https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.239



# 南海北部白云深水区高变地温 梯度砂岩渗透率定量预测

陈淑慧<sup>1,2</sup>,彭光荣<sup>1,2</sup>,张 丽<sup>1,2</sup>,柳保军<sup>1,2</sup>,颜 晖<sup>1,2</sup>,张 博<sup>1,2</sup>

1. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司,广东深圳 518054

2. 中海石油深海开发有限公司,广东深圳 518054

摘 要: 地温梯度如何影响砂岩成岩演化和储层物性变化是地学界的热点问题.以具有高变地温梯度特征的白云深 水区为例,通过分析大量不同地温梯度地区的样品,以地温梯度0.1~0.2 ℃/100 m为递进间隔,对比分析了不同地温 梯度区间内不同粒度砂岩储层渗透率随埋藏深度变化的趋势,建立了砂岩渗透率的定量地质预测模型,展示了砂岩渗 透率与地温梯度之间的内在联系.结果表明,一定埋深范围内,随地温梯度升高,渗透率每下降一个数量级,砂岩埋深 下限差异呈台阶式减少;相同地温梯度区间内,高成分成熟度、低塑性岩屑含量的含砾砂岩、粗粒砂岩、中粒砂岩和细 粒砂岩的渗透率下降程度不同,相邻粒径砂岩等效渗透率埋深下限差异相近,随地温梯度增加,相邻粒径砂岩等效渗 透率下限埋深差异呈规律性减小;低渗与特低渗砂岩储层的地层深度段随地温梯度升高而明显变小,粗粒砂岩特低渗 储层的埋深下限可作为白云深水区常规油气勘探的极限深度.研究成果对于揭示地温梯度对砂岩成岩演化作用的影 响及物性演变效应具有重要的意义,对油气勘探有积极的指导作用.

关键词:高变地温梯度;砂岩成岩作用;渗透率;定量预测;白云深水区;海洋地质学.

**中图分类号:** P548 **文章编号:** 1000-2383(2022)07-2468-13 **收稿日期:** 2022-06-03

# Quantitative Prediction of Permeability of High Variable Geothermal Gradient Sandstone in Baiyun Deep Water Area of Northern South China Sea

Chen Shuhui<sup>1,2</sup>, Peng Guangrong<sup>1,2</sup>, Zhang Li<sup>1,2</sup>, Liu Baojun<sup>1,2</sup>, Yan Hui<sup>1,2</sup>, Zhang Bo<sup>1,2</sup>

Shenzhen Branch of CNOOC Ltd., Shenzhen 518054, China
 CNOOC Deepwater Development Ltd., Shenzhen 518054, China

**Abstract:** How the geothermal gradient affects the diagenetic evolution of sandstone and the change of reservoir physical properties is a hot issue in the field of geosciences. Taking the Baiyun deep water area with a highly variable geothermal gradient distribution as an example, through the analysis of a large number of samples from different geothermal gradient areas, with a geothermal gradient of 0.1 °C/100 m as the progressive interval, in this paper it compares and analyzes the variation trend of the permeability of sandstone reservoirs of different grain sizes with burial depth in different geothermal gradient intervals, establishes a quantitative geological prediction model of sandstone permeability and shows the inherent relationship between the reservoir properties of

**Citation**: Chen Shuhui, Peng Guangrong, Zhang Li, Liu Baojun, Yan Hui, Zhang Bo, 2022. Quantitative Prediction of Permeability of High Variable Geothermal Gradient Sandstone in Baiyun Deep Water Area of Northern South China Sea. *Earth Science*, 47(7):2468–2480.

基金项目:"十三五"国家科技重大专项(No. 2016ZX05026-003);中海石油深海开发有限公司"万亿大气区"课题(No. KJZH-2021-0003-00);中海石油(中国)有限公司深圳分公司自研科技项目(No. ZY-2021-SZ-01).

作者简介:陈淑慧(1979-),女,工程师,主要从事储层地质和岩石学相关的研究. ORCID:0000-0002-6734-7303. E-mail:chenshh5@cnooc.com.cn

**引用格式:**陈淑慧,彭光荣,张丽,柳保军,颜晖,张博,2022.南海北部白云深水区高变地温梯度砂岩渗透率定量预测.地球科学,47(7): 2468-2480.

sandstone and the stratum geothermal gradient . The results show that within a certain buried depth range, with the increase of geothermal gradient, the difference of lower buried depth decreases step by step with the decrease of permeability by an order of magnitude. In the same geothermal gradient range, for pebbly sandstone, coarse-grained sandstone, medium-sized sandstone and fine-grained sandstone with high composition maturity and low plastic debris, the difference of lower limit of equal permeability between adjacent grain size sandstones is similar. With the increase of geothermal gradient, the difference of lower limit of equal permeability between adjacent grain size sandstones decreases regularly. The thickness of low permeability and ultra-low permeability sandstone reservoirs decreases with the increase of geothermal gradient, and the ultra-low permeability lower limit of coarse-grained sandstone can become the limit depth of deepwater conventional exploration. This study has important scientific significance for revealing the influence of geothermal gradient on the diagenetic evolution of sandstone and physical property evolution effect, and has a positive guiding role for oil and gas exploration.

**Key words:** high and variable geothermal gradient; sandstone diagenesis; permeability; quantitative geological prediction; Baiyun deep water area; marine geology.

# 0 引言

砂岩的成岩作用及储集物性演化除了与砂岩 的成分、结构有关以外,也与砂岩所处的地温场、构 造应力场和流体场等地质因素密切相关,其中,地 温场是具有普遍性和主导性的影响因素.国内学 者研究认为较低的古地温梯度是深层碎屑岩有利 储层发育的重要影响因素(任战利等,2001;李会军 等,2004;钟大康等,2008;蒋凌志等,2009;林潼等, 2013; 高 崇 龙 等, 2017a). 寿 建 峰 等 (1998, 2005, 2006)发现,高地温梯度地区的砂岩压实速率要大 于低地温梯度地区,高地温梯度地区的砂岩孔隙体 积(或孔隙度)受压实作用控制而减小的速率要大 于或显著大于低地温梯度地区,造成相同孔隙体积 (或孔隙度)情况下高地温梯度地区砂岩的埋藏深 度要显著浅于低地温梯度地区,即使在相同成岩温 度下,高地温梯度地区的砂岩压实速率也明显大于 低地温梯度地区、砂岩孔隙度明显小于低地温梯 度地区.地温梯度对砂岩成岩演化的影响也十分 明显,以松辽盆地为例,同属中央坳陷的中央坳 陷西部、大庆长垣和中央坳陷东部,现今地温梯 度分别为4.17 ℃/100 m、4.52 ℃/100 m和4.19 ℃/ 100 m, 中成岩阶段 B 期的底界埋深分别为 3100m、2900m和3050m(孟元林等,2010).

