适的。因为还有一个重要的储量术语——剩余可采储量（Remaining Reserves），要经常的用到。

剩余可采储量，是指在某一时间的原始可采储量与累积产量（Cumulative Production）之差值。它表示在某一时间，剩余而可

采的储量大小。

应当强调指出，在我国的信息报导中，常把英文的“Reserves”一词，翻译为泛指的“储量”是不恰当的。也更不能理解为地质储量（Petroleum in place）。该词的原意为可采储量，如果没有特指，在国外有关储量的统计与公报中，均把它表示为目前油气田拥有的剩余可采储量。

2. 油气储量级别的划分与对比

对于一个油气田来说，不同的勘探开发阶段，不同的地质复杂条件，不同的获取资料情况，必然会带来不同的认识程度。这种认识程度上的差异，应当在储量级别的划分上加以体现。因此，储量级别的划分，是控制和调节主观与客观关系的重要依据，也是降低储量失误和风险的重要手段。同时，不同的储量级别，具有不同的可靠程度和风险程度。关于油气储量级别划分的问题，本文将介绍包括我国在内的几种有代表性的标准。而这几种标准大体上是相同或相近的，均与世界石油大会推荐的标准相一致，并采用可采储量为基础。

1）世界石油大会推荐的标准[1—3]

于1983年在英国伦敦召开的第11届世界石油大会上，由加拿大、荷兰、联合王国、美国和委内瑞拉五国专家组成的特别研究小组，起草拟定的油气可采储量分类与术语系统（Classification and Nomenclature Systems for Petroleum and Petroleum Reserves），是一个推荐性的标准，后经1987年在美国休斯顿召开的第12届世界石油大会上予以讨论通过。该储量分级（类）标准，见图2.1.1所示。

2）美国使用的标准[3,4]

美国能源信息管理局（U.S.Energy Information Administration）是专门发布美国油气可采储量和产量年度公报的权威单位。它从总资源量出发，对于油气资源量和可采储量级别划分的标准见图2.1.2所示。由图2.1.1与图2.1.2对比可以看出，美国能源信息管理局（EIA）使用的标准，在可采储量部分与世界石油大会的标准相同。

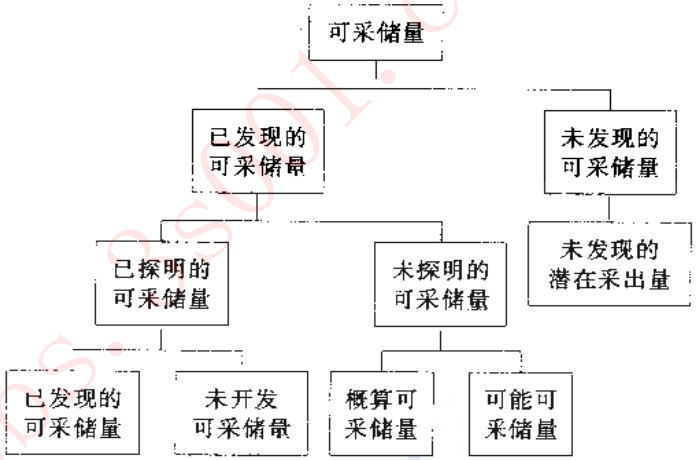


图2.1.1 世界石油大会的分级标准

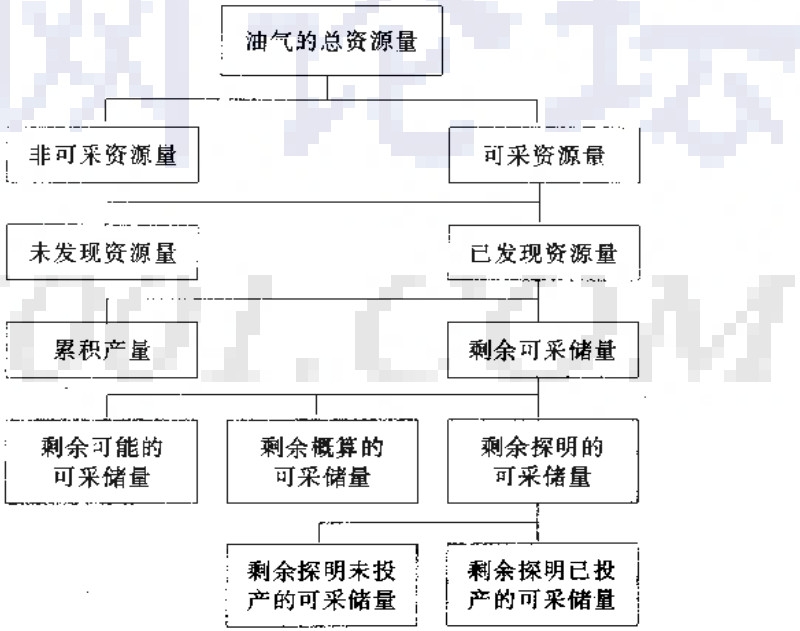


图2.1.2 美国能源信息管理局和SPE使用的标准

这里应该指出，美国石油工程师学会（SPE）所使用的油气可采储量分级标准，也与世界石油大会的标准完全相同。

3）加拿大石油学会使用的标准[5]

加拿大石油学会（Canada Petroleum Socicty）使用的标准，从资源量和原始可采储量出发，分作上下两个相互衔接的层次，是将油气储量级别划分得最为具体而详细的标准，见图 2.1.3 和图 2.1.4 所示。

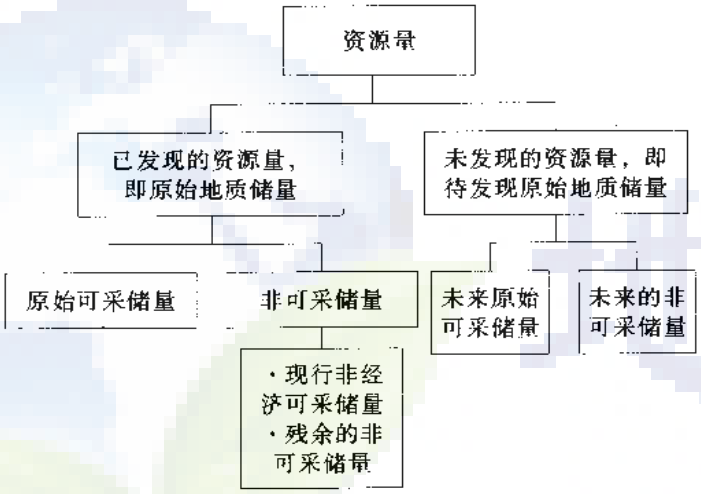


图 2.1.3　加拿大石油学会使用的资源量划分标准

由图 2.1.3 可以看出，在资源量的级别划分中，加拿大石油学会，将资源量（Resources）首先划分为已发现的资源量，即原始地质储量（Discovered Resources or Initial Volumes in place）和待发现的资源量，即未来的原始地质储量（Undiscovered Resources or Future Initial Volumes In-Place）。同时，对于已发现的资源量，即原始地质储量，又可划分为，原始可采储量（Initial Reserves）和非可采储量（Unrecoverable Volumes）两部分。而对于未发现的资源量，即未来的原始地质储量，又可划分为未来的原始可采储量（Future Initial Reserves）和未来的非可采储量



图 2.1.4　加拿大石油学会使用的可采储量划分标准

(Future Unrecoverable Volumes) 两部分，这是该储量级别划分的一个特点。

由图 2.1.4 可以看出，在原始可采储量的级别划分中，该标准首先将原始可采储量（Initial Reserves）划分为，累积产量(Cumulative Production）和剩余可采储量（Remaining Reserves）两大部分。对于到某一时间的累积产量，该标准进一步划分为，销售量（Sales）和库存量（Inventory）两部分。而对于到某一时间的剩余可采储量，该标准根据探明、概算和可能三个储量级别，又进一步划分为剩余的探明可采储量（Remaining Proved Reserves）、剩余的概算可采储量（Remaining Probable Reserves）和剩余的可能可采储量（Remaining Possible Reserves）三部分。这应当说，是该储量级别划分的突出之点。它告诉人们，在探明、概算和可能的三个级别的储量计算中，由于已经投入开发，试采或试油试气工作，不但要计算原始可采储量，而且还要计算剩余可采储量。同时从图 2.1.4 我们还可以看出，对于上述三级的剩余可采储量，根据勘探开发的建设与投产情况，又可细分为已开发（Ddeveloped）和未开发（Undeveloped）两部分。其中对于剩余的探明可采储量一级，在已开发部分，再划分为已开发投产（Developed Producing）和已开发未投产（Developed Nonproducing）两部分。

4）我国油气储量级别的划分[6]

我国在总结和研究油气勘探和储量计算工作的基础上，结合学习国际上的经验，于 80 年代中后期，全国矿产储量委员会石油天然气专业委员会，组织有关专家，制定并经全国储委批准和国家标准局发布了《石油储量规范》（GBn 269—88）和《天然气储量规范》（GBn 270—88）。它在我国的油气储量计算和审批过程中，起到了积极的指导和推动作用。在这两个规范中，有关储量级别的划分标准，与世界石油大会通过的标准基本一致，但结合我国对复杂类型油气田执行的滚动勘探开发方针，在探明储量一级中，除有探明已开发（Ⅰ类）和探明未开发（Ⅱ类）外，

又增加了基本探明储量（Ⅲ类）。应当强调说明的是，在我国的储量规范中，所用的储量一词，均指地质储量，而不是可采储量，更不是剩余可采储量。

在当前考虑我国的储量管理工作，如何同国际接轨时，我认为至少有以下三个问题，值得予以研究和解决：

第一、是否将我国的两个储量规范中，有关储量分级划分所指的地质储量，改为可采储量。

第二、是否可以将我国两个储量规范中的控制储量（Controlled Reserves）和预测储量（Predicted Reserves），改为国际上通用的概算可采储量（Probable Reserves）和可能可采储量(Possible Reserves)，以便在中、英文的定名上同国际并轨，否则会在理解和译名上会产生误解。

第三、是否可以将我国两个储量规范中的基本探明储量一类删掉。这不但是由于在国际通用的储量分级标准中，缺少这一储量级别的设置，而且在实际应用时，常常会与概算储量（我国的控制储量级别）相混淆。同时，根据国际储量分级的规定，在探明、概算和可能三级储量级别中，所指的储量均为可采储量，而不是地质储量。这样来说，就完全没有必要设基本探明储量。

二、储量的可靠程度

众所周知，埋藏于地下数百米乃至数千米的油气田，是千变万化、千姿百态、复杂各异的实体。人们通过地震、钻井、取心、测井、测试和流体取样分析资料，对油气田的认识总是有一定限度的，因此，在此基础上所计算的地质储量和可采储量，总会存在一定的误差。不同储量级别的本身，就体现着储量的可靠程度。在我国的储量规范中，对不同储量级别所规定的相对误差，即准确度（Accuracy），就表示了储量的可靠程度。国外采用风险系数（Risk Factor）[6]或是概率（probability）[5]，也表示不同储量级别的可靠程度。现将这几种表示方法的指标及本文的建议指标列于表 2.1.1。

表 2.1.1　不同储量级别的可靠程度

储量级别	准确度（中国）	风险系数（文献 6）	概率（文献 5）	建议采用	
				可信度	符号
探明已开发	1.0	1.0	1.0	1.0	α_A
探明未开发	0.8±	0.75~0.9	1.0	0.8~0.9	α_B
基本探明（中国）	0.7±	/	/	/	/
概算（控制）	0.5±	0.35~0.6	0.40~0.8	0.5~0.7	α_C
可能（预测）	无	0~0.10	0.10~0.40	0.10~0.40	α_D

综前所述，按照国际储量分级标准的规定和要求，对于任何已发现和新发现的油气田，尤其是大中型油气田，根据实际拥有的地质资料和认识程度，需要同时计算油气田的探明、概算（控制）、可能（预测）三级的可采储量。此时，在考虑不同储量级别的可信度条件下，对于任何油气田期望的可采储量（Expected Reserves）数值，由下式计算[5]：

$$N_{RE} = \alpha_A N_{RA} + \alpha_B N_{RB} + \alpha_C N_{RC} + \alpha_D N_{RD} \quad (2.1.1)$$

式中　N_{RE}——期望的总可采储量；

N_{RA}——探明已开发的可采储量；

N_{RB}——探明未开发的可采储量；

N_{RC}——概算（控制）的可采储量；

N_{RD}——可能（预测）的可采储量；

α_A——探明已开发的储量风险系数；

α_B——探明未开发的储量可信度；

α_C——概算（控制）的储量可信度；

α_D——可能（预测）的储量可信度。

在（2.1.1）式中　α_A、α_B、α_C 和 α_D 的数值，可以根据实际情况，由表 2.1.1 加以选定。

三、标定油气田可采储量的方法

目前在国内外，广泛用于预测和标定油气田可采储量的方法如下：

（1）相关经验公式和相似油气田类比法：用于不同类型油气田开发的早期；

（2）油气藏数值模拟法：用于不同类型油气田开发的早、中期；

（3）物质平衡法：用于不同类型油气田开发的中期；

（4）产量递减法：用于不同类型油气田开发进入递减阶段之后；

（5）水驱曲线法：用于水驱开发油田开发的中、后期；

（6）预测模型法：用于不同类型油气田开发的中、后期。

应当指出，预测油气田可采储量的准确程度，除与所用资源数据的可靠性有关外，也与选用方法的合理性和计算操作（如直线段的选定）的规范性有着密切的关系。为保证预测结果的可靠性，一般说来，应选用两种方法同时计算，以达到对比的目的。同时，为了能够进行经济可采储量的评价，还必须采用产量递减法与水驱曲线法，或水驱曲线法与预测模型法的联解，以其达到对水驱油田开发指标的全面预测。例如，除预测油田的产油量外，还要预测油田的产水量、产液量和含水率等，随时间的变化数据。

四、年度剩余可采储量的标定方法

不言而喻，对于任何油气田来说，在它投入开发之后，它的剩余可采储量，是研究、规划和决策开发问题的基础。这一点，对于一个油气区，乃至全国也不例外。一般说来，油气田的剩余可采储量，随着油气田的开发而减少，但也会由于勘探开发的新发现，而增加新的可采储量；在开发过程中，也会由于储量的复核工作，使其可采储量核增或核减；可采储量的计算结果，也会由于评价单位、计算方法和所用资料的变动，而引起预测结果较

前次增加或减少。当然，引起油气田可采储量变动的上述因素，决不可能在同一年内发生，但对于一个油气区乃至全国来说，都是不可避免的。

在考虑上述不同因素的条件下，油气田、油气区和全国的剩余可采储量，由下面的（2.1.2）式计算[4]：

$$N_{RR}^{i+1} = N_{RR}^{i} - Q + \Delta N_{R1} + \Delta N_{R2} + \Delta N_{R3} + \Delta N_{R4} + \Delta N_{R5} - \Delta N_{R6} \pm \Delta N_{R7} \quad (2.1.2)$$

式中 N_{RR}^{i+1}——标定年度的剩余可采储量；

N_{RR}^{i}——上一年度的剩余可采储量；

Q——标定年度的年产量；

ΔN_{R1}——标定年度老区扩边新增的可采储量；

ΔN_{R2}——标定年度发现新块的可采储量；

ΔN_{R3}——标定年度发现新层的可采储量；

ΔN_{R4}——标定年度新发现的油气藏的新增可采储量；

ΔN_{R5}——标定年度储量复算核增的可采储量；

ΔN_{R6}——标定年度储量复算核减的可采储量；

ΔN_{R7}——标定年度由于评价单位、计算方法和所用资料的变动，引起可采储量增加或减少的调整值。

应当说明的是，这里的（2.1.2）式可以用于油气区和全国的剩余可采储量的计算和统计工作，并从中可以分析引起年度剩余可采储量变动的主要原因。我国目前发布的年度储量公报，也包括上述的部分内容，但考虑的方面不够齐全，而且是针对地质储量的统计。同时，我国的储量管理工作，还需要实施可采储量的动态管理，也就说剩余可采储量的管理。因此，利用公式（2.1.2）进行年度油气田剩余可采储量的标定，以及年度油气区和全国剩余可采储量的统计，都是在所必行的。

参考文献

[1]Martinez A R et al.: Classification and Nomenclature Systems for Petroleum and Petroleum Reserves 1983 Report, Eleventh World Petroleum Congress, Londan 1983

[2]Martinez A R et al.: Classification and Nomenclature Systems for Petroleum and Petroleum Reserves 1987 Report, Twelfth World Petroleum Congress. Huston 1987

[3]张文昭主编．石油及天然气储量管理．中国石油天然气总公司，1994

[4]Energy Information Administration: U.S. Crude Oil, Natural, Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 1990 Annual Report, Washington(1991)

[5]Petroleum Society of CIMMP. Determination of Oil and Gas Reserves, Petroleum Society Monograph Number 1, Canada, 1994

[6]Mian M A. Petroleum Engineering Handbook for the Practicting Engineer, Volumel, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma(1992)

第二节　预测油气田经济可采储量的方法

当油气田的开发业已进入中后期时，对其经济极限产量和经济可采储量的预测，是进行油气田开发评价的重要内容，也是当前人们普遍关注的重要问题之一。本节基于收入等于支出的静平衡原理，提出了在目前的生产成本、管理费用、综合税率和油气价格条件下，预测油气田经济极限产量和经济可采储量的方法，并用于实际油田的预测，得到了比较好的效果。

一、预测经济可采储量的方法

对于不同储层类型、驱动类型和开发方式的油气田，就其产量随时间变化所描述的开发模式而言，大体上可划分为4种。模式1为油气田投产即进入递减阶段；模式2为油气田投产后，经

过一个稳产阶段而进入递减阶段，模式 3 为油气田投产后，先是产量上升达到最大值后而进入递减阶段；模式 4 为油气田投产后，产量先是上升，再是稳定，接着进入递减阶段。

对于上述四种常见的开发模式，无论哪一种开发模式，都存在有产量递减阶段，当然，第一种开发模式只有产量递减阶段。因此，产量递减阶段，则是油气田开发的基本阶段或必然阶段。在当油田开发进入递减阶段之后的某一 t 时间，油田的总累积产油量，为递减阶段之前和递减阶段之后累积产油量之和，并由下式表示：

$$N_{pt} = N_{po} + N_p \tag{2.2.1}$$

而递减阶段的累积产油量，可由文献［1］推导的关系式表示为：

$$N_p = a_1 - b_1 Q^{1-n} \quad (0 \leqslant n \leqslant 1) \tag{2.2.2}$$

式中

$$a_1 = \frac{Q_i}{D_i(1-n)} \tag{2.2.3}$$

$$b_1 = \frac{Q_i^n}{D_i(1-n)} \tag{2.2.4}$$

根据递减阶段的实际开发数据，给定不同的 n 值，利用 (2.2.2) 式进行线性试差求解。对于能够得到最高相关系数的 n 值，即为欲求的正确 n 值。此时，再由线性回归求得 a_1 和 b_1 的数值。

由 (2.2.3) 式除以 (2.2.4) 式得：

$$Q_i = \left(\frac{a_1}{b_1}\right)^{1/(1-n)} \tag{2.2.5}$$

再由 (2.2.3) 式得：

$$D_i = \frac{Q_i}{a_1(1-n)} \tag{2.2.6}$$

对于递减阶段的累积产油量，同样，可以由文献［2］推导的如下关系式表示：

$$N_p = a_2 - \frac{b_2}{(t - t_0 + c)^{(1-n)/n}} \tag{2.2.7}$$

式中

$$a_2 = \frac{Q_i}{D_i(1-n)} \tag{2.2.8}$$

$$b_2 = \frac{nQ_i}{(1-n)(nD_i)^{1/n}} \tag{2.2.9}$$

$$c = 1/nD_i \tag{2.2.10}$$

将 (2.2.2) 式和 (2.2.7) 式分别代入 (2.2.1) 式，可以得到油田的总累积产油量的关系式为：

$$N_{pt} = N_{po} + a_1 - b_1 Q^{1-n} \tag{2.2.11}$$

$$N_{pt} = N_{po} + a_2 - \frac{b_2}{(t - t_0 + c)^{(1-n)/n}} \tag{2.2.12}$$

当根据经济评价方法，得到油田的经济极限产油量 Q_{EL} 之后，由 (2.2.11) 式可以得到油田的经济可采储量为：

$$N_{RE} = N_{po} + a_1 - b_1 Q_{EL}^{1-n} \tag{2.2.13}$$

二、预测废弃开发年限的方法

由 (2.2.3) 式和 (2.2.8) 式可以看出，$a_1 = a_2$，故由 (2.2.11) 式减 (2.2.12) 式得油田开发时间的关系式为：

$$t = t_0 - c + \left(\frac{b_2}{b_1 Q^{1-n}}\right)^{n/(1-n)} \tag{2.2.14}$$

将（2.2.4）式和（2.2.9）式代入（2.2.14）式得：

$$t = t_o + c\left[\left(\frac{Q_i}{Q}\right)^n - 1\right] \qquad (2.2.15)$$

若将（2.2.15）式中 Q 改为经济极限产量 Q_{EL}，则得油田的废弃开始时间为：

$$t_a = t_o + c\left[\left(\frac{Q_i}{Q_{EL}}\right)^n - 1\right] \qquad (2.2.16)$$

三、预测经济极限产量的方法

对于业已进入递减开发阶段的油气田，为研究预测经济极限产量的方法，本节特作如下假定：

（1）油气田已经进入开发的中后期，折旧费已经提完，因此，不再考虑油气田的勘探、开发和地面建设的原投资费用；

（2）油气田的开发已进入递减阶段，不再考虑进行层系、井网、注采方案和开采方式的重大调整，不再打加密井，保持生产井、注水井和注气井的井数不变；

（3）维持目前的生产设施，不再考虑地面各种生产设备、装置、集输管站等设施的扩建和改建工作；

（4）保持目前油气田生产总成本和费用的规模，且不因产量的下降而改变；

（5）依目前的油气价格和现行税种税率为基础。

在上述 5 个设定条件下，油田生产的经济极限产量，参考文献［3］的形式可表示为：

$$Q_{EL} = \frac{C_t}{\eta(A_o + A_g GOR)(1 - T_x)} \qquad (2.2.17)$$

预测气田经济极限产量的公式为：

$$Q_{EL} = \frac{C_t}{\eta A_g (1 - T_x)} \qquad (2.2.18)$$

预测回注干气保持地层压力开采，或天然水驱比较活跃凝析气田的经济极限产量的公式为：

$$Q_{EL} = \frac{C_t}{\eta(A_g + A_o OGR)(1 - T_x)} \qquad (2.2.19)$$

当凝析油含量比较低（如小于 100g/m³），或是凝析气田的地质储量较小（如小于 500×10^8m³），或是为提高凝析油采收率进行回注干气经济上不划算，或是当地天然气供需矛盾较大，无过量的干气可以回注等情况，均可利用（2.2.18）式预测进入递减开发阶段凝析气田的经济极限产量。

四、方法应用举例

我国大庆油田的南二三区葡 I 组开发层系，于 1965 年投入开发，到 1988 年已有 24 年的开发历史。该开发层系 1976 年进入产量递减阶段，但因在 1981 年之后的产量变化有序，因此，取此年作为预测阶段的开始点，即 $t_o = 17$a。与此时间相应的产量和累积产量分别为 $Q_i = 145.47\times10^4$t/a 和 $N_{po} = 2107.63\times10^4$t（见图 2.2.1）。从 1982 年到 1988 年之间的实际产量 Q 和累积产量 N_p 的数据列于表 2.2.1。

表 2.2.1　南二三区葡 I 组有关开发数据表

年　份	t (a)	$t-t_o$ (a)	Q (10^4t/a)		$Q^{1\ 0.5091}$ (10^4t/a)	N_p (10^4t)	N_{pt} (10^4t)	
			实　际	预　测			实　际	预　测
1981	17	0	145.47	151.70	11.527	0	2107.63	2107.80
1982	18	1	130.19	129.83	10.916	130.19	2237.82	2248.44
1983	19	2	116.26	112.39	10.326	246.45	2354.08	2369.49
1984	20	3	99.20	98.26	9.552	354.65	2453.28	2474.79
1985	21	4	89.94	86.65	9.103	435.59	2543.22	2567.25
1986	22	5	79.89	76.99	8.589	515.48	2623.12	2649.10
1987	23	6	72.00	68.87	8.161	587.48	2695.12	2722.05
1988	24	7	64.62	61.98	7.739	652.10	2759.74	2787.47

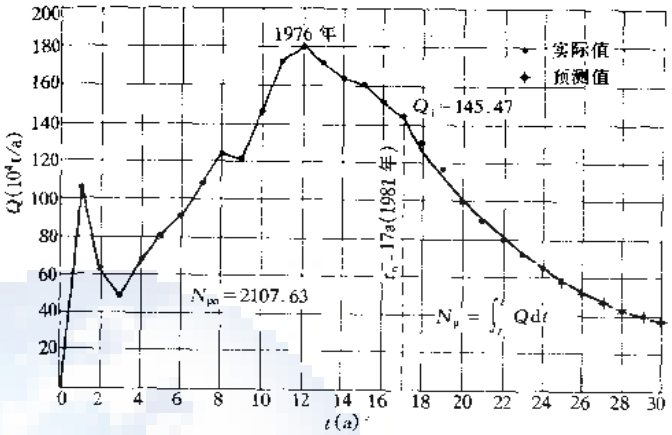


图 2.2.1　南二三区葡 I 组开发曲线图

利用（2.2.2）式的线性关系，对表 2.2.1 内 1982～1988 年的 N_p 与 Q 的相应数据，进行线性试差求解，当 $n=0.5091$ 时得到一条很好的直线关系（见图 2.2.2）。经线性回归求得直线的截距 $a_1=1911.63$；斜率 $b_1=162.45$；相关系数 $r=0.9994$。

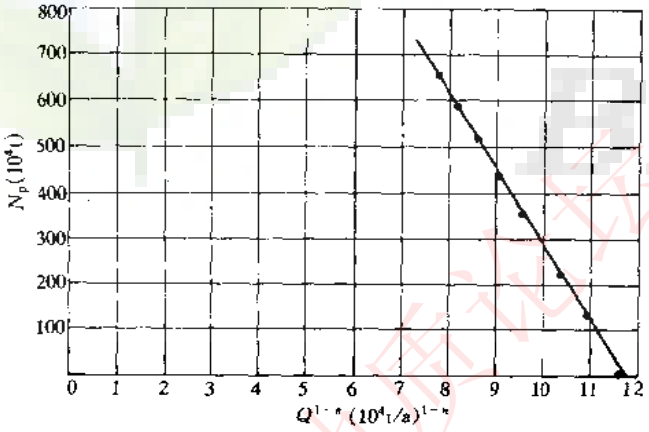


图 2.2.2　南二三区葡 I 组的线性试差图

将 n、a_1 和 b_1 的数值代入（2.2.5）式得：

$$Q_i=\left(\frac{1911.62}{162.45}\right)^{1/(1-0.5091)}=151.70\times10^4t/a$$

又将 n、a_1 和 Q_i 的数值代入（2.2.6）式得：

$$D_i=\frac{151.70}{1911.62(1-0.5091)}=0.162a^{-1}$$

再将 n 和 D_i 的数值代入（2.2.10）式得：

$$C=1/(0.5091\times0.162)=12.125$$

由（2.2.15）式解出产量与时间的关系式为：

$$Q=\frac{Q_i}{\left(1+\frac{t-t_o}{C}\right)^{1/n}}\qquad(2.2.20)$$

将 Q_i、C、t_o 和 n 的数值代入（2.2.20）式得，预测产量的相关经验公式为：

$$Q=\frac{151.70}{[1+0.08247(t-17)]^{1.9643}}\qquad(2.2.21)$$

由（2.2.21）式预测大庆油田南二三区葡 I 组开发层系，1981～1988 年的产量数值列于表 2.2.1。由表 2.2.1 看出，预测的产量和实际的产量基本上是一致的。

将 N_{po}、a_1、b_1 和 n 的数值代入（2.2.11）式得，利用产量预测总累积产量的相关经验公式为：

$$N_{pt}=4019.26-162.45Q^{0.4909}\qquad(2.2.22)$$

将由（2.2.21）式预测的 Q 值代入（2.2.22）式，得到的总累积产量数值列于表 2.2.1。由表 2.2.1 可以看出，预测的总

累积产量和实际的总累积产量也是比较一致的。

为了预测大庆油田南二三区葡Ⅰ组开发层系的经济极限产量，需取用如下基本参数：$C_t=12000\times10^4$ 元；$\eta=0.95$；$A_o=1250$ 元/t；$A_g=0.5$ 元/m^3；$GOR=45m^3/t$；$T_x=0.2$（即年综合税率为20%）。将这些基本参数代入（2.2.17）式得，该开发层系的经济极限产量为：

$$Q_{EL}=\frac{12000}{0.95(1250+0.5\times45)(1-0.20)}=12.4\times10^4t/a$$

再将 $N_{p\infty}$、a_1、b_1、n 和 Q_{EL} 的数值代入（2.2.13）式得，该开发层系的经济可采储量为：

$$N_{RE}=2107.63+1911.63-162.45(12.4)^{1-0.5091}$$
$$=3461\times10^4t$$

再将 t_o、c、n、Q_i 和 Q_{EL} 的数值代入（2.2.16）式，得到油田开发的废弃年限为：

$$t_a=17+12.125\left[\left(\frac{151.70}{12.4}\right)^{0.5091}-1\right]=48.26a$$

利用本节提供的方法，即（2.2.17）式，预测胜利石油管理局、辽河石油勘探局、大港石油管理局和中原石油勘探局所属油田的经济极限产量 Q_{EL}，和上述各石油管理局和勘探局，利用现金流法所预测的各油田的经济极限产量，同列于表2.2.2内。从表2.2.2可以看出，本节提供的经济极限产量法和各油田使用的现金流法，所预测的结果是非常接近或一致的。这也说明，本节提供的方法是实用有效的。当确定了油田经济极限产量之后，便可利用本节提供的产量递减法或预测模型法[4]，对油气田的经济可采储量和废弃开发年限作出有效的预测。

表 2.2.2

单位	油田名称	经济极限产量 Q_{EL}（10^4t/a）	
		经济极限产量法①	现金流法②
胜利	宁海油田	6.21	7.98
	广利油田	21.9	25.08
	孤岛油田	164.14	153.14
辽河	兴42区	2.04	2.10
	锦16区	13.32	12.46
大港	唐家河油田	2.41	2.39
	羊三木油田	11.79	10.0
中原	濮城沙一	3.90	4.41

①引自李从瑞的研究报告；
②引自各油田的研究报告。

五、结束语

经济可采储量是油气田综合评价的重要指标。它不同于以往通过假定最终含水率98%，或假定生产无限长时间预测的技术可采储量，如象水驱曲线法、产量递减法或预测模型法所确定的可采储量。经济可采储量，是在现行的经济技术条件下，预测油气田有经济效益的可采储量。本节通过目前油气田的生产总成本、有关费用、油气价格、年综合税率和产量商品率，利用收入与支出达到平衡的原理，所建立的预测油气田经济极限产量的方法，经表2.2.2所列的实际应用与对比表明，方法是实用有效的。在经济极限产量的基础上，利用本节提供的方法，所预测的经济可采储量和废弃开发年限，也应该说是有效的。本节提供的方法，也可用于气田和凝析气田，有关经济极限产量和经济可采储量的预测。

六、符号及单位注释

N_R——可采储量或技术可采储量，10^4m^3 或 10^4t；

N_{RE}——经济可采储量，10^4m^3 或 10^4t；

N_{pt}——总累积产量，10^4m^3 或 10^4t；

N_{po}——递减阶段之前或递减阶段之后选取起始预测阶段之前的累积产量，10^4m^3 或 10^4t；

N_p——递减阶段之后或递减阶段之中选取起始预测阶段的累积产量，10^4m^3 或 10^4t；

Q——产量，$10^4m^3/a$ 或 $10^4t/a$；

Q_i——预测阶段起始点的产量，$10^4m^3/a$ 或 $10^4t/a$；

Q_{EL}——经济极限产量，$10^4m^3/a$ 或 $10^4t/a$；

D_i——预测阶段起始点的递减率，a^{-1}；

n——递减指数，变化范围为 0～1；

η——产量的商品率，小数；

t_o——预测起始时间，a；

t_a——废弃开发时间，a；

A_o——油价，元/t 或元/m^3；

A_g——气价，元/m^3；

GOR——生产气油比，m^3/m^3 或 m^3/t；

OGR——凝析气田的生产油气比，m^3/m^3；

C_t——油气田目前的生产总成本和有关费用，前者包括材料费、燃料费、动力费、工人工资、职工福利基金、注水费、井下作业费、油田维护费、储量有偿使用费、测井试井费、油气处理费、修理费和其它开采费；后者包括管理费、销售费和财务费。因油气田已进入中后开发期，折旧费早已提完，不再发生；

C——取决于 n 和 D_i 大小的常数；

T_x——年综合税率（包括销售税，城建附加税、教育附加税和增值税），小数；

t——开发时间，a；

a_1 和 b_1——本节（2.2.2）式的线性截距和斜率；

a_2 和 b_2——本节（2.2.7）式的线性截距和斜率。

参 考 文 献

[1]陈元千．双曲线递减的简化及确定可采储量的截距法．天然气工业，1994(4)14，32—37

[2]陈元千．广义的 Копытов 公式的推导及其应用．石油勘探与开发，1991(1)18，56—61

[3]Mian M A. Petroleum Engineering, Handbook for the Practicing Engineer, Vol. 1, PennWell Publishing Company, Tulsa (1992) 449－469

[4]陈元千．对翁氏预测模型的推导及应用．天然气工业，1996(2) 16，22—26

第三节　预测水驱凝析气藏可采储量的方法

凝析气藏是气藏中的一种特殊类型，在原始条件下，这种气藏的流体，以气态存在于地层孔隙之中。但在气井生产的条件下，无论是地层压力或是井底流动压力，当其低于露点压力时，即有凝析油在地层或井筒中析出。而在地层中析出的凝析油，因难以达到可流动的临界含油饱和度，而以不可动的分散状态分布于地层孔隙之中，故无法采出。但在井筒、地面管线或分离器中析出的凝析油，可以与天然气同时分别计量。为了能够取得准确的油、气产量和有代表性的 PVT 样品，以重组凝析气藏的总井流体不同组分的摩尔含量，应当尽量在早期，通过探井或评价井进行气井的产能测试和地面的 PVT 取样工作。

依据原始地层压力 p_i 与露点压力 p_d 的关系，凝析气藏被区分为两种基本类型：一是对于 $p_i > p_d$ 的凝析气藏，称之为未饱和型凝析气藏，即天然气中所含的凝析油未达饱和状态。因此，该类凝析气藏的原始产状，没有轻质油环或底油的存在；二是对

于 $p_i \leqslant p_d$ 的凝析气藏，称之为饱和型凝析气藏，即在天然气中凝析油的含量呈饱和状态，只要地层压力有一点下降，凝析油即从天然气中凝析出来。这类凝析气藏的原始产状，常伴有轻质油环或底油的存在。无论是未饱和型凝析气藏，或是饱和型凝析气藏，在自然界的原始状态下，其周围可能都存在天然水域。当凝析气藏投入开发之后，由于地层压力的下降，就会产生天然水域的弹性膨胀的水驱作用。此种具有天然弹性水驱作用的凝析气藏，称之为水驱凝析气藏，而不具有天然水域的凝析气藏，称之为定容凝析气藏。单就水驱凝析气藏来说，根据水侵的强度，又可划分为强水驱、中等水驱和弱水驱。当然，天然的水侵强度，除与天然水域的大小有关外，还与天然水域的储层物性有关。本文基于容积法和物质平衡法的结合，提出了预测水驱凝析气藏可采储量的方法，并以我国新发现的牙哈凝析气藏为例，进行了实际有效的计算。

一、预测水驱凝析气藏可采储量方法

众所周知，无论是油藏或是气藏，也无论是定容凝析气藏或是水驱凝析气藏，它们的可采储量，均等于地质储量与采收率的乘积。因此，本节在已知地质储量的基础上，通过确定水驱凝析气藏的采收率，进而达到预测可采储量的目的。在文献［1］中，笔者已经介绍的计算凝析气藏的总地质储量、干气地质储量和凝析油地质储量的方法分别为：

$$G_t = 0.01Ah\phi S_{gi}\frac{T_{sc}}{p_{sc}T}\frac{p_i}{Z_i} \tag{2.3.1}$$

$$G_d = G_t f_g \tag{2.3.2}$$

$$N_o = 0.01G_t\delta \tag{2.3.3}$$

$$f_g = \frac{1}{1+\dfrac{GE_o}{GOR}} \tag{2.3.4}$$

$$\delta = \frac{10^6\rho_o}{GOR + GE_o} \tag{2.3.5}$$

$$GE_o = 543.15(1.03 - \gamma_o) \tag{2.3.6}$$

$$GOR = q_g/q_o \tag{2.3.7}$$

应当指出，上面的公式及下面即将提到的公式，参数符号的意义和单位，统注于文后。鉴于（2.3.3）式至（2.3.6）式的重要性，其推导列于附录中。

若将上面的（2.3.2）式和（2.3.3）式，分别乘以水驱凝析气藏的采收率，即得水驱凝析气藏干气和凝析油的可采储量分别为：

$$G_{dR} = G_t E_R f_g \tag{2.3.8}$$

$$N_{oR} = 0.01G_t E_R\delta \tag{2.3.9}$$

二、预测水驱凝析气藏采收率的方法

在同时考虑废弃地层压力、岩石—束缚水的弹性膨胀、综合波及体积系数和水淹区残余气饱和度等因素的影响下，水驱凝析气藏的采收率可由下式表示[2]：

$$E_R = 1 - \psi_a\left[1 - C_e p_i\left(1 - \frac{p_a}{p_i}\right) - E_{va}\left(1 - \frac{S_{gr}}{S_{gi}}\right)\right] \tag{2.3.10}$$

式中

$$\psi_a = \frac{p_a/Z_a}{p_i/Z_i} \tag{2.3.11}$$

$$C_e = \frac{C_w S_{wi} + C_f}{S_{gi}} \tag{2.3.12}$$

$$E_{va} = E_{pa}E_{za} \tag{2.3.13}$$

由（2.3.10）式可以看出，对于水驱凝析气藏来说，废弃时的无量纲的视地层压力 ψ_a 和地层压力 p_a 愈低、废弃时的水侵波及体积系数 E_{va} 愈高和水侵区的残余气饱和度 S_{gr} 愈低，则水驱凝析气藏的采收率愈大。然而，对于水驱凝析气藏，要想人为地降低废弃地层压力是相当困难的。而对于非均质性较强的砂岩或裂缝性碳酸盐岩的水驱凝析气藏，要想人为地增加水侵波及体积系数和降低残余气的饱和度，也是相当困难的。由于凝析气藏本体的岩石和束缚水的有效压缩系数 C_e 甚小，一般为万分之几的数量级，因此常忽略不计。此时，由（2.3.10）式得：

$$E_R = 1 - \psi_a\left[1 - E_{pa}E_{va}\left(1 - \frac{S_{gr}}{S_{gi}}\right)\right] \qquad (2.3.14)$$

三、确定有关参数的经验方法

对于新发现的水驱凝析气藏，在早期评价可采储量时，可以采用如下的经验数值和方法，对其有关参数加以确定。

废弃时的无量纲相对压力[3]：

$$\psi_a = 0.70 \sim 0.90(\text{强水驱}) \qquad (2.3.15)$$

$$\psi_a = 0.40 \sim 0.70(\text{中等水驱}) \qquad (2.3.16)$$

$$\psi_a = 0.20 \sim 0.40(\text{弱水驱}) \qquad (2.3.17)$$

废弃时的平面和垂向波及系数[4]：

$$E_{pa} = 0.60 \sim 0.95(\text{平面}) \qquad (2.3.18)$$

$$E_{va} = 0.60 \sim 0.90(\text{垂向}) \qquad (2.3.19)$$

废弃时的水侵区残余气饱和度[5]：

$$S_{gr} = 0.68S_{gi} - 0.197(\text{砂岩}) \qquad (2.3.20)$$

$$S_{gr} = 0.40S_{gi}(\text{碳酸盐岩}) \qquad (2.3.21)$$

四、方法应用举例

在我国的塔里木盆地，于 1994 年发现的牙哈凝析气藏带，可能与较为广阔的天然水域相连通，其中的牙哈 2—3 高点第三系砂岩的凝析气藏，埋藏深度为 5100～5200m；含气面积 $A = 24.1\text{km}^2$；有效厚度 $h = 16.7\text{m}$；有效孔隙度 $\phi = 0.15$；原始含气饱和度 $S_{gi} = 0.80$；原始地层压力 $p_i = 56.58\text{MPa}$；气藏的地层温度 $T = 136℃ = 409\text{K}$；地面标准温度 $T_{sc} = 293\text{K}$；地面标准压力 $p_{sc} = 0.101\text{MPa}$；气油比 $GOR = 1216\text{m}^3/\text{m}^3$；凝析油地面密度 $\rho_o = 0.79\text{g/cm}^3$；凝析油对水的相对密度 $\gamma_o = 0.79$；由总井流体组分计算的总井流体原始偏差系数 $Z_i = 1.353$。

1. 计算原始地质储量

将已知参数代入（2.3.1）式得，该凝析气藏的总地质储量为：

$$G_i = 0.01 \times 24.1 \times 16.7 \times 0.15 \times 0.80 \times \frac{293 \times 56.58}{0.101 \times 409 \times 1.353}$$

$$= 143 \times 10^8\text{m}^3$$

将已知参数代入（2.3.6）式得，凝析油的气体当量体积为：

$$GE_o = 543.15(1.03 - 0.79) = 130.4\text{m}^3/\text{m}^3。$$

这说明，在地面标准条件下，地面 1m^3 的凝析油，是由 130.4m^3 的天然气凝析而成。

将已知的 GOR 和 GE_o 的数值代入（2.3.4）式得干气的摩尔分量为：

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{130.4}{1216}} = 0.903$$

将 G_t 和 f_g 的数值代入（2.3.2）式得该凝析气藏的干气地质储量为：

$$G_d = 143 \times 0.903 = 129 \times 10^8 m^3$$

再将 ρ_o、GOR 和 GE_o 的数值代入（2.3.5）式得该凝析气藏的凝析油含量为：

$$\delta = \frac{10^6 \times 0.79}{1216 + 130.4} = 586.7 g/m^3$$

由计算的结果表明，该凝析气藏属于特高凝析油含量类型。最后，再将 G_t 和 δ 的数值代入（2.3.3）式得，该凝析气藏的凝析油地质储量为：

$$N_o = 0.01 \times 143 \times 586.7 = 839 \times 10^4 t$$

2. 计算可采储量

根据对该凝析气藏的地质因素分析，可能具有中等水驱的天然能量，因此选用的有关参数为：$\psi_a = 0.6$；$E_{pa} = 0.9$；$E_{za} = 0.8$。将 S_{gi}的数值代入（2.3.20）式得水侵区残余气的饱和度为：

$$S_{gr} = 0.68 \times 0.80 - 0.197 = 0.347$$

将这些已确定的参数代入（2.3.14）式得该水驱凝析气藏的采收率为：

$$E_R = 1 - 0.6\left[1 - 0.9 \times 0.8\left(1 - \frac{0.347}{0.80}\right)\right]$$

$$= 0.645 \text{ 或 } 64.5\%$$

若将 E_R、G_t 和 f_g 的数值代入（2.3.8）式得该凝析气藏的干气可采储量为：

$$G_{dR} = 143 \times 0.645 \times 0.903 = 83 \times 10^8 m^3$$

再将 E_R、G_t 和 δ 的数值代入（2.3.9）式得该凝析气藏凝析油的可采储量为：

$$N_{oR} = 0.01 \times 143 \times 0.645 \times 586.7 = 541 \times 10^4 t$$

五、符号及单位注释

G_t——凝析气藏的总地质储量，$10^8 m^3$；

G_d——干气的地质储量，$10^8 m^3$；

G_{dR}——干气的可采储量，$10^8 m^3$；

N_o——凝析油的地质储量，$10^4 t$；

N_{oR}——凝析油的可采储量，$10^4 t$；

E_R——凝析气藏的采收率，小数；

f_g——凝析气藏干气的摩尔分量，小数；

δ——凝析油的含量，g/m^3；

ρ_o——凝析油的密度，g/cm^3；

γ_o——凝析油的相对密度；

GE_o——凝析油的气体当量体积，m^3/m^3；

GOR——气油比，m^3/m^3；

q_g——凝析气井的产气量，$10^4 m^3/d$；

q_o——凝析气井的产油量，m^3/d；

p_i——原始地层压力，MPa；

p_{sc}——地面标准压力，MPa；

p_i/Z_i——原始视地层压力，MPa；

P_a/Z_a——废弃时的视地层压力，MPa；

Z_i——总井流体的原始偏差系数；

Z_a——废弃时总井流体的偏差系数；

ψ_a——废弃时的相对视地层压力；

C_e——有效压缩系数，MPa^{-1}；

C_w——地层束缚水的压缩系数，MPa^{-1}；

C_f——地层岩石有效孔隙压缩系数，MPa^{-1}；

S_{wi}——地层束缚水饱和度，小数；

S_{gi}——原始含油饱和度，小数；

S_{gr}——残余气饱和度，小数；

E_{va}——废弃时的水侵波及体积系数，小数；

E_{pa}——废弃时的水侵波及面积系数，小数；

E_{za}——废弃时的水侵波及厚度系数，小数；

T——地层温度，K；

T_{sc}——地面标准温度，K。

参 考 文 献

[1]陈元千.计算凝析气藏地质储量和重组总井流体组分的方法.断块油气田,1997(5)4,1～4

[2]陈元千.排水采气对水驱气藏采收率的影响.天然气工业,1991(4)11,74～78

[3]陈元千.确定气藏可采储量的方法.中国海上油气(地质),1991(2)5,15～24

[4]Nind W T E. Hydrocarbon Reservoir and Well Performance, chapter, 5, Chapman and Hall, New york(1989)130～131

[5]Stoian E and Telforod A S. Determination of Natural Gas Recovery Factors. *JCPT* (July－September, 1966) 115～129

附 录

1. 对（2.3.4）式的推导

根据密度的定义，地面凝析油和净水的密度分别表示为：

$$\rho_o = m_o/V \tag{1.1}$$

$$\rho_w = m_w/V \tag{1.2}$$

式中 ρ_o——凝析油的密度，kg/m^3；

ρ_w——净水的密度，kg/m^3；

m_o——单位体积凝析油的质量，kg；

m_w——单位体积净水的质量，kg；

V——单位体积，m^3。

根据液体相对密度的定义，由（1.1）式除以（1.2）式得凝析油的相对密度为：

$$\gamma_o = \rho_o/\rho_w = m_o/m_w \tag{1.3}$$

式中 γ_o——凝析油的相对密度。

已知 $1m^3$ 净水的质量为1000kg，故由（1.3）式得 $1m^3$ 凝析油的质量为：

$$m_o = 1000\gamma_o \tag{1.4}$$

任何物质的摩尔数，等于它的质量除以它的分子量，故将（1.4）式除以凝析油的分子量得，凝析油的摩尔数为：

$$n_o = 1000\gamma_o/M_o \tag{1.5}$$

式中 n_o——$1m^3$ 凝析油的摩尔数，kmol；

M_o——凝析油的分子量，kg/kmol。

根据凝析气井气油比的定义：

$$GOR = q_g/q_o \tag{1.6}$$

式中 GOR——气油比，m^3/m^3；

q_g——稳定的产气量，m^3/d；

q_o——稳定的产油量，m^3/d。

由（1.6）式可以看出，在采出 $1m^3$ 凝析油的同时，采出天然气（干气）的体积量为 $GOR m^3$。那么，采出 $GOR m^3$ 天然气的摩尔数是多少呢？根据气体状态方程式，我们可以得到，

1kmol 气体（n_g=1kmol）在地面标准条件（p_{sc}=0.101325MPa 和 T_{sc}=293.15K）下所占的体积，即比容为：

$$v = \frac{Z_{sc}RT_{sc}}{p_{sc}} = \frac{1 \times 0.008\ 315 \times 293.15}{0.101\ 325} = 24.056\text{m}^3/\text{kmol}$$

式中 v——比容，m^3/kmol；

Z_{sc}——地面标准条件下的气体偏差系数；

T_{sc}——地面标准温度，K；

p_{sc}——地面标准压力，MPa；

R——气体常数，MPa·m^3/（kmol·K）。

根据正比定则，可以得到采出 $GOR\,m^3$ 天然气的摩尔数为：

$$n_g = \frac{24.056}{GOR} \tag{1.7}$$

式中 n_g——$GOR\,m^3$ 天然气的摩尔数，kmol。

因此，由（1.5）式和（1.7）式相加得在地面标准条件下，采出 $1m^3$ 凝析油和 $GOR\,m^3$ 天然气的总摩尔数为：

$$n_t = \frac{1000\gamma_o}{M_o} + \frac{24.056}{GOR} \tag{1.8}$$

式中 n_t——总摩尔数，kmol。

将（1.7）式除以（1.8）式得天然气（干气）的摩尔分量为：

$$f_g = \frac{1}{1 + \dfrac{24056\gamma_o}{M_oGOR}} \tag{1.9}$$

当物质的量以摩尔数表示时，已与物质的状态和性质无关。因此，在地面标准条件下，$1m^3$ 凝析油的 n_o 摩尔数，所相当或拥有的气体体积，即为凝析油的气体当量体积，因此，可由气体

状态方程式表示为：

$$GE_o = V_{sc} = \frac{n_oRT_{sc}}{p_{sc}} \tag{1.10}$$

式中 GE_o——凝析油的气体当量体积，m^3/m^3；

V_{sc}——地面标准条件下的 $1m^3$ 凝析油体积，m^3；

若将（1.5）式代入（1.10）式，并代入 R=0.008315MPa·m^3/（kmol·K）、T_{sc}=293.15K 和 p_{sc}=0.101 325MPa 得：

$$GE_o = \frac{1000\gamma_o(0.008315)(293.15)}{M_o(1)(0.101325)} = \frac{24056\gamma_o}{M_o} \tag{1.11}$$

将（1.11）式代入（1.9）式得正文中的（2.3.4）式，即计算干气摩尔分量的关系式为：

$$f_g = \frac{1}{1 + \dfrac{GE_o}{GOR}} \tag{1.12}$$

2. 对（2.3.5）式的推导

对于凝析气藏，气井的总流体产量表示为：

$$q_{gt} = q_g + q_oGE_o \tag{2.1}$$

式中 q_{gt}——总流体产量，m^3/d。

将（2.1）式等号两端同除以 q_o 得：

$$\frac{q_{gt}}{q_o} = GOR + GE_o \tag{2.2}$$

再将（2.2）式取为倒数后得：

$$\frac{q_o}{q_{gr}} = \frac{1}{GOR + GE_o} \tag{2.3}$$

已知，凝析油含量的定义为，单位烃类气体中含有的凝析油的体积量，故（2.3）式等号左端的 q_o/q_{gr} 即为凝析油含量：

$$\delta = \frac{1}{GOR + GE_o} \tag{2.4}$$

式中的 δ 为凝析油含量，单位为 m^3/m^3。若考虑到凝析油的含量较小，将单位由 m^3 写为 10^6cm^3 时得：

$$\delta = \frac{10^6}{GOR + GE_o} \tag{2.5}$$

式中 δ——凝析油的含量，cm^3/m^3。

由于凝析油的含量一般取重量单位，故将（2.5）式乘以凝析油的地面密度得，正文中的（2.3.5）式为：

$$\delta = \frac{10^6\rho_o}{GOR + GE_o} \tag{2.6}$$

式中 δ——凝析油的含量，g/cm^3；

ρ_o——凝析油的密度，g/cm^3。

3. 对（2.3.6）式的推导

在正文中根据文献［1］引用的凝析油的分子量与相对密度的经验关系式为：

$$M_o = \frac{44.29\gamma_o}{1.03 - \gamma_o} \tag{3.1}$$

将（3.1）式代入（1.11）式得正文中的（2.3.6）式为：

$$GE_o = 543.15(1.03 - \gamma_o) \tag{3.2}$$

4. 对（2.3.3）式的推导

在地面标准条件下，凝析气藏的总地质储量表示为：

$$G_t = G_d + 10^{-4}\left(\frac{N_o}{\rho_o}\right)GE_o \tag{4.1}$$

在原始地面标准条件下，凝析气藏的干气地质储量与凝析油地质储量之比，等于原始气油比（GOR），故得：

$$G_d = 10^{-4}\left(\frac{N_o}{\rho_o}\right)GOR \tag{4.2}$$

将（4.2）式代入（4.1）式得：

$$G_t = 10^{-4}\left(\frac{N_o}{\rho_o}\right)(GOR + GE_o) \tag{4.3}$$

由（4.3）式解得：

$$N_o = \frac{10^4\rho_o G_t}{GOR + GE_o} \tag{4.4}$$

将（4.4）式改为下式：

$$N_o = 0.01\frac{10^6\rho_o G_t}{GOR + GE_o} \tag{4.5}$$

再将（2.7）式代入（4.5）式得正文中的（2.3.3）式：

$$N_o = 0.01G_t\delta \tag{4.6}$$

注释：密度单位之间的等价关系为，$1g/cm^3 = 10^6g/10^6cm^3 = 10^6g/m^3 = 1000kg/m^3 = 1t/m^3$。

第四节　重组凝析气藏总井流体摩尔组分的方法

凝析气藏固有的特点就是，在原始地层条件下，以单相气态存在于储层孔隙之中，当通过气井采至地面时，由于压力和温度

的变化，将有凝析油的析出。因此，在计算凝析气藏的原始总地质储量时，所用的气体偏差系数，必须是由干气和凝析油重组后的总井流体（Total Well Fluid）偏差系数，而决不是单相干气的偏差系数。要想计算总井流体的偏差系数，就必须首先在地面取样，并将分别测定的干气和凝析油不同组分的摩尔含量，然后，按科学的方法加以重组或称之配样，使其得到总井流体不同组分的摩尔含量。接着，再计算重组后总井流体的拟分子量 M_p、拟临界压力 p_{pc}和拟临界温度 T_{pc}的数值，并进而计算总井流体的拟相对密度 γ_{wp}、拟对比压力 p_{pr}和拟对比温度 T_{pr}。最后，才能确定凝析气藏总井流体的原始偏差系数 Z_i，而用于凝析气藏原始总地质储量，以及干气和凝析油原始地质储量的计算。

一、重组总井流体不同组分摩尔含量的实例

我国塔里木盆地的柯克亚凝析气田，于 1995 年完钻的柯 1 井，在钻至 6370～6388m 井段，发现异常高压凝析气藏。地层压力 $p_i=132MPa$；地层温度 $T=142℃=415K$；稳定产油量 $q_o=150m^3/d$；稳定产气量 $q_g=379050m^3/d$；生产气油比 $GOR=2527m^3/m^3$；地面凝析油的密度 $\rho_o=0.7870g/cm^3$；凝析油和干气的相对密度分别为，$\gamma_o=0.7870$ 和 $\gamma_g=0.6412$。在稳定生产条件下，经分离器分离后取样，并经色谱仪分别测定，气体（干气）和液体（凝析油）不同组分的摩尔含量列于表 2.4.1 的第 2 和第 3 列内。试将该气体和液体的不同摩尔含量组分，重组为总井流体的不同摩尔含量组分。为此，首先应当计算 $1m^3$ 凝析油和 $2527m^3$ 干气的摩尔数。应当指出，只有用摩尔数表示的物质量，才与物质的状态和性质无关。

采出 $1m^3$ 凝析油的摩尔数为：

$$n_o=\frac{1000\gamma_o}{M_o} \tag{2.4.1}$$

表 2.4.1　不同组分的摩尔含量

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(2)×105.06	(6)=(3)×5.487	(7)=(5)+(6)	(8)=(7)/110.537	(9)引自 PVT 报告
组分	气体不同组分摩尔含量（小数）	液体不同组分摩尔含量（小数）	不同组分的分子量（kg/kmol）	气体不同组分的摩尔数（kmol）	液体不同组分的摩尔数（kmol）	总井流体不同组分的摩尔数（kmol）	总井流体不同组分的摩尔含量（小数）	总井流体不同组分的摩尔含量（小数）
CO_2	0.0027	0.0002	44.010	0.2836	0.0011	0.2847	0.0026	0.0026
N_2	0.0171	0.0017	28.013	1.7964	0.0093	1.8057	0.0163	0.0164
C_1	0.8851	0.0776	16.043	92.9796	0.4258	93.4054	0.8456	0.8462
C_2	0.0590	0.0252	30.070	6.1980	0.1383	6.3363	0.0573	0.0574
C_3	0.0184	0.0172	44.097	1.9329	0.0944	2.0273	0.0183	0.0183
$i-C_4$	0.0030	0.0075	58.124	0.3152	0.0412	0.3564	0.0032	0.0032
$n-C_4$	0.0073	0.0290	58.124	0.7669	0.1591	0.9260	0.0084	0.0083
$i-C_5$	0.0014	0.0149	72.151	0.1471	0.0818	0.2289	0.0021	0.0021
$n-C_5$	0.0029	0.0415	72.151	0.3046	0.2277	0.5323	0.0048	0.0048
C_6	0.0019	0.0778	86.178	0.1996	0.4269	0.6265	0.0057	0.0056
C_7	0.0011	0.1006	100.205	0.1156	0.5520	0.6676	0.0060	0.0059
C_8	0.0001	0.1052	114.232	0.0105	0.5772	0.5877	0.0053	0.0052
C_9	0.0000	0.0767	128.259	0.0000	0.4209	0.4209	0.0038	0.0037
C_{10}	0.0000	0.0602	142.286	0.0000	0.3303	0.3303	0.0030	0.0029
$C_{11}+$	0.0000	0.3647	274.000	0.0000	2.0011	2.0011	0.0181	0.0174
	1.0000	1.0000		105.050	5.487	110.537	1.000 0	1.000 0

采出 2527m³ 干气的摩尔数为：

$$n_g = \frac{GOR}{24.056} \tag{2.4.2}$$

凝析气藏干气的摩尔分量为：

$$f_g = \frac{n_g}{n_g + n_o} \tag{2.4.3}$$

凝析油的分子量为[3]：

$$M_o = \frac{44.29\gamma_o}{1.03 - \gamma_o} \tag{2.4.4}$$

1. 凝析油和干气的摩尔数的计算

将已知的 γ_o 数值代入（2.4.4）式得凝析油的分子量为：

$$M_o = \frac{44.29 \times 0.7870}{1.03 - 0.7870} = 143.44\text{kg/kmol}$$

再将 γ_o 和 M_o 的数值代入（2.4.1）式，得 1m³ 凝析油的摩尔数为：

$$n_o = \frac{1000 \times 0.7870}{143.44} = 5.4866\text{kmol}$$

将 *GOR* 的数值代入（2.4.2）式，得 2527m³ 干气的摩尔数为：

$$n_g = \frac{2527}{24.056} = 105.05\text{kmol}$$

2. 总井流体不同组分摩尔含量的计算

（1）将干气的摩尔数，与表 2.4.1 的第（2）列相乘，所得气体不同组分的摩尔数，列于表 2.4.1 的第（5）列内；

（2）将凝析油的摩尔数，与表 2.4.1 的第（3）列相乘，所

得液体不同组分的摩尔数，列于表 2.4.1 的第（6）列内；

（3）总井流体不同组分的摩尔数，为表 2.4.1 的第（5）列与第（6）列的相加，其结果列于表 2.4.1 的第（7）列内，所得总井流体不同组分的总摩尔数为 110.537kmol；

（4）表 2.4.1 第（7）列不同组分的摩尔数，除以总井流体的总摩尔数，所得总井流体不同组的摩尔含量，列于表 2.4.1 的第（8）列内。这就是，重组（或称配样）后的总井流体不同组分的摩尔含量。该数值与在第（9）列中引自 PVT 报告数值非常一致。

3. 总井流体的拟临界压力和拟临界温度的计算

将表 2.4.1 中重组后总井流体不同组分的摩尔含量，转列于表 2.4.2，为对比和应用方便起见，对重烃部分取为 C_{7+}（庚烷以上组分）。由 PVT 实验室测定，C_{7+} 的分子量 $M_{C_{7+}} = 191.7\text{kg/kmol}$；$C_{7+}$ 的相对密度 $\gamma_{C_{7+}} = 0.8045$。根据 C_{7+} 的分子量和相对密度数值，查文献［3］的图 2—5 得：C_{7+} 的临界压力为 $p_{pc} = 1.9305\text{MPa}$；$C_{7+}$ 的临界温度为 $T_{pc} = 666.67\text{K}$，并列于表 2.4.2。

根据气体的分压和分温定律，凝析气藏总井流体的拟临界压力和拟临界温度，由下式计算[4]：

$$p_{pc} = \sum_{i=1}^{n} X_i p_{ci} \tag{2.4.5}$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^{n} X_i T_{ci} \tag{2.4.6}$$

式中 p_{pc}——总井流体的拟临界压力，MPa；

p_{ci}——第 i 组分的临界压力，MPa；

T_{pc}——总井流体的拟临界温度，K；

T_{ci}——第 i 组分的临界温度，K；

X_i——第 i 组分的摩尔含量，小数。

在表2.4.2的第（3）和第（4）列中，列出了总井流体不同组分的临界压力和临界温度。总井流体不同组分的分临界压力和分临界温度的计算结果，列于表2.4.2的第（5）和第（6）列。由（2.4.5）式和（2.4.6）式计算柯1井的总井流体的拟临界压力和拟临界温度为：$p_{pc}=4.480$MPa 和 $T_{pc}=223.485$K（见表2.4.2）。

表2.4.2 临界压力与临界温度数据表

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(2)×(3)	(6)=(2)×(4)
组分	总井流体不同组分摩尔含量	临界压力	临界温度	总井流体不同组分的分临界压力	总井流体不同组分的分临界温度
	(小数)	(MPa)	(K)	(MPa)	(K)
CO_2	0.0026	7.3787	304.17	0.0192	0.7908
N_2	0.0163	3.3936	126.11	0.0553	2.0556
C_1	0.8456	4.6042	190.67	3.8933	161.2306
C_2	0.0573	4.8855	305.50	0.2799	17.5052
C_3	0.0183	4.2568	370.00	0.0779	6.7710
i—C_4	0.0032	3.6480	408.11	0.0117	1.3060
n—C_4	0.0084	3.7928	425.39	0.0319	3.5733
i—C_5	0.0021	3.3336	460.89	0.0070	0.9679
n—C_5	0.0048	3.3770	470.11	0.0162	2.2565
C_6	0.0057	3.0344	507.89	0.0173	2.8950
C_{7+}	0.0362	1.9305	666.67	0.0700	24.1335
	1.0000			$p_{pc}=4.480$	$T_{pc}=223.485$

4. 总井流体的拟对比压力、拟对比温度和原始偏差系数的计算

凝析气藏总井流体的拟对比压力和拟对比温度表示为：

$$p_{pr}=\frac{p_i}{p_{pc}} \tag{2.4.7}$$

$$T_{pr}=\frac{T}{T_{pc}} \tag{2.4.8}$$

式中 p_{pr}——拟对比压力；

p_{pc}——拟临界压力，MPa；

p_i——原始地层压力，MPa；

T_{pr}——拟对比温度；

T_{pc}——拟临界温度，K；

T——地层温度，K。

当由（2.4.7）式和（2.4.8）式求得拟对比压力和拟对比温度之后，可由如下的相关经验公式，确定凝析气藏总井流体的原始偏差系数：

$$Z_i=a+\frac{1-a}{\exp(b)}+cp_{pr}^{d} \tag{2.4.9}$$

式中 $$a=1.39(T_{pr}-0.92)^{0.5}-0.36T_{pr}-0.101 \tag{2.4.10}$$

$$b=(0.62-0.23T_{pr})p_{pr}+\left(\frac{0.066}{T_{pr}-0.86}-0.037\right)p_{pr}^2+\frac{0.32}{\exp[20.727(T_{pr}-1)]}p_{pr}^6 \tag{2.4.11}$$

$$c=0.132-0.32\log T_{pr} \tag{2.4.12}$$

$$d=\exp(0.7153-1.1285T_{pr}+0.4201T_{pr}^2) \tag{2.4.13}$$

二、总井流体偏差系数的计算实例

本节以在柯克亚凝析气田，由柯1井发现的异常高压凝析气

藏及其已经取得的各项参数为例，进行凝析气藏总流体的原始偏差系数 Z_i 的计算。从本节上面所介绍的内容中，已知如下参数：$p=132\text{MPa}$；$T=415\text{K}$；$p_{pc}=4.48\text{MPa}$；$T_{pc}=223.485\text{K}$。

（1）将已知的原始地层压力 p_i 和拟临界温度 p_{pc} 的数值代入（2.4.7）式得，拟对比压力为：

$$p_{pr}=132/4.48=29.464$$

（2）将已知的地层温度 T 和拟临界温度 T_{pc} 的数值代入（2.4.8）式，得拟对比压力为：

$$T_{pr}=415/223.485=1.857$$

（3）将已求得的 p_{pr} 和 T_{pr} 的数值，分别代入（2.4.10）式、（2.4.11）式、（2.4.12）式和（2.4.13）式，得到 a、b、c 和 d 常数的数值为：

$$a=1.39(1.857-0.92)^{0.5}-0.36\times1.857-0.101$$
$$=0.5760$$

$$b=(0.62-0.23\times1.857)\times29.464+\left(\frac{0.066}{1.857-0.86}-0.037\right)\times(29.464)^2+\frac{0.32}{\exp[20.727(1.857-1)]}(29.464)^6$$
$$=35.4355$$

$$c=0.132-0.32\log1.857=0.0460$$

$$d=\exp[0.7153-1.1285\times1.857+0.4201(1.857)^2]$$
$$=1.0708$$

（4）将 a、b、c 和 d 的数值代入式（2.4.9），得凝析气藏总井流体的原始偏差系数为：

$$Z_i=0.5760+\frac{1-0.5760}{\exp(35.4355)}+0.0460\times(29.464)^{1.0708}$$
$$=2.2982$$

参考文献

[1]陈元千.油气藏工程计算方法.北京:石油工业出版社,1990
[2]陈元千.计算凝析油当量气体体积的方法及应用.天然气工业,1993(6)13,57～60
[3]Craft B C and Hawkins M F. Applied Petroleum Reservoir Engineering, Chapter 2, Prentice－Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey (1959)
[4]秦同洛.李璗.陈元千.实用油藏工程方法.北京:石油工业出版社,1989

第五节　预测油田溶解气和气顶气可采储量的方法

在油田和气田中的天然气，按其国际标准，可以划分为非伴生气（Nonassociated gas）、伴生气（Associated gas）和溶解气（Solution gas）三类。这种定名的划分标准，主要依据在原始条件下，天然气在储层中存在的状态和产状。所谓非伴生气，是指在原始地层条件下，与液相原油不相伴随接触的天然气，在我国常称为气层气、气藏气或气田气；所谓的伴生气，是指在原始地层条件下，与液相原油相伴随接触的天然气，国内外通称为气顶气；所谓的溶解气，是在原始地层条件下，溶解于地层原油中的天然气。应当强调指出，对于油田的开发来说，气顶气和溶解气还是重要的驱动能量，如气顶驱和溶解气驱。

由于油田中的天然气，也是重要的能源和资源。因此，根据国家《石油储量规范》的规定，在计算和上报油田原油地质储量

和可采储量的同时，必须一起计算上报气顶气与溶解气的地质储量和可采储量。

众所周知，在原始地层条件下，油田的溶解气是以溶解状态溶解于原油之中。因此，它的地质储量正比于原油的地质储量，其比例常数为原油的原始溶解气油比（R_{si}），或称之为原油的原始溶解度（Initial Solubility）。而溶解气的可采储量，完全取决于油田的开发方式和驱动类型，并与原油的可采储量密切相关。本文基于物质平衡原理和文献［1，2］的研究成果。对于未饱和油藏和饱和油藏，不同驱动类型和开发阶段，提出了预测油田天然气可采储量的方法。

一、未饱和油藏溶解气可采储量的计算方法

所谓未饱和油藏（Undersaturated Oil Reservoir），是指在原始条件下，油藏的原始地层压力 p_i 高于饱和压力 p_b，没有原始气顶的存在，但可能具有边水或底水。对于不同驱动类型的开发条件，预测溶解气可采储量的方法，分别介绍如下。

1. 封闭性弹性驱动开发阶段

对于没有气顶和边底水存在的未饱和油藏，在饱和压力以上开发的封闭性弹性驱动阶段，地层中的原油没有溶解气的释出，因此，在地面采出 $1m^3$ 原油的同时，所采出的溶解气量保持常数，即原始溶解气油比 R_{si}。由原始地层压力 p_i 降到饱和压力 p_b 的封闭性弹性驱动开发阶段，溶解气的累积产量为[1,3]：

$$G_p^E = \frac{NR_{si}C_t^*(p_i - p_b)}{1 + C_o(p_i - p_b)} \tag{2.5.1}$$

式中

$$C_t^* = C_o + \frac{C_w S_{wi} + C_f}{S_{oi}} \tag{2.5.2}$$

2. 天然水压驱动开发

对于没有原始气顶，而有比较活跃的天然边底水存在，且饱和压力较低的未饱和油藏。当油田处于饱和压力以上的天然水驱开发时，油田的生产气油比保持常数，等于原始溶解气油比，此条件下的溶解气的可采储量由下式计算：

$$G_R^N = N_R R_{si} \tag{2.5.3}$$

3. 注水保持原始地层压力开发

当通过人工注水保持原始地层压力开发时，地层中的原油根本不会发生任何脱气现象。因此，原油的体积系数和溶解气油比均保持常数，此时，溶解气的可采储量由下式计算：

$$G_R^W = N_R R_{si} \tag{2.5.4}$$

4. 封闭性未饱和油藏在饱和压力以下注水开发

对于封闭性未饱和油藏（$p_i > p_b$），在油田投入开发之后，地层压力将随着油田的生产而连续下降。当地层压力降到饱和压力以下之后，再进行注水保持地层压力开发时，油田的开发实际上经过了这样三个开发阶段：饱和压力以上的弹性驱动开发阶段；饱和压力以下的溶解气驱开发阶段；饱和压力以下的人工注水保持地层压力开发阶段。经过上述三个开发阶段溶解气的总可采储量 G_R^t 表示为：

$$G_R^t = G_p^E + G_p^s + G_{pmax}^w \tag{2.5.5}$$

应当指出，（2.5.5）式中的 G_p^E 为弹性驱动开发阶段溶解气的累积产量，由（2.5.1）式计算；G_p^s 为溶解气驱开发阶段溶解气的累积产量，由下式计算[1]：

$$G_p^s = (N - N_p^E)\left(\frac{B_{twf} - B_{tb}}{B_{gwf}}\right) + N_p^s\left(R_{sb} - \frac{B_{twf}}{B_{gwf}}\right) \tag{2.5.6}$$

$$B_{twf} = B_{owf} + (R_{sb} - R_{swf})B_{gwf} \qquad (2.5.7)$$

应当指出，在（2.5.6）式和（2.5.7）式中地层流体物性参数与压力的关系，见图 2.5.1 所示。

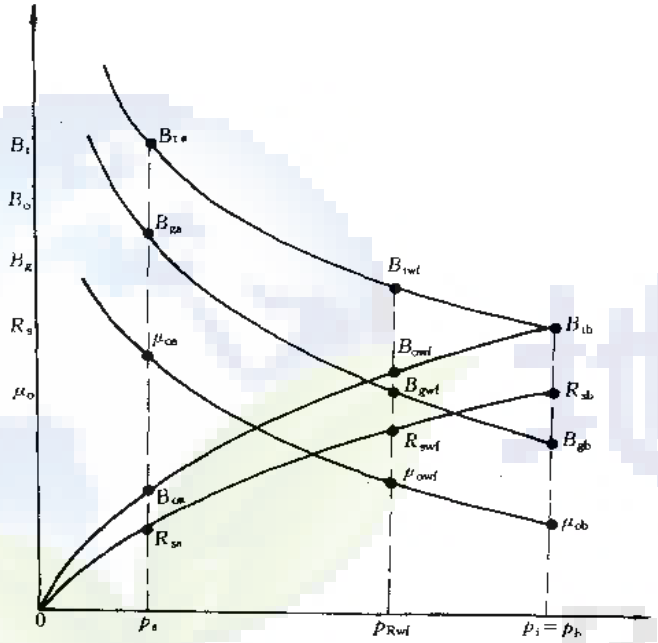


图 2.5.1　未饱和油藏的地层流体物性与压力的关系

在注水保持地层压力开发阶段，溶解气的最大累积产量表示为：

$$G^{w}_{pmax} = (N - N^{E}_{p} - N^{s}_{p})E^{w}_{Ro}R_{swf} \qquad (2.5.8)$$

在（2.5.8）式中的 E^{w}_{RO}为注水保持地层压力开发原油的采收率，可由下式计算[3]：

$$E^{w}_{Ro} = 0.3225\left[\frac{\phi(1-S_{wi})}{B_{owf}}\right]^{0.0422} \times \left(\frac{K\mu_{wwf}}{\mu_{owf}}\right)^{0.077} \times (S_{wi})^{-0.1903} \qquad (2.5.9)$$

