

引用格式:刘江斌,姚鑫,张永飞,等.延安气田东南部本溪组岩相分类及其储层发育特征[J].延安大学学报(自然科学版),2026,45(1):10-16. [LIU J B, YAO X, ZHANG Y F, et al. Rock facies classification and reservoir development characteristics of the Benxi formation in the southeastern part of the Yan'an gas field[J]. Journal of Yan'an University(Natural Science Edition), 2026, 45(1): 10-16.] DOI:10.13876/J.cnki.ydnse.250080

延安气田东南部本溪组岩相分类及其储层发育特征

刘江斌¹,姚鑫¹,张永飞²,崔宏俊³,王文琛¹

(1. 延安大学石油工程与环境工程学院;2. 延长油田股份有限公司勘探开发技术研究中心;
3. 陕西延长石油油气勘探公司采气一厂,陕西延安716000)

摘要:为研究延安气田东南部本溪组岩相差异下的储层发育特征,在岩心观察的基础上,通过普通薄片、铸体薄片、扫描电镜、高压压汞等方法,分析不同岩相的储层物性及微观孔隙结构特征,研究不同岩相差异下储层发育特征。结果表明,在研究区本溪组识别出了5种储层岩相,分别为交错层理中砂岩相、块状层理中砂岩相、交错层理细砂岩相、块状层理砾岩相、沙纹层理粉砂岩相;本溪组储层以粒间孔、晶间孔、溶蚀孔为主,不同岩相孔隙结构差异较大,平均孔隙度为4.62%,平均渗透率为 $0.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;交错层理和块状层理中砂岩相发育的水动力条件强,原生粒间孔得以保存,晶间孔和溶蚀孔较为发育,储层品质好。交错层理细砂岩相和块状层理砾岩相储层受明显的压实和碳酸盐胶结的影响,储层发育较差。沙纹层理粉砂岩相受到压实作用和伊利石胶结影响,储层性质差。交错层理和块状层理中砂岩相为优质储层相带,其主要分布在研究区中部、西北部,为气田建产的有利目标区域。

关键词:延安气田;本溪组;致密砂岩储层;成岩作用;岩相

中图分类号:TE122 **文献标志码:**A **文章编号:**1004-602X(2026)01-0010-07

致密砂岩气具有丰富的资源量与巨大的勘探潜力,因此成为非常规天然气中的重要一类^[1]。已经探明中国陆上致密气总量为 $22 \times 10^{12} \text{m}^3$,主要分布在鄂尔多斯盆地、四川盆地、松辽盆地、吐哈盆地、塔里木盆地等^[2-3]。截至2023年,鄂尔多斯盆地致密气产量已经突破 $500 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ^[4]。延安气田位于鄂尔多斯盆地东南部,相继在上古生界中二叠统石盒子组盒8段、下二叠统山西组和上石炭统本溪组发现多处气藏^[5]。延长石油在本溪组钻遇多口高产气井,本溪组已成为延安气田上古生界重要产气层位之一^[6-7]。前人研究表明,本溪组砂岩储层低孔、低渗、强非均质性受沉积条件与复杂成岩作用共同控制^[8-12]。压实、胶结与溶蚀等成岩作用在不

同演化阶段交替主导,控制了本溪组砂岩储层有效孔隙的保存^[13-17]。然而,对不同岩相约束下储层所受的沉积作用与成岩作用差异及其特征缺乏系统研究。本文以延安气田东南部本溪组为研究对象,通过普通薄片、扫描电镜、高压压汞、铸体薄片等方法分析不同岩相储层岩石学特征、物性特征、微观孔隙结构特征的差异,研究影响储层发育的因素,揭示岩相差异下的储层成因,为致密气勘探开发提供指导。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地位于我国中西部,面积约为 $37 \times 10^4 \text{km}^2$,为大型多旋回叠合盆地^[18-20]。鄂尔多斯盆

收稿日期:2025-08-22

基金项目:陕西省重点实验室基金项目(WSEFRM202105502002);延安科技计划项目(2023-GYGG-040)

