

潘石坚, 刘伟新, 王华, 等. 南海珠江口盆地 Y 油田文昌组五段低渗透储层特征及物性控制因素[J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(4): 71-79.
PAN Shijian, LIU Weixin, WANG Hua, et al. Characteristics and physical property controlling factors of the low permeability reservoir of the 5th Member of Wenchang Formation for the Y Oilfield in Pearl River Mouth Basin, South China Sea[J]. Marine Geology Frontiers, 2022, 38(4): 71-79.

南海珠江口盆地 Y 油田文昌组五段低渗透储层特征及物性控制因素

潘石坚¹, 刘伟新¹, 王华¹, 尹楠鑫^{2*}, 衡立群¹, 万琼华¹

(1 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 深圳 518067; 2 重庆科技学院石油与天然气工程学院, 重庆 401331)

摘要:针对南海珠江口盆地 Y 油田文昌组五段低渗透储层特征及物性主控因素不明确、油田规模开发缺乏地质依据等问题, 综合利用铸体薄片、扫描电镜、岩芯物性以及全岩等分析化验资料开展储层物性特征及储层物性主控因素研究。Y 油田文五段主要发育岩屑砂岩, 其次发育长石质石英砂岩和长石质岩屑砂岩, 依据储层物性分类标准, 该段为低孔特低渗储层。储层物性主控因素研究表明, 文五段沉积时期的构造抬升弱化了压实对储层的改造, 改善了储层物性条件; 沉积作用控制了不同微相中沉积物的结构成熟度和成分成熟度, 进而影响了不同微相的孔渗性, 并间接影响了成岩作用对储层的改造; 成岩作用对储层改造的定量研究表明, 压实作用对储层物性起主导作用, 其次是胶结作用, 最后是溶蚀作用。研究成果夯实了对南海珠江口盆地 Y 油田文五段的储层特征及其物性控制因素的认识, 为油田下一步规模开发提供了一定的地质依据。

关键词:珠江口盆地; 文昌组; 低渗储层; 沉积作用; 成岩作用; 主控因素

中图分类号: P744.4; P618.13

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2021.185

0 引言

随着石油工业的不断发展, 油气勘探开发进程不断推进, 低渗等非常规油气资源俨然已成为各大油田“增产上储”的一个重要研究对象, 且已获得巨大成功。我国的低渗透油气藏分布层系多、范围广, 在各大油田均有发现, 其中以鄂尔多斯盆地长庆油田最为典型。《中国石油报》在 2009 年就明确提出低渗透油气藏必将成为我国油气田勘探开发的主要阵地^[1]。2014 年南海珠江口盆地陆丰 Y 油田在古近系文昌组钻遇了 81.1 m 油气层, 藉此拉开了

Y 油田文昌组低渗油气藏勘探开发的序幕^[2-5]。受钻井、测井资料少的制约, 文昌组低渗油藏基础地质研究滞后, 低渗“甜点”分布不清楚, 储层物性主控因素不明确^[2-4], 该低渗油藏从发现至今还未能实现规模开发, 严重制约了油田的“增储上产”。综合利用研究区内已有 5 口井的相关资料, 从沉积和成岩的角度, 剖析了该低渗油藏储层物性的主控因素, 并对物性主控因素进行了综合评价, 以期对油田下一步开发方案部署提供地质依据。

1 区域地质概况

自 20 世纪 80 年代, 中海石油公司就在珠江口盆地陆丰凹陷开始油气勘探, 相继发现了一系列极具工业价值的油气田, 且多分布在新近系。为实现“增储上产”, 将古近系做为后续的重点勘探对象。钻井揭示表明, 陆丰凹陷地层由下至上发育古近系始新统文昌组, 渐新统恩平组、珠海组, 新近系中新统珠江组、韩江组和粤海组以及上新统万山组和第

收稿日期: 2021-07-10

资助项目: “十三五”国家重大科技专项“南海东部海域勘探新领域及关键技术”(2016ZX05024-004)

作者简介: 潘石坚(1988—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事油气田开发地质方面的研究工作。E-mail: 2770965424@qq.com

* 通讯作者: 尹楠鑫(1982—), 男, 博士, 副教授, 主要从事油气田开发地质方面的研究工作。E-mail: 5607431@qq.com

四系^[5-6]。本次研究的目的是层为Y油田的古近系文昌组五段(文五段)。Y油田在区域上位于陆丰凹陷,东部毗邻惠陆东低凸起区,西部为惠陆低凸起区,北部为陆丰中低凸起区,东南部为东沙隆起(图1)。Y油田为NE-SW向的鼻状构造,发育了

一系列NEE走向的正断层。文五段沉积时期主要发育辫状河沉积三角洲前缘亚相,微相主要为辫状水道和分流砂坝,岩性以粗砂、中砂岩和细砂岩为主^[3-4]。Y油田目前有探井1口,评价井4口,其中取芯井3口。

