苏学龙,张景军,郝婉琳,等.低渗储层多参数表征及综合分类评价:以鄂尔多斯盆地南部区块长6油层组为例.吉林大学学报(地球科学版),2026,56(4):1162-1183. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20240161.
Su Xuelong,Zhang Jingjun,Hao Wanlin,et al. Multi-Parameter Characterization and Comprehensive Classification Evaluation of Low-Permeability Reservoirs: A Case Study of the Chang 6 Oil-Bearing Formation in the Southern Ordos Basin. Journal of Jilin University (Earth Science Edition),2026,56(4):1162-1183. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20240161.

低渗储层多参数表征及综合分类评价——以鄂尔多斯盆地南部区块长6油层组为例

苏学龙,张景军,郝婉琳,李顺欣,仲 欣
东北石油大学地球科学学院,黑龙江 大庆 163318

摘要:低渗储层孔喉结构复杂、非均质性强,因此,基于孔喉特征与渗流能力开展综合分类评价,对后续开发更具指导意义。本文以鄂尔多斯盆地南部长6油层组为研究对象,综合运用薄片鉴定、扫描电镜、X射线衍射、压汞、核磁共振和油水相渗等分析手段,系统评价储层的岩石学特征、物性、微观孔喉特征及渗流能力。在此基础上,通过计算综合评价参数,并采用基于概率的K-均值聚类方法,对储层进行分类评价,进而探讨不同类型储层品质差异的成因。结果表明:研究区长6油层组岩石类型以细粒岩屑长石砂岩为主,储集空间主要为残余粒间孔和长石溶孔,孔喉组合以中—小孔与细喉为主;据此建立研究区综合分类评价体系,将储层划分为四类,其中Ⅰ、Ⅱ类为优质储层,Ⅲ类为中等储层,Ⅳ类为较差储层,不同类型储层分布区对应差异化的开发方式。储层品质差异主要受沉积相类型、成岩作用强度及黏土矿物含量与类型共同控制,其中,一定含量的包膜式绿泥石有助于改善储层品质。

关键词:低渗储层;孔喉结构;渗流能力;储层品质;储层评价;长6油层;鄂尔多斯盆地
doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20240161 **中图分类号**:P618.13 **文献标志码**:A

Multi-Parameter Characterization and Comprehensive Classification Evaluation of Low-Permeability Reservoirs: A Case Study of the Chang 6 Oil-Bearing Formation in the Southern Ordos Basin

Su Xuelong,Zhang Jingjun,Hao Wanlin,Li Shunxin,Zhong Xin
School of Earth Science,Northeast Petroleum University,Daqing 163318,*Heilongjiang*, *China*

Abstract: Due to the complex pore-throat structures and strong heterogeneity of low-permeability reservoirs, a comprehensive classification and evaluation based on pore-throat characteristics and flow

收稿日期:2025-08-25
作者简介:苏学龙(2000—),男,硕士研究生,主要从事油气田开发地质学、沉积学方面的研究,E-mail:766379880@qq.com
通信作者:张景军(1973—),男,副教授,主要从事油气田开发地质学、沉积学方面的研究,E-mail:zjj73@nepu.edu.cn
基金项目:国家自然科学基金项目(41472125)
Supported by the National Natural Science Foundation of China (41472125)

capacity is of great significance for guiding subsequent development. Taking the Chang 6 oil-bearing Formation in the southern Ordos basin as the research object, this study systematically evaluates the petrological characteristics, physical properties, microscopic pore-throat features, and flow capacity of the reservoir using an integrated suite of analytical methods, including thin-section petrography, scanning electron microscopy (SEM), X-ray diffraction (XRD), mercury intrusion capillary pressure (MICP), nuclear magnetic resonance (NMR), and oil - water relative probability. Based on K-means clustering method, the reservoir is classified and evaluated. On this basis, a comprehensive evaluation parameter is calculated, and furthermore, the factors controlling the quality differences among different reservoir types are discussed. The results indicate that the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area is predominantly composed of fine-grained lithic feldspathic sandstones. The reservoir spaces are mainly residual intergranular pores and feldspar dissolution pores, and the pore - throat assemblages are characterized by medium-to-small pores coupled with fine throats. Accordingly, a comprehensive classification and evaluation system is established, dividing the reservoirs into four types: Types Ⅰ and Ⅱ are high-quality reservoirs, Type Ⅲ are moderate reservoirs, and Type Ⅳ are poor reservoirs. The distribution areas of different reservoir types correspond to distinct development strategies. The differences in reservoir quality are primarily controlled by sedimentary facies type, diagenetic intensity, and the content and type of clay minerals, among which a certain content of grain-coating chlorite could improve reservoir quality.

Key words: low-permeability reservoir; pore-throat structure; seepage capacity; reservoir quality; reservoir evaluation; Chang 6 oil-bearing Formation; Ordos basin

0　引言

低渗储层在 20 世纪 60—70 年代已被国外视为天然气第二大主要供给来源，同时也是当前油气增储的重要储层类型。与常规储层相比，低渗储层通常需要投入大量人力物力方能获得具有工业价值的产能[1]。最新统计显示，目前全球约 38%和中国约 46%的油气藏类型为低渗透资源[2]。在已探明的石油地质储量中，低渗储量超过 140×10^8 t，开发潜力巨大。随着勘探力度持续加大，我国低渗储层占比不断上升，低渗储量占新增储量的比例已超过 70%，低渗透油藏年产油量占总产油量的 35%以上[3]。在全球能源需求持续增长的背景下，对低渗储层开展有效评估与开发，对于促进经济可持续发展、推动开发技术进步、提高能源丰富程度和自给能力具有重要意义[4]。

在渤海湾盆地[5]、松辽盆地[6]和鄂尔多斯盆地[7]，研究者已对低渗透油气藏开展了较为详细深入的分类与评估。研究认为，低渗储层孔喉结构复杂，导致相似孔隙度下渗透率差异显著，传统评价方法难以有效应用；对其进行微观、综合、多维度的精细分类评价，更有利于优化井位部署和生产方式，进而提高采收率。由此可见，相较于常规储层，低渗储层评价更侧重于微观孔隙和渗流特征。近年来，随着扫描电镜、CT、核磁共振、高压(常规)压汞、小角度散射和气体吸附等技术的成熟与应用，大量学者[8-10]利用实验获取的微观孔喉和渗流参数开展储层评价，但此类方法多侧重于对储层单因素的表征与评价，较为片面，难以反映储层整体品质。针对这一问题，学者[11-13]引入综合评价参数法量化储层不同特征的因素，通过数学运算将多个参数整合为表征储层整体品质的综合指标，评价结果更为全面、系统，更能真实地反映储层质量。

长 6 油层组作为长庆油田重要的含油层位，具有低渗特征。目前，对该油层组的研究多集中于沉积相、宏观非均质性和宏观参数评价等方面，受研究方法所限，长 6 油层组的评价与开发效果欠佳，能够充分反映储层特征的关键参数及影响储层间差异的主控因素尚不明确。为此，本文综合运用薄片鉴定、扫描电镜、压汞实验、油水相渗实验和核磁共振实验等手段，对研究区长 6 油层组微观孔喉结构及渗流能力进行分析与评价；通过灰色关联法确定表征储层不同特征的关键参数，并采用综合评价参数法开展储层综合分类评价，进而结合分类结果探讨储层

发育的影响因素。为更全面揭示储层差异及其主控因素,本文选取鄂尔多斯盆地南部3个沉积环境不同的油区进行对比评价。通过本研究可为低渗储层评价体系提供方法和依据。

1 研究区概况

鄂尔多斯盆地是中国第二大沉积盆地,位于中国西北部,横跨陕西、内蒙古、宁夏、甘肃和山西五省区[14]。该盆地地处黄土高原与华北平原之间,地理位置具有重要战略意义,是我国重要的能源基地之一,尤以丰富的油气资源著称[15]。盆地的地质构造受多期地质事件共同影响,尤其与古生代—中生代的构造运动密切相关。盆地经历了印支运动、喜马拉雅运动等多期构造变动,导致基底沉降并接受大量沉积物充填。晚三叠世时期,受印支运动影响,盆地南部发生构造调整,促使古特提斯洋闭合及地壳抬升,最终奠定了现今的地质格局[16](图1a)。

晚三叠世,随着印支造山运动的发展,华北盆地逐渐解体,鄂尔多斯盆地由此形成,并进入大型内陆坳陷盆地的发展阶段,盆地内发育了完整且典型的陆相碎屑岩沉积体系。上三叠统延长组即是在盆地持续稳定沉降过程中堆积的一套以河流-湖泊相为主的陆源碎屑岩沉积序列。长6期是盆地的主要充填时期。据前人[16-17]研究,长6油层组沉积时期,湖盆周缘主要发育东北及西北物源供给的河控-曲流河三角洲沉积体系、西南及南部物源供给的辫状河三角洲沉积体系,以及湖盆南部半深湖—深湖环境中的浊积扇沉积体系。其中,东北物源的河控-曲流河三角洲沉积体系水动力最强,沉积物分布范围最广。长6油层组厚度为110~130 m,与长7期相比,湖盆面积明显缩小。该期主要沉积相类型包括三角洲沉积,以及湖盆中心发育的砂质碎屑流和重力流沉积;岩性以砂岩、粉砂岩和暗色泥岩为主,其中砂岩较为发育,使得长6油层组成为盆地最重要的储集层段之一,也是重要的勘探目标层位(图1b)。

