

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

万琼华¹, 刘伟新¹, 罗伟¹, 王秀玲¹, 陈晨¹, 衡立群¹, 曹珮²

[1. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东深圳 518067; 2. 中国海洋石油总公司, 北京 100010]

摘要:南海珠江口盆地自投入油气勘探开发以来,关于该区新近系海相储层的研究已日趋成熟,但是由于深层的勘探开发起步较晚,加之海上井数的限制,深层储层质量的研究相对薄弱,尚不能有效的指导油气田勘探与开发。为此,以南海珠江口盆地陆丰凹陷 A 油田为例,从微观孔隙结构和宏观物性对比了新近系珠江组滨岸储层和古近系文昌组辫状河三角洲储层的质量差异性,并分析了文昌组低孔、低渗储层的主控因素,以期指导该类油田开发方案的设计。研究表明:A 油田储层质量宏观上受控于构造沉积作用,沉积作用一定程度上控制了后期的成岩作用,是造成珠江组与文昌组储层质量差异的主要原因;文昌组低孔低渗储层的主要控制因素为成岩作用,成岩作用减弱了原始沉积结构对储层质量的控制作用,使储层物性变差,并对后期油田开发造成影响。

关键词:储层质量;成岩作用;低渗透储层;陆丰凹陷;珠江口盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Reservoir quality differences and major factors controlling low-permeability reservoirs of Oilfield A in the Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

Wan Qionghua¹, Liu Weixin¹, Luowei¹, Wang Xiuling¹, Chen Chen¹, Heng Liqun¹, Cao Pei²

(1. Shenzhen Branch of CNOOC Ltd., Shenzhen, Guangdong 518067, China; 2. CNOOC, Beijing 100010, China)

Abstract: Since the initiation of oil and gas exploration and development in the Pearl River Mouth Basin, South China Sea, understanding of the Neogene marine reservoirs has been deepening. However, understanding of the deep reservoir quality is still weak due to the late initiation of deep exploration and development and the sparseness of offshore wells, thus is inefficient to guide exploration and development. By taking Oilfield A of Lufeng sag as an example, we compared the reservoir quality between the braided river delta facies in the Paleogene Wenchang Formation and the shorefacies in the Neogene Zhujiang Formation in respects of microscopic pore structure and macroscopic physical properties. In addition, we also analyzed the main controlling factors of the low porosity and permeability reservoirs in the Wenchang Formation, so as to guide development planning of this kind of oilfield. Results show that the reservoir quality of Oilfield A is generally controlled by the tectonic sedimentation, the sedimentation in turn controls the late diagenesis to some extent, resulting in the reservoir quality difference between the Zhujiang Formation and Wenchang Formation. Diagenesis is the major controlling factor of the low porosity and permeability reservoirs in the Wenchang Formation. Diagenesis weakens the control of original sedimentary fabric on reservoir quality. It lowers porosity and permeability of the reservoirs and influences the later development of the oilfield.

Key words: reservoir quality, diagenesis, low-permeability reservoir, Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

南海珠江口盆地经过近 30 年的勘探,新近系大型构造圈闭所剩无几。为了拓宽勘探视野,近几年将勘

探的重心逐渐转向了古近系。随着近期在陆丰凹陷古近系文昌组发现工业油流以来,A 油田复杂的砂体叠

收稿日期:2016-03-21;修订日期:2017-05-08。

第一作者简介:万琼华(1986—),女,硕士,精细油藏描述及开发地质。E-mail:wanqh@cnooc.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05024-004)。

置关系、高地层水电阻率以及低渗储层的问题一度成为珠江口盆地的关注的热门。陆丰地区的主力油层一般都集中在新近系珠江组,以滨岸沉积为主^[1],储层质量好,开发效果相对较好。而南海珠江口盆地深层目前发现的油田均为海陆过渡相,该区古近系文昌组发现的油层属于低渗透率储层,陆上油田关于低渗透储层的研究与开发相对较为成熟^[2-4],但对于南海珠江口盆地深层低渗储层的研究却相对薄弱,不能够有效的指导该类油田的开发。与陆上油田相比,海上深层油田的开发具有作业成本高、施工难度大、技术要求高的特点。因此,梳理珠江口盆地古近系低渗透储层质量控制因素,不仅能指导未来该类油田开发策略,而且对于勘探方向的转变具有至关重要的指导作用。

针对以上问题,本文结合研究区丰富的分析化验、测试、测井以及地震资料等,从微观的沉积组构、孔喉结构到宏观的构造、沉积、储层物性与成岩作用,系统的分析了陆丰地区A油田储层质量的主控因素,以期得到优质储层的分布规律,解决以上提出的技术难题。

1 研究区概况

珠江口盆地为中生代大陆边缘裂陷型盆地,盆地的形成、演化与太平洋板块向欧亚板块的俯冲碰撞、印度板块与欧亚板块的碰撞及南海扩张有关。珠江口盆地由北向南可划分为北部断阶带、北部坳陷带、中央隆起带、南部坳陷带和南部隆起带5个构造单元^[5],论文研究区A油田区域上位于中国南海珠江口盆地珠江I坳陷陆丰凹陷,距香港东南约216 km,主要生烃洼陷为陆丰13洼和陆丰15洼,沿着这两个洼陷发现了一系列油田,组成了珠江口盆地的陆丰油田群(图1)。2014年7月发现该油田,在油田范围内的水深约145 m。到2014年11月,共完成了1口探井和4口评价井的钻井任务。其中有1口井钻井取心,3口井进行了井壁取心,取心与分析化验资料丰富。地震资料频带宽度为8 Hz到60 Hz,主频约25 Hz。A油田是一个被断层复杂化的断背斜构造,构造走向近东西向,新近系珠江组油层为滨岸相沉积,层物性好,属于中-高孔、特高渗的储集层,古近系文昌组油层为滨浅湖与辫状河三

