

雷永昌, 彭光荣, 何雁兵, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层特征及优质储层主控因素[J]. 海洋地质前沿, 2024, 40(2): 37-49.

LEI Yongchang, PENG Guangrong, HE Yanbing, et al. Paleogene reservoir characteristics and main controlling factors of high-quality reservoirs in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. Marine Geology Frontiers, 2024, 40(2): 37-49.

珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层特征及 优质储层主控因素

雷永昌, 彭光荣, 何雁兵*, 肖张波, 邱欣卫, 吴琼玲, 赵鹏

(中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 深圳 518054)

摘要:随着珠江口盆地勘探层系由浅层转向深层, 古近系已成为陆丰凹陷油气“增储上产”的重要层系, 但储层尚存在非均质性较强、产能释放难度大等问题, 严重制约油气勘探进程。综合运用陆丰凹陷 36 口古近系钻井的铸体薄片、扫描电镜、物性分析、X 衍射等分析化验数据, 对文昌组和恩平组开展储层特征、成岩作用和优质储层主控因素研究。结果表明, 陆丰凹陷古近系储层具有高石英、低长石和低岩屑含量的特征, 文昌组主要发育岩屑石英砂岩, 为特低—低孔隙度、超低—低渗透率储层, 平均孔隙度为 11.15%, 平均渗透率 $10.93 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 恩平组主要发育长石石英砂岩, 为低—中孔隙度、特低—中渗透率储层, 平均孔隙度为 15.23%, 平均渗透率为 $139.53 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 储层孔隙类型以原生粒间孔为主, 其次为粒间溶孔和粒内溶孔, 但文昌组溶蚀孔占比高。古近系储层主要处于中成岩阶段 A 期, 压实作用对减孔起决定性作用, 胶结作用降低储层物性, 溶蚀作用进一步改善储层物性。陆丰凹陷古近系优质储层形成条件包括: ①母岩区石英含量高, 搬运距离较远, 高成分和结构成熟度, 杂基含量低, 单层砂体厚度大; ②强流体改造改善储集空间, 长石溶蚀对古近系尤其是文昌组储层改善明显, 拥有良好断裂沟通源岩或临近源岩的砂岩储层溶蚀作用强; ③凝灰质充填导致储层渗透率降低, 低火山活动影响区更有利于优质储层发育。

关键词:主控因素; 优质储层; 古近系; 陆丰凹陷; 珠江口盆地

中图分类号: P736; P618.13

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2023.015

0 引言

陆丰凹陷是珠江口盆地重要的勘探靶区之一, 早期勘探围绕浅层珠江组下段展开, 已获得超亿 m^3 的探明和控制储量^[1]。随着勘探进程的深化, 陆丰凹陷的勘探重心逐渐转向深层古近系, 新获得系列商业或潜在商业发现, 目前陆丰凹陷已成为珠江

口盆地古近系勘探程度最高的区域^[1-2]。陆丰凹陷古近系储层埋藏较深, 其中, 文昌组储层埋深普遍 $> 3\ 400\ \text{m}$, 成岩作用改造较强, 储层非均质性强, 由于产能问题, 严重制约油气勘探进程。珠江口盆地古近系油气勘探实践表明, 在普遍低孔低渗的深层储层中经常发育相对优质的储层段, 且富集工业油流, 但优质储层的主控因素尚存诸多疑问。前人对陆丰凹陷古近系储层开展了一些研究, 汪旭东等^[3]从沉积、成岩及早期构造抬升方面开展储层主控因素研究, 但研究靶区集中在陆丰 13 东洼 LF13C 构造区文五段, 缺乏全区文昌组与恩平组系统对比综合研究。吕正祥等^[4]对文昌组主要孔隙类型及其发育成因进行了分析, 但缺乏岩石学特征及恩平组孔隙特征研究。朱筱敏等^[5]在沉积、成岩研究基础上, 考虑了油气充注对储层的保护。随着钻井

收稿日期: 2023-01-30

资助项目: 中海油重大生产科研项目“珠江口盆地(东部)浅水区古近系油气成藏条件及勘探突破方向”(SCKY-2020-SZ-21)

第一作者: 雷永昌(1980—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事石油地质方面的研究工作。E-mail: leiych2@cnooc.com.cn

* 通讯作者: 何雁兵(1986—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事石油地质方面的研究工作。E-mail: heyb5@cnooc.com.cn

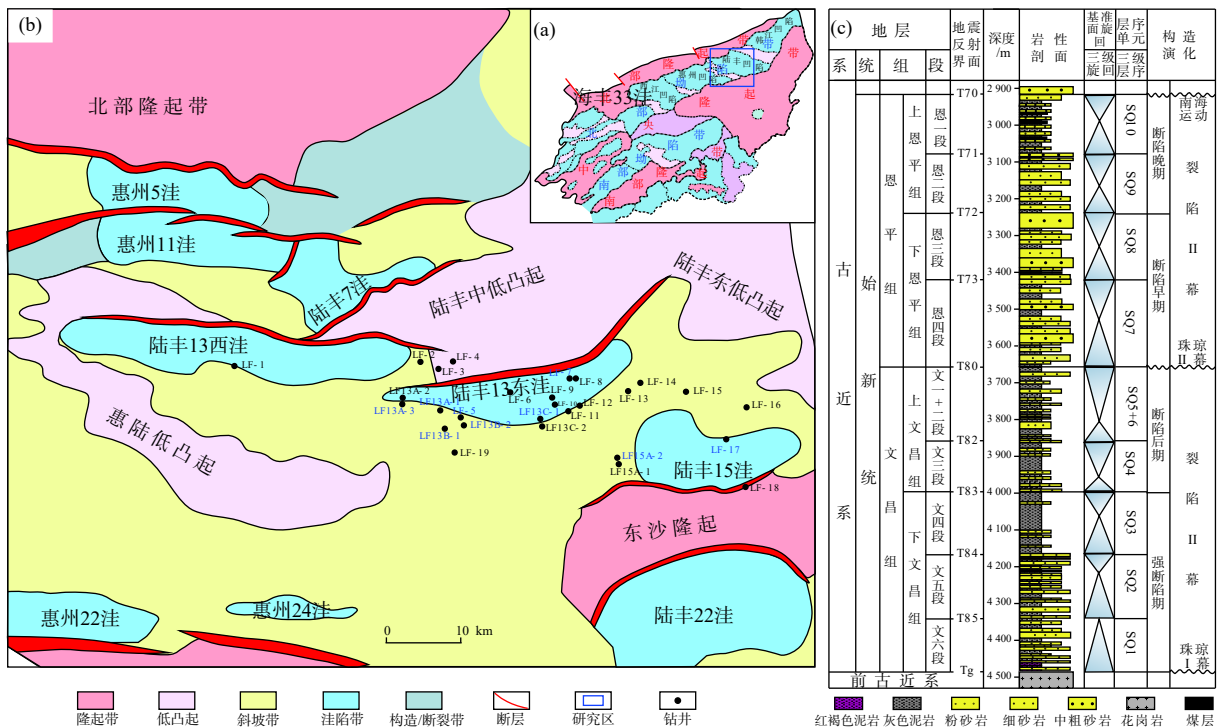
的增加,储层表现出一些新的特征,如在 LF13A、LF13B、LF15A 构造区多口已钻井的文昌及恩平组储层中均出现较多凝灰质杂基,而凝灰质充填对储层物性产生的影响尚不明晰。本次研究综合运用 36 口古近系钻井丰富的分析化验资料,包括 432 块铸体薄片鉴定、503 组常规岩芯分析数据、120 个样品的扫描电镜等,对陆丰凹陷古近系文昌组和恩平组开展了系统的储层岩石学、物性、孔隙类型及结构特征研究,综合分析并明确了古近系优质储层的主控因素,以期对陆丰凹陷深层储层综合评价以及油气勘探决策提供借鉴和参考。

1 区域地质背景

珠江口盆地位于南海北部陆架,为中生代末期以来在伸展断陷基础上发育起来的呈 NE-SW 向展布的新生代含油气盆地,由北向南可划分为北部隆起带、北部坳陷带(珠一和珠三坳陷)、中央隆起带、南部坳陷带(珠二坳陷)和南部隆起带 5 个一级构造单元(图 1a)^[6-9]。珠一坳陷面积约为 $4.2 \times 10^4 \text{ km}^2$,是盆地内最重要的油气产区,自西向东依次发育恩平凹陷、西江凹陷、惠州凹陷、陆丰凹陷和韩江凹陷^[10](图 1a)。陆丰凹陷位于珠一坳陷东

