

超压和富氢背景下镜质组反射率计算模型

——以渤海湾盆地渤中西次凹东三段烃源岩为例

胡安文, 李慧勇, 江涛, 许鹏, 史盼盼

(中海石油(中国)有限公司天津分公司 渤海石油研究院, 天津 300452)

摘要:在考虑富氢和超压对镜质组反射率的抑制作用下,对传统仅考虑了温度和时间镜质组反射率计算模型——Easy% R_o 模型进行了重新校正。通过引进富氢校正系数和超压抑制系数,建立起适合双重抑制背景下镜质组反射率计算模型,并利用渤海湾盆地渤中西次凹受双重抑制作用和未受双重抑制作用影响的镜质组反射率 R_o 实测资料,确定了相关参数。模拟结果表明,在双重抑制作用影响的地层中,镜质组反射率 R_o 的模拟值与实测值吻合较好,但与Easy% R_o 模型的计算结果相差悬殊,双重抑制作用对 R_o 的影响可达0.2%~0.4%。超压抑制了有机质热演化,导致生烃门槛下移和生烃时间延迟,这非常有利于油气晚期成藏。

关键词:富氢;超压;镜质组反射率;化学动力学模型;烃源岩;渤中西次凹;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.11

文献标识码:A

Vitrinite reflectance modeling under overpressure retardation and hydrogen suppression:

A case study of source rocks from the third member of Dongying Formation, West Bozhong Sub-depression, Bohai Bay Basin

Hu Anwen, Li Huiyong, Jiang Tao, Xu Peng, Shi Panpan

(Bohai Oil Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC Limited, Tianjin 300452, China)

Abstract: The Easy% R_o model, in which only temperature and time were considered, was calibrated to take into consideration the suppression of vitrinite reflectance by hydrogen-rich organic matter and overpressure. A new model was developed by introducing a hydrogen-rich correction coefficient and overpressure inhibiting coefficient. Using the data collected from both the double-suppressed wells and the normal wells in the West Bozhong Sub-depression of Bohai Bay Basin, China, some relative parameters were determined and the model was tested. The results show that the computed vitrinite reflectance values in double-suppressed formation agree with the measured data, but are significantly different from those predicted by the Easy% R_o model. And the vitrinite reflectance values were reduced by 0.2%~0.4% in double-suppressed formations. Organic matter maturation was retarded by overpressure. It led to the increase of depths of the hydrocarbon generation threshold and the delay of time of hydrocarbon generation, which was advantageous for late hydrocarbon accumulation.

Key words: rich-hydrogen; overpressure; vitrinite reflectance; kinetic model; source rock; West Bozhong Sub-depression; Bohai Bay Basin

镜质组反射率 R_o 是目前最常用的衡量有机质成熟度和评价烃源岩的指标之一^[1],同时, R_o 也是成岩阶段划分、成岩作用数值模拟和盆地模拟的重要依据和参数^[2-4]。前人一般认为,镜质组反射率值主要由有机质受热温度和受热时间控制,并可用化学动力学模型描述^[5-6]。目前最常用的化学动力学模型是由 Sweeney 和 Burham 于 1990 年提出

的 Easy% R_o 模型^[6],此模型只考虑了温度和时间的影响。但已有的研究成果表明,超压和富氢对镜质组反射率具有明显的抑制作用(本文将两者合称为双重抑制作用),会导致镜质组反射率值偏低^[7-12]。中国中、新生代沉积盆地中普遍存在双重抑制作用^[12],因此在应用镜质组反射率指标进行烃源岩评价、成岩阶段划分和盆地模拟研究时,必

须考虑双重抑制作用的影响。本文试图在传统 Easy% R_0 计算模型基础上,建立起双重抑制背景下新的镜质组反射率计算模型,并将其应用到渤海湾盆地渤中西次凹中。

1 传统计算模型及其存在问题

Sweeney 和 Burham 提出的 Easy% R_0 计算模型通式如下^[6]:

$$\frac{dW_i}{dt} = -W_i A \exp[-E_i/(RT)] \quad (1)$$

其中,镜质组反射率 R_0 与转化因子 F 具有如下关系:

$$R_0 = \exp(-1.6 + 3.7F) \quad (2)$$

转化因子 F 可用下式计算:

$$F = \frac{W}{W_0} = \sum_{i=1}^{20} f_i \left(\frac{W_i}{W_{i0}} \right) \quad (3)$$

$$\frac{W_i}{W_{i0}} = 1 - \exp(-\Delta I_{ij}) \quad (4)$$

$$\Delta I_{ij} = (I_{ij} - I_{ij-1}) / H_{ij} \quad (5)$$

$$I_{ij} = T_j A \exp(-U) \left(1 - \frac{U^2 + a_1 U + a_2}{U^2 + b_1 U + b_2} \right) \quad (6)$$

$$H_{ij} = \frac{(T_j - T_{j-1})}{(t_j - t_{j-1})} \quad (7)$$

$$U = E_i / (RT_j) \quad (8)$$

式中: E_i 为第 i 组分的活化能, kcal/mol; R 为气体常数, 1.987 kcal/(mol · K); T 为古地温, K; W_i 为第 i 组分的反应物浓度, %; f_i 为化学计量因子, 无因次; A 为频率因子, $1.0 \times 10^{13} \text{ s}^{-1}$; T_j 为 j 时刻的温度, K; t_j 为埋藏时间, Ma; a_1 为常数, 2.334 733; a_2 为常数, 0.250 621; b_1 为常数, 3.330 657; b_2 为常数, 1.681 534。

