

鄂尔多斯盆地富县地区三叠系延长组长7油层组深水重力流致密砂岩成因与分布

张 军^{1,2},白玉彬^{1,2},张 海³,赵靖舟^{1,2},徐 宁⁴

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 陕西 西安 710065; 2. 陕西省油气成藏地质学重点实验室, 陕西 西安 710065; 3. 延长油田股份有限公司, 陕西 延安 717000; 4. 延长油田股份有限公司 富县采油厂, 陕西 延安 727500)

摘要:鄂尔多斯盆地富县地区三叠系延长组长7油层组广泛发育深水重力流储层,但储层致密化机理尚不明确。综合运用X射线衍射(XRD)、物性分析、粒度分析、铸体薄片、扫描电镜(SEM)、高压压汞和油层解释等测试方法和技术,分析了长7油层组重力流储层的基本特征,并重点探讨了其储层致密化机理和分布规律。结果表明:①长7油层组岩性以细粒长石砂岩和岩屑长石砂岩为主,孔隙度介于0.50%~18.40%,平均值为8.44%,渗透率介于 $(0.01 \sim 14.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。砂质碎屑流储层孔隙结构最优,物性最佳,平均孔隙度为8.94%,渗透率为 $0.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;滑动-滑塌储层次之,平均孔隙度为8.28%,渗透率为 $0.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;浊积岩储层最差,平均孔隙度为6.90%,渗透率为 $0.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。②重力流储层粒度细、分选性差、杂基含量高,抗压能力弱,碳酸盐胶结物含量高,是导致储层致密化的主要原因,后期溶蚀作用较弱,未能改变长7油层组储层整体致密的面貌。③长7油层组整体处于中成岩A期。期间经历1期油气充注,包裹体均一温度主要为110~120℃,油气大规模成藏发生于早白垩世晚期(120~105 Ma)。④长7油层组砂质碎屑流发育Ⅰ类优质储层,砂质碎屑流+浊流区发育Ⅱ类中等储层,而浊流发育Ⅲ类差储层。综合分析认为,长7¹和长7²油层亚组砂质碎屑流发育层段是深水致密砂岩油藏勘探开发的有利区。

关键词:砂质碎屑流储层;成岩演化;重力流致密砂岩;长7油层组;富县地区;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Origin and distribution of deep-water gravity-flow tight-sand reservoirs in the oil layer group of the 7th member of the Yanchang Formation, Fuxian area, Ordos Basin

ZHANG Jun^{1,2}, BAI Yubin^{1,2}, ZHANG Hai³, ZHAO Jingzhou^{1,2}, XU Ning⁴

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyu University, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 2. Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 3. Yanchang Oil Field Co., Ltd., Yan'an, Shaanxi 717000, China; 4. Fuxian Oil Production Plant of Yanchang Oil Field Co., Ltd., Yan'an, Shaanxi 727500, China)

Abstract: Deep-water gravity flow reservoirs are widely distributed in the oil layer group of the 7th member of the Yanchang Formation (also referred to as the Chang 7 oil layer group) in the Fuxian area, Ordos Basin. However, the tightening mechanisms of these reservoirs remain unclear. Using test methods and technologies including X-ray diffraction (XRD), petrophysical analysis, granulometry, casting thin section observation, scanning electron microscopy (SEM), high-pressure mercury intrusion porosimetry, and oil layer interpretation, we analyze the fundamental characteristics of gravity flow reservoirs in the Chang 7 oil layer group, highlighting the tightening mechanisms and distribution patterns of the reservoirs. The results indicate that the Chang 7 oil layer group consists primarily of fine-grained feldspathic sandstone and lithic feldspathic sandstone, with a porosity ranging from 0.5% to 18.4% (average: 8.44%) and a permeability from $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ to $14.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (average: $0.36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$).

收稿日期:2025-04-27;修回日期:2025-08-19。

第一作者简介:张军(1998—),男,硕士研究生,致密油(页岩油)成藏与地质评价。E-mail: zj1012311730@126.com。

通信作者简介:白玉彬(1981—),男,副教授、硕士研究生导师,致密油(页岩油)富集规律与甜点评价。E-mail: baiyubin@xsyu.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42372155);陕西省自然科学基金基础研究计划项目(2025JC-YBQN-437);陕西省教育厅专项科研计划项目(24JK0603);西安石油大学研究生创新基金项目(YCX2412017)。

Within this member, sandy debris flow reservoirs exhibit the most favorable pore structures and the best physical properties, with an average porosity of 8.94% and a permeability of $0.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Slide-slump reservoirs come the second, which have an average porosity of 8.28% and a permeability of $0.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. In contrast, turbidite reservoirs show the poorest physical properties, with an average porosity of 6.90% and a permeability of $0.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The gravity flow reservoirs are poorly sorted and characterized by fine grain sizes, high matrix content, and weak resistance to compaction. Furthermore, these reservoirs exhibit high carbonate cement content, which is identified as the primary reason for reservoir tightening. Weak dissolution in the late stage failed to change the overall tightness of reservoirs in the Chang 7 oil layer group. Diagenetic evolution places the Chang 7 Oil layer group in the meso-diagenetic stage A, having undergone a single-phase hydrocarbon charging, with the homogenization temperatures of inclusions ranging primarily from 110 °C to 120 °C. Large-scale hydrocarbon accumulation in this oil layer group occurred during the late Early Cretaceous (105 ~ 120 Ma). In the Chang 7 oil layer group, high-quality Class I reservoirs occur in sandy debris flow deposits. In contrast, moderate Class II reservoirs are found in intervals consisting of sandy debris flow and turbidity current deposits, and poor Class III reservoirs appear in turbidity current deposits. The comprehensive analysis suggests that the section with sandy debris flow deposits in the 1st and 2nd oil layer sub-groups represent play fairways for the exploration and exploitation of deep-water tight-sand oil reservoirs.

Key words: sandy debris flow reservoir, diagenetic evolution, gravity flow tight sandstone, Chang 7 oil layer group, Fuxian area, Ordos Basin

引用格式:张军,白玉彬,张海,等. 鄂尔多斯盆地富县地区三叠系延长组长7油层组深水重力流致密砂岩成因与分布[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(5):1446-1465. DOI: 10.11743/ogg20250505.

ZHANG Jun, BAI Yubin, ZHANG Hai, et al. Origin and distribution of deep-water gravity-flow tight-sand reservoirs in the oil layer group of the 7th member of the Yanchang Formation, Fuxian area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46 (5) : 1446-1465. DOI: 10.11743/ogg20250505.

深水重力流作为当前国内外油气勘探研究的热点领域^[1-7],因其发育砂质碎屑流、浊流和滑动-滑塌等多种储集体^[8-9],且储集体上、下和侧向紧邻优质烃源岩,具有优越的油气成藏条件。在中国,陆相湖盆深水领域的油气勘探已经取得重大进展,先后在松辽盆地青山口组^[10-11]、渤海湾盆地沙河街组^[5-6,12]、准噶尔盆地风城组^[13-14]和鄂尔多斯盆地延长组^[8,15-17]等众多盆地的深水重力流沉积中发现了大规模油气藏,展现出广阔的勘探前景。

深水重力流发育主要与地震、沉积坡折带和火山活动等多种因素有关^[9,16-18]。不同触发机制下形成的重力流沉积物在水动力条件、储层分布规模及范围和颗粒大小及分选性等方面存在显著差异^[19],进而导致其历经不同的成岩演化路径,表现出不同的物性特征。目前,关于深水重力流致密砂岩储层的研究主要集中在储层特征及成因^[2,5,19-20]、储层评价^[21-24]和成岩作用及物性演化^[25-26]等方面。前人研究表明,砂质碎屑流储层物性较好、砂体厚度大且连片分布,是最有利的储集体,也是油气勘探的主要目标。此外,优质储层的形成与有机质生烃期产生的有机酸溶蚀作用和砂体抗压实能力等因素有关^[23,27]。

近年来,鄂尔多斯盆地深水重力流储层油气勘探不断取得新突破,深水重力流储层主要发育于三叠系延长组长7油层组和长6油层组^[2,15,19-20,25-26]。研究认为,长7油层组致密砂岩的形成受母源性质、矿物组成和成岩演化条件的共同控制^[25]。从沉积类型来看,砂质碎屑流储层物性最好,浊积岩储层次之,而滑动-滑塌储层规模较小,通常难以形成有效储层^[27]。此外,杂基含量对重力流储层非均质性有影响,当其含量低于7%时,次生孔隙发育,可改善储层物性^[19]。自生黏土矿物则会影响储层微观非均质性,是储层致密化的重要因素之一^[28]。西峰和合水地区长7油层组重力流储层以砂质碎屑流和浊流为主,孔喉结构复杂且物性较差,前人通过构建胶结-溶蚀指数,将重力流储层划分为3类,并探讨了3类储层的非均质性差异^[2]。华池地区长7³油层亚组重力流储层的储集性能受矿物组成、粒度和微观孔隙结构等多种因素控制,通常将孔隙度大于5%、渗透率大于 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层定义为优质储层^[20]。值得注意的是,鄂尔多斯盆地延长组主要发育东北和西南两大物源体系,以往对长7油层组重力流储层的研究多集中于西南部地区,而东北部物源区控制下的储层研究较为薄弱。

鄂尔多斯盆地富县地区长7油层组沉积期沉积物源主要来自盆地东北部,该区长7油层组深水重力流沉积大面积发育^[29-30],且烃源岩分布规模大,最大累积厚度超100 m^[31],已经成为长8油层组之后的又一重点勘探层位。然而,由于缺少对长7油层组致密储层形成机理和优质储层分布规律的系统研究,前期勘探中以沉积相控油思路布井和选段时面临挑战,导致试油结果差异显著(高产井、低产井和水井交错分布),有利区预测困难。储层分布、质量和物性是影响油井产量的重要因素,而储层物性主要受沉积和成岩作用的双重控制。因此,明确致密储层成因和优质储层分布规律对指导有利区预测具有重要意义。本文以富县地区长7油层组为研究目的层,综合运用钻井岩心、测井、实测物性、X射线全岩分析、铸体薄片和扫描电镜分析等

资料及测试结果,结合已有的沉积相和试油资料,系统研究长7油层组重力流储层基本特征、储层成因、成岩作用和物性演化,并基于优质储层分布规律和试油结果,预测下一步油气勘探方向。

1 区域地质背景

鄂尔多斯盆地是中国第二大含油气盆地,位于中国西北部,总面积约 $25.0 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。根据构造演化特征,可将盆地分为6个二级构造单元(图1a):西缘逆冲带、晋西挠褶带、天环坳陷、伊盟隆起、渭北隆起和伊陕斜坡^[32]。晚三叠世延长组沉积期,盆地属于大型克拉通凹陷湖盆,具有盆底面积广、坡度缓、水体较浅及构造相对稳定的特点,沉积了一套巨厚的河湖相碎屑岩

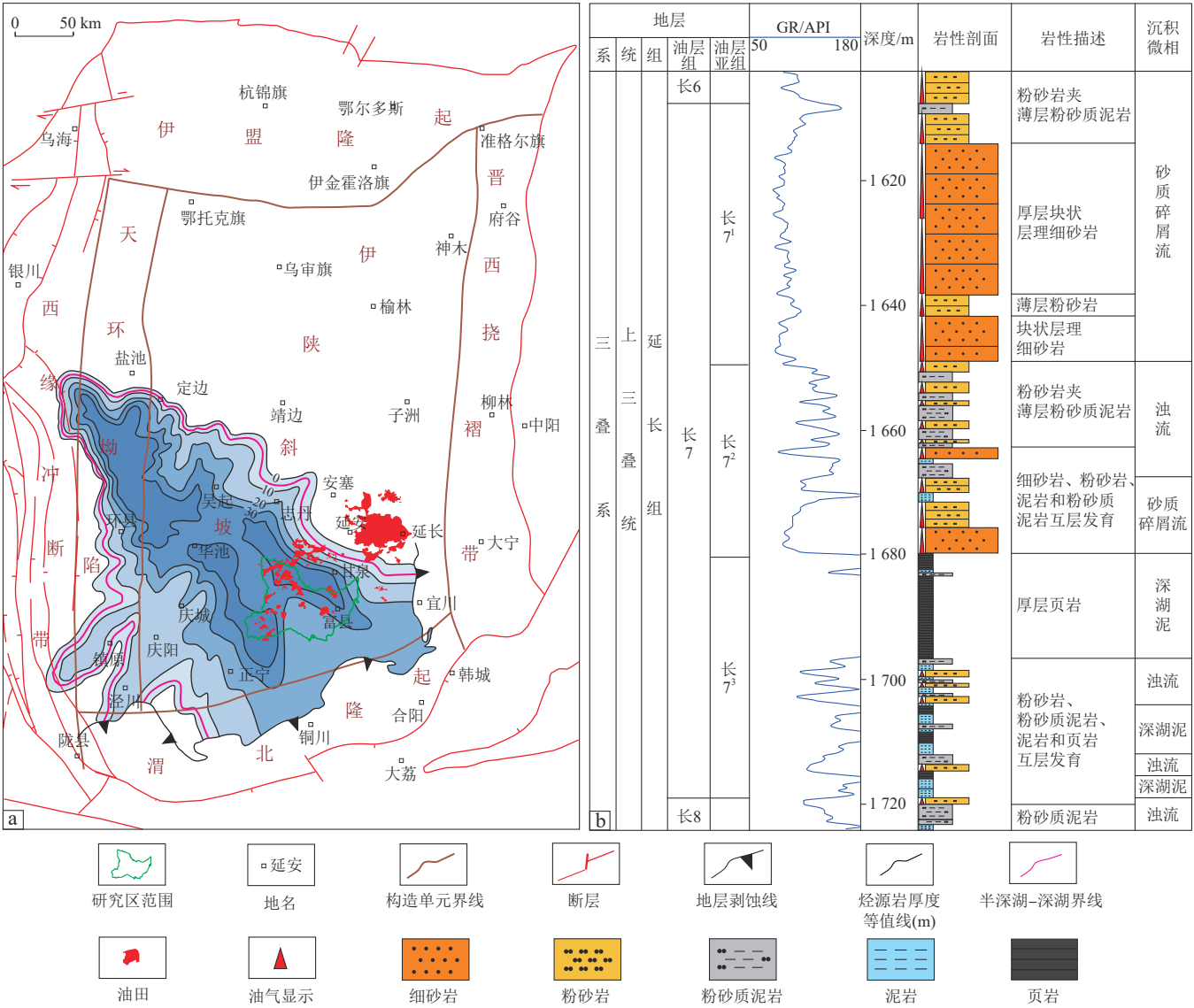


图1 鄂尔多斯盆地构造区划(a)及长7油层组岩性地层综合柱状图(b)
Fig. 1 Map of the Ordos Basin and composite stratigraphic column showing the lithology of the Chang 7 oil layer group in the basin

