

珠江口盆地白云凹陷古近系深层高变温背景下储层成岩作用与低渗致密化机制

远光辉¹, 彭光荣^{2,3}, 张丽丽^{2,3}, 孙辉^{2,3}, 陈淑慧^{2,3}, 刘浩^{2,3}, 赵晓阳¹

[1. 中国石油大学(华东) 深层油气全国重点实验室, 山东 青岛 266580; 2. 中海石油(中国)有限公司 深圳分公司, 广东 深圳 518054; 3. 中海石油 深海开发有限公司, 广东 深圳 518054]

摘要:珠江口盆地白云凹陷油气勘探逐渐从中-浅层韩江组-珠江组的常规储层转向深层-超深层珠海组-恩平组的低渗致密储层, 特殊的高变地温地质背景使得储层成岩作用以及致密化机制与常规储层差别较大。综合运用铸体薄片鉴定、扫描电镜观察、物性测试、成岩过程重建和物性恢复等技术, 系统分析了白云凹陷西北部低隆起-中部洼陷带古近系珠海组下段-恩平组砂岩储层的成岩过程及差异, 结合构造演化背景、地层埋藏史和现今物性数据, 研究了影响储层物性关系的主要因素以及储层致密化过程与机理。结果表明: 珠海组下段-恩平组储层经历了较强的压实作用、2期碳酸盐胶结、3期硅质胶结和3期长石溶解作用。储层成岩作用过程中, 地温梯度变化导致压实速率不同, 经历不同开放-封闭体系的水-岩反应过程是不同区带物性差异的主要原因。压实作用是导致储层致密的主要因素, 硅质胶结和碳酸盐胶结进一步增强了储层致密程度, 溶解作用改善了储层物性。从低隆起到洼陷带, 伴随地温梯度升高和埋藏深度增加, 低隆起储层成岩阶段为中成岩A2期, 斜坡带为中成岩B期, 洼陷带为晚成岩期, 成岩强度不断增加; 成岩作用的差异使得储层物性演化显著不同。洼陷带储层在晚期烃类充注前已致密化, 斜坡带储层在晚期烃类充注阶段逐渐致密, 而低隆起区储层目前仍为低渗储层。斜坡带整体埋深小于5 km, 且上覆地层具备良好封盖能力, 是下部勘探的重点。

关键词:致密化; 差异成岩作用; 深层储层; 古近系; 白云凹陷; 珠江口盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Diagenesis and low-permeability tightening mechanisms of the deep Paleogene reservoirs under high temperature and highly variable geothermal gradients in the Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin

YUAN Guanghui¹, PENG Guangrong^{2,3}, ZHANG Lili^{2,3}, SUN Hui^{2,3}, CHEN Shuhui^{2,3}, LIU Hao^{2,3}, ZHAO Xiaoyang¹

[1. National Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 2. Shenzhen Branch of CNOOC Ltd., Shenzhen, Guangdong 518054, China; 3. CNOOC Deepwater Development Ltd., Shenzhen, Guangdong 518054, China]

Abstract: In the Baiyun Sag of the Pearl River Mouth Basin (PRMB), the oil and gas exploration targets have gradually shifted from the conventional reservoirs in the shallow to moderately deep Hanjiang-Zhujiang formations to the low-permeability, tight reservoirs in the deep to ultra-deep Zhuhai-Enping formations. Due to their distinct geological setting of highly variable geothermal gradients, the low-permeability, tight reservoirs exhibit significantly different diagenesis and tightening mechanisms from the conventional reservoirs. Using techniques such as casting thin section observation, scanning electron microscopy (SEM), physical property tests, diagenetic reconstruction, and physical property restoration, we systematically analyze the diagenetic processes of the Paleogene sandstone reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation in the area from the northwestern low uplift to the central sub-sag zone in the Baiyun Sag and their disparities. Considering the tectonic evolution setting, stratigraphic burial history, and current physical property data, we investigate the major factors influencing the relationships among the reservoirs' physical properties and explore

收稿日期: 2024-02-19; 修回日期: 2024-02-22。

第一作者简介: 远光辉(1986—), 男, 博士、教授, 油气储层地质学和沉积盆地地质流体-岩石相互作用。E-mail: yuan.guanghui@upc.edu.cn。

基金项目: 崂山实验室科技创新项目(LSKJ202203402); 国家自然科学基金优秀青年基金项目(42222208); 中海石油(中国)有限公司综合科研项目(KJZH-2021-0003-00)。

their tightening processes and mechanisms. The results suggest that the reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation have experienced intense compaction, two-stage carbonate cementation, three-stage siliceous cementation, and three-stage feldspar dissolution. During their diagenetic processes, the reservoirs exhibited varying compaction rates due to changes in geothermal gradients and underwent water-rock interactions in different open-closed systems. These are major reasons for the different physical properties of the reservoirs across various tectonic zones in the Baiyun Sag. Compaction emerged as the primary factor leading to the reservoir tightness, which was further enhanced by siliceous and carbonate cementation. In contrast, dissolution improved the physical properties of the reservoirs. From the low uplift to the sub-sag zone, strata from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation exhibited increasing geothermal gradients and burial depths. Accordingly, their reservoirs in the low uplift, slope zone, and sub-sag zone are in the middle diagenetic stage A2, middle diagenetic stage B, and late diagenetic stage, respectively, with diagenetic intensity gradually increasing. The diagenetic variations significantly impacted the evolution of the reservoirs' physical properties. Specifically, the reservoirs in the sub-sag zone had become tight prior to the late-stage hydrocarbon charging, while those in the slope zone underwent a gradually tightening process during this period. In contrast, the reservoirs in the low uplift still feature low permeability currently. The slope zone, with burial depths of generally less than 5 km and overlying strata exhibiting excellent sealing capacity, emerges as a focus of deep oil and gas exploration in the Baiyun Sag.

Key words: tightening, differential diagenesis, deep reservoir, Paleogene, Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin (PRMB)

引用格式:远光辉,彭光荣,张丽丽,等. 珠江口盆地白云凹陷古近系深层高变温背景下储层成岩作用与低渗致密化机制[J]. 石油与天然气地质, 2024,45(1):44-64. DOI: 10. 11743/ogg20240104.

YUAN Guanghui, PENG Guangrong, ZHANG Lili, et al. Diagenesis and low-permeability tightening mechanisms of the deep Paleogene reservoirs under high temperature and highly variable geothermal gradients in the Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024,45(1): 44-64. DOI: 10. 11743/ogg20240104.

深层油气是目前全球油气勘探的新领域,也是中国油气增储上产的重要现实领域^[1-5]。尽管全球不同国家的学者对不同地质背景深层的深度界限的界定存在较大的差异,但对于具有相对高地温背景的中国东部盆地而言,一般将埋深超过3.5 km的地层即划为深层^[6],也有学者认为在地温梯度超过35 °C/km,埋深在3.0~4.0 km的异常热盆地即可界定为深层,超过4.0 km可界定为超深层^[7]。珠江口盆地珠二坳陷的白云凹陷油气资源潜力大,是中国南海北部油气勘探的重点区域^[8-13]。目前,白云凹陷已有的油气勘探重大发现主要集中在中-浅层韩江组和珠江组,整体资源探明量不足10%,随着中、浅层勘探程度提升,深层-超深层富砂体的古近系珠海组和恩平组已成为重要的接替领域^[14-20],尽管油气显示良好,但一直未获得工业油气突破。

美国墨西哥湾地区深层-超深层油气资源丰富,6.0 km以深的古近系碎屑岩仍发育规模优质储层,且已经在这些储层中发现多个大型油气藏^[21];中国塔里木盆地克拉苏构造带白垩系巴什基奇克组细砂岩储层在7 500~8 000 m深度段孔隙度可达10%~15%,且有规模油气产出^[22]。不同于墨西哥湾地区和塔里木盆地的低地温梯度特征,白云凹陷处于洋-陆过渡地壳和盆地构造转换带,陆壳经历强烈拆离减薄,深部地幔物质上涌形

成高热流背景,呈现异常高地温梯度特征,且从陆架向深水地区地温梯度逐渐升高,分布在33~60 °C/km^[23-25]。高热背景致使储层热演化程度加强,储层成岩演化加快,在相对较浅埋藏即可达到深度成岩阶段^[26-28];但同时由于生酸-生烃窗口变浅,与之相关的溶蚀作用也更容易发生,从而仍具备形成相对优质储层的潜在条件^[29-31]。白云凹陷西北部珠海组下段-恩平组大型三角洲砂体发育^[32],在差异埋藏过程和差异地温背景共同作用下,从边缘低隆起区至中心洼陷带的不同区域,珠海组下段-恩平组碎屑岩储层经历了显著不同的埋藏演化和成岩成储过程,储层的低渗-致密化过程和勘探潜力也存在差异^[33]。本文通过系统分析不同区带储层的成岩作用、成岩序列和孔隙演化过程,厘定了低隆起区至洼陷带不同储层储集成岩特征和致密化过程,结合油气充注和孔隙演化的匹配关系等,指明了下一步勘探方向。

1 地质背景

白云凹陷位于南海北部陆架区珠江口盆地珠二坳陷东北部,其西接云开低凸起,东邻东沙隆起,北靠番禺低隆起,南至南部云荔低隆起,是珠江口盆地的沉降和沉积中心(图1)。白云凹陷的形成演化先后经历了

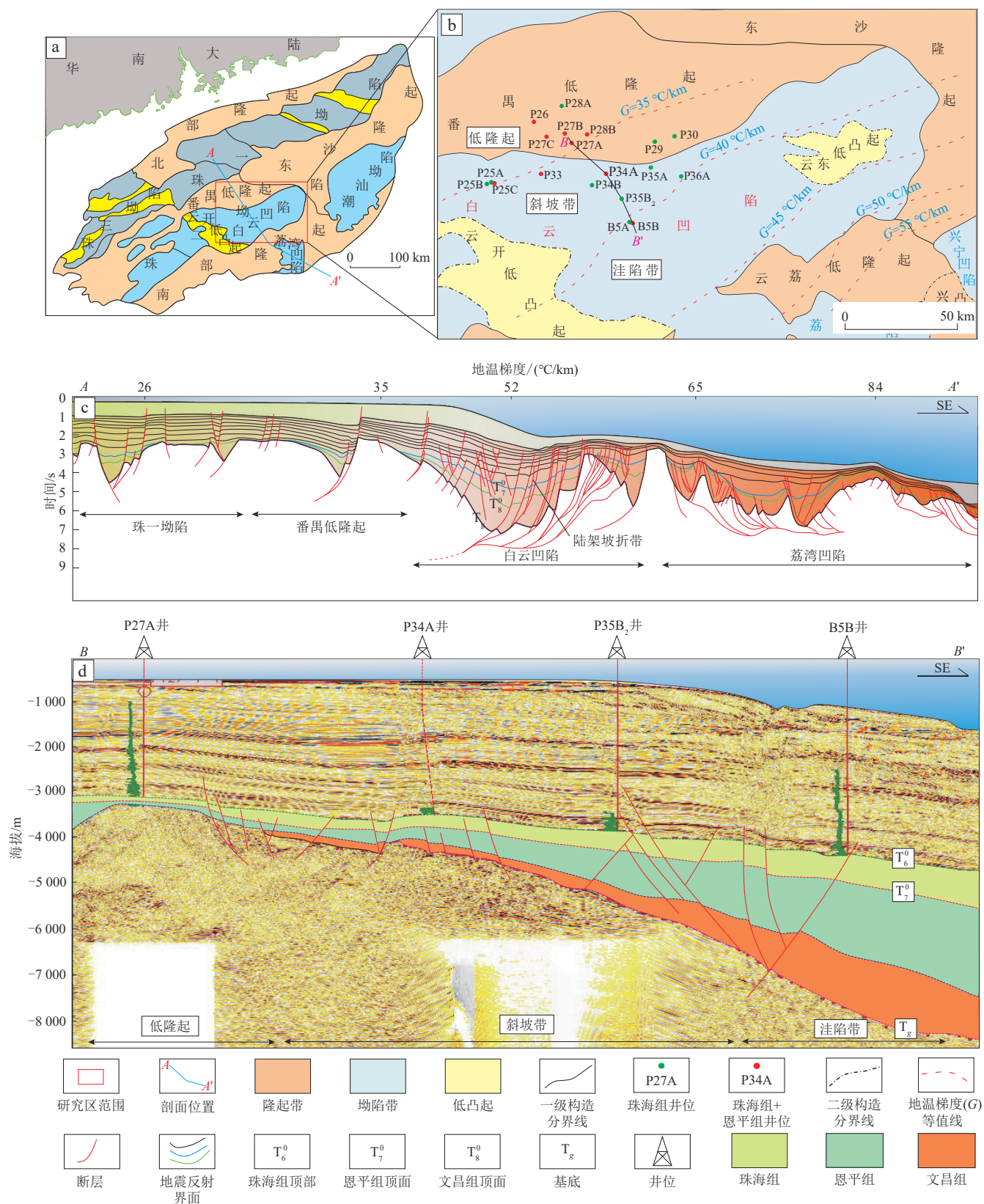


图1 珠江口盆地白云凹陷位置(a)、构造划分(b)、地温梯度特征(c)及低隆起-洼陷带剖面(d)

(图1c据庞雄等, 2018修改^[34])

Fig. 1 Location (a), structural division (b), geothermal gradient characteristics (c), and low uplift to sub-sag zone section (d) of the Baiyun Sag in the PRMB (Fig. 1c modified after Pang et al., 2018^[34])

裂谷断陷、裂后拗陷和拗陷沉降3个阶段,形成了“下断上拗”的二元结构,古近系自下而上依次发育文昌组河湖相沉积、恩平组河流-三角洲相沉积和珠海组三角洲-滨海相沉积。

受强烈拆离和岩石圈减薄作用影响,白云凹陷内部呈现典型的高地温-变地温特征^[35-38],地温梯度自北西向南东依次明显升高,盆地北部番禺低隆起地温梯度为35 °C/km,至南部云荔低隆起升高至60 °C/km;其西缘云开低凸起地温梯度为40 °C/km,至东部东沙隆起升高到50 °C/km(图1b, c)。根据现今盆地构造和地温特征,将白云凹陷西北部细分为低隆起(相对低地温梯度<35 °C/km)、斜坡带(相对中地温梯度35~40 °C/km)和洼陷带(相对高地温梯度>40 °C/km)3部分(图1d),地温梯度从低隆起的35 °C/km增加到洼陷带的42~45 °C/km,同时珠海组下段-恩平组储层埋藏深度从低隆起的3 200 m增加到洼陷带的4 700 m(去除水深)。需要说明的是,低隆起、斜坡带和洼陷带主要根据现今盆地构造特征进行划分。实际上在珠海组下段-恩平组沉积时期,白云凹陷西北部发育了多期次大型富砂辫状河三角洲沉积体,三角洲平原和前缘砂体具有平面展布范围大、垂向叠加厚度大的特点,3个区带均处在辫状河三角洲沉积体的平原-内前缘部分,岩性整体差异不大^[39-40]。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