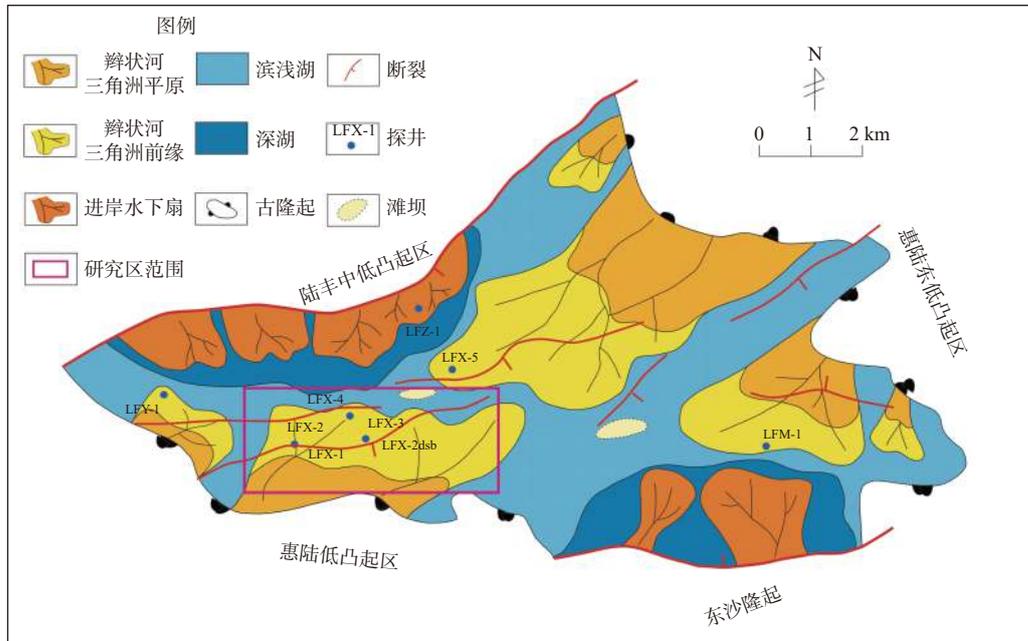


图1 研究区构造位置

Fig.1 Tectonic location of the study area

2 储层基本特征

2.1 储层岩石学特征

根据Y油田3口取芯井中文五段64块样品的碎屑组分统计发现,Y油田文五段石英含量介于67%~89%,平均值为80.48%;长石含量为2.5%~15.5%,平均值为7.41%;岩屑含量为4.5%~35.5%,平均值为12.16%。根据成分成熟度公式(石英/(长石+岩屑))计算得出的该油田文五段成分成熟度分布范围为1.76~8.09,平均值为4.49,成分成熟度较高。依据砂岩分类标准^[7],Y油田文五段主要发育岩屑质石英砂岩和长石质石英砂岩,以及少量的石英砂岩和长石岩屑质石英砂岩(图2)。依据52个有效样本数统计结果发现,碎屑颗粒以线、点-线和凹凸-线等接触方式为主,胶结物类型以镶嵌型为主(图3)。分选以次圆-次棱为主,占30.84%,其次为次棱,占26.1%。填隙物以泥质杂基为主,填隙物含量最小值为0.5%,最大值为24%,平均值为9.14%。

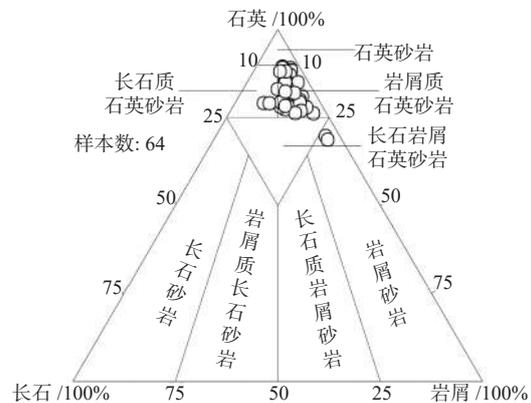
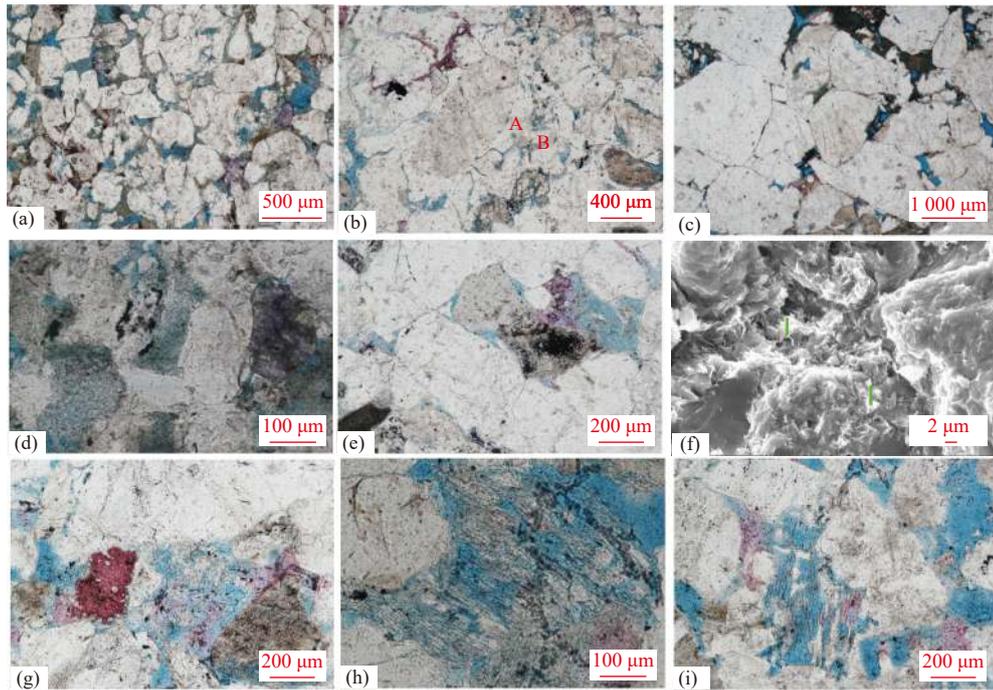


图2 文五段砂岩分类三角图

Fig.2 Classification of sandstone in the 5th Member of Wenchang Formation

2.2 孔隙类型及孔隙结构

薄片鉴定结果表明,研究区文五段储集空间类型主要为原生粒间孔,其次为粒间溶孔、铸模孔,孔隙较发育。依据文五段3口取芯井共计61个有效样本统计分析,总面孔率分布区间为0.5%~20%,平均面孔率为8.39%;次生面孔率分布区间为0.5%~13%,平均次生面孔率为2.9%,残余原生孔隙的面



