

碳酸盐烃源岩排烃模拟模型及应用

——以鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组为例

陈义才¹, 沈忠民¹, 黄泽光¹, 李延军², 郭秀英², 吕 强³, 张 军³, 石晓英³

(1. 成都理工大学, 四川成都 610059; 2. 西南石油学院, 四川南充 637000; 3. 长庆石油勘探局, 陕西西安 710021)

摘要: 碳酸盐烃源岩由于胶结作用发育, 固结成岩较早, 所以, 其排烃作用并非一定以压实作用为主, 而是多种作用互存。不同的演化阶段排烃方式各异, 在高-过成熟阶段以微裂缝排烃和分子扩散为主。以一维地质模型为基础, 根据生、排烃质量守恒原理可以定量建立扩散排烃和微裂缝排烃的数学模型。鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组依此模型进行的模拟结果表明: 马家沟组在早二叠世末进入生烃门限, 三叠纪末达到生油高峰, 早白垩世开始进入过熟干气阶段; 现今累计排烃率为 60%~80%, 其中, 压实排烃、扩散排烃和微裂缝排烃占主导地位, 水溶相排烃只占很小比例。

关键词: 碳酸盐烃源岩; 排烃模型; 微裂缝; 马家沟组; 鄂尔多斯盆地

第一作者简介: 陈义才, 男, 39 岁, 博士生, 石油地质

中图分类号: TE122.1 文献标识码: A

一般认为泥质烃源岩以压实排烃为主^[1], 而碳酸盐烃源岩因胶结作用发育, 固结成岩较早, 所以压实作用排烃受到了不同程度的限制^[2~5], 特别是在高-过成熟阶段, 压实作用基本消失, 压溶作用占主导地位, 促使源岩生成的油气以微裂缝为主要运移通道排出。

1 模拟模型

1.1 地质模型

在碳酸盐岩地层的纵向生储盖组合单元中, 储层中孔隙流体在压实作用下以横向运移为主。由于烃源岩(包括盖层)的渗透性总是比其邻近储层的差, 在压实作用、生烃作用、热膨胀作用下孔隙流体在垂直方向上形成较大的势差, 主要发生垂向运移, 即排向邻近储层。烃源岩内部向上运移的势差小, 可以忽略。因此可以建立一维模型来研究烃源岩的排烃史。

在一维排烃剖面上, 当同一个层系单元内存在多个生储盖组合时, 位于两套储层之间的烃源岩和盖层的压实排液量、微裂缝排液量遵循压实分界面原理分配到各储层中。据真柄钦次^[6]研究, 当烃源岩的孔隙度在 20% 以下时, 向上和向下排液量的比例接近 1:1。对于天然气的扩散排烃而言, 排

烃方向是受天然气浓度梯度控制, 而不受层系单元和生储盖组合的控制。因此, 在压实-扩散地质模型中, 不仅包括所要研究的碳酸盐岩目的层, 而且还要考虑到整个纵向剖面上其他层系的天然气浓度分布(图 1)。

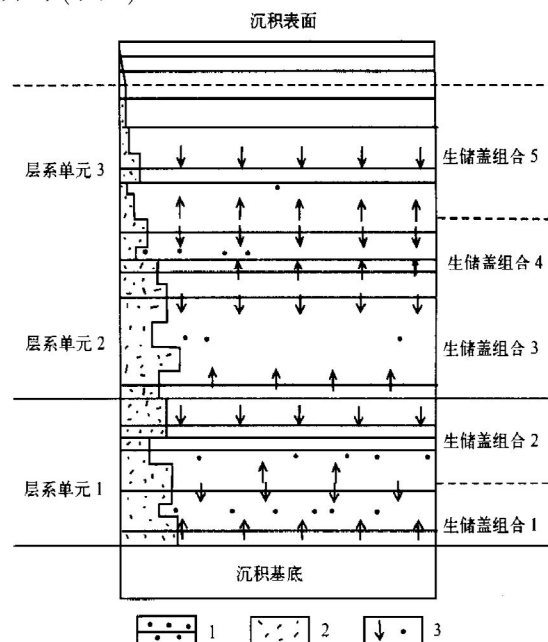


图 1 压实-扩散排烃地质模型剖面示意图

Fig. 1 Diagram of geological model profile of compactly hydrocarbon expulsion and diffusively hydrocarbon expulsion

