

天然气的扩散模型及扩散量的计算方法

房德权¹ 宋岩¹ 曾凡刚² 王关玉²

1(中国石油天然气总公司石油勘探开发科学研究院地质所 北京 100083)

2(北京大学地质系 北京 100871)

提 要 盖层的存在是天然气成藏和保存的必要条件之一,而浓度封闭又是盖层的一种重要的封闭机理。在前人工作的基础上,研究了浓度封闭的机理,进一步系统建立了天然气扩散的地质和数学模型,并给出了模型的初始化条件,对天然气扩散量的计算方法作了讨论。

关键词 天然气 扩散 模型 盖层

第一作者简介 房德权 男 28岁 博士 天然气地球化学

1 概述

盖层的封闭机理主要包括物性封闭、压力封闭和浓度封闭。当盖层本身具有生烃能力或紧邻盖层之上存在气藏时,将有效阻止或延缓下伏天然气通过盖层向上扩散损失,这种作用称为浓度封闭。研究浓度封闭的关键在于根据其封闭机理,确定不同条件下天然气的扩散模型,从而计算在地质历史中天然气的扩散量,并对其在气体成藏、散失过程中所起的作用进行评价。

2 天然气分子扩散的机理

分子扩散是物质传递的一种重要方式,只要存在浓度梯度(浓度差),天然气就会自发地发生由高浓度区向低浓度区的质量传递,直至浓度达到平衡。气藏和盖层之间只要存在浓度差,天然气就会在垂向上通过盖层扩散,在地质历史过程中,这种扩散会导致天然气聚集量的不断减小。因此,盖层与气藏的烃浓度差越大,扩散速度就越快,如果盖层中存在足够高的烃浓度,那么,气藏中天然气扩散损失量会大大降低,甚至可被完全遏止或盖层中的气烃向气藏反扩散。然而天然气在地下通过上覆盖层的扩散并非象在单相气体或液体中的扩散那么简单,因为盖层的孔隙非常小,且孔隙中又大多充满了水,天然气分子只能在孔隙中弯弯曲曲地进行扩散,因此在这种条件下,天然气通过上覆盖层的扩散应满足费克

(Fick)第二定律^[1]

$$\frac{\partial c}{\partial t} = d \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} \quad (1)$$

式中, c 为烃浓度, x 为扩散距离, t 为扩散时间, D 为扩散系数。

由于盖层比较小的孔径造成毛细管压力,只有当盖层下有足够高的气柱,并且其浮力大于毛细管压力时,才会排替盖层中的饱和水。如果气体不能排替盖层中的水,则主要以扩散为主要的散失方式,而气体要以扩散方式穿过盖层时,又主要以两种方式进行,一种是以气体分子状态通过盖层的毛细管道,另一种则是以溶解于水中的方式进行。由于一方面盖层大多被水所饱和,另一方面气体以分子方式运移与孔壁的磨擦阻力较大,所以气体扩散主要以第二种方式为主,即首先要溶解在水中^[2],这样气体在盖层和储层交界处的浓度我们可以用其在当时温压条件下的溶解度来确定。这样无疑会大大简化天然气扩散的地质和数学模型。

3 天然气扩散的地质模型

天然气的扩散模型如图 1 所示,其中, c_1 为紧邻气藏处盖层中的烃浓度, c_2 为紧邻上覆渗透层处盖层中的烃浓度, c_0 为气藏中的烃浓度, L 为盖层厚度。

根据不同的地质情况,天然气通过盖层的扩散可归纳为两大类五种模式(图 2)

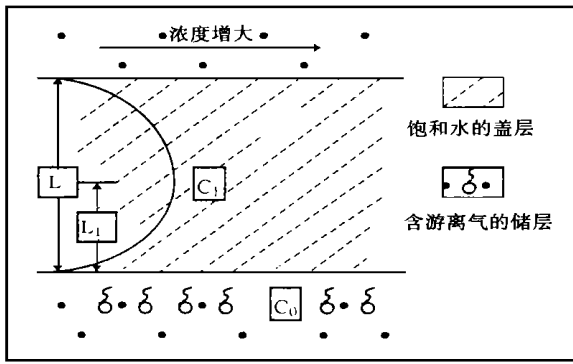


图 1 天然气扩散模型示意图

Fig. 1 Schematic map of natural gas diffusion model

4 天然气扩散的数学模型及初始条件的确定

对不同的地质模型,根据(1)式可以建立相应的数学模型^[3]。

(1)盖层为非源岩,厚度为 \$L\$,气藏与盖层交界处的烃浓度为 \$c_0\$ (图 2-a),紧邻上覆渗透层处盖层中烃浓度 \$c_2\$ 为零,则在某一具体地质时期气藏中天然气通过单位面积盖层的扩散量为 (\$m^3/m^2\$, 或 \$g/m^2\$, 下同),

$$Q = \frac{D}{L} c_0 t + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2Lc_0}{n\pi^2} (1 - e^{-(n\pi^2 D t) / 4L^2}) \quad (2)$$

