

文章编号: 1000-0747(2018)02-0235-12 DOI: 10.11698/PED.2018.02.06

低渗储集层成岩孔隙演化与“甜点”分布 ——以南海北部珠江口盆地文昌 A 凹陷渐新统珠海组为例

尤丽^{1,2}, 徐守立², 李才², 张迎朝², 招湛杰², 朱沛苑²

(1. 吉林大学地球科学学院, 吉林长春 130061; 2. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057)

基金项目: 国家科技重大专项“南海西部海域低渗油藏勘探开发关键技术”(2016ZX05024-006); 中国海洋石油总公司科研项目“南海西部海域典型低孔低渗油气藏勘探开发关键技术研究及实践”(CNOOC-KJ125ZDXM07LTD02ZJ11)

摘要: 综合运用岩心观察和薄片分析, 研究南海北部珠江口盆地文昌 A 凹陷渐新统珠海组低渗储集层特征及“甜点”分布。研究认为, 珠海组发育潮坪—扇三角洲相细、中、粗砂岩储集层, 储集层以低渗为主, 局部中渗; 存在 2 种孔隙演化模式, “先油充注、后演化致密”模式主要分布在南断裂带—六号断裂带珠三段, “先演化致密、后天然气充注”模式在研究区广泛分布。压实作用和局部强钙质胶结是造成珠海组储集层低渗的主要原因, 厚层、粗粒沉积体是“甜点”形成的前提, 弱压实胶结、溶蚀、早期烃类充注及自生绿泥石包壳保护是“甜点”形成的主控因素。预测南断裂带—六号断裂带中等压实区发育 I 类“甜点”、近强压实区发育 II 类“甜点”、近强—强压实且早期油充注区发育 III 类“甜点”, 六号断裂带强压实、自生绿泥石包壳保护区发育 IV 类“甜点”。图 10 表 4 参 27

关键词: 低渗储集层; 孔隙演化; 油气充注; “甜点”分布; 珠海组; 渐新统; 文昌 A 凹陷; 南海北部

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Diagenesis-porosity evolution and “sweet spot” distribution of low permeability reservoirs: A case study from Oligocene Zhuhai Formation in Wenchang A sag, Pear River Mouth Basin, northern South China Sea

YOU Li^{1,2}, XU Shouli², LI Cai², ZHANG Yingzhao², ZHAO Zhanjie², ZHU Peiyuan²

(1. College of Earth Sciences, Jilin University, Changchun 130061, China; 2. CNOOC China Ltd., Zhanjiang 524057, China)

Abstract: The characteristics of low permeability reservoirs and distribution of sweet spots in the Oligocene Zhuhai Formation of Wenchang A sag, Pear River Basin were investigated by core observation and thin section analysis. The study results show that there develop the fine, medium and coarse sandstone reservoirs of tidal flat – fan delta facies, which are of mostly low permeability and locally medium permeability. There are two kinds of pore evolution patterns: oil charging first and densification later, the reservoirs featuring this pattern are mainly in the third member of Zhuhai Formation between the south fault zone and the sixth fault zone, and the pattern of densification first and gas charging later is widespread across the study area. Strong compaction and local calcium cementation are the key factors causing low permeability of the reservoirs in the Zhuhai Formation. Thick and coarse grain sand sedimentary body is the precondition to form “sweet spot” reservoirs. Weak compaction and cementation, dissolution, early hydrocarbon filling and authigenic chlorite coating are the main factors controlling formation of “sweet spot” reservoir. It is predicted that there develop between the south fault and sixth fault zones the Class I “sweet spot” in medium compaction zone, Class II “sweet spot” in nearly strong compaction zone, Class III “sweet spot” reservoir in the nearly strong to strong compaction zone with oil charging at early stage, and Class IV “sweet spot” reservoir in the strong compaction and authigenic chlorite coating protection zone in the sixth fault zone.

Key words: low permeability reservoir; pore evolution; hydrocarbon charging; “sweet spot” distribution; Zhuhai Formation; Oligocene; Wenchang A sag; northern South China Sea

引用: 尤丽, 徐守立, 李才, 等. 低渗储集层成岩孔隙演化与“甜点”分布: 以南海北部珠江口盆地文昌 A 凹陷渐新统珠海组为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(2): 235-246.

YOU Li, XU Shouli, LI Cai, et al. Diagenesis-porosity evolution and “sweet spot” distribution of low permeability reservoirs: A case study from Oligocene Zhuhai Formation in Wenchang A sag, Pear River Mouth Basin, northern South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(2): 235-246.

0 引言

随着勘探程度的加深，低渗透油气藏已成为中国油气勘探的重要领域^[1-2]。低渗储集层的形成与沉积、成岩和构造作用密切相关^[2-4]，可分为原生低渗储集层、次生低渗储集层（成岩型）和裂缝性低渗储集层。“甜点”为一相对概念^[5]，指在普遍低渗条件下存在的相对高孔、高渗储集层。加强低渗储集层特征认识，明确低渗储集层的成因，确定“甜点”控制因素^[6-7]，对于寻找有利储集层具有重要意义。低渗储集层的成因机制除物性这个主控因素以外，孔隙演化史与油气成藏之间的匹配关系尤为重要^[7-9]，先充注后致密与先致密后充注的低渗储集层，会导致“甜点”在形成与分布上存在较大差异。

文昌 A 凹陷是南海北部珠江口盆地天然气勘探的主要区域^[10]，渐新统珠海组发育的扇三角洲前缘—潮坪相沉积储集层是主要勘探层系，储集层砂体发育，埋深大于 2 500 m，成岩作用较强，以低渗为主，局部中渗，为典型次生型低渗储集层^[11-12]。本文在岩心观察和薄片分析基础上，运用 X 衍射、扫描电镜、包裹体分析等手段，对文昌 A 凹陷珠海组储集层岩石学特

征与储集性能进行研究，确定孔隙、成岩演化与油气充注的匹配关系，恢复成藏关键时刻储集层物性特征，明确低渗成因，剖析“甜点”主控因素，预测“甜点”分布，为文昌 A 凹陷有利区带评价提供地质依据。

1 地质背景

文昌 A 凹陷是南海北部珠江口盆地珠三坳陷的二级构造单元，北邻阳江低凸起，西南与文昌 B、C 凹陷相接，东邻神狐隆起（见图 1）。珠三坳陷经历了断陷、断拗和拗陷 3 个阶段^[10]：古新世—渐新世早期为断陷阶段，沉积了神狐组、文昌组、恩平组，是坳陷的主要烃源岩层系；渐新世晚期—中新世中晚期为断拗转换阶段，渐新世晚期沉积的珠海组和中新世早期沉积的珠江组是主要储集层；珠江组沉积晚期—万山组沉积期为开阔浅海环境，以泥质沉积为主，是良好的区域盖层（见图 1）。珠海组沉积期，文昌 A 凹陷处于半封闭的海湾—潮坪环境，在南断裂带下降盘发育神狐隆起供源的近源扇三角洲沉积^[13]，沉积物粒度较粗，凹陷中心处于潮坪沉积环境，发育潮道—潮汐砂坪等有利储集体，岩性较细。自 20 世纪 80 年代，在南断裂带—六号断裂带间相继钻探发现多个气田和含气构造。

