https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.017



## 珠江口盆地白云凹陷深层储层 特征与有效储层控制因素

廖计华1,吴克强1,耳 闯空

- 1. 中海油研究总院有限责任公司,北京 100028
- 2. 西安石油大学地球科学与工程学院, 陕西西安 710065

摘 要:珠江口盆地白云凹陷珠海组和恩平组是该区深层油气勘探的主要层系,查明深层储层基本特征和有效储层控制因素对于白云凹陷深层油气勘探具有重要意义.基于岩石学和矿物学、成岩作用、孔隙特征及沉积相分析,明确了白云凹陷深层储层基本特征.白云凹陷深层以低孔低渗和致密储层为主;压实作用是造成深层储层变差的主要原因,碳酸盐胶结和石英次生加大是主要的自生矿物;孔隙类型以粒间溶孔和粒内溶孔为主;有效储层以低孔低渗及以上储层为主,孔隙度总体保持在10%左右,渗透率变化范围大.中粗粒沉积相带、溶蚀作用和超压是深层有效储层的主要控制因素.中粗粒砂岩具有较好的原生孔和次生孔发育条件,渗透率较高,胶结减孔作用弱,溶蚀增孔作用强;溶蚀作用是深层关键的建设性成岩作用,溶蚀孔隙是深层主要的孔隙类型;超压传导作用有利于酸性流体活动和溶蚀物质的迁移,对形成溶蚀孔隙具有积极意义;分流河道和水下分流河道砂体是中粗粒砂岩的主要载体,应作为深层油气勘探的优选对象.

关键词: 深层储层;中粗粒相带;溶蚀作用;超压;白云凹陷;石油地质学.

中图分类号: P618.13 文章编号: 1000-2383(2022)07-2454-14 收稿日

**收稿日期:**2021-11-03

# Deep Reservoir Characteristics and Effective Reservoir Control Factors in Baiyun Sag of Pearl River Mouth Basin

Liao Jihua<sup>1</sup>, Wu Keqiang<sup>1</sup>, Er Chuang<sup>2</sup>

- 1. CNOOC Research Institute Company Limited, Beijing 100028, China
- 2. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China

Abstract: The Zhuhai Formation and Enping Formation in Baiyun Sag of Pearl River Mouth Basin are important strata for deep oil and gas exploration. Understanding the basic characteristics of deep reservoirs and analyzing the development characteristics and controlling factors of effective reservoirs can provide necessary guidance and support for deep oil and gas exploration to find favorable target layers and target areas. Based on the analyses of petrology and mineralogy, diagenesis, pore development characteristics and sedimentary facies types of deep reservoirs, the basic characteristics of deep reservoirs are clarified. Deep reservoirs are mainly low porosity-low permeability (LL) and tight reservoirs. Compaction is the main reason for the deterioration of deep reservoir, and carbonate cementation and overgrowth of quartz are the main authigenic minerals. Pore types are mainly intergranular dissolved pores and intragranular dissolved pores. Effective reservoirs are mainly LL reservoirs and reservoirs that are

基金项目:国家"十三五"科技重大专项(No. 2016ZX05026);中海石油(中国)有限公司重大生产科研项目(No. 2019KT-SC-22).

作者简介:廖 计华(1984—), 男, 高级工程师, 博士, 主要从事沉积相与油气储层综合研究. ORCID: 0000-0002-0174-9633. E-mail: liaojh2@cnooc.com.cn

引用格式:廖计华,吴克强,耳闯,2022.珠江口盆地白云凹陷深层储层特征与有效储层控制因素.地球科学,47(7):2454-2467.

better than LL reservoirs. Porosity is generally maintained at about 10%, and permeability varies widely. Sedimentary facies, dissolution and overpressure are the main controlling factors of deep effective reservoir. Medium- and coarse-grained sandstones have better development conditions of primary and secondary pores, higher permeability, weaker porosity reduction by cementation and stronger porosity increase by dissolution. Dissolution is the key constructive diagenesis in deep reservoir, and dissolution pores are the dominate pore type in deep layer. Overpressure conduction is conducive to the activity of acid fluid and the migration of dissolved substances, which is of positive significance to the formation of dissolution pores. Distributary channel and subaqueous distributary channel sandbodies are the main carriers of medium and coarse-grained sandstone and should be the preferred target of deep oil and gas exploration.

Key words: deep reservoir; medium- and coarse-grained sandstone; dissolution; overpressure; Baiyun Sag; petroleum geology.

深层油气勘探与开发业已成为当今油气工 业界极其重要且十分活跃的领域之一(童晓光 等, 2014; 贾承造和庞雄奇, 2015; 冯佳睿等, 2016; 曾庆鲁等, 2020). 不同国家、不同盆地 对于深层的界定差异较大,我国东部盆地的深 层一般指埋深大于3500m的地层领域(何登发 等,2019).由于沉积盆地深层埋深大,沉积物 经历了复杂多变的温压场、应力场、流体及其 相互作用过程(庞雄奇等,2014),有效储集体 能否发育、形成机制与分布是深层油气勘探关 注的焦点(冯佳睿等,2016;何登发等,2019). 国内外学者对深层碎屑岩优质储层特征、形成 机理开展了大量富有成效的研究,普遍认为其 主要受沉积环境、成岩作用、沉降方式和构造 作用等因素共同控制(Taylor et al., 2010; Bjørlykke and Jahren, 2012; 秦伟军等, 2015; 姜平等, 2021; 姚光庆和姜平, 2021).

珠江口盆地白云凹陷是"源足热足"的富生烃 凹陷,勘探潜力巨大(施和生等,2014;张功成 等, 2014; 米立军等, 2018). 目前, 白云凹陷油气 发现主要集中在中新统珠江组下部深水扇中,整 体资源探明程度不足10%;随着中浅层勘探程度 不断提高,向深层珠海组、恩平组拓展新领域已经 成为白云凹陷油气勘探的必然趋势(庞雄等, 2014;米立军等,2018).受陆缘地壳强烈拆离薄 化、幔源上升导致的高热流背景等因素影响,白云 凹陷深水区具有更窄、更浅的生烃窗口和更强的 生烃强度及砂岩储层热成岩作用(张丽和陈淑 慧, 2017; 庞雄等, 2018; 米立军等, 2019). 高地 温梯度背景下,压实强度高、速率快、成岩演化快, 在浅埋藏条件下即可达到较深的成岩作用阶段; 随地温梯度升高,低孔低渗储层的埋深界线变浅 (陈红汉等, 2017; 张丽和陈淑慧, 2017; 李弛 等, 2019; 罗静兰等, 2019; 庞江等, 2019), 但也 存在烃源岩排烃门限深度浅、易溶矿物更易发生溶蚀而形成次生孔隙发育带等有利因素.前人针对白云凹陷北部较浅水区(水深<300 m)珠海组、恩平组的储层特征、孔隙演化及相对优质储层控制因素等方面开展了较深入的探讨(陈国俊等,2010;吕成福等,2011;马明等,2017),而对于白云凹陷整体,尤其是深水-超深水区深层珠海组、恩平组有效储层的主控因素研究目前仍十分薄弱.在前人研究的基础上,利用大量深水-超深水区新钻井数据及多种分析测试手段,基于岩石学、矿物学、成岩作用、孔隙特征和沉积相分析,系统揭示了白云凹陷深层珠海组和恩平组储层基本特征及成岩作用,进而从物质成分、沉积作用及成岩演化等方面探讨白云凹陷深层有效储层控制因素,以期对白云凹陷深层油气勘探实践有所裨益.

