

# 合水南地区长7段夹层型页岩油储层 孔隙结构特征及主控因素

付林圃<sup>1</sup>,王喜鑫<sup>1,2</sup>,麻书玮<sup>3</sup>,李少华<sup>1</sup>,薛婷<sup>3</sup>,李强强<sup>1</sup>,严睿<sup>3</sup>,杨秦川<sup>3</sup>

(1. 长江大学 南方复杂页岩油气地质与开发湖北省重点实验室,湖北 武汉 430100; 2. 甘肃省油气资源研究重点实验室,甘肃 兰州 730000; 3. 中国石油长庆油田分公司 勘探开发研究院,陕西 西安 710000)

**摘要:**以鄂尔多斯盆地合水南地区长7段夹层型页岩油储层为例,利用铸体薄片、扫描电镜、XRD分析、高压压汞、恒速压汞及氮气吸附实验,分析合水南地区长7段夹层型页岩油储层孔隙结构特征,探讨沉积、成岩作用对孔隙结构的控制作用。结果表明:合水南地区长7段页岩油储层孔隙度平均为8.47%,渗透率平均为 $0.74 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属于典型的超低孔、超低渗储层;孔隙类型以残余粒间孔和长石溶孔为主,孔喉半径集中分布在 $0.02 \sim 200.00 \mu\text{m}$ 之间,孔隙形态主要为板状平行狭缝孔和半封闭楔形孔;孔隙结构受沉积、成岩作用演化共同控制。沉积作用奠定页岩油储层的物质基础,沉积物粒度细,杂基体积分数高,原始孔渗低;储层在强压实阶段损失大量的粒间孔隙,胶结作用进一步降低储层物性;后期溶蚀作用的改造促使优势储层形成。砂质碎屑流砂体受胶结作用减孔大,浊流砂体受压实作用减孔大。砂质碎屑流砂体经历中等压实、强胶结及中等溶蚀,是研究区优势储层的主要成因。该结果对夹层型页岩油高效开发具有指导意义。

**关键词:**陆相湖盆;夹层型页岩油;孔隙结构;砂质碎屑流;优势储层;长7段;合水南地区

**中图分类号:**TE122.2 **文献标识码:**A **文章编号:**2095-4107(2025)01-0077-14

## 0 引言

页岩油勘探开发逐步占据油气勘探开发主导地位<sup>[1]</sup>,在松辽盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地等取得战略性突破<sup>[2]</sup>。其中,鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段(长7段)是勘探开发重点层位,探明储量达 $2 \times 10^9 \text{ t}$ <sup>[3]</sup>,实现效益开发对促进中国页岩油上产具有深远意义,是实现油气资源可持续发展利用的有效保障<sup>[4]</sup>。广义上,合水南地区长7段页岩油储层是夹层型页岩油储层,发育典型的源储互层结构<sup>[5]</sup>。夹层型页岩油储层是在页岩之间夹杂其他类型岩层,主要为砂岩或碳酸盐岩,研究区页岩间的夹层为砂岩,夹层对页岩油的形成、保存及后期开采影响较大<sup>[6]</sup>。孔隙结构直接控制储层物性,研究区夹层型页岩油储层复杂的孔隙结构制约页岩油的高效开发<sup>[7]</sup>,因此亟需明确孔隙结构特征及其主控因素指导勘探开发。

夹层型页岩油储层因特有的源储关系、复杂的孔隙结构及分布,对储层的物性、油水分布及可流动性具有明显的控制作用<sup>[8]</sup>。人们对鄂尔多斯盆地长7段储层研究主要集中于沉积特征与古气候特征、储层成岩作用与储集空间、油气运移机理与优质区分布等,研究微观孔隙结构及其主控因素较少,且多为定性或半定量研究<sup>[9-14]</sup>。鄂尔多斯盆地长7段主要发育湖相深水重力流湖相沉积体系,为致密砂岩储层,主要在沉积特征方面寻找优势储层控制因素<sup>[9]</sup>。按照广义页岩油理论,将长7段致密砂岩储层定义为夹层型页岩油储层,孔隙结构及其主控因素研究逐渐被重视<sup>[11]</sup>。储层孔隙结构特征由沉积作用主控转变为沉积与成岩作用共同控制。重力流沉积背景下,沉积物快速堆积,储层杂基体积分数高、颗粒排列无定向性,原生孔隙小<sup>[12]</sup>。高杂基体积分数、颗粒无序排列导致储层在成岩阶段早期遭受极强的压实作用,损失大量的粒间孔隙<sup>[13]</sup>。利用扫描电镜、高压压汞及低温氮气吸附脱附实验分析,长7段储层孔喉半径小,孔隙呈墨水瓶状、狭缝状<sup>[14]</sup>。小孔喉两侧易发生半渗透膜效应,引起强烈的黏土矿物、碳酸盐胶结,孔隙大量减

收稿日期:2024-07-20;编辑:关开澄

基金项目:中国石油科技创新基金项目(2021DQ02-0106);国家自然科学基金项目(42172172);甘肃省油气资源研究重点实验室开放基金项目(20221227)

作者简介:付林圃(2001—),男,硕士研究生,主要从事地质学方面的研究。

通信作者:王喜鑫,E-mail:wangxixin86@hotmail.com

少<sup>[11]</sup>。储层物性变差的主要原因是储层遭受强烈的压实、胶结作用,储层物性好坏的关键因素是溶蚀作用强弱<sup>[14]</sup>。不同沉积及成岩作用条件下,孔隙结构差异大,孔隙结构对油水分布具有明显的控制作用。目前,对合水南地区长7段夹层型页岩油储层孔隙结构及其主控因素认识不清,制约合水南地区页岩油气进一步高效开发。

在岩心精细描述的基础上,笔者厘定合水南地区长7段沉积特征及分布,结合铸体薄片、扫描电镜、XRD分析、CT扫描、高压压汞、恒速压汞和氮气吸附实验,分析合水南地区长7段夹层型页岩油储层的孔隙结构特征及其主控因素,对实现夹层型页岩油高效开发具有指导意义。

### 1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地总面积为  $3.7 \times 10^5 \text{ km}^2$ ,横跨陕、甘、宁、蒙、晋五省(区),是中国第二大陆相湖盆,页岩油重点勘探开发层位延长组是三叠纪时期沉积的一套厚度为1 000余米的碎屑岩<sup>[9-14]</sup>。在长10段湖盆开始沉积,在长7段湖盆扩张达到鼎盛,到三叠纪末期湖盆逐渐消亡。长7段油层组划分为长7<sub>3</sub>、长7<sub>2</sub>和长7<sub>1</sub>沉积旋回序列。长7<sub>1</sub>、长7<sub>2</sub>段主要发育灰色、灰黑色重力流沉积砂体,叠置在烃源岩上,形成一套优质储层;长7<sub>3</sub>段发育一套以黑色油页岩夹薄层粉砂岩为主的优质烃源岩<sup>[12-13]</sup>。合水南地区位于甘肃省庆阳市合水县,区域构造属于伊陕斜坡西南部(见图1(a))。该区域长7段储层形成于半深湖—深湖沉积环境,为陆源碎屑供应、重力滑塌诱导形成的深水重力流沉积体系,主要是砂质碎屑流、浊流砂体形成与转换的沉积阶段<sup>[9]</sup>。文中研究目的层发育砂质碎屑流、浊流砂体及深湖泥岩沉积(见图1(b))。