二、饱和油藏溶解气可采储量的计算方法

所谓饱和油藏（Saturated Oil Reservoir），是指在原始地层条件下，油藏的原始地层压力 p_i 等于饱和压力 p_b，可能有原始气顶存在，也可能有边底水存在。对于饱和油藏，在不同驱动类型的开发条件下，预测溶解气可采储量的方法分述如下。

1. 溶解气驱开发

对于无气顶、无边底水存在的饱和油藏，当以溶解气驱开发时，溶解气的可采储量由下式计算[1]：

$$G^{s}_{R} = N\left[\frac{B_{ta} - B_{tb}}{B_{ga}} + E^{s}_{Ro}\left(R_{sb} - \frac{B_{ta}}{B_{ga}}\right)\right] \qquad (2.5.10)$$

式中
$$B_{ta} = B_{oa} + (R_{sb} - R_{sa})B_{ga} \qquad (2.5.11)$$

$$E^{s}_{Ro} = 0.2126\left[\frac{\phi(1-S_{wi})}{B_{ob}}\right]^{0.1611} \times \left(\frac{K}{\mu_{ob}}\right)^{0.0979} \times (S_{wi})^{0.3722} \times \left(\frac{p_b}{p_a}\right)^{0.1741} \qquad (2.5.12)$$

在（2.5.10）式至（2.5.12）式中有关地层流体参数与地层压力的关系，见图 2.5.2 所示。

2. 溶解气驱的中后期注水保持压力开发

对于既无原始气顶，又无边底水的饱和油藏，在溶解气驱开发一段后，再进行人工注水开发的油田，溶解气的可采储量由下式表示：

$$G_R^{s+w} = G_p^s + G_{pmax}^w \tag{2.5.13}$$

式中

$$G_p^s = N\left(\frac{B_{twf} - B_{tb}}{B_{gwf}}\right) + N_p^s\left(R_{sb} - \frac{B_{twi}}{B_{gwf}}\right) \tag{2.5.14}$$

$$G_{pmax}^w = (N - N_p^s)E_{Ro}^w R_{swf} \tag{2.5.15}$$

应当说明，在（2.5.15）式中的E_{Ro}^w的数值，可由（2.5.9）式计算。

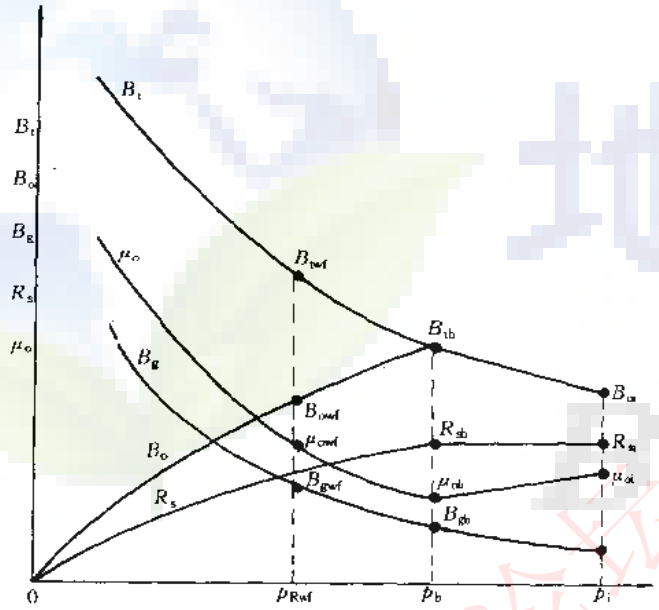


图 2.5.2　饱和油藏的流体物性与压力关系

3. 气顶气和溶解气的综合驱动开发

对于具有原始气顶，而无边底水的饱和油藏，若采用消耗式降压开发，在气顶气和溶解气为综合膨胀驱动条件下，气顶气和溶解气的可采储量，可由下式计算[1]：

$$G_R^c = N\left[\frac{B_{ta} - B_{tb}}{B_{ga}} + mB_{tb}\left(\frac{1}{B_{gb}} - \frac{1}{B_{ga}}\right) + E_{Ro}^c\left(R_{sb} - \frac{B_{ta}}{B_{ga}}\right)\right] \tag{2.5.16}$$

在（2.5.16）式中的E_{Ro}^c为在气顶气和溶解气的综合驱动条件下原油的采收率，它除与溶解气的驱动能量有关外，主要与表示气顶气能量大小的 m 值有关。为了预测E_{Ro}^c的数值，本文提出如下的相关公式：

$$E_{Ro}^c = E_{Ro}^s(1 + m) \tag{2.5.17}$$

4. 气顶气和溶解气的综合驱动后注水保持压力开发

对于有原始气顶，而无边底水的饱和油藏，在气顶气和溶解气综合驱动开发一段后，再进行人工注水保持地层压力条件下，气顶气和溶解气的可采储量，可由下式计算：

$$G_R^{c+w} = G_p^c + G_{pmax}^w \tag{2.5.18}$$

式中

$$G_p^c = N\left(\frac{B_{twf} - B_{tb}}{B_{gwf}}\right) + mNB_{tb}\left(\frac{1}{B_{gb}} - \frac{1}{B_{gwf}}\right) + N_p^c\left(R_{sb} - \frac{B_{twf}}{B_{gwf}}\right) \tag{2.5.19}$$

$$G_{pmax}^w = (N - N_p^c)E_{Ro}^w R_{swf} \tag{2.5.20}$$

5. 气顶气和溶解气的原始地质储量计算

对于具有原始气顶的饱和油藏，气顶气的原始地质储量，由下式计算[3]：

$$G_{cap} = \frac{mNB_{ob}}{B_{gb}} \tag{2.5.21}$$

对于具有原始气顶的饱和油藏，原油中溶解气的原始地质储量，由下式计算：

$$G_s = NR_{sb} \tag{2.5.22}$$

气顶气和溶解气的总原始地质储量，由（2.5.21）式和（2.5.22）式相加得：

$$G_t = G_{cap} + G_s = N\left(\frac{mB_{ob}}{B_{gb}} + R_{sb}\right) \tag{2.5.23}$$

因此，油田气顶气和溶解气的采收率表示为：

$$E_{RG} = G_R/G_t \tag{2.5.24}$$

三、应用举例

对于未饱和油藏和饱和油藏，在不同驱动类型的开发条件下，计算溶解气可采储量的方法各不相同。本节仅举下面三个例题，以示计算溶解气和气顶气可采储量方法的特点。

1. 无气顶无边底水的未饱和油藏在饱和压力以下注水保持地层压力开发

冀东油田的高 30 块，是一个既无原始气顶又无边底水的未饱和油藏。在投入开发之后，当地层压力降到饱和压力以下时，才进行人工注水保持地层压力的开发措施。该开发区块的主要数据与资料为[2]：$p_i = 34.43\text{MPa}$；$p_b = 26.53\text{MPa}$；$p_{Rwf} = 13.93\text{MPa}$；$K = 30\text{mD}$；$\phi = 0.16$；$S_{wi} = 0.40$；$S_{oi} = 0.60$；$C_o = 24.35 \times 10^{-4}\text{MPa}^{-1}$；$C_w = 6 \times 10^{-4}\text{MPa}^{-1}$；$C_f = 5.7 \times 10^{-4}\text{MPa}^{-1}$；$B_{tb} = 1.747$；$B_{oi} = 1.709$；$B_{owf} = 1.427$；$B_{gwf} = 0.00561$；$R_{sb} = 166.6\text{m}^3/\text{m}^3$；$R_{swf} = 87.4\text{m}^3/\text{m}^3$；$\mu_{ob} = 0.30\text{mPa}\cdot\text{s}$；$\mu_{owf} = 0.592\text{mPa}\cdot\text{s}$；$\mu_{wwf} = 0.24\text{mPa}\cdot\text{s}$；$N_p^E = 23.7 \times 10^4\text{m}^3$；$N_p^s = 5.9 \times 10^4\text{m}^3$；$N = 484 \times 10^4\text{m}^3$；$G_s = 80634 \times 10^4\text{m}^3$。试求该开发区块溶解气的可采储量？

将已知参数代入（2.5.2）式得，油藏的总压缩系数为：

$$C_t^* = 24.35 \times 10^{-4} + \frac{6 \times 10^{-4} \times 0.40 + 5.7 \times 10^{-4}}{0.60}$$
$$= 0.003785\text{MPa}^{-1}$$

将已知参数代入（2.5.1）式得，在弹性驱开发阶段溶解气的累积产量为：

$$G_p^E = \frac{484 \times 166.6 \times 0.003785 \times (34.43 - 26.53)}{1 + 24.35 \times 10^{-4} \times (34.43 - 26.53)}$$
$$= 2366 \times 10^4\text{m}^3$$

将已知参数代入（2.5.7）式得，在注水保持地层压力条件下，地层油气两相总体积系数为：

$$B_{twf} = 1.427 + (166.6 - 87.4) \times 0.00561 = 1.871$$

将已知参数代入（2.5.6）式得，在溶解气驱开发阶段，溶解气的累积产量为：

$$G_p^s = (484 - 23.7)\left(\frac{1.871 - 1.747}{0.00561}\right) + 5.9 \times \left(166.6 - \frac{1.871}{0.00561}\right)$$
$$= 9189 \times 10^4\text{m}^3$$

将已知参数代入（2.5.9）式得，人工注水保持地层压力开发阶段原油的采收率为：

$$E_{Ro}^w = 0.3225\left[\frac{0.16(1 - 0.40)}{1.427}\right]^{0.0422} \times \left(\frac{30 \times 0.24}{0.592}\right)^{0.077}$$
$$\times (0.40)^{-0.1903} = 0.415$$

将已知参数代入（2.5.8）式得，在注水保持地层压力开发阶段，溶解气的最大累积产量为：

$$G_{pmax}^w = (484 - 23.7 - 5.9) \times 0.415 \times 87.4$$
$$= 16482 \times 10^4\text{m}^3$$

最后，将上面计算的 G_p^E，G_p^s 和 G_{pmax}^w的数值代入（2.5.5）式得，该开发区块溶解气的可采储量为：

$$G_R^s = 2366 + 9189 + 16482 = 28037 \times 10^4 m^3$$
$$= 2.8 \times 10^8 m^3$$

2. 气顶气和溶解气综合驱动的饱和油藏

某具有气顶而无边底水存在的饱和油藏[4]，由容积法计算的含油区地质储量 $N = 1828 \times 10^4 m^3$；在原始地层条件下，气顶气与含油区的地下体积比 $m = 0.5$；原始地层压力等于饱和压力 $p_i = p_b = 22.75MPa$；在饱和压力下的地层流体参数为：$B_{ob} = B_{tb} = 1.2511$；$B_{gb} = 0.004885$；$R_{sb} = 90.78 m^3/m^3$；油田开发的废弃地层压力 $p_a = 2.07MPa$；在废弃压力 p_a 下的地层流体参数为：$B_{oa} = 1.0583$；$B_{ga} = 0.05986$；$R_{sa} = 6.23 m^3/m^3$；其他已知参数为：$\phi = 0.20$；$S_{wi} = 0.25$；$K = 100mD$；$\mu_{ob} = 2.0MPa \cdot s$；试求气顶气和溶解气综合驱动条件下，气顶气和溶解气的可采储量和采收率？

将已知参数代入（2.5.11）式得，在废弃条件下的油气两相的总体积系数为：

$$B_{ta} = 1.0583 + (90.78 - 6.32) \times 0.05986 = 6.12$$

将已知参数代入（2.5.12）式得，仅在溶解气驱开发条件下原油的采收率为：

$$E_{Ro}^s = 0.2126\left[\frac{0.20(1-0.25)}{1.2511}\right]^{0.1611} \times \left(\frac{100}{2.0}\right)^{0.0979}$$
$$\times (0.25)^{0.3722} \times \left(\frac{22.75}{2.07}\right)^{0.1741} = 0.20$$

将 E_{RO}^s和 m 的数值代入（2.5.17）式得，在气顶气和溶解气的综合驱动条件下，原油的采收率为：

$$E_{Ro}^c = 0.20 \times (1 + 0.5) = 0.30$$

最后，将已知参数代入（2.5.19）式得，在气顶气和溶解气的综合驱动条件下，气顶气和溶解气的可采储量为：

$$G_R^c = 1828\left[\frac{6.12 - 1.2511}{0.05986} + 0.5 \times 1.2511 \times \left(\frac{1}{0.004885} - \frac{1}{0.05986}\right) + 0.30 \times \left(90.78 - \frac{6.12}{0.05986}\right)\right]$$
$$= 357375 \times 10^4 m^3 = 35.74 \times 10^8 m^3$$

将已知参数代入（2.5.23）式得，该油田的气顶气和溶解气的总地质储量为：

$$G_t = 1828\left(\frac{0.5 \times 1.2511}{0.004885} + 90.78\right) = 400031 \times 10^4 m^3$$
$$= 40 \times 10^8 m^3$$

再将 G_R^c 和 G_t 的数值代入（2.5.24）得，气顶气和溶解气综合驱动开发的天然气采收率为：

$$E_{RG} = \frac{35.74}{40} = 0.893 \text{ 或 } 89.3\%$$

3. 气顶气和溶解气综合驱动中后期注水开发

对于例题 2 的油田地质与开发条件，先由气顶气和溶解气的综合驱动开发，当油田累积产油量达到 $N_p^c = 282 \times 10^4 m^3$，地层压力下降到 $p_{Rwf} = 16.55MPa$ 时，进行人工注水保持地层压力开发。在 p_{Rwf}压力下的地层流体物性参数为：$B_{owf} = 1.1822$；$R_{swf} = 62.656 m^3/m^3$；$B_{gwf} = 0.006738$；$\mu_{wwf} = 0.3mPa \cdot s$；$\mu_{owf} = 5mPa \cdot s$；其他有关参数同例题 2 所注。试求该油田的气顶气和溶解气的可采储量和采收率？将已知参数代入（2.5.7）式得，在 p_{Rwf}压力下的油气两相的总体积系数为：

$$B_{twf} = 1.1822 + (90.78 - 62.656) \times 0.006738 = 1.3717$$

将有关参数代入（2.5.19）式得，在气顶气和溶解气的综合开发阶段，气顶气和溶解气的累积产量为：

$$G_p^c = 1828\left(\frac{1.3717-1.2511}{0.006738}\right)+0.5\times 1828\times 1.2511\times\left(\frac{1}{0.004885}-\frac{1}{0.006738}\right)+282\left(90.78-\frac{1.3717}{0.006738}\right)$$
$$=65285\times 10^4\mathrm{m}^3$$

将已知参数代入（2.5.9）式得，注水开发阶段原油的采收率为：

$$E_{Ro}^w = 0.3225\left[\frac{0.20\times(1-0.75)}{1.1822}\right]^{0.0422}\times\left(\frac{100\times 0.3}{5}\right)^{0.077}\times(0.25)^{-0.1903}=0.44$$

将已知参数代入（2.5.20）式得，在注水开发阶段气顶气和溶解气的最大累积产量为：

$$G_{pmax}^w = (1828-282)\times 0.44\times 65.656 = 44661\times 10^4\mathrm{m}^3$$

最后，将上面计算的 G_p^c 和 G_{pmax}^w 的数值代入（2.5.18）式得，该油田经过气顶气和溶解气的综合开发阶段，以及之后的注水保持地层压力开发阶段，气顶气和溶解气的可采储量为：

$$G_R^{c-w} = 65285+44661 = 109946\times 10^4\mathrm{m}^3 = 11\times 10^8\mathrm{m}^3$$

若将例题 2 中业已计算的气顶气和溶解气的总地质储量，以及这里计算的可采储量代入（2.5.24）式得，该油田天然气的采收率为：

$$E_{RG} = \frac{11}{40} = 0.275 \text{ 或 } 27.5\%$$

4. 例题 2 和例题 3 的结果对比

由例题 2 和例题 3 计算的气顶气和溶解气的可采储量结果对比表明，全过程以消耗式的气顶气和溶解气的综合驱动开发，比

先以消耗式综合驱动开发，待地层压力降到 16.55MPa 时，再转入人工注水保持地层压力开发，天然气的可采储量，前者比后者多 $24.74\times 10^8\mathrm{m}^3$。这是显而易见的结果。因为气顶气和溶解气的综合驱动开发条件下，随着地层压力的下降，地层中的原油大量脱气，急剧地增加了含气饱和度和气相渗透率，以及气顶气窜的发生，从而导致气油比的迅速上升，即产油量的下降，并会导致原油采收率的降低。相反，在进行人工注水保持地层压力之后，遏制了地层原油的继续脱气和气顶气窜的发生，稳定了生产气油比，增加了产油量，从而提高原油的采收率，降低了气顶气和溶解气的采收率。

四、符号及单位注释

N——油田原油的地质储量，$10^4\mathrm{m}^3$；

N_R——原油的可采储量，$10^4\mathrm{m}^3$；

N_p^E——封闭性未饱和油藏弹性驱开发阶段的累积产油量，$10^4\mathrm{m}^3$；

N_p^s——封闭性未饱和油藏溶解气驱开发阶段的累积产油量，$10^4\mathrm{m}^3$；

N_p^c——具有气顶而无边底水的饱和油藏，在气顶气和溶解气综合驱动开发阶段的累积产油量，$10^4\mathrm{m}^3$；

G_t——气顶气和溶解气的总地质储量，$10^4\mathrm{m}^3$；

G_{cap}——气顶气的地质储量，$10^4\mathrm{m}^3$；

G_s——溶解气的地质储量，$10^4\mathrm{m}^3$；

G_R^t——气顶气和溶解气的总可采储量，$10^4\mathrm{m}^3$；

G_R^N——未饱和油藏天然水驱开发溶解气的可采储量，$10^4\mathrm{m}^3$ 或 $10^8\mathrm{m}^3$；

G_R^w——未饱和油藏饱和压力以上注水开发溶解气的可采储量，$10^4\mathrm{m}^3$ 或 $10^8\mathrm{m}^3$；

G_R^s——无气顶和无边底水的饱和油藏，溶解气驱开发溶解

气的可采储量，10^4m^3；

G_R^v——有气顶而无边底水的饱和油藏，气顶气和溶解气综合驱动天然气的可采储量，10^4m^3；

G_R^{s+w}——无气顶和无边底水的饱和油藏，先溶解气驱开发，后注水开发时，溶解气的可采储量，10^4m^3；

G_R^{v+w}——有气顶无边底水的饱和油藏，先气顶气和溶解气的综合驱动开发，再注水开发时，天然气的可采储量，10^4m^3；

G_p^E——弹性驱开发阶段的累积产气量，10^4m^3；

G_p^s——溶解气驱开发阶段的累积产气量，10^4m^3；

G_{pmax}^w——注水开发阶段的最大累积产气量，10^4m^3；

p_i——原始地层压力，MPa；

p_b——饱和压力，MPa；

p_{Rwf}——注水保持的地层压力，MPa；

p_a——溶解气驱开发时的废弃地层压力，MPa；

B_{tb}——在饱和压力 p_b 下油气两相的总体积系数；

B_{ta}——在废弃压力 p_a 下油气两相的总体积系数；

B_{oa}——在废弃压力 p_a 下原油的体积系数；

B_{ob}——在饱和压力 p_b 下原油的体积系数；

B_{owf}——在 p_{Rwf}压力下原油的体积系数；

B_{ga}——在废弃压力 p_a 下气体的体积系数；

B_{gb}——在饱和压力 p_b 下气体的体积系数；

B_{gwf}——在 p_{Rwf}压力下气体的体积系数；

B_{twf}——在 p_{Rwf}压力下油气两相的总体积系数；

R_{si}——在原始地层压力 p_i 下的原始溶解气油比，m^3/m^3；

R_{sb}——在饱和压力 p_b 下地层原油的溶解气油比，m^3/m^3；

R_{sa}——在废弃压力 p_a 下地层原油的溶解气油比，m^3/m^3；

R_{swf}——在 p_{Rwf}压力下地层原油的溶解气油比，m^3/m^3；

m——在原始地层条件下气顶气地质储量的地下体积，与含油区原油地质储量地下体积比；

ϕ——有效孔隙度，小数；

K——平均岩心分析渗透率，mD；

S_{wi}——地层束缚水饱和度，小数；

S_{oi}——地层原始含油饱和度，小数；

μ_{ob}——在饱和压力 p_b 下地层原油粘度，mPa·s；

μ_{owf}——在 p_{Rwf}压力下地层原油粘度，mPa·s；

μ_{wwf}——在 p_{Rwf}压力下地层水的粘度，mPa·s；

C_o——地层原油的压缩系数，MPa^{-1}；

C_w——地层水的压缩系数，MPa^{-1}；

C_f——地层岩石的有效压缩系数，MPa^{-1}；

C_t^*——总压缩系数，MPa^{-1}；

E_{Ro}^s——溶解气驱开发的原油采收率，小数；

E_{Ro}^v——气顶气和溶解气综合驱动开发的原油采收率，小数；

E_{Ro}^w——注水保持地层压力开发阶段的原油采收率，小数；

E_{RG}——天然气的采收率，小数。

参 考 文 献

[1]陈元千.确定油田伴生气采收率的方法.中国海上油气(地质),1989(3)3,29—34

[2]陈元千.注水开发油田伴生气采收率.的计算方法.辽河石油勘探与开发,1994(2)4,29—33

[3]秦同洛、李璗、陈元千.实用油藏工程方法.北京:石油工业出版社,1989

[4]Dake L P. Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam－Oxford－New York, 1978

第六节　水溶性 CO_2 气藏地质储量的计算方法

70 年代以来，随着勘探工作的深入与发展，我国东部的渤海湾地区，在第三系、白垩系、二叠系和石炭系等地质年代地层中，发现了不少纯度很高的 CO_2 气藏和水溶性 CO_2 气藏，这为工业和民用提供了丰富的物质基础。

在不同的压力和温度条件下，CO_2 物质可以分别呈气态、液态和固态（干冰）。二氧化碳（CO_2）在工业中有广泛的用途，它不但可以用于制肥、制碱和制药，又可用于铸件、制模、焊接、机械冷却和特钢淬火等。此外，它还广泛用于制酸饮料、灭火剂、碱性废水处理、外科手术和制冷储藏食品等。

在储量计算方面，气态 CO_2 气藏的储量计算方法与天然气藏相同。而对于水溶 CO_2 气藏的储量计算方法，可以说与油藏相类似，但目前尚未见到有关报道。本节提出计算水溶 CO_2 气藏原始地质储量的容积法和压降曲线的拟稳态法。

一、储量计算方法的提出

所谓水溶性 CO_2 气藏，是在地层温度和地层压力条件下，CO_2 气体以溶解于地层水的方式存在于储层之中。因此，水溶性 CO_2 气藏又可划分为饱和型和未饱和型两类。前者为地层水被 CO_2 气体饱和，原始地层压力等于饱和压力；后者为地层水未被 CO_2 气体饱和，原始地层压力高于饱和压力。无论哪一种水溶性 CO_2 气藏，在早期探井测试或试采时，只要测准气井生产的气水比，或由 PVT 取样分析求得原始溶解气水比之后，即可应用如下的储量计算方法。

1. 容积法

对于水溶性 CO_2 气藏，以容积法表示的 CO_2 气体的原始地质储量为：

$$G_{CO_2} = 10^{-4} W R_{GW} \tag{2.6.1}$$

$$W = \frac{100 A h \phi S_{wi}}{B_{wi}} \tag{2.6.2}$$

$$R_{GW} = q_{CO_2} / q_w \tag{2.6.3}$$

式中　G_{CO_2}——水溶性 CO_2 气藏的原始地质储量，$10^8 m^3$；

W——地层水的原始地质储量，$10^4 m^3$；

R_{GW}——原始溶解气水比，m^3/m^3；

A——含水面积，km^2；

h——含水层的有效厚度，m；

ϕ——含水层有效孔隙度，小数；

S_{wi}——含水层的原始含水饱和度，小数；

B_{wi}——地层水的原始体积系数；

q_{CO_2}——稳定产气量，m^3/d；

q_w——稳定产水量，m^3/d。

将（2.6.2）式代入（2.6.1）式得：

$$G_{CO_2} = \frac{0.01 A h \phi S_{wi} R_{GW}}{B_{wi}} \tag{2.6.4}$$

地层水的原始体积系数，除由 PVT 取样分析确定外，还可由如下相关经验公式计算[1]：

$$B_{wi} = 1.0 + 3.36 \times 10^{-3}(6.428 \times 10^{-2} T - 1) + 1.0 \times 10^{-6}(1.8T - 28)^{(2 - 4.83 \times 10^{-4} p_i)} \tag{2.6.5}$$

式中　B_{wi}——地层水的原始体积系数；

T——地层温度，℃；

p_i——原始地层压力，MPa。

2. 压降曲线的拟稳态法

对于定容封闭的水溶性 CO_2 气藏，由关闭已测得原始地层

压力的探井，以某一合理工作制度开井，在基本保持产量稳定的条件下，连续测试井的井底流动压力。当其压力动态达到拟稳态时，即 dp_{wf}/dt = 常数时，井底流动压力与生产时间之间，存在如下的直线关系[2]：

$$p_{wf} = \alpha - \beta t \tag{2.6.6}$$

$$\alpha = p_i - \frac{2.12 q_w \mu_{wi} B_{wi}}{Kh}\left(\log\frac{A}{C_A r_w^2} + 0.351 + 0.87S\right) \tag{2.6.7}$$

$$\beta = \frac{4.167\times10^{-6} q_w}{WC_e} \tag{2.6.8}$$

$$C_e = C_w S_{wi} + C_f \tag{2.6.9}$$

式中 p_{wf}——井底流动压力，MPa；

t——开井生产时间，h；

q_w——产水量，m^3/a；

μ_{wi}——原始地层水的粘度，mPa·s；

B_{wi}——原始地层水体积系数；

K——水层有效渗透率，mD；

h——水层有效厚度，m；

A——含水面积，m^2；

C_A——形状系数；

r_w——井底半径，m；

S——表皮系数；

W——地层水的原始地质储量，10^4m^3；

C_e——有效压缩系数，MPa^{-1}；

C_w——地层水的压缩系数，MPa^{-1}；

C_f——地层岩石的有效压缩系数，MPa^{-1}；

S_{wi}——地层水的原始含水饱和度，小数；

α——压降曲线拟稳态阶段直线的截距，MPa；

β——压降曲线拟稳态阶段直线的斜率，MPa/h。

由（2.6.8）式得，预测地层水原始地质储量的关系式为：

$$W = \frac{4.167\times10^{-6} q_w}{\beta C_e} \tag{2.6.10}$$

将（2.6.10）式代入（2.6.1）式得，预测水溶性 CO_2 气藏原始地质储量的关系式为：

$$G_{CO_2} = \frac{4.167\times10^{-10} q_w R_{GW}}{\beta C_e} \tag{2.6.11}$$

再将（2.6.3）式代入（2.6.11）式得：

$$G_{CO_2} = \frac{4.167\times10^{-10} q_{CO_2}}{\beta C_e} \tag{2.6.12}$$

二、方法应用举例

通过下面两个例子，说明本节方法的应用。

1）大港油田的港西地区，在大中旺构造上，于1973年完钻的WG1探井，当钻至奥陶系潜山地层时，发现水溶性 CO_2 气藏。经测试水的产量 $q_w = 406m^3/a$；CO_2 气的产量 $q_{CO_2} = 11310m^3/a$；生产气水比 $R_{GW} = 27.85m^3/m^3$；气体中 CO_2 的摩尔含量为95.1%；CO_2 气的相对密度 $\gamma_{CO_2} = 1.484$；原始地层压力 $p_i = 24.56MPa$；地层温度 $T = 95℃$；由构造和钻遇资料确定的含水层面积 $A = 4.0km^2$；平均有效厚度 $h = 46m$；平均有效孔隙度 $\phi = 0.05$；原始含水饱和度 $S_{wi} = 1.0$，试按容积法估算该水溶性 CO_2 气藏的原始地质储量的数值？

将已知的 p_i 和 T 的数值代入（2.6.5）式，得地层水的原始体积系数为：

$$\begin{aligned} B_{wi} &= 1.0 + 3.36\times10^{-3}(6.428\times10^{-2}\times95 - 1) \\ &\quad + 1.0\times10^{-6}(1.8\times95 - 28)^{(2\cdot4.83\times10^{-4}\times24.56)} \\ &= 1.0364 \end{aligned}$$

再将 B_{wi} 和其它已知参数的数值代入（2.6.4）式得，该水溶 CO_2 气藏的原始地质储量为：

$$G_{CO_2}=\frac{0.01\times4\times46\times0.05\times1.0\times27.85}{1.0364}$$
$$=2.47\times10^8\text{m}^3$$

2）某产水溶性 CO_2 气体的探井，以基本稳定的产量测试井底的压降曲线（见图 2.6.1）。

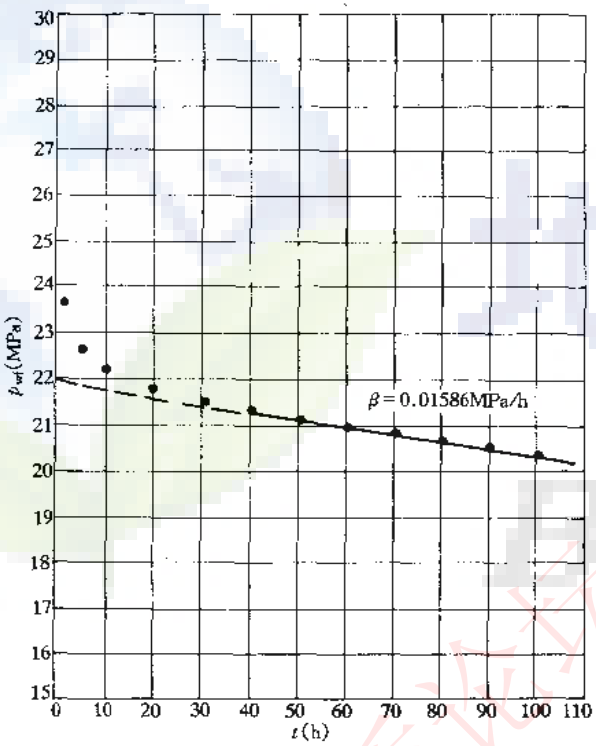


图 2.6.1　某探井的压降曲线图

由图 2.6.1 可看出，当测试时间达到了 60h 之后，已经具有非常好的直线关系。经线性回归求得直线的相关系数 $r=0.9998$；直线的截距 $\alpha=22.033$MPa；直线的斜率 $\beta=0.01608$MPa；CO_2 气体的产量 $q_{CO_2}=12500\text{m}^3/\text{d}$；地层原始含水饱和度 $S_{wi}=1.0$；地层水的压缩系数 $C_w=4\times10^{-4}\text{MPa}^{-1}$；地层岩石的有效压缩系数 $C_f=5\times10^{-4}\text{MPa}^{-1}$，试求该井控制的 CO_2 气藏的原始地质储量 G_{CO_2} 的数值？

将已知的 C_w、C_f 和 S_{wi} 的数值代入（2.6.9）式得：

$$C_e=4\times10^{-4}\times1.0+5\times10^{-4}=9\times10^{-4}\text{MPa}^{-1}$$

再将 C_e 和其它已知的参数数值代入（2.6.12）式得，该探井控制的水溶性 CO_2 气体的原始地质储量为：

$$G_{CO_2}=\frac{4.167\times10^{-10}\times12500}{0.01608\times9\times10^{-4}}$$
$$=0.360\times10^8\text{m}^3$$

三、关于水溶性 CO_2 气体的采收率问题

水溶性 CO_2 气藏，是 CO_2 气体溶解于地层水中的气藏。在将地层水由地下采至地面的过程中，CO_2 气体从水中逐渐释放出来成为自由气体。因此，水溶性 CO_2 气藏中 CO_2 气体的采收率，与地层水的采出量密切相关。对于未饱和型水溶性 CO_2 气藏，在生产过程中如果地层压力不降，则水溶性 CO_2 气体的采收率与地层水的采收率相同；如果在生产过程中，地层压力下降，则水溶性 CO_2 气体的采收率高于地层水的采收率。但对于饱和型的水溶性 CO_2 气藏，在开采过程中，如果地层压力下降，水溶性 CO_2 气体的采收率也与地层水的采收率相等。反之，如果在开采过程中地层压力下降，则在地层水中将有自由 CO_2 气体的出现，此时，水溶性 CO_2 气体的采收率会大大高于地层水的采收率。然而，无论是未饱和型或是饱和型的水溶性 CO_2 气藏，如果生产井不能自喷，或需人工机械采水排气的话，在经济上都是不划算的。这样，采收率的问题就无从谈起了。

参 考 文 献

[1] 陈元千．油气藏工程计算方法（续篇）．北京：石油工业出版社，1991

[2] 陈元千．油气藏工程计算方法．北京：石油工业出版社，1990

第七节　预测油气田可采储量方法的优选

无论是新油气田或正在开发的老油气田，都需要不失时机地预测和标定它们的原始可采储量。所谓原始可采储量，就是在现有的技术经济条件下，人们从油气田的原始地质储量中能够采出的油气总量。原始可采储量与原始地质储量之比值，即油气田的油气采收率。然而，油气田的原始可采储量，并不是一成不变的，它会随着原始地质储量、预测原始可采储量方法及其所用资料的变化而改变。对于业已投入开发的老油田来说，除了预测它们的原始可采储量之外，还要预测每个开发年度的剩余可采储量。所谓某一年度的剩余可采储量，则是原始可采储量，减去到该年度的累积产量。应当指出的是，无论是原始可采储量，或是剩余可采储量，都会受到现有技术和经济上的制约。也就是说，不但存在着技术上的可行性问题，而且也存在着经济上的合理性问题。有些油气田的开发或提高采收率的方案，尽管在技术上是可行的，但在经济上可能是无效益的，因此，也就难以实现。在这种情况下，政府有关优惠政策的支持，就显得特别重要。

根据笔者多年参与我国油气田可采储量标定工作的经验，及在科研中取得的成果，对现有各种预测方法进行分析、对比和研究，优选出预测油气田可采储量的如下方法，谨供大家应用时参考和讨论。

一、预测油气田可采储量的方法

1. 相关经验公式法

相关经验公式法是一种概算法。在油气田的勘探评价阶段或开发的早期，可以利用有关的相关经验公式，先对油气藏的采收率作出预测，再计算它们的原始可采储量。但在实际应用时，由于存在着方法的适应性和资料的可靠性问题，故由相关经验公式预测的采收率数值，需要根据专家经验和类似油气藏的对比，加以合理的调整。

1）水驱砂岩油藏原油采收率计算公式[1,2]

$$E_R = 0.05842 + 0.08461\log(K/\mu_o) + 0.3464\phi + 0.003871S \tag{2.7.1}$$

（样本数为 150，相关系数为 0.7614）

$$E_R = 0.274 - 0.1116\log\mu_R + 0.09746\log K - 0.0001802hS^* - 0.06741V_k + 0.0001675T \tag{2.7.2}$$

（样本数为 25，相关系数为 0.6210）

2）溶解气驱的砂岩或碳酸盐岩油藏原油采收率计算公式[3,4]

$$E_R = 0.2126[\phi(1-S_{wi})/B_{ob}]^{-0.1611} \times (K/\mu_{ob})^{0.0979} \times S_{wi}^{0.3722} \times (p_b/p_a)^{0.1741} \tag{2.7.3}$$

（样本数为 98，相关系数为 0.932）

$$E_R = 0.0793\log(K/\mu_{ob}) + 0.00373(p_b/p_a) + 0.182S_{wi} + 0.149\phi - 0.00197D - 0.00025(R_{si}/B_{ob}) \tag{2.7.4}$$

3）水驱碳酸盐岩裂缝性油藏原油采收率计算公式[5]

$$E_R = 0.2326[\phi(1-S_{wi})/B_{oi}]^{0.9690} \times (K\mu_w/\mu_o)^{0.4863} \times S_{wi}^{-0.5362} \tag{2.7.5}$$

（样本数为 19，相关系数为 0.9764）

4）砂岩稠油油藏蒸汽吞吐原油采收率计算公式[6]

$$E_R = 0.2114 + 1.3660 \times 10^{-3}\log K - 3.0672 \times 10^{-2}\log\mu_o - 3.3036 \times 10^{-5}D + 0.1795\varepsilon + 2.8219 \times 10^{-4}h \quad (2.7.6)$$

（样本数为 39，相关系数为 0.8646）

2. 驱替效率法

在油田开发早期，利用有代表性的岩心进行模拟油藏条件下的水驱油实验，确定驱油效率，在估计水驱油的平面与垂向波及系数后，由下式预测水驱油藏的采收率：

$$E_R = E_D E_{pa} E_{za} \quad (2.7.7)$$

式中

$$E_D = (S_{oi} - S_{or})/S_{oi} \quad (2.7.8)$$

$$E_{pa} = A_w/A \quad (2.7.9)$$

$$E_{za} = h_w/h \quad (2.7.10)$$

3. 压降法

对于定容封闭性气藏或凝析气藏，当地层压降 10% 左右时，可以利用下面的压降法，预测定容气藏或凝析气藏的采收率[7]：

$$E_R = 1 - \psi_a \quad (2.7.11)$$

式中

$$\psi_a = (p_a/Z_a)/(p_i/Z_i) = 0.10 \sim 0.25 \quad (2.7.12)$$

废弃时视地层压力，可由本气藏进入产量递减阶段后的如下关系式确定[8]：

$$p_a/Z_a = \alpha + \beta Q_{EL} \quad (2.7.13)$$

废弃时的地层压力，也可由如下的相关经验公式确定[9]：

$$p_a = 1.131 \times 10^{-3}D + 0.3447 \quad (2.7.14)$$

对于凝析气藏的凝析油和干气的采收率，可以分别由下式确定[10]：

$$E_{RO} = 8.064 \times 10^{-3} p_i^{0.9027} \times GOR^{0.2509} \times (5.625 \times 10^{-2}T + 1)^{0.3008} \times (1.076/\gamma_o - 1)^{2.5034} \quad (2.7.15)$$

（样本数为 27，标准差为 9.25%）

$$E_{RG} = [E_R - E_{R_o}(1 - f_g)]/f_g \quad (2.7.16)$$

式中

$$f_g = 1/(1 + GE_o/GOR) \quad (2.7.17)$$

$$GE_o = 543.15(1.03 - \gamma_o) \quad (2.7.18)$$

4. 物质平衡法

对于天然水驱的气藏或凝析气藏，可由下面的物质平衡法预测气藏的总采收率[11]：

$$E_R = 1 - \psi_a[1 - E_{va}(1 - S_{gr}/S_{gi})] \quad (2.7.19)$$

式中

$$E_{va} = E_{pa}E_{za} \quad (2.7.20)$$

对于新发现的天然水驱气藏或凝析气藏，在早期评价时，可以采用如下的经验数值和方法，确定下面的有关参数：

（1）废弃时的无量纲相对压力：

$$\psi_a = 0.70 \sim 0.90(\text{强水驱}) \quad (2.7.21)$$

$$\psi_a = 0.40 \sim 0.70(\text{中等水驱}) \quad (2.7.22)$$

$$\psi_a = 0.2 \sim 0.40(\text{弱水驱}) \quad (2.7.23)$$

（2）废弃时的波及系数[12]：

$$E_{pa} = 0.60 \sim 0.95(\text{平面}) \tag{2.7.24}$$

$$E_{za} = 0.60 \sim 0.90(\text{垂向}) \tag{2.7.25}$$

(3) 废弃时的水侵区残余气饱和度[9]：

$$S_{gr} = 0.68S_{gi} - 0.197(\text{砂岩}) \tag{2.7.26}$$

$$S_{gr} = 0.40S_{gi}(\text{碳酸盐岩}) \tag{2.7.27}$$

5. 产量递减法

任何油气藏类型，或是任何驱动类型，当其开发进入产量递减阶段之后，均可利用产量递减法，预测油气藏的可采储量。现以油藏为例，介绍最为实用的方法。

油藏进入递减阶段某一时间，预测的油藏总累积产油量为[13]：

$$N_{pt} = N_{po} + N_p \tag{2.7.28}$$

预测递减阶段的累积产油量和产油量，以及与开发时间的关系式分别表示为[14,15]：

$$N_p = a_1 - b_1 Q_o^{1-n} \tag{2.7.29}$$

$$N_p = a_2 - b_2/(t - t_o + C_K)^{(1-n)/n} \tag{2.7.30}$$

式中

$$a_1 = a_2 = Q_i/[D_i(1-n)] \tag{2.7.31}$$

$$b_1 = Q_i^n/[D_i(1-n)] \tag{2.7.32}$$

$$b_2 = nQ_i^n/[(1-n)(nD_i)^{1/n}] \tag{2.7.33}$$

$$C_K = 1/nD_i \tag{2.7.34}$$

$$n = 0 \sim 1 \tag{2.7.35}$$

当预测递减阶段的累积产油量达到最大值时，油藏的可采储量表示为[13,14]：

$$N_R = N_{po} + N_{pmax} \tag{2.7.36}$$

式中

$$N_{pmax} = a_1 = a_2 \tag{2.7.37}$$

对于气藏，上述公式中的参数符号应相应地改变为：G_{pt}，G_{po}，G_p，G_{pmax}，G_R，Q_g。

6. 水驱曲线法

水驱曲线法是预测水驱开发油藏可采储量的特有方法。当油藏含水率达到 50% 以上，并已出现明显的直线段之后，即可有效应用。目前水驱曲线法约有 30 余种[16]，经过多年的理论研究和大量油田的实际应用表明，由中国石油天然气总公司系统筛选和定名的甲、乙、丙和丁等 4 种类型水驱曲线法是最为有效实用的。

1) 甲型水驱曲线法

前苏联学者马克西莫夫 (Максимов)，于 1959 年以经验公式形式提出的水驱曲线关系式[17]，1978 年由中国科学院院士童宪章命名为甲型水驱曲线法[18]，笔者于 1985 年发表了它的理论推导[19]，其表达式为：

$$\log W_p = A_1 + B_1 N_p \tag{2.7.38}$$

$$N_R = \{\log[f_{wL}/(1-f_{wL})] - (A_1 + \log 2.303B_1)\}/B_1 \tag{2.7.39}$$

2) 乙型水驱曲线法

童宪章院士于1978年以经验公式形式提出的乙型水驱曲线关系式[18]，笔者于1993年发表了它的理论推导[20]，其表达式为：

$$\log L_p = A_2 + B_2 N_p \tag{2.7.40}$$

$$N_R = \{\log[1/(1 - f_{wL})] - (A_2 + \log 2.303 B_2)\}/B_2 \tag{2.7.41}$$

3）丙型水驱曲线法

前苏联学者西帕奇夫（Сипачев）和纳扎洛夫（Назаров），分别于1981年和1982年提出了丙型水驱曲线经验关系式[21,22]，笔者于1995年发表了它的理论推导[23]，其表达式为：

$$L_p/N_p = A_3 + B_3 L_p \tag{2.7.42}$$

$$N_R = [1 - \sqrt{A_3(1 - f_{wL})}]/B_3 \tag{2.7.43}$$

4）丁型水驱曲线法

前苏联学者纳扎洛夫（Назаров），于1972年以经验公式形式提出的丁型水驱曲线关系式[24]，笔者于1995年发表了它的理论推导[23]，其表达式为：

$$L_p/N_p = A_4 + B_4 W_p \tag{2.7.44}$$

$$N_R = [1 - \sqrt{(A_4 - 1)(1 - f_{wL})/f_{wL}}]/B_4 \tag{2.7.45}$$

7. 预测模型法

预测模型法是一种全程的预测方法。当油气田投入开发之后，如果拥有一定数量的产量变化数据，即可利用预测模型法，对油气田的产量和可采储量进行有效的预测。已故的中科院翁文

波院士，于1984年发表的泊松旋回（Poisson Cycle）模型[25]，可以说是我国最早的预测模型，人们通常称之为翁氏模型。近两三年来，由于理论研究工作的深入，在预测模型的研究和应用方面，我国已经取得了突破性进展，有若干好的预测模型相继问世[26~33]。这些预测模型，不但可以用于油气田的产量和可采储量的预测，而且还可以用于矿产资源发现潜力、国民经济发展趋势、人口增长和自然灾害发生等的预测。下面介绍4种具有较好实用价值的预测模型。

1）广义翁氏模型

翁氏模型是翁文波院士于1984年利用逻辑推理的方法所建立[25]，后在1996年的文献［30，31］完成了它的理论推导，并首次提出了求解非线性模型的线性试差法。由于原翁氏模型是笔者理论推导结果，在模型常数 b 为正整数时的特例，故将此结果称之为广义翁氏模型。该预测模型具有以下重要关系式[30,31]：

$$Q = at^b e^{-(t/c)} \tag{2.7.46}$$

$$Q_{max} = a(bc/2.718)^b \tag{2.7.47}$$

$$t_m = bc \tag{2.7.48}$$

$$N_R = ac^{b+1}\Gamma(b+1) \tag{2.7.49}$$

当 b 为正数时，由（2.7.49）式得：

$$N_R = ac^{b+1}b! \tag{2.7.50}$$

2）威布尔（Weibull）模型

经过理论上的研究和推导，由文献［27］根据数理统计学中的威布尔分布建立起来的威布尔模型，具有以下的重要关系式：

$$Q = at^b e^{-(t^{b+1}/c)} \tag{2.7.51}$$

$$Q_{max} = a[bc/2.718(b+1)]^{b/(b+1)} \quad (2.7.52)$$

$$t_m = [bc/(b+1)]^{1/(b+1)} \quad (2.7.53)$$

$$N_{pm} = 0.3679N_R \quad (2.7.54)$$

$$N_p = N_R[1 - e^{-(t^{b+1}/c)}] \quad (2.7.55)$$

$$N_R = ac/(b+1) \quad (2.7.56)$$

3）HCZ（胡—陈—张）模型

根据增长曲线的原理，胡建国、陈元千、张盛宗建立的HCZ模型，有以下重要关系式[26]：

$$N_p = N_R\exp[-(a/b)\exp(-bt)] \quad (2.7.57)$$

$$Q = aN_R\exp[-(a/b)\exp(-bt) - bt] \quad (2.7.58)$$

$$Q_{max} = 0.3679bN_R \quad (2.7.59)$$

$$t_m = (\ln a/b)/b \quad (2.7.60)$$

$$N_{pm} = 0.3679N_R \quad (2.7.61)$$

$$Q_{max}/N_{pm} = b \quad (2.7.62)$$

HCZ模型，可以简化为著名的龚帕兹（Gompertz）模型[34]和莫尔（Moore）模型[35]。

4）逻辑推理（Logistic）模型

逻辑推理模型，在我国常称之为逻辑斯谛模型，这种称呼是不确切的。逻辑斯谛并非是人名，而只是logistic英文一词的中文译称。在美国，哈伯特（Hubbert）[36]于1962年首次提出逻辑推理曲线（logistic curve）的预测方法。因此，该法又被称为哈伯特模型。然而，令人遗憾的是，目前在有关的国内外石油科技文献中，尚未看到有关该模型的理论推导。由文献［29］完成的理论推导，其主要关系式为：

$$N_p = N_R/(1 + ae^{-bt}) \quad (2.7.63)$$

$$N_{pm} = 0.5N_R \quad (2.7.64)$$

$$Q = abN_Re^{-bt}/(1 + ae^{-bt})^2 \quad (2.7.65)$$

$$Q_{max} = 0.25bN_R \quad (2.7.66)$$

$$t_m = (\ln a)/b \quad (2.7.67)$$

5）胡—陈（Hu—Chen）模型

由文献［37］推导建立的胡—陈预测模型，其表达式与上面的逻辑推理模型很相似，主要的关系式为：

$$N_p = N_R/(1 + at^{-b}) \quad (2.7.68)$$

$$N_{pm} = 0.2N_R(b-1)/b \quad (2.7.69)$$

$$Q = \frac{abN_Rt^{-(b-1)}}{(1 + at^{-b})^2} \quad (2.7.70)$$

$$Q_{max} = \frac{N_R(b-1)^{(b-1)}(b+1)^{(b+1)/b}}{4ba^{1/b}} \quad (2.7.71)$$

$$t_m = \left[\frac{(b-1)a}{b+1}\right]^{1/b} \qquad (2.7.72)$$

上述5种数学模型，有关求解模型常数（a，b，c）的线性试差方法，请参考所注的文献。

二、结　束　语

本节中介绍的上述方法，是根据我个人的研究和实践积累的工作经验所优选出来的方法。我衷心希望有关的读者，能在实际工作中加以应用和检验。同时，我也希望有关感兴趣的同志，能够再介绍一些实用有效的方法，使预测油气田可采储量的方法不断完善。

三、符号及单位注释

A——含油面积，km^2；

A_w——水侵面积，km^2；

A_1——甲型水驱曲线直线段的截距；

A_2——乙型水驱曲线直线段的截距；

A_3——丙型水驱曲线直线段的截距；

A_4——丁型水驱曲线直线段的截距；

a——预测模型常数；

a_1——扩展 Arps 法直线段的截距；

a_2——广义 Копытов 法直线段的截距；

B_{oi}——原始地层压力 p_i 下的原油体积系数；

B_{ob}——饱和压力 p_b 下的原油体积系数；

B_1——甲型水驱曲线直线段的斜率；

B_2——乙型水驱曲线直线段的斜率；

B_3——丙型水驱曲线直线段的斜率；

B_4——丁型水驱曲线直线段的斜率；

b_1——扩展 Arps 法直线段的斜率；

b_2——广义 Копытов 法直线段的斜率；

b——预测模型常数；

c——预测模型常数；

C_K——广义 Копытов 法的修正常数；

D——油藏埋深，m；

D_i——初始递减率，a^{-1}；

E_R——油气藏的采收率，小数；

E_D——驱油效率，小数；

E_{RO}——凝析气藏凝析油的采收率，小数；

E_{RG}——凝析气藏干气的采收率，小数；

E_{va}——最终水驱体积波及系数，小数；

E_{pa}——最终水驱平面波及系数，小数；

E_{za}——最终水驱垂向波及系数，小数；

f_g——凝析气藏干气的摩尔分量，小数；

f_{wL}——水驱油藏的极限含水率，小数；

G_{pt}——气藏的总累积产气量，10^8m^3；

G_{po}——预测期前的累积产气量，10^8m^3；

G_{pmax}——预测期的最大累积产气量，10^8m^3；

G_p——预测期的累积产气量，10^8m^3；

G_R——气藏的可采储量，10^8m^3；

GOR——凝析气藏的原始气油比，m^3/m^3；

GE_o——凝析气藏凝析油的气体当量体积，m^3/m^3；

h——油气藏的有效厚度；m；

h_w——天然水侵的有效厚度，m；

K——平均空气渗透率，mD；

L_p——水驱油藏的累积产液量，10^4m^3；

N_p——预测期的累积产油量，或水驱油藏水驱曲线的累积

产油量，或预测模型的累积产油量，10^4m^3；

N_{pt}——油藏的总累积产油量，10^4m^3；

N_{po}——预测期前的累积产油量，10^4m^3；

N_{pmax}——预测期的最大累积产油量，10^4m^3；

N_{pm}——达到最高年产量时的累积产油量，10^4m^3；

N_R——油藏的可采储量，10^4m^3；

n——递减指数；

p_i——原始地层压力，MPa；

p_a——废弃时的地层压力，MPa；

p_b——油藏的饱和压力，MPa；

p_i/Z_i——气藏的原始视地层压力，MPa；

p_a/Z_a——气藏的废弃视地层压力，MPa；

Q——预测模型法 t 时间的产量，$10^4m^3/a$（油），$10^8m^3/a$（气）；

Q_i——预测期的初始产量，$10^4m^3/a$（油），$10^8m^3/a$（气）；

Q_o——预测期 t 时间的产油量，$10^4m^3/a$；

Q_g——预测期 t 时间的产气量，$10^8m^3/a$；

Q_{max}——最高年产量，$10^4m^3/a$（油），$10^8m^3/a$（气）；

Q_{EL}——定容气藏的经济极限产量，$10^8m^3/a$；

B_{si}——油藏的原始溶解气油比，m^3/m^3；

S——井网密度，口/km^2；

S^*——井控面积，hm^2/口；

S_{oi}——原始含油饱和度，小数；

S_{or}——剩余油饱和度，小数；

S_{gi}——原始含气饱和度，小数；

S_{gr}——剩（残）余气饱和度，小数；

S_{wi}——束缚水饱和度，小数；

T——地层温度，℃；

t——油气藏的开发时间，a；

t_o——预测期开始的时间，a；

t_m——达到最高年产量的时间，a；

V_k——渗透率变异系数（0～1）；

W_p——油藏累积产水量，10^4m^3；

Z_i——原始气体偏差系数；

Z_a——废弃时的气体偏差系数；

α——（2.7.13）式的截距；

β——（2.7.13）式的斜率；

γ_o——凝析油的相对密度；

ε——储层净毛比，小数；

μ_o——地层原油粘度，mPa·s；

μ_w——地层水粘度，mPa·s；

μ_{ob}——饱和压力 p_b 下地层原油粘度，mPa·s；

μ_R——地层油水粘度比；

ϕ——有效孔隙度，小数；

$\Gamma(b+1)$——伽马函数；

$\exp(-x)$——指数函数；

$\log x$——以 10 为底的常用对数函数；

$\ln x$——以 e 为底的自然对数函数。

参 考 文 献

[1]陈元千、刘雨芬、毕海滨．确定水驱砂岩油藏采收率的方法．石油勘探与开发，1996，23(4)：58～60

[2]俞启泰、赵明、林志芳．水驱砂岩油田含水变化规律与采收率多因素分析．石油勘探与开发，1992，19(3)

[3]Arps J J et al. A Statistical Study of Recovery Efficiency. API Bul. D14, API, 1967

[4]Exxon Production Research Company. Reservoir Engineering

School Study Guide,1988
[5]朱亚东、叶红军、申友青．非砂岩油藏可采储量预测方法．华北石油勘探与开发科技文选,北京:石油工业出版社,1997
[6]刘雨芬、陈元千、毕海滨．利用多元回归方法确定稠油油藏吞吐阶段的采收率．新疆石油地质,1996,17(2):184～187
[7]陈元千．确定气藏可采储量的方法．中国海上油气(地质),1991,5(2):15～24
[8]陈元千．确定定容气藏递减类型的新方法．石油勘探与开发,1984,11(3):52～59
[9]Stoian E, Telforod A S. Determination of Natural Gas Recovery Factors. JCPT,July～September, 1966:115～129
[10]陈元千．预测凝析气藏采收率的方法．天然气工业,1992,12(2):29～35
[11]陈元千．排水采气对水驱气藏采收率的影响．天然气工业,1991,11(4):74～78
[12]Nind W T E. Hydrocarbon Reservoir and Well Performance. Chapter 5, Chapman and Hall, New York,1989:130～131
[13]陈元千．利用递减参数确定可采储量的方法．石油勘探与开发,1994,21(3):95～98
[14]陈元千．双曲线递减的简化及确定可采储量的截距法．天然气工业,1994,14(4):32～36
[15]陈元千．广义 Копытов 公式的推导及其应用．石油勘探与开发,1991,18(1):56～61
[16]陈元千．水驱曲线法的分类、对比与评价．新疆石油地质,1994,15(4):348～356
[17]Максимов М И. Метод Подсцета Извлекаемых Запасов Нефти В Конецной Стадии Эксплуатации Нефтяных Пластов В Условиях Нефти Водой. Геология Вытеснения Нефти и Газа. 1959(3):42～47
[18]童宪章．天然水驱和人工注水油藏的统计规律探讨．石油勘探与开发,1978,4(6):38～64
[19]陈元千．水驱曲线关系式的理论推导．石油学报,1985,6(2):69～78
[20]陈元千．一种新型水驱曲线关系式的理论推导及应用．石油学报,1993,14(2):65～73
[21]Сипацев Н В и Посевид А Г. О Характеристиках Вытеснения Нефти Водой. Ивуз, Нефтв и Газ, 1981,(12):26～32
[22]Назаров С Н. Исследование Определяющих Параметров Нефтеотдаци. Ивуз, Нефте И Газ,1982(6):25～30
[23]陈元千．对 Назаров 和 Сипацев 关系式的理论推导及应用．石油勘探与开发,1995,22(3):63～71
[24]Назаров С Н. К Оценке Извлекаемых Запасов Нефти По Интегралвным Кривых Отбора Нефти И Воды. АНх,1972,(5):20～21
[25]翁文波．预测论基础．北京:石油工业出版社,1984
[26]胡建国、陈元千,张盛宗．预测油气田产量和可采储量的新模型．石油学报,1995,16(1):79～86
[27]陈元千、胡建国．预测油气田产量和可采储量的 Weibull 模型．新疆石油地质,1995,16(3):250～255
[28]胡建国,陈元千．t 模型的推导、应用及讨论．天然气工业,1995,15(4):26～29
[29]陈元千、胡建国、张栋杰．Logistic 模型的推导及自回归方法．新疆石油地质,1996,17(2):150～155
[30]陈元千．对翁氏模型的推导及应用．天然气工业,1996,16(2):22～26
[31]陈元千．胡建国．对翁氏模型的回顾及新的推导．中国海上油气(地质),1996,10(5):317～324
[32]袁自学、陈元千．预测油气田产量和可采储量的瑞利模型．中国海上油气(地质),1996,10(2)

[33]陈元千．预测油气田产量和可采储量的对数正常分布模型．石油学报，1997，18(2)：84～85
[34]童晓光、黎丙建．老油田石油储量增长趋势预测及应用．石油勘探与开发，1991，18(6)：25～31
[35]Moore C L. Analysis and Project of the Historical Pattern of Supply of Exhaustible National Resources. Paper Presented to the Operations Research Society of America, Boston, Mass: May 6—7, 1965
[36]Hubbert M K. Energy Resources. National Academy of Sciences, National Research Council, Washington D. C., 1962
[37]胡建国、陈元千．油气田产量预测模型的研究．天然气工业，1997，17(5)：31～34

第八节　确定水驱砂岩油藏采收率的相关经验公式

对于新发现的油田（藏），在上报原始地质储量的同时，必须上报可采储量，为编制油田开发规划或开发方案提供可靠的基础。同时，根据全国储委的工作要求，今后投入开发的新、老油田，都将纳入国有资产管理的轨道。因此，研究不同类型油藏新增探明可采储量的标定方法，是非常重要的工作。然而，在每年上报新增探明可采储量时，由于处在勘探与评价阶段，不可能钻更多的井，往往只拥有少量的取心资料、有限的测试资料和地层流体取样分析资料，要想准确地确定新增探明可采储量，是比较困难的。基于这种原因，近十年来，我国新油田的采收率和可采储量测算常使用国外（主要是美国和前苏联）的相关经验公式。但是，由于我国油田的储层物性、流体物性和开发方式等因素与国外油田差异明显，因此，利用国外的相关经验公式预测的采收率偏高5%～10%。同时，国外相关经验公式所依据的油田数目较少，如美国石油学会（API）和前苏联石油科学研究院

（ВНИИ）的水驱砂岩相关经验公式，分别是依据72个和42个油田资料所建立。目前我们已经拥有几百个油田开发单元的地质基础数据和开发动态资料，完全具备了研究我国预测油田采收率和可采储量的方法，并具有建立相关经验公式的条件。

一、统计研究的基础资料

目前我国水驱开发的砂岩油田，约占全国总油田的75.6%；地质储量约占全国总地质储量的78.4%；年产量约占全国总产量的87.46%。这足以说明水驱砂岩油藏在我国的重要地位。

本次水驱砂岩油藏采收率的相关统计研究，共应用了大庆、胜利、辽河、大港、华北和中原油区150个独立开发单元（综合含水均大于60%）的基础资料。经过用灰色系统理论法及多元回归法进行统计分析，反复研究表明，地层渗透率、地层原油粘度、井网密度和地层有效孔隙度是影响油藏采收率的主要因素。因此，以这4项主要影响因素作为多元回归的建模基础。参与统计的150个独立开发单元基础参数的最小值、最大值和算术平均值列于表2.8.1。

表2.8.1　基础资料的变化范围

开发单元基础参数	最小值	最大值	算术平均值
含油面积（km^2）	0.50	69.3	7.5
地质储量（10^4t）	62	28006	1907
地面原油密度（g/cm^3）	0.830	0.982	0.891
地层原油粘度（mPa·s）	0.5	154	18.4
空气渗透率（mD）	4.8	8900	1269
有效孔隙度（%）	15	33	25.1
井网密度（口/km^2）	3.1	28.3	9.6
含水率（%）	60	94.8	83.7
标定采收率（%）	16.2	50	34.1

这 150 个统计单元的含油面积、地质储量、地面原油密度、地层原油粘度、空气渗透率、有效孔隙度和井网密度等分布的直方图，见图 2.8.1 至图 2.8.7。

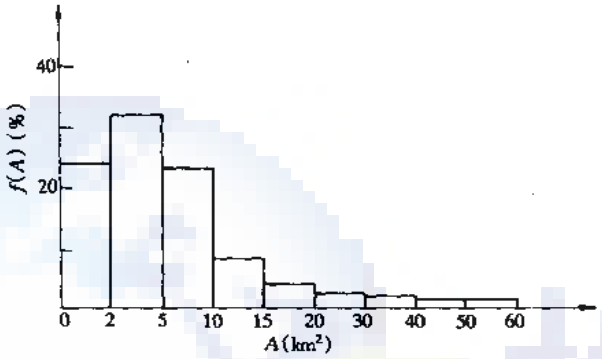


图 2.8.1　含油面积分布的直方图

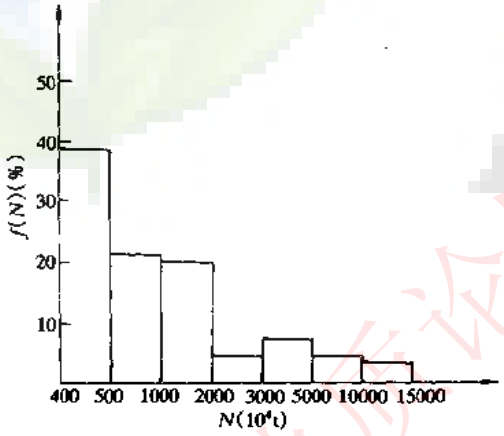


图 2.8.2　地质储量分布的直方图

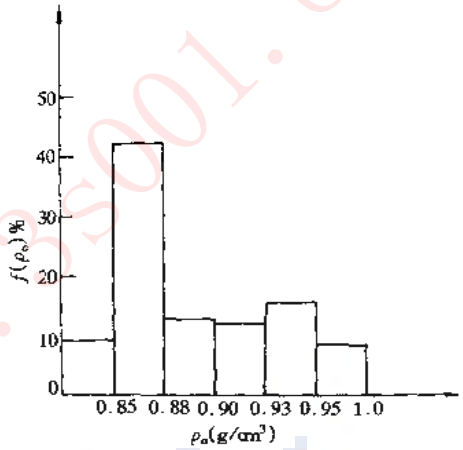


图 2.8.3　地面原油密度分布的直方图

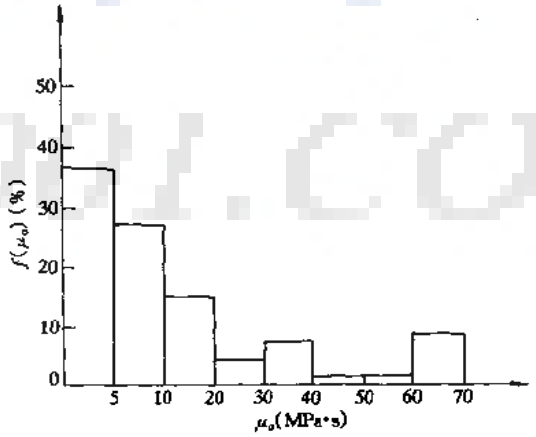


图 2.8.4　地层原油粘度分布的直方图

地信网论坛 BBS.3501.COM 顶级地质论坛 http://bbs.3501.com/

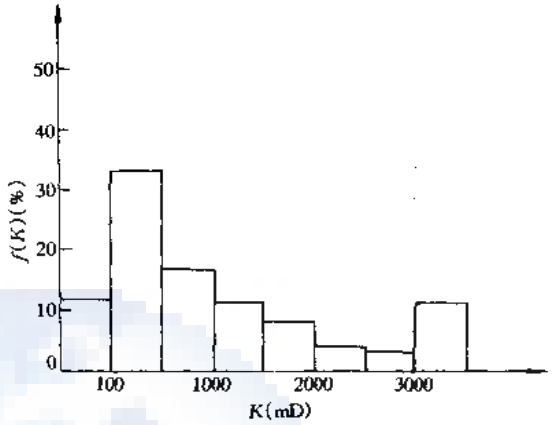


图 2.8.5　空气渗透率分布的直方图

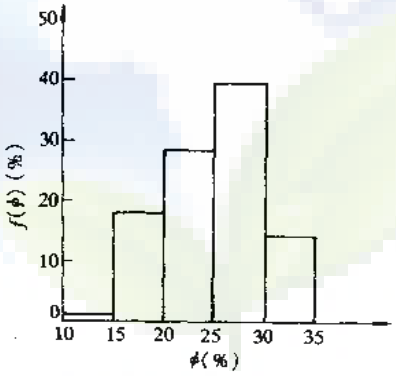


图 2.8.6　有效孔隙度分布的直方图

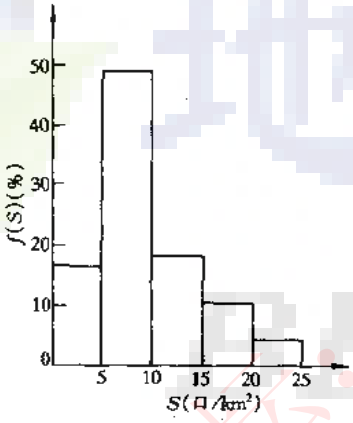


图 2.8.7　井网密度分布的直方图

二、已开发单元的基本特征

(1) 在 150 个开发单元中，含油面积小于 $10km^2$ 的开发单元占 80.5%，地质储量小于 2000×10^4t 的开发单元占 80%，这

反映了我国东部地区断块油田开发的特点。

(2) 我国东部地区水驱开发的砂岩油藏，原油多为中等粘度，重质原油占相当比例。在所统计的开发单元中，地层原油粘度小于 20mPa·s 的占 77.4%，小于 10mPa·s 的占 52.7%，小于 5mPa·s 的占 36%；地面原油密度小于 $0.9g/cm^3$ 的占 64%，而大于 $0.93g/cm^3$ 的占 24%。

(3) 已开发单元储层物性较好，储层相对较均质。在 150 个开发单元中，渗透率大于 100mD 的占 88%，孔隙度大于 20% 的占 81.3%。所选用单元的水驱控制程度均大于 60%。

(4) 各单元已进行多次加密井网调整，开采时间较长，综合含水均已超过 60%。有 66% 的单元井网密度在 5～10 口/km^2，相应的开发井距为 316～447m。

(5) 虽然东部地区已开发单元多具有断块小、油质较重的特点，但我国的注水开发已达到了一定的水平。在 150 个开发单元中，标定采收率大于 25% 的约占 90%。

综上所述，本次选定的 150 个开发单元，基本上反映了我国东部地区已开发水驱砂岩的油藏特征，具有较强的代表性。

三、相关经验公式的建立与对比

1. 本节建立的相关经验公式

根据上述 150 个开发单元的 4 项基本参数，利用多元回归法得到的相关经验公式为：

$$E_R = 0.058419 + 0.084612\log\frac{K}{\mu_o} + 0.3464\phi + 0.00378S \qquad (2.8.1)$$

(2.8.1) 式的复相关系数 $r=0.7614$，标准差 $\sigma=4.55\%$。

在图 2.8.8 上，绘出了用 (2.8.1) 式计算的采收率 E_R 与全国统一标定采收率 E_R^* 的关系图。由图 2.8.8 看出，本节提供的相关经验公式有较好的实用性，可用于今后新增探明可采储量

的计算。

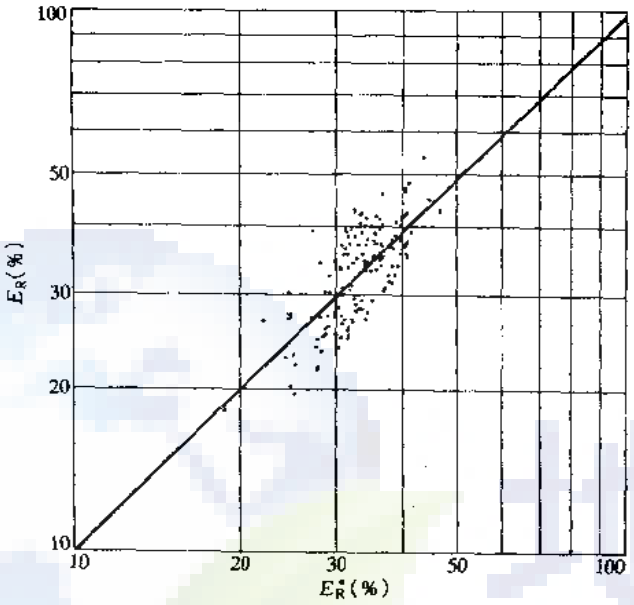


图 2.8.8　本节方法计算值（E_R）与标定值（E_R^*）关系图

2. 相关经验公式对比

采用本节提出的经验公式和我国以往采用的经验公式[1~7]，分别计算我国 7 个油田的采收率，结果列于表 2.8.2。

我国以往采用的相关经验公式统列如下：

1）陈元千的相关经验公式（1990）[1]

$$E_R = 0.2143\left(\frac{K}{\mu_o}\right)^{0.1316} \tag{2.8.2}$$

2）万吉业的相关经验公式（1963）[2]

$$E_R = 0.135 + 0.165\log\frac{K}{\mu_R} \tag{2.8.3}$$

3）俞启泰的相关经验公式（1989）[3]

$$E_R = 0.274 - 0.1116\log\mu_R + 0.09746\log K - 0.0001802hS^* - 0.06741V_k + 0.0001675T \quad (2.8.4)$$
$$(n = 25, r = 0.621)$$

