引用格式：刘雨航，强微，党鑫，等，2025. 安塞油田延长组 7 段夹层型页岩油储层孔隙结构特征及优质储层成因机制研究[J]. 地质力学学报，31（3）：506−521. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025011

Citation: LIU Y H，QIANG W，DANG X，et al.，2025. Study on the pore structure characteristics of interbedded shale oil and formation mechanisms of high-quality shale oil reservoirs in the Chang 7 Member, Yanchang Formation, Ansai Oilfield[J]. Journal of Geomechanics，31（3）：506−521. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025011

安塞油田延长组 7 段夹层型页岩油储层孔隙结构特征及优质储层成因机制研究

刘雨航[1,2]，强 微[3]，党 鑫[3]，刘 波[3]，文志刚[1,2]，田伟超[1,2]，樊云鹏[1,2]
LIU Yuhang[1,2]，QIANG Wei[3]，DANG Xin[3]，LIU Bo[3]，WEN Zhigang[1,2]，TIAN Weichao[1,2]，FAN Yunpeng[1,2]

1. 长江大学资源与环境学院油气地球化学与环境湖北省重点实验室，湖北 武汉 430100；
2. 长江大学油气资源与勘探技术教育部重点实验室，湖北 武汉 430100；
3. 中国石油长庆油田公司第一采油厂，陕西 延安 716000

1. *Hubei Key Laboratory of Petroleum Geochemistry and Environment* (Yangtze University), *Wuhan* 430100, *Hubei*, *China*;
2. *Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources* (Yangtze University), *Ministry of Education*, *Wuhan* 430100, *Hubei*, *China*;
3. *First Oil Production Plant*, *Changqing Oilfield Company*, *PetroChina*, *Yan'an* 716000, *Shaanxi*, *China*

Study on the pore structure characteristics of interbedded shale oil and formation mechanisms of high-quality shale oil reservoirs in the Chang 7 Member, Yanchang Formation, Ansai Oilfield

Abstract: ［**Objective**］As a key producing horizon of the Ansai Oilfield in the Ordos Basin , the pore structure of Chang 7 Member of the Yanchang Formation directly controls reservoir quality, and consequently influences shale oil productivity. The Ansai Oilfield is facing depleted conventional resource and difficult reserve replacement, making shale oil reservoirs the main target for reserve growth. Therefore, characterizing the pore structure and constraining the genesis of different reservoirs is of great significance for oilfield exploration and development. ［**Methods**］Targeting the interbedded shale oil reservoirs in the Chang 7 Member of the Ansai Oilfield, we carried out experiments including scanning electron microscopy, casting thin sections, low-temperature nitrogen adsorption, high-pressure mercury intrusion, and nuclear magnetic resonance, to identify the influence of pore size on the quality of the reservoirs, and to reveal the genesis of different reservoirs from the perspectives of depositional environment and diagenesis. ［**Results**］The reservoir pores are predominantly composed of feldspar pores, residual intergranular pores, intergranular pores, clay intergranular pores, and a small number of microcracks. The feldspar pores are mainly micrometer-sized, while clay intergranular pores are dominantly nanometer-sized. The reservoir exhibits relatively high discharge pressures and low mercury injection saturation, with pore-throat radii predominantly at the nanometer scale. Most pores with diameters below 500 μm are open-type parallel plate-shaped and slit-shaped, with a small number of ink-bottle-type pores also developed. The pore sizes in the reservoir are predominantly below 300 μm, and as physical properties improve, the proportion of larger pores gradually increases. ［**Conclusion**］The genesis of high-quality reservoirs can be categorized into two types. In the northeast, closer to the provenance area, strong hydrodynamic conditions lead to better sorting of rock particles, facilitating the development of

基金项目：国家自然科学基金项目（42202187）
This research is financially supported by the National Natural Science Foundation of China (Grant No: 42202187)
第一作者：刘雨航（2000—），男，在读硕士，主要从事油气地球化学研究。Email：1136306590@qq.com
通信作者：文志刚（1965—），男，博士，教授，主要从事油气地球化学及石油地质学等方面的教学与研究工作。Email：wzg728@sina.com
收稿日期：2025−02−13；**修回日期**：2025−04−17；**录用日期**：2025−04−18；**网络出版日期**：2025−04−25；**责任编辑**：范二平

chlorite coatings within the reservoir. These chlorite coatings can protect primary intergranular pores between particles, allowing more residual intergranular pores to be preserved after compaction, thus forming high-quality reservoirs. In contrast, the southwest area, being farther from the provenance, exhibits increasing water depth and weaker hydrodynamics. Due to its proximity to the source rock development zone, the reservoir is more susceptible to dissolution of organic acids from hydrocarbon source rocks, leading to the formation of numerous dissolution pores and the development of high-quality reservoirs. [**Significance**] The study can support the efficient exploration and development of shale reservoirs in the region.

Keywords: Ansai Oilfield; Chang 7 Member; Pore structures; Diagenesis; Interbedded-type shale oil; Genetic mechanisms of reservoir formation

摘　要：鄂尔多斯盆地安塞油田面临常规油气资源潜力匮乏、储量接替难度大的难题，目前增储的主要目标为页岩油储层。延长组 7 段（长 7 段）作为安塞油田的关键开发层系，其孔隙结构直接控制着储层质量，进而对页岩油开发产生显著影响。以安塞油田长 7 段夹层型页岩油储层为研究对象，通过开展扫描电镜、铸体薄片、低温氮气吸附、高压压汞和核磁共振等实验，明确不同尺寸孔隙对于储层品质的影响，并从沉积环境与成岩作用的角度揭示储层成因。研究结果表明，储层孔隙类型主要有长石溶孔、残余粒间孔、粒间溶孔、黏土晶间孔以及少量的微裂缝；其中长石溶孔主要发育微米级孔隙，而黏土晶间孔以纳米级孔隙为主。储层整体排驱压力较高，进汞饱和度较低，孔喉半径以纳米级为主，孔径在 500 μm 以下的孔隙多呈开放型的平行板状和狭缝形，同时发育少量的墨水瓶型孔隙。储层孔径主要小于 300 μm，且随着物性变好，储层内较大尺寸的孔隙占比也在逐渐增大。优质储层的成因主要划分为 2 类：东北方向靠近物源，水动力强，岩石颗粒分选性好，储层内容易发育绿泥石膜，而绿泥石膜可以保护颗粒间的原生粒间孔，压实作用后可保留较多的残余粒间孔而形成优质储层；西南方向远离物源方向，水体深度增加，水动力变弱，因靠近烃源岩发育区，储层容易被烃源岩产生的有机酸溶蚀改造，发育较多溶蚀孔隙，从而形成优质储层。研究成果可为安塞油田页岩油藏的高效勘探开发提供支持。

关键词：安塞油田；延长组 7 段；孔隙结构；成岩作用；夹层型页岩油；储层成因机制

中图分类号：TE122.2　　**文献标识码：**A　　**文章编号：**1006−6616(2025)03−0506−16

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025011

0　引言

随着常规油气资源的逐步消耗，非常规油气资源成为中国重要的战略性接替资源（王倩茹等，2020）。鄂尔多斯盆地作为中国大型油气生产基地，非常规油气资源丰富（付金华等，2020；邹才能等，2020）。三叠系延长组 7 段（长 7 段）发育一套优质的烃源岩，已成为页岩油勘探的主战场，目前已落实夹层型页岩油储量规模达 40.8×10^8 t 以上（付金华等，2021；刘显阳等，2023；王冠民等，2024）。安塞油田长 7 段曾发现多口工业油流井，展现出极好的页岩油勘探潜力（杨维磊等，2019）。然而该层段仍存在出油点分散、甜点主控因素不明确等问题。在此背景下，明确安塞油田长 7 段页岩油储层微观孔隙结构特征及优质储层成因对深入理解甜点的发育规律至关重要。

目前关于页岩油储层的概念仍存在争论，其焦点在于临近或夹持于烃源岩之间的非泥页岩类致密岩是否属于页岩油储层（Jiang et al., 2016；方圆等，2019）。一些学者倾向于将自生自储以及原油经历短暂运移后成藏的储层均归为页岩油储层，并将中国陆相页岩油分为 3 种主要类型：夹层型、混积型和纯页岩型（Jiao et al., 2020）。此次研究采用该套分类标准，将长 7 段中发育的致密砂岩与泥页岩互层的层段定义为夹层型页岩油储层。

目前，针对非常规储层微观孔隙结构的表征方法大致可以分为 2 类：直接观察法包括铸体薄片、场发射扫描电镜（FE-SEM）、计算机断层扫描（CT）等实验技术，该类方法可以直接观察孔隙特征，定量统计孔隙的大小及含量；流体注入法通过注入流体探测样品孔隙、喉道的大小及含量，包括低温氮气吸附法（LTNA）、高压压汞（MICP）以及核磁共振（NMR）等技术（赵习等，2017）。这些方法具有不同的技术优势和适用范围，如 SEM 观测技术能够精确识别孔隙类型及其空间分布特征，但当需要提高显

微成像分辨率时，常需要以缩小观测视域范围为代价，在一定程度上限制了对样品整体的表征能力；流体注入技术能够在不同孔径尺度上实现对样品整体孔隙的准确定量表征，但难以对不同成因的孔隙进行分类研究，导致部分关键孔隙信息的缺失（Wang et al., 2024, 2025）。因此，研究中常融合多种技术对页岩孔隙进行综合表征。例如，Tian et al.（2020）联合 FE-SEM、MICP、LTNA 和 NMR 全面表征了玛湖凹陷致密砂砾岩储层的孔隙结构。Zhao et al.（2015）借助 LTNA、MICP 等技术全面刻画了致密砂岩不同尺度孔隙的分布。Zhang et al.（2017）利用 FE-SEM、NMR 和 MICP 表征了陆相页岩的全尺寸孔径分布等。目前针对安塞油田长 7 段夹层型页岩油储层，研究学者主要借助光学显微镜和 MICP 等技术开展了孔隙研究（喻雅敏和文志刚，2017；杨维磊等，2019；付清萌，2022），然而这些实验难以全面表征储层的孔隙结构。

代波等（2021）将安塞油田长 7 段页岩油储层孔隙发育程度归因于压实作用和胶结作用，然而优质储层的形成还可能受到其他因素的控制。事实上，多种沉积和成岩作用均会对孔隙产生显著影响，这些因素之间还可能存在耦合效应（Bjørlykke, 2014; Lai et al., 2016; Wang et al., 2019; Qiao et al., 2020; Yan et al., 2023）；此外，沉积特征和成岩作用在盆地的不同地区也可能存在较大差异，目前针对这些内容的研究仍比较有限，有待进一步深入。因此，在已有地质资料的基础上，文章联合运用光学和电子显微镜、MICP、LTNA 及 NMR 等技术，对安塞油田长 7 段页岩的孔隙进行全面精细表征，定性和定量研究沉积和成岩作用对孔隙发育和孔隙结构的影响，最终揭示优质储层的成因机制。