北部,面积为 $7\,760 \text{ km}^2$,北临北部隆起带,东接海丰凸起,南靠东沙隆起,西接惠陆低凸起^[5, 11-12](图 1a)。陆丰凹陷内部结构整体以半地堑为主,中部由陆丰中低凸起和惠陆低凸起分割,分为陆丰南和陆丰北地区,陆丰南主要发育陆丰 15 洼、陆丰 13 洼(细分为陆丰 13 东洼、陆丰 13 西洼)、陆丰 22 洼;陆丰北地区发育陆丰 7 洼、惠州 11 洼、惠州 5 洼(图 1b),为低勘探程度区^[6, 12-13]。

陆丰凹陷在中生代褶皱基底之上发育了从始新统到第四系的完整地层,自下而上依次发育裂陷期的文昌组和恩平组,拗陷期的珠海组、珠江组和韩江组,新构造运动阶段的粤海组和万山组^[11-12]。区域性不整合面 T_{80} 对应的珠琼 II 幕将陆丰凹陷始新世构造演化划分为 2 幕裂陷^[9, 14](图 1c),即裂陷 I 幕和 II 幕,其分别对应文昌组沉积期(珠琼运动 I 幕, T_g-T_{80})和恩平组沉积期(珠琼运动 II 幕, $T_{80}-T_{70}$)。以 T_{83} (对应惠州运动)为界,裂陷 I 幕可细分为裂陷 I a 幕和裂陷 I b 幕,其中,裂陷 I a 幕对应下文昌组沉积期,是陆丰南地区的主裂陷幕;裂陷 I b 幕对应上文昌组沉积期,该时期陆丰南地区控注断层活动性由强变弱,且断层活动性呈北强南弱的趋势^[8]。陆丰凹陷主要发育 2 套优质烃源岩,一套为下文昌组文四段中—深湖相厚层泥岩,为陆



(a) 珠江口盆地纲要图; (b) 陆丰凹陷构造单元划分; (c) 古近系地层综合柱状图

图 1 珠江口盆地陆丰凹陷古近系构造-地层格架

Fig.1 The Paleogene tectonic and stratigraphic of Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

丰凹陷的主力烃源岩, 分布范围广; 另一套为上文
昌组文三段、文一+二段中浅湖—半深湖泥岩^[14]。

2 储层基本特征

2.1 岩石学特征

依据 432 块井壁芯及岩芯薄片鉴定结果分析表明, 陆丰凹陷文昌组储层以岩屑石英砂岩和长石石英砂岩为主, 其次为岩屑砂岩, 石英含量较高, 介于 23.5%~98.5%, 平均含量 77.4%; 长石含量相对较低, 介于 0~24.0%, 平均含量 7.0%; 岩屑组分含

量介于 0.5%~74.5%, 平均含量 15.4%(图 2a)。恩平组储层以长石石英砂岩和岩屑石英砂岩为主, 其次为岩屑长石砂岩, 石英含量较高, 介于 52.0%~94.5%, 平均含量 82.1%; 长石含量相对较低, 介于 3.0%~27.5%, 平均含量 10.7%; 岩屑组分含量介于 0.5%~42.5%, 平均含量 8.3%(图 2b)。文昌组、恩平组储层岩性之间存在差异, 文昌组岩屑石英砂岩含量更高; 恩平组岩屑石英砂岩减少, 长石质石英砂岩含量增加, 以长石石英砂为主。文昌组、恩平组长石均以钾长石为主, 其次为斜长石; 岩屑均以喷出岩和花岗岩岩屑为主, 变质岩和沉积岩岩屑含量较少。

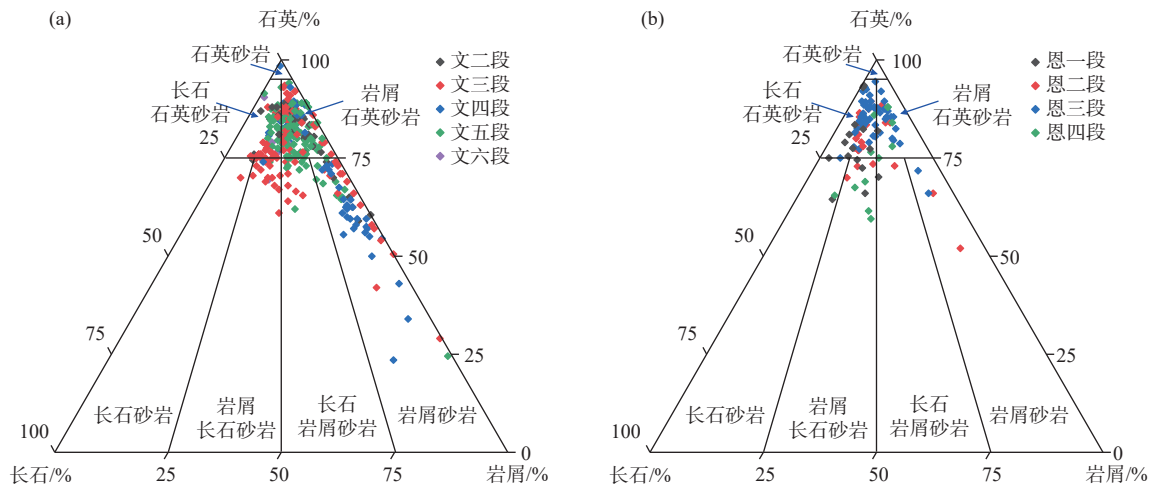


图 2 珠江口盆地陆丰凹陷文昌组 (a) 和恩平组 (b) 砂岩组成成分

Fig.2 Sandstone composition of Wenchang Formation (a) and Enping Formation (b) in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

陆丰南地区文昌组砂岩成分成熟度指数 $Q/(F+R)$ 平均值为 4.60, 恩平组成分成熟度指数平均值为 5.39, 文昌组和恩平组均表现出较高成分成熟度, 高石英含量、高成分成熟度是陆丰凹陷古近系

储层与邻凹相区别的显著特征之一。文昌组及恩平组碎屑颗粒均以中分选性为主(图 3a), 磨圆度以次棱—次圆为主, 其次为次圆(图 3b), 整体表现为中等结构成熟度。

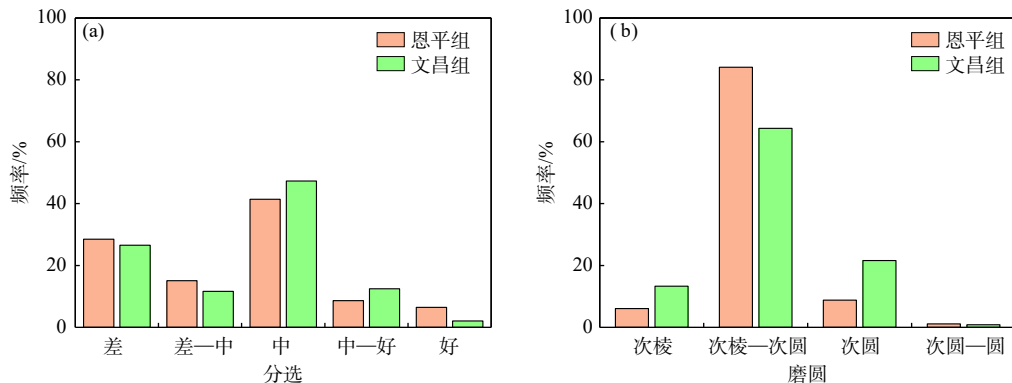


图 3 珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层分选和磨圆分布直方图

Fig.3 Histogram of sorting and roundness indices of the Paleogene reservoir in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

古近系 26 口井 535 块岩石样品数据统计表明, 陆丰凹陷古近系储层砂岩纯净、填隙物含量整体较低。文昌组填隙物平均含量为 13.40%, 恩平组填隙物平均含量为 11.28%(图 4)。杂基以泥质杂基为

主, 部分样品受火山物质影响, 粒间填充大量凝灰质杂基, 文昌组泥质杂基平均含量为 5.40%, 凝灰质杂基平均含量为 3.15%; 恩平组泥质杂基平均含量为 4.91%, 凝灰质杂基平均含量为 1.10%(图 4)。

