



移动阅读

胡德胜, 钟佳, 满勇, 等. 2025. 琼东南盆地西区海底扇高温超压储层成岩作用与孔隙演化[J]. 沉积与特提斯地质, 45(2): 294–304. doi: [10.19826/j.cnki.1009-3850.2025.05001](https://doi.org/10.19826/j.cnki.1009-3850.2025.05001)

HU D S, ZHONG J, MAN Y, et al., 2025. Diagenesis and porosity evolution of high-temperature and overpressure sandstone reservoirs in submarine fans of the west area of the Qiongdongnan Basin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 45(2): 294–304. doi: [10.19826/j.cnki.1009-3850.2025.05001](https://doi.org/10.19826/j.cnki.1009-3850.2025.05001)

琼东南盆地西区海底扇高温超压储层成岩作用与孔隙演化

胡德胜, 钟佳*, 满勇, 孙文钊, 白楠, 戴伊宁, 柳智萱, 袁珍珠, 胡锐, 李亮

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057)

摘要: 南海北部琼东南盆地西区乐东-陵水凹陷梅山组海底扇是当前天然气勘探的重点领域, 且普遍具有高温超压的背景。通过薄片鉴定、图像分析、包裹体分析、X射线衍射、扫描电镜及物性测试等技术方法, 结合埋藏-热演化史和油气成藏史, 对琼东南盆地西区乐东-陵水凹陷梅山组海底扇储层成岩作用与孔隙演化进行研究。结果表明: 海底扇储层整体以低—中孔、低—特低渗为特征, 主体处于中成岩A期; 成岩-成藏演化序列为早期黏土矿物→第一期烃类充注→长石微溶→第二期烃类充注→石英次生加大并且长石溶解→铁方解石、白云石胶结→硅质溶解→第三期烃类充注及CO₂充注→碳酸盐胶结物微溶; 孔隙演化为“先超压、后成藏、再致密化”模式, 表现出“压实明显减孔, 胶结减孔, 超压保孔、溶蚀适量增孔”的特点。

关键词: 琼东南盆地西区; 乐东-陵水凹陷; 梅山组; 海底扇; 储层; 成岩作用; 孔隙演化

中图分类号: 618.13

文献标识码: A

Diagenesis and porosity evolution of high-temperature and overpressure sandstone reservoirs in submarine fans of the west area of the Qiongdongnan Basin

HU Desheng, ZHONG Jia*, MAN Yong, SUN Wenzhao, BAI Nan, DAI Yining, LIU Zhixuan,
YUAN Zhenzhu, HU Kun, LI Liang

(Zhanjiang Branch of China National Offshore Oil Corporation Ltd., Zhanjiang 524057, China)

Abstract: Submarine fans in the west area of the Qiongdongnan Basin, located on the continental shelf in the northern of the South China Sea, are the main area for gas exploration. These submarine fans are commonly characterized by high-temperature and overpressure diagenetic environments. A comprehensive analysis was conducted to evaluate diagenesis and porosity evolution of submarine fan reservoirs in the Meishan Formation of the Ledong-Lingshui Sag in the west area of the Qiongdongnan Basin. The analysis incorporates thin-section identification, image analysis, fluid inclusion analysis, clay X-ray diffraction, scanning electron microscope (SEM), and physical property test, with comprehensive consideration of the burial-thermal and hydrocarbon charging history of the reservoirs. The results show that the submarine fan reservoirs are in the A-mesodiagenesis stage, with reservoirs exhibiting low to moderate porosity and low to extra-low permeability. The diagenetic and accumulation sequence progresses as follows: early clay mineral precipitation → first phase of accumulation → feldspar micro-dissolution → second phase of accumulation → quartz overgrowth and intense feldspar dissolution → ferrocalcite and dolomite cementation → quartz and quartz

收稿日期: 2023-09-22; 改回日期: 2024-01-20; 责任编辑: 周小琳; 科学编辑: 杨平

作者简介: 胡德胜(1982—), 男, 高级工程师, 主要从事油气勘探工作。E-mail: hudsh1@cnoc.com.cn

通信作者: 钟佳(1987—), 男, 高级工程师, 主要从事油气勘探研究工作。E-mail: zhongjia2@cnoc.com.cn

资助项目: 国家重点研发项目(2019YFA0708504); “十四五”全国油气资源评价项目(QGYQZYPJ2022-3)

overgrowth dissolution → third phase of accumulation and CO₂ charging → micro-dissolution of carbonate cements. The porosity evolution model follows a "first overpressure, later accumulation, and then compaction" pattern, characterized by "significant porosity reduction due to compaction; porosity reduction from ferrocalcite cementation; porosity conservation under overpressure conditions; moderate porosity increase due to dissolution".

Key words: west area of the Qiongdongnan Basin; Ledong-Lingshui Sag; Meishan Formation; submarine fan; reservoir; diagenesis; porosity evolution

0 引言

近年来,海底扇作为一种优质储集体,在深水油气勘探领域中备受关注(Sun et al., 2022; Li et al., 2023)。目前,国内外针对深水海底扇进行了勘探,在西非尼日尔、北美墨西哥湾及中国南海珠江口盆地、莺歌海盆地等大型海底扇发育区取得了重大勘探突破(王永凤等, 2011; 钟泽红等, 2013; 陈志鹏等, 2017; 吴迅达等, 2021; 杜文波等, 2022)。特别是近年来,在珠江口和莺歌海盆地中新统海底扇相继发现千亿方级大气田(范彩伟等, 2021),证实了海底扇是当前南海地区重要的油气勘探领域。

琼东南盆地西区乐东-陵水凹陷主要勘探目的层中新统同样发育重力流沉积,其中,梅山组以海底扇沉积为主,具有丰富的油气勘探潜力(徐强等, 2020; 尤丽等, 2021)。前人对该套海底扇的研究主要集中于沉积单元、沉积演化规律、物源、古沉积环境、岩相和物性分析等(左倩媚等, 2016; 赵焱林等, 2019; 罗泉源等, 2020; 李安琪等, 2021; 甘军等, 2022),对储层成岩作用和孔隙演化等研究相对较少。

受琼东南盆地北部万泉河、陵水河、宁远河三个主要水系物源的持续供应,乐东-陵水凹陷梅山组沉积了多期不同类型的海底扇,包括斜坡水道化型海底扇、盆地扇型海底扇和底流改造型海底扇等。该区钻探结果揭示,该套海底扇储层储集性非均质性强,物性以中孔中渗、中孔低渗和低孔低渗为主,纵向上表现出随储层物性变差,含气性变差的特征。此外,研究区发育高温常压、高温超压、中温超压等地温场背景,导致其储层物性差异演化。因此,在研究区沉积体落实的前提下,研究不同类型海底扇在不同温压场背景下的储层发育特征及其对储集性的影响,确定优质储层主控因素与分布,对该套海底扇油气勘探具有重要借鉴意义。

本文以琼东南盆地西区乐东-陵水凹陷梅山组海底扇为研究对象,通过物性测试、高压压汞等明

确其岩石学特征和储集性特征(万友利, 2022; 杜春阳, 2023);通过薄片鉴定、图像分析等明确其主要成岩作用类型;通过包裹体分析、镜质体反射率和X衍射等明确其成岩阶段(税蕾蕾等, 2020);最后结合该区埋藏演化史、成岩演化序列及单个因素对物性的影响,采用“反演回剥法”(操应长等, 2013; 王艳忠等, 2013; 郑潇宇等, 2023; 卞雅倩等, 2023)对孔隙演化进行恢复。