前期研究表明,姬塬、安塞、合水三个区块具有不同的沉积模式:姬塬为浅水台地三角洲沉积,安塞为深水三角洲沉积,合水则为深湖浊积扇沉积。

2 储层岩石学特征

结合研究区53口井115个样品的岩性数据,研究区长6油层组岩石类型以岩屑长石砂岩为主(图2a),黏土矿物体积分数较高,普遍在10%以上(图2b)。

基于砂岩的粒度、分选性和磨圆度,三个区块呈现明显差异(表1)。姬塬区块砂岩粒度最细,以细—粉砂级为主;以中等分选为主,其次为好分选;磨圆度较差,多呈次棱角状,反映水下分流河道与河口坝微相组合。安塞区块粒度较粗,中砂级含量在三个区块中最高;同样以中等分选为主、好分选次之;磨圆度最好,但仍以次棱角状为主,其沉积环境与姬塬相似。合水区块粒度集中于细砂级,岩石类型最为单一,但分选性最差,磨圆度最次,次棱角状颗粒占比最高,与深湖浊积扇沉积背景一致。总体而言,姬塬与安塞区块砂岩属三角洲前缘沉积,合水区块砂岩则为浊积扇成因。

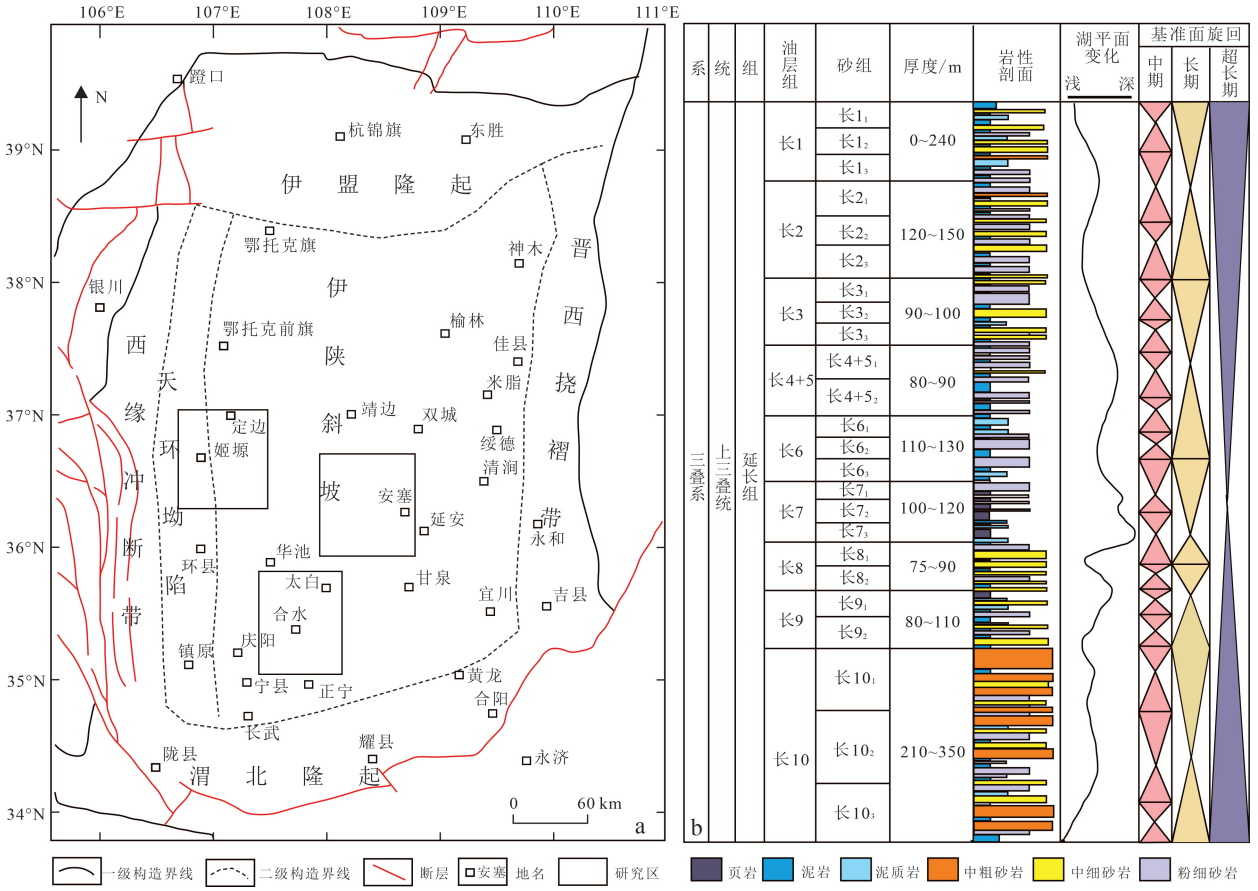
3 宏观物性特征

研究区储层孔隙度与渗透率呈一定的正相关关系(图3),但受后期成岩改造影响,二者相关性较差[18]。据统计,研究区长6油层组孔隙度平均值为10.25%,平均渗透率为0.25×10^{-3} μm²,属典型的低渗储层。从分布频率来看,渗透率主要集中在$(0.05\sim0.30)\times10^{-3}$ μm²区间内(图4a),占样品总数的约60%;孔隙度则主要分布在4%~14%之间,占样品总数的约70%(图4b)。随深度变化,三个区块表现出不同的响应特征:姬塬区块渗透率随深度增加而下降,孔隙度则随深度增加而升高;安塞区块渗透率随深度增加而上升,孔隙度亦有小幅增加;合水区块渗透率随深度变化不明显,但孔隙度则随深度增加呈降低趋势(图5)。

4 孔喉类型特征

4.1 孔喉类型

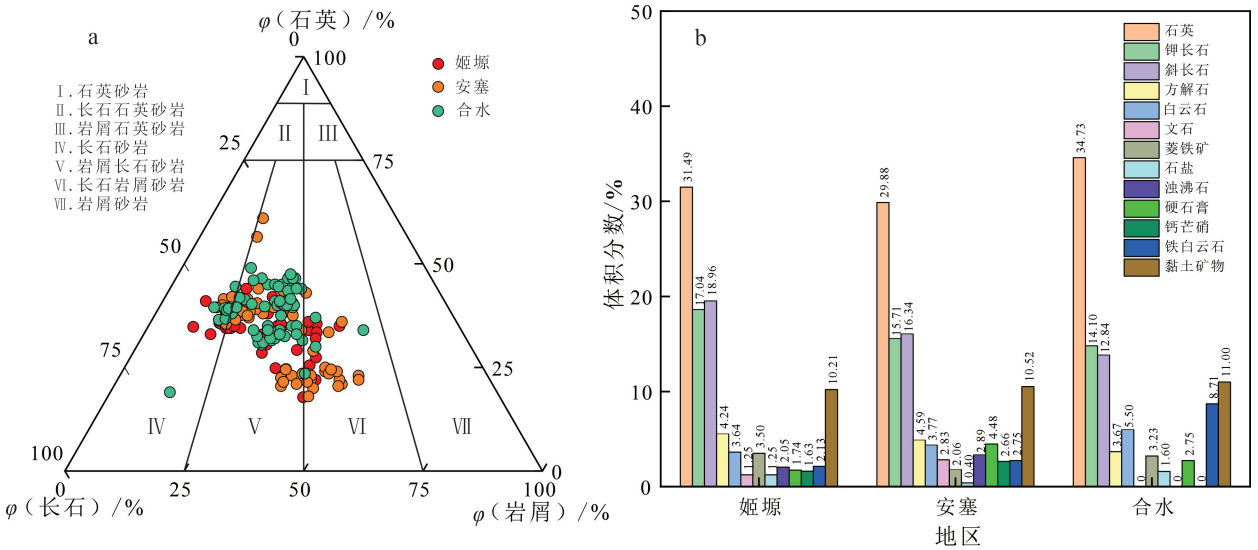
依据铸体薄片和扫描电镜观察,研究区长6油层组砂岩孔隙按成因可分为原生孔隙和次生孔隙两大类,并可进一步细分为9种孔隙类型(图6)。现存的原生孔隙主要为残余粒间孔(图6a),该类孔隙边界清晰、形态圆滑。次生孔隙则是在原生孔隙基础上经成岩改造作用而形成,可进一步划分为粒间溶孔(图6b)、粒内溶孔(图6c)、岩屑溶孔(图6d)、铸膜溶孔(图6e)、胶结物溶孔(图6f、g)、杂基溶孔(图6h)、微裂隙(图6i)和晶间微孔(图6j、k、l)等类型。



a. 研究区构造图；b. 研究区延长组综合柱状图。据文献[14,16]修编。

图 1　研究区地质概况图

Fig.1　Generalized geological map in the study area



a. 研究区长 6 油层组岩性三角图；b. 研究区长 6 油层岩石成分特征。

图 2　研究区长 6 油层组岩石类型特征

Fig.2　Petrographic features of sandstones from the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

表1 研究区长6油层组岩石结构特征

Table 1 Rock structure characteristics of Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

区块	砂岩类型占比/%				分选程度占比/%					磨圆程度占比/%				
	粉砂岩	细砂岩	中砂岩	粗砂岩	差	差—中	中	中—好	好	棱角	棱—次棱	次棱	次棱—次圆	次圆
姬塬	7.00	90.00	2.99	0.01	5.37	3.86	50.01	4.61	36.15	0.12	6.23	89.31	4.31	0.03
安塞	2.21	83.86	13.81	0.12	4.24	1.93	52.15	3.64	38.04	0.37	4.73	85.64	9.24	0.02
合水	2.35	93.87	3.78	0.00	24.24	19.03	37.27	4.88	14.58	0.03	3.74	94.34	1.89	0.00