1 地质概况

鄂尔多斯盆地是一个整体升降、坳陷迁移、构造简单的大型多旋回克拉通盆地。其位于中国华北板块中部，面积约为 37×10^4 km^2，为中国陆内第二大沉积盆地。古生代鄂尔多斯盆地属于大华北盆地的一部分，于中三叠世开始，受印支运动影响而解体，叠加在前中三叠世形成的陆相—海陆过渡相大华北盆地中西部之上，形成大型陆内叠合盆地。根据构造特征，可将其划分为 6 个一级构造单元：伊盟隆起、渭北隆起、晋西绕褶带、伊陕斜坡、天环坳陷和西缘冲断带（赵振宇等，2012）。安塞油田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡中东部偏南处（图 1a）。伊陕斜坡从构造形态上来讲是一个东翼宽缓、西翼陡窄的不对称大向斜，具有东高西低、地层起伏变化小、产状平缓的特征，并发育因差异压实作用形成的鼻状（隆）构造。根据标志层及湖盆发育变化，延长组由下至上划分为 10 段：长 10 段—长 1 段（沈崇辉等，2018），此次研究的目的层位是长 7 段（图 1b）。长 7 段是湖盆发展演化的鼎盛时期，全区湖水伸展范围最大，沉积类型为典型的浅水型三角洲前缘沉积，以水下分流河道和分流间湾 2 个微相最为发育。该阶段也是湖泊热流体活动的高峰期，湖泊藻类和浮游生物的繁盛为富有机质泥页岩的沉积奠定了物质基础，盆内发育一套以富有机质黑色页岩和暗色泥岩为主、厚度可大于 100 m 的富有机质烃源岩。典型岩性有灰黑色泥页岩、油页岩（俗称张家滩页岩），属于延长组的主要生油岩系。根据标志层和岩性变化规律可将长 7 段分为长 7_3、长 7_2、长 7_1 共 3 个沉积旋回序列，其中长 7_2 为主要生油层系。安塞油田主体处于三角洲前缘亚相，从东北向西南水体逐渐加深，砂体厚度逐渐变薄，烃源岩的规模和厚度逐渐变大。

2 样品与实验

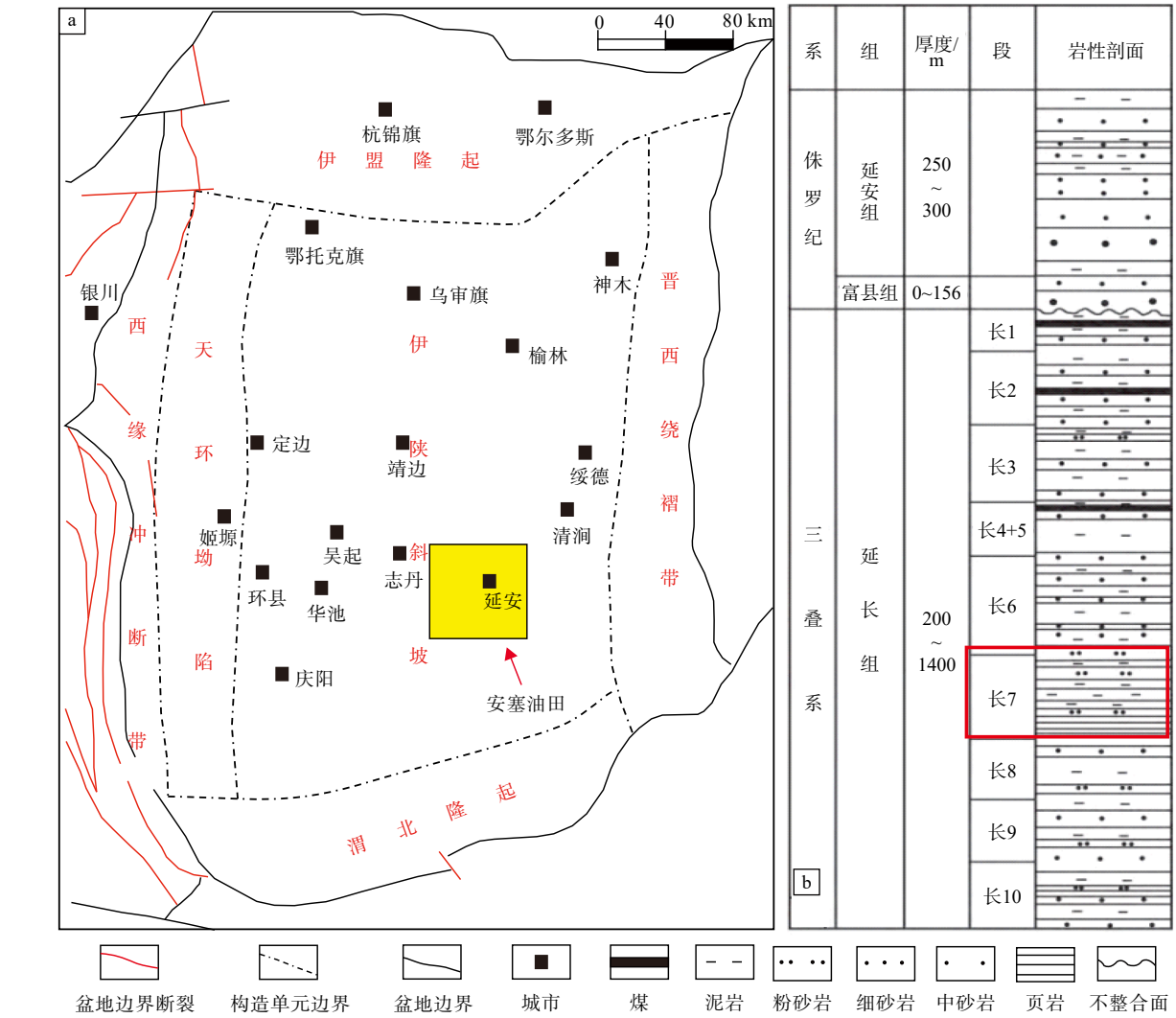
2.1 样品

此次共采集了安塞油田长 7 段致密砂岩样品共 17 块（表 1），首先对其进行洗油和 110℃ 烘干 12 h 处理，然后将每个样品分成若干份，分别开展了孔隙度、渗透率、铸体薄片、FE-SEM、MICP、LTNA 和 NMR 实验。同时收集了中国石油长庆油田公司第一采油厂提供的长 7 段致密砂岩孔隙度、渗透率数据 106 个。

2.2 实验方法

对 17 块样品进行了铸体薄片制备，薄片用蓝色环氧树脂浸渍以直观估计表面孔隙率。制备的铸体薄片在蔡司 Z1 型偏光显微镜下进行观察，以获取样品的孔隙类型、面孔率、颗粒成分和粒度等信息。

利用配备 X 射线能谱仪（Xflash/30）的 Merlin Compact 场发射扫描电镜对 17 个致密砂岩样品的矿物组成、孔隙和微裂缝进行了观测。在进行显微观测前，对块状页岩样品进行了机械和氩离子抛光，



a—安塞油田位置；b—地层岩性综合柱状图

图 1　鄂尔多斯盆地安塞油田位置及地层岩性综合柱状图

Fig. 1　Comprehensive bar chart of the location and lithology of the Ansai Oilfield in the Ordos Basin

(a) The location of the Ansai Oilfield; (b) Comprehensive column chart of the stratigraphic lithology in the Ansai area

以获得高度平整的页岩表面。

在 77.3 K(液氮温度)下使用 ASAP 2460 型等温吸附仪对 16 个样品进行了低温氮气吸附实验。测试样品为粉碎至粒度小于 180 μm 的颗粒状页岩，实验相对压力范围为 0.010～0.995 MPa，测定孔隙直径范围为 1.5～150.0 nm。同时利用吸附分支数据结合 Brunauer-Emmett-Teller 法(BET 法)计算样品的比表面积(Brunauer et al., 1938)：

$$\frac{P/P_0}{V(1-P/P_0)}=\frac{1}{V_mC}+\frac{C-1}{V_mC}\cdot P/P_0 \tag{1}$$

$$S_{BET}=\frac{V_m\cdot N_A\cdot\sigma}{M\cdot 22400} \tag{2}$$

式中，P/P_0—相对压力；V—实际吸附量(标准温度和压力下，STP)，cm³/g；V_m—单层饱和吸附量(STP)，cm³/g；C—BET 常数；N_A—阿伏伽德罗常数(mol⁻¹)；M—氮气的摩尔质量，g/mol；22400—标准状态下 1 摩尔气体体积，cm³/mol；σ—单个氮气分子的横截面积，nm²。由公式(1)和(2)结合可计算比表面积。

研究还结合 Barrett-Joyner-Halenda 法(BJH 法)测定了样品的孔径分布(Barrett et al., 1951)，该方法主要利用开尔文方程：

$$r_k=-\frac{2\gamma V_m}{RT\ln(P/P_0)}+t \tag{3}$$

式中，r_k—孔半径，nm；γ—液氮表面张力，8.88×10⁻³ N/m(77K)；V_m—液氮摩尔体积，34.7cm³/mol；

表 1 安塞油田长 7 段致密砂岩样品信息

Table 1 Information on tight sandstone samples from the Chang 7 Member in the Ansai Oilfield

序号	样品编号	井号	深度/m	层位	岩性	孔隙度/%	渗透率/mD
1	S1	D199	1324.95	长7_1	长石细砂岩	10.681	0.0498
2	S2	D199	1339.20	长7_2	长石中砂岩	10.428	0.0618
3	S3	D199	1357.33	长7_2	长石细—中砂岩	9.545	0.0653
4	S4	D199	1383.20	长7_3	长石细砂岩	5.599	0.0265
5	S5	D199	1399.25	长7_3	长石细砂岩	5.649	0.0284
6	S6	H15	1644.17	长7_3	长石细砂岩	3.662	0.0377
7	S7	H15	1654.05	长7_3	长石细—中砂岩	10.947	0.0457
8	S8	H15	1672.50	长7_3	长石细砂岩	7.629	0.0195
9	S9	H15	1685.49	长7_3	长石细—中砂岩	/	/
10	S10	Q129	1622.46	长7_2	长石细—中砂岩	5.683	0.0844
11	S11	Q129	1666.88	长7_3	长石细砂岩	5.971	0.0995
12	S12	Q129	1667.94	长7_3	长石细砂岩	6.944	0.1015
13	S13	W538	1620.56	长7_2	长石细—中砂岩	12.165	0.1367
14	S14	W538	1623.66	长7_2	长石细砂岩	5.556	0.0469
15	S15	W538	1625.00	长7_2	长石细砂岩	4.804	0.0227
16	S16	W538	1625.75	长7_2	长石中砂岩	/	/
17	S17	W538	1626.10	长7_2	长石中砂岩	6.760	0.0225

