

用系统辨识方法预测气井见水时间

史乃光* 杨维宁

(成都地质学院)

杨正文

(四川石油管理局川西北矿区)

内容提要 本文用系统辨识方法和一维渗流微分方程的差分格式进行气井见水时间预测,试图将机理模型与统计方法结合起来解决油藏工程中某些难题。文中给出基本公式,讨论克服多解性的约束条件以及见水时间预测方法,并以中坝须二气藏中63井为计算实例。

主题词 系统辨识 油藏工程 数值模拟 参数估计 水驱气藏

气井见水时间预测是一个难度较大的油藏工程问题。一般采用两种方法:①数值模拟或流管法,由确定的数学模型进行预测。然而,在非均质地层中,往往受到所用的地质参数限制,数学模型本身不能充分反映地质条件或渗流机理的特殊性,使预测结果与实际情况有较大差距。②数理统计方法尽管在一定程度上可避免上述方法的缺陷,但往往受样本数太少,控制变量难于确定,甚至出现因缺乏渗流机理的控制而得到无法接受的结

凹陷的断裂有密切关系。这些岩浆活动一方面使大量CO₂气沿裂缝进入与火山颈相连通的地层内,并在适当的部位聚集成气藏;另一方面岩浆活动在断裂带附近形成高地温异常,为碳酸盐岩分解提供了足够的热源;还有在奥陶系、寒武系沉积时,海相灰岩遍布全华北,使岩浆热力分解碳酸盐岩形成CO₂气具有丰富物源。因此,在该盆地内济阳拗陷的平南断裂带、呈宁隆起东侧、东濮拗陷的兰聊大断裂西侧、黄骅拗陷沿沧东断裂带和冀中拗陷沧县隆起西侧的马西断裂带由于均有不同程度的火山岩活动,又有奥陶系灰岩,如有良

论。本文采用一维弹性渗流微分方程差分格式的机理模型用系统辨识参数估计方法,来预测气井见水时间,试图吸取上述二种方法的优点,相互取长补短,改善其预测方法,得到较切合实际的结果。

系统辨识方法是通过研究对象运行过程中的输入与输出变量的测定(已知的),加以必要的数学处理,建立受控模型结构和参数估计,然后,根据确定的模型结构和估计出的参数,预测或控制系统的未来动态。在气井见

好的圈闭,将可能形成CO₂气藏,这是今后勘探的主要地区。

参 考 文 献

- [1]唐忠取.天然二氧化碳气藏的地质特征及其运用.天然气工业,1983;3
- [2]王启军等.油气地球化学.武汉:中国地质大学出版社
- [3]戚厚发等.我国高含二氧化碳气藏的分布及成因探讨.石油勘探与开发,1981;2

(修改回稿 1991 05 18)

* 610059,成都市十里店。

水时间预测中,采用油藏数值模拟中的一维两相渗流微分方程的差分方程为系统的数学模型,也就是说,只需将该机理模型的参数作出合理估计,即可预测系统的动态。

系统辨识参数估计方法,主要有最小二乘参数估计法,梯度校正法和极大似然法。除极大似然法属于概率性贝叶斯估计法外,其他两种方法都属于“确定性”算法,采用最小二乘参数估计递推算法的基本结构是:

新的参数估计值 = 老的参数估计值 + 增益矩阵 × 新的信息

这种逆推算法适用于两相渗流地层系数是时变的特性,同时计算方便,省时。

基本公式

1. 数学模型

在气水前缘附近未见水气井(i 为预测对象)的两侧,按边水推进方向,分别选择一口已见水气井($i-1$)和一口未见水气井($i+1$),构成一个系统。根据气水两相渗流微分方程组,利用气、水毛细管压力方程消去饱和度,合并为一个考虑重力和毛细管压力作用的,只有压力项的显示差分方程⁽¹⁾,整理可得到:

$$p_{i+1}^{n+1} = A(p_{i+1}^{cn} - p_{i+1}^{cn-1}) - E_{i+1}p_{i+1}^n + E_i p_{i+1}^n - E_{i-1}p_{i+1}^n - F_{i+1}D_{i+1} + F_i D_{i+1} - F_{i-1}D_{i+1} - G_{i+1}ph_{i+1}^n + G_i ph_{i+1}^n - G_{i-1}ph_{i+1}^n + B(q_g B_g) \quad (1)$$