1—储层; 2—天然气浓度; 3—排烃方向

压实-扩散地质模型的上部边界为开放的大气环境或沉积水体, 下部边界为封闭的沉积基底。模

型中各单元体的厚度随压实作用而变薄,模型的总厚度随沉积作用而加厚,但当构造抬升剥蚀时而减薄。砂泥岩的矿物成分较稳定,而碳酸盐岩的化学压溶虽然可以溶解部分岩石的矿物,但迁移距离较短。因此,模型中假设各生储盖组合在生排烃过程中的岩石骨架体积保持不变。烃源岩压实、微裂缝排烃过程是一个多相渗流过程。尽管目前尚缺少烃源岩多相渗流的实验参数,但根据渗流实验规律,在多相渗流系统中,烃相饱和度越高,其相对渗透率亦越高,即假设烃源岩某时刻压实、微裂缝排出流体中烃相的质量分数等于烃源岩中在该时刻所残留的烃相饱和度。液态烃在孔隙水中的溶解度较低,在排烃过程中它们是相互独立的两相。对于天然气而言,随着烃源岩热演化程度升高,天然气生成量逐渐增加,在孔隙水和液态烃中的溶解度相对增加,只有当溶解达到饱和后,才能考虑天然气的气相排烃。

1.2 数学模型

根据质量守恒原理, Δt 时间内, 烃源岩的生烃量减去压实排烃量(包括烃相和水溶相)扩散排烃量、微裂缝排烃量应该等于烃源岩中排烃残余变化量

$$(Q_s)_{t+\Delta t} - (Q_s)_t - (Q_h + R_{sw} Q_w) \cdot \Delta t - Q_k \cdot \Delta t - Q_L \cdot \Delta t = [A \Phi (S_h \rho_h + R_{sw} S_w \rho_w)]_{t+\Delta t} - [A \Phi (S_h \rho_h + R_{sw} S_w \rho_w)]_t \quad (1)$$

式中 Q_s 为生烃量(kg); Q_h 为单位时间内烃相(油相或气相)压实排烃量(kg/s); Q_k 为单位时间内扩散排烃量(kg/s); Q_L 为单位时间内的微裂缝排烃量(kg/s); H 为烃源岩厚度(m); Q_w 为单位时间内压实排水量(kg/s); ρ_w, ρ_h 为水相、烃相密度(kg/m³); S_w, S_h 为水相、烃相饱和度(小数); R_{sw} 为天然气溶解度(kg/kg); Δt 为时间增量(s); A 为面积(m²)。

将(1)式两边同除以 Δt 并取极限得

$$\frac{dQ_s}{dt} - Q_h - Q_w R_{sw} - Q_k - Q_L = A \frac{d}{dt} [\Phi (S_h \rho_h + S_w \rho_w R_{sw})] \quad (2)$$

根据模型的假设条件, 求解(2)式的辅助方程

$$S_h = Q_h / (\Delta V \rho_h) \quad (3)$$

$$S_w = 1 - S_h \quad (4)$$

$$\Delta V = Q_w / \rho_w - Q_h / \rho_h \quad (5)$$

$$Q_w = \Delta V \rho_w - Q_h \rho_w \rho_h \quad (6)$$

式(5)中 ΔV 为单位时间内压实排液量的体积(m³/Ma)。通过式(3)~(6)求解排烃方程式(2)时

还涉及 Q_h, Q_k, Q_L 3个未知量, 因此需要联立求解扩散排烃和微裂缝排烃方程。

1.2.1 扩散模型

在压实排烃过程中, 天然气在各个生储盖组合单元中的浓度分布是随时间变化的, 天然气的扩散主要是一种非稳定扩散。根据 Fick 第二扩散定律, 扩散方向浓度变化规律为

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial h} \left[D \frac{\partial C}{\partial h} \right] \quad (7)$$