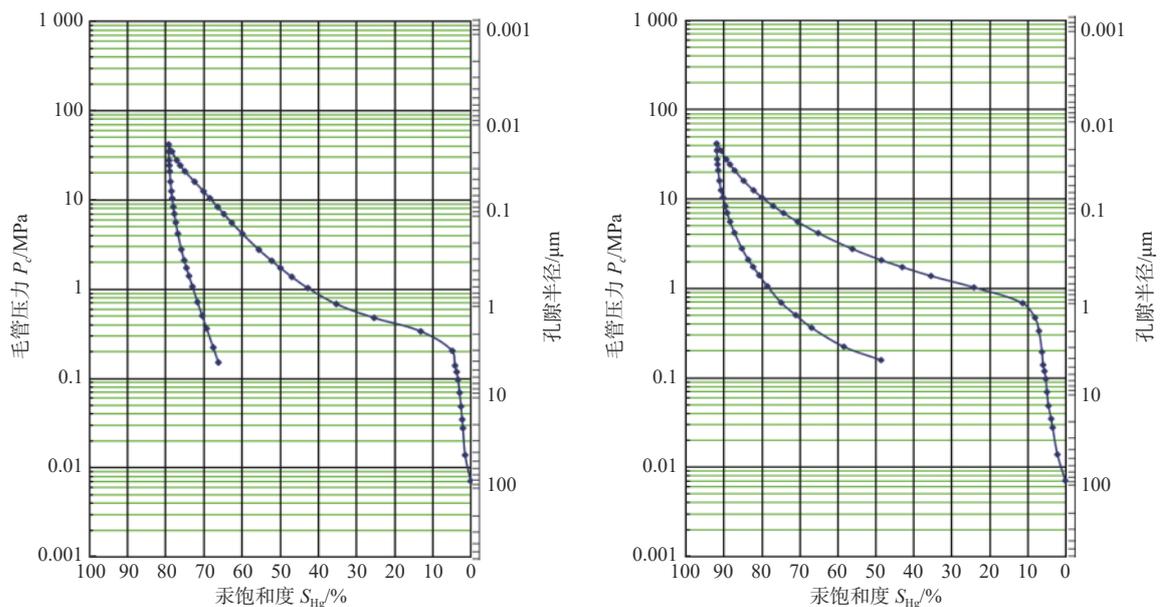
(a)LFX-5 井, 3 730.7 m, 残余原生孔为主, 少量长石溶蚀形成的次生孔隙, 点-线接触, 镶嵌胶结, 孔隙度为 13.1%, 渗透率为 $24.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (b)LFX-4 井, 4 158.02 m, 石英次生加大 A, 线接触, 镶嵌胶结, 孔隙度为 10.8%, 渗透率为 $14.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (c)LFX-5 井, 4 174.2 m, 少量长石溶蚀形成次生孔, 线接触, 孔隙-镶嵌胶结, 孔隙度为 1.99%, 渗透率为 $10.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (d)LFX-4 井, 3 972.5 m, 方解石胶结, 形成次生孔隙, 孔隙度为 12.6%, 渗透率为 $0.194 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 镶嵌-孔隙胶结; (e)LFX-4 井, 4 156 m, 次生石英加大, 孔隙度为 10.3%, 渗透率为 $1.99 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 镶嵌胶结; (f)LFX-4 井, 4 367.12 m, 见丝片状伊利石, 次生加大石英和钠长石充填粒间孔隙, 凹凸-线, 镶嵌胶结, 孔隙度为 9.5%, 渗透率为 $1.61 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (g)LFX-4 井, 4 170.26 m, 长石强烈溶蚀, 形成次生孔隙, 线接触, 镶嵌胶结, 孔隙度为 11.5%, 渗透率为 $11.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (h)LFX-4 井, 4 173.75 m, 长石溶解形成粒间孔, 方解石充填粒间, 线接触, 镶嵌胶结, 孔隙度为 11.88%, 渗透率为 $13.52 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (i)LFX-4 井, 4 168.75 m, 长石溶解形成粒内孔, 线-点接触, 镶嵌-孔隙胶结, 孔隙度为 10.9%, 渗透率为 $11.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

图 3 文五段储层微观特征

Fig.3 Microscopic characteristics of the reservoir from the 5th Member of Wenchang Formation

孔率分布区间为 0.5%~17.5%, 平均值为 6.6%。储层孔隙类型主要以残余原生孔为主, 由于孔隙分布

不均匀, 相对细粒砂岩来说, 粗砂岩具有较强的抗压实能力, 从而保留了较多的原生孔隙。图 4 为



(a) LFX-4 井, 4 166.3 m, 毛管压力曲线

(b) LFX-3 井, 3 947 m, 毛管压力曲线

图 4 文五段储层孔喉结构特征

Fig.4 Pore throat structure characteristics of the reservoir in the 5th Member of Wenchang Formation

LFX-4井和LFX-3井20个样本点的压汞毛管压力曲线分析结果。由图可见,储层孔隙分选中等,粗一略粗歪度,排驱压力介于0.021~8.256 MPa,最大孔隙半径介于1.58~35.59 μm ,孔隙半径中值区间为0.03~0.99,分选系数范围为2.3~5,说明分选性极差($S_p > 3$)。这表明Y油田文五段储层储集性能较差。

