

苏北高邮凹陷第三系泥岩压实作用 与石油初次运移关系的探讨

卢书铔 周国清 罗瑞兰 偶乐姚

(地质矿产部石油地质中心实验室)

在上覆地层负荷的压实作用下,泥质沉积物在其成岩过程中,其孔隙度和矿相的演变不仅影响着烃类的生成,而且决定着生成的烃类自母岩的初次运移。加强对沉积物压实作用和石油初次运移机理的研究,可以提高对油气远景评价的可靠性。

本文以苏北高邮凹陷苏高128井、苏高122井和苏都136井等三口钻井剖面,研究压实作用下泥岩孔隙度的变化及其石油初次运移的条件。

苏高128井和苏高122井位于凹陷内西北斜坡带,苏都136井位于凹陷中央部位。三口井均揭示了第四系东台组(Qd)、上第三系盐城组(Ny)、下第三系三垛组(Es)、戴南组(Ed)和阜宁组(Ef),但阜宁组一段(Ef¹)均未钻穿。戴南组及阜宁组见有油显示。

一、计算地层中流体的排出量

沉积物从埋藏开始就长期受到上覆地层负荷的压实作用,在其深埋和成岩过程

中将不断地失水、固结,致使孔隙度逐渐降低,比重增加。如果假定在成岩过程中胶结作用对压实影响较小,就可以把泥岩的孔隙度的变化作为泥岩在地质历史中压实过程的主要标志。利用孔隙度与埋深的关系曲线,可反映各个地质时期地层体积的连续变化。

(一) 求取孔隙度和埋深关系曲线

计算地层中流体排出量,首先须求得孔隙度和埋深关系曲线。由于苏高128井和苏高122井泥岩样品的井深分布间距比较大,所以可以利用一些实测孔隙度值,通过多项式回归分析,求得泥岩孔隙度和埋深关系曲线方程式。至于浅层,因江苏东部第四系的展布一般比较平缓,因此利用了上海市区第四系水文地质-工程地质¹⁾研究的泥岩孔隙度资料(地表到400米)²⁾,同样通过多项式回归分析,求得浅层泥岩孔隙度和埋深关系曲线方程式。这二口钻井剖面的泥岩孔隙度和埋深关系曲线见图1。

利用这些关系曲线延伸外推到地表,

1)孙永福,1980,上海地区第四系工程地质性质与分区,上海地质,1980年第1期

2)应取绝对孔隙度值,由于条件所限,本文中该值为有效孔隙度值

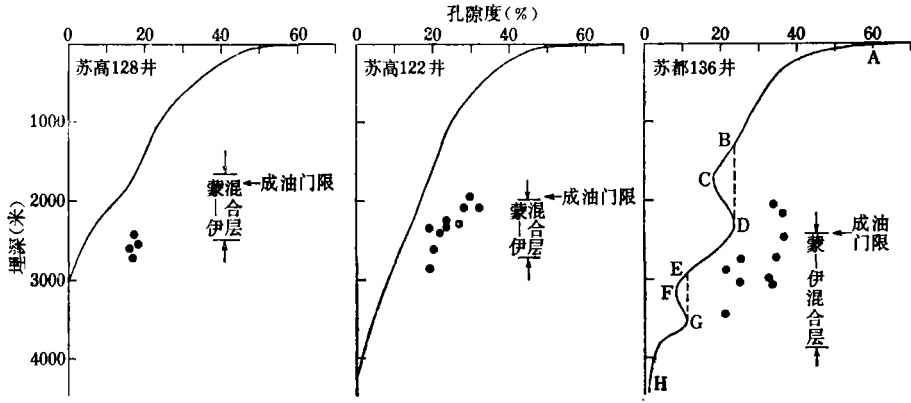


图 1 泥岩孔隙度—埋深曲线与油气显示关系图
(苏都136井利用声速测井资料)

