

琼东南盆地乐东—陵水凹陷梅山组海底扇 高温超压储层成岩—孔隙演化

尤丽¹,吴仕玖¹,代龙¹,钟佳²,焦焱祺¹,左高昆¹

1 中海石油(中国)有限公司海南分公司; 2 中海石油(中国)有限公司湛江分公司

摘要 琼东南盆地西区乐东—陵水凹陷梅山组深水海底扇储层是天然气勘探的重点领域。综合应用岩石薄片X衍射、扫描电镜、阴极发光、稳定同位素、流体包裹体等分析方法,系统研究了高温—超压背景下的深水海底扇储层成岩作用及其对孔隙演化的影响。结果表明:①梅山组深水海底扇储层岩石类型以岩屑石英砂岩和长石岩屑砂岩为主,储层物性以低—中孔、特低—低渗为主,具有强非均质性。②储层经历早期压实作用、黏土矿物胶结→第1期低熟油充注→长石溶解,铁方解石及石英次生加大→第2期较高成熟油气充注→(铁)白云石胶结、石英及其次生加大溶解、超压形成→第3期高成熟天然气充注→晚期CO₂充注及热液矿物胶结。③储层孔隙演化受控于超压保护的压实—胶结作用和溶解作用,早期压实—胶结是主要的破坏性作用,超压保孔和溶解增孔是主要的建设性作用,并且对深水海底扇不同构造带储层孔隙演化的影响不同,形成现今差异孔隙特征。

关键词 深水海底扇;高温超压;成岩作用;孔隙演化;梅山组;乐东—陵水凹陷;琼东南盆地

中图分类号:TE122.2 文献标识码:A

引用:尤丽,吴仕玖,代龙,等.琼东南盆地乐东—陵水凹陷梅山组海底扇高温超压储层成岩—孔隙演化[J].海相油气地质,2024,29(3):280-290.

YOU Li, WU Shijiu, DAI Long, et al. Diagenesis and porosity evolution of high temperature and overpressure submarine fan reservoir of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sags, Qiongdongnan Basin [J]. Marine origin petroleum geology, 2024, 29(3): 280-290.

0 前言

南海北部琼东南盆地西区乐东—陵水凹陷主要勘探层系中的中新统梅山组,发育深水重力流海底扇沉积^[1-3]、高温超压储层^[4-5]。近几年针对海底扇沉积的探井在陵水探区、崖城探区发现含气构造,揭示存在中、低、特低渗的强非均质性储层^[6-7]。前期研究主要集中在梅山组海底扇沉积单元、沉积演化与区域地质特征等方面,取得了以下主要认识:①坡折带类型和分布、区域海平面及沉积物源等因素共同控制海底扇分布^[3,8-9];②梅山组沉积期发育多期、多类型海底扇^[3];③区域上发育高温常压、高温超压等不同温压场背景的特殊海底扇,而且由斜坡到凹陷中心,其地温梯度、压力系数呈显著变化^[1-2,5]。但是迄今为止,针对乐东—陵水凹陷梅山组高温超压背景下的储层成岩—孔隙演化方面的研究甚少^[6-7],尤其是关于不同类型、差异温压场

背景下的海底扇储层的成岩—孔隙演化过程尚无明确认识。

储层成岩—孔隙演化过程是有效评价预测储层和认识油气分布规律的关键^[10-12]。本文在岩石学分析的基础上,综合应用X衍射、扫描电镜、阴极发光、电子探针、碳氧稳定同位素、包裹体等测试分析手段,系统研究不同类型深水海底扇高温超压储层的成岩作用及其对孔隙演化的影响,建立区域成岩演化序列及成岩—孔隙演化模式,探讨储层成岩—孔隙演化过程及机制,以期对梅山组深水海底扇储层评价预测提供重要地质依据。

1 地质背景

琼东南盆地是南海北部大陆边缘的新生代盆地。盆地由北部拗陷、中部隆起、中央拗陷和南部隆起等4个一级构造单元组成^[1-3,13]。其中,中央拗陷又可分为乐东凹陷、陵水凹陷、松南凹陷、宝岛凹

收稿日期:2024-02-19; 改回日期:2024-04-28

本文受中海石油(中国)有限公司科技项目“南海大中型天然气田形成条件、勘探潜力与突破方向”(编号:KJZH-2021-0003-00)和中海石油(中国)有限公司自主立项项目“差异岩—场耦合的储盖层联控机制与有效储盖分布研究”(编号:ZYKY-2018-ZJ-01)联合资助

第一作者:尤丽,博士,高级工程师,主要从事石油地质与勘探综合研究。通信地址:570312 海南省海口市秀英区长滨三路御府国际;E-mail:youli1@cnoc.com.cn

陷、长昌凹陷以及陵南低凸起、松南低凸起等7个二级构造单元(图1a)。古近纪裂陷期,盆地经历了由陆到海的过渡期,早期断陷阶段沉积了始新统湖相岭头组、下渐新统海陆过渡相崖城组的2套烃源岩;断拗期沉积了滨—浅海相陵水组,在凹陷或凸起边部发育(扇)三角洲沉积体。新近纪裂后期,盆地经历了从滨海相到深海相的连续沉积,裂后热沉降阶段早期陆架坡折形成,开始发育深水沉积,海南隆起、神狐隆起、南部隆起等剥蚀区为盆地提供物源,在下中新统三亚组和中中新统梅山组发育滨海—三角洲、海底扇沉积;随后进入加速热沉降阶段,盆地发育典型的陆坡,形成陆坡—深海平原环境,沉积了上中新统黄流组、上新统莺歌海组及第

四系^[6](图1b)。

研究区乐东—陵水凹陷位于中央坳陷西南区^[14-15](图1),梅山组沉积时期,区域海平面下降,在周边水系物源持续供应下,在坡折带以下的坳陷区沉积了多期、多类型海底扇^[1-3,9]。早期在北部斜坡区发育斜坡水道化型海底扇,以陵水S区、陵水SW区为代表;中期在坡脚或凹陷带发育盆底扇型海底扇,以西北斜坡的崖城C区和凹陷中心的崖城B区为代表;晚期在凹陷带发育底流改造型海底扇,如位于凹陷深水区(水深>300 m)的陵水W、E区及凹陷带南坡的陵水SS区。对应的梅山组地层压力系数在1.5~1.9之间,现今地温梯度介于3.7~4 °C/100 m,具有典型“高温超压”的特点^[16]。