地温梯度的这种成岩效应必然影响到砂岩储 层物性的分布与演化.塔里木盆地东河塘地区地 温梯度为2℃/100 m,其泥盆系砂岩储层在 5700~6000 m埋深孔隙度达16%~20%、渗透率 达10~100 mD(朱国华等,1994);库车凹陷迪那 地区古近系地温梯度约2.2℃/100 m,5350 m埋 深以下孔隙度小于9%、渗透率低于0.1 mD(沈扬

等,2009);珠江口盆地古近系和新近系砂岩在地 温梯度小于4℃/100 m 的地区,5000 m 埋深附近 渗透率可达10~50 mD,在地温梯度为4~4.5 ℃/ 100 m 的 地 区 3 200 m 埋 深 的 砂 岩 渗 透 率 降 至 10 mD以下, 而在地温梯度大于 4.5 ℃/100 m 的地 区,2600m埋深的砂岩渗透率已低于1mD(张丽 和陈淑慧,2017). 国内学者大量分析了基于岩石 学范畴的成岩作用与砂岩孔隙发育的关系,依据砂 岩孔隙度在深度剖面上的分布趋势获得了孔隙度 演化关系(Bloch et al., 2002;钟大康等, 2003;朱筱 敏等,2006;谷团,2008;刘媛媛等,2009;Meng et al., 2010; 操应长等, 2013; 徐燕红等, 2020), 但我 国砂岩成岩背景的复杂性限制了其应用性.国内 一些学者讨论过地温梯度与砂岩压实作用及孔隙 发育的关系(李会军等,2004;钟大康等,2008;蒋凌 志等,2009;林潼等,2013;高崇龙等,2017b),对地 温梯度与砂岩渗透率关系的研究却相对较少(王永 兴等,1997;周远田,1998;高华等,2013).

渗透率决定了砂岩储层的(油气)产能大小,是 砂岩储层评价的一个重要参数.但中深层砂岩溶蚀 作用普遍发育,常出现异常高孔带,而溶蚀作用通常 对渗透率的增加影响不大(黄思静等,1995;兰叶芳 等,2011,2014;远光辉等,2013;陈勇等,2015;薛宗 安等,2015; Okunuwadje *et al.*,2020),导致深层溶 蚀增孔作用发育的砂岩孔隙度和渗透率相关性与正 常压实条件下无显著溶蚀增孔作用的砂岩不同,不 利于渗透率的预测.因此明确砂岩渗透率的变化规 律,建立砂岩渗透率的定量地质预测模型十分重要. 本文以南海北部白云深水区古近系珠海组和新近系 珠江组地温梯度和砂岩样品为研究实例,利用该区 67口钻井的2621块岩石薄片、7987个物性数据和 66 口井的地温梯度数据,在砂岩岩石学特征及其对 成岩与孔隙演化影响研究的基础上,进一步分析该 区地温梯度与砂岩渗透率之间的关系,建立砂 岩渗透率的定量地质预测模型.研究成果对揭 示地温梯度对砂岩成岩演化作用的影响及物性 演变效应具有重要的意义,对油气勘探中钻前 预测砂岩渗透率具有重要的指导作用.

# 1 地质背景

南海北部陆缘珠江口盆地现今属于热盆,主要 受控于多期拉张、裂陷导致的地壳减薄(米立军等, 2009,2016;庞雄等,2018,2021),盆地内大地热流 从北到南(从陆架到陆坡方向或从海域浅水区向深 水区)逐渐增高,地温梯度的总体变化趋势表现 为从浅水区向深水区逐渐增高,地温梯度主要 分布在24.7~60.8℃/km. 白云凹陷位于南海北 部深水区,总体呈 NEE 向展布,东接东沙隆起, 西邻开平凹陷,北邻番禺低隆起,南接云荔低隆 起(图1). 白云凹陷的现今热流值由凹陷北部至 南部呈逐渐增高趋势(米立军等,2009,2016), 北部的热流值为24 mW/m<sup>2</sup>,南部达到121 mW/ m<sup>2</sup>;平面上存在显著的局部热异常点.

白云凹陷发育的地层从老到新分别为古近纪 文昌、恩平、珠海组;新近纪珠江、韩江、粤海、万山 组以及第四系;始新世文昌组和恩平组沉积时期, 南海北部大陆边缘发生伸展,断层活动剧烈,裂陷 作用导致白云凹陷初步形成(庞雄等,2007,2018, 2021). 自始新世以来一直处于持续沉降的环境(庞 雄等,2007;邵磊等,2013;曾智伟等,2015;郑金云 等,2022).裂陷期沉积地层分别为文昌组和恩平 组,主要发育河流、三角洲和湖相,厚度超过 5000m:恩平组上段有海侵沉积,文昌组下段沉积 物主要来自凹陷周边凸起,局部发育火山碎屑沉积 (庞雄等,2021);文昌组上段和恩平组发育来自凹 陷西北侧的大型辫状河三角洲(庞雄等,2009, 2014,2018,2021),母岩以花岗岩和区域变质岩为 主(邵磊等, 2019; Shao et al., 2019; Cui et al., 2021),同时存在较多火山活动(吴梦霜等,2012;庞 雄等,2021;孙珍等,2021). 过渡期沉积地层为珠海 组,沉积物来自古珠江物源,以华南沿海花岗岩、沉 积岩和接触变质岩为特征(Chen et al., 2018;崔宇 驰等,2018;邵磊等,2020),发育海陆过渡相到浅海 陆架-陆坡深水沉积体系.中新世的珠江组、韩江



图1 白云凹陷样品点井位及地温梯度分布

Fig. 1 Well location and geothermal gradient distribution of sample points in Baiyun Depression

地温梯度(℃/100 m):1为3.5~3.6; 2为3.6~3.7; 3为3.75~3.85; 4为3.9~4.0; 5为4.0~4.1; 6为4.1~4.2; 7为4.26~4.36; 8为4.4~4.5; 9为4.5~4.6; 10为4.7~4.8; 11为4.8~4.9; 12为4.9~5.0; 13为5.1~5.3; 14为5.5~5.7

组、粤海组、万山组和第四系沉积期为坳陷发育期, 沉积了厚达5000m的地层(侯元立等,2020).南海 北部以海侵为主.白云凹陷位于古珠江口以 外的外陆架环境,受三级海平面控制,主要接 受陆架三角洲沉积、陆架边缘三角洲和陆坡 重力流沉积(庞雄等,2007;庞雄,2012),由于 砂泥组合和埋深适中,珠江组早期的砂岩沉 积成为白云凹陷当前最主要的勘探层系.