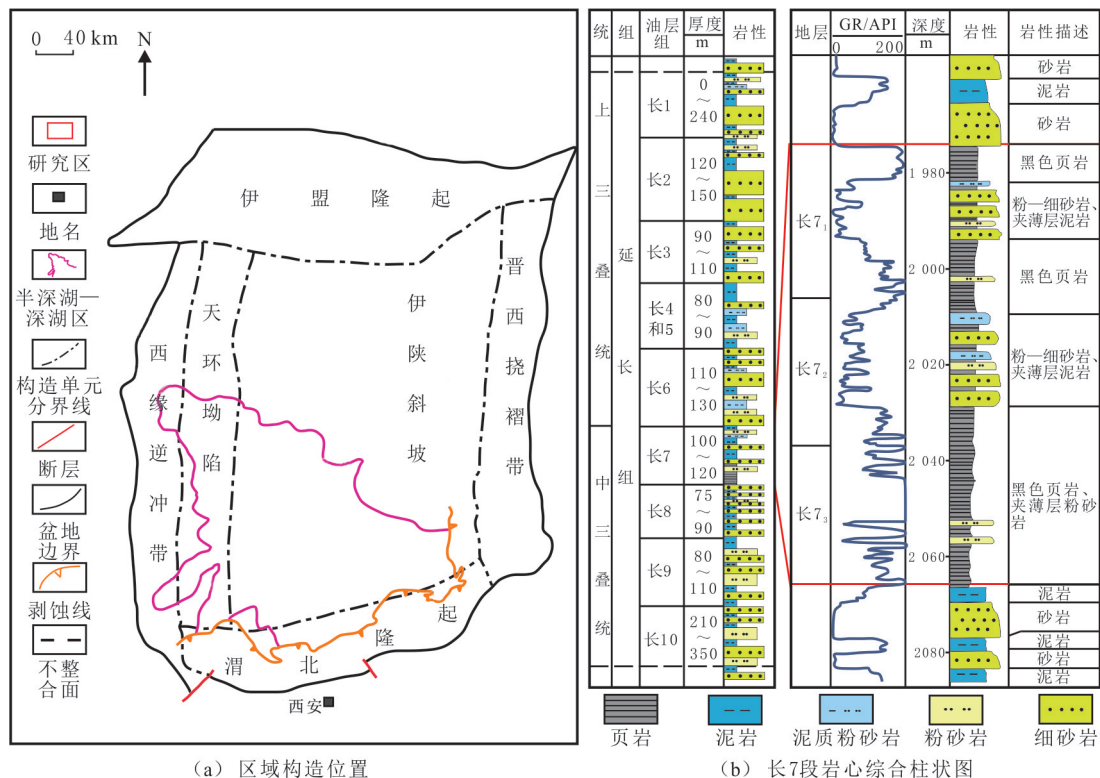


图1 鄂尔多斯盆地合水南地区构造位置、岩性地层综合柱状图(据文献[6]修改)

Fig. 1 Structural location of South Heshui Area and litho stratigraphic column in Ordos Basin(modified by reference[6])

### 2 样品信息与实验方法

样品取自鄂尔多斯盆地合水南地区三叠系长7段7口井20个样本(10个碎样、10个柱样)。对碎样进行扫描电镜、铸体薄片、全岩XRD、低温氮气吸附实验,其中,2个碎样(LY18井(1 685.70 m)和N143

井(1 648.80 m))进行 CT 扫描构建三维孔隙连通性模型。

对柱样进行高压压汞实验,高压压汞实验采用 Corelab CMS300 和 AutoPore IV 9500 压汞仪,最大实验压力为 200 MPa,按照 GB/T 29171—2023《岩石毛管压力曲线的测定》进行。其中,对 4 个柱样(L27 井、1 637.80 m,N140 井、1 622.30 m,N143 井、1 626.10 m,N143 井、1 648.85 m)进行恒速压汞实验;恒速压汞实验采用 ASPE-730 恒速压汞仪,恒定的进汞速度为  $5 \times 10^{-5}$  mL/min,按照 Q/SY DQ1526—2020《岩石毛管压力曲线测定 恒速法》进行。

### 3 岩石学及物性特征

合水南地区长 7 段样品铸体薄片、扫描电镜及 XRD 分析表明,页岩油储层岩石粒度细,主要发育细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩及粉砂质泥岩。岩石类型主要为长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩(见图 2(a)),矿物组分主要为石英和长石,体积分数分别为 60.0%和 25.0%;岩屑以千枚岩和白云岩为主,体积分数分别为 4.2%和 5.1%,岩屑体积分数一般为 20.0%~40.0%;填隙物以黏土矿物为主,平均体积分数为 9.2%,黏土矿物以绿泥石、伊利石、伊/蒙混层为主,其次是高岭石,平均体积分数分别为 2.0%、3.7%、2.3%和 0.9%;胶结物体积分数平均为 4.3%,以含铁方解石胶结物、含铁白云石胶结物和硅质胶结物为主;杂基体积分数平均为 12%,以水云母为主,整体上成分成熟度低。

合水南地区长 7 段储层孔隙度为 1.27%~15.04%,平均为 8.47%,超低孔、特低孔占比较大,占 88%以上(见图 2(b));渗透率为  $(0.7 \times 10^{-4} \sim 36.53) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均为  $0.74 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,95%以上的渗透率分布在  $(0.01 \sim 1.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间(见图 2(c));孔隙度和渗透率分布相对比较集中,属于超低孔、超低渗致密储层。

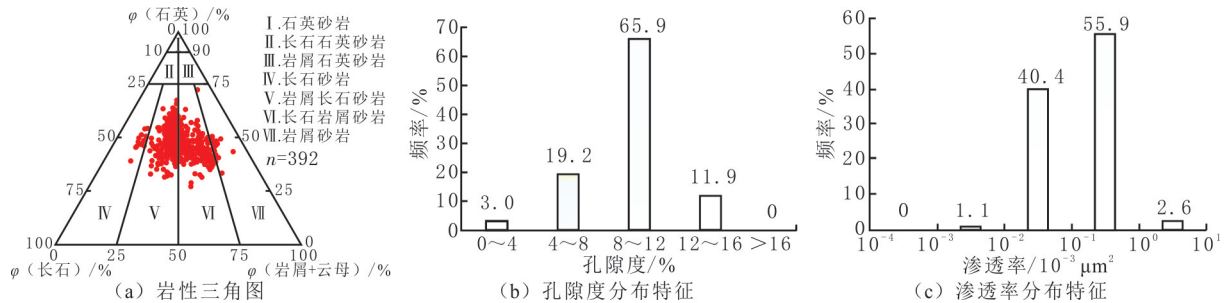


图 2 合水南地区长 7 段储层岩石学及物性特征

Fig. 2 Characteristics of petrology and physical properties of Chang 7 Member in South Heshui Area

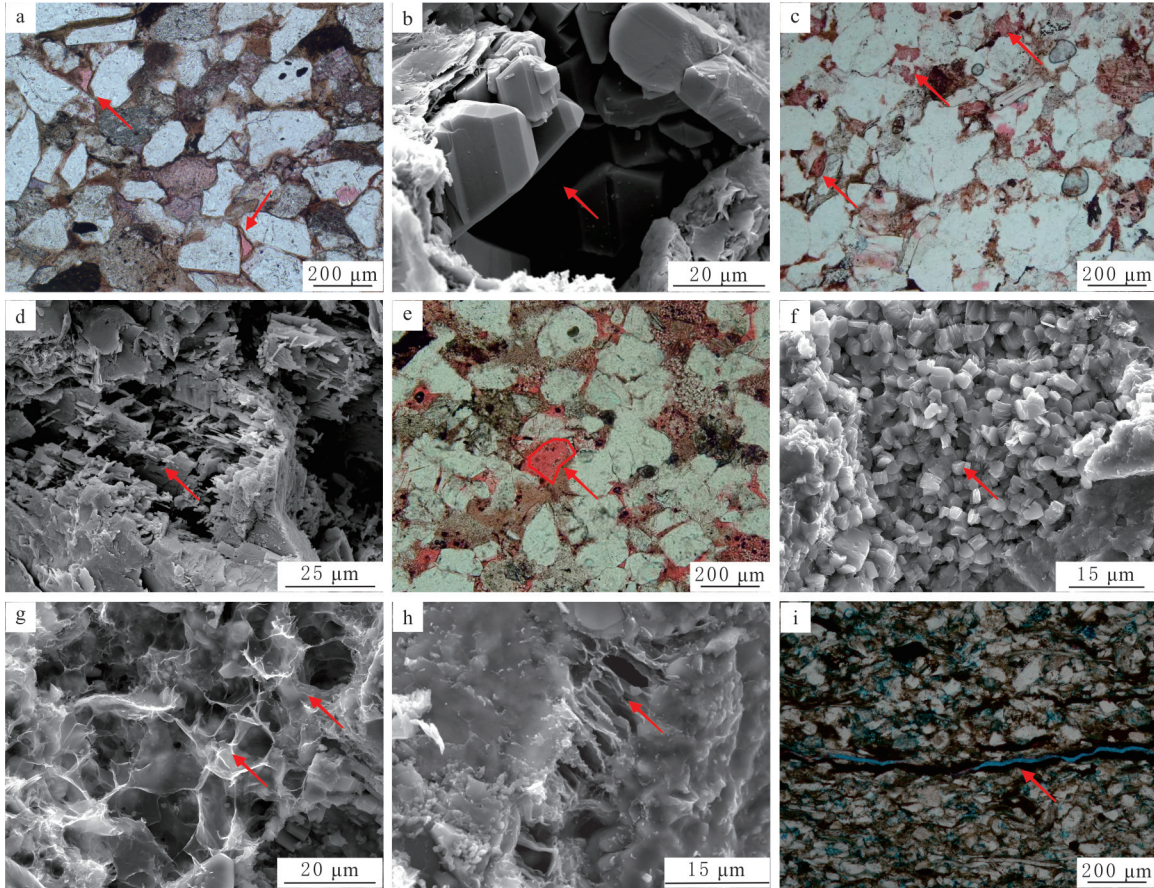
## 4 孔隙结构特征

### 4.1 孔隙类型与形态

合水南地区长 7 段储层发育多种类型孔隙,主要包括残余粒间孔、溶蚀孔、晶间孔、微裂缝。残余粒间孔以压实胶结残余粒间孔为主,溶蚀孔以长石、岩屑溶孔为主,发育少量晶间微孔、微裂缝。镜下可见,压实残余粒间孔呈清晰的边界,粒间无胶结物充填,胶结残余粒间孔柱状自形石英颗粒充填孔隙(见图 3(a-b))。长石溶孔常见长石粒内溶孔,镜下可见大量沿长石解理缝溶蚀的粒内孔隙,长石颗粒被完全溶蚀而形成铸膜孔。通常,岩屑溶孔是岩屑易溶解成分溶蚀而成,分布不规则(见图 3(c-e))。晶间孔主要发育黏土矿物晶间孔,镜下可见手风琴状高岭石充填粒间孔隙、蜂窝状及搭桥状伊利石充填粒间孔隙(见图 3(f-h)),具有一定的连通性。少量发育的微裂缝主要是由构造活动、岩石受力不均产生构造缝(见图 3(i))。