4）美国 Guthrie 和 Greenberger 的相关经验公式（1955）[4]

$$E_R = 0.11403 + 0.2719\log K - 0.1335\log\mu_o + 0.25569S_{wi} - 1.538\phi - 0.00115h \tag{2.8.5}$$

5）美国 API 的相关经验公式（1967）[5]

$$E_R = 0.3225\left[\frac{\phi(1 - S_{wi})}{B_{oi}}\right]^{-0.0422} \times \left(\frac{K}{\mu_R}\right)^{0.077} \times S_{wi}^{-0.1903} \times \left(\frac{p_i}{p_a}\right)^{-0.2159} \tag{2.8.6}$$

6）俄罗斯 Кожакин 的相关经验公式（1972）[6]

$$E_R = 0.507 - 0.167\log\mu_R + 0.0275\log K - 0.000855S^* + 0.171S_k - 0.05V_k + 0.0018h \tag{2.8.7}$$

7）俄罗斯 Гомзиков 的相关经验公式（1977）[7]

$$E_R = 0.219 + 0.082\log K - 0.0078\mu_R - 0.00086S^* + 0.180S_k - 0.054Z - 0.27S_{wi} + 0.00146T + 0.0039h \tag{2.8.8}$$

由表 2.8.2 可以看出，属于国内的前 4 种方法的计算结果比较适中，而属于国外的 4 种方法，计算结果明显偏高。这说明，国外的相关经验公式不适宜我国的地质和物性条件。表 2.8.2 所

列采收率标定值均以动态资料为基础，由动态法（如水驱曲线法）预测。用本节提供的公式，所计算的采收率与标定值基本一致，两者的差值主要是参数取值的影响。因此，作为早期预测新油田的采收率来说，本节公式的精度还是可以的。

表 2.8.2　不同相关经验公式计算的采收率

油田名称	不同相关经验公式计算结果								标定值	标定值与(2.8.1)式结果之差
	(2.8.1)式	(2.8.2)式	(2.8.3)式	(2.8.4)式	(2.8.5)式	(2.8.6)式	(2.8.7)式	(2.8.8)式		
大庆中区	45.0	40.5	44.6	39.5	38.7	59.8	52.9	49.7	45	0.0
胜坨	35.5	44.7	46.6	34.1	54.0	53.8	46.6	27.4	36	-0.5
兴隆台	39.3	46.5	48.4	39.6	55.4	55.9	52.5	53.8	39	0.3
荆　丘	29.7	32.8	28.0	28.4	33.2	41.5	55.8	50.5	27	2.7
真　武	46.3	43.7	47.0	41.0	54.6	51.4	54.5	59.7	45	1.3
尕斯库勒	29.6	33.0	25.9	25.1	38.6	40.7	49.0	54.9	31	-1.4

四、符号及单位注释

E_R——采收率，小数；

K——平均空气渗透率，mD；

μ_o——地层原油粘度，mPa·s；

μ_R——地层油水粘度比；

ϕ——平均有效孔隙度，小数；

S_k——砂岩系数；

V_k——渗透率变异系数；

B_{oi}——原始地层原油体积系数；

h——有效厚度，m

S_{wi}——地层束缚水饱和度，小数；

T——地层温度，℃；

Z——过渡带的储量系数（过渡带储量除以总储量），小数；

p_i——原始地层压力，MPa；

p_a——废弃压力，MPa；

S——井网密度，口/km^2；

S^*——井控面积，hm^2/井。

参 考 文 献

[1]杨通佑等：石油及天然气储量计算方法，北京：石油工业出版社，1990

[2]万吉业．确定油田采收率的经验公式．石油工业通讯，1963

[3]中华人民共和国能源部石油行业标准《油田可采储量标定方法》．北京：石油工业出版社，1990

[4]Guthrie R K and Greenberger M H. The Use of Multiple Correlation Analyses for Interpreting Petroleum Engineering Data, Drill. and Prod. Prac. API, 1995, 130－137

[5]Arps J J et al. A Statistical Study of Recovery Efficiency, API Bul. D14, API., 1967

[6]Кожакин С В. Статистическое Исследование Нефтеотдачи Месторожденй Урало－Поволжья Находящихся в Поздней Стадии Разработки, Нефтепромысловое Дело, 1972, (2) 6－11

[7]Гомзиков, В. К. и Молотова: Оценка Конечной Нефтеотдачи Залежей Урало－Поволжья на Ранней Стадин Изученности, Нефтяное Хозяйстю, 1977, (12)24

第九节　气藏和凝析气藏物质平衡方程式的新推导

气藏物质平衡方程式，是气藏工程中的重要方法。它不但可以确定气藏的原始地质储量和可采储量，而且还可以判断气藏的驱动类型，以及预测未来的开发动态。本节基于在气藏开发过程

中，不同驱动力的作用，包括气体、束缚水和岩石的弹性膨胀驱动，以及天然水侵驱动，并考虑地下体积累积平衡的原则，对定容气藏和水驱气藏的物质平衡方程式，进行了完整的推导，其结果也可作为凝析气藏的物质平衡方程式。

对于天然气藏来说，根据气藏的边界条件，即有没有边底水驱动，可将气藏划分为水驱气藏和定容气藏两大类。同时又可根据在原始气藏中的流体组分，含不含凝析油，而将其划分为干气藏和凝析气藏两大类。根据我国石油天然气储量规范的规定，当天然气中的凝析油含量大于 $50g/m^3$ 时，必须计算和上报凝析油的原始地质储量和可采储量。而对于定容的凝析气藏和天然水驱能量不足的凝析气藏，随着气藏的开发和地层压力的下降，就会引起在储层中凝析气的反凝析现象，凝析油滴附着于岩石颗粒表面，或散布于孔隙空间，因贾敏效应的存在而不易流动。同时在开发的过程中可以发现，气井的生产气油比会连续增加，而凝析油的相对密度会不断降低。这种情况的发生，在凝析气藏的物质平衡方程式中均应予以考虑。本节考虑气藏在开采过程中，不同驱动力的作用和地下累积体积平衡的原则，对定容和水驱气藏的物质平衡方程式，进行了系统完善的推导，并将其转用为凝析气藏的物质平衡方程式。应当指出的是，在物质平衡方程式的推导过程中，应当遵守地下平衡、体积平衡和累积平衡的原则。

一、气藏物质平衡方程式的新推导

1. 定容气藏

对于不存在边底水驱动作用的定容封闭性气藏，假设气藏的原始地层压力为 p_i，天然气的原始体积系数为 B_{gi}。当气藏投入开发 t 时间时，地层压力下降到 p，相应的天然气体积系数为 B_g。同时在 t 的生产时间内，气藏在地面条件的累积产气量为 G_p，因此，若将该值乘上 p 压力的天然气体积系数，即得相应的地层条件下的累积产气量为 G_pB_g。然而，该累积产出的天然气地下体积量，应当等于在以下 3 种不同驱动力作用下所占有的

体积量。

第 1 种驱动力为气藏内天然气的膨胀。在 t 时间内，由于气藏压力从 p_i 下降到 p，天然气的累积膨胀体积为：

$$\sum_0^t V_{ge} = 0.01Ah\phi S_{gi}C_g(p_i - p) \tag{2.9.1}$$

第 2 种驱动力为气藏内束缚水的膨胀。在 t 时间内，由于气藏压力从 p_i 下降到 p，束缚水的累积膨胀体积为：

$$\sum_0^t V_{we} = 0.01Ah\phi S_{wi}C_w(p_i - p) \tag{2.9.2}$$

第 3 种驱动力为储层岩石颗粒膨胀。在 t 时间内，由于气藏压力从 p_i 下降到 p，储层岩石颗粒累积膨胀的体积，应当等于储层孔隙累积减小的体积为：

$$\sum_0^t V_{Re} = 0.01Ah\phi C_f(p_i - p) \tag{2.9.3}$$

式中

$$C_f = \frac{dV_p}{V_p dp} \tag{2.9.4}$$

在以上三种驱动力作用下，所累积占有的地下体积量，应当等于气藏在 t 时间内累积产出的天然气地下体积量，即：

$$G_pB_g = \sum_0^t V_{ge} + \sum_0^t V_{we} + \sum_0^t V_{Re} \tag{2.9.5}$$

将（2.9.1）式、（2.9.2）式和（2.9.3）式代入（2.9.5）式得：

$$G_pB_g = 0.01Ah\phi S_{gi}\left(C_g + \frac{C_wS_{wi} + C_f}{S_{gi}}\right)(p_i - p) \tag{2.9.6}$$

由容积法表示气藏原始地质储量的公式为：

$$G = \frac{0.01Ah\phi S_{gi}}{B_{gi}} \tag{2.9.7}$$

将（2.9.7）式改为下式：

$$GB_{gi} = 0.01Ah\phi S_{gi} \tag{2.9.8}$$

再将（2.9.8）式代入（2.9.6）式得，定容气藏的物质平衡方程式为：

$$G_pB_g = GB_{gi}\left(C_g + \frac{C_wS_{wi} + C_f}{S_{gi}}\right)(p_i - p) \tag{2.9.9}$$

若设：

$$C_t^* = C_g + \frac{C_wS_{wi} + C_f}{S_{gi}} \tag{2.9.10}$$

$$\Delta p = p_i - p \tag{2.9.11}$$

则得：

$$G_pB_g = GB_{gi}C_t^*\Delta p \tag{2.9.12}$$

气藏内天然气的压缩系数表示为：

$$C_g = -\frac{dV_{gR}}{V_{gR}dp} \tag{2.9.13}$$

地层天然气的体积系数定义为：地面标准条件下单位天然气的体积，在地层条件下所占有的体积量，故可写为：

$$B_g = V_{gR}/V_{gs} \tag{2.9.14}$$

将（2.9.14）式改为：

$$V_{gR} = V_{gs}B_g \tag{2.9.15}$$

由于 V_{gs} 为常数，故对（2.9.15）式微分得：

$$dV_{gR} = V_{gs}dB_g \tag{2.9.16}$$

将（2.9.15）式和（2.9.16）式代入（2.9.13）式得：

$$C_g = -\frac{dB_g}{B_gdp} \tag{2.9.17}$$

对（2.9.17）式分离变量积分得：

$$-C_g\int_{p_i}^{p}dp = \int_{B_{gi}}^{B_g}\frac{dB_g}{B_g} \tag{2.9.18}$$

$$-C_g(p_i - p) = \ln\frac{B_g}{B_{gi}} \tag{2.9.19}$$

由（2.9.19）式得：

$$B_g = B_{gi}e^{C_g(p_i - p)} \tag{2.9.20}$$

由于 C_g 的数值≪1，故（2.9.20）式中的指数函数，可以比较精确地由下式表示：

$$e^{C_g(p_i - p)} = 1 + C_g(p_i - p) \tag{2.9.21}$$

将（2.9.21）式代入（2.9.20）式得：

$$B_g = B_{gi}[1 + C_g(p_i - p)] \tag{2.9.22}$$

由（2.9.22）式可得，天然气的压缩系数与体积系数的关系式为：

$$C_g = \frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}(p_i - p)} \tag{2.9.23}$$

若将（2.9.23）式代入（2.9.9）式得：

$$G_pB_g = G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi}\left(\frac{C_wS_{wi} + C_f}{S_{gi}}\right)(p_i - p) \tag{2.9.24}$$

同时，也可将（2.9.24）式改写为下式：

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + GB_{gi}\left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{S_{gi}}\right)(p_i - p) \tag{2.9.25}$$

上述推导的（2.9.24）式和（2.9.25）式，就是国内外文献报导的两种形式[1~3]。

对于气藏来说，由于气体的膨胀的驱动作用，远远大于束缚水和岩石的膨胀驱动作用，两者相比，后者可以忽略不计。因此，(2.9.24）式和（2.9.25）式可同样简化为下式：

$$G = \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}} \tag{2.9.26}$$

在 p_i 和 p 压力下，天然气的体积系数可分别表示为：

$$B_{gi} = \frac{p_{sc} Z_i T}{p_i T_{sc}} \tag{2.9.27}$$

$$B_g = \frac{p_{sc} Z T}{p T_{sc}} \tag{2.9.28}$$

将（2.9.27）式和（2.9.28）式代入（2.9.26）式得：

$$G = \frac{G_p}{1 - \dfrac{p/Z}{p_i/Z_i}} \tag{2.9.29}$$

将（2.9.29）式可改写为定容气藏的著名压降方程为：

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \frac{p_i}{Z_i}\frac{G_p}{G} \tag{2.9.30}$$

若设，$a = p_i/Z_i$ 和 $b = (p_i/Z_i)/G = a/G$，则由(2.9.30）式得定容气藏的视地层压力（p/Z）和累积产气量（G_p）的直线关系式为：

$$p/Z = a - bG_p \tag{2.9.31}$$

由（2.9.31）式可以看出，这是一个截距为 a 和斜率为 b 的直线下降关系式。当 $p/Z = 0$，即将直线外推到与横轴相交处，得气藏最大的累积产气量。该值由（2.9.30）式可知，$G_{pmax} = G$，即为定容气藏的原始地质储量 G。若根据气藏开发的技术经济条件，确定了气藏开发废弃的视地层压力 p_a/Z_a 之后，也可由（2.9.31）式得到的下式预测气藏的可采储量：

$$G_R = \frac{a - p_a/Z_a}{b} \tag{2.9.32}$$

2. 水驱气藏

对于水驱气藏，除定容气藏中的三种驱动力的作用外，还有第 4 个驱动力，即气藏天然边底水的驱动力。在气藏投入开发的 t 时间内，由于气藏压力从 p_i 下降到 p，造成天然水域弹性膨胀，并对气藏本体的水侵占有的有效（净）累积体积量为：$W_e - W_p B_w$。将该值加在（2.9.6）式，得水驱气藏的物质平衡方程式：

$$G_p B_g = 0.01 A h \phi S_{gi}\left(C_g + \frac{C_w S_{wi} + C_f}{S_{gi}}\right)(p_i - p) + W_e - W_p B_w \tag{2.9.33}$$

将（2.9.8）式代入（2.9.33）式得：

$$G_p B_g = GB_{gi}\left(C_g + \frac{C_w S_{wi} + C_f}{S_{gi}}\right)(p_i - p) + W_e - W_p B_w \tag{2.9.34}$$

再将（2.9.23）式代入（2.9.34）式得：

$$G_p B_g = G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi}\left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{S_{gi}}\right)(p_i - p) + W_e - W_p B_w \tag{2.9.35}$$

将（2.9.35）式再改写为下式：

$$G = \frac{G_p}{1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\left[1 - \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{S_{gi}}\right)(p_i - p) - \frac{(W_e - W_p B_w)}{G B_{gi}}\right]} \tag{2.9.36}$$

这里的（2.9.36）式，就是水驱气藏的物质平衡方程式的一种形式。

气藏原始地质储量的地下体积可表示为：

$$GB_{gi} = V_{gi} \tag{2.9.37}$$

将（2.9.37）式代入（2.9.36）式得：

$$G = \frac{G_p}{1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\left[1 - \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{S_{gi}}\right)(p_i - p) - \frac{(W_e - W_p B_w)}{V_{gi}}\right]} \tag{2.9.38}$$

再将（2.9.38）式改写为下式：

$$\frac{B_{gi}}{B_g} = \frac{1 - (G_p/G)}{1 - \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{S_{gi}}\right)(p_i - p) - \frac{(W_e - W_p B_w)}{V_{gi}}} \tag{2.9.39}$$

将（2.9.27）式和（2.9.28）式代入（2.9.39）式得，水驱气藏的压降方程为：

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i}\left[\frac{1 - (G_p/G)}{1 - \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{S_{gi}}\right)(p_i - p) - \frac{(W_e - W_p B_w)}{V_{gi}}}\right] \tag{2.9.40}$$

若无天然水驱，即 $W_e = 0$ 和 $W_p = 0$，且不考虑地层束缚水

和岩石的弹性膨胀影响，即 $C_w = 0$ 和 $C_f = 0$，则由（2.9.40）式即得定容封闭性气藏的压降方程（2.9.30）式。

对于水驱气藏，同样由于地层束缚水和岩石弹性膨胀的影响很小，其数值与气体膨胀和天然水侵的作用相比可以忽略不计，故（2.9.40）式又可写为：

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i}\left[\frac{1 - (G_p/G)}{1 - \frac{(W_e - W_p B_w)}{V_{gi}}}\right] \tag{2.9.41}$$

由文献［4］定义的水侵体积系数为：

$$\omega = \frac{W_e - W_p B_w}{V_{gi}} \tag{2.9.42}$$

将（2.9.42）式代入（2.9.41）式，并设，$\psi = (p/Z)/(p_i/Z_i)$和 $G_p/G = R_g$，则得水驱气藏的无量纲的压降方程为[4]：

$$\psi = \frac{1 - R_g}{1 - \omega} \tag{2.9.43}$$

对于定容气藏 $\omega = 0$，由（2.9.43）式得：

$$\psi = 1 - R_g \tag{2.9.44}$$

若设定不同的 ω（$0 = \omega < 1$）值，并给定不同的 R_g，由（2.9.43）式可得，水驱气藏和定容气藏无量纲的压降关系图（见图 2.9.1）。由图 2.9.1 看出，定容气藏（$\omega = 0$）的无量纲压降图为一条 45°角的对角线。水驱气藏无量纲压降图，随着 ω 的增加，即累积净水侵量（$W_e - W_p B_w$）的增加，无量纲压降图为一条曲线。图上的数据点子，是前苏联的罗布科夫（Коробков）水驱凝析气田的实际资料。随着气田的逐步开发，地层压力的下降，引起了天然水侵的发生。

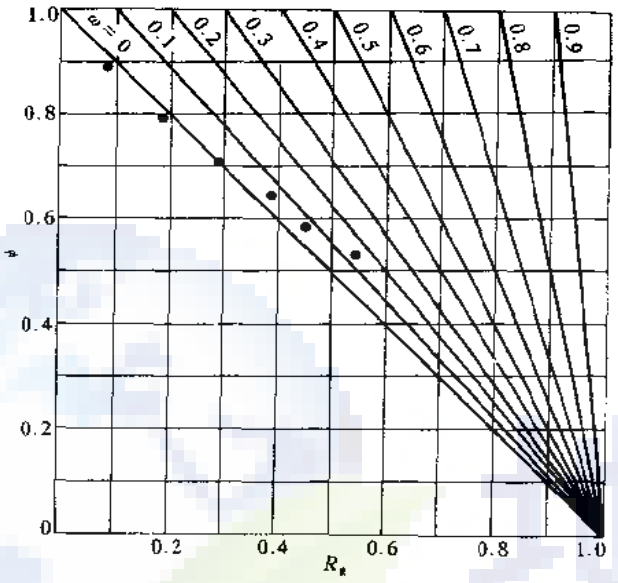


图 2.9.1 气藏的无量纲压降图[4]

二、凝析气藏的物质平衡方程式

凝析气藏物质平衡方程式的推导，与上述气藏完全相同。但在实际应用时，无论是定容凝析气藏或是水驱凝析气藏；无论是饱和型凝析气藏或是未饱和凝析气藏，都要注意以下的计算问题。

1. 凝析气藏的总累积产量

由于凝析气藏既生产天然气（干气），又生产凝析油，因此它的总累积产量可表示为[5]：

$$G_{pt} = G_{pg} + 10^{-4} N_{po} GE_o \tag{2.9.45}$$

式中

$$GE_o = \frac{24056\gamma_g}{M_o} \tag{2.9.46}$$

当缺少凝析油分子量的测试计算数据时，可采用如下的相关经验公式计算[3]：

$$M_o = \frac{44.29\gamma_o}{1.03 - \gamma_o} \tag{2.9.47}$$

将（2.9.47）式代入（2.9.46）式得：

$$GE_o = 543.15(1.03 - \gamma_o) \tag{2.9.48}$$

2. 凝析气藏的井总流体偏差系数和体积系数

在凝析气藏投入开发之后，通过气井生产的流体，经地面分离器分离后，则要分别计量天然气（干气）和凝析油的流量。人们将其两者之总和称之为总井流体（Total Well Fluid）。随着凝析气藏的生产，当其地层压力下降而低于露点压力之后，由于凝析气在储层中的反凝析作用，地面生产的油、气组分及其相对密度会连续变化，因此，在每次关井获取地层压力资料时，必须通过分离器准确计量气、油的流量，并取得气、油的样品，以便确定气油比及其气、油的相对密度数值，并由下式计算凝析气藏总井流体的相对密度[6]：

$$\gamma_{wt} = \frac{\gamma_g GOR + 830\gamma_o}{GOR + GE_o} \tag{2.9.49}$$

在得到 γ_{wt}的数值之后，由下面的相关经验公式[7]，计算总井流体的拟临界压力和拟临界温度：

$$p_{pc} = 4.8674 - 0.3565\gamma_{wt} - 0.07653\gamma_{wt}^2 \tag{2.9.50}$$

$$T_{pc} = 103.8889 + 183.3333\gamma_{wt} - 39.7222\gamma_{wt}^2 \tag{2.9.51}$$

在确定 p_{pc}和 T_{pc}的数值之后，可由下面的关系式，计算总井流体的拟对比压力和拟对比温度：

$$p_{pr} = p/p_{pc} \tag{2.9.52}$$

$$T_{pr} = T/T_{pc} \tag{2.9.53}$$

在确定 p_{pr}和 T_{pr}的数值之后，可由如下的相关经验公式[1]，计算总井流体的偏差系数：

$$Z = a + \frac{1-a}{e^b} + cp_{pr}^d \tag{2.9.54}$$

式中 $$a = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101 \tag{2.9.55}$$

$$b = (0.62 - 0.23T_{pr})p_{pr} + \left[\frac{0.066}{(T_{pr} - 0.86)} - 0.037\right]p_{pr}^2 + \frac{0.32p_{pr}^6}{\exp[20.727(T_{pr} - 1)]} \tag{2.9.56}$$

$$c = 0.132 - 0.32\log T_{pr} \tag{2.9.57}$$

$$d = \exp(0.7153 - 1.1285T_{pr} + 0.4201T_{pr}^2) \tag{2.9.58}$$

在确定某个 p 压力下的 Z 值之后，可由下式计算总井流体的体积系数：

$$B_g = \frac{p_{sc}ZT}{pT_{sc}} \tag{2.9.59}$$

三、符号及单位注释

G——气藏或凝析气藏的原始地质储量，10^8m^3；

G_R——气藏或凝析气藏的可采储量，10^8m^3；

G_p——气藏的累积产气量，10^8m^3；

G_{pt}——凝析气藏总流体的累积产量，10^8m^3；

G_{pg}——凝析气藏的干气累积产量，10^8m^3；

N_{po}——凝析气藏的凝析油累积产量，10^4m^3；

W_e——累积水侵量，10^8m^3；

W_p——累积产水量，10^8m^3；

$\sum_0^t V_{ge}$——天然气的累积膨胀体积，10^8m^3；

$\sum_0^t V_{we}$——地层束缚水的累积膨胀体积，10^8m^3；

$\sum_0^t V_{Re}$——岩石颗粒的累积膨胀体积，10^8m^3；

V_{gi}——原始地质储量占有的地下体积，10^8m^3；

V_p——单位孔隙体积，m^3；

V_{gs}——天然气的单位地面标准体积，m^3；

V_{gR}——天然气的单位地面标准体积，在地层条件下占有的体积量，m^3；

A——气藏含气面积，km^2；

h——气藏有效厚度，m；

ϕ——气藏有效孔隙度，小数；

S_{gi}——气藏原始含气饱和度，小数

p_i——原始地层压力，MPa；

p——开发到 t 时间的地层压力，MPa；

p_{pc}——拟临界压力，MPa；

p_{pr}——拟对比压力；

p_{sc}——地面标准压力，MPa；

T_{sc}——地面标准温度，K；

T——地层温度，K；

T_{pc}——拟临界温度，K；

T_{pr}——拟对比温度；

p_i/Z_i——原始视地层压力，MPa；

p/Z——开发到 t 时间的视地层压力，MPa；

p_a/Z_a——废弃时的视地层压力，MPa；

Z_i——p_i 压力下的气体偏差系数；

Z——p 压力下的气体偏差系数；

B_{gi}——p_i 压力下的气体体积系数；

B_g——p 压力下的气体体积系数；

B_w——地层水的体积系数；

C_g——天然气的压缩系数；MPa^{-1}；

C_w——地层束缚水的压缩系数，MPa^{-1}；

C_f——地层岩石有效孔隙压缩系数，MPa^{-1}；

C_t^*——总压缩系数，MPa^{-1}；

ψ——无量纲相对压力，小数；

ω——水侵体积系数，小数；

R_g——采气程度，小数；

GOR——凝析气藏的生产气油比，m^3/m^3；

GE_o——凝析油的气体当量常数，m^3/m^3；

M_o——凝析油的分子量，kg/kmol；

γ_o——凝析油的相对密度（水=1.0）；

γ_g——天然气（干气）的相对密度（空气=1.0）；

γ_{wt}——凝析气藏总井流体的相对密度（空气=1.0）。

参 考 文 献

[1]秦同洛、李璗、陈元千．实用油藏工程方法．北京：石油工业出版社，1989

[2]Dake L P. Fundamentals of Reservoir Engineering, Chapter 1, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam－Oxford－New York, 1978

[3]Craft B C and Hawkins M F. Applied Petroleum Reservoir Engineering, Chapter 1, Prentice HAll Inc. Englewood Cliffs, N. J., 1959

[4]陈元千．气田天然水侵的判断方法，石油勘探与开发，1978(3)5,51－57

[5]陈元千．实用油气藏工程方法．山东东营：石油大学出版社，1998

[6]陈元千．油气藏工程计算方法．北京：石油工业出版社，1990

[7]陈元千．油气藏工程计算方法(续篇)．北京：石油工业出版社，1991

地信网论坛 http://bbs.3501.com/

第三章　水驱曲线的研究与应用

第一节　地层原油粘度与水驱曲线关系的研究与讨论

水驱曲线是水驱开发油田固有的特征曲线。水驱曲线法在我国得到了广泛的应用。它不但可以用于预测水驱开发油田的可采储量和采收率，而且可以对水驱油田的地质储量和可动油储量作出评估。

尽管水驱曲线法有 20 余种表达形式[8]，但通过中国石油天然气总公司系统的大量应用、筛选、推荐和定名的甲、乙、丙、丁型 4 种水驱曲线法，具有很好的实际应用价值。然而，文献[1～7]的作者曾多次提出这 4 种水驱曲线法的应用受地层原油粘度限定的观点，即甲型和丙型水驱曲线法适用于地层原油粘度 3～30mPa·s 的中等粘度油田；乙型水驱曲线法适用于地层原油粘度大于 30mPa·s 的高粘度油田；丁型水驱曲线法适用于地层原油粘度小于 3mPa·s 的低粘度油田。本节的研究结果表明，文献[1～7]提出的水驱曲线应用受地层原油粘度限定的条件是不存在的，所依据的理论方法是不正确的。

一、4 种水驱曲线法的基本关系式

1. 甲型水驱曲线法

最早由童宪章院士命名的甲型水驱曲线法[9]，由文献[10]完成了理论上的推导，其基本关系式为：

$$\log W_p = a_1 + b_1 N_p \tag{3.1.1}$$

甲型水驱曲线的累积产油量和含水率的关系式[10]为：

$$N_p = \frac{\log\left(\frac{f_w}{1-f_w}\right) - c_1}{b_1} \tag{3.1.2}$$

式中

$$c_1 = a_1 + \log 2.303 b_1 \tag{3.1.3}$$

当含水率取为 0.98，即 $f_{w1}=98\%$ 时，由（3.1.2）式得预测可采储量的关系式：

$$N_R = \frac{1.6902 - c_1}{b_1} \tag{3.1.4}$$

由（3.1.2）式除以（3.1.4）式得，含水率 f_w 与可采储量的采出程度 R_D 的关系式：

$$f_w = \frac{1}{1 + 10^{-[c_1 + (1.6902 - c_1)R_D]}} \tag{3.1.5}$$

给定不同的特征参数 c_1 值，由（3.1.5）式可得到甲型水驱曲线的 f_w 与 R_D 的关系图（图 3.1.1）

2. 乙型水驱曲线法

由中国石油天然气总公司系统统一命名的乙型水驱曲线法，最早由童宪章院士提出[9]，后由文献[11]完成了它理论上的推导，其基本关系式为：

$$\log L_p = a_2 + b_2 N_p \tag{3.1.6}$$

它的累积产油量与含水率的关系式为[11]：

$$N_p = \frac{\log\left(\frac{1}{1-f_w}\right) - c_2}{b_2} \tag{3.1.7}$$

式中

$$c_2 = a_2 + \log 2.303 b_2 \tag{3.1.8}$$

当含水率取为 0.98，即 $f_{wL}=98\%$ 时，由（3.1.7）式得预

测可采储量的关系式：

$$N_R = \frac{1.6990 - c_2}{b_2} \tag{3.1.9}$$

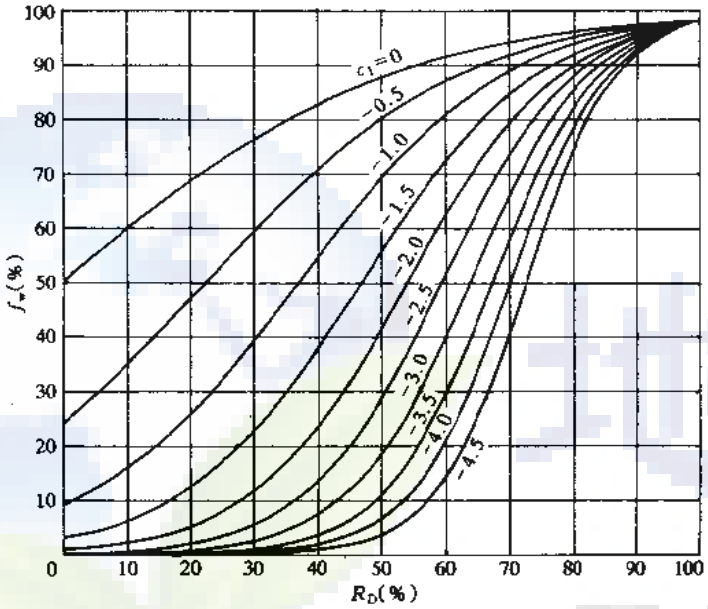


图 3.1.1　甲型水驱曲线不同 c_1 值的 f_w 与 R_D 的关系曲线图

由（3.1.7）式除以（3.1.9）式得，含水率 f_w 与可采储量的采出程度 R_D 的关系式：

$$f_w = 1 - 10^{-[c_2+(1.6990-c_2)R_D]} \tag{3.1.10}$$

给定不同的特征参数 c_2 值，由（3.1.10）式可得到乙型水驱曲线的 f_w 与 R_D 的关系图（见图 3.1.2）。

3. 丙型水驱曲线法

由中国石油天然气总公司系统统一命名的丙型水驱曲线法，

最早由苏联学者 C. H. Назаров 以经验公式提出[12]，后由文献[13]完成了它理论上的推导，其基本关系式为：

$$\frac{L_p}{N_p} = a_3 + b_3 L_p \tag{3.1.11}$$

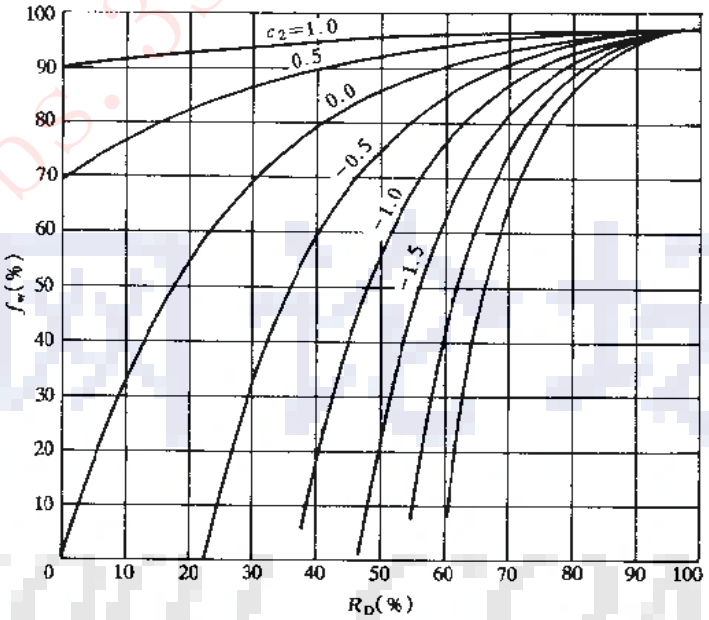


图 3.1.2　乙型水驱曲线不同 c_2 值的 f_w 与 R_D 的关系曲线图

它的累积产油量与含水率的关系式为[13]：

$$N_p = \frac{1 - \sqrt{a_3(1 - f_w)}}{b_3} \tag{3.1.12}$$

当含水率取为 0.98，即 f_{wL}=98% 时，由（3.1.12）式得预测可采储量的关系式：

$$N_R = \frac{1 - \sqrt{0.02a_3}}{b_3} \tag{3.1.13}$$

由（3.1.12）式除以（3.1.13）式得，含水率 f_w 与可采储量的采出程度 R_D 的关系式：

$$f_w = 1 - \frac{[1 - R_D(1 - 0.1414\sqrt{a_3})]^2}{a_3} \tag{3.1.14}$$

给定不同的特征参数 a_3 值，由（3.1.14）式可得到丙型水驱曲线的 f_w 与 R_D 的关系图（见图 3.1.3）。

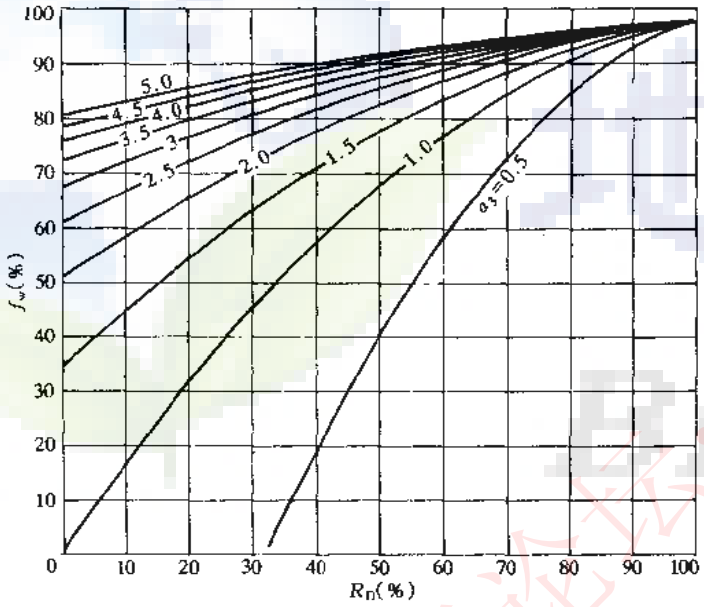


图 3.1.3　丙型水驱曲线不同 a_3 值的 f_w 与 R_D 的关系曲线图

4. 丁型水驱曲线法

由中国石油天然气总公司系统统一命名的丁型水驱曲线法，

也是由苏联学者 C. H. Назаров 以经验公式提出[14]，后由文献[13]完成了它理论上的推导，其基本关系式为：

$$\frac{L_p}{N_p} = a_4 + b_4 W_p \tag{3.1.15}$$

它的累积产油量与含水率的关系式[13]：

$$N_p = \frac{1 - \sqrt{(a_4 - 1)(1 - f_w)/f_w}}{b_4} \tag{3.1.16}$$

当含水率取为 0.98，即 f_{wL}=98% 时，由（3.1.16）式得预测可采储量的关系式：

$$N_R = \frac{1 - \sqrt{0.02041(a_4 - 1)}}{b_4} \tag{3.1.17}$$

由（3.1.16）式除以（3.1.17）式得，含水率 f_w 与可采储量的采出程度 R_D 的关系式：

$$f_w = \frac{1}{1 + \dfrac{[1 - R_D(1 - 0.1429\sqrt{a_4 - 1})]^2}{a_4 - 1}} \tag{3.1.18}$$

给定不同的特征参数 a_4 值，由（3.1.18）式可得到丁型水驱曲线的 f_w 与 R_D 的关系图（见图 3.1.4）。

由图 3.1.1、3.1.2、3.1.3 和 3.1.4 可以看出，甲、乙、丙和丁型水驱曲线的 f_w 与 R_D 的关系图，分别是由特征参数 c_1、c_2、a_3、a_4 控制的曲线簇。每一个特征参数，均与油田的地层原油粘度有着密切的关系。

二、对文献［1～7］研究结果依据的质疑

1. 对水驱曲线法分类的质疑

在 1987 年，文献［1］首次提出了水驱曲线的 12 种方法。

其中的方法5、6、7和9，分别是本节上述的丙型、乙型、甲型和丁型水驱曲线法。同时，在文献［1］中还给出了不同水驱曲线法的含水率 f_w 与可采储量的采出程度 R_D 的关系曲线图（图3.1.5），并根据曲线的变化形态，作者又将其划分为凸形、S形和凹形三种类型。在其后的文献［2，3］中，又连续报导了图3.1.5及其方法的分类，即方法5（丙型）和方法6（乙型）为凸形；方法7（甲型）为S形；方法9（丁型）为凹形。但令人遗憾的是，在文献［1～3］中均未说明和提供，图3.1.5上各条曲线是用什么方法计算出来的？这不能不引起人们对上述水驱曲线方法的分类提出正当的质疑。

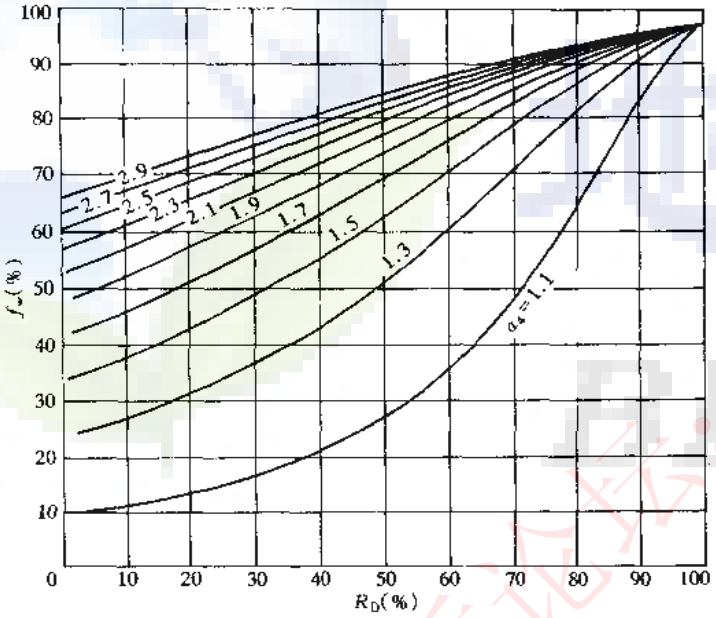


图3.1.4　丁型水驱曲线不同 a_4 值的 f_w 与 R_D 的关系曲线图

2. 关于地层原油粘度对水驱曲线法存在选择性的质疑

在文献［1～6］中，作者反复提出，不同的水驱曲线方法，

适用于不同地层原油粘度的油田，即地层原油粘度对水驱曲线方法存在着选择性的问题，并具体推荐为：

（1）方法6（乙型水驱曲线法），适用于地层原油粘度大于30mPa·s的高粘度油田；

（2）方法5（丙型水驱曲线法）和方法7（甲型水驱曲线法），适用地层原油粘度3～30mPa·s的中等粘度的油田；

（3）方法9（丁型水驱曲线法），适用于地层原油粘度小于3mPa·s的低粘度油田。

应当指出的是，上述以地层原油粘度大小，选用水驱曲线方法的问题，是完全基于图3.1.5上各条曲线的形态提出来的。然而，计算图3.1.5上各条曲线的方法是否正确，是完全值得质疑的。

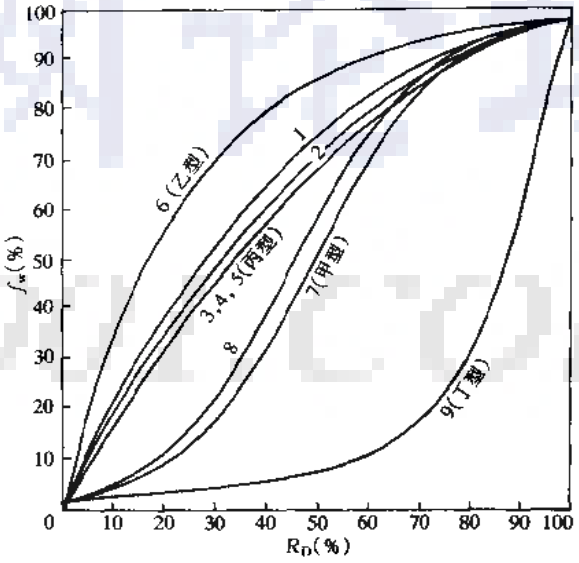


图3.1.5　文献［5］对不同水驱曲线法的 f_w 与 R_D 的关系图

3. 对计算图3.1.5上 f_w 与 R_D 关系曲线公式正确性的质疑

在文献［6］中，尽管没有告诉读者，计算图 3.1.5 上各条曲线的方法是如何得来的，但却列出 9 种水驱曲线法和有关计算 f_w 与 R_D 关系曲线的公式。这些公式到底是否正确？我们也只能从作者在推导这些公式时，可能存在的问题中去找原因，结果确实如此。在 1996 年作者发表的文献［7］中，除了列出了与文献［6］相同的 9 种 f_w 与 R_D 的公式外，作者以方法 5（丙型水驱曲线法）为例，首次提供了推导不同水驱曲线法的 f_w 与 R_D 关系式的作法。在公式的推导过程中，作者使用的假定为："令（3.1.6）式中 N_p 由 0 到 1 变化，即相当于 R^* 由 0 到 1 变化，对应的 f_w 从 0 到 0.98 变化。分别将 $N_p=0$，$f_w=0$ 和 $N_p=1$，$f_w=0.98$ 代入（3.1.6）式，可得联立方程"。"解联立方程可得 $a=1$，$b=0.858578644$。将 a、b 值代入（3.1.6）式，这时 N_p 相当于 R^*，可得公式（3.1.14）f_w—R^* 关系"。应当说明的是，这里的（3.1.6）式，就是本节的（3.1.12）式；这里的 R^* 就是本节的 R_D；而文献［7］的（3.1.6）式就是本节后面将要推证得到的（3.1.21）式。上述的假定到底有哪些不当或不正确？笔者认为至少有以下三个失误：

（1）累积产油量 N_p，不可能由 0 到 1 变化，而只能是由 0 到可采储量与 N_R 变化；

（2）N_p 与 R_D（即 R^*）是两个不同性质的物理量。前者是有量纲的物理量，如 10^4t；后者是无量纲的物理量，如小数或百分数。两者的关系为，$R_D=N_p/N_R$，因此，决不可能发生 $N_p=R_D=1$；

（3）$N_p=0$ 时的 $f_w=0$ 是正确的，但 $N_p=1$ 时 $f_w=0.98$ 是不对的。而只能是 $N_p=N_R$ 时的 $f_w=0.98$ 或 $R_D=1$ 时的 $f_w=0.98$。

由上述可知，文献［7］作者的主要失误在于，在公式推导中，将 N_p 与 R_D 相混淆，并令 $N_p=R_D$，因此，导致不正确的结果在所难免。

三、对文献［6，7］所得不正确结果的推证

上面已找到了造成文献［6，7］失误的原因。下面再依据文献［7］的不正确假定，对其不正确的结果加以推证。

1. 对方法 5（丙型）f_w 与 R_D 关系式的推证

若用文献［7］的假定：$N_p=0$ 时的 $f_w=0$（正确）；$N_p=1$ 时的 $f_w=0.98$（不正确），并分别代入本节的（3.1.12）式得：

$$0=\frac{1-\sqrt{a_3}}{b_3} \tag{3.1.19}$$

$$1=\frac{1-\sqrt{0.02a_3}}{b_3} \tag{3.1.20}$$

由（3.1.19）式得 $a_3=1$，并把该值代入（3.1.20）式得 $b_3=0.858578$。若将 a_3 和 b_3 的数值，以及假设的 $N_p=R_D$（不正确）一起再代入（3.1.12）式得：

$$f_w=1-(1-0.858578R_D)^2 \tag{3.1.21}$$

这里的（3.1.21）式，就是文献［6，7］的结果。由于该式的推导使用了 $N_p=R_D$ 和 $N_p=1$ 时 $f_w=0.98$ 的非正确的假定，因此，所得的（3.1.21）式是不对的。

2. 对方法 9（丁型）f_w 与 R_D 关系式的推证

由本节的（3.1.16）式看出，$N_p=0$ 时的 f_w 不能等于 0，否则，$(1-f_w)/f_w=\infty$ 已失去意义。因此，若假设 $N_p=0$ 时的 $f_w=0.02$（不正确）；$N_p=1$ 时的 $f_w=0.98$（不正确），并代入（3.1.16）式得：

$$0=\frac{1-\sqrt{49(a_4-1)}}{b_4} \tag{3.1.22}$$

$$1 = \frac{1 - \sqrt{0.020408(a_4 - 1)}}{b_4} \tag{3.1.23}$$

由（3.1.22）式求得 $a_4 = 1.020408$，把该值代入（3.1.23）式得 $b_4 = 0.9795918$。若将 a_4 和 b_4 的数值，以及假定的 $N_p = R_D$（不正确）一起代入（3.1.16）式得：

$$f_w = \frac{1}{\frac{(1 - 0.9795918R_D)^2}{0.020408} + 1} \tag{3.1.24}$$

这里的（3.1.24）式，就是文献［6，7］的结果。由本公式的推导可以看出，除了假定 $N_p = R_D$ 之外，还必须假定 $N_p = 0$ 时的 $f_w = 0.02$。这两个假定都是不能成立的，也可以说是不正确的，因此，即导致文献［6，7］提出的（3.1.24）式也是不正确的。

3. 对方法 7（甲型）f_w 与 R_D 关系的推证

由本节的（3.1.2）式看出，$N_p = 0$ 时的 f_w 不能等于 0，否则，$f_w/(1 - f_w) = 0$，$\log[f_w/(1 - f_w)] = \log 0$ 已失去意义。若设 $N_p = 0$ 时的 $f_w = 0.02$（不正确）和 $N_p = 1$ 时的 $f_w = 0.98$（不正确），并分别代入（3.1.2）式得：

$$0 = \frac{\log 0.020408 - c_1}{b_1} \tag{3.1.25}$$

$$1 = \frac{\log 49 - c_1}{b_1} \tag{3.1.26}$$

由（3.1.25）式求得 $c_1 = -1.69019$，把该值代入（3.1.26）式得 $b_1 = 3.380392$。若将 a_1 和 b_1 的数值，以及假定的 $R_D = N_p$（不正确）一起代入（3.1.2）式得：

$$f_w = \frac{1}{10^{\frac{1}{(3.380392R_D - 1.69019)}} + 1} \tag{3.1.27}$$

这里的（3.1.27）式，就是文献［6，7］的结果。由本公式的推导可以看出，除需要假定 $N_p = R_D$ 之外，还必须假定 $N_p = 0$ 时的 $f_w = 0.02$。这两个假定都是不能成立的，因此，（3.1.27）式的正确性就成了问题，也可以说是不正确的。

4. 对方法 6（乙型）f_w 与 R_D 关系式的推证

由本节的（3.1.7）式看出，如果假设 $N_p = 0$ 时的 $f_w = 0$（正确），而又假设 $N_p = 1$ 时的 $f_w = 0.98$（不正确），并分别代入（3.1.7）式得：

$$0 = \frac{\log 1 - c_2}{b_2} \tag{3.1.28}$$

$$1 = \frac{\log 50 - c_2}{b_2} \tag{3.1.29}$$

由（3.1.28）式求得 $c_2 = 0$，把该值代入（3.1.29）式得 $b_2 = 1.69897$。若将 c_2 和 b_2 的数值，以及假定的 $R_D = N_p$（不正确）一起代入（3.1.7）式得

$$f_w = 1 - \frac{1}{10^{1.69897R_D}} \tag{3.1.30}$$

这里的（3.1.30）式，就是文献［6，7］的结果。由于在公式推导中，使用了不正确的假定，即 $R_D = N_p$ 和 $N_p = 1$ 时的 $f_w = 0.98$。因此，所得的结果及其由此得到的结论是不正确的。

通过上述的推证可以看出，文献［6，7］提供的方法 5（丙型）、方法 9（丁型）、方法 7（甲型）和方法 6（乙型）的 f_w 与 R_D 的关系式，由于是在若干不正确的假定条件推导出来的，因此，在图 3.1.5 上所画关系图的可靠性也就成了问题。再者，从（3.1.21）式、（3.1.24）式、（3.1.27）式和（3.1.30）式本身还可以看出，这些公式已经成为固定性质的关系式，而不存在可以表征不同油藏物性的特征参数，因此，完全失去了使用的价值。尽管上面我们仅对文献［6，7］中所列 9 种中的 4 种主要关系式，进行了推证，并从中发现了存在的问题，而其他 5 种关系

式的推证，为节省篇幅就不重复了。

甲型（方法 7）、乙型（方法 6）、丙型（方法 5）和丁型（方法 9）等水驱曲线法，它们的 f_w 与 R_D 的正确关系式，就是本节的（3.1.5）式、（3.1.10）式、（3.1.14）式和（3.1.18）式，相应的关系图为图 3.1.1，3.1.2，3.1.3 和 3.1.4。在这些图上的不同曲线，分别受到不同的特征参数 c_1、c_2、a_3 和 a_4 的控制，而这些特征参数的大小与油藏的地层原油粘度及其他因素有关。

四、地层原油粘度对水驱曲线方法不存在选择性的实例

为了研究地层原油粘度，对水驱曲线方法是否存在选择性的问题，我们应用甲、乙、丙和丁型 4 种水驱曲线法，对三个不同地层原油粘度的宁海、大庆油田南二三区葡Ⅰ组和埕北油田，进行了 f_w 随 N_p 的变化预测，所得结果表明，四种方法对不同油田的预测结果基本一致，并与油田的实际数据接近（图 3.1.6，图 3.1.7 和图 3.1.8）。这足以说明，地层原油粘度对水驱曲线方法不存在选择性的问题。

在图 3.1.9 上绘出了我国 4 个水驱油田的含水率 f_w 与可采储量采出程度 R_D 的实际关系曲线图。这 4 个油田的地层原油粘度 μ_o 和可采储量 N_R 的数值列于表 3.1.1。

表 3.1.1　4 个水驱油田的地层原油粘度和可采储量

油田名称	地层原油粘度 (mPa·s)	可采储量 (10^4t)
羊三木	106	655
宁海	2.5	585
大庆南二三区葡Ⅰ组	10	3454
濮城沙一段	2.0	576

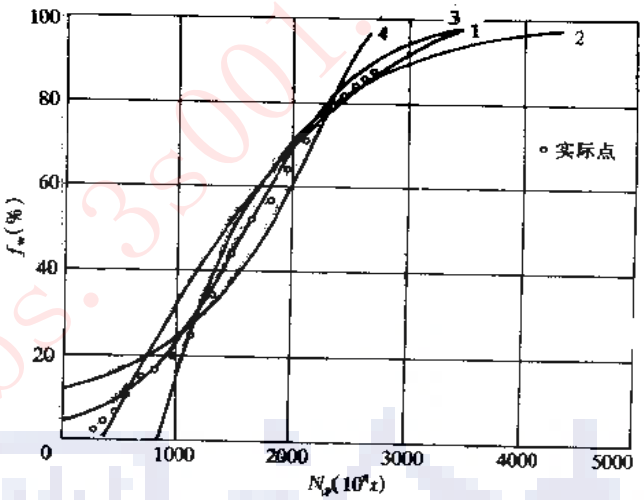


图 3.1.6　宁海油田 4 种水驱曲线法预测的 f_w 与 N_p

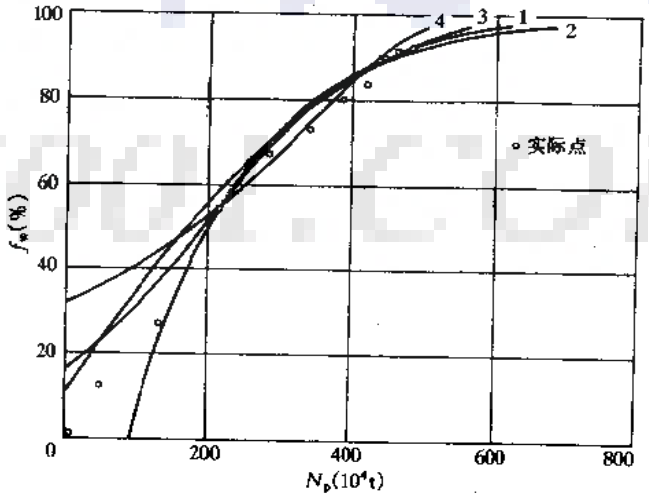


图 3.1.7　大庆南二三区 4 种水驱曲线法预测的 f_w 与 N_p 关系图

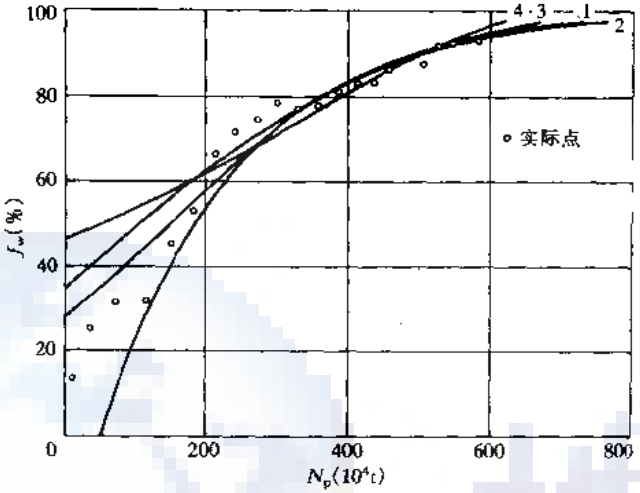


图 3.1.8　埕北油田 4 种水驱曲线法预测的 f_w 与 N_p 关系图

由图 3.1.9 可以看出，这 4 个油田的含水率上升曲线，存在着明显的差异性。这种差异性，除与地层原油粘度有关外（表 3.1.1），还应与油田的地质因素和开发因素有关。例如储集层的连通性、非均质性、注水开发和开发调整的效果等。如图 3.1.9 上的宁海油田（曲线 2）和濮城沙一段（曲线 4），两者的地层原油粘度和可采储量比较相近，但含水率变化相差悬殊，这完全是由于地质与开发因素的影响结果。

五、符号及单位注释

f_w——含水率，小数或%；

f_{wL}——经济极限含水率，小数或%；

L_p——累积产液量，10^4t 或 10^4m^3；

N_p——累积产油量，10^4t 或 10^4m^3；

N_R——可采储量，10^4t 或 10^4m^3；

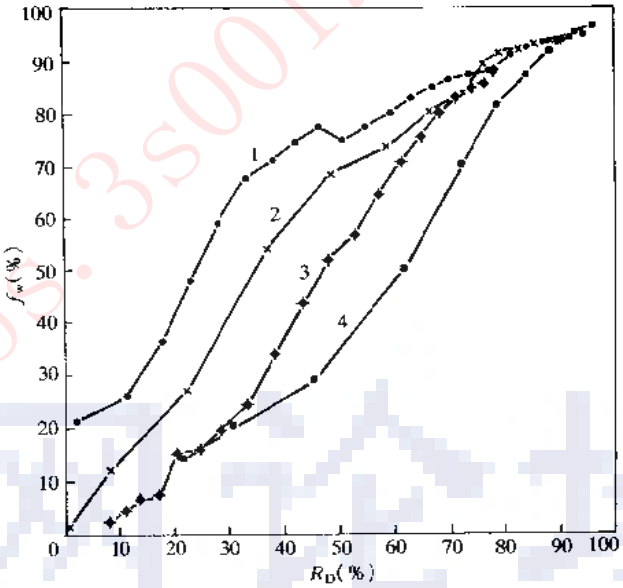


图 3.1.9　4 个水驱油田的 f_w 与 R_D 的关系图

R_D——可采储量的采出程度，小数或%；

R^*——文献［6，7］的可采储量的采出程度，小数或%；

W_p——累积产水量，10^4t 或 10^4m^3；

a_1 和 b_1——甲型水驱曲线的直线截距和斜率；

a_2 和 b_2——乙型水驱曲线的直线截距和斜率；

a_3 和 b_3——丙型水驱曲线的直线截距和斜率；

a_4 和 b_4——丁型水驱曲线的直线截距和斜率；

c_1，c_2，a_3 和 a_4——分别为水驱曲线 f_w 与 R_D 关系曲线的分布特征参数。

参 考 文 献

［1］俞启泰、赵明、林志芳．应用生产资料预测可采储量的方法评

价．石油学报,1987,8(4),65～75
[2]林志芳、俞启泰、李文兴．水驱特征曲线计算可采储量方法．石油勘探与开发,1990,17(6),64～71
[3]俞启泰．水驱油田产量递减规律．石油勘探与开发,1993,20(4),72～80
[4]俞启泰．逐年计算水驱油田可采储量方法．石油勘探与开发,1996,23(2),52～56
[5]俞启泰．应用水驱特征曲线逐年计算可采储量方法．小型油气田,1996,1(3),21～23,36
[6]俞启泰．靳红伟．关于广义水驱特征曲线．石油学报,1995,16(1),61～69
[7]俞启泰．广义水驱特征曲线公式的推导．新疆石油地质,1996,17(3),260～265
[8]陈元千．水驱曲线的分类、对比与评价．新疆石油地质,1994,15(4),348～356
[9]童宪章．天然水驱和人工注水油藏的统计规律探讨．石油勘探与开发,1978,4(6),38～67
[10]陈元千．水驱曲线关系式的推导．石油学报 1985,6(2),69～78
[11]陈元千．一种新型水驱曲线关系式的推导及应用．石油学报,1993,14(2),65～73
[12] Назаров С Н. Иоследование Определяющих Параметров Нефтеотдачи, ИВУЗ, Нефти и Газ,1982,(6),25～30
[13]陈元千．对纳扎洛夫确定可采储量经验公式的理论推导及应用．石油勘探与开发,1995,22(3),63～68
[14] Назаров С Н. К Оценке Извлекаемых Запасов Нефти Поинтегральным Кривых Отбора Нефти и Воды. АНХ 1972,(5),20～21

第二节　高含水期水驱曲线的推导及上翘问题的理论分析

由中国科学院院士童宪章先生命名的甲型和乙型水驱曲线[1]，于70年代由前苏联和美国引入到我国，并广泛地应用于水驱油田可采储量和采收率的预测。后于80年代中期，由文献[2]完成了这两种水驱曲线的理论推导。90年代，我国许多油田均已进入高含水开发阶段。此时发生的甲型和乙型水驱曲线上翘问题，引起了人们的普遍重视。在这种情况下，利用上翘前直线段外推预测法，确定的可采储量和采收率数值就会偏大。本节基于油水两相渗流的基本规律，对高含水期的甲型和乙型水驱曲线进行了重新推导，并从理论上揭示了甲型和乙型水驱曲线上翘的原因。

一、基本理论关系式的推导

1. 地层平均含水饱和度与出口端含水饱和度的关系式

根据 Buckley－Leverett 的油水两相驱替理论，在油井见水之后，地层内的平均含水饱和度，与出口端含水饱和度的关系，可由如下的 Welge 方程表示[3]：

$$\bar{S}_w = S_{we} + \frac{1 - f_w}{f'_w} \tag{3.2.1}$$

式中

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o}\frac{K_{ro}}{K_{rw}}} \tag{3.2.2}$$

根据文献［2，4］，油水两相的相对渗透率比与出口端含水饱和度的关系，可由下式近似表示：

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = ne^{-mS_{we}} \tag{3.2.3}$$

将（3.2.3）式代入式（3.2.2）得：

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{n\mu_w}{\mu_o} e^{-mS_{we}}} \tag{3.2.4}$$

对（3.2.4）式求导数得：

$$f'_w = \frac{mn \frac{\mu_w}{\mu_o} e^{-mS_{we}}}{(1 + \frac{n\mu_w}{\mu_o} e^{-mS_{we}})^2} \tag{3.2.5}$$

将（3.2.4）式代入（3.2.5）式得：

$$f'_w = mnf_w^2 \frac{\mu_w}{\mu_o} e^{-mS_{we}} \tag{3.2.6}$$

再将（3.2.4）式改写为下式：

$$n \frac{\mu_w}{\mu_o} e^{-mS_{we}} = \frac{1 - f_w}{f_w} \tag{3.2.7}$$

最后，将（3.2.7）式代入（3.2.6）式得：

$$f'_w = mf_w(1 - f_w) \tag{3.2.8}$$

再将（3.2.8）式代入（3.2.1）式得地层平均含水饱和度与出口端含水饱和度的关系式为：

$$\bar{S}_w = S_{we} + \frac{1}{mf_w} \tag{3.2.9}$$

当油田进入高含水期（f_w>80%）之后，由于 $1/mf_w \approx 0$（m 一般等于 14～16），故（3.2.9）式可简化为：

$$\bar{S}_w \approx S_{we} \tag{3.2.10}$$

由（3.2.10）式可以看出，在高含水开发期出口端的含水饱和度，可由地层平均含水饱和度代替。这也是推导高含水期甲型

和乙型水驱曲线关系式的基础。

2. 地层平均含水饱和度与采出程度之间的关系式

在注水保持地层压力的开发条件下，油田的原始地质储量和剩余地质储量可分别表示如下：

$$N_o = 100Ah\phi(1 - S_{wi})/B_o \tag{3.2.11}$$

$$N_{or} = 100Ah\phi(1 - \bar{S}_w)/B_o \tag{3.2.12}$$

由（3.2.11）式减（3.2.12）式得，油田开发到某一时刻的累积产油量为：

$$N_p = 100Ah\phi(\bar{S}_w - S_{wi})/B_o \tag{3.2.13}$$

由（3.2.13）式除以（3.2.11）式得采出程度的表达式：

$$R_o = \frac{N_p}{N_o} = \frac{\bar{S}_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \tag{3.2.14}$$

再将（3.2.14）式改写成下式：

$$\bar{S}_w = (1 - S_{wi})R_o + S_{wi} \tag{3.2.15}$$

3. 水油比与平均含水饱和度的关系式

在油水两相流动条件下，油井见水后的产油量和产水量可分别表示如下：

$$Q_o = \frac{0.543KK_{ro}h(p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o(\ln \frac{r_e}{r_w} + S)} \tag{3.2.16}$$

$$Q_w = \frac{0.543KK_{rw}h(p_e - p_{wf})}{\mu_w B_w(\ln \frac{r_e}{r_w} + S)} \tag{3.2.17}$$

由（3.2.17）式除以（3.2.16）式得，水油比的关系式为：

$$\frac{Q_w}{Q_o} = \frac{\mu_o B_o K_{rw}}{\mu_w B_w K_{ro}} \tag{3.2.18}$$

将（3.2.3）式代入（3.2.18）式，并考虑（3.2.10）式的关系得：

$$\frac{Q_w}{Q_o} = \frac{\mu_o B_o}{n\mu_w B_w} e^{m\bar{S}_w} \tag{3.2.19}$$

4. 甲型和乙型水驱曲线的理论推导

将（3.2.19）式改写为下式：

$$Q_w = \frac{\mu_o B_o}{n\mu_w B_w} Q_o e^{m\bar{S}_w} \tag{3.2.20}$$

油田的累积产水量，可表示为：

$$W_p = \int_{t_{0l}}^{t} Q_w dt \tag{3.2.21}$$

将（3.2.20）式代入（3.2.21）式得：

$$W_p = \frac{\mu_o B_o}{n\mu_w B_w} \int_{t_o}^{t} Q_o e^{m\bar{S}_w} dt \tag{3.2.22}$$

由（3.2.13）式对时间 t 求导数得，油田的产油量表达式为：

$$\frac{dN_p}{dt} = Q_o = \frac{100Ah\phi}{B_o} \frac{d\bar{S}_w}{dt} \tag{3.2.23}$$

将（3.2.23）式代入（3.2.22）式，并相应的置换积分上下限，即刚刚见水 t_o 时刻的地层平均含水饱和度为 $\bar{S}_{wbt}$，而见水后 t 时刻的地层平均含水饱和度为 $\bar{S}_w$，则得：

$$W_p = \frac{100Ah\phi\mu_o}{mn\mu_w B_w} \int_{\bar{S}_w}^{\bar{S}_{wbt}} e^{m\bar{S}_w} d(m\bar{S}_w) \tag{3.2.24}$$

由（3.2.24）式积分后得：

$$W_p = \frac{100Ah\phi\mu_o}{mn\mu_w B_w} (e^{m\bar{S}_w} - e^{m\bar{S}_{wbt}}) \tag{3.2.25}$$

将（3.2.11）式改写为下式：

$$100Ah\phi = \frac{N_o B_o}{1 - S_{wi}} \tag{3.2.26}$$

再将（3.2.26）式代入（3.2.25）式得：

$$W_p = \frac{N_o \mu_o B_o}{mn\mu_w B_w (1 - S_{wi})} (e^{m\bar{S}_w} - e^{m\bar{S}_{wbt}}) \tag{3.2.27}$$

若设：

$$D = \frac{N_o \mu_o B_o}{mn\mu_w B_w (1 - S_{wi})} \tag{3.2.28}$$

$$C = De^{m\bar{S}_{wbt}} \tag{3.2.29}$$

则得：

$$W_p = De^{mS_w} - C \tag{3.2.30}$$

将（3.2.15）式代入（3.2.30）式得：

$$W_p + C = De^{m[(1-S_{wi})R_o + S_{wi}]} \tag{3.2.31}$$

对（3.2.31）式取常用对数后得，甲型水驱曲线的关系式为：

$$\log(W_p + C) = a_1 + b_1 R_o \tag{3.2.32}$$

式中

$$a_1 = \log D + \frac{mS_{wi}}{2.303} \tag{3.2.33}$$

$$b_1 = \frac{m(1 - S_{wi})}{2.303} \tag{3.2.34}$$

应当指出，当注水开发油田进入高含水期之后，常数 C 的影响，同 W_p 数值相比可以忽略不计，故（3.2.32）式又可写为：

$$\log W_p = a_1 + b_1 R_o \tag{3.2.35}$$

若将（3.2.34）式代入（3.2.35）式，并考虑 $R_o = N_p/N_o$ 的关系，则得甲型水驱曲线的第二种表达式为：

$$\log W_p = A_1 + B_1 N_p \tag{3.2.36}$$

式中

$$A_1 = a_1 = \log D + \frac{mS_{wi}}{2.303} \tag{3.2.37}$$

$$B_1 = \frac{b_1}{N_o} = \frac{m(1 - S_{wi})}{2.303 N_o} \tag{3.2.38}$$

已知，水油比 $WOR = Q_w/Q_o$，将（3.2.19）式改写为：

$$WOR = \frac{\mu_o B_o}{n\mu_w B_w} e^{m\bar{S}_w} \tag{3.2.39}$$

将（3.2.15）式代入（3.2.39）式得：

$$WOR = \frac{\mu_o B_o}{n\mu_w B_w} e^{m[(1-S_{wi})R_o + S_{wi}]} \tag{3.2.40}$$

对（3.2.40）式取常用对数后得，乙型水驱曲线的关系式为：

$$\log WOR = a_2 + b_2 R_o \tag{3.2.41}$$

式中

$$a_2 = \log \frac{\mu_o B_o}{n\mu_w B_w} + \frac{mS_{wi}}{2.303} \tag{3.2.42}$$

$$b_2 = \frac{m(1 - S_{wi})}{2.303} \tag{3.2.43}$$

同样，将（3.2.43）式代入（3.2.41）式，并考虑 $R_o = N_p/N_o$ 的关系，得到乙型水驱曲线的第二种表达式为：

$$\log WOR = A_2 + B_2 N_p \tag{3.2.44}$$

式中

$$A_2 = a_2 = \log \frac{\mu_o B_o}{n\mu_w B_w} + \frac{mS_{wi}}{2.303} \tag{3.2.45}$$

$$B_2 = \frac{b_2}{N_o} = \frac{m(1 - S_{wi})}{2.303 N_o} \tag{3.2.46}$$

由（3.2.34）式或（3.2.43）式对比，或由（3.2.38）式和（3.2.46）式对比可以看出，由于 $b_1 = b_2$ 和 $B_1 = B_2$，因此，甲型和乙型水驱曲线的直线具有平行的特点。也就是说，若将甲型和乙型水驱曲线的数据，画在同一半对数坐标纸上，两者的直线段是平行的。

5. 累积产水量与水油比的关系式

由（3.2.35）式对时间 t 求导得：

$$\frac{1}{2.303 W_p} \frac{dW_p}{dt} = b_1 \frac{dN_p}{N_o dt} \tag{3.2.47}$$

已知：$dW_p/dt = Q_w$；$dN_p/dt = Q_o$；$Q_w/Q_o = WOR$，故由（3.2.47）式得下式：

$$W_p = \frac{N_o}{2.303 b_1}(WOR) \tag{3.2.48}$$

对（3.2.48）式取常用对数后得：

$$\log W_p = E + \log WOR \tag{3.2.49}$$

式中
$$E = \log \frac{N_o}{2.303 b_1} \tag{3.2.50}$$

由（3.2.49）式看出，高含水开发期的油田，累积产水量和水油比之间，具有双对数的直线关系，且直线的斜率等于1。也就是说，若将 W_p 和 WOR 的相应数据画在双对数坐标纸上，则会得到具有45°的直线关系。

6. 甲型和乙型水驱曲线的截距关系式

由甲型和乙型水驱曲线的推导已经清楚，两者的直线斜率是相等的。那么，两者的截距又存在着什么关系呢？将（3.2.48）式代入（3.2.35）式得：

$$\log WOR = a_1 - \log \frac{N_o}{2.303 b_1} + b_1 R_o \tag{3.2.51}$$

若设：
$$a_2 = a_1 - \log \frac{N_o}{2.303 b_1} \tag{3.2.52}$$

则得：
$$\log WOR = a_2 + b_1 R_o \tag{3.2.53}$$

将（3.2.28）式代入（3.2.33）式得：

$$a_1 = \log \frac{N_o \mu_o B_o}{mn \mu_w B_w (1 - S_{wi})} + \frac{m S_{wi}}{2.303} \tag{3.2.54}$$