#### 1 区域地质概况

珠江口盆地是发育在南海北部大陆边缘的新 生代陆缘拉张型含油气盆地,整体呈NE-SW向展 布,总面积约1.75×10<sup>5</sup> km<sup>2</sup>;盆内隆坳相间配置,具 有明显的"南北分带、东西分块"构造格局(施和生 等, 2014; 米立军等, 2019). 白云凹陷位于珠二坳 陷内,北、南两侧分别为番禺低隆起和南部隆起带, 西邻云开低凸起,东接东沙隆起,总面积约1.21× 10<sup>4</sup> km<sup>2</sup>,最大沉积厚度达11000 m,现今水深200~ 2000 m(图1). 白云凹陷新生代先后经历了断陷 期、断拗转换期、拗陷期3个构造演化阶段,相应的 沉积环境依次为陆相河流-湖泊沉积环境、浅海陆 架沉积环境、陆坡深水沉积环境(庞雄等,2008;柳 保军等, 2011; 廖计华等, 2016). 始新世-早渐新世 为断陷阶段,发育了文昌组河湖相及恩平组河流-(辫状河)三角洲-浅海相充填;晚渐新世为断拗转 换阶段,发育了珠海组大规模陆架三角洲和滨浅海 相充填;中新世至今为拗陷阶段,主要发育了

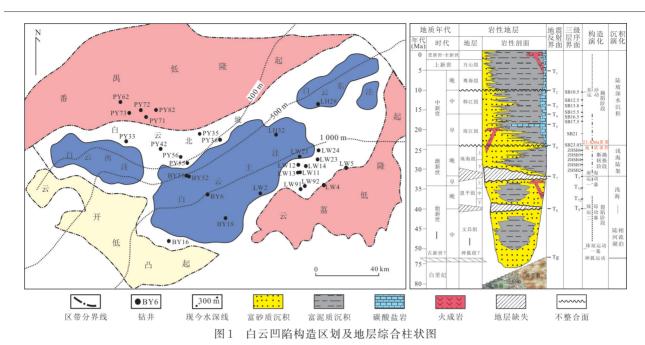


Fig.1 Structural districts and comprehensive stratigraphic column of Baiyun Sag

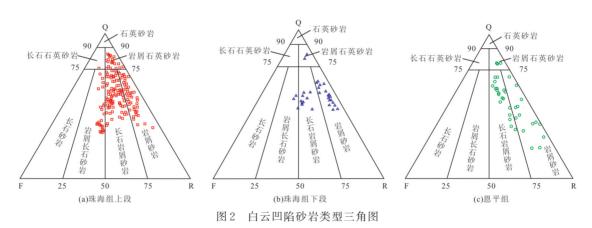


Fig.2 Triangle diagrams of sandstone types in Baiyun Sag

珠江组、韩江组、粤海组、万山组、更新统-全新统深 水扇与半深海-深海泥质沉积.

#### 2 白云凹陷深层储层基本特征

#### 2.1 储层岩石学与矿物学特征

基于覆盖白云凹陷全区的 33 口钻井、350 组数据的统计表明,白云凹陷上珠海组、下珠海组和恩平组砂岩岩石学特征无明显差异,主要的岩石类型均为岩屑石英砂岩、长石岩屑砂岩和岩屑砂岩,石英砂岩少或不发育(图 2). 上珠海组碎屑颗粒组成总体特征为  $Q_{55.33}F_{16.89}L_{27.78}$ ,碎屑颗粒相对含量中,石英含量范围为  $31.76\%\sim85.50\%$ ,平均值 55.33%;长石含量范围为  $0.72\%\sim36.67\%$ ,平均值 16.89%;岩屑含量范围为  $8.50\%\sim60.50\%$ ,平均值 27.78%.

下珠海组碎屑颗粒组成总体特征为 $Q_{55.7}F_{11.59}L_{32.51}$ ,碎屑颗粒相对含量中,石英含量范围为 $44.78\%\sim83.33\%$ ,平均值55.70%;长石含量范围为 $3.47\%\sim26.66\%$ ,平均值11.59%;岩屑含量范围为 $3.47\%\sim13.10\%\sim49.37\%$ ,平均值32.51%.恩平组碎屑颗粒组成总体特征为 $Q_{58.82}F_{8.56}L_{32.51}$ ,碎屑颗粒相对含量中,石英含量范围为 $21\%\sim98\%$ ,平均值58.82%;长石含量范围为 $0\sim60\%$ ,平均值8.56%;岩屑含量范围为 $0\sim69.50\%$ ,平均值32.62%.

根据薄片鉴定结果,白云凹陷珠海组和恩平组砂岩岩性可以划分为中-粗粒及以上砂岩(中-粗)、细-中粒砂岩(细-中)、细粒及以下砂岩(粉-细)和不等粒砂岩,各类砂岩均以岩屑石英砂岩、长石岩屑砂岩和岩屑砂岩为主.各粒级砂岩中石英含量范

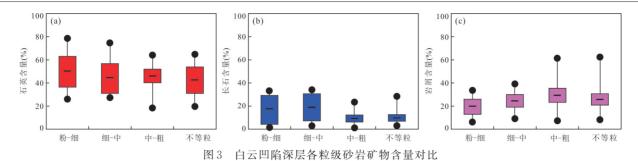


Fig. 3 Comparison of the mineral content of each grade sandstone in the deep reservoir of Baiyun Sag

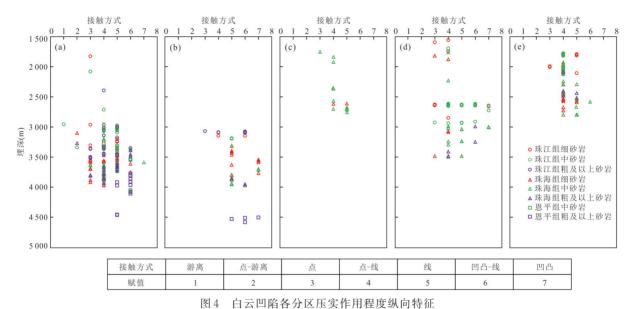


图4 日厶目阳台万区压头作用柱及纵凹行伍

Fig. 4 Longitudinal characteristics of compaction degree in different zones of Baiyun Sag a. 北坡;b.BY5;c.西南;d.流花;e.LW14

围相近,粉-细和细-中略高于其他两类粒级砂岩;粉-细和细-中砂岩长石含量高;岩屑含量范围接近,中-粗和不等粒砂岩略高于其他两类粒级砂岩(图3).

