



不同沉积微相致密储层的成岩响应及其控储机理 ——以鄂尔多斯盆地西部延长组为例

王乾右, 杨威, 葛云锦, 宋岩, 姜振学, 罗群, 左如斯, 李耀华, 刘聃, 张帆, 王耀华, 鲁健康

引用本文:

王乾右, 杨威, 葛云锦, 等. 不同沉积微相致密储层的成岩响应及其控储机理 ——以鄂尔多斯盆地西部延长组为例[J]. 沉积学报, 2021, 39(4): 841–862.

WANG QianYou, YANG Wei, GE YunJin, et al. Diagenetic Responses to Delta Front–Lacustrine Depositional Microfacies and Implications for Tight Reservoir Quality Differences in the Yanchang Formation, Western Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(4): 841–862.

相似文章推荐 (请使用火狐或IE浏览器查看文章)

Similar articles recommended (Please use Firefox or IE to view the article)

鄂尔多斯盆地镇泾地区长8段储层非均质性及其结构模式

Heterogeneity and Structural Pattern of Chang 8 Reservoir in Zhenjing Area, Ordos Basin

沉积学报. 2020, 38(5): 1088–1098 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2020.039>

致密砂岩储层致密化与成藏史耦合关系研究——以鄂尔多斯南部镇原—泾川地区延长组长8油层组为例

The Coupling Relationship of Reservoir Densification History and Hydrocarbon Emplacement in Tight Sandstone Reservoir: A case study of the Chang 8 Oil Member, Yanchang Formation, southern Ordos Basin

沉积学报. 2018, 36(2): 401–414 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2018.029>

陆相坳陷盆地烃源岩内致密砂岩储层含油性主控因素——以松辽盆地北部中央坳陷区齐家凹陷高台子油层为例

Main Controlling Factors of Oiliness Property of Tight Sandstone Reservoir within Source Rock in Continental Depression Basin: A case of Gaotaizi oil reservoir in Qijia sag of central depression area in northern Songliao Basin

沉积学报. 2016, 34(5): 991–1002 <https://doi.org/10.14027/j.cnki.cjxb.2016.05.018>

板桥—合水地区长63储层成岩相孔隙结构特征及优质储层分布

Micro-pore Structure of Diagenetic Facies of Chang 63 Reservoir and Distribution of High Quality Reservoir in Banqiao–Heshui Area

沉积学报. 2016, 34(2): 336–345 <https://doi.org/10.14027/j.cnki.cjxb.2016.02.012>

鄂尔多斯盆地镇北地区延长组长4+5致密油层成岩作用及成岩相

Diagenesis and Diagenetic Lithofacies of Tight Reservoir of Chang4+5 Member of Yanchang Formation in Zhenbei, Ordos Basin

沉积学报. 2015, 33(5): 1000–1012 <https://doi.org/10.14027/j.cnki.cjxb.2015.05.016>

文章编号:1000-0550(2021)04-0841-22

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2020.112

不同沉积微相致密储层的成岩响应及其控储机理 ——以鄂尔多斯盆地西部延长组为例

王乾右^{1,2,3}, 杨威^{1,2}, 葛云锦⁴, 宋岩^{1,2}, 姜振学^{1,2}, 罗群^{1,2}, 左如斯⁵, 李耀华⁶, 刘聃⁷,
张帆^{1,2}, 王耀华^{1,2}, 鲁健康^{1,2}

1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249

3. 利物浦大学地球、海洋与生态科学系, 英国利物浦 L69 3GP

4. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 西安 710075

5. 同济大学海洋地质国家重点实验室, 上海 200092

6. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100083

7. 中国地质科学院勘探技术研究所, 河北廊坊 065000

摘要 沉积微相是影响陆相致密油气储层发育的重要控制因素,不同微相的成岩响应和储层质量不同,制约了储层精细刻画与有利区预测工作。通过岩心、薄片、测井、孔渗、扫描电镜、XRD矿物分析、微米CT和压汞资料,识别了鄂尔多斯盆地西南部延长组三角洲—湖相致密储层8种沉积微相类型,刻画了不同微相在矿物组成、成岩作用、储层物性和孔隙结构方面的差异。结果表明,不同微相储层的压实作用,溶蚀作用和自生绿泥石、伊利石的胶结作用差异明显。水下分流间湾、浅湖泥和半深湖泥储层中黏土和云母等塑性矿物组含量高,受机械和化学压实影响更大。受大气水渗滤作用和生烃作用影响,水下分流河道、河口坝和席状砂储层中溶蚀孔较为发育。频繁的砂泥互层和湖流侵入导致滩砂体铁方解石胶结大量发育。自生绿泥石和伊利石胶结物的产状具有明显的沉积微相分带性,但不同微相储层的高岭石和硅质胶结差异不大。最后建立了致密储层孔隙连通性系数E和孔隙结构评价系数A,甄别了不同微相储层质量差异,可为储层精细刻画与分级评价提供指导。

关键词 鄂尔多斯盆地;延长组;致密储层;沉积微相;储层质量;孔隙结构;成岩作用

第一作者简介 王乾右,男,1995年出生,硕士,油气储层地质,E-mail: tsianyou@126.com

通信作者 杨威,男,副研究员,E-mail: yangw@cup.edu.cn

中图分类号 TE122 **文献标志码** A

0 引言

沉积微相是影响陆相致密储层发育最宏观、最原始的地质因素:不同沉积微相在沉积期具有不同的水体能量和孔隙流体性质(pH和Eh),形成的沉积物在原始沉积组构、岩相组合和粒度分布等方面均有差异^[1-2],并在一定程度上控制了储层的质量演化^[3-4]。储层质量是原始物质组成、结构构造、搬运堆积过程,以及后期包括压实、胶结、溶解作用等在内的成岩蚀变共同作用的结果^[5-6]。在这个过程中,原

始沉积环境和沉积相带如何驱动储层成岩演化并最终影响储层质量差异,仍存在大量谜题。例如,目前对绿泥石胶结物及其形成机理已经有了深入认识,但不同产状的绿泥石形成模式,以及在特定的沉积系统中不同类型绿泥石胶结物的分布特点及其对储层孔喉发育的影响还有待进一步研究^[7]。近年研究表明,储层成岩作用对原始沉积环境具有明显的响应特征,不同沉积相储层的成岩蚀变类型、演化路径、对储层改造的有效性,以及储层微观储集空间特征存在差异^[7-10]。不同沉积相控制储层质量的主导成

收稿日期:2020-07-16; 收修改稿日期:2020-11-08

基金项目 中国石油大学(北京)优秀青年学者科研启动基金项目(2462020QNXZ004);国家科技重大专项(2016ZX05034001-005,2017ZX05035002-007);国家自然科学基金(202009110097)[**Foundation:** Science Foundation for the Excellent Youth Scholars of China University of Petroleum, Beijing, No. 2462020QNXZ004; National Science and Technology Major Project, No. 2016ZX05034001-005, 2017ZX05035002-007; China Scholarship Council, No. 202009110097]

岩作用不同,Haile *et al.*^[7]对挪威 Svalbard 群岛中晚三叠系地层的河道、泛滥平原、浅海、前三角洲和滨海沉积相的储层质量研究表明,机械压实是河道、浅海和泛滥平原孔隙破坏的主要原因。早期碳酸盐胶结作用和石英胶结作用,分别导致了前三角洲和浅海相储层的粒间孔隙度降低。同种成岩作用类型对不同沉积相储层质量的影响也不同,尼罗河三角洲墨西拿期 Qawasim 组和 Abu Madi 组远端三角洲和河口相储层中,早成岩期方解石和海绿石的胶结物含量高,使得储层质量显著变差。而在近端三角洲和河流相储层中,方解石胶结物含量少,较为分散,有力支撑了骨架颗粒,从而保存了粒间孔隙^[8]。虽然前人对不同沉积微相的水动力条件、沉积物粒度和成熟度,以及储层成岩作用对储层质量造成的影响进行了研究,但微观的成岩蚀变和孔隙发育对宏观沉积相变的响应和耦合特征仍有待进一步探讨。

作为中国致密油资源的重要赋存层位,在物源区母岩类型、沉积相带和成岩蚀变的综合影响下,鄂尔多斯盆地上三叠统延长组致密储层具有低孔低渗、非均质性强、碎屑成分复杂、孔隙结构多样等特点^[11-12]。虽然有关延长组致密储层的研究已相当成熟,但大多从成岩作用、物性和孔隙发育特征等储层自身特点去研究其影响因素,容易忽视和割裂早期沉积过程和晚期成岩作用的内在联系。此外,宏观尺度上的沉积层序充填和沉积相带变化,对微观的储层成岩作用演化及孔喉发育特征的驱动和控制作用研究较少。尤其对于盆地西南部延长组主力生储油层系—长8、7、6段地层,不同沉积微相储层的典型成岩作用和储层质量差异尚不明确,制约了有利储层评价和分布预测工作。

相对稳定的构造—沉积背景控制下,烃源岩和储层的展布特征和源储配置关系,以及储集层成岩作用与储集空间特征,是致密油气富集与甜点段形成的主控因素,也是非常规油气沉积学的重要研究内容。在前期研究中,笔者对鄂尔多斯盆地西南部延长组长8—长6段储层不同层段、不同微相的微观孔隙特征差异进行了详细论述^[10,13-16]。本研究以不同沉积微相的成岩响应及储层质量差异为思路,以三角洲前缘—湖相致密储层为对象,将岩心描述、薄片观察、测井解释和XRD矿物分析得到的储层沉积微相类型和矿物组成特征,与岩石薄片、场发射扫描电镜观察、孔渗测试、压汞和微米CT三维成像得到的

成岩作用及储层孔隙结构分析结果相结合,阐明延长组致密储层成岩作用特征及其在不同沉积微相的差异,评价沉积驱动下成岩改造的有效性及其对储层质量的影响。研究结果将为致密储层成岩蚀变的相控作用研究提供示例,有助于明确有利储层的发育机制,并为甜点区(段)预测和资源评价提供依据。同时研究能进一步细化致密储层的成因类型,以便于深入研究其沉积机理、微观特征和演化模式,从而丰富和发展非常规油气沉积学的理论内涵。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地位于华北板块西部,总面积约 25×10^4 km²,是发育在古生代华北克拉通盆地之上的中生代多旋回叠合沉积盆地,主体具内克拉通盆地的特征,现今为经过多期不同形式改造的残留盆地^[17-18]。研究区位于盆地西部,横跨伊陕斜坡和天环坳陷两个构造单元。在晚三叠世,受华北和扬子地块碰撞汇聚,以及羌塘地块和欧亚板块碰撞的影响,鄂尔多斯盆地逐渐向完整的内陆板块演化。同时,六盘山逆冲推覆到鄂尔多斯盆地西南部地区,形成了鄂尔多斯前陆坳陷,并随之记录了一套河流—三角洲—湖泊相硅质碎屑沉积物^[19-23]。在北部曲流河三角洲相、南部辫状河三角洲相和湖泊相共同沉积作用下,盆地西南部沉积了厚度在300~3 000 m的晚三叠世延长组地层^[24-26](图1)。

根据岩性、电性和含油情况,延长组致密储层自下而上可以分为长10到长1油层组,记录了湖盆从形成发展(长10—长8),鼎盛(长7—长4+5)到消亡(长3—长1)的一套完整演化过程^[22]。在形成和发展时期(长10—长8),湖盆以辫状河、辫状河三角洲及滨浅湖沉积为主,长10段是晚三叠世初期盆地充填的产物,长9段局部地区发育油页岩。受印支运动的早期影响,盆地西缘、西南缘板块拼接造山隆起,导致长8沉积末期盆地坳陷幅度显著增大,沉积体系也由三角洲和滨浅湖相快速变为深湖相^[23]。长7—长4+5段是湖盆发展的鼎盛时期,以湖泊和三角洲沉积为主,其中长7段主要为深湖和重力流沉积,发育100~120 m厚的暗色泥岩、油页岩和粉细砂岩,是鄂尔多斯盆地中生代油气储层主要的烃源岩发育层段。长3—长1段则是河流三角洲继续发育,湖盆於浅、收缩、消亡的时期。从生储盖组合来看,长9、长7和长4+5油层组是主要烃源岩层和盖层,长8、长6和

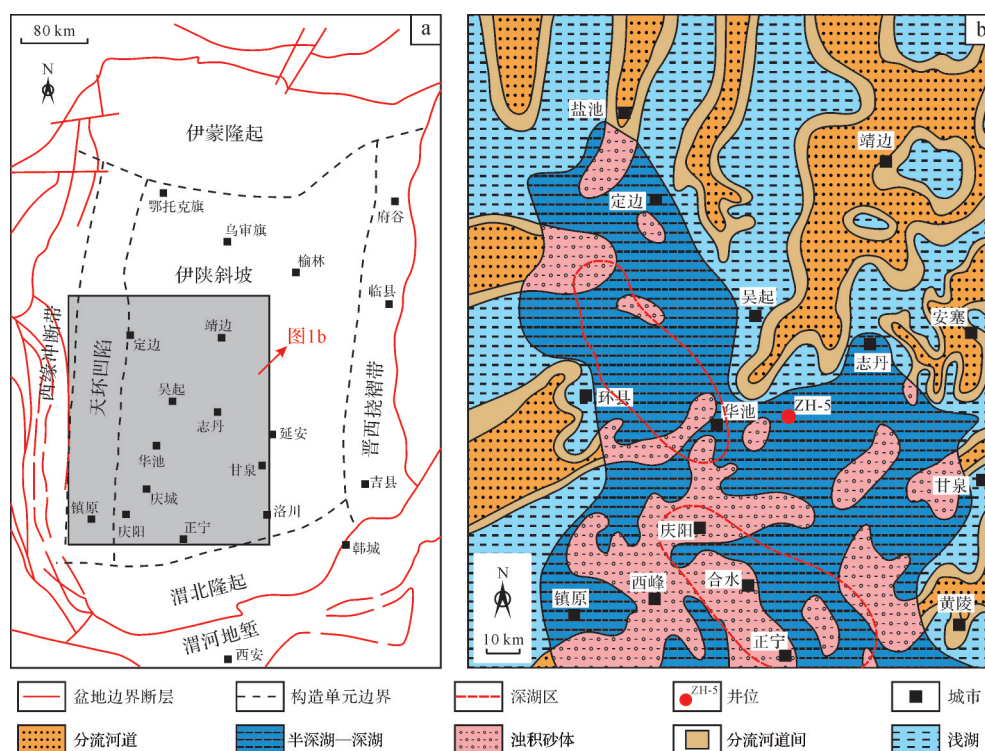


图1 鄂尔多斯盆地区域构造位置、构造单元划分与研究区延长组沉积相分布示意图^[10,16,24-26]