再将（3.2.34）式和（3.2.54）式代入（3.2.52）式，即得（3.2.42）式。又由于 $b_1 = b_2$，故（3.2.53）式与（3.2.41）式完全相同。

二、甲型和乙型水驱曲线上翘原因的理论分析及例证

1. 水驱曲线上翘原因的理论分析

油田开发的实际资料表明，当油田开发进入高含水期，含水率达到93%～95%时，甲型和乙型水驱曲线的直线段，就会发生上翘的现象。这是油藏工程师当初所始料不及的。那么，到底是什么原因，会引起这种现象的发生呢？这也只能从推导甲型和乙型水驱曲线所使用的理论假定与实际存在的偏差找原因。在上一部分中，为推导甲型和乙型水驱曲线的关系，曾用到（3.2.3）式近似关系的假定，即油水相对渗透率比（K_{ro}/K_{rw}）与出口端含水饱和度 S_{we}，存在常数递减的指数关系。如将（3.2.3）式取常用对数后得：

$$\log \frac{K_{ro}}{K_{rw}} = \alpha - \beta S_{we} \tag{3.2.55}$$

式中
$$\alpha = \log n \tag{3.2.56}$$

$$\beta = \frac{m}{2.303} \tag{3.2.57}$$

由（3.2.55）式可以看出，油水相对渗透率比与出口端含水饱和度之间，为一半对数的直线关系。这一直线关系，在中期含水阶段，具有很好的代表性。然而，到了高含水阶段，实际的油水相对渗透率比，明显地低于由（3.2.55）式表示的理论数值（见图3.2.4）。这可能就是，在高含水期甲型和乙型水驱曲线上翘的主要原因。对于这一判断，为了能从理论上得到证实，下面将作如下的推导。

将（3.2.15）式代入（3.2.1）式得，确定采出程度 R_o 的关系式为：

$$R_o = \frac{1}{1 - S_{wi}}\left(S_{we} - S_{wi} + \frac{1 - f_w}{f'_w}\right) \qquad (3.2.58)$$

已知：

$$WOR = \frac{f_w}{1 - f_w} \qquad (3.2.60)$$

根据油水的相对渗透率数据，对于不同的出口端含水饱和度 S_{we} 数值，可以利用（3.2.2）式计算出相应的含水率 f_w 数值，并由差值微分法求得相应的含水率导数 f'_w 的数值。此时再由（3.2.58）式求得采出程度 R_o 的相应数值，并由（3.2.60）式求得相应的水油比 WOR 的数值。若将 WOR 与 R_o 的相应数值绘于半对数坐标纸上，看是否会首先出现象乙型水驱曲线那样的直线段，而后再发生直线的上翘。如果后期发生了上翘现象，即表明在油田开发进入高含水期之后，真实的乙型水驱曲线并不遵守由（3.2.55）式表示的直线关系，而是服从于图 3.2.4 上的油水相对渗透率比 K_{ro}/K_{rw} 的下降曲线关系。以上就是对甲型和乙型水驱曲线后期上翘的理论分析。尽管这里的理论分析是针对乙型水驱曲线进行的，但由于前面的理论推导已经证明，甲型和乙型水驱曲线具有平行线的特点。因此，在高含水期的甲型水驱曲线，同样也会发生上翘的现象，其上翘的时间应与乙型水驱曲线一致。

2. 水驱曲线上翘的例证

对于上面有关甲型和乙型水驱曲线上翘的理论分析是否正确，还需要通过实例的应用加以说明。

（1）实例 1：根据文献［3］的油湿相对渗透率曲线数据（见表 3.2.1、图 3.2.1），利用（3.2.2）式和（3.2.60）式，分别计算的含水率和水油比数值列于表 3.2.1。将表 3.2.1 中的含水率与含水饱和度的相应数据绘于图 3.2.2。利用文献［3，5］的原理，对图 3.2.2 的含水率曲线，从束缚水饱和度 S_{wi} 开始作切线，得到与切点相对应的含水饱和度，即水驱油非活塞式驱动的

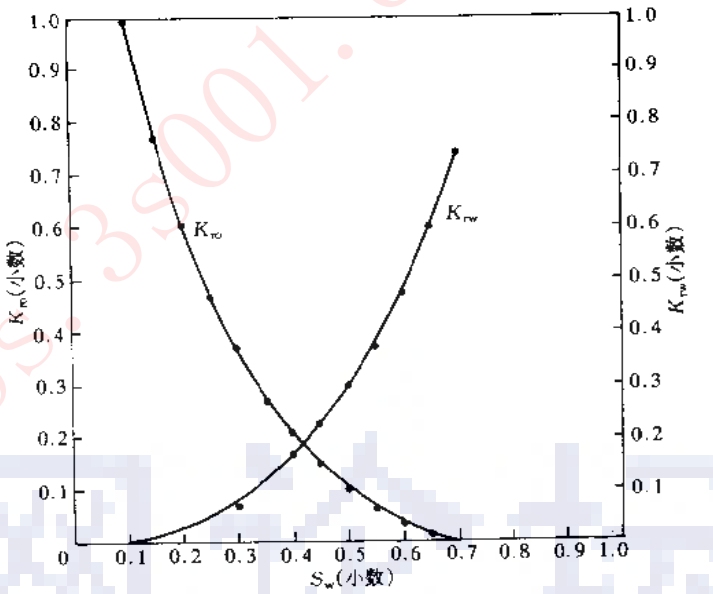


图 3.2.1　实例 1 的油水相对渗透率曲线（油湿）

表 3.2.1　相对渗透率、含水率及水油比随含水饱和度变化

S_{we}	K_{ro}	K_{rw}	K_{ro}/K_{rw}	f_w	WOR
0.10	1.000	0	∞	0	0
0.15	0.770	0.010	77.000	0.025	0.026
0.20	0.600	0.030	20.000	0.091	0.100
0.25	0.470	0.050	9.400	0.175	0.212
0.30	0.373	0.070	5.330	0.273	0.376
0.35	0.270	0.120	2.250	0.471	0.890
0.40	0.210	0.169	1.243	0.617	1.611
0.45	0.148	0.226	0.655	0.753	3.049
0.50	0.100	0.300	0.333	0.857	5.993
0.55	0.061	0.376	0.162	0.925	12.333
0.60	0.033	0.476	0.069	0.967	29.303
0.65	0.012	0.600	0.020	0.990	99.000
0.70	0	0.740	0	1.000	∞

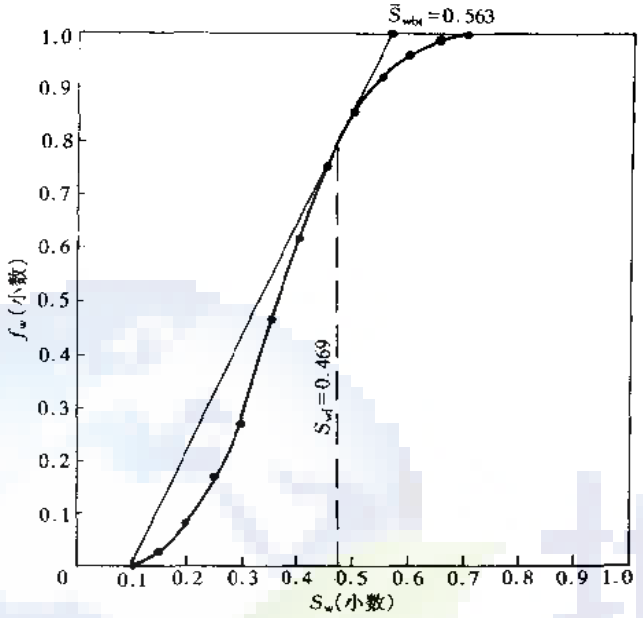


图 3.2.2　实例 1 的 f_w 与 S_w 曲线（油湿）

前沿含水饱和度 S_{wf}，或是油井刚刚见水时的含水饱和度。切线与顶横轴的交点，为油井刚刚见水时的地层内平均含水饱和度 $\bar{S}_{wbt}$。

为了提高计算的精度，文献［4］又将油井见水后的相对渗透率数据加密取值（见表 3.2.2）。由（3.2.2）式计算的含水率 f_w 数值和利用 3 点差值求导数法得到的 f'_w 数值（df_w/dS_{we}），以及由（3.2.58）式和（3.2.60）式分别计算的采出程度 R_o 和水油比 WOR 的数值列于表 3.2.2。

将表 3.2.2 内的 WOR 和 R_o 的相应数据绘于图 3.2.3。由图 3.2.3 看出，在含水率 $f_w<94.6\%$ 之前是一条可以用（3.2.41）式表示的乙型水驱曲线直线。而在 $f_w>94.6\%$ 之后，直线发生上翘。因此，若用 $f_w<94.6\%$ 之前的乙型水驱曲线直线外推到 $f_w=98\%$，即 $WOR=49$ 时所得到的采收率 E_R 或可采储量 N_R 数值，将会比实际的数值明显偏大。

表 3.2.2　含水率及其导数、采出程度、水油比随出口端含水饱和度变化表

S_{we}	f_w	f'_w	R_o	WOR
0.469	0.798	2.160	0.514	3.950
0.495	0.848	1.750	0.535	5.579
0.520	0.888	1.410	0.555	7.928
0.546	0.920	1.130	0.574	11.500
0.572	0.946	0.851	0.595	17.518
0.597	0.965	0.649	0.612	27.571
0.622	0.980	0.477	0.627	49.000
0.649	0.990	0.317	0.645	99.000
0.674	0.996	0.195	0.661	249.000
0.700	1.000	0.102	0.666	∞

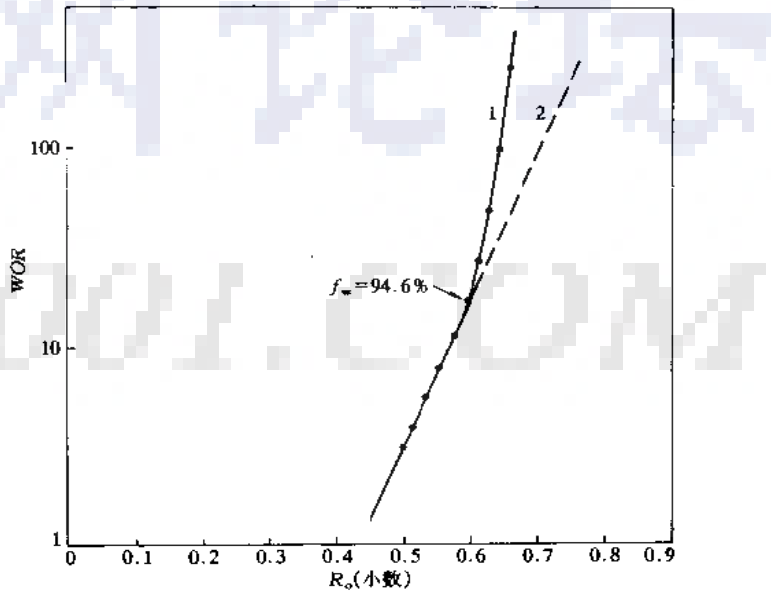


图 3.2.3　实例 1 的乙型水驱曲线（油湿）

1—实际变化曲线；2—由（3.2.41）式表示的理论曲线

将表 3.2.1 的油水相对渗透率 K_{ro}/K_{rw}数据，与相应的含水饱和度 S_{we}数据绘于图 3.2.4（A 线）。由图 3.2.4 看出，在 $S_{we}=0.25\sim0.50$ 之间是一条很好的直线，并可用（3.2.55）式表示。而当 $S_{we}>0.50$ 之后，K_{ro}/K_{rw}随 S_w 已变为曲线。这也说明，在进行甲型和乙型水驱曲线的理论推导中，所用到的（3.2.3）式只适用于图 3.2.4 的中间直线段，接着的曲线段正是造成乙型水驱曲线后期上翘的原因。

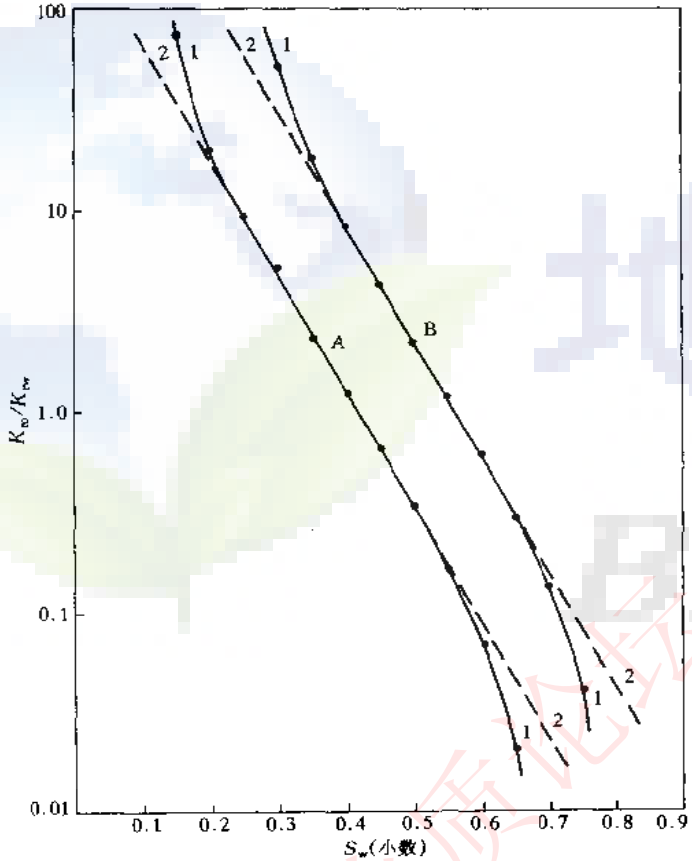


图 3.2.4　实例 1 和 2 的 K_{ro}/K_{rw}与 S_{we}的关系图

1—实际变化曲线；2—由（3.2.55）式表示的理论曲线；A—实例 1；B—实例 2

（2）实例 2：根据文献［5］的水湿相对渗透率曲线数据列于表 3.2.3，绘于图 3.2.5 中。利用（3.2.2）式和（3.2.60）式，分别计算 f_w 和 WOR 数值也列于表 3.2.3。将表 3.2.3 中的 f_w 与 S_{we}的数据绘于图 3.2.6 中。通过对含水率曲线作切线，求得的 $S_{wf}=0.45$ 和 $\bar{S}_{wbt}=0.55$。利用三点差值求导数法得到见水后的 f'_w 值，以及由（3.2.58）式和（3.2.60）式分别计算的 R_o 和 WOR 的数值也列于表 3.2.3。将表 3.2.3 内的 WOR 和 R_o 的相应数据绘于图 3.2.7。由图 3.2.7 看出，在含水率＜94.3% 之前是一条可用（3.2.41）式表示的乙型水驱曲线直线。而在 $f_w>94.3\%$ 之后，直线发生明显上翘。因此，若用直线外推法确定采收率和可采储量，其数值会明显偏大。

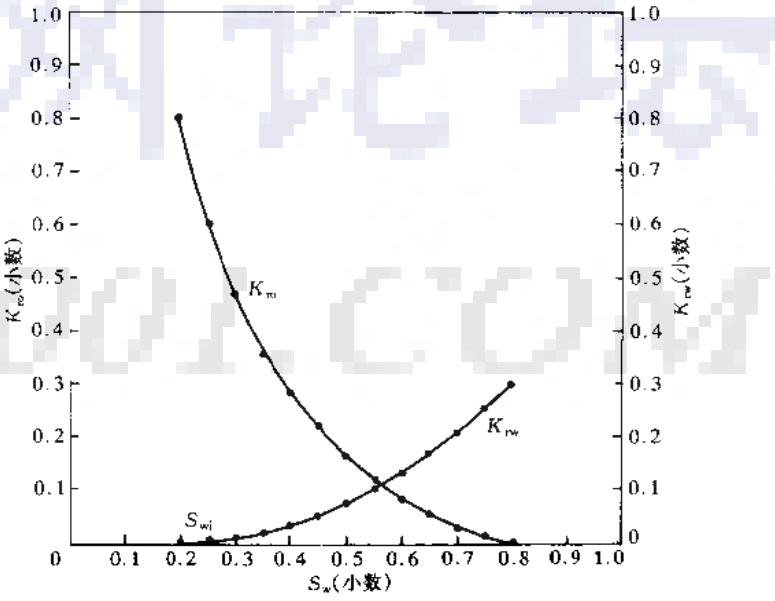


图 3.2.5　实例 2 的油水相对渗透率曲线（水湿）

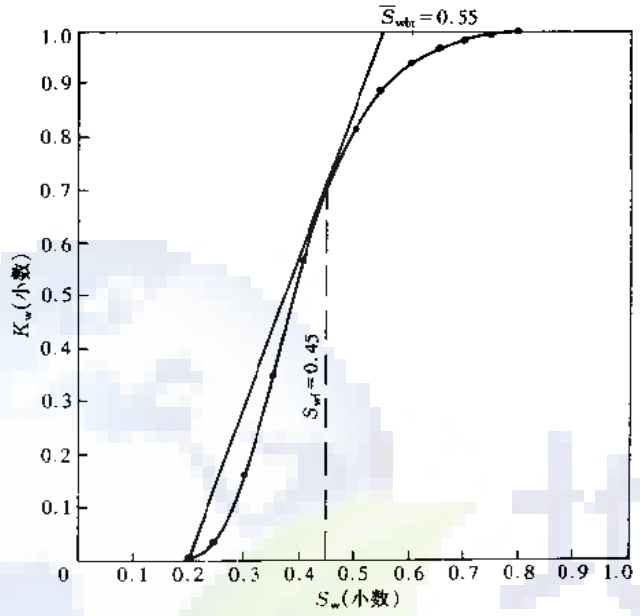


图 3.2.6　实例 2 的 f_w 与 S_w 的关系曲线（水湿）

表 3.2.3　实例 2 的数据

S_{we}	K_{ro}	K_{rw}	$\frac{K_{ro}}{K_{rw}}$	f_w	$f'_w=df_w/dS_w$	R_o (3.2.58)式	WOR (3.2.60)式
0.20	0.800	0	∞	0			
0.25	0.610	0.002	305	0.032			
0.30	0.470	0.009	52.22	0.161			
0.35	0.370	0.020	18.50	0.351			
0.40	0.285	0.033	8.636	0.537			
0.45 (S_{wf})	0.220	0.051	4.314	0.699	2.84	0.445	2.322
0.50	0.163	0.075	2.173	0.821	1.94	0.490	4.587
0.55	0.120	0.100	1.200	0.893	1.22	0.547	8.346
0.60	0.081	0.132	0.614	0.943	0.78	0.591	16.544

续表

S_{we}	K_{ro}	K_{rw}	$\frac{K_{ro}}{K_{rw}}$	f_w	$f'_w=df_w/dS_w$	R_o (3.2.58)式	WOR (3.2.60)式
0.65	0.050	0.170	0.294	0.971	0.44	0.645	33.483
0.70	0.027	0.208	0.130	0.987	0.25	0.690	75.923
0.75	0.010	0.251	0.040	0.996	0.13	0.725	249
0.80	0	0.300	0	1.0	—	—	

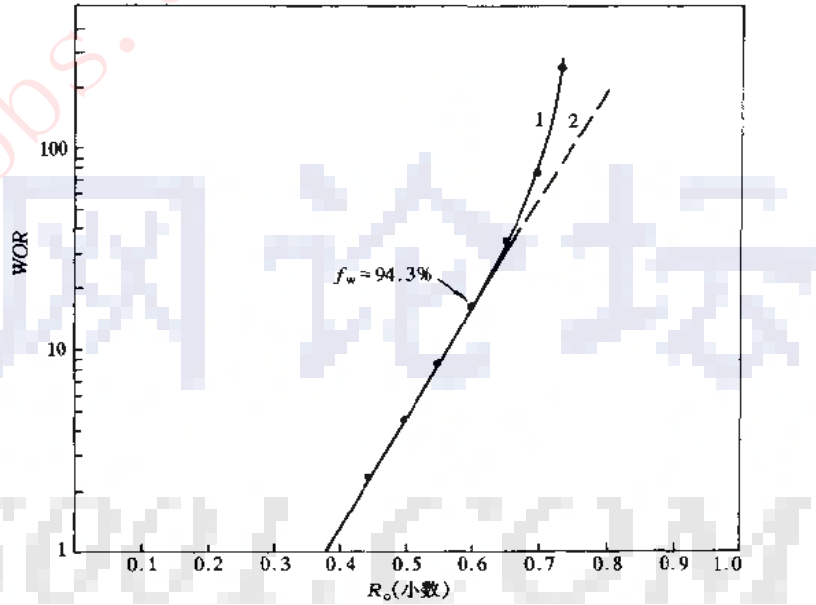


图 3.2.7　实例 2 的乙型水驱曲线（水湿）

1—实际变化曲线；2—由（3.2.41）式表示的理论直线

将表 3.2.3 内的 K_{ro}/K_{rw} 与 S_{we} 的相应数据绘于图 3.2.4（B 线）。由图 3.2.4 看出，在 $S_w=0.40\sim0.60$ 之间是一条很好的直线，但当 $S_w>0.60$ 之后，已是向下明显弯曲的曲线。这也正是在图 3.2.7 上乙型水驱曲线后期上翘的主要理论原因，也是甲型水驱曲线上翘的原因。

根据本节前面的理论分析与推证，甲型与乙型水驱曲线具有平行的直线关系。因此，通过实例1和实例2的应用表明，在含水率大于94%之后，即会发生水驱曲线的上翘问题。

三、结　束　语

在油田开发的高含水期，甲型和乙型水驱曲线后期的上翘问题，一直困扰着油藏工程师们的思考，并影响到利用这两种水驱曲线方法，预测油田可采储量和采收率的可靠性。本节基于油水两相渗流的基本理论和方法，对于甲型和乙型水驱曲线上翘的原因，从理论上找到了根据，并对这种水驱曲线在上翘前具有平行线的特点，进行了理论上的推导。通过油湿和水湿两种相对渗透率曲线实例应用的结果，得到了甲型和乙型水驱曲线何时上翘的一致结论。也就是说，当油田含水率 f_w 达到94%～95%，或水油比 WOR 达到15.7～19.0时，甲型和乙型水驱曲线就有可能发生上翘。因此，在利用甲型和乙型水驱曲线，确定可采储量和采收率时，若将经济极限含水率定为95%，或水油比为19，那么，外推的结果是可靠的。如果将其外推的经济极限含水率定为98%，或水油比为49时，则其预测的结果会明显偏高。

四、符号及单位注释

N_o——原始地质储量，10^4m^3；

N_{or}——剩余地质储量，10^4m^3；

N_p——累积产油量，10^4m^3；

W_p——累积产水量，10^4m^3；

R_o——采出程度，小数；

Q_o——产油量，$10^4m^3/a$；

Q_w——产水量，$10^4m^3/d$；

WOR——水油比；

f_w——含水率，小数；

f'_w——含水率的导数；

A——含油面积，km^2；

h——有效厚度，m；

ϕ——有效孔隙度，小数；

S_w——含水饱和度，小数；

S_{wi}——束缚水饱和度，小数；

S_{wf}——水驱油非活塞的前沿含水饱和度，小数；

S_{we}——出口端的含水饱和度，小数；

S_{wbt}——刚刚突进时地层内的平均含水饱和度，小数；

$\bar{S}_w$——突进后地层内的平均含水饱和度，小数；

μ_o——地层原油粘度，mPa·s；

μ_w——地层水粘度，mPa·s；

B_o——地层原油体积系数；

B_w——地层水体积系数；

K——有效渗透率，mD

K_{ro}——油的相对渗透率，小数；

K_{rw}——水的相对渗透率，小数；

t——注水开发的时间，a；

t_0——水突进时的时间，a；

p_e——供给边界压力，MPa；

p_w——井底流动压力，MPa；

r_e——供给边界半径，m；

r_w——井底半径，m；

S——表皮系数；

n 和 m——与润湿性、孔隙结构有关的常数；

a_1 和 b_1——式（3.2.35）的截距和斜率；

A_1 和 B_1——式（3.2.36）的截距和斜率；

a_2 和 b_2——式（3.2.41）的截距和斜率；

A_2 和 B_2——式（3.2.44）的截距和斜率；

α 和 β——式（3.2.55）的截距和斜率；

C、D 和 E——组合常数。

参 考 文 献

[1] 童宪章．天然水驱和人工注水油藏的统计规律探讨．石油勘探与开发，1978（6）5，38～45

[2] 陈元千．水驱曲线关系式的推导．石油学报，1985（2）6，69～78

[3] Craig F F JR. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Society of Petroleum Engineers of AIME, New York－Dallas, 1971

[4] Craft B C and Hawkins M F. Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice－Hall, Inc. Englewood Cliffs, N. J., 1959

[5] Dake L P. Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam－Oxford－New York, 1978

第三节　对广义水驱曲线的质疑、推导与讨论

水驱曲线是水驱开发油田固有的特征曲线。它可用于预测水驱开发油田的可采储量和采收率，并可对水驱油田的地质储量和可动用储量作出评估，因此，在我国得到了广泛的应用。尽管水驱曲线有 20 余种基本表达形式[2]，但经中国石油天然气总公司系统多年的应用、筛选、推荐和定名的甲、乙、丙、丁型四种水驱曲线，具有较高的实用价值。其中：甲型水驱曲线为 $\log W_p = a + bN_p$；乙型水驱曲线为 $\log L_p = a + bN_p$；丙型水驱曲线为 $L_p/N_p = a + bL_p$；丁型水驱曲线为 $L_p/N_p = a + bW_p$。这 4 种水

驱曲线，起初均以经验公式引入我国，由笔者完成了它们的理论推导，因而赋予了物理上的意义。

广义水驱曲线，于 1995 年首先由文献［1］提出，后在文献［6，7］中又作了报导，但均只列公式，未能介绍它是如何建立的。尽管在文献［8］中作者对广义水驱曲线的建立作了介绍，但仍不尽人意。本节在此对文献［1，6～8］的广义水驱曲线关系式提出质疑，并对含水率与可采储量采出程度的关系式进行推导，对有关问题进行讨论。

一、广义水驱曲线建立的回顾与质疑

在文献［8］中，对广义水驱曲线的建立问题作了介绍，但是为了便于问题的了解、分析和讨论，本节有必要对广义水驱曲线的建立，作出回顾性的简单推导。由文献［5］完成理论推导的丙型水驱曲线的两个基本关系式为：

$$\frac{L_p}{N_p} = a + bL_p \tag{3.3.1}$$

$$N_p = \frac{1 - \sqrt{a(1 - f_w)}}{b} \tag{3.3.2}$$

将（3.3.1）式改写为下式：

$$L_p = \frac{aN_p}{1 - bN_p} \tag{3.3.3}$$

已知：$L_p = N_p + W_p$，故（3.3.3）式又可写为：

$$\frac{W_p}{N_p} = \frac{a}{1 - bN_p} - 1 \tag{3.3.4}$$

将（3.3.2）式代入（3.3.4）式等号右端第一项的分母得：

$$\frac{W_p}{N_p} = \frac{a - \sqrt{a(1 - f_w)}}{\sqrt{a(1 - f_w)}} \tag{3.3.5}$$

当 $f_{wL}=0.98$（即含水率为98%）时，$N_p=N_R$，由(3.3.2)式得：

$$N_R=\frac{1-0.1414\sqrt{a}}{b} \tag{3.3.6}$$

由(3.3.2)式除以(3.3.6)式解得：

$$\sqrt{a(1-f_w)}=1-(1-0.1414\sqrt{a})\frac{N_p}{N_R} \tag{3.3.7}$$

将(3.3.7)式代入(3.3.5)式得：

$$\frac{W_p}{N_p}=\frac{a-1+(1-0.1414\sqrt{a})\dfrac{N_p}{N_R}}{1-(1-0.1414\sqrt{a})\dfrac{N_p}{N_R}} \tag{3.3.8}$$

若将(3.3.8)式等号右端的分子与分母，同除以$1-0.1414\sqrt{a}$得下式：

$$\frac{W_p}{N_p}=\frac{\dfrac{a-1}{1-0.1414\sqrt{a}}+\dfrac{N_p}{N_R}}{\dfrac{1}{1-0.1414\sqrt{a}}-\dfrac{N_p}{N_R}} \tag{3.3.9}$$

若将(3.3.9)式的等号右端，人为的乘上一个指数项$(N_p/N_R)^n$，并设$\alpha=a-1$，即可得到由文献[8]所提供的广义水驱曲线的基本形式：

$$\frac{W_p}{N_p}=\frac{\dfrac{\alpha}{1-0.1414\sqrt{1+\alpha}}+\dfrac{N_p}{N_R}}{\dfrac{1}{1-0.1414\sqrt{1+\alpha}}-\dfrac{N_p}{N_R}}\left(\frac{N_p}{N_R}\right)^n \tag{3.3.10}$$

由(3.3.10)式可以看出，文献[8]提供的广义水驱曲线，只不过是丙型水驱曲线变形的人为修正结果，而这种修正并没有实质性的根据。还应当指出的是，由文献[1，6～8]报导的广义水驱曲线，与(3.3.10)式不同之处，仅在于作者将(3.3.10)式等号右端分子、分母中的常数0.1414，修改为0.17706。根据本节的研究结果表明，这种人为的修改，是没有必要的。

二、含水率与可采储量采出程度关系式的推导

在文献[1，7～8]中报导的含水率与可采储量采出程度的关系式，均因缺少具体的推导，可能会引起人们的某些疑问。鉴于该关系式是广义水驱曲线的重要内容，有必要作如下的推导：

若设：
$$R_D=N_p/N_R \tag{3.3.11}$$

$$A=\frac{\alpha}{1-0.1414\sqrt{1+\alpha}} \tag{3.3.12}$$

$$B=\frac{1}{1-0.1414\sqrt{1+\alpha}} \tag{3.3.13}$$

则得：
$$\frac{W_p}{N_p}=\frac{A+R_D}{B-R_D}R_D^n \tag{3.3.14}$$

由(3.3.14)式等号两端对时间求导数得：

$$\frac{N_pQ_w-W_pQ_o}{N_p^2}=R_D^n\frac{(A+B)}{(B-R_D)^2}\frac{Q_o}{N_R}+nR_D^{n-1}\frac{(A+R_D)}{(B-R_D)}\frac{Q_o}{N_R} \tag{3.3.15}$$

将(3.3.15)式改写为下式：

$$\left(N_p\frac{Q_w}{Q_o}-W_p\right)\frac{Q_o}{N_p^2}=R_D^n\frac{(A+B)}{(B-R_D)^2}\frac{Q_o}{N_R}+nR_D^{n-1}\frac{(A+R_D)}{(B-R_D)}\frac{Q_o}{N_R} \tag{3.3.16}$$

若将（3.3.16）式整理为下式：

$$\frac{Q_w}{Q_o}=\frac{W_p}{N_p}+R_D^{n+1}\frac{(A+B)}{(B-R_D)^2}+nR_D^n\frac{(A+R_D)}{(B-R_D)} \tag{3.3.17}$$

再将（3.3.14）式代入（3.3.17）式得：

$$\frac{Q_w}{Q_o}=(n+1)R_D^n\frac{(A+R_D)}{(B-R_D)}+R_D^{n+1}\frac{(A+B)}{(B-R_D)^2} \tag{3.3.18}$$

已知如下的关系式：

$$\frac{Q_w}{Q_o}=WOR=\frac{f_w}{1-f_w} \tag{3.3.19}$$

将（3.3.19）式代入（3.3.18）式得：

$$\frac{f_w}{1-f_w}=(n+1)R_D^n\frac{(A+R_D)}{(B-R_D)}+R_D^{n+1}\frac{(A+B)}{(B-R_D)^2} \tag{3.3.20}$$

将（3.3.12）式和（3.3.13）式代入（3.3.20）式，并设 $C=0.1414$，即得文献［8］的（3.3.27）式的 f_w 与 R_D 的关系式：

$$\frac{f_w}{1-f_w}=(n+1)R_D^n\left(\frac{\frac{\alpha}{1-C\sqrt{1+\alpha}}+R_D}{\frac{1}{1-C\sqrt{1+\alpha}}-R_D}\right)+R_D^{n+1}\frac{\left(\frac{1+\alpha}{1-C\sqrt{1+\alpha}}\right)}{\left(\frac{1}{1-C\sqrt{1+\alpha}}-R_D\right)^2} \tag{3.3.21}$$

当取 $f_{wL}=0.98$，而 $R_D=1.0$ 时，由（3.3.21）式可得文献［8］的下式：

$$(n+1)\frac{\left(\frac{\alpha}{1-C\sqrt{1+\alpha}}+1\right)}{\left(\frac{1}{1-C\sqrt{1+\alpha}}-1\right)}+\frac{\left(\frac{1+\alpha}{1-C\sqrt{1+\alpha}}\right)}{\left(\frac{1}{1-C\sqrt{1+\alpha}}-1\right)^2}=49 \tag{3.3.22}$$

三、n 与 α 关系式的推导与讨论

在应用文献［1，6～8］提供的广义水驱曲线，预测油田的可采储量时，必须首先利用 n 与 α 的关系式，由 α 确定 n 值的大小。$\alpha=a-1$，a 是丙型水驱曲线直线的截距。由（3.3.22）式解出，n 和 α 的关系式为：

$$n=\frac{\left[49-\frac{\left(\frac{1+\alpha}{1-C\sqrt{1+\alpha}}\right)}{\left(\frac{1}{1-C\sqrt{1+\alpha}}\right)^2}\right]\times\left(\frac{1}{1-C\sqrt{1+\alpha}}-1\right)}{1+\frac{\alpha}{1-C\sqrt{1+\alpha}}}-1 \tag{3.3.23}$$

根据（3.3.23）式，对于 $C=0.1414$ 和 $C=0.17706$，可建立 n 与 α 的关系图（见图 3.3.1、图 3.3.2）。

由图 3.3.1 和图 3.3.2 可以看出，两图的 n 和 α 均为曲线关系。我们如果采用曲线位移法的原理［9］，将 α 改为 $\alpha+0.9$，再将 n 与 $\alpha+0.9$ 的相应数据绘于图 3.3.1 和图 3.3.2，即得到很好的直线关系。

对图 3.3.1 和图 3.3.2 经曲线位移后得到的直线，对 $\alpha+0.9=0.9\sim4.9$ 范围内的数据进行线性回归求解，可以得到两者的相关公式。

对 $C=0.1414$ 时为：

$$n=6.6008(\alpha+0.9)^{-0.7054} \tag{3.3.24}$$

(3.3.24) 式的相关系数为 −0.9989。

对 $C=0.17706$ 时为：

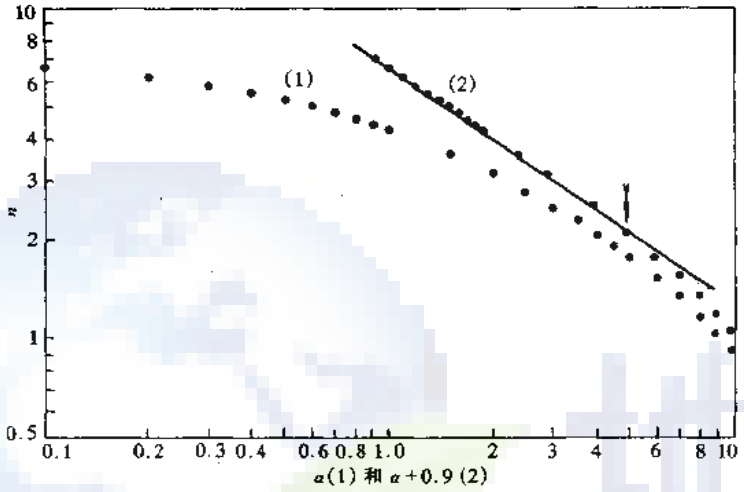


图 3.3.1　当 $C=0.1414$ 时 n 与 α 或 n 与 $\alpha+0.9$ 的关系图

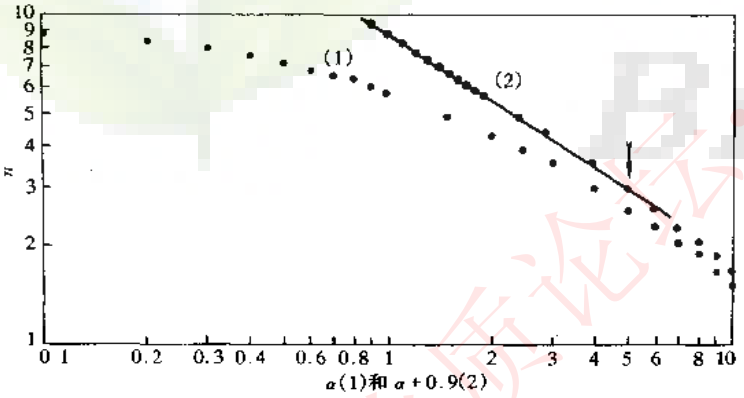


图 3.3.2　当 $C=0.17706$ 时 n 与 α 或 n 与 $\alpha+0.9$ 的关系图

$$n = 8.8675(\alpha + 0.9)^{-0.6777} \qquad (3.3.25)$$

(3.3.25) 式的相关系数为 −0.9995。

在文献 [1, 6~8] 中，虽然都列出了对于 $C=0.17706$ 时 n 和 $\alpha+0.9$ 的指数关系式，但都缺少必要的推导。由文献 [1, 6~8] 提供的关系式为：

$$n = 3.68043(\alpha + 0.9)^{-0.53737} \qquad (3.3.26)$$

据文献 [8] 的介绍，(3.3.26) 式的相关系数均等于 1.0，也就是接近于 1.0。这与 (3.3.25) 式的相关系数可以说是相同。但令人费解的是，(3.3.25) 式和 (3.3.26) 式的 C 值相同，但所得关系式的系数和指数，却相差如此之大。这可能由于 (3.3.26) 式的建立方法，与本节上述建立 (3.3.25) 式的方法不同所致。另从本节 $C=0.1414$ 的 (3.3.24) 式和 $C=0.17706$ 的 (3.3.25) 式对比来看，两者比较接近，且相差系数也相关不多，因此将理论推导中的 $C=0.1414$ 数值改为 $C=0.17706$，也是没有必要的。

四、结　论

(1) 根据本节的推导可以看出，文献 [1, 6~8] 所提出的广义水驱曲线，只不过是通过人为的乘上一个 "$(N_p/N_R)^n$" 项所得到的丙型水驱曲线的变异形式，这样做是否合理可靠，是否有依据，均值得研究。本来丙型水驱曲线，就是预测不同类型水驱开发油田可采储量和含水率比较好的方法，而由它的变形所建立的所谓广义水驱曲线，有何特点？又广义在什么地方呢？应当强调指出，在文献 [8] 推导广义水驱曲线中，至少存在以下两个问题，即：$N_p/N_R=0$ 时，W_p/N_p 不能等于 0。因为当 $N_p=0$ 时，W_p 必然等于 0，此时 0/0 已失去意义。因此 $W_p/N_p=0$ 是不成立的；用 $1+a$ 代替 a 是不合理的，也是不能成立的。它不但会引起误解，而且会将广义水驱曲线与丙型水驱曲线相混

淆，因为 a 是丙型水驱曲线直线的截距。为避免这一混淆，本节用 $\alpha=a-1$ 加以解决。由于文献［1，6～8］在常数代换上存在不合理性，很可能在理解广义水驱曲线的 a 上造成不应有的不确定性，甚至相混淆。

（2）本节对 f_w 与 R_D，或 WOR 与 R_D 关系式的推导，可以说是对文献［1，6～8］的重要补充，并为 n 与 α 关系式的建立奠定了基础。

（3）本节的研究结果表明，n 和 a 不存在双对数的直线关系。而利用曲线位移法，将 α 改为 $\alpha+0.9$ 之后，可以得到很好的直线关系。文献［1，6～8］将 0.1414 的常数改为 0.17706，是没有必要的。对于 $C=0.17706$，本节得到的 n 与 $\alpha+0.9$ 的关系式，即本节的（3.3.25）式，与文献［1，6～8］提出的关系式，即本节的（3.3.26）式，两者相差甚远，这不知是为何故？但文献［1，6～8］的（3.3.26）式尚缺乏直接的推导。

（4）在应用广义水驱曲线预测所谓的逐年可采储量时，需要（3.3.10）式和（3.3.26）式的联解方法，首先确定 a 和 n 的数值，以及所谓的基准可采储量数值，即预测开始年份的可采储量。但由于上述对（3.3.10）式和（3.3.26）式不确定性的分析，必会引起人们对预测结果可靠性的质疑。事实上，由丙型水驱曲线变形的（3.3.9）式，已经具备预测逐年可采储量的功能，大可不必再应用所谓的广义水驱曲线的（3.3.10）式。

五、符号及单位注释

L_p——累积产液量，10^4m^3；

W_p——累积产水量，10^4m^3；

N_p——累积产油量，10^4m^3；

N_R——可采储量，10^4m^3；

Q_o——产油量，$10^4m^3/a$；

Q_w——产水量，$10^4m^3/a$；

WOR——水油比；

f_w——含水率，小数；

f_{wL}——极限含水率，小数；

R_D——可采储量采出程度，小数；

a 和 b——丙型水驱曲线的截距和斜率；

n 和 α——（3.3.24）式～（3.3.26）式的指数函数关系。

参 考 文 献

［1］俞启泰、靳红伟：关于广义水驱特征曲线．石油学报，1995（16）1，61～69

［2］陈元千．水驱曲线的分类、对比与评价、新疆石油地质，1994（15）4，348～356

［3］陈元千．水驱曲线关系式的推导．石油学报，1985（6）2，69～78

［4］陈元千．一种新型水驱曲线关系式的推导及应用．石油学报，1993（14）2，65～73

［5］陈元千．对纳扎洛夫（Назаров）确定可采储量经验公式的理论推导及应用．石油勘探与开发，1995（22）3，63～68

［6］靳红伟．水驱曲线计算可采储量方法研究．石油勘探与开发，1995（增刊）（22），68～72

［7］俞启泰．逐年计算水驱油田可采储量方法．石油勘探与开发，1996（23）2，52～56

［8］俞启泰．广义水驱特征曲线公式的推导．新疆石油地质1996（17）3，260～265

［9］陈元千．校正水驱曲线的曲线位移法．石油勘探与开发，1991（增刊）（18），182～186

第四节　对 Timmerman 经验公式的推导与应用

水驱曲线是人工注水开发或天然水驱开发油田的特定固有规律。水驱曲线法被广大油藏工程师用于预测水驱油田的可采储量和采收率。水驱曲线法的表达形式甚多，其中常用的又被理论推导所证明的半对数关系式，以及相应的确定可采储量的关系式分述如下：

1）累积产水量与累积产油量的关系式[4]：

$$\log W_p = A_1 + B_1 N_p$$

$$N_R = \frac{\log(WOR)_{max} - (A_1 + \log 2.303 B_1)}{B_1}$$

2）水油比与累积产油量的关系式[4]：

$$\log WOR = A_2 + B_2 N_p$$

$$N_R = \frac{\log(WOR)_{max} - A_2}{B_2}$$

3）累积产液量与累积产油量的关系式[3]：

$$\log L_p = A_3 + B_3 N_p$$

$$N_R = \frac{\log[1 + (WOR)_{max}] - (A_3 + \log 2.303 B_3)}{B_3}$$

4）液油比与累积产油量的 Timmerman 关系式[1]：

$$\log LOR = A_4 + B_4 N_p$$

$$N_R = \frac{\log[1 + (WOR)_{max}] - A_4}{B_4}$$

5）含水率与累积产油量的关系式：

$$\log f_w = A_5 + B_5 N_p$$

$$N_R = \frac{\log(f_w)_{max} - A_5}{B_5}$$

上述式中不同关系式的参量表示如下：

$$WOR = Q_w / Q_o$$

$$Q_L = Q_o + Q_w$$

$$LOR = Q_L / Q_o = 1 + WOR$$

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} = \frac{WOR}{1 + WOR}$$

$$WOR = \frac{f_w}{1 - f_w}$$

$$L_p = N_p + W_p$$

本节将对上述的液油比与累积产油量的（E. H. Timmerman）关系式，以及含水率与累积产油量的关系式进行简要的推导，并通过实际油田的应用，同其它我国常用的半对数水驱曲线关系式作以对比。

一、对 Timmerman 关系式和含水率与累积产油量关系式的推导

由文献［3］的理论推导，所得到的累积产液量与累积产油量的半对数直线关系式为：

$$\log L_p = A_3 + B_3 N_p \tag{3.4.1}$$

将（3.4.1）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{1}{2.303L_p}-\frac{dL_p}{dt}=B_3\frac{dN_p}{dt} \tag{3.4.2}$$

已知：$dL_p/dt=Q_L$；$dN_p/dt=Q_o$；$Q_L/Q_o=LOR$，故由（3.4.2）式得：

$$L_p=\frac{LOR}{2.303B_3} \tag{3.4.3}$$

将（3.4.3）式代入（3.4.1）式得：

$$\log LOR=A_3+\log 2.303B_3+B_3N_p \tag{3.4.4}$$

若设：

$$A_4=A_3+\log 2.303B_3 \tag{3.4.5}$$

$$B_4=B_3 \tag{3.4.6}$$

则得：

$$\log LOR=A_4+B_4N_p \tag{3.4.7}$$

我们也可以将（3.4.7）式改写为下式：

$$\log OLR=-A_4-B_4N_p \tag{3.4.8}$$

这里的（3.4.7）式或（3.4.8）式，即为对 Timmerman 经验关系式的推导结果。

已知：$LOR=1+WOR$，并代入（3.4.7）式得：

$$\log(1+WOR)=A_4+B_4N_p \tag{3.4.9}$$

又知乙型水驱曲线的表达式为[4]：

$$\log WOR=A_2+B_2N_p \tag{3.4.10}$$

由（3.4.10）式减（3.4.9）式得：

$$\log\frac{WOR}{1+WOR}=(A_2-A_4)+(B_2-B_4)N_p \tag{3.4.11}$$

若设：

$$A_5=A_2-A_4 \tag{3.4.12}$$

$$B_5=B_2-B_4 \tag{3.4.13}$$

则得：

$$\log\frac{WOR}{1+WOR}=A_5+B_5N_p \tag{3.4.14}$$

已知油田含水率与水油比有如下关系：

$$f_w=\frac{WOR}{1+WOR} \tag{3.4.15}$$

将（3.4.15）式代入（3.4.14）式得，含水率与累积产油量的关系为：

$$\log f_w=A_5+B_5N_p \tag{3.4.16}$$

当我们取水驱开发油田的最终经济极限水油比和含水率，分别表示为 $(WOR)_{max}$ 和 $(f_w)_{max}$ 时，由（3.4.9）式和（3.4.16）式，可以分别得到确定水驱开发油田可采储量的关系式：

$$N_R=\frac{\log[1+(WOR)_{max}]-A_4}{B_4} \tag{3.4.17}$$

$$N_R=\frac{\log(f_w)_{max}-A_5}{B_5} \tag{3.4.18}$$

二、方法应用对比及讨论

宁海油田是我国以人工注水开发为主的水驱砂岩油田，目前业已进入高含水开发阶段。该油田于 1982 年投入开发，到 1992 年的逐年开发数据列于表 3.4.1。本文将利用上述 5 种水驱曲线法，预测当油田最终含水率取为 98% 时的可采储量。

表 3.4.1　宁海油田 1982～1992 年开发数据

年　份	N_p (10^4t)	W_p (10^4t)	L_p (10^4t)	f_w (%)	LOR	WOR
1982	5.62	0.074	5.69	1.28	1.013	0.013
1983	49.40	6.25	55.65	12.36	1.141	0.141
1984	132.48	37.58	170.06	27.38	1.377	0.377
1985	215.86	135.90	351.76	54.11	2.179	1.179
1986	284.35	275.48	595.83	67.08	3.308	2.038
1987	341.69	428.68	770.37	72.76	3.672	2.672
1988	388.30	614.23	1000.53	79.92	4.981	3.981
1989	420.44	777.57	1198.01	83.56	6.082	5.082
1990	443.70	974.94	1418.67	89.46	9.485	8.485
1991	463.59	1186.95	1650.18	91.49	11.639	10.639
1992	483.25	1404.22	1887.47	91.71	12.067	11.067

将表 3.4.1 所列的开发数据，按照本节引言中 5 种方法的顺序绘于图 3.4.1 至图 3.4.5 上。由线性回归求得图 3.4.1 至图 3.4.5 直线段的截距（A）、斜率（B）和相关系数（r）等数值列于表 3.4.2 内。

表 3.4.2　本节引用 5 种方法求得的直线段截距、斜率、相关系数和可采储量

编号	关系式	截距 A	斜率 B	相关系数 r	N_R (10^4t)
1	$\log W_p = A_1 + B_1 N_p$	1.3702	0.003655	0.9987	655
2	$\log WOR = A_2 + B_2 N_p$	−0.7818	0.003738	0.9838	661
3	$\log L_p = A_3 + B_3 N_p$	1.9948	0.002622	0.9973	733
4	$\log LOR = A_4 + B_4 N_p$	−0.3501	0.002891	0.9711	708
5	$\log f_w = A_5 + B_5 N_p$	−0.4315	0.000846	0.9891	499

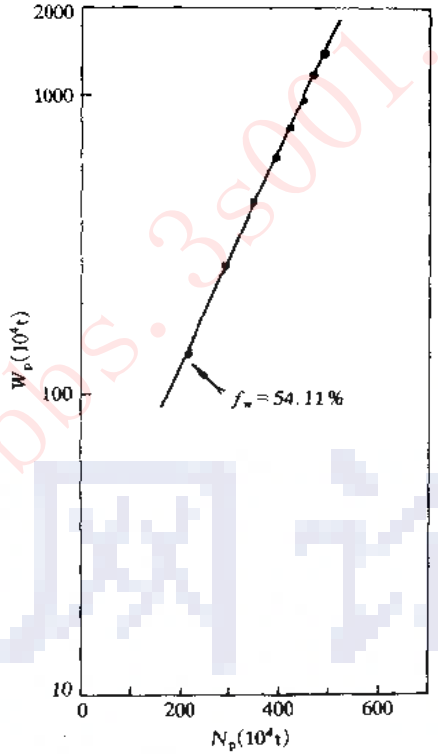


图 3.4.1　W_p 与 N_p 的半对数关系图

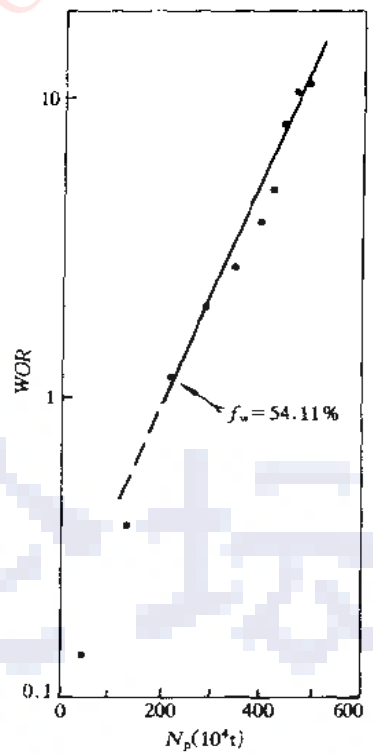


图 3.4.2　WOR 与 N_p 的半对数关系图

若将油田最终经济极限的水油比（WOR）$_{max}$ 和含水率（f_w）$_{max}$，分别取为 49 和 0.98（即 98%）时，在已知不同方法直线的截距和斜率的情况下，由本节引言中所列 5 种方法的可采储量的计算公式，所确定的可采储量数值，也列于表 3.4.2 内。由表 3.4.2 看出，5 种方法所确定的可采储量，最高为 733×10^4t，最低为 499×10^4t，这可谓相差之大也。5 种方法可采储量的平均值为 651×10^4t。该值与我国目前常用的甲型水驱曲线法，即累积产水量与累积产油量的半对数关系式（方法 1）确定的

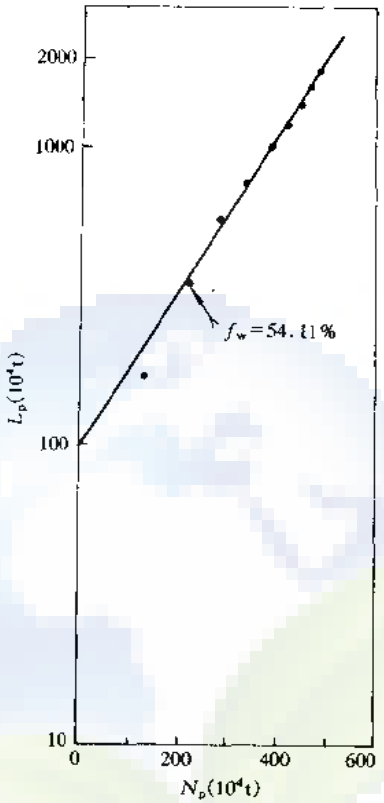


图 3.4.3　L_p 与 N_p 的半对数关系图

655×10^4t 数值基本一致。这说明，我国常用的甲型水驱曲线法，有较好的代表性，它所确定的可采储量较为适中。同时，从表 3.4.2 所列的相关系数可以看出，以累积量为因变量的方法（如方法 1 和 3），比以瞬时量为因变量的方法（如方法 2、4 和 5）的相关系数要高。这表明，前者的线性关系要好于后者，但相关系数并不是判断方法可靠性和准确性的唯一标准。

目前一个至关重要的问题就是，在预测和确定水驱油田的可采储量时，最终经济极限含水率和水油比，到底应该取值多少是合理的？根据国外文献调查表明，在利用水驱曲线系列法，预测和确定可采储量时，最终经济极限含水率取为 95%，相应的水油比为 19。而在我国，目前标定水驱油田可采储量时，所采用的最终经济极限含水率和水油比，分别为 98% 和 49%。这就意味着，在采出 $100m^3$ 液体中，只有 $2m^3$ 的油，或是在采出 $1m^3$ 原油的同时，要采出 $49m^3$ 的水。就目前我国乃至国际的经济技术条件而言，这显然是不经济和不合理的。笔者曾对我国部分油田作了这方面的研究，其结果表明，大多数油田根本不可能达到 98% 和 49 的开发指标。这一重大问题，应当引起主管部门和油藏工程师们的重视。

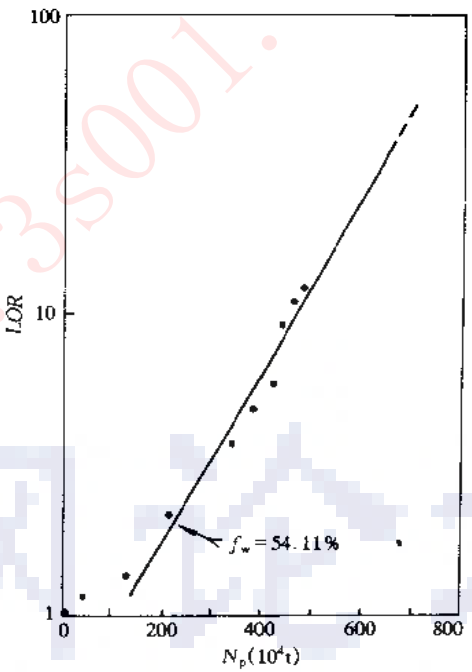


图 3.4.4　LOR 与 N_p 的半对数关关系图

三、符号及单位注释

L_p——累积产液量，10^4t 或 10^4m^3；

W_p——累积产水量，10^4t 或 10^4m^3；

N_p——累积产油量，10^4t 或 10^4m^3；

N_R——可采储量，10^4t 或 10^4m^3；

Q_L——油田年产液量，10^4t/a 或 10^4m^3/a；

Q_w——油田年产水量，10^4t/a 或 10^4m^3/a；

Q_o——油田年产油量，10^4t/a 或 10^4m^3/a；

f_w——油田年度综合含水率，小数或%；

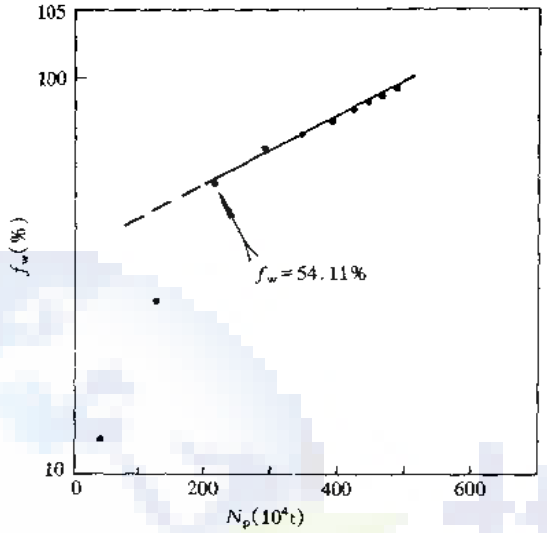


图 3.4.5　f_w 与 N_p 的半对数关系图

$(f_w)_{max}$——油田最终经济极限年度综合含水率，小数或%；

OWR——油田年度油水比；

WOR——油田年度水油比；

$(WOR)_{max}$——油田最终经济极限年度水油比；

LOR——油田年度液油比；

OLR——油田年度油液比；

A_1 和 B_1——方法 1 的直线截距和斜率；

A_2 和 B_2——方法 2 的直线截距和斜率；

A_3 和 B_3——方法 3 的直线截距和斜率；

A_4 和 B_4——方法 4 的直线截距和斜率；

A_5 和 B_5——方法 5 的直线截距和斜率。

参 考 文 献

[1] Timmerman E H. Practical Reservoir Engineering. Part Ⅱ, Chapter 13, 1982

[2] 胡建国．新型水驱曲线及其简便处理方法．试采技术，1994 年第 2 期

[3] 陈元千．一个新型水驱曲线关系式的推导及应用．石油学报，1993 年第 2 期

[4] 陈元千．水驱曲线关系式的推导．石油学报，1985 年第 2 期

第五节　对 $N_p = bf_w$ 关系式的质疑、推导与讨论

在文献［1～3］中，作者曾多次提出和应用 $N_p = bf_w$，并在文献［1］中推导出出口端含水饱和度（S_w）与含水率（f_w）的关系式，即文中所称的“油水渗流特征”。本节通过对我国水驱开发油田的实际资料的统计研究，对 $N_p = bf_w$ 关系式及其派生结果的正确性表示质疑。同时，通过再现文献［4］的结果，提出 N_p 与 f_w 的正确关系，并引出了地层平均含水饱和度（S_w）与含水率（f_w）的可使用的关系式。

一、问题的提出

在文献［1］中，作者以引用文献的方式，提出了通过坐标原点的如下简单关系式：

$$N_p = bf_w \tag{3.5.1}$$

同时，在文献［1］中，作者在（3.5.1）式的基础上，经过较为详尽的推导，又提出了所谓“一种重要水驱特征曲线的油水渗流特征”的关系式为：

$$S_w = S_{wi} + \frac{b}{N}[f_w + (1 - f_w)\ln(1 - f_w)] \tag{3.5.2}$$

本文通过对我国水驱开发油田实际资料的统计研究，对

(3.5.1) 式和 (3.5.2) 式的正确性提出质疑。

二、对 $N_p = bf_w$ 关系式来源的调研

经过笔者调研可以看出，在文献 [1~3] 中，作者是在既缺乏实际资料的依据，又缺乏任何推导的情况下，提出了 $N_p = bf_w$ 关系式，请看以下的事实：

在文献 [1] 中，作者以这样的方式提出了 (3.5.1) 式："根据文献 [4] 可知，$N_p = bf_w$"；而在作者的文献 [4]，即本文的文献 [2] 中，作者还是以简单的方式提出 (3.5.1) 式："第 19 种水驱特征曲线表达式[2]，$N_p = bf_w$"；这里作者注释的文献 [2]，即本文的文献 [3]。在文献 [3] 中，作者以更为简单的方式说："我们发现对应驱替特征 $\frac{N_P}{N_R} = \frac{f_w}{0.98}$"。文中又设 $b = \frac{N_R}{0.98}$，得 $N_p = bf_w$。

由上所述可以看出，在文献 [1~3] 中，作者对 $N_p = bf_w$ 关系式的提出，很不严格，因此，引起人们的质疑也就在所难免。现愿就此问题进行有益的讨论，以求共同提高。

三、对 $N_p = bf_w$ 关系式质疑的根据

笔者绘制了我国 11 个不同储量规模、处于高含水期油田的累积产油量 (N_p) 与含水率 (f_w) 的关系图 (见图 3.5.1 和图 3.5.2)。由图 3.5.1 和图 3.5.2 可以看出，N_p 随 f_w 的变化均为上翘的曲线关系，并不存在通过坐标原点的 $N_p = bf_w$ 如此简单的直线关系。由于这一直线关系的存在已无实际依据，因此，人们也有理由对由此直线关系所推导出的 (3.5.2) 式提出质疑。

四、对 N_p 与 f_w 关系式的推导及验证

尽管在文献 [4] 中，作者已对 N_p 与 f_w 之间的关系式进行了推导，但考虑到该关系式的重要性，以及原推导中存在的不完善性，因此，本节有必要再作简要的推导。

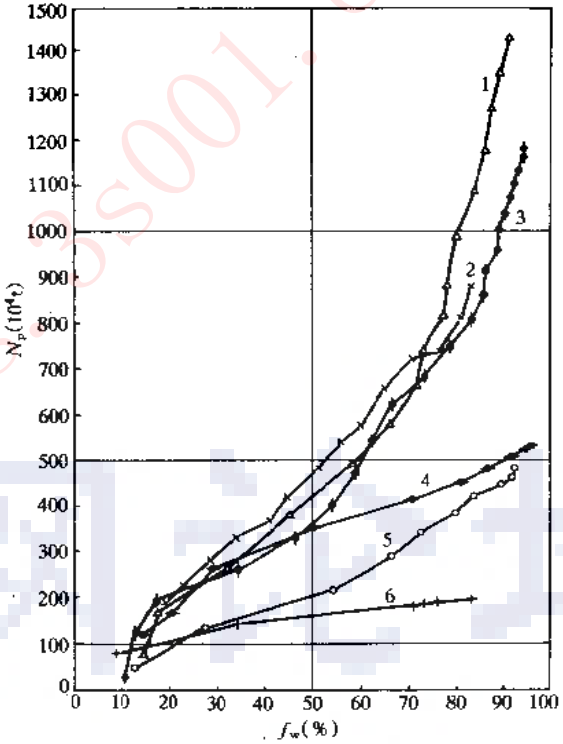


图 3.5.1 6 个油田的 N_p 与 f_w 关系图

1—埕东；2—羊三木；3—北二区过渡带；4—濮城沙一；5—宁海；6—王庄

任何油藏类型和驱动类型的油田，它的累积产油量随开发时间都呈连续增加的特点。当水驱开发的油田进入中高含水期之后，假定累积产油量随开发时间的递增率等于常数时，由文献 [5] 可表示为：

$$\eta = \frac{dN_p}{N_p dt} = 常数 \qquad (3.5.3)$$

对 (3.5.3) 式分离变量积分得：

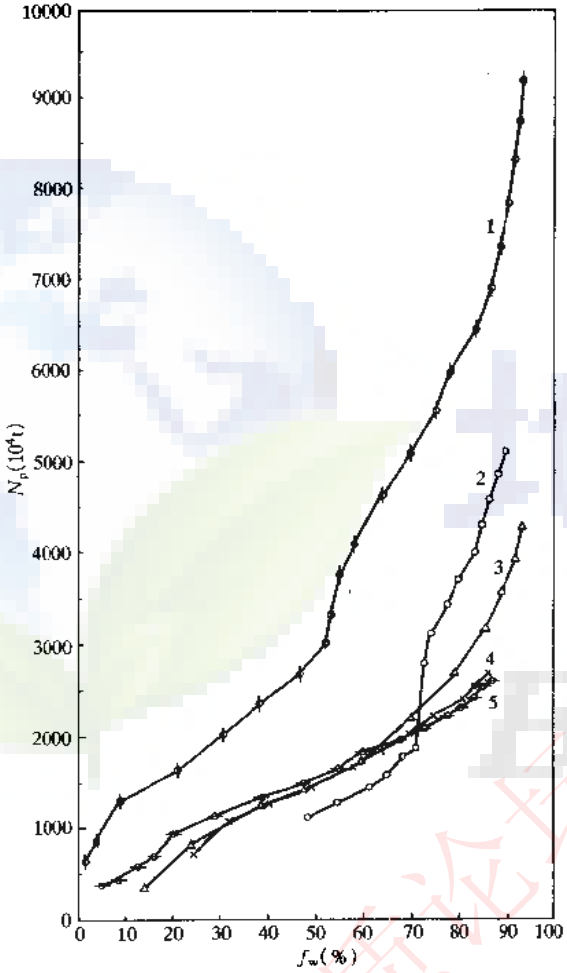


图 3.5.2　5 个油田的 N_p 与 f_w 的关系图

1—孤岛；2—东辛；3—孤东；4—双河；5—南二二区葡 I 组

$$\eta\int_{t_o}^{t} dt = \int_{N_{po}}^{N_p} \frac{dN_p}{N_p} \tag{3.5.4}$$

$$\eta(t - t_o) = \ln(N_p/N_{po}) \tag{3.5.5}$$

由（3.5.5）式得：

$$t - t_o = \ln(N_p/N_{po})^{1/\eta} \tag{3.5.6}$$

同理，当油田进入中高含水期之后，当假定油田含水率随开发时间的递增率也等于常数时，由文献［4］表示为：

$$\psi = \frac{df_w}{f_w dt} = 常数 \tag{3.5.7}$$

对（3.5.7）式分离变量积分得：

$$\psi\int_{t_o}^{t} dt = \int_{f_{wo}}^{f_w} \frac{df_w}{f_w} \tag{3.5.8}$$

$$\psi(t - t_o) = \ln\frac{f_w}{f_{wo}} \tag{3.5.9}$$

由（3.5.9）式得：

$$t - t_o = \ln(\frac{f_w}{f_{wo}})^{1/\psi} \tag{3.5.10}$$

由（3.5.6）式和（3.5.10）式相等得：

$$N_p = \frac{N_{po}}{(f_{wo})^{\eta/\psi}}(f_w)^{\eta/\psi} \tag{3.5.11}$$

若设：

$$a = \eta/\psi \tag{3.5.12}$$

$$b = N_{po}/f_{wo}^{a} \tag{3.5.13}$$

则得：

$$N_p = bf_w^a \tag{3.5.14}$$

将（3.5.14）式等号两端取对数后得：

$$\log N_p = E + a\log f_w \tag{3.5.15}$$

式中

$$E = \log b \tag{3.5.16}$$

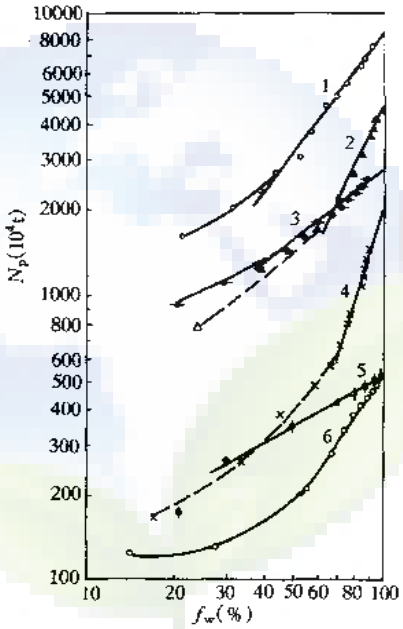


图 3.5.3　6 个油田 N_p 与 f_w 的双对数关系图

1—孤岛；2—东辛；3—南二三区馆Ⅰ组；4—埕东；5—濮城沙 ；6—宁海

由（3.5.14）式看出，N_p 与 f_w 是幂函数的关系，而由（3.5.15）式又可以看出，N_p 与 f_w 又是双对数的直线关系。这一双对数直线关系，已由图 3.5.3 上的实际资料所证实。为了保持图上数据点的清晰，在图 3.5.3 上只绘出了 6 个油田的数据。由图 3.5.3 可以看出，N_p 与 f_w 的关系，只有当 f_w 达到某一数值之后，这一双对数的直线关系才出现，但各油田出现的时间明显不同。究其原因，这可能与具体油田的非均质性、油水粘度比、油层连通性、井网布置、层系划分和开发调整等因素有关。

五、地层平均含水饱和度与含水率的关系式

在本节对（3.5.1）式的正确性提出质疑的情况下，自然，由（3.5.1）式推导得到的（3.5.2）式，即出口端含水饱和度（S_w）与含水率（f_w）关系式的正确性也成了问题。鉴于地层平均含水饱和度（$\bar{S}_w$），比出口端含水饱和度（S_w）更具有实际意义，因此，本文将介绍地层平均含水饱和度与含水率的关系式。

在文献［6］中，经过完整的理论推导得到，地层平均含水饱和度与水油比（WOR）的关系式为：

$$\bar{S}_w = \alpha + \beta\log WOR \tag{3.5.17}$$

式中

$$\alpha = S_{wi} - \frac{S_{oi}}{BN}[A + \log(2.303B)] \tag{3.5.18}$$

$$\beta = \frac{S_{oi}}{BN} \tag{3.5.19}$$

$$WOR = f_w/(1 - f_w) \tag{3.5.20}$$

$$A = \log D + 0.4342\varepsilon \tag{3.5.21}$$

$$B = 0.6513S_{oi}/N \tag{3.5.22}$$

$$\varepsilon = 0.5m(3S_{wi} + S_{or} - 1) \tag{3.5.23}$$

$$D = 2N\mu_o B_o \rho_w/[3mn\mu_w B_w \rho_o(1 - S_{wi})] \tag{3.5.24}$$

将（3.5.20）式代入（3.5.17）式得：

$$\bar{S}_w = \alpha + \beta\log[f_w/(1 - f_w)] \tag{3.5.25}$$

当根据水驱开发油田的实际生产数据，利用（3.5.25）式预测 $\bar{S}_w$ 与 f_w 的变化关系时，应首先根据甲型水驱曲线（$\log W_p = A + BN_p$）确定截距 A 和斜率 B 的数值，并在已知具体油田的 S_{wi}、S_{oi}和 N 的条件下，可由（3.5.18）式和（3.5.19）式求得 α 和 β 的数值。此后，便可由（3.5.25）式计算 $\bar{S}_w$ 与 f_w/