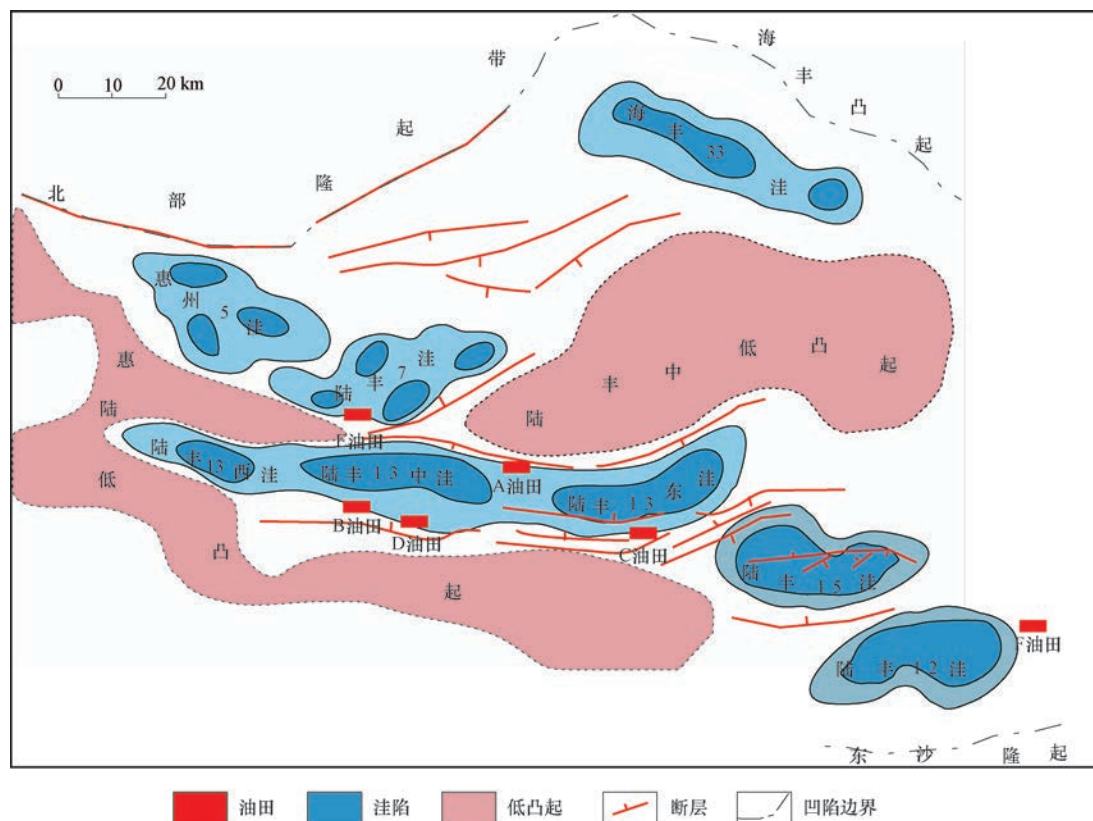


图1 陆丰凹陷区域背景及油田分布情况示意图

Fig. 1 Regional geology and oilfield distribution of the Lufeng Sag

表 1 陆丰凹陷 A 油田地层简表

Table 1 Stratigraphic profile of Oilfield A of the Lufeng Sag

地层				钻深/m	钻厚/m	垂深/m	垂厚/m	岩性岩相简述	
新近系	上新统	万山组	—	591.00	—	591.00	—	泥岩为主,夹粉砂岩及泥质粉砂岩	
	中新统	粤海组	—	1 093.80	502.80	1 093.80	502.80	灰色泥岩、粉砂质泥岩夹灰色泥质粉砂岩及粉砂岩为主	
		韩江组	韩江组上段	1 465.00	371.20	1 464.90	371.10		
			韩江组下段	1 939.78	474.78	1 939.70	474.80		
		珠江组	珠江组上段	2 396.00	456.20	2 395.80	441.20		
	珠江组下段		2 638.50	239.80	2 637.80	242.00			
	渐新统	珠海组	—	2 867.00	231.20	2 863.30	225.60	砂岩为主,夹少量薄层泥岩	
	古近系	始新统	恩平组	—	3 547.00	680.00	3 508.90	645.60	泥岩、粉砂质泥岩与泥质粉砂岩
			文昌组	文一、文二段	3 625.00	78.00	3 583.10	74.20	薄—巨厚层灰色、深灰色、褐灰色泥岩、粉砂质泥岩、炭质泥岩与浅灰色细砂岩、泥质细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩等不等厚互层
				文三段	3 751.00	126.00	3 703.20	120.10	
文四段				3 886.00	135.00	3 832.30	129.10		
文五段				4 062.00	116.50	4 002.50	170.20		
文六段				—	551.00	—	528.32		
前古近系	—	—	—	—	风化壳和火成岩				
完钻井深/m				4 098.00	4 037.52				

角洲沉积,属于低—中孔、特低—低渗的储集层。其中文昌组根据三级层序界面又可以分为文二、文三、文四、文五和文六段,其中主力油层为文五段(表 1),该段具有丰富分心、分析化验与测试资料,为储层的研究奠定了坚实的基础。

2 储层岩石学特征

根据 120 块碎屑岩铸体薄片鉴定结果分析,研究区储层岩性为岩屑石英砂岩、其次为长石石英砂岩、少量岩屑砂岩(图 2)。岩石颗粒风化程度深—中,分选中等,次圆—次棱状。颗粒支撑结构点—线和线为主,孔隙、压嵌胶结为主。岩石碎屑组分以石英为主(含量 70%~92%,平均 79%),其次为长石(含量 0.5%~23.5%,平均 8.2%)。岩屑含量较少,以火成岩屑为主,变质岩屑和沉积岩屑较少,反映了沉积物源主要是火成岩。

3 珠江组与文昌组储层质量差异

通过对研究区 3 口井的岩心分析,包括铸体薄片、毛管压力、岩心物性,A 油田新近系珠江组与古近系文昌组储层的微观孔隙结构特征和宏观物性特征存在着较大的差异性。

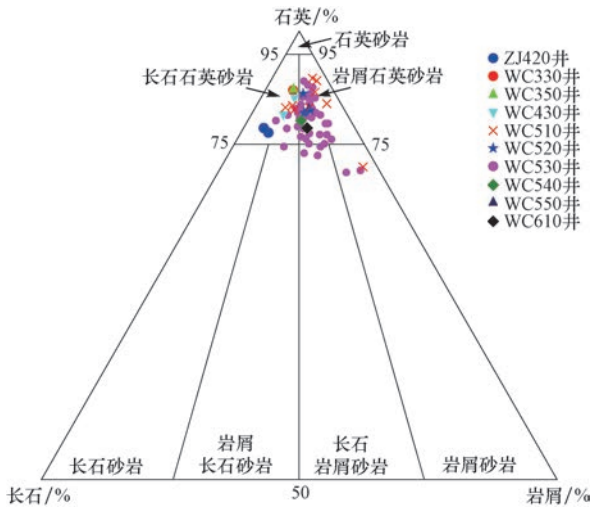


图 2 陆丰凹陷 A 油田珠江组与文昌组油层岩石类型

Fig. 2 Rock types of the Zhujiang and Wenchang Formations of Oilfield A in the Lufeng Sag