白云凹陷自始新世以来一直处于持续沉降阶 段(庞雄等,2007;邵磊等,2013;曾智伟等,2015), 凹陷内的地层埋藏方式基本一致,砂岩成岩及储 集性质的影响基本相似.本文涉及的主要目的层 新近系珠江组和古近系珠海组砂岩的岩石类型相 似(胡海燕,2016),以岩屑长石砂岩、长石岩屑砂 岩和岩屑砂岩为主,部分为长石石英砂岩、岩屑石 英砂岩,砂岩中石英含量范围为41%~90%,平均 值 65%;长石含量范围为 3%~33%,平均值 13%; 岩屑含量范围为0~51%,平均值22%,以花岗 岩岩屑、酸性喷出岩岩屑和变质石英岩为主,塑 性岩屑(板岩、千枚岩和云母等)含量整体低于 3%,平均含量0.6%,含量大于3%的样品仅占 0.6%,反映砂岩中刚性颗粒含量高、成分成熟度 高.砂岩的结构成熟度较高,珠江组以中砂岩为 主,其次为细砂岩,粗砂岩和含砾砂岩较少;珠 海组以细砂岩为主,其次为中砂岩,粗砂岩和含 砾砂岩较少.砂岩孔隙类型主要为原生孔隙,多 见溶蚀现象,中深层局部溶蚀、增孔作用发育, 但裂缝不发育,溶蚀作用对渗透率的增加作 用不明显,局部层段由于溶蚀产物伊利石等 粘土矿物的增加造成渗透率的降低.珠海组 和珠江组砂岩的胶结物以碳酸盐类(包括方 解石、铁方解石、白云石、铁白云石及少量菱 铁矿)、粘土矿物(高岭石和伊利石为主)和硅 质胶结为主,多为孔隙式胶结.

# 2 地温梯度与砂岩渗透率的关系

#### 2.1 数据的获取

本文利用白云凹陷内66口井的地温梯度数据,分析该凹陷平面上地温梯度的变化趋势(图1).可以看出番禺低隆起地区的地温梯度处于 3.5~3.6℃/100 m、3.6~3.7℃/100 m;白云凹陷西 北部地区地温梯度为3.75~3.85℃/100 m、3.9~ 4.0℃/100 m、4.0~4.1℃/100 m;白云凹陷东部地 区地温梯度处于 4.1~4.2 ℃/100 m、4.26~4.36 ℃/ 100 m、4.4~4.5 ℃/100 m、4.5~4.6 ℃/100 m; 白云 凹陷南部地区地温梯度为 4.7~4.8 ℃/100 m、 4.8~4.9 ℃/100 m、4.9~5.0 ℃/100 m、5.1~5.3 ℃/ 100 m、5.5~5.7 ℃/100 m. 总体而言,白云凹陷从 北往南,第三系的地温梯度变大.

张丽等(2017)研究认为,珠江口盆地平面上地 温梯度差异导致砂岩成岩及孔隙演化的不同,地温 梯度为3℃/100m地区的低渗砂岩储层的埋藏深 度下限为4600m, 地温梯度为3~4℃/100m地区 砂岩低渗埋深下限为3500~4000m,地温梯度为 4~4.5 ℃/100 m 地区为 3200 m, 地温梯度大于 4.5 ℃/100 m 地区则为2 600 m:以 0.5 ℃/100 m 为 递进区间,低渗深度下限跳跃式变浅,随着白云深 水区井位增加,部分相邻井地温梯度差为0.1℃/ 100 m(如图1中L221和L222).为了比较精确地分 析地温梯度与砂岩渗透率之间的量化关系,本研究 以白云深水区 67 口钻井 2 621 块岩石薄片、7 987 个物性数据和地温梯度实测数据为基础,对白云凹 陷内地温梯度以 0.1~0.2 ℃/100 m 的间隔(部分地 温梯度区间无钻井数据时取 0.2 ℃/100 m),把 3.5~5.7 ℃/100 m 的地温梯度区间分为14个等级, 即 3.5~3.6 °C/100 m、3.6~3.7 °C/100 m、3.75~ 3.85 °C/100 m, 3.9~4.0 °C/100 m, 4.0~4.1 °C/ 100 m, 4.1~4.2 °C/100 m, 4.26~4.36 °C/100 m, 4.4~4.5 °C/100 m , 4.5~4.6 °C/100 m , 4.7~4.8 °C/ 100 m, 4.8~4.9 °C/100 m, 4.9~5.0 °C/100 m, 5.1~ 5.3 ℃/100 m、5.5~5.7 ℃/100 m. 在此基础上,通 过不同地温梯度样品的实测结果,获取与14 个地温梯度等级对应的砂岩渗透率值.

本次研究选择主要受压实效应影响的样品, 利用岩石铸体薄片选择塑性岩屑含量低于1%、泥 杂基含量低于2%、胶结物含量小于3%、原生孔 隙为主、没有裂缝的岩石样品,以消除砂岩的碎屑 组分、杂基含量、胶结作用、溶蚀作用和储集空间 类型所产生的影响;再按细粒砂岩、中粒砂岩、粗 粒砂岩和含砾砂岩4个粒级,选择对应样品的实 测砂岩渗透率值.在实测渗透率数据较少而孔隙 度数据较多的情况下,通过建立上述约束条件下 孔隙度与渗透率的定量关系来获取渗透率值.对 部分泥杂基含量较高、或胶结物含量较高的砂岩 样品则分别通过泥杂基含量或胶结物含量与渗透 率之间的定量关系加以校正.对溶孔较发育的砂 岩样品,先在岩石铸体薄片下确定溶孔的占比,再 按此比例从实测孔隙度中减去相应的溶孔量.

2.2 各地温梯度区间内砂岩渗透率随深度增加趋势线的绘制依据

寿建峰等(2005)在研究砂岩孔隙度、渗透率 或压实量随粒级的变化时发现,相同深度下,粗 粒砂岩比中粒砂岩要多保孔1.4%~1.5%;相同 孔隙度下,粗砂岩的埋深比中砂岩要大500m,这 种保孔差异换算为由上覆岩石载荷引起的埋藏 压实效应即等同于500m的埋藏深度.在限定塑 性岩屑含量在3%~5%之间、消除埋深之外的其 他压实效应的影响因素条件下,一定深度范围内 同粒级砂岩孔隙度随深度增加呈线性减小,其中 粗砂岩与中砂岩减孔率相近,细砂岩由于粒径本 身以及塑性岩屑含量明显高于中砂岩和粗砂岩 而导致减孔率较大(图2).这种等效压实效应是 在准噶尔盆地地温梯度为2℃/100m左右时的 规律.当地温梯度增加,不同粒径的砂岩在等孔 隙度和等压实量情况下埋藏深度会进一步减小.

按照上述数据获取方法对各个地温梯度区间 内样品点进行分析,分细砂岩、中砂岩、粗砂岩和含 砾粗砂岩4个粒级,参照寿建峰等(2005)总结出的 一定深度范围内孔隙度随深度增加呈线性减小、粗 砂岩与中砂岩减孔率相近的变化规律,分别作出 各粒级砂岩的不同地温梯度区间内渗透率随埋深 变化的趋势线(图3),其中各线性变化规律限定 在渗透率为1~1000 mD所对应的深度范围内.