作者简介:刘江斌(1985—),男,副教授,博士,主要从事油气田地质与开发研究。E-mail:liujiangbin163@163.com

地的构造演化经历了元古代拗拉古盆地发育阶段,古生代稳定克拉通发育阶段,中生代类前陆盆地发育阶段,新生代周缘断陷盆地发育阶段^[21]。晚古生代鄂尔多斯盆地东缘海相向陆相逐渐转变,形成晚石炭世本溪组、早二叠世太原组、早二叠世山西组、中二叠世石盒子组、晚二叠世石千峰组,晚石炭世本溪组是由鄂尔多斯地块拗陷沉积的基础上继续大面积沉积而成^[22]。鄂尔多斯盆地东南部本溪组主要发育障壁海岸沉积体系,进一步划分出潮汐水道、障壁岛、潟湖等多种沉积亚相^[23-25]。研究区位于陕北斜坡,本溪组不整合覆盖在奥陶系马家沟组灰岩之上,顶部发育稳定的8#煤层,与二叠系太原组底部的砂岩或泥岩整合接触。本溪组岩性主要为深灰色、灰黑色泥岩,灰色、浅灰色砂岩及砾岩,泥质粉砂岩,灰岩及煤层等(图1)。

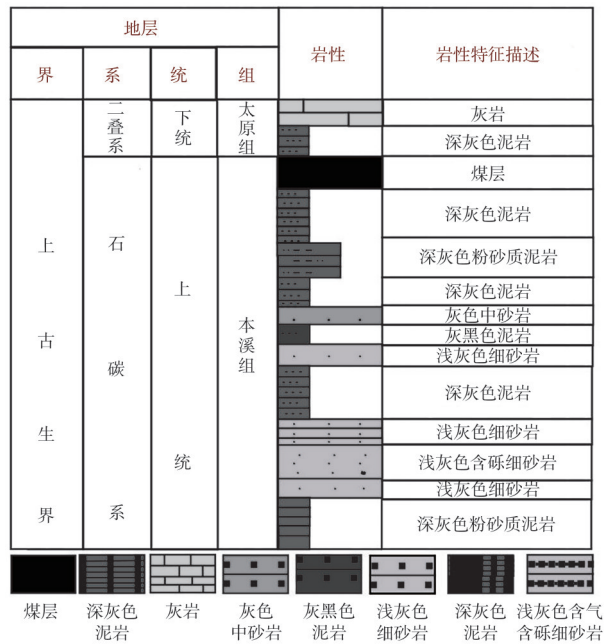


图1 本溪组地层综合柱状图

2 岩相划分与识别

岩相是一定沉积环境中形成的岩石或岩石组合,它是沉积相的主要组成部分^[26-27]。从储层角度依据岩石构造类型、层理、岩性、粒度等特征对岩相进行划分。

通过取心资料识别出了5种储层岩相类型,分别为交错层理中砂岩相(图2A)、块状层理砾岩相(图2B)、沙纹层理粉砂岩相(图2C)、交错层理细砂岩相(图2D和2F)和块状层理中砂岩相(图2E)。交错层理中砂岩相主要发育浅灰色中砂岩,底部

见冲刷面,发育板状、槽状、羽状交错层理;块状层理中砂岩相主要发育浅灰色中砂岩,底部见冲刷面,无明显沉积构造;交错层理细砂岩主要发育浅灰色细砂岩,见斜层理;沙纹层理粉砂岩相发育灰色粉砂岩,含泥质纹层,见沙纹层理;块状层理砾岩相主要发育浅灰色砾岩,底部见冲刷面,层理不发育。

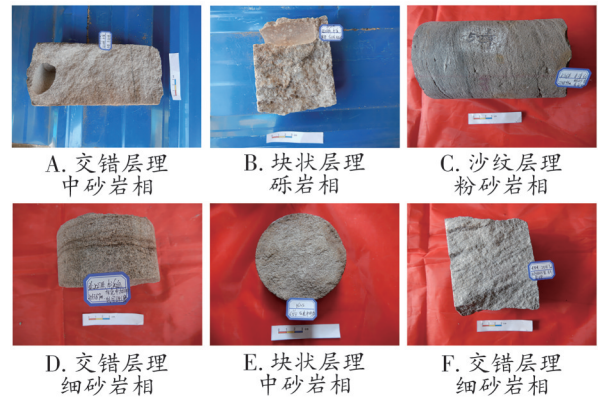


图2 鄂尔多斯盆地东南部本溪组岩相类型

3 不同岩相的储层特征

3.1 储层岩石学特征

对研究区本溪组39口取样井共计211个样品进行测试分析。通过薄片分析表明,研究区本溪组砂岩储层主要的岩石类型为石英砂岩和岩屑石英砂岩;其中石英含量为63.51%~85.43%,平均为78.38%;岩屑含量为2.33%~19.84%,平均为8.07%。胶结物以碳酸盐、硅质和粘土矿物为主,偶见黄铁矿、菱铁矿等。

