

# 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

屈凯旋, 郭少斌\*

中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083

\* 通信作者, guosb58@126.com

收稿日期: 2022-02-18

国家科技重大专项“不同类型页岩气生成机理及富集规律研究”(2016ZX05034-001)资助

**摘要** 南华北盆地晚古生代时与鄂尔多斯盆地同属于华北克拉通盆地的一部分, 发育广泛的石炭-二叠系煤系地层。其中, 太原组不仅是重要的烃源岩层, 而且具备良好的致密砂岩气等非常规天然气成藏条件。然而, 关于砂岩储层的研究目前尚处于早期阶段, 砂岩储层的特征、致密成因和天然气充注特征等一系列关键性问题仍然缺乏详细的研究。本文综合利用铸体薄片、扫描电镜、物性分析、X射线衍射、流体包裹体等实验测试方法研究了南华北盆地太康隆起太原组致密砂岩储层的岩石学特征、成岩特征及成岩作用下孔隙度演化历史, 确定了储层致密时间和成因, 同时结合地层埋藏史-热演化史, 恢复了致密砂岩储层中天然气的充注过程, 最终确定了砂岩储层的致密-气体充注之间的耦合关系。研究结果显示: 太原组致密砂岩储层主要经历了压实、胶结和溶解等多种成岩作用, 当前处于中成岩阶段B期, 孔隙类型以次生溶蚀孔隙、黏土矿物晶间微孔和微裂缝为主。通过定量分析不同类型成岩作用对孔隙度的影响, 确定压实作用是导致储层致密最主要的因素, 造成储层原生孔隙度从38.6%降低了31.01%, 黏土矿物、碳酸盐矿物及硅质胶结作用仅使孔隙度损失7.27%, 长石、岩屑等颗粒溶蚀作用增孔能力有限(仅为3.28%); 孔隙度演化恢复结果表明太原组砂岩储层在中成岩A期的晚期(晚三叠世)开始进入致密阶段。通过对流体包裹体的类型和成分分析, 确定太原组砂岩经历过单期次的气体充注过程。含烃盐水包裹体均一温度与地层埋藏史-热史对比结果表明气体充注对应地质时间为229~213 Ma, 对应地质历史时期为晚三叠世, 与储层致密化时间基本一致, 表明太原组砂岩储层属于“边致密边成藏”型储层。

**关键词** 气体充注; 致密成因; 致密砂岩; 太原组; 太康隆起; 南华北盆地

## Tightening genesis and gas charging characteristics of the Taiyuan Formation sandstone reservoir in the Taikang uplift, southern North China Basin

QU Kaixuan, GUO Shaobin

School of Energy Resource, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China

**Abstract** In the Late Paleozoic, both the southern North China Basin and the Ordos Basin formed part of the North China Craton basin, and Carboniferous-Permian coal measure strata were widely developed. The Taiyuan Formation is not only an important source rock, but also has good conditions for the accumulation of unconventional natural gas such as tight sandstone

引用格式: 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. 石油科学通报, 2022, 03: 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. Petroleum Science Bulletin, 2022, 03: 294-308. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.03.027

gas. However, research into the sandstone reservoir is still at an early stage, and a series of key issues, such as sandstone reservoir characteristics, tight genesis and gas charging characteristics, still lack detailed research. By comprehensive utilization of a series of experimental methods including casting thin sections, scanning electron microscopy (SEM), X-ray diffraction, petrophysical property analysis and fluid inclusion observations, this work studies the petrology characteristics, diagenetic features and porosity evolution history under diagenesis of the tight sandstone reservoir of the Taiyuan Formation in the Taikang uplift, southern North China Basin. The tightening time and genesis of the sandstone reservoir are also determined, and the charging process of natural gas in the tight sandstone reservoir is deduced in combination with the burial history and thermal evolution history of the formation, and the coupling relationship between the sandstone reservoir tightness and the gas charging process is finally clarified. The results show that the tight sandstone reservoir of the Taiyuan Formation has undergone a variety of diagenesis, mainly including compaction, cementation and dissolution, and currently entered phase B of the middle diagenetic stage. The pore types are dominated by secondary dissolution pores, intergranular micropores associated with clay minerals and microfractures. Through quantitative analysis of the influence of different diagenesis on porosity, it is concluded that compaction is the most important factor leading to the density of the reservoir which results in the decrease of the original reservoir porosity (38.60%) by 31.01%, and only 7.27% loss of porosity due to the clay minerals, carbonate minerals and siliceous cementation. The feldspar and debris particles have limited ability (only 3.28%) to increase porosity by dissolution. The porosity evolution results show that the Taiyuan Formation sandstone reservoir entered the densification stage in the late stage of middle diagenetic A (Late Triassic). By analyzing the type and composition of fluid inclusions, it is confirmed that the Taiyuan Formation sandstone experienced a single gas charging process. The comparison of homogenization temperature of hydrocarbon-bearing saline inclusions with burial history and thermal history shows that the gas charging time was 229~213 Ma (corresponding to the Late Triassic), which is basically consistent with the time of reservoir densification, indicating that the densification process and the gas accumulation process may have occurred simultaneously.

**Keywords** gas charging; tightening genesis; tight sandstone; Taiyuan Formation; Taikang uplift; southern North China Basin

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.03.027

## 0 引言

随着世界能源需求量不断增大和常规油气资源供应不足,致密砂岩气等非常规油气资源逐渐被视为解决全球能源缺口问题的关键所在。我国致密砂岩气资源和勘探潜力巨大,且勘探领域辽阔,目前已经在鄂尔多斯、四川、塔里木和松辽盆地等7个含油气盆地发现了致密砂岩气藏并实现了规模性开发,致密砂岩气现今成为我国天然气资源增储上产的主要领域。根据前人资源评价的估算结果,我国致密砂岩气地质和可采资源量分别为 $(17.4\sim 25.1)\times 10^{12}\text{ m}^3$ 和 $(8.8\sim 12.1)\times 10^{12}\text{ m}^3$ ,有利勘探区面积达到 $32\times 10^4\text{ km}^2$ <sup>[1-3]</sup>。不少学者指出与煤层气和页岩气等非常规资源相比,致密砂岩气应是我国现阶段非常规天然气领域勘探开发上更加现实的选择<sup>[4-6]</sup>。

南华北盆地晚古生代时与鄂尔多斯盆地同属于华北克拉通盆地的一部分,其发育的石炭-二叠系煤系地层具有良好的致密气、页岩气和煤层气成藏条件,一直是我国东部重点非常规油气勘探远景区之一。然而,该地区经过近70年的油气勘探历程,却一直未有取得大的突破性进展,但近些年在太康隆起区部署的多口探井(ZXY-1井、MY-1井和WC-1井)在上古生界泥页岩和致密砂岩中都见到良好的气测显

示,证明了该地区上古生界地层可能具备一定的非常规油气成藏潜力<sup>[7]</sup>。近些年,许多学者相继对盆地的构造演化历史<sup>[8-10]</sup>、石炭-二叠系层序地层对比及沉积古地理环境<sup>[11-12]</sup>、聚煤作用<sup>[13]</sup>和油气成藏关键地质要素<sup>[14-17]</sup>等方面进行了大量基础研究工作。太原组地层是南华北盆地石炭-二叠系主力烃源岩层之一,目前相关研究主要集中于源岩自身的地化特征<sup>[18-19]</sup>、泥页岩自身的储层特征<sup>[20-21]</sup>方面,而由于研究资料的限制,关于砂岩储层特征及其致密化成因方面的认识十分缺乏,尚处于研究的早期阶段。故而,本次研究以南华北盆地太康隆起作为研究区,对太原组砂岩储层岩石学特征、成岩及孔隙度演化过程、气体充注期次和时间进行了研究,同时确定了储层致密化成因及致密与气体充注之间的耦合关系,以期为该地区取得油气勘探突破提供参考。

## 1 地质概况

南华北盆地大地构造上处于华北板块东南部及其边缘,是一个发育于华北克拉通基础之上的中-新生代大型叠合盆地,南邻秦岭-大别造山带,东接NNE向的郯庐断裂带,北以焦作-商丘断裂与北华北盆地分界,西接豫西隆起区,整体构造线呈NW-NWW走

向<sup>[9]</sup>。盆地包括开封坳陷、太康隆起、豫西长山隆起、徐蚌隆起、合肥坳陷总共5个二级构造单元,总面积为153 100 km<sup>2</sup>,研究区位于盆地北部的太康隆起(图1)。

晚石炭世时,由于华北板块与西伯利亚板块发生碰撞对接,华北地台形成北高南低的古地势形态,海水从东南方向侵入,在华北盆地内部形成了广泛的陆表海沉积。从早二叠世到晚二叠世,随着华北地台整体抬升,海水从西北向东南方向退却,盆地的沉积环境经历了从陆表海-浅水三角洲-陆地湖泊的过渡<sup>[11,22]</sup>。在此背景下,南华北盆地内部发育了一系列海陆交互的煤系碎屑沉积地层。本次研究的早二叠系太原组沉积环境以陆表海环境为主,沉积相类型包括碳酸盐台地、障壁岛、潮坪及泻湖,地层纵向上呈现灰岩、泥岩、砂岩及煤层多种岩性互相叠置的特征(图1)。研究表明,二叠系太原组的煤系泥岩、煤岩和灰岩能够作为良好的烃源岩,拥有优越的生烃及成藏潜力<sup>[23]</sup>。其中,太原组泥岩TOC含量介于0.12%~4.67%之间,生烃潜量( $S_1+S_2$ )平均为0.38 mg/g;灰岩TOC含量为0.04%~4.54%,平均值为1.02%, $S_1+S_2$ 值介于0.07~2.19 mg/g,平均值为0.41 mg/g;而煤岩TOC含量介于63%~77.30%,氯仿沥青“A”含量平均为2.56%,总烃含量平均为