体系。其中,长7油层组沉积期达到最大湖泛面^[31],富县地区在该沉积期属于半深湖-深湖沉积体系,深水重力流沉积与烃源岩互层共生,烃源岩供烃充足且成藏条件优越^[33],形成了一定规模的岩性油气藏。

长7油层组自下而上可分为长7³、长7²和长7¹三个油层亚组(图1b)。受印支运动的影响,三叠系延长组沉积期湖盆面积持续扩张,至长7油层组沉积期达到鼎盛,湖泊面积达 $6.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,占总盆地面积的26%,沉积了一套巨厚的富有机质页岩^[33-34]。泥页岩层系间发育细砂岩、粉砂岩和泥质粉砂岩,是长7油层组最重要的储集体。研究区长7油层组现今埋深为498.0~1 844.7 m(平均值为1 194.3 m),地层厚度为40.4~177.3 m(平均值为127.5 m),直罗西部地区坡降最大,地层倾角为 $0.32^\circ \sim 2.29^\circ$ (平均值为 1.00°),地形起伏相对较大,为深水重力流沉积广泛发育提供了有利条件^[35],形成了规模可观的重力流致密砂岩储层。

2 长7油层组重力流致密储层基本特征

2.1 岩石学特征

岩石薄片鉴定结果表明,长7油层组深水重力流致密储层主要发育细粒长石砂岩和岩屑长石砂岩(图2a)。XRD分析结果显示,不同重力流储层的矿物组成含量差异明显(图2b):滑动-滑塌储层斜长石含量最高(平均值为37.9%),石英含量次之(平均值为32.7%),黏土矿物平均含量为15.9%;砂质碎屑流储层石英含量最高(平均值为39.5%),斜长石含量次之

(平均值为27.6%),黏土矿物平均含量为19.3%;浊积岩储层石英含量最高(平均值为38.4%),斜长石次之(平均值为22.9%),黏土矿物平均含量为24.9%。对比3类重力流储层可见,砂质碎屑流储层的石英含量最高,浊积岩储层次之,滑动-滑塌储层最低;同时,从滑动-滑塌储层→砂质碎屑流储层→浊积岩储层,斜长石含量逐渐减少,黏土矿物含量逐渐增多(图2b)。上述矿物组成变化规律表明,沉积环境由三角洲前缘过渡至半深湖-深湖环境,沉积水体稳定性增强,细粒沉积物逐渐发育。

2.2 物性特征

富县地区长7油层组重力流储层的孔隙度范围为0.50%~18.40%(平均值为8.44%)(图3a);渗透率范围为 $(0.01 \sim 14.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $0.36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)(图3b)。孔隙度和渗透率交会图表明(图3c),砂质碎屑流储层和浊积岩储层的孔隙度与渗透率存在较明显的正相关性,孔隙度越大,渗透率越高;滑动-滑塌储层则关系不明显。从不同类型重力流储层物性中值来看,砂质碎屑流储层物性最好,滑动-滑塌储层次之,浊积岩储层最差。

1) 滑动-滑塌储层孔隙度范围为1.30%~14.50%(平均值为8.28%),集中分布在8.00%~10.00%;渗透率范围为 $(0.01 \sim 3.30) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $0.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),集中分布在 $(0.01 \sim 0.20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图3a,b)。

2) 砂质碎屑流储层孔隙度为1.10%~18.30%(平均值为8.94%),集中分布在8.00%~10.00%;渗透

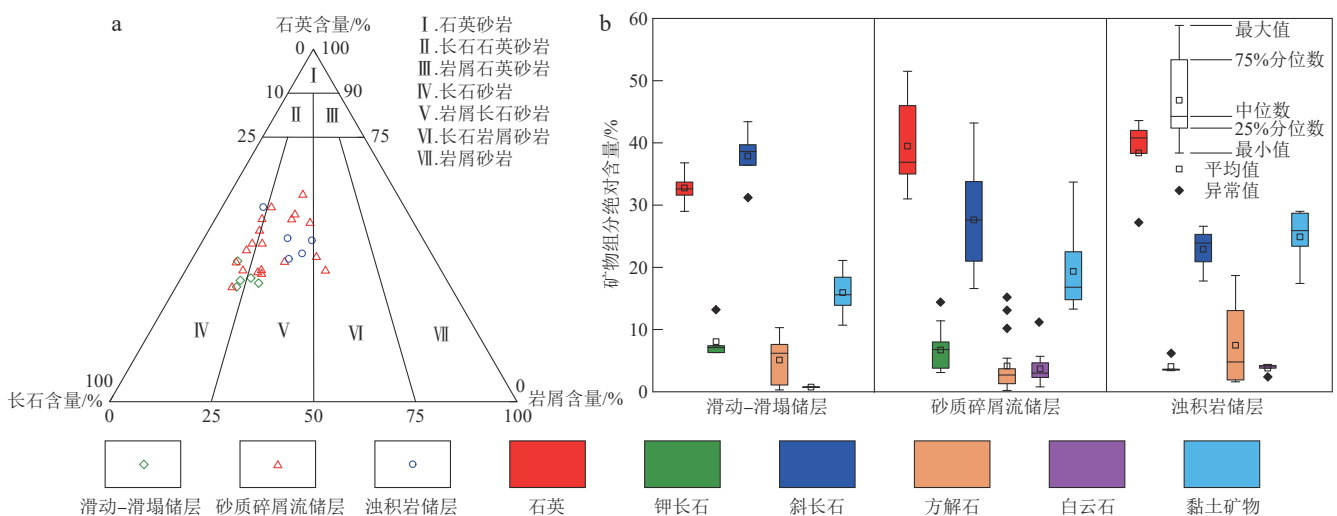


图2 富县地区长7油层组致密砂岩储层岩石学特征

Fig. 2 Petrological characteristics of tight-sand reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

a. 重力流储层岩性三角图; b. 重力流储层矿物含量箱形图

率为 $(0.01 \sim 14.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $0.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 集中分布在 $(0.10 \sim 0.20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图3a,b)。

3) 浊积岩储层孔隙度为0.50%~18.40%(平均值为6.90%), 集中分布在6.00%~8.00%; 渗透率为 $(0.01 \sim 6.20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $0.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 集中分布在 $(0.10 \sim 0.20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图3a,b)。

2.3 储集空间类型

根据成因分类,砂岩孔隙可分为原生孔隙、次生孔隙和微裂缝3大类^[36]。富县地区长7油层组主要发育5类孔隙:原生残余粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔、黏土矿物晶间孔和微裂缝(图4)。

原生孔隙主要表现为残余粒间孔,是沉积-成岩过程中原始孔隙经压实和胶结作用改造后的保存形态。这类孔隙形状规则,边缘平直,多呈三角形,具有良好的连通性,没有明显的溶蚀过程。研究区原生孔隙发育较少,且普遍被黏土矿物充填(图4a,b),扫描电镜观察发现,粒间孔周围发育绿泥薄膜(图4b),已有研究表明这种绿泥石膜对孔隙具有一定保护作用^[2,19,37-38]。

次生孔隙是在成岩演化过程中,碎屑颗粒和填隙物受成岩流体化学作用(主要包括溶解作用和交代作用)改造形成的孔隙系统,其发育程度与流体性质和成岩环境密切相关。研究区长石溶孔大量发育(图4a,c),具体分为粒内溶孔和粒间溶孔2种类型。其中,粒

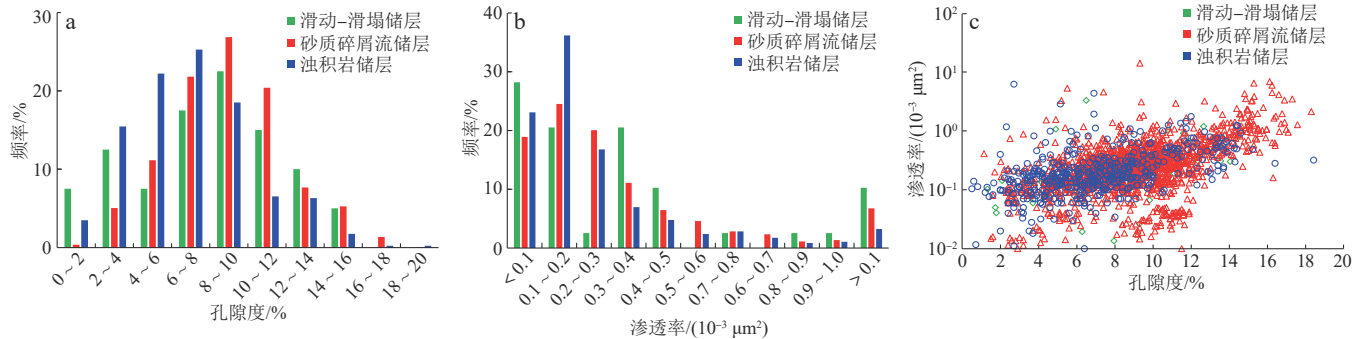


图3 富县地区长7油层组致密砂岩储层物性特征

Fig. 3 Physical property characteristics of tight-sand reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

a. 孔隙度频率分布直方图; b. 渗透率频率分布直方图; c. 孔隙度和渗透率相关性

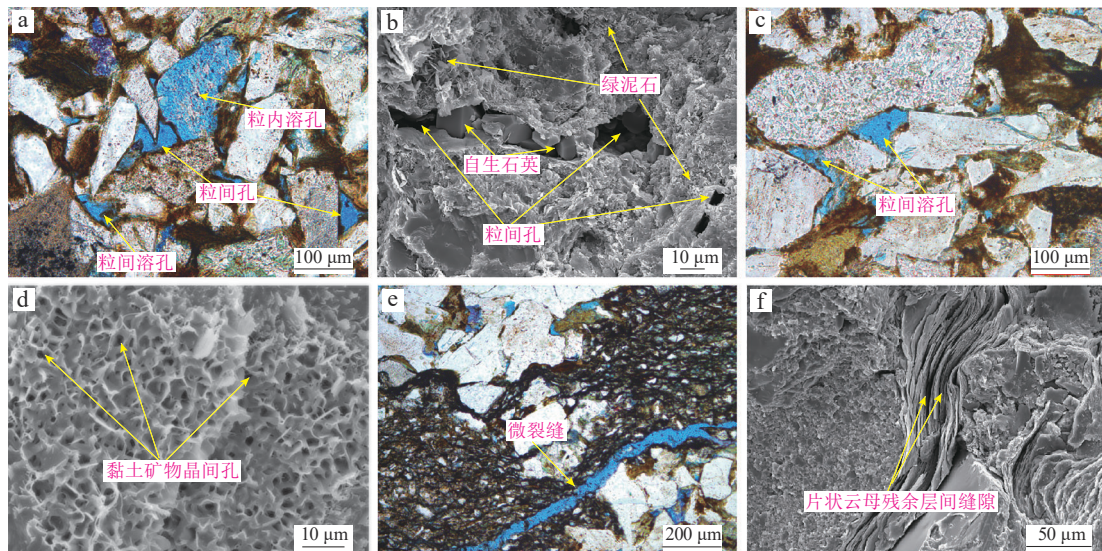


图4 富县地区长7油层组深水致密砂岩储层储集空间类型典型显微照片

Fig. 4 Typical micrographs showing the storage space types in deep-water tight-sand reservoirs of the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

a. 原生残余粒间孔、粒间溶孔和粒内溶孔,埋深1 631.9 m,FX168井,单偏光,铸体薄片;b. 原生残余粒间孔,埋深1 432.5 m,FX120井,扫描电镜;c. 粒间溶孔,埋深1 638.5 m,FX168井,单偏光,铸体薄片;d. 黏土矿物晶间孔,埋深844.9 m,FX77井,扫描电镜;e. 微裂缝,埋深1 638.5 m,FX168井,单偏光,铸体薄片;f. 片状云母残余层间缝隙,埋深1 541.6 m,FX134井,扫描电镜

内溶孔主要是长石颗粒内部被溶蚀且尚未被碳酸盐矿物胶结的结果(图4a); 粒间溶孔主要是长石颗粒之间被溶蚀(图4a,c)。此外,扫描电镜下可见大量黏土矿物晶间孔发育,其中以伊蒙混层晶间孔为主(图4d),这在一定程度上改善了储层物性。

微裂缝的形成是成岩作用过程中由溶蚀作用或构造应力作用所引起的^[39]。作为油气运移的优势通道和储集空间,微裂缝能够有效改善储集层的物性条件。研究区发育2类微裂缝:构造缝和成岩缝。构造缝是构造应力作用下形成的破裂系统,可细分为张裂缝和剪切缝。其中,张裂缝沿颗粒边界延伸,不切割矿物颗粒(图4e),在研究区广泛发育。剪切缝则切穿颗粒,

其形成与构造应力场的剪切作用密切相关,在研究区鲜有发现;成岩缝是碎屑颗粒在埋藏成岩过程中形成的裂缝系统,成因机制多样,主要包括压实作用导致的颗粒重排形成的裂缝、溶蚀作用产生的溶蚀孔洞和成岩脱水作用引发的收缩缝(图4f)。

2.4 孔隙结构特征

根据长7油层组压汞曲线特征,重力流砂岩储层孔隙结构可分为Ⅰ类、Ⅱ类和Ⅲ类(图5)。Ⅰ类的孔隙度分布范围为7.0%~12.8%(平均值为10.5%)。排驱压力较低,一般在0.30~1.50 MPa(平均值为0.84 MPa),曲线前段存在较缓的斜坡段,中值压力也相

