

陵水凹陷北坡海底扇孔隙演化和成岩相研究

曾小明 于佳 潘燕 陈晓武 张辉

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司 广东湛江 524057)

摘要 琼东南盆地陵水凹陷北坡海底扇储层岩性较细,物性较差,并且对其低渗的成因不明、甜点的展布也不清。通过利用岩石薄片、扫描电镜、粒度分析、压汞以及物性等资料来分析其孔隙演化,并从成岩相的研究角度来预测其甜点展布。研究结果认为研究区梅山组二段储层孔隙类型主要为原生粒间孔和铸模孔,处在中成岩阶段A期。从沉积因素和成岩作用两个方面总结出了研究区的孔隙演化模式:沉积环境控制了原始孔隙度的大小,后期机械压实是孔隙减小的主要原因,溶解作用对孔隙增大起到了巨大贡献。研究区主要识别和划分出了中等压实长石溶蚀相、中等压实海绿石胶结相和强压实弱溶蚀相3种成岩相,甜点主要分布在水动力较强的海底扇内扇中等压实长石溶蚀相中。

关键词 孔隙演化 成岩相 梅二段 海底扇 琼东南盆地

第一作者简介 曾小明 男 1987年出生 硕士 助理工程师 储层评价 E-mail:zengxm4@cnooc.com.cn

中图分类号 P618.13 **文献标识码** A

随着石油勘探和钻井技术的发展,目前海底扇已成为世界各地油气田重要的产油气储层,同时也是未来的勘探重点。近年来,我国南海海域油气勘探取得了较大的进展,在海底扇中发现了大量的气田^[1-3]。其中琼东南盆地的陵水凹陷北坡通过钻井证实了在梅山组二段(以下简称梅二段)发育海底扇沉积^[4],并且天然气储量规模较大,但整体上其勘探程度、地质认识程度都相对较低,目前的研究重点集中在宏观上的构造演化、层序划分、成藏体系和沉积相等方面^[5-6],而对微观上的成岩作用和孔隙演化的研究则很少。储层的孔喉结构控制了储层物性特征,而沉积物沉积后的孔喉会受到成岩作用改造,成岩作用决定了其后期的孔隙演化^[7]。本次研究通过岩芯常规物性分析、铸体薄片、扫描电镜、粒度分析、黏土X衍射等分析化验资料,对陵水凹陷北坡海底扇储层成岩作用和孔隙演化进行系统研究,来阐明研究区储层低渗的成因,并从成岩相的角度来预测甜点(优质储层)的分布,来指导下一步的油气勘探方向。

1 区域地质概况

琼东南盆地位于我国南海北部陆缘,是一个非典型被动大陆边缘盆地,构造上可划分为北部坳陷带、中部隆起带、中央坳陷带和南部隆起带四个一级构造单元^[8-9]。研究区位于中部隆起带的陵水低凸起(陵水凹陷北坡)上(图1),紧邻大而成熟的生烃灶陵水

凹陷,泥底辟和深部大断裂发育,可以有效沟通深部的烃源岩和储集体,构成了良好的成藏系统。其中梅二段海底扇是由陆架边缘三角洲提供沉积物,经滑动和滑塌,然后经峡谷水道搬运,在末端形成海底扇^[4]。储层岩性较细,主要为粉砂岩和泥质粉砂岩、少量的细砂岩;物性较差,主要表现为低渗特征。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

通过对岩芯、壁芯和薄片资料统计分析,表明研究区岩性较细,以灰色泥质粉砂岩和粉砂岩为主,少量的细砂岩。砂岩岩石类型主要为长石质石英砂岩和岩屑质石英砂岩(图2),石英相对含量为77.9%~87.9%,平均为82.7%,其中单晶石英含量较高;长石相对含量为6.0%~10.3%,平均为8.5%;岩屑相对含量为4.3%~12.4%,平均为8.8%,其中岩屑以云母片岩、云母石英片岩等变质岩岩屑为主,少量的喷出岩岩屑。储层泥质含量较高,约9.2%~13.6%。颗粒磨圆为次圆状—次棱角状,分选好—中等,颗粒间主要为点—线式接触。砂岩成分成熟度较高,结构成熟度中等,表明其经过长距离搬运的远源沉积特点。

2.2 孔隙结构特征

通过铸体薄片观察,梅二段储层面孔率变化大,分布在12%~28%之间,平均为17%。孔隙类型以原生粒间孔和铸模孔为主、次为粒间溶孔和生物体腔

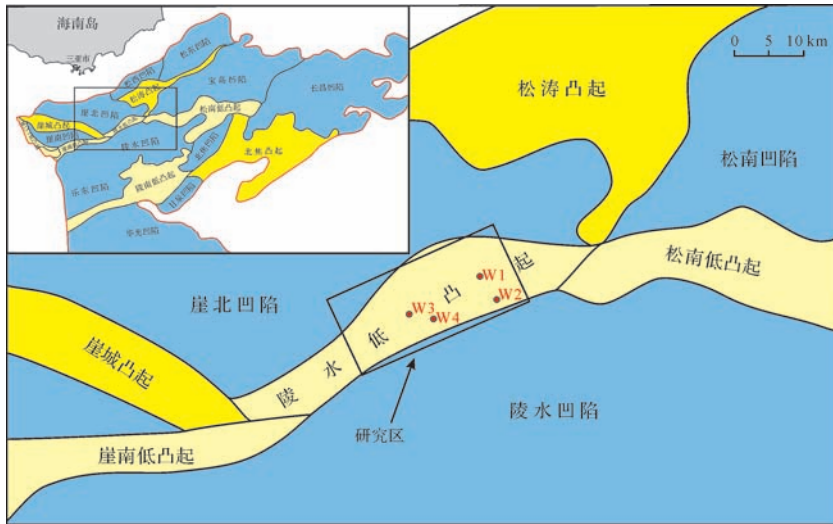


图 1 研究区地理位置图
Fig.1 The location map of the study area

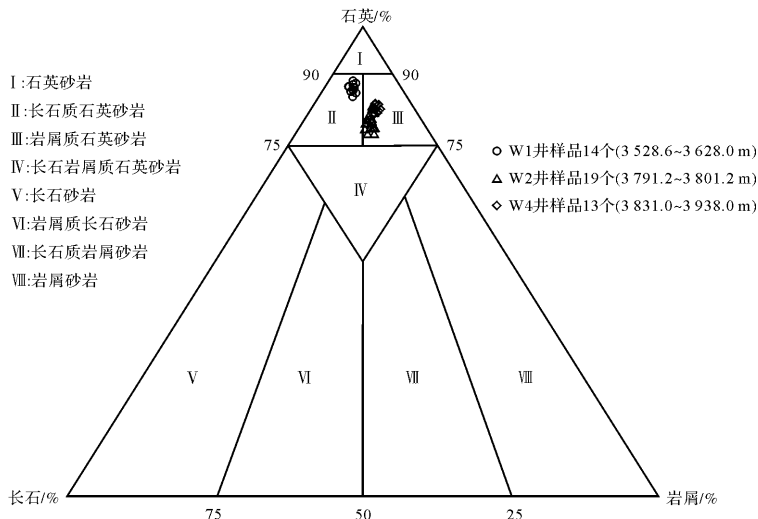


图 2 梅二段岩石类型
Fig.2 Classification of M_2 sandstone

孔,少量的粒内溶孔。喉道类型以孔隙缩小型喉道为主,喉道半径较小,中值分布在 $0.047 \sim 0.623 \mu\text{m}$,平均为 $0.259 \mu\text{m}$ 。孔隙配位数较小,分布在 $0.52 \sim 1.11$ 之间。