得到泥质沉积物的原始孔隙度约为70%。

按威利等人^[1]的大量试验结果,在具有均匀分布的小孔隙固结地层中,孔隙度与声波时差之间具有线性关系。因此可利用部分泥岩样品实测有效孔隙度的资料结合相应埋深的声波时差,通过线性回归分析,求出声波时差—有效孔隙度的线性方程式

$$\Phi = 0.0714\Delta t - 17.084 \quad (1)$$

式中 Δt :为测井的声波时差,即声波在单位厚度泥岩地层中的传播时间(微秒/米)

Φ :岩石孔隙度

利用方程式(1),可将136井的随埋深的声波时差分布图转换成随埋深的有效孔隙度变化图,从而得到泥岩有效孔隙度与埋深的关系曲线¹⁾。

(二) 计算地层中流体的排出量

假设泥岩的压实作用仅导致单纯的流体排出,则将泥岩恢复到原始的未压实状态可按如下公式计算

$$V_o = V_c \left(\frac{1 - \Phi_c}{1 - \Phi_o} \right) \quad (2)$$

式中 V_o : 未经压实以前的岩石体积

V_c : 经压实后的岩石体积

Φ : 未经压实以前岩石孔隙度

Φ_c : 经压实后的岩石孔隙度

由于压实作用所引起的流体排出量 W 等于 V_o 和 V_c 之差,即沉积物从埋藏开始至今的流体排出总量。

$$W = V_o - V_c = V_c \left(\frac{\Phi_o - \Phi_c}{1 - \Phi_o} \right) \quad (3)$$

对单位体积来说,令 $V_c = 1m^3$,则

$$(3) \text{式可简化为} \quad W = \frac{\Phi_o - \Phi_c}{1 - \Phi_o} \quad (4)$$

以上各式中的 Φ_o 为沉积物的原始孔隙度,结合苏北地区,取值0.7。

这样,就可以从苏高128井和苏高122井剖面的有效孔隙度—埋深关系曲线查得深度每间隔10米的孔隙度值。利用公式(4),可以算出对应深度的单位体积岩石的流体排出量。然后将所得的数据,以横坐标(对数的)表示流体排出量,纵坐标(算术的)表示埋深,绘出泥岩的流体排出量—埋深关系曲线(图2、3的(6)曲线)。

1)作曲线时,分别补偿了断层缺失的厚度

由于苏都136井剖面的有效孔隙度-埋深关系曲线上出现了孔隙度随着埋深增长而变大的异常压实带(图1 136井曲线)所以,在计算它的流体排出量时,采用了真柄饮次的假设^[2]。他认为异常压实带的泥岩经历了两个压实阶段,一个为正常压实

的早期阶段,另一个为即使泥岩有更深的埋藏,亦只有轻微的或无压实作用的晚期阶段。因此,在计算时是按 ABDEGH 线。根据所得的该井剖面的流体排出量,绘出泥岩流体排出量-埋深关系曲线(图4 (6)曲线)。