$7150 \times 10^{-6} \text{ m}^3$ 。烃源岩的干酪根显微组分以镜质组和壳质组为主,类型主要为II<sub>2</sub>、III型,生气潜力大。烃源岩现今总体处于低成熟-过成熟阶段( $R_o$ 主要介于0.5%~4.0%之间),不同地区之间热演化程度差异较大,受中生代构造演化差异及岩浆热变质作用影响,煤系烃源岩镜质体反射率平面上呈现“西北高、东南低”的趋势<sup>[24-25]</sup>。盆地北部的太康隆起太原组烃源岩当前实测 $R_o$ 值基本大于3.0%,处于过成熟阶段。因此,太原组地层具有良好的“三明治”式互层结构式成藏组合,理论上应当具备一定的致密砂岩气成藏条件。

## 2 样品与实验方法

本次研究使用的砂岩岩心样品取自研究区太康隆起西部地区的3口井ZXY-1、MY-1和WC-1二叠系太原组地层,样品的详细信息如表1所示。为了确定砂岩的碎屑矿物组成、粒度、物性、孔隙类型、成岩特征以及孔隙空间中黏土矿物的形态,对所有的砂岩样品开展了气测孔隙度和渗透率分析、普通薄片、铸体薄片、扫描电镜以及X射线衍射全岩矿物分析。此外,对WC-1井的砂岩样品进行了流体包裹体分析,具体实验步骤为:将砂岩岩芯样品制备成双

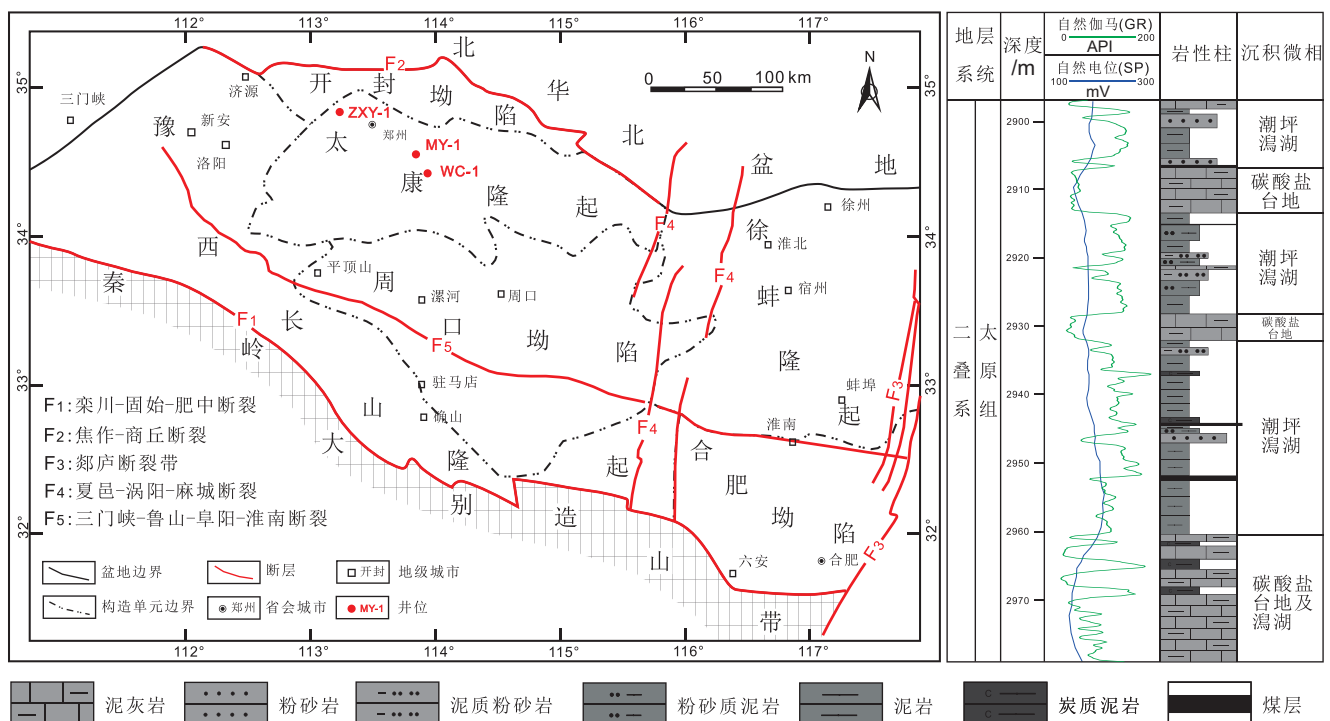


图1 南华北盆地构造分区及MY-1井地层柱状图

Fig. 1 Tectonic zoning of the southern North China Basin and stratigraphic column of well MY-1

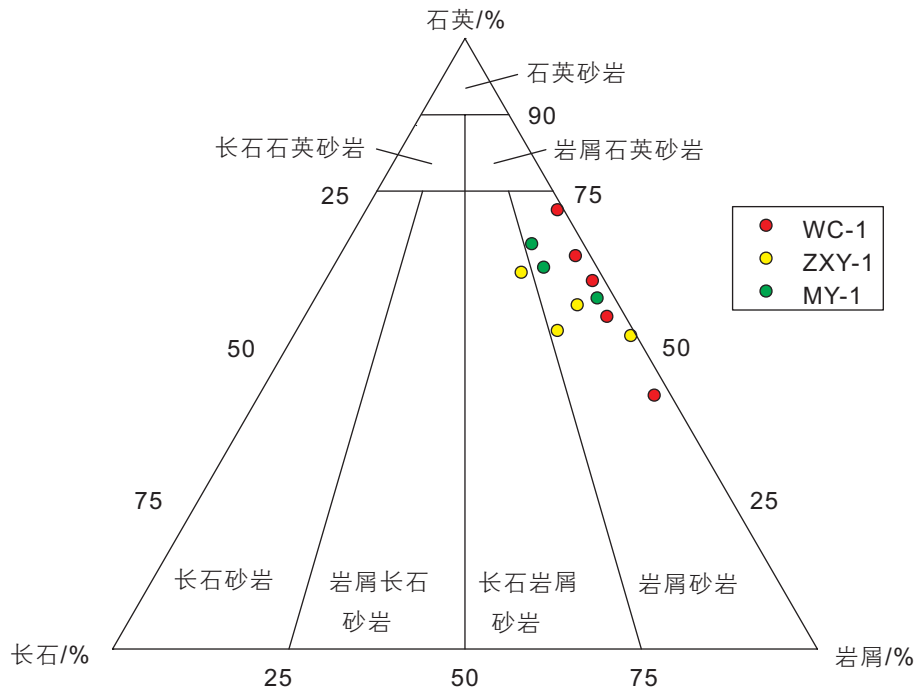


图2 南华北盆地太原组砂岩储层岩石类型

Fig. 2 Sandstone reservoir rock types of Taiyuan Formation in the southern North China Basin

表1 太原组砂岩样品信息

Table 1 Sandstone sample information of Taiyuan Formation

井号	样品编号	层位	深度/m	岩性描述
WC-1	WC-3	P <sub>1t</sub>	2764.63	灰色中砂岩
WC-1	WC-7	P <sub>1t</sub>	2769.60	灰色细砂岩
WC-1	WC-9	P <sub>1t</sub>	2794.21	灰色细砂岩
WC-1	WC-16	P <sub>1t</sub>	2787.34	深灰色细砂岩
WC-1	WC-17	P <sub>1t</sub>	2790.47	灰色细砂岩
ZXY-1	ZXY-17	P <sub>1t</sub>	3355.34	灰色细砂岩
ZXY-1	ZXY-24	P <sub>1t</sub>	3358.67	灰色细砂岩
ZXY-1	ZXY-27	P <sub>1t</sub>	3360.45	灰色中砂岩
ZXY-1	ZXY-45	P <sub>1t</sub>	3363.79	灰色中砂岩
MY-1	MY-34	P <sub>1t</sub>	2933.65	灰色中砂岩
MY-1	MY-35	P <sub>1t</sub>	2945.67	灰色中砂岩
MY-1	MY-22	P <sub>1t</sub>	2947.08	灰色中砂岩

面抛光薄片,用Leica显微镜观察流体包裹体的镜下特征。用Linkam THMS600在25℃和40%相对湿度下测量流体包裹体的均一温度。升温冷冻速率控制在2~3℃/min,均一温度测量误差±1℃。利用波长为532nm、扫描范围为100~4200cm<sup>-1</sup>的LABHR-VIS LabRAM HR800激光拉曼光谱仪鉴定了单一的流体包裹体的组成。

### 3 致密砂岩储层特征

#### 3.1 储层岩石学特征

基于Folk(1968)的砂岩类型分类方案,可将南华北盆地太康隆起二叠系太原组砂岩储层岩石类型划分为岩屑砂岩,砂岩中石英、长石与岩屑的平均含量百分比为60.03:4.85:35.12(图2)。岩屑组分含量较高,

类型主要以板岩、千枚岩、片岩及变质砂岩等浅变质岩岩屑为主，其次还含有少量的隐晶岩及玄武-安山质火山岩岩屑。砂岩碎屑矿物中石英占据主导优势，含量为35.5%~74.1%，以单晶石英为主。黏土矿物总体含量偏高，介于12%~55.9%之间，其中以伊蒙混层(相对含量平均为64.17%)最为丰富，伊蒙混层中伊利石占比介于75%~85%之间，其次为伊利石(相对含量23.42%)和高岭石(相对含量9.67%)，绿泥石含量最低(平均相对含量为2.75%)。长石包括斜长石和钾长石，以斜长石为主，含量总体偏低(0.9%~11.5%)。胶结物类型以黏土矿物和硅质胶结为主，其次还含有少量的方解石、铁白云石等碳酸盐胶结物。砂岩的平均粒度为细-中粒，分选性中等，粒形多呈棱角状-次棱角状。砂岩碎屑颗粒间多呈线-凹凸或缝合接触关系，以颗粒支撑结构为主。总体上，南华北太原组砂岩具

