

天然气地球科学
Natural Gas Geoscience
ISSN 1672-1926, CN 62-1177/TE

《天然气地球科学》网络首发论文

题目：鄂尔多斯盆地佳县区块本溪组致密砂岩储层成岩作用及控储效应
作者：张博明，刘小平，李海东，申成俊，鲁琳，梁状，刘沛沛
收稿日期：2025-03-07
网络首发日期：2025-06-26
引用格式：张博明，刘小平，李海东，申成俊，鲁琳，梁状，刘沛沛. 鄂尔多斯盆地佳县区块本溪组致密砂岩储层成岩作用及控储效应[J/OL]. 天然气地球科学.
<https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20250626.1139.002>



网络首发：在编辑部工作流程中，稿件从录用到出版要经历录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿等阶段。录用定稿指内容已经确定，且通过同行评议、主编终审同意刊用的稿件。排版定稿指录用定稿按照期刊特定版式（包括网络呈现版式）排版后的稿件，可暂不确定出版年、卷、期和页码。整期汇编定稿指出版年、卷、期、页码均已确定的印刷或数字出版的整期汇编稿件。录用定稿网络首发稿件内容必须符合《出版管理条例》和《期刊出版管理规定》的有关规定；学术研究成果具有创新性、科学性和先进性，符合编辑部对刊文的录用要求，不存在学术不端行为及其他侵权行为；稿件内容应基本符合国家有关书刊编辑、出版的技术标准，正确使用和统一规范语言文字、符号、数字、外文字母、法定计量单位及地图标注等。为确保录用定稿网络首发的严肃性，录用定稿一经发布，不得修改论文题目、作者、机构名称和学术内容，只可基于编辑规范进行少量文字的修改。

出版确认：纸质期刊编辑部通过与《中国学术期刊（光盘版）》电子杂志社有限公司签约，在《中国学术期刊（网络版）》出版传播平台上创办与纸质期刊内容一致的网络版，以单篇或整期出版形式，在印刷出版之前刊发论文的录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿。因为《中国学术期刊（网络版）》是国家新闻出版广电总局批准的网络连续型出版物（ISSN 2096-4188，CN 11-6037/Z），所以签约期刊的网络版上网络首发论文视为正式出版。

DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2025.04.002

鄂尔多斯盆地佳县区块本溪组致密砂岩储层成岩作用及控储效应

张博明^{1, 2}, 刘小平¹, 李海东², 申成俊², 鲁琳², 梁状¹, 刘沛沛¹

(1.中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102200;
2.中国石油天然气股份有限公司冀东油田, 河北 唐山 063000)

摘要: 鄂尔多斯盆地本溪组的天然气资源丰富, 勘探开发潜力大, 但储层特征复杂, 成岩作用特征不明确, 不同类型成岩作用对储层质量差异的控制机理尚不清晰。通过岩石薄片、扫描电镜、高压压汞以及常规物性分析等方法系统研究了本溪组致密砂岩储层特征, 探讨了储层质量差异、成岩作用阶段及其对储层质量的影响。研究表明: 本溪组处于中成岩阶段 B 期, 压实作用破坏了储层的原生孔隙; 胶结作用对储层质量有两面性, 黏土矿物胶结能减缓颗粒间的压实作用, 产生晶间微孔, 而碳酸盐胶结物易被溶蚀形成次生孔隙; 多期溶蚀作用促进次生孔隙发育, 一期溶蚀发育在成岩作用早期, 对长石、岩屑等不稳定矿物的溶蚀形成粒内溶孔及铸模孔, 二期溶蚀发生在成岩作用晚期, 对铁方解石、铁白云石等碳酸盐胶结物溶蚀产生大量的粒间溶孔, 最后基于孔隙度演化的定量恢复, 分析成岩作用对储层的控制作用。研究对预测和勘探本溪组致密砂岩的天然气有利区具有实际意义, 也为研究其他海陆过渡相盆地储层的成岩作用及控储效应提供了参考依据。

关键词: 微观孔喉结构; 成岩作用; 致密砂岩; 本溪组; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122.3

文献标志码: A

0 引言

鄂尔多斯盆地本溪组是上古生界埋藏的深部储层, 其天然气储量很高, 无阻流量超过 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[1-4]。因此, 本溪组是未来油气储量和产量增加的重要潜在接替领域。然而, 由于本溪组地层成分复杂、石英含量高、成岩作用强, 从而导致储层非均质性强, 孔隙结构复杂, 其天然气勘探开发受到限制^[5]。刚性的石英抗压实能力较强, 会抑制压实作用, 从而产生大量残余粒间孔。这种孔隙空间则有利于酸性流体的进入, 促进溶蚀作用的发育。酸性流体溶蚀了石英及其他碎屑颗粒^[6], 这种岩屑溶孔连接了大量孤立的孔隙, 增加岩石的次生孔隙度, 这是影响致密砂岩整体孔隙度和渗透率的关键因素^[7-9]。

本溪组特定时期的不稳定矿物组分和成岩流体性质存在较大差异。长石和岩屑中的不稳定成分最常溶解在酸性环境中, 这些过程导致晶粒内溶蚀孔的形成, 通常在早

收稿日期: 2025-03-07; 修回日期: 2025-04-02.

基金项目: 国家自然科学基金面上项目“陆相混合沉积不同岩性组合的差异成岩演化与孔隙发育机理”(编号: 42172154)资助.

作者简介: 张博明(1983-), 男, 湖北省武汉人, 博士研究生, 主要从事鄂尔多斯盆地油气地质开发研究.E-mail: 3854221061@qq.com.

成岩初期至中期。相比之下,石英和其他硅铝酸盐矿物主要在中成岩晚期至晚成岩期溶解^[10]。压实作用、溶蚀作用与胶结作用彼此相互影响,机械压实作用形成的残余粒间孔为酸性流体提供了有利通道,而早期沉积物中的不稳定成分则为溶蚀作用提供了物质基础,从而改善了储层质量;相反,溶解产生的黏土矿物(如伊利石、高岭石和石英胶结物)仍保留在致密砂岩储层的孔隙内,阻塞成岩流体流动^[11-16]。由于本溪组致密砂岩储层位于烃源岩中含煤地层产生的高酸性环境中^[17]。因此,为促进本溪组地区油气开发区高效勘探,明确成岩演化顺序、各种成岩过程对储层质量的贡献以及主控因素十分必要。

本文研究通过实验和理论相结合,研究了鄂尔多斯盆地东部石炭系本溪组储层质量特征和致密砂岩储层质量差异的控制因素。采用薄片、岩心物性分析和扫描电子显微镜(SEM)等手段对岩石的储层类型、结构特征、碎屑颗粒组成、胶结物组成等物理性质进行了深入研究。基于 Scherer 初始孔隙度恢复模型和 Paxton 和 Ehrenberg 压实孔隙损失率公式^[18-21],通过计算基于压实、胶结过程的孔隙度的减少来确定成岩作用主控因素^[22-25]。旨在明确砂岩储层特征,刻画致密砂岩储层致密化过程,阐明孔隙演化和次生孔隙发育过程,分析成岩作用对本溪组储层质量的控制作用。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地位于华北地块西部,是一个南北翘起、东翼缓而长和西翼短而陡的多旋回克拉通盆地,可将其划分为伊盟隆起、晋西挠褶带、渭北隆起、西缘冲断带、天环坳陷和伊陕斜坡六大二级构造单元^[26-27]。研究区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东北部,已钻井 442 口,为丛式井网。西邻神木气田,南接米脂气田,东邻黄河,行政区划隶属陕西省榆林市神木县、佳县及米脂县,地层为石炭系本溪组致密砂岩储层^[28](图 1)。

本溪组不整合覆盖奥陶系风化壳之上,顶部为一套稳定的煤层,和二叠系太原组为整合接触,地层的厚度在 27.8 ~82.8m 之间,平均为 51.9 m。本溪组沉积期构造稳定,地形平缓,以陆表海潮坪沉积为主,主要发育潮汐水道、砂坪、灰坪、泥坪及沼泽 5 种微相类型^[29]。其中,潮汐水道和砂坪是本溪组的有利致密砂岩储层;泥坪及沼泽中的煤层为良好的烃源岩,是本溪组致密砂岩气的主要来源。