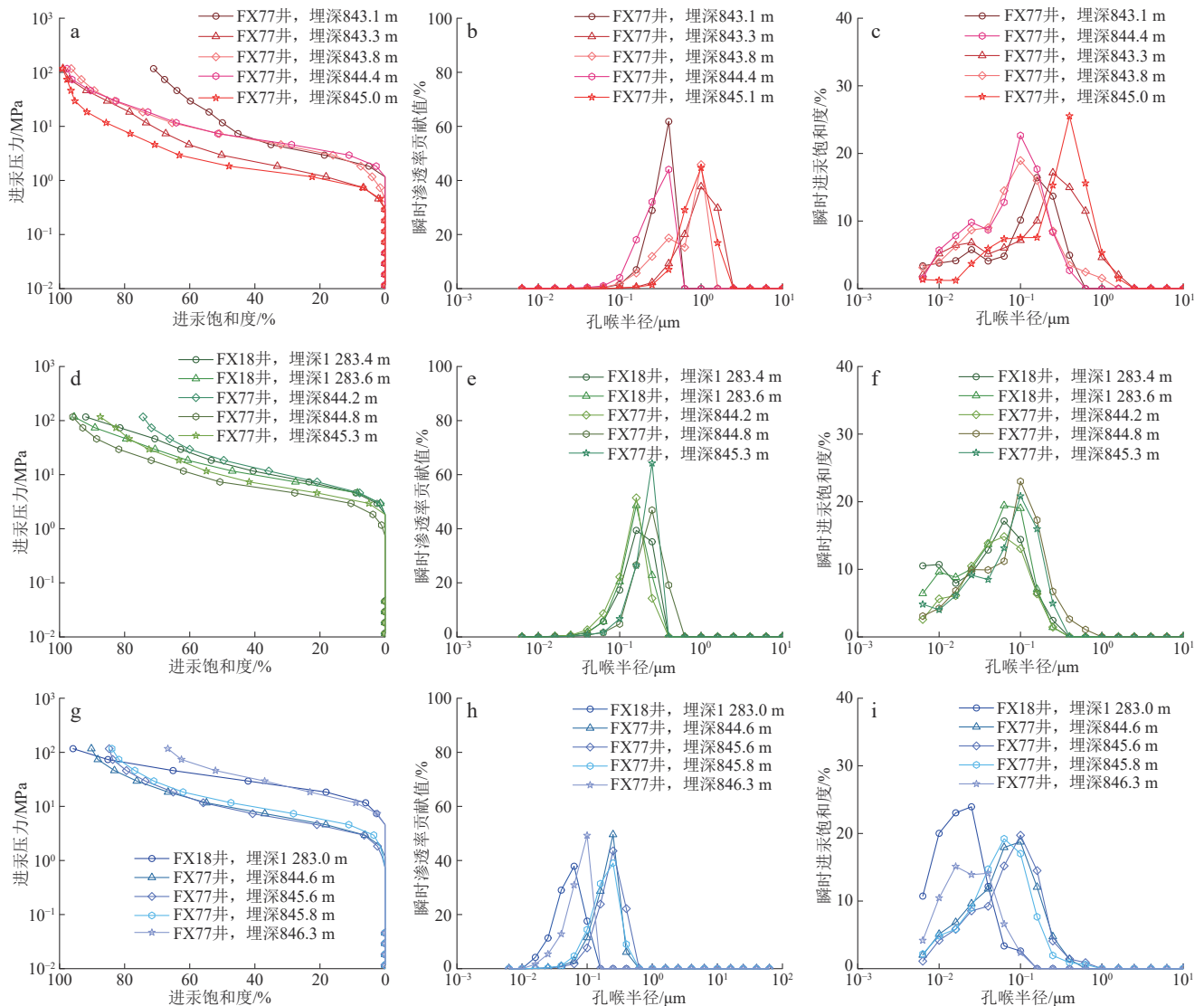


图5 富县地区长7油层组致密砂岩储层孔隙结构特征

Fig. 5 Pore structure characteristics of tight-sand reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

a. Ⅰ类储层进汞饱和度-进汞压力关系; b. Ⅰ类储层孔喉半径-瞬时渗透率贡献值关系; c. Ⅰ类储层孔喉半径-瞬时进汞饱和度关系; d. Ⅱ类储层进汞饱和度-进汞压力关系; e. Ⅱ类储层孔喉半径-瞬时渗透率贡献值关系; f. Ⅱ类储层孔喉半径-瞬时进汞饱和度关系; g. Ⅲ类储层进汞饱和度-进汞压力关系; h. Ⅲ类储层孔喉半径-瞬时渗透率贡献值关系; i. Ⅲ类储层孔喉半径-瞬时进汞饱和度关系

对较低,范围为1.94~11.69 MPa(平均值为6.16 MPa)。平均喉道半径在0.13~0.46 μm (平均值为0.28 μm),中值喉道半径普遍超过0.18 μm 。样品的孔隙间连通性相对更好,储集性能及渗流能力较好(图5a—c)。

Ⅱ类的孔隙度分布范围为6.9%~11.6%(平均值为9.4%),排驱压力中等,一般在1.00~2.00 MPa(平均值为1.80 MPa),相较于Ⅰ类曲线,其前段曲线的缓坡段更平缓,表明这类样品的分选度更好,中值压力也相对适中,范围为7.20~18.70 MPa(平均值为12.80 MPa)。平均喉道半径在0.08~0.14 μm (平均值为0.10 μm),中值喉道半径一般大于0.06 μm 。样品的孔隙间连通性相对Ⅰ类曲线差,储集性能及渗流能力不如Ⅰ类曲线(图5d—f)。

Ⅲ类的孔隙度分布范围为4.1%~11.5%(平均值为8.3%),排驱压力较高,一般在1.00~5.00 MPa(平均值为2.70 MPa),相较于Ⅱ类曲线,其前段曲线的缓坡段更加平缓,同时一些样品出现平台段,中值压力相对较高,范围为9.50~42.60 MPa(平均值为21.70 MPa)。平均喉道半径在0.03~0.13 μm (平均值为0.08 μm),中值喉道半径普遍大于0.05 μm 。整体表现为孔喉系统细小,以微米级孔喉为主,局部发育纳米级孔喉。样品的孔隙间连通性差、储集空间小、渗流能力低(图5g—i)。

3 长7油层组重力流致密储层形成机理

3.1 沉积条件

3.1.1 颗粒粒度细

受物源和沉积条件的影响,与三角洲前缘储层相比,重力流致密砂岩储层粒度更细,主要发育细砂岩、粉砂岩和泥质粉砂岩(图6a—c)。

滑动—滑塌沉积的流体形态介于粘性流和塑性流之间,水动力强弱取决于触发机制和沉积物浓度大小,一般在半深湖—深湖交界处发育小规模的滑动—滑塌沉积^[29],该微相控制下的储层主要发育细砂岩和泥质粉砂岩,储层的物性条件良好,平均孔隙度为8.0%,因其在研究区发育规模极小,难以形成有效储层。

砂质碎屑流沉积则更强调基质支撑和塑性剪切搬运,是深水沉积体系中“搬运—堆积”连续过程的产物,水动力条件较强,在研究区发育面积较大^[29],该微相下形成的储层主要由细砂岩和粉砂岩构成,储层的物性在3种重力流储层中最好,平均孔隙度为8.3%,因

其在研究区发育规模较大,形成了一定规模的优质储层。

浊流沉积属于典型的牛顿流体,在研究区主要以前端朵叶体的形式发育,且发育面积较小^[29],该微相下形成的储层以发育泥质粉砂岩为主,储层的物性最差,平均孔隙度仅为5.7%,然而其粉砂岩的渗透率普遍较高,分析认为这可能和裂缝发育有关(图6c—e),岩性和物性共同决定了此类沉积难以形成大规模优质储层。

3.1.2 颗粒分选差

重力流致密砂岩的分选性、磨圆度普遍较差,但局部也会发育分选性中等—较好的砂岩,主要表现在砂质碎屑流储层中。分选性越好的砂岩,其储层物性越好^[5]。同时分选性也是沉积物搬运机制和水动力条件的间接反映,决定了孔隙结构和渗流能力^[28]。研究区砂岩粒度概率累计曲线主要表现为“一段悬浮式”和“宽缓上拱形”(图6f,j)。前者为浊流沉积的典型样式,斜率较小,直方图表现出“双峰”的特点,表明沉积物粒径分布范围较宽,颗粒分选性较差(图6f);后者为砂质碎屑流沉积的典型样式,直方图呈现“单峰”特点,沉积物粒径分布范围较窄,颗粒分选性较好(图6j)。铸体薄片观察可见,滑动—滑塌储层颗粒较粗,发育泥质变形条带,分选性较差;砂质碎屑流储层的颗粒大小分布较为均匀,分选较好;浊积岩储层的颗粒粒级变化最快,分选性最差(图6a—c)。

3.1.3 杂基含量高

滑动—滑塌储层—砂质碎屑流储层—浊积岩储层,其杂基含量逐渐增加,平均值依次为2.65%,5.28%和9.42%(图6h),表明不同类型的储层发育环境差异较大,杂基含量较高的储层,其后期改造作用较强,储层的致密化程度随之增加(图6i)。中观层面同样反映出越往深湖区致密砂岩储层的杂基含量越高(图6a—c)。有研究指出在此储层类型变化过程中,碎屑颗粒会逐渐变小,出现破碎泥屑、甚至杂基,这些塑性物质极易被压实变形,从而占据原始孔隙空间,导致储层致密化进程加快^[21],这与研究区长7油层组的研究结果相一致。

3.2 成岩作用

3.2.1 压实作用

基于铸体薄片和扫描电镜资料分析,研究区主要经历了压实、胶结、溶蚀和交代4种成岩作用类型。长

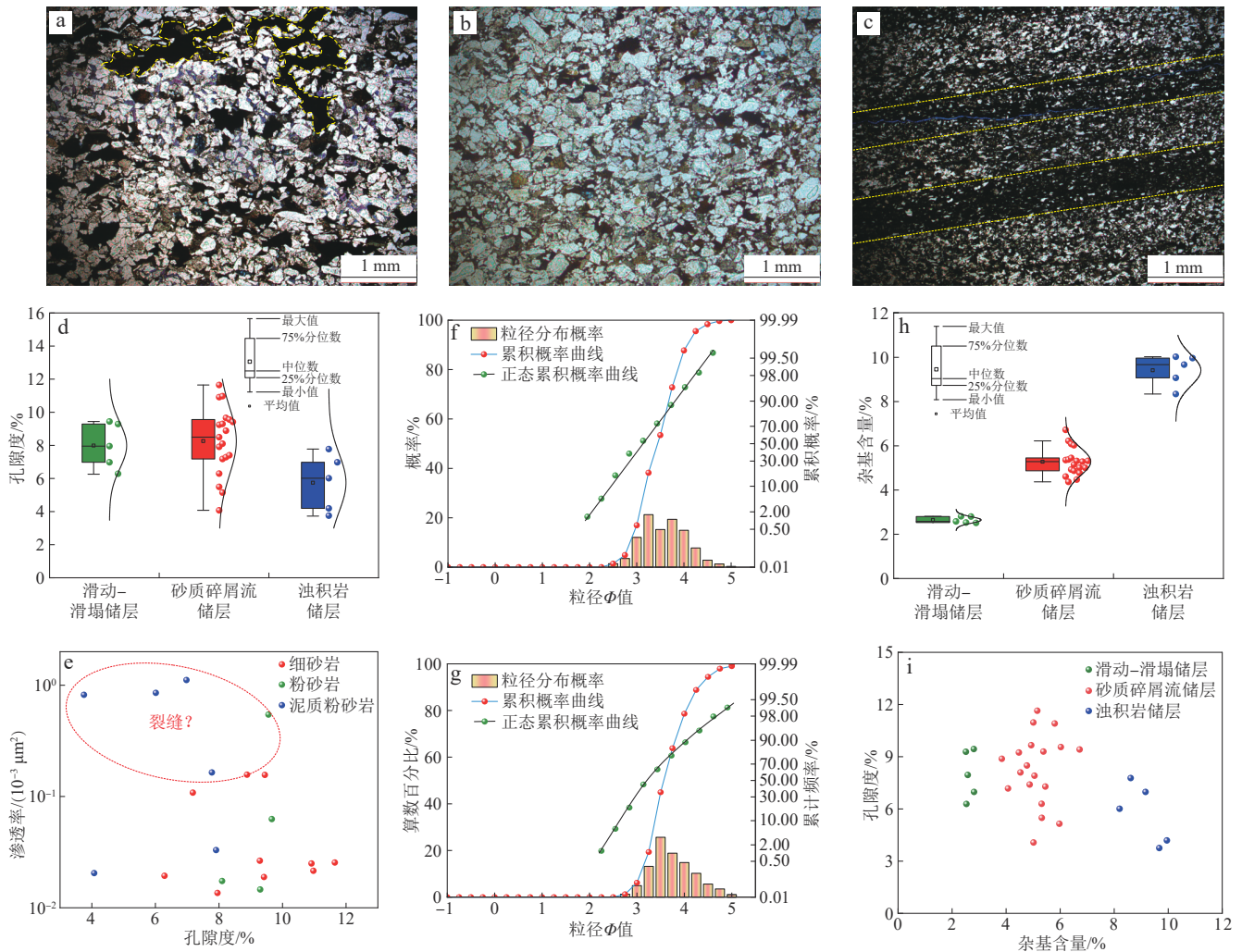


图6 富县地区长7油层组致密砂岩储层沉积条件

Fig. 6 Sedimentary conditions of tight-sand reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

a. 滑动-滑塌储层, 颗粒大小均一, 分选较好, 夹杂泥质变形带, 埋深 1 556.04 m, L241 井, 铸体薄片, 单偏光显微照片; b. 砂质碎屑流储层, 颗粒大小混杂, 分选性差, 埋深 1 638.50 m, FX168 井, 铸体薄片, 单偏光显微照片; c. 浊积岩储层, 砂、泥韵律互层, 非均质性强, 发育微裂缝, 埋深 1 564.70 m, L241 井, 铸体薄片, 单偏光显微照片; d. 重力流储层孔隙度分布特征; e. 不同岩性储层孔隙度和渗透率的关系; f. 浊积岩储层粒度累积概率曲线; g. 砂质碎屑流储层粒度累积概率曲线; h. 重力流储层杂基含量分布特征; i. 重力流储层杂基含量-孔隙度关系

7油层组致密砂岩储层现今埋深介于 500 ~ 1 800 m, 平均值为 1 200 m, 岩屑、杂基等塑性矿物含量较高, 抗压能力弱, 导致储层表现出较强的压实作用(图 7a)。分析孔隙度和渗透率的中位数发现: 随着埋深的增大, 孔隙度和渗透率整体呈减小趋势, 表明在强压实作用下储层物性逐渐变差, 然而在埋深 1 100 m 处其略微增大可能是由于溶蚀作用的影响; 同时在埋深 1 500 m 左右发育高孔、高渗储层可能是由于微裂缝的影响(图 7b, c)。