R—气体常数, 8.314 J/(mol·K); T—液氮温度, 77K; t—吸附层厚度, nm。此次计算孔径选择吸附分支数据。

此外, 研究还采用 Autopore IV 9500 型仪器对 16 个致密砂岩样品进行高压压汞分析。在高压压汞分析中, 实验进汞压力在 0.0137～200.660 MPa 的范围, 汞的表面张力和润湿角分别为 0.48 N/m 和 140°。其原理公式为 Washburn 方程(Washburn, 1921):

$$P=-\frac{2\gamma\cos\theta}{r} \tag{4}$$

式中, P—施加的压力, MPa; γ—汞的表面张力, N/m; θ—汞与材料的接触角, (°); r—孔隙喉道半径, nm。由此可计算出孔隙喉道半径。

核磁共振实验是在 23 MHz 下使用 MR Cores 仪器进行的。岩石孔隙流体存在自由弛豫、表面弛豫以及扩散弛豫 3 种不同的弛豫机制, 自由弛豫和表面弛豫对 T_1 和 T_2 弛豫均有影响, 而扩散弛豫仅对 T_2 弛豫有影响, 因此 T_2 弛豫时间总是小于或等于 T_1 弛豫时间:

$$\frac{1}{T_1}=\frac{1}{T_{1\mathrm{b}}}+\frac{1}{T_{1\mathrm{s}}}=\frac{1}{T_{1\mathrm{b}}}+\rho_1\frac{S}{V} \tag{5}$$

$$\frac{1}{T_2}=\frac{1}{T_{2\mathrm{b}}}+\frac{1}{T_{2\mathrm{s}}}+\frac{1}{T_{2\mathrm{D}}}=\frac{1}{T_{2\mathrm{b}}}+\rho_2\frac{S}{V}+\frac{D(G\gamma\mathrm{TE})^2}{12} \tag{6}$$

式中, $T_{1\mathrm{b}}$、$T_{2\mathrm{b}}$—纵向自由弛豫时间、横向自由弛豫时间, ms, 是流体固有的弛豫特性; $T_{1\mathrm{s}}$、$T_{2\mathrm{s}}$—纵向表面弛豫时间、横向表面弛豫时间, ms; $T_{2\mathrm{D}}$—扩散弛豫时间, ms; ρ_1、ρ_2—纵向表面弛豫率、横向表面弛豫率, μm/s; D—流体自由扩散系数, m^2/s; G—磁场梯度, T/m; γ—旋磁比, MHz/T; TE—测试回波间隔, ms; S—孔隙表面积, m^2/g; V—孔隙体积, cm^3/g(张鹏飞, 2019)。实验样品使用柱样, 测量参数设置为: TE 为 0.06 ms, 等待时间为 6000 ms, 回波个数为 12000, 扫描数为 32。所有样品是在饱和水状态下测量的 T_2 谱。

3 研究结果

3.1 储层岩石学特征

安塞油田长 7 段页岩油储层样品岩性主要是岩屑长石砂岩, 含少量长石砂岩(图 2)。岩石颗粒中石英占比最高, 均值为 40.01%; 其次是长石, 均值为 37.12%。岩屑以变质岩岩屑(均值为 47.21%)为主, 其次为岩浆岩岩屑(均值为 32.13%)。云母含量大于 2.5%。杂基一般低于 10%, 胶结物主要在 2.2%～17.0% 之间, 以方解石和铁方解石胶结物为主。安塞油田长 7 段页岩油储层的原始沉积组分中, 石英

和长石是主要的刚性组分，云母和杂基为半塑性和塑性成分。

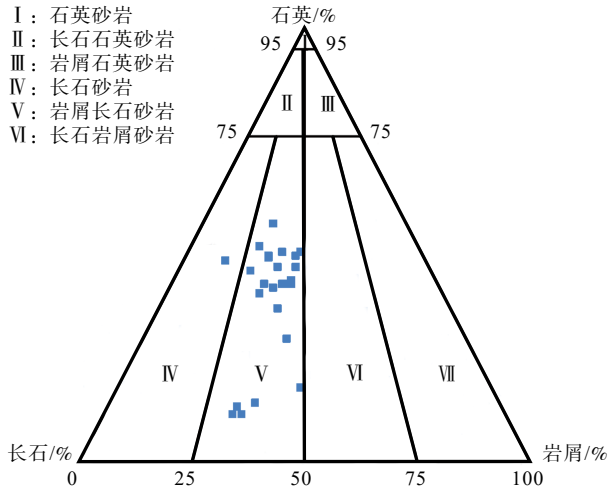
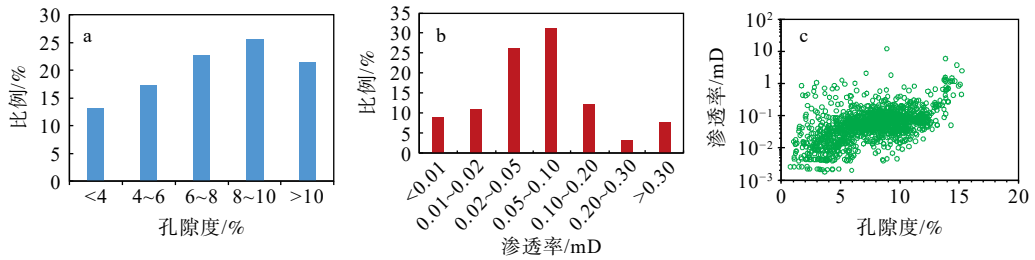


图 2　安塞油田长 7 段页岩油储层岩石类型三端元图

Fig. 2　Ternary diagram of rock types for shale oil reservoirs of the Chang 7 Member in the Ansai Oilfield

3.2　储层物性特征

安塞油田长 7 段储层孔隙度呈宽的单峰分布，主体分布在 3%～12% 之间，平均为 7.6%，孔隙度在 5%～10% 的样品占比为 57.27%，孔隙度<5% 的样品占比为 21.34%。渗透率也呈宽的单峰分布，主体分布在 0.01～0.20 mD 之间，几何平均值为 0.0526 mD，渗透率在 0.01～0.05 mD 的样品占比为 44.34%，渗透率在 0.05 ～0.10 mD 的样品占比为 17.74%（图 3）。安塞油田长 7 段页岩油储层整体表现为典型的致密储层特征。孔隙度与渗透率呈弱的正相关关系，这是由于渗透率一般由孔隙度以及孔隙结构共同决定，中高渗储层其孔喉连通性较好，孔喉对渗透率的影响较小，此时渗透率主要由孔隙度决定，因此孔渗相关性较好，而低渗透、致密储层其孔隙结构复杂，孔喉连通性差，孔喉结构对渗透率影响较大，所以孔渗相关性较差。



a—孔隙度分布直方图；b—渗透率分布直方图；c—孔隙度与渗透率交汇图

图 3　安塞油田三叠系长 7 段储层孔隙度和渗透率分布与交会图

Fig. 3　Distribution and crossplot of porosity and permeability for the Triassic Chang 7 Member reservoir, Ansai Oilfield

(a) Porosity distribution histogram ; (b) Permeability distribution histogram ; (c) Crossplot of reservoir porosity and permeability

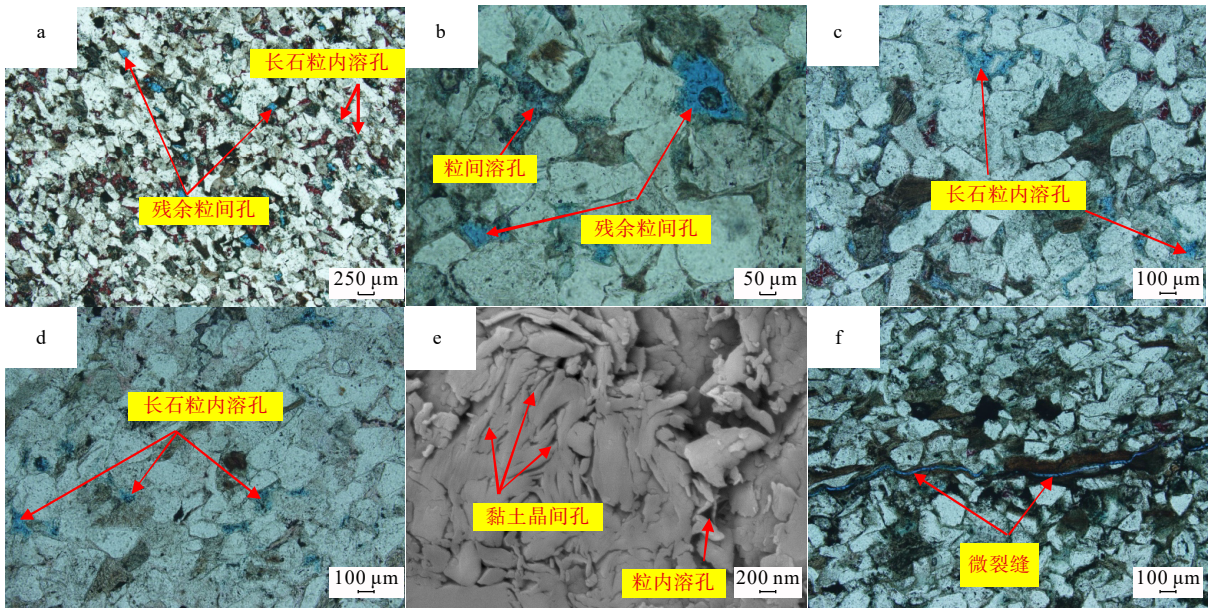
3.3　储层孔隙及孔喉特征

3.3.1　孔隙类型

铸体薄片镜下观察发现，安塞油田长 7 段页岩油储层主要发育残余粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔和晶间孔（图 4）。残余粒间孔是原生孔隙经压实、胶结等成岩作用改造后残留的孔隙，通常与颗粒边缘呈平整接触，残余粒间孔仅在部分样品中发育，孔径较大，多在几微米到几十微米的范围（图 4a）。粒间溶孔主要是由长石颗粒边部被溶蚀形成的粒间溶孔（图 4b），孔径与残余粒间孔接近。粒内溶孔主要是长石颗粒沿矿物解理被溶蚀形成的，少部分粒内溶孔形成于岩屑颗粒内部，其孔径与溶蚀强度有关，孔径一般多在几百纳米到几微米的范围（图 4c、图 4d）。晶间孔主要与伊利石和伊蒙混层等黏土矿物有关，孔径较小，在几百纳米以下（图 4e）。部分样品还发育少量微裂缝（图 4f）。铸体薄片统计结果表明，残余粒间孔面孔率的范围为 0.20%～8.00%，平均占总面孔率的 44.63%；粒间溶孔面孔率的范围是 0.10%～2.20%，平均占总面孔率的 10.12%；粒内溶孔面孔率的范围是 0.10%～4.00%，平均占总面孔率的 28.19%。

3.3.2　基于 LTNA 的孔径分布特征

6 个典型样品的吸附−脱附曲线如图 5 所示，所有的样品均有明显的滞后回环（HL），HL 的类型略有差异。根据国际纯粹与应用化学联合会（IUPAC）对 HL 的分类（Sing et al., 1985），安塞油田长 7 段页岩油储层的 HL 类型主要是 H_3 型（比例约为 81.25%）和 H_3—H_2 过渡型（比例约为 18.75%）。由此表明所



a—S12 样品，Q129 井 1667.94 m，铸体薄片；b—S1 样品，D199 井 1324.95 m，铸体薄片；c—S2 样品，D199 井 1339.20 m，铸体薄片；d—S3 样品，D199 井 1357.33 m，铸体薄片；e—S17 样品，W538 井 1626.10 m，扫描电镜；f—S7 样品，H15 井 1654.05 m，铸体薄片

