朱金起,张乔良,杨朝强,等. 南海北部湾盆地涠西南凹陷渐新统涠洲组成岩作用及优质储层预测[J]. 海洋地质前沿, 2025, 41(5): 32-42. ZHU Jinqi, ZHANG Qiaoliang, YANG Zhaoqiang, et al. Diagenesis and prediction of high quality reservoirs in the Oligocene Weizhou Formation in the Weixi'nan Sag of the Beibu Gulf Basin, South China Sea[J]. Marine Geology Frontiers, 2025, 41(5): 32-42.

南海北部湾盆地涠西南凹陷渐新统涠洲组成岩作用 及优质储层预测

朱金起,张乔良,杨朝强,郇金来,王光 (中海石油(中国)有限公司湛江分公司,湛江 524057)

摘 要:为探究南海北部湾盆地涠西南凹陷涠洲组碎屑岩成岩作用及优质储层发育规律,以 涠洲 X 油田涠洲组三段为例,通过薄片鉴定、扫描电镜分析、阴极发光和成岩数值模拟等方法, 深入分析成岩作用类型及机理、成岩演化序列、成岩相划分,并开展优质储层主控因素分析及 优选。结果表明:研究区涠三段储层压实作用中等,以点-线或线接触为主;胶结作用以不同 类型黏土矿物为主,总体处于中成岩 A₁²-A₂¹ 微期有利阶段;研究区经历了酸性和碱性溶蚀作 用,以典型高岭石和绿泥石酸-碱性溶蚀作用产物最为突出;分流河道 A₁¹ 微期高岭石和分流 河道 A₁² 微期高岭石沉积-成岩相是研究区优质储层发育相带。 关键词:成岩作用;沉积-成岩相;优质储层;涠洲组;涠西南凹陷 中图分类号:P618.13;P736 文献标识码:A DOI:10.16028/j.1009-2722.2024.143

0 引言

南海北部湾盆地近年勘探开发的成功表明, 涠 西南凹陷是典型的富油气凹陷。前人对该区域 的成藏机理及沉积演化进行了卓有成效的研究^[1-3], 而对碎屑岩储层成岩作用及优质储层发育规律方 面的系统研究相对匮乏^[4]。众多研究者对国内不同 盆地多个地区碎屑岩储层的研究结果均表明, 储层 成岩作用受控于沉积矿物类型、区域流体性质及温 压状态^[5], 成岩作用强度对储层质量、油气形成与 分布具有明显控制作用^[6-11]。

涠西南凹陷总体具有断裂复杂、沉积矿物多样 和热流体活跃等特点^[12],导致储层成岩作用机理研 究难度大,成岩相认识不清,极大制约了对碎屑岩 优质储层发育规律的认识,给油田剩余油挖潜及开 发方案调整及部署带来了极大的挑战。因此,笔者

收稿日期: 2024-06-24

以北部湾盆地涠西南凹陷涠洲 X 油田涠洲组三段 为研究对象,应用薄片鉴定、扫描电镜分析、阴极发 光和成岩数值模拟等技术方法,深入分析成岩作用 类型及机理、成岩演化序列、成岩相划分,并开展优 质储层主控因素分析及优选,以期为研究区和国内 外其他类似油田储层成岩作用研究和储层质量预 测提供参考。

1 地质概况

涠西南凹陷位于中国南海北部大陆架北部湾 盆地,涠洲 X 油田位于涠西南凹陷中部,由北块、中 块和南块 3 个区块组成,中块可进一步细分为 3 井 区和 4 井区^[13-14](图 1a)。北部湾盆地从下到上依 次发育长流组、流沙港组、涠洲组、下洋组、角尾组、 灯楼角组、望楼港组和第四系^[4-5]。其中,流沙港组 二段是主要的烃源岩发育层段(图 1b),涠洲组三段 (简称"涠三段")是主要的油气储层,涠洲组二段是 一套良好的区域盖层(图 1b)。此外,涠三段可进一 步细分为 I —Ш油层组,不同油层组沉积微相的展 布略有差异,但总体以辫状河水下分流河道沉积微 相为主(图 1c)。

资助项目:中国海洋石油有限公司"十四五"重大科技项目"海上油藏气 驱提高采收率技术"(KJGG2021-0505)