Fig.1 Regional tectonic setting and subdivisions of the Ordos Basin, and simplified map showing depositional facies distribution of the Yanchang Formation in the research area^[10,16,24-26]

长2油层组是重要的储集层,长7段烃源岩排烃后,原油短距离运移到上覆长6段和下伏长8段砂岩中形成致密油聚集,因此本研究目的层长8—长6段是延长组致密油的主要赋存层段^[16]。

2 沉积与储层特征

2.1 沉积微相类型及其发育特征

一百余口井的岩心描述、薄片观察和测井相分析结果表明,研究区长8—长6段以三角洲前缘、浅湖和半深湖—深湖沉积为主,共发育水下分流河道、水下分流间湾、河口坝、席状砂、浅湖泥、滩坝、半深湖泥和浊积扇8种沉积微相类型^[27]。研究区沉积体系以NW—SE向的定边—华池—正宁一线为界,分为东北部和西南部两个地区,分别发育曲流河三角洲和辫状河三角洲(图1b)。长8段以浅湖泥和三角洲前缘为主(图2),由于盆地地形平坦,物源带来的三角洲砂体在进积的过程中频繁迁移改道,呈朵状或鸟足状向浅湖区延伸。在长8段末期,盆地快速沉降,在长7段最大湖泛期沉积了一套暗色泥岩、油页岩和浊积岩,广泛分布于定边、华池、庆阳、正宁等地区。其中长7期沉积中心向西南方向迁移至华池—

正宁一带(图1b),并且在整个晚三叠世大致沿华池—宜君一带波动^[10,23-24,26]。长6期湖盆范围逐渐收缩,水体变浅,砂体增厚,以水下分流河道、水下分流间湾和河口坝沉积微相为主(图2)。

2.2 致密储层岩性和矿物组成特征

研究区长8—长6段致密储层主要发育岩屑质长石砂岩、长石砂岩和泥页岩,其中长8段粒度相对最粗,以细砂和粉砂为主,长6段次之,以泥质粉砂和粉砂为主,长7段最细,以粉细砂、泥质粉砂、粉砂质泥和泥页岩为主^[13-14]。分选以好、好—中等为主,磨圆主要为次棱角状和次圆状,支撑方式主要为颗粒支撑,接触类型以线接触、点—线接触为主,局部为凹凸接触,胶结类型以孔隙胶结和孔隙—接触胶结为主。

从矿物组成来看(图3),随着沉积微相变化,样品的矿物含量变化较大。不同沉积微相的样品中硅质矿物含量最多,为28%~90.4%,其中水下分流河道、河口坝和席状砂的硅质矿物含量最多,均在40%以上。水下分流间湾、滩坝和浊积扇次之,为37.7%~70.5%。浅湖泥和半深湖泥的硅质矿物含量相对较少,在50%以下(图3)。黏土矿物总量为5%~58.3%,以绿泥石,伊蒙混层和伊利石为主,平均分别占到黏土矿物总量的38%,37%和15%,高岭石和绿蒙混层含量较少,

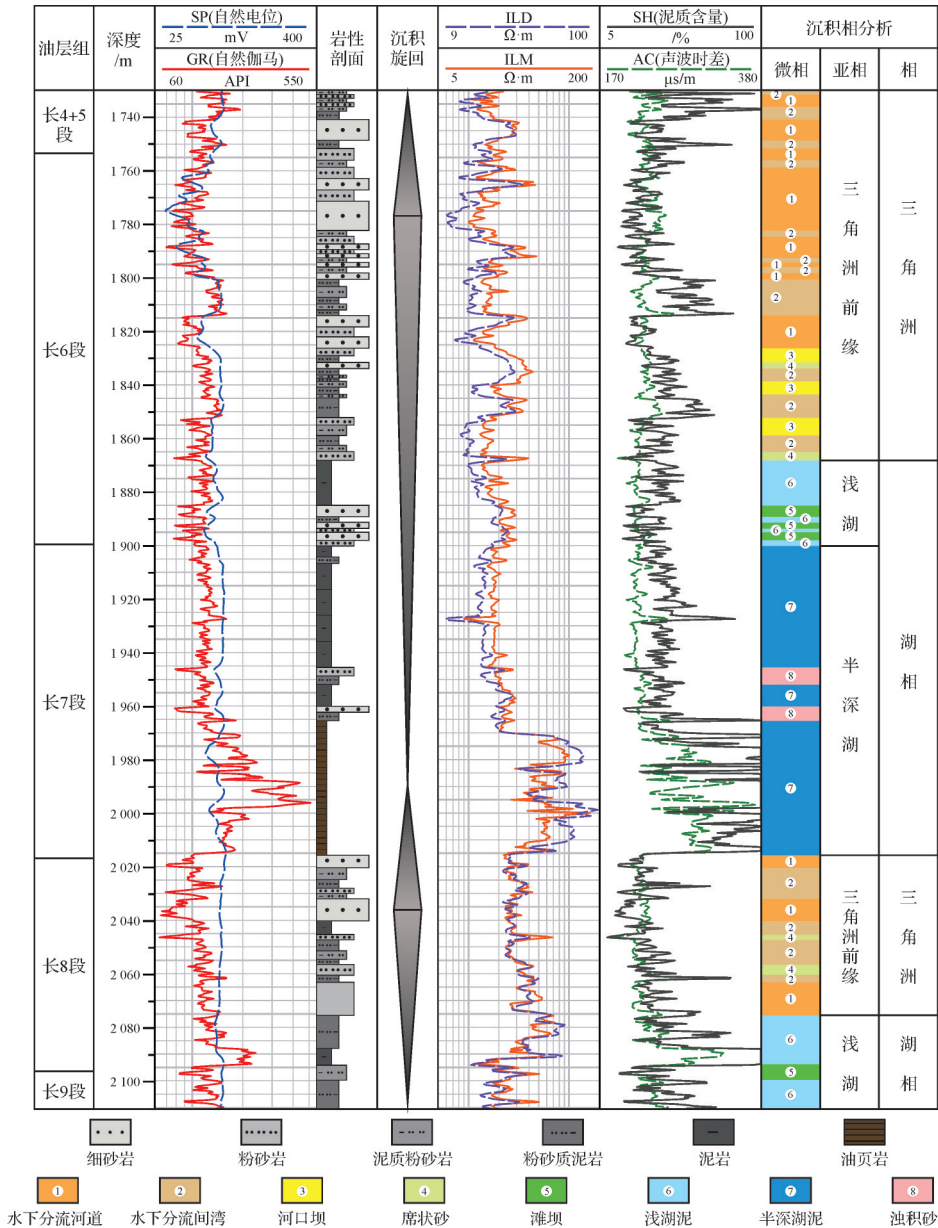


图2 鄂尔多斯盆地西南部延长组长8—长6段地层岩性、测井曲线和沉积相分析结果(ZH-5井,井位见图1b)
Fig.2 Vertical profile of strata, lithology, well-logging curves and depositional facies in Chang 8 to Chang 6 members of Upper Triassic Yanchang Formation, southwestern Ordos Basin (well ZH-5, location in Fig.1b)

不含蒙脱石(图3)。这是因为长8—长6段储层成岩阶段达中成岩A期^[28-29],蒙脱石已经完全转化为伊蒙混层和伊利石。水动力较强的水下分流河道和席状砂黏土含量最少,分别为19%和8%。水下分流间湾、河口坝、滩坝和浊积扇的黏土含量为18.3%~51%。浅湖泥和半深湖泥黏土含量最高,平均在50%以上。

不同沉积微相样品中碳酸盐矿物总体含量最少(图3),各微相之间含量差别不大,平均含量在7%~17%。河口坝、席状砂和滩坝的平均碳酸盐矿物含量最高,为10%~17%。水下分流河道、水下分流间湾和

河口坝以方解石为主。浅湖泥、滩坝和半深湖泥以白云石为主(图3)。这表明在不同沉积微相储层中,碳酸盐胶结作用具有一定的差异性。

2.3 致密储层孔隙发育特征

低孔低渗的致密储层储集空间具有孔径小(微纳米级)、成因复杂、类型多样的特点。有机质及其伴生矿物形成的孔隙,以及具较强导流能力的微裂缝在致密砂岩的储层评价中具有重要地位^[16]。结合前人研究与镜下观察结果,研究区长8—长6段致密储层的储集空间可划分为7种主要类型(表1)。

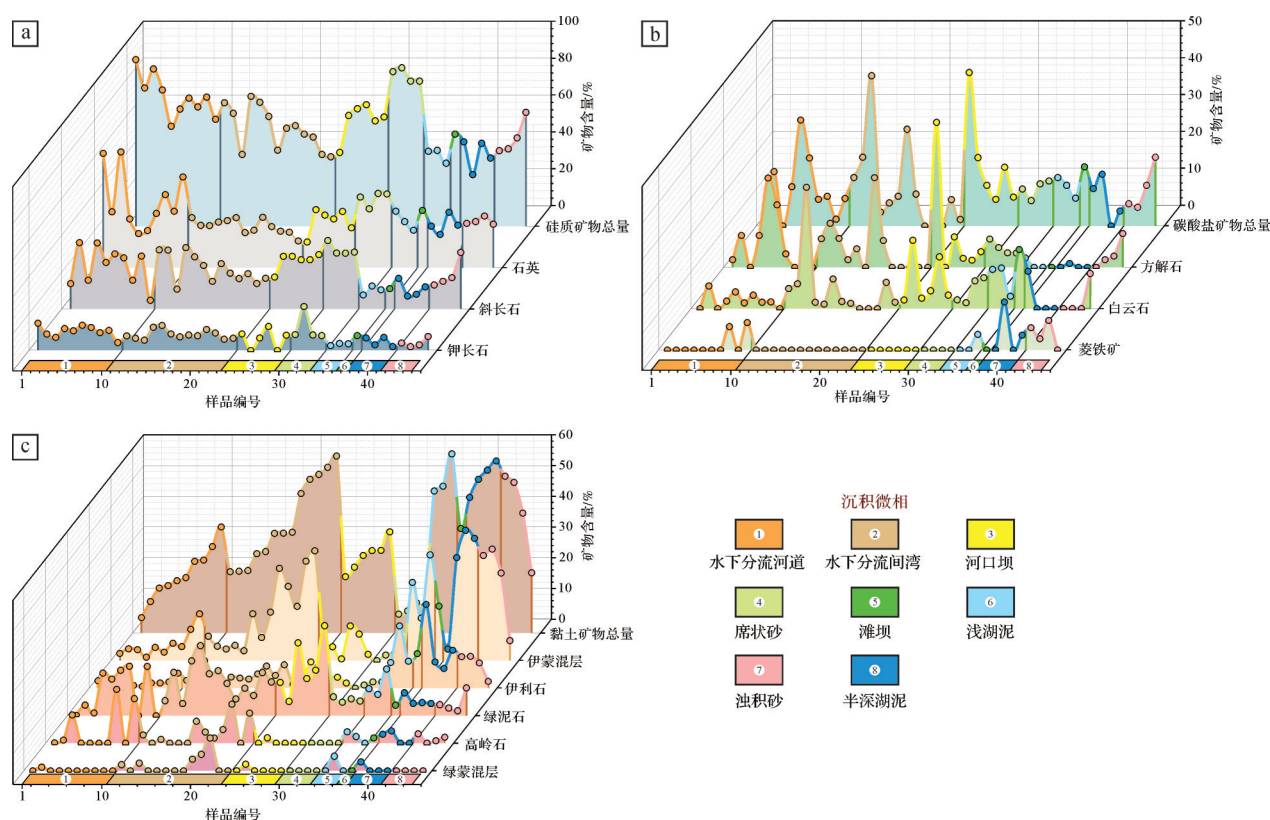


图3 鄂尔多斯盆地西南部延长组8—长6段不同沉积微相储层样品的矿物组成特征

(a) 硅质矿物组成(石英、斜长石和钾长石); (b) 碳酸盐矿物组成(方解石、白云石和菱铁矿); (c) 黏土矿物组成(伊蒙混层、伊利石、高岭石、绿泥石和绿蒙混层)

Fig.3 Mineral compositions of samples from different depositional facies within Chang 8 to Chang 6 members of the Upper Triassic Yanchang Formation, southwestern Ordos Basin

(a) siliceous mineral composition (quartz, plagioclase and potash feldspar); (b) carbonate mineral composition (calcite, dolomite and siderite); (c) clay mineral composition (illite/smectite, illite, kaolinite, chlorite, chlorite/smectite)

3 不同沉积微相类型及特征

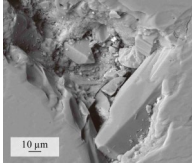
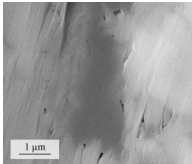
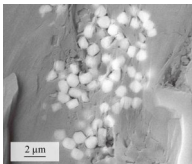
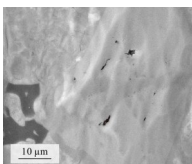
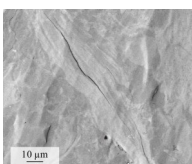
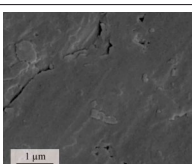
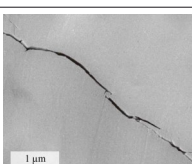
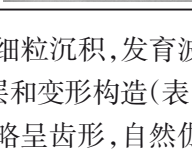
前人依据我国石油天然气行业标准《碎屑岩成岩阶段》(SY/T 5477—2003)所规定的自生矿物次序、黏土矿物组合和古温度等标志,对鄂尔多斯盆地延长组成岩作用和阶段进行了详细划分^[30-33]。结果表明,长8—长6段储层处于中成岩阶段A期,经历的成岩作用主要包括早成岩作用阶段的埋藏压实、长石溶蚀、黏土矿物包膜、早期碳酸盐矿物(方解石)胶结及准同生溶蚀、石英次生加大、伊利石化作用,以及中成岩作用阶段的晚期碳酸盐矿物(白云石、铁方解石和铁白云石)胶结、石英次生加大、深埋溶蚀、压溶、黏土矿物胶结作用(图4)。根据成岩矿物的共生组合和成因分析,确定了成岩作用的相对顺序:埋藏压实→早期黏土矿物(绿泥石)包膜→早期碳酸盐矿物胶结→石英次生加大Ⅰ期→有机流体(低熟油)充注→长石溶蚀Ⅰ期→自生高岭石胶结→浊沸石胶结