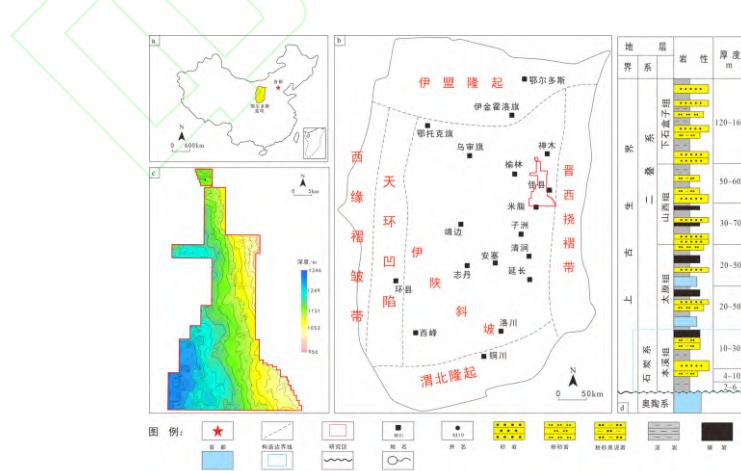


图 1 研究区地理位置及沉积地层图

Fig. 1 Geographical location and sedimentary stratigraphy of the study area

(a) 鄂尔多斯盆地地理位置; (b) 研究区构造位置图; (c) 研究区构造平面图; (d) 地层综合柱状图

2 储层特征

2.1 储层岩石学特征

通过铸体薄片鉴定和全岩 X 射线衍射分析, 本溪组的致密砂岩储层主要包含 3 种类型的砂岩: 石英砂岩、岩屑石英砂岩和岩屑砂岩^[17,30], 其中, 石英砂岩和岩屑石英砂岩分别占据了样本总量的 50.9% 和 33.5%, 占比较多, 而相比之下, 岩屑砂岩的比例较低, 仅为 15.6% (图 2)。砂岩碎屑颗粒组成中, 石英占据了主导地位, 平均含量达到 70.9%; 而岩屑含量相对较低, 平均为 29.05%; 长石含量很少或缺失。岩屑种类较多, 其中以燧石岩屑和石英岩岩屑最为常见, 其次包括千枚岩、板岩和变质砂岩, 偶见黄铁矿、菱铁矿等矿物。砂岩总体以中一细砂岩为主, 分选程度从中等到良好, 颗粒间以线状一凹凸状接触为主, 胶结方式主要为孔隙式胶结, 砂岩成分成熟度和结构成熟度较高。

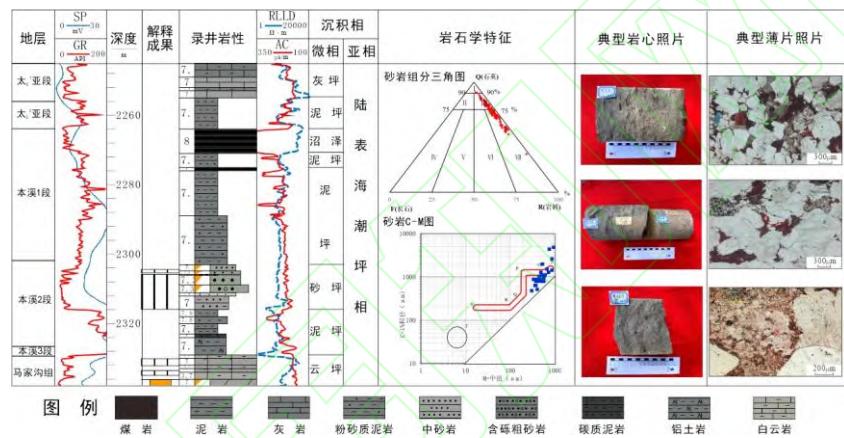


图 2 本溪组 M26 井本溪组综合柱状图

Fig.2 Comprehensive column diagram of Benxi Formation Well

致密砂岩中胶结物以黏土矿物为主, 其中高岭石平均含量最高, 占比达到 46.1%, 其次是伊利石, 占 31.2%, 伊/蒙混层及绿泥石含量分别为 17.8%、4.9%。由于本溪组沉积时为海相沉积, 海水为胶结作用提供充足的 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 离子, 方解石、白云石等多种类型的碳酸盐胶结十分发育^[27,30]。通过铸体薄片观察和扫描电镜分析, 蠕虫状高岭石、针叶状绿泥石等黏土矿物自形晶充填孔隙[图 3(a), 图 3(d)]。碳酸盐胶结物以含铁方解石、含铁白云石为主, 其中含铁方解石能够交代碎屑颗粒, 而经铁氰化钾染色后呈现蓝色的含铁白云石则以他形晶体形态充填孔隙[图 3(b), 图 3(c)]。黄铁矿等零星分布于粒间孔之间[图 3(f)]。

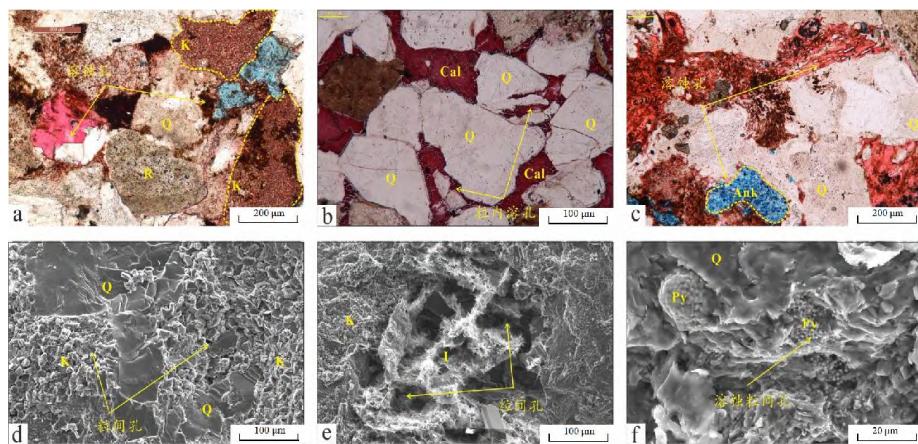


图 3 佳县地区本溪组储层充填物及微观特征

Fig. 3 Reservoir fillings and microscopic characteristics of Benxi Formation reservoir in Jiaxian area

(a) 次棱角-次圆状石英颗粒, 粒间充填蠕虫状高岭石, M51 井, 2158m; (b) 含铁方解石胶结, M112 井, 2091m; (c) 含铁白云石填充孔隙空间, M128 井, 2006m; (d) 高岭石填充孔隙, M128 井, 2003.4m, SEM; (e) 丝绒状伊利石填充, M153 井, 2245.88m, SEM; (f) 黄铁矿零星分布于溶蚀粒间孔, M157, 2203.18m, SEM. 注: Q-石英; I-伊利石; K-高岭石; R-岩屑; Cal-铁方解石; Ank-铁白云石; Py-黄铁矿

2.2 储层孔隙类型

本溪组砂岩中的孔隙类型主要分为五类: 原生孔隙(粒间孔)、次生孔隙(粒间溶孔、长石溶孔、岩屑溶孔、杂基溶孔)、晶间孔及微裂隙 5 种 (图 4)。粒间孔一般在 0.2%~3.5% 之间, 平均为 1.2%; 次生孔隙分布在 0.1%~4.8% 之间, 平均为 1.27%, 其中以粒间溶孔和岩屑溶孔为主; 晶间孔和微裂隙的比例相对较小, 平均占比为 0.3%。因此在本溪组的致密砂岩储层中, 粒间孔和溶孔是主要的储集空间。

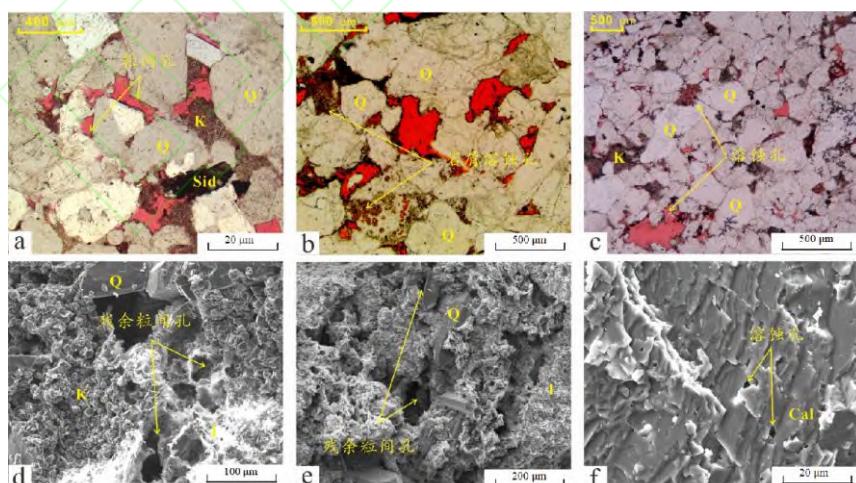


图 4 本溪组砂岩孔隙结构的微观特征

Fig. 4 Microscopic characteristics of pore structure of sandstone of Benxi Formation