2.3 储层物性特征

孔隙度和渗透率影响着储层的有效性。基于研究区3口取芯井56个岩心样品孔隙度和渗透率统计表明,文五段储层孔隙度介于3.93%~14.6%,平均孔隙度为10.4%;渗透率最小值为 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值为 $42.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率几何平均值为 $3.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图5),按照中国海上低渗油田分类标准^[8],可判断文五段属于低孔特低渗储层。从文五段的孔隙度和渗透率交会图分析发现,二者的相关性较差,样本数据的渗透率变化较大,由于目的层裂缝不发育,排除裂缝对渗透率的影响,可判断该段储层非均质性较强。

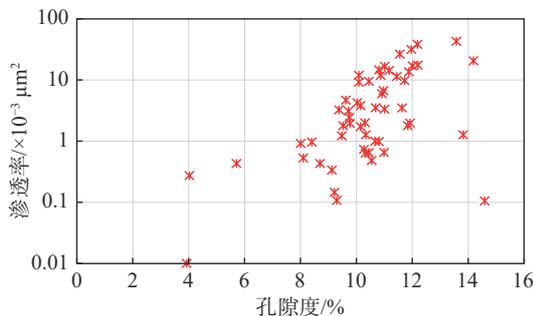


图5 文五段储层孔隙度和渗透率关系

Fig.5 Relationship between porosity and permeability of the 5th Member of Wenchang Formation

3 储层物性主控因素

3.1 构造作用

已有的研究成果表明,陆丰凹陷埋深超过3 500 m的地层中,储层原生孔隙基本难以保存^[9],而在Y油田4 000 m以下的文五段却见到了大量原生孔隙(图3a)。这些形成原生孔隙的颗粒堆砌相对较松散,呈点和点线接触,粒间孔壁较光滑,局部无溶蚀作用造成的凹凸状。究其原因,主要是由于研究区文昌组沉积末期处于构造高部位,在未致密化以前,构造抬升使得地层埋藏深度较浅,上覆

地层厚度相对较薄,弱化了压实作用对储层的改造。从这个角度讲,构造作用在一定程度上改善了储层的质量。

3.2 沉积作用

沉积作用在很大程度上决定了储层的岩性、不同碎屑组分的比重以及沉积组构特征。不同的碎屑组分其稳定性、硬度以及亲油水特征等物理化学性质不同,有的能改善储层物性条件,有的随着含量增加会使储层物性条件变差。如粒径、分选以及泥质含量等沉积组构决定了沉积时期的粒间孔隙大小、形状以及分布特征,从而影响了储层沉积时期的孔隙度和渗透率。因此,开展沉积作用对储层物性的影响分析是剖析低渗甜点主控因素的重要研究内容。

3.2.1 不同碎屑组分对物性的控制

沉积作用不仅控制了沉积微相以及砂体的空间展布,而且决定了矿物成分以及沉积组构等特征,这些参数将直接影响储层物性特征^[10-12]。通过研究区文五段石英含量与孔隙度和渗透率交汇图分析发现,随着石英含量增加,储层物性条件是变好的(图6a、b),其主要原因是自生硅质孔隙式充填在石英的刚性特征条件下使得部分原生孔隙得以保存。根据研究区文五段3口取芯井的52个薄片样品鉴定结果统计发现,文五段缝合线-线、凹凸-线、线等接触方式占比高达63.2%,且镶嵌胶结占比达61.19%,反映了该段强烈的压实作用,加之部分石英次生加大,使得喉道缩小,进而降低了一部分喉道的渗透能力。图6c、d表明,长石与储层物性呈负相关关系,随着长石含量的增加,储层物性条件变差,其主要原因是强烈的压实作用使得因长石破碎而产生的细小颗粒堵塞孔隙、喉道,从而降低了储层孔隙度和渗透率。图6e、f证实岩屑含量与储层物性呈负相关关系,岩屑含量增加,储层物性变差,其主要原因是孔隙和喉道被小颗粒岩屑以及填隙物充填,从而导致孔隙空间变小,渗流能力变差。

3.2.2 沉积相对储层质量的控制

Y油田文五段有利沉积微相为辫状水道、分流砂坝以及少量的席状砂。通过取芯段岩芯孔隙度、渗透率与沉积微相的统计关系综合分析发现,分流砂坝的孔隙度和渗透率条件明显优于辫状水道(图7),主要原因是由于分流砂坝沉积分选和磨圆较好。辫状水道沉积物岩性由下至上往往由含砾砂岩或粗砂岩向中砂岩、细砂岩以及粉砂岩递变,

