

江汉盆地新沟咀组排烃量初探

王凤琴

陈荷立 罗晓容

(西安石油学院)

(西北大学)

本文以迪基和真柄钦次提出的油气初次运移模式为根据,以江汉盆地的泥岩压实为基础,利用油水相对渗透率、油水饱和度和达西定律的关系,提出了计算排烃量的公式: $Q = w \cdot q \cdot d$ 。在选取参数时,直接用本区泥岩压实曲线计算了孔隙流体损失量,并借用研究区砂岩油水饱和度与油水相对渗透率关系曲线,求出相邻泥岩的不同油水饱和度下油水各自的相对渗透率比值。

排烃量指从生油层中排出的油气数量。八十年代生油研究的发展趋势之一便是从定性鉴别生油岩发展到定量计算生油量及排烃量,以定量评价生油层的好坏,并结合地质条件预测含油区的远景资源。

目前计算排烃量的方法主要有两种,一种为间接法,另一种为直接法。前一种方法中或对生油岩进行压实排烃模拟实验获得排烃量,或在勘探程度较高的地区用总生油量(由数学模拟求得)与残余生油量之差计算,或直接求储层中分散烃量与聚集量,将此值进行适当校正而得排烃量,或根据生油模拟曲线总生油量与测井色谱已生烃量之差值求取¹⁾。后一种方法中,或以盆地中并非所有的成熟生油岩均具有排烃过程的观点为根据,用有关生油岩的地化指标进行对比而得到排烃量,或以泥岩压实研究为基础,通过计算压实过程中流体的损失量来获得排烃量²⁾。就目前研究状况看来,无论上述那种方法均仍处于探索之中。本文主要以江汉盆地的泥岩压实资料为基础,从迪基及真柄钦次提出的油气运移模式出发对新沟咀组的排烃量进行初步估算。

一、计算设想及公式

众所周知,泥质母岩中的异常地层压力是烃类从其中排出的动力这一观点已被越来越多的人接受。当生油岩进入生油门限深度,其中生成的烃类在数量上使地层水饱和,并能满足泥质岩和有机质的吸附能力时,便开始形成具有一定连续性的游离烃相。此时,在异常地层压力的作用下,游离相的烃类在过剩压力释放过程中同孔隙中的其它流体一起向着过剩压力减小的方向运移。

地层流体排出,过剩压力释放,地层补充压实,故流体排出量的多少可根据压实曲线获得。倘若知道总排出流体中烃类所占比例,排烃量就可以非常容易地算出。其关系

- 1) 未发现的油气资源量评价方法汇编(一), 1982, 地质矿产部石油地质海洋地质局油气资源量预测委员会。
- 2) 田世澄, 1986, 油气初次运移量的计算设想和实践, 第三届全国地球化学会议论文。

可用公式表示如下：

$$Q = q \cdot w \cdot d$$

式中 Q—排烃量（亿吨）

q—烃类在流动的孔隙流体中的百分含量

w—总孔隙流体损失量（立方公里）

d—原油比重（亿吨/立方公里）

在该公式中，有以下假设条件：

1. 压实过程中泥质颗粒的成分及体积不发生变化，压实作用只是孔隙流体排出，孔隙度减小。
2. 原油比重在初次运移过程中变化不大。
3. 该公式中不涉及气态烃，只考虑液相。

二、参数选取

1. w（总孔隙流体损失量）

对于油气运移来说，只有烃类成熟，并具备排烃条件时，孔隙中排出的流体才具备实际意义。江汉盆地新沟咀组生油、排烃条件研究的有关资料表明，2100m为新沟咀组生油层的起始排烃深度。下面我们以虎1井与路9井为例，计算主要生油层（Ⅱ油组和泥隔层）自进入起始排烃深度（2100m）到现在的最大埋藏深度（3350m）中孔隙流体的损失量。

根据真柄钦次提出的计算流体损失量（w）的公式：

$$w = V_1 - V$$

流体损失量可通过不同埋深的岩石体积之差表示。在上式中， V_1 、 V 分别表示不同埋深或不同压实程度下研究层的体积。该体积又可通过对应的孔隙度求得，其公式如下：

$$V_1(1 - \phi_1) = V(1 - \phi)$$

式中 ϕ_1 、 ϕ 表示与 V_1 、 V 所在深度对应的孔隙度。

上述两公式表明，为了求出油层自起始排烃深度至今埋藏的孔隙流体损失量，不仅需要知道现今埋深下生油层的体积和孔隙度，而且需知历史时期生油层在起始排烃深度处的体积和孔隙度。然而最关键的是如何计算古孔隙度。