(a) 残余粒间孔隙, Sh90 井, 2052m; (b) 岩屑溶蚀孔隙, M161 井, 2219m; (c) 岩屑溶蚀孔隙, M158 井, 2187m; (d) 残余粒间孔隙, M158 井, 2182.9m, SEM; (e) 残余粒间孔, M109 井, 2348.6m, SEM; (f) 铁方解石溶蚀孔, M157 井, 2329.45m, SEM。注: Q-石英; I-伊利石; K-高岭石; Cal-铁方解石; Sid-菱铁矿

2.3 储层物性及孔隙结构特征

从 14 口井 404 件岩心样品分析测试数据来看, 本溪组砂岩孔隙度在 0.23%~13.77%, 平均为 6.2%, 渗透率在 $(0.002\sim12.56) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间, 平均为 $1.35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。对于储层孔隙类型划分, 参照有关分类标准, 根据我国实际地质背景和油气勘探开发实践, 一般高孔高渗储层的孔隙度为 25%~30%, 渗透率为 $(500\sim2000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 中孔中渗储层的孔隙度为 15%~25%, 渗透率为 $(50\sim500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 低孔低渗储层的孔隙度为 10%~15%, 渗透率为 $(5\sim50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 特低孔低渗储层的孔隙度小于 10%, 渗透率小于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。本溪组的低孔、特低渗储层占比 76%, 因此属于低孔、特低渗储层[图 5 (a)]。

基于扫描电镜观察, 对孔隙结构特征进行定性表征, 观察到的孔隙类型包括粒间孔、溶孔、晶间孔及微裂缝四种, 喉道主要以片状喉道、弯片状喉道为主; 基于高压压汞曲线, 本溪组进汞曲线总体上呈现出“下凹形”和“斜直形”的特征, 最大进汞饱和度在 80% 到 95% 之间, 平均值为 85%。, 最大进汞饱和度均大于 80%, 这表明储层中的孤立和无效孔隙数量较少, 反映出孔隙和喉道之间的连通性相对较强。且退汞曲线与进汞曲线比较靠近, 说明其退出效率高, 残留于孔隙中的水银少, 表明本溪组储层孔喉直径较大, 连通性较好[图 5 (b)]。

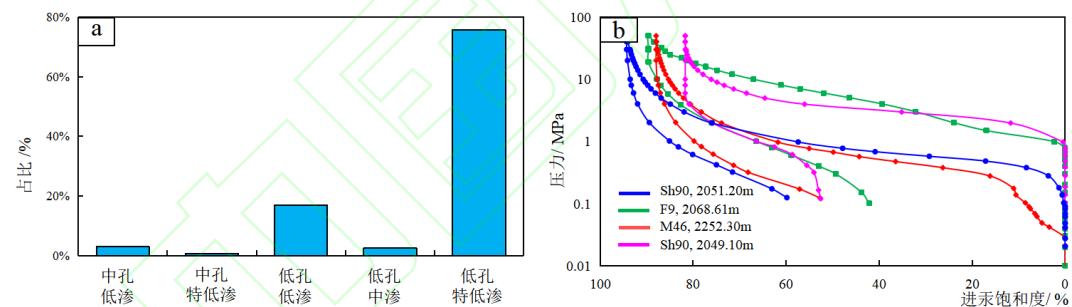


图 5 储层类型的直方图与高压压汞曲线

Fig.5 Histogram of reservoir types and high pressure mercury injection curve

(a) 储层类型直方图; (b) 高压压汞曲线

根据高压压汞孔喉参数的特征分析(表 1), 本溪组致密砂岩储层显示: 孔喉中值半径较大, 分选系数接近于 1, 表明孔喉的分选性介于良好至中等, 且分布集中, 显示出较好的均质性。喉道的歪度变化不大。较低的排驱压力表明最大连通孔喉半径较大, 意味着储层具有较好的渗透性。此外, 最大进汞饱和度较大, 储层的储集能力较强。

表 1 高压压汞曲线参数

Table 1 High pressure mercury injection curve parameter

井号	深度 /m	排替压力 /MPa	中值半径 / μm	最大进汞	退汞效率 /%	均值	歪度	分选
----	-------	-----------	----------------------	------	---------	----	----	----

饱和度/%									系数
S90	2048.41	1.42	0.18	86.72	37.33	11.89	1.25	1.25	
S90	2051.20	0.31	0.89	94.31	36.54	9.89	1.74	1.15	
M128	2003.04	0.35	0.90	89.62	20.96	10.04	1.88	1.38	
M128	2014.01	0.42	0.76	87.73	24.58	10.25	1.81	1.32	
M51	2149.48	0.27	0.13	93.30	30.59	11.95	2.68	1.28	
M51	2157.86	0.40	0.17	90.56	31.29	11.41	2.48	1.49	
M46	2252.30	0.05	1.09	87.97	40.10	9.52	2.49	1.49	
M26	2311.10	8.13	0.09	78.78	38.89	9.71	1.51	1.27	

3 成岩作用类型及演化过程

3.1 成岩作用类型

3.1.1 压实作用

储层原生孔隙的破坏主要归因于压实作用，而压实作用的强度受到多种因素的影响，包括储层的埋藏深度、埋藏历史、构造应力的大小、骨架颗粒的组成及稳定性等方面的影响。从铸体薄片和扫描电镜分析可以看出，研究区颗粒间多呈点一线接触关系，且储层埋深对研究区压实作用强弱有控制作用，随着深度的增加，压实作用增强。从铸体薄片照片中可以看出[图 6(a),图 6(b)]，塑形性岩屑被压弯，且可以看到在脆性石英颗粒上有压裂纹，颗粒间接触关系多为线接触，可以看出压实作用强度较大。压实作用破坏了储层的原生孔隙，降低了储层的孔隙度和渗透率，影响了储层物性。

3.1.2 胶结作用

胶结作用在储层成岩演化的各个阶段中都能够发生，既可以在一定程度上起到抗压实的作用，又对储层的孔隙空间有破坏作用。研究区本溪组主要发育硅质胶结物、泥质胶结物和碳酸盐胶结物。通过铸体薄片和扫描电镜分析可以看出，研究区本溪组胶结作用存在 2 期：早期未压实前主要在原生粒间孔隙中分散填充方解石胶结物，石英加大边较为发育，这些可以在一定程度上起到抗压实作用；晚期主要为高岭石、铁白云石和铁方解石胶结物，占据了大量的孔隙空间。

(1) 硅质胶结作用

研究区硅质胶结物分布广泛，可以看到石英次生加大现象，其分布受 SiO_2 的控制，是引起颗粒间穿插接触的原因[图 6 (c)]。研究区本溪组地层埋深在 2300~3400 m 之间，随着温压条件的升高，石英颗粒接触点上所承受的来自上覆层的压力或来自构造作用的侧向应力超过正常孔隙流体压力，这些接触点的溶解度会上升，导致晶格发生变形和溶解现象。溶解形成的硅质物质随孔隙水流动，当孔隙水流过低压区时，硅质溶解度降低导致晶体析出，在粒间孔中沉淀形成硅质胶结物，这一过程主要发生在成岩作用早期。

本溪组属于陆表海潮坪沉积，研究区内主要处于潮间带、潮下带等海水浸没区^[31]。在早期成岩作用时期，长石类随着埋深的增加，温度、压力逐渐升高。本溪组顶部第一期

生烃，产生大量有机酸，成岩环境转变为酸性，长石类矿物与氢离子结合生成高岭石、硅质成分及钠钾离子，硅酸盐含量升高，饱和后形成硅质胶结。

(2) 泥质胶结作用

根据铸体薄片、扫描电镜和X衍射分析，研究区本溪组主要为高岭石胶结和伊利石胶结。其中，高岭石胶结物在储层中普遍存在，扫描电镜观察显示，高岭石呈现书页状或六方板状，充填于孔隙之中[图6(e)]。在胶结过程中，高岭石虽然占据了孔隙和喉道空间，从而对储集空间造成损害，但是其独特的晶体结构又能形成晶间微孔^[30]，为油气的储存和运移提供了空间。伊利石在观察中可以看到呈现丝发状，充填于孔隙和喉道中[图6(d)]，这种充填作用将大孔隙、粗喉道分割成为小孔隙、细喉道，对储层的物性产生了极为严重的影响，这主要为胶结作用晚期高岭石转化的结果。

