

珠江口盆地陆丰凹陷南部文昌组储层发育特征及其控制因素

汪旭东¹, 张向涛¹, 何敏¹, 张素芳¹, 余一欣², 吴陈冰洁²

[1. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东深圳 518000; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249]

摘要:珠江口盆地陆丰凹陷文昌组为裂陷期沉积, 裂陷初始期沉积的文五段发育优质储层。为了揭示优质储层成因机理, 综合利用地震、钻井、岩心、铸体薄片、扫描电镜和压汞曲线等资料, 对凹陷南部 LF-A 洼文五段的沉积、储层及成岩作用进行了研究。结果表明, LF-A 洼文五段主要为辫状河三角洲前缘亚相沉积, 岩石类型以长石质石英砂岩和岩屑质石英砂岩为主, 储集空间主要为残余原生粒间孔, 具有低孔隙度、低-中等渗透率、低-中等排驱压力特征。优质储层主要发育在杂基含量少、成熟度高的厚层河道砂岩中, 反映高能环境对优质储层发育的控制。成岩作用对储层的影响主要表现为压实和早期胶结使孔隙减少, 而晚期溶蚀有助于改善储层物性。早期构造抬升使文五段在后期未经受上覆地层的强烈压实, 使大量原生孔隙得以保存, 是优质储层形成的关键因素。

关键词:辫状河三角洲; 优质储层; 文昌组; 陆丰凹陷; 珠江口盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Characteristics and controlling factors of reservoir development in the Wenchang Formation, Southern Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

Wang Xudong¹, Zhang Xiangtao¹, He Min¹, Zhang Sufang¹, Yu Yixin², Wuchen Bingjie²

(1. Shenzhen Branch of CNOOC Ltd., Shenzhen, Guangdong 518000, China;

2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: The Wenchang Formation in the Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin, is sedimentary fill deposited in the rifting stage. High quality reservoir was developed in the 5th Member of Wenchang Formation which was deposited during the early stage of rifting. To uncover the genetic mechanisms of high quality reservoir, various data including seismic, drilling, core, thin section, scanning electron microscope (SEM) images and mercury experiments were integrated to analyze the sedimentary facies, reservoir characteristics and diagenesis of the 5th Member of Wenchang Formation in the LF-A Sub-sag, Southern Lufeng Sag. The research results indicate that the 5th Member of Wenchang Formation is dominated by deposits of braid river delta front subfacies. Lithic quartz sandstones and feldspathic quartz sandstone are the dominant rock types. The remnant primary intergranular pores are the main reservoir spaces. The 5th Member of Wenchang Formation is characterized by low porosity, low-medium permeability, and low-medium displacement pressure. High quality reservoirs mainly present in thick channel sandstones with low lithic content and high maturity, reflecting the control of high energy environment on reservoir formation. The cementation and compaction processes in the early stages of diagenesis decreased porosity, while the dissolution process in the late stages of diagenesis enhanced reservoir property. Structural uplifting process in the early stages prohibited strong compaction by the overburden, making it possible for the preservation of large amount of primary pores, thus was the crucial factor for the formation of high quality reservoirs.

Key words: braid river delta, high quality reservoir, Wenchang high quality reservoir, Formation, Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

陆相断陷湖盆是我国主要的含油气盆地类型之一, 在断陷湖盆初始裂陷期, 盆地面积较小, 受基底古

地貌、同生正断层活动及物源体系等多种因素控制, 主要发育冲积扇、河流、滨浅湖和局部扇三角洲沉积^[1],

收稿日期: 2016-11-28; 修订日期: 2017-08-10。

第一作者简介: 汪旭东(1986—), 男, 工程师, 油气资源勘探与评价。E-mail: wangxd6@cnooc.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05024-004); 中国海洋石油总公司综合科研项目(YXKY-2015-SZ-02)。

储层发育条件较差,而且由于埋藏较深,在盆地的早期勘探阶段通常容易被忽视。随着油气勘探的逐步深入,在多个盆地的初始裂陷期地层中都获得了油气发现,如塔里木盆地塔南凹陷下白垩统铜钵庙组^[2]、银额盆地查干凹陷巴音戈壁组^[3]、苏北盆地白驹凹陷泰州组^[4]和渤海湾盆地济阳坳陷孔店组^[5]等,油气勘探层系向中深层不断扩展。

国内学者对于碎屑岩优质储层特征及其形成机理进行了大量研究,普遍认为储层发育主要受控于沉积环境、成岩作用、沉降方式、构造作用等因素,它们相互配合,最终决定了优质储层的形成发育^[6-9]。勘探实践证实,初始裂陷期优质储层多为较粗粒的扇三角洲或辫状河三角洲相,上覆强烈裂陷期沉积的厚层泥岩通常为良好的生油层和盖层^[2-3],形成“新生古储”、“旁生侧储”等生储盖组合,勘探前景广阔。

珠江口盆地陆丰凹陷的油气勘探工作始于 20 世纪 80 年代,早期勘探主要针对新近系海相地层,先后发现多个油田和含油构造。近年来,随着对古近系成藏组合的重视和勘探的逐渐深入,在古近系恩平组 and 文昌组取得了重要突破,获得多个商业性发现。前人对陆丰凹陷恩平组含油层系的储盖组合、成藏模式等开展过一定研究^[10],但对于埋藏更深、地质时代更老的文昌组含油新层系暂未开展系统研究。2014 年,在陆丰凹陷南部 LF-A 洼斜坡带部署钻探的 A-1-1

井在埋深近 4 000 m 的文昌组五段(简称文五段)中获得高产工业油流,但由于文五段埋藏深,钻井数量相对较少,使得储层研究成为难点。本文主要以陆丰凹陷南部 LF-A 洼斜坡带文昌组为例,基于层序地层和沉积相研究,综合利用 LF-A 洼 A-1-2、A-3-1、A-4-1 三口井岩心、81 块铸体薄片样品、52 块扫描电镜样品、14 条压汞曲线以及物性分析等资料对文五段储层特征进行分析,以期阐明优质储层的发育规律及其主控因素,对推动陆丰凹陷文昌组勘探,并为在珠江口盆地其他地区寻找文昌组大中型油气田提供借鉴和参考均具有重要意义。

