

文章编号: 0253-9985(2005)04-0440-04

考虑烃源岩非均质性的排烃模型

王 克, 查 明

(中国石油大学地球资源与信息学院, 山东东营 257061)

摘要: 烃源岩组构参数中的源岩厚度对排烃效率的影响较大, 利用烃源岩连续厚度和最大有效排烃厚度的相对关系可将源岩分为完全排烃和不完全排烃两种类型。异常压力的发育程度和空间分布特征决定了幕式排烃的空间分布。结合异常压力与烃源岩组构的分布情况将有效烃源岩排烃地质模型划分为: 完全排烃模型、不完全排烃模型和幕式排烃模型。将烃源岩非均质性的概念引入到生、排烃数值模拟过程中, 利用韵律层的概念, 推导出这 3 种排烃地质模型的数学模型。经牛 38 井一段烃源岩的计算检验, 结果表明新模型提高了计算精度。

关键词: 非均质性; 异常压力; 排烃模型; 数值模拟; 烃源岩

中图分类号: TE112 **文献标识码:** A

A study on hydrocarbon expulsion model considering heterogeneity of source rocks

Wang Ke, Zha Ming

(China University of Petroleum, Dongying, Shandong)

Abstract Thickness among the structural parameters of source rocks has relatively large influences on hydrocarbon expulsion efficiency. Source rocks can be divided into complete expulsion and incomplete expulsion types according to the relative relation between the continuous thickness and the maximum effective expulsion thickness of source rocks. The development and spatial distribution features of abnormal pressures determine the spatial distribution of episodic expulsion. Based on the distribution of abnormal pressure and structural parameters of source rocks, the geologic models of effective source rocks can be divided into complete expulsion model, incomplete expulsion model and episodic expulsion model. The mathematical models of these 3 kinds of hydrocarbon-expulsion geologic models are derived from the concept of rhythmic layering and source rock heterogeneity. Actual calculation of the source rocks in Niu-38 well verifies that the new models improve the accuracy of calculation.

Key words heterogeneity; abnormal pressure; hydrocarbon expulsion model; numerical model; source rock

排烃是石油地质领域的难点, 前人提出了独立油相排烃、孔隙中心网络运移、干酪根网络运移、异常高压幕式排烃等多种模式对排烃机理进行分析^[1~3]。目前研究主要集中在排烃地质模型以及建立相应的数学模型。金强等通过对东营凹陷沙河街组烃源岩的研究, 发现其中沙河街组三段主力烃源岩在有机质和岩性方面存在多种尺度

的非均质性^[4]。查明等分析了东营凹陷烃源岩排烃模式的控制因素并指出了排烃非均质性的重要意义^[5~7]。陈义才等认为烃源岩压实、微裂缝排烃过程是一个多相渗流过程, 烃相饱和度越高, 其相对渗透率亦越高, 并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^[8]。前人的工作为研究并划分排烃地质模型提供了基础, 本文尝试提

基金项目: 国家“十·五”重点科技攻关项目“济阳拗陷下第三系沉积体系与油气运聚机理研究”(2001BA605A-09)

第一作者简介: 王克, 男, 26岁, 博士生, 油气形成与分布

收稿日期: 2005-07-27

出考虑烃源岩非均质性的排烃地质模型和数学模型的研究方法。

1 地质模型

陈发景、田世澄等提出的排液组合概念在宏观上描述了源岩生成烃类的排运特征,将排液组合划分为若干排烃层段并分为充分排烃型、排烃型和具滞排烃型3种^[9]。考虑到异常压力以及断层活动等多种作用造成的源岩通过微裂缝排烃的情况,拟将排烃模型划分为完全排烃模型、不完全排烃模型和微裂缝排烃模型。

1.1 烃源岩厚度与排烃的关系

烃源岩的厚度对排烃具有十分重要的作用。Tissot和Welte认为源岩的有效厚度与生油岩及运载层的组合方式有关,一般为10~30m^[10]。王捷等^{*}认为进入成熟门限的生油岩向其上、下排烃的有效厚度分别为18.5和4m,排油效率分别为54.6%和24.1%。以向上排烃为主。