3.1 孔隙结构差异

根据研究区 120 个砂岩铸体薄片和 10 个孔隙图像分析结果:珠江组储集空间以原生粒间孔为主,次生孔隙不发育,面孔率平均 23%;文昌组储集空间为原生粒间孔、粒间溶孔、岩屑溶孔、长石溶孔、胶结溶孔、杂基溶孔和铸模孔等,原生孔隙保存较少,以次生孔隙为主,面孔率平均 6.37%,明显低于珠江组(表 2)。

表 2 陆丰凹陷 A 油田珠江组和文昌组孔隙类型含量统计

Table 2 Pore type statistics of the Zhujiang and Wenchang Formations of Oilfield A in the Lufeng Sag

层位		各类孔隙含量/%							面孔率/%
		原生粒间孔	粒间溶孔	岩屑溶孔	长石溶孔	胶结物溶孔	杂基溶孔	铸模孔	
珠江组	绝对含量	21.00	0	0	1.25	0	0	0.75	23
	相对含量	91.30	0	0	5.44	0	0	3.26	
文昌组	绝对含量	0.16	4.09	0.59	0.94	0.07	0.22	0.09	0.37
	相对含量	2.52	64.22	9.27	14.73	1.10	3.42	1.47	3.27

表 3 陆丰凹陷 A 油田珠江组与文昌组储层毛管压力测定喉道特征参数统计

Table 3 Statistics of characteristic parameters of pore throat obtained through capillary pressure measurement of the Zhujiang and Wenchang Formations of Oilfield A in the Lufeng Sag

层位	孔隙度/%	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	排驱压力/MPa	最大孔喉半径/μm	分选系数	退汞率/%
珠江组	22.70 ~ 30.80	501.00 ~ 11 518.00	0.021 ~ 0.034	21.40 ~ 35.60	2.98 ~ 5.23	5.80 ~ 10.70
	26.20	5 584.00	0.024	32.00	3.96	7.50
文昌组	10.10 ~ 13.70	0.11 ~ 200.00	0.021 ~ 0.674	1.09 ~ 35.60	2.81 ~ 4.96	13.00 ~ 50.90
	12.50	20.88	0.139	12.55	3.96	18.80

注:表中数据为最小值~最大值
平均值

根据铸体薄片、压汞曲线分析可知,A 油田珠江组和文昌组储层的孔喉大小及分布存在很大的差异。珠江组排驱压力较低(平均 0.024 MPa),喉道具有一定的分选性,喉道偏大,喉道主要分布在 4 ~ 25 μm,孔隙较发育,连通性较好,属于典型的高渗透储层;文昌组排驱压力较高(平均 0.139 MPa),喉道分选不好,裂隙不均匀略粗歪度,孔隙及喉道偏小,喉道主要分布在 0.016 ~ 1.6 μm,孔隙发育较差,连通性亦差,属于典型低渗透储层(表 3;图 3)。

3.2 岩石物性差异

根据 3 口取心井 142 块样品及测井解释的物性分析,研究区新近系珠江组储层孔隙度 22.3% ~ 30.8% (平均孔隙度 26.1%),空气渗透率 501 × 10⁻³ ~ 11 518 × 10⁻³ μm² (平均渗透率 5 455 × 10⁻³ μm²),属于中-高孔、特高渗的储集层。文昌组储层孔隙度 10.2% ~ 14.9% (平均孔隙度 12.6%),储层渗透率 2.4 × 10⁻³ ~ 52.6 × 10⁻³ μm² (平均渗透率 16.5 × 10⁻³ μm²),总体上文昌组储层属于低孔、特低-低渗储集层(图 4)。

4 文昌组低孔、低渗储层主控因素及其对油田开发的指导作用

通过以上储层质量差异分析,我们可以发现,新近系珠江组与古近系文昌组储层从宏观物性到微观孔隙

结构相差巨大,近几十年的开发结果表明,陆丰地区珠江组储层都具有较高产能。然而,A 油田虽然为该远古近系文昌组首次发现的油田,但是其储层质量相对于珠江组具有较大差异,故弄清其储层质量的控制因素对该类油田开发方案的设计至关重要。

4.1 构造沉积作用对储层质量的控制

1) 构造对沉积的控制作用

陆丰地区构造作用宏观控制了沉积相的展布,文六段位于古近系断陷湖盆初始裂陷期早期,气候干旱炎热,物源搬运距离较远较长,大型辫状河三角洲不发育;文五段为强烈裂陷期早期沉积,边界断层活动性增强,形成可容空间较大,发生湖侵,该时期主要发育辫状河三角洲-湖相-扇三角洲沉积体系;文四段、文三段对应强烈裂陷期中晚期沉积,该时期边界断层活动性最为强烈,洼陷沉降幅度最大,形成较大可容空间,洼陷发生大规模湖侵,物源继承性发育,该时期主要对应三角洲-湖相-近岸水下扇沉积体系;文二段、文一段对应弱裂陷期中后期湖侵体系域,该时期在断层整体活动性减弱基础上,发生一定湖侵作用,形成一定可容空间,洼陷整体以大规模辫状河三角洲沉积充填特征为主。

