$$\frac{W_p}{N_p} = a_3 + b_3 L_p \tag{7-10}$$

式中的 $a_3 = a_1 - 1$；$b_3 = b_1$。

如前所述，由（7－10）式可得可采储量的关系式为[6]：

$$N_R = \frac{1 - \sqrt{(1 + a_3)(1 - f_{wL})}}{b_3} \tag{7-11}$$

4．累积产油量的倒数与累积产液量的倒数关系式

将（7－1）式等号两端同除以 L_p 得，累积产油量的倒数与累积产液量倒数之间的关系式为[6]：

$$\frac{1}{N_p} = a_4 + b_4 \frac{1}{L_p} \tag{7-12}$$

式中的 $a_4 = b_1$；$b_4 = a_1$。

如前所述，由（7－12）式可得可采储量的关系式为[6]：

$$N_R = \frac{1 - \dfrac{b_4}{\sqrt{b_4/(1 - f_{wL})}}}{a_4} \tag{7-13}$$

5．累积水油比与累积产水量的关系式

已知：$L_p = N_p + W_p$，故将（7－7）式可得，累积水油比（W_p/N_p）与累积产水量的关系式为[6]：

$$\frac{W_p}{N_p} = a_5 + b_5 W_p \tag{7-14}$$

式中的 $a_5 = a_2 - 1$；$b_4 = b_2$。

如同所述，由（7－14）式可得可采储量的关系式为[6]：

$$N_R = \frac{1 - \sqrt{a_5(1 - f_{wL})/f_{wL}}}{b_5} \tag{7-15}$$

6．累积产油量的倒数与累积产水量的倒数关系

将（7－7）式等号两端同除以 W_p 得，累积产油量的倒数与累积产水量的倒数关系式为[6]：

$$\frac{1}{N_p} = a_6 + b_6 \frac{1}{W_p} \tag{7-16}$$

式中的 $a_6 = b_2$；$b_6 = a_2 - 1$。

如同前述，由（7－16）式可得可采储量的关系式为[6]：

$$N_R = \frac{1 - \dfrac{b_6}{\sqrt{b_6 f_{wL}/(1 - f_{wL})}}}{a_6} \tag{7-17}$$

二、半对数直线关系式

1．累积产水量与累积产油量的关系式

由前苏联学者马克西莫夫（Максимов）[7]，1959 年以经验公式提出的累积产水量与累积产油量的半对数直线关系式，后于 1978 年由我国著名专家、已故中科院院士童宪章先

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

生[8]，命名为甲型水驱曲线。它在理论上完整系统地推导由文献［9］完成。该水驱曲线法在国内外得到了广泛的应用。它既可以预测经济极限含水率条件下的可采储量，又能对水驱油田的地质储量作出评价。经文献［9］的理论推导得甲型水驱曲线的构成为：

$$\log W_p = A_1 + B_1 N_p \tag{7-18}$$

式中 W_p——累积产水量，$10^4 m^3$；

N_p——累积产油量，$10^4 m^3$；

而 A_1 和 B_1 为甲型水驱曲线的截距和斜率，分别表示如下[9]：

$$A_1 = \log D + \frac{E}{2.303} \tag{7-19}$$

$$B_1 = \frac{3mS_{oi}}{4.606N} \tag{7-20}$$

$$D = \frac{2N\mu_o B_o \rho_w}{3mn\mu_w B_w \rho_o (1 - S_{wi})} \tag{7-21}$$

$$E = \frac{m}{2}(3S_{oi} + S_{or} - 1) \tag{7-22}$$

式中 N——原始地质储量，$10^4 m^3$；

S_{oi}——原始含油饱和度，f；

S_{or}——残余油饱和度，f；

S_{wi}——原始含水饱和度，f；

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；

ρ_o——地面原油密度，t/m^3；

ρ_w——地面水密度，t/m^3；

m 和 n——油水相对渗透率比与出水端含水饱和度常数（$K_{ro}/K_{rw} = ne^{-mS_w}$）。

由（7－18）式和（7－20）式可以看出，甲型水驱曲线的直线斜率，取决于原始地质储量和油水粘度比的大小。当两个油田的地下油水粘度比相同时，原始地质储量大的油田具有较大的直线截距；甲型水驱曲线的直线斜率与原始地质储量成反比，即原始地质储量愈大的油田具有较小的直线斜率。

应当指出，童宪章先生曾将国内外 23 个水驱砂岩油田，甲型水驱曲线直线斜率的倒数 $B_T = 1/B_1$，与其相应油田的原始地质储量，绘于双对数坐标纸上，得到了可以用于预测油田原始地质储量的如下相关经验公式[8]：

$$N = 7.5B_T \tag{7-23}$$

在文献［10］中，利用童宪章先生的同样方法，将 135 个水驱油田（藏），其中包括 7 个碳酸盐岩油田，由甲型水驱曲线求得的 B_T 与其相应的 N 数值，绘于双对数坐标纸上的

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

图7－1上。由线性回归得相关系数为0.9869、标准差为10.7%的如下相关经验公式：

$$N = 7.5422B_T^{0.969} = 7.5422B_1^{-0.969} \tag{7-24}$$

由（7－18）式对时间 t 求导，并考虑 $Q_w = dW_p/dt$ 和 $Q_o = dN_p/dt$，经整理后得：

$$W_p = WOR/2.303B_1 \tag{7-25}$$

$$WOR = Q_w/Q_o \tag{7-26}$$

式中 WOR——水油比；

Q_w——年产水量，$10^4m^3/a$；

Q_o——年产油量，$10^4m^3/a$。

将（7－25）式代入（7－18）式得：

$$N_p = \frac{\log WOR - [A_1 + \log(2.303B_1)]}{B_1} \tag{7-27}$$

根据定义，油田综合含水率表示为：

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \tag{7-28}$$

将（7－28）式等号右端的分子、分母同除以 Q_o 后得：

$$f_w = \frac{WOR}{1 + WOR} \tag{7-29}$$

再将（7－29）式改写为下式：

$$WOR = \frac{f_w}{1 - f_w} \tag{7-30}$$

最后，将（7－30）式代入（7－27）式，并引入经济极限含水率 f_{wL} 后得预测可采储量的关系式为[9]：

$$N_R = \frac{\log\left(\frac{f_{wL}}{1 - f_{wL}}\right) - [A_1 + \log(2.303B_1)]}{B_1} \tag{7-31}$$

2．水油比与累积产油量的关系式

将（7－27）式可以直接改写为水油比与累积产油量的关系式：

$$\log WOR = A_2 + B_2N_p \tag{7-32}$$

式中

$$A_2 = A_1 + \log(2.303B_1) \tag{7-33}$$

$$B_2 = B_1 = 3mS_{oi}/4.606N \tag{7-34}$$

由于该水驱曲线直线的斜率 $B_2 = B_1$，故它与甲型水驱曲线的直线具有平行的特点。该水驱曲线的经验关系式，由 Wright 于 1958 年提出[11]，若将水油比改为油水比，即得出 1959 年 Parts 等人[12]提出的经验关系式。

当水油比取为经济极限条件的水油比 $(WOR)_L$ 时，由（7－32）式得预测可采储量的关系式为：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$N_R = \frac{\log(WOR)_L - A_2}{B_2} \tag{7-35}$$

3. 累积产液量与累积产油量的关系式

童宪章先生[8]和谢尔盖夫(Сергеев)等人[13]，分别于1978年和1982年，以经验公式的形式提出了累积产液量与累积产油量的半对数直线关系。后于1993年由文献[14]完成了它的系统理论推导，业内称之为乙型水驱曲线，其表达形式为：

$$\log L_p = A_3 + B_3 N_p \tag{7-36}$$

式中 L_p——累积产液量，$10^4 m^3$；

A_3——直线的截距；

B_3——直线的斜率，由下式表示：

$$B_3 = mS_{or}/2.303N \tag{7-37}$$

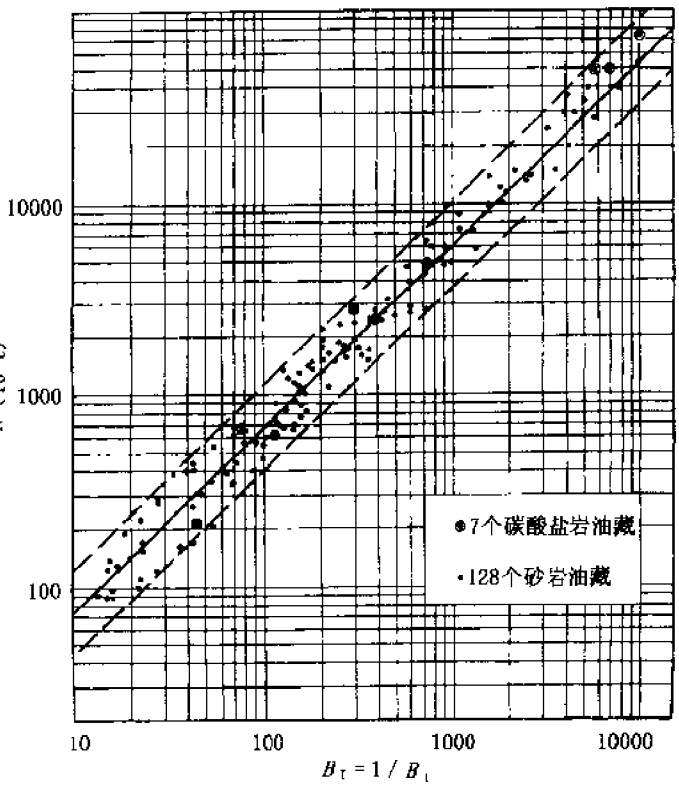


图7-1 135个水驱油田（藏）的 N 与 B_T 关系图

由(7-37)式看出，乙型水驱曲线直线的斜率，与油田的原始地质储量 N 成反比，它与(7-20)式相比得出，其直线斜率比甲型小1.5倍。

再由(7-36)式对时间 t 求导，并考虑 $Q_L = dL_p/dt$ 和 $Q_o = dN_p/dt$，经整理后得：

$$L_p = LOR/2.303B_3 \tag{7-38}$$

$$LOR = Q_L/Q_o \tag{7-39}$$

式中 LOR——液油比；

Q_L——年产液量，$10^4 m^3/a$。

将(7-38)式代入(7-36)式得：

$$N_p = \frac{\log LOR - [A_3 + \log(2.303B_3)]}{B_3} \tag{7-40}$$

已知：$Q_L = Q_o + Q_w$，故由(7-39)式可得：

$$LOR = 1 + WOR \tag{7-41}$$

将(7-41)式代入(7-40)式，并考虑经济极限水油比得，预测可采储量的关系式为[14]：

$$N_R = \frac{\log[1 + (WOR)_L] - [A_3 + \log(2.303B_3)]}{B_3} \tag{7-42}$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

若将（7－30）式代入（7－42）式得：

$$N_R = \frac{\log\left(\frac{1}{1-f_{wL}}\right) - [A_3 + \log(2.303B_3)]}{B_3} \qquad (7-43)$$

4．液油比与累积产油量的关系式

由（7－40）式可以直接改写为，特麦尔曼（Timmerman）[15]于1982年，以经验公式形式提出的液油比与累积产油量的直线关系式：

$$\log LOR = A_4 + B_4 N_p \qquad (7-44)$$

式中

$$A_4 = A_3 + \log(2.303B_3) \qquad (7-45)$$

$$B_4 = B_3 = mS_{oi}/2.303N \qquad (7-46)$$

将（7－45）式和（7－46）式代入（7－43）式得，预测可采储量的关系式为：

$$N_R = \frac{\log\left(\frac{1}{1-f_{wL}}\right) - A_4}{B_4} \qquad (7-47)$$

5．含水率与累积产油量的关系式

Mian[16]于1992年以图形法提出了含水率与累积产油量的半对数关系图，并用于确定在极限含水率条件下的最大累积产油量。后于1994年，由文献［17］完成了该关系式的推导，其形式为：

$$\log f_w = A_5 + B_5 N_p \qquad (7-48)$$

根据实际应用表明，该关系式适用于油田的高含水期。当含水率取为经济极限含水率f_{wL}时，由（7－48）式得可采储量的关系式为：

$$N_R = \frac{\log f_{wL} - A_5}{B_5} \qquad (7-49)$$

6．含油率与累积产油量的关系式

Arps[18]于1956年以图解法提出了含油率f_o与累积产油量的半对数关系式，并用于预测在极限含油率f_{oL}条件下的最大累积产油量。后于1994年由文献[17]完成了该关系式的推导，其形式为：

$$\log f_o = A_6 - B_6 N_p \qquad (7-50)$$

当给出经济极限含油率f_{oL}后，可由（7－50）式改写的下式，预测可采储量：

$$N_R = \frac{A_6 - \log f_{oL}}{B_6} \qquad (7-51)$$

7．产油量与水油比的关系式

由文献［19］推导提出的产油量与水油比的直线关系为：

$$Q_o = A_7 - B_7 \log WOR \qquad (7-52)$$

当给定经济极限产油量Q_{oL}之后，可由下式预测相应的经济极限水油比$(WOR)_L$：

$$(WOR)_L = 10^{(A_7 - Q_{oL})/B_7} \qquad (7-53)$$

8．产油量与累积产水量的关系式

由文献［20］推导提出的产油量与累积产水量的直线关系式为：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$Q_o = A_8 - B_8 \log W_p \tag{7-54}$$

当给定经济极限产油量 Q_{oL}之后，可由下式预测相应的最大累积产水量 W_{pmax}：

$$W_{pmax} = 10^{(A_8 - Q_{oL})/B_8} \tag{7-56}$$

三、双对数直线关系式及其它形式

1. 累积产油量与含水率的关系式

由文献［21，22］推导提出的累积产油量与含水率的直线关系为：

$$\log f_w = \alpha_1 + \beta_1 \log N_p \tag{7-57}$$

当给定经济极限含水率 f_{wL}之后，由下式预测可采储量：

$$N_R = 10^{(\log f_{wL} - \alpha_1)/\beta_1} \tag{7-58}$$

2. 产油量与水油比的关系式

由文献［19］推导提出的产油量与水油比的直线关系式：

$$\log Q_o = \alpha_2 - \beta_2 \log WOR \tag{7-59}$$

当给定经济极限产油量 Q_{oL}之后，可由下式预测相应的经济极限水油比 $(WOR)_L$：

$$(WOR)_L = 10^{(\alpha_2 - \log Q_{oL})/\beta_2} \tag{7-60}$$

3. 产油量与累积产水量的关系式

由文献［20］推导提出的产油量与累积产水量的直线关系式为：

$$\log Q_o = \alpha_3 - \beta_3 \log W_p \tag{7-61}$$

4. 水油比与累积产水量的关系式

由文献［9］推导提出的水油比与累积产水量的直线关系式为：

$$\log WOR = \alpha_4 + \beta_4 \log W_p \tag{7-62}$$

5. 液油比与累积产液量的关系式

由文献［14］推导提出的液油比与累积产液量的直线关系式为：

$$\log LOR = \alpha_5 + \beta_5 \log L_p \tag{7-63}$$

6. 累积产油量与水油比的组合关系式

由 Iraj Ershaghai[23]理论推导提出的累积产油量与水油比的组合关系式为：

$$N_p = \alpha_6 + \beta_6 X \tag{7-64}$$

式中

$$X = 1 + (1/WOR) + \ln WOR \tag{7-65}$$

7. 累积产油量和含水率的乘积与水油比的关系式

由马成国先生以经验公式形式提出的累积产油量和含水率的乘积，与水油比的关系式，由文献［24］附录中的推导所证明，其形式为：

$$N_p f_w = \alpha_7 + \beta_7 \log WOR \tag{7-66}$$

式中 f_w与 WOR 的关系，见（7－30）式所示。

第 2 节　水驱曲线法预测结果对比与评价

下面根据我国宁海油田的实际开发数据（见表 7－1），应用我国在标定水驱开发油田可采储量时推荐的常用方法，进行统一计算，预测当经济极限含水率取 $f_{wL}=0.98$（即 98%）

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

时的可采储量。然后，根据不同方法的线性关系好坏（即相关系数的大小）和确定的可采储量可靠性，进行必要的评价。

表 7－1　宁海油田开发数据表

日期	N_p (10^4t)	W_p (10^4t)	L_p (10^4t)	Q_o (10^4t/a)	Q_w (10^4t/a)	WOR	f_w (f)	X	$N_p f_w$ (10^4t)
1982	5.62	0.074	5.69	5.625	0.074	0.0132	0.0128	73.580	0.072
1983	49.40	6.25	55.65	43.780	6.179	0.141	0.1236	6.129	6.106
1984	132.48	37.58	170.06	83.075	31.331	0.377	0.2738	2.676	36.27
1985	215.86	135.90	351.76	83.376	98.317	1.179	0.5411	2.013	116.80
1986	284.35	275.48	595.83	68.490	139.575	2.038	0.6708	2.206	190.74
1987	341.69	428.68	770.37	57.340	153.203	2.672	0.7276	2.357	248.61
1988	388.30	614.23	1000.53	46.611	185.548	3.981	0.7992	2.633	310.33
1989	420.44	777.57	1198.01	32.138	163.340	5.082	0.8356	2.823	351.32
1990	443.70	974.97	1418.67	23.264	197.405	8.485	0.8946	3.256	396.93
1991	463.59	1186.59	1650.18	19.891	211.622	10.639	0.9141	3.458	423.77
1992	483.25	1404.22	1887.47	19.664	217.624	11.067	0.9171	3.494	443.19

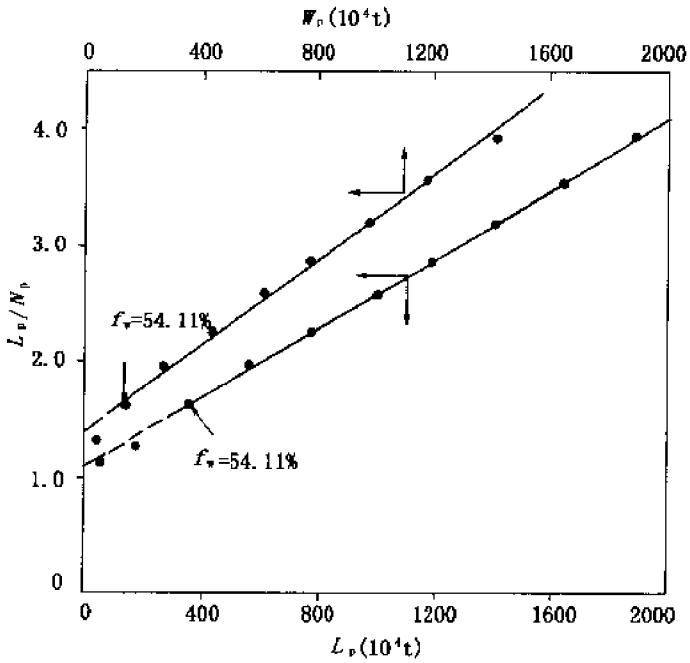


图 7－2　L_p/N_p 与 L_p 或与 W_p 的关系图

将表 7－1 所列的数据，按照本文的（7－1）式、（7－7）式、（7－18）式、（7－36）式、（7－32）式、（7－44）式、（7－48）式、（7－57）式、（7－64）式和（7－66）式的直线关系式，分别绘于图 7－2 至图 7－10 上，均得到了比较好的直线图。由图 7－2 至图 7－10 可以看出，当含水率 f_w 达到 54.11% 之后，不同方法都出现了比较明显的直线段。经对这些直线段进行线性回归后，得到的直线截距 a、斜率 b 和相关系数 r，以及由不同方法求得的可采储量 N_R，统列于表 7－2 内。

由表 7－2 看出，不同方法直线段的相关系数，有着明显的差别。No.1 方法的相关系数高达 0.9997；而 No.9 方法的相关系数低到 0.9533。这说明 No.9 方法的可靠性要比 No.1 方法差，而不宜采用。同时，还可以看出，属累积产出量的直线关系式（No.1，2，3，4 方法），具有较高的相关系数；而凡含有水油比（WOR）、液油比（LOR）和含水率（f_w）的直线关系式（No.5，6，7，9）方法的 r 值都偏低，但 No.8 例

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

外，说明该法较好。

表 7－2　10 种水驱曲线预测可采储量结果对比表

No.	不同直线关系式	线性回归结果			N_R (10^4t)	备注
		a	b	r		
1	$L_p/N_p=a+bL_p$	1.1174	0.001472	0.9997	577.8	丙型曲线
2	$L_p/N_p=a+bW_p$	1.4420	0.001766	0.9988	512.5	丁型曲线
3	$\log W_p=a+bN_p$	1.3702	0.003655	0.9987	655.2	甲型曲线
4	$\log L_p=a+bN_p$	1.9948	0.002622	0.9973	733.5	乙型曲线
5	$\log WOR=a+bN_p$	－0.7818	0.003738	0.9838	661.3	
6	$\log LOR=a+bN_p$	－0.3501	0.002891	0.9711	708.8	
7	$\log f_w=a+bN_p$	－0.4315	0.000846	0.9891	499.7	
8	$\log f_w=a+b\log N_p$	－1.8029	0.6597	0.9962	524.3	
9	$N_p=a+bX$	－49.8234	154.6658	0.9533	709.9	
10	$N_p f_w=a+b\log WOR$	99.0742	333.0196	0.9938	675.4	

从表 7－2 预测可采储量的结果可以看出，不同方法之间相差很大，10 种方法预测可采储量的算术平均值为 625.8×10^4t。但到底哪种方法预测的结果最为可靠呢？经过从理论到实际应用的追踪研究表明，建议将本文表 7－2 中的方法 1 和方法 3，作为预测注水开发油田可采储量的基础方法。方法 1 的理论基础可靠，直线的相关系数最高，预测的数值适当。而且该方法直线斜率的倒数为油田的可动油储量，即 $N_{om}=1/b$。所谓油田的可动油储量，就是对于一个水驱开发的油田，在其具体的地质与开发条件下，在油层中可以发生流动的地质储量。在本文中宁海油田方法 1 的直线斜率 $b=0.001472$，故可动储油量 $N_{om}=1/0.001472=679\times10^4$t。这样可以告诉人们，表 7－2 中的方法 6 和方法 9 的可采储量已经大于可动油储量，因而是不可能的。而比 N_{om}数值低得多的有方法 2 和方法 7。在前苏联和俄罗斯多用表 7－2 中的方法 2，主要由于该法预测的可采储量稳妥。目前我国广泛采用的甲型水驱曲线法（方法 3），如果应用恰当，仍不失作为一个有效的预测方法，但它比方法 1 预测的数值偏高 13.3%。总的说来，预测可采储量的方法不在于多，而在于实用和预测的结果可靠、可比。

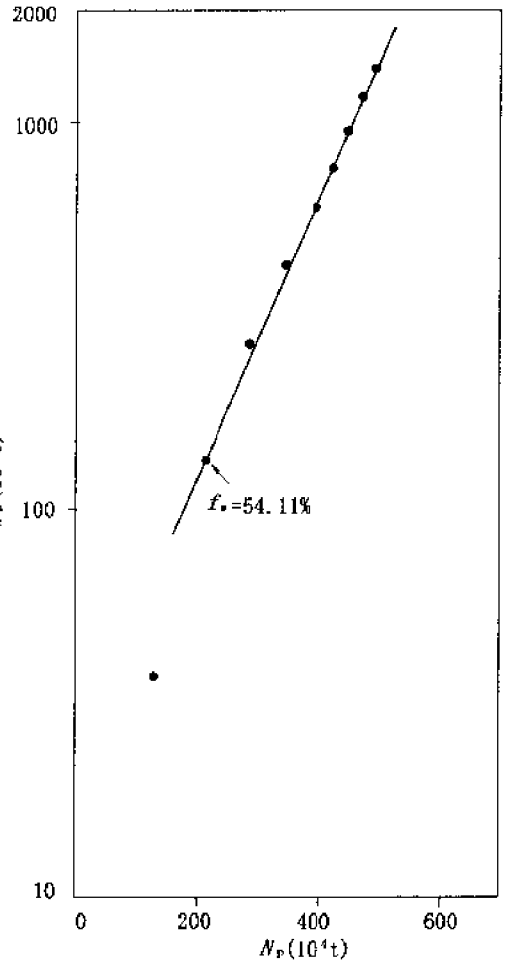


图 7－3　W_p 与 N_p 的半对数关系图

在水驱曲线法的应用方面，还应该强调说

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

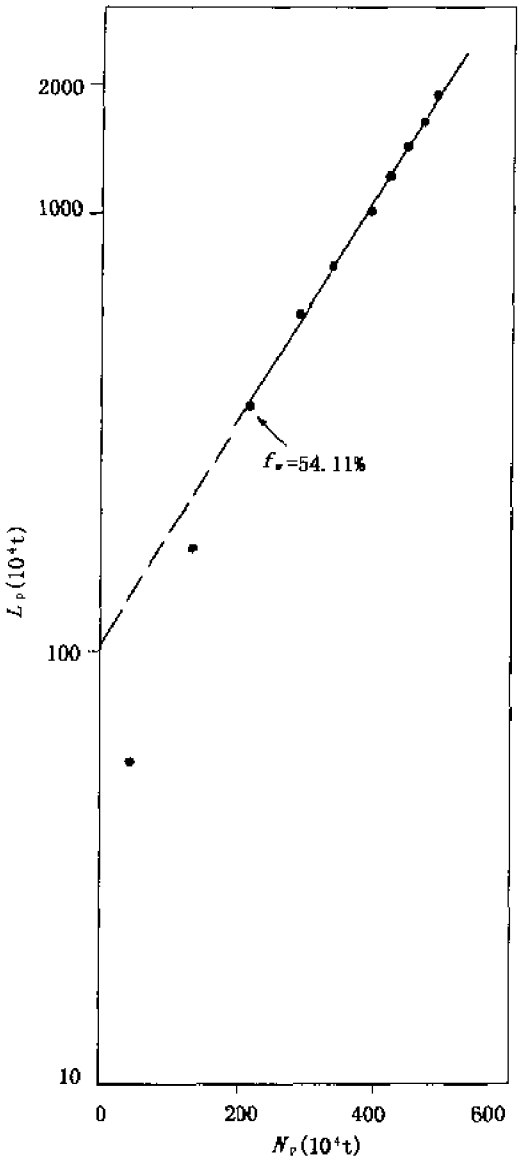


图 7-4　L_p 与 N_p 的半对数关系图

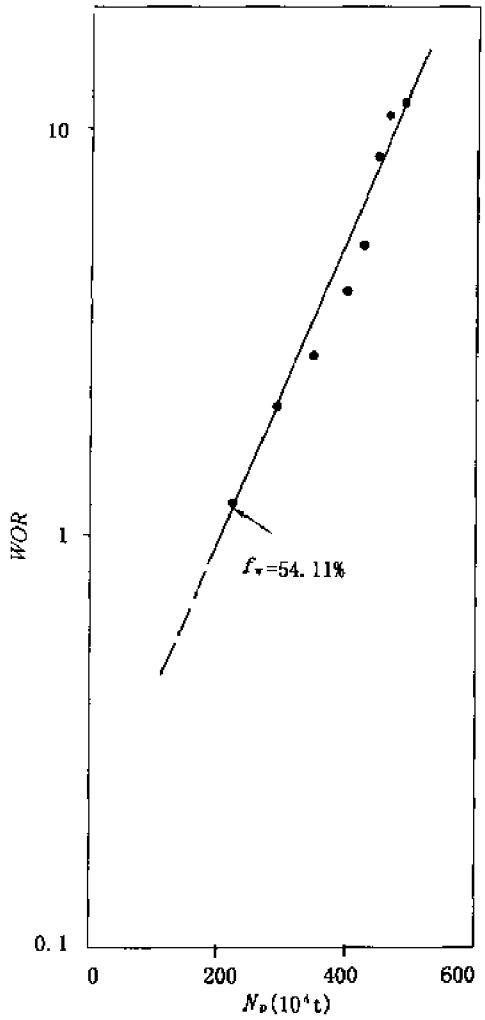


图 7-5　WOR 与 N_p 的半对数关系图

明如下几个问题：

（1）从理论推导到实际应用表明[25]，地层原油粘度的大小，对水驱曲线的方法，决不存在任何选择性的问题。也就是说，不同地层原油的水驱油田，可以选用任何水驱曲线法，而不存在什么限定问题。

（2）在油田进入高含水开发期，关于甲型水驱曲线直线段上翘的问题，在文献［26］中已作出了从理论到实际的回答。当含水率达到 94%～95%时，甲型水驱曲线的直线即发生上翘的问题，因此，不宜将含水率的极限值定为 98%，而应采用国外统用的 95%，作为外推确定可采储量的基础。

（3）关于水驱曲线直线段出现的界限问题，在文献［27］中已从理论和实际对比中得到答案，即在油田含水率达到 50%之后，才会出现有代表性真正的直线段，并可用于有关的预测。这一结论已被大量油田的实际资料所证实。

（4）在利用水驱曲线法预测可采储量时，要讲求规范性，切忌随意性。当确定直线段开始的位置之后，随着开发的调整和加深，以后每次可采储量的预测起点位置，均应保持不

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

变，绝不可任意选取其间，或其后的某些点子进行可采储量预测，否则，预测的结果将会出现倒转现象，即预测的可采储量会由大变小。

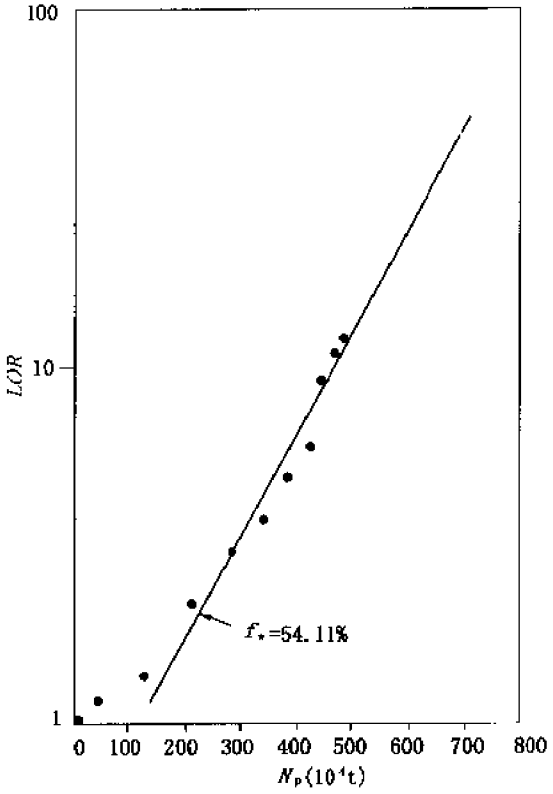


图 7-6　LOR 与 N_p 的半对数关系图

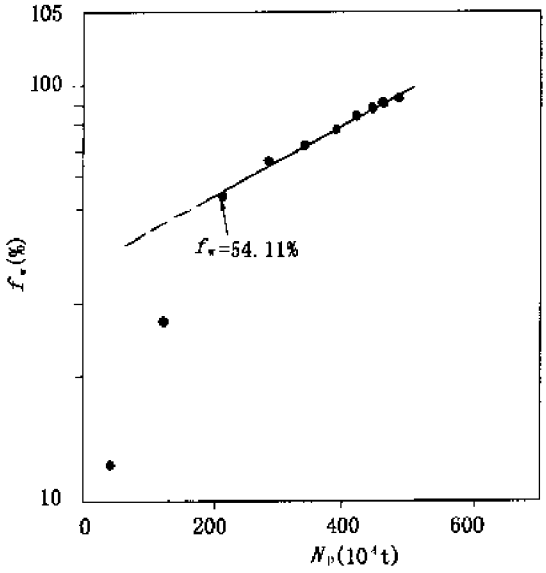


图 7-7　f_w 与 N_p 的半对数关系图

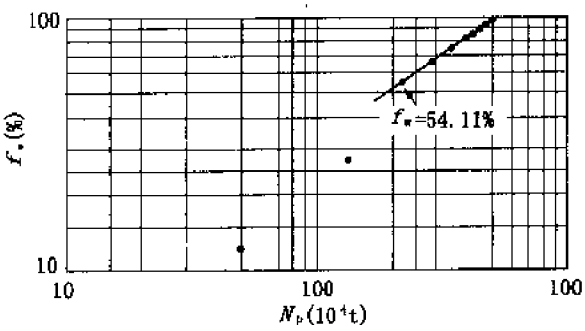


图 7-8　f_w 与 N_p 的双对数关系图

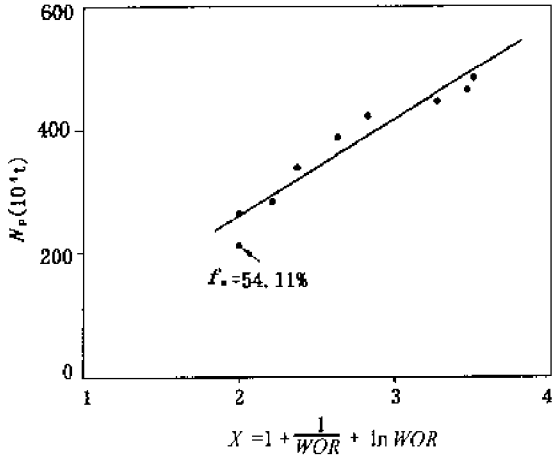


图 7-9　N_p 与 X 的直线关系图

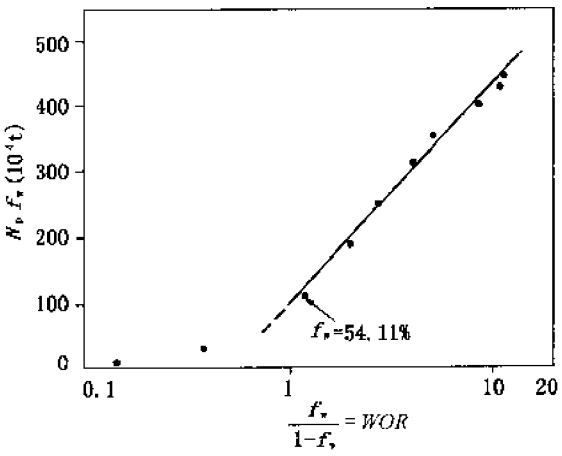


图 7-10　$N_p f_w$ 与 $\log WOR$ 的关系图

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

参 考 文 献

1. Сипачев Н В и Посевич А Г.О Характеристиках Вытеснения Нефти Водой.ИВУЗ, Нефть и Газ, 1981, No.12, 26－32
2. Назаров С Н. Исследование Определяющих Параметров Нефтеотдаци. ИВУЗ, НефтьоигГаз, 1982, No.6, 25－30
3. 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
4. 陈元千．威布尔模型与丙型水驱曲线联解法．断块油气田，1998(3)5，29－33
5. Назаров С Н. К Оценке Извлекаемых Запасов Нефти по Интегралиных Кривых Отбора Нефти и Воды.АНХ, 1972, No.5, 20－21
6. 陈元千．Назаров（纳扎洛夫）经验公式的扩展及其应用．江苏油气，1995(1)6,31－36
7. Максимов М И. Метод Подсчета Извлекаемых Запасов Нефи в Конечной Стади Эксплутации Нефтяных Пластов В Условиях Вытеснения Водой. ГНПГ, 1959, No.3, 42－47
8. 童宪章．天然水驱和人工注水油藏统计规律探讨．石油勘探与开发，1978(6) 4,，38－64
9. 陈元千．水驱曲线关系式的推导．石油学报，1985(2)6,69－78
10. 陈元千．水驱特征曲线的校正方法．古潜山，1986(1)8,63－68
11. Wright F F. Field Results Indicate Significant Advances in Waterflooding. JPT (Oct., 1958) P.12
12. Parts M et al. Prediction of Injection Rate and Production History for Multifluid Five－spot Floods. JPT (May, 1959) P.98
13. Сергеев В В и Друг.Эффективность Мероприятий по Регулированию Разработки Арланского Месторождения.НХ, 1982, No.6, 29－33
14. 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
15. Timmerman E H. Practical Reservoir Engineering. Part Ⅱ, Chapter 13, 1982
16. Mian M A. Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer. Vol.1, Chapter 4, Pennwell Publishing Company. Tulsh, Oklahoma, 1992
17. 陈元千．油田高含水开发阶段预测采收率的方法．新疆石油地质，1994(3)15,247－252
18. Arps J J. Estimation of Primary Oil Reserves. AIME (1956)207，182－186
19. 陈元千．确定水驱开发油田废弃产量的方法．江苏油气，1994(2)4，20－29
20. 陈元千．利用水驱曲线判断递减类型．古潜山，1989(1)11，57－64
21. 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
22. 陈元千．对 $N_p = bf_w$ 关系式的质疑、推导与应用．油气采收率技术，1998(1)5，49－54
23. Iraj Ershaghi and Omoregie O. A Method for Extrapolation of Cut vs.Recovery Curves. JPT (Feb, 1978) 203－204
24. 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
25. 陈元千．地层原油粘度与水驱曲线关系的研究．新疆石油地质，1998(1)19，61－67
26. 陈元千．高含水期水驱曲线的推导及上翘问题的理论分析．断块油气田，1997(3)4，38

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

－45
27. 陈元千．水驱曲线关系式的对比及直线段出现时间的判断．石油勘探与开发，1986(6)
13，55－63
28. 陈元千．油气藏工程计算方法．北京：石油工业出版社，1990
29. 陈元千．油气藏工程计算方法（续篇）．北京：石油工业出版社，1991
30. 陈元千．实用油气藏工程方法．山东东营：石油大学出版社，1998
31. 陈元千．油气藏工程实用方法．北京：石油工业出版社，1999

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

第八章　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[1]，可以说是我国最早的预测模型，人们通常称之为翁氏模型。近几年来，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[2～10]。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6种具有较好实用价值的预测模型。

第1节　统计分布规律转为预测模型的原理

在数理统计学中[11]，属于连续分布的模型或称为规律很多，如伽马（Gamma）分布、威布尔（Weibull）分布、贝塔（Beta）分布、对数正态分布（Log－Normal－Distribution）分布和瑞利（Rayleigh）分布等。在油气田开发过程中，产量随时间的变化，有类似于这些分布的特点。下面介绍如何将数理统计学中的不同分布规律，转为预测油气田产量、累积产量和可采储量模型的原理[2]。

在数理统计学中，以f(x)表示分布概率，或称为分布频率或分布密度。那么，累积概率，或称为累积频率或分布函数，则表示为：

$$F(x)=\int_0^x f(x)\mathrm{d}x \tag{8-1}$$

式中　$F(x)$——累积概率，f；

f(x)——分布概率，f。

根据定义，当$x\to\infty$时，由（8－1）式得：

$$F(x)_{x\to\infty}=\int_0^\infty f(x)\mathrm{d}x=1 \tag{8-2}$$

对于开发的油气田，累积产量与产量的关系为：

$$N_p(t)=\int_0^t Q(t)\mathrm{d}t \tag{8-3}$$

式中　$N_p(t)$——生产到t时间的累积产量，10^4m^3；

$Q(t)$——生产到t时间的产量，$10^4m^3/a$。

根据定义，当$t\to\infty$，即$Q(t)\to0$时，由（8－3）式得：

$$N_p(t)_{t\to\infty}=\int_0^\infty Q(t)\mathrm{d}t=N_R \tag{8-4}$$

式中　N_R——可采储量，10^4m^3。

将（8－4）式等号两端同除以N_R，并引入累积概率$F(t)$后得：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$F(t)_{t\to\infty} = \frac{N_p(t)_{t\to\infty}}{N_R} = \int_0^{\infty} \frac{Q(t)}{N_R} dt = 1 \qquad (8-5)$$

由（8－2）或与（8－5）式相比得：

$$f(x) = \frac{Q(t)}{N_R} \qquad (8-6)$$

由（8－6）式可以看出，若将不同分布模型的分布变量，由 x 改为 t，那么，将不同分布概率 $f(t)$ 乘上可采储量 N_R，即得预测油气田产量的不同模型为：

$$Q(t) = N_R f(t) \qquad (8-7)$$

不同分布规律如何转为预测模型的方法，在文献［2－10］中有详细的介绍。

第 2 节　不同预测模型的建立及求解方法

一、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[1]，后在 1996 年的文献［2，12］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。由于原翁氏模型是在模型常数 b 为正整数时理论推导结果的特例，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[2,12]：

$$Q = at^b e^{-(t/c)} \qquad (8-8)$$

$$Q_{max} = a(bc/2.718)^b \qquad (8-9)$$

$$t_m = bc \qquad (8-10)$$

$$N_R = ac^{b+1}\Gamma(b+1) \qquad (8-11)$$

式中　Q——年产量，$10^4m^3/a$；

Q_{max}——最高年产量，$10^4m^3/a$；

t——开发时间，a；

t_m——最高年产量发生的时间，a；

N_R——可采储量，10^4m^3；

$\Gamma(b+1)$——伽马函数；

a，b 和 b——预测模型常数。

当 b 为正整数时，$\Gamma(b+1) = b!$，则由（8－11）式得：

$$N_R = ac^{b+1}b! \qquad (8-12)$$

对于任何具体油气田，必须首先利用已经取得的产量随时间的开发数据，通过模型的历史拟合，确定模型常数 a，b 和 c 的数值，以便建立预测油气田未来产量和累积产量随时间变化的关系式，并可确定 N_R、t_m 和 Q_{max} 的数值。为利用行之有效的线性试差法，确定模型常数，将（8－8）式改写为下式：

$$\frac{Q}{t^b} = ae^{-(t/c)} \qquad (8-13)$$

对（8－13）式等号两端取常用对数后得：

$$\log\frac{Q}{t^b} = \alpha - \beta t \qquad (8-14)$$

式中

$$\alpha = \log a \text{ 或 } a = 10^{\alpha} \qquad (8-15)$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$\beta=\frac{1}{2.303C} \qquad 或\ C=\frac{1}{2.303\beta} \tag{8-16}$$

若给定不同的 b 值，利用（8－14）式进行线性试差法求解，能够得到相关系数最高和最佳产量和累积产量历史拟合的 b 值，即为欲求取的 b 值。此时，当由线性回归法求得直线的截距 α 和斜率 β 的数值之后，分别代入（8－15）式和（8－16）式，即得 a 和 c 的数值。在 a、b 和 c 的数值知道后，再由（8－9）式、（8－10）式和（8－11）式或（8－12）式，确定 Q_{max}、t_m 和 N_R 的数值。

二、威布尔（Weibull）模型

利用数理统计学中的威布尔分布曲线，由文献［3］完成了理论上的推导，并建立了威布尔预测模型，其主要关系式为：

$$Q=at^b e^{-(t^{b+1}/c)} \tag{8-17}$$

$$Q_{max}=a\left[\frac{bc}{2.718\ (b+1)}\right]^{b/(b+1)} \tag{8-18}$$

$$t_m=\left(\frac{bc}{b+1}\right)^{1/(b+1)} \tag{8-19}$$

$$N_p=N_R[1-e^{-(t^{b+1}/c)}] \tag{8-20}$$

$$N_{pm}=0.3679N_R \tag{8-21}$$

$$N_R=\frac{ac}{b+1} \tag{8-22}$$

式中 N_{pm}——与 Q_{max}相对应的累积产量，10^4m^3；

N_p——累积产量，10^4m^3。

由（8－21）式看出，采出可采储量的 36.79% 时，油气田即进入产量递减期。这也是威布尔模型的一个重要特点，而该模型不属对称性分布模型。

三、胡－陈－张（HCZ）模型

根据大量油气田开发实际资料的统计研究和理论上的推导，由胡建国、陈元千、张盛宗提出的 HCZ 模型[4]，其主要关系式为：

$$N_p=N_R\exp[-(a/b)\exp(-bt)] \tag{8-23}$$

$$Q=aN_R\exp[-(a/b)\exp(-bt)-bt] \tag{8-24}$$

$$Q_{max}=0.3679bN_R \tag{8-25}$$

$$t_m=\ln(a/b)/b \tag{8-26}$$

$$N_{pm}=0.3679N_R \tag{8-27}$$

$$Q_{max}/N_{pm}=b \tag{8-28}$$

由 HCZ 模型，可以简化为著名的龚帕兹（Gompertz）模型[13]和莫尔（Moore）模型[14]。同时，由（8－27）式可以看出，HCZ 模型，适用于采出可采储量的 36.79% 左右进入递减期的油气田。此点与威布尔模型相同，但在递减阶段的产量，HCZ 模型要比威布尔模型递减明显的慢一些。

为了确定 HCZ 模型的常数 a、b 的数值，将（8－24）式除以（8－23）式得：

$$\frac{Q}{N_p}=ae^{-bt} \tag{8-29}$$

将（8－29）式等号两端取常用对数后得：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$\log\frac{Q}{N_p}=a-\beta t \tag{8-30}$$

式中

$$a=\log a \text{ 或 } a=10^{a} \tag{8-31}$$

$$\beta=\frac{b}{2.303}\text{或 } b=2.303\beta \tag{8-32}$$

由（8－30）式可以看出，油气田的产量和累积产量之比（Q/N_p），与开发时间 t 呈半对数直线关系。对于实际开发的数据，经（8－30）式线性回归求得直线截距 a 和斜率 β 的数值后，再由（8－31）式和（8－32）式分别确定 a 和 b 的数值。在 a 和 b 的数值知道之后，为确定可采储量 N_R 的数值。将（8－23）式取常用对数后得：

$$\log N_p=A-Be^{-bt} \tag{8-33}$$

式中

$$A=\log N_R \text{ 或 } N_R=10^{A} \tag{8-34}$$

$$B=a/2.303b \tag{8-35}$$

若设：

$$X=e^{-bt} \tag{8-36}$$

则得：

$$\log N_p=A-BX \tag{8-37}$$

在 b 值已经确定之后，由（8－36）式可以计算不同 t 时间的 X 值。此后，再由（8－37）式进行 N_p 与 X 的线性回归，并确定直线的截距和斜率的数值，最后，由（8－34）式求得可采储量的数值。

四、逻辑推理（Logistic）模型或哈伯特（Hubbert）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）[15]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。后出文献［5］于 1996 年完成的理论推导，其主要关系式为：

$$N_p=\frac{N_R}{1+ae^{-bt}} \tag{8-38}$$

$$Q=\frac{abN_Re^{-bt}}{(1+ae^{-bt})^2} \tag{8-39}$$

$$Q_{max}=0.25bN_R \tag{8-40}$$

$$N_{pm}=0.5N_R \tag{8-41}$$

$$t_m=\frac{1}{b}\ln a \tag{8-42}$$

由（8－41）式看出，哈伯特模型的特点在于采出可采储量 50％进入递减期，且具对称的分布特征。为确定模型常数，将（8－39）式除以（8－38）式得：

$$\frac{Q}{N_p}=\frac{abN_Re^{-bt}}{N_R(1+ae^{-bt})} \tag{8-43}$$

将（8－38）式代入（8－43）式得：

$$\frac{Q}{N_p}=\frac{abN_pe^{-bt}}{N_R} \tag{8-44}$$

将（8－44）式等号右端的分子，同时加上和减去一项 bN_p 得：

$$\frac{Q}{N_p}=\frac{bN_p(1+ae^{-bt})}{N_R}-\frac{bN_p}{N_R} \tag{8-45}$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

再将（8－38）式代入（8－45）式得：

$$Q/N_p=\alpha-\beta N_p \tag{8-46}$$

式中

$$\alpha=b \tag{8-47}$$

$$\beta=b/N_R \text{ 或 } N_R=\alpha/\beta \tag{8-48}$$

利用油气田的实际生产数据，由上述方法求解 b 和 N_R 的数值之后，为了确定 a 的数值，将（8－38）式改写为下式：

$$\log\left(\frac{N_R-N_p}{N_p}\right)=A-Bt \tag{8-49}$$

式中

$$A=\log a \text{ 或 } a=10^A \tag{8-50}$$

$$B=b/2.303 \text{ 或 } b=2.303B \tag{8-51}$$

由（8－49）式看出，这是一个半对数直线关系式。在（8－46）式线性回归已经求得 N_R 数值的条件下，根据油气田开发的实际 N_p 与 t 的相应数据，再由（8－49）式的线性回归，可以求 a 和 b 的数值。这里求得的 b 值应与（8－47）式求得的数值基本相同。

五、胡－陈（Hu－Chen）模型

根据大量的实际开发资料，由胡建国和陈元千推导建立的预测模型[6]，其基本关系式为：

$$N_p=\frac{N_R}{(1+at^{-b})} \tag{8-52}$$

$$Q=\frac{abN_Rt^{-(b+1)}}{(1+at^{-b})^2} \tag{8-53}$$

$$Q_{max}=\frac{N_R(b-1)^{(b-1)/b}(b+1)^{(b+1)/b}}{4ba^{1/b}} \tag{8-54}$$

$$N_{pm}=\frac{(b-1)N_R}{2b} \tag{8-55}$$

$$t_m=\left[\frac{a(b-1)}{b+1}\right]^{1/b} \tag{8-56}$$

为了利用线性试差法同时确定模型常数 a、b 和 N_R 的数值，将（8－52）式改写为下式：

$$\frac{N_R-N_p}{N_p}=at^{-b} \tag{8-57}$$

将（8－57）式等号两端取常用对数后得：

$$\log\left(\frac{N_R-N_p}{N_p}\right)=\alpha-\beta\log t \tag{8-58}$$

式中

$$\alpha=\log a \text{ 或 } a=10^{\alpha} \tag{8-59}$$

$$\beta=b \tag{8-60}$$

根据实际的生产数据 N_p 与 t，给定不同的 N_R 进行线性试差和线性回归，能给出最高相关系数和最佳历史拟合的 N_R 值，即为欲求的正确 N_R 值。同时由（8－58）式的线性回归所求 α 和 β 的数值，再由（8－59）式和（8－60）式分别确定 a 和 b 的数值。

六、对数正态分布（Log－Normal－Distribution）模型

根据数理统计学中的对数正态分布规律，由文献［7］完成了建模的推导，其主要关系式为：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$Q = at^{-1}e^{-(\ln t - c)^2/b} \tag{8-61}$$

式中

$$a = \frac{N_R}{\sqrt{\pi b}} \tag{8-62}$$

$$Q_{max} = ae^{(b/4-c)} \tag{8-63}$$

$$t_m = e^{(c-b/2)} \tag{8-64}$$

$$N_p = \int_0^t Q\,dt \qquad \text{（可采用 Simpson 积分法）} \tag{8-65}$$

为了进行线性试差求解，将（8－61）式改写为下式：

$$Qt = ae^{-(\ln t - c)^2/b} \tag{8-66}$$

将（8－66）式等号两端取常用对数后得：

$$\log Qt = \alpha - \beta\,(\ln t - c)^2 \tag{8-67}$$

式中

$$\alpha = \log a \text{ 或 } a = 10^{\alpha} \tag{8-68}$$

$$\beta = \frac{1}{2.303b} \text{或} b = \frac{1}{2.303\beta} \tag{8-69}$$

根据实际生产数据，利用（8－67）式给定不同的 c 值进行线性试差，对于能得到最佳历史拟合的 c 值，即为欲求的正确 c 值，并由线性回归确定 α 和 β 的数值。当由（8－68）式和（8－69）式分别求得 a 和 b 的数值后，再由（8－62）式改写的下式确定 N_R 的数值：

$$N_R = a\sqrt{\pi b} \tag{8-70}$$

七、广义预测模型

文献［10］综合各种不同的预测模型，建立了如下两类广义的预测模型：

第Ⅰ类广义预测模型的形式为：

$$Q = at^b \exp(-t^m/c) \qquad (0 \leqslant m \leqslant b+1) \tag{8-71}$$

式中的 m 为模型因子：当 $m=0$ 时得幂函数递减模型；当 $m=1$ 时得广义翁氏模型[2]；当 $m=2$ 时得瑞利模型[8]；当 $m=b+1$ 时得威布尔模型[3]。

第Ⅱ类广义预测模型的形式为：

$$\frac{Q}{N_p^n} = a\exp(-bt) \tag{8-72}$$

式中的 n 为模型因子：当 $n=1$ 时得 HCZ 模型[4]；当 $n=2$ 时得哈伯特模型[5]。

对于上述Ⅰ类和Ⅱ类广义预测模型的求解，仍可采用线性试差法。

第 3 节　应 用 举 例

为了快速、准确地求解上述预测模型和其他模型，特在 Windows 操作系统下，利用可视化 B 语言，研究编制了专用的电脑程序，现已达到商用的条件。利用这些程序进行拟合、求解和全程预测的结果，见图 8－1 至 8－4 所示。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

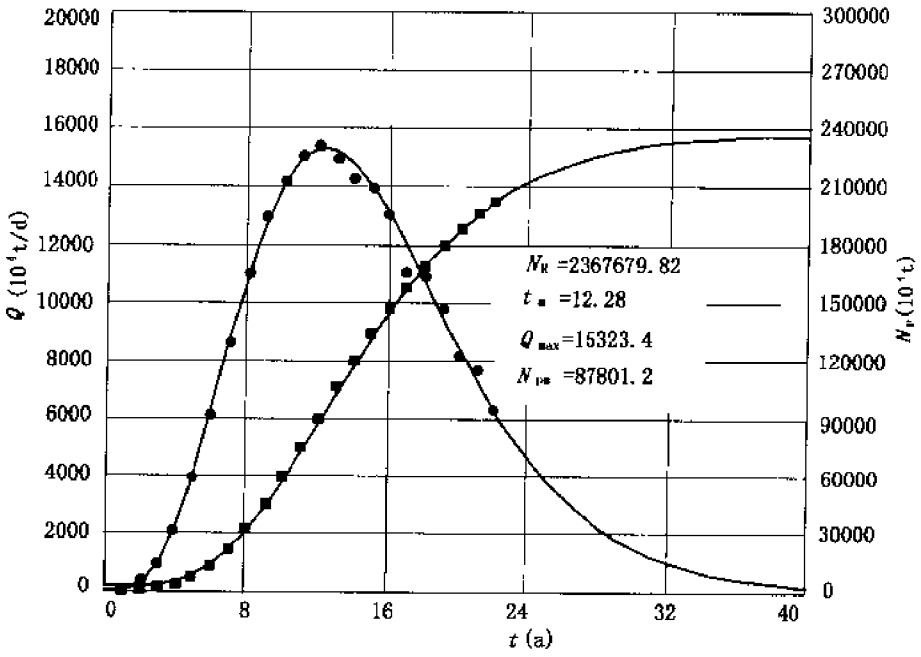


图 8-1　萨马特洛尔油田（广义翁氏模型）

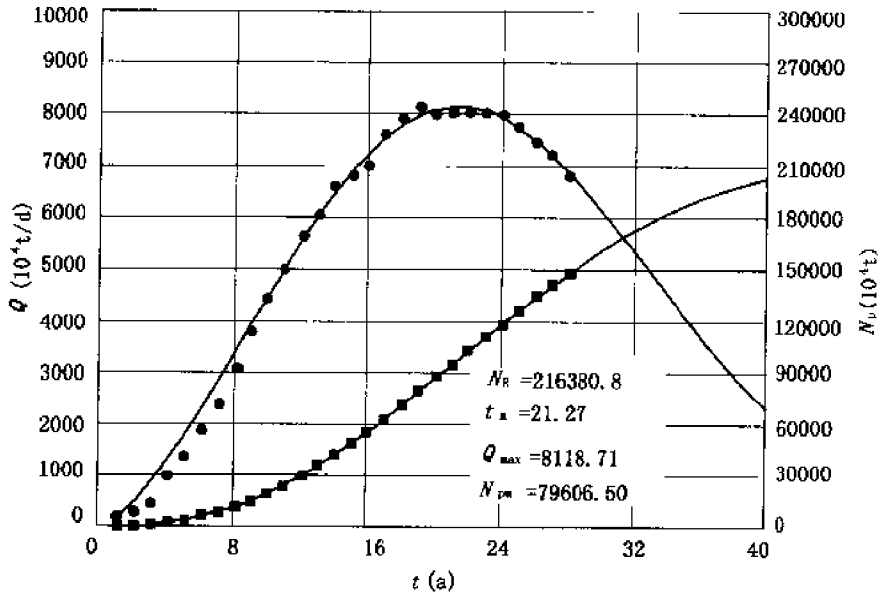


图 8-2　罗马什金油田（威布尔模型）

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

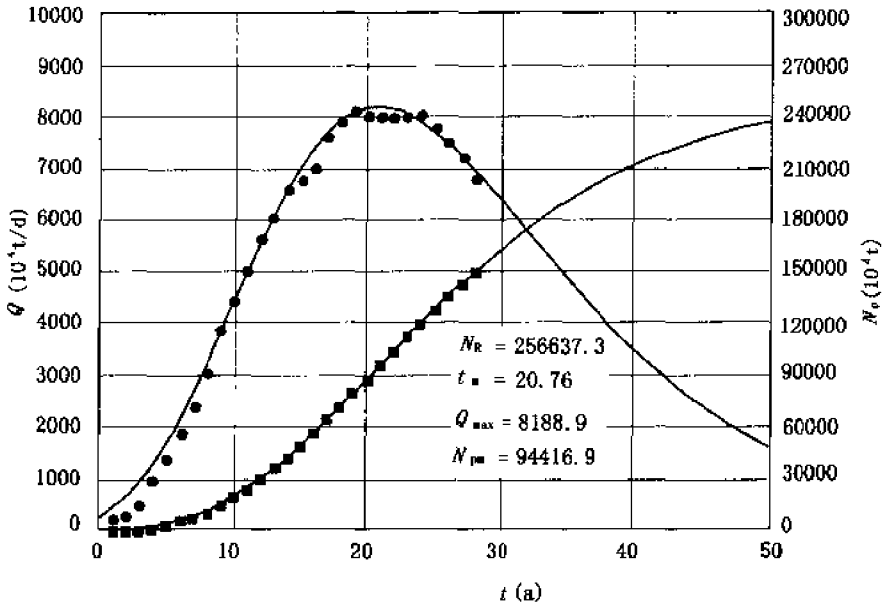


图 8－3　罗马什金油田（胡－陈－张模型）

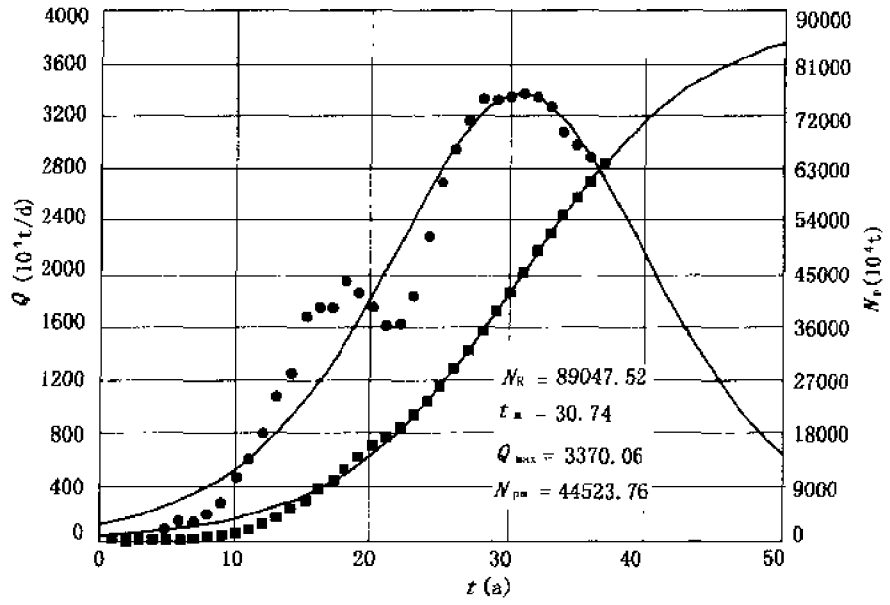


图 8－4　胜利油区（哈伯特模型）

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．广义翁氏预测模型的推导与应用．天然气工业，1996(2)16，22－26
3. 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)

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

16，250－255
4. 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(1)16，79－86
5. 陈元千，胡建国，张栋杰．Logistic（逻辑斯谛）模型的推导及应用．新疆石油地质，1996(2)17，150－155
6. 胡建国，陈元千．Hu－Chen（胡－陈）预测模型的建立与应用．天然气工业，1997(5)17，31－34
7. 陈元千，袁自学．对数正态分布（Log Normal Distribution）预测模型的建立与应用．石油学报，1997(2)18，84－88
8. 袁自学，陈元千．预测油气田产量和可采储量的瑞利（Rayleigh）模型．中国海上油气（地质），1996(2)10，101－105
9. 陈元千，胡建国．t 模型的推导．应用与讨论．天然气工业，1995(4)15，26－29
10. 李从瑞，陈元千．广义预测模型的建立与应用．石油勘探与开发，1998(4)25，38－41
11. 数学手册编写组．数学手册．北京：人民教育出版社，1979
12. 陈元千，胡建国．对翁氏模型原建模的回顾及新的推导．中国海上油气（地质），1996(5)10，317－324
13. 陈玉祥，张汉亚．预测技术与应用．北京：机械工业出版社，1985
14. Moore C L Analysis and Projection 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
15. Hubbert M K Energy Resources. National Academy of Seiences. Nationl Research Council. Washington D.C, 1962
16. 陈元千．实用油气藏工程方法．山东东营：石油大学出版社，1998
17. 陈元千．油气藏工程实用方法．北京：石油工业出版社，1999