1 地质概况

琼东南盆地为典型大陆边缘新生代拉张型盆地,自北向南呈“坳-隆-坳-隆”构造格局,其中乐东-陵水凹陷位于中央坳陷带西部(图1)。该凹陷在古近纪裂陷作用明显,进入新近纪后,早期以热沉降为主,中晚期进入加速沉降阶段(朱光辉等, 2000)。其中,新近纪拗陷阶段梅山组沉积时期,该凹陷以半深海—深海沉积相为主,同时在区域海退的背景下,以重力流沉积为主,发育多套海底扇(罗泉源等, 2020)。

乐东-陵水凹陷具有典型“高温超压”的特点,陵水S和崖城C区实测地温数据显示,地温梯度为3.7~4℃/100 m,明显高于世界含油气沉积盆地的平均地温梯度(3.0℃/100 m)(朱光辉等, 2000; 苏龙等, 2012);实测梅山组地层压力系数为1.5~1.9,属于异常超压区。此外,乐东-陵水凹陷跨越深、浅水两大区域。西北部的崖城B/C和陵水S区处于盆地浅水区,水深均不超过300 m;东南部的陵水WS区水深普遍在900 m及以上,整体上,海水深度由西往东逐渐变大,往南区域进入盆地超深水区。

2 储层岩石学特征与储集性

2.1 梅山组储层岩石学特征

根据乐东-陵水凹陷7口钻井的岩心岩性及厚度统计(表1),梅山组海底扇储集岩以粉砂岩、细砂岩、中砂岩为主,辅以少量粗砂岩,局部发育含

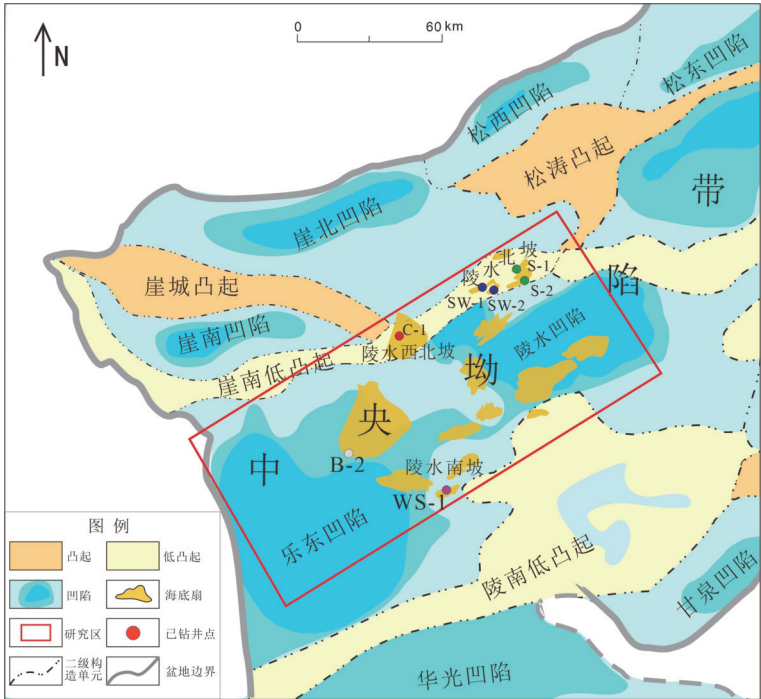


图 1 研究区构造位置与井点示意图

Fig. 1 Location of the study area and wells

表 1 乐东-陵水凹陷梅山组储集岩统计表

Table 1 Statistics of reservoir rocks in Meishan Formation, Ledong-Lingshui Sag

层位	井名	深度/m	泥岩		粉砂岩		细砂岩		中砂岩		砂砾岩		总厚度/m
			厚度/m	百分比/%	厚度/m	百分比/%	厚度/m	百分比/%	厚度/m	百分比/%	厚度/m	百分比/%	
梅山组	SW-1	3 409~3 888	212	49.2	186	43.2	33	7.7	/	/	/	/	431
	S-1	3 302~3 640	255.46	75.6	82.54	24.4	/	/	/	/	/	/	338
	S-2	3 349~3 812	382.06	82.5	80.94	17.5	/	/	/	/	/	/	463
	SW-2	3 475~3 941	211	45.3	255	54.7	/	/	/	/	/	/	466
	B-2	4 817~5 282	95	31.6	9	3.0	157	52.2	19.5	6.5	20	6.7	300.5
	C-1	3 800~4 053	114	45.1	68.0	26.9	57.0	22.5	14.0	5.5	/	/	253
	WS-1	4 322~4 448	50	39.7	23.0	18.3	53.0	42.1	/	/	/	/	126

砾砂岩和砂砾岩。其中陵水北坡(陵水 S/SW)砂岩粒度较细,以粉砂岩为主,局部发育细砂岩,如 S-1/2、SW-1/2 井;陵水西北斜坡(崖城 C)与凹陷中心(崖城 B)岩性较陵水北坡粒度更粗,以细、中砂岩为主,局部发育粗砂岩和含砾砂岩;陵水南坡(陵水 WS)储集岩以细砂岩为主,辅以少量中砂岩。陵水北坡砂体厚度以 SW-2 井最厚,为 225 m,SW-1 井次之,厚度为 186 m;含砂率以 SW-2 井最高,粉砂岩占 54.7%,次为 SW-1 井,粉砂岩占 43.2%,细砂岩 7.7%,砂体厚度和含砂率总体从西往东方向呈变薄与降低趋势;崖城 C 区(C-1)砂岩厚度为

139 m,含砂率为 54.9%;凹陷中心的崖城 B 区(B-2)梅山组含砂率较高,高达 68.4%,砂岩厚度 205.5 m;陵水 WS 区(WS-1)砂岩厚度较薄,仅 76 m,含砂率较高,达 76%。总体上,陵水北坡海底扇储集岩含砂率较低,向西南方向、凹陷中心迁移过程中,海底扇的储集岩粒度、厚度与含砂率有明显增大趋势。

陵水北坡与崖城 C 区梅山组储层重矿物组合主要为锆石、电气石、白钛矿、磁铁矿,辅以少量或微量石榴石和锐钛矿,对应母岩类型以岩浆岩、沉积岩为主,辅以少量变质岩,显示了较远源的沉积特点。梅山组砂岩成分分类三角图(图 2)显示,

陵水 S 区及周缘岩石类型以石英砂岩和岩屑石英砂岩为主,砂岩组分稳定,具远源的沉积特征;崖城 C 区岩石类型以岩屑石英砂岩为主,部分岩屑砂岩,砂岩组分较稳定,为较远源沉积;崖城 B 区岩石类型为岩屑砂岩、长石岩屑砂岩,不稳定组分长石和岩屑含量高,说明其物源供给充足,具相对近源的沉积特征;陵水 WS 区砂岩稳定组分含量

较高,以石英砂岩为主,反映了较为远源的沉积特点。

2.2 梅山组储层储集性

根据测井资料与常规物性分析结果(图 3),梅山组储层物性条件受埋深影响明显变差,但在局部深度段(3 700 m~4 000 m、4 700 m~5 000 m)出现高孔隙度、高渗透率特征,可能与局部异常超压相关。梅山组储层物性总体以低—中孔,低—特低渗为主,其中崖城 B 区砂岩由于埋深大,为特低孔、特低渗特征,可见粒间孔,但孔隙连通性较差;陵水北坡砂岩具有孔隙度较高(中孔)、渗透率差异发育的物性特征,受泥质杂基影响, S-1 井呈特低渗特征,而 S-2 井较好,平均渗透率 9.3 mD,具低渗特征,以粒间孔、少量溶蚀孔和铸模孔为主,连通性相对较好(图 4A);崖城 C 区储层物性以中孔、特低—低渗为主,发育粒间孔、铸模孔和粒间溶孔,整体孔隙连通性较差(图 4B)。孔渗关系显示(图 3C),陵水北坡与崖城 C/B 区储层差异明显,沿孔渗对角线分布依次为崖城 B、崖城 C 和陵水 S 区。总体上,崖城 B 区受深埋藏压实影响,储层物性表现为低孔、低渗;崖城 C 区受压实和钙质影响表现为中孔、低渗特征;陵水 S 区局部受泥质影响砂岩