第一作者:朱金起(1990—),男,工程师,主要从事油气田开发地质方面的研究工作.E-mail:zhujq7@cnooc.com.cn



(a) 构造间图; (b) 起法特征; (c) 危状成相液和 据文献 [4] 修改 图 1 研究区地质背景



2 储层基本特征

选取 6 口井(2、2B、4、A5、A7、B33S1, 图 1a) 195 个样品进行显微镜下观察,样品涵盖涠三段 I一咖油层组,在纵向和平面上控制了整个研究区 目的层,统计结果能充分体现研究区目的层相关特 征。分析表明:涠洲 X 油田涠三段碎屑岩储层以岩 屑石英砂岩和长石岩屑砂岩为主(图 2),颗粒粒度 较细,分选中等,多呈次圆一次棱状。X 衍射分析 结果表明,储层中黏土矿物含量较高,平均值为



Fig.2 Triangle plot of classification of reservoir rock types in the Third Member of the Oligocene Weizhou Formation

11.9%,以高岭石为主,绿泥石和伊利石次之。碳酸盐胶结物含量平均值为4.8%。平均孔喉为5~ 10 μm,孔喉类型为较细一细喉。孔隙度平均为 17.4%;渗透率平均为244.3×10⁻³ μm²。尽管随埋深 的增大,储层物性通常按不同方式逐渐降低,但由 于在埋藏成岩过程中遭受特殊的地质影响^[15],在不 同的深度会出现异常的高孔隙和高渗透带。

3 成岩作用特征

3.1 成岩作用类型及机理

涠洲 X 油田涠三段碎屑岩储层受到机械压实 作用、胶结作用和溶蚀作用,其中胶结作用和溶蚀 作用是控制储层质量差异演化的关键因素。

(1) 压实作用

在沉积物埋藏过程中,随着上覆地层压力的逐 渐增大,碎屑颗粒逐渐趋向紧密堆积,软组分物质 被塞入孔隙之中,同时水分被挤出,导致储层孔隙 度或渗透率随之改变。颗粒间的接触形态是判断 机械压实强度的重要指标,接触类型从弱到强包括: 悬浮状、点接触、线接触以及凹凸接触。镜下观察 发现(图 3), 涠三段碎屑岩储层主要呈现点-线 (点接触占比超过 50%)或线-点(线接触占比超过 50%)的接触形式(图 3a), 而线接触和凹凸接触则 相对较少(图 3b, c), 整体压实强度评估为中等。

(2) 胶结作用

涠洲 X 油田涠三段碎屑岩储层中胶结物主要 以自生黏土矿物为主,且不同类型黏土矿物在储层 中的产状存在差异,在颗粒粒度的约束下,自生黏 土矿物与储层物性表现为良好的相关关系(图 4)。 自生高岭石与有机质的酸性流体对长石的溶蚀作 用密切相关,在储层中主要呈蠕虫状集合体充填粒 间孔隙(图 5a),与渗透率具有较好正相关性(图 4a)。 自生绿泥石主要以颗粒包膜、孔隙衬里或充填粒间 孔隙的形式赋存(图 5b-d),与渗透率具有较好正 相关性(图 4b)。自生伊利石主要以丝片状、叶片状 充填粒间孔隙的形式赋存(图 5e、f),附近发育高岭 石、钾长石和钠长石,说明与其存在相互转化关系, 与储层物性呈较好的负相关性(图 4c)。

(3) 溶蚀作用

涠洲 X 油田涠三段碎屑岩储层不仅经历了酸 性成岩环境,也遭受碱性流体的侵蚀(图 6),成岩环 境的交替出现导致碎屑岩颗粒成分的差异性溶蚀, 引起了岩石成分的重新组合和孔隙结构的改造,同 时也说明了涠西南凹陷涠洲组碎屑岩储层物性的



(a)线-点接触,云母压弯, A5 井, 2 446.00 m, (+)×5; (b)线接触,云母压弯, A5 井, 2 518.08 m, (+)×4; (c)线-凹凸接触,云母压弯, A7 井, 2 615.60 m, (-)×10



Fig.3 The particle contacts of clastic rocks in the Third Member of the Oligocene Weizhou Formation



Fig.4 The relationship between relative mass content of different types of clay minerals and permeability in theThird Member of the Oligocene Weizhou Formation



(a)自生高岭石赋存于颗粒间(K),2井,2360.23m,×1000;(b)颗粒包膜绿泥石(Ch),单个晶体垂直于碎屑颗粒表面,2B井,2388m,×3040;
(c)孔隙衬里绿泥石(Ch),2B井,2368.19m,×2000;(d)分散片状绿泥石,颗粒间伴有石英加大(Qz)、白云石(D)、钠长石(Ab)和钾长石(Or),
B33S1井,2948.01m,×1000;(e)片状伊利石(I)、高岭石(K)及钾长石(Or)充填粒间孔隙,钠长石(Ab)有溶蚀现象,B33S1井,2197.41m,
×2000;(f)丝片状伊利石(I)充填粒间孔隙,高岭石(K)充填粒间孔隙,钠长石(Ab)有溶蚀现象,B33S1井,2946.53m,×2000

