

引用本文:张涛,巩肖可,黄朝,等.鄂尔多斯盆地神木气田太原组低品质气藏储层微观特征及形成机理[J].石油实验地质,2024,46(1):32-45.  
DOI:10.11781/sysydz202401032.

ZHANG Tao, GONG Xiaoke, HUANG Chao, et al. Micro characteristics and formation mechanism of low-quality gas reservoirs in Taiyuan Formation of Shenmu Gas Field, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(1): 32-45. DOI: 10.11781/sysydz202401032.

# 鄂尔多斯盆地神木气田太原组 低品质气藏储层微观特征及形成机理

张涛<sup>1</sup>, 巩肖可<sup>1</sup>, 黄朝<sup>1</sup>, 曹青赞<sup>1</sup>,  
孟凤鸣<sup>1</sup>, 董占民<sup>1</sup>, 陈朝兵<sup>2,3</sup>, 王恒力<sup>4</sup>

1. 中国石油天然气股份有限公司 长庆油田分公司 第二采气厂, 西安 710200;

2. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 西安 710065;

3. 陕西省油气成藏地质学重点实验室, 西安 710065;

4. 延安大学 石油工程与环境工程学院, 陕西 延安 716000

**摘要:**鄂尔多斯盆地神木气田与周边气田开发效果差异较大,表现出低品质气藏特征,给气田勘探部署及持续稳产带来一定困扰。为了揭示低品质气藏成因,基于不同尺度微观实验手段,对神木气田太原组储层开展了微观特征及形成机理研究。结果表明,神木气田太原组储层具有“富石英、贫长石、岩屑含量较高”的特征,发育小孔—细喉型孔喉组合,孔喉连通性较差,储渗能力较弱,为低孔—超低渗致密砂岩储层;太原组低品质储层的形成受杂基、喷发岩岩屑含量及成岩作用的共同影响。储层在形成过程中,受晚石炭世—早二叠世鄂尔多斯盆地北部内蒙古古隆起火山活动的影响明显,砂岩内喷发岩岩屑和杂基含量普遍较高,喷发岩岩屑为次生孔隙的发育提供了主要物质基础,杂基在堵塞孔隙的同时也产生了一定数量杂基溶孔,对储层的影响具有双重性。成岩过程中的溶蚀作用对于太原组储层的形成至关重要,增孔效应占现今孔隙度的 64.3%。晚白垩世末期,燕山运动末幕导致鄂尔多斯盆地构造反转,气水重新调整,盆地东部天然气沿断裂部分逸散,最终形成了现今神木气田太原组的低品质气藏。神木气田下一步勘探重点应在摸清成岩作用宏观展布规律及有利岩性圈闭的基础上,寻找高含量喷发岩岩屑和低含量杂基的发育区。

**关键词:**成岩作用;孔喉结构;凝灰质杂基;构造反转;太原组;神木气田;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.23

文献标识码:A

DOI:10.11781/sysydz202401032

## Micro characteristics and formation mechanism of low-quality gas reservoirs in Taiyuan Formation of Shenmu Gas Field, Ordos Basin

ZHANG Tao<sup>1</sup>, GONG Xiaoke<sup>1</sup>, HUANG Chao<sup>1</sup>, CAO Qingyun<sup>1</sup>,

MENG Fengming<sup>1</sup>, DONG Zhanmin<sup>1</sup>, CHEN Zhaobing<sup>2,3</sup>, WANG Hengli<sup>4</sup>

1. Second Gas Production Plant, Changing Oilfield Company, Petrochina, Xi'an, Shaanxi 710020, China;

2. College of Earth Sciences & Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

3. Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

4. School of Petroleum Engineering and Environmental Engineering, Yan'an University, Yan'an, Shaanxi 716000, China

**Abstract:** Shenmu Gas Field in Ordos Basin shows the characteristics of low quality gas reservoir, and its development effect is quite different from that of surrounding gas fields, which brings some problems to the exploration deployment and sustainable production of the gas field. In order to reveal the origin of low-quality gas reservoirs, the microscopic characteristics and formation mechanism of Taiyuan Formation reservoirs in Shenmu Gas Field were studied based on microscopic experiments at different scales. The results show that the reservoir of Taiyuan

收稿日期 (Received): 2022-11-01; 修订日期 (Revised): 2023-12-06; 出版日期 (Published): 2024-01-28.

作者简介: 张涛 (1984—), 男, 高级工程师, 从事天然气开发地质工作。E-mail: ztao3\_cq@petrochina.com.cn.

通信作者: 陈朝兵 (1984—), 男, 副教授, 从事储层评价及成藏机理研究。E-mail: zcchen@xsyu.edu.cn.

基金项目: 国家科技重大专项 (2011ZX05044, 2016ZX05050006) 和中国石化科技攻关项目 (P14150) 联合资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

Formation in Shenmu Gas Field is characterized by “rich in quartz, poor in feldspar, and high content of rock detritus”. The reservoir of Taiyuan Formation is a low porosity and ultra-low permeability tight sandstone reservoir with small pore-fine throat combination, poor pore throat connectivity, and weak reservoir permeability. The formation of low-quality reservoirs in Taiyuan Formation is affected by the matrix, the content of rock detritus in eruptive rocks and diagenesis. During the late Carboniferous to early Permian, the formation of the reservoir was significantly affected by the volcanic activity of the Inner Mongolia ancient uplift in the north of the Ordos Basin. The content of matrix and rock detritus of the eruptive rock in the sandstone was generally high. The rock detritus of the eruptive rock provided the main material basis for the development of secondary pores. While the matrix blocked the pores, it also produced a certain number of matrix dissolved pores, which had a dual impact on the reservoir. The dissolution during diagenesis is critical to the formation of Taiyuan Formation reservoir, and the increased porosity accounts for 64.3% of the current porosity. At the end of the Late Cretaceous, the late Yanshan movement led to the structural inversion of the Ordos Basin, the readjustment of gas and water, and the escape of natural gas along the fault in the eastern part of the basin. Finally, the low quality gas reservoir of Taiyuan Formation in Shenmu Gas Field is formed. The next exploration focus of Shenmu Gas Field should be based on the clear macro distribution law of diagenesis and favorable lithologic traps, and further search for the development area with high content of eruptive rock detritus and low content of matrix.

**Key words:** diagenesis; pore throat structure; tuffaceous matrix; structural inversion; Taiyuan Formation; Shenmu Gas Field; Ordos Basin

低品质气藏指具有开发低效性的气藏,表现为“物性差、丰度低、产能低”的特征,通常指储层孔隙度小于10%、渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、储量丰度小于 $2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、产能小于 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的一类气藏<sup>[1-3]</sup>。我国低品质气藏分布广泛,储量约占天然气总储量的70%<sup>[1]</sup>。对于致密砂岩储层,微观特征往往是其宏观地质特征及开发动态的缩影,也是影响气藏品质及产能大小的重要因素<sup>[4]</sup>。尤其是对于低品质气藏,其储层形成过程与常规的、高品质的气藏存在差异,微观特征也更为复杂,致密储层形成机理受多重因素影响。

目前,学者对于我国不同盆地低品质致密储层特征及形成机理已开展了大量研究<sup>[5-15]</sup>,取得了许多有益成果。孙靖等<sup>[5]</sup>对准噶尔盆地玛湖地区低品质致密砾岩储层的成因进行了研究,认为岩石成分、溶蚀作用、裂缝系统、异常高压是致密储层形成的主控因素,其中岩石成分是内因,后三者是外因;屈凯旋等<sup>[6]</sup>通过孔隙演化史及埋藏热史分析,明确了南华北盆地太康隆起太原组致密储层的成因,认为压实作用是造成原生孔隙丧失的主要原因,而胶结作用、溶蚀作用对储层的影响有限,属于“边致密边成藏型”储层;王小娟等<sup>[7]</sup>认为,破坏性化学成岩作用是川中地区沙溪庙组储层致密的主要因素,各类成岩胶结物的差异分布是导致物性变差的首要原因;徐宁宁等<sup>[8]</sup>系统分析了鄂尔多斯盆地北部大牛地气田石盒子组致密储层成因,认为储

层埋深大、成岩演化程度高、长石溶蚀殆尽是造成储层致密的原因,属于“斜坡深埋区岩屑溶蚀增孔”的形成机制。

神木气田是长庆油田上古生界天然气的主要产区之一<sup>[16]</sup>。从目前产建及开发效果来看,神木气田表现为“物性差、丰度低、产能低、稳产弱”等低品质气藏特征<sup>[17]</sup>。关于神木气田太原组低品质储层的成因,学者也开展了一些研究工作<sup>[16-18]</sup>。兰朝利等<sup>[17]</sup>综合测井、岩心及实验分析资料,认为神木气田太原组发育潮控三角洲平原分流河道沉积,储层主要受控于砂岩粒度、岩屑含量及溶蚀作用,石英含量升高不利于储层的发育;彭磊等<sup>[18]</sup>认为软组分及毛发状、弯片状的伊利石的发育,是影响孔隙连通性导致神木气田太原组储集性能较差的主要原因。但整体上,储层形成机理尚未完全摸清,一定程度上阻碍了神木气田的勘探开发进程。因此,有必要系统梳理神木气田太原组储层的微观特征,揭示优质储层形成机理,为神木气田的高效开发提供一定借鉴。

## 1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地是我国非常规油气资源勘探和开发的主战场,盆地内蕴含着丰富的石油和天然气资源,其中天然气主要聚集在古生界中,尤以上古生界碎屑岩致密砂岩天然气资源最为丰富<sup>[19-24]</sup>。鄂尔多斯盆地为多旋回克拉通盆地,经历了地质历