(3) 碳酸盐胶结作用

通过铸体薄片和扫描电镜可以看出，研究区主要发育2期碳酸盐胶结，包括2期方解石、2期白云石。第一期方解石主要形成于成岩作用早期，充填在原生粒间孔中，含量较低，降低了储层的孔隙空间；第二期方解石主要形成于成岩作用晚期，以铁方解石为主，部分在发育溶蚀孔的储层中，充填在粒间孔隙中，含量较高[图6(f)]。第一期白云石主要发育在成岩作用中期，含量较低，主要沿颗粒边缘分布；第二期白云石主要形成于成岩作用晚期，在铁方解石之后发育，主要分布在铁方解石周围，呈环边状蓝色菱形自形晶体，是形成最晚的碳酸盐矿物[图6(g)]。

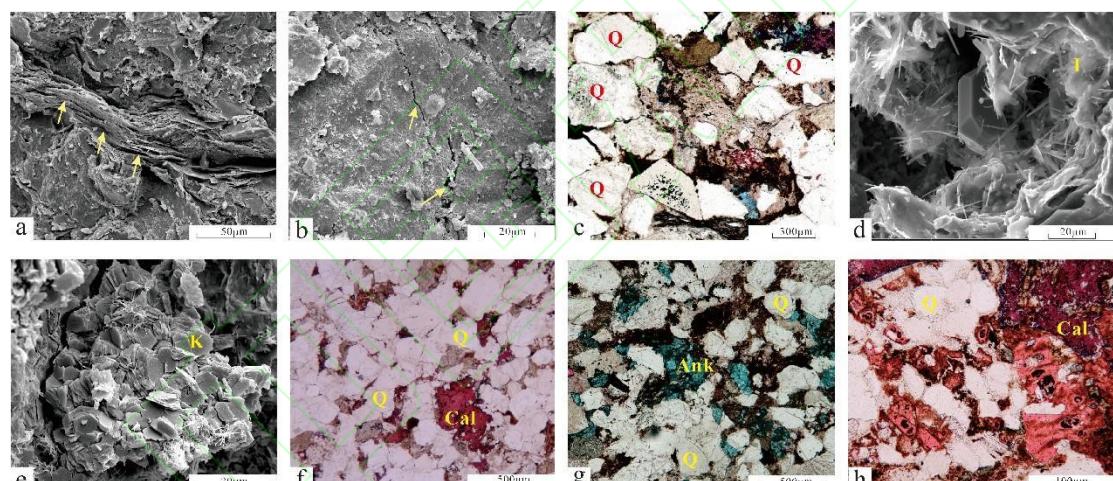


图6 本溪组砂岩成岩矿物特征

Fig.6 Diagenetic mineral characteristics of sandstone of Benxi Formation

(a) 塑性岩屑被压弯，M158井，2152m，SEM；(b) 脆性石英颗粒表面有压裂纹，M138井，2158m，SEM；(c) 石英次生加大生长并造成颗粒之间凹凸接触，M155井，2080m；(d) 塑性矿物压实形变，S138井，2182m，SEM；(e) 书页状高岭石，M31井，2100m，SEM；(f) 紫红色亮晶状铁方解石胶结次生溶孔，S121井，2188m；(g) 蓝色菱面体状铁白云石胶结次生溶孔，M161井，2155m；(h) 晚期铁方解石胶结物被溶蚀成次生孔隙，M110井，2101m。注：Q-石英；I-伊利石；K-高岭石；Cal-铁方解石；Ank-铁白云石

3.1.3 溶蚀作用

研究区溶蚀作用的酸性流体主要是烃源岩热演化形成的有机酸和脱羧作用所产生的CO₂，溶于流体得到的碳酸，不仅溶蚀长石等碎屑物，同时也溶蚀碳酸盐胶结物。

溶蚀作用是提高研究区孔隙空间最主要的成岩作用,早期溶蚀作用发生在早成岩作用B期末,在大量酸性流体进去储层后有第二次溶蚀作用,发生在中成岩B期,改善了本溪组的储集性能。研究区的铸体薄片和扫描电镜可以看到很多溶蚀现象,以图6(h)为例,晚期铁方解石胶结物被溶蚀后形成的次生孔隙对储层的物性有显著影响,形成的孔隙通常具有不规则的形态,孔隙边缘呈现港湾状或锯齿状,在压汞曲线特征上可以看到排驱压力较低,而中值压力较高,表明孔隙和喉道的连通性较好,且孔隙和喉道的大小分布较窄。这些次生孔隙不仅增加了孔隙度和渗透率,还改善了孔隙的连通性,为油气的流动提供了更好的条件。因此,溶蚀作用是研究区内储层发育的主要控制因素。

3.2 成岩阶段划分及演化过程

由流体包裹体测试数据可知,包裹体主要分布在溶蚀孔隙或者石英颗粒内裂隙内,多呈不规则状气液两相,在胶结物中很少见到包裹体。包裹体数量中等,石英加大边发育。主要为2期:初始阶段的流体包裹体分布于石英颗粒间的裂隙中,体积小,而后期的流体包裹体则多见于溶蚀孔隙内,并且具有较好的荧光特性。

根据测试结果显示,盐水包裹体的均一温度在91.7~184.6°C之间(图7),在这个范围内连续分布,反映了储层从早成岩阶段至中成岩阶段的演化过程。在120~130°C和150~160°C这2个温度段内有高值,这进一步揭示了本溪组储层经历2次烃类气体充注^[32]。

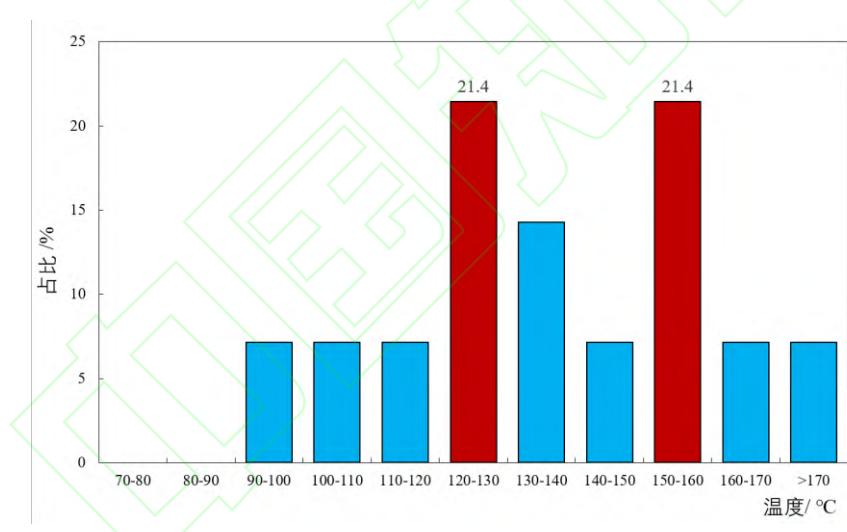


图7 流体包裹体均一温度分布

Fig. 7 Geographical location and sedimentary stratigraphy of the study area

研究区的本溪组埋藏深度介于2400~2600m之间^[17,30],镜质体反射率 R_O 为1.3%~2.0%^[26],伊/蒙间层比小于10%,自生石英中流体包裹体均一温度为100~170°C。根据石油天然气行业标准《碎屑岩成岩阶段划分》(SYT5477—2003),目的层处于中成岩阶段B期(图8)。通过对本溪组不同成岩作用特征的深入研究,可以对成岩阶段及其演化过程进行分析。

(1)早成岩A期

早石炭系末期(距今310~240 Ma),本溪组砂岩储层处在早成岩A期。在这一时期,研究区处于稳定的沉降阶段,普遍的埋藏深度小于900m,古地温低于65°C,镜质体反射率 R_O 低于0.35%,有机质的演化还处于未成熟阶段^[30]。砂岩中黑云母、火山岩

岩屑的蒙脱石化和绿泥石化作用使储层碱度提高,且二者分解产生 Mg 离子和 Fe 离子,有利于颗粒绿泥石薄膜衬边的形成^[33]。

在这一阶段,砂岩骨架颗粒排列比较紧密,粒度较粗,分选性好,抗压实能力强,原生粒间孔发育。

(2)早成岩 B 期

中二叠世—中侏罗世(距今 240 ~210 Ma),本溪组砂岩处于早成岩 B 期。该时期盆地处于波动下沉阶段,埋深在 900 ~1800 m 之间,古地温 65 ~85°C,镜质体反射率 Ro 为 0.35%~0.5%,有机质演化位于未成熟一半成熟阶段^[30]。在这一时期在压实作用的同时还伴有硅质、高岭石胶结等胶结作用。由于长石、岩屑等溶蚀转化产生 SiO_2 ,并产碳酸氢根离子,使储层中流体偏酸性。在酸性的介质条件下,孔隙水沉淀析出晶形较好的高岭石胶结物充填于粒间孔中^[30]。

