高彦杰,甘军,胡潜伟,等. 琼东南盆地深水西区梅山组储层成岩-孔隙协同演化机制. 吉林大学学报(地球科学版),2024,54(6):2014-2028. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20240246.
Gao Yanjie, Gan Jun, Hu Qianwei, et al. Reservoir Diagenesis-Pore Co-Evolution Mechanism of Meishan Formation in Deepwater West Zone of Qiongdongnan Basin. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54 (6): 2014-2028. doi:10.13278/j.cnki. jjuese.20240246.

琼东南盆地深水西区梅山组储层成岩-孔隙协同演化机制

高彦杰[1,2],甘 军[3],胡潜伟[3],江汝锋[3],汪紫菱[3],葛 翔[1,2],沈传波[1,2]
1.中国地质大学(武汉)资源学院,武汉 430074
2.中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室,武汉 430074
3.中海石油(中国)有限公司海南分公司,海口 570311

摘要:琼东南盆地深水区乐东-陵水凹陷梅山组是目前油气勘探的热点,高温超压环境下梅山组储层成岩及孔隙演化过程是目前研究的重点。本文综合薄片、扫描电镜、储层物性、碳氧同位素、黏土X衍射等资料,开展乐东-陵水凹陷梅山组储层成岩作用研究,确定成岩共生序列,建立孔隙演化模式。研究结果表明:乐东-陵水凹陷梅山组储层经历压实、胶结、溶蚀等多种成岩作用;成岩序列为早期黏土胶结→方解石胶结→长石、碳酸盐矿物溶蚀→石英加大、自生石英颗粒→铁方解石、铁白云石胶结→一期油气充注→长石、碳酸盐矿物溶蚀→二期油气充注;高温和超压抑制胶结物发育的同时改善成岩流体,发育溶蚀孔隙,具有高温增孔、超压保孔的特点。

关键词:储层成岩作用;超压;孔隙演化;深水;梅山组;琼东南盆地
doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20240246 **中图分类号**:TE122.1;P618.13 **文献标志码**:A

Reservoir Diagenesis-Pore Co-Evolution Mechanism of Meishan Formation in Deepwater West Zone of Qiongdongnan Basin

Gao Yanjie[1,2], Gan Jun[3], Hu Qianwei[3], Jiang Rufeng[3], Wang Ziling[3], Ge Xiang[1,2], Shen Chuanbo[1,2]
1. *School of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan* 430074, *China*
2. *Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources (China University of Geosciences), Ministry of Education, Wuhan* 430074, *China*
3. *Hainan Branch, CNOOC China Limited, Haikou* 570311, *China*

Abstract: The reservoir of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sag has become a research hotspot, and the study of diagenetic period and reservoir pore evolution in a high-temperature

收稿日期:2024-09-10
作者简介:高彦杰(2000—),女,博士研究生,主要从事储层成岩作用及构造-成藏年代学研究,E-mail:gaoyj816@163.com
通信作者:沈传波(1979—),男,教授,博士生导师,主要从事构造-成藏年代学研究,E-mail:cbshen@cug.edu.cn
基金项目:中国海洋石油有限公司"十四五"重大科技项目(KJGG-2022-0103);湖北省自然科学基金创新群体项目(2021CFA031)
Supported by the Major Science and Technology Project of CNOOC During the 14th Five-Year Plan Period (KJGG-2022-0103) and the Innovation Group Project of Natural Science Foundation of Hubei Province (2021CFA031)

overpressure environment is extremely important in Qiongdongnan basin. In this paper, the diagenesis of Meishan Formation reservoir in Ledong - Lingshui sag was studied by synthesizing the data of thin sections, scanning electron microscopes, reservoir physical properties, carbon and oxygen isotopes, and clay X-diffraction, so as to determine the diagenetic symbiosis sequence and establish the pore evolution model. The results show that the reservoirs of Meishan Formation in Ledong - Lingshui sag have undergone various diagenesis processes such as compaction, cementation and dissolution, and the diagenetic sequences are as follows: early clay cementation→ calcite cementation→ feldspar, carbonate dissolution→ quartz increase, authigenic quartz particles→ iron calcite, iron dolomite cementation→ first-phase oil and gas charging→ feldspar, carbonate mineral dissolution→ second-phase oil and gas charging. Under the influence of high temperature and overpressure, the development of cementation is inhibited and the dissolution porosity of diagenetic fluid is improved. The overall porosity increases due to the high temperature and remains unchanged under overpressure.

Key words: reservoir diagenesis; overpressure; pore evolution; deep water; Meishan Formation; Qiongdongnan basin

0　引言

成岩作用一词最早由 von Gumbel[1]在 1868 年提出，指的是沉积物在埋藏过程中为适应新的环境（温压和流体条件）而发生的岩石矿物和结构的转变[2]。在 20 世纪 70 年代，与以往认为储层受控于沉积相带这一认识不同，Nagtegal[3]提出储层质量受控于成岩作用这一观点。近年来，致密砂岩储层的成岩作用研究集中在储层致密化与油气成藏时序厘定、高温高压背景下的成岩作用阶段、物源环境及沉积环境对砂岩类型及成岩演化的约束、构造作用对成岩期次的控制等方面[4-10]。特别是在高温、高压、高 CO_2 条件下，成岩作用对砂岩的孔隙结构和物性特征产生了显著影响[7, 11-13]。

随着深水勘探程度的不断深入，琼东南盆地陵水凹陷梅山组取得油气突破，多口探井气测异常，获得工业油气流[14]，琼东南盆地的深水区块显示出巨大的勘探前景，梅山组海底扇沉积物的孔隙演化和成岩过程逐渐成为研究焦点[11, 15-18]。朱沛苑等[15]研究指出梅山组砂体经压实、胶结作用的影响，储层物性降低，后期弱溶蚀对孔喉有一定改善作用。曾小明等[11]研究发现沉积环境对储层原始孔隙度有控制作用，后期成岩作用过程主导孔隙演化。Chen 等[19]指出成岩流体的多阶段活动是形成异常高孔隙区的关键因素之一。还有研究发现超压环境可以有效地阻止孔隙在成岩过程中的压实，从而保护孔隙空间，使在成岩作用晚期还具有较高的孔隙度和渗透率[8]。尽管目前对梅山组的成岩作用研究方面取得了一些成果，但针对乐东-陵水凹陷梅山组在高温超压背景下的成岩-孔隙协同演化机制研究仍不明确，尚待进一步研究。

本文以琼东南盆地深水西区乐东-陵水凹陷为研究对象，通过铸体薄片、扫描电镜、储层物性、C - O 同位素分析和粒度分析等研究方法，建立高温超压背景下的成岩演化序列及孔隙演化过程，旨在探讨高温超压背景下的成岩作用与孔隙演化耦合机制，明确高温超压环境对于成岩作用的影响，进而控制孔隙发育和消减的全过程。该研究对丰富琼东南盆地梅山组储层高温超压体系下的成岩-孔隙演化过程认识上具有重要意义，也可为油气的进一步勘探提供依据。

1　区域地质特征

琼东南盆地位于南海北部大陆架边缘[20]，面积约为 5.3×10^4 km^2[21]。盆地南段为西沙隆起，西部与莺歌海盆地相邻，东边为珠江口盆地，北部为海南隆起[22-23]。盆地整体经历始新世—渐新世裂陷作用及中新世坳陷两大构造演化阶段，形成盆地内“南北分带、东西分块”构造格局[24]。研究区乐东-陵水凹陷位于琼东南盆地中央凹陷带西部（图 1a），北西为崖南-陵水低凸起，南东被陵南低凸起阻挡，整体呈 NEE - EW 向展布，具有“下断上坳”的垂向双层结构[15]，自下而上由古近纪、新近纪和第四纪地层组成，依次为始新统岭头组，渐新统崖城组、陵水组，中新统三亚组、

梅山组和黄流组,上新统莺歌海组以及第四系乐东组(图1b)。梅山组二段低位体系域时期发生大规模海退,导致梅山组二段部分缺失。梅山组二段高位体系域时期盆地覆水面积增大,形成半深海环境,该环境一直持续到梅山组一段低位体系域时期,此时乐东-陵水凹陷发育大规模扇体,高位体系域时期覆水范围进一步扩大,发育深海沉积环境[11, 14-15]。

2　实验样品与方法

本文样品采自琼东南盆地乐东-陵水凹陷梅山组5口井共计85个壁心样品,以粉砂岩和细砂岩为主。A1、A2井位于陵水凹陷南侧,A3、A4、A5井位于乐东凹陷东侧,5口井均钻遇梅山组。

取样品新鲜部分制成薄片,通过铸体薄片和扫描电子显微镜观察确定孔隙微观特征,明确胶结物组分及含量。对样品进行物性测试及激光粒度分析,得到孔渗、粒度数据,用以恢复储层原始孔隙度。随后开展黏土X衍射分析,明确储层黏土矿物类别及含量,用以判断成岩阶段,建立成岩序列。

使用同位素质谱仪对研究区14个样品进行碳氧同位素分析。将样品放置于反应瓶中进行排空处理,然后通过磷酸与碳酸盐反应生成CO_2气体,在高纯氦气的带动下在线除水,经色谱柱将CO_2气体与其他杂质气体分离后进入同位素质谱仪进行同位素比值$\delta^{13}C$和$\delta^{18}O$的测定。本实验依托中国地质大学(武汉)构造与油气教育部重点实验室完成。