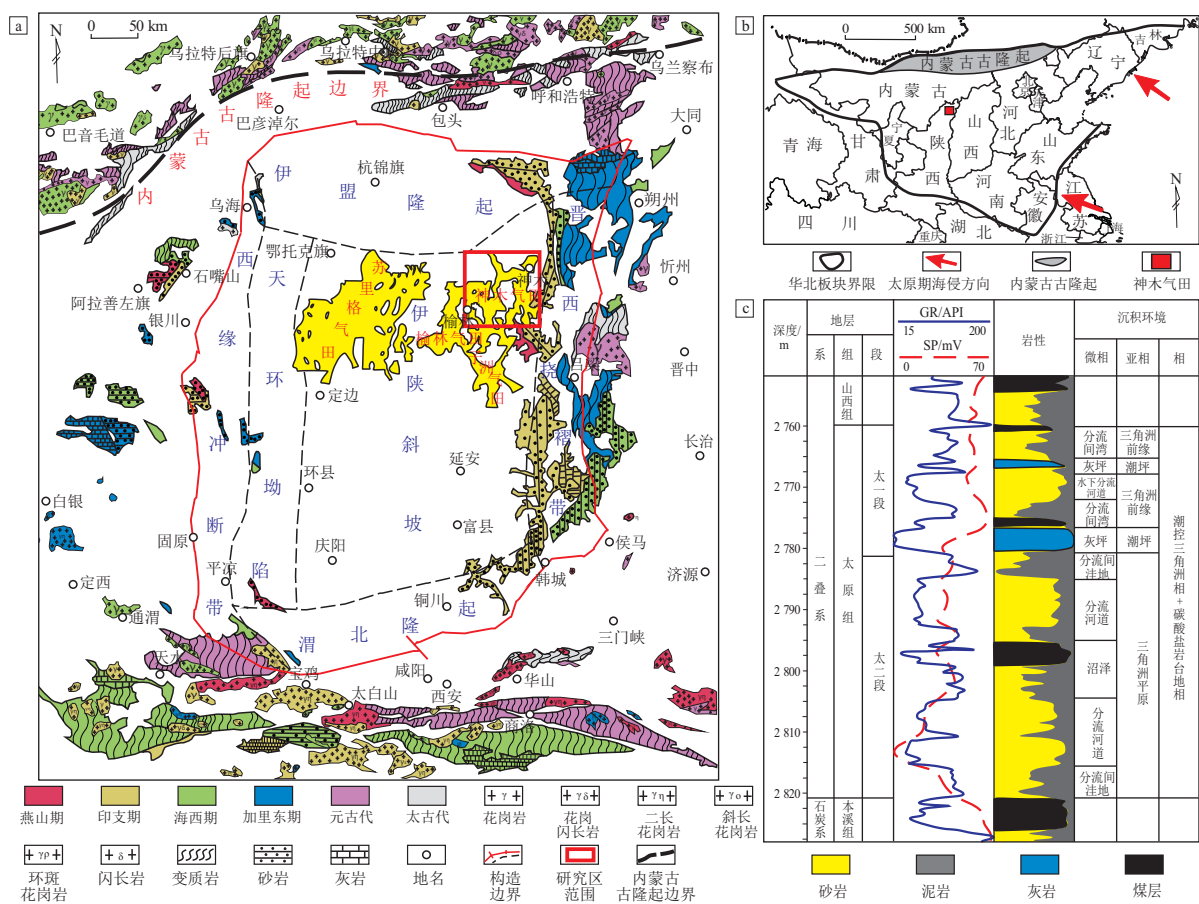


图 1 鄂尔多斯盆地神木气田构造位置及地层柱状图

a. 构造位置及周边物源岩性分布; b. 太原期古构造背景<sup>[26]</sup>; c. 太原组地层综合柱状图

Fig.1 Structural location and stratigraphic column of Shenmu Gas Field in Ordos Basin

史中的多期构造演化历程, 现今构造可划分为 6 个二级构造单元<sup>[25]</sup>, 分别为伊盟隆起、天环凹陷、西缘冲断带、伊陕斜坡、晋西挠褶带和渭北隆起(图 1a), 其中伊陕斜坡是盆地油气聚集的主要构造单元。神木气田主体位于陕西省神木县境内, 构造位置属于伊陕斜坡东北部, 靠近盆地东侧晋西挠褶带, 现今构造为平缓的西倾单斜, 坡度小于 1°, 坡降为 5~10 m/km<sup>[25]</sup>。

神木气田西侧依次为榆林气田和苏里格气田, 南侧为子洲气田(图 1a), 主力产层为太原组和山西组, 其中太原组是近年来重点开发层系, 是低品质气藏的典型代表, 也是本文研究的的目的层。神木气田太原组沉积期为潮控三角洲与碳酸盐岩台地交互沉积<sup>[4, 17]</sup>, 海水由盆地东南部向研究区多次海侵(图 1b), 主要岩性为陆相砂泥岩与海相薄层灰岩互层, 并夹多套厚度 0.5~5 m 的稳定煤层。根据海侵旋回及岩性变化, 可将太原组自下向上划分为太<sub>2</sub>段和太<sub>1</sub>段(图 1c), 平均地层厚度分别为 43.6 m 和 21.2 m, 平均气层厚度为 8.2 m, 主力气层主要发育在太<sub>2</sub>段。目前, 神木气田太原组钻井

平均试气无阻流量为 3.2×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, 投产后油套压下降较快, 开发上也表现出一定低效率<sup>[3]</sup>。

## 2 储层微观特征

### 2.1 岩石学及物性特征

神木气田太原组储层岩性以岩屑石英砂岩为主, 其次为石英砂岩、岩屑砂岩及少量长石岩屑质石英砂岩(图 2a), 碎屑颗粒含量约为 76.4%(表 1)。其中, 石英占碎屑总量的 83.1%, 岩屑为 16.2%, 长石为 0.7%, 因此“富石英、贫长石、岩屑含量较高”是太原组砂岩的主要特征之一。太原组砂岩碎屑成分成熟度高, Q/(F+R) 指数达 4.7, 高于鄂尔多斯盆地上古生界砂岩 Q/(F+R) 指数平均值 4.2<sup>[25]</sup>; 砂岩碎屑粒度以中—粗粒为主, 磨圆度中等, 以次棱—次圆状和次棱状为主, 颗粒分选以中等为主, 结构成熟度中等。

太原组填隙物含量普遍较高, 可达 23.6%(表 1), 其中胶结物类型以伊利石(9.0%)和高岭石(0.7%)等黏土矿物为主(图 3a, b); 其次为碳酸盐胶结物(图 3c, d), 以铁白云石(1.7%)和菱铁矿(1.9%)

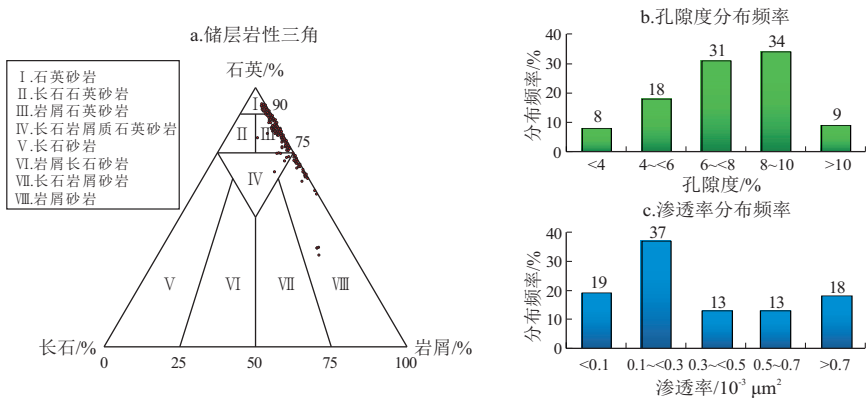


图 2 鄂尔多斯盆地神木气田太原组储层岩性及物性特征

Fig.2 Reservoir lithology and physical properties of Taiyuan Formation in Shenmu Gas Field, Ordos Basin

表 1 鄂尔多斯盆地神木气田太原组储层填隙物统计

Table 1 Statistics of reservoir interstitials in Taiyuan Formation of Shenmu Gas Field in Ordos Basin

样品编号	深度/m	碎屑颗粒/%	填隙物/%	胶结物/%												杂基/%
				黏土矿物			碳酸盐矿物				泥铁质	硅质	黄铁矿	其他		
				伊利石	高岭石	绿泥石	铁方石	铁白石	白云石	菱铁矿						
S20	1 981.8	81.8	18.2	5.0	1.0	0.5	0.5	0.0	0.2	1.0	0.0	1.0	1.0	0.0	8.0	
S20	1 989.2	75.5	24.5	6.5	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	7.0	2.0	0.5	0.0	0.5	7.5	
SH83	2 455.2	84.0	16.0	7.0	0.5	0.0	0.0	2.0	0.0	4.0	1.0	0.5	1.0	0.0	0.0	
S75	2 097.2	70.5	29.5	9.0	2.0	0.0	0.0	4.0	0.0	0.0	0.5	2.0	0.0	0.0	12.0	
S75	2 098.0	67.8	32.2	15.0	1.0	0.0	0.2	5.0	1.0	2.0	5.0	0.0	0.0	0.0	3.0	
S131	2 699.5	60.4	39.6	11.0	0.0	1.0	0.0	4.0	0.0	7.0	0.0	1.0	0.5	0.1	15.0	
SH153	2 482.0	78.5	21.5	12.0	2.0	0.0	0.0	3.0	0.5	0.0	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	
SH153	2 473.9	83.0	17.0	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.0	6.0	
S107	2 076.3	76.5	23.5	7.5	0.0	0.0	0.0	1.5	0.0	1.5	3.0	1.0	0.0	0.0	9.0	
S108	2 195.7	73.0	27.0	10.0	0.5	0.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.0	0.5	1.0	0.0	12.0	
S108	2 202.8	79.8	20.2	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.5	0.0	0.2	8.5	
S108	2 187.5	73.0	27.0	10.0	0.5	0.0	0.0	2.0	0.0	0.5	0.0	0.5	0.5	0.0	13.0	
SH175	2 414.0	77.8	22.2	8.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.2	0.0	2.0	4.0	0.0	0.0	6.0	
SH175	2 406.0	81.0	19.0	12.0	0.0	0.5	0.0	2.5	0.0	3.0	0.0	0.5	0.5	0.0	0.0	
SH175	2 411.0	86.0	14.0	6.0	2.5	0.2	0.8	0.0	0.5	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	2.0	
平均含量/%		76.4	23.6	9.0	0.7	0.1	0.3	1.7	0.2	1.9	1.3	1.1	0.3	0.1	6.8	