该时期沉积物继续沉降,压实作用持续增强,原生孔隙不断减少。同时,该时期经历了短期的胶结作用,部分原生的粒间孔隙被胶结物充填,储层质量变差。

(3)中成岩 A 期

晚侏罗世—早白垩世(距今 210 ~140 Ma),本溪组砂岩储层进入中成岩 A 期。在这个阶段,盆地继续经历着波动性的下沉,沉积物的埋藏深度介于 1800~4100m 之间,古地温 85~140°C,镜质体反射率 Ro 为 0.5%~1.3%,有机质演化位于低成熟—成熟阶段^[30]。在这个时期,硅质和高岭石胶结等成为主要的成岩作用。前文所述的包裹体均一温度在 120~130°C 之间,对应 165 ~100 Ma 的第一期油气充注事件。

该时期是烃源岩与储层中有机—无机反应最活跃的时期。大量有机和无机酸性流体对本溪组砂岩中的长石等不稳定的铝硅酸盐矿物、黏土矿物以及早期胶结物进行了溶蚀,形成了次生孔隙^[33]。随着温度和压力的升高, SiO_2 的溶解度增加,沉淀在粒间孔中,形成了硅质胶结物。与此同时,在长石粒内溶孔中也有高岭石胶结物存在,这是由于长石在酸性介质条件溶解析出的。随后,随着温度和压力的进一步升高以及有机酸的消耗、黏土矿物的大量失水,不稳定矿物的溶蚀和离子交换过程中释放出 Na^+ 、 K^+ 等碱性阳离子,导致孔隙流体的 pH 值升高,成岩环境转变为弱碱性环境,伊/蒙混层和部分高岭石向伊利石转化,同时产生了少量的晚期碳酸盐胶结物^[33]。

该时期沉积物受到多种成岩作用的影响。其中影响最大的还是压实作用的影响,随着深度增加,压实作用增强,孔隙空间被压缩,储层质量趋于致密化。该时期经历了第一期的排酸作用,原始沉积物中的不稳定成分被有机酸溶蚀,形成大量的次生孔隙。但是该时期后期成岩环境转变为弱碱性环境,有少量的胶结物生成,填充上步形成的次生孔隙,储层质量变差。

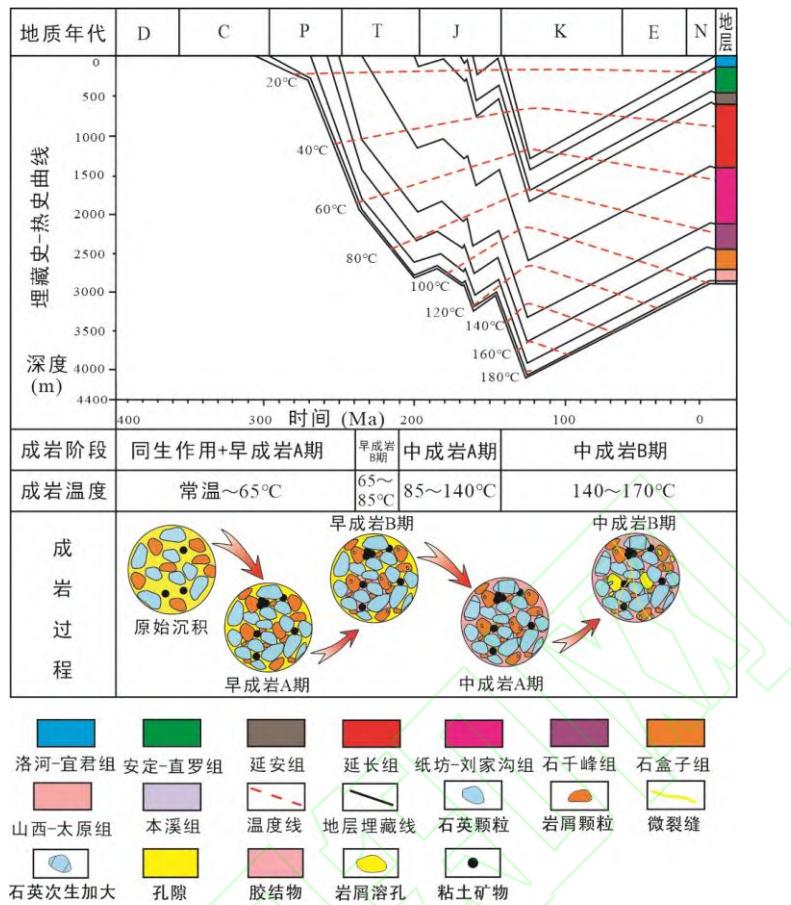


图 8 研究区成岩阶段及成岩过程示意图

Fig.8 Schematic diagram of diagenetic stages and processes in the study area

(4) 中成岩 B 期

早白垩世末—晚白垩世(距今 140 ~65Ma)，本溪组砂岩储层进入中成岩 B 期。该时期盆地处于构造抬升阶段，埋深大于 3100 m，早白垩世末达到最大埋深，最大为 4100m，古地温达 140 ~175°C，镜质体反射率 R_O 为 1.3%~2.0%，有机质演化位于高成熟阶段^[30]。有机酸的生成和溶蚀作用逐渐减弱，但仍然对储层的孔隙结构和渗透性有持续影响。中成岩 A 期生成的晚期碳酸盐胶结物被溶蚀，发生第二期溶蚀作用。同时，在高温高压以及酸性条件下，伊利石逆向转变为高岭石。前文所述的包裹体均一温度在 150 ~160°C 对应的便是在 90 ~70Ma 之间的第二期油气充注事件。

该时期构造抬升，压实作用减弱，会有部分微裂缝张开，形成储集空间。同时，成岩环境转变为酸性环境，后期形成的碳酸盐胶结物被溶蚀，形成大量的次生溶蚀孔隙，储层质量变好。

4 成岩作用对储层的控制作用

4.1 机械压实是导致储层致密的主要原因

本溪组地层处于中成岩作用 B 期，经过较长时间的机械压实作用。其能够影响储层质量主要是因为：①由于压实作用使颗粒被挤压致密，颗粒多呈凹凸接触原生粒间孔大量减少；② 岩屑中存在大量塑形矿物，如云母、泥岩岩屑等，在压力的作用下会弯曲、变形，充填原生孔隙，使得孔隙度和渗透率大幅度降低；③ 强烈的压实作用使孔隙空间减少，孔喉结构变复杂，影响孔隙流体的进入，从而抑制了其他成岩作用。

储层原始孔隙度可根据孔隙度演化定量模型经验计算公式得出^[22],计算公式如下:

$$\Phi = 20.91 + 22.9/S_0 \quad (1)$$

$$S_0 = P_{25}/P_{75} \times 100\% \quad (2)$$

所消除的原始孔隙百分比,此值由下式确定^[34]:

$$Q_{ys} = (\Phi - \Phi_{yy})/\Phi \times 100\% \quad (3)$$

$$Q_{jj} = (C/\Phi) \times 100\% \quad (4)$$

式中: Φ 为原始孔隙体积,%; S_0 为分选系数,为在累积曲线上25%处对应的颗粒直径除以75%处对应的颗粒直径; Q_{ys} 为压实孔隙度损失率,%; Q_{jj} 为胶结孔隙度损失率,%; Φ_{yy} 为岩心孔隙度,%; C 为胶结物含量,%。

利用薄片鉴定资料以及物性分析资料,利用公式可以计算得到压实孔隙度损失率、胶结孔隙度损失率等参数,进而分析不同成岩作用对储层物性的影响程度(图9)。研究区内分选系数 S_0 为1.19,原始孔隙体积 Φ 为40.15,胶结物含量在4%左右,通过以上公式计算可知,压实作用造成的孔隙度损失可达80%,胶结作用造成的孔隙度损失在10%左右。所以机械压实作用是影响研究区砂岩储层质量最主要的成岩作用,也是砂岩储层致密的重要原因之一。

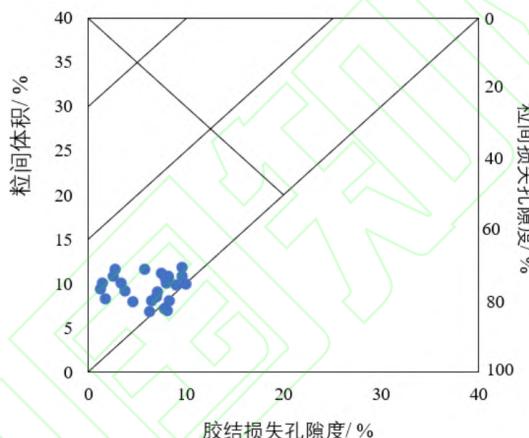


图9 胶结作用与压实作用对孔隙度影响评价

Fig.9 Evaluation diagram of the influence of cementation and compaction on porosity