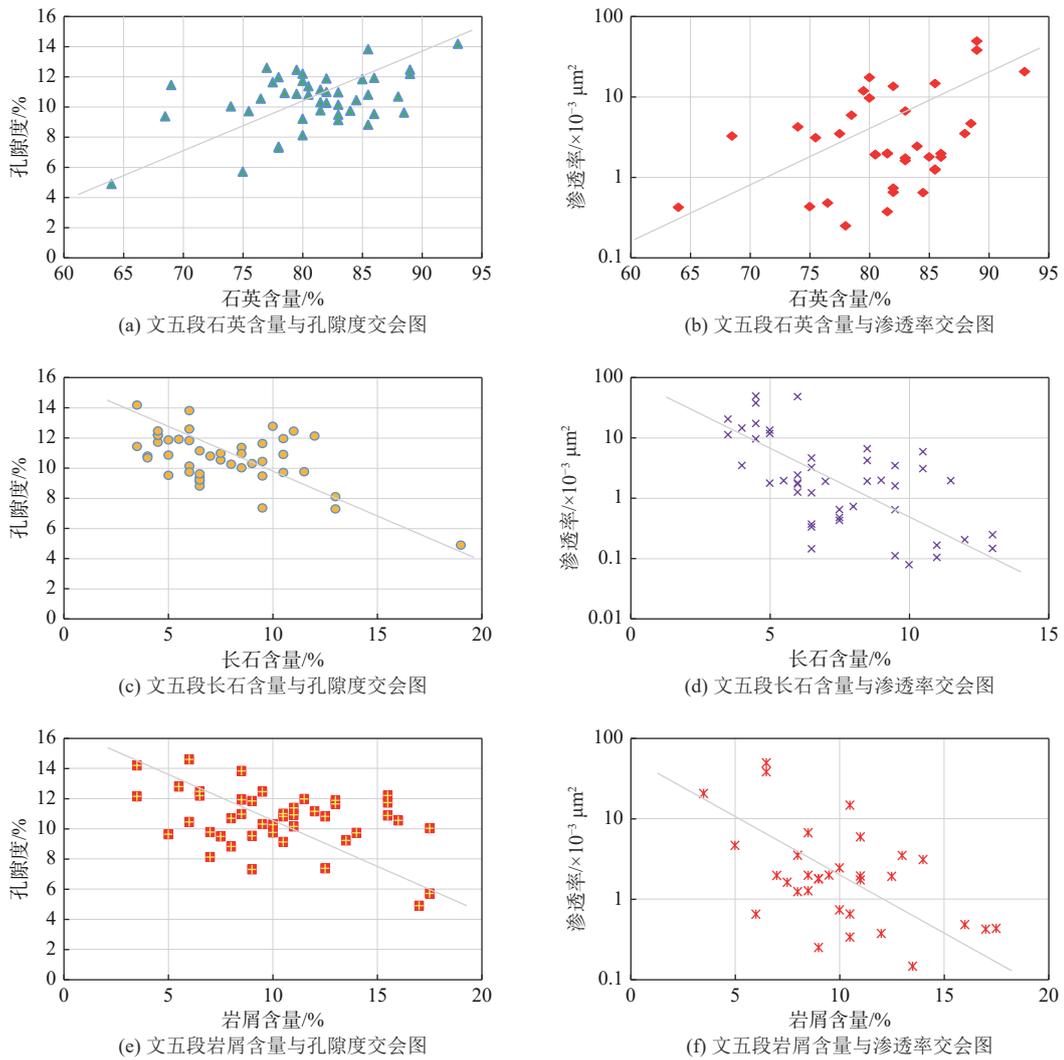


图 6 文五段砂岩碎屑成分与储层物性的关系

Fig.6 Relationship between sandstone clastic composition and reservoir physical properties in the 5th Member of Wenchang Formation

颗粒分选性和磨圆等特征要比分流砂坝差, 进而影响了其储层物性条件。

统计不同沉积微相内各矿物组分的含量发现, 有利于原生孔隙保存的石英以及形成次生孔隙的长石在分流砂坝中含量高, 而在辫状水道中的含量相对较低, 二者在分流砂坝中的平均含量分别为 81.7% 和 11%。不利于孔隙形成的岩屑和填隙物在辫状水道中的含量要高于分流砂坝(图 7)。由此可以证实, 沉积微相对于储层物性起主导作用, 其次是石英、长石以及岩屑等含量对储层物性的影响。

3.3 成岩作用

3.3.1 压实作用

Y 油田文五段岩芯孔隙度和渗透率随埋藏深度的增加逐渐降低, 但是变化幅度不大。其主要原

因是该油田文五段埋深多在 3 700 m 以下, 早期压实作用极大地降低了储层的原生孔隙, 保留下来的残余原生孔隙是因中、晚期成岩阶段可压缩性有限所致。压实作用对储层物性的破坏主要体现在成岩作用早期以及中成岩早期阶段, 强烈的压实作用使得脆性矿物破碎、塑性矿物变形并进入到孔隙空间, 降低了储层的孔隙度和渗透率。如图 3a 所示, LFX-5 井在 3 730.7 m 处的铸体薄片显示, 该深度段储层孔隙以残余粒间孔为主, 颗粒呈点-线接触, 储层孔隙度和渗透率较好, 分别为 13% 和 $24.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。LFX-4 井在 4 158.02 m 处和 LFX-5 井在 4 174.2 m 处的铸体薄片表明: 随着埋藏深度的增加, 颗粒在受到强烈的挤压以后, 接触方式由点接触变化为线接触、凹凸接触以及缝合接触; 随着压实作用的增强, 岩石的原生孔隙缩小, 测得两井在对应