→浊沸石溶蚀→长石溶蚀Ⅱ期→油气充注→石英次生加大Ⅱ期→晚期碳酸盐矿物胶结。本节着重阐述了长8—长6段不同沉积微相储层在岩性、沉积结构和构造、测井相标志和成岩现象等方面的差异(表2)。

3.1 水下分流河道

水下分流河道砂体主要为灰色、灰白色中细粒长石砂岩和岩屑长石砂岩,底部具冲刷面,含泥砾,顶部可见平行层理,小型交错层理及槽状交错层理(表2)。自然电位和自然伽马曲线呈中至高幅的锯齿状钟形或箱形(图2、表2)。钟形曲线为粒度向上变细、反映河道侧向运移的正韵律。箱形曲线顶底界面均为突变接触,反映水动力较强,快速搬运的沉积环境。水下分流河道砂体的成岩作用以压实作用、长石溶蚀作用、绿泥石颗粒包膜、高岭石胶结和碳酸盐胶结作用为主。镜下可见石英等脆性矿物破裂(图4a),云母和岩屑等塑性颗粒在压实作用影响

表 1 鄂尔多斯盆地延长组长 8—长 6 段致密储层主要储集空间类型、成因及镜下特征^[10,14]
Table 1 The type, origin, and microscopic morphological features of the predominant reservoir space within the Chang 8 to Chang 6 tight reservoirs of the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin ^[10,14]

孔隙类型		成因机制	镜下特征
类	产状		
岩石基 质孔 隙	粒间孔	残余粒间孔 经过压实和胶结作用后,岩石组分之间残留的孔隙	
			
	粒间溶孔	颗粒边缘或粒间填隙物溶蚀形成	
	黄铁矿晶间孔	黄铁矿集合体中微晶颗粒之间的孔隙	
	粒内孔	粒内溶孔 碎屑颗粒内部的物质溶蚀形成	
	矿物解理缝	解理发育的矿物中片状或楔形解理缝	
	有机质孔	有机质内部热演化形成的孔隙	
	微裂缝	岩石组分受破裂或收缩作用形成的微型裂缝	

下发生弯曲变形(图 4b),碎屑颗粒定向排列(图 4c)。随着埋深的增加,颗粒接触关系以线接触和凹凸接触为主。长石的淋滤溶蚀现象通常伴随着充填孔隙的高岭石胶结,以及碎屑颗粒周围淋滤黏土矿物的压实作用(图 4d)。

3.2 水下分流间湾

水下分流间湾常以隔夹层的形式出现在水下分流河道和河口坝砂体之间,为灰黑色泥质粉砂岩、灰

色粉砂岩、黑色泥岩及其互层的细粒沉积,发育波状层理,可见滑塌作用形成的微断层和变形构造(表 2)。自然电位曲线总体为线形,局部略呈齿形,自然伽马曲线表现为中高值微齿状箱形或指形,泥质含量曲线一般为高值齿形,反映间歇底流和湖浪改造作用下粗粒沉积物供给较少的低能环境(图 2、表 2)。水下分流间湾储层主要发育压实压溶作用、硅质胶结作用(图 4e)、孔隙充填状绿泥石和伊利石胶结作用。该类

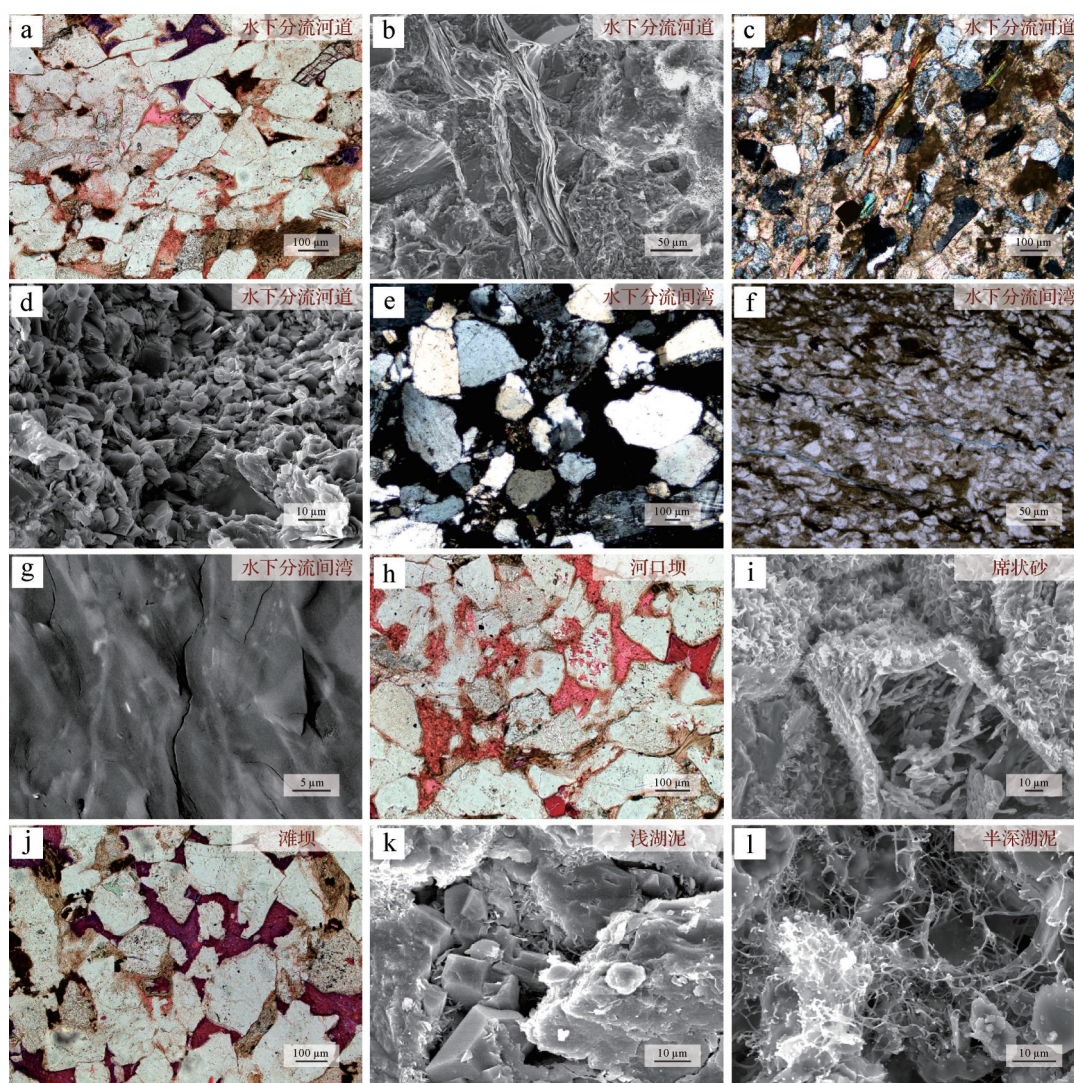


图4 鄂尔多斯盆地西南部延长组长8—长6段不同沉积微相储层的典型成岩作用及其镜下特征

(a)长6段水下分流河道,1 839.81 m,石英颗粒破裂,发育绿泥石颗粒包膜和残余粒间孔,孔隙度13.4%,渗透率 $0.396 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (b)长6段水下分流河道,1 834.1 m,压实作用下云母弯曲变形,孔隙度12.3%,渗透率 $1.221 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (c)长6段水下分流河道,2 229.07 m,碎屑颗粒定向排列; (d)长6段水下分流河道,1 774 m,高岭石胶结,孔隙度14.5%,渗透率 $1.063 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (e)水下分流间湾,2 160.14 m,石英次生加大; (f)长6段水下分流间湾,1 443.51 m,假杂基和微裂缝; (g)长7段水下分流间湾,2 160.14 m,收缩缝; (h)长6段,河口坝,1 840.79 m,长石粒内溶孔,孔隙度14.1%,渗透率 $0.455 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (i)长6段席状砂1 840.46 m,孔隙度14.9%,渗透率 $0.417 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,长石铸模孔; (j)长6段滩坝,1 831.76 m,孔隙度12.7%,渗透率 $0.235 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,铁方解石胶结; (k)长6段浅湖泥,1 892.8 m,孔隙度7.03%,渗透率 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,方解石和伊利石充填孔隙; (l)半深湖泥2 126.28 m,孔隙度0.64%,渗透率 $0.011 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,伊利石充填孔隙

Fig.4 The typical diagenesis and microscopic features of samples from different depositional facies, Chang 8-Chang 6 members of the Upper Triassic Yanchang Formation, southwestern Ordos Basin

(a) broken quartz grains, graincoating chlorite, and residual intergranular pores, distributary channels (Chang 6, 1 839.81 m, $\phi=13.4\%$, $K = 0.396 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (b) bent mica deformed by compaction, distributary channels (Chang 6, 1 834.1 m, $\phi=12.3\%$, $K=1.221 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (c) directional arrangement of detrital grains, distributary channels (Chang 6, 2 229.07 m); (d) kaolinite cements, distributary channels (Chang 6, 1 774 m, $\phi=14.5\%$, $K= 1.063 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (e) quartz overgrowth, interdistributary bays (2 160.14 m); (f) pseudomatrix and microfractures, interdistributary bays (Chang 6, 1 443.51 m); (g) shrinkage microfractures, interdistributary bay (Chang 7, 2 160.14 m); (h) intragranular dissolved pores in feldspar grains, mouth bars (Chang 6, 1 840.79 m, $\phi=14.1\%$, $K = 0.455 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (i) feldspar moldic pores, sheet sands (Chang 6, 1 840.46 m, $\phi = 14.9\%$, $K=0.417 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (j) ferrocalcite cements, beach bar (Chang 6, 1 831.76 m, $\phi= 12.7\%$, $K = 0.235 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (k) pore-filling calcite and illite, shallow lacustrine mudstone (Chang 6, 1 892.8 m, $\phi = 7.03\%$, $K = 0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (l) pore-filling illite, semi-deep lacustrine mudstone (2 126.28 m, $\phi = 0.64\%$, $K=0.011 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)

储层塑性岩屑含量高,在强烈的机械压实作用下,形成了广泛发育的假杂基(图4f)。同时,与其他微相相比,水下分流间湾储层微裂缝发育明显,成因类型也

较为复杂,既有强压实作用导致的石英或长石颗粒破碎形成的穿粒缝、粒间缝和粒缘缝(图4f),也有因泥质成岩作用脱水形成的收缩缝(图4g)。

表2 鄂尔多斯盆地延长组长8—长6段沉积微相类型及其识别标志
Table 2 Types and indicators of depositional microfacies within the Chang 8 to Chang 6 tight reservoirs of the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin

亚相	微相	岩性标志	结构和构造标志	测井相标志
三角洲前缘	水下分流河道	灰色、灰白色中细粒长石砂岩和岩屑长石砂岩	冲刷面,泥砾,平行、小型交错及槽状交错层理	中至高幅的微齿化钟形或箱形
	水下分流间湾	灰黑色泥质粉砂岩、灰色粉砂岩、黑色泥岩及其互层	波状层理、微断层、变形构造	SP(自然电位)曲线呈微齿状线形,GR(自然伽马)曲线呈中高值微齿状箱形或指形,SH(泥质含量)为高值齿形
	河口坝	灰色细砂岩	平行层理、楔状、槽状和浪成沙纹交错层理,反韵律结构,同生变形构造	顶底渐变的中高幅齿状漏斗形
	席状砂	薄层灰色、灰黑色粉细砂岩	平行层理、波状和包卷层理	尖齿状,指状
浅湖	浅湖泥	灰黑色或黑色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩和泥页岩	沥青、植物碎屑	高GR、高AC(声波时差)、高SH,SP呈平直线形,GR为微齿状箱形或指形
	滩坝	灰色细砂岩和粉砂岩	波状层理、平行层理、低角度交错层理和浪成砂纹层理	中低幅齿状和指状
半深湖	半深湖泥	深灰色泥岩	页理、沥青和植物碎屑	高SP,高GR,GR为齿形,SP为光滑平直的低幅线形
	浊积扇	灰黑色粉砂岩、泥质粉砂岩与暗色泥岩	包卷、块状层理、液化变形构造和异地泥质撕裂屑	中SP,中低GR,低AC和低SH,SP呈低幅齿化箱形

3.3 河口坝、席状砂和滩坝

河口坝砂体以灰色细砂岩为主,发育平行层理,楔状、槽状和浪成沙纹交错层理,具有明显的上粗下细的反韵律结构,同时可见同生变形构造,反映河口坝地区地形不稳,快速堆积的特点(表2)。测井曲线主要呈顶底渐变的中高幅齿状漏斗形,局部发生垂向叠置,呈数个幅度向上加大的漏斗形组成的复合形态(图2、表2)。席状砂主要为薄层灰色、灰黑色粉细砂岩,垂向上常与泥质沉积呈互层分布,发育平行层理、波状和包卷层理,测井曲线表现为尖齿状、指状(图2、表2)。滩坝砂体以灰色细砂岩和粉砂岩为主,石英含量中等,长石和岩屑含量较高,垂向上呈砂泥岩互层分布,砂层多但厚度薄,测井曲线呈中低幅度的齿状和指状形态,反映了沿岸流和波浪反复冲刷改造的沉积特点(图2、表2)。镜下观察表明,河口坝和席状砂以压实作用、长石溶蚀作用为主(4h~i),滩坝砂体发育明显的碳酸盐胶结作用(图4j)。

3.4 浅湖泥和半深湖泥

浅湖泥主要发育灰黑色或黑色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩和泥页岩,沥青及植物碎屑十分发育(表2)。测井曲线具有高伽马、高声波时差、高泥质含量的特点,自然电位曲线呈平直的线形,自然伽马曲线为微齿状箱形或指形(图2、表2)。半深湖泥主要发育深灰色泥页岩,发育页理,沥青和植物碎屑,测井曲线具有

高自然电位、高伽马的特点。自然电位曲线为光滑平直的低幅线形,自然伽马表现为齿状形态(图2、表2),反映水动力能量较弱,物源供应不足,沉积物粒度较细的环境特征。这两类微相储层成岩作用主要以压实作用、黏土矿物胶结和自生石英、方解石微晶充填为主。伊利石矿物以孔隙充填的形态产出(图4k~l),可见伊利石和自形方解石充填于碎屑颗粒之间(图4k)。因此与三角洲前缘沉积相相比,湖泥相储层以破坏性的胶结作用为主,孔隙发育程度较差。