4.2 硅质胶结是孔喉堵塞的根本原因

随着储层的成岩演化,胶结作用逐渐增强。胶结率作为衡量储层胶结作用强度的一个关键指标,其数值的大小直接反映了胶结作用的强弱。具体来说,较高的胶结率表明储层中的胶结作用更为显著,这可能对储层的孔隙度和渗透性产生重要影响。弱胶结的胶结率一般小于30%;,为中胶结的胶结率一般在30%~70%之间,而强胶结一般大于70%。

$$Q_{wk} = (\Phi_{yy} - \Phi_{mk})/\Phi_{yy} \times 100\% \quad (5)$$

$$Q_{lj} = (\Phi_{lj} - \Phi_{mk})/\Phi_{mk} \times 100\% \quad (6)$$

式中: Q_{wk} 为微孔比率,%; Φ_{yy} 为岩心孔隙度,%; Φ_{mk} 为总面孔率,%; Q_{lj} 为粒间溶孔比率,%; Φ_{lj} 为粒间溶孔,%。

通过公式(4)计算可知,研究区本溪组储层的平均胶结率为10%左右,表明研究区主要为弱一中等胶结。研究区主要发育硅质、泥质和碳酸盐3种胶结物。大量的晶间微孔产生于自生黏土矿物胶结孔隙时。研究区本溪组岩心孔隙度 Φ_{yy} 为6.2%,面孔率 Φ_{mk} 为4.75%,粒间溶孔 Φ_{lj} 为7.28%,据公式5计算可知,本溪组储层微孔比率

平均为 23.4%，这显示出微孔隙在总孔隙中是占有一定比例的。这些晶间微孔为致密气的存储提供了空间。此外，在酸性环境中，碳酸盐胶结物容易被溶蚀，从而形成很多次生孔隙，这有助于提高储层的物性。据公式（6）计算可知，本溪组储层粒间溶孔比率平均为 53.3%，表明粒间溶孔是致密砂岩储层最主要的孔隙类型。

4.3 多期溶蚀是储层孔隙度提高的重要因素

对于绝大多数储集层来说，溶蚀作用会对储集物性具有积极的改善作用，溶蚀作用产生的次生孔隙都是岩石储集空间的重要组成部分^[35]。溶蚀率是定量表征储层溶蚀作用强度的参数，溶蚀率越大，储层溶蚀作用越强。对上述样品计算表明[式（7）]，研究区本溪组储层溶蚀率平均为 65.9% 以中等一强溶蚀为主。因此可以看出，溶蚀作用是改善储层孔隙空间的重要作用，多期溶蚀所产生的次生孔隙是油气运移和聚集的主要场所。并且次生孔隙与储层的含气性的相关性很高，次生孔隙越多，含气性越好。

$$Q_{rk} = (\Phi_{rk} - \Phi_{mk}) / \Phi_{mk} \times 100\% \quad (7)$$

式中： Q_{rk} 为溶蚀率，%； Φ_{rk} 为溶蚀孔隙度，%； Φ_{mk} 为总面孔率，%

本溪组顶部厚层煤岩为天然气的主要来源，煤岩生排烃过程中产生的有机酸向下进入储层，产生大量的次生孔隙。通过石英加大边中的流体包裹体数据可知，本溪组储层经过两期气体充注，分别在 120°C~130°C 和 150°C~160°C 之间(图 7)。古地温在 120°C~130 °C 时，本溪组处于早成岩作用阶段。碎屑物质中石英含量较高，抑制压实作用，残余部分粒间孔。该时期煤岩产生的有机酸通过残余粒间孔进入储层，内部不稳定的长石及岩屑溶蚀，形成次生孔隙。部分次生孔隙被后期的泥质或碳酸盐胶结物充填[图 10(a), 图 10(c)]。

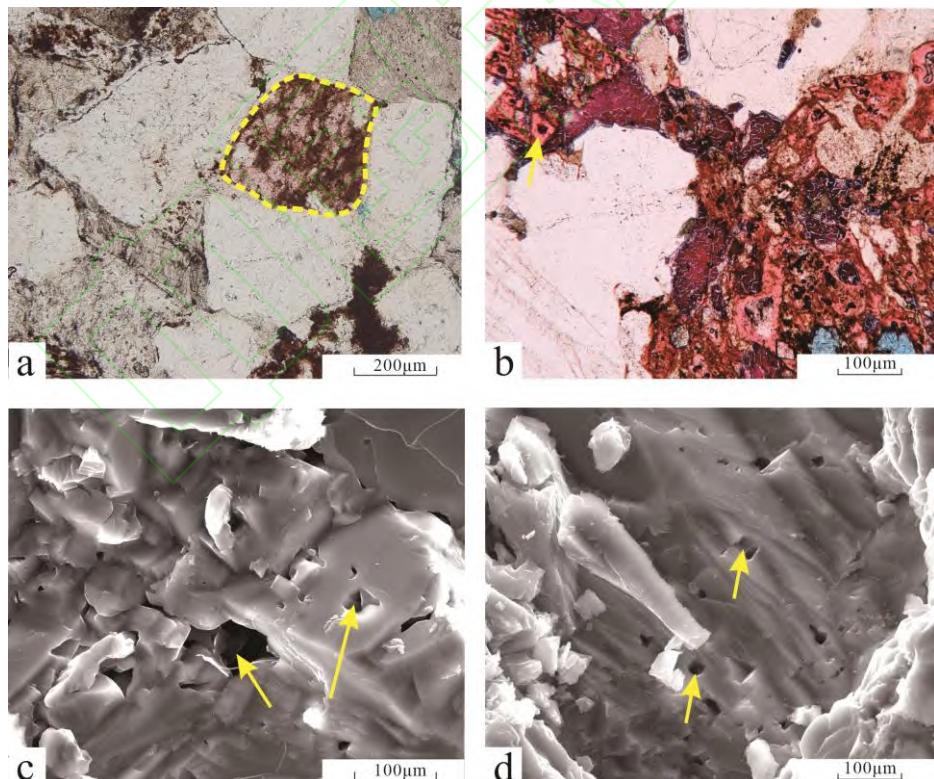


图10 本溪组致密砂岩多期溶蚀的显微照片

Fig.10 Micrographs of multi-stage dissolution of tight sandstone of Benxi Formation

(a) 早期岩屑溶孔被后期胶结物填充，可见颗粒边界形态，M10 井，2401m；(b) 后期胶结被侵

蚀, M110 井, 2101m; (c) 晚期含铁方解石溶孔, M153 井, 2377m, SEM; (d) 晚期含铁方解石溶孔, M128 井, 2014m, SEM

古地温在 150 ~160°C 时, 本溪组处于中成岩作用 B 阶段。碎屑物质经过早期机械压实、中期硅质胶结及晚期泥质、含铁碳酸盐胶结, 储层普遍致密化。该时期煤岩产生的有机酸对后期的胶结物进行溶蚀, 形成大量的次生孔隙, 为天然气富集提供良好的储集空间[图 10(b), 图 10(d)]。

总体而言, 压实和溶蚀是决定储层致密化和影响储层含气性的两个关键成岩作用。具体到研究区的本溪组储层: 压实作用中等、胶结作用较弱和溶蚀作用中等。这些因素共同作用下形成了以粒间孔、晶间孔和溶蚀孔为主的三元孔隙组合。这种组合的储层具有良好的储层物性, 非均质性也较低。

4.4 孔隙演化过程

研究区本溪组的成岩作用控制储层的孔隙度演化, 对储层的孔隙度和渗透率都有很大的影响。通过对铸体薄片、扫描电镜和压汞数据等的分析, 依据压实后、胶结后储层孔隙度及次生孔隙度的相关公式^[9,36], 对孔隙度的变化进行了深入研究。

在早成岩 A 期, 研究区主要的成岩作用为压实作用, 因压实而使原生孔隙大量损失, 损失比例高达 80%。在早成岩 B 期, 碳酸盐胶结物和黏土矿物包膜的形成进一步降低了孔隙度, 孔隙度减少 10.2%, 剩余孔隙度为 9.7%。在中成岩 A 期, 溶蚀作用使孔隙度提高, 大量的胶结物被溶蚀, 孔隙度因此提高至 11.3%。但是, 在中成岩 B 期, 持续的压实作用再次导致孔隙度下降, 最终形成的孔隙度平均值为 9.4%(图 11)。