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

第九章　试　　井

由岩心分析得到的地层渗透率只能代表取心井点处的绝对渗透率。它的优点是能准确反映渗透率沿地层厚度的变化，但对确定产能则意义不大。用地球物理方法求渗透率大都必须依据岩心分析或其它资料，而且精度不高，也只能代表井底周围附近地带的情况。只有用试井的办法才能求出与井的产能直接相关的、代表井附近较大范围的平均有效渗透率，也只有通过试井才能确定工艺条件变化（例如油层堵塞和改造措施）引起的渗透率变化以及相应的产能变化。与岩心分析相比，试井工艺简单，成本低廉，在整个开发过程中随时都可进行，每口井都可以做。试井所取得的参数是开发工作所需要的。

压力是开发油田的重要数据，如何才能在尽可能短的关井时间内求得准确的地层压力也是试井所需解决的一个问题。

仅仅根据地质和地球物理资料往往很难判定断层和地层相变界限和封闭性。试井则可以为判断油藏界限提供很有价值的信息。只有通过试井才可以求出由于井的渗流不完善造成的附加阻力（表皮效应）的可靠值。

稳定试井可以求得采油指数，但耗时费事。虽在确定油井工作制度方面有独特作用，而在求地层参数方面，则主要依据不稳定试井。五十多年来试井作为认识油层的一个主要手段，其理论与工艺迅速发展，应用范围日益广阔[1]。

第1节　稳定试井

一、生产井的稳定试井

稳定试井也称为系统试井，用来确定采油指数、确定流入方程，即所谓 IPR（Inflow Performance Relationship）曲线，也叫指示曲线，用来计算油井产能和水井的吸水能力。稳定试井还用来选择油井合理的工作制度。

生产井的稳定试井，至少要求得三个稳定井底压力下的产量，一般作法是井底压力逐步升高，产量逐步减少，这样容易稳定。

对于圆形供给边界，产量达到稳定的时间为：

$$t_s = \frac{87.72\phi\mu c_t r_e^2}{K}$$

式中　t_s——稳定时间，h；

μ——流体粘度，mPa·s；

c_t——总压缩系数，1/MPa；

K——渗透率，mD。

在达西定理适用的范围内，若是稳定流：

$$q = \frac{0.543Kh(p_e - p_w)}{B\mu\left(\ln\frac{r_e}{r_w} + S\right)} \qquad (9-1)$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

若为拟稳定流：

$$q = \frac{0.543Kh(\bar{p} - p_w)}{B\mu\left(\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S\right)} \tag{9-2}$$

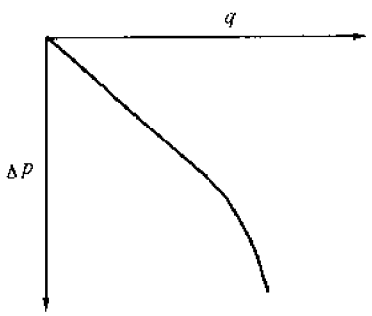


图 9-1　生产井指示曲线

式中　q——产量，m^3/d；

K——渗透率，mD；

h——地层厚度，m；

p_e——供给边界的压力，MPa；

$\bar{p}$——静止压力或平均地层压力，MPa；

μ——流体粘度，mPa·s；

B——体积系数；

r_e——供给半径，m；

r_w——井半径，m；

S——表皮系数（效应）。

单位压差下的产量就叫采油指数 J，单位压差、单位厚度油层的产量叫单位厚度采油指数，按定义：

$$J = \frac{0.543Kh}{B\mu\left(\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S\right)} \tag{9-3}$$

通常将三个以上稳定工作制度所获得的 q（Δp）数据点到以压差（向下为正）为纵坐标，以产量为横坐标的坐标纸上，所得的曲线称指示曲线（图 9-1），显然在达西定律的范围内，指示曲线应是一条直线，这条曲线对 Δp 轴的斜率就是采油指数。

随着采油指数的加大，地层内出现自由气流动，两相流动都服从达西定律，但油产量与压差已不是线性关系了，例如可以表示为：

$$q = q_{max}\left[1 - 0.2\frac{p_w}{\bar{p}} - 0.8\left(\frac{p_w}{\bar{p}}\right)^2\right]$$

式中　q——井底压力为 p_w 时的产量，m^3/d；

q_{max}——最大产量，m^3/d；

p_w——井底压力，MPa；

$\bar{p}$——平均地层压力，MPa。

此时指示曲线是凸向产量轴。随着压差增大，井底附近流速增高，可能会出现非线性渗流，习惯上叫紊流，这是不确切的。因为孔道半径太小，真实速度也不大，地层中出现如管流中的紊流是不可能的，此时产量不与压差成线性关系是由于随着速度增大，惯性力作用不容忽视的原故。

最能确切表达这种运动规律的是二项式定律：

$$\Delta p = \frac{1}{J}\cdot q + bq^2 \tag{9-4}$$

式中　Δp——生产压差，MPa；

q——产量，m^3/d；

J——采油指数，$m^3/(MPa\cdot d)$；

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

b——系数。

上式右段第一项是粘滞阻力项，第二项是惯性力阻力项。为了计算上的方便，有时把渗流规律写成指数形式：

$$q = c(\bar{p} - p_w)^n \tag{9-5}$$

式中 q——产量，m^3/d；

c——系数；

n——流态指数，$\frac{1}{2} \leqslant n \leqslant 1$；

$\bar{p}$——平均地层压力，MPa；

p_w——井底压力，MPa。

只要渗流不遵守达西定律了，指示曲线就凹向产量轴，采油指数不再是常数。

显然在以 $\lg q$ 为纵坐标，$\lg(\bar{p} - p_w)$ 为横坐标的双对数坐标上，指数方程(9-5)为一直线，其斜率为 n，截距为 c。严格的讲，无论是(9-5)中的 n 还是 c 都是随产量变化的，而不是常数。

用二项式渗流定律时以 $\Delta p/q$ 为纵坐标，以产量为横坐标，在直角坐标上的一直线方程为：

$$\Delta p/q = \frac{1}{J} + bq$$

其斜率为 b，截距为 $\frac{1}{J}$。

如果得到凹向产量轴的指示曲线，可能的原因有：

(1) 工作制度不稳定；

(2) 随生产压差增大，井附近污染逐渐排除；

(3) 多层合采时，新层投入工作。

二、注水井的稳定试井

注水井内充满水，所以注水井井口压力的变化就反映了井底压力的变化，改变注水井的井口压力求得相应的稳定注水量，至少三次，就可以得以注水压力为纵坐标，以注水量为横坐标的指示曲线。因为注水井试井工艺比采油井简单，对生产影响较小，易于进行，可多测几个点。当然在达西定律范围内，注水量与注水压力成直线关系。实测的指示曲线多成变平的折线型（图 9-2）。形成折线的原因可能是：新层参加吸水；注水压力大于破裂压力；吸水层的异常非均质性等。

有了指示曲线，求出了采油指数、吸水指数等参数，就有了产能方程，可以预测不同压差下的产量。根据采油指数求有效渗透率的方程为：

$$K = \frac{1.842\mu BJ\left[\ln\frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S\right]}{h}$$

式中 K——泄油区平均有效渗透率，mD；

J——采油指数，$m^3/(MPa \cdot d)$；

h——地层厚度，m；

μ——流体粘度，mPa·s；

B——体积系数；

r_e——供给半径，m；

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

r_w——井底半径，m；

S——表皮系数。

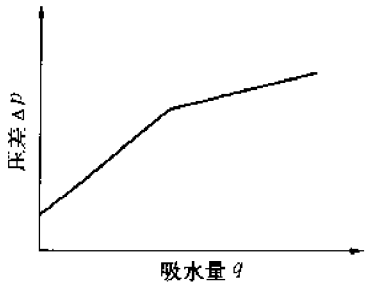


图 9－2　注水井吸水曲线

三、水平井和斜井的采油指数

假设供油边界为长半轴为 a，短半轴为 b 的椭圆，其上的压力为 p_e，处于地层中间的长度为 L 的水平井正位于供油边界两个焦点之间（图 9－3），则水平井的产量为：

$$q = \frac{0.543K_h h\beta(p_e - p_w)}{\mu B\left[\ln\frac{a+\sqrt{a^2-(L/2)^2}}{L/2} + \frac{L}{h}\ln\frac{h}{2\pi r_w}\right]} \tag{9-6}$$

如果取长半轴 $a \approx r_e$，则上式变为：

$$q = \frac{0.543K_h h\beta(p_e - p_w)}{\mu B\left[\ln\frac{1+\sqrt{1-(L/2r_e)^2}}{L/2r_e} + \frac{L}{h}\ln\frac{h}{2\pi r_w}\right]} \tag{9-7}$$

这就是 Giger 公式。如果水平井不长，而供油边界很远，即 $\frac{L}{2r_e} << 1$，则有

$$q = \frac{0.543K_h h\beta(p_e - p_w)}{\mu B\left[\ln\frac{4r_e}{L} + \frac{L}{h}\ln\frac{h}{2\pi r_w}\right]} \tag{9-8}$$

这就是所谓的 Borisov 公式。因为

$$\text{arch}x = \ln(x + \sqrt{x^2 - 1})$$

设 $x = \frac{2r_e}{L}$，则水平井的产量公式可写为：

$$q = \frac{0.543K_h h\beta(p_e - p_w)}{\mu B\left[\text{arch}(\frac{2r_e}{L}) + \frac{L}{h}\ln\frac{h}{2\pi r_w}\right]} \tag{9-9}$$

即所谓的 Renard 和 Duppy 公式。实际上这些公式都是一回事。至于 Joshi 的水平井产量公式中的分母的第二项少了一个 π，已经证明是不对的见文献［11］。

前苏联的学者 Charney 早在 1948 年就给出了与直线供给边界平行，距供油边界为 L_e 的长为 L 的水平井的产量公式[12]为：

$$q = \frac{0.543K_h h\beta(p_e - p_w)}{\mu B\left[\frac{2\pi L_e}{L} + \frac{L}{h}\ln\frac{h}{2\pi r_w}\right]} \tag{9-10}$$

水平井注水开发时，也许直线供给边界的假设更符合实际些。

公式（9－6）到（9－10）符号意义为：

q——产量，m^3/d；

K_h——水平渗透率，mD；

h——油层厚度，m；

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

p_e——供给边界的压力，MPa；

p_w——井底压力，MPa；

μ——流体粘度，mPa·s；

B——体积系数；

r_e——供给半径，m；

r_w——水平井半径，m；

a——椭圆形供油半径的长半轴，m；

b——椭圆形供油半径的短半轴，m；

L_e——水平井到直线供油边界的距离，m；

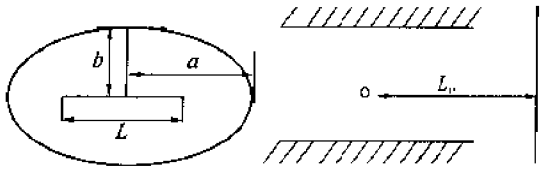


图 9-3　水平井示意图

β——为非均质系数，由于流向水平井的流线不平行于层面，所以必须考虑渗透率的各向异性，即应乘以非均质系数：

$$\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$$

式中的 K_v 为垂直渗透率；K_h 为水平渗透率。

水平井的采油指数 J_h 为：

$$J_h = \frac{0.543K_h h\beta}{\mu B\left[\ln\frac{a+\sqrt{a^2-(L/2)^2}}{L/2} + \frac{L}{h}\ln\frac{h}{2\pi r_w}\right]}$$

直线供给边界的为：

$$J = \frac{0.543K_h h\beta}{\mu B\left[2\pi\frac{L_e}{L} + \frac{L}{h}\ln\frac{h}{2\pi r r_w}\right]}$$

水平井稳定试井做法与直井一样。

斜井的采油指数关键是斜井的折算半径，1979 年 Van Der Vlise 等给出了一个求折算半径的公式[13]：

$$r'_w = \frac{h}{\cos\alpha}\left[0.455\sin\frac{2\pi r_w}{h}\right]^{\cos\alpha}$$

式中　r'_w——斜井的等效半径；

h——油层厚度；

r_w——实际井半径；

α——斜井轴与铅直线的夹角，rad。

斜井的采油指数 J_s 为：

$$J_s = \frac{0.543Kh}{B\mu\left(\ln\frac{r_e}{r'_w} + S\right)}$$

Cinco－ley、Miller、Ramey 等人提出的公式比较复杂，而计算结果相差无几[14]。

第 2 节　基本微分方程式

假设地层是均质等厚各向同性的，其中只含一种可运动的流体，地层及其中所含流体的

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

压缩性和压力梯度都很小，而且二者的压缩系数是常数，渗流过程是等温的，则在地层内任意点上[2]有：

$$\eta\left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 p}{\partial y^2}+\frac{\partial^2 p}{\partial Z^2}\right)=\frac{\partial p}{\partial t} \tag{9-11}$$

$$\eta=\frac{K}{\mu\phi C_t}$$

$$C_t=C_f+C_e$$

式中 η——导压系数，m^2/s；

K——渗透率，m^2；

μ——粘度，$Pa\cdot s$；

ϕ——孔隙度，f；

C_t——总压缩系数，Pa^{-1}；

C_f——地层（孔隙体积）的压缩系数，Pa^{-1}；

C_e——液体的压缩系数，Pa^{-1}。

一般假设地层是水平的。如果只有一口井钻穿整个地层厚度（渗流完善井），则用极坐标表示方程（9－11）比较方便，其形式为：

$$\eta\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right)=\frac{\partial p}{\partial t} \tag{9-12}$$

式中 r 为自井中心量起的矢径。对于超高压地层，由于渗透率、孔隙度和压缩系数都可能随压力而改变，且压缩系数值可能较大，这时使用方程（9－11）和（9－12）时要慎重。

理论分析和实践都证明上述方程完全可用于实际油藏，不过其中的渗透率和孔隙度应理解为该井影响范围内的平均值。

方程（9－11）所表示的是地层内由于压力不平衡而发生渗流时，压力与坐标、时间和地层与流体性质之间必须满足的关系，其中不包含造成压力不平衡的原因。因此要解决任何实际问题必须同时考虑造成压力不平衡的初始和边界条件。井底压力维持在低于原始压力的某一常数值，或井以常产量生产，就是常见的造成压力不平衡的原因，我们称之为内边界条件。油藏边界上的压力维持不变，或油藏边界是不渗透的，我们称之为外边界条件。在我们开始研究的那一瞬间，地层内的压力可能是平衡的——例如到处都等于原始地层压力；也可能是按某种规律变化着——例如是坐标对数的函数，这就是初始条件。初始和边界条件都是造成压力不平衡的原因。

油藏工程中常遇到的初始条件有：

$$p\mid_{t=0}=p_i,\qquad r_w<r\leqslant r_e$$

若外边界是不渗透的，则外边界条件为：

$$\frac{\partial p}{\partial r}\mid_{r=r_e}=0$$

若外边界为稳定的供给区，其上的压力维持不变，则有：

$$p\mid_{r=r_e}=p_i$$

内边界条件主要有两种，一为产量 q 为常数，即：

$$\frac{\partial p}{\partial r}\mid_{r=r_w}=\frac{\mu}{2\pi Kh}\frac{1}{r_w}q$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

另一种为井底压力保持在 p_w 不变，即：

$$p\mid_{r=r_w} = p_w$$

式中 p_i——原始地层压力，Pa；

p_w——井底压力，Pa；

q——产量，m^3/s；

r_e——油藏半径，m；

r_w——井的半径，m。

微分方程与初边条件一起构成定解条件。

井的工作制度改变时，压力变化是逐步往外传播的，一直到压力变化传到边界上。我们称压力变化传到边界以前这段时间为传播期。在传播期内，外边界的影响极小，可以忽略不计。此时无论地层是有限的，还是无限的，其中的压力分布规律几乎是一样的。在传播期内，可以假设地层是无限大的。传播期也有人叫第一时期。

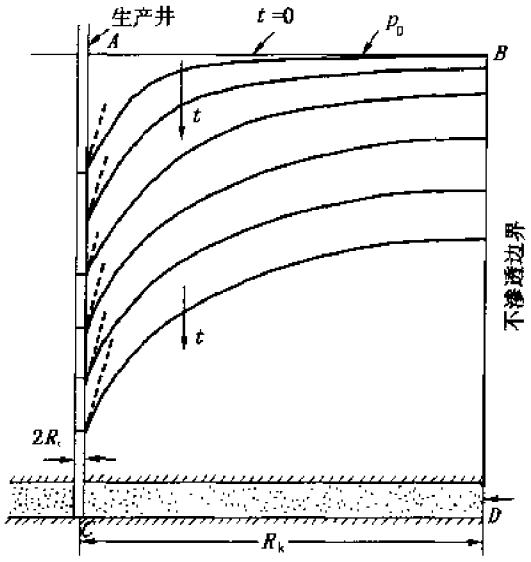


图 9－4 拟稳定平面径向流[3]

压力变化传到油藏边界以后，或是引起外面液体进入油藏，当进入量与采出量相等时，形成稳定流（定常流）；或是外边界是不渗透的，地层内各点压力均开始下降。这时若产量仍维持不变，由于外边没有液体补充，地层内各点的渗流速度逐渐变为常数，亦即各点的压力梯度变为常数。此时压力分布曲线平行下降[3]，即地层内各点的压力下降速度相等（见图 9－4），即：

$$\frac{\partial p}{\partial t} = C, \qquad r_w \leqslant r \leqslant r_e$$

显然，平均压力的下降速度必与任何一点的压力下降速度一致。按照物质平衡原理有：

$$-C_t V_p \frac{\partial \bar{p}}{\partial t} = q$$

式中 V_p——地层孔隙体积，m^3；

$\bar{p}$——平均地层压力，Pa。

于是有：

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial t} = -\frac{q}{C_t V_p} = \frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{q}{\pi \phi h C_t r_e^2} \tag{9-13}$$

各点压力下降速度相等的时期叫做拟稳定期。传播期与拟稳定期之间称为过渡期[4]。

第 3 节 基本微分方程式的解

解偏微分方程必须在给定的初始边界条件下进行。但在传播期内，即井的工作制度改变的最初的一段时间里，外边界的作用十分微弱，可以认为地层是无限的。设地层内只有一口

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

完善井，由于井半径与地层的大小相比非常小，可以认为是一个点。若井的产量为常数 q，初始条件为：

$$p\big|_{t=0} = p_i$$

则方程（9－12）的解[2]为：

$$p_i - p(r,t) = \frac{q\mu}{4\pi Kh}\int_{\frac{r^2}{4\eta t}}^{\infty}\frac{e^{-u}}{u}du = -\frac{q\mu}{4\pi Kh}\mathrm{Ei}\left(-\frac{r^2}{4\eta t}\right) \qquad (9-14)$$

因为在特殊函数中已定义的积分指数函数为：

$$\mathrm{Ei}(x) = \int_{-\infty}^{x}\frac{e^u}{u}du$$

故称（9－14）中的广义积分为积分指数函数，过去油藏工程界曾称为幂积分函数，表达式为

$$\mathrm{Ei}(-x) = -\int_{x}^{\infty}\frac{e^{-u}}{u}du$$

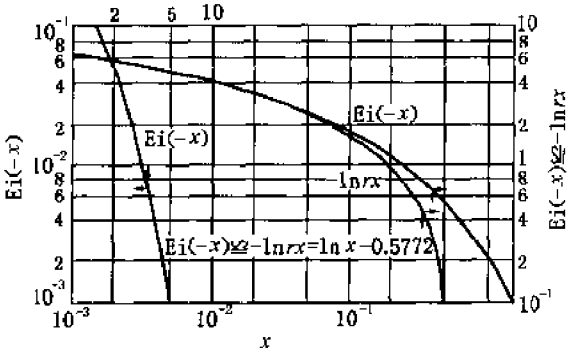


图 9－5　指数积分函数图[4]

令 $x = \frac{r^2}{4\eta t}$，查指数积分函数曲线[4]（图 9－5）。$-\mathrm{Ei}(-x)$ 是一个随 x 增加而单调下降很快的函数；当 $x=4$ 时，其值为 0.0033，而当 $x=0.4$ 时，其值为 0.7024，当 $x=0.04$ 时，其值为 2.6813。这说明在某一确定时刻，r 增大到某一值后，压力实际没有下降，而随着时间的延长，压力下降范围越来越大。它反映了传播期的压力分布规律。与考虑了外边界条件的精确解相比，在较短的时间范围内（9－14）式的精度是足够高的。无限平面地层内，把井看做是一（条线）个点的解（9－14）称为点（线）汇解。

仔细考察发现，当 $x \leqslant 0.01$ 时，

$$-\mathrm{Ei}(-x) \cong \ln\frac{1}{x} - \ln 1.781072 = \ln\frac{1}{x} - 0.57722$$

其误差小于 0.25%。这时式（9－14）可改写为

$$p_i - p(r,t) = \frac{q\mu}{4\pi Kh}\left(\ln\frac{4\eta t}{r^2} - 0.57722\right) = \frac{q\mu}{4\pi Kh}\ln\frac{2.24584\eta t}{r^2} \qquad (9-15)$$

式中的 1.781072 和 0.577216 都称为欧拉常数，本书以 γ 表示前者，以后在做公式推导时，经常把上式写做：

$$p_i - p(r,t) = \frac{q\mu}{4\pi Kh}\ln\frac{4\eta t}{\gamma r^2} \qquad (9-16)$$

在激动井本身就是反应井的条件下（如测压力恢复曲线），经过很短一段时间就可以使用近似公式了。设 $\eta = 1000\mathrm{cm}^2/\mathrm{s}$，$r_w = 10\mathrm{cm}$ 则当：

$$t \geqslant \frac{100}{4\times 0.01\times 1000} = 2.5\mathrm{s}$$

时用近似公式的误差就小于 0.25%。实际油层的导压系数很少小于 $10^3\mathrm{cm}^2/\mathrm{s}$，所以在 r 不大的条件下，在传播期内总是可以使用近似公式的。如果在距离激动井较远处测压，在开始

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

阶段应用近似公式的误差就比较大了，必须直接使用精确公式进行计算。

进入拟稳定期后，压力下降速度如（9－13）式所示，于是方程（9－12）就变为（此时 p 形式上只是时间的函数了）

$$\frac{1}{r}\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}r}\left(r\frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}r}\right)=-\frac{\mu q}{\pi Khr_e^2}$$

解上述方程式，得任一时刻井底流动压力 p_{wf} 与边界压力 p_e 之间的关系如下：

$$p_e(t)-p_{wf}(t)=\frac{q\mu}{2\pi Kh}\left(\ln\frac{r_e}{r_w}-\frac{1}{2}\right) \tag{9-17}$$

对于过渡时期没有比较简单的解。例如半径为 r_e 的油藏，其外边界是不渗透的，中心有一口半径为 r_w 的常产量井的一般解[9]为：

$$p_i-p_{wf}=\frac{q\mu}{2\pi Kh}\left\{\frac{2\eta t}{r_e^2}+\ln\frac{r_e}{r_w}-\frac{3}{4}+2\sum_{n=1}^{\infty}\frac{\mathrm{e}^{-\alpha_n^2\frac{\eta t}{r_w^2}}J_1\left(\alpha_n\frac{r_e}{r_w}\right)}{\alpha_n^2\left[J_1^2\left(\alpha_n\frac{r_e}{r_w}\right)-J_1^2(\alpha_n)\right]}\right\}$$

式中的 α_n 足方程

$$J_1\left(\alpha_n\frac{r_e}{r_w}\right)Y_1(\alpha_n)-J_1(\alpha_n)Y_1\left(\alpha_n\frac{r_e}{r_w}\right)=0$$

的根。J_1 与 Y_1 为一阶的第一和第二类贝塞尔函数。可以证明，如果忽略无穷级数项就得到拟稳定流阶段的解。

实际的井几乎都不是裸眼的，井壁渗流面是不完全的，从渗流意义上讲，是不完善的。井的不完善将引起井壁附近流线的集中，从而造成一个附加阻力 S，也称为表皮系数。实际上流线的集中是在一定范围内发生的，并不集中发生于表皮。由于油层污染或改造措施引起井附近渗透率的变化就更不仅限于表皮了。以上种种均可用附加阻力 S 考虑。井壁附近流动条件变差，S 为正；反之为负。以上讲的各个时期的压力分布公式应用到井底时，均应加上表皮系数引起的阻力。若公式中对数项下出现 r_w^2，则相应的加上 $2S$，例如（9－16）式就写为

$$p_i-p_{wf}=\frac{q\mu}{4\pi Kh}\left[-\mathrm{Ei}\left(-\frac{r_w^2}{4\eta t}\right)+2S\right]\cong\frac{q\mu}{4\pi Kh}\left(\ln\frac{4\eta t}{\gamma r_w^2}+2S\right) \tag{9-18}$$

$$q=\frac{2\pi Kh(p_e-p_{wf})}{\mu\left(\ln\frac{r_e}{r_s}+\frac{K}{K_s}\ln\frac{r_s}{r_w}\right)}=\frac{2\pi Kh(p_e-p_{wf})}{\mu\left[\ln\frac{r_e}{r_w}+\left(\frac{K}{K_s}-1\right)\ln\frac{r_s}{r_w}\right]}$$

所以

$$S=\left(\frac{K}{K_s}-1\right)\ln\frac{r_e}{r_w} \tag{9-19}$$

式中 p_e 为边界压力，其余符号同前。显然，$K>K_s$ 则 $S>0$；$K<K_s$ 则 $S<0$。不过在实践中，r_s 是一个很难准确求出的值。以（9－19）表达 S，其物理意义很清楚。

表皮系数所造成的附加压力降 Δp_s 为：

$$\Delta p_s=\frac{1.842qB\mu}{kh}S$$

习惯上把实际的采油指数 J_a 与没有表皮系数（$S=0$）的采油指数 J_i 的比值叫流动效率

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

（FE）表示为：

$$FE = \frac{J_s}{J_i} = \frac{\bar{p} - \bar{p}_w - \Delta p_s}{\bar{p} - p_w}$$

而又也写为伤害比：

$$DR = \frac{J_i}{J_s} = \frac{\bar{p} - p_w}{\bar{p} - p_w - \Delta p_s}$$

按表皮系数原来的涵义，即有一部分压力降消耗在井壁上。如 $S>0$，则在井壁上压力分布曲线陡降；如 $S<0$，则井壁上压力陡升（图 9－6）。于是在井壁上要形成一个无限大的压力梯度，无疑这是不可能的。实际上由于渗流不完善而引起的流线变化，都是在一定范围内发生的[1]（图 9－7）。设地层渗透率为 K，在半径 r_s 范围内的渗透率为 K_s，根据裘皮公式和连续原理得伤害比：

$$DF = 1 - FE = \frac{\Delta p_s}{\bar{p} - p_w}$$

式中 DR——伤害比；

DF——伤害系数；

FE——流动效率；

J_s——实际油井采油指数，$m^3/(MPa \cdot d)$；

J_i——无表皮系数的采油指数，$m^3/(MPa \cdot d)$；

$\bar{p}$——平均地层压力，MPa；

p_w——井底压力，MPa；

Δp_s——表皮系数造成的压力降，MPa。

为了方便，有时引入折算井半径的概念。将产量公式的分母中圆括号内的两项改写如下：

$$\ln \frac{r_e}{r_w} + S = \ln \frac{r_e}{r_w} + \ln e^s = \ln \frac{r_e}{r_w e^{-s}}$$

令

$$r'_w = r_w e^{-s} \qquad (9-20)$$

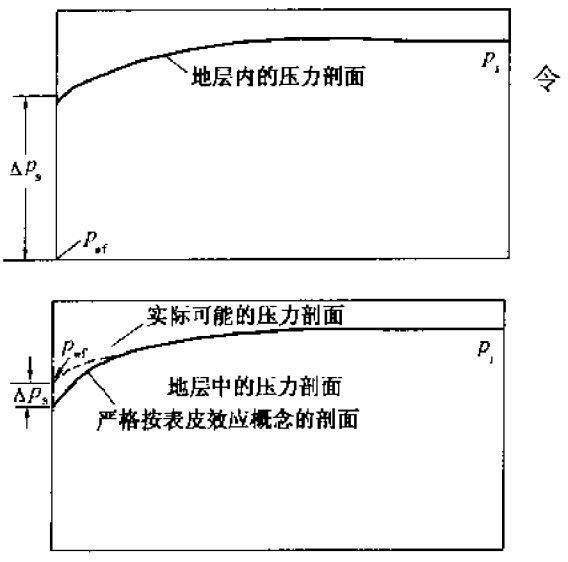


图 9－6　表皮效应不为零的压力分布

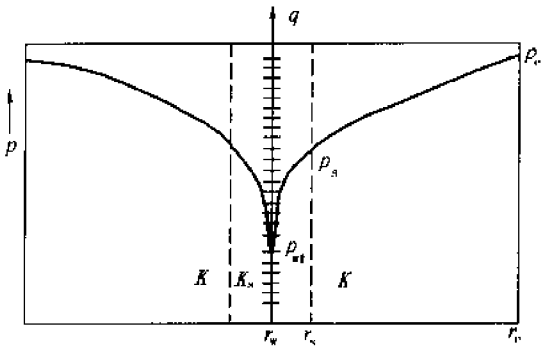


图 9－7　井周围渗透率变化的压力剖面图

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

则有

$$\ln\frac{r_e}{r_w}+S=\ln\frac{r_e}{r'_w}$$

于是在形式上渗流完善井与不完善井的有关公式就一样了。井底附近堵塞时，折算半径可能远小于实际值；井底附近渗透率提高时，它也可以大于实际井半径。

第4节 无量纲化

为了使几何和物理条件相似的油藏得到相同的解；为了减小变量的数目，使解，尤其是解的几何图形的应用范围更广；也为了免去不同单位制对解的影响，必须将微分方程及其解无量纲化。近年来的试井论著普遍使用无量纲方程和无量纲解[1,4]。无量纲化的优点将在后面具体阐述。试井中经常使用的无量纲量有：

无量纲井半径 $$r_D=\frac{r}{r_w} \tag{9-21}$$

无量纲时间 $$t_D=\frac{Kt}{\phi\mu C_t r_w^2} \tag{9-22}$$

无量纲压力 $$p_D(r_D,t_D)=\frac{2\pi Kh}{\mu q}(p_i-p_{i,t}) \tag{9-23}$$

将（9-21）式至（9-23）式代入（9-12）式得：

$$\frac{1}{r_D}\frac{\partial}{\partial r_D}\left(r_D\frac{\partial p_D}{\partial r_D}\right)=\frac{\partial p_D}{\partial t_D} \tag{9-24}$$

今后以下标D表示相应的无量纲量。以后我们只研究 p_D 与 r_D 和 t_D 的关系，不管油藏物性和几何尺寸怎么变化，只要无量纲半径和时间相等，对应的无量纲压力就一样，而不必去单独研究地层及其所含液体的某一性质、油藏和井的尺寸对压力分布的影响。这样做不仅解的形式简单，而且只要做出以 r_D 为参数的 p_D 与 t_D 的一族关系曲线，无论油藏物性及几何条件怎么变，只要 r_D、t_D 相同，p_D 就一样。否则参数一变就得重画一条曲线。这族曲线与所用的单位制无关，只要相应的量确实是无量纲的就行了。

很容易验证（9-21）到（9-23）是无量纲的。根据平面径向稳定流的产量公式（裘皮公式）有：

$$p_D=\ln\frac{r_e}{r_w}$$

表皮系数S从（9-19）式可以看出是无量纲的。根据（9-23）式，显然有：

$$p_D(1,t_D)=\frac{2\pi Kh}{\mu q}(p_i-p_{wf}) \tag{9-25}$$

以井底参数为基准，无限地层的点汇解的近似式（9-16）可以无量纲化为：

$$p_D(t_D)=\frac{1}{2}\ln\frac{4t_D}{r}=\frac{1}{2}(\ln t_D+0.80907) \tag{9-26}$$

无量纲距离和时间都和实际距离和时间成正比；无量纲压力与原始压力与该点的压差成正比，三者的比例系数都取决于油藏性质和井半径及产量。无量纲化的不方便之处是不够直观。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

第 5 节　叠加原理和映射法

若平面无限均质各向同性地层上有 n 个常产量（常注入量）的井，则地层上任意一点的压降应等于各个井单独在该点所造成压差的代数和[2]。我们仍然把井视做点，生产井叫点汇；注水井叫点源。点汇的产量冠以正号；点源的注入量冠以负号。设任意点 M 距各个点汇（源）的距离为 r_i，相应点汇（源）的产（注入）量为 q_i，投产时间分别为 t_i，井半径相等均为 r_w，则 M 点的压力为：

$$p_i - p(r,t) = -\frac{\mu}{4\pi Kh}\sum_{i=1}^{n} q_i \mathrm{Ei}\left[-\frac{r_w^2}{4\eta(t-t_i)}\right]$$

$$\cong \frac{\mu}{4\pi Kh}\sum_{i=1}^{n} q_i \ln\frac{4\eta(t-t_i)}{\gamma r_w^2} = \frac{\mu}{4\pi Kh}\sum_{i=1}^{n} q_i p_D[r_{Di},(t_D - t_{Di})] \qquad (9-27)$$

设某井产量依阶梯状变化（图 9－8）。0 到 t_1 期间产量为 q_1，从 t_1 到 t_2 产量为 q_2，从 t_2 到 t_3 产量为 q_3，……，从 t_{n-1} 到 t_n 产量为 q_n。在 0 到 t_n 期间内，压力降尚未传到边界，即仍可认为地层是无限大的。我们可以把每一阶段的产量 q_i 看做是前一阶段的产量 q_{i-1} 保持不变，从本阶段的起始点 t_{i-1} 开始就在这口井的位置上假想又钻了一口井，其产量为 $q_i - q_{i-1}$。由于产量为 q_{i-1} 的井与假想的产量为 $q_i - q_{i-1}$ 的井都处在相同的位置上，这两口井的产量和恰等于真正产量 q_i。因此距井中心 r 处的点在 t 时刻（$t > t_{n-1}$）的压差（原始地层压力减去该点的压力）应等于产量为 q_1 的井以及产量为 $q_i - q_{i-1}$（$i = 2, 3, \cdots n-1$），从 t_{i-1} 时刻起在原井位上开始工作的假想井在该点所造成压差的代数和。同一井位上，真实井及假想井的产量及工作时间是：

产量	工作时间
q_1	t
$q_2 - q_1$	$t - t_1$
⋮	⋮
$q_i - q_{i-1}$	$t - t_{i-1}$
⋮	⋮
$q_n - q_{n-1}$	$t - t_{n-1}$

设 t 时刻 r 处的压力为 p（r，t），根据（9－27）得：

$$\frac{2\pi Kh}{\mu}[p_i - p(r,t)] = \sum_{i=1}^{n}(q_i - q_{i-1})p_D[r_{Di},(t_D - t_{Di-1})] \qquad (9-28)$$

若 $r = r_w$，则有：

$$\frac{2\pi Kh}{\mu}[p_i - p_{wf}(t)] = \sum_{i=1}^{n}(q_i - q_{i-1})p_D(t_D - t_{Di-1}) + q_n S \qquad (9-29)$$

式中 $q_0 = 0$。（9－27）到（9－29）都是叠加原理的数学表达式之一。

若地层有界，原则上要在所给的边界条件下去解扩散方程。但已经证明满足一定的初边条件的扩散方程的解是唯一的。我们可以用映射法，按一定规律加上几口假想井，使真井与假想井一起工作时恰能满足所提出的边界条件，然后使用叠加原理就得到所需要的解。这样做一般说来比较简单。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

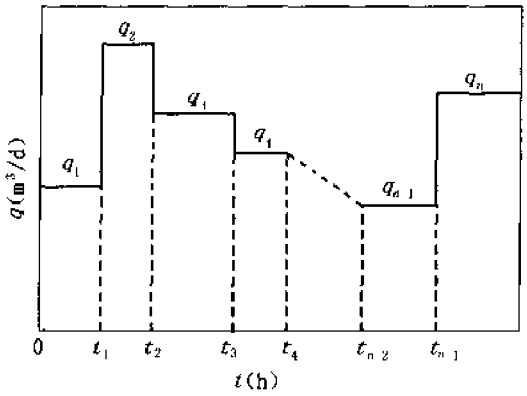


图 9－8　井的产量依阶梯状变化

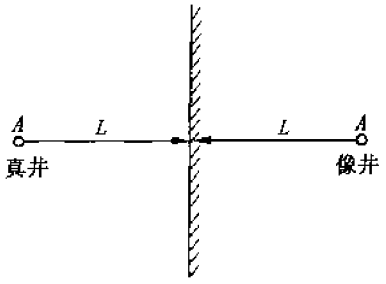


图 9－9　直线不渗透边界旁边一口井

设井的右边为一无限长的直线不渗透边界，即地层是半无限的。通过不渗透边界没有液体流动，它可以是封闭性断层，也可以是相变线。我们所关心的渗流域在不渗透边界的左边。若不渗透边界左边 L 处有一点汇（源），其产量 q 为常数（图 9－9），它只能采出不渗透边界左方的液体。可以把不渗透边界视作一条流线，因为按照流线定义，流体不能穿过流线。如果地层是无限的，而不渗透边界恰是无限地层内的一条流线，则左半平面的流动景观与断层左边无异。假设在直线不渗透边界右方与点汇对称的位置上有一等产量的点汇。不难想见，该不渗透边界恰是一条中流线，左方的液体由真实点汇采出；右边的液体由假想的像汇采出。右半平面不是目前研究对象，它甚至可能根本不存在。我们把右半平面人为地与真实的左半平面凑成一个完整的平面，同时在右边对称位置上加上一个等产量的像汇，使加上的这一部分不影响左半平面的流动。这样左半平面上向一个点汇的流动就变成了整个平面上向两汇的流动。右边对称位置上映射出的一个像汇就代替了实际的不渗透边界，这样就可以使用叠加原理了。此时真实井壁上的压力降由真汇和像汇在井壁上所造成的两部分压力降之和构成。井壁上的点距真点汇的距离为 r_w，距像汇近似为 $2L$ 根据叠加原理井壁上的压力降为：

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{\mu q}{2\pi Kh}[p_D(t_D) + p_D(2L_D, t_D)] \tag{9-30}$$

若两条平行的不渗透边界中间有一口井（图 9－10），该井需对两条不渗透边界各映射一次，此时无论哪一条边界两边井数都不相等，不渗透边界都不能成为中流线。为了使不渗透边界成为中流线，像井又要对每一边界再映射一次，如此反复直到映射出一条无限长的井排，才可以认为每条不渗透边界两旁的井数相等，两条不渗透边界此时成为中流线。若两条不渗透边界相互垂直，则一口真井反映成三口像井就够了。此时任一条不渗透边界两侧的井数都是两口（图 9－11）。若油藏为四周由不渗透边界限定的矩形，井位于油藏中心，则映射出无穷多个无限长的井排（图 9－12）。

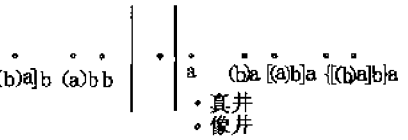


图 9－10　井位于两条不渗透边界中间的映射图

真正无界的地层是不存在的，只是在传播期边界影响反映不出来，可以近似地视地层为无限大。传播期的长短、过渡期与拟稳定期的渗流规律就均与油藏形状有关了。仔细研究证明过渡期一般不长[4]，渗流规律比较复杂，目前在试井实践中用处也不多，所以我们不探讨它。下面着重分析油藏形状对拟稳定期流动的影响。

拟稳定期的平均地层压力 $\bar{p}$ 为：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

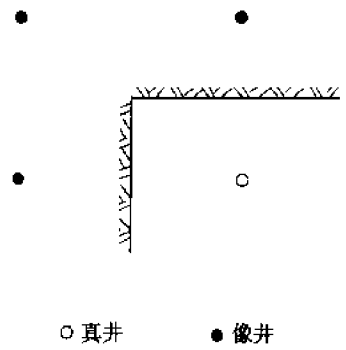


图 9－11　正交不渗透边界的映射图

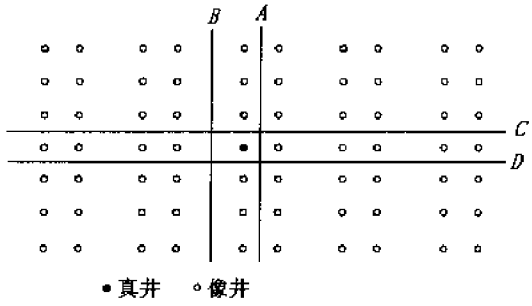


图 9－12　矩形油藏的汇点映射图

$$\bar{p} = \frac{2}{r_e^2}\int_{r_w}^{r_e} pr\,dr \cong p_{wf} + \frac{\mu q}{2\pi Kh}\left(\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S\right) \tag{9-31}$$

积分过程中，假定 $r_w^2/r_e^2=0$。为了便于和传播期的公式衔接，我们将上式做如下的变换：

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{\mu q}{2\pi Kh}\left(\frac{1}{2}\ln\frac{4\pi r_e^2}{4\pi e^{3/2} r_w^2} + S\right)$$

令 $A=\pi r_e^2$，称之为供油面积，而

$$4\pi e^{3/2} = 56.31857 = 31.62\gamma$$

一般供油面积不是圆形的，此时可用 C_A 代替 31.62 代入上式，也考虑边界形状的影响。C_A 叫形状因子[5]，于是上式变为

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{\mu q}{2\pi Kh}\left(\frac{1}{2}\ln\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + S\right) \tag{9-32}$$

按照物质平衡原理有：

$$qt = \pi r_e^2 \phi h C_t (p_i - \bar{p})$$

$$\bar{p} = p_i - \frac{qt}{\pi r_e^2 \phi h C_t} \tag{9-33}$$

由（9－32）式与（9－33）式联立得：

$$\frac{2\pi Kh}{\mu q}(p_i - p_{wf}) = \frac{1}{2}\ln\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + 2\pi\frac{\eta t}{A} + S \tag{9-34}$$

将（9－34）式无量纲化得：

$$p_D(t_D) = \frac{1}{2}\ln\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + 2\pi\frac{r_w^2}{A}t_D \tag{9-35}$$

令

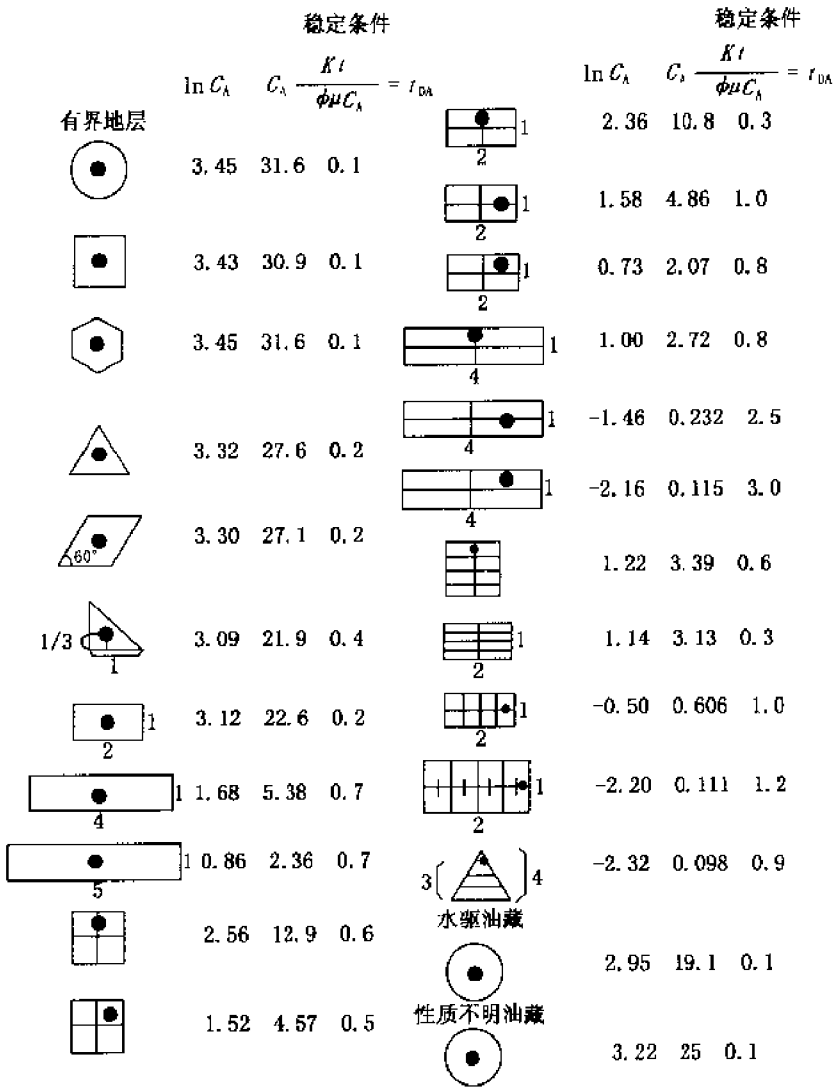
$$t_{DA} = \frac{\eta t}{A} = \frac{r_w^2}{A}t_D \tag{9-36}$$

于是（9－35）式变成：

$$p_D(t_D) = \frac{1}{2}\ln\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + 2\pi t_{DA} \tag{9-37}$$

前面已经指出，如果油藏是圆形的，则 $C_A=31.62$；若油藏不是圆形的，井也不位于油藏的几何中心，C_A 就取不同的值（图 9－13）。图中的 C_A 值是直接解扩散方程，或使用映射法得到的[4]。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn



有界地层	$\ln C_A$	C_A	$\frac{Kt}{\phi\mu C_t r_w^2} = t_{DA}$
○	3.45	31.6	0.1
□	3.43	30.9	0.1
⬡	3.45	31.6	0.1
△	3.32	27.6	0.2
▱ 60°	3.30	27.1	0.2
1/3 △	3.09	21.9	0.4
1/2	3.12	22.6	0.2
1/4	1.68	5.38	0.7
1/5	0.86	2.36	0.7
	2.56	12.9	0.6
	1.52	4.57	0.5

稳定条件	$\ln C_A$	C_A	$\frac{Kt}{\phi\mu C_t r_w^2} = t_{DA}$
1/2	2.36	10.8	0.3
1/2	1.58	4.86	1.0
1/2	0.73	2.07	0.8
1/4	1.00	2.72	0.8
1/4	-1.46	0.232	2.5
1/4	-2.16	0.115	3.0
	1.22	3.39	0.6
1/2	1.14	3.13	0.3
1/2	-0.50	0.606	1.0
1/2	-2.20	0.111	1.2
3/4	-2.32	0.098	0.9
	2.95	19.1	0.1
	3.22	25	0.1

图 9－13　各种几何条件的形状因子[5]

为了测得可靠的压力恢复数据，需要知道传播期的长短。对外边界封闭的油藏，计算结果证明过渡期很短，可近似地认为传播期直接与拟稳定期相衔接[4]。于是令（9－26）与（9－37）相等就可以得出传播期结束、拟稳定期开始的时刻，即：

$$\frac{1}{2}\ln\frac{4t_D}{\gamma} = \frac{1}{2}\ln\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + 2\pi t_{DA}$$

求解并得：

$$C_A t_{DA} = e^{4\pi t_{DA}}$$

如果供油面积比较接近圆形，井位于几何中心，则 $C_A = 31.62$（图 9－13）代入上式后得：

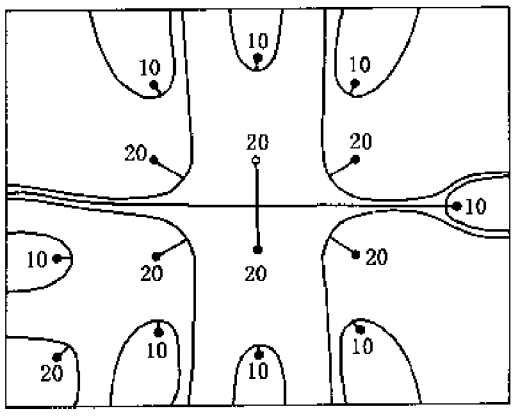


图 9－14　常压边界内 15 口不等产量井的供油范围图（井旁数字代表产量）

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$t_{DA} = \frac{\eta t}{A} \cong 0.1$$

供油面积越大，导压系数越小，则传播期越长。

对中心有一口井的正方形油藏，外边界封闭的传播期较外边界为常压的要长一些[4]。对于水驱油藏，尽管在每口井附近基本上都是平面径向流，但要确定每口井的供油面积却很不容易。图 9－14 就是矩形常压边界油藏内不规则布有 15 口不等产量井的供油范围，其形状很不规则[1]。图 9－13 所给出的形状因子 C_A 都是封闭油藏的；对于圆形常压边界，中心有一口井的油藏其形状因子 $C_A = 19.1$。其它形状的外边界为常压的油藏的形状因子，目前没有资料。

第 6 节　压 降 试 井

勘探阶段我们希望以最少的井获得最多的信息，尤其希望尽早知道油藏的大小和储量，哪怕有个数量级的概念也好。在开发阶段某些严重出砂井和高气油比井一旦关井再恢复生产很困难。所有的井要关井试井都会对完成产量任务有影响。压降试井法就是在保持井的产量基本不变的条件下，通过连续测量井底压力来获取有关信息的。这个方法能满意地解决上述问题。但维持产量不变（或连续测量产量）比连续测压困难得多，所以这个方法在实际中的应用不如后面要讲到的压力恢复法广泛。寻找断块和岩性油藏时，在第一口探井上应用本法可以迅速认识油层、得到油藏大小的资料，从而节省了勘探投资，缩短了勘探时间。

井以常产量 q 生产，井底压力 p_{wf} 必然要连续下降，生产初期处于传播期，边界影响微弱，可以认为地层是无限的。给（9－26）式加上表皮效应得：

$$p_D = \frac{1}{2}\ln\frac{4t_D}{\gamma} + S \tag{9-38}$$

以油藏工程常用单位表示，且 q 为地面脱气原油产量，则（9－38）为：

$$p_i - p_{wf} = \frac{1.842qB\mu}{Kh}[p_D(t_D) + S] \tag{9-39}$$

$$t_D = \frac{36Kt}{\mu\phi C_t r_w^2} \tag{9-40}$$

变成有量纲形式，并将自然对数变成常用对数得：

$$p_{wf} = p_i - \frac{2.12qB\mu}{Kh}\left(\lg t + \lg\frac{K}{\mu\phi C_t r_w^2} + 0.868S - 2.092\right) \tag{9-41}$$

式中[1]　q——地面脱气原油产量，m^3/d；

B——原油体积系数；

μ——地下原油粘度，mPa·s；

K——油层有效渗透率，mD；

h——油层有效厚度，m；

t——生产时间，h；

---

[1] 以后不特别说明均使用上述单位及符号。未注出单位者为无量纲量。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

ϕ——油层孔隙度；

C_t——总压缩系数；1/MPa；

r_w——井的半径，m；

S——表皮系数；

p_i——原始地层压力，MPa；

p_{wf}——井底流动压力，MPa。

在有束缚水、没有自由气的条件下

$$C_t = S_{wi}C_w + (1 - S_{wi})C_o + C_f$$

式中 S_{wi}——束缚水饱和度，f；

C_w——地层水的压缩系数，1/MPa；

C_o——地层原油压缩系数，1/MPa；

C_f——地层孔隙压缩系数，1/MPa。

将测得的不同时刻的井底流压点到以 p_{wf}为纵坐标，lg$t$ 为横坐标的坐标纸上（图 9－15）得到一条直线。由于井筒容积的影响建立起地下与地面相一致的产量需要一段时间，之后半对数直线段才会出现。直线段的斜率是：

$$m = \frac{2.12qB\mu}{Kh} \quad \text{MPa/cycle} \quad (9-42)$$

求得斜率 m 后，就可以算出流动系数 Kh/μ，当油层有效厚度 h 和原油粘度 μ 已知时，就可以求得有效渗透率 K 了。油层总是含有束缚水的，我们这样求得的 K 是在有束缚水条件下的有效渗透率，今后简称之为渗透率，请读者记住。

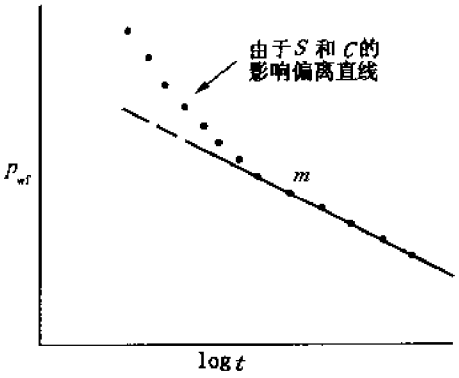


图 9－15 压降试井的井底压力与时间的关系

斜率已知，将任一时刻的流压 p_{wf}（t）代入到（9－41）中都可以求得表皮数应 S。我们取 t = 1h 时的流压 $p_{wf,1}$代入到（9－39），并解出 S 得：

$$S = 1.151\left(\frac{p_i - p_{wf,1}}{m} - \lg\frac{Kt}{\mu\phi C_t r_w^2} + 2.092\right) \quad (9-43)$$

试井前应先测得原始地层压力 p_i，求得总压缩系数 C_t 和孔隙度 ϕ。根据半对数直线段的斜率 m 求得渗透率K。若 t = 1h，半对数直线段尚未出现，则 $p_{wf,1}$应是从半对数直线的延长线上读出的值，而不是开井一小时后实测的流压。

例 9－1 根据地震和地质资料本油藏可能是一个边长为 2∶1 的矩形断块。为进一步证实这一认识，令第一口探井以 238.5m^3/d 的稳定产量生产了 100 小时，同时下压力计测量不同时刻的井底压力。油藏数据和测压结果如下：h = 6.1m；r_w = 0.1m；ϕ = 0.18；C_t = 2.13×10^{-3} 1/MPa；μ = 1.00mPa·s；B = 1.20。

求：有效渗透率 K 和表皮数应 S；估计油藏形状。

解：首先将测压数据点到半对数坐标纸上，发现前四个点成一直线，其斜率为 m = 0.447MPa/cycle。将 m 值代入（9－42）式求得：

$$K = 223\text{mD}$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

将有关数据代入（9－43）得：

$$S = 1.15129 \times \left(\frac{24.61 - 20.51}{0.477} - \lg \frac{233}{1.0 \times 0.18 \times 2.13 \times 10^{-3} \times 0.1^2} + 2.092\right) = 4.03$$

根据（9－33）在拟稳定期 p_{wf} 与 t 成直线关系，其斜率为：

$$\frac{dp}{dt} = -\frac{q}{Ah\phi C_t}$$

以油藏工程常用单位表示得：

$$\frac{dp}{dt} = -0.04167\frac{qB}{Ah\phi C_t} \quad \text{MPa/h} \qquad (9-44)$$

表 9－1　例 9－1 的测压结果

时间 (h)	井底流压 (MPa)	时间 (h)	井底流压 (MPa)
0	24.61	20	19.42
1	20.51	30	19.00
2	20.38	40	18.63
3	20.30	50	18.26
4	20.24	60	17.89
5	20.17	70	17.54
7.5	20.02	80	17.18
10.0	19.90	90	16.82
15.0	19.64	100	16.46

把实测点点到以 p_{wf} 为纵坐标，t 为横坐标的直角坐标纸上，发现投产 50 小时后进入拟稳定期，进行线性回归，得回归直线方程如下：

$$p_{wf} = 20.051 - 0.0359t$$

相关系数为－1，斜率为－0.0359。由（9－44）式得：

$$A = \frac{0.04167 \times 238.5 \times 1.2}{6.1 \times 0.18 \times 2.13 \times 10^{-3} \times 0.0359} = 141600\text{m}^2$$

令 $t=0$ 时，$p=p_0$。由（9　34）式得：

$$p_i - p_0 = \frac{2.12qB\mu}{Kh}\left(\lg\frac{A}{r_w^2} - \lg C_A + 0.3514 + 0.868S\right)$$

本题 $p_0=20.051$ MPa，$m=0.447$ MPa/cycle，$S=4.03$，代入上式求出 $C_A=5.33$。查图 7－13 知边长为 2:1 的矩形封闭油藏，井位于长轴上距中心一个短边长度处的 $C_A=4.86$ 与所求值比较接近，试井结果证实了地质推断。求 C_A 时公式中相减的两个数非常接近，所以对 m 和 S 的有效数字位数要求较高。实际上 m、S 都很难有四位以上的有效数字，所以 C_A 值很难求准，只能为地质推断提供旁证，不能单独使用。

压降试井过程中，维持产量不变是比较困难的，只要连续记录下产量变化、井底流动压力变化，使用变产量压降试井公式也可以求出地层参数。按照公式（9－28）得：

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_n} = \frac{\mu}{2\pi Kh}\sum_{i=1}^{n}\frac{q_i - q_{i-1}}{q_n}p_D(t_D - t_{Di}) + S$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

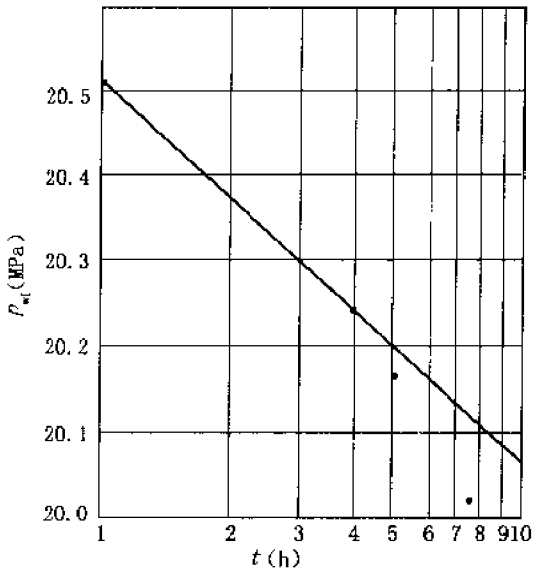


图 9－16a　例 9－1 的半对数压力降落曲线

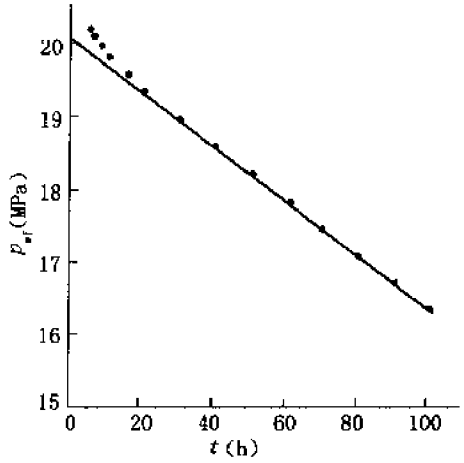


图 9－16b　例 9－1 的拟稳定压力降落曲线

假设整个试井过程都处于传播期，且可以使用近似式（9－16），用油藏工程常用单位表示则有：

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_n} = \frac{2.12B\mu}{Kh}\left[\sum_{i=1}^{n}\frac{q_i - q_{i-1}}{q_n}\lg(t - t_{i-1}) + \lg\frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2} + 0.868S - 2.092\right] \tag{9-45}$$

以 $\sum\frac{q_i - q_{i-1}}{q_n}\lg(t - t_{i-1})$ 为横坐标，$\frac{p_i - p_{wf}}{q_n}$ 为纵坐标，得一斜率 m' 为：

$$m' = 2.12\frac{B\mu}{Kh}$$

的直线，于是有：

$$K = 2.12\frac{B\mu}{hm'} \tag{9-46}$$

此直线在纵轴上的截距为：

$$b' = m'\left(\lg\frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2} + 0.868S - 2.092\right)$$

解出 S 为：

$$S = 1.15129\left(\frac{b'}{m'} - \lg\frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2} + 2.092\right) \tag{9-47}$$

例 9－2　某井在 48 小时的压降试井过程中，产量从 251.2m³/d 连续下降到 156.3 m³/d，近似地可以把产量变化看成十三个台阶。在每个台阶内都测压若干次。产量及井底流压测量结果见表 9－2。油藏性质如下：$p_i = 20.43$MPa；$h = 12.2$m；$\mu = 0.6$mPa·s；$r_w = 0.1$m；$B = 1.27$；$C_t = 2.13\times10^{-3}$1/MPa；$\phi = 0.18$。