各岩样氮气吸附—脱附等温线呈反“S”型<sup>[15]</sup>。在吸附过程中,反“S”型曲线吸附质发生毛细管凝聚,氮气吸附量急剧增大而出现滞回环(见图 4)<sup>[16]</sup>,利用滞回环形态可以有效表征孔隙形态。研究区储层的氮气吸附滞回环类型大多属于 H3、H4 复合型,部分为 H3 型,少量为 H2、H3 复合型,整体上滞回环较为狭窄,N<sub>2</sub> 吸附量不大,表明孔隙多为宏孔和介孔。当样品孔隙形态以楔形孔为主时,在脱附过程中,当压力减小到 0.5 MPa 时,吸附量急剧下降而出现拐点,形成 H3 型滞回环(见图 4(a))。H3、H4 复合型滞回

环包络面积小,脱附过程中无明显拐点,脱附曲线较为光滑,孔隙形态主要为板状平行狭缝孔和半封闭的楔形孔,这一特征与扫描电镜下观察的一致。



(a) 残余粒间孔、绿泥石胶结包膜状, Z238井, 1 771.00 m; (b) 自生石英胶结残余粒间孔, B4井, 1 588.00 m; (c) 岩屑溶蚀孔, N25井, 1 409.00 m; (d) 长石溶蚀孔, B4井, 1 588.00 m; (e) 岩屑溶孔、铸膜孔, N9井, 1 140.00 m; (f) 手风琴状高岭石胶结粒间孔隙, N36井, 1 667.40 m; (g) 伊利石呈蜂窝状胶结孔隙, N228井, 1 703.20 m; (h) 伊利石呈搭桥状胶结孔隙, N75井, 1 586.46 m; (i) 微裂缝, N40井, 1 622.00 m

图3 合水南地区长7段储层孔隙类型

Fig. 3 Main pore and throat types of Chang 7 Member in South Heshui Area

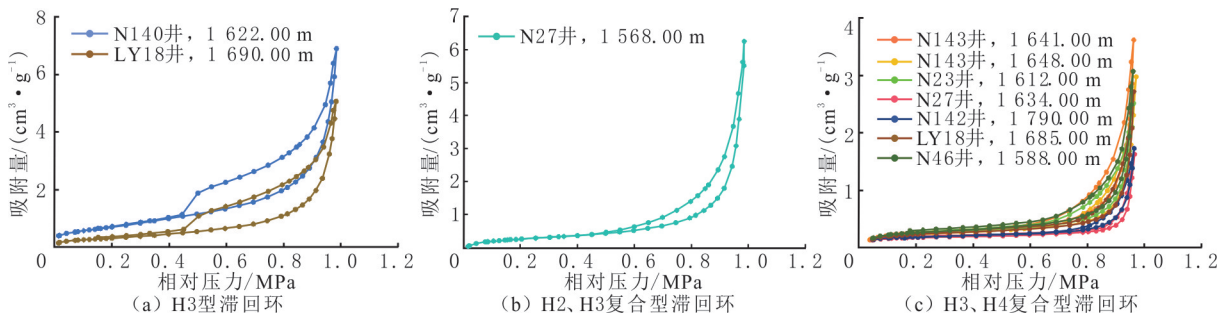


图4 合水南地区长7段岩样低温氮吸附—脱附曲线

Fig. 4 Low temperature nitrogen adsorption-desorption isotherms of rock samples of Chang 7 Member in South Heshui Area

#### 4.2 孔喉尺寸分布

样品高压压汞实验结果表明,高压压汞曲线沿箭头方向整体呈排驱压力逐渐减小,最大进汞饱和度逐渐增大,表明岩物性越来越好(见图 5(a))。根据典型样品压汞特征参数,最大进汞饱和度为 3.22%~94.35%,平均为 80.90%;排驱压力为 0.67~27.54 MPa,平均为 3.17 MPa;退汞效率大多低于 43%。页岩油储层孔隙结构从根本上控制储层的物性,排驱压力、孔喉半径比越大,储层渗透率越差;最大进汞饱和

度与孔隙度、渗透率呈明显的正相关关系,其中最大进汞饱和度与渗透率的相关关系较好, $R^2$  为 0.977 7 (见图 5(b-c))。

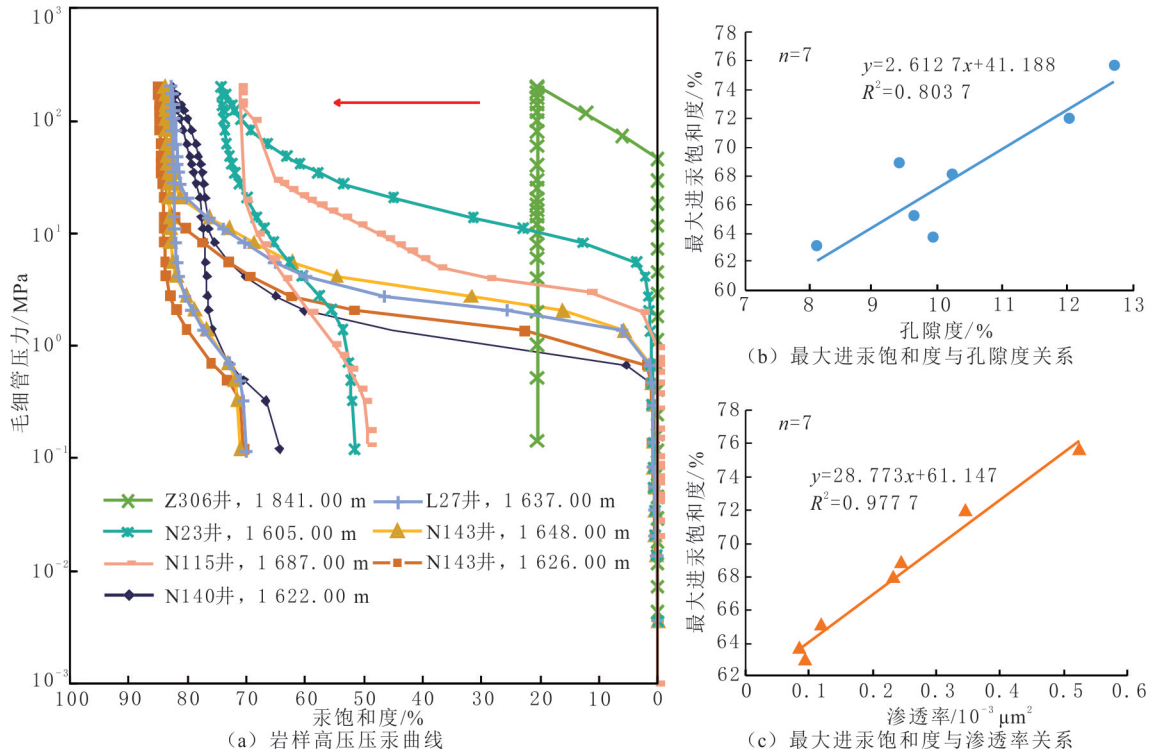


图 5 合水南地区长 7 段岩样高压压汞特征

Fig. 5 High-pressure characteristics of rock samples of Chang 7 Member in South Heshui Area

CT 扫描可以更直观展现页岩油储层微观非均质特征。合水南地区样品 CT 扫描结果表明,长 7 段页岩油储层非均质性强,孔喉分布不均,其中颜色越单一(红色、黄色),大孔隙越多,物性越好(见图 6)。

N143 井岩样共识别孔隙 10 349 个,喉道 958 个,平均孔隙体积为  $181.5 \mu\text{m}^3$ ,渗透率为  $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;LY18 井岩样共识别孔隙 6 030 个,喉道 464 个,平均孔隙体积为  $145.0 \mu\text{m}^3$ ,渗透率为  $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。N143 井样品孔隙喉道发育优于 LY18 井样品的,表明岩石的物性直接受孔喉尺寸及连通性控制。