2.3 物性特征

通过岩芯和壁芯实验分析得到其孔隙度分布在 $14.8 \sim 26.8\%$,平均为 22.5% ,渗透率主要分布在 $0.1 \sim 26.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $7.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要表现为中孔低渗储层特征(图 3),局部发育特低渗和中渗储层(甜点),孔渗关系较好。储层物性和岩性有一定的相关性,岩性越粗,物性越好。

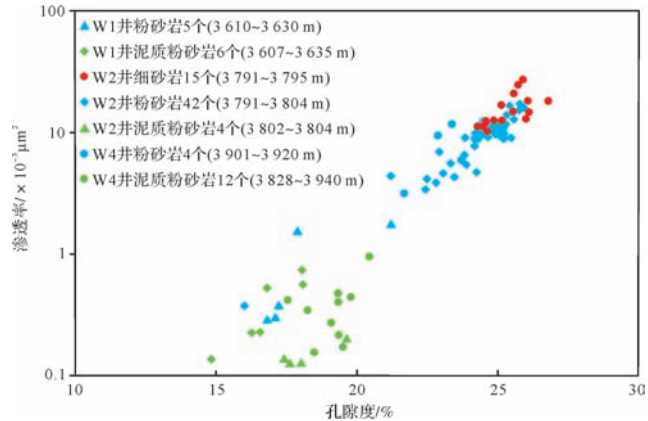
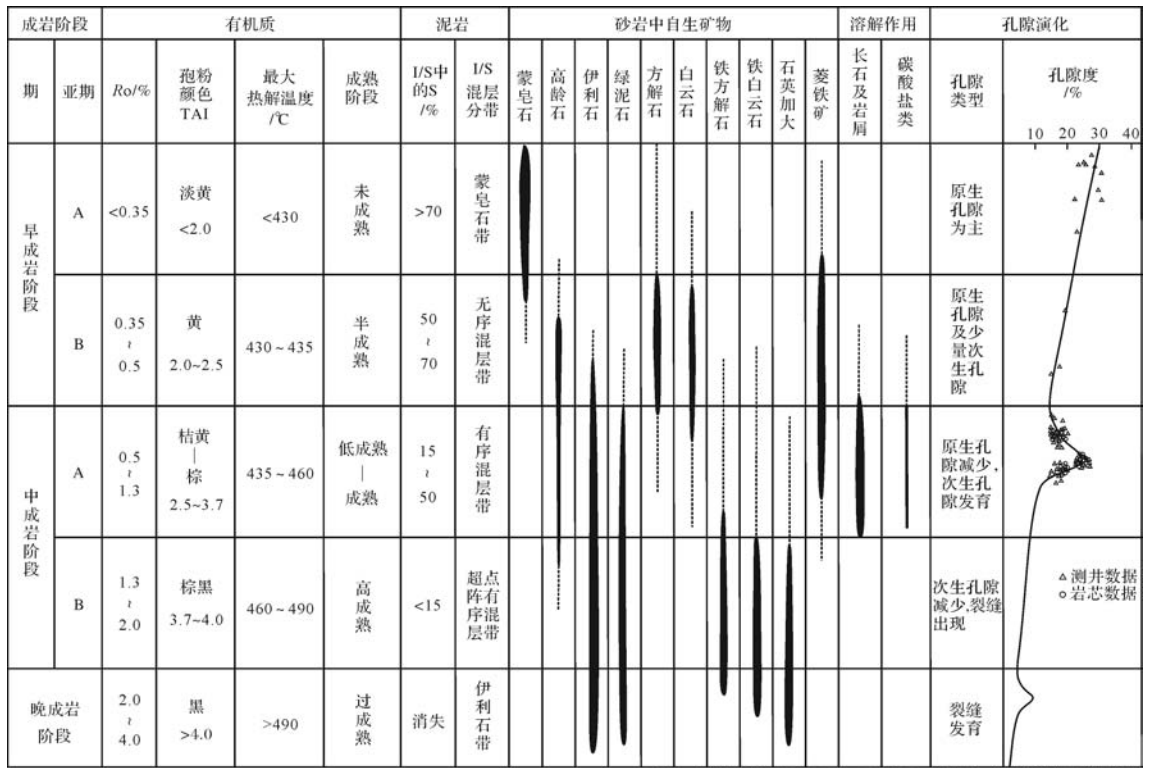


图 3 梅二段物性特征
Fig.3 Physical properties characteristics of M_2 sandstone



备注:数据来源于W1、W2、W3和W4井岩芯、壁芯和岩屑实验分析

图4 陵水凹陷北坡成岩阶段划分

Fig.4 Diagenetic stage classification of reservoir in the north slope of Lingshui sag

3 成岩序列

根据黏土 X 衍射、孢粉颜色和包裹体等分析化验结果,表明梅二段储层镜质体反射率分布在 0.84%~0.89% 之间,孢粉颜色为深黄—桔黄,热变指数 (TAI) 分布在 2.83~2.95 之间,最大热解温度主要分布在 440°C~449°C 之间。伊/蒙混层中蒙皂石占 15%~20%,为部分有序混层带,颗粒间以点—线接触为主。碳酸盐胶结物以亮晶铁方解石为主,次为菱铁矿,石英次生加大多为 II 级。储层埋藏深度 3 500~3 900 m,孔隙类型以原生粒间孔和铸模孔为主。根据中华人民共和国石油天然气行业标准 (SY/T5477—2003),认为梅二段储层处于中成岩 A 期 (图 4)。