解：通过任何一个试井软件都可以完成全部计算。为了便于读者理解本题作者是用 TRS－80 型袖珍计算机计算，人工绘图完成的图 9－17。

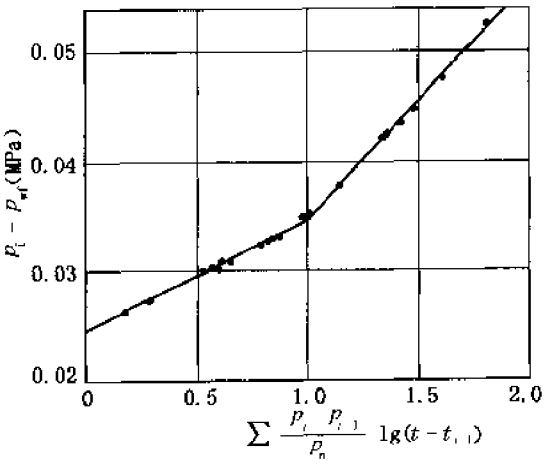
作图发现第四到第十五点成一条直线，后九个点成另一条斜率较大的直线。出现转折的原因有：断层；距井较远处渗透率变差；进入了拟稳定期。我们用第一直线段的斜率求渗透

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

率。前 13 个点线性回归得 $m'=0.01014$，$b'=0.02445$，相关系数 $r=0.9957$。代入相应公式后求得 $K=13.06\times10^{-3}\mu m^2$；$S=-2.59$。

表 9－2　例 9－2 数据及计算表

n	t (h)	q (m^3/d)	p_{wf} (MPa)	$\frac{p_i-p_{wf}}{q_n}$	$\sum$	n	t (h)	q (m^3/d)	p_{wf} (MPa)	$\frac{p_i-p_{wf}}{q_n}$	$\sum$
	1.00	251.2	14.22	0.247	0.000	5	10.00	206.7	12.76	0.371	1.124
1	1.50	251.2	13.84	0.262	0.176		12.00	206.7	12.63	0.377	1.153
	1.89	251.2	13.65	0.270	0.276	6	14.40	220.3	/	/	/
	2.40	251.2	/	/	/		15.00	189.2	12.48	0.420	1.337
	3.00	236.9	13.30	0.301	0.519	7	18.00	189.2	12.45	0.422	1.355
	3.45	236.9	13.23	0.304	0.569		19.20	189.2	/	/	/
2	3.98	236.9	13.17	0.306	0.624	8	20.00	184.4	12.46	0.432	1.423
	4.50	236.9	13.13	0.308	0.673		21.60	184.4	/	/	/
	4.80	236.9	/	/	/	9	24.00	180.8	12.35	0.447	1.485
	5.50	229.0	13.03	0.323	0.787	10	28.00	175.9	/	/	/
	6.05	229.0	12.96	0.326	0.819	11	30.00	171.7	12.31	0.473	1.607
3	6.55	229.0	12.89	0.329	0.849		33.60	171.7	/	/	/
	7.00	229.0	12.87	0.330	0.874	12	36.00	159.0	/	/	/
	7.20	229.0	/	/	/		36.20	156.3	12.35	0.517	1.788
	7.50	217.8	12.85	0.348	0.974	13					
4	8.95	217.8	12.80	0.350	1.009		48.00	156.3	12.25	0.523	1.799
	9.60	217.8	/	/	/						



$$\sum\frac{q_i-q_{i-1}}{q_n}\lg(t-t_i-1)$$

图 9－17　变产量井的压降曲线

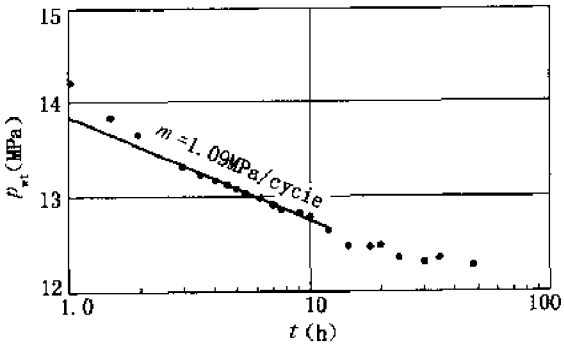


图 9－18　变产量井当做常产量井计算的压降曲线

如果将测压结果点到半对数坐标纸上，从 3～12 小时也可以得一近似直线段（图 9－18）斜率 $m=1.097$MPa/cycle，截距 $b=13.82$，相关系数 $r=0.9947$。将 3～12 小时这一段产量平均后当做常产量为 230.55m^3/d。将上述数据代入（9－42）式得 $K=27.84$mD，与 13.06 相比偏高了 132%，$S=1.19$。尽管如此，仍然大数可以获得有关渗透率的数量级的概念。简化的压降曲线给人一个距井较远处渗透率变好的错觉——压力下降速度变缓了，这是由于产量减小造成的错觉。实际距井较远处的渗透率可能比井附近还要小。

处理变产量压降试井数据时一定要注意，直到最后一个点都应处在传播期。如已进入拟

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

稳定期，处理方法就不一样了，这时必须考虑外边界的影响。

第 7 节　压力恢复试井

压力恢复试井施工方便，能获得油藏和井底的许多参数，是不稳定试井中用途最广的一种。本方法要求关井测井底压力前要有一段稳产时间，理论上要求关井前井的产量一直不变。从某一时刻起将井的产量突然降到零，例如用封隔器在井下关井，则井底压力会由下降转为回升（图 9－19）。回升的快慢与油层性质和井筒条件有关。

我们利用叠加原理来研究压力恢复的规律。设井以常产量 q 生产了 t 时间后关井，Δt 为从关井起经过的时间，则关井后的井底压力是 Δt 的函数，记为 $p_{wf}(\Delta t)$。我们把关井看做是从 t 时刻起在原井位处又钻一口注入井，注入量恰好等于采出量。为了便于理解，可以设想从 t 时刻起从油管采出的液体又原封不动地从套管注回地层，这样从地层采出的液量为零，其效果与关井一样。原来生产井的工作时间为 $t+\Delta t$，假想注入井的工作时间为 Δt，注入量与采出量都是 q。在同一井位上的两口井在地层中任意一点，特别是在井壁上造成的压力变化应等于这两口井中每一口井单独工作时在同一点、同一时刻所造成压力变化的代数和。注入井造成的是压力升；生产井造成的是压力降，二者符号相反。根据（9－25）和叠加原理有：

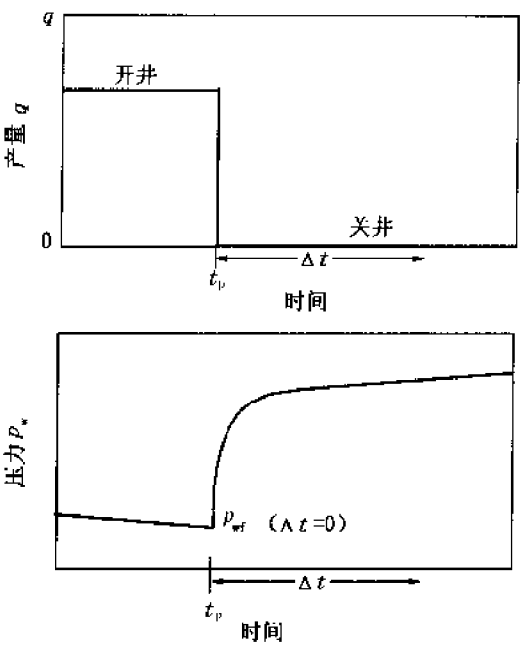


图 9－19　压力恢复示意图

$$\frac{2\pi Kh}{\mu q}(p_i - p_{ws}) = p_D(t_D + \Delta t_D) - p_D(t_D) \tag{9-48}$$

假设过程处于传播期。换成油藏工程常用单位，将（9－26）代入（9－48）得：

$$p_{ws} = p_i + \frac{2.12qB\mu}{Kh}\lg\frac{\Delta t}{t+\Delta t} \tag{9-49}$$

若 $p_{ws}(\Delta t)$ 点到以 $\lg\frac{\Delta t}{t+\Delta t}$ 为横坐标，以 p_{ws} 为纵坐标的图上得一直线，其斜率 m 为：

$$m = 2.12\frac{qB\mu}{Kh} \tag{9-50}$$

因为 $\Delta t < t+\Delta t$，所以横坐标上都是负值。坐标所以这样取是为了使 p_{ws} 随 Δt 增加而升高，这就与实际一致了。也可取 $\lg\frac{t+\Delta t}{\Delta t}$ 为横坐标方向自右向左，效果与上面一样。这条直线的截距为：

$$\text{当 } \lg\frac{\Delta t}{t+\Delta t} = 0 \qquad \text{即 } \Delta t \to \infty \text{ 时，} p_{ws} = p_i$$

这就是油藏工程中有名的霍纳（Horner）法。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

关井前以常产量生产阶段的井底压力变化规律为无限地层点汇解（9－41）。将关井时刻 t 代入（9－41）就得到关井前瞬间的井底流压 p_{wf}。然后，以（9－49）减去（9－41）得：

$$p_{ws} - p_{wf} = m\left(\lg\frac{\Delta t}{t+\Delta t} + \lg t + \lg\frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2} + 0.868S - 2.092\right) \qquad (9-51)$$

一般 $t>>\Delta t$，所以

$$t \cong t + \Delta t$$

令 p_{1h}表示关井一小时后处于半对数直线段（或其延长线）上的压力，从上式解出表皮效应 S 为：

$$S = 1.15129\left(\frac{p_{1h} - p_{wf}}{m} - \lg\frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2} + 2.092\right) \qquad (9-52)$$

多数情况下，关井前产量一直维持不变是不可能的，只能做到关井前的一段时间内产量维持稳定，生产时间 t 则用折算时间，它等于相邻两次稳产期的累积产量被关井前的稳定产量去除[1]，即：

$$t = \frac{\sum q}{q}$$

这样做不影响试井结果的精度。设产量依阶梯状变化，每阶段的产量为 q_i，各阶段的时间为 $(t_i - t_{i-1})$，最后一段的时间为 $(t_n - t_{n-1})$，产量为 q_n，$(i=1, 2, \cdots n)$。自 t_n 时刻起关井测压力恢复，Δt 为从关井时刻起算的时间，按照（9－29）式得：

$$p_i - p_{ws} = m\left[\sum_{i=1}^{n}\frac{q_i - q_{i-1}}{q_n}\lg\frac{4(t_n + \Delta t - t_{i-1})}{\gamma} - \lg\frac{4\Delta t}{\gamma}\right] \qquad (9-53)$$

在（9－53）式方括号内加上再减去 $\lg(t_n+\Delta t)$。假设 $t_n>>\Delta t$，则有

$$\lg(t_n + \Delta t) \cong \lg t_n$$

于是（9－53）式可以改写为：

$$p_i - p_{ws} = m\lg\frac{t_n + \Delta t}{\Delta t} + m\left[\sum_{i=1}^{n}\frac{q_i - q_{i-1}}{q_n}\lg\frac{(t_n - t_{i-1})}{\gamma} - \lg\frac{4t_n}{\gamma_w^2}\right] \qquad (9-54)$$

比较（9－49）式与（9－54）式知用关井前实际产量变化得到的压力恢复曲线的斜率也是 m，因为（9－54）式右边第二项为常数。二者在时间相同的条件下纵坐标差：

$$m\left(\lg\frac{t_n + \Delta t}{\Delta t} - \lg\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right) \cong m\lg\frac{t_n}{t}$$

压力恢复曲线通常分为三段（图 9－20）。第一段称做续流段。由于在地面关井，油层的产量不会立即降到零，再加上表皮效应的影响，在压力恢复初期井底压力与时间的对数不成直线关系。第二段为半对数直线段，表皮效应和井筒影响消失后开始出现半对数直线段，一直延续到外边界影响出现。第三段为外边界影响段，地层总是有界的，随着传播期的结束，外边界的影响就开始表现出来了。如外边界是封闭的，压力最终恢复到关井前的平均地层压力；若外边界上维持常压，则恢复到边界压力。

例 9－3　某油藏的第一口探井生产了近 100 小时后关井测压力恢复，生产数据及估算的油藏流体性质如下：

$q=19.56\text{m}^3/\text{d}$；$\phi=0.2$；$N_p=79.5\text{m}^3$；$\mu=1.0\text{mPa}\cdot\text{s}$；$h=6.1\text{m}$；$B_{oi}=1.22$；$r_w=10\text{cm}$；

$C_t=2.845\times10^{-3}\text{1/MPa}$；$A=121.41\text{hm}^2$；

测压记录见表 9－3。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

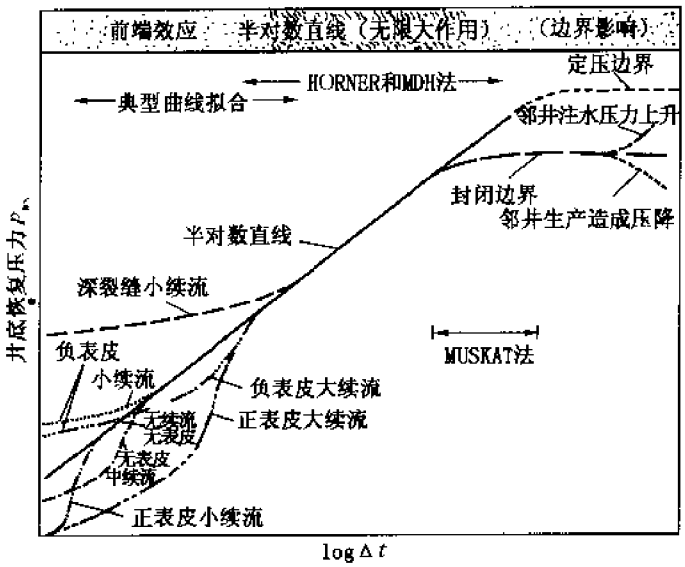


图 9－20　典型的压力恢复曲线

表 9－3

Δt (h)	p_{ws} (MPa)	Δt (h)	p_{ws} (MPa)
0.00	31.68		
0.50	32.87	3.00	33.49
0.66	33.08	4.00	33.51
1.00	33.28	6.00	33.54
1.50	33.40	8.00	33.56
2.00	33.45	10.00	33.57
2.50	33.47	12.00	33.59

求渗透率、原始地层压力、表皮效应、表皮所造成的压力降 Δp_s。

解：先求折算生产时间

$$t=\frac{N_p}{q}\times 24=\frac{79.5}{19.56}\times 24=97.5\ \text{h}$$

算出 $\Delta t/t+\Delta t$，列出 $\Delta t/t+\Delta t$ 与 p_{ws}的关系表 9－4。然后将表 9－4 上的数据点到半对数坐标纸上，对半对数直线段进行线性回归得斜率 $m=0.1778$，截距 $p^*=33.758$MPa，相关系数 $r=0.9976$。由于生产时间短，可以认为 $p_1=p^*=33.76$MPa。将斜率 m 代入（9－42）式，求得渗透率：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

表 9－4

Δt (h)	$\Delta t/t+\Delta t$	p_{ws} (MPa)	Δt (h)	$\Delta t/t+\Delta t$	p_{ws} (MPa)
0.00		31.68	3.00	0.02985	33.49
0.50	0.00510	32.87	4.00	0.03941	33.51
0.66	0.00672	33.08	6.00	0.05797	33.54
1.00	0.01015	33.28	8.00	0.07583	33.56
1.50	0.01515	33.40	10.00	0.09302	33.57
2.00	0.02010	33.45	12.00	0.10960	33.59
2.50	0.02500	33.47			

$$K=\frac{2.12076\times 19.56\times 1.22\times 1.0}{6.1\times 0.18}=46.1\text{mD}$$

从图 9－21 上读出 $\Delta t=1$h 时半对数直线段延长线上的压力 $p_{1h}=33.4$MPa，将 p_{1h}代入（9－52）中得：

$$S=1.15129\times\left(\frac{33.40-31.68}{0.18}-\lg\frac{46.1\times 10^3}{0.2\times 1.0\times 2.845\times 10^2}+2.092\right)=5.46$$

表皮压力降为：

$$\Delta p_s=\frac{qB\mu}{2\pi Kh}S=\frac{2mS}{2.303}=0.85\text{MPa}$$

整个计算过程都是在传播期条件下进行的。现在来验证这一条件是否成立。在传播期 $t_{DA}\leqslant 0.1$。在本题所给的条件下：

$$t_{DA}=\frac{36\times 10^{-4}Kt}{\phi\mu C_t A}=\frac{36\times 10^{-4}\times 46.1\times 97.5}{0.2\times 1.0\times 2.845\times 10^{-3}\times 121.4\times 10^4}=0.0234<0.1$$

整个过程处于传播期的假定成立。

如果关井前生产时间 t 很长，以致 $t+\Delta t\fallingdotseq t$，则（9－51）就可以写为

$$p_{ws}-p_{wf}=m\left(\lg\Delta t+\lg\frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2}+0.868\,S-2.092\right)\qquad(9-55)$$

以 $p_{ws}-p_{wf}$为纵坐标，$\lg\Delta t$为横坐标也得一斜率为 m 的直线。若 $\Delta t=1$h 的半对数直线段上的压力为 p_{1h}，则可得与（9－52）一样的求表皮效应 S 的公式。例 9－3 用这种办法处理的结果与前面基本一致（图 9－21）。只是用本法不能直接求出原始地层压力。一般说来这一处理方法较霍纳法省事，但油藏外边界封闭的条件下，它的半对数直线段不如霍纳法的长，这一点图 9－21 上也有所反映。

如果关井前，产量变化很大，则应照变产量的（9－44）式处理，此处不再详述。

正在开发的油藏，在不注水的条件下，压力要连续下降；在注水过程中，也可能观察到

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

压力不断上升。很明显，在处理压力恢复资料时，应除去这种由于地层压力系统变化造成的影响。如果地层压力在所测井点是连续下降的，则实测的压力恢复值加上本井点的系统压力下降值才等于实际的压力恢复值。若地层压力在该井点处连续上升，则从测得值减去系统压力上升值才是实际的压力恢复值。获得地层压力系统变化的方法是将关井前地层压力变化趋势外推。如果地层压力是随时间线性变化的，外推就省事多了。

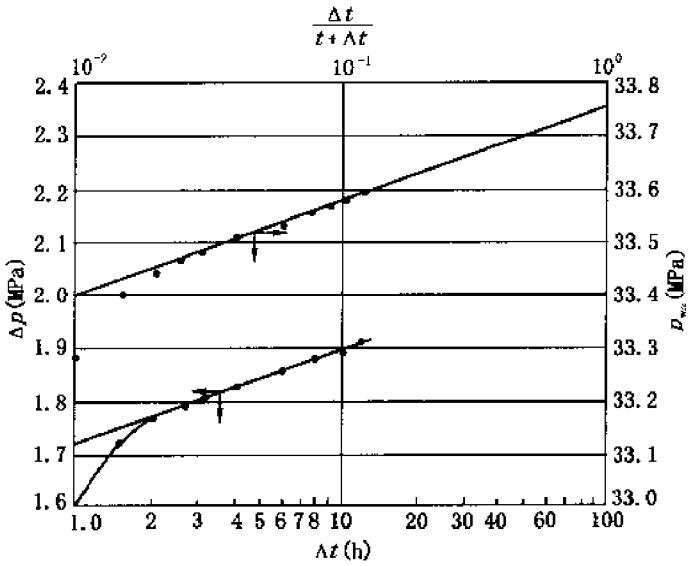


图 9－21　例 9－3 的压力恢复曲线

例 9－4　在已开发的油藏上有一口井以 44.52m^3/d 的产量自喷生产了 10 天后关井测压力恢复。在生产期间发现油管压力大约以 0.169MPa/d 的速度下降。油藏性质如下：

$\phi C_t = 1.76\times10^{-4}$ 1/MPa；$h = 12.2$m；$B_o = 1.31$；$r_w = 0.1$m；$\mu_o = 2.00$ mPa·s；压力恢复数据见表 9－5。求渗透率 K 及表皮系数 S。

表 9－5

Δt (h)	p_{ws} (MPa)	Δp_{ws} (MPa)	修正 Δp_{ws} (MPa)
0	7.896		
2	16.107	8.212	8.224
4	17.710	9.815	9.843
8	18.224	10.328	10.384
12	18.449	10.553	10.637
16	18.610	10.715	10.827
20	18.723	10.827	10.968
24	18.807	10.912	11.080
30	18.892	10.996	11.207

解：先求出表中第三列 $\Delta p_{ws} = p_{ws} - p_{wf}$（$p_{wf} = p_{ws}$ (0)）。按照 Δp_{ws} 与 $\lg\Delta t$ 的关系将数据点到半对数坐标纸上，发现 8～24 小时的 5 个点落在一条直线上，相关系数 $r = 0.9994$，$p_{1h} = 9.221$ MPa，$m = 1.232$ MPa/cycle。

如果实测压力恢复值 Δp_{ws} 再加上油层压力系统下降值 $0.169\Delta t/24$，即表 9－5 中的第二列。将这列数据与相应的 Δt 点到半对数坐标纸上发现 8～30 小时的 6 个点都位于一条直线上，相关系数 $r = 0.9998$，$m = 1.445$ MPa/cycle，$p_{1h} = 9.081$ MPa（图 9－22）。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

按照（9－50）和（9－52）求出未修正前的

$$K=\frac{2.12076\times44.52\times1.31\times2}{1.232\times12.2}=16.46\text{mD}$$

$$S=1.15129\times\left(\frac{9.221-7.896}{1.232}-\lg\frac{16.46\times10^{4}}{2\times1.76\times0.1^{2}}+2.092\right)=-4.00$$

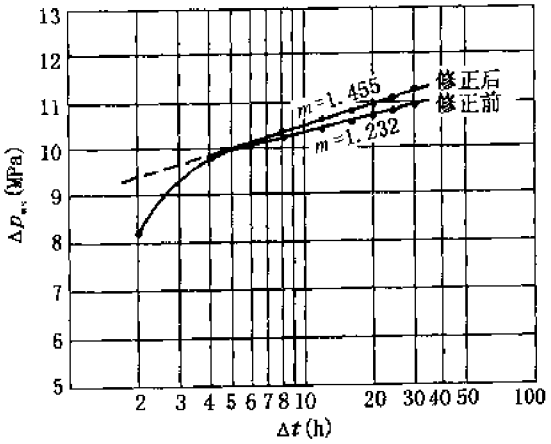


图 9－22　例 9－4 的压力恢复及修正压力恢复曲线

进行系统压力降修正后，K = 14.03mD，S = －4.11。实际渗透率比未修正过的要低 15%。修正后的半对数直线段也长些，因此进行压降试井时，应考虑地层压力的系统变化。

钻柱测试 DST 和重复地层测试 RFT

钻柱测试和重复地层测试既可以是中途测试，以确定钻遇产油层的产油能力，也可以用来进行动态监视。地层测试器有 1～2 个封隔器将产层与泥浆柱或其它部分隔开，只允许目的层产出的流体流入钻杆或地层实验器。它可以测压、取样、求产量。一般包括为了释放泥浆柱压力的短时间的初开井，继之以能测得大致稳定的地层压力的短时间初关井；然后一个较长时间的终开井继之以终关井。（图 9－23）是一个二循环的 DST 测试的压力卡片，纵轴为压力，向下压力升高，横坐标为时间。曲线 1 表示仪器下井过程，p_{ihm}为初始静泥浆柱压力；曲线 2 表示初开井；曲线 3 表示初关井；p_{if1}为初开井初始流动压力；p_{ff1}为初开井最终流动压力；曲线 4 表示终开井，曲线 5 表示终关井；p_{isi}为初关井压力，p_{if2}为二次开井初始流压；p_{ff2}为二次开井终了流压；p_{fs}为终关井压力；p_{fhm}为最终静泥浆柱压力。

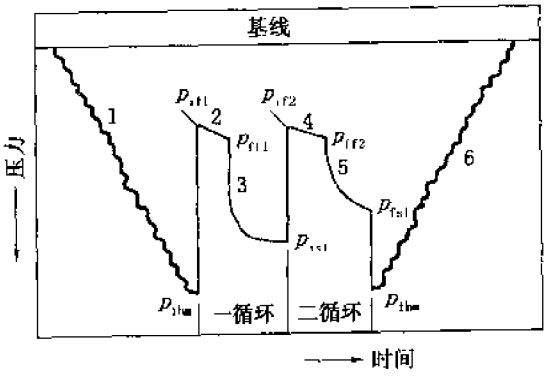


图 9－23　钻柱测试测压卡片

DST 测试资料的分析方法与常规的压力恢复和压降试井一样。由于关井时间大致与开井时间一样，必须使用 Horner 法进行压力恢复分析，t_{p}一般取实际开井时间；如果开井时间很长，则要用加权平均产量及对应生产时间。DST 测试时随着地层中流出的流体充满钻柱，回压会升高（图 9－23），流量要有所减少，做压降和压力恢复分析时，取平均流量。如果地层所产流体通过管柱可达地面，产量也可以达到稳定。因为开关井都是靠近产层进行的，一般井筒储存是可以不计的。对于低渗透厚油层井筒储存会有影响，产量也会有较大变化，此时按变产量试井方法处理。

一般情况下用（9－42）式求渗透率；（9－43）式求表皮效应；以将压力恢复曲线直线

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

段外推到 $\frac{\Delta t}{t_p+\Delta t}=0$ 处的方法求地层原始压力[1]。

第 8 节　平均地层压力的确定

全油藏的平均地层压力是最重要的开发指标之一，是储量计算、动态预测的一个重要参数。全油藏的平均压力是全油藏的各点压力按孔隙体积的加权平均值：

$$\bar{p}=\frac{1}{V_p}\int_{V_p} p\mathrm{d}V_p$$

式中 V_p 为孔隙体积。一般说来在开发过程中压力是不断变化的。每口井的静止压力就代表这口井所在的供油区内的平均地层压力。根据每口井的静压所做的等压图可以求得面积加权平均地层压力；如果油藏是封闭的，又没有注水，也可以用产量加权的办法求得油藏平均地层压力[4]。因为在拟稳定阶段，各井的产量与其供油面积成正比（假设地层及其中所含的流体是均质的）。但是测准一口井的静压也并非易事，时间短了，压力恢复不到应有的水平；时间过长又会与邻井发生干扰。高渗透油藏关井 24～72 小时就可以获得勾绘等压图的静压，对于中低渗透率的油藏，这段时间肯定不够。我们希望在尽可能短的关井时间内得到尽可能准确的平均地层压力。

开发初期将霍纳法的半对数直线外推到 $\Delta t/t+\Delta t=1$ 处的压力 p^* 就是原始地层压力 p_i，此时 $p_i=\bar{p}$。对已开发油藏，p^* 就丧失了物理意义。对于外边界封闭的油藏一般 $\bar{p}<p^*$（图 9－24）要经过适当校正，才能从 p^* 求得 $\bar{p}$。

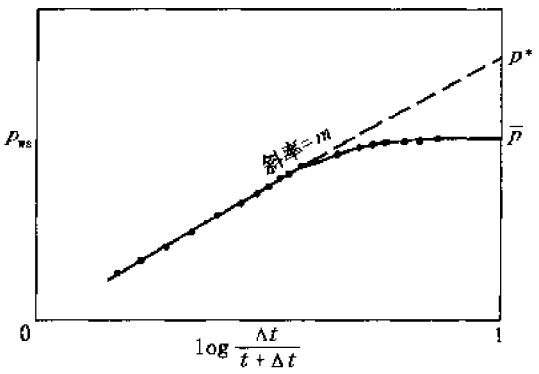


图 9－24　有限地层的典型压力恢复曲线示意图

无论什么样的布井方式，井与井之间总是为中流线划分成不同的供油区。因为穿过中流线没有流体流动，中流线两旁的流体分别流向不同的井，所以我们可以把中流线视做油藏边界。在均质单相流体的拟稳定流时，每口井的供油体积是与其产量成正比的。多相渗流中有的相可能不动，不同相可能来自油层剖面的不同部分，所以供油体积与产量不存在正比关系。水驱油藏供油面积的划分，在井网不均匀，油层不等厚，不均质，油井产量不相等的条件下，是很困难的，后面将较详细地探讨这一问题。实际工作中差不多都是以每口井平均所占的面积做为它的名义供油面积。这样求出的平均地层压力可能与实际很不一致，一般求出的平均地层压力误差在 ±20% 就算不错了。

每口井的供油面积内的平均地层压力当然与供油区形状、大小和在其中所处的位置有关。马修斯（Mathews）、布朗斯（Brons）、黑斯布鲁克（Hazebroek）等三人用反映法和叠加原理处理了外边界封闭、油藏形状、井的相对位置各不相同的 25 种几何条件，基本上包括了实际上所可能遇到的各种油藏形状和布井方式。他们将数值计算结果画成以

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$p_{D(MBH)}=\frac{4\pi Kh}{qB\mu}(p^*-\bar{p})=2.303(p^*-\bar{p})/m \tag{9-56}$$

为纵坐标，以 t_{DA}为横坐标的标准曲线[1]（图9-21—图9-24）。p^*叫伪压力，它等于霍纳法半对数直线延长线在 $\Delta t/(t+\Delta t)=1$ 处的压力；如果以 $\lg\Delta t$ 为横坐标，以 $p_{ws}-p_{wf}$为纵坐标整理压力恢复数据，p^*的求法如下。根据公式（9-49）：

$$p_{ws}=p^*+m\lg\frac{\Delta t}{t+\Delta t}$$

令 $\Delta t=1$，有

$$p_{1h}=p^*-m\lg(t+1)\cong p^*-m\lg t$$

$$p^*=p_{1h}+m\lg t \tag{9-57}$$

从（$p_{ws}-p_{wf}$）与 $\lg\Delta t$ 关系图可求出 p_{1hr}和 $m\lg t$ 于是可由（9-57）求得 p^*。根据压力恢复曲线的斜率求出的渗透率和估算的外边界条件求出 t_{DA}，就可以从相应的几何条件的标准曲线图上读出 $p_{D(MBH)}$，从而算出 $\bar{p}$。

如果关井前确已进入拟稳定期或在边界压力为常数的条件下，生产已稳定，也可用戴兹（Dietz）法[5]求供油区内的平均地层压力 $\bar{p}$。通常 $\bar{p}<p^*$，所以可在某一时刻 Δt_s 从半对数直线的延长线上读出 $\bar{p}$。将拟稳定流的平均压力公式（9-32）按油藏工程常用单位写成

$$\bar{p}-p_{wf}=\frac{2.12qB\mu}{Kh}\left(\lg\frac{A}{C_Ar_w^2}+0.868S+\lg\frac{4\times10^4}{\gamma}\right) \tag{9-58}$$

由（9-58）式减去（9-55）式得：

$$\bar{p}-p_{ws}=m\left(\lg\frac{277.78\phi\mu C_tA}{KC_A}-\lg\Delta t\right) \tag{9-59}$$

从（9-59）式知：

$$\Delta t_s=\frac{277.78\phi\mu C_tA}{KC_A} \tag{9-60}$$

式中供油面积 A 的单位为 m^2，其余符号及单位同前。从（9-60）式求出 Δt_s 可直接从（$p_{ws}-p_{wf}$）与 $\lg\Delta t$ 图上读出与 Δt_s 对应的 $\bar{p}$。如果用霍纳法整理试井结果，则为：

$$\lg\frac{\Delta t_s}{t+\Delta t_s}\cong\lg\frac{\Delta t_s}{t}=\lg\frac{277.78\phi\mu C_tA}{C_AKt}=\lg\frac{1}{C_At_{DA}}$$

当$\frac{\Delta t_s}{t+\Delta t_s}=\frac{1}{C_At_{DA}}$时对应的压力就是供油区内的平均地层压力。

圆形外边界上压力 p_e保持不变，其中心有一口井生产，其平均地层压力用油藏工程常用单位可表示为：

$$\bar{p}-p_{wf}=\frac{2.12qB\mu}{Kh}\left(\lg\frac{r_e^2}{r_w^2}+0.868S+3.566\right) \tag{9-61}$$

由（9-61）式减去（9-55）式得：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$\bar{p}-p_{ws}=m\left(\lg\frac{\phi\mu C_t\pi r_c^2}{\pi K}-\lg\Delta t+1.658\right)$$

当

$$\Delta t_s=14.487\frac{\phi\mu C_t A}{K}$$

时，$p_{ws}=p$；在霍纳图上，当

$$\frac{\Delta t_s}{t+\Delta t_s}=\frac{1}{19.17t_{DA}} \tag{9-62}$$

时对应压力为平均地层压力。

图 9－25 至图 9－28 除了用来求 $\bar{p}$ 以外，还可以用来求形状不同、井的相对位置各异的、边界封闭的各种油藏在传播期、过渡期和拟稳定期的无量纲压力 p_D（t_D）。

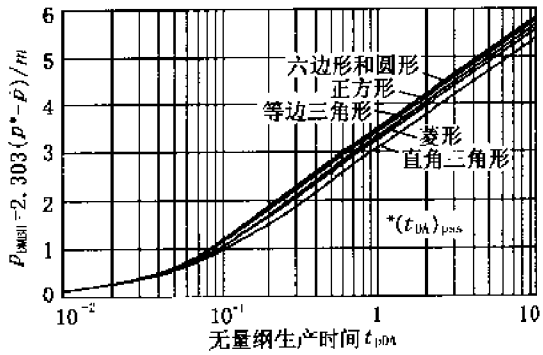


图 9－25　井位于油藏几何中心的 MBH 无量纲压力图

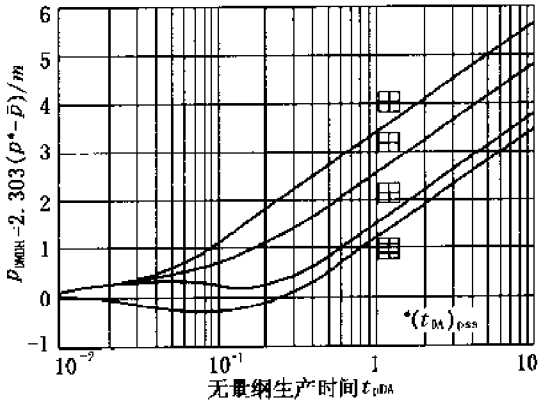


图 9－26　井位于正方形油藏不同部位的 MBH 无量纲压力图

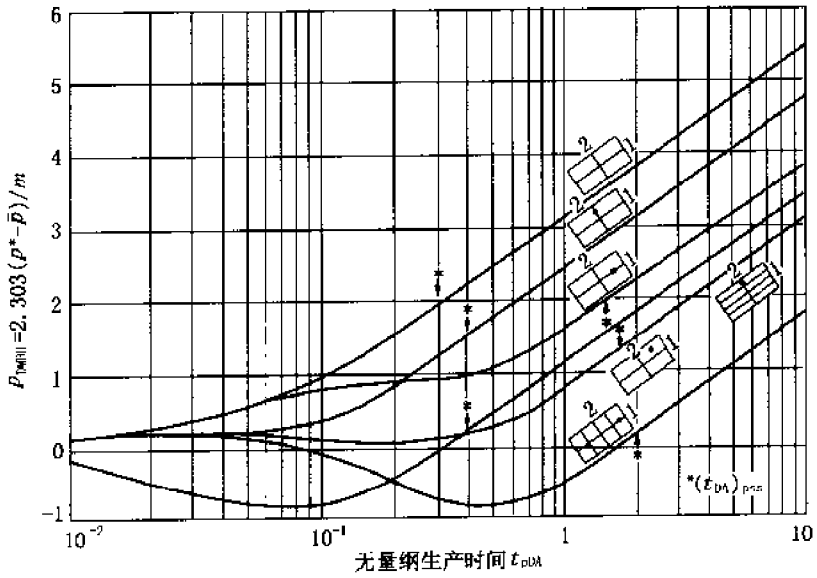


图 9－27　井在边长 2:1 的长方形油藏不同部位的 MBH 无量纲压力图

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

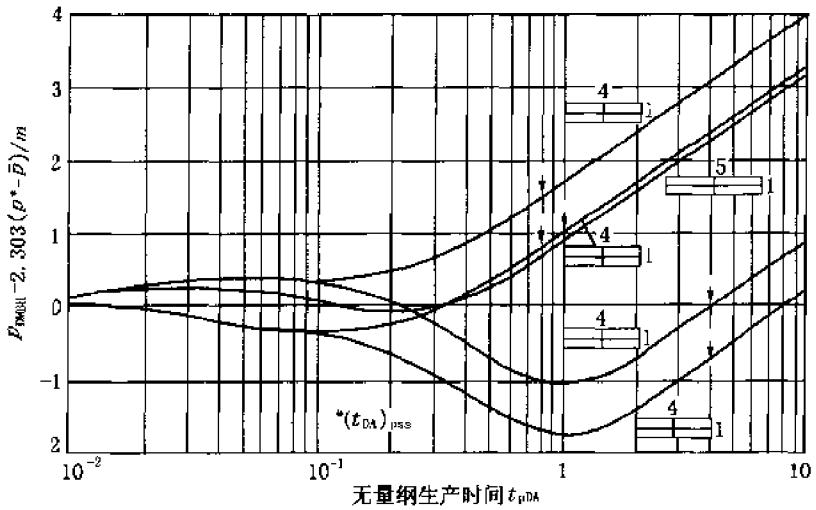


图 9－28　井在 4:1 和 5:1 长方形油藏不同
位置处的 MBH 无量纲压力图

一口井生产了 t 时间后，是否仍处于传播期还不清楚，关井测压力恢复，关井时间为 Δt，根据（9－48）式，一般的压力恢复规律为：

$$\frac{2\pi Kh}{\mu}(p_i - p_{ws}) = p_D(t_D + \Delta t_D) - p_D(\Delta t_D)$$

通常关井时间不长，可以认为压力恢复处于传播期，按（9－26）式：

$$p_D(\Delta t_D) = \frac{1}{2}\ln\frac{4\Delta t_D}{\gamma}$$

为了求出 $p_D(t_D)$，在（9－48）式右边加上并减去 $\frac{1}{2}\ln(t_D+\Delta t_D)$，得：

$$\frac{2\pi Kh}{q\mu}(p_i - p_{ws}) = \frac{1}{2}\ln\frac{t+\Delta t}{\Delta t} + p_D(t_D+\Delta t_D) - \frac{1}{2}\ln\frac{4(t_D+\Delta t_D)}{\gamma} \quad (9-63)$$

设 $t >> \Delta t$，则：

$$t + \Delta t \cong t;\ p_D(t_D+\Delta t_D) \cong p_D(t_D)$$

于是（9－63）式可以写成：

$$\frac{2\pi Kh}{q\mu}(p_i - p_{ws}) = \frac{1}{2}\ln\frac{t+\Delta t}{\Delta t} + p_D(t_D) - \frac{1}{2}\ln\frac{4t_D}{\gamma} \quad (9-64)$$

若 t_D 也不长，仍处于传播期，则（9－64）式右边第二与第三项抵消，变成霍纳公式。在 $\Delta t << t$ 的条件下（9－64）式右边后两项是常数，p_{ws} 与 $\ln\frac{t+\Delta t}{\Delta t}$ 成直线关系。Δt 增大实测的压力恢复曲线会脱离半对数直线。以 p^* 表示 $\Delta t/t+\Delta t=1$ 时的伪压力，则由（9－64）得：

$$\frac{2\pi Kh}{q\mu}(p_i - p^*) = p_D(t_D) - \frac{1}{2}\ln\frac{4t_D}{\gamma} \quad (9-65)$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

根据物质平衡原理：

$$qt = Ah\phi C_t(p_i - \bar{p})$$

上式可以表达成：

$$\frac{2\pi Kh}{q\mu}(p_i - \bar{p}) = \frac{2\pi Kt}{\phi\mu C_t A} = 2\pi t_{DA} \tag{9-66}$$

由（9－66）式减去（9－65）式得：

$$\frac{4\pi Kh}{q\mu}(p^* - \bar{p}) = 4\pi t_{DA} + \ln\frac{4t_D}{\gamma} - 2p_D(t_D) \tag{9-67}$$

（9－67）左边就是 $p_{D(MBH)}$，于是我们得到了求任何时期 $p_D(t_D)$ 的公式：

$$p_D(t_D) = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2}\ln\frac{4t_D}{\gamma} - \frac{1}{2}p_{D(MBH)} \tag{9-68}$$

如果时间很长，已达拟稳定阶段，由（9－37）式知：

$$p_D(t_D) = \frac{1}{2}\ln\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + 2\pi t_{DA}$$

将（9－37）式代入（9－68）式得：

$$p_{D(MBH)}(t_{DA}) = \frac{4\pi Kh}{\mu}(p^* - p) = \ln C_A t_D\frac{r_w^2}{A} = \ln C_A t_{DA} \tag{9-69}$$

由（9　69）式不难看出，当 $t_{DA}=1$ 时得：

$$\ln C_A = p_{D(MBH)}$$[1]

这就是戴兹系数的来源，这也说明 MBH 法与戴兹法实际上是一致的，而 MBH 曲线包含的时间范围更广一些。从图 9－25 至图 9－28 看出，只要油藏边界比较接近圆形，井离油藏中心又不太远，大体上都可以分出与油藏形状及井的位置无关的传播阶段；$p_{D(MBH)}$ 与 t_{DA} 成直线关系的拟稳定阶段；处于二者之间的过渡阶段。井的位置偏离中心越远，则过渡期越长，传播期越短，拟稳定期出现较晚。从图 9－25 看出，油藏边界比较接近圆形，井处于油藏中心时，过渡期很短，拟稳定期大体从 $t_{DA}=0.1$ 处开始，这与前面讲的是一致的。

例 9－5。例 9－3 中的那口井在投产 7.5 个月后又进行了一次压力恢复试井，此时累积产量为 11829.6m^3、关井前的稳定产量为 63.6m^3/d，供油面积为 $32\times10^4m^2$，其余参数与例 9－3 的一样，测压结果见表 9－6。根据地质推断，井位于 2:1 的矩形供油面积的右上角内（图 9－29）。

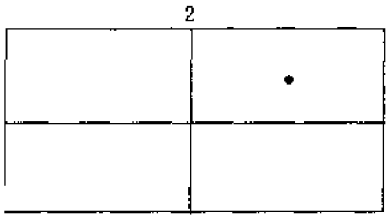


图 9－29　例 9－5 的油藏形状及井位

求：K、S 及供油区内的平均地层压力 $\bar{p}$，包含本井的一个数值模拟网格内的平均压力，画出理论及实际的压力恢复曲线。

解：将测压结果点到霍纳图上（图 9－30），发现从 $\Delta t = 1.5h$ 到 $\Delta t = 5h$ 的点位于一条

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

直线上，进行线性回归后求得相关系数 $r=0.9993$，$m=0.5491$ MPa/cycle，$p^*=21.19$MPa。用 Δp_{ws} 与 $\lg\Delta t$ 为坐标整理测压结果发现自2小时到6小时的点位于一条直线上(图9－30)，进行线性回归后求得：相关系数 $r=0.9988$ $m=0.5526$ MPa/cycle，与霍纳法的结果非常接近。

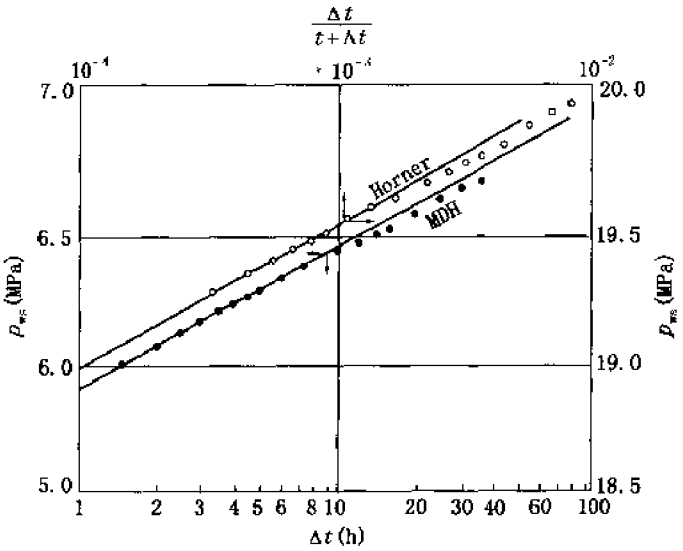


图9－30　例9－5的压力恢复曲线

表9－6

Δt (h)	p_{ws} (MPa)	Δt (h)	p_{ws} (MPa)
0.0	13.281	6.0	19.616
0.5	18.863	7.5	19.651
1.0	19.074	10.0	19.714
1.5	19.285	12.0	19.749
2.0	19.348	14.0	19.777
2.5	19.405	16.0	19.805
3.0	19.447	20.0	19.848
3.5	19.482	25.0	19.918
4.0	19.524	30.0	19.967
4.5	19.538	36.0	19.995
5.0	19.566		

$$K=\frac{2.12076\times63.6\times1.22\times1.0}{0.5491\times6.1}=49.1\text{mD}$$

开发初期求出的值为46.1mD，大体一致。

$$S=1.15129\times\left(\frac{19.18'-13.28}{0.5491}-\lg\frac{49.1}{0.2\times1.0\times2.845\times10^{-3}\times10^{2}}+2.092\right)=7.37$$

折算生产时间：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$t=\frac{11829.6}{63.6}\times 24=4464\ \text{h}$$

$$t_{DA}=\frac{36\times 10^{-4}\times 49.1\times 4464}{0.2\times 1.0\times 2.845\times 10^{-3}\times 32\times 10^{4}}=4.34$$

查图 9－26 得：

$$p_{D(MBH)}=\frac{4\pi Kh}{q\mu}(p^{*}-\overline{p})=2.25$$

$$\overline{p}=p^{*}-\frac{2.25\times 0.5491}{2.3026}=20.65\ \text{MPa}$$

按戴兹法求平均地层压力，有：

$$\frac{\Delta t_s}{t+\Delta t_s}=\frac{1}{C_A t_{DA}}=\frac{1}{2.08\times 4.34}=0.1108$$

查图 9－30，发现已经出了图上横坐标的范围。我们先求得 $\Delta t_s/t+\Delta t_s=0.001108$ 处的压力为 19.57MPa，然后外推两个对数周期，即加上 2×0.5491 就是我们所要求的平均地层压力 $\overline{p}$：

$$\overline{p}=19.57+2\times 0.5491=20.67\ \text{MPa}$$

按（9－60）式求 $\overline{p}$，有

$$\Delta t_s=\frac{t}{C_A t_{DA}}=\frac{4464}{2.08\times 4.34}=494.5\ \text{h}$$

从图 9－30 查得 $\Delta t_s=49.45$h 处的压力差为 6.84MPa，然后加上 0.5526×1 就得出 Δt_s 处的压差，所以有：

$$\overline{p}=68.4+0.5526\times 1+13.28=20.67\ \text{MPa}$$

三种方法求出的结果几乎完全一样。

数值模拟的一个两格的面积为 $8.09\times 10^{4}\text{m}^2$。根据戴兹法对应一个两格内的平均压力 $\overline{p}_g$ 的无量纲时间为 $t'_{DA}=4t_{DA}=4\times 4.34=17.36$。此时不能认为边界是不渗透的了，只能将边界看做等压线，即 $C_A=19.1$ 于是

$$\frac{\Delta t_s}{t+\Delta t_s}=0.0030$$

查图 9－30 得：

$$\overline{p}_g=19.81\ \text{MPa}$$

求拟合观测直线段的理论方程式[4]：

将（9－64）式用油藏工程常用单位表示。就是压力恢复曲线的理论方程式：

$$0.543\times\frac{Kh}{qB\mu}(p_i-p_{ws})=\frac{1}{2}\ln\frac{t+\Delta t}{\Delta t}+p_D(t_D)-\frac{1}{2}\ln\frac{4t_D}{\gamma}\qquad(9-70)$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$t_D = t_{DA} \times \frac{A}{r_w^2} = 4.34 \times 32 \times 10^6 = 138.88 \times 10^6$$

所以有

$$0.543 \frac{Kh}{qB\mu} (p_i - p_{ws}) = \frac{1}{2} \ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t} + p_D (t_D) - 9.7791 \qquad (9-71)$$

已知 $\Delta t / t + \Delta t = 1$ 时 $p_{ws} = p^* = 21.19$ MPa，将它代入（9－71）得：

$$p_D (t_D) = 36.1002$$

于是得到压力恢复曲线的方程式为：

$$2.0956 \times (33.75 - p_{ws}) = \frac{1}{2} \ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t} + 26.331 \qquad (9-72)$$

我们可以通过适当的公式求 $p_D (t_D)$，将求得的 $p_D (t_D)$ 代入（9－71），如果油藏形状和井的相对位置假设的正确，则应得出与（9－72）一致的方程式。由于本例题关井前已进入拟稳定期，将（9－37）

$$p_D (t_D) = \frac{1}{2} \ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + 2\pi t_{DA}$$

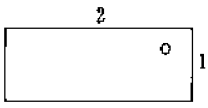
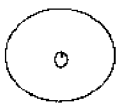
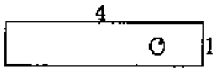
代入到（9－71）式中，得：

$$2.0956 \times (33.75 - p_{ws}) = \frac{1}{2} \ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t} + 2\pi t_{DA} - \frac{1}{2} \ln C_A t_{DA} = \frac{1}{2} \ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t} + a \qquad (9-73)$$

$$a = 2\pi t_{DA} - \frac{1}{2} \ln C_A t_{DA}$$

表 9－7 中给出了不同油藏几何条件下的 a 值。从表 9－7 知 A 类型几何条件与实际最为符合。

表 9－7

类　型	几何条件	C_A	a
A		2.08	26.17
B		31.62	24.81
C		0.232	27.27

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

下面我们根据油藏具体条件算出一条压力恢复曲线，不仅包含半对数直线段，而且包含不在半对数直线段上的点。用油藏工程常用单位表示压力恢复曲线一般方程式（9－48），按本题条件写为：

$$2.0956(p_i - p_{ws}) - p_D(t_D + \Delta t_D) - p_D(\Delta t_D) \tag{9-74}$$

由于关井前就已进入拟稳定期，式中的 $p_D(t_D + \Delta t_D)$ 应用拟稳定期的公式（9－37）计算，即：

$$p_D(t_D + \Delta t_D) = \frac{1}{2}\ln\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + 2\pi(t_{DA} + \Delta t_{DA})$$

但是 $p_D(\Delta t_D)$ 要用（9－68）来计算，因为我们要计算的压力恢复时间较长，肯定会超出传播期。将 $p_D(t_D+\Delta t_D)$ 和 $p_D(t_D)$ 的值代入（9－74）式：

$$2.0956(p_i - p_{ws}) = 2\pi t_{DA} - \frac{1}{2}\ln C_A \Delta t_{DA} + \frac{1}{2}p_{DMBH}(\Delta t_{DA}) \tag{9-75}$$

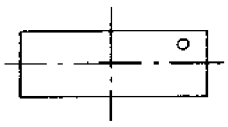
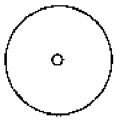
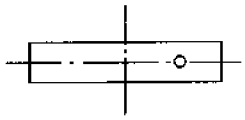
从（9－75）式减去（9－73）得出半对数直线段上的井底压力与我们所求压力的差值 Δp_{ws}

$$4.1912\Delta p_{ws} = \ln t_{DA} - \ln\Delta t_{DA} - \ln\frac{t+\Delta t}{\Delta t} + p_{DMBH}(\Delta t_{DA})$$

$$= p_{DMBH}(\Delta t_{DA}) - \ln\frac{t+\Delta t}{t} \tag{9-76}$$

求出 Δp_{ws} 后，从理论半对数直线的相应时间往下量取 Δp_{ws} 值就得到估计到外边界影响的压力恢复值，将这些点连成一条线就得到一条完整的理论计算的压力恢复曲线。将它与实测压力恢复曲线做比较就可以得到关于油藏几何条件的信息，计算结果见表 9－8，曲线见图 9－31。

表 9－8

$t=4464$ h								
Δt (h)	Δt_{DA}	$\ln\frac{t+\Delta t}{t}$	p_{DMBH}	Δp_{ws} (MPa)	p_{DMBH}	Δp_{ws} (MPa)	p_{DMBH}	Δp_{ws} (MPa)
5	0.0049	0.0011	0.063	0.0124	0.063	0.0124	0.063	0.0124
10	0.0097	0.0022	0.113	0.0217	0.113	0.0217	0.113	0.0217
20	0.0194	0.0045	0.190	0.0442	0.250	0.0586	0.270	0.0633
50	0.0486	0.0111	0.206	0.0465	0.600	0.1405	0.380	0.0880
100	0.0972	0.0222	0.130	0.0257	1.170	0.2737	0.300	0.0663
250	0.2430	0.0545	0.100	0.0109	2.050	0.4759	−0.100	−0.0369
500	0.4860	0.1062	0.230	0.0295	2.770	0.6353	−0.650	−0.1804
1000	0.9720	0.2021	0.760	0.1331	3.480	0.7818	−1.020	−0.2915
2500	2.4300	0.4447	1.670	0.2992	4.400	0.9433	−0.520	−0.2301
5000	4.8600	0.7514	2.350	0.3813	5.100	1.0370	0.150	−0.1434

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

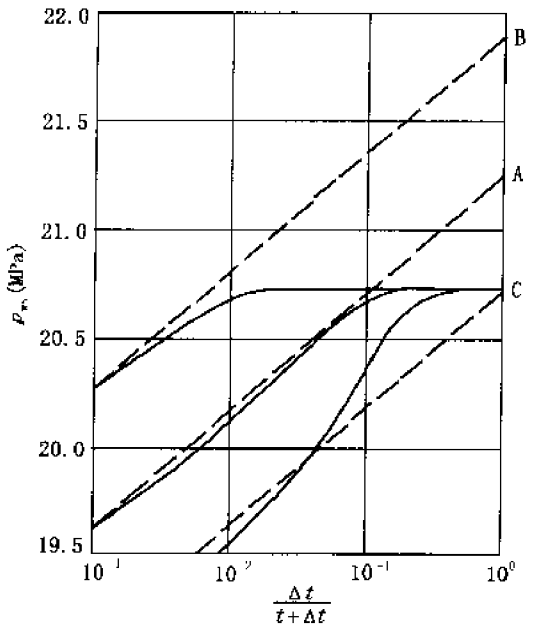


图 9－31　例 9－5 的理论与实际的压力恢复曲线

A—井位于边长 2:1 矩形第一象限的中心；

B—井位于圆形地层中心；

C—井位 4:1 矩形长轴距中心 1/4 处；

……—理论点。

从图 9－31 看出几何条件 A，即井位于边长为 2:1 的矩形第一象限的中心最符合实际。三种几何条件求出的 $\bar{p}=20.74$MPa，是由所查 MBH 曲线不够精确造成的。不过照笔者的经验所求曲线的精度受供油面积和渗透率的影响较大，要想使这样求出的平均压力与上述两种方法的结果一致是困难的，不过误差一般小于 5%。至于条件 C 出现拐点是由于井离不渗透边界较近造成的。

例题 9－1 中我们求出的形状因子 $C_A=6.33$。从图 9－13 查出它与井位于边长为 4:1 的矩形中心的 $C_A=5.38$ 比较接近，而与边长 2:1 的矩形，井位于距中心半个短边长的 $C_A=4.86$ 差得较远，为什么我们还说原来的地质推断可信呢？我们求出不同几何条件下的理论压降曲线后发现，2:1 的矩形油藏中心有一口井的理论压降曲线与实测值相差最小，所以我们说原推断是正确的。

将例题 9－1 的数据代入（9－39）式得：

$$2.5804(24.61-p_{wf})=p_D(t_D)+4.03$$

根据（9－68）有：

$$p_D(t_D)=2\pi t_{DA}+\frac{1}{2}\ln t_{DA}+\ln\frac{4A}{\gamma r_w^2}-\frac{1}{2}p_{DMBH}(t_{DA})+4.03$$

$$\frac{1}{2}\ln\frac{4A}{\gamma r_w^2}-\frac{1}{2}\ln\frac{4\times 1416\times 10^4}{\gamma}=8.6375$$

$$t_{DA}=\frac{36\times 10^{-4}Kt}{\phi\mu C_t A}=0.015t$$

结果得：

$$p_{wf}=24.61-\frac{1}{2.5804}\left[a-\frac{1}{2}p_{DMBH}(0.015t)\right]$$

$$a=0.03\pi t+\frac{1}{2}\ln(0.015t)+12.66$$

a 值与供油区的几何条件无关。从图 9－13 看出 $C_A=6.33\pm2$ 以内的共有三种（图 9－32），为了进一步对经常采用的圆形油藏假设所造成的误差有一个数量概念，也计算了圆形油藏中心一口井的压降曲线，计算结果见表 9－9 和图 9－33。从图 9－33 和表 9－9 看出以情况（b）最符合实际，即原地质判断是正确的。如果假设油藏是圆形的，距离实际情况就比较远了。

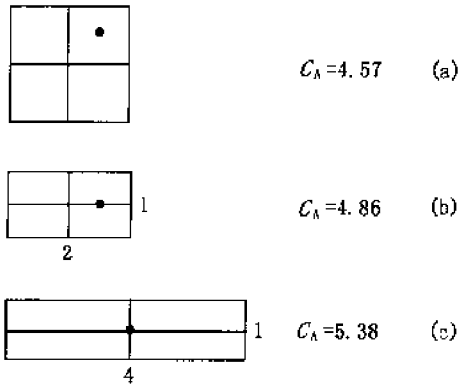


图 9－32　例 9－1 的油藏可能形状

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

表 9－9

t (h)	实测 p_{wf} (MPa)	t_{DA}	α	(a) $p_{D(MBH}$	(a) p_{wf} (MPa)	(b) $p_{D(MBH}$	(b) p_{wf} (MPa)	(c) $p_{D(MBH}$	(c) p_{wf} (MPa)	(d) $p_{D(MBH}$	(d) p_{wf} (MPa)
1	20.51	0.015	10.656	0.22	20.52	0.22	20.52	0.22	20.52	0.19	20.51
2	20.38	0.030	11.097	0.32	20.36	0.40	20.38	0.32	20.36	0.40	20.38
3	20.30	0.045	11.394	0.35	20.25	0.53	20.29	0.38	20.26	0.58	20.30
4	20.24	0.060	11.632	0.34	20.16	0.75	20.24	0.38	20.17	0.76	20.24
5	20.17	0.075	11.838	0.31	20.07	0.71	20.15	0.35	20.08	0.92	20.19
7.5	20.02	0.113	12.276	0.24	19.89	0.80	20.00	0.35	19.91	1.28	20.09
10	19.90	0.150	12.655	0.20	19.74	0.87	19.87	0.40	19.77	1.58	20.00
15	19.64	0.225	13.329	0.32	19.50	0.90	19.61	0.50	19.53	2.00	19.82
20	19.42	0.300	13.994	0.47	19.29	0.90	19.37	0.62	19.32	2.30	19.64
30	19.00	0.450	15.090	0.76	18.90	1.00	18.94	0.90	18.93	2.70	19.27
40	18.63	0.600	16.176	1.03	18.53	1.15	18.55	1.18	18.56	3.00	18.91
50	18.26	0.750	17.230	1.25	18.16	1.32	18.17	1.40	18.19	3.22	18.54

注：(a) (b) (c) 如图 9－32 所示，(d) 为圆形油藏中心有一口井。

以上讨论的是边界封闭的不注水油藏。我国大多数油藏都注水，有的油藏有较活跃的天然供水区。在水驱条件下，含油区的范围不断缩小，注水方式不同，含油边缘的形状和收缩规律相差很远，其压力分布与不注水的封闭油藏就更不一样了。如果考虑油水的流度不同，注采比不一样，这个问题就更复杂了，下面研究这一问题。假设油和水的流度相等，边界上的压力保持不变。

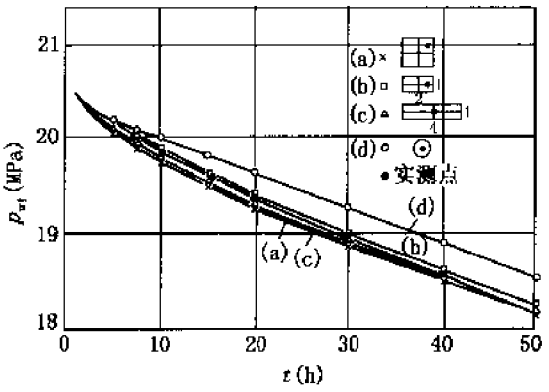


图 9　33　例 9－1 的理论与实际压力恢复差值曲线

根据渗流力学的基本原理可知，每条流线都起自常压供给边线，终于井壁，中流线将油藏划分为各个井的供油区。供油区的形状和大小取决于布井方式和各个井的产量。图 9－14 表示的就是矩形常压边界油藏内 15 口不等产量井中每口井的供油面积（井旁数字表示产量），它比封闭边界油藏的更不规则。下面我们详细地讨论矩形常压边界中心有一口井的情况，这大体相当于流度比近于 1.0 五点法面积注水井网中一口生产井周围的条件。

在水驱油藏中求渗透率与表皮效应的方法与封闭油藏完全一样。由于水驱油藏的供油面积一般更不规则，其传播期比封闭油藏短些。霍纳法与 $\lg\Delta t$ 法都可以用，对于方形常压边界油藏，在关井前的生产时间足够长（$t_{DA}>0.15$）的条件下，$\lg\Delta t$ 法的半对数直线段比霍纳法的长，正好与封闭油藏相反[1]。