恢复异常段古孔隙度主要籍助泥岩压实曲线（声波时差-深度关系曲线）。其具体方法是：对比研究区的泥岩压实曲线，恢复剥蚀及断掉地层的厚度，将全区该地层或相似岩性组合段欠压实出现的最小深度，作为该研究层在历史时期中开始产生异常的深度下限，然后在压实曲线上取现埋深下该研究层段的中部深度A处所对应的 Δt ，将A处 Δt 与异常顶界H处的 $\Delta t'$ 连成一直线（如图1所示），求出该直线的方程，这条直线即代表了该研究层段出现异常以后的平均压实历程。根据声波时差与孔隙度的转换关系，可得到孔隙度随埋深的变化曲线，因而研究层段在不同埋藏深度下的孔隙度即可得到。

根据虎1井与路9井泥岩压实曲线，同时命 $V_{3350} = 1\text{km}^3$ ，依据前述方法可得到新沟

咀组下段Ⅱ油组和泥隔层单位体积岩的排液量。孔隙度、单位体积在泥岩2100m处的体积，排液量数据如表1:

表 1 孔隙度、岩石体积，排液量计算数据表

项目	不同埋深的孔隙度		不同埋深的体积		排 液 量	
	ϕ_{2100} (%)	ϕ_{3350} (%)	V_{2100} (km^3)	V_{3350} (km^3)	W (km^3/km^3)	平均 W (km^3/km^3)
虎 1 井	8.05	1.15	1.075	1	0.075	0.075
路 9 井	13.15	6.57	1.076	1	0.076	

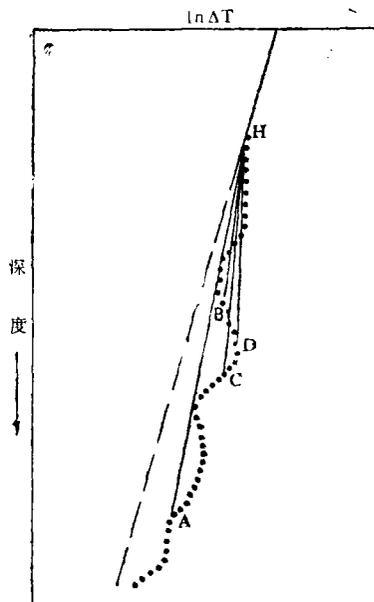


图1 异常段地层压实历程示意图

排出，水的相对渗透率逐渐降低，与此同时，油不断生成，含油饱和度也将逐渐增大，油的相对渗透率必将升高。生烃、排烃就是在这种状况下发生、完成的。所以直接用生油层现今埋深所对应的有关参数求含油饱和度，无疑得到的是已经排过烃的残留含油饱和度。

恢复运移过程中的古含油饱和度，从目前的研究水平来看，是一项较困难的工作。根据江汉盆地新沟咀组生油层的有关资料，计算了该生油层在起始排烃深度（2100m）处的含油饱和度，计算结果如表2所示：

2. 含油饱和度

含油饱和度是油气运移分析中的一个重要参数。孔隙中油水共存时，只有达到一定的含油饱和度，油才能流动。对于油气初次运移来说，同样只有生油母岩中的含油饱和度达到某一临界值时，油才能排出。在计算含油饱和度时，我们用下式：

$$S_o = \frac{\text{“A” } r_{rock}}{r_{oil} \phi}$$

式中 S_o 表示含油饱和度，“A”表示氯仿沥青“A”的百分含量； r_{rock} 、 r_{oil} 表示泥岩和原油的密度； ϕ 表示孔隙度。在生油层生烃、排烃过程中，含油饱和度是逐渐变化的。随着压实作用进行，孔隙中的自由水不断

表2 含油饱和度计算数据表

项目	氯仿沥青“A” (%)	岩石密度	原油比重	孔隙度	含油饱和度
虎1井	0.075	2.52	0.73	8.05	3.21
路9井	0.075	2.52	0.73	13.15	1.97

