第一章　储层流体物性

石油、天然气和水，是油、气藏中存在的主要流体，也是研究储层流体的主要对象。石油是指以气相、液相或固相碳氢化合物为主的烃类混合物。在地层温度和地层压力条件下，以液相存在并含有少量非烃类的液体，称为原油；在地层温度和地层压力条件下，以气相存在并含有少量非烃类的气体，称为天然气；在地层温度和地层压力条件下，以气相存在，当采至地面的常温常压下，可以分离出较多的凝析油，称为凝析气。以三者为主体的储层，分别称为油藏、气藏和凝析气藏。

储层流体物性参数，是油、气藏工程计算的重要参数。本章将着重介绍这些参数的物性，并提供估算这些参数的相关经验公式。

第1节　地层天然气的物性

一、天然气的偏差系数及密度

由分子物理学可以写出，理想气体的状态方程式为：

$$pV = nRT \tag{1-1}$$

式中　p——气体压力，MPa；

V——气体的体积，m^3；

n——气体的摩尔量，kmol；

R——气体常数，$(MPa \cdot m^3) / (kmol \cdot K)$；

T——气体温度，K。

天然气是一种真实的气体，为适应此气体，将（1-1）式改写为：

$$pV = ZnRT \tag{1-2}$$

式中的 Z 叫做气体偏差系数，它表示在某一温度和压力条件下，同一质量气体的真实体积与理想体积之比值，即：

$$Z = V_{actual} / V_{ideal} \tag{1-3}$$

由于 n 等于气体的质量除以气体的分子量，故（1-2）式又可写为：

$$pV = Z \frac{m}{M} RT \tag{1-4}$$

式中　m——气体的质量，kg；

M——气体的分子量，kg/kmol。

单位体积气体的质量为气体的密度，故由（1-4）式得：

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{ZRT} \tag{1-5}$$

式中　ρ_g——气体的密度，kg/m^3。

气体的相对密度定义为，在标准温度 T_{sc}（293K）和标准压力 p_{sc}（0.101MPa）条件下，气体密度与干燥空气密度之比值，即：

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

$$\gamma_g = \rho_g / \rho_{air} \tag{1-6}$$

在标准条件下，气体和空气的状态都可用理想气体定律表示，即可忽略 Z 的影响。因此，将（1－5）式的关系代入（1－6）式得：

$$\gamma_g = \frac{\frac{pM}{RT}}{\frac{pM_{air}}{RT}} = \frac{M}{M_{air}} = \frac{M}{28.97} \tag{1-7}$$

式中 M_{air}——空气的相对分子质量，取为28.97。

天然气是一种多组分的真实气体混合物，在应用（1－4）式描述它的状态时，必须考虑气体偏差系数的影响。而气体偏差系数是压力、温度和气体组分的函数。一般的实验室很少具有直接测定气体偏差系数的条件，而多采用 Standing－Katz 图版（见图1－1）加以确定。

图1－1上的 p_{pr}和 T_{pr}分别叫做拟对比压力和拟对比温度，并表示为：

$$\left.\begin{aligned} p_{pr} &= p / p_{pc} \\ T_{pr} &= T / T_{pc} \end{aligned}\right\} \tag{1-8}$$

式中 p_{pc}和 T_{pc}——拟临界压力和拟临界温度。

在确定不同组分天然气的偏差系数时，通常用对比状态（The Law of Corresponding States）定律。该定律表示为，相同对比压力和对比温度的气体，具有相同的气体偏差系数。

根据天然气的摩尔组分分析数据，可以按照下面的关系式，列表计算出天然气的拟临界压力、拟临界温度和拟分子量的数值（见表1－1）。

$$p_{pc} = \sum X_i P_{ci} \tag{1-9}$$

$$T_{pc} = \sum X_i T_{ci} \tag{1-10}$$

$$M = \sum X_i M_i \tag{1-11}$$

式中 X_i——第 i 气体组分的摩尔含量，f；

p_{ci}——第 i 气体组分的临界压力，MPa；

T_{ci}——第 i 气体组分的临界温度，K；

M_i——第 i 气体组分的分子量。

表1－1 确定气体拟分子量、拟临界温度和拟临界压力

组 分	摩尔含量 X_i	分子量 M_i	X_iM_i	临界温度 T_{ci}（K）	X_iT_{ci}	临界压力 p_{ci}（MPa）	X_ip_{ci}
N_2	0.0138	28.013	0.3866	126.11	1.740	3.3992	0.0469
CH_4	0.9302	16.043	14.9232	190.67	177.36	4.6042	4.2828
C_2H_6	0.0329	30.070	0.9893	305.50	10.05	4.8800	0.1606
C_3H_8	0.0136	44.097	0.5997	370.00	5.03	4.2492	0.0578
i－C_4H_{10}	0.0023	58.124	0.1337	408.11	0.94	3.6479	0.0084
n－C_4H_{10}	0.0037	58.124	0.2151	425.39	1.57	3.7969	0.0140
i－C_5H_{12}	0.0012	72.151	0.0866	460.89	0.55	3.3811	0.0041
n－C_5H_{12}	0.0010	72.151	0.0722	470.11	0.47	3.3687	0.0034
C_6H_{14}	0.0008	86.178	0.0689	507.89	0.41	3.0123	0.0024
$C_7H_{16}^+$	0.0005	114.232	0.0571	540.22	0.27	7.0596	0.0035

注：$M = \sum X_iM_i$17.5315，$T_{pc} = \sum X_iP_{ci}$198.39，$p_{pc} = \sum X_ip_{ci}$4.5739

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

出表 1－1 计算结果得到，$p_{pc}=4.5739\text{MPa}$、$T_{pc}=198.39\text{K}$ 和 $M=17.5315$。将天然气的拟分子量 M 的数值代入（1－7）式得该天然气的相对密度为：

$$\gamma_g = 17.5315/28.97 = 0.605$$

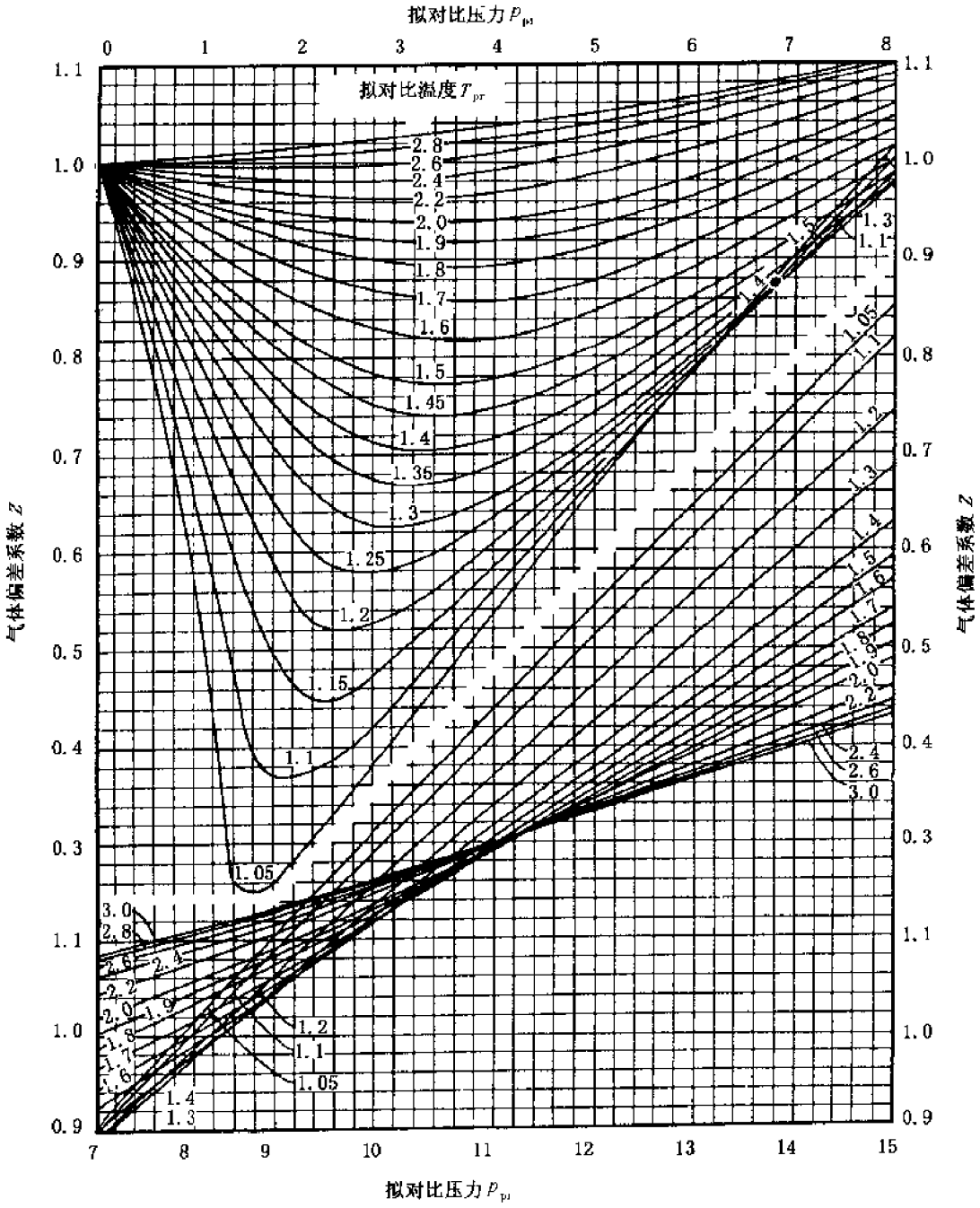


图 1－1　确定气体偏差系数的 Standing－Katz 图版

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

应当指出，在已知庚烷以上（C_7H_{16}，或写为C_{7+}）各组分摩尔含量的情况下，C_{7+}的拟临界压力$p_{pc}(C_{7+})$、拟临界温度$T_{pc}(C_{7+})$和分子量$M(C_{7+})$仍可由（1－9）式至（1－11）式计算。

通常遇到的烃类及非烃类气体的各项特定物性列于表1－2内。

表1－2　烃类及非烃类气体的物性常数表

组分名称	代号	分子式	相对分子质量 M	沸点（℃）在0.101325MPa下	冰点（℃）在0.101325MPa下	临界压力 p_c（MPa）	临界温度 T_c（K）	在标准条件下相对密度
甲烷	C_1	CH_4	16.043	－161.50	－182.48	4.6042	190.67	0.3
乙烷	C_2	C_2H_6	30.070	－88.61	－183.27	4.8800	305.50	0.3564
丙烷	C_3	C_3H_8	44.097	42.06	－187.69	4.2492	370.00	0.5077
异丁烷	$i-C_4$	$i-C_4H_{10}$	58.124	－11.72	－159.61	3.6479	408.11	0.5631
正丁烷	$n-C_4$	$n-C_4H_{10}$	58.124	－0.50	－138.36	3.7969	425.39	0.5844
异戊烷	$i-C_5$	$i-C_5H_{12}$	72.151	27.83	－159.91	3.3811	460.89	0.6247
正戊烷	$n-C_5$	$n-C_5H_{12}$	72.151	36.06	－129.73	3.3687	470.11	0.6310
正己烷	$n-C_6$	$n-C_6H_{14}$	86.178	68.72	－95.32	3.0123	507.89	0.6640
正庚烷	$n-C_7$	$n-C_7H_{16}$	100.205	98.44	－90.58	2.7358	540.22	0.6882
正辛烷	$n-C_8$	$n-C_8H_{18}$	114.232	125.67	－56.77	2.4862	569.39	0.7068
正壬烷	$n-C_9$	$n-C_9H_{20}$	128.259	150.78	－53.49	2.2890	596.11	0.7217
正癸烷	$n-C_{10}$	$n-C_{10}H_{22}$	142.286	174.11	－29.64	2.0960	619.44	0.7342
空气	Air	N_2O_2	28.964	－194.28	/	3.7727	132.78	0.856
二氧化碳	CO_2	CO_2	44.010	－186.43	/	7.3853	304.17	0.827
氦气	He	He	4.003	－327.52	/	0.2289	5.278	/
氢气	H_2	H_2	2.016	－459.73	－259.35	1.2970	33.22	0.070
硫化氢气	H_2S	H_2S	34.076	－315.74	－82.93	9.0060	373.56	0.790
氮气	N_2	N_2	28.013	－371.19	－210.01	3.3992	126.11	0.808
氧气	O_2	O_2	31.999	－389.22	－218.79	5.0808	154.78	1.14
水	H_2O	H_2O	18.015	100	0	22.1192	647.33	1.0

在许多情况下，天然气的组分是已知的，就可以按照上述的方法，计算天然的拟临界压力、拟临界温度和拟分子量。但是，假若在矿场没有取得天然气的组分分析数据，而只测定了天然气的相对密度，那么，可以利用图1－2的关系，由天然气的相对密度查得天然气的拟临界压力和拟临界温度数值。

确定天然气和凝析气的相对密度之后，也可采用如下的相关经验公式，计算天然气和凝析气的拟临界压力和拟临界温度：

1）对于干气

当 $\gamma_g \geqslant 0.7$ 时[2]

$$\left.\begin{aligned} p_{pc} &= 4.8815 - 0.3861\gamma_g \\ T_{pc} &= 92.2222 + 176.6667\gamma_g \end{aligned}\right\} \tag{1-12}$$

当 $\gamma_g < 0.7$ 时[2]

$$\left.\begin{aligned} p_{pc} &= 4.7780 - 0.2482\gamma_g \\ T_{pc} &= 92.2222 + 176.6667\gamma_g \end{aligned}\right\} \tag{1-13}$$

Standing（1981）提供的美国加利福尼亚州的干气的相关经验公式为[3]：

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

$$\left.\begin{aligned} p_{pc} &= 4.6677 + 0.1034\gamma_g - 0.2586\gamma_g^2 \\ T_{pc} &= 93.3333 + 180.5556\gamma_g - 6.9444\gamma_g^2 \end{aligned}\right\} \quad (1-14)$$

对于上述含有非烃类气体的天然气，相对密度的统计范围为 $0.56<\gamma_g<1.71$。

2）对于凝析气（湿气）

当 $\gamma_g \geqslant 0.7$ 时[2]：

$$\left.\begin{aligned} p_{pc} &= 5.1021 - 0.6895\gamma_g \\ T_{pc} &= 132.2222 + 116.6667\gamma_g \end{aligned}\right\} \quad (1-15)$$

当 $\gamma_g<0.7$ 时[3]：

$$\left.\begin{aligned} p_{pc} &= 4.7780 - 0.2482\gamma_g \\ T_{pc} &= 106.1111 + 152.2222\gamma_g \end{aligned}\right\} \quad (1-16)$$

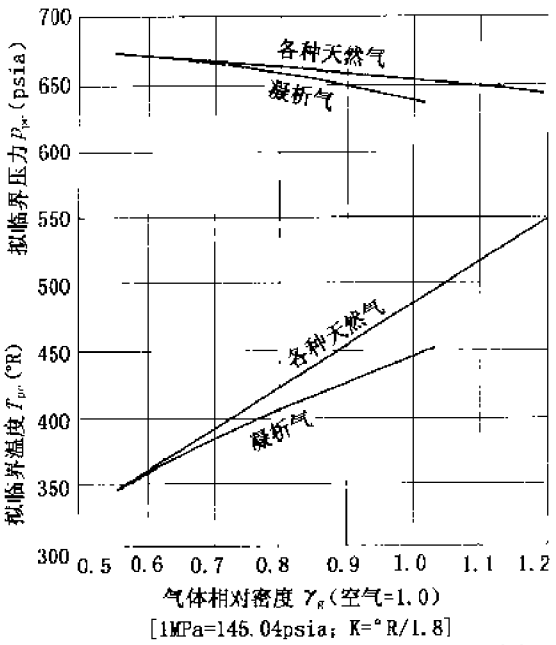


图 1-2　不同天然气和凝析气的拟临界性质[1]

Standing（1981）提供的相关经验公式为[3]：

$$\left.\begin{aligned} p_{pc} &= 4.8677 - 0.3565\gamma_g - 0.07653\gamma_g^2 \\ T_{pc} &= 103.8889 + 183.3333\gamma_g - 39.72222\gamma_g^2 \end{aligned}\right\} \quad (1-17)$$

对于上述含有非烃类气的凝析气，相对密度的统计范围为 $0.56<\gamma_g<1.30$。

3）对于含有 CO_2 和 H_2S 的酸性天然气气体

在气体相对密度为 0.55～0.9 范围内时，可采用如下的修正式[4]：

$$\left.\begin{aligned} p_{pc} &= 4.7546 - 0.2102\gamma_g + 0.03(\%CO_2) - 1.1583\times10^{-2}(\%N_2) \\ &\quad + 3.0612\times10^{-2}(\%H_2S) \\ T_{pc} &= 84.9389 + 188.4944\gamma_g - 0.9333(\%CO_2) - 1.4944(\%N_2) \end{aligned}\right\} \quad (1-18)$$

式中　CO_2——二氧化碳气的摩尔组分含量，%；

N_2——氮气的摩尔组分含量，%；

H_2S——硫化氢气的摩尔组分含量，%。

对于含有 CO_2 和 H_2S 气体的酸性天然气，Wichert 和 Aziz 于 1970 年提出了如下的校正方法：

（1）利用天然气的组分分析数据或图 1-2，确定 p_{pc} 和 T_{pc} 的数值；

（2）由下面的关系式计算校正后的拟临界性质：

$$\left.\begin{aligned} T_{pc}' &= T_{pc} - \varepsilon \\ p_{pc}' &= \frac{p_{pc}T_{pc}'}{T_{pc} + \varepsilon(B - B^2)} \end{aligned}\right\} \quad (1-19)$$

$$\varepsilon = 66.67(A^{0.9} - A^{1.6}) + 8.33(B^{0.5} - B^4) \quad (1-19a)$$

式中　A——CO_2 和 H_2S 的摩尔组分含量，f；

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

B——H_2S的摩尔组分含量，f；

T_{pc}'——校正后的拟临界温度，K；

p_{pc}'——校正后的拟临界压力，MPa；

ε——校正因子，K。

建立（1－19）式的条件范围为：$1.062 < p_R$（MPa）< 48.442；$4.44 < t_R$（℃）< 148.89；$0 < CO_2$（mol%）< 54.56；$0 < H_2S$（mol%）< 73.85。

（3）利用校正后的拟临界压力和拟临界温度，由（1－8）式计算拟对比压力p_{pr}和拟对比温度T_{pr}；

（4）由图1－1或相关经验公式，确定Z的数值。

Beggs和Brill（1973）给出了拟合Standing-Katz（1942）图版的如下相关经验公式[3]：

$$Z = A + (1 - A)/e^{B} + Cp_{pr}^{D} \tag{1-20}$$

式中

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101 \tag{1-21}$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{pr})p_{pr} + \left[\frac{0.066}{(T_{pr} - 0.86)} - 0.037\right]p_{pr}^{2} + \frac{0.32p_{pr}^{6}}{\exp[20.727(T_{pr} - 1)]} \tag{1-22}$$

$$C = 0.132 - 0.32\log T_{pr} \tag{1-23}$$

$$D = \exp(0.7513 - 1.1285T_{pr} + 0.4201T_{pr}^{2}) \tag{1-24}$$

建立（1－20）式至（1－24）式的有效范围为$0 < p_{pr} < 30$和$1.05 \leqslant T_{pr} < 3.0$。

Dranchuk和Purvis等人（1974）同样以拟合Standing－Katz图版得到了如下的相关经验公式[2]：

$$Z = 1 + \left(A_1 - \frac{A_2}{T_{pr}} - \frac{A_3}{T_{pr}^{3}}\right)\rho_{pr} + \left(A_4 - \frac{A_5}{T_{pr}} + \frac{A_6}{T_{pr}^{3}}\right)\rho_{pr}^{2} \tag{1-25}$$

$$\rho_{pr} = \frac{0.27p_{pr}}{ZT_{pr}} \tag{1-26}$$

式中 p_{pr}——拟对比压力；

T_{pr}——拟对比温度；

ρ_{pr}——拟气体密度，g/cm^3；

Z——气体偏差系数。

$A_1 = 0.3151$；$A_2 = 1.0467$；$A_3 = 0.5783$；$A_4 = 0.5353$；$A_5 = 0.6123$；

$A_6 = 0.6815$。

在已知p_{pr}和T_{pr}的情况下，由（1－25）式求解Z时，需要经过一个迭代的程序，即先给定不同的Z值（先从$Z = 1.0$开始），由（1－26）式求出ρ_{pr}值，再由（1－25）式计算Z值。假若给定的Z值与由（1－25）式计算的Z值非常接近，或者两者相差某一允许的最小值，即可认为求得的Z值是正确的数值。

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

建立（1－25）式的有效范围为 $0.2<p_{pr}<15$ 和 $0.7<T_{pr}<3.0$。

二、天然气的压缩系数

天然气的压缩系数，是在恒温条件下，随压力变化的单位体积变化量。应当注意，不要同气体偏差系数（有时又有压缩因子之称）相混淆。它是气藏工程计算中的重要参数。按其定义可写为：

$$C_g = -\frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T \tag{1-27}$$

式中 C_g——天然气压缩系数，MPa^{-1}。

将（1－2）式改写为下式：

$$V = nRTZ/p \tag{1-28}$$

对（1－28）式求导得：

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = nRT\frac{p\dfrac{\partial Z}{\partial p} - Z}{p^2} \tag{1-29}$$

将（1－28）式和（1－29）式代入（1－27）式得：

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z}\frac{\partial Z}{\partial p} \tag{1-30}$$

对于理想气体，由于 $Z=1.0$，因此，$C_g=1/p$。在利用（1－30）式计算天然气的压缩系数时，需要确定在特定压力和温度下的 Z 系数随压力的变化率。由于确定 Z 值的图版和相关经验公式都是拟对比压力 p_{pr} 和拟对比温度 T_{pr} 的函数。因此，这里引出拟对比压缩系数 C_{pr} 的概念，并由下式表示：

$$C_{pr} = C_g p_{pc} \tag{1-31}$$

将（1－30）式中的偏导数改写为：

$$\frac{\partial Z}{\partial p} = \left(\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}}\right)\left(\frac{\partial p_{pr}}{\partial p}\right) \tag{1-32}$$

由（1－8）式的拟对比压力对压力求偏导数后得：

$$\left(\frac{\partial p_{pr}}{\partial p}\right) = \frac{1}{p_{pc}} \tag{1-33}$$

将（1－33）式代入（1－32）式得：

$$\frac{\partial Z}{\partial p} = \frac{1}{p_{pc}}\left(\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}}\right) \tag{1-34}$$

再将（1－8）式和（1－34）式代入（1－30）式得：

$$C_g = \frac{1}{p_{pr}p_{pc}} - \frac{1}{Zp_{pc}}\left(\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}}\right) \tag{1-35}$$

或写为：

$$C_g p_{pc} = \frac{1}{p_{pr}} - \frac{1}{Z}\left(\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}}\right) \tag{1-36}$$

由（1－36）式与（1－31）式相等得拟对比压缩系数为：

$$C_{pr} = \frac{1}{p_{pr}} - \frac{1}{Z}\left(\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}}\right) \tag{1-37}$$

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

（1－37）式中的（$\partial Z/\partial p_{pr}$）的数值，可以由图 1－1 上特定的常数 T_{pr}曲线的斜率求得。Trube[6]利用实际的取样分析数据，建立了不同拟对比温度 T_{pr}的拟对比压缩系数 C_{pr}与拟对比压力 p_{pr}的关系图，见图 1－3 和图 1－4。在已知 p_{pr}和 T_{pr}数值之后，可查图 1－3 或图 1－4 得到拟对比压缩系数。然后，在已知拟临界压力 p_{pc}的条件下，由下式确定天然气的压缩系数：

$$C_g = C_{pr}/p_{pc} \tag{1-38}$$

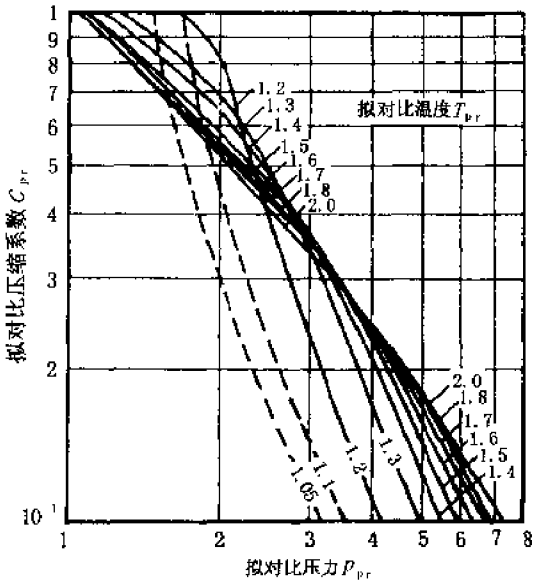


图 1－3　天然气的拟对比压缩系数图[6]

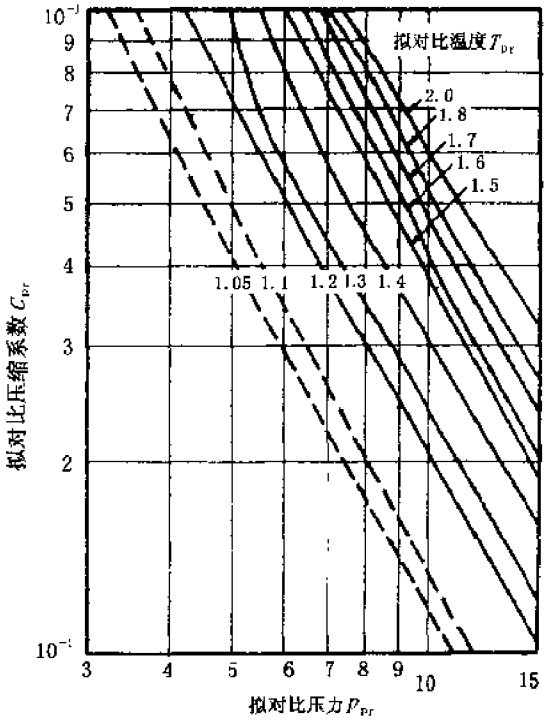


图 1－4　天然气的拟对比压缩系数图[6]

三、天然气的体积系数

天然气的体积是在地面标准条件下计量的，而油、气藏工程的计算，则需要在地层压力和地层温度条件下计算气体的体积流量的大小。因此，就需要把地面条件下计量的天然气体积，换算到地层条件下的体积。这一换算系数就是天然气的体积系数。天然气体积系数的定义为，在地层条件下某一摩尔量气体占有的实际体积，除以在地面标准条件下同样摩尔量气体占有的体积，由下式表示：

$$B_g = \frac{V_R}{V_{sc}} \tag{1-39}$$

式中　B_g——天然气的体积系数；

V_R——天然气的地下体积量，m^3；

V_{sc}——在地面标准条件下天然气的体积量，m^3。

由（1－2）式可以写出，n 摩尔天然气在地层条件下占有的体积为：

$$V_R = \frac{ZnRT}{p} \tag{1-40}$$

式中　p——地层压力，MPa；

T——地层温度，K。

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

同样可以写出，在地面标准条件下，n 摩尔天然气占有的体积为：

$$V_{sc} = \frac{Z_{sc} nRT_{sc}}{p_{sc}} \tag{1-41}$$

式中的 p_{sc} 和 T_{sc} 分别表示地面标准压力和标准温度；Z_{sc} 表示在 p_{sc} 和 T_{sc} 下的气体偏差系数。

将（1－40）式和（1－41）式代入（1－39）式得：

$$B_g = \frac{p_{sc} ZT}{pZ_{sc} T_{sc}} \tag{1-42}$$

通常取 $Z_{sc}=1.0$，而当 $p_{sc}=0.101\text{MPa}$ 和 $T_{sc}=293\text{K}$ 时，由（1－42）式得：

$$B_g = 3.447 \times 10^{-4} \frac{ZT}{p} \tag{1-43}$$

四、天然气的粘度

天然气的粘度是油藏工程中的重要参数之一。在地层条件下，它是压力、温度和气体组分的函数。天然气的粘度与液体粘度不同，在低压条件下，天然气的粘度随温度的升高而增加。但当压力大于 10MPa 时，天然气的粘度随温度的升高先是降低而后转至增加。但是，无论是在低压或高压条件下，天然气的粘度都随压力的增加而升高，如图 1－5 所示。当天然气中有非烃类气体存在时，往往出现粘度增加的现象。

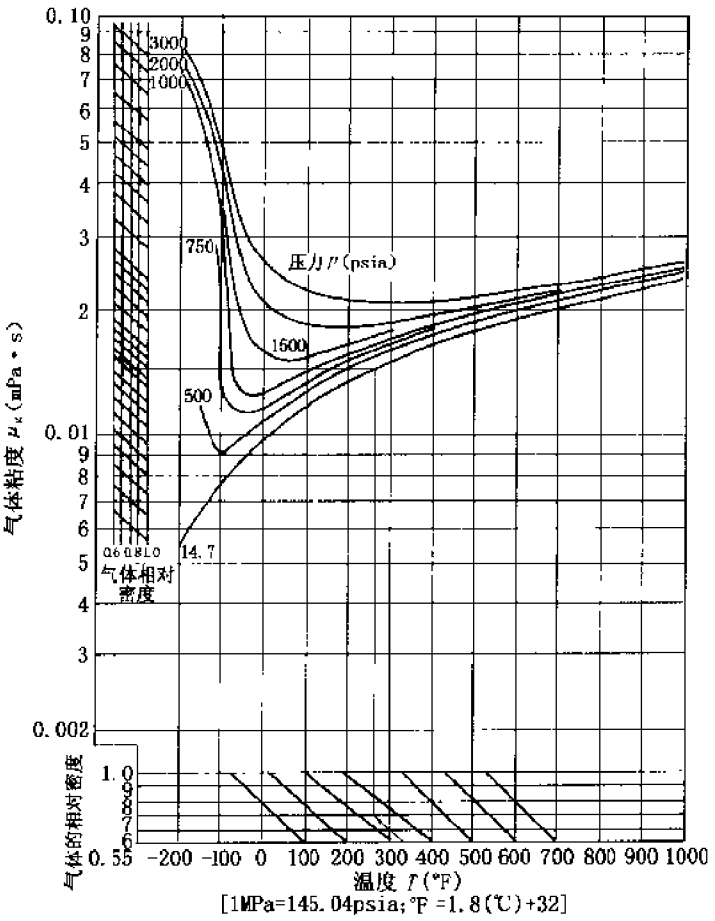


图 1－5　天然气的粘度[7]

天然气的粘度可以通过实验室比较准确地测定，但实验室的测定也是比较困难的。因此，油藏工程师通常用相关经验公式来计算。Lee 和 Gonzalez 等人，根据四个石油公司（Atlantic Refining Company, Continental Oil Company, Pan American Petroleum Corporation, and Imperial Oil Limited）提供的 8 个天然气样品（见表 1－3），在温度 37.8～171.2℃ 和压力 0.1013～55.158MPa 条件下，进行粘度和密度的实验测定，利用测定的数据得到了如下的相关经验公式[8,9]：

$$\mu_g = 10^{-4} k \exp(X\rho_g^Y) \tag{1-44}$$

$$k = \frac{2.6832 \times 10^{-2}(470 + M)T^{1.5}}{116.1111 + 10.5556M + T} \tag{1-45}$$

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

$$X = 0.01\left(350 + \frac{54777.78}{T} + M\right) \tag{1-46}$$

$$Y = 0.2(12 - X) \tag{1-47}$$

$$\rho_g = \frac{10^{-3} M_{air} \gamma_g p}{ZRT} \tag{1-48}$$

式中 μ_g——地层天然气的粘度，mPa·s；

ρ_g——地层天然气的密度，g/cm^3；

M——天然气的分子量；

M_{air}——空气的分子量；

T——地层温度，K；

γ_g——天然气的相对密度（空气=1.0）；

R——通用气体常数，MPa·m^3/（kmol·K）。

当 $M_{air}=28.97$ 和 $R=0.008315$MPa·m^3/（kmol·K）时，由（1-48）式得：

$$\rho_g = \frac{3.4841 \gamma_g p}{ZT} \tag{1-49}$$

使用（1-44）式计算实验数据的标准差为±2.7%。当二氧化碳的含量为 $0.9<CO_2$（mol%）<3.20 时，同样可以得到可靠的结果。

表 1-3 8 个样品的天然气组分分析数据[9]

气体组分	天然气样品编号							
	1	2	3	4	5	6	7	8
N_2	0.2	5.2	0.55	0.04	/	0.67	4.80	1.4
CO_2	0.23	0.19	1.70	2.04	3.20	0.64	0.90	1.4
He	/	/	/	/	/	0.05	0.03	0.03
C_1	97.8	92.9	91.5	88.22	86.3	80.9	80.70	71.7
C_2	0.95	0.94	3.10	5.08	6.80	9.90	8.70	14.0
C_3	0.42	0.48	1.40	2.48	2.40	4.60	2.90	8.30
$n-C_4$	0.23	0.18	0.50	0.58	0.48	1.35	1.70	1.90
$i-C_4$	/	0.01	0.67	0.87	0.43	0.76	/	0.77
C_5	0.09	0.06	0.28	0.41	0.22	0.60	0.13	0.39
C_6	0.06	0.06	0.26	0.15	0.10	0.39	0.06	0.09
C_7^+	0.03	/	0.08	0.13	0.04	0.11	0.03	0.01
		–	–	–	–	–	–	–
总计	100.02	100.02	100.04	100.00	99.97	99.97	99.95	99.99

第 2 节 地层原油的物性

一、原油的密度及分类

原油密度的定义为，单位原油体积的质量，由下式表示：

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

164286

$$\rho_o = \frac{m}{V} \tag{1-50}$$

式中 ρ_o——原油的密度，kg/m^3；

V——原油的体积，m^3；

m——原油的质量，kg。

在实际应用中，以 kg/m^3 单位表示的密度不方便，如大庆油田原油的密度为 870kg/m^3，并与我国原用的密度单位不相一致。考虑到所用单位的一贯性，在实验室和矿场应用中，可按照情况分别采用 g/cm^3 和 t/m^3 的单位。三种密度单位具有以下的等价关系：

$$1g/cm^3 = 1000kg/m^3 = 1t/m^3$$

我国地面脱气原油的密度是指在常压（0.101MPa）和 20℃ 条件下测量的密度。它与 0.101MPa 和 4℃ 条件下纯水密度之比值，称为脱气原油的相对密度，由下式表示：

$$\gamma_o = \frac{\rho_{os}}{\rho_{ws}} \tag{1-51}$$

式中 γ_o——地面脱气原油的相对密度；

ρ_{os}——地面脱气原油的密度，g/cm^3；

ρ_{ws}——地面纯水的密度，g/cm^3。

由于纯水的密度 $\rho_{ws}=1.0g/cm^3$，因此 γ_o 与 ρ_{os} 的数值是相同的。于是，以往人们常常把相对密度（即以前俗称的比重）与密度的概念相混淆。

以 γ_{API} 表示西方国家的原油重度，单位符号为°API，它与以 γ_o 表示的原油相对密度的换算关系为：

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \gamma_{API}} \text{ 或 } \gamma_{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

利用地面脱气原油相对密度的变化范围，可对原油的品位质量进行分类。在表 1－4 内列出了国际上目前对原油品位的分类标准。以此标准分析，我国大多数油田的原油属于中质和重质的品位。

表 1－4 原油品位的分类标准[10]

分 类	相对密度	
	γ_o	γ_{API}（°API）
轻质油	<0.855	>34
中质油	0.855～0.934	34～20
重质油	>0.934	<20

注：凝析油的相对密度一般小于 0.8；近临界点油藏轻质油的相对密度一般大于 0.8。

1982 年在委内瑞拉召开的第二届国际重油会议上，以及 1983 年在伦敦召开的第 11 届世界石油大会上，又提出了利用地面脱气原油密度和地层温度条件下测量的脱气原油粘度划分重油和沥青砂（焦油）的国际标准，见表 1－5。

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

表 1－5　重油分类标准[1]

分　类	粘　度 (mPa·s)	密度（在 15.6℃下）		
		(kg/m³)	(g/cm³)	(°API)
重质原油	100～10000	934～1000	0.934～1	20～10
沥青油砂	>10000	>1000	>1	<10

上述的分类标准，虽然尚不够完善，仍有待进一步研究和统一。但是，目前国际上有了这个标准，对进行原油储量的分类和评价，以及制订油田开发的技术规范是有益的。

在油藏工程的有关计算中，常用到地层原油密度的数值。该值可以通过高压物性取样分析得到，也可利用如下的相关公式确定[3]：

$$\rho_o = (\rho_{os} + 1.2237 \times 10^{-3}\gamma_g R_s)/B_o \tag{1-52}$$

式中　ρ_o——地层原油密度，g/cm³；

γ_g——天然气的相对密度（空气＝1.0）；

R_s——溶解气油比（m³/m³），对于未饱和油藏或饱和油藏的初期，R_s 的数值可取为生产气油比，但生产气油比往往低于 PVT 的溶解气油比数值；

B_o——地层原油体积系数。

二、地层原油性质的确定

除饱和压力外，地层原油物性，主要是指地层原油体积系数、地层原油粘度和溶解气油比，以及三者在等温条件下随压力的变化数据（见图 1－6）。地层原油的这些物性，是确定油藏类型、制定开发方案和进行各种油藏工程计算不可缺少的重要参数。因此，在油田勘探初期，就应当通过出油的探井取得有代表性的地层原油样品，以供 PVT 实验的分析与测定。

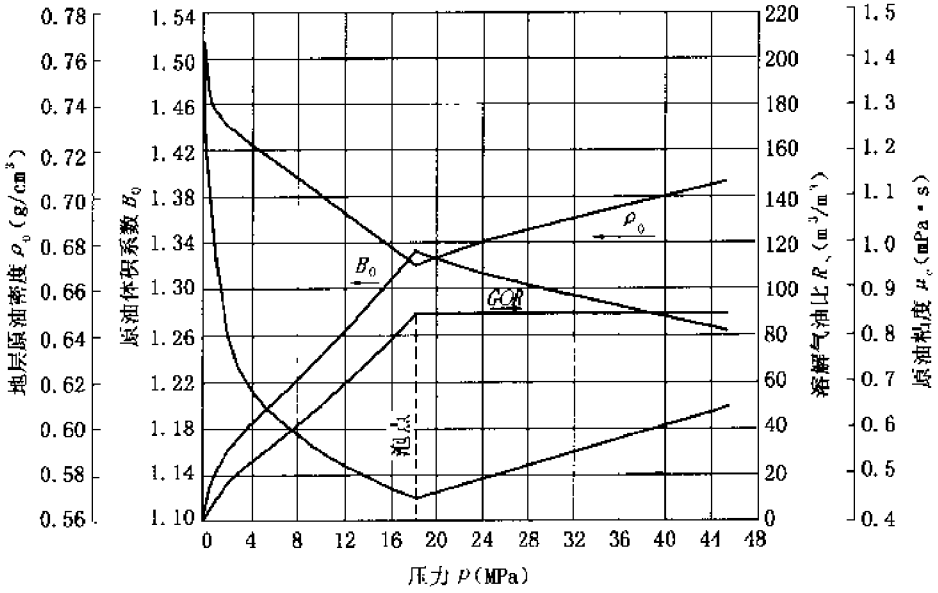


图 1－6　未饱和油藏的 PVT 分析曲线

对于饱和压力低于原始地层压力的未饱和油藏，在油井稳定生产和控制井底流压高于饱和压力的条件下，通过井底取样器，即可取得有代表性的地层油样。然而，对于饱和压力等于或接近于原始地层压力的饱和油藏，由于在探井生产时的井底流压会明显地低于饱和压

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

力，致使原油中的溶解气已有析出，因而难以通过井底取样获得有代表性的油样。这时，一般采用地面取样进行重组复配的方法。这种方法是在油井产量和气油比比较稳定的生产条件下，在地面同时取得油样和气样，然后在实验室测定各自的组分，进行模拟地层条件的PVT组合配样，确定在不同压力下的地层原油物性。当不具备取样和PVT分析条件，或取不到有代表性的样品时，可以利用目前通用的相关经验公式。这些相关经验公式，都是利用已开发油田的取样分析数据，经过比较严格的回归分析建立起来的。

1．饱和压力（泡点压力）

饱和压力是油藏的重要数据，它表示在地层条件下，原油中的溶解气开始分离出来时的压力。饱和压力的大小，主要取决于油、气的组分和油藏的温度，应该通过PVT取样分析测定。但在没有这样的分析资料时，也可以利用如下的相关经验公式确定。

Standing，1947年利用美国加利福尼亚22个油田105个饱和压力数据，建立了如下的相关经验公式[12]：

$$p_b = 24.46\left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g}\right)^{0.83} \times 10^{(1.638\times10^{-3}t_R - 1.7686/\gamma_o)}\right] \tag{1-53}$$

式中 p_b——饱和压力，MPa；

R_s——溶解气油比，m^3/m^3；

γ_g——天然气的相对密度；

γ_o——地面脱气原油的相对密度；

t_R——地层温度，℃。

（1－53）式的算术平均误差为4.8%，用于相关公式的资料变化范围如下：

饱和压力：0.8963～48.26MPa；

地层温度：37.8～126℃；

溶解气油比：3.56～253.6m^3/m^3；

地面脱气原油相对密度：0.725～0.956；

天然气的相对密度（空气＝1.0）：0.59～0.95。

Lasater于1958年基于美国、加拿大和南美137个系统的原油，由实验测得158个饱和压力数据，建立了下面的相关经验公式[13,14]。

1）当 $y_g>0.5$ 时

$$p_b = \frac{0.0242(t_R + 273)(4.2395y_g^{3.52} + 1)}{\gamma_g} \tag{1-54}$$

$$y_g = \frac{R_s}{R_s + \dfrac{24056\gamma_o}{M_o}} \tag{1-55}$$

当 $\gamma_o \geqslant 0.8348$ 时

$$M_o = 646.9588 - 1372.1287\left(\frac{1.076}{\gamma_o} - 1\right) \tag{1-56}$$

当 $0.8348 > \gamma_o > 0.7883$ 时

$$M_o = 490.2237 - 857.6273\left(\frac{1.076}{\gamma_o} - 1\right) \tag{1-57}$$

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

当 $\gamma_o<0.7883$ 时

$$M_o = 438.8889 - 730.5556\left(\frac{1.076}{\gamma_o} - 1\right) \tag{1-58}$$

式中 p_b——饱和压力，MPa；

y_g——气体的摩尔分量，f；

t_R——地层温度，℃。

γ_g——气体的相对密度；

γ_o——地面原油的相对密度；

M_o——脱气原油的有效分子量；

R_s——闪蒸分离的气油比，m^3/m^3。

2）当 $y_g<0.5$ 时

$$p_b = \frac{7.5084\times10^{-3}(t_R+273)^{-1.1074}\exp(2.7866y_g) - 1]}{\gamma_g} \tag{1-59}$$

（1－58）和（1－59）式的算术平均误差为 3.8%，最大的误差为 14.7%。Lasater 建立上述的相关经验公式所用参数的变化范围为：$p_b = 0.331 \sim 39.852$MPa；$R_s = 0.534 \sim 517.38 m^3/m^3$；$\gamma_o = 0.9471 \sim 0.7732$；$\gamma_g = 0.574 \sim 1.223$；$t_R = 27.8 \sim 133.44$℃；分离器温度 $t_{sp} = 1.112 \sim 41.144$℃；分离器压力 $p_{sp} = 0.1034 \sim 4.1713$MPa。

Glaso 于 1980 年根据北海六个油藏的 26 个流体的 PVT 分析样品，以及中东、阿尔及利亚和美国的 19 个流体的 PVT 分析样品，按照 Standing 的研究方法[12]，经回归分析得到如下的相关经验公式[15]：

$$\log p_b = 1.7447\log p_b^* - 0.3022(\log p_b^*)^2 - 0.3946 \tag{1-60}$$

$$p_b^* = 5.974\times10^{-2}\left(\frac{R_s}{\gamma_g}\right)^{0.816}\frac{(5.625\times10^{-2}t_R+1)^{0.173}}{\left(\frac{1.076}{\gamma_o}-1\right)^{0.989}} \tag{1-61}$$

式中 p_b——饱和压力，MPa；

p_b^*——饱和压力的相关因数；

R_s——闪蒸分离的总生产气油比，m^3/m^3；

t_R——地层温度，℃；

γ_g——闪蒸分离气体的相对密度；

γ_o——闪蒸分离的地面原油相对密度。

由实验值使用（1－60）式确定的饱和压力，在 1.034～48.263MPa 压力范围内的标准差为 6.98%，而在 13.789～48.263MPa 压力范围内的标准差为 3.84%。

2．天然气的溶解度

在地层条件下的原油溶解有天然气，单位体积原油中天然气的溶解量称为天然气溶解度，也称为溶解气油比。溶解气油比的大小，取决于地层内的油、气性质、组分、地层温度和饱和压力的大小。原油相对密度愈低，则溶解气量愈高。在有溶气驱动的油藏工程计算中，需要用到天然气溶解度随压力的变化关系。天然气溶解度也是 PVT 实验中要取得的一个重要参数，实在无法取得时，也可以利用经验公式加以计算。例如 Vazquez 和 Beggs 于 1980 年利用世界范围内 600 个实验室 PVT 分析的 6000 个以上的数据，建立了溶解气油比

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

与压力、温度、原油和天然气相对密度的如下相关经验公式[16]：

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} p_R^{C_2} \exp\left[\frac{C_3\left(\frac{1.076}{\gamma_o}-1\right)}{3.6585\times10^{-2}t_R+1}\right] \tag{1-62}$$

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp}\left[1+0.2488\left(\frac{1.076}{\gamma_o}-1\right)(5.625\times10^{-2}t_{sep}+1)\times(\log p_{sep}+0.1019)\right] \tag{1-63}$$

式中 R_s——在 p 压力下的溶解气油比，m^3/m^3；

γ_{gs}——若分离器压力在 0.689MPa 下分离出气体的相对密度（空气=1.0）；

γ_{gp}——由实际的分离器条件下，分离出气体的相对密度（空气=1.0）；

p_R——地层压力，MPa；

t_R——地层温度，℃；

γ_o——地面脱气原油的相对密度；

p_{sep}和 t_{sep}——分离器的压力（MPa）和温度（℃）。

常数 C_1、C_2 和 C_3 的数值列于表 1-6 中。

表 1-6 （1-62）式的常数 C_1、C_2 和 C_3

常 数	$\gamma_o \geqslant 0.876$	$\gamma_o < 0.876$
C_1	2.3716	1.1661
C_2	1.0937	1.1870
C_3	6.8760	6.3967

3. 原油的压缩系数

在油藏工程的非稳定流分析方法中，原油压缩系数是一个常用到的物性参数，它是油藏弹性能量的一个量度。它定义为，在地层条件下每变化 1MPa 压力，单位体积原油的体积变化率，可写为：

$$C_o = -\frac{1}{V}\frac{dV}{dp} \tag{1-64}$$

式中 C_o——原油压缩系数，MPa^{-1}；

V——被天然气饱和的原油体积，m^3；

$\frac{dV}{dp}$——单位压降的体积变化量，m^3/MPa。

在地层压力高于饱和压力的条件下，原油的压缩系数保持常数，即 C_o=常数。因此，由（1-64）式得：

$$\frac{dV}{V} = -C_o dp \tag{1-65}$$

对（1-65）式积分得：

$$\int_{V_1}^{V}\frac{dV}{V} = -C_o\int_{p_1}^{p}dp$$

$$\ln\frac{V}{V_1} = C_o(p_1-p)$$

$$V/V_1 = \exp[C_o(p_1-p)] \tag{1-66}$$

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

式中 V——在 p 压力下地层原油的体积，m^3；

V_i——在 p_i 压力下地层原油的体积，m^3；

p_i——原始地层压力，MPa；

p——地层压力，MPa。

由于 C_o 的数值很小，e^x 可近似地取为 $(1+x)$ 表示，故得：

$$V = V_i\left[1 + C_o(p_i - p)\right] \tag{1-67}$$

C_o 的数值应由实验室测定，当实在无法取得这一数据时，也可以用某些相关经验公式来加以估算。例如，Vazquez 和 Beggs 于 1980 年利用世界范围内取得的 PVT 分析的 4036 个数据，由回归分析法得到如下相关经验公式[16]：

$$C_o = \frac{a_1 + a_2 R_s + a_3\left(5.625\times10^{-2} t_R + 1\right) + a_4\gamma_{gs} + a_5\left(\dfrac{1.076}{\gamma_o} - 1\right)}{a_6 p_R} \tag{1-68}$$

式中的 γ_{gs} 由（1－63）式计算；a_1、a_2、a_3、a_4、a_5 和 a_6 的常数值列于表 1－7 内；其他符号的意义及单位同（1－63）式所注。

表 1－7 （1－68）式中的常数 $a_1 \sim a_6$ 的数值

a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6
－1433	28.075	550.4	－1180	1658.215	10^5

（1－68）式的有效应用范围为：$0.2068 < p_{sp}$（MPa）< 3.688；$24.44 < t_{sp}$（℃）< 65.55；$0.7408 < \gamma_o < 0.9639$。在饱和压力以下时，$0.511 < \gamma_g < 1.351$；$0.7653 < p_R$（MPa）$< 65.396$。在饱和压力以下时，当 $0.8762 \leqslant \gamma_o < 0.9639$ 时，$0.511 < \gamma_g < 1.351$ 和 $0.101 < p_R$（MPa）< 31.316；当 $0.7408 < \gamma_o < 0.8729$ 时，$0.530 < \gamma_g < 1.259$ 和 $0.101 < p_R$（MPa）< 41.540。

4. 原油体积系数（也称为地层原油体积系数）

在地层条件下被天然气饱和的原油，当采至地面时，由于压力和温度的降低，引起溶解气从原油中的分离，这样脱气以后的原油体积就会缩小。在地层条件下，原油中溶解的气量愈多，则原油的体积系数愈大。原油体积系数定义为，地面条件下 $1m^3$ 的脱气原油体积，在地层条件下占有的体积量，即：

$$B_o = \frac{V}{V_s} \tag{1-69}$$

式中 B_o——原油体积系数；

V——地层原油体积，m^3；

V_s——地面脱气原油体积，m^3。

由（1－69）式看出，原油体积系数是地层原油体积和地面原油体积，进行条件互换的重要参数。比如，在计算油田的地质储量时，需要将地层条件下的原油体积，换算到地面条件下的原油体积；而在油藏工程的计算中，又需将地面条件的原油产量换算到地层条件的体积产量。

原油体积系数与在原油中的天然气溶解量有关，因此，它是油藏压力的函数。应该根据 PVT 的实验数据，作出它与压力的关系。在油藏原始地层压力和地层温度下的原油体积系

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

数，称为原始原油体积系数。原油体积系数应在实验室中加以测定，如实在无法取得这一数据时，也可采用一些相关经验公式进行计算。下面介绍在不同压力条件下，计算原油体积系数的相关经验公式。

1）饱和压力以上的原油体积系数（$p \geqslant p_b$）

在饱和压力条件下，原油被天然气所饱和，因此，当地层压力高于饱和压力时，地层原油处于受压缩状态。由（1－69）式可以看出，某地层压力下原油体积系数与原始地层压力下原油体积系数之比，等于两个压力下地层原油体积之比，即：

$$\frac{B_o}{B_{oi}} = \frac{V}{V_i} \tag{1-70}$$

将（1－66）式代入（1－70）式得：

$$B_o = B_{oi}\exp\left[C_o(p_i - p)\right] \tag{1-71}$$

当取$\exp(x) = e^x \approx 1 + x$时，由$x = C_o(p_i - p)$得：

$$B_o = B_{oi}\left[1 + C_o(p_i - p)\right] \tag{1-72}$$

或

$$B_o = B_{ob}\left[1 - C_o(p - p_b)\right] \tag{1-73}$$

式中 B_{oi}——p_i压力下的原油体积系数；

B_o——p压力下的原油体积系数；

B_{ob}——p_b压力下的原油体积系数；

p_b——饱和压力（又称泡点压力），MPa。

2）饱和压力下的原油体积系数

Standing利用美国加利福尼亚州的原油和天然气的分析样品，建立了估算饱和压力下原油体积系数的如下相关经验公式[12]：

$$B_{ob} = 0.972 + 1.1213\times10^{-2}F^{1.175} \tag{1-74}$$

$$F = 0.1404R_s\left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.5} + (5.625\times10^{-2}t_R + 1) \tag{1-75}$$

式中参数的意义及单位同（1－53）式所注。由105个样品数据的回归分析所建立的（1－74）式，其算术平均误差为1.17%，因此具有较好的准确性。

Glaso根据北海和其他地区的PVT分析数据，利用类似于Standing的研究方法，得到估算饱和压力下的原油体积系数的相关经验公式为[15]：

$$\log(B_{ob} - 1) = 2.91329\log B_{ob}^* - 0.27683(\log B_{ob}^*)^2 - 6.58511 \tag{1-76}$$

式中的B_{ob}^*叫做饱和压力的相关因数，由下式表示：

$$B_{ob}^* = 0.1813\left[R_s\left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.526} + (5.625\times10^{-2}t_R + 1)\right] \tag{1-77}$$

式中各参数的意义及单位同（1－61）式所注。

3）低于饱和压力下的原油体积系数（$p_R < p_b$）

当地层压力低于饱和压力时，已有部分轻烃气体从地层原油中分离出来，此时地层中原油的体积系数比饱和压力下的原油体积系数要小。Vazquez和Beggs所建立的原油体积系数与溶解气油比、地层温度、地面原油相对密度和天然气相对密度的相关经验公式为[16]：

$$B_o = 1 + C_1R_s + \left[(C_2 + C_3R_s)(6.4286\times10^{-2}t_R - 1)\left(\frac{1.076}{\gamma_o} - 1\right)\right] \Big/ \gamma_{gs} \tag{1-78}$$

式中的γ_{gs}由（1－63）式计算；常数C_1、C_2和C_3的数值见表1－8。

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

表 1－8　（1－78）式中常数 C_1、C_2 和 C_3 的数值

常　数	$\gamma_o \geqslant 0.876$	$\gamma_o < 0.876$
C_1	2.6261×10^{-3}	2.6222×10^{-3}
C_2	0.06447	0.04050
C_3	-3.7441×10^{-4}	2.7642×10^{-5}

4）总体积系数

当地层压力低于饱和压力时，因为有气体从原油中分离出来，在地层中即呈现为液态和气态两相。这时需要应用总体积系数，有时又叫做两相体积系数的概念。总体积系数的定义为，在地层压力低于饱和压力的条件下，地面采出 $1m^3$ 的脱气原油相应的地层液体和气体的体积量，即包括以 B_o 表示的液体体积，再加上以 B_g（$R_{sb}-R_s$）表示的气体体积，由此得：

$$B_t = B_o + B_g\ (R_{sb} - R_s) \tag{1-79}$$

式中　B_t——总体积系数（又称为两相体积系数）；

B_o——在 p 压力下的原油体积系数；

B_g——在 p 压力下的天然气体积系数；

R_{sb}——在 p_b 压力下的溶解气油比，m^3/m^3；

R_s——在 p 压力下的溶解气油比，m^3/m^3。

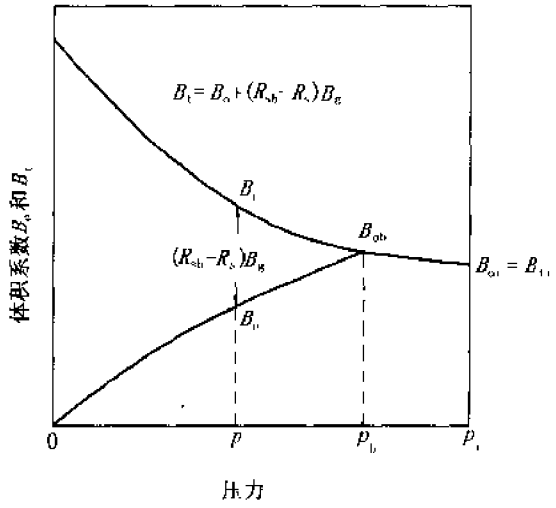


图 1－7　总体积系数与原油体积系数随压力的变化

在图 1－7 上给出了总体积系数与原油体积系数的对比图。当地层压力高于饱和压力时，由于没有溶解气从原油中分离出来的现象，因此总体积系数和原油体积系数是相同的。但当地层压力低于饱和压力之后，由于溶解气不断从原油中分离释放出来，因而引起两者的差异愈来愈大。

如果没有取得实验室的分析数据，也可以用有关的相关经验公式估算总体积系数的大小。Glaso 利用北海油田和其他地区的 PVT 分析资料，由回归分析法得到的相关经验公式为[15]：

$$\log B_t = 8.0135\times10^{-2} + 0.4726\log B_t^* + 0.1735\ (\log B_t^*)^2 \tag{1-80}$$

式中的 B_t^* 叫做总体积系数的相关因数，由下式表示：

$$B_t^* = \frac{0.1274R_s\ (5.625\times10^{-2}t_R + 1)^{0.5}\gamma_o^{[2.9\times10^{-1} - 5.161\times10^{-3}R_s]}}{\gamma_g^{0.3}\,p^{1.1089}} \tag{1-81}$$

式中符号的意义及单位同（1－77）式所注。在回归分析中所用压力数据的变化范围为 2.758～27.579MPa。

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

5）原油的粘度

粘度又称为粘滞系数。地层原油粘度是油藏工程各种计算中的重要参数之一。地层原油粘度除受其地层温度和地层压力的影响外，还受到构成原油的组分和天然气在原油中的溶解度影响。

地层原油粘度随温度的升高而降低。然而，实际的地层温度是恒定的，因而在饱和压力以上，因受压缩的影响，地层原油粘度随压力的升高而增加。在饱和压力以下时，因受释放出来的天然气影响，粘度随压力的降低而升高（见图 1－6）。

图 1－8 表明了在恒温条件下，若对流动中的流体，以 dy 距离分出面积为 A 的两个层面，上层的流动速度为 $v+dv$，下层的流动速度为 v。由于流体分子间的内摩擦阻力的影响，如果在上层与下层之间保持 dv 的流动速度差，那么上层流体需要作用一个 F 的力。由实验得到如下的正比关系：

$$\frac{F}{A}\propto\frac{dv}{dy}$$

或写为

$$\frac{F}{A}=\mu\frac{dv}{dy} \tag{1-82}$$

式中的 μ 为比例常数，称为粘度。

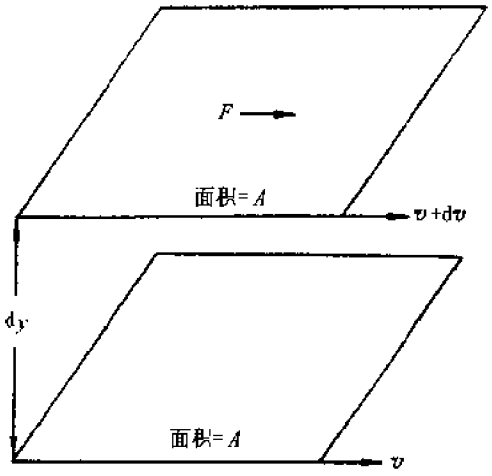


图 1－8　两层流体相对运动的示意图

为了确定粘度的单位，将（1－82）式改写为下式：

$$\mu=\frac{F/A}{dv/dy} \tag{1-83}$$

如果剪切应力 F/A 的单位取为 mN/m^2，剪切速度 dv/dy 的单位取为 $m\cdot s^{-1}\cdot m^{-1}$，那么，粘度 μ 的单位应为 $(mN/m^2)(s)$。由于 $1N/m^2=1Pa$，因此粘度的单位即为 $mPa\cdot s$，而 $1mPa\cdot s=1cP$。

在原始地层压力、饱和压力和不同脱气压力下的地层原油粘度，需要经过高压物性取样和 PVT 分析加以确定。当实在不具备取样和分析条件时，也可以利用一些相关经验公式进行估算。

1）地面脱气原油的粘度

在地面常压条件下，脱气原油的粘度，是油田集输工程计算中极为重要的一个参数。地面脱气原油的粘度与温度有关，在我国常用 20℃ 时粘度，记作 $\mu_{20℃}$。有时对一些高凝油，则用 50℃ 条件的粘度，记作 $\mu_{50℃}$。原油粘度与温度关系的粘温曲线，在重油的开采中极为重要。根据不同重质油藏中原油粘度在曲线上的位置，可以大致估算出用蒸气驱开发的可行性。