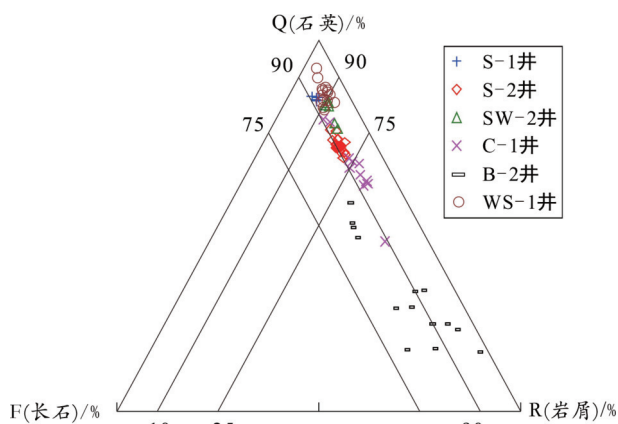


图 2 乐东—陵水凹陷梅山组砂岩成分分类三角图

Fig. 2 Triangular diagram of sandstone composition classification of Meishan Formation, Ledong-Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin

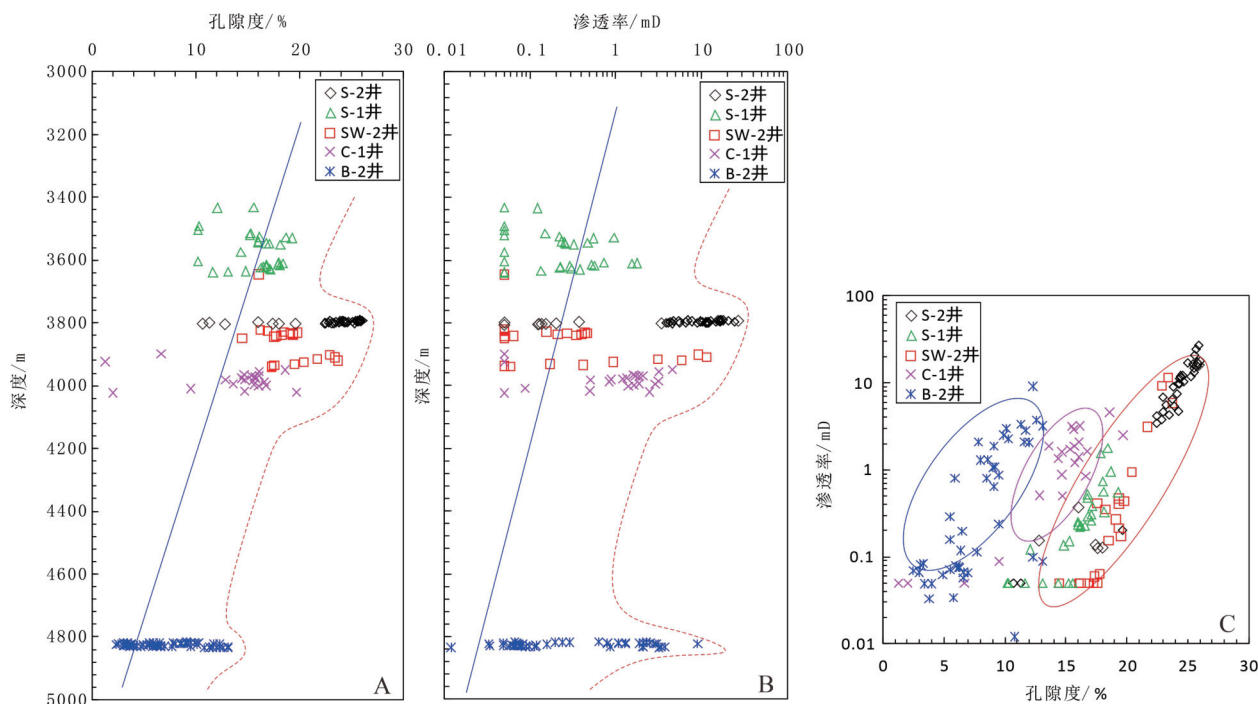


图 3 乐东—陵水凹陷梅山组储层物性演化及孔、渗关系图

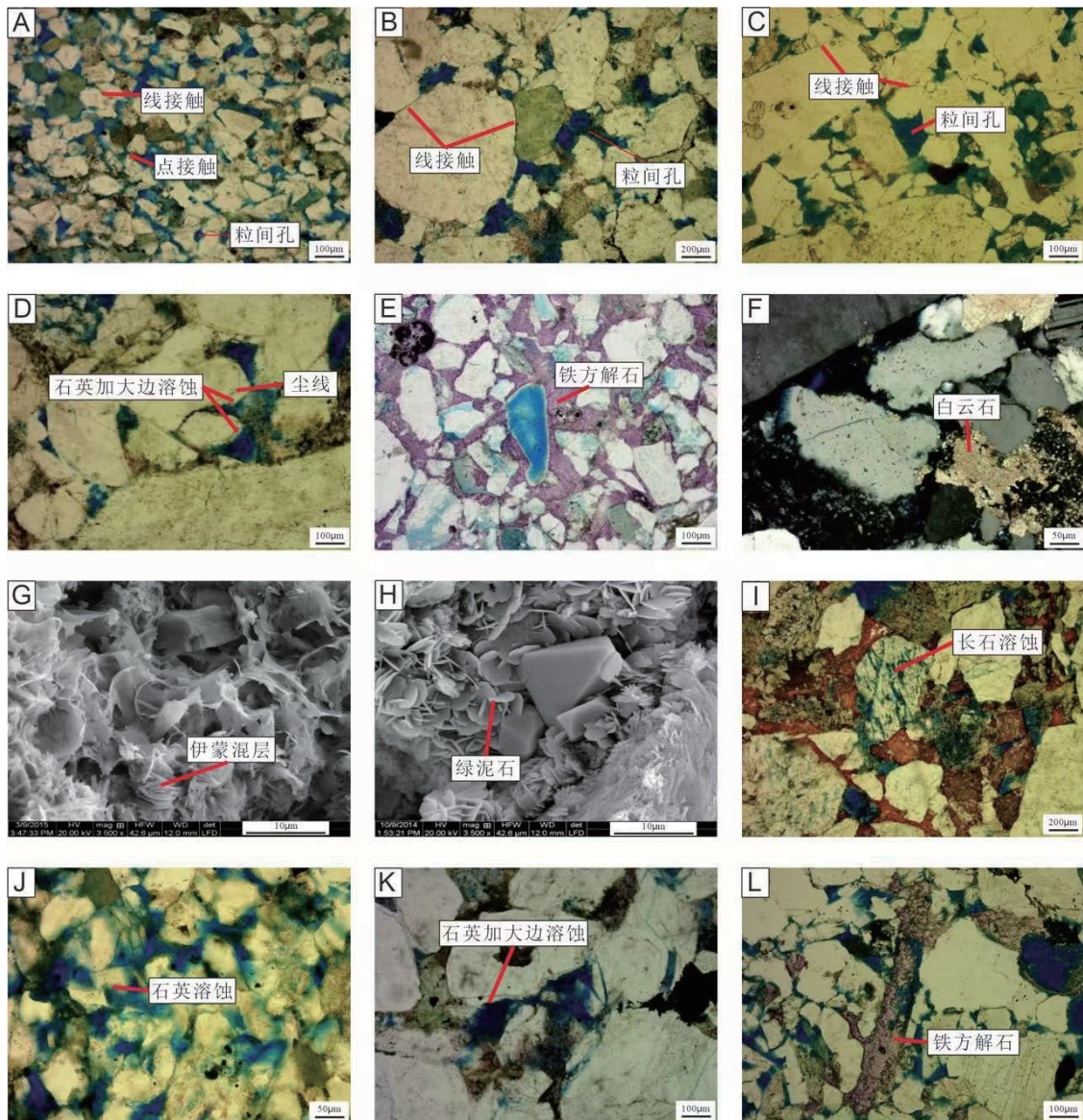
Fig. 3 Physical property evolution and correlation between porosity and permeability of submarine fans in Meishan Formation, Ledong-Lingshui Sag