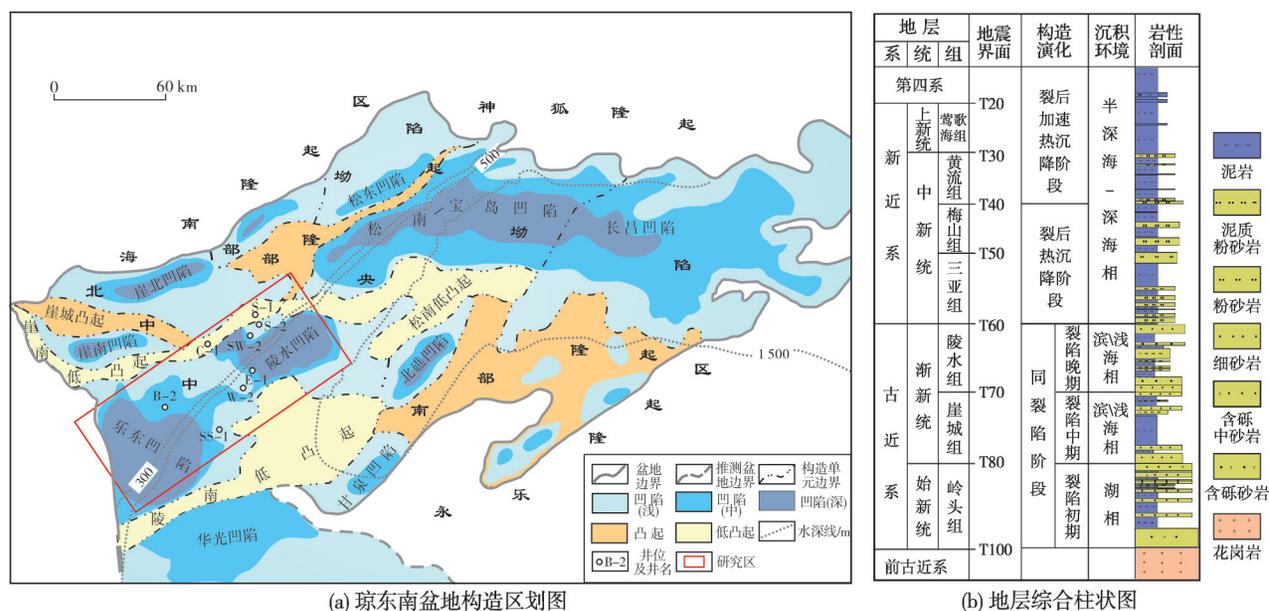


图1 琼东南盆地构造区划与新生界地层综合柱状图

Fig. 1 Structural zoning and Cenozoic stratigraphic column in Qiongdongnan Basin

2 储层特征

2.1 储层岩石学特征

9口井的岩心与岩石薄片分析结果表明,梅山组海底扇储层以粉砂岩、细砂岩为主,其次为中砂岩和砂砾岩(图2a)。陵水S、陵水SW区储集岩以粉砂岩为主,局部发育细砂岩;崖城C区和崖城B区储集岩以粉砂岩、细砂岩及中砂岩为主,部分为砂砾岩;陵水W、E区储集岩以粉砂岩为主,见有少部分细砂岩;陵水SS区储集岩主要为细砂岩,部分为粉砂岩。总体上,从斜坡向凹陷中心,砂体厚度和含砂率呈变厚或增加趋势、粒度呈变粗趋势,凹陷带

自西向东含砂率降低、粒度呈变细趋势。

不同区带的海底扇储层岩石组构特征存在明显不同(图2b,图2c,表1)。陵水S、SW区储层的岩石类型为石英砂岩和岩屑石英砂岩,成分成熟度指数Q/(F+R)平均值为20.4,成分成熟度总体较高;砂岩黏土矿物含量较高,含量主体分布在10%~30%之间,最高接近40%,黏土矿物以伊利石和伊/蒙混层为主,部分为高岭石和绿泥石;碎屑颗粒分选性中等—好,次棱—次圆状,结构成熟度高。崖城C区储层的岩石类型以岩屑石英砂岩为主,部分为岩屑砂岩,成分成熟度指数在0.8~3.7之间,成分成熟度总体较低;砂岩黏土矿物含量较

少,以伊利石为主,部分为伊/蒙混层和绿泥石,含少量高岭石;颗粒分选性差—中等,次棱—次圆状,结构成熟度中等。崖城B区储层的岩石类型为岩屑砂岩和长石岩屑砂岩,成分成熟度较低,成熟度指数为0.2~1.3;砂岩黏土矿物含量较少,以伊利石为主,其次为高岭石;颗粒分选性较差,次棱—次圆状,结构成熟度较低。陵水W、E区储层

的岩石类型为长石石英砂岩、岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,成分成熟度比崖城B区高;黏土矿物以伊利石为主,高岭石、绿泥石和伊/蒙混层含量相当,介于10%~15%;颗粒分选性较好,结构成熟度较高。陵水SS区储层的岩石类型以石英砂岩为主,成分成熟度指数在4.4~12.1之间;颗粒分选性较好,次圆状,结构成熟度高。

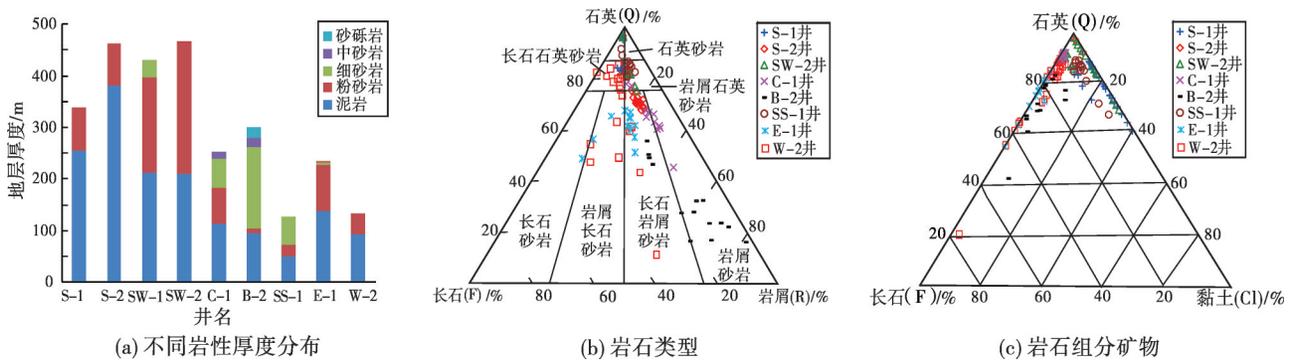


图2 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇砂岩厚度与岩石学特征

Fig. 2 Thickness and petrological characteristics of submarine fan sandstone of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sags

表1 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇砂岩黏土矿物含量统计

Table 1 Statistics of clay mineral content of submarine fan sandstone of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sags

井号	深度段/m	黏土矿物含量/%			伊/蒙混层比		
		伊利石	高岭石	绿泥石	伊/蒙混层	蒙皂石	伊利石
S-1	3 435 ~ 3 637	42.2	22.8	10.0	25.0	17.5	82.5
S-2	3 791 ~ 3 805	28.9	5.0	36.5	29.6	10.0	90.0
C-1	3 812 ~ 4 032	64.7	6.8	12.2	16.3	10.0	90.0
B-2	4 928 ~ 5 270	48.3	25.7	10.5	15.5	15.0	85.0
W-2	4 018 ~ 4 316	58.2	12.8	13.7	15.3	10.0	90.0
E-1	3 830 ~ 4 074	49.0	16.5	17.2	17.3	11.7	88.3

2.2 储层物性特征

170个岩心、壁心样品的常规物性分析表明,研究区储层孔隙度分布范围为10%~25%(图3a),渗透率主体分布在 $(0.1\sim 10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间(图3b),平均渗透率为 $2.8\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。总体上,研究区以发育低—中孔、特低—低渗储层为主,局部发育渗透率大于 $10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的中渗储层,储层物性具有较强的非均质性。陵水S区储层以中孔为主,孔、渗相关性的斜率较小(图3c)。其中,S-1井粉砂岩储层由于泥质含量较高(普遍大于10%,最高近40%),表现为特低渗的物性特征;S-2井粉砂岩储层泥质含量明显偏低,在10%左右,储层物性较好,平均渗透率

为 $9.3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙类型为粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔组合,连通性较好(图4a,4b)。崖城C区在埋深4 000 m附近表现为低—中孔、特低—低渗特征,孔隙类型为粒间孔与粒内溶孔组合(图4c),孔、渗相关性斜率居中(图3c)。崖城B区在埋深近4 800 m附近表现为特低孔、特低渗特征,孔隙类型为次生孔与部分粒间孔的组合(图4d),孔、渗相关性的斜率大(图3c)。总体上,研究区储层物性表现出随埋深增加呈逐渐变差的趋势,但在深度3 700~4 000 m和4 800 m附近发育相对高孔、高渗带,S-2井埋深3 800 m附近的细—极细砂岩和B-2井埋深4 800 m附近的中—粗砂岩储层渗透率最大达到 $11.6\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ (图3b),该类储层喉道为微—细喉特征。