#### 2.2 深层储层成岩作用类型

压实、胶结、溶蚀、交代等是成岩作用的主要类型,由于原始沉积条件、盆地构造演化过程、热史和地温场等方面的差异,不同地区的成岩作用类型或成岩矿物存在差异(陈红汉等,2017;李弛等,2019;罗静兰等,2019;庞江等,2019;Okunuwadje et al.,2020). 2.2.1 压实和压溶作用 深层珠海组和恩平组表现出复杂的压实作用类型,从点接触到凹凸接触及缝合线均出现,平面分布及深度跨度范围均较大

现出复杂的压实作用类型,从点接触到凹凸接触及缝合线均出现,平面分布及深度跨度范围均较大(图4).主要接触类型有点、点-线、线、线-凹凸和凹凸接触(图5a、5b、5h),从浅埋藏至深埋藏阶段,接触类型有从弱压实逐渐过渡为强压实的趋势,但总体并不明显.在相同深度范围内,点接触以上的各

类接触关系均可能出现. 横向对比各分区出现较强 压实(线接触)的深度界线不同,北坡(PY72、PY55 和 PY35 等井)和 BY5(BY51 和 BY52)大致出现在 埋深3000 m,西南区(BY16、BY18)、流花(LH28、 LH32)大致出现在2500m,LW14周边大致出现在 1 500~2 000 m. 北坡地区地温梯度总体小于 4.0 ℃/100 m, BY5 地 温 梯 度 介 于 4.2~4.7 ℃/ 100 m, 西南区地温梯度介于 4.5~5.3 ℃/100 m, 流 花区地温梯度为 4~5 ℃/100 m, LW14 周边地温梯 度为4.6~5.6 ℃/100 m(张丽和陈淑慧, 2017; 米立 军等, 2019). 在高地温背景下,白云凹陷储层除机 械压实作用外,还发育了较强的热压实作用(张丽 和陈淑慧, 2017; 罗静兰等, 2019). 低地温梯度区 (北坡)点、点-线接触占有较大比例,但高地温梯度 区总体以线、线-凹凸接触为主;总体具有随地温梯 度升高,强压实界线深度变浅的趋势(图4).压 溶作用主要发育在石英颗粒之间或石英颗粒与

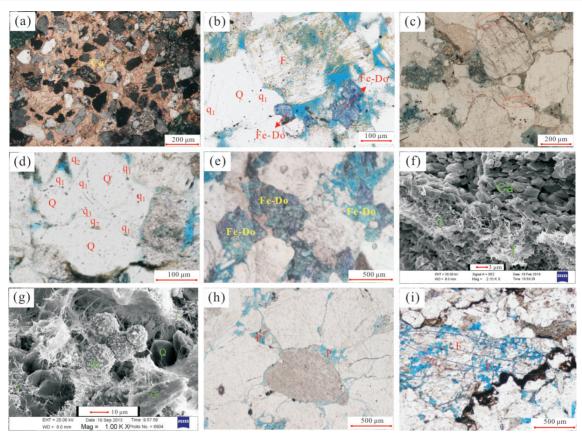


图 5 白云凹陷深层压溶作用典型特征

Fig. 5 Typical characteristics of pressure solution in Baiyun Sag

a. PY33,3880.5 m,珠海组,极细-细粒砂岩,碎屑颗粒呈"漂浮"状,早期方解石连晶胶结,充填孔隙并交代石英;b. BY18,珠海组,4305 m,早期石英次生加大,铁白云石充填次生孔隙,交代长石和石英加大边;c. BY51,4805 m,珠海组,压溶作用较明显,颗粒间可见缝合线;d. BY51,珠海组,4304 m,石英发育多期次生加大,在发生强烈压实作用前已形成早期次生加大;e. BY52,5109 m,恩平组,含铁白云石和铁白云石充填孔隙及交代碎屑颗粒;f. BY51,4380.4 m,珠海组,伊利石生长在方解石外侧,伊利石形成时间晚于方解石;g. LW21,3739.2 m,珠海组,显微球状黄铁矿、自生石英、丝缕状伊利石充填孔隙;h. PY72,4631.5 m,恩平组,发育粒间溶孔,颗粒溶蚀不彻底;i. PY73,珠海组,3555.8 m,压实作用强,颗粒裂缝,长石被溶蚀形成次生孔隙.F.长石,Q.石英,Or. 钾长石,Ca. 方解石胶结物, $q_1$ .石英一期次生加大, $q_2$ .石英二期次生加大, $q_3$ .石英三期次生加大, $q_5$ .

变质石英岩岩屑之间,压溶作用导致颗粒之间以缝合线形式接触(图5c).

2.2.2 胶结作用 白云凹陷深层的胶结作用产物主要有碳酸盐类胶结物、石英次生加大和微晶石英、自生高岭石、伊利石、绿泥石和黄铁矿等,但不发育绿泥石膜.

碳酸盐类胶结物主要包括菱铁矿、方解石、铁方解石、白云石和铁白云石等类型,以方解石、铁方解石和铁白云石最为典型.方解石主要以亮晶和连晶形式充填于粒间孔隙或粒间溶孔内,碎屑颗粒呈"漂浮"状发育在连晶方解石之间(图5a);亮晶方解石或铁方解石他形充填于粒间孔隙内,亮晶和连晶方解石一般形成于压实作用程度较低的早成岩期.(铁)白云石主要以微晶和亮

晶形式充填于粒间孔内(图 5b、5e),白云石还可以交代长石、岩屑和凝灰质杂基等(图 5e).

根据石英次生加大边与碎屑颗粒及加大边之间的接触关系,可识别出至少3期石英次生加大(图5b、5d);除石英次生加大外,在孔隙内还可见微晶石英与黄铁矿和伊利石共生(图5g).从石英次生加大和铁方解石及铁白云石的共生关系来看,石英次生加大依附于石英颗粒生长,铁方解石或铁白云石在加大边外侧的孔隙内生长(图5b、5e),说明铁方解石和铁白云石的形成时间要晚于石英次生加大.

黏土矿物类型主要为伊利石、高岭石和绿泥石.自生高岭石主要与长石溶蚀有关,在长石颗粒溶蚀形成的次生孔隙附近常可以见到高岭石充填粒间孔或粒间(内)溶孔(图5h). 丝发状伊利石附着

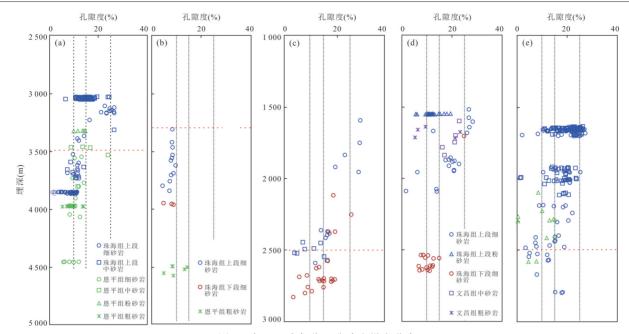


图 6 白云凹陷各分区孔隙度纵向分布

Fig. 6 Longitudinal distribution of porosity in Baiyun Sag a. 北坡;b.BY5;c.西南;d.LW9(LW91/LW 92);e.LW14

在碎屑颗粒或碳酸盐胶结物表面,堵塞孔隙和喉道,还可与微晶石英和黄铁矿共生(图5f、5g).