对于求平均地层压力，如果关井前生产时间较短，则用霍纳法与 $\lg\Delta t$ 法最好，戴兹法

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

也可以用，其应用范围是 $t_{DA}>0.25$，$S>-3$[1]。图 9－34 上给出了两条线，一条代表边界上的 MBH 无量纲压力 p_{DMBHe}；一条代表关井时刻的 MBH 无量纲平均地层压力 $\bar{p}_{D(MBH)}$。根据（9－56）式有：

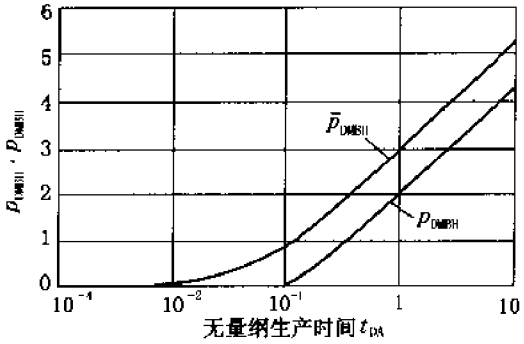


图 9－34　正方形常压边界中心一口井的无量纲 MBH 压力。上面一条是以关井时的平均压力为基准，下一条以边界压力为基准

$$p_e = p^* - \frac{mp_{DMBHe}(t_{DA})}{2.303}$$

$$\bar{p} = p^* - \frac{mp_{DMBH}(t_{DA})}{2.303}$$

图 9－34 只适用于方形常压边界油藏中心有一口井这一种条件。

用戴兹法时，方形常压边界中心有一口井的油藏的形状因子 $C_A=19.5$，因此对应平均地层压力的时间比和时间按（9－60）和（9－62）式分别为：

$$\frac{\Delta t_s}{t+\Delta t_s} = \frac{1}{19.17t_{DA}}$$

$$\Delta t_s = 14.48672 \times \frac{\phi\mu C_t A}{K}$$

第 9 节　注水井试井

我国各油田的注水井数大致占采油井数的三分之一，注水井的试井工艺比采油井简单，对产量任务影响较小，发展注水井的试井有很大的现实意义。

如果假设注入水的流度与地层流体的一样，则注水井的试井与采油井没有原则上的差异。在注入量不变的条件下连续测量井底压力上升叫作注入试井（Injectivity testing），它相当于生产井的压降试井。以不变的注入量注入一段时间之后停注，井测量井底压力下降这叫做停注试井（fall off testing）。停注试井相当于生产井的压力恢复试井。油水流度比近于 1.0 的假设适用范围较宽。油水流度比明显不等于一，但在注水初期，水淹区的体积很小，可以当做表皮效应来处理。生产井见水后，可以近似地认为注入水的与原来地层流体的流度比为 1.0，如果此假设不成立，则试井结果的分析要麻烦得多[1]。

只要将产量符号改为负号则所有压降试井的求渗透率和表皮效应的公式都可用于注入试井；所有压力恢复试井的求渗透率和表皮效应的公式都适用于停注试井。

求平均地层压力的方法也与生产井试井相似。新井或投注时间不长的井 $p^* \cong p_i$，p^* 是 $\Delta t/t+\Delta t=1$ 处的压力。一般情况下应有：

$$\bar{p} = p^* - \frac{mp_{DMBH}(t_{DA})}{2.30259}$$

只是 $p_{DMBH}(t_{DA})$ 随布井方式的不同而变化。图 9－35 是流度等于 1.0 的五点井网的 $p_{DMBH}(t_{DA})$ 图，它不适用于其它井网。除了流度比等于一这一基本假设外，还假设地层均质等厚，液体及地层的压缩性很小且压缩系数为常数等。注水井与生产井之间的压力近似等于平均地层压力，对于五点井网注水井与生产井连线中点上的压力为：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$p = p_{wf}(\Delta t = 0) + m\left[\lg\frac{A}{r_w^2} + 0.868S - 0.839\right] \qquad (9-77)$$

式中 A——五点井网的面积，m^2；

r_w^2——井的半径，m；

m——停注曲线的斜率，MPa/cycle；

p_{wf}——停注时刻的井底压力，MPa。

其余符号及单位同前。

如果注水井与生产井的表皮效应不等，则将两个表皮效应的算术平均值代入（9－77）；如果注水井与生产井的半径不等，则以二个井半径的乘积代替 r_w^2 代入（9－77）。

如果注水井与生产井的产量、表皮效应、有效厚度及生产条件都不一样，则表皮区以外的注水井压力与表皮区以外的生产井压力的算术平均值近似等于平均地层压力，即：

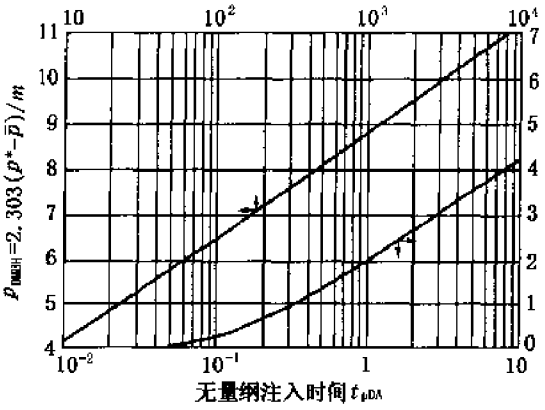


图 9－35 流度比为一的五点井网中注水井的 MBH 无量纲压力

$$\bar{p} \cong \frac{1}{2}\left[(p_{wf} - \Delta p_s)_{inj} + \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(p_{wf} + \Delta p_s)_{prod,i}\right] \qquad (9-78)$$

式中 Δp_s——表皮区的压力降，MPa；

n——注水井周围的生产井数；

inj 表示注水井，prod 表示生产井，其余符号同前。

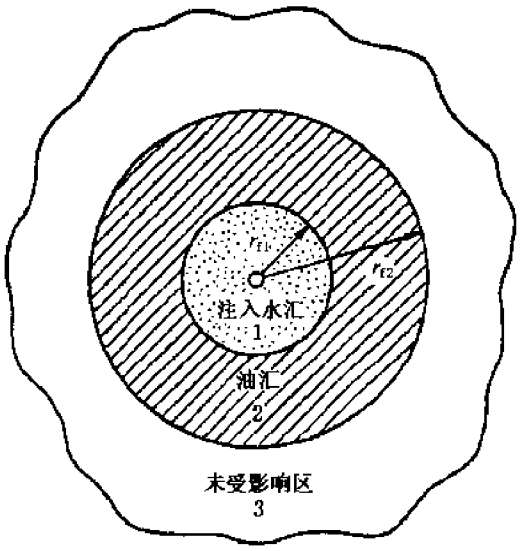


图 9－36 注水井周围的流体分布

注入水的流度一般与地层内流体的流度不一样，随着时间的推移，在注水井周围形成一个水汇区（1 区），水汇外面是含油区（2 区）（图 9－36）。二者的流度比 $M = \lambda_1/\lambda_2 = (K/\mu)_1/(K/\mu)_2$；孔隙度与总压缩系数乘积之比为 $(\phi C_t)_1/(\phi C_t)_2$。

有人用数值模拟方法研究了 $M = 0.5 - 10$，$(\phi C_t)_1/(\phi C_t)_2 = 0.1 - 30$，且 $r_{f2}/r_{f1} > 50$（实际 $r_{f2}/r_{f1} > 10$ 就够了）条件下的停注试井曲线，其中 $M = 10$ 的一条见图 9－37。r_{f2}为试井时的影响半径，r_{f1}为水汇区的半径。由图 9－37 看出，曲线分为四段，A 段是续流段，反映了井筒容积的影响，B 段是第一半对数直线段，它提供了水波及区的信息，C 段是过渡区，此时油区影响已经出现，D 段是第二半对数直线段[1]。

根据第一半对数直线段的斜率 m_1，按公式（9－42）可求出第一区（水汇区）的流度和表皮效应。根据 $p_{wf} - \lg\Delta t$ 图上的第一半对数直线段的延长线与第二半对数直线段延长线的交点所对应的时间 Δt_{fx}和从图 9－38 读出的 Δt_{Dx}可求得水汇区的半径：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$r_{f1}=\sqrt{\frac{36\times10^{-4}(K/\mu)_1}{(\phi C_t)_r}}\frac{\Delta t_{Dfx}}{\Delta t_{Dfx}} \tag{9-79}$$

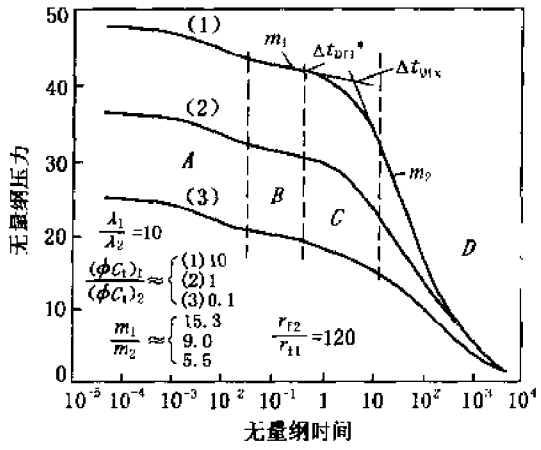


图 9－37　双液系统的模拟停注试井曲线

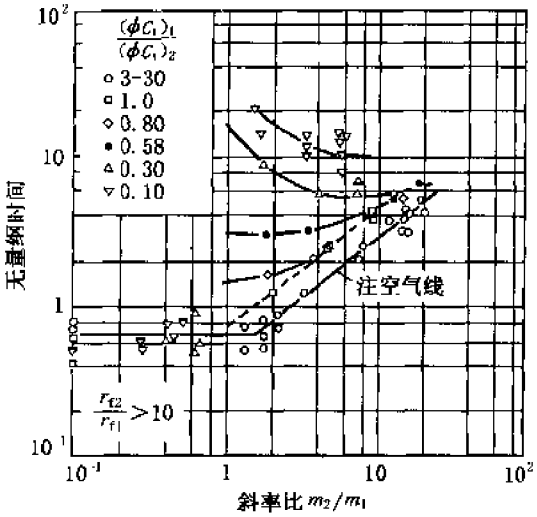


图 9－38　停注曲线上无量纲交点时间 Δt_{Dfx} 与 m_2/m_1 的关系曲线

r_{f1} 以米为单位。Δt_{Dfx} 可根据第二半对数直线段为第一半对数直线段的斜率比 m_2/m_1 从图 9－38 查出，图上的参数为 $(\phi C_t)_1/(\phi C_t)_2$，可根据其他资料估算。

油区的流度显然可从下式求出：

$$\left(\frac{K}{\mu}\right)_2=\frac{(K/\mu)_1}{(\lambda_1/\lambda_2)} \tag{9-80}$$

式中的流度比（λ_1/λ_2）可根据图 9－39 或图 9－40 求出。如果两个半对数直线段都出现，则第一及第二区的流度都可以求出。最普遍的错误是认为第二直线段反映了第二区的流度[1]。

利用定态逐次替换法，只需有累积注水量和详细的注水压力记录，就可以随时对注水井的状况加以分析，将裘皮（Dupuit）公式用油藏工程常用单位表示为

$$p_{wf}-p_e=\frac{1.842q\mu(p_D+S)}{Kh} \tag{9-81}$$

$$p_D=\ln\frac{r_e}{r_w}$$

将上式两边对时间积分，得：

$$\int_0^t p_{wf}dt-p_e t=\frac{1.842\mu(p_D+S)}{Kh}W_i$$

式中 W_i 为 t 时刻的累积注水量。井口压力 p_{tf} 加上从井口到井底的静水柱压力 Δp_{tw} 近似等于注水井井底流压 p_{wf}，做了相应代换后有

$$\int_0^t p_{tf}dt-(p_e-p_{tw})t=\frac{1.842\mu(p_D+S)}{Kh}W_i$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

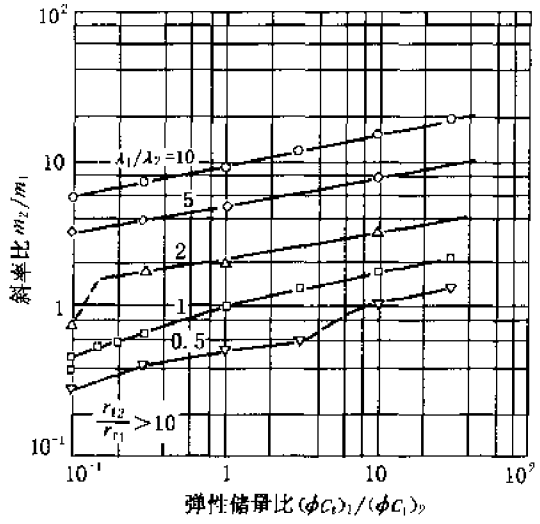


图 9－39　停注试井的流度比和 ϕC_t 对斜率比 m_2/m_1 的影响

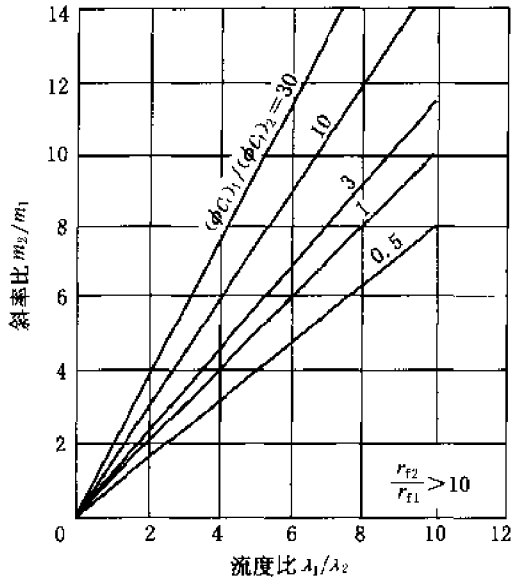


图 9－40　图 9－39 的数据交汇图

一般，井内静水柱压力与地层压力的差在 20% 以内，所以上式左边第一项远大于第二项，如果以 W_i 为横坐标，井口压力对时间的积分为纵坐标应得一直线，其斜率为：

$$m = \frac{1.842\mu(p_D + S)}{Kh}$$

如果我们从传播期试井中得到 K/μ 和 S，就可以从 m 求得 p_D，当然已知 p_D 和 K/μ 也可以求 S。注水井周围 K/μ 的变化经常可以通过 S 的变化反映出来，所以我们用 m 求 S 的时候居多。这个方法的作用不仅在于得出一条直线，主要还在于如果直线斜率发生变化就说明 p_D，K/μ，S 三者之一发生了变化。利用注水站的注水记录经常进行分析，就可以随时掌握注水动态。

第 10 节　油藏非均质对试井结果的影响

在此之前我们一直假定油层是均质各向同性的，事实上油藏经常为断层所分割；不同沉积相带的渗透率差异很大；水淹区与含油区的物性也有显著不同；由于污染和油层改造措施，井底附近渗透率会有明显变化；一口井同时开采的各个油层的物性经常相差较大，以上诸因素说明油藏绝非均质。本节就研究油层非均质对试井结果的影响。

设封闭断层（也可以是砂泥岩间的相变线）附近有一口井（生产井注水井都行），井到断层的距离为 L，一直以常产量 q 生产。我们先假定油藏除为断层所限制外，在其余各方向上是无界的，称这样的油藏为半无界的。根源汇反映原理[2]，在稳定条件下，生产井底的压力变化由（9－30）式决定，即：

$$p_i - p_{wf} = \frac{\mu q}{2\pi Kh}\left[p_D(t_D) + p_D(2L_D, t_D)\right] \qquad (9-82)$$

由于描述弹性不稳定渗流的微分方程式（9－11）是线性的，所以对于不稳定渗流同样

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

可以应用叠加原理和源汇反映法。根据本章第 2 节的分析，当 t_D 足够大，且 $L^2/\eta t$ 也比较大时，(9－82) 式第二项与第一项比可以忽略不计，考虑到 (9－16) 式得：

$$p_i - p_{wf} = \frac{\mu q}{4\pi Kh}\ln\frac{4t_D}{\gamma}$$

用油藏工程常用单位表示，就又得到了 (9－41) 式：

$$p_i - p_{wf} = \frac{2.12qB\mu}{Kh}\left(\lg t + \lg\frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2} + 0.868S - 2.092\right)$$

在 p_{wf} 与 $\lg t$ 的关系图 (图 9－41) 上得一斜率 m 为：

$$m = \frac{2.12qB\mu}{Kh}$$

的直线。随着时间的延长，第二项的值变得不能忽略，此时第一半对数直线段开始上翘，时间进一步增加使得 $L^2/\eta t \leqslant 0.01$，真井及像井的无量纲压力都可以使用对数近似式 (9－41)，结果得：

$$p_{wf} = 2(p_{1h} - m\lg t) - \left[p_i - m\left(\lg\frac{4L^2}{r_w^2} + 0.868S - 2.092\right)\right] \qquad (9-83)$$

而

$$p_{1h} = p_i - m\left(\lg\frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2} + 0.868S - 2.092\right)$$

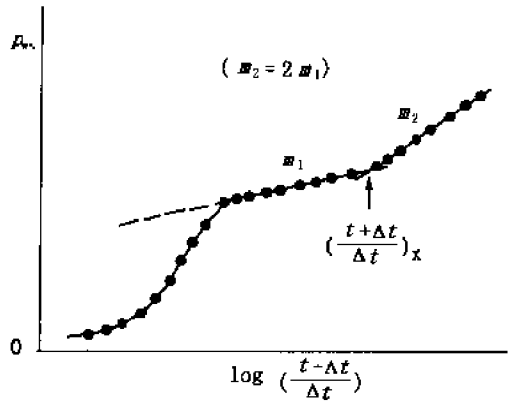


图 9－41　断层旁一口井的压力恢复曲线

从 (9－83) 式看出，时间足够长后，由于像井的作用，压降曲线的斜率增加一倍 (图 9－41)。不言而喻，从这两条半对数直线的交点所对应的时间 t_x，可以求出井到断层的距离 L，只需令 (9－41) 与 (9－43) 式相等就可以解出：

$$L = 0.045\sqrt{\frac{Kt_x}{\phi\mu C_t}} \qquad (9-84)$$

式中 L 的单位为 m。

进行生产井的压力恢复试井和注水井的停注试井时，同样会出现两个半对数直线段，第二段的斜率是第一段的二倍。生产井压力恢复试井求断层距离的方法是先从霍纳图上找出二个半对数直线段交点所对应的时间比。假设真井可以用近似公式 (9－15)，而像井不行，则这一时间比应满足：

$$-\mathrm{Ei}\left(-\frac{4L^2}{4\eta t}\right) = \lg\left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t}\right)_x$$

然后从 Ei 函数表或曲线上反查出 $4L^2/4\eta t$ 的值 $\left[1/t_D\left(\frac{r_w}{2L}\right)^2\right]_x$ 从而求出

$$L = 3.x\sqrt{\frac{Kt}{\phi\mu C_t t_D\left(\frac{r_w}{2L}\right)^2}} \qquad (9-85)$$

式中 r_w 以 m 为单位。如果 $t >> \Delta t$，则可用 (9－84) 求 L，只需以 Δt 代替 t 就行了。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

利用第二个半对数直线段和第 7 节的方法可以求出平均地层压力。

当井位于两条平行断层之间时，设想会出现三段半对数直线，第二段的斜率是第一段的二倍，第三段的斜率又是第二段的二倍，数值模拟结果证明根本不会出现这样的结果[1]，只有在井距离一个断层较近时，才会出现两段半对数直线，从中求出距离一条断层的距离，否则连这一点都办不到。图 9－42、图 9－43 所示的正方形油藏和矩形油藏（边界封闭）中的井的压力恢复曲线证明，没有一条线是由斜率成倍增加的三段半对数直线组成。位于方形油藏中不同位置处的一口井的三条压力恢复曲线甚至连斜率为第一段二倍的半对数直线段都没有出现。从以后的叙述中可以知道不同的油藏和井筒条件往往会获得相同的试井结果，这种试井结果的多解性给解释油藏的非均质性造成了很大困难，有时甚至用数值模拟都不易分辨。要想获得准确可靠的结果必须综合分析地质资料、地球物理测井结果和生产动态才行，单靠试井资料做出判断是危险的。

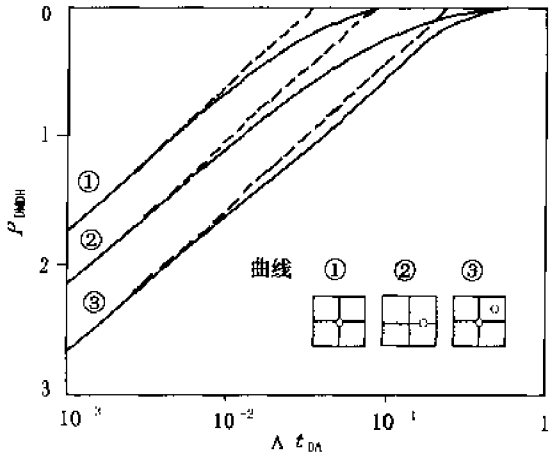


图 9－42　正方形油藏的压力恢复曲线

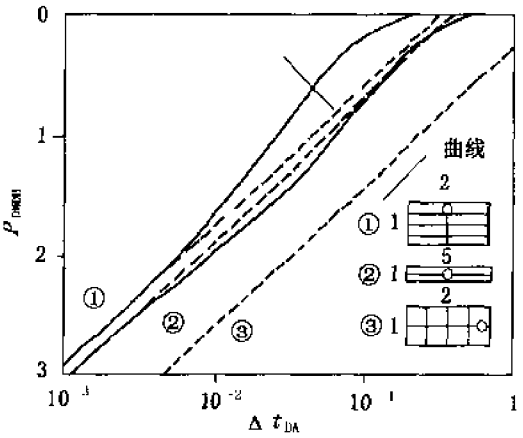


图 9－43　矩形油藏的压力恢复曲线

对于大部分人为因素造成的环状非均质，如井附近的油层污染、酸化等，其压降（压力恢复）曲线呈两段型。第一段半对数直线的斜率反映了内区的 K/μ 和 S。两段半对数直线的斜率比 m_2/m_1 一般不等于相应的流度比，只有当油藏半径超过内区半径十倍以上，且两个区的 ϕC_t 一样时，二段半对数直线的斜率比才等于相应的流度比。但是在这种条件下求平均地层压力是困难的，甚至是办不到的。

一口井合采厚度和物性均不相同的几个层，如果各层之间是互相连通的，则这种井的压力恢复曲线与均质层的一样，从压力恢复曲线求出的 $(Kh)_t$ 等于各个层的 $(Kh)_i$ 的和；$(\phi C_t h)_t$ 也等于各单层 $(\phi C_t h)_i$ 的和：

$$(Kh)_t = \sum_{i=1}^{n} (Kh)_i$$

$$(\phi C_t h)_t = \sum_{i=1}^{n} (\phi C_t h)_i$$

式中 n 为合采互相连通的层数[1]。如果用井下流量计测出各个层的产量比例 q_i/q_t，q_t 为 n 层总产量，则可由下式求出各层的渗透率：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$K_i = \frac{q_i}{q_t}\frac{(Kh)_t}{h_i}$$

最困难的是合采的各层间有明显的隔层，层与层之间不互相连通。假设各个层的表皮效应相同，或没有表皮效应，其压降曲线与均质层的没有什么差异，只是此时求出的 $(Kh)_t$ 是各个单层的 $(Kh)_i$ 之和，从压降曲线上看不出分层性等。由于层与层之间在井筒内互相干扰，合采的互不连通层的拟稳定期的到来要比相应单采一个层晚得多。圆形或方形油藏中心一口井合采两层时，拟稳定期到来的时间 $(t_{DA})_{pss}$ 大致为[1]：

$$(t_{DA})_{pss} \cong 23.5(K_1/K_2) \qquad (K_1 > K_2)$$

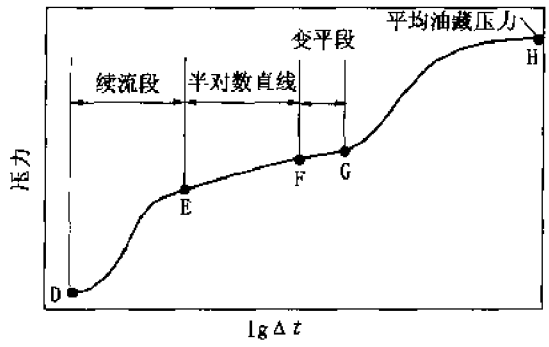


图 9－44　封闭油藏内一口多层合采井的理想压力恢复曲线

压力恢复曲线则复杂得多。有的文献上讲封闭边界油藏中间有一口井的压力恢复曲线的典型形状是：续流段 DE，半对数直线段 EF，变平段 FG，逐渐恢复到平均地层压力段 GH（图 9－44）。实际情况并非都是这样。图 9－45 所示为正方形油藏中心一口井合采 $(Kh)_1/(Kh)_2=3$，$\phi_1/\phi_2=1$ 的两层，厚度比不同条件下的压力恢复曲线。图上最上边一条曲线就和均质层几乎一样，没有第二个上翘段。图 9－46 所示的边长为 4:1 的矩形油藏中间一口井的压力恢复曲线，也没有变平段。显然压力恢复曲线的形状与油藏形状及井的位置有关。我们可以用已经讲过的方法，根据第一半对数直线段来求各个层的 Kh 和，目前无法再得到其它信息[1]。

值得注意的是图 9－44 所示的典型曲线与环状非均质压力恢复曲线的形状非常相似，这就是分析压力恢复曲线以确定油藏性质的困难所在；不同条件造成相同的结果。如果考虑到续流则曲线相似的就更多了。

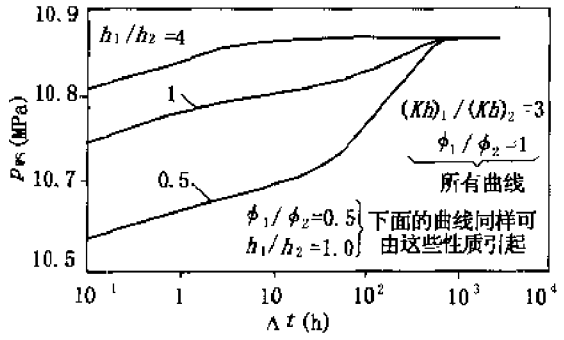


图 9－45　正方形油藏中心一口井合采 $(Kh)_1/(Kh)_2=3$，$\phi_1/\phi_2=1$ 两层的压力恢复曲线

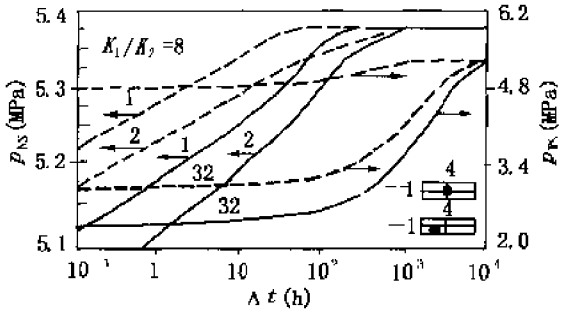


图 9－46　位于 4:1 矩形油藏内不同位置处一口合采 $\phi_1/\phi_2=1$，$h_1/h_2=1$ 的两层井的压力恢复曲线

目前已发表的文献差不多仅涉及形状对称的油藏中心一口井的情况，事实上油藏上同时生产的井很多，一口井关井测压，另外的井仍在继续生产，此时的压力恢复曲线如图 9－47

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

所示只有第一半对数直线段可用来求 $(Kh)_t$，变平段和翘起段不复出现[1]。

水力压裂已成为广泛使用的增产手段，因此压裂后井的压力恢复曲线分析就有很大的实用意义。试井也是求得裂缝参数的一种重要手段。裂缝的主要参数是缝宽 b，缝高 h，缝长 $2x_f$ 和裂缝中的渗透率 K_f（图 9－48）。理想情况下，这四个参数都可以通过不稳定试井求出来，至少可以求出其中的两个。理论分析和国内外的实践都证明大约深于 1000m 的井，压出的大都是垂直于层面的缝（垂直裂缝），所以我们主要探讨垂直裂缝井的压力恢复曲线[6]。

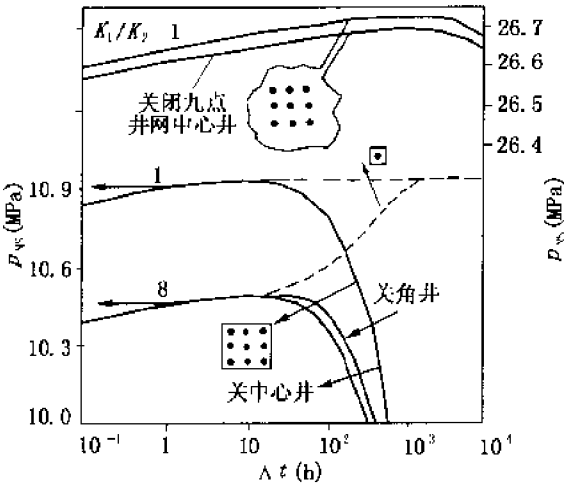


图 9－47　不同井网的一口井开采两层的压力恢复曲线的比较，两层的 $\phi_1/\phi_2=1$，$h_1/h_2=1$

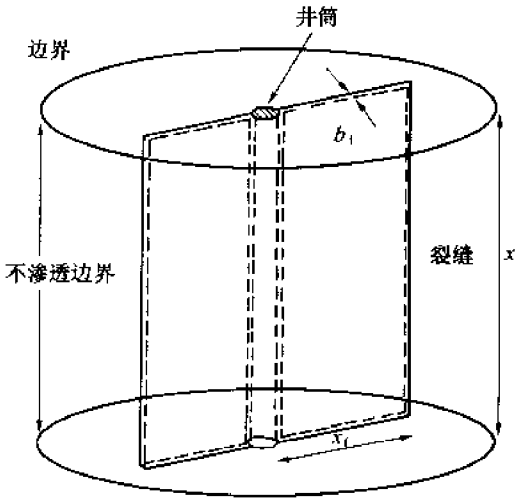


图 9－48　圆形油藏中垂直裂缝参数图

一般压力恢复过程可以分为四段。第一段是双线流段，地层中的流体按不稳定线性流的规律流入裂逢，在裂缝中又依线性规律流入井底。这种流动只在裂缝的无量纲导流能力 $(K_fb)_D$ 小于 300 的条件下才明显，无量纲导流能力是：

$$(K_fb)_D=\frac{K_fb}{Kx_f} \tag{9-86}$$

式中 K 为地层渗透率，以后以下标 f 表示裂缝性质，x_f 为裂缝一边的长度，以后称为半长，b 为缝宽。双线性流无量纲井底压力 p_{WD}为：

$$p_{WD}=\frac{2.45}{\sqrt{(K_fb)_D}}t_{Dx_f}^{1/4} \tag{9-87}$$

$$t_{Dx_f}=36\times10^{-4}\frac{Kt}{\phi\mu C_tx_f^2}$$

将（9－81）式代入（9－87）式得：

$$p_i-p_{wf}=\frac{1.10547qB\mu t^{1/4}}{h(K_fb)^{1/2}(\phi\mu C_tK)^{1/4}} \tag{9-88}$$

上式表明在双线流条件下，Δp（或 p_{wf}）与 $t^{1/4}$成线性关系；以 p_{wf}为纵坐标，$t^{1/4}$为横坐标得一过原点的斜率 m_{bf}为：

$$m_{bf}=\frac{1.10547qB\mu}{h(K_fb)^{1/2}(\phi\mu C_tK)^{1/4}} \tag{9-89}$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

的直线。根据压裂前求出的地层渗透率 K，可得：

$$(K_f b)^{1/2} = \frac{1.10547qB\mu}{m_{lf}h_f(\phi\mu C_t K)^{1/4}} \tag{9-90}$$

有时该直线不过原点，这是由于井壁附近裂缝堵塞所致。如果产量很高，在裂缝内产生非线性流动，应以 $(K_f b)_{Deff}$ 代替 $(K_f b)_D$。

显然，如果把双线性流阶段的数据点到双对数坐标（$\lg p_{wf}$ 为 $\lg t$）上应得到一条斜率为 1/4 的直线，双线性流阶段经常为续流段掩盖。

如果 $(K_f b)_D < 300$，双线性流段以后就是地层向裂缝的线性流阶段；如果 $(K_f b)_D > 300$，就看不到双线性流阶段，一开始就是线性流阶段。线性流阶段的无量纲压力为：

$$p_D = \sqrt{\pi t_{Dxf}} \tag{9-91}$$

将（9-87）式和（9-86）式代入（9-91）式得：

$$p_i - p_{wf} = \frac{0.1959qB\mu^{1/2}t^{1/2}}{h_f x_f (K\phi C_t)^{1/2}}$$

因 p_{wf} 与 $\sqrt{t}$ 成线性关系，其斜率为：

$$m_{lf} = \frac{0.1959qB}{h_f x_f}\sqrt{\frac{\mu}{K\phi C_t}} \tag{9-92}$$

通过斜率可求出裂缝面积，一般认为垂直裂缝的高度等于地层厚度，所以有：

$$h_f x_f = \frac{0.1959qB}{m_{lf}}\sqrt{\frac{\mu}{K\phi C_t}} \tag{9-93}$$

地层线性流的起始时间 t_{Dblf} 取决于裂缝的导流能力：

$$t_{Dblf} \cong \frac{100}{(K_f b)_D^2} \tag{9-94}$$

而终了时间 t_{Delf} 为

$$t_{Delf} \cong 0.016 \tag{9-95}$$

由（9-94）式和（9-95）式解出 $(K_f b)_D$：

$$(K_f b)_D = 79.06\sqrt{\frac{t_{elf}}{t_{blf}}}$$ ❶

因无量纲时间比与实际时间比一样，所以上式中可直接应用实际时间比。

如果裂缝长度小于供油半径的三分之一，最后会出现径向流阶段。这段的特点是 p_{wf} 与 $\lg t$ 成直线关系，利用这一段求 K、S 的方法与我们前面讲过的一样。

有时在 Δp 与 $\sqrt{t}$ 的关系图上出现不止一段的直线，当然只有一条是正确的（图 9-49），经验证明半对数起点处的压差 Δp_{bsl} 与线性流终点的压差 Δp_{el} 之间有下列近似关系

$$\Delta p_{bsl} \geqslant 2\Delta p_{el}$$

符合这个关系的那一条线才是正确的线性流段。

虽然霍纳和 $\lg\Delta t$ 法都可以用来处理拟径向流阶段的压力恢复数据，如果裂缝长度不一样，关井前的生产时间不同，则所得到的半对数直线的斜率是不一样的[1]（图 9-50，图 9

❶ 不少文献都把这个式子的系数写为 1.26×10^{-2}。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

－51），所以实际量得的半对数直线的斜率必须经过校正才能使用。校正的方法是根据裂缝长度 x_f 与方形油藏的一个边长 x_e 的比值和关井前无量纲生产时间 t_{DA} 查图 9－52 求得校正系数 F_c：

$$F_c = \frac{(Kh)_{\text{理}}}{(Kh)_a}$$

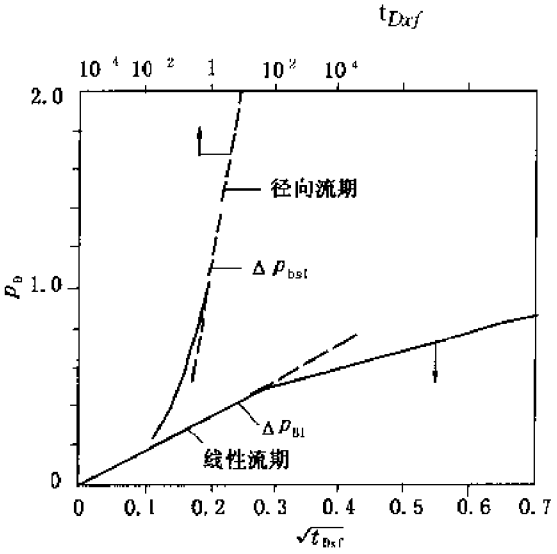


图 9－49　裂缝井的线性和拟径向流时期图

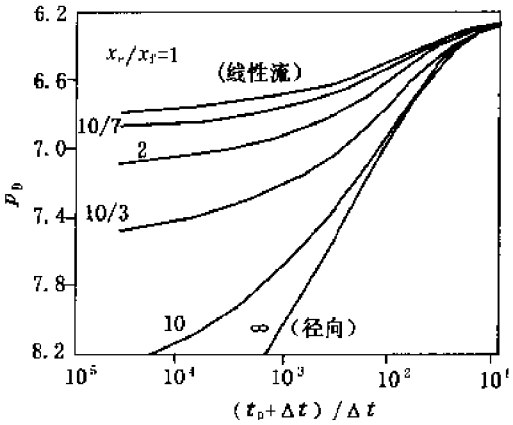


图 9－50　正方形封闭油藏中心一口带垂直裂缝井在 $t_{DA}=1$ 条件下的霍纳图

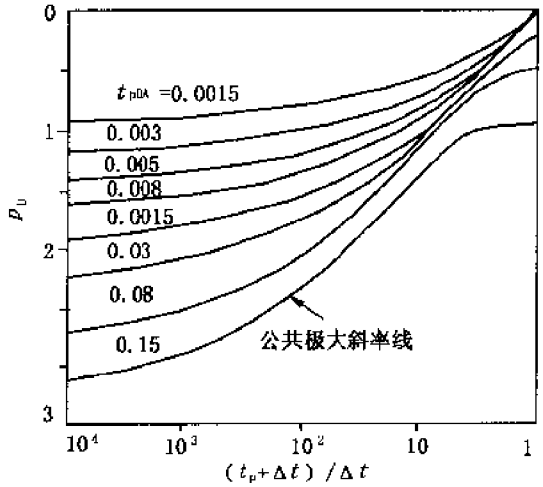


图 9－51　正方形封闭油藏中心一口带垂直裂缝井在 $x_e/x_f=10$ 条件下的霍纳图

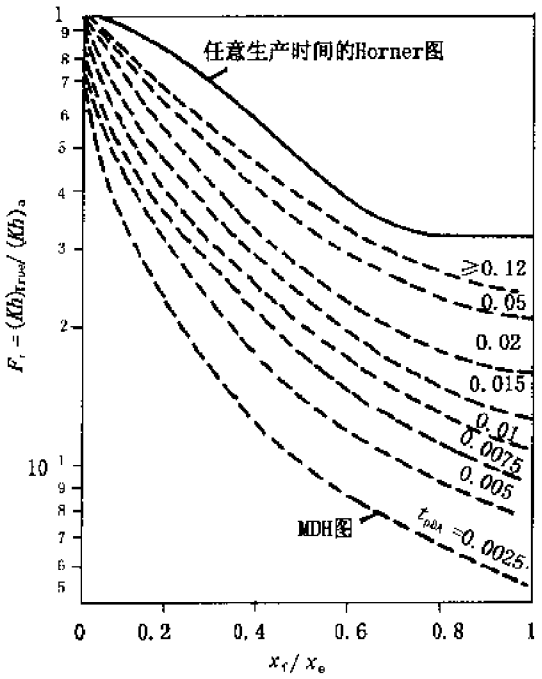


图 9－52　正方形封闭油藏中心一口垂直裂缝井的 Kh 校正系数 F_c 图

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

式中 $(Kh)_{tr}$——地层的真产能系数；

$(Kh)_a$——地层的视产能系数。

如从实测拟径向流半对数直线求得地层视渗透率为 K_a，则地层渗透率 K 为：

$$K = F_c K_a$$

从图 9－52 看出对于外边界封闭油藏，霍纳曲线的校正系数与关井前的生产时间无关，而 Δp 与 $\lg\Delta t$ 型曲线在 $t_{DA}<0.12$ 时与 t_{DA}有关。边界为常压时，尽管霍纳曲线的校正系数 F_c 也与 t_{DA}有关，也比 $\lg\Delta t$ 法好，所以对压裂井最好使用霍纳法。

要求出地层的真正渗透率必须查图 9－52，要查图 9－52 就必须知道 x_f，而要求出 x_f 又必须知道渗透率 K，这就要求使用叠代法[1]。先根据压裂设计或经验给出一个 x_{f1}，据此出视渗透率求出真渗透率 K_1，再将 K_1 代入（9－93）求得 x_{f2}，如二者不一样，再根据 x_{f2} 求 K_2 和 x_{f3}，直到相邻两次求出的 x_f 的差值在允许误差以内为止。

仔细研究后发现，封闭方形油藏中心有一口带一条垂直裂缝的井的折算半径 r_w 与裂缝半长 x_f 之间有下列近似关系[1]：

$$r_w \cong 0.48 x_f \qquad x_e/x_f > 2 \tag{9-96}$$

对于裂缝导流能力为无限大的井有：

$$r_w = 0.5 x_f \tag{9-97}$$

在均匀流入时（即在裂缝内有压力降）的井有[1]：

$$r_w \cong 0.37 x_f^* \tag{9-98}$$

如果在试井中由于种种原因，得不到线性流阶段的资料，可以通过求表皮效应 S 算出折算半径 r_w' 的方法，通过（9－96）式至（9－98）式粗略估算裂缝长度，但这是一种不得已的办法，不宜作为正式方法用。

对于裂缝导流能力 $(K_f b)_D$ 是有限的垂直裂缝井、其折算井半径 r_w ❶ 与半裂缝长 x_f 之比与 $(K_f b)_D$ 的关系见图 9－53。

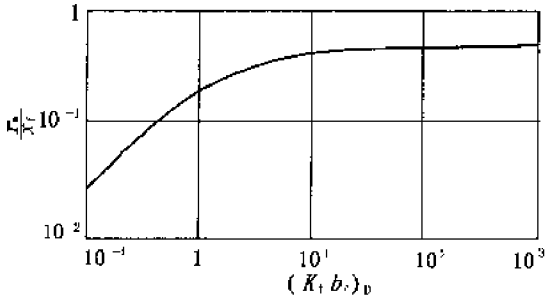


图 9－53 有限导流能力的
垂直裂缝井的 r_w/x_f 与 $(K_f b)_D$ 关系图

假设水平裂缝处于油层中部，其半径为 r_f。在生产初期，地层内也有在流体沿垂向流

❶ 根据作者的计算 $r_w' = 0.45 x_f$。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

入水平裂缝的线性流阶段，影响它的是地层的垂直渗透率 K_Z。因为垂直渗透率 K_Z 总小于水平渗透率 K_r，这时我们不能再假设地层是各向同性的了[1]。线性流阶段的

$$p_D = 2h_D\sqrt{\frac{t_{Drf}}{\pi}} \tag{9-99}$$

$$h_D = \frac{h}{r_f}\sqrt{\frac{K_r}{K_Z}}$$

(9-99) 式是在均匀流量的假设下得出的。线性流阶段 p_{wf} 与 $\sqrt{t}$ 成直线关系，其斜率 m_H 为：

$$m_H = \frac{0.1247qB}{\sqrt{t}}\sqrt{\frac{\mu}{\phi C_t K_Z}} \tag{9-100}$$

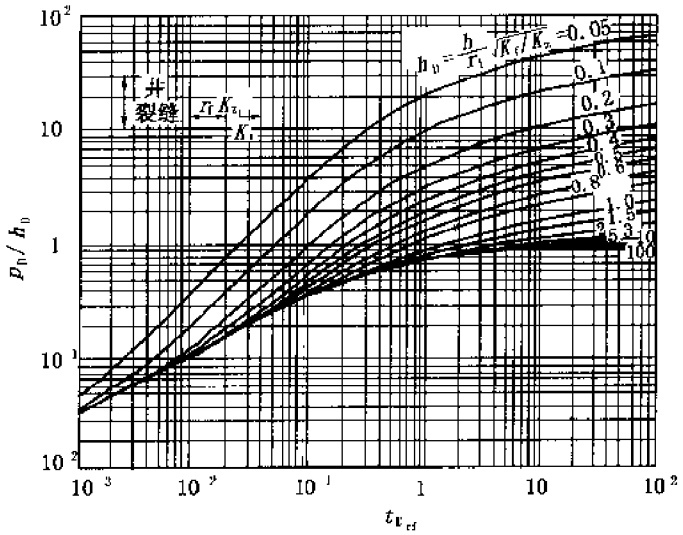


图 9-54　均匀流入水平裂缝的
无量纲压力与无量纲时间的关系

在 Δp 与 t 的双对数图上，由于续流效应，开始时出现一条斜率等于 1.0 的直线（图 9-54）。当 $h_D<1$ 时整个曲线呈 S 形，与垂直裂缝有明显区别。在 p_D 与 $\lg t_D x_f$ 图上，当 $h_D>3$ 时曲线呈 S 形，也和垂直裂缝不一样。所以从压降曲线可以区分裂缝是水平的，还是垂直的。

在传播期如果水平裂缝不太长则有一个带表皮效应的拟径向流阶段，可用来估算 K_r。以上讲的仅是压降试井。在压力与时间的双对数坐标图上可以根据所得直线的斜率等于 1/4，还是 1/2，确定双线性流和线性流的起止时间，而斜率等于 1.0 的线段反映的是续流段。用双对数图不仅可以判断渗流类型，还可以求油藏参数，这就要使用到标准曲线拟合法[1]。以无量纲压力的对数（有时还乘以适当的无量纲量）为纵坐标，以无量纲时间为横坐标做出一系列的标准曲线，目前这些标准曲线有很多，各家都有自己的标准曲线，一般有：

（1）正方形封闭油藏中心的无限导流能力的、无续流的垂直裂缝井（图 9-55）；

（2）正方形封闭油藏中心的均匀渗流、无续流垂直裂缝井（图 9-56）；

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

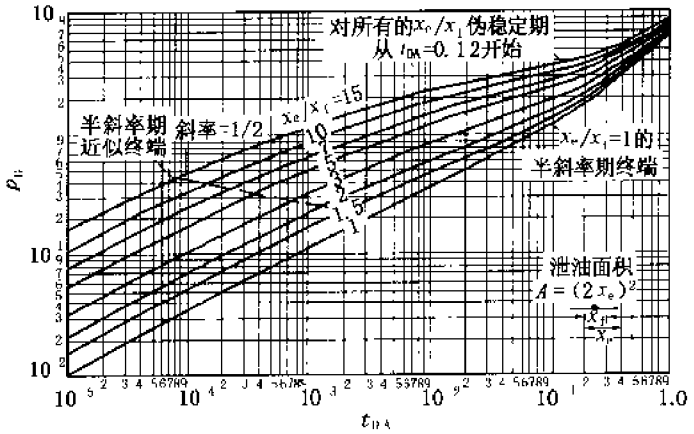


图 9　55　正方形封闭油藏中心的
无限导流能力、无续流的垂直裂缝井

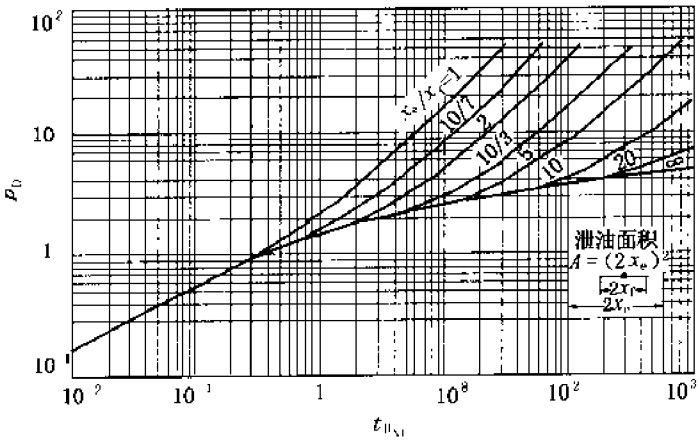


图 9－56　正方形封闭油藏中心的
均匀渗流、无续流垂直裂缝井

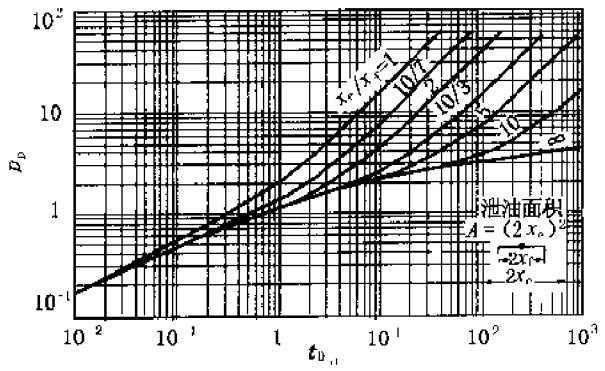


图 9－57　正方形封闭油藏中心
无限导流、无续流垂直裂缝井

（3）正方形封闭油藏中心的无限导流、无续流垂直裂缝井（图 9－57）；

（4）无限水平油藏中，无续流的垂直裂缝井（图 9－58）；

（5）裂缝堵塞和压裂液滤失损害油层的垂直裂缝井（图 9－59）；

（6）有续流无限导流能力的垂直裂缝井（图 9－60）；

（7）有续流的均匀渗入垂直裂缝井（图 9－61）；

（8）有续流的有限导流能力的垂

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

直裂缝井（图 9－62）；

所有的无量纲量都与相应的有量纲量成正比；取对数后相当于有量纲量的对数加上一个常数。所以有量纲量的双对数曲线与相应的无量纲量曲线的关系相当于坐标平移，例如：

$$\lg p_D = \lg\Delta p + \lg\frac{Kh}{1.842qB\mu}$$

$$\lg t_D = \lg\Delta t + \lg\frac{36\times10^{-4}K}{\phi\mu C_t r_w^2}$$

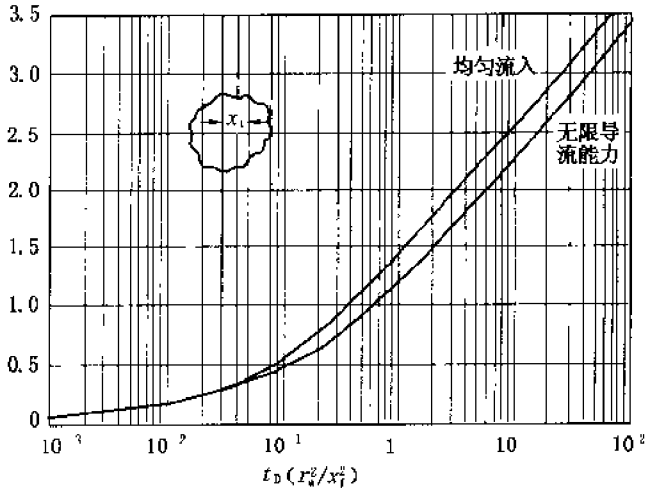


图 9－58　无限水平油藏中、无续流的垂直裂缝井

众所周知坐标平移是不改变曲线形态的。这就是标准曲线拟合法的根据。目前各种各样的试井软件多采用计算机自动拟合法。手工拟合的具体做法是：

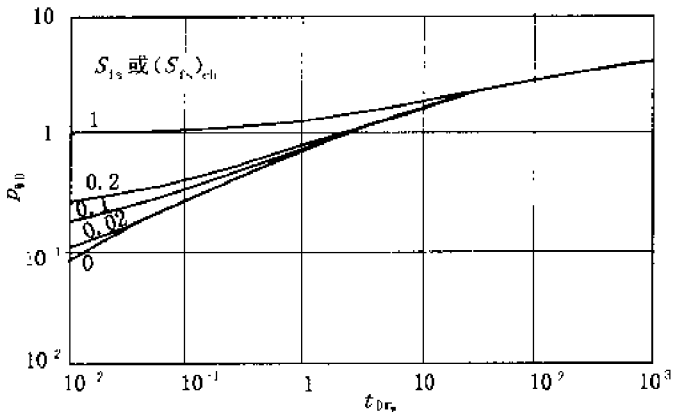


图 9－59　裂缝堵塞和压裂液滤失损害油藏的垂直裂缝井

（1）根据油藏实际情况，选择一种或几种标准曲线。

（2）按标准曲线的对数比例在透明纸上绘制实测的 Δp 与 t 的关系曲线。

（3）将实测的绘在透明纸上的双对数曲线蒙于标准曲线上，蒙时一定要保持两张图的坐标轴平行。

（4）上下左右移动透明纸，直到透明纸上的曲线与某一标准曲线重合，这样两条曲线的相应坐标只差一个常数，两张图上的曲线是坐标平移关系。

（5）选择两张图上任一对应点，不一定非选在相互重合的曲线上，读出两个相应纵坐标 $(\Delta p)_M$，$(p_D)_M$ 和相应的横坐标 $(\Delta t)_M$、$(t_D)_M$，M 表示拟合点。实际量和相应的无量纲量已知，就可从相应公式求出有关参数，例如：

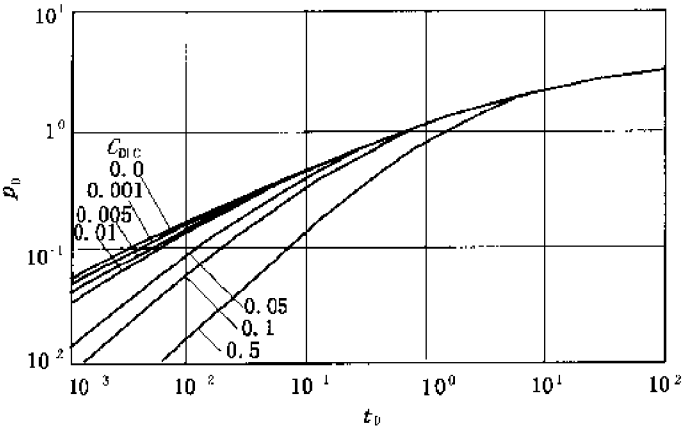


图 9－60　有续流无限导流能力的垂直裂缝井

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

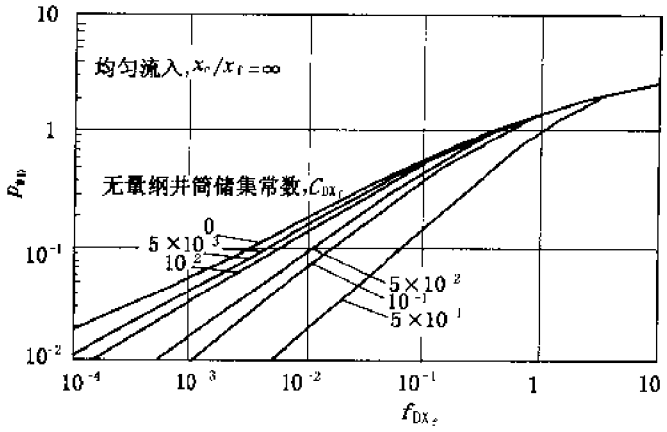


图 9－61　有续流的均匀渗入垂直裂缝井

$$K=\frac{1.842qB\mu}{h}\frac{(p_D)_M}{(\Delta p)_M} \tag{9-101}$$

$$x_f=\sqrt{\frac{36\times10^{-4}K(\Delta t)_M}{\phi\mu C_t(t_{Dxf})_M}} \tag{9-102}$$

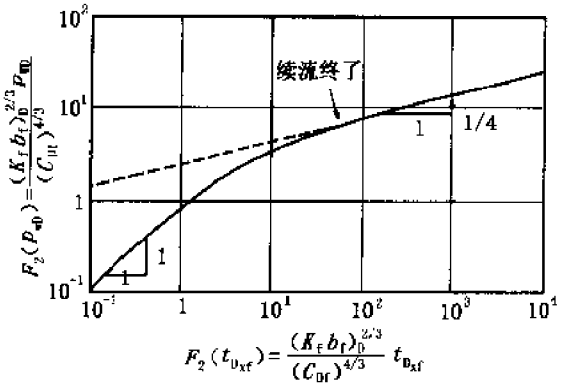


图 9－62　有续流的有限导流能力的垂直裂缝井

拟合法的优点是，各个渗流阶段一目了然，就是关井时间不够长，没有得出典型半对数直线，也可以做分析。缺点是一条实际曲线往往可能与几条标准曲线重合，使得结果不唯一。

例 9－6　在方形封闭油藏中心的一口垂直裂缝井上做了压力恢复试井，结果见表 9－10。油藏及井的有关数据如下：

表 9－10

Δt (min)	$p_{ws}-p_{wf}(0)$ (MPa)	Δt (min)	$p_{ws}-p_{wf}(0)$ (MPa)
0	0		
5	0.218	50	0.703
10	0.302	55	0.703
15	0.380	60	0.703
20	0.446	75	0.802
25	0.446	120	0.956

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

续表

Δt (min)	$p_{ws}-p_{wf}(0)$ (MPa)	Δt (min)	$p_{ws}-p_{wf}(0)$ (MPa)
30	0.506	150	1.118
35	0.548	240	1.273
40	0.584	285	1.448
45	0.626	480	1.533

q_0 = 437.22，m^3/d；ϕ = 0.3；B_0 = 1.76；h = 70.1，m；μ = 0.23，mPa·s；C_t = 4.267×10^{-3}，1/MPa；井深 2896m。

解：将压力恢复数据点在双对数图上看出，自 5min 到 75min 为斜率等于 1/2 的直线，根据井深近 3000m 推断井下可能是垂直裂缝。我们将试井结果点到以 Δp 为纵坐标，$\sqrt{\Delta t}$ 为横坐标的图上（图 9－63）得一斜率

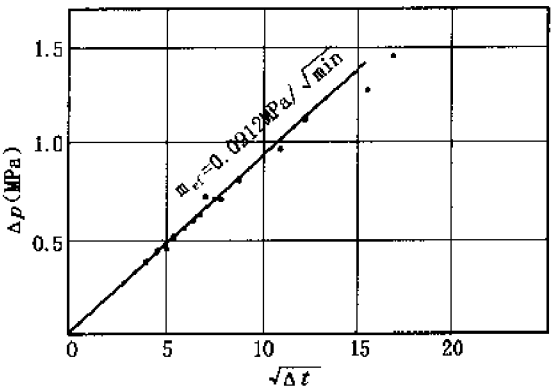


图 9－63

m_{1f} = 0.0912 MPa/$min^{1/2}$ = 0.706 MPa/$h^{1/2}$ 的直线。按照（9－93）有：

$$Kx_f^2 = \left(\frac{0.1959qB}{m_{1f}h}\right)^2\frac{\mu}{\phi C_t}$$

$$= \left(\frac{0.1959\times437.22\times1.76}{0.706\times70.1}\right)^2\times\frac{0.23\times10^3}{0.3\times4.267}=1667\text{mD}\cdot\text{m}^2$$

测压在半对数直线段出现以前就结束了，我们只得使用标准曲线拟合法。用封闭油藏中心有一口均匀流入垂直裂缝井的曲线（图 9－56）为标准曲线、取最佳拟合状态的拟合点（M）的数据（见图 9－60）为：

$(\Delta p)_M$ = 1.0 MPa；

$(p_D)_M$ = 1.1；

$(\Delta t)_M$ = 10min；

$(t_{Dxf})_M$ = 0.033。

按（9－101）得：

$$K=\frac{1.84207\times437.22\times1.76\times0.23\times1.1}{70.1\times10}=5.12\text{mD}$$

由（9－102）得：

$$x_f=\left(\frac{36\times10^{-4}\times5.12\times10}{0.3\times0.23\times0.033\times4.267\times60\times10^{-3}}\right)^{\frac{1}{2}}=17.78\text{m}$$

通过标准曲线拟合求出的

$$Kx_f^2=5.12\times17.78^2=1619\text{mD}\cdot\text{m}^2$$

与通过线性流段斜率求出的值仅差 3%。由于本次试井时间过短，最后一点仍处于传播期。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

从拟合图上看 $x_e/x_f \geqslant 2$ 即 $x_e > 35.56\text{m}$

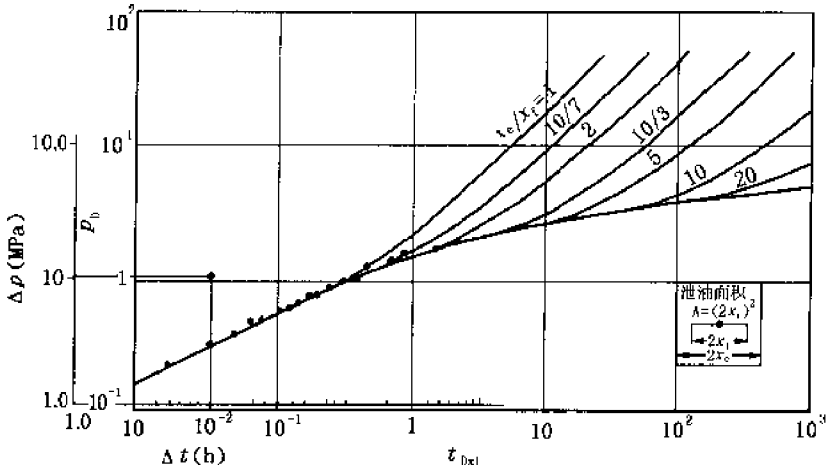


图 9－64　例 9－6 的拟合图

第 11 节　续 流 分 析

一般情况下，我们是地面上关井（或开井），生产闸门关闭（或打开）或停抽后，油层的产油量不是立即降到零（油不是马上从地层停止流出），而是继续产油，并存在井筒内（同样在开井时开始采的是存在井筒内的油），过了一段时间地层产油量才真正降到零（地面与地层的出油量相等），真正的压力恢复（压力降落）过程才开始。从地面关井到真正的压力恢复开始或从开井开始到地层与地面产量相等这一段叫续流或井筒储存阶段。如果没有准确地辨认出这一阶段，往往会造成错误，求出的参数不对，推断出的断层并不存在。所以判断续流段何时结束是件很重要的事，单凭在半对数图上数据点成不成直线来判断是不够的，这样做有时会出错。