4 孔隙演化

4.1 原始孔隙计算

为了表征后期成岩作用对储层孔隙变化的定量影响,首先需要相对准确地恢复储层的原始孔隙度 (Φ_0),这关系到后面的计算出来的压实率和胶结率

等参数的大小。因此原始孔隙度的确定是储层进行孔隙演化定量分析的首要基础数据^[10-12]。而原始孔隙度的大小与沉积物的粒度大小、磨圆和分选等岩石参数都有关系,但主要受岩石颗粒的分选控制。目前确定原始孔隙度的方法通常有两种:一是选择相似沉积环境下现代沉积物的孔隙度测试结果作为所有样品的原始孔隙度^[13-14],即根据不同的沉积环境,简单的把 35%^[15]、40%^[16]或 45%^[17]等作为其原始孔隙度;二是由 Beard 和 Weyl 根据湿砂填集实验的结果建立的图版或拟合的公式来确定^[18],计算公式为 $\Phi_0 = 20.91 + 22.90/S_0$,其中 S_0 为特拉斯克 (Trask) 分选系数,其值为粒度累积概率曲线上概率值为 25% 和 75% 处所对应的颗粒直径比值的开方,可由激光粒度实验资料分析等方法得到。

研究区储层为海底扇沉积,搬运距离较远,粒度较细,分选较好,分选系数 S_0 在 1.65~1.80 之间,通过采用方法二,计算得到的原始孔隙度分布在 33%~35% 之间。

4.2 后期成岩作用对孔隙的影响

松散的沉积物在地表沉积后,其后的孔隙演化取

决于埋藏过程中受到的成岩作用类型和强度。研究区梅二段储层主要经历了破坏性的压实和胶结作用、建设性的溶解作用,交代作用较弱。各阶段的成岩作用都是相互联系的,共同控制了储层的孔隙演化过程。下面具体分析一下各成岩作用特征以及对储层孔隙度的定量影响:

4.2.1 压实作用

压实作用对原生孔隙的破坏是不可逆的,并且随着埋藏深度的加深,压实作用越强,原生孔隙损失越多。由于研究区梅二段储层埋藏深度约3 500~3 900 m,压实作用主要表现为机械压实,压溶很少见,薄片

上可观察到云母等塑性颗粒弯曲变形程度中等(图5a)、刚性颗粒有一定的定向排列,颗粒接触关系以点一线和线接触为主。常用压实率 Y 来定量表示压实作用对岩石孔隙体积损失程度: $Y = (\Phi_0 - \Phi_1) / \Phi_0 \times 100\%$,其中 Φ_0 为原始孔隙体积, Φ_1 为粒间体积,其值为粒间孔隙体积和胶结物体积之和,一般通过薄片分析得到。本次压实作用采用分类标准为: $Y \geq 50\%$,强压实; $50\% > Y > 30\%$,中等压实; $Y \leq 30\%$,弱压实。

经薄片观察估算,研究区压实率大约34%~55%,即表示压实作用损失的原生孔隙达11%~19%(表1),表现为中等—强压实。

表1 陵水凹陷北坡梅二段孔隙度演化史

Table 1 The porosity evolution history of M₂ sandstone in north slope of Lingshui sag

储层	岩性	原始孔隙度 /%	压实损失孔隙度 /%	胶结损失孔隙度 /%	溶蚀增加孔隙度 /%	现今孔隙度 /%	压实率 /%	胶结率 /%	溶蚀率 /%
中渗	粉、细砂岩	34.5	-12.7	-8.8	11.7	24.7	36.8	26.3	32.1
低渗	粉砂岩	34.3	-12.0	-9.6	8.4	21.1	35.0	31.3	28.5
特低渗	泥质粉砂岩	33.6	-17.4	-2.4	4.5	18.3	51.8	11.6	19.7

4.2.2 胶结作用

胶结作用和压实作用一样,都会导致岩石孔隙体积减小,但两者相互制约和约束,比如早期胶结作用形成的碳酸盐胶结物会抑制后期的压实作用。研究区胶结类型以孔隙式胶结为主,胶结物主要为自生海绿石、次为菱铁矿和铁方解石。具体表现为:①海绿石,自生矿物,颗粒粒径较大,形态多样,多呈椭圆状和不规则形态(由于其刚形成时,是一种柔软的凝胶质,形态易受到水动力条件和颗粒碰撞挤压影响)^[19-21],在单偏光镜下中呈浅绿、黄绿色(图5b),含量较多,最大可达10%;②碳酸盐胶结物,含量约0.5%~3.5%,主要为铁方解石和菱铁矿。泥晶方解石和白云石早期碳酸盐胶结物经溶解或蚀变后,保存下来的极少,而粉晶菱铁矿保存下来的较多,在镜下呈球粒状(图5d),铁方解石和铁白云石晚期胶结物呈亮晶粒状分布于粒间残余孔隙内(图5c);③黄铁矿,含量较少,形成于成岩早期,在扫描电镜下呈莓球状晶粒集合体(图5h);④自生黏土矿物,根据黏土X衍射发现,研究区黏土矿物主要有绿泥石、高岭石、伊利石和伊/蒙混层(图5g)。其中绿泥石含量最高,达到36.5%,其次为伊利石29.6%,伊/蒙混层28.9%,高岭石含量最低,为5.0%。自生绿泥石通常形成于偏碱性富铁或富镁的沉积环境中^[16],形成的绿泥石部分以孔隙衬边形式存在(图5h),通常被绿泥石包

裹的石英颗粒无次生加大现象,说明这种绿泥石包膜抑制了后期石英次生加大,局部还可观察到自生绿泥石和自生石英相互竞争生长,对储层起到一定的保护作用^[22-23];⑤硅质胶结,以充填粒间孔隙的微晶自生石英集合体为主,石英次生加大少见,其中硅质主要来源于长石的溶蚀。常用胶结率 J 来定量表示胶结作用对岩石孔隙体积损失程度: $J = \Phi_2 / \Phi_1 \times 100\%$,其中 Φ_2 为胶结物含量, Φ_1 为粒间体积,其值为粒间孔隙体积和胶结物体积之和^[24]。本次胶结作用采用分类标准为: $J \geq 50\%$,强胶结; $50\% > J > 30\%$,中等胶结; $J \leq 30\%$,弱胶结。

经薄片观察估算,研究区胶结率大约10%~38%,即表示胶结作用损失的原生孔隙达2%~12%(表1),表现为弱—中等胶结。

4.2.3 溶解作用

研究区溶解作用较强,对孔隙增加起到了较大的贡献,梅二段储层被溶解组分主要为钾长石和钠长石颗粒,少量的碳酸盐胶结物和生物碎屑,产生了较多的粒间溶孔和铸模孔,少量的粒内溶孔和生物体腔孔(图5e)。其中长石溶蚀多沿解理缝进行,形成粒间和粒内溶孔;溶蚀程度强时,形成蜂巢状溶孔(图5i);溶蚀强度更强时,颗粒呈港湾状、圆弧状或者只存留残骸形成铸模孔(图5f)。梅山组下部崖城组烃源岩处在过成熟阶段,形成富含有机酸的流体通过底