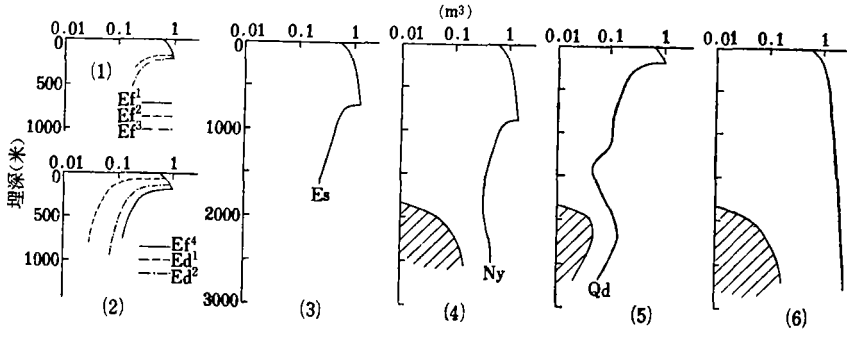


图 2 苏高128井泥岩中流体排出量曲线图

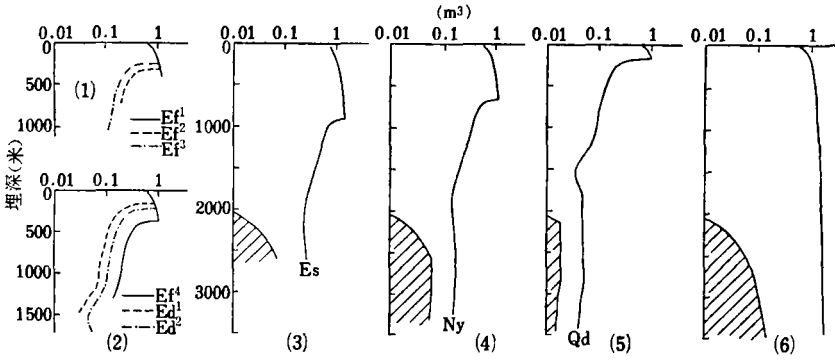


图 3 苏高122井泥岩中流体排出量曲线图

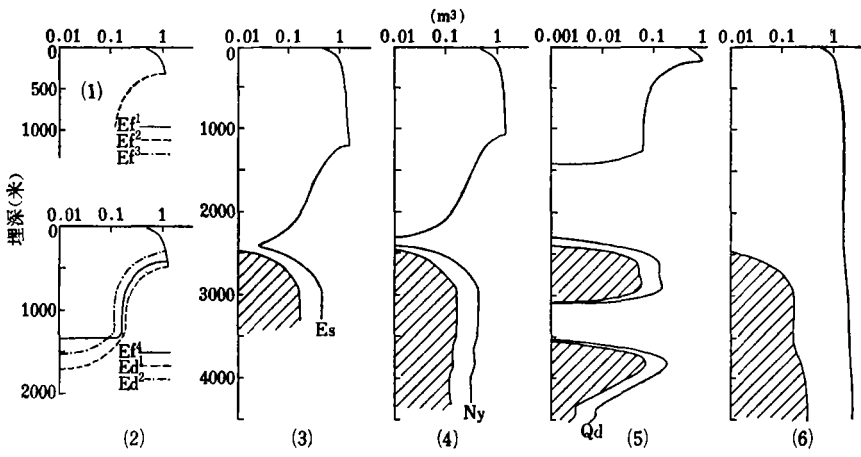


图 4 苏都136井泥岩中流体排出量曲线图

(三) 计算各地质时期流体排出量

以上仅计算了这些钻井所揭示的剖面的泥岩流体排出总量。若求得某个地层在某一地质时期内的流体排出量时, 还需要计算在各个地质时期连续的流体排出量。

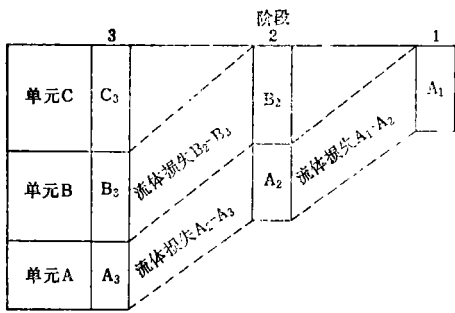


图5 沉积期随沉积的增长流体损失的计算方法示意图 (真柄欽次1978)

图5示意三个地层单元A、B、C在三个不同时间阶段的埋藏深度和压实状态。阶段3的剖面表示现今的三个地层单元。如果在地层C沉积以前, 就如第二阶段所示的剖面。当由阶段2发展到阶段3时, 由于在阶段2, A和B地层上的上覆负荷小于阶段3, 这样在阶段2, B₂和A₂地层的整个体积必定大于阶段3的这些体积(B₃和A₃)。这个B₂和B₃以及A₂和A₃的体积差就等于阶段2和阶段3之间的流体排出体积。阶段2可以认为是B地层沉积结束或C地层沉积的开始。