Beal[17]于 1946 年，利用美国 492 个油田 655 个脱气原油的样品，得到了在不同的地层温度条件下，地面脱气原油粘度与脱气原油相对密度的关系图（见图 1－9）。

对于在地层温度下，脱气原油的粘度，基于 Beggs 和 Robinson 的工作[18]，Ng 和 Egbogah 建立的相关经验公式为[19]：

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

$$\mu_{od}=10^{a}-1 \tag{1-84}$$

$$a=1.7763\times10^{-2}b\ (5.625\times10^{-2}t_R+1)^{-1.163} \tag{1-85}$$

$$b=10^{c} \tag{1-86}$$

$$c=3.0324-2.6602\left(\frac{1.076}{\gamma_o}-1\right) \tag{1-87}$$

式中 μ_{od}——在地层温度下脱气原油的粘度，mPa·s；

t_R——地层温度，℃；

γ_o——脱气原油的相对密度（水=1.0）。

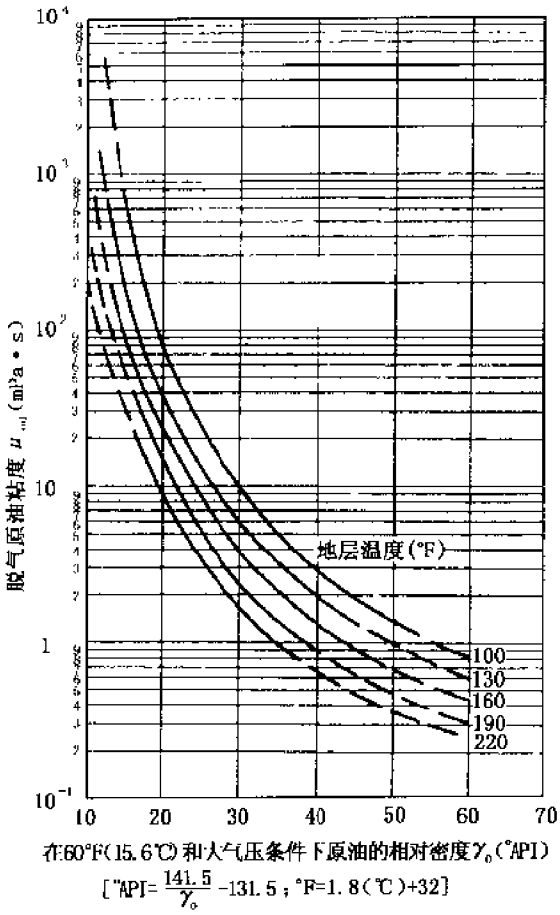


图 1－9 地面脱气原油粘度与原油相对密度和地层温度[17]关系图

2）在饱和压力和饱和压力以下的地层原油粘度（$p\leqslant p_b$）

在油藏中由于原油中溶解了天然气，而使地层原油粘度降低。地层原油中溶解的气量愈多，则地层原油粘度愈低。Beal 根据美国 29 个油田的 41 个原油样品，观测的 351 个地层原油粘度数据，提供了在不同脱气原油粘度（地层温度下）下，地层原油粘度（饱和压力和地层温度下）与溶解气油比的关系图，见图 1－10 所示。

Chen 和 Connally[20]，根据美国、加拿大和南美地区的 457 个地层原油 PVT 分析样品，建立了在不同溶解气油比条件下，地层原油粘度（饱和压力和地层温度下）与脱气原油粘度（地层温度下）的关系图，见图 1－11 所示。

Beggs 和 Robinson[18]，利用美国岩心公司（Core Laboratories，Inc）取样分析的 600 个原油系统的 460 个脱气原油粘度数据和 2073 个地层原油数据，建立了确定地层原油粘度的如下相关经验公式：

$$\mu_o=A\mu_{od}^{B} \tag{1-88}$$

式中 $A=(5.615\times10^{-2}R_s+1)^{0.515}$ (1－89)

$$B=(3.7433\times10^{-2}R_s+1)^{0.338} \tag{1-90}$$

$$\mu_{od}=10^{X}-1 \tag{1-91}$$

$$x=1.7763\times10^{-2}Y\ (5.625\times10^{-2}t_R+1)^{-1.163} \tag{1-92}$$

$$y=10^{Z} \tag{1-93}$$

$$z=3.0324-2.6602\left(\frac{1.076}{\gamma_o}-1\right) \tag{1-94}$$

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

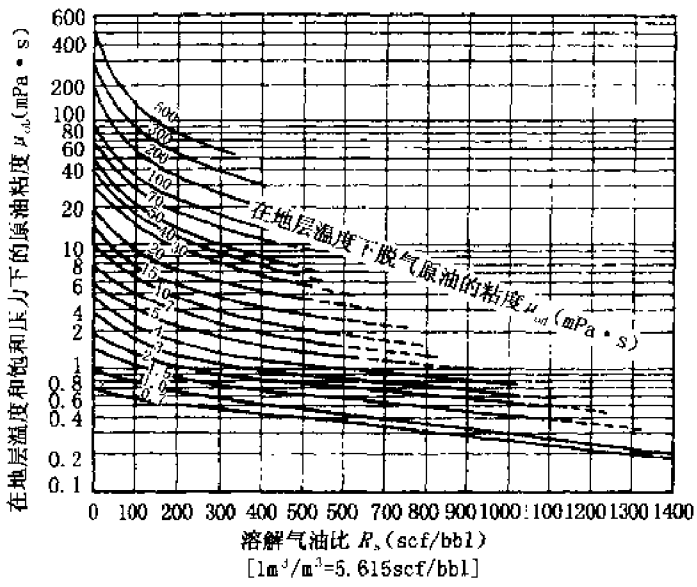


图 1-10 地层原油粘度与溶解气油比及脱气原油粘度关系图

式中 μ_o——地层原油粘度，mPa·s；

μ_{od}——在地层温度下地面脱气原油粘度，mPa·s；

R_s——溶解气油比，m^3/m^3；

t_R——地层温度，℃；

γ_o——地面脱气原油的相对密度。

3）在饱和压力以上的地层原油粘度（$p \geqslant p_b$）

对于被天然气饱和的地层原油，当增加压力时，粘度随着密度的增加而升高。Vazques 和 Beggs[16]，把饱和压力以上的地层原油粘度，与饱和压力、地层压力及饱和压力下的地层原油粘度，建立了如下的相关经验公式：

$$\mu_o = \mu_{ob}\left(\frac{p}{p_b}\right)^m \tag{1-95}$$

$$m = 956.4295\,p^{1.187}e^{-(1.3024\times10^{-2}p+11.513)} \tag{1-96}$$

式中 μ_o——p 压力下的地层原油粘度，mPa·s；

μ_{ob}——p_b 压力下的地层原油粘度，mPa·s；

p——地层压力，MPa；

p_b——饱和压力，MPa。

建立（1-84）式至（1-96）式的资料有效范围分：对于脱气原油（死油）为：$0.7467 < \gamma_o < 0.9593$ 和 $21.11 < t_R(℃) < 146.11$；对于溶解气的原油（活油）为：$24.44 < t_{sep}(℃) < 65.55$ 和 $0.2068 < P_{sep}(MPa) < 3.6886$。对于饱和压力以上的活油为：$0.7408 < \gamma_o < 0.9639$；$0.511 < \gamma_g < 1.351$；$0.7653 < p_R(MPa) < 65.396$。对于饱和压力点和饱和压力以下的活油为：$3.56 < R_{sb}(m^3/m^3) < 368.46$；$0.101 < p_R(MPa) < 36.30$；$21.11 < t_R(℃) < 146.11$；$0.7467 < \gamma_o < 0.9593$；$0.117 < \mu_o(mPa·s) < 148$。

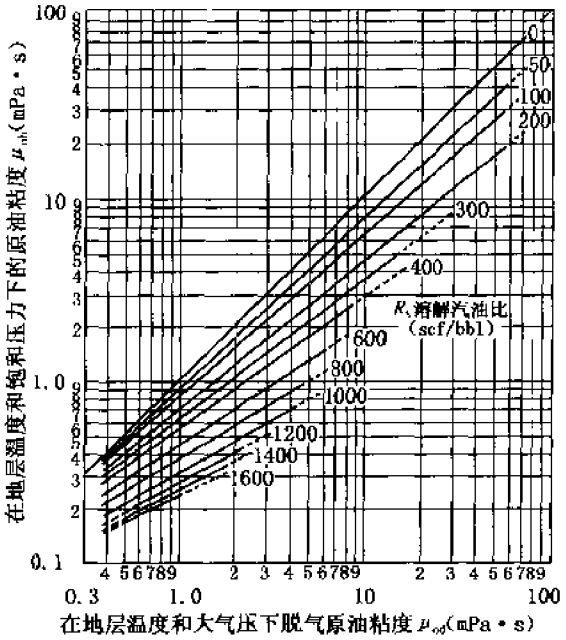


图 1-11 地层原油粘度、脱气原油粘度和溶解气油比关系图

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

第3节　地层水的物性

对于天然水驱的油藏，油藏与水体之间有着连通的关系。在开采过程中，随着油藏压力的降低，边底水将不断地侵入油藏，因而油藏与其周围的水体，在水动力学上是一个统一的整体系统。在油藏工程的有关计算中，例如物质平衡方程式、油水两相流动、底水锥进和毛管压力的自由水面以上高度等计算，都要用到地层水的物性参数。这些参数包括，地层水的粘度、密度、体积系数和压缩系数等。

在油藏条件下，地层水以束缚水状态或边底水部分的自由水状态存在。它的物性参数大小，主要取决于地层压力、地层温度、地层水中的含气量和地层水的矿化度。通常都认为束缚水与边底水有着相同的化学组成和表面性质。由于很难取得到束缚水的样品，因此习惯上都用自由水的性质来代表油藏中的水的性质。要想准确地得到地层水的物性数据，应当考虑进行必要的井下取样和PVT分析工作。当不具备取样和分析条件时，也可采用下面介绍的相关经验公式确定。

一、地层水的密度

地层水的密度可由下式表示：

$$\rho_w = \rho_{ws}/B_w \tag{1-97}$$

式中　ρ_w——地层水的密度，g/cm^3；

ρ_{ws}——地层水在地面条件下的密度，g/cm^3；

B_w——地层水的体积系数。

关于地层水在地面条件下的密度，陈元千根据国外132个分析化验样品，建立了如下的相关经验公式[21]：

$$\rho_{ws} = 1 + 7\times10^{-7}C_s \tag{1-98}$$

式中　C_s——地层水的总矿化度，mg/L。

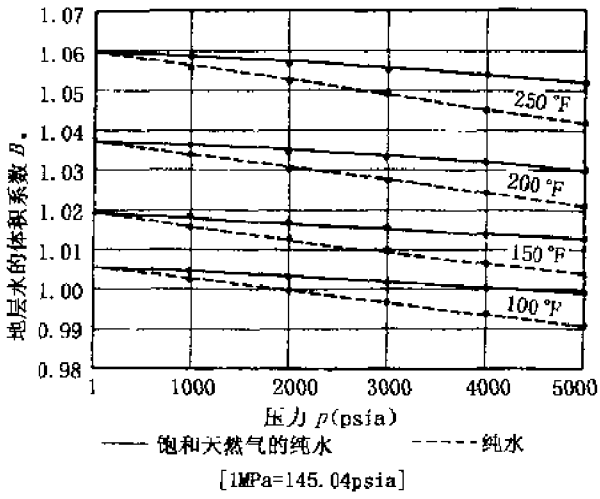


图1-12　纯水和由天然气饱和的纯水的体积系数[24]

McCain于1991年提出确定地层水密度的如下相关经验公式[22]

$$\rho_w = 0.999 + 7.026\times10^{-7}C_s + 2.564\times10^{-13}C_s^2 \tag{1-99}$$

二、地层水的体积系数

纯水和由天然气饱和的纯水，在不同温度和压力下的体积系数，见图1-12所示。由图1-12看出，在压力不变时，两种水的体积系数，随温度的升高而增加；但在温度不变时，两种水的体积系数都随压力的升高而降低。实验证明，天然气在地层水中的溶解度，随着地层水矿化度的增加而减小。因此，矿化度对地层体积系数的影响是不能忽视的。

地层水的体积系数，可由如下的相关经验公式确定[23]：

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

$$B_w = 0.952 - 2.154 \times 10^{-4} p_R + 10^A \qquad (1-100)$$

$$A = 0.1336\ (2.647 \times 10^{-2} t_R - 1) - 1.2676 \qquad (1-101)$$

式中 B_w——地层水的体积系数；

p_R——地层压力，MPa；

t_R——地层温度，℃。

三、地层水的压缩系数

地层水的压缩系数取决于压力、温度、天然气在地层水中的溶解度，以及地层水的矿化度。在图 1－13 上表示了纯水压缩系数随压力和温度的变化关系图。由该图可以看出，纯水压缩系数随压力的增加而减小，随温度的增加而增加。天然气在纯水中的溶解度，对压缩系数有明显的影响。在等温条件下，纯水的压缩系数可由下式表示：

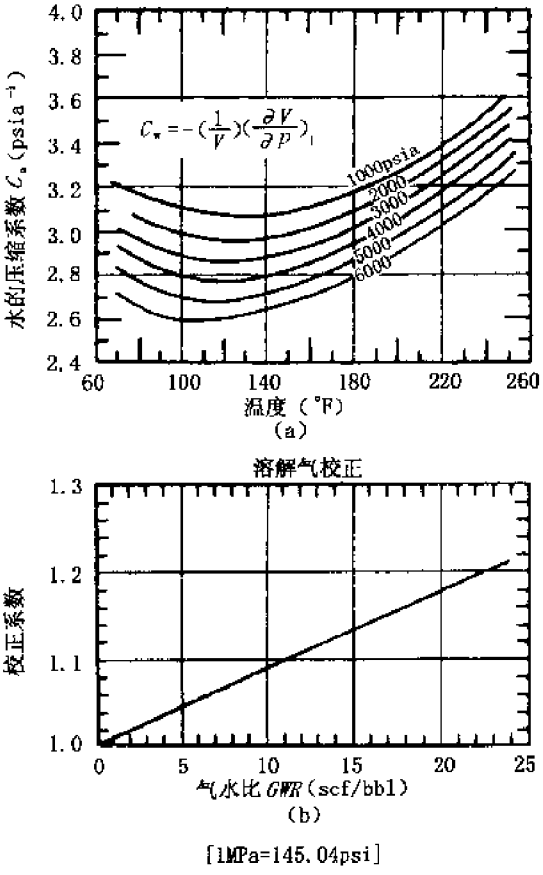
$$C_{wp} = -\frac{1}{V}\left(\frac{\Delta V}{\Delta p}\right)_T \qquad (1-102)$$

式中 C_{wp}——地层纯水的压缩系数，MPa^{-1}；

V——纯水体积，m^3；

ΔV——纯水体积的变化量，m^3；

Δp——压力变化量，MPa。



[1MPa=145.04psi]

图 1－13 溶解气对水压缩系数的影响[24]

Jones[24]利用 Dodson 和 Standing 的资料，提供了确定地层水压缩系数的如下相关经验公式：

$$C_w = C_{wp}\ (1 + 4.9412 \times 10^{-2} R_{sw}) \qquad (1-103)$$

式中 C_w——地层水的压缩系数，MPa^{-1}；

C_{wp}——地层纯水的压缩系数，MPa^{-1}；

R_{sw}——地层水的气体溶解度，m^3/m^3，可由相关经验公式确定。

当确知油、气藏的地层压力、地层温度和天然气在地层水中的溶解度之后，可由如下的相关经验公式计算地层水的压缩系数[25]：

$$C_w = 1.45 \times 10^{-4}\left[A + B\ (1.8 t_R + 32) + C\ (1.8 t_R + 32)^2\right] D \qquad (1-104)$$

$$A = 3.8546 - 1.9435 \times 10^{-2} p_R \qquad (1-105)$$

$$B = -1.052 \times 10^{-2} + 6.918 \times 10^{-5} p_R \qquad (1-106)$$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 1.2763 \times 10^{-7} p_R \qquad (1-107)$$

$$D = 1 + 4.9974 \times 10^{-2} R_{sw} \qquad (1-108)$$

这里的（1－104）式至（1－108）式中的符号及单位注释同前所注。公式的有效范围为：$26.67 < t_R$（℃）< 121.11；$6.895 < p_R$（MPa）< 41.368；$0 \leqslant$ %NaCl < 25。

四、地层水的溶解度

地层水的溶解度，也称为溶解气水比。它定义为在地层条件下，单位地层水中天然气的

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

溶解体积量。地层水中天然气的溶解度比地层原油的溶解度低得多，一般为1～4m³/m³。当缺乏实例资料时，可用如下的相关经验公式确定[22]：

$$R_{sw}=(a+bp_R+Cp_R^2)\ S_c \tag{1-109}$$

$$a=2.12+0.1104\tau_R-3.676\times10^{-2}\tau_R^2 \tag{1-110}$$

$$b=1.07\times10^{-2}-1.683\times10^{-3}\tau_R+1.515\times10^{-4}\tau_R^2 \tag{1-111}$$

$$C=-8.75\times10^{-7}+1.25\times10^{-7}\tau_R-1.044\times10^{-8}\tau_R^2 \tag{1-112}$$

$$S_c=1-(7.53\times10^{-2}-5.54\times10^{-3}\tau_R)\times\%NaCl \tag{1-113}$$

$$\tau_R=1+5.625\times10^{-2}t_R \tag{1-114}$$

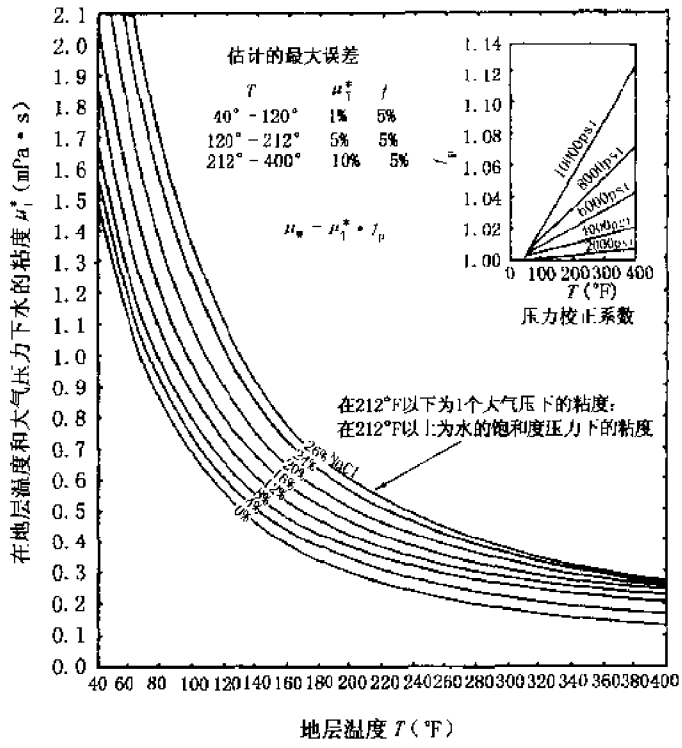


图1-14 在不同矿化度和温度下水的粘度[7]

式中的S_c为地层水的矿化度，单位为%（如2%=20000ppm=20000mg/L）。其他符号及单位同前所注。(1-109)式至(1-114)式的有效应用范围为：32.22<t_R(℃)<121.11；3.447<p_R(MPa)<34.473；0≤%NaCl<3。

五、地层水的粘度

地层水的粘度主要受地层温度、地层水矿化度和天然气溶解度的影响，而地层压力的影响很小。在图1-14上表示了对于不同矿化度的水，在地层温度和大气压力条件下的粘度，随温度的变化关系[7]。在图1-15左上角的插图，是考虑地层压力对地层水粘度影响的校正图。由于地层压力对地层水粘度的影响较小，因此，当知道地层压力地层温度和地层水的矿化度之后，也可用如下的相关经验公式估算地层水的粘度[22]：

$$\mu_w=A\ (1.8t_R+32)^B C \tag{1-115}$$

式中

$$A=109.574-8.4056S_c+0.3133S_c^2+8.7221\times10^{-3}S_c^3 \tag{1-116}$$

$$B=-1.1217+2.6395\times10^{-2}S_c-6.7946\times10^{-4}S_c^2-5.4712\times10^{-5}S_c^3+1.5559\times10^{-6}S_c^4 \tag{1-117}$$

$$C=0.9994+5.8444\times10^{-3}p_R+6.5344\times10^{-5}p_R^2 \tag{1-118}$$

式中 μ_w——地层水粘度，mPa·s；

t_R——地层温度，℃；

p_R——地层压力，MPa；

S_c——地层水矿化度，%。

这里的(1-119)式至(1-122)式的可靠应用范围为：37.77<t_R(℃)<204.44；0

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

$< S_c(\%) < 26$；p_b(饱和压力)$< p_R$(MPa)< 80。

第 4 节　烃类的相态

天然的烃类系统，是由一个范围比较宽的组分构成。烃类混合物的相态，取决于混合物的组分和不同组分的性质。图 1－15 是一个多组分的相态图。在图 1－15 上，C 点为临界点，该点各相的性质相同；M 点为临界凝析温度点，该点是液相和气相平衡共存的最高温度点；N 点为临界凝析压力点，该点是液相和气相平衡共存的最高压力点；临界点左边的两相区边线为泡点线；临界点右边的两相区边界为露点线；由泡点线和露点线所包围的范围为液相和气相平衡存在的两相区；在两相区内的虚线为液相等体积百分数或等摩尔百分数的等值线；在两相区内划有阴影的面积，为相态反常区。在这两个反常区内，所产生的凝析或蒸发现象，都与常态情况相反。也就是说，在常数温度下降低压力（见 A、B、D 连线），或在常数压力下增加温度（见 H、G、A 连线），都会产生反凝析液体。另外，在常数压力下降低温度（见 A、G、H 连线），或在常数温度下增加压力（见 D、B、A 连线），都会产生反蒸发气体。

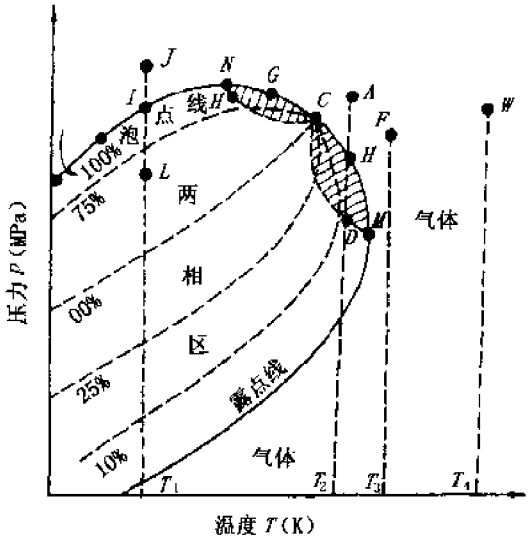


图 1－15　多组分系统相态图

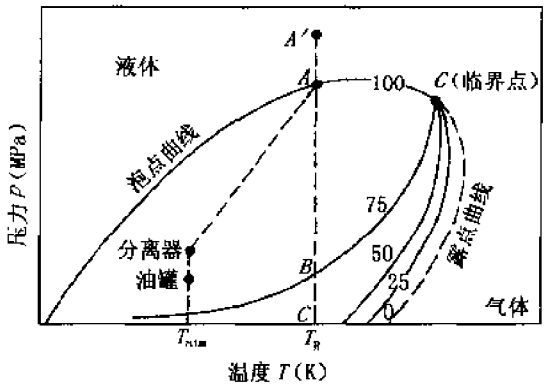


图 1－16　低收缩原油相图[24,26]

在图 1－15 上不同位置的点，表示处于原始条件下不同油、气藏的性质。例如，在地层温度为 T_1 和原始地层压力位于 I 点的地层内，储藏的流体为泡点液体，称为饱和油藏。假若地层温度仍为 T_1，而原始地层压力位于 J 点，地层内只储藏着单相液体，称为未饱和油藏。在原始条件下，处于 L 点的油藏内，储有气、液两相流体，称为过饱和油藏。这种油藏由油区和伴生的气顶所组成，并且油区处于泡点压力下，气顶处于露点压力下。气顶气一般为湿气，有时为凝析气，很少是干气。这取决于油气的组分系统和相态。

对于地层温度处于临界温度和临界凝析温度之间的 T_2，原始地层压力等于或高于露点压力的地层，如图 1－15 上的 B 点和 A 点，地层内储藏的为凝析气体。图上的 B 点为被液体饱和的露点凝析气藏，又称为饱和凝析气藏；而处在 A 点的为未被液体饱和的未饱和凝析气藏。

对于地层温度大于临界凝析温度的 T_3 和 T_4，原始地层压力分别处于 F 点和 W 点的地

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

层，则分别储藏着湿气和干气，被称为湿气藏和干气藏。

在实际工作中，可以利用烃类混合物的组分、产出液体的相对密度、气液比和相态图，对地下烃类流体进行分类。下面分别描述油田、凝析气田和气田的相态图。

一、原油的相态图

原油烃类混合物，在原始地层条件下以液态存在，并根据在地面产出的液体性质，一般划分为低收缩原油和高收缩原油。对于低收缩原油的相图如图 1－16 所示。由图 1－16 可以看出，低收缩原油的相图有两个特点，即临界点位于临界泡点压力的右边，而临界温度大于地层温度，并且两相区的液体体积百分数等值线靠近露点线。在原始条件下，低收缩原油的油藏，可以是未饱和油藏（A'点）或饱和油藏（A 点）。该类油藏的生产气油比通常小于 $100m^3/m^3$，产至地面的原油呈黑色或深颜色，地面原油的相对密度大于 0.86。普通的油藏均为低收缩原油的油藏。

高收缩原油比低收缩原油含有较大的轻烃组分，油藏温度通常接近于临界温度，两相区的液体等值线并不靠近于露点线分布，见图 1－17 所示。在原始条件下，高收缩原油的油藏，可以是未饱和油藏（A'点），也可以是饱和油藏（A 点）。由该类油藏产出的原油呈深褐色，地面相对密度通常大于 0.80，生产气油比小于 $1500m^3/m^3$，有时称为轻质油藏。

二、天然气的相态图

根据烃类气体的组分和性质，以及烃类混合物在地层中的状态，可将天然气进一步划分为凝析气，湿气和干气三类。

1．反凝析气相态图

图 1－18 是一个反凝析气的相态图。反凝析气相态图临界点的位置，取决于轻烃含量的多少。而实际凝析气藏的温度则处于临界温度和临界凝析温度之间。由凝析气藏中可以采出凝析油和天然气。

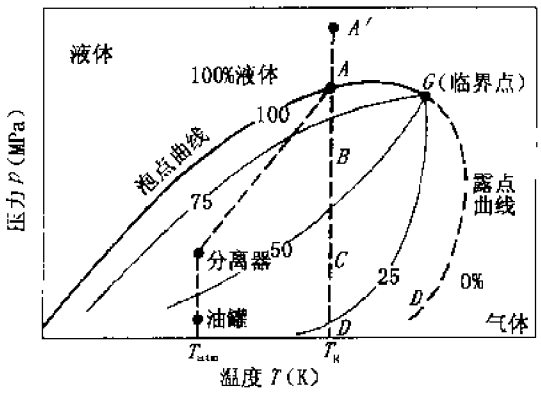


图 1－17　高收缩原油相图[24,26]

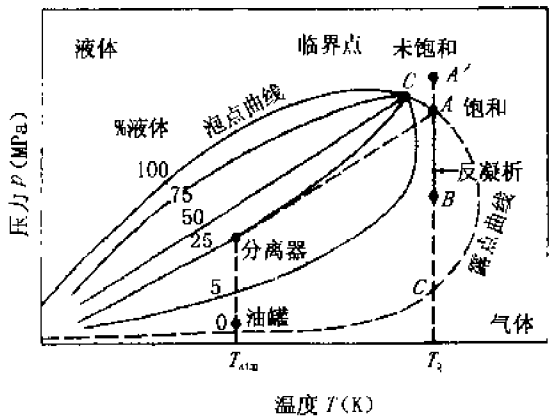


图 1－18　反凝析气的相态图[24,26]

在原始条件下，处在 A'点的凝析气藏，流体是单相气体，随着流体的采出，地层压力以等温过程下降。当地层压力下降到 A 点压力（露点压力）之后，在地层中将会产生反凝析现象。而此时的地层孔隙将为气体、凝析液和束缚水三相所饱和。在地层压力由 A 点下降到 B 点的过程中，地层中的反凝析液随之增加，而 B 点的压力位置达到了最大的反凝析液量。如果地层压力仍以等温过程继续下降，则从 B 点开始即产生地层中反凝析液的反蒸发现象。这时地面采出的烃类混合物中，将含有比高收缩原油较多的轻烃组分和少量较重的

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

烃组分。凝析气藏的生产气油比可以高达 12500m³/m³，凝析油的地面相对密度可低于 0.7389，颜色呈浅桔色或浅稻黄色。

在原始条件下，确定凝析气藏露点压力的大小，是一项重要的工作内容。它可以通过井下高压物性取样和 PVT 的观察分析确定，也可以利用 Nemeth 和 Kennedy 提供的如下相关经验公式加以确定[27]：

$$\begin{aligned} p_d = {} & 6.895\times10^{-3}\exp\{A_1[0.2N_2+CO_2+H_2S+0.4C_1+C_2 \\ & +2(C_3+C_4)+C_5+C_6]+A_2\rho C_{7+}+A_3[C_1/(C_{7+}+0.002)] \\ & +A_4t_R+A_5L+A_6L^2+A_7L^3+A_8M+A_9M^2+A_{10}M^3+A_{11}\} \end{aligned} \tag{1-119}$$

$$L = 0.01C_{7+}\times MC_{7+} \tag{1-120}$$

$$M = MC_{7+}/(\rho C_{7+}+0.0001) \tag{1-121}$$

式中 N_2——氮气的摩尔组分含量，%；

CO_2——二氧化碳气的摩尔组分含量，%；

H_2S——硫化氢气的摩尔组分含量，%；

C_1——甲烷的摩尔组分含量，%；

C_2——乙烷的摩尔组分含量，%；

C_3——丙烷的摩尔组分含量，%；

C_4——丁烷的摩尔组分含量，%；

C_5——戊烷的摩尔组分含量，%；

C_6——己烷的摩尔组分含量，%；

C_{7+}——庚烷以上组分的摩尔组分含量，%；

ρC_{7+}——庚烷以上摩尔组分的地面密度，g/cm³；

MC_{7+}——庚烷以上摩尔组分的分子量，kg/kmol

t_R——气藏的地层温度，K；

p_d——露点压力，MPa；

$A_1=-2.0623\times10^{-2}$；

$A_2=6.6260$；

$A_3=-4.4671\times10^{-3}$；

$A_4=1.8807\times10^{-4}$；

$A_5=3.2674\times10^{-2}$；

$A_6=-3.6453\times10^{-3}$；

$A_7=7.43\times10^{-5}$；

$A_8=-0.1138$；

$A_9=6.2476\times10^{-4}$；

$A_{10}=-1.0717\times10^{-6}$；

$A_{11}=10.7466$。

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

上述计算露点压力的相关经验公式，是由世界范围内480个不同烃类系统的579数据建立起来的。利用（1－119）式计算结果的平均偏差为7.4%，所用资料的变化范围列于表1－9。

表1－9　（1－123）式的资料范围

参　数	最　大	最　小
p_d（MPa）	74.39	8.76
t_R（℃）	160	4.44
MC_{7+}（kg/kmol）	235	106
ρC_{7+}（g/cm³）	0.8681	0.7330

2．湿气相态图

因为湿气含有的烃类重组分比凝析气少，因此，相态图的分布范围较窄，而且临界点也向低温度方向移动，见图1－19所示。湿气气藏中的流体，在整个压降开采期间都保持为单相气体，而不发生反凝析现象。因此，只有处于两相区的地面分离器条件，才有液体产生。这种液体称为凝析油，主要成分为丙烷和丁烷。开发湿气藏的地面生产气油比高达17800m³/m³，地面凝析油呈稻草色，相对密度低于0.7796。

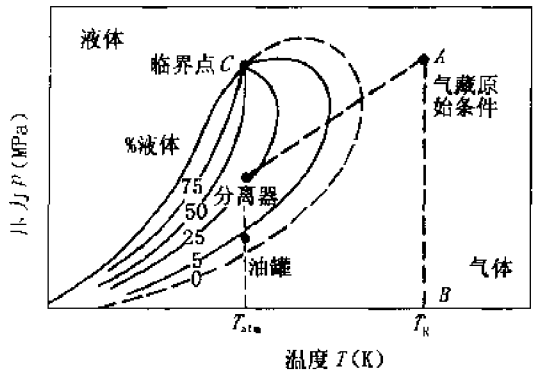


图1－19　湿气相态图[24,26]

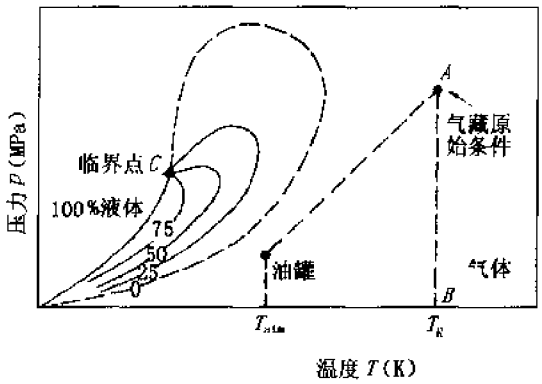


图1－20　干气相态图[24,26]

3．干气相态图

干气的组分主要是甲烷和少量的乙烷，其他重烃的含量很小。典型的干气相态图，见图1－21所示。由图1－20可以看出，在地层和分离器条件下的生产过程，都处在两相区之外的单相气体区，因此，不会由烃类混合物产生反凝析液体。随着压力和温度的降低，经地面分离器后，能分离出少量水白色的凝析油，气井凝析水的产量可由如下的相关经验公式计算[28]：

$$q_w = q_g \times WGR \tag{1－122}$$

$$WGR = 1.6019 \times 10^{-4} A[0.32(5.625 \times 10^{-2} t_R + 1)]^B C \tag{1－123}$$

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

$$A = 3.4 + \frac{418.0278}{p_R} \tag{1-124}$$

$$B = 3.2147 + 3.8537 \times 10^{-2} p_R - 4.7752 \times 10^{-4} p_R^2 \tag{1-125}$$

$$C = 1 - 4.893 \times 10^{-3} n - 1.757 \times 10^{-4} n^2 \tag{1-126}$$

式中 q_w——气井凝析水的产量，m^3/d；

q_g——气井的产气量，$10^4m^3/d$；

WGR——水气比，$m^3/10^4m^3$；

t_R——气藏的地层温度，℃；

p_R——气藏的地层压力，MPa；

C——矿化度校正系数；

n——氯化钠（NaCl）含量，%。

第 5 节　地层流体性质与油气藏类型

在油、气田的勘探过程中，一旦探井获得油、气产量之后，通过井下取样或地面配样，以及由高压物性的 PVT 分析工作，可以取得地层流体物性的诸项资料。利用这些资料，可以对地层流体的类型作出判断，进而，也可以确定是普通油藏或是轻质油藏？是气藏还是凝析气藏？这种对地层流体类型和油、气藏类型的判断，不但有助于油、气田进一步勘探工作的部署，而且也将会涉及到油、气田的未来开发方案。

一、烃类系统划分的一般界限[29]

对于地层流体性质的划分，除了可以利用上述的相态图的分析外，还可根据矿场生产流体的气油比、地面原油密度和井产流体中甲烷的摩尔含量，对地层流体类型进行近似的划分，见表 1－10 表示。

表 1－10　地层流体性质划分界限

类　别	气油比 GOR (m^3/m^3)	凝析油含量 δ (cm^3/m^3)	甲烷含量 C_1 (%)	庚烷以上含量 C_{7+} (%)	地面液体密度 ρ_o (g/cm^3)
天然气	>18000	<55	>90	<0.7	0.70－0.80
凝析气	550－18000	55－1800	75～90	<12.5	0.72～0.82
轻质油	250～550	/	55－75	12.5－20	0.76－0.83
中质油	<250	/	<60	>20	0.83～1.0

在表 1－11 中列出了典型的单相地层流体的摩尔组分和其他物理性质。从该表可以看出，不同性质的地层流体的摩尔组分是有明显差异的，尤以 C_{7+} 的摩尔含量相差十分显著。

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

同时，气油比、地面液体密度和液体的颜色也不同。易挥发的轻质油类型，介于凝析油和原油类型之间，而前者又与凝析油的性质比较接近。在实际工作中，常把生产气油比大于17800m^3/m^3的气田定为干气田，又叫贫气田。而把生产气油比小于17800m^3/m^3的气田定为凝析气田，或叫做湿气田。

表 1－11　典型地层流体的摩尔组分含量

组　分	油　藏		轻质油藏		凝析气藏		干气藏	
C_1（%）	48.83	53.45	64.36	60	87.01	89.50	91.32	95.85
C_2（%）	2.75	6.36	7.52	8	4.39	4.56	4.43	2.67
C_3（%）	1.93	4.66	4.74	4	2.29	1.91	2.12	0.34
C_4（%）	1.60	3.79	4.12	4	1.08	0.96	1.36	0.52
C_5（%）	1.15	2.74	2.97	3	0.83	0.48	0.42	0.08
C_6（%）	1.59	3.41	1.38	4	0.60	0.39	0.15	0.12
C_7^+（%）	42.15	25.59	14.91	17	3.80	2.02	0.20	0.42
合　计	100	100	100	100	100	100	100	100
C_7^+ 相对分子质量	225	247	181	180	112	144		157
GOR（m^3/m^3）	111	192	356	356	3239	7654		18690
ρ_o（g/cm^3）	0.8534	0.8524	0.7791	0.7796	0.7792	0.7661		0.7599
颜色	绿黑色		棕黄色		浅稻草色		水白色	

二、油、气藏类型范围的划分

不同油、气藏的地层流体性质和组分是不相同的。根据大量的实际开发经验，可以依据地面生产的特征数据（见表 1－10），对油、气藏的类型范围作出大体上的划分。储层烃类划分的一般标准见表 1－12。

应当指出，对于处在临界点左侧带气顶气的饱和型轻质油藏，或处在临界点右侧带边底油的饱和型凝析气藏，通称为近临界点油气藏。轻质油藏的气顶气为凝析气；凝析气藏的边底油为轻质油。同时，还应当指出，从一般油藏的原油中分离出来的气体，通常为干气；从近临界点油藏的原油中分离出来的气为凝析气。

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

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

表 1－12　地层烃类一般分类表[30]

地层流体	地面流体的状态及颜色	地面气油比范围		地面油相对密度		原油体积系数	气体相对密度	典型组分(mol%)					
		(SCF/STB)	(m^3/m^3)	°API	γ_o			C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_{6+}
干　气	无色气体	$>10^5$	>17800	/	/	/	0.60～0.65	96	2.7	0.3	0.5	0.1	0.4
凝析气	具有较多浅稻草色或浅棕黄色的液体	5000～10^5 一般为 7000～15000	900～17800 一般为 1246～2670	50～70	0.7796～0.7022	/	0.65～0.85	87	4.4	2.3	1.7	0.8	3.8
轻质油或高收缩率原油	具有咖啡色、黄色、红色或绿色的不同液体	2000～10000	356～1780	40～50	0.8251～0.7796	1.5～2.5 可达 3.5	0.65～0.85	64	7.5	4.7	4.1	3.0	16.7
中质油或低收缩率原油	由黑黄、黑绿到黑色的不同液体	100～2000	17.8～356	20～40	0.934～0.8251	1.1～1.5 一般<2	/	49	2.8	1.9	1.6	1.2	43.5
重质油	很稠的黑色液体	含有少量溶解气，原油粘度 100～10^4mPa·s		10～20	1.0～0.934	1.0～1.1	/	20	3.0	2.0	2.0	2.0	71
焦油、沥青	黑色固体	基本上无溶解气，原油粘度大于 10^4mPa·s		<10	>1.0	1.0	/	/	/	/	/	/	>90

参 考 文 献

1. Beggs H D. Gas Production Operations. 1984
2. Hollo R and Fifadrara H. TI－59, Reservoir Engineering Manual. 1980
3. Golan M and Whitson C. H. Well Performance. 1986
4. Smith R V. Practical Natural Gas Engineering. 1983
5. Energy Resources Conservation Board: Theory and Practice of the Testing of Gas Wells. Third Edition, 1975
6. Trube A S. Compressibility of Natural Gas. Trans. AIME (1957) 210, p.355－357
7. 小罗伯特 C. 厄洛赫．试井分析方法．北京：石油工业出版社，1985
8. Lee A L. Gonzalez M H and Eakin B E. The Viscosity of Natural Gases. Trans. AIME (1966) 237, p.997－1000
9. Gonzalez M H. Eakin B H and Lee A L. Viscosity of Natural Gases. Monograph on API Research project 65, 1970
10. Neumann H J. Composition and Properties of Petroleum. Geology of Petroleum Vol.5, 1981
11. Okandan E. Heavy Crude Oil Recovery, 1984
12. Standing M B. A Pressure－Volume－Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases, Drill. and prod. pract. API (1947) 275
13. Lasater J A. Bubble Point Pressure Correlation. Trans. AIME (1958) 213, 379
14. Hollo R. Holmes M and Pais V. HP－41CV. Reservoir Economics and Engineering Manual. 1983
15. Glaso O. Generalized Pressure－Volume－Temperature Correlations. JPT (May, 1980) p.785－795
16. Vazquez M and Beggs H D. Correlations for Fluid Physical Property Prediction. JPT (June, 1980) 968－970
17. Beal C. The Viscosity of Air, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil Field Temperature and Pressures. Trans. AIME (1946) 165, 94－112
18. Beggs H D and Robinson J F. Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems. JPT (Sept, 1975) 1140－1141
19. Ng J T H and Egbogah E O. An Improved Temperature－Viscosity Correlation for Crude Oil Systems. Paper CIM 83－34－32 Presented at the 1983 Annual Technical Meeting of the Petroleum Soc. of CIM, Banff, Alta, May, 10－13
20. Chen JuNam and Connally C A JR. A Viscosity Correlation for Gas Saturated Crude Oils. Trans. AIME (1959) 216, 23－25
21. 陈元千．油气藏工程计算方法．北京：石油工业出版社，1991
22. McCain W D Jr. Reservoir Water Property Correlation－State of the Art. SPE Reservoir Engineering. May, 1991, p.266－272
23. Koederitz L F. Harvey A H and Honarpour M. Introduction to Petroleum Reservoir Analysis. Gulf Pubishing Company. Huston, 1989
24. Amyx J W. Bass D M Jr and Whiting R L. Petrdeum Reservoir Engineering. Physical

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

Properties, 1960
25. Meehan D N.A Correlation for Water Compressibility.Petroleum Engineer. Noverber, 1980, p.125－126
26. Allen T O and Roberts A P.Production Operations.Vol.1, 1978
27. Nemeth L K and Kennedy H T.A Correlation of Dewpoint Pressure With Fluid Composition and Temperature. SPEJ (June, 1967) 99
28. Meehan D N and Vogel E L.HP－41, Reservoir Engineering Manual. 1982
29. 陈元千．油气藏工程计算方法．北京：石油工业出版社，1990
30. Donohue D A T and Lang K R.A First Course in Petroleum Technology.1986
31. 陈元千．油气藏工程计算方法（续篇）．北京：石油工业出版社，1991
32. 陈元千．实用油气藏工程方法．山东东营：石油大学出版社，1998
33. 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

第二章　储层岩石物性

油藏由储层岩石和储层流体所组成，了解储层岩石的特性与了解储层流体特性有着同等重要的意义。在油、气田的详探阶段，通过探井和评价井的岩心分析、测井解释和矿场试井，所取得的储层岩石物性资料，是进行油、气藏评价和编制油、气藏开发方案必不可少的重要参数。在实际工作中，应当不失时机地取全取准这项资料。本章着重介绍与油、气藏工程计算有关的储层岩石物性，即岩石的孔隙度、渗透率、饱和度、润湿性、毛管压力和有效压缩系数等内容。

第1节　孔　隙　度

岩石的孔隙度是衡量岩石孔隙空间储集油、气能力的一个重要量度。储层岩石孔隙度的定义为，岩石本身的孔隙体积与岩石体积之比值，由下式表示：

$$\phi = \frac{V_p}{V} \tag{2-1}$$

或写为

$$\phi = \frac{V - V_G}{V} \tag{2-2}$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_p + V_G} \tag{2-3}$$

式中　ϕ——孔隙度，f；

V_p——岩石的孔隙体积，cm^3；

V_G——岩石的颗粒体积，cm^3；

V——岩石体积，cm^3。

在储量和油、气藏工程计算中，孔隙度的单位以小数（f）表示，而在储层评价和对比工作中，人们又习惯于用百分数（%）表示。

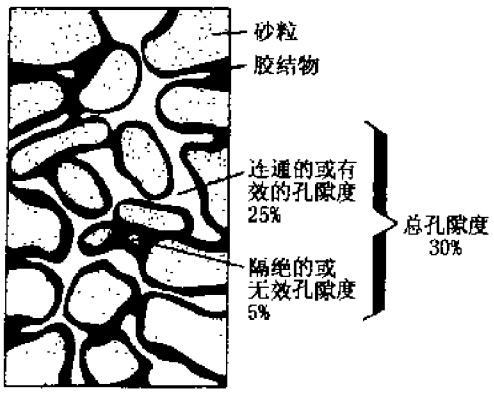


图2-1　有效、无效和总孔隙度的关系[1]

对于任何实际的储层，并不是所有的孔隙都是连通的，见图2-1。而只有那些相互连通的孔隙才具有储集油、气的能力。因此，通常又将孔隙度划分为总孔隙度和有效孔隙度。前者定义为总孔隙体积与岩石体积的比值；后者定义为连通孔隙体积与岩石体积的比值。大量实验工作证明，正常砂岩储层的总孔隙度和有效孔隙度基本上是同一数值。

在实验室内，为了确定岩样的体积、岩样的孔隙体积和岩样颗粒的体积，可以采用许多种方法，其中包括气体法、液体法和颗粒密度等方法。近年来根据波义耳定律，利用气体测量孔隙度的方法占了优势的主要原因是因为它简单可靠。所有确定孔

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

隙度方法的精度都在±0.5%以内。岩石孔隙度的定性评价指标列于表2－1内。

表2－1 ϕ的定性评价

定性评价	ϕ（%）
可忽略	0－5
差	5－10
较差	10－15
较好	15－20
好	20－25
很好	>25

对于砂岩来说，在上覆沉积岩层的作用下，由于岩石的压实作用，储层岩石的孔隙度随埋藏深度的增加而减小，如图2－2所示。在地层条件下，储层岩石颗粒既受以p_{OB}表示的上覆岩层压力的作用，又受到以p_R表示的岩石孔隙中流体压力，即地层（孔隙）压力的反作用，两者的压差称为净上覆压力，又称为有效上覆压力，以p_{NOB}表示。当把岩石从地下取至地面时，由于p_{NOB}降到0所引起的岩石弹性膨胀作用，将会改变岩石的孔隙体积，而增加岩石的孔隙度，如图2－3所示。

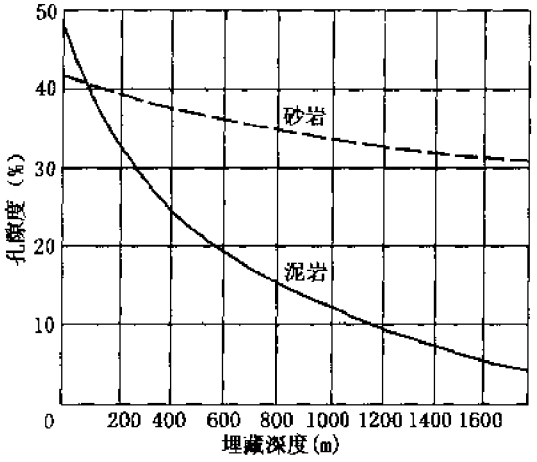


图2－2 压实作用对孔隙度的影响[2]

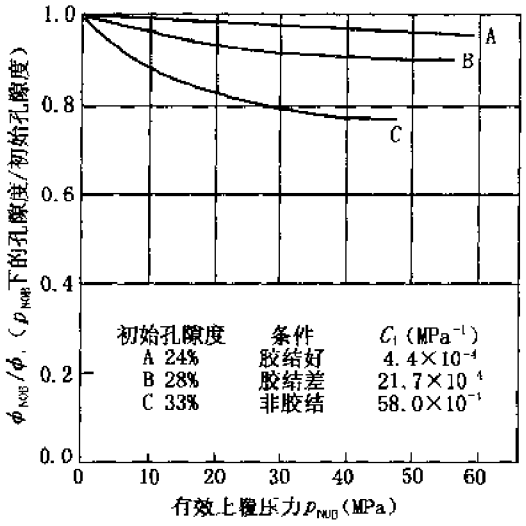


图2－3 孔隙度随有效上覆压力的变化[3]

陈元千等人的研究表明，地下孔隙度、地面孔隙度与有效上覆压力之间存在如下关系[4]：

$$\phi_R = \phi_s e^{-(C_f p_{NOB})} \tag{2-4}$$

$$C_f = \frac{dV_p}{V_p dp_R} \tag{2-5}$$

$$p_{NOB} = p_{OB} - p_R \tag{2-6}$$

式中 ϕ_R——地下孔隙度，f；

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

ϕ_s——地面孔隙度，f；

V_p——岩石孔隙体积，m^3；

C_f——岩石孔隙体积压缩系数，MPa^{-1}；

p_{NOB}——有效上覆压力，MPa；

p_{OB}——上覆压力，MPa；

p_R——地层压力，MPa。

将（2－6）式改写为下式：

$$p_{NOB} = 0.01(\rho_R - \rho_f)D = 0.01\Delta\rho D \qquad (2-7)$$

式中 ρ_R——上覆岩层的密度，g/cm^3；

ρ_f——地层流体的密度，g/cm^3；

D——埋藏深度，m。

将（2－7）式代入（2－4）式得：

$$\phi_R = \phi_s e^{(0.01\Delta\rho C_f D)} \qquad (2-8)$$

对（2－8）式取常用对数后得：

$$\log\phi_R = a - bD \qquad (2-9)$$

式中

$$a = \log\phi_s \qquad (2-10)$$

$$b = 4.34\times10^{-3}\Delta\rho C_f \qquad (2-11)$$

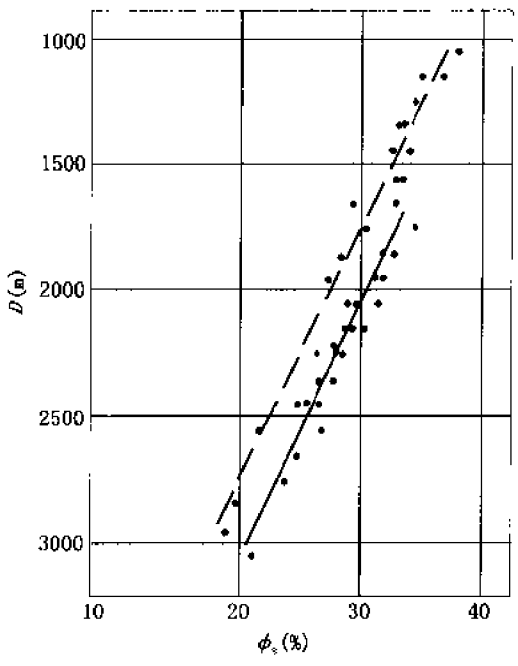


图 2－4 砂岩孔隙度与埋藏深度关系图[4]

由（2－11）式可以看出，地下孔隙度与埋藏深度呈半对数直线下降关系，如图 2－4 所示。

由于 $x = 0.01\Delta\rho C_f$ 的数值很小（$x \ll 1.0$），因此，对于指数函数 e^{-x} 来说，可近似取为，$e^{-x} \simeq 1 - x$，故（2－8）式可写为：

$$\phi_R = \alpha - \beta D \qquad (2-12)$$

式中

$$\alpha = \phi_s \qquad (2-13)$$

$$\beta = 0.01\Delta\rho C_f \qquad (2-14)$$

由（2－12）式看出，地下孔隙度与埋藏深度之间，具有直线的下降关系，见图 2－5 所示。

由图 2－5 看出，对于胶结性比较好的砂岩，岩石压实作用对孔隙度的影响比较小，而对于疏松砂岩或非胶结性砂岩的影响则比较明显。在油、气藏的储量计算中所需的孔隙度，为地层条件下的有效孔隙度。因而，除测井方法解释的孔隙度（因测井解释的孔隙度所需的岩心分析数据已进行了压实校正）外，对于地面岩心分析的有效孔隙度，需要在实验室测定压实作用下的孔隙度。由于储层在地下是单向垂直受压，而在实验室是三维受压条件下测得的数据，因此还需要进行下面的校正[6]：

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

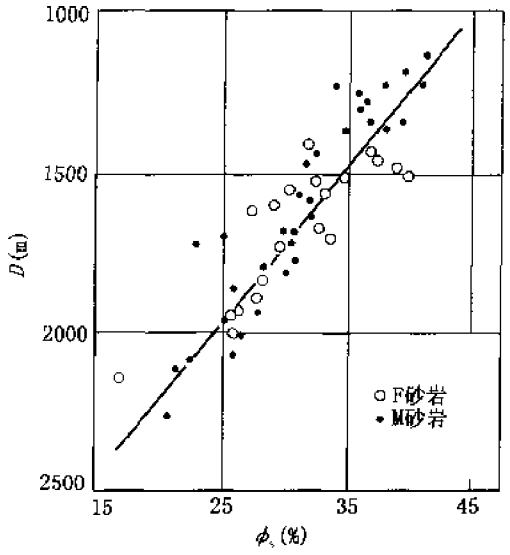


图 2－5　砂岩孔隙度与埋藏深度关系图[15]

$$\phi_{corrected} = \phi_{room} - (\phi_{room} - \phi_{NOB}) \times 0.61 \quad (2-15)$$

式中　$\phi_{corrected}$——校正后的有效孔隙度，%；

ϕ_{room}——室内岩心分析的有效孔隙度，%；

ϕ_{NOB}——在有效上覆压力作用下测量的有效孔隙度，%；

0.61——将实验仪器的环形水力载荷，校正为单向垂直载荷条件下的 Teeuw 校正系数[7]。

在上覆地层岩石压力和孔隙内流体压力，即地层压力，同时降为大气压条件下，由实验室仪器测试的孔隙度数值，在理论上要比在地层条件下的孔隙度数值偏高，此时，可以利用由我国 7 个油区 60 块埋深 600～4000m 的岩样，所建立的如下相关经验公式[4]，将地面条件下测试的孔隙度校正为地层条件下的孔隙度：

$$\phi_R = 0.7405\phi_s^{1.0805} \quad (2-16)$$

$$\phi_R = 1.0056\phi_s - 1.1783 \quad (2-17)$$

式中　ϕ_R——地层条件下的孔隙度，%；

ϕ_s——地面条件下的孔隙度，%。

这里的（2－15）式和（2－16）式都具有 0.9971 的相关系数。应当指出的是，大量实验结果表明，地面孔隙度一般比地下孔隙度高 1 个孔隙度单位，即 1%。该数值相当于甚至小于孔隙度测试仪器的精度，因而，国外对地面测试的孔隙度并不进行校正。储层有效孔隙度的随机分布，一般属于正态或对称正态分布，见图 2－5 所示。

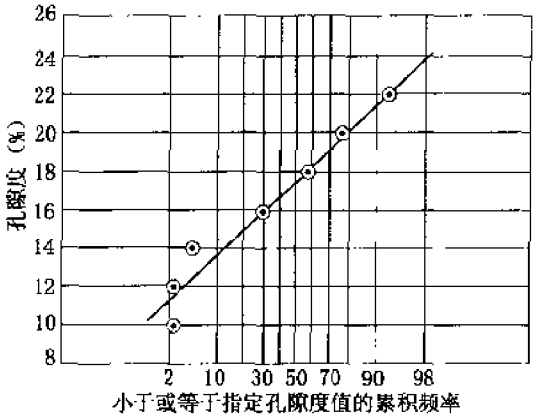


图 2－6　有效孔隙度的正态分布[8]

第 2 节　渗　透　率

渗透率是储层岩石通过流体能力的重要量度。法国科学家 Darcy（达西）于 1856 年，公布了他利用水通过自制的铁管砂子滤器，进行稳定流实验研究的结果。后人把他的成果进行归纳和推广，称之为达西定律，并将渗透率的单位命名为达西。一个达西单位的渗透率表示，长度为 1cm 和截面积为 $1cm^2$ 的岩样，在压力梯度为 1atm 的作用下，能通过粘度为 1cP 流体的流量 $1cm^3/s$（见图 2－7）。在国际（SI）标准系统中，渗透率的单位为 m^2，通常以 μm^2（平方微米）表示。一个平方微米（μm^2）相当于一个达西（Darcy），$10^{-3}\mu m^2$ 等于 1mD（毫达西）。目前世界各国均以毫达西（mD）作为渗透率的单位。

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

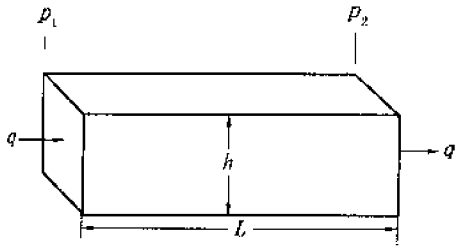


图 2－7　达西定律的稳定流动方式

一、绝对渗透率

岩石渗透率的测定，通常采用达西的线性流动方式，其微分关系式为：

$$q = -\frac{AK\mathrm{d}p}{\mu \mathrm{d}L} \tag{2-18}$$

式中　q——流体通过岩心的稳定流量，m^3/s；

A——岩石的截面积，m^2；

K——岩石的渗透率，m^2；

μ——流体粘度，Pa·s；

$\mathrm{d}p/\mathrm{d}L$——压力梯度，Pa/m。

将（2－18）式分离变量后进行积分得，渗透率的表达式为：

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \tag{2-19}$$

式中　Δp——测试时作用于岩石两端的压差，Pa；

L——岩心长度，m；

其他符号的单位同（2－18）式所注。

在利用（2－19）式测定岩样的渗透率时，应当遵守以下条件：

（1）岩样的孔隙空间被单相流体所饱和；

（2）流体与岩样之间，不得发生任何物理化学反应；

（3）通过岩样流体，保持恒温稳定的层流状态。

对于清洗干净的岩心，通常是在室内条件下，利用空气进行渗透率的测定。这主要是因为，空气易于满足以上三个条件的要求，且实验装置和测试方法比较简单。但是，在利用气体（包括空气）测试渗透率时，必须考虑到气体密度随压力和温度的变化，及其对流量的影响，否则，利用（2－19）式计算岩石的渗透率，必将造成很大的误差。气体质量流量的连续方程可写为：

$$\rho q = \rho_{sc} q_{sc} \tag{2-20}$$

式中　q——测试岩样中的气体流量，m^3/s；

q_{sc}——地面标准条件下的气体流量，m^3/s；

ρ——测试岩样中的气体密度，kg/m^3；

ρ_{sc}——地面标准条件下的气体密度，kg/m^3。

将第一章的（1－5）式表示的气体密度关系式，以岩样的测试条件和地面标准条件，代入（2－20）式得：

$$q\frac{pM}{ZRT} = q_{sc}\frac{p_{sc}M}{Z_{sc}RT_{sc}} \tag{2-21}$$

将（2－18）式代入（2－21）式，解出 q_{sc} 得下式：

$$q_{sc} = \frac{pT_{sc}Z_{sc}}{p_{sc}ZT}\left(-\frac{AK\mathrm{d}p}{\mu \mathrm{d}L}\right) \tag{2-22}$$

在（2－22）式中的变量为 p 和 L，分离变量并积分得：

$$-\int_{p1}^{p2} p\mathrm{d}p = \frac{q_{sc}p_{sc}T\mu Z}{AKT_{sc}Z_{sc}}\int_0^L \mathrm{d}L$$

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

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{2} = \frac{q_{sc} p_{sc} T \bar{Z} \bar{\mu}}{AKT_{sc} Z_{sc}} L \tag{2-23}$$

由（2－23）式得渗透率的表达式为：

$$K = \frac{2q_{sc} p_{sc} T \bar{Z} \bar{\mu} L}{A(p_1^2 - p_2^2) Z_{sc} T_{sc}} \tag{2-24}$$