式中 \$D\$ 为有效扩散系数, \$t\$ 为扩散时间(下同)。

前已述及,天然气要在地层中扩散,必须首先溶解在水中,而盖层顶底部饱和水中溶解的气体多少,与浓度差成正相关,是天然气扩散的直接动力,所以我们可以用溶度值来代表 \$c_1\$ 值。这里我们引用郝石生^[4]等所作的不同温度和压力条件下,不同成因类型天然气在矿化度不同和水型不同时的溶解度回归方程:

$$S(T, M, P) = - 3.1670 \times 10^{-10} T^2 M + 1.1997 \times 10^{-8} T M + 1.0635 \times 10^{-10} P M - 9.7764 \times 10^{-8} P M + 2.9745 \times 10^{-10} T P + 1.6230 \times 10^{-4} T^2 - 2.7879 \times 10^{-2} T - 2.0587 \times 10^{-5} P^2 + 1.7323 \times 10^{-2} P + 9.5233 \times 10^{-6} T P + 1.1937 \quad (3)$$

式中, \$S\$ 为天然气在地层水中的溶解度, \$m^3(\text{气})/m^3(\text{水})\$; \$T\$ 为温度, \$^\circ\text{C}\$; \$P\$ 为压力, \$\text{MPa} \times 10\$; \$M\$ 为地层水矿化度, \$\text{mg/L}\$

而盖层中水的量还与孔隙度有关,所以 \$c_0\$ 的值

为:

$$c = S \times h \quad (4)$$

		地质模型	地质参数
盖层为非气源岩	a		(1) 盖层为非气源岩,扩散到上侧渗透层中的气体可随时被带走, \$C_2\$ 为零,紧邻气藏的盖层中气体浓度为 \$C_1\$。
	b		(2) 盖层为非气源岩,盖层上侧渗透层中气体浓度非零,则 \$C_2\$ 非零,紧邻气藏的盖层中气体浓度为 \$C_1\$。
	c		(3) 盖层为超压气源岩,盖层中的最大烃浓度为 \$C_2\$,紧邻气藏的盖层中气体浓度为 \$C_1\$。
盖层为气源岩	d		(4) 盖层为气源岩,扩散到上侧渗透层的气可随时被带走,盖层中气体最大浓度为 \$C_2\$,紧邻气藏处盖层中气体浓度为 \$C_1\$。
	e		(5) 盖层为气源岩,盖层上侧层中气体浓度非零,盖层中气体最大浓度 \$C_2\$,紧邻气藏处盖层中气体浓度为 \$C_1\$。

图 2 天然气扩散地质模型

Fig. 2 The natural gas diffusion geological models

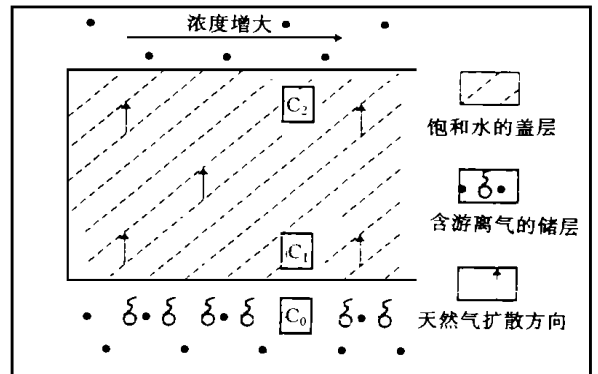


图 3 源岩作盖层时烃浓度分布

Fig. 3 The distribution of the natural gas concentration in the source rock

式中 c 盖层在紧邻气藏处气体的浓度;

S 天然气在地层水中溶解度;

h 盖层的平均孔隙度。

另外,根据生气史、排气史资料,我们可以确定气藏中气体扩散的时间 t

这样就可以利用 (2) 式来计算天然气的扩散量。这种情况下,盖层对天然气藏无浓度屏蔽作用,但盖层厚度的增大可以降低其散失速度

(2) 盖层为非源岩,但盖层之上渗透层的气体浓度不为零,则 c_2 不为零,气体在紧邻气藏处盖层的浓度为 c_0 (图 2- b),则气藏通过单位面积盖层的扩散量为:

$$Q = \frac{D(c_0 - c_2)t}{L} + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2L[c_0 - c_2(-1)^n]}{n^2\pi^2} (1 - e^{-(n^2 2Dt)/4L^2}) \quad (5)$$

式中 c_0, c_2 的确定方法同 (1)。这种情况下, c_2 较大时 (如盖层上部还存在另一气层),则上部气藏对下伏气藏发生屏蔽作用,可降低下伏气藏向上的扩散损失,如果上部气藏为超压气藏,则气体甚至可能会向下伏气藏扩散,从而完全屏蔽下伏气藏