有成分成熟度和结构成熟度中等的特点。

### 3.2 物性及孔隙类型

砂岩样品孔渗测试结果显示太原组砂岩储层物性表现总体较差，孔隙度介于1.03%~9.66%(图3 a)，渗透率介于0.002~0.494 mD(图3 b)，属于特低孔-特低渗的致密砂岩储层。由于孔隙结构复杂和微裂缝发育的影响，部分砂岩样品具有相对高孔低渗或低孔高渗的特征，使得砂岩的孔渗关系表现较差，相关系数仅为0.3781(图3 c)。

砂岩储层孔隙类型通常按照成因角度可划分为原生型(颗粒间剩余或残留粒间孔)、次生型(碎屑颗粒、粒间胶结物或者杂基溶蚀形成的粒间、粒内容孔和铸模孔以及重结晶作用和胶结作用产生的晶间微孔)和裂缝<sup>[26]</sup>。据镜下观察结果，太原组致密砂岩储层储集

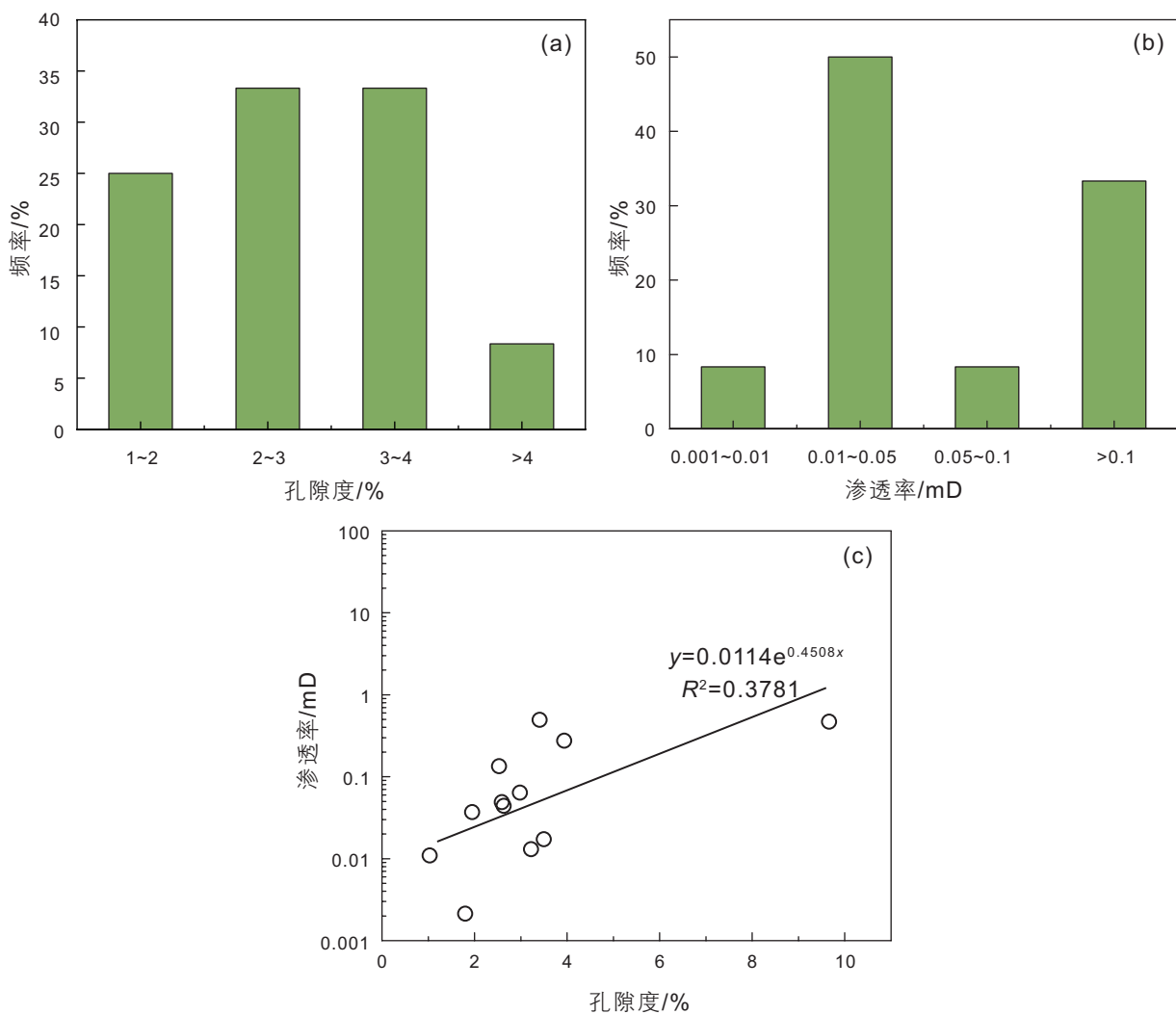
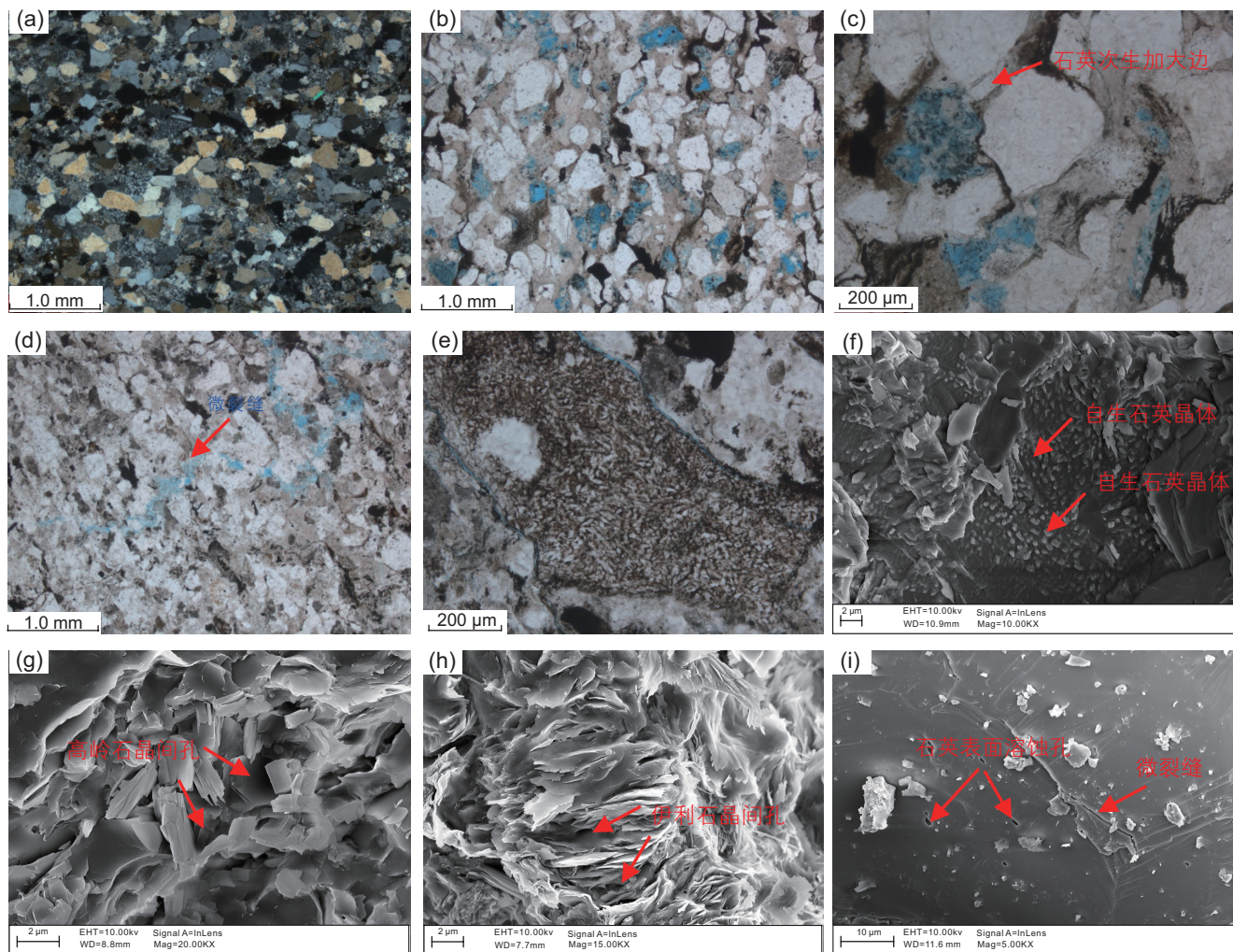


图3 太原组致密砂岩(a)孔隙度分布直方图；(b)渗透率分布直方图；(c)孔渗交会图

Fig. 3 (a)Histogram of porosity distribution; (b) permeability distribution ; (c) the cross-plots of porosity and permeability of tight sandstone for Taiyuan Formation



