

文章编号: 1000-0550(2008) 02-0257-08

恩平凹陷恩平组下段成岩过程分析与储层动态评价¹

嵇喜准^{1,2} 王琪^{1,2} 陈国俊^{1,2} 李小燕^{1,2} 张胜斌^{1,2}

(1. 中国科学院地质与地球物理研究所兰州油气资源研究中心 兰州 730000 2 中国科学院研究生院 北京 100039)

摘要 恩平凹陷恩平组下段现今埋深超过 3 800 m, 处于中成岩 B 期, 客观评价恩平组下段的勘探潜力及有利目标是深入勘探的重要前提。通过大量铸体薄片、普通薄片、扫描电镜等分析, 划分了恩平凹陷恩平组的成岩序列, 找出了影响储层物性的主控成岩作用, 认为压实作用是孔喉衰减的主导因素, 有机酸性流体溶蚀作用是孔隙度局部回升的主要原因。根据恩平凹陷埋藏史、地热史、成岩过程分析建立了恩平组的孔隙度演化模式, 在关键时期恩平组下段处于中成岩 A 期的晚期, 该时期的古孔隙度平均值约 10%, 孔喉已经比较细小, 不利于酸性流体的改造和油气的大量充注。在上述工作的基础上, 运用沉积相、成岩相结合的方法对恩平组下段储层进行了动态评价, 处于凹陷南斜坡的 PY 14-5-1 井附近地区压实较弱, 物性较好, 是油气运聚的有利区带, 其它地区成岩强度较高, 只能作为天然气勘探的目标。

关键词 古孔隙度 古成岩强度 成岩序列 成岩过程 关键时期

第一作者简介 嵇喜准 男 1981 年出生 博士研究生 储层沉积学与储层地球化学 E-mail: weifanghaoxiang@126.com

中图分类号 P588.2 TE122.2⁴ **文献标识码** A

目前, 含油气盆地储层评价一般是根据现今储层的物性特征进行储层评价, 但油气的运聚成藏是一个动态过程, 恢复油气成藏关键时刻的古孔隙度、古渗透率等物性参数更能客观的描述油气成藏的输导格架和预测有利的储集相带, 本文对恩平凹陷的深部储层——恩平组下段进行了动态分析, 划分了有利的储集相带。

1 区域地质概况

恩平凹陷是珠江口盆地珠一拗陷的一个次级凹陷(图 1), 为新生代古近纪开始发育的单旋回断陷—拗陷盆地, 自下而上发育文昌组、恩平组、珠海组、珠江组、韩江组、万山组等地层, 其中文昌组、恩平组为陆相沉积, 珠海组为海陆交互相, 珠江组、韩江组、万山组等地层为海相沉积。恩平凹陷烃源岩, 主要为文昌组的半深湖—深湖相泥岩。

恩平组下段上覆在文昌组烃源岩之上, 有“近水楼台先得月”的成藏优势, 但恩平组下段主要为陆源岩屑质石英砂岩, 埋深一般超过 3 800 m, 成岩强度较高, 所以对恩平组下段进行客观的评价是恩平凹陷深部勘探的重要基础。

2 成岩作用研究

2.1 压实作用

在恩平凹陷, 压实成岩作用主要表现为颗粒变形、重排及产生压裂缝。恩平组下段、文昌组上部地层砂质岩中, 可以看到该层段部分石英颗粒的微裂纹, 石英、长石碎屑颗粒主要以线接触为主(图 2-A), 偶尔可见凹凸接触, 但在埋深大于 3 800 m 的恩平组下段几乎未见到压溶现象, 这与砂岩的结构成熟度和成分成熟度有关, 首先, 该段主要为陆相沉积, 石英颗粒含量在砂岩中所占的比例相对较小, 彼此很少有机会相互接触, 其次, 粒间充填的杂基以及岩屑形成的假杂基起到支撑作用, 石英颗粒相互接触的机会变得更小, 这是恩平组下段砂岩中压溶作用不发育的主要原因。