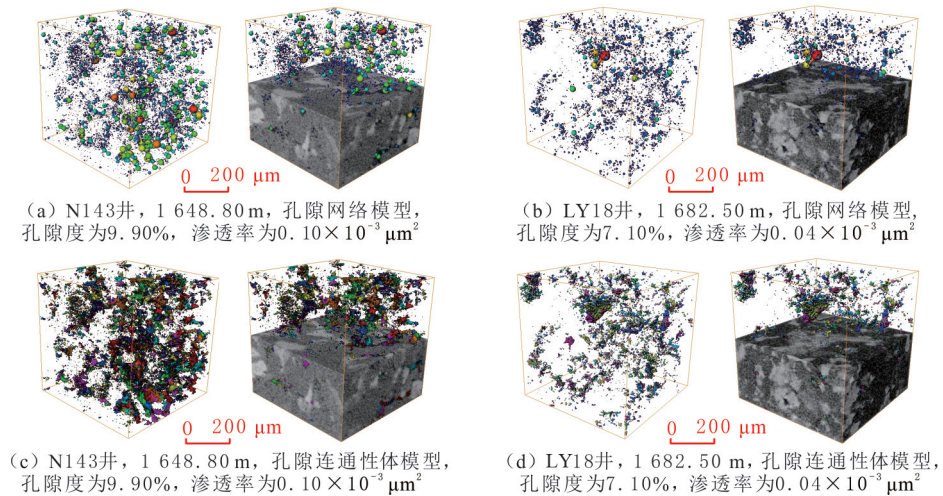


图 6 合水南地区长 7 段页岩油储层岩样 CT 扫描孔隙网络与孔隙连通性体模型

Fig. 6 CT scan pore networks and the pore connectivity bulk models of rock samples of Chang 7 shale oil reservoir in South Heshui Area

高压压汞实验结果可明确孔隙半径分布特征,不能有效区分孔隙和喉道,恒速压汞法可分别获得孔隙和喉道的毛细管压力曲线,以及有效区分岩样内部的孔隙和喉道<sup>[17]</sup>。结合高压压汞与恒速压汞实验,获取长 7 段储层的全孔隙尺寸分布。孔喉半径主要分布在 0.02~200.00 μm 之间,孔隙半径主要分布在 30~200 μm 之间,喉道半径主要分布在 0.3~2.0 μm 之间。喉道半径的大小直接决定渗透率的大小,沿箭头方向岩样的喉道半径逐渐减小,表明渗透率逐渐减小,物性逐渐变差(见图 7)。

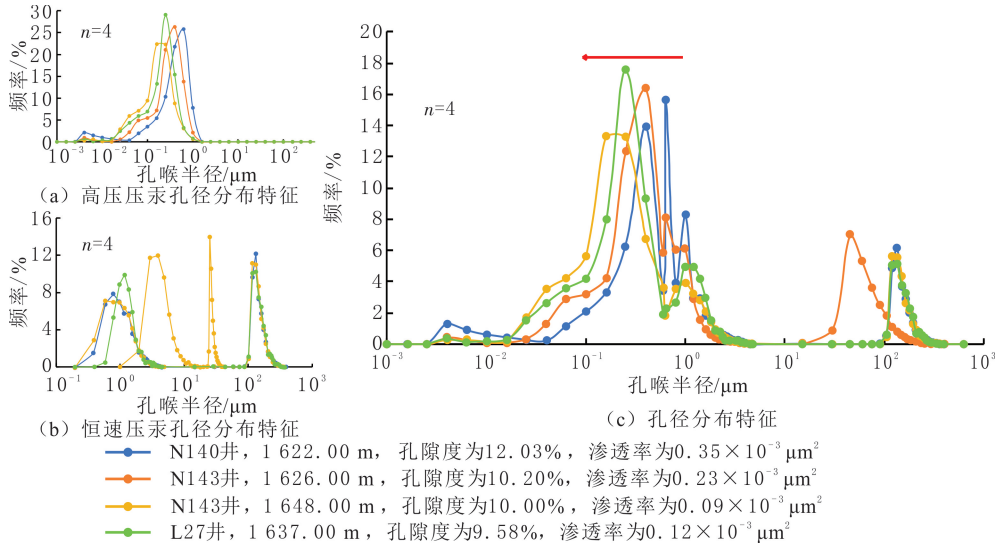


图 7 合水南地区长 7 段储层岩样孔径分布特征

Fig. 7 Distribution characteristics of pore-throat of rock sample of Chang 7 shale oil reservoir in South Heshui Area

## 5 主控因素分析

### 5.1 沉积作用

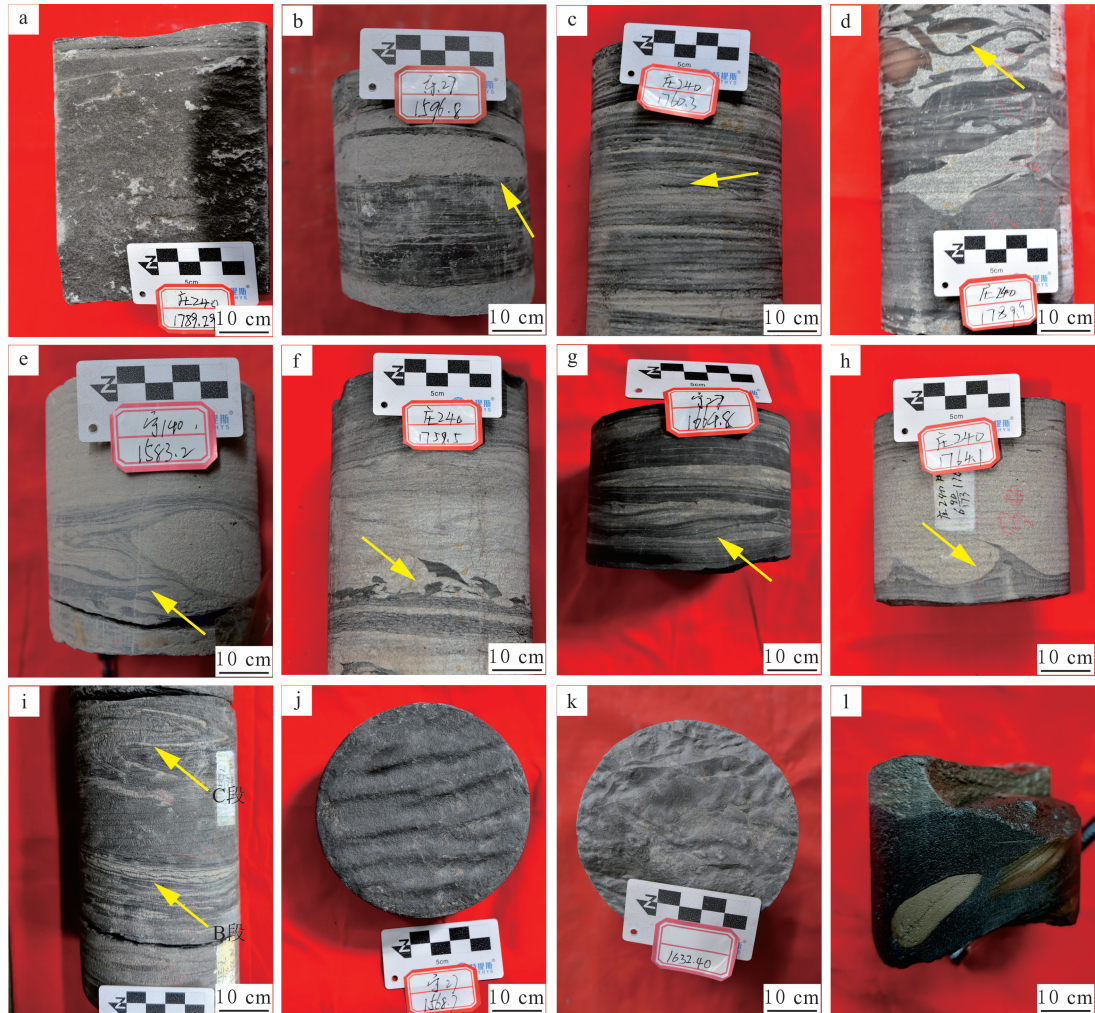
根据鲍马、Walker 提出的典型与非典型重力流成因机制<sup>[18]</sup>,观察合水南地区长 7 段岩心(见图 8),认为合水南地区长 7 段储层是深水重力流成因,主要发育砂质碎屑流、浊流及少量深湖泥。砂质碎屑流粒度较细,磨圆度和分选性好,砂质体积分数高,流体呈塑变特征,以团块状整体搬运沉积为主,测井曲线呈低幅齿化箱形。主要发育黑色块状含油细砂岩(见图 9(a)),呈突变接触的砂泥岩互层(见图 9(b)),平行层理细砂岩(见图 9(c)),不规则泥岩撕裂屑细砂岩(见图 9(d)),滑塌变形构造(见图 9(e))及泥质飘砾细砂岩(见图 9(f))。浊流粒度极细,多为泥质粉砂岩或粉砂质泥岩,流体具有非牛顿流体特征,以悬浮状搬运