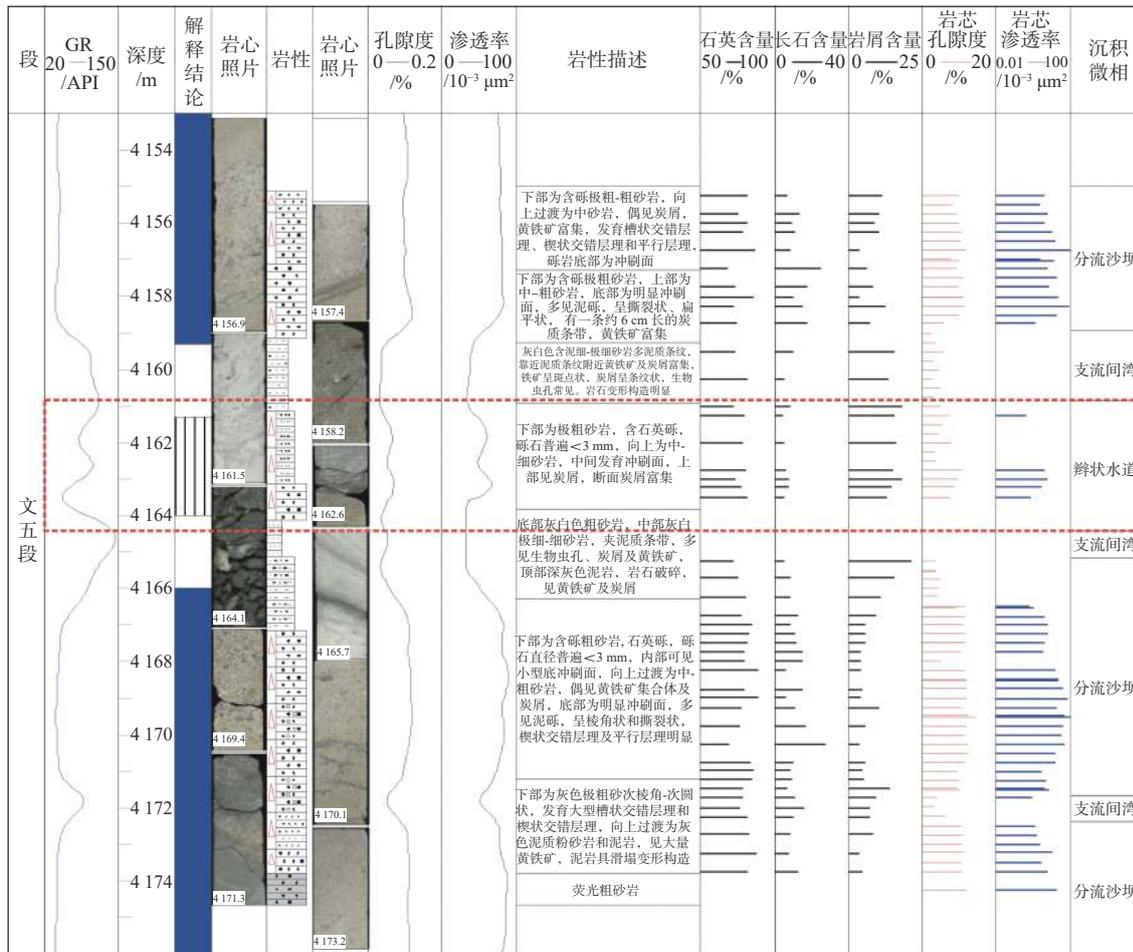


图7 LFX-4 沉积微相物性及矿物组分含量特征

Fig.7 Physical properties and mineral composition of the microfacies LFX-4

深度的岩芯孔隙度分别为 10.8% 和 1.99%, 渗透率分别为 $14.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $10.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 表明储层的物性显著下降 (图 3a、b、c)。

为定量评价成岩作用对储层物性的改造程度, 前人通过视压实率、视胶结率、视溶蚀率等参数来表现成岩作用对储层孔隙度的改造程度^[13-21]。视压实率=(40-粒间孔体积)/40×100%, 其中, 粒间孔体积近似为岩石铸体薄片下粒间孔隙度体积与胶结物体积之和^[15]。

$$\Phi_{\text{压损}} = \Phi_{\text{原}} - (\text{粒间孔面孔率} / \text{总面孔率}) \times \text{实测孔隙度} \quad (1)$$

$$\text{压实孔隙度的损失率} = \Phi_{\text{压损}} / \Phi_{\text{原}} \quad (2)$$

式中: $\Phi_{\text{压损}}$ 为压实损失孔隙度;

$\Phi_{\text{原}}$ 为理论原始孔隙度。

依据上述算法, 利用研究区文五段 69 个样本数据计算发现, Y 油田文五段视压实率基本上 >70%, 说明该段压实作用强烈。假设 $\Phi_{\text{原}}$ 为 40%, 利用公式(1)和公式(2)计算得到文五段储层压实

损失的孔隙度 >26% (图 8a), 压实孔隙度损失率 >65% (图 8b), 说明压实作用对原生孔隙改造作用非常强烈。

3.3.2 胶结作用

胶结作用是一种破坏性成岩作用, 其降低了储层的孔隙和喉道空间, 致使储层质量变差^[22]。据研究区文五段胶结物含量与储层物性的统计关系, 文五段储层胶结物含量和储层物性呈负相关性。对文五段储层的铸体薄片和扫描电镜分析表明, 研究区文五段的胶结类型有碳酸盐胶结、硅质胶结和黏土矿物胶结 (图 3d、e、f)。

从已有的铸体薄片碳酸盐胶结分布来看, 反映的溶蚀作用并不强烈。硅质胶结主要表现为石英次生加大多呈等厚环状围绕在石英颗粒的周围, 石英的次生加大一方面充填孔隙以及改变颗粒原有的排列方式, 另一方面抑制了次生孔隙的产生, 使得储层物性变差。黏土矿物胶结类型以伊利石为主, 伊利石丝片状桥接减少了孔隙空间, 降低了孔隙的连通性。依据 LFX-4 井在 3 972.5、4 156、

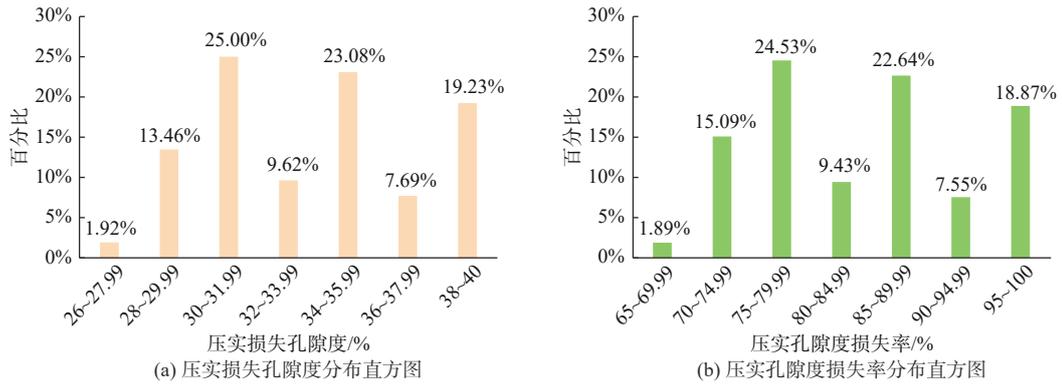


图 8 文五段压实损失孔隙度特征

Fig.8 Porosity characteristics of compaction loss of the 5th Member of Wenchang Formation