交错层理中砂岩相主要为岩屑石英砂岩,其次为石英砂岩;块状层理中砂岩相、交错层理细砂岩、沙纹层理粉砂岩相均以石英砂岩为主,其次为岩屑石英砂岩,块状层理砾岩相储层主要为细砾岩,砾石的主要成分是石英和石英岩。

岩石碎屑颗粒组成中,交错层理中砂岩、细砂岩相和块状层理中砂岩相石英平均含量均超80%,而沙纹层理粉砂岩相和块状层理砾岩相石英含量低;各类岩相胶结物中主要为粘土矿物、硅质等,其中沙纹层理粉砂岩相粘土矿物含量达23.28%(表1)。

交错层理中砂岩相、块状层理中砂岩相和交错层理细砂岩相分选中-好,以次圆-圆为主;沙纹层理粉砂岩相分选中等,以次棱-次圆为主;块状层理砾岩相分选差,以次棱-次圆为主(表2)。

表 1 本溪组储层不同岩相颗粒成分及胶结物含量

岩相类型	样本 /个	石英 /%	长石 /%	岩屑 /%	铁白云石 /%	方解石 /%	粘土矿物 /%	硅质 /%	黄铁矿 /%	菱铁矿 /%	其他 /%
交错层理中砂岩相	96	81.64	0.41	5.80	1.80	/	4.44	4.01	/	0.50	1.40
块状层理中砂岩相	12	88.00	1.83	3.00	1.00	1.85	1.70	1.50	/	/	1.12
交错层理细砂岩相	48	85.43	1.46	3.70	1.75	2.52	2.64	1.18	0.20	1.00	0.12
沙纹层理粉砂岩相	9	69.32	0.00	2.33	/	1.09	23.28	/	0.35	1.62	2.28
块状层理砾岩相	46	63.51	0.53	19.84	5.59	1.34	2.23	1.43	2.74	0.78	2.01

表 2 本溪组储层粒度、分选、磨圆与物性关系

岩相类型	粒径 ϕ		孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	分选性	磨圆性
	范围	平均值	平均值	平均值		
交错层理中砂岩相	1.22~2.19	1.61	5.69	0.77	中-好	次圆-圆
块状层理中砂岩相	1.22~2.15	1.77	4.56	0.53	中-好	次圆-圆
交错层理细砂岩相	2.34~3.31	2.94	3.16	0.10	中	次圆
块状层理砾岩相	0.11~1.13	0.55	3.53	0.15	差	次棱-次圆
沙纹层理粉砂岩相	3.44~3.80	3.63	1.51	0.03	中	次棱-次圆

3.2 储层微观孔隙特征

3.2.1 储层孔隙类型

研究区本溪组储层孔隙类型主要为粒间孔、晶间孔,其次为胶结物溶孔、岩屑溶孔、长石溶孔、粒间溶孔等,极少量微裂缝,原生孔隙平均为0.77%,次生孔隙平均为1.38%。交错层理中砂岩相、块状层理中砂岩、交错层理细砂岩相和块状层理砾岩相储层主要发育粒间孔、晶间孔;沙纹层理粉砂岩相储层主要发育胶结物溶孔、粒间溶孔,次生孔隙平均仅0.30%。总体而言,交错层理中砂岩相孔隙发育较好,面孔率达到2.15%;沙纹层理粉砂岩相孔隙发育最差。

3.2.2 毛管压力曲线特征

根据研究区高压压汞实验,分析储层微观孔隙分布及孔喉发育特征,依据孔隙发育差异将研究区本溪组毛管压力曲线划分为三类(图3)。I类毛管压力曲线具有较缓的台阶段,排驱压力最低,中值孔喉半径最大,喉道相对粗,平均孔喉半径为最大,曲线呈单峰状;相对分选系数最小。II类毛管压力曲线存在较短的平缓段,排驱压力相对较低,中值孔喉半径较低,主要发育细喉道,平均孔喉半径较低,曲线呈先高后低状;相对分选系数平均较大。III类毛管压力曲线呈陡峭状,排驱压力最高,中值孔喉半径最小,主要发育微细喉道,平均孔喉半径最小,相对分选系数最大。