较高含量的塑性矿物如云母、泥质岩屑等, 在压实过程中发生明显变形, 进一步降低了储层的物性。具体表现为塑性矿物被压弯曲、拉长或者其它刚性颗粒嵌入(图 8a), 此现象在研究区较为常见。有研究表明

软组分在机械压实作用下强烈扭曲变形, 甚至表现出假杂基状, 导致原生孔隙减少, 从而加剧了储层致密化程度^[25]。随着压实作用的增强, 碎屑颗粒接触方式发生显著变化, 由点接触逐渐过渡为线接触, 局部还发育凹凸接触(图 8b)。

3.2.2 胶结作用

研究区重力流储层胶结作用强, 是深水重力流储层后期致密化的一个关键控制因素。胶结物类型主要有碳酸盐、黏土矿物和硅质, 其中以碳酸盐胶结物的发育程度最高, 碳酸盐含量介于 0% ~ 40.00%, 平均值为 5.19%(图 9a)。滑动-滑塌储层平均碳酸盐矿物含量为 11.40%, 但该储层的发育规模极小, 对长 7 油层组储层

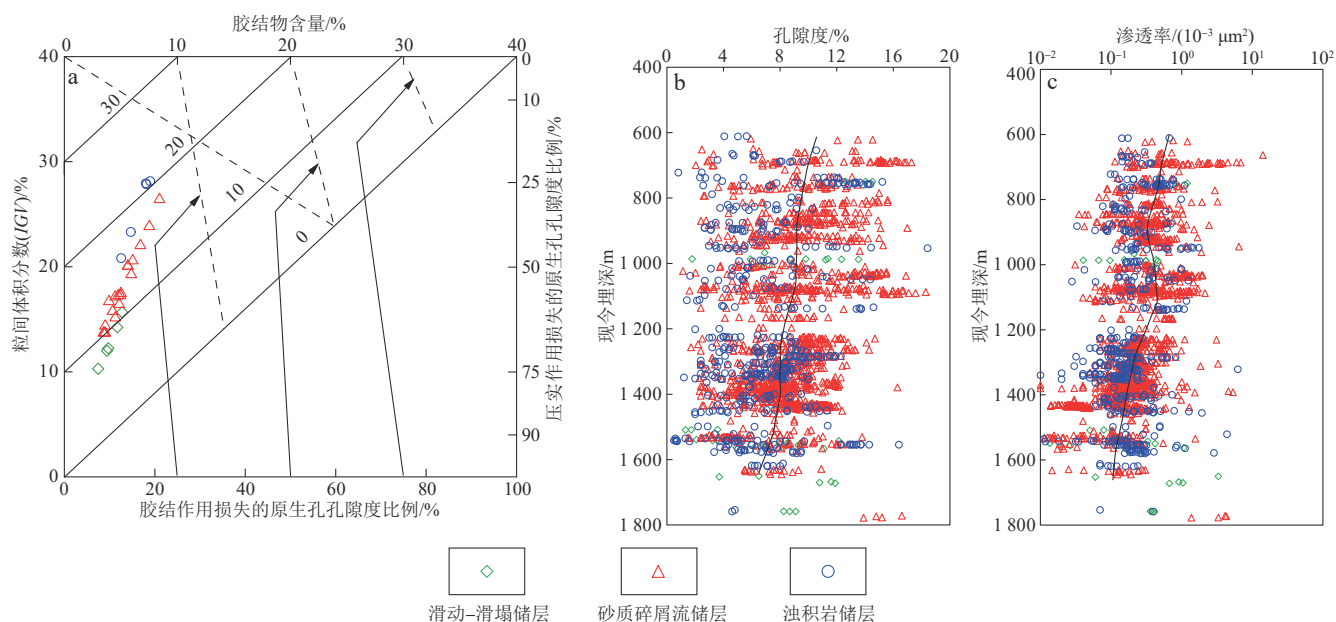


图7 富县地区长7油层组压实作用对储层物性的影响

Fig. 7 Impact of compaction on reservoir physical properties in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

a. 压实和胶结作用对孔隙度的影响; b. 孔隙度-现今埋深关系; c. 渗透率-现今埋深关系

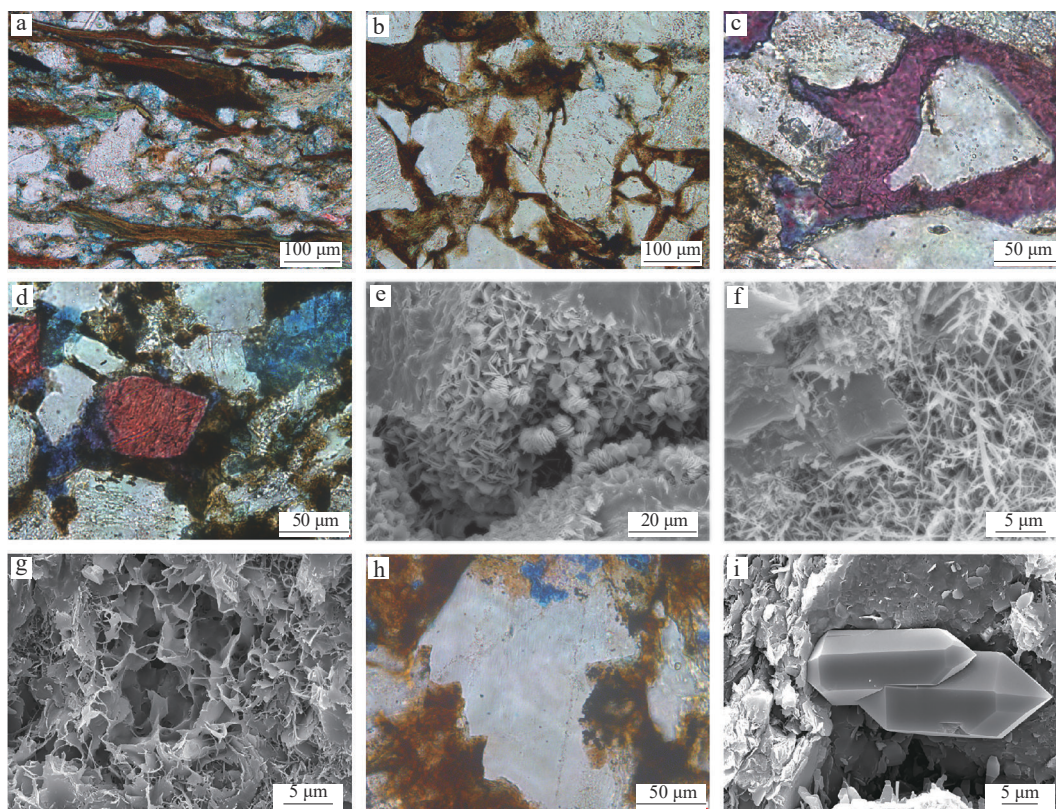


图8 富县地区长7油层组致密砂岩储层压实作用和胶结作用典型显微照片

Fig. 8 Typical micrographs showing the compaction and cementation features in tight-sand reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

a. 云母受到压实作用顺层分布或弯曲变形,埋深1 547.0 m,FX191井,单偏光,铸体薄片;b. 颗粒之间呈点-线接触,埋深1 628.6 m,FX168井,单偏光,铸体薄片;c. 颗粒间被方解石胶结,埋深1 552.4 m,L241井,单偏光,铸体薄片;d. 颗粒间被白云石胶结,见少量铁方解石胶结,埋深1 565.7 m,FX191井,单偏光,铸体薄片;e. 高岭石向绿泥石转化,发育绿泥石膜,埋深843.9 m,FX77井,扫描电镜;f. 充填于粒间孔隙中的毛发状伊利石,埋深1 283.6 m,FX18井,扫描电镜;g. 发育丝片状伊利石,埋深1 534.1 m,FX134井,扫描电镜;h. 石英次生加大,埋深1 631.9 m,FX168井,单偏光,铸体薄片;i. 自生石英充填孔隙生长,埋深1 433.2 m,FX120井,扫描电镜

致密化影响相对较小;砂质碎屑流储层的平均碳酸盐矿物含量为5.10%,浊积岩储层为5.34%(图9a),随着碳酸盐矿物含量的增加孔隙度和渗透率均有减小趋势,表明碳酸盐矿物含量高低影响储层的致密化程度(图9c,d)。

碳酸盐胶结以方解石和白云石胶结最为典型(图8c,d)。在重力流储层中,浊积岩储层的方解石含量最高,平均值为6.00%,其次为滑动-滑塌储层,平均

值为5.10%,砂质碎屑流储层的方解石含量最低,平均值为3.70%;白云石胶结中,浊积岩储层最强,平均胶结物含量为3.80%,其次为砂质碎屑流储层,平均含量为5.10%,滑动-滑塌储层最弱,平均含量仅为0.30%。整体上,深水重力流储层的方解石胶结强于白云石胶结,胶结物平均含量分别为7.30%和1.40%(表1)。白云石含量和孔隙度以及方解石含量和孔隙度均表现出良好的负相关趋势(图10a,b),说明碳酸盐胶结中

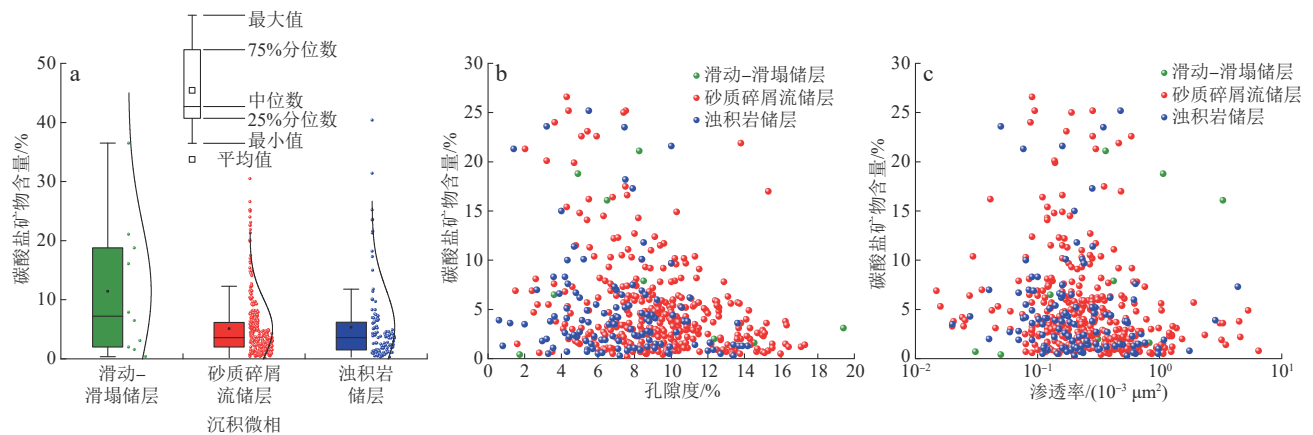


图9 富县地区长7油层组重力流储层碳酸盐胶结作用特征

Fig. 9 Carbonate cementation in gravity flow reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

a. 碳酸盐矿物含量分布特征;b. 孔隙度与碳酸盐矿物含量交会图;c. 渗透率与碳酸盐矿物含量交会图

表1 富县地区长7油层组重力流砂岩储层填隙物含量统计

Table 1 Statistics of filling content in gravity flow sandstone reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

重力流储层类型	样品个数	填隙物含量/%				
		杂基	高岭石	绿泥石	方解石	白云石
滑动-滑塌储层	5	2.6	0.5	4.3	4.3	0.2
砂质碎屑流储层	19	5.3	0.6	5.2	3.1	2.4
浊积岩储层	5	9.4	0.7	6.7	4.8	2.8

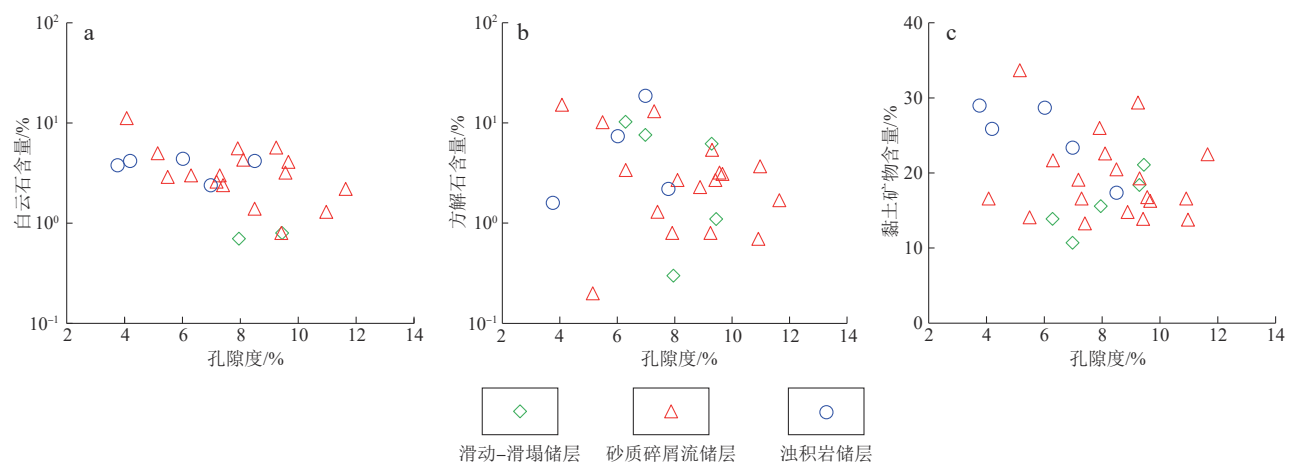


图10 富县地区长7油层组重力流储层致密化因素特征

Fig. 10 Factors contributing to tightening of gravity flow reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

a. 孔隙度与白云石含量交会图;b. 孔隙度与方解石含量交会图;c. 孔隙度与黏土矿物含量交会图

白云石和方解石含量直接影响储层物性,是导致重力流储层致密化的重要原因之一。

重力流储层的碳酸盐胶结物含量较高,一方面是由于重力流沉积发生在半深湖-深湖区域,水体深且环境相对稳定,有利于泥岩、页岩、泥质粉砂岩等细粒沉积物沉积,此过程会伴随离子的转换,从而形成胶结物^[40]。另一个重要原因是重力流砂体一般与临近泥岩呈突变接触,泥岩在成岩过程中会排出大量的孔隙水,且就近运移到储集层空间^[26,41]。同时,蒙脱石向伊利石转化提供了大量的 Ca^{2+} 、 Fe^{3+} 和 Mg^{2+} 离子,为胶结物的形成提供了物质基础^[2,5,19]。研究区长7油层组泥页岩的伊/蒙混层含量较高,恰好证明了这一点。