白云凹陷深层储层中发育的黄铁矿可成单晶或草莓状集合体的形式充填在粒间孔隙内,与伊利石和微晶石英等共生(图 5g). 丝发状伊利石的形成时间晚于碳酸盐胶结物,微晶石英和黄铁矿充填在被伊利石环边的孔隙内. 综合微晶石英、晚期碳酸盐胶结物、伊利石和黄铁矿的共生关系和成岩顺序,黄铁矿形成于成岩晚期阶段,可能是热液与海水快速混合沉淀生成的产物(刘开君等,2018).

虽然白云凹陷地温梯度在平面上发生变化,但其深层储层胶结作用、胶结物类型和胶结物总量基本一致,成岩作用的差异主要体现在:随地温梯度升高,黏土矿物出现或发生矿物转化的深度(温度)界线变浅;自北西向南东方向,白云石和铁白云石含量有升高的趋势.

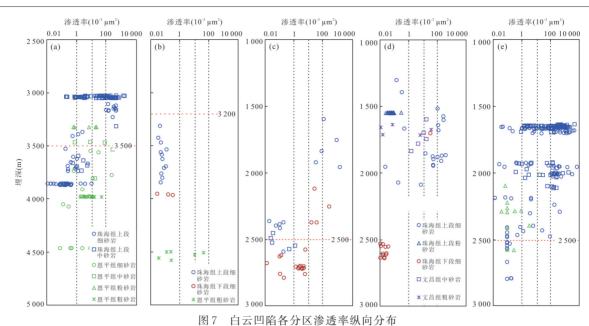
2.2.3 溶蚀作用和孔隙类型 溶蚀作用是白云凹陷深层改善储层质量的重要因素,粒间溶孔和粒内溶孔是深层主要的孔隙类型.在酸性流体作用下,长石、岩屑和凝灰质杂基等易溶物质被溶蚀并形成次生孔隙(图 5b、5h、5i),由裂缝和孔隙构成的孔缝网络可以更好地改善储层物性(图 5i).自生石英、铁方解石或铁白云石可充填于溶蚀孔隙内(图 5b),晚期胶结作用对溶蚀作用的增孔效果有一定的抵消作用.深层储层中发育的溶蚀孔隙多与强压实作用

伴生,溶蚀孔隙大多数情况下发生在以点-线接触、线接触、凹凸接触的碎屑颗粒之间或颗粒内(图 5h、5i),表明溶蚀作用可能发生在强压实作用之后.虽然被溶蚀物质有多种类型,但长石可能是最主要的溶蚀矿物.中-粗粒砂岩和不等粒砂岩中的长石含量低,而这2种类型的砂岩储层溶蚀孔隙较其他2种类型砂岩更为发育(见下文),由此推测现今砂岩储层中的长石可能是未被溶蚀的残余长石.

#### 2.3 深层储层物性特征

2.3.1 储层物性纵向发育特征 白云凹陷现今水深具有从北向南逐渐变深的趋势,番禺低隆起、北坡、主洼埋深大,白云东洼东南部埋深浅.由于地温梯度和埋藏深度变化较大,白云凹陷不同井区物性差异较大(图6).

白云北坡中高孔( $\phi \ge 15\%$ )储层主要发育在 3 500 m以浅,3 500 m以深主要为低孔和致密储层 (图 6a). 3 500 m或 3 200 m以下储层孔隙总体保持在 8%~10%(图 6a、6b),深层储层孔隙度总体保持稳定,可能与深层储层总体达到最强压实作用阶段有关. 白云凹陷西南部、白云东地区中高孔( $\phi \ge 15\%$ )储层主要发育在 2 500 m以浅(图 6c~6e). 渗透率变化范围大,纵向分布特征与孔隙度纵向分布特征 类似(图 7). 白云北坡中高渗( $K \ge 10 \times 10^{-3} \, \mu m^2$ )储层主要发育在 3 500 m以浅,3 500 m以下渗透率总体保持稳定,但致密—中渗储层均发育(图 7a). 白云凹



ongitudinal distribution of permashility in Raiyun

Fig. 7 Longitudinal distribution of permeability in Baiyun Sag a.北坡;b.BY5;c.西南;d.LW9(LW91/LW92);e.LW14

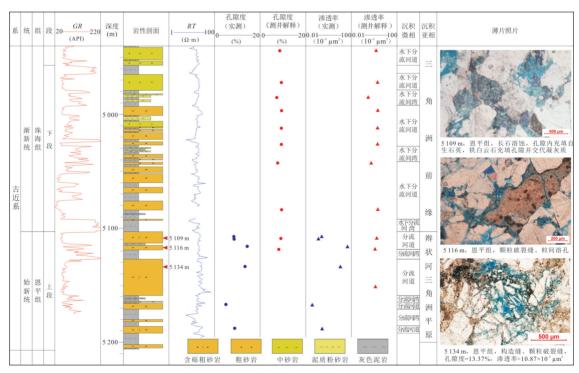


图 8 白云凹陷 BY52 钻井综合柱状图

Fig.8 Well BY52 comprehensive column in Baiyun Sag

陷西南部、白云东地区中高渗 $(K \ge 10 \times 10^{-3} \, \mu \text{m}^2)$ 储 层主要发育在 2 500 m 以浅(图  $7c \sim 7e$ ). 对比不同 岩性的物性差异,相同埋深条件下,除粉砂岩外,细、中、粗砂岩孔隙度差别不大(图 6),但中粗砂岩比粉细砂岩具有更好的渗透率(图 7).

2.3.2 深层储层"甜点"特征 根据目前白云凹陷

深层钻井资料,在低孔低渗或致密储层背景下,局部发育中孔中渗甚至更好的储层,如BY52井恩平组上段  $5\,116\,m\,n\,5\,134\,m$ (图 8),为辫状河三角洲平原分流河道微相,以粗砂岩为主,孔隙度分别为14.45%、13.37%,渗透率分别为 $44.72\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ 、 $10.87\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ .孔隙类型以溶蚀孔隙为主,溶蚀

物质包括长石、岩屑和凝灰质杂基等.除溶蚀孔隙外,裂缝也可能是改善深层储层物性的重要因素.薄片中可观察到贯穿多个颗粒的构造缝、单个颗粒发生破裂形成的颗粒破裂缝;多种类型裂缝和溶蚀孔隙构成的孔缝网络可能是深层"甜点"重要的微观孔喉结构特征(图 5i 和图 8).

### 3 深层有效储层控制因素

沉积条件和成岩作用是影响储层质量的根本性因素,沉积作用提供了形成储层的物质基础,成岩作用在温度、压力和流体环境等因素的影响下决定了储层的成岩演化进程和最终面貌.