式中 p_{sc}——地面标准压力，Pa；

T_{sc}——地面标准温度，K；

Z_{sc}——地面标准条件下的气体偏差系数；

$\bar{Z}$——测试岩样条件下的平均气体偏差系数；

$\bar{\mu}$——测试岩样条件下的平均气体粘度，Pa·s；

T——测试岩样条件下的气体温度，K；

p_1——测试岩样渗透率的上游（入口）压力，Pa；

p_2——测试岩样渗透率的下游（出口）压力，Pa；

其他符号同前。

当在地面常温常压条件下，利用空气测试岩样的渗透率时，考虑到 $\bar{Z} = Z_{sc} = 1.0$、$T = T_{sc}$ 和 $\bar{\mu} = \mu_{air}$，（2－24）式可简化为下式：

$$K = \frac{2q_{sc} p_{sc} \mu_{air} L}{A(p_1^2 - p_2^2)} \tag{2-25}$$

式中的 μ_{air} 为空气的地面粘度，Pa·s。

由 SI 制基本单位表示的（2－19）式和（2－25）式，如果改用实验室小岩心的 SI 制实用单位表示时，分别为：

$$K = \frac{100 q \mu L}{A \Delta p} \tag{2-26}$$

$$K = \frac{200 q_{sc} p_{sc} \mu_{air} L}{A(p_1^2 - p_2^2)} \tag{2-27}$$

式中各参数的单位：K 为 mD；q 和 q_{sc} 为 cm^3/s；μ 和 μ_{air} 为 mPa·s；L 为 cm；p_{sc} 为 MPa；A 为 cm^2；Δp、p_1 和 p_2 为 MPa。

当利用空气进行岩石渗透率的测定时可以发现，测试压力控制得愈低，测试的渗透率愈高，反之愈低。这种现象是气体的“滑脱效应”所致。在最早的达西实验中，计算渗透率的粘度为液体粘度，而液体在固液边界处的流速为零。然而，利用气体测量时，在边界层上气体的流速不是零，这就是“滑脱现象”的主要机制。

Klinkenberg 通过大量的实验，研究了气体的“滑脱效应”[9]，其结果表明，岩石的渗透率与所使用的气体性质和测试的压力有关。图 2－8 是在不同测试压力下，利用氢气、氮气和二氧化碳气测试，所得的渗透率与平均测试压力倒数的直线关系图。由该图可以看出，在相同的测试压力条件下，利用分子量低的气体，测定的渗透率高；而对于同一气体，则测试的平均压力（$\bar{p}$）愈低时渗透率愈高。这一现象表明，分子量低的气体比分子量高的气体，具有较大的“滑脱效应”，并且，在低平均压力下的“滑脱效应”，要大于高平均压力下的“滑脱效应”。但是，无论是利用哪一种气体测定的岩心渗透率，当平均压力的倒数等于零，

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

即 $1/\bar{p}=0$ 时，或相当 $\bar{p}=\infty$ 时，不同气体所测渗透率与 $1/p$ 的直线，在纵轴上的截距却相等。该截距点的渗透率被称为绝对渗透率，也叫做等值液体渗透率，其所以叫做等值液体渗透率，还是由于 Klinkenberg，利用性能稳定，而不与岩心发生任何物理化学反应的异辛烷（i－Octane）液体，进行岩心渗透率测定时，所得到的渗透率为一个不随测试压力而改变的常数，并且就是利用不同气体测试的截距渗透率。西方国家所谓的绝对渗透率，也叫做等值液体渗透率，就是经过 Klinkenberg 校正后的截距渗透率。这一岩石绝对渗透率的测定方法，已规定为标准的实验程序内容。

通过理论和大量的实验研究，Klinkenberg 得到了如下的关系式：[8]

$$K_A = K_L\left(1+\frac{b}{\bar{p}}\right) = K_L + m\frac{1}{\bar{p}} \tag{2-28}$$

$$b = m/K_L \simeq 0.0777K_L^{-0.39} \tag{2-29}$$

式中 K_A——由不同气体在不同压力下测试的视渗透率，mD；

K_L——等值液体渗透率，又称为绝对渗透率（即不随测试气体和测试压力而改变的渗透率），mD；

$\bar{p}$——测试渗透率时的进口与出口的平均压力，$(p_1+p_2)/2$，MPa；

b——与测试气体性质和岩石物性有关的常数；

m——图 2－8 上直线的斜率，mD·MPa。

对于不同渗透率的岩心，都需要进行 Klinkenberg 校正，以求得有代表性的绝对渗透率，即等值液体渗透率的大小。在表 2－2 和图 2－9 上，都表示出了不同渗透率的岩心，Klinkenberg 效应对测量渗透率的影响，而且岩石的渗透率愈低，则这一影响愈明显。这在实际渗透率的测试工作中应当给予重视。在表 2－3 中列出了利用绝对渗透率评价储层的定量界限。

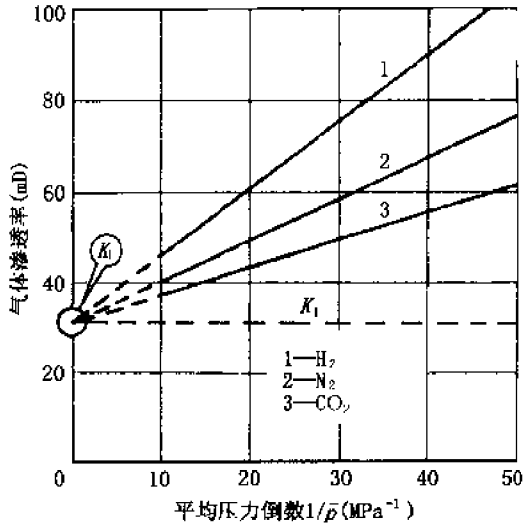


图 2－8 Klinkenberg 的“滑脱效应”渗透率与测试压力的关系[9]

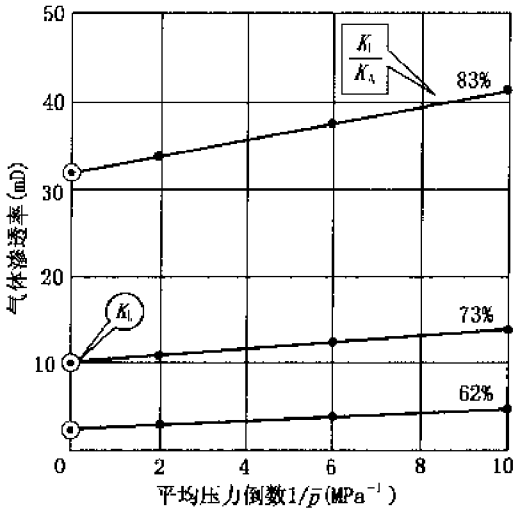


图 2－9 不同渗透率岩心的 Klinkenberg 效应[2]

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

表 2－2　Klinkenberg 效应

空气的视渗透率[①] K_A (mD)	绝对渗透率 K_L (mD)	渗透率比值 K_L/K_A (%)
0.18	0.12	66
1.0	0.68	68
10	7.8	78
100	88	88
1000	950	95

①空气的视渗透率取为 $1/b-1$ 的数值。

表 2－3　K 的定性评价

定性评价	K (mD)
特致密	0.01～0.1
致密	0.1～1
较致密	1～10
好	10～100
很好	100～1000
极好	>1000

很多储层岩石渗透率的分布，一般服从于对数正态分布，见图 2－10 所示。在图的直线上引出了累积频率等于 50% 和 84.1% 两者的对应渗透率数值，并由下式可以计算渗透率变异系数[10]：

$$V_k = \frac{\bar{K} - K_\sigma}{\bar{K}} \tag{2-30}$$

式中　V_K——渗透率的变异系数，用以描述储层渗透率的非均质程度；

$\bar{K}$——累积频率等于 50% 对应的渗透率值，又称为概率平均渗透率，mD；

K_σ——累积频等于 84.1% 对应的渗透率值，mD。

渗透率的变异系数，其变化范围为 0～1.0。当储层完全均质时 $V_K=0$，而完全非均质时 $V_K=1.0$，一般在 0.6～0.9 之间，它如何用于注水工程计算，详见本书的第九章内容。

关于渗透率平均的方法，根据其分布特征可采用以下三种方法[11,12]：

算术平均法（一般用于纵向多层平行流动渗透率的平均）：

$$\bar{K}_a = \sum_1^n K_i/n \tag{2-31}$$

或写为

$$\bar{K}_a = \sum_1^n K_i h_i / \sum_1^n h_i \tag{2-32}$$

调和平均法（一般用于同层横向非均质连续流动的渗透率平均）：

$$\bar{K}_h = \frac{n}{\sum_1^n \frac{1}{K_i}} \tag{2-33}$$

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

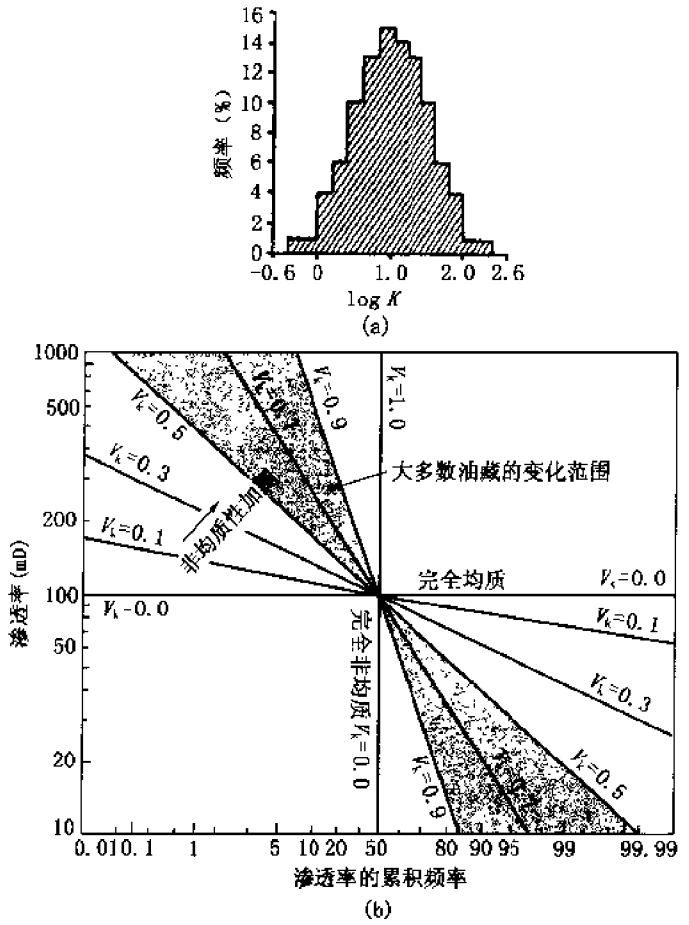


图 2－10　渗透率的对数正态分布图及非均质程度判断[19]

或写为　$$K_h = \frac{\sum_1^n h_i}{\sum_1^n \frac{h_i}{K_i}} \quad (2-34)$$

几何平均法（一般用于对数正态分布随机变化的渗透率平均）：

$$\bar{K}_g = \sqrt[n]{K_1 \times K_2 \times K_3 \cdots \times K_n} \quad (2-35)$$

或写为　$$\log K_g = \frac{\sum_1^n \log K_i}{n} \quad (2-36)$$

$$\log \bar{K}_g = \sum_1^n h_i \log K_i / \sum_1^n h_i \quad (2-37)$$

式中　K_a——算术平均的渗透率，mD；

K_g——几何平均的渗透率，mD；

$\bar{K}_h$——调和平均的渗透率，mD；

K_i——不同岩心的渗透率，mD；

h_i——不同渗透率岩心的厚度，m；

n——平均渗透率的岩心块数。

渗透率与孔隙度之间，并没有一个严格的关系式。但是，对于一个特定的砂岩储层，人们往往进行两者如图 2－11 的近似统计关系，并可由如下的相关公式表示：

$$\phi = a \log K + b \quad (2-38)$$

式中的 a 和 b 常数，取决于储层岩石的孔隙结构。

利用（2－38）式，人们可以根据测井资料解释的渗透率，估计储层岩石的孔隙度。但是，由于测井解释的渗透率，可能与实测值有较大的误差，有时可达 30％～40％，因此，应用（2－38）式时需充分注意到这一点。应该说，经过压实校正的地面测定的岩石孔隙度，具有较好的实际代表性。

岩石压实作用对渗透率的影响，要比对孔隙度的影响明显得多，见图 2－12 所示。然而，这种压实作用对胶结性好的岩石影响较小，而对胶结性差或非胶结性砂岩的影响非常明显。由于这一原因，如果在油田开发过程中油藏压力下降，在上覆岩石压力的作用下，岩石的渗透率会变低，从而降低了油井的产能。这一现象在异常高压油藏中更为明显。

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

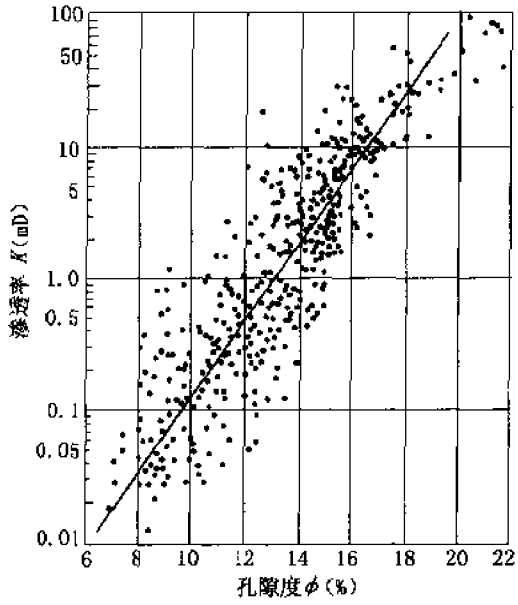


图 2－11　孔隙度与渗透率的统计关系[11]

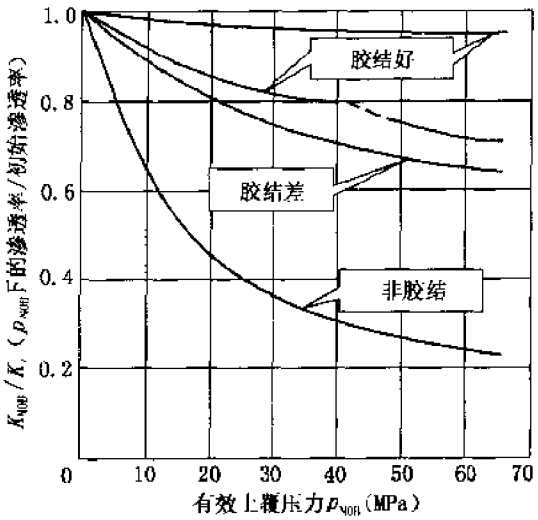


图 2－12　岩石压实作用对渗透率的影响[13]

二、相对渗透率

当有两相或三相流体同时在多孔介质中流动时，相对渗透率是对每一流动相，通过多孔介质能力的直接量度。相对渗透率定义为，有效渗透率与特定渗透率的比值，以百分数（%）或小数（f）表示。有效渗透率，是在多相同时流动的条件下，多孔介质对某一相的渗透率，因此又称为相渗透率。特定渗透率，是指岩石在特定的饱和条件下，测定的有效渗透率，以 mD（毫达西）单位表示。由于它是量度相渗透率的基准，故又有基准渗透率之称。在以下三种条件下，测量的特定渗透率是经常使用的。

（1）岩石被 100% 的空气所饱和，测试空气的视渗透率，然后，经过 Klinkenberg 法校正得到的绝对渗透率。

（2）岩心被 100% 的地层水饱和，在地层水与岩石不发生反应的条件下，测定的水的绝对渗透率。

（3）在岩心被束缚水和地层原始含油饱和的条件下，测试的油相渗透率。

基于上述的三种特定渗透率，油、水两相的相对渗透可表示为：

$$K_{ro}=K_o/K_{air} \quad 或 \quad K_o/(K_w)_{S_w-100\%} \quad 或 \quad K_o/(K_o)_{S_o=1-S_{wi}}$$

$$K_{rw}=K_w/K_{air} \quad 或 \quad K_w/(K_w)_{S_w-100\%} \quad 或 \quad K_w/(K_o)_{S_o=1-S_{wi}}$$

式中　K_{ro}——油的相对渗透率，%；

K_{rw}——水的相对渗透率，%；

K_o——油的有效渗透率，mD；

K_w——水的有效渗透率，mD；

$(K_w)_{S_w=100\%}$——水的绝对渗透率；

$(K_o)_{S_o=1-S_{wi}}$——束缚水条件下油相的有效渗透率；

K_{air}——空气的绝对渗透率，mD；

S_{wi}——地层束缚水饱和度，%；

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

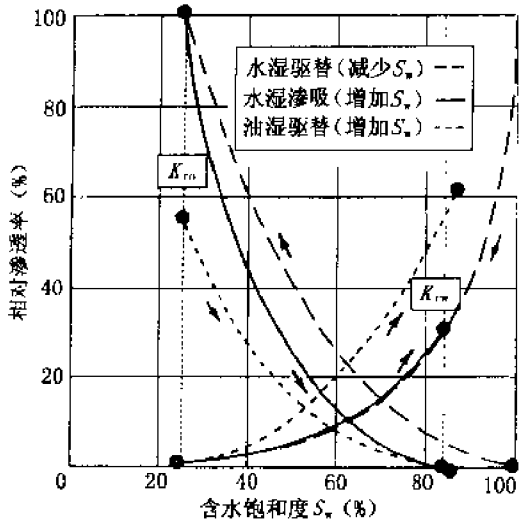


图 2－13　驱替与渗吸的相对渗透率曲线特征[13]

S_{oi}——地层原始含油饱和度，%。

相对渗透率是饱和度的函数。它除受岩石的非均质性、孔隙结构及分布的影响外，还要受到润湿性、流体类型和分布等各种因素的影响，并受到流体饱和过程的影响。以油水两相的相对渗透率为例，按照流体饱和流动过程的不同，而区分为驱替（drainage）和渗吸（Imbibition）两种类型的相对渗透率曲线，见图 2－13 所示。通常驱替的相对渗透率曲线，是指亲水岩石被水100%饱和的条件下，用非润湿相原油驱替润湿相水的测试结果。它描述了油藏的形成过程的相渗透率变化　渗吸的相对渗透率曲线，是指亲水岩石被束缚水和原油两相饱和的条件下，再用水驱替非润湿相原油的测试结果。它描述了油藏中水驱油的过程。由图 2－13 看出，对于亲水岩石来说，驱替和渗吸两种流动过程的水相相对渗透率曲线是重合的，而对油相相对渗透率曲线的差异非常明显。后者的差异在于，不同的饱和过程，影响到流体在岩心中的分布和毛管压力的滞后特性，以及 Jamin 效应的影响。

对于强亲水和强亲油地层，典型的油水相对渗透率曲线，分别见图 2－14 和 2－15 所示。

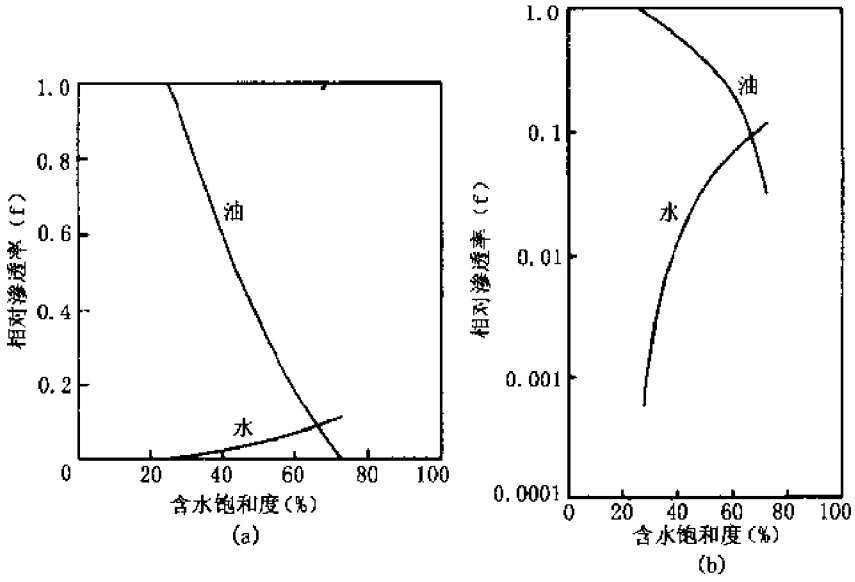


图 2－14　强亲水岩石油水两相的相对渗透率曲线[10]

根据一般经验，亲水和亲油地层的相对渗透率曲线，具有如下特征：

特　　征	亲　　水	亲　　油
束缚水饱和度（%）	通常＞20%	通常＜15%
交叉点的含水饱和度（%）	＞50%	＜50%
残余油饱和度下的 K_{rw}	一般＜30%	一般＞50%

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

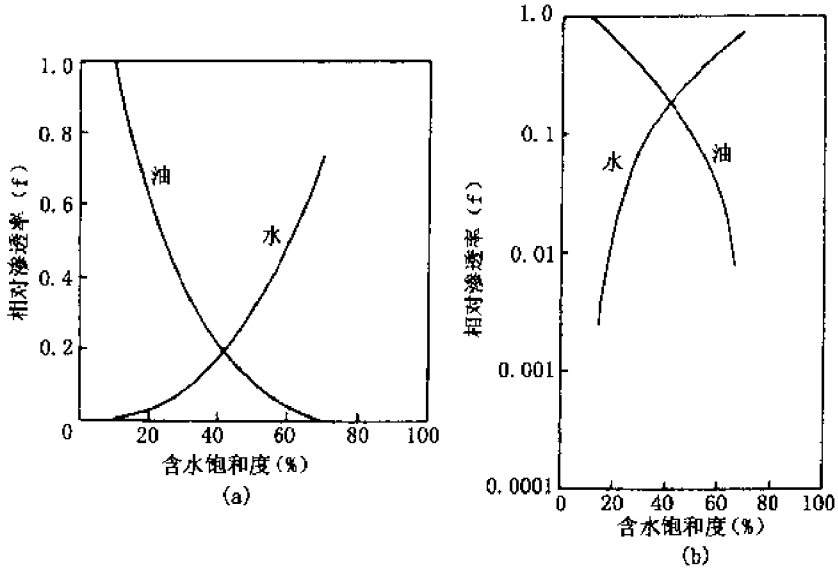


图 2－15　强亲油岩石油水两相的相对渗透率曲线[10]

实验研究表明，油水粘度比对油水相对渗透率曲线基本没有影响[2]，见图 2－16 所示。然而，含气饱和度的存在，将会对油水相对渗透率曲线产生较大的影响[13]，见图 2－17 所示。

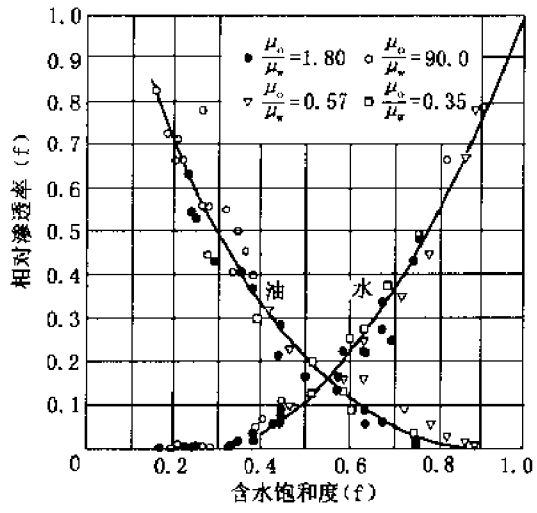


图 2－16　油水粘度比对相对渗透率的影响

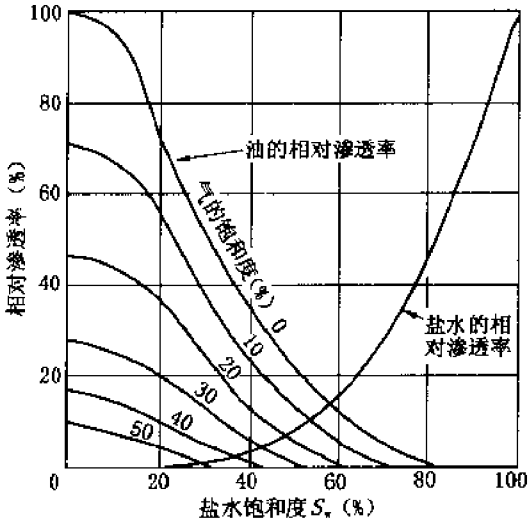


图 2－17　含气饱和度对油水的相对渗透率曲线影响

岩石的相对渗透率，需要在模拟地层流体性质的条件下，在实验室内通过比较精密的实验仪器进行测量。目前所用的测试和计算方法包括，稳定流法、非稳定流法、毛管压力曲线法、矿场动态资料计算法和油藏模拟技术法。由于测试技术上的困难和各种因素的影响，特别是测试样品的末端效应的影响，完全模拟地层条件下的数据是非常困难的，也可以认为这是油藏参数中最难取得的一个。各国科学工作者，对于不同岩性、润湿性和胶结性的岩石，通过实验室的模拟实验，取得了大量的相对渗透率数据，并根据相关因素的分析，建立了若干有效的相关经验公式，可供人们选用。现在介绍几种常用的相关经验公式如下。

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

Corey[14]对于水湿砂岩的油气两相系统，提出的相关经验公式为：

$$\left.\begin{aligned} K_{ro} &= \left[\frac{S_o}{1-S_{wi}}\right]^4 \\ K_{rg} &= \left[1-\frac{S_o}{1-S_{wi}}\right]^2 \cdot \left[1-\left(\frac{S_o}{1-S_{wi}}\right)^2\right] \end{aligned}\right\} \tag{2-39}$$

Wahl 等人[15]，基于砂岩油田的矿场测量数据，提出了计算气油相对渗透率比的相关经验公式为：

$$K_{rg}/K_{ro} = E(0.0435 + 0.4556E) \tag{2-40}$$

$$E = (1 - S_{gc} - S_{wi} - S_o)/(S_o - C) \tag{2-41}$$

式中 S_{gc}——临界含气饱和度，以小数表示；

C——近似残余油饱和度的常数，一般等于 0.25。

Pirson[16]对于水湿砂岩驱替过程的气水相对渗透率，提出的相关经验公式为：

$$K_{rg} = (1 - S_{we})[1 - S_{we}^{1/4} S_w^{1/2}]^{1/2} \tag{2-42}$$

$$K_{rw} = S_{we}^{3/2} S_w^3 \tag{2-43}$$

式中的 $S_{we} = S_w - S_{wi}$为润湿相的有效饱和度，以小数表示。

对于水湿砂岩渗吸过程的油水相对渗透率，Pirson[15]提出的相关经验公式为：

$$\left.\begin{aligned} K_{rw} &= S_w^4\left(\frac{S_w - S_{wi}}{1-S_{wi}}\right)^{1/2} \\ K_{ro} &= \left[1-\frac{S_w - S_{wi}}{1-S_{wi}-S_{or}}\right]^2 \end{aligned}\right\} \tag{2-44}$$

式中 S_{or}——残余油饱和度，以小数表示。

Jones[17]对油水两相系统，提出了计算油水两相的相对渗透率的经验公式为：

$$\left.\begin{aligned} K_{rw} &= \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1-S_{wi}}\right)^3 \\ K_{ro} &= \left(\frac{0.9 - S_w}{0.9 - S_{wi}}\right)^2 \end{aligned}\right\} \tag{2-45}$$

对于油水两相的相对渗透率的计算，还可采用如下的相关经验公式[18]：

$$\left.\begin{aligned} K_{rw} &= \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1-S_{wi}}\right)^3 \\ K_{ro} &= \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}}\right)^3 \end{aligned}\right\} \tag{2-46}$$

在文献［19］中对油水两相的相对渗透率曲线的计算，广泛地采用了下面的相关经验公式：

$$\left.\begin{aligned} K_{rw} &= aS_{wD}^m \\ K_{ro} &= b(1 - S_{wD})^n \end{aligned}\right\} \tag{2-47}$$

$$S_{wD} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \tag{2-48}$$

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

式中 a——在残余油饱和度下水的相对渗透率，即$K_{rw}(S_{or})$，f；

b——在束缚水饱和度下油的相对渗透率，即$K_{ro}(S_{wi})$，f；

S_{wD}——标准化的含水饱和度，f。

式中的 m 和 n 为取决于储层岩石孔隙结构和润湿性的两个指数。它们的变化范围，依照一般经验为 2－4。

Wyllie[20]对于油气两相系统，通过驱替过程测得的相对渗透率数据，建立了如下的相关经验公式：

分选性好的非胶结砂层：

$$K_{ro} = (S^*)^3; \qquad K_{rg} = (1 - S^*)^3 \tag{2-49}$$

分选性差的非胶结砂层：

$$K_{ro} = (S^*)^{3.5}; \qquad K_{rg} = (1 - S^*)^2(1 - S^{*1.5}) \tag{2-50}$$

胶结砂岩、鲕状灰岩和孔穴灰岩：

$$K_{ro} = (S^*)^4; \qquad K_{rg} = (1 - S^*)^2(1 - S^{*2}) \tag{2-51}$$

以上式中

$$S^* = \frac{S_o}{1 - S_{wi}}$$

对于水湿岩石的油水两相系统，Wyllie[17]根据驱替过程中测得的相对渗透率数据，提出的相关经验公式为：

分选性好的非胶结砂岩：

$$K_{ro} = (1 - S^*)^3; \qquad K_{rw} = (S^*)^3 \tag{2-52}$$

分选性差的非胶结砂岩：

$$K_{ro} = (1 - S^*)^2(1 - S^{*1.5}); \qquad K_{rw} = (S^*)^{3.5} \tag{2-53}$$

胶结砂岩、鲕状灰岩和孔穴灰岩为：

$$K_{ro} = (1 - S^*)^2(1 - S^{*2}); \qquad K_{rw} = (S^*)^4 \tag{2-54}$$

以上式中

$$S^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Honarpour 和 Koederitz[21]，根据美国、加拿大、利比亚、伊朗、阿根廷和阿拉伯联合共和国等国各油田的大量相对渗透率实验数据，对于不同岩性和不同润湿的岩石，建立了计算油水两相和油气两相相对渗透率的经验公式如下：

$$K_{rw}^{wo} = 0.035388\left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}}\right) - 0.010874\left(\frac{S_w - S_{orw}}{1 - S_{wi} - S_{orw}}\right)^{2.9} + 0.56556(S_w)^{3.6} \cdot (S_w - S_{wi}) \tag{2-55}$$

$$K_{rw}^{wo} = 1.5814\left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}\right)^{1.91} - 0.58617\left(\frac{S_w - S_{orw}}{1 - S_{wi} - S_{orw}}\right)(S_w - S_{wi}) - 1.2484\phi(1 - S_{wi})(S_w - S_{wi}) \tag{2-56}$$

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

$$K_{ro}^{wo}=0.76067\left[\frac{\left(\frac{S_o}{1-S_{wi}}\right)-S_{orw}}{1-S_{orw}}\right]^{1.8}\cdot\left(\frac{S_o-S_{orw}}{1-S_{wi}-S_{orw}}\right)^{2.0}+2.6318\phi(1-S_{orw})\cdot(S_o-S_{orw}) \tag{2-57}$$

$$K_{ro}^{og}=0.98372\left(\frac{S_o}{1-S_{wi}}\right)^4\cdot\left(\frac{S_o-S_{org}}{1-S_{wi}-S_{org}}\right)^2 \tag{2-58}$$

$$K_{rg}^{og}=1.1072\left(\frac{S_g-S_{gc}}{1-S_{wi}}\right)^2K_{rg}(S_{org})+2.7794\left[\frac{S_{org}(S_g-S_{gc})}{(1-S_{wi})}\right]\times K_{rg}(S_{org}) \tag{2-59}$$

$$K_{rw}^{wo}=0.0020525\frac{(S_w-S_{wi})}{\phi^{2.15}}-0.051371(S_w-S_{wi})\left(\frac{1}{K_a}\right)^{0.43} \tag{2-60}$$

$$K_{rw}^{wo}=0.29986\left(\frac{S_w-S_{wi}}{1-S_{wi}}\right)-0.32797\left(\frac{S_w-S_{orw}}{1-S_{wi}-S_{orw}}\right)^2(S_w-S_{wi})+0.413259\left(\frac{S_w-S_{wi}}{1-S_{wi}-S_{orw}}\right)^4 \tag{2-61}$$

$$K_{ro}^{wo}=1.2624\left(\frac{S_o-S_{orw}}{1-S_{orw}}\right)\left(\frac{S_o-S_{orw}}{1-S_{wi}-S_{orw}}\right)^2 \tag{2-62}$$

$$K_{rg}^{og}=0.93752\left(\frac{S_o}{1-S_{wi}}\right)^4\left(\frac{S_o-S_{org}}{1-S_{wi}-S_{org}}\right)^2 \tag{2-63}$$

$$K_{rg}^{og}=1.8655\frac{(S_g-S_{gc})(S_g)}{(1-S_{wi})}K_{rg}(S_{org})+8.0053\times\frac{(S_g-S_{gc})(S_{org})^2}{(1-S_{wi})}-0.02589(S_g-S_{gc})\left(\frac{1-S_{wi}-S_{org}-S_{gc}}{1-S_{wi}}\right)\times\left[1-\frac{(1-S_{wi}-S_{org}-S_{gc})}{(1-S_{wi})}\right]^2\left(\frac{K_a}{\phi}\right)^{0.5} \tag{2-64}$$

式中 K_a——空气的绝对渗透率，mD；

K_{rw}^{wo}——油水两相系统水的相对渗透率，f；

K_{ro}^{wo}——油水两相系统油的相对渗透率，f；

K_{ro}^{og}——油气两相系统油的相对渗透率，f；

K_{rg}^{og}——油气两相系统气的相对渗透率，f；

S_g——气体饱和度，f；

S_{gc}——临界气体饱和度，f；

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

S_{org}——对于气的残余油饱和度，f；

S_o——含油饱和度，f；

S_{orw}——对于水的残余油饱和度，f；

S_w——含水饱和度，f；

S_{wi}——束缚水饱和度，f；

ϕ——有效孔隙度，f。

上述（2－55）式至（2－64）式的使用条件及其建立这些相关经验公式时，所使用的数据点列于表2－4内。

表2－4　经验公式的条件

公　式	流体系统	数据点数	岩　性	润湿性
(2－55)	油和水	361	砂岩和砾岩	水湿
(2－56)	油和水	478	砂岩和砾岩	油湿和中性
(2－57)	油和水	1000	砂岩和砾岩	任意
(2－58)	油和气	822	砂岩和砾岩	任意
(2－59)	油和气	766	砂岩和砾岩	任意
(2－60)	油和水	57	灰岩和白云岩	水湿
(2－61)	油和水	197	灰岩和白云岩	油湿和中性
(2－62)	油和水	593	灰岩和白云岩	任意
(2－63)	油和气	273	灰岩和白云岩	任意
(2－64)	油和气	227	灰岩和白云岩	任意

Wyllie 和 Gardner[22]对于水湿的分选性好的非胶结砂层，提出了如下的三相相对渗透率的相关经验公式为：

$$K_{rg} = \frac{S_g^3}{(1 - S_{wi})^3} \tag{2-65}$$

$$K_{ro} = \frac{S_o^3}{(1 - S_{wi})^3} \tag{2-66}$$

$$K_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}\right)^3 \tag{2-67}$$

对于胶结砂岩、颗状灰岩或孔穴灰岩，Wyllie 和 Gardner[19]提出的三相相对渗透率经验公式为：

$$K_{rg} = \frac{S_g^2[(1 - S_{wi})^2 - (S_w + S_o - S_{wi})^2]}{(1 - S_{wi})^4} \tag{2-68}$$

$$K_{ro} = \frac{S_o^3(2S_w + S_o - 2S_{wi})}{(1 - S_{wi})^4} \tag{2-69}$$

$$K_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}\right)^4 \tag{2-70}$$

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

Stone[23]对于油气水三相，同时在多孔介质（储层）中流动条件的相渗透率变化进行了分析。在假设润湿性最强和最差流体的相对渗透率，都只是其本身饱和度的函数，而中间润湿相流体的相对渗透，既是其本身的饱和度的函数，同时又是其他两相饱和度函数的条件下，利用对一些储层岩石已获得的相对渗透率数据，得到了如下的经验公式：

$$K_{ro} = \frac{S_o^* K_{row} K_{rog}}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \tag{2-71}$$

$$K_{rw} = K_{rwo}, \qquad K_{rg} = K_{rgo} \tag{2-72}$$

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{orm}}{1 - S_{wi} - S_{orm}} \tag{2-73}$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orm}} \tag{2-74}$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wi} - S_{orm}} \tag{2-75}$$

$$S_{orm} = aS_{orw} + (1 - a)S_{org} \tag{2-76}$$

$$a = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{wi} - S_{org}} \tag{2-77}$$

式中 K_{ro}——三相流动条件下油的相对渗透率，f；

K_{rw}——三相流动条件下水的相对渗透率，f；

K_{rg}——三相流动条件下气的相对渗透率，f；

K_{row}——油水两相系统中油的相对渗透率，f；

K_{rwo}——油水两相系统中水的相对渗透率，f；

K_{rog}——油气两相系统中油的相对渗透率，f；

K_{rgo}——油气两相系统中气的相对渗透率，f；

S_o——含油饱和度，f；

S_w——含水饱和度，f；

S_g——含气饱和度，f；

S_{wi}——束缚水饱和度，f；

S_{orw}——油水两相系统中的残余油饱和度，f；

S_{org}——油气两相系统中的残余气饱和度，f；

由于储层的非均质性和获取测试岩心的随机性，因此，对于一个油田来说，需要得到具有代表性的相对渗透率曲线。下面以油水两相为例，利用（2-47）式和（2-48）式，说明平均相对渗透率曲线的方法[24]。首先将（2-47）式和（2-48）式分别取常用对数得：

$$\log K_{rw} = \log a + m \log S_{wD} \tag{2-78}$$

$$\log K_{ro} = \log b + n \log(1 - S_{wD}) \tag{2-79}$$

由（2-78）式和（2-79）式可以看出，对于某一具体岩样测试的油水两相的相对渗透

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

率曲线数据。若将 K_{rw} 与 S_{wD}，以及 K_{ro} 与 $1-S_{wD}$ 的相应数据，按（2－78）和（2－79）式进行线性回归，由直线的截距得 a 和 b 的数，再由直线的斜率得 m 和 n 的数值。对于不同岩样的油水两相的相对渗透率曲线，利用几何平均法，求取平均值，然后再用下面的关系式，计算平均的油水两相的相对渗透率曲线数值：

$$\bar{K}_{rw} = \bar{a}S_{wD}^{\bar{m}} \tag{2-80}$$

$$\bar{K}_{ro} = \bar{b}(1 - S_{wD}^{\bar{n}}) \tag{2-81}$$

$$\bar{S}_w = S_{wD}(1 - \bar{S}_{wi} - \bar{S}_{or}) + \bar{S}_{wi} \tag{2-82}$$

式中 $\bar{K}_{rw}$——水相的平均相对渗透率，f；

$\bar{K}_{ro}$——油相的平均相对渗透率，f；

$\bar{S}_w$——不同岩样标准化平均含水饱和度，f；

S_{wD}——标准化含水饱和度，f；

$\bar{S}_{wi}$——不同岩样的平均束缚水饱和度，f；

$\bar{S}_{or}$——不同岩样的平均残余油饱和度，f；

$\bar{a}$——不同岩样 a 的平均值；

$\bar{b}$——不同岩样 b 的平均值；

$\bar{m}$——不同岩样 m 的平均值；

$\bar{n}$——不同岩样 n 的平均值。

在 $0 \leqslant S_{wD} \leqslant 1.0$ 的范围内，给定不同的 S_{wD} 值（比如 0，0.1，0.2，0.3，……0.8，0.9，1.0），由（2－80）式、（2－81）式和（2－82）式，可以分别求得相应关系式的 $\bar{K}_{rw}$、$\bar{K}_{ro}$ 和 $\bar{S}_w$ 数值。将这些相应的关系数值绘于直角坐标纸上，即得到水两相的平均相对渗透率曲线图。在图 2－18 和图 2－19 上，分别绘出了三条油水相对渗透率曲线，以及它们的平均曲线图。

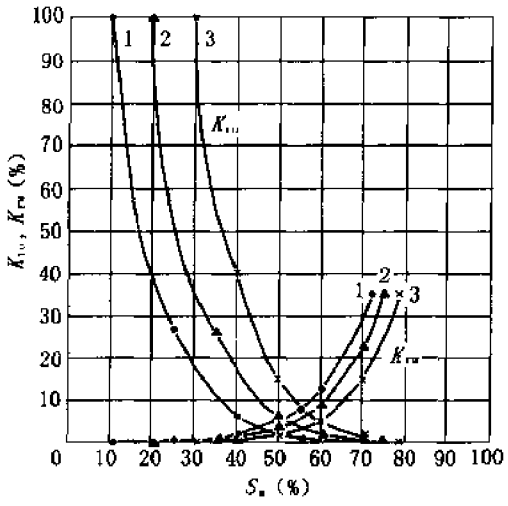


图 2－18 三个不同岩样的油水两相的相对渗透率曲线

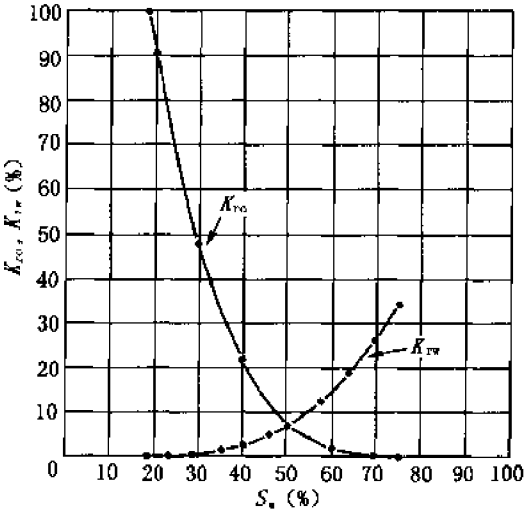


图 2－19 三个岩样的平均油水相对渗透率曲线

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

第3节　含油饱和度

含油饱和度在油藏评价中占有重要的地位，它是储量计算的重要参数。众所周知，在油藏的形成过程中包含着油气的运移。油气从生油原岩中进入储层，并经过富集而形成油藏，其中包括了一个油驱水（非润湿相驱替润湿相）的过程。理论分析和实际工作都证明，在油藏形成的过程中，并不是全部地层水都被驱替出去，而总会有一部分原来存在于地层孔隙中的水被驱替出去，而有一部分水与油气一起留在地层中。这种水称为共存水，当这种水量低到一定程度不能在正常生产中流动时，称为束缚水。因此，对油藏来说，在原始条件下，储层中的流体为油水两相组成。其油为被天然气溶解的原油，其水为具有溶解气和矿化度的地层水。两相流体各自占有储层孔隙体积的程度，则称为饱和度，如原始含油饱和度和地层束缚水饱和度，并以小数或百分数表示。因此，原始含油饱和度可定义为，在原始地层条件下，单位孔隙体积中原油体积占据的份量，并表示为：

$$S_{oi} = \frac{V_{oi}}{V_p} \tag{2-83}$$

式中　S_{oi}——原始含油饱和度，f；

V_{oi}——原始含油体积，m^3；

V_p——原始孔隙体积，m^3。

确定地层原始含油饱和度，主要有以下三种常用的方法。这三种方法，都是在确定地层束缚水饱和度之后，再确定地层原始含油饱和度。两者之和等于1.0或100%。

一、油基泥浆密闭取心分析法

通过高压密闭油基泥浆钻井，将油层的岩心取出，可以避免泥浆对岩心中流体的冲洗和侵害，能保持地层岩心中流体的原始状态。在实验室内对岩心进行专门仪器的蒸馏与冷却，测定冷结后束缚水的体积量，再由下式确定地层束缚水的饱和度：

$$S_{wi} = \frac{V_w}{V_p} \tag{2-84}$$

$$S_{oi} = 1 - S_{wi} \tag{2-85}$$

式中　S_{wi}——地层束缚水饱和度，或称为地层原始含水饱和度，f；

V_w——岩心经蒸馏、冷却后测得的冷结水量，m^3。

应当指出，该法确定的地层含水饱和度较准确可靠，但所取岩样存在着随机性和代表性问题。同时，还应注意对取至地面饱和油水两相流体的岩心，严加密封与保护其原始状态，并应尽早进行实验室的测试工作。一般说来，采用大岩心的整体测试较为有利。

二、测井资料解释法

利用测井资料的解释成果，先确定地层原始含水饱和度，然后再由（2－85）式确定地层原始含油饱和度。确定地层原始含水饱和度，著名的阿尔奇（Archie）公式表示为[25]：

$$S_{wi} = \left(\frac{aR_w}{R_t\phi^m}\right)^{1/n} \tag{2-86}$$

式中　R_w——地层水的电阻率，Ω·m；

R_t——地层的真电阻率（使用深电阻率测井），Ω·m；

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

a——取决于岩石物理性质的常数，变化范围为 0.62～1.0。对于软地层 $a=0.62$；对于硬地层 $a=1$；对于低孔隙碳酸盐岩和裂缝性地层 $a=1.0$；对于未特别指定地层 $a=1$；

m——胶结指数，变化范围为 1.4～2.8，一般使用 2.0，对于软地层 $m=2.15$，对于硬地层 $m=2.2$；对于低孔隙碳酸盐岩地层 $m=1.87+0.19\phi$；对于裂缝性地层 $m=1.4$；对于未特别指定地层 $m=2$；

n——饱和指数，变化范围为 1.4～10，一般使用 2.0，通常采用与 m 的数值相同；

ϕ——有效孔隙度，f。

三、最小孔喉半径法

非均质的储层可视为由不同孔喉半径（毛管半径）的毛细管组成。同时，也常用压汞的毛管压力曲线资料，研究储层的孔隙结构特征。对于处理干净的岩心，由压汞仪往岩心内压入汞的压力，称为毛管压力，并由它可以计算不同毛管压力下的孔喉半径大小；由累积压入岩心汞的体积，可以计算相应于毛管压力的汞饱和度，即相当于润湿相水的饱和度。最高的毛管压力，对应于最少的孔喉半径和最低的含水饱和度，因此，由最小的孔喉半径可以确定地层束缚水饱和度。在地层条件下，油水两相的最小孔喉半径（推导见本章第 5 节）表示为：

$$\gamma_{c(\min)}=\frac{2\sigma^{R}_{ow}\cos\theta^{R}_{ow}}{(\rho_w-\rho_o)Hg} \tag{2-87}$$

式中 $\gamma_{c(\min)}$——最小孔喉半径，m；

σ^{R}_{ow}——地层条件下油水两相的界面张力，N/m；

θ^{R}_{ow}——地层条件下油水两相的润湿接触角，(°)；

ρ_w——地层水的密度，kg/m^3；

ρ_o——地层油的密度，kg/m^3；

H——含油高度，m；

g——重力加速度，9.806m/s^2。

将（2-87）式由上述的 SI 制基本单位，改为 SI 制实用单位表示后为：

$$\gamma_{c(\min)}=\frac{2\times10^{-3}\sigma^{R}_{ow}\cos\theta^{R}_{ow}}{(\rho_w-\rho_o)H} \tag{2-88}$$

式中各参数的单位：$\gamma_{c(\min)}$为 μm；σ^{R}_{ow}为 mN/m；ρ_w 和 ρ_o 为 g/cm^3；H 为 m。

在由（2-88）式求得 $\gamma_{c(\min)}$的数值后，由下式计算与其相应的油水两相最高毛管压力：

$$p^{ow}_{c(\max)}=\frac{2\times10^{-3}\sigma^{R}_{ow}\cos\theta^{R}_{ow}}{\gamma_{c(\min)}} \tag{2-89}$$

式中 $p^{ow}_{c(\max)}$——油水两相的最高毛管压力，MPa。

利用压汞的毛管压力曲线资料，由下式可将油水两相的最高毛管压力换算成汞与空气两相的最高毛管压力：

$$p^{Hg}_{c(\max)}=\frac{\sigma^{L}_{Hg}\cos\theta^{L}_{Hg}}{\sigma^{R}_{ow}\cos\theta^{R}_{ow}}p^{ow}_{c(\max)} \tag{2-90}$$

式中 $p^{Hg}_{c(\max)}$——汞与空气两相的最高毛管压力，MPa；

σ^{L}_{Hg}——实验室条件下汞与空气的界面张力，480mN/m；

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

θ_{Hg}^{L}——实验室条件下汞与空气的润湿接触角，140°。

在利用（2－90）式求得 $p_{c(max)}^{汞}$的数值之后，可由 J（S_w）函数平均的压汞毛管压力曲线，确定相应的含水饱和度。此饱和度可视为地层束缚水饱和度 S_{wi}，并由（2－85）式确定地层原始含油饱和度 S_{oi}。

第4节 润 湿 性

润湿性定义为，当两种非混相流体同时呈现于固相介质表面时，某一流体相优先润湿固体表面的能力。它是两种流体和固体之间的表面能作用结果。在图2－20上表示了在水、油和固体界面上力的平衡关系。润湿性的一个重要量度，就是接触角。接触角与界面张力的关系为[2]：

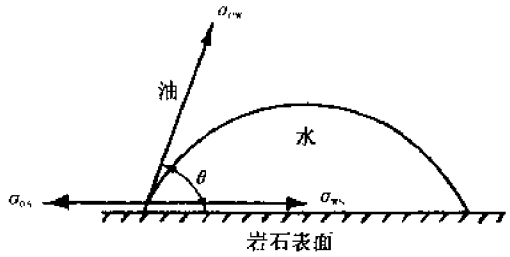


图2－20 油、水和固体界面上力的平衡关系

$$A_T = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow}\cos\theta \quad (2-91)$$

式中 A_T——附着张力，mN/m；

σ_{os}——油和固体的界面张力，mN/m；

σ_{ws}——水和固体的界面张力，mN/m；

σ_{ow}——油和水的界面张力，mN/m；

θ——接触角，(°)。

岩石表面的润湿性，不是亲水就是亲油，或者是既不亲水又不亲油的中性。这取决于流体和岩石的化学成分和油藏饱和的历史。接触角 θ 在0°～180°之间，以油水两相系统为例，$\theta<90°$为亲水；$\theta>90°$为亲油；$\theta=90°$为中间状态即中性，见图2－21所示。

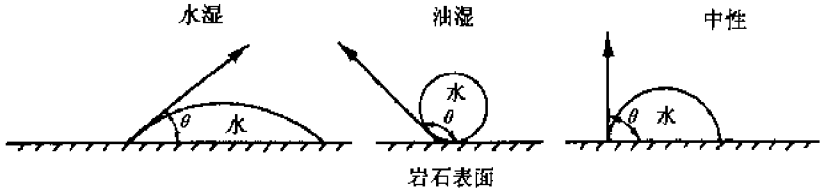


图2－21 岩石润湿性质与接触角

对于不同流体系统，在实验室和地层条件下，典型的接触角和界面张力列于表2－5。

表2－5 界面张力及润湿角的数据[3]

系 统	θ (°)	$\cos\theta$	σ (mN/m)	$\sigma\cos\theta$
实验室条件：				
空气—水	0	1.0	72	72
油—水	30	0.866	48	42
空气—水银	140	0.766	480	367
空气—油	0	1.0	24	24
地层条件：				
水—油	30	0.866	30	26
水—气	0	1.0	50	50

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

润湿性是储层岩石的一个重要物理性质，它既会影响到毛管压力的状态，又会影响到地层流体的驱替效率。基于油、气二次运移和油、气藏形成理论的考虑，一般认为多数油、气藏都是亲水的。但是，由于在岩石表面活性组分的吸附或有机物质的沉淀作用（特别是很多附着在岩石颗粒表面的粘土矿物的影响更为重要），以及人为处理对岩石表面的影响，也会改变岩石的润湿性。

多孔岩石润湿性的测量，通常是比较困难的。利用接触角来量度岩石表面的润湿性，是一个比较简单而可靠的方法。但是，对于多孔介质来说，往往由于孔隙存在而使表面不平，从而使量得的接触角失去代表性。因此，在实际工作中，常常使用磨光的二氧化硅单晶表面来代表砂岩，或用碳酸钙单晶来代表碳酸盐岩。这当然只是一种近似的方法。现在常用的方法是用自发吸入法，当吸水量大于吸油量时为偏亲水，反之则为偏亲油，如两者相等时为中间状态。但这样测得的结果更接近于定性的评价，如何更好的评价储层的润湿性，还有待于进一步的研究。

第5节　毛管压力

毛管压力是在多孔介质的微细毛管中，跨越两种非混相流体弯曲界面的压力差。在图2-22上表示了一个毛管放入盛有非混相的油水两相的烧杯内。其中的水对毛管来说是润湿相，而油则为非润湿相。由于水和毛管壁之间存在着附着力（即吸引力）的作用，将水向上拖引起一定的高度 h，最后上升的总力与水柱的重力达到平衡。由于烧杯的直径较大，A'处的界面是一个毛管压力等于0的水平面，因此，在毛管内相当 A 处的压力与毛管外 A' 的压力相等，即 $p_{oa}=p_{wa}$。考虑到油水密度的不同，p_{oa}和p_{wa}可分别表示为：

$$p_{oa}=p_{ob}+\rho_o gh \qquad (2-92)$$

$$p_{wa}=p_{wb}+\rho_w gh \qquad (2-93)$$

式中　p_{oa}——在油中 A' 处的压力，Pa；

p_{ob}——在油中 B' 处的压力，Pa；

p_{wa}——在水中 A 点的压力，Pa；

p_{wb}——在水中 B 点的压力，Pa；

ρ_o——油的密度，kg/m^3；

ρ_w——水的密度，kg/m^3；

g——重力加速度，m/s^2；

h——在烧杯内油水界面以上毛管内的水柱高度，m。

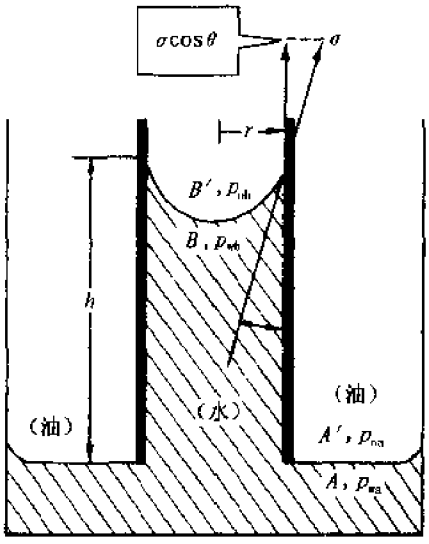


图2-22　毛管与毛管压力的关系[3]

由（2-93）式减（2-92）式得，跨越油水弯曲界面的压力差，即毛管压力为：

$$p_c=p_{ob}-p_{wb}=(\rho_w-\rho_o)gh \qquad (2-94)$$

由(2-94)式可知，毛管压力 p_c 就是非润湿相压力与润湿相压力之差。在毛细管内，润湿相水与毛管壁的总附着力，即拖引水柱向上的总力，由(2-90)式可写为：

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

$$F_T = 2\pi r A_T = 2\pi r \sigma_{wo}\cos\theta_{wo} \tag{2-95}$$

式中 F_T——总的向上力，N；

A_T——附着张力，N/m；

r——毛管半径，m；

σ_{wo}——油水两相的界面张力，N/m；

θ_{wo}——接触角，(°)。

将（2－95）式除以毛细管的截面积，即得毛管压力为：

$$p_c = \frac{F_T}{\pi r^2} = \frac{2\sigma_{wo}\cos\theta_{wo}}{r} \tag{2-96}$$

由（2－94）式和（2－96）式可以看出，影响毛管压力的因素有：两种非混相流体的界面张力、岩石的润湿性和岩石孔隙结构特性（K 和 ϕ），以及两种流体的密度差，见图 2－23 至图 2－26 所示。

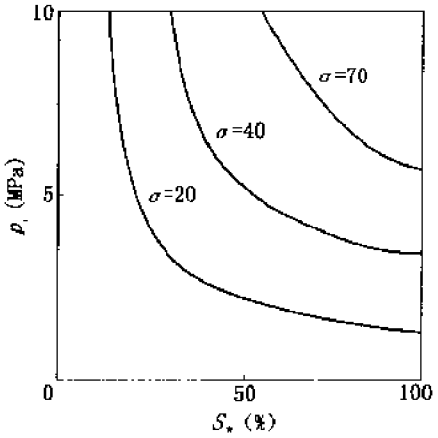


图 2－23　界面张力对毛管压力曲线的影响

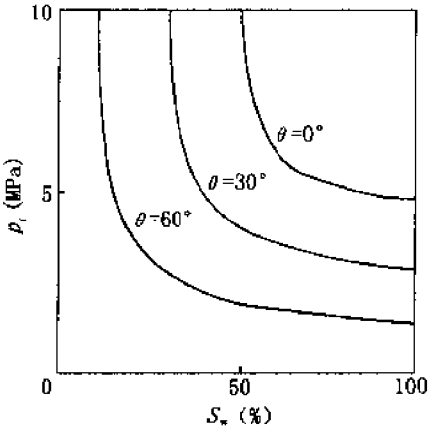


图 2－24　接触角对毛管压力曲线的影响

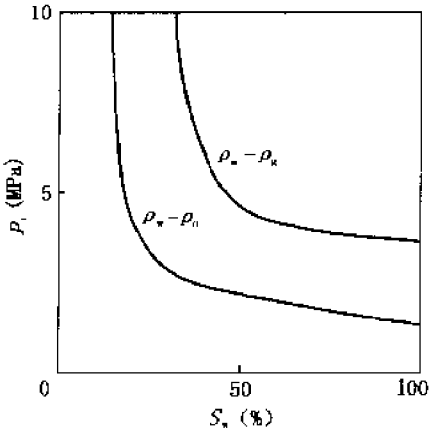


图 2－25　流体密度差对毛管压力曲线的影响

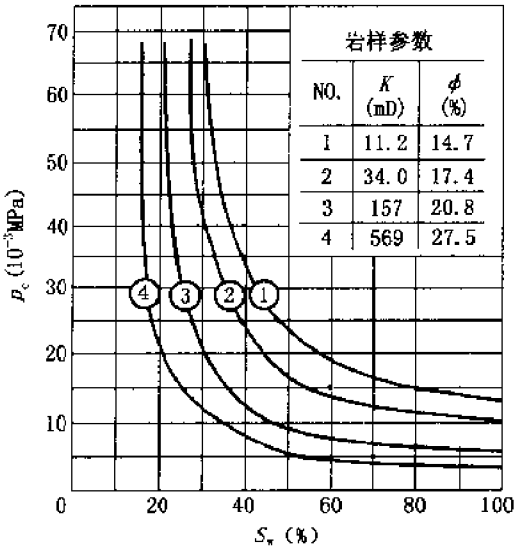


图 2－26　孔隙度和渗透率对毛管压力曲线的影响

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

由（2－94）式与（2－96）式相等，得到计算自由水面以上高度的公式为：

$$h = \frac{2\sigma_{wo}\cos\theta_{wo}}{r(\rho_w - \rho_o)g} = \frac{p_c}{(\rho_w - \rho_o)g} \tag{2-97}$$

利用SI制实用单位表示的毛管压力和自由水面以上高度的公式，由（2－96）式和（2－97）式可分别写为：

$$p_c = \frac{2 \times 10^{-3}\sigma\cos\theta}{r} \tag{2-98}$$

$$h = \frac{100 p_c}{\rho_w - \rho_o} \tag{2-99}$$

式中 p_c——毛管压力，MPa；

σ——界面张力，mN/m；

θ——润湿接触角，(°)；

r——毛管半径，μm；

h——自由水面以上高度，m；

ρ_w——地层水密度，g/cm^3；

ρ_o——地层油密度，g/cm^3。

储层岩石是由大小尺寸不同、形状各异的毛管孔道所组成。储层的毛管压力曲线，可以利用孔隙隔膜法（Porous diaphragm method）、压汞法（Mercury injection method）、离心机法（Centrifuge method）和动力学法（Dynamic method）进行测定。由（2－98）式可以分别写出，在实验室条件下的压汞毛管压力和在地层条件下，油水两相的毛管压力为：

$$(p_c^{Hg})_L = \frac{2 \times 10^{-3}\sigma_{Hg}\cos\theta_{Hg}}{\gamma} \tag{2-100}$$

$$(p_c^{ow})_R = \frac{2 \times 10^{-3}\sigma_{ow}\cos\theta_{ow}}{\gamma} \tag{2-101}$$