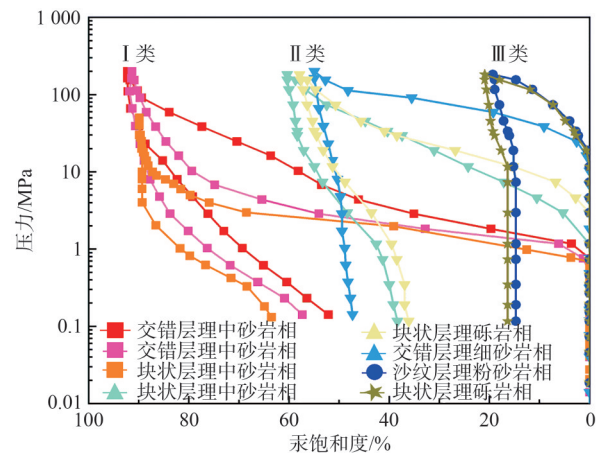


图 3 本溪组岩相储层毛管压力曲线

交错层理中砂岩相毛管压力曲线以 I 类为主(图3),孔喉半径主要集中在0.200~1.000 μm 的区间,孔隙发育好,平均排驱压力为0.830 MPa,最大进汞饱和度为92.046%(表3),孔喉半径分布主要以单峰状为主,属于优质储层;块状层理中砂岩相储层主要为 I 类毛管压力曲线,同时有少量 II 类毛管压力曲线(图3),孔喉半径主要为0.200~0.800 μm ,储层相对较好。交错层理细砂岩相储层毛管压力曲线以 II 类为主(图3),孔喉半径主要分布在0.020~0.100 μm 之间,孔隙发育较差,平均排驱压力为18.400 MPa,最大进汞饱和度为49.579%(表3),孔喉半径分布呈左偏单峰型,属于中等品质储层。沙纹层理粉砂岩相毛管压力曲线以 III 类为主(图3),

孔喉半径主要分布在0.003~0.020 μm 之间,孔隙发育差,平均排驱压力为36.905 MPa,最大进汞饱和度为39.412%(表3),孔喉半径分布为极窄单峰型,属

于品质差的储层;块状层理砾岩相储层主要为Ⅲ类毛管压力曲线,还有少量Ⅱ类毛管压力曲线(图3),孔喉半径主要为0.020~0.050 μm 。

表3 本溪组各类岩相毛管压力参数特征

参数	交错层理中砂岩相		块状层理中砂岩相		交错层理细砂岩相		块状层理砾岩相		沙纹层理粉砂岩相	
	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
排驱压力/MPa	0.824~0.833	0.830	1.316~2.081	1.647	16.452~20.347	18.400	7.531~66.279	36.905	62.432~78.251	70.342
平均孔喉半径/ μm	0.317~0.355	0.336	0.071~0.248	0.139	0.006~0.071	0.039	0.002~0.006	0.003	/	/
中值孔喉半径/ μm	0.142~0.272	0.207	0~0.045	0.028	0~0.010	0.005	0~0.011	0.006	/	/
最大进汞饱和度/%	91.837~92.255	92.046	60.157~80.764	73.092	44.235~54.922	49.579	20.941~57.882	39.412	19.294~22.235	20.765
相对分选系数	1.517~1.546	1.532	1.050~1.690	1.422	1.672~1.868	1.770	1.319~2.515	1.917	2.575~3.073	2.824

3.3 储层物性特征

本溪组储层孔隙度介于0.50%~11.96%,平均为4.61%,渗透率介于0.03~4.85 $\times 10^{-3}$ μm^2 ,平均为0.45 $\times 10^{-3}$ μm^2 ,属于致密砂岩储层。其中,交错层理中砂岩相物性最好,平均孔隙度为5.69%,平均渗透率为0.77 $\times 10^{-3}$ μm^2 ;沙纹层理粉砂岩相物性最差,平均孔隙度为1.51%,平均渗透率为0.03 $\times 10^{-3}$ μm^2 (表2)。