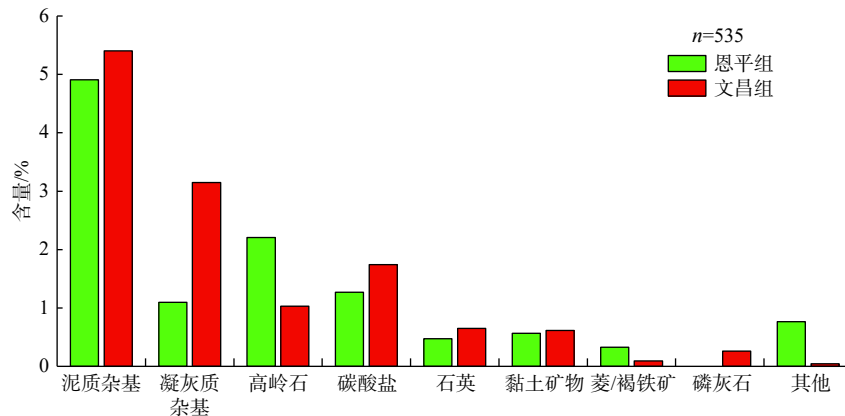


图 4 珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层填隙物含量直方图

Fig.4 The histogram of interstitial material content in the Paleogene reservoir of Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

古近系储层胶结物含量低, 文昌组和恩平组胶结物含量平均值分别为 4.43% 和 4.87%, 胶结物以高岭石、碳酸盐胶结物为主, 其次为石英次生加大及黏土胶结(图 4)。火山物质多见于陆丰 15A 地区和陆丰 13B 地区, 以凝灰质充填和磷灰石胶结物为主且含量较高, 这些局部受到火山作用影响的井位填隙物含量存在异常高值, 造成陆丰南地区平均填隙物含量有所增加。

2.2 孔隙特征

陆丰凹陷文昌组 13 口井和恩平组 8 口井共计 352 块样品的孔隙类型统计结果表明, 文昌组、恩平组均以原生粒间孔为主, 原生粒间孔占总面孔率比例分别为 61.55%、43.92%(图 5)。除粒间孔外, 研究区粒间和粒内溶孔也较为发育, 恩平组粒间和粒内溶孔占总面孔率的比例分别为 13.01% 和 9.31%,

文昌组粒间和粒内溶孔占总面孔率比例分别为 21.38% 和 15.14%(图 5)。文昌组和恩平组晶间孔和铸模孔少见, 占总面孔率比例 <15%(图 5)。

研究区原生粒间孔为粒间原生及其残留孔隙, 颗粒呈点或线接触(图 6a、b), 孔隙周围颗粒边缘平直。恩平组埋深较浅, 压实作用弱, 因此, 原生粒间孔隙保留较多(图 6a)。粒内溶孔多形成于长石、岩屑等化学性质不稳定的颗粒内部, 由颗粒内部成分部分发生溶蚀或交代形成, 溶蚀或交代通常沿较薄弱的解理面、微裂缝处进行, 研究区常见长石溶蚀孔(图 6c), 其次为岩屑溶孔。粒间溶孔是由碎屑颗粒边缘和粒间早期胶结物选择性溶蚀形成的孔隙, 粒间溶孔的识别标志主要是颗粒及粒间胶结物边缘的部分溶蚀呈港湾状, 研究区常见凝灰质溶蚀收缩形成的粒间溶孔(图 6d)。当长石、岩屑等颗粒全部溶解仅保留原有矿物框架, 则形成铸膜孔(图 6e)。研究区内主要的晶间孔类型为高岭石晶间孔(图 6f), 高岭石作为研究区的一种重要的胶结物, 赋存于颗粒之间, 占据了粒间孔隙, 但同时也以微孔的形式对孔隙度有一定的贡献。

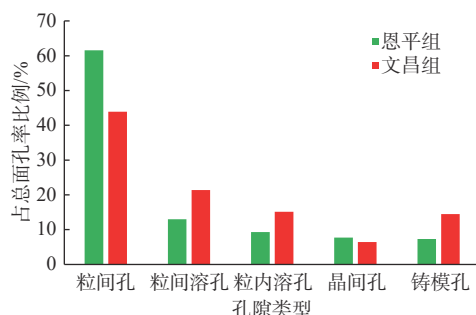
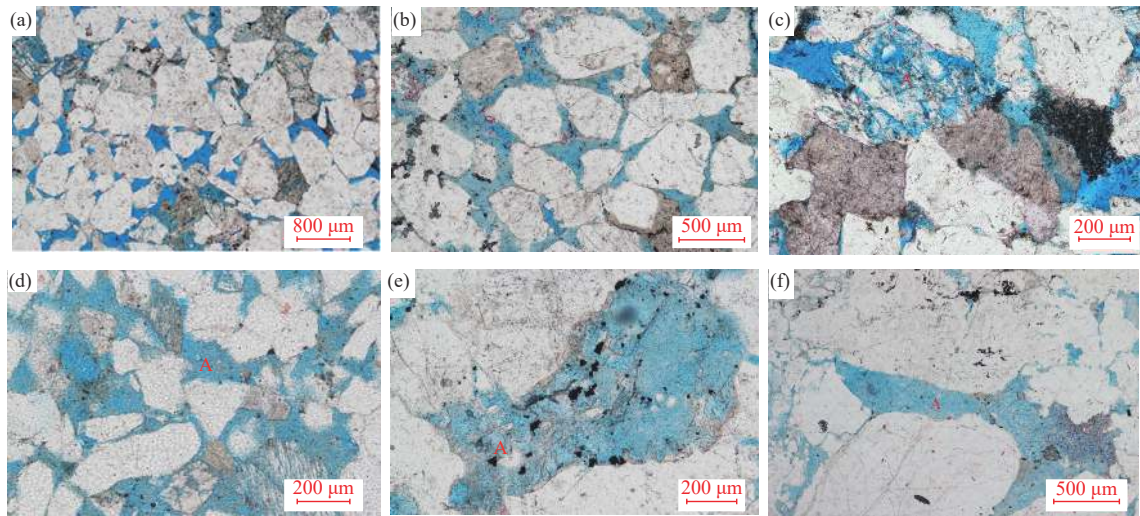


图 5 珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层主要孔隙类型分布

Fig.5 Distribution of main pore types of the Paleogene reservoir in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

2.3 物性特征

陆丰凹陷 28 口古近系钻井的 503 块样品实测物性数据分析表明, 文昌组主要发育特低—低孔隙度、超低—低渗透率储层, 孔隙度介于 1.47%~21.37%, 平均 11.15%, 主要分布于 8%~16%; 渗透



(a)颗粒之间点-线接触,粗粒长石石英砂岩,LF-7井,3 450.0 m,恩三段;(b)颗粒之间点-线接触,中-粗粒长石石英砂岩,LF-17井,3 666.0 m,文昌组;(c)长石颗粒发生溶解形成长石粒内溶孔(A点),中-粗粒长石石英砂岩,LF-7井,3 565.0 m,恩三段;(d)凝灰质普遍发育,大量发生蚀变,见凝灰质溶蚀收缩形成粒间溶孔(A点),含砾不等粒岩屑长石砂岩,LF13B-2井,3 497.7 m,文三段;(e)部分长石、岩屑发生溶解形成铸膜孔(A点),砂砾岩,LF13C-1井,4 170.26 m,文五段;(f)自生高岭石充填粒间,并见明显晶间孔(A点),含砾粗-巨粒岩屑石英砂岩,LF13A-3井,4 116.5 m,文五段

图6 珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层孔隙类型

Fig.6 Pore types of the Paleogene reservoirs in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

率为 $(0.003\sim 374.0)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均 $10.93\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,主要介于 $(0.1\sim 10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ (图7a)。恩平组主要发育低-中孔隙度、特低-中渗透率储层,孔隙度为2.50%~24.30%,平均15.23%,多分布于12%~20%;渗透率为 $(0.006\sim 3127.0)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均 $139.53\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,主要分布于 $(1\sim 100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ (图7b)。

3 成岩作用

成岩作用与储层物性、油气成藏关系密切^[15]。成岩作用主要包括压实作用、胶结作用、交代作用和溶蚀作用等,其中对碎屑岩储层物性影响较大的是压实作用、胶结作用和溶蚀作用。

3.1 压实作用

陆丰凹陷古近系储层普遍遭受中-强压实作用,文昌组储层埋深较大,主要分布在3 400~4 400 m,岩石机械压实作用较强,岩石颗粒多为点-线、线及凹凸接触(图6b、f和图8c),储层整体相对致密;恩平组埋藏较文昌组浅,主要分布在3 000~3 600 m,碎屑颗粒以点-线接触为主(图6a),压实作用明显比文昌组弱。由于陆丰凹陷古近系储层碎屑组成中石英、长石等刚性颗粒含量很高,岩屑含量低,使得岩石的抗压能力较强,有利于原生孔隙的保存。但随着压实作用增强,存在刚性颗粒破裂(图8b)和塑性颗粒(喷出岩岩屑、泥岩岩屑、云母等)挤压变