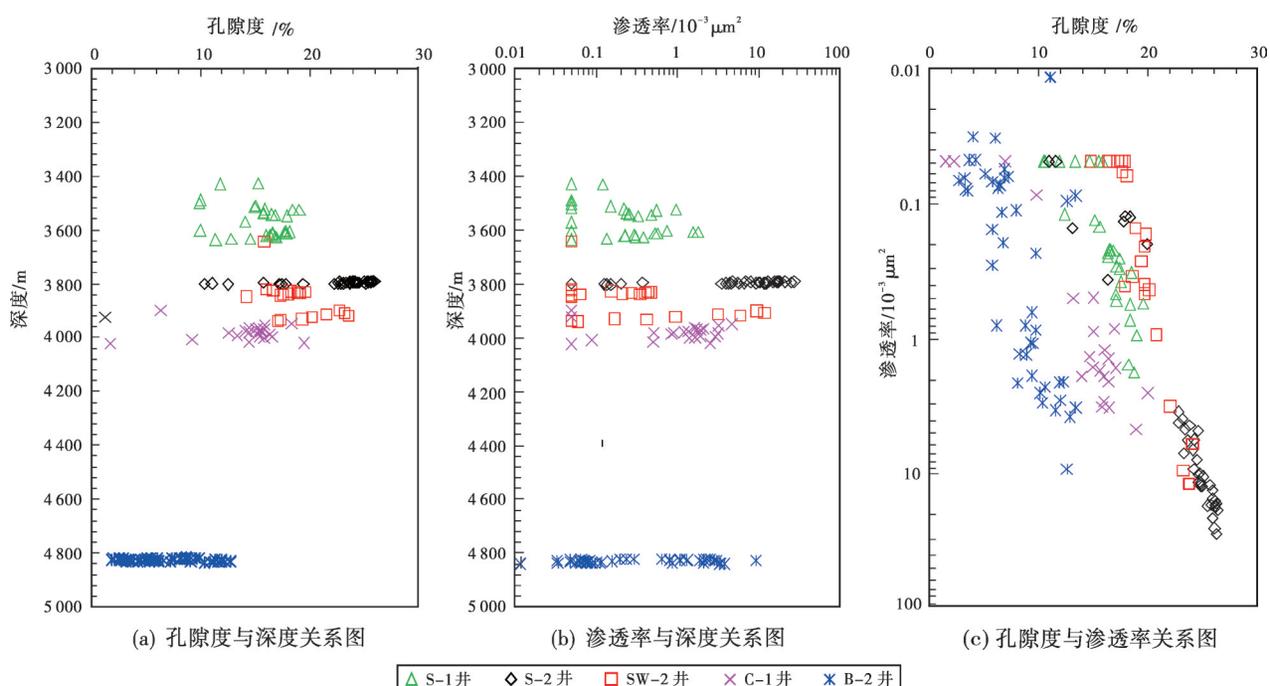


图3 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇储层物性特征

Fig. 3 Physical property characteristics of submarine fan reservoir of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sags

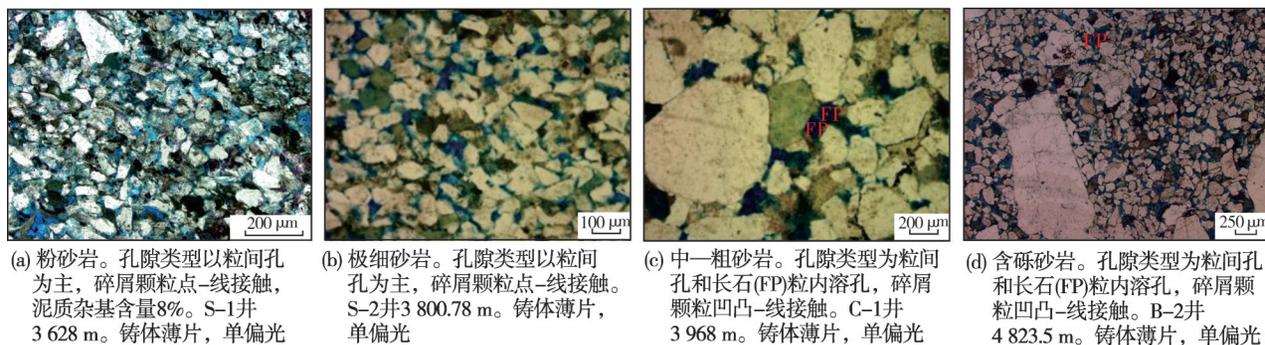


图4 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇储层岩矿特征与孔隙类型照片

Fig. 4 Microphotos showing rock characteristics and pore types of submarine fan reservoir of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sags

3 成岩作用类型和成岩共生序列

3.1 成岩作用类型

在120余个岩石薄片观察的基础上,结合扫描电镜、阴极发光等分析,认为研究区成岩作用类型主要包括压实作用、胶结作用和溶解作用。

3.1.1 压实作用

综合采用碎屑颗粒接触关系与压实损失的孔隙度、压实率等参数^[16],对压实作用进行定性与定量评价。计算公式如下:

$$\Phi_1 = 20.91 + 22.90/S_0 \quad (1)$$

$$\Phi_2 = \Phi_1 - Ce - Pr \quad (2)$$

$$\text{压实率} = \Phi_2 / \Phi_1 \times 100 \quad (3)$$

式中: S_0 为Trask分选系数^[17], $S_0 = P25/P75$,P25和P75分别为粒度累积曲线25%和75%处的粒度值; Φ_1 为原始孔隙度, Φ_2 为压实损失的孔隙度,Ce为胶结物含量,Pr为剩余粒间孔隙度,单位均为%。

计算表明:陵水S区在埋深3 500~4 000 m区间,碎屑颗粒以点-线接触为主(图4a,4b),压实损失的孔隙度为1.6%~29.9%(图5a),平均值为15.2%,压实率为4.4%~84.3%(图5b),平均值42.7%。崖城C区在埋深4 000 m附近,碎屑颗粒以线接触为主(图4c),压实损失的孔隙度介于4.2%~31.2%,平均值为20.3%(图5a),压实率介于11.8%~88.8%(图5b),平均值为57.5%。崖城B区在埋深4 800 m附近,碎屑颗粒以线接触为主,局部出现凹凸接触(图4d),压实损失

的孔隙度为21.6%~33.4%,平均值为26.9%(图5a),压实率为60.9~89.4%(图5b),平均值为71.9%。总体上,从北部斜坡陵水S区、西北部斜坡崖城C区至凹陷中心崖城B区,埋深由3 500 m增至4 900 m,碎屑颗粒由点接触向线接触再到凹凸-线接触变化,压实损失的孔隙度、压实率呈增加趋势(图5a,5b),说明压实作用是研究区储层孔隙减少的主要原因。

研究区梅山组埋深在3 500~4 900 m之间,变化范围大,但压实损失的孔隙度、压实率变化受埋深的影响不大,最大压实率为89%。这主要与研究区

发育异常超压保护有关^[18-20]。从大约5.5 Ma开始,该区域发生快速沉降,在泥岩等非渗透性地层中形成流体封存箱,从而形成异常超压。异常超压可抑制胶结作用,抵抗压实作用^[20]。由斜坡往凹陷方向,虽然地层埋深增大,但是异常超压也增强,造成纵向上压实程度变化不剧烈。研究区压实损失的孔隙度、压实率的变化较大,这主要与差异胶结强度有关。胶结物的发育在一定程度上会抑制压实作用的进行^[21],表现为压实损失孔隙度与胶结物含量呈明显的负相关(图5c)。