图 5 涠三段碎屑岩储层胶结物产状







非均质性和成岩过程的复杂性[15]。

详细的镜下观察和模拟结果表明:①在古新世 初期至渐新世末期,来自深部的岩浆热液溶蚀了石 英这种碱性不稳定矿物,使得石英颗粒表面呈雨痕 状(图 7f),同时岩浆热液与岩石层发生过热液碱交 代作用^[16],产生了次生孔隙,导致了 Fe²⁺、Mg²⁺等离 子的大量富集,促进了自生绿泥石的形成(图 7a、f), 但钾长石(图 7a)及铁白云石(图 7f)等基性矿物较 为稳定。②在涠洲组沉积中晚期至下洋组沉积时 期,下部流二段(E₂l₂)烃源岩的 R_o主要介于 0.6%~ 1.0%,处于大量生烃的成熟阶段,底部烃源岩接近 生油高峰(*R*_o=1.0%),有机质在大量生烃的同时,生成有机酸和有机 CO₂,溶于水,形成酸性热流体,和油气一起沿断层进入涠三段碎屑岩储层^[14],长石、碳酸盐胶结物、岩屑、黏土矿物等不稳定矿物全部或部分溶解(图 7a),并伴随高岭石大量富集(图 7b)及自生石英(图 7c)的析出。形成次生孔、铸模孔(图 7d、e)的同时,原生孔减少,储层孔隙度、渗透率增高,孔隙结构发生改变。

3.2 成岩演化序列

通过胶结物的成分、晶体形态、赋存状态及矿



(a) 钾长石(Or)、钠长石(Ab) 受酸性流体影响发生溶蚀, 绿泥石(Ch) 赋存于颗粒间, A5 井, 2 188.2 m; (b) 石英次生加大, B33S1 井, 2 429.5 m; (c) 自生高岭石充填于颗粒间, B33S1 井, 2 469.7 m; (d) 长石溶蚀后的铸模孔, B33S1 井, 2 449.7 m; (e) 原生孔隙受成岩作用发生改变, B33S1 井, 2 505.6 m; (f) 铁白云石(Ak)发生溶蚀, 石英(Q) 表面呈雨痕状, 球状黄铁矿(Pr) 和绿泥石(Ch)充填颗粒间, A5 井, 2 188.2 m

图 7 涠三段碎屑岩储层典型溶蚀作用



物之间穿插关系的判断,确立研究区成岩演化序列。 扫描电镜和薄片观察结果表明(图 8):①石英加大 形成时间晚于粒表绿泥石(图 8a);②石英加大有溶 蚀现象,钾长石充填溶蚀洞中(图 8b);③铁方解石 交代白云石(图 8c),二者同为碱性成岩环境下沉淀, 铁方解石形成时间晚于白云石,且石英加大形成时 间晚于铁方解石和白云石;④石英具有二次加大现 象(图 8d), 且为有痕加大, 石英加大边具有溶蚀现 象; ⑤粒表绿泥石和方解石均具有溶蚀现象(图 8e); ⑥高岭石胶结物溶蚀(图 8f), 形成伸长状孔隙, 孔 径在 8 μm 左右, 最大孔隙为 8 μm×40 μm。由此可 推断涠三段碎屑岩储层成岩演化序列为: 成岩作用 早期阶段方解石、白云石→早期铁方解石、铁白云 石及绿泥石→早期长石溶蚀、高岭石和石英胶结→



(a)石英加大Ⅲ级晚于粒表绿泥石,4井,2713.37m,×1000;(b)石英被溶蚀,溶洞内充填钾长石,钾长石有溶蚀现象,B33S1井,2474.62m,×1500;(c)铁方解石交代白云石,4井,2517.65m;(d)石英加大,B33S1井,2739.83m;(e)粒表方解石和绿泥石具有溶蚀现象,4井,2706.83m,×1800;(f)高岭石溶蚀,形成伸长状孔隙,孔径在8μm左右,最大孔隙为8μm×40μm,2B井,2304.70m,×1550

图 8 涠三段碎屑岩储层成岩演化序列典型图

Fig.8 Typical diageneses of clastic rocks in reservoirs in the Third Member of the Oligocene Weizhou Formation