1 地质概况

珠江口盆地是我国南海最大的产油气区之一,是在燕山期花岗岩及前新生代褶皱基底上发育起来的中-新生代大型沉积盆地^[11]。多期构造运动造就了盆地现今“三隆三坳”的构造格局,自北向南分别为北部隆起带、北部坳陷带、中央隆起带、中部坳陷带、南部隆起带和南部坳陷带(图 1)。陆丰凹陷位于北部坳陷带东部,面积 7 760 km²,整个凹陷被陆丰中低凸起和惠陆低凸起分隔为南、北两部分,各由多个次级洼陷组成(图 1);其中南部的 LF-A 洼面积最大,基底沉降最深,是陆丰凹陷勘探程度最高的地区。

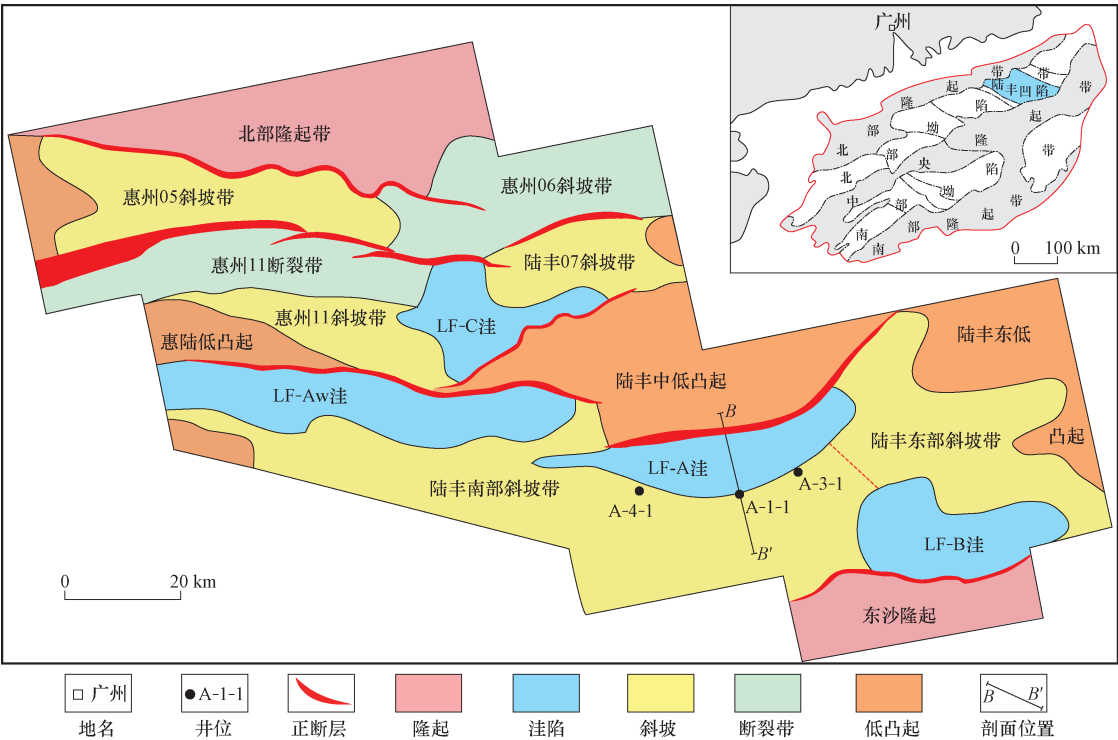


图 1 珠江口盆地陆丰凹陷文昌组构造单元划分
Fig. 1 Division of structural units in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

珠江口盆地新生代的构造演化过程可划分为裂陷、拗陷和块断升降等3个阶段^[12],其中始新世为湖盆裂陷阶段,沉积了文昌组和恩平组,主要边界断裂呈NE-NEE向展布,陆丰凹陷多个次级洼陷的构造格局开始形成,湖盆范围逐渐扩大。渐新世-中中新世为湖盆的拗陷阶段,受南海运动影响,沉积了珠海组海陆过渡相和珠江组-韩江组的海相地层。晚中新世以后,珠江口盆地进入块断升降阶段。

陆丰凹陷古近系文昌组直接覆盖在前古近系基底之上,自下而上可分为文五段、文四段、文三段、文二段和文一段(图2)。文昌组沉积期湖盆经历了初始形成、鼎盛、萎缩3个阶段,组成一个完整的裂陷旋回,其中湖盆初始形成期沉积的文五段岩性主要为辫状河三角洲水下分流河道砂岩夹薄层泥岩,湖盆鼎盛期沉积的文四段岩性为深灰色半深湖厚层泥岩,湖盆萎缩期沉积的文三段、文二段和文一段岩性以滨浅湖砂泥岩互层为主。

2 沉积特征

A-1-2井在文五段获得18 m井筒取心,如图3所示,取心段从下往上可划分为4个正旋回,每个旋回厚度1.9~5.8 m,整体为一个水进的正粒序结构。砂岩段为一套灰色含砾极粗-粗砂岩夹细砾岩,砾石成分主要为石英,直径2~5 mm,发育由细砾-极粗砂岩-中-粗砂岩-粉-细砂岩的正粒序,旋回厚度2.5~7.8 m;砂体底部常见底冲刷,冲刷面起伏不平,其上可见石英砾石与泥砾组成的定向排列,指示单向水流发育特征。砂岩尤其是含砾极粗-粗砂岩中以反映高流态沉积特征的槽状交错层理、楔状交错层理、块状层

理为主,表明多期水下分流河道纵向叠置。旋回顶部均有泥岩发育,厚度0.6~2 m,泥岩呈深灰色,见变形构造,多见霉球状黄铁矿及少量炭屑,为水下分流间湾沉积。

文五段沉积时期,陆丰凹陷构造运动较为动荡,火山活动频繁,A-4-1井揭示LF-A洼斜坡带西段主要发育碎屑岩及火山碎屑岩相;在斜坡带东段相对稳定部位,伴随湖平面不断上升,形成了一套良好的辫状河三角洲沉积,物源主要来自西南方向的惠陆低凸起(图4)。由于斜坡带沉积水动力能量较强,加上此时湖水较深、湖泊能量较小,波浪的改造作用微弱,导致沉积砂体均以水下分流河道为主。据统计,辫状河三角洲河道砂岩单层厚5~25 m,砂层组累计厚度为90~180 m,分布面积达7.5 km²。除斜坡带外,LF-A洼其它地区主要发育扇三角洲-滨浅湖沉积,如扇三角洲主要分布于洼陷陡坡带,洼陷带主要发育滨浅湖沉积(图4)。