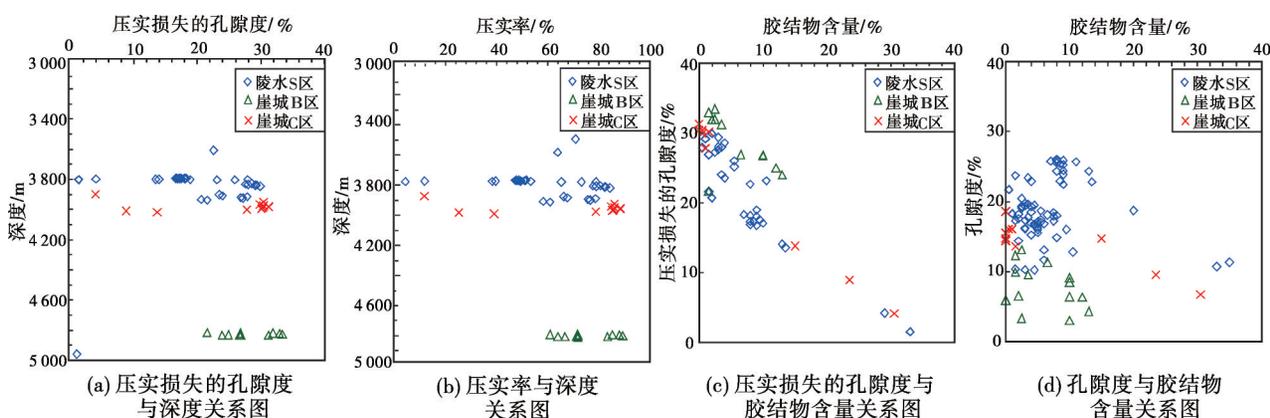


图5 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇砂岩成岩作用对储层孔隙度的影响

Fig. 5 The influence of diagenesis on reservoir porosity of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sags

3.1.2 胶结作用

研究区不同埋深段胶结物含量变化较大,在0~33%之间,对储层物性的影响程度也不一样。在埋深4 000 m以浅的斜坡区陵水S区与崖城C区,当胶结物含量大于10%时,胶结物对储层物性具有明显的破坏作用;当胶结物含量小于10%时,由于在一定程度上抑制压实作用,因此孔隙度与胶结物含量呈一定正相关性。但在埋深4 800 m附近的崖城B区,虽然胶结物含量整体小于10%,但由于埋深较大,因此胶结物对储层物性的影响程度较浅部陵水S区、崖城C区的大,随着胶结物含量增加,孔隙度迅速降低(图5d)。研究区胶结物类型以碳酸盐矿物为主,见少量硅质、黏土矿物、黄铁矿等矿物。

(1) 碳酸盐胶结

碳酸盐胶结物主要为铁方解石,少量为白云石、铁白云石。铁方解石多呈基底式、孔隙式胶结(图6a)或交代碎屑颗粒(图6b),阴极发光特征显示有2期胶结,早期胶结物发暗黄色光,晚期胶结物发亮黄

色光(图6c)。(铁)白云石多呈集合体胶结孔隙或交代溶蚀碎屑石英和石英次生加大边(图6d),说明其形成晚于石英次生加大。结合石英加大边内测得的包裹体均一温度在120℃左右,认为(铁)白云石形成于中成岩阶段A₁期晚期。薄片局部见有结晶形态好的铁白云石零星分布,多为交代铁方解石或碎屑颗粒,说明其形成晚于铁方解石,因常见其与黄铁矿伴生(图6e),故推测为晚期热液作用的胶结产物。

铁方解石胶结物碳氧同位素分析结果显示(表2): $\delta^{13}\text{C}$ 值略负偏,变化在 -5.89‰ ~ 0.40‰ 之间; $\delta^{18}\text{O}$ 值显著负偏,变化在 -13.31‰ ~ -1.70‰ 之间。铁方解石胶结物的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 值在0.710 7~0.715 0之间(表2),高于同期平均海水值(0.708 4)^[22],说明随着成岩作用的进行,有机酸脱羧作用使成岩流体的pH值降低,造成长石、石英等矿物溶解,溶解作用带来的放射性成因锶的加入,使晚期的铁方解石的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 值增加。碳氧同位素组成关系图(图7)也说明铁方解石是成岩过程中碎屑物质被溶解后再沉淀形成,是早成岩期的成岩碳酸盐成因。

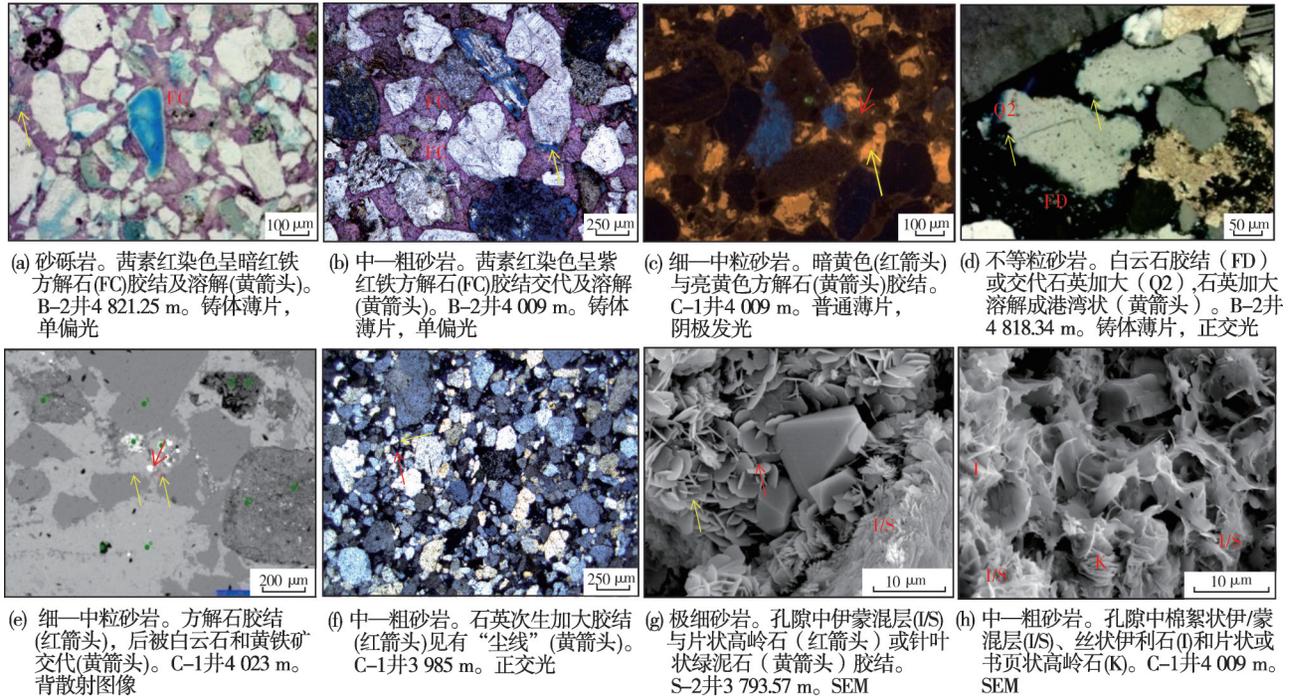


图6 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇储层胶结物显微照片

Fig. 6 Microphotos showing cements of submarine fan reservoir of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sags

表2 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇砂岩铁方解石胶结物稳定同位素参数

Table 2 Stable isotopic parameters of calcite cement of submarine fan sandstone of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sags