图2 准噶尔盆地三工河组不同粒级砂岩孔隙度与深度 对应关系



### 2.3 结果分析

(1)随地温梯度升高,砂岩渗透率随埋深增加的下降速率呈规律性增大.图3显示了不同地温梯度区间砂岩渗透率随埋深变化.从图3a、图3c中可以推测地温梯度3.9~4.0℃/100m和4.0~4.1℃/100m两个区间的砂岩等效渗透率埋藏深度相近,



Fig3 Trend lines of permeability and buried depth in different geothermal gradient intervals of sandstone with different grain sizes a. 含砾粗砂岩; b. 粗砂岩; c. 中砂岩; d. 细砂岩. 地温梯度(℃/100 m): 1为3.5~3.6; 2为3.6~3.7; 3为3.75~3.85; 4为3.9~4.0; 5为4.0~4.1; 6为4.1~4.2; 7为4.26~4.36; 8为4.4~4.5; 9为4.5~4.6; 10为4.7~4.8; 11为4.8~4.9; 12为4.9~5.0; 13为5.1~5.3; 14为5.5~5.7



图4 砂岩渗透率从10mD下降至1mD的埋藏深度差与地 温梯度的关系

Fig. 4 Relationship between buried depth difference of sandstone permeability from 10 mD to 1 mD and geothermal gradient

4.4~4.5 ℃/100 m和4.5~4.6 ℃/100 m区间的砂岩 等效渗透率埋深相近(图3c).并且从图3a、3b、3c不 难发现3.5~3.85 ℃/100 m地温梯度区间内,渗透率 下降速率相近,从10 mD下降至1 mD的埋深相差 500 m左右,下降速率最小;3.9~4.9 ℃/100 m地温 梯度区间内,渗透率下降速率相近,从10 mD下降 至1 mD的埋深相差400 m左右;4.9~5.3 ℃/100 m 地温梯度区间内,渗透率下降速率相近,从10 mD 下降至1 mD的埋深相差300 m左右;5.5~5.7 ℃/ 100 m地温梯度区间内,从10 mD下降至1 mD的埋 深相差200 m左右,下降速率最大.说明随地温梯 度升高,在一定深度范围内,砂岩渗透率每下降 一个数量级,埋深差异呈规律性减少(图4).地 温梯度越低、埋深差异越大,地温梯度大于 5.1℃/100m时,埋深差异快速变小,也即高地温 梯度下渗透率随埋深增加而快速降低.

(2)相同地温梯度区间内,相邻粒径砂岩等效 渗透率埋藏深度差异相似;随地温梯度的增加,相 邻粒径砂岩等效渗透率埋深下限差异逐渐减小.参 照上述变化规律,首先分析含砾粗砂岩、粗砂岩和 中砂岩的等效渗透率下限埋深差异.以4.0~4.1℃/ 100 m(图 3c)地温梯度区间为例(图 5),该区间内 P354 井和 P271 井取心段岩性为含砾粗巨粒砂岩、 粗砂岩、中砂岩和细砂岩,泥质含量整体低于5%, 高岭石和硅质胶结为主,胶结物含量整体小于6%, 孔隙类型以原生孔隙、高岭石晶间孔和颗粒溶蚀孔 为主.选取泥质含量低于1%、胶结物含量相近的不 同粒度砂岩进行物性对比.相同渗透率条件下,以 1000 mD渗透率的埋深下限为例,含砾粗砂岩为 3 350 m(图 3a),粗砂岩为3 050 m(图 3b),中砂岩约 为2750m(图3c),以此推测各相邻粒级等效渗透 率下限埋深差异为300m.这与寿建峰等(2005)研 究发现在库车凹陷迪那地区地温梯度约为2℃/ 100 m 时,粗砂岩的埋藏深度要比同孔隙度中砂岩 大500m、随地温梯度增加不同粒径之间孔隙度差



Fig. 5 Permeability trend line of sandstone with different particle sizes in the geothermal gradient range of 4.0-4.1 °C /100 m



图 6 14个地温梯度区间内不同粒级砂岩储层渗透率变化规律

Fig. 6 Permeability variation law of sandstone reservoirs with different grain sizes in 14 geothermal gradient intervals

值趋于减小的结论相呼应.进一步分析表明,细砂 岩和中砂岩的等效渗透率下限埋深存在差异,以 4.26~4.36 ℃/100 m 地温区间(图 3c)为例,在其他 限定条件相似的情况下,10mD渗透率的中砂岩埋 深为3400m,细砂岩为3100m,等效渗透率下限埋 深差异与粗粒级砂岩相似,同为300m.寿建峰等 (2005)认为,由于中、细粒砂岩的粒级较细和塑性 岩屑含量较高,细砂岩与中砂岩的等效压实埋深 差异大于中砂岩与粗砂岩;本研究区明显与之 不同,可能是由于本研究区细砂岩中塑性岩屑 含量不高.上述分析说明白云深水区同一地温 梯度区间相邻粒径砂岩的等效渗透率埋深差异 相似,据此推出14个地温梯度区间内各粒径砂 岩等效渗透率下限埋深差异,其中3.5~4.6℃/ 100 m区间内为 300 m, 4.7~5.3 ℃/100 m区间内 为 200 m, 5.5~5.7 ℃/100 m 区间内为 100 m; 说 明随着地温梯度的增加,不同粒度砂岩等效渗 透率下限埋深差异逐渐减小,也即高地温梯度 下,不同粒度砂岩储层物性差异逐渐减小.

(3)不同粒度砂岩特低渗砂岩储层的地层 埋藏厚度区间随地温梯度升高而变薄.依据上述的渗透率变化规律,按照14个地温梯度区间,分析获得不同粒级砂岩的10mD渗透率和1mD渗透率的埋深下限(图6),从中可得出不同地温梯度区间内特低渗带(1~10mD)砂岩储层的埋藏地层最大厚度,不难看出特低渗砂岩储层的地层埋藏厚度随地温梯度升高而变



Fig. 7 Relationship between geothermal gradient and lower limit burial depth of 1 mD permeability

薄.地温梯度在 3.5~3.85 ℃/100 m区间内,特低渗带厚度为 500 m;在 3.9~5.0 ℃/100 m区间内,特低渗带厚度为 400 m;在 5.1~5.3 ℃/100 m区间内,特低渗带厚度为 300 m;在 5.5~5.7 ℃/100 m区间内,特低渗带厚度为 200 m.