早期石英颗粒和石英胶结物溶蚀→成岩作用中期 阶段长石溶蚀、碳酸盐矿物溶蚀、高岭石和石英胶 结→中期高岭石溶蚀,绿泥石胶结、铁方解石和铁 白云石胶结。

3.3 成岩阶段划分

WALDERHAUG 等^[17] 认为, 储层质量预测不 应过于依赖大量岩石样品的测试结果。因此, 在 仅有少量或没有资料的区域, 基于地质学基本原 理的成岩数值模拟技术已成为储层成岩阶段预测 的主要手段^[18]。成岩数值模拟技术适用于沉积矿 物类型、流体性质及温压状态非均质较强区域的 储层预测研究^[18-19]。本次平面模拟井间距为 80 m× 80 m, 已达到开发井距。在没有井的"空白区", 用 了同样大小的模拟井距。纵向上, 模拟点的间距 为该点所模拟地层单元的厚度。通过模拟计算各 模拟点不同地质时期的成岩参数古温度(*T*)、镜质 组反射率(*R*_o)、甾烷异构化指数(SI)、伊蒙混层中 蒙皂石含量(*S*)、自生石英含量(*V*_q)随时间的变化 规律,由计算机在时空领域内计算成岩指数(*I*_D)。

$$I_{\rm D}(x, y, z, t) = a_1 T(x, y, z, t) / T_{\rm B} + a_2 R_{\rm o}(x, y, z, t) / R_{\rm B} + a_3 [100 - S(x, y, z, t)] / (100 - S_{\rm B}) + a_4 {\rm SI}(x, y, z, t) / {\rm SI}_{\rm B} + a_5 V_{\rm o}(x, y, z, t) / V_{\rm B}$$
(1)

以涠三段 V 油层组为例, 成岩指数计算结果如 图 9 所示。涠西南凹陷涠洲 X 油田早成岩阶段 A、 B 期底界的 *I*_D 分别为 0.26、0.34^[20], 中成岩阶段分 为 A₁¹、A₁²、A₂¹、A₂² 4 个成岩微期, 其底界 *I*_D 分别 为 0.4、0.46、0.6、0.7。



图 9 涠三段 V 油层组成岩指数 I_D 等值线图 Fig.9 Contour map of diagenetic index I_D of Oil Set V in the Third Member of the Oligocene Weizhou Formation

依据涠西南凹陷研究区碎屑岩样品的 R_o 、流体 包裹体均一温度 $(T_{\rm H})$ 、泥岩热解、XRD、扫描电镜 及薄片鉴定等资料,参考中国石油行业标准一碎屑 岩成岩阶段划分 $(SY/T 5477-2003)^{[21]}$ 及孟元林 等^[18]对碎屑岩成岩阶段的细分方案,将涠西南凹 陷涠洲 X 油田的碎屑岩成岩作用划分为早成岩阶 段 A、B 期,中成岩阶段进一步细分为 A_1^1 、 A_1^2 、 A_2^1 、 A_2^2 成岩微期,其底界深度分别约为 1 300、2 100、 2 400、2 700、3 400、3 900 m。在早成岩 A—B 期, I_D 介于 0.26~0.34,储层成岩作用以压实、胶结为 主,砂岩由松散开始固结。在中成岩 A_1^1 微期, I_D 介于 0.4~0.46,来自流沙港组的干酪根逐渐成熟, 在生成油气的同时,产生有机酸和 CO₂,形成酸性 热流体,并沿大断层上升,进入涠洲组^[14]。受酸性 热流体的侵蚀作用,涠三段储层各成岩微期溶蚀作 用明显增强,但程度不尽相同:在中成岩 A_1^1 微期, I_D 介于 0.4~0.46,发育早期弱溶蚀相;在中成岩 A_1^2 微期, I_D 介于 0.46~0.6,发育早期较强溶蚀相;在中 成岩 A_2^1 微期, I_D 介于 0.6~0.7,发育中期强溶蚀相; 在中成岩 A_2^2 微期, I_D >0.7,发育晚期溶蚀相。

4 优质储层主控因素及优选

涠洲 X 油田涠三段碎屑岩储层物性主要受沉 积和成岩双重影响, 沉积相控制储层砂体展布, 成 岩相控制优质储层发育。

4.1 沉积相控制优质储层展布

涠洲 X 油田涠三段以辫状河水下分流河道沉 积为主,局部发育河道侧缘及分流间湾(图 10)。不 同沉积成因砂体往往具有不同的岩石学特征,并 对储层质量产生不同的影响。辫状河三角洲前缘 沉积亚相背景下的微相对涠洲 X 油田涠三段储层 孔隙度、渗透率具有决定性影响(表 1),位于分下 分流河道的砂体孔隙度和渗透率分别为 16.4% 和 $181.5 \times 10^{-3} \mu m^2$,位于水下分流河道侧缘的砂体孔隙 度和渗透率分别为 13.2% 和 $13.3 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。位于 水下分流间湾的砂体孔隙度和渗透率分别为 9.2% 和 $1.4 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。