长7油层组储层黏土矿物胶结主要为绿泥石、伊利石和伊/蒙混层胶结。绿泥石胶结有薄膜形式附着在颗粒表面和充填孔隙2种形式(图8e,f)。薄膜状的绿泥石附着在颗粒表面,在一定程度上增强了矿物颗粒的抗压实能力,保护了原生孔隙^[2,19,37],而绒球状、针叶片状的绿泥石充填孔隙,使孔隙堵塞,降低了储层的物性^[2],对孔隙发育产生不利影响(图8f)。伊利石胶结主要以毛发状伊利石网状集合体充填孔隙或者呈片状附着在颗粒表面,从而造成孔隙堵塞(图8f,g)。伊蒙混层在镜下与伊利石相似,主要以片状或丝状形态充填于孔隙(图8f)。同时还可见书页状高岭石向绿泥石转化(图8e),此过程会进一步造成储层的致密

化^[26]。随着黏土矿物含量增加,储层的孔隙度减小,因此黏土矿物胶结也是导致研究区重力流储层致密化的关键因素(图10c)。

硅质胶结在研究区发育程度较弱,胶结物平均含量不足1%,主要表现为石英次生加大和自生石英充填孔隙2种形式。石英次生加大的最佳温度为 $65 \sim 130\text{ }^{\circ}\text{C}$ ^[42],其硅质物质主要来源于长石的溶蚀作用,长石溶蚀会析出 SiO_2 (石英)沉淀^[43]。研究区可见石英的二级加大现象,但强烈的机械压实作用和高杂基含量限制了多期次石英加大的发育,导致石英加大边的宽窄不一(图8h)。同时自生石英晶体的结晶程度优于石英加大边^[6],自生石英晶体在扫描电镜下呈规则的六方双锥状分布在颗粒表面,一般情况下和伊利石、高岭石等黏土矿物伴生^[6,43],造成孔隙空间被充填,同时抑制了次生孔隙的发育(图8i)。包裹体测温显示,石英次生加大边均一温度介于 $96.4 \sim 123.5\text{ }^{\circ}\text{C}$,平均值为 $112.2\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。综合认为,长7油层组石英次生加大多为二期加大。

3.2.3 溶蚀作用

溶蚀作用对储层物性具有一定的建设意义。研究区溶蚀作用主要包括碎屑颗粒溶蚀和填隙物溶蚀。长石溶蚀是长7油层组最典型的溶蚀类型,其又分为颗粒内部溶蚀和颗粒边缘溶蚀。颗粒内部溶蚀主要沿长石解理面发育,形成沿解理缝的溶蚀结构(图11a,b),

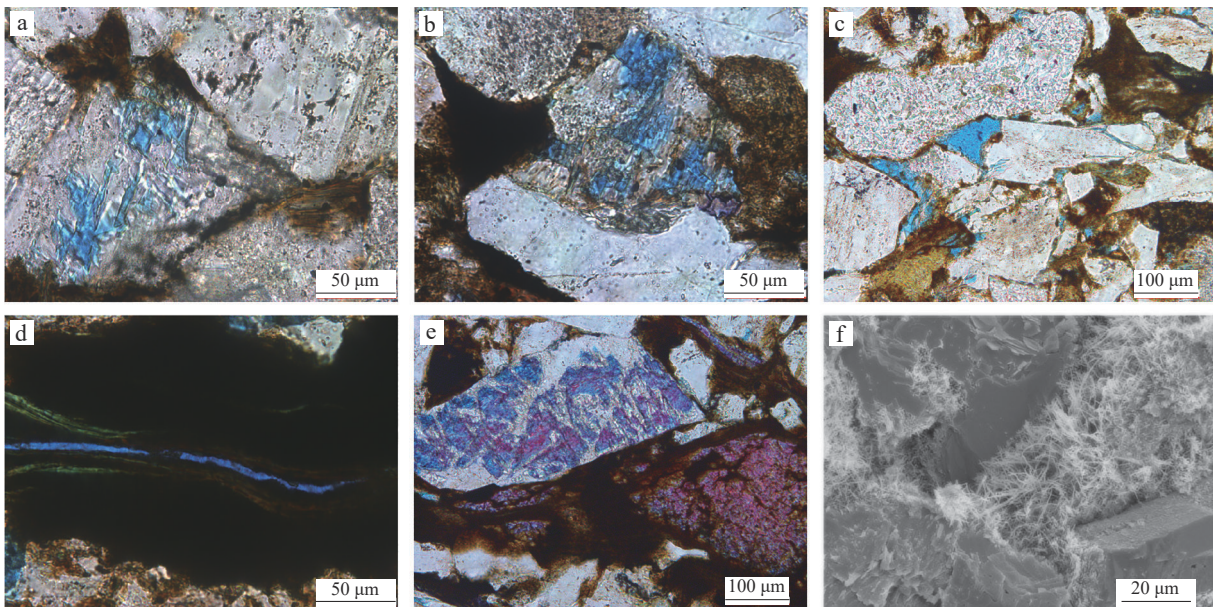


图11 富县地区长7油层组致密砂岩储层溶蚀作用和交代作用典型显微照片

Fig. 11 Rendering of porosity and feldspar content in the gravity flow reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

a. 长石颗粒内部溶蚀,1 556.0 m,L241井,铸体薄片,单偏光;b. 长石颗粒顺解理缝发生溶蚀,1 566.4 m,L241井,铸体薄片,单偏光;c. 石英颗粒边缘发生溶蚀,1 638.50 m,FX168井,铸体薄片,单偏光;d. 发育云母缝,1 560.8 m,FX191井,铸体薄片,单偏光;e. 长石颗粒被方解石交代,1 628.6 m,FX168井,铸体薄片,单偏光;f. 毛发状伊利石交代颗粒边缘形成边缘溶蚀孔,1 061.4 m,FX18井,铸体薄片,单偏光

当长石大部分被完全溶蚀则形成铸模孔,成岩作用后期很可能被铁白云石等胶结物充填^[6];颗粒边缘溶蚀则表现为港湾状溶蚀边缘的形成(图11c),反映溶蚀作用对颗粒边界的改造。同时可见少量云母在溶蚀作用下形成云母缝(图11d),然而云母的发育在一定程度上会抑制长石溶蚀^[44-45],降低孔喉的渗流能力^[46]。

研究区的钾长石含量介于3.1%~14.4%,平均值为6.5%,斜长石含量介于16.6%~43.4%,平均值为28.6%。研究表明长7油层组致密砂岩次生孔隙的形成源于长石被有机酸溶蚀^[47-48],长石的钠长石化也会促进长石溶蚀^[45]。钾长石钠长石化过程中, K^+ 被 Na^+ 取代,形成钠长石,析出的 K^+ 可在100~130℃下与高岭石反应,形成自生伊利石,从而造成孔隙被充填^[49]。斜长石钠长石化过程中 Ca^{2+} 被 Na^+ 取代,析出的 Ca^{2+} 进一步沉淀可形成碳酸盐胶结物^[46,50],从而造成储层物性变差,进而致密化程度加剧。有研究表明,钾长石较斜长石更容易被有机酸溶蚀^[45]。钾长石和斜长石含量与孔隙度均呈现出正相关趋势(图12a,b),表明长石溶蚀在一定程度上改善了研究区的储层物性,但溶蚀作用强度有限,未能改变长7油层组致密储层的整体面貌。

3.2.4 交代作用

交代作用是指一种矿物被另一种矿物取代的地质过程,其实质是体系内化学平衡的调整与离子迁移的结果^[26]。研究区交代作用类型主要包括碳酸盐矿物间的交代作用以及碳酸盐矿物与黏土矿物间的交代作用(图11e,f),最常见到的是方解石和白云石交代长石

的现象(图11e),具体表现为长石边缘被方解石交代,或者是方解石沿着长石解理方向或双晶方向交代;也可见到毛发状伊利石交代颗粒边缘,形成边缘溶蚀孔(图11f)。

3.3 储层成岩与演化历史

3.3.1 成岩过程及演化

研究区长7油层组致密砂岩储层主要发育溶蚀孔、原生残余粒间孔和微裂缝;黏土矿物以伊利石、伊/蒙混层和绿泥石为主,平均含量分别为39.2%,32.5%和26.7%;伊/蒙混层中的蒙皂石层占比在10.0%~25.0%,平均值为16.5%。包裹体均一温度在95~130℃,平均值为115℃;镜质体反射率(R_o)介于0.70%~1.14%,平均值为0.90%,反映最大古地温约100℃(图13a)。依据热成熟度特征及碎屑岩成岩阶段划分标准^[51],判定其成岩演化主体处于中成岩阶段A期(图13b—d)。其成岩演化序列为:机械压实作用/方解石胶结—云母水化/伊利石胶结/绿泥石胶结—早期长石溶蚀/石英次生加大/早期填隙物溶蚀。在此期间经历1期油气充注,包裹体均一温度在110~120℃,时间约120~105 Ma(图13a),指示了早白垩世晚期油气大规模聚集成藏的重要地质事件,具有“先致密、后成藏”的特征。

3.3.2 孔隙演化

研究区现今孔隙度是经历了压实、胶结等成岩作用后孔隙演化的最终结果,要刻画长7油层组致密砂

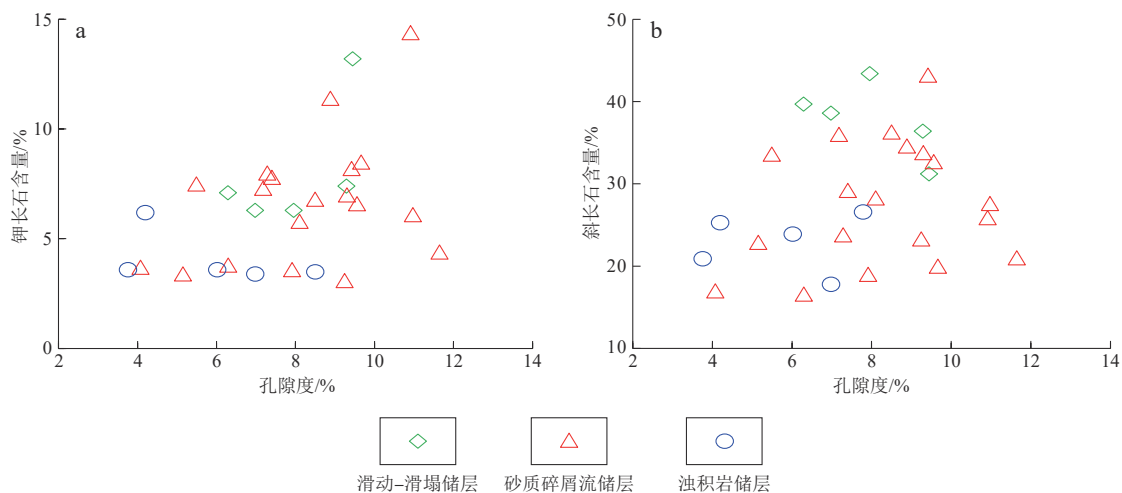


图12 富县地区长7油层组重力流储层溶蚀作用特征

Fig. 12 Typical micrographs showing dissolution and metasomatism in tight-sand reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

a. 孔隙度与钾长石含量交会图;b. 孔隙度与斜长石含量交会图

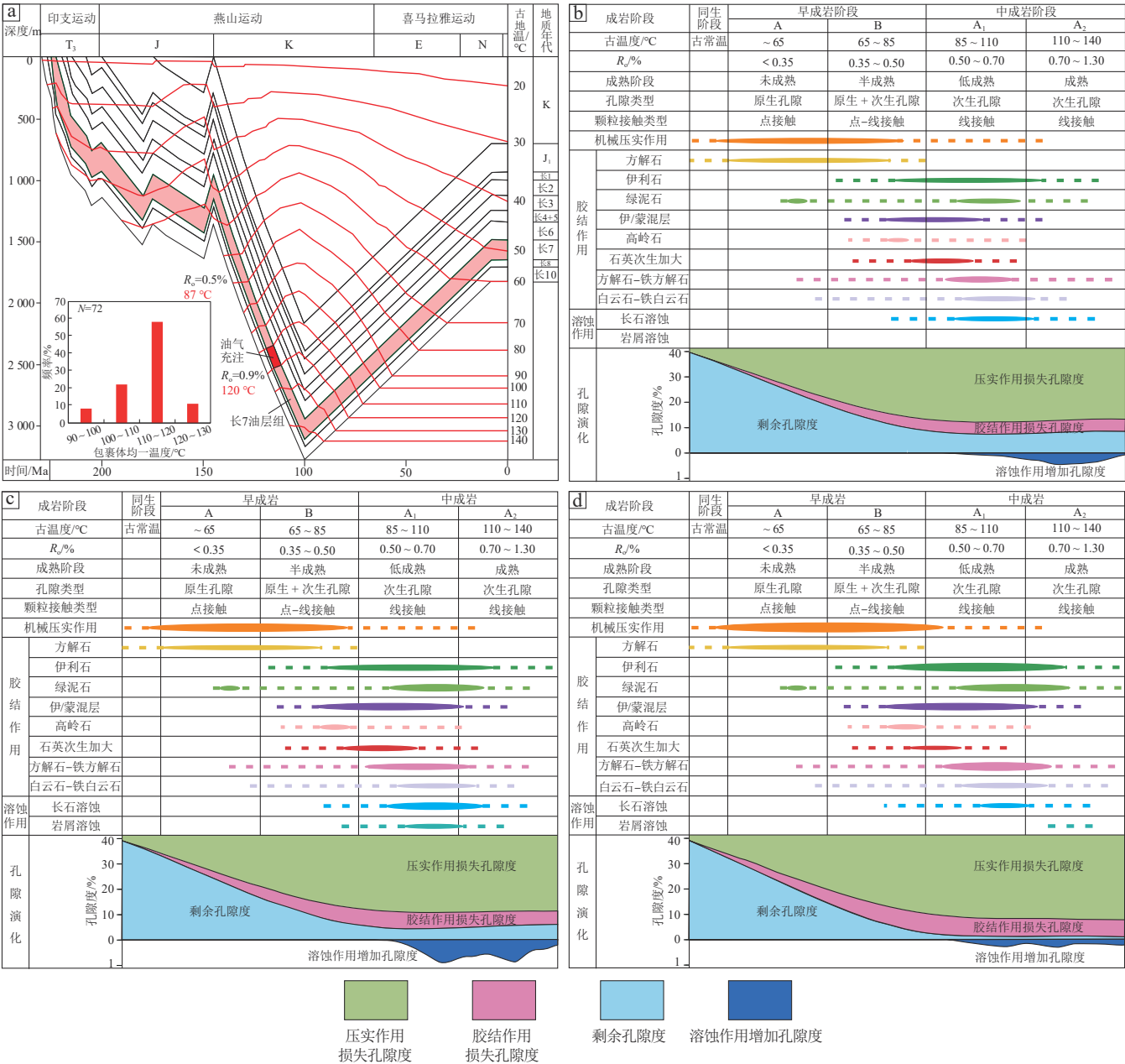


图 13 富县地区长 7 油层组致密砂岩储层成岩阶段划分及孔隙演化特征

Fig. 13 Diagrams of diagenetic stage division and pore evolution of tight-sand reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area
a. 长 7 油层组埋藏史及包裹体均一温度分布; b. 滑动-滑塌储层成岩阶段及孔隙演化特征; c. 砂质碎屑流储层成岩阶段及孔隙演化特征; d. 浊积岩储层成岩阶段及孔隙演化特征