考虑到技术手段和经济效益,目前白云凹 陷深水天然气勘探主要定位于单井有数十万 方天然气日产能的产出条件为勘探下限,根据 勘探经验、水深、储层埋深、温压条件等,渗透 率在1mD以上的砂岩物性条件是最低限度要 求.为此,读取14个地温梯度区间的不同粒级 砂岩1mD渗透率时对应的埋深下限,求取关 系式如图7.该图反映了不同地温梯度影响下, 正常成岩作用(不包含特殊成岩改造,如早期 油气充注的储层保护、构造等裂缝、特殊条件

Table 1 Identification data of samples near the interface of low and ultra-low permeability													
样具	埋藏	控舳	粒度	泥杂基 (%)		面孔率(%)							
编号	深度	安庶			方解石	铁方 解石	白云石	铁白	菱铁矿	石英	粒间孔	粒内	铸模孔
	(m)	ЛЦ						云石				溶孔	
1	3 040.18	线	中粒	少			6			2	8.5	0.5	
2	2 932.41	线	细粒	1.2				1.2		2.8	8.4	1.2	0.4
3	3 149.58	点−线	中粒								8	0.5	1
4	3 069.22	点−线	中粒	2		1		1			4	0.5	2
5	2 757.8	线	中粒	0.5				2	6		2	3	2
6	2 094.3	线	细粒	6	0.4			0.6	0.6		3	2	1
7	2 544.1	线	中粒	10				5	1		1	5	2.5
8	2 628.5	线	中粒	6				2	1		1	3	1

表1 低渗与特低渗界面附近样品薄片鉴定数据

表 2 低渗与特低渗界面附近样品粘土 X 衍射及物性分析数据

Table 2 Data of X-ray diffraction and physical property analysis of clay samples near low and ultra-low permeability interface

体目		埋藏			粘土X衍	决压应	了险审	抽泪拚哇			
1泊云 八米	样品编号	深度	高岭石	绿泥石	伊利石	伊蒙混层	伊蒙混层	修 (m D)	11际度 (%)	地価体度 (℃/100 m)	
万尖		(m)	$(\frac{0}{10})$	$(\frac{0}{0})$	(%)	(%)	混层比(%)	(mD)			
	1	3 040.18	11	19	68	2	5	15.7	12.1	4.2	
<b> </b>	2	2 932.41	4	8	65	23	$10 \sim 20$	17.3	12.5	4.26	
似诊审	3	3 149.58	11	16	52	21	30	15.7	10.5	4.43	
	4	3 069.22	6	11	51	32	20	28.6	11.8	4.55	
	5	2 757.8	15			85	5	5.4	15.0	4.97	
杜瓜涂带	6	2 094.3	5	15		80	$<\!\!5$	7.6	13.6	5.67	
付瓜徑市	7	2 544.1	0	0		100	$<\!\!5$	1.15	15.0	5.22	
	8	2 628.5	0	0		100	7	1.23	13.5	5.22	

的水岩改造、异常热液等的成岩等)下常规勘 探的经济有效储层下限深度,明确有效储层深 度对于指导该区的油气勘探有积极作用.

#### 2.4 白云凹陷低渗带与特低渗带储层特征

分别选取白云凹陷低渗带与特低渗带代表 性样品,利用井壁取心和岩心实测物性、铸体 薄片、粘土X衍射以及扫描电镜等资料来分析 低渗带与特低渗带储层特征(表1,表2).所有 样品孔隙度基本在10%~15%之间,其中1、2、 3、4号样品渗透率基本在10~50 mD之间,5、 6、7、8号样品渗透率在1~10 mD之间(表2). 参考砂岩储层评价分类标准,1~4号样品为低 孔低渗储层,5~8号样品为低孔特低渗储层.

低渗带砂岩储层碎屑颗粒以点-线、线接触为主,压实作用相对较弱.胶结物以铁方解石、 白云石、铁白云石和硅质为主,含量较低,扫描 电镜和铸体薄片中普遍观察到石英次生加大现 象.粘土矿物以丝缕状伊利石为主,其次为片状 伊蒙混层、针状和玫瑰花状绿泥石、片状高岭石 (表2);伊蒙混层的混层比基本在15%以上.孔 隙较发育,以原生孔隙为主,少量长石等易溶颗 粒粒内溶蚀孔.依据中华人民共和国石油天然 气行业标准SY/T 5477-2003《碎屑岩成岩阶段 划分》,低渗带储层处中成岩阶段A期晚期.

特低渗带砂岩储层碎屑颗粒以线接触为主,压 实作用相对较强.胶结物以铁白云石和菱铁矿为 主,含量较高(表1).粘土矿物以片状伊蒙混层为 主,伊蒙混层混层比低于10%,少量绿泥石和高岭 石.孔隙较发育,以次生孔隙为主,原生孔隙较少, 溶蚀作用较强,形成较多粒内溶蚀微孔.通过薄片 观察对比分析发现,特低渗带砂岩储层中孔隙度较 大、渗透率偏低,主要是由于长石、岩屑等易溶颗 粒的不完全溶蚀形成的大量微孔导致储层孔隙 度增加,但孔隙结构复杂从而降低了储层的渗流 能力,渗透率偏低.依据中华人民共和国石油天 然气行业标准SY/T 5477-2003《碎屑岩成岩阶段 划分》,特低渗带储层处中成岩阶段B期早期.

值得注意的是,中深层砂岩储层影响因素复杂,油气早期充注、异常高压和溶蚀作用等异常保 孔和增孔因素的存在,使砂岩储层的低渗带埋深 在正常压实条件下可加深.同一地区的砂岩地温 梯度相同,不同粒级砂岩渗透率下限的埋深有差 异,导致砂岩储集性能的差异,甚至砂岩具有渗透 性储层和非储层甚至盖层的极端差别,这种差异 可成为岩性圈闭或者物性圈闭形成的有利条件.

## 3 结论

在一定深度范围内,正常压实条件下,高变地 温梯度砂岩渗透率随深度增加呈规律性的变化:

(1)随地温梯度升高,其他限定条件相同的情况下,相同渗透率的埋深下限呈规律性变浅.

(2)随地温梯度升高,砂岩渗透率随埋深增加的下降速率呈规律性增大,也即高地温梯度下,渗透率随埋深增加快速降低.渗透率每下降一个数量级,下限埋深差异呈台阶式减少,一般来说,地温梯度为3.5~3.9℃/100 m的地区埋深差异为500 m,3.9~4.9℃/100 m的地区为400 m,4.9~5.3℃/100 m的地区为300 m,5.5~5.7℃/100 m的地区为200 m.

(3)相同地温梯度区间内,相邻粒径砂岩等效渗透率埋深下限差异相近;随地温梯度增加, 相邻粒径砂岩等效渗透率埋深下限差异呈规律 性减小.一般来说,地温梯度为3.5~4.6℃/100 m 区间内为300 m,4.7~5.3℃/100 m区间内为 200 m,5.5~5.7℃/100 m区间内为100 m.

(4)同一地区不同粒级砂岩渗透率下限的埋深 差异特征会导致砂岩储集性能的明显差异,甚至可 发育为渗透性储层、非储非盖层、盖层的极端差别.

(5)根据不同粒级砂岩储层渗透率在不同地温梯度区间内的变化特征,可以预测储层低渗、特低 渗下限深度,对油气勘探有积极的指导作用.

致谢:在成文过程中得到了中国海洋石油总 公司庞雄教授、中国石油集团杭州地质研究院寿 建峰教授的意见和建议,特表感谢.同时,衷心感 谢评审专家给予的宝贵意见和建议!