具体计算过程如下: 将第三阶段A₃地层单元中某一层位的单位体积泥岩V₃恢复到第二阶段同层位的体积V₂; 又将V₂恢复到第一阶段同层位的体积V₁, 则V₁-V₂和V₂-V₃分别为从阶段1发展到阶段2和从阶段2发展到阶段3的同一层位的泥岩流体排出量。因此, 首先将钻井剖面按地质时期绘成如图6所示, 然后列出

某一层位随地质时期的埋深(如图6A₁、A₂、……A₉)。通过该剖面的有效孔隙度-埋深关系曲线查得相应的有效孔隙度值。按以上方法, 将所得的某一层位的流体排出量, 分别绘在各地质时期的流体排出量-埋深坐标上。依次由下往上逐层按各时期计算, 即得各个地质时期的泥岩流体排出量。图2、3和4为以上三口钻井剖面各地质时期沉积结束时泥岩的流体排出量-埋深关系曲线。

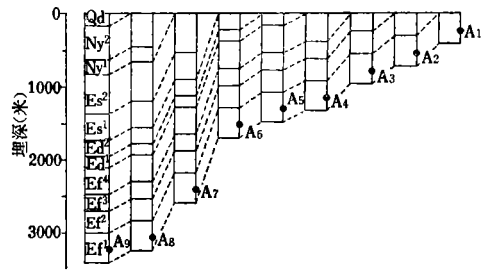


图6 苏高122井不同沉积阶段各组段埋深和压实状态图

二、关于石油初次运移条件的研究

石油初次运移是指烃类由生油层向储集层的运移。

在六十年代, 由于分析技术的进展, 促使了有机地球化学迅速发展。大量事实证明油气主要是在中期成岩阶段生成的, 干酪根热降解的晚期生油理论得到了普遍赞同。但在探讨石油初次运移的载体——水时, 由于在中期成岩阶段以及干酪根形成烃类时, 大部分孔隙水已被排出, 因此, 与此同时生成的烃类又怎能从生油层中被携带出来呢?

作者对以上三口钻井剖面的泥岩样品, 作了X射线衍射分析, 得到各井中粘

土矿物转化(蒙脱石和伊利石→蒙脱石→伊利石混合层→伊利石)的井深区间¹⁾(表1)。同时,还根据这些泥岩样品的X射

线衍射图谱,确定了泥岩中粘土矿物的相对百分含量,并绘在含量-埋深坐标上(图7)。从图中可以看到混合层区内,蒙脱

各井中粘土矿物转化井深区间表 表1

井号 井深区间	苏高128井	苏高122井	苏都136井
蒙脱石和伊利石	1012.5—1670米	923—1980米	
蒙脱石—伊利石混合层	1670—2502米	1980—2711.5米	2673.8—3873.5米
伊 利 石	2502—2703米	2711.5—3404.5米	3873.5—3943.2米

石含量降低,伊利石含量增加。这一规律同样被这些样品的热失重-差热分析结果所证实。样品的差热曲线第一个吸热谷主要标志着蒙脱石和伊利石吸附水及蒙脱石过量层间水的脱出。而且一般蒙脱石的吸附水和过量层间水脱出的失重量(约21%)

大于伊利石的吸附水脱出的失重量(约3%)。因此,当第一个吸热谷的热失重 W_1 随不同样品逐渐变小时,则标志着这些样品中蒙脱石相对含量的减少和伊利石相对含量的增加。差热曲线中第一个吸热谷的热失重 W_1 与样品总的热失重 W 之比,即表示这种趋势。图8为这些井的泥岩样品的 W_1/W 和埋深关系图。从图中可以看到,在出现蒙脱石—伊利石混合层的区内, W_1/W 有递减的趋势。