4 储层发育的影响因素

4.1 沉积作用

岩相一般受控于沉积环境,物性较好的岩石一般沉积在障壁岛、潮道等具有强水动力条件的高能环境中,而物性较差的岩石多在潟湖、潮坪等弱水动力的低能环境中发育^[24-25]。研究区交错层理中砂岩相、块状层理中砂岩相、交错层理细砂岩、沙纹层理粉砂岩平均粒径依次减小,其对应储层的平均孔隙度和渗透率依次降低(表2)。主要原因在于储层颗粒粒度越大,水动力学环境越强,在其分选相当的情况下,压实排列可形成孔隙空间,进而储层物性越好,反之则储层物性越差。块状层理砾岩相 ϕ 值仅为0.55,粒径最大但物性仍然较差,主要因为其颗粒分选差,颗粒易形成镶嵌排列,导致孔隙减少,进而物性变差。

储层颗粒粒度反映水动力学环境,粒径越大,水动力学环境越强,孔隙发育好,此为交错层理和块状层理中砂岩相储层发育较好的原因。而交错

层理细砂岩相储层粒度较小,储层物性次之;沙纹层理粉砂岩相储层粒度最小,其储层物性最差。而同为水动力学条件较强块状层理砾岩相储层则受到分选性差的影响,其物性较差。

4.2 成岩作用

4.2.1 压实作用

储层物性不仅受到沉积作用的影响,也受到沉积后经历的多期次、多类型成岩作用的改造^[14-15]。本溪组岩石经历了较强的压实作用,镜下可以见云母等塑性碎屑受到挤压发生弯曲变形(图4A, C106, 2 748.49 m),颗粒普遍呈点-线接触(图4B, C106, 2 749.10 m)。石英含量是影响岩石抗压实能力的重要指标,交错层理中砂岩相、块状层理中砂岩相、块状层理砾岩相、沙纹层理粉砂岩相储层石英含量与粒间孔含量呈明显的正相关性(见增强出版附件1图5A),石英含量越高,粒间孔含量越高,表明石英呈现较强的抗压实能力,使得原生粒间孔隙得到保存。交错层理和块状层理中砂岩相石英含量较高,原生粒间孔发育好,具有良好的储层物性。块状层理砾岩相和沙纹层理粉砂岩相石英含量相对较低,抗压实能力较弱,原生粒间孔发育不佳。

4.2.2 胶结作用

硅质胶结物能在降低压实作用的影响,保留部分原生粒间孔^[28-29]。交错层理和块状层理中砂岩相、交错层理细砂岩相、沙纹层理粉砂岩相粒间孔含量与硅质胶结物含量呈较好的正相关性(见增强出版附件1图5B),硅质胶结物含量越高,粒间孔