层位	沉积相	岩相	沉积构造	沉积特征	典型测井曲线	测井曲线特征
长 7 <sub>1</sub> —7 <sub>2</sub>	砂质碎屑流	灰色块状含油细砂岩; 平行层理细砂岩; 泥质漂砾细砂岩; 不规则泥质撕裂屑细砂岩	块状层理构造; 砂泥岩突变接触; 滑塌变形构造	泥粉细 块状细砂为主	GR/API 深度/(Ω·m) 70 230 10 60 1 720	低幅齿化箱形
	浊流	灰色块状泥质粉砂岩; 槽模构造泥质粉砂岩; 含鲍马序列(BC)细砂岩	不完整鲍马序列; 火焰状构造; 透镜状构造; 印模构造(沟模、重荷模)	泥粉细 频繁砂泥转换	GR/API 深度/(Ω·m) 70 230 10 60 1 740	高幅齿化钟形或漏斗形

图 8 合水南地区长 7 段储层沉积特征

Fig. 8 Sedimentary characteristics of Chang 7 Member in South Heshui Area

和正粒序式沉积为主,测井曲线呈高幅齿化钟形或漏斗形。主要发育透镜状构造细砂岩(见图 9(g))、火焰状构造(见图 9(h))、含鲍马序列(B、C 段)细砂岩(见图 9(i)),可见印模构造(沟模、重荷模)(见图 9(j-k))及泥砾(见图 9(l))。



(a) 黑色块状含油细砂岩, Z240井, 1 789.29 m; (b) 砂泥岩突变接触, L27井, 1 596.00 m; (c) 平行层理细砂岩 Z240井, 1 760.30 m; (d) 不规则泥岩撕裂屑细砂岩, Z240井, 1 789.90 m; (e) 滑塌变形构造, N140井, 1 583.20 m; (f) 泥质漂砾, Z240井, 1 759.50 m; (g) 透镜状构造, N27井, 1 664.80 m; (h) 火焰状构造, Z240井, 1 764.10 m; (i) 鲍马序列 B、C 段, Z240井, 1 792.00 m; (j) 沟模, N27, 1 568.70 m; (k) 重荷模, N27井, 1 632.00 m; (l) 泥砾, N46井, 1 621.00 m

图 9 合水南地区长 7 段页岩油储层典型沉积构造

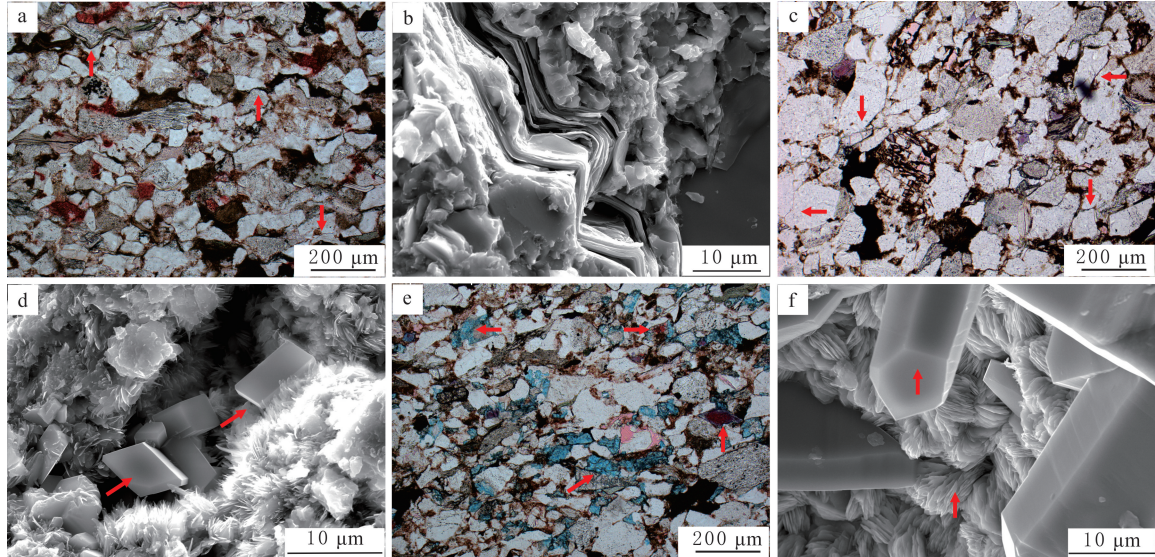
Fig. 9 Typical sedimentary structural characteristics of Chang 7 shale oil reservoir in South Heshui Area

垂向上砂质碎屑流、浊流交互发育,单井上砂质碎屑流占比为 55%,厚度大(3~12 m);浊流占比为 35%,厚度小。在南西向物源控制下,合水南主体区域沉积砂质碎屑流(见图 10)。

沉积环境决定砂岩沉积时的水动力条件,从而决定砂岩的岩石学特征,控制物性。研究区主要发育砂质碎屑流及浊流沉积微相,砂质碎屑流沉积发育于高能沉积环境,浊流沉积发育于低能的沉积环境。与浊流沉积相比,砂质碎屑流沉积粒度较粗,主要以细砂岩为主,发育少量中砂岩;浊流沉积粒度较细,以粉砂岩为主,泥质含量较多(见图 11(a))。结合砂体粒径和镜下面孔率数据分析,平均粒径与面孔率呈明显正相关关系,平均粒径越大,总面孔率越大,孔隙度越大(见图 11(b))。浊流沉积时,水动力条件差,沉积物粒度细,杂基高,原始孔隙度和渗透率低;砂质碎屑流沉积时,水动力条件强,沉积物粒度粗,杂基少,原始孔隙度和渗透率高(见图 11(c-d))。砂质碎屑流沉积孔隙度和渗透率明显优于浊流沉积的。



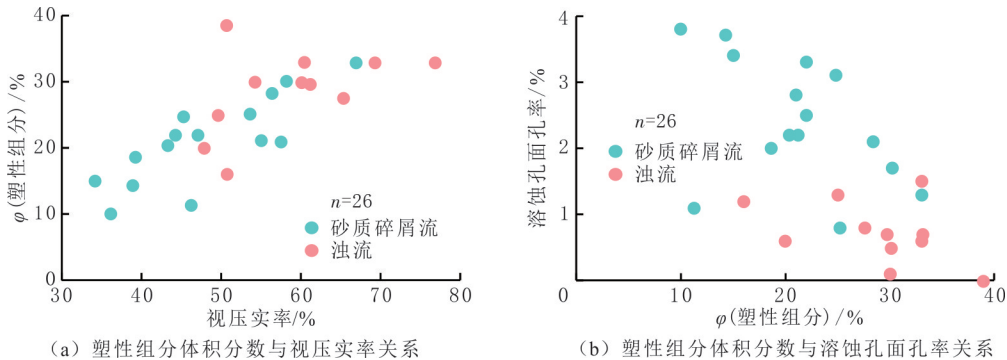
凹凸接触(见图 12(a)),可见云母受压变形、塑性岩屑呈假杂基分布在刚性颗粒之间(见图 12(b)),石英、长石、岩屑等刚性颗粒碎裂(见图 12(c))。重力流沉积背景下,储层整体粒度较细,杂基体积分数高,岩石抗压性差,早期强烈的压实作用使储层损失大量粒间孔隙。塑性组分体积分数与压实率呈明显的正相关关系,塑性组分体积分数越高,压实率越大,压实损失的孔隙度越大(见图 13(a))。



(a) 缝合状接触, N89井, 1 652.00 m; (b) 云母压实变形, B4井, 1 835.00 m; (c) 刚性颗粒碎裂, N53井, 1 782.00 m; (d) 菱形白云石、丝片状绿泥石胶结, N36井, 1 643.10 m; (e) 铁白云石、铁方解石胶结, N89井, 1 704.00 m; (f) 片状绿泥石、柱状自生石英胶结, B4井, 1 841.50 m

图 12 合水南地区长 7 段成岩作用特征

Fig. 12 Microscopic characteristics of diagenesis of Chang 7 Member in South Heshui Area



(a) 塑性组分体积分数与视压实率关系

(b) 塑性组分体积分数与溶蚀孔面孔隙率关系

图 13 合水南地区长 7 段砂质碎屑流、浊流沉积塑性组分体积分数与视压实率、溶蚀孔面孔隙率关系

Fig. 13 Relationship between plastic components content of sandy clastic flow and turbidity current and compaction rate and surface area of dissolution pores of Chang 7 Member in South Heshui Area