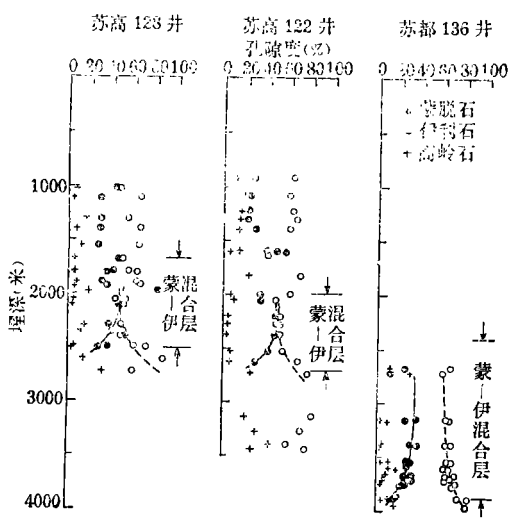


图7 粘土矿物相对百分含量与深度的关系图

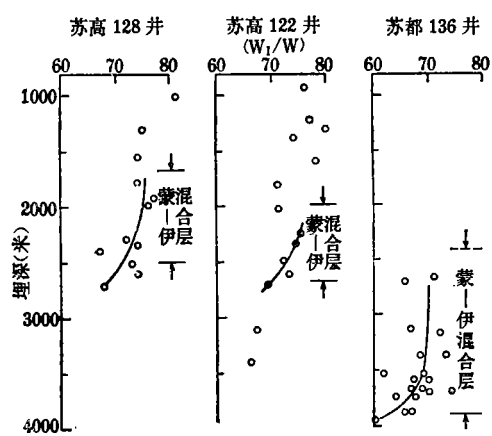


图8 W_1/W 与深度的关系图

1)由于受采样深度的限制,均无浅层资料。表中的数据仅为分析样品的井深。苏都136井中蒙脱石—伊利石混合层未见顶界。

在蒙脱石—伊利石混合层区间以上为蒙脱石和伊利石的机械混合，所以在含量上的变化规律不是很明显。在混合层区间以下，粘土矿物基本上都转化为伊利石了。

根据图2、3和4中泥岩的流体排出总量和埋深关系曲线，可随深度依次求得每间隔10米两端流体排出量的差值，并以横坐标（对数的）表示这一差值，纵坐标（算术的）表示埋深，即可得到泥岩流体排出率与深度的关系曲线。它可以表示在全剖面上某一段随埋深的流体排出率。再将表1中各井剖面上蒙脱石—伊利石混合层出现的埋深区间标上（图9），就可以看出这些区间基本上与在原始孔隙水排出之后流体排出率又达最大值的区间相吻合。这表明在成岩压实和地温作用下，蒙脱石和伊利石转化为蒙脱石—伊利石混合层，而且其中蒙脱石继续脱水，向伊利石转化。这时蒙脱石中的层间水变成孔隙自由水，矿物颗粒体积相应地收缩，从而提高了有效孔隙度和渗透率，这就为烃类运移提供了良好的通道。当泥岩层具有较好渗透率时，就会加快流体排出速率，为烃类初次运移创造了有利条件。

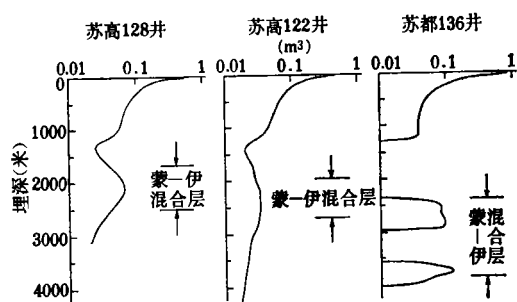


图9 泥岩流体排出率与粘土矿物混合层关系图

三、烃类成熟后的流体排出量的计算

以上我们计算了三口钻井剖面的流体排出总量和按各地质时期的流体排出量。但是对我们有用的是计算烃类成熟后作初次运移时流体（载体）的排出量，首先需要确定成油门限值。

（一）确定成油门限值

大量实践证明，在不同盆地或同一个盆地的不同凹陷中，由于所处的地质历史（埋藏史、温度史）和母质类型的不同，其成油门限值也不同。而母质类型、深度和温度三者中温度是控制演化的决定因素。