平均含油饱和度为2.59%，氯仿沥青“A”、岩石密度、原油比重取值时，可首先作出这些参数随深度的变化曲线，然后再在曲线上取所需深度对应的值。

从新沟咀组生油层的热演化曲线（图2），特别是烃/有机碳演化曲线上可以看出，起始排烃深度（2100m）以下，烃/有机碳明显减小，反映出其排烃作用十分明显。而起始排烃深度所对应的各项指标尚且看不出明显的变化。另外，考虑到生油层刚进入排烃深度，排得量很少，所以该深度处的含油饱和度反映了原始的含油饱和度，同时，该深度处的含油饱和度又标志着具备排烃条件，故可将上述计算的起始排烃深度对应的含油饱和度作为排烃时原始的临界含油饱和度。

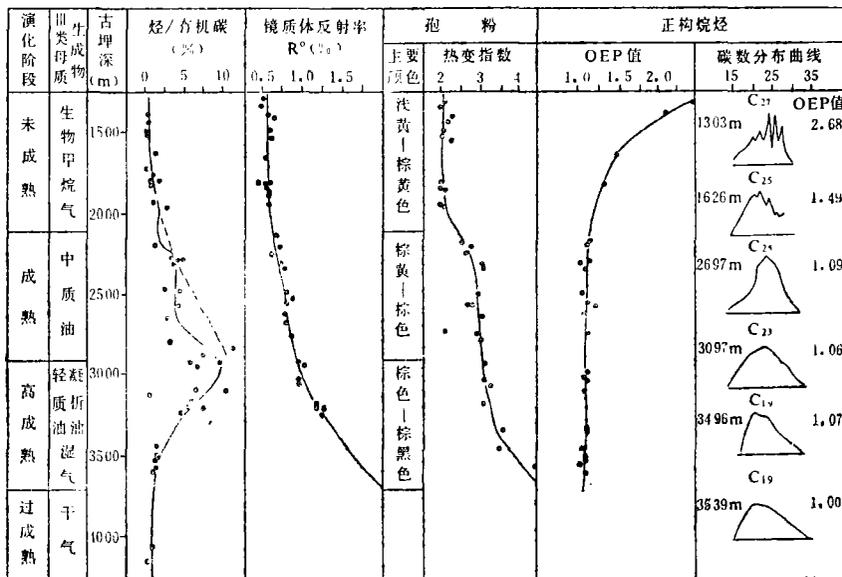


图2 新沟咀组生油岩热演化曲线图

3.q (流动的孔隙流体中烃类所占的百分含量)

根据达西渗透原理，在同一孔隙空间，同样的压力、介质环境中，相同时间通过同一截面的油水流量比可表示为：

$$\frac{Q_{油}}{Q_{水}} = \frac{K_{油}}{K_{水}} \cdot \frac{U_{水}}{U_{油}}$$

式中K_油、K_水分别表示油、水的相对渗透率

U_水、U_油分别是水、油的粘度

油、水在同一孔隙介质中的相渗透率受油、水饱和度的制约。通过砂岩实验得出的含油饱和度与油水相对渗透率曲线,可以比较容易地得到砂岩中油水相对渗透率比值。但对于泥质母岩却较为困难,因为目前很少有人对生油层作这方面的实验。笔者认为,以下理论为依据,在求泥岩中的油水相对渗透率比值时,也可以借用相邻砂岩的含油饱和度与油水相对渗透率曲线。其依据是:(1)由于组成砂、泥岩的物质成分不同,因而各自对水的吸附能力就不相同,泥岩中吸附的水量一般远比砂岩中的多。若以砂泥岩中的总孔隙水体积来计算含油饱和度,砂岩中的含油饱和度就要比泥岩中的大得多。但若以孔隙中的可动水(对油气运移有意义的水)所占体积来计算,二者就不会有很大差别;(2)迪基曾指出,当砂岩部分为水润湿,部分为油润湿时,油开始渗透时的临界饱和度可以低到10%,在页岩中则可以小于10%,甚至可能低到1%。所以以其最小值考虑,泥岩中的1%的含油饱和度与含油饱和度为10%砂岩的效果相同。鉴于上述,将砂岩中的含油饱和度与相对渗透率曲线横坐标——含油饱和度(S.)缩小10倍,然后再按照泥岩(生油岩)中实际算得的含油饱和度在该曲线上取值,就可以得到相应的油水相对渗透率比值。从而可以得到烃类在流动的流体中所占的百分含量。