$(1-f_w)$的关系。

在文献［7］中，以大庆南二三区为例，利用甲型水驱曲线，确定 $A=1.4243$，$B=8.192\times10^{-4}$，相关系数 $r=0.9999$，已知该开发区的 $N=7386\times10^4$t，$S_{wi}=0.25$，$S_{oi}=0.75$。将这些已知数据分别代入（3.5.18）式和（3.5.19）式得：

$$\alpha = 0.25 - 0.75/(8.192\times10^{-4}\times7386)\times[1.4243+\log(2.303\times8.192\times10^{-4})] = 0.4111$$

$$\beta = 0.75/(8.192\times10^{-4}\times7386) = 0.1239$$

将 α 和 β 的数值代入（3.5.25）式，即可得到由 f_w 求 $\bar{S}_w$ 的关系式为：

$$\bar{S}_w = 0.4111 + 0.1239\log[f_w/(1-f_w)] \quad (3.5.26)$$

给定不同的 f_w 数值，由（3.5.26）式求得 $\bar{S}_w$ 的数值列于表 3.5.1，绘于图 3.5.4。

表 3.5.1　大庆南二三区葡Ⅰ组根据（3.5.26）式计算的 $\bar{S}_w$ 数值

序号	f_w（%）	$f_w/(1-f_w)$	$\bar{S}_w$（%）	序号	f_w（%）	$f_w/(1-f_w)$	$\bar{S}_w$（%）
1	1	0.0101	16.38	9	40	0.6667	38.93
2	3	0.0309	22.41	10	50	1.0000	41.11
3	5	0.0526	25.26	11	60	1.5000	43.29
4	8	0.0870	27.96	12	70	2.3333	45.66
5	10	0.1111	29.28	13	80	4.0000	48.56
6	15	0.1765	31.77	14	90	9.0000	52.93
7	20	0.2500	33.65	15	95	19.0000	56.95
8	30	0.4286	36.55	16	98	49.0000	62.05

由图 3.5.4 看出，在 $15\%\leqslant f_w\leqslant80\%$ 之间，$\bar{S}_w$ 与 f_w 呈直线关系。而当 $f_w>80\%$ 之后，$\bar{S}_w$ 随 f_w 的增加呈上翘现象。这种现象的发生，可能与高含水期开发油田水淹区剩余油饱和度急剧降低有关。若将表 3.5.1 内的 $\bar{S}_w$ 和相应的 $f_w/(1-f_w)$ 数据绘于图 3.5.5 的半对数坐标上，则是一条直线。

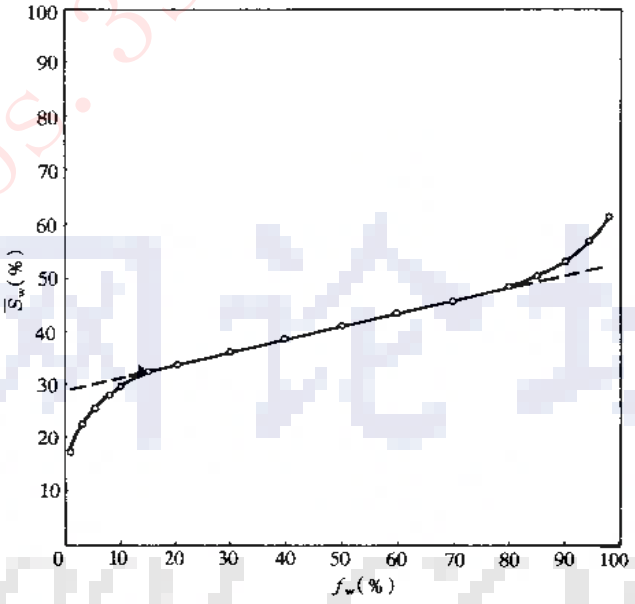


图 3.5.4　大庆南二三区葡Ⅰ组的 S_w 与 f_w 关系图

六、结　束　语

通过对我国水驱油田的实际开发资料研究和有关的理论推导结果表明，笔者对文献［1～3］中提出的（3.5.1）式及其派生的（3.5.2）式的质疑是有根据的，因此，也是正确的。同时，通过大庆南二三区葡Ⅰ组实际开发数据的应用表明，在 $15\%\leqslant f_w\leqslant80\%$ 之间，地层平均含水饱和度（$\bar{S}_w$）与含水率（f_w）之间具有很好的直线关系。S_w 与 $f_w/(1-f_w)$ 在半对数坐标上也为直线关系。

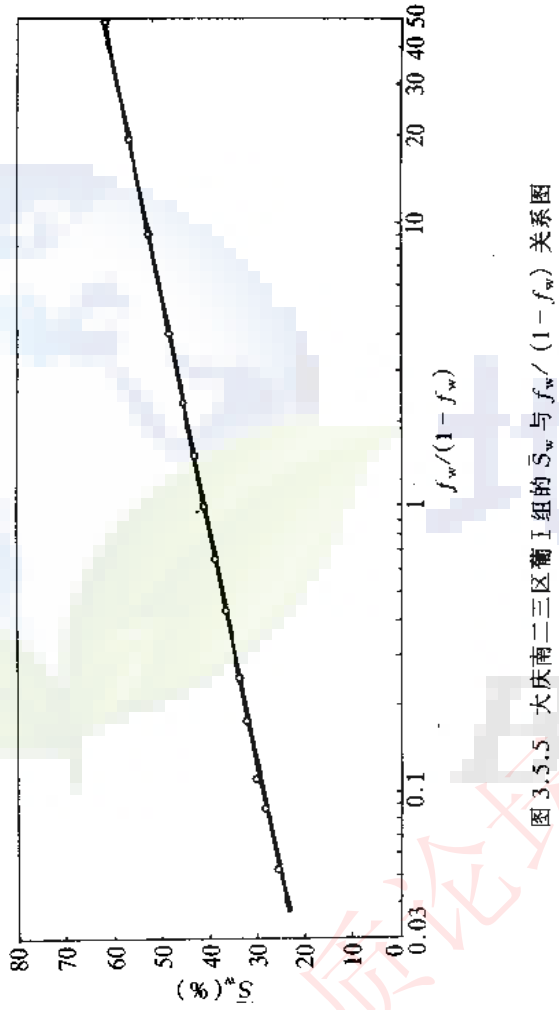


图 3.5.5 大庆南二三区葡Ⅰ组的 $\bar{S}_w$ 与 $f_w/(1-f_w)$ 关系图

七、符号及单位注释

N——水驱油田的地质储量，10^4t；

N_R——水驱油田的可采储量，10^4t；

N_p——累积产油量，10^4t；

N_{po}——累积产油量随时间的递增率为常数时起始点的累积产油量，10^4t；

f_w——含水率，小数；

f_{wo}——含水率随时间的递增率为常数时起始点的含水率，小数；

S_w——出口端的含水饱和度，小数；

S_{wi}——地层束缚水饱和度，小数；

$\bar{S}_w$——地层平均含水饱和度，小数；

S_{oi}——地层原始含油饱和度，小数；

S_{or}——地层残余油饱和度，小数；

t——开发时间，a；

t_o——与 N_{po}和 f_{wo}相对应的开发时间，a；

η——累积产油量的递增率，a^{-1}；

ψ——含水率的递增率，a^{-1}；

μ_o——地层原油粘度，mPa·s；

μ_w——地层水的粘度，mPa·s；

B_o——地层原油体积系数；

B_w——地层水体积系数；

ρ_o——地面原油密度，t/m^3；

ρ_w——地面水密度，t/m^3；

WOR——水油比；

a——（3.5.14）式含水率的幂指数；

b——（3.5.1）式直线的斜率；

A 和 B——甲型水驱曲线直线的截距和斜率；

α 和 β——（3.5.17）式或（3.5.25）式直线的截距和斜率；

m 和 n——与油水两相相对渗透率有关的常数，$K_{ro}/K_{rw}=n\cdot\exp(-mS_w)$，$K_{ro}$为油相对渗透率，$K_{rw}$为水相对渗透率。

参 考 文 献

[1] 俞启泰．一种重要水驱特征曲线的油水渗流特征及其使用价值．油气采收率技术，1998，5（1）：41～44

[2] 俞启泰．水驱特征曲线研究（三）．新疆石油地质，1997，18（2）：153～160

[3] 俞启泰．水驱油田的驱替特征与递减特征．石油勘探与开发，1995，22（1）：39～42

[4] 张虎俊．预测可采储量新模型的推导及应用．试采技术，1995，16（1）：38～42

[5] 胡建国、陈元千、张盛宗．预测油气田产量的新模型．石油学报，1995，16（1）：79～87

[6] 陈元千．水驱曲线关系式的理论推导．石油学报，1985，6（2）：69～78

[7] 秦同洛、李璗、陈元千．实用油藏工程方法．北京：石油工业出版社，1989

第六节　水驱曲线与产量递减的联解法

产量递减法和水驱曲线法，分别于70年代的中后期引入我国，至今得到了极为广泛的应用。然而，令人一直遗憾而感到困扰的问题是：产量递减法，只能预测当油田进入递减阶段之后，油田的产油量 Q_o 和累积产油量 N_p 随开发时间 t 的变化指标，而不能预测不同开发时间油田的含水率 f_w、水油比 WOR、产水量 Q_w 和产液量 Q_L 的指标；水驱曲线法，则只能预测当油田

进入中高含水期之后，油田的累积产水量 W_p、累积产液量 L_p、含水率 f_w 和水油比 WOR 随累积产油量 N_p 的变化指标，以及油田的累积液油比 L_p/N_p、含水率 f_w 和液油比 LOR，随累积产液量 L_p 随累积产油量 N_p 的变化关系，但完全不能预测这些开发指标与开发时间的变化关系。本节将产量递减法与水驱曲线法相结合，提出了一种当水驱油田进入递减阶段之后，预测不同开发时间油田的各项开发指标，以及预测油田的可采储量和可动油储量的方法。

一、预测方法的引导

1. 产量递减法

当水驱开发的油田进入递减阶段之后，递减阶段的累积产油量，可由笔者推导的广义的卡彼托夫（Копытов）公式表示为[1]：

$$N_p=a-\frac{b}{(t-t_c+c)^{n-1}} \tag{3.6.1}$$

式中

$$a=\frac{m}{(n-1)c^{n-1}} \tag{3.6.2}$$

$$b=\frac{m}{n-1} \tag{3.6.3}$$

$$c=\frac{n}{D_i} \tag{3.6.4}$$

$$m=Q_iC^n \tag{3.6.5}$$

油田的产油量由下式预测[1]：

$$Q_o=\frac{m}{(t-t_c+c)^n} \tag{3.6.6}$$

已知油田的含水率表示为：

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \tag{3.6.7}$$

又知油田的水油比表示为 $WOR = Q_w/Q_o$，故将（3.6.7）式等号右端的分子与分母同除以 Q_o 得：

$$f_w = \frac{WOR}{1 + WOR} \tag{3.6.8}$$

由（3.6.8）式可以得到水油比与含水率的关系式为：

$$WOR = \frac{f_w}{1 - f_w} \tag{3.6.9}$$

将水油比 $WOR = Q_w/Q_o$ 代入（3.6.9）式得，预测油田产水量的关系式为：

$$Q_w = Q_o\left(\frac{f_w}{1 - f_w}\right) \tag{3.6.10}$$

油田的产液量由下式计算：

$$Q_L = Q_o\left(\frac{1}{1 - f_w}\right) \tag{3.6.11}$$

若将油田递减阶段之前 t_0 时间的累积产油量表示为 N_{po}（见图 3.6.1），那么，油田生产到 t 时间的总累积产油量为：

$$N_{pt} = N_{po} + N_p \tag{3.6.12}$$

将（3.6.1）式代入（3.6.12）式得：

$$N_{pt} = N_{po} + a - \frac{b}{(t - t_0 + c)^{n-1}} \tag{3.6.13}$$

当 $t \to \infty$ 时，由（3.6.13）式得油田的可采储量为：

$$N_R = N_{po} + a \tag{3.6.14}$$

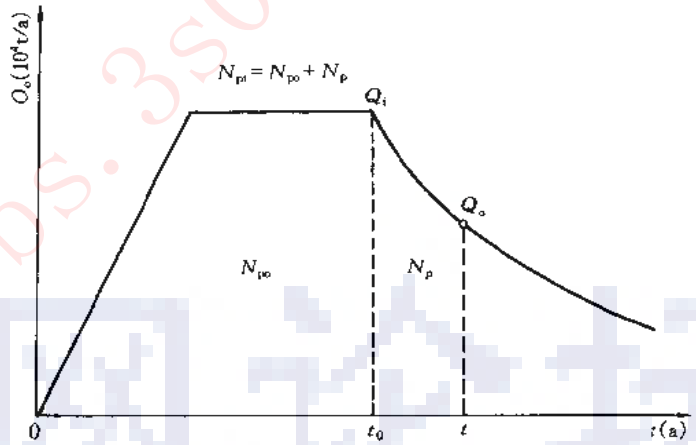


图 3.6.1　水驱开发油田的标准模式图

2．水驱曲线法

水驱曲线，又有水驱特征曲线之称。它是水驱开发油田的特有规律曲线。在我国主要用于预测水驱油田的可采储量和采收率，并能用于估算地质储量。水驱曲线有众多的基本关系式[2~10]，但经中国石油天然气总公司系统多年大量的应用评价表明，最具有实用价值的方法，正是本节下面用到的 3 种方法。这些方法起先均以经验公式的形式主要引自国外，而它们的理论推导均完成于笔者之手。

1）纳扎洛夫的水驱曲线关系式

前苏联的纳扎洛夫（Назаров）[11]，于 1982 年以经验公式提出的水驱曲线关系式，笔者于 1995 年发表了它的理论上的推导[2]，其表达形式为：

$$\frac{L_{pt}}{N_{pt}} = A_1 + B_1 L_{pt} \tag{3.6.15}$$

式中

$$B_1 = \frac{1}{V_p(S_{oi} - S_{or})/B_{oi}} \tag{3.6.16}$$

$$V_p = 100Ah\phi \tag{3.6.17}$$

油田的总累积产油量为[2]：

$$N_{pt} = \frac{1 - \sqrt{A_1(1 - f_w)}}{B_1} \tag{3.6.18}$$

将（3.6.18）式代入（3.6.13）式，经整理后解得，预测油田含水率与开发时间的第1关系式为：

$$f_w = 1 - \frac{\{1 - B_1[N_{po} + a - \frac{b}{(t - t_o + c)^{n-1}}]\}^2}{A_1} \tag{3.6.19}$$

当油田含水率取为最终极限含水率即 $f_w = f_{wL}$ 时，由（3.6.18）式得，预测油田可采储量的关系式为：

$$N_R = \frac{1 - \sqrt{A_1(1 - f_{wL})}}{B_1} \tag{3.6.20}$$

由（3.6.16）式得预测油田可动油储量的关系式为：

$$N_{om} = \frac{V_p(S_{oi} - S_{or})}{B_{oi}} = \frac{1}{B_1} \tag{3.6.21}$$

再由（3.6.20）式除以（3.6.21）式，可以得到水驱油田最终波及体积系数的关系式为：

$$E_{va} = 1 - \sqrt{A_1(1 - f_{wL})} \tag{3.6.22}$$

2）马克西莫夫水驱曲线法（甲型）的关系式

前苏联的马克西莫夫（Максимов）[12]，于1959年以经验公式的形式所提出的水驱曲线关系式，被我国的童宪章院士命名为甲型水驱曲线[13]，笔者于1985年发表了该水驱曲线的理论推导[3]，其表达形式为：

$$\log W_{pt} = A_2 + B_2 N_{pt} \tag{3.6.23}$$

式中

$$B_2 = \frac{3MS_{oi}}{4.606N} \tag{3.6.24}$$

$$N = \frac{V_p S_{oi}}{B_{oi}} \tag{3.6.25}$$

由（3.6.23）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{1}{2.303W_{pt}} \frac{dW_{pt}}{dt} = B_2 \frac{dN_{pt}}{dt} \tag{3.6.26}$$

已知：$dW_{pt}/dt = Q_w$，$dN_{pt}/dt = Q_o$ 和 $WOR = Q_w/Q_o$，则由（3.6.26）式可得：

$$W_{pt} = \frac{WOR}{2.303B_2} \tag{3.6.27}$$

将（3.6.27）式代入（3.6.23）式得：

$$\log WOR = A_2 + \log 2.303B_2 + B_2 N_{pt} \tag{3.6.28}$$

再将（3.6.9）式代入（3.6.28）式得：

$$\frac{f_w}{1 - f_w} = 10^{(A_2 + \log 2.303B_2 + B_2 N_{pt})} \tag{3.6.29}$$

最后，再将（3.6.13）式代入（3.6.29）式，经整理简化后，可以得到预测油田含水率与开发时间的第2关系式为：

$$f_w = \frac{1}{1 + 10^{-[A_2 + \log 2.303 B_2 + B_2[N_{pc} + a - \frac{b}{(t - t + c)^{n-1}}]]}} \tag{3.6.30}$$

再由（3.6.29）式得，预测油田总累积产油量的关系式为：

$$N_{pt} = \frac{\log \frac{f_w}{1 - f_w} - (A_2 + \log 2.303 B_2)}{B_2} \tag{3.6.31}$$

当取油田的含水率为极限值 f_{wL}时，由（3.6.31）式可得，预测油田可采储量的关系式为：

$$N_R = \frac{\log \frac{f_{wL}}{1 - f_{wL}} - (A_2 + \log 2.303 B_2)}{B_2} \tag{3.6.32}$$

3）童宪章—谢尔盖夫水驱曲线的关系式

童宪章院士[13]和前苏联的谢尔盖夫（Сепреев）等人[14]，分别于 1978 年和 1982 年以经验公式的形式提出的水驱曲线（下称乙型），笔者于 1993 年完成了它的理论推导[4]，其表达形式为：

$$\log L_{pt} = A_3 + B_3 N_{pt} \tag{3.6.33}$$

式中

$$B_3 = \frac{MS_{oi}}{2.303N} \tag{3.6.34}$$

由（3.6.33）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{1}{2.303 L_{pt}} \frac{dL_{pt}}{dt} = B_3 \frac{dN_{pt}}{dt} \tag{3.6.35}$$

已知：$dL_{pt}/dt = Q_L$，$dN_{pt}/dt = Q_o$ 和 $Q_L/Q_o = LOR = 1 + WOR$，故由（3.6.35）式可得：

$$L_{pt} = \frac{1 + WOR}{2.303 B_3} \tag{3.6.36}$$

将（3.6.36）式代入（3.6.33）式得：

$$\log (1 + WOR) = A_3 + \log 2.303 B_3 + B_3 N_{pt} \tag{3.6.37}$$

再将（3.6.9）式代入（3.6.37）式得：

$$\log \frac{1}{1 - f_w} = A_3 + \log 2.303 B_3 + B_3 N_{pt} \tag{3.6.38}$$

最后，再将（3.6.13）式代入（3.6.38）式，经整理简化后，得预测油田含水率与开发时间的第 3 关系式为：

$$f_w = 1 - 10^{-[A_3 + \log 2.303 B_3 + B_3[N_{pc} + a - \frac{b}{(t - t_o + c)^{n-1}}]]} \tag{3.6.39}$$

再由（3.6.38）式得，预测油田总累积产油量的关系式为：

$$N_{pt} = \frac{\log \frac{1}{1 - f_w} - (A_3 + \log 2.303 B_3)}{B_3} \tag{3.6.40}$$

当取油田含水率为极限值 f_{wL}时，由（3.6.40）式得，预测油田可采储量的关系式为：

$$N_R = \frac{\log \frac{1}{1 - f_w} - (A_3 + \log 2.303 B_3)}{B_3} \tag{3.6.41}$$

二、确定 a，b，c，m 和 n 等常数的方法

为了进行上述开发指标，尤其是产量和含水率的预测，必须根据油田进入递减阶段之后已知的产量递减数据，首先确定常数 a，b，c，m 和 n 的数值大小。这里我们提出使用下面的曲线位移法[1]。

将（3.6.6）式等号两端取常用对数后得：

$$\log Q_o = a - \beta \log(t - t_o + c) \tag{3.6.42}$$

式中

$$\alpha = \log m \text{ 或 } m = 10^{A} \tag{3.6.43}$$

$$\beta = n \tag{3.6.44}$$

由（3.6.42）式可以看出，当给定不同的 c 值，利用线性试差求解时，正确的 c 值可以使 Q_o 与（$t - t_o + c$）的相应数值，在双对数坐标纸上呈一直线关系。若给的 c 值小于正确的 c 值，则在双对数坐标纸上，是一条向右弯曲的曲线；反之，若给定的 c 值大于正确的 c 值时，则在双对数坐标纸上，是一条向左弯曲的曲线。当由线性试差法得到正确的直线后，再由线性回归法，确定直线的截距 α 和斜率 β 的数值，进而由（3.6.43）式和（3.6.44）式求得 m 和 n 的数值。在 c，m 和 n 的数值确定之后，再由（3.6.2）式和（3.6.3）式，分别确定 a 和 b 的数值。

三、方法应用举例

我国大庆油田的南二三区葡Ⅰ组开发区，于 1965 年投入开发，到 1987 年已有 23 年的开发历程。该开发区从 1968 年至 1987 年 20 年间的开发数据列于表 3.6.1。

表 3.6.1　南二三区葡Ⅰ组开发区的开发数据表

年份	t (a)	$t-t_o$ (a)	Q_o (10^4t/a)	Q_w (10^4t/a)	f_w (%)	N_{pt} (10^4t)	W_{pt} (10^4t)	L_{pt} (10^4t)	$\frac{L_{pt}}{N_{pt}}$
1968	4		68.62	1.68	2.4	286.46	29.72	316.18	1.1037
1969	5		8.37	3.86	4.5	367.83	33.58	401.41	1.0913
1970	6		92.08	6.58	6.7	459.91	40.16	500.07	1.0873
1971	7		109.68	13.34	10.8	569.59	53.49	623.08	1.0939
1972	8		123.51	21.89	15.1	693.10	75.38	768.48	1.1179
1973	9		121.73	23.92	16.4	814.83	99.30	914.13	1.1218

续表

年份	t (a)	$t-t_o$ (a)	Q_o (10^4t/a)	Q_w (10^4t/a)	f_w (%)	N_{pt} (10^4t)	W_{pt} (10^4t)	L_{pt} (10^4t)	$\frac{L_{pt}}{N_{pt}}$
1974	10		146.50	36.10	19.8	961.33	135.40	1096.73	1.1408
1975	11		173.16	57.28	24.9	1134.49	192.68	1327.17	1.1698
1976	12		180.14	93.50	34.2	1314.63	286.18	1600.81	1.2177
1977	13		171.72	133.54	43.7	1486.35	419.71	1906.06	1.2824
1978	14		163.19	175.50	51.8	1649.54	595.21	2244.75	1.3608
1979	15		161.12	209.52	56.5	1810.66	804.73	2615.39	1.4444
1980	16		151.50	273.69	64.4	1962.16	1073.42	3035.58	1.5471
1981	17	0	145.47	347.11	70.5	2107.63	1425.53	3533.16	1.6764
1982	18	1	130.19	391.83	75.1	2237.86	1817.36	4055.18	1.8121
1983	19	2	116.26	436.86	80.0	2354.08	2256.73	4610.81	1.9586
1984	20	3	99.20	487.11	83.1	2453.28	2693.59	5146.87	2.0976
1985	21	4	89.94	470.66	84.0	2543.22	3164.25	5707.47	2.2442
1986	22	5	79.89	470.17	85.5	2623.12	3634.42	6257.54	2.3855
1987	23	6	72.00	491.61	87.2	2695.12	4126.55	6821.67	2.5311

1. 应用广义的卡彼托夫法（广义法）预测

广义的卡彼托夫法为笔者所推导[1]，见（3.6.1）式所示。它所以称之为广义的卡彼托夫法，就是它既不同于修正的卡彼托夫法，也不同于卡彼托夫原式，两者均为广义的卡彼托夫法的特例。当 $t_o=0$（油田投产即进入递减）和 $n=2$（特定 $n=2$ 的递减类型）时，由（3.6.1）式可得广泛用于我国的修正的卡彼托夫法；当 $t=0$、$n=2$ 和 $c=0$ 时，由（3.6.1）式即得卡彼托夫的原式。因此，我们可以这样说，广义的卡彼托夫法，是最为有代表性的方法。

由表 3.6.1 所列数据可以看出，该油田于 1977 年已进入递减阶段。为了能够比较准确地预测油田的可采储量和未来的产量变化，我们选取投入开发后的第 17 年，即 1981 年作为进行预测研

究工作的起始时间。这样，油田开发的 $t_0=17$a，而与此时相对应的预测阶段的初始产量 $Q_i=145.47\times10^4$t；到 t_c 时间的累积产油量 $N_{po}=2107.63\times10^4$t。将表 3.6.1 内的 Q_o 与 $(t-t_0-c)$ 的相应数据，按照（3.6.42）式作线性试差法求解，当 $c=13.5$ 时得到了一条很好的直线（见图 3.6.2）。由线性回归求得直线的相关系数 $r=0.9981$；直线的截距 $\alpha=4.3920$；直线的斜率 $\beta=n=1.9644$。将 α 值代入（3.6.43）式得常数 m 的数值为：

$$m = 10^{4.3290} = 24660$$

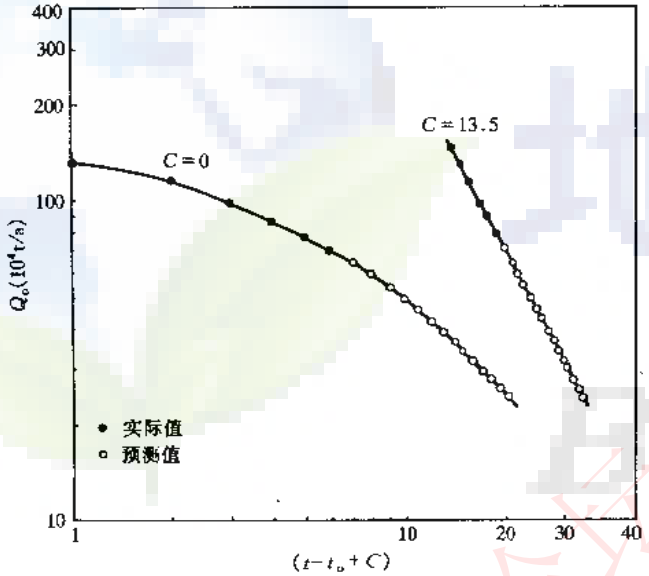


图 3.6.2　Q_o 与 $(t-t_0+c)$ 的线性试差图

再将 m，n 和 c 的数值，分别代入（3.6.2）式和（3.6.3）式，所得到常数 a 和 b 的数值如下：

$$a = \frac{24660}{(1.9644-1)\times13.5^{(1.9644-1)}} = 2078$$

$$b = \frac{24660}{1.9644-1} = 25570$$

将 m，n，c 和 t_0 的数值代入（3.6.6）式得，预测油田未来产油量的关系式为：

$$Q_o = \frac{24660}{(t-17+13.5)^{1.9644}} = \frac{24660}{(t-3.5)^{1.9644}} \tag{3.6.45}$$

将 a、b、c、n、N_{po}和 t_0 的数值代入（3.6.13）式得，预测油田未来总累积产油量的关系式为：

$$N_{pt} = 2107.63 + 2078 - \frac{25570}{(t-17+13.5)^{1.9644-1}}$$

$$= 4185.63 - \frac{25570}{(t-3.5)^{0.9644}} \tag{3.6.46}$$

将 N_{po}和 a 的数值代入（3.6.14）式得，该油田的可采储量为：

$$N_R = 2107.63 + 2078 = 4185.63\times10^4\text{t}$$

利用（3.6.45）式和（3.6.46）式，预测从第 17 年开始的油田产油量 Q_o 和总累积产油 N_{pt}数值列于表 3.6.2。

表 3.6.2　不同方法预测的年产油量对比表

t (a)	实际值 Q_o (10^4t/a)	预测值 Q_o (10^4t/a)			
		广义法	第 1 联解法	第 2 联解法	第 3 联解法
		由（3.6.45）式	(3.6.48) 式年差值	(3.6.50) 式年差值	(3.6.52) 式年差值
17	145.47	148	160	160	160
18	130.19	129	138	138	139
19	116.26	113	121	121	120
20	99.20	100	106	106	107

续表

t (a)	实际值 Q_c (10^4t/a)	预测值 Q_o (10^4t/a)			
		广义法	第1联解法	第2联解法	第3联解法
		由(3.6.45)式	(3.6.48)式年差值	(3.6.50)式年差值	(3.6.52)式年差值
21	89.94	89	95	95	94
22	78.89	80	84	84	85
23	72.00	72	76	76	75
24		65	69	69	70
25		60	62	62	61
26		54	57	57	57
27		50	52	52	52
28		46	48	48	48
29		43	44	44	45
30		39	42	41	41
31		37	37	38	38
32		34	35	35	35
33		32	33	33	33
34		30	31	32	32
35		28	29	29	29

2. 纳扎洛夫法与广义的卡彼托夫法的联解预测（第1联解法）

将表3.6.1内的总累积液油比（L_{pt}/N_{pt}）与总累积产液量（L_{pt}）的相应数据绘于图3.6.3上，从1978年（$f_w=51.8\%$）开始的点子，均落在一条很好的直线上。经线性回归求得：直线的相关系数 $r=0.9999$；直线的截距 $A_1=0.7706$；直线的斜率 $B_1=2.578\times10^{-4}$。将已知的 N_{po} 和 t_o 的数值，由广义的卡彼托夫法求得的 a、b、c 和 n 值，以及由纳扎洛夫法求得的 A_1 和

B_1 的数值，一起代入（3.6.19）式得，预测该油田含水率随时间变化的关系式为：

$$f_w=1-\frac{\left\{1-2.578\times10^{-4}\left[2107.63+2078-\frac{25570}{(t-17+13.5)^{1.9644-1}}\right]\right\}^2}{0.7706}$$

$$=1-\frac{\left\{1-\left[1.0791-\frac{6.5919}{(t-3.5)^{0.9644}}\right]\right\}^2}{0.7706} \qquad (3.6.47)$$

将 A_1 和 B_1 的数值代入（3.6.18）式得，预测该油田总累积产油量的关系式为：

$$N_{pt}=\frac{1-\sqrt{0.7706(1-f_w)}}{2.578\times10^{-4}} \qquad (3.6.48)$$

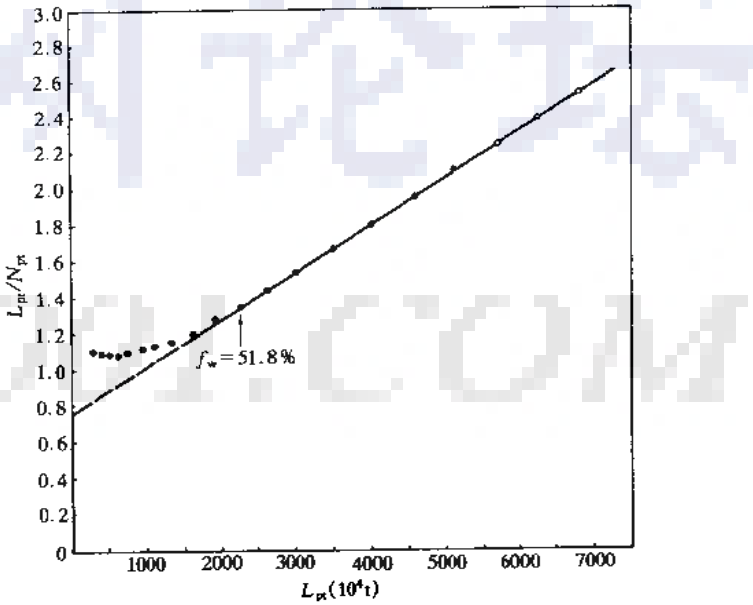


图3.6.3 纳扎洛夫的直线关系图

由（3.6.47）式预测该油田的含水率 f_w，以及由（3.6.48）

式预测的总累积产油量 N_{pt}和产油量 Q_o，分别列于表3.6.3、表3.6.4和表3.6.2。

表 3.6.3　不同方法预测的含水率对比表

t (a)	实际值 f_w (%)	预测值 f_w (%)		
		第1联解法 由(3.6.47)式	第2联解法 由(3.6.49)式	第3联解法 由(3.6.51)式
14	51.8	52.7	47.6	51.9
15	56.5	61.3	57.8	62.1
16	64.4	67.8	66.0	68.9
17	70.5	72.9	72.4	73.8
18	75.1	77.0	77.2	77.4
19	80.0	80.3	80.9	80.1
20	83.1	83.0	83.8	82.3
21	84.0	85.2	86.0	84.0
22	85.5	87.0	87.8	85.4
23		88.6	89.2	86.5
24		89.9	90.4	87.5
25		91.0	91.4	88.3
26		92.0	92.2	88.9
27		92.9	92.8	89.5
28		93.6	93.4	90.1
29		94.2	93.9	90.5
30		94.8	94.3	90.9
31		95.3	94.7	91.3
32		95.7	95.0	91.6
33		96.1	95.3	91.9
34		96.5	95.5	92.2
35		96.8	95.8	92.4

若设油田的最终极限含水率 $f_{wL}=0.95$（即 95%），则由(3.6.20)式预测该油田的可采储量为：

$$N_R=\frac{1-\sqrt{0.7706(1-0.95)}}{2.578\times10^{-4}}$$

$$=3118\times10^4\text{t}$$

表 3.6.4　不同方法预测的累积产油量对比表

t (a)	实际值 N_{pt} (10^4t)	预测值 N_{pt} (10^4t)			
		广义法 由(3.6.46)式	第1联解法 由(3.6.48)式	第2联解法 由(3.6.50)式	第3联解法 由(3.6.52)式
17	2107.63	2108	2108	2108	2107
18	2237.82	2246	2246	2246	2246
19	2354.08	2367	2367	2367	2366
20	2453.28	2473	2473	2473	2473
21	2543.22	2568	2568	2568	2567
22	2623.12	2652	2652	2652	2652
23	2695.12	2728	2728	2728	2727
24		2797	2797	2797	2797
25		2859	2859	2859	2858
26		2916	2916	2916	2915
27		2968	2968	2968	2967
28		3016	3016	3016	3015
29		3060	3060	3060	3060
30		3101	3102	3101	3101
31		3139	3139	3139	3139
32		3175	3174	3174	3174
33		3208	3207	3207	3207
34		3239	3239	3239	3239
35		3268	3268	3268	3268

将 B_1 的数值代入（3.6.21）式，即得该油田的可动油储量

为：

$$N_{\alpha n} = 1/2.578 \times 10^{-4}$$
$$= 3879 \times 10^4 \text{t}$$

再将 A_1 和 f_{wL} 的数值代入（3.6.22）式得，该油田含水率达到 95% 时的水驱最终波及体积系数为：

$$E_{va} = 1 - \sqrt{0.7706(1 - 0.95)}$$
$$= 0.804 \text{ 或 } 80.4\%$$

3. 由甲型水驱曲线法与广义的卡彼托夫法的联解预测（第 2 联解法）

将表 3.6.1 内的总累积产水量与总累积产油量，按照（3.6.23）式的线性关系，绘于半对数坐标纸上，得到一条很好的直线（见图 3.6.4）。经线性回归求得：直线的相关系数 $r = 0.9998$；直线的截距 $A_2 = 1.4482$；直线的斜率 $B_2 = 8.0683 \times 10^{-4}$。将已知的 N_{po}，t_o，a，b，c，n，A_2 和 B_2 的数值代入（3.6.30）式得，预测该油田含水率随开发时间变化的关系式为：

$$f_w = \frac{1}{1 + 10^{-\left[1.4482 + \log 2.303 \times 8.0683 \times 10^{-4} + 8.0683 \times 10^{-4} \times 2107.63 + 2078 - \frac{25570}{(t+17+13.5)^{1.9644-1}}\right]}}$$
$$- \frac{1}{1 + 10^{-\left[2.0944 - \frac{20.6306}{(t-3.5)^{0.9644}}\right]}} \qquad (3.6.49)$$

将 A_2 和 B_2 的数值代入（3.6.31）式得，预测该油田总累积产油量 N_{pt} 与含水率的关系式为：

$$N_{pt} = \frac{\log \frac{f_w}{1 - f_w} + 1.2827}{8.0683 \times 10^{-4}} \qquad (3.6.50)$$

由（5.6.49）式预测的含水率 f_w，以及由（5.6.5）式预测的总累积产油量 N_{pt} 和产油量 Q_o 的数值，分别列于表 3.6.3、表 3.6.4 和表 3.6.2。

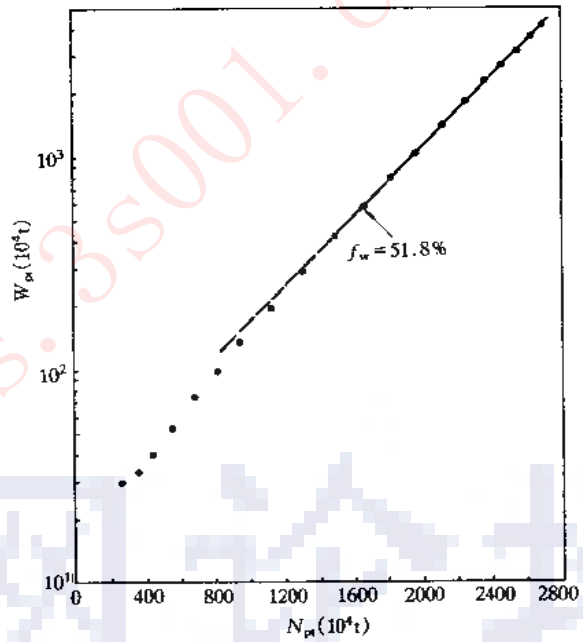


图 3.6.4　甲型水驱曲线的半对数图

将 A_2 和 B_2 的数值，以及最终极限含水率 $f_{wL} = 0.95$（即 $f_{wL} = 95\%$）的数值代入（3.6.32）式得，该油田的可采储量为：

$$N_R = \frac{\log \frac{0.95}{1 - 0.95} - (1.4482 + \log 2.303 \times 8.0683 \times 10^{-4})}{8.0683 \times 10^{-4}}$$
$$= 3174 \times 10^4 \text{t}$$

4. 由乙型水驱曲线法与广义的卡彼托夫法联解预测（第 3 联解法）

将表 3.6.1 内的总累积产液量 L_{pt} 与总累积产油量 N_{pt}，按照（3.6.33）式的线性关系，绘在半对数坐标纸上，也得到一条很好的直线（见图 3.6.5）。经线性回归求得：直线的相关系数

$r=0.9994$；直线的截距 $A_3=2.5775$；直线的斜率 $B_3=4.6330\times10^{-4}$。将已知的 N_{p0}，t_0，a，b，c，n，A_3 和 B_3 的数值代入（3.6.39）式，得到预测该油田含水率随开发时间变化的关系式为：

$$f_w=1-10^{-\left[2.5775+\log2.303\times4.633\times10^{-4}+4.633\times10^{-4}\,2107.63+2078-\frac{25570}{(t-17-13.5)^{1.9644-1}}\right]}$$

$$=1-10^{-\left[1.5447-\frac{11.8461}{(t-3.5)^{0.9644}}\right]} \tag{3.6.51}$$

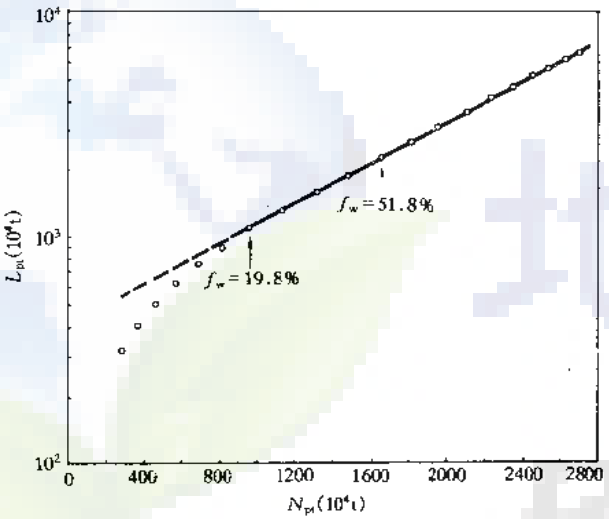


图 3.6.5　乙型水驱曲线的半对数图

将 A_3 和 B_3 的数值代入（3.6.40）式得，预测该油田总累积产油量与含水率的关系式为：

$$N_{pt}=\frac{\log\frac{1}{1-f_w}-(2.5775+\log2.303\times4.633\times10^{-4})}{4.633\times10^{-4}}$$

$$=\frac{\log\frac{1}{1-f_w}+0.3943}{4.633\times10^{-4}} \tag{3.6.52}$$

将 A_3 和 B_3 的数值，以及最终极限含水率 $f_{wL}=0.95$ 代入（3.6.41）式得，该油田的可采储量为：

$$N_R=\frac{\log\frac{1}{1-0.95}-(2.5775+\log2.303\times4.633\times10^{-4})}{4.633\times10^{-4}}$$

$$=3659\times10^4\text{t}$$

由上述的广义法、第 1 联解法、第 2 联解法和第 3 联解法，对于两种最终极限含水率（95%和 98%），所预测该开发区的可采储量数值列于表 3.6.5。

表 3.6.5　不同方法预测的可采储量对比表

方法		可采储量 N_R（10^4t）
广义法		4186
第 1 联解法	$f_w=95\%$	3118
	$f_w=98\%$	3397
第 2 联解法	$f_w=95\%$	3174
	$f_w=98\%$	3685
第 3 联解法	$f_w=95\%$	3659
	$f_w=98\%$	4518

四、主要结论

（1）本节将产量递减法与水驱曲线法相结合，提出了一种在油田进入递减阶段之后，预测开发指标的新方法。该方法发挥了产量递减法和水驱曲线法之长，克服了两者之短，使其达到了更加完善的程度。通过实际油田的应用表明，本节提出的联解法，是成功而有效的。

（2）从表 3.6.2、表 3.6.3 和表 3.6.4 所列的预测结果，以

及同油田的实际开发数据对比可以看出，不同方法所预测不同时间的含水率、产油量和总累积产油量，是基本一致或者说是相同的。但就含水率而言，第3联解法要比第1和第2联解法的预测结果有所偏低。因此，如果取用相同的最终极限含水率值，作为外推的终值时，那么，第3联解法预测的可采储量，要比第1和第2联解法偏高。

(3) 从表3.6.5可以看出，在相同的最终极限含水率条件下，不同方法预测的可采储量存在着明显的差异。其中的广义法，即广义的卡彼托夫法[1]，所预测的可采储量最高。这是由于该法预测的可采储量，是假定油田的生产时间趋近于无穷，即$t\to\infty$，这实际上是不可能的。但是，由于当油田进入后期开发阶段之后，油田的产油量已经很低。此时，只要油田生产比较长的时间，其总累积产油量已接近于可采储量。同时，由表3.6.4看出，第1、2和3联解法，所预测的可采储量，其数值也相差明显，基本上是依序次递增。那么，到底是哪个方法可靠呢？我们不妨利用可动油储量的大小加以判断。所谓可动油储量，是指在具体的储层物性（连通性、非均质性和润湿性等）、流体物性、层系、井网和注采系统条件下，在油藏中可以发生流动的原油储量。由第1联解法求得该油田的可动油储量$N_{cm}=3879\times10^4$t。在水驱开发条件下，一般可以采出可动油的80%左右，因此，第3联解法预测的可采储量，实际上是不可能达到的。而第1和第2联解法所预测的可采储量，是有可能达到的。考虑到第2联解法，存在着甲型水驱曲线后期上翘因素的影响，因此，笔者推荐第1联解法，作为预测油田可采储量的基本方法。

(4) 由表3.6.5同样可以看出，最终极限含水率选取95%或98%，所预测的可采储量也相差明显。目前在我国，标定水驱油田可采储量时，多数油田所采用的最终极限含水率为98%。而国外预测水驱油田可采储量时，选用的最终极限含水率为95%，笔者赞成后者的选用数值。事实上，许多油田，尤其是低渗低产注水开发的油田，要想达到95%的最终含水率，在经济

上不但难以承受，而且是不合理或是不可能达到的。因此，作为预测油田的技术可采储量（技术上可行），选用95%作为最终的极限含水率是可行的，而确定油田的经济可采储量（经济上合理），才是唯一的目标。

(5) 由于已经预测了不同开发时间的含水率数值，因此，由(3.6.10)式和(3.6.11)式不难求得不同开发时间的产水量Q_w和产液量Q_L，以及相应的总累积产水量和总累积产液量。这些指标，从油田管理角度讲，也是必须知道的。

五、符号及单位注释

N——油田的地质储量，10^4m^3或10^4t；

N_R——油田的可采储量，10^4m^3或10^4t；

N_{cm}——油田的可动油储量10^4m^3或10^4t；

t——开发生产时间，a；

t_o——与N_{po}对应的时间（见图3.6.1），a；

D_i——与Q_i相应的初始递减率，a^{-1}；

N_{po}——递减阶段之前或在递减阶段选取起始时间之前的油田累积产油量，10^4m^3或10^4t；

N_p——递减阶段或在递减阶段选取起始时间之后的油田累积产油量，10^4m^3或10^4t；

N_{pt}——油田的总累积产油量，10^4m^3或10^4t；

W_{pt}——油田的总累积产水量，10^4m^3或10^4t；

L_{pt}——油田的总累积产液量，10^4m^3或10^4t；

L_p/N_p——油田的累积液油比；

L_{pt}/N_{pt}——油田的总累积液油比；

Q_i——选取预测起始时的初始产量，$10^4m^3/a$或$10^4t/a$；

Q_o——产油量，$10^4m^3/a$或$10^4t/a$；

Q_w——产水量，$10^4m^3/a$或$10^4t/a$；

Q_L——产液量，$10^4m^3/a$ 或 $10^4t/a$；

WOR——水油比；

f_w——含水率，小数或%；

f_{wL}——最终极限含水率，小数%；

S_{oi}——原始含油饱和度，小数；

S_{or}——残余油饱和度，小数或；

h——有效厚度，m；

ϕ——有效孔隙度，小数；

V_p——油田有效孔隙体积，10^4m^3；

E_{va}——水驱最终波及体积系数，小数；

A——含油面积，km^2；

B_{oi}——地层原油体积系数；

A_1——纳扎洛夫直线关系式的截距；

B_1——纳扎洛夫直线关系式的斜率；

A_2——甲型水驱曲线直线的截距；

B_2——甲型水驱曲线直线的斜率；

A_3——乙型水驱曲线直线的截距；

B_3——乙型水驱曲线直线的斜率；

α——（3.6.42）式直线关系的截距；

β——（3.6.42）式直线关系的斜率；

M——与油水相对渗透率比有关的常数；

a、b、c、m 和 n——广义的卡彼托夫公式常数。

参 考 文 献

[1] 陈元千．广义的 Кспытов 公式的推导及应用．石油勘探与开发，1991（1）18，56—61

[2] 陈元千．对纳扎洛夫确定可采储量经验公式的理论推导及应用．石油勘探与开发，1995（3）22，63—68

[3] 陈元千．水驱曲线关系式的推导．石油学报．1985（2）6，69—78

[4] 陈元千．一种新型水驱曲线关系式的推导及应用．石油学报，1993（2）14，65—73

[5] 陈元千．纳扎洛夫经验公式的扩展及应用．江苏油气，1995（1）6，31—36

[6] 陈元千．对 Timmerman 经验公式的推导及应用．试采技术，1995（1）16，23—28

[7] 陈元千．油田高含水期预测可采储量的方法．新疆石油地质，1994（3）15，247—252

[8] 陈元千．水驱曲线法的分类、对比与评价．新疆石油地质，1994（4）15，348—355

[9] Iraj Ershaghi and O. Omoregie. A Method for Extrapolation of Cut vs Recovery Curves, JPT (Feb, 1978) 203—204

[10] 张虎俊．预测可采储量新模型的推导及应用．试采技术，1995（1）16，38—42

[11] Максимов С Н. Исследование Определяющих Параметров Нефтеотдачи, ИВУЗ, Нефти и Газ, 1982, No. 6, C. 25

[12] Максимов М И. Метод Подсчета Извлекаемых Запасов Нефти в Конечнои Стадии Эксплуатации Нефтяных Пластов в Условиях Вытеснения Нефти Водоп, Геология Нефти и Газа, 1959, No. 3, C. 42—47

[13] 童宪章．天然水驱和人工注水油藏的统计规律探讨．石油勘探与开发，1978（6）4，P.38

[14] Сергеев В Б и Друг. Эффективность Мероприятии по Регулированию Разработки Арланского Месторождения, Нефтяное Хозяйство, 1982, No. 6, C. 29—33

第七节　甲型水驱曲线与威布尔模型联解法

甲型水驱曲线法是油藏工程中重要的预测方法，但它只能预测累积产水量与累积产油量之间的关系，却不能预测开发指标与开发时间的关系，而油田开发指标的预测，都离不开与开发时间的联系。威布尔预测模型法能够很好地预测油田产油量随开发时间的变化关系，却不能预测油田的含水率、产水量、产液量及累积产水量和累积产液量，而这些开发指标正是水驱开发油田所需要预测的。笔者将甲型水驱曲线法和威布尔预测模型相结合，提出了一种能够预测水驱油田的含水率、产油量、产水量、产液量、可采储量及其相应的累积产量随开发时间变化的联解法。该法既能保持两种方法原有的预测功能，又克服了两者局限性，因此，这是一种具有较好实用价值的方法。

一、方法的引导

甲型水驱曲线法是中国科学院院士童宪章先生命名[1]，由笔者完成了理论上的推导，其基本关系式为：

$$\log W_p = A + BN_p \tag{3.7.1}$$

由（3.7.1）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{1}{2.303W_p}\frac{dW_p}{dt} = B\frac{dN_p}{dt} \tag{3.7.2}$$

已知：$dW_p/dt = Q_w$，$dN_p/dt = Q_o$ 和 $Q_w/Q_o = WOR$，故由（3.7.2）式得：

$$W_p = \frac{WOR}{2.303B} \tag{3.7.3}$$

将（3.7.3）式代入（3.7.1）式得：

$$\log WOR = A + \log 2.303B + BN_p \tag{3.7.4}$$

取经济极限水油比 $(WOR)_L$，由（3.7.4）式得，预测油田可采储量的关系式：

$$N_R = \frac{\log(WOR)_L - (A + \log 2.303B)}{B} \tag{3.7.5}$$

已知水油比与含水率的关系为：

$$WOR = \frac{f_w}{1 - f_w} \tag{3.7.6}$$

将（3.7.6）式代入（3.7.4）式得：

$$f_w = \frac{1}{1 + 10^{-(A + \log 2.303B + BN_p)}} \tag{3.7.7}$$

文献［3］提出的威布尔预测模型，具有预测油田产量、累积产量和可采储量的功能。该模型的产量和累积产量与时间的关系为：

$$Q_o = at^b e^{-(t^{b+1}/c)} \tag{3.7.8}$$

$$N_p = \frac{ac}{b+1}\left[1 - e^{-(t^{b+1}/c)}\right] \tag{3.7.9}$$

油田的可采储量为：

$$N_R = \frac{ac}{b+1} \tag{3.7.10}$$

该模型最高年产量与其发生的时间的关系为[3]：

$$Q_{max} = a\left[\frac{bc}{2.718(b+1)}\right]^{\frac{b}{b+1}} \tag{3.7.11}$$

$$t_m = \left(\frac{bc}{b+1}\right)^{\frac{1}{b+1}} \tag{3.7.12}$$

将（3.7.9）式代入（3.7.7）式得，预测油田含水率的关系式：

$$f_w = \frac{1}{1 + 10^{-[A-\log 2.303B-\frac{aB}{b+1}(1-e^{-(t^{b+1}/c)})]}} \tag{3.7.13}$$

当由（3.7.8）式和（3.7.13）式得到预测的产油量和含水率之后，可由下式预测油田的产水量和产液量：

$$Q_w = Q_o\left(\frac{f_w}{1-f_w}\right) \tag{3.7.14}$$

$$Q_L = Q_o\left(\frac{1}{1-f_w}\right) \tag{3.7.15}$$

要求得威布尔预测模型常数 a、b 和 c 数值的方法如下：

对（3.7.8）式两边取常用对数得：

$$\log\frac{Q_o}{t^b} = \log a - \frac{1}{2.303c}t^{b+1} \tag{3.7.16}$$

若设：

$$\alpha = \log a \tag{3.7.17}$$

$$\beta = \frac{1}{2.303c} \tag{3.7.18}$$

则得：

$$\log\frac{Q_o}{t^b} = \alpha - \beta t^{b+1} \tag{3.7.19}$$

根据油田的实际开发数据，首先利用（3.7.19）式进行线性试凑法求解，由相关系数最高和最佳的拟合结果，可以得到合适的模型常数 b 的数值。此后，再由线性回归法确定直线截距 α 和斜率 β 的数值，代入（3.7.17）式和（3.7.18）式改写的下式，分别确定模型常数 a 和 c 的数值：

$$a = 10^{\alpha} \tag{3.7.20}$$

$$c = \frac{1}{2.303\beta} \tag{3.7.21}$$

同时，可由（3.7.10）、（3.7.11）和（3.7.12）式，分别求得油田的可采储量 N_R、最高年产量 Q_{max} 及其发生的时间 t_m 的数值。

为了确保线性试凑 b 值的合理性，将（3.7.8）式、（3.7.9）式和（3.7.10）式预测的理论产油量、累积产油量和含水率与相应的实际值对比，看拟合是否达到最佳结果。

二、方法应用举例

将大庆油田的南二三开发区葡Ⅰ组，从 1965 年投产，到 1987 年的开发数据列表（表 3.7.1）。将表中的累积产水量 W_p 和相应的累积产油量 N_p 数据，按照关系式（3.7.1）式绘图（图 3.7.1），得到了一条很好的直线。经线性回归求得直线的截距 $A=1.416$；直线的斜率 $B=8.24\times10^{-4}$；直线的相关系数 $r=0.9994$。

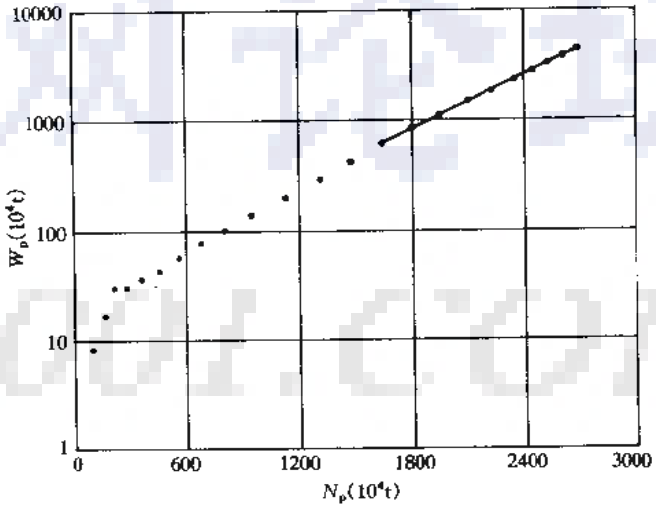


图 3.7.1　南二三区的甲型水驱曲线图

把表 3.7.1 中的产油量 Q_o 与时间 t 的相应数据，按照（3.7.19）式进行线性试凑求解，将 b 为 1.1 时求得的理论数值

Q_o、N_p 和 f_w 与实际的 Q_o、N_p 和 f_w 的数值对比，达到了最佳的拟合（图 3.7.2）。由图 3.7.2 直线的线性回归求得直线的截距 $a=1.3011$，直线的斜率 $\beta=1.324\times10^{-3}$；直线的相关系数 $r=0.99902$，将 a 和 β 值分别代入(3.7.20)式和(3.7.21)式得，模型常数 a 和 c 的数值：

表 3.7.1　大庆油田南二三开发区葡Ⅰ组开发数据

年　份	Q_o (10^4t/a)	Q_w (10^4t/a)	N_p (10^4t)	W_p (10^4t)	f_w (%)
1965	106.06	7.74	106.03	7.74	6.8
1966	63.39	8.52	169.42	16.26	11.9
1967	48.42	11.78	217.84	28.04	19.6
1968	68.62	1.68	286.46	29.72	2.4
1969	81.37	3.86	267.83	33.58	4.5
1970	92.08	6.58	459.91	40.16	6.7
1971	109.68	13.34	569.59	53.49	10.8
1972	123.51	21.89	693.10	75.38	15.1
1973	121.73	23.92	814.83	99.30	16.4
1974	146.50	36.10	961.33	135.40	19.8
1975	173.16	57.28	1134.49	192.68	24.9
1976	180.14	93.50	1314.63	286.18	34.2
1977	171.72	133.54	1486.35	419.71	43.7
1978	163.19	175.50	1649.54	595.21	51.8
1979	161.12	209.52	1810.66	804.73	56.5
1980	151.50	273.69	1962.16	1073.42	64.4
1981	145.47	347.11	2107.63	1425.53	70.5
1982	130.19	391.83	2237.86	1817.36	75.1
1983	116.26	436.86	2354.08	2256.73	80.0
1984	99.20	487.11	2453.28	2693.59	83.1
1985	89.94	470.66	2543.22	3164.25	84.0
1986	79.89	470.17	2623.12	3634.42	85.5
1987	72.00	491.61	2695.12	4126.55	87.2

$$a=10^{1.3011}=20.0011$$

$$c=\frac{1}{2.303\times1.324\times10^{-3}}=328.0434$$

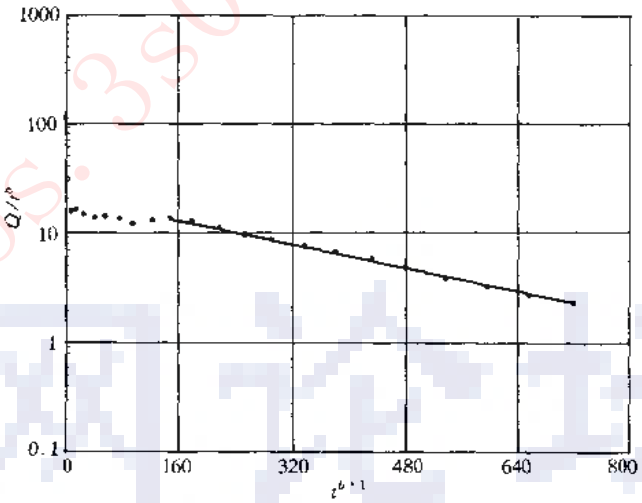


图 3.7.2　南二三区葡Ⅰ组半对数线性试差结果图

将 a、b 和 c 的数值代入（3.7.10）式得可采储量为：

$$N_R=\frac{20.0011\times328.0434}{1.1+1}=3124.39\times10^4\text{t}$$

再将 a、b 和 c 的数值分别代入（3.7.11）式和（3.7.12）式得，油田的最高年产量及其发生的时间为：

$$Q_{max}=20.0011\times\left[\frac{1.1\times328.0434}{2.718\times(1.1+1)}\right]^{\frac{1.1}{1.1+1}}=175.52\times10^4\text{t/a}$$

$$t_m=\left(\frac{1.1\times328.0434}{1.1+1}\right)^{\frac{1}{1.1+1}}=11.6\text{a}$$

将 a、b 和 c 的数值，分别代入（3.7.8）式和（3.7.9）式得，预测大庆油田南二三区葡Ⅰ组理论的产油量和累积产油量的相关公式为：

$$Q_o = 20.0011t^{1.1}e^{-(3.048\times10^{-3}t^{2.1})} \tag{3.7.22}$$

$$N_p = 3124.39[1 - e^{-(3.048\times10^{-3}t^{2.1})}] \tag{3.7.23}$$

再将 A、B、a、b 和 c 的数值代入（3.7.13）式得，预测大庆油田南二三区葡Ⅰ组含水率相关公式：

$$f_w = \frac{1}{1 + 10^{[1.3058-2.5745[1-e^{-(3.048\times10^{-3}t^{2.1})}]]}} \tag{3.7.24}$$

当给定不同的开发时间 t，由（3.7.22）式、（3.7.23）式和（3.7.24）式，预测大庆油田南二三区葡Ⅰ组的理论产油量 Q_o、累积产油量 N_p 和含水率 f_w（表 3.7.2），并绘图（图 3.7.3）。

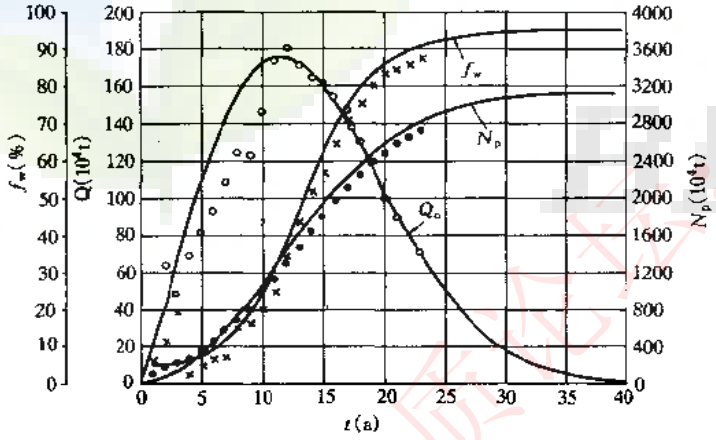


图 3.7.3　南二三区葡Ⅰ组实际值与预测曲线对比图

表 3.7.2　南二三区葡Ⅰ组实际与预测数据对比

t (a)	Q_o (10^4t/a)		N_p (10^4t)		f_w (%)	
	实际	预测	实际	预测	实际	预测
1	106.03	19.94	106.03	19.94	6.8	4.8
2	63.39	42.32	169.42	62.26	11.9	5.1
3	48.42	64.95	217.84	127.21	19.6	5.6
4	68.62	86.89	286.46	214.10	2.4	6.4
5	81.37	107.41	367.83	321.51	4.5	7.6
6	92.08	125.90	459.91	447.41	6.7	9.3
7	109.68	141.86	569.59	589.27	10.8	11.7
8	123.51	154.93	693.10	744.20	15.1	14.9
9	121.73	164.87	814.83	909.07	16.4	19.2
10	146.50	171.55	961.33	1080.61	19.8	24.6
11	173.16	174.98	1134.49	1255.59	24.9	31.2
12	180.14	175.28	1314.63	1430.87	34.2	38.8
13	171.72	172.68	1486.35	1603.55	43.7	46.8
14	163.19	167.47	1649.54	1771.03	51.8	54.9
15	161.12	160.04	1810.66	1931.07	56.5	62.4
16	151.50	150.79	1962.16	2081.86	64.4	69.1
17	145.47	140.16	2107.63	2222.02	70.5	74.6
18	130.19	128.58	2237.86	2350.60	75.1	79.1
19	116.26	116.45	2354.08	2467.04	80.0	82.7
20	99.20	104.15	2353.28	2571.20	83.1	85.5
21	89.94	92.02	2543.22	2663.22	84.0	87.7
22	79.89	80.33	2623.12	2743.54	85.5	89.3
23	72.00	69.29	2695.12	2812.84	87.4	90.6
24		59.08		2871.92		91.6
25		49.79		2921.71		92.4
26		41.48		2963.20		92.9
27		34.17		2997.37		93.4
28		22.42		3025.20		93.7
29		17.85		3047.61		94.0
30		14.06		3065.47		94.2
31		10.95		3079.53		94.4
32		8.44		3090.48		94.5
33		6.43		3098.92		94.6
34		4.85		3105.35		94.7
35		3.61		3110.19		94.7
36		2.66		3113.80		94.8
37		1.94		3116.47		94.8
38		1.40		3118.41		94.8

由表 3.7.2 和图 3.7.3 可以看出，预测的理论值和实际值，符合得比较好。这说明，本节提供的联解法是实用有效的方法。

三、结　束　语

（1）本节提出的甲型水驱曲线与威布尔预测模型联立求解的方法，可以对水驱油田的开发指标，进行全面的预测。通过对大庆油田南二三区葡Ⅰ组的实际应用表明，联解法是实用有效的。

（2）目前我国正着手研究经济可采储量的预测问题。而经济可采储量的预测，要求有随时间变化的各项指标，如含水率，产油量，产水量及相应累积产量等。因此，本节指出的联解法为上述开发指标的预测提供了条件。

四、符号及单位注释

A ——甲型水驱曲线直线的截距；

B ——甲型水驱曲线直线的斜率；

a、b、c ——威布尔预测模型常数；

f_w——含水率，%；

N_p——累积产油量，10^4t；

N_R——可采储量，10^4t；

Q_L——产液量，10^4t/a；

Q_{max}——最高年产油量，10^4t/a；

Q_o——产油量，10^4t/a；

Q_w——产水量，10^4t/a；

t ——开发时间，a；

t_m——最高年产油量发生的时间，a；

WOR ——水油比；

$(WOR)_L$——经济极限水油比；

W_p——累积产水量，10^4t；

α ——威布尔预测模型线性试差法的截距；

β ——威布尔预测模型线性试差法的斜率。

参 考 文 献

[1] 童宪章．天然水驱和人工注水油藏的统计规律探讨．石油勘探与开发，1978，(6) 5，38～67

[2] 陈元千．水驱曲线关系式的推导．石油学报，1985，(2) 6，69～78

[3] 陈元千、胡建国．预测油气田产油和可采储量的 Weibull 模型．新疆石油地质，1995，(3) 16，260～255

第八节　甲型水驱曲线与 HCZ 模型联解法

水驱曲线法和预测模型法，是油藏工程中两种重要的预测方法。在水驱曲线方法方面，多年的理论研究和大量的实际应用表明，由中国石油天然气总公司系统筛选和定名的甲、乙、丙和丁型 4 种水驱曲线法最为实用有效。其中的甲型水驱曲线法为半对数累积产水量（$\log W_p$）与累积产油量（N_p）的直线关系[1,2]；乙型水驱曲线法为半对数累积产液量（$\log L_p$）与累积产油量（N_p）的直线关系[3]；丙型水驱曲线法为累积液油比（L_p/N_p）与累积产液量（L_p）的直线关系[4]；丁型水驱曲线法为累积液油比（L_p/N_p）与累积产水量（W_p）的直线关系[4]。应当指出的是，无论哪一种水驱曲线法，只能预测累积产油、水、液量之间或含水率（f_w）与累积产油量之间的关系，而完全不能预测这些开发指标与开发时间（t）的关系。这不能不说是水驱曲线法的一个重要缺陷，因为任何油田开发指标的预测，都离不开与开发时间的联系。

在预测模型法方面，中科院院士翁文波先生，于 1984 年提出的泊松旋回（Poisson Cycle）模型[5]，即生命旋回（Life Cycle）模型[6]，可以说是我国最早的预测模型，人们通常称之为

翁氏模型。该预测模型的理论推导，已由文献［7］完成。目前，在我国已有若干种预测模型问世[8~13]。应用这些预测模型，可以对油田产量随开发时间的变化及可采储量作出有效的预测。但是，预测模型法不能对油田的含水率、产水量、产液量及累积产水量和产液量进行计算和预测。这也可以说是预测模型法存在的重要缺陷，因为任何水驱开发油田的规划都离不开对含水率、产水量、产液量的预测要求。

本节将水驱曲线法和预测模型法相结合，提出一种能够预测水驱油田不同开发指标随开发时间变化的方法。因此，它既发挥了水驱曲线法和预测模型法各自的功能，又克服了两者固有的缺陷和局限性，使其达到更为完善的程度。

一、方法的引导

水驱曲线法有众多的关系式[14]，本节以中科院院士童宪章先生命名[1]、由文献［2］完成理论推导的甲型水驱曲线为例，加以应用。该水驱曲线法的基本关系式为：

$$\log W_p = A + BN_p \tag{3.8.1}$$

由（3.8.1）式对时间 t 求导数得：

$$\frac{1}{2.303W_p}\frac{dW_p}{dt} = B\frac{dN_p}{dt} \tag{3.8.2}$$

已知：$dW_p/dt = Q_w$、$dN_p/dt = Q_o$ 和 $Q_w/Q_o = WOR$，故由（3.8.2）式可得：

$$W_p = WOR/2.303B \tag{3.8.3}$$

将（3.8.3）式代入（3.8.1）式得：

$$\log WOR = A + \log 2.303B + BN_p \tag{3.8.4}$$

当取用水驱油田的经济极限水油比 $(WOR)_L$ 之后，由（3.8.4）式可得到预测油田可采储量的关系式为：

$$N_R = \frac{\log(WOR)_L - (A + \log 2.303B)}{B} \tag{3.8.5}$$

已知水油比与含水率的关系式为：

$$WOR = \frac{f_w}{1 - f_w} \tag{3.8.6}$$

将（3.8.6）式代入（3.8.4）式解得由甲型水驱曲线法预测油田含水率的关系式为：

$$f_w = \frac{1}{1 + 10^{-(A+\log 2.303B+BN_p)}} \tag{3.8.7}$$

目前我国已发表的预测模型[5~12]，均有预测油田产油量和可采储量的功能。本节利用文献［8］提供的 HCZ（胡—陈—张）新模型，建立联解的预测方法。该新模型的产油量和累积产油量随开发时间的变化关系式为[8]：

$$Q_o = aN_R\exp\left[-\frac{a}{b}\exp(-bt) - bt\right] \tag{3.8.8}$$

$$N_p = N_R\exp\left[-\frac{a}{b}\exp(-bt)\right] \tag{3.8.9}$$

将（3.8.9）式代入（3.8.7）式得，本节联解法预测油田含水率的关系式为：

$$f_w = \frac{1}{1 + 10^{-\{A+\log 2.303B+BN_R\exp[-\frac{a}{b}\exp(-bt)]\}}} \tag{3.8.10}$$

当由（3.8.8）式和（3.8.10）式得到预测的产油量和含水率之后，可由下面的公式分别预测油田的产水量和产液量：

$$Q_w = Q_o\left(\frac{f_w}{1 - f_w}\right) \tag{3.8.11}$$

$$Q_L = Q_o\left(\frac{1}{1 - f_w}\right) \tag{3.8.12}$$

为了确定预测模型的模型常数 a 和 b 的数值，以及可采储量 N_R 的数值，对（3.8.9）式等号两端取常用对数得：

$$\log N_p = \log N_R - \frac{a}{2.303b}e^{-bt} \qquad (3.8.13)$$

若设：

$$\alpha = \log N_R \qquad (3.8.14)$$

$$\beta = \frac{a}{2.303b} \qquad (3.8.15)$$

则得：

$$\log N_p = \alpha - \beta e^{-bt} \qquad (3.8.16)$$

根据实际的开发数据，首先利用（3.8.16）式进行线性试差求解，由最佳结果即得模型常数 b 的数值，并由线性回归确定 α 和 β 的数值之后，再由（3.8.14）式和（3.8.15）式改写的下式，分别确定可采储量 N_R 和模型常数 a 的数值：

$$N_R = 10^{\alpha} \qquad (3.8.17)$$

$$a = 2.303b\beta \qquad (3.8.18)$$

应当指出的是，利用（3.8.16）式线性试差确定的 b 值，以及利用（3.8.17）式和（3.8.18）式确定的 N_R 和 a 值，是否正确可靠，均要求利用（3.8.8）式、（3.8.9）式和（3.8.10）式预测的理论产油量、累积产油量和含水率，能够与油田的实际产油量、累积产油量和含水率达到最佳拟合。

二、方法应用举例

我国大庆油田的南二三开发区葡Ⅰ组，于 1965 年投产，到 1987 年的开发数据列于表 3.8.1。将表 3.8.1 中的累积产水量（W_p）和相应的累积产油量（N_p）数据，按照（3.8.1）式的直线关系绘于图 3.8.1，得到了一条很好的直线。经线性回归求得直线的截距 $A = 1.29$；直线的斜率 $B = 8.79 \times 10^{-4}$；直线的相关系数 $r = 0.9994$。