表现为中孔、低渗,但受海流改造影响,在 S-2 井表现为中孔、近中渗特征。已钻井横向物性对比显示,梅山组储层储集物性特征差异明显,由陵水北坡往崖城 C、崖城 B 区方向物性呈变差趋势,但陵水 WS 区受底流改造影响,储层物性较好,有效层达到中孔、中渗。

3 高温超压储层成岩作用类型与特征

3.1 高温超压成岩作用特征

梅山组海底扇储层主要的有利成岩作用为溶解作用,主要为长石溶蚀,其次为石英和胶结物溶蚀。不利成岩作用为压实、胶结作用,压实作用导



(A) S-2, 3800.78 m, 极细砂岩, 颗粒点-线接触, 岩心样; (B) C-1, 3968 m, 中一粗砂岩, 颗粒线接触甚至凹凸接触, 壁心样; (C) B-2, 4821.25 m, 砂砾岩, 颗粒线接触, 粒间孔发育, 岩心样; (D) C-1, 3989 m, 中一粗砂岩, 石英次生加大且部分溶蚀, 壁心样; (E) B-2, 4821.25 m, 砂砾岩, 铁方解石胶结, 岩心样; (F) B-2, 4818.34 m, 含砾不等粒砂岩, 白云石胶结, 白云石环边交代石英颗粒, 岩心样; (G) C-1, 4009 m, 中一粗砂岩, 棉絮状伊蒙混层; (H) S-2, 3793.57 m, 极细砂岩, 片状绿泥石胶结; (I) C-1, 4017 m, 粗砂岩, 长石颗粒溶蚀, 壁心样; (J) S-2, 3799.66 m, 极细砂岩, 石英颗粒溶蚀残余, 壁心样; (K) C-1, 3968 m, 中一粗砂岩, 石英加大边溶蚀, 壁心样; (L) B-2, 4833.56 m, 含砾粗砂岩, 铁方解石胶结物微溶, 岩心样

图4 研究区海底扇储层成岩作用显微照片

Fig. 4 Micrographs of reservoir diagenesis of submarine fans in the study area

致原生孔隙剧烈减少,胶结作用主要为铁方解石胶结和白云石胶结。

3.1.1 压实作用

压实作用是海底扇储层丧失大量孔隙的直接原因。海底扇储层主要埋深在 3 400 m~4 900 m,镜下定量计算压实作用损失的孔隙度为 5%~38%,平均为 23%,压实较强。陵水 S 区压实程度为中等—近强,压实造成孔隙度损失量为 6%~36.5%,颗粒之间主要是线接触,有少量为点接触,主要为颗粒支撑(图 4A)。崖城 C 区梅山组埋深相对较大,薄片显示岩石颗粒间主要为线接触关系,仅局部显示为凹凸接触关系,受到近强压实、压实作用损失的孔隙度平均可达 22.9%(图 4B)。崖城 B 区梅山组海底扇为深埋藏储层,近强压实、压实过程中损失的孔隙度平均可达 23.6%,储层中各颗粒间紧密连接,颗粒之间以线接触为主,形态完整,未发生破裂变形(图 4C)。海底扇储层压实虽强,但颗粒仍然以点—线接触占主导,在 4 800 m 深处仍能保留较多的粒间孔(图 4C),说明研究区异常超压在一定程度上抑制了压实作用,有效地保护了孔隙。

3.1.2 胶结作用

梅山组海底扇储层胶结作用主要为硅质胶结、碳酸盐岩胶结和黏土矿物胶结三种类型。第一类硅质胶结表现为石英次生加大边的出现,镜下显示部分石英颗粒被等厚环状加大边包裹,在石英颗粒边缘可见“尘线”(图 4D),次生加大边特征明显,颗粒之间主要为凹凸接触关系。同时,部分石英次生加大边保存不完整,表现出一定的溶蚀特征(图 4D)。第二类碳酸盐岩胶结物多为铁方解石和少量白云石,其中铁方解石(染色后为暗红色)紧密填充在碎屑颗粒之间的孔隙中,呈基底式胶结关系(图 4E),而白云石以小颗粒的形态连片发育于骨架颗粒之间的孔隙中,多个晶体聚合在一起,致密胶结,环边交代石英颗粒(图 4F)。第三类黏土矿物胶结主要为伊蒙混层和绿泥石。其中,伊蒙混层主要呈棉絮状分布于矿物表面(图 4G),而绿泥石晶型较好,以自形为主,呈竹叶状分布于矿物表面,晶间孔不发育(图 4H)。通过镜下薄片统计,研究区胶结作用对海底扇储层孔隙度造成的损失平均为 6.5%,其中崖城 C 与陵水 S 区胶结强度相近,而崖城 B 区相对二者胶结作用要略微弱一点。

3.1.3 溶解作用

海底扇储层的溶解作用以长石、石英和胶结

物等颗粒溶蚀为主,且受成岩环境和地层水酸碱度的影响,不同颗粒或胶结物溶蚀程度不一。其中,长石溶蚀最为明显,主要发生在颗粒内部,颗粒边缘也有少量溶蚀,在颗粒内部形成长条状溶孔,沿裂缝溶蚀剧烈,有颗粒残余(图 4I)。石英颗粒则呈现出边缘不规则溶蚀特征,局部强溶蚀可形成“港湾状”的溶蚀特征,且能见到溶蚀残余颗粒(图 4J)。胶结物的溶蚀程度相对较弱,石英次生加大边随着石英颗粒的溶蚀保存不完整,形成港湾状的颗粒边缘(图 4K),而铁方解石胶结物主要沿着长石颗粒之间的空隙逐渐溶蚀,进一步加大粒间溶孔(图 4L)。通过薄片图像分析,陵水 S 和崖城 C 区梅山组海底扇储层面孔率平均值分别为 17.6%、19.3%,溶蚀孔隙所占的面孔率平均值分别为 7.1%、8.7%,说明溶蚀面孔率大约占据了总面孔率的 40%。因此,溶解作用对海底扇储层物性的改善非常明显。

3.2 高温超压成岩演化与成岩序列

3.2.1 成岩阶段及演化

在上述成岩作用显微观察的基础上,结合研究区泥岩 X 衍射与镜质体反射率测试结果,陵水 S 区海底扇储层颗粒呈点—线接触、孔隙为粒间孔+少量粒间溶孔—铸模孔组合(图 4A);陵水 S/W 区泥岩伊/蒙混层(I/S)矿物中的蒙脱石含量为 10%~35%、镜质体反射率(R_o)分布在 0.53%~0.82% 之间(图 5);崖城 B/C 区海底扇储层颗粒以线接触为主、孔隙表现为粒间孔和少量粒内溶孔—铸模孔的特征(图 4B-C),泥岩 I/S 层中蒙脱石含量为 10%~35%、 R_o 介于 0.37%~1.07% 之间(图 5)。另外,通过对研究区海底扇储层包裹体均一温度测试,发现其主峰温度主要分布在 130℃~150℃ 之间(图 6)。因此,依据《中华人民共和国石油天然气行业标准:碎屑岩成岩阶段划分》(SY/T5477—2003),确定梅山组海底扇储层主体处于中成岩阶段 A 期。