#### 3.1 成岩作用对储层影响的定量评价

利用成岩作用减孔量计算方法(Ehrenberg, 1989)定量评价了白云凹陷深层压实作用、胶结作用和溶蚀作用对储层的影响.以白云凹陷北坡为例,压实作用减孔量范围为3.23%~36.84%,平均值28.25%;胶结作用减孔量范围为0.34%~32.9%,平均值4.66%;溶蚀作用增孔量为0.33%~11.01%,平均值2.09%.压实作用是造成储层减孔的主要作用,其次为胶结作用;溶蚀作用增孔作用对改善储层质量有重要作用.纵向对比来看,压

实作用减孔量在3200m以上处于迅速减孔阶段,3200m以下压实减孔量基本不变(图9a),压实作用减孔趋势与孔隙度纵向发育特征基本一致(图6a、6b);上述现象表明白云北坡在埋深3200m左右基本达到最强压实作用阶段,3200m以深孔隙演化主要受胶结作用和溶蚀作用影响.白云凹陷深层碳酸盐胶结物主要与有机酸脱羧作用有关(王琪等,2010;马明等,2017),高碳酸盐胶结物储层段一般出现在偏细粒砂岩和砂岩层段底部.除碳酸盐胶结物含量高造成的高胶结作用减孔外,胶结作用减孔量总体保持稳定(图9b).

# 3.2 中粗粒相带是深层发育有效储层的物质基础

砂岩的粒度与物源区条件、搬运距离和沉积区水动力条件等因素有关,白云凹陷恩平组和珠海组砂体沉积类型主要包括三角洲平原分流河道砂体、三角洲前缘水下分流河道砂体和河口坝砂体等.综合沉积相和粒度资料,对比珠海组上段、珠海组下段和恩平组各种砂体类型的粒度发育特征,总体上各类型砂体的粒度发育范围均较宽,但受搬运距离和水动力条件的影响,分流河道和水下分流河道砂体比河口坝砂体更加发育中粗粒砂岩(图8和图10).

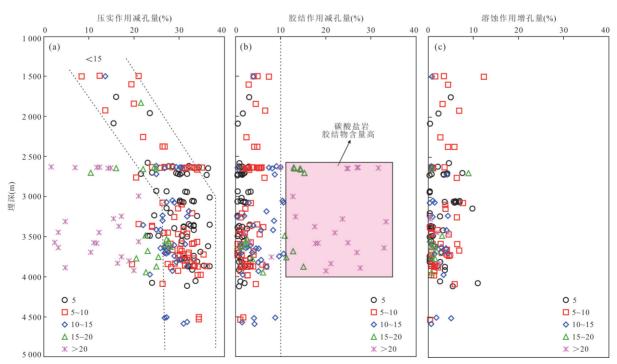


图 9 白云凹陷成岩作用减孔量或增孔量纵向特征

Fig. 9 Longitudinal characteristics of reducing or increasing porosity in diagenesis of Baiyun Sag

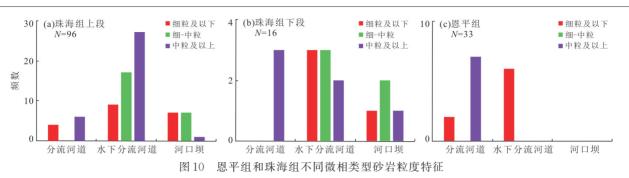


Fig.10 Grain size characteristics of different microfacies in Enping Formation and Zhuhai Formation

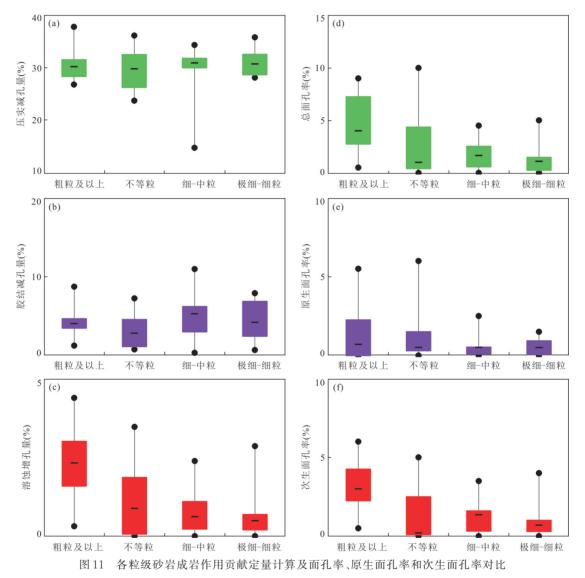


Fig.11 Quantitative calculation of diagenesis contribution and comparison of face rate, primary face rate and secondary face rate of different grain size sandstones

深层压实作用总体达到最强压实作用阶段(图 9a);除长石外,各粒级砂岩颗粒含量范围无明显差异;受上述因素影响,各粒级砂岩的压实减孔量无明显差异.粗粒及以上砂岩和不等粒砂岩的胶结减孔

量总体低于细粒砂岩,粗粒及以上砂岩的溶蚀增孔量总体好于细粒砂岩,成岩作用程度的差异造成了不同粒级砂岩的孔隙发育程度和物性差异(图11a~11c).此外,中粗粒砂岩比细粒砂岩具有更好的原

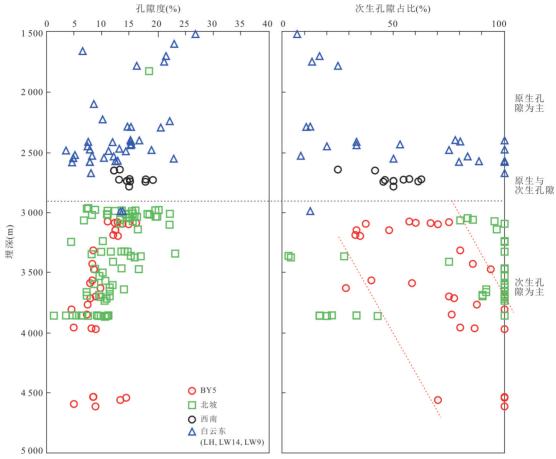


图 12 不同区域孔隙度和次生孔隙占比对比

Fig.12 Comparison of porosity and secondary porosity in different regions

生孔隙和次生孔隙发育条件(图 11d、11e).中粗粒砂岩主要发育在分流河道和水下分流河道砂体中,因此(水下)分流河道砂体是深层有效储层的主要载体.

#### 3.3 溶蚀作用对改善深层储层物性有积极作用

溶蚀作用形成的次生孔隙是深层储层重要的孔隙类型(图 5b、5h、5i,图 8),在深层恩平组和珠海组中,次生孔隙在孔隙类型中占有绝对优势(图 12),溶蚀作用形成的次生孔隙对改善深层储层物性具有积极作用.受强压实作用和胶结作用影响(图 9a、9b,图 12),原生孔隙持续减少,但白云凹陷深层孔隙度总体保持稳定,溶蚀作用的增孔效应有效缓解了压实和胶结作用造成的减孔效果(图 9c).LW14 井区和白云西南由于目前钻遇的层位埋深浅,在上述区域尚未完全揭示次生孔隙发育的层段.白云北坡和 BY5 井区埋深大,深层总体以次生溶蚀孔隙为主,BY5 井区随埋深增大溶蚀孔隙占比增加(图 12).