为主;另外还有泥铁质(1.3%)、硅质(1.1%)和少量黄铁矿(0.3%)(图 3e-g)。杂基含量高是太原组砂岩的又一特征,平均含量 6.8%;杂基类型主要为原杂基,部分保留了原始组分及形态(图 3h),也有部分原杂基发生蚀变,形成了杂基溶孔(图 3i, j)。一般来说,高含量的杂基对应沉积物重力流或山前冲积扇等沉积体系<sup>[27-28]</sup>,指示水动力快速变化或快速堆积过程,这显然与太原组的海陆交互沉积环境不符。研究区发育潮控三角洲及碳酸盐岩台地沉积,潮汐及海浪对太原组原始沉积物进行淘洗冲刷,不具备高杂基形成的沉积背景。

结合区域构造沉积演化特征及镜下杂基微观特征<sup>[28-29]</sup>,认为研究区高杂基主要为太原组沉积

期周边火山活动造成,大量火山灰以空降形式落入碎屑沉积物内,与陆源泥质组分混合形成沉凝灰质组分,并参与到沉积后作用。太原组杂基通常以孔隙充填产状分布,偏光显微镜下呈致密状(图 3h),扫描电镜下呈细小的鳞片状或颗粒状混杂堆积(图 3k),无固定晶形,能谱成分以伊利石和高岭石为主。与杂基不同,黏土矿物胶结物为成岩孔隙水析出,晶形大而完整,与自生石英、碳酸盐等胶结物共生(图 3l),有一定世代关系,这是杂基与胶结物镜下的主要区别<sup>[27-28]</sup>。

物性分析(图 2b)表明,太原组储层孔隙度主体介于 4.0%~10.0%,平均孔隙度为 8.4%,渗透率主体介于  $(0.10 \sim 0.70) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均渗透率为



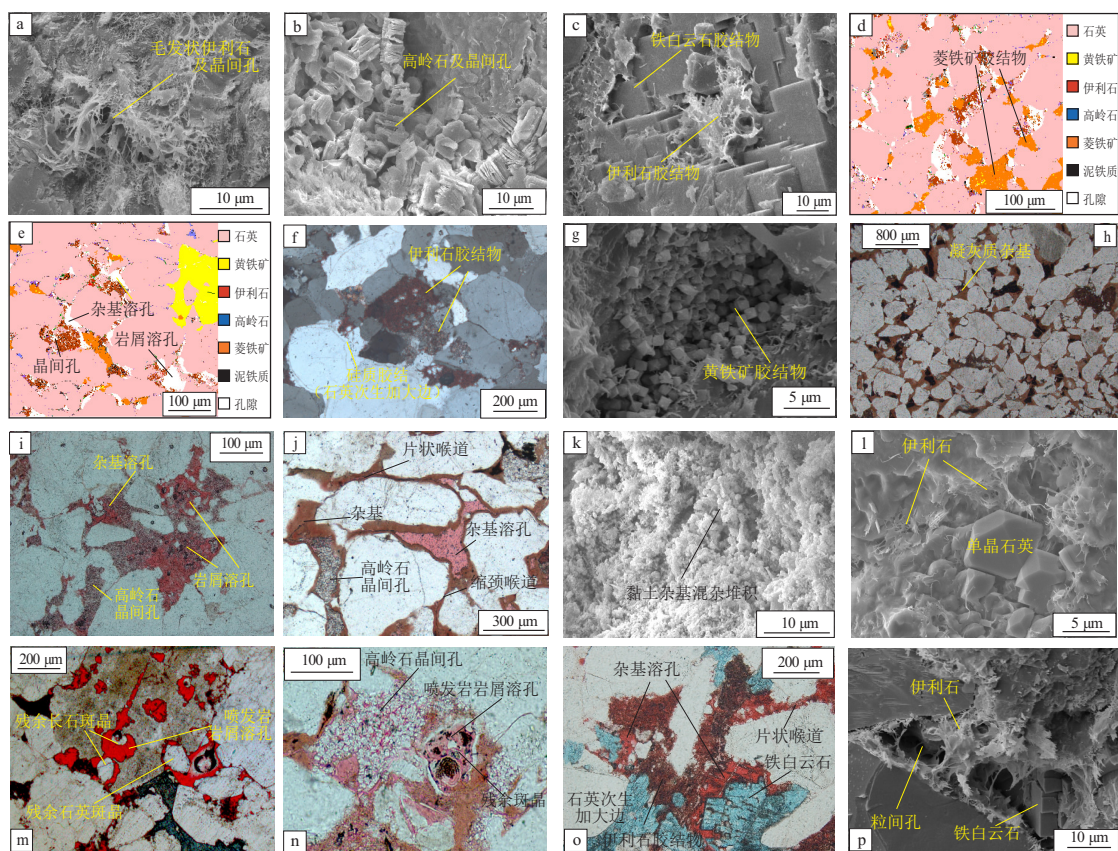


图 3 鄂尔多斯盆地神木气田太原组储层微观特征

a.毛发状伊利石及晶间孔,S108,2 192.5 m,扫描电镜;b.书页状高岭石及晶间孔,S108,2 192.5m,扫描电镜;c.铁白云石与伊利石胶结物,S175,2 412.0 m,扫描电镜;d.菱铁矿胶结物,S131,2 699.5 m,QEMSCAN;e.岩石矿物及孔隙分布特征,S131,2 699.5 m,QEMSCAN;f.硅质胶结发育,S131,2 701.1 m,铸体薄片;g.黄铁矿胶结物,S150,2 377.6 m,扫描电镜;h.棕黄色凝灰质杂基充填孔隙,S75,2 099.7 m,铸体薄片;i.杂基溶孔及高岭石晶间孔,S75,2 097.6 m,铸体薄片;j.喉道及杂基溶孔特征,S108,2 192.5 m,铸体薄片;k.杂基混杂堆积,无固定晶形,S75,2 099.7 m,扫描电镜;l.伊利石胶结物与单晶石英共生,S107,2 075.5 m,扫描电镜;m.喷发岩岩屑溶孔及残余斑晶,S20,1 982.6 m,铸体薄片;n.杂基蚀变形成高岭石晶间孔及岩屑溶孔,S107,2 075.5 m,铸体薄片;o.片状喉道及杂基溶孔特征,S150,2 377.6 m,铸体薄片;p.残余粒间孔,S20,1 989.9 m,扫描电镜。

Fig.3 Microscopic characteristics of Taiyuan Formation reservoir in Shenmu Gas Field, Ordos Basin

$0.33 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,按照李道品等<sup>[30]</sup>关于陆相碎屑岩储层分类标准,属于低孔—超低渗致密储层。

## 2.2 孔隙结构特征

### 2.2.1 孔喉类型

通过 34 块样品的铸体薄片、矿物成分定量扫描(QEMSCAN)及场发射扫描电镜等实验表明(图 4a,图 3i,j,m-p),太原组砂岩面孔率为 1.73%,

储集空间以岩屑溶孔(0.85%)为主,其次为杂基溶孔(0.50%)和粒间孔(0.23%),含少量晶间孔(0.08%)、长石溶孔(0.04%)及微裂缝(0.04%)。岩屑溶孔以喷发岩岩屑溶孔为主(图 3m,n),具有典型的斑状结构,斑晶多为石英、长石等;杂基溶孔是研究区太原组特有的孔隙类型,当杂基内的凝灰质组分较多时,显微镜下为棕黄色或土黄色(图3h),

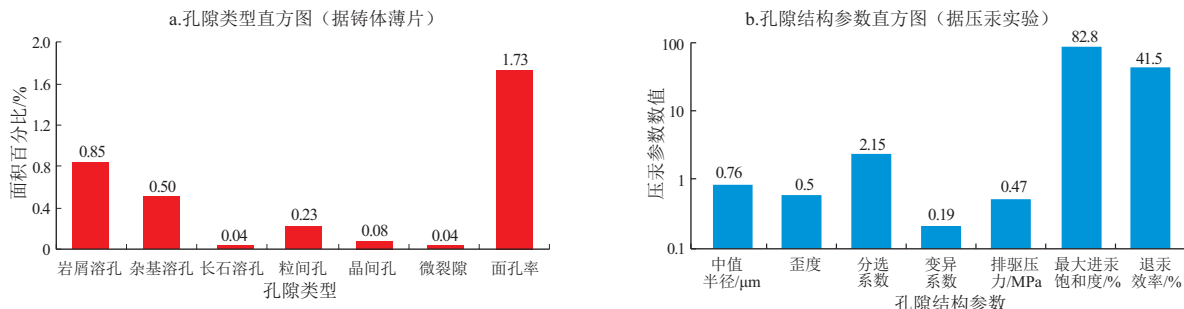


图 4 鄂尔多斯盆地神木气田太原组孔隙类型及结构参数直方图

Fig.4 Histograms of pore types and structural parameters of Taiyuan Formation in Shenmu Gas Field, Ordos Basin

凝灰质杂基相对于泥质杂基,火山成分更多,更易发生成岩蚀变,蚀变产物以伊利石和高岭石等黏土矿物为主,形成数量众多且孔径差异较大的杂基溶孔(图 3i,j,o);粒间孔发育程度较低,与太原组砂岩中的高石英碎屑和高杂基相关,石英颗粒广泛发育的次生加大边(图 3f)和高杂基导致原生粒间孔隙大量丧失,加之胶结物的沉淀充填,粒间孔几乎被消耗殆尽(图 3p);晶间孔主要以高岭石晶间孔为主(图 3b,i,j,n),太原组内广泛发育的伊利石也提供了一定晶间孔(图 3a)。长石溶孔及微裂缝对太原组砂岩孔隙贡献有限,不常见。

太原组砂岩孔隙类型多样,但分布及大小不均,孔喉间的连通程度较差。从砂岩碎屑颗粒接触方式上看,颗粒间多以线接触和点—线接触为主,且颗粒间充填了相当数量的杂基和胶结物,进一步堵塞喉道,导致喉道以片状和缩颈型为主(图 3j,o),管束状喉道不发育。

2.2.2 孔隙结构特征

压汞和 CT 成像扫描技术是研究致密储层孔隙结构的定量表征手段<sup>[31-32]</sup>。压汞实验是通过统计岩石在进汞和退汞过程中的压力及流量变化来获取孔隙内部结构参数,优点是实验压力高,可达 220 MPa,能够表征的最小孔喉半径为 3.7 nm<sup>[33]</sup>。通过 6 口井中 13 块太原组砂岩样品压汞数据(图 4b)表明,汞进入最大孔喉的启动压力中等,平均排驱压力为 0.47 MPa,喉道中值半径为 0.76 μm,孔喉分选性中等,分选系数为 2.15,变异系数为 0.19,孔径分布略偏粗,歪度为 0.5;汞能够进入孔隙的总量较高,最大进汞饱和度达 82.8%,但退汞