根据岩石薄片的中碎屑岩的接触类型初步统计, 可以得出恩平凹陷不同层段岩石的接触强度 CI (Contact Intensity) 值:

$$CI(\text{接触强度}) = \frac{1a + 1.5ab + 2b + 3c + 4d}{a + ab + b + c + d}$$

其中, a 代表点接触个数; ab 代表点—线接触个

¹ 中国科学院知识创新工程项目 (KZCX3-SW-147)、国家重点基础研究发展规划项目 (2003CB21460G 2005CB422105) 和中国科学院“西部之光”项目资助。

收稿日期: 2007-04-21; 收修稿日期: 2007-09-25

通常接触强度在 1~1.5 之间为弱压实阶段、1.5~2.5 之间为中等压实阶段, 而大于 2.5 时, 为强压实。经过统计计算恩平组 3 434~4 570 m 处地层砂质岩 CI 值为 2.3, 处于较强压实阶段; 由于恩平组岩层碎屑岩分选较差, 杂基含量较高, 部分岩屑颗粒塑性变形形成假杂基, 降低了刚性颗粒的接触机会, 所以大于 3 800 m 的部分样品成岩作用强度应该大于该值。

2.2 绿泥石粘土膜

绿泥石粘土膜一般为早成岩阶段的产物, 绿泥石通常代表一种偏碱性的成岩环境^[1]。绿泥石粘土膜可以抑制颗粒边缘自生矿物的形成, 在压实作用中等的低孔低渗区这一保护作用比较明显, 但在压实很强的岩石中却会降低孔喉的连通。在恩平组下段可以看见少量绿泥石粘土呈膜状分布在颗粒表面, 为早期粘土成岩转变而来(图 2A、D)。在恩平组下段, 绿泥石粘土膜分布局限, 在孔隙演化中的作用较小。

2.3 溶蚀作用

酸性流体的溶蚀作用是本区次生孔隙产生的主要原因, 蒙脱石等粘土矿物的脱水形成酸性流体对原生孔隙保存和次生孔隙的演化仅起到辅助作用。前人研究指出本区酸性流体在孔隙演化上起了重要意

义^[2], 通过本次研究的薄片鉴定也验证了这一点, 大量的薄片中发现长石颗粒与岩屑颗粒被强烈溶蚀, 有的仅剩残骸(图 2B、E)。根据统计, 恩平组溶蚀的普遍性也说明了酸性流体的产出量大, 如此酸性强、体积大的酸性流体, 与恩平凹陷的文昌组烃源岩类型和分布密切相关(图 3)。

恩平组下段大于 3 800 m 的储层, 即使物性最好的曲流河河道砂岩, 孔隙度在 10% 左右, 渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其它相带的砂岩物性更差, 孔隙度都小于 8%, 渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 表现为特低孔特低渗特征; 压汞曲线孔喉为双峰正偏态细歪度微细孔喉。根据统计恩平组下段面孔率统计, 经过大量统计分析, EP17-3-1 井恩平组 (E_3^1e) 下部 (>4 000 m) 粒间溶孔占 42%, 粒内溶孔占 58%, PY14-5-1 井恩平组 (E_3^1e) 粒间溶孔占 53%, 粒内溶孔占 47%。可以看出, 溶蚀作用增大了储层的面孔率与孔隙度, 但溶蚀产生的残骸仍残存在孔隙中, 孔喉的连通性较差, 压汞分析得出恩平组下段为微细孔喉, 喉道半径 0.2~1.2 μm , 平均喉道半径 0.8 μm , 尤其粒内溶孔比率较高的储层, 平均喉道半径小于 0.8 μm 。