以烃源岩的最大有效排烃厚度 H 为界,可以将砂泥组合模式大致分为两类:当连续泥岩段厚度 h 小于或等于 H 时,整个泥岩段处于可排烃的范围内,其中生成的烃类可以完全排出;当 h 大于 H 时,除去泥岩段中上下有效排烃段,中间还存在一部分滞烃带,其中的烃类不能排出。很显然这两种情况的排烃效率不同,在源岩母质等情况均相同的条件下第一种情况下的排烃效率要高于第二种情况。例如东营凹陷牛38井2787~2847m井段为一套厚60m的连续泥岩段,存在滞排段,该段源岩的生烃强度为273.60 kg/m²,排烃强度为26.42 kg/m²,排烃效率为9.66%;3247.7~3259.5m井段为一套厚11.8m的连续泥岩段,其中生成的烃类可以完全排出,该段源岩的生烃强度为408.00 kg/m²,排烃强度为126.70 kg/m²,排烃效率为31.06%。

1.2 异常压力与排烃的关系

根据Secor的观点^[11],要使岩石产生裂缝,孔隙流体压力必须超过上覆岩石的最小水平应力与岩石的抗张强度之和,即

$$P_f \geq S_3 + K \quad (1)$$

式中 P_f 为孔隙流体压力, MPa; S_3 为上覆岩石的最小水平应力, MPa; K 为岩石的抗张强度, MPa

上覆岩石的最小水平应力与最大主应力关系为

$$S_3 = \frac{\nu}{1-\nu} S_1 \quad (2)$$

$$S_1 = \frac{d_r h}{10} b \quad (3)$$

式中 S_1 为最大主应力, MPa; ν 为泊松比, 小数(该值视岩性而异, 如砂岩为0.2, 页岩为0.3等); d_r 为岩石的平均密度, g/cm³, 计算中取2.31 g/cm³; h 为深度, m; b 为压力换算系数, 为9.80665 × 10⁻²。

因此, 依据上述破裂原理, 烃源岩初次产生破裂时的临界压力为

$$P_{co} = \frac{\nu}{1-\nu} S_1 + K \quad (4)$$

式中 P_{co} 为烃源岩临界破裂压力, MPa

而使已闭合的微裂缝再次张开需要的压力为

$$P_c = \frac{\nu}{1-\nu} S_1 \quad (5)$$

式中 P_c 为破裂压力, MPa

计算排烃量时应依据孔隙压力 P_f 和破裂压力 P_c 的关系, 即当 P_f 小于 P_c 时无排烃, P_f 大于或等于 P_c 则可使已经形成的裂缝保持开启状态。

静水压力计算式为

$$P_w = \frac{d_w h}{10} b \quad (6)$$

式中 P_w 为静水压力, MPa; d_w 为地层水密度, g/cm³, 计算中取最小值1.00 g/cm³。

通过式(3)和式(6)可以分别计算出在深度为 h_0 处的最大主应力 S_1 为0.022653 h_0 MPa, 静水压力为0.009807 h_0 MPa。在岩石的泊松比 $0 < \nu \leq 1$ 时, 由式(5)可知, 在最大主应力相等的情况下, ν 越大时岩石的破裂压力 P_c 越大, 在计算中取实测泥岩泊松比的最大值0.360(根据研究区的实测数据不同其最大值可能发生相应的变化), 此时岩石的破裂压力 $P_c = 0.5625S_1$ 。因此, 当孔隙压力 $P_f = 0.5625S_1$ 时, 即可使裂缝保持开启状态, 利用上面求到的最大主应力和静水压力可以求出满足该条件的压力系数 f 应大于或等于1.299。

张卫华、陈荣书指出, 当烃源岩中流体压力达到破裂压力且含油饱和度超过临界值时开始排烃, 排烃过程中压力不断下降, 直至降到某一界限(即最低裂缝保持压力)为止^[12]。Hunt曾认为这