(a) 岩石为细-中粒砂岩, 碎屑颗粒紧密排列, 呈线接触或凹凸接触。填隙物以泥质为主, 泥质绢云母化, 少量硅质、碳酸盐矿物, ZXY-1 井, 3358.34 m; (b) 长石发生部分或完全溶蚀形成溶蚀孔隙, WC-1 井, 2764.63 m; (c) 石英见次生加大, 原生石英颗粒与其加大边之间存在清晰的黏土薄膜边界及石英颗粒加大后呈紧密缝合或镶嵌凹凸接触, MY-1 井, 2945.95 m; (d) 微裂缝切穿多个石英颗粒, 且裂缝两边见溶蚀现象, WC-1 井, 2769.6 m; (e) 长石颗粒被完全溶蚀成高岭石, WC-1 井, 2794.21 m; (f) 碎屑颗粒表面见细小的自生石英颗粒, ZXY-1 井, 3352.75 m; (g) 由长石表面溶蚀而来的书页状高岭石, 晶间微孔发育(红色箭头), WC-1 井, 2794.21 m; (h) 长石表面伊利石化, 伊利石呈片状, 发育晶间微孔(红色箭头), MY-1 井, 2945.95 m; (i) 石英表面发育少量石英溶蚀孔和微裂缝, ZXY-1 井, 3358.34 m

图 4 太原组储层成岩特征

Fig. 4 Diagenetic characteristics of sandstone reservoir in Taiyuan Formation

空间以次生成因为主, 可分为 3 种主要类型: (1) 溶蚀孔, 包括粒间溶孔和粒内溶孔, 主要是由长石及岩屑等易溶组分完全或部分溶解形成, 孔隙形态不规则且分布不均, 是气体的主要储集空间(图 4b 和图 4c); (2) 晶间微孔, 主要存在于充填和堵塞孔隙的黏土矿物之中, 如书页状高岭石、薄片状的伊利石以及纤维状的伊蒙混层, 以纳米级孔隙为主(图 4g 和图 4h); (3) 微裂缝, 通常呈长条状切穿多个石英颗粒, 可作为油气渗流的良好通道。由于太原组砂岩在地质过程中经历过长时间的压实、胶结作用, 原生孔隙基本损失殆

尽(图 4d)。

#### 4 主要成岩作用

致密砂岩储层的形成和质量通常受控于沉积和成岩双重地质因素<sup>[27-29]</sup>。沉积环境是储层致密的基础, 控制着储层砂体的物质组成、分布范围以及沉积后成岩作用的类型和强度, 然而成岩作用是造成后期储层孔喉结构减小和致密化的直接因素, 对甜点储层空间分布具有重要的控制作用<sup>[30-33]</sup>。根据薄片、扫描电镜

以及X射线衍射等测试资料的分析结果,可将太原组砂岩储层主要的成岩作用归结为以下4种类型。

#### 4.1 压实作用

压实作用能够造成岩石骨架颗粒重新排列和孔隙水排出,在此过程中原生孔隙空间会发生大量压缩和减少,最终降低岩石物性和导致储层致密化<sup>[34]</sup>。在研究区太原组砂岩中普遍能够发现由于压实作用导致碎屑颗粒间呈线型或凹凸型紧密接触关系(图4a),此外也可见石英等碎屑刚性颗粒发生破裂以及塑性岩屑被压实变形充填孔隙,导致原生粒间孔隙发生大量损失。基于Beard和Weyl所提出的砂岩原生孔隙度与分选系数的线性函数关系:原生孔隙度 $\varphi_0(\%) = 20.91\% + 22.90/S_d(S_d$ 为Trask分选系数)计算得到太原组储层原生孔隙度<sup>[35]</sup>,然后利用现今孔隙度与胶结物含量计算砂岩储层的视压实率来量化压实作用对原生孔隙的破坏作用<sup>[36]</sup>。结果显示,太原组砂岩的初始孔隙度平均为38.6%,视压实率介于70%~90%之间,说明砂岩储层经历过较为强烈地压实作用,造成储层原生孔隙大量丧失。

#### 4.2 胶结作用

胶结过程中通常容易造成孔隙空间发生部分或完全堵塞,从而进一步减少原生孔隙并加剧储层致密化进程<sup>[37]</sup>。根据薄片鉴定结果,太原组砂岩储层胶结类型主要为自生高岭石和伊利石胶结、硅质胶结以及方解石等碳酸盐胶结。镜下常见自生高岭石和伊利石充填在砂岩原生粒间孔和次生溶蚀孔隙之中或者附着在石英或长石颗粒表面,显著降低储层的孔隙度,但同时也发育大量的晶间孔(图4g和图4h)。其中,高岭石通常以书页状或蠕虫状集合体形式存在(图4c和图4g),是中成岩A阶段酸性成岩环境下长石蚀变的产物<sup>[38]</sup>。伊利石一般呈薄片状(图4h),主要来源于成岩过程中蒙脱石经伊蒙混层转化而来以及钾长石和高岭石的伊利石化作用<sup>[39]</sup>。薄片和扫描电镜分析结果显示硅质胶结在太原组砂岩中十分发育,主要以石英的次生加大形式为主,其次还包括一些细小的自生石英。前者主要环绕石英颗粒边缘生长,石英次生加大边多属I~II级,镜下可发现原生石英颗粒与其加大边之间存在清晰的黏土薄膜边界及石英颗粒加大后呈紧密缝合或镶嵌凹凸接触(图4c)。自生石英颗粒一般附着在石英颗粒的表面,大小不均,直径小于250 nm,多呈细小的锥状,自形程度较高(图4f)。这些硅质胶结物的物源主要来自于成岩过程中不稳定碎屑颗粒的溶蚀和蒙脱石向伊利石的转

变,因此硅质胶结物通常与自生伊利石、高岭石相伴生<sup>[40]</sup>。此外,大量的硅质胶结物的形成尽管一定程度上增强了砂岩抵抗压实的能力,但同时也造成了大量的孔隙堵塞和孔隙度下降,导致储层进一步致密<sup>[41]</sup>。相比前两种胶结物来说,太原组砂岩储层中碳酸盐胶结物发育规模相对较小,其类型以方解石、白云石和铁白云石为主。这些碳酸盐胶结物常形成于中成岩A期中后阶段(溶蚀作用之后),主要充填粒内和粒间溶孔,使岩石结构进一步致密。

#### 4.3 溶蚀作用

溶蚀作用是对砂岩储层物性改造起积极作用的一种重要成岩作用,其产生的次生溶孔是太原组砂岩储层孔隙的主要来源。由于太原组处于含煤地层沉积背景下,早期由于植物腐烂分解腐殖酸以及烃源岩有机质生烃生成大量有机酸,形成酸性成岩环境<sup>[42]</sup>,造成砂岩储层中长石、岩屑及早期碳酸盐胶结物等酸性不稳定组分发生两期强烈溶蚀,形成次生成因的铸膜孔、溶蚀粒间和粒内孔隙,从而改善储层的孔渗性(图4b)。此外,扫描电镜下也可观察到石英表面存在一些独立的溶蚀孔(图4i),是后期成岩流体介质碱性化石英发生溶蚀的结果<sup>[43]</sup>。

#### 4.4 破裂作用

破裂作用在太原组砂岩储层比较常见,多以成岩微裂缝为主,可有效提高砂岩储层的储集和渗流能力(图4d和图4i)。镜下可见部分裂缝两侧存在溶蚀扩大现象,说明裂缝有利于次生溶孔的形成(图4d)。

### 5 储层成岩阶段划分及致密成因

基于太原组砂岩储层颗粒接触关系和孔隙类型,同时结合自生矿物、黏土矿物组合及伊蒙混层中蒙脱石转化程度(蒙脱石含量基本小于15%)等成岩指标,依据我国油气行业碎屑岩成岩阶段划分规范(SY/T 5477-2003),认为南华北盆地太原组致密砂岩已达到中成岩B期。根据上述几种主要的成岩现象时序分析结果,推测太原组致密砂岩成岩演化序列为:早期机械压实→长石和岩屑颗粒I期溶蚀→自生高岭石I期沉淀+I期硅质胶结→长石和岩屑颗粒II期溶蚀→自生高岭石II期沉淀+II期硅质胶结→自生伊利石+方解石和白云石胶结→铁白云石胶结(图5)。此外,根据孔隙度演化定量模拟方法,结合地层埋藏史(图8),对其成岩过程中孔隙演化历史进行了重建(图5)。