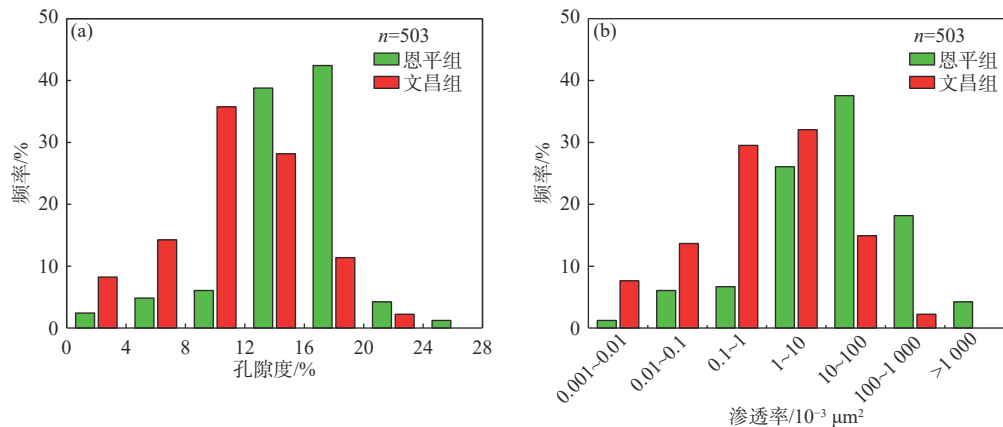
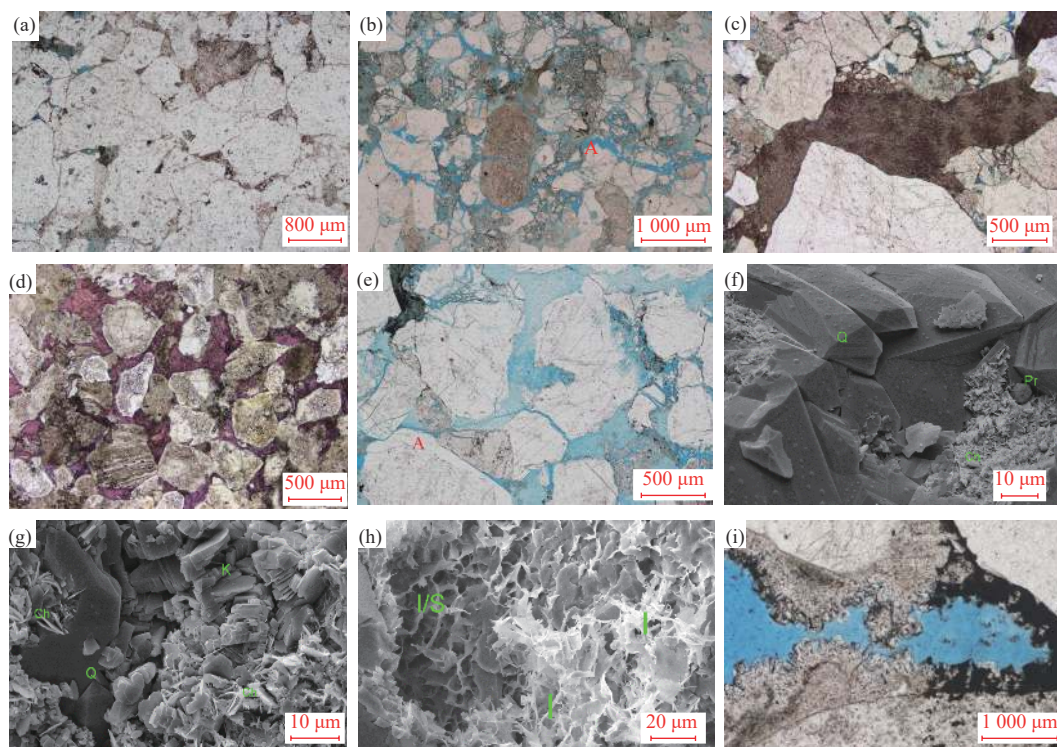


图7 珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层孔隙度和渗透率频率分布

Fig.7 Frequency distribution of porosity and permeability of the Paleogene reservoir in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin



(a)颗粒之间线-凹凸接触,粗-巨粒岩屑石英砂岩,LF-7井,3 913.0 m,恩四段;(b)样品见大量颗粒破裂,局部见构造缝(A位置),含高岭石不等粒岩屑长石砂岩,LF13A-1井,3 509.7 m,恩四段;(c)泥岩岩屑挤压变形,LF15A-2井,含砾不等粒岩屑砂岩,3 628.5 m,文四段;(d)方解石呈基底式胶结,含灰巨-粗粒岩屑砂岩,LF-5井,3 932 m,文五段;(e)部分石英次生加大,加大边宽窄不等(A位置),含高岭石不等粒岩屑长石砂岩,LF13A-1井,3 555.0 m,恩四段;(f)石英次生加大呈压嵌状排列,含高岭石不等粒岩屑长石砂岩,LF13A-1井,3 555.0 m,恩四段;(g)高岭石交代次生加大石英颗粒,LF13B-1井,3 385 m,文三段;(h)蜂窝状伊/蒙混层和丝状伊利石,中 LF13B-1 粗粒岩屑石英砂岩,LF13C-1井,4 167.74 m,文五段;(i)六边形形状、马牙状磷灰石,含磷灰石质粗-巨粒岩屑石英砂岩,LF13B-1井,3 451.5 m,文三段

图8 珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层成岩作用

Fig.8 Diagenesis of the Paleogene reservoir in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

形的现象(图8c),塑性碎屑成分含量较高会导致储层成熟度降低,抗压能力减弱。基于 HOUSE-KNECHT^[16] 建立的评价压实和胶结相对作用图版(图9)可知,研究区古近系压实作用减孔起决定作用,由压实作用造成的原生孔隙度的损失率普遍>40%,因此,压实作用在研究区是破坏性成岩作用,是储层孔渗降低的主要因素。

3.2 胶结作用

陆丰凹陷古近系储层胶结作用类型多样,主要的胶结类型包括碳酸盐胶结、硅质胶结和黏土矿物胶结等(图4)。古近系储层胶结类型主要有孔隙胶结、压嵌胶结和接触胶结,文昌组以镶嵌型、孔隙-镶嵌型为主,恩平组以接触型、孔隙-镶嵌型、孔隙型为主。

(1) 碳酸盐胶结

在研究区碎屑岩储层中,碳酸盐胶结作用较为常见,胶结物类型主要为铁方解石、铁白云石、方解石、白云石和泥晶碳酸盐,以晚期胶结为主。碳酸

盐胶结物胶结方式主要有孔隙填充式和基底式(图8d),大多数铁方解石胶结物以孔隙充填式分布

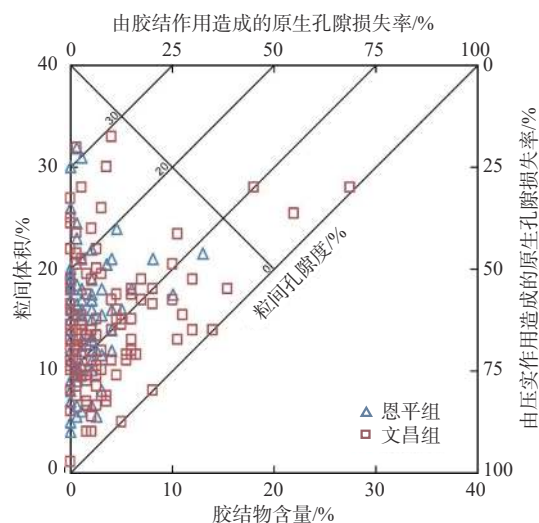


图9 珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层胶结物含量-粒间体积的关系图

Fig.9 Relationship between cement content and intergranular volume of the Paleogene reservoir in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

于粒间孔之中。研究区碳酸盐胶结物的溶蚀程度普遍较低,因此,碳酸盐胶结主要为破坏性成岩作用,降低了储层孔隙度和渗透率。

(2) 硅质胶结

在沉积物埋藏成岩作用过程中,石英颗粒的压溶作用、长石的溶蚀作用以及黏土矿物转化都为硅质胶结物的形成提供了丰富的 SiO_2 ^[17]。陆丰凹陷古近系储层硅质胶结程度较弱,主要表现为石英次生加大(图 8e),加大边宽窄不一,文昌组、恩平组硅质胶结物平均含量分别为 0.47% 和 0.65%。扫描电镜下,粒间或颗粒表面发育石英次生加大,显示出较好的六方柱形的晶形,呈现出较完整的晶面(图 8f)。硅质胶结挤占孔隙,使颗粒间紧密贴合,降低了储层物性,为破坏性成岩作用。