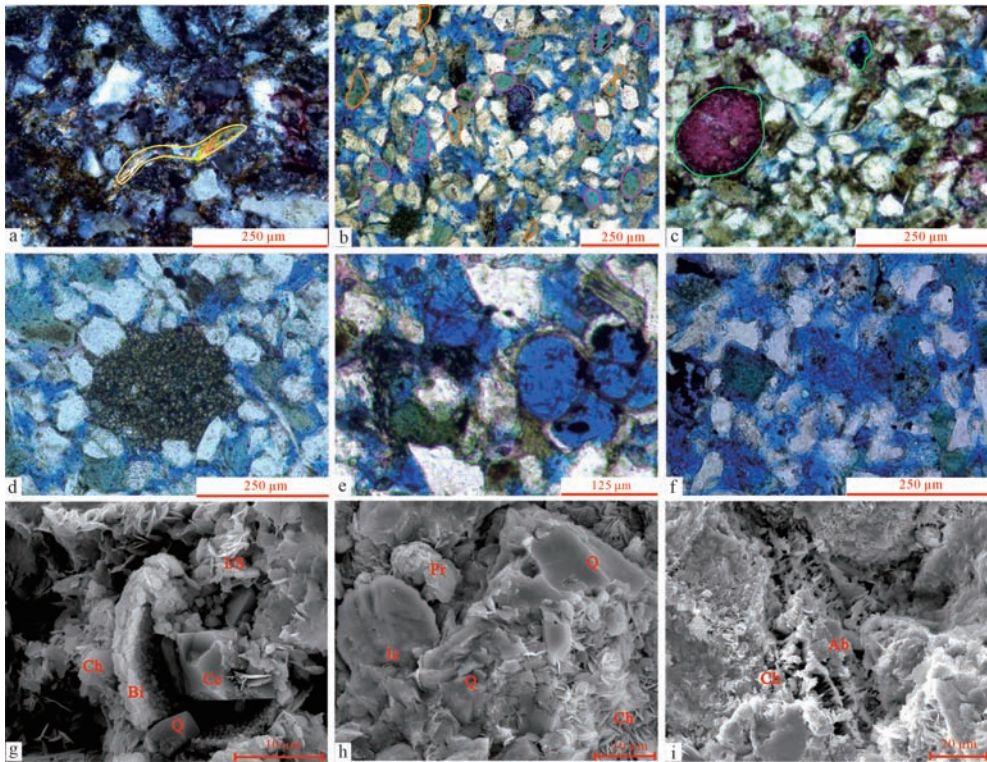


图5 梅二段储层薄片和扫描电镜特征

a. W1井, 3 615.00 m, 云母弯曲变形, 碎屑颗粒呈线接触, 石英颗粒边缘有绿泥石包膜; b. W2井, 3 791.20 m, 自生海绿石胶结, 椭圆状和不规则形态, 呈浅绿色; c. W1井, 3 620.00 m, 亮晶铁方解石和铁白云石胶结; d. W2井, 3 795.60 m, 球状菱铁矿胶结; e. W2井, 3 794.43 m, 生物体腔孔; f. W2井, 3 791.20 m, 长石颗粒被溶蚀强烈, 形成铸模孔、粒内溶孔及粒间溶孔; g. W4井, 3 834.00 m, 粒间孔隙充填自生石英Q、方解石Cc、生物壳壁Bi、片状伊蒙混层I/S、片状绿泥石Ch, 方解石有溶蚀现象; h. W2井, 3 793.57 m, 粒间孔隙充填菱铁矿Ic、球状黄铁矿Pr, 其中石英颗粒Q边缘有绿泥石包膜Ch; i. W1井, 3 607.00 m, 钠长石Ab溶蚀成蜂窝状。

Fig.5 The casting thin sections and SEM characteristics of M_2 sandstone

劈形成的断裂系统向上运移溶蚀梅山组储层。常用溶蚀率 R 来定量表示溶蚀作用对岩石孔隙体积增加的贡献程度^[25]: $R = \Phi_3 / \Phi \times 100\%$, 其中 Φ_3 为溶蚀产生的孔隙体积, Φ 为现今孔隙度。本次溶解作用采用以下的分类标准: $R \geq 50\%$, 强溶解; $50\% > R > 30\%$, 中等溶解; $R \leq 30\%$, 弱溶解。

经薄片观察估算, 研究区溶蚀率大约 17% ~ 35%, 即表示由溶解作用增加的次生孔隙达 4% ~ 13% (表 1), 表现为弱—中等溶解。

4.3 孔隙演化

通过计算得到原始孔隙度, 根据岩石埋藏过程中受到的成岩作用和孔隙体积的变化, 再结合区域埋藏史和地热史, 总结出陵水凹陷北坡海底扇储层成岩序列与孔隙演化模式 (图 6)。通过前面资料分析认为, 成岩作用主要是按照: ①机械压实作用使孔隙急剧减少; ②早期胶结使孔隙接着减少; ③长石和碳酸盐胶结物等溶蚀使孔隙增加; ④晚期碳酸盐和硅质胶结再

次使孔隙减少, 这样的成岩序列进行。具体表现为: 在早成岩阶段, 成岩环境为碱性, 主要表现为较强烈的机械压实、早期碳酸盐胶结以及自生海绿石胶结, 导致孔隙大幅减少, 损失的孔隙达到 11% ~ 18%; 在中成岩阶段 A 期, 有机质处于成熟阶段, 有机质往外排放大量的有机酸, 成岩环境为酸性, 对早期碳酸盐胶结物和长石等不稳定组分进行溶蚀, 溶蚀作用较强, 次生孔隙发育, 溶蚀增加的次生孔隙达 4% ~ 13%; 在中成岩阶段 B 期, 成岩环境为弱碱性, 晚期碳酸盐和硅质胶结物发育, 孔隙体积进一步减小; 在晚成岩阶段, 成岩环境为碱性, 压实作用和胶结作用强, 但会产生微裂缝, 导致次生孔隙增加。

4.4 成岩相划分及有利相带

研究区梅二段储层总体上表现为低渗特征, 局部发育中渗储层。低渗储层中甜点的形成和分布, 与沉积因素、成岩作用密切相关, 其中沉积因素的岩石颗粒的粒度大小、分选、磨圆度以及泥质含量不仅直接