在珠江组沉积期,构造作用较弱。海侵范围扩大,海水完全入侵到陆丰凹陷,随着海平面的逐渐上升,韩江三角洲向物源方向萎缩,在陆丰地区主要发育滨岸沉积(图 5)。

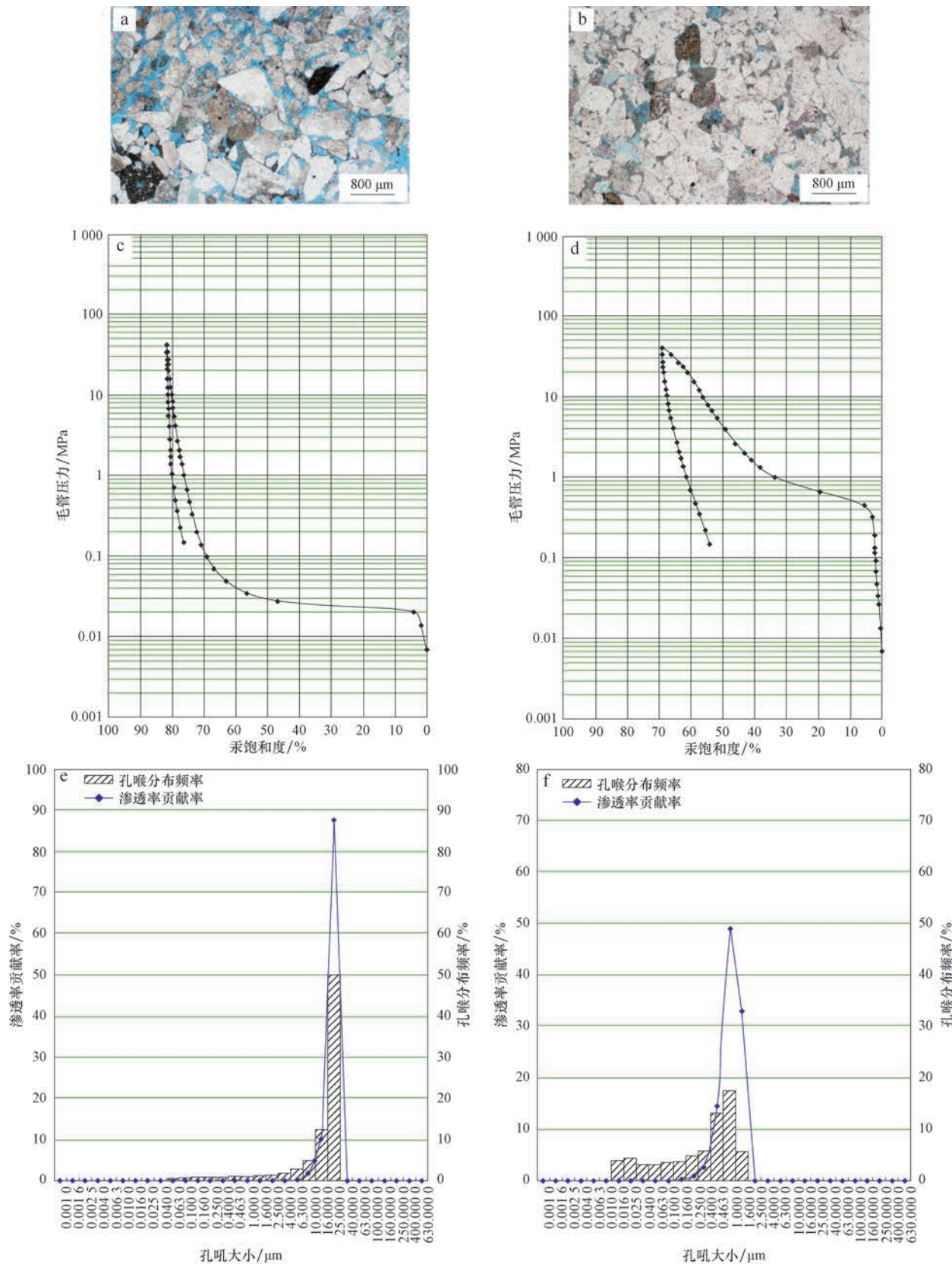


图 3 陆丰凹陷 A 油田 1dSa 井珠江组和文昌组储层典型镜下特征及压汞曲线特征

Fig. 3 Typical photomicrographs and mercury injection curves of the Zhujiang and Wenchang Formations of Well 1dSa of Oilfield A in the Lufeng Sag

a. 埋深 2 444.0 m, 珠江组储层典型镜下特征; b. 埋深 2 444.0 m, 珠江组储层压汞曲线特征; c. 埋深 2 444.0 m, 珠江组储层孔吼分布特征; d. 埋深 4 043.0 m, 文昌组储层典型镜下特征; e. 埋深 4 043.0 m, 文昌组储层典型压汞曲线特征; f. 埋深 4 043.0 m, 文昌组储层典型孔吼分布特征

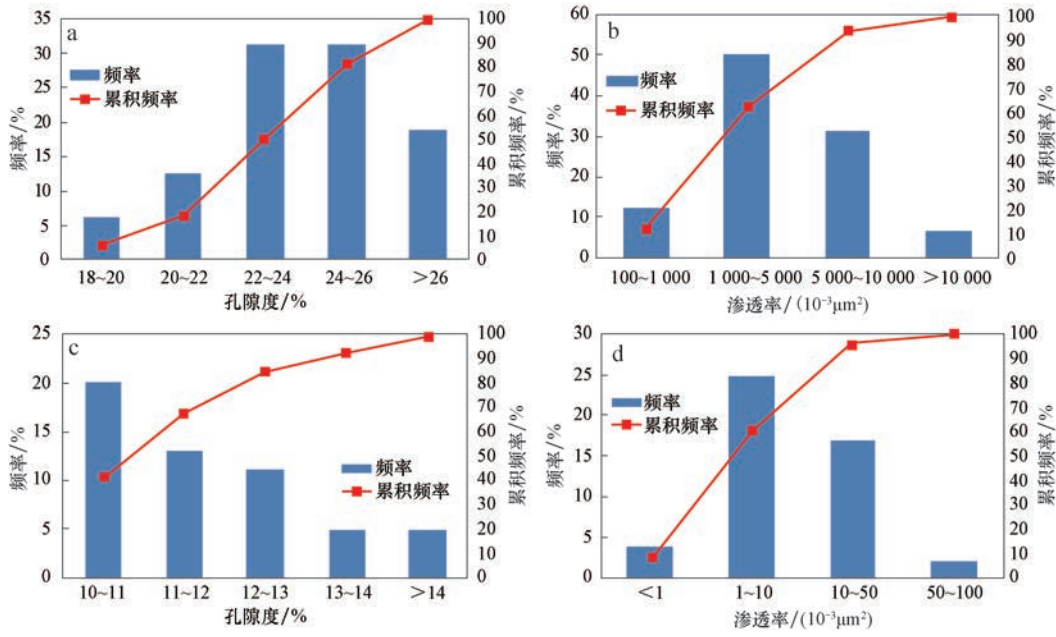


图 4 陆丰凹陷 A 油田珠江组与文昌组储层孔隙度与渗透率频率分布直方图

Fig. 4 Porosity and permeability histograms of the Zhujiang and Wenchang Formations of Oilfield A in the Lufeng Sag