根据伊/蒙混层中的蒙脱石含量和镜质体反射率,结合乐东—陵水凹陷区域成岩演化对比,认为由于正常古地温场与高古地温场差异,陵水凹陷北坡、凹陷中心与南坡进入各成岩期深度明显不同。其中陵水北坡进入中成岩阶段 A2 期埋深为 2 600 m 左右,西北斜坡与凹陷中心在 3 000 m 左右进入,而陵水南坡则在 2 700 m 左右进入。同时,凹陷中心中成岩阶段 A2 期深度段较长,这与区域发育的异常超压有关。异常超压的发育与该区快速沉降泥岩来不及脱水有关,往凹陷中心方向,沉降速率增大,

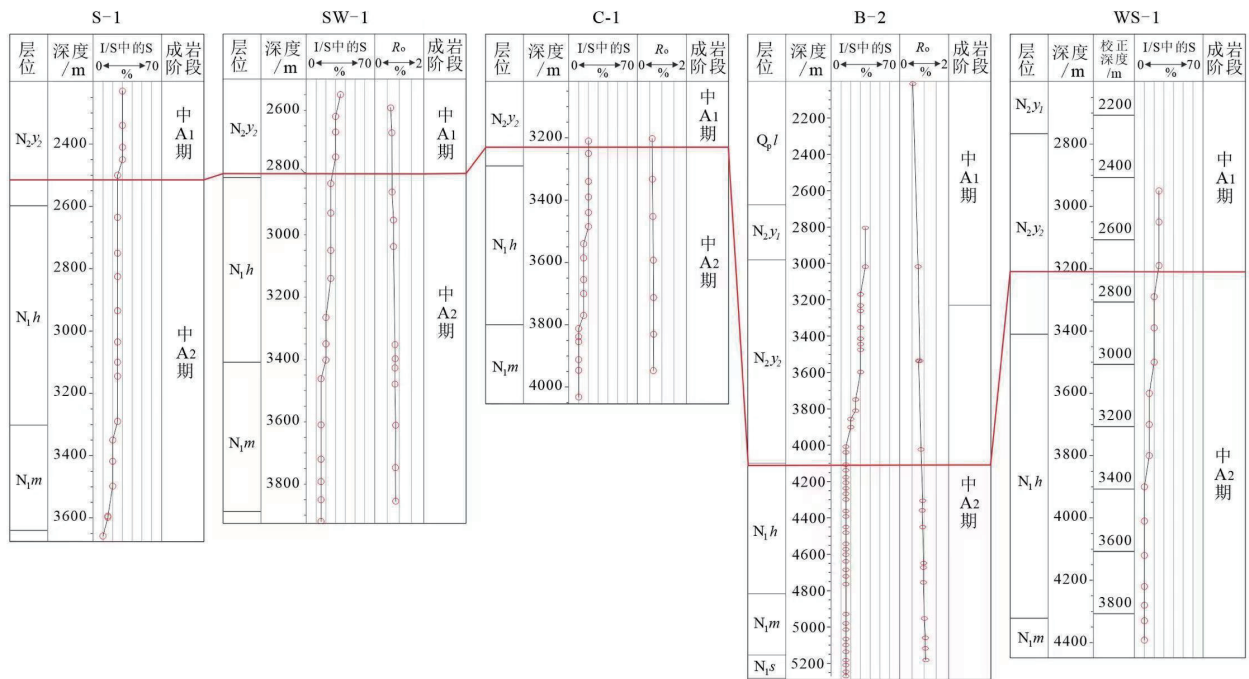


图5 乐东-陵水凹陷成岩阶段划分对比图

Fig. 5 Diagenesis phase contrast of Meishan Formation, Ledong-Lingshui Sag

推测发育较强异常超压, 相近埋深、相同粒级的砂岩成岩强度可能变弱, 凹陷中心埋深下限较北坡加深, 中成岩 A2 期深度段较其他地区延长(图 5)。

3.2.2 超压成藏与成岩序列

流体包裹体均一温度测试结果表明, 研究区存在多期流体充注过程, 包括三期油气流体充注和一期 CO_2 流体充注(高媛等, 2018)。其中, 第一期油气充注均一温度分布在 $90^\circ\text{C} \sim 120^\circ\text{C}$ 之间, 第二期油气充注均一温度范围为 $120^\circ\text{C} \sim 140^\circ\text{C}$, 第三期天然气充注均一温度在 $140^\circ\text{C} \sim 160^\circ\text{C}$ 之间, 并在第三期天然气充注晚期伴随一期高温 CO_2 充注, 测试温度在 $238^\circ\text{C} \sim 248^\circ\text{C}$ 之间(图 6)。利用均一温度在埋藏史上投影回归油气充注时间, 确定第一期在 $10.5 \sim 5.5 \text{ Ma}$, 第二期在 $5.5 \sim 2 \text{ Ma}$, 第三期在 $2 \sim 0 \text{ Ma}$, CO_2 充注发生在第三期的晚期。烃类演化规律显示, 第二、三期烃类充注为研究区的主力生烃期, 排烃时间为 $2.5 \sim 0.9 \text{ Ma}$ 。结合构造沉降史分析, 5.5 Ma 以来, 琼东南盆地发生快速沉积沉降, 引起欠压实而导致超压形成。根据成岩产物与烃类流体的耦合关系, 建立了研究区海底扇储层成岩演化—超压成藏充注的过程, 总体归纳为: 机械压实→早期黏土矿物→第一期烃类充注→长石微溶→第二期烃类充注(超压在其之前形成)→石英次生加大、长石溶解→铁方解石、白云石胶结→石

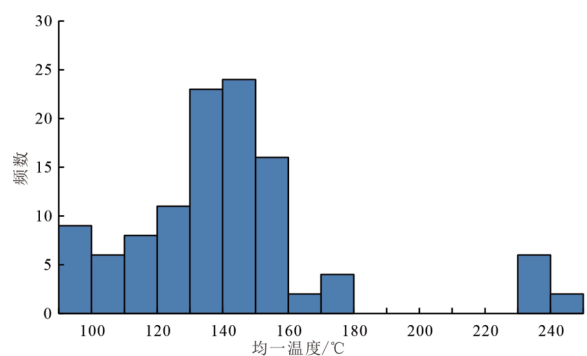


图6 研究区海底扇储层流体包裹体均一温度分布直方图

Fig. 6 Homogenization temperature histogram of submarine fan reservoirs in the study area

英及其次生加大边溶解→第三期烃类充注和 CO_2 充注→碳酸盐胶结物微溶(图 7)。因此, 研究区海底扇储层成岩演化具有“早期油气充注, 超压形成, 晚期主力油气充注, 再致密化”的特点。

4 高温超压储层成岩孔隙演化

本文基于薄片鉴定, 结合储层埋藏演化史、成岩演化序列和物性影响等因素, 通过人工编绘与计算机图像分析技术, 定量表征不同成岩阶段受不同成岩作用影响下引起的储层孔隙度变化, 并在此基础上, 利用“反演回剥法”(操应长等, 2013; 王艳