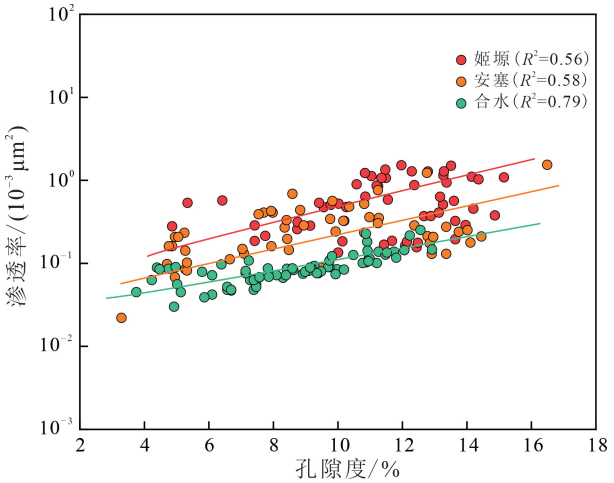


图3 研究区长6油层组孔渗关系图

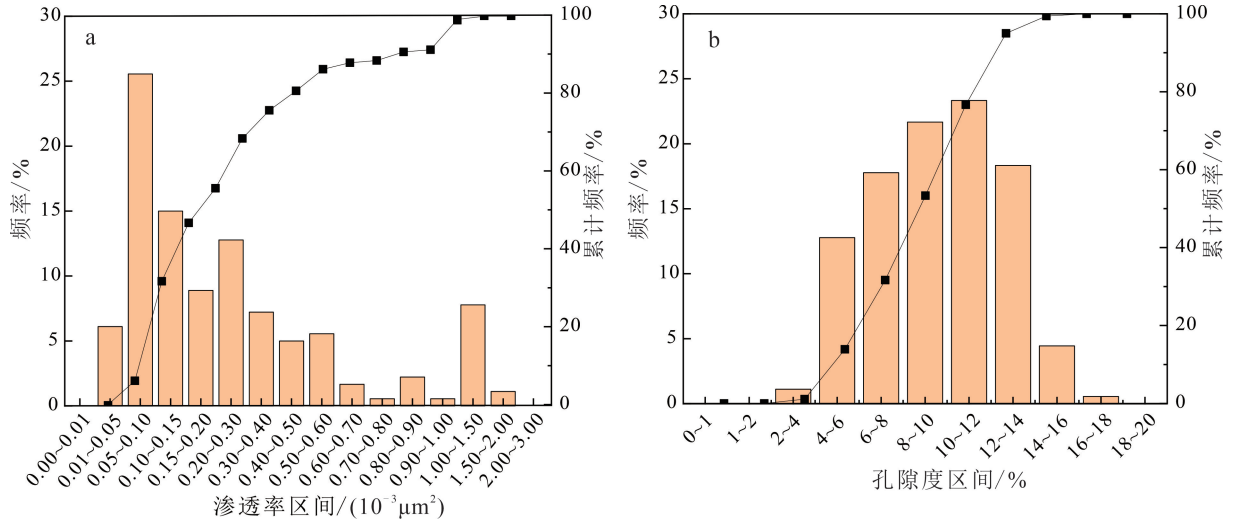
Fig. 3 Cross-plot of porosity versus permeability for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

从面孔率来看,三个研究区块总体较低,但区块间存在明显差异。其中,安塞区块孔隙最为发育,面孔率为5.79%;姬塬区块次之,面孔率高于5.00%;合水区块孔隙发育程度最低,面孔率仅为2.23%(图7)。在孔隙组成上,安塞和姬塬区块以原生残余粒间孔为主,而合水区块则以次生长石粒内溶孔占优势。

研究区喉道可划分为似断面状喉道(图8a)、片状或弯片状喉道(图8b)、孔隙缩小型喉道(图8c)和管束状喉道(图8d)等4种类型。其中,孔隙缩小型和管束状喉道较粗,片状及似断面状喉道较细。

4.2 孔喉特征

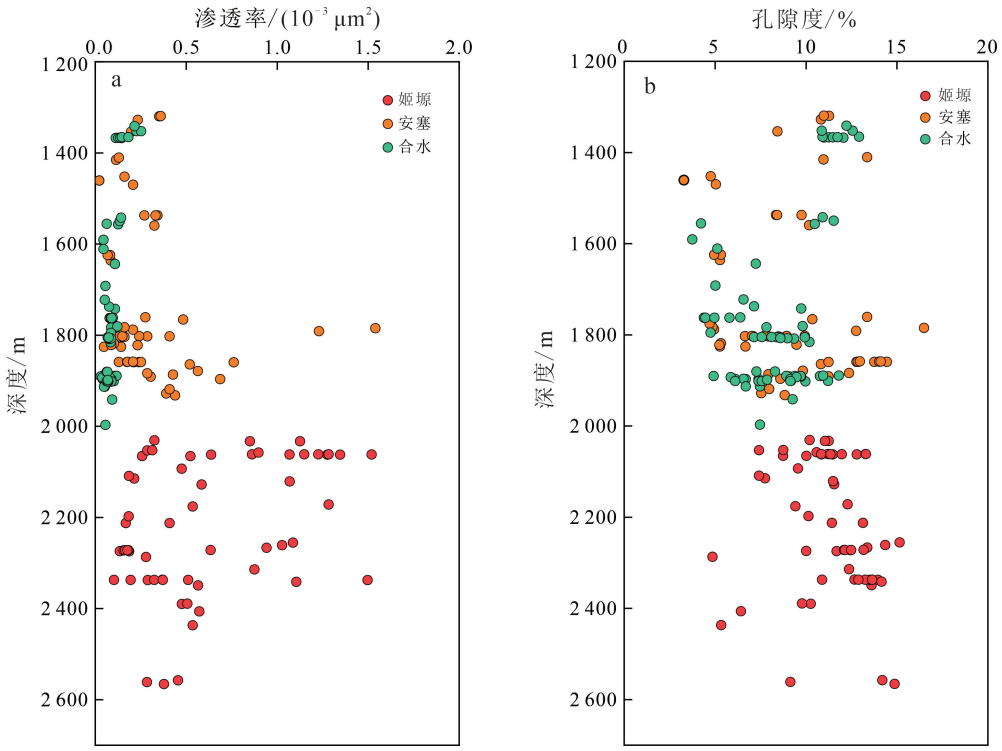
高压压汞技术无法直接区分孔隙与喉道,但其所获取的毛管压力曲线、孔喉半径分布曲线及相关实验参数,能够有效反映储层总体特征[19]。其中,最大连通孔喉半径、孔喉半径平均值、最大汞饱和度等参数是表征孔喉大小的重要指标,数值越大,表明



a. 渗透率分布特征;b. 孔隙度分布特征。

图4 研究区长6油层组孔渗分布特征

Fig.4 Frequency distributions of porosity and permeability for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area



a. 渗透率与深度的关系；b. 孔隙度与深度的关系。

图 5　研究区长 6 油层组孔渗与深度关系

Fig.5　Porosity and permeability plotted as a function of depth for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

储层孔隙结构越好，渗流能力越强，储层质量越优[20]。

压汞资料显示，研究区长 6 油层组孔喉类型多样、结构复杂，各孔径段均有分布。依据压汞曲线及孔喉半径-汞饱和度分布曲线的形态特征，可将研究区曲线划分为四种类型(图 9a、b)，各类特征详述如下。