图 10 涠三段 V 油层组沉积相平面图

Fig.10 The horizontal distribution of sedimentary facies of Oil Set V in the Third Member of the Oligocene Weizhou Formation

表 1 涠三段不同沉积微相控制下的砂体孔渗统计

 Table 1
 Statistic of sand porosity and permeability in

 different sedimentary microfacies of theThird Member of

 the Oligocene Weizhou Formation (Ew₃)

沉积微相	渗透率/10 ⁻³ µm ²	孔隙度/%
分下分流河道	0.02 ~ 3 716.00	1.65 ~ 24.30
	181.48(809)	16.42(810)
水下分流河道侧缘	$0.15 \sim 105.00$	$3.25 \sim 20.90$
	13.27(92)	13.21(92)
水下分流间湾	$0.03 \sim 10.81$	2.49 ~ 15.38
	1.35(42)	9.23(41)
最小值 ~ 最大值		

注: 平均值(样品数)。

4.2 成岩相控制优质储层发育

相较于以往成岩作用及成岩相类型划分的研究,本文引入成岩阶段这一重要成岩作用评价指标 进行成岩相类型划分,究其原因是以往的成岩阶段 划分仅局限于勘探阶段,并未针对开发阶段的成岩 作用研究进行细化;同时,受热流体影响,研究区目 的层存在正常成岩阶段外的黏土矿物转化,涠三段 碎屑岩储层中胶结物主要以自生黏土矿物为主,自 生黏土矿物与储层物性表现为良好的相关关系。 因此,本文将细化后的成岩阶段和黏土矿物类型相结合,提出新的成岩相类型划分方法。

依据涠西南凹陷涠洲组涠三段纵向黏土矿物 和成岩阶段特征,将研究区划分为 A_1^1 高岭石成岩 相、 A_1^2 绿泥石成岩相、 A_1^2 高岭石成岩相和 A_2^1 绿 泥石成岩相4种成岩相类型(表 2,图 11、12)。

(1) A₁¹-高岭石成岩相主要发育辫状河三角 洲前缘水下分流河道优势沉积微相, 粒度中值
(Φ值)平均值为 3.10, 为极细砂岩; 分选系数(S_o)平 均为 1.85, 分选好; 绿泥石含量较低, 介于 12%~
35.7%, 平均为 23.6%; 高岭石含量较高, 介于 11%~
70.1%, 平均为 44.5%; 伊利石含量较低, 介于 11%~
60.1%, 平均为 22.8%。孔隙度介于 2.4%~29.7%, 平均为 19.1%; 渗透率介于(0.03~1 590)×10⁻³ μm, 平均为 127.1×10⁻³ μm²。

(2) A₁²-绿泥石成岩相主要发育辫状河三角洲前缘水下分流河道优势沉积微相,粒度中值(Φ值)平均值为 2.67,为细砂岩; S₀平均为 2.97,分选中等;绿泥石含量较高,介于 15%~46.4%,平均为 30.9%;高岭石和伊利石含量相近,分别为 14.9%~49.9%和 13.9%~44.8%,平均值分别为 28.1%和 28.0%。

the Oligocene Weizhou Formation (Ew ₃)					
	A1 ¹ 高岭石成岩相	A1 ² 绿泥石成岩相	A1 ² 高岭石成岩相	A2 ¹ 高岭石成岩相	
储层类型	Ι类	Ⅱ类	I 类	Ⅱ 类	
典型井	B33S1	A5、4	A5	Α7	
埋深/m	2 300~2 400	2 400~2 500(A5) 2 600~2 700(4)	2 500~2 600	2 700~3 000	
成岩阶段	A_1^{1}	A_1^2	A_1^2	A_2^{-1}	
黏土矿物	高岭石为主	绿泥石为主	高岭石为主	高岭石为主	
沉积微相	分流河道	分流河道	分流河道	分流河道为主,混有河道侧缘和分流间湾	
颗粒粒度/Φ	3.1	2.67	2.67	2.68	
分选系数	1.85	2.97	2.97	4	
孔隙度/%	19.1	12.5	16.7	15	
渗透率/10 ⁻³ μm ²	127.1	10.3	119.9	16.7	

表 2 涠三段不同成岩相典型特征对比

 Table 2
 Comparison of typical characteristics of different diagenetic facies in the Third Member of the Oligocene Weizhou Formation (Fig.)