由上式可见,传统的 Easy% R_0 计算模型并未考虑富氢和超压对镜质组反射率的影响。然而,国内外的一些研究成果表明,富氢和超压对镜质组反射率具有一定的抑制作用,会导致镜质组反射率 R_0 值偏低。例如,Leigh 和 Charles^[7] 在研究美国威利斯顿盆地 Bakken 组黑色页岩/泥岩时发现高富氢

有机质层段镜质组反射率 R_0 值大幅降低,偏离了正常演化趋势。这也就意味着富氢对镜质组反射率具有明显地抑制作用。同时,郝芳等^[8] 曾对比了莺歌海盆地不同压力系统的 2 口井镜质组反射率 R_0 值与深度关系,发现超压发育井的镜质组反射率 R_0 值明显低于未发育超压井的。也就是说,镜质组反射率明显受到了超压抑制。而在我国一些中新生代盆地中,如渤海湾盆地,镜质组反射率同时受到了富氢和超压的抑制,也就是受到了双重抑制作用的影响^[12]。

富氢对镜质组反射率的抑制作用主要体现在以下两方面:(1)在镜质组反射率测定中,同一样品富氢基质镜质组反射率值普遍比均质镜质组反射率值低^[13]; (2)富氢组分(如腐泥组)在演化过程中所生成的类油组分附着在镜质组表面,会导致镜质组反射率值偏低。且富氢组分含量越高,在热演化过程中越易形成类油组分,抑制镜质组反射率值。前者主要是人为因素造成的,在镜质组反射率测定过程中即使是有经验的实验人员,也很难做到完全测定贫氢均质镜质组 R_0 值。已有研究^[13] 认为,富氢基质镜质组反射率与贫氢均质镜质组反射率比值一般大于 90%,不致于影响有机质成熟阶段划分。因此,文中论述富氢对镜质组反射率抑制作用主要探讨后者。

超压抑制镜质组反射率主要是通过抑制其演化过程实现的,可用 Le Chartier 定律解释,在超压系统中,镜质组和其他生烃组分的 C-C 键和 C-杂原子键断裂,生成烃类和其他杂原子化合物,但反应物无法及时从相对封闭的超压带中排出,反应活化能增大,从而阻碍了镜质组和其他生烃组分的热演化^[8,11]。

2 双重抑制背景下反射率计算模型

前人在刻画富氢对镜质组反射率抑制作用时,更多地是通过图版来校正现今镜质组反射率值^[14],而无法客观反映有机质热演化过程中富氢对镜质组反射率的影响。基于此,同时考虑超压抑制作用以及镜质组反射率计算模型的适用性和继承性,本文试图在传统 Easy% R_0 计算模型基础上,引进富氢校正系数 k 和超压抑制系数 λ ,建立起适合双重抑制背景下镜质组反射率计算模型:

$$\frac{dW_i}{dt} = -W_i A \exp[-(k + \lambda^{P_a}) E_i / (RT)] \quad (9)$$

$$R_0 = \exp(-1.6 + 3.7F) \quad (10)$$

$$F = \frac{W}{W_0} = \sum_{i=1}^{20} f_i \left(\frac{W_i}{W_0} \right) \quad (11)$$

式中： k 为富氢校正系数， $k \geq 0$ ； λ 为超压抑制系数， $\lambda > 1.00$ ； P_a 为地层孔隙流体压力与静水压力差值，MPa。

由公式(9)-(11)可见，不存在双重抑制作用的情况下， $P_a = 0$ 且 $k = 0$ ，此时新构建的模型与传统的 Easy% R_0 计算模型完全相同。只存在超压抑制作用时，即 $P_a > 0$ 且 $k = 0$ ，镜质组反射率演化所需的活化能增加，反应速率降低，由此实现了超压对镜质组反射率的抑制作用。在仅存在氢抑制作用时， $P_a = 0$ 且 $k > 0$ ，此时构建的模型中活化能 $(1+k)E_i$ 大于传统 Easy% R_0 模型中活化能 E_i ，从而实现了氢抑制作用对镜质组反射率值的影响。当存在双重抑制作用时， $P_a > 0$ 且 $k > 0$ ，活化能值增加，由此导致镜质组反射率值偏低，实现双重抑制作用对镜质组反射率值的影响。