井号	深度/m	$\delta^{13}C_{PDB}/\text{‰}$	$\delta^{18}O_{PDB}/\text{‰}$	$^{87}Sr/^{86}Sr$	生物碎屑	生物碎屑含量/%	古盐度 Z 值
S-2	3 797.58	-2.53	-13.31	0.715 0	有孔虫	3.5	115
	3 801.84	-5.89	-6.60	0.710 7	有孔虫	12.0	112
C-1	4 023.00	-1.86	-5.27	0.711 4	无	0	121
	3 958.00	-0.77	-8.81		有孔虫	6.0	121
E-1	3 993.00	-4.06	-8.52		有孔虫	3.0	115
	4 043.50	-2.42	-8.89		无	0	118
W-2	4 083.80	0.15	-1.70		有孔虫	11.0	127
	4 087.30	0.40	-5.53		有孔虫	10.0	125

注: $Z = 2.048 \times (\delta^{13}C + 50) + 0.498 \times (\delta^{18}O + 50)$, 据文献[16]。

基于碳氧同位素组成计算的铁方解石胶结物的古盐度 Z 值^[16]变化在 112~127 之间(表 2)。Z 值大于 120 代表碳酸盐胶结物的形成受海水影响明显, 反之则受淡水影响明显。对比发现, 总的来说研究区海底扇砂岩中有孔虫含量越高的样品, Z 值总体较高, 代表其形成过程中明显受到海水影响; 无生物碎屑或生物碎屑含量低于 5% 的样品 Z 值总体小于 120, 说明其形成过程中一定程度上受到淡水的影响。这也说明碳酸盐胶结物具有多期次成因。

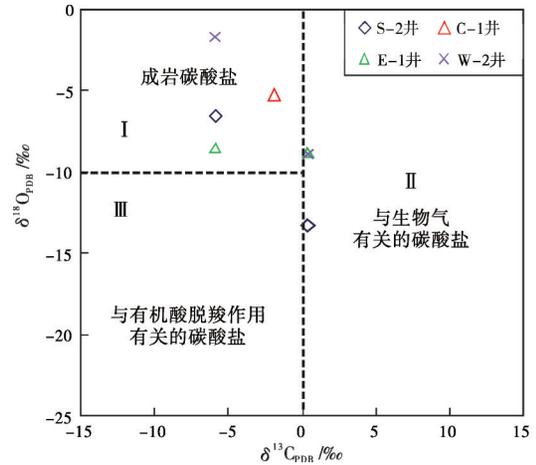


图7 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇储层铁方解石胶结物基于碳氧同位素组成的成因判别

Fig. 7 Genetic identification based on $\delta^{13}C - \delta^{18}O$ of calcite cement of submarine fan reservoir of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sags

(2) 石英次生加大

硅质胶结主要为石英次生加大, 主要分布在西北斜坡的崖城 C 区和凹陷中心的崖城 B 区。次生加大边呈等厚生长并见“尘线”(图 6f), 发育石英次生加大边的颗粒多呈凹凸接触, 这与长石等组分溶解产生的硅质再沉淀有关。由于受晚期溶解作用的影响, 石英次生加大边保存不完整, 呈现港湾状特征(图 6d)。

(3) 黏土矿物胶结

根据薄片观察、X射线衍射及扫描电镜分析,研究区黏土矿物胶结物主要包括伊利石、伊/蒙混层、高岭石和绿泥石,且随着成岩阶段演化,对应黏土矿物从伊/蒙混层向伊利石转化。伊利石常呈发丝状充填于孔隙,伊/蒙混层呈棉絮状分布于颗粒表面(图6g,6h),绿泥石呈叶片状或针叶状(图6g)分布于孔隙中,高岭石呈现片状或书页状(图6g,6h)分布于粒间孔或粒内溶孔中。

3.1.3 溶解作用

受成岩环境和地层水酸碱度变化的影响,研究区长石、石英和胶结物等矿物发生了不同程度的溶解。岩石薄片观察与孔隙定量分析表明:陵水S区和崖城C区的储层面孔率平均值分别为17.6%和19.3%,溶蚀面孔率平均值分别为7.1%和8.7%,溶蚀面孔率占总面孔率的40%~50%;崖城B区溶蚀孔的相对含量为65%左右。以长石溶蚀最为明显,主要发生在颗粒内部,多沿解理缝溶蚀剧烈,形成粒内溶孔,局部仅残留颗粒边缘,形成铸模孔(图4c);石英颗粒则从边缘开始溶蚀,形成不规则边缘或剧烈溶蚀形成港湾状的溶蚀边(图6d);胶结物的溶蚀程度相对较弱,表现为铁方解石溶蚀,形成填隙物的溶孔(图6b,6e)。

3.2 成岩共生序列

根据前述胶结物的胶结期次和胶结交代关系,初步建立了研究区的储层成岩演化顺序:早期以压实作用和黏土矿物胶结为主,然后发生早期长石等矿物溶解、石英次生加大,之后发育铁方解石、白云石胶结,最后为石英及次生加大溶解与晚期热液矿物胶结。结合储层流体包裹体特征(图8)、均一温度(图9),发现研究区共发育3期油气充注和1期富含CO₂高温热流体充注^[23-24]:第1期为低成熟油充注,以无荧光显示的褐色液烃包裹体为代表(图8a),均一温度主要分布在90~120℃;第2期为较高成熟的油气充注,以发淡黄色荧光的液烃包裹体为代表(图8b),均一温度分布在120~140℃,与石英次生加大边上测定的气液两相盐水包裹体均一温度相近,说明二者形成于相近成岩期;第3期为高成熟的天然气充注,以无荧光显示的气烃包裹体(图8c)为特征,均一温度在140~160℃之间;天然气充注晚期,

有富含CO₂高温热流体充注(图8d),包裹体均一温度随CO₂浓度的增加而增大,均一温度分布在160~250℃之间。结合埋藏史,确定第1、2、3期油气充注时间分别在10.5~5.5 Ma、5.5~2 Ma、2~0 Ma,富含CO₂的高温热流体充注发生在第3期的晚期^[25-26]。通过以上分析,得到研究区储层成岩演化共生序列:机械压实→早期黏土矿物→第1期烃类充注→长石溶解→第2期较高成熟油气充注→石英次生加大、长石剧烈溶解→铁方解石、白云石胶结→石英及其次生加大溶解→第3期高成熟天然气充注→晚期CO₂充注与碳酸盐胶结物微溶、热液胶结物形成。

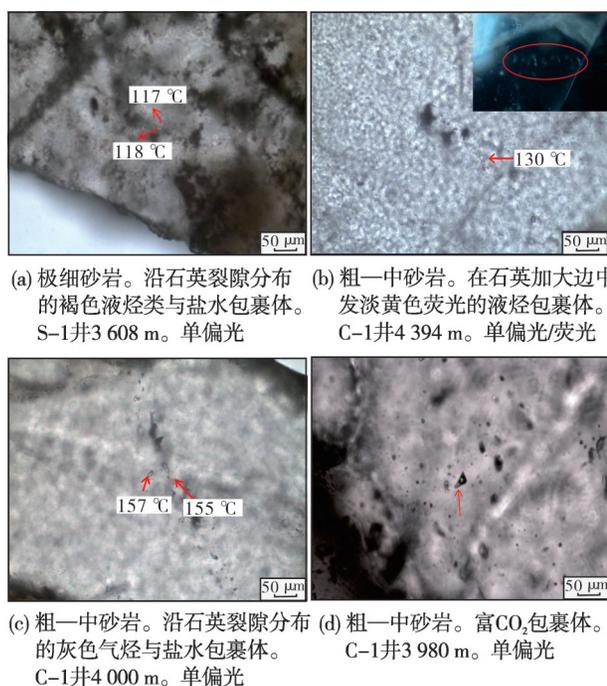


图8 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇储层包裹体显微照片
Fig. 8 Microphotos of inclusion of submarine fan reservoir of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sags