2.4 铁方解石与铁白云石

铁方解石与铁白云石, 一般是中成岩晚期的产

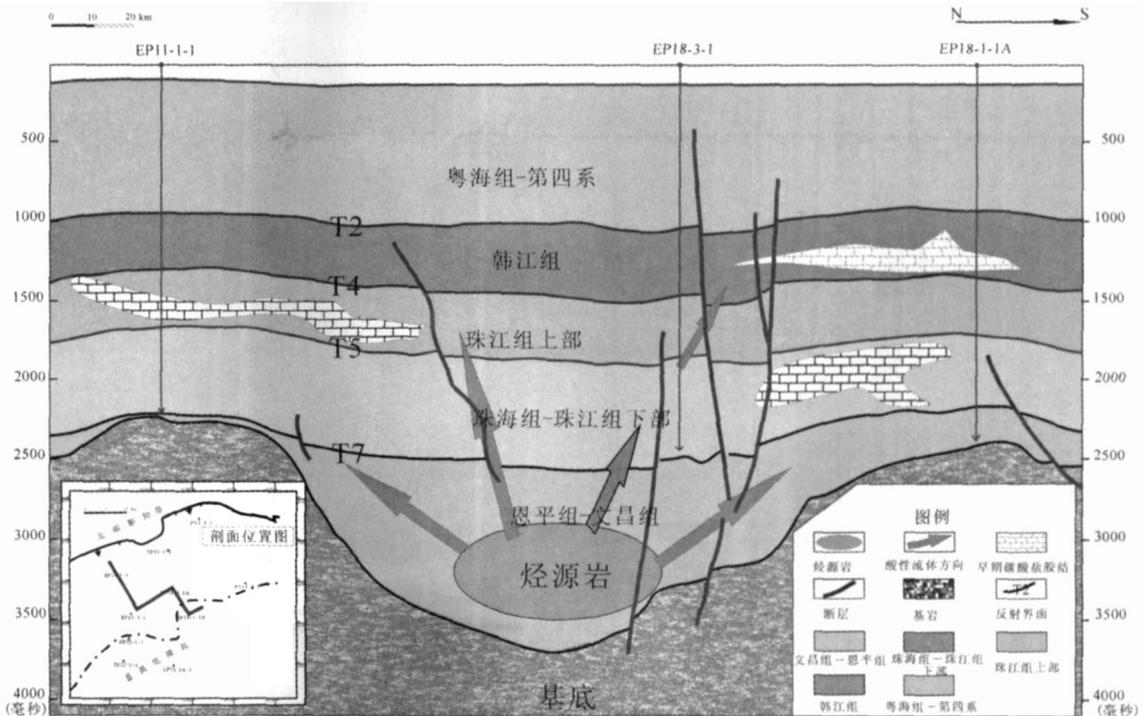


图 3 恩平凹陷酸性流体活动模式图

Fig. 3 Sketch map showing the mode of acidic fluid flow activity

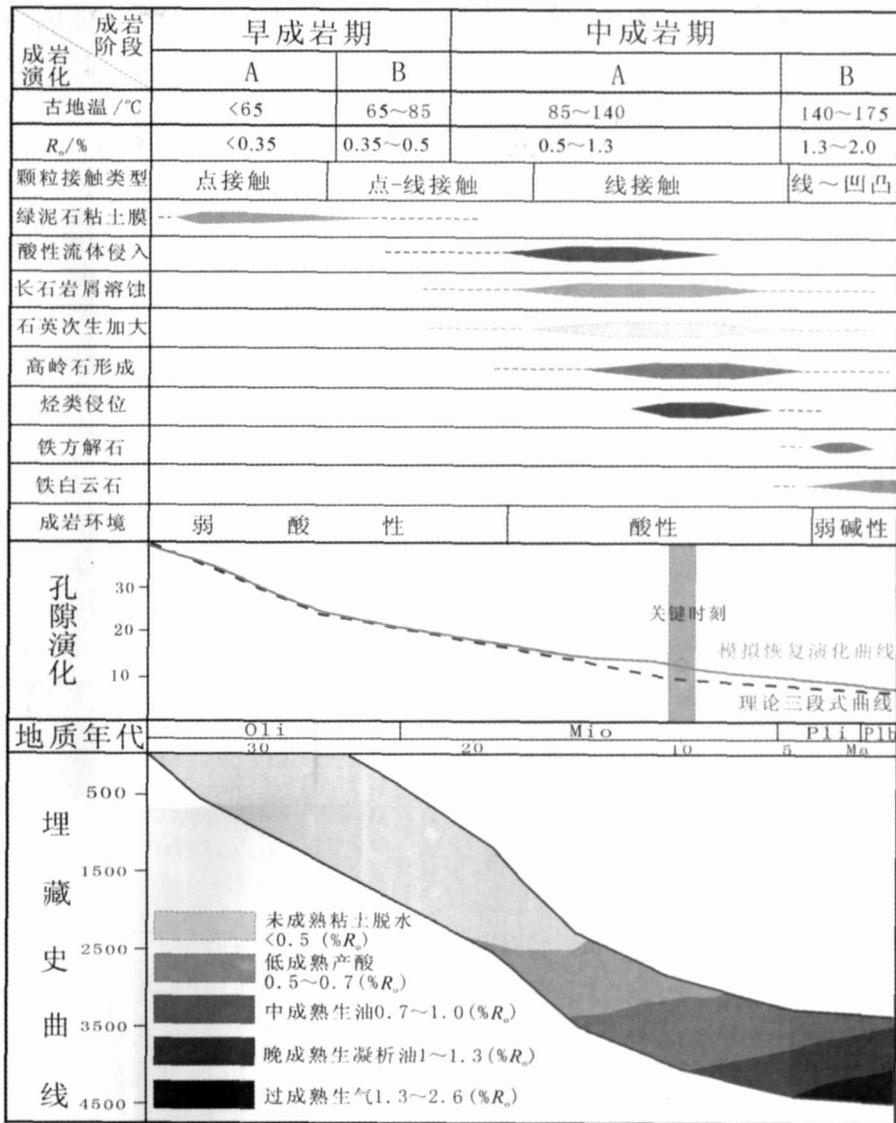


图 5 恩平凹陷恩平组成岩序列与孔隙演化模式图

Fig. 5 Model of diagenetic sequences and porosity evolution of Enping Formation, Enping sag

恩平组下部储层砂岩 (> 3 800 m) 经历了相对较强的压实改造, 当酸性流体进入时, 恩平组下部孔喉已经比较细小, 流体比较难注入和流通, 溶蚀产生的矿物质容易残留在孔隙中, 所以酸性流体活动对物性的改善不大。由于后期不断的压实, 部分溶蚀孔隙发生垮塌、缩小, 形成以粒内溶孔和残余粒间孔为主的终端孔隙系统, 连通性相对较差, 平均孔隙度在 7. 8% 左右, 呈现出特低孔特低渗的储层面貌。