式中 C 为岩石中天然气浓度(kg/m³); D 为扩散系数(m²/s); h 为埋深(m); t 为时间(s)。在排烃模拟计算过程中, 只考虑了垂直方向上的扩散量。横向扩散虽然可以发生, 但不是主要的, 而且涉及地质参数多、模型复杂、计算工作量大等难题。求解式(7)扩散方程的边界条件和初始条件为

$$\text{初始条件: } C|_{t=0} = 0 \quad (8)$$

$$\text{上部边界: } C|_{h=0} = 0 \quad (9)$$

$$\text{下部边界: } \frac{\partial C}{\partial h} = 0 \quad (10)$$

应用有限差分法对扩散方程式(7)进行时间 t 变量离散化和深度 h 变量网格化处理, 得到一组关于天然气浓度的三对角方程组

$$\frac{\Delta t}{\Delta x^2} D_{i-1/2} C_{i-1}^{n+1} - \left[\frac{\Delta t}{\Delta x^2} D_{i+1/2} \right] C_i^{n+1} + \frac{\Delta t}{\Delta x^2} D_{i+1/2} C_{i+1}^{n+1} = C_i^n \quad (11)$$

式中 Δx 为网格空间距离步长(m); D_i 为第 i 个网格节点上的扩散系数(m²/s); C_i^n 为第 i 个网格点在第 n 时段的天然气浓度(kg/m³); C_i^{n+1} 为第 i 个网格上第 $n+1$ 时段的天然气浓度(kg/m³)。

在计算扩散排烃量时, 首先将上一时段经过压实、微裂缝排烃后形成的浓度分布作为扩散排烃的初始值浓度(C_i^n), 然后采用追赶法求解方程式(11), 得到经过 Δt 时间扩散后的浓度分布(C_i^{n+1}), 则每个网格单元体在 Δt 时间内的扩散量为 Q_k 。

$$\sum Q_k = AH (C_i^{n+1} - C_i^n) \quad (12)$$

Q_k 大于零, 表示经过 Δt 时间的扩散后, 浓度增加, 扩散量是进入量, 反之, 扩散量为排出量。

1.2.2 微裂缝模型

当烃源岩中孔隙流体压力(P_f)大于岩石的破裂压力(P_r)时, 一部分孔隙流体将通过微裂缝从烃源岩中排出, 而孔隙流体的排出又使孔隙流体压力

逐渐降低。因此,微裂缝排烃量与超压下的孔隙体积(V_1)和产生裂缝后降到正常压力下的孔隙流体体积(V_2)之差以及烃相饱和度有关

$$\Sigma Q_L = (V_2 - V_1) S_h \rho_h \quad (13)$$

在高-过成熟阶段碳酸盐烃源岩中,烃类产物以气态烃为主,产生微裂缝的动力主要为气态烃的产生和受热膨胀,因此,可以采用气体状态方程来计算孔隙流体压力。烃源岩的破裂压力与上覆负荷(S_1)和岩石的泊松比(r)、抗张强度(R)有关

$$P_r = \frac{r}{1-r} S_1 + R \quad (14)$$

2 主要参数的求取方法

2.1 参数的确定

在排烃模型中一共涉及到 18 项参数,其中地质参数 9 项,包括地层厚度、地层岩性、剥蚀厚度、地温梯度、地层压力系数、岩石密度、扩散系数、抗张强度、泊松比;地化参数 6 项,分别是烃源岩厚度、有机质丰度、有机质类型、热演化程度、可溶有机质含量、有机质生烃率;中间计算参数为油、气、水密度,天然气溶解度,压实曲线。通过钻井、测井和地化实验分析可得到排烃模型中大部分地质、地化参数,部分主要参数将通过文献资料获取。

2.1.1 扩散系数

根据郝石生等实验分析结果^[7-8],泥岩扩散系数取 $6.4 \times 10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$,砂岩 $8.6 \times 10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$,白云岩 $5.5 \times 10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$,灰岩 $1.93 \times 10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$ 。

2.1.2 溶解度

鄂尔多斯盆地古生界奥陶系地下水的矿化度一般在 $10 \sim 100 \text{ g/L}$ 之间,为氯化钙水型。应用黄志龙等^[9]通过实验数据回归的关系式来计算天然气在不同温度、压力下的溶解度 R_{sw}

$$R_{sw} = 2.3036 \times 10^{-4} T^2 - 4.7323 \times 10^{-2} T - 1.6150 \times 10^{-5} P^2 + 1.0557 \times 10^{-2} P + 3.4802 \times 10^{-5} T \cdot P + 2.7999 \quad (15)$$

式中 T 为温度($^{\circ}\text{C}$); P 为压力(Pa); R_{sw} 为天然气溶解度 L/m^3 。

2.1.3 抗张强度(泊松比)

