

文章编号:0253-9985(2010)03-0343-04

天然气扩散损失量估算方法探讨

薛海涛,李璐璐,卢双舫
(东北石油大学,黑龙江 大庆 163318)

摘要:经与实测扩散系数进行比较,认为用 Stokes-Einstein 方程式来进行扩散系数的预测计算是可行的。以物质平衡原理为基础,比较可排气量(可排气量=生气量-残留气量)与最大扩散气量,取二者中的小者为实际扩散气量。实际扩散气量随有机质丰度、生烃潜力、源岩厚度和顶面埋深的增大而增大。在一般地质情况下,计算所得最大扩散气量是实际扩散气量的几倍甚至几十倍,这使得在天然气资源量计算过程中,扩散气量被严重夸大了。

关键词:扩散系数;实际扩散气量;最大扩散气量;扩散损失量;天然气

中图分类号:TE122

文献标识码:A

A discussion on methods for estimating diffusion loss of natural gas

Xue Haitao, Li Lulu and Lu Shuangfang

(Northeast Petroleum University, Daqing, Helongjiang 163318, China)

Abstract: A study on the actual measured gas diffusion coefficient shows that calculating diffusion coefficient with the Stokes-Einstein equation is feasible. According to the mass balance principle, a comparison is carried out between the dischargeable gas (i. e., the generated gas minus residual gas) and the maximum diffused gas, among which the smaller one is selected as the actual gas diffusion loss. The actual gas diffusion loss rises with an increase of organic matter abundance, hydrocarbon-generation potential, source rock thickness and top burial depth. In a general geological condition, the calculated gas diffusion loss is several or even tens of times larger than the actual amount, causing an exaggeration of diffusion loss in the calculation of gas reserves.

Keywords: diffusion coefficient, actual gas diffusion loss, maximum gas diffusion loss, gas diffusion loss, natural gas

天然气的扩散作用是一种由集中到分散的迁移过程,尽管天然气在地下岩石中的扩散速度十分缓慢,但在漫长的地质历史时期中,它却可以连续不断地进行,而且其累积扩散量是十分可观的,大量的研究^[1~3]表明,它足以毁掉一个具有工业开采价值的天然气藏。由此看出,天然气扩散作用也是气源岩评价过程中不可忽视的因素。

多年来,学者们^[3,4]在天然气扩散气量计算过程中都假设地层水是饱和天然气的,即假设扩

散过程中天然气的量是充足的,这里把这种假设条件下得到的扩散气量称为天然气的最大扩散损失量,又称为最大扩散气量。然而,气源岩在进入生气门限之前,地层水中的天然气通常是不饱和的;即使进入了生气门限,受气源岩生气条件、演化程度的限制,也未必有足够的气量来饱和水。这样看来,以往计算的天然气扩散量可能被高估了。本文以物质平衡原理为基础,通过比较可排气量与最大扩散气量,计算实际扩散气量。

收稿日期:2010-03-31。

第一作者简介:薛海涛(1975—),男,博士、副教授,油气地球化学。

基金项目:国家重大专项(2008ZX05007-001);国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2006CB202307)。

1 天然气在地下岩石中最大扩散损失量的计算

1.1 计算方法

根据费克第一定律,在稳态条件下,天然气的扩散量主要取决于天然气在岩石中的扩散系数、浓度梯度、扩散流经面积和扩散时间 4 个变量^[3]。

$$Q = \int_0^t D A \frac{dC}{dX} dt$$

(1)

式中: Q 为天然气扩散损失量, m^3 ; D 为天然气扩散系数, m^2/s ; A 为天然气扩散流经面积, m^2 ; t 为天然气扩散时间, s ; dC/dX 为天然气浓度梯度, $(m^3 \cdot m^{-3})/m$ 。

其中, C 为甲烷在盐溶液中的溶解度,其计算公式推导过程见参考文献^[5]。

1.2 扩散系数的确定

扩散系数作为描述天然气通过岩石扩散速度快慢的重要评价参数,是天然气扩散量计算必不可少的重要参数。

由于地下岩石是一种多孔介质,天然气扩散的实质是气体在饱和溶液的多孔介质中的扩散。其扩散系数可用 Stokes – Einstein 方程来表示^[6],得到

$$D_{rock} = \frac{k_B T}{6 \pi \mu_w R_0} \frac{\Phi}{\tau}$$

(2)