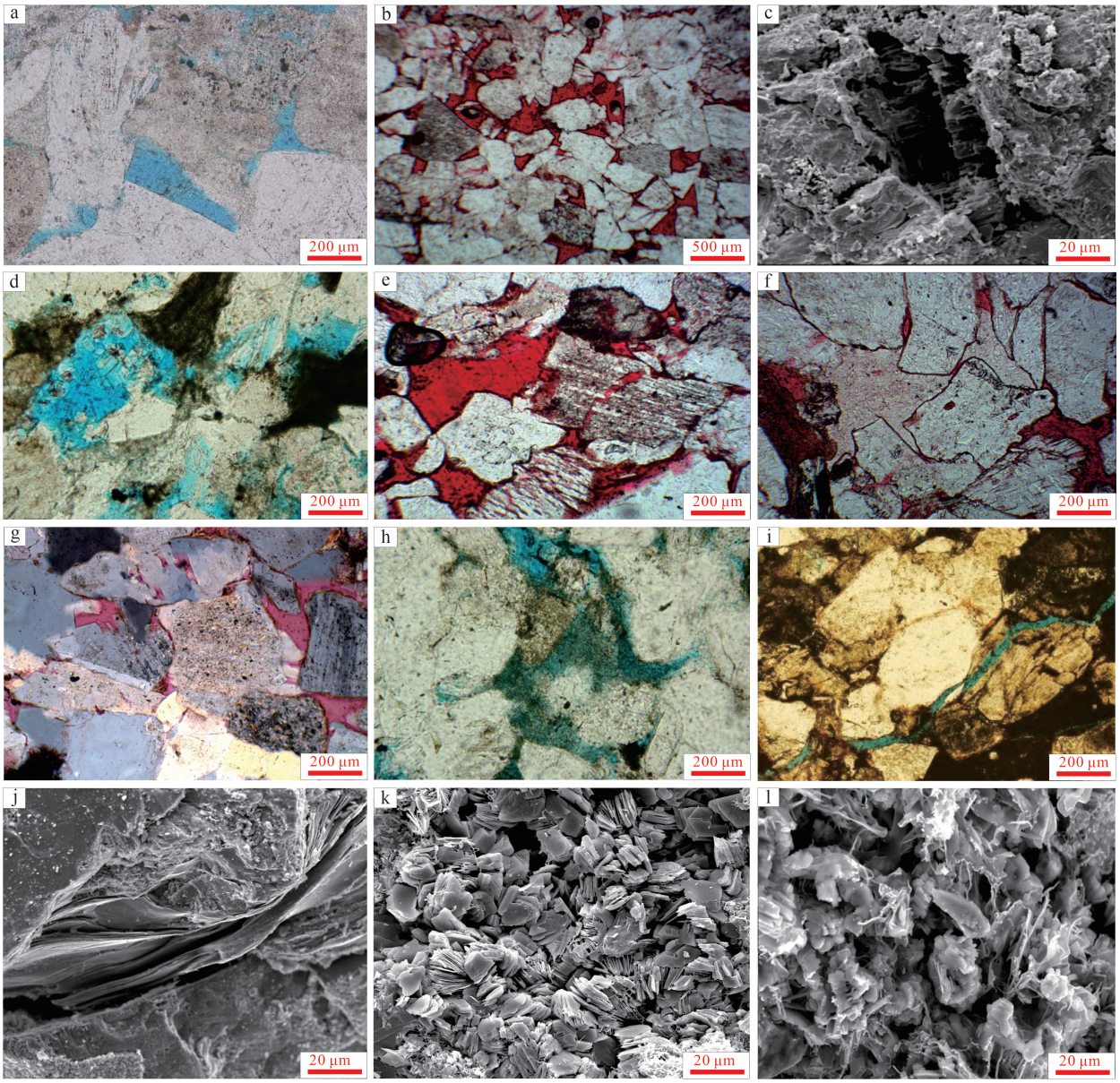
一类曲线在研究区总体占比较少，但 3 个区块均有发育。进汞曲线呈明显的三段式，其中两段具平台状，指示汞在两类不同介质中赋存。孔喉半径与汞饱和度关系曲线呈双峰形态，左峰低于右峰，孔喉系统以较大孔喉为主。结合铸体薄片观察，孔隙类型以残余粒间孔和长石粒内溶孔为主，喉道主要为孔隙缩小型。该类储层物性较好，非均质性弱，退汞效率较高，孔喉连通性较好。

二类曲线在研究区占比较多，3 个区块均发育。进汞曲线具有一段长而平缓的近平台段，退汞曲线呈现斜率陡然变陡的两段式特征。孔喉半径与汞饱和度曲线多为三峰形态，左侧两峰相近且高于右峰，孔喉系统以中—小孔喉为主，大孔喉少量发育。孔隙类型以长石粒间溶孔和残余粒间孔为主，喉道以片状喉道为主。储层非均质性较弱，退汞效率较低，孔喉连通性一般。

三类曲线在研究区占比中等。进汞与退汞曲线间距较小，曲线形态整体平缓，末端趋于变陡。孔喉半径与汞饱和度曲线呈右侧单峰，以大孔喉发育为主，孔喉组合属细喉-大孔喉型。孔隙类型以铸膜溶孔和杂基溶孔为主，喉道以管束状喉道为主。储层非均质性较强，退汞效率较低，孔喉连通性较差。

四类曲线在研究区占比最少，仅见于安塞区块。曲线特征表现为一段长而平缓的近平台段，退汞曲线同样具有斜率陡变的两段特征。孔喉半径与汞饱和度曲线呈左侧单峰，孔喉系统以中—小孔喉为主，大孔喉少量发育，物性较差。孔隙类型以晶间溶孔和长石粒内溶孔为主。储层非均质性强，退汞效率较低，孔喉连通性差。

从区块分布(图 9c—h，表 2)来看：姬塬区块以二类和三类为主，偶含一类；安塞区块以一类和二类曲线为主；合水区块则以三类为主，少量发育一类和二类。总体而言，安塞区块孔隙结构最优，储集能力相对最强；姬塬次之；合水孔喉结构最差。



a. 残余粒间孔,单偏光,铸体,胡239井,2 065.67 m;b. 粒间溶孔,单偏光,铸体,高27井,1 624.30 m;c. 长石粒内溶孔,电镜,耿280井,2 561.45 m;d. 岩屑溶孔,单偏光,铸体,高60井,1 537.38 m;e. 铸膜溶孔,单偏光,铸体,耿166井,2 793.2 m;f. 碳酸盐胶结物溶孔,单偏光,铸体,高60井,1 537.38 m;g. 浊沸石胶结物溶孔,单偏光,铸体,新105井,1 817.37 m;h. 杂基溶孔,单偏光,铸体,胡239井,2 161.57 m;i.微裂隙,单偏光,铸体,池296井,2 341.45 m;j. 云母片晶间微孔,电镜,池46井,2 397.86 m;k. 高岭石晶间微孔,电镜,池205井,2 238.4 m;l. 伊利石晶间微孔,电镜,罗13井,2 750.62 m。

图6 研究区长6油层组主要储集空间

Fig.6 Main reservoir space types in the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

恒速压汞技术可获取单位岩样有效孔喉体积比和有效孔喉半径比,二者是表征储层有效孔喉匹配关系的重要参数[21]。孔喉体积比越小,表明喉道越发育,渗透率越高,越有利于孔隙中油气的驱替;孔喉半径比越大,则反映孔隙较粗而喉道较细,渗透率低、渗流能力差,油气在孔喉中运移困难;反之,则渗流能力较好[22]。

依据不同介质曲线关系,恒速压汞曲线可划分为三类(图10)。其进汞过程可分为3个阶段:阶段1,汞优先进入大孔隙,此时总毛管压力曲线与孔隙毛管压力曲线基本重合;阶段2,汞进入由较小喉道连通的孔隙,总毛管压力曲线逐渐与喉道毛管压力曲线趋于一致,孔隙曲线开始上升,并达到最大进汞量;阶段3,汞进入相对较细的喉道,大孔隙几乎不

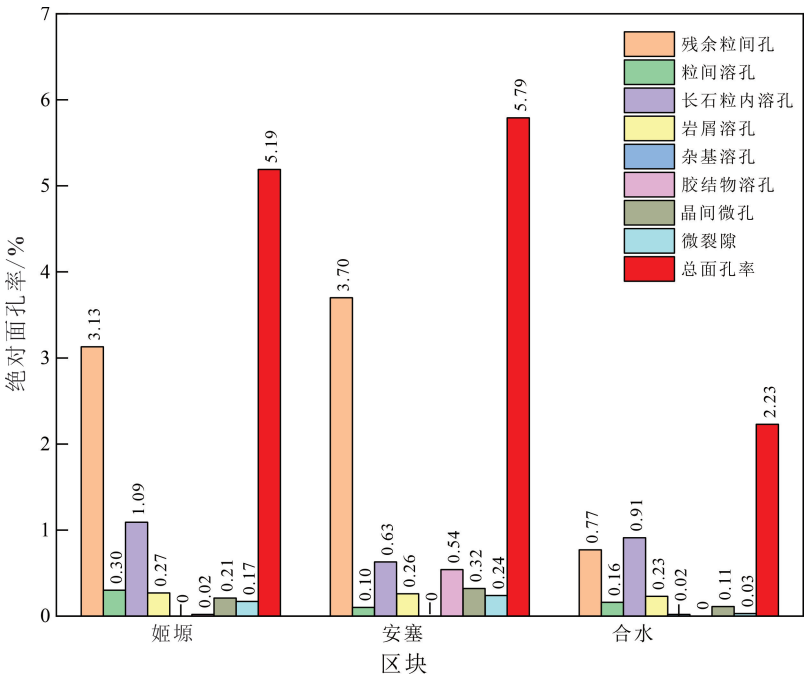
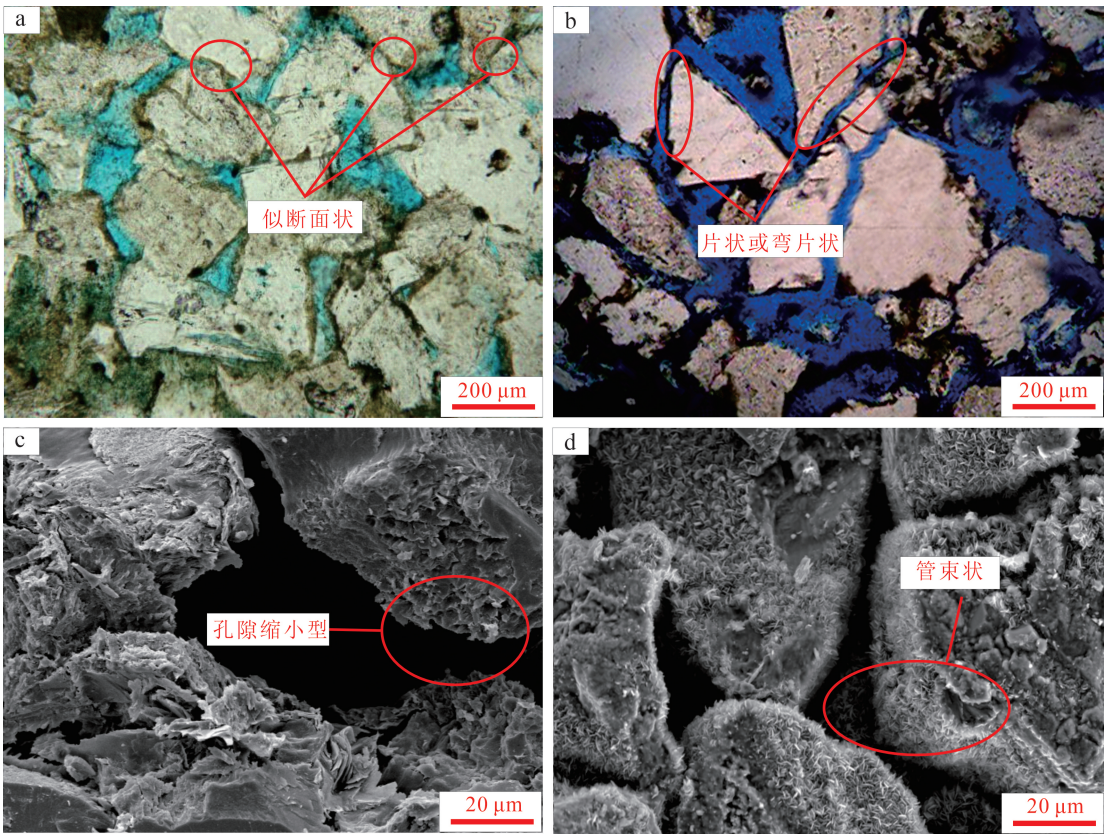