通常, 酸性流体的溶蚀具有一定的选择性, 一般原生孔隙发育的储层更有利于溶蚀改造, 而原生孔喉细小的岩层酸性流体却难以进入。所以, 从这种溶蚀改造的“马太效应”上, 结合工区在油气成藏的关键时刻已经处于中成岩 A 期的中后期的特征, 颗粒以

线接触为主, 酸性流体的溶蚀很难造成孔隙度的较大回返。烃类的侵位和异常高压一般仅起到降低晚期胶结与缓冲压实的作用, 所以关键时刻恩平组下段的物性不会很好。

综上所述, 恩平凹陷的绿泥石、高岭石、硅质和铁质胶结作用对储层物性参数影响有限, 晚期碳酸盐的胶结作用在恩平凹陷不发育, 而压实作用是储层物性好坏的主导因素; 酸性流体的溶蚀改造作用引起面孔率增大, 渗透率改变不明显, 是孔隙度局部回升的主要原因。

3.3 古孔隙恢复

通过压实作用模拟分析, 在均匀增压下, 碎屑岩储层孔隙度的演化通常具有三段式^[6], 即孔隙度骤

减段、稳定下降段、缓慢减缩段。同时恩平凹陷为单旋回的沉积盆地,大的沉积间断不发育,压实作用与地层的埋藏史(埋藏深度)紧密相关。假定储层在同沉积期的原生孔隙度为 45%,根据压实作用和溶蚀作用对储层的影响,运用地层埋藏史、成岩序列结合油气成藏史,可以建立储层孔隙的演化史(图 5)。由各井的埋藏史可以得出关键时刻的恩平组下段的埋藏深度,根据深度值可以在孔隙演化模式图(图 5)上推断出该时刻的孔隙度值。