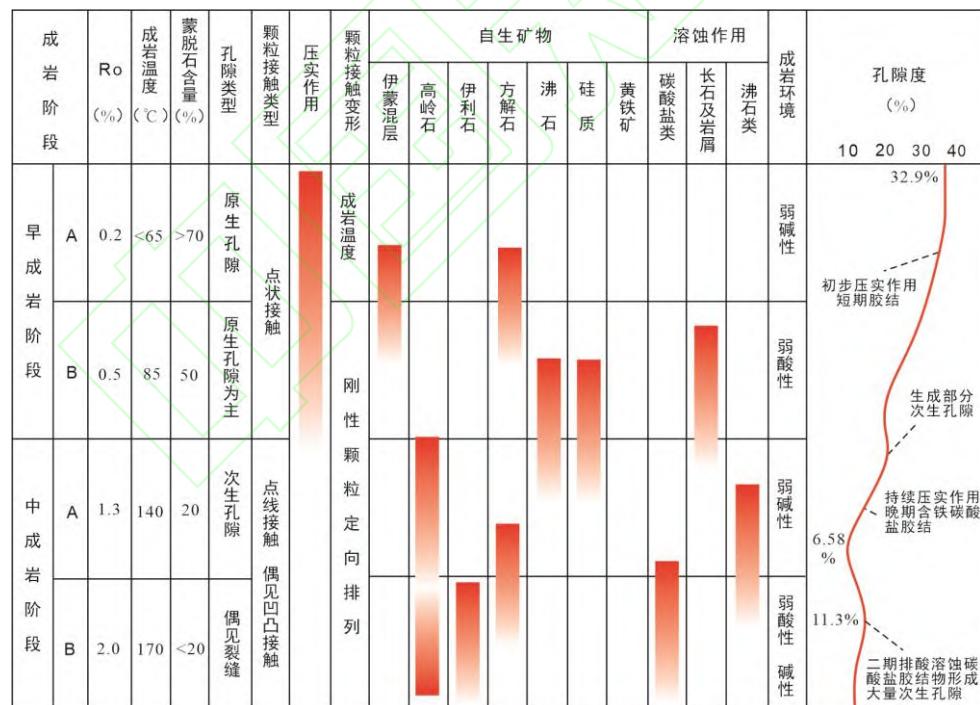


图 11 研究区孔隙演化示意图

Fig. 11 Schematic diagram of pore evolution in the study area

5 结论

研究区本溪组的致密砂岩储层主要包含 3 种类型的砂岩：石英砂岩、岩屑石英砂岩和岩屑砂岩。储层孔隙类型包括粒间孔、溶孔、晶间孔及微裂缝四种，喉道主要以片状喉道、弯片状喉道为主。本溪组地层经历了 4 个阶段的成岩作用和相关孔隙发育过程：早成岩作用 A 期原始沉积物在强烈机械压实后孔隙度迅速下降，同时硅质胶结物充填孔隙，使孔隙度继续下降；早成岩作用 B 期第一期溶蚀作用溶蚀部分长石及岩屑颗粒，导致孔隙率上升；中成岩作用 A 期泥质及含铁碳酸盐胶结导致孔隙率下降；中成岩作用 B 期第二期溶蚀作用溶蚀碳酸盐胶结物，使孔隙度略有上升。目前，本溪地层主要处于中成岩 B 期，部分处于晚成岩阶段。

根据初始孔隙度恢复模型和文献中^[9,36]的压实孔隙损失率相关公式，采用薄片孔隙度定量分析，可以看出压实作用是研究区本溪组普遍致密化的主要原因，而溶蚀作用是储层孔隙度提高的重要因素。干酪根在成熟早期阶段通过热解产生有机酸，有机酸显著提高了矿物的溶解度，从而在成岩过程中形成次生孔隙，而在成岩作用阶段中后期，有机酸的生成和溶蚀作用逐渐减弱，但仍然对储层的孔隙结构和渗透性有持续影响。

不同的成岩作用从微观上影响研究区孔隙的演化。压实作用越强，孔隙空间越少，影响成岩流体对储层的改造作用。钙质胶结形成的酸性胶结物(如伊利石)促进了溶解；此外，成岩晚期的碱性胶结物也溶解了硅质胶结物。总之，成岩作用对预测和勘探本溪组致密砂岩的天然气有利区具有实际意义。

参 考 文 献(References)

- [1] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 385 - 389.
- ZOU C N, ZHANG G S, YANG Z, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 385 - 389.
- [2] JIA L B, ZHONG D K, JI Y L, et al. Architecture of tectonic sequences, depositional systems, and tectonic controls of the sedimentary fills of the rift-related Wenchang Formation in the Lufeng Depression, Pearl River Mouth Basin, China[J]. Geological Journal, 2019, 54(4): 1950 - 1975.
- [3] 贾浪波, 钟大康, 孙海涛, 等. 鄂尔多斯盆地本溪组沉积物物源探讨及其构造意义[J]. 沉积学报, 2019, 37(5): 1087 - 1103.
- JIA L B, ZHONG D K, SUN H T, et al. Sediment provenance analysis and tectonic implication of the Benxi Formation, Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2019, 37(5): 1087 - 1103.
- [4] 孟祥超, 窦洋, 宋兵, 等. 煤层成因类型及对煤系砂砾岩孔隙演化的控制作用——以准噶尔盆地玛湖地区侏罗系八道湾组为例[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(11): 1768-1772.
- MENG X C, DOU Y, SONG B, et al. Genetic type of coal seam and its controlling effect on pore evolution of coal measure conglomerate: A case study of Jurassic Badaowan Formation in Mahu area, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(11): 1768-1772.
- [5] 余威, 魏新善, 杨兆林, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区上古生界含煤地层晚成岩作用阶段划分标志异常及其成因[J]. 煤炭学报, 2023, 48(3): 1136 - 1140.
- YU W, WEI X S, YANG Z L, et al. Late diagenetic stage classification of Upper Paleozoic coal bearing strata in Longdong area of Ordos Basin and its causes[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(3): 1136 - 1140.
- [6] COLON C F, OELKERS E H, SCHOTT J. Experimental investigation of the effect of dissolution on sandstone permeability, porosity, and reactive surface area[J]. Geochim Cosmochim Acta, 2004, 68(4): 805 - 817.
- [7] 黄成, 朱筱敏, 金绪铃, 等. 准噶尔盆地永进地区齐古组深埋砂岩成岩作用对储集层质量影响的定量表征[J]. 古地理学报, 2024, 26(3): 683 - 685.
- HUANG C, ZHU X M, JIN X L, et al. Quantitative characterization of influence of diagenesis on reservoir quality of deep-buried sandstone of the Qigu Formation in Yongjin area, Junggar Basin [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2024, 26(3): 683 - 685.
- [8] POKROVSKY O S, GOLUBEV S V, SCHOTT J, et al. Calcite, dolomite and magnesite dissolution kinetics in aqueous solutions at acid to circumneutral pH, 25 to 150 oC and 1 to 55 atm pCO₂: new constraints on CO₂ sequestration in sedimentary basins[J]. Chemical Geology, 2009, 265(1-2): 20 - 32.
- [9] CRUNDWELL F. The mechanism of dissolution of minerals in acidic and alkaline solutions: Part II Application of a new theory to silicates, aluminosilicates and quartz[J]. Hydrometallurgy, 2014, 149(11): 265 - 275.
- [10] PANAGIOTPOULOU C, KONTORI E, PERRAKI T, et al. Dissolution of aluminosilicate minerals and by-products in alkaline media[J]. Journal of Materials Science, 2007, 42(9): 2967 - 2973.
- [11] 钟大康, 朱筱敏, 周新源, 等. 初论塔里木盆地砂岩储层中 SiO₂的溶蚀类型及其机理[J]. 地质科学, 2007, 42(2): 403 - 414.