图 7　研究区长 6 油层组孔隙类型分布特征

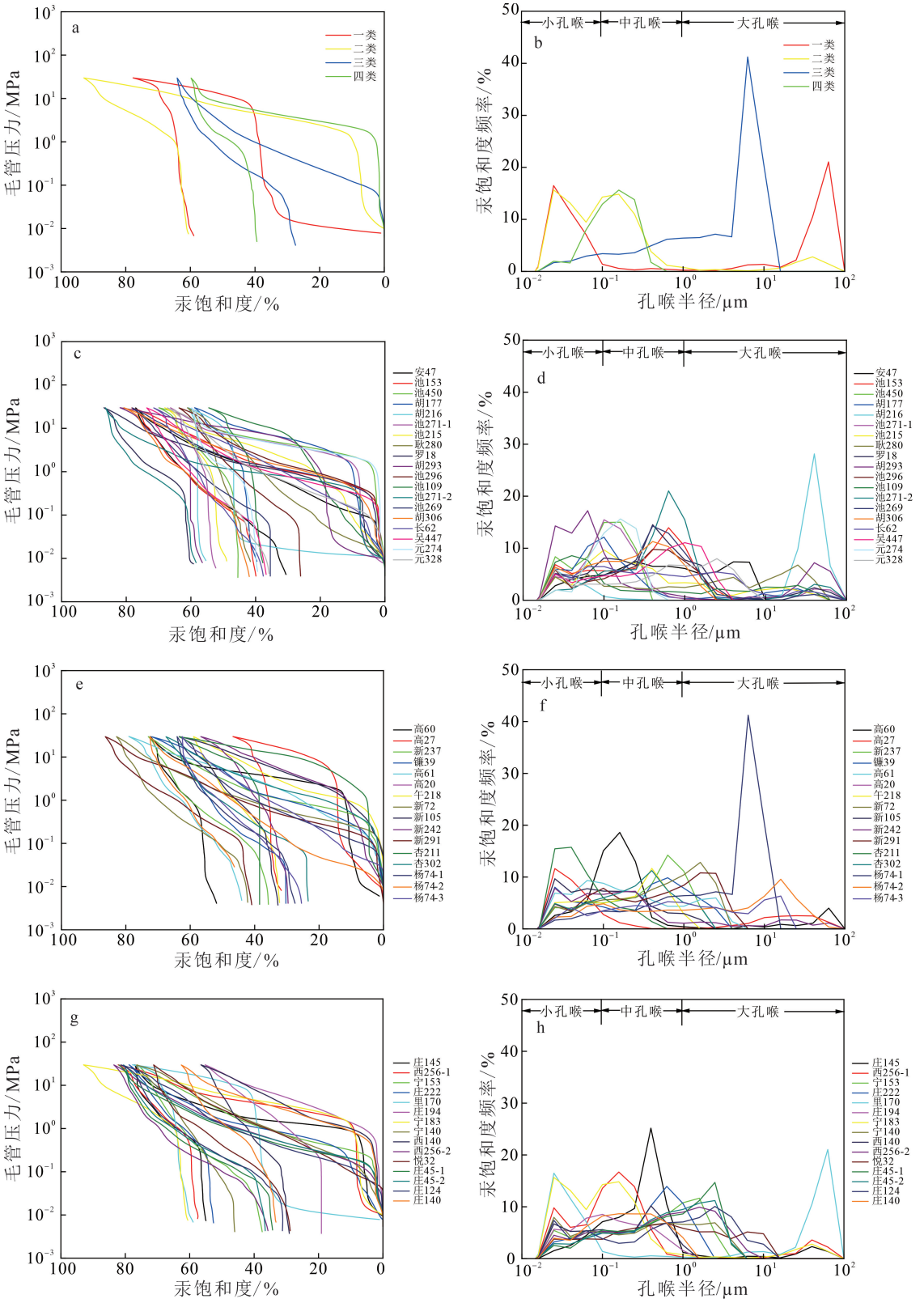
Fig.7　Frequency distribution of pore types in the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area



a. 似断面状喉道，铸体 ；b. 片状喉道，铸体；c. 孔隙缩小型喉道，电镜 ；d. 管束状喉道，电镜。

图 8　研究区长 6 油层组喉道类型

Fig.8　Throat types in the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area



a、b. 研究区长6油层组4类典型;c、d. 姬塬取心井;e、f. 安塞取心井;g、h. 合水取心井。

图9 研究区长6油层组压汞曲线特征

Fig.9 Mercury intrusion capillary pressure curves for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

表 2　常规压汞表征的研究区孔喉参数特征

Table 2　Pore-throat parameters of the Chang 6 oil-bearing Formation derived from conventional mercury intrusion porosimetry

区块	最大孔喉半径/μm	孔喉半径平均值/μm	均质系数	分选系数	结构系数	汞饱和度 50% 时压力/MPa	最大汞饱和度/%	最大连通孔喉半径/μm	排驱压力/MPa
姬塬	3.37～88.94 40.62	0.14～34.25 4.82	0.03～0.57 0.17	0.09～34.12 8.19	6.90～21.23 15.23	1.21～24.35 8.35	52.21～86.51 67.49	2.31～75.94 31.26	0.01～1.98 0.74
安塞	3.49～143.10 36.21	0.23～29.70 5.66	0.05～0.28 0.18	0.09～28.54 5.28	5.26～32.65 16.73	1.18～26.04 8.47	45.60～80.14 65.63	2.47～84.13 33.95	0.05～1.51 0.56
合水	2.38～95.03 25.37	0.10～28.85 3.52	0.05～0.31 0.11	0.26～23.26 5.87	9.86～15.36 11.52	1.53～24.52 7.24	53.10～92.83 72.27	1.26～71.47 20.44	0.01～1.55 0.65

注：上部为参数范围，下部为参数平均值。

再出现，总曲线与喉道曲线基本一致，反映喉道的充注情况[22]。依据上述阶段所对应的孔喉特征：A 类曲线指示储层孔隙连通性好，细喉道发育（图 10a）；B 类曲线指示储层连通性差，中—细喉道发育（图 10b）；C 类曲线指示储层孔隙不发育，进汞饱和度主要由喉道控制（图 10c）。从区块分布来看，姬塬区块以 A 类曲线为主，安塞区块以 A 类和 B 类曲线为主，合水区块以 A 类和 C 类曲线为主。

恒速压汞资料统计（表 3）显示：有效喉道半径表明 3 个区块均为细喉；有效喉道体积上，安塞区块约为姬塬区块的 2 倍，姬塬区块约为合水区块的 2 倍，说明安塞区块有效储集空间喉道所占比例更大，连通性更好，这是其渗透能力优于姬塬和合水区块的主要原因。

5　渗流特征

5.1　可动流体饱和度分析

核磁共振 T_2 弛豫时间的大小受孔隙结构、矿物组成及流体性质等参数共同影响。当流体受孔隙固体表面作用力较大时，T_2 弛豫时间较短，此时流体处于束缚或不可动状态，称为束缚流体或不可动流体；反之，当作用力较小时，T_2 弛豫时间较长，流体处于自由或可动状态，称为自由流体或可动流体。因此，利用核磁共振 T_2 谱可定量获取可动流体饱和度及束缚流体饱和度[23]。岩样中可动流体含量是孔隙大小、孔隙形态、颗粒表面性质等诸多储层特征的综合反映。依据可动流体饱和度高低，可将鄂尔多斯盆地储层划分为 4 类[24]（表 4）。实验数据表明，姬塬与安塞区块可动流体饱和度较高，属二类（较好）储层；合水区块可动流体饱和度较低，属三类（中等）储层（表 5）。

依据核磁共振 T_2 谱曲线形态，可将研究区曲线划分为五类（图 11a）：①类曲线表现为 T_2 截止值右侧单峰，指示较大孔喉为主要可动流体赋存空间；②类曲线为截止值两侧双峰，右侧略高于左侧，指示大小孔喉均有可动流体赋存，以大孔喉占比略高；③类曲线同为两侧双峰，但左侧略高于右侧，指示大小孔喉均有可动流体赋存，以小孔喉占比略高；④类曲线为两侧双峰，左峰明显高于右峰，指示较小孔喉为主要可动流体赋存空间；⑤类曲线为截止值左侧单峰，指示小孔喉为主要可动流体赋存空间。