效率相对较低,平均 41.5%,有效连通的孔隙数量较少。整体来看,太原组砂岩孔隙结构非均质性较强。

CT 成像扫描技术是通过 X 射线穿透岩石过程中能量衰减的信息<sup>[32-34]</sup>,来重建岩石孔隙及喉道的三维结构(图 5a-c),优点是能够区分孔隙和喉道,并对其数量、体积、配位数等参数进行定量统计<sup>[35]</sup>。通过 3 块典型样品的 CT 成像扫描结果(图 5)来看,太原组砂岩孔隙半径主体介于 0~42 μm,平均为 18.6 μm,喉道半径主体介于 0~25 μm,平均为 0.85 μm。从孔/喉数量分布(图 5d)来看,0~10 μm 尺度的孔隙和喉道数量占比最大,而 10~40 μm 尺度的较大孔隙和喉道数量占比小,分别为 36.8% 和 23.2%,体现储层以众多微小孔/喉为主的结构特征。但从孔/喉体积分布(图 5e)来看,10~40 μm 尺度的较大孔隙为储集空间提供了绝大部分体积,占比达 76.5%,该尺度下的喉道体积占比也达到了 45.1%,表明太原组砂岩的主要储集空间集中在 10~40 μm;而喉道则以 0~10 μm 尺度的细喉道为主,其次是 10~40 μm 尺度的较粗喉道,整体表现为小孔—细喉型孔喉组合。从孔/喉配位数分布(图 5f)来看,配位数为 1 和 2 的孔隙数量最多,占孔隙总量的一半以上;而配位数大于 2 的孔隙数量有限,表明太原组储层孔喉连通性较差,无效及盲孔数量较大。对于致密砂岩储层而言,喉道大小及连通程度是影响渗透率的关键,因此太原组储层广泛发育的细喉道与较小的孔喉配位数,制约了储层的储集和渗流能力,是太原组低品质储层形成的根本原因。

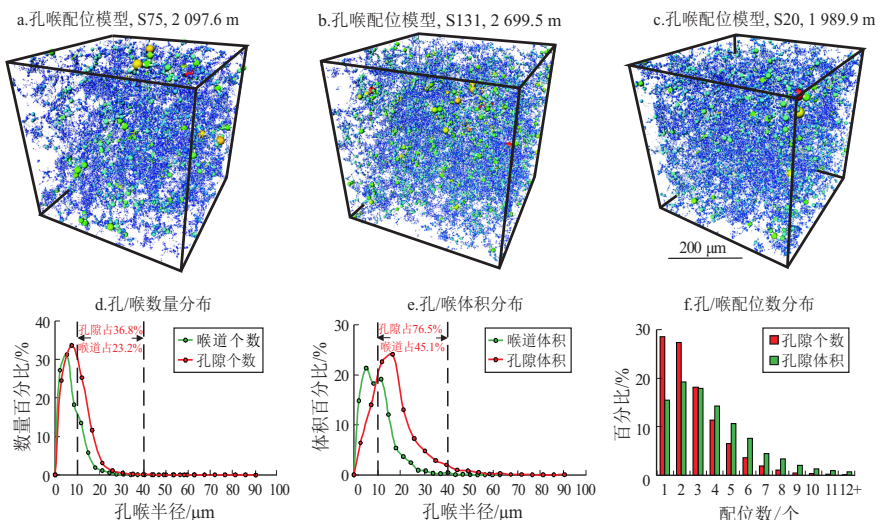


图 5 鄂尔多斯盆地神木气田太原组储层 CT 扫描成像特征及孔喉定量表征

Fig.5 CT scan imaging characteristics and pore throat quantitative characterization of Taiyuan Formation reservoir in Shenmu Gas Field, Ordos Basin



### 3 低品质储层形成机理

#### 3.1 高杂基含量对低品质储层形成的双重影响

神木气田太原组沉积期,是华北板块晚石炭世—早二叠世构造活动最为显著的时期,其中以华北板块北部古亚洲洋俯冲带安第斯型主动大陆边缘岩浆弧的发育为代表,大量花岗岩及花岗闪长岩从俯冲带向上侵入华北板块北缘,形成内蒙古古隆起<sup>[26,29,36-37]</sup>。内蒙古古隆起形成后,于晚古生代—早三叠世持续遭受抬升剥蚀,其火山岩记录也逐渐被剥蚀殆尽<sup>[26]</sup>,从鄂尔多斯盆地现今周边物源岩性分布,仍可发现东西向分布的残余海西期花岗岩及花岗闪长岩(图 1a)。此外,桑树勋等<sup>[37]</sup>、周安朝<sup>[38]</sup>、张拴宏等<sup>[39]</sup>等学者也先后在华北板块北部、东部及中部发现和识别了本溪组及太原组内部的火山事件沉积序列。这些都是晚石炭世—早二叠世内蒙古古隆起火山活动的重要证据。

内蒙古古隆起的岩浆侵入过程伴随着大量中—酸性火山灰向南漂移<sup>[29]</sup>,降落在鄂尔多斯盆地内部。笔者对鄂尔多斯盆地不同地区太原组薄片鉴定统计后发现,太原组砂岩内的高杂基现象广泛存在,但纵向上杂基含量差异较大,表明火山灰在空中搬运距离广,但喷发过程为间歇性,当火山喷发能量较弱或火山处于休眠期时,太原组砂岩内的杂基含量随之减小。

由于杂基主要为火山灰沉降在水体和沉积物中,属于漂移搬运,因此杂基含量的高低与火山喷发强弱及火山灰漂移距离相关<sup>[38]</sup>。神木气田太原组砂岩内广泛发育的高含量杂基对储层产生一定影响。根据铸体薄片、物性分析等统计表明,杂基

对砂岩的面孔率及孔隙度影响明显(图 6a, b),而与渗透率相关性较低(图 6c)。这是因为杂基主要充填于粒间孔内,低含量杂基通常形成于火山喷发强度较弱的时期,对粒间孔的破坏作用有限;当火山喷发强度增强时,杂基含量随之增加,对粒间孔的破坏增强。对于致密砂岩储层,渗透率往往受多因素控制。从孔渗相关性来看(图 6d),太原组储层孔隙度对渗透率的影响有限,相关系数  $R^2$  仅为 0.378 1;而杂基对渗透率的影响也相对有限,相关系数  $R^2$  仅为 0.318 2。这是因为,太原组的主要孔隙类型为岩屑溶孔,其次为杂基溶孔和粒间孔,杂基是通过减少粒间孔和增加杂基溶孔来双重影响渗透率,即:早期杂基对储层主要是破坏作用,同时又为后期溶蚀作用提供了一定物质基础,改善了储集物性,因此杂基对渗透率的影响并不是简单的线性关系。但整体上,杂基含量越高,对储层造成的不利影响越大。

#### 3.2 喷发岩岩屑是次生孔隙发育的主要物质基础

根据铸体薄片统计结果(图 7a),神木气田太原组砂岩碎屑具有较高的岩屑含量,占碎屑总量的 16.20%;岩屑组分以变质岩岩屑(12.61%)和岩浆岩岩屑(3.34%)为主,含少量沉积岩岩屑(0.25%),其中,变质岩岩屑以石英岩为主(图 8a),其次为变质砂岩(图 8b)、千枚岩、板岩及少量片岩等。由于变质岩组分以石英、黏土矿物为主,不易发生蚀变,多保留了其原始形态及组分,对次生孔隙的形成影响不大。

岩浆岩岩屑以喷发岩岩屑(图 8c, d)和隐晶岩岩屑为主,含少量花岗岩岩屑,其中喷发岩岩屑大多发生蚀变,蚀变产物多为伊利石和高岭石等黏土

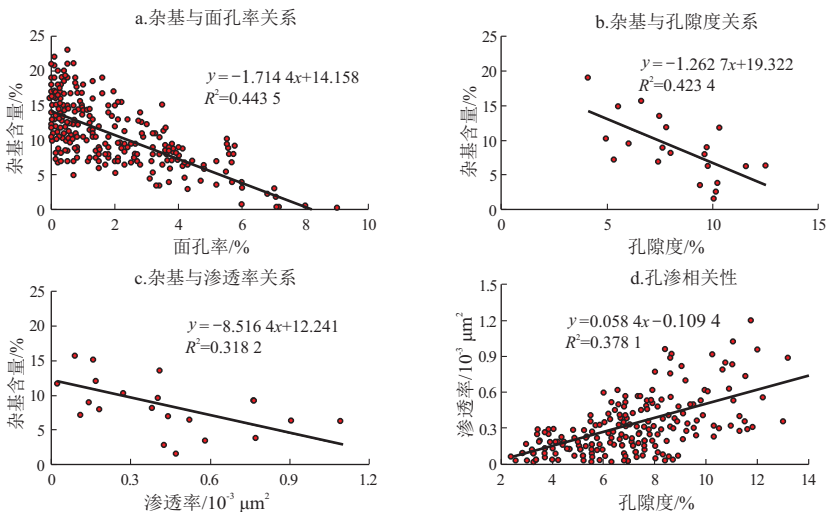


图 6 鄂尔多斯盆地神木气田太原组杂基含量与储层关系

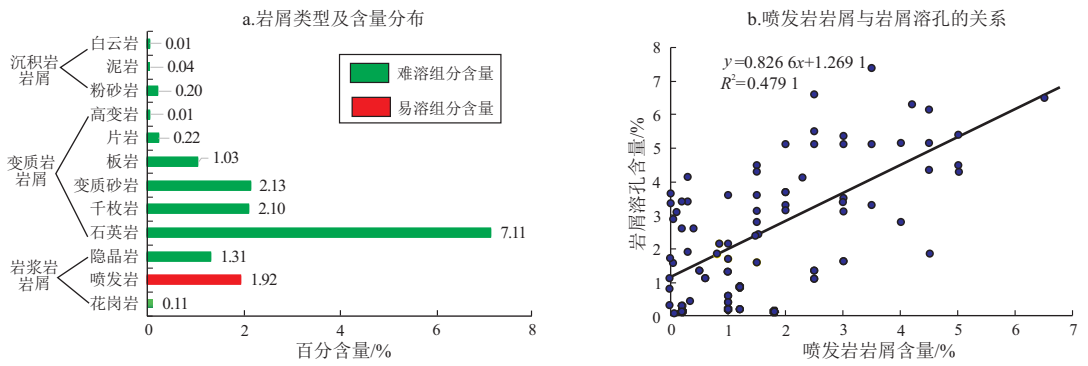


图 7 鄂尔多斯盆地神木气田太原组储层岩屑类型及特征

Fig.7 Rock detritus types and characteristics of Taiyuan Formation in Shennu Gas Field, Ordos Basin