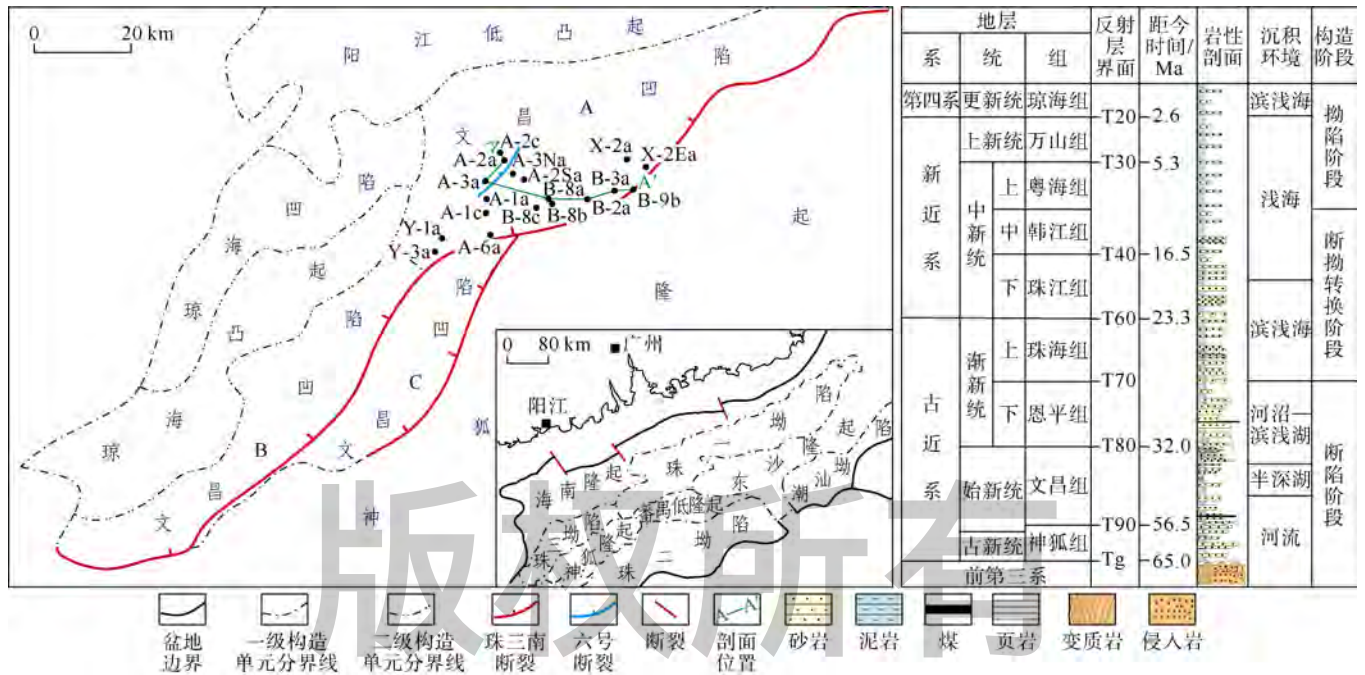


图 1 文昌 A 凹陷构造位置与地层综合柱状图

2 储集层岩石学特征与储集性能

珠三南断裂下降盘珠海组发育近源扇三角洲沉积，储集层以厚层中、粗砂岩为主，局部发育含砾砂岩；凹陷中心发育潮坪相的潮道、砂坪、混合坪、泥

坪沉积，砂、泥岩互层，以中、细砂岩为主。珠海组粗砂岩岩石类型主要为长石岩屑砂岩，中、细砂岩主要为岩屑砂岩（见图 2），纵向上变化不大，显示沉积物源继承性供给特点。碎屑颗粒呈次棱—次圆状，分选中等，以单晶石英为主，其次为长石和岩屑，岩屑

以多晶石英为主(见图3a)

珠海组储集层物性具有明显的分区、分带特点(见表1)。纵向上,埋深3200m以浅以高—中渗为主、3200~3900m层段以中—低渗为主、3900~4200m层段以低—特低渗为主、埋深4200m以深以特低渗为主;横向上,由南断裂带往凹陷中心六号断裂带,储集层物性呈变差趋势,位于南断裂带的A-6a井珠二段为中孔、高—中渗,珠三段为中孔、中渗;位于南断裂带与六号断裂带之间的A-1c井珠二段为中—低孔、中—低渗,珠三段为中低孔、中—低渗;位于六号断裂带的A-2a井珠二段为低—特低孔、特低渗,珠三段为特低孔、低—特低渗。

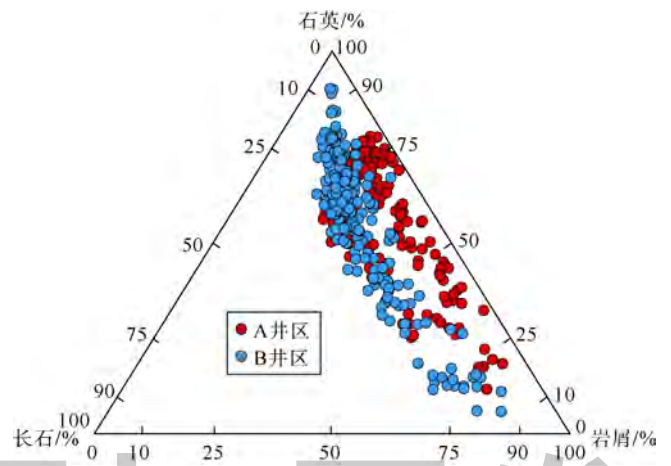
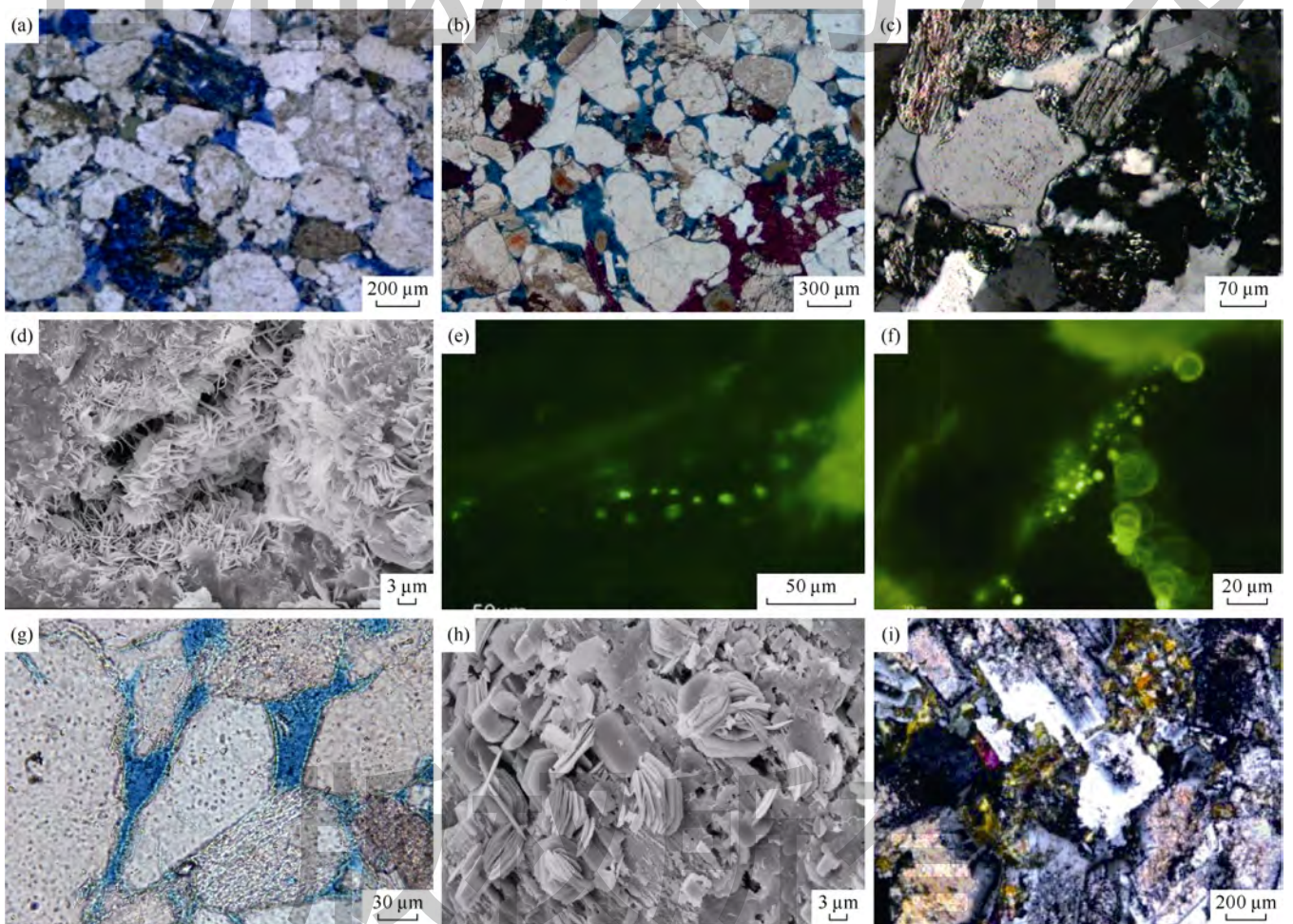


图2 文昌A凹陷珠海组储集层岩石类型三角图



(a) B-8a井, 3570.00 m, 中—粗砂岩, 碎屑颗粒以线接触为主, 次生孔隙发育, 单偏光; (b) B-3a井, 3753.94 m, 粗砂岩, 发育粒间孔、粒间溶孔与长石粒内溶孔, 铁方解石充填孔隙, 单偏光; (c) A-2S井, 3553.55 m, 细—中砂岩, 铁白云石交代石英加大和铁方解石, 正交偏光; (d) B-3a井, 3760.83 m, 细砂岩, 发丝状伊利石与针叶状绿泥石充填孔隙, 扫描电镜; (e) B-3a井, 3754.71 m, 中粗砂岩, 黄绿色荧光油包裹体, 荧光薄片; (f) B-3a井, 3329.90 m, 粗—中砂岩, 包裹体壁发荧光的气相包裹体, 荧光薄片; (g) A-2c井, 3988.60 m, 细砂岩, 含绿泥石包壳, 单偏光; (h) B-3a井, 3340.16 m, 细砂岩, 绒球状绿泥石充填于长石粒内溶孔, 扫描电镜; (i) X-2a井, 3588.5 m, 蚀变细粒黑云闪长岩, 正交偏光