岩储层的孔隙演化过程、定量恢复孔隙演化史,首先需要恢复储层的原始孔隙度。对于未固结的砂岩,依据经验值认为其原始孔隙度为 40%^[25],本文孔隙演化史采用以下公式求得^[52-53]:

$$OP = 20.9 + 22.91/S_o \quad (1)$$

$$S_o = \left(\frac{P_{25}}{P_{75}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2)$$

$$COPL = OP - \frac{(100 \times IGV) - (OP \times IGV)}{100 - IGV} \quad (3)$$

$$CEPL = (OP - COPL) \times \frac{CEM}{IGV} \quad (4)$$

$$CRPI = (OP - COPL) \times \frac{\text{溶孔体积}}{IGV} \quad (5)$$

式中:OP 为原始孔隙度,%;S_o 为特斯拉克分选系数,无量纲;P₂₅和 P₇₅ 分别代粒度概率曲线 25% 和 75% 处对应的颗粒直径,μm;COPL 为压实减孔量,%;IGV 为现今粒间体积分数,%;CEPL 为胶结减孔量,%;CEM 为胶结物含量,%;CRPI 为溶蚀增孔量,%;溶孔体积为溶

蚀作用增加的孔隙体积分数, %。

根据29个砂岩样品粒度累积概率曲线计算得到 S_v 介于1.1~1.4, 由此计算出原始孔隙度介于37.2%~41.5%, 平均值为38.6%。以上公式的计算结果表明, 富县地区长7油层组滑动-滑塌储层压实减孔量在26.1%~34.5%, 平均值高达29.9%。此类储层孔隙丧失与储层物性变差主要归因于早成岩阶段的压实作用, 经压实作用后储层基本为低孔、低渗的致密储层, 成岩后期形成的胶结物含量较低。胶结减孔量在4.9%~9.4%, 平均值为7.2%。经过早期压实和后期胶结剩余的孔隙度在1.8%~2.1%, 平均值为1.9%(表2)。

砂质碎屑流储层压实减孔量在16.2%~32.3%, 平均值为24.9%。该储层相较于滑动-滑塌储层而言, 压实减孔量降低, 表明此类储层孔隙丧失与储层物性变差不仅是早成岩阶段机械压实作用的结果, 后期胶结作用也发挥了一定的作用。胶结减孔量在6.0%~17.6%, 平均值为9.7%。经过早期机械压实和后期胶结作用, 剩余的孔隙度介于2.7%~5.1%, 平均值为3.9%(表2)。

浊积岩储层压实减孔量介于14.8%~22.9%, 平均值为17.8%。此类储层压实作用造成的孔隙丧失量最小, 早成岩阶段压实作用和后期胶结物胶结造成孔隙丧失, 从而导致储层致密化程度增强。胶结减孔量在9.7%~16.1%, 平均值为13.6%, 胶结减孔量在3种重力流储层中最大。压实和胶结作用后剩余的孔隙度介于6.4%~8.5%, 平均值为7.5%(表2), 这可能和取样位置为鲍马序列的B段或D段发育的平行层理有关, 该位置微裂缝发育程度较高, 导致剩余孔隙度和现今面孔率较高(图6i)。

长7油层组不同类型的重力流储层, 其溶蚀作用强弱存在差异, 从而导致次生溶蚀孔隙的发育程度和规模有别。滑动-滑塌储层的溶蚀增孔率为0.2%~0.8%, 平均值为0.5%; 砂质碎屑流储层的溶蚀增孔率为0.3%~3.5%, 平均值为1.0%; 浊积岩储层的溶蚀增孔率为0.1%~0.7%, 平均值为0.3%, 其中以砂质碎屑流储层的溶蚀增孔率最高, 浊积岩储层最低

(表2)。经历了各种成岩作用过程, 长7油层组现今面孔率以砂质碎屑流储层最高, 其次是浊积岩储层, 滑动-滑塌储层最低, 其平均面孔率分别为1.0%, 0.8%和0.3%(表2)。现今实测孔隙度以砂质碎屑流储层最高, 平均值为8.3%, 其次为滑动-滑塌储层(8.0%), 浊积岩储层最低(仅为5.7%)(表2)。综合分析表明重力流储层中, 以砂质碎屑流储层的溶蚀增孔量最大、现今面孔率最高、现今实测孔隙度大。

4 长7油层组重力流致密储层分布规律

4.1 剖面分布规律

研究区长7油层组重力流储层主要为砂质碎屑流储层(图14)。长7¹油层亚组砂质碎屑流储层的发育规模最大, 砂体连续性最好; 长7²油层亚组发育浊积岩储层和砂质碎屑流储层, 二者均以孤立的断根砂体为主, 连续性较差; 长7³油层亚组主要发育深湖泥, 储集体不发育, 仅在个别井区发育小规模的砂质碎屑流储层和浊积岩储层。由西南部到东北部, 从长7³向长7¹油层亚组沉积演化过程中, 重力流砂体的发育程度、砂体厚度及连续性逐渐变好(图14), 表明长7³油层亚组沉积期主要受东北物源影响, 长7³油层亚组砂体较厚的区域分布在研究区东北部。

4.2 平面展布规律及油气勘探方向

与常规砂岩储层不同, 研究区长7油层组为深水重力流致密砂岩储层, 其孔喉结构复杂多样且非均质性强, 孔隙结构是决定致密储层储集性能的重要参数, 利用能综合反映储层孔隙结构好坏的储层品质指数, 同时结合沉积微相类型、砂体厚度、实测孔隙度、渗透率、排驱压力、中值压力和平均喉道半径等关键参数, 建立了符合研究区的储层分类评价标准(表3), 将长7油层组储层分为3类。

1) I类优质储层: 该类储层以细砂岩为主, 发育砂质碎屑流沉积, 平均砂厚超过15 m, 油气显示多为油斑及以上。储集空间以粒间孔和粒间孔-溶孔为主, 储层

表2 富县地区长7油层组各砂岩类型成岩孔隙演化定量统计

Table 2 Quantitative statistics of diagenetic pore evolution in various sandstone types in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

储层类型	原始孔隙度/%	压实减孔量/%	胶结减孔量/%	压实+胶结后 剩余孔隙度/%	溶蚀作用 增孔率/%	现今面孔率/%	现今实测 孔隙度/%
滑动-滑塌储层	39.0	29.9	7.2	1.9	0.5	0.3	8.0
砂质碎屑流储层	38.5	24.9	9.7	3.9	1	0.8	8.3
浊积岩储层	39.0	17.8	13.6	7.5	0.3	1.2	5.7

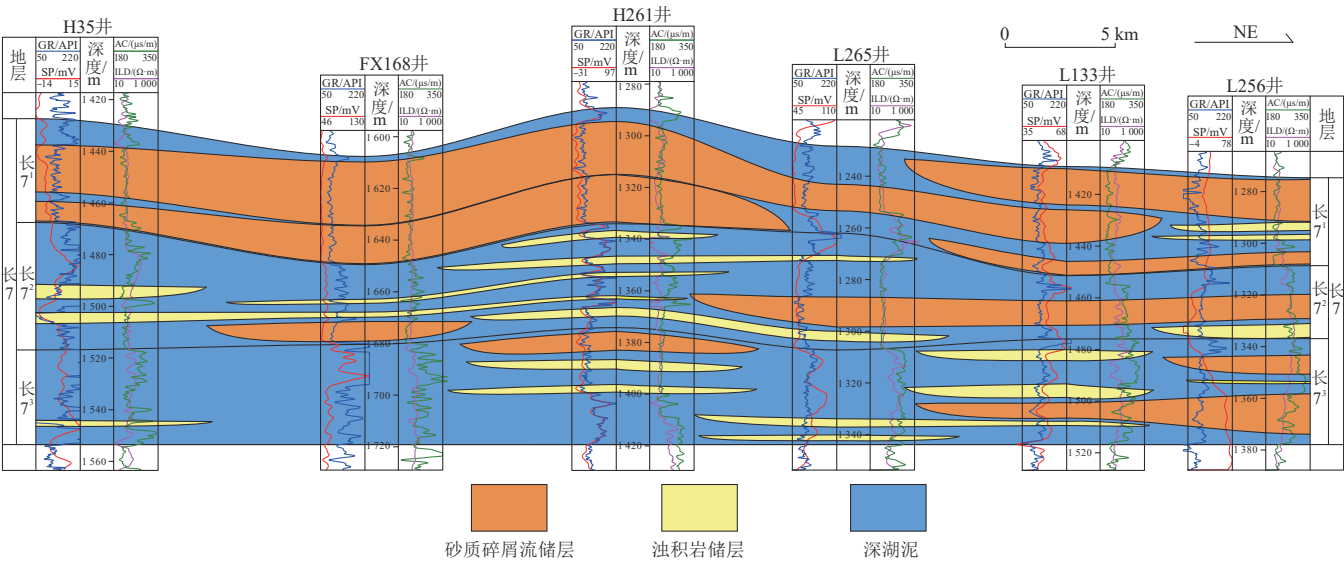


图 14 富县地区长 7 油层组致密砂岩储层剖面分布规律(剖面位置见图 15)

Fig. 14 Well-tied cross-section showing the distribution pattern of tight-sand reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area (see Fig. 15 for the section location)

表 3 富县地区长 7 油层组致密砂岩储层综合评价

Table 3 Comprehensive evaluation results of tight-sand reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

储层级别特征参数	I 类储层	II 类储层	III 类储层
孔隙度/%	> 9.00	7.00 ~ 9.00	< 7.00
渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	> 0.30	0.10 ~ 0.30	< 0.10
排驱压力/MPa	0.30 ~ 1.50	1.00 ~ 1.20	1.00 ~ 1.50
中值压力/MPa	1.94 ~ 11.69	7.21 ~ 18.67	9.51 ~ 42.62
平均喉道半径/μm	0.13 ~ 0.46	0.08 ~ 0.14	0.03 ~ 0.13
中值喉道半径/μm	0.06 ~ 0.38	0.04 ~ 0.10	0.02 ~ 0.08
孔隙类型	粒间孔、粒间孔-溶孔	溶孔、溶孔-微孔	微孔
孔隙结构特征	I 类	II 类	III 类
岩性	细砂岩	粉砂岩	泥质粉砂岩
含油性	油斑及以上	油迹	荧光或不含油
砂厚/m	> 15.00	5.00 ~ 15.00	< 5.00
沉积微相类型	砂质碎屑流沉积	滑动-滑塌沉积、浊流沉积	浊流沉积
储层评价	优质	中等	差

品质指数大于 1.76。孔隙结构主要为 I 类,排驱压力在 0.30 ~ 1.50 MPa,中值压力在 1.94 ~ 11.69 MPa,平均喉道半径 0.13 ~ 0.46 μm,中值喉道半径 0.06 ~ 0.38 μm。

2) II 类中等储层:此类储层岩性主要为粉砂岩,主要发育砂质碎屑流和浊流沉积,平均砂厚在 5 ~ 15 m,油气显示一般为油迹。储集空间类型主要是溶孔、溶孔-微孔,储层品质指数介于 1.10 ~ 1.76。孔隙结构主要是 II 类孔隙结构,排驱压力在 1.00 ~ 2.00 MPa,中值压力在 7.21 ~ 18.67 MPa,平均喉道半径在 0.08 ~ 0.14 μm,中值喉道半径在 0.04 ~ 0.10 μm。

3) III 类差储层:此类储层岩性主要为泥质粉砂

岩,主要发育浊流沉积,平均砂厚小于 5 m,油气显示级别差或者无显示。储集空间类型主要是微孔,储层品质指数小于 1.10。孔隙结构主要是 III 类孔隙结构,排驱压力在 1.00 ~ 5.00 MPa,中值压力在 9.51 ~ 42.62 MPa,平均喉道半径在 0.03 ~ 0.13 μm,中值喉道半径在 0.02 ~ 0.08 μm。

根据以上标准(表 3),绘制长 7¹和长 7²油层亚组重力流致密储层平面分布图(图 15a,b)。富县地区长 7 油层组主要发育 II 类和 III 类储层, I 类储层主要发育在长 7¹和长 7²油层亚组。储集性能最好的 I 储层主要发育在砂厚较大的区域,其沉积微相对应的是砂质碎屑流发育区,呈带状或断根孤立砂体的形式发育; II

类储层主要发育在砂厚介于5~15 m,沉积微相为砂质碎屑流和浊流发育区,一般呈带状分布;Ⅲ类储层砂厚一般<5 m,其对应的沉积微相是浊流沉积和半深湖-深湖原地沉积,形态上多表现为孤立的朵叶体或连片分布,储集性能较差,泥页岩较发育。

平面上,长7¹和长7²油层亚组,Ⅰ类储层在槐树庄林场FX120井区最为发育,主要为砂质碎屑流发育区,油气产量高,以工业油流井为主。纵向上,油藏主要发育长7¹和长7²油层亚组,以FX168—L265井区最典型,油藏分布范围广、连续性强(图16)。长7¹油层亚组油