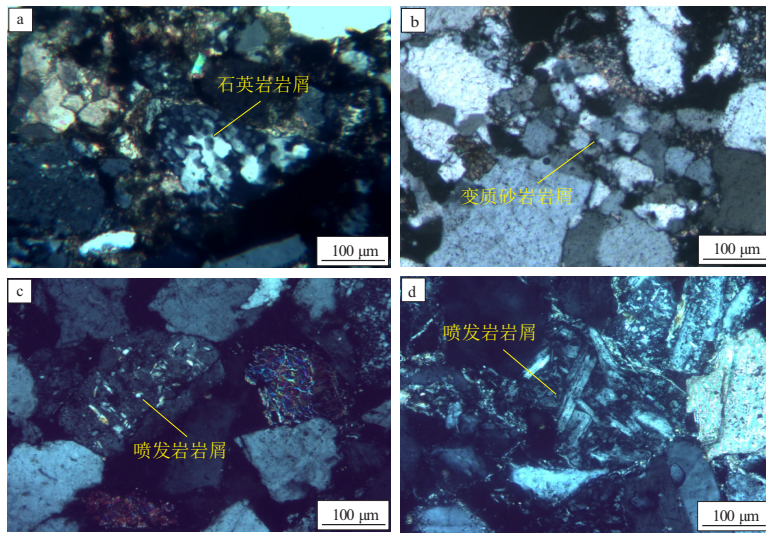


图 8 鄂尔多斯盆地神木气田太原组储层岩屑镜下特征(正交镜下)

a. 石英岩岩屑, S108, 2 194.1 m; b. 变质砂岩岩屑, S175, 2 411.8 m; c. 喷发岩岩屑, S108, 2 192.5 m; d. 喷发岩岩屑, S20, 1 989.9 m。

Fig.8 Microscopic characteristics of rock detritus in Taiyuan Formation of Shennu Gas Field, Ordos Basin (orthogonal microscopy)

矿物,可见残余斑状结构或长石、石英等斑晶(图 3m,n)。根据鄂尔多斯盆地现今周边源区岩性分布特征(图 1a),神木气田太原组沉积期,内蒙古古隆起的中—酸性岩浆喷发至地表<sup>[39]</sup>,形成了具有斑状结构的喷发岩和隐晶质结构的隐晶岩,由于中—酸性喷发岩的斑晶多为长石等易溶矿物,基质也为不稳定的玻璃质,这为太原组次生孔隙的发育提供了条件。根据岩屑溶孔含量与喷发岩岩屑含量关系来看(图 7b),喷发岩岩屑与岩屑溶孔相关性良好,相关系数  $R^2$  为 0.479 1,表明喷发岩岩屑是岩屑溶蚀的主体,这与镜下观察到的现象一致。因此,喷发岩岩屑是太原组次生孔隙发育的主要物质基础。

隐晶岩的隐晶质结构相对喷发岩的长石斑晶和玻璃质基质,性质相对稳定,镜下也基本未发生蚀变作用;沉积岩岩屑一般在沉积物搬运过程中不

易保存下来,含量整体较低,也不易发生蚀变,对太原组储层次生孔隙的贡献可忽略不计。

### 3.3 成岩作用改造是低品质储层形成的关键

成岩作用是碎屑岩储层微观特征的重要影响因素<sup>[40]</sup>。一般来说,沉积物沉积后经历的成岩作用类型主要有机械压实作用、压溶作用、胶结作用、交代作用及溶蚀作用<sup>[41]</sup>,其中机械压实作用、压溶作用和胶结作用对储层的影响以破坏性为主,而溶蚀作用对储层的影响以建设性为主,是次生孔隙形成的关键。交代作用是由于成岩环境改变,新矿物代替原有矿物的作用,对孔隙的影响不大<sup>[42]</sup>。神木气田太原组砂岩经历了上述复杂的成岩作用过程,碎屑颗粒以点—线接触为主(图 3d,h),压实作用较强,刚性石英碎屑组分高,导致后期石英压溶现象较常见(图 3f);太原组砂岩填隙物含量普遍较高(表 1),尤其是含量较高的杂基、碳酸盐和硅



质胶结物对孔隙造成较大影响;喷发岩岩屑和凝灰质杂基的性质不稳定(图 3i, m-o), 为后期溶蚀作用提供了物质基础。神木气田太原组内部煤层和碳质泥岩的镜质体反射率  $R_0$  值普遍大于 1.8%<sup>[4]</sup>, 且砂岩内伊利石(图 3a, c, l, p)、含铁碳酸盐胶结物(图 3c, d)等成岩晚期矿物的大量出现, 指示了太原组主体成岩阶段处于晚成岩阶段 B 期。

目前, 成岩作用的研究已趋于量化, 研究理论也日趋成熟<sup>[43-45]</sup>, 根据学者对碎屑岩储层孔隙演化的理论计算公式(表 2), 基于粒度分析及铸体薄片鉴定结果, 分别求取  $\Phi_1$ 、 $\Phi_2$ 、 $\Phi_3$ 、 $\Phi_4$ 、 $\Phi_5$  等 5 个关键参数, 其中  $\Phi_1$  代表原始孔隙度, 由于原始孔隙度与碎屑颗粒的分选性关系密切, 因此选用 BEAARD 和 WEYL<sup>[43-44]</sup> 关于砂岩原始孔隙度恢复

方法求取  $\Phi_1$ (表 2);  $\Phi_2$  代表压实作用后剩余孔隙度, 可通过统计现今孔隙内的填隙物含量、粒间孔及填隙物溶孔对应的面孔率之和来反映;  $\Phi_3$  代表胶结作用后剩余孔隙度, 胶结作用导致大量粒间孔丧失, 因此现今残余粒间孔即为胶结作用后的剩余孔隙度;  $\Phi_4$  代表溶蚀作用增加孔隙度, 所有溶蚀孔隙的面孔率之和即为溶蚀作用增加的孔隙度;  $\Phi_5$  代表计算目前孔隙度, 数值为胶结作用后剩余孔隙度  $\Phi_3$  与溶蚀作用增加孔隙度  $\Phi_4$  之和。根据上述各参数的涵义, 整个成岩过程中的减孔量 =  $\Phi_1$  - 杂基含量 -  $\Phi_2$  -  $\Phi_3$ , 增孔量为  $\Phi_4$ 。

参考上述孔隙度演化计算方法, 本文在考虑(凝灰质)杂基对沉积物充填的前提下, 对神木气田太原组储层孔隙演化过程进行了计算(表 3)。

表 2 鄂尔多斯盆地神木气田太原组砂岩孔隙演化定量计算方法

Table 2 Quantitative calculation method for pore evolution of sandstone in Taiyuan Formation of Shenmu Gas Field in Ordos Basin

孔隙恢复	孔隙演化定量计算公式
原始孔隙度 $\Phi_1$	$\Phi_1 = 20.91 + (22.9/S_0)$ , 式中: $S_0$ 为 Trask 分选系数, $S_0 = (Q_1/Q_3)^{1/2}$ , 其中 $Q_1$ 、 $Q_3$ 为粒度概率累计曲线 25% 和 75% 处的粒径大小
压实作用后剩余孔隙度 $\Phi_2$	$\Phi_2 = (\text{粒间孔面孔率} + \text{填隙物溶孔面孔率}) \times \text{物性分析孔隙度} / \text{总面孔率} + \text{填隙物含量}$
胶结作用后剩余孔隙度 $\Phi_3$	$\Phi_3 = \text{粒间孔面孔率} \times \text{物性分析孔隙度} / \text{总面孔率}$
溶蚀作用增加孔隙度 $\Phi_4$	$\Phi_4 = \text{溶蚀孔面孔率} \times \text{物性分析孔隙度} / \text{总面孔率}$
计算目前孔隙度 $\Phi_5$	$\Phi_5 = \Phi_3 + \Phi_4$
误差 $\delta$	$\delta = (\text{计算目前孔隙度} - \text{实测物性孔隙度}) / \text{实测物性孔隙度}$

注: 公式来源参见参考文献[31-33]。

表 3 鄂尔多斯盆地神木气田太原组储层孔隙演化统计

Table 3 Reservoir pore evolution statistics of Taiyuan Formation in Shenmu Gas Field, Ordos Basin

样品号	原始孔隙度 $\Phi_1$ / %	杂基充填残余孔隙度 / %	压实作用后剩余孔隙度 $\Phi_2$ / %	胶结作用后剩余孔隙度 $\Phi_3$ / %	溶蚀作用增加孔隙度 $\Phi_4$ / %	计算现今孔隙度 $\Phi_5$ / %	实测现今孔隙度 / %	误差 $\delta$ / %
S3-1	37.8	31.1	13.2	2.3	4.5	6.8	7.1	-4.2
S3-2	38.2	30.3	12.3	1.9	3.6	5.5	5.7	-3.5
S102-1	36.5	28.2	11.5	3.6	5.3	8.9	8.5	4.7
S102-2	37.2	26.6	14.2	4.2	6.8	11.0	10.6	3.8
S30-1	34.5	29.2	10.3	2.5	7.1	9.6	9.3	3.2
S30-2	33.2	28.4	14.8	2.9	3.8	6.7	6.8	-1.5
S102-1	37.6	28.0	18.2	2.7	5.5	8.2	8.6	-4.7
S102-2	34.1	29.5	12.8	3.6	6.9	10.5	10.5	0.0
SH15-1	35.9	27.0	14.1	4.1	4.8	8.9	9.1	-2.2
SH15-2	38.6	29.1	16.3	2.8	6.8	9.6	9.3	3.2
SH8-1	36.9	30.8	12.6	1.7	6.1	7.8	7.9	-1.3
SH8-2	37.8	33.0	16.3	2.3	5.8	8.1	8.0	1.3
SH8-3	36.1	26.4	15.4	4.6	4.1	8.7	8.7	0.0
SH44-1	38.2	32.5	13.9	5.1	2.9	8.0	7.6	5.3
SH44-2	37.6	31.4	9.6	2.3	3.8	6.1	6.3	-3.2
SH49-1	37.3	33.2	15.2	1.9	6.8	8.7	8.4	3.6
SH49-2	34.1	27.9	14.6	3.3	7.1	10.4	10.1	3.0
SH49-3	35.3	31.5	13.6	2.1	5.8	7.9	7.6	3.9
平均/范围	36.5	29.7	13.8	3.0	5.4	8.4	8.3	-4.7~5.3