假定在实验室条件下和地层条件下的毛管半径相等，则由（2－100）式和（2－101）式得，将实验室测试的压汞毛管压力曲线，换算成地层条件下油水两相毛管压力曲线的关系式为：

$$(p_c^{ow})_R = \frac{(\sigma_{ow}\cos\theta_{ow})_R}{(\sigma_{Hg}\cos\theta_{Hg})_L}(p_c^{Hg})_L \tag{2-102}$$

式中 $(p_c^{Hg})_L$——在实验室条件下压汞的毛管压力，MPa；

$(p_c^{ow})_R$——在地层条件下油水两相的毛管压力，MPa；

σ_{ow}——在地层条件下油水两相的界面张力，mN/m；

σ_{Hg}——在实验室条件下汞与空气的界面张力，mN/m；

θ_{ow}——在地层条件下油水两相的润湿接触角，(°)；

θ_{Hg}——在实验室条件下汞与空气的润湿接触角，(°)；

R与L下脚分别表示地层与实验室条件。

在图2－27上表示了油水两相的毛管压力曲线，若将油水相对渗透率与毛管压力曲线相对照，可将毛管压力随含水饱和度的分布，划分为以下三个段。

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

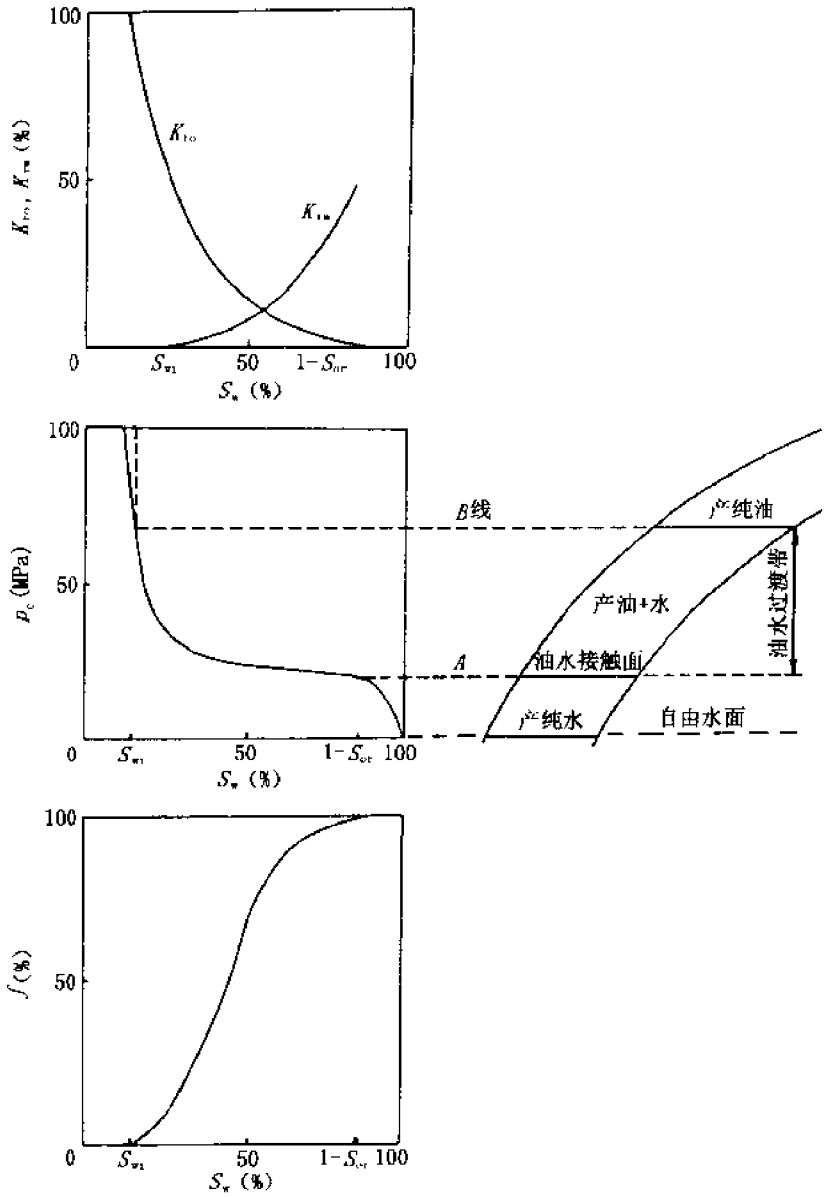


图 2－27　毛管压力和相对渗透率对油藏生产的影响

（1）纯水段：由初始驱替压力（p_d）划一条水平线 A，此线称为自由水面。低于自由水面的含水饱和度为 100%，钻入该段的井产纯水。

（2）油水过渡段：在对应于相对渗透率曲线的束缚水饱和度的位置，在毛管压力曲线上画一条水平线 B，此为油水过渡段的顶面。该段的毛管压力随含水饱和度的变化较小，钻入该段的井产油和水。

（3）纯油段：在 B 水平面以上，毛管压力随含水饱和度的变化比较急剧，近于呈垂直的渐近线关系。由该段确定的含水饱和度，通常称为束缚水饱和度，钻入该段的井产纯油。

根据油藏边部探井所取岩心，所分析的毛管压力曲线，应用上述的分析方法，可以为划分油水接触面分布的位置及形状，提供有益的参考信息。

由（2－98）式得计算毛管半径（又称孔喉半径）的公式为：

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

$$r = \frac{2 \times 10^{-3}\sigma\cos\theta}{p_c} \tag{2-103}$$

对于利用压汞法测定的毛管压力曲线，由于水银与空气的界面张力 $\sigma = 480\text{mN/m}$，接触角 $\theta = 140°$，$\cos 140° = 0.766$，因此，计算毛管半径与毛管压力的关系式为：

$$r = \frac{0.7354}{p_c^{Hg}} \tag{2-104}$$

利用压汞测试毛管压力曲线取得的数据，由（2-104）式求得的毛管半径，再与由压入汞体积计算的孔隙体积，可以构成研究孔隙结构的毛管半径分布直方图，见图 2-28 所示。

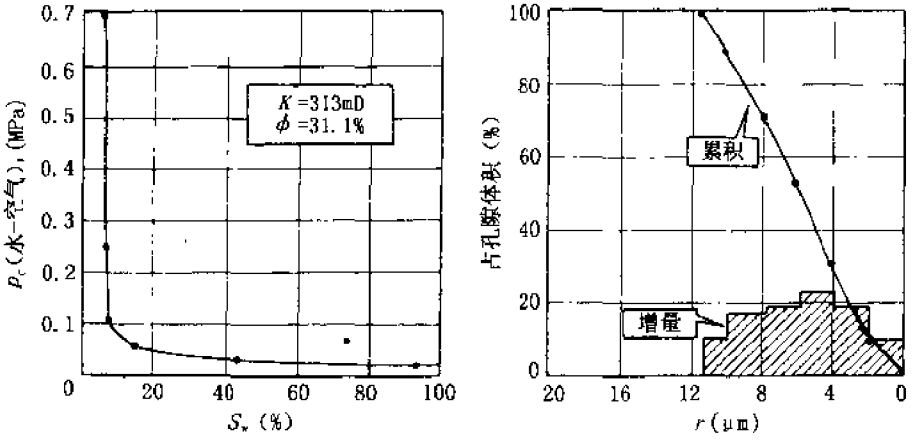


图 2-28　毛管压力曲线及毛管半径分布的直方图[4]

实验室研究的结果表明，不同储层的毛管压力曲线是不相同的。也就是说，找不到一条能够代表所有储层特性的毛管压力曲线，即使对于同一油层或气层，也会由于储层孔隙结构的差异，不同部位所取岩心测试的毛管压力曲线也是不会相同的，见图 2-26 所示。因此，对于一个具体的储层来说，为了得到一条既有代表性，又能同其他储层毛管压力曲线进行对比，为此，Leverett 提出了一个无量纲处理的 J 函数方法。现将由 SI 制基本单位表示毛管压力的（2-96）式，改为任意两相的无量纲 J 函数的形式为：

$$J(S_w) = \frac{p_c r}{2\sigma\cos\theta} \tag{2-105}$$

式中　$J(S_w)$——Leverett 的 J 函数；

p_c——毛管压力，Pa；

r——毛管半径，m；

σ——界面张力，N/m；

θ——润湿接触角，(°)。

将宏观测试的截面积为 A 和长度为 L 的岩样，从微观角度可假想地视为，由 n 根直径相同、平行排列的毛管组成。在一维稳定流动条件下，n 根毛管的流量，可由 SI 制单位表示的单根毛管流量的泊肃（Poiseuille）方程表示为：

$$Q = \frac{n\pi r^4 \Delta p}{8\mu L} \tag{2-106}$$

式中　Q——n 根毛管的流量，m^3/s；

r——毛管半径，m；

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

Δp——上下游的流动压差，Pa；

μ——流体粘度，Pa·s；

L——毛管长度，m。

对于渗流面积为 A 和长度为 L 的岩样，在与（2－106）式相同流动压差和流体粘度条件下，由 SI 制基本单位表示的达西定律为：

$$Q = \frac{AK\Delta p}{\mu L} \tag{2-107}$$

式中 A 的单位为 m^2；K 的单位为 m^2；其他参数的单位同上式所注。

由（2－106）式和（2－107）式中的 Q、Δp、μ 和 L 相等得：

$$A = \frac{n\pi r^4}{8K} \tag{2-108}$$

由 n 根毛管的面积 $n\pi r^2$，除以岩样的渗流截面积 A，可以得到面孔隙率，并近似表示为岩样的孔隙度为：

$$\phi = \frac{n\pi r^2}{A} \tag{2-109}$$

将（2－108）式代入（2－109）式得毛管半径与渗透率、孔隙度的关系式为：

$$r = \sqrt{\frac{8K}{\phi}} \tag{2-110}$$

再将（2－110）式代入（2－105）式得 Leverett 的 J 函数表达式为：

$$J(S_w) = \frac{p_c}{2\sigma\cos\theta}\sqrt{\frac{8K}{\phi}} \simeq \frac{p_c}{\sigma\cos\theta}\sqrt{\frac{K}{\phi}} \tag{2-111}$$

将（2－111）式改为 SI 制实用单位表示时为：

$$J(S_w) = \frac{31.62p_c}{\sigma\cos\theta}\sqrt{\frac{K}{\phi}} \tag{2-112}$$

式中 $J(S_w)$——毛管压力曲线的 J 函数，无量纲量；

p_c——毛管压力，MPa；

σ——界面张力，mN/m；

θ——润湿接触角，°；

K——宏观测试的岩心渗透率，ml；

ϕ——宏观测试的岩心孔隙度，f；

S_w——含水饱和度，f。

对于由压汞法测试的毛管压力曲线，已知水和空气的界面张力 $\delta = 480$mN/m，汞的润湿角 $\theta = 140°$，那么 $480\cos 140° = 367.7$，并考虑 $S_w = 1 - S_{Hg}$，由（2－112）式得：

$$J(S_w) = 0.086p_c^{Hg}\sqrt{\frac{K}{\phi}} \tag{2-113}$$

式中 p_c^{Hg}——压汞的毛管压力，MPa。

利用（2－113）式，可以对某一具有渗透率 K、孔隙度 ϕ 岩样的压汞毛管压力曲线进行无量纲化处理，并得到该岩样在不同 S_w 下的 $J(S_w)$ 值。然而，对于一个油田来说，可能具有若干个不同 K 和 ϕ 值岩样的压汞毛管压力曲线，因此，就存在一个如何求得全油田的平均 J 函数曲线的问题。为此，在已求得不同岩样的 $J(S_w)$ 的条件下，需要利用下面的无量

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

纲关系，对含水饱和度进行处理[26]：

$$S_{wD} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \tag{2-114}$$

此时，(2－113) 式可写为：

$$J(S_{wD}) = 0.086 p_c^{Hg}(S_{wD})\sqrt{\frac{K}{\phi}} \tag{2-115}$$

将不同岩样的$J(S_{wD})$和S_{wD}的数值绘于同一张图上，可以得到该油田的平均 J 函数曲线，见图 2－29 所示。由此也可以说，J 函数是一个平均毛管压力曲线的有效方法。由于不同油、气层的 J 函数曲线有着明显的差异，见图 2－30 所示，因此可以通过 J 函数曲线的对比，对不同储层的初始驱替压力、孔隙结构平均分布特征和地层束缚水的大小，作出相对的比较。

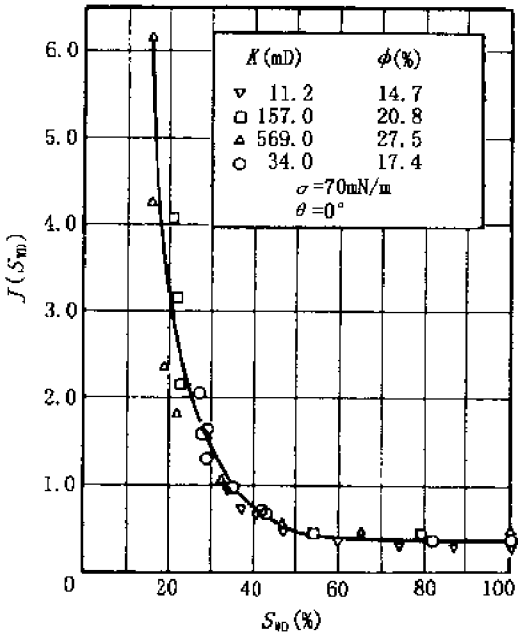


图 2－29　不同渗透率和孔隙度岩心的 J 函数曲线[27]

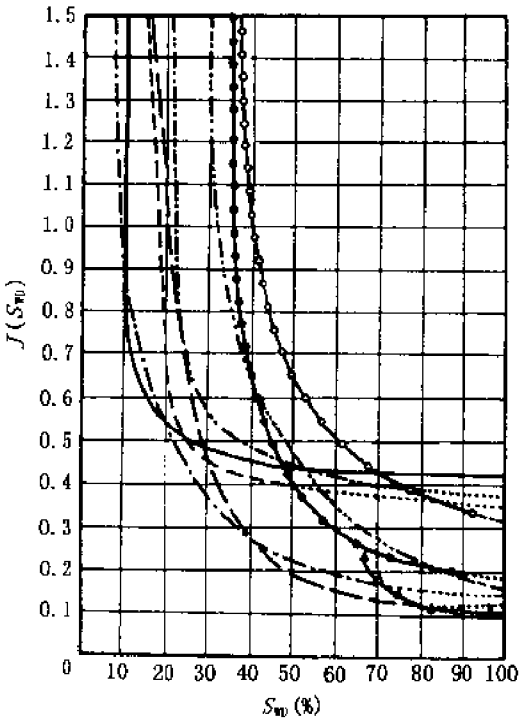


图 2－30　不同储层 J 函数曲线的对比[2]

根据实际资料的研究表明，不同岩样毛管压力曲线的$J(S_{wD})$与 S_{wD}之间存在如下的指数关系[26]：

$$J(S_{wD}) = AS_{wD}^{B} \tag{2-116}$$

对 (2－116) 式等号两端取常用对数后得：

$$\log J(S_{wD}) = a + b\log S_{wD} \tag{2-117}$$

式中

$$a = \log A, \qquad A = 10^a \tag{2-118}$$

$$b = B \tag{2-119}$$

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

由（2－117）式可以看出，将$J(S_{wD})$与S_{wD}的相应数据，绘于双对数坐标纸上呈直线关系，经线性回归求得a和b的数值之后，再由（2－118）式和（2－119）式可以求得A和B的数值。而后，由（2－115）式和（2－116）式相等，可以得到计算平均毛管压力的如下公式[26]：

$$p_c^{Hg}(S_{wD}) = 11.63AS_{wD}^{B}\sqrt{\frac{\bar{\phi}}{K}} \tag{2-120}$$

式中 $p_c^{Hg}(S_{wD})$——压汞毛管压力曲线的平均毛管压力，MPa；

$\bar{\phi}$——几何平均有效孔隙度，f；

$\bar{K}$——几何平均空气渗透率，mD。

为了得到平均毛管压力与含水饱和度的关系曲线，将（2－114）式代入（2－120）式得：

$$\bar{p}_c^{Hg}(S_w) = 11.63A\left(\frac{S_w - \bar{S}_{wi}}{1-\bar{S}_{wi}}\right)\sqrt{\frac{\bar{\phi}}{K}} \tag{2-121}$$

式中的$\bar{S}_{wi}$为不同测试毛管压力曲线岩样的几何平均束缚水饱和度，单位与S_w相同为小数。给定不同的S_w值（$1-\bar{S}_{wi}\geqslant S_w\geqslant\bar{S}_{wi}$），由（2－121）式即可求得相应的$\bar{p}_c^{Hg}(S_w)$值。将两者的相应数值绘于直角坐标纸上，便可得到具有代表性的毛管压力曲线。

第6节　岩石有效压缩系数

岩石的有效压缩系数，又称为岩石的有效孔隙体积压缩系数。它定义为，每变化1MPa压力单位孔隙体积的变化率，表示为：

$$C_f = \frac{dV_p}{V_p dp} \tag{2-122}$$

式中 C_f——岩石有效压缩系数，MPa^{-1}；

V_p——岩石孔隙体积，m^3；

p——压力，MPa。

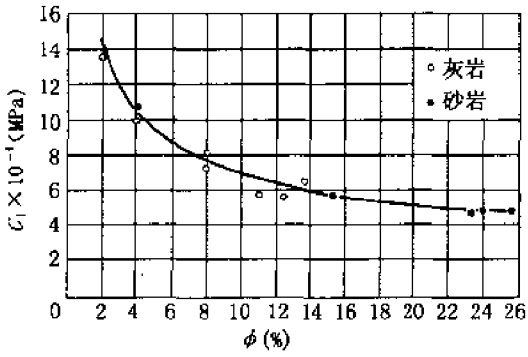


图2－31　确定C_f的Hall图版

已知，$V_p = V\phi$，故（2－122）式又可写为：

$$C_f = \frac{dV_p}{\phi V dp} \tag{2-123}$$

若设，$C_r = \phi C_f$，则由（2－123）式得下式：

$$C_r = \frac{dV_p}{V dp} \tag{2-124}$$

式中的C_r称为岩石压缩系数，MPa^{-1}。注意C_r与C_f的关系和区别。

岩石有效压缩系数C_f是油、气藏工程的物质平衡计算和试井解释工作中的一个重要参数。该参数需要利用精密的岩石压缩系数仪进行精心的测定。由于仪器设备的限制和测试上的困难，并不是所有的油田都能取得这项资料。在这种情况下，目前通常应用Hall的图版[28]，由已知的有效孔隙度确定C_f的数值（见图2－31）。

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

为便于应用起见，利用表2－6内所列Hall图版的有关数据[29]，由线性回归分析法得到如下的相关经验公式：

$$C_f = \frac{2.587 \times 10^{-4}}{\phi^{0.4358}} \tag{2-125}$$

式中 C_f——岩石有效压缩系数，MPa^{-1}；

ϕ——有效孔隙度，f。

表2－6 Hall图版的数据

ϕ	C_f (MPa^{-1})	ϕ (f)	C_f (MPa^{-1})
0.02	14.5×10^{-4}	0.1	6.96×10^{-4}
0.03	11.89×10^{-4}	0.12	6.38×10^{-4}
0.04	10.44×10^{-4}	0.16	5.80×10^{-4}
0.05	9.57×10^{-4}	0.20	5.22×10^{-4}
0.06	8.84×10^{-4}	0.24	4.93×10^{-4}
0.08	7.69×10^{-4}		

储层的岩石有效压缩系数，还可用如下的相关经验公式确定[12]：

$$C_f = \frac{19.423 \times 10^{-4}}{\phi^{0.438}} \tag{2-126}$$

式中 ϕ——有效孔隙度，%。

对于异常高压油、气藏，岩石有效压缩系数，由下面的相关经验公式确定[30]：

$$C_f = (8.820 \times 10^{-3}D - 2.510) \times 10^{-4} \tag{2-127}$$

式中的 D 的异常高压油、气藏的埋藏深度，以m表示。

参 考 文 献

1. Clark N J. Elements of Petroleum Reservoirs, 1960
2. Amyx J W. Bass D M Jr and Whiting R L. Petroleum Reservoir Engineering. Physical Properties, 1960
3. CORELAB. A Course in The Fundamentals of Core Analysis. 1973
4. 陈元千．姚爱华．岩石压实与弹性膨胀对孔隙度和饱和度的影响．石油勘探与开发，1993（1）20，90－99
5. Serra O. Fundamentals of Well Log Interpretation. Development in Petroleum Science. 15B, 1986
6. CORELAB. A Course in Special Core Analysis. 1982
7. Teeuw D. Prediction of Formation Compaction from Laboratory Compressibility Data. SPEJ (Sept. 1971) P.263－271
8. Newendrop P D. Decision Analysis for Petroleum Exploration. 1975
9. Klinkenberg L L. The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases. API Drilling and Production Practice. (1941) P.200－213
10. F F 克雷格．油田注水开发工程方法．北京：石油工业出版社，1977
11. Gene Anderson. Coring and Core Analysis Handbook, 1975

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

12. Koedederitz L F.Harvey A H and Honarpour M. Introduction to Petroleum Reservoir Analysis.Gulf Publishing Company (Huston. London. Paris. Zurich. Tokyo) 1989
13. Scientific Software Corporation. Improved Oil Recovery by WaterFlooding and Gas Injection. 1981
14.Corey A T.Producers Monthly (NOV, 1954) P.38
15. Wahl W L.Mullins L D and Elfrink E B. Estimation of Ultimate Recovery from Solution Gas Drive Reservoirs. Trans.AIME (1958) 213, P132
16. Pirson S J.Boatman E M and Nettle R L.Prediction of Relative permeability Characteristics of Intergranular Reservoir Rocks from Electrical Resistivity Measurements. JPT (May, 1964) P.564-570
17.Jones P J.Petroleum production. VOL.1, 1946
18. 陈元千．面积注水的计算方法．石油学报，1984 (1) 5, 67-79
19.Willhite G P.Waterflooding. SPE Textbook Series VOL.3, 1986
20. Wyllie M R J. Relative Permeability. Chapter 25 of Petroleum produetion Handbook. VOL.II, 1962
21. Honarpour M.Koederitz L F and Harvey A H. Empirical Equations for Estimating Two-phase Relative Permeability in Consolidated Rock, JPT (Decem.1982) P, 2905-2908
22. Wyllie M R J and Gardner G H F.World Oil. VOL.146 (March. 1958) P.12 l, (April, 1958) P.210
23. Stone H L. Probability Model for Estimating Three Phase Relative Permeability. JPT (Feh.1970) P.214-218
24. 陈元千．关于平均相对渗透率曲线标准化方法的改进．并与张凤久先生讨论．石油工业标准与计量，1991 (5) 7, 17-22
25. Hollo R.Holmes M and Pais V.HP - 41CV Reservoir Economics and Engineering Manual.Gulf publishing Company (Houston. London. Paris. Tokyo) 1983
26. 陈元千．相对渗透率曲线和毛管压力曲线的标准化方法．石油实验地质．1990 年第 12 卷第 1 期第 64 - 69 页
27.H.C. 斯利德．实用油藏工程学方法．北京：石油工业出版社. 1982
28.Hall H N.Compressibility of Reservoir Rocks. Trans.AIME (1953) 198, P.309
29.Scientific Software Corporation. Reservoir Engineering Manual, 1975
30. 陈元千．异常高压气藏物质平衡方程式的推导反应．石油学报，1983 年第 4 卷第 1 期第 45-53 页

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

第三章　油气藏评价

在第一和第二章中，已对油气藏的流体物性和储层物性及其各项参数的确定方法进行了论述和分析。本章的内容将涉及到油气藏的压力系统、温度系统和驱动类型，以及油气藏的储量分类分级和储量的计算方法等内容。

第1节　油气藏的压力系统

油气藏的压力系统，是油气藏评价中的重要内容。对于每口探井和评价井，必须不失时机地准确确定该井的原始地层压力，绘制压力与埋深的关系图，以便用于判断油气藏的原始产状和分布类型，并用于确定储量参数和储量计算。

对于一个具有天然气顶和边水的油藏，在原始地层条件下，储层中的流体，将按其密度的大小，形成纵向的流体分布剖面图。在图3－1上绘出了一个具有边水油藏的剖面图，并在其含油水剖面上打探井5口。其中的3口探井打在含油部分；1口探井打在油水界面上；另一口探井打在含水部分。由这7口探井所测原始地层压力与中部深度绘成的压力梯度图，见图3－1右侧部分。由压力梯度可以看出，含油部分与含水部分的压力点，分别形成斜率不同的两条直线。而两条直线的交点处深度，即为地层油水界面的位置。

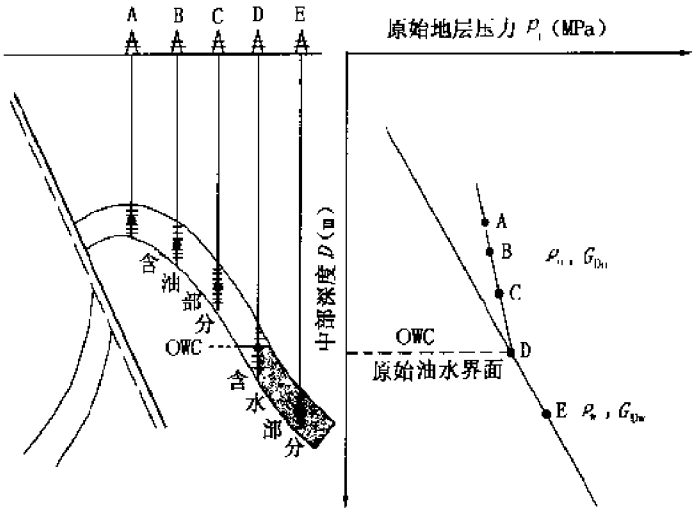


图3－1　油藏的剖面与压力梯度图

对于任何具有气顶和边底水的油藏，或具有边底水的气藏，不同部位探井的原始地层压力与埋深的关系，可表示如下：

$$p_i = a + G_D D \tag{3-1}$$

式中　p_i——原始地层压力，MPa；

a——关闭后的井口静压，MPa；

G_D——井筒内静止流体梯度，MPa/m；

D——埋深，m。

井筒内的流体静止梯度，由下式表示[1]：

$$G_D = \mathrm{d}p_i/\mathrm{d}D = 0.01\rho \tag{3-2}$$

式中　ρ——井筒内的静止流体密度，g/cm³；

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

G_D——压力梯度，MPa/m。

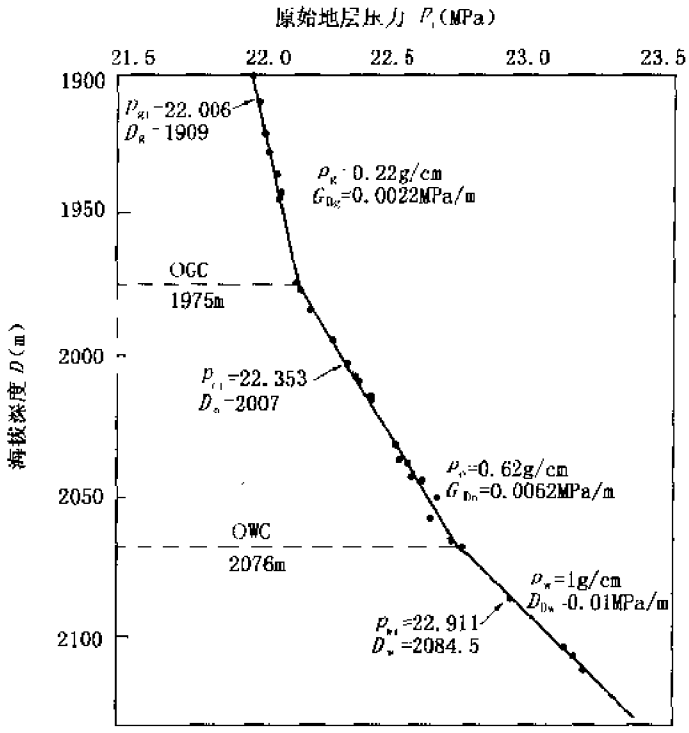


图 3-2　澜洲 10-3 油田的压力梯度图

由（3-2）式可以看出，压力梯度与地下流体密度成正比，即流体密度小的气顶部分，比流体密度大的含油部分或边水部分，具有较小的压力梯度，而且压力梯度乘以 100 即为地层流体密度。因此，可以通过压力梯度的大小判断地层流体类型，并确定地层的流体密度。同时，代表不同地层流体直线的交点处，即为地层流体的界面位置。在图 3-2 上绘出了我国澜洲 10-3 油田的压力梯度图。从图 3-2 可以看出，由压力梯度图的直线交会法，所得到的油气和油水界面的位置具有实际意义。

应当指出，原始静压数据，可以利用 DST（Drill Stem Tester）、RFT（Repeat Formation Tester）或 MFDT（Modular Formation Dynamics Tester）等工具测得。

对于一个具有多层油水系统的油田，由于不同层位的边底水矿化度比较接近，地层水的密度也基本相同，因而，各油层可以形成统一的静水压力梯度线，并用于确定不同层位的油水界面位置。含油部分的压力梯度线，若偏离静水压力梯度线愈大，即两直线的夹角愈大，则表明油藏的含油高度愈大。油藏不同位置的压力系数（原始地层压力与静水压力之比），由下式表示[2]：

$$\eta_o = \frac{p_i}{p_{ws}} = 1 + \left(\frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_w}\right)\left(\frac{D_{owc} - D}{D}\right) \tag{3-3}$$

式中　η_o——压力系数；

p_i——原始地层压力，MPa；

p_{ws}——静水柱压力，MPa；

ρ_w——地层水的密度，g/cm^3。

ρ_o——地层原油密度，g/cm^3。

D_{owc}——油水界面的深度，m；

D——探井打开油层的深度，m。

由（3-3）式看出，油藏不同部位探井的压力系数各不相同。顶部高，翼部低，当 $D = D_{owc}$ 时 $\eta_o = 1$，即油水界面位置的压力系数等于 1.0。

当已确定探井的压力系数之后，由（3-3）式改写的下式可以预测油水界面的位置[2]：

$$D_{owc} = D\left[1 + \frac{(\eta_o - 1)\rho_w}{\rho_w - \rho_o}\right] \tag{3-4}$$

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

当仅有一口探井打到含油部分，而未钻遇油水界面时，可由下式测算油水界面的位置[2]：

$$D_{owc} = D + \frac{100(p_i - p_{ws})}{\rho_w - \rho_o} \tag{3-5}$$

当一口探井打在含油部分，另一口探井打在含水部分，两者均未实际钻遇油水界面时，可由下式测算油水界面的位置[1]：

$$D_{owc} = \frac{(\rho_w D_w - \rho_o D_o) - 100(p_{iw} - p_{io})}{\rho_w - \rho_o} \tag{3-6}$$

式中 D_w——打入含水部分水井的深度，m；

D_o——打入含油部分油井的深度，m；

p_{iw}——水井的原始地层压力，MPa；

p_{io}——油井的原始地层压力，MPa；

第2节 油气藏的温度系统

油气藏的温度系统，也是油气藏评价的重要内容。它既涉及到储层流体参数的确定，也是计算气藏储量的重要参数。油气藏的温度系统，是指由不同探井所测静温与相应埋深的关系图，也可称为静温梯度图，如图3-3所示。

应当指出，油气藏的静温主要受地壳温度的控制，而不受埋深不同储层的岩性及其所含流体性质的影响。因此，任何地区油气藏的静温梯度图，均为一条静温随埋深变化的直线关系，并由下式表示：

$$T = A + BD \tag{3-7}$$

式中 T——油气藏不同埋深的静温，℃；

A——取决于地面的年平均常温，℃；

B——静温梯度，℃/m；

D——埋深，m。

实际资料表明，由于地壳温度受到构造断裂运动及其岩浆活动的影响，因而，不同地区的静温梯度有所不同。比如，我国东部地区各油气田的静温梯度约为3.5℃～4.5℃/100m；中西部各油气田的静温梯度约为2.5℃～3.5℃/100m。油气田的静温数据，一般在探井进行测井和测压时，由附带的温度计测量。

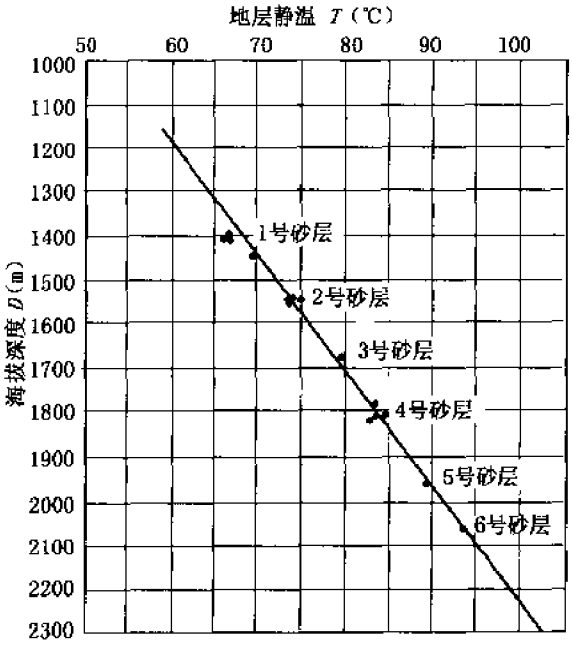


图3-3 油藏的静温梯度图

第3节 油气藏的驱动类型

对于油藏来说，假若仅用天然能量开采，而不进行人工注水或注气保持地层压力的话，

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

则称为一次采油。根据自然地质条件，一次采油可以利用的天然能量和驱动机理有：天然水驱、气顶气驱、溶解气驱、重力驱、压实驱和液体膨胀驱。对于一个实际开发的油藏，不可能只有一种驱动机理作用，而往往是二种，甚至是三种驱动机理同时作用。这时油藏的驱动类型称为综合驱动。应该指出的是，在综合驱动条件下，某一种驱动机理占据支配地位，不同驱动机理及其组合与转化，对油藏的采收率会产生明显的影响。

对于气藏来说，在其投入开发之后，由于生产井的生产，造成地层压力的下降，因此，对于具有边底水的气藏，其主要驱动机理为，边底水的驱动，以及气藏本体内天然气和储层岩石与束缚水的弹性膨胀作用。对于没有边底水或边底水不活跃的气藏，其主要驱动机理为定容消耗式驱动。在相同的地质条件下，定容消耗式气藏的采收率会比水驱气藏要高出一倍左右，而且水驱愈活跃，则对气藏采收率的影响愈大。由于气藏的驱动机理比较简单，本节主要讨论油藏的驱动机理和驱动类型。

一、天然水驱

在原始地层条件下，当油藏的边部或底部与广阔或比较广阔的天然水域相连通时，在油藏投入开发之后，由于在含油部分产生的地层压降，会连续地向外传递到天然水域，引起天然水域内的地层水和储层岩石的累加式弹性膨胀作用，并造成对油藏含油部分的水侵作用。天然水域愈大，渗透率愈高，则水驱作用愈强。如果天然水域的储层与地面具有稳定供水的露头相连通，则可形成达到供采平衡和地层压力略降的理想水驱条件。天然水驱，又可以根据油藏的类型和油水分布的产状，划分为边水驱动和底水驱动。在图 3－4 上绘出了一个具有有限边水油藏的剖面图和俯视图。

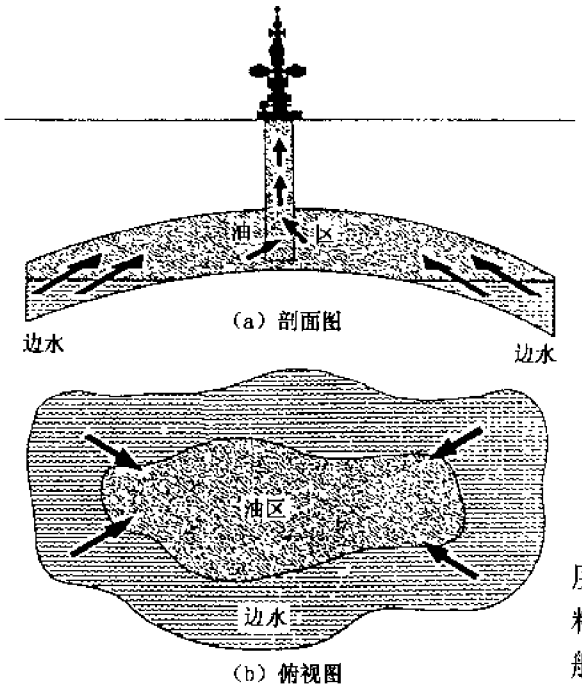


图 3－4　天然水驱油藏的剖面图和俯视图[3]

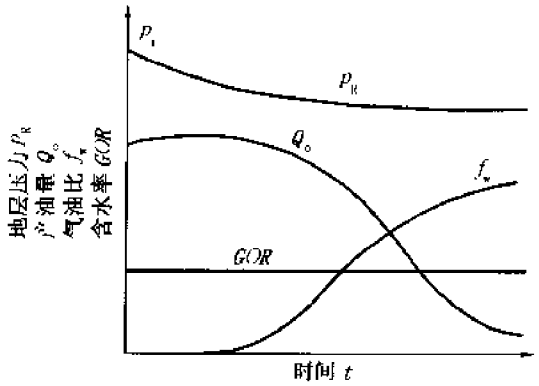


图 3－5　天然水驱的开发动态曲线

天然水驱油藏的采收率与地层压力保持程度、油藏的非均质性、储层渗透率、地层原油粘度、井网密度、层系划分有密切的关系，一般范围在 35%～75%之间。当然对于天然水驱的能量不足时，可以采用人工注水补充能量的措施，但从此时即转为二次采油或称为一次加二次采油阶段。在图 3－5 上绘出了在天然水驱条件下，油藏开发的综合动态曲线。

二、气顶驱

在图 3－6 上表示具有原始气顶的油藏。当油藏含油区的油井投入生产之后，由于含油

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

区形成了一定的动压降，因而引起气顶气向含油区的体积膨胀，驱动原油向生产井底流动。气顶驱油藏的有效开发，有赖于气顶区的膨胀体积与含油区因开发的收缩体积之间保持平衡，因此，需要考虑拟定一个合理的采油速度生产。当采油速度过高时，会引起气顶气沿高渗透带形成气窜，而绕过低渗透带的原油，并在油气接触面的油井形成气锥，这将会大大影响到气顶驱的效率。当气顶气的过快膨胀，而引起油井的气油比显著增加时，为了保护气顶的能量，需考虑关闭构造高部位的高气油比井，或将其重新完井。

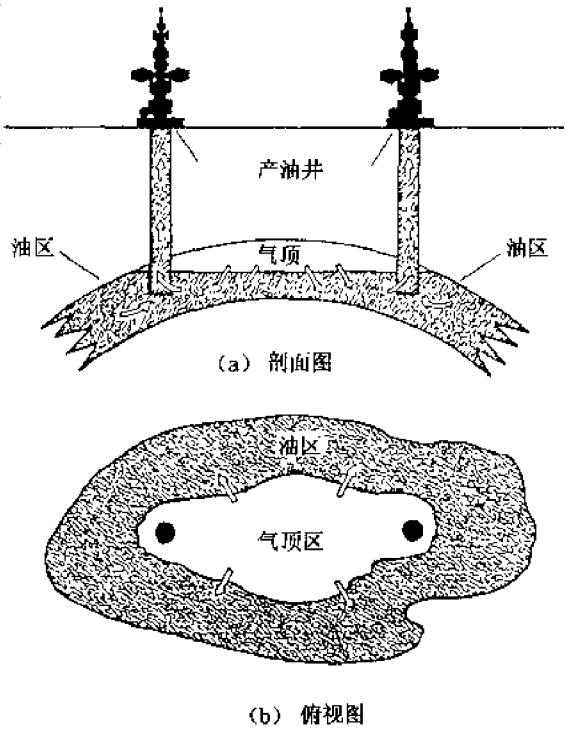


图 3-6 具有原始气顶的油藏图[13]

在有利的地质条件下，比如，气顶比较大、渗透率比较高、储层比较均匀和地层原油粘度比较低时，气顶驱的采收率可达 60%，而一般的地质条件，采收率在 20%～40%之间。

对于具有原始气顶的油藏，属于饱和类型的油藏，当含油区投入生产之后，由于地层压力的下降，除会引起气顶驱的作用外，在含油区还会形成气从原油中逸出而引起的溶解气驱。在地层条件下，当气体从原油中分离出来所形成的含气饱和度，达到可流动的临界饱和度之后，即会发生油气两相的同时流动，并随着含气饱和度的增加，气体的流动能力加强，原油的流动能力减弱，生产气油比显著升高。如果允许气顶边缘的油井高气油比生产，则会引起气顶区的压力下降和气顶的收缩，并在收缩部分引起原油的侵入，而形成难以再采出的原油饱和度。气顶驱油藏的开发动态曲线，见图 3-7 所示。

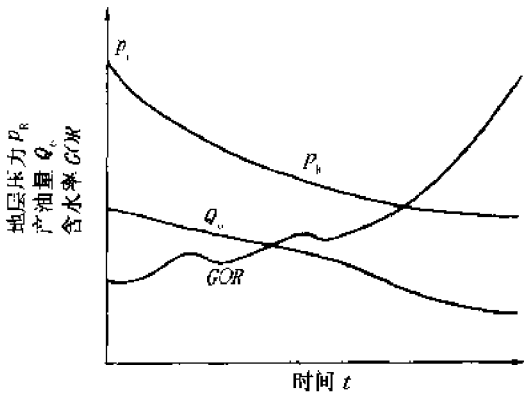


图 3-7 气顶驱油藏的开发动态曲线

三、溶解气驱

对于一个既无原始气顶又无边底水的饱和油藏，当油藏投入开发之后，由于地层压力的下降，即引起从生产井底到整个油藏的溶气驱机理，见图 3-8 所示。

单纯的溶气驱，就是随着压力的下降，原油中的溶解气，将以气泡的形式逐步分离出来，并在其分离的过程中，引起地层原油体积的膨胀，驱动原油向低压处的生产井底流动。由于溶气驱是靠地层压降，溶解气分离，原油体积膨胀造成的驱动作用，因而它又被称为内在驱动或消耗式驱动。这一驱动过程可以一直到，在地层中临界含气饱和度形成之前。因为在此饱和度形成之后，随着地层压力的下降，气体从原油中的脱出，除会增加地层的原油粘度之外，还会形成油气的两相流动。同时，随着地层内含气饱和度的增加，增加了气体的相

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

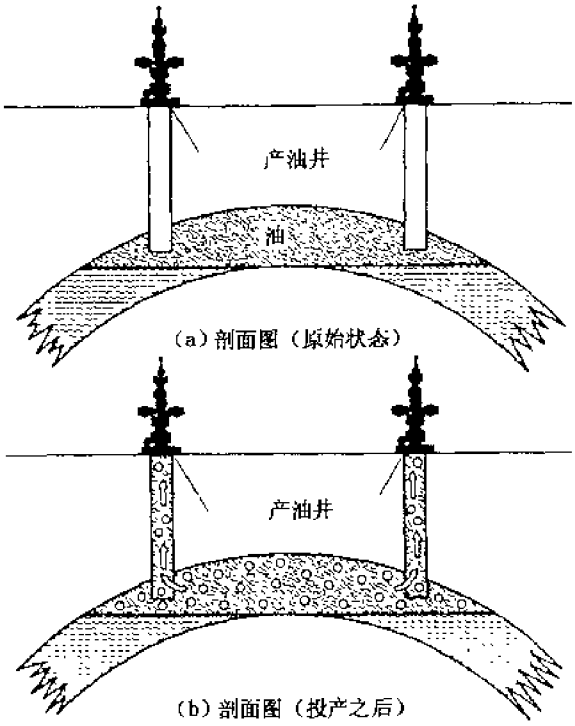


图 3－8　溶气驱油藏的剖面图[3]

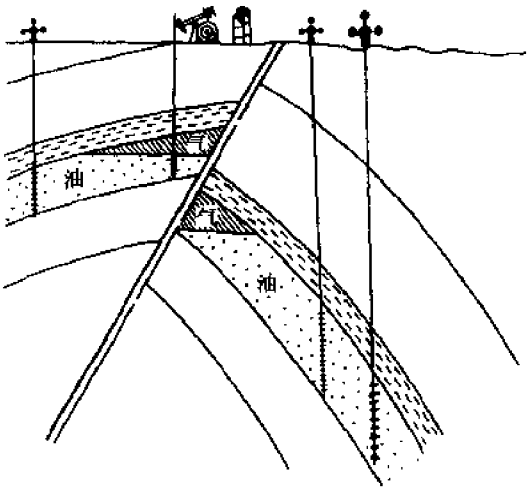


图 3－10　重力驱动油藏的剖面图

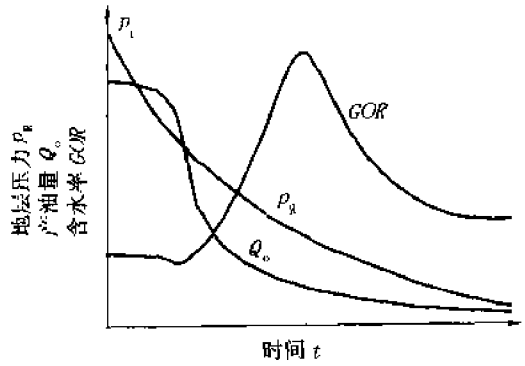


图 3－9　溶气驱油藏的开发动态曲线

渗透率，降低了油的相渗透率，因而，引起油井产油量的连续下降和生产气油比的连续升高，直至达到峰值之后而进入溶气驱开发的枯竭期。在图 3－9 上绘出了原始地层压力略高于饱和压力油藏的开发动态曲线。

根据油藏的开发经验，不同地质条件的溶气驱油藏，采收率在 5%～25% 之间。当然，高溶解气油比、低地层原油粘度和连通性好、渗透率高的油藏，应当有比较高的采收率。对于地质构造条件比较好、溶解气油比比较高、垂向渗透率也比较高的油藏，有可能形成次生气顶。但因次生气顶一般较小，它和地层岩石及其束缚水的膨胀驱动能力，同溶气驱相比都可以忽略不计。

四、重力驱

对于一个无原始气顶和边底水的饱和型或未饱和油藏，当其油藏储层的向上倾斜度比较大时，就能存在并形成重力驱的机理，见图 3－10 所示。储层的倾角愈大、原油粘度愈低、垂向渗透率愈高，则重力驱的效率愈好。重力驱的采收率最高可达 75%。对于地层倾角比较小、原油粘度比较高、垂向渗透率比较低的油藏，重力驱动机理的作用可以忽略不计。

应当指出，假若油藏的产量低于重力驱油率时，则会产生比较好的重力驱动效果。反之，如果油藏的产量大于重力驱油率时，则会降低重力驱动的效果。在重力驱动条件下，油藏最高的产量，可由下式近似地加以确定[4]：

$$Q_o = \frac{8.472 \times 10^{-4} A K_o (\rho_w - \rho_o) \sin\theta}{\mu_o B_o} \qquad (3-8)$$

式中　Q_o——重力驱的最高产量，m^3/d；

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

A——垂直地层倾角的流动截面积，m^2；

K_o——地层原油的有效渗透率，mD；

ρ_w——地层水的密度，g/cm^3；

ρ_o——地层原油的密度，g/cm^3；

μ_o——地层原油粘度，mPa·s；

B_o——地层原油的体积系数；

θ——地层倾角，(°)。

五、压实驱

对于定容封闭异常高压的油藏或气藏，在原始地层条件下，上覆岩层的压力（Overburden pressure）应当等于储层中的流体压力（Fluid Pressure）或称为地层压力（Reservoir Pressure），与颗粒压力（Grain Pressure）或称为骨架压力（Matrix Pressure）之和，并由下式表示[5]：

$$OP = FP + GP \tag{3-9}$$

式中 OP——上覆岩层压力，MPa；

FP——流体压力，MPa；

GP——颗粒压力，MPa。

当异常压力油藏或气藏投入开发之后，由于流体压力的下降，则会增加上覆岩层压力与流体压力之间的差值。从而，导致储层岩石颗粒的弹性膨胀和有效孔隙体积的减小，形成压实驱动的机理。对于异常高压、胶结性比较差的油藏或气藏，应当考虑储层压实驱动的作用，它除可以补充储层的能量外，还会因渗透率的下降，而降低油气井的产能，并会造成套管的破裂。

第4节 储量评价

油气勘探的主要目的，是在已发现或未发现油气田的地区，寻找新的油气田或油气藏，储量评价则是油气勘探的重要成果。本节内容将涉及到油气资源与储量的分级分类、计算方法和年度剩余可采储量、储采比的计算等内容。

一、油气资源与储量的分类分级[6~11]

资源（Resource）是一个广义的物质名词。它是人类在地球上赖以生存与发展的物质基础。这些物质基础，除农业资源、森林资源、河流资源和海洋资源之外，还有风力资源、阳光资源和其它各种各类的矿产资源。石油天然气就是众多矿产资源中的一种。

油气总资源量（Total Oil and Gas Resources）是指在自然环境中，油气资源所蕴藏的地质总量，它包括已发现的资源量（Discovered Resources）和未发现的资源量（Undiscovered Resources）两部分。储量是资源量的延伸，它是一个泛指的名词。它可以包括：原始地质储量、原始可采储量和剩余可采储量。

原始地质储量（Initial petroleum in place），是在已发现资源量的部分，根据地震、钻井、测井和测试，以及取心和流体取样等取得的各项静动态资料，利用确定参数的容积法计算的油气地质储量。

原始可采储量（Initial Reserves），又称为总可采储量（Total Reserves）或最终可采储量

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

(Ultimate Reserves)，它是在现代工业技术条件下，能从已探明的油气田或油气藏中，可以采出的具有经济效益的商业性油气总量。

剩余可采储量（Remaining Reserves），是指已经投入开发的油气田，在某一指定年份还剩余的可采储量。它也是原始可采储量，与某一指定年份累积产量的差值。剩余可采储量随时间而变化，因此，需要年年计算，并上报国家有关管理部门。在国际上，无论是对一个油气田或油气藏，也无论是对一个油气区，乃至对于国家、地区或全球，剩余可采储量都是指目前还拥有的、可供开采的、剩余的商业可采储量，并通用一个英文名词“Reserves”表示。

关于油气资源与储量的分类，世界石油大会（WPC）、石油工程学会（SPE）、美国能源信息局（EIA）、美国石油评估学会（SPEE）和加拿大石油学会（CPS）等机构所提出的方案，大体上相同或基本一致，但其内涵均强调可采储量和剩余可采储量的划分与应用。在图3-11上，绘出了包括油气资源量、原始地质储量、原始可采储量和剩余可采储量的系列框图。

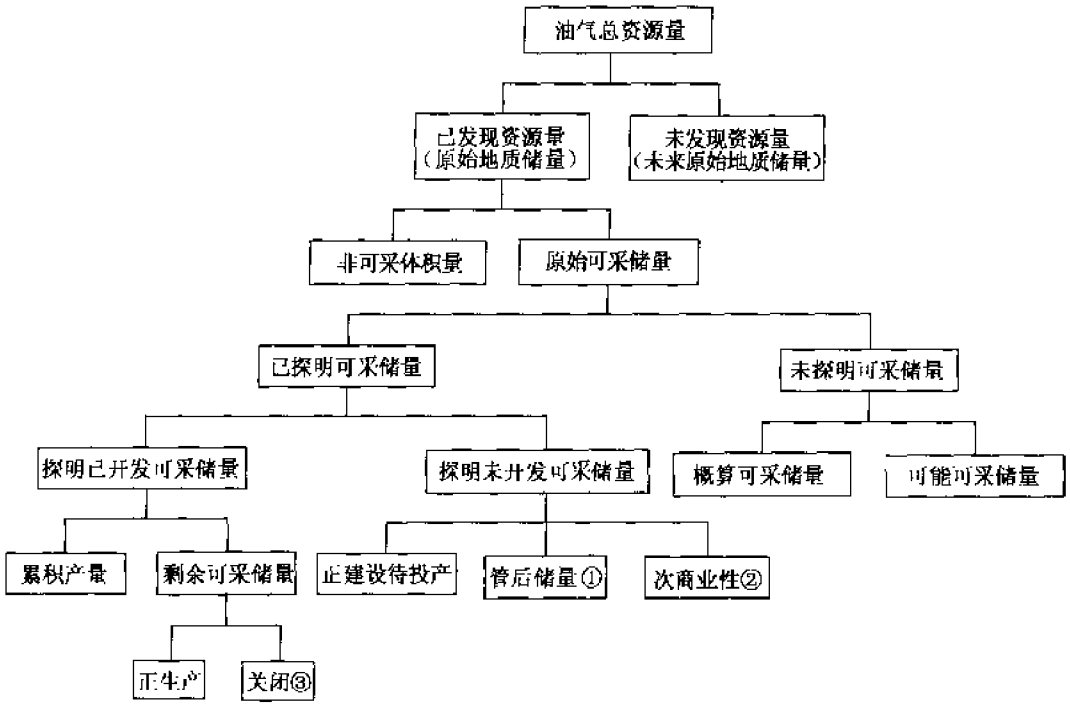


图3-11 油气资源与储量的分类分级框图

注：①管后储量（behind pipe Reserves）指下套管后未射开投产层的储量

②次商业性储量（Sub-Commercial Reserves）指技术上可行、经济上无效的储量

③关闭储量（Shut in Reserves）指因市场、油价、成本、设备、管线、井况等原因暂时关闭的储量

应当指出，在图3-11中的不同储量级别，具有不同的可靠程度或称之可信度（Confidence Levels）。探明已开发级可采储量（Proved Developed Reserves）的可信度为1.0；探明未开发级可采储量（Proved Undeveloped Reserves）的可信度为0.8~0.9；概算级可采储量（Probable Reserves）的可信度为0.4~0.6；可能级可采储量（Possible Reserves）的可信度为0.1~0.2。因此，在某一特定日期，一个具有不同级别可采储量的油田或油区，所期望的总可采储量和总剩余可采储量，可分别表示如下[6,11]：

$$N_{RE} = \alpha_1 N_{R1} + \alpha_2 N_{R2} + \alpha_3 N_{R3} + \alpha_4 N_{R4} \qquad (3-10)$$

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

$$N_{RR} = \alpha_1 N_{R1} + \alpha_2 N_{R2} + \alpha_3 N_{R3} + \alpha_4 N_{R4} - N_p \quad (3-11)$$

式中 N_{RE}——总可采储量，10^4m^3；

N_{RR}——总剩余可采储量，10^4m^3；

N_{R1}——探明已开发级可采储量，10^4m^3；

N_{R2}——探明未开发级可采储量，10^4m^3；

N_{R3}——概算级可采储量，10^4m^3；

N_{R4}——可能级可采储量，10^4m^3；

N_p——累积产量，10^4m^3；

α_1，α_2，α_3，α_4 为不同可采储量级别的可信度（$\alpha_1=0.9-1$；$\alpha_2=0.8-0.9$；$\alpha_3=0.40-0.6$；$\alpha_4=0.1-0.2$）。

二、石油与天然气储量计算方法

根据油气田勘探开发所处的不同阶段，及其取得资料的情况，石油与天然气的储量计算方法，大体上可以划分为类比法、容积法和动态法三大类，下面分别加以简述。

1. 类比法

类比法是利用已知相类似油气田的储量参数，去类推尚不确定的油气田储量。类比法可用于推测尚未打预探井的圈闭构造的资源量，或经打少量评价井而已获得工业油气流，但尚不具备计算储量各项参数的构造。类比法又可分为储量丰度法和单储系数法两种。前者定义为单位面积控制的地质储量；后者定义为单位面积和单位厚度控制的地质储量。以现油田为例，两者可分别表示为：

$$\Omega = \frac{N}{A} = 0.01h\phi S_{oi}/B_{oi} \quad (3-12)$$

$$SNF = \frac{N}{Ah} = 0.01\phi S_{oi}/B_{oi} \quad (3-13)$$

式中 Ω——储量丰度（Abundance），$10^4m^3/km^2$；

SNF——单储系数（Specific OOIP Factor），$10^4m^3/(km^2\cdot m)$；

N——油藏原油的原始地质储量，10^4m^3；

A——含油面积，km^2；

ϕ——有效孔隙度，f；

S_{oi}——原始含油饱和度，f；

B_{oi}——在原始地层压力下的原油体积系数。

在利用类比法取得储量丰度或单储系数的数值之后，分别乘上估计的含油面积或含油面积与有效厚度的乘积，即可得到估算的原始地质储量。

2. 容积法

容积法，是在油气田经过早期评价勘探，基本搞清了含油气构造、油气水分布、储层类型及岩石物性与流体物性之后，计算油气田原始地质储量的重要或主要方法。油藏的容积法表示为：

$$N = 100Ah\phi S_{oi}/B_{oi} \quad (3-14)$$

（3-14）式中各参数的意义及单位同上所注。

在油藏的原油中，溶解气的原始地质储量为：

$$G_s = 10^{-4}NR_{si} \quad (3-15)$$

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

式中 G_s——溶解气的原始地质储量，10^8m^3；

R_{si}——原始溶解气油比，m^3/m^3。

气藏的容积法为：

$$G = 0.01Ah\phi S_{gi}/B_{gi} \tag{3-16}$$

$$B_{gi} = p_{sc}ZT/p_iT_{sc} \tag{3-17}$$

式中 G——气藏的原始地质储量，10^8m^3；

S_{gi}——原始含气饱和度，f；

B_{gi}——天然气的原始体积系数；

p_i——原始地层压力，MPa；

p_{sc}——地面标准压力，MPa；

T_{sc}——地面标准温度，K；

T——地层温度，K；

Z——在 p_i 和 T 条件下的气体偏差系数；

其它参数同前式所注。

凝析气藏的容积法为[12]：

$$G_t = 0.01Ah\phi S_{gi}/B_{gi} \tag{3-18}$$

$$G_d = G_tf_g \tag{3-19}$$

$$N_o = 0.01G_t\delta \tag{3-20}$$

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{GE_o}{GOR}} \tag{3-21}$$

$$\delta = \frac{10^6\rho_o}{GOR + GE_o} \tag{3-22}$$

$$GE_o = \frac{24056\gamma_o}{M_o} \tag{3-23}$$

式中 G_t——凝析气藏的总原始地质储量，10^8m^3；

G_d——干气的原始地质储量，10^8m^3；

N_o——凝析油的原始地质储量，10^4t；

B_{gi}——凝析气藏总井流体的原始体积系数；

Z——凝析气藏总井流体的偏差系数；

f_g——凝析气藏干气的摩尔分量，f；

δ——凝析油的含量，g/m^3；

ρ_o——凝析油的密度，g/cm^3；

γ_o——凝析油的相对密度（水=1.0）；

GOR——凝析气藏的原始气油比，m^3/m^3；

GE_o——凝析油的气体当量体积，m^3/m^3；

M_o——凝析油的分子量，kg/kmol。

当缺少凝析油取样分析的分子量时，可由如下的相关经验公式确定[13]：

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

$$M_o = \frac{44.29\gamma_o}{1.03 - \gamma_o} \tag{3-24}$$

3. 动态法

在计算油气藏原始地质储量和原始可采储量的工作中，有效的动态法有以下几种：

(1) 用于定容气藏的压降法；

(2) 用于定容气藏的弹性二相法；

(3) 用于水驱油藏的水驱曲线法；

(4) 用于任何驱动类型油气藏进入递减期的产量递减法；

(5) 用于任何驱动类型油气藏的预测模型法。

上述各种方法，将在本书以后的章节中有所论述和介绍。

三、年度剩余可采储量和储采比

对于一个油气田，一个油气区，乃至一个国家来说，油气田的剩余可采储量，也就是说目前剩下的可采储量，是最有实际意义和最有实用价值的矿产资产。对于一个国家来说，它不但会影响到今后产量指标的制定和完成，甚至会影响到国家市场经济的发展决策。同时，由年度剩余可采储量与年产量之比所得的储采比，也是分析油气田、油气区、乃至全国油气开发形势的重要指标。储采比随着油气田的开发而变化，根据大量油气田实际开发的统计表明，当储采比降至 10～12 时，即进入产量递减的警示区。下面将分别介绍年度剩余可采储量和储采比的计算方法。