### 5.2.2 胶结作用

根据大量薄片鉴定分析,合水南地区长 7 段储层发育硅质、碳酸盐质、黏土质和长石质等胶结物类型,以碳酸盐胶结和黏土矿物胶结为主,镜下可见少量棱柱状自生石英胶结(见图 12(f))。由于目的层经历强烈的压实作用,小孔喉中的流体容易发生半渗透膜效应,引起强烈的碳酸盐胶结和黏土矿物胶结。

(1)碳酸盐胶结。碳酸盐胶结发育于成岩作用的各个阶段,以含铁方解石和含铁白云石胶结为主,分布范围较广,平均体积分数为 4.3%。使用铁氰化钾和茜素红混合试剂对薄片染色,镜下可见多期次胶结的方解石和白云石<sup>[11]</sup>。早期,胶结多为不含铁的方解石、白云石且结晶程度差、晶粒较小,白云石呈自形菱晶状(见图 12(d));晚期,胶结多含铁且结晶程度好、晶粒较大,铁方解石呈暗红色,铁白云石呈浅蓝色(见图 12(e))。

(2)黏土矿物胶结。根据 XRD、扫描电镜和岩石薄片分析,合水南地区长 7 致密砂岩储层自生黏土矿

物平均体积分数为 5.7%，伊利石和绿泥石占比较大，平均体积分数分别为 39.8% 和 21.5%。绿泥石以孔隙衬边或直接充填孔隙两种方式存在于孔隙。以孔隙衬边方式产生的绿泥石膜包裹在石英颗粒表面(见图 3(a))，可有效抑制石英的次生加大作用，绿泥石膜可在很大程度上增强砂岩的抗机械压实能力，有利于原生孔隙的保存；直接充填在粒间孔中的绿泥石呈片状、片丝状(见图 12(d,f))，在一定程度上减少孔隙。孔隙中的伊利石呈搭桥状或蜂窝状(见图 3(g-h))。伊利石主要来源于成岩作用；早期，蒙脱石发生伊利石化，以孔隙式胶结充填孔隙、堵塞喉道，从而降低储层孔隙度和渗透率。

5.2.3 溶蚀作用

合水南地区长 7 段储层溶蚀孔主要是长石和岩屑溶孔(见图 3(c-e))。在成岩过程中，钾长石溶蚀产生的  $K^+$  促进蒙脱石向伊利石转化；样品中，广泛发育伊利石包膜，表明该现象大量存在于合水南地区。伊利石化产生大量  $Na^+$ ，形成保护屏障而阻碍斜长石溶蚀<sup>[19]</sup>。XRD 分析显示，储层中斜长石的体积分数是钾长石的 3 倍，进一步验证研究区的长石溶孔主要来源于钾长石溶蚀，表明研究区的溶蚀作用受钾长石体积分数影响。镜下观察发现，砂质碎屑流砂体溶蚀孔发育程度明显高于浊流砂体的，受统计塑性组分体积分数与溶蚀孔面孔率关系影响，塑性组分体积分数越多，溶蚀孔面孔率减小，表明溶蚀作用除受钾长石体积分数影响外，还受塑性组分体积分数影响(见图 13(b))。

5.3 孔隙演化特征

利用 Beard 和 Wely 提出的砂岩原始孔隙的计算公式<sup>[20]</sup>，计算研究区不同成因类型储层的原始孔隙度(见表 1)，可得砂质碎屑流成因砂体原始孔隙度为 35.33%，浊流成因砂体原始孔隙度为 33.86%。

表 1 合水南地区长 7 段成岩作用强度参数

Table 1 Strength parameters of diagenesis of Chang 7 Member in South Heshui Area						%
成岩特征	原始孔隙度	视压实率	视胶结率	视溶蚀率	溶蚀孔面孔率	
砂质碎屑流	30.39~39.01	41.43~80.32	66.67~95.09	0~71.43	0.40~4.00	
平均	35.33	50.55	84.02	44.35	1.83	
浊流	28.65~37.63	43.21~79.03	62.50~90.00	0~70.59	0~3.00	
平均	33.86	59.30	80.35	48.34	1.25	

(1) 压实减孔。研究区砂质碎屑流储层视压实率为 41.43%~80.32%，平均为 50.55%，以中等压实为主；浊流储层视压实率为 43.21%~79.03%，平均为 59.30%，以中—强压实为主(见图 14(a))。

(2) 胶结减孔。研究区砂质碎屑流储层视胶结率为 66.67%~95.09%，平均为 84.02%，以强胶结为主；浊流储层视胶结率为 62.50%~90.00%，平均为 80.35%，以强胶结为主(见图 14(a))。

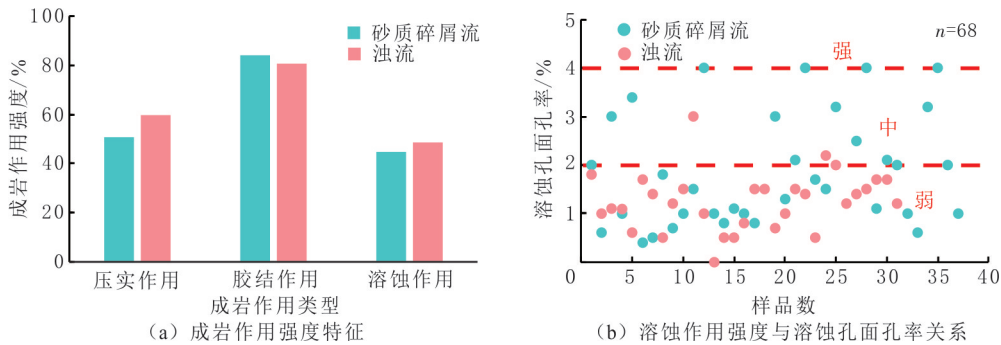


图 14 合水南地区长 7 段成岩作用强度评价

Fig. 14 Evaluation of diagenetic strength of Chang 7 Member in South Heshui Area

(3) 溶蚀增孔。利用凸包法对铸体薄片进行镜下孔隙提取，得到储层面孔率及溶蚀孔面孔率(见图 15)，砂质碎屑流储层视溶蚀率为 0~71.43%，平均为 44.35%；浊流储层视溶蚀率为 0~70.59%，平均为 48.34%(见图 14(a))。根据铸体薄片镜下溶蚀孔面孔率发育特征分析，浊流砂体溶蚀作用发育程度远远小于砂质碎屑流的，这种方法不适用于合水南地区溶蚀作用强度评价。根据溶蚀孔面孔率发育程度判断

溶蚀作用强度,将溶蚀孔面孔率大于 4% 定为强溶蚀、2%~4% 为中等溶蚀、小于 2% 为弱溶蚀<sup>[6]</sup>。砂质碎屑流砂体以中—弱溶蚀为主,平均溶蚀孔面孔率为 1.83%;浊流砂体以弱溶蚀为主,平均溶蚀孔面孔率为 1.25%;砂质碎屑流成因储层溶蚀作用增孔明显(见图 14(b))。

利用胶结物体积、初始孔隙度及现今孔隙度计算实际的压实减孔和胶结减孔。压实减孔与胶结减孔交会图见图 15。由图 15 可知,砂质碎屑流成因储层受胶结作用减孔大,浊流成因储层受压实作用减孔大。砂质碎屑流压实减孔为 4.76%~20.93%,平均为 9.89%;胶结减孔为 6.70%~19.40%,平均为 15.60%。浊流压实减孔为 6.48%~23.99%,平均为 15.45%;胶结减孔为 5.60%~18.90%,平均为 12.37%。

压实和胶结是合水南地区致密砂岩储层减孔的主要因素,砂质碎屑流砂体主要受中等压实、强胶结、中—弱溶蚀作用,受胶结作用减孔明显;浊流砂体主要受中—强压实、强胶结、弱溶蚀作用,受压实作用减孔明显。

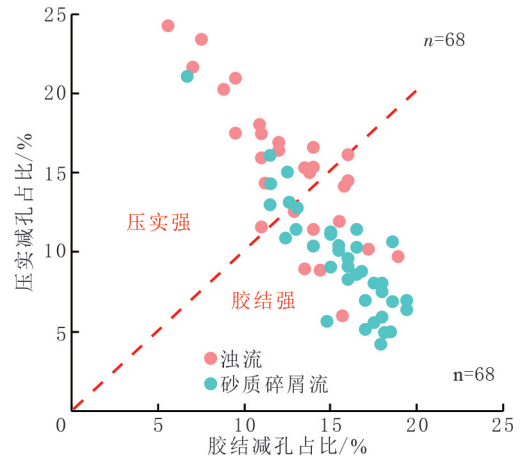


图 15 合水南地区长 7 段砂质碎屑流、浊流成岩作用重要性评价

Fig. 15 Importance evaluation of diagenesis of sand debris flow and turbidity current of Chang 7 Member in South Heshui Area