我们把井底压力每升高 1MPa 所对应的井筒容积变化叫做井筒储集系数，如井底压力变化为 Δp，相应的井筒容积变化为 ΔV，则井筒储集系数 C[1]为：

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p}$$

若关井后井筒内液面不断上升，井筒单位长度的容积为 V_u（m^3/m）；液面上升高度为 H，则相应井底压力变化为 $0.00981\gamma_g H$（MPa），γ_g 为井内流体相对密度；相应的井筒容积变化为 HV_u，于是：

$$C = \frac{101.97V_u}{\gamma_g}$$

液体或气体充满井筒，续流的作用就是压缩井筒内的流体。设整个井筒容积为 V_w，井筒内的流体压缩系数为 c，按压缩系数定义：

$$C = cV_w$$

无量纲井筒储存系数 C_D 的定义如下：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$C_D = \frac{10000C}{2\pi\phi h C_t r_w^2}$$

式中 r_w 单位为 cm。这两种井筒储存形式在一次试井中可能先后出现。设抽油井内液面很高，初关井时的井筒储存形式是液面上升，这时压力上升速度较缓慢。当液面快升高到井口，井口与液面之间必有一气垫，下一步的井筒储集形式就变成压缩气垫了，此时压力上升速度变快（图 9－65）。注水的停注试井情况正好相反，一开始井筒充满水是受到压缩膨胀方式，井筒储集系数小，以后随停注后井底压力降低，液面下降，变成液面下降式，储集系数变大。

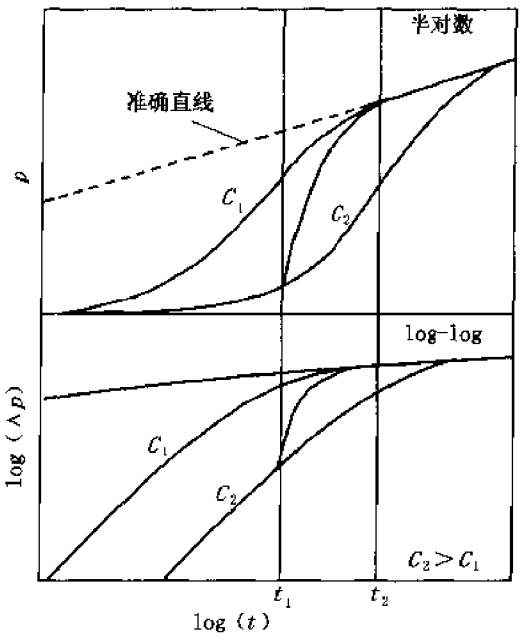


图 9－65　井筒储存变小的压力恢复图

参考文献［8］用数值模拟方法处理这一问题，发现关井初期

$$\Delta p = \frac{q}{C}t \qquad (9-103)$$

对于压降试井 $\Delta p = p_i - p_{wf}$；压力恢复试井 $\Delta p = p_{ws} - p_{wf}$。初期资料仅反映井筒几何条件与地层性质无关。（9－103）在 $\lg\Delta p$ 与 $\lg t$ 图上是一条斜率等于 1.0 的直线。以后随着地层作用加大，这条线的斜率逐渐减小，最后汇合到井筒储集消失线上（图 9－66）。显然井筒储集系数越大，这一过程就越长。表皮效应对续流段的持续时间也有影响。在文献中考虑 C_D 与 S 的影响做出了 p_D 与 t_D 的双对数标准曲线[1]（图 9－66）。从图 9－66 看出，无论 C_D 和 S 多大，最初所有的线都是斜率等于 1.0 的平行线，大约从平行直线开始拐弯起，再过一到一个半对数周期后，所有的线都汇合于井筒储存影响消失线，即 $C_D=0$ 线。于是就得出判断半对数直线段起点的经验法测：将压差（压降试井 $p_i - p_{wf}$；压力恢复试井 $p_{ws} - p_{wf}$）与对应时间点到双对数图上，如大体得一斜率为 1 的直线，则自该直线段的上端点往外推一到一个半对数周期就得到半对数直线段的开始时间。用压力导数曲线拟合，当导力导数趋于 0.5 时就是半对数直线段开始时间。

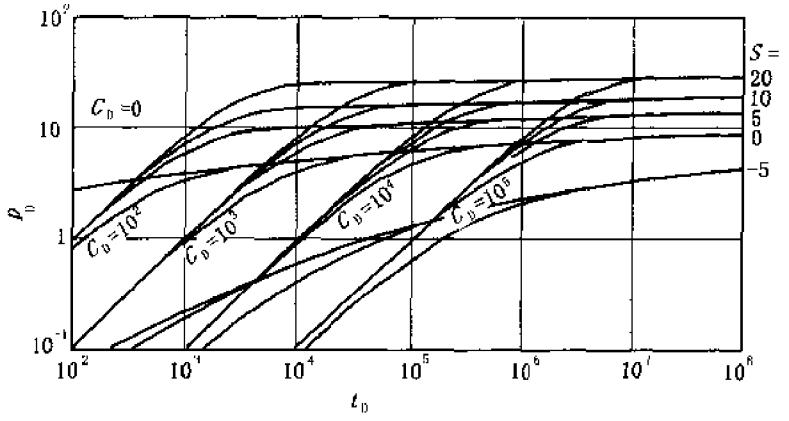


图 9－66　传播期有续流和表皮效应的无量纲压力曲线

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

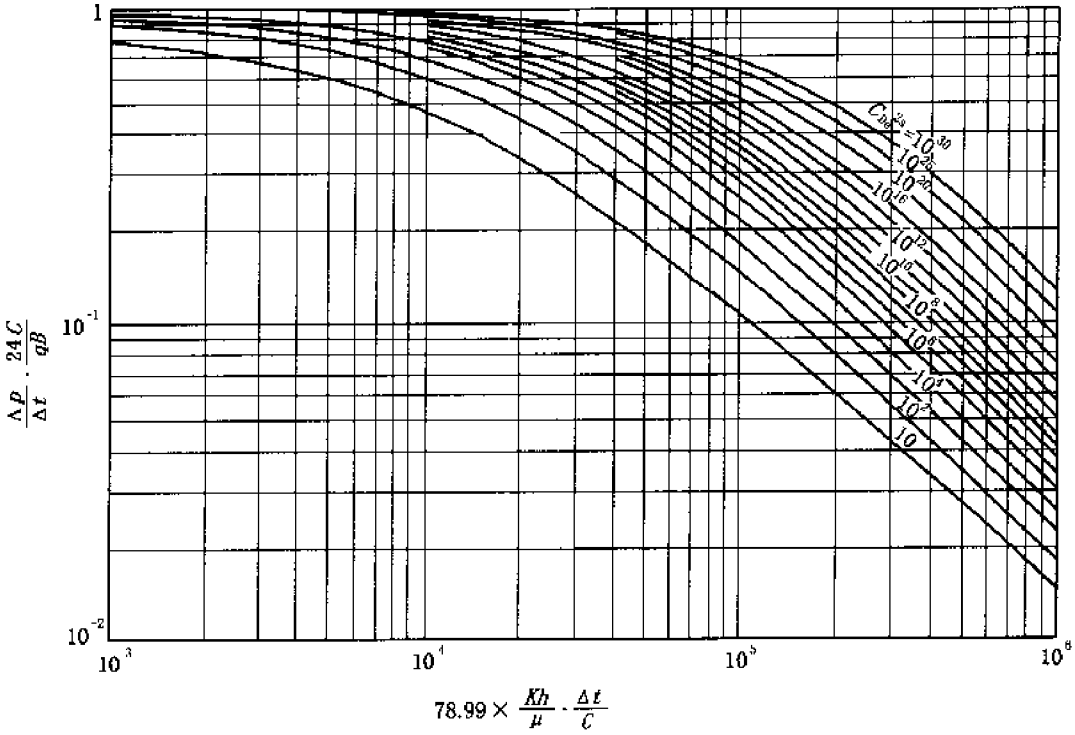


图 9－67　传播期有续流和表皮效应的无量纲压力图

半对数直线段的开始点还可以从下面的公式来估算。对于压降和注水试井有：

$$t_D > (60 + 3.5S)C_D$$

或近似地

$$t > \frac{(2700 + 160S)\ C}{\left(\frac{Kh}{\mu}\right)} \tag{9-104}$$

对于压力恢复和停注试井有：

$$t_D > 50C_D e^{0.14S}$$

或近似地

$$t > \frac{2300C_D e^{0.14S}}{\left(\frac{Kh}{\mu}\right)}$$

如果井筒储集系数很大，由于技术上的原因，关井时间又不够长没有得出半对数直线，可用标准曲线拟合法来求地层参数和表皮效应，用法和压裂井的标准曲线拟合法一样。

类似的标准曲线还有以$\frac{\Delta p}{\Delta t}\times\frac{24C}{qB}$为纵坐标，以$78.99\times\frac{Kh}{\mu}\times\frac{\Delta t}{C}$为横坐标的鄂芳（Earlougher）曲线（图 9－67）和以$60\Delta t$为纵标，以$5.6146\times\frac{\Delta p\cdot C}{qB}$为横坐标的麦金利（Mckinley）曲线[1]（图 9－68）。

麦金利标准曲线的用法与一般的无量纲标准曲线不大一样，具体作法是：

（1）将实测的$\Delta p = p_{ws} - p_{wf}(0)$与$\Delta t$点到对数比例与标准曲线一样的透明图上，画上纵横坐标轴。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

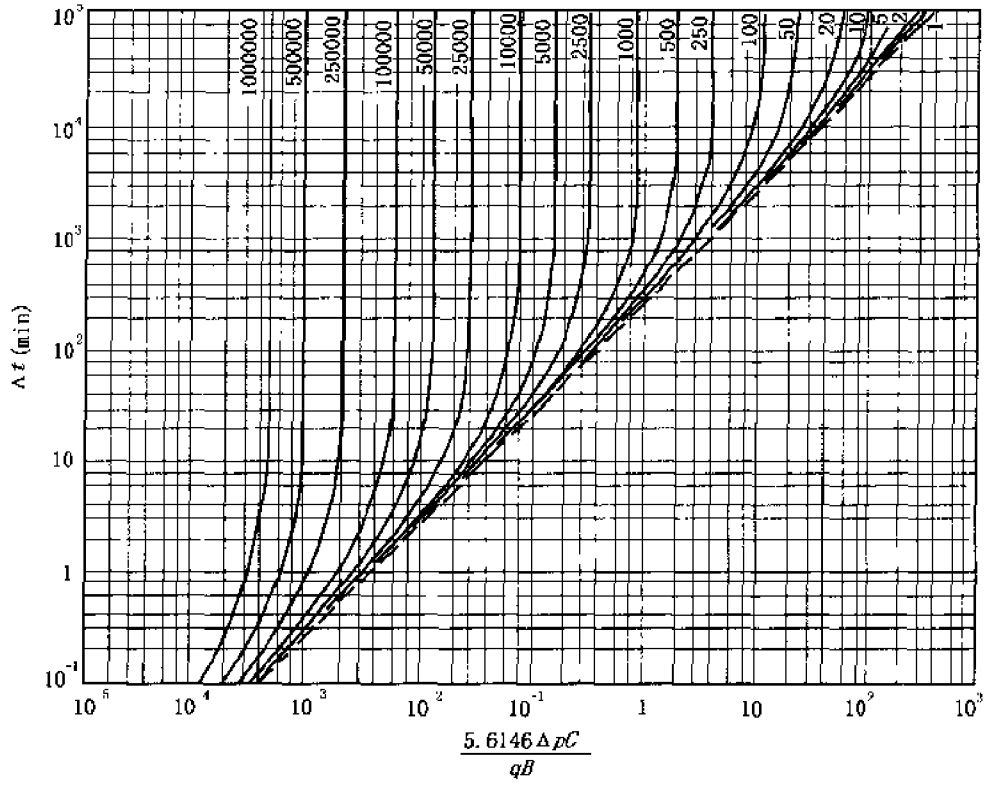


图 9－68　传播期有续流的麦金利曲线

（2）保持透明图的横坐标与麦金利图的横坐标一致，左右移动透明图，直到透明图上的实测曲线与一条标准曲线重合，或者是实际曲线的开始段与某一条标准曲线重合，记下标准曲线上重合端点的值 $13.65\frac{Kh}{\mu C}$。

（3）互相重合的实测与标准曲线上的任何一点都可做为拟合点，从标准曲线读出 $5.615\frac{\Delta pC}{q}$，从实测曲线读出 Δp，而

$$5.615\times\frac{\Delta pC}{qB}\times 13.65\frac{Kh}{\mu C}=76.66\frac{\Delta p}{qB}\times\frac{Kh}{\mu} \tag{9-105}$$

从上式就可求出 Kh/μ。

（4）如果时间延长后的实测压力恢复曲线与标准曲线分开了，则说明 Δt 较小时拟合得到 Kh/μ 是属于井附近区的。我们可以再将实测曲线的后半段再与标准曲线拟合，以得到地层流动系数 $(Kh/\mu)_f$，记下后半段标准曲线上的值，则有：

$$\left(\frac{Kh}{\mu}\right)_f=\frac{(Kh/\mu)_f\frac{1}{C}}{(Kh/\mu)_S\frac{1}{C}}\left(\frac{Kh}{\mu}\right)_S$$

下角 S 表示井附近的表皮区，f 表示地层的相应量。

拉塞尔（Russell）建议以 $\Delta p/\left(1-\frac{1}{F\Delta t}\right)$ 为纵坐标，以 $\lg\Delta t$ 为横坐标整理测压数据[4]，F 为任意常数，由试凑法得出。假设的 F 值过大，曲线上凸；假设的 F 值太小，则

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

得向上凹曲线；F 取合适值时，则得一条直线。用这条直线的斜率求渗透率、表皮效应时，以 $(p_{1h}-p_{wf})\ m/\left(1-\frac{1}{F\Delta t}\right)$ 代替 $(p_{1h}-p_{wf})/m$ 代入（9－42）式即可。

例 9－7　某已开发的油藏的一口自喷井进行了 12h 的压力恢复试井，油藏及井的有关参数如下：

$q=36.73\text{m}^3/\text{d}$；$C_t=2.84\times10^{-3}$　1/MPa；$B_0=1.3$；$h=3.05\text{m}$；$\mu=0.6\text{mPa}\cdot\text{s}$；$r_w=0.1\text{m}$；$\phi=0.2$；

测压记录见表 9－11。

求 K 和 S。

表 9－11

Δt (h)	p_{ws} (MPa)	Δp (MPa)	$\Delta p/\Delta t$ (MPa/h)	Δt (h)	p_{ws} (MPa)	Δp (MPa)	$\Delta p/\Delta t$ (MPa/h)
0	11.249						
0.333	13.499	2.250	6.750	4.5	20.241	8.992	1.998
0.666	15.186	3.937	5.900	5.0	20.389	9.140	1.828
1.0	16.522	5.273	5.273	6.0	20.635	9.386	1.564
1.5	17.753	6.504	4.336	7.0	20.811	9.562	1.366
2.0	18.631	7.382	3.691	8.0	20.952	9.703	1.213
2.5	19.166	7.917	3.167	9.0	21.078	9.829	1.092
3.0	19.538	8.289	2.763	10.0	21.169	9.920	0.992
3.5	19.841	8.592	2.455	11.0	21.247	9.998	0.909
4.0	20.052	8.803	2.201	12.0	21.338	10.089	0.841

解：按照 Agarwal 无量纲标准曲线图（图 9－66）的坐标比例将测压结果点到透明纸上（图 9－69），然后在保持与标准曲线坐标轴平行的条件下，移动透明纸，发现实际曲线与 $C_D=10^3$，$S=5$ 的标准曲线重合较好，拟合点的两对坐标为：

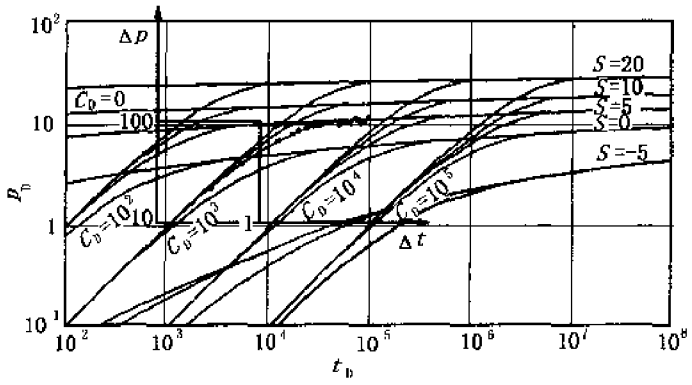


图 9－69　Agarwal 曲线拟合图

$$(\Delta t)_M=1,\ (t_D)_M=8\times10^3;\qquad (\Delta p)_M=10.0,\ (p_D)_M=10.8$$

将第二行数据代入公式（9－101），得：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$K = \frac{1.84207qB\mu}{h}\frac{(p_D)_M}{(\Delta p)_M} = 18.69\text{mD}$$

$$S = 5$$

我们再用 Earlougher 标准曲线来求 K，S 以便与其它方法核对。按照 Earlougher 标准曲线坐标的比例将 $\Delta p/\Delta t$ 与 Δt 实测值点到透明纸上（图 9－70），然后将实测的透明图蒙于标准曲线上，发现实测曲线与 $C_De^{2S}=10^6$ 的标准曲线重合较好，拟合点的坐标分别为：

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t}\right)_M = 1.0; \quad \left(\frac{\Delta p}{\Delta t}\frac{24C}{qB}\right)_M = 0.122$$

$$(\Delta t)_M = 1; \qquad 78.99\left(\frac{Kh}{\mu}\frac{\Delta t}{C}\right)_M = 2.6\times 10^4$$

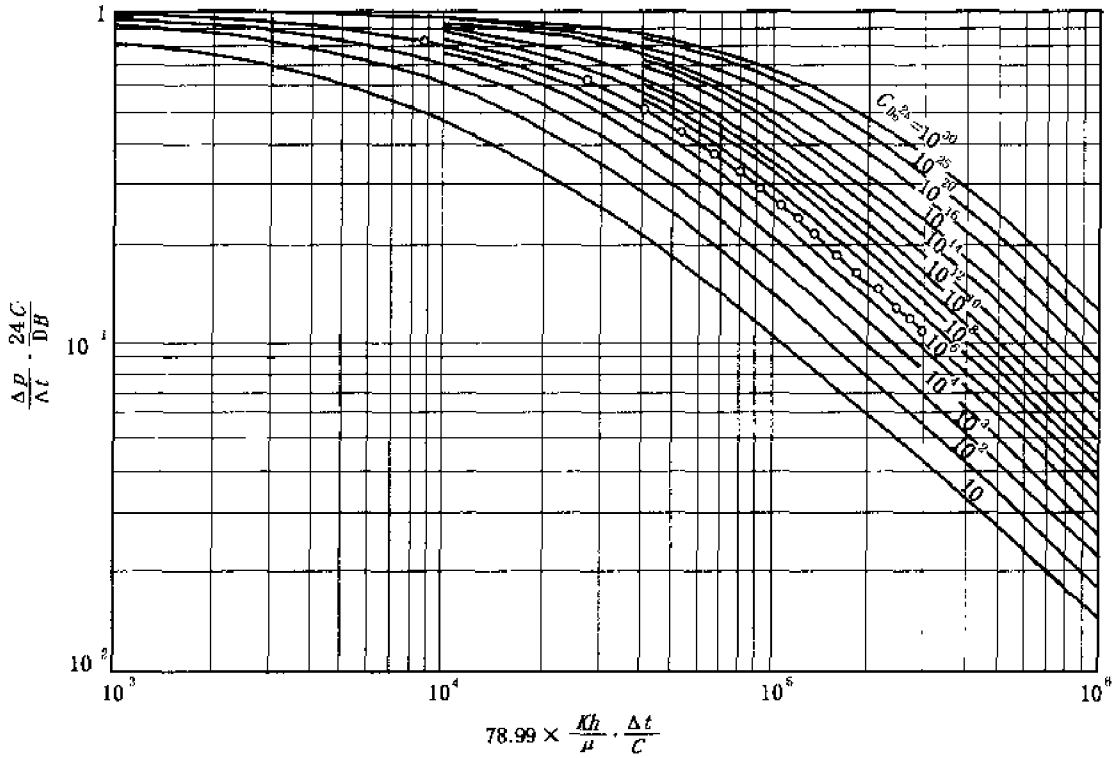


图 9－70　Earlougher 曲线拟合图

由第一行得：

$$C = \frac{0.122qB}{24\times(\frac{\Delta p}{\Delta t})_M} = 0.243\text{m}^3/\text{MPa}$$

由第二行得：

$$K = \frac{2.6\times 10^4\times C\times\mu}{78.99\Delta t\times h} = 15.73\text{mD}$$

根据 $C_De^{2S}=10^6$ 知：

$$S = \frac{1}{2}\ln\frac{2\pi\phi hC_tr_w^2\times 10^{-4}\times 10^6}{C} = 3.05$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

与 Agarwal 标准曲线的拟合结果比较接近。

我们再用 Mckinley 标准曲线进行拟合。按照 Mckinley 标准曲线的纵横坐标比例，将实测的 Δt 与 Δp 点到透明纸上，然后将透明图蒙于标准曲线上，发现开始的六个点与 $13.6530\frac{Kh}{\mu}\frac{1}{C}=2500$ 的曲线重合得好，互相重合曲线的拟合点是：

$$(\Delta p)_M = 1.0;\quad 5.6146\frac{\Delta pC}{qB} = 0.026$$

根据（9－105）式求得：

$$K_s = \frac{qB\mu}{76.6558h(\Delta p)_M}\times(5.6146\frac{\Delta pC}{qB})_M\times(13.6530\frac{Kh}{\mu}\frac{1}{C})_M = 7.96\text{mD}$$

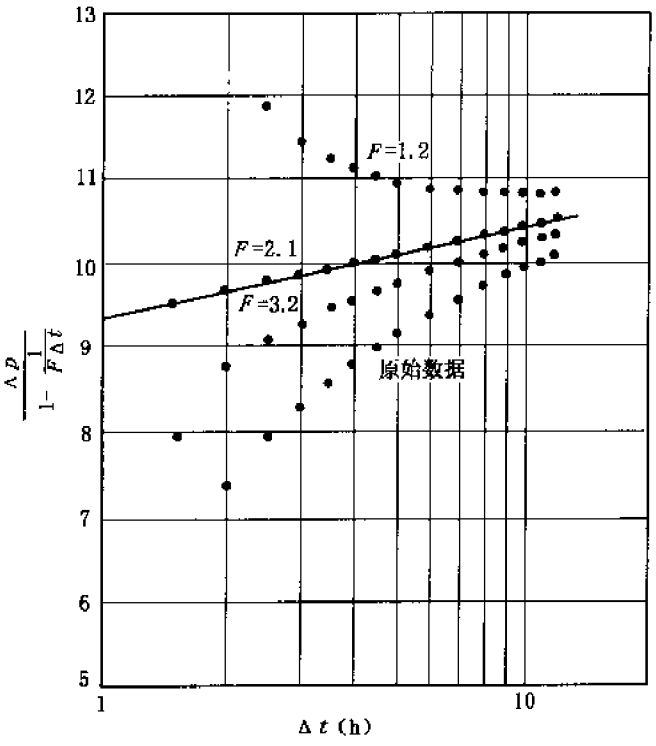


图 9－71　Russell 法处理压力恢复曲线技术

还发现自 2.5 小时后实测曲线偏离了原来的曲线而与（$13.6530\frac{Kh}{\mu}\frac{1}{C}$）= 5000 的曲线重合。这就说明第一段求出的是表皮区的渗透率，而第二段才反映地层的渗透率，第二段对应的渗透率为：

$$K = \frac{5000}{2500}K_S = 15.93\text{mD}$$

这个结果与 Earlougher 曲线的拟合结果一致，与 Agarwal 曲线拟合结果差不多。详细的拟合技术和方法，见参考文献 9。

最后，我们再使用 Russell 法分析压力恢复试井结果。Russell 规定只使用关井一小时后的数据。设 $F=3.2$，发现曲线上凸，F 大了；设 $F=1.2$，曲线呈凹形，F 又小了；设 $F=2.1$，所有点都位于以 $\Delta p/(1-1/F\Delta t)$ 为纵坐标，以 $\lg\Delta t$ 为横坐标的一条直线上，其斜率为（见图 9－71）：

$$m = 1.066\text{MPa/cycle},\ (p_{1h}-p_{wf})/(1-1/2.2\Delta t) = 9.35$$

将 m 值代入（9－46）式得：

$$K = \frac{2.12076qB\mu}{mh} = 18.69\text{mD}$$

代入（9－52）式得：

$$S = 1.151\times[\frac{p_{1h}-p_{wf}}{m(1-1/2.2\Delta t)} - \lg\frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2} + 2.092] = 5.4$$

与前三个方法的结果相近。必须指出的是曲线拟合中，发现实际曲线与许多条曲线都能重合上，克服这一缺点的有效办法是与标准的 Δp（t）曲线拟合的同时，拟合压力导数曲线。压力导数曲线实际上是压力对时间对数的导数，因为标准曲线是用对数坐标绘制的，即：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$\frac{\mathrm{d}p_{\mathrm{D}}(t_{\mathrm{D}})}{\mathrm{d}\ln t_{\mathrm{D}}} = \frac{\mathrm{d}p_{\mathrm{D}}(t_{\mathrm{D}})}{\mathrm{d}t_{\mathrm{D}}} t_{\mathrm{D}} = p_{\mathrm{D}}' t_{\mathrm{D}}$$

根据（9－26）式得：

$$\frac{\mathrm{d}p_{\mathrm{D}}}{\mathrm{d}\ln t_{\mathrm{D}}} = 0.5$$

在半对数直线段压力导数为一常数与表皮效应和井筒储存无关。但是在半对数直线段出现以前压力导数对于表皮效应和井筒储存非常敏感，随着 $C_{\mathrm{D}}\mathrm{e}^{2s}$ 不同，$\mathrm{d}p_{\mathrm{D}}(t_{\mathrm{D}})/\mathrm{d}\ln t_{\mathrm{D}}$ 的形状差异很大，见图 9－72[10]。如果将压力导数曲线和压力曲线画在一张图上，拟合的唯一性大大提高，而且半对数段的开始时间也极易判断。实际作图横坐标用 $t_{\mathrm{D}}/C_{\mathrm{D}}$，纵坐标用 $p_{\mathrm{D}}'(t_{\mathrm{D}}/C_{\mathrm{D}})$（图 9－72），目前标准曲线大都是这样绘制的。

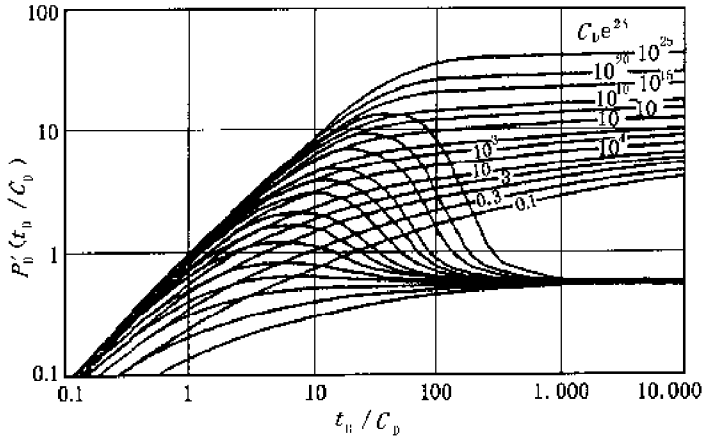


图 9－72　无限均质油藏的压力及压力导数图

第 12 节　双重介质油藏的试井

双重介质是指岩石既有孔隙又有裂缝的储层，可以是碳酸盐岩，也可以是砂岩。基质孔隙度 ϕ_{m} 高，而渗透率 K_{m} 低；裂缝孔隙度 ϕ_{f} 低，而 K_{f} 高。目前多把双重介质简化成双孔单渗模型[16]（图 9－73）——二组互相正交裂缝把基质切成小岩块，基质中的流体流向裂缝，由裂缝再流到井底，基质只起向裂缝提供流体的作用。

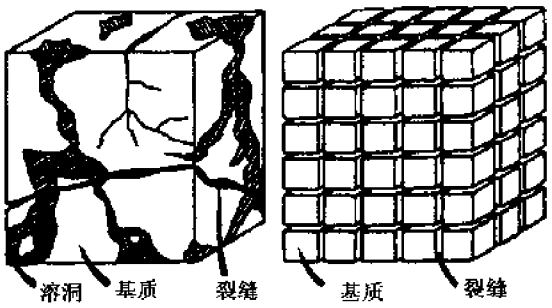


图 9－73　双重介质双孔单渗模型

双重介质与单纯介质的主要区别就是由基质向裂缝供液，再由裂缝流向井底。所以就必须在裂缝介质的不稳定渗流微分方程中加上一个表示由基质供液的源项，

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$\left.\begin{aligned}\phi_f C_{ft}\frac{\partial p_f}{\partial t}-\frac{K_f}{\mu}\nabla^2 p_f &= q_m\\ \phi_m C_{mt}\frac{\partial p_m}{\partial t} &= -q_m\end{aligned}\right\} \tag{9-106}$$

式中 q_m 表示单位体积基质向裂缝补充的流量，显然 q_m 与基质和裂缝间的压差 $p_m - p_f$ 成正比与液体粘度成反比，与基质性质有关，我们用 α 表示这一性质，其 SI 单位为 $1/m^2$，则

$$q_m = \frac{\alpha K_m (p_m - p_f)}{\mu} \tag{9-107}$$

这是基质与裂缝的流体交渗达到拟稳定流的公式，交渗也可能是不稳定的，但实际计算表明，二者差异不大，这里就不介绍不稳定交渗。

考虑到（9－107）将（9－106）无量纲化后得：

$$\frac{1}{r_D}\left(r_D\frac{\partial p_{fD}}{\partial r_D}\right) = \omega\frac{\partial p_{fD}}{\partial t_D} + (1-\omega)\frac{\partial p_{fD}}{\partial t_D}$$

$$(1-\omega)\frac{\partial p_{fD}}{\partial t} = \lambda(p_{fD} - p_{mD}) \tag{9-108}$$

无限大地层常产量生产的初始条件及边界条件为：

$$p_{fD}(\infty, t_D) = p_{mD}(\infty, t_D) = 0$$

$$p_{fD}(r_D, 0) = p_{mD}(r_D, 0) = 0;$$

$$\left(\frac{\partial p_{fD}}{\partial r_D}\right) = -1, (r_D = 1)$$

式中 ϕ——孔隙度；

C_t——总压缩系数；

C_l——液体压缩系数；

p——压力；

q_m——单位体积基质与裂缝间窜流量；

α——系数；

μ——流体粘度；

K——渗透率；

h——地层厚度；

η——裂缝扩散系数，$\eta = \dfrac{K_f}{\phi_f C_{ft}\mu}$

$p_D = \dfrac{2\pi K_f h(p_i - p_{wf})}{q\mu B}$，无量纲压力；

$t_D = \dfrac{K_f t}{(\phi_f C_{ft} + \phi_m C_{mt})\mu r_w^2}$，无量纲时间；

$\lambda = \dfrac{\alpha K_f r_w^2}{K_m}$，窜流系数；

$\omega = \dfrac{\phi_f C_{ft}}{\phi_f C_{ft} + \phi_m C_{mt}}$，储容比。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

当无量纲时间 $t_D>100$ 时，一般情况 $\omega\ll1$，$\lambda\ll1$，这一条件实际油藏都可以满足，此时方程组（7－108）在相应的初边条件下的近似解为：

$$p_D=\frac{1}{2}\left\{\ln t_D+0.809+\mathrm{Ei}\left[\frac{-\lambda t_D}{\omega(1-\omega)}\right]-\mathrm{Ei}\left(-\frac{\lambda t_D}{1-\omega}\right)\right\} \tag{9-109}$$

式中符号的意义同上。若井以常产量 q 投产，则压力降落刚开始时，时间很短（9－109）式中 Ei 函数均可用近似式，则有

$$p_D=\frac{1}{2}\left(\ln t_D+\ln\frac{1}{\omega}+0.809\right)$$

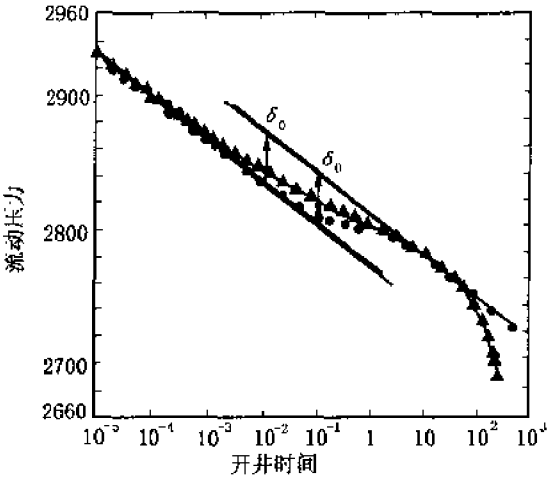


图 9－74　双重介质压力降落曲线

在图 9－74 上显示为第一直线段；长时间生产，则（9－109）式中后两项趋于零。公式变成单一孔隙介质的压降公式一样了。在图 9－74 上显示为第二直线段。两段直线互相平行，斜率一样，二者的纵坐标差 $\ln\frac{1}{\omega}$，求 $\frac{K_f h}{\mu}$ 和表皮效应 S 的方法与单一介质完全一样。显然从二条直线的纵坐标差 δp 可求出储容比 ω

$$\omega=10^{\frac{\delta p}{m}}$$

压力恢复规律仍可用 Duhamel 原理求得

$$p_D=\frac{1}{2}\left\{\begin{aligned}&\ln\frac{t}{t+\Delta t}+\mathrm{Ei}\left[-\frac{\lambda(t+\Delta t)_D}{\omega(1-\omega)}\right]-\mathrm{Ei}\left[-\frac{\lambda\Delta t_D}{\omega(1-\omega)}\right]\\&-\mathrm{Ei}\left[-\frac{\lambda(t+\Delta t)_D}{1-\omega}\right]+\mathrm{Ei}\left[-\frac{\lambda\Delta t_D}{1-\omega}\right]\end{aligned}\right\} \tag{9-110}$$

设关井前稳定生产时间 t 很长，则有

$$\mathrm{Ei}\left[-\frac{\lambda(t+\Delta t)_D}{\omega(1-\omega)}\right]\approx\mathrm{Ei}\left[-\frac{\lambda(t+\Delta t)_D}{(1-\omega)}\right]\approx0$$

于是有

$$p_D=\frac{1}{2}\left\{\ln\frac{t}{t+\Delta t}-\mathrm{Ei}\left[-\frac{\lambda\Delta t_D}{\omega(1-\omega)}\right]+\mathrm{Ei}\left[-\frac{\lambda\Delta t_D}{1-\omega}\right]\right\} \tag{9-111}$$

关井初期 Δt 很小，可用近似式代替 Ei 函数得

$$p_D=\frac{1}{2}\left\{\ln\frac{t}{t+\Delta t}+\lg\frac{1}{\omega}\right\} \tag{9-112}$$

即压力恢复曲线的初始段为一直线（图 9－75），与单一介质的 Horner 半对数直线相似。长时间关井（9－110）中的 Ei 函数值可以忽略。压力恢复曲线变成与初始段平行的 Horner 半对数直线，二者纵坐标差为 $\ln\frac{1}{\omega}$。具体解释方法与前面讲过一样，不赘述了。实际施工时由于井筒储存的影响。初始直线段不易辨认，第二直线段也很容易与边界影响相混淆。这种多解性是试井方法固有的缺点。

双孔介质的压降和压力恢复曲线都有第一直线段和第二直线段。中间一段大体与时间轴平行。前面已经讲过半对数直线段的 $\mathrm{d}p_D/\mathrm{d}\ln t_D=0.5$；所以第一及第二直线段的压力导数均

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

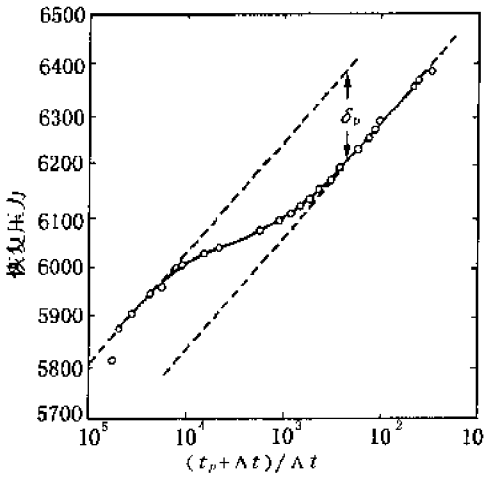


图 9－75　双重介质的压力恢复曲线

为 0.5；中间过渡段近似水平，压力导数应为 0，第二直线段到水平段，斜率逐渐减小，水平段到第二直线段压力导数又逐步恢复到 0.5，如图（9－76）所示，如果介质间的流体交换不是拟稳定的而是不稳定的，则压力导数如图（9－77）[14]所示。

压降和压力恢复试井的激发点和观测纪录点都是同一口井，完全可以想到改变一口井的工作制度必然会引起整个油藏的压力场的变化，我们可以在另一口井或几口井纪录下这种变化（响应），记录井的压力变化规律必然反映了两口井间的油藏性质，这种办法就叫井间干扰试井。若围绕一口工作制度变化井，周围多口井同时纪录压力响应，就可以判定裂缝方位和渗透率的各向异性。这当然是一个非常有价值的方法，但是随着距离加大压力响应变小，对仪器精度要求提高了，干扰因素也增多了。干扰试井的原理与压降、压力恢复试井是一样的，只需把相应公式中的井半径换成激发井与纪录井的距离就是了。当然具体处理方法上还是有差别的。激发井可以给出一系列产量脉冲，纪录井记录相应响应，叫脉冲试井。本书均不详述了，有兴趣的读者可阅读文献［1］和文献［14］的有关章节。

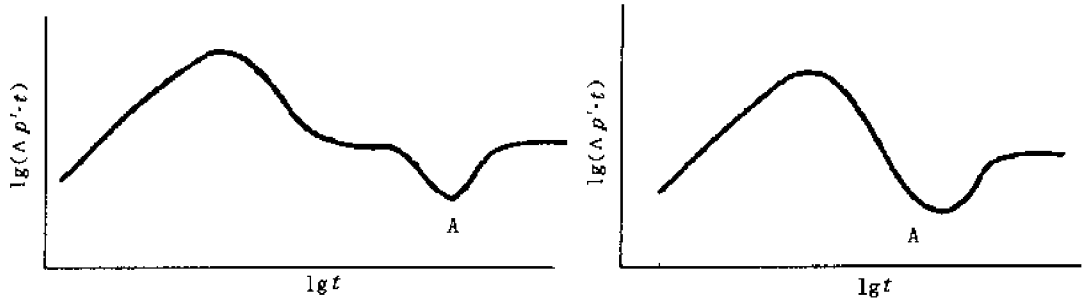


图 9－76　双重孔隙介质油藏（介质间拟稳定流动）导数曲线特征

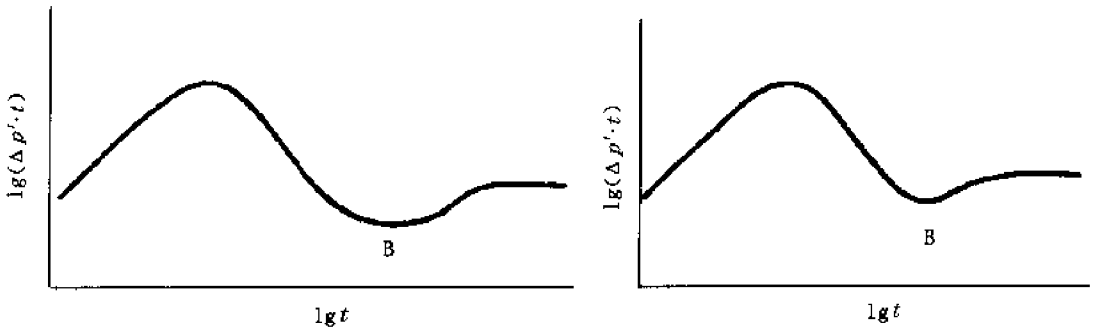


图 9－77　双重孔隙介质油藏（介质间不稳定流动）导数曲线特征

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

垂直渗透率试井

大家都知道砂岩储层的水平渗透率比垂直渗透率一般高三倍以上，我们所讲的试井方法测出的都是水平渗透率的平均值，不少情况下垂直渗透率起重要作用。例如对底水油藏和水平井，垂直渗透率试井方法是在目的层中部卡一封隔器，改变上（下）部的工作制度，观察下（上）部的压力响应，具体解释方法见有关试井文献 1 和 14 的有关章节。

第 13 节　水平井的不稳定试井

水平井在油藏中引起的流动是三维的，不再能简化成轴对称和点对称的，因此求水平井不稳定渗流规律难度加大，所得的公式一般也很复杂，不便于直接应用。但是从物理意义上可以想到，水平井投产初期，水平井周围地层向它供液，其渗流场大致类似于垂直面上的平面径向流，称做早期径向流阶段。水平井长时间生产后，如果水平井的长度和供油半径的比值比较小，在水平井以外广大区域，流场应近似水平面上的平面径向流，称为晚期径向流阶段。如果供油边界是与水平井平行的直线，或水平井长度与供油半径比很大，就会出现中后期线性阶段（图 9－79）[15]

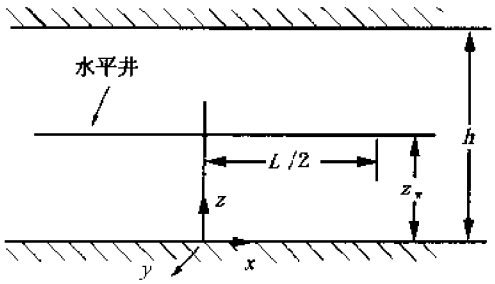


图 9－78　水平井示意图

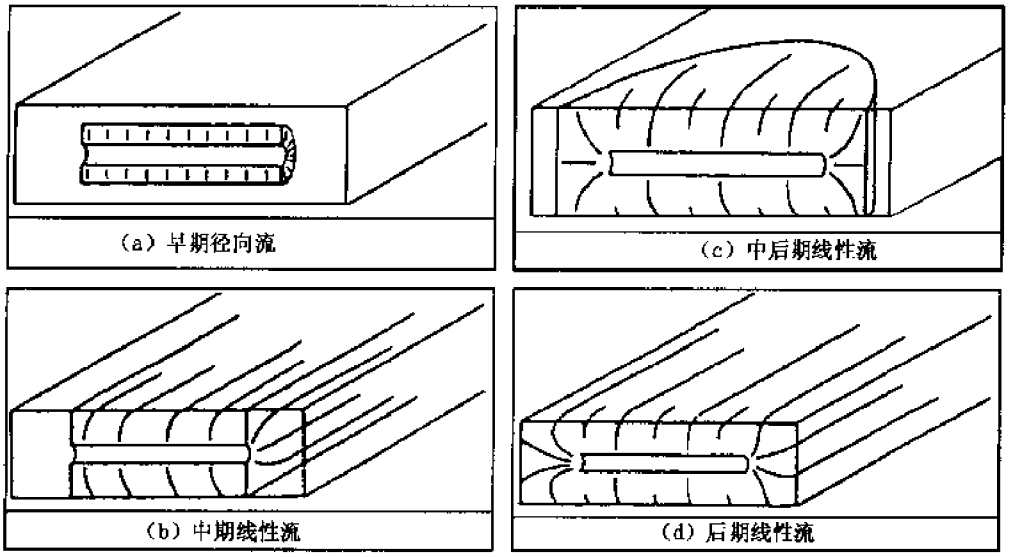


图 9－79　水平井的四种流态

早期径性流的近似解[18]为：

$$p_D(|x_D|<1, y_D, z_D, t_D) = \frac{h_D}{4}\mathrm{Ei}\left[\frac{1}{4}\left(y_D^2+(z_D-z_{wD})^2 h_D\right)\frac{1}{t_D}\right] \qquad (9-113)$$

式中　L——水平井的长度；$t_D=\dfrac{K_h t}{\phi\mu C_t L^2}$；

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$x_D=\frac{x}{L}$；　　$p_D=\frac{2\pi K_h h\Delta p}{B\mu}$；

$y_D=\frac{y}{L}$；　　K_h——水平渗透率；

$z_D=\frac{z}{h}$；　　K_v——垂直渗透率；

$h_D=\frac{h}{L}\sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$；　　ϕ——孔隙度；

μ——粘度；　　C_t——总压缩系数。

以上各量均为 SI 标准单位不一一标注了。

如果地层是各向同性的，即 $K_h=K_v$，则有：

$$p_D(r_D,t_D)=\frac{h}{4L}\mathrm{Ei}\left(\frac{r_D^2}{4t_D}\right) \tag{9-114}$$

和直井的相应公式一样，用本书的油藏工程 SI 制单位表示，并用近似式代替 Ei 函数，得：

$$p_i-p_{wf}=\frac{4.24qB\mu}{\sqrt{K_hK_v}L}\left[\lg\left(\frac{\sqrt{K_hK_v}t}{\phi\mu C_t r_w^2}\right)+0.868S-2.092\right] \tag{9-115}$$

分析方法和直井一样，只是半对数直线段的斜率变为：

$$m=\frac{4.24qB\mu}{\sqrt{K_hK_v}L}$$

求表皮效应 S 的公式与（9-43）一样。

早期径向流的结束时间为下述方括弧中三个时间中的最小的，即压力降传到顶、底和边界的时间中的最小值

$$t_D<\min\left[\frac{(x_D-1)^2}{20},\frac{h_D^2(z_D+z_{wD})^2}{20},\frac{h_D^2(z_D+z_{wD}-2)^2}{20}\right]$$

如果水平井的长度比供油边界小的多，则长时间生产后，地层内的流动接近平面径向流，用下式表示：

$$p_D(x_D,y_D,z_D,t_D)=\frac{1}{2}(\ln t_D+0.809)+S_p \tag{9-116}$$

$$\begin{aligned}S_p=1+\frac{1}{4}\Big\{&(x_D-1)\ln\left[y_D^2+(x_D+1)^2\right]-(x_D+1)\ln\left[y_D^2+(x_D+1)^2\right]\\&-2y_D\left[\arctan\left(\frac{x_D+1}{y_D}\right)-\arctan\left(\frac{x_D-1}{y_D}\right)\right]\Big\}\\&+\sum_{N=1}^{\infty}\cos(N\pi z_{wD})\cos(N\pi z_D)\int_{x_D-1}^{x_D+1}K_0\left(\frac{N\pi}{h_D}\sqrt{u^2+y_D^2}\right)\mathrm{d}u\end{aligned} \tag{9-117}$$

式中 $K_0(x)$ 为零阶虚宗量第二类 Bessel 函数。

上式的应用范围是 t_D 要大于下列四个数中的最大值：

$$t_D>\max\left\{\frac{5h_D^2}{\pi^2},25y_D^2,100(1+x_D)^2,100(1-x_D)^2\right\}$$

可以证明当水平井无限长时，水平井与等长的垂直裂缝等效。

若水平井长度与供油边界比比较长，当压力降落传到顶底时会出现第一线性流阶段，其压力变化规律[17]为：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$p_i - p_{wf} = \frac{0.1959qB}{L}\sqrt{\frac{\mu t}{K_v \phi C_t}} + \frac{1.842qB\mu}{L\sqrt{K_h K_v}}(S_z + S_m)$$

式中 S_z——z 方向的拟表皮系数，公式从略；

S_m——由于井底污染、射孔等原因造成的表皮效应。

后期线性流的方程为：

$$p_i - p_{wf} = \frac{0.1959qB}{bh}\sqrt{\frac{\mu t}{K_v \phi C_t}} + \frac{1.842qB\mu}{L\sqrt{K_h K_v}}(S_z + S_m + S_x)$$

式中 b——油藏的宽度，m；

h——油藏的厚度，m；

S_x——x 方向的拟表皮系数，公式从略[17]

其余符号同前。

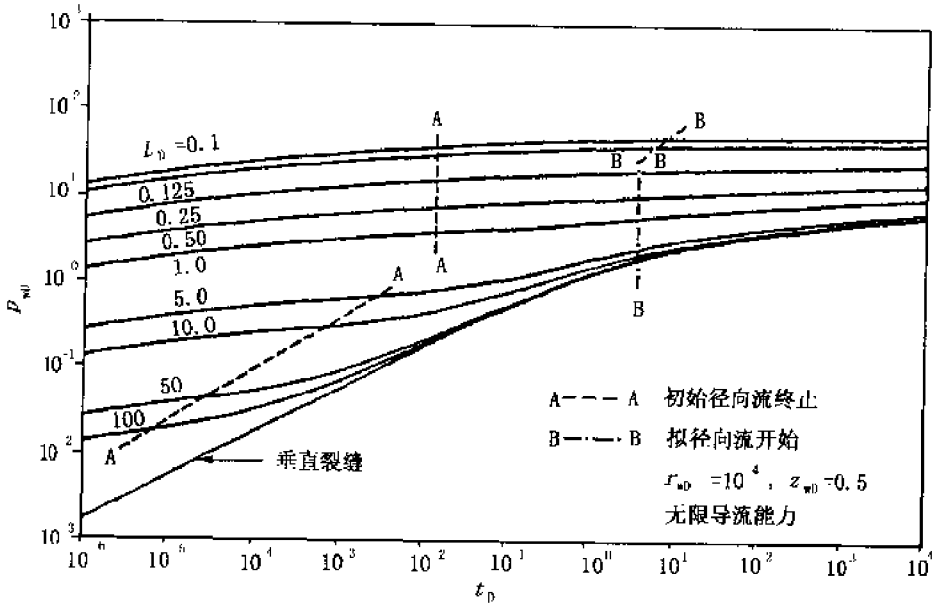


图 9-80 导流能力无限大的水平井的典型压力曲线

大多数学者的文章中很少涉及到中期及晚期线性流阶段，这可能与假设供油边界是椭圆形，而不久之前水平井长度还比较小有关。我们认为目前水平井长度达八九百米的情况下，线性流阶段是完全可能出现的。

我们上面所给的公式都是在水平井内无阻力即导流能力为无限大的情况下得出的，也可以在水平井单位长度的流量是常数，即均匀流量的假定下求出另一套公式[18]。计算表明对于早期线性流，两种假设下所得的公式一样。后期二者不一样的，计算表明在 $x_D=0.68$ 处两种假设下的压力响应相同。

关于水平井的压力导数曲线，由公式（9-114）看出水平井早期径向流的压力导数

$$\frac{dp_D}{d\ln t_D} \approx \frac{h_D}{4} = \frac{1}{4}\frac{h}{L}\sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$$

与地层的非均质性及水平井长度和地层厚度有关，但对确定的地层及水平井仍为常数，在 $p_D't$ 与 t 的图上为一水平线。后期径向流阶段，压力导数和直径一样为 0.5。压力导数曲线

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

见图（9－81）双重介质下的水平井，分析起来就更麻烦了，有兴趣的读者可参看文献[17]，[18]。

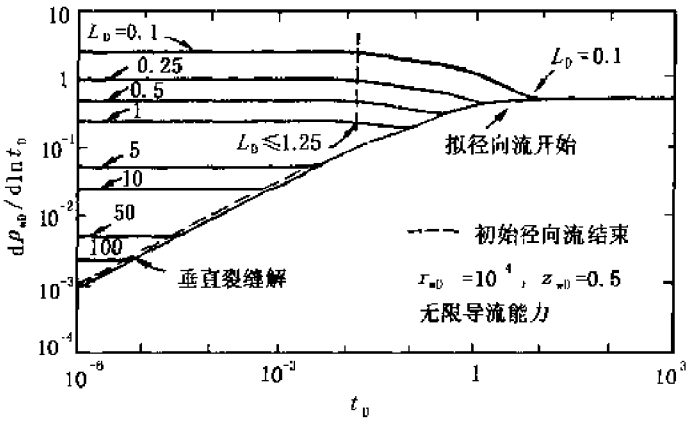


图 9－81　导流能力无限大的水平井的典型压力导数曲线

图（9－80）为导流能力无限大的水平井的典型压力曲线。图上 $L_D=1/h_D$，井位于油层中部，$Z_{wD}=0.5$，$r_{wD}=0.0001$，$0.1 \leqslant L_D \leqslant 100$。图上最下边一条线是导流能力无限大的垂直裂缝的压力特性。可以看出当 $L_D \geqslant 50$，$t_D \geqslant 0.23$，水平井与垂直裂缝的压力特性的差别很小，相对误差小于 5%。当 $L_D \geqslant 4$ 时，水平井与垂直裂缝的压力特性的相对误差小于 10%。图中的虚线 AA 为初始径向流的终止线，可以看出水平井相对于地层厚度越长，初始径向流终止的越早。图中右边的点划线 BB 为晚期拟径向流的开始线。当 $L_D \geqslant 0.25$ 时，拟径向流的开始时间与 L_D 无关。

图（9－81）为导流能力无限大的水平井的典型压力导数特性（$p_{wD}' t_D \sim t_D$）。初期压力导数为 $0.25/L_D$，后期为 0.5。图上的 X 点代表 $L_D \geqslant 0.25$ 的拟径向流的开始点，此刻 $t_D=4.13$，同样长的垂直裂缝的拟径向流也是从这里开始。长水平井的压力及压力导数特性近似于垂直裂缝说明垂直方向的流动占的比重不大。

在均匀流量假设下，当 $L_D \geqslant 1$ 时，初始径向流的终止时间与无限导流的水平井一致。当 $0.5 \leqslant L_D \leqslant 1$，初始径向流的时间更长。当 $L_D \geqslant 0.5$ 时，拟径向流的开始时间 $t_D=1.6$，比导流能力无限大的水平井来的早。

参 考 文 献

1. Earlougher Jr. R C. Advances in Well Test Analysis. SPE of AIME. New York. Dallas, 1977
2. 姜礼尚，陈钟祥．试井分析理论基础．北京：石油工业出版社，1985
3. Щелкачев В Н. Разработка Нефтеводоносных Пластов при Упругом Режиме. Гостоптехиэдам, 1959
4. Dake L P. Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Scientific Publishimg Company. Amsterdam－Oxford－New York, 1978
5. Dietz D N. Determination of Average Reservoir Pressure J Pet. Tech. Aug, 1965. Trans. AIME. 234
6. Cinco H. 用不稳定压力分析的方法评价水力压裂．国际石油工程会议论文集（4）．北京：1982
7. Ramey H J, Jr Wattenbarger R A. An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liguid Flow. Soc, Pet Eng. J. 1970. 9, Trans AIME. 249
8. 葛家理．油气层渗流力学，北京：石油工业出版社，1982
9. 陈元千．确定井底污染半径的方法．石油勘探与开发，1988 年第 2 期第 63－71

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

10. Bourdet D and Others A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis. World Oil. May, 1983
11. 李璗等．水平井产量公式分析．石油勘探与开发，1997.5.76－79
12. ЧарныйИ А. Подземная Гидрогазоинаика Москва. Ленинград. ОГИЗ, 1948.40－42
13. Van Der Vlise A C et al. Icreasing Well Productivity in Tight Chalk Reservoir Proc. vol.3.pp71－78, 10th World Petroleum Congress. Buchaest Romania, 1979
14. 试井手册编写组．试井手册．北京：石油工业出版社，1991
15. 万仁溥等编译．水平井开采技术．北京：石油工业出版社，1995
16. Warren J E, Root P J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. SPEJ. Sept, 1963.pp245－255
17. 罗英俊等译．水平井开采译文集．北京：石油工业出版社，1992

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

第十章　水驱油的理论基础及分析

第1节　饱和度分布

在目前以及今后相当长的一个时期中，注水仍将是开发油田的主要方法。因此，了解水驱油的机理，掌握注水开发油田的动态预测方法，对于油藏工程师是很必要的。

由于孔隙结构的复杂性，水不能将所流过之处的全部油洗净。从注水端到采油端之间，在生产井见到注入水之前，含水饱和度的分布是不连续的，饱和度突变处叫做油水前缘。前缘到进水端之间含水饱和度逐渐升高，是油水两相共同流动区。前缘到产油端之间，在原始含水饱和度为束缚水饱和度的条件下，为纯油流动区。前缘随时间推移由来水方向向产油方向移动，即两相流动区不断扩大，纯油区不断缩小，到产油端见水时，油层内就只剩下了两相流动区。在水驱的条件下，油层内每一点的含水饱和度是随时间不断上升的；在同一时刻，油层内不同点处的含水饱和度也是不一样的。随着前缘的推进，油层内的水力阻力不断变化，因之产量或压力也就随着变化。所以，水驱油过程是不稳定的。

不管油藏形状如何，布井方式怎样，两相流动区的渗流阻力总是与相渗透率有关，而相渗透率又是饱和度的函数，所以要想计算某一时刻的渗流阻力（建立产量、压差与地层性质之间的关系），必须先知道两相区内的饱和度分布。显然，整个油藏及其中任何一点不同时刻的饱和度分布是不一样的。

由于描述水驱油过程的二阶抛物型非线性的微分方程式在一般条件下无分析解，所以解决各种实际问题多用近似解和数值解。只有平面一度空间的水驱油问题有精确解，它是各种近似解的基础。我们从研究平面一维水驱油问题开始，重点介绍巴克莱－赖弗里特（Buckley－Leverett）解。

设水平地层的横截面保持不变，一端为注水端，另一端为产油端，在某一横截面上 t 时刻的压力梯度为$\frac{\partial p}{\partial x}$，则该截面上水的渗流速度乘上截面积 A，就应等于水的流量 q_w，根据达西定律有：

$$q_w = KA\frac{K_{rw}}{\mu_w}\frac{\partial p}{\partial x}$$

同一截面上不考虑毛管压力，水油两相的压力梯度是一样的流量 q_o 应为：

$$q_o = KA\frac{K_{ro}}{\mu_o}\frac{\partial p}{\partial x} \qquad (10-1)$$

式中　K——岩石的绝对渗透率；

K_{rw}——水的相对渗透率；

K_{ro}——油的相对渗透率；

μ_w——水的粘度；

μ_o——油的粘度；

A——地层的横截面积。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

在这个横截面上的含水率 f_w 为：

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} = \frac{\frac{K_{rw}}{\mu_w}}{\frac{K_{rw}}{\mu_w} + \frac{K_{ro}}{\mu_o}} = \frac{\frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{K_{rw}}{K_{ro}}}{1 + \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{K_{rw}}{K_{ro}}} \tag{10-2}$$

若油水粘度比一定，某一断面上的含水率 f_w 取决于水与油的相对渗透率之比，而水与油的相对渗透率比值取决于含水饱和度 S_w。因该地层内只含有油水两种流体，所以有：

$$S_o = 1 - S_w$$

S_o 为含油饱和度。不同截面上的含水饱和度不一样，同一截面不同时刻的饱和度也不一样，所以含水率也是随时间、位置而变的。对于一定的相渗透率曲线的油层，含水率随含水饱和度的变化取决于油水粘度比（图 10－1），含水饱和度相同，油水粘度比越高，则含水率也越高。由图 10－1 看出，若水油粘度比等于 0.2，当含水饱和度为 50%时的含水率约为 48%，若将水油粘度比变为 2，则在同一含水饱和度下的含水率只有 8%，所以，提高水的粘度（注稠化水）或降低油的粘度可以改善开发效果。