1. 年度剩余可采储量的计算

以油田为例，仍可用于油区或全国的年度剩余可采储量计算的关系式为[6,9]：

$$N_{RR}^{t+1} = N_{RR}^{t} + \Delta N_{R1} + \Delta N_{R2} + \Delta N_{R3} + \Delta N_{R4} + \Delta N_{R5} - \Delta N_{R6} \pm \Delta N_{R7} - Q \tag{3-25}$$

式中 N_{RR}^{t+1}——本年度的剩余可采储量，10^4m^3；

N_{RR}^{t}——上年度的剩余可采储量，10^4m^3；

ΔN_{R1}——本年度老油田扩边、扩块增加的可采储量，10^4m^3；

ΔN_{R2}——本年度老油田发现新层增加的可采储量，10^4m^3；

ΔN_{R3}——本年度在老油田以外新发现的独立油藏增加的可采储量，10^4m^3；

ΔN_{R4}——老油田因实施二次或三次技术本年度测算增加的可采储量，10^4m^3；

ΔN_{R5}——本年度老油田复算增加的可采储量，10^4m^3；

ΔN_{R6}——本年度老油田复算减少的可采储量，10^4m^3；

ΔN_{R7}——本年度因可采储量评价单位、评价方法和所用资料变化等原因，引起对上次原始或总可采储量的调整值，10^4m^3；

Q——本年度的产量，$10^4m^3/a$。

在（3－25）式中，可能引起年度剩余可采储量变动的因素，对于一个油田来说，不可能同时发生。但对于一个油区或一个国家来说，这些因素的部分发生或全部发生的可能性是存在的。总之，存在什么因素，统计计算什么因素就可以了。

2. 储采比的计算及预测

根据国际上通用的定义，储采比（Reserves Production Ratio）又称为储量寿命（Reserves Life），它为某年度的剩余可采储量与当年产量之比值，并表示为：

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

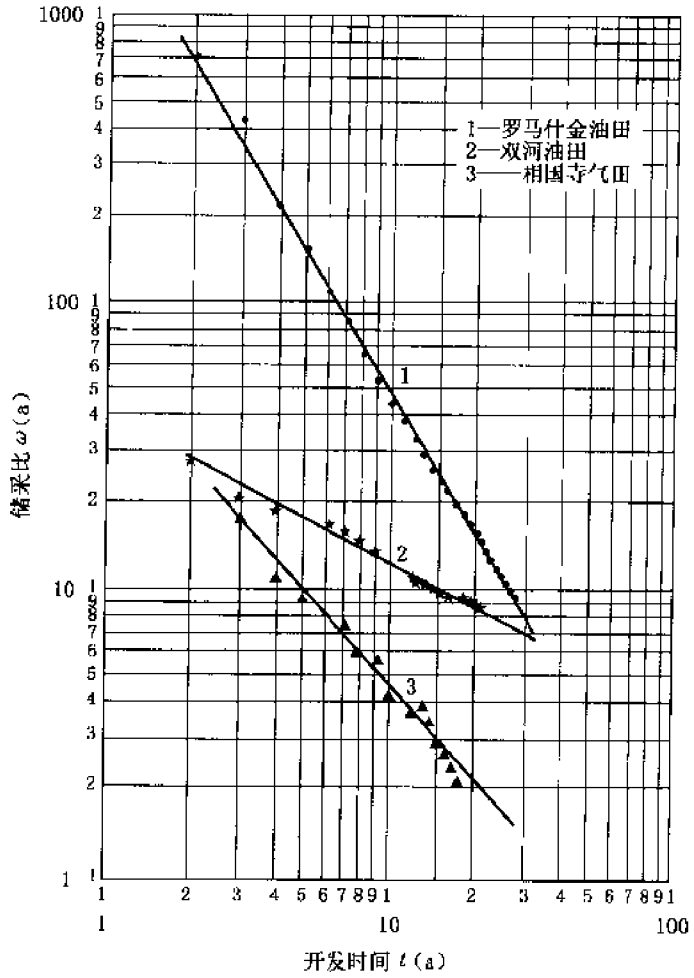


图 3-12　三个油气田的储采比与开发时间关系图

$$\omega = \frac{N_{RR}}{Q} \qquad (3-26)$$

$$N_{RR} = N_R - N_p \qquad (3-27)$$

式中　ω——储采比，a；

N_{RR}——到某年度的剩余可采储量，10^4m^3；

N_R——总可采储量，10^4m^3；

N_p——到某年度的累积产量，10^4m^3；

Q——年产量，$10^4m^3/a$。

任何的储集类型和驱动类型的油气田，储采比与开发时间存在如下的直线关系[14]：

$$\log\omega = a + b\log t \qquad (3-28)$$

在图 3-12 上表示了三个油气田的储采比与开发时间的直线关系。

四、稳产年限与经济极限产量

下面的内容将涉及到，一个新发现的油气田，如何确定它的稳产年限，以及对于一个已进入中后期开发的油气田，如何确定它的经济极限产量。

1. 稳产年限的确定

对于一个新发现的油气田，当其已知原始地质储量和预定的年产量之后，可由下式预测它的稳产年限[15]：

$$t_s = \alpha\beta N_R/Q_s = \alpha\beta\omega_i \qquad (3-29)$$

式中　t_s——稳产年限，a；

α——储量风险系数，它与储量级别有关，对于探明级储量，α 可取 0.7～0.8；

β——稳产阶段或进入递减阶段之前可采储量的利用系数，它与油气藏类型和驱动类型有关，根据理论研究与实际开发经验，一般 β 可取 0.4～0.6；

N_R——原始可采储量，10^4m^3；

Q_s——稳定年产量，$10^4m^3/a$；

ω_i——初始储采比，a。

若人为地已确定了稳产年限和年产量的要求，可由(3-29)式改写的下式，确定所需的原始可采储量：

$$N_R = Q_s t_s/\alpha\beta \qquad (3-30)$$

2. 经济极限产量的预测[16]

对于业已进入递减开发阶段的油气田，为研究预测经济极限产量的方法，特作如下假

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

定：

（1）油气田已经进入开发的中后期，折旧费已经提完，因此，不再考虑油气田的勘探、开发和地面建设的原投资费用；

（2）油气田的开发已进入递减阶段，不再考虑进行层系、井网、注采方案和开采方式的重大调整，不再打加密井，保持生产井、注水井和注气井的井数不变；

（3）维持目前的生产设施，不再考虑地面各种生产设备、装置、集输管站等设施的扩建和改建工作；

（4）保持目前油气田生产总成本和费用的规模，且不因产量的下降而改变；

（5）依目前的油气价格和现行税种税率为基础。

在上述5个设定条件下，油田生产的经济极限产量，可表示为[16]：

$$Q_{EL}=\frac{C_t}{\eta(A_o+A_gGOR)(1-T_x)} \tag{3-31}$$

预测气田经济极限产量的公式为：

$$Q_{EL}=\frac{C_t}{\eta A_g(1-T_x)} \tag{3-32}$$

预测回注干气保持地层压力开采，或天然水驱比较活跃凝析气田的经济极限产量的公式为：

$$Q_{EL}=\frac{C_t}{\eta(A_g+A_oOGR)(1-T_x)} \tag{3-33}$$

当凝析油含量比较低（如小于100g/m^3），或是凝析气田的地质储量较小（如小于100×10^{8}m^3），或是为提高凝析油采收率进行回注干气经济上不划算，或是当地天然气供需矛盾较大，无过量的干气可以回注等情况，均可利用（3-32）式预测进入递减开发阶段凝析气田的经济极限产量。

式中 Q_{EL}——经济极限产量，10^{4}m^3/a（油）、10^{8}m^3/a（气）；

η——产量的商品率，f；

A_o——油价，yuan/m^3；

A_g——气价，yuan/m^3；

GOR——油田生产平均气油比，m^3/m^3；

OGR——凝析气田生产平均气油比，m^3/m^3；

C_t——油气田目前的生产总成本和有关费用，前者包括材料费、燃料费、动力费、工人工资、职工福利基金、注水费、井下作业费、油田维护费、储量有偿使用费、测井试井费、油气处理费、修理费和其它开采费；后者包括管理费、销售费和财务费。因油气田已进入中后开发期，折旧费早已提完，不再发生；

T_x——年综合税率（包括销售税，城建附加税、教育附加税和增值税），f；

t——开发时间，a。

第5节 确定油气藏采收率的相关经验法

在对一个油气田进行评价勘探之后，根据已获得的静动态各项地质资料，可以利用容积法确定原始地质储量，并根据不同方法预测的采收率，确定油气藏的可采储量。

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

一、影响油气藏采收率的主要因素

根据国内外大量油气藏开发的经验表明，油气藏的采收率与驱动类型密切相关。但即使是相同的驱动类型，采收率的变化范围也比较大。这说明影响采收率的因素是多方面的，就油藏来说，其主要的影响因素为：

（1）油藏的类型，如构造层状、断块、岩性和裂缝性油藏。

（2）储层的孔隙结构特征、润湿性、连通性和非均质程度，以及渗透率、孔隙度和饱和度的大小。

（3）有无天然能量，如油田气顶、边水和底水，以及天然能量的可利用程度。

（4）地层流体性质的好坏，如原油的粘度等。

（5）开发层系划分和开发方式选择的合理性。

（6）井网密度及布井的合理性，以及开发调整的效果。

（7）钻采工艺技术水平和增产措施应用的效果与规模。

（8）提高油田采收率的二次和三次采油方法，应用的规模与效果。

对气藏来说，影响采收率的主要因素是：驱动类型、储层渗透率、连通性和废弃地层压力的大小。定容气藏的采收率比水驱气藏高；渗透性是影响定容气藏采收率的重要因素，不同驱动机理油藏采收率的变化范围，见表 3－1 所示。

表 3－1　不同驱动机理的采收率[17]

驱动机理		采收率变化范围（%）	注　　释
次采油	弹性驱	2～5	个别情况可达 10% 以上（指采收程度）
	溶解气驱	10～30	
	气顶驱	20～50	
	水　驱	25～50	对于薄油层可低于 10%，但偶尔可高达 70%
	重力驱	30～70	
二次采油	注　水	25～60	个别情况可以高达 80% 左右
	注　气	30～50	
	混相驱	40～60	
	热力驱	20～50	一次开采的重油

二、确定石油采收率的相关经验公式

1. Guthrie 和 Greenberger 法（1955）

Guthrie 和 Greenberger[18]，根据 Craze 和 Buckley[19] 为研究井网密度对采收率的影响，所提供的 103 个油田中 73 个完全水驱和部分水驱砂岩油田的基础数据，利用多元回归分析法得到的相关经验公式为：

$$E_R = 0.11403 + 0.2719\log K - 0.1355\log\mu_o + 0.25569S_{wi} - 1.538\phi - 0.00115h \tag{3-34}$$

式中　E_R——采收率，f；

K——算术平均的绝对渗透率，mD；

μ_o——地层原油粘度，mPa·s；

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

S_{wi}——地层束缚水饱和度，f；

ϕ——有效孔隙度，f；

h——有效厚度，m。

（3－34）式的复相关系数为0.8694。

2．美国石油学会（API）的相关经验公式（1967）

美国石油学会（API）采收率委员会，在Arps的主持下，从1956年至1967年，对北美（美国和加拿大）和中东地区312个油田的采收率，进行了广泛的研究[20]。若按油田驱动机理和储层类型划分，其结果列于表3－2内。

表3－2　油藏类型划分表[20]

驱动机理	储集层岩石类型		总计
	砂和砂岩	灰岩、白云岩及其他	
水驱	72	39	111
溶气驱（没有辅助驱动）	77	21	98
溶气驱（有辅助驱动）	60	21	81
气顶驱	11	3	14
重力驱	6	2	8
总计	226	86	312

1）水驱油藏的相关经验公式

对于72个水驱砂岩油田的相关经验公式为[20,21]：

$$E_R = 0.3225\left[\frac{\phi(1-S_{wi})}{B_{oi}}\right]^{+0.0422} \times \left(\frac{K\mu_{wi}}{\mu_{oi}}\right)^{+0.077} \times (S_{wi})^{0.1903} \times \left(\frac{p_i}{p_a}\right)^{-0.2159} \tag{3-35}$$

式中　E_R——采收率，f；

ϕ——有效孔隙度，f；

S_{wi}——地层束缚水饱和度，f；

K——算术平均的绝对渗透率，mD；

μ_{wi}——在原始地层压力下的地层水粘度，mPa·s；

μ_{oi}——在原始地层压力下的地层原油粘度，mPa·s；

p_i——原始地层压力，MPa；

p_a——油田废弃时的地层压力，当早期注水保持地层压力时，$p_a = p_i$，MPa。

（3－35）式的复相关系数为0.958，标准差为17.6%。72个水驱砂岩油田的基础参数的变化范围列于表3－3内。

Wayhan等人[22,23]，利用（3－35）式对美国科罗拉多州丹佛盆地的23个注水开发的砂岩油田，进行了采收率的测算。这23个注水开发的油田已接近开发的结束阶段。他们的统计研究表明，注水开发的采收率，随注水前因一次采油地层压力消耗程度的增加而减小。这是由于注水前地层压力低于饱和压力时，会引起地层原油的收缩，从而增加了原油粘度和地层残余油饱和度，并降低了水驱的流度比。根据他们的统计研究结果，需要对（3－35）式作如下的修正：

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

$$E_{RS} = C_r\left[1-(1-E_R^*)\frac{B_{ob}}{B_{owf}}\right] \tag{3-36}$$

$$E_R^* = 0.54898\left[\frac{\phi(1-S_{wi})}{B_{oi}}\right]^{+0.0422}\times\left(\frac{K\mu_{wi}}{\mu_{owf}}\right)^{+0.077}\times(S_{wi})^{0.1903} \tag{3-37}$$

表 3-3 水驱油田的参数变化范围[20]

参 数	砂和砂岩			灰岩、白云岩和其他		
	最小	中值	最大	最小	中值	最大
K（mD）	11	56.8	4000	10	127	1600
ϕ（%）	11.1	25.6	35.0	2.2	15.4	30.0
S_{wi}（%）	5.2	25	47.0	3.3	18.0	50.0
μ_{oi}（mPa·s）	0.2	1.0	500	0.2	0.7	142
μ_{ow}（mPa·s）	0.24	0.46	0.95	/	/	/
B_{oi}（闪蒸分离）	0.997	1.238	2.950	/	/	/
B_{ob}（闪蒸分离）	1.008	1.259	2.950	1.110	1.321	1.933
h（m）	1.981	5.334	48.768	2.743	15.301	56.389
T（℃）	28.9	72.8	132.2	32.2	83.3	107.8
p_i（MPa）	3.103	19.133	46.801	4.826	22.063	39.079
p_a（MPa）	0.359	12.514	37.231	0.207	12.445	26.345
URF［$m^3/(km^2\cdot m)$］	19979	73601	211524	773	22171	183295
E_R（%）	27.8	51.1	86.7	6.3	43.6	80.5
S_{or}（%）	11.4	32.7	63.5	24.7	42.1	90.8

注：URF 为单采系数（Unit Recovery Factor）。

式中 E_{RS}——考虑地层原油收缩影响修正后的采收率，f；

E_R^*——假定没有地层压力降（即 $p_i/p_a=1$）和在注水时的地层原油粘度（μ_{owf}），由（3-37）式计算的采收率，f；

B_{ob}——饱和压力下的地层原油体积系数；

B_{owf}——在开始注水时的地层原油体积系数；

C_r——相对波及系数，即人工注水和天然水驱波及系数之比。它的大小在 0.91～0.97 之间。

2）溶解气驱的相关经验公式

根据 98 个砂、砂岩、灰岩和白云岩的实际开发数据，经多元回归分析所建立的相关经验公式为[20,21]：

$$E_R = 0.2126\left[\frac{\phi(1-S_{wi})}{B_{ob}}\right]^{+0.1611}\times\left(\frac{K}{\mu_{ob}}\right)^{+0.0979}\times(S_{wi})^{+0.3722}\times\left(\frac{p_b}{p_a}\right)^{+0.1741} \tag{3-38}$$

式中 B_{ob}——饱和压力下的原油体积系数；

μ_{ob}——饱和压力下的地层原油粘度，mPa·s；

p_b——饱和压力，MPa；

p_a——溶解气驱开发的最终废弃压力，MPa；其他符号同（3-35）式。

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

（3－38）式的复相关系数为 0.932，标准差为 22.9%。98 个没有辅助驱动的溶气驱油田的基础参数变化范围列于表 3－4 内。

表 3－4　溶气驱油藏的参数变化范围[20]

参　数	砂和砂岩			灰岩、白云岩和其他		
	最小	中值	最大	最小	中值	最大
K（mD）	6.0	51.0	940	1.0	16.0	252
ϕ（%）	11.5	18.8	29.9	4.2	13.5	20.0
S_{wc}（%）	15.0	30.0	50.0	16.3	25.0	35.0
μ_{oL}（mPa·s）	0.3	0.8	6.0	0.2	0.4	1.5
R_{sb}（m^3/m^3）	10.7	100.6	299	53.8	114	332
B_{oD}（差异分离）	1.050	1.310	1.900	1.200	1.346	2.067
B_{oD}（闪蒸分离）	1.050	1.297	1.740	1.200	1.402	2.350
h（m）	1.04	9.81	235.3	1.19	8.23	129.5
T（℃）	26.1	65.6	126.7	41.7	78.9	93.3
p_b（MPa）	4.41	12.07	30.36	8.83	16.43	24.67
p_a（MPa）	0.07	1.03	6.89	0.34	1.38	8.96
URF［$m^3/(km^2 \cdot m)$］	6058	19850	68832	2578	11343	24104
E_R（%）	9.5	21.3	46.0	15.5	17.6	20.7
S_{gr}（%）	13.0	22.9	38.2	16.9	26.7	44.7

对于不同的地层岩石物性类型和地层流体物性类型，Arps 等人[24,25]利用 Muskat 的理论方法，进行溶气驱开发的动态计算，所得采收率的结果列于表 3－5 内。当确知溶解气油比 GOR、地面原油密度 ρ_o 和岩石性质之后，可查表 3－5 得到溶气驱开发的采收率数值。

表 3－5　溶解气驱油藏的一次采收率[25]

溶解气油比		原油密度		砂层或砂岩			石灰岩、白云岩或碳质灰岩		
(m^3/m^3)	(scf/STB)	(g/cm^3)	(°API)	最大	平均	最小	最大	平均	最小
10.68	60	0.9659	15	12.8	8.6	2.6	28.0	4.4	0.6
		0.8762	30	21.3	15.2	8.7	32.8	9.9	2.9
		0.7796	50	34.2	24.8	16.9	39.0	18.6	8.0
35.60	200	0.9659	15	13.3	8.8	3.3	27.5	4.5	0.9
		0.8762	30	22.2	15.2	8.4	32.3	9.8	2.6
		0.7796	50	37.4	26.4	17.6	39.8	19.3	7.4
106.8	600	0.9659	15	18.0	11.3	6.0	26.6	6.9	1.9
		0.8762	30	24.3	15.1	8.4	30.0	9.6	(2.5)
		0.7796	50	35.6	23.0	13.8	36.1	15.1	4.3
178.0	1000	0.9659	15	–	–	–	–	–	–
		0.8762	30	34.4	21.2	12.6	32.6	13.2	(4.0)
		0.7796	50	33.7	20.2	11.6	31.8	12.0	(3.1)
356.0	2000	0.9659	15	–	–	–	–	–	
		0.8762	30	–	–	–	–	–	
		0.7796	50	40.7	24.8	15.6	32.8	(14.5)	(5.0)

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

当油田的原始地层压力高于饱和压力时（即 $p_i > p_b$），利用（3－38）式计算的结果，还应当加上由 p_i 降到 p_b 的弹性阶段的采收率，才是油田的总采收率。将（1－72）式代入（4－13）式得弹性驱动阶段采收率的表达式为：

$$E_{RE} = \frac{N_p}{N} = \frac{C_t^* (p_i - p_b)}{1 + C_o (p_i - p_b)} \tag{3-39}$$

式中 E_{RF}——弹性阶段的采收率，f；

N_p——弹性阶段的累积产油量，$10^4 m^3$；

N——油田的原始地质储量，$10^4 m^3$；

p_i——原始地层压力，MPa；

p_b——饱和压力，MPa；

C_t^*——总压缩系数，见（4－12）式，MPa^{-1}；

C_o——地层原油压缩系数，MPa^{-1}。

3．前苏联全苏石油科学研究所（ВНИИ）的相关经验公式

根据乌拉尔—伏尔加地区（又称第二巴库）约 50 个水驱砂岩油田的实际开发数据，利用多元回归分析法，得到确定采收率的相关经验公式，有以下两个公式：

1）Кожакин 的相关经验公式（1972）

Кожакин[26,27] 的相关经验公式为：

$$\begin{aligned} E_R = {} & 0.507 - 0.167 \log \mu_R + 0.0275 \log K \\ & - 0.000855 a + 0.171 S_K - 0.05 V_K \\ & + 0.0018 h \end{aligned} \tag{3-40}$$

式中 E_R——采收率，f；

μ_R——地层油水粘度比；

K——平均空气渗透率，mD；

a——平均井控面积，hm^2/well；

S_K——砂岩系数（开发层系的有效厚度除以井段地层厚度）或称净毛比，f；

V_K——渗透率变异系数（标准差除以均值），f；

h——有效厚度，m。

乌拉尔—伏尔加地区 50 个水驱砂岩油田的地质与地层流体性质参数的变化范围见表 3－6。

表 3－6　乌拉尔—伏尔加地区 50 个水驱砂岩油田的参数变化范围

参　数	变化范围
平均空气渗透率（mD）	140～3200
地层原油粘度（mPa·s）	0.4～42.3
地层原油流度（mD/（mPa·s））	60～1460
流动系数（mD·m/（mPa·s））	200～11000
砂岩系数（f）	0.32～0.96
有效厚度（m）	2.6～26.9
平均井控面积（hm^2/well）	7.1～74

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

不同参数对水驱油藏采收率的影响性质和相对影响程度，由（3－40）式作出的估计列于表3－7内。对采收率的相对影响程度，主要是砂岩系数、地层油水粘度比和储层渗透率。

表3－7　不同参数对水驱采收率的影响[27]

参　数	$\log\mu_R$	$\log K$	a	S_K	V_K	h
影响方式（+，－）	－	+	－	+	·	+
相对影响程度（%）	18.5	21.3	8.1	36.8	10.4	4.9

2）Гомизков等人的相关经验公式（1977）

Гомзиков等人[28,29]根据苏联乌拉尔—伏尔加地区和斯达罗波尔地区的50个水驱砂岩油田的实际开发资料，建立的相关经验公式（复相关系数为0.886，标准差为20%）为：

$$E_R = 0.219 + 0.0821\log K - 0.0078\mu_R - 0.00086a + 0.180S_K - 0.054Z - 0.27S_{wi} + 0.00146t_R + 0.0039h \quad (3-41)$$

式中　E_R——采收率，f；

K——平均空气渗透率，mD；

μ_R——地层油水粘度比；

a——平均井控面积，hm^2/well；

S_K——砂岩系数，f；

Z——储量比（过渡带的地质储量除以油田的总地质储量），f；

S_{wi}——地层原始含水饱和度，f；

t_R——地层温度，℃；

h——有效厚度，m。

多元回归统计研究所用参数的变化范围和平均值列于表3－8内。

表3－8　（3－41）式参数的变化范围

参　数	变化范围
平均空气渗透率（mD）	130～2580
地层油水粘度比	0.5～34.3
平均井控面积（hm^2/well）	10～100
砂岩系数（f）	0.5～0.95
过渡带储量比（f）	0.06～1.0
原始含水饱和度（f）	0.05～0.30
地层温度（℃）	22～73
有效厚度（m）	3.4～25

根据水驱油田实际应用的经验表明，苏联的相关经验公式比美国的相关经验公式其计算的结果均有偏大。这可能与苏联油田的储量计算参数标准较严，以及早期注水保持地层压力的效果较好有关。如果注水时的地层压力已经低于饱和压力，考虑用（3－36）式校正是必要的。

3）Марос等人的相关经验公式（1989）

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

前苏联全苏石油地质勘探科学研究所（ВНИГНИ）的专家 Maproc 等人[30]，根据除东西伯利亚和西西伯利亚，以及白俄罗斯和波罗的海地区之外，其他前苏联处于开发后期的166个油田的地质开发数据，进行了采收率的统计研究。这166个油田（藏）的基础参数情况为：含油面积 A 为 1.02～322km^2；有效厚度 h 为 3.8～458m；有效孔隙度 ϕ 为 0.6%～32.2%；渗透率 K 为 24～3200mD；地层原油粘度 μ_o 为 0.3～210mPa·s；含油饱和度 S_o 为 70%～90%；砂岩系数 S_K 为 0.17～0.97；分层系数（平均单井控制层数）F_K 为 1.4～7.0；原始地层压力 p_i 为 1.7～49.4MPa；地层温度 t_R 为 11～82℃。

由乌拉尔—伏尔加地区95个水驱砂岩油藏得到的相关经验公式为：

$$E_R = 0.12\log\frac{Kh}{\mu_o} + 0.16 \tag{3-42}$$

式中 E_R——原油采收率，f；

K——渗透率，mD；

h——有效厚度，m；

μ_o——地层原油粘度，mPa·s

（3-42）式的相关系数 0.823；平均误差 ±0.03。

由西西伯利亚地区77个水驱砂岩油藏得到的相关经验公式为：

$$E_R = 0.15\log\frac{Kh}{\mu_o} + 0.032 \tag{3-43}$$

（3-43）式的相关系数 0.75；平均误差 ±0.05。

由乌拉尔—伏尔加地区61个碳酸盐岩水驱油藏得到的相关经验公式为：

$$E_R = 0.133\log\frac{Kh}{\mu_o} + 0.092 \tag{3-44}$$

（3-44）式的相关系数 0.827；平均误差 ±0.04。

根据乌拉尔—伏尔加和西西伯利亚地区30个油田的地质开发数据，Maproc 等人[30]，同时还建立了如下的相关经验公式：

$$E_R = 1.007E_D\exp\left[-\left(0.001\frac{F_K}{S_K} + \frac{0.313a}{\sqrt{\epsilon}}\right)\right] \tag{3-45}$$

$$\epsilon = Kh/\mu_o \tag{3-46}$$

式中 E_R——采收率，f；

E_D——驱油效率；f；

F_K——井控层数（开发区内总层数除以总井数）；

S_K——砂层系数或称净毛比，f；

a——井控面积，hm^2/well；

ϵ——流动系数，mD·m/（mPa·s）；

K——有效渗透率，mD；

h——有效厚度，m；

μ_o——地层原油粘度，mPa·s。

（3-45）式统计研究的地质开发参数变化范围列于表 3-9。

4. 我国水驱砂岩油藏的相关经验公式

由我国东部地区150个水驱砂岩油藏，统计得到的相关经验公式为[31]：

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

表 3－9　〔3－45〕式参数的变化范围

参　数	变化范围
驱油效率（f）	0.53～0.77
井控层数	1.6～9.2
砂岩系数（f）	0.37～0.90
流动系数（mD·m/（mPa·s））	30～21590
井控面积（km^2/well）	16～36

$$E_R = 0.05842 + 0.08461\log\frac{K}{\mu_o} + 0.3464\phi + 0.003871S \qquad (3-47)$$

式中　E_R——原油采收率，f；

K——空气渗透率；mD；

μ_o——地层原油粘度，mPa·s；

ϕ——有效孔隙度，f；

S——井网密度，well/km^2。

（3－47）式的复相关系数0.7614，各项参数的变化范围列于表3－10。

表 3－10　〔3－47〕式中各项参数的分布范围

参　数	地层原油粘度 μ_o（mPa·s）	空气渗透率 K（mD）	有效孔隙度 ϕ（f）	井网密度 S（well/km^2）
变化范围	0.5～154	4.8～8900	0.15～0.33	3.1～28.3
平均值	18.4	1269	0.25	9.6

参 考 文 献

1. 陈元千．利用静压数据确定地层流体界面位置的原理及方法．新疆石油地质，1988（2）9，30－35
2. 陈元千．天然水驱油（气）藏压力系数的推导及应用．石油勘探与开发，1989（2）16，73－76
3. Clark N J. Elements of Petroleum Reservoirs. Chapters. Society of Petroleum Engineering. Dallas. 1969
4. Koederitz L F, Harvey A H and Honarpour M. Introduction to Petroleum Reservoir Analysis. Chapter 7 Gulf Publishing Company. Houston. 1989
5. Dake L P. Fundamentals of Reservoir Engineering. Chapter 1. Elsevier Scientific Publishing Company. Amsterdam－Oxford－New York, 1978
6. 陈元千．关于储量管理工作的四个转变及同国际接轨的问题．低渗透油气田，1996（2）1，1－5
7. Martinez A R et al. Study Group Report. Classification and Nomenclature System for Petroleum and Petroleum Reserves. Proc. 12th World Pet. Cong. May, 1987. 253

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

8. Reserves Definition Committee. Society of Petroleum Evaluation Engineers. Guidelines for Application of the Definitions for Oil and Gas Reserves. Houston, 1988
9. Energy Information Administration. U S Crude Oil. Natural Gas and Natural Gas Liquids Reserves. 1998 Annual Report. December, 1999
10. De Sorcy G J et al. Definition and Guidelines for Classification of Oil and Gas Reserves. JCPT. May, 1993. 10－21
11. Petroleum Society of CIMMP. Determination of Oil and Gas Reserves. Petroleum Society Monograph Number 1. Canada, 1994
12. 陈元千．预测水驱凝析气藏可采储量的方法．断块油气田，1997（5）4，1－4
13. Craft B C and Hawkins M F. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Chapter 2. Prentice Hall Inc. Englewood Cliffs, 1959
14. 陈元千，赵庆飞．油气田储采比关系的研究．断块油气田，1999（6）6，23－26
15. 陈元千．定容气田开发规划概算法．中国海上油气（地质），1995（4）9，271－278
16. 陈元千．预测油气田经济可采储量的方法．试采技术，1997（1）18，1－6
17. Desorcy G J. Estimation Methods for Proved Recoverable Reserves of Oil and Gas. Preprint of the Tenth World Petroleum Congress, PD12, Bucharest, 1979
18. Guthrie R K and Greenberger M H. The Use of Multiple Correlation Analyses for Interpreting Petroleum Engineering Data. Drill. and Prod. Pract. API, 1955 130－137
19. Craze R C and Buckley S E. A Factual Analysis of the Effect of Well Spacing on Oil Recovery. Drill. and Prod. Pract. API, 1945 P. 144
20. Arps J J et al. A Statistical Study of Recovery Efficiency. API Bul. D14 First Edition October 1967 API
21. Arps J J. Reasons for Differences in Recovery Efficiency. SPE Reprint Series. No. 3. Oil and Gas Property Evaluation and Reserve Estimates. Published by the SPE of AIME, 1970, P. 49－54
22. Wayhan D A et al. Estimating Waterflood Recovery in Sandstone Reservoirs. Drill. and Prod. Pract. API. 1970 252－259
23. Wayhan D A. The Effect of Operating Decisions on Perpheral Waterflood Cash Flow. JPT Nov. 1972, 1320－1324
24. Arps J J. Estimation of Primary Oil Reserves. Trans. AIME, 1956 207, P. 182－191
25. Arps J J and Robertz T G. The Effect of Relative Permeability Ratio. the Oil Gravity and the Solution Gas-Oil Ratio on the Primary Recovery from a Depletion Type Reservoir. Trans. AIME, 1955. 204, 120－127
26. Кожакин С В. Статистическое Исследование Нефтеотдачи Месторождений Урало—Поволжья Находящхся В Поздней Стадии Разработки НД, 1972, No. 7, С. 6－11
27. Ivanova M M et al. Ways to Improve Oil Field Development Schemes Based on Operation Experience Analysis. preprint of the Tenth World Petroleum Congress. Bucharest, 1979
28. Гомзиков В К и Молотова Н А. Оценк Нефтеотдочи Залежей Урало-Поволжья На Ранней Стадих Изученности. НХ, 1977. No. 12, С. 24
29. Сургучев М Л и Гомзиков В К. Статистические Модели для Определения Нефтеотдачи

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

Пластов.НД，1979 No.9，C.11
30. Мартос В Н и Куренков А И. Прогнозирование Нефтеотдачи На Стадии Разведки Месторождений.Москва недра 1989
31. 陈元千，刘雨芬，毕海滨．确定水驱砂岩油藏采收率的相关经验公式．石油勘探与开发，1996（4）23，58－60
32. 陈元千．油气藏工程计算方法．北京：石油工业出版社，1990
33. 陈元千．油气藏工程计算方法（续篇）．北京：石油工业出版社，1991
34. 陈元千．实用油气藏工程方法．山东东营：石油大学出版社，1998
35. 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

第四章　油藏物质平衡方程式

自 1936 年 R.J.Schilthuis 利用物质守恒原理，首先建立了油藏的物质平衡方程式以来[1]，它在油藏工程中得到了广泛的应用和发展。物质平衡方程式的主要功能在于，确定油藏的原始地质储量；判断油藏的驱动机理；测算油藏天然水侵量的大小；在给定产量的条件下预测油藏未来的压力动态。

对于一个统一水动力学系统的油藏，在建立它的物质平衡方程式时，应当遵循下列基本假定：

（1）油藏的储层物性和流体物性是均质的，各向同性的；

（2）相同时间内油藏各点的地层压力都处于平衡状态，并是相等的和一致的；

（3）在整个开发过程中，油藏保持热动力学平衡，即地层温度保持为常数；

（4）不考虑油藏内毛管力和重力的影响；

（5）油藏各部位的采出量保持均衡，且不考虑可能发生的储层压实作用。

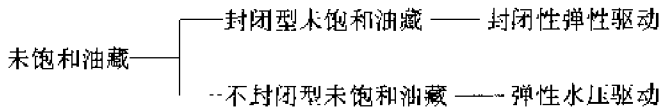
基于上述的假定，可以把一个实际的油藏，简化为封闭的或不封闭的（具有天然水侵）储存油、气的地下容器。在这个地下容器内，随着油藏的开采，油、气、水的体积变化服从物质守恒原理，由此原理所建立的方程式称为物质平衡方程式。由于物质平衡方程式本身并不考虑油、气渗流的空间变化，故又将它称为两相或三相的零维模型。在建立和应用物质平衡方程式时，应当注意到它所具有的地下平衡、累积平衡、体积平衡的特点。在应用物质平衡方程式时，需要注意取全取准地层压力、产量和 PVT 取样分析资料。

第 1 节　油藏饱和类型和驱动类型的划分

对于一个新发现的油藏，可以通过探井的测压和高压物性的分析资料，确定出油藏的原始地层压力和饱和压力。根据两者数值的大小及其关系，可将原始条件的油藏划分为如下两大类：当原始地层压力大于饱和压力（$p_i > p_b$）时，叫做未饱和油藏；当原始地层压力等于或小于饱和压力（$p_i \leqslant p_b$）时，叫做饱和油藏。

在原始条件下的饱和油藏，可以具有气顶或没有气顶。无论是未饱和油藏或是饱和油藏的饱和压力，都有从构造顶部向翼部减小的趋势。这是由于油藏的饱和压力，与其压力、温度和油、气的组分有关所致。因此，在实际应用中，无论是原始地层压力或是饱和压力，都需要考虑利用加权平均数据。

在确定油藏饱和类型的前提下，可以根据油藏的原始边外条件，即有无边、底水和气顶的存在，以及作用于油、气地层渗流的驱动机理情况，将油藏的天然驱动类型划分如下：



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

饱和油藏
- 无气顶、无边底水活动的饱和油藏——溶解气驱动
- 无气顶、有边底水活动的饱和油藏——溶解气驱和天然水驱综合驱动
- 有气顶、无边底水活动的饱和油藏——溶解气驱和气顶驱综合驱动
- 有气顶、有边底水活动的饱和油藏——气顶驱、溶解气驱和天然水驱综合驱动

对于油藏的不同驱动类型，需要建立与之相应的物质平衡方式。在矿场实际应用中，也需要根据油藏的驱动类型，选择不同驱动方式的物质平衡方程式。

第 2 节　油藏物质平衡方程式的建立

对于一个具有气顶，并有边底水作用，而其原始地层压力等于饱和压力的油藏，在开发过程中即使人工注水、注气，假定仍不能保持地层能量平衡时，随着地层流体（油、气、水）从油藏中采出，地层压力将逐步下降，并由此必将引起气顶气的膨胀、地层原油的膨胀，以及地层内岩石和束缚水的弹性膨胀（见图 4－1），与此同时，部分溶解气体也将释放，并随压降而膨胀，边底水也会随之侵入油藏内。这些就是促使地层流体向生产井流动的诸种主要驱动力量。

在油藏的原始条件下，即在原始地层压力 p_i 和地层温度条件下，气顶区内天然气的原始地质储量（地面标准条件，0.101MPa 和 20℃）为 G，它所占有的地下体积为 GB_{gi}；含油区内原油的原始地质储量（地面标准条件）为 N，它所占有的地下体积为 NB_{oi}；气顶区的天然气地下体积与含油区的原油地下体积比为 m，即 $m = GB_{gi}/NB_{oi}$；气顶的孔隙体积为 V_p；因此，可将气顶内原始天然气地质储量和所占的地层孔隙体积，分别表示如下：

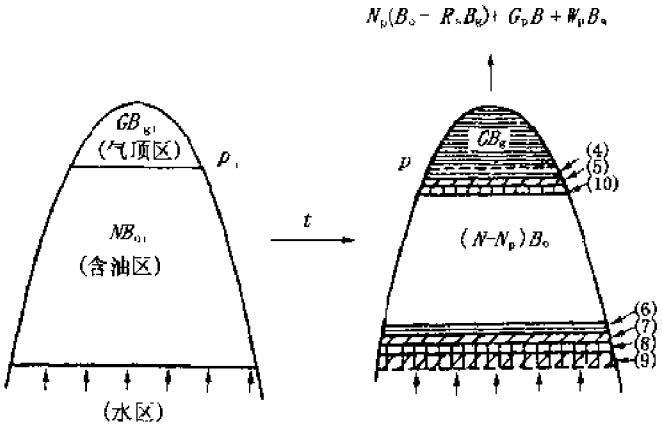


图 4－1　饱和油藏开采的综合驱动物质平衡图

$$G = \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \tag{4-1}$$

$$V_p = \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} = \frac{mNB_{oi}}{1 - S_{wi}} \tag{4-2}$$

式中的 B_{oi}、B_{gi}和 S_{wi}分别表示原始地层原油体积系数，原始天然气体积系数和地层束缚水饱和度。根据高压物性取样分析资料，所得到的地层原油和天然气物性参数随地层压力的变化关系，见图 4－2 所示。图 4－2 上的 B_t 为地层原油的两相体积系数，由下式表示：

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g \tag{4-3}$$

$$B_{ti} = B_{oi} \tag{4-4}$$

式中　B_{ti}——原始总体积系数。

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

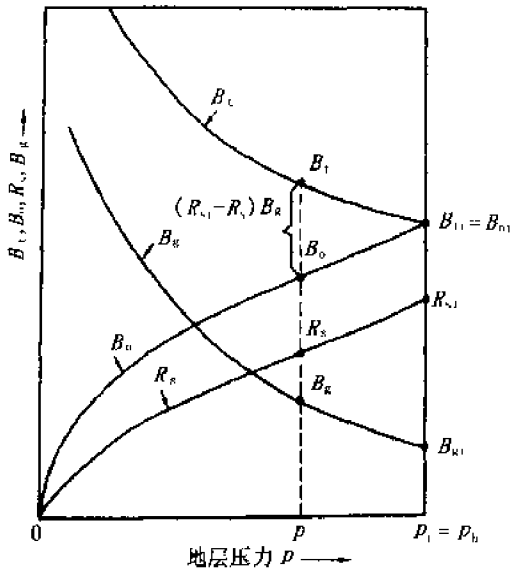


图 4-2　地层流体物性随地层压力的变化关系

曲线 B_t—两相（总）体积系数；曲线 B_o—单相原油体积系数；曲线 R_s—溶解气油比，m^3/m^3；曲线 B_g—天然气的体积系数

而天然气的目前和原始体积系数分别为：

$$B_g = \frac{p_{sc}ZT}{pT_{sc}} \tag{4-5}$$

$$B_{gi} = \frac{p_{sc}Z_iT}{p_iT_{sc}} \tag{4-6}$$

下面让我们对饱和油藏的物质平衡方程式进行如下推导。已知油藏的原始地层压力为 p_i，经过 t 时间的开采后，地层压力下降到 p。在此期间内，从油藏中累积产出的油量为 N_p，气量为 G_p，水量为 W_p。三者累积产出的地下体积量，应等于气顶区和含油区内的诸项弹性累积体积膨胀量、天然累积水侵量和人工累积注水、注气地下体积量的总和，并可写出在 p 压力下的地下平衡、累积平衡、体积平衡的下列文字表达式：

[1] 累积产油量 + [2] 累积多产气量 + [3]累积产水量

= [4] 气顶的累积体积膨胀量

+ [5] 气顶区内地层束缚水和岩石的累积弹性体积膨胀量 + [6] 含油区内地层原油的累积膨胀量 + [7] 含油区内地层束缚水和岩石的累积弹性体积膨胀量 + [8] 累积天然水侵体积量 + [9] 人工累积注水体积量 + [10] 人工累积注气体积量。

利用油藏工程的参数符号，可将上面的文字表达式分写如下：

[1] 地面的累积产油量为 N_p，在 p 压力下的地下累积体积量为 N_pB_o，B_o 为 p 压力下的地层原油体积系数；

[2] 地面的累积产气量为 $G_p = N_pR_p$，R_p 为累积生产气油比。而在 p 压力下累积产油量 N_p 的溶解气量为 N_pR_s，R_s 为 p 压力下的溶解气油比。因此，地层压力由 p_i 下降到 p 时，由油藏中多产出的天然气地下体积量为 $N_p(R_p - R_s)B_g$，B_g 为 p 压力下的天然气体积系数；

[3] 地面的累积产水量为 W_p，而在 p 压力下的地下体积量为 W_pB_w，B_w 为 p 压力下地层水的体积系数；

[4] 气顶区内天然气的累积体积膨胀量为：

$$G(B_g - B_{gi}) = \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi})$$

[5] 气顶区内地层束缚水和岩石和累积弹性体积膨胀量为：

$$V_p(C_wS_{wi} + C_f)\Delta p = \frac{mNB_{oi}}{1 - S_{wi}}(C_wS_{wi} + C_f)\Delta p$$

式中　C_w——地层水的压缩系数，MPa^{-1}；

C_f——地层岩石的有效压缩系数，MPa^{-1}；

S_{wi}——地层束缚水饱和度，f；

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

Δp——地层压降（$p_i - p$），MPa。

[6] 含油区溶解气驱引起的地层原油累积体积膨胀量为：

$$N(B_t - B_{ti}) = N[B_o + (R_{si} - R_s)B_g - B_{oi}]$$

[7] 含油区 V_p 孔隙体积，地层束缚水和岩石的累积弹性体积膨胀量为：

$$V_p(C_w S_{wi} + C_f)\Delta p = \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}}(C_w S_{wi} + C_f)\Delta p$$

[8] 累积天然水侵量为 W_e；

[9] 累积人工注水量为 $W_i B_w$；

[10] 累积人工注气量为 $G_i B_{ig}$，B_{ig}为在 p 压力下注入气体的体积系数。

将上述由油藏工程参数符号表示的分项关系，代入前面的文字表达式为：

$$N_p B_o + N_p(R_p - R_s)B_g + W_g B_w = \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + \frac{mNB_{oi}}{1 - S_{wi}}(C_w S_{wi} + C_f)\Delta p$$

$$+ N[B_o + (R_{si} - R_s)B_g - B_{oi}] + \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}}(C_w S_{wi} + C_f)\Delta p + W_e + W_i B_w + G_i B_{ig} \tag{4-7}$$

对（4－7）式作简单整理后得，饱和油藏物质平衡方程式的第一个通式：

$$N = \frac{N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] - W_e - (W_i - W_p)B_w - G_i B_{ig}}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g + \frac{mB_{oi}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1 + m)B_{oi}\left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} \tag{4-8}$$

若将（4－8）式的分子，各加、减一项 $N_p R_{si} B_g$，并考虑由（4－3）和（4－4）式表示的两相体积系数，则得饱和油藏物质平衡方程式的第二个通式：

$$N = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] - W_e - (W_i - W_p)B_w - G_i B_{ig}}{(B_t - B_{ti}) + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1 + m)B_{ti}\left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} \tag{4-9}$$

已知 $N_p R_p B_g = G_p B_g$，并假定 $B_{ig} = B_g$ 时，则由（4－9）式得：

$$N = \frac{N_p(B_t - R_{si}B_g) - W_e - (W_i - W_p)B_w - (G_i - G_p)B_g}{(B_t - B_{ti}) + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1 + m)B_{ti}\left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} \tag{4-10}$$

根据油藏的不同驱动类型，可对上述的物质平衡方程式的通式进行简化，而得到其相应特定条件下的物质平衡方程式。

一、未饱和油藏的物质平衡方程式

1．未饱和油藏的封闭性弹性驱动

该油藏的条件为，$p_i > p_b$；$W_e = 0$；$W_i = 0$；$W_p = 0$；$m = 0$；$G_i = 0$；$R_p = R_s = R_{si}$；$B_o - B_{oi} = B_{oi} C_o \Delta p$，故由（4－8）式得：

$$N = \frac{N_p B_o}{B_{oi} C_o \Delta p + B_{oi}\left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} = \frac{N_p B_o}{B_{oi}\left(C_o + \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} \tag{4-11}$$

若设

$$C_t^* = C_o + \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \tag{4-12}$$

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

则得

$$N = \frac{N_p B_o}{B_{oi} C_t \Delta p} \tag{4-13}$$

2. 未饱和油藏的天然弹性水压驱动

该油藏的条件为，$p_i > p_b$；$m = 0$；$W_i = 0$；$G_i = 0$；$R_p = R_s = R_{si}$；$B_o - B_{oi} = B_{oi} C_o \Delta p$，故由（4-8）式得：

$$N = \frac{N_p B_o - (W_e - W_p B_w)}{B_{oi} C_t^* \Delta p} \tag{4-14}$$

或写为：

$$N_p B_o = N B_{oi} C_t^* \Delta p + (W_e - W_p B_w) \tag{4-15}$$

3. 未饱和油藏的天然水驱和人工注水的弹性水压驱动

该油藏的开发除有天然弹性水压驱动之外，还进行人工注水，因此得：

$$N = \frac{N_p B_o - [W_e + (W_i - W_p) B_w]}{B_{oi} C_t^* \Delta p} \tag{4-16}$$

或写为：

$$N_p B_o = N B_{oi} C_t^* \Delta p + [W_e + (W_i - W_p) B_w] \tag{4-17}$$

二、饱和油藏的物质平衡方程式

对于饱和油藏（$p_i \leqslant p_b$），可以根据不同驱动能量的组合，得到如下不同驱动类型油藏的物质平衡方程式。

1. 溶解气驱油藏

这种油藏的开发主要靠溶解气的分离膨胀所产生的驱动作用，当同时考虑由于地层压降所引起的地层束缚水和地层岩石的弹性膨胀作用时，因为 $m = 0$；$W_e = 0$；$W_i = 0$；$W_p = 0$；$G_i = 0$，故由（4-9）式得：

$$N = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si}) B_g]}{(B_t - B_{ti}) + B_{ti}\left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} \tag{4-18}$$

当忽略地层束缚水和地层岩石的弹性膨胀作用时，由（4-18）式可以得到纯溶解气驱动的物质平衡方程式：

$$N = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si}) B_g]}{B_t - B_{ti}} \tag{4-19}$$

2. 气顶驱、溶解气驱和弹性驱动油藏

$$N = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si}) B_g]}{(B_t - B_{ti}) + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1 + m) B_{ti}\left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} \tag{4-20}$$

3. 气顶、溶解气、天然水和弹性驱动油藏

$$N = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si}) B_g] - W_e + W_p B_w}{(B_t - B_{ti}) + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1 + m) B_{ti}\left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} \tag{4-21}$$

4. 溶解气、人工注水和弹性驱动油藏

$$N = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si}) B_g] - (W_i - W_p) B_w}{(B_t - B_{ti}) + B_{ti}\left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} \tag{4-22}$$

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

三、油藏的驱动指数

当有两个或两个以上的驱动能量同时作用于油藏开发时，每种驱动能量的作用程度，可由驱动指数表示[2]。根据油藏开发的实际数据，可以确定驱动指数的大小及其变化，由此分析在开发过程中各种驱动能量的利用状况，并可通过人为的开发措施影响，导致不同驱动因素之间的转化，以利于提高油田的开发效果。由（4－17）式可以得到未饱和油藏弹性水压驱动和人工注水的驱动指数的关系式：

$$\frac{NB_{oi}C_t^*\Delta p}{N_pB_o+W_pB_w}+\frac{W_e}{N_pB_o+W_pB_w}+\frac{W_iB_w}{N_pB_o+W_pB_w}=1.0 \qquad (4-23)$$

若令：

$$EDI=\frac{NB_{oi}C_t^*\Delta p}{N_pB_o+W_pB_w} \quad \text{（弹性驱动指数）} \qquad (4-24)$$

$$W_eDI=\frac{W_e}{N_pB_o+W_pB_w} \quad \text{（天然水驱动指数）} \qquad (4-25)$$

$$W_iDI=\frac{W_iB_w}{N_pB_o+W_pB_w} \quad \text{（人工水驱动指数）} \qquad (4-26)$$

将（4－24）式至（4－26）式代入（4－23）式得：

$$EDI+W_eDI+W_iDI=1.0 \qquad (4-27)$$

由（4－9）式可以得到当 $G_i=0$ 时饱和油藏驱动指数的表达式：

$$\frac{N(B_t-B_{ti})}{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]+W_pB_w}+\frac{\frac{mNB_{ti}}{B_{gi}}(B_g-B_{gi})}{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]+W_pB_w}$$
$$+\frac{(1+m)NB_{ti}\left(\frac{C_wS_{wi}+C_f}{1-S_{wi}}\right)\Delta p}{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]+W_pB_w}+\frac{W_e}{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]+W_pB_w}$$
$$+\frac{W_iB_w}{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]+W_pB_w}=1.0 \qquad (4-28)$$

若令：

$$DDI=\frac{N(B_t-B_{ti})}{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]+W_pB_w} \quad \text{（溶解气驱动指数）} \qquad (4-29)$$

$$CDI=\frac{\frac{mNB_{ti}}{B_{gi}}(B_g-B_{gi})}{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]+W_pB_w} \quad \text{（气顶驱动指数）} \qquad (4-30)$$

$$EDI=\frac{(1+m)NB_{ti}\left(\frac{C_wS_{wi}+C_f}{1-S_{wi}}\right)\Delta p}{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]+W_pB_w} \quad \text{（弹性驱动指数）} \qquad (4-31)$$

$$W_eDI=\frac{W_e}{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]+W_pB_w} \quad \text{（天然水驱动指数）} \qquad (4-32)$$

$$W_iDI=\frac{W_iB_w}{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]+W_pB_w} \quad \text{（人工水驱动指数）} \qquad (4-33)$$

将（4－29）式至（4－33）式代入（4－28）式得：

$$DDI+CDI+EDI+W_eDI+W_iDI=1.0 \qquad (4-34)$$

当油藏中没有哪一项驱动作用，或不考虑哪一项驱动影响时，则哪一项的驱动指数就等于零。

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

第 3 节　天然水侵量的计算方法

油藏的实际开发经验表明，很多油藏都与外部的天然水域相连通，而且，外部的天然水域既可能是具有外缘供给的敞开水域，也可能是封闭性的有限边底水。因此，某些油藏的外部天然水域可能很大，具有充分的能量，会对油藏的开发动态产生显著影响，因而必须加以考虑。而对于断块型和受岩性圈闭的油藏，外部水域往往很小，其能量很弱；还有一些油藏，在油水接触面处存在一个致密层或稠油段，阻挡了外部水域的作用。在这些情况下，天然水域对油藏开发动态的影响可以忽略不计。

在油藏开发过程中，随着原油和天然气的采出，油藏内部的地层压力下降，必将逐步向外部天然水域以弹性方式传播，并引起天然水域内的地层水和储层岩石的弹性膨胀作用。在天然水域与油藏部分的地层压差作用下，即会造成天然水域对油藏的水侵。随着油藏的开发，地层压降波及的范围会不断扩大，直至达到天然水域定压边界（或相当于无限大天然水域）的稳态供水条件，或有限封闭水域的拟稳态供水条件。因此，对于那些外部天然水域很大的油藏，随着油藏的开发和地层压力的下降，天然水侵的补给量也将不断增加，油藏的地层压力下降率也将随之不断减小。当达到天然水域与油藏之间的供采平衡时，油藏的地层压力将趋于稳定。如果提高油藏的采出量，而天然水侵量若小于采出量时，油藏地层压力的下降率将随之增加，并将调整到新的可能供采平衡条件。这就叫做天然水驱油藏的供采敏感性效应。该效应，在天然水压驱动的未饱和油藏最为明显。油藏天然水侵的强弱，主要取决于天然水域的大小、几何形状、地层岩石物性和流体物性的好坏，以及天然水域与油藏部分的地层压差等因素。

当油藏的天然水域比较小时，油藏开采所引起的地层压力下降，可以很快地波及到整个天然水域的范围。此时，天然水域对油藏的累积水侵量，可视为与时间无关，并表示为：

$$W_e = V_{pw}(C_w + C_f)\Delta p \tag{4-35}$$

式中　W_e——天然累积水侵量，m^3；

V_{pw}——天然水域的地层孔隙体积，m^3；

C_w——天然水域的地层水压缩系数，MPa^{-1}；

C_f——天然水域的地层岩石有效压缩系数，MPa^{-1}；

Δp——油藏的地层压降（$\Delta p = p_i - p$），MPa。

然而，对于天然水域比较大的油藏，油藏开采的地层压降，不可能很快地波及到整个天然水域。在某些情况下，甚至在整个开采阶段中，仍有一部分天然水域保持原始地层压力。这就存在着油藏含油部分的地层压力，向天然水域传播时存在着一个明显的时间滞后现象。这样，天然水侵量的大小，除与地层压降有关外，还应当与开发时间有关。这时，应用（4－35）式就不能描述天然水侵量，而所需要的天然水侵量的表达式，必须考虑时间因素的影响。目前采用的表达式包括稳定流法和非稳定流法两类。就其天然水侵的几何形状而言，又可分为直线流、平面径向流和半球形流三种方式（见图 4－3）。

一、稳定流法

对于一个具有广阔天然水域或有外部水源供给的油藏，油藏和水域同属于一个水动力学系统。这时可将油藏部分简化地视为一口井底半径为 r_w 的“扩大井”。扩大井的半径 r_w 实

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

际上为油藏的油水接触面的半径，或称为天然水域的内边界半径；天然水域的外缘半径，则称为天然水域的外边界半径。在原始条件下，油藏内部含油区和天然水域的地层压力都等于原始地层压力 p_i。当油藏投入生产 t 时间后，油藏内边界上的压力（即油藏地层压力）下降到 p，在考虑天然水域的地层水和岩石的有效弹性影响的条件下，Schilthuis[1]1936 年基于达西稳定流定律，得到了估算天然水侵量的如下表达式：

$$\left.\begin{aligned} W_e &= k\int_0^t (p_i - p)\mathrm{d}t \\ \mathrm{d}W_e/\mathrm{d}t &= k(p_i - p) \end{aligned}\right\} \quad (4-36)$$

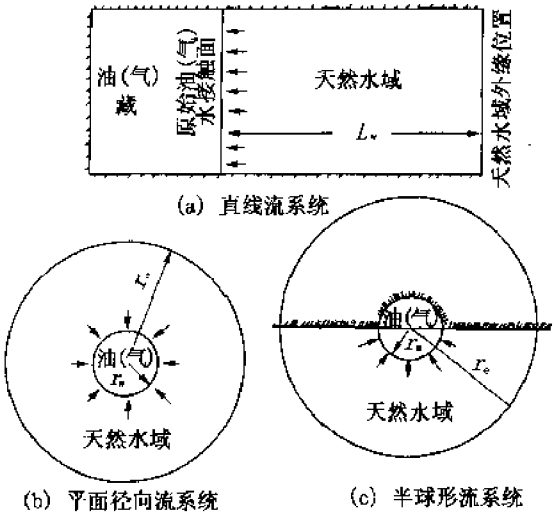


图 4-3 天然水侵的不同方式图

式中 W_e——天然累积水侵量，m^3；

p_i——原始地层压力，MPa；

p——油藏开采到 t 时间的地层压力，MPa；

t——开采时间，d；

k——水侵常数，$m^3/(MPa\cdot d)$，它与天然水域的储层物性、流体物性和油藏边界形状有关。

天然水驱油藏的开采实际动态表明，(4-36) 式中的 k 并不是一个常数，而是一个随时间变化的变量。Hurst[3]于 1943 年对 (4-36) 式提出如下修正形式：

$$\left.\begin{aligned} W_e &= C_h\int_0^t \frac{(p_i - p)}{\log at}\mathrm{d}t \\ \mathrm{d}W_e/\mathrm{d}t &= \frac{C_h(p_i - p)}{\log at} \end{aligned}\right\} \quad (4-37)$$

式中 C_h——Hurst 的水侵常数，$m^3/(MPa\cdot d)$；

a——与时间单位有关的换算常数。

由 (4-36) 式和 (4-37) 式对比，可以得到如下关系式：

$$C_h = k\log at \quad (4-38)$$

二、非稳定流法

当油藏具有较大或广阔的天然水域时，作为一口“扩大井”的油藏，由于开采所造成的地层压力降，必然连续不断地向天然水域传递，并引起天然水域内地层水和岩石的有效弹性膨胀。当地层压力的传递尚未波及到天然水域的外边界之前，这是一个属于非稳定渗流的过程。对于这一非稳定水侵过程，不同作者基于不同的流动方式和天然水域的内外边界条件，提出了计算天然水侵量的不同非稳定流方法。

1. Van Everdingen 和 Hurst 法[4]

对于平面径向流系统的天然累积水侵量的表达式为：

$$W_e = 2\pi r_{wR}^2 h\phi C_e \sum_0^t \Delta p_e Q(t_D, r_D) \quad (4-39)$$

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

若令：

$$B_R = 2\pi r_{wR}^2 h\phi C_e \tag{4-40}$$

则得：

$$W_e = B_R \sum_0^t \Delta p_e Q(t_D, r_D) \tag{4-41}$$

式中 B_R——水侵系数，m^3/MPa；

r_{wR}——油水接触面半径，m；

h——天然水域的有效厚度，m；

ϕ——天然水域的有效孔隙度，小数；

C_e——天然水域内地层水和岩石的有效压缩系数（$C_w + C_f$），MPa^{-1}；

Δp_e——油藏内边界上（即油藏平均）的有效地层压降（见图 4－4），MPa。

不同开发时间的有效地层压降，由下式确定：

$$\Delta p_{e0} = p_i - p_1 = p_i - \frac{(p_i + p_1)}{2} = \frac{p_i - p_1}{2}$$

$$\Delta p_{e1} = \bar{p}_1 - \bar{p}_2 = \frac{(p_i + p_1)}{2} - \frac{(p_1 + p_2)}{2} = \frac{p_i - p_2}{2}$$

$$\Delta p_{e2} = \bar{p}_2 - \bar{p}_3 = \frac{(p_1 + p_2)}{2} - \frac{(p_2 + p_3)}{2} = \frac{p_1 - p_3}{2}$$

$$\vdots$$

$$\vdots$$

$$\Delta p_{en} = \bar{p}_n - \bar{p}_{n+1} = \frac{(p_{n-1} + p_n)}{2} - \frac{(p_n + p_{n+1})}{2} = \frac{p_{n-1} - p_{n+1}}{2} \tag{4-42}$$