藏发育规模最大,多个油藏叠置发育,以FX168井区油藏累计厚度最大,达到21.5 m(图16)。长7²油层亚组在L265井区发育较大规模的油藏,油藏单层厚度达到10.2 m;H261井区长7¹油层亚组底部发育水层,顶部为油层,同时长7³油层亚组发育极小规模的油藏(图16)。长7³油层亚组作为烃源岩层系,主要起到生油供烃的作用,一般不发育油藏或发育规模极小(图16)。综合分析,平面上Ⅰ类储层发育区是下一步油气勘探的重点区域,纵向上长7¹和长7²油层亚组可作为下一步勘探开发的重点层位。

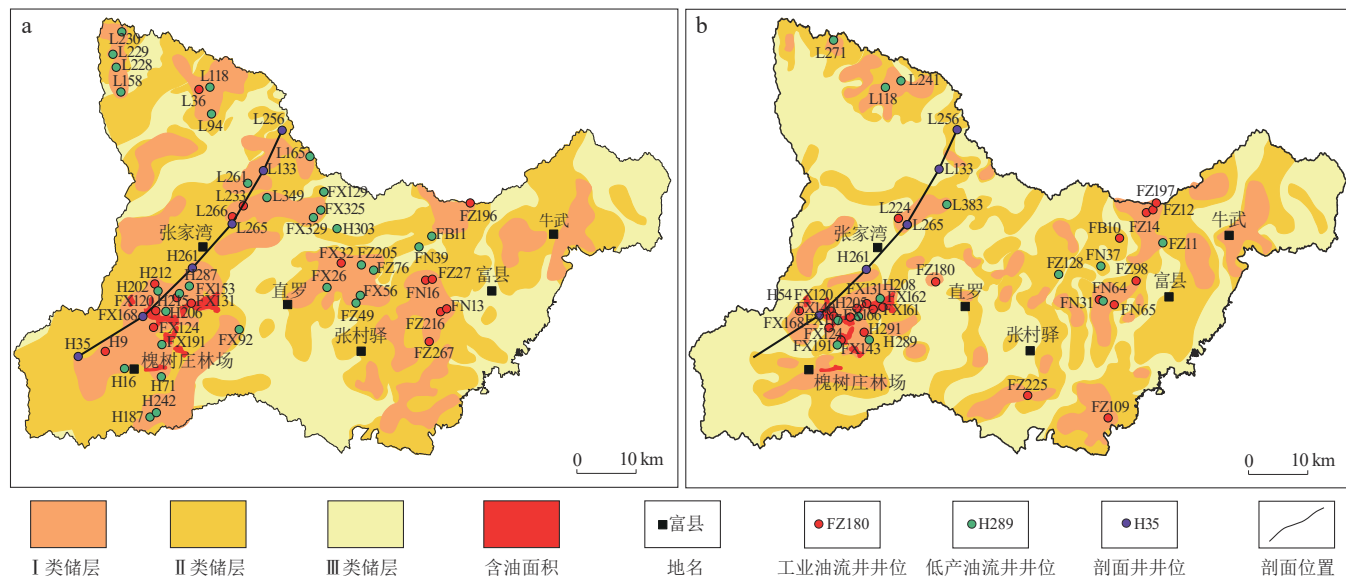


图15 富县地区长7油层组优质储层分布规律

Fig. 15 Distribution patterns of high-quality reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area

a. 长7¹油层亚组储层分级平面展布; b. 长7²油层亚组储层分级平面展布

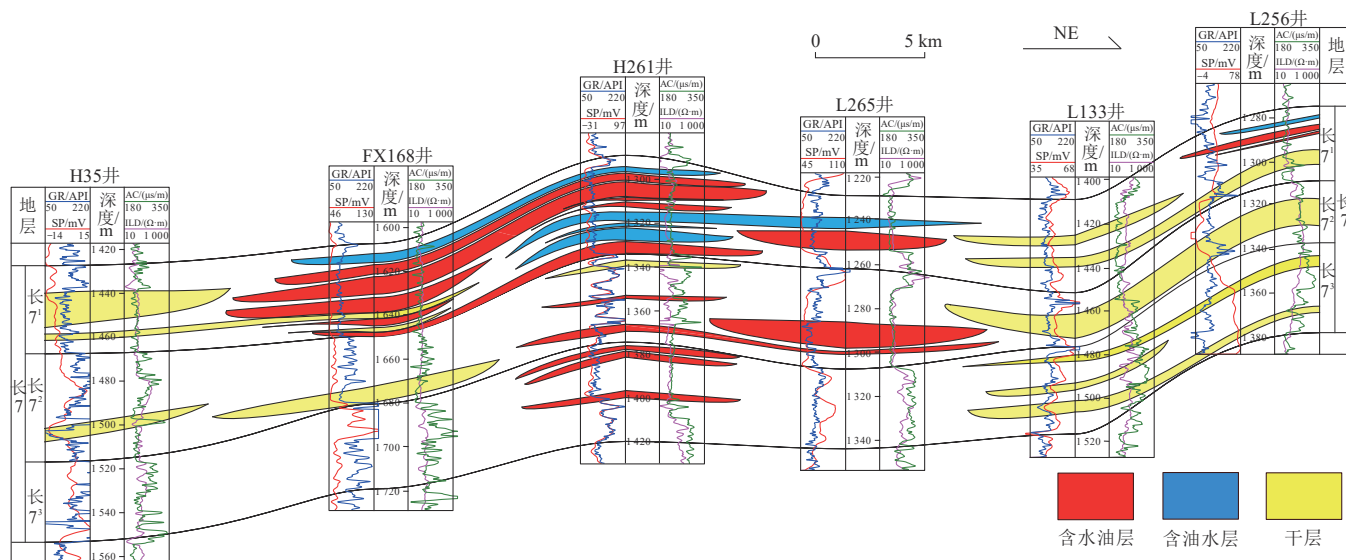


图16 富县地区长7油层组致密砂岩储层油藏剖面(剖面位置见图15)

Fig. 16 Well-tied cross-section of tight-sand reservoirs in the Chang 7 oil layer group, Fuxian area (see Fig. 15 for the section location)

5 结论

1) 富县地区长7油层组深水重力流致密储层主要为长石砂岩、岩屑长石砂岩。整体上,孔隙度介于0.50%~18.40%,平均值为8.44%,渗透率介于 $(0.01 \sim 14.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。重力流沉积储层中,以砂质碎屑流储层的物性最好,滑动-滑塌储层次之,浊积岩储层最差。岩性以发育细砂岩、粉砂岩和泥质粉砂岩为主。颗粒分选性、磨圆度普遍较差,局部发育分选性中等-较好的砂岩,主要表现为砂质碎屑流储层。

2) 滑动-滑塌储层—砂质碎屑流储层—浊积岩储层杂基含量逐渐增加。杂基含量越高的储层其后期改造作用较强,储层的致密化程度高。塑性颗粒如云母、泥质岩屑等经过机械压实作用,致使储层进一步致密化。方解石、白云石胶结是主要的碳酸盐胶结类型;绿泥石胶结、伊利石胶结和伊/蒙混层胶结是主要的黏土矿物胶结类型,二者共同作用加剧了重力流储层的致密化程度。溶蚀作用虽可以形成有利的储层条件,但平均溶蚀增孔率仅为0.6%,未能改变长7油层组整体致密面貌。

3) 长7油层组整体处于中成岩A期,重力流储层的成岩演化序列为:机械压实作用/方解石胶结—云母水化/伊利石胶结/绿泥石胶结—早期长石溶蚀/石英次生加大/早期填隙物溶蚀。期间经历1期油气充注,包裹体均一温度在110~120℃,时间约为120~105 Ma,指示了早白垩世晚期油气大规模聚集成藏的重要地质事件,具有“先致密、后成藏”的特征。

4) 根据压汞曲线,可将长7油层组重力流储层分为Ⅰ类优质储层、Ⅱ类中等储层和Ⅲ类差储层。Ⅰ类储层为砂质碎屑流发育区,储层物性最好,主要分布在长7¹油层亚组;Ⅱ类储层为砂质碎屑流+浊流沉积发育区,主要分布在长7²油层亚组;Ⅲ类储层为浊流沉积发育区,主要分布在长7³油层亚组。Ⅰ类储层发育区以及长7¹和长7²油层亚组分别是下一步油气勘探的重点区域和层位。

参 考 文 献

- [1] ABREU V, SULLIVAN M, PIRMEZ C, et al. Lateral accretion packages (LAPs): An important reservoir element in deep water sinuous channels[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2003, 20(6/8): 631-648.
- [2] 曹江骏, 陈朝兵, 程皇辉, 等. 成岩作用对深水致密砂岩储层微观非均质性的影响——以鄂尔多斯盆地合水地区长7油层组为例[J]. *沉积学报*, 2021, 39(4): 1031-1046.
- [3] CAO Jiangjun, CHEN Chaobing, CHENG Huanghui, et al. Effect of diagenesis on microheterogeneity of deepwater tight sandstone reservoirs: A case study from the Triassic Chang 7 oil-bearing formation in Heshui area, Ordos Basin, NW China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2021, 39(4): 1031-1046.
- [4] 蒋恕, 王浩, 郭涛, 等. 渤海湾盆地辽东湾坳陷盆地中隆起缓坡带重力流沉积形态及其控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(4): 823-832.
- [5] JIANG Shu, WANG Hao, GUO Tao, et al. Geomorphology of gravity flow deposits in the gentle slope zone of intra-basinal high in the Liaodong Bay Depression, Bohai Bay Basin and its controlling factors [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(4): 823-832.
- [6] ZOU Caineng, FENG Youliang, YANG Zhi, et al. Fine-grained gravity flow sedimentation and its influence on development of shale oil sweet sections in lacustrine basins in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(5): 1013-1029.
- [7] 王冠民, 庞小军, 黄晓波, 等. 渤海海域辽中凹陷南部古近系东营组三段重力流砂岩优质储层特征及成因[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(1): 81-95.
- [8] WANG Guanmin, PANG Xiaojun, HUANG Xiaobo, et al. Characteristics and origin of high-quality gravity-flow sandstone reservoirs in the 3rd member of the Dongying Formation, southern Liaozhong Sag, Bohai Sea[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1): 81-95.
- [9] 王俊杰, 丁祖鹏, 张雨晴, 等. 东营凹陷沙三中亚段湖底扇重力流砂岩成岩演化进程及差异分布[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2025, 49(1): 44-58.
- [10] WANG Junjie, DING Zupeng, ZHANG Yuqing, et al. Diagenetic evolution process and differential distribution of gravity flow sandstones in sublacustrine fan in the middle sub-member of the 3rd member, Shashejie Formation in Dongying Sag[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2025, 49(1): 44-58.
- [11] 付超, 谢玉洪, 赵雨初, 等. 深水峡谷上游复合浊积砂岩储层类型及其展布规律——以琼东南盆地中央峡谷陵水气田为例[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 516-529.
- [12] FU Chao, XIE Yuhong, ZHAO Yuchu, et al. Types and distribution patterns of complex turbidite sandstone reservoirs in the upper reaches of deep-water canyons—A case study of the Lingshui gas field in the Central Canyon of Qiongdongnan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 516-529.
- [13] 邹才能, 赵政璋, 杨华, 等. 陆相湖盆深水砂质碎屑流成因机制与分布特征——以鄂尔多斯盆地为例[J]. *沉积学报*, 2009, 27(6): 1065-1075.
- [14] ZOU Caineng, ZHAO Zhengzhang, YANG Hua, et al. Genetic mechanism and distribution of sandy debris flows in terrestrial lacustrine basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2009, 27(6): 1065-1075.
- [15] 李相博, 刘化清, 陈启林, 等. 大型坳陷湖盆沉积坡折带特征及其对砂体与油气的控制作用——以鄂尔多斯盆地三叠系延