3 应用实例

3.1 地质概况

渤中西次凹是渤海湾盆地渤中凹陷西部的一个小断层，南北分别与沙垒田凸起和石臼坨凸起相邻，东西分别与渤中凹陷和曹妃甸次凹相接，其整体呈北西向展布。研究区内发育多个洼槽，包括石南洼槽、沙东北洼槽和渤中西次凹主洼槽(图 1)。经历前裂陷阶段、裂陷阶段和后裂陷阶段，渤中西次凹新生界发育齐全，从下至上依次发育古近系沙河街组(E_s)和东营组(E_d)，新近系馆陶组(N_g)和明化镇组(N_m)以及第四系平原组(Q_p)^[15]。古近系东营组又可分为东三段(E_{d3})、东二段(E_{d2})和东一段(E_{d1})，其中东三段是渤海海域主要烃源岩层

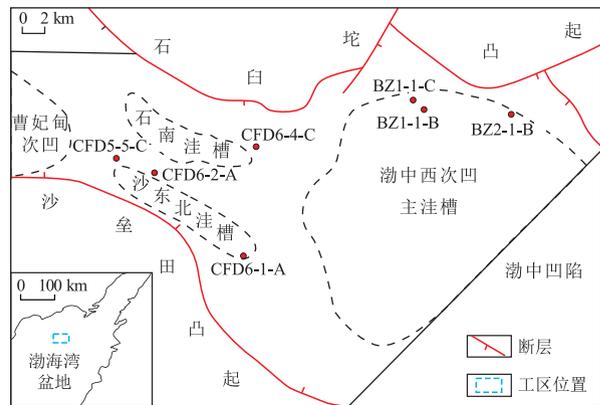


图 1 渤海湾盆地渤中西次凹构造位置示意
Fig.1 Tectonic location of West Bozhong Sub-depression, Bohai Bay Basin

段之一，也是本文重点研究层段。

渤中西次凹石南洼槽和沙东北洼槽的物源来自石臼坨凸起和沙垒田凸起^[16]，沉积速率相对较慢，砂泥岩地层中均不发育超压。如位于该区的 CFD6-1-A 井泥岩声波时差曲线趋于正常趋势线(图 2)，且该井电缆地层测试结果显示砂岩地层压力系数在 0.96 左右。渤中西次凹主洼槽在古近纪沉积了巨厚的湖相泥岩^[16]，在 2 500 m 以深的东二下亚段和东三段砂泥岩地层中普遍发育超压^[17]，位于该区东北部的 BZ1-1-B 井具有明显高异常泥岩声波时差和低电阻率的超压测井响应特征(图 2 和 3)，且在超压发育段，镜质组反射率不增反降(图 3)，超压对镜质组热演化具有明显的抑制作用，DST(中途测试)砂岩地层压力系数高达 1.5。前人曾对渤中西次凹的超压形成原因及演化历史做过系统分析，认为渤中西次凹主洼槽东三段

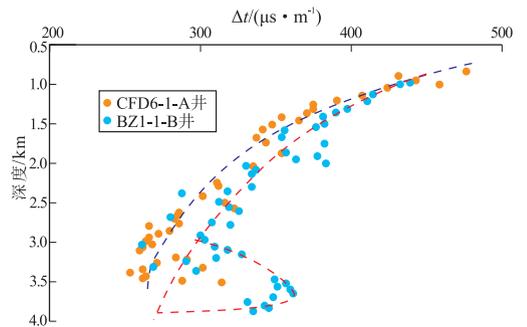


图 2 渤海湾盆地渤中西次凹沙东北洼槽 CFD6-1-A 井和主洼槽 BZ1-1-B 井泥岩声波时差与深度关系
Fig.2 Transit time of mudstones vs. depth in wells CFD6-1-A in Shadongbei Sag and BZ1-1-B in main sag of West Bozhong Sub-depression, Bohai Bay Basin

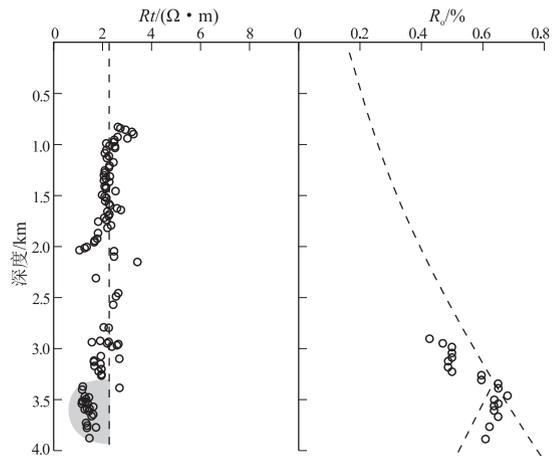


图 3 渤海湾盆地渤中西次凹主洼槽 BZ1-1-B 井泥岩电阻率及 R_0 与深度关系
Fig.3 Resistivity well-log data of mudstones and R_0 vs. depth in well BZ1-1-B in main sag of West Bozhong Sub-depression, Bohai Bay Basin