图 11 涠三段 V 油层组平面成岩相划分

Fig.11 The horizotal distribution of diagenetic facies of Oil Set V in the Third Member of the Oligocene Weizhou Formation



图 12 涠三段纵向成岩相划分

Fig.12 The vertical distribution of diagenetic facies in the Third Member of the Oligocene Weizhou Formation

孔隙度介于 1.42%~27.3%, 平均为 12.5%; 渗透率 介于(0.03~106)×10⁻³ µm², 平均为 10.3×10⁻³ µm²。 (3) A₁²-高岭石成岩相 主要发育辫状河三角 洲前缘水下分流河道优势沉积微相, 粒度中值 (Φ值)平均值为 2.67, 为细砂岩; S_o 平均为 2.97, 分选中等; 高岭石含量较高, 介于 11%~59%, 平均为 36.3%; 绿泥石含量次之, 介于 8%~41%, 平均为 25.5%; 伊利石含量最低, 介于 12%~42.7%, 平均 为 23.6%。孔隙度为 1.65%~28.1%, 平均为 16.7%; 渗透率介于(0.12~1 059)×10⁻³ μm², 平均为 119.9× 10⁻³ μm²。

(4) A₂¹-高岭石成岩相主要发育辫状河三角 洲前缘水下分流河道优势沉积微相,其次为水下分 流河道侧缘和水下分流间湾微相;粒度中值(Φ值) 平均值为 2.68,为细砂岩;分选较差,S₀平均为 4.00。 高岭石含量最高,介于 9%~68%,平均为 34.5%;伊 利石含量次之,介于 10%~48.9%,平均为 27.5%; 绿泥石含量最低,介于 9%~41%,平均为 18.8%。 孔隙度为 1.93%~30.3%,平均为 15.0%;渗透率介



4.3 优质储层优选

基于沉积-成岩相对储层的控制作用,结合现有 动态相关资料将研究区储层分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类:

I 类优质储层主要发育分流河道 A_1^{-1} 微期高岭 石沉积-成岩相或分流河道 A_1^{-2} 微期高岭石沉积-成 岩相,渗透率>100×10⁻³ μ m²;

II 类优质储层主要发育分流河道 A_1^2 微期绿泥 石沉积-成岩相和 A_2^1 微期高岭石成岩相, 渗透率介 于 $(10~100)\times 10^{-3}$ um²,

Ⅲ类为非优质储层,渗透率<10×10⁻³ μm²。

以本研究区涠三段 V 油层组为例,刻画平面优 质储层平面展布(图 13)。





Fig.13 Distribution of favorable areas of Oil Set V in the Third Member of the Oligocene Weizhou Formation

5 结论

(1) 涠洲 X 油田涠三段碎屑岩储层以岩屑石英 砂岩和长石岩屑砂岩为主, 粒度较细, 分选中等; 压 实作用中等, 以点线或线点接触为主; 胶结作用以 不同类型黏土矿物为主, 既经历了酸性溶蚀作用也 经历了碱性溶蚀作用, 以典型高岭石和绿泥石酸-碱 性溶蚀作用产物最为突出。

(2)基于成岩数值模拟技术精细划分涠洲 X 油 田涠三段碎屑岩储层成岩阶段及成岩相,总体处于 中成岩 A₁²—A₂¹ 微期有利阶段,发育早期较强溶蚀 相、中期强溶蚀相;局部处于中成岩 A₁¹、A₂² 微期, 发育早期弱溶蚀相、晚期溶蚀相。

(3)三角洲前缘水下分流河道微相决定涠洲 X

油田涠三段储层砂体展布, $A_1^1 和 A_1^2$ 微期高岭石 成岩相控制着优质储层的发育, 分流河道 A_1^1 和 A_1^2 微期高岭石沉积-成岩相是研究区优质储层发 育的最有利相带。

参考文献:

- 赵顺兰, 赵亚卓, 陈传福, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷缓坡类 型及油气特征 [J]. 天然气技术与经济, 2018, 12(1): 8-12.
 ZHAO S L, ZHAO Y Z, CHEN C F, et al. Oil and gas characteristics in gentle slopes, Weixi'nan Sag, Beibuwan Basin[J].
 Natural Gas Technology and Economy, 2018, 12(1): 8-12.
- [2] 李友川,兰蕾,王柯,等.北部湾盆地流沙港组湖相烃源岩的 差异 [J].石油学报,2019,40(12):1451-1459.
 LI Y C, LAN L, WANG K, et al. Differences in lacustrine source rocks of Liushagang Formation in the Beibuwan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(12):1451-1459.