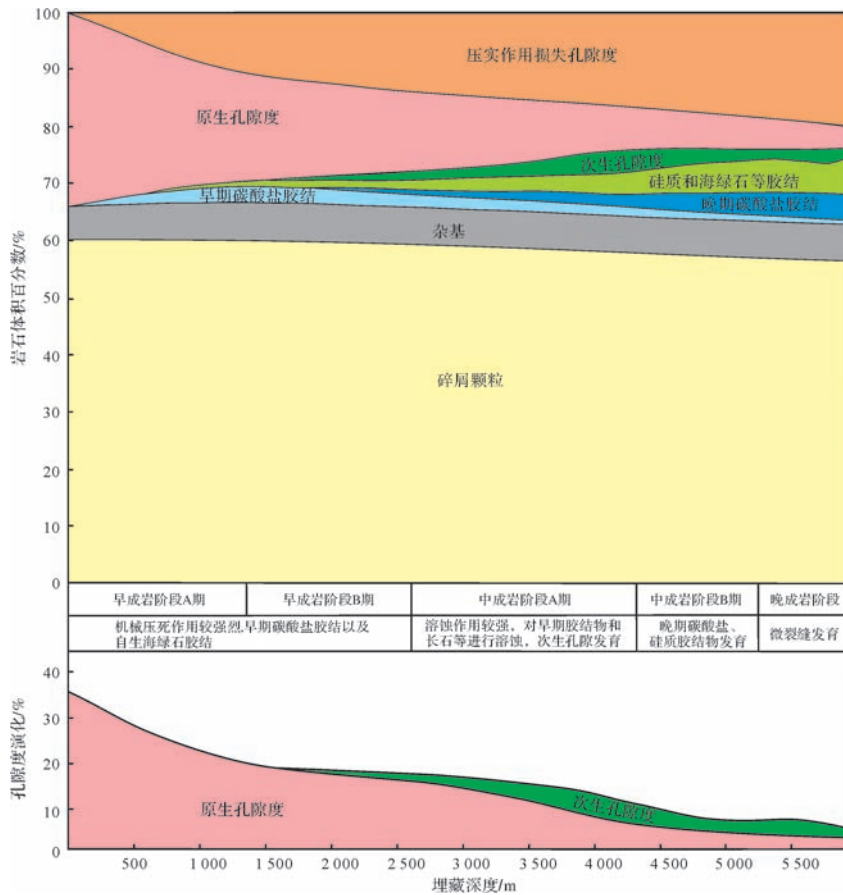


图 6 陵水凹陷北坡储层孔隙演化模式

Fig.6 Pore evolution model of reservoir in the north slope of Lingshui sag

决定着储层的原始孔隙度,还影响着后期成岩作用,并且不同沉积相带的岩石学特征、流体性质、断裂特征以及埋深都不一样,其受到的成岩作用种类和强弱亦有所差异,成岩作用决定了后期的孔隙演化^[26-27]。为此本次研究采用成岩相来表征储层受到主要的成岩作用种类和强度,成岩相是指沉积物在一定沉积和成岩环境下经历一定成岩演化的产物^[28],目前国内外对于成岩相的分类命名还没有形成统一的方案,但大部分学者对于成岩相的划分基本上都是依据成岩作用、成岩环境和成岩演化阶段的产物这三个方面^[29-33]。本次研究成岩相的分类命名主要依据沉积物经历最主要的成岩作用类型、强度和成岩演化序列后表现出来的主要的成岩矿物等特征。研究区主要识别和划分出以下 3 种成岩相:

4.4.1 中等压实长石溶蚀相

中等压实长石溶蚀相主要发育在水动力较强的海底扇内扇水道沉积微相中^[4],在测井曲线上表现为高幅钟形特征,岩性主要为灰白色粉—细砂岩,其

粒度相对较粗,受到的水流淘洗和冲刷程度较强,沉积的泥质较少,分选好(计算得到的原始孔隙较大),并且岩石组分中石英含量较高(表 2),抗压实能力较强,使得压实作用强度会相对变弱,颗粒间以点接触为主,压实率介于 30%~50%之间,表现为中等压实。原生粒间孔保存较多,这为后期酸性流体的流动提供了顺畅的渗流通道,易发生溶蚀作用,还可以带走溶蚀作用留下的黏土矿物等产物。研究区崖城组烃源岩处在过成熟阶段,其排出的有机酸对梅山组长石溶蚀最强烈,产生较多的粒间溶孔和铸模孔(图 7),同时对喉道有扩大作用,对于低渗储层来说,可以极其有效地改善孔喉结构,孔喉半径分布在 0.774~0.934 μm 之间,长石溶蚀产生的次生孔隙可达 4%~11%。该类成岩相储层埋藏深度一般小于 3 850 m,物性相对较好,孔隙度大于 24%,渗透率分布在 10~30×10⁻³ μm²之间,属于中渗储层,是研究区的甜点。

4.4.2 中等压实海绿石胶结相

中等压实海绿石胶结相主要发育在水动力较强

表2 陵水凹陷北坡梅二段成岩相类型和特征

Table 2 The diagenetic facies types and features of M₂ sandstone in the north slope of Lingshui sag

成岩相	岩性	粒度中值	泥质含量	陆源碎屑中石英含量	分选系数	水动力条件	沉积微相
		/mm	/%	/%			
中等压实长石溶蚀相	粉、细砂岩	0.05	9.4	86.7	1.65	较强	内扇水道
中等压实海绿石胶结相	粉砂岩	0.04	10.1	83.2	1.71	较强	中扇水道
强压实弱溶蚀相	泥质粉砂岩	0.03	13.6	79.6	1.80	较弱	外扇、中扇天然堤—漫溢砂

的海底扇中扇的水道沉积微相中^[4],在测井曲线上表现为中幅复合形特征,岩性主要为灰绿色粉砂岩(由于富含海绿石,岩石呈灰绿色),其粒度也相对较粗,沉积的泥质较少,分选磨圆较好(表2),颗粒接触关系以线一点接触为主,压实率介于30%~50%之间,表现为中等压实。同时还有一个主要成岩作用是胶结作用,胶结物主要为早期形成的自生海绿石,多呈椭圆状充填孔隙中(图7),矿物粒径较大,含量可达6%~10%,相当于增加了碎屑颗粒的体积,对压实作用有一定的抑制作用,有利于原生粒间孔的保存,孔喉半径分布在0.450~0.798 μm之间。该类成岩相储层物性相对较好,孔隙度分布在19%~25%,渗透率分布在1~20×10⁻³ μm²,多属于中渗储层,少量的低渗储层。