普遍发育超压是东三段沉积以来沉降速率/沉积速率大,导致压实不均衡形成的,且超压在东营组沉积末期就开始发育并持续至今^[18]。同时,东三段烃源岩富氢组分(腐泥组+壳质组)含量高,基本都在 75%以上,有些井如 BZ1-1-B 井、CFD6-1-A 井富氢组分含量甚至高达 95% (图 4)。进一步的统计表明,渤中西次凹干酪根中富氢组分(腐泥组+壳质组)与 R_o 呈明显的负相关关系(图 5),富氢对镜质组反射率值具有抑制作用。

3.2 富氢校正系数和超压抑制系数的确定

为定量研究双重抑制作用对镜质组反射率的影响,确定富氢校正系数和超压抑制系数,本文分别选取渤中西次凹主洼槽受双重抑制作用影响的 BZ1-1-B 井、沙东北洼槽仅受富氢影响的 CFD6-1-A 井

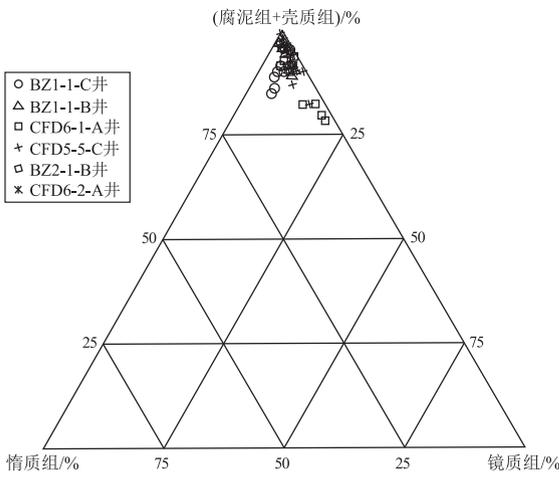


图 4 渤海湾盆地渤中西次凹东三段烃源岩干酪根显微组分

Fig.4 Triangular chart of maceral composition in Ed_3 source rocks of West Bozhong Sub-depression, Bohai Bay Basin

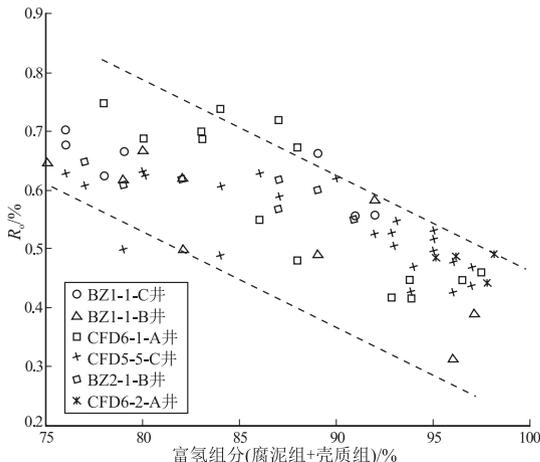


图 5 渤海湾盆地渤中西次凹东三段烃源岩富氢组分与 R_o 关系

Fig.5 Hydrogen-rich macerals vs. R_o in Ed_3 source rocks of West Bozhong Sub-depression, Bohai Bay Basin

和渤中西南次凹未受双重抑制作用影响的 BZ8-4-A 井,并在补充完善文献[19]中镜质组反射率计算模块基础上,进行了试算,计算过程如下:

(1)以渤中西南次凹未受双重抑制作用影响的 BZ8-4-A 井实测 R_o 值为基础,应用传统 Easy% R_o 计算模型^[6],反演出 BZ8-4-A 井处古大地热流。并利用大地热流折射原理^[20-22],由 BZ8-4-A 井处古大地热流,导出 BZ1-1-B 井和 CFD6-1-A 井处不同时期的古大地热流,并以此恢复上述 2 口井的古地温。

(2)在镜质组反射率未受超压影响的情况下,应用双重抑制作用背景下镜质组反射率的计算模型,计算仅受富氢组分影响的 CFD6-1-A 井镜质组反射率。此时 $P_a = 0, \lambda^{Pa} = 1$,初始赋值 $k = 0$,并由计算机按一定步长 Δk 求取富氢校正系数,即将 $k = k + \Delta k$ 代入(9) — (11)式,进行富氢校正系数求取,反复计算直到计算结果达到规定的精度。试算结果表明,当 $k = 0.137$,用新建立的计算模型得到的结果与实测数据吻合较好(图 6)。模拟值和实测值平均绝对误差为 2.85%。

(3)应用双重抑制作用背景下镜质组反射率计算模型,模拟双重抑制作用背景下 BZ1-1-B 井镜质组反射率。由上述两步已求取了富氢校正系数,且 $P_a = 27.9$ MPa,此时只需由计算机自动提供一系列 λ 值并代入(9)式,直至镜质组反射率 R_o 计算值和实测值平均误差达到最小值,即可得 λ 值。经试算,当 $\lambda = 1.001 03$,BZ1-1-B 井镜质组反射率 R_o 计算值和实测值相吻合(图 7)。这与前人研究超压地层中镜质组反射率时求取的超压抑制因子略有差异。如肖丽华等^[11]在试算歧口凹陷岐南洼陷超压