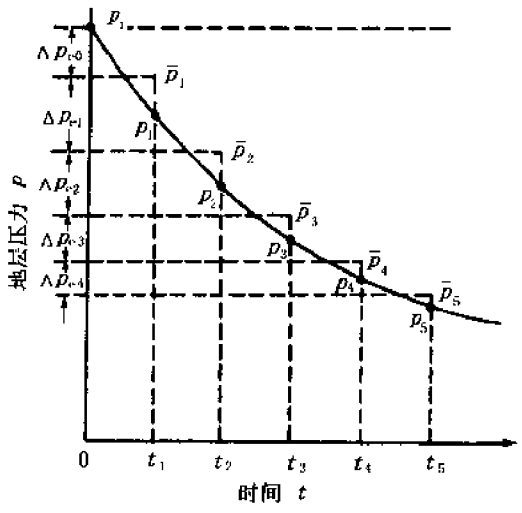


图 4－4 不同开发阶段求解有效地层压降示意图

$Q(t_D, r_D)$ 为无量纲水侵量，它是由下面表示的无量纲时间和无量纲半径的函数：

$$t_D = \frac{8.64 \times 10^{-2} K_w t}{\phi \mu_w C_e r_{wR}^2} = \beta_R t \tag{4-43}$$

$$r_D = r_e / r_{wR} \tag{4-44}$$

式中 t_D——无量纲时间；

r_D——无量纲半径；

r_e——天然水域的外缘半径，m；

r_{wR}——油水接触面半径，m；

t——开发时间，d；

K_w——天然水域的有效渗透率，mD；

μ_w——天然水域内地层水的粘度，mPa·s；

ϕ——有效孔隙度，f；

β_R——平面径向流的综合参数（$\beta_R = 8.64 \times 10^{-2} K_w / \phi \mu_w C_e r_{wR}^2$）；

C_e——有效压缩系数（$C_w + C_f$），MPa^{-1}。

平面径向流系统的无量纲水侵量 $Q(t_D)$ 和无量纲时间 t_D 的关系图，见图 4－5 所示。

对于一个实际的油（气）藏，如果周围的天然水域不是一个整圆形，而是圆形的一部分

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

（即扇形），或由面积等值方法折合的某个半径的扇形，则由（4－40）式表示的水侵系数，应改为下式表示：

$$B_R = 2\pi r_{wR}^2 h\phi C_e \frac{\theta}{360^\circ} \tag{4-45}$$

式中 θ——水侵的圆周角，以度表示。

在给定 r_D 和 β_R 值之后，根据天然水域的边界条件，对于不同开发阶段（时间）的无量纲水侵量，可利用回归的如下相关经验公式进行计算：

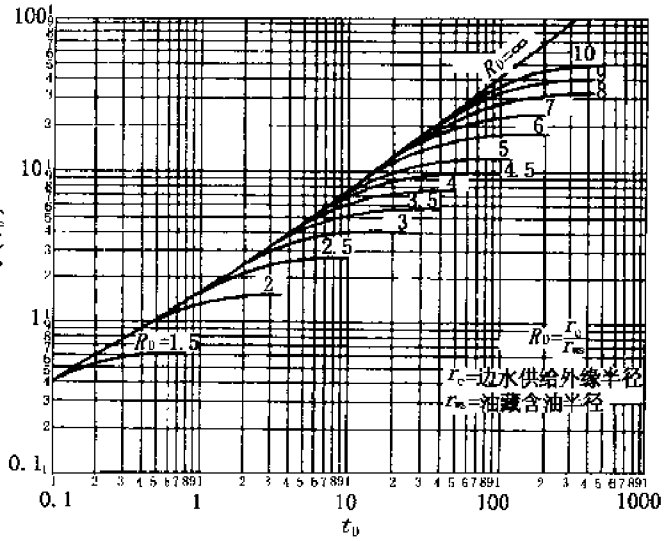


图 4－5 平面径向流系统无限大天然水域和有限封闭天然水域的 $Q(t_D)$ 与 t_D 的关系图

（1）无限大天然水域系统[5]：

当 $0<t_D<0.01$ 时

$$Q(t_D) = 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} \tag{4-46}$$

当 $0.01<t_D<200$ 时

$$Q(t_D) = \frac{1.1283\sqrt{t_D} + 1.1933t_D + 0.2699t_D\sqrt{t_D} + 0.008553t_D^2}{1 + 0.6166\sqrt{t_D} + 0.04130t_D} \tag{4-47}$$

当 $t_D>200$ 时

$$Q(t_D) = \frac{2.02566t_D - 4.2988}{\ln t_D} \tag{4-48}$$

（2）有限封闭天然水域系统：

对于不同的 r_D 值，$Q(t_D)$ 与 t_D 的回归关系式列于表 4－1 内。

表 4－1 平面径向流有限封闭天然水域不同 r_D 的 $Q(t_D)$ 与 t_D 的经验公式①

无量纲半径 r_D	无量纲时间 t_D 范围	相关经验公式
1.5	0.05～0.8	$Q(t_D) = 0.1319 + 3.4491t_D - 9.5488t_D^2 + 11.8813t_D^3 - 5.4741t_D^4$
2.0	0.075～5.0	$Q(t_D) = 0.1976 + 2.2684t_D - 1.6845t_D^2 + 0.6280t_D^3 - 0.1134t_D^4 + 7.8232\times10^{-3}t_D^5$
2.5	0.15～10	$Q(t_D) = 0.2860 + 1.7034t_D - 0.5501t_D^2 + 9.2590\times10^{-2}t_D^3 - 7.7672\times10^{-3}t_D^4 + 2.5401\times10^{-4}t_D^5$
3.0	0.40～24	$Q(t_D) = 0.4552 + 1.2588t_D - 0.1870t_D^2 + 1.3836\times10^{-2}t_D^3 - 4.9649\times10^{-4}t_D^4 + 6.8502\times10^{-6}t_D^5$
3.5	1～40	$Q(t_D) = 0.6686 + 1.0438t_D - 9.2077\times10^{-2}t_D^2 + 4.0633\times10^{-3}t_D^3 - 8.7286\times10^{-5}t_D^4 + 7.2211\times10^{-7}t_D^5$
4.0	2～50	$Q(t_D) = 0.7801 + 0.9569t_D - 5.8965\times10^{-2}t_D^2 + 1.8784\times10^{-3}t_D^3 - 2.9937\times10^{-5}t_D^4 + 1.8755\times10^{-7}t_D^5$

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

续表

无量纲半径 r_D	无量纲时间 t_D 范围	相关经验公式
4.5	4～100	$Q(t_D)=1.7328+0.6301t_D-1.7931\times10^{-2}t_D^2+2.1127\times10^{-4}t_D^3-8.7284\times10^{-7}t_D^4$
5.0	3～120	$Q(t_D)=1.2405+0.7580t_D-2.21474\times10^{-2}t_D^2+3.2172\times10^{-4}t_D^3-2.2727\times10^{-6}t_D^4+6.1920\times10^{-9}t_D^5$
6.0	7.5～220	$Q(t_D)=2.6552+0.5306t_D-6.7399\times10^{-3}t_D^2+3.5673\times10^{-5}t_D^3-6.6564\times10^{-8}t_D^4$
8.0	9～500	$Q(t_D)=2.4268+0.5620t_D-4.4381\times10^{-3}t_D^2+1.7084\times10^{-5}t_D^3-3.1395\times10^{-8}t_D^4+2.1900\times10^{-11}t_D^5$
10.0	15～480	$Q(t_D)=\exp[0.5105+0.3652\ln t_D+0.1684(\ln t_D)^2-2.2540\times10^{-2}(\ln t_D)^3]$

①引自胜利油田地质科学研究院廖运涛成果。

2. Nabor 和 Barham 法[6]

对于直线流系统的天然累积水侵量表示为：

$$W_e = bhL_w\phi C_e\sum_0^t \Delta p_e Q(t_D) \qquad (4-49)$$

若令：

$$B_L = bhL_w\phi C_e \qquad (4-50)$$

则得：

$$W_e = B_L\sum_0^t \Delta p_e Q(t_D) \qquad (4-51)$$

式中 W_e——天然累积水侵量，m^3；

B_L——直线流系统的水侵系数，m^3/MPa；

b——天然水域的宽度，m；

h——天然水域的有效厚度，m；

ϕ——天然水域的有效孔隙度，f；

L_w——油水接触面到天然水域外缘的长度，m。

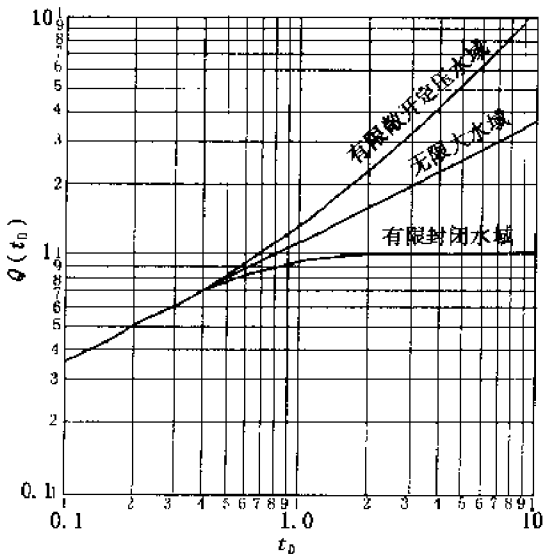


图 4－6 直线流系统不同天然水域条件 $Q(t_D)$ 与 t_D 的关系图

直线流系统的无量纲时间表示为：

$$t_D = \frac{8.64\times10^{-2}K_w t}{\phi\mu_w C_e L_w^2} = \beta_L t \qquad (4-52)$$

式中的 β_L 为直线流的综合参数（$\beta_L = 8.64\times10^{-2}K_w/\phi\mu_w C_e L_w^2$）。

对于直线流系统，无限大天然水域、有限封闭天然水域和有限敞开外边界定压天然水域的三种情况，无量纲水侵量 $Q(t_D)$ 与无量纲时间 t_D 的关系，见图 4－6 所示。

在实际计算时，可以利用如下的相关经验公式[6]：

（1）无限大天然水域系统：

$$Q(t_D) = 2\sqrt{t_D/\pi} \qquad (4-53)$$

（2）有限封闭天然水域系统：

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

$$Q(t_D) = 1 - \frac{8}{\pi^2}\sum_{n=odd}^{\infty}\left(\frac{1}{n^2}\right)\exp\left(-\frac{n^2\pi^2 t_D}{4}\right) \tag{4-54}$$

（3）有限敞开外边界定压天然水域系统：

$$Q(t_D) = \left(t_D + \frac{1}{3}\right) - \frac{2}{\pi^2}\sum_{n=1}^{\infty}\left(\frac{1}{n^2}\right)\exp(-n^2\pi^2 t_D) \tag{4-55}$$

当 $t_D \leqslant 0.25$ 时，上述三种天然水域条件的 $Q(t_D)$ 均等于 $2\sqrt{t_D/\pi}$。而当 $t_D \geqslant 2.5$ 时，有限敞开外边界定压天然水域系统的 $Q(t_D) = t_D + \frac{1}{3}$；有限封闭天然水域系统的 $Q(t_D) = 1.0$。

3. Chatas 法[7]

对于底水油藏开发的半球形流系统的天然累积水侵量表示为：

$$W_e = 2\pi r_{ws}^3 \phi C_e \sum_0^t \Delta p_e Q(t_D) \tag{4-56}$$

若令：

$$B_s = 2\pi r_{ws}^3 \phi C_e \tag{4-57}$$

则得：

$$W_e = B_s \sum_0^t \Delta p_e Q(t_D) \tag{4-58}$$

式中 W_e——天然累积水侵量，m^3；

B_s——半球形流的水侵系数，m^3/MPa；

r_{ws}——半球形流的等效油水接触球面的半径，m。

半球形流系统的无量纲时间表示为：

$$t_D = \frac{8.64 \times 10^{-2} K_w t}{\phi \mu_w C_e r_{ws}^2} = \beta_s t \tag{4-59}$$

式中的 β_s 为半球形流的综合参数（$\beta_s = 8.64 \times 10^{-2} K_w / \phi \mu_w C_e r_{ws}^2$）。

半球形流动，对于无限大天然水域、有限封闭天然水域和有限敞开天然水域三种情况的无量纲水侵量 $Q(t_D)$ 与无量纲时间 t_D 的关系数据绘制的 $Q(t_D)$ 和 t_D 的关系图，见图 4-7 所示。由图 4-7 看出，对于有限敞开天然水域，$r_D > 5$ 的 $Q(t_D)$ 与 t_D 的关系曲线已接近于无限大天然水域的情况；而对于有限封闭天然水域，不同 r_D 的 $Q(t_D)$ 与 t_D 的关系曲线，与无限大天然水域情况有显著的差异。

在进行油藏工程计算时，对于半球形流的不同天然水域情况，可采用以下相关经验公式。

（1）无限大天然水域系统[7]：

无限大天然水域的 $Q(t_D)$ 与 t_D 的相关经验公式为：

$$Q(t_D) \simeq t_D + 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} \tag{4-60}$$

（2）有限封闭天然水域系统：

有限封闭天然水域，不同 r_D 的 $Q(t_D)$ 与 t_D 的相关经验公式，列于表 4-2 内。

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

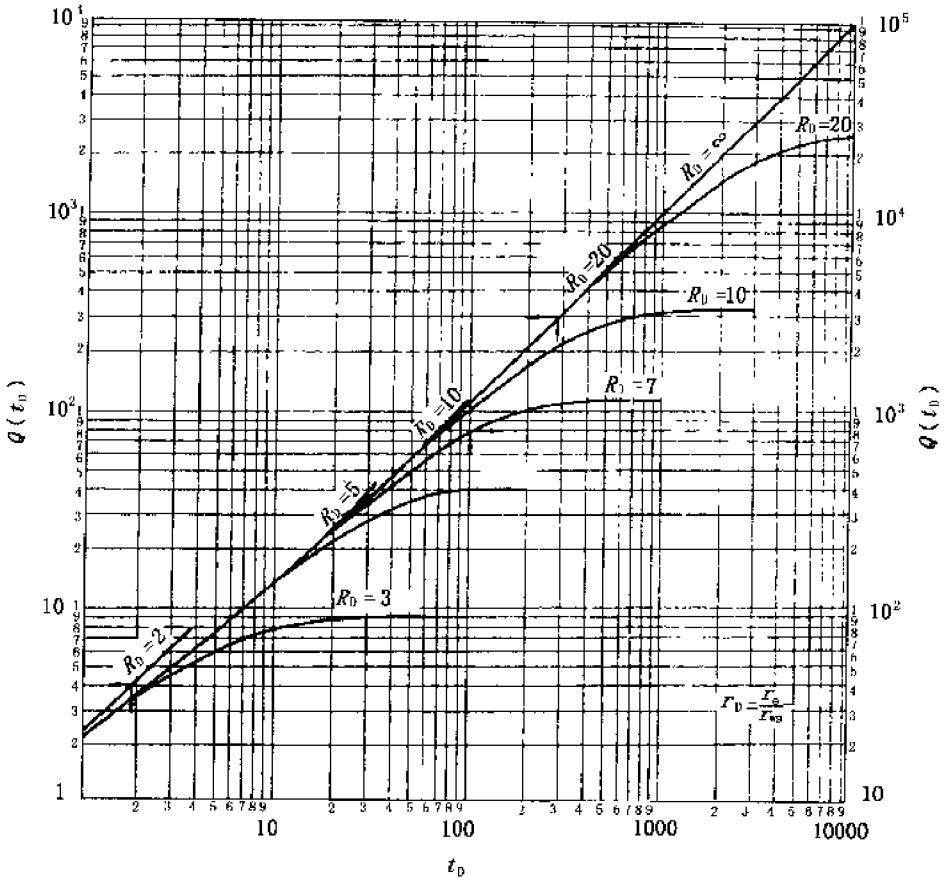


图 4－7　半球形流不同天然水域条件的
Q（t_D）与 t_D 关系图

表 4－2　半球形流有限封闭天然水域不同 r_D 的 $Q(t_D)$ 与 t_D 经验公式①

无量纲半径 r_D	无量纲时间 t_D 范围	相关经验公式
2	0.07～10	$Q(t_D)=\mathrm{Exp}[0.5747+0.4130\ln t_D-0.1489(\ln t_D)^2-2.0501\times10^{-2}(\ln t_D)^3+8.8346\times10^{-3}(\ln t_D)^4+1.8483\times10^{-3}(\ln t_D)^5]$
4	0.7～9	$Q(t_D)=\mathrm{Exp}[0.7551+0.7346\ln t_D+3.2545\times10^{-2}(\ln t_D)^2+3.0433\times10^{-5}(\ln t_D)^3-5.5053\times10^{-3}(\ln t_D)^4]$
6	2～800	$Q(t_D)=\mathrm{Exp}[1.0150+0.1859\ln t_D+0.3875(\ln t_D)^2-8.3585\times10^{-2}(\ln t_D)^3+4.8319\times10^{-3}(\ln t_D)^4]$
8	4～2000	$Q(t_D)=\mathrm{Exp}[0.5507+0.8401\ln t_D+5.5396\times10^{-2}(\ln t_D)^2-1.1591\times10^{-2}(\ln t_D)^3]$
10	6～100	$Q(t_D)=\mathrm{Exp}[0.9169+0.5345\ln t_D+0.1140(\ln t_D)^2-0.01192(\ln t_D)^3]$
10	200～4000	$Q(t_D)=\mathrm{Exp}[-10.4783+5.9859\ln t_D-0.7286(\ln t_D)^2+2.9367\times10^{-2}(\ln t_D)^3]$
20	30～2000	$Q(t_D)=\mathrm{Exp}[2.1236-0.1685\ln t_D+0.2305(\ln t_D)^2-1.5646\times10^{-2}(\ln t_D)^3]$
30	80～10000	$Q(t_D)=\mathrm{Exp}[-0.7144+1.5492\ln t_D-0.1008(\ln t_D)^2-1.3355\times10^{-3}(\ln t_D)^3+1.8321\times10^{-4}(\ln t_D)^4-1.2685\times10^{-4}(\ln t_D)^5]$

①引自胜利油田地质科学研究院廖运涛成果。

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

（3）有限敞开天然水域系统：

有限敞开天然水域，不同 r_D 的 $Q(t_D)$ 与 t_D 的相关经验公式，列于表 4－3。

表 4－3　半球形流有限敞开天然水域不同 r_D 的 $Q(t_D)$ 与 t_D 经验公式①

无量纲半径 r_D	无量纲时间 t_D 范围	相关经验公式
2	0.07－3	$Q(t_D) = 0.1868 + 2.7744t_D - 1.2135t_D^2 + 0.3023t_D^3 + 0.6757t_D^4 - 0.4710t_D^5 + 0.08272t_D^6$
4	0.7－20	$Q(t_D) = 0.5795 + 1.5814t_D - 4.9088\times10^{-2}t_D^2 + 3.8356\times10^{-3}t_D^4 - 9.4781\times10^{-5}t_D^4$
6	2～40	$Q(t_D) = 0.7423 + 1.4911t_D - 3.5375\times10^{-2}t_D^2 + 1.9739\times10^{-3}t_D^3 - 5.0251\times10^{-5}t_D^4 + 4.7065\times10^{-7}t_D^5$
8	4～70	$Q(t_D) = 1.2085 + 1.2938t_D - 6.6483\times10^{-3}t_D^2 + 8.4128\times10^{-5}t_D^3 + 1.3421\times10^{-6}t_D^4 - 4.0782\times10^{-8}t_D^5 + 2.6010\times10^{-10}t_D^6$
10	6～90	$Q(t_D) = 1.5670 + 1.2253t_D - 3.2520\times10^{-3}t_D^2 + 3.9047\times10^{-5}t_D^3 - 1.6731\times10^{-7}t_D^4$
20	30～600	$Q(t_D) = \mathrm{Exp}\,[0.6191 + 0.8272\ln t_D + 1.3421\times10^{-2}(\ln t_D)^2]$
30	80～1000	$Q(t_D) = \mathrm{Exp}\,[0.5343 + 0.8637\ln t_D + 9.4421\times10^{-3}(\ln t_D)^2]$

①引自胜利油田地质科学研究院廖运涛成果。

第 4 节　物质平衡方程式的线性处理及多解性判断

在应用物质平衡方程式求解油藏的实际问题时，一般都要对它进行形式上的简化处理。油藏任何驱动类型的物质平衡方程式，都可写为如下的直线关系式[8,9]：

$$y = N + Bx \tag{4-61}$$

式中　N——油藏的原始地质储量，10^4m^3；

B——天然水侵系数，$10^4m^3/MPa$。

由（4－61）式可以看出，物质平衡方程式的直线表达式，具有截距就是地质储量，斜率是天然水侵系数的特点。

下面以弹性水压驱动的未饱和油藏和综合驱动的饱和油藏为例，说明这种线性化处理的方法。

一、未饱和油藏综合驱动的直线关系通式

将（4－17）式改写为下式：

$$\frac{N_pB_o - (W_i - W_p)B_w}{B_{oi}C_t^*\Delta p} = N + \frac{W_e}{B_{oi}C_t^*\Delta p} \tag{4-62}$$

假若天然水侵的方式为非稳定流动时，将（4－41）式代入（4－62）式得：

$$\frac{N_pB_o - (W_i - W_p)B_w}{B_{oi}C_t^*\Delta p} = N + \frac{B_R\sum_0^t \Delta p_e Q(t_D, r_D)}{B_{oi}C_t^*\Delta p} \tag{4-63}$$

若令

$$y_1 = \frac{N_pB_o - (W_i - W_p)B_w}{B_{oi}C_t^*\Delta p} \tag{4-64}$$

$$x_1 = \frac{\sum_0^t \Delta p_e Q(t_D, r_D)}{B_{oi}C_t^*\Delta p} \tag{4-65}$$

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

则得

$$y_1 = N + B_R x_1 \tag{4-66}$$

对于封闭性弹性驱动油藏，$W_e=0$，$W_i=0$，$W_p=0$，故由（4－62）式得：

或

$$\left.\begin{aligned} N_p B_o / B_{oi} C_t^* \Delta p &= N \\ y_1 &= N \end{aligned}\right\} \tag{4-67}$$

二、饱和油藏综合驱动的直线关系通式

将（4－41）式代入（4－9）式，并改为下面的形式：

$$\frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_i - W_p)B_w - G_i B_{ig}}{(B_t - B_{ti}) + \dfrac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1+m)B_{ti}\left(\dfrac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} = N + \frac{B_R \sum_0^t \Delta p_e Q(t_D, r_D)}{(B_t - B_{ti}) + \dfrac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1+m)B_{ti}\left(\dfrac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} \tag{4-68}$$

若令

$$y_2 = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_i - W_p)B_w - G_i B_{ig}}{(B_t - B_{ti}) + \dfrac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1+m)B_{ti}\left(\dfrac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} \tag{4-69}$$

$$x_2 = \frac{\sum_0^t \Delta p_e Q(t_D, r_D)}{(B_t - B_{ti}) + \dfrac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1+m)B_{ti}\left(\dfrac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} \tag{4-70}$$

则得饱和油藏综合驱动的直线关系通式为：

$$y_2 = N + B_R x_2 \tag{4-71}$$

由（4－66）和（4－71）式可以看出，任何油藏驱动条件的物质平衡方程式，都可由（4－61）式的直线关系式表示，直线的截距为油藏的地质储量，直线的斜率为天然水侵系数，见图 4－8 所示。

当综合驱动的饱和油藏没有天然水驱作用，也不注气时，（4－68）式即简化为下式

$$y_2 = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g]}{(B_t - B_{ti}) + \dfrac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1+m)B_{ti}\left(\dfrac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p} = N \tag{4-72}$$

这表明，对于没有天然水驱作用的饱和油藏，它的线性关系为一条平行于横轴的水平线。它与横轴的水平距离即为该油藏的地质储量。

在利用（4－61）式求解实际天然水驱油藏的物质平衡方程式时，往往采用试凑法，即根据油藏的矿场地质和地层流体物性的综合研究资料，事先假定一个无量纲半径 r_D 和无量纲时间系数 β 值，利用上述的关系式进行 y 值和 x 值的计算。当所得到的结果能够满足两者的直线关系时，则就认为假定的 r_D 和 β 值符合油藏的实际条件。否则，需要重新假定 r_D 或 β 值，进行重复计算，直到 y 与 x 值能达到满意的直线关系为止。在实际工作中，应当根据油藏的矿场地质资料，首先给定一个适当的 r_D 值，然后再假定不同的 β 值，进行试差计算，最后取其能使 y 与 x 达到最佳直线关系的 β 值，并由该直线的截距和斜率分别确定出油藏的 N 和 B 值。

在计算工作中可以发现，r_D 对计算结果的影响远不及 β 敏感。当 $r_D \geqslant 10$ 时，其动态接近于无限大水域系统，但 β 对计算结果的影响是比较明显的。当 β 值取得正确时，计算的 y 与 x 值便能形成一条直线；而当 β 值取得比正确值小时，y 与 x 是一条向上弯曲的曲线；反之，当

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

β 值取得比正确值大时，则 y 与 x 是一条向下弯曲的曲线（见图 4－9）。因此，在利用试差（凑）法求解水驱油藏的物质平衡方程式时，应当注意到这一特点。

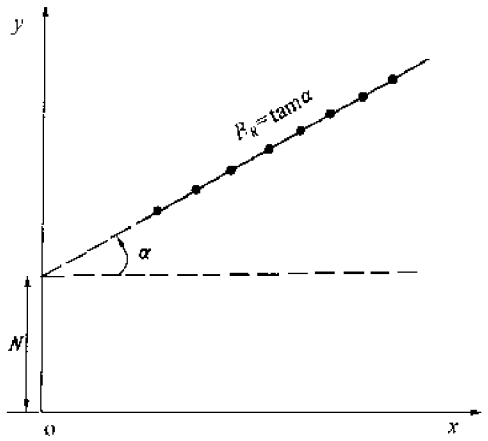


图 4－8　物质平衡方程式的直线关系图

应当强调指出，在应用（4－61）式求解天然水驱油藏的物质平衡方程式时，存在着多解性的问题。也就是说，当给定的 r_D 值和 β 值的不同组合，都可能得到不同的 y 与 x 之间的直线关系。因而，同一油藏的实际开发数据，就会得到若干个数值不同的地质储量和天然水侵系数。这就是所谓的天然水侵油藏物质平衡方程式的多解性。在这种情况下，如何判断哪一条直线是具有代表性的最佳结果呢？对于这样一个问题，通常采用最小二乘法中的最小标准差值加以判断[10,11]，不同直线关系式的标准差值，由下式计算：

$$\sigma=\sqrt{\frac{\sum_{1}^{n}(y_i-y_j)}{n-1}} \tag{4-73}$$

式中　σ——标准差，f 或%；

y_i——利用实际生产数据，由（4－64）式或（4－69）式计算的结果；

y_j——由不同 β 值与 r_D 值组合求解得到的直线关系式（4－66）式或（4－71）式计算的结果；

n——线性回归的数据点数。

在物质平衡方程式的多解性判断分析中表明，β 值比 r_D 值的作用明显得多[10]。当 $r_D\geqslant 10$ 时，它的影响可以忽略不计，而 β 值的影响则非常敏感。利用（4－73）式可以算出，由不同 r_D 与 β 值组合所得直线式的 σ 值，对应于最小 σ 值的 N 值和 B 值，即是最佳的所求结果（见图 4－10）。

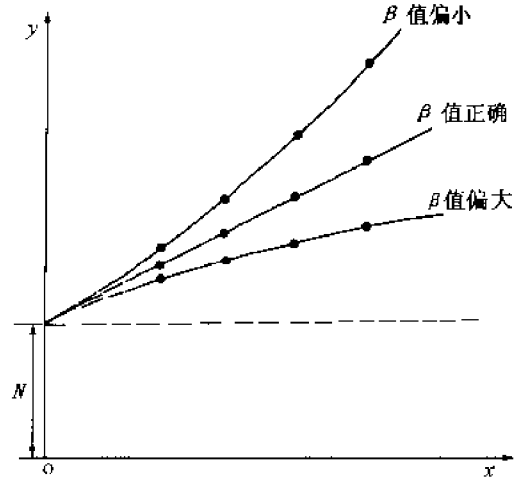


图 4－9　当 r_D 一定时由试差法求解物质平衡方程式关系图

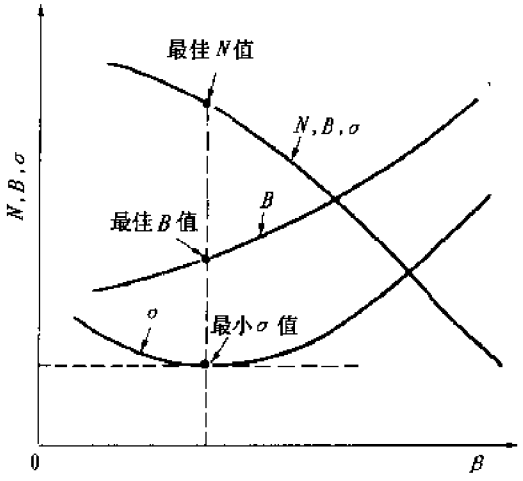


图 4－10　物质平衡方程式求解最佳结果的判断

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

第5节 应用举例

下面通过三个例题，说明物质平衡方程式求解的基本方法。

一、封闭性弹性驱动的未饱和油藏[9]

该油藏的基本参数如下：油藏的原始地层压力 $p_i = 33.564\text{MPa}$；饱和压力 $p_b = 29.455\text{MPa}$；在原始压力下原油的体积系数 $B_{oi} = 1.4802$；饱和压力下的原油体积系数 $B_{ob} = 1.492$；原油的压缩系数 $C_o = 19.56 \times 10^{-4}\text{MPa}^{-1}$；地层水的压缩系数 $C_w = 4.26 \times 10^{-4}\text{MPa}^{-1}$；地层岩石的有效压缩系数 $C_f = 4.94 \times 10^{-4}\text{MPa}^{-1}$；地层束缚水饱和度 $S_{wi} = 0.25$；油藏的实际生产数据和相应的原油体积系数列于表4－4内。试确定该油藏的地质储量？

由（4－13）式求得该油藏的总弹性压缩系数为：

$$C_t^* = 19.56 \times 10^{-4} + \frac{4.26 \times 10^{-4} \times 0.25 + 4.94 \times 10^{-4}}{0.75} = 27.57 \times 10^{-4}\text{MPa}^{-1}$$

故得：

$$B_{oi}C_t^* = 1.4802 \times 27.57 \times 10^{-4} = 40.81 \times 10^{-4}\text{MPa}^{-1}$$

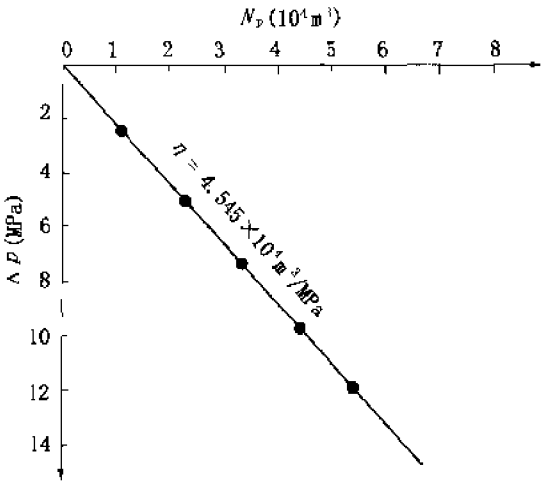


图4－11 封闭型弹性驱动的压降图

由表4－4中的累积产油量 N_p 与地层总压降 Δp 绘成的压降图（见图4－11）看出，两者呈一很好的直线关系。因此，可以推测该油藏确实是一个封闭性弹性驱动的未饱和油藏。经线性回归后得到，油藏的弹性产率，即单位地层压降的累积产油量为：

$$\eta = N_p/\Delta p = 4.545 \times 10^4\text{m}^3/\text{MPa}$$

根据（4－67）式计算的油藏地质储量数据也列于表4－4内。由表内所列数据表明，不同开发时间利用物质平衡方程式计算的结果是一致的。这也说明该油藏是封闭性的未饱和油藏。实际油藏地质情况分析的结果，也证明了这是一个封闭的油藏。

表4－4 弹性驱动未饱和油藏数据

t (d)	N_p (10^4m^3)	p (MPa)	Δp (MPa)	$B_oC_t^*\Delta p$	B_o	N_pB_o (10^4m^3)	$y = \frac{N_pB_o}{B_oC_t^*\Delta p} = N$ (10^4m^3)
0	0	33.564	0	0	1.4802	0	0
364.8	1.1281	33.313	0.251	102.43×10^{-5}	1.4808	1.6705	1630
638.4	2.2883	33.054	0.510	208.13×10^{-5}	1.4815	3.3901	1628
820.8	3.3065	32.816	0.748	305.25×10^{-5}	1.4822	4.9009	1605
1003.2	4.3808	32.598	0.966	394.22×10^{-5}	1.4828	6.4958	1647
1185.6	5.3576	32.381	1.183	482.78×10^{-5}	1.4835	7.9480	1646

二、气顶驱和溶解气驱的饱和油藏[12]

某带气顶的饱和油藏（见图4－12），原始地层压力 $p_i = 22.653\text{MPa}$，原油的原始体积

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

系数 $B_{oi}=1.2511$，原始溶解气油比 $R_{si}=90.87\text{m}^3/\text{m}^3$，利用容积法计算的原始地质储量 $N=1828\times10^4\text{m}^3$；油藏投产后的开发数据及原油体积系数 B_o、溶解气油比 R_s、天然气的体积系数 B_g 和两相体积系数 B_t 随压力变化的数据列于表 4－5。试利用物质平衡法核验油藏的地质储量，确定气顶的原始地质储量 G 和原始地下气与油的储量比 m 值。

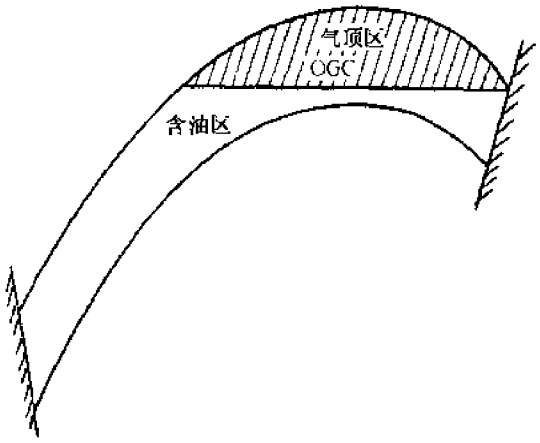


图 4－12　气顶驱和溶气驱的油藏剖面图

由于该油藏是一个带气顶的饱和油藏、且无天然水驱，也不进行人工注水、注气。因此，$W_e=0$、$W_i=0$、$G_i=0$、$W_p=0$。当忽略地层束缚水和岩石的压缩系数的影响时，即 $C_w=0$ 和 $C_f=0$，故由（4－9）式得该驱动条件下的物质平衡方程式为：

$$N=-\frac{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]}{(B_t-B_{ti})+\dfrac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g-B_{gi})} \tag{4-74}$$

表 4－5　气顶驱和溶气驱的饱和油藏数据

p (MPa)	N_p (10^4m^3)	R_p (m^3/m^3)	B_o	R_s (m^3/m^3)	B_g	B_t①	y (10^4m^3)	x
22.653 (p_i)	0	90.78 (R_{si})	1.2511 (B_{oi})	90.78 (R_{si})	48.85×10^{-4} (B_{gi})	1.2511 (B_{ti})	/	/
21.428	52.38	186.90	1.2353	84.91	51.66×10^{-4}	1.2656	6365	4.96
20.408	93.85	188.68	1.2222	80.10	53.90×10^{-4}	1.2797	5930	4.52
19.388	140.73	206.48	1.2122	75.65	56.71×10^{-4}	1.2980	5863	4.29
18.367	182.88	219.83	1.2022	71.38	60.08×10^{-4}	1.3187	5665	4.25
17.347	230.73	225.17	1.1922	66.75	63.45×10^{-4}	1.3447	5416	3.99
16.326	281.87	231.40	1.1822	62.66	67.38×10^{-4}	1.3717	5420	3.93

① $B_t=B_o+(R_{si}-R_s)B_g$

将（4－74）式改写为下式：

$$\frac{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]}{B_t-B_{ti}}=N+\frac{mNB_{ti}}{B_{gi}}\left(\frac{B_g-B_{gi}}{B_t-B_{ti}}\right) \tag{4-75}$$

若令

$$y=\frac{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]}{B_t-B_{ti}} \tag{4-76}$$

$$x=\frac{B_{ti}(B_g-B_{gi})}{B_{gi}(B_t-B_{ti})} \tag{4-77}$$

则得

$$y=N+mNx \tag{4-78}$$

如果，设 $a=N$，$b=mN$，则（4－78）式可简写为：

$$y=a+bx \tag{4-79}$$

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

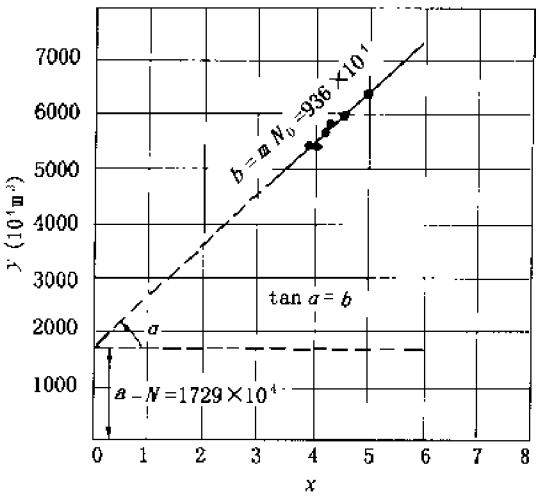


图 4－13　气顶与溶解气驱油藏的 y 与 x 关系图

由（4－79）式看出，气顶驱和溶解气驱油藏的物质平衡方程式，可以简化为一个直线关系式。直线的截距就是油藏的原始地质储量 N；直线的斜率与截距之比，即为地下气顶体积与含油区地下体积之比 m。当 N 和 m 确定之后，可由（4－1）式确定气顶内天然气的原始地质储量 G。

利用（4－76）式和（4－77）式，计算的 y 值和 x 值也列于表 4－5。按（4－79）式的关系，将 y 与 x 的数值绘于普通直角坐标纸上，得到了一条直线（见图 4－13）。经对直线作线性回归后得，直线的截距 $a = 1729 \times 10^4 m^3$；直线的斜率 $b = 936 \times 10^4$；直线的相关系数 $r = 0.9851$，故 $m = 936 \times 10^4 / 1729 \times 10^4 = 0.5413$。再将其他已知参数代入（4－1）式得：

$$G = \frac{0.5413 \times 1729 \times 10^4 \times 1.2511}{48.85 \times 10^{-4}} = 23.97 \times 10^8 m^3$$

从上述计算结果表明，利用物质平衡方程式求得的油藏原始原油地质储量，与用容积法计算的原始原油地质储量 $N = 1828 \times 10^4 m^3$，基本上是一致的。

三、溶气驱和天然水驱综合驱动的饱和油藏[12]

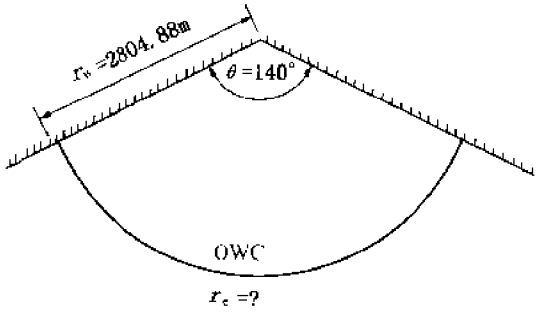


图 4－14　油藏的油水系统关系图

某没有气顶，只有活跃边水作用的扇形油藏，原始地层压力 $p_i = 18.639MPa$，且等于饱和压力 p_b，该油藏的油水系统关系见图 4－14 所示。油藏和天然水域的一般参数为：地层有效厚度 $h = 30.49m$，地层有效渗透率 $K_w = 200mD$；地层水粘度 $\mu_w = 0.55mPa \cdot s$；地层有效孔隙度 $\phi = 0.25$；地层水的体积系数 $B_w = 1.0$；地层水的弹性压缩系数 $C_w = 4.41 \times 10^{-4} MPa^{-1}$；地层岩石的有效压缩系数 $C_f = 5.88 \times 10^{-4} MPa^{-1}$；综合有效弹性压缩系数 $C_e = C_w + C_f = 10.29 \times 10^{-4} MPa^{-1}$。油藏开发后不同时间的地层压力 p、地层压降 Δp、台阶压力 $\bar{p}$ 和有效地层压降 Δp_e 见图 4－15 和表 4－6 所示。不同开发时间的累积产油量 N_p、累积生产

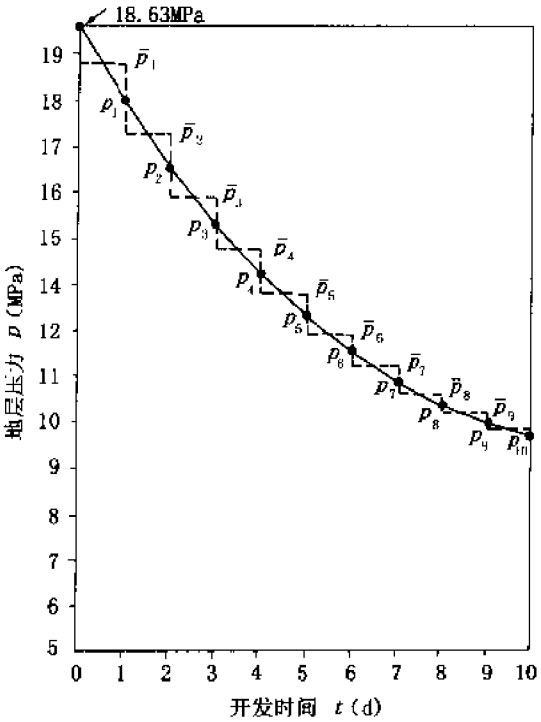


图 4－15　油藏的地层压降图

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

气油比 R_p、以及地下流体物性的变化数据列于表 4－7。油藏的扇形角 $\theta=140°$，油水接触面的半径（又称天然水域的内边界半径）$r_w=2804.88m$，天然水域的外边界半径 r_e 尚不明确。试利用物质平衡方程式，确定油藏的原始地质储量 N 和天然水侵系数 B。由于该油藏的天然水驱比较活跃，故计算时考虑为平面径向流的非稳定流水侵方式。

表 4－6　溶气驱和天然水驱油藏生产数据

t 开发时间 (a)	p 地层压力 (MPa)	Δp 地层压降 (MPa)	$\bar{p}$ 台阶压力 (MPa)	Δp_e 有效地层压降 (MPa)
0	18.639 (p_i)	0	/	/
1	17.007	1.632	17.823	0.816
2	15.578	3.061	16.293	1.530
3	14.347	4.292	14.959	1.334
4	13.258	5.381	13.803	1.156
5	12.367	6.272	12.809	0.994
6	11.578	7.061	11.973	0.836
7	10.939	7.700	11.258	0.715
8	10.442	8.197	10.687	0.571
9	10.068	8.571	10.252	0.435
10	9.796	8.843	9.932	0.320

表 4－7　溶气驱和天然水驱油藏计算数据

t (a)	N_p (10^6m^3)	R_p (m^3/m^3)	B_o	R_s (m^3/m^3)	B_g
0	0	115.7 (R_{si})	1.404 (B_{oi})	115.7 (R_{si})	0.005222 (B_{gi})
1	1.253	135.28	1.374	105.38	0.005503
2	2.929	150.41	1.349	97.01	0.006006
3	4.635	163.76	1.329	90.25	0.006570
4	6.470	173.55	1.316	83.84	0.007187
5	7.972	182.45	1.303	78.68	0.007805
6	9.289	189.57	1.294	74.40	0.008422
7	10.397	194.91	1.287	70.84	0.008984
8	11.248	199.36	1.280	68.17	0.009546
9	11.852	203.81	1.276	66.04	0.009882
10	12.312	206.48	1.273	64.79	0.01022

根据油藏的驱动条件，当不考虑含油区地层岩石和束缚水的弹性压缩系数影响时，由（4－9）式得到溶解气驱和天然水驱综合驱动的物质平衡方程式为：

$$N=\frac{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]-W_e+W_pB_w}{B_t-B_{ti}} \tag{4-80}$$

将（4－80）式改写为（4－71）式表示的直线关系式：

$$y=N+Bx \tag{4-81}$$

式中

$$y=\frac{N_p[B_t+(R_p-R_{si})B_g]+W_pB_w}{B_t-B_{ti}} \tag{4-82}$$

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

$$x = \frac{\sum_{0}^{t} \Delta p_e Q(t_D)}{\overline{B_t} - \overline{B_{ti}}} \tag{4-83}$$

天然水侵量的计算方法，采用 Van Everdingen 和 Hurst 的平面径向非稳定流法。由于开发时间是以 a 为单位，故由（4－43）式表示的无量纲时间改为如下公式表示：

$$t_D = \frac{31.5360 K_w t}{\phi \mu_w C_e r_w^2} \tag{4-84}$$

经过试差计算后确知，无量纲半径 $r_D = r_e / r_{wR} = 5$ 时，能满足（4－81）式的线性关系。下面介绍利用 Van Everdingen 和 Hurst 的平面径向非稳定流方法，求解物质平衡方程式，确定油藏的原始地质储量和水侵系数的方法。

将已知参数代入（4－84）式，得到无量纲时间和实际开发时间的如下关系式：

$$t_D = \frac{31.536 \times 200 \times t}{0.25 \times 0.55 \times 10.29 \times 10^{-4} \times (2804.88)^2} = 5.67t \tag{4-85}$$

将不同开发时间（t）代入（4－85）式求得的 t_D，并由 $r_D = 5$ 及 $r_D = 10$ 利用表 4－2 得到的 $Q(t_D)$ 值，以及不同开发时间的有效地层压降 Δp_e 值，同列于表 4－8。

表 4－8　无量纲计算数据

t (a)	t_D 由（4－85）式计算	Δp_e (MPa) 由（4－42）式计算	$Q(t_D)_{r_D=5}$ 查专用表	$Q(t_D)_{r_D=10}$ 查专用表
0	0			
1	5.67	0.816	4.88	4.95
2	11.34	1.531	7.46	8.12
3	17.01	1.333	9.10	10.90
4	22.68	1.156	10.09	13.50
5	28.35	0.993	10.83	15.90
6	34.02	0.837	11.27	18.10
7	39.69	0.714	11.52	20.20
8	45.36	0.571	11.69	22.20
9	51.03	0.435	11.81	24.00
10	56.70	0.320	11.89	25.70

在表 4－8 数据的基础上，利用下式计算（4－83）式的分子部分为：

$$\sum_{j=0}^{n-1} \Delta p_{ej} Q(t_D) = \Delta p_{e0} Q(t_{Dn}) + \Delta p_{e1} Q(t_{Dn} - t_{D1}) + \Delta p_{e2} (t_{Dn} - t_{D2}) + \cdots\cdots + \Delta p_{ej} Q(t_{Dn} - t_{Dj}) + \cdots\cdots + \Delta p_{en-1} Q(t_{Dn} - t_{Dn-1}) \tag{4-86}$$

利用（4－86）式计算的结果列于表 4－9。

根据（4－80）式，若设：

$$E_o = B_t - B_{ti} \tag{4-87}$$

$$F = N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] + W_p B_w \tag{4-88}$$

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

表 4－9　$\sum_{0}^{t}\Delta p_e Q\ (t_D)$ 的计算方法及结果

t (a)	运　算　过　程	$\sum_{0}^{t}\Delta p_e Q\ (t_D)$
1	(0.816×4.88)	3.984
2	(0.816×7.46+1.531×4.88)	13.559
3	(0.816×9.10+1.531×7.46×1.333×4.88)	25.353
4	(0.816×10.09+1.531×9.10+1.333×7.46+1.156×4.88)	37.755
5	(0.816×10.83+1.531×10.09+1.333×9.10+1.156×7.46+0.993×4.88)	49.892
6	(0.816×11.27+1.531×10.83+1.333×10.09+1.156×9.10+0.993×7.46+0.837×4.88	61.247
7	(0.816×11.52+1.531×11.27+1.333×10.83+1.156×10.09+0.993×9.10+0.837×7.46+0.714×4.88)	71.529
8	(0.816×11.69+1.531×11.52+1.333×11.27+1.156×10.83+0.993×10.09+0.837×9.10+0.714×7.46+0.571×4.88)	80.479
9	(0.816×11.81+1.531×11.69+1.333×11.52+1.156×11.27+0.993×10.83+0.837×10.09+0.714×9.10+0.571×7.46+0.435×4.88)	88.013
10	(0.816×11.89+1.531×11.81+1.333×11.69+1.156×11.52+0.993×11.27+0.837×10.83+0.714×10.09+0.571×9.10+0.435×7.46+0.320×4.88)	94.163

同时，我们可以得到由 Havlena 和 Odeh 表示的直线关系式为[8]：

$$\frac{F}{E_o} = N + \frac{W_e}{E_o} \qquad (4\quad 89)$$

将（4－41）式代入（4－89）式得：

$$y = \frac{F}{E_o} = N + B_R \frac{\sum_{0}^{t}\Delta p_e Q(t_D)}{E_o} = N + B_R x \qquad (4-90)$$

将表 4－7 中的数据代入（4－87）和（4－88）式，求得的 E_o、F 和 y 值，并由 E_o 值和表 4－9 中的 $\sum_{0}^{t}\Delta p_e Q\ (t_D)$ 值，利用（4－83）式求得的 x 值，列于表 4－10。

表 4－10　x 与 y 的计算结果

t (a)	E_o (m^3/m^3)	F ($10^6 m^3$)	y ($10^4 m^3$)	$\sum_{0}^{t}\Delta p_e Q\ (t_D)$ ($r_D=5$)	$\sum_{0}^{t}\Delta p_e Q\ (t_D)$ ($r_D=10$)	x ($r_D=5$)	x ($r_D=10$)
1	0.0268	1.93	7201	3.984	4.041	148.6	150.7
2	0.0574	4.89	8519	13.559	14.205	236.2	247.4
3	0.0923	8.40	9101	25.353	27.926	274.6	302.5
4	0.1411	12.69	8993	37.755	44.256	267.5	313.6
5	0.1881	16.85	8958	49.892	62.483	265.2	332.1
6	0.2380	21.03	8836	61.247	81.924	257.3	344.2
7	0.2862	24.97	8725	71.529	102.162	249.9	356.9
8	0.3299	28.49	8636	80.479	122.719	243.9	372.0
9	0.3630	31.26	8611	88.013	143.105	242.4	394.2
10	0.3895	33.50	8601	94.163	162.945	241.7	418.3

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

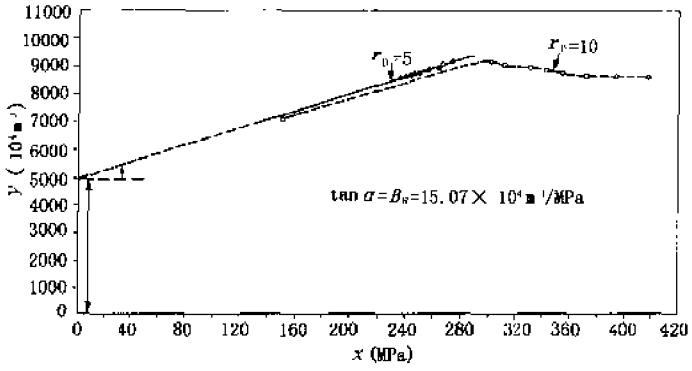


图 4－16　利用物质平衡方程式确定地质储量的线性关系图

将表 4－10 内的 x 值和 y 值，根据（4－81）式绘于图 4－16 上。由图 4－16 看出，$r_D=5$ 的 x 与 y 值呈线性关系，而 $r_D=10$ 的 x 与 y 值则是一条向下弯曲的曲线。因此，后者所拟定的条件不符合油田的实际情况。利用线性回归法，求得 $r_D=5$ 的直线截距，即油田的原始地质储量 $N=4960\times10^4\text{m}^3$；直线的斜率（即水侵系数）$B_R=0.1507\times10^6\text{m}^3/\text{MPa}=15.07\times10^4\text{m}^3/\text{MPa}$；直线的相关系数 $r\simeq1.0$。

根据油田的实际资料，利用（4－45）式求得的水侵系数为：

$$B_R=2\pi(2804.88)^2\times30.488\times0.25\times10.29\times10^{-4}\left(\frac{140}{360}\right)$$

$$=0.1508\times10^6\text{m}^3/\text{MPa}\simeq15.08\times10^4\text{m}^3/\text{MPa}$$

另知，油田由其他方法测算的地质储量 $N=4961\times10^4\text{m}^3$，因此，说明上面利用物质平衡方程式核验地质储量和水侵系数是可靠的。

四、影响水驱开发油田采收率因素的分析

对于原始地层压力高于饱和压力（$p_i>p_b$）的未饱和油藏，由于天然水驱的能量不足，在饱和压力以上又进行了人工补充能量注水，试研究人工注水的最佳时机，并分析影响采收率的主要因素。

将（4－17）式改写为下式：

$$\frac{N_pB_o}{NB_{oi}}=\left(C_o+\frac{C_wS_{wi}+C_f}{S_{oi}}\right)(p_i-p)+\frac{W_e+(W_i-W_p)B_w}{NB_{oi}} \tag{4-91}$$

天然水驱和人工注水的净水侵，占据油藏含油部分的体积量为：

$$W_e+(W_i-W_p)B_w=V_{wi}(S_{oi}-S_{or}) \tag{4-92}$$

式中　V_{wi}——天然水驱和人工注水占据油藏含油部分的孔隙体积，m^3；

S_{or}——残余油饱和度，f。

水驱油藏原始含油部分的地下体积量为：

$$NB_{oi}=V_{pi}S_{oi} \tag{4-93}$$

式中　V_{pi}——原始含油孔隙体积，m^3。

由（4－92）式除以（4－93）式得：

$$\frac{W_e+(W_i-W_p)B_w}{NB_{oi}}=E_v\left(1-\frac{S_{or}}{S_{oi}}\right) \tag{4-94}$$

在（4－94）式中的 E_v 为水驱的体积波及系数，表示为：

$$E_v=V_{wi}/V_{pi} \tag{4-95}$$

将（4－95）式代入（4－91）式得：

$$\frac{N_pB_o}{NB_{oi}}=\left(C_o-\frac{C_wS_{wi}+C_f}{S_{oi}}\right)(p_i-p)+E_v\left(1-\frac{S_{or}}{S_{oi}}\right) \tag{4-96}$$

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

将（1－72）式改写为下式：

$$C_o = \left(1 - \frac{B_o}{B_{oi}}\right)\frac{1}{(p_i - p)} \tag{4-97}$$

将（4－97）式代入（4－96）式得油田的采出程度关系式为[13]：

$$R_o = 1 - \frac{B_{oi}}{B_o}\left[1 - C_e(p_i - p) - E_v\left(1 - \frac{S_{or}}{S_{oi}}\right)\right] \tag{4-98}$$

当在饱和压力附近注水保持地层压力时，由（4－98）式得油田的采收率关系式为[13]：

$$E_R = 1 - \frac{B_{oi}}{B_{owf}}\left[1 - C_e(p_i - p_{Rwf}) - E_{va}\left(1 - \frac{S_{or}}{S_{oi}}\right)\right] \tag{4-99}$$

式中 p_{Rwf}——注水保持的地层压力，MPa；

B_{owf}——注水保持地层压力下的原油体积系数；

E_{va}——油田水驱的最终体积波及系数，f。

由（4－99）式看出，对于一个具体的未饱和油藏，除天然水驱外并进行人工注水时，影响采收率的因素有：B_{owf}、Δp_{Rwf}、E_{va}和 S_{or}，B_{owf}的数值。p_{Rwf}和 B_{owf}和愈低则采收率愈高；E_{va}愈大和 S_{or}愈低则采收率愈高。前者也可以说是在饱和压力附近或略低于饱和压力注水愈好；后者是说增加水驱体积波及系数和降低残余油饱和度，则会直接提高原油的采收率。

参 考 文 献

1. Schilthuis R J. Active Oil and Reservoir Energy. Trans. AIME, 1936 118, 37
2. Pirson S J. Elements of Oil Reservoir Engineering. 2nd Ed, 1958
3. Hurst W. Water Influx Into a Reservoir and Its Application to the Equation of Volumetric Balance. Trans. AIME, 1943 151, 57
4. Van Everdingen A F and Hurst W. The Application of the Laplace Transformation to Flow problems in Reservoirs. Trans. AIME, 1949 186, 305
5. Whiting R L and Ramey H J. Application of Material and Energy Balance to Geothermal Steam production. JPT, July, 1969. 897
6. Nabor G W and Barham R H. Linear Aquifer Behavior JPT, May. 1964. 561
7. Chatas A T. Unsteady Spherical Flow in Petroleum Reservoirs. SPEJ June, 1966, 102
8. Havlena D and Odeh A S. The Material Balance as An Equation of a Straight line. JPT August, 1963, 815－822
9. 陈元千．油、气藏的物质平衡方程式及其应用．北京：石油工业出版社，1979
10. 陈元千，王正鉴．物质平衡方程式多解性的判断方法．石油勘探与开发，1982(6) 10, 84－89
11. Scientific Software Corporation. Reservoir Engineering Manual, 1975
12. L P 迪克．油藏工程原理．北京：石油工业出版社，1984
13. 陈元千．影响油田采收率因素的分析方法．江苏油气，1993(4) 4，25－29
14. F W 科尔．油藏工程方法．北京：石油工业出版社，1981
15. H C 斯利德．实用油藏工程学方法．北京：石油工业出版社，1982
16. Frick T C. Petroleum Production Handbook. VOL. II, 1962
17. Alfred Mayer－Gürr. Petroleum Engineering. Geology of Petroleum. VOL. 3, 1976

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

第五章　气藏物质平衡方程式

根据气藏有无边底水的侵入，可将气藏划分为水驱气藏和定容封闭气藏两类。此外，还有大量压力系数（原始气藏压力除以静水压力）大于1.5以上的异常高压气藏，在天然气工业生产中占有极为重要的地位。异常高压气藏，一般封闭得很好，且没有边底水的驱动。

对于定容正常压力系统的气藏来说，在整个开发过程中只有气体单相的流动，并表现为一个压力连续下降的过程。由于天然气的密度小、粘度低，在气藏压力很低的情况下，只要能有一个小的压差作用，气井便能继续生产。因此，气藏可以采用比油藏稀的井网进行开发，而且，对于中高渗透率的气藏采收率可达85%～90%以上。然而，对于天然水驱气藏，随着气藏开发所引起的地层压降，必然导致水对气藏的侵入和气井的见水，以及在气层中出现气、水两相流动的情况。这将会大大地影响到气井的产能和气藏的采收率。气藏开发的实际经验表明，水驱气藏的采收率只有40%～60%。为了保持气藏的产量和提高气藏的采收率，在水驱气藏的开发过程中，往往需要打一定的加密井，并采取一些排水采气、抑制水锥等复杂性技术措施。

近年来，在国内外发现并开发了大量的异常高压气藏。例如法国的拉克（Lacq）气田、我国四川的二叠系、青海的下第三系的气藏和新疆库车凹陷的白垩系气藏等。这类气藏的压力系数可高达2以上，并常具有高凝析油含量、高地层含水饱和度和高矿化度等特点。异常高压气藏形成的地质因素，目前尚不完全清楚，但与成藏后地质构造运动推起、上覆地层后来的削蚀、以及缺乏气体的横向运移和广阔的水域相连，有着密切的关系。在异常高压气藏投入开发之后，随着地层压力的下降，会引起储层岩石的再压实作用，并导致渗透率和孔隙度的下降和套管的破裂等因素的发生，因而，气井的产量难以保持稳定。

第1节　正常压力系统气藏的物质平衡方程式

当原始气藏压力等于或略大于埋藏深度的静水压力时，称之为正常压力系统气藏。下面按其有无天然水驱作用划分的水驱气藏和定容气藏，对其物质平衡方程式加以简单推导。

一、水驱气藏的物质平衡方程式

对于一个具有天然水驱作用的气藏，随着气藏的开采和气藏压力的下降，必将引起气藏内的天然气、地层束缚水和岩石的弹性膨胀，以及边水对气藏的侵入。由图5－1看出，在气藏累积产出（$G_pB_g+W_pB_w$）的天然气和地层水的条件下，经历了开发时间 t，气藏压力由 p_i 下降到 p_a。此时，气藏被天然