忠等, 2013)开展储层孔隙度恢复工作。

4.1 孔隙演化恢复方法

4.1.1 演化阶段划分

结合研究区埋藏史, 将储层成岩作用划分为四个阶段: 早期胶结、早期溶蚀、晚期胶结和晚期溶蚀, 并对各个阶段的成岩序列进行了详细分析。

4.1.2 求取储层原始孔隙度

本文主要参考 Beard 和 Weyl 等(Beard and Weyl, 1973; Scherer, 1987)提出的砂岩原始孔隙度恢复公式: $\Phi_{原始}=20.91+22.90/S_o$, 其中 S_o 为 Trask 分选系数, $S_o=(D_{25}/D_{75})^{1/2}$, D_{25} 、 D_{75} 分别代表粒度累积曲线 25% 和 75% 处所对应的颗粒直径(单位: mm)。

4.1.3 计算孔隙度变化量

通过收集研究区储层实测孔隙度资料, 并统计其对应铸体薄片中的面孔率, 拟合了样品孔隙度(Φ)与面孔率(S)的函数关系: $\Phi=1.5778\times S+1.714$, $R^2=0.8271$ (图 8)。利用该拟合关系式即可获得各个成岩阶段对应的孔隙度变化量。

4.1.4 计算压实减孔量并建立演化曲线

压实作用引起的减孔量可依据实际地质情况分配到各期成岩演化阶段中。利用公式:

$\Phi_{早期压实}=\Phi_{原始}-\Phi_{胶结}-\Phi_{晚期压实}-\Phi_{构造挤压}+\Phi_{溶蚀}-\Phi_{现今}$
式中, $\Phi_{原始}$ 为储层原始孔隙度, $\Phi_{胶结}$ 为胶结物含量, $\Phi_{晚期压实}$ 为晚期压实减孔量, $\Phi_{构造挤压}$ 为构造压实减孔量, $\Phi_{溶蚀}$ 为溶蚀孔含量, $\Phi_{现今}$ 为现今有效孔隙度)计算各成岩阶段开始时的孔隙度以及各阶段孔隙度

的变化量, 再结合埋藏演化史建立研究区储层孔隙度演化曲线, 完成对孔隙度的恢复。其中晚期压实减孔量可采用埋深每加大四到五百米减少约 1% 的经验算法获取, 构造压实减孔量因研究区构造压实较弱, 取零值。

4.2 高温超压海底扇储层孔隙演化

研究区海底扇储层埋深大(3 300~4 800 m), 碎屑颗粒的接触关系从浅到深分别为点接触、点-线接触、线接触及凹凸缝合接触。受异常超压的影响, 储层仍能保留部分粒间孔隙, 说明超压在孔隙演化过程中起到了建设性作用。针对超压背景的海底扇储层孔隙演化, 选取 C-1 井 3 989 m 粗砂岩样品为孔隙反演对象, 方法即为“反演回剥法”。

结果表明, 该样品原始孔隙度为 35.32%, 随埋深的增加经历了早期压实作用, 致使原生孔隙度减少约 15.75%; 早期部分黏土矿物胶结物使原生孔隙度减少约 4.87%; 早期溶蚀作用相对较弱, 增孔量仅为 2.50%; 随后迎来晚期硅质和碳酸盐矿物胶结, 孔隙度减少约 4.55%。晚期溶蚀作用(长石、碳酸盐胶结物等的溶蚀)相对较强, 孔隙度增加约 3.29%; 晚期压实作用相对较弱, 孔隙度减少约 3.24%; 经过各成岩阶段后, 现今孔隙度为 12.60%(图 9)。孔隙成岩演化整体特征为: 压实作用使原生孔隙明显减少, 胶结作用堵塞孔隙(绿泥石、硅质胶结), 溶蚀作用提供少量次生孔隙。晚期硅质和碳酸盐溶蚀对储层物性有微弱改善。

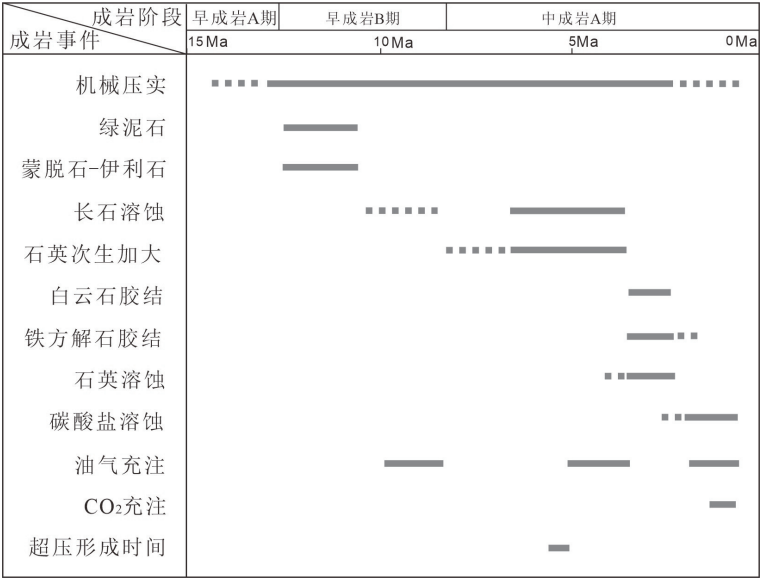


图 7 研究区海底扇储层成岩共生序列

Fig. 7 Diagenesis paragenetic sequence of submarine fan reservoirs in the study area

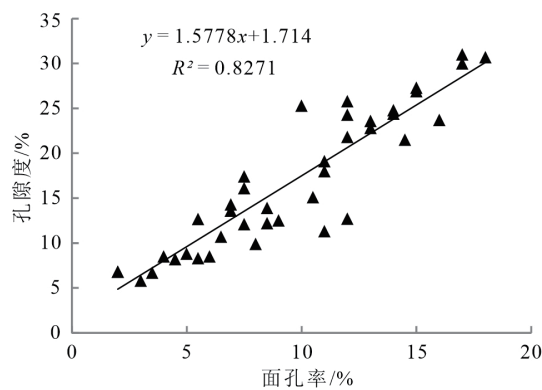


图8 乐东-陵水凹陷中新统储层面孔率与孔隙度之间的函数关系

Fig. 8 Functional relationship between plane porosity and visual reservoir porosity of Meishan Formation, Ledong-Lingshui Sag

综上所述,研究区海底扇储层孔隙演化过程主控因素为压实作用、胶结作用、溶解作用和局部存在的超压。早期压实-胶结作用导致孔隙度明显降低,早期弱酸性溶蚀增加孔隙,到中期胶结减孔,随后超压形成并一定程度上保护颗粒间原生孔隙,晚期油气充注伴随有机酸溶蚀长石促使孔隙增加,接着继续深埋并经历晚期压实减孔,从而形成现今孔隙面貌(图9)。在整个演化过程中,压实-胶结减孔是主要破坏作用,超压保孔是主要的建设性成岩作用,溶蚀增孔为次要建设性成岩作用。