其中已知的数据为 p_{cw} 、 p_g 、 D_g 和 $ph = (\rho_w h_g - p_{cw})$ 分别为毛细管压力、气井的气体地层压力、气体重力项、水的重力项与毛细管压力的差值。 n 为时间层。 p_{i+1}^{n+1} 为 i 气井 $n+1$ 时步的气体地层压力。 A 、 B 、 E 、 F 、 G 均为该方程待估计的参数,其物理意义为:

$$F_{i+1} = BF_{i+1} \bar{B}_g, \quad F_{i+1} = 2A_x a_{wi} + \frac{1}{2} / (\Delta x_{i+1} + \Delta x_{i-1})$$

$$\Delta x_{i+1}, \quad a_g = k_g / \mu_g B_g$$

$$G_{i+1} = BG_{i+1} \bar{B}_w, \quad G_{i+1} = 2A_x a_{wi} + \frac{1}{2} / (\Delta x_{i+1} + \Delta x_{i-1})$$

$$\Delta x_{i+1}, \quad a_w = k_w / \mu_w B_w$$

$$E_{i+1} = BE_{i+1} \bar{B}_g, \quad E_{i+1} = 2A_x a_{Ti} + \frac{1}{2} / (\Delta x_{i+1} + \Delta x_{i-1})$$

$$\Delta x_{i+1}, \quad a_T = a_w + a_g$$

$$B = 1/DC^*, \quad D = A_x \bar{\Phi} / \Delta t, \quad C^* = S_w(C_w + C_p) + S_g(C_g + C_p)$$

其中 A_x 为 x 方向上的横截面积, Δx 为井距,其他符号均为渗流力学中的符号意义。式(1)从系统辨识角度上看实际上是一个单输出、多输入的线性方程。在 k 时刻写成最小二乘格式⁽²⁾为:

$$p_k = \Phi_k \theta + \varepsilon \quad (2)$$

当有 $k=1, 2, \dots, N$ 次观测记录时,式(2)构成一个线性方程组,写成矩阵形式为:

$$p_N = \Phi \theta + \varepsilon \quad (3)$$

其中输入向量 $p_k = [p_{i+1}^k(1), p_{i+1}^k(2), \dots, p_{i+1}^k(j)]$, 输入矩阵为:

$$\Phi_N = \begin{bmatrix} \Phi_1^T \\ \vdots \\ \Phi_N^T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta p_{cw1} p_{i+1,1}^1 \dots D_{i+1,1}^1 \dots ph_{i+1,1}^1 \dots (q_g B_g)_1 \\ \vdots \\ \Delta p_{cwN} p_{i+1,N}^N \dots D_{i+1,N}^N \dots ph_{i+1,N}^N \dots (q_g B_g)_N \end{bmatrix}$$

参数向量为: $\theta = [A, E_{i+1}, E_i, E_{i-1}, F_{i+1}, F_i, F_{i-1}, G_{i+1}, G_i, G_{i-1}, B]^T$, ε 为白噪声,即是一种均值为零,谱密度为非零常数的平稳随机过程。

2. 时变参数最小二乘估计的递推算法

递推算法是系统辨识中常用的一种参数估计算法,它比整批算法的内存量、计算工作量都要少得多,且可不作逆矩阵运算。递推算法的公式是:

$$\left. \begin{aligned} \hat{\theta}_{(N+1)} &= \hat{\theta}_{(N)} + B_{(N)} \varphi_{(N+1)} G_{(N+1)} \\ [p_{(N+1)} - \varphi_{(N+1)}^T \hat{\theta}_{(N)}] \\ G_{(N+1)} &= [\lambda + \varphi_{(N+1)}^T B_{(N)} \varphi_{(N+1)} + A_{(N)}^{-1}]^{-1} \\ B_{(N+1)} &= \frac{1}{\lambda} [I - G_{(N+1)} B_{(N)} \varphi_{(N+1)} \varphi_{(N+1)}^T] B_{(N)} \end{aligned} \right\} (4)$$