* 王捷, 周光甲, 查明, 等. 油气生成、运移、聚集和成藏地质概念模型研究. 1995

一界限约为 0.59 倍的地静压力, 即 1.30 倍的静水压力。与上述方法计算的结果大致吻合。

在异常压力发育的洼陷, 单独从异常高压出发, 有利于对工区排烃模型中可能产生幕式压裂排烃的区域进行划分, 而幕式压裂排烃范围外的排烃模型就处于不可知的状态。如果单独从烃源岩结构出发则情况可能恰恰相反, 它能够区分出完全排烃模型和不完全排烃模型的范围, 而不可能合理划分出幕式压裂排烃模型的范围。这样会使得原本可以大量排烃的层位被看作是不排烃的, 造成排烃量计算值偏低。因此作者提议将两者有机的结合起来共同研究排烃模型的空间分布。在对具体的研究区做工作时, 首先根据烃源岩地球化学的研究, 对烃源岩的最大有效排烃厚度进行分析, 并以此作为标准将烃源岩划分为完全排烃和不完全排烃两大部分; 然后在弄清工区异常压力空间分布情况的基础上, 从不完全排烃中重点研究处于幕式排烃阶段的烃源岩组合。

2 数学模型

“压实-排液”模型所描述的地质过程符合实际情况, 但是在整套烃源岩内部不同沉积相带之间的烃源岩的油气生成规律、所生成油气在孔隙空间的赋存状态及其排出特征均存在很大的差异。这就促使我们寻求一个地质单元, 在该单元内部油气的生成具有相似性, 可以利用上面所提到的生烃模型来进行计算; 所生成油气在孔隙空间的分布和排出具有均一性。

韵律层是指由成分、结构与颜色等方面不同的薄层作有规律地重复出现而组成, 其中的薄层可以由砂岩、泥岩及其他岩石组成。一般来讲, 一个烃源岩韵律层中只包含一个烃源岩薄层或者该烃源岩韵律层由成分、结构及有机质含量相对均一的烃源岩组成。因此可将韵律层内烃源岩近似看成一个均质体, 对这样的均质体利用“压实-排液”模型进行计算就能够满足“液相石油一旦生成就进入孔隙流体中, 并且是均匀分布均匀排出”这一假设条件的要求^[13]。而且韵律层的排烃量计算模型适用于完全排烃模型、不完全排烃模型和微裂缝排烃模型^[13~16]。

2.1 完全排烃和微裂缝排烃

完全排烃模型中由于泥岩厚度小, 源岩生成的烃类除去源岩吸附部分外都能够顺利排出; 而

微裂缝排烃模型由于泥岩微裂缝的作用, 烃类排出的效果类似于完全排烃模型。因此, 这两种排烃模型的数学模型统一起来为

$$Q_E(t) = \sum_{i=1}^n V(z, i) \frac{\varphi_m(i) - \varphi(z, i)}{1 - \varphi_m(i)} S_o(t, i) \rho_o$$

式中 $Q_E(t)$ 为 t 时刻的排烃强度, kg/m^2 ; $\varphi_m(i)$ 为第 i 个韵律层中源岩生烃时的孔隙度, %; $\varphi(z, i)$ 为第 i 个韵律层中源岩在埋深 z 时的孔隙度, %; $V(z, i)$ 为第 i 个韵律层中单位面积源岩在埋深 z 时的厚度, m ; $S_o(t, i)$ 为 t 时刻第 i 个韵律层中源岩内含烃饱和度, %; ρ_o 为烃类密度, kg/m^3 ; n 为整套烃源岩中所包含的韵律层数。

$$S_o(t, j) = \frac{\sum_{j=1}^t Q_G - \sum_{j=1}^{t-1} Q_E(j)}{\rho_o V_\varphi(t, i)}$$

式中 $Q_G(j)$ 为第 i 个韵律层中源岩某时刻 j 的生烃强度, kg/m^2 ; $Q_E(j)$ 为第 i 个韵律层中源岩某时刻 j 的排烃强度, kg/m^2 ; $V_\varphi(t, i)$ 为 t 时刻第 i 个韵律层中单位面积源岩的孔隙体积, 单位 m^3 。