3 储层特征

3.1 岩石类型

岩石薄片镜下鉴定和统计表明,文五段砂岩成分成熟度指数 $Q/(F+Q)$ 均大于2,说明砂岩成分成熟度较高,岩石类型以长石质石英砂岩和岩屑质石英砂岩为主,少数样品为长石岩屑质石英砂岩(图5)。碎屑颗粒组分中石英含量一般高于75%,为68.5%~89%,主要来源于花岗岩母岩;其次为长石颗粒,其含量为3.5%~15.5%,主要为钾长石系列;岩屑颗粒含量为3.5%~18%,个别岩屑砂岩样品中岩屑含量最高可达29.5%,岩屑类型主要为花岗岩,并含少量千

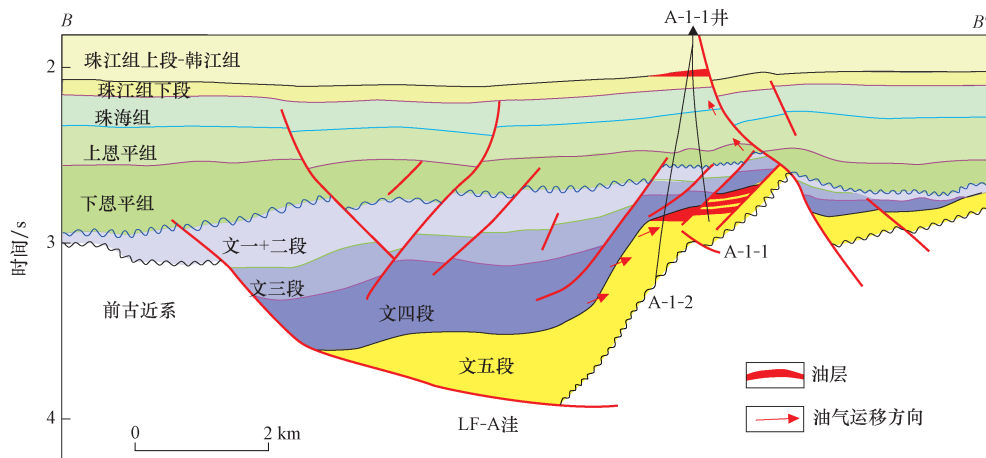


图2 珠江口盆地 LF-A 洼结构特征(剖面位置见图1)

Fig. 2 Geological section across the LF-A Sub-sag in Lufeng Sag (see Fig. 1 for the section location)

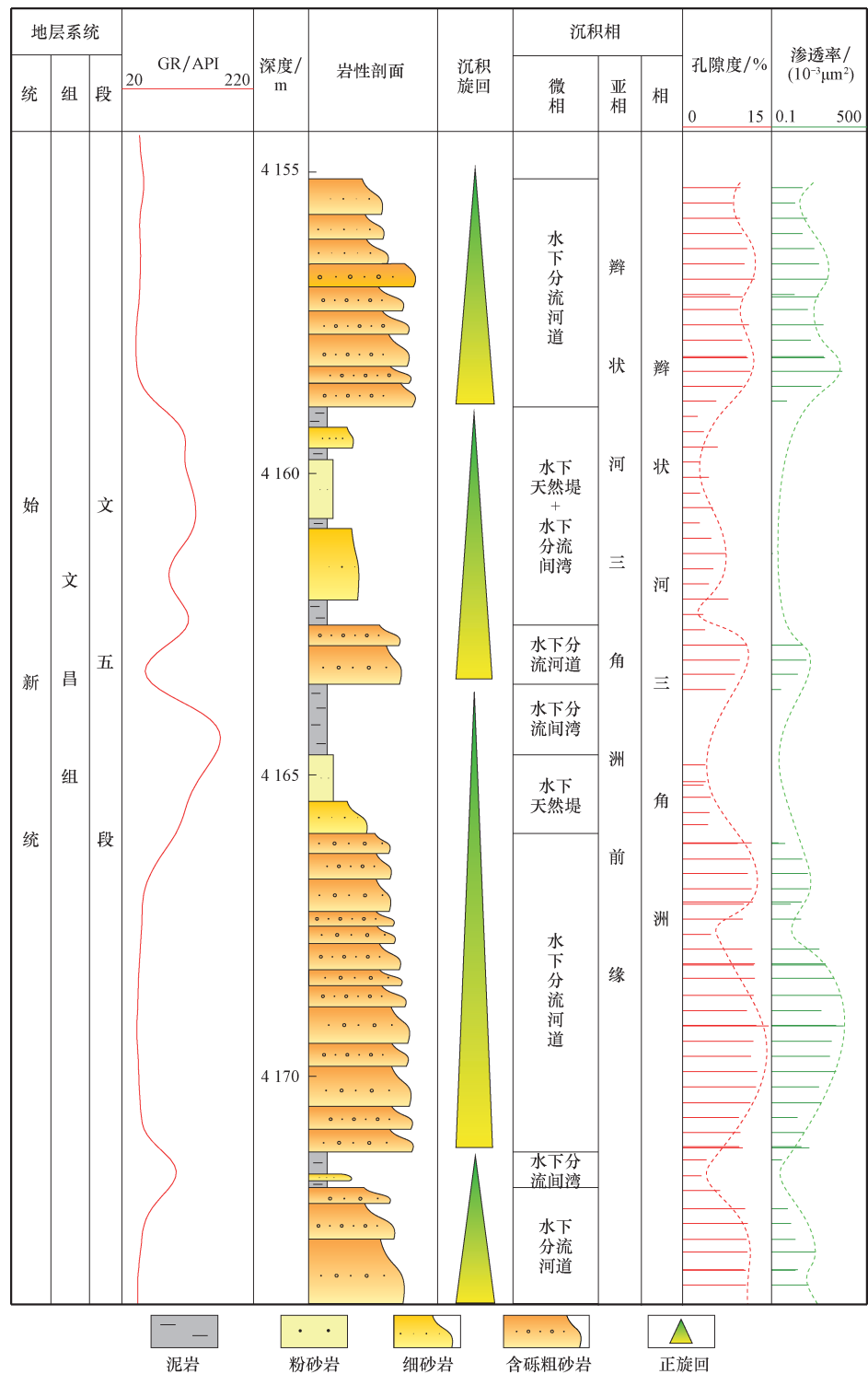


图 3 陆丰凹陷 A-1-2 井文五段取心段综合柱状图

Fig.3 Sedimentary characteristics of cores from the 5th Member of Wenchang Formation of the Well A-1-2 in Lufeng Sag