其中 $G_{(N+1)}$ 是增益因子项, 标量。 B 被定义为 $[\Phi^T \lambda \Phi]^{-1}$, 但是在运算中不必去计算该对称矩阵的逆, 而是给出初值后进入递推计算, A 是加权矩阵, λ 是遗忘因子。由公式(4)可见, 对应于 $N+1$ 次观测数据作出的参数估计值 $\hat{\theta}_{(N+1)}$ 等于先前一次的估计值 $\hat{\theta}_{(N)}$, 用 $[p_{(N+1)} - \Phi_{(N+1)}^T \hat{\theta}_{(N)}]$ 的一定比例量来修改每一个参数之后的新估计值。在计算过程中, 事先必须给出 $\hat{\theta}_v$ (称调参[2]) 初值, 以及选择合适的 A (称调参[3]) 及 λ (已给定)。由此可见, 递推计算结果不是唯一的, 也就是说, 给出不同的初值 (调参值), 会有不同的参数估计值。因而, 需要有适当的约束条件才能得到唯一的估计值。关于约束条件将在下一节中再作详细讨论。

3. 饱和度与井底压力计算公式

根据气相渗流微分方程的差分格式, 经过适当整理, 可得含气饱和度公式:

$$S_{gi}^{*+1} = \frac{B_{gi}^{*+1}}{B_{gi}^*} S_{gi}^* + \frac{B_{gi}^{*+1} C^*}{B_{gi}^*} [F_{i+1} (p_{gi}^{*+1} + D_{gi}^{*+1}) - F_i (p_{gi}^{*+1} + D_{gi}^{*+1}) + F_{i-1} (p_{gi}^{*+1} + D_{gi}^{*+1})] - B_{gi}^{*+1} C^* B_{q_{gi}} \quad (5)$$

式中的系数 F_{i+1} , F_i , F_{i-1} 和 B , 均由公式(1)经过系统辨识参数估计的递推算法公式(4)求出。即:

$$S_{wi}^{*+1} = 1 - S_{gi}^{*+1} \quad (6)$$

预测井含气饱和度 S_{gi} 的起始点 S_{gi}^* 取 $1 - S_{wi}^*$ 为 70%, S_{wi}^* 取大孔道中的束缚水饱和度值, 因为边水推进首先沿大孔道渗入气井。

气井井底压力公式是根据单井平面径向流公式改写为:

$$p_{wf} = p_R - \frac{q_g B B_{gi} \ln \left[\left(\frac{\Delta x_{i-1} + \Delta x_{i-1}}{2 r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right]}{0.027 (\Delta x_{i-1} F_{i-1} + \Delta x_{i-1} F_{i-1})} \quad (7)$$

式中系数 B , F_{i+1} , F_{i-1} 同样地由公式(1)的系

统辨识参数估计得到。 p_{wf} 为某时刻井底压力, p_R 为相对应时刻地层压力, S 为气井表皮系数。

以上 7 个公式中, 首先用公式(4)的递推计算方法将系统的数学模型公式(1)的参数估计出来。随着开采时间增加, 公式(2)中的观察记录次数不断增加, 公式(3)的线性方程组个数也不断增加, 因此由公式(4)的递推计算所得的参数估计也是时变的。这些时变的参数都来自机理模型, 因此, 在渗流过程中, 它们自身都有特定的物理意义。其次, 将这些时变的参数代入饱和度方程式(5)和(6), 即可确定出一系列随时间而变化的井底含水饱和度值。并可作出曲线如图 1 所示的左边的饱和度曲线。再次, 将已辨识的参数代入公式(7), 同样可得到一系列随时间而变化的井底压力。如图 1 所示右图中的实线—计算井底压力曲线。该图的小点为实测井底压力值, 于是, 可用计算井底压力与实测井底压力的均方差 ESP 来衡量两者的拟合程度。最后, 一旦确定了最佳拟合, 如图 1 中最小 ESP 为 0.1058246 则相对应的含水饱和度曲线上, 按气水推进的前缘饱和度值, 即可确定该井见水日期, 详细见后实例。

约束条件讨论

由于最小二乘递推算法需要事先给出初值, 才能得到参数估计, 给出不同初值, 其参数估计结果也不同, 这样求解结果的不唯一性, 必须有一定的约束条件才能得到符合气藏实际情况的参数。这里先列举中 63 井系统调试结果, 说明约束条件的主要依据, 然后, 根据大量调试结果归纳出具体的约束条件。