- ZHONG D K, ZHU X M, ZHOU X Y, et al. An approach to categories and mechanisms of SiO_2 dissolution in sandstone reservoirs in the Tarim Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2007, 42(2): 403–414.
- [12] SUSANNE G, RICHARD H W, WILLIAM D J, et al. Diagenesis and reservoir quality of Miocene sandstones in the Vienna Basin, Austria[J]. Marine and Petroleum Geology, 2008, 25(8): 681 – 695.
- [13] HONG D D, CAO J, WU T, et al. Authigenic clay minerals and calcite dissolution influence reservoir quality in tight sandstones: insights from the central Junggar Basin, NW China[J]. Energy Geoscience, 2020, 1(1): 8–19.
- [14] 雷倩倩, 郭峰, 彭晓霞, 等. 鄂尔多斯盆地安边地区长 8 段致密砂岩储层特征及分类评价[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(11):1685–1687.
- LEI Q Q, GUO F, PENG X X, et al. Characteristics and classification evaluation of Chang 8 Member tight sandstone reservoir in Anbian area, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(11):1685–1687.
- [15] 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.
- [16] TAYLOR T R, GILES M R, HATHON L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: models, myths, and reality[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1093–1132.
- [17] WANG J Y, JIANG F J, ZHANG C L, et al. Study on the pore structure and fractal dimension of tight sandstone in coal measures[J]. Energy Fuel, 2021, 35: 3887–3898.
- [18] SCHERER M. Parameters influencing porosity in sandstones: a model for sandstone porosity prediction[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 485–491.
- [19] 郭轩豪, 谭成仟, 赵军辉, 等. 成岩作用对致密砂岩储层微观结构的影响差异——以鄂尔多斯盆地姬塬和镇北地区长 7 段为例[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(6):826–835.
- GUO X H, TAN C Q, ZHAO J H, et al. Different influence of diagenesis on micro pore–throat characteristics of tight sandstone reservoirs: Case study of the Triassic Chang 7 member in Jiyuan and Zhenbei areas, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(6):826–835.
- [20] EHRENBERG S. Relationship between diagenesis and reservoir quality in sandstones of the Garn Formation, Haltenbanken, mid-Norwegian continental shelf[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(10): 1538–1558.
- [21] EHRENBERG S, NADEAU P, STEEN Ø. Petroleum reservoir porosity versus depth: influence of geological age[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(10): 1281–1296.
- [22] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2) :349–369.
- [23] 杨华, 付金华, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界致密气成藏条件与勘探开发[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 295 – 303.
- YANG H, FU J, LIU X S, et al. Accumulation conditions and exploration and development of tight gas in the Upper Paleozoic of the Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 295–303.
- [24] PAXTON S, SZABO J, AJDUKIEWICZ J, et al. Construction of an intergranular volume compaction curve for evaluating and predicting compaction and porosity loss in rigid-grain sandstone reservoirs[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(12): 2047 – 2067.
- [25] 张创, 孙卫, 高辉, 等. 基于铸体薄片资料的砂岩储层孔隙度演化定量计算方法——以鄂尔多斯盆

- 地环江地区长 8 储层为例 [J]. 沉积学报, 2014, 32(2): 365–375.
- ZHANG C, SUN W, GAO H, et al. Quantitative calculation of sandstone porosity evolution based on thin section data: A case study from Chang 8 reservoir of Huanjiang area, Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(2): 365–375.
- [26] 李剑, 张春林, 姜福杰, 等. 鄂尔多斯盆地上石炭统本溪组致密气富集主控因素 [J]. 天然气工业, 2021, 41(4): 30–40.
- LI J, ZHANG C L, JIANG F J, et al. Main factors controlling the enrichment of Upper Carboniferous Benxi Formation tight gas in the Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(4): 30–40.
- [27] 王峰, 刘玄春, 邓秀芹, 等. 鄂尔多斯盆地纸坊组微量元素地球化学特征及沉积环境指示意义 [J]. 沉积学报, 2017, 35(6): 1265–1273.
- WANG F, LIU X C, DENG X Q, et al. Geochemical characteristics and environmental implications of trace elements of Zhifang Formation in Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2017, 35(6): 1265–1273.
- [28] 李国永, 姚艳斌, 王辉, 等. 鄂尔多斯盆地神木—佳县区块深部煤层气地质特征及勘探开发潜力 [J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 71–76.
- LI G Y, TAO Y B, WANG H, et al. Geological characteristics and exploration and development potential of deep coalbed methane in Shenmu-Jiaxian block in Ordos Basin [J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 71–76.
- [29] 林进, 李云, 何剑. 鄂尔多斯延长探区本溪组物源及沉积体系分析 [J]. 中国地质, 2013, 40(5): 1542–1551.
- LIN J, LI Y, HE J. An analysis of the source and the sedimentary system of the Carboniferous Benxi Formation in Yanchang area of Ordos Basin [J]. Geology in China, 2013, 40(5): 1542–1551.
- [30] 胡鹏, 于兴河, 陈宏亮, 等. 障壁坝砂体储层特征与成岩孔隙定量演化模式——以鄂尔多斯盆地延长探区本溪组为例 [J]. 沉积学报, 2019, 37(2): 390–395.
- HU P, YU X H, CHEN H L, et al. Characteristics and a quantitative diagenetic porosity evolution mode of barrier bar sandstone reservoirs: A case study of the Benxi Formation, Yanchang exploration block, Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2019, 37(2): 390–402.
- [31] 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.
- PENG Z X, YU X H, LI S L, et al. Barrier migration patterns and controlling factors of Benxi Formation in southeastern Ordos Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2023, 25(6): 1330–1346.
- [32] 王继平, 张城玮, 李建阳, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏开发认识与稳产建议 [J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 100–110.
- WANG J P, ZHANG C W, LI J Y, et al. Tight sandstone gas reservoirs in the Sulige gas field: development understandings and stable production proposals [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 100–110.
- [33] 李杪, 侯云东, 罗静兰, 等. 致密砂岩储层埋藏—成岩—油气充注演化过程与孔隙演化定量分析——以鄂尔多斯盆地东部上古生界盒 8 段天然气储层为例 [J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 882–892.
- LI M, HOU Y D, LUO J L, et al. Quantitative analysis of burial-diagenesis-hydrocarbon charging evolution process and pore evolution of tight sandstone reservoirs: A case study of natural gas reservoirs in the Upper Paleozoic He 8 Member in the eastern Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 882–892.
- [34] HOUSEKNECHT. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to

- reduction of porosity in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(6): 501 - 510.
- [35] YUAN G H, CAO Y C, GLUYAS J, et al. Feldspar dissolution, authigenic clays, and quartz cements in open and closed sandstone geochemical systems during diagenesis: typical examples from two sags in Bohai Bay Basin, East China[J]. AAPG Bulletin, 2015, 99(11): 2121 - 2154.
- [36] 高志东. 鄂尔多斯盆地上石炭统本溪组物源分析及有利砂体发育规律[D]. 成都: 成都理工大学, 2019.
- GAO Z D. Provenance analysis of Benxi Formation of Upper Carboniferous in Ordos Basin and distribution regularity of favorable sand bodies[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2019.

Diagenesis and reservoir control effect of Benxi Formation tight sandstone reservoir in Jiaxian block, Ordos Basin

ZHANG Boming^{1, 2}, LIU Xiaoping¹, LI Haidong², SHEN Chengjun², LU Lin²,
LIANG Zhuang¹, LIU Peipei¹

¹College of Geosciences, China University of Petroleum Beijing

²China National Petroleum Corp, Jidong Oilfield

Abstract: The Benxi Formation of Ordos Basin is rich in natural gas resources and has great potential for exploration and development. However, the reservoir characteristics are complex, the diagenetic characteristics are unclear, and the control mechanism of different types of diagenesis on the difference of reservoir quality is not clear. In this paper, the characteristics of tight sandstone reservoirs in Benxi Formation are systematically studied by means of thin section, scanning electron microscope, high pressure mercury injection and conventional physical property analysis, and the difference of reservoir quality, diagenetic stage and its influence on reservoir quality are discussed. Benxi Formation is in the middle diagenetic stage B, and the compaction is the main cause of reservoir compaction. The cementation has two sides to the reservoir quality. Clay mineral cementation can slow down the intergranular compaction and produce intergranular micropores, while carbonate cements are easy to dissolve and form secondary pores. Multiple stages of dissolution promote the development of secondary pores. The first stage of dissolution develops in the early diagenesis, resulting in the dissolution of feldspar, rock debris and other unstable minerals to form in-grain dissolution pores and mold holes; the second stage occurs in the late diagenesis, resulting in the dissolution of carbonate cements such as iron calcite and iron dolomite to produce a large number of intergranular dissolution pores. Finally, based on the quantitative recovery of porosity evolution, The controlling effect of diagenesis on reservoir is analyzed. This study is of practical significance for the prediction and exploration of gas favorable areas of Benxi Formation tight sandstone, and also provides a reference for the study of diagenesis and reservoir control effect of other lacustrine basins.

Keywords: Microscopic pore throat structure; Diagenesis; Tight sandstone; Benxi Formation; Ordos Basin

Foundation item: National Natural Science Foundation of China (Grant No.42172154): Differential diagenetic evolution and pore development mechanism of different lithologic

assemblages in continental mixed sediments.