从区块分布（图 11b、c、d）来看：姬塬区块 T_2 分布总体较宽，以单峰形态为主，新 237 井呈不明显双峰，单峰多位于 T_2 截止值左侧，表明小孔中可动流体含量明显高于大孔；安塞区块 T_2 分布同样较宽，以单峰为主；合水区块以单峰形态为主，庄 145 井呈不明显双峰。在可动流体饱和度方面，①类和②类曲线指示的饱和度最高，③类和④类次之，⑤类最差。姬塬区块以③类为主，安塞区块以②类为主，合水区块以④类和⑤类为主。

5.2　油水渗流特征分析

依据相渗曲线形态及油水两相跨度，可将研究区曲线划分为三类（图 12a）。一般而言，相渗曲线由束缚水状态下的油相渗流段、油水两相共渗区和残余油状态下的水相渗流段三个阶段构成[25]。1 类曲线的油水两相共渗区含水饱和度低于束缚水饱和度与残余油饱和度之和，指示两相渗流区间较窄。在毛管压力曲线交点处，共渗点含水饱和度、等渗点相对渗透率平均值及油水相对渗透率在 3 类曲线中均为最大，对应较大的油水共渗面积，表明油水两相渗流能力强。2 类曲线的两相共渗区含水饱和度同样低于束缚水与残余油饱和度之和，渗流区间窄，交

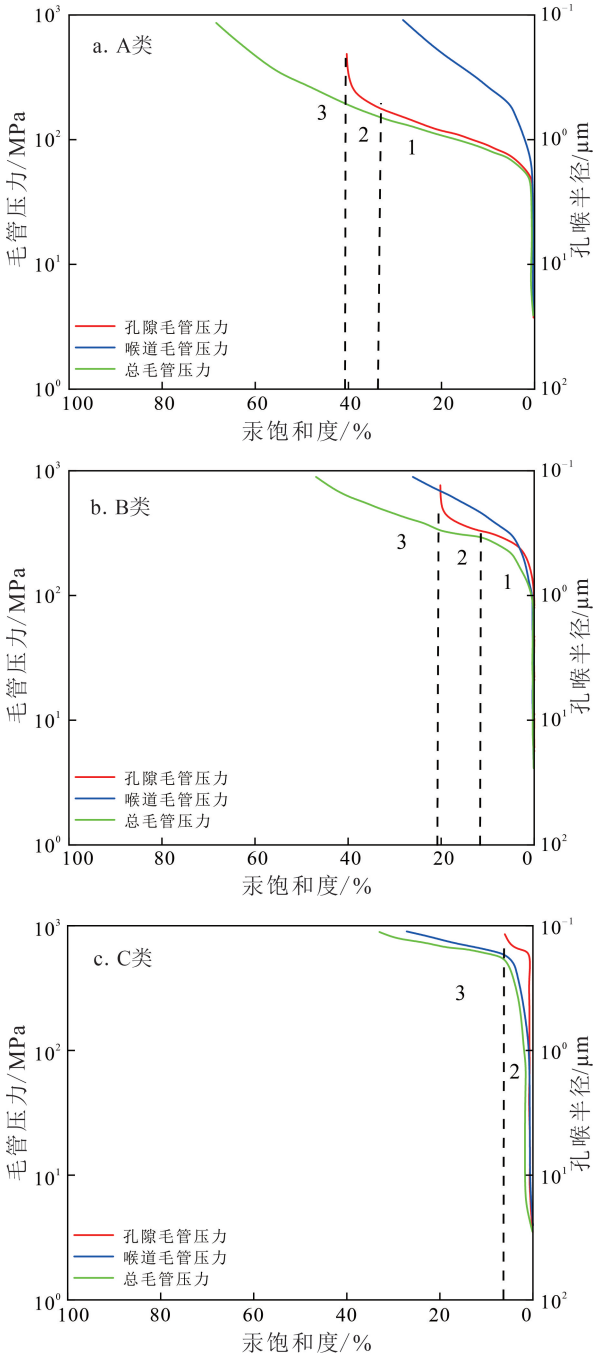


图 10 研究区长 6 油层组恒速压汞典型曲线特征

Fig. 10 Representative RCMI curves of the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

点处共渗点含水饱和度、等渗点相对渗透率平均值及油水相对渗透率介于 1 类与 3 类之间，油水共渗面积略小于 1 类曲线，两相渗流能力较强。3 类曲线的两相渗流区间含水饱和度亦低于二者之和，区间窄小，油水共渗面积进一步减小，两相渗流能力较弱(图 12a)。

等渗点饱和度统计(表 6)表明：姬塬区块最高，合水区块次之，安塞区块最低；但 3 个区块等渗点饱和度平均值均大于 50%，说明油相需占据比水相更大的孔隙空间才能达到与水相相同的渗透率，显示出储层岩石呈弱亲水性，其中姬塬区块亲水性相对更强。束缚水饱和度和残余油饱和度对应的渗透率值分别为 K_{rw} 和 K_{ro}。大量实践证明[26-28]，K_{rw} 和 K_{ro} 与水相渗流能力呈正相关，二者越高，水相渗流能力越强，水驱油效率也相应较高。统计表明，安塞区块等渗点油水渗透率均高于姬塬和合水区块，据此推断安塞区块岩石水相渗流能力较强，水驱油效率相对较高。

油水两相共渗区宽度是反映储层岩石渗流能力的重要参数，共渗区越宽，油水两相流动区间越大，驱油效率越高[27]。安塞区块油水两相共渗区分布最宽，共渗区饱和度值最大，说明其驱油效率最高；合水区块共渗区最窄，驱油效率最低(图 12b、c、d，表 6)。

6 参数综合评价步骤

6.1 数据库建立

本次数据库构建选取姬塬、安塞、合水三个区块 53 口井的 65 个样品，确保每口井至少有 1 个代表长 6 油层组的样品，所有样品渗透率均属低渗透范畴。参与数据库建立的参数共 15 项(表 7)，可充分反映储层的宏观物性、微观孔隙及渗流特征。

6.2 控制因素筛选

为确定影响储层品质的主控因素，采用灰色关联法对表 7 中的 15 项参数进行降维优选。储层品质因子(I_{RQ})已被广泛应用于表征低渗乃至致密油气储层的孔隙结构差异[29]。鉴于低渗储层孔喉发育复杂，孔隙结构配置直接影响储层渗流能力，而 I_{RQ} 能够较好地综合反映这一复杂性。其计算公式如下：

$$I_{RQ}=\sqrt{\frac{K}{\varphi_e}}\ 。\qquad(1)$$

式中：K 为渗透率($10^{-3}\ \mu m^2$)；φ_e 为有效孔隙度(%)。

将 I_{RQ} 作为灰色关联分析的母因子，其余评价参数作为子因子，计算各参数与 I_{RQ} 之间的灰色关联系数，结果见表 7。在此基础上，从孔隙结构、渗流能力等6个方面，各选取一个灰色关联度最高的

表 3　恒速压汞表征研究区孔喉参数特征

Table 3　Pore-throat characterization of the study area based on constant-rate mercury injection

区块	有效喉道半径/μm	有效喉道体积/cm^3	有效孔喉半径比	有效孔喉体积比	喉道进汞饱和度/%
姬塬	0.79～2.46	0.017～0.023	166.68～178.47	0.65～0.71	16.54～20.59
	1.63	0.020	172.58	0.69	18.57
安塞	1.27～2.67	0.041～0.045	269.59～362.66	1.32～2.12	38.28～40.51
	1.97	0.042	316.13	1.75	39.40
合水	0.76～2.26	0.004～0.021	360.72～627.29	1.86～4.58	6.09～18.70
	1.51	0.010	494.01	3.23	12.40

注：上部为参数范围，下部为参数平均值。

表 4　延长组可动流体划分方案[24]