本文样品来源为中海石油(中国)有限公司深圳分公司井下取心。对岩石薄片统计分析表明,白云凹陷珠海组下段-恩平组碎屑岩储层以岩屑砂岩(含砾砂岩)和长石岩屑砂岩(含砾砂岩)为主,约占样品总数的84%,岩屑石英砂岩和长石石英砂岩次之,分别占样品总数的6%和4%(图2)。经历成岩改造后,岩石矿物组分以石英和岩屑为主,分别占骨架颗粒的60.3%和23.6%,长石平均含量占骨架颗粒12.1%,杂基含量较低(<3.0%),胶结物含量平均2.8%。碎屑颗粒多以次棱角状和次圆状为主,颗粒间以线接触和线-凹凸接触为主。

2.2 储集特征

2.2.1 储层物性特征

对白云凹陷西北部珠海组下段-恩平组储层岩心

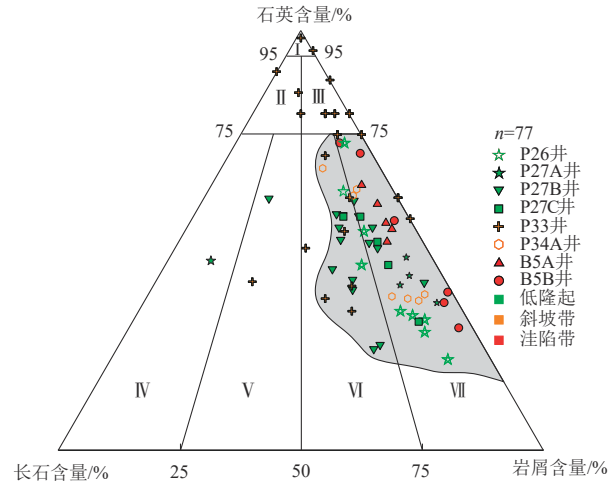


图2 白云凹陷珠海组下段-恩平组砂岩组分三角图
Fig. 2 Ternary diagram illustrating the sandstone compositions in strata from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation in the Baiyun Sag

I. 石英砂岩; II. 长石石英砂岩; III. 岩屑石英砂岩; IV. 长石砂岩;
V. 岩屑长石砂岩; VI. 长石岩屑砂岩; VII. 岩屑砂岩

实测物性数据进行统计分析(图3),结果表明:碎屑岩储层整体属于典型低孔-低渗/致密储层,从低地温梯度低隆起-中地温梯度斜坡带-高地温梯度洼陷带,储层物性逐渐变差。其中,低隆起储层实测物性最好,孔隙度介于5.3%~26.0%、集中在5.0%~15.0%,渗透率介于 $(0.01 \sim 200.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,集中在 $(1.00 \sim 50.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图3a, b);斜坡带储层实测物性次之,孔隙度介于2.8%~15.6%,集中分布在5.0%~15.0%,渗透率介于 $(0.01 \sim 30.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,集中在 $(0.01 \sim 10.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图3c, d);洼陷带储层实测物性最差,孔隙度介于3.0%~14.4%,集中分布在5.0%~10.0%,渗透率介于 $(0.01 \sim 40.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,集中在 $(0.01 \sim 1.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图3e, f)。孔隙度-渗透率交汇图显示储层孔-渗相关性差异较大(图3g),反映储层孔隙结构相对较复杂。

2.2.2 储层储集空间特征

铸体薄片分析结果表明,珠海组下段-恩平组储层经历了强烈的成岩改造,储层原生孔隙遭受严重破坏,低隆起、斜坡带和洼陷带整体以次生孔隙为主(占比>70.0%);残余原生粒间孔主要在低隆起-斜坡区部分储层中发育;另外,微裂缝在斜坡区-洼陷带部分储层中发育(图4)。

1) 低地温梯度低隆起

低隆起珠海组下段-恩平组储层整体面孔率平均为6.1%,其中原生孔面孔率约为2.8%,占孔隙总量

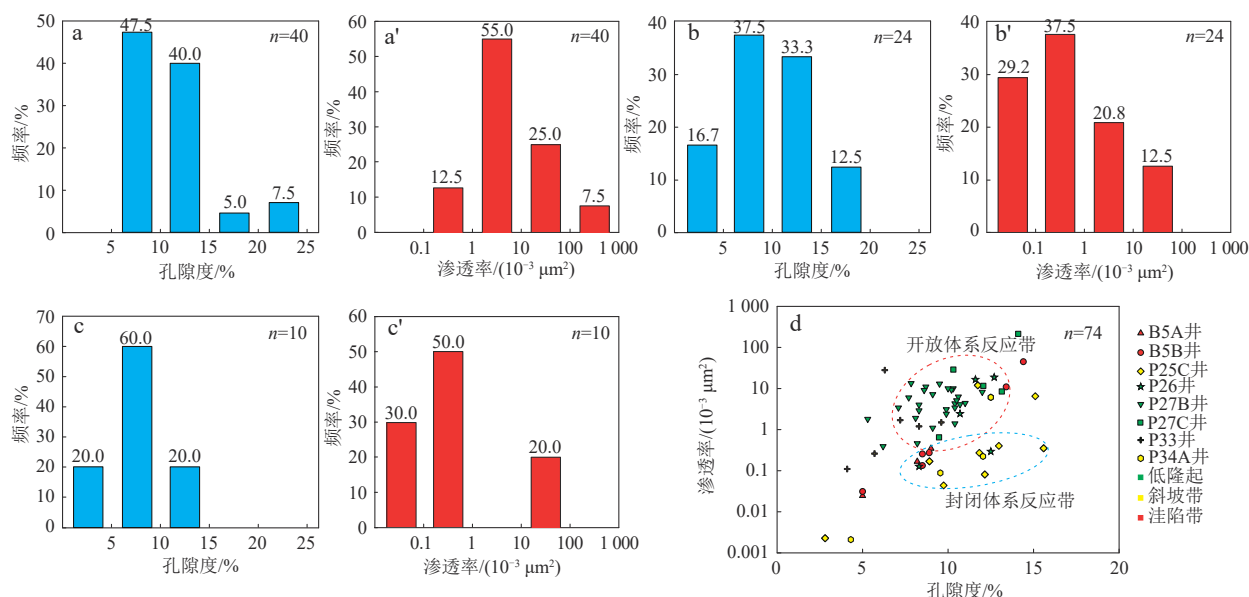


图3 白云凹陷珠海组下段-恩平组储层物性数据

Fig. 3 Physical properties of reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation in the Baiyun Sag

a. 低隆起孔隙度分布频率直方图; a'. 低隆起渗透率分布频率直方图; b. 斜坡带孔隙度分布频率直方图; b'. 斜坡带渗透率分布频率直方图; c. 洼陷带孔隙度分布频率直方图; c'. 洼陷带渗透率分布频率直方图; d. 孔-渗交汇图

47.6%; 次生孔面孔率约为3.1%, 占孔隙总量52.4%。原生孔隙主要为压实和硅质胶结充填后的残余粒间孔隙, 孔隙边缘平直, 形态相对规整(图4a)。可见残余粒间孔周围矿物边缘发生少量溶解, 形成溶蚀扩大现象。溶蚀孔隙以粒内溶孔为主, 主要为长石颗粒溶孔和部分岩屑颗粒的溶蚀, 当溶蚀作用强烈时, 可见长石颗粒几乎被完全溶蚀形成铸膜孔(图4b)。

2) 中地温梯度斜坡带

斜坡带储层整体物性较低隆起略差, 整体面孔率平均为5.5%。原生孔隙仅在部分储层中发育, 面孔率约为2.1%, 占孔隙总量38.2%(图4d); 储层次生孔隙占主体地位, 面孔率约为3.4%, 占孔隙总量61.8%, 同样以长石颗粒以及部分岩屑颗粒溶蚀形成的粒内溶孔为主(图4c); P25C井恩平组局部可见显著的粒间凝灰质溶孔发育, 但分布相对局限(图4f)。此外, 在埋深较大的恩平组储层可见到微裂缝局部发育(图4e), 且镜下可见颗粒和杂基均被切穿, 裂缝内干净无充填, 裂缝宽窄不均一。

3) 高地温梯度洼陷带

洼陷带储层整体物性最差, 孔隙类型为次生孔, 鲜见原生孔, 次生孔隙为长石、岩屑颗粒溶蚀孔(图4g), 以及少量高岭石晶间孔, 少量样品镜下亦可见较多微裂缝(图4h)。石英颗粒溶蚀作用偶有发育, 规模较小。整体面孔率平均为3.6%, 原生孔面孔率约为0.3%, 占孔隙总量8.0%; 次生孔面孔率约为3.3%,

占孔隙总量92.0%。

整体来看, 由低隆起—斜坡带—洼陷带, 珠海组下段-恩平组碎屑岩储层储集空间原生孔占比降低, 次生孔含量增加明显, 低隆起及斜坡带储层为原生孔与次生孔并存的孔隙类型, 洼陷带以次生孔隙为主。随着埋深增加, 同一构造带亦呈现出原生孔减少, 次生孔增加的趋势。

3 储层成岩作用

3.1 储层成岩阶段

由于埋深和地温场不同, 白云凹陷西北部地区低隆起、斜坡带和洼陷带珠海组下段-恩平组储层现今所处成岩阶段差异显著, 表现为演化程度从低隆起—斜坡带—洼陷带依次增加。根据《碎屑岩成岩阶段划分规范》, 低隆起区储层最高演化到中成岩A2期, 镜质体反射率 $R_o < 1.3\%$, 地层温度 $\leq 170^\circ\text{C}$, 其中2800~3600 m埋深处于中成岩A1期, 3600~4900 m埋深处于中成岩A2期; 斜坡带目前最高演化到中成岩B期, $R_o < 2.0\%$, 地层温度在 $\leq 190^\circ\text{C}$, 其中2700~3500 m埋深处于中成岩A1期, 3500~4400 m埋深处于中成岩A2期, 4400~5200 m埋深处于中成岩B期; 洼陷带地温梯度较高, 下部储层已演化到晚成岩期, $R_o > 2.0\%$, 地层温度 $> 190^\circ\text{C}$, 其中3000~3400 m埋深处于中成岩

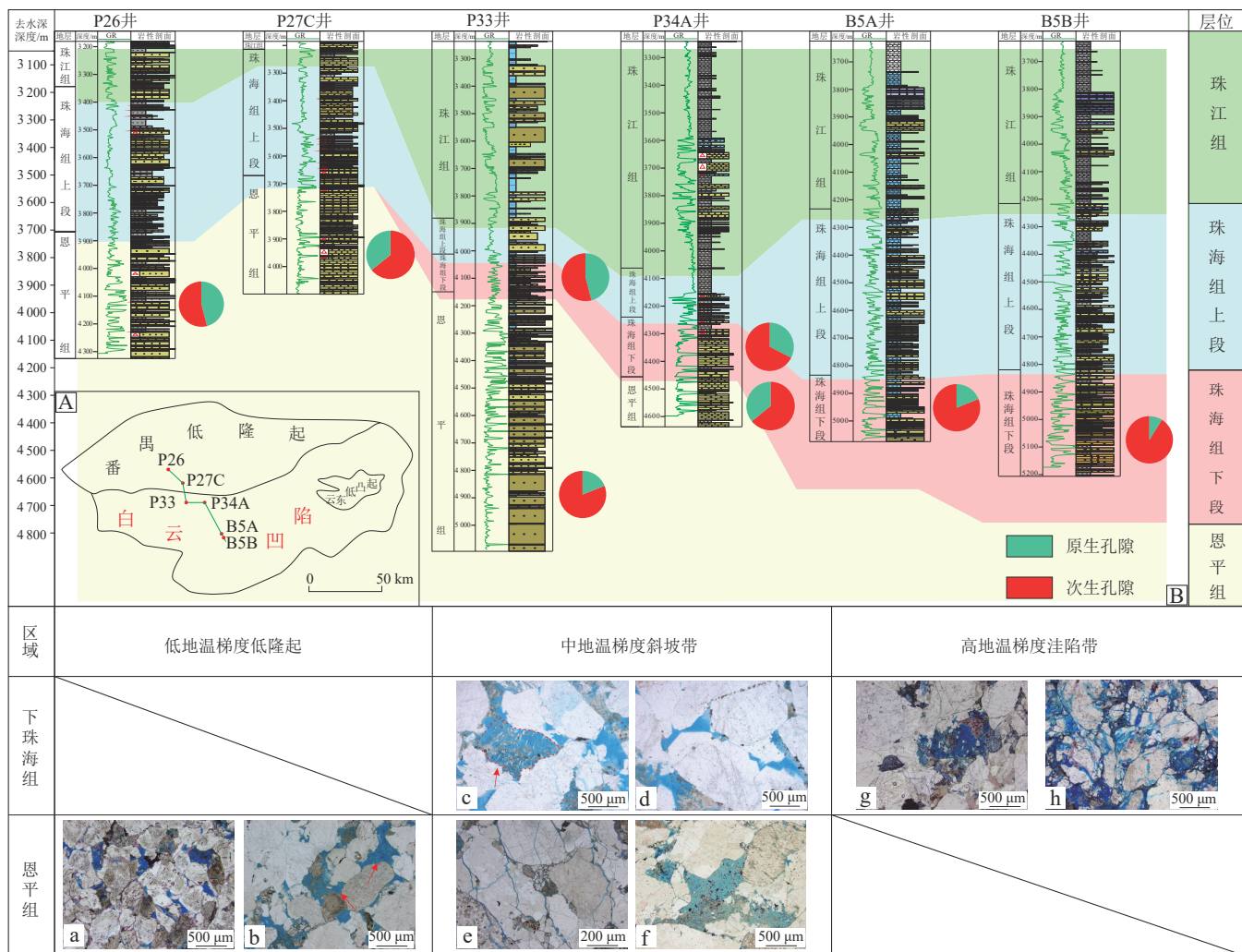


图4 白云凹陷珠海组下段-恩平组储层典型储集空间特征

Fig. 4 Typical storage spaces of reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation in the Baiyun Sag