式中: D_{rock} 为气体在地下岩石中的扩散系数, m^2/s ; k_B 为玻尔兹曼常数, $1.38 \times 10^{-23} J/K$; μ_w 为地层水粘度, $Pa \cdot s$; R_0 为天然气分子半径, m ; T 为体系温度, K ; Φ 为孔隙度, %; τ 为曲折度,无量纲。

其中,地层水粘度可由前人^[7]研究成果回归得到的地层水粘度与温度 $T(K)$ 之间的函数关系求得:

$$\mu_w = 0.013\,57e^{-0.015\,17}$$

(3)

曲折度 τ 通常的取值范围在 2 ~ 6,平均约为 3,本文计算时曲折度取值为 3。

1.3 扩散系数实验值与计算值的比较

本文用 KY-2 型岩石扩散系数测定仪对塔里木盆地 6 块灰岩样品的扩散系数进行了测定。选用的气体介质为 CH_4 ,饱和介质为标准盐水,实验

温度为 30℃,实验压力为 0.10 MPa。分别测定烃室和氮室的组分浓度随时间的变化,并根据所得烃浓度随时间的变化曲线计算出样品的扩散系数。同时测定了该 6 块样品的孔隙度。查找了文献报道^[3]的泥岩、砂岩在不同孔隙度情况下的扩散系数。根据上述理论模型分别计算了灰岩、泥岩、砂岩相应孔隙度条件下的扩散系数值、实验值(表 1)、文献值(表 2)。

从表 1 和表 2 可以看出,灰岩、泥岩、砂岩扩散系数的计算值与实验值吻合的比较好(尤其是灰岩),基本在同一数量级上(相对偏差不超过

表 1 塔里木盆地灰岩样品扩散系数(D_{rock})实验值与模型计算值比较

Table 1 Comparison between the measured and calculated diffusion coefficients(D_{rock}) of limestone samples from the Tarim Basin

岩性	孔隙度, %	扩散系数/($m^2 \cdot s^{-1}$)	
		实验值	模型计算值
灰岩	1.0	8.42×10^{-12}	4.44×10^{-12}
灰岩	1.8	8.70×10^{-12}	7.99×10^{-12}
灰岩	2.1	1.37×10^{-11}	9.32×10^{-12}
结晶灰岩	2.4	1.87×10^{-11}	1.07×10^{-11}
双峰灰岩	7.3	4.09×10^{-11}	3.24×10^{-11}
藻灰岩	2.6	1.96×10^{-11}	1.15×10^{-11}

表 2 塔里木盆地泥、砂岩样品扩散系数(D_{rock})文献值与模型计算值比较

Table 2 Comparison between the documented and calculated diffusion coefficients(D_{rock}) of mudstone and sandstone samples from the Tarim Basin

岩性	孔隙度, %	扩散系数/($m^2 \cdot s^{-1}$)	
		实验值	模型计算值
泥岩	0.57	1.33×10^{-12}	2.53×10^{-12}
泥岩	0.29	1.96×10^{-12}	1.29×10^{-12}
灰岩	0.45	2.20×10^{-12}	2.00×10^{-12}
页岩	2.14	2.45×10^{-12}	9.50×10^{-12}
细砂岩	0.53	5.95×10^{-12}	2.35×10^{-12}
灰岩	0.93	5.00×10^{-12}	4.13×10^{-12}
泥岩	1.17	6.05×10^{-12}	5.19×10^{-12}
致密细砂岩	0.61	6.80×10^{-12}	2.71×10^{-12}
泥岩	4.06	3.43×10^{-11}	1.80×10^{-11}
泥岩	4.12	3.51×10^{-11}	1.83×10^{-11}
泥岩	4.86	4.78×10^{-11}	2.16×10^{-11}
泥岩	5.31	5.65×10^{-11}	2.36×10^{-11}
泥岩	10.75	2.08×10^{-10}	4.77×10^{-11}
泥岩	11.95	2.57×10^{-10}	5.31×10^{-11}