2.2 不完全排烃

不完全排烃模型中由于滞排段的存在, 那么整套的烃源岩中将会有部分韵律层中的烃类不能排出。此时就有必要将整套的烃源岩分为向上排烃段、向下排烃段和滞排段, 并分别在向上排烃段和向下排烃段利用式 (7) 进行计算, 唯一的差别在于韵律层数分别为向上排烃段和向下排烃段所包含的韵律层数。

3 实例分析

以牛 38 井 3 247.7~3 259.5 m 完全排烃段为例, 分析传统生排烃计算方法与考虑烃源岩非均质性情况下生排烃计算方法的差异。

在传统计算方法中, 整段烃源岩的有机碳含量是该段烃源岩内样品实测值的加权平均, 计算时的深度为平均深度, 在最后进行计算时对于酪根类型进行加权平均即得到。

由表 1 可以得出, 有机碳含量的加权平均值为 3.56%, 平均深度为 3 253.6 m, 镜质体反射率为 0.68%, 按照东营凹陷干酪根类型划分标准 [氢指数 (I_H) ≥ 550 为 iv 型、 $550 > I_H \geq 350$ 为 ①_1 型、 $350 > I_H \geq 150$ 为 ①_2 型、 $I_H < 150$ 为 ② 型] 可以得出该段烃源岩由 iv 型、 ①_1 型和 ①_2 型干酪根

构成, 所占比例分别为 17.52%, 18.25% 和 64.23%。

表 1 牛 38 井 3 247.7~ 3 259.5 m 井段烃源岩实测参数
Table 1 Measured parameters of source rocks samples from the 3 247.7– 3 259.5 m interval in Niu- 38 well

深度 / m	厚度 / m	有机碳 含量 /%	氢指数 / (mg· g ⁻¹)	岩性
3 247.8	2.4	4.42	566.97	深灰褐泥
3 250.2	2.5	4.21	243.71	褐泥
3 252.7	1.3	3.61	541.00	深灰褐泥
3 254.0	2.0	3.20	520.94	灰褐页
3 256.0	1.4	2.64	462.12	深灰褐泥
3 257.4	2.4	3.26	486.50	深灰褐泥
3 259.8	1.7	2.99	464.88	灰褐泥

对有机碳含量进行恢复后, 用传统的体积法和压实排烃模型计算出该段烃源岩分别为 i_v 型、 $\textcircled{E}_1$ 型和 $\textcircled{E}_2$ 型干酪根时的生烃强度依次为 478.83、351.75 和 226.23 kg/m², 排烃强度依次为 144.70、110.72 和 71.94 kg/m²。进行加权平均后得出该段烃源岩的生烃强度为 293.39 kg/m², 排烃强度为 91.77 kg/m², 排烃效率为 31.28%。根据岩性、有机质丰度和干酪根类型的差异将表 1 中 13.7 m 的烃源岩划分为 7 个韵律层, 每个韵律层内的有机质丰度、干酪根类型和 R_o 是唯一、确定的, 整段烃源岩的生、排烃量是各个韵律层生、排烃量的总和。由公式 (4)、式 (5)、式 (6) 计算出各个韵律层的生、排烃量及整段烃源岩的生、排烃量 (表 2)。

表 2 牛 38 井 3 247.7~ 3 259.5 m 井段烃源岩计算结果
Table 2 Calculation results of hydrocarbon-generation and expulsion from the source rock in the 3 247.7– 3 259.5 m interval in Niu- 38 well

深度 / m	生烃强 度 / (kg· m ⁻²)	排烃强 度 / (kg· m ⁻²)	排烃效 率 /%
30.1	3247.8	120.22	36.15
3250.2	56.38	17.85	31.66
3252.7	39.08	12.25	31.34
3254.0	53.30	16.70	31.34
3256.0	30.95	9.74	31.47
3257.4	65.51	20.62	31.48
3259.8	42.56	13.40	31.48
整段烃源岩	408.00	126.70	31.06