图3 文昌A凹陷珠海组储集层显微照片

表 1 文昌 A 凹陷珠海组储集层物性统计表

层位	井号	深度/m	常压 孔隙度/%	平均常压 孔隙度/%	常压渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	平均常压 渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	实测 孔隙度/%	平均实测 孔隙度/%	实测渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	平均实测 渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	物性评价
珠 二 段	A-6a	2 887.6~3 222.9	7.5~21.2	17.1	3.4~574.1	122.2					中孔、高一中渗
	A-1c	3 201.0~3 433.8	3.9~17.3	11.7	1.0~21.5	3.2					中—低孔、中—低渗
	A-2a	3 661.8~3 992.2	3.9~15.2	9.1	0.5~18.3	1.0	5.8~13.5	9.8	0.1~23.7	1.5	低—特低孔、低渗
	A-3N	3 591.0~3 937.5	4.7~12.3	10.5	1.0~2.4	1.2	7.4~11.1	9.0	3.0~14.6	7.5	低孔、低渗
珠 三 段	A-6a	3 285.6~3 564.1	7.5~18.4	15.1	1.4~111.3	38.6					中孔、中渗
	B-8a	3 712.6~3 999.9					10.8~17.1	13.6	7.8~69.8	27.6	中—低孔、低—中渗
	A-1c	3 448.3~3 876.1	5.7~17.1	10.6	1.0~19.0	2.0	5.6~17.6	12.3	0.1~22.7	3.3	中—低孔、中—低渗
	A-2a	4 014.9~4 308.2	3.6~14.5	6.6	0.5~12.0	6.0	2.0~9.7	5.6	0.1~9.5	0.6	特低孔、低—特低渗

注：常压孔隙度、渗透率为通过区域覆压与常压孔隙度、渗透率关系计算而得

3 储集层成岩与孔隙演化

3.1 成岩作用

3.1.1 压实作用

珠海组埋深为 2 800~4 500 m，泥岩黏土矿物伊蒙混层中蒙脱石的含量为 5%~20%，镜质体反射率 R_o 值为 0.7%~1.3%，碎屑颗粒以线接触为主（见图 3a），局部呈凹凸接触，成岩作用阶段处于中成岩 A—B 期，表明经受了较强的压实作用。由南断裂带至六号断裂带，随着埋深增加，泥岩伊蒙混层中蒙脱石含量变少，镜质体反射率增大，碎屑颗粒接触关系呈线接触—凹凸接触—线接触的变化规律，成岩作用阶段由中成岩

A1—A2—B 期变化为中成岩 A2—B—晚成岩期（见图 4）。根据 Houseknecht 提出的评价法^[14]，评价压实、胶结作用对南断裂带下降盘文昌 A 凹陷 B 区珠三段储集层的影响程度，计算被压实作用所减少的孔隙占原始孔隙的 40%以上，被胶结作用减少的孔隙占原始孔隙的 23.6%~30.9%，压实作用损失的孔隙较胶结作用损失的孔隙明显偏多，说明压实作用是储集层孔隙减少的主要原因。以 B-2a、B-3a 井为例，细—中砂岩被压实作用所减少的孔隙占原始孔隙的百分比分别为 59.8%、49.5%，明显较粗砂岩的 47.6%、41.4% 偏大（见表 2），反映细—中砂岩的抗压程度较粗砂岩弱。

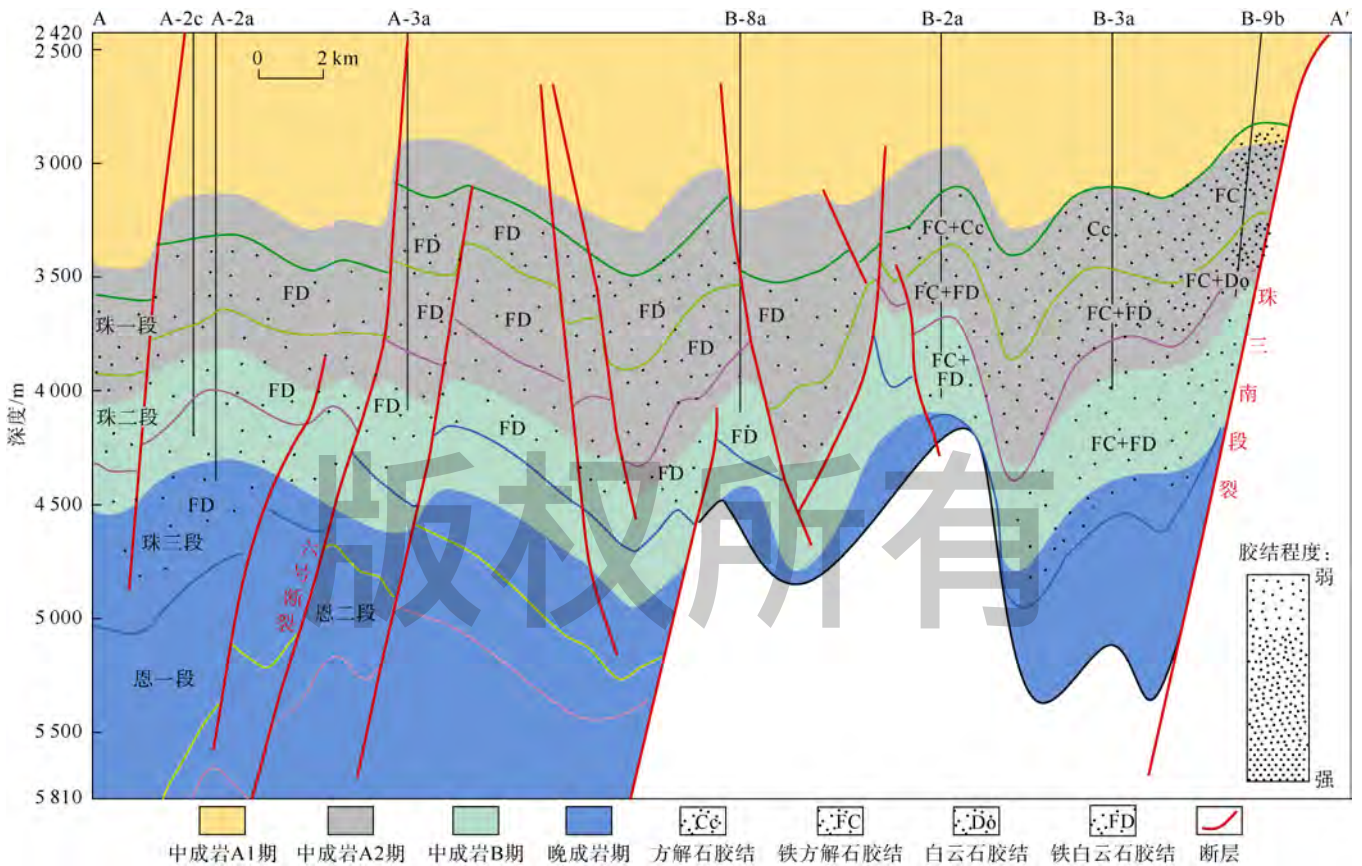


图 4 文昌 A 凹陷南断裂带—六号断裂带珠海组储集层成岩演化模式图（剖面位置见图 1）

表2 文昌A凹陷B区珠三段储集层压实、胶结作用对孔隙度影响评价表

井号	岩性	样品数/ 个	深度/m	原始 孔隙度/%	胶结物 含量/%	粒间 体积/%	压实作用减少的 孔隙度/%	胶结作用减少的 孔隙度/%	压实作用减少的 孔隙度占比/%	胶结作用减少的 孔隙度占比/%	面孔率/ %
B-2a	细一中砂岩	20	3 685~4 010	40	11.5	16.1	23.9	11.5	59.8	28.6	4.6
	粗砂岩	33	3 670~4 000	35	10.9	18.4	16.7	10.9	47.6	30.9	7.6
B-3a	细一中砂岩	12	3 750~3 770	40	9.5	20.2	19.8	9.5	49.5	23.6	10.8
	粗砂岩	5	3 750~3 754	35	10.7	20.5	14.5	10.7	41.4	30.6	9.8

3.1.2 胶结作用

将岩石薄片进行茜素红染色，观察与鉴定结果显示，珠海组储集层以碳酸盐胶结为主，次为石英加大。碳酸盐胶结物以中—晚期（铁）方解石、（铁）白云石充填于原生粒间孔和次生孔隙中，局部发育较早期菱铁矿胶结。（铁）方解石呈连晶式胶结，方解石单偏光镜下呈红色，铁方解石由于含铁原因呈紫红色（见图3b）；白云石和铁白云石呈菱形充填于粒间孔或溶孔内，含交代石英加大和铁方解石（见图3c），说明为较晚期成岩产物；菱铁矿以包裹碎屑颗粒生长为主，说明其形成早于压实作用，为同生阶段产物。

胶结强度与胶结类型在横向及纵向上存在显著差别（见图4）。南断裂带在纵向上，珠一段以方解石和铁方解石胶结为主，珠二段、珠三段为铁方解石和（铁）白云石胶结。横向上，近断裂区胶结作用最强，胶结物含量局部可高达25%；凹陷中心胶结作用较弱，以白云石、铁白云石和石英加大（见图3c）充填孔隙为主，局部发育早期菱铁矿胶结。此外，研究区也发育自生黏土矿物胶结，包括早期包裹颗粒生长的自生绿泥石，晚期搭桥、发丝状伊利石（见图3d）和充填孔隙的绒球状绿泥石等。

3.1.3 溶蚀作用

岩石薄片观察与孔隙定量分析结果显示，珠海组已进入次生孔发育阶段，溶蚀作用较强，次生孔占比33.8%~78.4%^[12]，珠一段—珠三段次生孔呈逐渐增加的趋势。珠一段孔隙空间呈粒间孔与粒内溶孔并存的孔隙组合特征。珠二段、珠三段孔隙空间呈粒内溶孔和粒间溶孔为主、粒间孔为辅的组合特征，且以长石、岩屑粒内溶孔为主，呈港湾状（见图3b）。