图 4 安塞油田长 7 段夹层型页岩油储层的主要储集空间类型

Fig. 4 Primary types of reservoir spaces in the interbedded shale oil reservoir of the Chang 7 Member, Ansai Oilfield

(a) S1, D199well, 1324.95m, cast sheet; (b) S2, D199well, 1339.2m, cast sheet; (c) S3, D199well, 1357.33m, cast sheet; (d) S7, H15well, cast sheet; (e) S12, Q129well, 1667.94m, scanning electron microscope; (f) S17, W538well, 1626.1m, cast sheet

有样品<150 nm 孔隙的主要形状为狭缝状与平行板状，与 SEM 照片下观察到的晶间孔形态一致。随着 HL 的增大，墨水瓶状孔隙的比例逐渐增加。

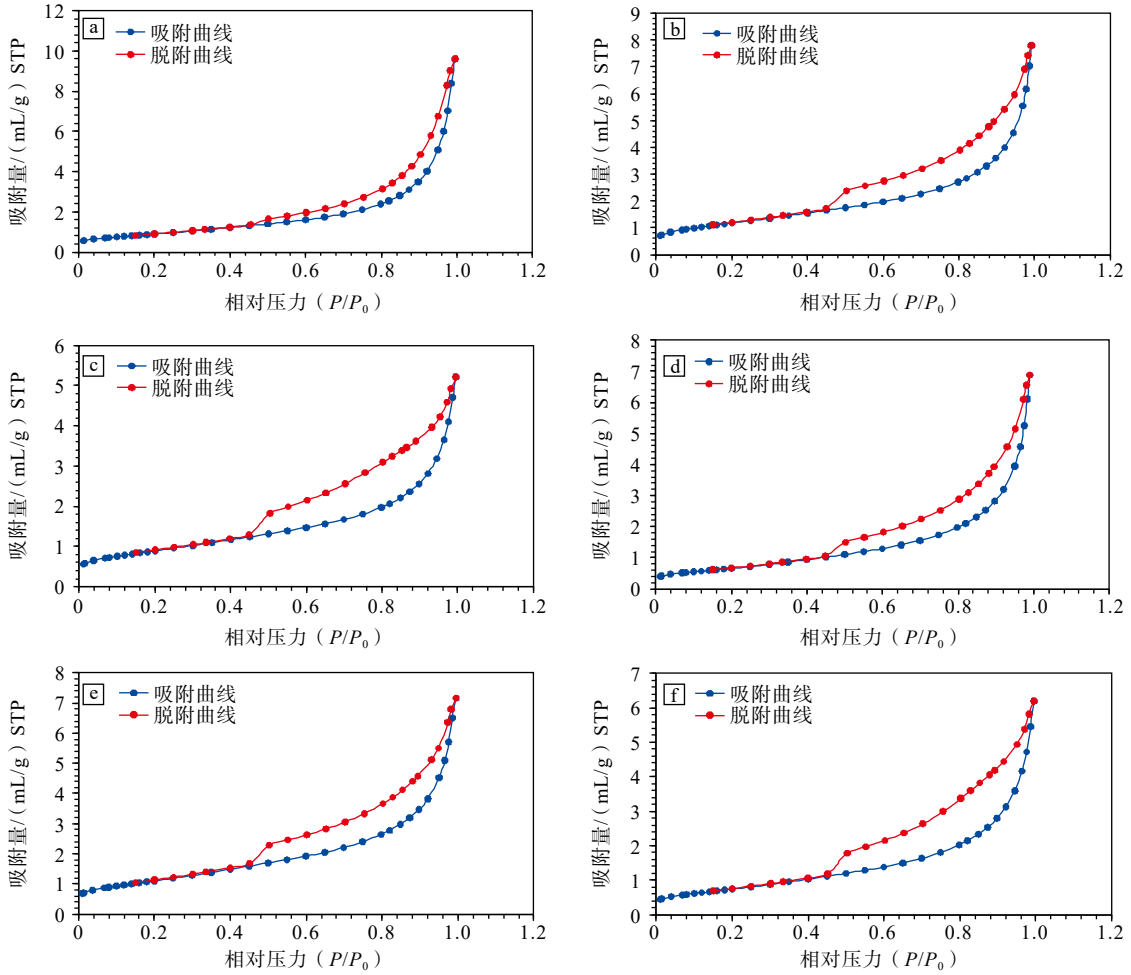
安塞油田页岩储层样品的比表面积为 1.363 ～5.146 m^2/g，平均为 3.114 m^2/g，与陇东地区长 7 段页岩油储层比表面积相近（文志刚等，2022），但明显低于古近系沙河街组页岩样品的比表面积（Li et al.，2019）。孔体积介于 0.0060 ～0.0166 cm^3/g，平均为 0.0107 cm^3/g。6 个典型样品的 BJH 孔径分布如图 6 所示，不同类型滞后回环样品的 BJH 孔径分布差异不大。

3.3.3 基于 MICP 的孔喉结构

安塞油田长 7 段页岩油储层样品的进汞曲线形态一般可分为初始上升段、中部平稳段及末端上翘段。结合 SEM 的观测结果可知，初始上升段代表最初进汞时的突破喉道，随着压力的不断增长，首次拐点处为排驱压力；中部平稳段代表突破最大喉道后的大孔隙进汞阶段；末端上翘段代表大孔隙进汞结束后开始突破小孔隙的喉道。因此，结合显微镜观测可知 3 个阶段可能分别对应裂缝系统进汞阶段、粒间孔和溶蚀孔孔喉系统进汞阶段以及晶间孔进汞阶段。根据进汞曲线形态，可判断样品各孔喉系统的发育情况。沿箭头方向，样品中粒间孔和溶蚀孔孔喉系统的比例逐渐减小，而晶间孔孔喉系统的比例逐渐增加，所有样品裂缝系统的比例都很低（图 7a）。安塞油田长 7 段页岩油储层样品的最大进汞饱和度在57.99%～83.54%、平均为 72.79%，退汞效率在 17.8%～35.2%、平均仅为 26.4%，暗示安塞油田长 7 段页岩油储层孔喉连通性低。排驱压力分布在 0.47 ～13.77 MPa、平均为 3.1 MPa，平均孔喉半径在 0.016～0.357 μm。由图 7b 可知，所有样品的孔喉半径均在 0.1 μm 以下，且随着物性变好，孔喉分布主峰的位置从 0.02 μm 右移至 0.04 μm，表明安塞油田长 7 段页岩油储层的孔喉极其细小且非均质性极强。

3.3.4 基于 NMR 的孔隙结构

所有样品在饱和水状态下的 T_2 谱分布特征如图 8 所示，T_2 谱分布通常呈三峰分布，P_1 峰在<0.2 ms 范围内，P_2 峰在 0.2 ～4 ms 范围内，P_3 峰在 >4 ms 范围内。所有样品都存在明显的 P_1 峰和 P_2 峰，但不同样品 P_3 峰的幅度差异很大。T_2 谱形态特征受样品发育孔隙类型及其含量控制。因此，根据 T_2 谱形态特征将安塞油田长 7 段页岩油储层样品分为 3 类。Ⅰ型样品（如样品 S2、S10、S12、13、S16



a—S1 样品，D199 井 1324.95 m，H_3 型；b—S4 样品，D199 井 1383.20 m，H_3 型；c—S6 样品，H15 井，1644.17 m，H_3-H_2 过渡型；d—S13 样品，W538 井 1620.56 m，H_3 型；e—S14 样品，W538 井 1623.66 m，H_3 型；f—S16 样品，W538 井 1625.75 m，H_3—H_2 过渡型

图 5　安塞油田长 7 段页岩油储层 6 个典型样品的吸附–脱附曲线

Fig. 5　Adsorption–desorption curves of six typical samples from the Chang 7 shale oil reservoir, Ansai Oilfield

(a) S1, Well D199, 1324.95 m, H_3type; (b) S4, Well D199, 1383.2 m, H_3type; (c) S6, Well H15, 1644.17 m, H_3–H_2 transitional type; (d) S13, Well W538, 1620.56 m, H_3type; (e) S14, Well W538, 1623.66 m, H_3type; (f) S16, Well W538, 1625.75 m, H_3–H_2 transitional type

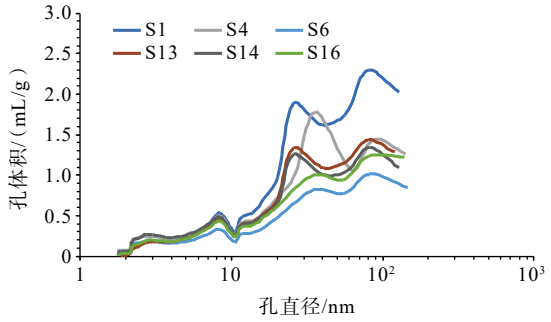
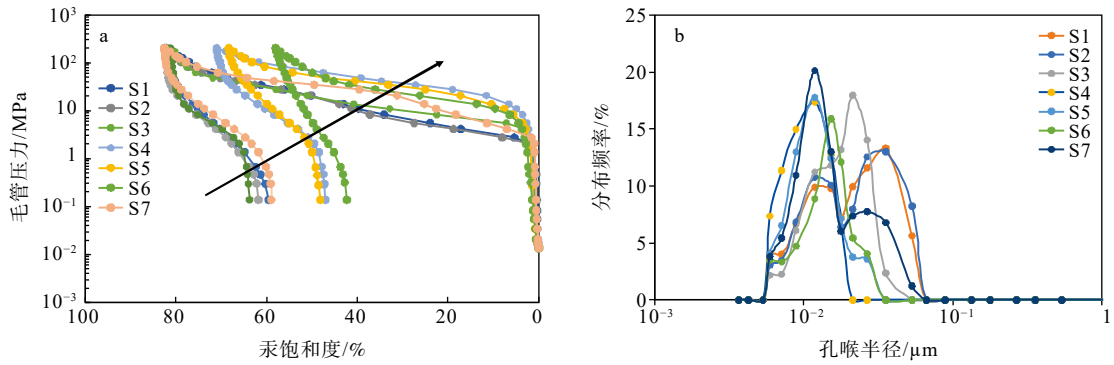


图 6　安塞油田长 7 段页岩油储层 6 个典型样品的 BJH 孔径分布

Fig. 6　BJH pore size distribution of six typical samples from the Chang 7 shale oil reservoir, Ansai Oilfield