3.5 浊积扇

浊积扇微相岩性为灰黑色粉砂岩、泥质粉砂岩与暗色泥岩互层,发育牵引流与垂向重力沉降作用形成的包卷层理、液化变形构造,也发育块状层理,块状砂岩中可见大量异地泥质撕裂屑(表2)。浊积扇往往与半深湖泥在相邻层段发育,其测井曲线表现为中自然电位、中低自然伽马、低声波时差和低泥质含量。自然电位曲线呈低幅齿化箱形,反映了粒序混杂或多期叠加的沉积特征(图2、表2)。

4 不同沉积微相储层的孔隙结构差异

在前期研究中,笔者联合高压压汞(最高进汞压力为400 MPa)和微米CT实验,对不同层段的致密储层孔喉网络结构进行了定量表征^[10,13-14]。本次研究将

常规压汞(最高进汞压力为100 MPa)、微米CT、孔隙度、渗透率实验相结合,对长8—长6段致密储层8种沉积微相共计74个样品进行测试,遴选了孔隙度、渗透率、排驱压力、最大连通孔喉半径、毛细管压力中值、孔喉半径中值、孔喉分选系数、孔喉歪度、最大进汞饱和度和退汞效率这10个参数,对不同沉积微相储层的孔隙结构进行表征(表3、图5~8)。

水下分流河道、河口坝和浊积扇样品最大进汞饱和度较大,平均在75%以上。喉道半径最大,平均排驱压力为1.156~3.571 MPa,平均最大连通孔喉半径为249~716 nm,均表明孔径发育最好。分选最好,分选系数为1.183~1.715。粗歪度,孔喉歪度为0.036~0.057。总体而言,该三类微相样品孔隙体积较大(平均孔隙度为9.283%~10.923%),渗透率高(水下分流河道和河口坝的渗透率分别为 $0.282 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.727 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),是延长组孔隙结构最好的微相类型(表3)。本次研究测得浊积扇样品孔隙度大但渗透率低(为 $0.018 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),证明受快速混杂堆积的影响,该类微相储层成熟度低,非均质性强,多发育连通性差甚至不连通的死孔隙(退汞效率为28.659%,表3)。

席状砂和滩坝样品最大进汞饱和度相对较小,为63.971%~64.356%。喉道半径相对较大,平均排驱压力为1.593~7.100 MPa,平均最大连通孔喉半径为

106~750 nm,均表明孔径发育较大。分选一般,分选系数为0.021~0.145。粗歪度,歪度为2.287~2.394。本次研究中滩坝砂体样品手标本胶结致密,渗透率明显低于其他微相($0.038 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),与晚期碳酸盐成岩作用有关。

水下分流间湾、浅湖泥和半深湖泥样品最大进汞饱和度差异较大,水下分流间湾和浅湖泥平均在75%左右,半深湖泥平均为44.674%。喉道半径最小,平均排驱压力均在20 MPa以上,平均最大连通孔喉半径为33~43 nm,孔径发育较差。分选中等,分选系数为1.650~2.793。歪度相对偏细。相比其他微相而言,这三类泥质相储层孔隙度和渗透率较低(表3),孔喉连通性一般,储集能力较差。

从孔径分布特征来看,长8—长6段孔隙半径呈<100 nm,100~1 000 nm,>1 000 nm的三段分布特征,不同微相储层孔隙在不同孔径区间内对孔体积的贡献不同(图6、表4)。在100~1 000 nm乃至>1 000 nm区间内孔隙对孔体积贡献越大,样品孔径分布特征越有利。水下分流河道、河口坝、浊积扇和席状砂储层中孔径大于100 nm的孔隙,对孔体积贡献均占到了20%以上,河口坝和席状砂储层甚至达到了60%以上。相比之下,水下分流间湾、浅湖泥、半深湖泥相储层,孔径<100 nm的孔隙对孔体积贡献最大,在84%以上。本次研究中滩坝样品的孔径分布特征较

表3 鄂尔多斯盆地延长组长8—长6段不同沉积微相储层孔隙结构参数平均值

Table 3 Average values of pore structure parameters of different depositional microfacies within the Chang 8 to Chang 6 tight reservoirs of the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin

沉积微相	孔隙度/%	渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	排驱压力/MPa	最大连通孔喉半径/nm	毛细管压力中值/MPa
水下分流河道	9.283	0.282	3.571	249	19.423
水下分流间湾	8.746	0.192	21.829	36	167.610
河口坝	10.923	0.727	1.156	716	9.173
席状砂	7.684	0.160	1.593	750	9.491
浅湖泥	5.726	0.012	20.878	33	160.728
滩坝	5.924	0.038	7.100	106	10.100
半深湖泥	6.193	0.126	21.851	43	264.139
浊积扇	9.360	0.018	3.372	315	16.420
沉积微相	孔喉半径中值/nm	孔喉分选系数	孔喉歪度	最大进汞饱和度/%	退汞效率/%
水下分流河道	45	1.218	0.057	76.140	27.938
水下分流间湾	4	2.302	0.044	74.908	42.676
河口坝	129	1.715	0.036	79.311	30.860
席状砂	113	0.145	2.394	64.356	32.224
浅湖泥	4	2.793	0.043	75.606	39.760
滩坝	74	0.021	2.287	63.971	33.515
半深湖泥	3	1.650	-0.523	44.674	38.932
浊积扇	46	1.183	0.047	77.318	28.659

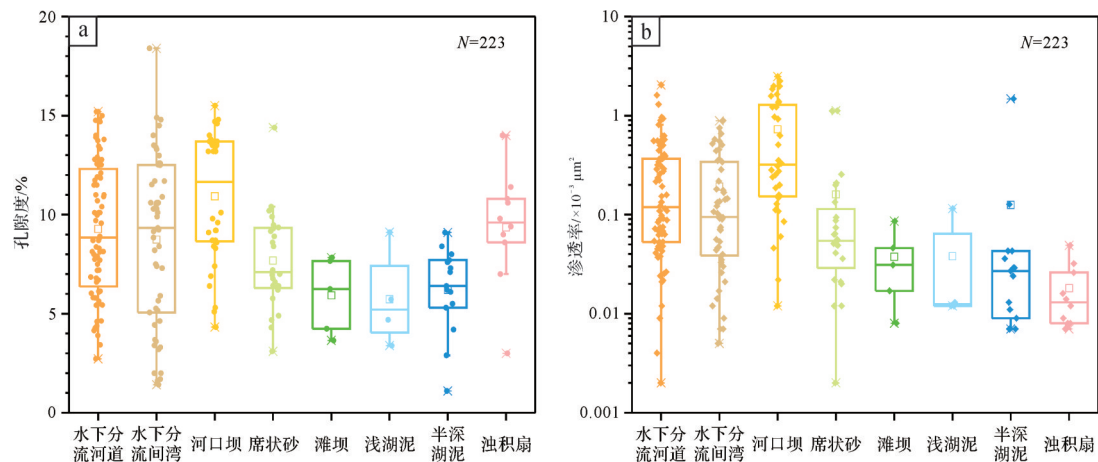


图5 鄂尔多斯盆地西南部延长组长8—长6段不同沉积微相储层的物性特征

Fig.5 Porosity and permeability of samples from different depositional facies within Chang 8 to Chang 6 members of the Upper Triassic Yanchang Formation, southwestern Ordos Basin

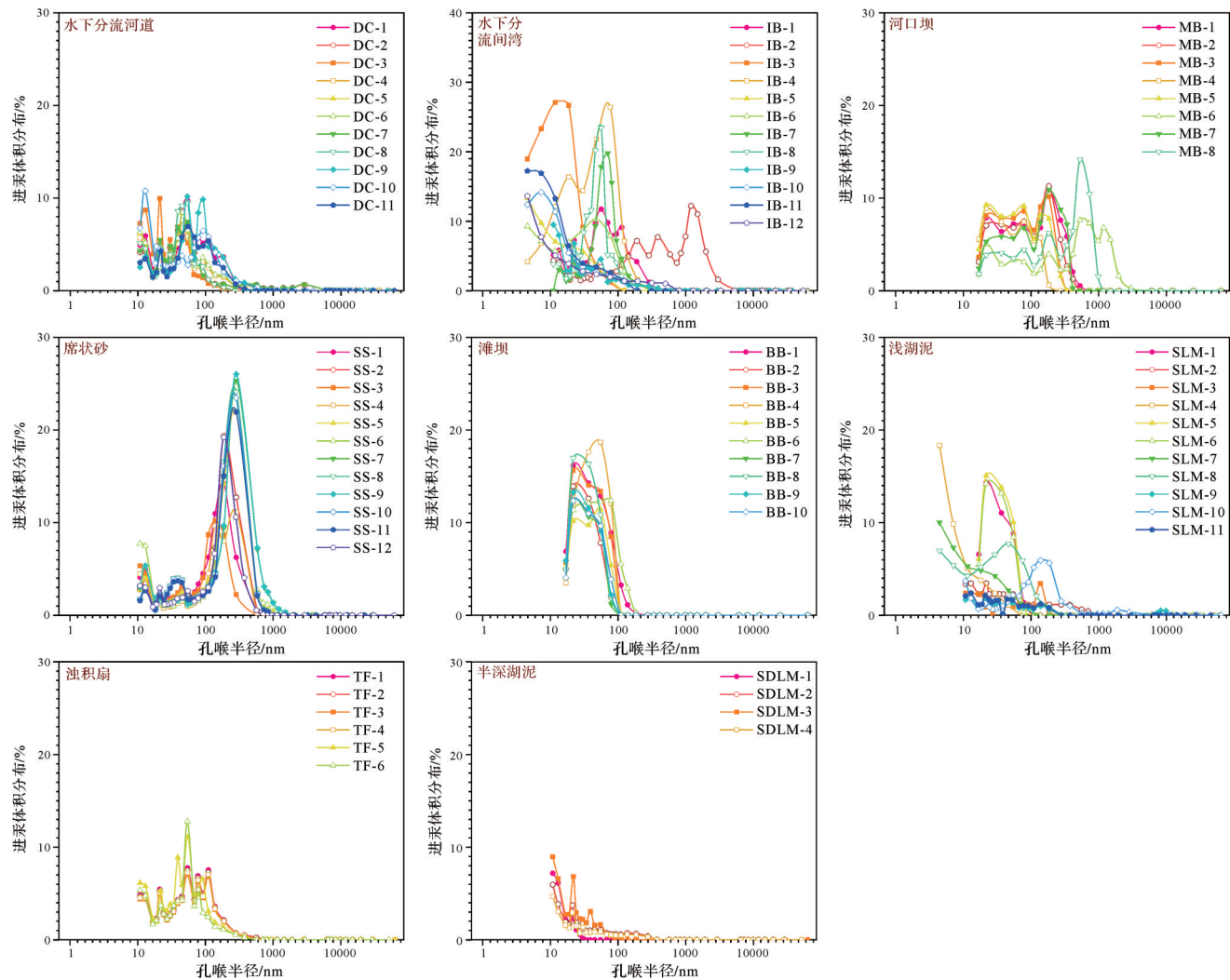


图6 鄂尔多斯盆地西南部延长组长8—长6段不同沉积微相储层的孔径分布特征

Fig.6 Pore-size distribution of samples from different depositional facies within Chang 8 to Chang 6 members of the Upper Triassic Yanchang Formation, southwestern Ordos Basin

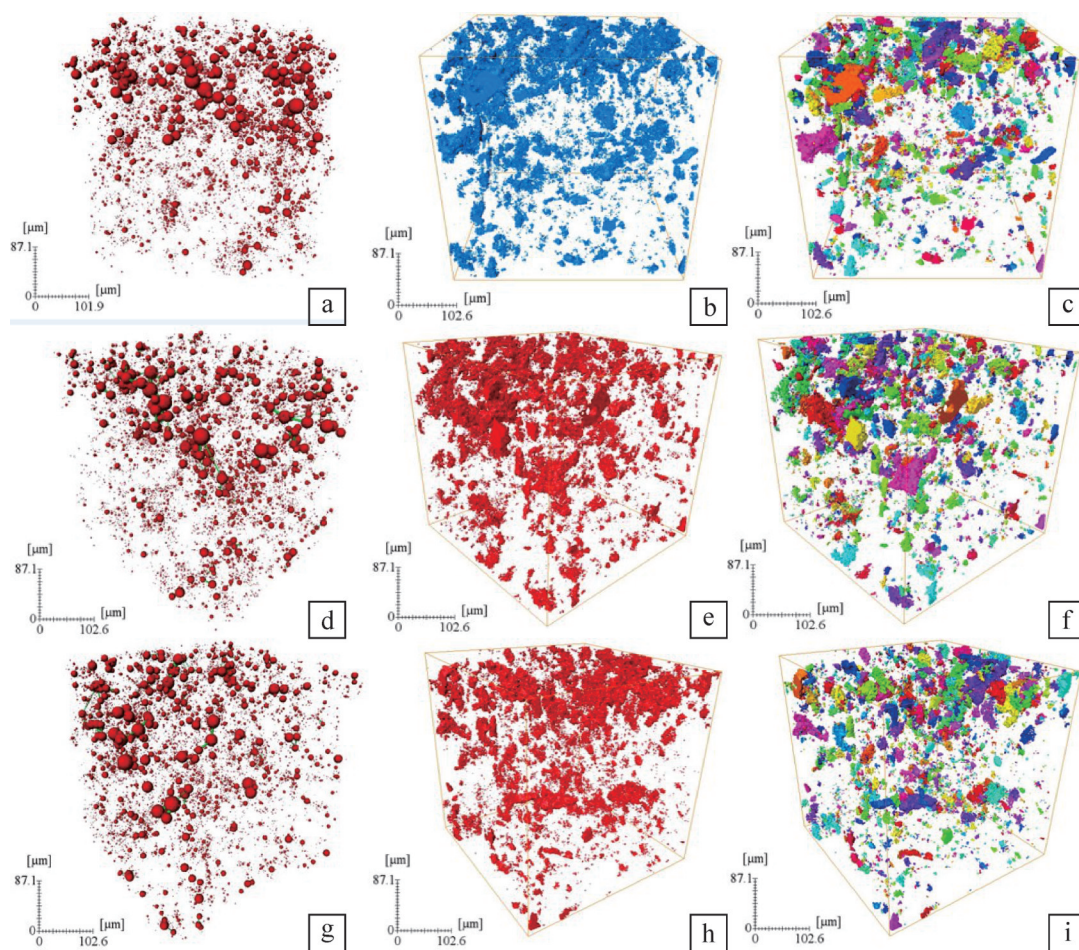


图7 鄂尔多斯盆地西南部延长组6段水下分流间湾样品孔隙结构的微米CT三维成像
(a,d,g)孔隙结构模型图;(b,e,h)孔隙提取图;(c,f,i)孔隙连通性图

Fig.7 3D micro-CT images of pore structure of interdistributary bay sample within Chang 6 member of the Upper Triassic Yanchang Formation, southwestern Ordos Basin
(a,d,g) pore-throat structure; (b,e,h) extracted pores and throats; (c,f,i) connected pores