烃源岩的抗张强度与岩石性质、围岩压力、地层温度等有关,目前国内外关于这方面的定量研究成果很少。据《岩石力学参数手册》^[10],泥岩的抗张强度为 $5 \sim 50 \text{ MPa}$,泊松比为 $0.3 \sim 0.55$,灰岩抗张强度为 $10 \sim 30 \text{ MPa}$,泊松比为 $0.25 \sim 0.35$ 。岩石的力学

性质与其组成和结构等有关,变化范围较大。碳酸盐岩平均抗张强度一般取 20 MPa ,泊松比一般取 0.3 。

2.2 计算步骤

首先在压实校正恢复埋藏史、热演化史基础上,计算出古地温和 TTI 值,然后根据有机碳法计算各时期生油量和生气量,最后求解生、排烃微分方程组,计算各时期的压实、扩散、微裂缝排烃量(程序框图略)。

3 实例

鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组在中部及其余大部分地区,从中晚奥陶世到泥盆纪末期埋藏浅且受到不同程度的风化淋滤作用,直到早二叠世才开始进入生烃门限,在三叠纪末期达到生油高峰,早白垩世进入过成熟干气阶段。

在三叠纪末期,靖边地区奥陶系马家沟组生烃强度达到 $8 \times 10^8 \sim 12 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,总排烃强度为 $6.5 \times 10^8 \sim 10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。在渭北地区(庆阳与宜川以南)的生烃强度达到 $4 \times 10^8 \sim 8 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,总排烃强度为 $2 \times 10^8 \sim 6.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,而在庆阳以西的中央隆起和天环地区的生烃和排烃强度都相对很低(图2)。马家沟组烃源岩现今主要生烃

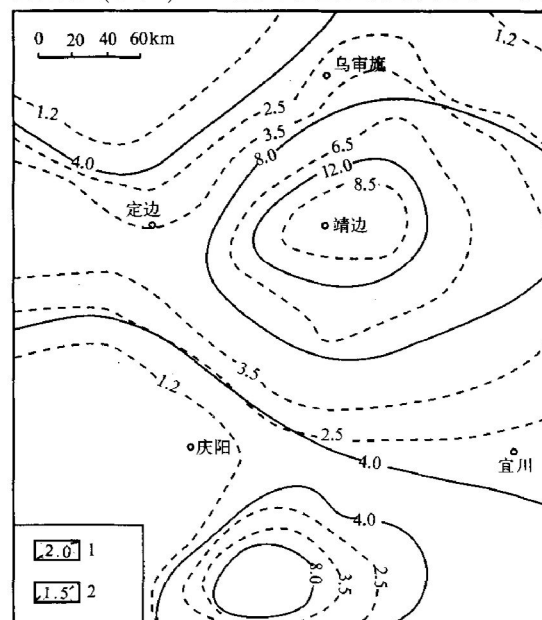


图2 马家沟组三叠纪末期累计生排烃强度图

Fig. 2 Intensity diagram of accumulative hydrocarbon generation and expulsion in Majiagou Formation during the end of Triassic
1—生烃强度/ $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$; 2—排烃强度/ $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$

和排烃中心在靖边地区,其生烃强度为 $25 \times 10^8 \sim 30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,总排烃强度为 $19.5 \times 10^8 \sim 23.5 \times$

$10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$; 次要生烃和排烃中心在渭北地区, 生烃强度为 $15 \times 10^8 \sim 20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 总排烃强度为 $9.5 \times 10^8 \sim 15.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

奥陶系马家沟组碳酸盐烃源岩现今累计排烃率在 60%~80%, 其中压实排烃、扩散排烃和微裂缝排烃占主导地位, 水溶相排烃占很小比例。在成熟度相对较高的靖边地区和渭北地区, 扩散排烃在总排烃量中所占比例达 45%~50%。压实排烃和微裂缝排烃的比例均在 25%~35%。压实排烃主要发生在三叠纪和侏罗纪, 在燕山构造期的抬升剥蚀作用下, 上覆负荷的降低, 压实排烃虽然受到阻碍, 但微裂缝排烃则明显增加, 扩散排烃也呈上升趋势(图3)。