结果表明,太原组砂岩骨架颗粒的平均原始孔隙度  $\Phi_1$  为 36.5%, 杂基充填后残余孔隙度为 29.7%; 经历压实作用(机械压实和压溶作用)后剩余孔隙度  $\Phi_2$  为 13.8%; 胶结作用进一步充填堵塞孔隙和喉道, 剩余孔隙度  $\Phi_3$  仅为 3.0%; 之后溶蚀作用产生大量次生溶蚀孔, 增加孔隙度  $\Phi_4$  为 5.4%, 极大改善了储集性能, 最终形成了现今的低品质储层, 计算现今孔隙度为 8.4%。计算结果与物性分析实测孔隙度的误差  $\delta$  介于 -4.7%~5.3%, 误差较小。

基于上述孔隙演化计算结果, 结合前人对鄂尔多斯盆地东北部临兴地区太原组流体包裹体均一温度和成藏期次的研究成果<sup>[46]</sup>, 对太原组储层的致密史进行恢复, 由于神木气田位于临兴地区北部约 70 km, 研究成果具有一定参考价值。临兴地区太原组流体包裹体均一温度介于 75.9~165.7 °C, 主体介于 85~140 °C, 主峰温度区间为 100~130 °C, 综合临兴地区埋藏史, 确定太原组油气充注时间为早—中侏罗世(220~146 Ma)<sup>[46]</sup>。

因此, 距今 220~146 Ma 之前, 为神木气田太原组储层的主要致密期(图 9), 孔隙度由原始的 35.6% 降为 3.0%, 先后经历了凝灰质杂基的同生沉积阶段(减孔量 6.8%), 早成岩阶段的压实作用(减孔量 15.9%), 以及中成岩阶段的胶结作用(减孔量 10.8%), 大量伊利石、高岭石、菱铁矿、白云石、黄铁矿等自生矿物从孔隙水中析出, 并伴有部

分凝灰质杂基和喷发岩岩屑的溶蚀; 220~146 Ma 期间, 为太原组储层的主要改善期和成藏期, 孔隙度由 3% 增至 8.4%, 由于基底快速沉降, 烃源岩成熟排出烃类及产生大量酸性流体, 溶蚀作用加剧, 大量次生溶蚀孔隙产生(增孔量 5.4%), 同时天然气聚集成藏, 为“边致密边成藏”型储层。太原组储层的溶蚀过程持续时间长, 直至晚白垩世末期, 鄂尔多斯盆地整体抬升后才逐渐减弱<sup>[46-47]</sup>。该阶段地层埋深大, 石英次生加大边及含铁碳酸盐明显增多, 已进入晚成岩阶段。

值得注意的是, 杂基及喷发岩岩屑在溶蚀产生次生孔隙的同时, 也产生了相当数量的伊利石胶结物。彭磊等<sup>[18]</sup>认为这些纤维状、丝缕状及弯片状的伊利石充填于孔隙中, 对太原组储层渗流能力也产生一定影响。此外, 兰朝利等<sup>[17]</sup>认为太原组砂岩粒度与岩屑含量、溶蚀作用也存在一定关系, 粒度越粗, 岩屑含量越高, 溶蚀作用越强烈, 对储层的成岩改造越有利。因此, 成岩作用过程是长期而复杂的, 孔隙演化过程是各种成岩现象的综合表现, 成岩作用改造对于太原组储层的形成至关重要。

### 3.4 构造反转气水调整导致低品质气藏最终定型

鄂尔多斯盆地天然气的成藏、分布与构造运动关系密切<sup>[47]</sup>, 尤其是位于盆地东部边缘的神木气田, 受盆地构造沉降及抬升的影响更为突出<sup>[48]</sup>。如图 10 所示, 早侏罗世之前, 鄂尔多斯盆地构造相对

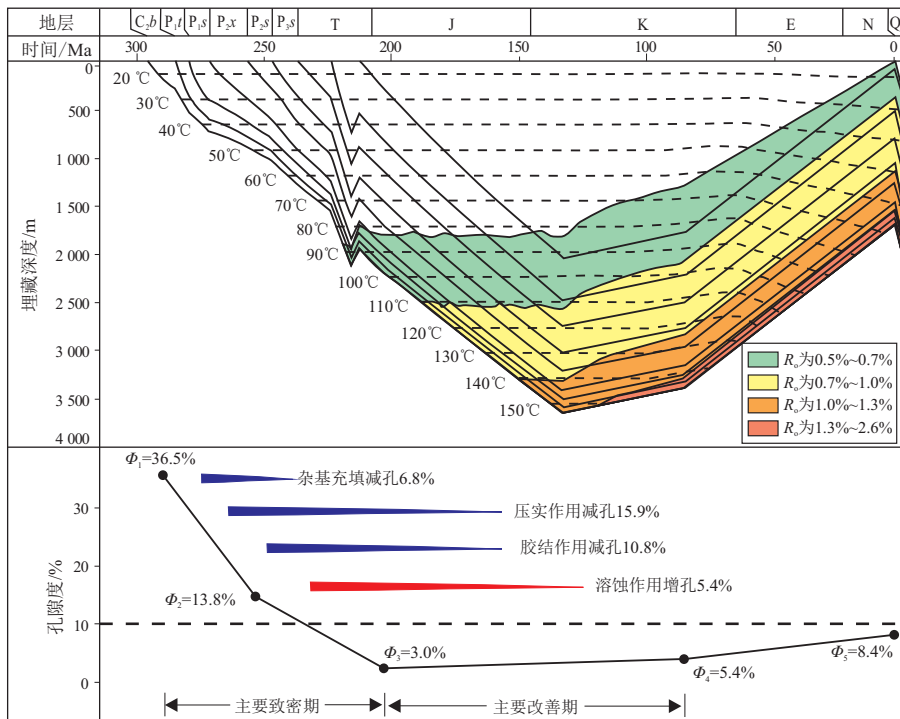


图 9 鄂尔多斯盆地神木气田太原组储层孔隙演化模式

Fig.9 Reservoir pore evolution model of Taiyuan Formation in Shenmu Gas Field, Ordos Basin

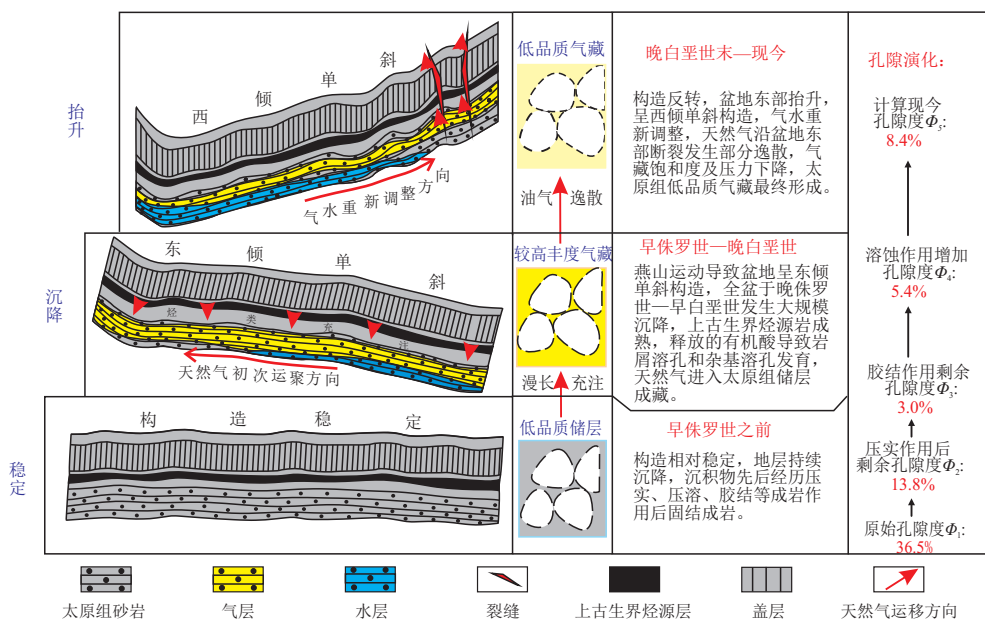


图 10 鄂尔多斯盆地构造演化及太原组低品质气藏形成模式

Fig.10 Tectonic evolution of Ordos Basin and formation model of low-quality gas reservoirs in Taiyuan Formation

稳定,地层持续沉降,沉积物主要经历了压实作用、压溶作用及胶结物的充填作用,并最终固结成岩。

早侏罗世—晚白垩世(图 10),受燕山运动东西向构造应力的挤压作用,鄂尔多斯盆地呈现西高东低的东倾单斜构造,盆地持续沉降升温,上古生界本溪组、太原组及山西组内部的煤系烃源岩成熟,不断向上古储层充注烃类<sup>[47]</sup>。有机质演化伴生的有机酸等物质进入太原组砂岩内部,形成大量次生溶孔,有效改善了储层物性。同时,天然气进入储层后发生气水分异,天然气向盆地西部构造高部位初次运聚,地层水则主要分布于盆地东部构造低部位<sup>[48]</sup>。太原组储层品质虽低,但经过漫长的烃类充注过程,也形成了较高丰度气藏。

晚白垩世末至今(图 10),晚白垩世末期的燕山运动落幕导致鄂尔多斯盆地构造发生反转,盆地东部发生构造抬升,吕梁山隆升形成晋西挠褶带,盆地西部则处于沉降状态,形成了西倾单斜构造,一直持续至今<sup>[46]</sup>。构造反转导致上古生界储层气水重新调整,天然气向盆地东部构造高部位运聚,地层水则向盆地西部构造低部位调整<sup>[48-49]</sup>。由于神木气田处于盆地东部边缘,受晋西挠褶带断裂影响明显,天然气沿着断裂向上部逸散,导致连续气柱上升,含气层位较盆地中西部增多,但含气饱和度整体下降<sup>[47]</sup>,气藏平均储量丰度为  $0.8 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,明显低于盆地中部的苏里格气田 ( $1.4 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ) 和榆林气田 ( $1.3 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ) 等。