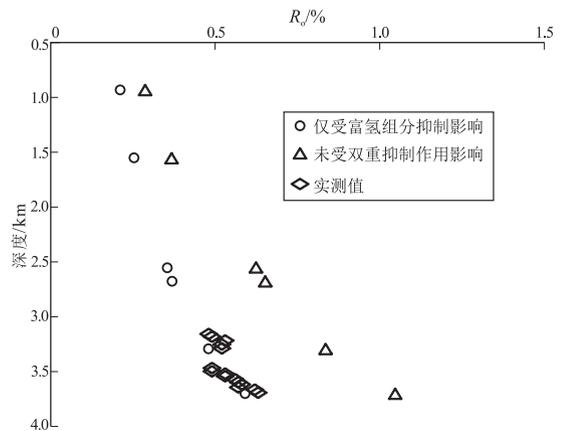


图 6 渤海湾盆地渤中西次凹沙东北洼槽 CFD6-1-A 井镜质组反射率 R_o 与深度关系

Fig.6 R_o vs. depth in well CFD6-1-A in Shadongbei Sag, West Bozhong Sub-depression, Bohai Bay Basin

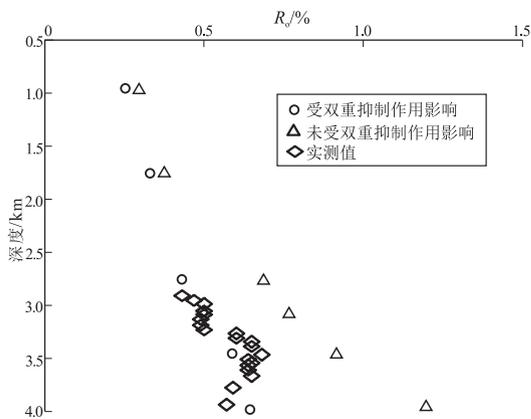


图 7 渤海湾盆地渤中西次凹主洼槽 BZ1-1-B 井镜质组反射率 R_o 与深度关系

Fig.7 R_o vs. depth in well BZ1-1-B in main sag of West Bozhong Sub-depression, Bohai Bay Basin

地层中镜质组反射率时所求的 $\lambda = 1.000\ 905$ 。这与研究区超压强度密切相关,渤中西次凹主洼槽泥岩发育超压,压力系数可达 $1.9 \sim 2.0$ ^[17-18];而歧口凹陷歧南洼陷泥岩超压的压力系数均小于 1.6 ^[11]。依据 Le Chatlier 定律,超压抑制镜质组热演化主要是通过阻碍产物从超压体系中排出实现的,而超压越大,体系封闭性越好,反应物越难从体系中排出,从而导致反应更难进行^[8,11]。换言之,压力系数越大,反应越难进行,所需活化能越大,超压抑制系数亦越大。

图 7 对比了 BZ1-1-B 井镜质组反射率 R_o 的实测值与模拟值,由图 7 可见,在 2 500 m 以浅,应用传统 Easy% R_o 方法和双重抑制背景下镜质组反射率计算模型算出的结果相差不大。当深度超过 2 500 m,2 种模型计算出的结果会相差较大,传统 Easy% R_o 模型计算出来的 R_o 值明显高于实测值,其差值范围为 $0.2\% \sim 0.4\%$,其中富氢对镜质组反射率 R_o 的抑制为 0.1% 左右,超压抑制强度在 0.2% 上下。而双重抑制背景下镜质组反射率计算模型算出的 R_o 值与实测值吻合较好。究其原因在于,BZ1-1-B 井 2 500 m 以深地层开始发育超压,同时烃源岩富氢组分含量高,镜质组反射率同时受到超压和富氢组分的影响,镜质组反射率 R_o 值偏低。

3.3 结果探讨

求取富氢校正系数和超压抑制系数后,并校正完富氢对镜质组反射率的影响,即可恢复研究区各井的有机质热演化史(图 8)。由图 8 可见,渤中西次凹主洼槽 BZ1-1-B 井区东三段烃源岩最早在馆陶组沉积末期进入生烃门限($R_o > 0.5\%$);受超压对有机质热演化及该井区东三段烃源岩埋藏较浅的影响,目前东三段烃源岩仍未进入大量生烃的成熟

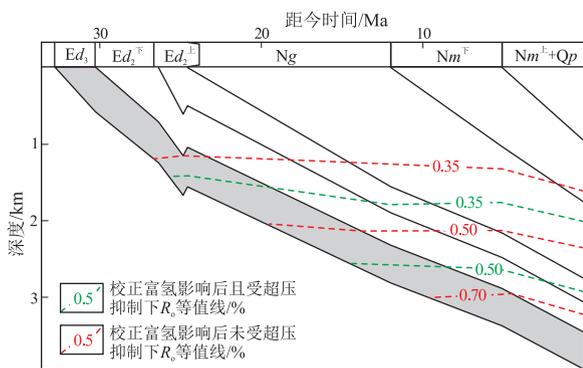


图 8 渤海湾盆地渤中西次凹主洼槽 BZ1-1-B 井有机质热演化史

Fig.8 Thermal evolution of organic matter in well BZ1-1-B in main sag of West Bozhong Sub-depression, Bohai Bay Basin