a. 珠江组储层孔隙度分布直方图; b. 珠江组储层渗透率分布直方图; c. 文昌组储层孔隙度分布直方图; d. 文昌组储层渗透率分布直方图

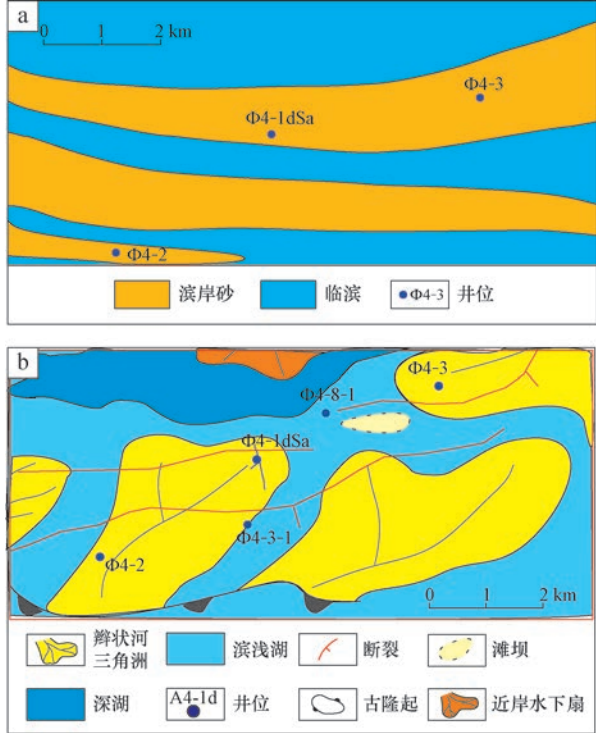


图 5 陆丰凹陷 A 油田断层发育情况与沉积相展布

Fig. 5 Faults and sedimentary facies of Oilfield A in the Lufeng Sag

a. 珠江组沉积相; b. 文昌组沉积相

相展布特征最终造成了储层质量差异。珠江组多为滨岸沉积,储层砂体横向连续性好,断层对储层的影响小,整体储层质量较好,相对于文昌组而言,与陆丰地区其它已开发油田具有较强可类比性。而文昌组以辫状河三角洲与滨浅湖沉积为主,泥质含量高,砂体横向连续性差,垂向叠置复杂,同时断层复杂化了储层展布,储层整体质量差。因此文昌组油层的开采不仅要充分考虑断层发育与封堵性的问题,还得弄清储层低孔低渗形成的机理,以便全面指导该类油田开发。

4.2 沉积组构对储层质量的控制

碎屑岩的结构是指构成碎屑岩的矿物及岩石碎屑的大小、形状以及空间组合方式,碎屑岩的结构组分包括碎屑颗粒和填隙物(杂基及胶结物)^[6]。因此沉积组构直接控制着岩石的孔隙结构,是导致储层质量差异的根本原因。统计分析表明,研究区文昌组储层孔隙度渗透率整体受泥质含量的控制较大,泥质含量高,代表储层塑性组分含量高,这不仅影响原始孔隙体积,降低储层渗透率,还利于成岩作用的发生,因此不管后期成岩作用强弱,泥质含量都会对储层物性有一定的影响。原始岩石颗粒的分选性会直接影响孔隙度的大小,一般分选越好,孔隙度越高^[7-8],而研究区分选系数对渗透率有一定的控制作用,但是对孔隙度的影响较小,说明后期成岩作用极大的影响了原始孔隙体积,

2) 构造沉积对储层质量的控制

陆丰地区珠江组与文昌组不同的断裂系统和沉积

粒度中值对储层最终的物性控制也极弱(图6)。因此,储层沉积组构特征代表了原始的沉积环境,对储层质量是具有一定的控制作用,研究区控制作用却整体较弱,说明最终储层质量受后期成岩作用影响较大。

4.3 成岩作用对低孔、低渗储层的控制及对油田开发的影响

1) 压实作用

研究区文昌组主要成岩作用为压实、胶结和溶蚀作用,而对储层影响最大的为压实作用。在成岩作用阶段,文昌组砂岩经历了比较强烈的压实作用,主要是常见塑性的云母和泥质碎屑发生了挤压变形,砂岩碎屑颗粒间的接触关系随着深度的加深,由点接触到点-线接触、线接触,最后出现凹凸-线接触和缝合线

接触(图7),这个过程造成了粒间孔隙的大量损失,压实作用最终使得粒间孔隙体积减小,从而大大降低储层的孔隙度^[9]。同时,根据粘土矿物相对含量分析可知研究区文昌组伊利石相对含量较高,伊利石相对含量越高表明压实作用越强,则储层的孔隙度和渗透率越低^[10]。

2) 胶结作用

胶结作用在较大程度上降低了该区的储层物性(图8a)。A油田岩屑以火成岩屑为主,火山岩在成岩过程中发生蚀变形形成绿泥石胶结^[11-12],大部分学者认为绿泥石环边对储层孔隙保存起建设性作用^[13-15]。绿泥石在孔隙保护中作用明显,然而粘土矿物具有极大的表面积和表面自由能,一旦外来流体浸入地层,就会与这些粘土接触,发生物理化学反应,对油层的敏