#### References

Bloch, S., Lander, R.H., Bonnell, L., 2002. Anomalously High Porosity and Permeability in Deeply Buried Sandstone Reservoirs: Origin and Predictability. AAPG Bulletin, 86(2): 301-328. https://doi.org/10.1306/61eedabc-173e-11d7-8645000102c1865d

- Cao, Y.C., Yuan, G.H., Li, X.Y., et al., 2013. Types and Characteristics of Anomalously High Porosity Zones in Paleogene Mid-Deep Buried Reservoirs in the Northern Slope, Dongying Sag. Acta Petrolei Sinica, 34(4): 683-691 (in Chinese with English abstract).
- Chen, S. H., Qiao, P. J., Zhang, H. H., et al., 2018. Geochemical Characteristics of Oligocene - Miocene Sediments from the Deepwater Area of the Northern South China Sea and Their Provenance Implications. Acta Oceanologica Sinica, 37(2): 35-43. https://doi.org/ 10.1007/s13131-017-1127-7
- Chen, Y., Wang, C.J., Sun, X.F., et al., 2015. Progress on Mineral Solubility and Mechanism of Dissolution Secondary Porosity Forming in Clastic Reservoir. *Bulletin* of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 34(4): 830-836 (in Chinese with English abstract).
- Cui, Y.C., Cao, L.C., Qiao, P.J., et al., 2018. Provenance Evolution of Paleogene Sequence (Northern South China Sea) Based on Detrital Zircon U-Pb Dating Analysis. *Earth Science*, 43(11): 4169-4179 (in Chinese with English abstract).
- Cui, Y. C., Shao, L., Yu, M. M., et al., 2021. Formation of Hengchun Accretionary Prism Turbidites and Implications for Deep-Water Transport Processes in the Northern South China Sea. Acta Geologica Sinica (English Edition), 95(1): 55-65. https://doi.org/10.1111/1755-6724.14640
- Gao, C.L., Ji, Y.L., Jin, J., et al., 2017a. Characteristics and Controlling Factors on Physical Properties of Deep Buried Favorable Reservoirs of the Qingshuihe Formation in Muosuowan Area, Junggar Basin. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 47(4): 990-1006 (in Chinese with English abstract).
- Gao, C.L., Ji, Y.L., Gao, Z.Y., et al., 2017b. Multi-Factor Coupling Analysis on Property Preservation Process of Deep Buried Favorable Reservoir in Hinterland of Junggar Basin. Acta Sedimentologica Sinica, 35(3): 577-591 (in Chinese with English abstract).
- Gao, H., Wu, H.S., Zhang, H.R., 2013. Research of Logging Facies Classification in Low Porosity and Low Permeability Reservoirs and Method of Permeability Evaluation in Yinggehai Basin. *Journal of Oil and Gas Technol*ogy, 35(7): 87-92 (in Chinese with English abstract).
- Gu, T., 2008. Characteristics of Abnormally High Porosity Zone and Favorable Reservoir Facies Prediction in Deep

Cenozoic Horizon of Qingshui Sag. Natural Gas Geoscience, 19(3): 327-333 (in Chinese with English abstract).

- Hou, Y.L., Shao, L., Qiao, P.J., et al., 2020. Provenance of the Eocene-Miocene Sediments in the Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 40(2): 19-28 (in Chinese with English abstract).
- Hu, H.Y., 2016. Reservoir Characteristics of Late Oligocene-Early Miocene in Baiyun Sag. *Ground Water*, 38(1): 212-213 (in Chinese).
- Huang, S.J., Yang, J.J., Zhang, W.Z., et al., 1995. Experimental Study of Feldspar Dissolution by Acetic Acid at Different Burial Temperatures. Acta Sedimentologica Sinica, 13(1): 7-17 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, L.Z., Niu, J.Y., Zhang, Q.C., et al., 2009. Major Factors Analysis on Controlling the Formation of Favorable Reservoir in Deep Level of Bohai Bay Basin. *Geological Review*, 55(1): 73-78 (in Chinese with English abstract).
- Lan, Y.F., Deng, X.Q., Cheng, D.X., et al., 2014. Formation Mechanisms of Secondary Porosity in the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin. *Geological Science* and Technology Information, 33(6): 128-136 (in Chinese with English abstract).
- Lan, Y.F., Huang, S.J., Lü, J., 2011. Influences of Authigenic Chlorite on Pore Structure in Sandstone Reservoir: A Case Study from Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, China. *Geological Bulletin of China*, 30 (1): 134-140 (in Chinese with English abstract).
- Li, H.J., Wu, T.R., Wu, B., et al., 2004. Distribution and Controlling Factors of High Quality Clastic Deeply Buried Reservoirs in China. *Geological Science and Technology Information*, 23(4): 76-82 (in Chinese with English abstract).
- Lin, T., Li, W.H., Sun, P., et al., 2013. Factors Influencing Deep Favorable Reservoirs on the Southern Margin of Junggar Basin, Xinjiang Province. *Geological Bulletin of China*, 32(9): 1461-1470 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Y.Y., Yu, B.S., Zhu, J.F., et al., 2009. Diagenesis and Its Influence on Physical Properties in Paleogene Clastic Reservoir in the West Sag of the Beach Area, Liaohe Depression. *Geoscience*, 23(4): 731-738 (in Chinese with English abstract).
- Meng, Y.L., Gao, Y.T., Wu, H.Y., et al., 2010. Regional Diagenetic Regularity and Controlling Factors of Middle-Shallow Horizons in the Northern Songliao Basin. *Jour*nal of Palaeogeography, 12(1): 97-106 (in Chinese

with English abstract).

- Meng, Y. L., Liang, H. W., Meng, F. J., et al., 2010. Distribution and Genesis of the Anomalously High Porosity Zones in the Middle-Shallow Horizons of the Northern Songliao Basin. *Petroleum Science*, 7(3): 302-310. https://doi.org/10.1007/s12182-010-0072-2
- Mi, L.J., Liu, B.J., He, M., et al., 2016. Petroleum Geology Characteristics and Exploration Direction in Baiyun Deep Water Area, Northern Continental Margin of the South China Sea. *China Offshore Oil and Gas*, 28(2): 10-22 (in Chinese with English abstract).
- Mi, L.J., Yuan, Y.S., Zhang, G.C., et al., 2009. Characteristics and Genesis of Geothermal Field in Deep-Water Area of the Northern South China Sea. Acta Petrolei Sinica, 30(1): 27-32 (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, X., 2012. Sequence Stratigraphy Configuration of Deepwater Gravity-Flow Sediments and Its Controls: A Line of Thinking in Sequence Stratigraphy of Gravity-Flow Sediments in Baiyun Deepwater Area, the Northern South China Sea. *China Offshore Oil and Gas*, 24 (2): 1-8 (in Chinese with English abstract).
- Pang X., Chen C.M., Peng D.J., et al., 2007. Pearl River Deep-Water Fan System and Oil and Gas in South China Sea. Science Press, Beijing (in Chinese).
- Pang, X., He, M., Zhu, J.Z., et al., 2009. A Study on Development Conditions of Lacustrine Source Rocks in Zhu II Depression, Pearl River Mouth Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 21(2): 86-90, 94 (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., Zheng, J.Y., Mei, L.F., et al., 2021. Characteristics and Origin of Continental Marginal Fault Depressions under the Background of Preexisting Subduction Continental Margin, Northern South China Sea, China.