白云北坡和BY5井区次生孔面孔率与孔隙度

和渗透率具有较好的正相关性(图 13),由此说明次生孔隙对改善深层孔隙度和渗透率具有重要意义.前人研究认为,白云凹陷古近系砂岩储层经历了3次溶蚀作用,时间约在16.0 Ma、11.0~5.0 Ma以及5.0 Ma至今(罗静兰等,2019),文昌组、恩平组和珠海组的烃源岩演化形成的有机酸是溶蚀作用酸性流体的主要来源(陈国俊等,2010;王琪等,2010);此外,深部热流体及岩浆成因的CO<sub>2</sub>对白云主洼及南部地区的溶蚀作用具有重要影响(李弛等,2019;罗静兰等,2019).

#### 3.4 超压对溶蚀作用有促进作用

白云凹陷深层珠海组、恩平组具有高温高压特征,生烃增压是超压的主要成因(田立新等,2020). 钻遇超压层段的BY5井区储层测试揭示超压层内以次生孔隙为主(图13),溶蚀孔隙发育程度总体随压力系数增加而增强(图14). 深层储层溶蚀孔隙周围的碎屑颗粒多以线、凹凸接触为主(图5b、5h、5i),与溶蚀孔隙直接相关的碎屑颗粒溶蚀残余不足以支撑强烈的压实作用,溶蚀孔隙应形成于强压实作

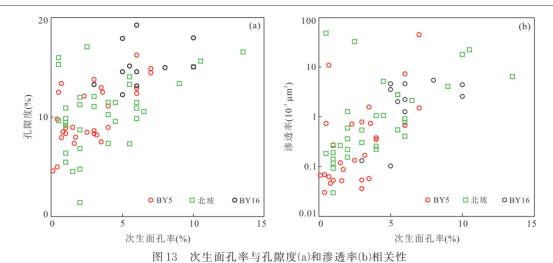


Fig.13 The relations between secondary porosity and total porosity (a), and secondary porosity and permeability (b)

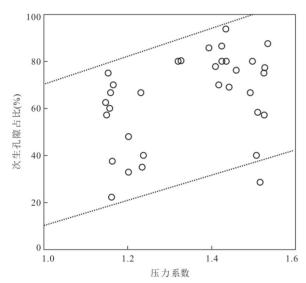


图 14 BY5-2 构造深层压力系数与次生孔隙发育程度 相关性

Fig. 14 Correlation between pressure coefficient and secondary pore development in BY5-2 structure

用之后. 烃源岩热演化过程生成的有机酸与生烃增压密切相关,超压作用下可增加酸性流体与易溶矿物的接触时间和强度(张伙兰等,2013;黄志龙等,2015);有机酸也可以在超压传导作用下克服强压实作用造成的储层减孔效应,并有利于溶蚀物质的迁出,进而提高溶蚀效率. 由于实测压力数据有限,图 14 中各点对应的压力系数实际是通过压力梯度计算而来,与样品实际深度点的地层压力状态可能存在偏差,造成压力系数与次生孔占比之间相关性较差. 目前白云凹陷钻遇的超压地层压力系数介于1.3~1.53(田立新等,2020),属于压力过渡带

(压力系数为1.2~1.7)(谢玉洪等,2018),尚未钻遇更深层的超压带(压力系数为1.7~1.95)与强超压带(压力系数大于1.95).借鉴其他盆地或地区的勘探经验,深层的超压带和强超压带发育高孔隙带和溶蚀孔隙发育带(张伙兰等,2013;黄志龙等,2015;谢玉洪等,2018;范彩伟等,2021),具有良好的勘探潜力.

### 4 结论

- (1)白云凹陷深层储层处于强压实作用阶段,随地温梯度升高,由白云北坡向白云西南和白云东地区,强压实作用出现的埋深界线变浅,中孔中渗及以上储层的深度下限相应变浅.碳酸盐胶结物和石英次生加大是深层主要的胶结物类型,深层孔隙类型以溶蚀孔隙为主.
- (2)白云凹陷深层(埋深3200m以下)储层孔隙度保持稳定,渗透率非均质性,变化范围大.在整体低孔渗背景下,中粗粒厚层砂岩储层中局部发育中孔渗"甜点".
- (3)压实作用减孔是造成白云凹陷深层储层变差的主导因素,其次为胶结作用减孔;溶蚀作用增孔对改善储层质量有重要作用.压实作用减孔趋势与孔隙度纵向发育特征基本一致.
- (4)分流河道和水下分流河道砂体是深层有效储层的重要载体,溶蚀作用对改善深层储层物性有积极作用,超压对溶蚀作用有促进作用.中粗粒砂岩主要发育在分流河道砂体中,该类砂岩比其他细粒砂岩具有较好的孔隙保存条件和溶蚀孔隙发育条件.

#### References

- Bjørlykke, K., Jahren, J., 2012. Open or Closed Geochemical Systems during Diagenesis in Sedimentary Basins: Constraints on Mass Transfer during Diagenesis and the Prediction of Porosity in Sandstone and Carbonate Reservoirs. AAPG Bulletin, 96(12): 2193—2214. https://doi.org/10.1306/04301211139
- Chen, G.J., Lü, C.F., Wang, Q., et al., 2010. Characteristics of Pore Evolution and Its Controlling Factors of Baiyun Sag in Deepwater Area of Pearl River Mouth Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 31(4): 566—572 (in Chinese with English abstract).
- Chen, H.H., Mi, L.J., Liu, Y.H., et al., 2017. Genesis, Distribution and Risk Belt Prediction of CO<sub>2</sub> in Deep-Water Area in the Pearl River Mouth Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 38(2): 119—134 (in Chinese with English abstract).
- Ehrenberg, S. N., 1989. Assessing the Relative Importance of Compaction Processes and Cementation to Reduction of Porosity in Sandstones: Discussion; Compaction and Porosity Evolution of Pliocene Sandstones, Ventura Basin, California: Discussion. *AAPG Bulletin*, 73(10): 1274—1276. https://doi.org/10.1306/44b4aa1e-170a-11d7-8645000102c1865d
- Fan, C.W., Cao, J.J., Luo, J.L., et al., 2021. Heterogeneity and Influencing Factors of Marine Gravity Flow Tight Sandstone under Abnormally High Pressure: A Case Study from the Miocene Huangliu Formation Reservoirs in LD10 Area, Yinggehai Basin, South China Sea. *Petroleum Exploration and Development*, 48(5): 903—915, 949 (in Chinese with English abstract).
- Feng, J.R., Gao, Z.Y., Cui, J.G., et al., 2016. The Exploration Status and Research Advances of Deep and Ultra-Deep Clastic Reservoirs. *Advances in Earth Science*, 31 (7): 718—736 (in Chinese with English abstract).
- He, D.F., Ma, Y.S., Liu, B., et al., 2019. Main Advances and Key Issues for Deep-Seated Exploration in Petroliferous Basins in China. *Earth Science Frontiers*, 26(1): 1-12 (in Chinese with English abstract).
- Huang, Z.L., Zhu, J.C., Ma, J., et al., 2015. Characteristics and Genesis of High-Porosity and Low-Permeability Reservoirs in the Huangliu Formation of High Temperature and High Pressure Zone in Dongfang Area, Yinggehai Basin. *Oil & Gas Geology*, 36(2): 288—296 (in Chinese with English abstract).
- Jia, C.Z., Pang, X.Q., 2015. Research Processes and Main Development Directions of Deep Hydrocarbon Geological Theories. Acta Petrolei Sinica, 36(12): 1457—1469 (in Chinese with English abstract).