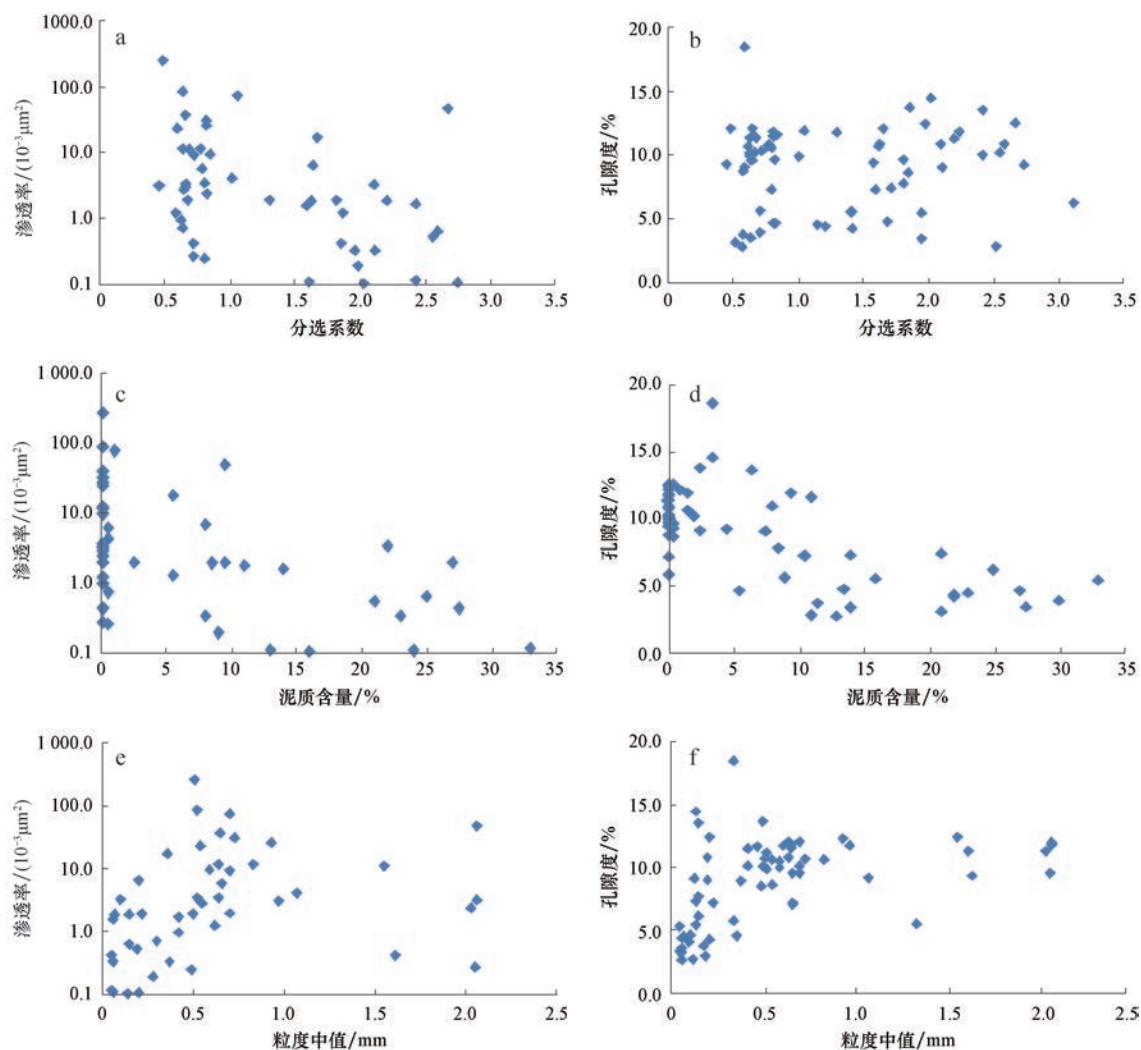


图6 陆丰凹陷A油田文昌组储层沉积组构与物性关系

Fig. 6 Relationship between sedimentary fabric and physical properties of reservoirs in the Wenchang Formation of Oilfield A in the Lufeng Sag

a. 文昌组储层分选系数与渗透率有一定相关性;b. 文昌组储层分选系数与孔隙度相关性差;c,d. 文昌组储层泥质含量与储层物性相关性较大;e,f. 文昌组储层粒度中值与物性相关性较差

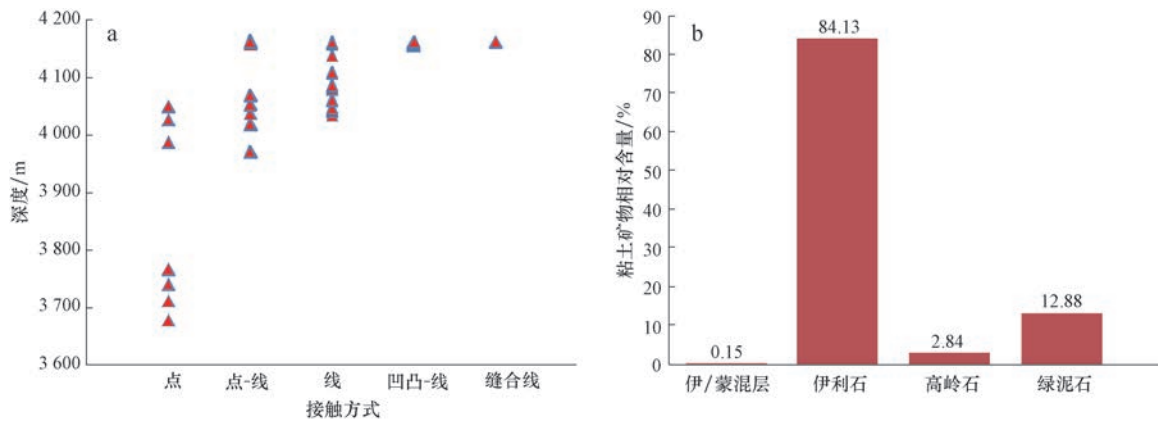


图 7 陆丰凹陷 A 油田文昌组储层接触方式(a)及粘土矿物相对含量(b)
Fig. 7 Reservoir contact styles (a) and relative clay content (b) in the Wenchang Formation of Oilfield A in the Lufeng Sag

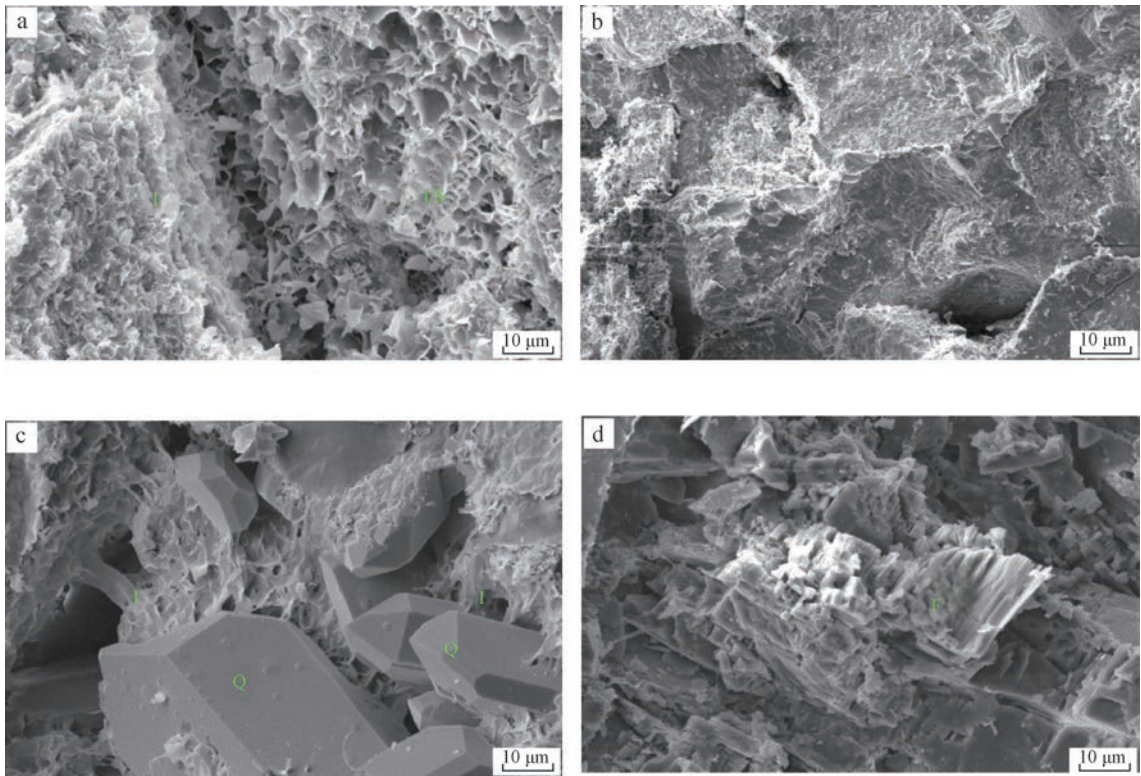


图 8 陆丰凹陷 A 油田文昌组储层中伊利石、致密胶结作用、石英加大和长石溶蚀扫描电镜照片
Fig. 8 Scanning electron microscope images of illite, cementation, quartz overgrowth and feldspar dissolution in the reservoirs of the Wenchang Formation of Oilfield A in the Lufeng Sag

a. 1dSa 井,埋深 4 171. 70 m,见充填在粒间及部分包覆在颗粒表面的蜂窝状伊/蒙混层,见丝片状伊利石充填粒间孔隙;b. 1dSa 井,埋深 4 167. 5 m, 全貌,胶结致密,偶见少量粒间孔隙;c. 1dSa 井,埋深 4 158. 26 m,见丝片状伊利石和次生加大石英充填粒间孔隙;d. 1dSa 井,埋深 4 166. 97 m,长石颗粒溶蚀强烈