## 6 优质储层形成模式

长 7 段致密砂岩储层成岩演化序列主要表现:压实作用→石英次生加大→绿泥石、伊利石、方解石胶结→长石、岩屑、方解石溶蚀→铁方解石、铁白云石胶结交代<sup>[11]</sup>,根据不同成因砂体经历的成岩过程可划分为 3 类储层(见表 2)。

表 2 合水南地区长 7 段 3 类储层特征参数

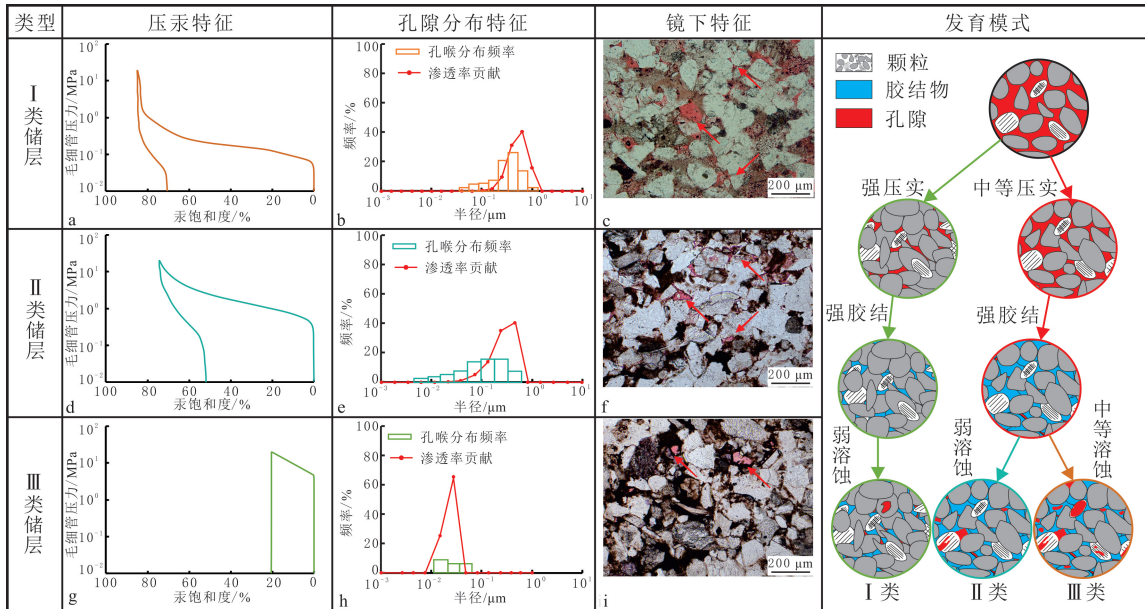
Table 2 Characteristic parameters of three types of reservoirs of Chang 7 Member in South Heshui Area

储层类型	储层评价	沉积微相	成岩作用强度	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	面孔率/%	进汞曲线形态	最大进汞饱和度/%	孔径分布/ $\mu\text{m}$	孔隙类型
I 类	优质储层	砂质碎屑流	中压实强胶结中溶蚀	>12.00	>0.10	>4	低平下凹	>70	0.10~1.00	部分粒间孔和溶蚀孔
II 类	一般储层	浊流和砂质碎屑流	中压实强胶结弱溶蚀	8.00~12.00	0.05~0.10	2~4	略显上突	30~70	0.01~0.10	少量溶蚀孔和晶间微孔
III 类	差储层	浊流	强压实强胶结弱溶蚀	<8.00	<0.05	<2	明显上突	<30	<0.01	晶间微孔

(1) I 类储层。储层经历中等压实、强胶结、中等溶蚀成岩过程。这类储层多为砂质碎屑流成因砂体、抗压实能力强、原始孔隙大、长石岩屑等可溶物质多,镜下可见大量发育的溶蚀孔隙。以 N143 井(1 626.00 m)样品为例,排驱压力为 0.675 MPa,孔喉中值半径为 0.364  $\mu\text{m}$ ,最大进汞饱和度为 84.99%。整体上,这类储层孔隙度大于 12.00%、渗透率大于  $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙半径大,分布在 0.10~1.00  $\mu\text{m}$  之间,进汞曲线呈低平下凹状,最大进汞饱和度 >70%,孔隙较为发育,发育部分残余粒间孔及大量溶蚀孔隙,物性最好,是研究区的优势储层(见图 16(a-c))。

(2) II 类储层。储层经历中等压实、强胶结、弱溶蚀成岩过程。这类储层刚性颗粒增加,抗压实能力增强。以 N23 井(1 605.00 m)样品为例,排驱压力为 5.501 MPa,孔喉中值半径为 0.030  $\mu\text{m}$ ,最大进汞饱和度为 74.29%。整体上,这类储层孔隙度为 8.00%~12.00%、渗透率为  $(0.05 \sim 0.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙半径较小,分布在 0.01~0.10  $\mu\text{m}$  之间,进汞曲线略显上突,最大进汞饱和度为 30%~70%,孔隙发育相对较多,发育少量溶蚀孔及残余粒间孔(见图 16(d-f))。

(3) III类储层。储层经历强压实、强胶结、弱溶蚀成岩过程。这类储层多为浊流成因砂体杂基体积分数高、塑性岩屑体积分数高、刚性矿物体积分数低，储层抗压实能力弱。以 Z306 井(1 841.00 m)样品为例，排驱压力为 73.334 MPa，孔喉中值半径极小无法测量，最大进汞饱和度为 20.55%。整体上，这类储层孔隙度小于 8.00%、渗透率小于  $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，孔隙半径极小，小于  $0.01 \mu\text{m}$ ，进汞曲线明显上突，最大进汞饱和度小于 30%，几乎不发育孔隙，以晶间微孔为主，物性极差，无开发意义(见图 16(g-i))。



(a) III类储层高压压汞曲线特征, Z306井, 1 841.00 m; (b) III类储层孔隙半径分布特征, Z306井, 1 841.00 m; (c) III类储层镜下孔隙发育特征, N11井, 1 417.00 m; (d) II类储层高压压汞曲线特征, N23井, 1 605.00 m; (e) II类储层孔隙半径分布特征, N23井, 1 605.00 m; (f) II类储层镜下孔隙发育特征, N11井, 1 483.00 m; (g) I类储层高压压汞曲线特征, N143井, 1 626.00 m; (h) I类储层孔隙半径分布特征, N143井, 1 626.00 m; (i) I类储层镜下孔隙发育特征, N9井, 1 540.00 m

图 16 合水南地区长 7 段致密砂岩优质储层形成模式

Fig. 16 Advantage diagenetic evolution model of Chang 7 tight sandstone reservoir in South Heshui Area

## 7 结论

(1)合水南地区长 7 段夹层型页岩油储层孔隙度平均为 8.47%，渗透率平均为  $0.74 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，属于典型的超低孔、超低渗储层。孔隙以长石溶孔、岩屑溶孔、残余粒内孔为主，发育少量微裂缝，孔喉半径分布在  $0.02 \sim 200.00 \mu\text{m}$  之间，孔隙形态主要为板状平行狭缝孔和半封闭的楔形孔。

(2)合水南地区长 7 段页岩油储层质量受沉积环境与成岩作用共同控制。沉积作用提供物质基础，沉积物粒度细，杂基体积分数高，原始物性差；成岩作用控制储层孔隙结构的演化过程，决定最终的孔隙结构状态。

(3)研究区遭受中等压实、强胶结、中弱溶蚀的成岩过程。浊流沉积砂体受压实作用减孔明显，平均压实减孔为 15.45%、胶结减孔为 12.37%；砂质碎屑流沉积砂体受胶结作用减孔明显，平均压实减孔为 9.89%、胶结减孔为 15.6%。

(4)建立合水南地区长 7 段夹层型页岩优质储层形成模式。砂质碎屑流砂体经历中等压实、强胶结及中等溶蚀成岩过程，储层物性好，孔隙尺寸大，是研究区优质储层的主要成因。

## 参考文献(References):

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

ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020,41(1): 1-12.