枚岩和片岩岩屑。对不同沉积微相的岩性进行统计,结果表明三角洲前缘水下分流河道微相主要发育岩屑质石英砂岩,其次为长石质石英砂岩。河口坝和席状砂微相岩屑质石英砂岩和长石质石英砂岩含量相当。

碎屑颗粒的中值粒径主要分布在 0.11~0.8 mm,分选程度中等,颗粒以次棱角-次圆状为主,颗粒接触

关系以点-线、线-线接触为主,局部呈凹凸接触(图 6a)。碎屑颗粒较纯净,泥质杂基含量一般小于 5%,胶结物呈孔隙式和接触式胶结结构(图 6a),其含量变化大,为 0.5%~10%,胶结物类型主要为方解石,其次为石英次生加大、自生粘土矿物及黄铁矿(图 6b—d,f,g)。

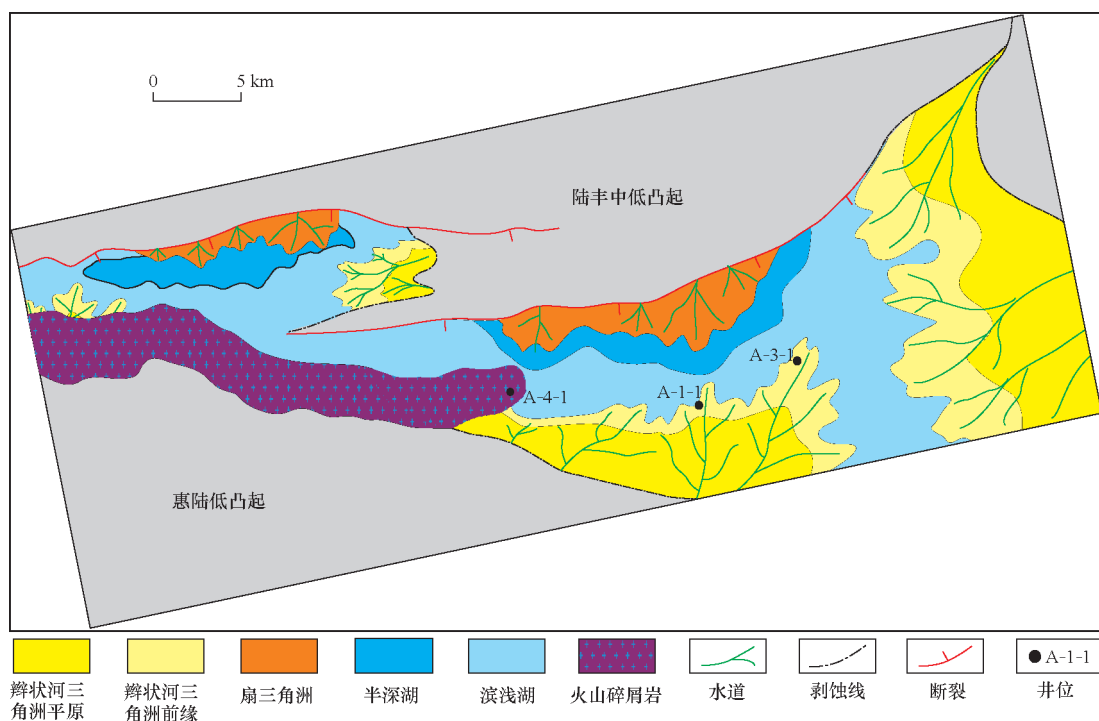


图4 陆丰凹陷南部文五段沉积相

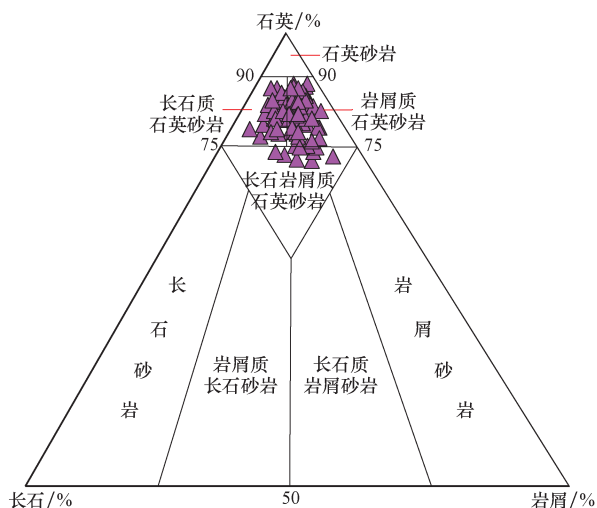
Fig. 4 Sedimentary facies of the 5th Member of Wenchang Formation in southern Lufeng Sag

图5 LF-A 洼南部斜坡带文五段砂岩成分分类三角图

Fig. 5 Ternary diagram of sandstone composition of the 5th Member of Wenchang Formation in southern slope of the LF-A Sub-sag

3.2 孔隙类型

储层的孔隙类型与储集性能有密切关系,分析储层的孔隙类型及其在成岩过程中的演化规律是寻找和预测有利储集砂体的重要环节^[13]。根据铸体薄片及扫描电镜观察,文五段储层孔隙类型包含原生孔隙和次生孔隙两类。原生孔隙主要为残余原生粒间孔,约占总面孔率70%~80%,连通性好,是最主要的孔隙类型(图6a,c)。残余原生粒间孔镜下表现为

三角形、多边形或不规则形状,孔隙与颗粒之间的接触边界较平直,无典型的溶蚀港湾状结构,其内部常被少量方解石、次生加大石英等充填。次生孔隙以长石等铝硅酸岩矿物及岩屑等被溶蚀形成的粒内溶蚀孔隙为主(图6e,h),其次为早期方解石胶结物的溶蚀孔隙(图6b)。此外,粉细砂岩岩石薄片可见少量微裂缝,但多被沥青充填,对改善储层物性效果不明显。