注:表 2 中的实验值为文献数据^[3]进行了干湿比校正^[10]之后的结果。

50%)。这对扩散系数这一测量难度大,测量精度不易控制的参数来说算是比较准确的了。因此,可以用式(2)计算扩散系数。

在分别算得灰岩、泥岩和砂岩的扩散系数之后即可根据串联原理计算出地层的扩散系数^[8,9]。

2 天然气在地下岩石中实际扩散损失量的计算

假设进入生气门限以后,气源岩生成的天然气只有在满足了吸附、油溶、水溶以后才可以以扩散相排出。这样在实际地质情况下,当有机质丰度、演化程度、类型并不理想时,气源岩的生气量不能满足岩石残留而无法向外扩散排出。即使生气量满足了岩石残留而开始以扩散相排出了,也未必有足够的气量达到最大扩散气量的要求。

实际上,式1从理论上可以计算地层水欠饱和情况下的天然气扩散气量,只要 Z 深度处的天然气在地层水中的溶解度 C 为实际气相压力下的溶解度 $C(p)$ 而不是该深度泡点压力下的溶解度 $C(Z)$ 即可。但实际计算过程中,地层水中实际气相压力下的溶解度 $C(p)$ 是难以获得的参数,因此使直接用公式(1)计算实际扩散气量成为一件困难的事。这也是一直以来人们^[3]只计算天然气的最大扩散气量而不计算其实际扩散气量的原因。

本文以物质平衡原理为基础,比较可排气量(可排气量=生气量-残留气量)与最大扩散气量(QKS_{zd}),取二者中的小者为实际扩散气量(QKS_{sj})。

设目标源岩在沉积埋藏过程中某一地质历史时期的生气量为 Q_s ,源岩层系的吸附气量为 Q_{xf} ,油溶气量为 Q_{yr} ,水溶气量为 Q_{sr} ,这样气源岩的可排气量(Q_{kp})即为:

$$Q_{kp} = Q_s - Q_{xf} - Q_{yr} - Q_{sr} \quad (4)$$

可排气量与最大扩散气量的大小有如下几种相对关系。

1) $Q_{kp} < 0$ 。此时气源岩非但不会向外排气,而且对从其他气源运移来的天然气还具有容留作用,庞雄奇^[11](1995)把这种岩石称“负源岩”。所以这种情况下取实际扩散气量 $QKS_{sj} = 0$ 。

2) $0 < Q_{kp} < QKS_{zd}$ 。可排气量大于零但小于最大扩散气量,此时取实际扩散气量 $QKS_{sj} = Q_{kp}$ 。

3) $Q_{kp} > QKS_{zd}$ 。可排气量大于最大扩散气量,此时有足够多的天然气可供扩散,因此实际扩散气量 $QKS_{sj} = QKS_{zd}$ 。

本文依据参考文献所述模型,动态计算了源岩在不同时期的生气量^[12]、吸附气量^[13]、油溶气量^[14]、水溶气量^[5]、最大扩散气量^[3],进而计算出实际扩散气量。

3 实际扩散气量与最大扩散气量的比较

以塔里木盆地塔中12井地质参数为例^[12],计算了单位面积条件下,不同顶面埋深 Z_{dm} 及不同层系厚度 H_{yy} 的气源岩的最大扩散气量。气源岩的最大扩散气量随源岩层系厚度 H_{yy} 的增大而增大,随顶面埋深的加深而增大。气源岩最大扩散气量与有机质的丰度和类型无关。