恩平凹陷 10 口重要探井的孔渗统计分析得出,恩平组下段现今的孔隙度平均值为 7.8%,为特低孔特低渗储层。对恩平凹陷的 EP17-3-1、EP12-1-1、PY14-5-1 等 10 口探井的埋藏史、地热史模拟,恩平组下段在油气成藏的关键时刻埋深几乎都超过 3 200 m(图 7),处于较强压实阶段,颗粒一般为线接触,成岩强度较高,古孔隙度平均值为 10%。PY14-5-1 井处于南斜坡,关键时刻的埋深 3 019~3 094 m,压实相对较弱,古孔隙度平均值为 14%。

4 恩平组下段储层动态评价

依据主控成岩作用类型及其产生的主要孔隙类型,划分了本区的成岩相。恩平凹陷溶蚀具有普遍性,但溶蚀的强弱随埋深和相带有较大变化,沉积成岩相的划分原则有两个:

a 压实和溶蚀的强弱是在同一段内对比的,与不同地区的埋藏史、成岩史以及沉积相带密切相关,按照恩平凹陷储层的孔隙演化情况可以把压实作用的强弱分为四个等级:

① 埋深小于 1 800 m 一般为弱压实区;② 埋深 1 800~2 800 m 一般为中等压实区;③ 2 800~3 800 m 为较强压实区;④ > 3 800 m 为强压实作用区。

b 物性的相带圈定是多因素综合分析的结果,主要根据沉积相、埋藏史和不同相带物性模式图以及成岩序列与孔隙演化模式图(图 5)进行半定量评价。

恩平组下段为深部储层,成岩相带划分主要根据压实和溶蚀作用,主要划分了三个成岩相,个别成岩相带可能处于某两成岩相之间,按照划分的原则进行了细化:

① 强压实较弱溶蚀相:一般处于沉积或沉降中心,泥质细粒组含量高,埋藏较深,压实作用强,有效孔隙度下降迅速,所以渗流能力相对较低,溶蚀作用进行缓慢,颗粒残骸往往保存在孔隙中,溶蚀作用对物性改造效果较差。

② 较强压实—较强溶蚀相:一般位于三角洲前缘,粒度较细,但分选较好,上部埋藏较浅的储层可能溶蚀效果较好;在埋藏较深的情况下物性会严重降低,溶蚀将变为中等。

③ 中等压实强溶蚀相:一般为凹陷斜坡上部三角洲平原分流河道与辫状河道或辫状式曲流河道,离沉降中心较远,埋深相对要小。该相带岩石颗粒一般较大,颗粒刚性组分含量较大,孔喉较粗,孔喉衰减一般比同一地层的其它相带缓慢,溶蚀作用对储层的改善也明显。

4.1 恩平组下段储层评价

为了对本区的储层物性进行半定量的评价,结合前人划分方案以及中国石油天然气集团储层划分标准划分了 iv、㉔、㉕、㉖ 四类储层(表 1)。

表 1 恩平凹陷第三系储层评价标准

Table 1 A assessment standard of Tertiary reservoir, Enping Sag

储层级别	岩芯物性			平均测井		储层厚度 /m	级别 代号
	孔隙度	渗透率	孔隙度主	孔隙度			
	%	$/10^{-3} \mu\text{m}^2$	频 %	%			
好	> 20	> 300	20~30	> 22	> 5	iv	
中等	15~20	100~300	15~19	17~22	2~5	㉔	
较差	10~15	10~100	12~16	13~17	1~2	㉕	
差	< 10	< 10	5~11	< 13	< 1	㉖	

按照上述原则和标准,对恩平组下段的物性特征进行了区带评价。由于埋深较大,恩平组下段 ㉔类储层为最好储层,仅在 EP12-1-1 井的北斜坡以及 EP18-1-1A 井、PY14-5-1 井北部的南斜坡发育,其它几乎全为 ㉕类储层。EP18-1-1A 井、PY14-5-1 井附近的地区埋藏相对较浅,压实相对较弱,同时附近发育粒度较粗的河道—分流河道砂岩,储层为恩平组下段物性最好的区带(图 6)。