最后,对获取的相关数据进行整理计算,得到研究区梅山组矿物、孔隙等微观特征,明确高温超压背景下的储层成岩序列,探讨高温超压环境对于成岩作用的影响,恢复储层整体孔隙演化过程。

3　储层特征

3.1　岩石学特征

研究区梅山组储层以碎屑岩为主,存在少量碳酸盐岩。通过5口井共计85个壁心样和71张岩石薄片资料的统计分析发现,研究区岩性粒度较细,以粉砂岩与细砂岩为主,另有少量中砂岩。砂岩岩石类型主要为长石石英砂岩和岩屑长石砂岩(图2、图3),部分为长石岩屑砂岩、岩屑石英砂岩与长石砂岩,其中:石英体积分数为30.0%～85.5%,平均为56.6%,其中单晶石英体积分数较大;长石体积分数为4.0%～19.0%,平均为9.8%;岩屑体积分数为0～13.5%,平均为7.7%,以变质岩岩屑为主,有少量喷出岩岩屑(图3)。储层泥质体积分数较小(0.5%～25.0%),平均为3.7%。颗粒磨圆为次棱—次圆,分选中等(图4),颗粒间以点—线接触为主,部分为线接触。砂岩成分成熟度较高,结构成熟度中等,表明了经过长距离搬运的远源沉积特点。

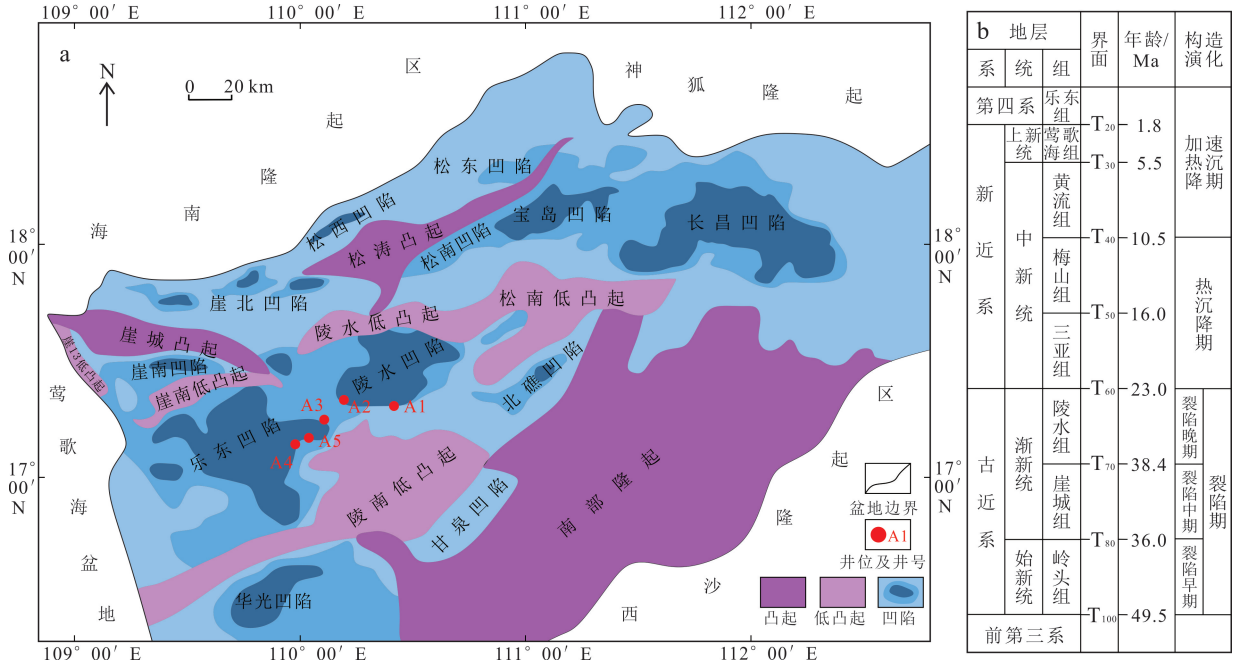
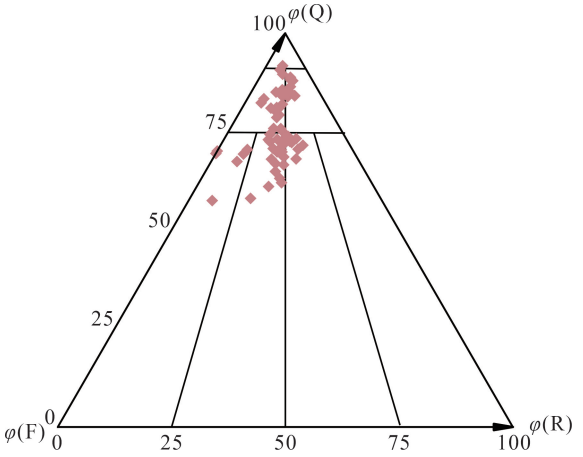


图1　琼东南盆地构造简图(a)与地层柱状图(b)

Fig.1　Structural map (a) and stratigraphic column (b) of the Qiongdongnan basin



Q. 石英、燧石、石英岩和其他硅质岩岩屑；F. 长石以及花岗岩和花岗片麻岩类岩屑；R. 除 Q、F 中的岩屑以外的其他岩屑以及碎屑云母和绿泥石。

图 2　乐东-陵水凹陷梅山组砂岩储层类型图

Fig. 2　Sandstone reservoir types of Meishan Formation in Ledong - Lingshui sag

3.2　物性特征

通过铸体薄片观察，梅山组储层面孔率变化大，分布在 0.5%～22.0%之间，平均为 9.5%。孔隙类型以原生孔、铸模孔和长石溶孔为主；其次为粒间溶孔、粒内溶孔和生物体腔孔（图 4）。

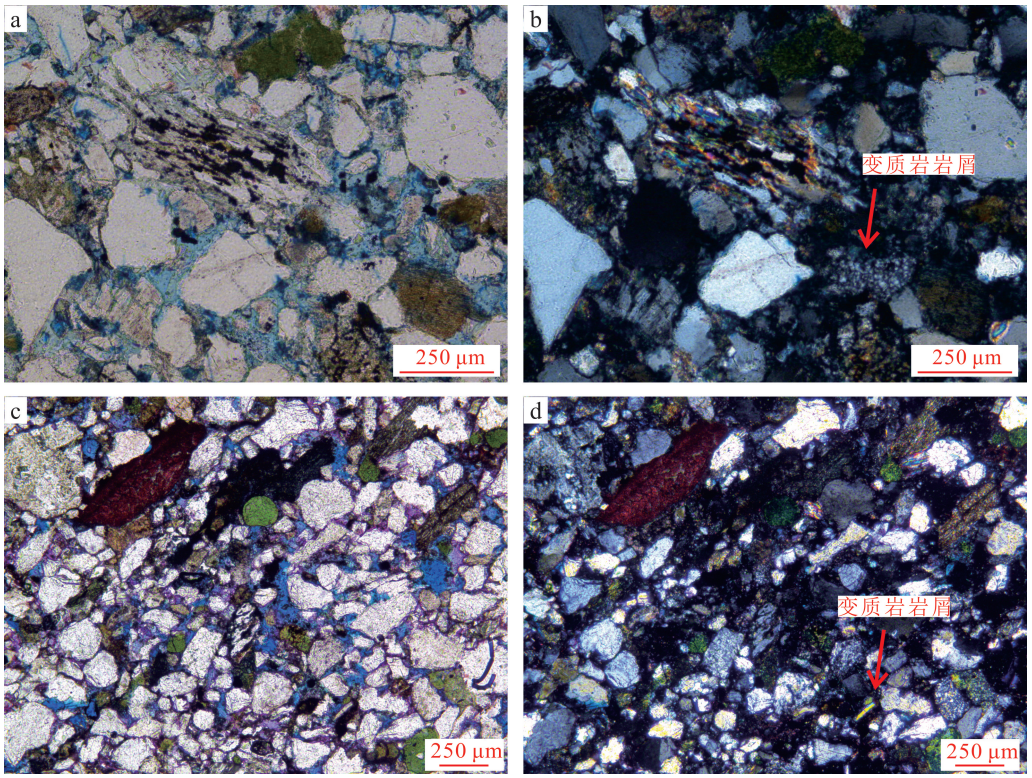
通过岩心和壁心取样实验分析，得到梅山组孔隙度主要为 3.80%～26.80%，平均为 18.80%；渗透率主要分布在(0.05～142.00)×10^{-3} μm^2，平均为 39.10×10^{-3} μm^2；主要表现为中孔低渗的储层特征（图 5，表 1），局部发育中孔中渗（甜点）储层，孔渗关系好。

4　成岩作用类型及成岩序列

4.1　机械压实作用

研究区压实作用主要发生在成岩早期，储层中如云母、变质岩岩屑等的塑性颗粒在埋深加大过程中会发生形变或位移，导致颗粒间接触相对紧密[12, 18]，对储层起破坏性作用[25]。