3.2 成岩序列与孔隙演化

在成岩作用类型及特征研究的基础上，通过自生矿物形态、交代与溶解充填关系、包裹体均一温度等分析，结合区域埋藏史、孔隙演化史、油气充注史，建立珠海组储集层成岩、孔隙演化序列，确定不同成岩事件发生的时间及其对应的储集层孔隙发育特征

（见图5）。

距今20~17 Ma时，珠海组埋深1 500~2 000 m，处于早成岩阶段B期，受沉积时水体控制地层水呈弱碱性，发育同生阶段或早成岩期形成的自生黏土包壳、菱铁矿胶结，受早期压实作用及该阶段晚期的溶蚀作用影响，孔隙度由初期的40%降低到后期的32%左右。

距今17~10 Ma时，珠海组埋深2 000~3 200 m，处于中成岩阶段A1期，有机质处于低成熟阶段，在南断裂带开始早期原油充注。B-8a井油样分析显示原油密度较轻（0.776~0.805 g/cm³），地球化学特征表现为全烃气相色谱以低碳数为主，主峰碳为nC₁₀—nC₁₃，碳优势指数（CPI）值在1.1左右，生物标志化合物成熟度参数（Ts/Tm）值较高（3.91~10.70），为正常成熟原油特征^[15]。B-8a井、B-3a井珠三段储集层烃类包裹体呈黄绿色荧光特征（见图3e）均一温度主要分布在90~100℃（见图6a），结合区域埋藏史^[16]，显示在晚渐新世—早中新世烃源岩开始成熟充注，此时珠海组以弱压实作用、弱溶蚀作用为主，储集空间以粒间孔为主，储集层物性较好，孔隙度为28%，利于成熟原油充注。随着压实作用继续进行，在距今10 Ma左右，孔隙度降低到18%左右，形成“先充注后致密”储集层演化模式，该模式主要分布在南断裂带下降盘及南断裂带—六号断裂带间珠三段，以文昌A凹陷B区最为典型，是研究区原油重要勘探领域。未发生早期油充注的储集层在距今15 Ma以后开始出现（铁）方解石胶结，其包裹体均一温度分布在102~128℃（见图6b、图6c），高于早期油包裹体均一温度，说明（铁）方解石胶结晚于早期油充注，且铁方解石胶结晚于方解石胶结。在距今10 Ma左右，孔隙度由于压实、胶结作用减小到15%左右，低于早期原油充注时的孔隙度。

距今10.0~6.2 Ma时，珠海组埋深3 200~3 850 m，处于中成岩阶段A2期，有机质热演化进入成熟阶段，期间排出大量有机酸溶蚀长石等不稳定组分，形成大量次生孔隙，产生的硅质在一定的温度、压力条

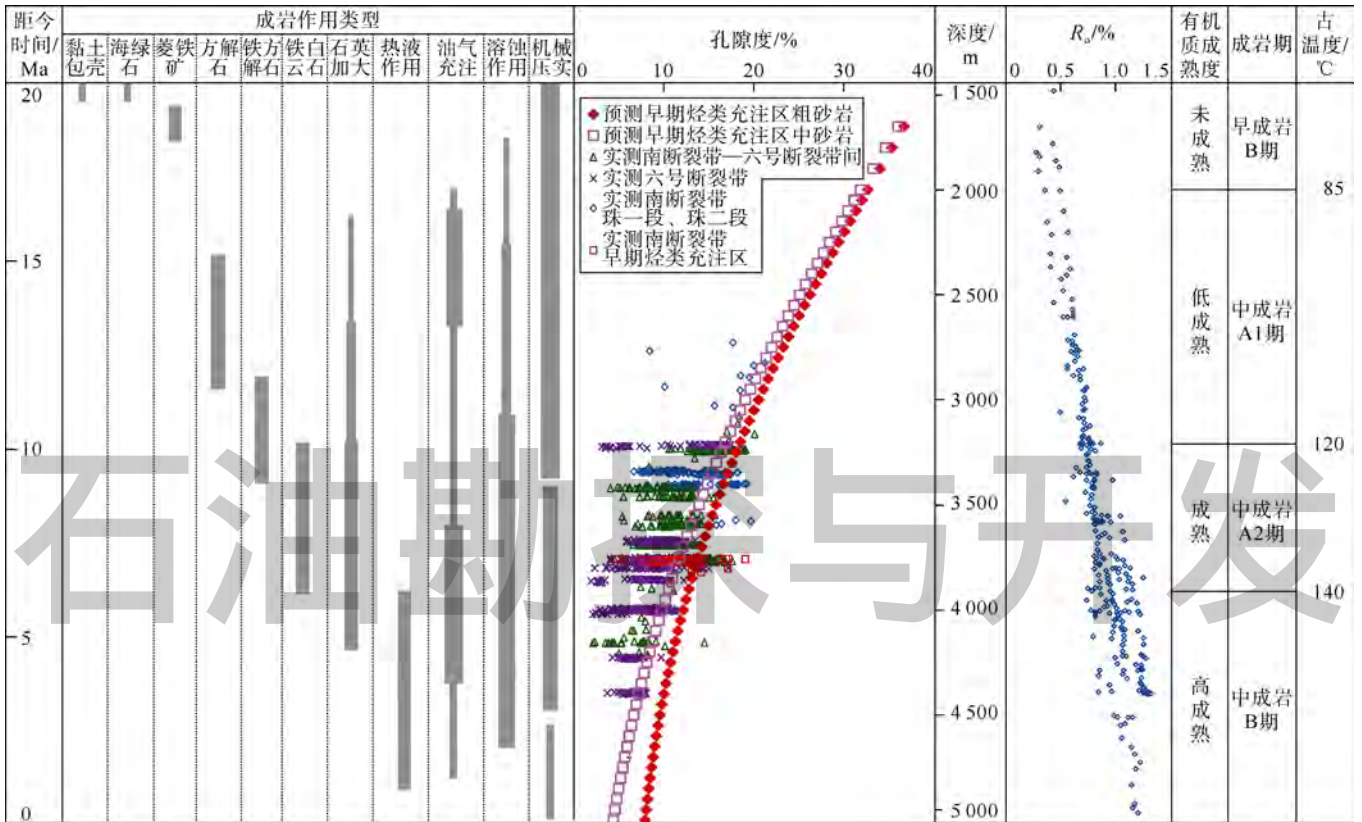


图5 文昌A凹陷珠海组储集层成岩、孔隙演化共生序列图

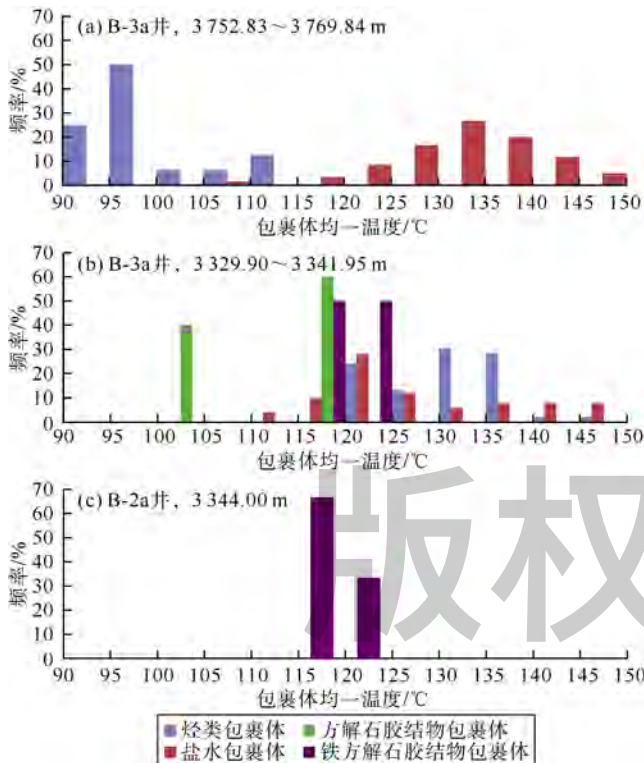


图6 珠海组储集层包裹体均一温度分布图

件下沉淀形成石英加大,晚期铁白云石充填于原生粒间孔或次生孔隙中。前人研究认为^[10,15],恩平组烃源

岩在晚中新世达到高成熟阶段,以生气为主,生排烃高峰期主要在上新世—现今。此阶段以天然气充注为主,表现为仅包裹体壁发荧光的气相包裹体(见图3f),包裹体均一温度主要分布于130~140℃,接近储集层成岩盐水包裹体均一温度(见图6b)。对应储集层孔隙演化特征,距今6.2Ma左右,孔隙度减小到8%,为典型的“早期成岩演化致密、晚期天然气充注”演化模式,该模式在研究区广泛分布,以压实程度较弱或天然气强充注等因素形成的“甜点”区为主要天然气勘探领域。相比较该模式,早期油充注储集层此时埋深近4000m,中、粗砂岩孔隙度分别为10%、13%左右。