- [3] 叶加仁,赵牛斌,杨宝林,等. 涠西南凹陷流沙港组烃源岩生 产力及发育模式 [J]. 地质科技通报, 2020, 39(1): 105-113.
 YE J R, ZHAO N B, YANG B L, et al. Productivity and development model of source rock of the Liushagang Formation in the Weixi'nan Sag[J]. Bulletin of Geological Science and Tech-
- nology, 2020, 39(1): 105-113.
 [4] 郇金来, 孟元林, 武景龙, 等. 涠西南凹陷 X 油田中块渐新统
- 储层碳酸盐胶结物特征及孔隙演化模式 [J]. 海洋地质前沿, 2023, 39(7): 13-24.

HUAN J L, MENG Y L, WU J L, et al. Carbonate cement characteristics and porosity evolution model of the Oligocene reservoir in the middle block of X Oilfield in Weixi'nan Sag[J]. Marine Geology Frontiers, 2023, 39(7): 13-24.

[5] 郇金来,漆智,杨朝强,等.莺歌海盆地东方区黄流组一段储 层成岩作用机理及孔隙演化 [J]. 地质科技情报,2016,35(1): 87-93.

> HUAN J L, QI Z, YANG Z Q, et al. Diagenesis mechanism and porosity evolution of the First Member of Huangliu Formation reservoirs in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2016, 35(1): 87-93.

[6] 孟元林,胡越,李新宁,等.致密火山岩物性影响因素分析与 储层质量预测:以马朗-条湖凹陷条湖组为例 [J].石油与天然 气地质,2014,35(2):244-252.

> MENG Y L, HU Y, LI X N, et al. Controlling factors on physical property of tight volcanic rocks and reservoir quality prediction: a case study of the Tiaohu Formation in Marlang-Tiaohu Sag[J]. Oil & Gas geology, 2014, 35(2): 244-252.

[7] 孟元林,张磊,曲国辉,等.异常低压背景下储集层成岩特征: 以渤海湾盆地辽河坳陷西部凹陷南段古近系为例[J].石油勘 探与开发,2016,43(4):669-674.

> MENG Y L, ZHANG L, QU G H, et al. Diagenetic characteristics under abnormally low pressure: a case from the Paleocene of southern Western Sag of Liaohe Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 669-674.

- [8] 吴仕玖, 范彩伟, 招湛杰, 等. 莺歌海盆地乐东区碳酸盐胶结物成因及地质意义 [J]. 地球科学, 2019, 44(8): 2686-2694.
 WU S J, FAN C W, ZHAO Z J, et al. Origin of carbonate cement in reservoirs of Ledong area, Yinggehai Basin and its geological significance[J]. Earth Science, 2019, 44(8): 2686-2694.
- [9] 张青青,刘可禹,衡立群,等.珠江口盆地番禺 A 油田珠江组
 "顶钙"发育特征、成因与分布模式 [J].地球科学, 2021, 46(5): 1783-1796.

ZHANG Q Q, LIU K Y, HENG L Q, et al. Characteristics and genetic distribution model of top calcareous cementation layers within Zhujiang Formation in Panyu A Oilfield, Pearl River Mouth Basin[J]. Earth Science, 2021, 46(5): 1783-1796.

[10] 姜平,王珍珍,邹明生,等.文昌A凹陷珠海组砂岩碳酸盐胶
 结物发育特征及其对储层质量的影响[J].地球科学,2021,
 46(2):600-620.

JIANG P, WANG Z Z, ZOU M S, et al. Development characteristics of carbonate cement and its influence on reservoir quality in sandstones from Zhuhai Formation in Wenchang A Depression[J]. EarthScience, 2021, 46(2): 600-62.

- [11] 唐海忠,魏军,周在华,等.酒泉盆地营尔凹陷深层下沟组砂岩 方解石胶结物特征 [J]. 天然气地球科学, 2019, 30(5): 652-661. TANG H Z, WEI J, ZHOU Z H, et al. Characteristics of calcite cements in deep Xiagou Formation sandstones of Ying'er Depression, Jiuquan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(5): 652-661.
- [12] 郇金来, 孟元林, 吴其林, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷涠洲组
 黏土矿物异常转化对储层质量的影响 [J]. 岩石矿物学杂志,
 2023, 42(5): 711-722.
 HUAN J L, MENG Y L, WU Q L, et al. Influence of abnormal

transformation of clay minerals on reservoir quality in Weizhou Formation, Weixi'nan Sag, Beibuwan Basin[J]. Acta Petrologica et Mineralogica, 2023, 42(5): 711-722.