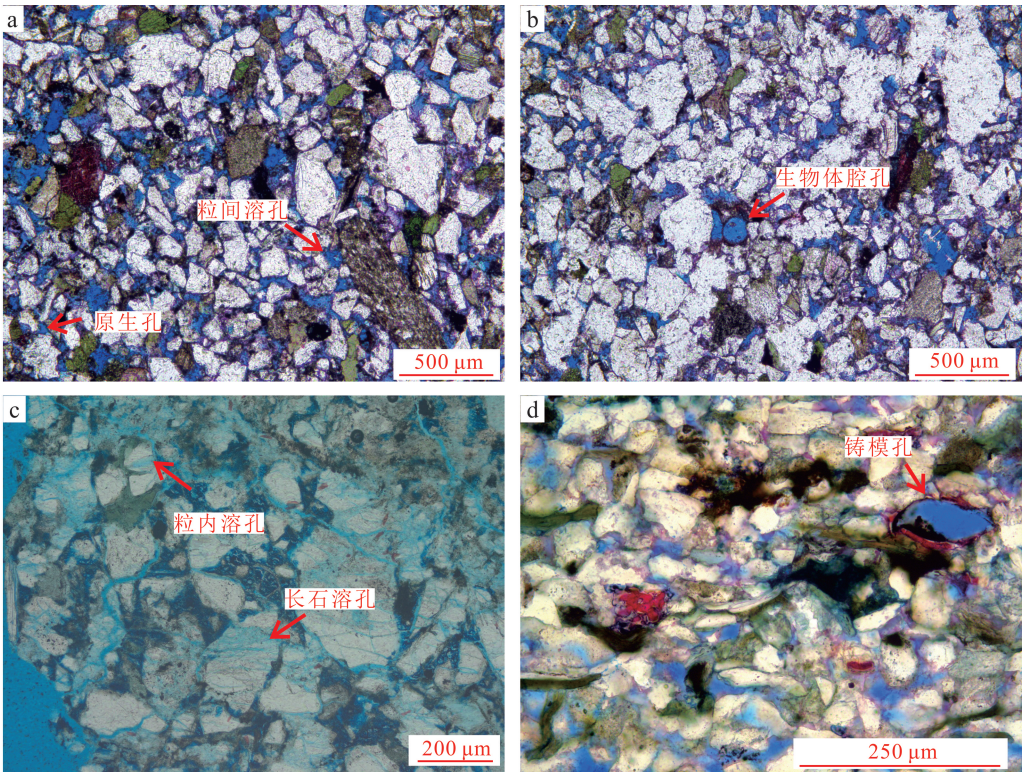
乐东-陵水凹陷处于超压背景下[26]，普遍发育机械压实作用，观察到石英等脆性颗粒内具裂纹（图 6a、b、c），甚至破裂（图 6d）；云母等塑性矿物被压扁，发生形变（图6c）；碎屑颗粒定向排列（图6e）。



a. A1 井，3 720 m(－)，长石岩屑石英中-细砂岩；b. A1 井，3 720 m(＋)，长石岩屑石英中-细砂岩；c. A2 井，3 980 m(－)，岩屑长石石英细-中砂岩；d. A2 井，3 980 m(＋)，岩屑长石石英细-中砂岩。

图 3　乐东-陵水凹陷梅山组砂岩镜下铸体薄片

Fig.3　Microscopic lamellae of the sandstone in Meishan Formation, Ledong - Lingshui sag



a. A2井,3 988 m,原生孔、铸模孔、粒间溶孔,次棱—次圆状,分选中等;b. A2井,3 998 m,原生孔、生物体腔孔、长石溶孔,次棱—次圆状,分选中等;c. A1井,3 720 m,长石溶孔、粒内溶孔,次棱—次圆状,分选中等;d. A3井,4 045 m,原生孔、铸模孔、生物体腔孔,次棱—次圆状,分选中等。

图4 乐东-陵水凹陷梅山组孔隙类型铸体薄片照片

Fig.4 Photograph of pore types of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sag

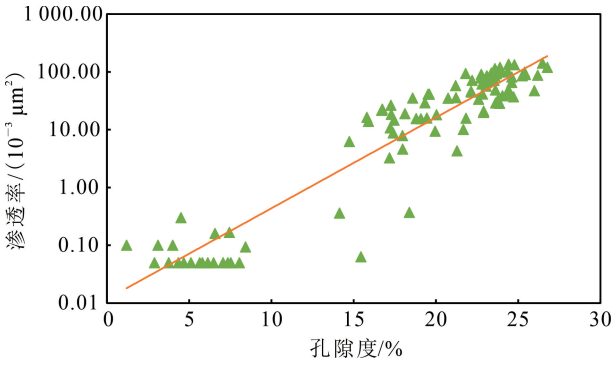


图5 乐东-陵水凹陷梅山组储层孔渗关系图

Fig. 5 Reservoir porosity and permeability diagram of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sag

但在埋深4 000 m以下的储层仍可看到碎屑颗粒呈点-线接触(图6f),反映出超压在一定程度上对成岩压实作用的抵制。

4.2 胶结作用

4.2.1 碳酸盐胶结

根据岩石薄片(图7)鉴定结果,研究区碳酸盐胶结物体积分数为0.5%~38.0%,平均为7.5%,以铁方解石为主,呈基底式胶结充填于粒间孔隙中,碎屑颗粒呈漂浮状分布(图7a、f、g);其次为白云石、铁白云石,自形程度好,呈粉晶状颗粒充填在经历过压实的粒间孔隙中(图7b、d),产出较分散且总体体积分数较低(普遍低于5%),对储层发育影响较小,其形成与深部热流体入侵有关;菱铁矿微晶多呈团块状发育(图7c、h),极少部分泥晶菱铁矿不均匀交代颗粒。

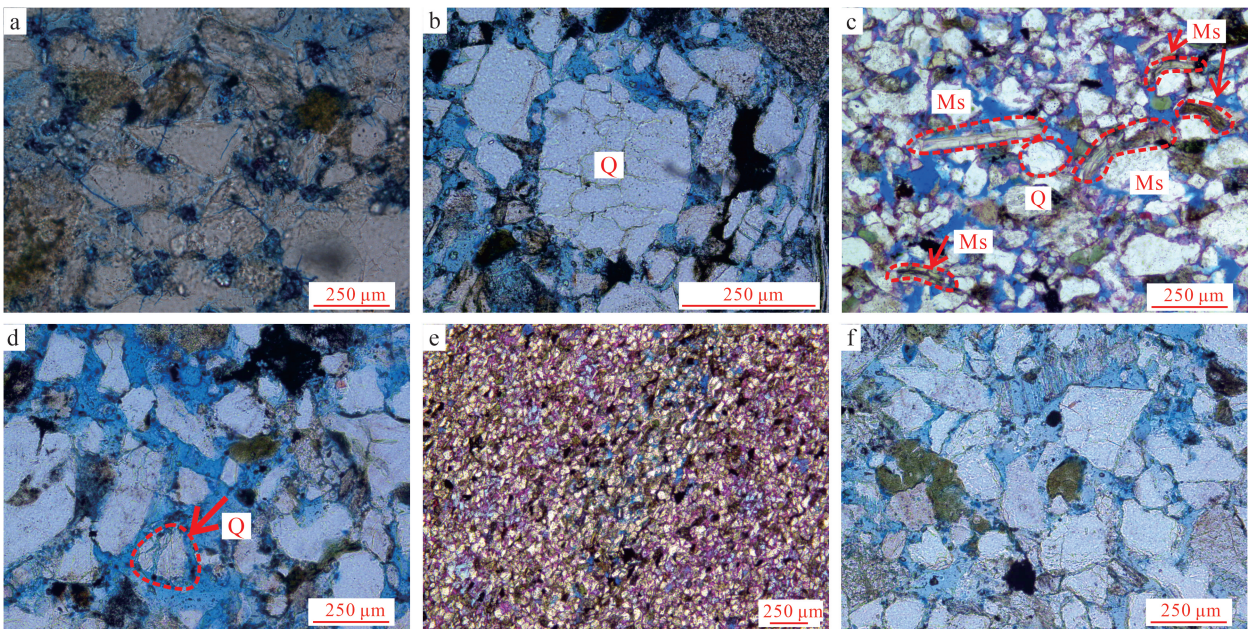
对研究区14个样品进行碳氧同位素分析(表2),$\delta^{13}C$在-2.01‰~8.58‰之间,$\delta^{18}O$大于-10‰(图8a),表明梅山组储层碳酸盐胶结物的来源主要为成岩碳酸盐和与生物气有关的碳酸盐,胶结物形成时间较早,且部分胶结物的成因与甲烷细菌活动生成生物气有关[7, 27-29]。

为进一步明确储层中碳酸盐胶结物的形成时期及物质来源,在C-O同位素研究的基础上,利用Keith等[30]和Shackleton[27]提出的经验公式计算无量纲Z,并推算碳酸盐胶结物沉淀时的温度(图8b):

表 1　乐东-陵水凹陷梅山组储层物性数据(部分)

Table 1　Reservoir physical property data of Meishan Formation in Ledong－Lingshui sag (partial)