和 S17）的 T_2 谱有 3 个连续峰（图 8a；即 P_1 峰、P_2 峰和 P_3 峰），说明Ⅰ类样品发育多种孔隙类型，镜下观察发现这类样品粒间（溶）孔、粒内溶孔和晶间孔均比较发育（图 8b），偶见微裂缝（图 8c）。Ⅱ类样品（如样品 S1 和 S7）的 T_2 谱具有明显的 P_1 和 P_2 峰（图 8d），相较于Ⅰ类样品 P_3 峰幅度明显降低，且峰的位置略微左移，说明Ⅱ类样品主要发育晶间孔和粒内溶孔（图 8e），仅发育少量粒间（溶）孔（图 8f）。Ⅲ类样品（如样品 S4、S5、S6、S8、S9 和 S15）T_2 谱的 P_1 峰幅度高于 P_2 峰，P_3 峰几乎消失（图 8g），表明粒间（溶）孔几乎不发育。在铸体薄片下这类样品仅能看到少量粒内溶孔（图 8h）和晶间孔（图 8i）。综上可知，安塞油田长 7 段页岩油储层 T_2 谱的 P_1 峰主要反映晶间孔，P_2 峰主要对应粒内溶孔，P_3 峰主要对应粒

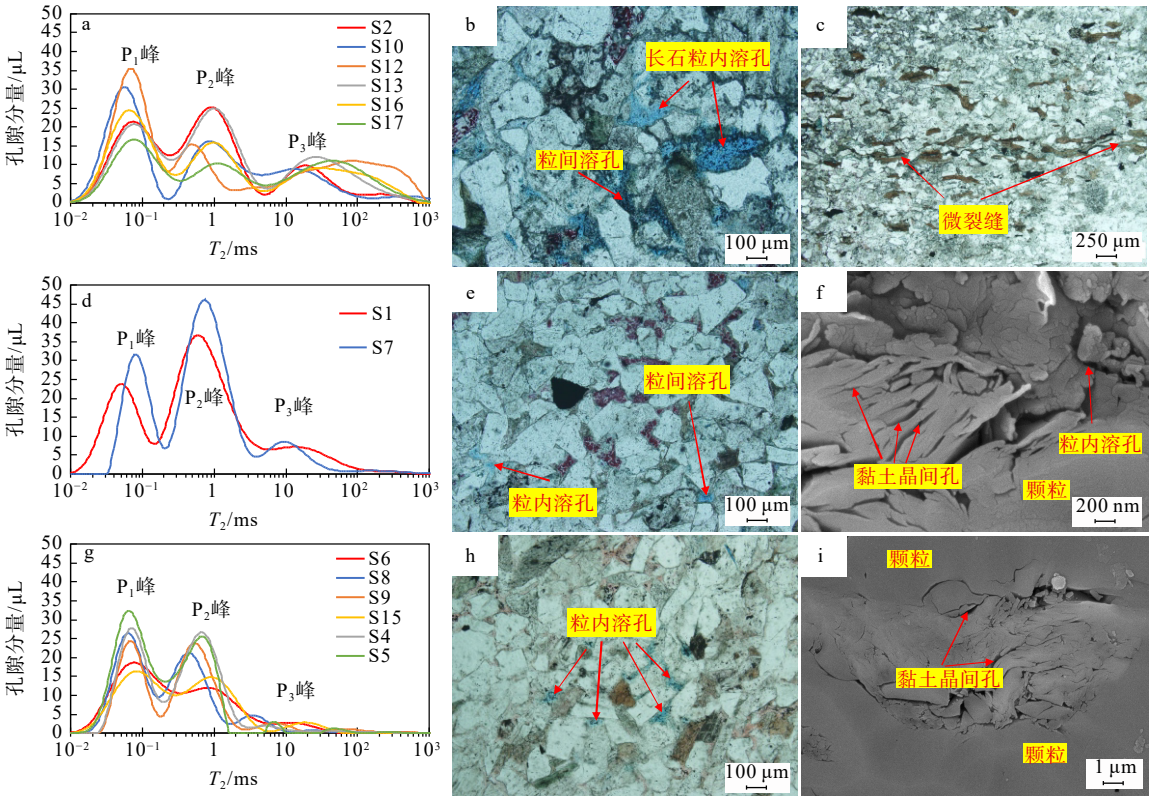


a—高压压汞曲线；b—孔喉分布特征

图 7 安塞油田长 7 段致密油储层典型样品高压压汞曲线与孔喉分布特征

Fig. 7 Characteristics of high-pressure mercury injection capillary pressure (MICP) curves and pore-throat distribution in tight oil reservoir samples from the Chang 7 Member, Ansai Oilfield

(a) High pressure mercury injection curves; (b) Pore-throat distribution characteristics



a—Ⅰ类样品 T_2 谱分布；b—S12 样品，Q129 井 1667.94 m，铸体薄片；c—S17 样品，W538 井 1626.10m，铸体薄片；d—Ⅱ类样品 T_2 谱分布；e—S7 样品，H15 井 1654.05 m，铸体薄片；f—S1 样品，D199 井 1324.95 m，扫描电镜；g—Ⅲ类样品 T_2 谱分布；h—S9 样品，H15 井 1685.49 m，铸体薄片；i—S15 样品，W538 井 1625.00 m，扫描电镜

图 8 安塞油田长 7 段页岩油储层典型样品 T_2 谱及典型样品镜下照片

Fig. 8 T_2 spectra and microscopic images of typical samples from the shale oil reservoir in the Chang 7 Member, Ansai Oilfield

(a) T_2 spectrum distribution of I-type samples; (b) S12, Well Q129, 1667.94 m, cast sheet; (c) S17, Well W538, 1626.1 m, cast sheet; (d) T_2 spectrum distribution of Ⅱ-type samples; (e) S7, Well H15, 1654.05 m, cast sheet; (f) S1, Well D199, 1324.95 m, scanning electron microscope; (g) T_2 spectrum distribution of Ⅲ-type samples; (h) S9, Well H15, 1685.49 m, cast sheet; (i) S15, Well W538, 1625 m, scanning electron microscope

间(溶)孔。

4　讨论

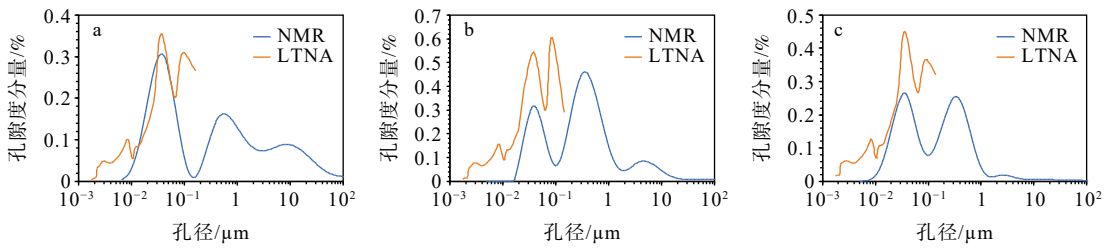
4.1　结合 NMR 和 LTNA 的多尺度孔径表征

在均匀的低磁场强度(0.5 T)和短回波时间(*TE*=0.06 ms)的情况下，饱和低黏度流体样品的 T_2 谱仅受表面弛豫控制(Kleinberg and Horsfield, 1990; Morriss et al., 1997; Coates et al., 1999)，因此，T_2 谱与岩石孔隙的关系可以表示为：

$$\frac{1}{T_2} \approx \left(\frac{1}{T_2}\right)_s = \rho_2 \frac{S}{V} = \rho_2 \frac{F_S}{D} = \frac{C}{D} \qquad (7)$$

式中，T_2—横向弛豫时间，ms；$\left(\frac{1}{T_2}\right)_s$—表面弛豫速率，$ms^{-1}$；$\rho_2$—横向表面弛豫率，μm/s；$S$—孔隙表面积，$μm^2$；$V$—孔隙体积，$μm^3$；$Fs$—几何形态因子；$D$—孔隙直径，μm；$C$—$T_2$ 谱与孔隙直径间的转换系数，μm/ms。

已有研究发现 LTNA 实验所揭示的孔隙主要是黏土矿物中的晶间孔(Li et al., 2019; Tian et al., 2020)。此外，安塞油田长 7 段夹层型页岩油储层 T_2 谱的 P_1 峰主要反映的也是晶间孔。因此，利用 LTNA 获得的孔径分布特征与 T_2 谱的 P_1 峰具有相似性，从而可以通过这种相似性将 T_2 谱校正为孔径分布(图 9)。校正之后的 NMR 孔径表征如图 10 所示，样品中孔隙的孔径分布范围较宽，从 5 nm 到 500 μm 均有分布。计算出的 C 值在 0.33 ～0.65 μm/ms 范围内，平均为 0.47 μm/ms。综合多种孔径表征技术显示，研究区安塞油田长 7 段夹层型页岩油储层中孔隙的整体孔径分布范围较宽(0.005～300 μm)，大孔隙与小孔隙均有发育，这与铸体薄片下观察到的孔隙类型相一致。



a—S10 样品，Q129 井 1622.46 m；b—S7 样品，H15 井 1654.05 m；c—S4 样品，D199 井 1383.20 m

图 9　联合 LTNA 和 NMR 表征安塞油田长 7 段页岩油储层多尺度孔径分布

Fig. 9　Multiscale pore-size distribution of the Chang 7 shale oil reservoir in the Ansai Oilfield characterized by integrated LTNA and NMR methods

a—S10, Well Q129, 1622.46 m; b—S7, Well H15, 1654.05 m; c—S4, Well D199, 1383.2 m

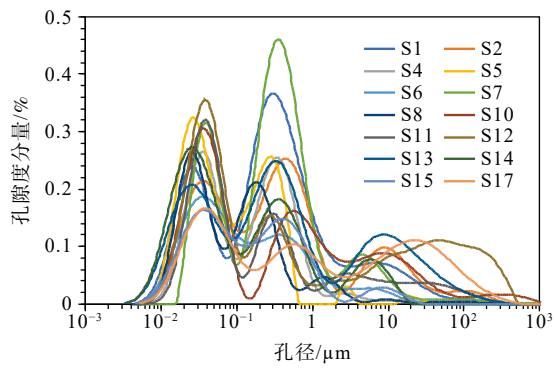


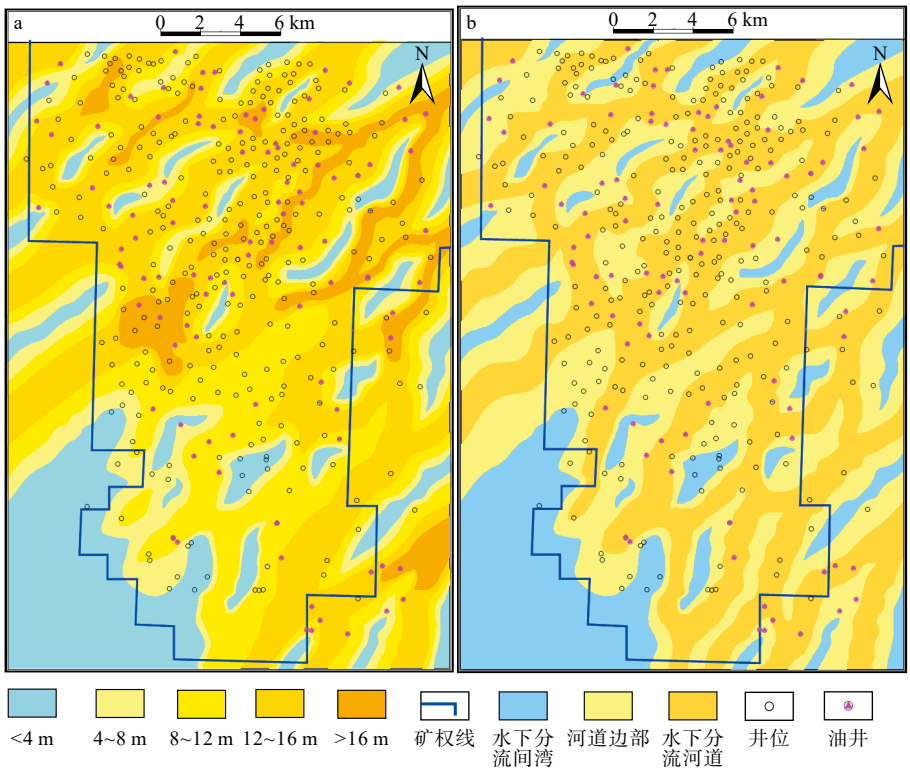
图 10　安塞油田长 7 段页岩油储层的核磁共振多尺度孔径表征

Fig. 10　Multiscale pore-size characterization of the Chang 7 shale oil reservoir in tthe Ansai Oilfield, via Nuclear Magnetic Resonance (NMR)