再将表 3.8.1 内的 N_p 与 t 的相应数据，按照（3.8.16）式进行线性试差求解，当 $b = 0.15$ 时，可以得到理论的 Q_o、N_p 和 f_w 的数值与实际的 Q_o、N_p 和 f_w 的数值达到最佳的拟合。在此条件下，由图 3.8.2 线性回归求得直线的截距 $\alpha = 3.5062$；直线的斜率 $\beta = 2.3474$；直线的相关系数 $r = 0.99998$。

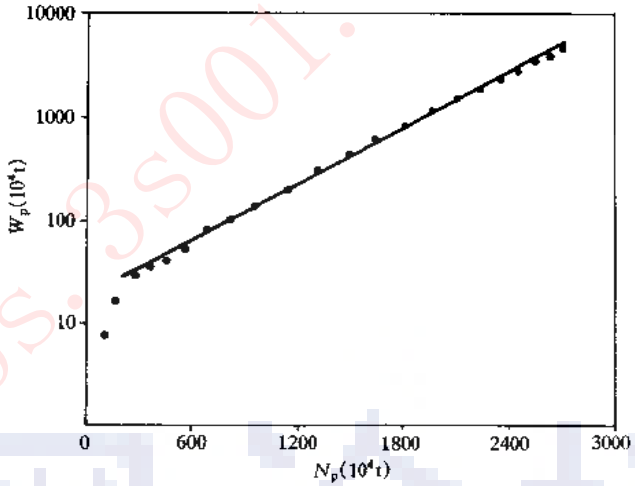


图 3.8.1　南二三区葡Ⅰ组的甲型水驱曲线图

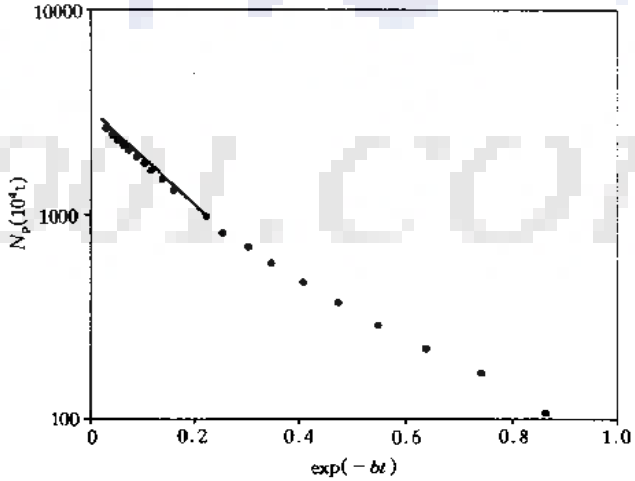


图 3.8.2　按照（3.8.16）式 N_p 与 e^{-bt} 的关系图

表 3.8.1　南二三区葡Ⅰ组开发区的开发数据表

年　份	Q_o (10^4t/a)	Q_w (10^4t/a)	N_p (10^4t)	W_p (10^4t)	f_w (%)
1965	106.06	7.74	106.03	7.74	6.8
1966	63.39	8.52	169.42	16.26	11.9
1967	48.42	11.78	217.84	28.04	19.6
1968	68.62	1.68	286.46	29.72	2.4
1969	81.37	3.86	267.83	33.58	4.5
1970	92.08	6.58	495.91	40.16	6.7
1971	109.68	13.34	569.59	53.49	10.8
1972	123.51	21.89	693.10	75.38	15.1
1973	121.73	23.92	814.83	99.30	16.4
1974	146.50	36.10	961.33	135.40	19.8
1975	173.16	57.28	1134.49	192.68	24.9
1976	180.14	93.50	1314.63	286.18	34.2
1977	171.72	133.54	1486.35	419.71	43.7
1978	163.19	175.50	1649.54	595.21	51.8
1979	161.12	209.52	1810.66	804.73	56.5
1980	151.50	273.69	1962.16	1073.42	64.4
1981	145.47	347.11	2107.63	1425.53	70.5
1982	130.19	391.83	2237.86	1817.36	75.1
1983	116.26	436.86	2354.08	2256.73	80.0
1984	99.20	487.11	2453.28	2693.59	83.1
1985	89.94	470.66	2543.22	3164.25	84.0
1986	79.89	470.17	2623.12	3634.42	85.5
1987	72.00	491.61	2695.12	4126.55	87.2

将上面得到的 a 值代入（3.8.17）式，得到油田的可采储量为：

$$N_R = 10^{3.5062} = 3207.75 \times 10^4 \text{t}$$

再将上面得到的 β 值和模型常数 b 值代入（3.8.18）式，得到另一个模型常数 a 的数值为：

$$a = 2.303 \times 0.15 \times 2.3474 = 0.8109$$

将 a、b 和 N_R 的数值，分别代入（3.8.8）式和（3.8.9）式，可以得到预测大庆油田南二三区葡Ⅰ组的理论产油量和累积产油量的相关公式为：

$$Q_o = 0.8109 \times 3207.75\exp\left[-\frac{0.8109}{0.15}\exp(-0.15t) - 0.15t\right]$$

$$= 2601.16\exp[-5.406\exp(-0.15t) - 0.15t] \quad (3.8.19)$$

$$N_p = 3207.75\exp\left[-\frac{0.8109}{0.15}\exp(-0.15t)\right]$$

$$= 3207.75\exp[-5.406\exp(-0.15t)] \quad (3.8.20)$$

再将 A、B、a、b 和 N_R 的数值代入（3.8.10）式，即得预测大庆油田南二三区葡Ⅰ组含水率的相关公式为：

$$f_w = \frac{1}{1+10^{\{1.29+\log(2.303\times 8.79\times 10^{-4})+8.79\times 10^{-4}\times 3207.75\exp[-\frac{0.8109}{0.15}\exp(-0.15t)]\}}}$$

$$= \frac{1}{1+10^{-\{-1.4037+2.8196\exp[-5.406\exp(-0.15t)]\}}} \quad (3.8.21)$$

当给定不同的开发时间 t，由（3.8.19）式、（3.8.20）式和（3.8.21）式，对南二三区葡Ⅰ组预测理论产油量 Q_o、累积产油量 N_p 和含水率 f_w 的数值，列于表 3.8.2，绘于图 3.8.3。

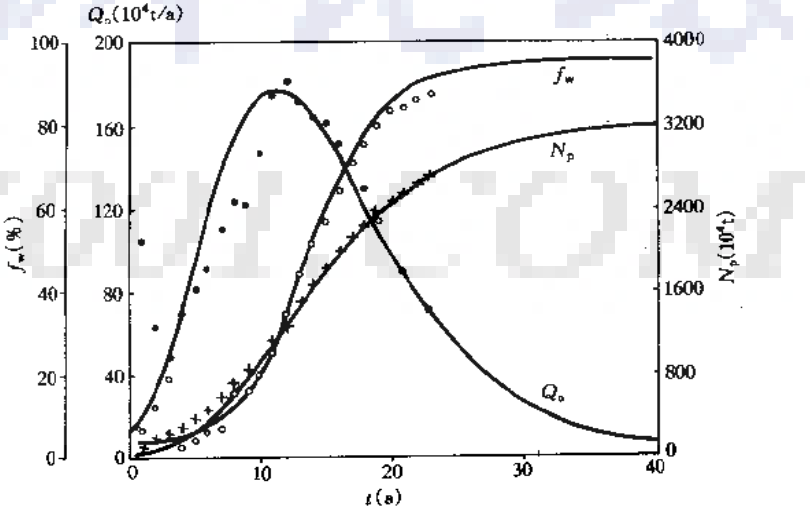


图 3.8.3　南二三区葡Ⅰ组实际值与预测曲线对比图

表 3.8.2　南二三区葡Ⅰ组实际与预测数据对比表

t (a)	Q_o (10^4t/a)		N_p (10^4t)		f_w (%)	
	实际	预测	实际	预测	实际	预测
1	106.06	21.34	106.03	30.58	6.8	4.0
2	63.39	35.12	169.42	58.46	11.9	4.2
3	48.42	53.80	217.84	102.13	19.6	4.6
4	68.62	73.46	286.46	165.07	2.4	5.2
5	81.37	95.58	367.83	249.54	4.5	6.1
6	92.08	117.41	459.91	356.14	6.7	7.5
7	109.68	137.26	569.59	483.70	10.8	9.5
8	123.51	153.76	693.10	629.53	15.1	12.4
9	121.73	166.03	814.83	789.79	16.4	16.4
10	146.50	173.71	961.33	960.06	19.8	21.8
11	173.16	176.87	1134.49	1135.71	24.9	28.5
12	180.14	175.92	1314.63	4312.42	34.2	36.3
13	171.72	171.48	1486.35	1486.38	43.7	44.9
14	163.19	164.29	1649.54	1654.47	51.8	53.4
15	161.12	155.06	1810.66	1814.29	56.5	61.3
16	151.50	144.49	1962.16	1964.15	64.4	68.3
17	145.47	133.16	2107.63	2103.01	70.5	74.1
18	130.19	121.55	2237.86	2230.37	75.1	78.7
19	116.26	110.05	2354.08	2346.15	80.0	82.4
20	99.20	98.94	2353.28	2450.59	83.1	85.3
21	89.94	88.41	2543.22	2544.22	84.0	87.5
22	79.89	78.59	2623.12	2627.65	85.5	89.3
23	72.00	69.55	2695.12	2701.66	87.4	90.6
24		61.31		2767.02		91.7
25		53.87		2824.54		92.6
26		47.19		2875.00		93.2
27		41.24		2919.16		93.8
28		35.97		2957.81		94.2
29		31.31		2991.30		94.6
30		27.21		3020.51		94.9
31		23.62		3045.89		95.1
32		20.47		3067.89		95.3
33		17.73		3086.97		95.5
34		15.34		3103.48		95.6
35		13.27		3117.76		95.8
36		11.46		3130.10		95.9
37		9.90		3140.77		95.9
38		8.55		3149.97		96.0

由表 3.8.2 和图 3.8.3 可以看出，预测的理论值和实际值符合较好，表明本节提供的联解法是实用有效的方法。应当说明的是，上述的所有计算和绘图工作，均由我们研制的软件系统快速、连续、准确地一次完成。

三、结　束　语

（1）本节提出的水驱曲线法和预测模型法的联解法，可以对水驱油田的开发指标进行全面和全程的预测。这是其他方法，如水驱曲线法和数学模型法的本身，所不能比拟的。大庆油田南二三区葡Ⅰ组的实际应用表明，本节提供的方法是实用有效的。同时，我们已经完成了不同水驱曲线法与不同预测模型法的联解方法，并研制了计算机软件系统。本节只是选用了其中的一种联解法，目的在于说明联解法的特点和应用。

（2）目前我国正在集中研究如何计算水驱开发油田的经济可采储量和经济剩余可采储量的问题，而这一问题的解决离不开对水驱开发油田的含水率、产油量、产水量、产液量及相应的累积产量随开发时间的预测。本节正是为这一预测工作提供了一个行之有效的方法，这应该说是对油藏工程中现有预测方法的一个重要补充。

（3）在对水驱油田的开发指标预测之后，由经济评价的现金流法，进行投入与产出的经济平衡计算。当油田的净现金流等于 0 时的产油量和开发时间，即为油田的经济极限产油量和经济极限的废弃开发时间，其相应的含水率和累积产油量，即为油田的经济极限含水率和经济可采储量。

参 考 文 献

[1] 童宪章．天然水驱和人工注水油藏的统计规律探讨．石油勘探与开发，1978，5（6）：38～67

[2] 陈元千．水驱曲线关系式的推导．石油学报，1985，6（2）：69～78

[3] 陈元千．一种新型水驱曲线关系式的推导及应用．石油学报，1993，14（2）：65～73
[4] 陈元千．对纳扎洛夫确定可采储量经验公式的理论推导及应用．石油勘探与开发，1995，22（3）：63～68
[5] 翁文波．预测论基础．北京：石油工业出版社，1984
[6] Weng Wen Bo. Theory of Forecasting. International Academic Publishers, 1991
[7] 陈元千．对翁氏预测模型的推导及应用．天然气工业，1996，16（2）：22～26
[8] 胡建国，陈元千，张盛宗．预测油气田产量的新模型．石油学报，1995，16（1）：79～86
[9] 胡建国，陈元千．预测油气田产量的简单模型．中国海上油气（地质），1995，9（1）：53～59
[10] 袁自学，陈元千．预测油气田产量和可采储量的简单模型．中国海上油气（地质），1996，10（2）：101～105
[11] 陈元千，胡建国．预测油气田产量和可采储量的 Weibull 模型．新疆石油地质，1995，16（3）：260～255
[12] 胡建国，陈元千．t 模型的推导、应用及讨论．天然气工业，1995，15（4）：26～29
[13] 陈元千，胡建国，张栋杰．Logistic 模型的推导及自回归方法．新疆石油地质，1996，17（2）：150～155
[14] 陈元千．水驱曲线法的分类、对比与评价．新疆石油地质，1994，15（4）：348～356

第九节　丙型水驱曲线与 HCZ 模型联解法

水驱曲线法在我国得到了广泛的应用。它主要用于预测水驱油田的累积产水量或累积产液与累积产油量的关系，最终是用于预测可采储量和采收率。水驱曲线法有 20 多种表达形式[1]，但

经多年应用、筛选从而推荐和定名的甲型、乙型、丙型、丁型 4 种水驱曲线法[2-4]最具实用价值。预测模型法也是油藏工程的重要预测方法。它可以预测油田的产油量和累积产油量随时间的变化，也可预测油田的可采储量。自 1984 年翁氏模型[5]问世后，该方法近年来在预测模型的研究方面取得了突破性的进展，已有若干种预测模型的论文相继发表[6~12]。

本节将较为实用的丙型水驱曲线法[4]和比较好的 HCZ（Hu－Chen－Zhang）新模型[6]相结合，提出了一种新的预测方法。该方法不但可以预测水驱油田的产油量、累积产油量、含水率、水驱波及体积系数随时间的变化，而且可以预测水驱油田的可采储量、可动油储量和最终水驱波及体积系数。

一、新预测方法的建立

由文献［4］完成理论推导的丙型水驱曲线的表达式为：

$$\frac{L_p}{N_p} = a + bL_p \tag{3.9.1}$$

经理论推导[4]，水驱开发油田的可动油储量（Movable Oil In Place）等于丙型水驱曲线直线斜率的倒数，即：

$$N_{om} = \frac{V_p(S_{oi} - S_{or})}{B_{oi}} = \frac{1}{b} \tag{3.9.2}$$

$$V_p = 100Fh\phi \tag{3.9.3}$$

油田的累积产量和含水率的关系的推导[4]为：

$$N_p = \frac{1 - \sqrt{a(1 - f_w)}}{b} \tag{3.9.4}$$

由（3.9.4）式除以（3.9.2）式，得水驱波及体积系数为：

$$E_v = 1 - \sqrt{a(1 - f_w)} \tag{3.9.5}$$

当油田含水率取为某经济极限含水率（f_{wL}）时，可以得到

废弃时的水驱波及体积系数为：

$$E_{va} = 1 - \sqrt{a(1 - f_{wL})} \tag{3.9.6}$$

同样，当油田含水率达到经济极限含水率时，由（3.9.4）式得预测油田可采储量的关系式为：

$$N_R = \frac{1 - \sqrt{a(1 - f_{wL})}}{b} \tag{3.9.7}$$

由（3.9.7）式除以（3.9.2）式，同样可以得到（3.9.6）式。因此，可知废弃时的水驱波及体积系数为可采储量与可动油储量之比，即：

$$E_{va} = N_R / N_{om}$$

由（3.9.4）式可以得出，油田含水率与累积产油量的关系为：

$$f_w = 1 - \frac{(1 - bN_p)^2}{a} \tag{3.9.8}$$

再由（3.9.8）式对累积产油量求导数得：

$$\frac{df_w}{dN_p} = \frac{2b(1 - bN_p)}{a} \tag{3.9.9}$$

当取 $df_w/dN_p = 0$ 时，可以得到含水率随累积产油量变化，达到极值时的累积产油量为：

$$N_{pm} = 1/b \tag{3.9.10}$$

对比（3.9.2）式和（3.9.10）式可以看出，当含水率达到极值时，累积产油量（N_{pm}）等于油田的可动油储量（N_{om}）。这可以说是丙型水驱曲线所固有的特点。

在预测模型方面，由胡建国、陈元千和张盛宗提出的 HCZ

模型[6]如下：

$$Q_o = AN_R \exp\left(-\frac{A}{B}e^{-Bt} - Bt\right) \tag{3.9.11}$$

$$N_p = N_R \exp\left(-\frac{A}{B}e^{-Bt}\right) \tag{3.9.12}$$

油田的最高年产量及其发生的时间[6]为：

$$Q_{max} = 0.3679BN_R \tag{3.9.13}$$

$$t_m = \frac{1}{B}\ln\frac{A}{B} \tag{3.9.14}$$

将（3.9.14）式代入（3.9.12）式，可以得到在达到最高年产量时的累积产量为：

$$N_{ptn} = 0.3679N_R \tag{3.9.15}$$

由（3.9.15）式可以看出，HCZ 模型达到最高年产量时的油田累积产油量为可采储量的 36.79%，换句话说，可采储量采出 36.79%，油田即进入递减阶段。在实际油田预测中，对于采出 40%左右可采储量进入递减阶段的油气田，都能得到比较好的预测结果。

将（3.9.12）式代入（3.9.8）式，可以得到本节提出的预测油田含水率的关系式为：

$$f_w = 1 - \frac{\left[1 - bN_R \exp\left(-\frac{A}{B}e^{-Bt}\right)\right]^2}{a} \tag{3.9.16}$$

当由（3.9.11）式和（3.9.16）式分别求得油田的年产油量和含水率之后，可由下面的公式分别计算油田的年产水量和年产液量为：

$$Q_w = Q_o \frac{f_w}{1 - f_w} \tag{3.9.17}$$

$$Q_L = Q_o \frac{1}{1 - f_w} \tag{3.9.18}$$

为了求取 HCZ 模型的模型常数 A、B 和 N_R 的数值，对

(3.9.12) 式等号两端取常用对数后得：

$$\log N_p = \alpha - \beta e^{-Bt} \tag{3.9.19}$$

式中

$$\alpha = \log N_R \tag{3.9.20}$$

$$\beta = A/(2.303B) \tag{3.9.21}$$

根据油田的实际开发数据，首先利用 (3.9.19) 式进行线性试差求解。由最佳的产油量、累积产油量和含水率的拟合结果，可以得到正确的模型常数 B 的数值。再由 (3.9.20) 式和 (3.9.21) 式改写的下式得，油田的可采储量 N_R 和模型常数 A 的数值：

$$N_R = 10^{\alpha} \tag{3.9.22}$$

$$A = 2.303B\beta \tag{3.9.23}$$

同时，可由 (3.9.13) 式、(3.9.14) 式和 (3.9.15) 式，分别确定油田的最高年产量 Q_{max}和它的发生时间 t_m，以及相应的累积产油量 N_{pm}。

二、方 法 应 用

大庆油田的南二三区葡Ⅰ组油层于 1965 年投产，1965～1992 年的开发数据列于表 3.9.1。将表 3.9.1 中的累积液油比 (L_p/N_p) 和相应的累积产液量 (L_p) 数据，按照 (3.9.1) 式的关系绘图 (图 3.9.1)，得到一条很好的直线，经线性回归后求得直线的截距 $a=0.782$，斜率 $b=2.56\times10^{-4}$，相关系数 $r=0.9998$。

将 b 值代入 (3.9.2) 式得，南二三区葡Ⅰ组的可动油储量为：

$$N_{om} = 1/(2.56\times10^{-4}) = 3906\times10^4 t$$

若设油田的经济极限含水率 f_{wL}为 0.96，将 f_{wL}和 a 的数值代入 (3.9.6) 式得，该油田废弃时的水驱波及体积系数为：

$$E_{va} = 1 - \sqrt{0.782(1-0.96)} = 0.823$$

表 3.9.1 南二三区葡Ⅰ组开发区的开发数据

年 份	N_p (10^4t)	W_p (10^4t)	L_p (10^4t)	$\frac{L_p}{N_p}$
1965	106.03	7.74	113.77	1.0730
1966	169.42	16.26	185.68	1.0960
1967	217.84	28.04	245.88	1.1287
1968	286.46	29.72	316.18	1.1037
1969	267.46	33.58	301.04	1.1256
1970	459.91	40.16	500.07	1.0873
1971	569.59	53.49	623.08	1.0939
1972	693.10	75.38	768.48	1.1088
1973	814.83	99.30	914.13	1.1219
1974	961.33	135.40	1 096.73	1.1408
1975	1 134.49	192.68	1 327.17	1.1698
1976	1 314.63	286.18	1 600.81	1.2177
1977	1 486.35	419.71	1 906.06	1.2824
1978	1 649.54	595.21	2 244.75	1.3608
1979	1 810.66	804.73	2 615.39	1.4444
1980	1 962.16	1 073.42	3 035.58	1.5471
1981	2 107.63	1 425.53	3 533.16	1.6764
1982	2 237.86	1 817.36	4 055.22	1.8121
1983	2 354.08	2 256.73	4 610.81	1.9586
1984	2 453.28	2 693.59	5 146.87	2.0980
1985	2543.22	3 164.25	5 707.47	2.2442
1986	2 623.12	3 634.42	6 257.54	2.3855
1987	2 695.12	4 126.55	6 821.67	2.5311
1988	2 759.73	4 533.35	7 293.08	2.6427
1989	2 814.73	4 907.90	7 722.63	2.7436
1990	2 861.80	5 266.23	8 128.03	2.8402
1991	2 912.63	5 632.12	8 544.75	2.9337
1992	2 958.92	5 961.42	8 920.34	3.0147

再将 f_{wL}、a 和 b 的数值代入（3.9.7）式，得到该油田的可采储量为：

$$N_R = \frac{1 - \sqrt{0.782(1 - 0.96)}}{2.56 \times 10^{-4}} = 3215 \times 10^4 t$$

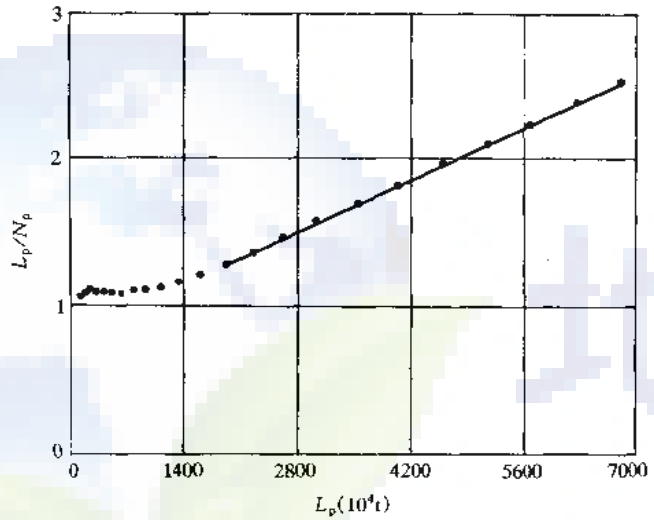


图 3.9.1　南二三区葡Ⅰ组丙型水驱曲线图

若将表 3.9.1 内的 N_p 与 t 的相应数据，按照（3.9.19）式作线性试差求解，当 $B = 0.15$ 时，可以得到理论的 Q_o、N_p 和 f_w 的数值，能与实际的 Q_o、N_p 和 f_w 的数值达到最佳拟合。在此条件下，由图 3.9.2 直线的线性回归，求得直线的截距 $\alpha = 3.5062$，斜率 $\beta = 2.3474$，相关系数 $r = 0.9998$。

将 α 值代入（3.9.22）式，得油田的可采储量为：

$$N_R = 10^{3.5062} = 3207.75 \times 10^4 t$$

再将 B 和 β 的数值代入(3.9.23)式，得到模型常数 A 的数值

为：

$$A = 2.303 \times 0.15 \times 2.3474 = 0.8109$$

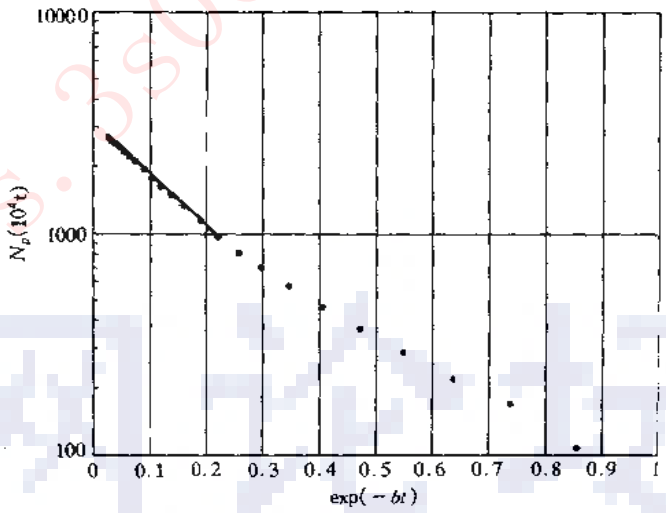


图 3.9.2　按（3.9.19）式的线性试差结果图

将 A、B 和 N_R 的数值分别代入（3.9.13）式、（3.9.14）式和（3.9.15）式，得到油田的最高年产油量和它发生的时间，以及相应的累积产油量分别为：

$$Q_{max} = 0.3679 \times 0.15 \times 3207.75 = 177.02 \times 10^4 t/a$$

$$t_m = \frac{1}{0.15} \ln \frac{0.8109}{0.15} = 11.25a$$

$$N_{pm} = 0.3679 \times 3207.75 = 1180 \times 10^4 t$$

由表 3.9.1 看出，这里计算得到的 Q_{max}、t_m 和 N_{pm} 数值，与油田开发的实际数据是非常一致的。

将 A、B 和 N_R 的数值分别代入（3.9.11）式和（3.9.12）

式，整理后可以得到预测南二三区葡Ⅰ组理论的产油量和累积产油量的相关公式：

$$Q_o = 2601.6\exp(-5.406e^{-0.15t} - 0.15t) \quad (3.9.24)$$

$$N_p = 3207.75\exp(-5.406e^{-0.15t}) \quad (3.9.25)$$

再将 a、b、A、B 和 N_R 的数值代入（3.9.16）式，整理后可以得到预测该油田含水率的相关公式：

$$f_w = 1 - 1.2788[1 - 0.8212 \times \exp(-5.406e^{-0.15t})]^2 \quad (3.9.26)$$

给定不同的开发时间 t，由（3.9.24）式、（3.9.25）式和（3.9.26）式，可以分别预测南二三区葡Ⅰ组开发的产油量 Q_o、累积产油量 N_p 和含水率 f_w 的理论数值。这些数值均绘于图3.9.3，图上的散点为实际数值，而光滑的曲线则为理论预测值，两者的符合性比较好。这也表明，本节提供的丙型水驱曲线法和HCZ数学模型的联解法是实用有效的。

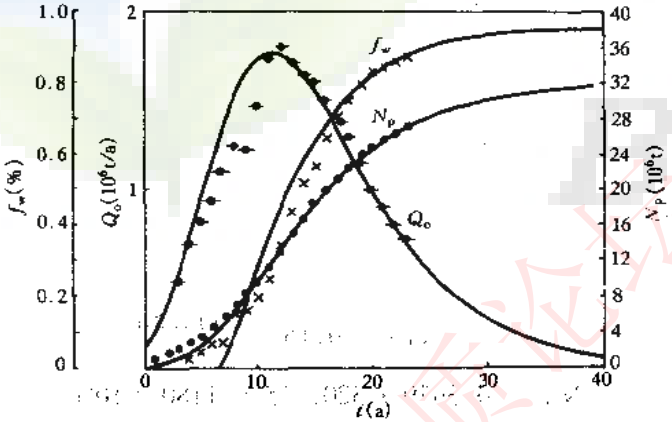


图3.9.3 南二三区葡Ⅰ组实际值与预测曲线对比图

三、结 束 语

（1）应用表明，本节提供的方法是一种比较实用有效的预测方法。它不但可以全程预测油田的产量、累积产量、含水率随时间的变化，而且可以预测油田的可采储量、可动油储量和水驱波及体积系数。这是其它动态预测方法所不具备的功能。

（2）本节提供的联解预测方法，已在Windows环境下用Borland C^{++}语言编成了计算机程序，能够快速准确预测。

（3）本节提出的可动油储量，是在某油田储集层物性、流体物性、非均质性、连通性、润湿性、驱动类型、井网、层系和注采方式等条件下，在地层中可以发生流动的储量。它不包括地层中不可流动的残余油储量，但小于地质储量而大于可采储量。因此，根据可动油储量，可以判断油田可采储量和地质储量的可靠程度。开发工作的主要目标是最大限度地提高可动油的采收率，而确定可动油储量是丙型水驱曲线的重要功能之一。用本文方法预测南二三区葡Ⅰ组的可动油储量为 3906×10^4t，可采储量为 3215×10^4t，因此，可动油的采收率，即最终水驱波及体积系数为82.3%。

四、符号及单位注释

N_{om}——可动油储量，10^4t；

N_R——可采储量，10^4t；

L_p——累积产液量，10^4t；

W_p——累积产水量，10^4t；

N_p——累积产油量，10^4t；

N_{pm}——与 Q_{max} 相对应的累积产油量，10^4t；

Q_{max}——最高年产油量，10^4t/a；

Q_o——产油量，10^4t/a；

Q_w——产水量，10^4t/a；

Q_L——产液量，10^4t；

t——开发时间，a；

t_m——最高年产量发生的时间，a；

f_w——含水率，小数；

f_{wL}——极限含水率，小数；

V_p——油田孔隙体积，10^4m^3；

F——含油面积，km^2；

h——有效厚度，m；

ϕ——有效孔隙度，小数；

E_v——水驱波及体积系数，小数；

E_{va}——废弃时的水驱波及体积系数，小数；

a，b——丙型水驱曲线法直线的截距和斜率；

A，B——HCZ模型的模型常数。

参考文献

[1] 陈元千．水驱曲线法的分类、对比与评价．新疆石油地质，1994，15（4）348～356

[2] 陈元千．水驱曲线关系式的推导．石油学报，1985，6（2）69～78

[3] 陈元千．一种新型水驱曲线关系式的推导及应用．石油学报，1993，14（2）65～73

[4] 陈元千．对纳扎洛夫（Назаров）确定可采储量经验公式的理论推导及应用．石油勘探与开发，1995，22（3）63～68

[5] 翁文波．预测论基础．北京：石油工业出版社，1984

[6] 胡建国、陈元千、张盛宗．预测油气田产量和可采储量的新模型．石油学报，1995，16（1）79～86

[7] 陈元千．对翁氏预测模型的推导及应用．天然气工业，1996，16（2）22～26

[8] 胡建国、陈元千．预测油气田产量的简单模型．中国海上油气（地质），1995，9（1）53～59

[9] 陈元千、胡建国．预测油气田产量和可采储量的 Weibull 模型．新疆石油地质，1995，16（3）250～255

[10] 袁自学、陈元千．预测油气田产量和可采储量的瑞利模型．中国海上油气（地质），1996，10（2）101～105

[11] 胡建国、陈元千．t 模型的推导、应用及讨论．天然气工业，1995，15（4）26～29

[12] 陈元千等．Logistis 预测模型的推导及自回归方法．新疆石油地质，1996，17（2）150～155

第十节　威布尔模型与丙型水驱曲线联解法

在数理统计学中，威布尔（Weibull）分布是一种重要的分布类型[1]。在对威布尔分布进行深入地理论研究之后，建立了可以预测油气田产量、累积产量和可采储量的威布尔预测模型，并提出了求解该非线性模型常数的线性试差法[2]。然而，同其它预测模型一样，它只能预测产油量、累积产油量和可采储量，而不能预测水驱油田的含水率及产水量和产液量。

在水驱曲线方法系列中，丙型水驱曲线 $L_p/N_p = A + BL_p$ 是一种比较好的方法。该水驱曲线的基本关系式，分别于 1981 年和 1982 年，由前苏联学者西巴奇夫（Сипачев）和纳扎洛夫（Назаров）经验性地提出[3,4]。后于 1995 年由笔者完成了正式的理论推导[5]，并得到了极为重要的理论成果，丙型水驱曲线直线斜率 B 的倒数，等于水驱油田的可动油储量，即在油田具体地质和开发条件下，地层中可以发生流动的储量。

将威布尔预测模型和丙型水驱曲线相结合，提出了可以预测水驱油田各项开发指标的方法。这些指标包括：油田的含水率、产油量、产水量和产液量，以及累积产量、可采储量、剩余可采储量、储采比和水驱波及体积系数。通过我国具体油田的实际应

用，结果表明该预测方法是有效实用的。

一、预测方法的建立与推导

在威布尔分布的基础上[1]，由文献［2］理论推导得到的威布尔预测模型，具有以下基本关系式。

产量与开发时间的关系式为：

$$Q_o = at^b e^{-(t^{b+1}/c)} \tag{3.10.1}$$

累积产量与开发时间的关系式为：

$$N_p = N_R[1 - e^{-(t^{b+1}/c)}] \tag{3.10.2}$$

预测可采储量的关系式为：

$$N_R = \frac{ac}{b+1} \tag{3.10.3}$$

预测最高年产量的关系式为：

$$Q_{max} = a\left[\frac{bc}{2.718(b+1)}\right]^{\frac{b}{b+1}} \tag{3.10.4}$$

预测最高年产量发生时间的关系式为：

$$t_m = \left(\frac{bc}{b+1}\right)^{\frac{b}{b+1}} \tag{3.10.5}$$

将（3.10.5）式代入（3.10.2）式，最高年产量发生时可采储量的采出程度为：

$$R_m = 1 - e^{-[b/(b+1)]} \tag{3.10.6}$$

由（3.10.3）式减（3.10.2）式得，预测剩余可采储量的关系式为：

$$N_{RR} = \frac{ac}{b+1}e^{-(t^{b+1}/c)} \tag{3.10.7}$$

由（3.10.7）式除以（3.10.1）式得，预测剩余可采储量的储采比关系式：

$$\omega = \frac{c}{(b+1)t^b} \tag{3.10.8}$$

由（3.10.1）式除以（3.10.7）式得，预测剩余可采储量的采油速度为：

$$v_o = \frac{(b+1)t^b}{c} \tag{3.10.9}$$

理论上推导的丙型水驱曲线关系式为[5]：

$$L_p/N_p = A + BL_p \tag{3.10.10}$$

式中

$$B = \frac{1}{N_{om}} \tag{3.10.11}$$

$$N_{om} = \frac{V_p(S_{oi} - S_{or})}{B_{oi}} \tag{3.10.12}$$

$$V_p = 100Fh\phi \tag{3.10.13}$$

丙型水驱曲线的累积产油量的关系式为[5]：

$$N_p = \frac{1 - \sqrt{A(1 - f_w)}}{B} \tag{3.10.14}$$

当油田含水率 f_w 为极限含水率 f_{wL} 时，由（3.10.14）式得，预测可采储量的关系式为：

$$N_R = \frac{1 - \sqrt{A(1 - f_{wL})}}{B} \tag{3.10.15}$$

已知油田的可采储量等于地质储量与采收率的乘积：

$$N_R = NE_R \tag{3.10.16}$$

油田的采收率，又可写为驱油效率与最终水驱波及体积系数的乘积：

$$E_R = E_D E_{Va} \tag{3.10.17}$$

而油田的地质储量和驱油效率，又可分别写为：

$$N = V_p S_{oi}/B_{oi} \tag{3.10.18}$$

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \tag{3.10.19}$$

将（3.10.17）式、（3.10.18）式和（3.10.19）式代入（3.10.16）式得，最终水驱波及体积系数的关系式为：

$$E_{Va} = N_R/N_{om} \tag{3.10.20}$$

再将（3.10.11）式和（3.10.15）式代入（3.10.20）式得：

$$E_{Va} = 1 - \sqrt{A(1 - f_{wL})} \tag{3.10.21}$$

由（3.10.21）式可以看出，水驱油田的最终水驱波及体积系数大小，主要取决于丙型水驱曲线的截距和最终极限含水率，A 大则 E_{Va} 小，f_{wL} 高则 E_{Va} 大。

将（3.10.3）式代入（3.10.2）式得，预测累积产油量关系式为：

$$N_p = \frac{ac}{b+1}[1 - e^{-(t^{b+1}/c)}] \tag{3.10.22}$$

由（3.10.14）式与（3.10.22）式相等得，预测油田含水率的关系式为：

$$f_w = 1 - \frac{\left\{1 - \frac{acB}{b+1}[1 - e^{-(t^{b+1}/c)}]\right\}^2}{A} \tag{3.10.23}$$

在由（3.10.1）式和（3.10.23）式求得不同时间的年产油量和含水率之后，可由下面的公式分别求得不同时间的年产水量和年产液量为：

$$Q_w = Q_o\left(\frac{f_w}{1 - f_w}\right) \tag{3.10.24}$$

$$Q_L = Q_o\left(\frac{1}{1 - f_w}\right) \tag{3.10.25}$$

在（3.10.24）式和（3.10.25）式计算结果的基础上，即可求得油田不同开发时间的累积产水量和累积产液量。

二、常数确定方法

由上述可知，在本节提供的预测方法中，各项开发指标的计算，不是与威布尔预测模型的 a、b 和 c 常数值有关，就是与 a、b、c、A 和 B 等常数值有关。下面介绍确定这些常数的方法。

1. 确定常数 a、b 和 c 的方法

将（3.10.1）式改写为下式：

$$Q_o/t^b = ae^{-(t^{b+1}/c)} \tag{3.10.26}$$

再将（3.10.26）式等号两端取常用对数后得：

$$\log(Q_o/t^b) = \alpha - \beta t^{b+1} \tag{3.10.27}$$

式中

$$\alpha = \log a \tag{3.10.28}$$

$$\beta = 1/(2.303c) \tag{3.10.29}$$

根据油田开发不同生产时间的产油量数据，利用（3.10.27）

式，给定不同的 b 值进行线性试差求解（见图 3.10.1），当相关系数最高，并能达到最佳产量数据拟合结果时，即可得到合适而正确的 b 值。此后，由（3.10.27）式的线性回归，求得 α 和 β 的数值，再由（3.10.28）式和（3.10.29）式改写的下式，确定 a 和 c 的数值。

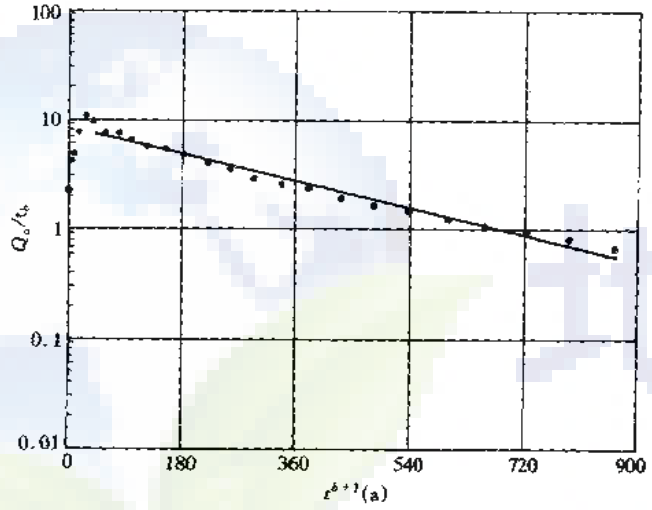


图 3.10.1　按（3.10.27）式的线性试差结果图

2. 确定 A 和 B 数值的方法[5]

将油田开发的 L_p 和 N_p 的实际开发数据，按（3.10.10）式选点线性回归（见图 3.10.2），当其预测的可采储量，能够与威布尔模型预测的可采储量达到基本相同时，由图 3.10.2 直线的线性回归，可以得到直线截距 A 和斜率 B 的数值。

三、方法应用举例

我国大庆油田萨北过渡带，于 1969 年由人工切割注水投入开发，到 1980 年，即投产 12a 后进入递减阶段，到 1993 年 25a

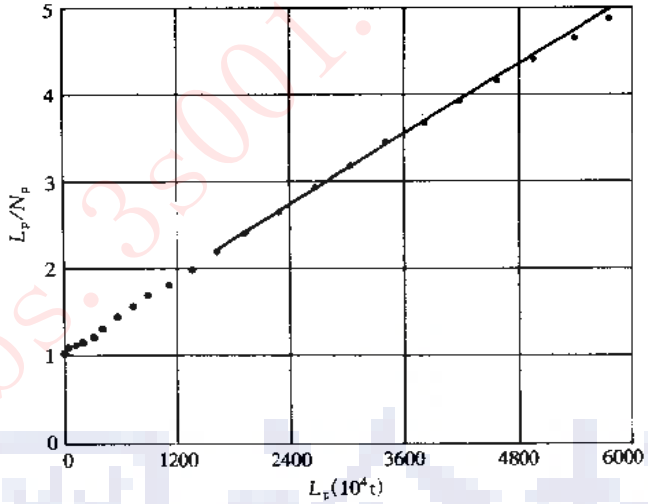


图 3.10.2　丙型水驱曲线图

的实际开发数据列于表 3.9.1。将表 3.10.1 中所列的开发数据输入专用的“产量及可采储量预测系统”的计算机软件包的数据库中，由（3.10.27）式进行线性试差的最佳产量拟合运算（见图 3.10.1），求得威布尔模型的三个模型常数为：$a=8.4164$；$b=1.10$；$c=317.7931$；相关系数 $r=0.9904$。

根据表 3.10.1 的 L_p/N_p 与 L_p 数据，由（3.10.10）式进行线性回归（见图 3.10.2），并进行最佳产量、累积产量和含水率的拟合后，所得直线的截距 $A=1.109$；斜率 $B=6.68\times10^{-4}$；相关系数 $r=0.9996$。

由威布尔模型和丙型水驱曲线联解，预测可得产油量、累积产油量和含水率的数值（见表 3.10.2 和图 3.10.3）。由表 3.10.2 和图 3.10.3 可以看出，预测值和实际值比较一致，尤其是累积产量符合得很好，这是由于威布尔预测模型属于增长曲线类型。

表 3.10.1　萨北过渡带开发数据

年份	t (a)	Q_0 (10^4t/a)	N_p (10^4t)	L_p (10^4t)	$\frac{L_p}{N_p}$	f_w (%)
1969	1	2.22	5.66	5.79	1.0230	0
1970	2	8.70	14.36	14.58	1.0153	1.0
1971	3	15.98	30.34	32.07	1.0570	11.1
1972	4	34.52	64.86	70.98	1.0944	8.9
1973	5	63.24	128.10	143.80	1.1226	13.3
1974	6	68.17	196.27	225.26	1.1477	17.2
1975	7	63.13	259.40	312.55	1.2049	34.5
1976	8	72.57	331.97	435.75	1.3126	46.6
1977	9	70.81	402.78	578.78	1.4370	54.3
1978	10	72.41	475.19	743.96	1.5656	58.6
1979	11	73.59	548.78	927.54	1.6902	61.9
1980	12	73.70	622.48	1131.05	1.8170	66.3
1981	13	67.18	689.66	1360.77	1.9731	73.9
1982	14	62.42	752.08	1628.65	2.1655	78.4
1983	15	55.38	807.46	1925.33	2.3844	82.7
1984	16	55.83	863.29	2281.14	2.6424	85.4
1985	17	53.20	916.31	2660.47	2.9035	86.1
1986	18	45.41	961.72	3041.01	3.1621	89.1
1987	19	40.67	1002.39	3420.66	3.4125	89.0
1988	20	38.71	1041.10	3812.99	3.6625	90.7
1989	21	33.47	1074.57	4189.95	3.8992	91.2
1990	22	31.94	1106.51	4578.01	4.1373	92.4
1991	23	29.47	1135.98	4975.24	4.3797	93.0
1992	24	26.32	1162.30	5390.76	4.6380	93.7
1993	25	23.07	1185.37	5769.73	4.8675	94.0

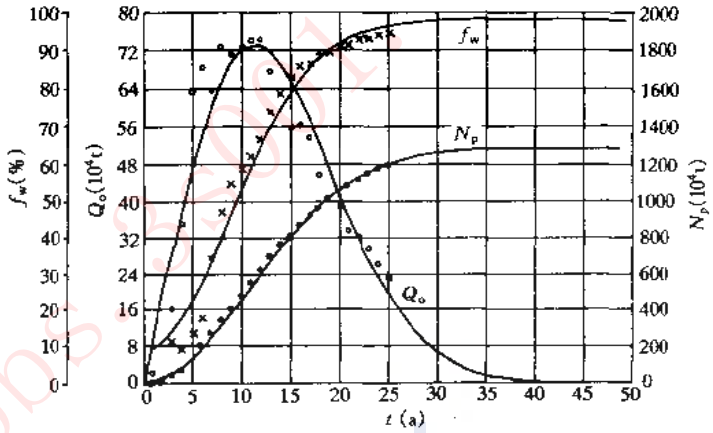


图 3.10.3　本节方法预测结果与实际数据对比

将 a、b 和 c 的数值代入（3.10.3）式得，由威布尔模型法预测该开发区的可采储量为：

$$N_R = \frac{8.4164 \times 317.7931}{1.10 + 1} = 1274 \times 10^4\text{t}$$

若设最终极限含水率 $f_{wL}=0.98$，将该值及 A 和 B 的数值代入（3.10.15）式得，由丙型水驱曲线法预测的可采储量为：

$$N_R = \frac{1 - \sqrt{1.109 \times (1 - 0.98)}}{6.68 \times 10^{-4}} = 1274 \times 10^4\text{t}$$

将 B 值代入（3.10.11）式得，该开发区可动油储量的数值为：

$$N_{om} = 1/(6.68 \times 10^{-4}) = 1497 \times 10^4\text{t}$$

将 N_R 和 N_{om} 的数值代入（3.10.20）式得，该开发区的最终水驱波及体积系数，或称为可动油储量的采收率为：

$$E_{Va} = 1274/1497 = 0.851$$

表 3.10.2　预测值与实际值对比表

t (a)	N_p (10^4t)		Q_o (10^4t/a)		f_w (%)	
	实际	预测	实际	预测	实际	预测
1	5.66	8.39	2.22	8.39	0	7.8
2	14.36	26.19	8.70	17.80	0	9.4
3	30.34	53.49	15.98	27.30	11.1	12.1
4	64.86	89.99	34.52	36.50	8.9	15.9
5	128.10	135.06	63.24	45.07	13.3	20.7
6	196.27	187.81	68.17	52.75	17.2	26.2
7	259.40	247.16	63.13	59.35	34.5	32.3
8	331.97	311.85	72.57	64.69	46.6	38.7
9	402.78	380.54	70.81	68.69	54.3	45.2
10	475.19	451.84	72.41	71.30	58.6	51.7
11	548.78	524.36	73.59	72.53	61.9	57.9
12	622.48	596.79	73.70	72.43	66.3	63.8
13	689.66	667.91	67.18	71.12	73.7	69.1
14	752.08	736.64	62.42	68.73	78.4	73.9
15	807.46	802.06	55.38	65.42	82.7	78.2
16	863.29	863.44	55.83	61.38	85.4	81.8
17	916.31	920.23	53.02	56.80	86.1	84.9
18	961.72	972.08	45.41	51.85	89.1	87.5
19	1002.39	1018.80	40.67	46.72	89.0	89.6
20	1041.10	1060.36	38.71	41.56	90.7	91.4
21	1074.57	1096.87	33.47	36.51	91.2	92.8
22	1106.51	1128.55	31.94	31.68	92.4	93.9
23	1135.98	1155.71	29.47	27.16	93.0	94.8
24	1162.30	1178.71	26.32	23.00	93.7	95.5
25	1185.37	1197.96	23.07	19.25	94.0	96.1

同样，若将 f_{wL} 和 A^* 的数值代入（3.10.21）式也得：

$$E_V = 1 - \sqrt{1.109 \times (1 - 0.98)} = 0.851$$

将 a、b 和 c 的数值代入（3.10.4）式得，该开发区的最高年产量为：

$$Q_{max} = 8.4164 \times \left[\frac{1.10 \times 317.7931}{2.718 \times (1.10 + 1)}\right]^{\frac{1.10}{1.10+1}}$$

$$= 72.64 \times 10^4 \text{t/a}$$

将 b 和 c 的数值代入（3.10.5）式得，该开发区最高年产量发生的时间为：

$$t_m = \left(\frac{1.10 \times 317.7931}{1.10 + 1}\right)^{\frac{1}{1.10+1}} = 11.42\text{a}$$

再将 b 的数值代入（3.10.6）式得，最高年产量发生时，可采储量的采出程度为：

$$R_m = 1 - e^{-[1.10/(1.10+1)]} = 0.408 \text{ 或 } 40.8\%$$

上面预测的 Q_{max}、t_m 和 R_m 的数值，与表 3.10.1 所列的实际开发数据基本一致。

将 a、b 和 c 的数值分别代入（3.10.7）式、（3.10.8）式和（3.10.9）式，即可得到预测该开发区剩余可采储量、剩余可采储量的储采比和剩余可采储量的采油速度的关系式，预测的结果见表 3.10.3。

$$N_{RR} = \frac{8.4164 \times 317.7931}{1.10 + 1} e^{-(t^{1.10+1}/317.7931)}$$

$$= 1273.65e^{-3.147 \times 10^{-3} t^{2.10}} \qquad (3.10.30)$$

$$\omega = \frac{317.7931}{(1.10 + 1)t^{1.10}} = 151.33t^{-1.10} \qquad (3.10.31)$$

$$V_o = \frac{(1.10+1)t^{1.10}}{317.7931}$$

$$= 6.608 \times 10^{-3} t^{1.10} \qquad (3.10.32)$$

表 3.10.3　N_{RR}、ω 和 v_o 的预测结果

t (a)	N_{RR} (10^4t)	ω	v_o (%)	t (a)	N_{RR} (10^4t)	ω	v_o (%)
1	1270	151.0	0.7	14	570	8.3	12.0
2	1257	70.6	1.4	15	503	7.7	13.0
3	1234	45.2	2.2	16	440	7.2	14.0
4	1202	32.9	3.0	17	381	6.7	14.9
5	1161	25.8	3.9	18	326	6.3	15.9
6	1112	21.1	4.7	19	277	5.9	16.8
7	1056	17.8	5.6	20	233	5.6	17.8
8	994	15.4	6.5	21	194	5.3	18.8
9	927	13.5	7.4	22	160	5.0	19.8
10	857	12.0	8.3	23	131	4.8	20.8
11	785	10.8	9.2	24	106	4.6	21.8
12	712	9.8	10.2	25	84	4.4	22.8
13	641	9.0	11.1				

由表 3.10.3 看出，当该开发区投产到第 12 年，油田的产量进入递减阶段，而与此相应的剩余可采储量储采比为 9.8，已经低于油田稳产的极限储采比的 10。因此，进入递减开发阶段已在所难免，此时的剩余可采储量的采油速度高达 10.2%。

四、符号及单位注释

N——油田地质储量，10^4t；

N_{om}——可动油储量，10^4t；

N_R——可采储量，10^4t；

N_{RR}——剩余可采储量，10^4t；

N_p——累积产油量，10^4t；

L_p——累积产液量，10^4t；

Q_o——产油量，10^4t/a；

Q_{max}——最高产油量，10^4t/a；

Q_w——产水量，10^4t/a；

Q_L——产液量，10^4t/a；

t——开发时间，a；

t_m——最高年产量发生的时间，a；

R_m——最高年产量发生时的可采储量采出程度；

ω——剩余可采储量的储采比；

v_o——剩余可采储量的采油速度；

F——含油面积，km^2；

A——丙型水驱曲线直线的截距；

B——丙型水驱曲线直线的斜率；

B_{oi}——原始原油体积系数；

h——有效厚度，m；

ϕ——有效孔隙度，小数；

V_p——有效孔隙体积，10^4m^3；

S_{oi}——原始含油饱和度，小数；

S_{or}——剩余油饱和度，小数；

f_w——含水率，小数；

f_{wL}——最终极限含水率，小数；

E_D——驱油效率，小数；

E_{Va}——最终水驱波及体积系数，小数；

E_R——采收率；

α 和 β——式（3.10.27）的直线截距和斜率；

a、b 和 c ——威布尔预测模型的模型常数。

参 考 文 献

[1] 数学手册编写组．数学手册．北京：人民教育出版社，1979

[2] 陈元千、胡建国，预测油气田产量和可采储量的 Weibull 模型．新疆石油地质，1995（3）16，250～255

[3] Сипачев Н Ви，Посевич А Г. О Характеристиках Вытеснения Нефти Водой，ИВУЗ Нефть и Газ，1981（12），26－32

[4] Назаров С Н. Исследование Определяющих Параметров Нефтеотдачи. ИВУЗ，Нефть и Газ，1982（6），25－30

[5] 陈元千．对纳扎洛夫（Назаров）确定可采储量经验公式的理论推导及应用．石油勘探与开发，1995（3）22，63～71

第四章 矿场试井

第一节 利用矿场不稳定试井资料预测油气井控制的地质储量

在油气藏的早期评价勘探工作中，通过产油气探井测得的矿场不稳定试井资料，即压降曲线和压力恢复曲线资料，不但可以对油气藏的原始地层压力、有效渗透率、储层类型和边界性质，作出有效的判断和确定，还可以对描述油气井完井效率的表皮系数和油气井控制的地质储量进行有效的计算。而后者的计算结果，对拟定有效的增产措施和选择合理的开发井距，将会起到重要的作用。本节对矿场不稳定试井压降曲线的三个阶段，即压降曲线的非稳定阶段、压降曲线的过渡阶段和压降曲线拟稳定阶段，以及开井与关井测得的压力恢复曲线，分别提出了计算油气井控制地质储量的方法。通过实例应用表明，本节提出的方法是有效实用的。

如前所述通过对探井的早期测试（例如 DST 测试）及延长测试（试采），可以取得如下几方面的资料：

（1）原始地层压力 p_i，地层温度 T，地层流体的 PVT 样品及井的产能；

（2）压降及压力恢复测试的不稳定试井曲线；

（3）在长时间试采中，井底压力及产量随时间的变化。

应用上述资料，可以进行油气藏的早期评价，同时在某些情况下，还可以用于预测油气藏的地质储量，这就是所谓的“动态法预测储量”。这一方法尤其对于裂缝型、岩性封闭型及断块型等复杂油气藏更为有效。因为在这些情况下，很难用其它方法确定含油气面积，有效厚度、有效孔隙度及有效含油气饱和度，因

而用容积法计算储量的准确度受到很大的限制。

目前可用于油、气藏储量评价的动态法有：压降法、物质平衡法、矿场不稳定试井法、压力—产量递减法、产量递减法和水驱曲线法等。考虑到油、气探井早期储量评价工作的特点和要求，这里仅就定容封闭性油气藏，提出预测油、气井控制地质储量的矿场不稳定试井法。

一、压降曲线法

对于一个定容有限封闭的油气藏，当油气井以稳定产量开井生产，所测试的井底流动压力随开井生产时间的关系曲线，称之为压降曲线。压降曲线按其压力随时间的变化动态，可以划分为非稳定阶段、过渡阶段和拟稳定阶段（见图 4.1.1）。

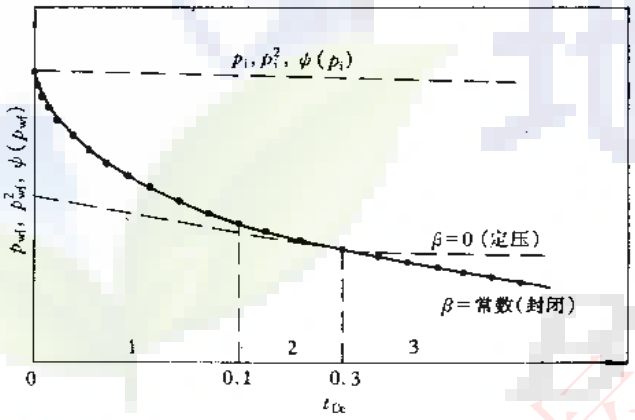


图 4.1.1　有限封闭地层的压降曲线图

1—非稳定段；2—过渡段；3—拟稳定段

根据理论和矿场实践的研究表明，对于一个有限封闭的圆形油气藏，可以无量纲时间 t_{De} 划分三个阶段的界限，非稳定阶段与过渡阶段的界限为 $t_{De}=0.1$[1]；过渡阶段与拟稳定阶段的界限为 $t_{De}=0.25$[2]。无量纲时间关系式为：

$$t_{De}=\frac{3.6\times10^{-3}Kt}{\phi\mu C_t r_e^2} \tag{4.1.1}$$

1. 压降曲线的非稳定阶段

对于有限封闭的油气藏，非稳定阶段是指当油气井保持恒定产量生产时，地层压降漏斗的外缘半径，即探测半径尚未达到油气藏边界之前的动态，这一阶段的压力变化状态，与无限大地层动态相同。探测半径表达为：

$$r_i=0.12\sqrt{\frac{Kt}{\phi\mu C_t}} \tag{4.1.2}$$

在非稳定阶段，油井的井底流动压力 p_{wf} 与开井生产时间 t 的关系式为：

$$p_{wf}=A_o-m_o\log t \tag{4.1.3}$$

式中

$$A_o=p_i-m_o\left(\log\frac{K}{123.6\phi\mu_o C_{to}r_w^2}+0.8686S\right) \tag{4.1.4}$$

$$m_o=\frac{2.12q_o\mu_o B_o}{Kh} \tag{4.1.5}$$

原始总压缩系数为：

$$C_{to}=C_oS_{oi}+C_wS_{wi}+C_f \tag{4.1.6}$$

$$C_{to}^*=\frac{C_{to}}{S_{oi}}=C_o+(C_wS_{wi}+C_f)/S_{oi} \tag{4.1.7}$$

用压力平方表示气井的非稳定阶段的关系式为：

$$p_{wf}^2=A_g-m_g\log t \tag{4.1.8}$$

式中

$$A_g=p_i^2-m_g\left(\log\frac{K}{123.6\phi\mu_g C_{tg}r_w^2}+0.8686S_g\right) \tag{4.1.9}$$

$$m_g = \frac{4.24 \times 10^4 q_g \mu_g Z T p_{sc}}{K h T_{sc}} \tag{4.1.10}$$

$$C_{tg} = C_g S_{gi} + C_w S_{wi} + C_f \tag{4.1.11}$$

用拟压力表示气井的非稳定阶段的关系式为：

$$\psi(p_{wf}) = A_\psi - m_\psi \log t \tag{4.1.12}$$

式中

$$A_\psi = \psi(p_i) - m_\psi\left(\log \frac{K}{123.6\phi(\mu_g C_{tg})_i r_w^2} + 0.8686 S_a\right) \tag{4.1.13}$$

$$m_\psi = \frac{4.24 \times 10^4 q_g T p_{sc}}{K h T_{sc}} \tag{4.1.14}$$

由（4.1.3）式、（4.1.8）式和（4.1.12）式可以看出，油、气井的非稳定阶段，井底流动压力与开井生产时间；井底流动压力平方与开井生产时间；井底拟流动压力与开井生产时间，均成单对数直线关系。但因井筒储集效应和边界干扰的影响，在单对数直线段的左右两端，将分别呈向上弯曲和向下弯曲的曲线特征（见图 4.1.2）

以油井为例，将（4.1.2）式改写为下式：

$$\frac{Ah\phi S_{oi}}{B_{oi}} = \frac{1.44 \times 10^{-2} \pi t}{C_{to}^*}\left(\frac{Kh}{\mu_o B_{oi}}\right) \tag{4.1.15}$$

式中

$$C_{to} = C_{to}^* S_{oi} \tag{4.1.16}$$

$$A = \pi r_i^2 \tag{4.1.17}$$

由容积法计算油藏地质储量的公式为：

$$N = 10^{-4} Ah\phi S_{oi}/B_{oi} \tag{4.1.18}$$

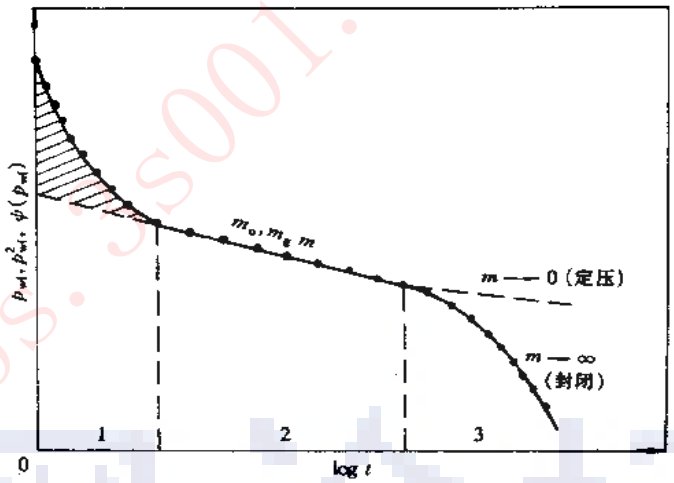


图 4.1.2　压降曲线的半对数关系图

1—井筒储集影响段；2—半对数直线段；3—拟稳定段

将（4.1.18）式代入（4.1.15）式得：

$$N = \frac{1.44 \times 10^{-6} \pi t}{C_{to}^*}\left(\frac{Kh}{\mu_o B_{oi}}\right) \tag{4.1.19}$$

在探井测试的早期，$B_o = B_{oi}$，由（4.1.5）式得：

$$\frac{Kh}{\mu_o B_{oi}} = \frac{2.12 q_o}{m_o} \tag{4.1.20}$$

最后，再将（4.1.20）式代入（4.1.19）式得，在不稳定段油井控制的地质储量为：

$$N = \frac{9.59 \times 10^{-6} q_o t}{m_o C_{to}^*} \tag{4.1.21}$$

对于气井，可将（4.1.2）式改写为下式：

$$\frac{Ah\phi S_{gi}T_{sc}p_i}{Tp_{sc}Z_i}=\frac{1.44\times10^{-2}\pi p_i t}{C_{tg}^*}\left(\frac{KhT_{sc}}{\mu_g Z_i T p_{sc}}\right) \quad (4.1.22)$$

由容积法计算气藏地质储量的公式为：

$$G=\frac{Ah\phi S_{gi}T_{sc}p_i}{10^8 Tp_{sc}Z_i} \quad (4.1.23)$$

在探井测试早期，$Z=Z_i$，由（4.1.10）式得：

$$\frac{KhT_{sc}}{\mu_g Z_i T p_{sc}}=\frac{4.24\times10^4 q_g}{m_g} \quad (4.1.24)$$

再将（4.1.23）式和（4.1.24）式代入（4.1.22）式，即得以压力平方表示时的气井控制的地质储量为：

$$G=\frac{1.92\times10^{-5}q_g p_i t}{m_g C_{tg}^*} \quad (4.1.25)$$

同理，我们可以得到，用拟压力表示气井压降曲线非稳定阶段，单井控制的地质储量为：

$$G=\frac{1.92\times10^{-5}q_g p_i t}{m_\psi (C_{tg}^*\mu_g Z)_i} \quad (4.1.26)$$

由（4.1.21）式、（4.1.25）式和（4.1.26）式可以看出，这些方法计算出的储量，会随着时间增加不断增大。这是由于该井开井生产的探测半径不断扩大所致。

2. 过渡阶段

过渡阶段，又称为非稳定阶段的晚期，它存在于非稳定阶段和拟稳定阶段之间，整个地层内的压力变化动态，尚未进入拟稳定条件。该阶段的长短，主要取决于封闭的油气藏的大小和地层导压系数的数值。油气藏愈小，而地层导压系数愈大，则过渡阶段愈短。油气井过渡阶段的基本关系式，分别表示如下[10]：

油井为：

$$\log(p_{wf}-\hat{p})=a_o-b_o t \quad (4.1.27)$$

式中

$$a_o=\log\left(\frac{1.5473q_o\mu_o B_o}{Kh}\right) \quad (4.1.28)$$

$$b_o=\frac{2.2951\times10^{-2}K}{\phi\mu_o C_{to}^* S_{oi}r_e^2} \quad (4.1.29)$$

$$\hat{p}=p_R-\frac{1.842q_o\mu_o B_o}{Kh}\left(\ln\frac{r_e}{r_w}-\frac{3}{4}+S\right) \quad (4.1.30)$$

由（4.1.28）式得：

$$\frac{Kh}{\mu_o B_o}=\frac{1.5473q_o}{10^{a_o}} \quad (4.1.31)$$

将（4.1.29）式改写为下式：

$$\frac{Ah\phi S_{oi}}{B_{oi}}=\frac{2.2951\times10^{-2}\pi}{C_{to}^* b_o}\left(\frac{Kh}{\mu_o B_{oi}}\right) \quad (4.1.32)$$

将（4.1.18）式和（4.1.31）式代入（4.1.32）式得，利用过渡阶段预测油井控制地质储量的关系式为：

$$N=\frac{1.1156\times10^{-5}q_o}{10^{a_o}b_o C_{to}^*} \quad (4.1.33)$$

气井（以压力平方表示）为：

$$\log(p_{wf}^2-\hat{p}^2)=a_g-b_g t \quad (4.1.34)$$

式中

$$a_g=\log\left(\frac{3.0946\times10^4 q_g\mu_g ZTp_{sc}}{KhT_{sc}}\right) \quad (4.1.35)$$

$$b_g = \frac{2.2951 \times 10^{-2} K}{\phi \mu_g C_{tg}^* S_{gi} r_e^2} \tag{4.1.36}$$

$$\hat{p}^2 = p_R^2 - \frac{3.684 \times 10^4 q_g \mu_g Z T p_{sc}}{K h T_{sc}} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S_a \right) \tag{4.1.37}$$

同于油井方法可得，利用压力平方法预测气井控制地质储量的关系式为：

$$G = \frac{2.23 \times 10^{-5} q_g p_i}{10^{a_g} b_g C_{tg}^*} \tag{4.1.38}$$

气井（以拟压力表示）为：

$$\log[\psi(p_{wf}) - \psi(\hat{p})] = a_\psi - b_\psi t \tag{4.1.39}$$

式中

$$a_\psi = \log\left(\frac{3.0946 \times 10^4 q_g T p_{sc}}{K h T_{sc}} \right) \tag{4.1.40}$$

$$b_\psi = \frac{2.2951 \times 10^{-2} K}{\phi (\mu_g C_{tg}^*)_i S_{gi} r_e^2} \tag{4.1.41}$$

$$\psi(\hat{p}) = \psi(p_R) - \frac{3.684 \times 10^4 q_g T p_{sc}}{K h T_{sc}} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S_a \right) \tag{4.1.42}$$

利用与油井相同的方法，可得由拟压力法预测气井控制地质储量的关系式为：

$$G = \frac{2.23 \times 10^{-5} q_g p_i}{10^4 a_\psi b_\psi (C_{tg}^* \mu_g Z)_i} \tag{4.1.43}$$

由（4.1.27）式、（4.1.34）式和（4.1.39）式可以看出，过渡阶段油井的（$p_{wf} - \hat{p}$）与 t；气井的（$p_{wf}^2 - \hat{p}^2$）与 t 或［$\psi(p_{wf}) - \psi(\hat{p})$］与 t，均呈单对数直线关系。在实际求解当中，需要用到试差法，即给定不同的 $\hat{p}$、$\hat{p}^2$ 或 $\psi(\hat{p})$ 的数值，除井筒储集影响的数据之外，在出现单对数直线段后和拟稳定段之前，能使曲线变成直线的 $\hat{p}$、$\hat{p}^2$ 或 $\psi(\hat{p})$ 值，即为正确的数值（见图 4.1.3）。经线性回归后，可以得到单对数直线的截距（a_o、a_g 或 a_ψ）和斜率（b_o、b_g 或 b_ψ）。

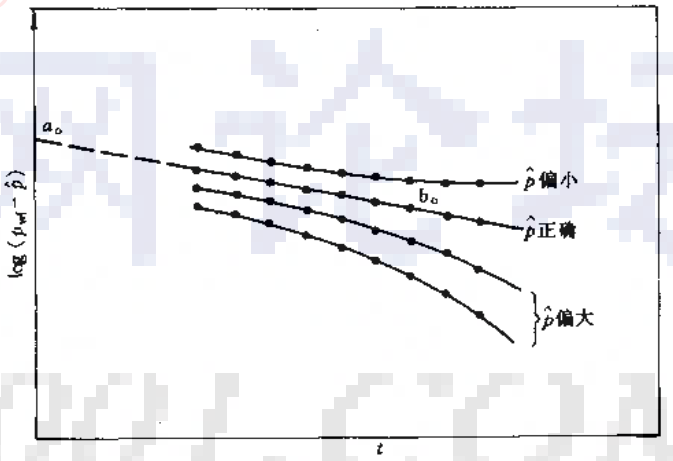


图 4.1.3　压降曲线过渡阶段试差法求解图

3. 拟稳定阶段

拟稳定阶段，又称为半稳定阶段、准确定阶段或似稳定阶段，在我国四川地区又有弹性二相之称。当探测半径达到油、气藏边界之后，随着生产时间的延续，其压力动态已偏离无限大作用地层的特征。当油、气井控制的油、气藏范围内任一点的地层

压力降（包括井底流动压力），达到同步同速率下降，即 $dp_R/dt = dp_{wf}/dt =$ 常数时，油、气井的压力动态已由过渡阶段转入拟稳定阶段，此时的井底流动压力随时间的变化呈直线关系。这就是“油气藏探边测试”，利用压降曲线拟稳定阶段资料，预测油气藏地质储量的理论基础。

对于定容封闭性油气藏，当测试的压力动态达到拟稳定阶段之后，便可利用压降曲线拟稳定阶段的如下基本关系式，确定油气藏的地质储量。以下各式均由法定单位表示。

油井拟稳定阶段的关系式为[3]：

$$p_{wf} = \alpha_o - \beta_o t \tag{4.1.44}$$

式中

$$\alpha_o = p_i - \frac{2.12 q_o \mu_o B_o}{Kh}\left(\log\frac{A}{C_A r_w^2} + 0.351 + 0.8686S\right) \tag{4.1.45}$$

$$\beta_o = 10^{-4}\zeta q_o / NC_{to}^* \tag{4.1.46}$$

应当注意，(4.1.46) 式中的 ζ 是一个与时间 t 所用单位有关的常数。当 t 用小时单位表示时，$\zeta = 4.16710\times10^{-2}$；当 t 用天表示时，$\zeta = 1.0$；当 t 用月表示时，$\zeta = 30.5$。

用压力平方表示的气井拟稳定阶段关系式为[4]：

$$p_{wf}^2 = \alpha_g - \beta_g t \tag{4.1.47}$$

式中

$$\alpha_g = p_i^2 - \frac{4.24\times10^4 q_g \mu_g Z T p_{sc}}{KhT_{sc}}\left(\log\frac{A}{C_A r_w^2} + 0.351 + 0.8686S\right) \tag{4.1.48}$$

$$\beta_g = \frac{2\times10^{-4}\zeta q_g p_i}{GC_{tg}^*} \tag{4.1.49}$$

用拟压力表示的气井拟稳定阶段的关系式为[3]：

$$\psi(p_{wf}) = \alpha_\psi - \beta_\psi t \tag{4.1.50}$$

式中

$$\alpha_\psi = \psi(p_i) - \frac{4.24\times10^4 q_g T p_{sc}}{KhT_{sc}}\left(\log\frac{A}{C_A r_w^2} + 0.351 + 0.8686S\right) \tag{4.1.51}$$

$$\beta_\psi = \frac{2\times10^{-4}\zeta q_g p_i}{G(C_{tg}^*\mu_g Z)_i} \tag{4.1.52}$$