- 长组为例[J]. 沉积学报, 2010, 28(4): 717-729.
- LI Xiangbo, LIU Huaqing, CHEN Qilin, et al. Characteristics of slope break belt in large depression lacustrine basin and its controlling effect on sandbody and petroleum: Taking the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin as an example[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(4): 717-729.
- [10] 潘树新, 王建功, 刘彩燕, 等. 坳陷湖盆沿岸坝沉积特征、分布规律及成藏机制——以松辽盆地南部青山口组为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2012, 42(增刊2): 70-78.
- PAN Shuxin, WANG Jiangong, LIU Caiyan, et al. Sedimentary features, distribution pattern and accumulation mechanism of lakeshore bar: Taking the Qingshankou Formation in the southern Songliao Basin as an example[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2012, 42(S2): 70-78.
- [11] 符勇, 李忠诚, 万谱, 等. 三角洲前缘滑塌型重力流沉积特征及控制因素——以松辽盆地大安地区青一段为例[J]. 岩性油气藏, 2021, 33(1): 198-208.
- FU Yong, LI Zhongcheng, WAN Pu, et al. Sedimentary characteristics and controlling factors of slump gravity flow in delta front: A case study of Qing 1 member in Da'an area, Songliao Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2021, 33(1): 198-208.
- [12] 李军亮, 王鑫, 王伟庆, 等. 致密砂岩砂-泥结构发育特征及其对储集空间的控制作用——以渤海湾盆地临南洼陷古近系沙河街组三段下亚段为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1173-1187.
- LI Junliang, WANG Xin, WANG Weiqing, et al. Influence of sand-mud assemblages in tight sandstones on reservoir storage spaces: A case study of the lower submember of the 3rd member of the Paleogene Shahejie Formation in the Linnan sub-sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1173-1187.
- [13] 冯有良, 杨智, 张洪, 等. 咸化湖盆细粒重力流沉积特征及其页岩油勘探意义——以准噶尔盆地玛湖凹陷风城组为例[J]. 地质学报, 2023, 97(3): 839-863.
- FENG Youliang, YANG Zhi, ZHANG Hong, et al. Fine-grained gravity flow sedimentary features and their petroleum significance within saline lacustrine basins: A case study of the Fengcheng Formation in Mahu Depression, Junggar Basin, China[J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(3): 839-863.
- [14] 黄立良, 朱涛, 陈方文, 等. 玛湖凹陷风城组沉积特征及异重流水槽模拟研究[J]. 中国矿业大学学报, 2024, 53(4): 763-776.
- HUANG Liliang, ZHU Tao, CHEN Fangwen, et al. Sedimentary characteristics and hyperpycnal flow flume simulation of the Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2024, 53(4): 763-776.
- [15] 杨华, 付金华, 何海清, 等. 鄂尔多斯华庆地区低渗透岩性大油区形成与分布[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 641-648.
- YANG Hua, FU Jinhua, HE Haiqing, et al. Formation and distribution of large low-permeability lithologic oil regions in Huaqing, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 641-648.
- [16] 杨仁超, 尹伟, 樊爱萍, 等. 鄂尔多斯盆地南部三叠系延长组湖相重力流沉积细粒岩及其油气地质意义[J]. 古地理学报, 2017, 19(5): 791-806.
- YANG Renchao, YIN Wei, FAN Aiping, et al. Fine-grained, lacustrine gravity-flow deposits and their hydrocarbon significance in the Triassic Yanchang Formation in southern Ordos Basin[J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2017, 19(5): 791-806.
- [17] 周新平, 何青, 刘江艳, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段深水碎屑流沉积特征及成因[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1063-1077.
- ZHOU Xinping, HE Qing, LIU Jiangyan, et al. Features and origin of deep-water debris flow deposits in the Triassic Chang 7 member, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1063-1077.
- [18] 黄军平, 杨田, 张艳, 等. 湖相细粒沉积岩沉积动力学机制与沉积模式——以鄂尔多斯盆地铜川地区延长组长7油层组露头为例[J]. 沉积学报, 2023, 41(4): 1227-1239.
- HUANG Junping, YANG Tian, ZHANG Yan, et al. Sedimentary dynamics and deposition model of lacustrine fine-grained sedimentary rocks: A case study of the Chang 7 oil member from the Yanchang Formation in the Ordos Basin, Tongchuan area[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2023, 41(4): 1227-1239.
- [19] 陈朝兵, 赵振宇, 付玲, 等. 鄂尔多斯盆地华庆地区延长组6段深水致密砂岩填隙物特征及对储层发育的影响[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1098-1111.
- CHEN Chaobing, ZHAO Zhenyu, FU Ling, et al. Interstitial matter and its impact on reservoir development in Chang 6 deepwater tight sandstone in Huaqing area, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1098-1111.
- [20] 徐黎明, 郭芪恒, 刘元博, 等. 鄂尔多斯盆地长7₃亚段深水重力流砂岩储层特征及控制因素——以华池地区CY1井为例[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(12): 1797-1809.
- XU Liming, GUO Qiheng, LIU Yuanbo, et al. Characteristics and controlling factors of deep-water gravity flow sandstone reservoir in the Chang 7₃ sub-member in Ordos Basin: Case study of Well CY1 in Huachi area[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(12): 1797-1809.
- [21] 江琦, 丁晓琪, 刘曦翔, 等. 鄂尔多斯盆地南部长8段砂质碎屑流储层特征及主控因素[J]. 东北石油大学学报, 2015, 39(6): 56-65.
- JIANG Qi, DING Xiaoqi, LIU Xixiang, et al. Reservoir characteristics and control factors of sandy debris flow from Chang 8 interval, south of Ordos Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2015, 39(6): 56-65.
- [22] 李晓路, 马芳侠, 贺永红, 等. 鄂尔多斯盆地东南部长6段重力流沉积类型及成因[J]. 断块油气田, 2022, 29(1): 40-46.
- LI Xiaolu, MA Fangxia, HE Yonghong, et al. Sedimentary types and genesis of gravity flow in Chang 6 Member of southeastern Ordos Basin[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(1): 40-46.
- [23] 刘曦翔, 张宇, 蒲柏宇, 等. 鄂尔多斯盆地延长组深水致密砂

- 岩大气淡水溶蚀及其油气地质意义[J]. 天然气勘探与开发, 2019, 42(2): 48-55.
- LIU Xixiang, ZHANG Yu, PU Boyu, et al. Meteoric water dissolution in deepwater tight sandstone of Yanchang Formation in Ordos Basin and its geological significance [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2019, 42(2): 48-55.
- [24] 高丽华, 夏迪, 韩作振, 等. 临南洼陷北部沙三中亚段砂质碎屑流储层定量分类评价[J]. 山东科技大学学报(自然科学版), 2018, 37(1): 71-81, 91.
- GAO Lihua, XIA Di, HAN Zuozhen, et al. Reservoir quantitative classification and evaluation of sand dbris flow in Middle-Es3 of north of Linnan subsag [J]. Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science), 2018, 37(1): 71-81, 91.
- [25] 罗静兰, 罗晓容, 白玉彬, 等. 差异性成岩演化过程对储层致密化时序与孔隙演化的影响——以鄂尔多斯盆地西南部长7致密油积砂岩储层为例[J]. 地球科学与环境学报, 2016, 38(1): 79-92.
- LUO Jinglan, LUO Xiaorong, BAI Yubin, et al. Impact of differential diagenetic evolution on the chronological tightening and pore evolution of tight sandstone reservoirs—A case study from the Chang-7 tight turbidite sandstone reservoir in the southwestern Ordos Basin [J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2016, 38(1): 79-92.
- [26] 孙宁亮, 钟建华, 刘绍光, 等. 鄂尔多斯盆地南部延长组重力流致密储层成岩作用及物性演化[J]. 地球科学, 2017, 42(10): 1802-1816.
- SUN Ningliang, ZHONG Jianhua, LIU Shaoguang, et al. Diagenesis and physical property evolution of gravity flow tight reservoir of Yanchang Formation in southern Ordos Basin [J]. Earth Science, 2017, 42(10): 1802-1816.
- [27] 杨莎莎, 黄旭日, 贾继生, 等. 黄陵地区延长组长6段深水砂岩储层特征分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(1): 53-65.
- YANG Shasha, HUANG Xuri, JIA Jisheng, et al. An analysis on the characteristics of deepwater sandstone reservoir of Chang 6 member, Yanchang Formation in Huangling area [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(1): 53-65.
- [28] 曹江骏, 陈朝兵, 罗静兰, 等. 自生黏土矿物对深水致密砂岩储层微观非均质性的影响——以鄂尔多斯盆地西南部合水地区长6油层组为例[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(6): 36-49.
- CAO Jiangjun, CHEN Chaobing, LUO Jinglan, et al. Impact of authigenic clay minerals on micro-heterogeneity of deep water tight sandstone reservoirs: A case study of Triassic Chang 6 oil reservoir in Heshui area, southwestern Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2020, 32(6): 36-49.
- [29] 张军, 白玉彬, 闫新智, 等. 鄂尔多斯盆地富县地区长7段深水重力流沉积及勘探意义[J/OL]. 沉积学报: 1-21 [2025-04-17]. <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2024.059>.
- ZHANG Jun, BAI Yubin, YAN Xinzh, et al. Sedimentary characteristics of deep-water gravity flow in the Chang 7 member of the Yanchang Formation in the Fuxian area, Ordos Basin and its significance for petroleum exploration [J/OL]. Acta Sedimentologica Sinica: 1-21 [2025-04-17]. <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2024.059>.
- [30] 葛毓柱, 钟建华, 李勇, 等. 鄂尔多斯盆地富县地区三叠系延长组长8-长6油层组类眼状构造成因探讨[J]. 古地理学报, 2015, 17(6): 797-804.
- GE Yuzhu, ZHONG Jianhua, LI Yong, et al. Genetic discussion about eye-like structure of the Chang 8-6 intervals of Triassic Yanchang Formation in Fuxian area, Ordos Basin [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2015, 17(6): 797-804.
- [31] 白玉彬, 赵靖舟, 方朝强, 等. 优质烃源岩对鄂尔多斯盆地延长组石油聚集的控制作用[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2012, 27(2): 1-5, 117.
- BAI Yubin, ZHAO Jingzhou, FANG Chaoqiang, et al. Control effect of high-quality source rocks on petroleum accumulation in Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2012, 27(2): 1-5, 117.
- [32] 王梓毅, 付金华, 刘显阳, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组7段埋藏期热液活动对页岩油储层的影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 899-909.
- WANG Ziyi, FU Jinhua, LIU Xianyang, et al. The influence of hydrothermal activities on shale oil reservoirs during the burial period of the Upper Triassic Chang 7 member, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 899-909.
- [33] 高嘉洪, 金之钧, 梁新平, 等. 火山活动对鄂尔多斯盆地三叠系长7段淡水湖盆富营养化与沉积水体介质环境的影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 887-898.
- GAO Jiahong, JIN Zhijun, LIANG Xiping, et al. The impact of volcanism on eutrophication and water column in a freshwater lacustrine basin: A case study of Triassic Chang 7 Member in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 887-898.
- [34] 姜龙燕, 钱门辉, 何发岐, 等. 鄂尔多斯盆地富县地区三叠系延长组长7页岩油特征及其主控因素[J]. 石油实验地质, 2024, 46(5): 941-953.
- JIANG Longyan, QIAN Menhui, HE Faqi, et al. Characteristics and main controlling factors of Chang 7 shale oil in Triassic Yanchang Formation, Fuxian area, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2024, 46(5): 941-953.
- [35] 王颖, 王晓州, 王英民, 等. 沉积物理模拟实验在确定重力流临界坡度中的应用[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2010, 37(4): 463-468.
- WANG Ying, WANG Xiaozhou, WANG Yingmin, et al. Determination of the gravity flow critical gradient using sedimentary simulation experiment [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2010, 37(4): 463-468.
- [36] 谢芸雅, 刘显凤, 王健, 等. 鄂尔多斯盆地陕北地区延长组长7段致密油储层特征及其主控因素[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2022, 42(3): 149-159.
- XIE Yunya, LIU Xianfeng, WANG Jian, et al. Characteristics and main controlling factors of tight oil reservoirs in Chang 7

- member of Yanchang Formation in Ordos Basin, North Shaanxi [J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2022, 42 (3): 149–159.
- [37] LI Huan, HU Qinrong, JONES S, et al. A review and discussion on the influences of grain-coating clay minerals on water-rock interactions in sandstones [J]. *Earth-Science Reviews*, 2025, 263: 105073.
- [38] 牛君, 王聪, 梁飞. 绿泥石与浊沸石矿物特征及其对储集层物性的影响——以准噶尔盆地陆梁隆起西部下乌尔禾组为例 [J]. *新疆石油地质*, 2025, 46(1): 13–21.
- NIU Jun, WANG Cong, LIANG Fei. Mineral features of chlorite and laumontite and their impacts on reservoir physical properties: A case study of Lower Wuerhe Formation in western Luliang uplift, Junggar Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2025, 46 (1): 13–21.
- [39] 贾京坤, 尹伟, 邱楠生, 等. 红河油田延长组长8段油气输导体系及运聚模式 [J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(2): 9–15.
- JIA Jingkun, YIN Wei, QIU Nansheng, et al. Petroleum carrier systems and migration and accumulation patterns in Chang 8 member of Yanchang Formation in Honghe Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(2): 9–15.
- [40] 孙致学, 孙治雷, 鲁洪江, 等. 砂岩储集层中碳酸盐胶结物特征——以鄂尔多斯盆地中南部延长组为例 [J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(5): 543–551.
- SUN Zhixue, SUN Zhilei, LU Hongjiang, et al. Characteristics of carbonate cements in sandstone reservoirs: A case from Yanchang Formation, middle and southern Ordos Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37 (5): 543–551.
- [41] GLUMAC B, WALKER K R. Effects of grand-cycle cessation on the diagenesis of Upper Cambrian carbonate deposits in the southern Appalachians, U. S. A. [J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2002, 72(4): 570–586.
- [42] REZAEE M R, TINGATE P R. Origin of quartz cement in the Tirrawarra sandstone, southern Cooper Basin, South Australia [J]. *Journal of Sedimentary Research*, 1997, 67(1): 168–177.
- [43] 罗瑞, 查明, 何皓, 等. 有机酸溶蚀作用对泥页岩储层孔隙结构的影响 [J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2017, 41 (2): 49–59.
- LUO Rui, ZHA Ming, HE Hao, et al. Effect of mineral dissolution by organic acids on pore structure of shale reservoir [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2017, 41(2): 49–59.
- [44] BOLES J R. Active albitization of plagioclase, Gulf Coast Tertiary [J]. *American Journal of Science*, 1982, 282(2): 165–180.
- [45] 祝海华, 张秋霞, 董国栋, 等. 鄂尔多斯盆地长7段重力流砂岩长石溶蚀特征及控制因素 [J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51 (1): 102–113.
- ZHU Haihua, ZHANG Qiuxia, DONG Guodong, et al. Characteristics and control factors of feldspar dissolution in gravity flow sandstone of Chang 7 member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(1): 102–113.
- [46] BOLES J R, JOHNSON K S. Influence of mica surfaces on pore-water pH [J]. *Chemical Geology*, 1984, 43(3/4): 303–317.
- [47] ZHU Haihua, ZHONG Dakang, ZHANG Tingshan, et al. Diagenetic controls on the reservoir quality of fine-grained “tight” sandstones: A case study based on NMR analysis [J]. *Energy & Fuels*, 2018, 32(2): 1612–1623.
- [48] LAI Jin, WANG Guiwen, RAN Ye, et al. Impact of diagenesis on the reservoir quality of tight oil sandstones: The case of Upper Triassic Yanchang Formation Chang 7 oil layers in Ordos Basin, China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 145: 54–65.
- [49] 叶瑛, 沈忠悦, 郑丽波, 等. 塔里木库车坳陷中新生界储层砂岩成岩期钠长石化 [J]. *高校地质学报*, 1999, 5(3): 251–259.
- YE Ying, SHEN Zhongyue, ZHENG Libo, et al. Diagenetic albitization in the Mesozoic and Cenozoic reservoir sandstones from Kuche Depression, north Tarim, Xinjiang, China [J]. *Geological Journal of China Universities*, 1999, 5(3): 251–259.
- [50] MORAD S, KETZER J M, DE ROS L F. Spatial and temporal distribution of diagenetic alterations in siliciclastic rocks: implications for mass transfer in sedimentary basins [J]. *Sedimentology*, 2000, 47(S1): 95–120.
- [51] 中华人民共和国国家经济贸易委员会. 碎屑岩成岩阶段划分: SY/T 5477–2003[S]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
- State Economic and Trade Commission of the People's Republic of China. The division of diagenetic stages in clastic rocks: SY/T 5477–2003[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [52] EHRENBURG S N. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones: Discussion; compaction and porosity evolution of Pliocene sandstones, Ventura Basin, California: Discussion [J]. *AAPG Bulletin*, 1989, 73(10): 1274–1276.
- [53] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2): 349–369.

(编辑 王 迪)