因此,构造反转气水重新调整导致神木气田太

原组低品质气藏最终定型。从气藏开发效果上看,神木气田也明显不及周边气田。目前神木气田太原组主要采用水平井开发为主,平均日产量为  $1.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,稳产周期短;而西侧榆林气田投产的太原组水平井平均日产量达  $3.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,稳产周期长。这进一步验证构造反转对神木气田太原组气藏的影响是直接的和关键的,最终形成现今“物性差、丰度低、产能低、稳产弱”的低品质气藏。

## 4 结论

(1) 神木气田太原组储层具有“富石英、富岩屑、岩屑含量较高”特征,杂基含量普遍较高,孔隙类型以岩屑溶孔和杂基溶孔为主,发育小孔—细喉型孔喉组合;孔隙结构非均质性较强,广泛发育的细喉道与较小的孔喉配位数,导致孔喉连通性较差,制约了储层的储集和渗流能力。

(2) 神木气田太原组储层的形成主要受杂基、喷发岩岩屑含量及成岩作用的影响。内蒙古古隆起的火山活动为太原组提供了大量喷发岩岩屑及凝灰质杂基,喷发岩岩屑为次生孔隙的发育提供了主要物质基础,杂基对储层的形成具有双重影响,成岩溶蚀作用是能否形成有效储层的关键。燕山运动落幕的构造反转,最终导致神木气田现今低品质气藏的形成。

(3) 在低孔—超低渗储层普遍发育的背景下,寻找高含量喷发岩岩屑和低含量杂基的发育区,深化储层成岩作用的宏观展布研究,选择受断裂影响



较小、保存条件较好的岩性圈闭部署井位,是神木气田下一步的勘探重点。

### 利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

### 作者贡献/Authors' Contributions

张涛、巩肖可、黄朝、曹青赞参与论文研究框架设计及撰写工作;孟凤鸣、董占民参与了储层的分析测试工作;张涛、陈朝兵、王恒力参与了论文的修改工作。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

The study was designed and the manuscript was drafted by ZHANG Tao, GONG Xiaoke, HUANG Chao and CAO Qingyun. The experimental operation was completed by MENG Fengming and DONG Zhanmin. The manuscript was revised by ZHANG Tao, CHEN Zhaobing and WANG Hengli. All the authors have read the last version of paper and consented for submission.

### 参考文献:

- [1] 田昌炳,罗凯,朱怡翔.低效气藏资源特征及高效开发战略思考[J].天然气工业,2004,24(1):4-6.

TIAN Changbing, LUO Kai, ZHU Yixiang. Resources characteristics of low beneficial gas reservoirs and strategic thoughts of high profitable development [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(1):4-6.

- [2] 田昌炳,于兴河,徐安娜,等.我国低效气藏的地质特征及其成因特点[J].石油实验地质,2003,25(3):235-238.

TIAN Changbing, YU Xinghe, XU Anna, et al. Geological characteristics and origin peculiarities of low efficiency gas reservoirs in China [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2003, 25(3): 235-238.

- [3] 蒙晓灵,张宏波,刘志军,等.神木气田太原组气藏开发低效性主控因素[J].西安石油大学学报(自然科学版),2012,27(1):7-10.

MENG Xiaoling, ZHANG Hongbo, LIU Zhijun, et al. Dominant factors of the low-efficiency development of the gas reservoir in Taiyuan Formation in Shenmu Gasfield [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2012, 27(1):7-10.

- [4] 蒙晓灵,张宏波,冯强汉,等.鄂尔多斯盆地神木气田二叠系太原组天然气成藏条件[J].石油与天然气地质,2013,34(1):37-41.

MENG Xiaoling, ZHANG Hongbo, FENG Qianghan, et al. Gas accumulation conditions of the Permian Taiyuan Formation in Shenmu Gas Field, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(1):37-41.

- [5] 孙靖,尤新才,张全,等.准噶尔盆地玛湖地区深层致密砾岩储层发育特征及成因[J].天然气地球科学,2023,34(2):240-252.

SUN Jing, YOU Xincan, ZHANG Quan, et al. Development characteristics and genesis of deep tight conglomerate reservoirs of Mahu area in Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(2): 240-252.

- [6] 屈凯旋,郭少斌.南华北盆地太康隆起太原组砂岩储层致密成因及天然气充注特征[J].石油科学通报,2022,7(3):294-308.

QU Kaixuan, GUO Shaobin. Tightening genesis and gas charging characteristics of the Taiyuan Formation sandstone reservoir in the Taikang uplift, southern North China Basin [J]. Petroleum Science Bulletin, 2022, 7(3):294-308.

- [7] 王小娟,洪海涛,吴长江,等.四川盆地川中地区侏罗系沙溪庙组致密砂岩储层特征及成因[J].吉林大学学报(地球科学版),2022,52(4):1037-1051.

WANG Xiaojuan, HONG Haitao, WU Changjiang, et al. Characteristics and formation mechanisms of tight sandstone reservoirs in Jurassic Shaximiao Formation, central of Sichuan Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2022, 52(4):1037-1051.

- [8] 徐宁宁,张守鹏,王永诗,等.鄂尔多斯盆地北部二叠系下石盒子组致密砂岩成岩作用及孔隙成因[J].沉积学报,2022,40(2):422-434.

XU Ningning, ZHANG Shoupeng, WANG Yongshi, et al. Diagenesis and pore formation of the Upper Paleozoic tight sandstone in the northern area of the Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2022, 40(2):422-434.

- [9] 曹尚,李树同,党海龙,等.鄂尔多斯盆地东南部长7段页岩孔隙特征及其控制因素[J].新疆石油地质,2022,43(1):11-17.

CAO Shang, LI Shutong, DANG Hailong, et al. Pore characteristics and controlling factors of Chang 7 shale in southeastern Ordos Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(1):11-17.

- [10] 付强,肖冬生.胜北洼陷三间房组致密砂岩气藏有利储层特征与成岩相[J].断块油气田,2023,30(1):9-16.

FU Qiang, XIAO Dongsheng. Favorable reservoir characteristics and diagenetic facies of tight sandstone gas reservoir of Sanjianfang Formation in Shengbei Subbasin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(1):9-16.

- [11] 罗腾跃,米乃哲,王念喜,等.延145—延128井区致密储层单砂体分布特征及开发潜力[J].特种油气藏,2022,29(3):43-49.

LUO Tengyue, MI Naizhe, WANG Nianxi, et al. Distribution characteristics and development potential of single sand bodies in tight reservoirs in well blocks Yan 145-Yan 128, Yangtze region [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(3):43-49.

- [12] 高照普.鄂尔多斯盆地北缘什股壕气区盒2+3段沉积微相及其含气性研究[J].油气藏评价与开发,2022,12(2):292-301.

GAO Zhaopu. Sedimentary micro-facies and gas bearing property of He2+3 Member in Shiguhao gas area, northern margin of Ordos Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(2):292-301.

- [13] 吴云飞,刘成林,冯小龙,等.致密砂岩储层微观结构特征及分类评价:以鄂尔多斯盆地南梁油田长9储层为例[J].断块油气田,2023,30(2):246-253.

WU Yunfei, LIU Chenglin, FENG Xiaolong, et al. Microstructural characteristics and classification evaluation of tight sandstone reservoirs: a case study of the Chang 9 reservoir in the Nanliang Oilfield of the Ordos Basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(2):246-253.