越发育,表明硅质胶结物有抵抗压实的作用。交错层理和块状层理中砂岩相中硅质胶结物含量较

高,硅质抵抗了上覆地层的压实,储层保留了较多的粒间孔隙。

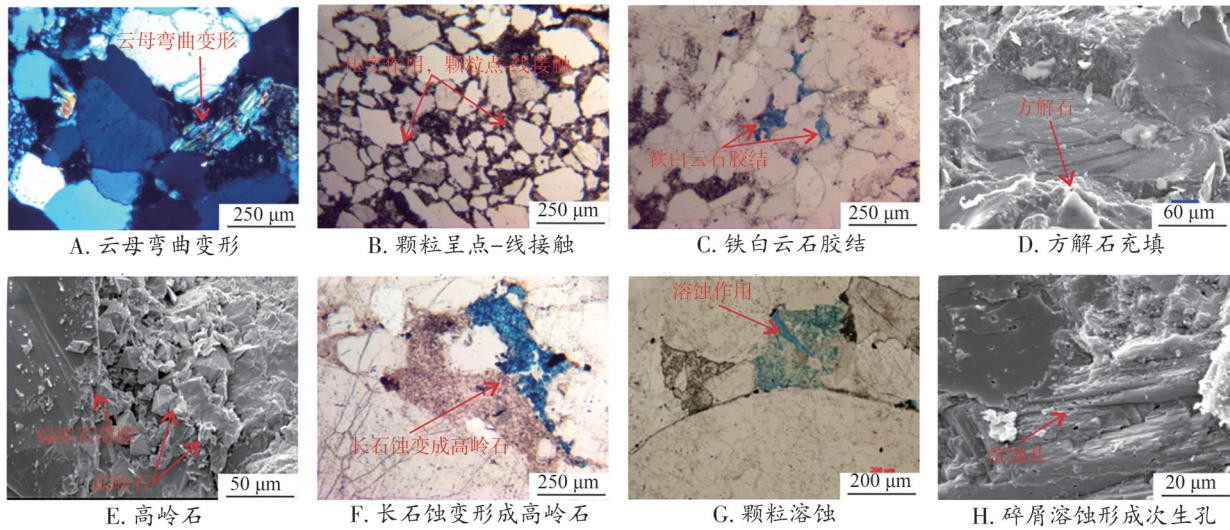


图4 本溪组储层孔隙及成岩作用类型

镜下可见碳酸盐胶结物主要为铁白云石(图4C, C106, 2 749.10 m)、方解石(图4D, S61, 2 740.20 m),碳酸盐矿物基底胶结,使得孔隙急剧减少。交错层理中砂岩相、块状层理中砂岩相、交错层理细砂岩相、块状层理砾岩相碳酸盐胶结物含量与孔隙度整体上呈明显的负相关性(见增强出版附件1图5C),碳酸盐胶结物与渗透率呈一定负相关性(见增强出版附件1图5D)。碳酸盐胶结物含量越高,储层的孔隙度、渗透率越低,表明碳酸盐矿物的胶结会造成孔隙空间下降,进而引起储层渗透性的降低。而储层渗透率与碳酸盐胶结物含量相关性不高的原因可能与储层孔隙结构复杂有关。交错层理细砂岩相、块状层理砾岩相储层物性与碳酸盐胶结物含量相关性高,且碳酸盐胶结物含量较高,表明此两类岩相储层物性明显受到碳酸盐胶结物的影响,孔隙明显减少,物性变差。

扫描电镜可见书页状高岭石占据粒间孔隙(图4E, C98, 2 260.76 m)。交错层理中砂岩相、块状层理中砂岩相高岭石含量与储层孔隙度、渗透率呈正相关性(见增强出版附件1图5E和F),储层高岭石含量越高,其孔隙度、渗透率越高。主要原因在于高岭石的形成与溶蚀有关(图4F, C106, 2 749.87 m),高岭石的产生会占据粒间孔隙,但溶蚀则会形成溶蚀孔隙,同时高岭石也会形成晶间孔隙,溶蚀孔和晶间孔的产生会最终改善储层的性质。

交错层理和块状层理细砂岩相、沙纹层理粉砂岩相中伊利石含量与孔隙度、渗透度呈负相关性

(见增强出版附件1图5G和H)。尤其以沙纹层理粉砂岩相储层物性与伊利石含量相关性最好。伊利石含量越高,孔隙被充填越多,会导致储层孔隙空间减少和渗透性下降。沙纹层理粉砂岩相中伊利石含量最高,其储层性质受伊利石含量影响明显。

4.2.3 溶蚀作用

各岩相的储层孔隙度、渗透率与溶蚀孔含量均呈正相关性(见增强出版附件1图5I和J),表明溶蚀作用形成了溶蚀孔隙(图4G, C98, 2 242.77 m和图4H, S61, 2 798.53 m)增加了储集空间,改善了储层的渗透性。交错层理、块状层理中砂岩相和交错层理细砂岩相储层溶孔与孔隙度、渗透率的相关性较好。块状层理砾岩相和沙纹层理粉砂岩相储层溶蚀与孔隙度、渗透率的相关性较差,表明交错层理、块状层理中砂岩相和交错层理细砂岩相储层物性受溶蚀作用影响较大,而块状层理砾岩相和沙纹层理粉砂岩相受溶蚀作用影响小。

储层发育与压实、碳酸盐和伊利石、高岭石的胶结、溶蚀作用有关,且与岩相呈现明显差异。交错层理和块状层理中砂岩相储层石英和硅质胶结物含量较高,抵抗住了上覆岩层强烈的压实,保存了较多的粒间孔隙,晶间孔和溶蚀孔较为发育,因而具有良好的储层性质。交错层理细砂岩相和块状层理砾岩相储层受到明显的压实,碳酸盐胶结影响大,孔隙迅速减少,溶蚀孔不发育,储层性质较差。沙纹层理粉砂岩相遭受了明显的压实,且伊利石胶结明显,储层性质差。