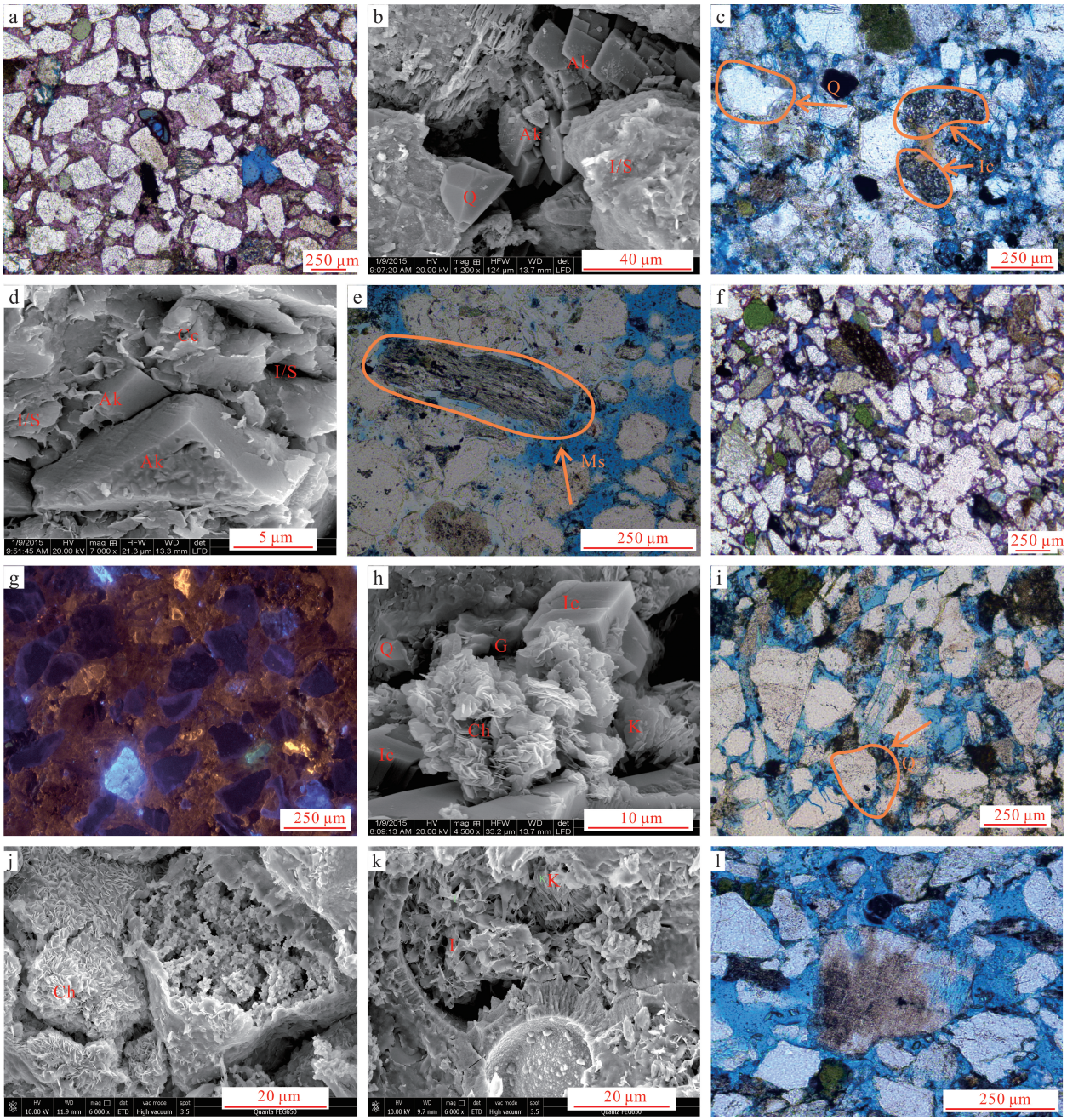
井号	井深/m	岩性	渗透率/(10^{-3} μm²)	孔隙度/%	井号	井深/m	岩性	渗透率/(10^{-3} μm²)	孔隙度/%
A1	3 703.0	泥质粉砂岩	29.05	23.63	A3	4 052.3	粉砂岩	9.45	19.95
	3 718.0	粉砂岩	119.86	26.77		4 056.4	粉砂岩	38.71	24.04
	3 738.0	粉砂岩	77.45	23.22		4 065.0	粉砂岩	19.91	22.89
	3 740.3	粉砂岩	85.24	23.58		4 069.5	粉砂岩	47.44	25.98
	3 743.0	粉砂岩	64.87	22.95		4 083.8	灰质细砂岩	0.05	5.11
	3 745.0	粉砂岩	81.42	24.61		4 084.6	灰质细砂岩	0.05	6.13
	3 747.0	粉砂岩	89.81	25.44		4 086.2	灰质细砂岩	0.09	8.42
	3 966.0	灰色粉砂岩	28.60	23.87	A5	3 768.0	灰色细砂岩	15.43	19.09
A2	3 967.0	灰色粉砂岩	56.63	23.05		3 772.0	灰色细砂岩	18.20	20.04
	3 971.0	灰色粉砂岩	41.58	22.82		3 786.0	灰色细砂岩	35.19	18.58
	3 980.0	灰色粉砂岩	78.72	22.74		3 797.0	灰色细砂岩	18.97	18.12
	4 022.0	灰色粉砂岩	4.29	21.29		3 820.0	灰色细砂岩	10.80	17.22
	4 030.0	灰色泥质粉砂岩	0.06	15.44		3 833.0	灰色细砂岩	14.64	17.46
	4 032.5	浅灰色粉砂岩	0.05	3.75		3 894.0	灰色粉-细砂岩	3.26	17.18
A3	4 041.2	粉砂岩	42.65	24.34		3 898.0	灰色粉-细砂岩	8.77	17.40
	4 045.2	粉砂岩	49.05	24.40					



a. A1 井，3 703 m，粒间充填粉晶白云石，石英颗粒具裂纹；b. A1 井，3 745 m，石英(Q)颗粒表面具裂纹；c. A2 井，4 022 m，云母(Ms)变形，石英颗粒具裂纹；d. A1 井，3 753 m，脆性颗粒破裂；e. A3 井，4 070 m，颗粒定向排列；f. A1 井，3 749 m，颗粒点-线接触。

图 6　乐东-陵水凹陷梅山组压实作用微观图片

Fig.6　Microscopic photos showing compaction characteristics of Meishan Formation in Ledong－Lingshui sag



a. A2井,3 958 m(—),方解石基底式胶结;b. A5井,3 751 m(扫描电镜),粒间充填石英、铁白云石(Ak)、片状伊蒙混层(I/S),铁白云石溶蚀;c. A1井,3 774 m(—),石英加大边呈锥状,菱铁矿微晶团块状胶结;d. A5井,3 755 m(扫描电镜),铁白云石、方解石(Cc)、片状伊蒙混层;e. A1井,3 718 m(—),黑云母(Ms)绿泥石化;f. A2井,3 971 m(—),早期方解石孔隙式胶结;g. A3井,4 085 m(阴极发光),石英颗粒不发光,长石发亮蓝色或暗蓝色光,方解石发橘黄色或亮橘黄色光;h. A5井,3 570 m(扫描电镜),石英、菱铁矿(Ic)、石膏(G)、晶形较差的假六边形高岭石(K)、片状绿泥石(Ch)、被溶蚀的石英颗粒与菱铁矿颗粒;i. A1井,3 722 m(—),石英加大边;j. A3井,4 045 m(扫描电镜),粒间及粒表发育绿泥石薄膜,颗粒溶蚀形成粒内溶孔;k. A3井,4 049 m(扫描电镜),有孔虫生物体腔孔充填伊利石(I)与高岭石;l. A1井,3 738 m(—),长石颗粒黏土化。

图7 乐东-陵水凹陷梅山组胶结作用微观图片

Fig.7 Microscopic photos show cementation characteristics of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sag

表 2　乐东-陵水凹陷梅山组储层碳氧同位素数据

Table 2　Carbon and oxygen isotope data of reservoirs in Meishan Formation in Ledong－Lingshui sag

井号	井深/m	$\delta^{13}C_{V-PDB}$/‰	$\delta^{18}O_{V-PDB}$/‰
A1	3 735.2	−1.89	−8.98
	3 740.3	−1.68	−9.00
	3 745.0	−2.01	−7.79
	3 749.0	−1.74	−8.12
A3	3 036.0	−0.37	−4.36
	3 330.0	1.46	−8.78
	3 354.0	0.87	−7.96
	3 360.0	4.91	−7.40
	3 372.0	2.10	−5.97
	3 396.0	0.90	−5.82
	3 400.0	0.77	−6.39
	3 406.0	0.09	−4.70
	3 412.0	2.13	−6.12
	3 418.0	8.58	−1.48

$$Z=2.048(\delta^{13}C+50)+0.498(\delta^{13}O+50); \tag{1}$$

$$T=16.9-4.38(\delta^{18}O-\delta^{18}O_w)+0.1(\delta^{18}O-\delta^{18}O_w)^2。 \tag{2}$$

式中：Z 为用于判断成岩水体环境的指标；T 为碳酸盐胶结物沉淀时的温度，℃；$\delta^{18}O_w$ 为标准样品形成时水介质的氧同位素比值，‰。计算得知研究区 Z 范围在 122.17～139.80 之间，平均为 129.87，Z 均大于 120，说明形成在海水环境中[30]；碳酸盐胶结物形成温度为 33.35～77.19 ℃，平均为 62.58 ℃，形成于早成岩作用阶段，且持续发生。