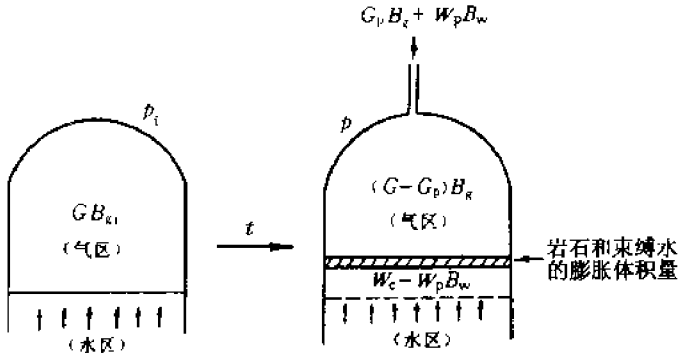


图5－1　水驱气藏的物质平衡图

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

水侵占据的孔隙体积，加上被地层束缚水和岩石弹性膨胀占据的孔隙体积，再加上剩余天然气占有的孔隙体积，应当等于在 p_i 压力气藏的原始含气的体积，即在地层条件下气藏的原始地下储气量。由此，可直接写出如下关系式：

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + GB_{gi}\left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p + (W_e - W_p B_w) \tag{5-1}$$

式中 G——气藏在地面标准条件下（0.101MPa 和 20℃）的原始地质储量；

G_p——气藏在地面标准条件下的累积产气量；

其他符号同油藏物质平衡方程式所注。

由（5—1）式解得水驱气藏的物质平衡方程式为：

$$G = \frac{G_p B_g - (W_e - W_p B_w)}{B_{gi}\left[\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) - \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p\right]} \tag{5-2}$$

对于正常压力系数的气藏，由于（5－2）式分母中的第 2 项与第 1 项相比，因数值很小，通常可以忽略不计，因此得到下式[1]：

$$G = \frac{G_p B_g - (W_e - W_p B_w)}{B_g - B_{gi}} \tag{5-3}$$

将（4—5）式和（4—6）式代入（5—3）式得：

$$G = \frac{G_p - (W_e - W_p B_w)\dfrac{pT_{sc}}{p_{sc}ZT}}{1 - \dfrac{p/Z}{p_i/Z_i}} \tag{5-4}$$

由（5－4）式解得水驱气藏的压降方程式为[1]：

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i}\left[1 - \frac{G - G_p}{G - (W_e - W_p B_w)\dfrac{p_i T_{sc}}{p_{sc} Z_i T}}\right] \tag{5-5}$$

由（5－5）式看出，天然水驱气藏的视地层压力（p/Z）与累积产气量（G_p）之间，并不存在直线关系，而是随着净水侵量（$W_e - W_p B_w$）的增加，气藏的视地层压力下降率随累积产气量的增加而不断减小，两者之间是一条曲线（见图 5－2）。因此，对于水驱气藏，不能利用压降图的外推方法确定气藏的原始地质储量，而必须应用水驱气藏的物质平衡方程式进行计算。

将（5—3）式改写为下式[2]：

$$\frac{G_p B_g + W_p B_w}{B_g - B_{gi}} = G + \frac{W_e}{B_g - B_{gi}} \tag{5-6}$$

若考虑天然水驱为非稳定流时，即 $W_e = B\sum_0^t \Delta p_e Q(t_D, r_D)$，则（5－6）式可写为：

$$\frac{G_p B_g + W_p B_w}{B_g - B_{gi}} = G + B\frac{\sum_0^t \Delta p_e Q(t_D, r_D)}{B_g - B_{gi}} \tag{5-7}$$

若令：

$$y = (G_p B_g + W_p B_w)/(B_g - B_{gi}) \tag{5-8}$$

$$x = \sum_0^t \Delta p_e Q(t_D, t_D)/(B_g - B_{gi}) \tag{5-9}$$

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

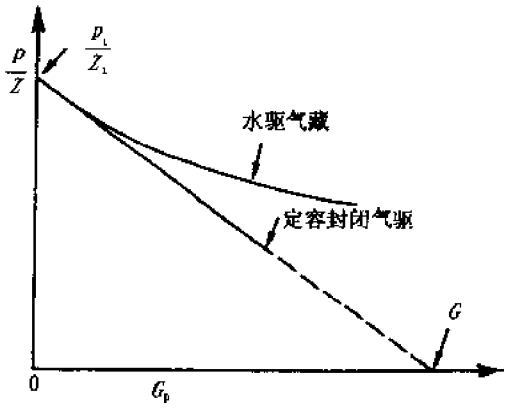


图 5-2　气藏的压降图

则得　　$y = G + Bx$　　(5-10)

由此可见，与油藏的物质平衡方程式相似，水驱气藏的物质平衡方程式，同样可简化为直线关系式。直线的截距为气藏的原始地质储量；直线的斜率为气藏的天然水侵系数。在应用（5-10）式求解气藏的地质储量和水侵系数时，同水驱油藏一样，存在着多解性问题。该问题仍需采用最小二乘法加以解决。

天然水驱对气藏的累积水侵量，由（5-3）式得：

$$W_e = G_pB_g + W_pB_w - G(B_g - B_{gi}) \tag{5-11}$$

同样，也可由（5-4）式得：

$$W_e = \frac{\left[G_p - G\left(1 - \frac{p/Z}{p_i/Z_i}\right)\right]p_{sc}ZT}{pT_{sc}} + W_pB_w \tag{5-12}$$

二、定容气藏的物质平衡方程式

定容气藏，也常被称为定容封闭性气藏或定容消耗式气藏。该气藏没有水驱作用，即 $W_e=0$，$W_p=0$，故由（5-3）式和（5-5）式分别得到定容气藏的物质平衡方程式和压降方程式为：

$$G_pB_g = G(B_g - B_{gi}) \tag{5-13}$$

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i}\left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \tag{5-14}$$

若令 $a = p_i/Z_i$，$b = p_i/Z_iG$，则由（5-14）式得：

$$\frac{p}{Z} = a - bG_p \tag{5-15}$$

气田的原始地质储量由下式确定：

$$G = a/b \tag{5-16}$$

由（5-15）式可以看出，定容气藏的视地层压力（p/Z）与累积产气量（G_p）成直线下降关系（见图 5-2）。当 $p/Z=0$ 时，由（5-14）式得 $G_p=G$，故可以利用压降图的外推法或线性回归法确定定容气藏原始地质储量的大小。

由（5-14）式也可解出：

$$G = \frac{G_p\frac{p_i}{Z_i}}{\frac{p_i}{Z_i} - \frac{p}{Z}} \tag{5-17}$$

对于封闭性气藏，只要已经确知原始视地层压力（p_i/Z_i），以及投产之后的任一个视地层压力（p/Z）和相应的累积产气量（G_p），即可由（5-17）式计算气藏的原始地质储量（G）。但是如果没有取得原始视地层压力，而在气藏投产后取得了第一个视地层压力（p_1/Z_1）和相应的累积产气量（G_{p1}），以及第一个测试点后的任一个视地层压力（p/Z）和相

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

应的累积产气量（G_p），可由下式计算气藏的原始地质储量[2]：

$$G = \frac{(G_p - G_{p1})\dfrac{p_1}{Z_1}}{\dfrac{p_1}{Z_1} - \dfrac{p}{Z}} + G_{p1} \tag{5-18}$$

三、天然水侵的判断方法

在一个气藏投入开发之后，可以利用下面的方法[1]，判断气藏有无水浸和水侵量的大小。将（5-5）式改写为下式：

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i}\left[\left(1 - \frac{G_p}{G}\right)\frac{1}{1 - \dfrac{(W_e - W_pB_w)}{G}\left(\dfrac{p_iT_{sc}}{p_{sc}Z_iT}\right)}\right] \tag{5-19}$$

气藏的原始地质储量（地面标准条件）可表示为：

$$G = V_{pi}/B_{gi} \tag{5-20}$$

式中 V_{pi}——天然气占有气藏的原始有效孔隙体积。

将（4-6）式代入（5-20）式得：

$$G = V_p p_i T_{sc}/p_{sc}Z_iT \tag{5-21}$$

再将（5-21）式代入（5-19）式得下式：

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i}\left[\left(1 - \frac{G_p}{G}\right)\frac{1}{1 - \dfrac{(W_e - W_pB_w)}{V_{pi}}}\right] \tag{5-22}$$

若令

$$\omega = \frac{W_e - W_pB_w}{V_{pi}} \tag{5-23}$$

则得

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i}\left[\left(1 - \frac{G_p}{G}\right)\frac{1}{1-\omega}\right] \tag{5-24}$$

式中 ω——气藏的水侵体积系数。

再将（5-24）式改写为下式[1]：

$$\frac{p/Z}{p_i/Z_i} = \left(1 - \frac{G_p}{G}\right)\frac{1}{1-\omega} \tag{5-25}$$

若令 $\psi = (p/Z)/(p_i/Z_i)$ 和 $R_D = G_p/G$，则由（5-25）式得：

$$\psi = \frac{1 - R_D}{1 - \omega} \tag{5-26}$$

式中 ψ——称为地层相对压力；

R_D——地质储量的采出程度，f。

根据（5-26）式，可以制做出相对压力 ψ、采气程度 R_D 和水侵体积系数的关系图（见图 5-3）。

对于一个无天然水驱作用的定容封闭性气藏，由于 $\omega=0$，故由（5-26）式得：

$$\psi = 1 - R_D \tag{5-27}$$

由（5-27）式可以看出，对于定容封闭性气藏，相对压力与采气程度之间，成为 45° 下降的直线关系，即图 5-3 上的对角直线。而对于存在有水驱作用的气藏，由于 $\omega<1$，则 $1/(1-\omega)>1$，故由（5-26）式看出，相对压力与采气程度的直线倾角大于 45°。由此可

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

见，图 5－3 可以作为判断气藏是否存在有水侵作用的指示图。若将任一气藏不同开发时间的相对压力与采气程度的数据，点在图 5－3 上，如点子落到 45°的对角直线上，则说明是定容封闭气藏；如果点子落到 45°对角直线上面的三角形区内，这表明气藏有天然水侵的存在。同时，由点子所处的位置，可以直接读得水侵体积系数 ω 的大小。为便于在气藏开发初期进行有无水侵作用的判断，将图 5－3 的早期部分作了放大（见图 5－4）。

气藏的水侵体积系数，由（5－26）式解得：

$$\omega = \frac{\psi + R_D - 1}{\psi} \tag{5-28}$$

当气藏的原始孔隙体积和水侵体积系数确知之后，天然水侵占据气藏的有效孔隙体积 V_{ew} 由（5－23）式得：

$$V_{ew} = W_e - W_p B_w = \omega V_{pi} \tag{5-29}$$

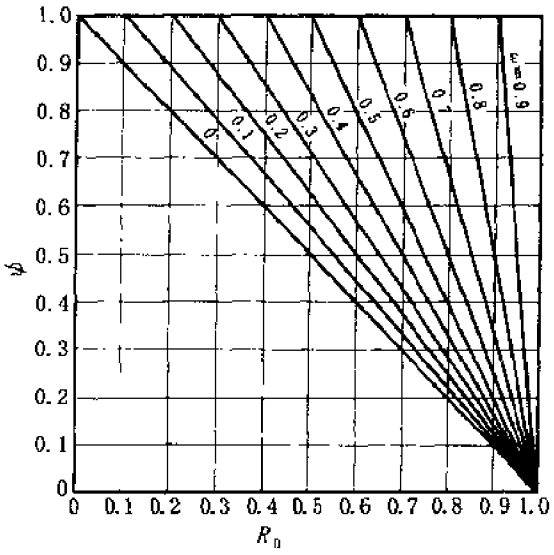


图 5－3　气藏的水侵指示图[1]

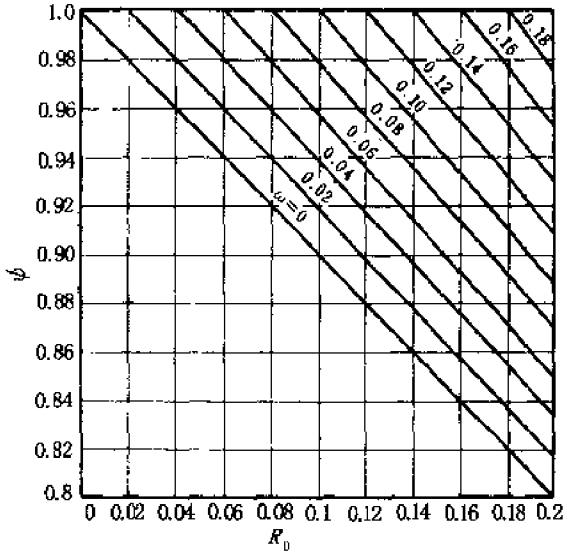


图 5－4　水侵指示图 5－3 的放大部分

四、影响水驱气藏采收率因素分析

已知　气藏地质储量的采出程度为 R_D，气藏本体地层束缚水和岩石孔隙体积的有效压缩系数为 C_e，则将（5－1）式可改写为下式[3,4]：

$$R_D = 1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\left[1 - C_e\Delta p - \frac{(W_e - W_p B_w)}{GB_{gi}}\right] \tag{5-30}$$

式中

$$R_D = G_p/G \tag{5-31}$$

$$C_e = \frac{C_w S_{wi} + C_f}{S_{gi}} \tag{5-32}$$

天然水驱对气藏的有效（净）水侵体积量可表示为：

$$W_e - W_p B_w = V_{wi}(S_{gi} - S_{gr}) \tag{5-33}$$

式中　V_{wi}——天然水驱的累积水侵孔隙体积，$10^8 m^3$；

S_{gr}——水侵（淹）区残余气饱和度，f。

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

若以 V_{pi}表示水驱气藏天然气占有的原始孔隙体积，那么，天然气的原始地质储量可表示为：

$$GB_{gi} = V_{pi}S_{gi} \tag{5-34}$$

由（5-33）式除以（5 34）式得：

$$\frac{(W_e - W_pB_w)}{GB_{gi}} = E_v\left(1 - \frac{S_{gr}}{S_{gi}}\right) \tag{5-35}$$

式中的 E_v 为水侵体积波及系数表示为：

$$E_v = V_{wi}/V_{pi} \tag{5-36}$$

将（5-35）式代入（5-30）式得：

$$R_D = 1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\left[1 - C_e\Delta p - E_v\left(1 - \frac{S_{gr}}{S_{gi}}\right)\right] \tag{5-37}$$

再将（4-5）式和（4-6）式代入（5-37）式得：

$$R_D = 1 - \frac{p/Z}{p_i/Z_i}\left[1 - C_e\Delta p - E_v\left(1 - \frac{S_{gr}}{S_{gi}}\right)\right] \tag{5-38}$$

最后，若代入气藏的废弃条件，即 $p/Z = p_a/Z_a$，$\Delta p = \Delta p_a = p_i - p_a$、$E_v = E_{va}$，则由（5-38）式得水驱气藏的采收率为[3,4]：

$$E_R = 1 - \frac{p_a/Z_a}{p_i/Z_i}\left[1 - C_e(p_i - p_a) - E_{va}\left(1 - \frac{S_{gr}}{S_{gi}}\right)\right] \tag{5-39}$$

式中 E_R——水驱气藏的采收率，f；

p_a/Z_a——废弃时的视地层压力，MPa；

p_a——废弃时的地层压力，MPa；

Z_a——在 p_a 压力下的气体偏差系数；

E_{va}——废弃时的水驱波及体积系数，f。

由（5-39）式可以看出，影响水驱气藏采收率的因素包括：p_a/Z_a、p_a、E_{va}和 S_{gr}。p_a/Z_a、p_a 和 S_{gr}的数值愈低，而 E_{va}的数值愈大，则 E_R 的数值愈高。

由（5-20）式看出，$GB_{gi} = V_{pi}$，故由（5-23）式和（5-35）式相等可得：

$$\omega = E_v\left(1 - \frac{S_{gr}}{S_{gi}}\right) \tag{5-40}$$

对于定容气藏，由于 $E_{va} = 0$，故由（5-39）式得采收率的关系式为：

$$E_R = 1 - \frac{p_a/Z_a}{p_i/Z_i}[1 - C_e(p_i - p_a)] \tag{5-41}$$

当忽略 C_e 的影响时，由（5-41）式得常用的关系式为：

$$E_R = 1 - \frac{p_a/Z_a}{p_i/Z_i} \tag{5-42}$$

由（5-42）式看出，定容气藏的采收率，主要取决于废弃时的视地层压力和地层压力。而废弃时的地层压力与地层渗透率和经济极限产量有关。当经济产量确定之后，它与井口控制的压力，或输气压力有关。

第2节 异常高压气藏的物质平衡方程式

气藏开发的实际资料表明，正常压力系统气藏的压力梯度一般在 0.001～0.003MPa/m

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

之间，而异常高压气藏的压力梯度可以高达 0.02MPa/m 以上。或者说，正常压力系统气藏的压力系数等于 1；而异常压力系数气藏的压力系数明着大于 1；异常高压气藏的压力系数在 1.5 以上。异常高压气藏具有地层压力高、温度高和储层封闭的特点。由于异常高压气藏储层的压实程度一般较差，地层岩石的有效压缩系数可达 $40\times10^{-4}MPa^{-1}$以上。在异常高压气藏的开发过程中，随着气藏压力的下降，表现出明显的储层岩石的压实特征。

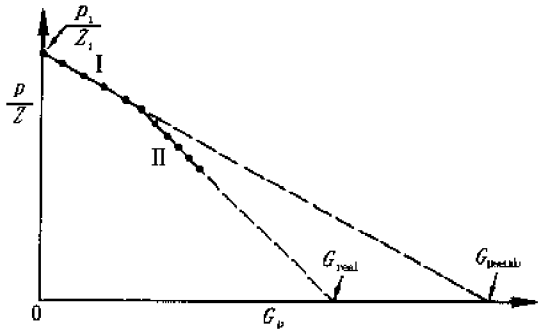


图 5－5　异常高压气藏的压降图

利用视地层压力 p/Z 与累积产气量 G_p 绘制异常高压气藏的压降图时，可以清楚地看出，该压降图具有两个斜率完全不同的直线段，并且第一直线段的斜率要比第二直线的小（见图 5－5）。国外研究结果表明[5-7]，在异常高压气藏投入开发的初期，随着天然气从气藏中采出和地层压力的下降，必将引起天然气的膨胀作用、储气层的再压实和岩石颗粒的弹性膨胀作用，以及地层束缚水的弹性膨胀作用和周围泥岩的再压实可能引起的水侵作用。如果气藏周围存在着有限范围的封闭边水时，还会引起边水的弹性水侵作用。上述的作用除天然气膨胀之外的其他因素，都能起到补充气藏能量和减小地层压力下降率的作用，从而形成了异常高压气藏初期压降较缓的第一直线段。

当异常高压气藏的地层压力，随着生产下降到正常压力系统时，即当地层压力等于或小于气藏的静水柱压力时，气藏储层的压实作用影响已基本结束。储层岩石的有效压缩系数保持在较低的正常数据（如砂岩为 $4\sim8\times10^{-4}MPa^{-1}$）。它同随地层压力下降而显著增加的天然气的弹性膨胀系数相比可以忽略不计。此时，气藏的开采表现为定容封闭性正常压力系统的动态特征。在压降图上，就是压降较快、直线斜率较大的第二直线段。因此，对于异常高压气藏来说，应当利用第二直线段的外推，或利用本章中给出的（5－68）式计算，确定气藏的真实地质储量，而不能应用第一直线段的外推或回归计算，否则，将会引起大于 100% 的误差。然而，第二直线段的出现时间较晚，一般要在采出气藏地质储量的 20%～30% 以后。这样就可以利用（5－50）式进行第一直线段的校正与外推。

一、异常高压气藏的物质平衡方程式

对于一个埋藏较深的异常高压气藏，在其投产初期，随着天然气的采出和气藏压力的下降，必将引起天然气的膨胀作用、储气层的压实和岩石颗粒的弹性膨胀作用、地层束缚水的弹性膨胀作用，以及由于周围泥岩的压实和有限边水的弹性膨胀所引起的水侵。这几部分驱动能量的综合作用，就是异常高压气藏初期开发的主要动力。它们膨胀所占据气藏的有效孔隙体积，应当等于气藏累积产出天然气的地下体积量。若以 G 表示异常高压气藏的地质储量、以 V_{pi}表示气藏的原始有效孔隙体积，则得异常高压气藏的物质平衡方程式为[8]：

$$G_pB_g = G(B_g - B_{gi}) + V_{pi}C_f\Delta p + V_{pi}S_{wi}C_w\Delta p + W_e - W_pB_w \qquad (5-43)$$

式中

$$\Delta p = p_i - p \qquad (5-44)$$

$$V_{pi} = GB_{gi}/(1 - S_{wi}) \qquad (5-45)$$

将（5－45）式代入（5－43）式，并解出 G 得：

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

$$G=\frac{G_pB_g}{(B_g-B_{gi})+\left(\frac{C_wS_{wi}+C_f}{1-S_{wi}}\right)B_{gi}\Delta p+\left(\frac{W_e-W_pB_w}{V_{pi}}\right)B_{gi}} \tag{5-46}$$

将（5－32）式代入（5－46）式得：

$$G=\frac{G_pB_g}{B_{gi}\left[\left(\frac{B_g}{B_{gi}}-1\right)+C_e\Delta p+\left(\frac{W_e-W_pB_w}{V_{pi}}\right)\right]} \tag{5-47}$$

将（4－5）式、（4－6）式和（5－23）式代入（5－47）式，得到异常高压气藏的压降方程式：

$$\frac{p}{Z}=\frac{p_i}{Z_i}\left(\frac{1-G_p/G}{1-C_e\Delta p-\omega}\right) \tag{5-48}$$

由（5－48）式和（5－14）式对比可以看出，异常高压气藏与正常压力系统定容气藏压降方程式的主要区别在于，前者需要考虑 C_e 和 ω 的影响。然而，对于异常高压气藏来说，由于周围泥岩可能的再压实和有限封闭边水造成的弹性水侵是很小的，而与 C_e 相比可以忽略不计，故由（5－48）式得：

$$\frac{p}{Z}=\frac{p_i}{Z_i}\left(\frac{1-G_p/G}{1-C_e\Delta p}\right) \tag{5-49}$$

二、确定异常高压气藏地质储量的方法

对于定容的异常高压气藏，确定原始地质储量的方法，有如下四种。

1．压力校正法

对于异常高压气藏，可以采用如下的视地层压力校正方法[9]，将具有两个不同直线的压降图校正为一条直线的压降图，由此直线的外推或线性回归，确定异常高压气藏的地质储量。该校正方法由（5－49）式得：

$$\frac{p}{Z}(1-C_e\Delta p)=\frac{p_i}{Z_i}-\frac{p_i}{Z_i}\frac{G_p}{G} \tag{5-50}$$

由（5－50）式可以看出，该式为一截距为 $a=p_i/Z_i$，斜率为 $b=p_i/Z_iG$ 的直线关系式。当将该直线外推到 $p/Z=0$ 时，与横轴的交点即为气藏的地质储量 G。

2．一元回归法[10]

对于定容封闭的条件，无论是异常高压气藏，或是正常压力气藏，或是负异常（压力系数小于1.0）气藏，都可利用如下的一元回归法，同时确定气藏的原始地质储量（G）和有效压缩系数（C_e）。

将（5－50）式改写为下式：

$$\frac{1-\psi}{\psi\Delta p}=-C_e+\frac{1}{G}\left(\frac{G_p}{\psi\Delta p}\right) \tag{5-51}$$

式中

$$\psi=\frac{p/Z}{p_i/Z_i} \tag{5-52}$$

若设

$$y=(1-\psi)/\psi\Delta p \tag{5-53}$$

$$x=G_p/\psi\Delta p \tag{5-54}$$

$$a=-C_e \tag{5-55}$$

$$b=1/G \tag{5-56}$$

则得

$$y=a+bx \tag{5-57}$$

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

由（5－57）式可以看出，对于不同类型的定容封闭性气藏，其开发动态都可用一个简单的直线关系式表示。而直线的截距 a 等于气藏的有效压缩系数，直线斜率的倒数等于气藏的原始地质储量。

3．二元回归法[11]

对于定容封闭的异常高压气藏，可利用如下的二元回归法，确定气藏的原始地质储量和有效压缩系数。将（5－50）式改写为下式：

$$G_p = G - \frac{G(1 - C_e p_i)}{p_i/Z_i}\left(\frac{p}{Z}\right) - \frac{GC_e}{p_i/Z_i}\left(\frac{p^2}{Z}\right) \tag{5-58}$$

若设

$$y = G_p \tag{5-59}$$

$$x_1 = p/Z \tag{5-60}$$

$$x_2 = p^2/Z \tag{5-61}$$

$$a_0 = G \tag{5-62}$$

$$a_1 = -\frac{G(1 - C_e p_i)}{p_i/Z_i} \tag{5-63}$$

$$a_2 = -\frac{GC_e}{p_i/Z_i} \tag{5-64}$$

则得

$$G_p = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 \tag{5-65}$$

根据异常高压气藏的实际生产数据：G_p 和 p、以及由 p 和 T 与气体组分确定的 Z 值，当利用（5－65）式进行二元回归分析后，可以直接求得该气藏的 a_0、a_1 和 a_2 的数值。该 a_0 的数值就是异常高压气藏的原始地质储量。由（5－63）式和（5－64）式的联立所得的下式，可确定异常高压气藏的有效压缩系数：

$$Ce = -\frac{a_2}{a_1 + a_2 p_i} \tag{5-66}$$

当已知 C_w 和 C_f 的数值后，可由（5－32）式改写的下式，确定气藏的原始含气饱和度：

$$S_{gi} = \frac{C_w + C_f}{C_w + C_e} \tag{5-67}$$

4．解析法[8]

由图 5－5 可以看出，对于定容封闭的异常高压气藏，它的压降图由两条直线组成。第一直线段表示异常高压气藏储层再压实作用的影响段，由它外推到 $p/Z=0$ 所得的原始地质储量为虚拟原始地质储量 G_{pseudo}；第二直线段表示储层的再压实作用已消失，而进入正常压力变化动态的阶段，由它外推到 $p/Z=0$ 所得的为真实原始地质储量 G_{real}。由 G_{pseudo} 求 G_{real} 的方程如下[8]：

$$G_{real} = \frac{G_{pseudo}}{1 + \dfrac{C_e(p_i - p_{ws})}{\dfrac{p_i/Z_i}{p_{ws}/Z_{ws}} - 1}} \tag{5-68}$$

式中 G_{real}——真实原始地质储量，$10^8 m^3$；

G_{pseudo}——虚拟原始地质储量，$10^8 m^3$；

p_{ws}——气藏的静水压力，MPa；

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

Z_{ws}——在 p_{ws}压力和 t_R 温度下的气体偏差系数；

p_{ws}/Z_{ws}——视静水压力，MPa。

将（5－16）式代入（5－68）式得，利用第一直线段截距 a_1 和斜率 b_1 求真实原始地质储量的方程为：

$$G_{real}=\frac{a_1/b_1}{1+\dfrac{C_e(p_i-p_{ws})}{\dfrac{p_i/Z_i}{p_{ws}/Z_{ws}}-1}} \tag{5-69}$$

第3节 应用举例

一、定容封闭气藏

美国南得克萨斯的维克斯伯格（Vicksburg）气藏[12]的原始地层压力 $p_i=42.177$MPa，气藏的绝对温度 $T=355.29$K，天然气的拟临界温度和拟临界压力分别为：$T_{pc}=245.5$K 和 $p_{pc}=4.5$MPa。该气藏的生产数据列于表5－1内。将表5－1内的 p/Z 与 G_p 的相应数据，按（5－15）式绘于普通直角坐标纸上，得到一条直线（见图5－6）。经线性回归后求得直线的截距 $a=38.626$；直线的斜率：$b=3.3467$。将 a 和 b 值代入（5－16）式，得到该气藏的地质储量为：

$$G=38.626/3.3467=11.54\times10^8\text{m}^3$$

表5－1 定容封闭气藏生产数据

t (a)	p (MPa)	Z	p/Z (MPa)	G_p (10^8m^3)
0	42.177	1.090	38.694	0
0.33	40.211	1.060	37.932	0.1931
0.80	37.843	1.020	37.102	0.4445
1.21	36.177	0.990	36.544	0.6257
2.20	33.544	0.950	35.306	0.9740
2.94	31.918	0.920	34.694	1.1941

二、水驱气藏

已知某带状水驱气藏[13]长为7.45km，宽为0.62～1.24km，气藏的埋藏深度为1830m，产气层的最大厚度为137m，通过测井和生产测试确定的原始气水接触面位置为1936m，气藏的原始地层压力 $p_i=19.7$MPa，天然气的原始体积系数 $B_{gi}=5360.1\times10^{-6}$，利用容积法测算的气藏原始地质储量为 339.85×10^8m^3 至 489.94×10^8m^3。气藏前三年的开发数据列于表5－2。试求气藏的地质储量和水侵系数。

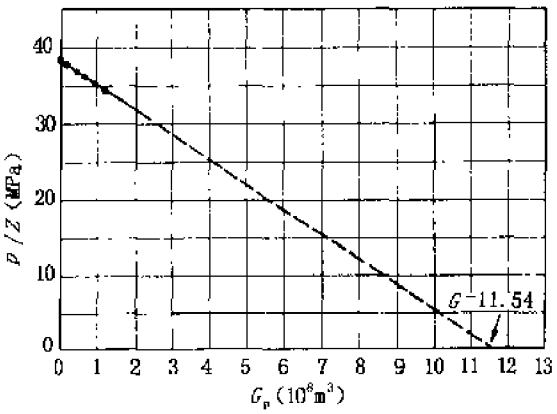


图5－6 定容封闭气藏的压降图

由于该气藏的面积较小，外部天然水域很大，故可用无限大供水系统的直线流方式求

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

解。将（4－53）式代入（4－49）式得天然累积水侵量的计算公式为：

$$W_e = 2bhL_w\phi C_e\sum_0^t \Delta p_e\sqrt{t_D/\pi} \tag{5-70}$$

式中 C_e——天然水域的有效压缩系数，它等于 $C_w + C_f$，MPa $^{-1}$。

表 5－2 水驱气藏生产数据

t (mon)	p (MPa)	G_p (10^8m^3)	W_p (10^8m^3)	B_g
0	19.7 (p_i)	0	0	5360×10^{-6} (B_{gi})
12	19.4	6.88	0	5444×10^{-6}
20	19.0	17.00	0	5569×10^{-6}
28	18.7	27.50	0	5701×10^{-6}
36	18.2	37.30	0	5820×10^{-6}

将（4－52）式代入（5－70）式，并设 $A = bh$，则得：

$$W_e = \frac{2AL_w\phi C_e\sqrt{\beta_L}}{\sqrt{\pi}}\sum_0^t \Delta p_e\sqrt{t} \tag{5-71}$$

若令：

$$B'_L = 2AL_w\phi C_e\sqrt{\beta_L/\pi} \tag{5-72}$$

则得：

$$W_e = B'_L\sum_0^t \Delta p_e\sqrt{t} \tag{5-73}$$

将（5－73）式代入（5－6）式得：

$$\frac{G_pB_g + W_pB_w}{B_g - B_{gi}} = G + B'_L\frac{\sum_0^t \Delta p_e\sqrt{t}}{B_g - B_{gi}} \tag{5-74}$$

若令：

$$y = \frac{G_pB_g + W_pB_w}{B_g - B_{gi}} \tag{5-75}$$

$$x = \frac{\sum_0^t \Delta p_e\sqrt{t}}{B_g - B_{gi}} \tag{5-76}$$

则得：

$$y = G + B'_Lx \tag{5-77}$$

利用（5－75）式和（5－76）式计算的 y 值和 x 值，列于表 5－3。

表 5－3 水驱气藏计算数据

t (mon)	G_pB_g (10^8m^3)	$B_g - B_{gi}$	y (10^8m^3)	Δp_e (MPa)	$\sum_0^t \Delta p_e\sqrt{t}$ (MPa·$\sqrt{mon}$)	x
0	0	0	0	0	/	/
12	0.0373	83.9×10^{-6}	445	0.15	5.2	6.20×10^4
20	0.0947	209.6×10^{-6}	453	0.35	16.62	7.92×10^4
28	0.1565	341.0×10^{-6}	459	0.35	31.75	9.30×10^4
36	0.2170	460.0×10^{-6}	471	0.40	51.8	11.26×10^4

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

现以开发时间 t 为 36 个月的第 4 开发阶段为例，说明 Δp_e 和 $\sum_0^t \Delta p_e\sqrt{t}$ 的计算方法。利用表 5－2 的开发数据，由（4－42）式计算的有效地层压降为：

$$\Delta p_{e4} = \frac{1}{2}(p_2 - p_4) = \frac{1}{2}(19.0 - 18.2) = 0.4\text{MPa}$$

而 $\sum_0^t \Delta p_e\sqrt{t}$ 的计算为：

$$\sum_0^t \Delta p_e\sqrt{t} = \Delta p_{e1}\sqrt{t_4} + \Delta p_{e2}\sqrt{t_4 - t_1} + \Delta p_{e3}\sqrt{t_4 - t_2} + \Delta p_{e4}\sqrt{t_4 - t_3}$$

$$= 0.15\sqrt{36} + 0.35\sqrt{24} + 0.35\sqrt{16} + 0.4\sqrt{8} = 5.2$$

将表 5－3 的 y 值和相应的 x 值，按（5－77）式的关系绘在图 5－7 上，得到了很好的一条直线。由线性回归法求得直线的截距，即气藏的地质储量 $G = 413\times10^8\text{m}^3$；直线的斜率，即天然水侵系数 $B'_L = 5.09\times10^4\text{m}^3/(\text{MPa}\cdot\sqrt{\text{mon}})$。由此可见，利用物质平衡法确定的气藏地质储量，与容积法测算的结果基本上是一致的。

三、异常高压气藏

美国路易斯安那近海异常高压气藏（Louisiana offshore abnormally gas reservoir）[9]，埋藏深度为 4055m，气藏的原始地层压力 $p_i = 78.904\text{MPa}$，气藏的原始压力梯度为 0.0194MPa/m，气藏的原始压力系数为 1.946，气藏的地层温度为 128.4℃，天然气的相对密度为 0.6，气藏的地层原始含水饱和度 $S_{wi} = 0.22$，原始含气饱和度 $S_{gi} = 0.88$，地层水的压缩系数 $C_w = 4.41\times10^{-4}\text{MPa}^{-1}$。气藏的实际开发数据列于表 5－4。

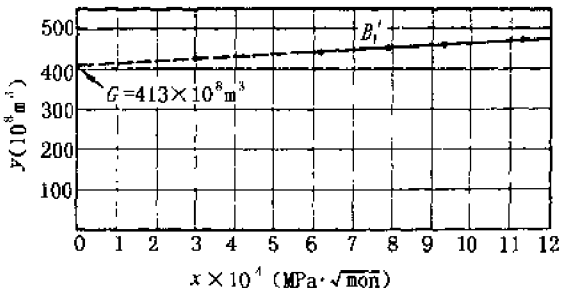


图 5－7　水驱气藏物质平衡法的线性求解关系图

将气藏埋藏深度 $D = 4055\text{m}$ 代入（2－127）式，得岩石有效压缩系数为：

$$C_f = (8.82\times10^{-3}\times4055 - 2.51)\times10^{-4} = 33.25\times10^{-4}\text{MPa}^{-1}$$

再将有关数据代入（5－32）式得：

$$C_e = \frac{4.41\times10^{-4}\times0.22 + 33.25\times10^{-4}}{0.88} = 43.87\times10^{-4}\text{MPa}^{-1}$$

按照（5－50）式计算校正视地层压力的 $\frac{p}{Z}(1 - C_e\Delta p)$ 数值，也列于表 5－4。若将 $\frac{p}{Z}(1 - C_e\Delta p)$ 与 G_p 的相应数据，绘在直角坐标纸上，得到了一条直线（见图 5－8）。将此直线作线性回归外推到 $\frac{p}{Z}(1 - C_e\Delta p) = 0$，得到气藏的地质储量 $G = 130\times10^8\text{m}^3$。在图 5－8 上，同时绘出了 p/Z 与 G_p 的相应数据，所得到的是两条斜率明显不同的直线。

对于路易斯安那近海异常高压气藏的开发数据，当利用一元回归法和二元回归法处理时，由（5－53）式和（5－54）式分别得到的 y 值和 x 值；以及由（5－60）式和（5－61）式分别得到的 x_1 值和 x_2 值，同列于表 5－5。

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

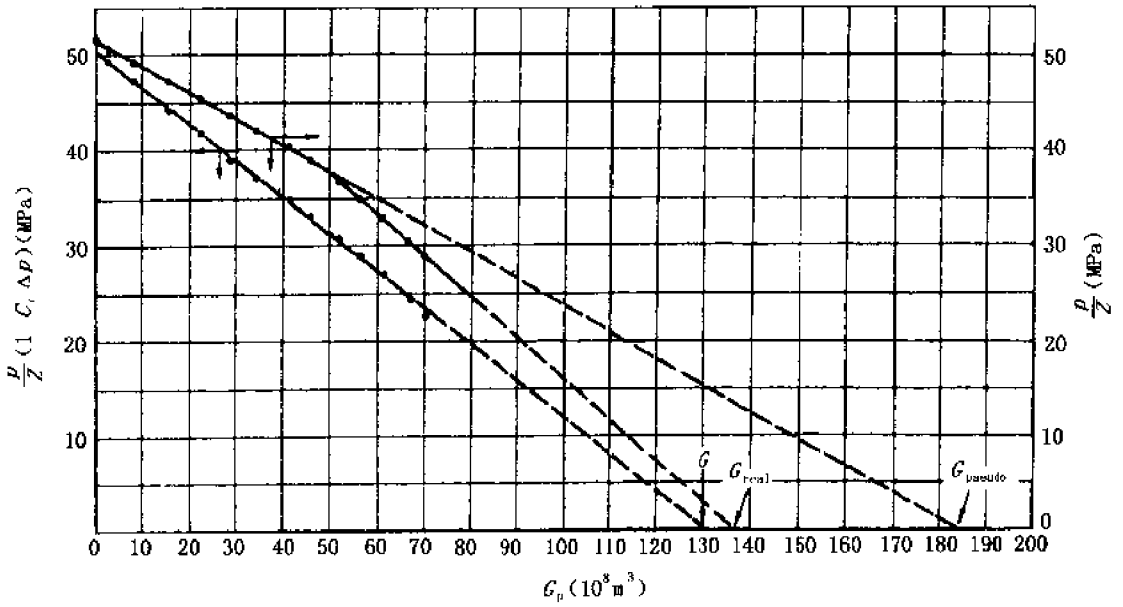


图 5－8　路易斯安那近海异常高压气藏的压降图

表 5－4　异常高压气藏数据

日　期 (年．月．日)	p (MPa)	Δp (MPa)	Z	p/Z (MPa)	$\frac{p}{Z}(1-C_e\Delta p)$	G_p (10^8m^3)
66.01.25	78.904 (p_i)	0	1.496 (Z_i)	52.743	52.041	0
67.02.01	73.595	5.309	1.438	51.178	49.341	2.809
68.02.01	69.851	9.053	1.397	50.001	47.413	8.105
69.06.01	63.797	15.106	1.330	47.968	44.219	15.180
70.06.01	59.116	19.787	1.280	46.184	41.674	21.997
71.06.01	54.510	24.393	1.230	44.317	39.099	28.723
72.06.01	50.883	28.020	1.192	42.687	37.013	34.087
73.09.01	47.208	31.694	1.154	40.909	34.828	41.067
74.08.01	44.044	34.859	1.122	39.255	32.890	45.491
75.08.01	40.176	38.727	1.084	37.063	30.429	51.640
76.06.01	37.294	41.609	1.057	35.283	28.528	55.998
77.06.01	34.474	44.429	1.033	33.373	26.604	61.076
78.08.01	31.026	47.876	1.005	30.872	24.148	66.763
79.08.01	28.751	50.151	0.988	29.100	22.469	69.640

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

表 5－5　一元回归法和二元回归法的数据表

p (MPa)	Z	$x_1=p/Z$ (MPa)	$x_2=p^2/Z$ (MPa^2)	ψ	Δp (MPa)	G_p (10^8m^3)	x	y
78.904 (p_i)	1.496 (Z_i)	52.743	4161.620	1.0	0	0	/	/
73.595	1.438	51.178	3766.464	0.970	5.309	2.809	0.5425	4.765×10^{-3}
69.851	1.397	50.001	3492.581	0.948	9.053	8.105	0.9396	5.468×10^{-3}
63.797	1.330	47.968	3060.214	0.909	15.106	15.180	1.0993	6.216×10^{-3}
59.116	1.280	46.184	2730.205	0.876	19.787	21.997	1.2630	6.878×10^{-3}
54.510	1.230	44.317	2415.721	0.840	24.393	28.723	1.3942	7.543×10^{-3}
50.883	1.192	42.687	2172.075	0.809	28.020	34.087	1.4929	8.108×10^{-3}
47.208	1.154	40.909	1931.226	0.776	31.694	41.067	1.6619	8.917×10^{-3}
44.044	1.122	39.255	1728.921	0.744	34.859	45.491	1.7444	9.659×10^{-3}
40.176	1.084	37.063	1489.015	0.703	38.727	51.640	1.8879	10.737×10^{-3}
37.294	1.057	35.283	1315.822	0.669	41.609	55.998	2.0015	11.709×10^{-3}
34.474	1.033	33.373	1150.477	0.633	44.429	61.076	2.1614	12.881×10^{-3}
31.026	1.005	30.872	957.849	0.585	47.876	66.763	2.3702	14.615×10^{-3}
28.751	0.988	29.100	836.669	0.552	50.151	69.640	2.5039	16.016×10^{-3}

将表 5－5 中的 x 值与 y 值，按（5－57）式的直线关系绘于图 5－9。由图 5－9 看出，对于异常高压气藏 y 与 x 的关系图，由前面的曲线部分和后面的直线部分组成，而后面的直线具有负的截距。这就是这种类型气藏的动态特点。由线性回归求得：直线的截距 $a=0.003495\text{MPa}^{-1}$；直线的斜率 $b=0.007645(10^8\text{m}^3)^{-1}$；相关系数 $r=0.9963$。

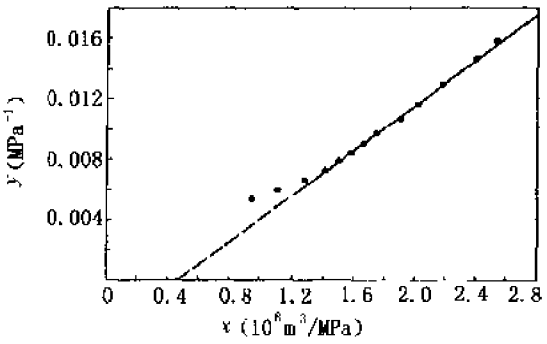


图 5－9　路易斯安那近海异常高压气藏的 y 与 x 的关系图

由（5－55）式得有效压缩系数 $C_e\approx a=0.003495\text{MPa}^{-1}$；再由（5－56）式得气藏的原始地质储量 $G=1/b=1/0.007645=130.8\times10^8\text{m}^3$。

将表 5－5 中的 G_p 与相应的 x_1 和 x_2 的数值，按照（5－65）式进行二元回归，得到 $a_0=129.9824$；$a_1=1.7465$；$a_2=9.6958\times10^{-3}$。因此，由（5－62）式得气藏的原始地质储量 $G=a_0=130\times10^8\text{m}^3$；

将 a_1，a_2 和 p_i 的数值代入（5－66）式得，气藏的有效压缩系数为：

$$C_e=\frac{9.6958\times10^{-3}}{1.7465+9.6958\times10^{-3}\times78.904}=38.61\times10^{-4}\text{MPa}^{-1}$$

再将 C_w，C_f 和 C_e 的数值代入（5－67）式得该气藏的原始含气饱和度为：

$$S_{gi}=\frac{4.41\times10^{-4}+33.25\times10^{-4}}{4.41\times10^{-4}+38.61\times10^{-4}}=0.875\text{ 或 }87.5\%$$

这里计算的原始含气饱和度数值，与文献报导数据几乎完全相同。

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

已知该异常高压气藏的埋深 $D=4055\text{m}$，相应的静水压力 $p_{ws}=40.55\text{MPa}$。在此压力下的气体偏差系数 $Z_{ws}=1.09$，故视静水压力 $p_{ws}/Z_{ws}=37.202\text{MPa}$。又知 $p_i/Z_i=52.743\text{MPa}$；$C_e=43.87\times10^{-4}\text{MPa}^{-1}$；对表 5－5 上在第一直线段前 9 个点 p/Z 与 G_p 的线性回归得，直线的截距 $a_1=52.3605\text{MPa}$；直线的斜率 $b_1=-0.2836$；直线的相关系数 $r=0.9989$。将 a_1 和 b_1 的数值代入（5－16）式得，该气藏的虚拟原始地质储量为：

$$G_{pseudo}=52.3605/0.2836=184.6\times10^8\text{m}^3$$

若将 a_1、b_1、C_e、p_i、p_{ws}、p_i/Z_i 和 p_{ws}/Z_{ws} 的数值代入（5－69）式得，该气藏的真实原始地质储量为：

$$G_{real}=\frac{52.3605/0.2836}{1+\dfrac{43.87\times10^{-4}(78.904-40.55)}{\dfrac{52.743}{37.202}-1}}=131.6\times10^8\text{m}^3$$

综合上述，由压力校正法求得该异常高压气藏的真实原始地质储量为 $130\times10^8\text{m}^3$；由一元回归法求得的真实原始地质储量为 $130.8\times10^8\text{m}^3$；由二元回归法求得的真实原始地质储量为 $130\times10^8\text{m}^3$；由解析法求得的真实原始地质储量为 $131.6\times10^8\text{m}^3$。由此可见，这些方法确定的结果是可靠的，并起到了相互验证的作用。由解析法计算结果看出，如果将由第一直线段外推确定的虚拟原始地质储量 G_{pseudo}，误认为是真实的原始地质储量 G_{real} 的话，则会产生偏大 40.7% 的后果。

参 考 文 献

1. 陈元千．气田天然水侵的判断方法．石油勘探与开发，1978(3)5，51－57
2. 陈元千．油、气藏的物质平衡方程式及其应用．北京：石油工业出版社，1979
3. 陈元千．排水采气对水驱气藏采收率的影响．天然气工业，1991(4)11，74－78
4. 陈元千．确定水驱凝析气藏采收率的方法，天然气工业，1992(2)12，29－35
5. Hammerlindl D J. Predicting Gas Reserves in Abnormally Pressured Reservoirs SPE 3479. 46th SPE Fall Meeting. New Orleans. La. October, 1971
6. Fertl W H. Abonrmal Formation pressures. Chapter 7, P.275
7. Harville D W and Hawkins M F. Rock Compressibility and Failure as Reservoir Mechanisms in Geopressured Gas Reservoirs. JPT. DEC., 1969, P.1528
8. 陈元千．异常高压气藏物质平衡方程式的推导及应用．石油学报，1983（1）4，45－53
9. Ramagost B P and Farshad F F. P/Z Abnormally Pressured Gas Reservoirs SPE 10125. 56th SPE Fall Meeting. San Antonio. Texas. October, 5－7, 1981
10. 陈元千．确定不同类型压力系统定容气藏原始地质储量的方法．试采技术，1993(2)14，5－12
11. 陈元千，胡建国．确定异常高压气藏地质储量和有效压缩系数的新方法．天然气工业，1993(1)13，53－58
12. Meehan D M and Vogel E L. HP－41 Reservoir Engineering Manual. 1982
13. Guerrero E T. How to Estimate Original Dry Gas in Place by Material Balance for Gas Reservoir with Water Drive. OGJ. Jan. 3, 1966. P. 76－82

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

第六章　产量递减分析法

无论何种储集类型，也无论何种驱动类型的油气田，随着开发的深入和发展，都会进入产量递减阶段。根据该阶段的产量和累积产量的数据，利用产量递减分析法，既可预测油气田未来时间的产量和累积产量的变化，又可对油气田的可采储量和剩余可采储量作出有效的预测。本章将介绍油气田的开发模式和著名的阿尔浦斯（Arps）三种递减类型，以及判断递减类型的方法和可用于预测可采储量和剩余可采储量的广义递减分析法。

第 1 节　油气田开发模式

油气田开发模式，是指任何油气田从投产到开发结束，油气田产量随生产时间变化全过程的态式。概括起来，油气田的开发模式共分为 6 种（见图 6－1）：（a）投产即进入递减；（b）投产后经过一段稳产后进入递减；（c）投产后产量随时间增长，当达到最大值后进入递减；（d）投产后产量随时间增加，在经过一个稳产阶段后进入递减；图（e）和图（f）分别为图（d）和图（c）模式的变异形式。上述六种开发模式，只要已经进入递减期，均可利用产量递减法预测油气田的可采储量和剩余可采储量。

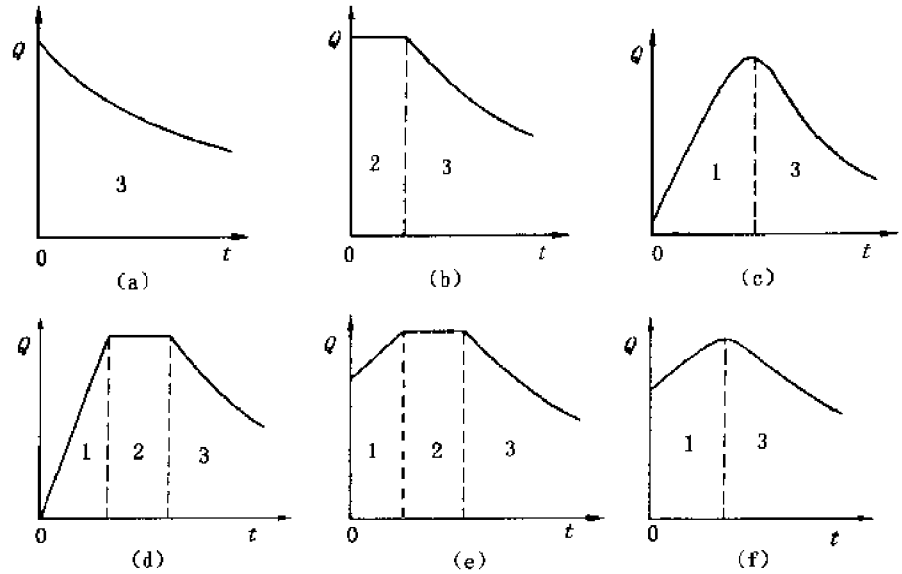


图 6－1　油气田开发模式图

油气田开发的实际经验表明，何时进入递减阶段，主要取决于油、气藏的储集类型，驱动类型、稳产阶段的采出程度，以及开发调整（细分层系、打加密井）和强化开采工艺技术的效果等。根据统计资料表明，对于水驱开发的油田来说，大约采出油田可采储量的 60% 左右，就有可能进入产量递减阶段。在图 6－2 上绘出了前苏联 23 个水驱砂岩油田的无量纲产量 Q_D（不同年份的产量除以最高年产量），与可采储量的采出程度 R_D 的关系图，而这些

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

油田的 R_D 值已达 80%～99.8%。由图 6－2 可以看出，对于水驱开发的油田来说，大约采出可采储量的 60%左右，就有可能进入产量递减阶段。

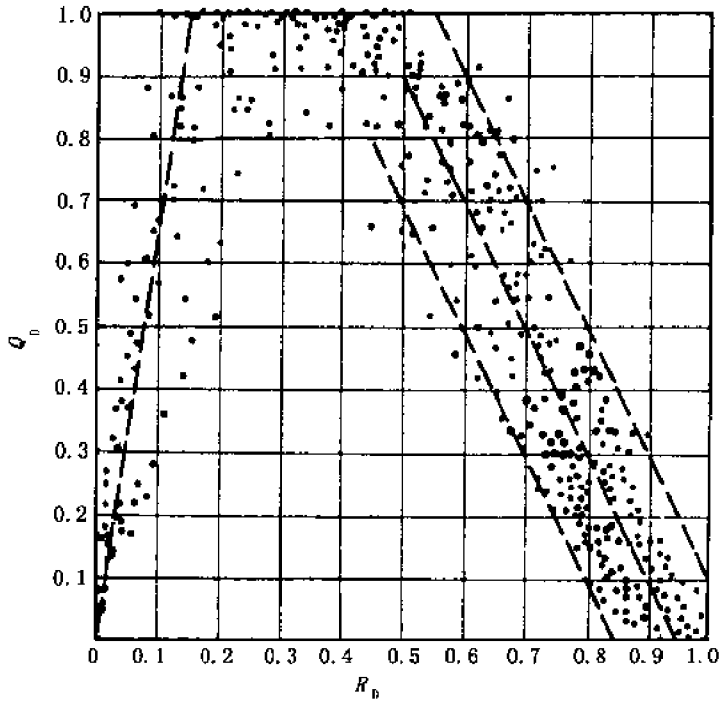


图 6－2　23 个水驱砂岩油田 Q_D 与 R_D 的统计关系图[6]

第 2 节　阿尔浦斯（Arps）递减类型

对于业已进行递减阶段的油气田，阿尔浦斯（Arps）根据矿场实际的产量递减数据，进行了统计与分析，并从理论上提出了指数、双曲和调和三种递减类型。下面将介绍其主要的内容。

一、递减率、递减系数和递减指数

当油、气田的产量进入递减阶段之后，其递减率由下式表示：

$$D = -\frac{1}{Q}\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t} \tag{6-1}$$

式中　D——瞬时递减率，又称为名义递减率，mon^{-1}或 a^{-1}，%/mon 或%/a；

Q——油、气田递减阶段 t 时间的产量，油田为 10^4m^3/mon，或是 10^4m^3/a，气田为 10^4m^3/mon 或 10^8m^3/a；

t——递减阶段的生产时间，mon 或 a；

dQ/dt——单位时间内的产量变化率（见图 6－3）。

在矿场实际工作中，也常用到递减系数的概念，它与递减率的关系式为：

$$a = 1 - D \tag{6-2}$$

式中的 a 为递减系数，它的单位与递减率相同。

对于 Arps 提出的三种递减规律[7-8]，即指数递减、双曲线递减和调和递减，我们可以

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

写出产量与递减率的如下关系式：

$$Q/Q_i = (D/D_i)^{1/n} \tag{6-3}$$

式中 Q_i——递减阶段的初始产量，单位同前；

D_i——开始递减时的初始瞬时递减率，单位同前；

n——递减指数。它是用于判断递减类型，确定递减规律的重要参数。当 $n=1$ 时为调和递减；当 $n=0$ 时为指数递减；当 $0<n<1$ 时为双曲线递减。n 愈小递减得愈快。

将（6-3）式改写为下式：

$$D = D_i\left(\frac{Q}{Q_i}\right)^n \tag{6-4}$$

由（6-1）式与（6-4）式相等，并分离变量取积分：

$$-\int_{Q_i}^{Q}\frac{dQ}{Q^{(1+n)}} = \frac{D_i}{Q_i^n}\int_0^t dt \tag{6-5}$$

对（6-5）式进行积分后得，Arps 的双曲线递减规律的表达式为：

$$Q = \frac{Q_i}{(1+nD_it)^{1/n}} \tag{6-6}$$

当 $n=1$ 时，由（6-6）式得，Arps 的调和递减规律的表达式为：

$$Q = \frac{Q_i}{(1+D_it)} \tag{6-7}$$

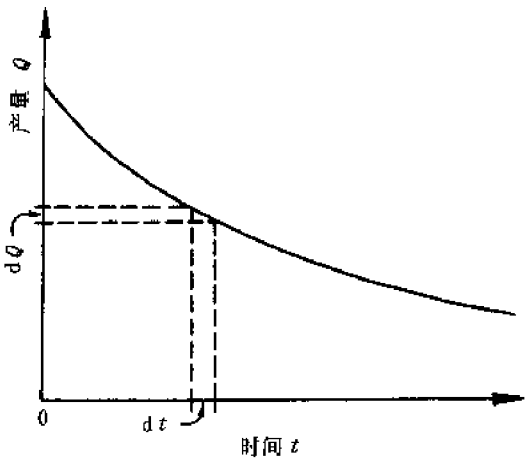


图 6-3 递减阶段的产量变化关系

当 $n=0$ 时，由（6-4）式可以看出，$D=D_i$。此时（6-6）式的分母可写为如下的极限关系式：

$$\lim_{1/n\to\infty}(1+nDt)^{1/n} = \lim_{\frac{1}{nDt}\to\infty}\left[\left(1+\frac{1}{1/nDt}\right)^{\frac{1}{nDt}}\right]^{Dt} = e^{Dt} \tag{6-8}$$

将（6-8）式的结果代入（6-6）式得，Arps 的指数递减规律的表达式为：

$$Q = Q_ie^{-Dt} \tag{6-9}$$

由（6-6）式、（6-7）式和（6-9）式，可分别得到递减阶段的生产时间的表达式。双曲线递减的生产时间为：

$$t = \frac{\left[\left(\frac{Q_i}{Q}\right)^n - 1\right]}{nD_i} \tag{6-10}$$

调和递减的生产时间为：

$$t = \frac{(Q_i/Q)-1}{D_i} \tag{6-11}$$

指数递减的生产时间为：

$$t = \frac{\ln(Q_i/Q)}{D} \tag{6-12}$$

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

递减阶段的累积产量表示为如下的积分关系式：

$$N_p = E\int_0^t Q\,dt \tag{6-13}$$

式中的 N_p 为油田递减阶段的累积产量，以 10^4t 或 10^4m^3 表示；气田递减阶段的累积产量符号为 G_p，以 10^8m^3 表示；E 为考虑到生产时间 t 的单位，与产量 Q 的时间单位的不一致时的换算系数（见表 6－1）。

表 6－1　E 值与 t 和 Q 的单位关系

t 的单位	Q 的单位	E 值	t 的单位	Q 的单位	E 值
d	m^3/d	1	mon	m^3/mon	1
mon.	m^3/d	30.5	a	m^3/mon	12
a	m^3/d	365	a	m^3/a	1

将（6－6）式、（6－7）式和（6－9）式，分别代入（6－13）式，可以得到 Arps 三种递减类型的累积产量表达式。双曲线递减类型的累积产量为：

$$N_p = \frac{EQ_i^n}{D_i}\left(\frac{1}{1-n}\right)(Q_i^{1-n} - Q^{1-n}) \tag{6-14}$$

调和递减类型的累积产量为：

$$N_p = \frac{EQ_i}{D_i}\ln\frac{Q_i}{Q} \tag{6-15}$$

指数递减类型的累积产量为：

$$N_p = \frac{E(Q_i - Q)}{D} \tag{6-16}$$

将（6－6）式改写为下式：

$$Q/Q_i = (1 + nD_it)^{-1/n} \tag{6-17}$$

由（6－3）式与（6－17）式相等，可以得到在递减阶段不同生产时间的瞬时递减率 D，与初始瞬时递减率 D_i 的关系式如下：

$$D = D_i(1 + nD_it)^{-1} \tag{6-18}$$

综合上述可知，双曲线递减是最有代表性的递减类型。指数递减和调和递减是当 $n=\infty$ 和 $n=1$ 时的两个特定的递减类型。从整体对比来说，指数递减类型的产量递减得最快；其次是双曲线递减类型；产量递减最慢的是调和递减类型。在递减阶段的初期，三种递减类型比较接近，因而常用比较简单的指数递减类型研究实际问题。在递减阶段的中期，一般符合于双曲线递减类型，而在递减阶段的后期，一般符合于调和递减类型。然而，应当指出，油、气田或抽、气井的递减类型，决不是一成不变的，它会受到自然与人为因素的影响，而引起递减类型的转化。因此，油藏工程师应当根据递减阶段的实际资料，对最佳的递减类型作出可靠的判断，以便有效地用于未来年产量和可采储量的预测。

为进行年度之间产量递减的对比与分析，在实际工作中，常常用到月平均日产量（$\bar{Q}$）和平均递减率（$\bar{D}$）的概念。当取 $\Delta t = 1$mon 时，由（6－1）式可以得到下式[9]：

$$\bar{D} = \frac{\bar{Q}_{j-1} - \bar{Q}_j}{\bar{D}_{j-1}} \tag{6-19}$$

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

式中 $\overline{D}$——平均递减率，又称为有效递减率，mon^{-1}；

$\overline{Q}_{j-1}$——第 $j-1$ 月的平均产量，m^3/d，或 $10^4m^3/d$；

$\overline{Q}_j$——第 j 月的平均产量，m^3/d，或 $10^4m^3/d$。

将（6－19）式改写为下式：

$$\overline{Q}_j = \overline{Q}_{j-1}(1-\overline{D}) \tag{6-20}$$

当 $j=1$ 时，$\overline{Q}_1=\overline{Q}_0(1-\overline{D})$ (6－21)

当 $j=2$ 时，$\overline{Q}_2=\overline{Q}_1(1-\overline{D})=\overline{Q}_0(1-\overline{D})^2$ (6－22)