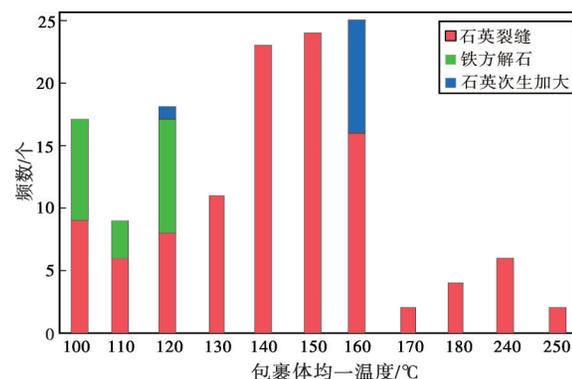


图9 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇储层包裹体均一温度分布
Fig. 9 Homogenization temperature histogram of inclusion of submarine fan reservoir of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sags

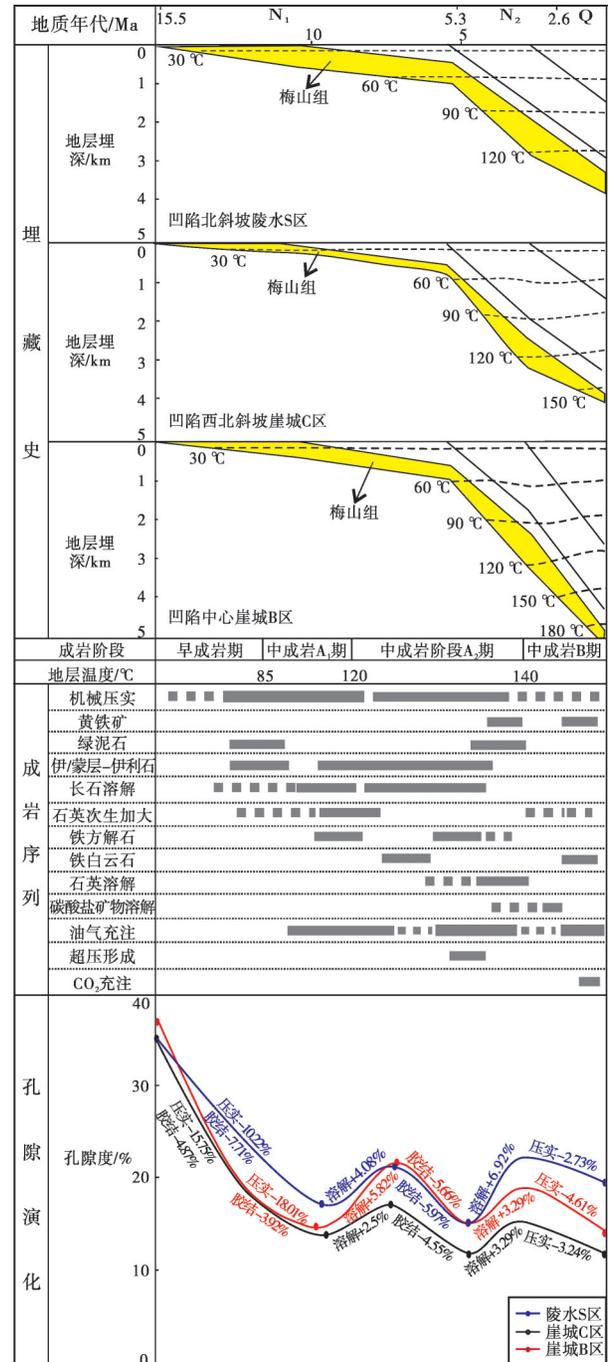
4 高温超压储层孔隙演化过程及机制

在成岩作用与孔隙组合研究的基础上,综合伊/蒙混层中蒙皂石的含量、镜质组反射率 R_0 等参数划分成岩阶段。陵水S区梅山组储层碎屑颗粒呈点-线接触,储集空间为粒间孔+次生孔组合,泥岩伊/蒙混层中蒙皂石百分含量为10%~35%, R_0 介于0.5%~0.8%;崖城B、C区梅山组储层的碎屑颗粒以线接触为主,储集空间为次生孔+部分粒间孔组合,泥岩伊/蒙混层中的蒙皂石百分含量为10%~35%, R_0 介于0.4%~1.1%。综合判断梅山组储层处于中成岩阶段 A_2 期。由北坡-西北部斜坡—凹陷中心,进入各成岩期的深度加大,分别在埋深2 600 m、3 000 m左右,进入中成岩阶段 A_2 期。相比较,由斜坡区往凹陷中心,沉降速率增大^[23],发育更强超压,加上凹陷中心较斜坡区相近埋深、相同粒级砂岩成岩强度较弱,导致凹陷中心中成岩 A_2 期深度段较长。

结合储层埋藏演化史、整个地质历史时期的成岩演化序列,以及单个因素对物性的影响,定量求取不同成岩作用类型在不同阶段引起的储层孔隙度变化值,采用“反演回剥法”^[24-27],恢复北部斜坡陵水S区、西北部斜坡崖城C区、凹陷中心崖城B区储层在地质历史中各主要成岩阶段的孔隙度,建立区域成岩-孔隙演化模式(图10)。梅山组储层孔隙演化受控于受超压保护的压实-胶结作用和溶解作用。其中,早期压实作用、胶结作用明显降低孔隙,而早期、晚期溶解作用明显增加孔隙。因此早期的压实-胶结作用是主要的破坏性作用,超压的保孔作用和溶解的增孔作用是主要的建设性作用。各破坏性或建设性作用,在纵向上不同成岩期与横向上不同构造带,对储层孔隙演化的影响程度不同,进而形成现今不同构造带差异孔隙面貌特征。

中新世 15.5~10.5 Ma 期间,梅山组埋深小于 1 000 m,处于早成岩期—中成岩 A_1 早期。该时期由于早期压实、胶结作用,储层孔隙度明显降低,压实作用减少的孔隙度大于10%,早期黏土矿物等胶结减少的孔隙度在5%左右。相比较,西北部斜坡崖城C区和凹陷中心崖城B区储层埋深较大,压实作用减孔的程度更大。压实作用减少的孔隙度:崖城B区为18.01%,崖城C区为15.70%,陵水S区为10.22%,总体来说都大于10%。而北部斜坡陵水S

区受胶结作用减孔的程度最大,为7.71%;其次为崖城C区,为4.87%;崖城B区相对较弱,为3.92%。该时期末期崖城C区和崖城B区储层孔隙度低于陵水S区,崖城B、C区储层孔隙度减小到15%左右,而陵水S区储层孔隙度在20%左右。



注: 图中孔隙演化这一栏数据前面的“+”表示增孔,“-”表示减孔。

图10 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇储层成岩-孔隙演化模式

Fig. 10 Diagenesis-porosity evolution of submarine fan sandstone of Meishan Formation in Ledong-Lingshui sags

晚中新世 10.5~5.3 Ma 期间,梅山组埋深大于 1 000 m,处于中成岩阶段 A₁ 到 A₂ 中期。该时期发生早期溶解作用,长石等组分被溶解,储层孔隙度明显增大:崖城 B 区增加的孔隙度最多为 5.82%;其次为陵水 S 区,为 4.08%;崖城 C 区增孔相对较小,为 2.50%。该时期发育第 1 期油气充注,此时储层孔隙度较好,有利于油气充注成藏。铁方解石胶结也在此时开始出现,使得储层孔隙度明显降低,其中陵水 S 区孔隙度下降稍多,为 5.97%,崖城 B 区和 C 区减孔量分别为 5.66% 和 4.55%。各构造带胶结程度变化不大,该时期末期储层孔隙度在 12%~16%。