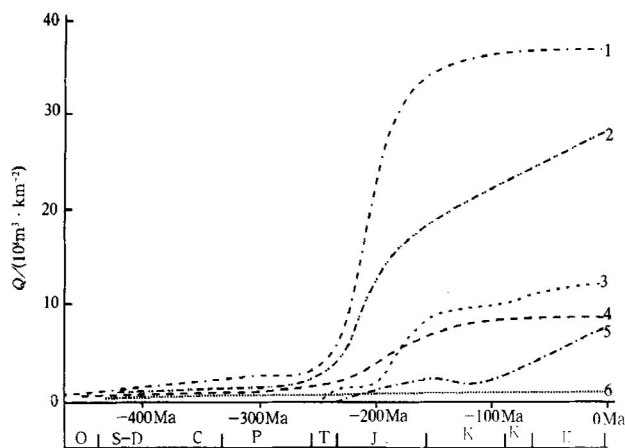


图3 参1井马家沟组不同排烃机理的排烃强度

Fig. 3 Hydrocarbon expulsion intensity with various mechanism of hydrocarbon expulsion in Majiagou Formation of can No. 1 well

1—生烃; 2—总排烃; 3—扩散排烃; 4—压实排烃; 5—微裂缝排烃; 6—水溶相排烃

在奥陶系马家沟组高-过成熟碳酸盐烃源岩中, 压实排烃和微裂缝排烃的比例虽然均低于扩散排烃, 尤其是有机质丰度相对较低的烃源岩, 但压实排烃和微裂缝排烃的方向受流体势梯度方向的控制, 烃主要排到临近的储层中。扩散排烃的比例较高, 虽然对烃源岩的初次运移有利, 但由于其排烃方向受浓度梯度控制, 不一定能完全排到临近的储层中, 特别是当排烃剖面中非生油层、非储层的厚度比例较大时, 天然气扩散到储层中的排烃量将相对降低。因此, 扩散排烃对储层中天然气的二次运移并非完全有利。

4 结论

(1) 在一维压实-扩散地质模型基础上, 应用质量守恒原理建立压实、扩散和微裂缝排烃方程, 能够定量反映高-过成熟阶段碳酸盐烃源岩的不同排烃机理之间的量化关系。

(2) 天然气扩散作用在高-过成熟阶段碳酸盐烃源岩的排烃中占有较大的比例, 特别是在有机质丰度相对较低的烃源岩中, 扩散排烃的比例可达 40%~50%。由于天然气扩散排烃方向受浓度梯度的控制, 并非完全能够排至附近的储层中。因此, 天然气扩散排烃的有效性主要与具体的地质模型剖面有关。

(3) 马家沟组碳酸盐烃源岩热演化程度高, 残余有机质丰度虽然较低, 但在生烃中心现今累计生烃强度达到 $25 \times 10^8 \sim 30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 总排烃强度为 $19.5 \times 10^8 \sim 23.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 能够为该地区形成工业气藏提供物质基础。

参 考 文 献

- 1 Welte D H, Yukler M A. Petroleum origin and accumulation in basin evolution — a quantitative model [J]. AAPG Bull, 1981, 65 (8): 1 387~ 1 396
- 2 Nakanama K. Hydrocarbon— explosion model its application to Niigata Area, Japan [J]. AAPG Bull, 1987, 71 (6): 810~ 821
- 3 石广仁, 李惠芬, 王素明, 等. 一维盆地模拟系统 BAS₁ [J]. 石油勘探与开发, 1989, 16 (6): 1~ 10
- 4 帕拉卡斯 J G. 碳酸盐岩石油地球化学及生油潜力 [M]. 周坤, 赵国志, 译. 北京: 科学出版社, 1990
- 5 程克明, 王兆云, 钟宁宁, 等. 碳酸盐岩油气生成理论与实践 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1996
- 6 真柄钦次. 压实与流体运移 [M]. 陈荷立, 邸世祥, 汤锡元, 等译. 北京: 石油工业出版社, 1987
- 7 Leythaeuser D, Schaefer P G. Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons [J]. AAPG Bull, 1982, 66 (4): 408~ 429
- 8 郝石生, 黄志龙. 轻烃扩散系数的研究及其天然气的运聚动平衡原理 [J]. 石油学报, 1991, 12 (3): 7~ 24
- 9 黄志龙, 郝石生. 天然气在地层水中的溶解度变化特征及地质意义 [J]. 石油学报, 1996, 17 (4): 36~ 41
- 10 沃特科里 V S. 岩石力学性质手册 [M]. 水利水电岩石力学情报网译. 北京: 水利出版社, 1981

(下转第 223 页)