- Jiang, P., Wang, Z.Z., Zou, M.S., et al., 2021. Development Characteristics of Carbonate Cement and Its Influence on Reservoir Quality in Sandstones from Zhuhai Formation in Wenchang A Depression. *Earth Science*, 46(2): 600—620 (in Chinese with English abstract).
- Li, C., Luo, J.L., Hu, H.Y., et al., 2019. Thermodynamic Impact on Deepwater Sandstone Diagenetic Evolution of Zhuhai Formation in Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin. *Earth Science*, 44(2): 572-587 (in Chinese with English abstract).
- Liao, J.H., Xu, Q., Chen, Y., et al., 2016. Sedimentary Characteristics and Genesis of the Deepwater Channel System in Zhujiang Formation of Baiyun-Liwan Sag. *Earth Science*, 41(6): 1041-1054 (in Chinese with English abstract).
- Liu, B.J., Pang, X., Yan, C.Z., et al., 2011. Evolution of the Oligocene-Miocene Shelf Slope-Break Zone in the Baiyun Deep-Water Area of the Pearl River Mouth Basin and Its Significance in Oil-Gas Exploration. *Acta Petrolei Sinica*, 32(2): 234—242 (in Chinese with English abstract).
- Liu, K. J., Huang, F., Gao, S., et al., 2018. Characteristics and Research Significance of Polymorphic Pyrite in Logatchev Hydrothermal Area, North Atlantic. *Earth Science*, 43(5): 1562—1573 (in Chinese with English abstract).
- Luo, J.L., He, M., Pang, X., et al., 2019. Diagenetic Response on Thermal Evolution Events and High Geothermal Gradients in the Southern Pearl River Mouth Basin and Its Enlightenment to Hydrocarbon Exploration. *Acta Petrolei Sinica*, 40(S1): 90—104 (in Chinese with English abstract).
- Lü, C.F., Chen, G.J., Zhang, G.C., et al., 2011. Reservoir Characteristics of Detrital Sandstones in Zhuhai Formation of Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin. *Journal of Central South University* (Science and Technology), 42 (9): 2763-2773 (in Chinese with English abstract).
- Ma, M., Chen, G. J., Li, C., et al., 2017. Quantitative Analysis of Porosity Evolution and Formation Mechanism of Good Reservoir in Enping Formation, Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin. *Natural Gas Geoscience*, 28(10): 1515—1526 (in Chinese with English abstract).
- Mi, L.J., He, M., Zhai, P.Q., et al., 2019. 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. *China Offshore Oil and Gas*, 31(1): 1—12 (in Chinese with English abstract).
- Mi, L.J., Zhang, Z.T., Pang, X., et al., 2018. Main Con-

- trolling Factors of Hydrocarbon Accumulation in Baiyun Sag at Northern Continental Margin of South China Sea. *Petroleum Exploration and Development*, 45(5): 902—913 (in Chinese with English abstract).
- Okunuwadje, S. E., MacDonald, D., Bowden, S., 2020. Diagenetic and Reservoir Quality Variation of Miocene Sandstone Reservoir Analogues from Three Basins of Southern California, USA. *Journal of Earth Science*, 31(5): 930—949. https://doi.org/10.1007/s12583-020-1289-7
- Pang, J., Luo, J. L., Ma, Y. K., et al., 2019. Forming Mechanism of Ankerite in Tertiary Reservoir of the Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin, and Its Relationship to CO<sub>2</sub>-Bearing Fluid Activity. *Acta Geologica Sinica*, 93(3): 724-737 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X., Chen, C.M., Peng, D.J., et al., 2008. Basic Geology of Baiyun Deep-Water Area in the Northern South China Sea. *China Offshore Oil and Gas*, 20(4): 215—222 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X., Ren, J.Y., Zheng, J.Y., et al., 2018. 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. *Petroleum Exploration and Development*, 45(1): 27—39 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X., Shi, H.S., Zhu, M., et al., 2014. A Further Discussion on the Hydrocarbon Exploration Potential in Baiyun Deep Water Area. *China Offshore Oil and Gas*, 26 (3): 23-29 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X.Q., Jiang, Z.X., Huang, H.D., et al., 2014. Formation Mechanisms, Distribution Models, and Prediction of Superimposed, Continuous Hydrocarbon Reservoirs. *Acta Petrolei Sinica*, 35(5): 795—828 (in Chinese with English abstract).
- Qin, W.J., Li, N., Fu, Z.H., 2015. Factors Controlling Formation of Effective Reservoirs in Deep of the Gaoyou Sag. *Oil & Gas Geology*, 36(5): 788-792 (in Chinese with English abstract).
- Shi, H.S., He, M., Zhang, L.L., et al., 2014. Hydrocarbon Geology, Accumulation Pattern and the Next Exploration Strategy in the Eastern Pearl River Mouth Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 26(3): 11–22 (in Chinese with English abstract).
- Taylor, T. R., Giles, M. R., Hathon, L. A., et al., 2010.
  Sandstone Diagenesis and Reservoir Quality Prediction:
  Models, Myths, and Reality. AAPG Bulletin, 94(8):
  1093—1132. https://doi.org/10.1306/04211009123
- Tian, L.X., Zhang, Z.T., Pang, X., et al., 2020. Characteristics of Overpressure Development in the Mid-Deep