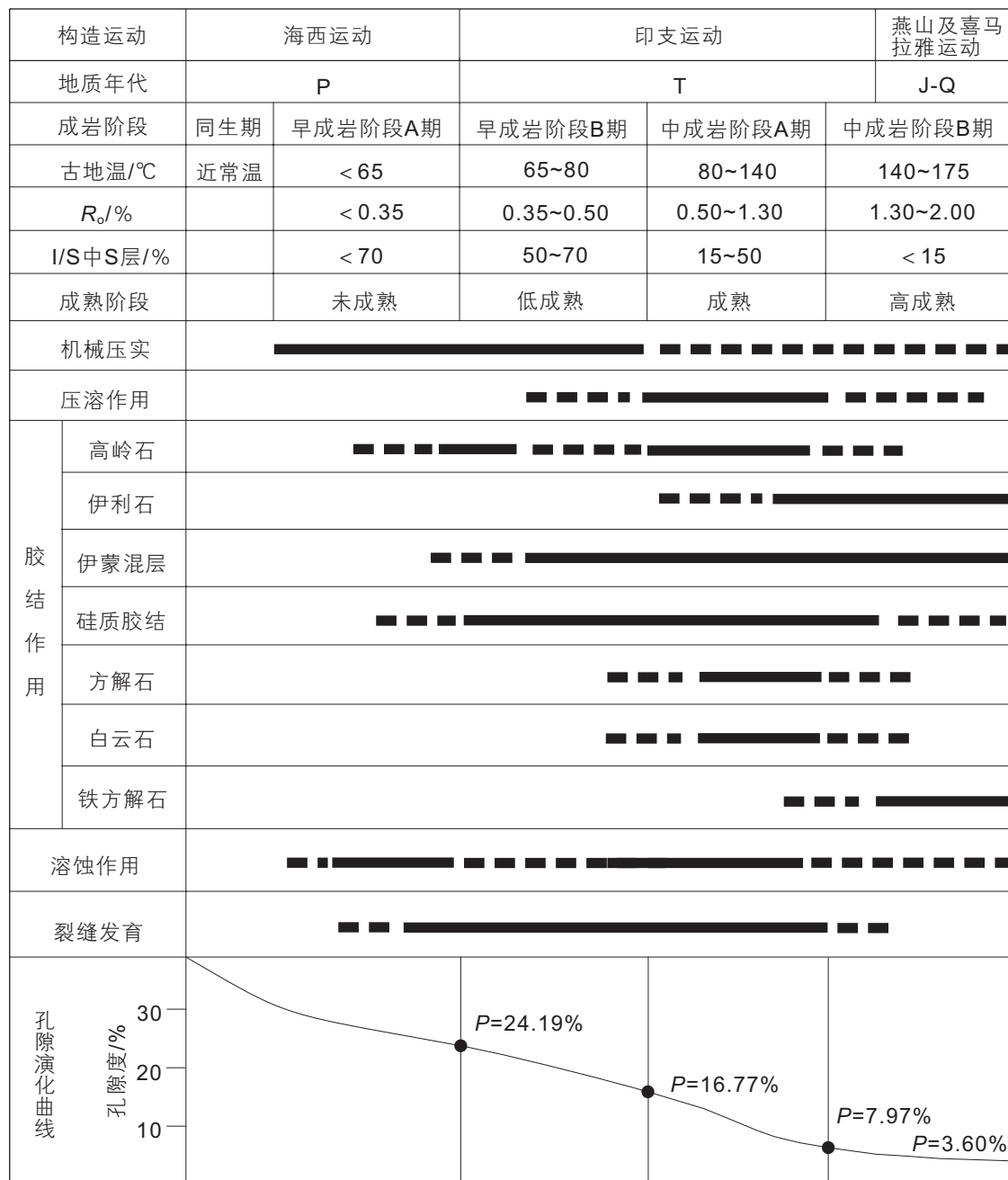


图5 太原组致密砂岩成岩作用划分及孔隙度演化曲线

Fig. 5 Diagenetic stage division and porosity evolution curve of tight sandstone in Taiyuan Formation

5.1 孔隙度定量演化模型

砂岩成岩过程中孔隙度演化主要受到压实、胶结和溶蚀作用的影响，其中前两者是降低孔隙度的主要因素，而溶蚀作用能够增加孔隙度，改善储层物性。砂岩在某一埋深下经过压实作用后剩余孔隙度与原生孔隙度之间具有指数型关系：

$$\varphi_1 = \varphi_0 e^{-CZ} \tag{1}$$

式中， $\varphi_0$  为原生孔隙度，%； $\varphi_1$  为砂岩埋深为Z时，

压实作用后剩余的原生孔隙度，%；C为沉积物的压实因子，粉砂岩和中细砂岩的C值分别为0.00033和0.00040<sup>[44-45]</sup>；Z为砂岩的埋深，m。

胶结过程中不同类型胶结物容易堵塞孔隙度会进一步降低孔隙度，其导致的孔隙度损失量用 $\varphi_2$ 表示，其值相当于砂岩中胶结物的含量。而溶蚀作用的增孔量可以通过使用溶蚀孔面孔率、总面孔率和实测孔隙度数据利用下列公式确定：

$$\varphi_d = \varphi \varphi_3 / \varphi_1 \tag{2}$$



式中,  $\varphi_4$  为砂岩溶蚀作用产生的次生孔隙度, %;  $\varphi_3$  为次生溶孔的面孔率, %;  $\varphi_1$  为铸体薄片的总面孔率, %;  $\varphi$  为砂岩样品的实测孔隙度值, %。

故而, 砂岩成岩过程中孔隙度演化模型可总结为:

$$\varphi_4 = \varphi_0 e^{-CZ} - \varphi_2 + \varphi \varphi_3 / \varphi_1 \quad (3)$$

式中,  $\varphi_4$  为砂岩经过压实、胶结减孔和溶蚀增孔作用下剩余的孔隙度。

## 5.2 储层致密化过程

准 同生-早成岩 A 期: 此阶段地层埋深处于 1325 m 左右, 古地温小于 65 °C, 烃源岩有机质未成熟 ( $R_o < 0.35\%$ ), 砂岩碎屑颗粒间呈点接触或未接触, 发育原生粒间孔隙。随着地层埋深不断增加, 机械压实作用增强, 砂岩颗粒重新排列, 大量孔隙流体被排出, 原生粒间孔体积缩小, 总孔隙度减小。此外, 由于太原组属于煤系地层, 同生期成岩环境为酸性, 不利于早期的碳酸盐胶结物发育, 而长石矿物和岩屑颗粒等不稳定组分溶解形成高岭石, 使砂岩孔隙度少量增加, 但同时也为早期石英胶结提供了物源。因此, 此阶段成岩作用主要以机械压实为主, 伴随少量的溶蚀作用以及硅质胶结。机械压实作用是造成砂岩总孔隙度减小的主导因素, 砂岩孔隙度损失量为 14.61%; 溶解作用增加的孔隙度为 0.3%, 胶结作用减小的孔隙度为 0.1%, 总孔隙度由初始的 38.6% 降至 24.19% (表 2)。

早成岩 B 期: 此阶段地层埋深位于 1325~1750 m 之间, 古地温为 65~85 °C, 烃源岩有机质达到低成熟阶段 ( $0.35\% < R_o < 0.50\%$ )。此阶段, 随着埋深持续加大, 砂岩被进一步压实, 颗粒间接触关系变为点-线接触, 机械压实作用逐渐减弱, 局部可见石英颗粒发生压溶。硅质和黏土矿物胶结相对上一期增强, 但压实仍然起到主要的减孔作用。同时, 该阶段有机质进入低熟阶段, 少量有机酸的生成是成岩水介质 PH 值降低, 长石等易溶颗粒又一次发生溶蚀, 但溶蚀数量有限。此阶段, 压实和胶结作用导致的孔隙度损失分别为 7.12% 和 1.2%, 溶蚀增孔为 0.9%, 总孔隙度降至

表 2 太原组砂岩不同成岩作用下孔隙度的变化量统计

Table 2 Porosity evolution of Taiyuan Formation sandstone under different diagenesis process

成岩阶段 孔隙度演化/%	同生-早成岩 A 期	早成岩 B 期末	中成岩 A 期末	中成岩 B 期末
初始孔隙	38.60	24.19	16.77	7.97
压实减孔	14.61	7.12	6.48	2.80
胶结减孔	0.10	1.20	4.40	1.57
溶蚀增孔	0.30	0.90	2.08	0
剩余孔隙	24.19	16.77	7.97	3.60

16.77% (表 2)。

中成岩 A 期: 此阶段地层埋深位于 1750~2570 m 之间, 古地温为 85~140 °C, 烃源岩进入成熟阶段 ( $0.50\% < R_o < 1.30\%$ )。此阶段机械压实作用逐渐减弱, 压溶作用成为主导, 颗粒接触关系由点-线接触变为线-凹凸接触。烃源岩有机质大量脱羧形成强烈的酸性流体环境, 导致砂岩中长石等易溶组分普遍溶蚀, 形成次生溶孔。随着压溶和溶蚀作用的进行, 成岩流体介质中的  $\text{SiO}_2$  达到过饱和状态, 为第二期硅质胶结的形成提供了良好条件。随着长石和岩屑溶蚀释放的钾、钠、镁等离子体的持续生成和有机酸量的减少, 孔隙流体酸性减弱, 少量碳酸盐和伊利石胶结物逐渐形成, 占据了较早形成的次生溶蚀孔隙。此阶段, 压实和胶结作用导致的孔隙度损失分别为 6.48% 和 4.4%, 溶蚀增孔为 2.08%, 总孔隙度降至 7.97% (表 2)。