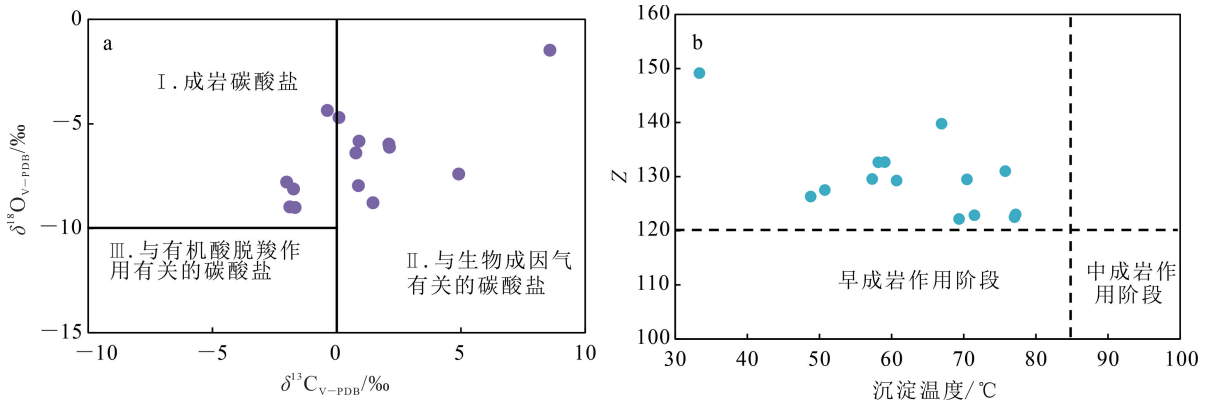
高温热流体入侵上涌至浅层储层后，促进黏土矿物蒙脱石向伊利石转化，从而释放大量的 Ca^{2+}、Fe^{2+}、Mg^{2+} 等阳离子，促使铁方解石等碳酸盐矿物的胶结交代过程。同时，深部热液上涌带来的 CO_2 除了改善地层水环境之外，还有部分 CO_2 与地层水及岩石发生体系反应，形成次生碳酸盐矿物，从而增加碳酸盐胶结物的含量。

4.2.2　黏土胶结

研究区储层主要发育高岭石、绿泥石、伊蒙混层、伊利石等黏土胶结物（图 7b、d、e、h、j、k、l）。其中：伊利石占比 44.24%，呈丝片状发育在颗粒表面（图 7k）；高岭石占比 16.75%，呈蠕虫状及书页状充填粒间（图 7h、k）；绿泥石占比 19.92%，呈叶片状自生于颗粒表面（图 7h、j），部分颗粒发生绿泥石化（图 7e）；片状及蜂窝状伊蒙混层附着在颗粒表面（图 7b、d），占比 19.09%。热流体的侵入加速黏土矿物的转化[31]，大量的 CO_2 随热流体从深部向浅层运移并聚集，溶于水后释放 H^+ 导致地层水呈酸性，促使绿泥石向高岭石转化，也促进蒙脱石向伊利石转变的过程，同时析出过量的 Fe^{2+} 和 Mg^{2+}，造成绿泥石和伊蒙混层体积分数随埋深增大而减小，高岭石体积分数一直维持在 15%～20%的现象（图 9）。

4.2.3　硅质胶结

研究区硅质胶结主要以石英加大边及自生石英颗粒为主，普遍胶结于石英颗粒表面及粒内溶孔中（图 7b、c、h、i）。地层温度、流体性质及硅质来源均会影响到硅质胶结的发生[32]，一般认为当地层温度大于 80 ℃时，硅质胶结作用加剧，石英次生加大边及自生石英颗粒会显著增多；但研究区硅质胶结并



a. 碳、氧同位素交会图；b. Z 与沉淀温度交会图。底图据文献[7]。

图 8　乐东-陵水凹陷梅山组碳酸盐胶结物交会图

Fig.8　Cross-plot of carbonate cement of Meishan Formation in Ledong－Lingshui sag

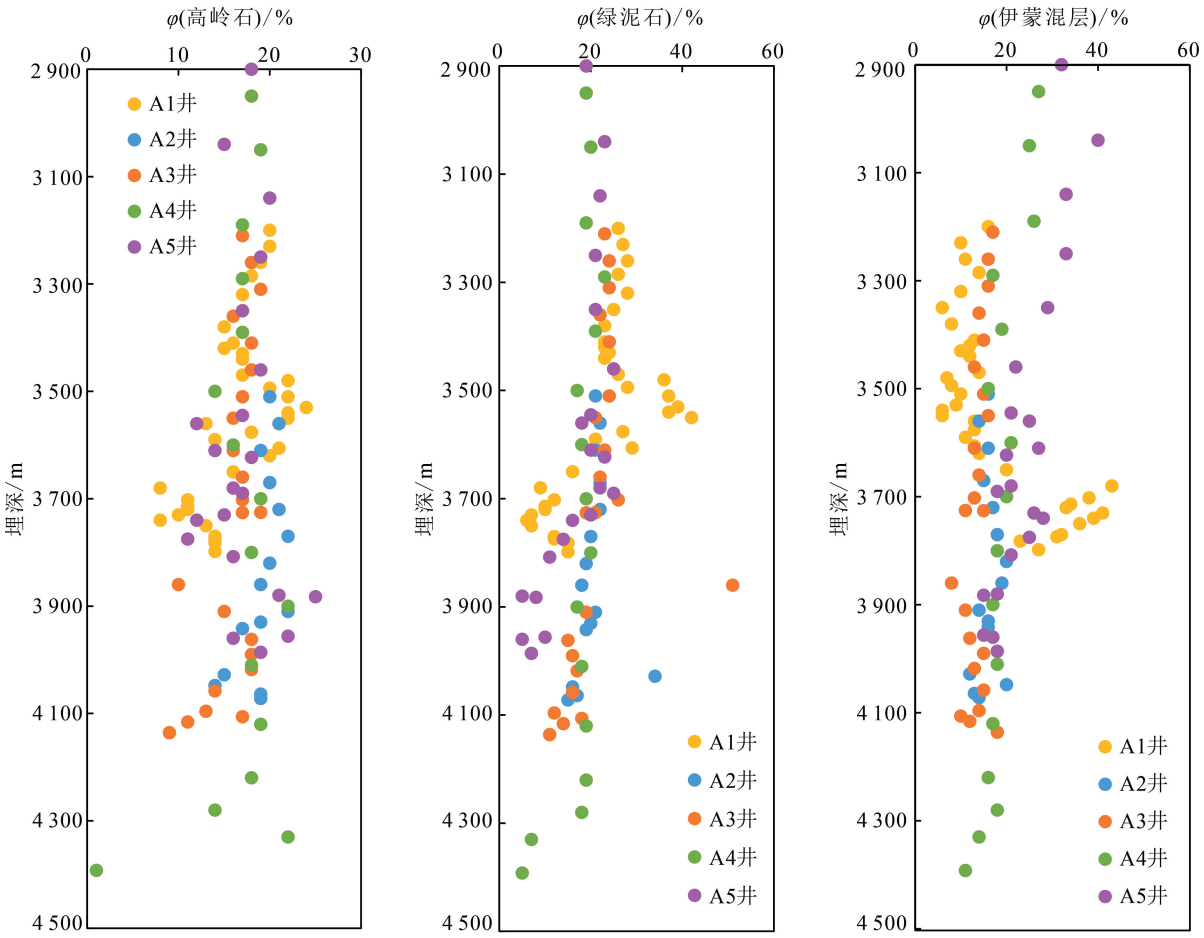


图9 乐东-陵水凹陷梅山组主要黏土矿物体积分数随深度的变化

Fig.9 Variation of main clay mineral content with depth of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sag

不广泛,未呈现出随深度增大硅质胶结物体积分数增加的趋势,表明超压环境在一定程度上抑制了硅质胶结作用。在成岩过程中,一个重要的硅质来源是黏土之间的互相转化,铝硅酸盐矿物的溶蚀及蒙脱石向伊利石转变的过程都会释放Si^{4+}促进硅质胶结[33]。而超压环境形成的封闭体系导致储层内部与外界的物质交换较少,抑制长石溶解及黏土转化,减少了硅质来源,进而抑制硅质胶结作用的发生。

4.3 溶蚀作用

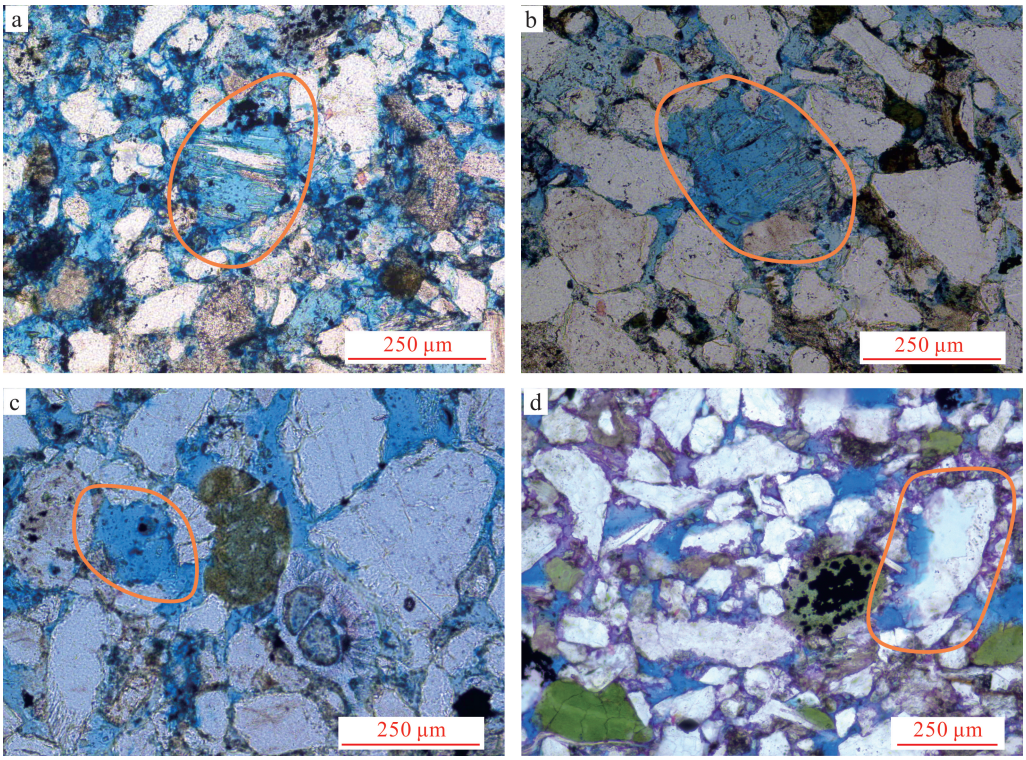
通过对研究区大量铸体薄片进行观察,乐东-陵水凹陷梅山组因溶蚀作用形成的储集空间主要以次生孔隙为主,包括粒内溶孔、粒间溶孔、铸模孔等。以长石颗粒的溶蚀最为普遍,酸性流体沿解理从颗粒内部将长石溶蚀成条状(图10a、b),溶蚀强烈的位置形成铸模孔(图10c)。有部分石英颗粒边缘遭受溶蚀,形成不规则的港湾状边缘,有颗粒残余(图10d)。