利用常规压汞资料对文五段储层孔隙结构特征进行分析,如图7所示,根据储层物性参数和毛管压力曲线特征,文五段储层孔隙结构可划分为两种类型。

I类孔隙结构:以图7中I类曲线为代表,其孔隙度大于12%,渗透率 $(6 \sim 200) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,曲线形态以偏粗歪度为主,并且出现一小斜度的平台,分选相对较好;特征参数排驱压力值为0.021~0.069 MPa,平均0.041 2 MPa;孔喉半径均值主要集中在1.92~5.801 μm ,平均3.52 μm 。此类孔隙结构在研究区最常见(约占69%),岩性主要为偏粗的细砾岩、含砾(中)粗砂岩,储集层多表现为低孔低渗,少量为中渗特征。

II类孔隙结构:以图7中II类曲线为代表,其孔隙度10%~13%,渗透率小于 $2.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,毛管压力曲线向右上方偏移,曲线凹向左下方,中部出现一小平

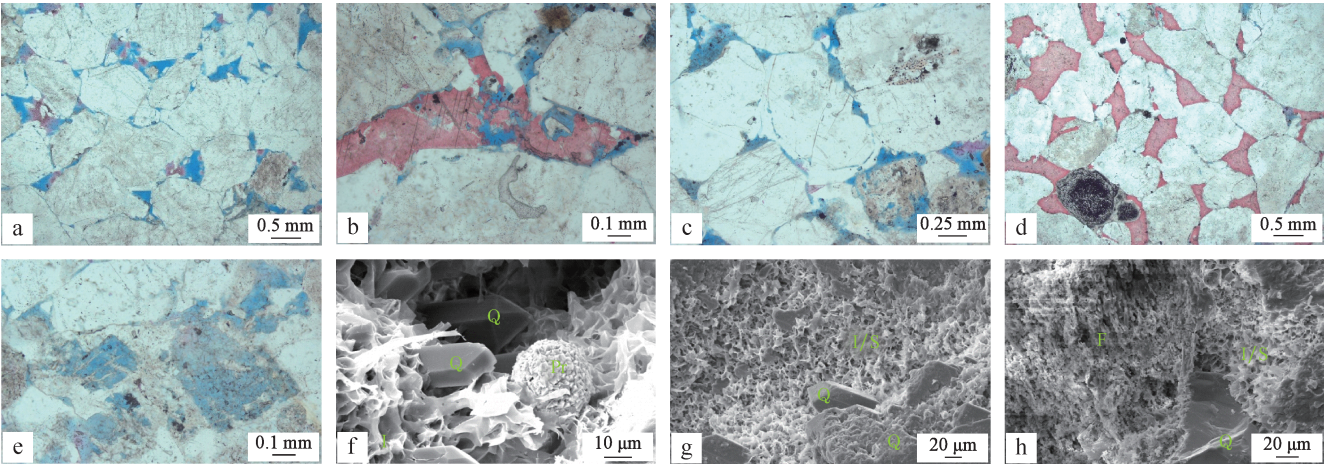


图 6 LF-A 注 A-1-2 井文五段储层铸体薄片及扫描电镜照片

Fig. 6 Photos of casting thin sections and scanning electron microscope of the 5th Member of Wenchang Formation reservoir in Well A-1-2, LF-A Sub-sag

a. 中粗粒岩屑石英砂岩,残余原生粒间孔发育,埋深 4 156.7 m,孔隙度 12.2%,渗透率 $264 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; b. 砾质巨粒岩屑石英砂岩,钙质胶结,见黄铁矿,埋深 4 170.98 m,孔隙度 9.5%,渗透率 $1.78 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; c. 含砾粗-巨粒岩屑砂岩,石英次生加大,埋深 4 157.25 m,孔隙度 9.4%,渗透率 $3.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; d. 砾质粗-巨粒长石岩屑砂岩,方解石强烈胶结,埋深 4 158.75 m,孔隙度 5.7%,渗透率 $0.43 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; e. 中粗粒岩屑石英砂岩,长石粒内溶孔、铸膜孔,埋深 4 167.74 m,孔隙度 9.7%,渗透率 $11.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; f. 聚合体显微球状黄铁矿和丝片状伊利石、次生加大石英充填粒间孔隙,埋深 4 172.71 m; g. 充填在粒间及部分包覆在颗粒表面的蜂窝状伊/蒙混层,见次生加大石英,埋深 4 169.75 m; h. 长石颗粒溶蚀强烈,见充填在粒间及部分包覆在颗粒表面的蜂窝状伊/蒙混层,埋深 4 172 m

台,整体表现为细歪度,分选较差,特征参数排驱压力值相对较大,平均为 0.197 8 MPa;孔吼半径均值明显小于 I 类曲线,平均为 0.88 μm 。此类孔隙结构在研究区占 31%,岩性主要为中粗砂岩,储集层多表现为特低孔、特低渗特征。

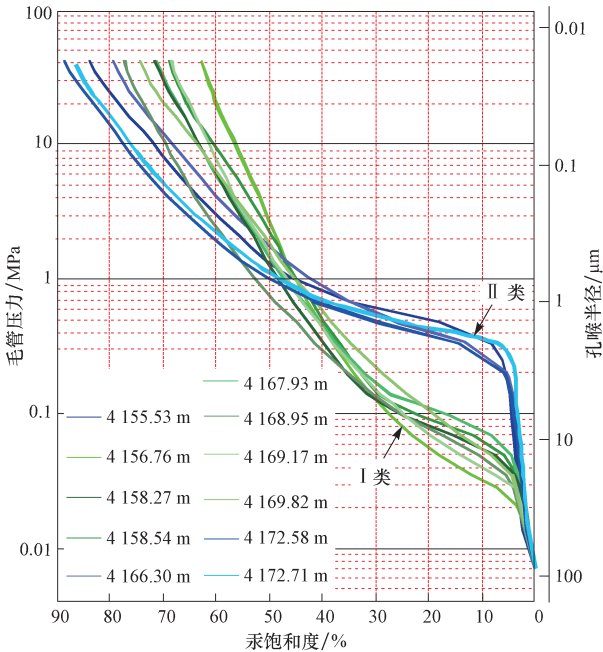


图 7 LF-A 注 A-1-2 井,文五段储层压汞曲线特征
Fig. 7 Mercury curves of the 5th Member of Wenchang Formation reservoir in Well A-1-2, LF-A Sub-sag