4.2 关键时期恩平组下段储层评价

结合各井的埋藏史,在关键时期,恩平凹陷恩平组下段河道—分流河道砂岩以 ㉕类储层为主,水下分流河道—滨湖砂岩主要为 ㉔—㉕类储层,细粒浅湖区以 ㉕类储层为主。PY14-5-1 井附近的地区关键时刻埋深在 3 000~3 200 m 之间,埋藏相对较浅,压实成岩强度相对较小,同时 PY14-5-1 井附近发育粒度较粗的河道—分流河道砂岩,酸性流体的改造作用较强,储层类型为 ㉕类夹少量 ㉔类储层,为恩平组下段物性最好的区带(图 7)。

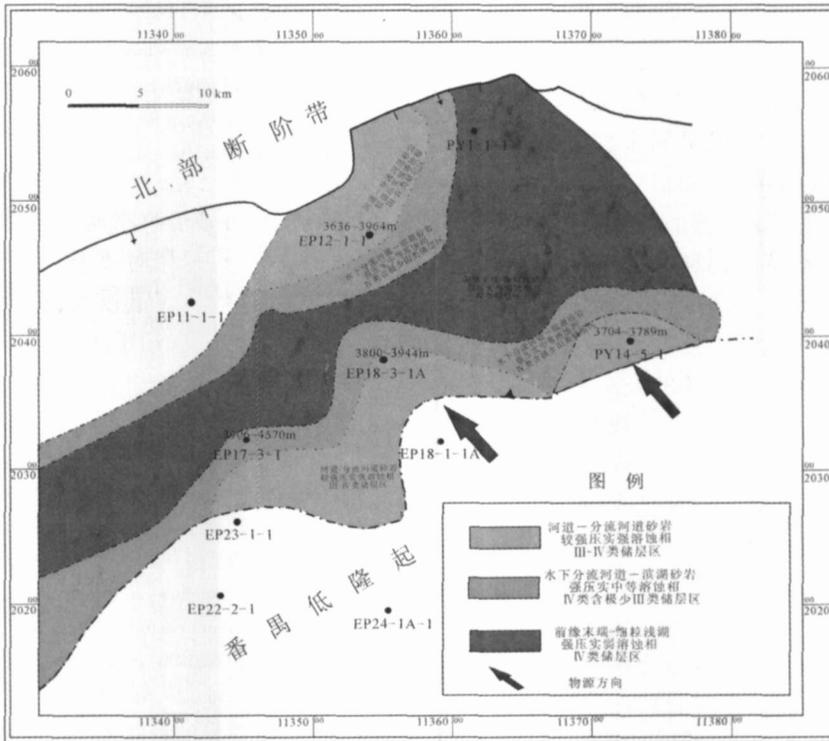


图 6 恩平组下段沉积—成岩相储层评价图

Fig. 6 Assessment map on reservoir quality based on sedimentary-diagenetic facies for Lower part of Enping Formation, Enping sag