由 (4.1.44) 式、(4.1.47) 式和 (4.1.50) 式可以看出，油、气井的压降曲线，当达到拟稳定状态时，井底流动压力与开井生产时间；井底流动压力平方与开井生产时间；井底拟流动压力与开井生产时间成直线下降关系（图 4.1.1）。当由线性回归求得直线的斜率之后，油、气井控制的地质储量，可分别由下面的关系式确定：

油井为：
$$N = \frac{10^{-4}\zeta q_o}{\beta_o C_{to}^*} \tag{4.1.53}$$

气井（压力平方法）为：

$$G = \frac{2\times10^{-4}\zeta q_g p_i}{\beta_g C_{tg}^*} \tag{4.1.54}$$

气井（拟压力法）为：

$$G = \frac{2\times10^{-4}\zeta q_g p_i}{\beta_\psi (C_{tg}^*\mu_g Z)_i} \tag{4.1.55}$$

4. 压力动态是否达到拟稳定阶段的判断方法

当利用压降曲线的拟稳定阶段的数据，确定定容封闭性油藏的地质储量时，必须首先判断测试压力动态是否已经达到了拟稳定条件。如果没有达到拟稳定阶段，预测的结果将大为偏低。下面提出几种判断方法，可供在实际分析工作中加以应用。

1）测试时间对比法

对于不同封闭边界形状和井点位置的油藏，要想使油、气井开井生产的压力动态，能够达到拟稳定条件，所需的生产时间必须大于由下式计算的理论时间[5]：

$$t_{pss} = \frac{277.8\phi\mu C_t A}{K}(t_{DA})_{pss} \tag{4.1.56}$$

式中的 $(t_{DA})_{pss}$ 为要达到拟稳定阶段的无量纲时间，不同边界形状和井点位置的数值，可查专门的图表得到[5]。

将（4.1.18）式改写为下式：

$$A\phi S_{oi} = 10^4 NB_{oi}/h \tag{4.1.57}$$

将（4.1.57）式代入（4.1.56）式得：

$$t_{pss} = \frac{277.8\times 10^4 NB_{oi}C_{to}}{Kh/\mu_o}(t_{DA})_{pss} \tag{4.1.58}$$

将由压降曲线非稳定阶段的单对数直线段斜率求得的 Kh/μ_o 值和由压降曲线拟稳定阶段直线段求得的 N 值代入（4.1.58）式，如果计算的 t_{pss} 大于测试压降曲线资料的总生产时间 t，则利用计算油藏储量的（4.1.53）式，求得的地质储量是可靠的。由（4.1.58）式看出，t_{pss} 的大小与油藏地质储量成正比，而与油藏的流动系数成反比。

2）压力图形分析法

将测试的压降曲线数据，画在一定的坐标纸上，依其曲线的形态变化，判断压力动态是否达到了拟稳定条件。根据实际应用，又可分为单对数图形法（见图 4.1.2）和普通直角坐标图形

法（见图 4.1.1）。由图 4.1.2 可以看出，对于有限封闭边界的油、气藏，在进入拟稳定阶段之后，压降曲线向下弯曲，其斜率逐渐趋于无穷大（$m\to\infty$）；而对于外部有边底水的有限敞开油、气藏，压降曲线逐渐趋于水平（$m\to 0$），表现出定压边界的特征。而由图 4.1.1 又可以看出，对于有限封闭的油、气藏，在进入拟稳定阶段之后，压降曲线呈直线下降，直线的斜率为 β；而对于外部有边底水的有限敞开油、气藏，在进入稳定阶段之后，压降曲线趋于水平，$\beta=0$，同样表现为定压边界的特征。

基于上述的对比，若将测试的压降曲线数据，分别画在单对数坐标纸和普通坐标纸上，可以将有限封闭边界油藏及其拟稳定阶段判断出来。然而，应当注意的是，有时在图 4.1.1 上，后期压力下降的图形虽然很象是直线，但并不一定进入拟稳定段，应当进一步结合导数图形进行分析。

3）压力导数曲线分析法

在拟稳定段，用布德（Bourdet）方法计算的压力导数值，形成斜率为 1 的直线。图 4.1.4 和图 4.1.5 再一次绘出了圆形和正方形封闭油藏的拟稳定的导数曲线形态。

这里要着重说明的是，不要把压力恢复曲线后期接近 45°（斜率接近 1）的导数曲线，与压降曲线的斜率为 1 的导数直线段相混淆。前者只反映复杂断层的存在。如果是封闭油藏，压力恢复曲线的导数在后期趋向于 0，而不是上翘的 45°线。

4）Y 的函数法

Y 函数定义为，井底流动压力 p_{wf} 对生产时间 t 的导数。以油井为例，对非稳定阶段和拟稳定阶段的导数，由（4.1.3）式和（4.1.44）式分别得到[7]：

$$Y_{Non} = \frac{dp_{wf}}{dt} = \frac{m_o}{2.303t} \tag{4.1.59}$$

$$Y_{pseudo} = \frac{dp_{wf}}{dt} = \beta_o = \frac{10^{-4}\zeta q_o}{NC_{to}^*} \tag{4.1.60}$$

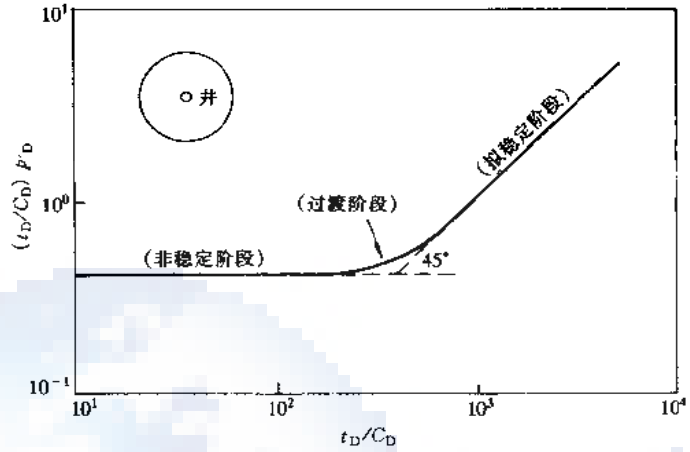


图 4.1.4　有限封闭圆形油藏（井在中心）的压力导数曲线图

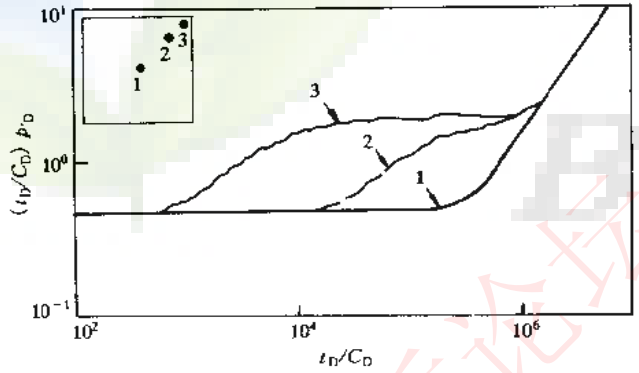


图 4.1.5　有限封闭正方形油藏（井不在中心）的压力导数曲线图

对（4.1.59）式和（4.1.60）式分别取常用对数得：

$$\log Y_{Non} = \log(m_o/2.303) - \log t \qquad (4.1.61)$$

$$\log Y_{pseudo} = \log(10^{-4}\zeta q_o/NC_{to}^{*}) = 常数 \qquad (4.1.62)$$

由（4.1.61）式和（4.1.62）式可以看出，非稳定的径向流阶段的 Y_{Non} 函数与时间 t，在双对数坐标纸上呈 45°的下降直线；而拟稳定阶段的 Y_{pseudo} 函数与时间 t，在双对数坐标纸上为一水平直线（见图 4.1.6）。

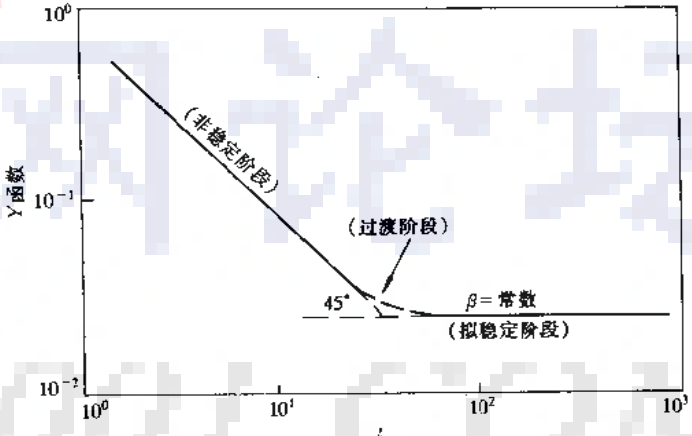


图 4.1.6　判断拟稳定阶段的 Y 函数图

二、压力恢复曲线法

对于有限封闭的油气藏，油气井若以稳定产量开井生产，当其压力动态达到非稳定阶段，或过渡阶段，或拟稳定阶段之后，将井关闭测试压力恢复曲线（见图 4.1.7），可分以下三种情况，研究预测油气井控制地质储量的方法。

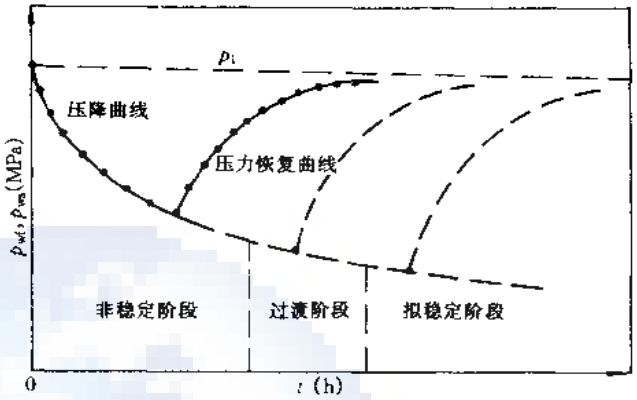


图 4.1.7 不同生产时间的压降曲线与压力恢复曲线的关系图

1. 关井前的压力动态处在非稳定阶段时

该阶段未受到边界的影响，关井后的压力恢复曲线，可以用 Horner 法或 MDH 法表示。当压力恢复曲线直线段出现之后，可利用如下的关系式，分别确定油、气井控制的地质储量。

油井为：

$$N = \frac{5.39 \times 10^{-6} q_o \Delta t_s}{m_o C_{to}^*} \tag{4.1.63}$$

在确定 Δt_s 的数值时，可先由 Horner 法的外推求得原始地层压力 p_i；再将 MDH 法的直线外推到 p_i，得到相应的时间，即可作为 Δt_s 的数值。

气井（以压力平方表示时）为[8]：

$$G = \frac{1.078 \times 10^{-5} q_g p_i \Delta t_s}{m_g C_{tg}^*} \tag{4.1.64}$$

气井（以拟压力表示时）为：

$$G = \frac{1.078 \times 10^{-5} q_g p_i \Delta t_s}{m_g (C_{tg}^* \mu_g Z)_i} \tag{4.1.65}$$

2. 关井前的压力动态处在过渡阶段时

当关井前的压力动态已达到过渡阶段时，关井后的压力恢复曲线，又称为压力恢复曲线的晚期[10]，此时，可利用如下扩展的麦斯卡特法（The Extenden Muskat Method），表示油、气井的压力恢复动态[1]（以下各式均由法定单位表示）。

油井为：

$$\log(p_R - p_{ws}) = a_o^* - b_o^* \Delta t \tag{4.1.66}$$

式中

$$a_o^* = \log\left(\frac{1.5473 q_o \mu_o B_o}{Kh}\right) \tag{4.1.67}$$

$$b_o^* = \frac{2.2951 \times 10^{-2} K}{\phi \mu_o C_{to}^* S_{oi} r_e^2} \tag{4.1.68}$$

预测油井控制地质储量的关系式为[9]：

$$N = \frac{1.1156 \times 10^{-5} q_o}{10^{a_o^*} b_o^* C_{to}^*} \tag{4.1.69}$$

气井（以压力平方表示）为：

$$\log(p_R^2 - p_{ws}^2) = a_g^* - b_g^* \Delta t \tag{4.1.70}$$

式中

$$a_g^* = \log\left(\frac{3.0946 \times 10^4 q_g \bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc}}{Kh T_{sc}}\right) \tag{4.1.71}$$

$$b_g^* = \frac{2.2951 \times 10^{-2} K}{\phi \bar{\mu}_g C_{tg}^* S_{gi} r_e^2} \tag{4.1.72}$$

预测气井控制地质储量的关系式为[3]：

$$G = \frac{2.23 \times 10^{-5} q_g \bar{p}_R}{10^{a_g^*} b_g^* C_{tg}^*} \tag{4.1.73}$$

气井（以拟压力表示）为：

$$\log[\psi(p_R) - \psi(p_{ws})] = a_\psi^* - b_\psi^* \Delta t \tag{4.1.74}$$

式中

$$a_\psi^* = \log\left(\frac{3.094 \times 10^4 q_g T p_{sc}}{K h T_{sc}}\right) \tag{4.1.75}$$

$$b_\psi^* = \frac{2.2951 \times 10^{-2} K}{\phi \bar{\mu}_g C_{tg}^* S_{gi} r_e^2} \tag{4.1.76}$$

利用拟压力法预测气井控制地质储量的关系式为：

$$G = \frac{2.23 \times 10^{-5} q_g \bar{p}_R}{10^{a_\psi^*} b_\psi^* (C_{tg}^* \mu_g Z)_i} \tag{4.1.77}$$

在应用扩展的麦斯卡特法，预测油、气井控制的地质储量时，必须先通过试差法，求得关井后油、气井的平均地层压力 $\bar{p}_R$ 的数值。正确的 p_R 值，可以使油井的 $(p_R - p_{ws})$ 与 Δt；气井的 $(p_R^2 - p_{ws}^2)$ 与 Δt 或 $[\psi(p_R) - \psi(p_{ws})]$ 与 Δt 的相应数值，在半对数坐标纸上呈一直线。否则，如果给定的 p_R 值比正确的 $\bar{p}_R$ 值偏大或偏小，则在半对数坐标纸上，将分别得到朝上或朝下弯曲的曲线（见图 4.1.8）。同时，应当着重指出，对于新井，在给定初始的 p_R 数值时，可以参照由 Horner 法确定的原始地层压力数值。由于关井后续流段对压力恢复曲线的影

响，不可能所有的压力恢复曲线数据，都能落在扩展的麦斯卡特（Muskat）直线上。为了鉴别试差结果的可靠性，在扩展的 Muskat 直线上的数据点，必须与 Horner 法或 MDH 法的单对数直线段的数据点相一致。当最佳的直线得到后，由线性回归法确定直线的截距（a_o^*、a_g^* 或 a_ψ^*）和斜率（b_o^*、b_g^* 或 b_ψ^*）的数值。

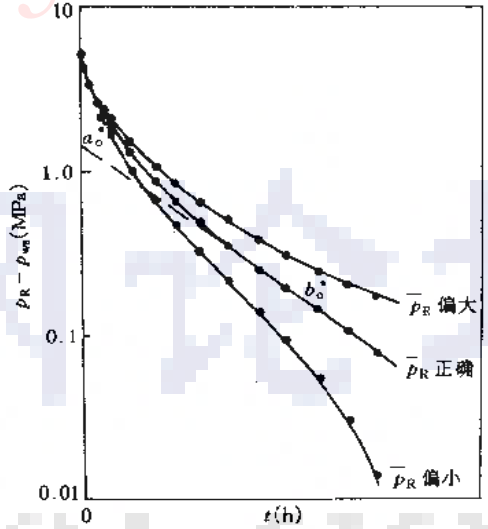


图 4.1.8 扩展的 Muskat 法的试差求解图

3. 关井前的压力动态处在拟稳定阶段时

当关井前的压力动态已经达到拟稳定阶段，若将井关闭测试井底压力恢复曲线，并测到了压力恢复曲线的半对数直线段时，可以利用常用的 MDH 法的 p_{ws} 与 $\log\Delta t$ 直线关系整理压力恢复曲线。当曲线性回归求得直线的斜率之后，油、气井控制的地质储量，可分别由如下的公式预测[11]：

油井为：

$$N = \frac{7.63 \times 10^{-7} C_A q_o \Delta t_{\bar{p}}}{m_o C_{to}^*} \qquad (4.1.78)$$

对于圆形油藏，$C_A = 31.62$，故（4.1.78）式可简写为：

$$N = \frac{2.41 \times 10^{-5} q_o \Delta t_{\bar{p}}}{m_o C_{to}^*} \qquad (4.1.79)$$

对于不同封闭边界形状和井处位置的油藏，确定关井恢复压力达到平均地层压力时，可由下式计算[5]：

$$\Delta t_{\bar{p}} = \frac{277.8 \phi \mu_o S_{oi} C_{to}^* A}{C_A K} \qquad (4.1.80)$$

气井（以压力平方表示时）控制的地质储量为：

$$G = \frac{1.53 \times 10^{-6} C_A q_g p_i \Delta t_{\bar{p}}}{m_g C_{tg}^*} \qquad (4.1.81)$$

$$G = \frac{4.83 \times 10^{-5} q_g p_i \Delta t_{\bar{p}}}{m_g C_{tg}^*} \qquad (4.1.82)$$

$$\Delta t_{\bar{p}} = \frac{277.8 \phi \mu_g S_{gi} C_{tg}^* A}{C_A K} \qquad (4.1.83)$$

气井（以拟压力表示时）控制的地质储量为：

$$G = \frac{1.53 \times 10^{-6} C_A q_g p_i \Delta t_{\bar{p}}}{m_g (C_{tg}^* \mu_g Z)_i} \qquad (4.1.84)$$

$$G = \frac{4.83 \times 10^{-5} q_g p_i \Delta t_{\bar{p}}}{m_g (C_{tg}^* \mu_g Z)_i} \qquad (4.1.85)$$

三、方法应用举例

1. 实例 1（压降曲线法）

已知某投产新井[12]以 $q_o = 15.9 m^3/d$ 的稳定产量开井生产，测试的压降曲线数据列于表 4.1.1。储层物性、流体物性和其他有关参数为：$B_o = 1.35$；$\mu_o = 0.80 mPa \cdot s$；$\phi = 0.12$；$h = 6.1m$；$S_{oi} = 0.70$；$C_{to} = 22.55 \times 10^{-4} MPa^{-1}$；$C_{to}^* = 32.21 \times 10^{-4} MPa^{-1}$；$r_e = 321m$；$r_w = 0.101m$。

表 4.1.1 实例 1 的数据表

t (h)	Δp (MPa)	$\frac{d(\Delta p)}{dt}$	Y	$\ln t$	$\frac{d(\Delta p)}{d(\ln t)}$	$\Delta p' t$
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
0.25	0.5637	0.1111	/	-1.386	0.0525	/
0.80	0.6248	0.0660	0.08855	-0.223	0.0592	0.05585
1.0	0.6380	0.0388	0.0524	0	0.04957	0.05438
1.6	0.6613	0.0261	0.03245	0.470	0.05269	0.05113
2.5	0.6848	0.0164	0.02125	0.916	0.05234	0.05251
4.0	0.7094	0.01024	0.01332	1.386	0.05267	0.05251
6.5	0.7350	0.00646	0.00835	1.872	0.05244	0.05257
10	0.7576	0.00412	0.00529	2.303	0.05260	0.05252
16	0.7823	0.00261	0.00336	2.773	0.05269	0.05264
25	0.8058	0.00168	0.00214	3.219	0.0532	0.05294
40	0.8308	0.00168	0.00168	3.689	0.0862	0.06970
65	0.8726	0.00168	0.00168	4.174	0.01212	0.1037
80	0.8978	0.00168	0.00168	4.382	0.1502	0.1357
100	0.9313	0.00168	0.00168	4.605	0.2138	0.1820
160	1.0318	0.00168	0.00168	5.075	0.3379	0.2758
250	1.1825	0.00168	0.00168	5.521	0.5345	0.4362
400	1.4337	0.00168	0.00168	5.991	0.8615	0.6980
650	1.8524	0.00168	0.00168	6.477	1.2072	1.3547
800	2.1035	0.00168	0.00168	6.685	1.5022	/
1000	2.4385	/	/	6.908	/	/

注：(4) $= \frac{(3)_i + (3)_{i+1}}{2}$；(7) $= \frac{(6)_i + (6)_{i+1}}{2}$；$\Delta p = p_i - p_{wf}$

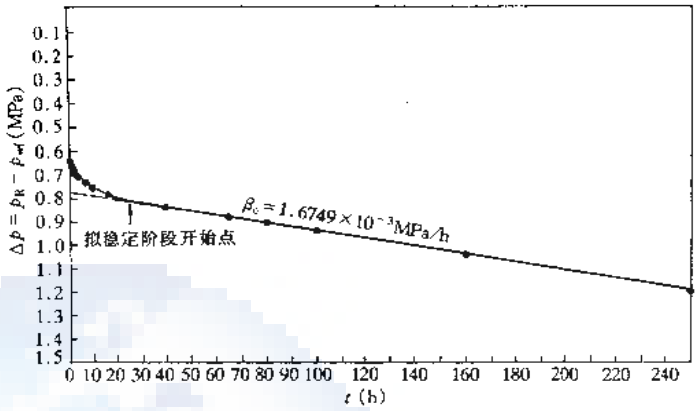


图 4.1.9　某油井压降曲线的直角坐标图

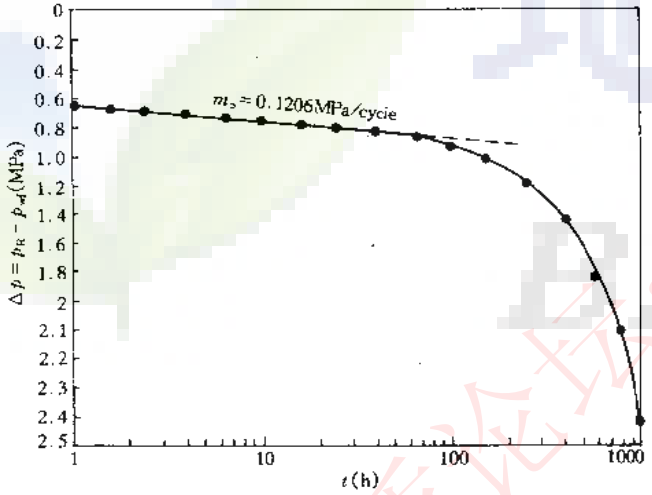


图 4.1.10　某油井压降曲线的半对数坐标图

将表 4.1.1 内 Δp 与 t 的相应数据，分别画在直角坐标和半对数坐标的图 4.1.9 和图 4.1.10 上。根据图形对比分析可以判

断，进入拟稳定阶段的时间，可能在 $t = 30 \sim 40$h。同时，将表 4.1.1 中所计算的 Y 函数数值和压力导数数值分别画在图 4.1.11 和图 4.1.12 上。

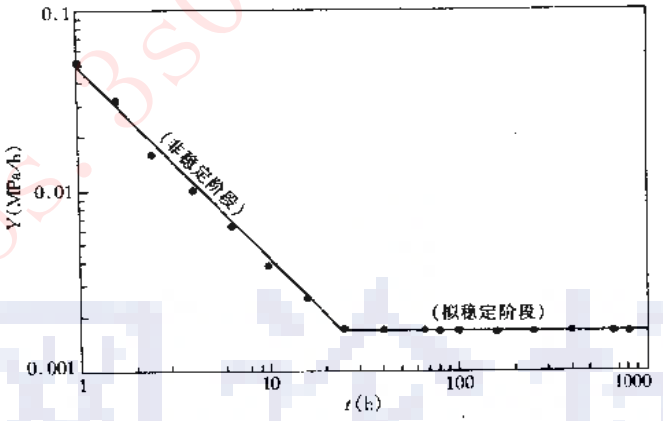


图 4.1.11　某油井压降曲线的 Y 函数图

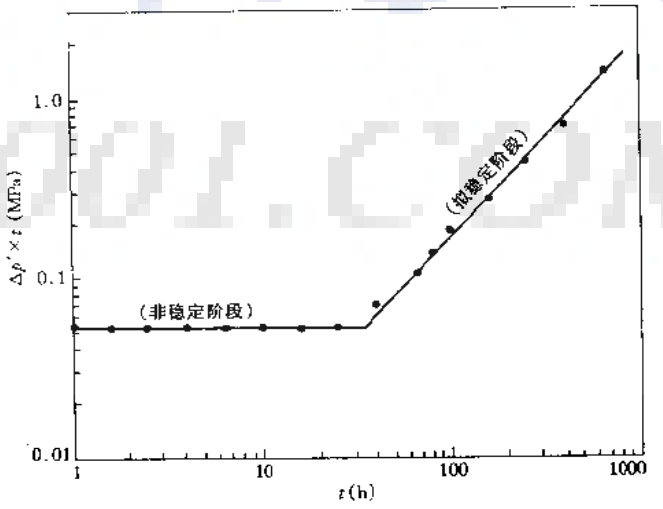


图 4.1.12　某油井压降曲线的压力导数图

由图 4.1.11 和图 4.1.12 看出，进入拟稳定阶段的 Y 函数等数常于数 β_c；而进入拟稳定阶段的压力导数呈 45°直线上翘。这都完全符合压降曲线拟稳定阶段的理论特征。从图 4.1.9 和图 4.1.10 上判断，进入拟稳定阶段的时间，也在 $t=30$h 左右。

由图 4.1.9 的线性回归求得直线的 $\beta_o=1.6749\times10^{-3}$MPa/h。将 β_o 的数值及其他已知参数代入（4.1.53）式得，该油井控制的地质储量为：

$$N=\frac{10^{-4}(4.167\times10^{-2})\times15.9}{1.6749\times10^{-3}\times32.21\times10^{-4}}=12.28\times10^4\text{m}^3$$

由图 4.1.10 的线性回归，求得直线的斜率为 $m_o=0.1206$MPa/cycle。将 m_o 的数值和其他已知参数代入（4.1.5）式，求得油藏的有效渗透率为：

$$K=\frac{2.121q_o\mu_oB_o}{m_oh}=\frac{2.121\times15.9\times0.8\times1.35}{0.1206\times6.1}$$

$$=49.5\text{mD}$$

将 K 值和其他已知参数，以及 $t_{De}=0.1$ 和 $t_{De}=0.3$ 的无量纲时间，分别代入（4.1.1）式，则得非稳定阶段结束的时间和拟稳定开始的时间分别为：

$$t_1=\frac{0.1\phi\mu_cC_{to}r_e^2}{3.6\times10^{-3}K}=\frac{0.1\times0.12\times0.8\times22.55\times10^{-4}\times321^2}{3.6\times10^{-3}\times49.5}$$

$$=12.51\text{h}$$

$$t_2=\frac{0.25\times0.12\times0.8\times22.55\times10^{-4}\times321^2}{3.6\times10^{-3}\times49.5}=31.29\text{h}$$

因此进入拟稳定阶段的时间 $t_2=31.29$h，这与上面两种方面判断的结果是一致的。

若将 t_1 和 t_2 的数值，以及其他已知参数分别代入（4.1.21）式得，当油井压力动态达到非稳定结束，或达到过渡阶段结束时，油井控制的地质储量分别为：

$$N_1=\frac{9.59\times10^{-6}\times15.9\times12.51}{0.1206\times32.21\times10^{-4}}=4.91\times10^4\text{m}^3$$

$$N_2=\frac{9.59\times10^{-6}\times15.9\times31.29}{0.1206\times32.21\times10^{-4}}=12.28\times10^4\text{m}^3$$

由此可见，只要开井生产的时间达到过渡阶段的结束，即拟稳定阶段的开始时间，则利用（4.1.21）式和（4.1.53）式预测的地质储量是相等的。

2. 实例 2（压力恢复曲线法）

已知某新投产的气井[13]，原始地层压力 $p_i=25.731$MPa；以稳定产量 $q_g=16\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 生产了 $t=120.5$h 后，关井测试的压力恢复曲线数据列于表 4.1.2；关井前的井底流动压力 $p_{wf}=22.718$MPa；平均压力 $\bar{p}=(p_i+p_{wf})/2=24.225$MPa；在 $\bar{p}$ 压力下地层天然气的粘度 $\bar{\mu}_g=0.021$mPa·s；在 $\bar{p}$ 压力下气体偏差系数 $\bar{Z}=0.85$；其他有关参数为：$T=373.98$K；$T_{sc}=293$K；$p_{sc}=0.101$MPa；$h=6.1$m；$\phi=0.10$；$r_e=805$m；$A=\pi r_e^2=\pi\times805^2=2.036\times10^6\text{m}^2$；$r_w=0.0884$m；$\gamma_g=0.68$；$C_{tg}=0.03191\text{MPa}^{-1}$；$S_{gi}=0.70$；$C_{tg}^*=C_{tg}/S_{gi}=0.04558\text{MPa}^{-1}$；$(t_{DA})_{pss}=0.1$（封闭圆形）。试求该气井的有效渗透率和控制的地质储量。

将表 4.1.2 所列的压力恢复曲线数据，按照 Horner 法和 MDH 法同时画在单对数的图 4.1.13 上，落在直线段的数据点共 6 个。经线性回归求得 Horner 法和 MDH 法的直线段斜率分别为：$m_{Horner}=27.417\text{MPa}^2/\text{cycle}$ 和 $m_{MDH}=21.995\text{MPa}^2/\text{cycle}$。两个斜率数值不同的原因，主要是关井前气井的压力动态未达到拟稳定状态。

由线性回归求得 Horner 法的外推压力 $p^{*2}=p_i^2=662.148\text{MPa}^2$。在图 4.1.13 上，由此压力作一水平线，与 MDH 法直线段外推的交汇处向下作一垂线，垂线与横轴的交点数值，

即为 $\Delta t_s = 220\text{h}$。

表 4.1.2　实例 2 数据表

Δt (h)	p_{ws} (MPa)	p_{ws}^2 (MPa^2)	$p_R^2 - p_{ws}^2$ (MPa^2)		
			$p_R = 25.5$	$p_R = 25.731$	$p_R = 26.0$
0	22.718	516.107	134.143	145.978	159.893
0.53	22.725	516.428	133.822	145.664	159.572
1.63	23.339	544.694	105.556	117.398	131.306
2.67	24.456	598.078	52.172	64.014	77.922
3.73	24.635	606.878	43.372	55.214	69.122
4.80	24.759	613.008	37.242	49.084	62.992
5.87	24.856	617.797	32.453	44.295	58.203
6.93	24.918	620.885	29.365	41.207	55.115
8.00	24.980	623.982	26.268	38.110	52.108
9.87	25.055	627.776	22.474	34.316	48.224
12.00	25.124	631.236	19.014	30.856	44.764
14.67	25.193	634.706	15.544	27.386	41.294
18.67	25.262	638.184	12.066	23.908	37.816
24.53	25.317	640.974	9.276	21.118	35.026
29.33	25.345	642.371	7.879	19.721	33.629
35.73	25.400	645.170	5.080	16.922	30.830
45.87	25.428	646.572	3.678	15.520	29.428
49.87	25.448	647.625	2.625	14.467	28.375

将 Horner 法直线段的斜率值和其它有关参数代入（4.1.10）式改写的下式，得到气藏的有效渗透率为：

$$K = \frac{4.24 \times 10^4 q_g \bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc}}{m_g h T_{sc}}$$

$$= \frac{4.24 \times 10^4 \times 16 \times 0.021 \times 0.85 \times 373.97 \times 0.101}{27.417 \times 6.1 \times 293}$$

$$= 9.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$$

再将气井的已知参数代入（4.1.56）式的相应位置，得到如

果关井前的生产达到拟稳定阶段，所需要的生产时间为：

$$t_{pss} = \frac{277.8 \times 0.1 \times 0.021 \times 0.03191 \times 2.036 \times 10^6}{9.3}(0.1)$$

$$= 407.4\text{h}$$

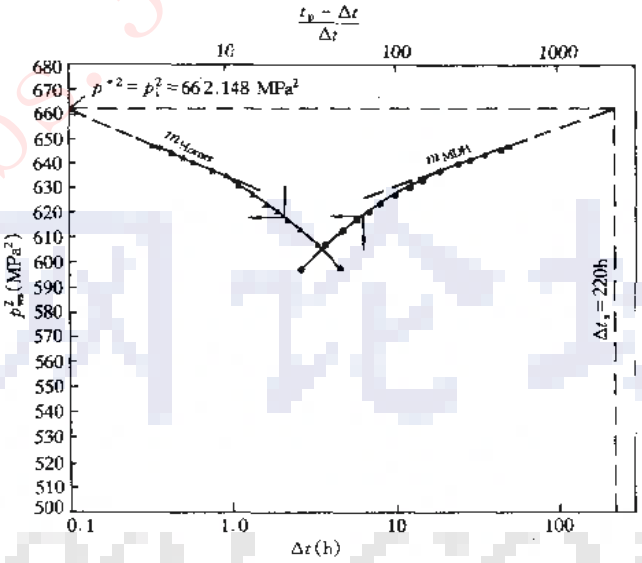


图 4.1.13　某气井的 Horner 法图和 MDH 法图

由于关井前只生产 120.5h，故关井前气井的生产动态没有达到拟稳定阶段，因而用压力恢复曲线法预测的地质储量，将会明显地偏小。

将 MDH 法的直线段斜率和其他已知参数代入（4.1.64）式得，该气井关井前压降漏斗内控制的地质储量为：

$$G = \frac{1.078 \times 10^{-5} \times 16 \times 25.731 \times 220}{21.995 \times 0.04558} = 0.974 \times 10^8 \text{m}^3$$

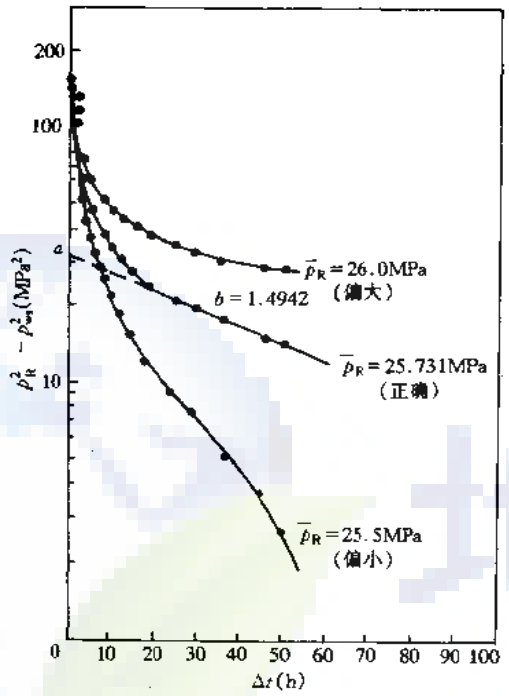


图 4.1.14　某气井的扩展 Muskat 法试差求解图

为了检验该预测结果的可靠性，下面利用扩展的 Muskat 法进行预测。将表 4.1.2 的数据画在图 4.1.14 上看出，当 $\bar{p}_R$ = 25.731MPa 时，与 MDH 法或 Horner 法直线段相应的数据点，能呈一条比较好的直线。经线性回归求得：直线的截距 a_g^* = 1.4942；直线的斜率 $b_g^* = 6.802 \times 10^{-3}$；直线的相关系数 r = 0.9892。将 a_g^*、b_g^* 和其它已知参数代入（4.1.73）式，得到该井控制的地质储量为：

$$G = \frac{2.23 \times 10^{-5} \times 16 \times 25.731}{10^{1.4942} \times 6.802 \times 10^{-3} \times 0.04558} = 0.991 \times 10^8 \text{m}^3$$

由此可见，上述两种方法的预测结果是非常一致的。

四、符号及单位注释

p_i ——原始地层压力，MPa；

p_R ——地层压力，MPa；

$\bar{p}$ ——平均压力，$\bar{p} = (p_i + p_{wf})/2$，MPa；

p_{wf} ——井底流动压力，MPa；

p_{ws} ——井底恢复压力，MPa；

p_{sc} ——地面标准压力，MPa；

$\psi(p_i)$ —— p_i 压力下的拟压力，MPa^2/mPa·s；

$\psi(\bar{p}_R)$ —— $\bar{p}_R$ 压力下的拟压力，MPa^2/mPa·s；

$\psi(p_{wf})$ —— p_{wf} 压力下的拟压力，MPa^2/mPa·s；

$\psi(p_{ws})$ —— p_{ws} 压力下的拟压力，MPa^2/mPa·s；

t_{De} ——无量纲时间；

$(t_{DA})_{pss}$ ——达到拟稳态的无量纲时间；

t ——开井生产时间，h；

t_{pss} ——开井达到拟稳定阶段的时间，h；

Δt ——关井恢复时间，h；

Δt_s ——关井达到地层压力的时间，h；

$\Delta t_{\bar{p}}$ ——关井达到 $\bar{p}_R$ 压力的时间，h；

T ——地层温度，K；

T_{sc} ——地面标准温度，K；

K ——有效渗透率，mD；

h ——有效厚度，m；

ϕ ——有效孔隙度，小数；

μ ——地层流体粘度，mPa·s；

μ_o ——地层原油粘度，mPa·s；

μ_g ——在 p_i 压力下的地层天然气粘度，mPa·s；

Z_i——在 p_i 压力下的气体偏差系数；

r_e——圆形油气藏边界半径，m；

r_i——探测半径，m；

r_w——井底半径，m；

C_t——总压缩系数，MPa^{-1}；

C_{to}——油藏的总压缩系数，MPa^{-1}；

C_{to}^*——油藏的总压缩系数，见（4.1.7）式，MPa^{-1}；

C_{tg}——气藏的总压缩系数，MPa^{-1}；

C_{tg}^*——气藏的总压缩系数，MPa^{-1}；

C_o——地层原油压缩系数，MPa^{-1}；

C_w——地层水压缩系数，MPa^{-1}；

C_g——地层天然气压缩系数，MPa^{-1}；

C_f——地层岩石有效压缩系数，MPa^{-1}；

S_{oi}——地层原始含油饱和度，小数；

S_{wi}——地层束缚水饱和度，小数；

S_{gi}——地层原始含气饱和度，小数；

S——油井的表皮系数；

S_a——气井的视表皮系数；

C_A——Dietz 形状常数；

ζ——压降曲线拟稳定阶段时间换算常数；

Y_{Non}——非稳定阶段的压力导数；

Y_{pss}——拟稳定阶段的压力导数；

A——油、气井控制的含油气面积，m^2；

A_o 和 m_o——（4.1.3）式直线的截距和斜率；

A_g 和 m_g——（4.1.8）式直线的截距和斜率；

A_ψ 和 m_ψ——（4.1.12）式直线的截距和斜率；

a_o 和 b_o——（4.1.27）式直线的截距和斜率；

a_g 和 b_g——（4.1.34）式直线的截距和斜率；

a_ψ 和 b_ψ——（4.1.39）式直线的截距和斜率；

α_o 和 β_o——（4.1.44）式直线的截距和斜率；

α_g 和 β_g——（4.1.47）式直线的截距和斜率；

α_ψ 和 β_ψ——（4.1.50）式直线的截距和斜率；

a_o^* 和 b_o^*——（4.1.66）式直线的截距和斜率；

a_g^* 和 b_g^*——（4.1.70）式直线的截距和斜率；

α_ψ^* 和 β_ψ^*——（4.1.74）式直线的截距和斜率。

参 考 文 献

[1] Matthews C S and Russell D G. Pressure Buildup and Flow tests. chapter 5, 1967

[2] Energy Resources Conservation Board. Theory and Practice of the Testig of Gas Well, C hapter 2, 1975

[3] 陈元千．油井压降曲线拟稳定阶段关系式的推导及判断方法．新疆石油地质，1991 年（2）150～159

[4] 陈元千．气井压降曲线拟稳定阶段关系式的推导及应用．古潜山，1991（3）33～42

[5] Earlogher JR R C.Advances in Well Test Analysis. SPE of AIME, 1977

[6] Prat.G D.Well Test Analysis for Fractured Reservoir Evaluation. 1990

[7] 陈元千．利用矿场不稳定试井方法确定断块油藏的储量及其边界．石油勘探与开发，1977（2）42～57

[8] 陈元千．利用矿场不稳定试井方法确定气井控制的地质储量．石油勘探与开发，1980（4）72～81

[9] 陈元千．应用扩展的麦斯卡特法确定油、气井控制的地质储量．古潜山，1990（1）P.38～45

[10] 陈元千．确定定容复杂类型气藏地质储量的简单方法．试采技术，1989（4）1－7

[11] 童宪章、陈元千．利用压力恢复曲线确定油气井控制储量的通式及其应用条件．石油学报，1981（1）49～56
[12] Sabet M A. Well Test Analysis. Chapter 1, 1991
[13] Beggs H D. Gasroduetion Operations. Chapter 3, 1984
[14] 陈元千．压力导数法在压降曲线解释中的新应用．中国海上油气（地质），1993（3）35～41

第二节　预测气井绝对无阻流量的新方法

气井测试的主要任务在于确定气井的产能，而气井的绝对无阻流量则是气井产能的主要指标。在确定气井绝对无阻流量的基础上，根据气井稳产的要求，常取气井绝对无阻流量的1/4～1/5作为气井的合理产量。因此，对于一个新发现的气田，预测气井的绝对无阻流量，确定气井的合理产量，是编制气田开发方案所需井数的重要依据。当然，在气田投入开发之后，由于地层压力的下降，气井绝对无阻流量也会随之下降，但两者基本呈正比关系[1]。本节基于气井产能方程的推导结果，在引出气井的比产能概念的基础下，得到了预测气井绝对无阻流量的新方法。经过近些年来，在我国柴达木盆地新发现的大型气田——青海气田的应用表明，本节提出的原理和方法是有效、正确的。同时，这一原理和方法也可应用于其他气田和气井。

一、气井产能方程的推导

为了说明本节新方法的理论基础，对气井的产能方程以SI制基本单位，进行如下的推导。

气体通过储层的渗流速度，可由达西定律的微分式表示为：

$$v_g = \frac{K\,dp}{\mu_g dr} \tag{4.2.1}$$

式中　v_g——气体的地下渗流速度，m/s；
K——气层有效渗透率，m^2；
p——气井生产时 r 处的地层压力，Pa；
μ_g——地层天然气粘度，Pa·s
r——径向半径，m。

若将渗流速度用地面标准条件下的气体体积流量表示，则：

$$v_g = \frac{q_g B_g}{2\pi r h} \tag{4.2.2}$$

式中　q_g——气井的地面标准条件下的产量，m^3/s；
B_g——天然气的体积系数；
h——气层有效厚度，m。

已知

$$B_g = p_{sc} ZT/(pT_{sc}) \tag{4.2.3}$$

式中　p_{sc}——地面标准压力，Pa；
Z——地层天然气偏差系数；
T——气层温度，K；
T_{sc}——地面标准温度，K。

将（4.2.3）式代入（4.2.2）式得：

$$v_g = \frac{q_g p_{sc} ZT}{2\pi r h p T_{sc}} \tag{4.2.4}$$

由（4.2.1）式和（4.2.4）式相等得：

$$\frac{q_g p_{sc} ZT}{2\pi r h p T_{sc}} = \frac{K\,dp}{\mu_g dr} \tag{4.2.5}$$

对（4.2.5）式分离变量，引入上下限进行积分得：

$$\frac{q_g p_{sc} T}{2\pi K T_{sc}} \int_{r_w}^{r_e} \frac{1}{r} dr = \int_{p_{wf}}^{p_e} \frac{p}{\mu_g Z} dp \tag{4.2.6}$$

式中 r_w——井底半径，m；

r_e——供给半径，m；

p_{wf}——井底流动压力，Pa；

p_e——气井供给边界上的压力，Pa。

当考虑 μ_g 和 Z 为在 $\bar{p}=(p_e+p_{wf})/2$ 压力下的常数值 $\bar{\mu}_g$ 和 $\bar{Z}$ 时，由（4.2.6）式积分整理后得气井稳定渗流条件下的产能方程为：

$$q_g=\frac{\pi KhT_{sc}(p_e^2-p_{wf}^2)}{\bar{\mu}_g\bar{Z}Tp_{sc}\ln\frac{r_e}{r_w}} \tag{4.2.7}$$

对于有限地层，拟稳定流条件下的气井产能方程为：

$$q_g=\frac{\pi KhT_{sc}(p_R^2-p_{wf}^2)}{\bar{\mu}_g\bar{Z}Tp_{sc}(\ln\frac{r_e}{r_w}-\frac{3}{4})} \tag{4.2.8}$$

式中 p_R——地层压力，Pa。

由于 $\ln 0.472=-0.75=-3/4$，故（4.2.8）式又可写为：

$$q_g=\frac{\pi KhT_{sc}(p_R^2-p_{wf}^2)}{\bar{\mu}_g\bar{Z}Tp_{sc}\ln\frac{0.472r_e}{r_w}} \tag{4.2.9}$$

上述（4.2.7）式和（4.2.9）式中的各参数，均由 SI 制的基本单位表示，若用 SI 制的矿场实用单位表示，并考虑为非完善井时，则写为：

$$q_g=\frac{2.714\times10^{-5}KhT_{sc}(p_e^2-p_{wf}^2)}{\bar{\mu}_g\bar{Z}Tp_{sc}(\ln\frac{r_e}{r_w}+S_t)} \tag{4.2.10}$$

$$q_g=\frac{2.714\times10^{-5}KhT_{sc}(p_R^2-p_{wf}^2)}{\bar{\mu}_g\bar{Z}Tp_{sc}(\ln\frac{0.472r_e}{r_w}+S_t)} \tag{4.2.11}$$

$$S_t=S_1+S_2+S_3+S_4 \tag{4.2.12}$$

$$S_4=D_tq_g \tag{4.2.13}$$

式中 S_t——气井总表皮系数；

S_1——打开程度表皮系数；

S_2——射孔密度表皮系数；

S_3——泥浆污染表皮系数；

S_4——湍流影响表皮系数；

D_t——气井湍流数，$(10^4m^3/d)^{-1}$；

p_e——气井供给边界上的压力，MPa；

μ_g——地层天然气粘度，mPa·s；

q_g——气井在地面标准条件下的产量，$10^4m^3/d$；

K——气层有效渗透率，mD；

p_{sc}——地面标准压力，MPa；

p_{wf}——井底流动压力，MPa；

p_R——实测地层压力，MPa。

将（4.2.13）式代入（4.2.12）式得：

$$S_t=S_1+S_2+S_3+D_tq_g \tag{4.2.14}$$

再将（4.2.14）式代入（4.2.11）式得：

$$q_g=\frac{2.714\times10^{-5}KhT_{sc}(p_R^2-p_{wf}^2)}{\bar{\mu}_g\bar{Z}Tp_{sc}(\ln\frac{0.472r_e}{r_w}+S_1+S_2+S_3+D_tq_g)} \tag{4.2.15}$$

将（4.2.15）式可以改写为气井产能试井中常用的二项式关系式：

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = Aq_g + Bq_g^2 \tag{4.2.16}$$

$$A = \frac{3.684 \times 10^4 \bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc}}{KhT_{sc}} \left(\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S_1 + S_2 - S_3\right) \tag{4.2.17}$$

$$B = \frac{3.684 \times 10^4 \bar{\mu} \bar{Z} T p_{sc} D_t}{KhT_{sc}} \tag{4.2.18}$$

式中 A——二项式直线的截距；

B——二项式直线的斜率；

Z——在 $\bar{p}$ 压力下的气体偏差系数；

$\bar{\mu}_g$——在 $\bar{p}$ 压力下的天然气的粘度，mPa·s。

为了确定 A 和 B 的数值，将（4.2.16）式改写为：

$$\frac{p_R^2 - p_{wf}^2}{q_g} = A + Bq_g \tag{4.2.19}$$

当 $p_{wf}=0.101$MPa 时，$p_R^2 - 0.101^2 \simeq p_R^2$，由（4.2.16）式得，确定气井绝对无阻流量的关系式为：

$$q_{AOF} = \frac{\sqrt{A^2 + 4Bp_R^2} - A}{2B} \tag{4.2.20}$$

二、新方法的推导及验证

当 $p_{wf} = 0.101$MPa 时，$q_g = q_{AOF}$，并考虑 $p_R^2 - 0.101^2 \simeq p_R^2$，则由（4.2.11）式得：

$$q_{AOF} = CKhp_R^2 \tag{4.2.21}$$

$$C = \frac{2.714 \times 10^{-5} T_{sc}}{\bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc} \left(\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S_t\right)} \tag{4.2.22}$$

式中 C——气井的产量系数。

我们定义，单位厚度和单位地层压力平方的绝对无阻流量为气井的比产能，并表示为：

$$\eta_{AOF} = \frac{q_{AOF}}{hp_R^2} \tag{4.2.23}$$

式中 q_{AOF}——气井的绝对无阻流量，$10^4 m^3/d$；

η_{AOF}——气井的比产能，$10^4 m^3/(MPa^2 \cdot d \cdot m)$。

将（4.2.23）式代入（4.2.21）式，得到比产能与地层有效渗透率的关系式为：

$$\eta_{AOF} = CK \tag{4.2.24}$$

由（4.2.24）式可以看出，气井的比产能与地层有效渗透率成正比。也就是说，地层的有效渗透率愈高，气井的比产能愈大。通过对气田中一定数量气井的产能测试和压力恢复曲线测试，可以得到 η_{AOF} 和 K 的相应数据，并建立气田的 η_{AOF} 与 K 的关系图版。该图版可以用于气井或气层组的产能预测。

近些年来，我国西部柴达木盆地在第四系地层中发现了大型的生物性气田。该大型气田，目前由三个类型相似的中型气田组成。它们是台南气田、涩北一号气田和涩北二号气田。在这三个气田中，既有产能测试资料，又有压力恢复曲线测试资料的井共11口27个测试层段（见表4.2.1）。表4.2.1内的绝对无阻流量由二项式法确定；地层压力和地层有效渗透率由压力恢复曲线法确定。由（4.2.23）式计算的气井或气井的比产能数值也列于表4.2.1内。将表4.2.1中的 η_{AOF} 和 K 的相应数值绘制成图（见图4.2.1）。由图4.2.1可以看出，在双对数坐标图上，η_{AOF} 与

K 之间具有明显的直线关系。经线性回归后得到相关系数为 0.9142 的相关公式为：

$$\eta_{AOF} = 5.211 \times 10^{-3} K^{0.676} \tag{4.2.25}$$

将（4.2.25）式代入（4.2.23）式即得，本节预测气井绝对无阻流量的关系式为：

$$q_{AOF} = 5.211 \times 10^{-3} h p_R^2 K^{0.676} \tag{4.2.26}$$

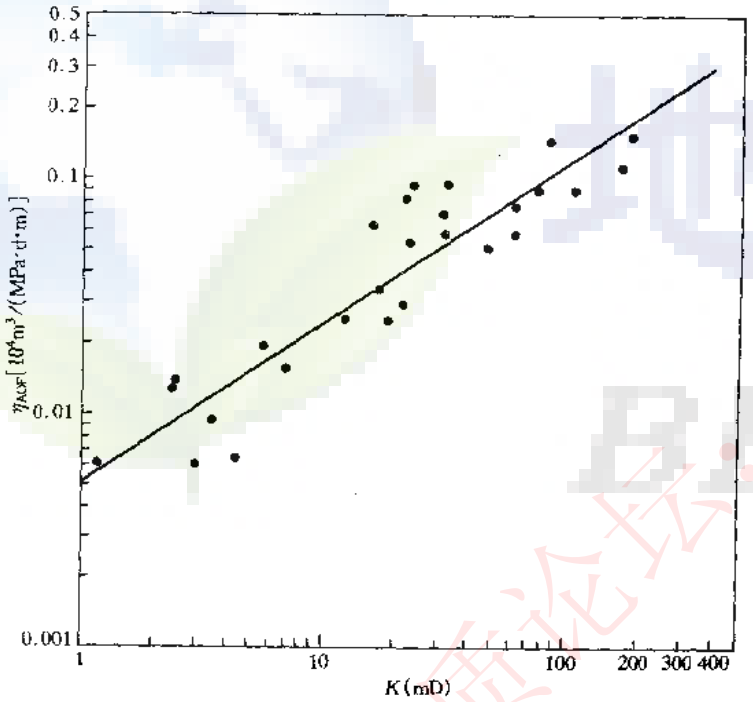


图 4.2.1　青海气田的 η_{AOF} 与 K 的关系图

表 4.2.1　青海气田分井测试资料

气田	井号	测试井段 (m)	层数	h (m)	p_R (MPa)	q_{AOF} ($10^4m^3/d$)	η_{AOF} ($10^4m^3/(MPa^2\cdot d\cdot m)$)	K (mD)
台南	5	1079.5～1082.5	1	3.0	12.84	7.72	0.0156	8.12
		1232.5～1234.0	1	1.5	14.74	29.95	0.0919	108.00
		1534.5～1544.5	2	10.0	18.14	21.54	0.0065	4.52
	8	1455.0～1460.0	1	5.0	16.82	218.46	0.1544	187.00
		1726.5～1730.0	1	3.5	20.08	109.73	0.0778	62.50
涩北一号	涩19	1227.2～1230.7	1	3.5	14.16	13.47	0.0192	5.74
		1367.7～1371.2	1	3.5	15.88	31.22	0.0354	17.58
		1510.6～1518.5	1	7.9	17.43	71.01	0.0296	21.24
	涩20	1305.4～1308.6	1	3.2	15.10	38.53	0.0528	47.48
		1369.0～1370.9	1	1.9	13.54	31.77	0.0912	76.92
	涩22	543.6～546.0	1	2.4	6.16	8.89	0.0976	31.70
		784.6～788.0	1	3.4	7.99	32.06	0.1477	84.56
	涩23	1059.0～1061.3	1	2.3	12.09	21.16	0.0629	15.48
	涩24	1457.6～1458.8	1	1.2	16.91	32.86	0.0957	22.91
		1081.2～1084.8	1	3.6	11.51	34.01	0.0713	29.95
		1161.4～1164.2	1	2.8	12.49	25.69	0.0588	32.37
		1274.4～1277.4	1	3.0	13.93	14.98	0.0257	12.42
涩北二号	涩21	1071.0～1078.3	1	7.3	13.03	16.10	0.0130	2.48
		1228.0～1232.6	2	2.3	14.89	12.90	0.0253	18.41
		1314.6～1318.0	1	3.4	15.44	44.30	0.0546	22.19
	涩25	1041.3～1051.5	2	5.9	11.78	4.95	0.0060	1.22
		1235.0～1239.6	1	4.6	13.93	12.10	0.0135	2.48
		1329.2～1335.2	2	3.9	14.96	48.80	0.0559	61.16
	涩26	790.6～794.8	1	4.2	8.55	35.70	0.1163	171.00
	涩28	616.0～618.0	1	2.0	6.61	7.30	0.0835	21.60
		1006.0～1011.0	1	5.0	11.36	6.30	0.0097	3.62
		1188.0～1191.0	1	3.0	12.98	3.09	0.0061	3.06

将青海气田不同气井和气层测试的原始地层压力 p_R 的 51 个数据，与其相应的气层中部深度 D 绘制成图，得到该气田的压力梯度图为一较好的直线（见图 4.2.2）。经线性回归得到具有相关系数 0.9968 的直线方程为：

$$p_R = 0.0118D - 0.2814 \qquad (4.2.27)$$

当气井为多层合采时，气层的平均有效渗透率由下式确定：

$$\overline{K} = \sum_{j=1}^{n} K_j h_j / h_t \qquad (4.2.28)$$

$$h_t = \sum_{j=1}^{n} h_j \qquad (4.2.29)$$

式中 K_j——j 气层的有效渗透率，mD；

$\overline{K}$——多层合采的平均有效渗透率，mD；

h_j——j 气层的有效厚度，m；

h_t——多层合采的有效厚度，m。

由算术平均法确定多层合采的平均地层压力为：

$$\overline{p}_R = \sum_{j=1}^{n} p_{Rj} / n \qquad (4.2.30)$$

三、应 用 实 例

以涩北一号气田的涩 19 井为例，说明本节提供方法的应用情况。由表 4.2.1 看出，该井共测试三个层段，每个层段只有一个层。假若三个层段合采，或是一套开发层系的三个层，该层系该气井的绝对无阻流量和合理产量的大小可由下面方法确定。

将涩 19 井三个层的有关参数，分别代入（4.2.28）式、（4.2.29）式和（4.2.30）式得：

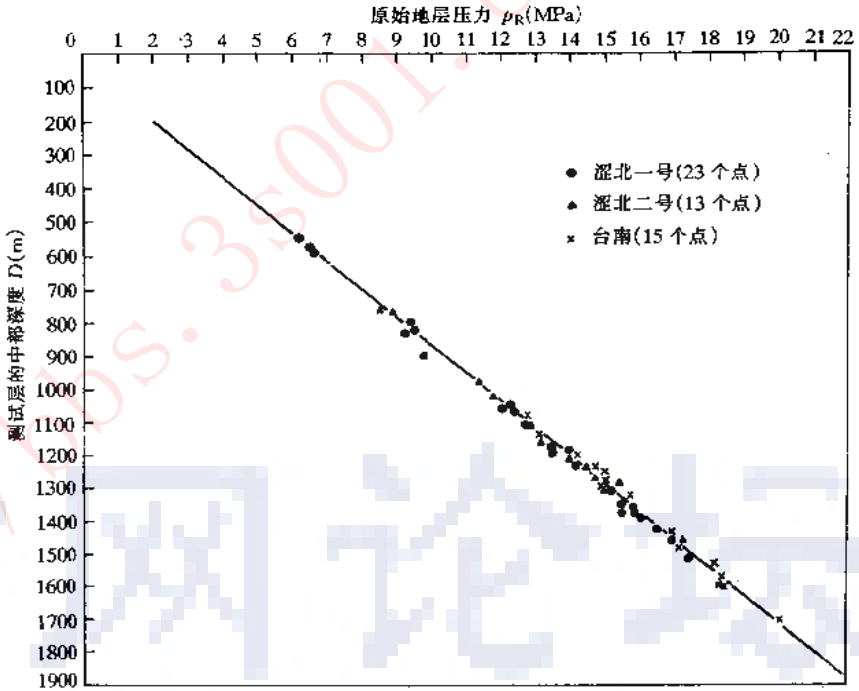


图 4.2.2 青海气田的压力梯度图

$$\overline{K} = \frac{(5.74 \times 3.5 + 17.58 \times 3.5 + 21.24 \times 7.9)}{(3.5 + 3.5 + 7.9)} = 16\text{mD}$$

$$h_t = 3.5 + 3.5 + 7.9 = 14.9\text{m}$$

$$\overline{p}_R = \frac{(14.16 + 15.88 + 17.43)}{3} = 15.82\text{MPa}$$

再将求得的 $\overline{K}$，h_t 和 $\overline{p}_R$ 的数值代入（4.2.26）式得，该气

井的绝对无阻流量：

$$q_{AOF} = 5.211 \times 10^{-3} \times 14.9 \times (15.82)^2 \times (16)^{0.676}$$
$$= 126.6 \times 10^4 m^3/d$$

若按绝对无阻流量的1/5作为合理的配产指标，那么，该气井的合理产量为：

$$q_g = 126.615 = 25.3 \times 10^4 m^3/d$$

四、结 束 语

（1）本节基于气井的产能方程，提出了预测气井绝对无阻流量的新方法。经过我国青海气田大量的实际资料应用表明，该方法原理正确，实际应用有效。

（2）对于任何新发现的气田，可以根据产能试井和压力恢复曲线试井，分别求得 q_{AOF}和 K 数值，按照本节提供的方法，建立自己的 η_{AOF}与 K 的关系图和关系式，并根据测得的 p_R 与 D 的数据，建立气田的压力梯度图，作为预测未测压井或未测压层的原始地层压力之用。在具备了这两项基础数据之后，可利用本节的方法，对任意开发层系设计的气井进行绝对无阻流量和合理产量的预测。

（3）本节所用实际资料，引自青海石油管理局1977年12月上报的涩北一号气田、涩北二号气田和台南气田储量报告。

参 考 文 献

[1] 陈元千．气井未来产能的简易预测方法．石油钻采工艺，1989（5）11，65～70

[2] 陈元千．表皮系数的分解方法．石油钻采工艺，1998（4）10，85～90

[3] 陈元千．确定气井湍流表皮系数的方法．试采技术，1990（4）11，1～5

[4] Theory and Practice of the Testing of Gas Wells. third edition. Energy Resources Conservation Board, Calgary (1975)

第三节 气井新的无量纲IPR方程与应用

气井的产能试井，包括确定气井的绝对无阻流量（Absolute Open Flow Rate）和建立气井的IPR（Inflow Performance Relationship）曲线两大内容。目前预测气井产能的方法，既有二项式和指数式的多点法，又有不同形式的单点法[1-3]。对于有限的定容气藏或定压的水驱气藏，无论是砂岩或是双重孔隙介质的储层，当气井的生产动态达到拟稳态（dp_{wf}/dt＝常数），或是稳态（$dp_{wf}/dt=0$）条件时，只要取得了可靠的压力和产量数据，应用多点法或是单点法，均可得到比较满意的预测结果。但由于二项式是由比较完善的理论推导得到的产能方程[4]，而指数式则是一个只考虑湍流影响的指数修正式，因此，国内外专家同行一般认为，二项式的预测结果比较可靠，而指数式的预测结果，一般要比二项式大10%左右。本节在气井的二项式产能方程基础上，建立了气井的无量纲IPR方程，并用于预测气井的绝对无阻流量和IPR曲线。同时，本节对于不同 α 参数，绘制无量纲的IPR曲线图。

一、气井新的无量纲IPR方程的建立

对于有限地层的定容气藏，当气井的生产动态达到拟稳态之后，气井的产能方程为[4]：

$$q_g = \frac{2.714 \times 10^{-5} KhT_{sc}(p_R^2 - p_{wf}^2)}{\bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc}(\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S_1 + S_2 + S_3 + Dq_g)} \quad (4.3.1)$$

式中 q_g——气井的产量，$10^4m^3/d$；

K——气层有效渗透率，mD；

h——气层有效厚度，m；

p_R——地层压力，MPa；

p_{wf}——井底流动压力，MPa；

$\overline{p}$——平均压力，$\overline{p}=0.5(p_R+p_{wf})$，MPa；

p_{sc}——地面标准压力，MPa；

T_{sc}——地面标准温度，K；

T——气藏温度，K；

$\overline{\mu}_g$——在 $\overline{p}$ 压力下地层气体的粘度，mPa·s；

$\overline{Z}$——在 $\overline{p}$ 压力下地层气体的偏差系数；

r_e——供给半径，m；

r_w——井底半径，m；

S_1——气层打开程度表皮系数；

S_2——气层射孔密度表皮系数；

S_3——泥浆污染损害表皮系数；

$S_4=Dq_g$——湍流表皮系数；

D——湍流系数，$(10^4m^3/d)^{-1}$。

将（4.3.1）式改写为常用的二项式为：

$$p_R^2-p_{wf}^2=Aq_g+Bq_g^2 \tag{4.3.2}$$

式中 $$A=\frac{3.684\times10^4\overline{\mu}_g\overline{Z}Tp_{sc}}{KhT_{sc}}\left(\ln\frac{0.472r_e}{r_w}+S_1+S_2+S_3\right) \tag{4.3.3}$$

$$B=\frac{3.684\times10^4\overline{\mu}_g\overline{Z}Tp_{sc}D}{KhT_{sc}} \tag{4.3.4}$$

$$D=\frac{4.91\gamma_g p_{sc}}{hr_w\overline{\mu}_g T_{sc}K^{0.2}} \tag{4.3.5}$$

为了确定二项式中 A 和 B 的数值，将（4.3.2）式改为下式：

$$\frac{p_R^2-p_{wf}^2}{q_g}=A+Bq_g \tag{4.3.6}$$

当取 $p_{wf}=0.101$MPa 时，$p_R^2-0.101^2\simeq p_R^2$，由（4.3.6）式解得确定气井绝对无阻流量的关系式：

$$q_{AOF}=\frac{\sqrt{A^2+4Bp_R^2}-A}{2B} \tag{4.3.7}$$

式中 q_{AOF}——气井的绝对无阻流量，$10^4m^3/d$。

将（4.3.1）式修正的指数式为：

$$q_g=C(p_R^2-p_{wf}^2)^n \tag{4.3.8}$$

$$C=\frac{2.714\times10^{-5}KhT_{sc}}{\overline{\mu}_g\overline{Z}Tp_{sc}\left(\ln\frac{0.472r_e}{r_w}+S_1+S_2+S_3+S_4\right)} \tag{4.3.9}$$

$$S_4=Dq_g \tag{4.3.10}$$

式中 C——产能系数，$10^4m^3/(MPa^{2n}\cdot d)$；

S_4——湍流表皮系数；

n——动态指数（$0.5 \leqslant n \leqslant 1.0$），当 $n=0.5$ 时，气井的生产动态为完全湍流所控制；当 $n=1.0$ 时，气井的生产动态为完全达西层流所控制。

将（4.3.2）式改写为下式：

$$p_{wf}^2 = p_R^2 - Aq_g - Bq_g^2 \tag{4.3.11}$$

再将（4.3.11）式的等号两端同除以 p_R^2 得：

$$\frac{p_{wf}^2}{p_R^2} = 1 - \frac{A}{p_R^2}q_g - \frac{B}{p_R^2}q_g^2 \tag{4.3.12}$$

若将（4.3.12）式等号右端的第二项和第三项，分别乘以和除以 q_{AOF} 和 q_{AOF}^2 得：

$$\frac{p_{wf}^2}{p_R^2} = 1 - \frac{Aq_{AOF}}{p_R^2}\left(\frac{q_g}{q_{AOF}}\right) - \frac{Bq_{AOF}^2}{p_R^2}\left(\frac{q_g}{q_{AOF}}\right)^2 \tag{4.3.13}$$

由（4.3.13）式可得本节提供的无量纲 IPR 方程为：

$$p_D = 1 - \alpha q_D - \beta q_D^2 \tag{4.3.14}$$

式中

$$p_D = p_{wf}^2/p_R^2 \tag{4.3.15}$$

$$q_D = q_g/q_{AOF} \tag{4.3.16}$$

$$\alpha = Aq_{AOF}/p_R^2 \tag{4.3.17}$$

$$\beta = Bq_{AOF}^2/p_R^2 \tag{4.3.18}$$

由（4.3.15）式看出，当 $p_{wf}=0$ 时，$p_D=0$；而当 $p_{wf}=0$ 时，$q_g = q_{AOF}$，因此，由（4.3.16）式得 $q_D=1$。将 $p_D=0$ 和 $q_D=1$ 代入(4.3.14)式得：

$$\beta = 1 - \alpha \tag{4.3.19}$$

将（4.3.19）式再代入（4.3.14）式得通用的无量纲 IPR 方程为：

$$p_D = 1 - \alpha q_D - (1-\alpha)q_D^2 \tag{4.3.20}$$

在（4.3.20）式中的 α 参数，控制着无量纲 IPR 曲线的分布形态。α 参数的变化范围为 0～1.0，它的大小取决于地层压力和湍流影响的程度（见图 4.3.1）。当 $\alpha=0$ 时，为完全的湍流控制；当 $\alpha=1.0$ 时，为完全的层流控制。对于探井和新投产的生产井，根据文献［1］的统计研究结果，$\alpha=0.25$ 时，具有比较可靠的预测结果，因此，由（4.3.20）式得，新的无量纲 IPR 方程为：

$$p_D = 1 - 0.25q_D - 0.75q_D^2 \tag{4.3.21}$$

这里的（4.3.21）式为一元二次方程式，求解后得：

$$q_D = \frac{\sqrt{1 + 48(1 - p_D)} - 1}{6} \tag{4.3.22}$$

将（4.3.15）式和（4.3.16）式代入（4.3.22）式得，由单点测试法预测气井绝对无阻流量的关系式为：

$$q_{AOF} = \frac{6q_g}{\sqrt{1 + 48\left(1 - \frac{p_{wf}^2}{p_R^2}\right)} - 1} \tag{4.3.23}$$

在由（4.3.23）式确定了气井的绝对无阻流量 q_{AOF} 之后，再由（4.3.15）式和（4.3.22）式分别得到下面的公式，预测气井 IPR 曲线的井底流动压力 p_{wf} 和产量 q_g 的相应数值为：

$$p_{wf} = p_R\sqrt{p_D} \tag{4.3.24}$$

$$q_g = \frac{q_{AOF}[\sqrt{1 + 48(1 - p_D)} - 1]}{6} \tag{4.3.25}$$

我们给定不同的无量纲压力 p_D 的数值（0，0.1，0.2，0.3，……1.0），由（4.3.24）式和（4.3.25）式即可求得相应的 p_{wf} 和 q_g 的数值。若将相应的 p_{wf} 和 q_g 数值绘于直角坐标纸上，可以得到气井的 IPR 曲线。

二、方法应用举例

无量纲 IPR 方程，主要根据气井的单点测试资料，用于预测气井的绝对无阻流量，以及在不同工作制度下，气井的产量与井底流动压力之间的 IPR 曲线。下面以我国四川地区威远气田威 2 井的多点测试资料为例，说明单点测试解释法与多点测试解释法预测气井绝对无阻流量的结果。威 2 井的多点测试资料列于表 4.3.1。

由表 4.3.1 看出，由单点法计算 4 个测试点的气井绝对无阻流量是非常接近的。利用平均的绝对无阻流量值 $70.76\times10^4m^3/d$，给定不同的无量纲压力 p_D 值，由（4.3.24）式和（4.3.25）式分别计算的井底流动压力 p_{wf} 和相应的气井产量 q_g 的数值列于表 4.3.2，并绘图 4.3.2。由图 4.3.2 看出，4 个实际数据点

完全落于图 4.3.2 的曲线上。

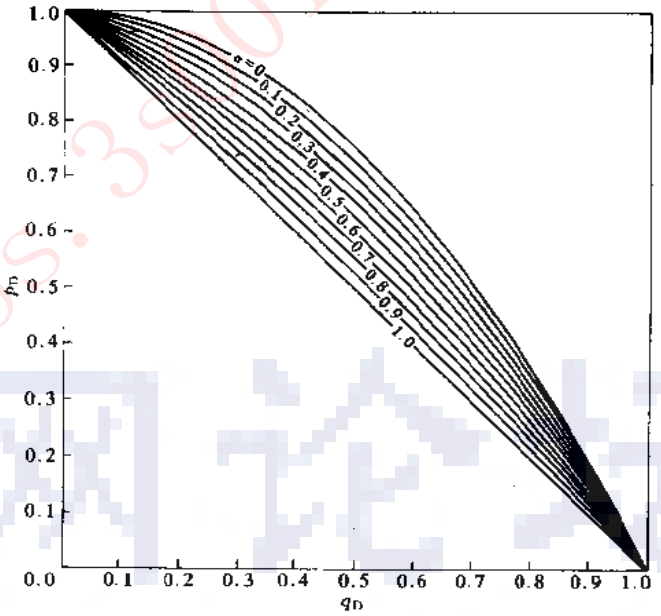


图 4.3.1　气井新的无量纲 IPR 曲线

表 4.3.1　威 2 井多点测试资料及 q_{AOF} 预测结果

p_R (MPa)	p_{wf} (MPa)	q_g ($10^4m^3/d$)	p_D (4.3.15) 式	$\frac{p_R^2-p_{wf}^2}{q_g}$	q_{AOF} ($10^4m^3/d$) (4.3.23) 式	q_{AOF} ($10^4m^3/d$) (4.3.7) 式
28.151	22.173	39.74	0.6204	7.5701	70.46	
	23.307	35.46	0.6855	7.0294	70.64	
	24.275	31.32	0.7436	6.4879	70.97	69.88
	25.269	26.19	0.8057	5.8784	70.99	
				平均	70.76	