深部热流体沿断裂向上运移并在浅层聚集,在深部,饱和$CaCO_3$的流体在温度降低之后变为不饱和,从而溶蚀储层中的碳酸盐胶结物及有孔虫壳体,形成次生孔隙[34]。热流体入侵导致地层温度升高,促进黏土矿物转化排酸,降低成岩流体的pH值,溶蚀储层。超压在一定程度上会抑制溶蚀作用的发生,其本质是将地层封闭在超压环境中,减少与外界的物质交换,成岩作用产生的流体无法及时排出,反作用于储层导致溶蚀作用不能持续进行。

4.4 成岩序列及成岩演化

通过薄片观察、扫描电镜、黏土分析等成岩微观研究,认为研究区梅山组储层经历了压实、胶结、溶蚀等多种成岩作用,形成了现今的储层特征。结合前人研究[21]以及包裹体均一温度测试,明确研究区储层存在两期油气充注:第一期油气充注发生在3.9~3.2 Ma;第二期油气充注发生在0.9~0.4 Ma。

成岩早期黏土矿物胶结,绿泥石呈叶片状发育



a. A1 井，3 722 m，长石粒内溶孔，沿解理发生溶蚀；b. A1 井，3 730 m，长石沿解理强烈溶蚀；c. A1 井，3 749 m，强烈溶蚀区形成铸模孔；d. A2 井，3 988 m，石英颗粒溶蚀，呈港湾状。

图 10　乐东-陵水凹陷梅山组溶蚀作用微观图片

Fig.10　Microscopic photos show dissolution characteristics of Meishan Formation in Ledong - Lingshui sag

在颗粒表面（图 7h、j），围绕其边缘生长，在一定程度上抵御了石英颗粒和长石颗粒的次生加大，保护了孔隙空间；早成岩晚期方解石从饱和碱性海水中析出，形成早期基底式方解石胶结（图 7f），使得颗粒接触程度降低，抵御部分压实作用；进入中成岩期后，深部高温热流体入侵，带来深部幔源 CO_2，改善成岩流体，发生长石和碳酸盐矿物的溶蚀；随后由于热流体传导，地层快速升温促进黏土矿物的转化，同时长石的溶蚀会释放二氧化硅，发生硅质胶结，形成石英加大边；在此之后可见二次碳酸盐胶结，出现铁白云石交代的现象，在这段流体酸碱交替的间歇期，部分位置铁方解石强烈胶结；油气在此时发生一期充注，淡蓝色荧光被泥质杂基微孔吸附，形成的酸性流体溶蚀了前期的碳酸盐胶结，长石开始溶蚀；在接受了晚期压实作用之后油气发生二次充注，蓝色荧光充注于前期被溶蚀的长石溶孔中。最终，可以归纳乐东-陵水凹陷梅山组储层的成岩序列为：早期黏土胶结→方解石胶结→长石、碳酸盐矿物溶蚀→石英加大、自生石英颗粒→铁方解石、铁白云石胶结→一期油气充注→长石、碳酸盐矿物溶蚀→二期油气充注（图 11）。

5　孔隙演化过程

5.1　孔隙演化恢复方法

参照 Beard 等[35]在 1973 年利用 Trask 分选系数建立计算公式恢复储层原始孔隙度的方法，在已明确成岩演化序列的基础上，将储层的物性演化阶段分为早期胶结-早期溶蚀-晚期胶结-晚期溶蚀四个阶段，采用“回剥”方法定量计算各阶段面孔率的变化量。然后建立面孔率-孔隙度函数，计算各成岩阶段面孔率的变化量。根据现今面孔率与现今孔隙度的拟合结果可得，研究区样品面孔率（S）与孔隙度（Φ）的函数关系为 $\Phi = 1.0567S + 8.237$，$R^2 = 0.6588$（图 12）。

参照钟佳等[12]提出的孔隙度变化量计算公式计算各成岩阶段的压实减孔量：

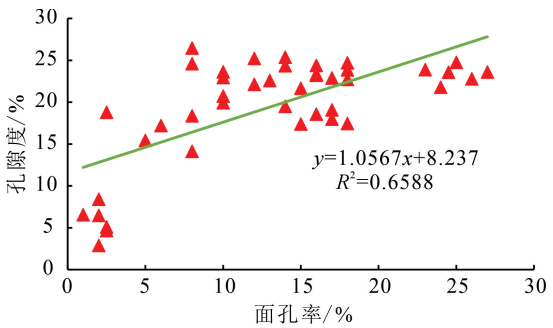
$$\Phi_{\text{早期压实}} = \Phi_{\text{原始}} - \Phi_{\text{胶结}} - \Phi_{\text{晚期压实}} - \Phi_{\text{构造挤压}} + \Phi_{\text{溶蚀}} - \Phi_{\text{现今}}。\quad (3)$$

式中：$\Phi_{\text{早期压实}}$ 为储层早期压实导致减少的孔隙度；$\Phi_{\text{原始}}$ 为储层原始孔隙度，采用 Bread 计算公式 $\Phi_{\text{原始}} =$

成岩阶段		成岩相	今地温/℃	有机质		泥质		砂岩中自生矿物										孔隙类型
阶段	期			R_o/%	成熟带	φ(伊蒙混层)/%	混层类型分布	蒙皂石	伊蒙混层	高岭石	伊利石	绿泥石	石英加大	方解石	铁方解石	铁白云石	菱铁矿	
早成岩	A	早期压实胶结相	80	<0.35	未成熟	>70	蒙皂石带											原生孔
	B	早期溶蚀相	115	0.35~0.50	半成熟	70~50	无序混层带											原生-次生孔
中成岩	A_1	中期溶蚀相	140	0.50~0.70	低成熟	50~35	有序混层带											
	A_2		195	0.70~1.30	成熟	35~15	超点阵有序混层带											
	B	晚期溶蚀相(超压保护)	>195	>1.30	高成熟	<15												次生孔-裂缝

图 11 乐东-陵水凹陷梅山组储层成岩共生序列

Fig.11 Diagenesisparagenetic sequence of Meishan Formation in Ledong - Lingshui sag



R. 相关系数。

图 12 乐东-陵水凹陷梅山组面孔率与孔隙度函数关系

Fig.12 Functional relationship between plane porosity and visualreservoir porosity of Meishan Formation in Ledong - Lingshui Sag

$20.91+22.9/S_o$计算(S_o为 Trask 分选系数);$\Phi_{胶结}$为储层胶结物孔隙度;$\Phi_{晚期压实}$为储层晚期压实导致减少的孔隙度,采用超过 2 000 m 埋深每 500 m 减孔约 1%的经验算法计算;$\Phi_{构造挤压}$为储层构造挤压导致减少的孔隙度,因研究区构造挤压较弱,可近似为 0;$\Phi_{溶蚀}$为储层溶蚀孔隙度;$\Phi_{现今}$为储层现今有效孔隙度。最后结合埋藏史便可建立储层孔隙度演化曲线。

5.2 梅山组储层孔隙演化

梅山组整体成岩环境相似,都处于高温超压环境下的中成岩期。A3 井处于乐东-陵水凹陷中心区域,样品各项参数也更接近于所有样品参数的平均值,更能代表整个乐东-陵水凹陷孔隙演化趋势,故从相同成岩场背景下的凹陷区挑选 A3 井为典型代表进行孔隙恢复。