感性有极大的影响^[16]。通过研究区水敏分析结果可知(表 4),A 油田文昌组水敏损害率达 61. 8%,水敏程度中等偏强,因此后期油田开发需注重水敏伤害。

A 油田文昌组粘土矿物的胶结作用还包括伊利石、蒙脱石和伊/蒙混层等(图 8b)。通过扫描电镜观察,A 油田文昌组伊利石通常呈丝片状、片状或丝缕状

纵横交错的分布于粒间和粒内溶孔中,使原生粒间孔和次生溶孔大大减小,直接导致岩石渗透率的降低。其中丝片状和丝缕状的伊利石容易被高速流体折断,运移时堵塞孔喉,使储层渗透率降低,通过研究区流速敏感性实验曲线可知,该区速敏程度中等偏强,故油藏开发中要重点防治速敏伤害(图 9)。

表4 陆丰凹陷A油田文昌组水敏感性评价参数

Table 4 Water sensitivity of the Wenchang Formation of Oilfield A in the Lufeng Sag

实验液样	盐度/ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	渗透率变化率/ %
地层水	6 631	6.72	100.0
次地层水	3 316	5.70	84.8
蒸馏水	0	2.57	38.2

注:液样来源于1dSa井,深度为4 169.58 m。

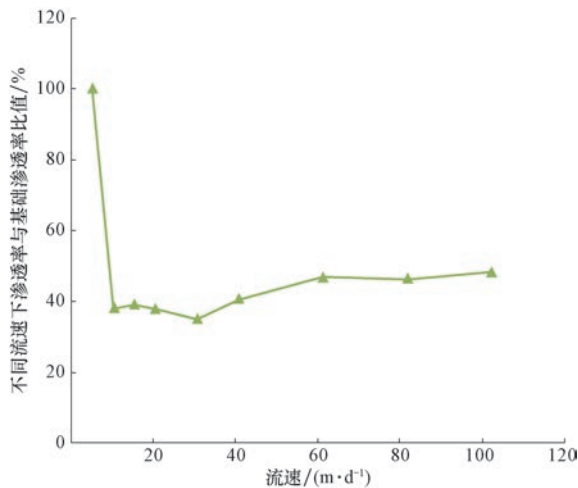


图9 陆丰凹陷A油田文昌组流速敏感性实验曲线

Fig.9 Flow sensitivity curve of the Wenchang Formation of Oilfield A in the Lufeng Sag

硅质胶结主要为自生石英和石英次生加大边(图8c),通过扫描电镜观察,研究区A油田文昌组自生石英加大较为发育,在一定程度上降低了储层物性。

3)溶蚀作用

由于成岩作用的原因,研究区文昌组原生孔隙很难保存下来,主要以次生孔隙为主(表1),而溶蚀作用是形成次生孔隙的主要原因,本区的溶蚀作用主要表现为长石的溶蚀(图8d),尤其是相对较晚时期发生的溶蚀作用,对储层物性的改善具有非常明显的作用^[17]。

5 结论

1) 陆丰地区A油田储层质量宏观上受控于构造沉积作用。珠江组为滨岸沉积,构造简单,砂体分布连续,储层质量较好;文昌组为辫状河三角洲与滨浅湖沉积,构造发育复杂,砂体连续性差,泥质含量高,储层质量较差。

2) A油田构造沉积作用虽然一定程度上控制了后期的成岩作用,是造成珠江组与文昌组储层质量差异的主要原因,但是沉积组构与储层物性相关性较差,

说明后期成岩作用是造成文昌组储层低孔、低渗的根本原因。

3) A油田强烈的压实作用大大的降低了文昌组储层物性,同时粘土矿物胶结与硅质胶结作用在文昌组普遍发育,大面积减小了原始孔隙体积,堵塞孔喉,使原生孔隙很难保存下来。但部分长石溶蚀作用增加了该区次生孔隙,又对储层物性起到了一定改善作用。

4) 文昌组油层的开发方案应该充分考虑沉积构造与后期成岩作用,重点关注断层封堵性,储层的速敏和水敏等。

参 考 文 献

[1] 刘曾勤,王英民,施和生,等. 惠州地区珠江组下部层序划分及沉积相展布特征[J]. 海洋地质动态,2009,26(5):8-14.
Liu Zengqin, Wang Yingmin, Shi Hesheng, et al. Sequence stratigraphy division and sedimentary facies distribution of Lower Zhujiang Formation in Huizhou Area[J]. Marine Geology Letter, 2009, 26(5):8-14.

[2] 曲春霞,杨秋莲,刘登飞,等. 长庆油田延长组特低渗透储层物性影响因素分析[J]. 岩性油气藏,2008,20(2):43-47.
Qu Chunxia, Yang Qiulian, Liu Dengfei, et al. Influencing factors of low permeability reservoir property of Yanchang Formation in Changqing Oil field[J]. Lithologic reservoirs, 2008, 20(2):43-47.

[3] 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 Chang8 tight sandstone reservoirs and their genesis in Huaqing area, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5):679-684.

[4] 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 tectonic belt, Xihu Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(2):185-191.

[5] 王福国,梅廉夫,施和生,等. 珠江口盆地珠一坳陷古近系构造样式分析[J]. 大地构造与成矿学,2008,32(4):448-454.
Wang Fuguo, Mei Lianfu, Shi Hesheng, et al. Structural styles of Paleogene in Zhu1 Depression of Pearl Rivermouth Basin[J]. Geotectonica et Metallogenia, 2008, 32(4):448-454.

[6] 赵澄林,朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 北京:石油工业出版社,2001.
Zhao Chenlin, Zhu Xiaomin. Sedimentary petrology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001.