(3) 盖层为超压气源岩,盖层的最大烃浓度为 c_1 (图 2- c)。由于天然气扩散,必须先溶解于水中,所以超压源岩中的气体浓度也可用超压时的溶解度来代替。另外,设压力最大处在 L_1 (图 3),考虑到“瓶颈”效应,则计算扩散量时,厚度应当取 L_1 值而非 L 值。这样,依据式 (1) 可计算单位面积盖层的扩散量为:

$$Q = \frac{D(c_0 - c_1)t}{L_1} + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2L[c_0 - c_1(-1)^n]}{n^2\pi^2} (1 - e^{-(n^2 2Dt)/4L_1^2}) \quad (6)$$

这种情况下,气源岩盖层对气藏发生浓度屏蔽作用,再结合压力封闭,可抑制或完全遏止下部气藏向上扩散,甚至发生上覆气源岩中的天然气向气藏扩散

(4) 盖层为气源岩,盖层之上渗透层的气体浓度

为零,则 c_2 为零,盖层的最大气体浓度为 c_1 (图 3),由于厚层的源岩中间排烃效率低,所以最大烃浓度 c_1 大体位于中部 (假定为 L_1 处),气藏和盖层交界处的浓度为 c_0 (图 2- d),则气藏通过单位面积盖层的扩散量的计算同 (6) 式,因为在 L_1 处的条件下,盖层处于生气、排气阶段,应能达到当时温压条件下的溶解度,仍可用 (3) 式来确定 c_0, c_1

这种情况下,气源岩盖层气藏发生屏蔽作用,可抑制或完全遏止气藏气体向上扩散

(5) 盖层为气源岩,盖层之上渗透层的烃浓度不为零,则 c_2 不为零, (图 2- e),这时可分两种情况讨论:

a. 若盖层之上存在超压气藏,且 $c_2 > c_1$,则可用 (5) 式来计算扩散量

b. 若盖层之上为非超压气藏,则可用 (6) 式来计算扩散量

这种情况下,下部气藏的天然气向上扩散往往能被遏止或发生逆向扩散

5 结论

(1) 浓度封闭是盖层微观封闭的重要机理,天然气的扩散主要是溶解在水中进行的。

(2) 根据不同的地质条件,可按式 (2)、(5) 和 (6) 分别计算其地质历史中的扩散量。

(3) 气源岩作为盖层是非常理想的,可以有效地屏蔽下伏气藏

参 考 文 献

- 1 王绍亭. 动量、热量与质量传递. 天津: 天津科学技术出版社, 1986
- 2 Krooks B M. The quantification of diffusive hydrocarbon losses through cap rocks of natural gas reservoir—A reevaluation, AAPG, 1992, 76 403- 406
- 3 黄志龙, 郝石生. 天然气扩散与浓度封闭作用的研究. 石油学报, 1996, 17(4): 36- 40
- 4 郝石生, 张振英. 天然气在地层水中的溶解度变化特征及地质意义. 石油学报, 1993, 14(2): 12- 22

(Continued on page 79)

Gas Sources and Mixing Ratio of Ordovician Weathering Crust Reservoir of Central Gas Field in Ordos Basin

Xia Xinyu¹ Zhao Lin¹ Dai Jinxing¹ Zhang Wenzheng² Li Jianfeng²

¹(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083)

²(Changqing Research Institute of Exploration and Development, Qingyang Gansu 745101)

Abstract

According to the distribution of the carbon isotopic composition data of over 140 gas samples in different places and different beds in Ordos basin, natural gas in the Ordovician weathering crust is more close to the Carboniferous-Permian coal-typed gas rather than to the Ordovician oil-typed gas represented by the gas in the reservoir under the weathering crust. Plenary distribution of methane carbon isotopic composition of weathering crust gas has a similar feature with that of Carboniferous-Permian gas. Calculation result shows that over 70% of the gas in weathering crust in the Central gas field is from Carboniferous-Permian beds.

Key words Ordos Basin gas source methane carbon isotope mixing-ratio

(Continued from page 74)

The Diffusion Model and Computation Method of Diffusion Quantification for Natural Gas

Fang Dequen¹ Song Yan¹ Zeng Fangang² Wang Guanyu²

¹(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083)

²(Geology Department of Peking University, Beijing 100871)

Abstract

Cap rock is the necessary condition of the gas reservoir preservation, and hydrocarbon concentration confining is one important confining mechanism. The geological and mathematical model of natural gas diffusion has been set up systematically. The natural gas diffusion is mainly through the water, so the solubility of the natural gas in water can be regarded as the initial gas concentration in the cap rock. The solubility of the natural gas can be calculate by the determination of the temperature, pressure and salinity of the stratum. The source rock is usually of relatively larger solubility, so it is the best cap rock.

Key words natural gas diffusion model cap rock