当 $j=3$ 时，$\overline{Q}_3=\overline{Q}_2(1-\overline{D})=\overline{Q}_1(1-\overline{D})^2(1-\overline{D})=\overline{Q}_0(1-\overline{D})^3$ (6－23)

⋮

当 $j=12$ 时，$\overline{Q}_{12}=\overline{Q}_0(1-\overline{D})^{12}$ (6－24)

当 $j=n$ 时，$\overline{Q}_n=\overline{Q}_0(1-\overline{D})^n$ (6－25)

式中的 $\overline{Q}_0$ 为基准平均日产量，它是进行产量递减对比的基础。比如，可以把它看作为去年12月份的平均日产量，与今年12月份的平均日产量进行对比分析（见图6－4）。

累积产量可由下式表示：

$$N_p = \overline{Q}_1 + \overline{Q}_2 + \overline{Q}_3 + \cdots + \overline{Q}_n \tag{6-26}$$

将（6－21）式至（6－24）式代入（6－26）式得：

$$N_p = \overline{Q}_0(1-\overline{D}) + \overline{Q}_0(1-\overline{D})^2 + \overline{Q}_0(1-\overline{D})^3 + \cdots + \overline{Q}_0(1-\overline{D})^n \tag{6-27}$$

将（6－27）式的等号两端同乘以（$1-\overline{D}$）后得：

$$N_p(1-\overline{D}) = \overline{Q}_0(1-\overline{D})^2 + \overline{Q}_0(1-\overline{D})^3 + \overline{Q}_0(1-\overline{D})^4 + \cdots + \overline{Q}_0(1-\overline{D})^{n+1} \tag{6-28}$$

由（6－27）式减（6－28）式，经整理后得下式：

$$N_p = \frac{\overline{Q}_0[(1-\overline{D}) - (1-\overline{D})^{n+1}]}{\overline{D}} \tag{6-29}$$

将（6－21）式代入（6－29）式得：

$$N_p = \frac{\overline{Q}_1[(1-(1-\overline{D})^n]}{\overline{D}} \tag{6-30}$$

考虑到（6－21）式和（6－25）式，（6－30）式又可写为：

$$N_p = \frac{\overline{Q}_0(1-\overline{D}) - \overline{Q}_n(1-\overline{D})}{\overline{D}} \tag{6-31}$$

由（6－31）式可得，平均产量与累积产量的关系式为：

$$\overline{Q}_n = \overline{Q}_0 - \frac{\overline{D}}{1-\overline{D}}N_p \tag{6-32}$$

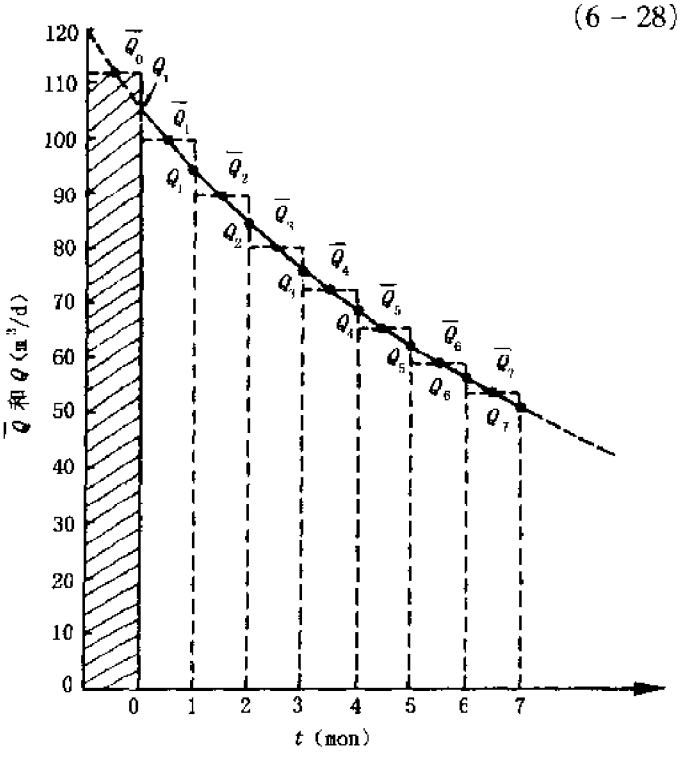


图6－4 基准产量、平均产量与瞬时产量的关系图

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

由（6－32）式可以看出，对于以平均产量表示的常数百分递减（$\overline{D}$＝常数），平均产量与累积产量呈直线变化关系（见图6－5）。

将（6－9）式的等号两端取常用对数后得：

$$\log Q = a - bt \tag{6-33}$$

式中

$$a = \log Q_i \tag{6-34}$$

$$b = 1/2.303D \tag{6-35}$$

当令 $n = t$ 并将（6－25）式的等号两端取常用对数后得：

$$\log Q_t = \alpha - \beta t \tag{6-36}$$

式中

$$\alpha = \log \overline{Q}_0 \tag{6-37}$$

$$\beta = \log(1 - \overline{D}) \tag{6-38}$$

由（6－33）式和（6－36）式可以看出，无论是用瞬时产量或是平均产量表示的指数递减，产量与时间均呈半对数直线关系（见图6－6），因此，对于指数递减，人们又通常称为半对数递减。

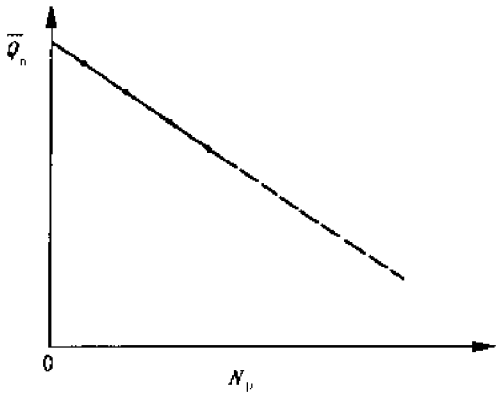


图6－5　平均产量与累积产量的直线变化关系

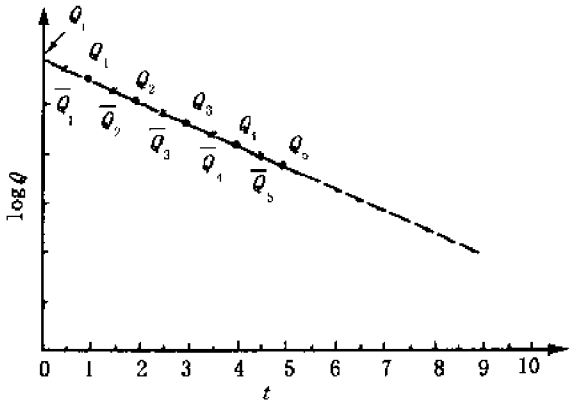


图6－6　半对数递减的直线关系图

二、年递减率与月递减率的关系

在利用矿场实际产量数据，进行递减分析工作中，如果时间 t 的单位为年（a），无论产量的时间单位是日（d）或是月（mon），则由指数递减分析法所确定的递减率 D，其单位均为年的倒数（a^{-1}）。那么，年递减率 D_a 与月递减率 D_m 有何互换关系呢？对于以瞬时产量表示的指数递减，当时间 t 的单位为年（a）时，一年年底12月份的产量，由（6－9）式可表示为：

$$\frac{Q_{12}}{Q_i} = e^{-D_a(1)} \tag{6-39}$$

式中　Q_{12}——第12月份的瞬时产量，$10^4 m^3/mon$；

D_a——年递减率，a^{-1}或%/a。

由于时间 t 的单位有1a＝12mon，故（6－39）式可写为：

$$\frac{Q_{12}}{Q_i} = e^{-D_m(12)} \tag{6-40}$$

式中　D_m——月递减率，mon^{-1}或%/mon。

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

由（6－39）式除以（6－40）式得月递减率与年递减率的关系式：

$$D_m = D_a/12 \tag{6-41}$$

同理，对以平均产量表示的指数递减，由（6－25）式可写出如下两式：

$$\frac{\overline{Q}_{12}}{\overline{Q}_0} = (1-\overline{D}_a)^1 \tag{6-42}$$

$$\frac{\overline{Q}_{12}}{\overline{Q}_0} = (1-\overline{D}_m)^{12} \tag{6-43}$$

由（6－42）式除以（6－43）式得月递减率与年递减率的关系式为：

$$\overline{D}_m = 1-(1-\overline{D}_a)^{1/12} \tag{6-44}$$

第 3 节　递减类型的对比与判断

一、递减类型的对比

以 Arps 的三种递减类型为例，在表 6－2 中以对比方式列出了它们的主要关系式。由表 6－2 看出，Arps 的三种递减类型，除双曲线递减外，都具有某些线性关系。例如指数递减类型的产量与时间呈半对数直线关系；产量与累积产量呈普通的直线关系。再如，调和递减的产量和累积产量呈半对数直线关系；产量的倒数与时间的倒数呈普通直线关系。上述存在的线性关系，是利用矿场实际递减数据，进行递减类型判断的重要依据。

表 6－2　三种递减类型对比表[10]

递减类型	指数递减	双曲线递减	调和递减
递减指数	$n=0$	$0<n<1$	$n=1$
递减率	$D=D_i=$常数	$D=D_i(1+nD_it)^{-1}$	$D=D_i(1+D_it)^{-1}$
产量与时间	$Q=Q_ie^{-Dt}$ $\log Q=\log Q_i-\frac{D}{2.303}t$	$Q=Q_i(1+nD_it)^{-1/n}$ $\left(\frac{1}{Q}\right)^n=\left(\frac{1}{Q_i}\right)^n+\frac{nD_i}{Q_i^n}t$	$Q=Q_i(1+D_it)^{-1}$ $\frac{1}{Q}=\frac{1}{Q_i}+\frac{D_i}{Q_i}t$
产量与累积产量	$N_p=\frac{E(Q_i-Q)}{D}$ $Q=Q_i-\frac{D}{E}N_p$	$N_p=\frac{EQ_i^n}{D_i}\left(\frac{1}{1-n}\right)\left[Q_i^{1-n}-Q^{1-n}\right]$	$N_p=\frac{EQ_i}{D_i}\ln\frac{Q_i}{Q}$ $\log Q=\log Q_i-2.303\frac{D_i}{EQ_i}N_p$
开发时间	$t=\frac{1}{D}\ln\frac{Q_i}{Q}$	$t=\frac{1}{nD_i}\left[\left(\frac{Q_i}{Q}\right)^n-1\right]$	$t=\frac{Q_i-Q}{D_iQ}$

二、递减类型的判断方法

当油、气田或抽、气井进入递减阶段之后，需要根据已经取得的生产数据，采用不同的方法，判断其所属的递减类型，确定其递减参数（D，D_i 和 n），建立其相关经验公式，方能进行未来的产量预测。为了判断递减类型，目前经常采用的方法有，图解法、试凑法、曲

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

线位移法、典型曲线拟合法和二元回归法等。所有这些方法的应用，都需建立在线性关系的基础上。以线性关系存在与否，和线性关系的相关系数大小，作为判断递减类型的主要标志。

1. 图解法[10]

图解法，就是将实际生产数据，按照表 6－2 所列的指数递减和调和递减的线性关系，画在相应的坐标纸上，若能得到一条直线，就表明它符合于哪一种递减类型。反之，若不成直线，它必然属于其他的递减类型。例如，经常是首先将产量和相应的生产时间，画在半对数坐标纸上，如果得到的是一条直线，那就是指数递减（见图 6－6）。当不是直线而是曲线时，说明它不属于指数递减。此时，可将产量与累积产量数据，画在半对数坐标纸上，看是否能成为直线。如果是一条直线，它必然是调和递减类型（见图 6－7）。如果它不是直线而是曲线，那么肯定是双曲线递减类型。

指数递减的半对数直线关系可写为：

$$\log Q = a - bt \tag{6-45}$$

式中

$$a = \log Q_i, \text{或 } Q_i = 10^a \tag{6-46}$$

$$b = D/2.303, \text{或 } D = 2.303b \tag{6-47}$$

调和递减的半对数直线关系可写为：

$$\log Q = a - bN_p \tag{6-48}$$

式中

$$a = \log Q_i, \text{或 } Q_i = 10^a \tag{6-49}$$

$$b = D_i/2.303EQ_i, \text{或 } D_i = 2.303bEQ_i \tag{6-50}$$

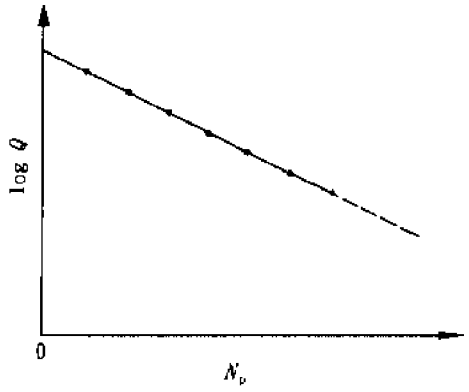


图 6－7　调和递减类型的产量与累积产量关系

当由图解法判定递减类型之后，需要利用线性回归法，确定直线的截距、斜率和相关系数，并由直线的截距和斜率确定 Q_i、D 或 D_i 的数值。此时，即可建立实用的相关经验公式。

2. 试凑法[10]

试凑法又称为试差法，它是处理矿场资料常用的一种方法。当用图解法已经确认不是指数递减时，即可采用此法，以判断到底是双曲线递减或是调和递减。当然，两者的主要判断指标就是递减指数 n 的大小，当 $n=1$ 时为调和递减，否则就是双曲线递减。应用试凑法的主要关系式为：

$$\left(\frac{Q_i}{Q}\right)^n = 1 + nD_it \tag{6-51}$$

若设：

$$a = 1 \tag{6-52}$$

$$b = nD_i, \text{或 } D_i = b/n \tag{6-53}$$

则得：

$$\left(\frac{Q_i}{Q}\right)^n = a + bt \tag{6-54}$$

所谓试凑法，就是根据实际生产的 Q_i 和 Q 值和相应的 t 值，给定不同的 n 值，计算 $(Q_i/Q)^n$ 的不同数值。然后，将 $(Q_i/Q)^n$ 与 t 的对应数值，画在直角坐标纸上，能成一条

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

直线的 n 值，就是所求的正确 n 值。如果给定的 n 值比正确的 n 值偏小，则是一条向下弯曲的曲线；反之，如果给定的 n 值比正确的 n 值偏大，则是一条向上弯曲的曲线（见图 6－8），这就是试凑法的实质。

当由试凑法得到一条最佳直线，并确定 n 值之后，即可利用线性回归法求得该直线的截距和斜率，并由（6－53）式计算 D_i 的数值。当然，如果 $n=1$，那自然属于调和递减。

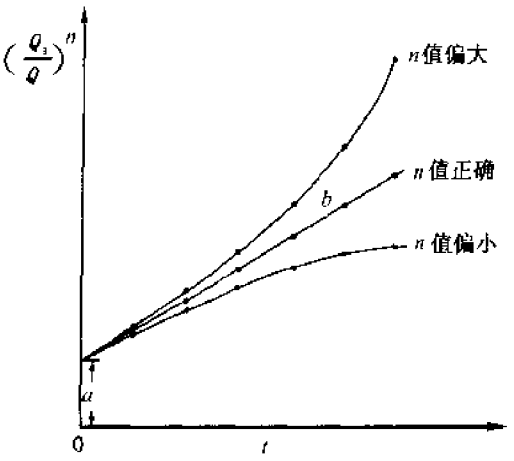


图 6－8　利用试凑法求解的关系图

3．曲线位移法[10－12]

所谓曲线位移法，就是将画在双对数坐标纸上成曲线的产量与生产时间图，由左向右位移某一合适的距离，使其成为一条直线的方法。其原理为，将（6－6）式取常用对数后得：

$$\log Q = \log Q_i - \frac{1}{n}\log(1 + nD_i t) \tag{6-55}$$

将（6－55）式改写为下式：

$$\log Q = a - b\log(t + C) \tag{6-56}$$

式中

$$a = \log(Q_i/C^{1/n}),\text{或 } Q_i = 10^a C^{1/n} \tag{6-57}$$

$$b = 1/n,\text{或 } n = 1/b \tag{6-58}$$

$$C = 1/nD_i \tag{6-59}$$

由（6－56）式可以看出，某一正确的 C 值，可以使 Q 与（$t+C$）的对应数值，在双对数坐标纸上得到一条直线。当给定的 C 值比正确的 C 值偏小时，所得到的仍是一条向右弯曲的曲线；反之，如果给定的 C 值比正确的 C 值偏大时，则是一条向左弯曲的曲线（见图 6－9）。当经过曲线的位移，得到一条直线之后，仍然按照（6－56）式进行线性回归，求得直线的截距和斜率，并由此确定 Q_i、n 和 D_i 的数值，以满足建立相关经验公式的需要。基于上述的求解方法，人们有时又将双曲线递减，称为双对数递减。

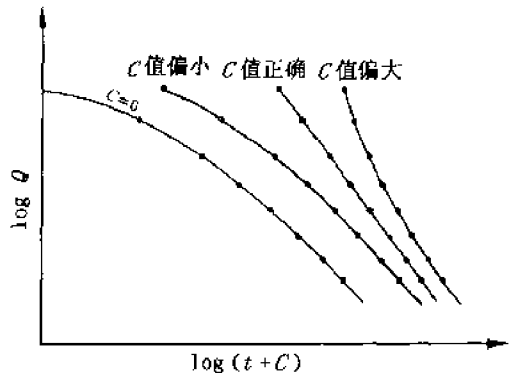


图 6－9　曲线位移法求解的关系图

4．典型曲线拟合法[10,13－14]

将 Arps 的三种递减类型的产量公式，改写为如下的无量纲形式：

$$Q_i/Q = e^{D_i t}\quad\text{（指数递减）}\tag{6-60}$$

$$Q_i/Q = (1 + nD_i t)^{1/n}\text{（双曲线递减）} \tag{6-61}$$

$$Q_i/Q = 1 + D_i t\quad\text{（调和递减）}\tag{6-62}$$

利用（6－60）式至（6－61）式，当给定不同的 n 值和 $D_i t$ 值时，可以计算出不同的产

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

量比（Q_i/Q）。然后，将不同 n 值下的 Q_i/Q 与 $D_i t$ 的对应值，画在双对数坐标纸上，即可得到理论的典型曲线图（见图 6－10）。

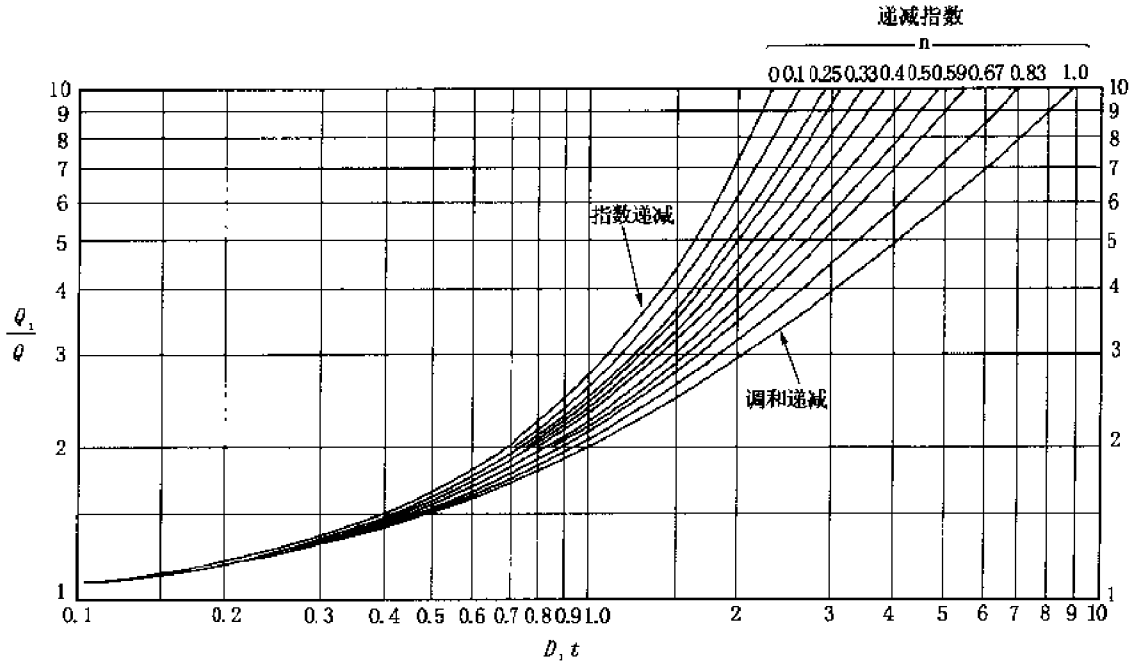


图 6　10　典型曲线图[10]

若将递减阶段的产量比 Q_i/Q 与相应的生产时间，画在与典型曲线比例尺相同，并放在典型曲线图上的透明纸上。然后，在保持画有数据点的透明纸图的坐标，与其典型曲线图的坐标完全重合的条件下，水平向右滑动透明纸图，使透明纸图上的数据点，能与某一条典型曲线达到最拟佳合为止。在达到最佳拟合之后，可在典型曲线图上直接读得用以判断递减类型的 n 值，并可在取任一个 Q_i/Q 值的条件下，在典型曲线图的纵坐标上作一水平线，交于最佳拟合的那条典型曲线之后，再往下作垂线，交于典型曲线图的横坐标上得 $D_i t$ 的数值。最后，再将已得到的 $D_i t$ 值除以与 Q_i/Q 值相应的 t 值，即得 D_i 值。

5．二元回归求解法[15]

二元回归求解法，是将双曲线递减的累积产量公式化为二元回归方程。通过二元回归分析，可以一次求得 n 值、D_i 值和 Q_i 值，因而，避免了上述的试凑法、曲线位移法和典型曲线拟合法，可能存在的多解性问题。将（6－14）式改写为下式：

$$N_p = \frac{EQ_i}{D_i}\left(\frac{1}{1-n}\right)\left[1-\frac{(Q_i/Q)^n}{(Q_i/Q)}\right] \tag{6-63}$$

将（6－6）式改写为下式：

$$(Q_i/Q)^n = 1 + nD_i t \tag{6-64}$$

再将（6－64）式代入（6－63）式得：

$$N_p = \frac{EQ_i}{D_i}\left(\frac{1}{1-n}\right) - \frac{E}{D_i}\left(\frac{1}{1-n}\right)Q - \left(\frac{En}{1-n}\right)Qt \tag{6-65}$$

若设：

$$a_0 = \frac{EQ_i}{D_i}\left(\frac{1}{1-n}\right) \tag{6-66}$$

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

$$a_1 = -\frac{E}{D_i}\left(\frac{1}{1-n}\right) \tag{6-67}$$

$$a_2 = -\left(\frac{En}{1-n}\right) \tag{6-68}$$

则得：
$$N_p = a_0 + a_1 Q + a_2 Qt \tag{6-69}$$

如果，再设，$x_1 = Q$，$x_2 = Qt$，$y = N_p$，则由（6-69）式可得二元回归分析的一般形式为：

$$y = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 \tag{6-70}$$

根据递减阶段实际的生产数据，在由（6-70）式进行二元回归分析后，可以得到常系数 a_0、a_1 和 a_2 的数值。然后，再由（6-66）式至（6-68）式所得的下面各式，确定 Q_i、D_i 和 n 的数值：

$$Q_i = -a_0/a_1 \tag{6-71}$$

$$D_i = -E/a_1(1-n) \tag{6-72}$$

$$n = a_2/(a_2 - E) \tag{6-73}$$

应当指出，判断递减类型和确定递减参数的上述各种方法，都可编制专门的计算程序，在不同的微机上运算，以求达到高效率和高精确度的计算目的。

第4节　确定可采储量的广义递减类型

根据油气田的实际开发经验，不同储集类型和驱动类型的油气田，就其它们的产量随开发时间的全过程而言，都可以利用图6-1中六种开发模式之一来表示，但无论哪种开发模式，都存在着重要的产量递减阶段。在图6-11上绘出了对于注水开发油田具有代表性的三阶段开发模式示意图，即产量上升阶段、产量稳定阶段和产量递减阶段。在该图上，以开始进入递减阶段的时间 t_o 为界限，将油田开发的全程划分为两大区间。在 t_o 以前的区间包括产量上升阶段和产量稳定阶段，该区间已经发生的累积产量以 N_{po} 表示；在 t_o 时间之后为产量递减区间，它包括已经发生的递减部分的累积产量 N_{p1} 和尚未发生的递减部分的累积产量 N_{p2} 两部分（见图6-11），整个递减区间的累积产量以 N_p 表示。因此，油田开发到未来的 t 时间的总累积产量和递减阶段的累积产量分别表示为[16,17]

$$N_{pt} = N_{po} + N_p \tag{6-74}$$

$$N_p = \int_{t_o}^{t} Q\,dt = N_{p1} + N_{p2} \tag{6-75}$$

式中　N_{pt}——生产到 t 时间的总累积产量，$10^4 m^3$；

N_{po}——t_o 时间以前的累积产量，$10^4 m^3$；

N_p——自 t_o 时间起递减阶段的累积产量，$10^4 m^3$；

N_{p1}——递减阶段已发生的累积产量，$10^4 m^3$；

N_{p2}——递减阶段未发生的累积产量，$10^4 m^3$；

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

Q——生产到 t 时间的年产量，$10^4m^3/a$；

t——自油田投产计时的生产时间，a。

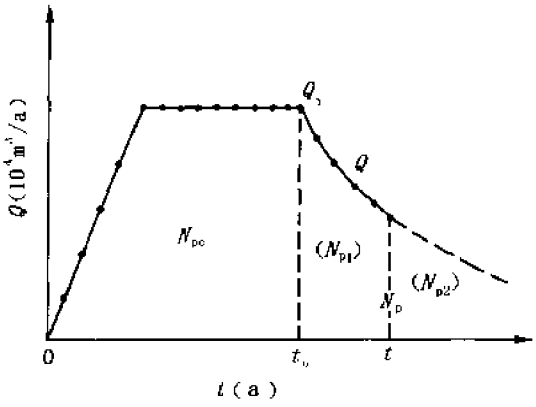


图 6－11　注水开发油田的开发模式

当油田的开发达到最大生产时间 t_{max} 时，油田递减阶段的最大累积产量以 N_{pmax} 表示，因此，油田的可采储量和递减阶段的最大累积产量，分别表示为[16,17]：

$$N_R = N_{po} + N_{pmax} \qquad (6-76)$$

$$N_{pmax} = \int_{t_0}^{t_{max}} Q\,dt = N_{p1} + N_{p2(max)} \qquad (6-77)$$

式中　N_R——油田的可采储量，10^4m^3；

t_{max}——油田的最大生产时间，a；

N_{pmax}——递减阶段的最大累积产量，10^4m^3；

$N_{p2(max)}$——递减阶段未来发生的最大累积产量，10^4m^3。

油田生产到 t 时间的剩余可采储量，由上式可得：

$$N_{RR} = N_R - N_{po} - N_{p1} = N_{p2(max)} \qquad (6-78)$$

一、广义递减类型的建立

正如前述，Arps 的双曲线递减是最有代表性的递减类型。指数递减和调和递减，是双曲线递减，当递减指数 n 分别等于 0 和 1 时的两种特定递减类型，因此，本节以双曲线递减为基础，引导出可以用于预测可采储量的广义递减类型。基于图 6－11 所示，递减阶段的累积产量，可由（6－14）式改写的下式，称为扩展 Arps 递减类型的关系式，表示为[16]：

$$N_p = a_1 - b_1 Q^{1-n} \qquad (6-79)$$

式中

$$a_1 = \frac{EQ_i}{D_i(1-n)} \qquad (6-80)$$

$$b_1 = \frac{EQ_i^n}{D_i(1-n)} \qquad (6-81)$$

当 $n=0$ 时，由（6－79）式得，Arps 指数递减的累积产量与产量的关系式为：

$$N_p = \alpha - \beta Q$$

式中

$$\alpha = EQ_i/D$$

$$\beta = E/D$$

当 $n=1$ 时，由（6－79）式得，Arps 的调和递减的累积产量与产量的关系式为[16]：

$$N_p = \frac{EQ_i}{D_i}\ln\frac{Q_i}{Q} \qquad (6-82)$$

对于有代表性的双曲线递减，按图 6－11 所示，由（6—6）式可写出递减阶段的产量为：

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

$$Q = \frac{Q_i}{[1 + nD_i(t - t_o)]^{1/n}} \tag{6-83}$$

将（6－83）式改为开发时间的关系式为：

$$t = t_o + \frac{n[(Q_i/Q)^n - 1]}{D_i} \tag{6-84}$$

将（6－83）式代入（6－79）式，经过整理后可以得到定名为广义卡彼托夫（Копытов）递减类型的关系式为[18]：

$$N_p = a_2 - b_2(t - t_o + C)^{1-\frac{1}{n}} \tag{6-85}$$

$$a_2 = \frac{EQ_i}{D_i(1-n)} \tag{6-86}$$

$$b_2 = \frac{EQ_i}{D_i(1-n)C^{\frac{1}{n}-1}} \tag{6-87}$$

$$C = 1/nD_i \tag{6-88}$$

当 $n=0.5$ 和 $t_o=0$（投产即进入递减），由（6－85）式可简化为著名的修正的卡彼托夫公式为[19]：

$$N_p = a_2 - \frac{b_2}{t + C} \tag{6-89}$$

当 $n=0.5$、$t_o=0$ 和 C=0 时，由（6－85）式可以得到卡彼托夫（Копытов）的原式为：

$$N_p = a_2 - \frac{b_2}{t} \tag{6-90}$$

由（6－79）式和（6－85）式可以看出，当 $Q\to 0$ 和 $t\to\infty$ 时，$N_p = N_{pmax} = a_1 = a_2 = EQ_i/D_i(1-n)$，因此，油田的可采储量，由（6－76）式可写为：

$$N_R = N_{po} + a \tag{6-91}$$

由（6－91）式可以看出，只要由（6－79）式或（6－85）式求得 a 值之后，即可由该式确定可采储量的数值。

二、广义递减类型求解

正如前述，广义递减类型，分别包括由（6－79）式表示的扩展 Arps 法，和由（6－85）式表示的广义 Копытов 法。下面介绍它们的求解方法。

1．扩展 Arps 法

在已知 N_{po}和 t_c，以及递减阶段的产量 Q 和累积产量 N_p 的条件下，在 $0<n<1$ 的区间内，以一定的步长（如 0.01）给定不同的 n 值，利用电脑的专用程序，按（6－79）式进行线性试差，寻求相关系数最高和拟合结果最好直线的 n 值之后，并对直线进行线性回归，求得直线的截距 a_1 和斜率 b_1 的数值。由于 n 值已知，将 a_1 和 b_1 值分别代入由（6－80）

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

式除以（6－81）式得到的下式求 Q_i 的数值：

$$Q_i = \left(\frac{a_1}{b_1}\right)^{\frac{1}{1-n}} \tag{6-92}$$

已知 Q_i、n 和 a_1 的数值之后，由（6－80）式得确定 D_i 数值的公式为：

$$D_i = \frac{EQ_i}{a_1(1-n)} \tag{6-93}$$

将 n、D_i、Q_i 和 t_o 的数值代入（6－83）式得，可以预测递减阶段产量的关系式；若将 a_1 和 N_{po} 的数值代入（6－91）式得可采储量的数值；如果以经济评价方法确定了油田开发的经济极限产量 Q_{EL}，则将 Q_{EL}、a_1、b_1 和 n 的数值代入（6－79）式得，递减阶段的经济极限累积产累 $N_{p(EL)}$，并由（6－76）式得经济极限的可采储量 $N_{R(EL)}$。

2．广义 Копытов 法

在已知 N_{po} 和 t_o，以及递减阶段的累积产量条件下，如同扩展 Arps 法，除给定不同的 n 值外，还要在 $2<C<20$ 的范围内，以一定的步长（如 0.1）、给定不同的 C 值。然后，应用电脑专用程序进行线性试差，寻找相关系数最高的直线结果，并经过线性回归后求得 a_2 和 b_2 的数值，并由（6－86）式除以（6－87）式得到的下式确定 C 的数值：

$$C = \left(\frac{b_2}{a_2}\right)^{\frac{n}{1-n}} \tag{6-94}$$

在已知 n 和 C 的数值之后，由（6－88）式改写的下式求 D_i 的数值：

$$D_i = 1/nC \tag{6-95}$$

再将 n、D_i、E 和 D_i 的数值代入由（6－86）式改写的下式得 Q_i 的数值：

$$Q_i = \frac{a_2 D_i(1-n)}{E} \tag{6-96}$$

若将 N_{po} 和 a_2 的数值代入（6－76）式得可采储量的数值。当已知经济极限产量 Q_{EL} 时，由（6－84）式可以求得经济极限的废弃时间 t_{EL}。再将 t_{EL}、a_2、b_2、t_o、C 和 n 的数值代入（6－85）式，可以得到递减阶段的经济极限累积产量 $N_{p(EL)}$，而后由（6－76）式确定经济极限可采储量 $N_{R(EL)}$。

第 5 节　应 用 举 例

一、指数递减的应用

美国俄克拉何马州某油田的开发小区[21]，在累积产出原油 $N_{po}=118.44\times10^4\text{m}^3$ 之后，开始进入递减阶段。实际开发的产量数据列于表 6－3。

将 Q 与 t 的对应值，画在半对数坐标纸上是一条很好的直线（见图 6－12）。这表明该开发区的递减属于指数递减类型。经线性回归求得直线的截距 $a=0.2042$；斜率 $b=0.06429$；相对系数 $r=0.9990$。

将 a 值代入（6－46）式得初始产量为：

$$Q_i = 10^{0.2042} = 1.5937\times10^4\text{m}^3/\text{a}$$

再将 b 值代入（6－47）式得递减率为：

$$D = 2.303\times0.06429 = 0.148\text{a}^{-1}\text{ 或 }14.8\%/\text{a}$$

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

表 6－3　例题 1 的生产数据

t (a)	Q ($10^4m^3/a$)	N_p (10^4m^3)	$\frac{Q_i}{Q}$
0	$Q_i=1.5937$	0	1
1	1.3866	1.3866	1.1494
2	1.1820	2.5686	1.3483
3	1.0329	3.6015	1.5429
4	0.8879	4.4894	1.7949
5	0.7472	5.2366	2.1329
6	0.6677	5.9043	2.3868

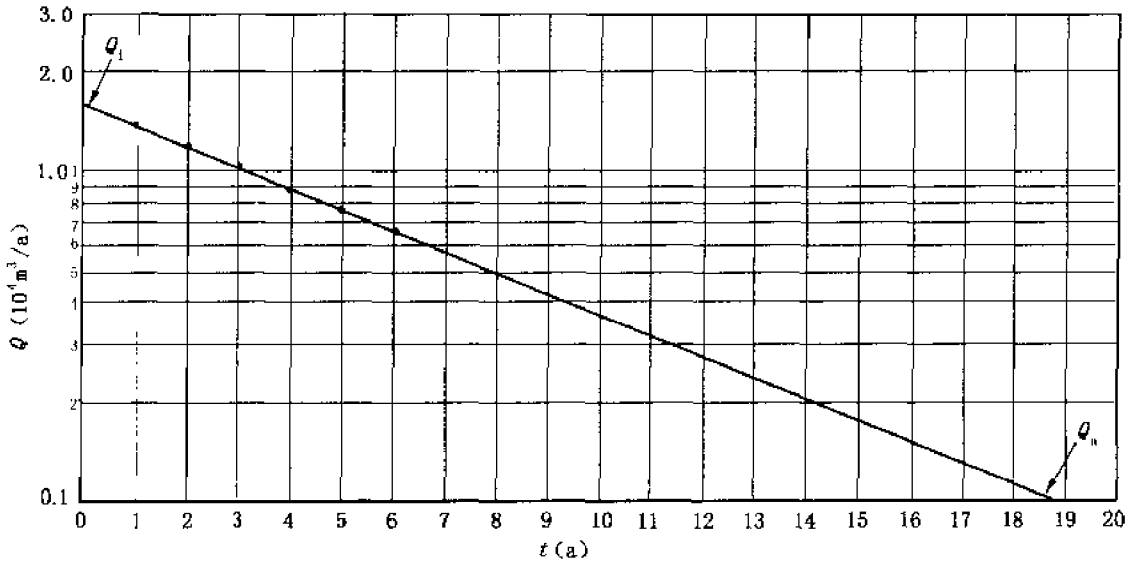


图 6　12　半对数(递减（即指数递减）的 Q 与 t 的关系图

假若经济界限的废弃产量定为 $Q_a=0.1\times10^4m^3/a$，那么，将 Q_i、Q_a、D 和 E 的数值分别代入（6－12）式和（6－16）式，可以得到从递减开始计时到废弃时的开发年限和整个递减阶段的累积产量为：

$$t_{EL}=\frac{\ln(1.5937/0.1)}{0.148}=18.7a$$

$$N_{p(EL)}=\frac{1(1.5937-0.1)}{0.148}=10.09\times10^4m^3$$

由此可知，该开发小区到废弃时，递减阶段的总开发时间为 18.7 年，已生产了 6 年，还有 12.7 年。在递减阶段中的累积产量为 $10.09\times10^4m^3$，已累积生产了 $5.9043\times10^4m^3$，还剩下的可采储量为 $4.19\times10^4m^3$。该开发小区总的可采储量应为递减阶段前的累积产油量 N_{po}和递减阶段累积产油量 $N_{p(EL)}$的总和，即 $N_p=N_{po}+N_{p(EL)}=118.44\times10^4m^3+10.09\times10^4m^3=128.53\times10^4m^3$。递减阶段的产量与累积产量的直线关系，见图 6－13 所示。

二、双曲线递减的应用

某气井的生产数据列于表 6－4[12]，为进行下面不同方法的计算，对生产数据的整理结

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

果也列于表 6－4。

1. 利用试差法求解

由（6－51）式看出，它是一个截距为 1、斜率为 nD_i 的直线关系式。若设 $n=0.25$、0.5 和 2，所计算的 $(Q_i/Q)^n$ 值列于表 6－4。在不同 n 的 $(Q_i/Q)^n$ 与相应的 t 画在直角坐标纸上，得到了 $n=0.5$ 的是一条直线，$n=2$ 和 $n=0.25$ 的是两条曲线（见图 6－14）。这表明该井的递减指数为 $n=0.5$，属于双曲线递减。

对 $n=0.5$ 的直线进行线性回归后得到，直线的截距为 1；直线的斜率为 0.1819；直线的相关系数为 1.0。由（6－53）式看出，直线的斜率为 nD_i，故 $nD_i=0.1819$。而 $n=0.5$，所以 $D_i=0.1819/0.5=0.364a^{-1}$或 36.4%/a。由于 Q_i、D_i 和 n 的数值都已确定，当代入（6－6）式、（6－10）式和（6－14）式，即可得到能用于预测该气井未来生产动态的相关公式。

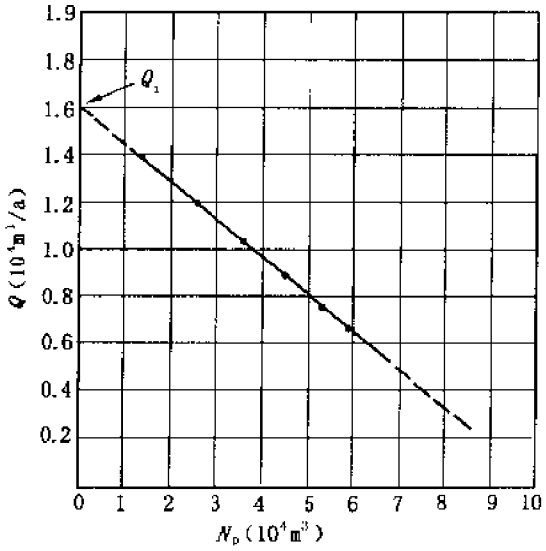


图 6－13　半对数递减的 Q 与 N_p 的关系图

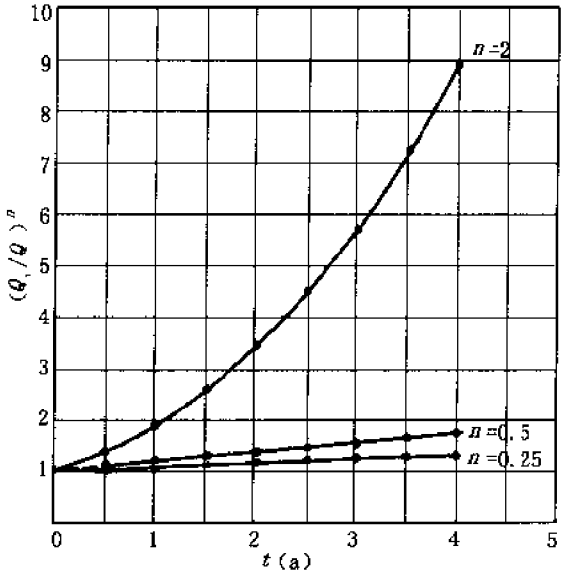


图 6－14　试凑法求解关系图

表 6－4　例题二的生产数据和计算数据

日期（年．月．日）	t（a）	Q（$10^4m^3/d$）	G_p（10^4m^3）	$\frac{Q_i}{Q}$	$Q_i/Q^{1/n}$			$(t+C)$		
					$n=2$	$n=0.5$	$n=0.25$	$C=2$	$C=5$	$C=8$
1979.1.1	0	28.47	0	1	1	1	1	2	5	8
1979.7.1	0.5	23.91	4753.77	1.19	1.416	1.091	1.044	2.5	5.5	8.5
1980.1.1	1.0	20.27	8767.44	1.40	1.960	1.183	1.088	3.0	6.0	9.0
1980.7.1	1.5	17.53	12240.25	1.62	2.624	1.273	1.128	3.5	6.5	9.5
1981.1.1	2.0	15.26	15229.15	1.86	3.460	1.364	1.168	4.0	7.0	10.0
1981.7.1	2.5	13.44	17847.99	2.12	4.494	1.456	1.207	4.5	7.5	10.5
1982.1.1	3.0	11.90	20153.71	2.39	5.712	1.546	1.243	5.0	8.0	11.0
1982.7.1	3.5	10.59	22146.31	2.69	7.236	1.640	1.281	5.5	8.5	11.5
1983.1.1	4.0	9.56	24025.05	2.98	8.880	1.726	1.314	6.0	9.0	12.0

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

2. 利用曲线位移法求解

在表6－4中列出了不同曲线位移常数 C 的（$t+C$）数值，将 Q 值与不同 C 值相应的（$t+C$）值，画在双对数坐标纸上，得到了没有位移（$C=0$）和位移之后的不同情况（见图6－15）。由图6－15看出，当 $C=5$ 时，位移之后的数据成为直线，而 $C=2$ 和 $C=8$ 两种情况的位移结果，分别为向左右两个方向弯曲的曲线，因此，$C=5$ 的曲线位移的结果是正确的。

对 $C=5$ 的直线进行线性回归后得，直线的截距 $a=2.7571$；直线的斜率 $b=1.8622$；直线的相关系数 $r=1.0$。由（6－58）式知，$n=1/b=0.5370$，将 a、n 和 C 的数值代入（6－57）式得：

$$Q_i = 10^{2.7571}/5^{1.8622} = 28.54\times10^4 m^3/a$$

将 n 和 C 值代入（6－59）式，得 D_i 为：

$$D_i = 1/0.5370\times5 = 0.372a^{-1} \text{ 或 } 37.2\%/a$$

3. 利用典型曲线拟合法求解

将表6－4中的 Q_i/Q 与相应的 t 数据，按照典型曲线图（见图6－10）的比例尺分格，画在大小合适的透明纸图上（见图6－16）。在保持透明纸图与典型曲线图的坐标完全重合的条件下，向右水平方向滑动透明纸图，使其透明纸图的数据点，能与典型曲线图上的某一条理论曲线，达到最佳拟合状态（见图6－17）。由图6－17看出，透明纸图上的数据点，与典型曲线图上 $n=0.5$ 的那条曲线拟合得很好。这表明，该井的递减指数 $n=0.5$，属于双曲线递减。当任取 $t=4a$ 的 $Q_i/Q=2.98$，先由该值向右画一水平线，再由典型曲线图上 $n=0.5$ 那条曲线垂直往下，在横轴上查得 $D_it=1.46$。因此，我们可以由 $D_i=D_it/t$ 得到，$D_i=1.46/4=0.365a^{-1}$，或36.5%/a。这里利用典型曲线拟合法所求得的结果，与上述的试凑法和典型位移法所求得的结果，基本上是一致的。

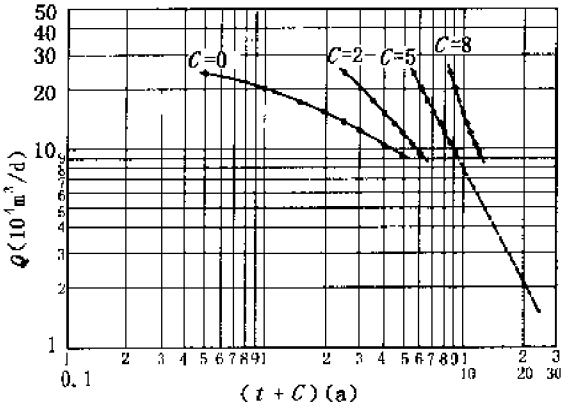


图6－15　曲线位移求解关系图

4. 二元回归法

根据表6－4中所列数据，已知二元回归法的 $y=G_p$，$x_1=Q$，$x_2=Qt$，故可求出不同 t 时间的 x_1 和 x_2 的数值。利用（6－70）式的二元回归求解得到：$a_0=2.1468\times10^7$；$a_1=-7.5446\times10^5$；$a_2=-395$。将这些数据分别代入（6－71）式、（6－72）式和（6－73）式，则得 $Q_i=28.455\times10^4m^3/d$；$n=0.5197$；$D_i=1.0072\times10^{-3}d^{-1}$，或 $D_i=1.0072\times10^{-3}\times365=0.367a^{-1}$ 或36.7%/a。

三、广义递减类型的应用

大庆油田的南二三区葡Ⅰ组开发层系，于1965年投产，到1987年已生产23年，由图6－18可以看出，该开发层系于1976年进入递减阶段。为了能够比较准确地预测油田的可采储量和剩余可采储量，选取投产后的第17年；即1981年作为预测研究工作的起始点。因

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

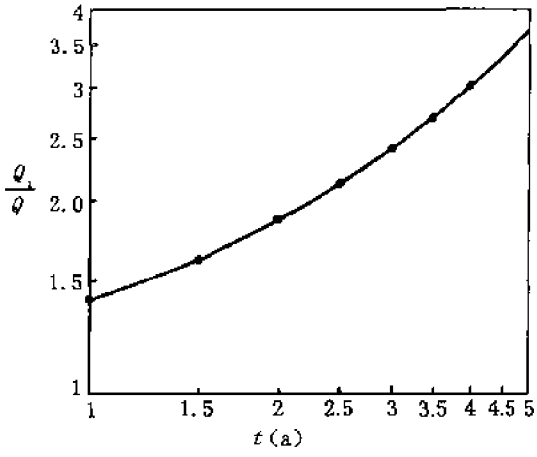


图 6　16　拟合典型曲线的透明纸图

此，$t_0=17$a，与 t_0 时间对应的初始产量 $Q_1=145.47\times10^4$t/a；累积产量 $N_{p0}=2107.63\times10^4$t。从 $t_0=17$a 开始到 1987 年的实际产量和累积产量 N_p 列于表 6－5。

根据表 6－5 所列有关数据，利用（6－79）式进行线性试差，得到相关系数最高 $n=0.5091$ 的直线关系（见图 6－19）。经线性回归后得，直线的截距 $a_1=1985.49$；直线的斜率 $b_2=170.58$；相关系数 r＝09981。因此，将 a_1、b_1 和 n 的数值代入（6－79）式，得到可以预测递减阶段未来 N_p 与 Q 的相关关系式为：

$$N_p=1985.49-170.58Q^{0.4909} \tag{6-97}$$

递减阶段的最大累积产量为：

$$N_{pmax}=a_1=1985.49\times10^4\text{t}$$

表 6－5　南二三区递减阶段选取段产量数据表

年份	t (a)	$t-t_0$ (a)	Q (10^4t/a)	N_p (10^4t)	Q^{1-n} ($n=0.5091$)	$(t-t_e+C)^{1-1/n}$ ($n=0.5091, C=13.5$)
1981	17 (t_0)	0	145.47 (Q_1)	0	11.526	0.0813
1982	18	1	130.19	130.19	10.916	0.0759
1983	19	2	116.26	246.45	10.326	0.0711
1984	20	3	99.20	354.65	9.552	0.0670
1985	21	4	89.94	435.59	9.103	0.0633
1986	22	5	79.89	515.48	8.588	0.0600
1987	23	6	72.00	587.48	8.161	0.0570

将 N_{p0} 和 N_{pmax} 的数值代入（6－76）式得，南二三区葡Ⅰ组的可采储量为：

$$N_R=2107.63+1985.49=4093.12\times10^4\text{t}$$

若将 a_1、b_1 和 n 的数值，再代入（6－92）式和（6－93）式，可以得到经线性回归后的 Q_i 和 D_i 的数值。同时，如果将 n、D_i 和 t_0 的数值代入（6－83）式，即可得到预测未来产量的相关关系式。

同样根据表 6－5 所列有关数据，利用（6－85）式进行线性试差，得到了 $n=0.5091$ 和 $C=13.5$ 的最佳直线关系（见图 6－20）。经线性回归得 $a_2=1969.52$、$b_2=24215.31$ 和 $r=0.9999$。

将 a_2、b_2、n、C 和 t_0 的数值代入（6－85）式得，可以预测累积产量与开发时间的相关关系式为：

$$N_p=1969.52-24215.31(t-3.5)^{-0.9463} \tag{6-98}$$

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

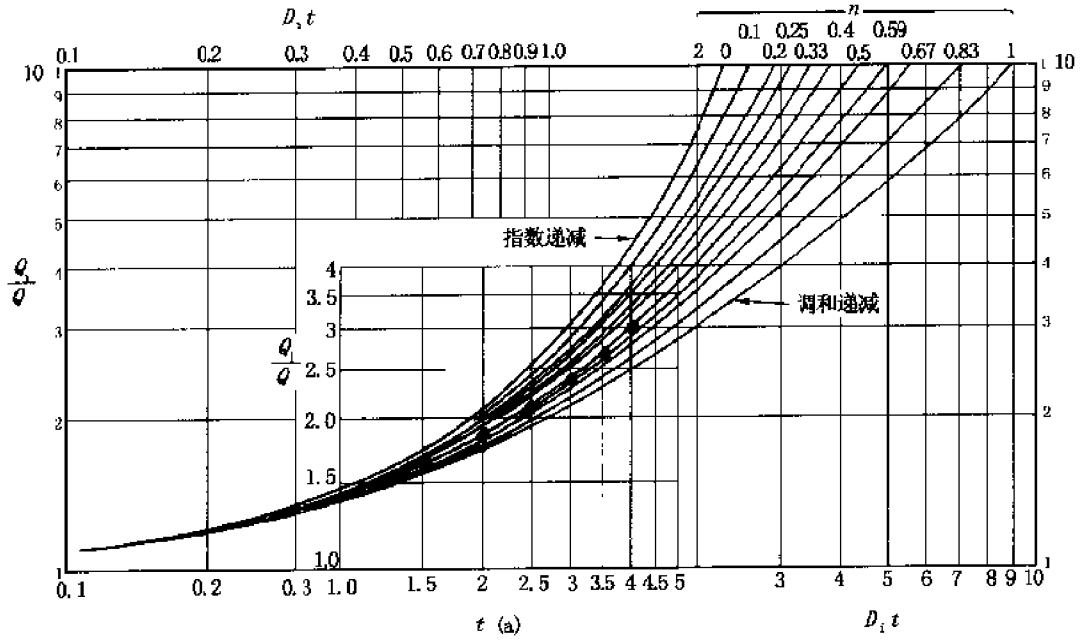


图 6－17　最佳拟合状态图

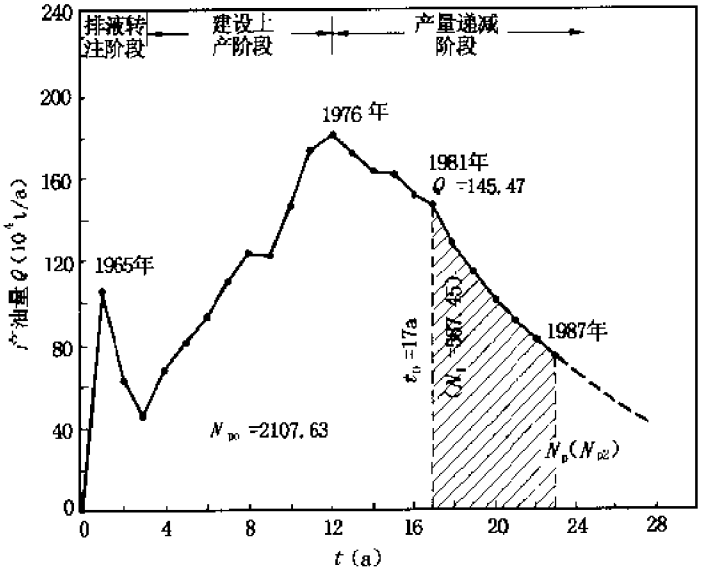


图 6－18　南二三区葡Ⅰ组的开发动态曲线图

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

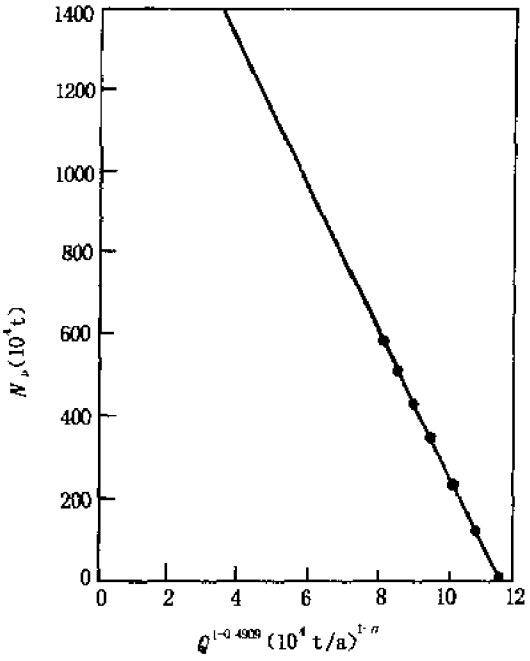


图 6－19　扩展 Arps 法线性试差结果图

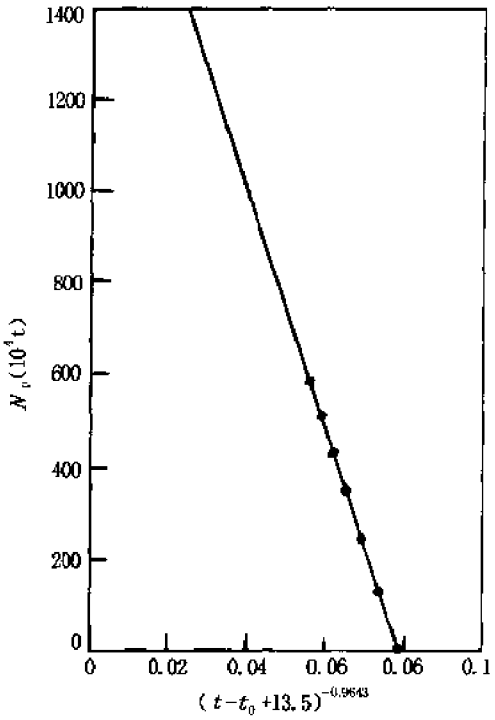


图 6－20　广义 Копытов 法线性试差结果图

将 N_{po}和 a_2 的数据代入（6－76）式得，南二三区葡Ⅰ组的可采储量为：

$$N_R = 2107.63 + 1969.52 = 4077.15 \times 10^4 t$$

若将 a_2、b_2、n 和 E 的数据代入（6－94）式至（6－96）式可以得到 C、D_i 和 Q_i 的数值。

参 考 文 献

1. L P 达克．油藏工程原理．北京：石油工业出版社，1984
2. Reservoir Engineering Its Role in Hydrocarbon Resoures Development. OAPEC. Kuwait，1979
3. Иванова M M. Динамика Добычи Нефти из Залежей，1976
4. Б Т 巴伊舍夫．油田开发过程的调整．北京：石油工业出版社，1983
5. Желтов Ю П. Разработка Нефтяных Месторожденни. 1986
6. 陈元千．水驱油田的稳产期间及产量递减的经验预测方法．石油勘探与开发，1979(5)5，47－51
7. Arps. J J. Analysis of Decline Curves. AIME(1945)1 60，P.228—247
8. Arps J J. Estimation of Primary Oil Reservers. AIME(1956)2 07，P.182—186
9. 陈元千．常数百分递减的分析．天然气工业，1986(1)6，47—50
10. 陈元千．产能递减分析及求解法．古潜山，1985(2)，51—58
11. 陈元千．双曲线递减分析的一个简单方法．天然气工业，1989(2)9，24—27
12. IKOKU C U. Natural Gas Reservoir Engineering. Chapter 3，1984
13. 陈元千．判断递减类型的新型典型曲线．中国海上油气（地质），1993(6)7，33—39
14. 陈元千，胡建国．产量递减分析的典型曲线图及其应用．新疆石油地质，1993(2)14，

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

147—151
15. 陈元千，确定递减类型的新方法．石油学报，1990(1)11，74—80
16. 陈元千．双曲线递减的简化及确定可采储量的截距法．天然气工业，1994(4)14，32—37
17. 陈元千．利用递减参数确定可采储量的方法．石油勘探与开发，1994(3)12，95—98
18. 陈元千．广义 Копытов 公式的推导及其应用．石油勘探与开发，1991(1)18，56—61
19. 陈钦雷等编．油田开发设计与分析基础．北京：石油工业出版社，1982
20. Копытов А В. Определение Извлекаемых Запасов и Коэффициента Нефтеодачи по Данным Разработки Залежей С Карбонатными Коллекторами. НД，1970，No.2，С.3
21. Gray K E. How to Analyze Yearly Production Data for Constant Percent Decline. OGJ (Jan. 1，1962) P. 76—79

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

第七章　水驱曲线法

水驱曲线法，是天然水驱和人工注水开发油田所特有的实用方法。利用有关水驱曲线法，不但可以预测水驱油田的有关开发指标，而且可以预测当油田开发的含水率或水油比达到经济极限条件时的可采储量和采收率，并能对水驱油田的可动油储量和原始地质储量，作出有效的预测与判断。因而，水驱曲线法在我国得到了广泛的重视和应用。本章将对一些有理论基础、实用性强、效果较好的水驱曲线法作一介绍。

第1节　水驱曲线法的分类

应用于天然水驱和人工注水开发油田的水驱曲线，目前有20余种。我们选出既有理论依据，又有实用价值的水驱曲线，按其构成、形成分三类加以介绍。对于每一类中的不同方法，除给出它的关系式，还提出了它的特别应用，但有关的详细推导可查阅参考文献。

一、普通直线关系式

1．累积液油比与累积产液量的关系式

前苏联学者谢巴切夫（Сипачев）[1]和纳扎洛夫（Назаров）[2]，分别于1981年和1982年提出了累积液油比（累积产液量与累积产油量之比）与累积产液量的直线关系式。后于1995年由文献[3]完成了它在理论上的推导，除得到了有关预测可采储量和含水率的关系式外，并得到了预测可动油储量（Movable Oil in Place）和水驱体积波及系数（Volume Sweep Efficiency）的重要关系式。该水驱曲线法，业内称为丙型水驱曲线，其关系式为：

$$\frac{L_p}{N_p} = a_1 + b_1 L_p \tag{7-1}$$

式中　L_p——累积产液量，10^4m^3；

N_p——累积产油量，10^4m^3；

a_1——直线的截距；

b_1——直线的斜率，由下式表示[3]：

$$b_1 = 1/N_{om} \tag{7-2}$$

$$N_{om} = \frac{V_p(S_{oi} - S_{or})}{B_{oi}} \tag{7-3}$$

式中　N_{om}——可动油储量，10^4m^3；

V_p——有效孔隙体积，10^4m^3；

S_{oi}——原始含油饱和度，f；

S_{or}——残余油饱和度，f；

B_{oi}——地层原油的原始体积系数。

由（7-1）式对时间 t 求导，并经过有关变换与整理后得[3]：

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