在确定古地温方面，作者利用了粘土矿物、镜煤反射率和现代井温的资料。

由于蒙脱石—伊利石混合层中的粘土矿物是在成岩压实和地温作用下形成的，特别是古地温的影响较大，所以利用粘土矿物的转化资料可以指示古地温。

苏高128井和苏高122井有关粘土矿物和镜煤反射率的测定结果如表2。

混合层顶界深度及其相应的镜煤反射率表 表 2

井号	苏高128井	苏高122井
蒙脱石—伊利石混合层顶界深度	1670米	1980米
相应深度的镜煤反射率(油浸)	0.65%	0.7%

结合苏都136井资料，与镜煤反射率0.65%相对应的井温为80°C（图10）。这与青柳宏一等^[3]的结果基本上是一致的。他们研究了日本一些超深井中第三系和白垩系的泥岩粘土矿物转化与地温之间的关

系(图11), 确认蒙脱石向伊利石-伊利石混合层转化需要800公斤/厘米²压力和80°C温度。

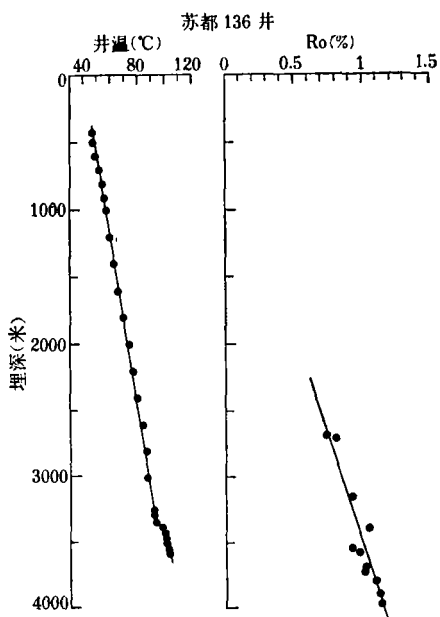


图10 苏都136井井温、镜煤反射率(R_o)与深度关系图

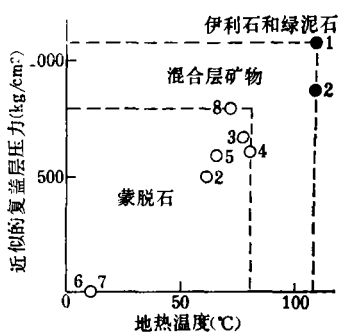


图11 日本深钻井中泥质岩粘土矿物转换与近似覆盖层压力和地温之间的关系图

(据青柳宏一等, 1975修改)

- 1. Nanporo 基准井
- 2. Kubiki 基准井
- 3. Hamayuchi 基准井
- 4. Enbetsu 基准井
- 5. Wakkanai 基准井
- 6. Sorachi 基准井
- 7. Amakusa 基准井
- 8. Karumai 基准井

○混合层矿物的顶点
●伊利石和(或)绿泥石的顶点

在母质类型方面, 则利用了干酪根热失重(TG)和导数热失重(DTG)的资料。图12为升温速率5°C/分的三种类型干酪根的TG和DTG曲线。Ⅱ型干酪根的TG和DTG曲线在很宽温度区间内缓慢地延伸, 无明显的突变, 而且加温到625°C总的失重比其它类型要小; Ⅰ型干酪根在330°C以后开始失重, 约在430—440°C失重率最大, 而且加温到625°C总的失重量在这三种类型中最多; Ⅲ型干酪根位于两者中间。