距今约6.2Ma以来,珠海组埋深大于3850m,有机质达到高成熟—过成熟阶段,进入碱性成岩作用阶段。受到沿深大断裂活动的热流体影响,局部形成自生矿物沉淀或不稳定组分溶解,或见有游离CO₂分布。

4 储集层低渗成因及“甜点”分布

4.1 沉积环境的先决作用

沉积环境是影响储集层物性最基本的因素,其决定储集层演化的物质基础,由于沉积物的原始成分和结构不同,导致储集层抗压能力和孔喉结构不同。

有利储集层多形成于水动力条件强的高能环境，碎屑组分以刚性颗粒为主，分选性与磨圆度较好，抗压实能力较强^[17]。研究区珠海组储集层埋深3 900 m以浅为沉积作用、成岩作用共同控制区，水下分流河道微

相发育段是相对高孔、高渗带；埋深3 900 m以深各沉积微相储集层物性差别较小，进入以成岩作用为主要控制区，相对而言潮道微相储集层物性略偏好于混合坪储集层（见图7）。

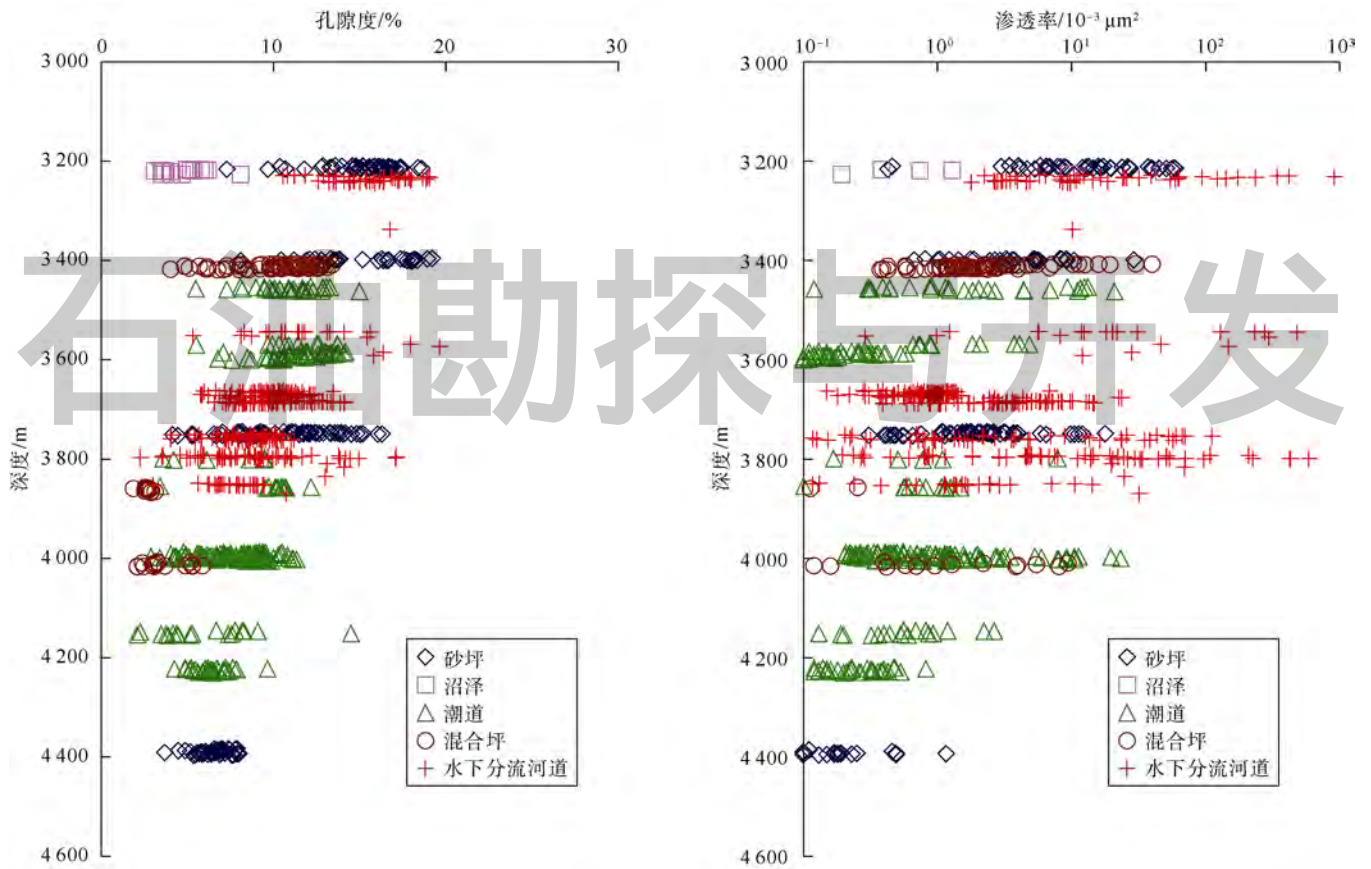


图7 文昌A凹陷珠海组各沉积微相储集层物性

综合储集层物性、孔喉结构等参数，将研究区“甜点”划分为4大类、6小类（见表3）。埋深3 550 m以浅发育I类“甜点”，为水下分流河道沉积的巨—粗砂岩，储集层为中渗特征；埋深3 550~3 850 m主要发育II类“甜点”，为水下分流河道、砂坪等沉积的粗、中、细砂岩，储集层为低孔、低—中渗特征，粗砂岩的

储集性优于中、细砂岩；埋深3 850~4 300 m主要发育III类“甜点”，为水下分流河道、砂坪等沉积的中、细砂岩，储集层为特低—低渗特征；埋深4 300 m以深发育IV类“甜点”，为水下分流河道、砂坪等沉积的细砂岩，储集层为特低渗特征。水下分流河道、潮道、砂坪等沉积体由于储集岩厚度大、粒度粗，

表3 文昌A凹陷珠海组“甜点”特征与分布预测表

甜点类型	孔隙度/ %	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	物性	孔隙结构 特征	成岩相	主要分布 深度/m	沉积微相	储集岩	发育层位及构造																										
I类	I ₁	>15	中孔、高渗	中大孔、	中等压实、弱胶结、 强溶蚀	<3 550	潮道、水下分流 河道、砂坪	巨、 粗砂岩	A-1S、A-1E、 A-3S 珠二段																										
	I ₂		中孔、中渗	粗中喉						II类	II ₁	12~15	低孔、中渗	中孔、	近强压实、弱胶结、 强溶蚀	3 550~ 3 850	水下分流河道、 砂坪、河口坝等	粗、中、 细砂岩	A-8、A-2E 珠二段	II ₂	低孔、低渗	细喉	III类	12~8	0.75~ 2.50	特低—低孔、 特低—低渗， 局部中渗	中—小孔、 细—微喉	近强—强压实、 弱胶结，早期 烃类充注	3 850~ 4 300	水下分流河道、 砂坪、混合坪、 河口坝	中、细砂岩	A-1S/E、A-3S、 B-8N 珠三段	IV类	<8	<0.75
II类	II ₁	12~15	低孔、中渗	中孔、	近强压实、弱胶结、 强溶蚀	3 550~ 3 850	水下分流河道、 砂坪、河口坝等	粗、中、 细砂岩	A-8、A-2E 珠二段																										
	II ₂		低孔、低渗	细喉						III类	12~8	0.75~ 2.50	特低—低孔、 特低—低渗， 局部中渗	中—小孔、 细—微喉	近强—强压实、 弱胶结，早期 烃类充注	3 850~ 4 300	水下分流河道、 砂坪、混合坪、 河口坝	中、细砂岩	A-1S/E、A-3S、 B-8N 珠三段	IV类	<8	<0.75	特低孔、特低 渗，局部低渗	小—微孔、 微喉	强压实、 绿泥石包壳	>4 300		细砂岩	A-2N						
III类	12~8	0.75~ 2.50	特低—低孔、 特低—低渗， 局部中渗	中—小孔、 细—微喉	近强—强压实、 弱胶结，早期 烃类充注	3 850~ 4 300	水下分流河道、 砂坪、混合坪、 河口坝	中、细砂岩	A-1S/E、A-3S、 B-8N 珠三段																										
IV类	<8	<0.75	特低孔、特低 渗，局部低渗	小—微孔、 微喉	强压实、 绿泥石包壳	>4 300		细砂岩	A-2N																										

抗压能力强,保存的喉道半径粗,连通性好,对“甜点”储集层的形成起着显著的先决作用,是有利储集相带。

4.2 成岩作用的控制作用

4.2.1 压实作用

采用成岩相与成岩阶段来定量评价研究区成岩强度,以成岩期深度划分压实成岩相。埋深 2 000~3 200 m 处于中成岩阶段 A1 期,属于中等压实相;埋深 3 200~3 850 m 处于中成岩阶段 A2 期,属于近强压实相;埋深 3 850~4 300 m 处于中成岩阶段 B 期,属于强压实相;埋深 4 300 m 以深进入晚成岩阶段,属于极强压实相。