4 170.26 m 处测得的孔隙度和渗透率来看, 3 种胶结均在不同程度上降低了储层的孔渗性, 其中黏土矿物对储层孔隙度影响最大。

为定量表征胶结作用对储层物性的破坏作用, 引入视胶结率、胶结损失孔隙度($\Phi_{胶损}$)以及胶结孔隙度的损失率这几个参数, 其中, 视胶结率=(胶结

物体积)/(胶结物体积+粒间孔体积); $\Phi_{胶损} \approx$ 胶结物含量; 胶结孔隙度的损失率= $\Phi_{胶损} / \Phi_{原}$ ^[19-21]。利用上述公式计算得到文五段视胶结率基本上都 < 5%, 平均为 5.66%; 胶结作用损失孔隙度较少, 主要在 5% 以下 (图 9a), 胶结孔隙度损失率基本上都是 < 10% (图 9b)。

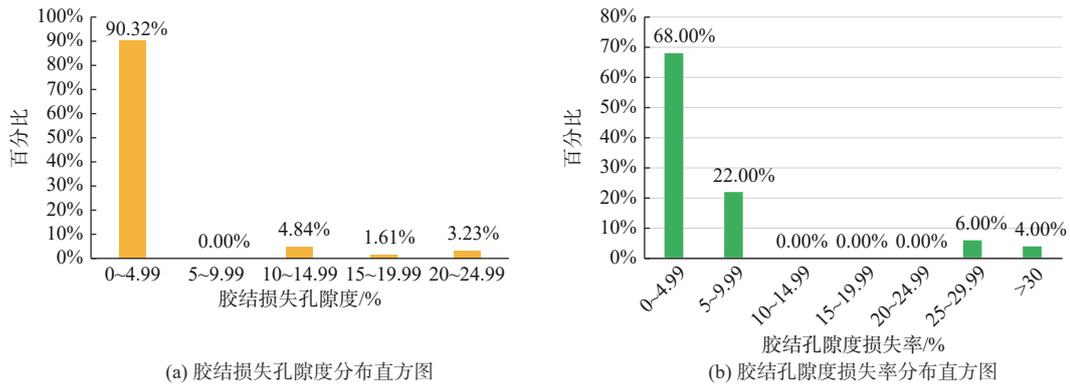


图 9 文五段胶结损失孔隙度特征

Fig.9 Porosity characteristics of cementation loss of the 5th Member of Wenchang Formation

3.3.3 溶蚀作用

根据 Y 油田文五段次生面孔率和孔隙度的统计关系, 文五段储层的孔隙度与次生孔隙呈明显的正相关, 表明溶蚀作用对研究区储层孔隙度有一定的改善作用, 但比较弱。统计分析化验 43 个次生面孔率样本数据发现, 次生面孔率最低为 0.5%, 最高为 13%, 平均为 3%。根据薄片观察发现 (图 3g、h、i), 文五段溶蚀作用主要发育在长石内, 见少量岩屑被溶蚀, 溶蚀孔隙类型以粒内溶孔为主, 其次为铸模孔和少量的溶蚀裂缝。岩石颗粒中的长石容易与酸性地层水发生化学作用而溶蚀形成次生孔隙, 溶蚀作用越强, 形成的次生孔隙越多, 储层物性改善越显著。溶蚀对储层质量起到一定的改善作用, 在量化表征溶蚀作用强度时, 主要利用溶

蚀孔隙度($\Phi_{溶蚀}$)=(溶蚀孔面孔率/总面孔率)×实测孔隙度这一算法。由文五段 43 个样本数据计算的 $\Phi_{溶蚀}$ 值的分布区间如图 10 所示。从图中分析可知, 因溶蚀作用增加的孔隙度主要在 5% 以下。因此,

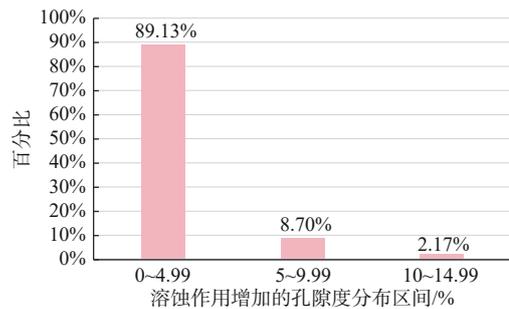


图 10 文五段溶蚀作用增加孔隙度特征

Fig.10 Characteristics of porosity increased by dissolution of the 5th Member of Wenchang Formation

通过压实、胶结以及溶蚀等作用对储层物性的综合分析发现,在理论原始孔隙度为40%的条件下,压实损失的孔隙度可高达26%,压实孔隙度损失率也都在70%以上;而胶结作用损失的孔隙在5%以下的为90.32%;溶蚀增加的孔隙度集中在5%以下。因此可以判断,压实作用对储层物性条件起主导作用,其次是胶结作用,最后是溶蚀作用。

4 结论

(1)南海珠江口Y油田文五段储层岩性以岩屑砂岩为主,成分成熟度相对较高,储集空间类型主要为原生粒间孔,其次为次生粒间溶孔、铸模孔。储层平均孔隙度为10.4%,渗透率几何平均值为 $2.43 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔特低渗储层。