[7] Andrew H, Paulh N. Clay microporosity in reservoir sand-stones; An application of quantitative electron microscopy in petrophysical evaluation[J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(4):563-573.

[8] Sneider R M, Tinker C. Mocked. deltaic environment reservoir types and their characteristics[J]. Journal of Petroleum Technology, 1978, 30(11):1539-1546.

[9] 强昆生,王建民,冯永春,等. 鄂尔多斯盆地志丹油田永宁探区长6储层特低渗成因及主控因素[J]. 沉积与特提斯地质, 2011, 31(2):82-90.
Qiang Kunsheng, Wang Jianming, Feng Yongchun, et al. Origin of ex-

- tra-low permeability and controlling factors of the Chang-6 reservoirs in the Yongning prospect area, Zhidan Oil Field, Ordos Basin [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2011, 31(2): 82–90.
- [10] 赵振铎, 闫百泉. 松辽盆地 F 油层高岭石、伊利石对储层物性、敏感性影响的实验研究[J]. *岩石矿物学杂志*, 2014, 33(5): 947–954.
- Zhao Zhenduo, Yan Baiquan. Effects of kaolinite and illite on physical property and sensitivity damage in the F reservoir of the Songliao Basin [J]. *Acta Petrologica ET Mineralogica*, 2014, 33(5): 947–954.
- [11] 丁晓琪, 张哨楠, 葛鹏莉, 等. 鄂南延长组绿泥石环边与储集性能关系研究[J]. *高校地质学报*, 2006, 16(2): 247–254.
- Ding Xiaqi, Zhang Shaonan, Ge Pengli, et al. Relationship between Reservoir Properties and Chlorite Rims: A Case Study from Yanchang Formation of South Ordos Basin, North China [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2006, 16(2): 247–254.
- [12] 付晶, 吴胜和, 罗安湘, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组纵向储层质量差异及主控因素分析[J]. *地学前缘*, 2013, 20(2): 98–107.
- Fu Jing, Wu Shenghe, Luo Anxiang, et al. Reservoir quality and its controlling factors of Chang 8 and Chang 6 members in Longdong Area, Ordos Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(2): 98–107.
- [13] Pittman E D. Clay coats: occurrence and relevance to preservation of porosity in sandstone [M]. Tulsa: SEPM Special Publication, 1992.
- [14] 黄思静, 谢连文, 张萌, 等. 中国三叠系陆相砂岩中自生绿泥石的形成机制及其与储层孔隙保存的关系[J]. *成都理工大学学报 (自然科学版)*, 2004, 31(3): 273–281.
- Huang Sijing, Xie Lianwen, Zhang Meng, et al. Formation mechanism of authigenic chlorite and relation to preservation of porosity in non-marine Triassic reservoir sandstones, Ordos Basin and Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2004, 31(3): 273–281.
- [15] Oelkers E H, Bjerkum P A, Murphy W M. A petrographic and computational investigation of quartz cementation and porosity reduction in North Sea sandstones [J]. *American Journal of Science*, 1996, 296: 420–452.
- [16] 朱平, 黄思静, 李德敏, 等. 粘土矿物绿泥石对碎屑储集岩孔隙的保护[J]. *成都理工大学学报 (自然科学版)*, 2004, 31(2): 153–156.
- Zhu Ping, Huang Sijing, Li Demin, et al. Effect and protection of chlorite on clastic reservoir rocks [J]. *Journal Of Chengdu University Of Technollogy (Science & Technology Edition)*, 2004, 31(2): 153–156.
- [17] 于川淇, 宋晓蛟, 李景景, 等. 长石溶蚀作用对储层物性的影响——以渤海湾盆地东营凹陷为例[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(6): 765–770.
- Yu Chuanqi, Song Xiaojiao, Li Jingjing, et al. Impact of feldspar dissolution on reservoir physical properties: a case from Dongying Sag, the Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(6): 765–770.

(编辑 张亚雄)

(上接第 550 页)

- [16] 李继岩. 渤海湾盆地东营凹陷东段红层储层成岩环境时空演化及成岩孔隙演化[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(1): 90–97.
- Li Jiyang. Temporal spatial evolution of diagenetic environment and diagenesis pore evolutionary process of red beds in the eastern Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(1): 90–97.
- [17] AL-Ramadan K A, Hussain M, Imam B. Lithologic characteristics and diagenesis of the Devonian Jauf sandstone at Ghawar field, eastern Saudi Arabia [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2004, 21(10): 1221–1234.
- [18] 罗志立, 赵锡奎, 刘树根. 龙门山造山带的崛起和四川盆地的形成与演化[M]. 成都: 成都科技大学出版社, 1994: 7–31.
- Luo Zhili, Zhao Xikui, Liu Shugen. The rise of Longmenshan orogenic belt and the formation and evolution of Sichuan Basin [M]. Chengdu: Chengdu University of Science and Technology Press, 1994: 7–31.
- [19] 郭正吾, 邓康龄, 韩永辉, 等. 四川盆地形成与演化[M]. 北京: 地质出版社, 1996: 4–23.
- Guo Zhengwu, Deng Kangling, Han Yonghui, et al. The formation and development of Sichuan Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1996: 4–23.
- [20] 祝海华, 钟大康, 张亚雄, 等. 川南地区三叠系须家河组致密砂岩孔隙类型及物性控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(1): 65–76.
- Zhu Haihua, Zhong Dakang, Zhang Yaxiong, et al. Pore types and controlling factors on porosity and permeability of Upper Triassic Xujiahe tight sandstone reservoir in Southern Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(1): 65–76.
- [21] 钟大康, 朱筱敏, 李树静, 等. 早期碳酸盐胶结作用对砂岩孔隙演化的影响: 以塔里木盆地满加尔凹陷志留系砂岩为例[J]. *沉积学报*, 2007, 25(6): 885–890.
- Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Li Shujing, et al. Influence of early Carbonate cementation on the evolution of sandstones: a case study from Silurian sandstones of Manjiaer depression, Tarmi basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 25(6): 885–890.
- [22] 孟元林, 王志国, 杨俊生, 等. 成岩过程综合模拟及其应用[J]. *石油实验地质*, 2003, 25(2): 211–220.
- Meng Yuanlin, Wang Zhiguo, Yang Junsheng, et al. Comprehensive process-oriented simulation of diagenesis and its application [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2003, 25(2): 211–220.
- [23] 彭军, 吴慧明, 韩浩东, 等. 巴楚地区东河塘组致密砂岩储层成岩相研究[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(2): 245–255.
- Peng Jun, Wu Huiming, Han Haodong, et al. Study on diagenetic facies of the Donghetang tight sandstone reservoirs in Bachu area [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(2): 245–255.

(编辑 李 军)