将表 4.3.1 内的有关数据，按照（4.3.6）式的关系绘于直角坐标纸上（见图 4.3.3），得到一条很好的直线关系。由线性回归得到的直线截距 $A=2.5851$，斜率 $B=0.1251$，相关系数 $r=0.9998$。将 A 和 B 的数值代入（4.3.7）式得，由多点法二项式所预测气井的绝对无阻流量为：

$$q_{AOF}=\frac{\sqrt{2.5851^2+4\times0.1251\times28.151^2}-2.5851}{2\times0.1251}$$
$$=69.88\times10^4\mathrm{m^3/d}$$

表 4.3.2　由单点法和多点法预测威 2 井的 IPR 曲线

p_D	p_{wf} (MPa)	q_g ($10^4m^3/d$)		Δq_g
	由（4.3.24）式	由（4.3.25）式	由（4.3.26）式	($10^4m^3/d$)
1	28.151	0	0	0
0.9	26.705	16.61	16.88	−0.27
0.8	25.178	26.60	26.74	−0.14
0.7	23.552	34.49	34.47	0.02
0.6	21.805	41.21	41.06	0.15
0.5	19.905	47.17	46.89	0.28
0.4	17.803	52.59	52.18	0.41
0.3	15.418	57.58	57.06	0.52
0.2	12.589	62.23	61.60	0.63
0.1	8.902	66.61	65.88	0.73
0	0	70.76	69.93	0.83

将已知的 A、B 和 p_R 的数值代入（4.3.2）式得，由二项式法预测威 2 井 IPR 曲线的关系式：

$$q_g=\frac{\sqrt{6.6827+0.5004(792.479-p_{wf}^2)}-2.5851}{0.2502} \qquad (4.3.26)$$

利用（4.3.26）式，由表 4.3.2 中不同的 p_{wf}数值，计算相应的 q_g 数值也列于表 4.3.2，并绘图 4.3.2。由表 4.3.2 和图 4.3.2 可以看出，单点法和多点法预测威 2 井的 IPR 曲线的数值几乎完全重合，实测的 4 个数值点都落在预测的 IPR 曲线上。

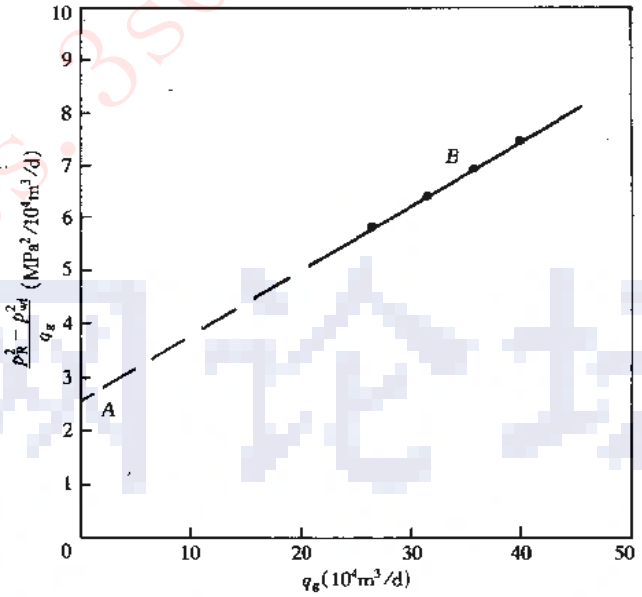


图 4.3.2　由单点法和多点法（二项式）预测威 2 井的 IPR 曲线图

三、与 Vogel 型的 IPR 方程对比

以完善井为基础，广泛用于新油井的 Vogel[5]方程，经文献[3，6]确定的形式为：

$$q_D=1-0.2FEp_D-0.8FE^2p_D^2 \qquad (4.3.27)$$

$$FE=1-\frac{0.87mS_t}{p_R^2-p_{wf}^2} \qquad (4.3.28)$$

$$m = \frac{4.24 \times 10^4 q_g \bar{\mu}_g \bar{Z} T}{KhT_{sc}} \qquad (4.3.29)$$

式中 FE——流动效率；

m——压力恢复曲线直线段的斜率，MPa^2/cycle；其他符号的意义和单位同前所注。

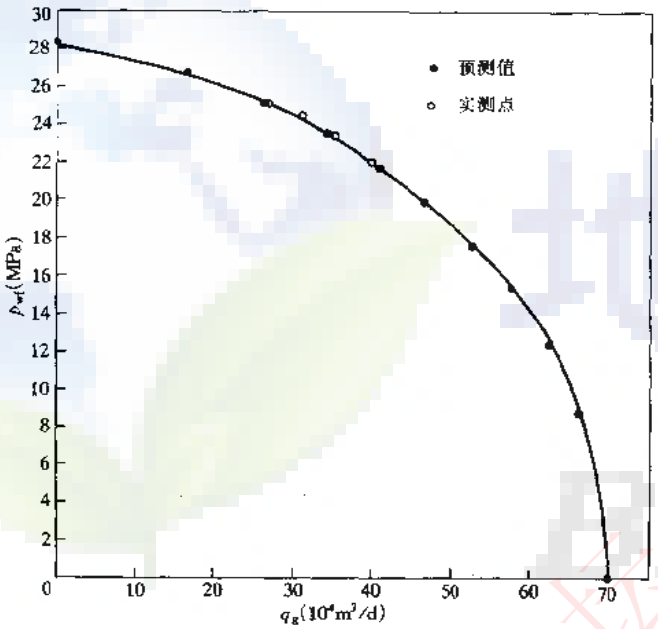


图 4.3.3 威 2 井的二项式直线关系图

将（4.3.21）式与（4.3.27）式相比可以看出，本节提供的气井新的无量纲 IPR 方程，与 Vogel 型无量纲 IPR 方程非常相似，但两者的形式却相差甚远。前者与后者的 p_D 与 q_D 的关系是互为倒置的。这也就是本方法的一个特点。同时，应当强调指

出，应用 Vogel 型的 IPR 方程时，要想得到比较正确的结果，必须首先确定式中 FE 的数值。而在应用本节 IPR 方程时，由于（4.3.21）式中等于 0.25 的 α 参数，是经过大量实测的非完善井资料统计研究结果确定下来的[1]，因此，可以应用于实际的非完善井。同时，还应当指出，在（4.3.27）式中等 0.2 的 Vogel 参数，是 Vogel 对于完善井的条件，利用油藏数值模拟法理论计算结果，经无量纲化处理后得到的常用系数，并非实际油井测试资料统计研究的结果。

参 考 文 献

[1] 陈元千．确定气井绝对无阻流量的简单方法．天然气工业，1987（1），59－63

[2] 陈元千．确定气井绝对无阻流量和产能的简易方法．天然气工业，1987（4），38－43

[3] Chen yuanqian. A New Method of Determining Gas Well Deliverability by Dimensionless IPR Equation. China Oil (Autumu, 1986), P.362－365

[4] 陈元千．预测气井绝对无阻流量的一个新方法．油气井测试，1998（1）7，1－5

[5] Vogel, J V.. Inflow performance Relation－Ship for Solution Gas Drive. JPT (Jan., 1968), P.83－92

[6] 陈元千．无因次 IPR 曲线通式的推导及线性求解方法．石油学报，1986（2）7，63－73

第四节 确定气井高速系数 β 值的方法及相关经验公式

对于高速流动的气井，存在着湍流或非达西流动，因此，达西定律必须予以修正，以考虑由于湍流所引起的附加压力降。对此，由 Forccheimer（1901）提出的二项式方程，可以用于校正

湍流对气井动态的影响。高速速度系数 β 是分析湍流影响的重要参数。

本节基于气井两种二项式方程的联解，提出了确定高速速度系数 β 的方法。同时，对于用于一维线性流动和平面径向流动，通过测试确定高速速度系数 β 和渗透率 K 的关系式，进行了相应的推导，并利用青海气田气井单层测试的稳定与不稳定（压力恢复）试井资料的计算与应用，建立了高速速度系数 β 与有效渗透率 K 的相关经验公式。该公式与国外普遍采用的公式[1,2]，有较好的一致性（图 4.4.3）。但应指出，国外的相关经验公式，是不同学者利用天然岩心，以天然气或空气为介质，通过一维线性模型测试与计算建立的结果，因此，它的代表性和可靠性是不高的。

一、确定气井高速速度系数 β 方法的引导

在气井稳定生产条件下，若存在湍流的影响，它的产量公式表示为[3]：

$$q_g = \frac{2.714\times10^{-5}KhT_{sc}(p_e^2 - p_{wf}^2)}{\mu_g ZTp_{sc}(\ln\frac{r_e}{r_w} + S_c + Dq_g)} \tag{4.4.1}$$

式中

$$S_c = S_1 + S_2 + S_3 \tag{4.4.2}$$

将（4.4.1）式改写为气井常用的二项式方程时，可表示为：

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = A_1 q_g + B_1 q_g^2 \tag{4.4.3}$$

式中

$$A_1 = \frac{3.684\times10^4\mu_g ZTp_{sc}}{KhT_{sc}}(\ln\frac{r_e}{r_w} + S_c) \tag{4.4.4}$$

$$B_1 = \frac{3.684\times10^4\mu_g ZTp_{sc}D}{KhT_{sc}} \tag{4.4.5}$$

在气体高速流动的条件下，当发生湍流影响时，根据 Forchheimer（1901）的二次式模型，可以推导得到气井的二项式方程为[4]：

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = A_2 q_g + B_2 q_g^2 \tag{4.4.6}$$

式中

$$A_2 = \frac{3.684\times10^4\mu_g ZTp_{sc}}{KhT_{sc}}(\ln\frac{r_e}{r_w} + S_c) \tag{4.4.7}$$

$$B_2 = \frac{1.966\times10^{-8}\beta\gamma_g ZTp_{sc}^2}{h^2T_{sc}^2R}(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e}) \tag{4.4.8}$$

将（4.4.3）式至（4.4.5）式，与（4.4.6）式至（4.4.8）式的对比看出，$A_1 = A_2$，因此必有 $B_1 = B_2$。于是由（4.4.5）式与（4.4.8）式相等，并忽略 $1/r_e$ 项得，β 与 D 的关系式为：

$$\beta = \frac{1.8738\times10^{12}\mu_g T_{sc}hr_wRD}{p_{sc}K\gamma_g} \tag{4.4.9}$$

将（4.4.5）式改为下式：

$$D = \frac{KhT_{sc}B_1}{3.684\times10^4\mu_g ZTp_{sc}} \tag{4.4.10}$$

再将（4.4.10）式代入（4.4.9）式，可以得到通过二项式直线的斜率 B_1，计算 β 系数的关系式为：

$$\beta = \frac{5.086 \times 10^7 T_{sc}^2 h^2 r_w R B_1}{p_{sc}^2 Z T \gamma_g} \qquad (4.4.11)$$

已知：$T_{sc}=293\text{K}$；$R=0.008315\text{MPa}\cdot\text{m}^3/(\text{kmol}\cdot\text{K})$；$p_{sc}=0.101\text{MPa}$，将其代入（4.4.11）式得：

$$\beta = \frac{3.559 \times 10^{12} h^2 r_w B_1}{Z T \gamma_g} \qquad (4.4.12)$$

二、β 系数的计算及相关经验公式的建立

近些年来，在我国西部柴达木盆地第四纪地层中，发现了较大型的青海气田。该气田由三个相邻而完全相似的气田（台南、涩北一号和涩北二号）组成。利用该气田 8 口井 16 个单层测试资料，由二项式法多点回归确定的直线斜率 B_1 值，以及由压力恢复曲线法确定的气层有效渗透率 K 列于表 4.4.1。由 51 个静压点和 61 个静温点，线性回归的相关经验公式分别为：

$$p_e = 0.0118L - 0.2814 \qquad (4.4.13)$$

$$T = 0.03648L + 9.626 \qquad (4.4.14)$$

该气田天然气中甲烷的摩尔含量高达 98% 以上，属纯干气气田，天然气的平均相对密度 γ_g 为 0.556。天然气的拟临界压力 p_{pc}和拟临界温度 T_{pc}，分别可由如下的相关经验公式确定[5]：

$$p_{pc} = 4.6677 + 0.1034\gamma_g - 0.2585\gamma_g^2 \qquad (4.4.15)$$

$$T_{pc} = 93.3333 + 180.5556\gamma_g - 6.9444\gamma_g^2 \qquad (4.4.16)$$

天然气的拟对比压力 p_{pr}和拟对比温度 T_{pr}，分别由下式计

算：

$$p_{pr} = p_e / p_{pc} \qquad (4.4.17)$$

$$T_{pr} = T / T_{pc} \qquad (4.4.18)$$

在已知 p_{pr}和 T_{pr}之后，再由下面的公式计算气体的偏差系数 Z[5]：

$$Z = a + \frac{1-a}{e^b} + c p_{pr}^d \qquad (4.4.19)$$

式中 $a = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101$ (4.4.20)

$$b = (0.62 - 0.23T_{pr})p_{pr} + \left[\frac{0.066}{(T_{pr} - 0.86)} - 0.037\right]p_{pr}^2 + \frac{0.32 p_{pr}^6}{\exp[20.727(T_{pr} - 1)]} \qquad (4.4.21)$$

$$c = 0.132 - 0.32\log T_{pr} \qquad (4.4.22)$$

$$d = \exp(0.7153 - 1.1285T_{pr} + 0.4201T_{pr}^2) \qquad (4.4.23)$$

由（4.4.13）式和（4.4.14）式，计算青海气田 16 个单层的地层压力 p_e 和地层温度 T 的数值，以及由（4.4.15）式至（4.4.22）式计算各单层的气体偏差系数，也列于表 4.4.1。

已知青海气田气井完井的产层生产套管为 5½″，管径为 139.7mm，因此，井底（井筒）半径 r_w 为 0.06985m。将 r_w 和 γ_g 的数值代入（4.4.12）式得，计算单层 β 系数的公式为：

$$\beta = \frac{0.4471 \times 10^{12} h^2 B_1}{ZT} \qquad (4.4.24)$$

表 4.4.1　青海气田气井的测试资料计算结果

井号	井段 (m)	层数 (个)	L (m)	h (m)	K (mD)	B_1 [$MPa^2/(10^4m^3/d)^2$]	p_c (MPa)	T (K)	Z (无量纲)	β (m^{-1})
台南 5	1534.5～1544.5	2	1539.5	10	4.52	0.0432	17.88	338.8	0.874	6.52×10^9
台南 8	1726.5～1730.0	1	1728.3	3.5	62.50	0.0513	20.11	345.7	0.887	9.16×10^6
深 19	1227.2～1230.7	1	1228.9	3.5	5.74	0.2584	14.22	327.5	0.862	5.01×10^9
	1367.7～1371.2	1	1369.5	3.5	17.58	0.1018	15.88	332.6	0.865	1.94×10^9
	1510.6～1518.5	1	1514.6	7.9	21.24	0.0410	17.59	337.8	0.872	3.88×10^9
深 20	1305.4～1308.6	1	1307.1	3.2	47.48	0.1000	15.14	330.3	0.863	1.61×10^9
	1369.0～1370.9	1	1369.9	1.9	76.92	0.1460	15.88	332.6	0.865	8.19×10^9
深 21	1071.0～1078.3	1	1074.7	7.3	2.48	0.2334	12.40	321.8	0.861	2.01×10^{10}
	1228.0～1232.0	2	1230.3	2.3	18.41	0.4297	14.24	327.5	0.862	3.60×10^9
深 22	543.6～546.0	1	544.8	2.4	31.70	0.1806	6.15	302.5	0.899	1.71×10^9
	784.6～788.0	1	786.3	3.4	84.56	0.0588	8.99	311.3	0.873	1.12×10^9
深 24	1161.4～1164.2	1	1162.8	2.8	32.37	0.1119	13.44	325.0	0.861	1.40×10^9
	1274.4～1277.4	1	1275.9	3.0	12.42	0.3172	14.77	329.2	0.862	4.50×10^9
深 25	1235.0～1239.6	1	1237.2	4.6	2.48	0.5477	14.32	327.8	0.862	1.83×10^{10}
	1329.2～1335.2	2	1332.2	3.9	61.16	0.0757	15.44	331.2	0.864	1.80×10^9
深 28	616.0～618.0	1	617.0	2.0	21.60	0.3484	7.00	305.1	0.890	2.30×10^9

将不同单层的 h、B_1、Z 和 T 的数值，代入（4.4.24）式得到的 β 数值也列于表 4.4.1。将表 4.4.1 中的 β 值和相应的 K 值，绘于双对数坐标纸的图 4.4.1 上，得到呈直线下降的关系图。该直线关系可由下式表示：

$$\log\beta = m + n\log K \tag{4.4.25}$$

对图 4.4.1 上数据点，按照（4.4.25）式进行线性回归得，直线的截距 $m=10.4645$；直线的斜率 $n=-0.7852$；直线的相关系数 $r=-0.9520$。再将 m 和 n 的数值代入（4.4.25）式得：

$$\log\beta = 10.4645 - 0.7852\log K \tag{4.4.26}$$

再将（4.4.26）式改为如下的指数形式为：

$$\beta = \frac{2.914\times10^{10}}{K^{0.7852}} \tag{4.4.27}$$

三、国外确定 β 系数的相关经验公式及其对比

国外众多学者自 1938 年到 1976 年间，为确定 β 系数的数值，利用不同的天然岩心，以天然气或空气为流动介质，进行了大量的一维线性稳定流测试[6-11]。对于每个岩心，通过建立不同的压差进行测试，并根据取得的压差、流量和物性数值，可按本节推导的下式进行计算：

$$\frac{14.5(p_1^2-p_2^2)}{\mu_g\bar{Z}T^*L^*(q_g^*/A)} = \frac{1}{K} + 10^{-11}\beta\frac{\rho_g^*}{\mu_g}\left(\frac{q_g^*}{A}\right) \tag{4.4.28}$$

式中

$$\rho_g^* = \frac{3.4841\gamma_g p_{sc}}{Z_{sc}T_{sc}} \tag{4.4.29}$$

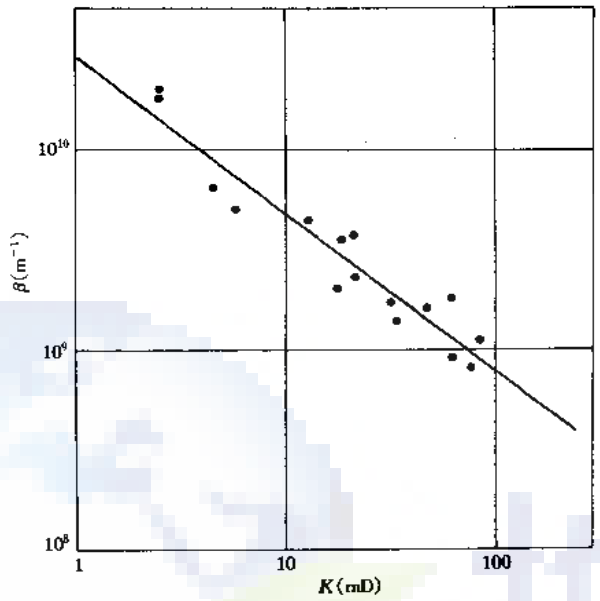


图 4.4.1　本节得到的 β 与 K 的关系图

若设：

$$y = \frac{14.5(p_1^2 - p_2^2)}{\bar{\mu}_g \bar{Z} T^* L^* (q_g^*/A)} \tag{4.4.30}$$

$$x = \rho_g^* q_g^* / \bar{\mu}_g A \tag{4.4.31}$$

$$m = 10^{-11}\beta \tag{4.4.32}$$

则得

$$y = 1/K + mx \tag{4.4.33}$$

由（4.4.33）式可以看出，这是一个截距为 $1/K$ 和斜率为 m 的直线关系式。当经线性回归确定 m 的数值之后，可由（4.4.32）式改写的下式计算 β 系数的大小：

$$\beta = m \times 10^{11} \tag{4.4.34}$$

在图 4.4.2 上绘出了国外不同学者，通过不同岩石的测试结果，所计算得到的 β 与 K 的关系图[12]。由图 4.4.2 看出，这是一条下降的直线，经线性回归后得到相关经验公式为[1,3]：

$$\beta = \frac{7.639 \times 10^{10}}{K^{1.2}} \tag{4.4.35}$$

利用同样的测试数据和 β 与 K 的关系图[12]，在文献［2］中却引出如下不同的相关经验公式为：

$$\beta = \frac{8.594 \times 10^{10}}{K^{1.1045}} \tag{4.4.36}$$

本节的（4.4.26）式，可与国外的（4.4.35）式和（4.4.36）式直接对比，同时，在图 4.4.3 上绘出了三者的直线关系图。由图 4.4.3 可以看出，当 K 小于 10mD 时，国外公式的数值均比本节的高；而当 K 大于 30mD 时，国外的数值比本节的低。但应着重指出的是，本节的（4.4.27）式是矿场气井试井资料所得的结果。而国外的（4.4.35）式和（4.4.36）式是在实验室内岩心测试资料所得的结果。因此，两者有着根本的差异。本节的结果，应当说具有更好的实用价值。

四、结　束　语

（1）高速速度系数 β 是气井试井设计和产能研究的重要参数。本节基于气井的二项式方程，推导得到了确定 β 系数的方法。同时，利用青海气田 9 口气井的 16 个单层的理想测试资料，计算了不同层的高速速度系数 β，并建立了 β 与有效渗透率 K 之间的相关经验公式。

（2）国外不同学者从 1938 至 1976 年间[6-11]，通过实验室的天然岩心测试，利用类似本节的（4.4.29）式的方法[16]，对

高速速度系数进行了计算，并由文献［12］的汇总结果，建立了 β 与岩心分析渗透率 K 之间的相关经验公式[1,2]。

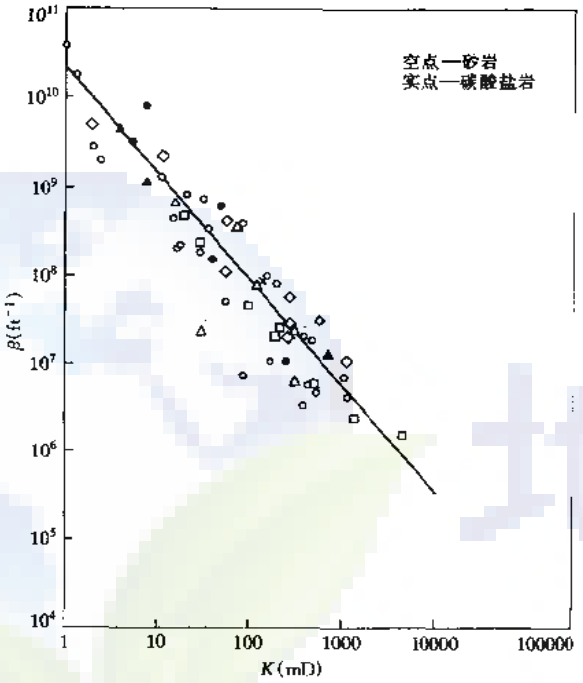


图 4.4.2　国外报导的 β 与 K 的关系图[1~3,12]

（3）通过图 4.4.3 的三条直线对比表明，本节相建立的相关经验公式，与国外的相关经验公式有较好的一致性，但其差异是明显的。因本节的公式，是根据气井的测试资料建立的，因此，要比国外通过岩心测试资料建立的公式，有更好的代表性和实用性。

（4）利用同样岩心的测试数据，在文献［1］和文献［2］中，引出了两个有差异的如下相关经验公式：

$$\beta = \frac{2.329 \times 10^{10}}{K^{1.2}} \qquad (a)$$

$$\beta = \frac{2.730 \times 10^{10}}{K^{1.1045}} \qquad (b)$$

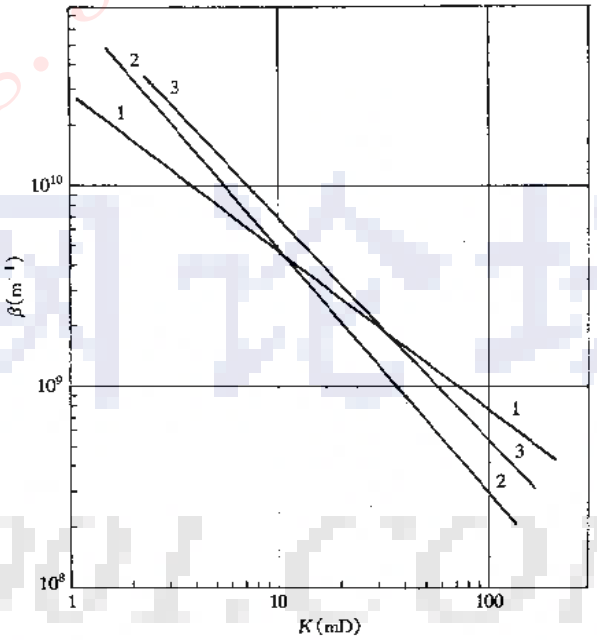


图 4.4.3　本节的 β 与 K 的直线与国外直线对比
1— (4.4.27) [本节]; 2— (4.4.35); 3— (4.4.36) 式

这里的（a）式和（b）式与文中的（4.4.35）式和（4.4.36）式相对应，其单位：β 为 ft^{-1}；K 为 mD。这里的（a）式与（b）式也存在差异，可能与不同作者的线性回归取值有关；也可能是作者在图 4.4.2 上，直接读值得到的截距和斜率有关。

五、符号及单位注释

q_g——气井的稳定产量，$10^4m^3/d$；

q_g^*——岩心测试的气体流量，cm^3/s；

p_e——地层压力，MPa；

p_{wf}——井底流动压力，MPa；

p_1——岩心测试的入口压力，MPa；

p_2——岩心测试的出口压力，MPa；

$\bar{p}$——平均压力，$\bar{p}=(p_1+p_2)/2$，MPa；

p_{pc}——拟临界压力，MPa；

p_{pr}——拟对比压力；

p_{sc}——地面标准压力，MPa；

T_{sc}——地面标准温度，K；

T——地层温度，K；

T^*——测试岩心的温度，K；

T_{pc}——拟临界温度，K；

T_{pr}——拟对比温度；

ρ_g^*——地面标准条件下气体的密度，g/cm^3；

μ_g——在 p_e 压力下的气体粘度，mPa·s；

$\bar{\mu}_g$——在 $\bar{p}$ 压力下气体的粘度，mPa·s；

Z——在 p_e 压力下气体的偏差系数；

Z_{sc}——在 p_{sc} 和 T_{sc} 条件下气体的偏差系数；

$\bar{Z}$——在 $\bar{p}$ 压力下气体的偏差系数；

γ_g——气体的相对密度；

R——通用气体常数，$MPa\cdot m^3/(kmol\cdot K)$；

r_e——供给半径，m；

r_w——井底半径，m；

L——气层中部深度，m；

L^*——岩心长度，cm；

A——岩心的截面积，cm^2；

K——气层有效渗透率，mD；

h——气层有效厚度，m；

S_e——完井表皮系数；

S_1——打开程度表皮系数；

S_2——射孔密度表皮系数；

S_3——泥浆污染表皮系数；

D——湍流（非达西流动）系数，$(10^4m^3/d)^{-1}$；

β——高速速度系数，m^{-1}；

A_1 和 A_2——二项式直线关系的截距；

B_1 和 B_2——二项式直线关系的斜率。

参 考 文 献

[1] Beggs H D. Production Optimization Using Nodal Analysis, Chapter 2, Oil & Gas Consultants International InC. Tulsa (1991)

[2] Golan M and Whitson C H. Well Performance, Chapter 3, Prentice－Hall InC. Englewood Cliffs (1991)

[3] Beggs H D. Gas Production Opsrations, Chapter 3 .Oil & Gas Consultants International Inc, Tulsa (1984)

[4] 陈元千．油气藏工程计算方法．北京：石油工业出版社，1990

[5] 陈元千．实用油气藏工程计算方法．山东：石油大学出版社，1998

[6] Johnson T W and Taliaferro D B. Flow of Air and Natural Gas Through Porous Media. Technical Paper 592, USBM (1938)

[7] Cornell D and Katz D L. Flow of Gases Through Consolidated Porous Meclia, Ind. and Eng. Chem. (oct.1953) 45, 2145

[8] Geertsma J. Estimating the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow Through Porous Media. Soc.Pet.Eng.J. (oct.1974) 445－450

[9] Casse F S and Ramey H J Jr. The Effect of Temperature and Confining Pressure on Single Phase Flow in Consolidated Rocks. SPE 5877 Present at the SPE－AIME 46th Annual California Regional Meeting, Long Beach, April 8－9, 1976

[10] Sadiy S. The Inertial Resistance Coefficient and Other Roch Properties.MS thedis U.of Albert, Edmonton (1965)

[11] Iffly R. Etude de I' Ecoulement des Gas dans les Milieux Poreux－Application á la Determination de la Morphlogie des Roches Facult é des Sciences I' U. de paris (March 1956)

[12] Firoozabadi A and Katz D L. An Analysis of High Velocity Gas Flow Through Porous Media, JPT (Feb.1979) 211－216

[13] Muskat M. The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media.McGraw－Hill Book Company, Inc., New York city (1937)

[14] Green L and Duwez P. Fluid Flow Through Materials, J.Appl.Mech. (March 1951) 18, 39

[15] 秦同洛、李璗、陈元千．实用油藏工程方法．北京：石油工业出版社，1989

[16] Katz D L and Cornell D et al..Handbook of Natual Gas Engineering.McGraw－Hill Book Company, New York City (1959)

第五节　压力函数的推导与应用

在地层原油的渗流条件下，原油的相渗透率、原油的粘度和原油的体积系数，均为地层压力的函数，对于溶气驱油藏来说，

尤其是这样。而将三者组合在一起的关系，称之为压力函数。1954 年齐诺维耶娃（Зиновьева）[1]，对压力函数提出的线性近似关系，大大地简化了溶气驱的计算工作。1973 年弗特考维奇（Fetkovich）[2]，利用齐诺维耶娃的直线关系，在他提出的油井等时试井（The Isochronal Testing of Oil Wells）论文中得到了有效的应用。然而，在饱和压力以上，弗特考维奇对压力函数随压力的变化，使用的是下降的直线关系，而并没有取得有效的成果。1987 年欧·克哈里法赫等人（Al—Khalifah, et al）[3]，通过多相流的研究，从理论上得到在饱和压力以下的压力函数，可以表示为通过原点（截距为 0）的直线。1991 年戈兰（Golan）等人[4]，在他们的油气井动态（Well Performance）专著中，使用饱和压力以下的压力函数，为一通过原点的直线关系，并假定饱和压力以上的压力函数为常数的条件下，通过图解法得到了油井单相流和油气两相流的产量公式。本节基于上述的研究成果，利用积分法，得到了未饱和油藏和饱和油藏，在不同井底压力条件下的油井产量公式，以及相应的无量纲的 IPR 方程。

一、压力函数的表示法

考虑在地层中自由气饱和度对油井产能的影响，对于平面径向稳定流，埃文格和麦斯卡特（Evinger and Muskat）[5]首次提出的表达式为：

$$q_o = \frac{0.543Kh}{\left(\ln\frac{r_e}{r_w}\right)}\int_{p_{wf}}^{p_e}\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}\mathrm{d}p \qquad (4.5.1)$$

对于有限的圆形油藏，在考虑地层原油相渗透率、地层原油粘度和地层原油体积系数，均为压力的函数时，基于 Brownscombe 和 Collins[6]的研究成果，我们可以将其一口不完善井的拟稳态平面径向流的产量公式表示为：

$$q_o = \frac{0.543Kh}{(\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S)}\int_{p_{wf}}^{p_e}\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}dp \qquad (4.5.2)$$

若再考虑不同封闭边界形状及其井处不同位置时的，(4.5.2) 式又可写为下式[7]：

$$q_o = \frac{0.543Kh}{[\frac{1}{2}\ln(\frac{2.246A}{C_A r_w^2}) + S]}\int_{p_{wf}}^{\bar{p}_R}\frac{K}{\mu_o B_o}dp \qquad (4.5.3)$$

由于地层原油相渗透率 K_{ro}、地层原油粘度 μ_o和地层原油体积系数 B_o，都是压力的函数，将三者的组合的压力函数表示为[4,8,9]：

$$F(p) = \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \qquad (4.5.4)$$

将 (4.5.4) 式代入 (4.5.3) 式得：

$$q_o = C\int_{p_{wf}}^{p_R} F(p)dp \qquad (4.5.5)$$

式中

$$C = \frac{0.543Kh}{[\frac{1}{2}\ln(\frac{2.246A}{C_A r_w^2}) + S]} \qquad (4.5.6)$$

对于溶气驱的饱和油藏 ($p_i = p_b$)，Зиновьева[1]的研究表明，当压力大于 2MPa 时，压力函数可由如下的直线关系较为精确的表示：

$$F(p) = a + bp \qquad (4.5.7)$$

对于饱和压力以下的压力函数，Fetkovich[2]将 (4.5.7) 式改为通过原点（截距 a 等于 0）的下式，并取得了有效的结果：

$$F(p) = bp \qquad (4.5.8)$$

Al—Khalifah[3]通过多相流的研究，从理论上对 (4.5.8) 式的存在得到了证明。

对于饱和压力以上的压力函数，Fetkovich[2]假设为随压力下降的直线，没有取得有效的结果；而 Golan[4]将饱和压力以上的压力函数假设为常数，即 $F(p)$ = 常数，取得了有效的成果。

综合上述，对于饱和油藏 ($p_i = p_b$ 和 $p_{wf} < p_b$)，压力函数与压力的关系，可由 (4.5.8) 式和图 4.5.1 表示。对于未饱和油藏 ($p_i > p_b$)，压力函数可以由饱和压力以上和饱和压力以下两部分组成（见图 4.5.1）。在饱和压力以上，考虑到没有自由气出现，故为单相原油流动，$K_{ro} = 1.0$。同时，由于在饱和压力以上时，μ_o随压力的增加而增加，B_o随压力的增加而减小，因此，可以假定 μ_o 与 B_o 的乘积随压力保持常数，即 $\mu_o B_o = (\mu_o B_o)_{p_b} = (\mu_o B_o)_{p_R}$ = 常数。这样，饱和压力以上的压力函数，由 (4.5.4) 式可得：

$$F(p_b) = F(p_R) = \frac{1}{(\mu_o B_o)_{p_b}} = \frac{1}{(\mu_o B_o)_{\bar{p}_R}} \qquad (4.5.9)$$

当考虑由 (4.5.8) 式表示饱和压力以下的压力函数时，饱和压力点和井底流动压力点的压力函数，分别由下式表示：

$$F(p_b) = bp_b \qquad (4.5.10)$$

$$F(p_{wf}) = bp_{wf} \qquad (4.5.11)$$

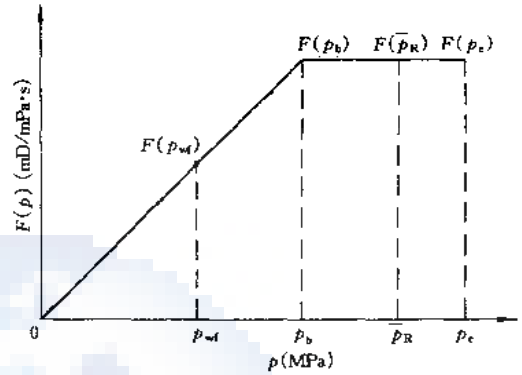


图 4.5.1 饱和压力上下的压力函数

由（4.5.10）式减（4.5.11）式得：

$$F(p_b) - F(p_{wf}) = b(p_b - p_{wf}) \tag{4.5.12}$$

再由（4.5.12）式解出：

$$b = \frac{F(p_b)\left[1 - \dfrac{F(p_{wf})}{F(p_b)}\right]}{p_b - p_{wf}} \tag{4.5.13}$$

将（4.5.9）式、（4.5.10）式和（4.5.11）式代入（4.5.13）式得：

$$b = \frac{1}{p_b(\mu_o B_o)_{p_b}} \tag{4.5.14}$$

二、利用压力函数推导油井产量公式

利用上述的压力函数表示法，我们可以对未饱和油藏和饱和油藏的油井产量公式，作出如下的推导。

1. 对于 $\bar{p}_R > p_{wf} > p_b$ 的未饱和油藏

由于 $p_{wf} > p_b$，故地层无自由气出现，为单相原油流动，将（4.5.9）式代入（4.5.5）式积分后得：

$$q_o = \frac{C}{(\mu_o B_o)_{\bar{p}_R}}(\bar{p}_R - p_{wf}) \tag{4.5.15}$$

将（4.5.15）式改写为下式：

$$q_o = J_o(\bar{p}_R - p_{wf}) \tag{4.5.16}$$

式中

$$J_o = C/(\mu_o B_o)_{\bar{p}_R} \tag{4.5.17}$$

再将（4.5.6）式代入（4.5.17）式，可以得到定容封闭不同边界形状和井处位置的油井采油指数关系式为：

$$J_o = \frac{0.543Kh}{(\mu_o B_o)_{\bar{p}_R}\left[\dfrac{1}{2}\ln\left(\dfrac{2.246A}{C_A r_w^2}\right) + S\right]} \tag{4.5.18}$$

当 $p_{wf} = p_b$ 时，由（4.5.16）式得，井底流动压力等于饱和压力时的油井产量为：

$$q_b = J_o(\bar{p}_R - p_b) \tag{4.5.19}$$

由（4.5.16）式除以（4.5.19）式得：

$$q_o = q_b \frac{\bar{p}_R - p_{wf}}{\bar{p}_R - p_b} \tag{4.5.20}$$

由（4.5.20）式可以看出，对于未饱和油藏，当 $p_{wf} > p_b$

时，油井单相原油的产量，与生产压差成正比，与地饱压差成反比。对于一个具体的未饱和油藏，由于 $\bar{p}_R - p_b$ 和 q_b 均等于常数，因此，生产压差愈大，则油井产量愈高（见图 4.5.2）。

2. 对于 $\bar{p}_R > p_b > p_w$ 的未饱和油藏

由于 $\bar{p}_R > p_b$ 和 $p_b > p_{wf}$ 的压力分布条件，因此，对一口非完善井拟稳态平面径向流的油井，在其周围可以划分为两个流动区，即近井的油气两相流动区和远井的单相原油流动区（见图 4.5.3），油井的产量按照（4.5.5）式可表示为：

$$q_o = C\left[\int_{p_b}^{\bar{p}_R} F(p)\mathrm{d}p + \int_{p_{wf}}^{p_b} F(p)\mathrm{d}p\right] \qquad (4.5.21)$$

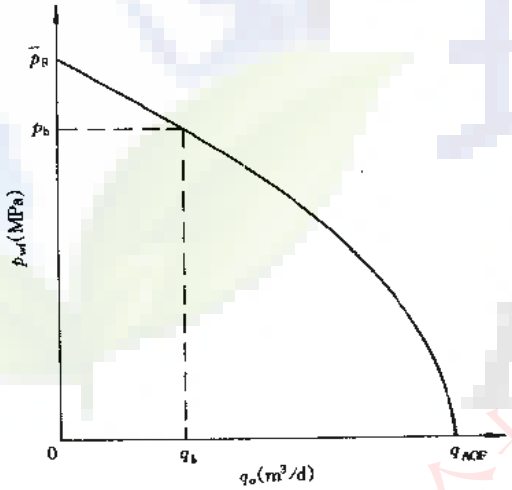


图 4.5.2 未饱和油藏的 IPR 曲线图

将饱和压力以上和以下的压力函数表达式，即（4.5.8）式和（4.5.9）式，以及（4.5.14）式代入（4.5.21）式得：

$$q_o = C\left[\int_{p_b}^{\bar{p}_R} \frac{1}{(\mu_o B_o)_{p_b}}\mathrm{d}p + \int_{p_{wf}}^{p_b} \frac{p}{p_b(\mu_o B_o)_{p_b}}\mathrm{d}p\right] \qquad (4.5.22)$$

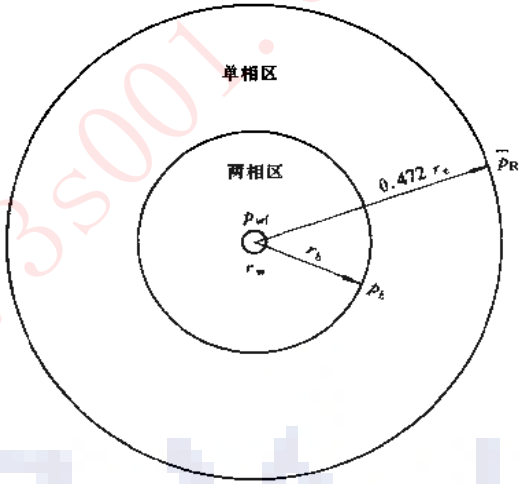


图 4.5.3 $\bar{p}_R > p_b > p_{wf}$ 条件下油井的平面径向流图

对（4.5.22）式积分并代入上下限后得：

$$q_o = \frac{C}{(\mu_o B_o)_{p_b}}\left[(\bar{p}_R - p_b) + \frac{1}{2p_b}(p_b^2 - p_{wf}^2)\right] \qquad (4.5.23)$$

将（4.5.17）式代入（4.5.23）式得：

$$q_o = J_o(\bar{p}_R - p_b) + \frac{J_o(p_b^2 - p_{wf}^2)}{2p_b} \qquad (4.5.24)$$

当 $p_{wf}=0$ 时，由（4.5.24）式得，油井的绝对无阻流量公式为：

$$q_{AOF} = J_o(\bar{p}_R - \frac{1}{2}p_b) \qquad (4.5.25)$$

当 $p_{wf}=p_b$ 时，也可由（4.5.24）式得饱和压力点的产量公

式，即本节的（4.5.19）式。

3．饱和油藏

对于原始地层压力等于饱和压力（$p_i = p_b$）的饱和油藏，当油井以溶气驱生产时，地层能量不断消耗，目前的地层压力 $\bar{p}_R$ 就等于脱气压力，即目前的饱和压力。因此，当 $\bar{p}_R = p_b$ 时，由（4.5.24）式得溶气驱油井的平面径向流产量公式为：

$$q_o = \frac{J_o}{2\bar{p}_R}(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2) \tag{4.5.26}$$

当 $p_{wf} = 0$ 时，由（4.5.26）式得，在溶解气驱生产条件下，油井的绝对无阻流量为：

$$q_{AOF} = \frac{J_o \bar{p}_R}{2} \tag{4.5.27}$$

三、本节公式的推证及简化

1．未饱和油藏（$\bar{p}_R > p_b > p_{wf}$）

在文献［10］中，笔者得到一口非完善井的产量公式为：

$$q_o = J(\bar{p}_R - p_{wf}) - \frac{FE(1-V)J_o(p_b - p_{wf})^2}{p_b(2-V)} \tag{4.5.28}$$

式中

$$FE = 1 - \frac{0.868ms}{\bar{p}_R - p_{wf}} \tag{4.5.29}$$

对于一口完善井 $FE = 1.0$，并设 $V = 0$ 时，由（4.5.28）式得：

$$q_o = J_o(\bar{p}_R - p_{wf}) - \frac{J_o(p_b - p_{wf})^2}{2p_b} \tag{4.5.30}$$

将（4.5.30）式等号右端的第一项，加、减一项“$J_o p_b$”，并展开第二项得：

$$q_o = J_o(\bar{p}_R - p_b) + J_o(p_b - p_{wf}) - \frac{J_o(p_b^2 - 2p_b p_{wf} + p_{wf}^2)}{2p_b} \tag{4.5.31}$$

再将（4.5.31）式等号右端的第二项，同乘、除以“$2p_b$”，经整理化简后得到著名的 Fetkovich 公式为[2]：

$$q_o = J_o(\bar{p}_R - p_b) + J_o^*(p_b^2 - p_{wf}^2) \tag{4.5.32}$$

式中

$$J_o^* = J_o/(2p_b) \tag{4.5.33}$$

若将（4.5.33）式再代入（4.5.32）式，即得本节中的（4.5.24）式。同时，通过上述的推证表明，Fetkovich 的公式，是当 $FE = 1.0$ 和 $V = 0$ 时笔者（4.5.28）式的一个特例。据笔者的理论研究和应用表明[10]，表示地层能量消耗程度的 V 值，对于投产初期的新井 $V = 0.2$，而不是 $V = 0$。随着生产，地层能量的消耗而引起的地层压力下降，V 值会随之增加，但不会超过 1.0。

2．饱和油藏（$\bar{p}_R = p_b > p_{wf}$）

对于溶气驱生产的饱和油藏，当 $p_b = \bar{p}_R$ 时，由（4.5.32）式，得 Fetkovich[2]的等时试井的油井产量公式为：

$$q_o = J_o^*(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2) \tag{4.5.34}$$

式中

$$J_o^* = J_o/(2\bar{p}_R) \tag{4.5.35}$$

将（4.5.18）式代入（4.5.35）式得，在溶气驱条件下，油井等时试井的采油指数表达式为：

$$J_o^* = \frac{0.271Kh}{\bar{p}_R(\mu_o B_o)_{\bar{p}_R}[\frac{1}{2}\ln(\frac{2.246A}{C_A r_w^2}) + S]} \tag{4.5.36}$$

四、无量纲的 IPR 方程及对比

为便于理论上的分析和对比，对未饱和油藏的 $\bar{p}_R > p_b > p_{wf}$ 下的产量公式和饱和油藏 $\bar{p}_R = p_b > p_{wf}$ 的产量公式进行如下的无量纲处理。

1. 混合驱动的未饱和油藏

对于未饱和油藏，当 $\bar{p}_R > p_b$，而 $p_{wf} < p_b$ 时，油井的产量由（4.5.24）式表示。若将（4.5.19）式代入（4.5.24）式得：

$$q_o = q_b + \frac{q_b(\bar{p}_b^2 - p_{wf}^2)}{2p_b(\bar{p}_R - p_b)} \tag{4.5.37}$$

当 $p_{wf}=0$ 时，由（4.5.37）式得，油井的绝对无阻流量公式为：

$$q_{AOF} = q_b + \frac{q_b \bar{p}_b^2}{2p_b(\bar{p}_R - p_b)} \tag{4.5.38}$$

将（4.5.37）式除以（4.5.38）式得：

$$\frac{q_o - q_b}{q_{AOF} - q_b} = 1 - (\frac{p_{wf}}{p_b})^2 \tag{4.5.39}$$

若设：

$$q_{D1} = \frac{q_o - q_b}{q_{AOF} - q_b} \tag{4.5.40}$$

$$p_{D1} = \frac{p_{wf}}{p_b} \tag{4.5.41}$$

则得：

$$q_{D1} = 1 - p_{D1}^2 \tag{4.5.42}$$

由（4.5.42）式看出，对于未饱和油藏，当油井在 $\bar{p}_R > p_b > p_{wf}$ 条件下生产时，油井的无量纲 IPR 方程为一条下降的抛物线方程（见图 4.5.4）。

2. 溶解气驱动的饱和油藏

对于饱和油藏，当 $p_{wf} < p_b$ 时，油井以溶气驱特征生产，由（4.5.26）式除以（4.5.27）式得：

$$\frac{q_o}{q_{AOF}} = 1 - (\frac{\bar{p}_{wf}}{\bar{p}_R})^2 \tag{4.5.43}$$

若设：

$$q_{D2} = \frac{q_o}{q_{AOF}} \tag{4.5.44}$$

$$p_{D2} = \frac{\bar{p}_{wf}}{\bar{p}_R} \tag{4.5.45}$$

则得：

$$q_{D2} = 1 - p_{D2}^2 \tag{4.5.46}$$

这里的（4.5.46）式就是溶气驱生产条件下的 IPR 方程，而也是一条下降的抛物线方程（见图 4.5.4）。当 $\bar{p}_b = p_R$ 和 $q_b = 0$ 时，由（4.5.39）式也可以得到（4.5.46）式。

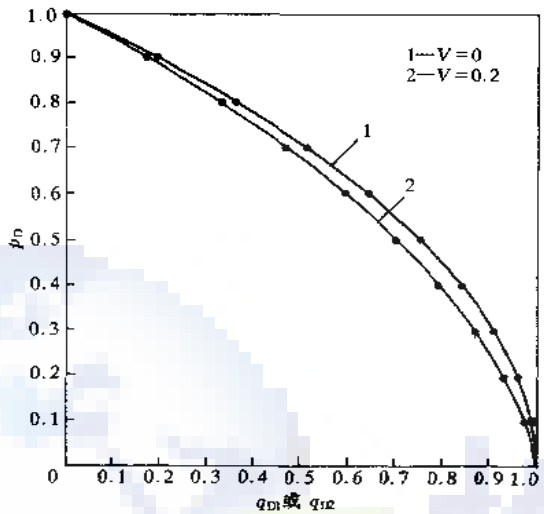


图 4.5.4　无量纲 IPR 曲线对比图

笔者在文献［10］中，得到的溶气驱非完善井的无量纲 IPR 方程为：

$$q_D = (2 - V)FEp_D - (1 - V)FE^2p_D^2 \qquad (4.5.47)$$

式中

$$q_D = \frac{q_o}{q_{AOF}^{FE\neq 1}} \qquad (4.5.48)$$

$$p_D = \frac{\bar{p}_R - p_{wf}}{\bar{p}_R} = 1 - p_{D2} \qquad (4.5.49)$$

将（4.5.49）式代入（4.5.47）式，并考虑为完善井（$FE=1$）时，可得 Richardson 和 Shaw[11]的 IPR 方程为：

$$q_{D2} = 1 - Vp_{D2} - (1 - V)p_{D2}^2 \qquad (4.5.50)$$

当 $V=0.2$ 时，由（4.5.50）式又可得 Vogel[12]的 IPR 方程为：

$$q_{D2} = 1 - 0.2p_{D2} - 0.8p_{D2}^2 \qquad (4.5.51)$$

当 $V=0$ 时，又由（4.5.50）式得到本节的（4.5.46）式。这表明，（4.5.50）式、（4.5.51）式和（4.5.46）式都是（4.5.47）式的特例。同时，由图 4.5.4 可以看出，由（4.5.46）式和（4.5.51）式表示的 IPR 方程比较接近。这也说明，Vogel 的 IPR 方程也是一个比较理想近似的方程。这主要在于，他不仅考虑为完善井（$FE=1$），而且假定 $V=0.2$。然而，对 Fetkovich 的 IPR 方程来说，他是假定 $FE=1$ 和 $V=0$，因此，由（4.5.51）式可以得到（4.5.46）式的 IPR 方程。

五、符号及单位注释

q_o——油井的产量，m^3/d；

q_b——井底压力等于饱和压力下的油井产量，m^3/d；

q_{AOF}——油井的绝对无阻流量，m^3/d；

$q_{AOF}^{FE\neq 1}$——$FE\neq 1$ 的油井绝对无阻流量，不特指时即 q_{AOF}，m^3/d；

q_{D1}——无量纲产量，见（4.5.40）式；

q_{D2}——无量纲产量，见（4.5.44）式；

p——压力，MPa；

p_e——边界压力，MPa；

$\bar{p}_R$——关井地层压力，MPa；

p_b——饱和压力，MPa；

p_{wf}——井底流动压力，MPa；

p_{D1}——无量纲压力，见（4.5.41）式；

p_{D2}——无量纲压力，见（4.5.45）式；

K——地层有效渗透率，mD；

h——有效厚度，m；

r_e——供给半径，m；

K_{ro}——油的相对渗透率；

μ_o——地层原油粘度，mPa·s；

B_o——原油体积系数；

$(\mu_o B_o)_{p_b}$——在饱和压力下地层原油粘度与原油体积系数的乘积，mPa·s；

$(\mu_o B_o)_{\bar{p}_R}$——在 $\bar{p}_R$ 压力下地层原油粘度与原油体积系数的乘积，mPa·s；

$F(p)$——p 压力下的压力函数；

$F(p_b)$——p_b 压力下的压力函数；

$F(\bar{p}_R)$——$\bar{p}_R$ 压力下的压力函数；

$F(p_{wf})$——p_{wf} 压力下的压力函数；

S——表皮系数；

A——供油面积，m^2；

C_A——Dietz（狄茨）形状因子；

C——流动常数，见（4.5.6）式；

J_o——饱和压力以上单相原油流动的采油指数，m^3/（MPa·d）；

J_o^*——饱和压力以下油气两相流动的采油指数，m^3/（MPa·d）；

m——压力恢复曲线直线段的斜率，MPa/Cycle；

FE——流动效率；

V——Vogel（沃格）参数。

参考文献

[1] Зиновъева Л А. Приближенный Метод Расчета Притока Газированной Нефти К Скважинам С Учетом Реалъных Свойств Пластовых Нефтей, Тр.ВНИИ, ВЫП. Ⅵ, 1954

[2] Fetkovich M J.The Isochronal Testing of Oil Wells, Paper SPE 4529—The 48th Annual Fall Meeting of SPE of AIME, Las Vegas, Nevada, September 30—October 3, 1973

[3] Al—Khalifah A A. Aziz K. and Horne R N. A New Approach to Multiphase Well Test Analysis, Paper SPE 16743 Presented at the 62nd Annual Technical Conference and Exhib tion, Dallas, Texas, Sept, 27—30, 1987

第六节　确定凝析气井流入和流出动态曲线的方法与应用[1]

在利用油藏数值模拟方法进行方案预测时，需要确定单井的停喷压力，以预测单井停喷时间，以及研究整个气藏在不同开采规模下的稳产年限和其它主要开发指标。

单井停喷压力就是凝析气井的停喷流压。它的高低受地层压力、地层中的渗流阻力、单井产量、流体组成和井口最小输气压力等因素的影响。同时，还与凝析油的含量变化和流动型态有着密切的关系。

一、预测流入和流出动态曲线的方法

为了确定停喷流压，需要建立井底流压、气井产量与井口压力的关系式。这就要求我们深入地研究气藏流体由地层流向井底，再由井底流向井口的流动过程。

[1] 本节合作者——李彤等

1. 预测流出动态曲线（TPR）的方法

凝析气井井底流压计算的关系式为[1,2]：

$$p_{wf}=\sqrt{\frac{p_{wh}^2+128.93fT_{av}^2p_{sc}^2Z_{av}^2q_{gt}^2(1-e^{-s})/d^5}{e^s}} \tag{4.6.1}$$

$$q_{gt}=q_g+10^{-4}q_oGE_o, \tag{4.6.2}$$

式中

$$GE_o=543.15(1.03-\gamma_o) \tag{4.6.3}$$

$$f=\left[\frac{1}{1.14-2\log\left(\frac{\varepsilon}{d}+\frac{21.25}{R_N^{0.9}}\right)}\right]^2 \tag{4.6.4}$$

$$S=\frac{0.6969\gamma_wL}{Z_{av}T_{av}} \tag{4.6.5}$$

$$R_N=\frac{17755\gamma_wq_{gt}}{\mu_gd} \tag{4.6.6}$$

$$\gamma_{wt}=\frac{\gamma_gGOR+830\gamma_o}{GOR+GE_o} \tag{4.6.7}$$

在（4.6.1）式中的气体偏差系数 Z 是压力的函数，在井底流压 p_{wf}未确定之前，它是个未知数。因此，可采用如下的迭代法求取 Z 和 p_{wf}的数值，其步骤为：

（1）先给出 Z 的一个估计值 Z_o（如 $Z_o=1.0$）和 p_{wf}的一个估计值 p_{wfo}；

（2）将 Z_o 代入公式（4.6.1）求得一个新的 p_{wf}值；

（3）将新的 p_{wf}值代入下面的方程组求 Z 的新值[3]：

$$Z=A+\frac{(1-A)}{e^B}+Cp_{pr}^D \tag{4.6.8}$$

$$A=1.39(T_{pr}-0.92)^{0.5}-0.36T_{pr}-0.101 \tag{4.6.9}$$

$$B=(0.62-0.23T_{pr})p_{pr}+[0.066/(T_{pr}-0.86)-0.03T]p_{pr}^2+0.32/\exp[20.727(T_{pr}-1)] \tag{4.6.10}$$

$$C=0.132-0.32\log T_{pr}^2 \tag{4.6.11}$$

$$D=\exp(0.7153-1.1285T_{pr}+0.4201p_{pr}^2) \tag{4.6.12}$$

$$p_{av}=\frac{p_{wh}+p_{wf}}{2} \tag{4.6.13}$$

$$T_{av}=\frac{T_{sc}+T_{wB}}{2} \tag{4.6.14}$$

$$p_{pc}=4.8677+0.3565\gamma_{wt}-0.07653\gamma_{wt}^2 \tag{4.6.15}$$

$$T_{pc}=103.8889+183.3333\gamma_{wt}-39.7222\gamma_{wt}^2 \tag{4.6.16}$$

$$T_{pr}=\frac{T_{av}}{T_{pc}} \tag{4.6.17}$$

地信网论坛 http://bbs.3s001.com/ BBS.3S001.COM 顶级地质论坛

$$p_{pr} = \frac{p_{av}}{p_{pc}} \tag{4.6.18}$$

(4) 将 Z 和 Z_o 比较，若二者之间的绝对值超过误差一个允许范围，则再用一个新的 Z 值作为估计值 Z_o，重复步骤 (2) 和 (3) 的计算，直至估计值与计算值在误差允许范围之内为止。

(5) 比较 p_{wfo} 与计算值 p_{wf} 之间的差值，若超过一个给定误差范围，则将一个新的 p_{wf} 值赋给 p_{wfo}，重复 (2) 至 (4) 步，直至满意的结果为止。上述计算的程序框图如图 4.6.1 所示。

2. 预测流入动态曲线（IPR）的方法

描述凝析气井流入动态曲线的无量纲 IPR 方程为[5]：

$$p_D = 0.25q_D + 0.75q_D^2 \tag{4.6.19}$$

$$p_D = \frac{p_R^2 - p_{wf}^2}{p_R^2} \tag{4.6.20}$$

$$q_D = \frac{q_{gt}}{q_{AOF}} \tag{4.6.21}$$

$$q_{gt} = q_g\left(1 + \frac{GE_o}{GOR}\right) \tag{4.6.22}$$

$$GE_o = 543.15(1.03 - \gamma_o) \tag{4.6.23}$$

将 (4.6.21) 式代入 (4.6.19) 式得，确定凝析气井绝对无阻流量的关系式[3]为：

$$q_{AOF} = \frac{6q_{gt}}{\sqrt{1 + 48p_D} - 1} \tag{4.6.24}$$

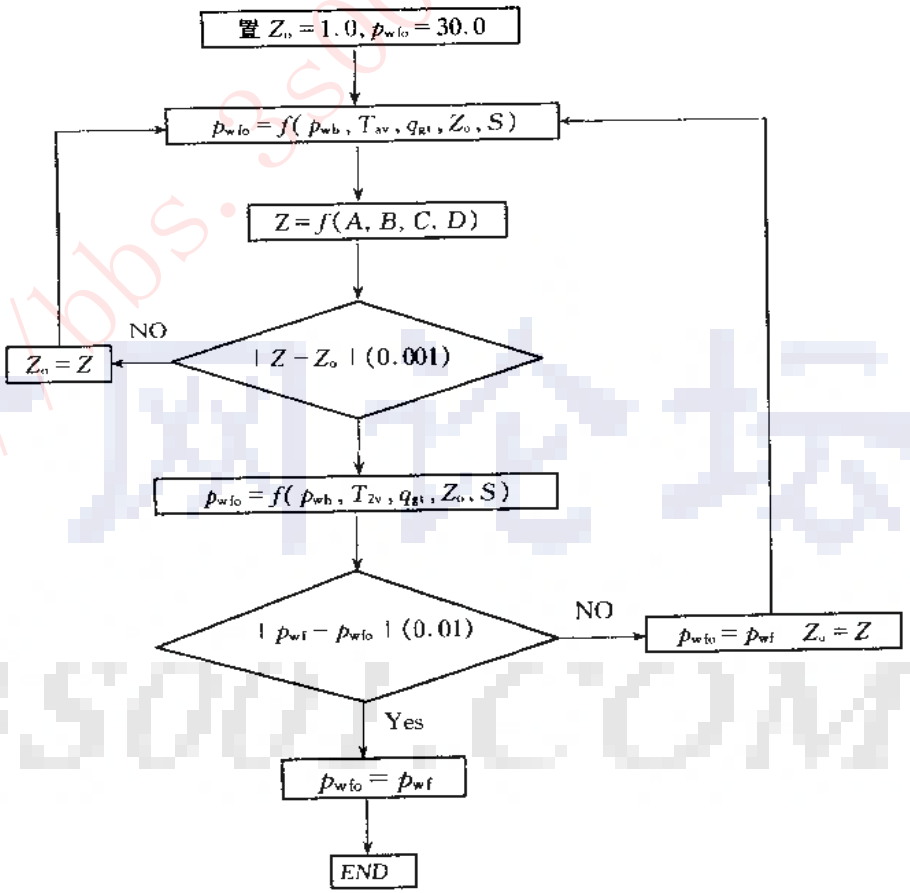


图 4.6.1 流出动态计算程序框图

在确定了气井绝对无阻流量之后，可用下式确定不同无量纲压力条件下凝析气井的最大产量：

$$q_{gt} = q_{AOF}\left[\frac{\sqrt{1+48p_D}-1}{6}\right] \qquad (4.6.25)$$

为了预测不同地层压力下凝析气井的绝对无阻流量，可采用文献［4］提供的方法，确定不同地层压力下的绝对无阻流量：

$$(q_{AOF})_{p_R} = \frac{p_R}{p_i}(q_{AOF})_{p_i} \qquad (4.6.26)$$

二、方法应用举例

1. 流入动态曲线的确定

本节根据凝析气井 S15 井于 1990 年 DST 测试结果，取该井射孔段中部原始地层压力 $p_i = 58.22\text{MPa}$，气油比 $GOR = 4700\text{m}^3/\text{m}^3$。再根据 1991 年 5 月 28 日、8 月 29 日和 10 月 9 日该井的试采的流压值分别为 42.14MPa、45.50MPa 和 47.36MPa，三者的平均值为 44.98MPa；对应的日产量 q_{gt} 为 $37.85\times10^4\text{m}^3/\text{d}$、$30.46\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 和 $28.54\times10^4\text{m}^3/\text{d}$，取 q_{gt} 的平均值为 $32.28\times10^4\text{m}^3/\text{d}$。

将已知参数代入（4.6.20）式得：

$$p_D = \frac{(58.22)^2-(48.98)^2}{(58.22)^2} = 0.29$$

再将 p_D 和 q_{gt} 的数值代入（4.6.24）式得：

$$(q_{AOF})p_i = \frac{632.28}{\sqrt{1+480.29}-1} = 67.33\times10^4\text{m}^3/\text{d}$$

由（4.6.26）式预测不同地层压力下的无阻流量值为：

地层压力 p_R（MPa）	50	45	30	20
无阻流量 q_{AOF}（$10^4\text{m}^3/\text{d}$）	57.82	52.04	34.69	23.13

在已知地层压力后，对于不同的无量纲压力 p_D，可由（4.6.20）式改写的下式，求得相应的井底流动压力：

$$p_{wf} = p_R\sqrt{1-p_D} \qquad (4.6.27)$$

因此，只要给定一系列无量纲压力 p_D，便可由（4.6.25）式及（4.6.27）式，预测不同地层压力下的凝析气井绝对无阻流量 q_{AOF} 和气井产量 q_{gt} 与井底流动压力 p_{wf} 的关系（见表 4.6.1），并利用表 4.6.1 所列计算结果编成流入动态曲线（见图 4.6.2）。

2. 流出动态曲线及停喷压力的确定

在上述计算出单井流压之后，根据凝析气井垂直管流公式，计算出给定井口压力 p_{wh} 为 4MPa 时的不同产量 q_{gt} 下所对应的井底流压 p_{wf}，其数据列于表 4.6.2，并绘于被称之为流出动态曲线的图 4.6.2。将流入与流出动态曲线相结合，可求出不同地层压力下的最小自喷流压及最小自喷产量。图 4.6.2 为 S15 井在 5 个地层压力下，用 $2^1/_2''$ 油管生产时的流入和流出动态曲线。其中流入动态与流出动态曲线的交点所对应的流压，即为该地层压力下某一确定产量的停喷流压。具体来说，在某一地层压力下，对于气井的一定凝析气产量，由地层流动至井底时对应的流动压力，刚好能将该产量送至井口，一旦低于此流动压力，气井便不能自喷。在流入、流出动态曲线交点处的产量与流压数据列于表 4.6.2。另外还可看到，流入动态曲线与产量轴的交点，即为某一对应地层压力下的无阻流量。

表 4.6.1　凝析气井流入曲线计算数据表

p_D	$p_R=58.22$① $q_{AOF}=67.33$②		$p_R=50.00$ $q_{AOF}=57.82$		$p_R=45.00$ $q_{AOF}=52.04$		$p_R=30.00$ $q_{AOF}=34.70$		$p_R=20.00$ $q_{AOF}=23.13$	
	q_{gt}	p_{wf}	q_{gt}	p_{wf}	q_{gt}	p_{wf}	q_{gt}	p_{wf}	q_{gt}	p_{wf}
0	0.00	58.22	0.00	50.00	0.00	45.00	0.00	30.00	0.00	20.00
0.1	15.80	55.23	13.57	47.43	12.22	42.69	8.14	38.46	5.43	18.97
0.2	25.31	52.07	21.74	44.72	19.57	40.25	13.04	26.83	8.07	17.89
0.3	32.82	48.71	28.18	41.83	25.36	37.65	16.91	25.10	11.27	16.73
0.4	39.21	45.10	33.68	38.73	30.31	34.86	20.21	23.24	13.47	15.49
0.5	44.89	41.17	38.55	35.36	34.69	31.82	23.13	21.21	15.42	14.14
0.6	50.04	36.82	42.97	31.62	38.67	28.46	25.78	18.97	17.19	12.65
0.7	54.79	31.89	47.05	27.39	42.35	24.65	28.23	16.43	18.82	10.95
0.8	59.22	26.04	50.86	22.36	45.77	20.12	30.51	13.42	20.34	8.94
0.9	63.38	18.41	54.43	15.81	48.99	14.23	32.66	9.49	21.77	6.32
1.0	67.33	0.00	57.82	0.00	52.04	0.00	34.69	0.00	23.13	0.00

①p_R 的单位为 MPa；②q_{AOF} 的单位为 $10^4m^3/d$

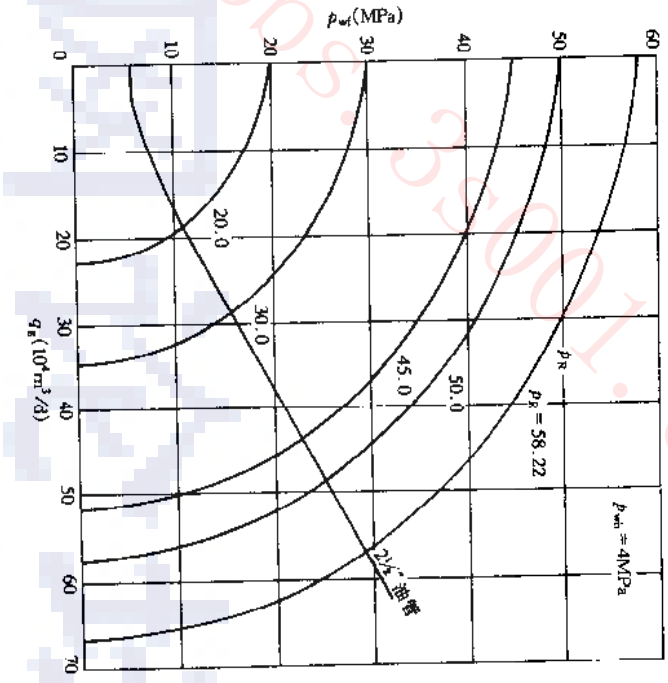


图 4.6.2　S15 井的流入和流出动态曲线

表 4.6.2　单井最小井底流动压力确定表

项目 / 地层压力 (MPa)	最小井底流压 p_{wfmin} (MPa)	最小井底流压下的气产量 q_{gmin} ($10^4m^3/d$)	最大自喷产量 q_{gmax} ($10^4m^3/d$)
58.22	29.1	57.1	67.33
50.00	24.6	49.2	57.82
45.00	22.4	44.1	52.04
30.00	15.5	29.0	34.69
20.00	11.2	18.4	23.13

三、符号及单位注释

p_{wf}——井底流动压力，MPa；

p_{wfo}——井底流动压力的初赋值，MPa；

p_{wh}——井口压力，MPa；

p_{sc}——地面标准压力，取0.101MPa；

p_{av}——井口与井底流压的平均压力，MPa；

p_{pc}——气体拟临界压力，MPa；

p_{pr}——气体拟对比压力；

p_D——无量纲压力；

p_R——地层压力，MPa；

p_i——原始地层压力，MPa；

q_{gt}——凝析气井的总产量，$10^4m^3/d$；

q_g——单井产气量，$10^4m^3/d$；

q_D——无量纲产量；

q_{AOF}——凝析气井绝对无阻流量，$10^4m^3/d$；

$(q_{AOF})_{p_R}$——p_R压力下无阻流量，$10^4m^3/d$；

$(q_{AOF})_{p_i}$——原始地层压力下无阻流量，$10^4m^3/d$；

GE_o——凝析油的气体当量体积，m^3/m^3；

GOR——凝析气井的生产气油比，m^3/m^3；

γ_o——凝析油相对密度；

γ_g——天然气相对密度；

γ_w——井流物相对密度；

Z——气体偏差系数；

Z_o——气体偏差系数初始估计值，取1.0；

μ_g——凝析气体的地下粘度，mPa·s；

d——采油管内径，cm；

L——测试层段中部深度，m；

ε——采油管壁粗糙度；

R_w——两相雷诺数；

f——采油管柱摩阻系数；

T_{sc}——地面常年平均温度，K；

T_{av}——地面标准温度与井底流温的平均值，K；

T_{pc}——凝析气体的拟临界温度，K；

T_{pr}——凝析气体拟对比温度；

T_{wB}——井底温度，K。

参 考 文 献

[1] 陈元千．油气藏工程计算方法．北京：石油工业出版社

[2] 陈元千、胡永乐．定容气藏开发规划概算法．中国海上油气（地质），1995年第9期

[3] 陈元千．油气藏工程计算方法（续篇）．北京：石油工业出版社

[4] 陈元千．确定气井绝对无阻流量的简易方法．天然气工业，1987年第7期

[5] 陈元千．气井未来产能的简易预测方法．石油钻采工艺．1989年第11期