差,主流孔隙半径小于100 nm,对孔体积的贡献达到了87.12%。综合来看,河口坝和席状砂的孔径分布特征最好(>100 nm孔隙贡献在60%以上),水下分流河道和浊积扇次之(100~1 000 nm孔隙贡献在20%以上),滩坝、水下分流间湾、浅湖泥和半深湖泥样品的孔径分布特征最差。

为进一步厘清不同泥质相样品的孔隙结构差异,利用微米CT扫描技术,对长6段水下分流间湾样品和长8段浅湖泥样品(均为灰黑色粉砂质泥岩)的孔隙网络结构进行三维成像和提取分析。结果显示,浅湖泥样品半径大于1 000 nm的孔隙数量百分比(22.09%)要高于水下分流间湾(18.72%),但半径大于1 000 nm的喉道数量百分比(18.07%)要低于水下分流间湾(24.28%),半径大于2 000 nm的孔隙体积百分比(55.47%)要低于水下分流间湾

(89.65%)。因此,相比水下分流间湾样品,浅湖泥样品孔隙数量多但体积小,喉道数量少,孔喉连通性差,这与压汞实验测得的结果一致(浅湖泥样品的退汞效率为39.76%,低于水下分流间湾样品,孔喉连通性更差)。

5 不同沉积微相储层质量差异分析及评价

5.1 原始沉积结构特征差异

原始沉积结构对致密砂岩储层结构复杂、非均质性强的孔喉网络系统有较强的控制作用,并直接影响了储层原始粒间孔隙的大小。一般而言,随着储层颗粒粒径增大,分选性变好,储层的储集能力也在逐渐增强。高能环境中沉积的砂质微相储层(水

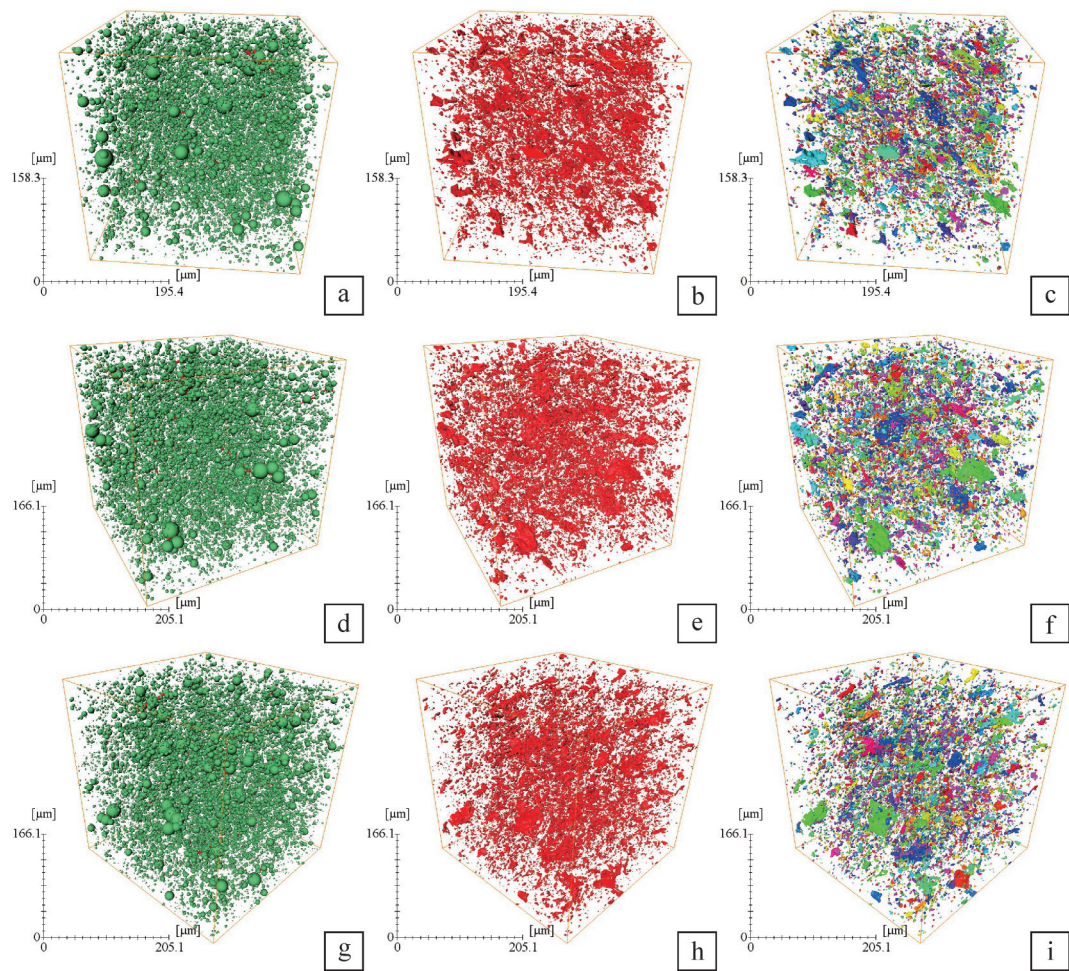


图8 鄂尔多斯盆地西南部延长组长8段浅湖泥样品孔隙结构的微米CT三维成像
(a,d,g)孔隙结构模型图;(b,e,h)孔隙提取图;(c,f,i)孔隙连通性图

Fig.8 3D micro-CT images of pore structure of shallow lacustrine sample within Chang 8 member of the Upper Triassic Yanchang Formation, southwestern Ordos Basin
(a,d,g) pore-throat structure; (b,e,h) extracted pores and throats; (c,f,i) connected pores

表4 鄂尔多斯盆地延长组长8~长6段不同沉积微相储层中不同孔径区间对总孔体积的贡献
Table 4 Contributions of different pore-size ranges to total pore volume of different depositional microfacies reservoirs in the Chang 8 to Chang 6 members of the Yanchang Formation, Ordos Basin

沉积微相	不同孔径区间对孔体积贡献/%		
	<100 nm	100~1 000 nm	>1 000 nm
水下分流河道	78.43	21.09	0.48
水下分流间湾	84.62	12.33	3.06
河口坝	36.15	59.95	3.91
席状砂	35.67	62.96	1.37
滩坝	87.12	12.88	0.00
浅湖泥	84.68	14.52	0.81
半深湖泥	93.75	6.25	0.00
浊积扇	70.38	29.62	0.00

下分流河道和河口坝)样品孔隙度最大,因为其分选性极好、歪度粗,孔喉中值半径也大(表3)。相反地,低能环境中沉积的泥质微相储层(水下分流间湾、浅

湖泥和半深湖泥)分选较差,歪度较细,同时受水动力条件和原始沉积物运移机制影响,沉积物原始的颗粒堆积更密,储层质量也更差^[7](表3)。

5.2 压实作用差异

砂泥混合物的机械压实实验表明,黏土和塑性岩屑越高的砂层,可压缩能力越强^[34]。储层中塑性矿物颗粒(黏土矿物和云母)能促进由颗粒滑移和旋转导致的机械颗粒重新排列和颗粒在缝合线处的溶解,增强了储层的延展性^[7],从而显著影响成岩压实作用强度。杂砂岩储层中即使相对含量较少的碎屑黏土,因机械压实作用增强而导致的孔隙度减小也要远高于净砂岩储层^[6,35]。岩心观察和X射线衍射实验结果显示,泥质含量更高的水下分流间湾、浅湖泥和半深湖泥微相,绿泥石、高岭石、伊利石和云母的含量更高(平均黏土矿物含量36%~50%,图3),造成假杂基的大量发育(图4f),受机械和化学压实作用过程的影响更大。相比之下,中至细粒的河道净砂岩储层只包含少量的诸如绿泥石、伊蒙混层和云母之类的塑性矿物(平均黏土矿物含量为19%,图3),受压实作用的影响较小。

5.3 溶蚀作用差异

受表生成岩阶段过程中大气水渗滤作用以及中成岩阶段干酪根生烃作用影响^[36],致密储层中长石、岩屑等易溶的骨架颗粒在大气水和有机酸的侵入下被大量溶解,形成溶蚀孔。研究区长8—长6段储层主要发育长石的差异性溶蚀现象,流体沿解理缝方向溶蚀长石颗粒(主要为钾长石),形成镂空状或窄片状分布的溶蚀孔(图4h,i)。溶蚀作用主要发育于水下分流河道、河口坝和席状砂微相储层中。水下分流河道储层物性较好,平均孔隙度和渗透率分别为9.283%和 $0.282 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表3)。高孔渗条件有力促进了大气水渗滤作用,导致储层长石颗粒被淋滤溶蚀,形成溶蚀孔隙^[9]。河口坝和席状砂微相位于三角洲和湖泊相储层的交界地带,岩性以细砂岩和粉砂岩为主,邻近富有机质泥页岩。因此,随着大量有机质在成岩阶段中向烃类物质转化,释放出以 CO_2 为主的酸性气体导致孔隙流体呈酸性,储层也发育大量溶蚀孔。此外,受有效的骨架颗粒支撑影响,水下分流河道和河口坝砂体能够为流体流动和元素迁移提供更好的运移路径,有利于储层粒间溶蚀孔的形成^[12]。粒间溶蚀孔一般为中孔^[10],且主要在水下分流河道、河口坝和席状砂中发育,占据总面孔率的8%~10%。而受较高杂基含量的影响,浅湖泥和半深湖泥储层溶蚀现象不明显。

5.4 自生黏土矿物胶结作用差异

油气储层中黏土矿物可分为自生和非自生(原生)两种类型,非自生黏土矿物为同沉积的泥岩岩屑或泥质团块,而自生黏土矿物是沉淀于沉积物孔隙内部的成岩作用过程的附加产物^[29,37]。与非自生黏土矿物相比,自生黏土矿物自形程度高,晶间和粒间孔隙较为发育,能显著改变孔隙结构,因此其对储层质量评价的意义更大。延长组长8—长6段储层自生黏土矿物胶结以绿泥石、伊蒙混层和伊利石为主^[38](图9),其产状具有明显的沉积微相分带性,对成岩作用、孔隙结构和储层质量产生了较大影响。

5.4.1 自生绿泥石胶结作用差异

自生绿泥石胶结物在储层中有两种产状类型,不同产状形成于不同的沉积环境中:1)呈针叶状等厚环边形态发育在碎屑颗粒(特别是石英和部分溶解的长石颗粒)表面,称为绿泥石颗粒包膜(或绿泥石孔隙衬边)(图9a,b,e,f);2)呈玫瑰花状充填于孔隙空间中,称为绿泥石孔隙充填^[10,29,39-40](图9c,d,g,h)。绿泥石颗粒包膜能保存储层孔隙,提高储层质量,是长8—长6段储层主要的建设性成岩作用。主要依据在于:1)绿泥石包膜形成于早成岩阶段,并随成岩作用的进行而不断发育,能显著提高储层的机械强度和抗压实能力,有利于原生粒间孔的保存^[41];2)绿泥石包膜的形成能抑制碎屑石英的成核作用,阻碍了石英颗粒与孔隙流体的接触,从而抑制了石英的次生加大,有利于粒间孔的保存^[2,41-42];3)绿泥石包膜保存的残余粒间孔为后期有机酸的进入提供了良好的渗流通道,有利于长石溶蚀孔隙的形成^[43];4)绿泥石包膜虽然占据了一定的孔隙体积,但针叶状的绿泥石晶间孔隙大,也能是有效的储集空间^[41]。与之相反,孔隙充填形态的绿泥石减少了粒间孔隙空间,是破坏性成岩作用。

从形成环境来看,颗粒包膜形态的自生绿泥石胶结物,形成于富铁镁的、强水动力的碱性环境,是三角洲前缘沉积(如水下分流河道和河口坝)的良好标志。这是因为三角洲前缘的水动力较强,其沉积物裹挟着母岩区风化破碎形成的黑云母、火成岩岩屑等暗色矿物,能带来丰富的 Fe^{2+} 和 Mg^{2+} 。在河口处,河水和湖水的电解质、胶体和载荷物质组成有相当的差异,中基性的火山物质更容易在这种环境中发生碱性溶蚀,絮凝成含铁的沉积物,并以化学方式被吸附到碎屑颗粒表面形成绿泥石颗粒包

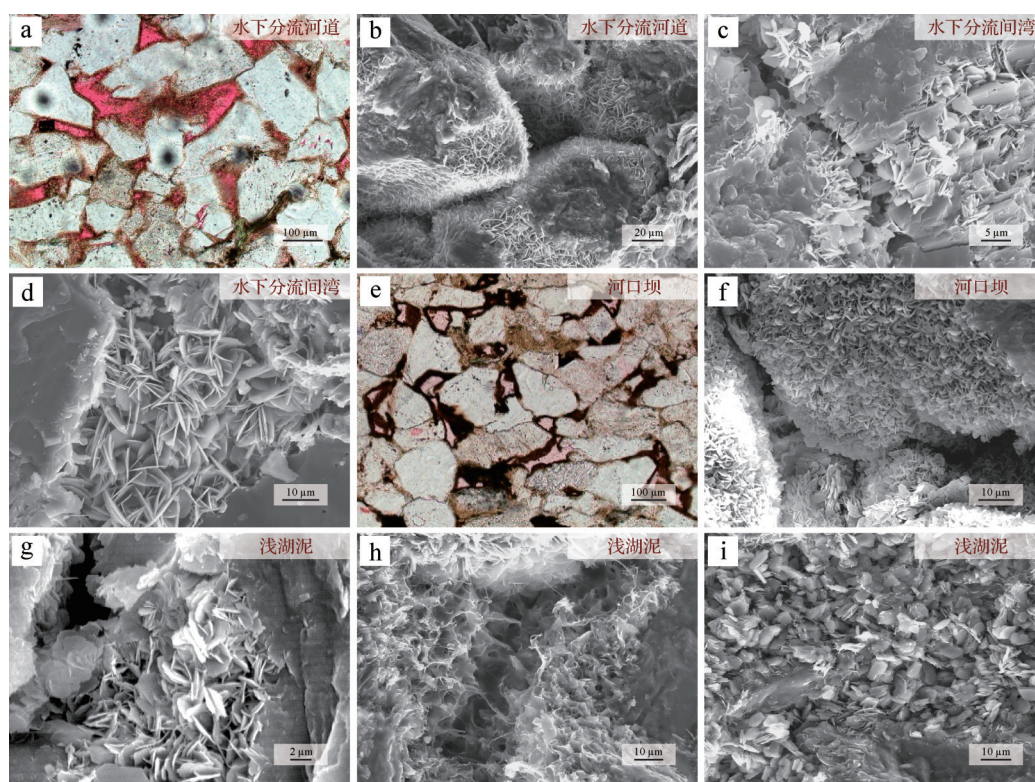


图9 不同沉积微相致密储层的自生黏土胶结物的形态特征和产状分布

(a)长6段水下分流河道中的绿泥石颗粒包膜,1 835 m,长石粒间孔较为发育,孔隙度9.7%,渗透率 $0.045 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (b)长6段水下分流河道中的绿泥石颗粒包膜,1 839 m,粒间孔较为发育,孔隙度14.2%,渗透率 $0.473 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (c)长7段水下分流间湾储层中充填长石颗粒裂缝的绿泥石,1 087 m,孔隙度10.4%,渗透率 $0.544 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (d)长8段水下分流间湾储层中充填孔隙的自生绿泥石和黄铁矿微晶,1 599 m,孔隙度11.4%,渗透率 $0.072 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (e)长6段河口坝储层中的绿泥石颗粒包膜,1 774 m,粒间孔较为发育,孔隙度14.5%,渗透率 $1.063 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (f)长6段河口坝储层中的绿泥石颗粒包膜,1 898 m,粒间孔发育,孔喉连通性好,孔隙度14.7%,渗透率 $3.496 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (g)长6段浅湖泥储层中充填孔隙的片状自生绿泥石晶体,1 883 m,孔隙度7.3%,渗透率 $0.021 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (h)长6段浅湖泥储层中充填孔隙的丝缕状伊利石,1 381 m,孔隙度8.4%,渗透率 $0.096 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (i)长6段浅湖泥储层中充填孔隙的高岭石,1 831.51 m,孔隙度9.7%,渗透率 $0.065 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