Petroleum Exploration and Development, 48(5): 1069–1080 (in Chinese with English abstract).

- Ren, Z.L., Xiao, D.M., Chi, Y.L., 2001. Restoration of the Palaeogeotherm in Songliao Basin. *Petroleum Geology* & *Oilfield Development in Daqing*, 20(1): 13-14, 55 (in Chinese with English abstract).
- Shao, L., Cui, Y.C., Qiao, P.J., et al., 2019. Implications on the Early Cenozoic Palaeogeographical Reconstruction of SE Eurasian Margin Based on Northern South China Sea Palaeo-Drainage System Evolution. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 21(2): 216-231 (in Chinese with English abstract).
- Shao, L., Cui, Y. C., Stattegger, K., et al., 2019. Drainage Control of Eocene to Miocene Sedimentary Records in the Southeastern Margin of Eurasian Plate. GSA Bulletin, 131(3/4): 461-478. https://doi. org/10.1130/ B32053.1
- Shao, L., Meng, X.J., Zhang, G.C., et al., 2013. Feature of Faults System and Its Influence on Tectonic and Sedimentary History of Baiyun Sag. *Journal of Tongji University* (*Natural Science*), 41(9): 1435-1441 (in Chinese with English abstract).
- Shao, L., Qiao, P.J., Cui, Y.C., et al., 2020. The Evolutions of the Fluvial Systems in the Northern South China Sea since the Early Cenozoic. Science & Technology Review, 38(18): 57-61 (in Chinese with English abstract).
- Shen, Y., Ma, Y.J., Zhao, L.B., et al., 2009. Controlling Factors of the Paleogene-Cretaceous Reservoirs and Potential Exploration Areas in the Eastern Kuqa Depression. *Oil & Gas Geology*, 30(2): 136-142 (in Chinese with English abstract).
- Shou, J.F., Zhang, H.L., Shen, Y., et al., 2006. Diagenetic Mechanisms of Sandstone Reservoirs in China Oil and Gas - Bearing Basins. Acta Petrologica Sinica, 22(8): 2165-2170 (in Chinese with English abstract).
- Shou, J.F., Zhang, H.L., Si, C.S., et al., 2005. Dynamic Diagenesis of Sandstone. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Shou, J.F., Zhu, G.H., 1998. Study on Quantitative Prediction of Porosity Preservation in Sandstone Reservoirs. *Chinese Journal of Geology*, 33(2): 244-250 (in Chinese with English abstract).
- Sun, Z., Li, F.C., Lin, J., et al., 2021. The Rifting-Breakup Process of the Passive Continental Margin and Its Relationship with Magmatism: The Attribution of the South China Sea. *Earth Science*, 46(3): 770-789 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y.X., Liu, Y.J., Lu, H., et al., 1997. Relationships

of Genetic Types of Sand Bodies, Pore Textures and Permeability in the Sandstone Reservoir with High Porosity. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 21(1): 12-16 (in Chinese with English abstract).

- Wu, M. S., Shao, L., Pang, X., et al., 2012. REE Geochemical Characteristics of Sediments and Its Implications in the Deepwater Area of the Northern South China Sea. Acta Sedimentologica Sinica, 30(4): 672-678 (in Chinese with English abstract).
- Xu Y. H., Yang X. H., Mei L. F., et al., 2020. Diagenetic Characteristics and Porosity Evolution of Low Permeability Sandstone Reservoir in Zhuhai Formation, Wenchang A Sag. *Earth Science*, 45(6):2172-2185 (in Chinese with English abstract).
- Xue, Z.A., Zhao, Y.H., Wu, Y.P., et al., 2015. Characteristics and Forming Mechanisms of Reservoirs in the Shahejie Formation of Qibei Slope, Bohai Bay Basin. *Oil & Gas Geology*, 36(2): 280-287 (in Chinese with English abstract).
- Yuan, G.H., Cao, Y.C., Yang, T., et al., 2013. Porosity Enhancement Potential through Mineral Dissolution by Organic Acids in the Diagenetic Process of Clastic Reservoir. *Earth Science Frontiers*, 20(5): 207-219 (in Chinese with English abstract).
- Zeng, Z.W., Yang, X.H., Shu, Y., et al., 2015. Structure Palaeogeomorphology Characteristics and Sand Bodies Distribution Regularities of Paleogene Wenchang Formation in Enping Sag: Under the Conditions of Lack of Drilling Data to Predict and Evaluate the Reservoir Sand Bodies. *Geoscience*, 29(4): 804-815 (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).
- Zheng, J.Y., Pang, X., Liu, J., et al., 2022. Staged Differential Subsidence and Its Genetic Mechanism in Post -Rifting Stage of Pearl River Mouth Basin. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 24(1): 85-98 (in Chinese with English abstract).
- Zhong, D.K., Zhu, X.M., Wang, H.J., 2008. Characteristics and Genetic Mechanism of Deep - Buried Clastic Eureservoir in China. *Scientia Sinica Terrae*, 38(S1): 11-18 (in Chinese)
- Zhong, D.K., Zhu, X.M., Zhang, Z.H., et al., 2003. Origin of Secondary Porosity of Paleogene Sandstone in the Dongying Sag. *Petroleum Exploration and Develop-*

 $ment,\ 30(6):\ 51-53$  (in Chinese with English abstract).

- Zhou, Y.T., 1998. A New Method for Determining Hydrocarbon Reservoir Permeability. *Oil & Gas Geology*, 19 (3): 211-214 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, G.H., Wang, S.Y., Yao, G.S., 1994. Effect of Different Geothermal Field and Burial History on Diagenetic Changes and Pore Evolution of Detrital Reservoir Rocks. South China Petroleum Geology, (1): 41-46, 86 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, X.M., Mi, L.J., Zhong, D.K., et al., 2006. Paleogene Diagenesis and Its Control on Reservoir Quality in Jiyang Depression. *Journal of Palaeogeography*, 8(3): 295-305 (in Chinese with English abstract).