5 结论

(1)乐东-陵水凹陷梅山组海底扇岩性以粉、

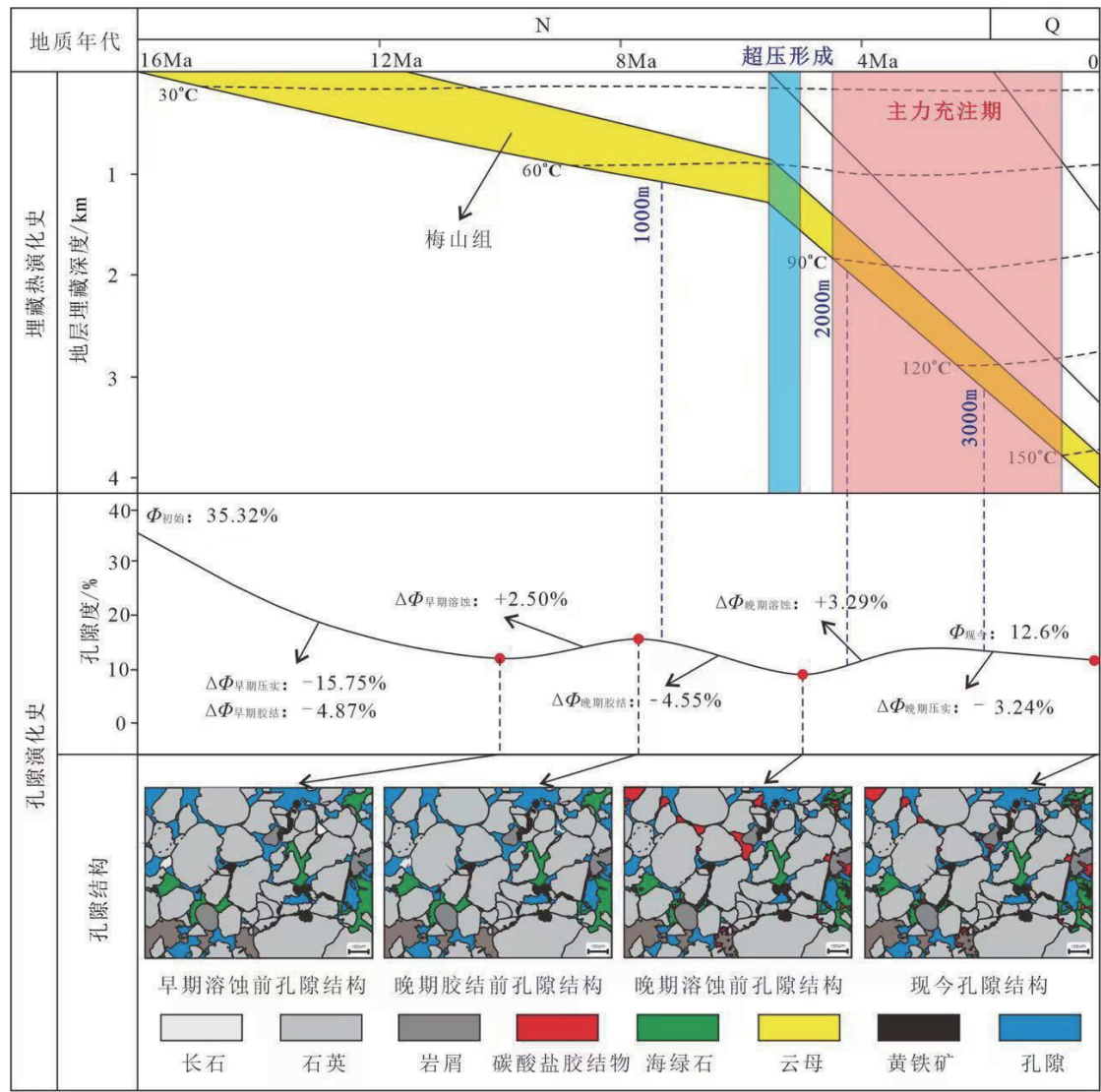


图9 乐东-陵水凹陷 C-1 井 3 989 m 海底扇砂岩样品孔隙演化模式

Fig. 9 Porosity evolution model of submarine fan sandstone samples at 3 989 m in Well C-1, Ledong-Lingshui Sag

细、中砂岩为主,岩石类型以岩屑石英砂岩和长石岩屑砂岩为主,储层物性整体以低—中孔、低—特低渗为主,孔隙类型为原、次生孔组合,储层非均质性较强,受海流改造后物性最优。

(2)乐东—陵水凹陷梅山组海底扇储层主要经历了压实、胶结和溶解作用,主体处于中成岩 A 期,其成岩演化序列为:早期黏土矿物→第一期烃类充注→长石微溶→第二期烃类充注→石英次生加大并且长石溶解→铁方解石、白云石胶结→石英及硅质加大边溶解→第三期烃类充注及 CO₂ 充注→碳酸盐胶结物微溶。

(3)乐东—陵水凹陷梅山组海底扇储层孔隙演化表现为:早期受压实—胶结作用,孔隙度明显降低,随后,超压形成并在一定程度上保护孔隙,晚期油气充注后,在溶蚀作用下孔隙度增加,进而继续深埋形成现今孔隙面貌。

References

- Beard D C, Weyl P K, 1973. Influence of texture on porosity and permeability of unsolidated sand[J]. AAPG Bulletin, 57 (2): 349 – 369.
- Bian Y Q, Fu Q, Liu J S, et al., 2023. Diagenesis and diagenetic evolution of Paleocene sandstone reservoirs in Lishui West Sag, East China Sea shelf basin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 43 (4): 688 – 701 (in Chinese with English abstract).
- Cao Y C, Xi K L, Wang Y Z, et al., 2013. Quantitative research on porosity evolution of reservoirs in the Member 4 of Paleogene Shahejie Formation in Hexiwu structural zone of Langgu sag, Jizhong Depression[J]. Journal of Palaeogeography, 15 (5): 593 – 601 (in Chinese with English abstract).
- Chen Z P, Bao Z D, Ren Z L, et al., 2017. Sedimentary characteristics of a submarine fan of an oilfield in Niger Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 36 (3): 174 – 181 (in Chinese with English abstract).
- Du C Y, Tang W Q, Du Q D, et al., 2023. Characteristics and controlling factors of tight sandstone reservoir of the Jurassic strata in the Lenghu region, Northern Qaidam Basin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 43 (3): 501 – 514 (in Chinese with English abstract).
- Du W B, Nie X, Yang C P, et al., 2022. Sedimentary characteristics, evolution and controlling factors of the Pearl River canyon system in the northern South China Sea[J]. Earth Science, 47 (11): 4046 – 4059 (in Chinese with English abstract).
- Fan C W, Hu L, Li M, et al., 2021. Evaluation method of trap effectiveness in deep water area of Qiongdongnan basin and its application[J]. China Offshore Oil and Gas, 33 (5): 1 – 13 (in Chinese with English abstract).
- Gan J, Liang G, Li X, et al., 2022. Genetic types and accumulation model of submarine fan gas in the Meishan Formation, Qiongdongnan basin[J]. Acta Geologica Sinica, 96 (3): 1069 – 1078 (in Chinese with English abstract).
- Gao Y, Qu X Y, Yang X B, et al., 2018. Characteristics of fluid inclusions and accumulation period of Miocene reservoir in Ledong-Lingshui Sag of Qiongdongnan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 23 (1): 83 – 90 (in Chinese with English abstract).
- Li A Q, Hu L, Wang Z Z, et al., 2021. Sedimentary evolution of Meishan Formation submarine fan in Ledong Sag, Qiongdongnan Basin and its significance in hydrocarbon exploration[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 28 (2): 76 – 84 (in Chinese with English abstract).
- Li D W, Gong C L, Fan G Z, et al., 2023. Morphological and architectural evolution of submarine channels: An example from the world's largest submarine fan in the Bay of Bengal[J]. Marine and Petroleum Geology, 155 (9): 106347 – 106368.
- Luo Q Y, Jiao X Y, Liu K, et al., 2020. Identification of submarine fan in the Meishan Formation of the Ledong-Lingshui Sag in the Qiongdongnan Basin and its depositional model[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 40 (2): 90 – 99 (in Chinese with English abstract).
- Scherer M, 1987. Parameters influencing porosity in sandstones: A model for sandstone porosity predication[J]. AAPG Bulletin, 71 (5): 485 – 491.
- Su L, Zheng J J, Wang Q, et al., 2012. Formation mechanism and research progress on overpressure in the Qiongdongnan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 23 (4): 662 – 672 (in Chinese with English abstract).
- Shui L L, Liang R, Meng X H, et al., 2020. Characteristics of fluid inclusions in quartz fractures in Ledong area of Yinggehai Basin and its constraints on gas accumulation[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 40 (1): 45 – 52 (in Chinese with English abstract).
- Sun R, Yao X Z, Wang X Y, et al., 2022. Source-to-sink system and sedimentary characteristics of the lower Miocene submarine fans in the eastern deep water area of the Qiongdongnan Basin, northern South China Sea[J]. *Frontiers in Earth Science*, 10: 956594.
- Wan Y L, Feng X L, Zhao Z, et al., 2022. Pore-throat structure and fractal characteristics of dolomite reservoir in the Buqu Formation in the southern depression, Qiangtang Basin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 42 (3): 481 – 496 (in Chinese with English abstract).
- Wang Y F, Wang Y M, Li D, et al., 2011. Characteristics of the slope break zones and their controls on the depositional systems in the Pearl River Mouth Basin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 31 (3): 1 – 6 (in Chinese with English abstract).
- Wang Y Z, Cao Y C, Xi K L, et al., 2013. 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 Petrolei Sinica, 34 (6): 1100 – 1111 (in Chinese with English abstract).
- Wu X D, Liao J, Sun W Z, et al., 2021. Natural gas distribution and