3.3 物性特征

通过 75 块样品实测物性数据统计,文昌组砂岩孔隙度 7%~15%,平均孔隙度为 10.5%,渗透率为 $(0.2 \sim 268) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率为 $17.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 8a,b),孔隙度与渗透率具有良好的正相关关系 (图 8b)。按照碎屑岩储层物性分级标准,文昌组储层总体属于低孔低渗储层。储层岩性与物性的关系研究表明,砂岩岩性越粗,孔渗性越好,中-粗砂粒级及之上的砂岩储层孔隙度大于 10%,渗透率大于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为相对优质储层 (图 8b)。

4 储层发育主控因素

4.1 有利沉积环境

文五段储集砂体主要为辫状河三角洲前缘水下分流河道微相,由于河道的频繁迁移和改道,纵向上形成多期叠加的正旋回砂体。受相对平缓的古斜坡控制,砂体平面分布广、厚度相对稳定。但受沉积水动力环境变化的影响,不同部位的砂体结构、粒度、分选及杂基含量有较大差别,这种沉积结构的差异控制了砂岩原始储集物性。强水动力条件下沉积的砂岩粒度更粗,泥质杂基含量少,分选相对更好,储层质量最优,反之储层质量差。沉积相对储层物性的影响显著,对不

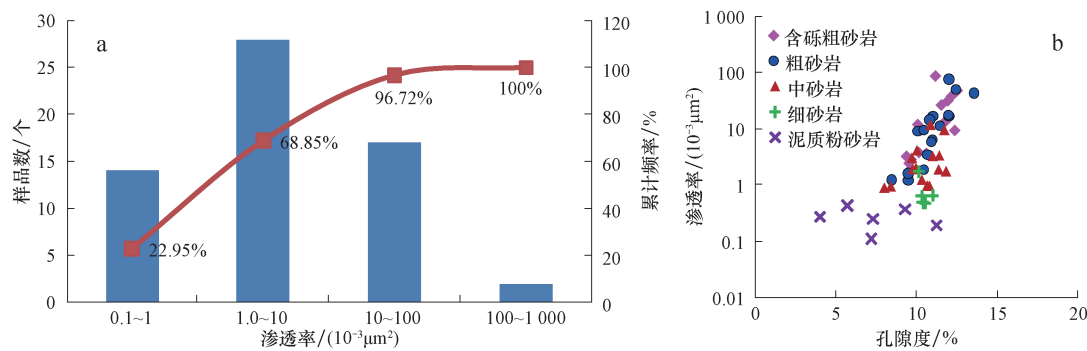


图8 LF-A 注文五段实测孔隙度(a)和渗透率(b)

Fig. 8 Measured porosity(a) and permeability(b) of the 5th Member of Wenchang Formation in the LF-A Sub-sag

同沉积微相储层砂岩的物性进行统计,水下分流河道砂体平均孔隙度为9.86%,平均渗透率为13.6 mD,席状砂砂体平均孔隙度为8.73%,平均渗透率为 $0.27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,河口坝砂体平均孔隙度为7.02%,平均渗透率为 $0.35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,支流间湾砂体平均孔隙度为4.24%,平均渗透率为 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

分流河道中、下部砂体形成于强水动力环境,粒度较粗,分选好,砂岩内泥质杂基和软岩屑含量低,抗压能力强^[14-15],原生粒间孔发育,是优质储层发育的有利部位(图3)。与此相反,分流河道上部的砂岩粒度细,软岩屑和杂基含量高,在压实作用下物性迅速变差,原生粒间孔不甚发育,后期酸性流体在此孔渗条件下难以进入,溶蚀作用弱,物性得不到改善,储层有效性差。

除决定砂岩的原始组构外,沉积条件还决定了后期埋藏过程中的成岩作用类型和强度,并最终控制有效储层的分布。在砂泥岩剖面中,分流河道不同部位的砂体由于形成的水动力环境不同,原生孔隙发育程度不同。此外,砂泥岩组合方式的不同也同样会影响砂泥岩界面附近的砂体物性^[16]。研究区文五段储层深埋大于3500 m,由于从泥岩内排出的物质以沉淀为主,造成砂泥岩界面附件的胶结作用强于内部,因而处于分流河道内部的砂岩物性好于外部。如图3所示,同一个旋回深度仅相差2 m的砂体,物性相差很大,薄片观察发现河道底部砂岩被方解石强烈胶结,原生粒间孔消失殆尽,而位于河道中部的砂岩原生粒间孔依然保存较好(图6c,d)。

4.2 成岩作用

文五段储层在埋藏过程中经历了复杂的成岩作用,根据成岩作用对孔渗性的影响,可将成岩作用分为破坏性和建设性两类:破坏性成岩作用主要为压实作用和胶结作用;建设性成岩作用主要为溶蚀作用。

1) 压实和早期胶结作用是孔隙减少的主要因素

前已述及,文五段砂岩储集空间主要为残余原生粒间孔。砂岩在压实成岩作用过程中,随着压实强度增加,原生孔隙空间会逐渐减少。压实作用对储层物性影响方式的差异性主要取决于组成岩石的颗粒组分。文五段砂岩成分成熟度高,碎屑颗粒组分中石英、长石等刚性颗粒含量超过90%,岩屑含量仅为5%~10%,岩屑类型主要以花岗岩岩屑为主,整体上砂岩抗压能力强,岩石薄片颗粒间接触方式主要以点-线、线-线接触为主(图6a-e),原生孔隙保存好(图6a,c)。

文五段自生矿物含量平均为1.63%,整体表现为低胶结物含量特征,纵向上同一期河道砂岩中部胶结物含量低于顶部和底部。碳酸盐胶结物主要为方解石,通常以亮晶胶结物形式充填粒间(图6b,d),并缩小和堵塞喉道,降低了岩石的孔隙度和渗透率。镜下观察统计表明,碳酸盐胶结物使面孔率减小1%~4%。从方解石充填大量原始粒间孔隙的产状,反映方解石主要表现为早期胶结。早期方解石胶结在堵塞孔隙的同时,能够增强岩石的抗压能力,使部分粒间孔隙得以保存,对储层物性的改善有一定的积极作用。除方解石外,镜下最常见的是石英次生加大(图6c,f,g),其含量介于0.5%~1%,扫描电镜下观察孔隙空间内的自生石英六方柱晶型完整,占据了部分孔隙空间。自生粘土矿物的赋存状态通常为充填原始粒间孔隙和包覆在颗粒表面,类型主要为丝缕状的伊利石和蜂窝状的伊/蒙混层矿物,其次为书页状高岭石,粘土矿物容易阻塞喉道,降低了孔隙的连通性,导致储层渗透性变差(图6f-h)。黄铁矿通常呈显微球状充填粒间孔隙,由于其含量少,对储层物性影响有限(图6f)。