4.2　沉积环境对储层孔隙结构的影响

沉积环境控制着储层的原始沉积物成分、粒度、结构以及初始孔隙度。不同的原始沉积物成分以及粒度会影响孔隙结构，最终影响储层质量。安塞油田处于三角洲前缘亚相，夹层型页岩油储层主要分布在水下分流河道微相中，地势呈北东高南西低的趋势，随着北东—南西方向水体逐渐加深，导致水动力逐渐变弱，形成的砂体厚度和规模逐渐变小(图 11)。

利用特拉斯克分选系数(S_0)公式(Pettijohn et al., 1975)，计算安塞油田页岩油储层样品的分选系数，得出其整体范围在 1.1～2.0、平均为 1.5。其中发育较好的储层以东北部的典型样品 S2 为例，该样品的孔隙度为 10.43%，渗透率为 0.062 mD。铸体薄



a—安塞地区长 7 段砂体厚度图; b—安塞地区长 7 段沉积微相图

图 11 安塞地区长 7 段沉积微相和砂体厚度平面展布图

Fig. 11 Planar distribution of sedimentary microfacies and sand body thickness in the Chang 7 Member, Ansai area

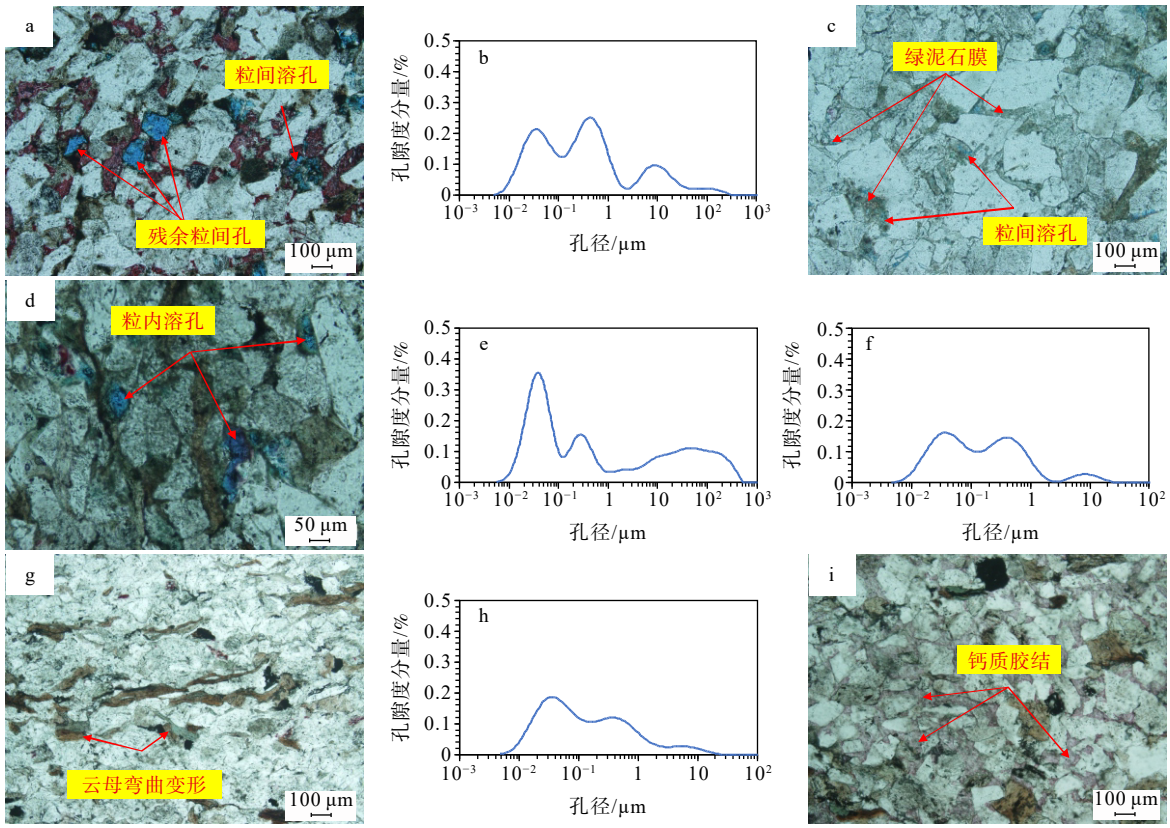
(a) Thickness map of the sand body of the Chang 7 member; (b) Sedimentary microfacies map of the Chang 7 Member

片下可观察到较多的粒间(溶)孔(图 12a)且 NMR 孔径分布较宽(0.005～300 μm; 图 12b), 这与该样品颗粒较粗(粒径主要为 0.2 ～0.5 mm)、分选好(S_0 为 1.63)、发育绿泥石膜且石英和长石含量高有关(图 12c)。这一沉积组构特征主要发育在安塞油田东北部的主干河道砂体中。此外西南部典型样品 S12 的孔隙度和渗透率分别为 6.94% 和 0.102 mD。薄片观察可见大量的溶蚀孔(图 12d), NMR 孔径分布也比较宽(0.005～500 μm; 图 12e), 这是由于该样品的颗粒细(粒径主要为 0.10～0.25 mm)、分选一般(S_0 为 1.51), 且几乎观察不到残余粒间孔, 长石矿物含量高, 这一沉积组构特征主要发育在靠近西南部的次一级河道砂体中。

发育较差的夹层型页岩油储层以样品 S15 为例, 该样品的孔隙度和渗透率较低, 分别为 4.8% 和 0.023 mD, NMR 孔径分布很窄(0.005～12 μm; 图 12f), 这是由于储层岩石颗粒细(粒径主要为 0.10～0.28 mm), 分选虽然较好(S_0 为 1.67), 但是储层内没有发育绿泥石膜, 易被强压实(图 12g), 这一沉积组构特征主要发育在河道末端砂体。此外, 样品 S6 的孔隙度和渗透率也比较低, 分别为 3.66% 和 0.038 mD, NMR 孔径分布范围很窄(0.005～11 μm; 图 12h), 这与该样品岩石颗粒细(粒径主要为 0.10～0.15 mm)、分选较差(S_0 为 1.22)有关, 且该样品的石英、长石含量都不高, 胶结物含量较高(图 12i), 这一沉积组构特征也主要发育在河道末端砂体。

4.3 成岩作用对储层孔隙结构的影响

储层的原始成分、粒度、结构控制岩石的抗压实能力以及化学稳定性, 对埋藏过程中的成岩作用程度产生重要影响, 进而影响储层质量。文章借助张创等(2014)对孔隙度演化定量计算改进的方法, 通过铸体薄片对安塞油田长 7 段页岩油储层进行了孔隙度演化定量计算。结果表明, 长 7 段储层的压实损失孔隙度范围在 9.14%～30.26%、均值为 20.83%, 胶结损失孔隙度范围在 2.24%～20.40%、均值为 9.46%, 溶蚀增加孔隙度范围在 0～6.77%、均值为 0.71%。压实损失孔隙度与胶结损失孔隙的关系见图 13, 表明安塞油田长 7 段夹层型页岩油储层致密化主要归因于压实作用, 其次是胶结作用。其中压实损失孔隙度与石英颗粒、长石颗粒含量呈现出较



a—S2 样品，D199 井，1339.2 m, 铸体薄片；b—S2 样品 NMR 孔径分布；c—S2 样品，D199 井，1339.2 m, 铸体薄片；d—S12 样品，Q129 井，1667.94 m, 铸体薄片；e—S12 样品 NMR 孔径分布；f—S15 样品 NMR 孔径分布；g—S15 样品，W538 井，1625 m, 铸体薄片；h—S6 样品 NMR 孔径分布；i—S6 样品，H15 井 1644.17 m, 铸体薄片

图 12　安塞地区长 7 段夹层型页岩油储层典型样品铸体薄片及孔径分布

Fig. 12　Thin sections and pore size distribution of typical samples from the Chang 7 interlayered shale oil reservoir in the Ansai area

(a) S2, Well D199, 1339.2 m, cast sheet; (b) S2 nuclear magnetic aperture distribution; (c) S2, Well D199, 1339.2 m, cast sheet; (d) S12, Well Q129, 1667.94 m, cast sheet; (e) S12 nuclear magnetic aperture distribution; (f) S15 nuclear magnetic aperture distribution; (g) S15, Well W538, 1625 m, cast sheet; (h) S6 nuclear magnetic aperture distribution; (i) S6, Well H15, 1644.17 m, cast sheet

为明显的负相关(图 14a、14b)，与岩屑颗粒、云母以及杂基含量呈现出较为明显的正相关(图 14c—14e)。压实损失孔隙度与分选系数呈现出较为明显的负相关(图 14f)，这可能是由于分选系数影响了储层的初始孔隙度，而初始孔隙度又影响了储层的抗压实能力，所以随着分选系数变差，储层的抗压实能力也越弱。所以云母、岩屑以及杂基含量越高，其分选越差，压实损失孔隙度越高，储层越致密，孔喉结构越差。溶蚀增加孔隙度与长石含量以及硅质胶结物含量都呈现较为明显的正相关(图 14g、14h)，与压实损失孔隙度呈现较为明显的负相关(图 14i)，这可能是由于溶蚀作用发生的物质基础是长石颗粒，孔隙作为运移通道，硅质胶结物是溶蚀作用的产物，因此长石、硅质胶结物以及孔隙度越好，相对应的溶蚀增加的孔隙度就越多，形成的