上新世 5.3~2.6 Ma 期间,梅山组发生快速沉降,在末期埋深达到 3 000~4 000 m,主体处于中成岩阶段 A₂ 期。此阶段有机质热演化产生大量有机酸,溶解储层形成次生孔隙,显著改善储层,以长石溶解为主。陵水 S 区增孔最为明显,达到 6.92%,崖城 B 区和 C 区增孔同为 3.29%。此时发育第 2 期较高成熟油气充注,形成天然气藏。此阶段由于快速沉降形成异常超压,对孔隙有明显的保护作用,此后压实作用对孔隙减小的幅度较早期明显变小。因此在强烈溶解和超压保护的共同作用下,该阶段末期储层孔隙度在 15%~23%。

更新世 2.6~0 Ma 期间,梅山组处于中成岩阶段 A₂—B 期。以晚期压实作用为主,但由于异常超压发育,压实损失的孔隙度介于 2%~5%,埋深较浅的北斜坡陵水 S 区孔隙损失最低,为 2.73%,造成其现今储层孔隙度明显高于较深埋藏的西北斜坡崖城 C 区(3.24%)和深埋藏的凹陷中心崖城 B 区(4.61%)。深埋藏的崖城 B 区埋深近 5 000 m,但由于其处于凹陷中心,沉降速率更大,发育更强超压^[5],对储层孔隙的保存更强,因此,其现今的储层孔隙度与埋深 4 000 m 附近的崖城 C 区接近。该阶段发育第 3 期高成熟天然气充注,晚期有 CO₂ 高温流体充注,伴随着局部黄铁矿、铁白云石等矿物胶结。最终形成现今的储层差异孔隙度,最终孔隙度陵水 S 区为 19.84%,崖城 C 区为 12.60%,崖城 B 区为 14.30%。

5 结 论

(1) 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇储集岩以粉、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,储层物性总体以低—中孔、特低—低渗为主,局部发育中渗储层,孔隙类型

为原生孔与次生孔组合。储层非均质性较强,在不同期、不同类型和不同构造带的海底扇中表现不同:陵水北坡的陵水 S、SW 区早期海底扇发育中孔、特低—低渗储层;西北斜坡崖城 C 区的中期海底扇发育低—中孔、特低—低渗储层;凹陷中心西侧崖城 B 区的中期海底扇发育特低孔、特低渗储层。

(2) 乐东—陵水凹陷梅山组海底扇储层经历的成岩—成藏过程如下:早期压实作用、黏土矿物胶结→第 1 期低熟油充注→长石溶解,铁方解石、石英次生加大→第 2 期较高成熟油气充注→(铁)白云石胶结、石英及其次生加大溶解、超压形成→第 3 期高成熟天然气充注→晚期 CO₂ 充注及热液矿物胶结。

(3) 乐东—陵水凹陷梅山组储层经历的破坏性和建设性成岩作用在纵向上不同成岩期与横向上不同构造带造成的影响不同。中中新世,早期压实和胶结作用显著减少孔隙;晚中新世,早期溶解作用增加孔隙,铁方解石胶结减少孔隙;上新世,有机酸的溶解作用增加孔隙,快速沉降形成的异常超压对孔隙起到保护作用;更新世,以晚期压实作用为主,但由于异常超压发育,压实损失的孔隙度不大。最终,形成现今不同构造带差异孔隙面貌特征。

参考文献

- [1] 谢玉洪,范彩伟,周家雄,等. 琼东南盆地中中新世重力流海底扇沉积特征及控制因素[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 220-228.
XIE Yuhong, FAN Caiwei, ZHOU Jiexiong, et al. Sedimentary features and controlling factors of the gravity flows in submarine fan of Middle Miocene in the Qiongdongnan Basin [J]. Natural gas geoscience, 2016, 27(2): 220-228.
- [2] 谢玉洪,李绪深,徐新德,等. 莺—琼盆地高温高压领域天然气成藏与勘探大突破[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(4): 19-29.
XIE Yuhong, LI Xushen, XU Xinde, et al. Gas accumulation and great exploration breakthroughs in HTHP formations within Yinggehai-Qiongdongnan Basins [J]. China petroleum exploration, 2016, 21(4): 19-29.
- [3] 范彩伟,李绪深,刘昆,等. 琼东南盆地乐东、陵水凹陷中新统岩性地层圈闭成藏条件[J]. 中国海上油气, 2016, 28(2): 53-59.
FAN Caiwei, LI Xushen, LIU Kun, et al. Hydrocarbon accumulation condition of Miocene litho-stratigraphic trap in Ledong & Lingshui sags, Qiongdongnan Basin [J]. China offshore oil and gas, 2016, 28(2): 53-59.
- [4] 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. Theory and exploration practice of high temperature and overpressure natural

- gas accumulation in Yingqiong Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [5] 翟普强, 陈红汉. 琼东南盆地超压系统泄压带: 可能的天然气聚集场所[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2013, 38(4): 832-842.
- ZHAI Puqiang, CHEN Honghan. Discharging zones of overpressure system in Qiongdongnan Basin, northern South China Sea: implications for favorable sites of natural gas accumulation [J]. Earth science - Journal of China University of Geosciences, 2013, 38(4): 832-842.
- [6] 尤丽, 刘才, 钟佳, 等. 琼东南盆地西区梅山组海底扇岩相—地球化学特征及源区意义[J]. 地球科学, 2017, 42(9): 1531-1540.
- YOU Li, LIU Cai, ZHONG Jia, et al. Petrography-geochemistry and source significance of submarine fan from west area of Qiongdongnan Basin [J]. Earth science, 2017, 42(9): 1531-1540.
- [7] 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.
- [8] 王振峰, 裴健翔, 郝德峰, 等. 莺—琼盆地中新统大型重力流储集体发育条件、沉积特征及天然气勘探有利方向[J]. 中国海上油气, 2015, 27(4): 13-21.
- WANG Zhenfeng, PEI Jianxiang, HAO Defeng, et al. Development conditions, sedimentary characteristics of Miocene large gravity flow reservoirs and the favorable gas exploration directions in Ying-Qiong Basin [J]. China offshore oil and gas, 2015, 27(4): 13-21.
- [9] 王亚辉, 张道军, 陈杨, 等. 琼东南盆地陵水凹陷梅山组深水扇特征及控制因素[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(6): 664-667.
- WANG Yahui, ZHANG Daojun, CHEN Yang, et al. Characteristics and controlling factors of Meishan deep-water fans in Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin [J]. Xinjiang petroleum geology, 2014, 35(6): 664-667.
- [10] 袁静, 李欣尧, 李际, 等. 库车坳陷迪那2气田古近系砂岩储层孔隙构造—成岩演化[J]. 地质学报, 2017, 91(9): 2065-2078.
- YUAN Jing, LI Xinyao, LI Ji, et al. Tectonic-diagenetic evolution of Paleocene tight sandstone reservoir pores in the DN2 gas field of Kuqa Depression [J]. Acta geologica sinica, 2017, 91(9): 2065-2078.
- [11] 蕙克来, 操应长, 王艳忠, 等. 低渗透储集层成岩作用与孔隙演化: 以准噶尔盆地中部1区侏罗系三工河组为例[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 434-443.
- XI Kelai, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. Diagenesis and porosity-permeability evolution of low permeability reservoirs: a case study of Jurassic Sangonghe Formation in Block 1, central Junggar Basin [J]. Petroleum exploration and development, 2015, 42(4): 434-443.
- [12] CHEN Qi, LIU Quanwen, WANG Shenjian. Study of diagenesis and pore evolution of Triassic Jialingjiang Formation in southern Puguang Gasfield [J]. Journal of chemistry, 2016, 2016(1): 7328326.
- [13] 王子嵩, 刘震, 孙志鹏, 等. 琼东南深水区乐东—陵水凹陷渐新统烃源岩早期预测及评价[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2014, 45(3): 876-888.
- WANG ZI Song, LIU Zhen, SUN Zhipeng, et al. Preliminary prediction and evaluation of Oligocene source rocks in Ledong-Lingshui Sag in deep-water area of Qiongdongnan Basin [J]. Journal of Central South University (science and technology), 2014, 45(3): 876-888.
- [14] 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.
- [15] 雷超, 任建业, 裴健翔, 等. 琼东南盆地深水区构造格局和幕式演化过程[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2011, 36(1): 151-162.
- LEI Chao, REN Jianye, PEI Jianxiang, et al. Tectonic framework and multiple episode tectonic evolution in deepwater area of Qiongdongnan Basin, northern continental margin of South China Sea [J]. Earth Science - Journal of China University of Geosciences, 2011, 36(1): 151-162.
- [16] 尤丽, 李才, 刘景环. 文昌A凹陷珠海组储层区域成岩作用特征及定量评价[J]. 大庆石油学院学报, 2012, 36(2): 7-13, 123.
- YOU Li, LI Cai, LIU Jinghuan. Regional diagenesis feature and quantitative evaluation from Zhuhai Formation reservoir in Wenchang A Sag [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2012, 36(2): 7-13, 123.
- [17] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. AAPG bulletin, 1973, 57(2): 349-369.
- [18] BLOCH S, ROBERT H L, BONNELL L. Anomalous high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: origin and predictability [J]. AAPG bulletin, 2002, 86(2): 301-328.
- [19] 肖军, 王华, 袁立川, 等. 深埋藏砂岩储层中异常孔隙的保存机制探讨[J]. 地质科技情报, 2007, 26(5): 49-56.
- XIAO Jun, WANG Hua, YUAN Lichuan, et al. Preservation mechanisms of abnormal porosity in deeply buried sandstone reservoirs [J]. Geological science and technology information, 2007, 26(5): 49-56.
- [20] 蕙克来, 操应长, 金杰华, 等. 冀中坳陷霸县凹陷古近系中深层古地层压力演化及对储层成岩作用的影响[J]. 石油学报, 2014, 35(5): 867-878.
- XI Kelai, CAO Yingchang, JIN Jiehua, et al. Paleopressure evolution and its effects on diagenesis of reservoirs in middle-deep Paleogene strata in Baxian Sag, Jizhong Depression [J]. Acta petrolei sinica, 2014, 35(5): 867-878.
- [21] AJDUKIEWICZ J M, NICHOLSON P H, ESCH W L. Prediction of deep reservoir quality using early diagenetic process models in the Jurassic Nophlet Formation, Gulf of Mexico