- [2] 王倩茹,陶士振,关平. 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, 2020, 31(3): 417-427.  
WANG Qianru, TAO Shizhen, GUAN Ping, et al. Progress in research and exploration & development of shale oil in continental basins in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(3): 417-427.
- [3] 吴保祥,何金先,张晓丽,等. 鄂尔多斯盆地地层埋藏演化与油气成藏分析[J]. 东北石油大学学报, 2012, 36(6): 8-13.  
WU Baoxiang, HE Jinxian, ZHANG Xiaoli, et al. Analysis of burial evolution of stratum and oil-gas reservoirs formation in Ordos Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2012, 36(6): 8-13.
- [4] 赵文智,胡素云,侯连华. 页岩油地下原位转化的内涵与战略地位[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 537-545.  
ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua. Connotation and strategic role of in-situ conversion processing of shale oil underground in the onshore China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 537-545.
- [5] 付茜,刘启东,刘世丽,等. 中国“夹层型”页岩油勘探开发现状及前景[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(1): 63-70.  
FU Qian, LIU Qidong, LIU Shili, et al. Exploration & development status and prospect of sandwich-type shale oil reservoirs in China[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(1): 63-70.
- [6] 曹江骏,王茜,王刘伟,等. 鄂尔多斯盆地合水地区三叠系长7段夹层型页岩油储层特征及主控因素[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(3): 158-171.  
CAO Jiangjun, WANG Qian, WANG Liuwei, et al. Characteristics and main controlling factors of interbedded shale oil reservoirs of Triassic Chang 7 Member in Heshui Area, Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2024, 36(3): 158-171.
- [7] 解馨慧,邓虎成,胡蓝霄,等. 沉积环境对细粒沉积岩微观结构的影响:以鄂尔多斯盆地延长组7段页岩为例[J]. 东北石油大学学报, 2024, 48(1): 1-12.  
XIE Xinhui, DENG Hucheng, HU Lanxiao, et al. Effects of sedimentary environment on microstructures of fine-grained rocks: a case study of the Yanchang Formation 7 Member shale in the Ordos Basin as an example[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024, 48(1): 1-12.
- [8] 卢杰河,王香增,贺永红,等. 鄂尔多斯盆地富县地区长7油层组致密砂岩成岩作用及孔隙演化[J]. 东北石油大学学报, 2017, 41(3): 9-20.  
LU Jiehe, WANG Xiangzeng, HE Yonghong, et al. Diagenesis and porosity evolution of Chang 7 tight sandstones in Fuxian Area, Ordos Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2017, 41(3): 9-20.
- [9] 蒲宇新,李伟,罗顺社,等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长7油层组深水水道型重力流沉积特征及沉积模式[J]. 东北石油大学学报, 2023, 47(4): 70-81.  
PU Yuxin, LI Wei, LUO Shunshu, et al. Sedimentary characteristics and sedimentary model of deepwater channel-induced gravity flow of Chang 7 oil layer group in Longdong Area of the Ordos Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2023, 47(4): 70-81.
- [10] 李森,朱如凯,崔景伟,等. 古环境与有机质富集控制因素研究:以鄂尔多斯盆地南缘长7油层组为例[J]. 岩性油气藏, 2019, 31(1): 87-95.  
LI Sen, ZHU Rukai, CUI Jingwei, et al. Paleoenvironment and controlling factors of organic matter enrichment: a case of Chang 7 oil reservoir in southern margin of Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(1): 87-95.
- [11] 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(2): 61-68.  
ZHONG Dakang, ZHU Haihua, SUN Haitao, et al. Diagenesis and porosity evolution of sandstone in Longdong Area, Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(2): 61-68.
- [12] 吴浩,郭英海,张春林,等. 致密油储层微观孔吼结构特征及分类:以鄂尔多斯盆地陇东地区三叠统延长组长7段为例[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(6): 12-17.  
WU Hao, GUO Yinghai, ZHANG Chunlin, et al. Characteristics and classifications of micro-pore structure in tight oil reservoir: a case study of the Triassic Yanchang Formation Chang 7 in Longdong Area, Ordos Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(6): 12-17.
- [13] 解馨慧,邓虎成,张小菊,等. 鄂尔多斯盆地陆相页岩孔隙演化特征:以长7油层组为例[J]. 东北石油大学学报, 2017, 41(4): 79-87.  
XIE Xinhui, DENG Hucheng, ZHANG Xiaoju, et al. Pore evolution characteristic of continental shale reservoirs in Ordos Basin China: a case study of the Upper Triassic Yanchang 7 Formation[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2017, 41(4): 79-87.
- [14] 文志刚,罗雨舒,刘江艳,等. 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, 2022, 34(6): 47-59.  
WEN Zhigang, LUO Yushu, LIU Jiangyan, et al. Pore structure characteristics and genetic mechanism of Triassic Chang 7 shale oil reservoir in Longdong Area[J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(6): 47-59.
- [15] SING K S W. 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, 1985, 57(4): 603-619.
- [16] 肖佃师,赵仁文,杨潇,等. 海相页岩气储层孔隙表征、分类及贡献[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1215-1225.  
XIAO Dianshi, ZHAO Renwen, YANG Xiao, et al. Characterization, classification and contribution of marine shale gas reservoirs

- [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019,40(6):1215-1225.
- [17] 肖阳, 萧汉敏, 姜振学, 等. 恒速与高压压汞实验表征致密砂岩储层孔喉结构差异性分析[J]. *能源与环保*, 2021,43(3):59-63.  
XIAO Yang, XIAO Hanmin, JIANG Zhenxue, et al. Analysis on difference of pore-throat structure of tight sandstone reservoirs characterized by constant-rate mercury intrusion and high-pressure mercury intrusion experiments[J]. *China Energy and Environmental Protection*, 2021,43(3):59-63.
- [18] BOUMA A H. *Sedimentology of some flysh deposits: a graphic approach to facies interpretation*[M]. Amsterdam: Elsevier, 1962; 88-123.
- [19] 田建锋, 高永利, 张蓬勃, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组伊利石包膜成因及其地质意义[J]. *岩性油气藏*, 2022,34(2):54-65.  
TIAN Jianfeng, GAO Yongli, ZHANG Pengbo, et al. Genesis and geological implication of illite coatings of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2022,34(2):54-65.
- [20] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. *AAPG Bulletin*, 1973,57(2):349-369.

.....

(上接第32页)

- [40] 史帅雨, 余一欣, 殷进垠, 等. 下刚果盆地盐构造变形特征及其形成机理[J]. *石油与天然气地质*, 2020,41(5):1092-1099.  
SHI Shuaiyu, YU Yixin, YIN Jinyin, et al. Deformation characteristics and formation mechanisms of salt structures in the Lower Congo Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020,41(5):1092-1099.
- [41] DUVAL B, CRAMEZ C, JACKSON M P A. Raft tectonics in the Kwanza Basin, Angola[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 1992, 9(4):389-404.
- [42] QUIRK D G, SCHODT N, LASSEN B, et al. Salt tectonics on passive margins: examples from Santos, Campos and Kwanza Basins [J]. *Geological Society London Special Publications*, 2012,363(1):207-244.
- [43] 王殿举, 李江海, 程鹏, 等. 构造倾斜角度对盐构造形成的控制模式: 以下刚果盆地为例[J]. *北京大学学报(自然科学版)*, 2019,55(2):277-288.  
WANG Dianju, LI Jianghai, CHENG Peng, et al. Salt structure formation modeling controlled by structure inclination angle: take the Lower Congo Basin as an example[J]. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 2019,55(2):277-288.
- [44] 李一赫, 王殿举, 于法浩, 等. 下刚果盆地白垩系盐构造的形成演化[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2020,50(6):1628-1638.  
LI Yihe, WANG Dianju, YU Fahao, et al. Formation and evolution of Cretaceous salt structures in Lower Congo Basin[J]. *Journal of Jilin University(Earth Science Edition)*, 2020,50(6):1628-1638.
- [45] 程鹏, 李江海, 刘志强. 下刚果盆地中段挤压带盐底辟构造形成演化分析: 基于物理及离散元模拟[J]. *北京大学学报(自然科学版)*, 2021,57(3):470-480.  
CHENG Peng, LI Jianghai, LIU Zhiqiang. Analysis of formation and evolution of salt diapir in the contractional domain of Central Lower Congo Basin based on analogue and discrete element modeling[J]. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 2021,57(3):470-480.
- [46] ALLEN J, BEAUMONT C. Impact of inconsistent density scaling on physical analogue models of continental margin scale salt tectonics[J]. *Journal of Geophysical Research*, 2012,117:B8102.
- [47] GOTETI R, BEAUMONT C, STEVEN J, et al. Factors controlling early stage salt tectonics at rifted continental margins and their thermal consequences[J]. *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, 2013,118(6):3190-3220.
- [48] WARSITZKA M, KLEY J, KUKOWSKI N. Salt diapirism driven by differential loading: some insights from analogue modelling [J]. *Tectonophysics*, 2013,591(3):83-97.
- [49] 王迎, 李江海, 章雨, 等. 南大西洋中段被动陆缘盆地下白垩统盐构造成因模式[J]. *地质学报*, 2022,96(4):1182-1196.  
WANG Ying, LI Jianghai, ZHANG Yu, et al. Genetic model of Lower Cretaceous salt tectonics in passive continental margin basin of Middle South Atlantic[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022,96(4):1182-1196.