Fig.9 Microscopic morphology and occurrence of authigenic clay cements in tight reservoirs within different depositional microfacies (a) grain-coating chlorite, distributary channel (Chang 6, 1 835 m, feldspar intergranular pores, $\phi = 9.7\%$, $K = 0.045 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (b) grain-coating chlorite, distributary channel (Chang 6, 1 839 m, intergranular pores, $\phi = 14.2\%$, $K = 0.473 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (c) fracture-filling chlorite in feldspar grain, distributary bay (Chang 7, 1 087 m, $\phi = 10.4\%$, $K = 0.544 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (d) pore-filling authigenic chlorite and pyrite microcrystals, distributary bay (Chang 8, 1 599 m, $\phi = 11.4\%$, $K = 0.072 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (e) grain-coating chlorite, mouth bar (Chang 6, 1 774 m, intergranular pores, $\phi = 14.5\%$, $K = 1.063 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (f) grain-coating chlorite, mouth bar (Chang 6, 1 898 m, intergranular pores and good pore-throat connectivity, $\phi = 14.7\%$, $K = 3.496 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (g) plate-like authigenic chlorite crystals, shallow lacustrine mudstone (Chang 6, 1 883 m, $\phi = 7.3\%$, $K = 0.021 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (h) pore-filling sheet-like illite, shallow lacustrine mudstone (Chang 6, 1 381 m, $\phi = 8.4\%$, $K = 0.096 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); (i) pore-filling kaolinite, shallow lacustrine mudstone (Chang 6, 1 831.51 m, $\phi = 9.7\%$, $K = 0.065 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)

膜^[44-46](图9e,f)。而随着水体的不断加深和泥质含量的增加,浅湖和深湖环境沉积的泥岩储层中发育以玫瑰花状充填于孔隙空间的绿泥石矿物^[7](图9g)。前人研究表明,体积含量仅仅为2%的绿泥石颗粒包膜便能显著抑制石英的次生加大,有效保存原始孔隙度。当绿泥石包膜含量增加到2%以上时,过量的绿泥石便会充填储集空间,导致粒间孔体积减小,流体进入储层孔隙的难度也会更大^[10,47-48]。因此,自生绿泥石胶结物的产状具有明显的沉积微相分带性,在强水动力形成的均质、细粒、分选较好的水下分流河道和河口坝微相中,绿泥石以颗粒包膜形态产出,在水体较深,分选差的浅湖泥和半深湖泥微相中,绿泥

石以孔隙充填形态产出。这种产状的差异,导致了不同沉积微相储层孔隙结构特征和储层质量差异。

5.4.2 自生伊利石胶结作用差异

除绿泥石外,自生伊利石胶结也是长8—长6段储层普遍发育的成岩现象。伊利石形成于早成岩B期到晚成岩作用阶段,在扫描电镜下以丝缕状和孔隙搭桥形态产出,能有效堵塞孔喉,破坏储层质量^[29](图9h)。伊利石是在钾含量较高的情况下由颗粒间渗滤蒙脱石和伊蒙混层转化而来,主要发育在浅湖泥和半深湖泥等水体较深的环境中,其随着沉积微相的变化而呈现出不同的晶体形貌特征。前人研究结果表明,在浅海相砂岩中伊利石以板条状形

态产出,而在受潮汐流影响的河道相储层中以延展的条带状形态产出^[7]。本次观察结果显示,在浅湖泥储层中伊利石可成板片状与方解石共同充填于碎屑颗粒之间(图4k),在半深湖泥储层中伊利石呈延展的细条带状或丝缕状形态出现(图4l)。

5.4.3 自生高岭石胶结作用差异

高岭石矿物是在浅表环境中,长石和云母等矿物受大气水淋滤作用影响溶解沉淀形成,是溶蚀作用良好的指示型矿物(图4d)。然而,由于高岭石在高于120℃~130℃,有充足的钾元素来源(如钾长石或云母)的条件下能形成孔隙充填的伊利石矿物,成岩阶段早期高岭石含量过高,同样会导致深部储层质量变差^[7]。研究表明不同沉积相储层中,孔隙充填状高岭石含量差别不大,在近源的河道相储层和远端的湖泥相储层均有发育(图3c、图4d、图9i),可能是因为大气水下渗及长石和云母矿物的淋滤作用不受沉积相类型和沉积物构型的影响^[7],因此在不同沉积相储层中无明显差异。

5.5 碳酸盐胶结和硅质胶结作用差异

砂体中碳酸盐胶结物主要来源于相邻的泥岩。前人对扇三角洲体系中沉积微相对成岩作用的控制研究表明,靠近河道砂体顶底及临近泥岩区的沼泽和前三角洲微相砂体,碳酸盐矿物含量高,钙质胶结作用强^[49]。同时,泥岩层数越多,单层越厚,临近泥岩区的钙质胶结条带越发育^[50]。碳酸盐胶结作用在长8—长6储层较为常见,胶结物成分主要为晚期的铁白云石和铁方解石胶结,早期的白云石和方解石胶结较少。铁方解石在镜下呈连晶状,充填于粒间孔和溶蚀孔中。本次研究中,滩坝砂体样品的碳酸盐含量高,达到了16%(图4j),这是因为该样品处于滨浅湖地带的滩砂体中,垂向为频繁的砂泥岩互层,砂层多且厚度薄,受泥质含量和湖流侵入的影响,发育明显的铁方解石胶结^[51]。

研究区长8—长6储层中硅质胶结作用普遍发育,但就目前观察结果而言,硅质胶结与沉积微相类型关系不明显。从形成过程来看,硅质胶结物的含量受时间、温度、SiO₂供给和石英结晶基底(碎屑颗粒表面积大小)有关^[7,38],因此,富含在酸性环境中不稳定矿物(如斜长石、钾长石以及凝灰岩和花岗岩岩屑,在酸性条件下会溶解并提供SiO₂物质)的水下分流间湾,以及粒径较小,黏土矿物包膜少的浅湖泥和半深湖泥微相,将发育较强的硅质胶结作用(图4e)。

5.6 不同微相储层孔隙结构综合评价

在前人研究基础上,建立致密储层孔隙连通性系数 E 和致密储层孔隙结构评价系数 A ^[52-53],对不同沉积微相致密储层的孔隙发育进行综合分类评价,从而定量甄别不同微相储层之间的差异。如公式(1~2)所示:

$$E = E_w \times S_w \quad (1)$$

式中: E 为致密储层孔隙连通性系数, E_w 为退汞饱和度(%), S_w 为退汞效率(%). E 值越高,孔隙连通性越好。

$$A = \frac{r_d \times S_{max} \times S_p}{P_d} \quad (2)$$

式中: A 为致密储层孔隙结构评价系数, r_d 为最大连通孔喉半径(nm), S_{max} 为最大进汞饱和度(%), S_p 为孔喉分选系数, P_d 为排驱压力(MPa)。

做不同沉积微相致密储层的孔隙连通性系数 E 和孔隙结构评价系数 A 的交会图,并按照分布规律将长8—长6段孔隙结构分为三类(图10)。其中,水下分流河道和河口坝的储层质量最好,样品均分布在Ⅰ和Ⅱ类储层范围内。相比河道和河口坝储层,席状砂和滩坝受湖流和临近泥质层所带来铁离子的影响较大^[7],碳酸盐胶结物含量高,储层质量相对较差,主要为Ⅱ类储层,部分样品为Ⅲ类储层。浅湖泥和半深湖泥主要分布在Ⅲ类储层范围内,部分样品为Ⅱ类储层。水下分流间湾储层非均质性强,岩性和储层物性差异大,样品点在交会图中的分布较广,这与水下分流间湾样品孔隙度和渗透率值分布较广的特点一致(图5),主体分布在Ⅱ类储层范围内,少部分储集能力较好的样品为Ⅰ类储层。浊积扇样品主要分布在Ⅱ类和Ⅲ类储层中靠近Ⅱ类的位置,表明该类微相也具有一定的油气储集能力,是半深湖—深湖区油气勘探的有利区。

6 存在问题与研究展望

结合现有研究成果和目前存在的问题,认为对于控制鄂尔多斯盆地延长组成岩作用和储层质量演化的原始沉积过程和沉积环境变化等因素,仍需要从以下几个方面进一步展开研究:

(1) 不同沉积相带储层中的黏土矿物形成和演化机理。黏土矿物在细粒储层成岩作用中扮演了重要角色,并最终影响了储层质量。颗粒包膜和孔隙充填这两种黏土矿物产状,对孔隙的保存分别起到

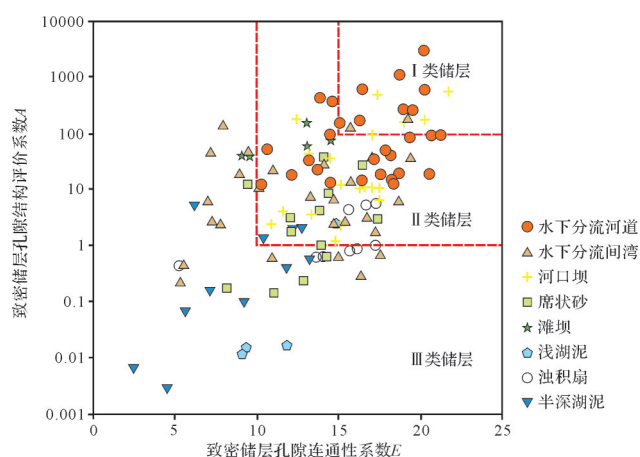


图10 鄂尔多斯盆地延长组致密储层孔隙连通性系数 E 和孔隙结构指数 A 交会图

Fig.10 Cross-plot of pore connectivity index E and pore structure evaluation parameter A of the tight reservoir in the Upper Triassic Yanchang Formation, southwestern Ordos Basin

了建设性和破坏性的影响。近年来,化学合成和物理模拟实验在黏土矿物形成和转化研究中提供了重要帮助:北海富镁卤水中黏土矿物颗粒包膜的高温合成实验揭示了蒙脱石和绿泥石包膜在石英和长石颗粒表面的选择性沉淀机制及其产状差异^[51];水热合成实验能够通过控制反应过程中的温度、压力、反应物种类和浓度,分析黏土矿物的各项转化反应机制^[54];开放河道水流条件下的水槽模拟实验证明了河口环境中颗粒包膜黏土在沉积物运移过程中的稳定性及其影响因素^[55]。深入理解不同沉积环境和沉积相储层中黏土矿物的含量、产状模式及其控制因素,对储层质量预测和甜点区评价具有重要意义^[7]。在未来需要进一步借助理化合成与模拟的方法,分析不同水介质条件下黏土矿物形成演化机制。

(2) 沉积期多地质事件耦合对致密油气源储特征的影响。延长组长8—长6沉积期发生的区域构造运动与湖盆沉降、火山活动、水体缺氧和重力流沉积等众多关键地质事件的耦合沉积,对该层段致密油气源储特征和甜点发育具有重要控制作用^[56-57]。例如,同沉积期火山和热液活动不仅能提供氮、磷等营养元素,提高水体生物生产力,促进湖盆水体缺氧,增加有机碳埋藏速率^[25,58-61],而且能提供大量活跃金属离子,促进致密储层中的有机—无机相互作用,诱发新成岩演化路径和储层质量变化^[62-63]。中基性火成岩碎屑带来丰富的铁、镁离子,能在河口坝出絮凝

成含铁的沉积物形成绿泥石包膜^[64],同时富钾的火山物质能在成岩过程中发生蚀变形成蒙皂石,释放出钾离子,导致伊利石膜的形成,伴生了大量的次生孔隙,可改善储层质量。火山灰供给和有机质还原作用能造成泥页岩中铀元素富集^[65],铀放射性生热又进一步促进了烃源岩有机质热成熟作用^[66]。因此,致密油气源储特征分析,需要深入探讨多地质事件耦合和循环反馈如何控制优质烃源岩及与其紧密接触的有效储层的形成,来进一步预测甜点区段发育^[57,67-68]。

(3) 不同沉积环境中的储层孔隙流体化学特征及其对成岩作用的影响。沉积环境和储层孔隙流体化学特征密切相关,不同沉积环境形成的储层,其原始孔流体组成、水岩相互作用体系、以及后期成岩路径不同^[69]。对沉积环境和孔隙流体化学特征进行约束,分析其对碎屑岩储层成岩作用的影响是非常重要的。例如,对储层中典型成岩矿物(如菱铁矿、铁白云石)的稳定碳、氢、氧同位素分析,能够加强沉积物形成环境的精确解译^[70]。同时孔隙流体化学特征是预测水岩相互作用的化学平衡模型中的重要输入量,获取孔隙流体组成有助于孔隙流体的地球化学模拟。将模拟结果与岩相和地球化学实测结果的对比,能使我们在钻井前预测相似地质条件下的地下成岩演化模式^[71],有效指导油气勘探开发工作。