- Strata of Baiyun Sag and Its New Enlightenment in Exploration Activity. *China Offshore Oil and Gas*, 32(6): 1—11 (in Chinese with English abstract).
- Tong, X.G., Zhang, G.Y., Wang, Z.M., et al., 2014. Global Oil and Gas Potential and Distribution. *Earth Science Frontiers*, 21(3): 1—9 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Q., Hao, L.W., Chen, G.J., et al., 2010. Forming Mechanism of Carbonate Cements in Siliciclastic Sandstone of Zhuhai Formation in Baiyun Sag. *Acta Petrolei Sinica*, 31(4): 553-558, 565 (in Chinese with English abstract).
- Xie, Y. H., Cai, J., Li, W. T., 2018. Pre-Monitoring Method and Practice of Multi Mechanism Overpressure Formation Pressure in Yinggehai Basin. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Yao, G.Q., Jiang, P., 2021. Method and Application of Reservoir "Source-Route-Sink-Rock" System Analysis. *Earth Science*, 46(8): 2934—2943 (in Chinese with English abstract).
- Zeng, Q.L., Mo, T., Zhao, J.L., et al., 2020. Characteristics, Genetic Mechanism and Oil & Gas Exploration Significance of High Quality Sandstone Reservoirs Deeper than 7 000 m: A Case Study of the Bashijiqike Formation of Lower Cretaceous in the Kuqa Depression. *Natural Gas Industry*, 40(1): 38–47 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, G.C., Yang, H. Z., Chen, Y., et al., 2014. The Baiyun Sag: A Giant Rich Gas-Generation Sag in the Deepwater Area of the Pearl River Mouth Basin. *Natural Gas Industry*, 34(11): 11—25 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, H.L., Pei, J.X., Zhang, Y.Z., et al., 2013. Over-pressure Reservoirs in the Mid-Deep Huangliu Formation of the Dongfang Area, Yinggehai Basin, South China Sea. *Petroleum Exploration and Development*, 40 (3): 284—293 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, L., Chen, S.H., 2017. Reservoir Property Response Relationship under Different Geothermal Gradients in the Eastern Area of the Pearl River Mouth Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 29(1): 29—38 (in Chinese with English abstract).

#### 附中文参考文献

- 陈国俊, 吕成福, 王琪, 等, 2010. 珠江口盆地深水区白云凹陷 储层孔隙特征及影响因素. 石油学报, 31(4): 566-572.
- 陈红汉, 米立军, 刘妍鷨, 等, 2017. 珠江口盆地深水区 CO<sub>2</sub> 成因、分布规律与风险带预测. 石油学报, 38(2):

- 119 134
- 范彩伟,曹江骏,罗静兰,等,2021.异常高压下海相重力流 致密砂岩非均质性特征及其影响因素:以莺歌海盆地 LD10区中新统黄流组储集层为例.石油勘探与开发, 48(5):903-915,949.
- 冯佳睿, 高志勇, 崔京钢, 等, 2016. 深层、超深层碎屑岩储层 勘探现状与研究进展. 地球科学进展, 31(7): 718-736.
- 何登发,马永生,刘波,等,2019.中国含油气盆地深层勘探的主要进展与科学问题.地学前缘,26(1):1-12.
- 黄志龙,朱建成,马剑,等,2015. 莺歌海盆地东方区高温高压带黄流组储层特征及高孔低渗成因. 石油与天然气地质,36(2):288-296.
- 贾承造, 庞雄奇, 2015. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向. 石油学报, 36(12): 1457-1469
- 姜平,王珍珍,邹明生,等,2021.文昌A凹陷珠海组砂岩碳酸盐胶结物发育特征及其对储层质量的影响.地球科学,46(2):600-620.
- 李弛, 罗静兰, 胡海燕, 等, 2019. 热动力条件对白云凹陷深水区珠海组砂岩成岩演化过程的影响. 地球科学, 44 (2): 572-587.
- 廖计华,徐强,陈莹,等,2016.白云-荔湾凹陷珠江组大型深水水道体系沉积特征及成因机制.地球科学,41(6):1041-1054.
- 柳保军, 庞雄, 颜承志, 等, 2011. 珠江口盆地白云深水区渐新世一中新世陆架坡折带演化及油气勘探意义. 石油学报, 32(2): 234-242.
- 刘开君, 黄菲, 高尚, 等, 2018. 北大西洋 Logatchev 热液区 多形 貌 黄 铁 矿 特 征 及 其 意 义. 地 球 科 学, 43(5): 1562-1573.
- 罗静兰,何敏,庞雄,等,2019.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.石油学报,40(S1):90-104.
- 吕成福, 陈国俊, 张功成, 等, 2011. 珠江口盆地白云凹陷珠海组碎屑岩储层特征及成因机制. 中南大学学报(自然科学版), 42(9): 2763-2773.
- 马明,陈国俊,李超,等,2017.珠江口盆地白云凹陷恩平组储层成岩作用与孔隙演化定量表征.天然气地球科学,28(10):1515—1526
- 米立军,何敏,翟普强,等,2019.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.中国海上油气,31(1):1-12.

- 米立军, 张忠涛, 庞雄, 等, 2018. 南海北部陆缘白云凹陷油气富集规律及主控因素. 石油勘探与开发, 45(5): 902-913.
- 庞江, 罗静兰, 马永坤, 等, 2019. 白云凹陷第三系储层中铁白云石的成因机理及与CO₂活动的关系. 地质学报, 93 (3): 724-737.
- 庞雄, 陈长民, 彭大钧, 等, 2008. 南海北部白云深水区之基础地质. 中国海上油气, 20(4): 215-222.
- 庞雄,任建业,郑金云,等,2018.陆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,石油勘探与开发,45(1):27-39.
- 庞雄, 施和生, 朱明, 等, 2014. 再论白云深水区油气勘探前景. 中国海上油气, 26(3): 23-29.
- 庞雄奇,姜振学,黄捍东,等,2014.叠复连续油气藏成因机制、发育模式及分布预测.石油学报,35(5):795-828.
- 秦伟军,李娜,付兆辉,2015. 高邮凹陷深层系有效储层形成控制因素. 石油与天然气地质,36(5):788-792.
- 施和生,何敏,张丽丽,等,2014.珠江口盆地(东部)油气地质特征、成藏规律及下一步勘探策略.中国海上油气,26(3):11-22.
- 田立新,张忠涛,庞雄,等,2020. 白云凹陷中深层超压发育特征及油气勘探新启示. 中国海上油气,32(6):1-11.
- 童晓光, 张光亚, 王兆明, 等, 2014. 全球油气资源潜力与分布. 地学前缘, 21(3): 1-9.
- 王琪, 郝乐伟, 陈国俊, 等, 2010. 白云凹陷珠海组砂岩中碳酸 盐胶结物的形成机理. 石油学报, 31(4): 553-558, 565.
- 谢玉洪, 蔡军, 李文拓, 2018. 莺歌海盆地多机制超压地层压力预测方法及实践. 北京: 石油工业出版社.
- 姚光庆, 姜平, 2021. 储层"源-径-汇-岩"系统分析的思路方法与应用. 地球科学, 46(8): 2934-2943.
- 曾庆鲁, 莫涛, 赵继龙, 等, 2020.7 000 m 以深优质砂岩储层的特征、成因机制及油气勘探意义: 以库车坳陷下白垩统巴什基奇克组为例. 天然气工业, 40(1): 38-47.
- 张功成,杨海长,陈莹,等,2014.白云凹陷:珠江口盆地深水区一个巨大的富生气凹陷.天然气工业,34(11):11-25.
- 张伙兰, 裴健翔, 张迎朝, 等, 2013. 莺歌海盆地东方区中深层黄流组超压储集层特征. 石油勘探与开发, 40(3): 284-293
- 张丽,陈淑慧,2017.珠江口盆地东部地区不同地温梯度下储层特征响应关系.中国海上油气,29(1):29-38.