2) 晚期溶蚀作用改善储层物性

镜下观察文五段储层溶蚀作用生成的次生溶孔较

多(图6e,h),尽管不是最主要的孔隙类型,但溶蚀作用对增强储层连通性,提高渗透能力,改善储层物性具有积极意义;尤其是对于被早期方解石强烈胶结的储层,由于原生孔隙基本消失殆尽,溶蚀作用是改善该类储层孔渗条件的必要途径,次生溶孔的发育程度决定了储集层物性的好坏。

文四段烃源岩在中新世韩江组沉积期开始成熟,此时有机质热演化通过脱羧基作用形成并向外排出有机酸和 CO_2 酸性流体,酸性介质进入砂岩促使长石、岩屑及方解石胶结物颗粒发生溶蚀并产生次生溶孔。次生溶孔在镜下主要包括粒间溶孔、粒内溶孔、沿颗粒边缘发育的溶蚀缝等,该类孔隙所占的面孔率为0.5%~4.5%,约占总面孔率3.6%~53%;与此同时,次生孔隙占总面孔率的比例与总面孔率值成反比(图9),表明溶蚀作用对改善早期致密储层孔、渗条件作用十分明显,但对于原生孔隙较发育的优质储层物性改善作用相对较弱。

文五段储层目前主要处于中成岩A阶段晚期。埋深在3000m以上储层经历压实作用后,储层物性显著降低,但由于文五段储层碎屑组分中石英颗粒含量很高,抗压实能力强,使大量原生孔隙得到保存。胶结作用主要发生在3500m以下地层,胶结物含量在4000~4200m达到峰值。埋深在3900m以下的地层,随着文四段烃源岩的成熟,排出的大量有机酸对长石颗粒、早期方解石胶结物等产生溶蚀,在一定程度上改善了储层质量。

4.3 早期构造抬升作用

前人研究表明,珠江口盆地埋深超过3500m的

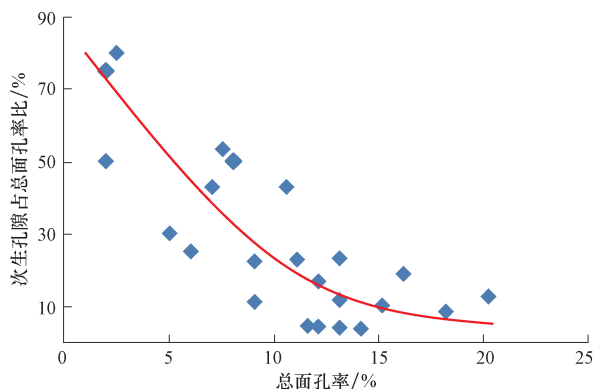


图9 LF-A 洼文五段储层次生孔隙占总面孔率比与总面孔率关系

Fig.9 Relationship between secondary porosity-to-total porosity ratio and total porosity of the 5th Member of Wenchang Formation reservoir in the LF-A Sub-sag

中深层储层原生孔隙基本消失,往下便开始进入次生孔隙发育带^[17]。与此形成鲜明对比的是,研究区埋深近4000m的文五段储层原生粒间孔依然十分发育,颗粒主要以点、点-线接触为主,颗粒堆积疏松,形成了良好的深埋优质储层。综合分析认为,早期构造抬升是这种优质储层形成的关键因素。构造抬升使地层承受的压力得到释放而减小,储层遭受的压实作用也相应减小,储层物性变好^[18]。

根据对LF-A 洼斜坡带成因及演化史的分析发现,文五段沉积末期,受铲式控洼断层的强烈活动及基底岩浆的持续底侵作用,A-1 构造区不断发生翘倾,向上抬升的幅度超过1000m,形成早期斜坡隆起带(图2)。构造所处位置文五段砂岩在沉积后随即被抬升,而在洼陷中心沉积了强烈断陷期的巨厚地层,相比较而言,前者在该段时间一直处于浅埋藏状态,储层遭受压实作用弱;此外,在浅埋藏环境下储层经历了早成岩阶段,压实与胶结作用已使岩石固结成岩,形成了一定的抗压实骨架,因而在文昌组后的快速深埋期间,强烈压实作用对孔隙的损失量相对有限,造就了目前镜下颗粒堆积疏松、原生粒间孔隙发育的面貌。而从次生孔隙形成的角度,早期构造抬升形成的低势能区,有利于酸性流体优先进入储层发生溶蚀作用,对于优质储层形成具有积极意义。

5 结论

1) 陆丰凹陷文五段为裂陷初始期沉积,期间构造运动较为动荡,火山活动频繁,LF-A 洼斜坡带西段主要沉积了火山碎屑岩相,而东段相对稳定部位形成了一套良好的辫状河三角洲沉积,物源来自凹陷西南方向的惠陆低凸起,辫状河三角洲前缘水下分流河道砂岩发育有利储层。

2) 文五段储层岩石类型以长石质石英砂岩和岩屑质石英砂岩为主,储集空间主要为原生粒间孔,具有低孔隙度、低-中等渗透率、低-中等排驱压力的特点;优质储层表现为中渗特征,发育I类孔隙结构,岩性主要为偏粗的细砾岩、含砾(中)粗砂岩。

3) 文五段优质储层主要发育在水动力能量强、杂基含量少、成熟度高的河道中部砂岩中,沉积条件、成岩作用和构造抬升是优质储层形成的控制因素。其中有利沉积环境是基础,为优质储层形成的主控因素;压实和早期胶结作用导致孔隙减少,而晚期溶蚀作用有助于改善储层物性;早期构造抬升作用使大量原生孔隙得以保存,是优质储层形成的关键因素。