[13] 陈国松, 孟元林, 郇金来, 等. 自生绿泥石对储集层质量影响的定量评价: 以北部湾盆地涠西南凹陷涠洲组三段为例 [J]. 古地理学报, 2021, 23(3): 640-650.

> CHEN G S, MENG Y L, HUAN J L, et al. Quantitative evaluation of impact of authigenic chlorite on reservoir quality: a case study of the Member 3 of Weizhou Formation in Weixi'nan Sag, Beibu Gulf Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2021, 23(3): 640-650.

[14] 许月明,袁丙龙,张辉,等.北部湾盆地涠洲 X 油田涠洲组三
 段储层物性特征与影响因素 [J].东北石油大学学报,2020,
 44(3):46-56.

XU Y M, YUAN B L, ZHANG H, et al. Reservoir physical characteristics and influencing factors of the Third Member of Weizhou Formation in Weizhou 12-X Oilfield, Beibu Gulf Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2020, 44(3): 46-56.

[15] 陈国松. 砂岩储层异常高渗带的成因及分布预测 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2022.

CHEN G S. Origin and distribution prediction of abnormally high permeability zones in sandstone reservoirs[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2022.

- [16] 刘平,李文龙,唐圣明,等.北部湾盆地雷东凹陷主控断层发 育特征及其形成机制 [J].海洋地质前沿,2017,33(2):48-55.
 LIU P, LI W L, TANG S M, et al. Development and forming mechanism of major faults in Leidong Sag, Beibuwan Basin[J].
 Marine Geology Frontiers, 2017, 33(2): 48-55.
- [17] WALDERHAUG O, ELIASSEN A, AASE N E. Prediction of permeability in quartz-rich sandstones: examples from the Norwegian continental shelf and the Fontainebleau Sandstone[J]. Journal of Sedimentary Research, 2012, 82(11): 899-912.

 [18] 不同地质时期孔隙度预测方法 [P]. 中国:发明专利, CN202010508448.X, 2020.
 Porosity prediction method for different geological periods [P]. China: Invention Patent, CN202010508448.X, 2020

[19] 孟元林,张磊,陶士振,等.碎屑岩成岩阶段细分与应用:以松 辽盆地齐家-古龙地区为例 [J].中国矿业大学学报,2020, 49(5):920-930. MENG Y L, ZHANG L, TAO S Z, et al. The subsection of diagenetic stages in clastic rocks and applications: a case study of Qijia-Gulong area of Songliao Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(5): 920-930.

[20] CHEN G S, MENG Y L, HUAN J L, et al. Distribution and origin of anomalously high permeability zones in Weizhou Formation, Weizhou X Oilfield, Weixi'nan Sag, China[J]. Earth Science Informatics, 2021, 14: 2003-2015.

 [21] 应凤祥,何东博,龙玉梅,等. SY/T5477—2003,中国石油行业标准-碎屑岩成岩阶段划分 [S].北京:石油工业出版社,2003.
 YING F X, HE D B, LONG Y M, et al. SY/T5477-2003, Chinese petroleum industry standard - Classification of diagenetic stages of detrital rocks[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.

Diagenesis and prediction of high quality reservoirs in the Oligocene Weizhou Formation in the Weixi'nan Sag of the Beibu Gulf Basin, South China Sea

ZHU Jinqi, ZHANG Qiaoliang, YANG Zhaoqiang, HUAN Jinlai, WANG Guang (Zhanjiang Branch of CNOOC (China) Ltd., Zhanjiang 524057, China)

Abstract: To explore the diagenesis and development pattern of quality reservoirs in the Weizhou Formation in the Weixi'nan Sag, Beibu Gulf Basin, South China Sea, taking the Third Member of the Oligocene Weizhou Formation in the Weizhou X Oilfield as an example, the types and mechanisms of diagenesis, the sequence of diagenetic evolution, and the division and distribution of diagenetic facies were analyzed in depth through techniques such as thin section microscopy identification, scanning electron microscopy, cathodoluminescence, and numerical simulation of diagenesis. The main controlling factors and selection of quality reservoirs were determined. Results show that the compaction effect of the reservoir in the Third Member is moderate showing mainly point-line or line-line contact. Different types of clay minerals were involved in the cementation process, which occurred in mainly the favorable stage of $A_1^2 - A_2^1$ micro-facies of diagenesis. The research area has experienced acidic and then alkaline dissolution and the most prominent products are the acid-alkaline dissolution products of typical kaolinite and chlorite. The sedimentary diagenetic micro-facies of A_1^2 in distributary channel are the favorite zones of development of quality reservoirs in the study area.

Key words: diagenesis; sedimentary diagenetic facies; high quality reservoir; Weizhou Formation; Weixi'nan Sag