可以看出, 使用传统的生排烃量计算方法与使用考虑烃源岩非均质性情况的生排烃量计算方法得到的结果相差较大, 生烃强度相差 114.61 kg/m², 相对误差为 28.09%; 排烃强度相差 34.93 kg/m², 相对误差为 27.57%。仅仅是一段厚度为 13.7 m 的烃源岩生排烃量的差别就如此大, 可以推测当烃源岩厚度更大时, 其计算结果的误差就更大。当前利用测井资料解释烃源岩技术得到了迅速的发展, 使得获取薄层烃源岩的评价参数成为可能, 从而更加有利于新方法的应用。

参 考 文 献

1 李明诚. 石油与天然气运移 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1994 32~ 89
Li Mingcheng Oil and gas migration [M]. Beijing Petroleum Industry Press 1994 32– 89

2 解习农, 刘晓峰, 胡祥云, 等. 超压盆地中泥岩的流体压裂与幕式排烃作用 [J]. 地质科技情报, 1998, 17(4): 59~ 64
Xie Xinong, Liu Xiaofeng, Hu Xiangyun, et al. Hydrofracturing and associated episodic hydrocarbon-expulsion of mudstones in overpressured basin [J]. Geological Science and Technology Information 1998, 17(4): 59– 64

3 Cartwright J A. Episodic basin-wide fluid expulsion from geopressed shale sequences in the North Sea basin [J]. Geology, 1994, 22 447– 450

4 朱光有, 金强. 烃源岩的非均质性研究——以东营凹陷牛 38 井为例 [J]. 石油学报, 2002, 23(5): 34~ 39
Zhu Guangyou, Jin Qiang. Study on source rock heterogeneity: a case of Niu-38 well in Dongying depression [J]. Acta Petrolei Sinica 2002, 23(5): 34– 39

5 陈中红, 查明. 济阳坳陷古近系烃源岩结构及排烃的非均一性 [J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(6): 45~ 47
Chen Zhonghong, Zha Ming. The structure of source rocks and characteristics of hydrocarbon expulsion: an example from paleogene system in Jiyang depression [J]. Petroleum Exploration & Development 2003, 30(6): 45– 47

6 陈中红, 查明, 金强. 东营凹陷超压系统的幕式排烃 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(4): 444~ 447
Chen Zhonghong, Zha Ming, Jin Qiang. Episodic expulsion of hydrocarbons in overpressured systems in Dongying depression [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(4): 444– 447

7 陈中红, 查明, 金强. 东营凹陷牛 38 井沙河街组烃源岩生排烃评价 [J]. 地质学报, 2004, 39(3): 357~ 366
Chen Zhonghong, Zha Ming, Jin Qiang. An investigation on generation and expulsion of hydrocarbon from source rocks of the Shahejie Formation in the well Niu-38, Dongying depression [J]. Acta Geologica Sinica 2004, 39(3): 357– 366