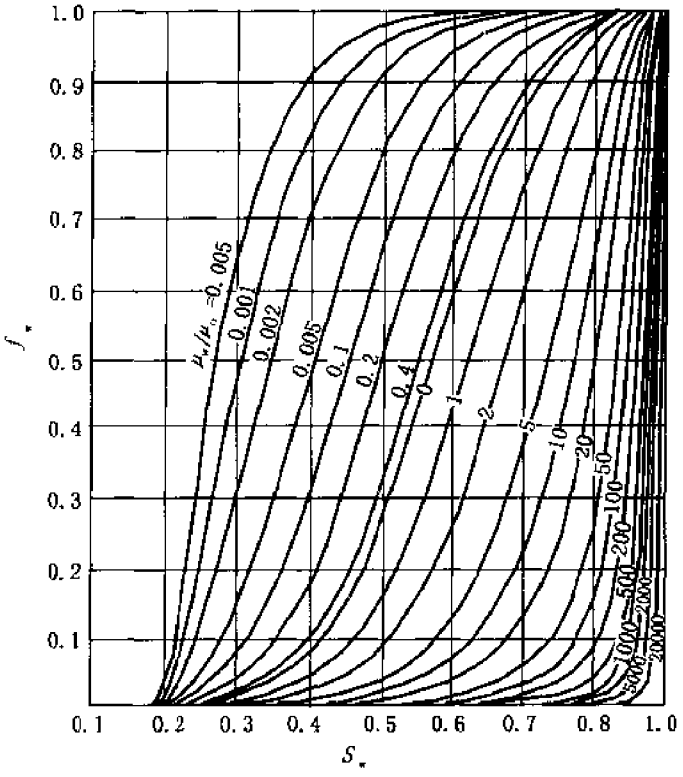


图 10－1　不同油水粘度比下的含水率 f_w 与含水饱和度 S_w 的关系

要搞清某一时刻地层内含水饱和度的分布规律，可在某一截面上取长度为 Δx，截面积等于地层横截面面积 A 的薄片。dx 取得非常小，可以认为在这一薄片内的各点处含水饱和度相等，薄片的进口端含水饱和度稍高于出口端，因而进口比出口含水率高 df_w。在很短一段时间 dt 内，从进口端多流入薄片的水量等于油水总产量 q（$q = q_o + q_w$）乘以 $df_w \cdot dt$，即

$$q \cdot df_w \cdot dt \tag{10-3}$$

设同一时间内，薄片内的含水饱和度升高了 dS_w，则薄片在 dt 内的水量增加为：

$$A \cdot dx \cdot \phi \cdot dS_w \tag{10-4}$$

式中 ϕ 为孔隙度。显然，根据质量守恒原理（连续原理），这二者（10－3）与（10－4）应相等，即

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$A\mathrm{d}x\phi\mathrm{d}S_w = q\mathrm{d}t\mathrm{d}f_w \tag{10-5}$$

若以 W 表示累积产液量，在注水端就是累积注水量，显然有：

$$\mathrm{d}W = q\mathrm{d}t \tag{10-6}$$

将（10－6）代入（10－5）可得

$$A\mathrm{d}x\phi = \frac{\mathrm{d}f_w}{\mathrm{d}S_w}dW \tag{10-7}$$

从进口端（$x=0$）积分到饱和度等于 S_w 的坐标为 x 的截面，得

$$A\phi x = f_w'W \tag{10-8}$$

式中

$$f_w' = \frac{\mathrm{d}f_w}{\mathrm{d}S_w} \tag{10-9}$$

含水率 f_w 通过相对渗透率与含水饱和度发生关系。而相渗透率曲线因岩石及流体性质而异，它只能分别由实验测定，而没有统一的方程式，所以含水率与含水饱和度的关系只能通过曲线来表达。因之，f_w' 与 S_w 的关系也只能用图形表示。f_w' 的意义是地层内含水饱和度每增加 1%，含水率升高的量，它是相对于含水饱和度的含水上升率。图 10－2 是含水上升率与含水饱和度的关系曲线。

方程（10－8）就是饱和度分布方程

$$x = \frac{W(t)}{\phi A}f_w' \tag{10-10}$$

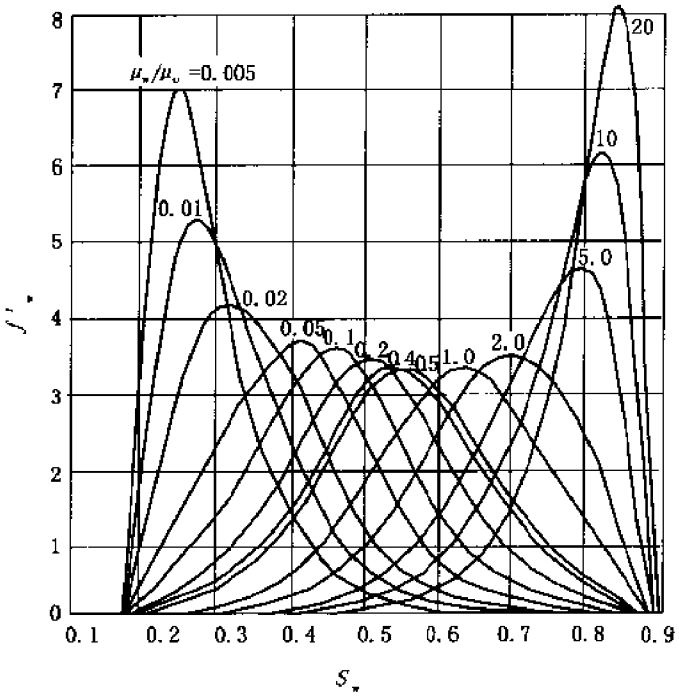


图 10－2　各种粘度比下的 f_w' 与 S_w 的关系

对某一时间，累积产液量（注水量）一定，给出一个 S_w，可从图 8－2 查出一个 f_w'，继而由（10－10）可求得一个 x（其中 ϕA 是已知常数）。反过来，给定一个 x，在确定时刻可求出一个 f_w'，依据所得的 f_w' 查图 10－2，得到两个 S_w。图 10－3 表示在同一个地层截面上有两个含水饱和度，这当然是不可能的。这一矛盾的产生是由于忽略了实际上存在的毛管压力而造成的。

我们知道，毛管压力只存在于油水界面上，因而忽略毛管压力自然影响前缘位置。分别考虑忽略毛管压力的饱和度分布曲线的上下两半支，上半支含水饱和度 S_w 随坐标增加而下降，下半支含水饱和度随坐标增加而升高。前者对应于水驱油、后者对应于油驱水。那么，对于水驱油有用的是曲线的上半支。前缘的位置可根据物质平衡原理确定。

设前缘向前移动了 $\mathrm{d}x$，其左侧的含水饱和度为前缘含水饱和度 S_{wf}，对应含水率为

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

f_{wf}，其右侧在纯油流动区，含水饱和度为束缚水饱和度 S_{wi}，在 dt 时间内从左侧多流入的水量应为

$$qf_{wf}dt \qquad (10-11)$$

在 dx 范围内的水量增加为

$$A\phi(S_{wf}-S_{wi})dx \qquad (10-12)$$

根据连续原理（物质守恒定律）二者相等。即

$$qdtf_{wf}=A\phi\ (S_{wf}-S_{wi})\ dx \qquad (10-13)$$

由（10－10）知

$$\frac{A\phi dx}{qdt}=\frac{df_w}{dS_w} \qquad (10-14)$$

现在研究前缘，dx 是在前缘处取的，所以 f_w' 也是对应前缘含水饱和度 S_{wf} 的。记为 f_{wf}'，将（10－14）代入（10－13）式可有：

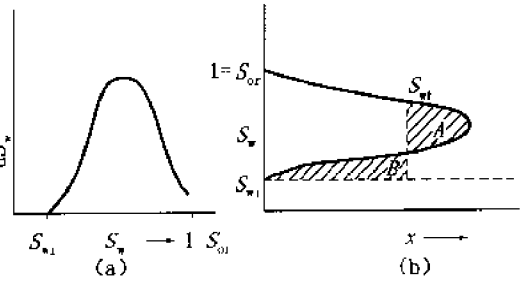


图 10－3　忽略毛管压力的饱和度分布

$$f_{wf}'=\frac{f_{wf}}{S_{wf}-S_{wi}} \qquad (10\quad 15)$$

这就是求前缘饱和度的方程式。方程（10－15）左端的几何意义是饱和度等于前缘饱和度处的含水率曲线的切线斜率。其右端表示含水率曲线上含水饱和度等于束缚水饱和度那一点与对应于前缘饱和度那一点连线所构成的弦的斜率。如果从含水率曲线上对应于束缚水饱和度的点向曲线作切线，它同时也是 f_w 曲线的弦，且二者的斜率正好相等，满足（10－15）条件，所以这个切点所对应的饱和度就是前缘处的含水饱和度（图 10－4）。

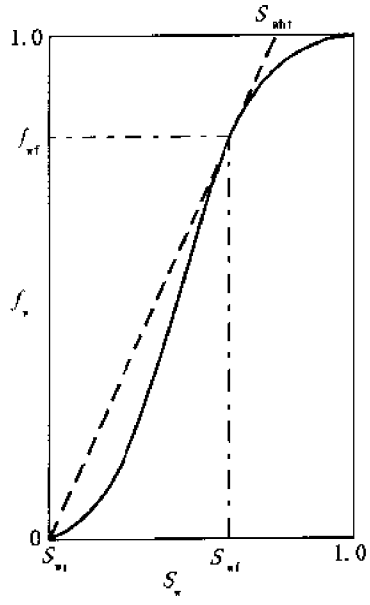


图 10－4　确定前缘含水饱和度的方法

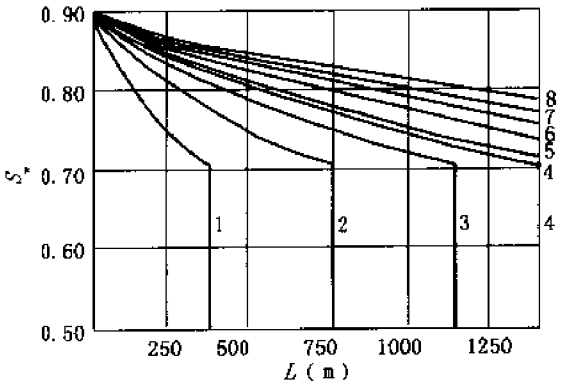


图 10－5　不同时刻的饱和度分布

理论曲线的上半支到前缘饱和度就是我们要求的饱和度分布。前缘向前不断运动，但前缘饱和度的数值不变，不同时刻的含水饱和度分布见图 10－5。由图 10－6 可以看出，实验测得的饱和度分布与理论计算的很接近[1]。

需要特别指出的是，若开始注水时，油层内就有自由水，即原始含水饱和度大于束缚水饱和度，则在求前缘饱和度时应从对应注水开始的含水饱和度向含水率曲线作切线，而不应仍从束缚水饱和度点向曲线作切线[1]。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

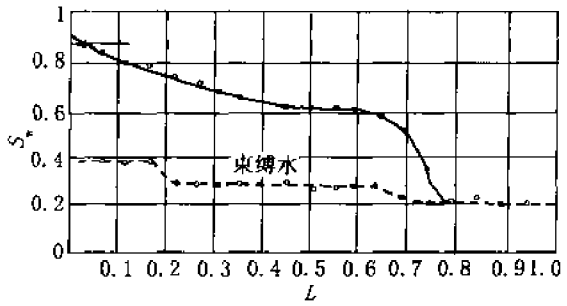


图 10－6　实验室测定的饱和度分布曲线

前缘到达出口（$X=L$）后，地层内就不存在前缘了。由（10－10）式得：

$$\frac{AL\phi}{W(t)}=f_{wL}' \qquad (10-16)$$

f_{wL}'代表出口端的含水饱和度所对应的含水上升率。设 Q_i 表示以地层孔隙体积倍数为单位的累积注水量，即

$$Q_i=\frac{W(t)}{AL\phi} \qquad (10-17)$$

$$f_{wL}'=\frac{1}{Q_i} \qquad (10-18)$$

当以孔隙体积倍数表示的累积注水量为定值时，则 f'_{wL}就确定了；出口端的含水饱和度 S_{wL}也就确定了。不难想象，地层内的平均含水饱和度和油层的采收率就可以求出来了，对于平面一维油藏，注水采收率与以孔隙体积为单位的注水量存在着对应的关系，所以在整理水驱油试验结果时，应以采收率为纵坐标，以孔隙体积倍数为单位的注入量为横坐标。

从出口端见水为止，根据注入地层中的水量，可以确定地层内的含水饱和度升高值和水驱油量，这是计算驱油效率的基本依据。设 t 时刻前缘移动到距注水端 x 处，则此时的总累积产液量（在注水端就等于总累积注水量，按照（10－10）式应为：

$$W(t)=\frac{\phi Ax}{f_{wL}'} \qquad (10-19)$$

两相流动区的含水饱和度 ΔS_w 升高，根据饱和度定义为：

$$\Delta S_w=\frac{W(t)}{\phi Ax}=\frac{1}{f_{wL}'} \qquad (10-20)$$

此时整个水洗区的平均含水饱和度 $\bar{S}_w$ 等于束缚水饱和度加上注入水引起的饱和度升高值 ΔS_w，即

$$\bar{S}_w=S_{wi}+\frac{1}{f_{wf}'} \qquad (10-21)$$

自束缚水饱和度 S_{wi}向含水率曲线所做的切线的方程式为：

$$f_w=f_{wf}'(S_w-S_{wi})$$

这条直线与 $f_w=1$ 的水平线的交点的横坐标是

$$S_w=S_{wi}+\frac{1}{f_{wf}'} \qquad (10-22)$$

它正好就是前缘后的平均含水饱和度。求前缘后平均含水饱和度的方法就是将求前缘饱和度所做的含水率曲线的切线延长到与含水率等于百分之百的水平线相交，这个交点所对应的饱和度就等于前缘后的平均含水饱和度（见图 8－4）。前缘后平均饱和度与原始含水饱和度的差值除以原始含油饱和度就是驱油效率。

出口端见水后地层内平均含水饱和度的求法与见水前类似。先由以孔隙体积倍数为单位的累积注水量求出 f_{wL}'。由 f_{wL}'从图（10－2）查出相应的 S_{wL}，然后在含水率曲线对应 S_{wL}点做切线，该切线与含水率等于百分之百的水平线的交点所对应的含水饱和度就是此时的平均含水饱和度。

驱油效率是在相渗透率曲线一定，油水粘度比一定，均质水平地层的条件下，假设油水

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

接触面均匀推进得到的最高采收率。如果不采取提高采收率的措施，驱油效率是采收率的极限。

油藏形状很复杂，布井方式也是各种各样的，实际油藏内的流动形式往往与平面一维流相差很远。严格的理论分析已经证明[1]，无论在什么样的渗流条件下，其前缘含水饱和度与平面一维流求出的一样。

第2节　平面一维流动的产量公式

若油藏形状近似于长方形，则直线注水井排与生产井排之间的大部分地区可近似地认为渗流是平面一维的，所以研究平面一维水驱油问题有实用价值。同时通过平面一维流动的产量公式可以认识水驱油过程的特点。

在边外注水的条件下，可将油层分为三个流动区：注水线与原始油水接触面间为纯水运动区；原始油水接触面到油水前缘间为油水两相运动区；自前缘到出口端是纯油运动区（图 10－7）。纯水或纯油的单相运动区的渗流阻力都不难计算，关键在于求两相区的渗流阻力。设注水线上的压力为 p_1，原始接触面上的压力为 p_{of}，前缘上的压力为 p_f，出口端上的压力为 p_2，油水总产量为 q（在水区等于水产量，在油区等于油的产量）。根据连续原理，三区的总产液量相等。即

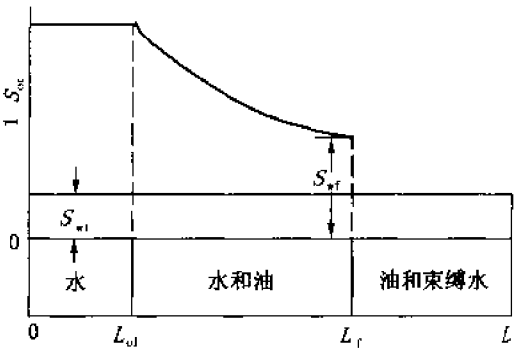


图 10－7　平面一维地层渗流分区图

$$q=\frac{p_1-p_{of}}{\frac{\mu_w}{KA}L_{of}}=\frac{p_{of}-p_f}{R_{ow}}=\frac{p_f-p_2}{\frac{\mu_o}{KK_{ro}A}(L-L_f)} \tag{10-23}$$

式中　L_{of}——原始油水接触面的坐标；

L_f——t 时刻前缘的位置；

R_{ow}——油水两相区的水力阻力。

在两相区内的任意一点有：

$$q=-KA\left(\frac{K_{rw}}{\mu_w}+\frac{K_{ro}}{\mu_o}\right)\frac{\partial p}{\partial x}$$

$$\mathrm{d}p=\frac{\partial p}{\partial x}\mathrm{d}x=-\frac{q}{KA}\frac{\mathrm{d}x}{\frac{K_{rw}}{\mu_w}+\frac{K_{ro}}{\mu_o}}$$

积分后可得：

$$p_{of}-p_f=-\frac{q}{KA}\int_{L_f}^{L_{of}}\frac{\mathrm{d}x}{\frac{K_{rw}}{\mu_w}+\frac{K_{ro}}{\mu_o}} \tag{10-24}$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

由饱和度分布方程（10－10）和（10－19）式知：

$$\mathrm{d}x = \frac{W(t)}{A\phi}\mathrm{d}f_w' = \frac{L_f - L_{of}}{f_{wf}'}\mathrm{d}f_w'$$

当　$x = L_f$ 时，$S_w = S_{wf}$；$x = L_{of}$ 时，$S_w = 1 - S_{or}$

于是

$$p_{of} - p_f = -\frac{q}{KA}\frac{L_f - L_{of}}{f_{wf}'}\int_{S_{wf}}^{1-S_{or}}\frac{\mathrm{d}f_w'}{\frac{K_{rw}}{\mu_w} + \frac{K_{ro}}{\mu_o}} \tag{10-25}$$

设

$$\alpha = -\frac{1}{f_{wf}'}\int_{S_{wf}}^{1-S_{or}}\frac{\mathrm{d}f_w'}{K_{ro} + \frac{\mu_o}{\mu_w}K_{rw}} \tag{10-26}$$

则（10－25）式经整理后可变为

$$q = -\frac{p_{of} - p_f}{\frac{\mu_o}{KA}\alpha(L_f - L_{of})}$$

很明显，αK_{roi} 表示两相渗流阻力比纯油运动时增加的倍数，对于平面一维流动，α 是一个常数，称为两相区的阻力系数。为此，则两相区的渗流阻力是：

$$R_{ow} = \frac{\mu_o}{KA}\alpha(L_f - L_{of}) \tag{10-27}$$

根据连比定理由（10－23）式可得：

$$q = \frac{KA(p_1 - p_2)}{\mu_w L_{of} + \alpha\mu_o(L_f - L_{of}) + \frac{\mu_o}{K_{roi}}(L - L_f)}$$

$$= \frac{KA(p_1 - p_2)}{\mu_w L_{of} + \frac{\mu_o}{K_{roi}}L - \alpha\mu_o L_{of} + \left(\alpha\mu_o - \frac{\mu_o}{K_{roi}}\right)L_f} \tag{10-28}$$

式中分母的前三项都是常数。若 $\alpha > 1/K_{roi}$，即两相渗流区的物理阻力大于纯油单相渗流的物理阻力，则分母中的第四项随 L_f 增大而增大，也就是说渗流阻力随前缘推进而增大。此时，若压差恒定，则产量随时间延长而减小。若 $\alpha < 1/K_{roi}$，即两相区的物理阻力小于纯油渗流的阻力，则随前缘推进，L_f 增大，阻力减小。若压差保持不变，产量随时间延长而增加。一般水驱油田油井见水前产量都要有所变化就是这个原因。

只能用图形积分法去求两相渗流区的阻力系数 α，因为

$$= \frac{1}{K_{ro} + \frac{\mu_o}{\mu_w}K_{rw}}$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

在相渗透率曲线一定的条件下是饱和度的已知函数，而 f_w' 也是饱和度的已知函数。通过饱和度建立被积函数与 f_w' 的关系（图 10－8）。量测 f_{wf}' 与最大含水饱和度所对应的 $f_w'=0$ 的曲边梯形的面积再被 f_{wf}' 除之即就是所要求的 α。

图形积分无疑是比较麻烦的，根据积分中值定理

$$\alpha = -\frac{1}{f'_{wf}}\frac{1}{K_{ro}(S_{w\zeta})+\frac{\mu_o}{\mu_w}K_{rw}(S_{w\zeta})}(0-f_{wf}') \tag{10-29}$$

式中，$S_{wf}\leqslant S_{w\zeta}\leqslant 1$。

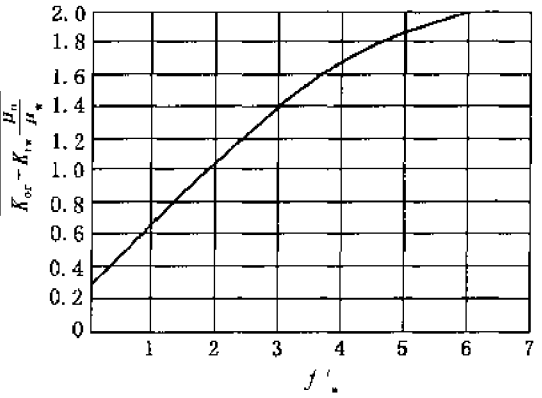


图 10－8 $1/(K_{ro}+\frac{\mu_o}{\mu_w}K_{rw})$ 与 f'_w 关系曲线

经验证明，如果取 $S_{w\zeta}$ 为前缘后的平均含水饱和度 $\bar{S}_w$，则这样求出的 α 值与图形法积分求出的非常接近[2]。一般情况下，两相流动区内的 $K_{ro}(\bar{S}_w)$ 数值与 $\frac{\mu_o}{\mu_w}K_{rw}(\bar{S}_w)$ 比很小，可以忽略不计。

对于平面径向水驱油，由于渗流断面不断缩小，所以 α 不再是常数。对于复杂的油藏形状和布井方式，理论上还无法求 α，只能依据近似方法和数值方法。

第 3 节　面积波及系数

实际油藏形状是各种各样的，布井方式也是五花八门的，油层性质无论是在水平方向上还是在垂直方向上又都是非均质的，且经常差异很大。因此，严格说来水驱油方式与平面一维和平面径向流动相差很远。即使假定油层在水平和垂直方向上都是均质的，水把油驱向井底的过程，在实际条件下也远较平面一维和平面径向流复杂。我们先在均质的假设下探讨平面（二维）的水驱油问题。

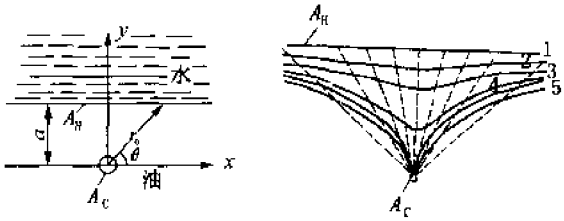


图 10－9　直线含油边界向一口井收缩

假设在无穷大地层上原始油水接触面为一直线，距油水接触面 a 处有一口生产井（图 10－9），我们来研究井投产以后不同时刻油水接触面的形状。为了方便，假设油水的粘度一样，油水接触面上各点流向井底的速度与它们距井中心的距离成反比，其运动轨迹为该点与井中心的连线。显而易见，沿井中心向油水接触面所做的垂线方向液体质点运动的最快，水最先沿这条线到达井底，随后水才沿其它方向流入井底。油井见水先是井壁上一点见水，随着时间的推移，井壁上水淹部分不断扩大。井壁上水淹部分所对应的中心角称为水淹角。

在油水粘度相等，油藏是均质等厚的条件下，从距井中心 r_o 处运动到 r 处所需的时间，根据物质平衡原理应为：

$$t=\frac{\pi\phi h(r_o^2-r^2)}{q} \tag{10-30}$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

凡是油水接触面上的点，显然都满足：

$$r_o \sin\theta = a \tag{10-31}$$

式中 t——从 r_o 到 r 所需的时间；

ϕ——油层孔隙度；

h——油层厚度；

q——产量；(因油水粘度相等，所以在压差不变的条件下为一常量)。

a——井中心到油水接触面的垂直距离；

r——以井中心为极点的向量半径；

θ——为极角。

于是有

$$r_o^2 - r^2 = \frac{qt}{\pi\phi h} \tag{10-32}$$

在 t 一定的条件下，r_o 越大，r 也就越大，移动的距离就越小。图(10-9)上给出了不同时刻的油水接触面的位置。若 $r = r_w$，则有：

$$r_o^2 - r_w^2 = \frac{qt}{\pi\phi h} \tag{10-33}$$

因为 $r_w^2 << r_o^2$，所以 $r_o^2 - r_w^2 \simeq r_o^2$，依(10-31)和(10-33)可得：

$$\sin\theta = a\sqrt{\frac{\pi\phi h}{qt}} \tag{10-34}$$

t 为油水界面上极角为 θ 的点运动到井底所需的时间，并称 2θ 为水淹角。

例：求水沿最短距离进入井底时油水接触面的位置。

解：根据公式(10-32)，令 $r_o = a$，$r = r_w \simeq 0$ 可得　水沿最短距离运动到井底的时间为：

$$t_a = \frac{\pi\phi h a^2}{q}$$

此时其余各点的向量半径可依(8-32)式求得：

$$r^2 = \frac{a^2}{(\sin\theta)^2} - a^2$$

给 θ 以不同值得出相应 r 值列于表 10-1 内。

表 10-1　见水时的油水接触面的位置

θ	5°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
r	0.09a	0.27a	0.58a	a	1.73a	3.73a	∞

各种布井方式下的油水接触面的形状[2,3]，当然更为复杂(见图 10-10)。其共同点是沿井中心到油水接触面的垂线，液体运动最快，叫主流线；沿两井间中点到油水接触面的位置的垂线运动最慢，叫中流线。油水前缘都是沿这条线向井突出，沿中流线相对凹进的曲线。

考虑油水粘度差，进而考虑到水推油的非活塞性，主流线与中流线上的速度差异会更为显著，可惜到目前为止，还没有一般的分析解。实际布井方式下，油水前缘运动的不均匀性给解决水驱油问题带来很大的困难。为了解决这个困难，只能依靠各种物理模型试验及数值模拟的方法。

由于井壁上各点不是同时见水的，所以油井见水时的水淹面积小于井网所控制的面积。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

水淹面积与井网控制面积之比称为面积波及系数，在含水生产阶段，面积波及系数会随含水升高而增加。

我们知道，相渗透与粘度的比值称为流度，影响波及系数的主要因素是油水的流度比。见水前油区的流度比是恒定的 K_{ro}/μ_o；两相区内各点的水的流度是不一样的。但我们知道无论什么布井方式，无论在见水前，油水前缘处于什么位置，前缘后的平均含水饱和度是不变的。所以用平均含水饱和度下的水的流度代表水的流度[1]。

$$M = \frac{K_{rw}(\bar{S}_w)}{\mu_w}\frac{\mu_o}{K_{ro}} \qquad (10-35)$$

式中 M——流度比；

$K_{rw}(\bar{S}_w)$——两相区内平均含水饱和度下的水的相对渗透率；

K_{ro}——含油区油的原始相对渗透率。

见水后流度比就不再是常数了。

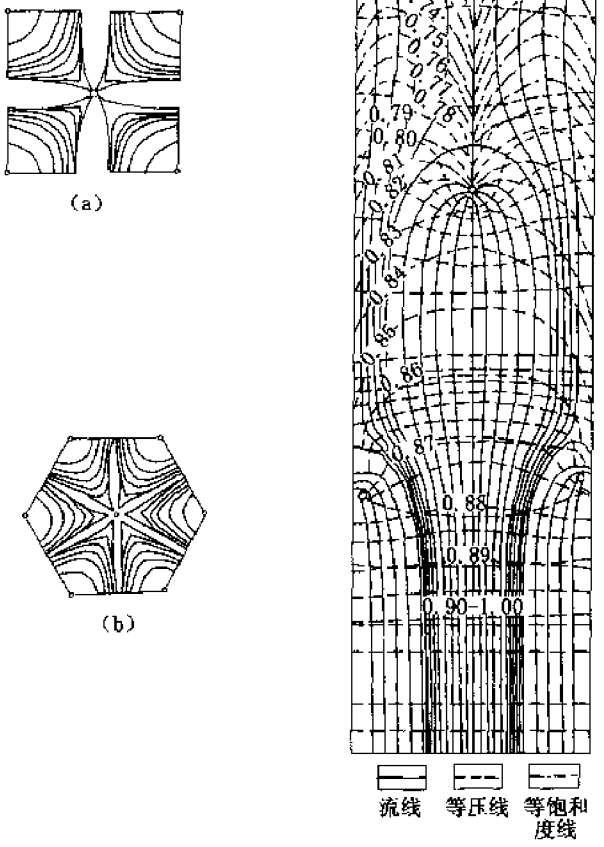


图 10－10　各种井网的注水接触面

(a)五点系统；(b)七点系统；(c)行列注水系统

不同井网的波及系数与流度比的关系不一样。常用的井网大都是由相同单元组成的几何井网，以一个单元内所包含的井数命名(图 10－11)以注水井为中心的井网叫做“反”井网，例如九点井网，是正方形的四个角和四个边的中点各有一口注水井，中心为一口生产井；反九点井网则四周为八口生产井，中间为一口注水井。表 10－2 给出了各种井网的几何特征。从图 10－11 不难看出反七点与正四点是一样的，正五点井网与反五点井网也是一样的。

表 10－2　注水井网的特征

井　网	四点	歪四点	五点	七点	九点	反九点	直线排状	交错排状
注水井与采油井的井数比	1:2	1:2	1:1	2:1	3:1	1:3	1:1	1:1
单元几何形状	等边三角形	等腰三角形	正方形	正六边形	正方形	正方形	长方形	长方形

表中列的都是具有完整的几何图形的井网，但由于有的油藏面积小或由于有的是试验需要也可能出现孤立的二点、三点、反五点及反七点井网。

各种不同井网的波及系数与流度比的关系见图 10－12 至图 10－20。

需要注意的是在反九点井网中正方形边上的和角上的井与注水井的距离是不一样的。即

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

使其它条件都相同，边井与角井产量也不会一样。如果所有条件相同，边井会比角井先见水。如果边井含水到一定程度后关井，井网就变成五点井网了。所以在研究反九点井网的波及系数时要考虑边井与角井的产量比和边井关闭条件。

采油井见水后继续注水波及系数要增大，在波及系数与流度比的关系图上已表明了这一点。不同面积注水的波及系数与流度比的试验曲线，见图 10－12 至图 10－21。

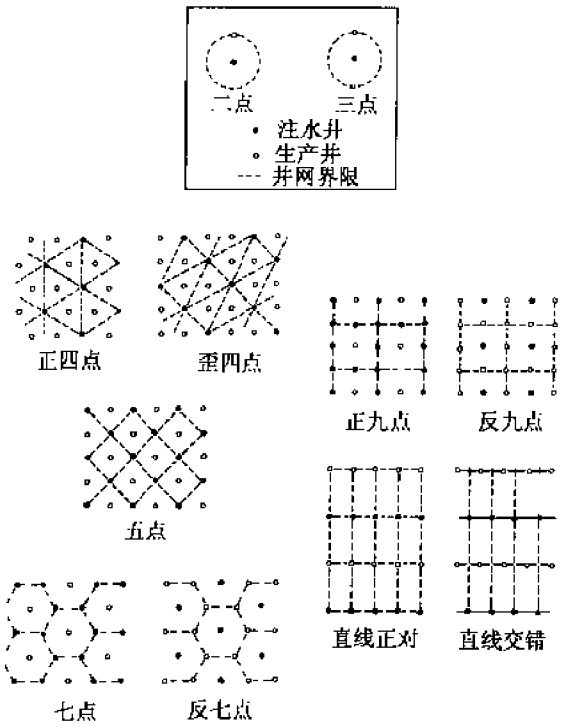


图 10－11　面积注水井网

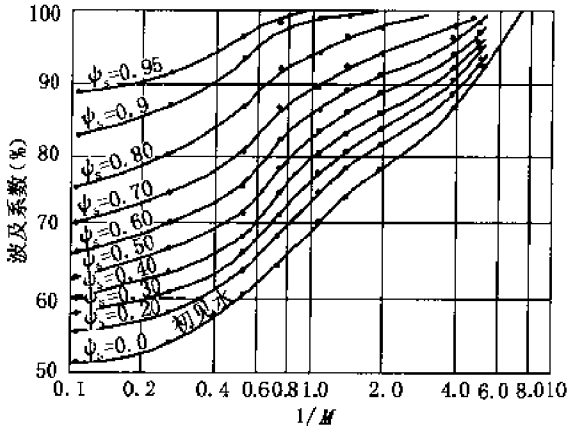


图 10－12　五点井网的流度比与波及系数的关系

油层渗透率在平面上都是非均质的，且经常表现出一定的方向性（各向异性）。例如，沿着河道砂岩延伸方向的渗透率往往高于垂直于砂岩体方向的渗透率。若五点井网的注水井排与最大渗透率的方向平行，则波及系数较各向同性层为高（见图 10－21）。若五点井网的注水井排与最大渗透率方向垂直，则波及系数较各向同性层为低（见图 10－22）[1]。

压裂是最有效的增产增注手段之一。实践证明，人工压裂造成的地层裂缝大部分是垂直

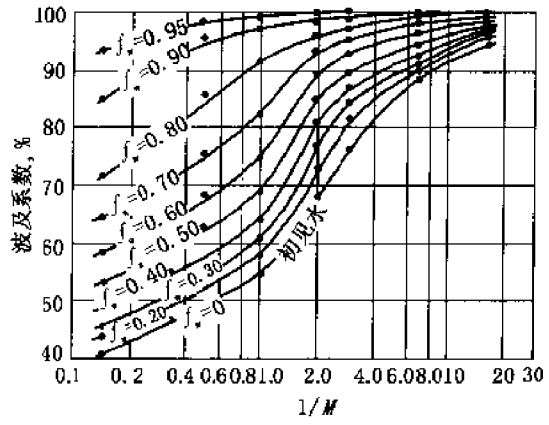


图 10－13　直线排状井网的波及系数与流度比关系（井距与排距相等，曲线上的数字为含水率）

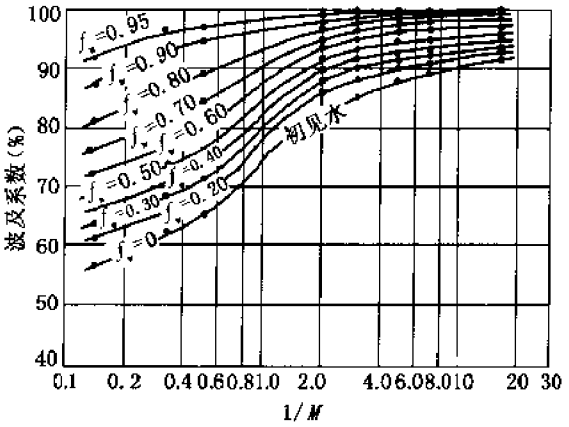


图 10－14　直线交错井网的波及系数与流度比关系（井距与排距相等，曲线上的数字为含水率）

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

于层面的。有一部分油藏具有天然的裂缝系统，当驱动方向与裂缝方向成45°角时，其见水时的波及系数高于各向同性层。当驱动方向与裂缝方向一致时，见水时波及系数降低(图10－23)裂缝愈长，对见水时的波及系数的影响就愈大，但在含水达90%以上时裂缝(无论什么方位)对波及系数的影响就很小了。天然裂缝和人工裂缝的方位都是由地质条件决定的。在有天然裂缝的油藏和进行过大量压裂改造的油藏中进行注水时，必须考虑到裂缝方向这一因素。水平裂缝对波及系数的影响相当于井径扩大，随着裂缝半径的增大，对低渗透油层波及系数会有所增加。

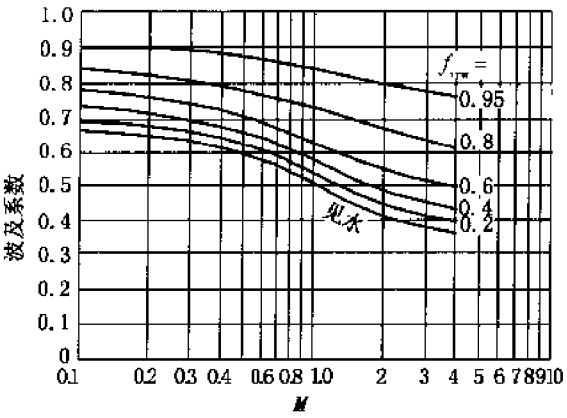


图10－15　反九点井网在各种边井含水率(f_{isw})下的波及系数与流度比关系图(角井与边井的产量比为0.5，边井极限含水率为0.95)

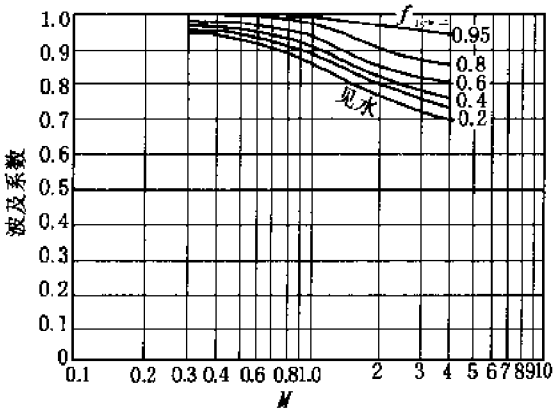


图10－16　反九点井网在各种角井含水率(f_{icw})下的波及系数与流度比关系图(角井与边井的产量比为0.5，边井的极限含水为0.95)

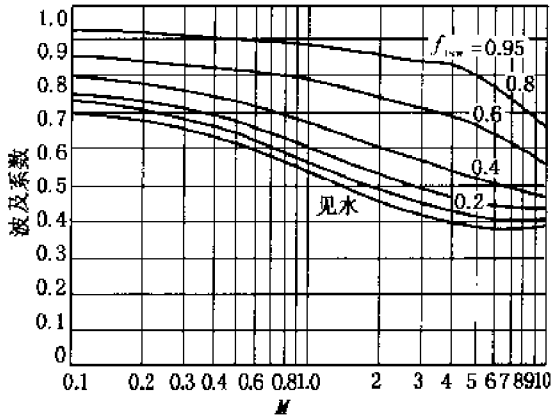


图10－17　反九点井网在各种不同边井含水率(f_{isw})下的波及系数与流度比关系图(角井与边井的产量比为1.0，边井极限含水为0.95)

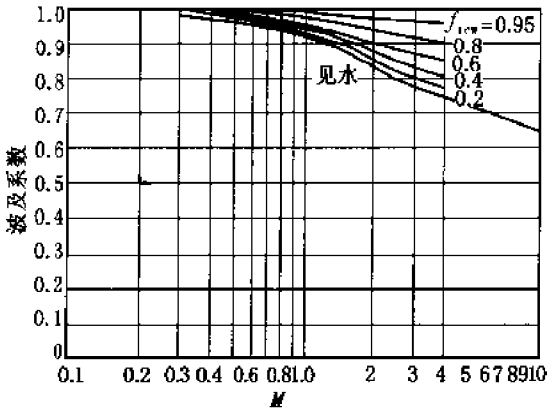


图10－18　反九点井网在不同的角井含水率(f_{icw})下的波及系数与流度比关系图(角井与边井产量比为1.0，边井极限含水为0.95)

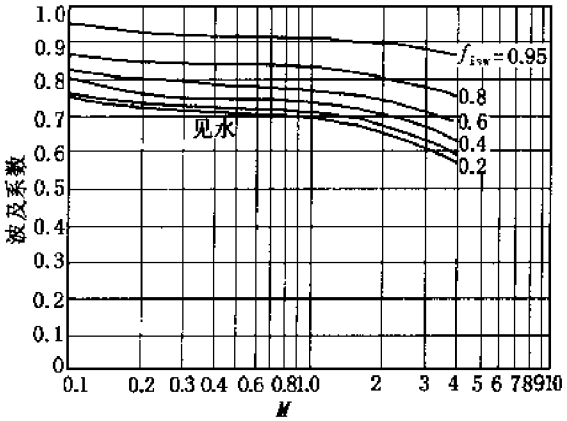


图10－19　反九点井网在各种边井含水率(f_{isw})下的波及系数与流度比关系图(角井与边井的产量比为5.0，边井极限含水率为0.95)

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

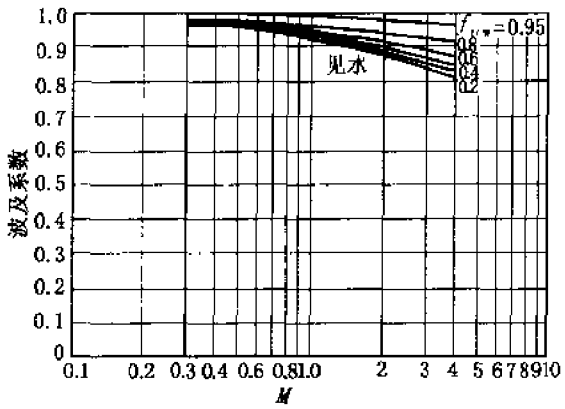


图 10－20　反九点井网在不同的角井含水率(f_{wc})下的波及系数与流度比关系图(角井与边井的产量比为 5.0,边井极限含水率为 0.95)

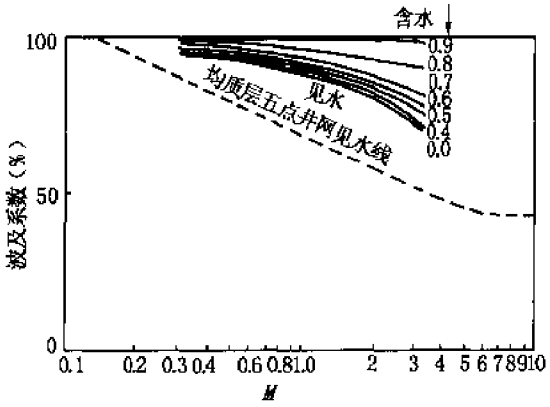


图 10－21　最大与最小渗透率比值为 16 的水平各向异性层上的五点井网的波及系数与流度比关系图(最大渗透率方向与注水井排方向一致)

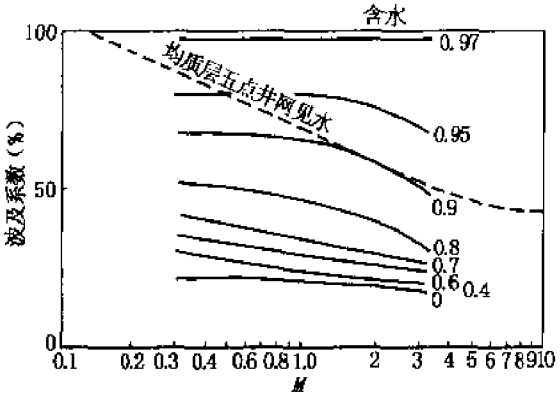


图 10－22　最大与最小渗透率比值为 16 的水平各向异性层上的五点井网的波及系数与流度比关系图(最大渗透率方向与注水井和生产井连线的方向一致)

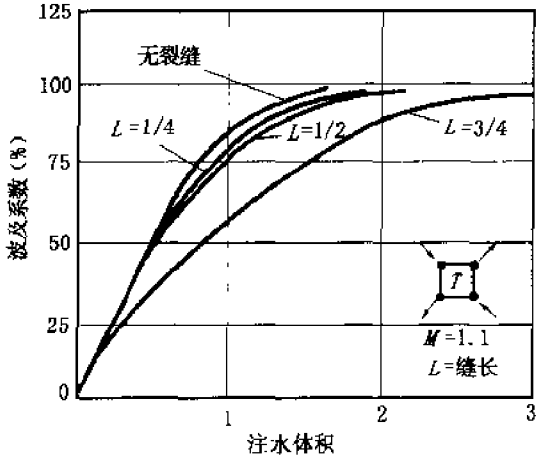


图 10－23　垂直裂缝方向与注水井和生产井连线平行时,裂缝长度对波及系数的影响

第 4 节　油层纵向非均质性

几乎所有的油藏都是多油层的,不仅各小层之间的渗透率可以有很大的差异,就是同一小层平面上和纵向上的渗透率变化也很大。为了便于处理问题,一个最容易想到的简化办法是将纵向不均质的层简化成等价的一系列彼此重迭而又互不连通的均质层,将每一个均质层的动态加起来就是全层的动态。这样简化完全忽略了同一层在水平方向的渗透率差异,这就是流管法或叫做流片法(在美国还常称为 Stiles 法)。当然,这只是一种近似方法,以后还可以证明这还是一种偏于保守的近似方法。

高渗透层中也会有低渗透段,低渗透层中也会出现高渗透段,渗透率值在一个很大范围内变化。在一个油藏范围内,渗透率处于某一区间内的比例是一定的,例如在低渗透层中,高渗

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

透段所占的比例很小；而在高渗透层中，低渗透段所占比例很小。不同相带的渗透率不一样，同一相带内渗透率照样变化多端，关键是要知道渗透率分布，通常以累计渗透率分布曲线来表示。只要知道处于某一区间内渗透率的比例，就可以了解渗透率分布。不同区间内渗透率所占的比例就叫做渗透率的分布密度。

我们永远不可能准确测出油藏内每一点渗透率值，所以绝对精确地知道渗透率分布是不可能的。但是我们通过一定数量取心井所获得的渗透率数据，可有一定把握地判断油层的渗透率分布，这个一定把握被称为置信度。

常见的渗透率分布密度如表 10－3 所示[4]。

表 10－3　常见渗透率分布

名称＼参数	分布密度	均值	标准差	变异系数
对数正态	$\frac{1}{\sqrt{2\pi}\delta x}e^{-\frac{(\ln x-\mu)^2}{2\delta^2}}$　$(x>0)$	$e^{\mu+\frac{\delta^2}{2}}$	$(e^{\delta^2}-1)^{\frac{1}{2}}\cdot e^{\mu+\frac{\delta^2}{2}}$	$(e^{\delta^2}-1)^{\frac{1}{2}}$
马克斯威尔(1)	$\frac{2}{\sqrt{\pi}}e^{-\frac{(x-a)^2}{x_0^2}}\cdot\frac{(x-a)^2}{x_0^2}\cdot\frac{1}{x_0}$　$(x>a)$	$\frac{3}{2}x_0+\mu$	$\sqrt{1.5}\,x_0$	$\frac{\sqrt{1.5}\,x_0}{1.5x_0+\mu}$
(2)	$\frac{2}{\sqrt{\pi}}e^{-\frac{x-a}{x_0}}\sqrt{\frac{x-a}{x_0}}\cdot\frac{1}{x_0}$　$(x>a)$	$\frac{2}{\sqrt{\pi}}x_0+\mu$	$x_0\sqrt{1.5-\frac{4}{\pi}}$ $=0.4762\,x_0$	$\frac{0.4762x_0}{\frac{2}{\sqrt{\pi}}x_0+\mu}$
$\Gamma(x)$分布	$\frac{\beta^\alpha}{\Gamma(\alpha)}(x-c)^{\alpha-1}e^{-\beta(x-c)}$　$(x>c)$	$\frac{\alpha}{\beta}+C$	$\frac{\sqrt{\alpha}}{\beta}$	$\frac{\frac{\sqrt{\alpha}}{\beta}}{\frac{\alpha}{\beta}+C}$
$\Gamma(x^2)$分布	$\frac{2}{\Gamma(\frac{\gamma}{2})}(\frac{x}{x_0})^{\gamma-1}e^{-(\frac{x}{x_0})^2}\cdot\frac{1}{x_0}$　$(x>0)$	$\frac{\Gamma(\frac{\gamma+1}{2})}{\Gamma(\frac{\gamma}{2})}x_0$	$x_0\sqrt{\frac{\gamma}{2}-\left[\frac{\Gamma(\frac{\gamma+1}{2})}{\Gamma(\frac{\gamma}{2})}\right]^2}$	

$\Gamma(x)$称为噶玛函数，并可表示为：

$$\Gamma(x)=\int_0^\infty e^{-t}t^{x-1}dx$$

其自变量所对应的函数值有已制作好的函数表供查阅。

寻找渗透率理论分布的方法：

第一种是概率纸法。如果将分析数据(样本值)点到对数正态概率纸上，所有点子基本位于一条直线上，则可以认为渗透率服从对数正态分布。对数正态概率纸的横坐标按自然对数标度，纵坐标依正态分布标度。根据需要也可以印制 $\Gamma(x)$和 $\Gamma(x^2)$概率坐标纸。

第二种方法是曲线拟合法。将分析样品所得数据点到与理论分布坐标相同的透明图上，然后与理论分布曲线相映照，看它与哪一条理论分布曲线符合的好，就认为渗透率服从该曲线所代表的理论分布。

第三种方法是试凑法[4]。以应用广泛的分布密度函数

$$f(x)=\frac{n}{\Gamma\left(\frac{\gamma}{2}\right)}e^{-\left(\frac{x}{x_1}\right)^n}\cdot\left(\frac{x}{x_1}\right)^{\frac{\gamma}{2}n-1}\cdot\frac{1}{x_1} \tag{10-36}$$

相对应的分布函数为

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$F(x) = \Gamma\left[\frac{\gamma}{2}, \left(\frac{x}{x_1}\right)^{\gamma}\right] \Big/ \Gamma\left(\frac{\gamma}{2}\right) \tag{10-37}$$

计算步骤：

(1)求样本的分布图。将渗透率值分为20～30个区间，统计落入每个区间的样品个数及累积样品个数，计算出样本的累计百分比。

(2)假定理论分布与样本经验分布一致。在此条件下，假设一系列的 γ 值，从相应的理论分布查得一系列对应的 $\left(\frac{x}{x_1}\right)^n$ 值。

(3)以样本每个区间的渗透率值(可取区间平均值或端点值)为横坐标，以对应不同 γ 值的 $\left(\frac{x}{x_1}\right)^n$ 为纵坐标，将上边得出的值点到双对数坐标纸上，将对应同一 γ 值的点连结起来，哪一条最接近直线，哪一条就是我们所要找的理论分布。

(4)所得双对数坐标上的直线的斜率就是所要求的分布参数 n，在纵轴上的截距为 $-n\lg x_1$，于是可求得另一参数 x_1。

(5)求出双对数直线所对应的理论分布值与样本经验分布值的差(取绝对值)，找出理论分布与样本分布的最大差值 D_N。若取置信度为0.95，则当 $D_N\sqrt{N}>1.36$ 时(N 为样本容量)，接受所找到的理论分布。

(6)已知 γ、n、x_1 可按下式求出理论分布的参数：

均值 μ：
$$\mu = \frac{\Gamma\left(\frac{\gamma}{2}+\frac{1}{n}\right)}{\Gamma\left(\frac{\gamma}{2}\right)} x_1 \tag{10-38}$$

方差 σ^2：
$$\sigma^2 = \frac{\Gamma\left(\frac{\gamma}{2}+\frac{2}{n}\right)x_1^2}{\Gamma\left(\frac{\gamma}{2}\right)} - \mu^2 \tag{10-39}$$

例10－1：设有10口井(A—J)的岩心分析数据，每口井10块样品，共有100个渗透率值mD，见表10－4。试求其渗透率的分布规律。

表10－4　渗透率数据表

深度 \ 井号	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
2228.0	2.9	7.4	30.4	3.8	8.6	14.5	39.9	2.3	12.0	29.0
2228.3	11.3	1.7	17.6	24.6	5.5	5.3	4.8	3.0	0.6	99.0
2228.7	2.1	21.2	4.4	2.4	5.0	1.0	3.9	8.4	8.9	7.6
2229.0	167.0	1.2	2.6	22.0	11.7	6.7	74.0	25.5	1.5	5.9
2229.3	3.6	920.0	37.0	10.4	16.5	11.0	120.0	4.1	3.5	33.5
2229.7	19.5	26.6	7.8	32.0	10.7	10.0	19.0	12.4	3.3	6.5
2230.0	6.9	3.2	13.1	41.8	9.4	12.9	55.2	2.0	5.2	2.7
2230.3	50.4	35.2	0.8	18.4	20.1	27.8	22.7	47.4	4.3	66.0
2230.6	16.0	71.5	1.8	14.0	84.0	15.0	6.0	6.3	44.5	5.7
2231.0	23.5	13.5	1.5	17.0	9.8	8.1	4.6	4.6	9.1	60.0

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

不考虑深度，将渗透率从大到小排列分成 15～20 组，统计每组内落入的样品数及累计样品数，并计算累计百分比（见表 10－5）。

表 10－5　渗透率分组统计表

渗透率区间	>30	28～30	26～28	24～26	22～24	20～22	18～20	16～18	14～16	12～14	10～12	8～10	6～8	4～6	2～4	0～2
样品数	20	1	2	2	2	3	3	3	4	5	6	8	7	12	13	9
样品累积数	20	21	23	25	27	30	33	36	40	45	51	59	66	78	91	100
累积百分比,%	20	21	23	25	27	30	33	36	40	45	51	59	66	78	91	100

尔后，以累积百分比为横坐标，以相应各组的下限值为纵坐标，在对数正态概率纸上描点，近似得一直线，只是在最小的一端偏离直线段较远（图 10－25）[1]。

对于正态分布，均值为 μ，方差为 σ^2 的随机变量在区间 $(\mu-\sigma,\mu+\sigma)$ 内的概率为 0.682，在 $(\mu,\mu+\sigma)$ 内的概率为 0.341。所以累积百分比为 84.1%处的渗透值与渗透率均值之差正好为一个标准差 σ，变异系数 V 为：

$$V=\frac{\sigma}{\mu} \qquad (10-40)$$

对于对数正态分布，变异系数为

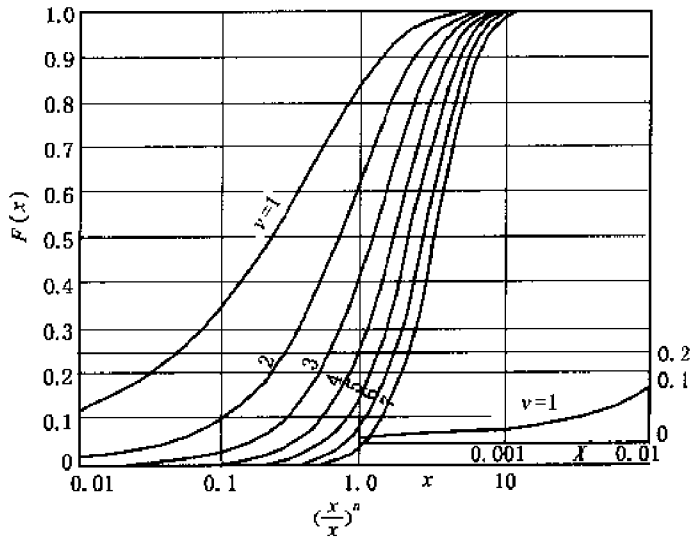


图 10－24　理论分布与 $\left(\frac{x}{x_1}\right)^n$ 的关系图

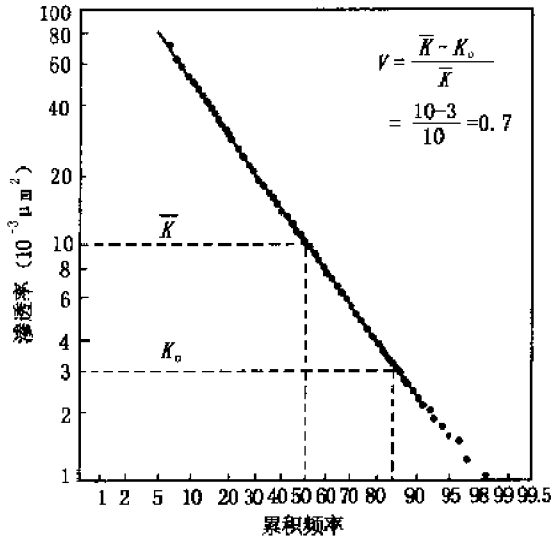


图 10－25　对数正态分布图

$$V=\frac{\lg K_6-\lg\bar{K}}{\lg\bar{K}} \qquad (10-41)$$

式中　K_6——对应累积百分比为 84.1% 的渗透率值；

$\bar{K}$——渗透率分布的均值。

而实际使用中不用相应的对数表达式，多采用如下关系：

$$V=\frac{K_6-\bar{K}}{\bar{K}} \qquad (10-42)$$

在本例中 $K_6=3$，$\bar{K}=10$，所以 $V=0.7$。

理论分布与样本分布最大差值发生在渗透率为 0.01 mD 处，其差为 0.035，那么 $0.035\times\sqrt{100}=0.35<1.36$，故在置信水平为 0.95 的前提下，接受对数正态分布的假设。

例 10－2：马岭油田中区延 10_{1-4} 层的渗透率统计资料如下表（表 10－6），试确定其分布规律。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

表 10－6

序号 i	区间 Δx (mD)	自变量 x_i	区间块数 n_i	累计块数 N_i	统计分布 F_s	待定函数近似值 Z_i			$\left(\frac{x}{x_1}\right)^{\gamma}$	理论分布 $F(x_i)$	误差 $D_i=\lvert F-F_s\rvert$
						$\gamma=1$	$\gamma=2^*$	$\gamma=3$			
(0)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
					(4)/N	查图 10－24	查图 10－24	查图 10－24	查图 10－25	查图 10－24	|(5)－(10)|
1	0～5	5	178	178	0.624	0.39	0.98	1.66	0.99	0.629	0.005
2	5～10	10	19	197	0.691	0.514	1.18	1.82	1.16	0.69	0.001
3	10～20	20	11	208	0.73	0.605	1.315	1.975	1.38	0.75	0.020
4	20～40	40	15	223	0.782	0.76	1.53	2.23	1.63	0.806	0.024
5	40～60	60	11	234	0.821	0.905	1.73	2.46	1.79	0.832	0.011
6	60～80	80	6	240	0.842	1.00	1.85	2.59	1.92	0.856	0.014
7	80～100	100	10	250	0.877	1.19	2.10	2.88	2.03	0.871	0.006
8	100～200	200	9	259	0.908	1.47	2.40	3.24	2.4	0.91	0.002
9	200～300	300	5	264	0.926	1.60	2.62	3.50	2.66	0.93	0.004
10	300～400	400	3	267	0.937	1.73	2.78	3.67	2.85	0.943	0.006
11	400～500	500	4	271	0.95	1.92	3.00	3.92	3.00	0.951	0.001
12	500～1000	1000	5	276	0.968	2.31	3.45	4.38	3.50	0.975	0.007
13	1000～2000	2000	4	280	0.983	2.90	4.05	5.10	4.18	0.985	0.002
14	2000～3000	3000	2	282	0.99	3.35	4.60	5.85	4.55	0.99	0
15	大于 3000		3	285	1.00						
				$N=285$							$D_N=0.024$

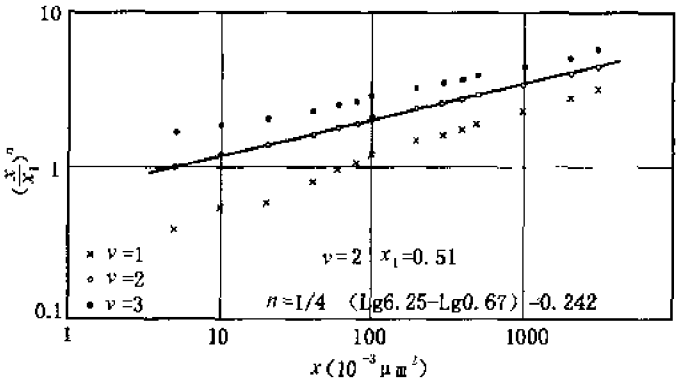


图 10－26　马岭油田中区延 10_{1-4}层渗透率分布规律的确定

我们将不同 γ 值的点子串点到双对数坐标纸上，发现对应 $\gamma=2$ 的点串成一直线（图 10－26），求得此直线斜率 $n=0.242$，$x_1=5.1$，于是得 $\left(\frac{x}{5.1}\right)^{0.242}$。继而求出不同 x_i 的 $\left(\frac{x_i}{5.1}\right)^{0.242}$ 的值，然后根据图 10－24 查得理论分布值，计算样本经验分布与理论分布之差的绝对值，并找出其最大值 D_N 为 0.024，$\lambda_0=D\sqrt{N}=0.024\sqrt{285}<1.36$。即在置信度为 0.95 的条件下，可以接受这个理论分布为对数正态分布。

经常使用的一种处理油层纵向非均质的方法是，按渗透率分布将油层分成除渗透率不同外，其余各项参数都相同的等厚层，每一个小层都被认为是均质的，各层之间互相隔绝。然后分别计算每一个均质小层的开发指标，将每个小层指标对应地加起来就得到全油层的生产动

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

态。这就是所谓的流管法或流片法[1]。显然，这是一种等价模型，所分层数越多，计算结果越符合实际，工作量也就越大。一般说，反映渗透率非均质程度的重要参数——变异系数越大，分的层数就应当越多。但计算结果已证明，当层数增加到一定程度后，再增加层数对提高结果的精度影响不大。在图 10－27 中所示的一个渗透率变异系数 $V=0.3$，流度比 $M=5$，五点井网分成不同层数计算的生产水油比与波及系数的关系曲线[1]，由曲线可以看出分成 10 层与分成 100 层的计算结果没有多大差别，生产油水比越高，所要求的层数就越少。