(3) 黏土胶结

研究区黏土矿物类型主要是高岭石、伊利石、伊蒙混层及绿泥石矿物胶结(图 8g、h),其中,高岭石最为发育,高岭石主要充填于局部碎屑粒间孔中,堵塞孔喉,呈集合体状,结晶程度较高,晶体呈六边形,常相互叠置呈假六方柱状、蠕虫状和手风琴状(图 8g)。高岭石作为长石溶蚀产物的成因类型较为常见,此外,也存在少量以孔隙水沉淀方式形成的高岭石胶结物。高岭石作为胶结物堵塞孔喉,但高岭石胶结物中发育晶间孔(图 6e),可为后期流体活动提供孔隙空间,对储层孔隙度有一定的改善作用。

伊利石大多数存在于碎屑岩粒间孔中,是研究区中较为常见的一种黏土矿物,通常呈鳞片状、丝状集合体搭桥的方式生长于颗粒之间或以伊/蒙混层的方式出现,伊/蒙混层多呈现蜂窝状生长于孔隙之间(图 8h)。作为杂基主要组分的伊利石大部分来自母岩风化的产物,而作为胶结物的伊利石可由蒙脱石转化而来或由孔隙水直接沉淀而来。杂基伊利石一般呈较细和较致密的碎屑状,由蒙脱石转化而来再经重结晶作用形成的伊利石晶体较大,但结晶程度一般较差,而由孔隙水中沉淀的伊利石胶结物结晶好,晶体粗大,晶间微孔也较发育。绿泥石在整个研究区中含量很低,在扫描电镜下可见到该矿物多分布于碎屑颗粒表面或充填于粒间孔中,呈细小叶片状或针叶状,晶体大小较均匀,与其他黏土矿物较易于区别。

(4) 磷灰石胶结

陆丰凹陷部分井位受到火山作用影响发育较大面积的磷灰石胶结物,例如 LF13B-1 井文三段

镜下可见大量磷灰石胶结物,平均含量为 8.15%,多见于矿物间隙或在矿物内,磷灰石自形程度高,呈马牙状、六边形状及板条状(图 8i),也可见部分石英次生加大伴生的磷灰石,推测为岩浆早期副矿物。

综上所述,陆丰凹陷胶结作用主要为破坏性成岩作用,但陆丰凹陷古近系储层胶结物含量偏低(图 4),所以胶结作用并不是储层物性变差的主要原因,由胶结作用造成的原生孔隙度的损失率普遍 <20%(图 9),胶结作用对文昌组储层的影响略大于对恩平组储层的影响。

3.3 交代作用

交代作用是一种矿物被另一种成分不同的矿物替代的现象,溶解与沉淀常同时进行。交代作用可沿着矿物颗粒边缘进行,也可完全交代碎屑颗粒,形成矿物假象。研究区常见方解石、铁方解石等碳酸盐矿物交代长石颗粒。交代作用对储层物性影响程度很小。

3.4 溶蚀作用

溶蚀作用在碎屑岩储层中普遍发生,长石颗粒和岩屑是研究区最常见的受溶组分,是形成次生孔隙的主要原因。长石颗粒发生溶蚀后通常具有港湾状边缘或沿解理溶蚀,长石溶蚀主要形成粒内溶孔(图 6c),少数直接溶蚀形成铸模孔(图 6e),可为高岭石等自生黏土矿物的形成提供物质基础与生长空间。岩屑的溶蚀主要形成粒内溶孔,岩屑产生的溶孔含量低于长石溶蚀孔隙。基于岩石薄片观察与数据统计,陆丰南地区文昌组、恩平组溶蚀孔隙占总面孔率比例分别为 50.9% 和 29.6%(图 5),溶蚀作用形成的次生孔隙扩大了孔隙喉道,对改善储层物性特别是文昌组具有积极意义。LF13A、LF15A 井区文昌组溶蚀作用较强,溶蚀次生面孔率分别为 3.94% 和 4.05%,占总面孔率的比例分别为 83.6% 和 73.4%。

3.5 成岩演化序列

基于古近系岩石样品铸体薄片观察与鉴定,根据自生矿物之间交代、切割关系以及溶解充填关系,结合扫描电镜、X 衍射、阴极发光、包裹体测温等储层分析测试资料,确定陆丰凹陷古近系储层经历的成岩演化序列:压实作用→石英自生加大→I 期碳

酸盐胶结→长石/岩屑溶蚀→黏土矿物胶结→Ⅱ期碳酸盐胶结、交代(图 10)。

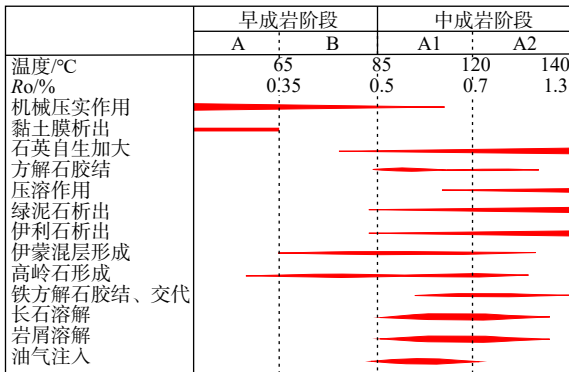


图 10 珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层成岩演化序列
Fig.10 Diagenetic evolution sequence of the Paleogene reservoir in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

早成岩阶段 B 期发生于深度为 1 800~2 900 m 以上的地层中, 压实作用明显但仍有一部分原生粒间孔隙保留下来, 储层储集空间为剩余粒间孔, 孔隙度>20%, 地层流体呈酸性, 开始发生石英自生加大。中成岩阶段 A 期是主要成岩改造作用发生的时期, 中成岩阶段 A1 期发生于深度为 2 900~3 700 m 的地层内, 平均孔隙度为 14.4%, 该层段压实作用的影响开始减弱, 石英自生加大作用继续, 随后发生 I 期碳酸盐胶结。中成岩阶段 A2 期发生于深度<3 700 m 的地层中, 平均孔隙度为 9.0%, 随着地层中有机酸含量的降低, 该层段长石的溶蚀作

用和黏土矿物胶结作用减弱, 地层水向碱性转化, 发生Ⅱ期碳酸盐胶结, 出现铁方解石和碳酸盐的交代现象, 部分孔隙被胶结物充填, 储层储集性能略微降低。

4 优质储层发育主控因素

前述孔隙度及渗透率分析表明, 陆丰凹陷古近系储层物性相对较好, 优于邻凹惠州凹陷^[18]。纵向上, 储层物性随着埋藏深度的增大而逐渐变差, 尤其是渗透率变化显著(图 11), 但局部发育明显的高渗透率带, 如 LF13C-1 井文五段(3 969~4 216 m)等; 横向上, 陆丰凹陷古近系储层物性变化大, 非均质性较强, 不同沉积相带的孔隙差异性明显。综合研究认为, 研究区古近系优质储层发育的条件包括: ①有利的沉积相带, 母岩区石英含量高, 物源到沉积区搬运距离较远, 低泥质杂基含量, 高成分和结构成熟度; ②流体改造作用强, 溶蚀改善储集空间; ③低火山活动影响, 低凝灰质充填。

4.1 有利的沉积环境

4.1.1 沉积条件和母岩成分决定岩石成熟度, 影响储层初始孔隙度

岩石成熟度受沉积条件与母岩性质双重控制。在研究区, 成分成熟度对储层物性的影响主要体现

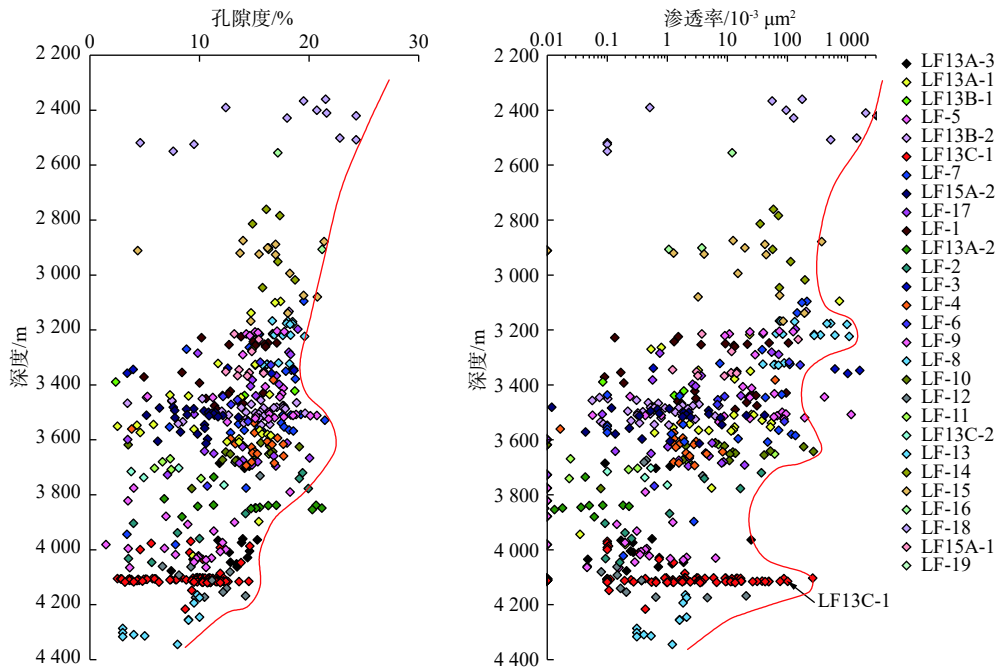


图 11 珠江口盆地陆丰凹陷古近系储层实测孔隙度/渗透率与埋深的关系

Fig.11 Relationship between measured porosity/permeability and burial depth of the Paleogene reservoir in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