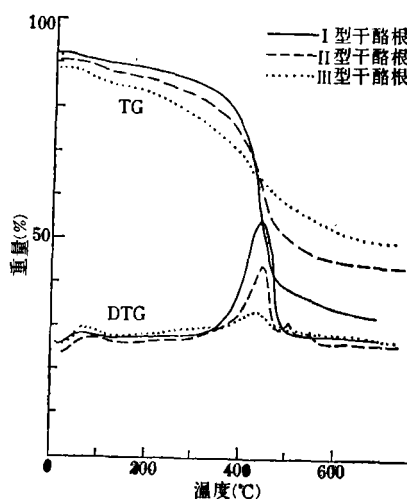


图12 在氮气中干酪根的TG和DTG曲线图

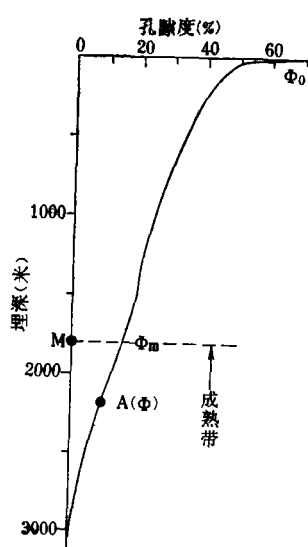


图13 泥岩孔隙度与埋深关系示意图

对以上三口井井温、泥岩剖面样品的粘土矿物和镜煤反射率以及其干酪根的TG和DTG曲线进行综合研究以后,确定其成油门限值苏高128井为1780米、苏高122井为1940米及苏都136井为2410米。

(二) 计算烃类成熟后的流体排出量

当一个剖面的成油门限确定后,就可以计算成熟后的流体排出量。图13为某一剖面泥岩的孔隙度-埋深关系曲线。若求得A点进入成油门限深度M后的流体排出量,可设已知成油门限深度M的泥岩孔隙度为 Φ_m ,则成熟后的流体排出量 W_m 是成油门限深度M的泥岩体积 V_m 和现今A点处孔隙度为 Φ 的泥岩体积 V 之差。

$$W_m = V_m - V \quad (5)$$

$$\text{利用(2)式可得 } V_m = V \left(\frac{1 - \Phi}{1 - \Phi_m} \right) \quad (6)$$

将(6)式代入(5)式得

$$W_m = V \left(\frac{\Phi_m - \Phi}{1 - \Phi_m} \right) \quad (7)$$

应用(7)式,计算了这三口井的烃类成熟后的流体排出量,绘于图2、3和4中,以斜线表示。

结 论

关于泥岩流体排出量,作者将以上计算结果归纳为表3和表4。

三口井的流体排出量表

表3

井 名		苏 高 128 井		苏 高 122 井		苏 都 136 井		
流体排出总量(米 ³)		4392.12	100%	5600.3	100%	7586.62	100%	
各地质时期沉积结束时流体排出量(米 ³)	Ef ¹	125.48	2.86%	402.42	7.19%	291.92	3.85%	
	Ef ²	182.77	4.16%	400.42	7.15%	365.64	4.82%	
	Ef ³	258.83	5.89%	335.95	6.0%	432.27	5.70%	
	Ef ⁴	260.89	5.94%	560.59	10.01%	593.54	7.82%	
	Ed ¹	78.7	1.79%	254.08	4.54%	735.77	9.70%	
	Ed ²	199.17	4.53%	362.9	6.48%	459.22	6.05%	
	Es	1158.44	26.38%	1629.52	29.10%	2070.0	27.28%	
	Ny	1696.9	38.64%	1296.91	23.16%	2235.01	29.46%	
Qd	430.94	9.81%	357.51	6.38%	403.25	5.32%		
烃类成熟后的流体排出量(米 ³)	流体排出总量(米 ³)		86.48	100%	116.15	100%	383.31	100%
	烃类成熟后各地质时期沉积结束时流体排出量(米 ³)	Es			23.26	20.03%	94.29	24.6%
		Ny	57.01	65.93%	68.23	58.74%	239.18	62.4%
		Qd	29.47	34.07%	24.66	21.23%	49.84	13.0%

注:以上数据是按底的长、宽各为1米的岩柱体计算

三口井的成熟后流体排出率表

表4

井名	苏高128井	苏高122井	苏都136井
成熟后流体排出总量 流体排出总量 $\times 100\%$	1.97%	2.074%	5.05%
各地质时期成熟后的流体排出量 $\times 100\%$	Es	1.43%	4.56%
	Ny	3.36%	10.7%
	Qd	6.84%	12.36%