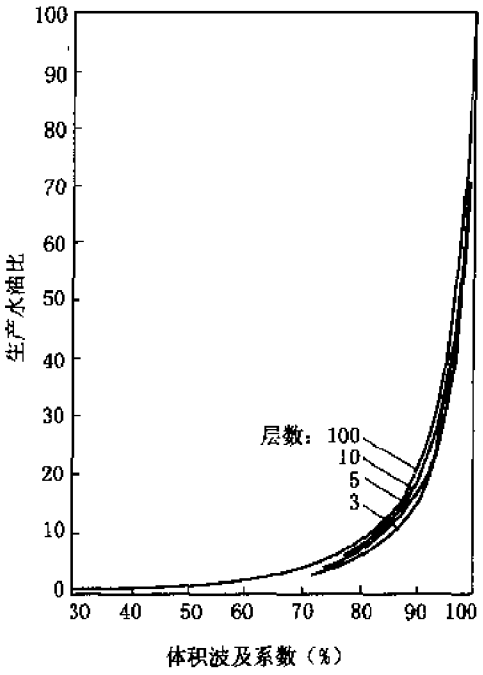


图 10－27　分层数对计算水驱动态的影响

以分成 100 个小层的五点井网的计算结果为标准，把分层数目较少的计算结果与之比较，如果二者的波及系数相差在 1% 以内，则认为分成较少数目的小层是比较合理的。表 10－7 和表 10－9 给出了水油比大于 2.5，5，10 时所要求的最低分层数目与渗透率变异系数和流度比之间的关系。

应用电子计算机进行计算时，只需给出精度要求，计算机可以自动选择合理的最低分层数目，对于其它形式的井网也可以照样处理。

如果将整个油层分成 10 层，则应取累积百分数为 5，15，25，…，95 处的渗透率为各小层的渗透率。如分成 20 层，则应取累积百分比为 2.5，7.5，12.5…97.5 处的渗透率为各小层的渗透率，依此类推。

表 10－7　生产水油比高于 2.5 时，求得的开发指标与分成 100 层相比均方差小于 1%（波及系数）所需要的最低层数

流度比	渗透率变异系数							
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
0.05	1	1	2	4	10	20	20	20
0.1	1	1	2	4	10	20	100	100
0.2	1	1	2	4	10	20	100	100
0.5	1	2	2	4	10	20	100	100
1.0	1	3	3	4	10	20	100	100
2.0	2	4	4	10	20	50	100	100
5.0	2	5	10	20	50	100	100	100

表 10－8　生产水油比高于 5 时，求得的开发指标与分成 100 层相比均方差小于 1%（波及系数）所需的最低层数

流度比	渗透率变异系数							
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
0.05	1	1	2	4	5	10	10	20

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

续表

流度比	渗透率变异系数							
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
0.1	1	1	2	4	10	10	10	100
0.2	1	1	2	4	10	10	20	100
0.5	1	2	2	4	10	10	20	100
1.0	1	2	3	4	10	10	20	100
2.0	2	3	4	5	10	10	50	100
5.0	2	4	5	10	20	100	100	100

表 10－9　生产水油比高于 10 时，求得的开发指标与分成 100 层相比均方差小于 1%（波及系数）所需的最低层数

流度比	渗透率变异系数							
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
0.05	1	1	1	2	4	5	10	20
0.1	1	1	1	2	5	5	10	20
0.2	1	1	2	3	5	5	10	20
0.5	1	1	2	3	5	5	10	20
1.0	1	1	2	3	5	10	10	50
2.0	1	2	3	4	10	10	20	100
5.0	1	3	4	5	10	100	100	100

第 5 节　体积波及系数

由于油层的纵向非均质性、油水的重力差异和毛细管力的影响，油水前缘在纵向上显然不是均匀推进的，在纵剖面上也有一个波及程度的问题。对于实际油藏只考虑平面上的波及系数是不够的，必须考虑体积波及系数。通常把水所波及到的孔隙体积与所研究的注水单元的孔隙体积之比称为体积波及系数。体积波及系数可以用面积波及系数与纵向波及系数的乘积来表示。

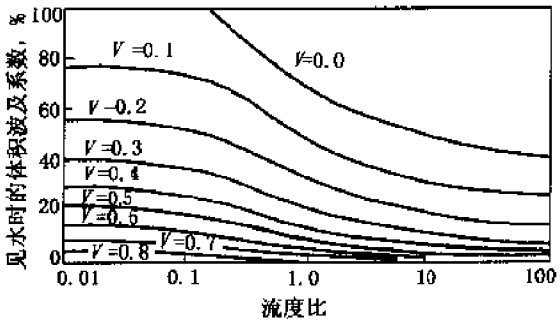


图 10－28　五点井网见水时的波及系数

一、油层非均质性对体积波及系数的影响

反映油层非均质程度的渗透率变异系数对体积波及系数有明显影响（图 10－28）。变异系数升高，体积波及系数急剧降低，流度比处于 0.1～1.0 范围内其影响尤为显著[1]。

二、重力对体积波及系数的影响[1]。

因为水油比重的差异，所以水倾向于沿地层底部向井突进。油层越厚，重力影响就越大。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

对于均质层，液体质点运动速度高，重力影响相对要小。所以我们用滞粘压力损失与油水重力差异的比值做为一个参数，研究它对体积波及系数的影响。根据达西定律，线性系统的粘滞压差 Δp_h 为：

$$(\Delta p_h)_L = \frac{u_i \mu_o x}{K_x} \tag{10-43}$$

式中 u_i——水平渗流速度；

μ_o——油的粘度；

x——水平距离；

K_x——水平渗透率。

对于五点井网：

$$(\Delta p_h)_{fs} = \frac{i\mu_o}{4K_x y} \tag{10-44}$$

式中 i——单井日注水量；

y——垂直距离。

垂直方向上的油水重力差异为：

$$\Delta p_V = g\Delta\rho y \tag{10-45}$$

式中 g——重力加速度；

$\Delta\rho$——水与油的密度差。

对于线性系统：

$$\left(\frac{\Delta p_h}{\Delta p_V}\right)_L = \frac{u_i \mu_o x}{K_x g \Delta\rho y} \tag{10-46}$$

对于五点系统：

$$\left(\frac{\Delta p_h}{\Delta p_V}\right)_{fs} = \frac{i\mu_o}{4K_x g \Delta\rho y^2} \tag{10-47}$$

$\Delta p_h/\Delta p_V$ 比值越小，重力影响越大。图 10－29 和图 10－30 分别给出了重力差对线性和五点井网的体积波及系数的影响。

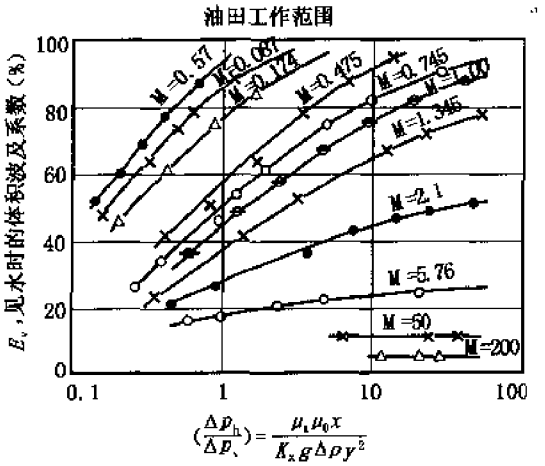


图 10－29 直线井网见水时的体积波及系数

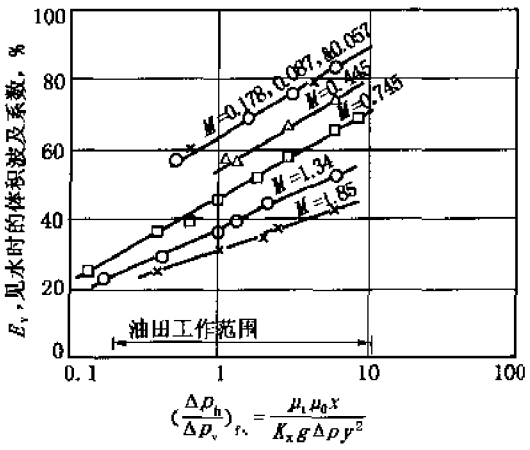


图 10－30 五点井网见水时的体积波及系数

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

三、毛细管力对体积波及系数的影响

从严格理论观点分析，在前缘处的饱和度跃变是由于忽略毛管力造成的。考虑毛管力时，饱和度是连续分布的。不过，在前缘处的一段很小距离内，饱和度变化较大。在一般工程计算中忽略毛管压力是完全允许的。水驱油动态计算的数学模型多假定在渗透率不同的邻层之间互不渗透，这是与事实不符的。砂泥岩的薄互层常常互相交错，很多隔层也常开"天窗"。因此，层间互渗是不可避免的。

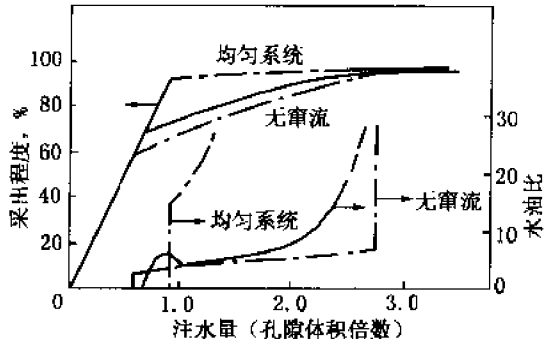


图 10－31　层间窜通对采出程度和水油比的影响

实验和数值分析均证明，邻层之间渗透率的差异程度和流度比对层间互渗影响最大。层间渗透率相差越悬殊，互渗的影响越严重。当流度比小于 1 时，层间互渗会提高见水时的体积波及系数；而当流度比大于 1 时，会降低见水时的体积波及系数。实际的采出程度，在相同注水量的条件下，介乎在假设油层是均质的与假设油层是互不连通的（没有互渗的）情况之间（图 10－31）。

理论分析与矿场实践均证明，层间互渗在不稳定条件下可以显著提高驱油效率，高渗层先水淹在同一剖面上，压力也高于尚未水淹的低渗层，高渗层在压差和毛管力作用下自水淹层进入油层，提高了驱油效率，这就是国内外已广泛采用的周期注水措施。

沉积旋回性造成的渗透率韵律对于体积波及系数也有明显的影响。底部渗透率高的正韵律层加强了油水密度差的影响，减小了体积波及系数。顶部渗透高的反韵律层，则抵消了油水密度差的不利影响，提高了体积波及系数。

四、注水速度对体积波及系数的影响

注水速度低，在油层亲水条件下，有利于充分发挥油水前缘后的水由高渗层向低渗层的吸渗作用，从而提高了体积波及系数。吸渗作用的强弱主要取决于邻层间渗透率的差异。从这点来说，注水速度慢一点好。油层厚度较大时，由于水比油的密度大，水易由油层底部流向井底。注水速度越慢，这个重力分异作用越显著，因此，从克服重力影响着眼，注水速度还是高一点为好。那么，究竟注水速度是高些好，还是低些好，要根据油藏的具体条件来定，很难一概而论。一般认为，在油田实际所使用的注水速度范围内，注水速度对波及系数没有显著影响。

物性一定的均质油层，见水时的面积波及系数，完全取决于流度比（对九点井网还受边、角井的产量比及边井关井条件的影响）。而影响体积波及系数的因素除了流度比外，还有渗透率变异系数、韵律性、油水密度差、油层厚度和注水速度等，必须针对具体油藏条件才能确定。

第 6 节　各种井网的注水量[1]

水驱油过程中，随着油水前缘的移动，渗流阻力不断变化，即使其余条件不变，注水量也会随时间而变。流度比 $M<1$ 时，注水量随时间增大而减小；流度比 $M>1$ 时，注水量随时间增长而增加（在同一压差下）。由于数学上的困难，目前还没有推导出水油流度不同，不同井网的注水量

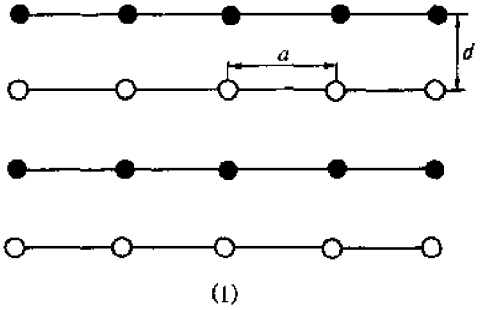
[1] 参阅了"注水油藏的水动力学分析方法"石油化工科技资料，1976。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

计算公式。假设油水流度相等，即 $M=1$ 的条件下，各种井网的注水量计算公式见图 10－32。

(1)正对线性系统 $\left(\frac{d}{a}\geqslant 1\right)$：

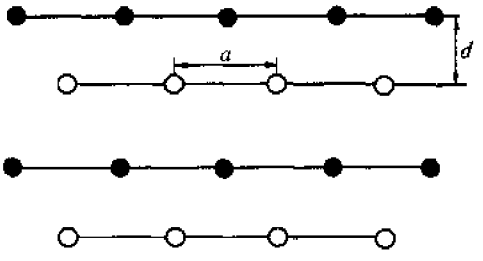
$$i=\frac{0.1178KK_{ro}h\Delta p}{\mu_o\left(\log\frac{a}{r_w}+0.682\frac{d}{a}-0.798\right)}$$



(1)

(2)斜对线性系统 $\left(\frac{d}{a}\geqslant 1\right)$：

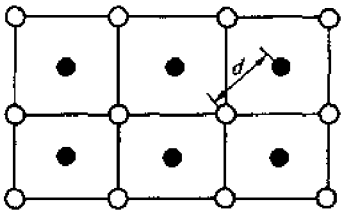
$$i=\frac{0.1178KK_{ro}h\Delta p}{\mu_o\left(\log\frac{a}{r_w}+0.682\frac{d}{a}-0.798\right)}$$



(2)

(3)五点系统：

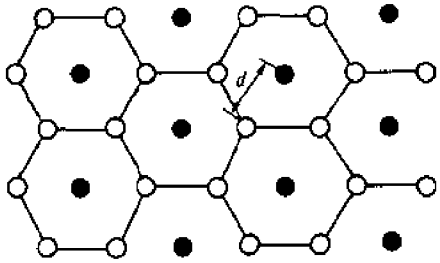
$$i=\frac{0.1178KK_{ro}h\Delta p}{\mu_o\left(\log\frac{d}{r_w}-0.2688\right)}$$



(3)

(4)七点系统：

$$i=\frac{0.1571KK_{ro}h\Delta p}{\mu_o\left(\log\frac{d}{r_w}-0.2472\right)}$$

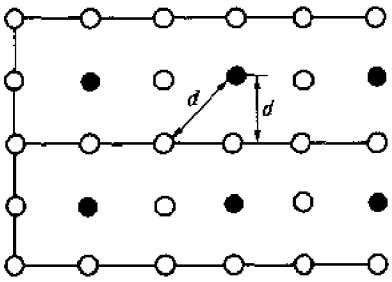


(4)

(5)反九点系统：

$$i=\frac{0.1178KK_{ro}h\Delta p_{r,c}}{\mu_o\left(\frac{1+R}{2+R}\right)\left(\log\frac{d}{r_w}-0.1183\right)}$$

$$i=\frac{0.1178KK_{ro}h\Delta p_{r,s}}{\mu_o\left[\left(\frac{3+R}{2+R}\right)\left(\log\frac{d}{r_w}-0.1183\right)-\frac{0.301}{2+R}\right]}$$



(5)

上面各式中的压差及有关参数的单位注释如下：

Δp = 注水井与生产井的流压差，MPa；$\Delta p_{r,c}$ - 注水井与角井的流压差，MPa；$\Delta p_{r,s}$ = 注水井与边井的流压差，MPa；R = 角井与边井的产量比；i—m^3/d；K—mD；h—m；d—m；a—m；r_w—m；μ_o—mPa·s

图 10－32　流度比等于 1 时各种井网系统注水量的计算公式[3]

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

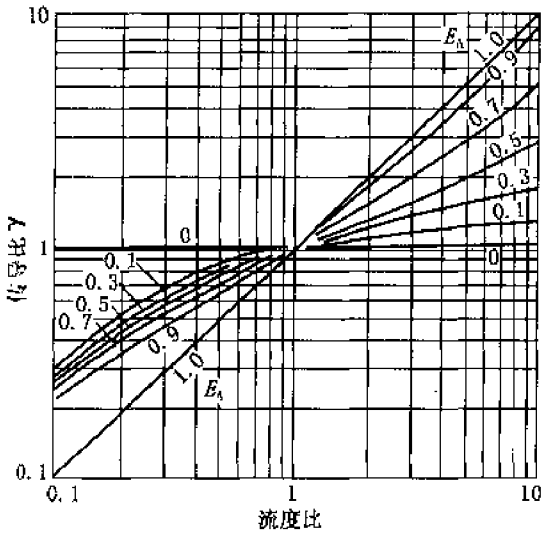


图 10－33　五点井网的传导比与流度比关系图

流度比和波及系数对注水量的大小有明显的影响。设刚开始时的注水量为 i_b，这时地层内只有束缚水和油；以后任一时刻的注水量为 i，则 i/i_b 与当时的流度比和波及系数有关。称 i/i_b 为传导比，以字母 γ 表示，即 $\gamma=\frac{i}{i_b}$。它也是不同时刻的吸水指数比。五点井网的 γ 与波及系数 E_A 及流度比 M 的关系见图 10－33。显而易见，如 $E_A=1.0$，则 γ 与 M 相等；当 $M<1.0$ 时，$\gamma<1$；当 $M>1$ 时，$\gamma>1$。采油井见水以前，流度比 M 不变，波及系数不断扩大；采油井见水后，流度比与波及系数都随时间增加而增加。直到波及系数达到最大值 1.0 为止。

第 7 节　注水动态预测方法

要精确预测注水生产动态，必须先准确知道油层的几何及物理性质在平面和纵向上的变化，还有流体的分布，各个层的毛管压力曲线和相渗透率曲线以及井网的几何形态，然后运用大型电子计算机进行数值模拟。模拟结果的准确性取决于原始资料的全面性和准确性，取得全面的准确的原始资料和进行数值模拟都要花费大量的资金，需要相当长的时间，还必须有大型的电子计算机。大家都知道，由于经济和技术上的限制，要获得准确的油层性质数据是非常困难的，而且在多层油藏开发中每一小层的动态数据，包括注入量和压力变化也是难以完全了解的。所以并不是任何时候都有进行数值模拟的必要和可能。因此，下面将介绍一些简化的预测注水动态的方法。只要根据实际生产情况加以适当的修正，这些简便易行的方法也能给出相当可靠的结果。

一、预测最终采收率

根据极限含水率 f_{wL} 求最终采收率，所需要的原始资料是：

油水相渗透率曲线，$K_{ro}(S_w)$ 和 $K_{rw}(S_w)$；

油和水的粘度，μ_o 和 μ_w；

束缚水饱和度，S_{wi}；

体积系数随压力变化的曲线；

渗透率变异系数；

注水开始时的采出程度。

计算步骤是先做出含水率曲线，求出前缘饱和度 S_{wf} 和前缘后的平均含水饱和度 $\bar{S}_w$，在 $S_w\geqslant S_{wf}$ 范围内逐点求导数 $f_w'(S_w)$ 并做图。根据极限含水率曲线，从图 10－1 查出相应的出口端的饱和度 S_{we}，然后从图 10－2 查出 $f_w'(S_{we})$，根据下式可求出此时地层内的平均含水饱和度 S_w：

$$S_{we}=S_{wL}+\frac{1}{f_w'(S_{we})}[1-f_w(S_{we})] \tag{10-48}$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

也可以完全用图解法。在含水率曲线上找到 f_{wx} 点，过此点作含水率曲线的切线，该切线与 $f_w(S_w)=1$ 的交点所对应的饱和度就是出口端含水为 f_{wx} 时的地层内的平均含水饱和度。图解法不需要 $f_w'(S_w)$ 曲线，要省事一些。

出口端达到极限含水率 f_{we} 时，地层内剩余油的饱和度为 $1-\bar{S}_{we}$，设此时的体积系数为 B_o，则换算到地面条件下的单位孔隙体积内的剩余油为：

$$\frac{1-\bar{S}_{we}}{B_o}$$

原始地层压力下的单位孔隙体积内的油量是：

$$\frac{1-S_{wi}}{B_{oi}}$$

B_{oi} 为原始压力下的体积系数，于是驱油效率为：

$$E_R=1-\frac{B_{oi}}{B_o}\frac{1-\bar{S}_{we}}{1-S_{wi}} \tag{10-49}$$

考虑到油层的纵向非均质性，所以还应乘上一个经验校正系数：

$$\frac{1-V^2}{M} \tag{10-50}$$

式中 V——渗透率变异系数；

M——流度比，且注意：

$$M=\frac{K_{rw}(S_{wf})}{\mu_w}\cdot\frac{\mu_o}{K_{ro}(S_{wi})}$$

式中 $\bar{S}_{wf}$——前缘后的平均含水饱和度。

这一驱油效率 E_R 乘上相应的波及系数，减去注水开始时的采出程度就是注水采收率。

这个方法假定出口端达到极限含水率 f_{we} 时，地层中没有自由气。

二、预测水油比、采收率与累积注水量的关系

我们以反九点井网为例。反九点井网的波及系数与流度比的关系曲线是在角井与边井的产量比恒定，边井在含水达到规定值后关闭，水驱油是活塞式的条件下做出的。所谓活塞式驱油是指油水前缘以后只剩下了不能运动的残余油，这当然是与事实不符的。但可以大致认为活塞式驱油与非活塞式驱油其波及系数与流度比的关系曲线是一样的。设 f_{icw} 和 f_{isw} 为井壁上水淹部分产出的液体(包括油和水)占全部总产液量的比例。这是因为驱动是非活塞的，从油井已被水淹部分流出的是油水混合物；假如驱动是活塞式的，从水淹部分流出的才都是水。因此，分别改记 f_{icw} 和 f_{isw} 为 f_{wc} 和 f_{ws}。要强调指出的是仅油井已被水淹部分产水，若这部分的含水率为 f_{wc} 和 f_{ws}，则全井的含水率为 $f_{wc}\cdot f_{icw}$ 和 $f_{ws}\cdot f_{isw}$。

计算方法和步骤如下。

1. 预备性计算

(1)计算井网单元的油层孔隙体积 V_p：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$V_p = Ah\phi \tag{10-51}$$

式中 V_p——孔隙体积，10^4m^3；

A——井网单元面积，hm^2；

h——油层厚度，m。

(2)开始注水时的储量 N(假设油层中没有自由气)。

$$N = \frac{V_p(1-S_{wi})}{B_o} \tag{10-52}$$

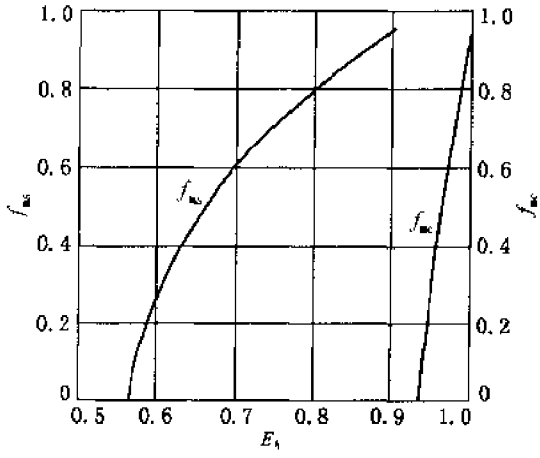


图 10-34 f_{ms}和 f_{mc}与 E_A的计算结果关系

(3)作含水率 f_w 曲线和 f'_w 曲线，求出前缘饱和度，前缘后平均含水饱和度，算出流度比。

(4)根据角井与边井的产量比 R 和流度比 M 查相应的图版(图 10-15～图 10-20)，做出对应 R、M 下的 f_{ms}与 f_{mc}与波及系数 E_A 的关系曲线(图 10-34)。如果 R 不恰好等于 0.5，1，5 就需要进行插值。

2. 求边井见水时的波及系数、累积注水量和驱油效率

(1)从图 10-34 查得边井见水时的面积波及系数 E_{Abt}。

(2)边井见水时的累积注入量：

$$V_{ibt} = E_{Abt}V_p(\overline{S}_{wf} - S_{wi}) \tag{10-53}$$

(3)无水驱油效率 E_{Rbt}：

$$E_{ibt} = \frac{V_{ibt}}{V_p(1-S_{wi})} \tag{10-54}$$

3. 求边井见水后到关井前的面积波及系数、驱油效率与累积注水量的关系

(1)给定一系列 V_i 值($V_i \geqslant V_{ibt}$)。

(2)一个井网单元中，包含两口边井，一口角井，若边井产液量为 V_{is}，角井产液量为 V_{ic}，则有：

$$V_i = V_{ic} + 2V_{is}$$

$$V_{ic} = \frac{R}{2+R}V_i \tag{10-55}$$

$$V_{is} = \frac{1}{2+R}V_i \tag{10-56}$$

据此，算出与给定的一系列 V_i 相对应的一系列 V_{ic}和 V_{is}，并求出增量 ΔV_{is}和 V_{ic}。

(3)整个水淹区由两部分组成，流向边井的水淹区和流向角井的水淹区。两个水淹区都有各自的波及系数，那么，二者之和即为整个单元的波及系数。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$E_{Asbt} = \frac{2}{2+R}E_{Abt} \tag{10-57}$$

$$E_{Acbt} = \frac{R}{2+R}E_{Abt} \tag{10-58}$$

式中 E_{Asbt}——边井的波及系数；

E_{Acbt}——角井的面积波及系数。

当累积注水量增加 ΔV_{is} 时，从边井井壁的已被水淹部分产出的液量 ΔV_{pss} 为：

$$\Delta V_{pss} = f_{ms}\Delta V_{is} \tag{10-59}$$

而井壁上未被水淹部分产出的油量 ΔN_{pus} 为：

$$\Delta N_{pus} = (1-f_{ms})\Delta V_{is} \tag{10-60}$$

f_{ms} 根据阶段开始的 E_A，从图 10-34 查出，这样求出的 ΔV_{pss} 和 ΔN_{pus} 是一次近似值。边井未被水淹部分产出的油是靠波及系数增大产出的。注水量增量为 ΔV_i 时，边井和角井的波及系数的增量 ΔE_{As} 和 ΔE_{Ac} 分别为：

$$\Delta E_{As} = \frac{2\Delta N_{pus}}{(\bar{S}_{wf}-S_{wi})V_p} \tag{10-61}$$

$$\Delta E_{Ac} = \frac{\Delta V_{ic}}{(\bar{S}_{wf}-S_{wi})V_p} \tag{10-62}$$

总的波及系数增量 $\Delta E_A = \Delta E_{As} + \Delta E_{Ac}$。根据阶段末的 $E_A + \Delta E_A$ 查得阶段末的 f_{ws}，然后将阶段初与阶段末的 f_{ws} 平均后重新代入上面一系列公式，再求新的 ΔE_A，如此直到所得结果达到满意精度为止。例如 ΔE_A 的相邻两次计算结果的前三位数一样。一般只要 ΔV_i 不要取得过大，求二次或三次近似值就够了。

(4)边井见水时，以边井水淹孔隙体积倍数表示的无量纲累积注水量 Q_{isbt} 为：

$$Q_{isbt} = \frac{2V_{ibt}}{(2+R)E_{Asbt}V_p} = \bar{S}_{wf} - S_{wi} \tag{10-63}$$

当累积注水量增加 ΔV_i 时，Q_{is} 的增量为：

$$\Delta Q_{is} = \frac{2\Delta V_{is}}{V_p\bar{E}_{As}} \tag{10-64}$$

$\bar{E}_{As}$ 为每一个阶段 E_{As} 的平均值，这样就可以从 Q_{ibt} 起求得一系列与 V_i 相应的 Q_{is} 值。

(5)假定在出口端有和一维水驱油一样的关系式(10-18)：

$$Q_{is} = \frac{1}{f'_w(S_{wfs})} \tag{10-65}$$

式中 S_{wfs} 为边井井壁上水淹部分的平均含水饱和度，于是可求出一系列与 V_i 相对应的 $f'_w(S_{wfs})$ 值，查图 10-2 便可得到一串 S_{wes} 值，再查图 10-1 又可得出一串 $f_w(S_{wes})$ 值，即边井

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

井壁已被水淹部分的含水率化作 f_{ws}，边井的含水率为 f_{ms}·f_{ws}。

(6)当注水量增加 ΔV_i 时，从边井已水淹部分产出的油量 $\Delta N_{pss}>0$：

$$\Delta N_{pss} = (1-\bar{f}_{ws})\Delta V_{pss} \tag{10-66}$$

式中 f_{ws} 为计算阶段始末的 f_{ws} 的平均值。

在注入 ΔV_i 的期间内，边井产出的换算到地面条件的油量 ΔN_{ps} 为

$$\Delta N_{ps} = \frac{\Delta N_{pss} + \Delta N_{pus}}{B_o} \tag{10-67}$$

而产出的水量 ΔV_s 为：

$$\Delta V_s = \Delta V_{is} - (\Delta N_{pss} + \Delta N_{pus}) \tag{10-68}$$

(7)在注入 ΔV_i 期间内，井网单元产出的总油量 ΔN_p 为：

$$\Delta N_p = \frac{1}{B_o}[\Delta N_{ic} + 2(\Delta N_{pss} + \Delta N_{pus})] \tag{10-69}$$

(8)当边井刚见水时，整个井网单元的累积产油量为：

$$N_{pbt} = V_{ibt}/B_o \tag{10-70}$$

将一系列的 ΔN_p 值叠加，便得到各个阶段的累积产油量，从而可以计算相应的采出程度 E_R

$$E_R = N_p/N \tag{10-71}$$

(9)相应的各个阶段整个井网的水油比为：

$$WOR = \frac{\bar{f}_{ms}\bar{f}_{ws}B_o}{1+\frac{R}{2}-\bar{f}_{ws}\bar{f}_{ms}} \tag{10-72}$$

(10)若边井在 $f_{ms}=0.95$ 的条件下关闭，此时可以从图 10-34 查出相应的波及系数，用试算法选取最后一个 ΔV_i 值，使计算所得的 f_{ws}，N_p，E_R 等与边井关井条件相一致。

4. 求角井见水时及以后的波及系数、含水率、采出程度与累积注水量的关系

(1)从图 10-34 查得角井见水时的波及系数 E_{Abtc}，算出从边井关闭到角井见水期间的波及系数的增量 ΔE_A。这一期间，前缘饱和度仍应为 S_{wf}，于是有：

$$V_p\Delta E_A = f'_w(S_{wf})\Delta V_{ibt}$$

或

$$\Delta V_{ibt} = \frac{1}{f'_w(S_{wf})}V_p\Delta E_A \tag{10-73}$$

在一维水驱的条件下，(8-10)我们有：

$$A\phi\Delta x = \frac{df_w}{dS_w}\Delta V$$

该式左边为 S_w 在 ΔV 所对应的时间内扫过的孔隙体积。假设在二维条件下，上述公式仍然

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

正确，只是左边需乘以波及系数，结果就得出我们上边写出的式子。

这样我们就求出了从边井关闭到角井见水的累积注水量 V_{ibtc}。这一时期的采油量显然应为 $\Delta V_{ibtc}/B_o$，于是可以求得角井见水时的累积产油量及采出程度。

(2)选取一系列的 $V_i(V_i \geqslant V_{ibtc})$，并算出各 ΔV_i。累积注水量每增加一个 ΔV_i 时，从角井井壁已水淹部分流出的液量为：

$$\Delta V_{psc} = f_{mc}\Delta V_i \tag{10-74}$$

而从角井井壁未被水淹部分产出的油量为：

$$\Delta N_{puc} = (1 - f_{mc})\Delta V_i \tag{10-75}$$

可根据每个阶段 E_A 的初值查得所需的 f_{mc}。当注水量增加 ΔV_i 时，波及系数的增量应为：

$$\Delta E_A = \frac{\Delta N_{puc}}{(\overline{S}_{wf} - S_{wi})V_p} \tag{10-76}$$

查出对应 $E_A + \Delta E_A$ 的 f_{mc}值与对应 E_A 的 f_{mc}平均值后，重新进行计算，如此迭代，直到获得满意的精度为止。

(3)边井已关，角井见水时的以水淹区孔隙体积表示的无量纲累积注水量 Q_{icbt}为：

$$Q_{icbt} = \overline{S}_{wf} - S_{wi} \tag{10-77}$$

角井见水时的波及系数 E_{Ac}为：

$$E_{Ac} = \frac{V_{ibtc}}{(\overline{S}_{wf} - S_{wi})S_p} \tag{10-78}$$

式中 V_{ibtc}为角井见水时的累积产油量。

而累积注水量增加 ΔV_i 时，Q_{ibtc}的增量为：

$$\Delta Q_{ic} = \frac{\Delta V_i}{V_p \overline{E}_{Ac}} \tag{10-79}$$

式中 $\overline{E}_{Ac}$为 E_{Ac}在计算阶段中的平均值。因为只有角井生产，所以有 $\Delta E_{Ac} = \Delta E_A$，于是便得到与 V_i 相应的一串 Q_{ic}。根据 $Q_{ic} = 1/f'_w(S_{wLc})$算出 $f'_w(S_{wLc})$，便可从图 10-1 及 10-2 查出相应的 S_{wLc}及 f_{wc}，进而算得角井的含水率 $f_{mc} \cdot f_{wc}$。

(4)同前面对边井的计算完全一样，有：

$$\Delta N_{psc} = (1 - \overline{f}_{wc})\Delta V_{psc} \tag{10-80}$$

$$\Delta N_p = \Delta N_{pc} = \frac{1}{B_o}(\Delta N_{psc} + \Delta N_{puc}) \tag{10-81}$$

$$\Delta V_c = \Delta V_i - (\Delta N_{psc} + \Delta N_{puc}) \tag{10-82}$$

$$E_R = N_p/N \tag{10-83}$$

$$WOR = \frac{f_{mc}f_{wc}B_o}{1 - f_{mc}f_{wc}} \tag{10-84}$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

(5)最后画出采出程度对累积注水量和以井网单元孔隙体积倍数表示的无量纲累积注水量 V_i/V_p 的关系曲线(图 10－35)和水油比与采出程度的关系曲线(图 10－36)。只要有波及系数与流度比的实际图版,这个方法可以预测任一井网的开发动态。

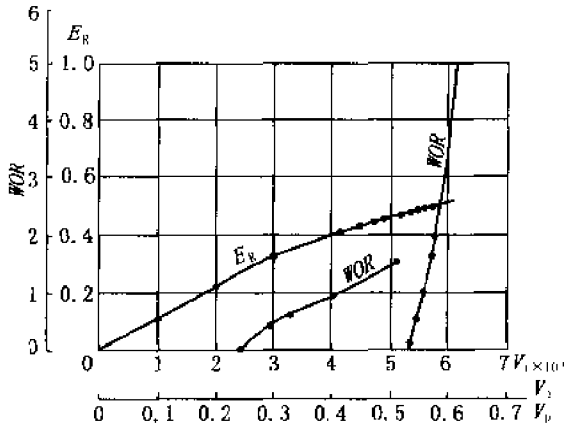


图 10－35　反九点井网计算采出程度与累积注水量关系图

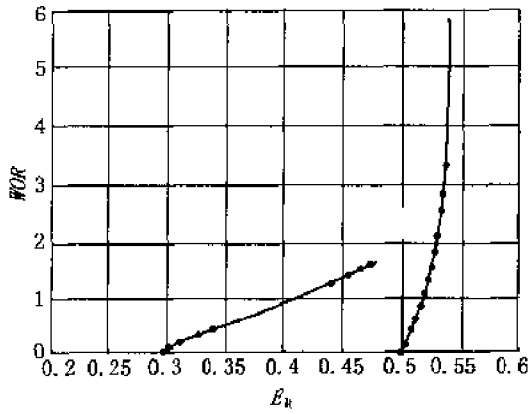


图 10－36　反九点井网计算采出程度与水油比关系图

(6)可以根据渗透率变异系数和流度比,参照五点井网(表 10－7 至表 10－9)将油层分成若干小层,以考虑油层的纵向非均质性。若用电子计算机进行计算,当层数增加而结果的精度提高不多时,自动停止计算。

三、预测综合开发指标(注水量、采油量、水油比、采出程度)

随时间的变化(以五点井网为例)

(1)做含水率 f_w 及其微商 f'_w 与 S_w 的关系曲线,求出前缘饱和度 S_{wf}、前缘后平均含水饱和度 $\overline{S}_{wf}$和流度比。

(2)按照渗透率变异系数、流度比和预测精度。如果渗透率是按对数正态分布,则查表 10－7～表 10－9 决定应分层数。

(3)求出各小层的厚度、渗透率,取一个小层作为计算基础层。

(4)分四个阶段计算基础层的动态:

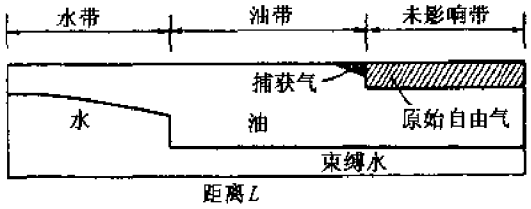


图 10－37　水驱气、油图

如果注水开始时,油层内有自由气存在,大多数二次采油的油藏中是这种情况。实验证明在油水前缘的前面形成一个含油饱和度增大的油段塞,其中捕获一部分自由气,溶解了一部分自由气,而将大部分自由气赶到油段塞前面,如图 10－37 所示。

①注水井发生干扰前,即相邻注水井的油段塞相遇以前阶段,认为注入水是平面径向流。此时采油井产量接近于零。

②从各注水井的油段塞相遇(干扰开始)直到地层中再没有自由气阶段。此时采油井开始出油。

③空隙为油水所充满直到采油井开始见水阶段。此阶段为无水采油期。

④见水以后的含水生产阶段。

(5)基础层动态的计算。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

干扰前的动态计算：

①发生干扰时的累积注水量 V_{ii} 等于半径为相邻注水井距离之半的圆柱体内的自由气体积，即：

$$V_{ii} = \pi\phi h S_{gi} r_{ei}^2 \tag{10-85}$$

式中 S_{gi}——原始含气饱和度，f；

ϕ——孔隙度，f；

h——油层有效厚度，m；

r——相邻注水井距离之半，m。

②假设一系列 V_i（$V_i < V_{ii}$），按下列二式分别求出油段塞的半径 r_e 和注水前缘的半径 r_i：

$$r_e = \left(\frac{V_i}{\pi\phi h S_{gi}}\right)^{1/2} \tag{10-86}$$

$$r_i = \left(\frac{S_{gi}}{S_{wf} - S_{wi}}\right)^{1/2} \cdot r_e \tag{10-87}$$

③按下式计算相应的注水量：

$$i = \frac{0.236 K h \Delta p}{\frac{\mu_w}{K_{rw}} \lg \frac{r_f}{r_w} + \frac{\mu_o}{K_{ro}} \lg \frac{r_e}{r_f}} \tag{10-88}$$

其中 K——渗透率，mD；

h——有效厚度，m；

Δp——注水压差，MPa；

μ_w——水的粘度，mPa·s；

μ_o——油的粘度，mPa·s；

r_w——井的半径，m；

K_{rw}、K_{ro}——分别为开始注水条件下的水与油的相对渗透率。

④计算对应时间：

$$\Delta t = \Delta V_i / \bar{i} \tag{10-89}$$

式中 ΔV_i——累积注水量的增量，m^3；

$\bar{i}$——对应于 ΔV_i 期间的注水量的平均值，m^3/d。

对应时间为：

$$t = \sum \Delta t$$

(6)从干扰到充满时的动态计算：

①依下式计算充满时的累积注水量 V_{if}，假定这一阶段油产量很小可以不计，则

$$V_{if} = S_{gi} V_p \tag{10-90}$$

②从充满到生产井见水以前的波及系数 E_A 为：

$$E_A = \frac{V_i}{V_p (S_{wf} - S_{wi})} \tag{10-91}$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

将 V_{if} 代入上式就得到充满时的波及系数。

③充满以后的注水量 i 为：

$$i = \gamma i_b \tag{10-92}$$

式中 i_b 是在地层内除了束缚水全为油的条件下的注水量：

$$i_b = \frac{0.118KhK_{ro}\Delta p}{\mu_o(\lg\frac{d}{r_w} - 0.269)} \tag{10-93}$$

式中 γ——传导比，可从图 10－33 查得；

K_{ro}——注水开始时油的相对渗透率；

d——井排之间的距离，m。

④从开始干扰到充满时的时间间隔 Δt 为：

$$\Delta t = \frac{2(V_{if} - V_{ii})}{i_i + i_f} \tag{10-94}$$

式中 i_i 和 i_f 是开始干扰和充满时的注水量。

(7)从充满到生产井开始见水时的动态计算：

①无水采油期的累积注水量 V_{ibt} 为：

$$V_{ibt} = E_{Abt}(\overline{S}_{wf} - S_{wi})V_p \tag{10-95}$$

式中 E_{Abt} 采油井刚见水时的波及系数，查图。

②在 V_{if} 和 V_{ibt} 间选取一系列中间值按(10－91)式算出相应的波及系数，然后从图 10－33 查得相应的传导比 γ，再由(10－92)和(10－93)式算出相应的注水量。

③如前法求出对应时间。

④这一阶段采油量等于注水量，折算到地面条件下的日产油量 $q_o = i/B_o$。

⑤相应的累积产油量 N_p(地面条件下)为：

$$N_p = \frac{V_i - V_{if}}{B_o} \tag{10-96}$$

⑥相应的采出程度 E^*_{R2} 为：

$$E^*_{R2} = N_p/N \tag{10-97}$$

(8)产水后的动态计算：

①选取一系列的 $V_i(V_i \geqslant V_{ibt})$，计算相应的 $\frac{V_i}{V_{ibt}}$。

②对于五点井网见水后的波及系数与注水量 V_i 有下列经验关系：

$$E_A = E_{Abt} + 0.633\lg\frac{V_i}{V_{ibt}} \tag{10-98}$$

在以 $\frac{V_i}{V_{ibt}}$ 为横坐标(对数标度)，以 E_A 为纵坐标的半对数坐标纸上为一族平行直线，区别仅在于纵轴上的截距 E_{Abt}。用图解法求 E_A，在纵轴上的 E_{Abt} 点引一斜率为 0.633 的直线(即与其它直线平行的线)，这条线就代表了我们所要的 $\frac{V_i}{V_{ibt}}$ 与 E_A 的关系(图 10－38)。于是根据 $\frac{V_i}{V_{ibt}}$ 算出对应的 E_A。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

③要求得含水率必须知道以水淹区孔隙体积倍数表示的累积注水量 Q_i，所以先要找 Q_i 与 V_i 之间的关系。

$$dQ_i = \frac{dV_i}{V_p E_A} \qquad (10-99)$$

$$Q_i = Q_{ibt} + \int_{V_{ibt}}^{V_i} \frac{dV_i}{V_p E_A}$$

以 $Q_{ibt} = V_{ibt}/V_p E_{Abt}$ 除上式两边得：

$$Q_i/Q_{ibt} = 1 + E_{Abt}\int_1^{V_i/V_{ibt}} \frac{d(V_i/V_{ibt})}{E_A} \qquad (10-100)$$

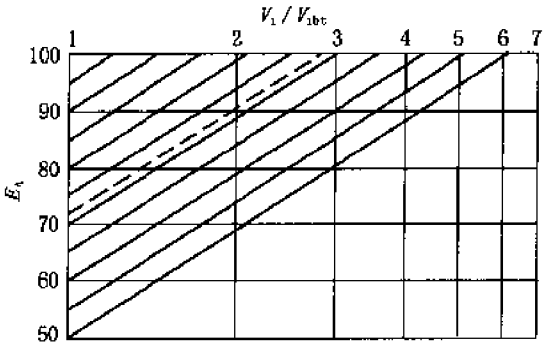


图 10－38　见水后波及系数与注水体积的关系

对五点井网 E_A 与 V_i/V_{ibt} 成对数关系，积分结果列于表 10－10 内。从表 10－10 查得与 V_i/V_{ibt} 相对应的一系列 Q_i/Q_{ibt} 值。

表 10－10　不同 E_{Abt} 值由 V_i/V_{ibt} 确定 Q_i/Q_{ibt} 的表

V_i/V_{ibt}	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.190	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.192	1.192
1.4	1.365	1.366	1.366	1.367	1.368	1.368	1.369	1.369	1.370	1.370
1.6	1.529	1.530	1.531	1.532	1.533	1.535	1.536	1.536	1.537	1.538
1.8	1.684	1.686	1.688	1.689	1.691	1.693	1.694	1.696	1.697	1.699
2.0	1.832	1.834	1.837	1.839	1.842	1.844	1.846	1.849	1.851	1.853
2.2	1.974	1.977	1.981	1.984	1.987	1.990	1.993	1.996	1.999	2.001
2.4	2.111	2.115	2.119	2.124	2.127	2.131	2.135	2.139	2.142	2.146
2.6	2.244	2.249	2.254	2.259	2.264	2.268	2.273	2.277	2.282	2.286
2.8	2.373	2.379	2.385	2.391	2.397	2.402	2.407	2.413	2.418	2.422
3.0	2.500	2.507	2.513	2.520	2.526	2.533	2.539	2.545	2.551	2.556
3.2	2.623	2.631	2.639	2.646	2.653	2.660	2.667	2.674	2.681	2.667
3.4	2.744	2.752	2.761	2.770	2.778	2.786	2.793	2.801	2.808	2.816
3.6	2.862	2.872	2.881	2.891	2.900	2.909	2.917	2.926	2.934	2.942
3.8	2.978	2.989	3.000	3.010	3.020	3.030	3.039	3.048	3.057	3.006
4.0	3.093	3.105	3.116	3.127	3.138	3.149	3.159	3.169	3.179	3.189
4.2	3.205	3.218	3.231	3.243	3.254	3.266	3.277	3.288	3.299	3.309
4.4	3.316	3.330	3.343	3.357	3.369	3.382	3.394	3.406	3.417	3.428
4.6	3.426	3.441	3.455	3.469	3.483	3.496	3.509	3.521	3.534	3.546
4.8	3.534	3.550	3.565	3.580	3.594	3.609	3.622	3.636	3.649	
5.0	3.641	3.657	3.674	3.689	3.705	3.720	3.735			
5.2	3.746	3.764	3.781	3.793	3.814	7.830				
5.4	3.851	3.869	3.887	3.905	3.922					
5.6	3.954	3.973	3.993	4.011						
5.8	4.056	4.077	4.097							
6.0	4.157	4.179								
6.2	4.257									
E_A=1.0 时的 V_i/V_{ibt} 值	6.164	5.944	5.732	5.527	5.330	5.139	4.956	4.779	4.608	4.443

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

续表

V_i/V_{ibt}	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.192	1.192	1.192	1.192	1.192	1.192	1.193	1.193	1.193	1.193
1.4	1.371	1.371	1.371	1.372	1.372	1.373	1.373	1.373	1.374	1.374
1.6	1.539	1.540	1.541	1.542	1.543	1.547	1.544	1.545	1.546	1.546
1.8	1.700	1.702	1.703	1.704	1.706	1.707	1.708	1.709	1.710	1.701
2.0	1.855	1.857	1.859	1.861	1.862	1.864	1.866	1.866	1.869	1.871
2.2	2.004	2.007	2.009	2.012	2.014	2.016	2.019	2.021	2.023	2.025
2.4	2.149	2.152	2.155	2.158	2.161	2.164	2.167	2.170	2.173	2.175
2.6	2.290	2.294	2.298	2.301	2.305	2.308	2.312	2.315	2.319	3.322
2.8	2.427	2.432	2.436	2.441	2.445	2.449	2.453	2.457	2.461	2.465
3.0	2.562	2.567	2.572	2.577	2.582	2.587	2.592	2.597	2.601	2.606
3.2	2.693	2.700	2.705	2.711	2.717	2.723	2.728	2.733	2.738	2.744
3.4	2.823	2.830	2.836	2.843	2.849	2.855	2.862	2.867		
3.6	2.950	2.957	2.965	2.972	2.979	2.986	2.993			
3.8	3.075	3.083	3.091	3.099	3.107					
4.0	3.198	3.207	3.216	3.225						
4.2	3.319	3.329								
4.4	3.439									
$E_A=1.0$ 时的 V_i/V_{ibt}值	4.285	4.132	3.984	3.842	3.704	3.572	3.444	3.321	3.203	3.085
V_i/V_{ibt}	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.194	1.194	1.194
1.4	1.374	1.375	1.375	1.375	1.376	1.376	1.376	1.377	1.377	1.377
1.6	1.547	1.548	1.548	1.549	1.550	1.550	1.551	1.551	1.552	1.552
1.8	1.731	1.714	1.715	1.716	1.717	1.718	1.709	1.720	1.720	1.721
2.0	1.872	1.874	1.875	1.877	1.878	1.880	1.881	1.882	1.884	1.885
2.2	2.027	2.029	2.031	2.033	2.035	2.037	2.039	2.040	2.042	2.044
2.4	2.178	2.180	2.183	2.185	2.188	2.190	2.192	2.195	2.197	
2.6	2.325	2.328	2.331	2.334	2.337	2.340				
2.8	2.469	2.473	2.476	2.480						
3.0	2.610	2.614								
$E_A=1.0$ 时 V_i/V_{ibt}值	2.978	2.872	2.764	2.670	2.575	2.483	2.394	2.309	2.226	2.147
V_i/V_{ibt}	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194
1.4	1.377	1.378	1.378	1.378	1.378	1.379	1.379	1.379	1.379	1.579
1.6	1.553	1.553	1.554	1.555	1.555	1.555	1.556	1.556	1.557	2.557
1.8	1.722	1.723	1.724	1.725	1.725	1.726	1.727	1.728		
2.0	1.886	1.887	1.888	1.890						
2.2	2.045									
2.4										
$E_A=1.0$ 时 V_i/V_{ibt}值	2.070	1.996	1.925	1.856	1.790	1.726	1.664	1.605	1.547	1.492
V_i/V_{ibt}	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.194	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195
1.4	1.380	1.380	1.380	1.380	1.381					
1.6	1.558									
$E_A=1.0$ 时 V_i/V_{ibt}值	1.439	1.387	1.338	1.290	1.244	1.199	1.157	1.115	1.075	1.037

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

④$Q_{ibt}=\bar{S}_{wf}-S_{wi}$，将上一步算出的 Q_i/Q_{ibt} 乘上 Q_{ibt} 得到一系列 Q_i。

⑤$Q_i=\frac{1}{f'_w(S_{wL})}$，查图 10-2 及图 10-1，可求出一系列的采油井水淹部分的饱和度 S_{wL} 及含水率 $f_w(S_{wL})$。

⑥根据(10-48)算得水淹区的平均含水饱和度 $\bar{S}_w$ 为：

$$\bar{S}_w = S_{wL} + Q_i[1 - f_w(S_{wL})] \tag{10-101}$$

当然亦可用图解法求出。

⑦求对应于不同 V_i 值的注水量 i 和相应的时间。方法和以前一样，由于水淹区内的平均含水饱和度 $\bar{S}_w$ 是变化的，所以水的相渗透率及水油流度比也是变化的。

⑧依下式计算油井产水量 $q_w(t)$：

$$q_w(t) = i(t)\left[1 - \frac{\lambda(S_{wf} - S_{wi})}{E_{Abt}(\bar{S}_w - S_{wi})}\right] f_w(S_{wL}) \tag{10-102}$$

此公式推导如下：假设由于水波及区域的扩大使波及系数增加了 dE_A，在新增加的波及区域中含水饱和度等于前缘饱和度 S_{wf}（实际上比这个值高，因为前缘后的含水饱和度高于前缘饱和度），则自新水淹区采出的油量 dN_{pu} 为：

$$dN_{pu} = (S_{wf} - S_{wi}) V_p dE_A$$

$$q_{opu}(t) = \frac{dN_{pu}}{dt}$$

$$= (S_{wf} - S_{wi}) V_p \frac{dE_A}{dt}$$

$$= (S_{wf} - S_{wi}) V_p \frac{dV_i}{dt} \cdot \frac{dE_A}{dV_i} \tag{10-103}$$

又因为 $i = dV_i/dt$，并依(10-91)可知：

$$q_{opu}(t) = dN_{pu}/dt = \frac{(S_{wf} - S_{wi}) i}{(\bar{S}_w - S_{wi}) E_{Abt}} \cdot \frac{dE_A}{d\left(\frac{V_i}{V_{ibt}}\right)} \tag{10-104}$$

式中 $q_{opu}(t)$ 为新水淹区油的产量。

设 $x = \frac{dE_A}{d(V_i/V_{ibt})}$，对于五点井网，根据(10-8)有：

$$x = 0.275 \frac{V_{ibt}}{V_i} \tag{10-105}$$

注入水减去未被水淹部分产出的油量应等于从已水淹部分产出的总液量，然后再乘上井壁水淹部分的含水就等于产水量。λ 值可以计算，也可以查曲线。

⑨按下式求出日产油量 $q_o(t)$：

$$q_o(t) = \frac{1}{B_o}[i(t) - q_w(t)] \tag{10-106}$$

⑩地面条件下的水油比为：

$$WOR = \frac{q_w(t)}{q_o(t)} \tag{10-107}$$

⑪求累积产油量 N_p：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$N_p = N_{pbt} + \sum(\bar{q}_o \Delta t) \tag{10-108}$$

式中 q_o——各阶段的平均产量；

N_{pbt}——见水时的累积产油量。

⑫求采出程度：

$$E_{R2}^* = \frac{N_p}{N} \tag{10-109}$$

若开始注水时有自由气，则在计算产水后的动态之前先由下式

$$S_{gi}^* = C(S_{oi} - \bar{S}_{obt}) \tag{10-110}$$

计算临界气体饱和度 S_{gi}^*。式中 C 是由实验确定的依赖于流度比 M 的系数(图 10-39)。若 $S_{gi} \leqslant S_{gi}^*$，则上述方法的计算结果可用；若 $S_{gi} > S_{gi}^*$ 则用上述方法得到的水油比和采收率偏高。

(9)计算其余层的动态计算：

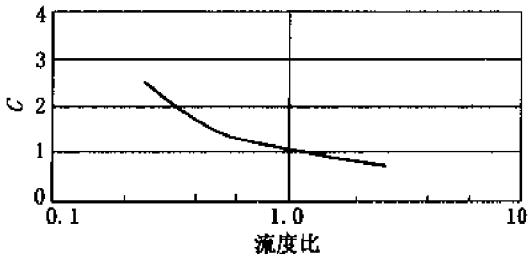


图 8-39 系数 C 与流度比的关系

由于各个小层与基础层仅在渗透率上有差别，所以各小层在同样的累积注水量下，有同样的波及系数、采出程度和油水比。但不同的小层达到相同累积注水量的时间不一样，相应的日产油量与日产水量也不一样。若渗透率为 K_1 的层对应的开发时间为 t_1，日产油量为 q_{o1}，日产水量为 q_{w1}，日注水量为 i_1，渗透率为 K_n 的层对应的开发时间为 t_n，日产油量为 q_{on}，日产水量为 q_{wn}，日注水量为 i_n，则有：

$$t_n = \frac{K_1}{K_n} t_1 \tag{10-111}$$

$$q_{on} = \frac{K_n}{K_1} q_{o1} \tag{10-112}$$

$$q_{wn} = \frac{K_n}{K_1} q_{w1} \tag{10-113}$$

$$i_n = \frac{K_n}{K_1} i_1 \tag{10-114}$$

(10)求整个油层的综合动态：

①作出各小层注水量、产水量和产油量随时间变化曲线，然后逐点叠加，得出全油层的注水量、产水量和产油量对时间的关系(图 10-40)。

②作综合水油比与时间的曲线图 10-41。

③作出各小层采出程度与时间的关系曲线，然后逐点叠加平均得到全油层采出程度与时间的关系曲线图 10-41。

④做全油层综合油水比与采出程度关系曲线图 10-42。

(11)计算注水采收率：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

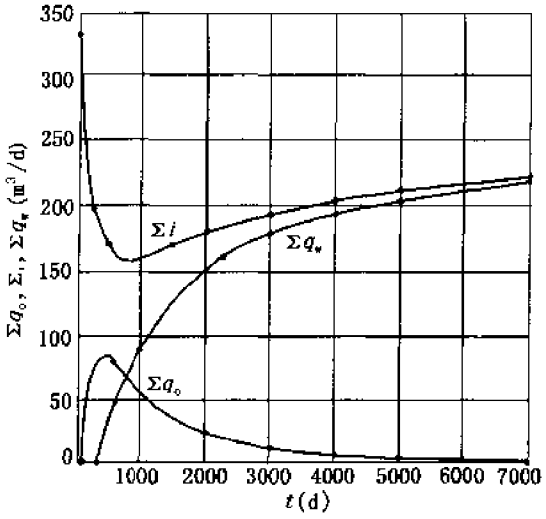


图 10－40　注水量、产油量与产水量和时间关系图

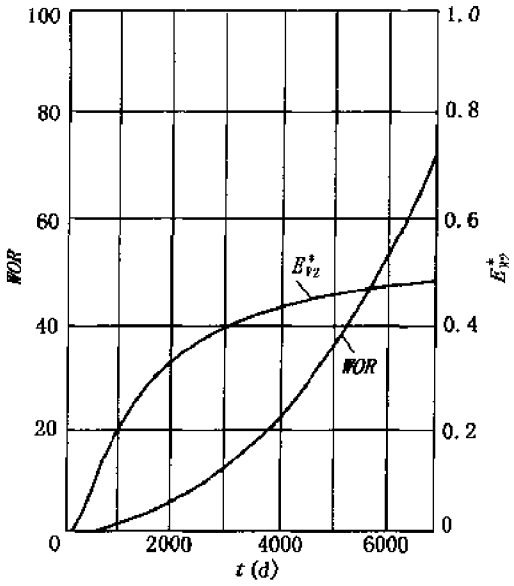


图 10－41　综合水油比和时间的关系

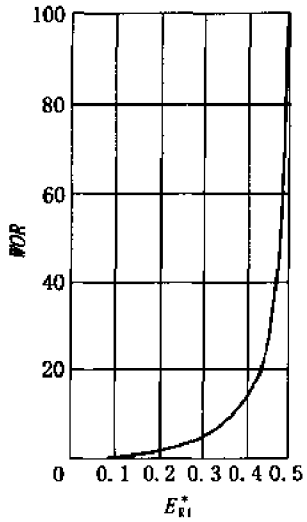


图 10－42　综合水油比与采出程度的关系

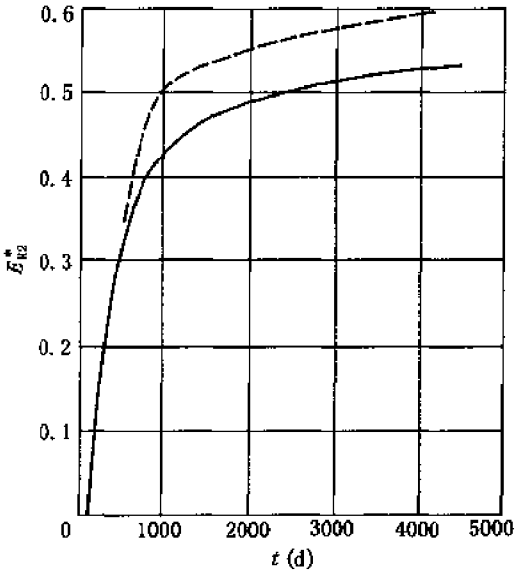


图 10－43　采出程度与时间的关系

由预定的极限含水率 f_{wL}算得极限含水比：

$$WOR = f_{wL}/(1 - f_{wL}) \qquad (10-115)$$

然后从图 10－42 查出相应的采出程度 $E^*_{R_2}$。设注水前的采收率为 E_{R_1}，则对原始储量的注水采收率 E_{R_2}为：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$E_{R_2} = E^*_{R_2}(1 - E_{R_1}) \tag{10-116}$$