- [14] 杜贵超,杨兆林,尹洪荣,等.鄂尔多斯盆地东南部长7<sub>3</sub>段泥页岩储层有机质发育特征及富集模式[J].油气地质与采收

- 率,2022,29(6):1-11.
- DU Guichao, YANG Zhaolin, YIN Hongrong, et al. Developmental characteristics of organic matter and its enrichment model in shale reservoirs of Chang7<sub>3</sub> Member in Yanchang Formation of southeast Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(6): 1-11.
- [15] 段志强, 夏辉, 王龙, 等. 鄂尔多斯盆地庆阳气田山 1 段储集层特征及控制因素[J]. *新疆石油地质*, 2022, 43(3): 285-293.
- DUAN Zhiqiang, XIA Hui, WANG Long, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of Shan 1 member in Qingyang gas field, Ordos Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022, 43(3): 285-293.
- [16] 兰朝利, 张君峰, 陶维祥, 等. 神木气田石千峰组储层沉积微相与成岩作用[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2011, 26(1): 28-33.
- LAN Chaoli, ZHANG Junfeng, TAO Weixiang, et al. Study on sedimentary micro-facies and diageneses of Shiqianfeng Formation, Shenmu Gasfield, northeastern Ordos Basin [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2011, 26(1): 28-33.
- [17] 兰朝利, 张永忠, 张君峰, 等. 神木气田太原组储层特征及其控制因素[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2010, 25(1): 7-11.
- LAN Chaoli, ZHANG Yongzhong, ZHANG Junfeng, et al. Reservoir characteristics of Upper Carboniferous Taiyuan Formation in Shenmu Gasfield and their controlling factors [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2010, 25(1): 7-11.
- [18] 彭磊, 石磊, 朱玉杰, 等. 鄂尔多斯盆地东部神木地区太原组微观储层特征及其产能影响因素分析[J]. *兰州大学学报(自然科学版)*, 2022, 58(4): 451-457.
- PENG Lei, SHI Lei, ZHU Yujie, et al. Micropore structure and impact factors of the productivity of the Taiyuan Formation in Shenmu area, eastern Ordos Basin [J]. *Journal of Lanzhou University (Natural Sciences)*, 2022, 58(4): 451-457.
- [19] 仇明慧. 神木地区双三区块储渗单元评价[D]. 荆州: 长江大学, 2019.
- QIU Minghui. Evaluation of reservoir-permeability unit of Shuang3 block in Shenmu area [D]. Jingzhou: Yangtze University, 2019.
- [20] 李浩. 鄂尔多斯盆地古生界气藏成藏模式及优势储层预测[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(2): 57-63.
- LI Hao. Accumulation pattern and favorable reservoir prediction of Paleozoic gas reservoirs in Ordos Basin [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(2): 57-63.
- [21] 赵子丹, 乔向阳, 周进松, 等. 砂岩储层致密化及其与油气充注成藏的耦合关系: 以鄂尔多斯盆地延安气田上古生界为例[J]. *断块油气田*, 2023, 30(3): 363-371.
- ZHAO Zidan, QIAO Xiangyang, ZHOU Jinsong, et al. The densification of sandstone reservoir and its coupling relationship with hydrocarbon charging and accumulation: a case study of the Upper Paleozoic in Yan'an Gas Field, Ordos Basin [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2023, 30(3): 363-371.
- [22] 李芙蓉, 刘文汇, 王晓锋, 等. 鄂尔多斯盆地古生界天然气地球化学特征与成因[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(4): 809-820.
- LI Furong, LIU Wenhui, WANG Xiaofeng, et al. Geochemical characteristics and genesis of Paleozoic natural gas in the Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(4): 809-820.
- [23] 徐延勇, 申建, 张兵, 等. 鄂尔多斯盆地中东部上古生界致密气成藏条件差异性分析[J]. *断块油气田*, 2022, 29(5): 577-583.
- XU Yanyong, SHEN Jian, ZHANG Bing, et al. Analysis on differences of tight gas accumulation conditions of Upper Paleozoic in central and eastern Ordos Basin [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(5): 577-583.
- [24] 单俊峰, 吴炳伟, 金科, 等. 鄂尔多斯盆地宜川—黄龙地区上古生界储层特征及其对天然气成藏的影响[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(6): 29-38.
- SHAN Junfeng, WU Bingwei, JIN Ke, et al. Characteristics of Upper Paleozoic reservoirs and its influence on natural gas accumulation in Yichuan-Huanglong area, Ordos Basin [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(6): 29-38.
- [25] 杨涛. 神木—双山地区太原组储层砂岩成岩作用演化及其成藏特征研究[D]. 荆州: 长安大学, 2010.
- YANG Tao. Research on diagenetic evolution of sandstone reservoirs and gas accumulation of Taiyuan Formation in Shenmu-Shuangshan area [D]. Jingzhou: Chang'an University, 2010.
- [26] 申博恒, 沈树忠, 吴琼, 等. 华北板块石炭纪—二叠纪地层时间框架[J]. *中国科学(地球科学)*, 2022, 52(7): 1181-1212.
- SHEN Boheng, SHEN Shuzhong, WU Qiong, et al. Time frame of Carboniferan-Permian strata in North China Plate [J]. *Scientia Sinica (Terrae)*, 2022, 52(7): 1181-1212.
- [27] 朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 4版. 北京: 石油工业出版社, 2008.
- ZHU Xiaomin. *Sedimentary petrology* [M]. 4th ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [28] 陈朝兵, 赵振宇, 付玲, 等. 鄂尔多斯盆地华庆地区延长组 6 段深水致密砂岩填隙物特征及对储层发育的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(5): 1098-1111.
- CHEN Zhaobing, ZHAO Zhenyu, FU Ling, et al. Interstitial matter and its impact on reservoir development in Chang 6 deepwater tight sandstone in Huaqing area, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(5): 1098-1111.
- [29] 吕大炜, 高志武, 李增学, 等. 华北石炭—二叠系火山事件沉积研究进展[J]. *煤炭科学技术*, 2018, 46(2): 9-18.
- LÜ Dawei, GAO Zhiwu, LI Zengxue, et al. Study progress on volcanic event deposits of Permo-Carboniferous in North China [J]. *Coal Science and Technology*, 2018, 46(2): 9-18.
- [30] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- LI Daopin. The development of the low permeability sandstone oil field [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [31] 刘金, 王剑, 张宝真, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组微—纳米孔隙页岩原位赋存特征[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(2): 270-278.
- LIU Jin, WANG Jian, ZHANG Baozhen, et al. In situ occurrence of shale oil in micro-nano pores in Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(2): 270-278.

- [32] GOU Qiyang, XU Shang, HAO Fang, et al. Full-scale pores and micro-fractures characterization using FE-SEM, gas adsorption, nano-CT and micro-CT: a case study of the Silurian Longmaxi Formation shale in the Fuling area, Sichuan Basin, China [J]. *Fuel*, 2019, 253: 167-179.
- [33] LI Changzhi, WANG Haihong, WANG Lianguo, et al. Characteristics of tight oil sandstone reservoirs: a case study from the Upper Triassic Chang 7 member in Zhenyuan area, Ordos Basin, China [J]. *Arabian Journal of Geosciences*, 2020, 13(2): 78.
- [34] YANG Bo, QU Hongjun, PU Renhai, et al. Controlling effects of tight reservoir micropore structures on seepage ability: a case study of the Upper Paleozoic of the eastern Ordos Basin, China [J]. *Acta Geologica Sinica-English Edition*, 2020, 94(2): 322-336.
- [35] 王剑, 周路, 靳军, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩油储层孔隙结构、烃类赋存及其与可动性关系 [J]. *石油实验地质*, 2021, 43(6): 941-948.
- WANG Jian, ZHOU Lu, JIN Jun, et al. Pore structure, hydrocarbon occurrence and their relationship with shale oil production in Lucaogou Formation of Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(6): 941-948.
- [36] 吴琼. 中国和北美二叠纪高精度火山灰锆石 U-Pb 年代学研究 [D]. 合肥: 中国科学技术大学, 2020.
- WU Qiong. High-precision zircon U-Pb geochronological studies of the Permian ash beds from China and North America [D]. Hefei: University of Science and Technology of China, 2020.
- [37] 桑树勋, 刘焕杰, 贾玉如. 华北中部太原组火山事件层与煤岩层对比: 火山事件层的沉积学研究及展布规律 (I) [J]. *中国矿业大学学报*, 1999, 28(1): 46-49.
- SANG Shuxun, LIU Huanjie, JIA Yuru. Volcanic event strata and correlation of coals and rocks of Taiyuan Formation in central North China: sedimentary study of volcanic event strata and their distribution (I) [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 1999, 28(1): 46-49.
- [38] 周安朝. 华北地块北缘晚古生代盆地演化及盆山耦合关系 [D]. 西安: 西北大学, 2000.
- ZHOU Anchao. The evolution of Late Paleozoic Basins in north margin of North China block and the coupling relationship between basin and range [D]. Xi'an: Northwest University, 2000.
- [39] 张拴宏, 赵越, 刘建民, 等. 华北地块北缘晚古生代: 早中生代岩浆活动期次、特征及构造背景 [J]. *岩石矿物学杂志*, 2010, 29(6): 824-842.
- ZHANG Shuanhong, ZHAO Yue, LIU Jianmin, et al. Geochronology, geochemistry and tectonic setting of the Late Paleozoic-Early Mesozoic magmatism in the northern margin of the North China Block: a preliminary review [J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 2010, 29(6): 824-842.
- [40] LI Yong, GAO Xiangdong, MENG Shangzhi, et al. Diagenetic sequences of continuously deposited tight sandstones in various environments: a case study from Upper Paleozoic sandstones in the Linxing area, eastern Ordos Basin, China [J]. *AAPG Bulletin*, 2019, 103(11): 2757-2783.
- [41] REN Xiaoxia, LI Aifen, FU Shuaishi, et al. Influence of micro-pore structure in tight sandstone reservoir on the seepage and water-drive producing mechanism: a case study from Chang 6 reservoir in Huaqing area of Ordos Basin [J]. *Energy Science & Engineering*, 2019, 7(3): 741-753.
- [42] 习丽英. 神木气田储层评价及井位优化部署 [D]. 西安: 西安石油大学, 2015.
- XI Liying. Reservoir evaluation & well location optimal deployment of Shenmu Gas Field [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2015.
- [43] 郭正权, 潘令红, 刘显阳, 等. 鄂尔多斯盆地侏罗系古地貌油田形成条件与分布规律 [J]. *中国石油勘探*, 2001, 6(4): 20-27.
- GUO Zhengquan, PAN Linghong, LIU Xianyang, et al. Formation conditions and distribution of Jurassic paleogeomorphic oil fields in Ordos Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2001, 6(4): 20-27.
- [44] 张涵冰. 深埋藏致密砂岩储层成因机理及评价: 以塔中地区志留系柯坪塔格组为例 [D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
- ZHANG Hanbing. Genetic mechanism for deep buried tight sandstone reservoir and its evolution: a case study of Silurian Kepingtage Formation in Tazhong area [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [45] 雒斌, 孙卫, 陶荣德, 等. 鄂尔多斯盆地马岭地区长<sub>8</sub>储层成岩作用及孔隙度定量演化 [J]. *地质与勘探*, 2019, 55(1): 223-230.
- LUO Bin, SUN Wei, TAO Rongde, et al. Diagenesis and quantitative evolution of porosity in the Chang 8<sub>1</sub> reservoir in the Maling area, Ordos Basin [J]. *Geology and Exploration*, 2019, 55(1): 223-230.
- [46] 刘闯. 鄂尔多斯盆地临兴地区上古生界砂岩储层致密与成藏耦合关系 [D]. 青岛: 中国石油大学 (华东), 2019.
- LIU Chuang. The coupling relationship between densification and accumulation of tight sandstones for the Upper Paleozoic formation in Linxing area, Ordos Basin [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [47] 米敬奎. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气藏的运聚特征 [D]. 广州: 中国科学院研究生院 (广州地球化学研究所), 2003.
- MI Jingkui. The migration and accumulation characters of the Upper Paleozoic gas reservoir in Ordos Basin [D]. Guangzhou: Graduate University of Chinese Academy of Sciences (Guangzhou Institute of Geochemistry), 2003.
- [48] 陈朝兵, 杨友运, 邵金辉, 等. 鄂尔多斯东北部致密砂岩气藏地层水成因及分布规律 [J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(2): 313-325.
- CHEN Zhaobing, YANG Youyun, SHAO Jinhui, et al. Origin and distribution of formation water in tight sandstone reservoirs in the northeastern Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(2): 313-325.
- [49] 杨华, 刘新社, 闫小雄, 等. 鄂尔多斯盆地神木气田的发现与天然气成藏地质特征 [J]. *天然气工业*, 2015, 35(6): 1-13.
- YANG Hua, LIU Xinshe, YAN Xiaoxiong, et al. The Shenmu Gas Field in the Ordos Basin: its discovery and reservoir-forming geological characteristics [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(6): 1-13.