4.4.3 强压实弱溶蚀相

强压实弱溶蚀相主要发育在水动力较弱的海底

扇外扇和中扇天然堤—漫溢砂沉积微相中^[4],在测井曲线上表现为中低幅漏斗形特征,由于远离物源,其粒度较细,以泥质粉砂岩为主,泥质含量较高,抗压实作用的石英含量较低(表2)。压实作用强烈,原生孔隙保存较少,颗粒间以线接触为主(图7),压实率大于50%,表现为强压实。喉道半径较小,小于0.450 μm,成岩阶段后期形成的酸性流体无法有效地和不稳定矿物组分接触,溶蚀作用较弱,产生的次生孔隙有限。该类成岩相储层埋藏深度也比前面两种成岩相大,大于3 850 m,物性较差,孔隙度一般小于19%,渗透率小于1×10⁻³ μm²,多属于极低渗储层。因此强压实弱溶蚀是研究区储层物性较差的主要成因。

通过以上成岩相分析可知,各成岩相和沉积因素(岩性、岩石组分和沉积相带等)密切相关,为此本文根据各成岩相特征和地质研究成果^[4],得到成岩相

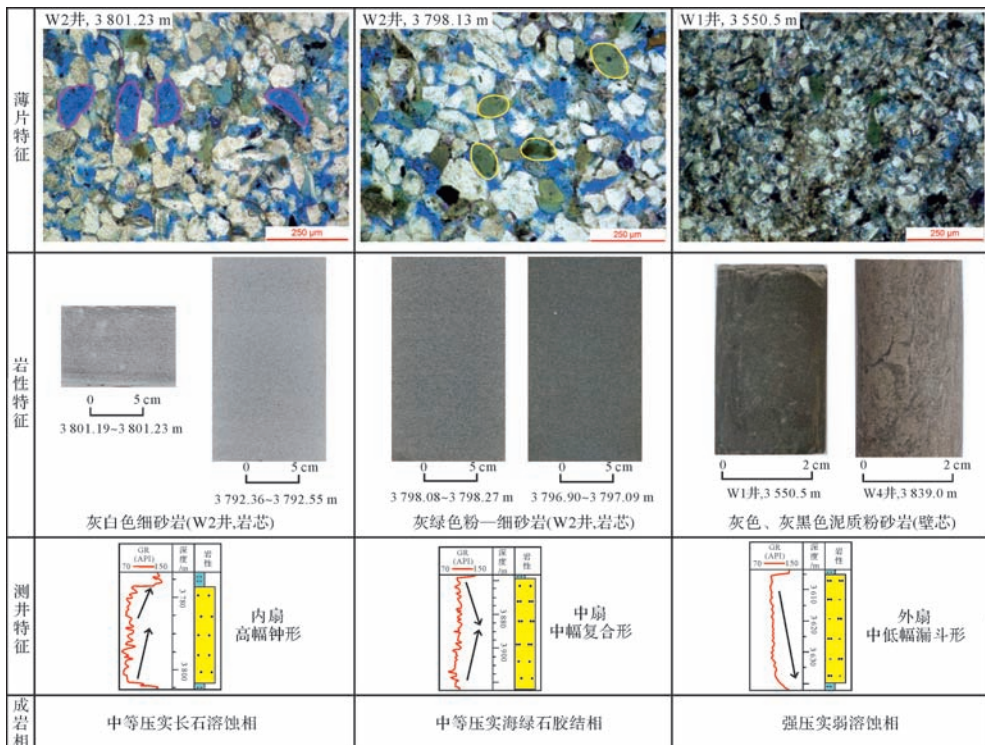


图7 陵水凹陷北坡梅二段储层成岩相类型

Fig.7 The diagenetic facies types of M₂ reservoir in the north slope of Lingshui sag

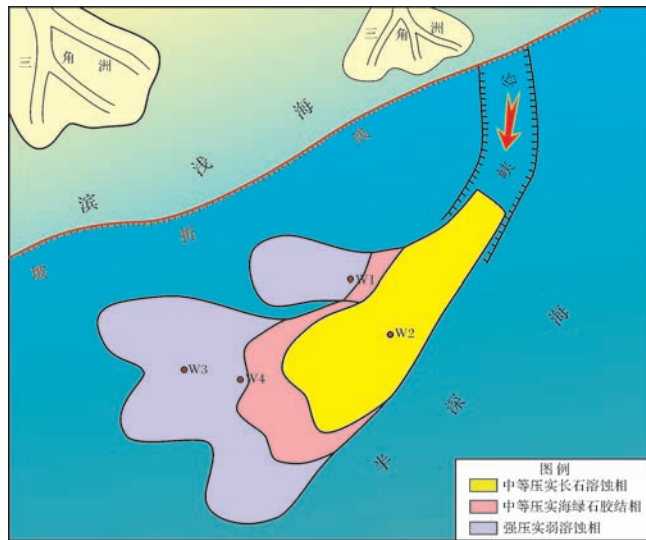


图8 陵水凹陷北坡梅二段储层成岩相分布图

Fig.8 The diagenetic facies types of M_2 reservoir in the north slope of Lingshui sag

平面分布(图8)。各成岩相的分布可在一定程度上反映储层物性的展布规律,研究区甜点主要集中在海底扇内扇水道的中等压实长石溶蚀相中。

5 结论

(1) 陵水凹陷北坡梅二段海底扇发育,岩性以粉砂岩和泥质粉砂岩为主,少量的细砂岩,砂岩岩石类型主要为长石质石英砂岩和岩屑质石英砂岩,颗粒磨圆为次圆状—次棱角状,分选好—中等,颗粒间主要为点—线式接触。物性主要表现低渗特征,局部发育中渗储层,成岩阶段处在中成岩阶段A期。

(2) 沉积环境决定了其原始孔隙度,也影响后期的成岩作用;而后期的成岩作用(压实、胶结和溶蚀作用)决定了其储层后期的孔隙演化。研究区原始孔隙度主要是按照:①机械压实使孔隙急剧减少;②早期胶结使孔隙接着减少;③长石和碳酸盐胶结物等溶蚀使孔隙增加;④晚期碳酸盐和硅质胶结再次使孔隙减少,这样的成岩序列进行的。

(3) 成岩相的划分和命名方案主要依据沉积物经历最主要的成岩作用类型、强度和成岩演化序列后表现出来的主要的成岩矿物等特征。研究区发育中等压实长石溶蚀相、中等压实海绿石胶结相和强压实弱溶蚀相3种成岩相,同时明确了强压实弱溶蚀相是研究区储层物性较差的主要成因,平面上主要分布在水动力较弱的海底扇外扇和中扇天然堤—漫溢砂沉积微相中;而甜点主要集中在中等压实长石溶蚀相