参 考 文 献

- [1] 黄传炎,王华,高嘉瑞,等. 北塘凹陷古近系构造演化及其对层序充填样式的控制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2008,32(3):7-13.
Huang Chuanyan, Wang Hua, Gao Jiarui, et al. Tectonic evolution and its controlling over sequence filling pattern of Paleogene in Beitang sag[J]. Journal of China University of Petroleum, 2008, 32(3): 7-13.
- [2] 李强,张革,孙效东,等. 蒙古国塔木察格盆地塔南凹陷下白垩统铜钵庙组沉积特征和构造-古地理意义[J]. 古地理学报,2014,16(6):897-906.
Li Qiang, Zhang Ge, Sun Xiaodong, et al. Sedimentary features and its tectono-palaeogeographic significance of the Lower Cretaceous Tongbomiao Formation in Tanan sag, Tamtsag Basin, Mongolia[J]. Journal of Palaeogeography, 2014, 16(6): 897-906.
- [3] 李聪,王德仁,蒋飞虎,等. 查干凹陷巴音戈壁组沉积演化及有利砂体分布预测[J]. 中国地质,2013,40(4):1169-1179.
Li Cong, Wang Deren, Jiang Feihu, et al. The sedimentation evolution and favorable sand body distribution prognosis in Chagan sag of Bayin gobi Formation[J]. Geology in China, 2013, 40(4): 1169-1179.
- [4] 魏祥峰,张廷山,梁兴,等. 白驹凹陷泰州组层序地层及沉积特征[J]. 中国地质,2012,39(2):400-413.
Wei Xiangfeng, Zhang Tingshan, Liang Xing, et al. Sequence stratigraphy and sedimentary characteristics of Taizhou formation in Baiju sag[J]. Geology in China, 2012, 39(2): 400-413.
- [5] 王健,操应长,高永进,等. 东营凹陷古近系红层砂体有效储层的物性下限及控制因素[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2011,35(4):27-33.
Wang Jian, Cao Yingchang, Gao Yongjin, et al. Petrophysical parameter cutoff and controlling factors of effective reservoir of red beds sandbodies of Paleogene in Dongying depression[J]. Journal of China University of Petroleum, 2011, 35(4): 27-33.
- [6] 魏巍,朱筱敏,谈明轩,等. 查干凹陷下白垩统扇三角洲相储层特征及物性影响因素[J]. 石油与天然气地质,2015,36(3):447-455.
Wei Wei, Zhu Xiaomin, Tan Mingxuan, et al. Reservoir characteristics and influences on poroperm characteristics of the Lower Cretaceous fan-delta facies in Chagan Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(3): 447-455.
- [7] 牛轩文,李继岩. 东营凹陷东段始新统红层储层多重成岩环境及演化模式[J]. 石油与天然气地质,2014,35(5):661-669.
Niu Xuanwen, Li Jiyuan. Multiple diagenetic environments and evolutionary patterns of the Eocene red beds in the eastern Dongying Sag[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5): 661-669.
- [8] 秦伟军,李娜,付兆辉. 高邮凹陷深层系有效储层形成控制因素[J]. 石油与天然气地质,2015,36(5):788-792.
Qin Weijun, Li Na, Fu Zhaohui. Factors controlling formation of effective reservoirs in deep of the Gaoyou Sag[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 788-792.
- [9] 胡明毅,沈娇,胡蝶. 西湖凹陷平湖构造带平湖组砂岩储层特征及其主控因素[J]. 石油与天然气地质,2013,34(2):185-191.
Hu Mingyi, Shen Jiao, Hu Die. Reservoir characteristics and its main controlling factors of the Pinghu Formation in Pinghu structural belt, Xihu Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(2): 185-191.
- [10] 罗东红,梁卫,李熙盛,等. 珠江口盆地陆丰13-1油田古近系恩平组突破及其重要意义[J]. 中国海上油气,2011,23(2):71-75.
Luo Donghong, Liang Wei, Li Xisheng, et al. A breakthrough at Paleogene Enping Formation and its important significance in Lufeng 13-1 oilfield, Pearl River Mouth basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(2): 71-75.
- [11] 陈长民,施和生,许仕策,等. 珠江口盆地(东部)第三系油气藏形成条件[M]. 北京:科学出版社,2003.
Chen Changmin, Shi Hesheng, Xu Shice, et al. The forming conditions of Tertiary oil-gas reservoir in the eastern Pearl River in the Pearl River Mouth basin[M]. Beijing: Science Press, 2003.
- [12] Shi Hesheng, Dai Yiding, Liu Lihua, et al. Genetic pattern of belt-wide petroliferous phenomenon in the eastern Pearl River Mouth Basin and its practical application[J]. Petroleum Science, 2014, (1): 1-13.
- [13] 窦伟坦,田景春,王峰,等. 鄂尔多斯盆地长6油层组储集砂岩成岩作用及其对储层性质的影响[J]. 成都理工大学学报(自然科学版),2009,36(2):153-158.
Dou Weitan, Tian Jingchun, Wang Feng, et al. Diagenesis and its influence on the reservoir quality of Member 6 of the Upper Triassic Yanchang Formation oil reservoirs in Ordos Basin[J]. China Journal of Chengdu University of Technology, 2009, 36(2): 153-158.
- [14] Chuhan F A, Kjeldstad A, Bjørlykke K, et al. Experimental compression of loose sands: Relevance to porosity reduction during burial in sedimentary basins[J]. Canadian Geotechnical Journal, 2003, 40: 995-1011.
- [15] Taylor T R, Giles M R, Hathon L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: Models, Myths, and reality[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1093-1132.
- [16] 钟大康,朱筱敏,张琴. 不同埋深条件下砂泥岩互层中砂岩储层物性变化规律[J]. 地质学报,2004,78(6):863-871.
Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Zhang Qin. Variation characteristics of sandstone reservoirs when sandstone and mudstone are interbedded at different buried depths[J]. Acta Geologica Sinica, 2004, 78(6): 863-871.
- [17] 施和生,雷永昌,吴梦霜,等. 珠一坳陷深层砂岩储层孔隙演化研究[J]. 地学前缘,2008,15(1):169-175.
Shi Hesheng, Lei Yongchang, Wu Mengshuang, et al. Research on the evolution of pores in deep sandstone reservoir in ZHU 1 depression[J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(1): 169-175.
- [18] 朱剑兵,陈丽华,纪友亮,等. 鄂尔多斯盆地西缘逆冲带上古生界孔隙发育影响因素[J]. 石油学报,2006,27(3):37-41.
Zhu Jianbing, Chen Lihua, Ji Youliang, et al. Influence factors for development of the Upper Paleozoic pore in thrust belt of western Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(3): 37-41.