- reservoir-forming law of the Yinggehai Basin, China[J]. Journal of Geomechanics, 27 (6): 963 - 974 (in Chinese with English abstract).
- Xu Q, Li D, Zhu W L, et al., 2020. SHRIMP U-Pb ages of detrital zircons: Discussions on provenance control and the Red River Capture Event[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 40 (3): 20 - 30 (in Chinese with English abstract).
- You L, Jiang R F, Xu S L, et al., 2021. 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, 33 (5): 24 - 31 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Y L, Ma Z Q, Chen G J, et al., 2019. 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, 39 (4): 14 - 26 (in Chinese with English abstract).
- Zheng X Y, Zhang X, Li J, et al., 2023. Diagenesis and diagenetic evolution of tidal flat facies clastic rocks of Sinian Sugetbrak Formation in Northwest Tarim Basin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 43 (3): 530 - 541 (in Chinese with English abstract).
- Zhong Z H, Liu J H, Zhang D J, et al., 2013. Origin and sedimentary reservoir characteristics of a large submarine fan in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 34 (S2): 102 - 111 (in Chinese with English abstract).
- Zhu G H, Chen G, Diao Y H, et al., 2000. Characteristics of geotherm-pressure field and its relationship with hydrocarbon migration and accumulation in Qiongdongnan Basin, South China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas (Geology), 14 (1): 30 - 37 (in Chinese with English abstract).
- Zuo Q M, Zhang D J, Wang Y H, et al., 2016. Sedimentary characteristics and exploration potential of Neogene submarine fan in the deepwater area of the Qiongdongnan Basin[J]. Haiyang Xuebao, 38 (11): 105 - 116 (in Chinese with English abstract).
- 501 - 514.
- 杜文波, 聂鑫, 杨楚鹏, 等, 2022. 南海北部珠江口外峡谷体系沉积特征、演化及其控制因素[J]. 地球科学, 47 (11): 4046 - 4059.
- 范彩伟, 胡林, 李明, 等, 2021. 琼东南盆地深水区圈闭有效性评价方法及其应用[J]. 中国海上油气, 33 (5): 1 - 13.
- 甘军, 梁刚, 李兴, 等, 2022. 琼东南盆地梅山组海底扇天然气成因类型及成藏模式[J]. 地质学报, 96 (3): 1069 - 1078.
- 高媛, 曲希玉, 杨希冰, 等, 2018. 琼东南盆地乐东—陵水凹陷中新统储层流体包裹体特征及成藏期研究[J]. 海相油气地质, 23 (1): 83 - 90.
- 李安琪, 胡林, 王真真, 等, 2021. 琼东南盆地乐东凹陷梅山组海底扇沉积演化及油气地质意义[J]. 油气地质与采收率, 28 (2): 76 - 84.
- 罗泉源, 焦祥燕, 刘昆, 等, 2020. 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇识别及沉积模式[J]. 海洋地质与第四纪地质, 40 (2): 90 - 99.
- 苏龙, 郑建京, 王琪, 等, 2012. 琼东南盆地超压研究进展及形成机制[J]. 天然气地球科学, 23 (4): 662 - 672.
- 税蕾蕾, 梁茹, 孟祥豪, 等, 2020. 莺歌海盆地乐东地区石英裂隙内流体包裹体特征及其对天然气成藏制约[J]. 沉积与特提斯地质, 40 (1): 45 - 52.
- 万友利, 冯兴雷, 赵瞻, 等, 2022. 羌塘盆地南坳陷布曲组白云岩储层孔喉结构及其分形特征研究[J]. 沉积与特提斯地质, 42 (3): 481 - 496.
- 王永凤, 王英民, 李冬, 等, 2011. 珠江口盆地坡折带特征及其对沉积体系的控制[J]. 沉积与特提斯地质, 31 (3): 1 - 6.
- 王艳忠, 操应长, 葱克来, 等, 2013. 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, 34 (6): 1100 - 1111.
- 吴迅达, 廖晋, 孙文钊, 等, 2021. 莺歌海盆地天然气运聚成藏条件与分布富集规律[J]. 地质力学学报, 27 (6): 963 - 974.
- 徐强, 李冬, 朱伟林, 等, 2020. 晚中新世红河海底扇碎屑锆石 SHRIMP U-Pb 年龄: 物源区制约及红河袭夺事件探讨[J]. 沉积与特提斯地质, 40 (3): 20 - 30.
- 尤丽, 江汝锋, 徐守立, 等, 2021. 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, 33 (5): 24 - 31.
- 赵臻林, 马遵青, 陈国俊, 等, 2019. 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, 39 (4): 14 - 26.
- 郑潇宇, 张翔, 李建, 等, 2023. 塔里木盆地西北地区震旦系苏盖特布拉克组潮坪相碎屑岩成岩作用与成岩演化研究[J]. 沉积与特提斯地质, 43 (3): 530 - 541.
- 钟泽红, 刘景环, 张道军, 等, 2013. 莺歌海盆地东方区大型海底扇成因及沉积储层特征[J]. 石油学报, 34 (S2): 102 - 111.
- 朱光辉, 陈刚, 刁应护, 2000. 琼东南盆地温压场特征及其与油气运聚的关系[J]. 中国海上油气: 地质, 14 (1): 30 - 37.
- 左倩媚, 张道军, 王亚辉, 等, 2016. 琼东南盆地深水区新近系海底扇沉积特征与资源潜力[J]. 海洋学报, 38 (11): 105 - 116.

附中文参考文献

- 卞雅倩, 傅强, 刘金水, 等, 2023. 东海陆架盆地丽水西凹古新统砂岩储层成岩作用及成岩演化[J]. 沉积与特提斯地质, 43 (4): 688 - 701.
- 操应长, 葱克来, 王艳忠, 等, 2013. 冀中坳陷廊固凹陷河西务构造带古近系沙河街组四段储集层孔隙度演化定量研究[J]. 古地理学报, 15 (5): 593 - 601.
- 陈志鹏, 鲍志东, 任战利, 等, 2017. 尼日尔三角洲盆地某油田深水海底扇沉积特征[J]. 地质科技情报, 36 (3): 174 - 181.
- 杜春阳, 唐闻强, 杜秋定, 等, 2023. 柴达木盆地冷湖地区侏罗系致密砂岩储层特征与控制因素[J]. 沉积与特提斯地质, 43 (3):