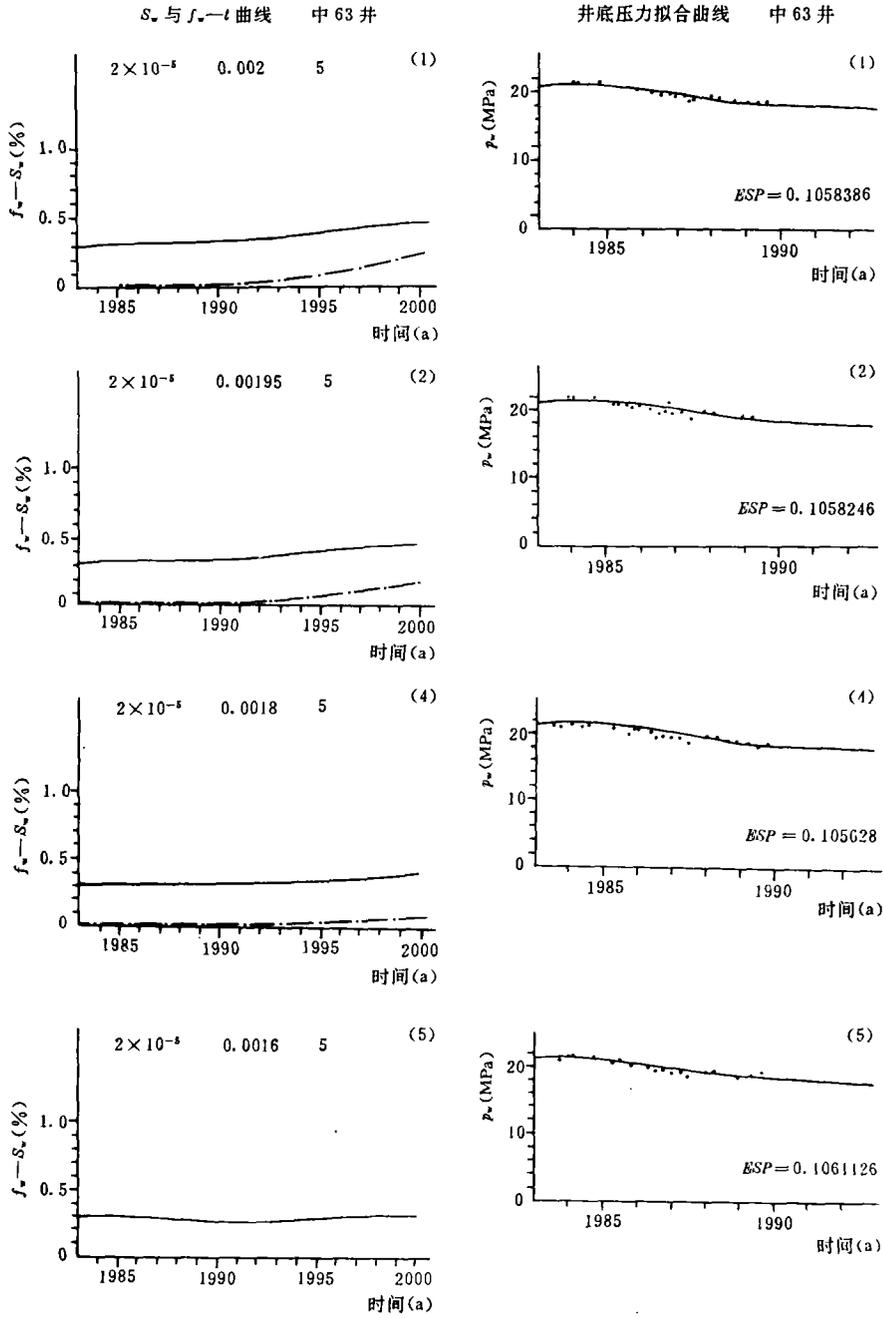


图 1 中 63 井含水饱和度曲线与井底压力拟合曲线

由中 63 井(被预测未见水的气井)、中 37 井(已见水气井)和中 34 井(未见水气井)构成一个系统。用公式(4)(5)(6)和(7)事先给出一系列初值(调参)的组合,即可得到一系列含水饱和度曲线及相应的井底压力拟合曲线及其均方差 ESP ,观察均方差 ESP 的变化便可得到相应的约束条件。图 2 是〔调参 2〕=0.002,〔调参 3〕=5,只有调参〔1〕的连续变化与井底压力拟合误差 ESP 关系曲线