同样以塔中12井为例,计算了不同顶面埋深(Z_{dm})、不同层系厚度(H_{yy})、不同有机碳含量(TOC)及氢指数(HI)条件下气源岩的实际扩散气量。

对实际扩散气量的计算结果进行分析可以得出如下认识。

1) 实际扩散气量随有机质丰度的增大而增大(图1)。这是因为,在相同的有机质类型、演化程度、层系厚度条件下,有机质丰度越大气源岩生

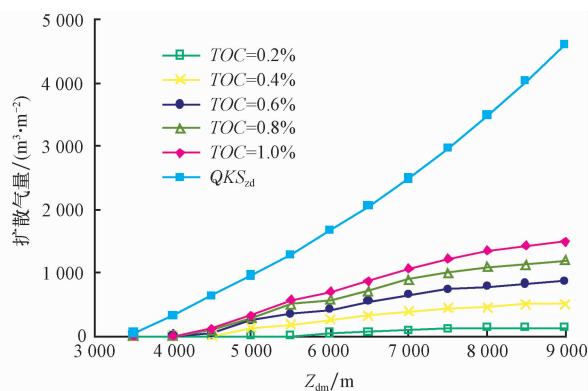


图1 最大扩散气量(QKS_{zd})与不同有机质丰度条件下实际扩散气量(QKS_{sj})的比较

Fig. 1 Comparison of the maximum diffusion loss (QKS_{zd}) and the actual diffusion loss (QKS_{sj}) at different organic abundance ($HI = 500 \text{ mg/g}$, $H_{yy} = 100 \text{ m}$)

成的气量越大,越容易满足源岩层系的残留而以扩散相排出。

2) 实际扩散气量随生烃潜力的增大而增大(图 2)。与有机质丰度的影响原理相似,在相同的有机质丰度、演化程度、层系厚度条件下,生烃潜力越大气源岩生成的气量越大,越容易满足源岩层系的残留而以扩散相排出。

3) 实际扩散气量随源岩层系厚度 H_{yy} 的增大而增大(图 3)。相同顶面埋深、生烃潜力、有机质丰度的源岩, H_{yy} 越大其生气量越大,所以实际扩散气量就越大。

4) 实际扩散气量随顶面埋深的增大而增大,(图 1,图 2)。源岩层系顶面埋深越大意味着扩散

时间越长,所以其扩散气量也越大,这点与最大扩散气量的规律相同。另外, Z_{dm} 增加也使源岩层的演化程度增高,相同条件下生气量增加,相应的使实际扩散气量增大。

图 1 和图 2 分别给出了最大扩散气量与不同有机质丰度、不同生烃潜力条件下实际扩散气量的相对关系。由两图可以看出,以往常常使用的最大扩散气量比本文采用的实际扩散气量大很多。例如 $HI = 500 \text{ mg/g}$, $H_{yy} = 100 \text{ m}$, $Z_{dm} = 9\ 000 \text{ m}$, $TOC = 0.4\%$ 时, QKS_{zd} 是 QKS_{sj} 的 9.3 倍;即使 $TOC = 1.0\%$ 时也是 3.1 倍;当 $TOC = 0.2\%$ 时更是可以达到 36.7 倍之多; $H_{yy} = 100 \text{ m}$, $TOC = 0.5\%$, $Z_{dm} = 9\ 000 \text{ m}$, $HI = 500 \text{ mg/g}$ 时, QKS_{zd} 是 QKS_{sj} 的 6.8 倍;即使 $HI = 800 \text{ mg/g}$ 时,也是 3.8 倍;当 $HI = 200 \text{ mg/g}$ 时,更是可以达到 36.7 倍之多。对于我国碳酸盐岩沉积区来说,源岩层 TOC 小于 0.4% 是非常普遍的地质情况。在这样的地质背景条件下用 QKS_{zd} 代替 QKS_{sj} 来评价气源岩的扩散气量势必会过高估计天然气的扩散损失量,给气源岩评价和气藏的资源评价带来较大的误差。

当然, QKS_{zd} 与 QKS_{sj} 之间的差会随着 TOC , HI , H_{yy} 的增大而减小,但有机质丰度高、有机质类型好且源岩层系厚度又大的地层在我国碳酸盐岩沉积区是不多见的。因此,采用实际扩散气量 QKS_{sj} 来研究源岩层的扩散气量更符合我国地层的实际情况。