在母岩的喷出岩等塑性岩屑含量上,而结构成熟度对储层的影响主要表现在岩石碎屑颗粒分选与杂基含量对初始孔隙度影响方面。

陆丰凹陷基底岩性主要为中生代花岗岩,其次为中生代沉积岩,局部发育喷出岩、火山碎屑岩,母源条件较好^[18-19],因此,古近系储层具有高石英和低杂基的特征,成分成熟度较高(图2)。对于深层储层,溶蚀增孔量远低于压实导致的减孔量,在文昌组储层中,随石英含量的增加,储层孔隙度和渗透率呈现出增高的趋势,这是因为刚性石英含量的增加加强了岩石的抗压实能力,减少了压实作用所造成的原生孔隙损失,有助于提高储层的原始物性。

强水动力条件下随着搬运距离的增加,原始杂基组分被不断移除且岩石结构成熟度增加,导致岩石的初始孔隙度较高,前人研究发现,在研究区大型辫状河三角洲前缘砂体成熟度高,储层物性较好^[1,20]。陆丰凹陷文昌组以及恩三段、恩四段主要

发育辫状河三角洲沉积、滨浅湖,局部发育扇三角洲沉积,恩一段、恩二段主要发育浅水辫状河三角洲沉积^[20]。对比陆丰凹陷不同沉积相岩石初始孔隙度发现,受流水不断地冲刷与颠簸作用,辫状河三角洲分支河道储层分选较好且原生粒间孔保留较好,杂基含量较低,介于0~5%,储层初始孔隙度普遍介于30%~38%;扇三角洲沉积物搬运距离较短且堆积速度较快,砂岩粒度粗,具有分选磨圆差、杂基含量较高(介于5%~25%)以及成分和结构成熟度双低的特征,初始孔隙度跨度大,介于10%~35%,属于初始孔隙度条件较差类型。LF13C-1井文五段主要发育辫状河三角洲前缘分支河道沉积(图12),岩性主要为岩屑石英砂岩和长石石英砂岩,母岩石英含量高,岩屑类型主要为酸性喷出岩和花岗岩岩屑,分选好,泥质含量低,成分和结构成熟度高,因此发育了研究区重要的优质储层段(图11-LF13C-1)。

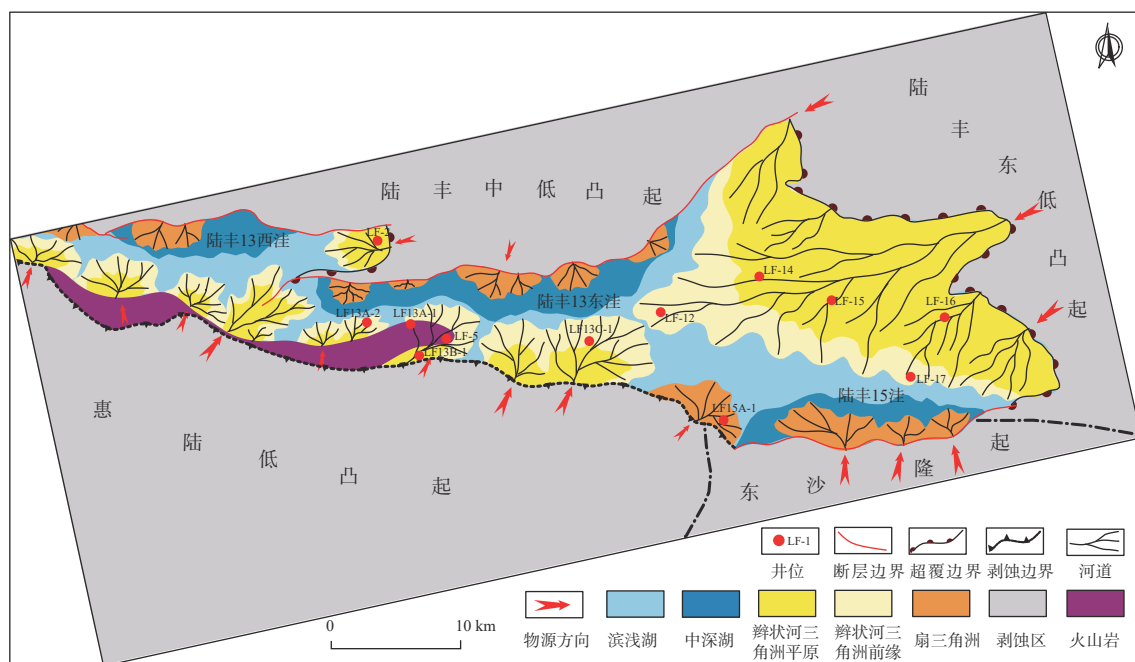


Fig.12 Sedimentary facies of the Fifth Member of Wenchang Formation in the southern Lufeng Sag, the Pearl River Mouth Basin

4.1.2 沉积微相决定砂体厚度,影响储层渗透率

沉积微相决定了砂体厚度和有效性,研究区三角洲前缘水下分流河道微相单砂体以中厚层为主,滩坝及河口坝微相单砂体以薄—中厚层为主,席状砂单砂体厚度以薄层为主。厚层砂体与薄层砂体有着截然不同的成岩体系特征,这主要与砂体内部孔隙流体性质与成岩矿物特征有关。薄层砂体往往对应着相对封闭的水岩体系,其储层具有以下特

点:①岩石成熟度相对较差,粒度较小,初始孔隙度偏低;②填隙物含量偏高,粒间孔缝发育程度较低,岩石渗流能力偏差;③外部流体(如大气淡水,有机酸等)进入砂体内能力较弱;④溶蚀产物难以及时带出,多原地沉淀,形成大量自生黏土矿物与碳酸盐胶结物,进一步破坏储层的储集与渗流能力。位于相对高能的辫状河三角洲分支河道中部的储层往往处于相对开放的成岩系统,该类储层碎屑组分

的分选、磨圆相对较好,粒间填隙物含量低,岩石初始的孔渗能力要远高于封闭成岩体系下的储层;而埋藏过程中,良好的孔渗条件对大气淡水及有机酸等成岩流体进入储层内部的限制较小,喷出岩岩屑与长石等化学性质不稳定的组分溶蚀后产物能及时带出,避免了自生黏土矿物的原地堆积(图 13)。

因此,厚层砂体往往对应着相对开放的水-岩体系,并在一定程度上有利于优质储层的发育;而薄层砂体则对应着相对封闭的水-岩体系,不利于优质储层的发育。以陆丰南地区 LF-7 及 LF13C-1 井为代表井,研究结果发现,单层砂体厚度与储层的孔隙度与渗透率呈现了良好的正相关关系(图 14),在单砂