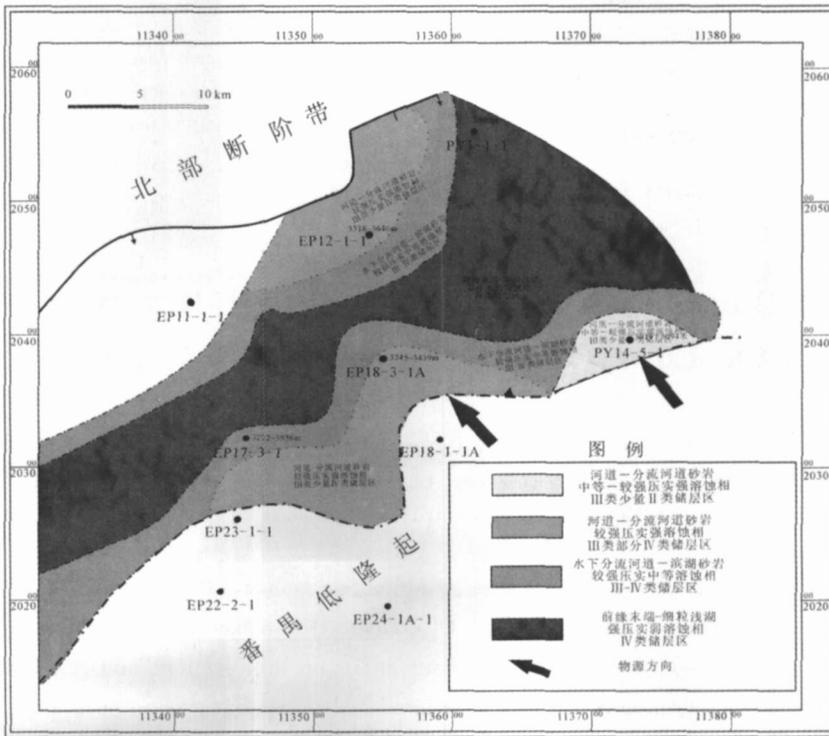


图 7 关键时期(10 Ma)恩平组下段沉积—成岩相储层评价图

Fig. 7 Assessment map on reservoir quality at crucial moment (10 Ma) based on sedimentary-diagenetic facies for Lower part of Enping Fm., Enping sag

5 结论

(1) 成岩作用分析认为,恩平组下段目前处于中成岩 B 期,成岩强度较高。恩平组下段的现今孔隙度通常小于 8%,孔喉细小,形成以粒内溶孔和残余粒间孔为主的终端孔隙系统,恩平组下段大部分地区超出了石油勘探的经济基底,只能作为天然气勘探的目标。

(2) 通过孔隙度演化的主控因素分析认为,沉积环境的分选作用是储层物性好坏的先决条件,压实作用是本区孔喉衰减的主导因素,有机酸性流体溶蚀作用是孔隙度局部回升的主要原因。PY 14-5-1 井附近地区位于凹陷斜坡上部,离沉降中心较远,沉积环境为三角洲平原分流河道与辫状式曲流河道,孔喉衰减一般比同一地层的其它相带缓慢,溶蚀作用对储层的改善较明显,为恩平组下段物性最好的区带。

(3) 根据成岩序列、成岩过程分析进行的储层动态评价,认为恩平组下段在关键时刻已经处于中成岩 A 期的晚期,该时刻的古孔隙度平均值约 10%,孔喉比较细小,不利于酸性流体的改造和油气的大量充注。古孔隙度、古成岩强度恢复认为凹陷南斜坡 PY 14-5-1 井附近的地区,在油气成藏的关键时期埋藏相对较浅,压实成岩强度相对较小,关键时期古孔隙度平均值为 14%,是油气运聚的有利目标区。

参考文献 (References)

1 黄思静,谢连文,张萌,等. 中国三叠系陆相砂岩中自生绿泥石的形成机制及其与储层孔隙保存的关系 [J]. 成都理工大学学报 (自然

- 科学版), 2004 31(3): 273-281 [Huang Sijing, Xie Lianwen, Zhang Meng, *et al.* Formation mechanism of authigenic chlorite and relation to preservation of porosity in nonmarine Triassic reservoir sandstones Ordos Basin and Sichuan Basin China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2004 31(3): 273-281]
- 2 陈长民,施和生,许仕策,等. 珠江口盆地(东部)第三系油气藏形成条件 [M]. 北京: 科学出版社, 2003 [Chen Changmin, Shi Hesheng, Xu Shice, *et al.* Hydrocarbon Formed Condition of Tertiary Reservoir in Pearl River Mouth Basin (East) [M]. Beijing: Science Press, 2003]
- 3 伏万军,刘文彬. 塔里木盆地碎屑岩中钾长石的蚀变作用 [J]. 沉积学报, 1996 14(增刊): 84-89 [Fu Wanjun, Liu Wenbin. Study on the alteration of feldspar from clastic rock in Tarim Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica 1996, 14 (suppl): 84-89]
- 4 王琪,史基安,薛莲花,等. 碎屑储集岩成岩演化过程中流体-岩石相互作用特征 [J]. 沉积学报, 1999, 17(4): 584-590 [Wang Qi, Shi Jian, Xue Lianhua, *et al.* Characteristics of fluid-rock interaction in clastic reservoir controlled by evolution of diagenetic environment [J]. Acta Sedimentologica Sinica 1999, 17(4): 584-590]
- 5 应凤祥,罗平,何东博,等. 中国含油气盆地碎屑岩储集层成岩作用与成岩数值模拟 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003 [Ying Fengxiang, Luo Ping, He Dongbo, *et al.* Diagenesis and Numerical Modeling in Chinese Petroliferous Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003]
- 6 刘国勇,刘阳,张刘平,等. 压实作用对砂岩储层物性的影响 [J]. 西安石油大学学报 (自然科学版), 2006 21(4): 24-28 [Liu Guoyong, Liu Yang, Zhang Liuping, *et al.* Experimental study on the effects of compaction on the properties of sandstone reservoir [J]. Journal of Xi'an Petroleum University (Natural Science Edition), 2006, 21(4): 24-28]