4 结论

1) 用 Stokes-Einstein 方程式来计算扩散系数,计算结果与实测扩散系数相对偏差不超过 50%,可以用来进行扩散系数的预测计算。

2) 以物质平衡原理为基础,比较可排气量(可排气量 = 生气量 - 残留气量)与最大扩散气量,取二者中的小者为实际扩散气量。实际扩散气量随有机质丰度、生烃潜力、源岩厚度和顶面埋深的增大而增大。

3) 在一般地质情况下,计算所得最大扩散气量是实际扩散气量的几倍甚至几十倍,这使得在天然气资源量计算过程中,扩散气量被严重夸大了。

(下转第 352 页)

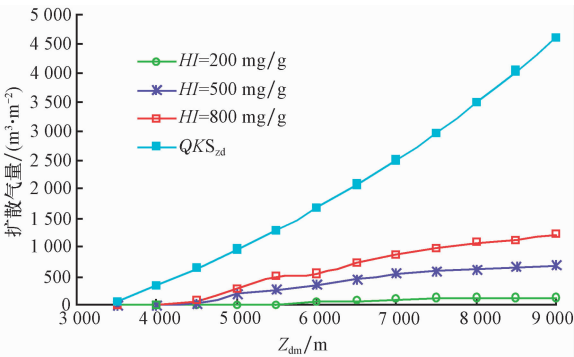


图 2 最大扩散气量(QKS_{zd})与不同生烃潜力条件下实际扩散气量(QKS_{sj})的比较($TOC = 0.5\%$, $H_{yy} = 100 \text{ m}$)

Fig. 2 Comparison of the maximum diffusion loss (QKS_{zd}) and the actual diffusion loss (QKS_{sj}) under different hydrocarbon-generation potential

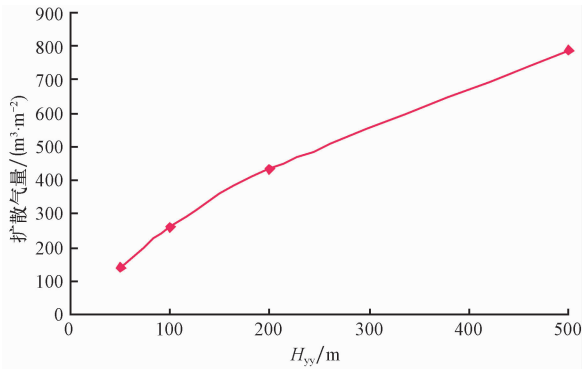


图 3 实际扩散气量与源岩厚度 H_{yy} 的关系

Fig. 3 Relationship between actual diffusion loss and the thickness of source rocks (H_{yy})

($TOC = 0.4\%$, $Z_{dm} = 6\ 000 \text{ m}$, $HI = 500 \text{ mg/g}$)