(2)储层物性控制因素研究表明,构造抬升弱化了压实对储层的改造,改善了储层物性条件;而沉积作用控制了不同微相中沉积物的结构成熟度和成分成熟度,进而影响了不同微相的孔渗性,并间接影响了成岩作用对储层的改造;在成岩作用中,压实作用对储层物性起主导作用,其次是胶结作用,最后是溶蚀作用。

参考文献:

- [1] 任继凯. 低渗透油气藏成为勘探开发主战场[N]. 中国石油报, 2009-04-03. 第002版.
- [2] 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.
- [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] 万琼华, 刘伟新, 罗伟, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷A油田储层质量差异及低渗储层主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(3): 551-560.
- [5] 肖晓光, 侯国伟, 张武, 等. 西湖凹陷平湖组低渗储层成岩环境及孔隙演化[J]. 海相油气地质, 2021, 26(1): 60-70.
- [6] 张迎朝, 张坤坤, 袁冰, 等. 文昌凹陷新生界断裂体系与构造样式及对油气成藏的控制作用[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(23): 26-31.
- [7] 赵澄林, 朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 3版. 北京: 石油工业出版社, 2001: 64-79.
- [8] 张金庆, 杨凯雷, 梁斌. 我国海上低渗油田分类标准研究[J]. 中国海上油气, 2012, 24(6): 25-27.
- [9] 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.
- [10] 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]. 地质前缘, 2008, 15(1): 169-175.
- [11] 于书友, 何家雄, 张伟, 等. 南海北部湾盆地迈陈凹陷中南部古近系储层特征与控制因素: 以区域探井Y井为例[J]. 海洋地质前沿, 2017, 33(10): 9-21.
- [12] 周军良, 胡勇, 耿红柳, 等. 渤海海域A油田沙二段低渗储层特征及控制因素[J]. 海洋地质前沿, 2016, 32(12): 26-32.
- [13] LI W H, FAN T L, GAO Z Q, et al. Impact of diagenesis on the low permeability sandstone reservoir: case study of the Lower Jurassic reservoir in the Niudong Area, northern margin of Qaidam Basin[J]. Minerals, 2021, 5(11): 453-453.
- [14] 赵杰, 李宏为, 杨全凤, 等. 巴音都兰凹陷阿尔善组碎屑岩储层特征及其主控因素[J]. 断块油气田, 2015, 22(3): 291-295.
- [15] 韩会军, 刘华, 刘长江, 等. 济阳坳陷石炭二叠系储层特征及其沉积控制[J]. 中国矿业大学学报, 2007, 36(4): 522-526.
- [16] 彭仕必, 熊琦华, 王才经, 等. 储层综合评价的主成分分析方法[J]. 石油学报, 1994, 15(S1): 187-194.
- [17] 孙思敏. 低渗透储层成岩作用定量表征与成岩储集相: 以吉林新立油田泉头组三、四段为例[J]. 沉积与特提斯地质, 2007, 27(2): 100-105.
- [18] 张新涛, 刘立, 魏文艳. 海拉尔盆地贝尔凹陷铜钵庙组成岩作用及其对孔隙演化的影响[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2008, 38(1): 34-42.
- [19] 李少华, 陈新民, 龙玉梅, 等. 坪北油田储层成岩作用与孔隙演化[J]. 沉积与特提斯地质, 2002, 22(3): 25-30.
- [20] 王华, 郭建华. 塔中地区石炭系碎屑岩储层成岩作用对孔隙演化控制的定量研究[J]. 岩石矿物学杂志, 2009, 28(3): 277-284.
- [21] 刘伟, 窦齐丰, 黄述旺, 等. 成岩作用的定量表征与成岩储集相研究: 以科尔沁油田交2断块区九佛堂组(J₃if)下段为例[J]. 中国矿业大学学报, 2002, 31(5): 62-66.
- [22] 代金友, 张一伟, 熊琦华, 王志章. 成岩作用对储集层物性贡献比率研究[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(4): 54-55, 71.

Characteristics and physical property controlling factors of the low permeability reservoir of the 5th Member of Wenchang Formation for the Y Oilfield in Pearl River Mouth Basin, South China Sea

PAN Shijian¹, LIU Weixin¹, WANG Hua¹, YIN Nanxin^{2*}, HENG Liqun¹, WAN Qionghua¹

(1 Shenzhen Branch of CNOOC Ltd., Shenzhen 518067, China;

2 School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing 401331, China)

Abstract: The characteristics of the low permeability reservoirs in the 5th Member of Wenchang Formation of the Y Oilfield in the Pearl River Mouth Basin of the South China Sea and their controlling factors remain unclear up to date, and the geological basis for large scale oil development is insufficient. In term of these problems, various analysis and testing data, such as the data of cast thin section, scanning electronic microscope, and core physical properties, are used conducted in this study. It is revealed that lithic sandstone dominates the reservoir, followed by feldspathic quartz sandstone and feldspathic lithic sandstone. The sandstones are low in porosity and very low in permeability. The research on the main controlling factors on reservoir physical properties further suggests that the tectonic uplifting simultaneously with sedimentation may reduce the compaction of the reservoir to make its physical properties better. Depositional processes control the compositional and texture maturities and the distribution of microfacies, and finally affects the porosity and permeability of the reservoir directly, and the reservoir diagenesis indirectly. Quantitative study of reservoir diagenesis suggests that compaction plays a leading role in reservoir physical properties, followed by cementation and dissolution. The research has much improved the understanding of reservoir characteristics and physical property control factors for the 5th Member of Wenchang Formation of the Y Oilfield in the Pearl River Mouth Basin, and will provide a solid geological basis for the scale development of the oilfield.

Key words: Pearl River Mouth Basin; Wenchang Formation; low permeability reservoir; sedimentation; diagenesis; main control factors