- [18]何登发. 中国多旋回叠合沉积盆地的形成演化、地质结构与油气分布规律[J]. 地学前缘, 2022, 29(6): 24-59.
- [19]刘持恒, 贺锋, 李子颖, 等. 鄂尔多斯盆地西南部晚中生代-新生代盆山转换及构造-沉积响应[J]. 铀矿地质, 2023, 39(6): 875-891.
- [20]石婧, 何登发. 鄂尔多斯盆地东缘晋西挠褶带中段构造特征及演化[J]. 地质科学, 2024, 59(3): 723-731.
- [21]杨华, 席胜利, 魏新善, 等. 鄂尔多斯多旋回叠合盆地演化与天然气富集[J]. 中国石油勘探, 2006, 11(1): 17-24.
- [22]李文厚, 张倩, 李兆雨, 等. 鄂尔多斯盆地及周缘岩相古地理与沉积演化[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2024, 54(6): 929-949.
- [23]苏东旭, 于兴河, 李胜利, 等. 鄂尔多斯盆地东南部本溪组障壁海岸沉积特征与展布规律[J]. 天然气工业, 2017, 37(9): 48-56.
- [24]彭子霄, 于兴河, 李顺利, 等. 鄂尔多斯盆地东南部本溪组障壁迁移样式及控制因素[J]. 古地理学报, 2023, 25(6): 1330-1346.
- [25]范萌萌, 袁珍, 李文厚, 等. 鄂尔多斯盆地延安地区本溪组高分辨率层序地层与沉积特征[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2024, 54(6): 1050-1064.
- [26]赵小会, 陈娟萍, 漆亚玲, 等. 鄂尔多斯盆地北部成岩作用对储集性的影响[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(5): 51-56.
- [27]徐立富, 邓纪梅, 杜佳, 等. 鄂尔多斯盆地东缘临兴地区海陆过渡相页岩岩相类型和储层差异[J]. 煤炭学报, 2021, 46(S2): 862-876.
- [28]XI K L, CAO Y C, JAHREN J, et al. Diagenesis and reservoir quality of the Lower Cretaceous Quantou Formation tight sandstones in the southern Songliao Basin, China[J]. Sedimentary Geology, 2015, 330: 90-107.
- [29]GUO R L, YANG W W, DENG X Q, et al. Dynamic coupling between cementation and porosity evolution of the Chang 8 tight sandstone reservoir, Ordos Basin: Insights from in situ microanalysis[J]. Marine and Petroleum Geology, 2024, 164: 106840.

[责任编辑 张 香]

Rock facies classification and reservoir development characteristics of the Benxi formation in the southeastern part of the Yan'an gas field

LIU Jiangbin¹, YAO Xin¹, ZHANG Yongfei², CUI Hongjun³, WANG Wenchen¹

(1.School of Petroleum Engineering and Environmental Engineering, Yan'an University; 2.Exploration and Development Technology Research Center of Yanchang Oilfield Co., Ltd.; 3.The first Natural Gas Plant of Shaanxi Yanchang Oil and Gas Exploration Company, Yan'an 716000, China)

Abstract: To study the reservoir development characteristics of the Benxi Formation in the southeastern part of the Yan'an Gas Field under different rock facies, the physical properties and microscopic pore structure characteristics of different rock facies reservoirs were analyzed through methods such as ordinary thin sections, cast thin sections, scanning electron microscopy, and high-pressure mercury injection. The reservoir development characteristics under different rock facies differences were studied. The results show that five reservoir rock facies were identified in the Benxi Formation in the study area, namely, interbedded cross-bedded medium sandstone facies, massive bedded medium sandstone facies, interbedded cross-bedded fine sandstone facies, massive bedded conglomerate facies, and ripple-bedded siltstone facies. The reservoirs of the Benxi Formation are mainly composed of intergranular pores, intercrystalline pores and dissolution pores. The pore structures of different rock facies vary significantly, with an average porosity of 4.62% and an average permeability of $0.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The interbedded cross-bedded and massive bedded medium sandstone facies have strong hydrodynamic conditions, and the primary intergranular pores are well preserved, with well-developed intercrystalline pores and dissolution pores, and good reservoir quality. The interbedded cross-bedded fine sandstone facies and massive bedded conglomerate facies reservoirs are significantly affected by compaction and carbonate cementation, resulting in poor reservoir development. The ripple-bedded siltstone facies reservoirs are affected by compaction and illite cementation, resulting in poor reservoir properties. The interbedded cross-bedded and massive bedded medium sandstone facies are high-quality reservoir facies, mainly distributed in the central and northwestern parts of the study area, and are favorable target areas for gas field development.

Key words: Yan'an gas field; Benxi formation; tight sandstone reservoir; diagenesis; rock facies