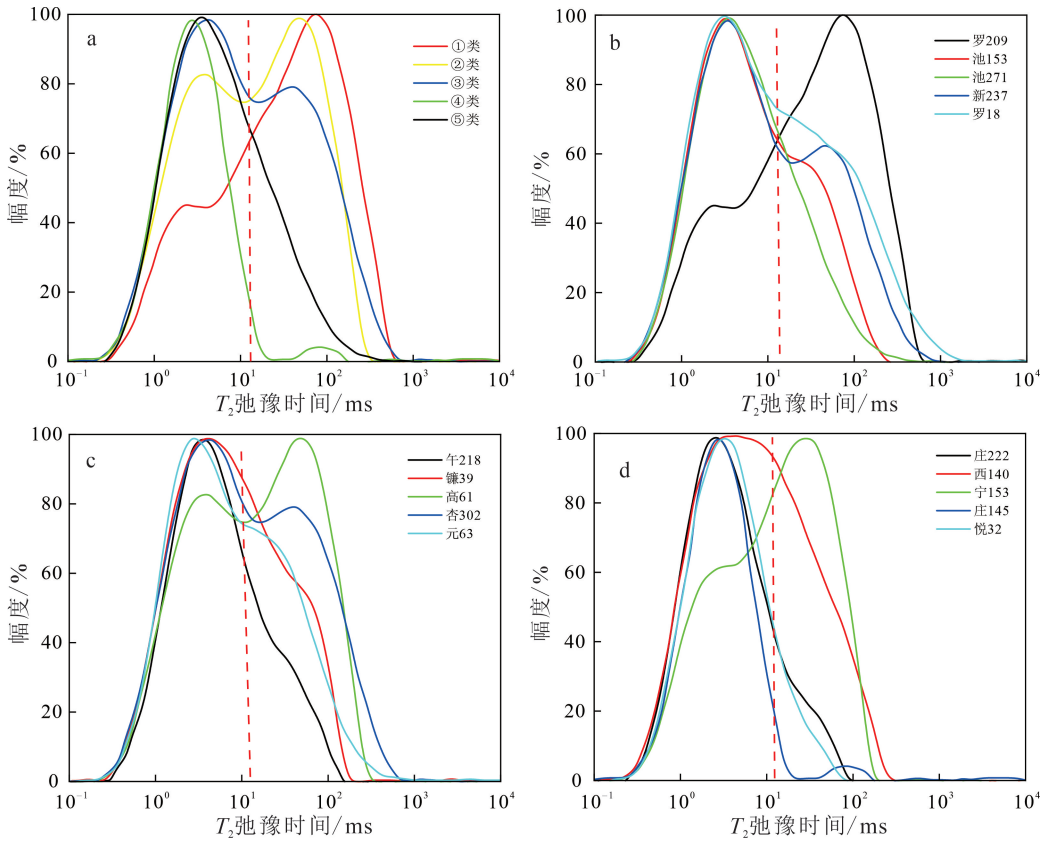
Table 4　Classification scheme of the Yanchang Formation reservoirs based on movable fluid saturation[24]

可动流体饱和度/%	储层分类
＞42	一类(好)
30～42	二类(较好)
20～30	三类(中等)
＜20	四类(差)

表 5　研究区长 6 油层组可动流体饱和度参数

Table 5　NMR-derived movable fluid saturation parameters for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

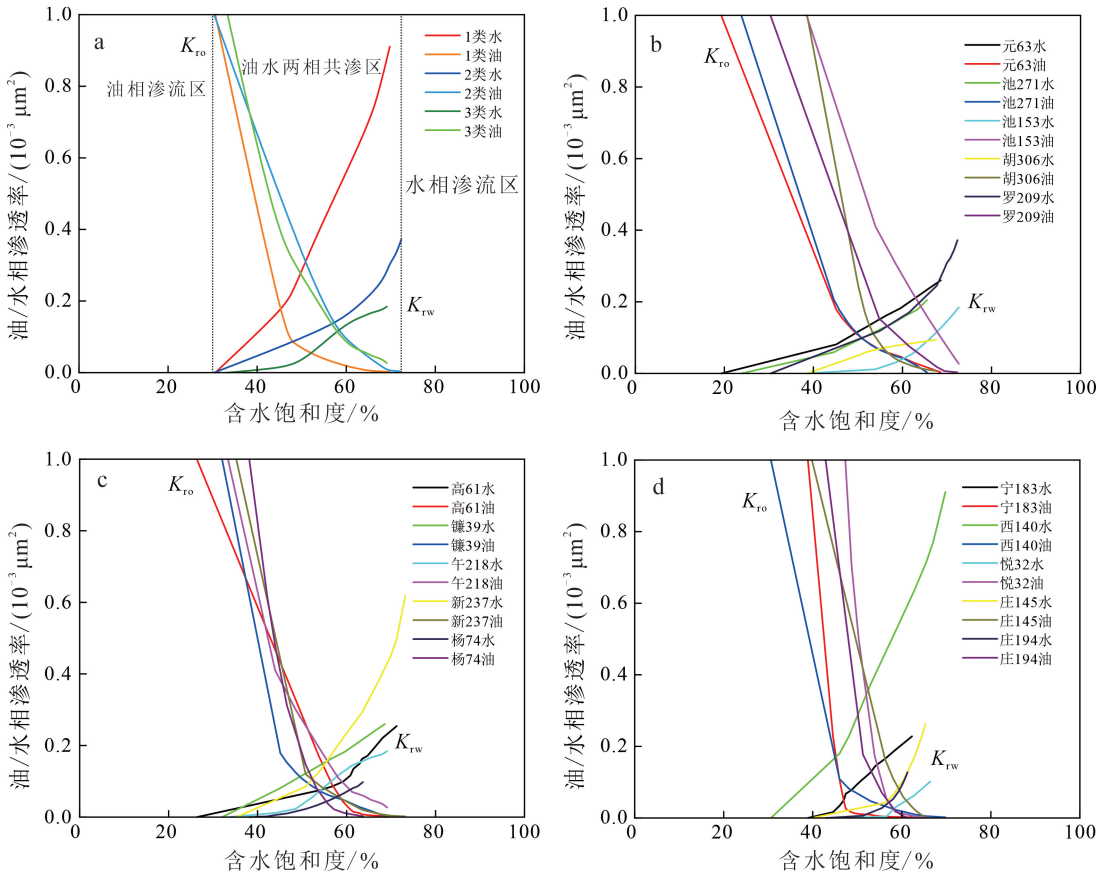
区块	可动流体饱和度/%	
	参数范围	平均值
姬塬	20.47～47.86	34.63
安塞	22.17～62.96	38.25
合水	20.43～46.54	28.32



a. 研究区；b. 姬塬；c. 安塞；d. 合水。

图 11　研究区长 6 油层组核磁可动流体饱和度特征

Fig.11　NMR movable fluid saturation characteristics of the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area



a. 研究区;b. 姬塬;c. 安塞;d. 合水。

图12 研究区长6油层组油水相渗特征

Fig.12 Oil-water relative permeability curves of the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

表6 研究区长6油层组油水相渗实验参数表

Table 6 Oil-water relative permeability experimental parameters for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

区块	油水两相共渗区饱和度/%	等渗点饱和度/%	等渗点油水渗透率/(10^{-3} μm^2)	束缚水饱和度/%	残余油饱和度/%	驱油效率/%
姬塬	20.34～31.27	49.37～68.60	0.012～0.239	33.44～39.75	25.65～33.87	47.63～59.80
	27.57	58.09	0.092	36.00	31.35	50.64
安塞	21.83～38.28	38.40～67.70	0.025～0.218	28.50～44.92	20.50～36.52	48.86～59.89
	29.49	51.80	0.112	35.26	27.89	55.34
合水	19.50～29.42	43.70～68.10	0.016～0.247	20.73～37.93	28.70～55.98	44.84～54.43
	23.38	54.34	0.068	28.09	40.78	46.80

注:上部为参数范围,下部为参数平均值。

参数作为代表性评价指标,分别为 I_{RQ}、汞饱和度50%时压力、孔喉半径平均值、均质系数、可动流体饱和度和总面孔率。

6.3 分类方法

6.3.1 多元参数分析

使用单一参数进行储层评价时,常出现分类结果不统一的现象,因此需要引入一个涵盖多指标的综合参数进行分类。这也是目前储层参数分类中应用最为广泛的方法,其计算公式为

$$D=\ln[(I_{RQ}/I_{RQMAX})(S/S_{MAX})(R/R_{MAX})\cdot(F/F_{MAX})(M/M_{MAX})(V/V_{MAX})]。\quad(2)$$

式中:D 为多元参数;I_{RQ} 为储层品质因子;I_{RQMAX} 为

表 7　研究区长 6 油层组各参数灰色关联系数

Table 7　Grey relational coefficients between reservoir parameters and the reference sequence for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

储层特征	参数	关联系数
物性特征	孔隙度	0.693
	渗透率	0.793
孔喉连通特征	汞饱和度 50%时压力	0.673
	最大汞饱和度	0.617
	退汞效率	0.642
孔喉半径及分布特征	排驱压力	0.659
	主流喉道半径	0.649
	最大孔喉半径	0.664
	孔喉半径平均值	0.687
孔喉分选特征	均质系数	0.682
	分选系数	0.670
	结构系数	0.648
渗流特征	可动流体饱和度	0.789
	驱油效率	0.765
储集空间特征	总面孔率	0.672

储层品质因子最大值；S 为可动流体饱和度；S_{MAX} 为可动流体饱和度最大值；R 为孔喉半径平均值；R_{MAX} 为孔喉半径平均值最大值；F 为均质系数；F_{MAX} 为均质系数最大值；M 为汞饱和度 50%时压力；M_{MAX} 为汞饱和度 50%时压力最大值；V 为总面孔率；V_{MAX} 为总面孔率最大值。

6.3.2　灰色关联度分析

灰色关联度分析是通过确定参数权重，客观、定量地反映所选指标在储层评价中的重要性的一种方法，可以更加科学地评价各主控因素对储层影响程度的差异性[30]。通过灰色关联系数进行权重的计算，其表达式为

$$W_i=\frac{R_i}{\sum_1^n R_i},i=1,2,\cdots,n\ 。\tag{3}$$

式中：W_i 为每个因子的权重；R_i 为每个因子的相关系数。

$$H=I_{RQ}W_{IRQ}+SW_S+RW_R+MW_M+FW_F+VW_V\ 。\tag{4}$$

式中：H 为灰色关联度；W_{IRQ} 为储层品质因子权重；W_S 为可动流体饱和度权重；W_R 为孔喉半径平均值权重；W_M 为汞饱和度 50%时压力权重；W_F 为均质系数权重；W_V 为总面孔率权重。计算结果见表 8。