A. 剖面位置; B. 储层孔隙类型分布连井剖面; a. P27C井, 埋深3 714.2 m, 恩平组, 原生粒间孔发育; b. P26井, 埋深3 963.5 m, 恩平组, 粒间溶孔; c. P34A井, 埋深4 407.1 m, 珠海组下段, 长石颗粒溶孔; d. P34A井, 埋深4 407.1 m, 珠海组下段, 原生粒间孔; e. P33井, 埋深5 092.5 m, 恩平组, 微裂缝; f. P25C井, 埋深4 611.4 m, 恩平组, 凝灰质溶孔; g. B5A井, 埋深5 109.0 m, 珠海组下段, 粒内溶孔, 且有铁白云石粒内胶结; h. B5B井, 埋深5 116.0 m, 珠海组下段

[a—h均为铸体薄片(-)显微照片。]

A1期, 3 400~4 000 m埋深处于中成岩A2期, 4 000~4 400 m埋深处于中成岩B期, 4 400 m以深处于晚成岩期(图5)。

3.2 不同区带储层成岩作用类型

白云凹陷特殊地质背景条件, 高变地温梯度对储层成岩作用影响显著。在镜下显微特征及电子探针成分分析基础上, 对低隆起-斜坡带-洼陷带储层的各种成岩作用进行量化分析(图6)表明: 珠海组下段-恩平组储层都经历了显著的压实作用、多类型的胶结作用和多期次的溶解作用等, 不同区带又表现出一定的差异性。

3.2.1 低地温梯度低隆起

1) 压实作用

白云凹陷珠海组下段-恩平组储层经历了中-强压实作用, 低隆起埋深相对较浅, 所受静岩压力和热压实作用相对较弱, 故珠海组下段-恩平组局部仍保存较好的原生粒间孔。整体来看, 颗粒多为点-线接触和线接触, 储层处于中等压实阶段(图7a—c)。

2) 胶结作用

低隆起珠海组下段-恩平组储层胶结作用主要为碳酸盐胶结和硅质胶结, 其中碳酸盐胶结主要为早期局部方解石和中-晚期铁方解石和铁白云石胶结, 方

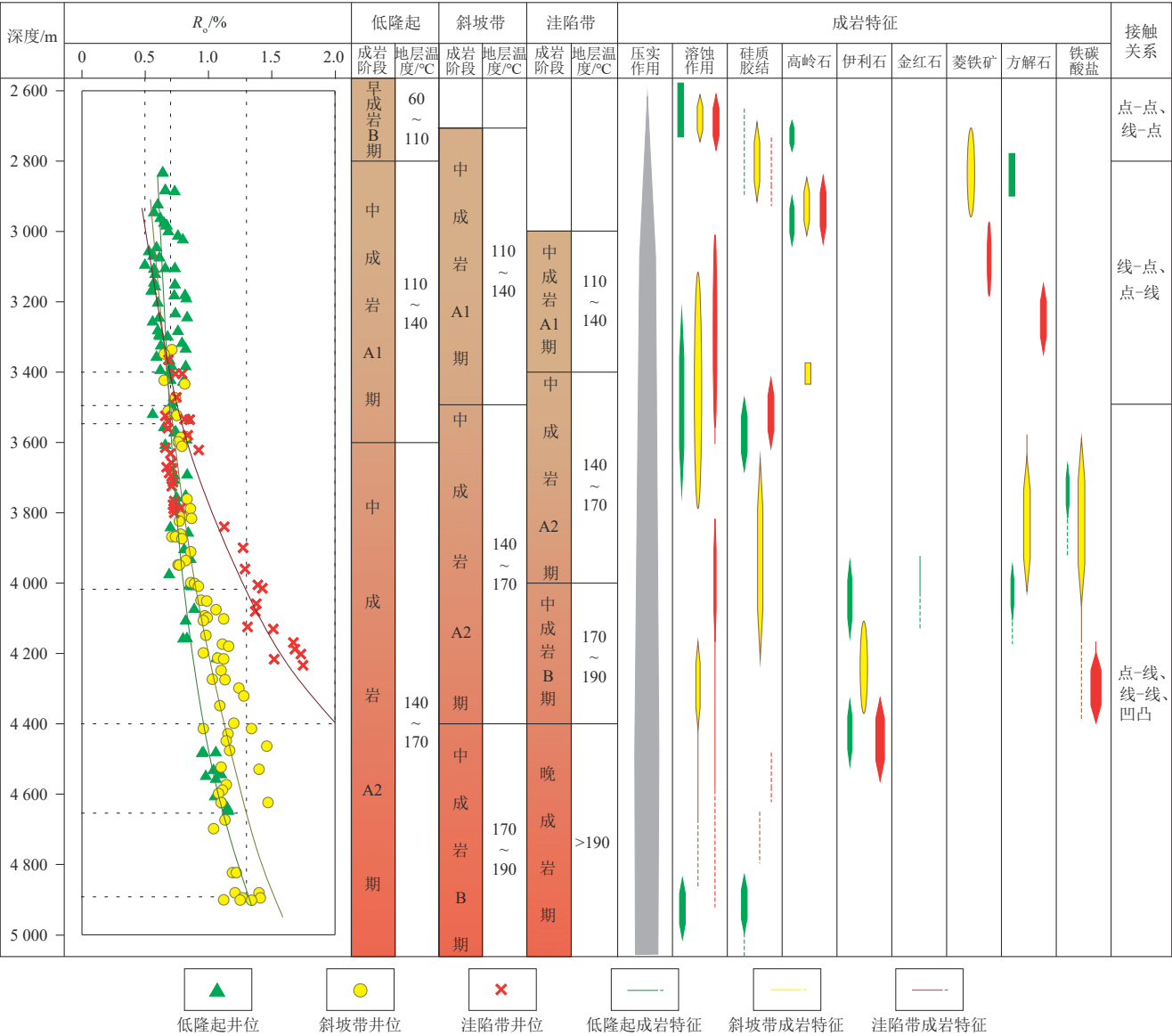


图5 白云凹陷珠海组下段-恩平组储层成岩阶段与成岩作用特征综合图

Fig. 5 Composite diagram showing the diagenetic stages and characteristics of reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation in the Baiyun Sag

解石呈连晶状充填在粒间中,少量样品中含量达到10.0%~15.0%(图7d),铁方解石和铁白云石以自形晶体的形式充填在粒间孔或粒内溶孔中,也可以交代颗粒或杂基形式出现(图7e),局部含量可达2.0%~3.0%,总体上碳酸盐胶结总量平均值为2.1%。硅质胶结发育较少主要以多期(1—3期)自生石英加大边的形式出现,宽度可达50~200 μm,阴极发光下呈现黑色、棕色和黑色(图7f),二期胶结物阴极发光呈棕色,可能与胶结时期经历烃类充注有关^[41]。另一部分以小的自生石英晶体(<20 μm)的形式充填在粒内溶孔和残余原生孔中,硅质胶结平均总量为0.5%;黏土

矿物以自生伊利石为主,SEM(扫描电镜)中普遍可见,但岩石薄片绝对含量较低(<0.2%);另外,自生高岭石仅在局部偶有发育。

3) 溶解作用

低隆起珠海组下段-恩平组储层溶解作用较强发育,主要表现为长石、部分岩屑和少量石英加大边的溶解,长石常沿颗粒边缘或解理缝发生溶解,强烈时可完全溶蚀生成铸膜孔,溶解量可达2.0%~6.0%,平均为3.5%,其次少量岩屑颗粒选择性溶解生成粒内溶孔以及石英加大边溶蚀形成港湾状边缘(图7g—i),含量较少(<1%)。

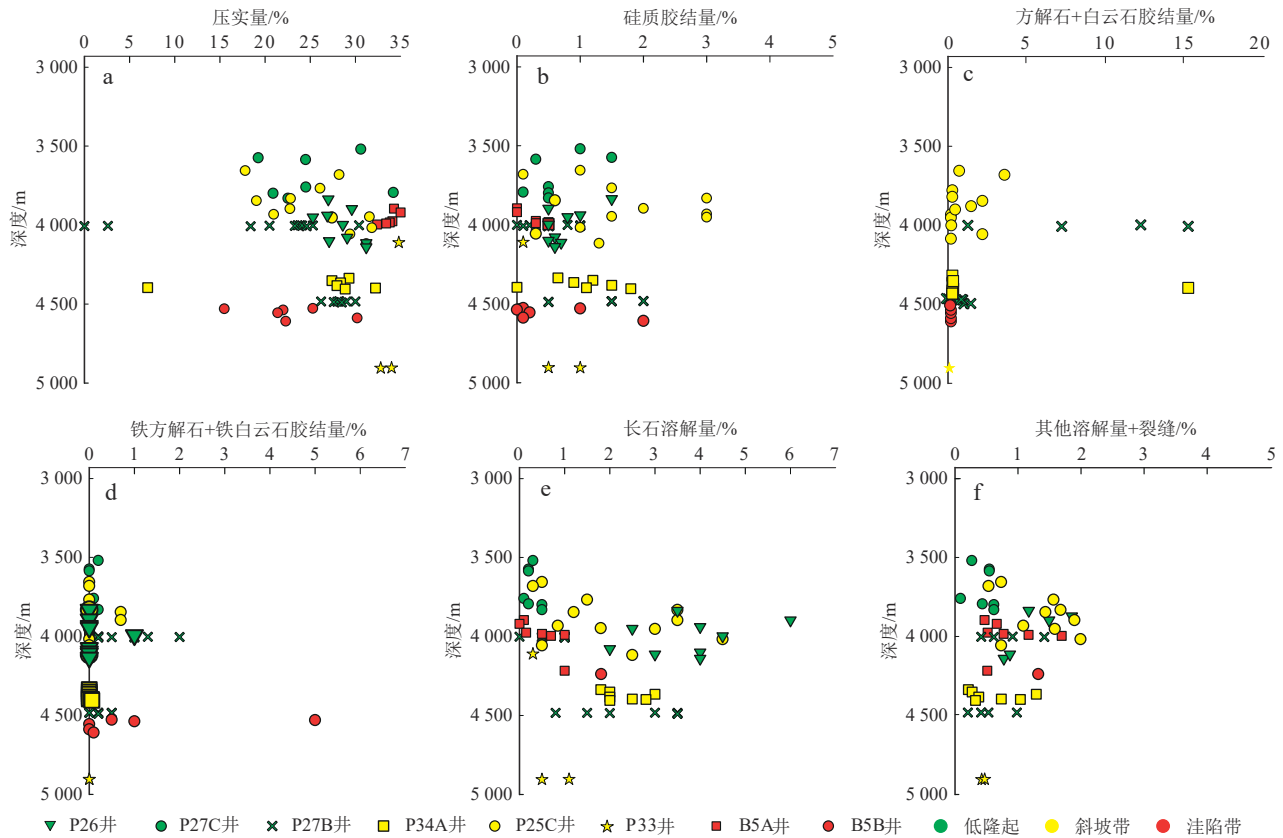


图6 白云凹陷珠海组下段-恩平组储层成岩作用定量特征散点图

Fig. 6 Scatter diagram showing the quantitative diagenetic characteristics of reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation in the Baiyun Sag

a. 不同区带压实量随深度变化;b. 不同区带硅质胶结量随深度变化;c. 不同区带碳酸盐胶结量随深度变化;d. 不同区带铁碳酸盐胶结量随深度变化;e. 不同区带长石溶解量随深度变化;f. 其他类型溶解量和裂缝发育量随深度变化

3.2.2 中地温梯度斜坡带

1) 压实作用

斜坡带珠海组下段-恩平组储层埋深增加、地温梯度升高,压实作用进一步增强,压实强度中等-强,颗粒间接触方式多为线接触和凹凸接触,其中珠海组下段储层中颗粒以线接触为主,少量线接触-凹凸接触,并且局部残留少量原生孔隙(图8a),恩平组储层颗粒以凹凸接触为主,可见刚性颗粒被压产生破裂缝(图8b)。

2) 胶结作用

斜坡带珠海组下段-恩平组储层胶结作用以硅质胶结、方解石和铁方解石胶结为主,其中硅质胶结含量较隆起带明显增加,以石英加大边最为常见(图8c),同样为3期发育,硅质胶结物含量局部可达2.0%~3.0%,平均总量为1.1%。对石英胶结物的电子探针分析表明,不同于石英颗粒极低的Al含量特征,不同

期次的石英胶结物中通常均发育一定量的Al(图8j,k,l),表明长石等硅酸铝盐矿物的溶解提供了重要的硅质来源。成岩作用早期有大量方解石胶结,呈基底式充填在粒间(图8d);晚期为含铁方解石或铁方解石,以自形或他形形态在长石溶孔或硅质胶结残余粒间孔中发育(图8e,f);碳酸盐胶结物总体含量较低隆起减少,平均总量为0.9%。此外黄铁矿和高岭石等均有发育(图8g),但总体含量较低(<0.3%)。

3) 溶解作用

斜坡带珠海组下段-恩平组储层溶解作用强烈,溶解物类型以长石和岩屑颗粒为主,常见长石铸膜孔,以及岩屑内溶孔和少量石英加大边溶蚀。溶蚀作用发育范围广、深度大,从浅层珠海组下段-深层恩平组储层镜下均明显可见,且溶孔干净,孔内少见黏土矿物(图8h),溶蚀量可达2.0%~5.0%,平均为3.9%。此外,该区域发育粒间凝灰质杂基的溶蚀,仅在P25C井中见到(图8i)。