(4) 构造—气候—沉积综合控制下的陆相致密油气源储结构及其发育模式。随着区域构造运动和湖平面升降、沉积中心迁移和三角洲规模的变化,延长组湖相烃源岩和河道、河口坝和重力流储集砂体在横向上迁移、尖灭,在垂向上叠置,形成纵横交织的岩性组合和源储配置关系^[72]。与常规油气相比,致密油气以原位滞留和短距离运移为主,其甜点段强烈受控于源岩和储集层的紧密接触和空间有效配置^[73-76]。而这种源储组合类型及分布从根本上受控于沉积体系和湿热—干冷气候的周期性频繁波动^[77-78]。与海相沉积相比,湖相沉积受古气候条件的变化更为敏感,地层连续型差,沉积相带和岩性变化频繁^[79]。同时,如前文所述,不同沉积微相的成岩响应特征不同,相同沉积环境下不同的物源供给又会造成碎屑颗粒组分和成岩作用的差异,导致储层微观非均质性^[80]。因此,陆相致密油的源储结构及其发育模式,综合受控于构造活动、古气候条件和沉积过程的耦合效应,并最终导致了储层质量和含油气性的非均质性。

7 结论

(1) 鄂尔多斯盆地延长组三角洲—湖相致密储层不同沉积微相储层的成岩响应不同,储层质量差异较大。受沉积水动力、沉积物组成、粒度、分选等原始沉积条件和沉积组构的影响,不同微相储层的压实、溶蚀、自生绿泥石和伊利石胶结作用差异明显,但高岭石和硅质胶结差异不大。

(2) 水下分流间湾、浅湖泥和半深湖泥储层中黏土和云母等塑性矿物组份含量高,能促进碎屑颗粒的排列和溶解,增强了储层的延展性,因此受机械和化学压实的影响更大。受表生成岩阶段大气水渗滤作用,以及中成岩阶段生烃作用的影响,河口坝和席状砂储层在大气水和有机酸的侵入下被大量溶解,形成溶蚀孔。沉积于滨浅湖环境的滩坝砂体,垂向为频繁的砂泥互层,受泥质含量和湖流侵入的影响,发育明显的铁方解石胶结。

(3) 自生绿泥石和伊利石胶结物产状特征具有明显的沉积微相分带性。在强水动力形成的均质、细粒、分选较好的水下分流河道和河口坝微相中,绿泥石和伊利石以颗粒包膜形态产出。在水体较深,分选差的浅湖泥和半深湖泥微相中,绿泥石以孔隙充填形态产出。这种产状的差异,导致了不同沉积微相储层孔隙结构特征和储层质量的差异

(4) 建立了致密储层孔隙连通性系数E和孔隙结构评价系数A,将长8—长6段孔隙结构分为三类。水下分流河道和河口坝储层质量最好,席状砂、滩坝和浊积扇次之,浅湖泥和半深湖泥最差。水下分流间湾储层非均质性强,岩性和物性差异大,少部分样品孔隙结构好,具有较好的储集能力。

致谢 研究得到了陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院的大力支持,中国石油大学(北京)姜志恒提供了部分岩石薄片照片和分析结果,论文的修改过程得到了评审专家和期刊编辑部宝贵的修改意见,在此一并表示衷心的感谢。

参考文献(References)

[1] Morad S, Al-Ramadan K, Ketzer J M, et al. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1267-1309.

[2] Ozkan A, Cumella S P, Milliken K L, et al. Prediction of lithofacies and reservoir quality using well logs, Late Creta-

ceous Williams Fork Formation, Mamm Creek field, Piceance Basin, Colorado[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(10): 1699-1723.

- [3] Baker J C. Diagenesis and reservoir quality of the aldebaran sandstone, denison trough, East-Central Queensland, Australia[J]. Sedimentology, 1991, 38(5): 819-838.
- [4] Lai J, Wang G W, Chai Y, et al. Depositional and diagenetic controls on pore structure of tight gas sandstone reservoirs: Evidence from Lower Cretaceous Bashijiqike Formation in Kelasu Thrust Belts, Kuqa Depression in Tarim Basin of West China[J]. Resource Geology, 2015, 65(2): 55-75.
- [5] Nguyen B T T, Jones S J, Goult N R, et al. The role of fluid pressure and diagenetic cements for porosity preservation in Triassic fluvial reservoirs of the Central Graben, North Sea[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(8): 1273-1302.
- [6] Ramm M. Reservoir quality and its relationship to facies and provenance in Middle to Upper Jurassic sequences, northeastern North Sea[J]. Clay Minerals, 2000, 35(1): 77-94.
- [7] Haile B G, Klausen T G, Czarniecka U, et al. How are diagenesis and reservoir quality linked to depositional facies? A deltaic succession, Edgeøya, Svalbard[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 92: 519-546.
- [8] Leila M, Moscariello A, Šegvić B, et al. Depositional facies controls on the diagenesis and reservoir quality of the Messinian Qawasim and Abu Madi formations, onshore Nile Delta, Egypt[J]. Geological Journal, 2019, 54(3): 1797-1813.
- [9] Wei W, Zhu X M, Tan M X, et al. Facies controls on the distribution of diagenetic alterations in fan delta deposits: A case study from the Lower Cretaceous sandstone, Chagan Sag, Inner Mongolia, China[J]. Geological Journal, 2017, 52(4): 539-558.
- [10] Yang W, Wang Q Y, Wang Y H, et al. Pore characteristic responses to categories of depositional microfacies of delta-lacustrine tight reservoirs in the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 118: 104423.
- [11] Ko L T, Loucks R G, Milliken K L, et al. Controls on pore types and pore-size distribution in the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China: Implications for pore-evolution models of lacustrine mudrocks[J]. Interpretation, 2017, 5(2): SF127-SF148.
- [12] Zhou Y, Ji Y L, Xu L M, et al. Controls on reservoir heterogeneity of tight sand oil reservoirs in Upper Triassic Yanchang Formation in Longdong area, Southwest Ordos Basin, China: Implications for reservoir quality prediction and oil accumulation[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 78: 110-135.
- [13] 王乾右,杨威,左如斯,等. 联合微米CT和高压压汞的致密储层孔喉网络结构差异定量评价[J]. 能源与环保, 2019, 41(7): 80-85, 94. [Wang Qianyou, Yang Wei, Zuo

- Rusi, et al. Quantitative evaluation of pore-throat network structure differences in tight reservoirs with combined micro-CT and high pressure mercury [J]. *China Energy And Environmental Protection*, 2019, 41(7): 80-85, 94.]
- [14] 郑忠文,王乾右,葛云锦,等. 鄂尔多斯盆地西部延长组长8—长6段致密储层微观孔隙特征差异[J]. *科学技术与工程*, 2018, 18(15): 69-80. [Zheng Zhongwen, Wang Qianyou, Ge Yunjin, et al. Differences of microscopic pore characteristics among the Yanchang Formation Chang 8 — Chang 6 tight reservoirs in the western Ordos Basin [J]. *Science Technology and Engineering*, 2018, 18(15): 69-80.]
- [15] Wang Q Y, Li Y H, Yang W, et al. Finite element simulation of multi-scale bedding fractures in tight sandstone oil reservoir [J]. *Energies*, 2019, 13(1): 131.
- [16] 王乾右. 鄂尔多斯盆地延长组致密储层沉积相控储集空间特征差异[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019. [Wang Qianyou. Depositional facies controls on the characteristic differences of tight reservoir space in the Yanchang Formation, Ordos Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2019.]
- [17] Xiao X M, Zhao B Q, Thu Z L, et al. Upper Paleozoic petroleum system, Ordos Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2005, 22(8): 945-963.
- [18] Yang H, Fu J H, Wei X S, et al. Sulige field in the Ordos Basin: Geological setting, field discovery and tight gas reservoirs [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2008, 25(4/5): 387-400.
- [19] Liu S, Yang S. Upper Triassic - Jurassic sequence stratigraphy and its structural controls in the western Ordos Basin, China [J]. *Basin Research*, 2000, 12(1): 1-18.
- [20] Yang W, Song Y, Jiang Z X, et al. Whole-aperture characteristics and controlling factors of pore structure in the Chang 7th continental shale of the Upper Triassic Yanchang Formation in the southeastern Ordos Basin, China [J]. *Interpretation*, 2018, 6(1): T175-T190.
- [21] Yang Y T, Li W, Ma L. Tectonic and stratigraphic controls of hydrocarbon systems in the Ordos Basin: A multicycle cratonic basin in central China [J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(2): 255-269.
- [22] Zou C N, Zhang X Y, Luo P, et al. Shallow-lacustrine sand-rich deltaic depositional cycles and sequence stratigraphy of the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China [J]. *Basin Research*, 2010, 22(1): 108-125.
- [23] 邓秀芹, 蔺昉晓, 刘显阳, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组沉积演化及其与早印支运动关系的探讨[J]. *古地理学报*, 2008, 10(2): 159-166. [Deng Xiuqin, Lin Fangxiao, Liu Xianyang, et al. Discussion on relationship between sedimentary evolution of the Triassic Yanchang Formation and the Early Indosinian Movement in Ordos Basin [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2008, 11(2): 159-166.]
- [24] Yuan X J, Lin S H, Liu Q, et al. Lacustrine fine-grained sedimentary features and organic-rich shale distribution pattern: A case study of Chang 7 member of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(1): 37-47.
- [25] Zhang K, Liu R, Liu Z J, et al. Influence of volcanic and hydrothermal activity on organic matter enrichment in the Upper Triassic Yanchang Formation, southern Ordos Basin, central China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 112: 104059.
- [26] 郭艳琴, 李文厚, 郭彬程, 等. 鄂尔多斯盆地沉积体系与古地理演化[J]. *古地理学报*, 2019, 21(2): 293-320. [Guo Yanqin, Li Wenhui, Guo Bincheng, et al. Sedimentary systems and palaeogeography evolution of Ordos Basin [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2019, 21(2): 293-320.]
- [27] Chen L, Lu Y C, Wu J Y, et al. Sedimentary facies and depositional model of shallow water delta dominated by fluvial for Chang 8 oil-bearing group of Yanchang Formation in southwestern Ordos Basin, China [J]. *Journal of Central South University*, 2015, 22(12): 4749-4763.
- [28] Lai J, Wang G W, Ran Y, 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.
- [29] 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*, 2020. (2020-06-02). <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2020.040>. [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 Sedimentologica Sinica*, 2020. (2020-06-02). <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2020.040>.]
- [30] 陈大友, 朱玉双, 张皎生, 等. 鄂尔多斯盆地马岭地区长8储层成岩作用与有利成岩相带[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(6): 721-728. [Chen Dayou, Zhu Yushuang, Zhang Jiaosheng, et al. Diagenesis and favorable diagenetic facies of the Eighth member of Yanchang Formation in Maling area, the Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(6): 721-728.]
- [31] 宋平, 李文厚, 卢进才, 等. 鄂尔多斯盆地姬源—陇东地区三叠系延长组长7段致密储层成岩作用[J]. *地质通报*, 2016, 35(2/3): 415-423. [Song Ping, Li Wenhui, Lu Jincai, et al. A study of tight reservoir diagenesis in the Chang 7 member of Triassic Yanchang Formation, Jiyuan-Longdong area, Ordos Basin [J]. *Geological Bulletin of China*, 2016, 35(2/3): 415-423.]
- [32] 应凤祥, 何东博, 龙玉梅, 等. SY/T 5477—2003 碎屑岩成

- 岩阶段划分[S]. 北京:石油工业出版社, 2003. [Ying Fengxiang, He Dongbo, Long Yumei, et al. SY/T 5477—2003 The division of diagenetic stages in clastic rocks [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.]
- [33] 赵俊兴, 黄德才, 罗媛, 等. 鄂尔多斯盆地南部长6段储层成岩作用特征[J]. 天然气工业, 2009, 29(3): 34-37. [Zhao Junxing, Huang Decai, Luo Yuan, et al. Diagenetic features of reservoirs in the Chang-6 member, South Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(3): 34-37.]
- [34] Revil A, Grauls D, Brévar O. Mechanical compaction of sand/clay mixtures[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2002, 107(B11): 2293.
- [35] Bjørlykke K. Relationships between depositional environments, burial history and rock properties. Some principal aspects of diagenetic process in sedimentary basins[J]. Sedimentary Geology, 2014, 301: 1-14.
- [36] 杨威, 蔡剑锋, 王乾右, 等. 五峰—龙马溪组海相页岩生—储耦合演化及对页岩气富集的控制效应[J]. 石油科学通报, 2020, 5(2): 148-160. [Yang Wei, Cai Jianfeng, Wang Qianyou, et al. The controlling effect of organic matter coupling with organic matter porosity on shale gas enrichment of the Wufeng-Longmaxi marine shale[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(2): 148-160.]
- [37] 袁晓蕾, 姚光庆, 杨香华, 等. 自生黏土矿物对文昌A凹陷深部储层的制约[J]. 地球科学, 2019, 44(3): 909-918. [Yuan Xiaoliang, Yao Guangqing, Yang Xianghua, et al. Constraints of authigenic clay minerals on deep reservoirs in Wenchang A Sag[J]. Earth Science, 2019, 44(3): 909-918.]
- [38] 钟大康, 祝海华, 孙海涛, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组砂岩成岩作用及孔隙演化[J]. 地学前缘, 2013, 20(2): 61-68. [Zhong Dakang, Zhu Haihua, Sun Haitao, et al. Diagenesis and porosity evolution of sandstones in Longdong area, Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(2): 61-68.]
- [39] Worden R H, Griffiths J, Wooldridge L J, et al. Chlorite in sandstones[J]. Earth-Science Reviews, 2020, 204: 103105.
- [40] 周晓峰, 王建国, 兰朝利, 等. 鄂尔多斯盆地延长组绿泥石膜的形成机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(4): 20-28. [Zhou Xiaofeng, Wang Jianguo, Lan Chaoli, et al. Forming mechanisms of chlorite films in Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum, 2016, 40(4): 20-28.]
- [41] 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 nonmarine Triassic reservoir sandstones, Ordos Basin and Sichuan Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2004, 31(3): 273-281.]
- [42] Pittman E D, Larese R E, Heald M T, et al. Clay coats: Occurrence and relevance to preservation of porosity in Sandstones[M]//Houseknecht D W, Pittman E D. Origin, diagenesis, and petrophysics of clay minerals in sandstones. SEPM Society for Sedimentary Geology, 1992: 241-255.
- [43] 王新民, 郭彦如, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长8段相对高孔渗砂岩储集层的控制因素分析[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 35-38. [Wang Xinmin, Guo Yanru, Fu Jinhua, et al. Control factors for forming higher porosity and permeability sandstone reservoirs in the Chang 8 member of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(2): 35-38.]
- [44] 刘春雷, 李文厚, 袁珍, 等. 鄂尔多斯盆地东南缘上三叠统长8段砂岩储层岩作用与孔隙演化[J]. 地质通报, 2013, 32(5): 807-814. [Liu Chunlei, Li Wenhui, Yuan Zhen, et al. Diagenesis and porosity evolution of Chang 8 oil bearing in southeast Ordos Basin[J]. Geological Bulletin of China, 2013, 32(5): 807-814.]
- [45] 田建锋, 刘池洋, 王桂成, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组砂岩的碱性溶蚀作用[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2011, 36(1): 103-110. [Tian Jianfeng, Liu Chiyang, Wang Guicheng, et al. Alkaline dissolution of sandstone in the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin[J]. Earth Science: Journal of China university of Geosciences, 2011, 36(1): 103-110.]
- [46] 姚泾利, 王琪, 张瑞, 等. 鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长6砂岩绿泥石膜的形成机理及其环境指示意义[J]. 沉积学报, 2011, 29(1): 72-79. [Yao Jingli, Wang Qi, Zhang Rui, et al. Forming mechanism and their environmental implications of chlorite-coatings in Chang 6 sandstone (Upper Triassic) of Hua-Qing area, Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29(1): 72-79.]
- [47] Cao Z, Liu G D, Meng W, et al. Origin of different chlorite occurrences and their effects on tight clastic reservoir porosity[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 160: 384-392.
- [48] Zhu S F, Wang X X, Qin Y, et al. Occurrence and origin of pore-lining chlorite and its effectiveness on preserving porosity in sandstone of the middle Yanchang Formation in the southwest Ordos Basin[J]. Applied Clay Science, 2017, 148: 25-38.
- [49] 孟元林, 高建军, 牛嘉玉, 等. 扇三角洲体系沉积微相相对成岩的控制作用: 以辽河坳陷西部凹陷南段扇三角洲沉积体系为例[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1): 36-39. [Meng Yuanlin, Gao Jianjun, Niu Jiayu, et al. Controls of the fan-delta sedimentary microfacies on the diageneses in the south of western Liaohe Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 33(1): 36-