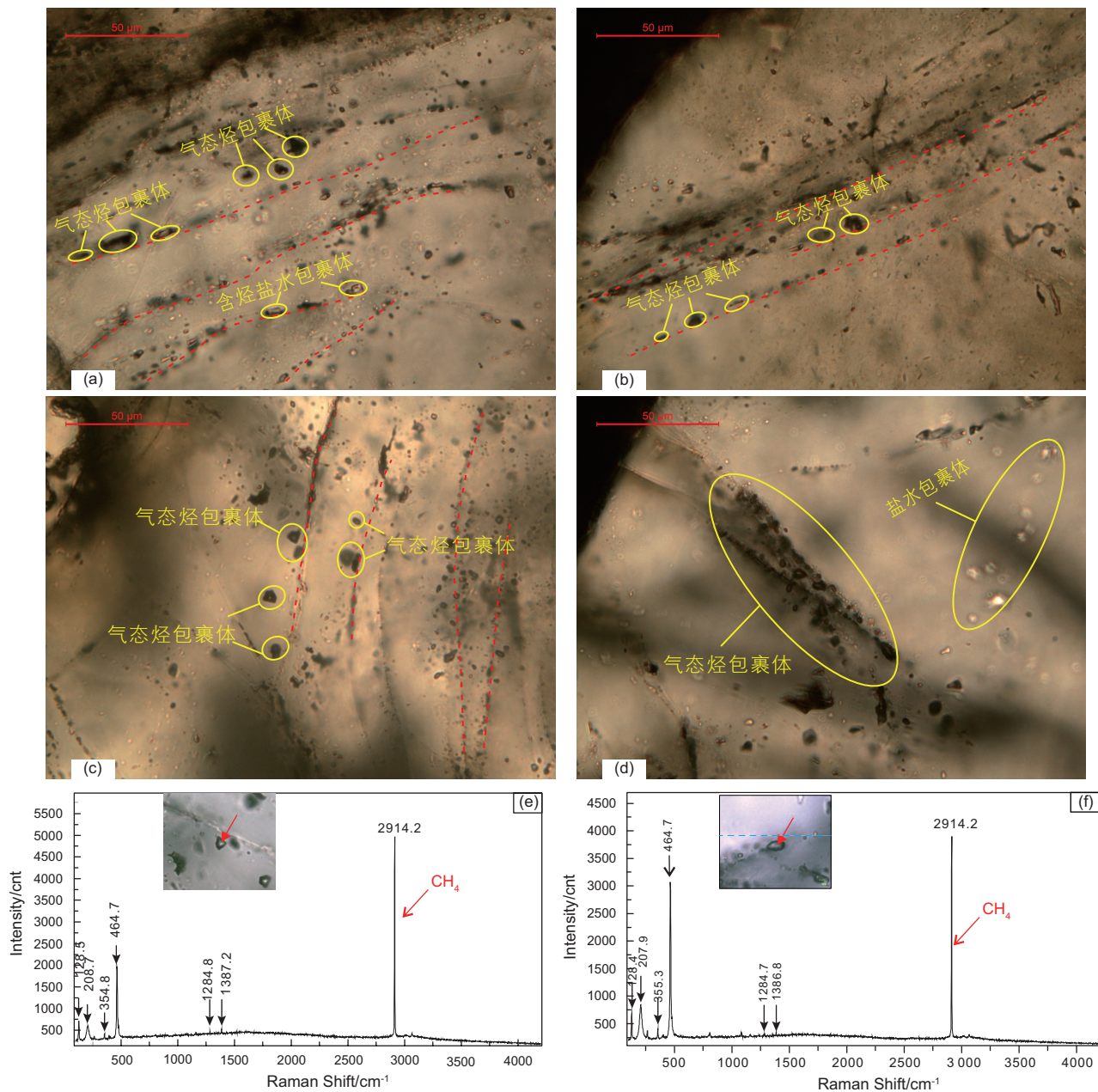
中成岩 B 期: 此阶段地层持续埋藏, 最大埋深达到 4000 m 左右, 随后在燕山期地层开始抬升和喜山期再次发生沉降到达现今埋深, 沉降幅度小于最大埋深。燕山期异常热力作用使烃源岩很快进入高成熟甚至过成熟阶段, 大量生成天然气。孔隙水介质完全由酸性转变为碱性, 碳酸盐和含铁碳酸矿物发生胶结和交代石英和长石颗粒, 部分石英表面出现少量溶蚀孔。在此阶段, 压实和胶结作用使总孔隙度最终降低为 3.6%, 与现今砂岩的平均孔隙度 3.24% 接近 (表 2)。

整体上, 在太原组砂岩成岩过程中压实作用累计减孔量为 31.01%, 胶结作用累计减孔量为 7.27%, 压实作用是造成砂岩孔隙度降低和储层致密化的主要因素, 而溶蚀作用增加孔隙度为 3.28%, 增孔能力有限, 对储层物性改造意义较小。

## 6 气体充注特征

### 6.1 流体包裹体特征

储层流体包裹体是储层岩石成岩过程中由于成岩



(a) 沿着石英愈合微裂隙分布的深灰色气态烃包裹体和淡褐色的含烃盐水包裹体；(b) 沿着石英愈合微裂隙分布的深灰色气态烃包裹体；(c) 沿着石英愈合微裂隙分布的深灰色气态烃包裹体；(d) 沿着石英愈合微裂隙分布的深灰色气态烃包裹体和无色盐水包裹体；(e) 和 (f) 气态烃包裹体的激光拉曼谱图。

图 6 WC-1 井砂岩储层流体包裹体显微照片及气态烃包裹体激光拉曼谱图

Fig. 6 Microscopic photographs of fluid inclusions and laser Raman spectra of gaseous hydrocarbon inclusions

作用导致流体被捕获在矿物晶格穴窝或者缺陷中形成的，它作为一种相对封闭的地化体系和原始流体信息的重要载体，记录了捕获时流体的组成、温度、压力、介质境等信息，因此可作为研究复杂构造盆地中油气成藏过程和厘定成藏时限的重要媒介<sup>[46-48]</sup>。根据镜下观察分析结果，太原组测试的砂岩样品中流体包裹体主要发育于砂岩石英颗粒成岩第一期次生加大后，发育丰度极高(GOI为20%±)，按其内部流体成

分可分为气态烃包裹体和含烃盐水包裹体，以后者为主。包裹体大多沿切穿砂岩石英颗粒及其加大边的微裂隙呈条状或带状分布，形态包括圆形、半圆形、椭圆形及棱角形等，直径介于1~12 μm之间(图6 a, b, c和d)。单偏光下可见含烃盐水包裹体呈淡褐色或透明无色，气态烃包裹体呈深灰色(图6 a, b, c和d)。此外，气态烃包裹体的激光拉曼分析谱图显示在波长为2914.2 cm⁻¹处存在明显的CH₄拉曼特征峰(图6e和

6f), 说明其气体成分以 $\text{CH}_4$ 为主, 说明太原组砂岩储层经历过天然气充注过程。此外, 谱图中左侧部分也可见到强度相对较大的石英特征峰, 这可能与煤系源岩生烃产生有机酸, 溶蚀长石和岩屑并释放 $\text{SiO}_2$ 进入孔隙流体中有关。

## 6.2 均一温度特征

流体包裹体形成于地层古埋藏时的高温高压成岩环境中, 流体作为单一均匀相态被捕获, 但由于在后续地质过程中, 温度和压力降低, 均一相态的流体分解为气、液两相的状态。通过对流体包裹体进行加热处理, 使其重新恢复为单一均匀相态, 此时对应的温度, 即为“均一温度”<sup>[49]</sup>。均一温度反映了储层包裹体形成时的古地温。由于烃类流体的流动通常处于油、气、水等组分和相态相当复杂的不混溶体系中, 所以烃类包裹体一般为非均一体系捕获形成的, 其均一温度无法提供准确的地质信息<sup>[50]</sup>。因此, 通常利用与其同期伴生的均一捕获的含烃盐水包裹体的均一温度来模拟烃类包裹体形成时的古地温。如图7a所示, 太原组砂岩样品中与气态烃包裹体同期的均相捕获的含烃盐水包裹体均一温度为 $100\sim 160\text{ }^\circ\text{C}$ , 分布范围较广, 均一温度直方图上表现为“单峰型”特征, 峰值位于 $130\sim 150\text{ }^\circ\text{C}$ 之间, 说明油气充注活动期为一期。

## 6.3 气体充注时间

确定油气成藏时间是研究油气运聚历史、建立油气成藏模式的关键环节之一。本次研究利用PetroMod

盆地模拟软件重建了太康隆起WC-1井的地层埋藏史和热史, 并根据含烃盐水包裹体的均一温度特征确定了对应的油气充注时间<sup>[51-52]</sup>。

太康隆起早二叠世太原组地层沉积之后, 相继沉积了巨厚的二叠系和三叠系地层, 至三叠世末期达到最大埋深约 $4000\text{ m}$ 。在此期间, 由于地层沉降深埋作用, 烃源岩成熟度不断升高, 开始生烃并达到高成熟阶段。自三叠世末期以来, 由于华北板块与扬子板块之间碰撞作用增强, 秦岭大别造山带进入全面造山阶段, 造成华北盆地南部地层发生强烈抬升遭受长期的剥蚀, WC-1井的剥蚀厚度达到 $2150.65\text{ m}$ 。此外, 由于扬子板块俯冲和造山带的挤压作用使得地幔物质向北推进迁移, 并在太康隆起部位发生地幔上涌和岩石圈减薄, 形成异常高的区域性地温场, 因此此阶段烃源岩演化并未停止, 且进入过成熟阶段, 生烃作用持续进行。进入新近世以来, 由于喜马拉雅运动, 地层再次发生沉降到达现今埋深。由于埋深小于沉降过程中的最大埋深, 地层温度也较低, 因此不具备二次生烃条件。

通过将含烃盐水包裹体均一温度值和埋藏-热史图进行结合, 得到太原组砂岩储层单期次的油气充注发生在 $229\sim 213\text{ Ma}$ , 即晚三叠世(图7b)。此外, 根据“均一温度代表油气充注时的古地温”这一原理, 结合太原组砂岩成岩演化史, 可推测当时储层处于晚中成岩A期。根据砂岩储层孔隙演化史分析, 太原组砂岩在中成岩A期末进入致密期。因此, 太原组砂岩储层致密与成藏的关系表现为边致密边成藏。