- Xue Haitao, Lu Shuangfang, Fu Xiaotai et al Accuracy of prediction model of oil/gas volume ratio in crude oil[J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2004, 28(1): 1-3
- 8 韩布兴, 阎海科, 胡日恒. 甲烷在克拉玛依九区稠油中的溶解度及甲烷饱和稠油的粘度与密度[J]. *油田化学*, 1990, 7(2): 188-190
- Han Buxing, Yan Haike, Hu Riheng. The solubility of CH_4 in viscous crude in 9th section of Karamai oilfield and viscosity and density of methane-saturated viscous crude[J]. *Oilfield Chemistry*, 1990, 7(2): 188-190
- 9 柯杰, 韩布兴, 阎海科, 等. 气体在克拉玛依九区稠油中的溶解度关联与计算[J]. *石油学报*, 1994, 15(3): 91-95
- Ke Jie, Han Buxing, Yan Haike et al Correlation and calculation of gas solubility for heavy oil in Karamai oilfield[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1994, 15(3): 91-95
- 10 薛海涛, 刘灵芝, 周丽华, 等. 天然气在大庆原油中的溶解度[J]. *大庆石油学院学报*, 2001, 25(2): 12-15
- Xue Haitao, Liu Lingzhi, Zhou Lihua, et al Solubility of natural gas in Daqing crude oil[J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2001, 25(2): 12-15
- 11 [苏]马尔哈辛 • •. 油层物理化学机理[M]. 李殿文, 译. 北京: 石油工业出版社, 1987, 5-7
- а Барко • •. Reservoir's physico-chemical mechanism [M]. Translated by Li Dianwen. Beijing: Petroleum Industry Press, 1987, 5-7
- 12 薛海涛, 卢双舫, 付晓泰. 溶气原油体积系数、密度的预测模型[J]. *地球化学*, 2003, 32(6): 613-618
- Xue Haitao, Lu Shuangfang, Fu Xiaotai Prediction models of volume factor and density of gas dissolution crude oil[J]. *Geochimica*, 2003, 32(6): 613-618
- 13 韩布兴, 阎海科, 胡日恒. CO_2 、 N_2 在克拉玛依九区稠油中的溶解度及甲烷饱和稠油的粘度与密度[J]. *油田化学*, 1993, 10(3): 264-267
- Han Buxing, Yan Haike, Hu Riheng. The solubility of CO_2 、 N_2 in heavy oil in 9th section of Karamai oilfield and viscosity, density of heavy oil saturated with methane[J]. *Oilfield Chemistry*, 1993, 10(3): 264-267

(编辑 高 岩)

(上接第 443 页)

- 8 陈义才, 沈忠民, 黄泽光, 等. 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[J]. *石油与天然气地质*, 2002, 23(3): 203-206
- Chen Yicai, Shen Zhongmin, Huang Zeguang Modeling model for hydrocarbon expulsion in carbonate source rocks and its application in practice example from the Majiagou Formation of Ordovician in Ordos basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2002, 23(3): 203-206
- 9 陈发景, 田世澄, 马正, 等. 压实与油气运移[M]. 北京: 中国地质大学出版社, 1989, 63-95
- Chen Fajing, Tian Shicheng, Ma Zheng et al Compression and hydrocarbon migration[M]. Beijing: China University of Geosciences Press, 1989, 63-95
- 10 Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence[M]. New York: Springer-Verlag, 1984, 293-340
- 11 Secor D T. Role of fluid pressure in jointing[J]. *Am Jour Sci*, 1965, 263: 633-646
- 12 张卫华, 陈荣书, 陈习峰, 等. 分阶段排烃模拟模型研究[J]. *石油实验地质*, 1999, 21(4): 357-363
- Zhang Weihua, Chen Rongshu, Chen Xifeng et al Studying on the simulation model of stage-by-stage hydrocarbon expulsion[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 1999, 21(4): 357-363
- 13 王新洲, 宋一涛, 王学军, 等. 石油成因与排油物理模拟方法、机理及应用[M]. 东营: 石油大学出版社, 1996, 145-164, 209-224
- Wang Xinzhou, Song Yitao, Wang Xuejun et al Physical simulation of petroleum formation and oil expulsion methods mechanism and application[M]. Dongying: Press of the University of Petroleum, China, 1996, 145-164, 209-224
- 14 温珍河. 辽河滩海地区的生排烃数值模拟[J]. *石油与天然气地质*, 2001, 22(1): 33-37
- Wen Zhenhe Numerical simulation of hydrocarbon generation and expulsion in beach of Liaohe oilfield[J]. *Oil & Gas Geology*, 2001, 22(1): 33-37
- 15 张一伟, 张卫海, 查明, 等. 勘探早期盆地分析与油气评价[M]. 北京: 地质出版社, 1998, 72-77
- Zhang Yiwei, Zhang Weihai, Zhang Ming et al Basin analysis and hydrocarbon evaluation at early exploration stage[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1998, 72-77
- 16 石广仁. 油气盆地数值模拟方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994, 11-87
- Shi Guangren Numerical methods of petroliferous basin modeling[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994, 11-87

(编辑 高 岩)