由表可得两点结论：

1. 在上第三系盐城组和下第三系三垛组沉积结束时，泥岩层流体排出量最多。成熟后的流体排出量，上第三系盐城组沉积结束时最大。

2. 烃类成熟后的泥岩流体排出量占流体排出总量的百分比，从凹陷边缘向中央部位增加。高邮凹陷苏高128井、苏高122井和苏都136井分别为1.97%、2.07%和5.05%，平均约为3.03%。

以上数据结合凹陷各地质时期地层的展布，可为计算各地质时期的泥岩层流体排出量提供依据。

另外，在压实、成岩和古地温作用下，由蒙脱石—伊利石混合层向伊利石转化引起的脱水是导致石油初次运移的重要因素之一。

最后，在成油门限深度以下的快速压实带，特别是异常压实带中的快速压实带是油气初次运移最有利的层段。

从高邮凹陷三口井的情况来看，在同一凹陷的不同地区，压实情况有较大差异（图1）。苏高128井位于凹陷的边缘，苏都136井位于中央部位，而苏高122井居于

其中，但只有苏都136井剖面的孔隙度—埋深曲线上出现异常压实带，造成压实异常的主要原因是排水条件和古地温作用。苏都136井混合层出现的埋深区间间距大（若从成油门限深度2410米算到井深3873.5米约有1463米）。当较厚岩层下沉到一定深度，压实到一定程度后，特别是当存在厚层泥岩段时，由于排水不通畅，压实与排水之间就呈不平衡状态。另外，苏都136井在3200米以下出现地温异常（图10），这将引起孔隙水的热膨胀突变。这些因素就有可能导致异常压力的产生。而苏高128井和苏高122井的混合层出现的埋深区间间距小（分别为832米和731.5米），易于达到压实和排水的平衡。

从图1中还可以看到油气显示主要分布在快速压实带，特别是在异常压实带中的快速压实带。这是由于泥岩高压孔隙流体与邻近砂岩层中常压孔隙流体间的位能梯度大，在上覆地层静压力作用下，一旦流体释放，将比一般正常的快速压实带的流体释放具有更大的运载能力，所以是油气初次运移最有利的层段。

（收稿日期 1982年1月21日）

参 考 文 献

[1] Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R. and Gardner, G.H.F., 1958, An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous medium. *Geophysics*, Vol.23, No.3, P.459—493

[2] Magara, K., 1978, *Compaction and fluid migration—Development in petroleum science*, 9. Elsevier scientific publishing company, P. 143—163

[3] 青柳宏一、小林登、风间利学(1975) 本邦含油第三系および白垩系堆积岩中の粘土鉱物・須藤俊男教授退官纪念论文集

A DISCUSSION ON RELATIONSHIP BETWEEN COMPACTION OF THE TERTIARY SHALES AND PRIMARY MIGRATION OF THE HYDROCARBONS IN GAOYOU DEPRESSION, NORTHERN JIANGSU

Lu Shu'e, Zhou Guoqing, Luo Ruilan and Ou Lexian
(Central Laboratory of Petroleum Geology,
The Ministry of Geology and Minerals)

Abstract

In this paper, the equations of the relationship between the porosity and depth of shales are established through regression analysis. The depths of the maturation threshold are determined by study on diagenesis of the clay minerals and organic geochemical indicators as well, and the fluids expelled before and after reaching the maturation threshold during various geological times are calculated.

The conclusions we arrived at are as follows:

1) Fluid expelled below the maturation threshold accounts for about 3% of the total fluid expelled since deposition.

2) The dehydration caused by the alteration of montmorillonite to illite affected by the compaction and paleogeotemperature is an important factor of the primary migration of hydrocarbons.

3) The rapidly compacted zones, especially those in the abnormally compacted section, which are below the depth of the maturation threshold, seem to be the most favourable intervals for the primary migration of hydrocarbons.