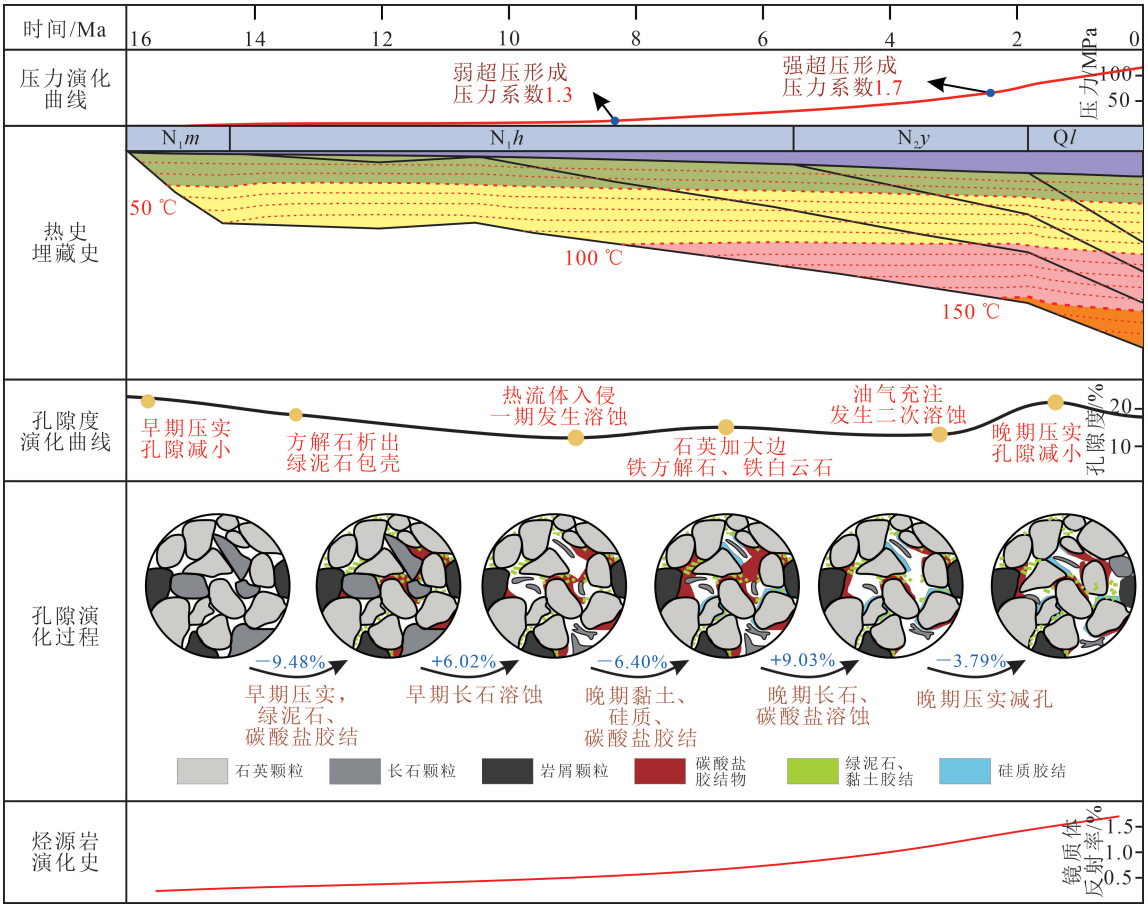
采用"反演回剥法"恢复研究区 A3 井,4 052 m 的梅山组样品在不同成岩阶段的孔隙度变化(表 3,图 13)如下:使用 Trask 分选系数建立公式恢复原始孔隙度在 23.44%左右;成岩初期地层接受机械压实作用,导致储层孔隙度迅速减小 5.21%,剩余孔隙度为 18.23%;成岩早期的胶结作用主要为黏土矿物绿泥石、碳酸盐(方解石)胶结,减孔量为 4.27%;随后热流体入侵,长石沿解理缝发生溶蚀,使得孔隙增大 6.02%,此时孔隙度达到 19.98%;中成岩期发生碳酸盐胶结(铁方解石、铁白云石等)及硅质胶结(石英加大边、自生石英颗粒),减孔量为 6.40%;晚期油气充注带来中成岩晚期的溶蚀作用(长石、碳酸盐等的溶蚀),增孔量为 9.03%,此时孔隙度为 22.61%;相较于早期压实,晚期压实减孔量较小,只有 3.79%,现今孔隙度为 18.82%,面孔率为 10.02%。

乐东-陵水凹陷的孔隙演化明显受控于压实作用和胶结-溶蚀作用。压实、胶结是导致孔隙减小的主要因素,溶蚀作用在整个孔隙演化过程中起重要作用,较强的溶蚀作用可以抵消压实作用与胶结作用导致的孔隙缩减,超压在一定程度上也起到了保护孔隙的建设性作用。

表 3　乐东-陵水凹陷梅山组各成岩阶段孔隙度变化

Table 3　Porosity variation in each diagenetic stage of Meishan Formation in Ledong - Lingshui sag

孔隙演化阶段	类型	面孔率/%	孔隙度变化量/%	孔隙度/%
原始孔隙度		14.38		23.44
早期压实		9.45	−5.21	18.23
早期胶结	绿泥石/黏土矿物、碳酸盐胶结	5.41	−4.27	13.96
早期溶蚀	长石溶蚀	11.11	6.02	19.98
晚期胶结	碳酸盐、硅质胶结	5.05	−6.40	13.58
晚期溶蚀	长石、碳酸盐溶蚀	13.60	9.03	22.61
晚期压实		10.02	−3.79	18.82
现今孔隙度		10.02		18.82



N_1m. 中新统梅山组；N_1h. 中新统黄流组；N_2y. 上新统莺歌海组；Ql. 第四系乐东组。

图 13　乐东-陵水凹陷梅山组孔隙度演化曲线

Fig.13　Porosity evolution curves of Meishan Formation in Ledong - Lingshui sag

6　结论

1）乐东-陵水凹陷梅山组储层碳酸盐胶结物的来源主要为成岩碳酸盐和与生物气有关的碳酸盐，胶结物形成时间较早，形成温度约为 62.58 ℃，且部分胶结物的成因与甲烷细菌活动生成生物气有关。

2）乐东-陵水凹陷经历压实作用、胶结作用、溶蚀作用等多种成岩作用，其成岩序列及油气充注顺序为：早期黏土胶结→方解石胶结→长石、碳酸盐矿物溶蚀→石英加大、自生石英颗粒→铁方解石、铁白

云石胶结→一期油气充注→长石、碳酸盐矿物溶蚀→二期油气充注。

3)乐东-陵水凹陷梅山组储层孔隙演化过程受高温和超压影响,高温热流体促进黏土转化形成酸性成岩流体导致孔隙溶蚀,超压对压实作用及胶结作用的抑制对孔隙演化起建设性作用。

参考文献(References):

[1] Von Gumbel C W. Beiträge zur Foraminiferenfauna der Nordalpinen Eocängebilde[M]. München: Verlag d Akad, 1868.

[2] 李忠, 韩登林, 寿建峰. 沉积盆地成岩作用系统及其时空属性[J]. 岩石学报, 2006, 22(8): 2151-2164.
Li Zhong, Han Denglin, Shou Jianfeng. Diagenesis Systems and Their Spatio-Temporal Attributes in Sedimentary Basins[J]. Acta Petrologica Sinica, 2006, 22(8): 2151-2164.

[3] Nagtegal P J C. Relationship of Facies and Reservoir Quality in Rotliegendes Desert Sandstones, Southern North Sea Region[J]. Journal of Petroleum Geology, 1979, 2(2): 145-158.

[4] 张荣虎, 曾庆鲁, 王珂, 等. 储层构造动力成岩作用理论技术新进展与超深层油气勘探地质意义[J]. 石油学报, 2020, 41(10): 1278-1292.
Zhang Ronghu, Zeng Qinglu, Wang Ke, et al. New Progress in the Theory and Technology of Tectonic Diagenesis on Reservoir and the Geological Significance of Ultra-Deep Oil and Gas Exploration[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(10): 1278-1292.

[5] 罗静兰, 李弛, 雷川, 等. 碎屑岩储集层成岩作用研究进展与热点问题讨论[J]. 古地理学报, 2020, 22(6): 1021-1040.
Luo Jinglan, Li Chi, Lei Chuan, et al. Discussion on Research Advances and Hot Issues in Diagenesis of Clastic-Rock Reservoirs[J]. Journal of Palaeogeography, 2020, 22(6): 1021-1040.

[6] 李秒, 侯云东, 罗静兰, 等. 致密砂岩储层埋藏-成岩-油气充注演化过程与孔隙演化定量分析:以鄂尔多斯盆地东部上古生界盒8段天然气储层为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 882-892.
Li Miao, Hou Yundong, Luo Jinglan, et al. Burial, Diagenesis, Hydrocarbon Charging Evolution Process and Quantitative Analysis of Porosity Evolution: A Case Study from He 8 Tight Sand Gas Reservoir of the Upper Paleozoic in Eastern Ordos Basin[J]. Oil and Gas Geology, 2016, 37(6): 882-892.

[7] 杨楷乐, 何胜林, 杨朝强, 等. 高温-超压-高CO_2背景下致密砂岩储层成岩作用特征:以莺歌海盆地LD10区新近系梅山组—黄流组为例[J]. 岩性油气藏, 2023, 35(1): 83-95.
Yang Kaile, He Shenglin, Yang Zhaoqiang, et al. Diagenesis Characteristics of Tight Sandstone Reservoirs with High Temperature, Overpressure and High CO_2 Content: A Case Study of Neogene Meishan-Huangliu Formation in LD10 Area, Yinggehai Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2023, 35(1): 83-95.

[8] 毛倩茹, 范彩伟, 罗静兰, 等. 超压背景下中深层砂岩储集层沉积—成岩演化差异性分析:以南海莺歌海盆地中新统黄流组为例[J]. 古地理学报, 2022, 24(2): 344-360.
Mao Qianru, Fan Caiwei, Luo Jinglan, et al. Analysis of Sedimentary-Diagenetic Evolution Difference on Middle-Deep Buried Sandstone Reservoirs Under Overpressure Background: A Case Study of the Miocene Huangliu Formation in Yinggehai Basin, South China Sea[J]. Journal of Palaeogeography, 2022, 24(2): 344-360.

[9] 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区中新统黄流组为例[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.

[10] 李弛, 罗静兰, 胡海燕, 等. 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[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.