阶段。若 BZ1-1-B 井有机质热演化未受超压影响,则东三段烃源岩在馆陶组沉积早期即进入了生烃门限开始生烃;在明下段沉积早期, $R_o > 0.7\%$,开始由低成熟生烃进入大量生烃的成熟阶段;现今,东三段烃源岩应仍处于大量生烃的成熟阶段。实际上,这与渤中西次凹主洼槽周边含油气构造油源对比和油气运移分析结果吻合。结果表明,渤中西次凹主洼槽周边含油气构造东二段和东三段原油主要来自于渤中西次凹主洼槽东三段烃源岩^[23-24],受超压对有机质热演化的影响,使得东三段烃源岩仅在埋藏较深的渤中西次凹主洼槽达到生排烃高峰,对成藏具有较大生烃贡献。同时由图 8 可知,受超压影响,东三段烃源岩进入生烃门限的时间推迟了约 6 Ma。渤中西次凹的勘探实践也充分证实,已发现油气藏均为新近纪晚期形成^[25-26]。

4 结论

(1) 富氢组分(如腐泥组)在演化过程中所生成的类油组分附着在镜质组表面,从而导致镜质组反射率值偏低;生烃时镜质组和其他生烃组分的 C-C 键和 C-杂原子键断裂,但超压使得反应物无法及时从相对封闭的超压环境中排出,反应活化能增大,从而阻碍了镜质组和其他生烃组分的热演化,抑制了有机质热演化。

(2) 通过引进富氢校正系数和超压抑制系数,本文建立了双重抑制背景下镜质组反射率计算模型,它比传统的 Easy% R_o 模型适用范围更广,不仅适用于发育超压的情况下,还可以应用于富氢和超压双重抑制情况下 R_o 值的计算,精度较高。本文模型在渤中西次凹东三段镜质组反射率计算中取得了良好效果,可以推广应用用于其他类似盆地。

(3) 渤中西次凹主洼槽东三段烃源岩镜质组

反射率受到了富氢和超压双重抑制作用的影响,超压使东三段烃源岩生烃门限下移,且延迟了其进入生烃门限的时间,从而导致东三段烃源岩晚期生排烃。

参考文献:

- [1] 中国石油天然气总公司. 陆相烃源岩地球化学评价方法: SY/T5735-1995[S].北京:石油工业出版社,1996.
CNPC. The continental facies source rock geochemical evaluation method; SY/T5735-1995[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996.
- [2] 潘磊,曹强,刘一茗,等. 伦坡拉盆地始新统牛堡组烃源岩成熟史[J].石油实验地质,2016,38(3):382-388.
Pan Lei, Cao Qiang, Liu Yiming, et al. Maturity history of source rocks in the Eocene Niubao Formation, Lunpola Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(3): 382-388.
- [3] 孟元林,吴琳,孙洪斌,等. 辽河西部凹陷南段异常低压背景下的成岩动力学研究与成岩相预测[J].地学前缘,2015,22(1):206-214.
Meng Yuanlin, Wu Lin, Sun Hongbin, et al. Dynamics of diagenesis and prediction of diagenetic facies under abnormally low pressure in the Southern Liaohe West Sag[J]. Earth Science Frontiers, 2015, 22(1): 206-214.
- [4] 国家经济贸易委员会.碎屑岩成岩阶段划分:SY/T5477-2003[S].北京:石油工业出版社,2003.
State Economic and Trade Commission. The division of diagenetic stages in clastic rocks; SY/T5477-2003[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [5] Waples D W, Kamata H, Suizu M. The art of maturity modeling, Part 1: Finding a satisfactory geologic model[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(1): 31-46.
- [6] Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(10): 1559-1570.
- [7] Price L C, Baker C E. Suppression of vitrinite reflectance in amorphous rich kerogen: A major unrecognized problem[J]. Journal of Petroleum Geology, 1985, 8(1): 59-84.
- [8] Hao Fang, Sun Yongchuan, Li Sitian, et al. Overpressure retardation of organic-matter maturation and petroleum generation: A case study from the Yinggehai and Qiongdongnan basins, South China Sea[J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(4): 551-562.
- [9] Carr A D. A vitrinite reflectance kinetic model incorporating overpressure retardation[J]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16(4): 355-377.
- [10] 易平,黄保家,黄义文,等. 莺—琼盆地高温超压对有机质热演化的影响[J].石油勘探与开发,2004,31(1):32-35.
Yi Ping, Huang Baojia, Huang Yiwen, et al. Influences of high temperature and overpressure on the thermal evolution of organic matter in the Ying-Qiong basins, South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(1): 32-35.
- [11] 肖丽华,孟元林,张连雪,等. 超压地层中镜质组反射率的计算[J].石油勘探与开发,2005,32(1):14-17.
Xiao Lihua, Meng Yuanlin, Zhang Lianxue, et al. Vitrinite reflectance modeling in the over pressured formations[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(1): 14-17.
- [12] 孟元林,肖丽华. 辽河西部凹陷南段沙河街组致密砂岩储层特征分析及优质储层预测[R].大庆:东北石油大学,2012.
Meng Yuanlin, Xiao Lihua. Reservoir characteristic analysis of tight sandstone and prediction of high-quality reservoir of Shahejie Formation in southern of Western Sag of Liaohe Depression[R]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2012.
- [13] 朱抱荃. 异常低的镜质体反射率(抑制作用): 生油岩研究的一个重要问题[J].石油勘探与开发,1987,14(2):40-45.
Zhu Baoquan. Abnormal low vitrinite reflectance (R_o suppression): An important problem in the source rock studies[J]. Petroleum Exploration and Development, 1987, 14(2): 40-45.
- [14] 李志明,秦建中,徐旭辉,等. 镜质体反射率抑制与烃源岩质量关系:以渤海湾盆地东营凹陷烃源岩为例[J].石油实验地质,2008,30(3):276-280.
Li Zhiming, Qin Jianzhong, Xu Xuhui, et al. The relationship between vitrinite reflectance suppression and source rock quality: A case study on source rocks from the Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(3): 276-280.
- [15] 姜福杰,庞雄奇. 环渤海凹陷油气资源潜力与分布定量评价[J].石油勘探与开发,2011,38(1):23-29.
Jiang Fujie, Pang Xiongqi. Quantitative evaluation of hydrocarbon resource potential and its distribution in the Bozhong Sag and surrounding areas, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(1): 23-29.
- [16] 李建平,杨波,周心怀,等. 渤中凹陷东营组层序地层及其沉积相分析[J].东北石油大学学报,2012,36(4):1-9.
Li Jianping, Yang Bo, Zhou Xinhuai, et al. Analysis of sedimentary facies of Dongying Formation in the Bozhong Sag[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2012, 36(4): 1-9.
- [17] 石良,金振奎,闫伟,等. 异常高压对储集层压实和胶结作用的影响:以渤海湾盆地渤中凹陷西北次凹为例[J].石油勘探与开发,2015,42(3):310-318.
Shi Liang, Jin Zhenkui, Yan Wei, et al. Influence of overpressure on reservoir compaction and cementation: A case from north-western subsag, Bozhong Sag, Bohai Bay Basin, East China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 310-318.
- [18] 郝芳,蔡东升,邹华耀,等. 渤中坳陷超压—构造活动联控型流体流动与油气快速成藏[J].地球科学(中国地质大学学报),2004,29(5):518-524.
Hao Fang, Cai Dongsheng, Zou Huayao, et al. Overpressure-tectonic activity controlled fluid flow and rapid petroleum accumulation in Bozhong Depression, Bohai Bay Basin[J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2004, 29(5): 518-524.
- [19] 孟元林. 成岩作用数值模拟与优质储层预测系统: 2012SR-016322[P].2010.
Meng Yuanlin. Diagenetic numerical modeling and high quality reservoir prediction: 2012SR016322[P]. 2010.

Bai Bin, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Multi-scale method of Nano(Micro)-CT study on microscopic pore structure of tight sandstone of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(3) :329-333.

[15] 赵卫卫,杨云祥,宋和平,等.鄂尔多斯盆地下寺湾地区长 7 致密油地质特征及成藏主控因素[J].中南大学学报(自然科学版),2014,45(12) :4267-4276.

Zhao Weiwei, Yang Yunxiang, Song Heping, et al. Geological characteristics and main controlling factors of hydrocarbon accumulation in Chang 7 tight oil of Yanchang Formation of Xiasiwang area, Ordos Basin [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2014, 45(12) :4267-4276.

[16] 屈红军,蒲仁海,曹金舟,等.鄂尔多斯盆地南部地区长 7 致密油储层特征[J].非常规油气,2015,2(1) :1-9.

Qu Hongjun, Pu Renhai, Cao Jinzhou, et al. Characteristics of Chang 7 tight oil reservoir in the southern Ordos Basin [J]. Unconventional Oil & Gas, 2015, 2(1) :1-9.

[17] 吴浩,牛小兵,张春林,等.鄂尔多斯盆地陇东地区长 7 段致密油储层可动流体赋存特征及影响因素[J].地质科技情报,2015,34(3) :120-125.

Wu Hao, Niu Xiaobing, Zhang Chunlin, et al. Characteristics and influencing factors of movable fluid in Chang 7 tight oil reservoir in Longdong area, Ordos Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(3) :120-125.

[18] 赵靖舟,白玉彬,曹青,等.鄂尔多斯盆地准连续型低渗透—致密砂岩大油田成藏模式[J].石油与天然气地质,2012,33(6) :811-827.