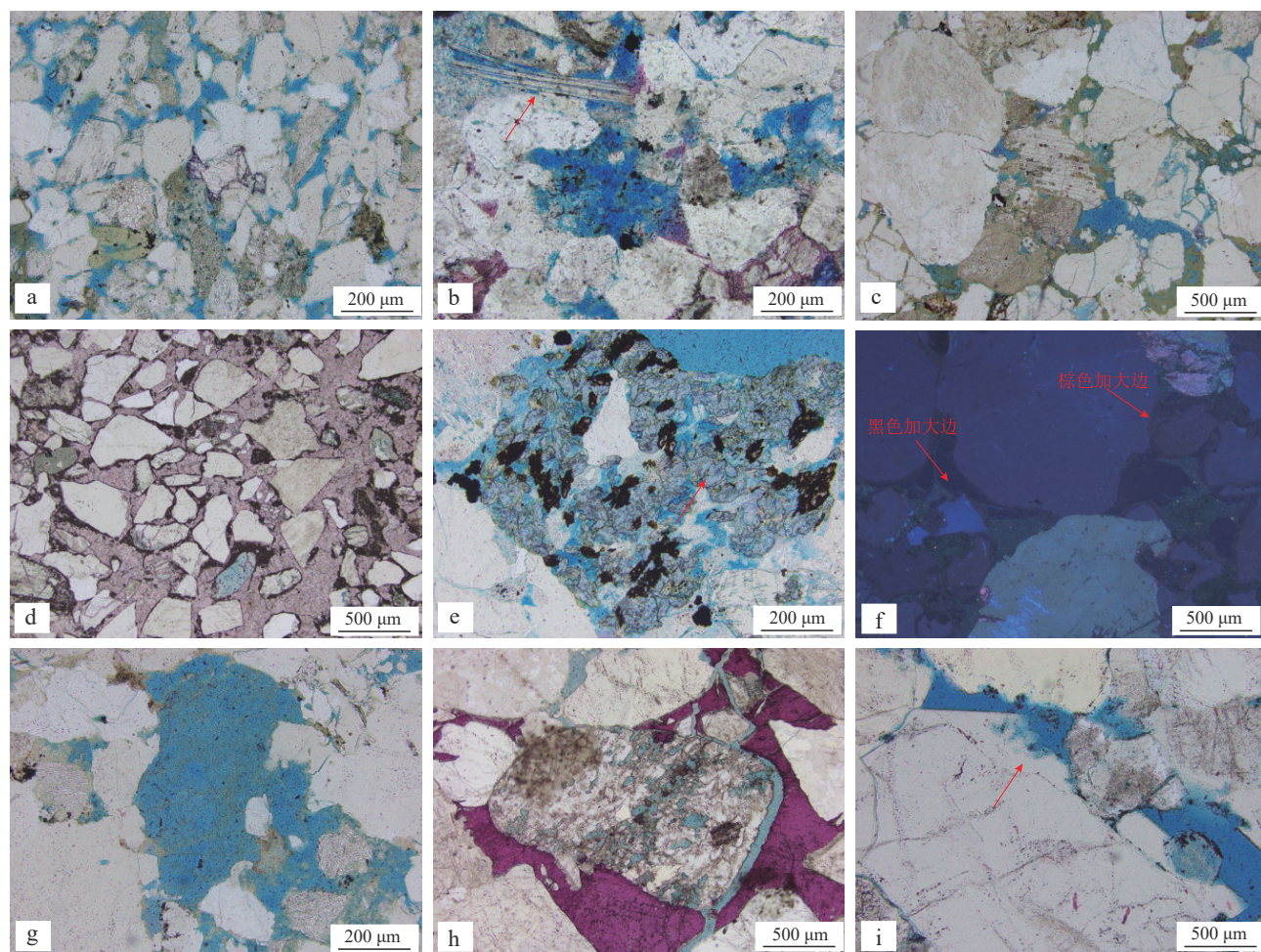


图7 白云凹陷低隆起珠海组下段-恩平组储层典型成岩作用特征显微照片

Fig. 7 Typical diagenetic characteristics of reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation in the low uplift zone of the Baiyun Sag

a. P26井,埋深3 515.5 m,珠海组下段,颗粒之间点接触、点-线接触,弱压实;b. P27B井,珠海组下段,埋深3 555.8 m,塑性矿物变形程度低;c. P26井,埋深4 125.0 m,恩平组,颗粒之间线接触;d. P26-A井,埋深3 428.5 m,珠海组下段,粒间方解石胶结;e. P27A井,埋深4 629.5 m,恩平组,铁白云石充填长石溶孔;f. P26井,埋深3 428.5 m,珠海组下段,石英加大边;g. P26井,埋深4 267.2 m,长石铸模孔;h. P27B井,埋深4 148.0 m,恩平组,岩屑溶蚀;i. P27A井,埋深4 149.8 m,恩平组,石英加大边溶解
[f为阴极发光;其余均为铸体薄片(-).]

3.2.3 高地温梯度洼陷带

1) 压实作用

洼陷带储层压实作用强度最大,颗粒接触方式多为凹凸接触,珠海组下段部分区域呈现强压实状态,可见云母等塑性矿物受压变形剧烈,在BY5-2井恩平组可见石英颗粒受压破碎,产生破裂缝(图9a,b),整体来看洼陷带储层处于强压实阶段。

2) 胶结作用

洼陷带碳酸盐胶结物类型和含量有所变化,白云石及铁白云石含量增加明显,在局部区域可达

5.0%,平均含量0.8%。铁白云石在珠海组下段-恩平组各个深度段中均有发育,多呈自形-他形充填粒间和次生溶孔内(图9c);白云石形成于成岩作用后期,常交代石英、长石等(图9d);偶见方解石呈连晶式粒间胶结,含量少,形成时间早。此外菱铁矿在洼陷带发育显著,在镜下较常见,但总体含量较低(<0.2%),形成于早成岩期,呈粉晶状在颗粒边缘胶结,或以集合体形态充填粒间(图9e)。硅质胶结在洼陷带同样可见3期发育,产状与前述类似,以石英加大边和微型石英晶体为主,总体含量有所降低,平均为0.8%(图9f);同时镜下可见高岭石和黄铁矿等其

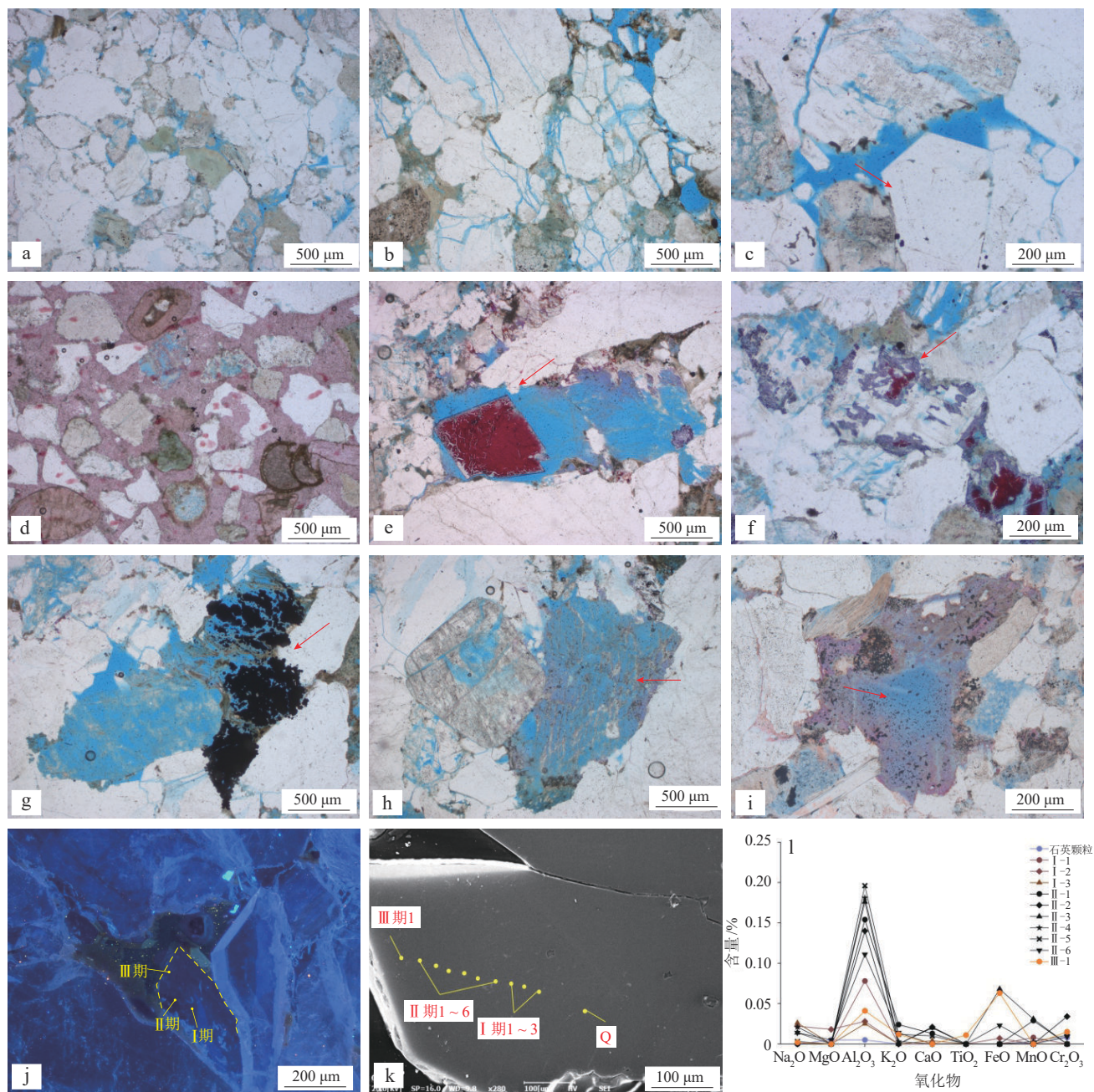


图8 白云凹陷斜坡带珠海组下段-恩平组储层典型成岩作用及自生石英微量元素特征

Fig. 8 Typical diagenesis and authigenic quartz's trace-element characteristics of reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation in the slope zone of the Baiyun Sag

a. P34A井,埋深4 289.8 m,珠海组下段,石英颗粒线-凹凸接触,中强压实;b. P34A井,恩平组,埋深4 350.0 m,石英颗粒微裂缝;c. P34A井,埋深4 542.2 m,恩平组,石英加大边、自生石英;d. P34A井,埋深4 256.0 m,珠海组下段,方解石基底式胶结;e. P34A井,埋深4 347.0 m,恩平组,方解石充填长石溶孔;f. P34A井,4 289.8 m,珠海组下段,铁方解石交代方解石;g. P34A井,埋深4 395.3 m,恩平组,黄铁矿胶结;h. P34A井,埋深4 595.0 m,恩平组,长石溶蚀形成铸模孔;i. P25C井,埋深4 287.4 m,恩平组,凝灰质溶孔;j. P34A井,埋深4 407.1 m,恩平组,3期石英加大边;k. P34A井,埋深4 407.1 m,恩平组,3期石英加大边打点位置;l. 3期硅质胶结电子探针微量元素特征
[a-i为铸体薄片(-)显微照片;j为阴极发光照片;k为扫描电镜照片。]

他胶结矿物,一般充填残余粒间孔或交代其他矿物产出(图9g)。

3) 溶解作用

洼陷带储层储集空间主要为次生溶孔,其溶解作

用较为发育,常见长石和岩屑溶蚀形成粒内溶孔以及铸模孔(图9h),溶蚀总量为2.9%,此外石英颗粒的溶蚀作用仅在洼陷带B5井区储层中发育(图9i),部分区域深部可见铁白云石溶蚀。

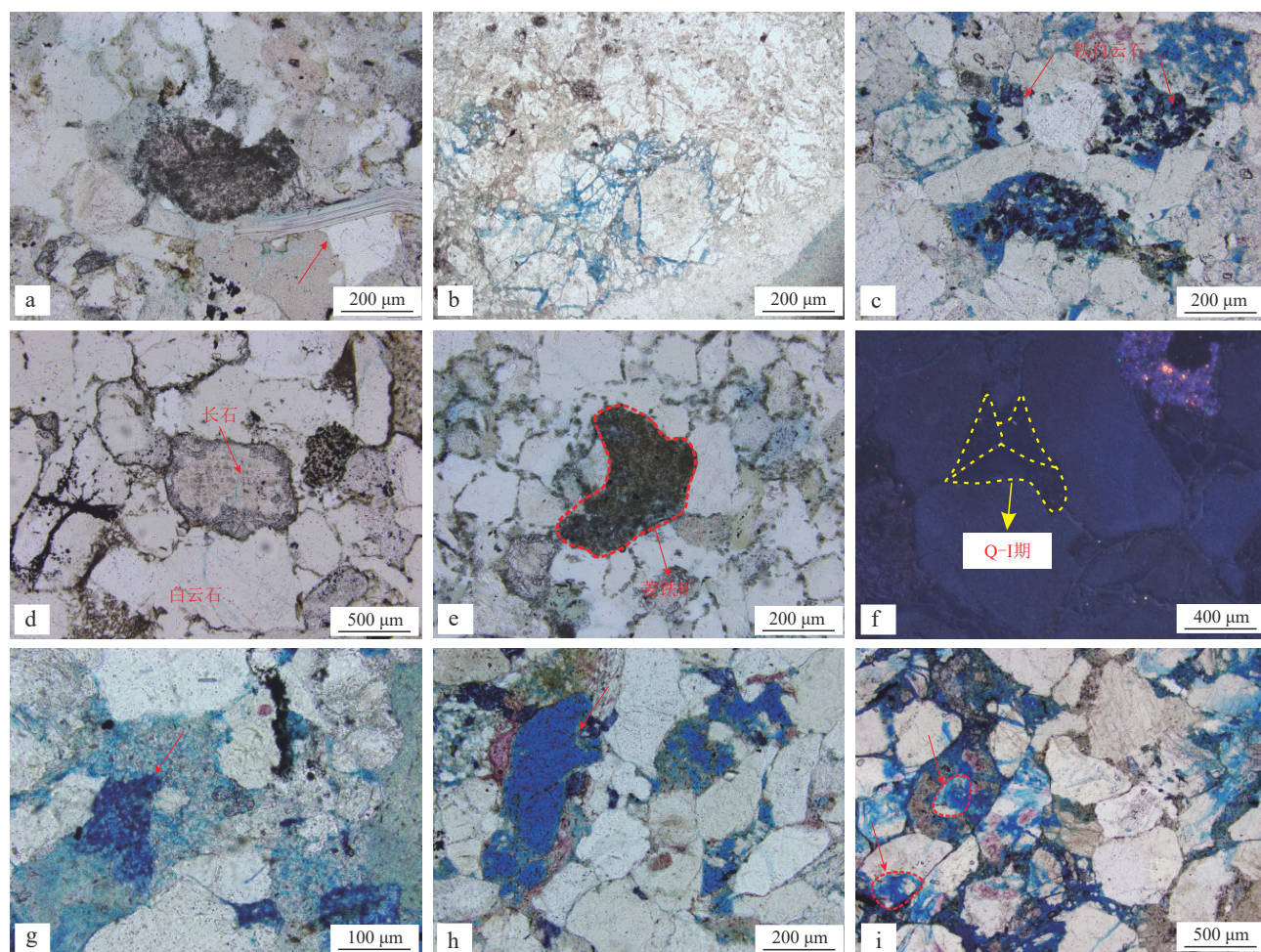


图9 白云凹陷洼陷带珠海组下段-恩平组储层典型成岩作用特征显微照片

Fig. 9 Micrographs showing the typical diagenesis of reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation in the sub-sag zone of the Baiyun Sag

a. B5A,埋深4 791.1 m,珠海组下段,塑性颗粒挤压变形,压实;b. B5B,埋深5 167.0 m,恩平组,石英颗粒破裂缝,强压实;c. P36A,埋深3 620.4 m,珠海组下段,铁白云石充填溶孔;d. B5A,埋深4 647.4 m,珠海组下段,白云石交代长石;e. B5A,埋深4 634.9 m,珠海组下段,团块状菱铁矿胶结物;f. B5B,埋深5 188.0 m,恩平组,石英加大边;g. P36A,埋深3 778.0 m,珠海组下段,铁白云石交代高岭石;h. P36A,埋深3 780.0 m,珠海组下段,长石铸模孔;i. B5B,埋深5 116.0 m,石英颗粒溶解

[f为阴极发光;其余均为铸体薄片(-).]