地质,1994,15(1):10~15

3 杨斌,严志民,尤绮妹,等.准东石炭系原油地球化学特征[J].新疆石油地质,2002,23(6):478~481

4 解宏伟,田世澄,胡平,等.准噶尔盆地东部石炭系火山岩成藏条件[J].特种油气藏,2008,15(3):29~32

5 罗力崇,廖健德,程显胜,等.准噶尔盆地滴西地区油气成因探讨[J].天然气勘探与开发,2005,6:18~19,26

6 石昕,王绪龙,张霞,等.准噶尔盆地石炭系烃源岩分布及地球化学特征[J].中国石油勘探,2005,10(1):34~39

7 王绪龙.准噶尔盆地石炭系的生油问题[J].新疆石油地质,1996,17(3):230~236

8 孟繁有,帕尔哈提.准噶尔盆地石炭系成气潜力评价[J].新疆石油学院学报,1999,11(2):1~6

9 张朝军,石昕,吴晓智,等.准噶尔盆地石炭系油气富集条件及有利勘探领域预测[J].中国石油勘探,2005,(1):11~15

10 靳军,张朝军,刘洛夫,等.准噶尔盆地石炭系构造沉积环境与生烃潜力[J].新疆石油地质,2009,30(2):211~214

11 徐兴友.准噶尔盆地东部克拉美丽地区石炭系烃源岩研究[J].油气地质与采收率,2005,12(1):38~41

12 赵文智,邹才能,李建忠,等.中国陆上东、西部地区火山岩成藏比较研究与意义[J].石油勘探与开发,2009,36(1):1~11

13 张明洁,杨品.准噶尔盆地石炭系(油)气藏特征及成藏条件分析[J].新疆石油学院学报,2000,12(2):8~13

14 杨品,孟繁有,朱爱国,等.准噶尔盆地石炭系含油气系统及天然气有利勘探区带评价[J].新疆石油学院学报,2000,12(4):1~4

15 康永尚,邱楠生,刘洛夫,等.流体动力系统对流体包裹体均一温度的影响及其意义——以准噶尔盆地陆东地区为例[J].地质学报,2004,78(5):407~907

16 杨庚,王晓波,李本亮,等.准噶尔盆地西北缘斜向挤压构造与油气分布规律[J].石油与天然气地质,2009,30(1):26~32

17 吴青鹏,谭开俊.陆东地区构造几何学和构造运动学分析[J].西南石油学院学报,2004,26(5):14~17

18 李溪滨,买光荣,况军,等.准噶尔盆地腹地石油地质特征与找油领域[J].石油与天然气地质,1993,14(1):23~33

19 王屿涛,陈克迅.准噶尔盆地东部原油地球化学特征[J].石油与天然气地质,1990,11(1):16~22

20 赵文智,龙道江,买光荣.新疆三大沉积盆地油气藏形成与分布[J].石油与天然气地质,1994,15(1):1~11

21 尹伟,郑和荣,徐士林,等.准噶尔盆地中央坳陷带油气成藏过程分析[J].石油与天然气地质,2008,29(4):444~452

22 宋传春,彭勇民,乔玉雷,等.准噶尔盆地中国石化探区油气勘探方向探讨[J].石油与天然气地质,2008,29(4):453~459

(编辑 高 岩)

(上接第 346 页)

参 考 文 献

1 Leythaeuser D, Schaefer R G, Yukler A. Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons [J]. AAPG Bulletin, 1982, 66(4):408~429

2 郝石生,黄志龙.天然气盖层研究与评价[J].沉积学报,1991,9(4):20~26

3 付广,吕延防.天然气扩散作用及其研究方法[M].北京:石油工业出版社,1999.1~88

4 林春明,卓弘春,李广月,等.杭州湾地区浅层生物气资源量计算及其地质意义[J].石油与天然气地质,2005,26(6):823~830

5 付晓泰,王振平,卢双舫.天然气在盐溶液中的溶解机理及溶解度方程[J].石油学报,2000,21(3):89~94

6 E L 柯斯乐.扩散 流体系统中的传质[M].王宇新,姜忠义,译.北京:化学工业出版社,2002.109~110

7 Nelson J S, Simmons E C. Diffusion of methane an ethane through the reservoir caprock: Implication for the timing and duration of catagenesis[J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(7):1 064~1 074

8 薛海涛.碳酸盐岩烃源岩评价标准研究[D].大庆石油学院博士学位论文,2003.74~77

9 王民,郭晓博,薛海涛,等.多套源岩天然气扩散损失量评价——以松辽盆地北部浅层气源岩为例[J].石油与天然气地质,2009,30(2):203~209

10 卢双舫,付广,王朋岩,等.天然气富集主控因素的定量研究[M].北京:石油工业出版社,2002.58

11 庞雄奇.排烃门限控油理论与应用[M].北京:石油工业出版社,1995.148~149

12 薛海涛,卢双舫,钟宁宁.碳酸盐岩气源岩有机质丰度下限研究[J].中国科学,2004,34(S1):127~133

13 薛海涛,卢双舫,付晓泰,等.烃源岩吸附甲烷研究[J].石油学报,2003,24(6):45~50

14 薛海涛,卢双舫,付晓泰.甲烷、二氧化碳和氮气在油相中溶解度的预测模型[J].石油与天然气地质,2005,26(8):444~449

(编辑 高 岩)