- [J]. AAPG bulletin, 2010, 94(8): 1189–1227.
- [22] 黄思静, 石和, 张萌, 等. 锶同位素地层学在碎屑岩成岩研究中的应用[J]. 沉积学报, 2002, 20(3): 359–366.
HUANG Sijing, SHI He, ZHANG Meng, et al. Application of strontium isotope stratigraphy to diagenesis research[J]. Acta sedimentologica sinica, 2002, 20(3): 359–366.
- [23] 苏龙, 郑建京, 王琪, 等. 琼东南盆地超压研究进展及形成机制[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(4): 662–672.
SU Long, ZHENG Jianjing, WANG Qi, et al. Formation mechanism and research progress on overpressure in the Qiongdongnan Basin [J]. Natural gas geoscience, 2012, 23(4): 662–672.
- [24] 操应长, 葱克来, 王艳忠, 等. 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, 2013, 15(5): 593–601.
CAO Yingchang, XI Kelai, WANG Yanzhong, et al. 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, 2013, 15(5): 593–601.
- [25] 田雯, 陈刚, 李文厚, 等. 鄂尔多斯盆地巴汗淖地区马五6段碳酸盐岩C、O同位素特征及其成岩意义[J]. 矿物学报, 2016, 36(1): 12–18.
TIAN Wen, CHEN Gang, LI Wenhui, et al. Characteristics of carbon and oxygen isotope of carbonatite and the diagenetic significance of the Ma5₆th member in Bahannao area, the Ordos Basin, China [J]. Acta mineralogica sinica, 2016, 36(1): 12–18.
- [26] 魏巍, 朱筱敏, 谈明轩, 等. 查干凹陷早白垩世热流体活动的证据及其对巴音戈壁组碎屑岩储层的影响[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(2): 270–280.
WEI Wei, ZHU Xiaomin, TAN Mingxuan, et al. The Early Cretaceous thermal fluid activities and their impacts on clastic reservoir rocks in the Bayingebi Formation of Chagan Sag [J]. Oil & gas geology, 2017, 38(2): 270–280.
- [27] 王艳忠, 操应长, 葱克来, 等. 碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化恢复方法: 以济阳坳陷东营凹陷沙河街组四段上亚段为例[J]. 石油学报, 2013, 34(6): 1100–1111.
WANG Yanzhong, CAO Yingchang, XI Kelai, et al. A recovery method for porosity evolution of clastic reservoirs with geological time: a case study from the upper submember of Es₄ in the Dongying Depression, Jiyang Subbasin [J]. Acta petrolei sinica, 2013, 34(6): 1100–1111.

编辑: 韦东晓 张润合

Diagenesis and porosity evolution of high temperature and overpressure submarine fan reservoir of Meishan Formation in Ledong–Lingshui sags, Qiongdongnan Basin

YOU Li¹, WU Shijiu¹, DAI Long¹, ZHONG Jia², JIAO Yaoqi¹, ZUO Gaokun¹

1. Hainan Branch of CNOOC China Limited; 2. Zhanjiang Branch of CNOOC China Limited

Abstract: The deep–water submarine fans of the Miocene Meishan Formation in Ledong–Lingshui sags in the west area of Qiongdongnan Basin, are the main gas exploration area. A comprehensive analysis is conducted to study the diagenesis and its influence on the porosity evolution of deep–water submarine fan reservoir under the background of high temperature and overpressure, by means of thin section, X diffraction, scanning electron microscopy(SEM), cathodoluminescence, stable isotope, and fluid inclusion analysis. The results show that:(1) The rock types of deep–water submarine fan reservoir in Meishan Formation are mainly lithic quartz sandstone and feldspar lithic sandstone. The reservoir properties are mainly characterized by low–medium porosity and low to ultra–low permeability, with strong heterogeneity. (2) The reservoirs evolved as follows: early compaction and clay mineral cementation→the first phase of low mature oil filling→feldspar dissolution, secondary enlargement of quartz, ferrocalcite cementation→the second phase of higher mature oil–gas filling→(ferrodolomite)dolomite cementation, quartz and its secondary enlargement dissolution, overpressure formation→the third phase of high mature natural gas accumulation→late CO₂ charging, hydrothermal action.(3) The reservoir pore evolution is controlled by the compaction–cementation with overpressure protection and dissolution. Early compaction and cementation are the main destructive factors. The pore preservation of overpressure and dissolution are the main constructive factors. The influence degree of diagenesis on the deep–water submarine fan reservoir is different in the different tectonic zones, resulting in the current differential pore characteristics.

Key words: deep–water submarine fan; high–temperature and overpressure; diagenesis; porosity evolution; Meishan Formation; Ledong–Lingshui sags; Qiongdongnan Basin

YOU Li, First author: PhD, Senior Engineer, mainly engaged in comprehensive research on petroleum geology and exploration. Add: Yufu International Building, Changbin 3rd Rd., Xiuying District, Haikou, Hainan 570312, China. E–mail: youli1@cnooc.com.cn