39.]
- [50] 王付斌,尹伟,陈纯芳. 鄂尔多斯盆地红河油田长8油层组致密砂岩储层“甜点”成因机制[J]. 石油实验地质, 2017, 39(4): 484-490. [Wang Fubin, Yin Wei, Chen Chunfang. Forming mechanisms of reservoir "sweet spots" in tight sandstones of Chang8 Formation, Honghe oil field, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(4): 484-490.]
- [51] Haile B G, Hellevang H, Aagaard P, et al. Experimental nucleation and growth of smectite and chlorite coatings on clean feldspar and quartz grain surfaces [J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 68: 664-674.
- [52] 杜金虎,李建忠,郭彬程,等. 中国陆相致密油[M]. 北京:石油工业出版社,2016. [Du Jinhu, Li Jianzhong, Guo Bincheng, et al. Continental tight oil in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2016.]
- [53] 王瑞飞,陈明强,孙卫. 鄂尔多斯盆地延长组超低渗透砂岩储层微观孔隙结构特征研究[J]. 地质论评, 2008, 54(2): 270-277. [Wang Ruifei, Chen Mingqiang, Sun Wei. The research of micro-pore structure in super-low permeability sandstone reservoir of the Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. Geological Review, 2008, 54(2): 270-277.]
- [54] Liu P, Kai W, Zhu C, et al. Hydrothermal synthesis of chlorite from saponite: Mechanisms of smectite-chlorite conversion and influence of Mg^{2+} and Al^{3+} supplies [J]. Applied Clay Science, 2020, 184: 105357.
- [55] Verhagen I T E, Crisóstomo-Figueroa A, Utley J E P, et al. Abrasion of detrital grain-coating clays during sediment transport: Implications for diagenetic clay coats [J]. Sedimentary Geology, 2020, 403, 105653.
- [56] 邱振,邹才能,李建忠,等. 非常规油气资源评价进展与未来展望[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(2): 238-246. [Qiu Zhen, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Unconventional petroleum resources assessment: Progress and future prospects [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(2): 238-246.]
- [57] 邱振,邹才能. 非常规油气沉积学:内涵与展望[J]. 沉积学报, 2020, 38(1): 1-29. [Qiu Zhen, Zou Caineng. Unconventional petroleum sedimentology: Connotation and prospect [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(1): 1-29.]
- [58] 张文正,杨华,解丽琴,等. 湖底热水活动及其对优质烃源岩发育的影响:以鄂尔多斯盆地长7烃源岩为例[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(4): 424-429. [Zhang Wenzheng, Yang Hua, Xie Liqin, et al. Lake-bottom hydrothermal activities and their influences on the high-quality source rock development: A case from Chang 7 source rocks in Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(4): 424-429.]
- [59] 贺聪,吉利明,苏奥,等. 鄂尔多斯盆地南部延长组热水沉积作用与烃源岩发育的关系[J]. 地学前缘, 2017, 24(6): 277-285. [He Cong, Ji Liming, Su Ao, et al. Relationship between hydrothermal sedimentation process and source rock development in the Yanchang Formation in southern Ordos Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2017, 24(6): 277-285.]
- [60] 宋世骏,柳益群,郑庆华,等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组黑色岩系成因探讨:以铜川地区长7₃段为例[J]. 沉积学报, 2019, 37(6): 1117-1128. [Song Shijun, Liu Yiqun, Zheng Qinghua, et al. Genesis analysis of black rock series: A case study of Chang 7₃ member in Tongchuan area [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2019, 37(6): 1117-1128.]
- [61] 袁伟,柳广弟,徐黎明,等. 鄂尔多斯盆地延长组7段有机质富集主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(2): 326-334. [Yuan Wei, Liu Guangdi, Xu Liming, et al. Main controlling factors for organic matter enrichment in Chang 7 member of the Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(2): 326-334.]
- [62] Li Y H, Yang W, Wang Q Y, et al. Influence of the actively migrated diagenetic elements on the hydrocarbon generation potential in tuffaceous shale [J]. Fuel, 2019, 256: 115795.
- [63] Yang W, Wang Q Y, Song Y, et al. New scaling model of the spontaneous imbibition behavior of tuffaceous shale: Constraints from the tuff-hosted and organic matter-covered pore system [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 81: 103389.
- [64] 周晓峰,丁黎,杨卫国,等. 鄂尔多斯盆地延长组长8油层组砂岩中绿泥石膜的生长模式[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(4): 1-10. [Zhou Xiaofeng, Ding Li, Yang Weiguo, et al. Growth pattern of chlorite film in Chang 8 sandstone of Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29(4): 1-10.]
- [65] Akhtar S, Sahir N, Yang X Y. Genesis of tuff interval and its uranium enrichment in Upper Triassic of Ordos Basin, NW China [J]. Acta Geochimica, 2018, 37(1): 32-46.
- [66] Zhang F, Jiao Y Q, Wu L Q, et al. Enhancement of organic matter maturation because of radiogenic heat from uranium: A case study from the Ordos Basin in China [J]. AAPG Bulletin, 2019, 103(1): 157-176.
- [67] Gong N N, Hong H L, Huff W D, et al. Influences of sedimentary environments and volcanic sources on diagenetic alteration of volcanic tuffs in South China [J]. Scientific Reports, 2018, 8(1): 7616.
- [68] Grove C, Jerram D A, Gluyas J G, et al. Sandstone diagenesis in sediment - lava sequences: Exceptional examples of volcanically driven diagenetic compartmentalization in Dune Valley, Huab Outliers, Nw Namibia [J]. Journal of Sedimentary Research, 2017, 87(12): 1314-1335.
- [69] 王琪,史基安,薛莲花,等. 碎屑储集岩成岩演化过程中流体-岩石相互作用特征:以塔里木盆地西南坳陷地区

- 为例[J]. 沉积学报, 1999, 17(4): 584-590. [Wang Qi, Shi Ji'an, Xue Lianhua, et al. Characteristics of fluid-rock interaction in clastic reservoir controlled by evolution of diagenetic environment—Taking the Southwest Depression of Tarim Basin as an example [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17(4): 584-590.]
- [70] Mansurbeg H. The use of diagenetic signatures to distinguish marine from continental deposits in Triassic-Jurassic sandstone reservoirs from the UK Central Graben[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 79: 188-200.
- [71] 刘四兵, 沈忠民, 刘昊年, 等. 川西坳陷中段上三叠统须家河组水岩相互作用机制[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 47-58. [Liu Sibing, Shen Zhongmin, Liu Haonian, et al. Mechanism of water-rock interaction of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the middle part of western Sichuan Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 47-58.]
- [72] 姚泾利, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 150-158. [Yao Jingli, Deng Xiuqin, Zhao Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 150-158.]
- [73] 李建忠, 郑民, 陈晓明, 等. 非常规油气内涵辨析、源-储组合类型及中国非常规油气发展潜力[J]. 石油学报, 2015, 36(5): 521-532. [Li Jianzhong, Zheng Min, Chen Xiaoming, et al. Connotation analyses, source reservoir assemblage types and development potential of unconventional hydrocarbon in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(5): 521-532.]
- [74] 邱振, 李建忠, 吴晓智, 等. 国内外致密油勘探现状、主要地质特征及差异[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(4): 119-126. [Qiu Zhen, Li Jianzhong, Wu Xiaozhi, et al. Exploration status, main geologic characteristics and their differences of tight oil between America and China [J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(4): 119-126.]
- [75] 杨智峰, 曾溅辉, 冯泉, 等. 源储岩性组合对致密油聚集的影响: 以鄂尔多斯盆地延长组长7段为例[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(4): 389-393. [Yang Zhifeng, Zeng Jianhui, Feng Xiao, et al. Effects of source-reservoir lithologic assemblage on tight oil accumulation: A case study of Yanchang Chang-7 member in Ordos Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(4): 389-393.]
- [76] 邱振, 施振生, 董大忠, 等. 致密油源储特征与聚集机理: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 928-939. [Qiu Zhen, Shi Zhensheng, Dong Dazhong, et al. Geological characteristics of source rock and reservoir of tight oil and its accumulation mechanism: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 928-939.]
- [77] 宋岩, 李卓, 姜振学, 等. 非常规油气地质研究进展与发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 638-648. [Song Yan, Li Zhuo, Jiang Zhenxue, et al. Progress and development trend of unconventional oil and gas geological research [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 638-648.]
- [78] Yang W, Zuo R S, Chen D X, et al. Climate and tectonic-driven deposition of sandwiched continental shale units: New insights from petrology, geochemistry, and integrated provenance analyses (the western Sichuan Subsiding Basin, Southwest China) [J]. International Journal of Coal Geology, 2019, 211: 103227.
- [79] 姚泾利, 曾溅辉, 罗安湘, 等. 致密储层源储结构对储层含油性的控制作用: 以鄂尔多斯盆地合水地区长6—长8段为例[J]. 地球科学与环境学报, 2019, 41(3): 267-280. [Yao Jingli, Zeng Jianhui, Luo Anxiang, et al. Controlling effect of source reservoir structure in tight reservoir on oil bearing property—a case study of Chang 6 - Chang 8 members in Heshui area of Ordos Basin, China [J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2019, 41(3): 267-280.]
- [80] 丁晓琪, 韩玫梅, 刘岩, 等. 鄂尔多斯盆地延长组物源与成岩耦合关系研究[J]. 地质与勘探, 2013, 49(2): 384-392. [Ding Xiaoqi, Han Meimei, Liu Yan, et al. Coupling relation between provenance and diagenesis of siliciclastic reservoirs in the Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Geology and Exploration, 2013, 49(2): 384-392.]

Diagenetic Responses to Delta Front-Lacustrine Depositional Microfacies and Implications for Tight Reservoir Quality Differences in the Yanchang Formation, Western Ordos Basin

WANG QianYou^{1,2,3}, YANG Wei^{1,2}, GE YunJin⁴, SONG Yan^{1,2}, JIANG ZhenXue^{1,2}, LUO Qun^{1,2}, ZUO RuSi⁵, LI YaoHua⁶, LIU Dan⁷, ZHANG Fan^{1,2}, WANG YaoHua^{1,2}, LU JianKang^{1,2}

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

2. Unconventional Oil and Gas Sciences and Technology Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

3. Department of Earth, Ocean and Ecological Sciences, University of Liverpool, Liverpool L69 3GP, UK

4. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Xi'an 710075, China

5. State Key Laboratory of Marine Geology, Tongji University, Shanghai 200092, China

6. Oil and Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100083, China

7. The Institute of Exploration Techniques, Chinese Academy of Geological Sciences, Langfang, Hebei 065000, China

Abstract: Depositional microfacies is an important influencing factor in the development of continental hydrocarbon-bearing reservoirs. However, the diagenetic responses to the depositional microfacies and their implications for reservoir quality variation remain enigmatic, which limits detailed reservoir description and prediction of the location of high-quality reservoirs. The tight continental reservoirs of the Yanchang Formation in the Ordos Basin were targeted with the aim of clarifying the differences in diagenetic, petrophysical and pore-structural characteristics of tight reservoirs within different microfacies. A multi-methodological approach, involving petrographic assessments, logging evaluations, physical property experiments, digital SEM imaging analyses, 3D micro-CT imaging analysis, X-ray diffraction mineral identification and mercury intrusion experiments, was utilized to identify eight delta-front-lacustrine microfacies in this study. The results show that different microfacies reservoirs vary in compaction, dissolution, and clay mineral cementation. Interdistributary bays, shallow lacustrine mudstones, and semi-deep lacustrine mudstones that are rich in plastic clay and mica are those most likely to be affected by physical and chemical compaction. Reservoirs affected by meteoric water percolation and hydrocarbon generation, such as distributary channels, mouth bars and sheet sand reservoirs, are characterized by well-developed dissolution pores. Interbedded sand-mud deposits and lacustrine tidal incursions lead to strong ferrocalcite cementation into beach bar sandstones. The occurrence of authigenic chlorite and illite cements displays prominent microfacies zonation; kaolinitic and siliceous cementation show less variation than other diagenetic processes in different microfacies reservoirs. Finally, this study proposes two evaluation parameters: a pore connectivity index, E , and a pore structure evaluation parameter, A , to assist in clarification of the differences in reservoir quality resulting from the range of depositional microfacies. This provides guidelines for detailed reservoir description and grading evaluation.

Key words: Ordos Basin; Yanchang Formation; tight reservoir; depositional microfacies; reservoir quality; pore structure; diagenesis