#### 附中文参考文献

- 操应长,远光辉,李晓艳,等,2013. 东营凹陷北带古近系中 深层异常高孔带类型及特征.石油学报,34(4): 683-691.
- 陈勇, 王成军, 孙祥飞, 等, 2015. 碎屑岩储层矿物溶解度与 溶蚀次生孔隙形成机理研究进展. 矿物岩石地球化学 通报, 34(4): 830-836.
- 崔宇驰,曹立成,乔培军,等,2018. 南海北部古近纪沉积物 碎屑锆石 U-Pb 年龄及物源演化. 地球科学,43(11): 4169-4179.
- 高崇龙,纪友亮,靳军,等,2017a.准噶尔盆地莫索湾地区 清水河组深层优质储层特征及其物性控制因素.吉林 大学学报(地球科学版),47(4):990-1006.
- 高崇龙,纪友亮,高志勇,等,2017b.准噶尔盆地腹部深层 储层物性保存过程多因素耦合分析.沉积学报,35(3): 577-591.
- 高华,吴洪深,张海荣,2013. 莺歌海盆地低孔渗储层测井 相分类及渗透率评价方法研究.石油天然气学报,35 (7):87-92.
- 谷团,2008. 辽河盆地西部凹陷清水洼陷新生界深层异常高 孔带特征与有利储集相预测研究. 天然气地球科学, 19(3):327-333.
- 侯元立, 邵磊, 乔培军, 等, 2020. 珠江口盆地白云凹陷始新 世-中新世沉积物物源研究.海洋地质与第四纪地质, 40(2): 19-28.
- 胡海燕,2016.白云凹陷渐新世晚期-中新世早期储层特征 研究.地下水,38(1):212-213.
- 黄思静,杨俊杰,张文正,等,1995.不同温度条件下乙酸对 长石溶蚀过程的实验研究.沉积学报,13(1):7-17.
- 蒋凌志,牛嘉玉,张庆昌,等,2009. 渤海湾盆地深部有利储 层发育的主控因素. 地质论评,55(1):73-78.
- 兰叶芳, 邓秀芹, 程党性, 等, 2014. 鄂尔多斯盆地三叠系延 长组次生孔隙形成机制. 地质科技情报, 33(6): 128-136.

- 兰叶芳,黄思静,吕杰,2011.储层砂岩中自生绿泥石对孔 隙结构的影响:来自鄂尔多斯盆地上三叠统延长组的 研究结果.地质通报,30(1):134-140.
- 李会军,吴泰然,吴波,等,2004.中国优质碎屑岩深层储层 控制因素综述.地质科技情报,23(4):76-82.
- 林潼,李文厚,孙平,等,2013.新疆准噶尔盆地南缘深层有 利储层发育的影响因素.地质通报,32(9):1461-1470.
- 刘媛媛,于炳松,朱金富,等,2009. 辽河滩海西部凹陷古近 系碎屑岩储层成岩作用及其对储层物性的影响.现代 地质,23(4):731-738.
- 孟元林,高煜婷,吴河勇,等,2010. 松辽盆地北部中浅层区 域成岩规律及影响因素.古地理学报,12(1):97-106.
- 米立军,柳保军,何敏,等,2016.南海北部陆缘白云深水区 油气地质特征与勘探方向.中国海上油气,28(2): 10-22.
- 米立军,袁玉松,张功成,等,2009. 南海北部深水区地热特 征及其成因.石油学报,30(1):27-32.
- 庞雄,2012. 深水重力流沉积的层序地层结构与控制因素: 南海北部白云深水区重力流沉积层序地层学研究思路.中国海上油气,24(2):1-8.
- 庞雄,陈长民,彭大钧,等,2007.南海珠江深水扇系统及油 气.北京:科学出版社.
- 庞雄,何敏,朱俊章,等,2009.珠二坳陷湖相烃源岩形成条件分析.中国海上油气,21(2):86-90,94.
- 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,郑金云,梅廉夫,等,2021. 先存俯冲陆缘背景下南海 北部陆缘断陷特征及成因.石油勘探与开发,48(5): 1069-1080.
- 任战利, 萧德铭, 迟元林, 2001. 松辽盆地古地温恢复. 大庆 石油地质与开发, 20(1): 13-14, 55.
- 邵磊,崔宇驰,乔培军,等,2019.南海北部古河流演变对欧 亚大陆东南缘早新生代古地理再造的启示.古地理学 报,21(2):216-231.
- 邵磊, 孟晓捷, 张功成, 等, 2013. 白云凹陷断裂特征对构造
  与沉积的控制作用.同济大学学报(自然科学版), 41
  (9): 1435-1441.
- 邵磊,乔培军,崔宇驰,等,2020.新生代早期南海北部水系 演变.科技导报,38(18):57-61.
- 沈扬,马玉杰,赵力彬,等,2009. 库车坳陷东部古近系-白 垩系储层控制因素及有利勘探区.石油与天然气地质, 30(2):136-142.
- 寿建峰,张惠良,沈扬,等,2006.中国油气盆地砂岩储层的 成岩压实机制分析.岩石学报,22(8):2165-2170.
- 寿建峰,张惠良,斯春松,等,2005.砂岩动力成岩作用.北

京:石油工业出版社.

- 寿建峰,朱国华,1998.砂岩储层孔隙保存的定量预测研 究.地质科学,33(2):244-250.
- 孙珍,李付成,林间,等,2021.被动大陆边缘张--破裂过程 与岩浆活动:南海的归属.地球科学,46(3):770-789.
- 王永兴,刘玉洁,卢宏,等,1997.高孔隙度砂岩储层中砂体 成因类型、孔隙结构与渗透率的关系.大庆石油学院学 报,21(1):12-16.
- 吴梦霜, 邵磊, 庞雄, 等, 2012. 南海北部深水区沉积物稀土 元素特征及其物源指示意义. 沉积学报, 30(4): 672-678.
- 徐燕红,杨香华,梅廉夫,等,2020. 文昌 A 凹陷珠海组低渗 砂岩成岩特征与孔隙演化.地球科学,45(6): 2172-2185.
- 薛宗安,赵玉宏,吴义平,等,2015. 渤海湾盆地歧北斜坡沙 河街组储层特征及形成机理.石油与天然气地质,36 (2):280-287.
- 远光辉,操应长,杨田,等,2013.论碎屑岩储层成岩过程中 有机酸的溶蚀增孔能力.地学前缘,20(5):207-219.
- 曾智伟,杨香华,舒誉,等,2015.恩平凹陷古近系文昌组构

造古地貌特征及砂体展布规律:少井条件下储集砂体 预测与评价.现代地质,29(4):804-815.

- 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.
- 郑金云, 庞雄, 刘军, 等, 2022. 珠江口盆地裂后阶段性差异 沉降及其成因机制. 古地理学报, 24(1): 85-98.
- 钟大康,朱筱敏,王红军,2008.中国深层优质碎屑岩储层 特征与形成机理分析.中国科学:地球科学,38(S1): 11-18.
- 钟大康,朱筱敏,张枝焕,等,2003.东营凹陷古近系砂岩次 生孔隙成因与纵向分布规律.石油勘探与开发,30(6): 51-53.
- 周远田,1998. 一种确定油气储层渗透率的新方法. 石油与 天然气地质,19(3):211-214.
- 朱国华,王少依,姚根顺,1994. 地温场和埋藏史对碎屑岩 储层成岩变化和孔隙演化的影响.南方油气地质,(1): 41-46,86.
- 朱筱敏, 米立军, 钟大康, 等, 2006. 济阳坳陷古近系成岩作 用及其对储层质量的影响. 古地理学报, 8(3): 295-305.