Analysis of Diagenetic Process and Dynamic Reservoir Assessment on the Lower Part of Enping Fm., Enping Sag

ZHUO Xizhun^{1,2} WANG Qi^{1,2} CHEN Guojun^{1,2} LIXiao-yan^{1,2} ZHANG Shengbin^{1,2}

(1 Key Laboratory of Gas Geochemistry Chinese Academy of Sciences Lanzhou 730000)

(2 Graduate School of Chinese Academy of Sciences Beijing 100039)

Abstract The depth of the lower part of Enping Fm., Enping Sag is over 3 800 meters now, and the intensity of diagenesis is at the B period of middle diagenetic stage. Of course, it is a basic task that the lower part of the Enping Fm. is assessed objectively. Based on the numerous observations on thin sections and SEM analyses, the diagenetic sequences of Enping Formation, Enping Sag has been created. Also, we have found out the main controlling diageneses that affect the reservoir property strongly: first, compaction is the key factor that results in the reduction of porosity; second, the denudation of the acid fluid is the main reason that causes the enhancement of porosity partly.

(Continued on Page 282)

Enrichment of Multiple Elements and Depositional Environment of Selenium-rich Deposits in Yutangba, Western Hubei

FAN Hai-feng^{1,2} WEN Hai-jie¹ HU Ru-zhong¹

(1. State Key Laboratory of Ore Deposit Geochemistry, Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guiyang 550002

2. The Graduate School of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049)

Abstract Total organic carbon (TOC), and total sulfur (TS), total iron (TFe) contents were analyzed in the siliceous rocks (bedded chert) and shales sampled from the selenium deposit of Yutangba western Hubei, based on which the mechanism of enrichment of multiple elements and depositional environments (i.e., redox conditions) are documented. The enrichment factors of V, Se, Cd, Sb are larger than 10, those of Co, Ni, Cu, Zn, Ge, As, Tl, U are in the range between 1 and 10. The S/Fe ratios are generally greater than 1.15, suggesting that surplus sulfur may have occurred, which may have accelerated the precipitation of organic-bound sulfur and some chalcophile elements. The triangular diagram of TOC-TS-TFe, the ratios of V/(V+Ni), and the relationship between some elements and TOC suggest that the selenium-rich black rocks (black shales and bedded chert) were deposited in anoxic and euxinic environments. In addition, some geochemical parameters, such as U/Th ratios, Zr/Cr, P-Y abundances in the sediments, suggest that hydrothermal processes might have occurred during the deposition. Multiple sources of trace elements, i.e., marine, hydrothermal inputs and Emeishan basalts, were likely responsible for deposition of the selenium-rich deposits at Yutangba western Hubei.

Key words Yutangba western Hubei; selenium deposits; black shale and bedded chert; enrichment multiple elements; anoxic or euxinic hydrothermal activity

(Continued from page 264)

Through the analysis on the burial history, geothermal history, and diagenetic process, the porosity evolutionary model of Enping Formation could be built. At the crucial moment, the lower part of the Enping Formation was at the late A period of the middle diagenetic stage, its mean porosity was 10% or so. At the moment, the pore throats were so narrow that the acid fluid and the oil were hard to be injected in. On the basis of all data above-mentioned, we dynamically assessed the reservoir of Enping Sag using diagenetic facies in combination with sedimentary facies. The area in the vicinity of the Well PY14-5-1 located in the south slope of the sag is less compacted, so the physical property is better than anywhere else. The area nearby the Well PY14-5-1 is the important destination of oil and gas, but the diagenetic intensity of the other areas is very high, so there is only fit for gas prospecting.

Key words paleo-porosity, paleo-intensity of diagenesis, diagenetic sequences, diagenetic process, crucial moment