研究区珠海组由南断裂带往六号断裂带随着埋深

的增加,成岩期由中成岩阶段 A1—A2—B 期变化为中成岩阶段 A2—B—晚成岩期(见图 4),成岩相由中等压实相向强压实相变化,储集层物性由中—高渗向低—特低渗变化。压实强度对研究区“甜点”分布具有明显控制作用(见图 8)。由南断裂带向六号断裂带,压实强度逐渐增强,“甜点”类型逐渐变差。中等压实区以 I₂ 类、II 类“甜点”为主,部分 I₁ 类、IV 类;近强压实区以 II 类、III 类“甜点”为主,部分 IV 类;强压实区以 III、IV 类“甜点”为主。相同层位,近断裂带“甜点”类型明显好于远断裂带,如珠二段近强压实区,近六号断裂带的 A-3Na 井以 III 类“甜点”为主、部分 IV 类,远离六号断裂带的 A-2Sa 井以 IV 类为主、少部分 III、II₂ 类。

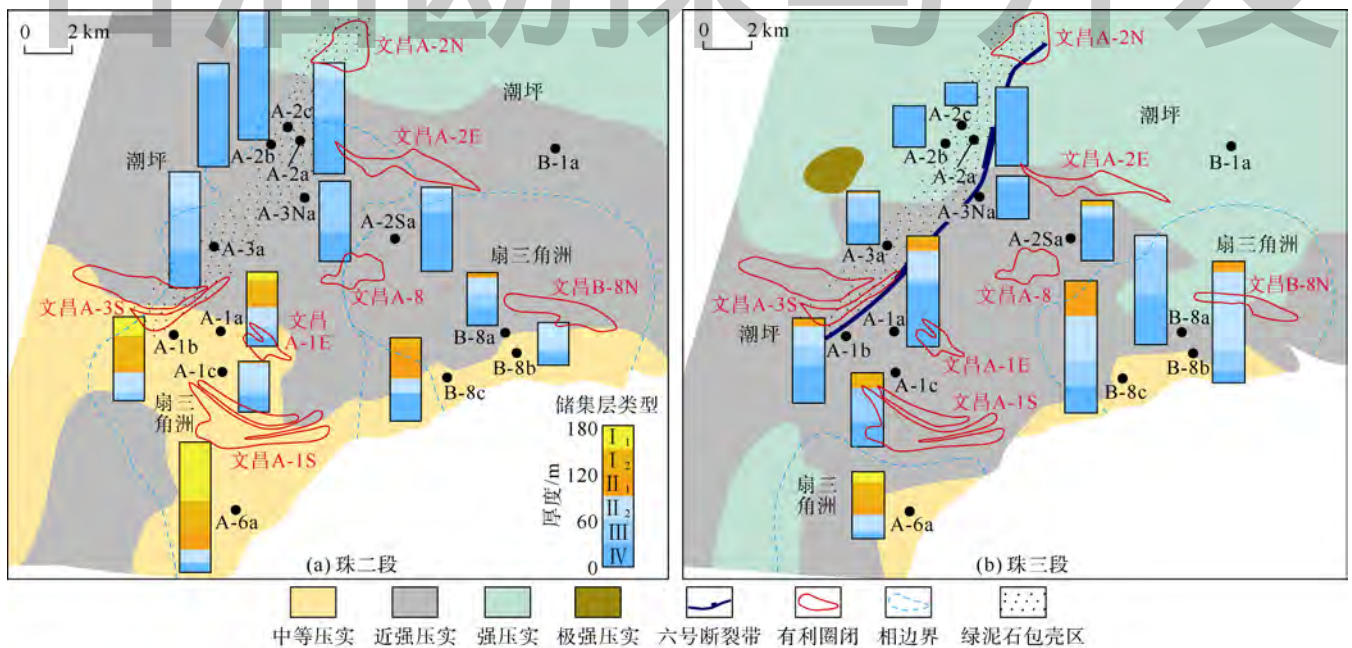


图 8 文昌 A 凹陷珠海组沉积成岩-储集相分布与“甜点”预测

4.2.2 胶结作用

远离南断裂带根部地区或凹陷中心弱钙质胶结区为“甜点”发育区。南断裂带珠一段、珠二段储集层物性与碳酸盐胶结物含量呈明显的负相关关系(见图 9),碳酸盐胶结物含量小于 10% 的储集层表现为中—低渗特征,碳酸盐胶结物含量大于 20% 的储集层表现为特低渗特征。碳酸盐胶结物碳、氧同位素组成特征显示^[11], B-3a 井和 B-2a 井(铁)方解石的 $\delta^{13}\text{C}$ 值分布范围分别为 $-8.5\text{‰} \sim -6.1\text{‰}$ 和 $-2.6\text{‰} \sim -2.0\text{‰}$, 形成碳酸盐胶结物的碳元素主要来源于幔源 CO_2 , 推测与沿珠三南断裂的深部热流体活动有关。通过对单井有效储集层厚度、干层厚度与断层活动速率对比发现,钙

质胶结对储集层发育的影响程度受断层活动性控制,靠近南断裂带的 Y-3a、Y-1a、B-9b 等井断层活动速率较大,受深部热流体的影响较强,钙质胶结作用对有效储集层发育影响较强,储集层物性差,有效储集层厚度薄;远离南断裂带的 A-6a、B-2a、B-3a 等井断层活动速率较小,受深部热流体的影响较弱,钙质胶结作用对有效储集层发育影响较弱,有效储集层厚度大。断层活动较强的南断裂带根部,钙质胶结作用对有效储集层发育影响强。

六号断裂带附近绿泥石包壳保护形成“甜点”发育区。储集层黏土 X 衍射分析表明(见表 4),紧邻六号断裂带的 A-2a、A-2c、A-3a 等井珠二段、珠三段与

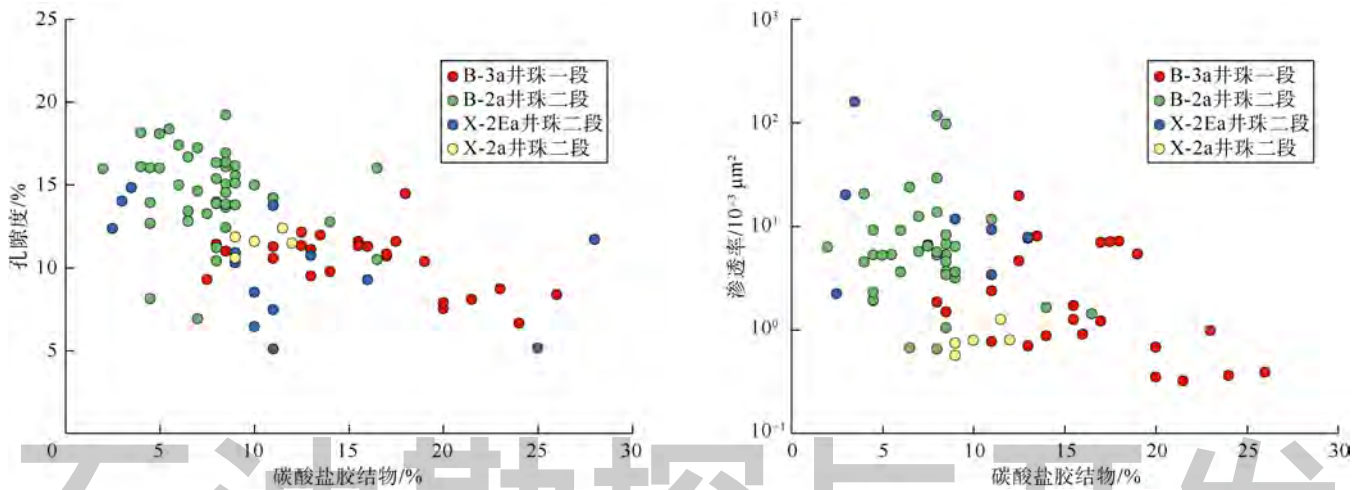


图9 文昌A凹陷南断裂带珠海组储集层物性与碳酸盐胶结物含量关系图

表4 文昌A凹陷珠海组储集层黏土矿物与重矿物含量统计表

层位	井号	深度/m	黏土相对含量/%				重矿物相对含量/%		
			绿泥石	伊蒙混层	伊利石	高岭石	橄榄石	辉石	角闪石
珠二段	A-2c	3 784.66~3 791.53	51.5	39.8	8.3	0	1.50	7.20	1.20
	A-2a	3 653.14~3 667.78	44.1	19.1	36.4	0.4			
	A-2Sa	3 544.26~3 553.55	6.9	12.5	66.1	14.5	0	0.03	0.03
	B-2a	3 341.53~3 397.27	0.1	0.3	99.5	0.1	0	0	0
珠三段	A-2a	4 211.10~4 219.34	42.8	14.8	37.0	5.4			
	A-2c	3 980.06~3 996.69	42.6	34.8	11.0	11.6	0	0	0
	A-3a	3 795.07~3 853.93	40.3	37.8	12.3	9.6	0.02	0.40	0.03
	A-1a	3 745.70~3 749.20	1.0	8.7	86.0	4.3			
	A-1c	3 759.76~3 769.37	12.2	10.8	54.2	22.8	0	0.10	0
	B-2a	3 683.43~3 685.37	0.5	0	99.0	0.5	0	0	0
	B-3a	3 752.43~3 770.10	54.8	38.6	6.5	0	0.16	0.05	0