[11] 曾小明, 于佳, 潘燕, 等. 陵水凹陷北坡海底扇孔隙演化和成岩相研究[J]. 沉积学报, 2016, 34(6): 1198-1207.
Zeng Xiaoming, Yu Jia, Pan Yan, et al. Porosity Evolution and Diagenetic Facies Study of Submarine Fan Reservoir in North Slope of Lingshui Sag[J].

Acta Sedimentologica Sinica，2016，34(6)：1198－1207.

[12] 钟佳，尤丽，张迎朝，等. 琼东南盆地乐东—陵水凹陷黄流组峡谷水道储层成岩作用与孔隙演化[J]. 天然气地球科学，2018，29(5)：708－718.
Zhong Jia，You Li，Zhang Yingzhao，et al. Diagenesis and Porosity Evolution of the Huangliu Formation Canyon-Channel Reservior in Ledong-Lingshui Sag，Qiongdongnna Basin[J]. Nature Gas Geoscience，2018，29(5)：708－718.

[13] Hu Lin，Luo Wei，Ma Benben. Diagenetic Impact on High-Pressure High-Temperature Reservoirs in Deep-Water Submarine Fan Sandstone of Qiongdongnan Basin，South China Sea[J]. Minerals，2024，14(4)：361. doi.org/10.3390/ min14040361.

[14] 李安琪，叶绮，王真真，等. 琼东南盆地陵水凹陷北部梅山组砂质碎屑流沉积特征及油气地质意义[J]. 地质科技通报，2021，40(1)：110－118.
Li Anqi，Ye Qi，Wang Zhenzhen，et al.Sedimentary Characteristics and Significance in Hydrocarbon Exploration of Sandy Debris Flow in Meishan Formation of the Northen Lingshui Sag，Qiongdongnan Basin [J]. Bulletin of Geological Science and Technology，2021，40(1)：110－118.

[15] 朱沛苑，尤丽，元庆涛，等. 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇储层物性与孔喉结构[J]. 天然气技术与经济，2018，12(5)：1－4.
Zhu Peiyuan，You Li，Yuan Qingtao，et al. Petrophysical Property and Pore-Throat Structure of Submarine-Fan Reservoirs in Meishan Formation，Ledong-Lingshui Sag [J]. Natural Gas Technology and Economy，2018，12(5)：1－4.

[16] 郑磊，闫琢玉，李冬林，等. 琼东南盆地陵水凹陷储层物性特征对比分析[J]. 石化技术，2021，28(8)：135－136，148.
Zheng Lei，Yan Zhuoyu，Li Donglin，et al. Comparative Analysis of Reservoir Physical Properties in Lingshui Sag，Qiongdongnan Basin[J]. Petrochemical Industry Technology，2021，28(8)：135－136，148.

[17] 赵燚林，马遵青，陈国俊，等. 琼东南盆地松南-宝岛凹陷梅山组碎屑岩储集性及成岩作用研究[J]. 沉积与特提斯地质，2019，39(4)：14－26.
Zhao Yilin，Ma Zunqing，Chen Guojun，et al. Physical Properties and Diagenesis of the Clastic Rocks from the Meishan Formation in the Songnan-Baodao Depression，Qiongdongnan Basin [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology，2019，39(4)：14－26.

[18] 赵小庆. 琼东南盆地目的层成岩作用研究与有利储层预测[D]. 大庆：大庆石油学院，2010.
Zhao Xiaoqing. Diagenesis and the Favorable Reservoir Prediction of the Target Layer in the Qiong Dongnan Basin [D]. Daqing：Daqing Petroleum Institute，2010.

[19] Chen X，Wang Y，Su A. Coupling Relationship Between Multistage Fluid Activity and Reservoir Abnormally High-Porosity Zones in the Songtao-Baodao Region，Qiongdongnan Basin[J]. Geofluids，2021(1)：1－17. doi.org/10.1155/2021/ 5598069.

[20] 张功成，纪沫，陈莹，等. 琼东南盆地“气聚集带”的成藏特征与勘探潜力[J]. 石油学报，2024，45(1)：226－240.
Zhang Gongcheng，Ji Mo，Chen Ying，et al. Accumulation Characteristics and Exploration Potentials of Gas Accumulation Belt in Qiongdongnan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica，2024，45(1)：226－240.

[21] 尤丽，江汝锋，徐守立，等. 琼东南盆地深水区乐东-陵水凹陷梅山组天然气成藏特征与勘探潜力[J]. 中国海上油气，2021，33(5)：24－31.
You Li，Jiang Rufeng，Xu Shouli，et al. Accumulation Characteristics and Exploration Potential of Meishan Formation Gas in Ledong-Lingshui Sag，Deep Water Area of Qiongdongnan Basin[J]. China Offshore Oil and Gas，2021，33(5)：24－31.

[22] 马明，张功成，陈国俊，等. 琼东南盆地崖城地区储层古孔隙面貌恢复[J]. 天然气地球科学，2022，33(11)：1734－1753.
Ma Ming，Zhang Gongcheng，Chen Guojun，et al. Restoration of Paleo-Pore Features of the Sandstone in Yacheng Area，Qiongdongnan Basin[J]. Natural Gas Geoscience，2022，33(11)：1734－1753.

[23] 胡林，胡潜伟，王思雨，等. 琼东南盆地深水区基岩潜山超压成因及油气成藏特征[J]. 地球科学，2023：1－24.[2024－09－30]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1874.P.20231226. 1050.018.html.
Hu Lin，Hu Qianwei，Wang Siyu，et al. Origin of the Overpressure and Hydrocarbon Accumulation Characteristics of Bedrock Buried Hills in the Deepwater Area，Qiongdongnan Basin [J]. Earth Science，2023：1－24.[2024－09－30]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1874.P.20231226.1050.018.

html.

[24] 雷超，任建业，李绪深，等. 琼东南盆地深水区结构构造特征与油气勘探潜力[J]. 石油勘探与开发，2011，38(5)：560－569.
Lei Chao，Ren Jianye，Li Xushen，et al. Structural Characteristics and Petroleum Exploration Potential in the Deep-Water Area of the Qiongdongnan Basin，South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development，2011，38(5)：560－569.

[25] 高彦杰，张若琳. 致密砂岩储层成岩压实作用定量评价及主控因素:以珠江口盆地文昌区珠海组三段为例[J]. 四川地质学报，2022，42(3)：412－418，440.
Gao Yanjie，Zhang Ruolin. Quantitative Evaluation and Main Controlling Factors of Diagenesis and Compaction of Tight Sandstone Reservoir：A Case Study of the Third Member of Zhuhai Formation in Wenchang District of Pearl River Mouth Basin[J]. Acta Geologica Sichuan，2022，42(3)：412－418，440.

[26] 幸雪松，文敏，吴怡，等. 琼东南盆地L气田高温高压地质成因研究[J]. 当代化工研究，2021(24)：58－60.
Xing Xuesong，Wen Min，Wu Yi，et al. Geological Origin Analysis of High Temperature and High Pressure of L Gas Field in Qiongdongnan Basin[J]. Modern Chemical Research，2021(24)：58－60.

[27] Shackleton N. Attainment of Isotopic Equilibrium Between Ocean Water and the Benthonic Foraminifera Genus Uvigerina：Isotopic Changes in the Ocean During the Last Glacial[J]. Centre National de la Recherche Scientifique Colloqium International，1974，219：203－209.

[28] Fronval T，Jesen B N，Buvhardt B. Oxygen Isotope Disequilibrium Precipitation of Calcite in Lake Arresø，Denmark[J]. Geology，1995，23(5)：463－466.

[29] Bijma J，Spero H J，Lea D W. Reassessing Foraminiferal Stable Isotope Geochemistry：Impact of the Oceanic Carbonate System (Experimental Results)[M]// Fischer G，Wefer G. Use of Proxies in Paleoceanography：Examples from the South Atlantic. Berlin：Springer，1999：489－512.

[30] Keith M L，Weber J N. Carbon and Oxygen Isotopic Composition of Selected Limestones and Fossils[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta，1964，28(10/11)：1787－1816.

[31] 谢玉洪，李绪深，童传新，等. 莺琼盆地高温超压天然气成藏理论与勘探实践[M]. 北京：石油工业出版社，2015.
Xie Yuhong，Li Xushen，Tong Chuanxin，et al. HTHP Gas Accumulation Mechanism and Exploration Practice in Yinggehai Qiongdongnan Basin[M]. Beiing：Petroleum Industry Press，2015.

[32] 孟元林，许丞，谢洪玉，等. 超压背景下自生石英形成的化学动力学模型[J]. 石油勘探与开发，2013，40(6)：701－707.
Meng Yuanlin，Xu Cheng，Xie Hongyu，et al. A New Kinetic Model for Authigenic Quartz Formation Under Overpressure[J]. Petroleum Exploration and Development，2013，40(6)：701－707.

[33] 孟元林，魏巍，王维安，等. 超压背景下黏土矿物转化的优化模型[J]. 吉林大学学报(地球科学版)，2012，42(增刊1)：145－153.
Meng Yuanlin，Wei Wei，Wang Weian，et al. An Optimization Model of Clay Mineral Transformation Under Overpressure Setting[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition)，2012，42(Sup.1)：145－153.

[34] 高煜婷. 莺歌海盆地成岩作用研究与孔隙演化[D]. 大庆：东北石油大学，2012.
Gao Yüting. Diagenesis Research and Pore Evolution in Yinggehai Basin[D]. Daqing：Northeast Petroleum University，2012.

[35] Beard D C，Weyl P K. Influence of Texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand[J]. AAPG Bulletin，1973，57(2)：349－369.