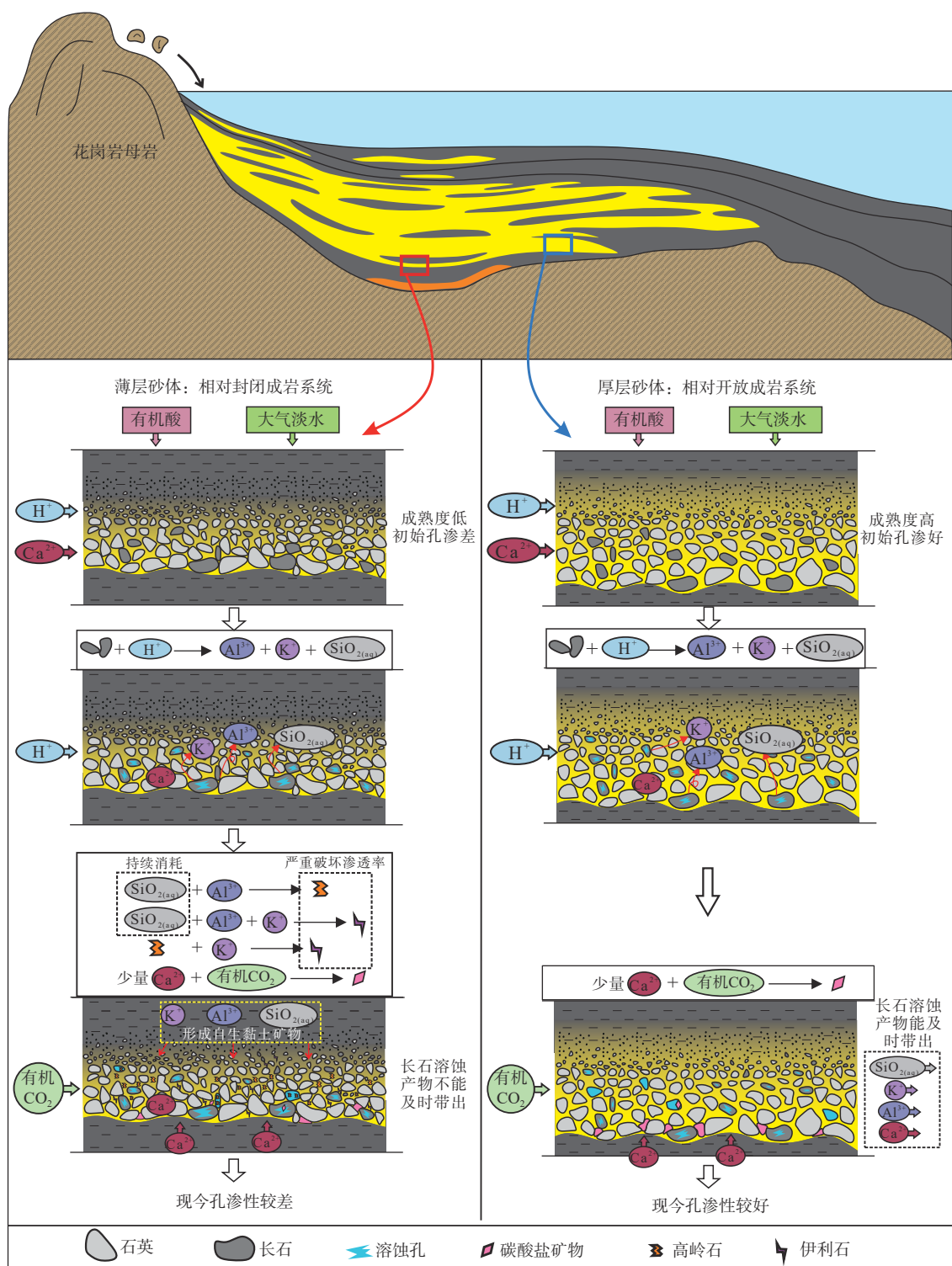


图 13 珠江口盆地陆丰凹陷古近系砂体厚度-物性模式

Fig.13 Model of the Paleogene sand body thickness-physical property in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

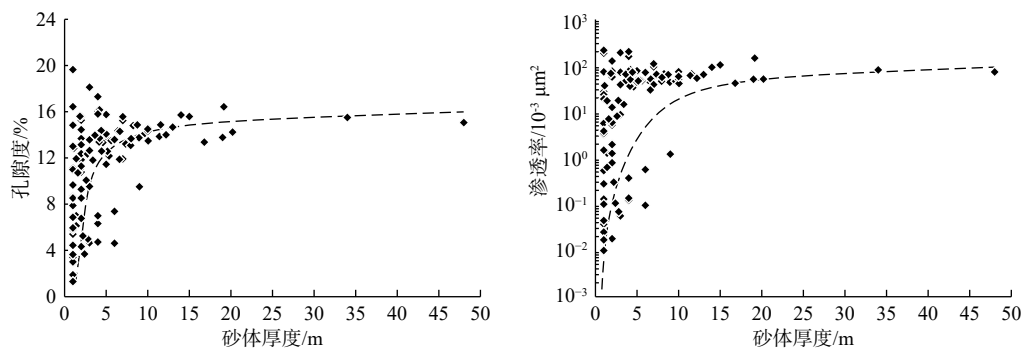


图14 珠江口盆地陆丰凹陷LF-7井文昌组储层砂体厚度与物性关系图

Fig.14 The relationship between reservoir sand body thickness and physical properties of Wenchang Formation in Well LF-7 of Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

厚度 <4 m时,储层的孔渗条件变化幅度很大,而在单层砂体厚度超过4~5 m后,储层孔隙度与渗透率得到明显改善并趋于稳定,相比之下,砂体厚度对渗透率的改善更为明显。

4.2 强流体改造改善储集空间

次生孔隙是碎屑储层重要的储集空间之一,特别是对于深层储层,溶蚀作用产生的次生孔隙可为油气贡献大量的储集空间,改善储层条件(图6c)。当地层温度达到80~120℃时,有机质成熟排出大量有机酸,进而长石、碳酸盐矿物等发生溶蚀。研究区较为丰富的长石颗粒与花岗岩岩屑中的长石

组分为溶蚀作用提供了重要的物质基础。此外,少量易溶的喷出岩岩屑亦贡献了部分次生孔隙,研究区碳酸盐胶结物溶蚀现象较少见。文昌组溶蚀孔隙平均为2.85%,占总面孔率比例50.9%;恩平组溶蚀孔隙平均为2.72%,占总面孔率比例29.6%,流体改造对古近系尤其是文昌组储层改善产生重要的作用。对LF13B-2井主力油层文三段进行原始长石含量恢复,发现长石的溶蚀量与储层现今物性存在着明显的正相关性,即随着长石溶蚀量的增加,储层现今孔隙度迅速升高(图15),而长石溶蚀量与渗透率之间相关系数更高, R^2 可达到0.7981(图15b)。

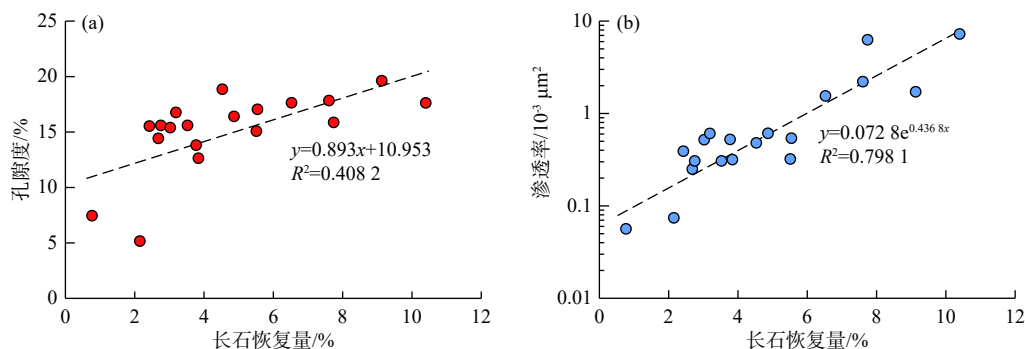


图15 珠江口盆地陆丰凹陷LF13B-2井文三段长石恢复量-孔隙度/渗透率关系图

Fig.15 Relationship between feldspar recovery and porosity/permeability in Wensan section of Well LF13B-2 in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

研究区文四段是主力烃源岩发育层段,当烃源岩处于低成熟—成熟阶段,会产生大量有机酸与少量烃类物质,邻近烃源岩的砂岩储层会优先接触到携带有机酸的成岩流体,遭受有机酸改造的强度往往更大,此外,有机酸也可通过油源断层进入上覆储层中。因此,拥有良好断裂沟通源岩或者临近源岩的砂岩储层更易发生溶蚀作用,如LF13A井区恩四段、LF13C井区文五段等,其中,LF13C-1井文五段

溶蚀次生面孔率为2.76%,占总面孔率比例39.2%,溶蚀作用发育是其发育优质储层的重要原因之一。

4.3 低凝灰质孔隙充填

火山物质包括火山岩岩屑、晶屑和火山灰,火山岩岩屑对储层有建设性和破坏性成岩作用两方面影响。一方面,火山碎屑发生酸性溶蚀增孔增渗,提高储层连通性,为建设性成岩作用;另一方面,火