Zhao Jingzhou, Bai Yubin, Cao Qing, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: A new pattern for large tight sand oil fields in the Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6) :811-827.

[19] 朱如凯,白斌,崔景伟,等.非常规油气致密储集层微观结构研究进展[J].古地理学报,2013,15(5) :615-623.

Zhu Rukai, Bai Bin, Cui Jingwei, et al. Research advances of microstructure in unconventional tight oil and gas reservoirs [J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(5) :615-623.

[20] 杜金虎,何海清,杨涛,等.中国致密油勘探进展及面临的挑战[J].中国石油勘探,2014,19(1) :1-9.

Du Jinhu, He Haiqing, Yang Tao, et al. Progress in China's tight oil exploration and challenges [J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(1) :1-9.

[21] 屈乐,孙卫,杜环虹,等.基于 CT 扫描的三维数字岩心孔隙结构表征方法及应用;以莫北油田 116 井区三工河组为例[J].现代地质,2014,28(1) :190-196.

Qu Le, Sun Wei, Du Huanhong, et al. Characterization technique of pore structure by 3D digital core based on CT scanning and its application: An example from Sangonghe Formation of 116 well field in Mobei Oilfield [J]. Geoscience, 2014, 28(1) :190-196.

[22] 李传亮.孔喉比对地层渗透率的影响[J].油气地质与采收率,2007,14(5) :78-79.

Li Chuanliang. Effect of pore-throat ratio on reservoir permeability [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(5) :78-79.

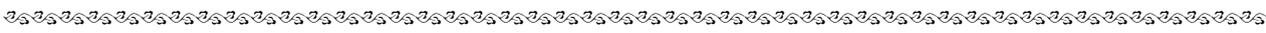
[23] 高辉,孙卫.特低渗砂岩储层微观孔喉特征的定量表征[J].地质科技情报,2010,29(4) :67-7.

Gao Hui, Sun Wei. Quantitative characterization of micro-pore throat characteristics in ultra-low permeability sandstone reservoir [J]. Geological Science and Technology Information, 2010, 29(4) :67-7.

[24] 高辉,敬晓锋,张兰.不同孔喉匹配关系下的特低渗透砂岩微观孔喉特征差异[J].石油实验地质,2013,35(4) :401-406.

Gao Hui, Jing Xiaofeng, Zhang Lan. Difference of micro-pore throat characteristics in extra-low permeability sandstone of different pore throat matching relationship [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(4) :401-406.

(编辑 徐文明)



(上接第 111 页)

[20] 张菊明,熊亮萍.有限单元法在地热研究中的应用[M].北京:科学出版社,1986:15-22.

Zhang Juming, Xiong Liangping. The applications of finite element in geothermal researches [M]. Beijing: Science Press, 1986:15-22.

[21] 肖丽华,张靖,孟元林,等.地热参数及边界条件的探讨[J].大庆石油学院学报,1996,20(2) :28-31.

Xiao Lihua, Zhang Jing, Meng Yuanlin, et al. Study of geothermal parameters and boundary conditions [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 1996, 20(2) :28-31.

[22] 王良书,李成,刘绍文,等.库车前陆盆地大地热流分布特征[J].石油勘探与开发,2005,32(4) :79-83.

Wang Liangshu, Li Cheng, Liu Shaowen, et al. Terrestrial heat flow distribution in Kuqa Foreland Basin, Tarim, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4) :79-83.

[23] 李友川,黄正吉,张功成.渤海湾盆地东下段烃源岩评价及油源研究[J].石油学报,2001,22(2) :44-48.

Li Youchuan, Huang Zhengji, Zhang Gongcheng. Evaluation of the lower Dongying source and oil source research in Bohai Bay Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(2) :44-48.

[24] 黄正吉,李友川.渤海湾盆地渤海中坳陷东营组烃源岩的烃源

前景[J].中国海上油气(地质),2002,16(2) :118-124.

Huang Zhengji, Li Youchuan. Hydrocarbon source potential of Dongying Formation in Bozhong Depression, Bohai Bay Basin [J]. China Offshore Oil and Gas (Geology), 2002, 16(2) :118-124.

[25] 孙玉梅,李友川,龚再升,等.渤海湾盆地渤海中坳陷油气晚期成藏的流体包裹体证据[J].矿物岩石地球化学通报,2009,28(1) :24-33.

Sun Yumei, Li Youchuan, Gong Zaisheng, et al. Fluid inclusion evidence for late-stage petroleum accumulation, Bozhong Depression, Bohai Gulf Basin [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2009, 28(1) :24-33.

[26] 蒋有录,刘培,刘华,等.渤海湾盆地不同凹陷新近系油气成藏条件差异性及其聚集模式[J].中国石油大学学报(自然科学版),2014,38(1) :14-21.

Jiang Youlu, Liu Pei, Liu Hua, et al. Difference of reservoir forming conditions of different depressions and accumulation models of Neogene hydrocarbon in Bohai Bay Basin [J]. Journal of China University of Petroleum, 2014, 38(1) :14-21.

(编辑 徐文明)