4 储层成岩演化序列和致密史

4.1 深层储层成岩序列与差异成岩演化过程

白云凹陷珠海组下段-恩平组长期埋藏成岩过程中,发生了多期次多类型的成岩事件,且不同成岩事件发生先后顺序不同。综合利用铸体薄片观察、扫描电镜分析、流体包裹体测试等手段,根据自生矿物以及原生和次生孔隙的结构关系,建立珠海组下段-恩平组储层整体成岩序列如下(图10):压实作用—Ⅰ期长石溶解—局部菱铁矿胶结/局部方解石胶结—Ⅰ期自生

石英—Ⅱ期长石溶解/Ⅱ期自生石英沉淀/自生高岭石沉淀—铁碳酸盐胶结—Ⅲ期长石溶解/Ⅲ期自生石英胶结/自生伊利石胶结。

成岩序列厘定的主要依据主要有:①菱铁矿在原生粒间孔壁胶结,并且包裹矿物颗粒生长,方解石胶结物充填原生粒间孔,表明菱铁矿胶结发生在方解石胶结之前,方解石胶结物正偏的氧同位素值(-9.6‰~-8.7‰)也表明其沉淀在相对低温阶段;②可见部分长石溶孔经历深埋藏压实作用后被压塌变形的现象,表明Ⅰ期长石溶解发生在沉积之后的埋藏初期阶段,且该期长石溶蚀孔较干净,通常不伴随原地自生黏土矿物和自生石英沉淀;③Ⅰ期自生石英加大边充填原

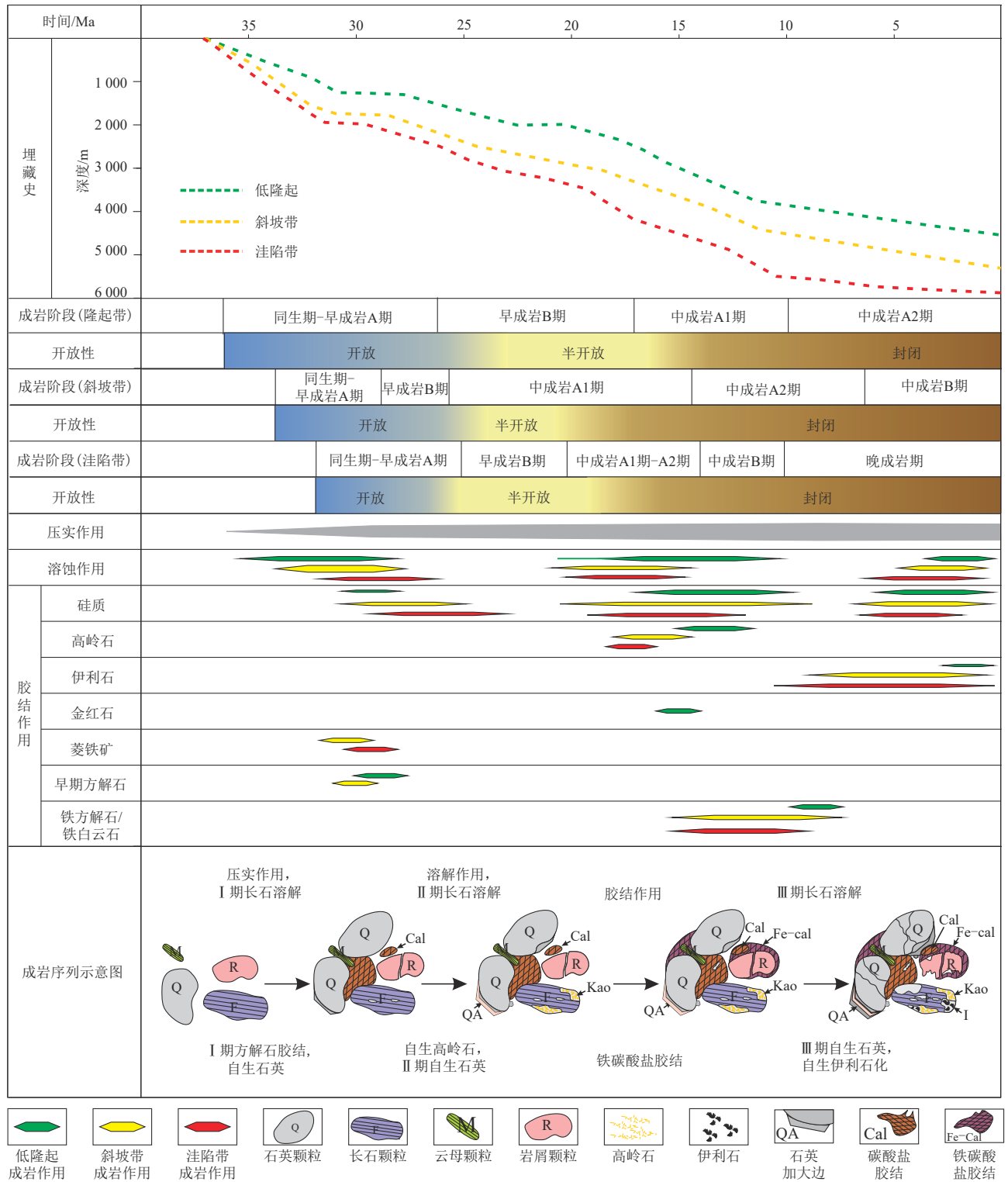


图 10 白云凹陷低隆起-洼陷带不同构造带珠海组下段-恩平组储层成岩演化过程综合图

Fig. 10 Composite diagram showing the diagenetic evolution of reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation across the low uplift and sub-sag zones of the Baiyun Sag

Q. 石英颗粒; F. 长石颗粒; R. 岩屑颗粒; M. 云母颗粒; Cal. 碳酸盐; Fe-Cal. 铁碳酸盐; QA. 石英加大边; Kao. 高岭石; I. 伊利石

生粒间孔、厚度大,表明其生长时仍未经历强烈压实作用,处于埋藏的初期阶段;④ II 期石英加大边呈棕色,说明胶结时期经历烃类充注^[29],同时石英加大边中 Al

元素富集,且常与长石溶蚀残骸伴生,表明 II 期长石溶蚀为石英自生加大提供硅质来源;⑤铁方解石和白云石生长于长石溶孔内部、且见有交代自生石英的现象,

表明铁白云石形成晚于Ⅱ期长石溶蚀和Ⅱ期石英胶结,同时铁碳酸盐胶结物较为负偏的碳同位素值(-11.3‰~-9.1‰)也表明其形成与干酪根热演化脱羧生酸有关;⑥沥青质附近可见长石发生强烈溶蚀,且长石溶孔未被沥青质充填,表明Ⅲ期长石溶孔很可能是由原油高温热演化生酸对长石溶蚀后产生的,其形成发生在深层高温原油热裂解阶段;⑦长石次生溶孔内可见Ⅲ期石英加大边(含A1)或自生石英晶体以及自生伊利石发育现象,表明Ⅲ期硅质胶结和自生伊利石的沉淀伴随长石溶蚀作用产生。

综合埋藏史-热史-烃源岩演化史等,重建白云凹陷珠海组下段-恩平组低隆起-洼陷带储层差异成岩作用过程如下(图10)。

1) 37.0~23.8 Ma(恩平组-珠海组沉积时期):珠海组下段-恩平组整体埋藏深度小于2 000 m,地层温度低于70℃, R_o 低于0.35%,储层整体经历同生期一早成岩A期,该时期成岩作用以压实作用为主。珠海组下段-恩平组厚层砂体发育相对开放的成岩体系,大气淡水下渗淋滤长石等矿物,在低隆起-洼陷带的厚层砂体中普遍发育Ⅰ期长石溶解成孔作用。但长石溶解释放物质多在斜坡带-洼陷带形成Ⅰ期自生石英胶结,低隆起少见,仅局部水循环不畅的储层中发生Ⅰ期自生石英加大、菱铁矿和早期方解石的沉淀作用。在开放的水-岩反应体系下,隆起带溶蚀作用次生产物以溶质形式沿重力分量和离子浓度梯度方向运移至斜坡带-洼陷带厚层砂岩中胶结沉淀,从而在隆起带形成干净的长石溶孔。

2) 23.8~16.5 Ma(珠江组沉积时期):珠海组下段-恩平组净埋深2 000~3 500 m(扣除海水深度),从低隆起到洼陷带,地层埋藏深度逐渐增大,地层温度也从低隆起区的70~100℃增加到斜坡带的100~130℃和洼陷带的100~140℃, R_o 介于0.35%~0.80%,储层整体经历早成岩B期(低隆起)—中成岩A1期(斜坡带)—中成岩A2期(洼陷带),且从低隆起向洼陷带成岩作用增强;该时期随着地层温度升高,有机质热演化进入生酸生烃窗口,有机酸和CO₂大量进入储层中,同时该时期经历相对较强的断裂活动,深部热液沿断层进入储层共同溶蚀长石等矿物形成次生孔隙^[19,42]。此时厚层砂岩储层整体处于半开放体系,长石等溶蚀释放的物质大部分被有效带出储层,在地层水流动相对迟缓的薄层砂体中,沉淀自生高岭石。同时由于孔隙水的酸化,Ⅱ期自生石英开始形成,在石英颗粒表面以加大边形式沉淀,同时少量铁方解石以及铁白云石开始沉淀。

3) 16.5~5.3 Ma(韩江组-粤海组沉积时期):珠海组下段-恩平组净埋深2 000~4 500 m,洼陷带恩平组中、下部进入晚成岩阶段,此阶段 R_o 在从低隆起的0.7%增加到洼陷带的近2.0%,处于中成岩A1期—中成岩B期,地层温度在低隆起的100~140℃增加到斜坡带的130~170℃和洼陷带的140~220℃;该阶段后期达到原油裂解需要的温度,洼陷带早期充注的部分原油开始热裂解生酸,继续对长石进行溶蚀,体系整体处于半封闭-封闭阶段,溶蚀释放的物质基本以Ⅲ期石英胶结和伊利石的形式沉淀下来。

4) 5.3~0 Ma(万山组沉积时期—第四纪):埋深和温度继续增加,成岩作用继续加强,斜坡带进入中成岩B期,洼陷带进入晚成岩阶段岩,此阶段主要发生持续的溶蚀作用和破裂作用,产生部分次生孔隙和微裂缝。

4.2 不同构造单元储层成岩背景与物性关系

白云凹陷西北部低隆起-斜坡带在珠海组下段-恩平组沉积时期处于陆架三角洲沉积环境,物源稳定,储层物质成分及沉积期构造背景基本相同^[19,32]。不同分带岩石类型较一致,砂岩的矿物成熟度和结构成熟度相近,且砂岩岩性及粒度组合方式差异不大,中-粗砂岩为主,含有部分含砾砂岩^[14]。故沉积因素不是造成物性差异的主要原因,因此应着重考虑差异性成岩过程对不同区带物性的影响。主要可分为以下2个方面。

4.2.1 高地温梯度影响

白云凹陷处在陆架坡折带,是陆壳-洋壳转换活跃地区,在裂谷发育期之后白云凹陷陆壳厚度迅速减薄至小于7 km,23.8 Ma白云运动致使白云凹陷陆壳进一步减薄^[43]。前人研究认为构造热事件频发、幔源热流上涌,不仅造成白云凹陷独特的高变地温背景,还在一定程度上改变了储层物质成分,如可见片钠铝石、重晶石和硫酸盐等典型热液成因矿物或组合^[28,44-46],但本次研究在珠海组下段-恩平组储层中除了见到极少量的金红石外,未见其他典型热液矿物,故未考虑热液流体原因导致储层物质成分改变对储层物性的影响。高地温场不仅会加快流体-岩石之间反应速率,更重要的是加快砂岩的压实速率^[47-48]。根据地温场分别统计了柴达木盆地腹部、渤海湾盆地冀中坳陷以及白云凹陷古近系储层物性与地层温度的变化关系(图11),显示随着地温梯度增加,储层压实速率加快,