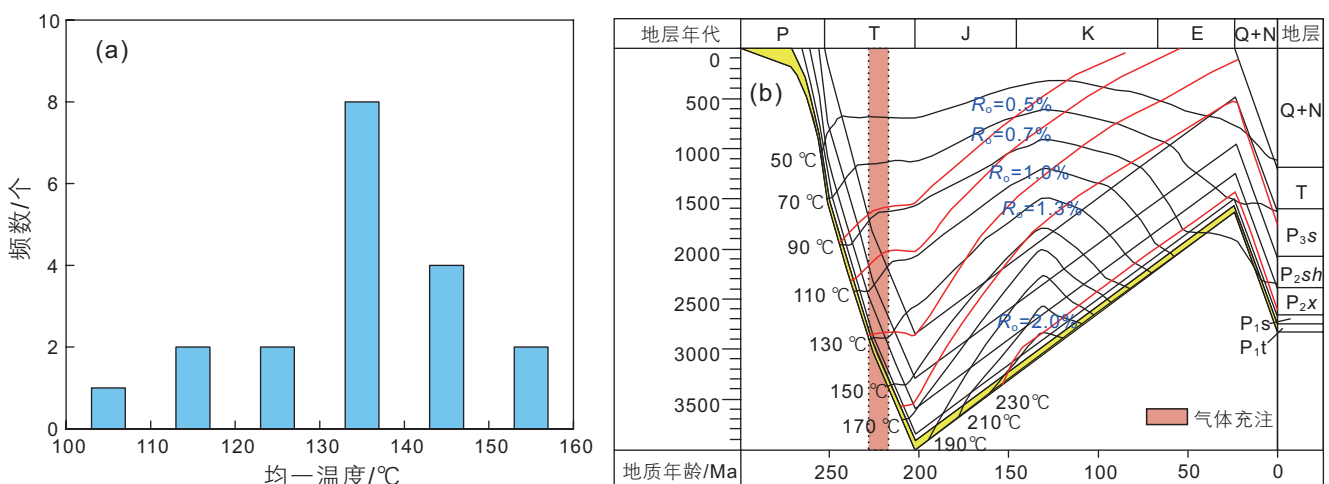


图7 太康隆起WC-1井砂岩储层(a)含烃盐水包裹体均一温度分布直方图;(b)地层埋藏-热演化史及气体充注时间图

Fig. 7 Histogram of well WC-1 in Taikang Uplift (a) homogenization temperature distribution of hydrocarbon-bearing brine inclusions in sandstone reservoirs; (b) burial and thermal evolution history and gas charging time

## 7 结论与认识

太康隆起二叠系太原组砂岩储层岩石类型以岩屑砂岩和长石岩屑砂岩为主, 储层整体物性偏低, 属于特低孔-特低渗储层。孔隙类型以次生成因的粒间和粒内溶孔、黏土矿物晶间微孔和微裂缝为主, 原生孔

基本不发育。砂岩主要的成岩作用类型包括机械压实、化学压溶、胶结、溶蚀和破裂作用等, 当前处于中成岩B期。储层致密化成因以压实作用和胶结作用为主, 其中, 压实作用是造成储层孔隙度损失的主要原因。储层致密化时间为三叠世末期, 与气体充注时间基本一致, 因此太原组致密砂岩储层属于“边致密边成藏”型储层。

## 参考文献

- [1] 郭迎春, 庞雄奇, 陈冬霞, 等. 致密砂岩气成藏研究进展及值得关注的几个问题[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(6): 717-724. [GUO Y C, PANG X Q, CHEN D X, et al. Progress of research on hydrocarbon accumulation of tight sand gas and several issues for concerns[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(6): 717-724.]
- [2] 李建忠, 郭彬程, 郑民, 等. 中国致密砂岩气主要类型、地质特征与资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(04): 607-615. [LI J Z, GUO B C, ZHENG M, et al. Main types geological features and resource potential of tight sandstone gas in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(04): 607-615.]
- [3] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(02): 173-187. [ZOU C N, ZHU R K, WU S T, et al. Types characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(02): 173-187.]
- [4] 赵靖舟, 李军, 曹青, 等. 论致密大油气田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(05): 573-583. [ZHAO J Z, LI J, CAO Q, et al. Hydrocarbon accumulation patterns of large tight oil and gas fields[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(05): 573-583.]
- [5] 戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(03): 257-264. [DAI J X, ZOU Y Y, WU X Q. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(03): 257-264.]
- [6] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(02): 129-136. [JIA C Z, ZHENG M, ZHANG Y F. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(02): 129-136.]
- [7] 张交东, 曾秋楠, 周新桂, 等. 南华北盆地太康隆起西部新区上古生界天然气成藏条件与钻探发现[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(11): 1637-1649. [ZHANG J D, ZENG Q N, ZHOU X G, et al. Dringling achievements and gas accumulation in the Upper Paleozoic in western new area of Taikang uplift, southern North China Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(11): 1637-1649.]
- [8] 徐汉林, 赵宗举, 吕福亮, 等. 南华北地区的构造演化与含油气性[J]. 大地构造与成矿学, 2004, 28(04): 450-463. [XU H L, ZHAO Z J, LYU F L, et al. Tectonic evolution of the Nanhuabei area and analysis about its petroleum potential[J]. Geotectonica et Metallogenia, 2004, 28(04): 450-463.]
- [9] 徐汉林, 赵宗举, 杨以宁, 等. 南华北盆地构造格局及构造样式[J]. 地球学报, 2003, 24(01): 27-33. [XU H L, ZHAO Z J, YANG Y N, et al. Structural pattern and structural style of the southern North China Basin[J]. Acta Geoscientia Sinica, 2003, 24(01): 27-33.]
- [10] 余和中和, 吕福亮, 郭庆新, 等. 华北板块南缘原型沉积盆地类型与构造演化[J]. 石油实验地质, 2005(02): 111-117. [YU H Z, LV F L, GUO Q X, et al. Proto-sediment basin types and tectonic evolution in the southern edge of North China Plate[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005(02): 111-117.]
- [11] 刁玉杰, 魏久传, 李增学, 等. 南华北盆地晚石炭世—早二叠世层序地层学及古地理研究[J]. 地层学杂志, 2011, 35(01): 88-94. [DIAO Y J, WEI J C, LI Z X, et al. Late Carboniferous-Early Permian sequence stratigraphy and paleogeography in the southern North China Basin[J]. Journal of Stratigraphy, 2011, 35(01): 88-94.]
- [12] 李杨, 阮壮, 李中明, 等. 南华北地区及其北部邻区上石炭统一中二叠统高分辨率层序地层[J]. 现代地质, 2020, 34(04): 718-731. [LI Y, RUAN Z, LI Z M, et al. High-resolution stratigraphy of Upper Carboniferous-Middle Permian in southern North China and its northern surroundings [J]. Geoscience, 2020, 34(04): 718-731.]
- [13] 刁玉杰, 魏久传, 曹红. 南华北盆地石炭—二叠系沉积环境与聚煤规律研究[J]. 海洋科学集刊, 2010(00): 133-138. [DIAO Y J, WEI J C, Cao H, et al. Sedimentary environment and coal accumulation of the Carboniferous and Permian in the southern North China Basin[J]. Studia Marina Sinica, 2010(00): 133-138.]
- [14] 杜建波, 常天宇, 汤金虎, 等. 南华北地区上古生界油气勘探方向及目标区研究[J]. 特种油气藏, 2017, 24(06): 23-27. [DU J B, CHANG D Y, TANG J H, et al. Research on the Upper Paleozoic hydrocarbon exploration direction and target area in southern North