山岩岩屑多为塑性颗粒,受到压实作用易发生变形,从而堵塞孔隙降低渗透率,为破坏性成岩作用。火山晶屑多为石英、长石等,形态为棱角状—次棱角状,且具内凹的不规则熔蚀边结构,晶屑对储层的影响不明显。陆丰凹陷 LF13A、LF13B 和 LF15A 井区凝灰质填隙物较为发育,充填粒间孔隙,对储层产生破坏性作用,降低了储层渗透率。例如 LF13B-2 井凝灰质含量为 14%,见较多凝灰质溶蚀收缩形成粒间溶孔(图 6d),孔隙度达到 15.4%,但渗透率仅有 $0.448 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,这主要是由于凝灰质溶蚀产物未被有效地带离岩石,从而导致储层渗滤性降低。因此,研究区高凝灰质填隙物不仅会降低储层抗压能力,也会导致储层渗流能力下降,对储层物性产生不利影响;在储层结构成熟度高的三角洲外前缘部位,强有机酸溶蚀可削弱凝灰质的影响。

5 结论

(1)陆丰凹陷古近系储层具有高石英含量、低长石和岩屑含量特征,文昌组主要发育岩屑石英砂岩,恩平组主要发育长石石英砂岩,储层孔隙类型均以原生粒间孔为主,但文昌组溶孔更为发育;文昌组主要发育特低—低孔隙度、超低—低渗透率储层,平均孔隙度 11.15%,平均渗透率 $10.93 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;恩平组主要发育低—中孔隙度、特低—中渗透率储层,平均孔隙度 15.23%,平均渗透率 $139.53 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(2)古近系储层处于中成岩阶段 A 期,破坏性成岩作用主要有压实作用、胶结作用,胶结作用类型主要为碳酸盐、硅质和黏土矿物胶结,压实作用对原始孔隙减少起到决定性作用;成岩期溶蚀作用普遍发育,长石、岩屑等被溶蚀形成次生孔隙,极大地改善了储层物性。

(3)陆丰凹陷古近系优质储层形成条件包括:母岩区高石英含量、搬运距离较远的辫状河三角洲分支河道具备高成分和结构成熟度、低杂基含量以及单层砂体厚度大的特征,储层物性较好;强流体改造改善储集空间,长石溶蚀为储层提供有效储集空间,对古近系尤其是文昌组储层改善产生重要的作用,拥有良好断裂沟通源岩或临近源岩的砂岩储层更易发生溶蚀作用;凝灰质充填导致孔隙储层渗透率降低,低火山活动影响区更易发育有利储层。

参考文献:

- [1] 张向涛,汪旭东,舒誉,等. 珠江口盆地陆丰凹陷大中型油田地质特征及形成条件[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2017, 48(11): 2979-2989.
- [2] 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.
- [3] 汪旭东,张向涛,何敏,等. 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[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(6): 1147-1155.
- [4] 吕正祥,文艺,赵福,等. 珠一坳陷陆丰地区文昌组成岩作用特征及孔隙发育成因[J]. 特种油气藏, 2019, 26(3): 18-23.
- [5] 朱筱敏,葛家旺,吴陈冰洁,等. 珠江口盆地陆丰凹陷深层砂岩储层特征及主控因素[J]. 石油学报, 2019, 40(S1): 69-80.
- [6] 施和生. 论油气资源不均匀分布与分带差异富集: 以珠江口盆地珠一坳陷为例[J]. 中国海上油气, 2013, 25(5): 1-8.
- [7] 朱伟林,崔早云,吴培康,等. 被动大陆边缘盆地油气勘探新进展与展望[J]. 石油学报, 2017, 38(10): 1099-1109.
- [8] 高阳东,汪旭东,林鹤鸣,等. 珠江口盆地陆丰凹陷恩平组内部构造: 沉积转换面识别及意义[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(7): 961-970.
- [9] 张向涛,刘培,王文勇,等. 珠一坳陷古近系文昌期构造转变对油气成藏的控制作用[J]. 地球科学, 2021, 46(5): 1797-1813.
- [10] 柳广弟,牛子铖,陈哲龙,等. 珠江口盆地陆丰凹陷在洼陷迁移控制下的油气成藏规律[J]. 石油学报, 2019, 40(S1): 26-40.
- [11] 代一丁,牛子铖,汪旭东,等. 珠江口盆地陆丰凹陷古近系与新近系油气富集规律的差异及其主控因素[J]. 石油学报, 2019, 40(S1): 41-52.
- [12] 朱定伟,张向涛,雷永昌,等. 陆丰北地区构造特征及恩平组勘探方向[J]. 中国海上油气, 2020, 32(2): 44-53.
- [13] 葛家旺,朱筱敏,雷永昌,等. 多幕裂陷盆地构造-沉积响应及陆丰凹陷实例分析[J]. 地质前缘, 2021, 28(1): 77-89.
- [14] 何雁兵,肖张波,郑仰帝,等. 珠江口盆地陆丰13洼转换带中生界陆丰7—9潜山成藏特征[J]. 岩性油气藏, 2022, 35(3): 1-11.
- [15] 刘锐娥,李文厚,陈孟晋,等. 鄂尔多斯东部下二叠统山西组2段储层评价及勘探前景[J]. 古地理学报, 2006, 8(4): 531-538.
- [16] HOUSEKNECHT D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones: Reply[J]. AAPG Bulletin. 1989, 73(10): 1277-1279.
- [17] 黄思静,黄培培,王庆东,等. 胶结作用在深埋藏砂岩孔隙保存中的意义[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(3): 7-13.
- [18] 丁琳,李晓艳,周凤娟,等. 珠江口盆地珠一坳陷古近系优质储层差异发育特征及主控因素: 以陆丰地区和惠州地区文昌组为例[J]. 岩石矿物学杂志, 2022, 41(1): 75-86.
- [19] 周凤娟,丁琳,马永坤,等. 陆丰13东洼文昌组碎屑锆石U-Pb年龄特征及其物源示踪意义[J]. 中国海上油气, 2020, 32(4): 46-55.
- [20] 葛家旺,朱筱敏,张向涛,等. 珠江口盆地陆丰凹陷文昌组构造-沉积演化模式[J]. 中国矿业大学学报, 2018, 47(2): 308-322.

Paleogene reservoir characteristics and main controlling factors of high-quality reservoirs in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

LEI Yongchang, PENG Guangrong, HE Yanbing^{*}, XIAO Zhangbo, QIU Xinwei, WU Qionglings, ZHAO Peng
(Shenzhen Branch of CNOOC (China) Ltd., Shenzhen 518054, China)

Abstract: With the transformation of the exploration strata in the Pearl River Mouth Basin from shallow to deep, the Paleogene has become an important stratum to increase additional oil-gas reserves and production in the Lufeng Sag at present. However, some problems, such as strong heterogeneity and difficult productivity release, seriously restricts the oil-gas exploration. The reservoir characteristics, diagenesis, and main controlling factors of high-quality reservoirs in the Paleogene Wenchang Formation and Enping Formation were studied comprehensively using the casting thin section, scanning electron microscope, physical property analysis, X-ray diffraction and other analytical and testing data from 36 Paleogene wells in the sag. Results show that the Paleogene reservoir in the sag is rich in quartz but poor in feldspar and detritus. The Wenchang Formation is mainly composed of lithic quartz sandstone characteristic of ultra-low porosity and ultra-low permeability, in average porosity of 11.15% and average permeability of $10.93 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The Enping Formation includes mainly feldspathic quartz sandstone characteristic of low-medium porosity and ultra-low-medium permeability reservoirs in average porosity of 15.23% and average permeability of $139.53 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The reservoir pore types are mainly intergranular pores, followed by intergranular dissolution pores and intragranular dissolution pores, but the proportion of dissolved pores in Wenchang Formation is high. The Paleogene reservoir is mainly in the middle diagenetic stage A. Compaction plays a decisive role in reducing porosity, cementation reduces reservoir physical properties, and dissolution further improves reservoir physical properties. The formation conditions of the Paleogene high-quality reservoir in Lufeng Sag include: ① abundant quartz content in the parent rock area, reflecting a long transportation distance, high composition, and structural maturity, low matrix content, and large thickness of single sand body; ② strong fluid transformation that improved the reservoir space. Feldspar dissolution significantly improved the Paleogene reservoir, especially the Wenchang Formation reservoir, and the sandstone reservoir with good fracture communication source rock or adjacent source rock has strong dissolution; ③ tuffaceous filling reduced the reservoir permeability. The area less affected by volcanic activity is more conducive to the development of high-quality reservoirs.

Key words: main controlling factors; high-quality reservoirs; Paleogene; Lufeng Sag; Pearl River Mouth Basin