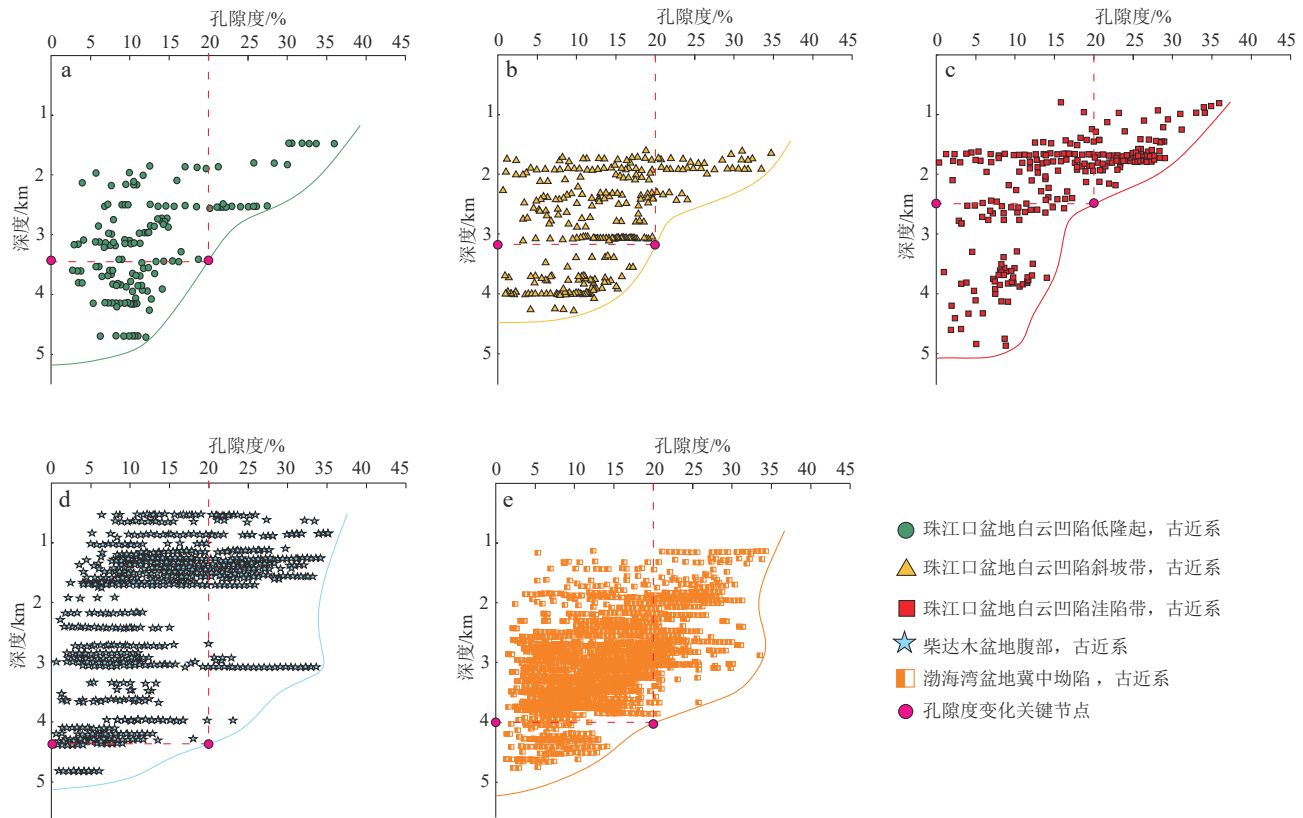


图11 地温场对储层孔隙度的影响

Fig. 11 Effects of the ground temperature field on reservoir porosity

a. 珠江口盆地白云凹陷低隆起孔隙度-深度关系,地温梯度 $30 \sim 35$ $^{\circ}\text{C}/\text{km}$,均值 34 $^{\circ}\text{C}/\text{km}$; b. 珠江口盆地白云凹陷斜坡带孔隙度-深度关系,地温梯度 $35 \sim 42$ $^{\circ}\text{C}/\text{km}$,均值 39 $^{\circ}\text{C}/\text{km}$; c. 珠江口盆地白云凹陷洼陷带孔隙度-深度关系,地温梯度 $40 \sim 45$ $^{\circ}\text{C}/\text{km}$,均值 43 $^{\circ}\text{C}/\text{km}$; d. 柴达木盆地腹部孔隙度-深度关系,据郭佳佳等(2018)修改^[49],地温梯度 $20 \sim 30$ $^{\circ}\text{C}/\text{km}$,均值 27 $^{\circ}\text{C}/\text{km}$; e. 渤海湾盆地冀中坳陷孔隙度-深度关系,据惠克来等(2014)修改^[50],地温梯度 $20 \sim 40$ $^{\circ}\text{C}/\text{km}$,均值 32 $^{\circ}\text{C}/\text{km}$

即储层整体孔隙度减少速率增加,此外,亦显示物性变差(孔隙度 $<20.0\%$),埋深界限逐渐变浅,由柴达木盆地腹部的 $4\,300\text{ m}$ 深度减至白云凹陷洼陷带的 $2\,500\text{ m}$ 深度。

4.2.2 储层形成过程中开放-封闭体系

低隆起埋深相对较浅,经历中等强度压实作用,其主要有效孔隙形成时期储层处于开放-半开放体系,在大气淡水淋滤下,流体-岩石之间强烈交换,溶蚀作用易产生且形成“干净”的次生溶孔,起到增孔提渗作用,故孔隙度与渗透率之间显示强相关关系;斜坡带-洼陷带埋藏深度、地温梯度增加,成岩强度增强,原生孔隙保有量减少,在中期半开放体系下,深部热液和干酪根生成有机酸溶蚀长石等矿物颗粒产生的次生溶孔逐渐成为主要储集空间类型,斜坡带储层孔-渗关系相关性较差,存在“低孔-高渗”和“高孔-低渗”的现象(图3g)。前者暗示储层在经历强压实作用和活跃的构造运动后发育裂缝,后者指示深部储层处于近封闭

体系,地质流体流动较差,溶蚀作用发生后,次生产物(黏土矿物)不能及时排出原地沉淀导致增孔、降渗^[51],这也是洼陷带储层渗透率大多在 $(0.10 \sim 1.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以及低隆起储层和斜坡带-洼陷带储层在相同孔隙度下,前者渗透率较后者大 $1 \sim 2$ 个数量级的原因。洼陷带埋深较大,浅埋藏时期形成的孔隙经强压实作用后少许残留,大部分有效孔隙是在封闭体系下经历原油水氧化生酸溶蚀作用生成^[21],深部储层水-岩反应体系进一步封闭,降渗作用更甚,虽有微裂缝发育,但较少发育“低孔-高渗”现象(图12)。

4.3 深层储层致密化过程及孔隙发育史-成藏史匹配关系

储层成岩演化过程控制着储层物性演化史^[52]。为了定量恢复储层致密化过程,利用铸体薄片和现今物性数据,结合储层原始孔隙度、胶结物含量和次生溶孔含量等,计算获得不同成岩作用降低或增加的孔隙度数据。

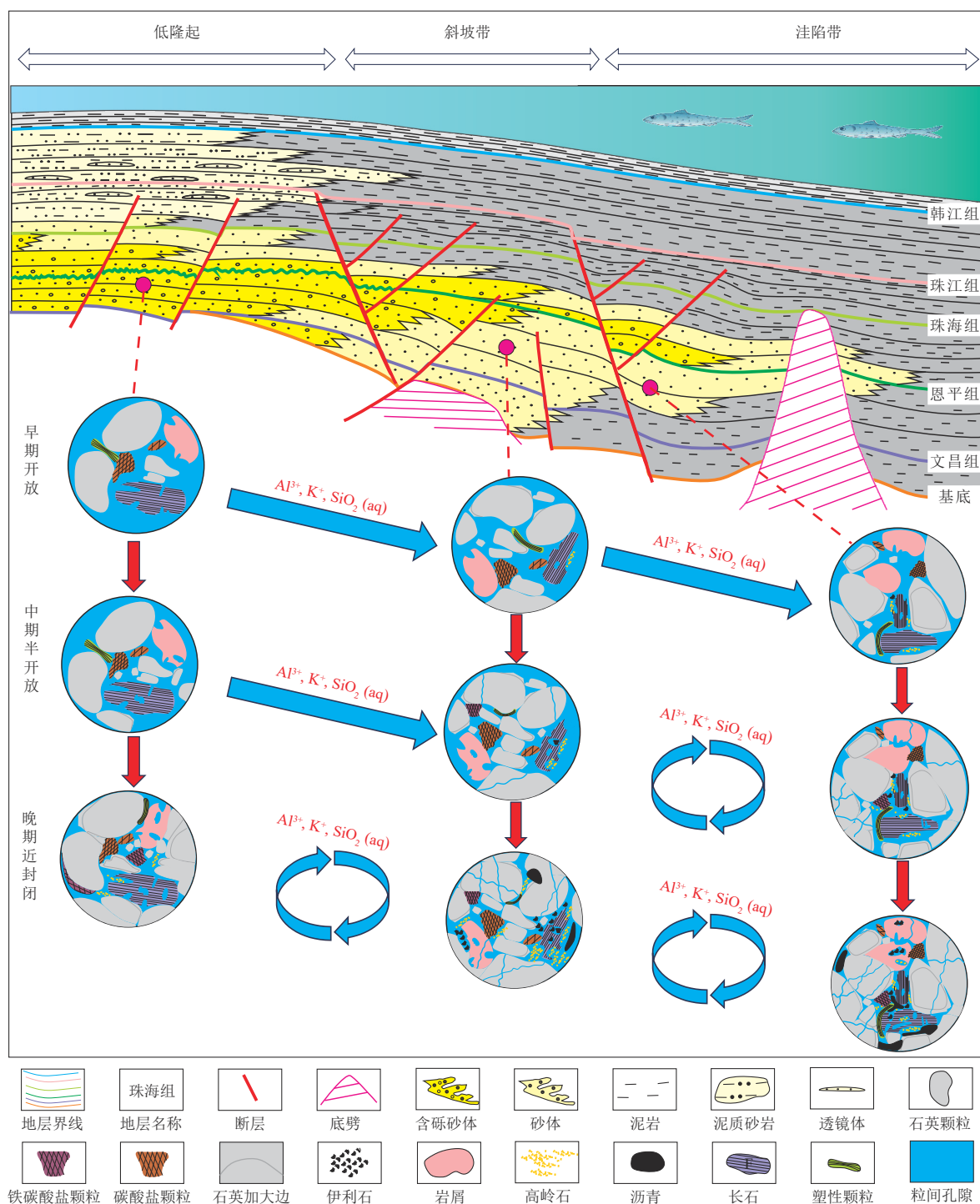


图12 白云凹陷珠海组下段-恩平组储层形成时期开放-封闭体系模式

Fig. 12 Open-closed system model during the formation of reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation, Baiyun Sag

首先利用Beard and Weyl(1973)^[53]提出的经验公式:

$$\Phi_0 = 20.91 + 22.9/S_0 \quad (1)$$

式中: Φ_0 为沉积原始孔隙度, %; S_0 为分选系数, 无量纲。根据研究区79个样品分选系数数据, 计算了沉积时期的原始孔隙度, 其数值介于33.8%~37.6%, 平均为35.0%。

以现今铸体薄片成岩特征为基础, 对埋藏时期孔隙演化进行反演回剥, 定量统计分析胶结减孔、压实减孔以及溶蚀增孔。通过铸体薄片观察得到胶结矿物及溶蚀孔隙面孔率, 需注意面孔率并不等同于孔隙度, 二者之间存在相互转化关系^[54], 统计铸体薄片面孔率与其对应深度的孔隙度进行拟合, 建立面孔率与孔隙度

之间的函数关系(图13)。

分别统计低隆起、斜坡带和洼陷带储层各种成岩作用增/减面孔率,并用上述函数关系转化为孔隙度,然后根据公式(2)得到压实减孔。

$$\Phi_1 = \Phi_0 - \Phi_2 + \Phi_3 - \Phi_4 \quad (2)$$

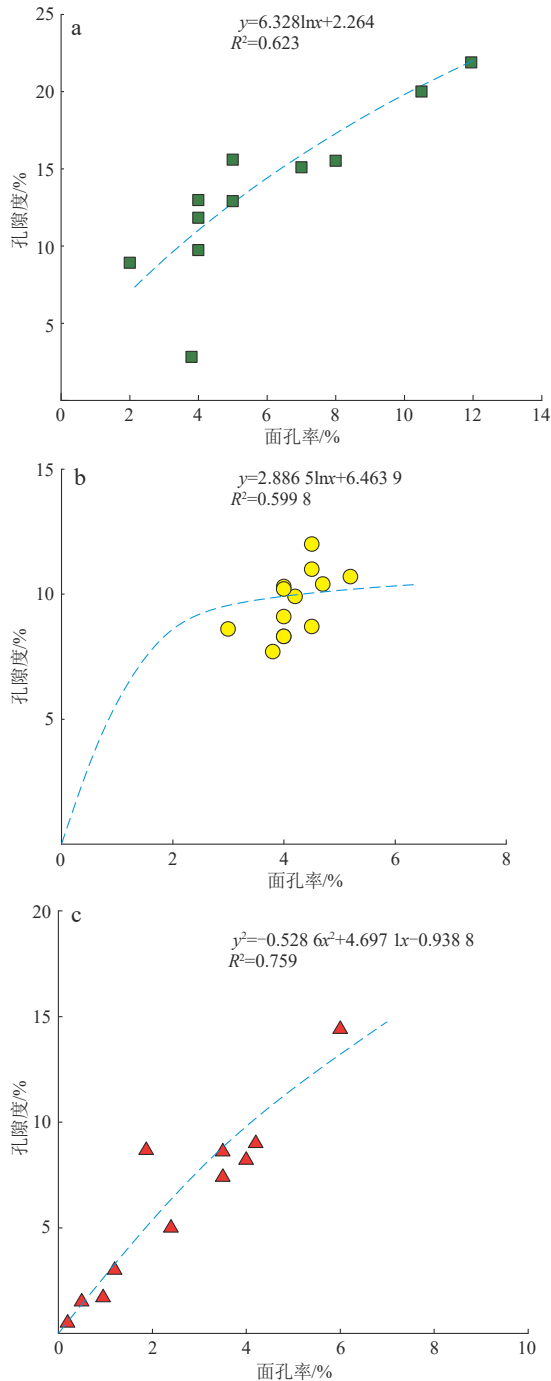


图13 白云凹陷珠海组下段-恩平组储层面孔率与孔隙度转化关系

Fig. 13 Thin-section porosity vs. porosity of reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation in the Baiyun Sag

a. 低隆起; b. 斜坡带; c. 洼陷带

式中: Φ_0 为原始孔隙度,%; Φ_1 为压实减少孔隙度,%; $\Phi_2 = f(C_1)$, 为总胶结物损失孔隙度,%; C_1 为薄片总胶结物面孔率,%; $\Phi_3 = f(\sigma_{\text{cor}})$, 为溶蚀增加孔隙度,%; σ_{cor} 为总溶蚀面孔率,%; $\Phi_4 = f(\sigma_1)$, 为总孔隙度,%; σ_1 为总面孔率,%; $f(x)$ 为面孔率与孔隙度转化函数。

部分钻井珠海组下段-恩平组储层孔隙度变化见表1。根据计算,获得低隆起压实减孔平均为24.6%,胶结减孔平均为5.9%,破坏性成岩作用后剩余孔隙度为4.5%;斜坡带压实减孔平均为27.5%,胶结减孔平均为3.5%;洼陷带压实减孔平均为29.9%,胶结减孔平均为2.6%,破坏性成岩作用后剩余孔隙度为2.5%。计算低隆起溶蚀增孔平均为6.6%,斜坡带溶蚀增孔平均7.1%,洼陷带溶蚀增孔平均为5.8%。这些结果表明,对于低隆起-洼陷带而言,成岩过程中压实作用均破坏大量原生孔隙和部分次生溶孔,是储层质量变差的主控因素;多期硅质和碳酸盐胶结作用则进一步强化了储层的低渗-致密性;由于长石溶蚀孔含量整体高于自生石英和自生黏土含量,多期的长石溶解作用应该经历过早-中期相对开放-半开放体系以及晚期相对封闭体系的共同作用,其中在开放-半开放体系长石溶解作用伴随的沉淀弱,能够增孔提渗,而深层相对封闭体系的长石溶解则伴随自生伊利石和石英的沉淀,调孔降渗。