例 10－3　预测某油藏含水率为 98% 时的注水采收率，油藏数据如下：

原油粘度 $\mu_o = 1.0$　mPa·s；注水开始时的原油体积系数 $B_o = 1.20$；

水的粘度 $\mu_w = 0.5$　mPa·s；注水开始时的采出程度 $E_{R_1} = 0.10$；

束缚水饱和度　$S_{wc} = 0.10$；油水相对渗透率曲线见图 10－44 及表 10－11；

原始压力下的原油体积系数　$B_{oi} = 1.29$；渗透率分布如图 10－45。

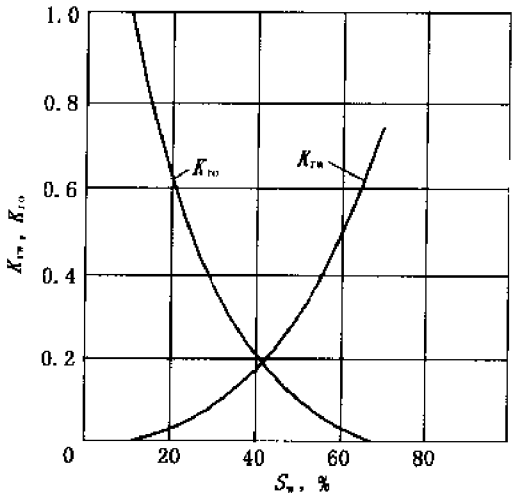


图 10－44　例 10－3 的相渗透率

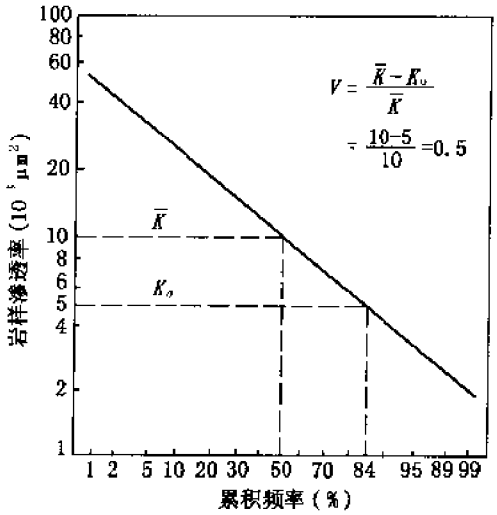


图 10－45　例 10－3 的渗透率分布

解：

(1)按公式(10－2)算出含水率曲线，数据列于表 10－12，并作出图 10－46。从点(0,10)作曲线的切线，得到切点饱和度即前缘饱和度 $S_{wf} = 0.469$，前缘后平均含水饱和度 $\bar{S}_w = 0.563$。再取 $S_w \geqslant 0.469$ 的一些点，并求出相应的斜率列于表 10－12，并作图 10－47。

(2)从图 10－46 求得对应极限含水率 0.98 的出口端饱和度 $S_{wL} = 0.622$，再由表 10－12 查得 $f'_w(0.622) = 0.477$，然后由式(10－8)算出相应的 $Q_1 = 2.100$，最后由式(10－18)求得极限含水率为 0.98 时油层内的平均含水饱和度 $S_w = 0.666$。

(3)按(10－49)式算出最终采收率 E_R：

$$E_R = 1 - \frac{1.29}{1.20}\left(\frac{1 - 0.666}{1 - 0.100}\right) = 0.601$$

求注水采收率 E_{R_2}：

$$E_{R_2} = 0.601 - 0.1 = 0.501$$

由图 10－44 查出 $K_{rw}(\bar{S}_{wbt}) = K_{rw}(0.563) = 0.4$，$K_{ro}(S_{wi}) = K_{ro}(0.1) = 1.0$，于是流度比

$$M = \frac{0.4}{0.5} \times \frac{1.0}{1.0} = 0.8$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

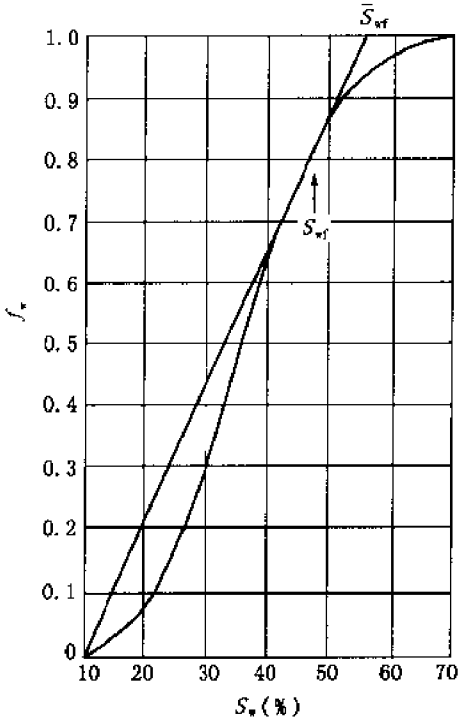


图 10－46　例 10－3 的含水率曲线

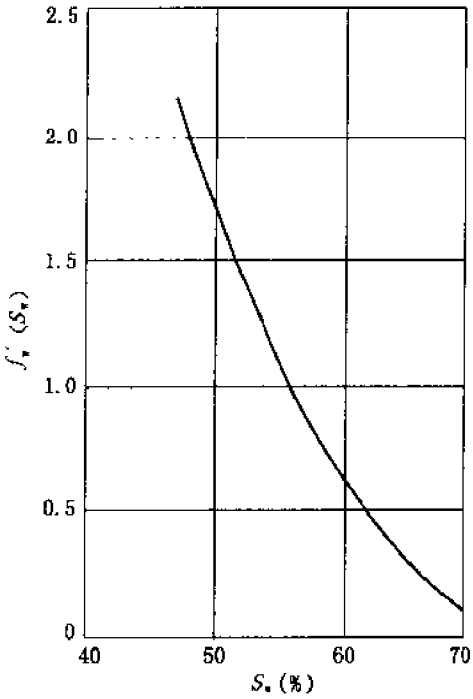


图 10－47　例 10－3 的 f'_w 曲线

表 10－11

S_w	K_{ro}	K_{rw}	f_w
0.10	1.000	0.030	0.000
0.30	0.373	0.070	0.2729
0.40	0.210	0.169	0.6186
0.45	0.148	0.226	0.7533
0.50	0.100	0.300	0.8571
0.55	0.061	0.376	0.9250
0.60	0.033	0.476	0.9665
0.65	0.012	0.600	0.9901
0.70	0.000	0.740	1.000

表 10－12

S_w	f_w	f'_w	Q_i	S_w
0.469	0.798	2.160	0.463	0.563
0.495	0.848	1.750	0.572	0.582
0.520	0.888	1.410	0.711	0.600
0.546	0.920	1.130	0.887	0.617
0.572	0.946	0.850	1.176	0.636
0.597	0.965	0.649	1.540	0.652
0.622	0.980	0.477	2.100	0.666
0.649	0.990	0.317	3.157	0.681
0.674	0.996	0.195	5.130	0.694
0.700	1.000	0.102	9.800	0.700

由图 10－45 求出平均渗透率 $\bar{K}$ = 10mD，累积百分比为 84.1％处的渗透率 K = 5mD，于是得渗透率变异系数

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$V = \frac{\overline{K} - K_\sigma}{\overline{K}} = \frac{10-5}{10} = 0.5$$

考虑到地层的垂向非均质性由(10－50)式得：

$$E'_{R_2} = \frac{1-\overline{V}^2}{M} \times E_{R_2} = \frac{1-(0.5)^2}{0.8} \times 0.501 = 0.47$$

例 10－4　某油藏按反九点井网布井，试预测综合水油比、采出程度与累程注水量的关系。油藏数据除例 10－3 所列外，尚有：井网单元面积 32hm^2；油层厚度 $h=15$m；孔隙度 $\phi=0.2$；角井对边井的产量比为 1.0；边井在 $f_{ws}=0.95$ 时关井。

解：

(1)先做预备性计算。

油层孔隙体积：

$$V_p = 32 \times 15 \times 0.2 \times 10^4 = 960000 \text{ m}^3$$

开始注水时的油藏储量：

$$N = 960000 \times \frac{1-0.1}{1.2} = 720000$$

例 10－3 已求得前缘饱和度 $S_{wf}=0.469$，前缘后平均含水饱和度 $\bar{S}_w=0.563$，流度比 $M=0.8$。

按图 10－17 和图 10－18 做出 $M=0.8$ 的 f_{ms}、f_{mc} 与 E_A 的关系曲线图(10－34)。

(2)从图(10－34)查得边井开始见水时的波及系数 $E_{Abt}=0.565$，由式(10－53)求出见水时的累积注水量 V_{ibt}：

$$V_{ibt} = 0.565 \times (0.563 - 0.1) \times 960000 = 251000 \text{ m}^3$$

见水时的无量纲累积注水量：

$$\frac{V_{ibt}}{V_p} = \frac{251000}{960000} = 0.262$$

由式(10－54)求得无水采收率 E_{Rb} 为：

$$E_{Rb} = \frac{0.262}{1-0.10} = 0.291$$

(3)确定边井见水后至边井关闭前的动态：

由式(10－57)、(10－58)、(10－63)、(10－70)算出：

$E_{Asbt}=\frac{2}{3}E_{Abt}=0.377$，$E_{Acbt}=\frac{1}{3}E_{Abt}=0.188$，$Q_{ibt}=0.463$，$N_{pbt}=209000$ m^3。

从 $V_1=V_{ibt}=251000$ m^3 起选取一系列 V_i 如表 10－13，最后一个相应于边井关闭时的 V_i，则由试凑得到。计算过程及结果均见表 10－13，计算中所需算式为：

由式(10－55)、(10－56)得：

$$V_{ic} = \frac{1}{3}V_i; \quad V_{is} = \frac{1}{3}V_i$$

由式(10－61)、(10－62)得：

$$\Delta E_{AS} = 0.449 \times 10^{-3}\Delta N_{pus}; \quad \Delta E_{AC} = 0.225 \times 10^{-3}\Delta V_{ic}$$

由式(10－64)

$$\Delta Q_{is} = 0.208 \times 10^{-5}\frac{\Delta V_{is}}{E_{AS}}$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

由式(10－67)和(10－69)

$$\Delta N_{ps} = 0.833 \times (\Delta N_{pss} + \Delta N_{pus}); \quad \Delta N_p = 0.833 \times [\Delta V_{ic} + 2 \times (\Delta N_{pss} + \Delta N_{pus})]$$

由式(10－71)得：

$$E_R = 0.139 \times 10^{-5} N_p$$

由式(10－72)得水油比 WOR 为：

$$WOR = \frac{1.2 f_{ws} f_{ms}}{1.5 - f_{ws} f_{ms}}$$

用预报—校正法计算 ΔV_{pss} 和 ΔN_{pus} 的具体过程说明如下：

以第一阶段，即 $V_i = 251000$ 到 $V_i = 260000$ 为例。这一计算阶段开始时，边井刚见水 $f_{ms} = 0$，$E_A = 0.565$(表 10－13 第一行)，以它们为计算阶段末即 $V_i = 260000 m^3$ 时的 ΔV_{pss} 和 ΔN_{pus} 的一次近似值，然后以本阶段始末的两个 f_{ws} 做为本阶段 f_{ms}，对本阶段 $\bar{f}_{ms} = 0$，此 $\bar{f}_{ms}$ 显然是偏小的，据此求出 ΔV_{pss} 和 ΔN_{pus} 的一次近似值 $\Delta V_{pss} = 0$，$\Delta N_{pus} = 2970 m^3$，进而算得 ΔE_A 和 E_A 的一次近似值 $\Delta E_A = 0.02000$，$E_A = 0.585$(表 10－13 第二行)。ΔV_{pss} 的一次近似值显然是偏小的，而 $\Delta N_{pus} \Delta E_A$ 和 E_A 的一次近似值显然是偏大的。从图 10－34 查出当 $E_A = 0.585$ 时的 $f_{ms} = 0.200$，列于表 10－13 第六列第三行，此为本阶段末 f_{ms} 的二次近似值，偏大。用它做为这一阶段末的 f_{ms}，则 $\bar{f}_{ms} = \frac{1}{2}(0 + 0.200) = 0.100$，据此算得 ΔV_{pss}、ΔN_{pus}、ΔE_A 和 E_A 的二次近似值为：$\Delta V_{pss} = 297$，$\Delta N_{pus} = 2673$，$\Delta E_A = 0.1868$，$E_A = 0.584$(表 10－13 中第四行)。由于 $\bar{f}_{ms} = 0.100$ 是偏大的，所以 ΔV_{pss} 的二次近似值是偏大的，而 ΔN_{pus} 和 E_A 的二次近似值是偏小的，但已都较一次近似值接近准确值。再从图 10－34 查得 $E_A = 0.584$ 的 $f_{ms} = 0.195$，以它做为本阶段末 f_{ms} 的三次近似值，则这一阶段的 $\bar{f}_{ms} = \frac{1}{2}(0 + 0.195) = 0.098$，据此求得 ΔV_{pss}、ΔN_{pus}、ΔE_A 和 E_A 的三次近似值为：$\Delta V_{pss} = 290$，$\Delta N_{pus} = 2680$，$\Delta E_A = 0.01870$，$E_A = 0.584$。我们看到 E_A 的三次近似值同于其二次近似值。可以认为三次近似值已足够准确，计算到此结束。

依此继续计算可知，边井在含水率为 0.871 时关闭，此时累积注水量为 $518700 m^3$，累积产油量为 $351768 m^3$，注水采收率为 0.476，水油比为 1.67。

(4)确实角井见水时的开发指标及以后的动态：

从图 10－34 查得角井见水时的波及系数 $E_{Abtc} = 0.935$，边井关井时的波及系数 $E_A = 0.895$，从边井关井至角井见水波及系数的增量为：

$$\Delta E_A = 0.935 - 0.895 = 0.04$$

在此期间累积注水量增量为：

$$\Delta V_i = \frac{0.04 \times 960000}{2.16} = 17780 m^3$$

由式(8－91)，求得角井见水时的波及系数为：

$$E_{Ac} = \frac{172900 + 17780}{0.463 \times 960000} = 0.429$$

角井见水时的累积注水量为：

$$V_{Abtc} = 518700 + 17780 = 536480 \ m^3$$

此期间的采油量(地面条件)为：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$\Delta N_p = \frac{17780}{1.2} = 14810\text{m}^3$$

累积产油量为 357260m^3。

角井见水时注水采收率为：

$$E_{Rbtc} = 0.139 \times 10^{-5} \times 357260 = 0.496$$

由式(10－77)得 $Q_{icbt} = 0.463$，从 $V_i = V_{ibtc} = 536480\text{m}^3$ 起选取一系列的 V_i 进行计算，计算过程中所需算式为：

由式(10－76)有　　$\Delta E_A = 0.225 \times 10^{-5} \Delta N_{puc}$；

由式(10－79)有　　$\Delta Q_{ic} = 0.104 \times 10^{-5} \dfrac{\Delta V_i}{E_{Ac}}$；

由式(10－81)有　　$\Delta N_p = \Delta N_{pc} = 0.833(\Delta N_{psc} + \Delta N_{puc})$；

由式(10－83)有　　$E_R = 0.139 \times 10^{-5} N_p$；

由式(10－84)有　　$WOR = \dfrac{1.2 f_{mc} f_{wc}}{1 - f_{mc} f_{wc}}$。

最后画出水油比、采出程度对累积注水量 V_i 和无量纲累积注水量 V_i/V_p 的关系曲线(图10－35)和水油比对采收率的关系曲线(图10－36)。

例10－5 某油藏采用五点法面积注水井网，极限含水率定为0.98，试预测其开发动态。油藏资料如下：

油层厚度 h　　15m；

孔隙度 ϕ　　0.20；

油层压力 p_i　　6.8MPa；

注水压力 p_j　　27.2MPa；

井网单元面积 A　　16hm^2；

井半径 r_w　　0.3m；

注水前平均含气饱和度 S_{gi} 为0.15；

其余的与例10－3、例10－4一样。

解：

根据流度比 $M = 0.80$，变异系数 $V = 0.5$，从表10－7查得所需最少分层数为10层。

将油层分为10层，每一小层厚度为1.5m，从图10－45查各小层的渗透率，为此取各区间中点的渗透率为每一小层的平均渗透率，即累积百分比为5、15、25、……95所对应的渗透率，各小层渗透率列于表10－13。

取渗透率为 $31.5 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的小层为基础层分四段计算其动态，先做如下的预备性计算。

表10－13

层号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
渗透率(mD)	31.5	20.5	16.0	13.1	10.9	9.2	7.7	6.3	4.9	3.2
厚度(m)	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5

小层孔隙体积：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

$$V_p = 1.6 \times 1.5 \times 0.2 \times 10^4 = 48000\text{m}^3$$

开始注水时的储量：

$$N = \frac{48000 \times 0.75}{1.20} = 30000\text{m}^3$$

从图 10－19 查得流度比为 0.8、生产井开始见水时的波及系数：

$$E_{Abt} = 0.717$$

(1)计算干扰前的动态：

容易求得相邻注水井之半径 $r_w = 200\text{m}$。由式(10－81)得发生干扰时的累积注水量为：

$$V_{ti} = 3.14 \times 1.5 \times 0.2 \times 0.15 \times (200)^2 = 5650\text{m}^3$$

在累积注水量 0～5650m^3 之间取八个累积注水量(见表 10－14)，由式(10－86)至(10－88)分别得：

$$r_e = \left(\frac{V_i}{3.14 \times 1.5 \times 0.2 \times 0.15}\right)^{\frac{1}{2}} = (7.08V_i)^{\frac{1}{2}}(\text{m})$$

$$r_f = \left(\frac{0.15}{0.563 - 0.10}\right)^{\frac{1}{2}} r_e = 0.569 r_e(\text{m})$$

$$i = \frac{0.236 \times 1.5 \times 31.5 \times (27.2 - 6.8)}{\frac{0.5}{0.4}\lg\frac{r_f}{0.3} + \lg\frac{r_e}{r_f}} = \frac{2.27}{1.25\lg r_e + 0.592}(\text{m}^3/\text{d})$$

其余计算需照表进行(表已略)。干扰将在 88.98 天后发生，发生干扰时的注水量 $i_t = 65.5\text{m}^3/\text{d}$。

(2)计算开始干扰至充满前动态：

由(10－90)得充满时的累积注水量为：

$$V_{if} = 0.15 \times 48000 = 7200\ \text{m}^3$$

由式(10－91)求出从充满到生产井见水期间的波及系数为：

$$E_A = \frac{V_i}{48000 \times (0.563 - 0.100)} = 4.5 \times 10^{-5} V_i$$

充满时的波及系数 E_{Af} 为：

$$E_{Af} = 4.5 \times 10^{-5} \times 7200 = 0.324$$

由相邻注水井距为 400m，算出注水井与生产井的距离 d 为：

$$d = \sqrt{200^2 + 400^2} = 283\text{m}$$

由式(10－93)及(10－92)得充满后的具体算式为：

$$i = \gamma \frac{0.118 \times 1.5 \times 31.5 \times 1.0 \times (27.2 - 6.8)}{1.0 \times (\lg\frac{283}{0.3} - 0.269)} = 42.047\gamma \quad \text{m}^3/\text{d}$$

由图 10－33 查得 $M = 0.8$，$E_{Af} = 0.324$ 时 $\gamma = 0.96$，则充满时的注水量 i_f 为

$$i_f = 42.04 \times 0.96 = 40.36\ \text{m}^3/\text{d}$$

由式(10－89)得从开始干扰到充满的时间为：

$$\Delta t = \frac{7200 - 5650}{0.5 \times (65.5 + 40.36)} = 28.28\text{d}$$

所以充满所需时间为 88.98＋28.28＝118.26 d

(3)计算从充满到生产井开始见水时的动态：

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

表 10－14　干扰前的动态

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
V_i	r_e^2	r_e	$\lg r_e$	$1.25\lg r_e$	$1.25\lg r_e+0.592$	i	$\bar{i}$	ΔV_i	Δt	t
	$7.08\times(1)$	$\sqrt{(2)}$	lg(3)	$1.25\times(4)$	(5)+0.592	227/(6)			(9)/(8)	
m^3	m^2	m				m^3/d	m^3/d	m^3	d	d
80	566	23.8	1.377	1.721	2.313	98.1		80	0.82	0.82
800	5664	75.3	1.877	2.341	2.933	77.4	87.8	720	8.20	9.02
1600	11328	106.4	2.027	2.534	3.126	72.6	75.0	800	10.67	19.69
2400	16992	130.3	2.115	2.644	3.236	70.1	71.4	800	11.20	30.89
3200	22656	150.5	2.178	2.723	3.315	68.5	69.3	800	11.54	42.43
4000	28320	158.3	2.200	2.750	3.344	67.9	68.2	800	11.73	64.16
4800	33984	184.3	2.266	2.833	3.425	66.3	67.1	800	11.92	76.08
5650	40002	200	2.301	2.876	3.468	65.5	65.9	850	12.90	88.98

由式(10－95)求出无水采油期的累积注水量 V_{ibt} 为：

$$V_{ibt}=48000\times0.717\times(0.563-0.10)=15900\ m^3$$

在 7200 m^3 到 15900 m^3 之间选取七个值如表 10－15 所示；

地面条件下的产油量为 $q_o=\dfrac{i}{1.2}(m^3/d)$；

地面条件下的累积产油量为 $N_p=\dfrac{V_i-7200}{1.2}(m^3)$；

注水采收率为　　$E_{R_2}^*=\dfrac{N_p}{30000}$

表 10－15　从充满到生产井开始见水时的动态

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
V_i	E_A	γ	t	$\bar{i}$	ΔV_i	Δt	t	q_o	V_i-V_{if}	N_p	E_{R2}^*
	$4.5\times10^{-5}\times(1)$		$42.04\times(3)$			(6)/(5)		(4)/1.2	(1)－7200	(10)/1.2	(11)/30000
m^3			m^3/d	m^3/d	m^3	d	d	m^3/d	m^3	m^3	
7200	0.324	0.96	40.36				118.26	33.63	0	0	0
8000	0.360	0.95	39.94	40.16	800	19.92	138.20	33.28	800	667	0.022
9600	0.432	0.94	39.52	39.73	1600	40.27	178.50	32.93	2400	2000	0.067
11200	0.504	0.94	39.52	39.52	1600	40.49	219.00	32.93	4000	3333	0.111
12800	0.576	0.93	39.10	39.31	1600	40.70	259.70	32.58	5600	4667	0.156
14400	0.648	0.92	38.68	38.89	1600	41.14	300.80	32.23	7200	6000	0.200
15900	0.716	0.91	38.26	38.47	1500	38.99	339.80	31.88	8700	7250	0.242

(4) 计算产水后动态：

本例有原始自由气存在，所以先按（10－105）式求出临界气体饱和度 S_{gi}^*，由图（10－39）查得无量纲系数：

$$C=1.18$$

$$S_{gi}^*=1.18\times(0.750-0.437)=0.369$$

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

S_{gl}^{*} 值大于初始值 0.15，所以可用无自由气存在的计算方法。

由式（10－63）式得：

$Q_{101}=0.563-0.100=0.463$

水的流度与油的流度之比为：

$$M=\frac{K_w(\bar{S}_w)}{0.5}\times\frac{1.0}{1.0}=2K_w(S_w)$$

由式（10－102）得：

$$q_w(t)=i(t)\left[1-\frac{\lambda(0.469-0.1)}{0.717\times(0.563-0.100)}\right]f_w(S_{wL})=(1-1.11\lambda)i(t)f_w(S_{wL})$$

选取一系列的 V_1（$V_1\geqslant 15900m^3$）进行计算。为了对比，也用（10－54）算了 $E_{R_2}^{*}$，进而求得 N_p。10－54 式在本例变为：

$$E_{R_2}^{*}=\frac{1}{0.75}[E_A(\bar{S}_w-0.10)-0.15]$$

从两个途径求得的 $E_{R_2}^{*}$ 与时间及无量纲累积注水量的关系曲线如图 10－43 所示，虚线为按本公式求得者。

（5）求其余九层动态：

由式（10－111）到（10－114）得：

$$t_n=\frac{31.5t_1}{K_n}$$

$$q_{on}=0.0317K_nq_{o1}$$

$$q_{wn}=0.0317K_nq_{w1}$$

$$i_w=0.0317K_ni_1$$

（6）计算整个油层的综合动态：

作出各小层的注水量、产油量、产水量对时间的关系曲线，并按相同时刻进行叠加。此时应注意到生产井开始产油、开始见水等产量发生突变的点，所得整个油藏的注水量 $\sum i$，产油量 $\sum q_o$、和产水量 $\sum q_w$ 对时间的关系曲线（图 10－40）。

根据各时刻的整个油藏的产水量 $\sum q_w$ 和产油量 $\sum q_o$ 求得各时刻全油藏的综合水油比，综合水油比与时间的关系见图 10－41。

根据已算得的基础层注水采收率和时间的关系，做出各水层注水采出程度对时间的关系曲线，然后相同时刻叠加平均，得到各时刻全油藏的注水采收率 E_{R2}^{*} 示于图 10－41。

根据图 10－41，作出整个油藏的水油比与注水采收率的关系，示于图 10－42。

（7）计算整个油藏的最终注水采收率：

由预定的极限含水率 $f_{wx}=0.98$ 求得该时的水油比为 49，再从图 10－42 查得相应的 $E_{R2}^{*}=0.472$，对原始储量而言全油藏的采收率为：

$$E_{R2}=0.472\times(1-0.10)=0.425$$

本节所得的最终采收率较例 10－3 所得的 0.47 低。这是因为例 10－3 没有考虑非均质及二维性所致，0.425 是比较可靠的。

手算非常麻烦，作者设计了一个 BASIC 程序可以大大简化计算，省时省力。

当前我国绝大多数油田都采用早期注水的方式进行开发，以使油田在相当长的时间内得以保持高产和稳产。因此，在本书中主要讨论的是注水油田的动态分析技术，而对其他驱动

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

方式下开采的油田动态不进行分析，以体现对当前油田开发的实用性。

虽然由于大型和超级计算机的出现和软件技术的改进，油藏数值模拟技术日益发展，很多大的石油公司和大的油矿采用数值模拟来进行油藏动态分析，并据此来改善油藏的开发。但是，由于取得准确的分层注采量、地层压力等参数难度较大，因此建立一个实际油藏的数值模型比较困难，而且计算时还需要大量的机时费用，这样就影响了数值模拟技术的推广和应用。它一般只在一些大型油田的开发设计和动态分析中得以较多的应用。而常规的油藏动态分析方法，仍然在实际工作中得到广泛的应用。本章中所论述的就是水动力学的油藏动态分析方法，并用了较多的篇幅探讨了水驱油的基本概念和以两相相对渗透率为基础的几种计算方法。这些简化了的渗流力学计算手续的优点，一是与水驱油过程的物理本质紧密联系，各个因素之间的关系清楚，二是，计算公式简单，省时、省事、省钱，油藏工程师随时可以进行计算。这些方法与美国当前通用的 Stiles、Dykstra－parsons 和 Craig 等人的分析方法，在本质上是一致的。根据矿场实践的结果，只需所建立的模型能较好的反映实际油藏，用这些方法所得到的结果可以对油藏开发的有效性进行分析，评价油田开发的效果，进一步提出改善油田开发技术措施的意见。

大量矿场实践的结果已经证明，在注水开发油田时，如果油井见水以后在含水的条件下继续开采，则平面波及系数将达到 80％左右，而垂向的波及系数则可能在 40％－80％之间。因此，扫油体积系数的变化，在不同的地质和开采条件下，将是含水上升幅度和总耗水量的函数，而最终归结为一个经济问题，本章的内容中充分的反映了这一情况

本章所叙述的油藏动态分析方法，没有详细地讨论当流度比大于 1.0 时，粘性指进现象的出现和发生的不利情况。但是，在所附的曲线中对此作了一定的考虑。这时我们进行实际油田动态分析是很重要的。因为我国油田中原油的粘度一般较高，常常使流度比处于不利的状态

参考文献

1. Craig R F Jr. The Reservior Engineering Aspects of Waterflooding. Society of Petroleum Engineers of AIME. New York, 1971
2. Максимов М И. Геологические Основ Разработки Нефмяных Месморожиснии. Издамелбсмю Недра. Москва, 1965
3. Smith C R. Mechanics of Secondary Oil Recovery. Robert. E. Krieger Publishing Company. Malabar, Florida. Reprint Edition, 1983
4. 高承泰．根据统计资料研究油层非均质性分布的新方法．油田开发论文集第一集．北京：石油工业出版社，1982

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

第十一章　油藏管理——油田开发

第1节　油藏管理——油田开发与油气藏工程、采油工程

油气藏工程学是石油工程学一个分支，按照美国人的定义，油藏工程学是达到极经济地开采油（气）藏的一种艺术[1]。我们认为这个定义不能精确表达油藏工程的内涵，因为采油工程、油气集输工程、钻井工程等也都是达到经济开发油（气）藏的一种艺术。其次，这个定义与近年来欧美刚出现的，而前苏联在1940年就形成的油藏管理（油气田开发）的定义相重合。油藏管理的目标是经济采收率和利润最大[2]；前苏联科学院院士A.П.Крылов认为合理开发油田的目标是：以最小的费用、最少的原油损失满足国家对原油的需要[3]；我国的油（气）田开发原则是：坚持少投入、多产出，并具有较好的经济效益；根据当时、当地政策、法律和油田地质条件，制定储量动用、投产次序、合理采油速度等开发技术政策和保持较长时间的稳产、高产[4]。不难看出，油藏管理（油田开发）与油藏工程的目标几乎没有任何区别。但是欧美和我国都规定油藏工程方案是油田开发方案的一个部分，而非全部。那么作为学科二者的区别在何处呢？

Craig在油田注水开发工程方法[5]一书中详细阐述了油藏工程师的任务，他说油藏工程师的主要任务是负责预测油田开发动态的各方面的工作。负责搜集积累油藏所有的基础资料；经常与地质师和油藏评价工程师一起绘制构造图、等厚图和等压图等；综合应用岩心分析、流体性质以及特殊的测井和试井资料；油藏工程师还要求进行专门的实验如测定相对渗透率和毛管压力等。油藏工程师利用这些资料研究各种注水方式；选择注水井位；估算注入量和建议补钻开发井。油藏工程师的最终产品是油田注水开发动态的详细预测。这一预测是注水经济评价和利润评价的基础。

1990年经E.Terry修订再版的B.C.Craft，M.Hawkins的《应用油藏工程》中（本书的第一版经童宪章等译为中文，书名为《油气田开发与开采研究方法》）[6]说："油（气）藏工程是达到极经济地开采油（气）藏的一种艺术，也可定义为应用科学原理来解决油气藏开发和生产中的排出（drainge）问题"。显然这两个定义的内涵是不相同的，后者与Craig的说法接近。

采油工程师经常被称为"操作"群体，他们与油藏工程师一起发挥他们操作的专长。所谓操作包括选择和测试供水水源；设计水处理设备；规范计量和测试装置；研究腐蚀与结垢，采油方法及采油设备的选择和管理。

开发方案批准后，油藏工程师负责连续评估油藏动态，及时进行调整，而采油工程师则负责操作地面注水及采油设施。两家共同制定修井计划[5]。

这样看来，结合我国的实际，油藏工程的研究对象是监测、预测和控制油田开发动态的理论与方法，主要研究采油过程中油藏内部油气水的运动规律及控制方法，主要目标在地下。采油工程则主要研究举升方法，注水注气的设备及管理，增产措施及监测手段，主要目标在井筒和地面。油藏动态决定举升方法和增产措施，举升方法和增产措施影响油藏动态，二学科是密切相关的。油藏管理或油田开发的研究必须要综合地质、地震、测井、录井、钻

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

井、采油、地面工程研究成果使得油田开发的利润和经济采收率最高。油藏管理是战略性的，油藏工程、采油工程及油气集输是战术性的。

明确了油藏工程的研究对象以后，不难发现在油藏工程中不需要研究经济评价、事实上美国出版的油藏工程方面的论著中，没有一本讲到过经济评价。油藏工程学对油藏管理中的作用是提出供选择开发方式，层系划分和井网、井距以及对开发指标预测、钻井工程、采油工程、地面工程的要求[4]。但是遗憾的是目前美国的油藏工程强调的是溶解气驱（Today most of reservoir engineering tecniques taught in U.S emphasized solution gas drive)[7]，这一点越早出版的油藏工程论著越明显，例如在童宪章等人译的1959年出版的《应用油藏工程》（中文译名为《油气田开发与开采的研究方法》[1]）中主要讲了油藏物理和物质平衡，对于注水开发、井网、井距几乎没有涉及。到1983年出版的《世界通用实用油藏工程方法》(Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods)[7]，水驱所占篇幅仍然不大。1971年美国石油工程师学会出版的，专门研究注水的油藏工程方面的著作是作为油藏工程师的再教育的教材[5]。

由于在美国严格限制用一口井开采两个以上的层系（In the U.S., commingling production from two or more separate reservoirs in common tubing string is carefully controlled)[7]，所以在他们的油藏工程著作中对层系划分反映的很少。

早在50年代我国就单独开设了油藏物理和渗流力学课程，这方面已有多种教科书与专著出版，而美国的油藏工程著作中这两个学科的内容占了很大比重。

如果在油藏工程中包括注水开发的布井方案、层系划分、井网井距和开发指标预测等问题，且不说经济分析，篇幅必然过大。我们认为单独写一本油田开发（油藏管理）主要讲油藏工程设计的书更合适一些。原因之一是从事油藏开发设计的工程师究竟是少数，但是每一个油藏工程师都必须做动态分析工作。

油藏工程师必须了解油田开发的全面情况，善于运用地质的、地震的、测井的、录井的、试井和试采的资料综合解决认识与控制油气水运动规律的有关问题。单靠一种方法往往难于做出判断。这一点Slider教授已经注意到了，在他的再版的《世界通用油藏工程方法》一书中加入了搜集油藏工程资料一章[7]。我们也认为充分了解油藏地质情况是油藏工程师做好本职工作的前提，同时油藏工程师的工作又丰富加深了对油藏地质情况的认识。

一般的油藏工程论著中主要讲的是有关开发动态分析的理论和方法，也涉及到油藏基础资料的收集。本书也是按照这个思路编写的。

第2节　地质模型

油田发现后利用一口或几口探井、评价井和地震、测井资料便可对油藏做出基本正确的描述，建立起油藏概念模型，以后随着开发程度加深还要进行中期油藏描述和精细油藏描述，建立精细油藏模型[8]。油藏描述欧美又叫做油藏表征。油藏描述要多学科联合进行，由地质、地球物理、油藏工程、数值模拟、计算机和数学家一起组织联合工作组共同进行。无论是概念模型还是精细模型其描述内容大体是一样的，只是粗细度的差别。油藏描述的内容如下所述。

一、构造地层方面

地层层序及沉积类型；构造类型、形态、倾角、闭合高度、闭合面积；断层性质、走

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

向、倾角、条数、分布状态、密封程度。断层的分布不仅控制着油气水的运动，还对试井解释有重要影响。

油层组的岩性及分布；划分沉积相带，沉积类型、砂体的形态及分布。分层组的埋藏深度、总厚度、砂岩净厚度、有效厚度；单层层数、分布状况；平砂层厚度、有效厚度等。

分层组岩石的组成、结构、裂缝发育特征、孔隙度、渗透率、原始含油饱和度、压缩系数、导热系数；非均质性描述。其中渗透率的变化最大，要掌握渗透率的变化必须得有足够的岩心资料，从测井解释得到的渗透率精度很低。其次只有油基泥浆和密闭取心方法才能求准原始含油饱和度，一般它的变化范围不大。

储集层的孔隙类型、孔喉形态、粘土矿物的组分、含量及分布；储层的水敏、酸敏、速敏及盐敏评价。

除了研究储层之外，还必须研究隔层或夹层的岩性、分布、渗透性和水敏性。隔层对试井解释也有重要影响。

油藏描述的关键在油层性质的横向预测。不久以前油藏描述主要采取根据井点间插值办法进行，当然精度低、可靠性差。目前多采用通过露头研究建立地质知识库的方法，地震与测井结合的办法，三维地震方法来做横向预测。

由于通过钻井、地震、测井所得的油藏的样本太小，要想通过很小的样本就油藏这样复杂的地质体做出判断，只能在一定概率（信度）上进行，所以近年来兴起随机建模技术。以一定概率给出几种模型，或给出实现概率最大的模型。也可输入参数分布代替确定值。

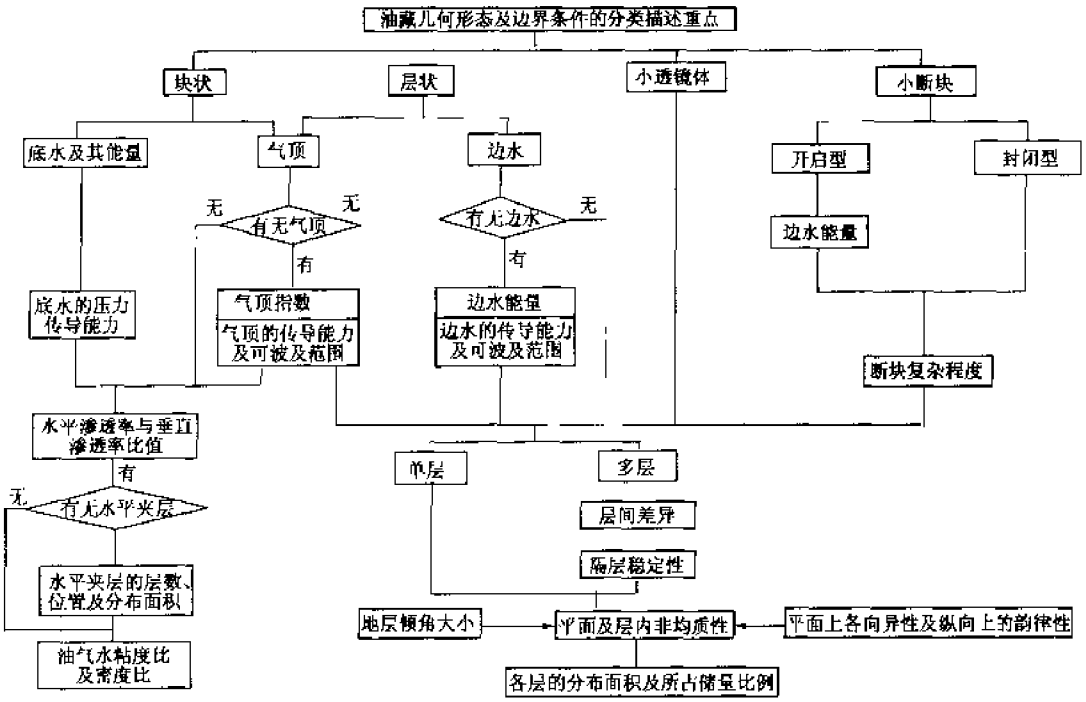


图 11－1　油藏几何形态描述重点

二、流体分布及性质

分区块、分层系的油气水分布特点；油气界面、油水界面；油气水的饱和度分布。

原油的组分、密度、粘度、凝固点、含蜡量、含硫量、析蜡温度、蜡熔点、胶质沥青含量和地层原油的高压物性、流变性。第一口井就要进行高压物性取样，当地饱压差较小时，

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

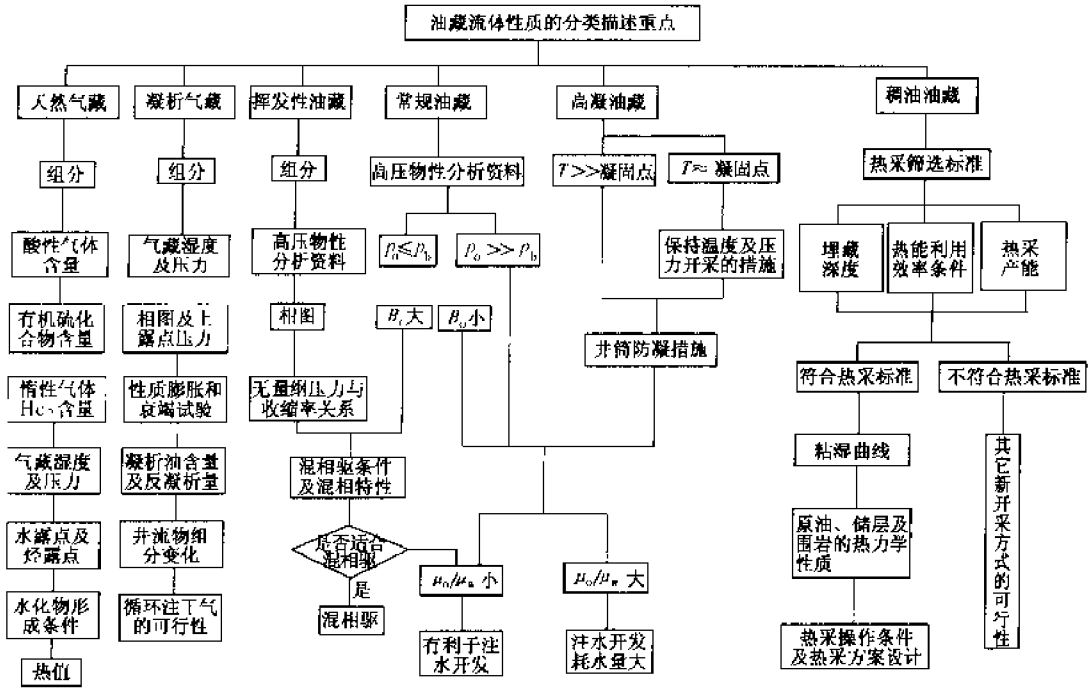


图 11－2　油藏流体性质描述重点

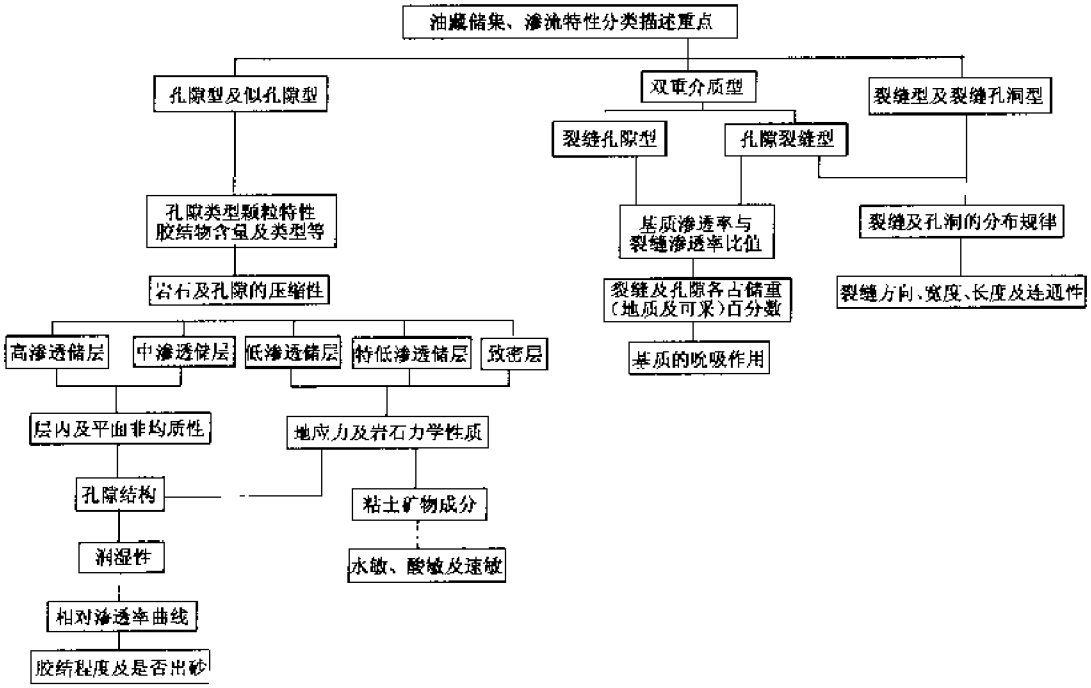


图 11－3　油藏储集和渗流特性描述重点

只有在开发初期才能取得有代表性高压物性的样品。天然气的相对密度，组分、凝析油含量，地层水的组分、水型、硬度、矿化度、电阻率等。岩石润湿性、界面张力、油水及油气相对渗透率曲线和毛管压力曲线。

油藏的原始地层压力，这一数据只有在开发初期才能准确取得。一般说来重复地层试验

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

器（RFT）或钻杆测试（DST）求得的原始压力最可靠。压力系统、压力梯度，地层温度及地温梯度，以及边水、底水和气顶的活跃程度等资料都是油藏工程分析的重要内容。

油田投入开发以后，油藏工程师要十分关心压力、油气水的产量的准确计量，特别是气水产量的准确计量。

油藏分类和详细描述内容见图 11－1 到图 11－3[8]。

第 3 节　油藏工程设计

一、层系的划分与组合

我国及世界已发现的油田大都是多油层的，有时性质差异很大的油层多达几十个，井段绵延数百米，用一套井网开发，低渗层受到压制，不发挥作用，高渗层见水后，油井含水迅速升高，致使采油成本升高，从而降低了经济采收率。目前广泛采用的分层注水，合层采油工艺，而分层注水技术只允许一口井向 3～5 层注入不同的水量（需要注意的是美国对一口井采两个以上的层系是严格控制的）。划分层系的原则[8]是：

（1）同一层系内油层及流体性质、构造形态、油水边界应比较接近；

（2）一个独立的开发层系应具备一定的地质储量，有一定的产能；

（3）层系间必须具备良好的隔层。

各个层系的物性差异，影响最大的是渗透率，一般来说一套层系之间的渗透率级差不宜超过 3～4 倍。

二、开发方式

首先考虑利用天然能量开发，实践证明边底水水体大而活跃的小断块油田利用天然水驱开发效果很好[8]。小透镜体油藏连通方向少，连通厚度小，注水会很快见水，注水未必合算。中型以上油藏一般都需人工补充能量，最通用的就是注水。研究需不需要人工补充能量，用什么办法补充能量，何时开始补充能量是油藏工程师的职责。

如果地质条件允许，例如地饱压差相当大，天然能量比较充足，利用天然能量开采一段时间是适宜的，可以用较少投资获得较大收益，迅速回收资金。利用天然能量开采还可以适当降低油层压力，便于注水。实践证明把油层压力降到饱和压力以下对提高单井产能量和采收率都不利[8]。

以上仅以注水开发为例，没有涉及到稠油热采，凝析油气田，挥发性油田开发等特殊问题。

三、单井产量及吸水能力

单井产量是决定开发经济效益的决定性因素。首先，岩心分析得到绝对渗透率是不能用于产能计算的，因为所有油藏都含束缚水，所以决定油井产能的是有效渗透率。第二，既便是岩心分析得到的渗透率可用，但由于取心成本高，取心井很少，代表性差，电测解释渗透率精度又不高，仍然很难使用。第三，岩心分析渗透率代表的仅是井点值，而渗透率的横向变化往往很大。第四，就是目前多采用的射孔完井，射孔引起的表皮效应很难准确估计。由于以上种种原因我们只能用探井、评价井试油、试井成果和生产试验区的生产资料用稳定或不稳定试井结果计算油井产能和每米有效厚度的采油指数。显然这也是油藏工程师的任务。

利用注入井试注，计数每米有效厚度的注入指数，没有实际资料的可用类比法或经验法计算。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

四、布井方案

注水方式可以分为行列注水（进一步可分为边外注水、边内注水、边上注水和切割注水）和面积注水两大类。

行列注水的适用条件为：油田面积不大，油层比较稳定，连通性好。

边外注水，注水井排应平行于原始含油边界，钻在含水区，这样可以保证油水边界均匀推进。不言而喻这就要求含水区的流度高、与油藏连通好。理论和实践都证明，在边外注水时如第一排井产量为100，第二排井只有45，第三排井只剩15。这种方式明显不适于中型以上油田。

边上注水，由于后生成岩作用等原因油藏边部渗透率往往明显变差，砂层厚度变薄，为了提高注水井的吸水能力，只得将注水井排移到外含油边界附近。

边内注水，油水过渡带处的原油性质一般都变差，为了提高注水效果只得把注水井布在内含油边界以内，这不仅可以保证充分发挥注水效果，还可以减少注入水向含油区外漏失。

切割注水，上面已经说到边缘注水，注水井影响不超过三排采油井，显然不适宜油藏稳定、面积大、储量丰富的大油田。对于这样的大油田可以用注水井排将油田切割成若干个独立的小开发单元，例如两排注水井间夹3～5排生产井，这样做可以明显提高注水效果和采油速度。

行列注水的前提是油水边界可以平行于注水井排均匀推进，条件是油层比较均质，事实上同一油层往往处于不同相带，对于陆相地层尤其如此，性质很不均匀，对于较大油藏要保油水均匀推进几乎做不到，要彻底分而治之就只有采用面积注水了。面积注水的井网见第十章。

活跃的底水油藏，可采用向底部注水保持能量的方法，此时注水井均匀分布就行了；带气顶油藏可采用顶部注干气形成混相保持能量开采，也可注水开发，由于带气顶油田地饱压差为零，所以注水宜早。为了避免形成气锥影响产量和采收率也可在油气界面上打一排水障井将气顶与油藏分开，分别开采。

采用什么样井网——行列、面积，五点、七点、九点等等，多大井距，既取决于地质和技术条件，更取决于市场需求与经济效益。一般说来井距小，井数多，产量高，采收率可能也高，但基建投资多，经营成本也高；大井距，井数少，产量就低，但基建投资少，经营成本也低。经济效益和产量与井网、井距间都没有简单的确定关系，到目前为止，主要还是用蒙特—卡罗或其他的最优化方法来选择利润最大、经济采收率最高的井网和井距。这样就要根据地质技术条件提出一系列井网、井距，从中选出一个利润最大、经济采收率最高的井网和井距来。由于事先并不知道最优的井网、井距，所以必须提出足够多的布井方案，即不同的井网、井距，以期从中可以发现那个最优的。

除了井网井距外，注入井和生产井的工作制度、注入方式（分注、合注）等对产量也有明显影响。一般规定注入压力应低于油层破裂压力，对于低渗油藏也可以比破裂压力略高，以不产生明显水窜为度，最好采用同井分注。生产井井底压力最好高于饱和压力，以减少油层脱气。各种举升方式都有一个最低井底压力的要求。如果地层能量较充足，油藏和原油性质较好，自喷开采是最经济的开采方式，随着含水升高势必油井要停喷转入人工举升，停喷时间的确定，准备采用的人工举升方法，所用的设备数量、规格，显然会影响开发的经济效益。

每个布井方案都要求出10年以上的平均单井日产油、全油田年产油量、综合含水、最大排液量、年注入量，油田无水采收率和最终采收率等开发指标。由于计算机和计算技术的

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

发达，现在几乎全使用数值模拟方法计算了。

提出布井方案主要应由油藏工程师负责，但应与地质工程师和钻井、采油和油田建设工程师协商进行。

方案的最终选定是靠经济指标。每个方案要计算的经济指标有最终盈利、净现金流量、利润投资比、建成万吨产能投资、还本期和经济生命期、采油成本、总投资和总费用。不仅分析绝对值，还应分析影响经济效益的敏感因素及敏感度。

综合评价各方案的技术、经济指标，筛选出最佳方案，给出最佳方案的生产、注入井数、各阶段开发指标，最终采收率及各项经济指标。

由于描述油气水在各种油藏中运动规律的都是非线性的偏微分方程组，只有极简单的条件下的解析解或解析近似解。我们只能用数值方法，在油藏实际条件下去解相关的偏微分方程组以求得开发指标，这就叫数值模拟。数值模拟的精度实际上只取决于输入油藏数据的精度。前边我们已经反复说过，即使油藏开发已经结束，我们也不能说我们准确知道了油藏每一点处的性质，因为对于油藏这个复杂的地质体来说我们通过钻井、地震、测井、试井、采油取得的样本是太小了。这样油藏数值模拟的结果也只能以一定的概率反映开发指标。

用油藏数值模拟办法选择最优的开发方案确实是可靠的。因为是在相同的地质模型上互相比较，只要模型没有根本性的大错误就行了，而这是容易做到的。

由于我们对油藏的认识是逐步加深的，油藏地质模型也是逐步细化、逐步精确的。所以我们对开发指标的预测就不一定完全符合实际。

我国现在有了自主开发的黑油模型、裂缝模型、组分模型、注蒸汽热采模型、聚合物驱、化学驱和三元复合驱模型软件，还研制了多功能油藏数值模拟器可以模拟、双孔双渗、二项式渗流。适用于层状块状砂岩、灰岩、凝析气藏、挥发性油藏、带气顶、底水的油藏、水平井及斜井。

油藏数值模拟软件正向一体化发展，即将地质建模、油藏模拟和动态显示组合在一个软件中，该模型一般由三维地质建模、网格粗化、油藏模拟、图形处理和动态显示等模块组成。所谓网格粗化是由于三维地质模型的网格尺寸较小，网格数量往往达到几百万个，而油藏数值模拟由于计算机运算速度的限制，目前只能处理几万个结点，所以必须根据等效原则将地质模型的细网格划成数值模拟用的粗网格。模拟结果可以用注入水运动、气顶扩张、地层压力的变化，剩余油的形成及变化以动画形式显示出来。

以上是油藏工程设计应包含的内容。为了保证油田开发方案的正确有效实施，光有油藏工程设计是不够的。开发方案中还必须对钻井工程、采油工程、地面工程提出要求。

对钻井工程的要求是：设计合理的井身结构，完井方法，如采用射孔完成，合理的孔密和孔径；近平衡钻井，采用保护储层的钻井液、完井液；有效地封隔油气水层保证不窜；选择适合于本地区的测井系列。

对采油工程设计的要求是：满足油藏工程方案的要求；选择举升工艺；提出采油和注入工艺及配套工具、装置、仪器、仪表等技术的要求；提出监测生产井产液动态及注入井吸水动态的工艺技术。

对地面工程设计的要求是：提出对油气水计量精度的要求和注入剂的质量要求。前面已经提到无论是利用物质平衡法还是数值模拟法做开发动态分析，都必须依靠准确的全油田和单井资料，国内外实践都证明全油田的油产量一般是准确的，分井的就不一定，水的产量一般计量不准；如果气不出售，对气的计量一般也不重视。这就会给合理分析开发现状，提出

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

相应措施造成困难。油藏工程师务必提出严格要求。

五、油田动态监测

我们认识油藏这个复杂地质体所根据的井眼体积不及油藏体积的几百万分之一，而且大部分是测井等间接资料，根据这样小的样本对油藏总体做出完全正确的判断是不可能的，只能依一定的概率做出判断，有了地震与测井结合的横向预测方法虽然提高了对油藏认识的信度，受分辨率和测线（网）密度限制，我们还是不可能绝对准确认识油藏，但随着井数增多，开采过程的发展，我们对油藏的认识会逐步加深，因此必须对油田开发过程进行不断的尽可能全面的监测，根据监测结果丰富和修正我们对油藏的认识，完善改进地质模型。

主要监测压力、产油量、产水量、产气量的变化，特别是油－气、油－水界面处井的产量变化，定时定点测地层压力非常重要，因为测压总要关井与生产有矛盾，市场经济条件下矛盾尤为突出，美国也是如此，Slider 在文献［7］中有明确的阐述。油藏工程师一定要善于说理，反复向管理人员申明，及时准确全面的测压可以保证企业获得更大的利润，也有利于资源的合理利用。

有可能的话要测吸水剖面、产油剖面、水淹层和饱和度测井，最好定期钻检查井，密闭取心了解油层水洗情况、油层物性变化，尤其进入高含水期后，这是掌握地下剩余油分布的重要手段。这些方法都比较复杂、昂贵，不是每个油田、每一个时期都做得起的，只能相机行事。

定期地用数值模拟办法进行历史拟合，以判断各个层的油水运动状况，含油饱和度的分析是一个相当便宜的办法。

油藏工程师要确定监测内容、要求获取资料的密度，提出监测重点。

油藏工程方案中还必须提出钻井、投产、转注程序、运行计划及特殊要求，预测增产措施的工作量，提出开发试验的安排及要求。国内外在正式开发一个大中型油田之前往往在有代表性区域先进行开发方式、井网、井距，注采能力及开采规律的小型试验，取得具体经验，指导正式开发工作。生产试验区可以大，可以小，依具体情况定，但是至少得有一口试采井，一口试注井。

制定开发方案的过程见图 11－4[8]

六、油田开发方案的内容和图表[4]

油田开发方案报告中应包括：油田概况；油藏描述；油藏工程设计；钻井、采油工程、地面建设工程设计要求和方案实施要求。

开发设计中应包括的地质基础资料、附图和附表：油田地理位置图、油田地貌图、油田区域地质构造图、储集层综合柱状剖面图、构造图、勘探成果图、含油面积图、油藏纵横剖面图、沉积相带图、小层平面图、油层厚度、孔隙度、渗透率等值图、岩心及岩心上特殊地质现象照片、含油产状萤光照片、岩心薄片鉴定照片、电镜扫描照片、毛管压力曲线、孔隙度和渗透率频率分布及累积分布曲线、原油物性等值图、原油高压物性曲线、原油粘温曲线、相对渗透率曲线、无量纲产液能力和产油能力曲线、压力与深度关系曲线和井温曲线。

油藏工程设计应包括的图表：试井曲线、试采曲线、试验区综合开采曲线、吸入能力曲线、各方案单井控制地质储量、可采储量关系曲线、各方案水驱控制程度关系曲线、各方案的动态特征预测曲线、推荐方案的开发指挥预测曲线、经济效益分析曲线和推荐方案设计井位图。附表有：油气水性质分析表、测压资料表、试油成果表、试注成果表和推荐方案指标预测表。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn

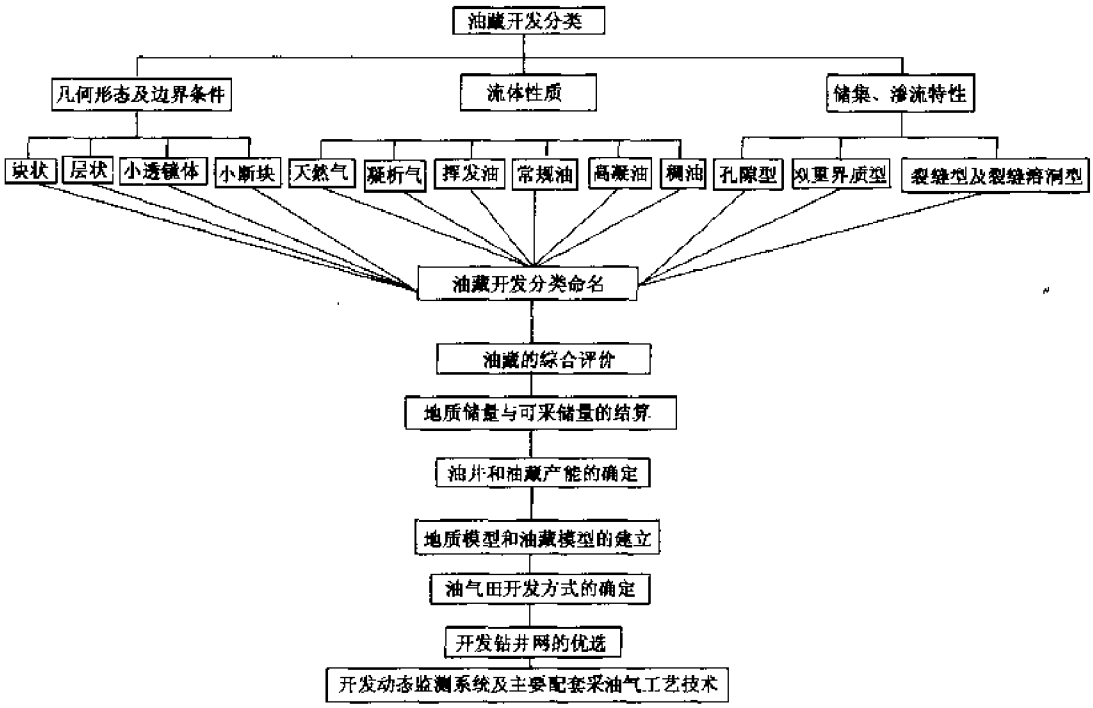


图 11－4　开发方案制定过程

虽然现在计算机上可以建立三维地质模型，可获得任意方向的纵、横剖面及等值线图、相带图，但在文字报告中上述图件还是必需的。

第 4 节　开发方案的调整

油田开发方案只能根据少数的探井、评价井及地震细测的资料编制，这时由于样本太小，且多是间接资料，我们对油藏的认识程度不可能很高。随着开发方案的实施，井数增多，资料增多，对油藏认识必然会更深入，必然会发现一些过去没认识到、甚至是弄错了的地方，因此必须对开发方案做适当调整，此其一。其二，编制开发方案的时候我们对油藏中油气水的运动规律，只有理论上的推断而没有实际认识，对油藏的认识主要是静态的。随着油田投入开发，油气水一动起来就会发现前面没有发现的新问题。第三，制定开发方案时虽然划分了层系，一个开发层系中的各油层还是有差别的，布井方案必然主要依据物性好的层决定，而层间差异必然会在开发过程中显露出来，不加以适当调整势必会降低开发效果。由于以上三个原因，必须定期、分阶段的根据动态监测和开发进程调整开发方案。

一、注采关系调整

在纵向可以用压裂措施或提高注水压力办法加强低渗透层注水量。同时，也可采用限制渗层吸水，加强未水淹方向注水，减少水淹方向的注水，封堵生产井的高含水层，对低渗层进行压裂改造或其它增产措施。需要指出，进行压裂改造要十分谨慎，要认真研究地应力方向，避免注水井的裂缝与生产井的裂缝沟通。通过上述办法尽量做到纵向上、平面上均匀水淹。目前的工艺手段还很难做到通过加强注水、堵水和油藏改造措施完全解决油藏层间和平面差异，只能在一定程度上减轻而已。

PDF 文件使用 "pdfFactory Pro" 试用版本创建 www.fineprint.cn