紧邻南断裂带的 B-3a 井珠三段均发育绿泥石，绿泥石的相对含量大于 40%，结合岩石薄片与扫描电镜观察，其包裹碎屑颗粒生长（见图 3g）早于自生石英，显示为成岩早期产物，碎屑颗粒呈点-线接触，粒间孔发育。局部存在如 B-3a 井珠一段绿泥石呈绒线球状充填于次生孔隙（见图 3h），为晚期成岩产物，此类储集层粒间孔不发育。早期自生绿泥石包壳的大量发育是“甜点”形成的重要原因。早期自生绿泥石包壳状产出，可阻止自生石英沉淀，同时绿泥石包壳自身性质稳定，可抑制压实作用，有效保存原生孔隙^[18-19]，利于后期溶蚀流体顺利通过，促进溶蚀作用^[18]。珠海组储集层渗透率、粒间孔隙度与绿泥石包壳含量呈正相关性（见图 10），证实了早期绿泥石包壳是“甜点”发育的原因之一。

前人研究认为，绿泥石包壳主要有 2 种成因^[20]，一种是早期富铁黏土包壳成岩转化的结果，另一种是

孔隙水新生沉淀。研究区珠海组中未见绿泥石/蒙皂石混层矿物，且未发现黏土矿物转化过程中残留的蜂窝状特征，认为本区包壳主要是孔隙水新生沉淀形成。绿泥石为富铁、镁矿物，其形成需要大量的铁离子，来源主要包括孔隙水溶解的铁离子沉淀、同沉积期富铁镁的火山碎屑溶蚀、泥岩成岩过程中排出的铁离子^[20-22]。通过薄片观察，绿泥石也发育在碎屑颗粒间，认为是在未被压实阶段形成，加上发育绿泥石的储集层并不靠近泥岩段，且碎屑中未见火山碎屑物质，认为其成因主要与孔隙水中溶解母岩的铁离子再沉淀有关。结合对母岩具有指示意义的重矿物组合特征（见表 4），发现六号断裂带发育大量富铁、镁的不稳定矿物如橄榄石、辉石、角闪石等，这些重矿物含量沿 6 号断裂带向南呈减小的趋势，对应储集层自生绿泥石相对含量呈变少的趋势。六号断裂带北部钻井揭示前古近系基底岩性为蚀变黑云闪长岩（见图 3i），进一步证实母

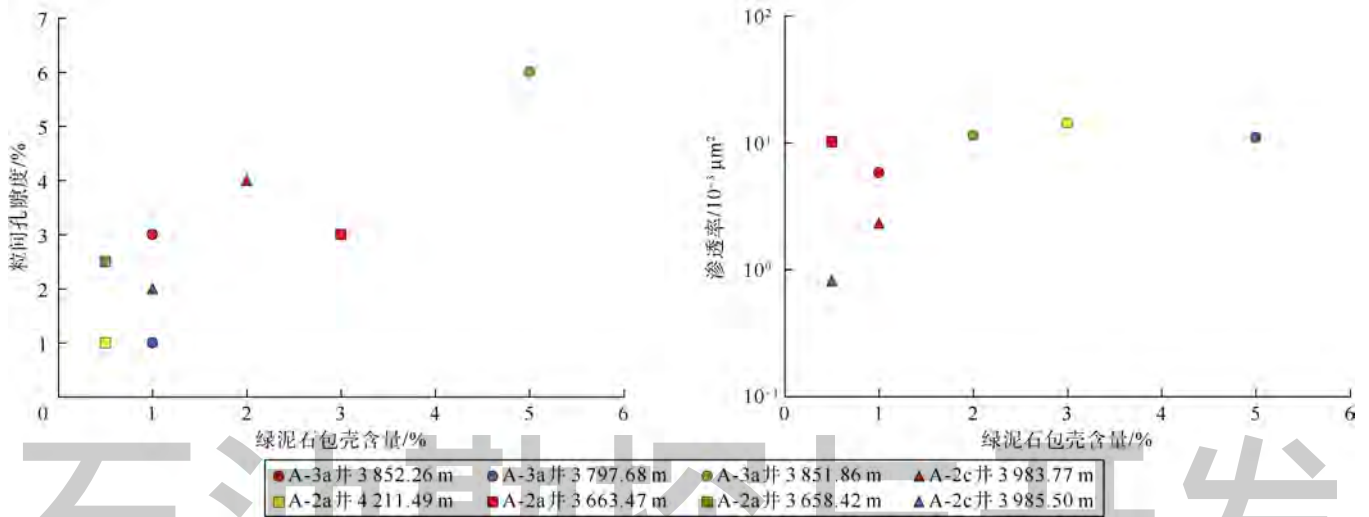


图 10 文昌 A 凹陷珠海组储集层物性与绿泥石包壳含量关系图

岩富铁的特点。综合上述分析认为,六号断裂带北部更接近富铁母岩区,绿泥石包壳更加发育,可形成深埋藏“甜点”,是下一步天然气勘探重要地区。

4.2.3 溶蚀作用

研究区珠海组处于中成岩 A—B 期,次生孔隙发育,溶蚀作用对储集层的改善显著。埋深 2 000~3 200 m 层段主要处于中成岩阶段 A1 期(见图 4),古地温为 85~120 °C, R_o 值为 0.5%~0.6%,有机质处于低成熟向成熟转化,产生的有机酸使早期碳酸盐胶结物及长石等不稳定矿物开始溶蚀形成次生孔隙。埋深 3 200~3 850 m 层段主要处于中成岩阶段 A2 期, R_o 值为 0.6%~1.2%,古地温大于 120 °C,有机质成熟产生大量有机酸有利于长石等不稳定矿物溶蚀^[23-24]。文昌 A 井区在埋深 3 550~3 850 m 层段出现相对高孔隙带,次生溶蚀孔隙发育,地层水矿化度、有机酸浓度均较高^[12],认为相对高孔、高渗带的形成与有机酸溶蚀作用有关。邻近南断裂带的 B-2a 井自生黏土的演化较远离南断裂带的 B-8a 井快,推测与南断裂带热流体活动有关,深部热流体活动引起的溶蚀作用明显改善了 B-2a 井储集层物性,在埋深 3 900 m 附近表现出中孔、中渗特征。因此,有机酸与深部热流体引起的强溶蚀作用,是文昌 A 凹陷深层“甜点”储集层形成的重要因素。

4.3 早期烃类充注

早期烃类充注孔隙,抑制石英、碳酸盐矿物胶结,同时孔隙内烃类可减缓压实作用^[25-27],利于原生孔隙的保存,形成碎屑岩储集层深埋藏“甜点”。

区域成藏综合研究认为,文昌 A 凹陷主要经历 2

期成藏,即距今 15~10 Ma 的较早期油充注和距今约 5 Ma 以来大规模天然气充注^[10]。发生早期烃类充注的 B-3a 和 B-8a 井珠三段碳酸盐胶结物含量较低,碎屑颗粒呈线接触,溶蚀作用较强,埋深 3 800~4 000 m 层段在区域低孔、低渗背景下发育中孔、中渗“甜点”储集层,说明早期烃类充注保护是深埋藏“甜点”储集层形成的重要原因。而未发生早期烃类充注的 B-3a 井珠一段与 B-2a 井储集层的碳酸盐胶结物含量整体较高,储集层物性整体偏差。

4.4 “甜点”分布特征

综上分析,文昌 A 凹陷珠海组埋深大,“甜点”分布受沉积相带、成岩作用类型及强度、早期烃类充注等因素共同影响与控制。

预测 I 类“甜点”发育在潮坪—扇三角洲沉积、中等压实区, II 类“甜点”发育在潮坪—扇三角洲沉积、近强压实区, A-1S、A-1E、A-3S 构造的珠二段是下一步首选勘探目标;预测 III 类“甜点”发育在潮坪—扇三角洲沉积、近强—强压实、发生早期烃类充注区, A-8、A-2E 构造的珠二段以及 A-1S、A-1E、A-3S 构造的珠海组三段为有利目标,如 A-3S-1 井钻探揭示珠三段 3 670~4 195 m 层段发育储集层,孔隙度为 5%~15%,渗透率为 $(0.5\sim 14.7) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率为 $1.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;预测 IV 类“甜点”发育在潮坪沉积、强压实、自生绿泥石包壳保护区, A-2N 构造珠二段为有利目标。

5 结论

南海北部珠江口盆地文昌 A 凹陷渐新统珠海组发

育潮坪—扇三角洲相细、中、粗砂岩储集层,储集层以低渗为主,局部中渗。受油气充注影响,存在“先油充注、后演化致密”与“先演化致密、后天然气充注”2种孔隙演化模式,前者主要分布在南断裂带—六号断裂带珠三段,后者在研究区广泛分布,是重要的油气勘探领域。

压实作用和局部强钙质胶结是造成珠海组储集层低渗的主要原因,厚层、粗粒沉积体是“甜点”形成的前提,弱压实胶结、早期自生绿泥石包壳保护、溶蚀及早期烃类充注是“甜点”形成的主控因素。

预测南断裂带—六号断裂带中等压实区发育Ⅰ类“甜点”、近强压实区发育Ⅱ类“甜点”、近强—强压实且早期油充注区发育Ⅲ类“甜点”,六号断裂带强压实、自生绿泥石包壳保护区发育Ⅳ类“甜点”。