在埋藏史-热史以及成岩演化序列约束的基础上,对珠海组下段-恩平组储层的孔隙演化过程进行了定量恢复,明确了低隆起-斜坡带-洼陷带储层在不同的埋藏和地温背景下的低渗/致密化过程(图14)。研究结果表明,受控于差异成岩作用的影响,不同区带储层孔隙度的演化也具有一定的差异性:其中在37.0~23.8 Ma的同生期-早成岩期,机械压实作用大量减少原生粒间孔,同时早期长石溶解作用增加一定的孔隙度,低隆起、斜坡带和洼陷带储层孔隙度由沉积初期的35.0%降低至约25.0%,整体差异不大;在23.8~16.5 Ma时期,从低隆起向斜坡带成岩作用增强,压实作用持续进行,同时第二期长石溶蚀增加一定孔隙度,低隆起、斜坡带和洼陷带孔隙度由沉积初期的25.0%分别降低至约20.0%,18.0%和16.0%;在16.5~5.3 Ma,成岩作用持续增强,低隆起、斜坡带和洼陷带孔隙度分别降低至约15.0%,12.0%和10.0%,洼陷带已经进入致密阶段;5.3 Ma至今,低隆起、斜坡带和洼陷带孔隙度分别降低至约12.0%,11.0%和8.0%。结合研究区已有的油气充注成藏期次研究成果^[55]可以看出,洼陷带储层在晚期烃类充注之前已经致密化,斜坡带储层在晚期烃类充注阶段逐渐致密化,而低隆起区储层目前仍多表现为低

表1 白云凹陷珠海组下段-恩平组储层成岩作用过程孔隙度变化

Table 1 Changes in porosity of reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation in the Baiyun Sag during diagenetic processes

区带	井号	深度/m	$C_1/\%$	$\Phi_2/\%$	$\sigma_{cor}/\%$	$\Phi_3/\%$	$\sigma_f/\%$	$\Phi_4/\%$	$\Phi_1/\%$
低隆起	P26	3 963.5 ~ 4 267.2	3.2	6.1	3.1	6.7	5.0	11.2	24.4
低隆起	P27B	4 142.4 ~ 4 631.5	3.6	7.1	2.7	5.8	4.5	10.3	23.4
低隆起	P27C	3 555.8 ~ 3 971.5	1.5	3.3	3.5	7.3	6.5	12.7	26.3
斜坡带	P25B	3 925.4 ~ 4 388.4	2.2	4.5	3.1	6.8	4.6	10.5	26.8
斜坡带	P33	4 299.0 ~ 5 094.0	0.9	1.9	3.5	7.1	4.8	11.2	29.0
斜坡带	P34	4 289.8 ~ 4 595.0	1.9	3.8	3.8	7.2	5.1	11.9	26.5
洼陷带	B5A	4 710.5 ~ 4 811.1	0.9	1.9	3.3	6.5	3.9	8.2	31.4
洼陷带	B5B	5 107.0 ~ 5 188.0	1.1	2.2	2.7	5.2	3.1	6.3	31.7

注:表中所有变量见文中解释。

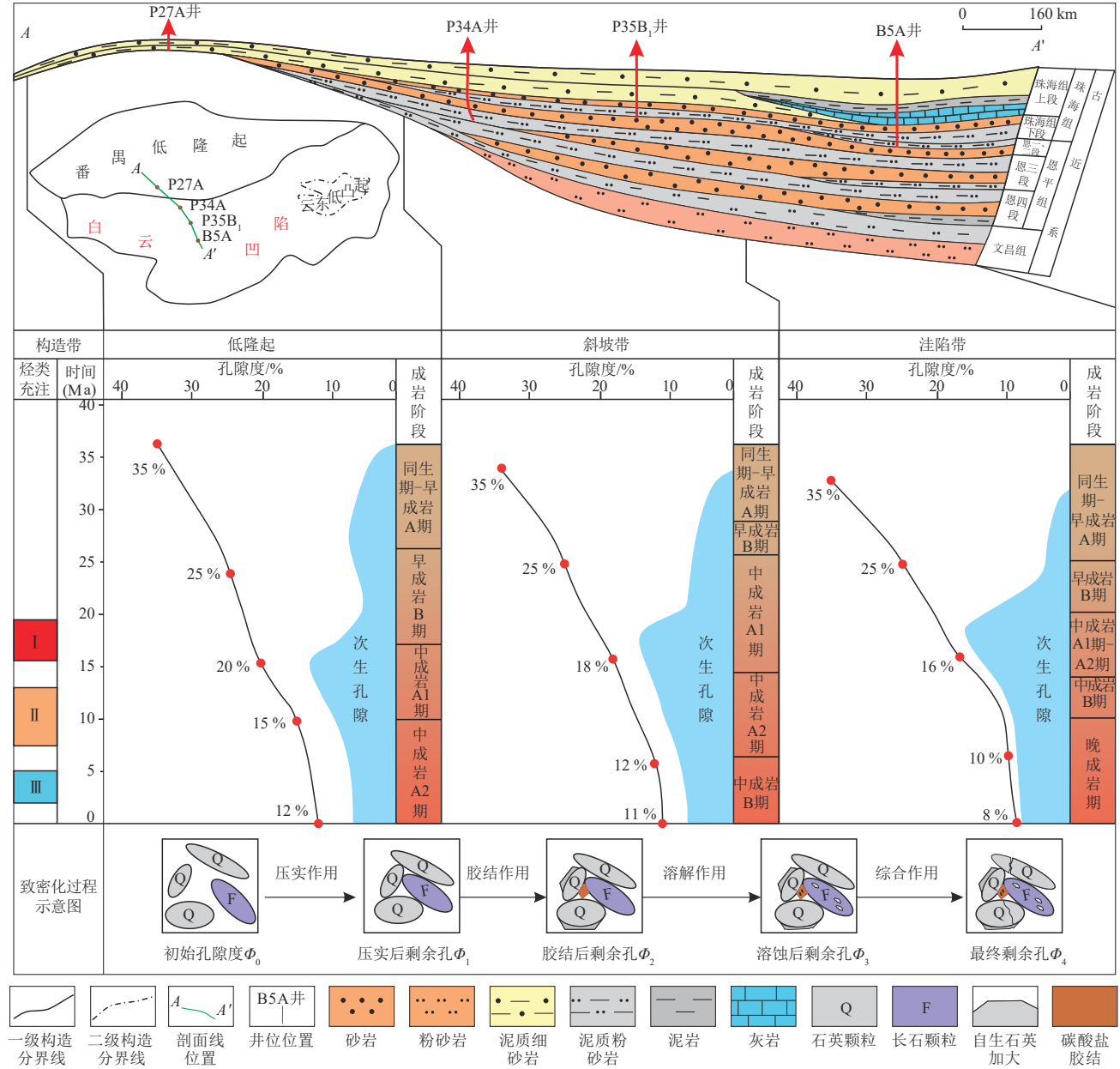


图14 白云凹陷低隆起-洼陷带不同构造带珠海组下段-恩平组储层致密演化过程

Fig. 14 Tightening processes of reservoirs from the Zhuhai Formation's lower member to the Enping Formation across the low uplift and sub-sag zones of the Baiyun Sag

孔-低渗储层特征。斜坡带整体埋深小于5 km,且上覆地层具备良好封盖能力,是下部勘探的重点。

5 结 论

1) 白云凹陷珠海组下段-恩平组储层以岩屑砂岩和长石岩屑砂岩为主,属于典型低渗致密储层,储集物性从低隆起-洼陷带逐渐变差,储集空间整体以次生孔隙为主,原生孔含量亦呈现从低隆起-洼陷带减少的趋势,同时微裂缝局部发育。

2) 白云凹陷珠海组下段储层整体经历了压实作用—I期长石溶解-局部菱铁矿胶结/局部方解石胶结—I期石英胶结-II期长石溶解/II期自生石英沉淀/自生高岭石沉淀-铁碳酸盐胶结-III期长石溶解/III期自生石英胶结/自生伊利石胶结。从低隆起到斜坡带和洼陷带,随着埋藏深度和地温梯度增加,成岩作用显著增强。

3) 白云凹陷珠海组下段-恩平组储层形成过程中地温梯度变化导致低隆起-洼陷带压实速率不同,且经历开放-封闭体系的水-岩反应过程,最终导致不同区带物性关系差异明显。

4) 白云凹陷珠海组下段-恩平组储层压实作用贯穿始终,是储层致密化的主要因素,胶结作用进一步强化致密过程,溶解作用一定程度改善了储层物性。不同构造带物性演化过程差异显著,洼陷带储层在晚期烃类充注之前已经致密化、斜坡带储层在晚期烃类充注阶段逐渐致密化、低隆起区储层目前仍多表现为低渗储层;斜坡带整体埋深小于5 km,且上覆地层具备良好封盖能力,是下部勘探的重点。

参 考 文 献

- [1] 冯佳睿,高志勇,崔京钢,等. 深层、超深层碎屑岩储层勘探现状与研究进展[J]. 地球科学进展, 2016, 31(7): 718-736.
FENG Jiarui, GAO Zhiyong, CUI Jinggang, et al. The exploration status and research advances of deep and ultra-deep clastic reservoirs[J]. Advances in Earth Science, 2016, 31(7): 718-736.
- [2] 贾承造,庞雄奇. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1457-1469.
JIA Chengzao, PANG Xiongqi. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1457-1469.
- [3] 李阳,薛兆杰,程喆,等. 中国深层油气勘探开发进展与发展方向[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 45-57.
LI Yang, XUE Zhaojie, CHENG Zhe, et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 45-57.
- [4] 张光亚,马锋,梁英波,等. 全球深层油气勘探领域及理论技术进展[J]. 石油学报, 2015, 36(9): 1156-1166.
ZHANG Guangya, MA Feng, LIANG Yingbo, et al. Domain and theory-technology progress of global deep oil & gas exploration[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(9): 1156-1166.
- [5] 孙龙德,邹才能,朱如凯,等. 中国深层油气形成、分布与潜力分析[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 641-649.
SUN Longde, ZOU Caineng, ZHU Rukai, et al. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 641-649.
- [6] 何登发,马永生,刘波,等. 中国含油气盆地深层勘探的主要进展与科学问题[J]. 地学前缘, 2019, 26(1): 1-12.
HE Dengfa, MA Yongsheng, LIU Bo, et al. Main advances and key issues for deep-seated exploration in petroliferous basins in China[J]. Earth Science Frontiers, 2019, 26(1): 1-12.
- [7] 操应长,远光辉,杨海军,等. 含油气盆地深层-超深层碎屑岩油气勘探现状与优质储层成因研究进展[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 112-140.
CAO Yingchang, YUAN Guanghui, YANG Haijun, et al. Current situation of oil and gas exploration and research progress of the origin of high-quality reservoirs in deep-ultra-deep clastic reservoirs of petroliferous basins[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 112-140.
- [8] 米立军,柳保军,何敏,等. 南海北部陆缘白云深水区油气地质特征与勘探方向[J]. 中国海上油气, 2016, 28(2): 10-22.
MI Lijun, LIU Baojun, HE Min, et al. Petroleum geology characteristics and exploration direction in Baiyun deep water area, northern continental margin of the South China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28(2): 10-22.
- [9] 庞雄,申俊,袁立忠,等. 南海珠江深水扇系统及其油气勘探前景[J]. 石油学报, 2006, 27(3): 11-15, 21.
PANG Xiong, SHEN Jun, YUAN Lizhong, et al. Petroleum prospect in deep-water fan system of the Pearl River in the South China Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(3): 11-15, 21.
- [10] 田立新,张忠涛,庞雄,等. 白云凹陷中深层超压发育特征及油气勘探新启示[J]. 中国海上油气, 2020, 32(6): 1-11.
TIAN Lixin, ZHANG Zhongtao, PANG Xiong, et al. Characteristics of overpressure development in the mid-deep strata of Baiyun Sag and its new enlightenment in exploration activity[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(6): 1-11.
- [11] 张功成,李友川,刘世翔,等. “源热共控”中国海油气田“近岸油、远岸气”有序分布[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(5): 1-22.
ZHANG Gongcheng, LI Youchuan, LIU Shixiang, et al. “Co-Control of source rock and heat” in orderly distribution of “near-shore oil and far-shore gas” in China’s offshore and adjacent area[J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(5): 1-22.
- [12] 张功成,杨海长,陈莹,等. 白云凹陷——珠江口盆地深水区一个巨大的富生气凹陷[J]. 天然气工业, 2014, 34(11): 11-25.
ZHANG Gongcheng, YANG Haichang, CHEN Ying, et al. The