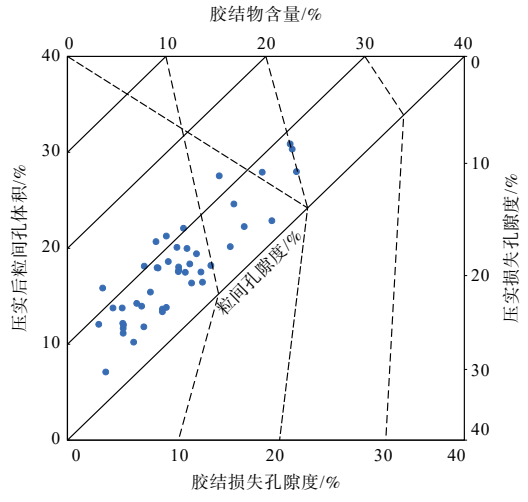
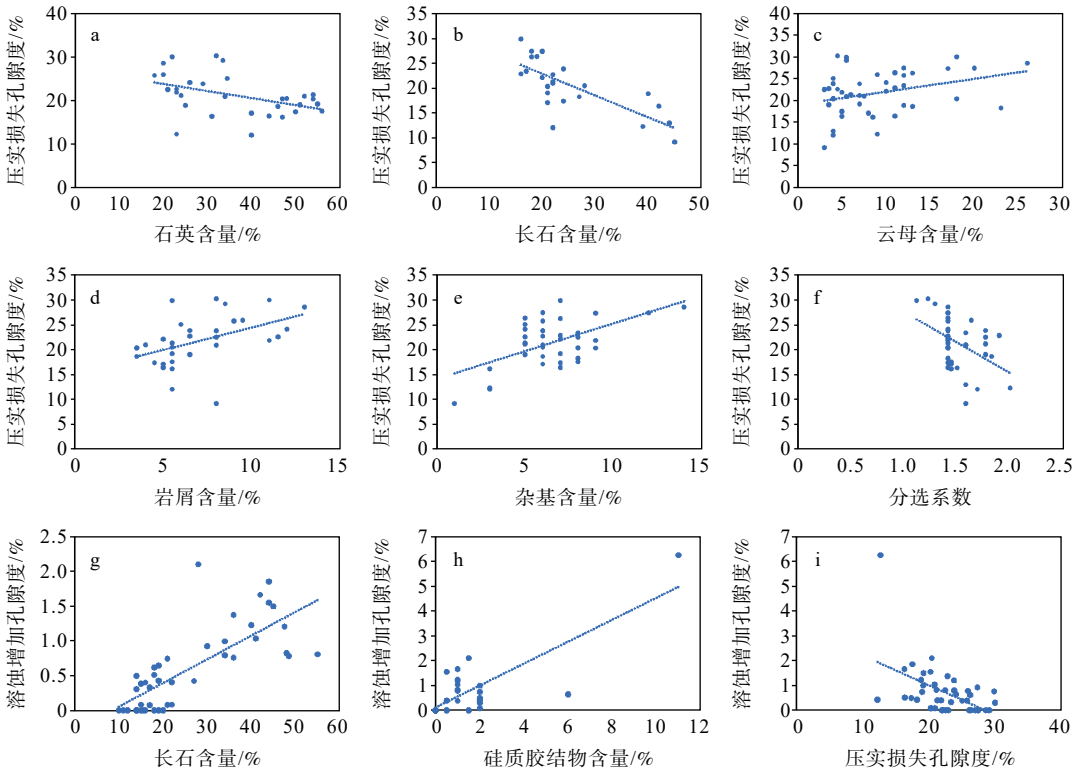


图 13　压实损失孔隙度和胶结损失孔隙度交汇图

Fig. 13　Crossplot of compaction-reduced porosity vs. cementation-reduced porosity



a—压实损失孔隙度与石英含量关系图；b—压实损失孔隙度与长石含量关系图；c—压实损失孔隙度与云母含量关系图；d—压实损失孔隙度与岩屑含量关系图；e—压实损失孔隙度与杂基含量关系图；f—压实损失孔隙度与分选系数关系图；g—溶蚀增加孔隙度与长石含量关系图；h—溶蚀增加孔隙度与硅质胶结物含量关系图；i—溶蚀增加孔隙度与压实损失孔隙度关系图

图 14 压实损失孔隙度、溶蚀增加孔隙度与各种矿物含量、分选系数以及二者的关系图

Fig. 14 Crossplots of compaction-reduces porosity vs. mineral contents and sorting coefficient, dissolution-enhanced porosity vs. mineral contents, and compaction-reduced porosity vs.dissolution-enhanced porosity

(a) Compaction-induced porosity vs. quartz particle content; (b) Compaction-induced porosity vs. eldspar particle content; (c) Compaction-induced porosity vs. mica content; (d) Compaction-induced porosity vs. detritus content; (e) Compaction-induced porosity vs. matrix content; (f) Compaction-induced porosity vs. separation coefficient; (g) dissolution-enhanced porosity vs. feldspar particle content; (h) dissolution-enhanced porosity vs. siliceous cement content; (i) dissolution-enhanced porosity vs. compaction-induced porosity

储层质量越好。

优质储层以 S2 样品为例，其面孔率为 4.96%，而压实损失孔隙度仅为 9.24%，这是由于大量发育的绿泥石膜保护了原生孔隙，储层抗压实能力较强。另一种优质储层以 S12 样品为例，其面孔率达到 8.01%，其溶蚀增孔率达到了 6.77%，这是由于长石颗粒较为发育以及储层被上、下 2 套烃源岩夹持（图 15），使得烃源岩生成的有机酸供给充足，对长石颗粒发生溶蚀，所以形成较多的溶蚀孔隙，最终成为优质储层。

品质差的储层以 S15 样品为例，在铸体薄片下可观察到大量云母等塑性岩屑的变形并且颗粒与颗粒之间呈线接触（图 12b），粒径细，几乎观察不到孔隙，这是典型的机械压实作用的结果。由压实作用造成的平均孔隙度损失率高达 21.25%，由于绿泥石膜不发育导致储层抗压实能力弱，使得原生孔隙大幅减少，最终形成的储层质量差。此外，部分样品虽然在成岩早期也经历了较强的压实作用，但后期的强胶结作用在整个成岩演化过程中占据了主导地位，大量的碳酸盐岩胶结物充填在原生孔隙中。以 S6 样品为例，在铸体薄片下观察到大量碳酸盐胶结物充填于颗粒孔隙之间，颗粒之间呈点-线接触（图 12a），由胶结作用导致的孔隙度损失率为 15.02%，大量的胶结物使得孔隙含量大幅度减少，最终形成的储层质量差。

综上所述，靠近东北物源的主干分流河道内砂体形成于高能沉积环境，其砂体颗粒相对较粗、塑性成分含量低，易发育绿泥石包膜，保留了较多粒间孔隙，属于优质储层。靠近西南部的次一级河道砂体靠近烃源岩发育区，容易被烃源岩产生的有机

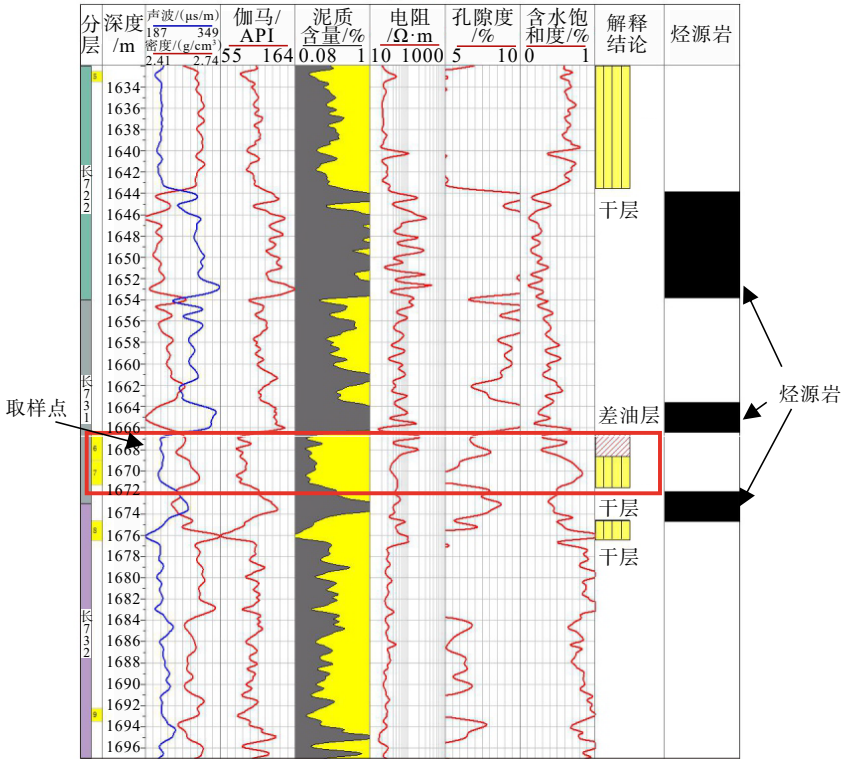


图 15　安塞油田长 7 段 Q129 井（S12 样品采样点）单井综合柱状图

Fig. 15　Comprehensive columnar chart of Well Q129 (S12 sampling point) in the Chang 7 Member, Ansai Oilfield

酸溶蚀改造，发育较多的溶蚀孔隙，也可形成大量优质储层。而河道末端砂体由于水动力较弱，形成的都是较薄砂体，易被强压实或强胶结，所以物性较差。

5　结论

（1）鄂尔多斯盆地安塞油田长 7 段夹层型页岩油储层的孔隙类型包括长石溶孔、残余粒间孔、粒间溶孔、黏土晶间孔以及少量的微裂缝；其中长石溶孔主要发育微米级孔隙，而黏土晶间孔以纳米级孔隙为主。

（2）安塞油田长 7 段夹层型页岩油储层的整体排驱压力为 0.47 ～13.77 MPa、平均为 3.1 MPa，进汞饱和度为 57.99%～83.54%、平均为 72.79%，孔喉半径以纳米级为主。储层孔径在＜150nm 范围内的孔隙多呈开放型的平行板状和狭缝形，同时发育少量的墨水瓶型孔隙。结合 LTNA 与 NMR 的结果可知安塞地区长 7 段夹层型页岩油储层孔径最高可达到 300 μm，样品物性主要由大孔隙控制，较大尺寸的孔隙占比增大，物性逐渐变好。

（3）安塞地区长 7 段夹层型页岩油储层主要经历了压实作用、胶结作用和长石颗粒的溶蚀作用。优质储层的成因主要划分为 2 类：东北方向靠近物源，水动力强，岩石颗粒分选性好，容易发育绿泥石膜，而绿泥石膜保护了颗粒之间的原生粒间孔，在发生压实作用后保留了较多的残余粒间孔形成优质储层；西南方向远离物源方向，水体深度增加水动力弱，靠近烃源岩发育区，容易被烃源岩产生的有机酸溶蚀改造，发育较多溶蚀孔隙，也可以形成大量优质储层。

References

BARRETT E P, JOYNER L G, HALENDA P P, 1951. The determination of pore volume and area distributions in porous substances. I. Computations from nitrogen isotherms[J]. Journal of the American Chemical Society, 73(1): 373-380.