参考文献:

- [1] 孙海涛,李超,钟大康,等.渤中25-1油田沙三段低渗储层特征及其成因[J].岩性油气藏,2014,26(3):11-16.
SUN Haitao, LI Chao, ZHONG Dakang, et al. Characteristics and origin of low permeability reservoir of the third member of Shahejie Formation in Bozhong 25-1 Oilfield[J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(3): 11-16.
- [2] 邹才能,陶士振,张响响,等.中国低孔渗大气区地质特征、控制因素和成藏机制[J].中国科学:地球科学,2009,39(11):1607-1624.
ZOU Caineng, TAO Shizhen, ZHANG Xiangxiang, et al. Geologic characteristics, controlling factors and hydrocarbon accumulation mechanisms of China's large gas provinces of low porosity and permeability[J]. SCIENCE CHINA Earth Sciences, 2009, 52(8): 1068-1090.
- [3] 蒋凌志,顾家裕,郭彬程.中国含油气盆地碎屑岩低渗透储层的特征及形成机理[J].沉积学报,2004,22(1):13-18.
JIANG Lingzhi, GU Jiayu, GUO Bincheng. Characteristics and mechanism of low permeability clastic reservoir in Chinese petroliferous basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(1): 13-18.
- [4] 张纪智,陈世加,肖艳,等.鄂尔多斯盆地华庆地区长8致密砂岩储层特征及其成因[J].石油与天然气地质,2013,34(5):679-684.
ZHANG Jizhi, CHEN Shijia, XIAO Yan, et al. Characteristics of the Chang 8 tight sandstone reservoirs and their genesis in Huaqing area, Ordos Basin[J]. Oil and Gas Geology, 2013, 34(5): 679-684.
- [5] 杨升宇,张金川,黄卫东,等.吐哈盆地柯柯亚地区致密砂岩气储层“甜点”类型及成因[J].石油学报,2013,34(2):272-282.
YANG Shengyu, ZHANG Jinchuan, HUANG Weidong, et al. “Sweet spot” types of reservoirs and genesis of tight sandstone gas in Kekeya Area, Turpan-Hami Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(2): 272-282.
- [6] 兰朝利,何顺利,张君峰,等.苏里格气田储层“甜点”控制因素探讨[J].西安石油大学学报(自然科学版),2007,22(1):45-48.
LAN Chaoli, HE Shunli, ZHANG Junfeng, et al. Discussion on the factors of controlling the distribution of the reservoir “sweet spots” of Sulige Gasfield[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2007, 22(1): 45-48.
- [7] 邱振,施振生,董大忠,等.致密油源储特征与聚集机理:以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J].石油勘探与开发,2016,43(6):928-939.
QIU Zhen, SHI Zhensheng, DONG Dazhong, et al. Geological characteristics of source rock and reservoir of tight oil and its accumulation mechanism: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 928-939.
- [8] 操应长,远光辉,王艳忠,等.准噶尔盆地北三台地区清水河组低渗透储层成因机制[J].石油学报,2012,33(5):758-771.
CAO Yingchang, YUAN Guanghui, WANG Yanzhong, et al. Genetic mechanisms of low permeability reservoirs of Qingshuihe Formation in Beisantai area, Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(5): 758-771.
- [9] 慧克来,操应长,王艳忠,等.低渗透储集层成岩作用与孔渗演化: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, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 434-443.
- [10] 张迎朝,徐新德,尤丽,等.珠江口盆地文昌A凹陷低渗凝析气藏天然气成因及成藏模式[J].天然气地球科学,2014,25(9):1320-1327.
ZHANG Yingzhao, XU Xinde, YOU Li, et al. Genesis of the natural gas in tight condensate gas reservoirs and forming model, Wenchang A Sag of Pearl River Mouth Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(9): 1320-1327.
- [11] 尤丽,张迎朝,李才,等.文昌10区珠海组低渗储层“甜点”控制因素[J].东北石油大学学报,2014,38(3):18-24.
YOU Li, ZHANG Yingzhao, LI Cai, et al. Factors of controlling the distribution of the low permeability reservoir “sweet spots” from Zhuhai Formation of Wenchang 10 Area[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2014, 38(3): 18-24.
- [12] 尤丽,张迎朝,李才,等.基于沉积成岩-储集相分析确定文昌9区低渗储层“甜点”分布[J].吉林大学学报(地球科学版),2014,44(5):1432-1440.
YOU Li, ZHANG Yingzhao, LI Cai, et al. Based on analysis of sedimentary-diagenetic reservoir facies to determine “sweet spots” distribution in low permeability from Wenchang 9 Area[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2014, 44(5): 1432-1440.

- [13] 李珊珊, 彭松, 邓勇, 等. 珠江口盆地西部文昌 H 区晚渐新世-早中新世早期沉积相及储层展布规律[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2015, 35(5): 103-110.
LI Shanshan, PENG Song, DENG Yong, et al. Upper Oligocene to Early Lower Miocene sedimentary facies and reservoir distribution pattern in Wenchang H Zone in the Western Pearl River Mouth Basin[J]. Marine Geology and Quaternary Geology, 2015, 35(5): 103-110.
- [14] HOUSEKNECHT D W. Assessing the importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(6): 633-642.
- [15] 陆江, 周刚, 郑榕芬, 等. 珠江口盆地文昌 A 凹陷中深层原油来源及成藏特征[J]. 中国海上油气, 2016, 28(1): 20-28.
LU Jiang, ZHOU Gang, ZHENG Rongfen, et al. Oil origin and accumulation characteristics in middle-deep strata of Wenchang A Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28(1): 20-28.
- [16] 甘军, 张迎朝, 邓志勇, 等. 文昌 A 凹陷古近系低渗凝析气藏成藏特征与成藏模式[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(6): 1060-1069.
GAN Jun, ZHANG Yingzhao, DENG Zhiyong, et al. Reservoir-forming characteristic and model of the Palaeogene condensate gas reservoir with low permeability in Wenchang A Sag[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(6): 1060-1069.
- [17] 张响响, 邹才能, 朱如凯, 等. 川中地区上三叠统须家河组储层成岩相[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 257-264.
ZHANG Xiangxiang, ZOU Caineng, ZHU Rukai, et al. Reservoir diagenetic facies of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the central Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 257-264.
- [18] STORVOLL V, BJØRLYKKE K, KARLSEN D, et al. Porosity preservation in reservoir sandstones due to grain-coating illite: A study of the Jurassic Garn Formation from the Kristin and Lavrans Fields, Offshore Mid-Norway[J]. Marine and Petroleum Geology, 2002, 19(6): 767-781.
- [19] AJDUKIEWICZ J M, LARESE R E. How clay grain coats inhibit quartz cement and preserve porosity in deeply buried sandstones: Observations and experiments[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(11): 2091-2119.
- [20] 孙全力, 孙晗森, 贾跃, 等. 川西须家河组致密砂岩储层绿泥石成因及其与优质储层关系[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(5): 751-757.
SUN Quanli, SUN Hansen, JIA Bao, et al. Genesis of chlorites and its relationship with high-quality reservoirs in the Xujiahe Formation tight sandstones, western Sichuan Depression[J]. Oil and Gas Geology, 2012, 33(5): 751-757.
- [21] 谢武仁, 杨威, 赵杏媛, 等. 川中地区须家河组绿泥石对储集层物性的影响[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 674-679.
XIE Wuren, YANG Wei, ZHAO Xingyuan, et al. Influences of chlorite on reservoir physical properties of the Xujiahe Formation in the central part of Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 674-679.
- [22] 刘金库, 彭军, 刘建军, 等. 绿泥石环边胶结物对致密砂岩孔隙的保存机制: 以川中—川南过渡带包界地区须家河组储层为例[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(1): 53-58.
LIU Jinku, PENG Jun, LIU Jianjun, et al. Pore-preserving mechanism of chlorite rims in tight sandstone: An example from the T₃x Formation of Baojie area in the transitional zone from the central to southern Sichuan Basin[J]. Oil and Gas Geology, 2009, 30(1): 53-58.
- [23] SURDAM R C, CROSSEY L J, HAGEN E S, et al. Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(1): 1-23.
- [24] 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.
- [25] AASE N E, WALDERHAUG O. The effect of hydrocarbons on quartz cementation: Diagenesis in the Upper Jurassic sandstones of the Miller field, North Sea, revisited[J]. Petroleum Geoscience, 2005, 11(3): 215-223.
- [26] AJDUKIEWICZ J M, NICHOLSON P H, ESCH W L. Prediction of deep reservoir quality using early diagenetic process models in the Jurassic Norphlet Formation, Gulf of Mexico[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1189-1227.
- [27] BLOCH S, ROBERT H L, BONNELL L. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 301-328.

第一作者简介: 尤丽 (1983-), 女, 内蒙古乌拉特前旗人, 博士, 中海石油 (中国) 有限公司湛江分公司高级工程师, 主要从事沉积学与储集层地质学研究。地址: 广东省湛江市坡头区中海石油 (中国) 有限公司湛江分公司南海西部石油研究院, 邮政编码: 524057。E-mail: youli1@cnooc.com.cn

收稿日期: 2017-06-30 修回日期: 2018-02-27

(编辑 王晖)