- Baiyun Sag: A giant rich gas-generation sag in the deepwater area of the Pearl River Mouth Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(11): 11–25.
- [13] 朱伟林. 南海北部深水油气地质特征[J]. *石油学报*, 2010, 31(4): 521–527.
- ZHU Weilin. Petroleum geology in deepwater area of northern continental margin in South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(4): 521–527.
- [14] 廖计华, 吴克强, 耳闻. 珠江口盆地白云凹陷深层储层特征与有效储层控制因素[J]. *地球科学*, 2022, 47(7): 2454–2467.
- LIAO Jihua, WU Keqiang, ER Chuang. Deep reservoir characteristics and effective reservoir control factors in Baiyun Sag of Pearl River Mouth Basin[J]. *Earth Science*, 2022, 47(7): 2454–2467.
- [15] 吕成福, 陈国俊, 张功成, 等. 珠江口盆地白云凹陷珠海组碎屑岩储层特征及成因机制[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2011, 42(9): 2763–2773.
- LYU Chengfu, CHEN Guojun, ZHANG Gongcheng, et al. Reservoir characteristics of detrital sandstones in Zhuhai Formation of Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Journal of Central South University*, 2011, 42(9): 2763–2773.
- [16] 潘光超, 周家雄, 韩光明, 等. 中深层“甜点”储层地震预测方法探讨——以珠江口盆地西部文昌A凹陷为例[J]. *岩性油气藏*, 2016, 28(1): 94–100.
- PAN Guangchao, ZHOU Jiaxiong, HAN Guangming, et al. Seismic prediction method of “sweet” reservoir in middle-deep zone: A case study from Wenchang A Sag, western Pearl River Mouth Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2016, 28(1): 94–100.
- [17] 庞雄, 施和生, 朱明, 等. 再论白云深水油气勘探前景[J]. *中国海上油气*, 2014, 26(3): 23–29.
- PANG Xiong, SHI Hesheng, ZHU Ming, et al. A further discussion on the hydrocarbon exploration potential in Baiyun deep water area[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2014, 26(3): 23–29.
- [18] 文静, 赵靖舟, 李军, 等. 白云凹陷中深层古近系砂岩储层特征及溶蚀作用对优质储层的控制作用[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(6): 47–55.
- WEN Jing, ZHAO Jingzhou, LI Jun, et al. Characteristics of mid-deep Paleogene sandstone reservoirs in Baiyun Sag and controlling effect of dissolution on high-quality reservoirs[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(6): 47–55.
- [19] 高阳东, 彭光荣, 张向涛, 等. 珠江口盆地白云凹陷古近系文昌组源-汇系统特征及演化[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(3): 584–599.
- GAO Yangdong, PENG Guangrong, ZHANG Xiangtao, et al. Characteristics and evolution of the source-to-sink system of the Paleogene Wenchang Formation in Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(3): 584–599.
- [20] 彭光荣, 王绪诚, 陈维涛, 等. 珠江口盆地惠州26洼东南缘古近系恩平组上段断-拗转换期源-汇系统及勘探意义[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(3): 613–625.
- PENG Guangrong, WANG Xucheng, CHEN Weitao, et al. Source-to-sink system during rifting-depression transition period and its exploration significance: A case study of the Upper Enping Formation at southeastern margin of Huizhou 26 sub-sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(3): 613–625.
- [21] 操应长, 远光辉, 王艳忠, 等. 典型含油气盆地深层富长石碎屑岩储层长石溶蚀接力成孔认识及其油气地质意义[J]. *中国科学: 地球科学*, 2022, 52(9): 1694–1725.
- CAO Yingchang, YUAN Guanghui, WANG Yanzhong, et al. Understanding of feldspar dissolution relay pore formation in deep feldspar rich clastic rock reservoirs of typical oil and gas bearing basins and its geological significance for oil and gas exploration[J]. *Science China: Earth Sciences*, 2022, 52(9): 1694–1725.
- [22] 高志勇, 王晓琦, 李建明, 等. 库车坳陷克拉苏构造带白垩系储层孔喉组合类型定量表征与展布[J]. *石油学报*, 2018, 39(6): 645–659.
- GAO Zhiyong, WANG Xiaoqi, LI Jianming, et al. Quantitative characterization and distribution of pore throat assemblages of Cretaceous reservoir in the Kelasu tectonic belt, Kuqa Depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(6): 645–659.
- [23] 胡圣标, 龙祖烈, 朱俊章, 等. 珠江口盆地地温场特征及构造-热演化[J]. *石油学报*, 2019, 40(增刊1): 178–187.
- HU Shengbiao, LONG Zulie, ZHU Junzhang, et al. Characteristics of geothermal field and the tectonic-thermal evolution in Pearl River Mouth Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(S1): 178–187.
- [24] 黄玉平, 龙祖烈, 朱俊章, 等. 珠江口盆地白云凹陷地温场特征及烃源岩热演化[J]. *现代地质*, 2022, 36(1): 130–139.
- HUANG Yuping, LONG Zulie, ZHU Junzhang, et al. Geothermal field characteristics and maturity history of source rocks in Baiyun Sag, Pearl River Estuary Basin[J]. *Geoscience*, 2022, 36(1): 130–139.
- [25] 刘豪, 徐长贵, 高阳东, 等. 断陷湖盆低勘探区源-汇系统与烃源岩预测——以珠江口盆地珠一坳陷北部洼陷区为例[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(3): 565–583.
- LIU Hao, XU Changgui, GAO Yangdong, et al. Source-to-sink system and hydrocarbon source rock prediction of underexplored areas in rifted lacustrine basins: A case study on northern lows in Zhu I Depression, Pearl River Mouth Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(3): 565–583.
- [26] 李弛, 罗静兰, 胡海燕, 等. 热动力条件对白云凹陷深水珠海组砂岩成岩演化过程的影响[J]. *地球科学*, 2019, 44(2): 572–587.
- LI Chi, LUO Jinglan, HU Haiyan, et al. Thermodynamic impact on deepwater sandstone diagenetic evolution of Zhuhai Formation in Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Earth Science*, 2019, 44(2): 572–587.
- [27] 雷川. 珠江口盆地白云凹陷高热背景对深水储层质量的影响[D]. 西安: 西北大学, 2019.
- LEI Chuan. Influence of high thermal background on deep water reservoir quality in the Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2019.
- [28] 袁静, 周涛, 乔俊, 等. 深层砂砾岩中的深部热流体作用及其

- 地质意义——以渤海湾盆地东营凹陷民丰—盐家地区古近系沙河街组四段为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(4): 929–942.
- YUAN Jing, ZHOU Tao, QIAO Jun, et al. Deep hydrothermalism of deep coarse-grained siliciclastic rocks and its geological significance: A case study of the 4th member of the Paleogene Shahejie Formation in Minfeng-Yanjia area, Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(4): 929–942.
- [29] 曹江骏. 异常高压背景下成岩流体活动对储层成岩-孔隙演化的影响——以莺歌海盆地乐东X区中深层砂岩储层为例[D]. 西安: 西北大学, 2022.
- CAO Jiangjun. Diagenetic fluid activity and its influence on diagenesis-pore evolution of the reservoir under abnormally high pressure background: A case study of the medium-deep buried sandstone reservoir in the Ledong X area of the Yinggehai Basin, the Northern South[D]. Xi'an: Northwest University, 2022.
- [30] 陈淑慧, 彭光荣, 张丽, 等. 南海北部白云深水区高变地温梯度砂岩渗透率定量预测[J]. 地球科学, 2022, 47(7): 2468–2480.
- CHEN Shuhui, PENG Guangrong, ZHANG Li, et al. Quantitative prediction of permeability of high variable geothermal gradient sandstone in Baiyun deep water area of northern South China Sea[J]. Editorial Committee of Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2022, 47(7): 2468–2480.
- [31] 钟大康, 朱筱敏, 王红军. 中国深层优质碎屑岩储层特征与形成机理分析[J]. 中国科学: 地球科学, 2008, 38(增刊1): 11–18.
- ZHONG Dakang, ZHU Xiaomin, WANG Hongjun. 外文标题缺失[J]. Science China: Earth Sciences, 2008, 38(S1): 11–18.
- [32] 徐强, 王英民, 吕明, 等. 陆架边缘三角洲在层序地层格架中的识别及其意义——以南海白云凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(5): 733–742.
- XU Qiang, WANG Yingmin, LYU Ming, et al. Identification of the shelf margin delta in sequence stratigraphic frameworks and its significance: A case study of the Baiyun Sag, South China Sea[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(5): 733–742.
- [33] 徐小童, 张立宽, 冶明泽, 等. 深层砂岩储层成岩作用差异性及其与储层质量的关系——以准噶尔盆地中部征沙村地区侏罗系为例[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(7): 1022–1036.
- XU Xiaotong, ZHANG Likuan, YE Mingze, et al. Different diagenesis of deep sandstone reservoir and its relationship with reservoir property: Case study of Jurassic in Zhengshacun area, central Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(7): 1022–1036.
- [34] 庞雄, 任建业, 郑金云, 等. 陆缘地壳强烈拆离薄化作用下的油气地质特征——以南海北部陆缘深水区白云凹陷为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 27–39.
- PANG Xiong, REN Jianye, ZHENG Jinyun, et al. Petroleum geology controlled by extensive detachment thinning of continental margin crust: A case study of Baiyun Sag in the deep-water area of northern South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 27–39.
- [35] 柳保军, 庞雄, 谢世文, 等. 珠江口盆地白云凹陷壳幔拆离断裂活动对深层大型三角洲沉积体系的控制作用[J]. 地球科学, 2022, 47(7): 2354–2373.
- LIU Baojun, PANG Xiong, XIE Shiwen, et al. Control effect of crust-mantle detachment fault activity on deep large delta sedimentary system in Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. Earth Science, 2022, 47(7): 2354–2373.
- [36] 罗静兰, 何敏, 庞雄, 等. 珠江口盆地南部热演化事件与高地温梯度的成岩响应及其对油气勘探的启示[J]. 石油学报, 2019, 40(增刊1): 90–104.
- LUO Jinglan, HE Min, PANG Xiong, et al. Diagenetic response on thermal evolution events and high geothermal gradients in the southern Pear River Mouth Basin and its enlightenment to hydrocarbon exploration[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(S1): 90–104.
- [37] 米立军, 张忠涛, 庞雄, 等. 南海北部陆缘白云凹陷油气富集规律及主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 902–913.
- MI Lijun, ZHANG Zhongtao, PANG Xiong, et al. Main controlling factors of hydrocarbon accumulation in Baiyun Sag at northern continental margin of South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 902–913.
- [38] 庞雄, 陈长民, 陈红汉, 等. 白云深水区油气成藏动力条件研究[J]. 中国海上油气, 2008, 20(1): 9–14.
- PANG Xiong, CHEN Changmin, CHEN Honghan, et al. A study on hydrocarbon accumulation dynamics in Baiyun deep-water area, Pearl River Mouth Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2008, 20(1): 9–14.
- [39] 赵玉娟, 杨香华, 朱红涛, 等. 白云凹陷古近系恩平组沉积背景差异及其烃类特征[J]. 地质科技情报, 2017, 36(3): 156–163.
- ZHAO Yujuan, YANG Xianghua, ZHU Hongtao, et al. Distinct sedimentary backgrounds and hydrocarbon characteristics of Paleogene Enping Formation, Baiyun Sag[J]. Geological Science and Technology Information, 2017, 36(3): 156–163.
- [40] 李成海, 王家豪, 柳保军, 等. 珠江口盆地白云凹陷古近系沉积相类型[J]. 沉积学报, 2014, 32(6): 1162–1170.
- LI Chenghai, WANG Jiahao, LIU Baojun, et al. Types and distribution of the Paleogene sedimentary facies in Baiyun Depression of Pearl River Mouth Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(6): 1162–1170.
- [41] YUAN Guanghui, CAO Yingchang, GLUYAS J, et al. Petrography, fluid-inclusion, isotope, and trace-element constraints on the origin of quartz cementation and feldspar dissolution and the associated fluid evolution in arkosic sandstones[J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(5): 761–792.
- [42] 杨海长, 陈莹, 纪沫, 等. 珠江口盆地深水区构造演化差异性与油气勘探意义[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(6): 59–68.
- YANG Haichang, CHEN Ying, JI Mo, et al. Structural evolution difference and the significance for oil and gas exploration in the deep water area of the Pearl River Mouth Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(6): 59–68.
- [43] ZHAO Fang, ALVES T M, WU Shiguo, et al. Prolonged post-rift

- magmatism on highly extended crust of divergent continental margins (Baiyun Sag, South China Sea)[J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2016, 445: 79–91.
- [44] 曹江骏, 罗静兰, 范彩伟, 等. 深部热流体活动对储层成岩作用及孔隙演化的影响:以莺歌海盆地 LDX 区中新统黄组为例[J]. *地学前缘*, 2022, 29(4): 412–429.
- CAO Jiangjun, LUO Jinglan, FAN Caiwei, et al. Deep thermal fluid activity and its influence on the diagenesis and pore evolution of reservoirs: A case study from the Miocene Huangliu Formation reservoir in the LDX area, Yinggehai Basin, northern South China Sea[J]. *Earth Science Frontiers*, 2022, 29(4): 412–429.
- [45] 袁静, 周涛, 赵广昊. 深部热流体活动的识别标志及其对储层的改造作用[J]. *地质学报*, 2023, 97(6): 2067–2083.
- YUAN Jing, ZHOU Tao, ZHAO Guanghao. Identification marks of deep thermal fluid activity and its effect on reservoir transformation[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2023, 97(6): 2067–2083.
- [46] 金之钧, 杨雷, 曾溅辉, 等. 东营凹陷深部流体活动及其生烃效应初探[J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(2): 42–44.
- JIN Zhijun, YANG Lei, ZENG Jianhui, et al. Deep fluid activities and their effects on generation of hydrocarbon in Dongying Depression[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(2): 42–44.
- [47] 寿建峰, 张惠良, 斯春松, 等. 砂岩动力成岩作用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005: 153.
- SHOU Jianfeng, ZHANG Huiliang, SI Chunsong, et al. Sandstone dynamic diagenesis [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005: 153.
- [48] 曹江骏, 罗静兰, 马迪娜·马吾提汗, 等. 差异性沉积—成岩演化过程对砂砾岩储层致密化的影响——以准噶尔盆地东部二叠系上乌尔禾组为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2022, 51(5): 923–940.
- CAO Jiangjun, LUO Jinglan, Ma Di Na-Ma Wu Di Han, et al. Influence of differential sedimentary-diagenetic evolution on the densification of the sandy conglomerate reservoir: A case study of the Permian Upper Wuerhe formation in eastern Junggar Basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2022, 51(5): 923–940.
- [49] 郭佳佳, 孙国强, 门宏建, 等. 柴北缘腹部深层异常高孔—渗储层成因分析[J]. *沉积学报*, 2018, 36(4): 777–786.
- GUO Jiajia, SUN Guoqiang, MEN Hongjian, et al. Genetic analysis of anomalously high porosity zones in deeply buried reservoirs in the west part of northern edge of Qaidam Basin, NW China[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2018, 36(4): 777–786.
- [50] 蒯克来, 操应长, 金杰华, 等. 冀中坳陷霸县凹陷古近系中深层古地层压力演化及对储层成岩作用的影响[J]. *石油学报*, 2014, 35(5): 867–878.
- XI Kelai, CAO Yingchang, JIN Jiehua, et al. Paleopressure evolution and its effects on diagenesis of reservoirs in middle-deep Paleogene strata in Baxian Sag, Jizhong Depression [J]. *Acta Petroli Sinica*, 2014, 35(5): 867–878.
- [51] 丁茜, 王静彬, 杨磊磊, 等. 基于模拟实验探讨断裂—流体—岩石体系中的矿物溶解—沉淀过程[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(1): 164–177.
- DING Qian, WANG Jingbin, YANG Leilei, et al. Exploring the mineral dissolution-precipitation processes in fracture-fluid-rock systems based on simulation experiments[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(1): 164–177.
- [52] 袁静, 周涛, 景安语, 等. 断陷湖盆斜坡带储层差异性成岩—成储模式——以渤海湾盆地埕北低凸起东部斜坡带东营组为例[J]. *沉积学报*, 2023, 41(3): 804–817.
- YUAN Jing, ZHOU Tao, JING Anyu, et al. Differential diagenesis-reservoir formation model of the slope belt of a faulted lacustrine basin: Case study of the Dongying Formation in the eastern slope belt of the Chengbei low uplift, Bohai Bay Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2023, 41(3): 804–817.
- [53] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2): 349–369.
- [54] 王艳忠, 操应长, 蒯克来, 等. 碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化恢复方法——以济阳坳陷东营凹陷沙河街组四段上亚段为例[J]. *石油学报*, 2013, 34(6): 1100–1111.
- WANG Yanzhong, CAO Yingchang, XI Kelai, et al. A recovery method for porosity evolution of clastic reservoirs with geological time: A case study from the upper submember of ES₄ in the Dongying depression, Jiyang Subbasin [J]. *Acta Petroli Sinica*, 2013, 34(6): 1100–1111.
- [55] 米立军, 何敏, 翟普强, 等. 珠江口盆地深水区白云凹陷高热流背景油气类型与成藏时期综合分析[J]. *中国海上油气*, 2019, 31(1): 1–12.
- MI Lijun, HE Min, ZHAI Puqiang, et al. Integrated study on hydrocarbon types and accumulation periods of Baiyun Sag, deep water area of Pearl River Mouth Basin under the high heat flow background[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2019, 31(1): 1–12.

(编辑 张玉银)