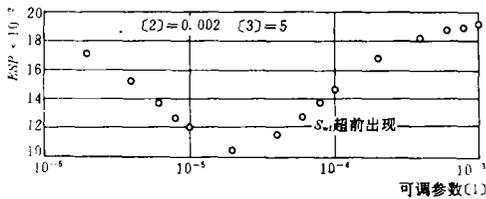


图 2 可调参数〔1〕与 ESP 的关系曲线

由该图可见:(1)随调参〔1〕的变化,有最小 ESP 存在,其值为 0.105824,其对应的调参〔1〕= 2×10^{-5} 。(2)当调参〔1〕大于 6×10^{-5} 后,其相对应的饱和度曲线上的含水前缘饱和度 S_{wr} 在目前工作时间(1990 年 12 月)之前出现,如图 3 中曲线 I,由于中 63 井目前尚未见水,所以这种超前出现 S_{wr} 的含水饱和度曲线是不正常的。(3)当调参〔1〕小于 6×10^{-5} 的含水饱和度曲线均为正常曲线,如图 3 所示。

图 4 是调参〔2〕的变化与井底压力拟合误差 ESP 的关系曲线。由该图可见:(1)同样有最小 ESP 存在,并与图 2 的最小值一致。(2)当调参〔2〕小于 1.6×10^{-3} 时,含水饱和度曲线下降,如图 3 中曲线 II 所示;(3)当调参〔2〕大于 2.4×10^{-3} 时,含水饱和度曲线出现 S_{wr} 超前现象如图 3 曲线 I 所示。(4)图 4 中,当 $1.6 \times 10^{-3} < \text{调参}〔2〕 < 2.4 \times 10^{-3}$ 时,含水饱和度曲线均为正常曲线如图 3 所示。

经过上述相类似的大量调试可以有效地确定最佳参数估计的约束条件应有:(1)合格

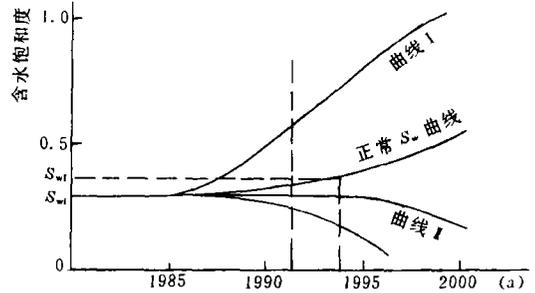


图 3 两种不正常的含水饱和度曲线

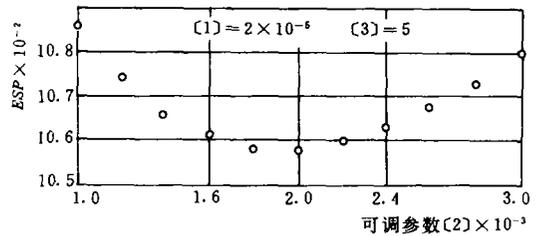


图 4 可调参数〔2〕与 ESP 值关系曲线

的含水饱和度曲线,(2) ESP 有极小点。具体地说有:

(1)含水饱和度曲线不能下降 5~8 个百分点。在递推计算初期,要达到一定精度允许含水饱和度早期下降 5~8 百分点,超过该范围则认为不符合要求。

(2)前缘含水饱和度不能有超前现象,否则认为含水饱和度曲线不合格。

(3)必须找到井底压力拟合误差 ESP 的极小点。

计算方法与结果

计算方法如图 5 所示,主要步骤有:

1. 给出三个初值(调参),在大间隔的数值范围内,用公式(4)~(7)计算含水饱和度曲线及 ESP ,并给出图相显示。

2. 根据约束条件判断饱和度曲线是否合格,确定出现正常饱和度曲线的三个调参值范围,完成“粗调”步骤。

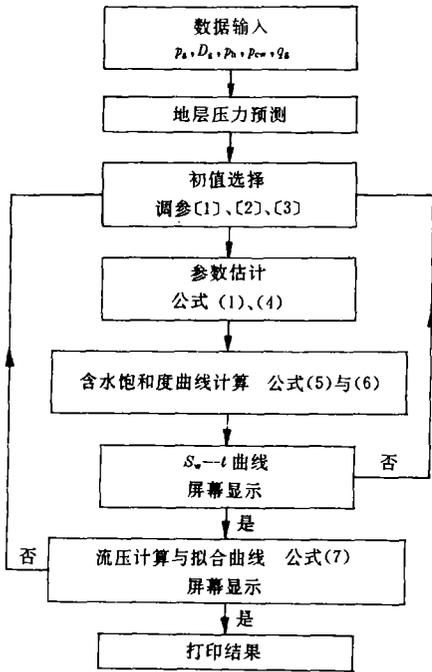


图 5 计算框图

3. 在出现正常饱和度曲线范围内,加密调参间隔,利用公式(4)~(7)计算出饱和度及 ESP 值,如图 1 和表 1 所示,完成“细调”步骤”。表 1 中最小 ESP 值的饱和度曲线较符合中 63 井的实际情况。

表 1 中 63 井见水时间预测

可调参数			计算结果		实测 流压 点数	平均 相对 误差 (%)
(1)	(2)	(3)	拟合误差 ESP	见水时间		
2×10^{-5}	0.002	5	0.1058386	1993 年	28	2.0
2×10^{-5}	0.00195	5	0.1058246	1994 年	28	1.99
2×10^{-5}	0.00190	5	0.1058224	1994 年 8 月	28	1.99
2×10^{-5}	0.00180	5	0.1058628	1997 年 5 月	28	2.0
2×10^{-5}	0.00160	5	0.1061126	2000 年之后	28	2.0

4. 打印出最小 ESP 值的饱和度计算结果,如表 2。由表 2 按含水前缘饱和度(0.37)

相对应的序号 140,由序号 1(1983 年 3 月)起算,共相隔 11 年又 8 个月,即 1994 年 8 月为中 63 井的见水时间。

表 2 中 63 井含水饱和度 S_w 计算结果

序号	计算值	
	$S_w(t)$	$f_w(\%)$ (参考值)
起始日期 1983 年 1 月		
1	0.3000	0.0000
2	0.3024	0.0000
3	0.3034	0.0000
4	0.3036	0.0000
...
135	0.3639	0.1575
136	0.3668	0.576
137	0.3661	0.1571
138	0.3689	0.1573
139	0.3683	0.1567
140	0.3711	0.1569
141	0.3704	0.1564
142	0.3733	0.1566
143	0.3726	0.1560

注:前缘饱和度为 0.37;对应序号 140 为 1994 年 8 月;可调参数: $2 \times 10^{-5}, 0.0019, 5$ 。

在计算框图中有“地层压力预测”一项,地层压力可用系统辨识 ARMAX 模型(带外生变量的自回归滑动平均模型)或用物质平衡法单井压力预测方法完成。这里不再详细讨论。关于含水前缘饱和度的确定是在已见水井中(如中 31 井,中 36 井)用同样方法计算后,在饱和度曲线上,由已知见水时间来确定含水饱和度值,即为气水前缘含水饱和度值。

在中坝须二气藏内,对目前气水边界附近的四口未见水气井作了预测,预测结果见表 3。其中中 63 井与中 9 井都是靠近轴部气井,但中 63 井产量高,离气水界面近,故比中

9井早见水。中63井与中34井均属东翼裂缝带上的高产气井,虽然中63井离气水界面近,但其海拔比中34井高得多,所以中63井见水时间晚于中34井。

表3 中坝须二气藏气井见水时间预测结果

井号	单井情况				可调参数			计算结果		相对误差 相 点数
	井深海拔 (m)	构造 部位	气井产量 (万 m ³ /d)	选用邻井	(1)	(2)	(3)	见水时间	拟合误差	
中63	1795.34	轴部	4	37-63-34	2×10^{-5}	0.0019	5	1994年5月	0.1058224	1.99
中34	1848.76	东翼	5	31-34-65	5×10^{-4}	0.0015	6	1993年5月	0.0768787	2.03
中51	1899.72	西翼 轴部	1	37-51-44	7×10^{-4}	0.0020	6	2000年5月	0.1810267	5.72
中9	1729.28	轴部	2	20-9-44	5×10^{-5}	0.00125	3	2000年后	0.3591434	6.55