根据前述起始排烃深度2100m的平均含油饱和度2.59%,利用老11井的新沟咀组砂岩的含水饱和度与相对渗透率关系曲线(如图3),得到该含水饱和度所对应的油水相对渗透率比值:

$$K_o/K_w = 0.005/0.2 = 1/40$$

从高压物性分析资料可得到油水的粘度比:

$$U_w/U_o = \frac{0.2}{1.3}$$

所以

$$\frac{Q_o}{Q_w} = \frac{K_o}{K_w} \cdot \frac{U_w}{U_o} = \frac{1}{260}$$

$$q = \frac{Q_o}{Q_o + Q_w} = \frac{1}{261}$$

根据以上计算结果及新沟咀组的生油量,可以得到江陵、潜江凹陷新沟咀组的排烃系数,江陵凹陷的排烃系数为16.6%,潜江凹陷则为19.7%。

最后,应当指出,本文计算烃类的百分含量时,用了临界含油饱和度所对应的油水相对渗透率,随着生油量增多,含油饱和度及油水相对渗透率比值是逐渐增大的,烃的

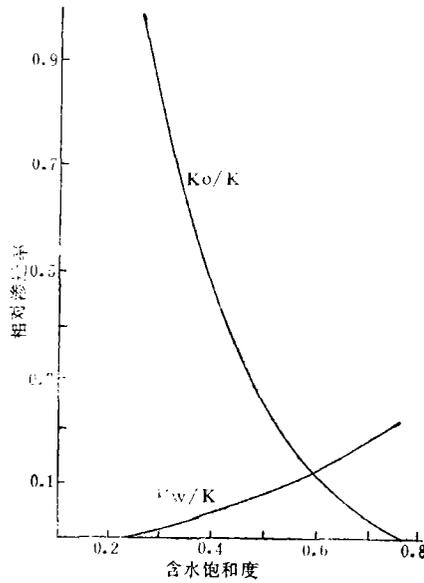


图3 含水饱和度与相对渗透率关系曲线

百分含量也是渐增的,所以得出的排烃量是平均最小排烃量。

结 语

初次运移是一个复杂的过程,从目前研究现状来看,其中还存在许多有待进一步认识与探索的问题。从油气运移观点出发,研究排烃量是目前提出的一个新课题,它避免了利用有机地化指标进行排烃量计算中存在的一些问题,其结果比较接近实际。本文所用方法的特点在于考虑了油水相对渗透率,它比只考虑含油饱和度或含油率的方法又进了一步。但由于受课题本身研究条件和作者水平的限制,错误之处在所难免,特别是在参数选取上,诸如泥岩中的油水相对渗透率、古含油饱和度等都急需进一步研究和改进。

本文在编写过程中得到江汉油田地质研究院江继纲同志的支持和帮助,特此致谢。

参 考 文 献

1. 真柄钦次(1978),陈荷立等译,1981,压实与流体运移,石油工业出版社。
2. 陈荷立、罗晓客,1988,砂泥岩中异常高流体压力的定量计算及其地质应用。地质论评,第34卷,第一期。
3. 陈荷立、罗晓客,1987,泥岩压实曲线研究与油气运移条件分析,石油与天然气地质,第三期。
4. 陈荷立,1982,油气初次运移的现代概念,石油勘探开发译丛,第六期。
5. Dickey, P.A., 1975, Possible Primary Migration of Oil from Source Rock in Oil Phase. Bull. Am. Assoc. Pet. Geo. Vol. 59.

PRELIMINARY STUDY ON HYDROCARBON
EXPULSION QUANTITY IN XIN GOUZUI FORMATION
OF JIANGHAN BASIN

Wang Fengqin

(Xian Petroleum College)

Chen Heli

Luo Xiaorong

(Northwest University)

Abstract

In the light of the model of oil-gas primary migration proposed by Dickie and Zhen Bing Qinru, on the basis of the study on claystone compaction in Jianghan Basin, the authors have suggested a formula for the calculation of hydrocarbon expulsion quantity, $Q = w \cdot q \cdot d$, using relative permeability of oil - gas, and the relation of oil-gas saturation to Darcy law. In selecting parameters, compaction curve of claystone in the region was adopted directly to calculate the quantity of interstitial fluid loss, meanwhile, with rating curve for oil - gas saturation versus relative permeability of oil - gas in the studied area, the ratios of relative permeabilities of oil - gas for the claystone under different saturations were calculated.