BJØRLYKKE K, 2014. Relationships between depositional environments, burial history and rock properties. Some principal aspects of diagenetic process in sedimentary basins[J]. Sedimentary Geology, 301: 1-14.

BRUNAUER S, EMMETT P H, TELLER E, 1938. Adsorption of gases in multimolecular layers[J]. Journal of the American Chemical Society, 60(2): 309-319.

COATES G R, XIAO L Z, PRAMMER M G 1999. NMR logging principles and applications[M]. HOUSTON: Halliburton Energy Services.

DAI B, WEN H Y, REN Z Y, et al., 2021. Microscopic pore characteristics and main controlling factors of Chang 7 tight sandstone in Ansai oilfield[J]. Unconventional Oil & Gas, 8(1): 51-59. (in Chinese with

English abstract)

FANG Y, ZHANG W Y, MA F, et al., 2019. Research on the global distribution and development status of shale oil[J]. Conservation and Utilization of Mineral Resources, 39(5): 126-134. (in Chinese with English abstract)

FU J H, LI S X, NIU X B, et al., 2020. Geological characteristics and exploration of shale oil in Chang 7 member of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 47(5): 870-883. (in Chinese with English abstract)

FU J H, GUO W, LI S X, et al., 2021. Characteristics and exploration potential of muti-type shale oil in the 7th member of Yanchang formation, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 32(12): 1749-1761. (in Chinese with English abstract)

FU Q M, 2022. Evaluation and optimization of Chang 7 tight sandstone reservoir in Zhijing-Ansai area, Ordos Basin[D]. Jingzhou: Yangtze University, doi: 10.26981/d.cnki.gjhsc.2022.000177. (in Chinese with English abstract)

GUO S Q, XIAO D S, LU S F, et al., 2016. Quantificational characterization of tight reservoir pore size distribution of Shahezi Formation in Xujiaweizi Fault Depression[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 47(11): 3742-3751. (in Chinese with English abstract)

JIANG Z X, ZHANG W Z, LIANG C, et al., 2016. Basic characteristics and evaluation of shale oil reservoirs[J]. Petroleum Research, 1(2): 149-163.

JIAO F Z, ZOU C N, YANG Z, 2020. Geological theory and exploration & development practice of hydrocarbon accumulation inside continental source kitchens[J]. Petroleum Exploration and Development, 47(6): 1147-1159.

KLEINBERG R L, HORSFIELD M A, 1990. Transverse relaxation processes in porous sedimentary rock[J]. Journal of Magnetic Resonance, 88(1): 9-19,

LAI J, WANG G W, RAN Y, et al., 2016. Impact of diagenesis on the reservoir quality of tight oil sandstones: the case of Upper Triassic Yanchang Formation Chang 7 oil layers in Ordos Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 145: 54-65.

LI J B, LU S F, JIANG C Q, et al., 2019. Characterization of shale pore size distribution by NMR considering the influence of shale skeleton signals[J]. Energy & Fuels, 33(7): 6361-6372.

LIU X Y, LI S X, ZHOU X P, et al., 2023. New fields, new types and resource potentials of petroleum exploration in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 44(12): 2070-2090. (in Chinese with English abstract)

MORRISS C, ROSSINI D, STRALEY C, et al., 1997. Core analysis by low-field NMR[J]. The Log Analyst, 38(2): 84-93.

PETTIJOHN F J, 1975. Sedimentary rocks[M]. 2nd ed. New York: Harper and Row: 628.

QIAO J C, ZENG J H, JIANG S, et al., 2020. Impacts of sedimentology and diagenesis on pore structure and reservoir quality in tight oil sandstone reservoirs: implications for macroscopic and microscopic heterogeneities[J]. Marine and Petroleum Geology, 111: 279-300.

SHEN C H, ZHOU X F, GUO W, 2018. Analysis on densification process of Chang 6 Sandstones in western Ordos Basin[J]. Journal of Geomechanics, 24(6): 776-784. (in Chinese with English abstract)

SING K S W, EVERETT D H, HAUL R A W, et al., 1985. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity (Recommendations 1984)[J]. Pure and Applied Chemistry, 57(4): 603-619.

TIAN W C, LU S F, HUANG W B, et al., 2020. Quantifying the control of pore types on fluid mobility in low-permeability conglomerates by integrating various experiments[J]. Fuel, 275: 117835.

WANG G M, ZHU X Y, LIU H, et al., 2024. The application of sedimentary microfacies on the fracability of tight sandstone reservoir in Chang 7 member of Longdong area in the Ordos Basin[J]. Journal of Geomechanics, 30(6): 893-905. (in Chinese with English abstract)

WANG Q R, TAO S Z, GUAN P, 2020. Progress in research and exploration & development of shale oil in continental basins in China[J]. Natural Gas Geoscience, 31(3): 417-427. (in Chinese with English abstract)

WANG X, HE S, JONES S J, et al., 2019. Overpressure and its positive effect in deep sandstone reservoir quality of Bozhong Depression, offshore Bohai Bay Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 182: 106362.

WANG Z Y, FU J H, LIU X Y, et al., 2023. The influence of hydrothermal activities on shale oil reservoirs during the burial period of the Upper Triassic Chang 7 Member, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 44(4): 899-909. (in Chinese with English abstract)

WANG Z Y, DONG L, JIN Z J, et al., 2024. Efforts to untie the multicollinearity knot and identify factors controlling macropore structures in shale oil reservoirs[J]. Advances in Geo-Energy Research, 11(3): 194-207.

WANG Z Y, DONG L, JIN Z J, et al., 2025. Shale pore investigation beyond the practical pore resolution limits of scanning electron microscopy[J]. Energy & Fuels, 39(11): 5312-5327.

WASHBURN E W, 1921. The dynamics of capillary flow[J]. Physical Review, 17(3): 273-283.

WEN Z G, LUO Y S, LIU J Y, et al., 2022. Pore structure characteristics and genetic mechanism of Triassic Chang 7 shale oil reservoir in Longdong area[J]. Lithologic Reservoirs, 34(6): 47-59. (in Chinese with English abstract)

YAN Y M, ZHANG L Q, LUO X R, et al., 2023. Influence of the grain shape and packing texture on the primary porosity of sandstone: insights from a numerical simulation[J]. Sedimentology, 70(6): 1856-1885.

YANG W L, LI X Y, XU Z, et al., 2019. Shale oil resources assessment for the member Chang 7 in Ansai area of Ordos Basin[J]. Marine Geology Frontiers, 35(4): 48-56. (in Chinese with English abstract)

YU Y M, WEN Z G, 2017. Characteristics and comprehensive evaluation of chang 31 reservoirs of Yanchang Group in Shishe area, Ordos Basin[J]. Journal of Geomechanics, 23(4): 577-584. (in Chinese with English abstract)

ZHANG C, SUN W, GAO H, et al., 2014. Quantitative calculation of sandstone porosity evolution based on thin section data: a case study from Chang8 reservoir of Huanjiang area, Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 32(2): 365-375. (in Chinese with English abstract)

ZHANG D Z, 2017. Characterization of microscopic pore structure of tight sandstone reservoirs through nitrogen adsorption experiment: case study of Shahezi Formation in Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 28(6): 898-908. (in Chinese with English abstract)

ZHANG P F, LU S F, LI J Q, et al., 2017. Comparisons of SEM, low-field

NMR, and mercury intrusion capillary pressure in characterization of the pore size distribution of lacustrine shale: a case study on the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Energy & Fuels, 31(9): 9232-9239.

ZHANG P F, 2019. Research on shale oil reservoir, occurrence and movability using nuclear magnetic resonance (NMR)[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China). (in Chinese with English abstract)

ZHAO H W, NING Z F, WANG Q, et al., 2015. Petrophysical characterization of tight oil reservoirs using pressure-controlled porosimetry combined with rate-controlled porosimetry[J]. Fuel, 154: 233-242.

ZHAO X, LIU B, GUO R T, et al., 2017. Reservoir characterization and its application to development[J]. Petroleum Geology and Experiment, 39(2): 287-294. (in Chinese with English abstract)

ZHAO Z Y, GUO Y R, WANG Y, et al., 2012. Study progress in tectonic evolution and paleogeography of Ordos Basin[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 19(5): 15-20. (in Chinese)

ZOU C N, PAN S Q, JING Z H, et al., 2020. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 41(1): 1-12. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

代波，温怀英，任志远，等，2021. 安塞地区长 7 致密砂岩孔隙发育特征及其主控因素[J]. 非常规油气，8(1)：51-59.

方圆，张万益，马芬，等，2019. 全球页岩油资源分布与开发现状[J]. 矿产保护与利用，39(5)：126-134.

付金华，李士祥，牛小兵，等，2020. 鄂尔多斯盆地三叠系长 7 段页岩油地质特征与勘探实践[J]. 石油勘探与开发，47(5)：870-883.

付金华，郭雯，李士祥，等，2021. 鄂尔多斯盆地长 7 段多类型页岩油特征及勘探潜力[J]. 天然气地球科学，32(12)：1749-1761.

付清萌，2022. 鄂尔多斯盆地志靖—安塞地区延长组 7 段致密砂岩储层评价与优选[D]. 荆州：长江大学，doi: 10.26981/d.cnki.gjhsc.2022.000177.

刘显阳，李士祥，周新平，等，2023. 鄂尔多斯盆地石油勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报，44(12)：2070-2090.

沈崇辉，周晓峰，郭伟，2018. 鄂尔多斯盆地西部长 6 砂岩致密化过程分析[J]. 地质力学学报，24(6)：776-784.

王冠民，祝新怡，刘海，等，2024. 沉积微相在致密砂岩可压裂性分析中的应用：以鄂尔多斯盆地陇东地区延长组 7 段为例[J]. 地质力学学报，30(6)：893-905.

王倩茹，陶士振，关平，2020. 中国陆相盆地页岩油研究及勘探开发进展[J]. 天然气地球科学，31(3)：417-427.

文志刚，罗雨舒，刘江艳，等，2022. 陇东地区三叠系长 7 段页岩油储层孔隙结构特征及成因机制[J]. 岩性油气藏，34(6)：47-59.

杨维磊，李新宇，徐 志，等，2019. 鄂尔多斯盆地安塞地区长 7 段页岩油资源潜力评价[J]. 海洋地质前沿，35(4)：48-56.

喻雅敏，文志刚，2017. 鄂尔多斯盆地什社地区延长组长 31 储层特征及评价[J]. 地质力学学报，23(4)：577-584.

张创，孙卫，高辉，等，2014. 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，32(2)：365-375.

张鹏飞，2019. 基于核磁共振技术的页岩油储集、赋存与可流动性研究[D]. 青岛：中国石油大学(华东).

赵习，刘波，郭荣涛，等，2017. 储层表征技术及应用进展[J]. 石油实验地质，39(2)：287-294.

赵振宇，郭彦如，王艳，等，2012. 鄂尔多斯盆地构造演化及古地理特征研究进展[J]. 特种油气藏，19(5)：15-20.

邹才能，潘松圻，荆振华，等，2020. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报，41(1)：1-12.