结 束 语

用确定性的机理模型与统计方法相结合的方法解决油藏工程具体问题,可减少非均质气藏内地质参数不易取准的困难。同时又可避免数值模拟中有关边界问题,网格疏密和时步大小等麻烦问题。此外,还可克服统计方法中预测方面由于缺乏物理规律的控制而产生各种不切实际的结论。

系统辨识参数估计的递推算法中,主要是解决好唯一性问题。用数学方法解决唯一

性问题,有时并不能完全奏效,最好途径是从实际问题本身出发,找出有效的约束条件。

系统辨识参数估计可用二维差分方程为机理模型,这样预测效果可能更接近实际。

参 考 文 献

[1] H B 克里奇娄. 现代油藏工程—模拟计算. 北京:石油工业出版社,1986

[2] 方崇智, 萧德云. 过程辨识. 北京:清华大学出版社,1988

[3] 徐南崇. 系统辨识导论. 电子出版社,1986

(本文收稿 1991-08-20)

《石油工业标准与计量》杂志更名

经国家科委批准,《石油工业标准与计量》杂志自1992年第1期起更名为《石油工业技术监督》。《石油工业技术监督》由中国石油天然气总公司科技发展局主办、西安石油学院编辑出版,国内统一刊号CN61-1222/TE,邮发代号52-46,国内外公开发

行,全国各地邮局均可订阅。

地址:西安市青松路甲字1号西安石油学院《石油工业技术监督》编辑部;邮政编码:710061;电话:53381-384;电挂:1980。

pores were during the medium-terms of Middle Jurassic and Late Jurassic. Combining with the properties of natural gas and the rules of the generation and migration of oil and gas, the author expounds the compactness and heterogeneity of the sandstone reservoirs and the conditions of the formation and reservation of abnormally high pressure. It is proposed that the oil and gas reservoirs of stratigraphic traps in which the fractures and secondary pores are developed must be paid attention to when exploring these areas in the future.

Subject Headings: North west part of Sichuan Basin, anomaly of pressure, Upper Triassic, sandstone, evolutionary characteristics of pores.

Zhang Linye: A Discussion on the Geneses of the Carbon Dioxide Pools in Bohai Bay Basin, NGI 12(1), 1992: 20~24

In recent year, the pools high in carbon dioxide have been repeatedly found in the depressions of Jiyang, Huanghua and Jizhong in Bohai Bay Basin. These pools are controlled by regional deep major faults and had happened with magmatic intrusions and volcanic activities in geologic history. These pools take petrochemistry as main genesis and concurrently magmatic (volcanic) one. The favourable regions for surveying the carbon dioxide pools are near the major faults of Tanlu and Lanliao as well as the ones at the boundaries around the uplifts of Lunxian and Chengning.

Subject Headings: Bohai Bay Basin, gas reservoir, carbon dioxide, genesis.

Shi Naiguang, Yang Weining and Yang Zhengwen: Using System Identification Method to Predict Water Breakthrough Time in Gas Well, NGI(12)1, 1992: 25~31

The water breakthrough time in gas well is predicted by using the system identification method and the difference scheme of one-dimensional differential equation of filtering flow, attempting to solve some difficult problems in reservoir engineering by combining the mechanism model with the statistics. The paper gives the basic formulas and discusses on overcoming the restricting conditions in multi-solution method and the prediction method of water breakthrough time, well Zhong-63 in Xu-2 gas reservoir of Zhongba gas field is calculated as a practical example.

Subject Headings: system identification, reservoir engineering, numerical simulation, parameter estimation, water drive gas reservoir.

Guan Yingwei and Zhuang Jing: Ding (IV)-Type Water Drive Curve and Its Theory Curve Plat of Geological Reserve under Water Drive Performance, NGI(12)1, 1992: 32~36

The double-logarithm water drive curve is derived using jia(1)-type and yi(II)-type water drive curve in this paper, it is simply referred to as Ding(IV)-type water drive curve for the convenience of comparison. Its application is conducive to correctly identify the representative straight-line portion and to correct the situation of incorrectly using the straight line portion in the past time, and the theory curve plat of geological reserve under the water drive performance is given out, which raises the application of water drive curve to a new level.

Subject Headings: Ding(IV)-type water drive curve, performance, geological reserve, theory curve plat.