上,其孔喉半径较大,物性较好,平面上主要分布在水动力较强的海底扇内扇水道沉积微相中,是下一步比较有利的勘探方向。

参考文献 (References)

- 张伙兰,谢金有,刘亿,等. 莺歌海盆地XF区黄流组砂岩储集性能差异的控制因素及其地质意义[J]. 天然气工业,2014,34(5):43-48. [Zhang Huolan, Xie Jinyou, Liu Yi, et al. Controlling factors of storage capacity differences of Huangliu Fm. sandstone in XF area of the Yinggehai Basin and their geologic significance[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(5): 43-48.]
- 于俊峰,裴建翔,王立锋,等. 莺歌海盆地东方13-2重力流储层超压气田气藏性质及勘探启示[J]. 石油学报,2014,35(5):829-838. [Yu Junfeng, Pei Jianxiang, Wang Lifeng, et al. Gas pool properties and its exploration implications of the Dongfang 13-2 gravity reservoir-overpressure gas field in Yinggehai Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(5): 829-838.]
- 李云,郑荣才,朱国金,等. 珠江口盆地荔湾3-1气田珠江组深水扇沉积相分析[J]. 沉积学报,2011,29(4):665-676. [Li Yun, Zheng Rongcai, Zhu Guojin, et al. Facies and depositional model of a deep-water fan in the Zhujiang Formation, Liwan 3-1 gasfield, Baiyun sag, Pearl River Mouth Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29(4): 665-676.]
- 曾小明,潘燕,于佳,等. 陵水凹陷北坡低密度浊流海底扇沉积特征[J]. 科学技术与工程,2015,15(33):48-53,78. [Zeng Xiaoming, Pan Yan, Yu Jia, et al. Low-density turbidity submarine fan sedimentary characteristics in north slope of Lingshui sag [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(33): 48-53, 78.]
- 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 Zisong, 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.]
- 宋广增,王华,孙志鹏,等. 琼东南盆地深水区陵水凹陷渐新统同沉积断裂对层序构成样式控制[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2014,38(4):9-18. [Song Guangzeng, Wang Hua, Sun Zhipeng, et al. Paleogene syndepositional fault and its control on sequence architecture of Lingshui sag, deepwater area of Qiongdongnan Basin, South China Sea [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2014, 38(4): 9-18.]
- 邹妞妞,张大权,姜杨,等. 准噶尔玛东地区下乌尔禾组储层成岩作用与孔隙演化[J]. 地质科技情报,2015,34(1):42-48. [Zou Niuniu, Zhang Daquan, Jiang Yang, et al. Diagenesis and porosity evolution of Permian lower Urho Formation reservoir in the Madong area, Junggar Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(1): 42-48.]
- 李冬,王英民,王永凤,等. 琼东南盆地中央峡谷深水天然堤—溢岸沉积[J]. 沉积学报,2011,29(4):689-694. [Li Dong, Wang Ying-

- min, Wang Yongfeng, et al. The sedimentary and foreground of prospect for levee-overbank in Central Canyon, Qiongdongnan Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2011, 29(4): 689-694.]
- 9 苏明,解习农,王振峰,等. 南海北部琼东南盆地中央峡谷体系沉积演化[J]. *石油学报*, 2013, 34(3): 467-478. [Su Ming, Xie Xinong, Wang Zhenfeng, et al. Sedimentary evolution of the central canyon system in Qiongdongnan Basin, northern South China Sea [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(3): 467-478.]
 - 10 吴小斌,侯加根,孙卫. 特低渗砂岩储层微观结构及孔隙演化定量分析[J]. *中南大学学报:自然科学版*, 2011, 42(11): 3438-3446. [Wu Xiaobin, Hou Jiagen, Sun Wei. Microstructure characteristics and quantitative analysis on porosity evolution of ultra-low sandstone reservoir [J]. *Journal of Central South University: Science and Technology*, 2011, 42(11): 3438-3446.]
 - 11 葛家旺,朱筱敏,潘荣,等. 珠江口盆地惠州凹陷文昌组砂岩孔隙定量演化模式——以HZ-A地区辫状河三角洲储层为例[J]. *沉积学报*, 2015, 33(1): 183-193. [Ge Jiawang, Zhu Xiaomin, Pan Rong, et al. A quantitative porosity evolution model of sandstone for Wenchang Formation in Huizhou depression, Pearl River Mouth Basin: A case study for braided fluvial delta reservoir of HZ—A area [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(1): 183-193.]
 - 12 张创,孙卫,高辉,等. 基于铸体薄片资料的砂岩储层孔隙度演化定量计算方法——以鄂尔多斯盆地环江地区长8储层为例[J]. *沉积学报*, 2014, 32(2): 365-375. [Zhang Chuang, Sun Wei, Gao Hui, et al. Quantitative calculation of sandstone porosity evolution based on thin section data: A case study from Chang8 reservoir of Huanjiang area, Ordos Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2014, 32(2): 365-375.]
 - 13 Wilson J C, McBride E F. Compaction and porosity evolution of Pliocene sandstones, Ventura basin, California [J]. *AAPG Bulletin*, 1988, 72(6): 664-681.
 - 14 Atkins J E, McBride E F. Porosity and packing of Holocene river, dune, and beach sands [J]. *AAPG Bulletin*, 1992, 76(3): 339-355.
 - 15 王勇,鲍志东,李应暹. 西部凹陷古近系储层孔隙演化特征及影响因素[J]. *大庆石油学院学报*, 2008, 32(1): 9-11, 30. [Wang Yong, Bao Zhidong, Li Yinxian. Pore evolution and controlling factors in reservoirs of Palaeogene in West depression [J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2008, 32(1): 9-11, 30.]
 - 16 李明刚,嵇喜准,陈刚,等. 恩平凹陷珠海组储层的孔隙度演化模型[J]. *石油学报*, 2009, 30(6): 862-868. [Li Minggang, Zhuo Xizhun, Chen Gang, et al. Application of porosity evolution model to reservoir assessment of Zhuhai Formation in Enping sag [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(6): 862-868.]
 - 17 嵇喜准,王琪,陈国俊,等. 恩平凹陷恩平组下段成岩过程分析与储层动态评价[J]. *沉积学报*, 2008, 26(2): 257-264, 282. [Zhuo Xizhun, Wang Qi, Chen Guojun, et al. Analysis of diagenetic process and dynamic reservoir assessment on the lower part of Enping Fm., Enping sag [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2008, 26(2): 257-264, 282.]
 - 18 Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2): 349-369.
 - 19 武法东,陆永潮,陈平,等. 东海西湖凹陷渐新统花港组海绿石的发现及其意义[J]. *沉积学报*, 1997, 15(3): 158-161. [Wu Fadong, Lu Yongchao, Chen Ping, et al. The discovery and significance of glauconites in the Huagong Formation of the Oligocene, Xihu depression, East China Sea [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1997, 15(3): 158-161.]
 - 20 葛瑞全. 济阳拗陷新生界海绿石的存在及其地质意义[J]. *沉积学报*, 2004, 22(2): 276-280. [Ge Ruiquan. Occurrence and geological significance of glauconite in Cenozoic Group of Jiyang depression [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2004, 22(2): 276-280.]
 - 21 徐勇航,赵太平,陈伟. 华北克拉通南部古元古界熊耳群中海绿石的发现及其地质意义[J]. *沉积学报*, 2010, 28(4): 671-675. [Xu Yonghang, Zhao Taiping, Chen Wei. The discovery and geological significance of glauconites from the Palaeoproterozoic Xiong'er Group in the southern part of the North China Craton [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2010, 28(4): 671-675.]
 - 22 田建锋,喻建,张庆洲. 孔隙衬里绿泥石的成因及对储层性能的影响[J]. *吉林大学学报:地球科学版*, 2014, 44(3): 741-748. [Tian Jianfeng, Yu Jian, Zhang Qingzhou. The pore-lining chlorite formation mechanism and its contribution to reservoir quality [J]. *Journal of Jilin University: Earth Science Edition*, 2014, 44(3): 741-748.]
 - 23 黄思静,谢连文,张萌,等. 中国三叠系陆相砂岩中自生绿泥石的形成机制及其与储层孔隙保存的关系[J]. *成都理工大学学报:自然科学版*, 2004, 31(3): 273-281. [Huang Sijing, Xie Lianwen, Zhang Meng, et al. Formation mechanism of authigenic chlorite and relation to preservation of porosity in nonmarine Triassic reservoir sandstones, Ordos Basin and Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2004, 31(3): 273-281.]
 - 24 付晶,吴胜和,付金华,等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组储层定量成岩相研究[J]. *地学前缘*, 2013, 20(2): 86-97. [Fu Jing, Wu Shenghe, Fu Jinhua, et al. Research on quantitative diagenetic facies of the Yanchang Formation in Longdong area, Ordos Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(2): 86-97.]
 - 25 楚美娟,郭正权,齐亚林,等. 鄂尔多斯盆地延长组长8储层定量成岩作用及成岩相分析[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(3): 477-484. [Chu Meijuan, Guo Zhengquan, Qi Yalin, et al. Quantitative diagenesis and diagenetic facies analysis on Chang 8 reservoir of Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(3): 477-484.]
 - 26 Salem A M, Morad S, Mato L F, et al. Diagenesis and reservoir-quality evolution of fluvial sandstones during progressive burial and uplift: evidence from the upper Jurassic Boipeba member, Reconcavo Basin, Northeastern Brazil [J]. *AAPG Bulletin*, 2000, 84(7): 1015-1040.
 - 27 Maast T E, Jahren J, Bjørlykke K. Diagenetic controls on reservoir quality in Middle to Upper Jurassic sandstones in the South Viking Graben, North Sea [J]. *AAPG Bulletin*, 2011, 95(11): 1937-1958.
 - 28 张响响,邹才能,陶士振,等. 四川盆地广安地区上三叠统须家河组四段低孔渗砂岩成岩相类型划分及半定量评价[J]. *沉积学报*, 2010, 28(1): 50-57. [Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Tao