- China [J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2017, 24(06): 23–27.]
- [15] 刘格云, 孙柏年, 黄臣军, 等. 南华北盆地深层油气成藏潜力与勘探方向[J]. 中山大学研究生学刊(自然科学·医学版), 2009, 30(4): 113–123. [LIU G Y, SUN B N, HUANG C J, et al. Potential of the deep oil-gas reservoir-forming and direction of the deep oil-gas exploitation in southern North China Basin[J]. *Journal of the Graduates Sun Yat-Sen University(Natural Sciences、Medicine)*, 2009, 30(4): 113–123.]
- [16] 刘志武. 华北盆地南部上古生界储层地质与油气成藏条件研究[D]. 西北大学, 2007. [LIU Z W. Neopaleozoic Petroleum reservoir geology & pool-forming conditions in the south of north China Basin[D]. Northwest University, 2007.]
- [17] 徐向华, 陈新军, 雷鸣, 等. 华北南部地区石炭—二叠系勘探前景分析[J]. 石油实验地质, 2011, 33(02): 148–154. [XU X H, CHEN X J, LEI N, et al. Exploration prospects of the Carboniferous and Permian in the southern North China [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2011, 33(02): 148–154.]
- [18] 高建平, 周立发, 徐艳萍, 等. 太康隆起和周口坳陷上古生界煤系烃源岩地球化学特征[J]. 西北地质, 2006, 39(3): 59–64. [GAO J P, ZHOU L F, XU Y P, et al. Geochemical characteristics of the Upper Paleozoic source rocks in Taikang rise and Zhoukou depression[J]. *Northwestern Geology*, 2006, 39(3): 59–64.]
- [19] 曹高社, 刘慧慧, 邢舟, 等. 南华北盆地太原组碳酸盐岩烃源岩地球化学特征[J]. 河南理工大学学报(自然科学版), 2017, 36(02): 41–47. [CAO G S, LIU H H, XING Z, et al. Geochemical characteristics of carbonate source rocks of Taiyuan Formation in southern North China Basin [J]. *Journal of Henan Polytechnic University( Natural Science)*, 2017, 36(02): 41–47.]
- [20] CHEN Q, ZHANG J, TANG X, et al. Pore structure characterization of the Lower Permian marine-continental transitional black shale in the southern North China Basin, central China[J]. *Energy & Fuels*, 2016, 30(12): 10092–10105.
- [21] DANG W, ZHANG J, TANG X, et al. Shale gas potential of Lower Permian marine-continental transitional black shales in the southern North China Basin, central China: Characterization of organic geochemistry[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 28: 639–650.
- [22] 马收先, 李增学, 吕大炜. 南华北石炭—二叠系陆表海层序古地理演化[J]. 沉积学报, 2010, 28(03): 497–508. [MA S X, LI Z X, LYU D W. Sequence paleogeographical evolution of epicontinental deposit of Permo-Carboniferous in southern North China[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2010, 28(03): 497–508.]
- [23] 白斌, 周立发, 刘彬辉, 等. 华北盆地南部二叠系烃源岩特征研究[J]. 西北地质, 2006(03): 48–54. [BAI B, ZHOU L F, LIU B H, et al. Characteristics of hydrocarbon source rocks in the Permian of southern area of North China Basin[J]. *Northwestern Geology*, 2006(03): 48–54.]
- [24] 程喆, 徐旭辉, 王荣新, 等. 南华北地区上古生界烃源岩异常热演化因素探讨[J]. 石油实验地质, 2011, 33(02): 142–147. [CHENG Z, XU X H, WANG R X, et al. Reasons for abnormal thermal evolution of source rocks in Upper Paleozoic, southern North China[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2011, 33(02): 142–147.]
- [25] 解东宁, 周立发. 南华北地区石炭—二叠纪煤系生烃潜力与二次生烃探讨[J]. 煤田地质与勘探, 2006, 34(01): 30–34. [XIE D N, ZHOU L F. Discussion on hydrocarbon generation potential and secondary hydrocarbon generation of organic matter from Permo-Carboniferous coal measures in the southern North China[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2006, 34(01): 30–34.]
- [26] 杨华, 钟大康, 姚泾利, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组砂岩储层孔隙成因类型及其控制因素[J]. 地学前缘, 2013, 20(02): 69–76. [YANG H, ZHONG D K, YAO J L, et al. Pore genetic types and their controlling factors in sandstone reservoir of Yan-chang Formation in Longdong area, Ordos Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(02): 69–76.]
- [27] 于兴河, 李顺利, 杨志浩. 致密砂岩气储层的沉积—成岩成因机理探讨与热点问题[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(1): 1–13. [YU X H, LI S L, YANG Z H. Discussion on deposition-diagenesis genetic mechanism and hot issues of tight sandstone gas reservoir[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2015, 27(1): 1–13.]
- [28] KHIDIR A, CATUNEANU O. Sedimentology and diagenesis of the scollard sandstones in the Red Deer Valley area, central Alberta (Vol 51, Pg 45, 2003)[J]. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 2004, 52(2): 177–180.
- [29] LAI J, WANG G, RAN Y, et al. Predictive distribution of high-quality reservoirs of tight gas sandstones by linking diagenesis to depositional facies: Evidence from Xu-2 Sandstones in the Penglai Area of the central Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 23: 97–111.
- [30] 赖锦, 王贵文, 罗官幸, 等. 基于岩石物理相约束的致密砂岩气储层渗透率解释建模[J]. 地球物理学进展, 2014, 29(03): 1173–1182. [LAI J, WANG G W, LUO G X, et al. A fine logging interpretation model of permeability confined by petrophysical facies of tight gas sandstone reservoirs[J]. *Progress in Geophysics*, 2014, 29(03): 1173–1182.]
- [31] 王军杰, 杨仁超, 樊爱萍, 等. 鄂尔多斯盆地靖边气田砂岩储层成岩作用[J]. 科技导报, 2010, 28(21): 37–42. [WANG J J, YANG R C, FAN A P, et al. Diagenesis of sandstone reservoirs in Jingbian Gas Field, Ordos Basin[J]. *Science Technology Review*, 2010, 28(21): 37–42.]
- [32] 王斌, 赵永强, 王恕一, 等. 塔里木盆地孔雀河斜坡志留系致密砂岩储层特征及主控因素[J]. 石油实验地质, 2013, 35(06): 615–620. [WANG B, ZHAO Y Q, WANG S Y, et al. Characteristics and main controlling factors of tight sandstone reservoirs in Silurian of

- Kongquehe slope, Tarim Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(06): 615–620.]
- [33] EL-GHALI M A K, MORAD S, MANSURBEG H, et al. Distribution of diagenetic alterations within depositional facies and sequence stratigraphic framework of fluvial sandstones: Evidence from the Petrohan Terrigenous Group, Lower Triassic, NW Bulgaria[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2009, 26(7): 1212–1227.
- [34] 刘翰林, 杨友运, 王凤琴, 等. 致密砂岩储集层微观结构特征及成因分析——以鄂尔多斯盆地陇东地区长 6 段和长 8 段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(02): 223–234. [LIU H L, YANG Y Y, WANG F Q, et al. Micro pore and throat characteristics and origin of tight sandstone reservoirs: A case study of the Triassic Chang 6 and Chang 8 members in Longdong area, Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(02): 223–234.]
- [35] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2): 349–369.
- [36] 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(02): 61–68. [ZHONG D K, ZHU H H, SUN H T, et al. Diagenesis and porosity evolution of sandstone in Longdong area, Ordos Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(02): 61–68.]
- [37] PAXTON S T, SZABO J O, AJDUKIEWICZ J M, 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.
- [38] 李盼盼, 朱筱敏, 朱世发, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组长 4+5 油层组储层特征及主控因素分析[J]. *岩性油气藏*, 2014, 26(04): 50–56. [LI P P, ZHU X M, ZHU S F, et al. Characteristics and main controlling factors of Chang 4+5 oil reservoir set in Longdong area, Ordos Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2014, 26(04): 50–56.]
- [39] AJDUKIEWICZ J M, LARESE R E. How clay grain coats inhibit quartz cement and preserve porosity in deeply buried sandstones: Observations and experiments[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(11): 2091–2119.
- [40] XI K, CAO Y, JAHREN J, et al. Quartz cement and its origin in tight sandstone reservoirs of the Cretaceous Quantou Formation in the southern Songliao Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 66: 748–763.
- [41] WEBER J, RICKEN W. Quartz cementation and related sedimentary architecture of the Triassic Solling Formation, Reinhardswald Basin, Germany[J]. *Sedimentary Geology*, 2005, 175(1–4): 459–477.
- [42] XU N, QIU L, ERIKSSON K A, et al. Influence of detrital composition on the diagenetic history of tight sandstones with implications for reservoir quality: Examples from the Permian Xiashihezi Formation and Carboniferous Taiyuan Formation, Daniudi gas field, Ordos Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, 88: 756–784.
- [43] 祝海华, 钟大康, 姚泾利, 等. 碱性环境成岩作用及对储集层孔隙的影响——以鄂尔多斯盆地长 7 段致密砂岩为例[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(01): 51–59. [ZHU H H, ZHONG D K, YAO J L, et al. Alkaline diagenesis and its effects on reservoir porosity: A case study of Upper Triassic Chang 7 tight sandstones in Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(01): 51–59.]
- [44] 林良彪, 余瑜, 南红丽, 等. 四川盆地川西坳陷上三叠统须家河组四段储层致密化过程及其与油气成藏的耦合关系[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(04): 816–828. [LIN L B, YU Y, NAN H L, et al. Reservoir tightening process and its coupling relationship with hydrocarbon accumulation in the fourth member of Upper Triassic Xujiahe Formation in the western Sichuan depression, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(04): 816–828.]
- [45] 施振生, 李熙喆, 董大忠, 等. 致密砂岩储层成岩作用与孔隙演化: 以川西南上三叠统为例[J]. *地学前缘*, 2018, 25(02): 179–190. [SHI Z S, LI X Z, DONG D Z, et al. Diagenesis and pore evolution of tight sandstone reservoir: A case study from the Upper Triassic reservoir of the southwest Sichuan Basin, China[J]. *Earth Science Frontiers*, 2018, 25(02): 179–190.]
- [46] 刘建良, 刘可禹, 桂丽黎. 鄂尔多斯盆地中部上古生界流体包裹体特征及油气充注史[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 43(02): 13–24. [LIU J L, LIU K Y, GUI L L. Fluid inclusion characteristics and hydrocarbon charge history in the Upper Paleozoic, central Ordos Basin[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2019, 43(02): 13–24.]
- [47] 侯建国, 任丽华, 董春梅. 有机包裹体技术在油气运移与聚集中的应用研究[J]. *石油实验地质*, 2005, 27(04): 409–413. [HOU J G, REN L H, DONG C M. Application of organic inclusions technology to the study of oil-gas migration and accumulation[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2005, 27(04): 409–413.]
- [48] 卢焕章, 郭迪江. 流体包裹体研究的进展和方向[J]. *地质论评*, 2000, 46(04): 385–392. [LU H Z, GUO D J. Progress and trends of researches on fluid inclusions[J]. *Geological Review*, 2000, 46(04): 385–392.]
- [49] 薛楠, 朱光有, 吕修祥, 等. 油气成藏年代学研究进展[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(12): 1733–1748. [XUE N, ZHU G Y, LV X X, et al. Advances in geochronology of hydrocarbon accumulation[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(12): 1733–1748.]
- [50] 徐陈杰, 叶加仁, 刘金水, 等. 东海西湖凹陷天然气成藏时期的关键证据: 气烃包裹体[J]. *天然气工业*, 2021, 41(11): 64–73. [XU C J, YE J R, LIU J S, et al. Key evidence of gas accumulation period in Xihu sag of the East China Sea Shelf Basin: Gas hydrocarbon inclusion[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(11): 64–73.]
- [51] 李朝阳, 魏琳, 刁慧, 等. 西湖凹陷孔雀亭构造平湖组油气来源及充注特征[J]. *石油科学通报*, 2021, 6(02): 196–208. [LI C Y,

- WEI L, DIAO H, et al. Hydrocarbon source and charging characteristics of the Pinghu Formation in the Kongqueting structure, Xihu depression[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(02): 196–208.]
- [52] 姜福杰, 邵新荷, 李林涛, 等. 断裂调整型致密砂岩气藏成藏过程模拟与成藏模式[J]. 石油科学通报, 2021, 6(04): 539–552. [JIANG F J, SHAO X H, LI L T, et al. Accumulation process simulation and an accumulation model of a fault-adjusted tight sandstone gas reservoir[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(04): 539–552.]

(责任编辑 杨威 编辑 付娟娟)