- Shizhen, et al. Diagenetic facies types and semiquantitative evaluation of low porosity and permeability sandstones of the Fourth member Xujiahe Formation Guangan area, Sichuan Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2010, 28(1): 50-57.]
- 29 邹才能,陶士振,周慧,等. 成岩相的形成、分类与定量评价方法[J]. *石油勘探与开发*, 2008, 35(5): 526-540. [Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhou Hui, et al. Genesis, classification and evaluation method of diagenetic facies[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(5): 526-540.]
- 30 梁建设,王琪,郝乐伟,等. 成岩相分析方法在南海北部深水区储层预测的应用——以珠江口盆地白云凹陷为例[J]. *沉积学报*, 2011, 29(3): 503-511. [Liang Jianshe, Wang Qi, Hao Lewei, et al. Application of diagenetic facies analysis to reservoir prediction in deep water area of the northern South China Sea: A case study from Baiyun sag, Zhujiangkou Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2011, 29(3): 503-511.]
- 31 陈波,陈汾君,吴志雄,等. 柴北缘冷湖地区古近系路乐河组成岩作用及有利成岩相研究[J]. *地质科技情报*, 2015, 34(4): 20-27. [Chen Bo, Chen Fenjun, Wu Zhixiong, et al. Diagenesis and favorable diagenetic facies of Paleogene Lulehe Formation sandstone in Lenghu region[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2015, 34(4): 20-27.]
- 32 Aleta D G A, Tomita K, Kawano M. Mineralogical descriptions of the bentonite in Balamban, Cebu Province, Philippines[J]. *Clay Science*, 2000, 11(3): 299-316.
- 33 Grigsby J D, Langford R P. Effects of diagenesis on enhanced-resolution bulk density logs in Tertiary Gulf Coast sandstones: an example from the lower Vicksburg Formation, McAllen Ranch Field, South Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 1996, 80(11): 1801-1819.

Porosity Evolution and Diagenetic Facies Study of Submarine Fan Reservoir in North Slope of Lingshui Sag

ZENG XiaoMing YU Jia PAN Yan CHEN XiaoWu ZHANG Hui

(Zhanjiang Branch, CNOOC Ltd., Zhanjiang 524057, China)

Abstract: The submarine fan reservoir in the north slope of Lingshui sag, Qiongdongnan basin are characterized by fine grain, unclear genesis of low permeability and unknown distribution of the “sweet spot”. This paper analyzed the porosity evolution and diagenetic facies based on the rock thin section, scanning electron microscopy, mercury injection experiment, particle size and petrophysics data. Besides, the “sweet spot” was predicted from the aspect of diagenetic facies. The results showed that primary porosity and mould pore are the main pore type in the 2nd member of Meishan Formation reservoir. The target intervals was in the middle diagenesis A stage. Porosity evolution was discussed according to sedimentation factors and diagenesis as follows: Primary pore were controlled by depositional environment, which were decreased sharply by later mechanical compaction; Dissolution played a great role in porosity increasing. Middle compaction-feldspar dissolution, middle compaction-glaucinite cementation, strong compaction-weak dissolution were identified in the study area. The “sweet spot” was distributed in the inner submarine fan which had strong hydrodynamic condition and developed middle compaction-feldspar dissolution.

Key words: porosity evolution; diagenetic facies; the 2nd Member of Meishan Formation; submarine fan; Qiongdongnan Basin