6.3.3　信息叠合

信息叠合是指通过特定算法将多种信息综合为一个参数，以实现储层的综合评价。常用的信息叠合方法包括乘法叠加法、加法叠加法和集合取小叠加法。乘法叠加法适用于多种地质资料的叠加，其结果可视为一个新的综合参数；加法叠加法适用于各地质因素之间关系不完全明确的情况，其结果反映了与储层质量相关各因素的总和；集合取小叠加法遵循最小因子原则，即只要有一个评价因子较差，储层整体评价结果即偏低[31]。

基于上述方法，本文将多元参数(D)与灰色关联度(H)相乘，构建综合评价参数 Z，计算公式为

$$Z=DH\ 。\tag{5}$$

6.3.4　分类界限确定

K -均值聚类分析旨在将 N 维空间中的 M 个样本点划分为 K 个簇，以使各簇内平方和最小化。然而，在实际应用中，要求所有分区均达到最小平方和往往不切实际。受限于时间与成本，油田通常难以提供足够的数据以精确拟合分类边界[32]。为此，本文利用能够充分代表研究区储层性质的样本数据，建立综合分类系数 Z 的累积概率分布，并通过赋值样本增量的方式对 K -均值聚类算法进行优化，以划分分类边界(图 13)。依据该优化方法，研究区 4 类储层的分类界限分别确定为 0.25、0.35 和 0.50。

表 8　研究区长 6 油层组优选参数权重

Table 8　Optimization of parameter weights for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

参数	汞饱和度 50%时压力/MPa	储层品质因子	孔喉半径平均值/μm	均质系数	可动流体饱和度/%	总面孔率/%
权重	0.149	0.222	0.176	0.152	0.151	0.149

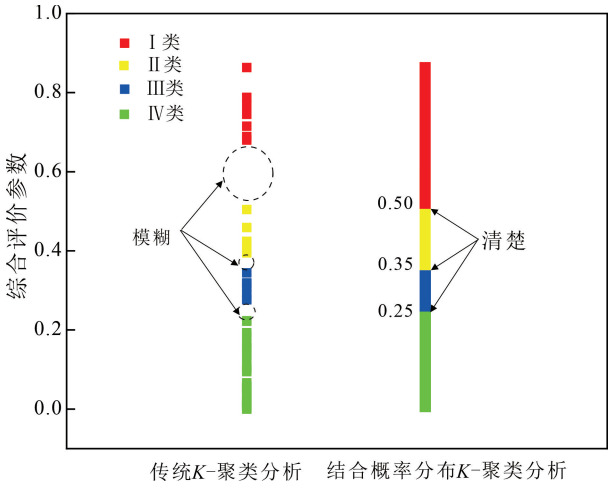


图13 研究区长6油层组两种分类方法对比

Fig.13 Cross-plot comparing the classification results of two methods for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

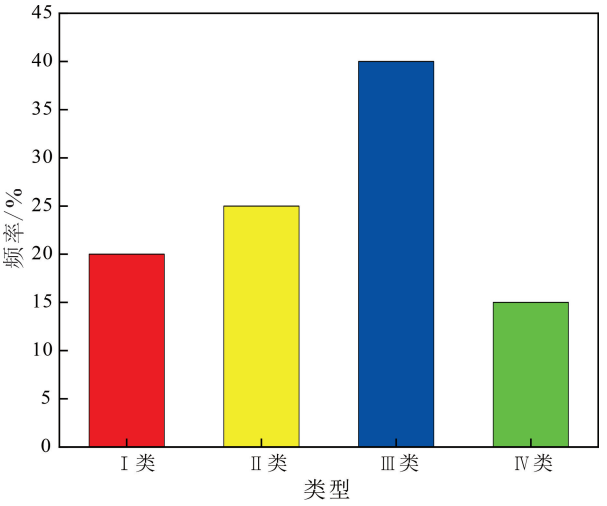


图14 研究区长6油层组分类结果分布图

Fig. 14 Frequency distribution of reservoir types for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

7 分类结果讨论

7.1 综合分类评价体系

依据上述分类方法,研究区长6油层组储层可划分为4类(图14)。各类储层特征如下:Ⅰ类储层为优质储层,占总样品的19.25%。该类储层排驱压力较低、孔隙度较高,渗流能力最好;孔喉类型以中—小孔与粗喉道为主,孔隙类型以粒间溶孔占优势。Ⅱ类储层整体品质次于Ⅰ类,占比24.75%,其孔渗条件及渗流能力均较Ⅰ类差;孔喉类型以中—小孔与细喉道为主,孔隙类型以粒间溶孔和胶结物溶孔为主。Ⅲ类储层在研究区中占比最高(40.00%),其孔喉参数与渗流参数均不及Ⅰ、Ⅱ类,主要发育小—微孔与细喉道。Ⅳ类储层占比15.00%,主要发育小—微孔与微细喉道,渗流能力为四类中最差(表9,表10)。

7.2 储层分类的刻画

以井为单位对储层类型进行平面分布刻画,对储层开发具有重要指导意义。汪永华等[33]认为,克里金插值法作为一种非精确插值方法,采样点中的已知值未必是区域内的最大值或最小值,且不要求采样值与预测值完全一致,这一特性与低渗储层非均质性强、孔喉结构复杂的地质条件相契合,因而适用于低渗储层油气资源平面分布分析。为此,本文以各井

表9 研究区长6油层组综合分类体系

Table 9 Integrated classification scheme for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

类型	综合评价参数	孔隙度/%	渗透率/($10^{-3}\mu m^2$)	储层品质因子	孔喉半径平均值/μm	汞饱和度50%时压力/MPa	均质系数	可动流体饱和度/%	总面孔率/%
Ⅰ	>0.50	13.52~16.25	1.22~1.56	0.27~0.31	0.35~34.25	10.97~26.04	0.23~0.57	41.25~62.96	4.59~12.35
		15.36	1.35	0.29	7.30	12.10	0.40	48.37	7.44
Ⅱ	0.35~0.50	12.58~15.17	0.75~1.28	0.18~0.32	0.10~28.85	7.09~24.35	0.03~0.37	36.02~46.48	3.18~12.00
		13.25	0.85	0.26	5.33	10.59	0.16	39.22	6.95
Ⅲ	0.25~0.35	6.35~12.36	0.45~0.89	0.18~0.31	0.57~16.75	1.53~19.24	0.06~0.25	30.35~45.48	2.10~12.50
		7.35	0.65	0.24	4.88	8.06	0.14	34.91	5.80
Ⅳ	<0.25	2.58~8.36	0.10~0.36	0.08~0.27	0.14~12.70	1.18~24.52	0.05~0.38	20.43~42.48	1.40~11.00
		5.28	0.27	0.14	3.05	6.64	0.18	27.79	3.11

注:上部为参数范围,下部为参数平均值。

表 10　研究区长 6 油层组单指标分类体系

Table 10　Single-parameter classification scheme for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

类型	综合评价参数	孔喉组合类型	孔隙类型	常规压汞曲线类型	恒速压汞曲线类型	核磁曲线类型	油水相渗曲线类型
Ⅰ	＞0.50	中、小孔-粗喉	粒间溶孔	一	A	①	1
Ⅱ	0.35～0.50	中、小孔-细喉	粒间溶孔、胶结物溶孔	二	B	②	2
Ⅲ	0.25～0.35	小、微孔-细喉	杂基溶孔、粒内溶孔、铸膜溶孔	三	C	③	2
Ⅳ	＜0.25	小、微孔-微细喉	晶间微孔	四	C	④⑤	3

长 6 油层组为基准，对综合评价参数进行克里金空间插值分析，并结合沉积相平面分布及油气产能，对 3 个区块储层类型平面分布进行刻画。据此，将发育Ⅰ类储层的区域划为Ⅰ类开发区，Ⅱ类、Ⅲ类、Ⅳ类储层发育区依次对应Ⅱ类、Ⅲ类、Ⅳ类开发区，其中Ⅰ类和Ⅱ类开发区为最优开发区。

姬塬与安塞区块以Ⅲ类区域为主，合水区块以Ⅳ类区域为主（图 15）。开发部署应以Ⅰ类和Ⅱ类区域所在的井区为重点，同时兼顾周围Ⅲ类和Ⅳ类开发区井位的砂岩段。对于呈连片分布的Ⅰ类井区，如安塞区块的杏 302、杏 211 井区及高 20、午 218 井区，建议采用水平井进行开发；对于不连续分布的单井区域，如姬塬胡 177 井区和合水里 170 井区，宜采用斜直井联合多“甜点”兼顾的开采方式（图 16）。

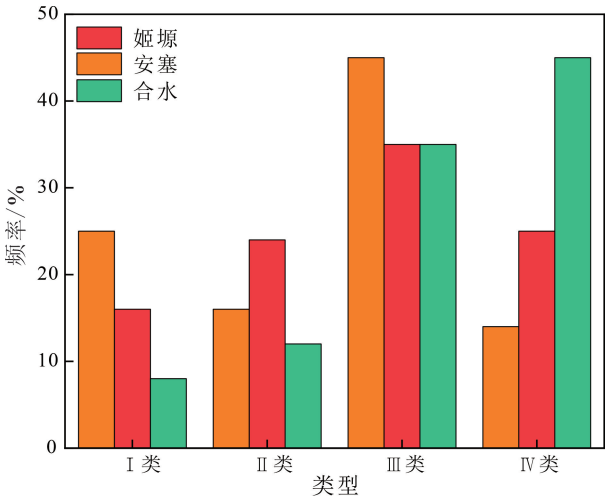


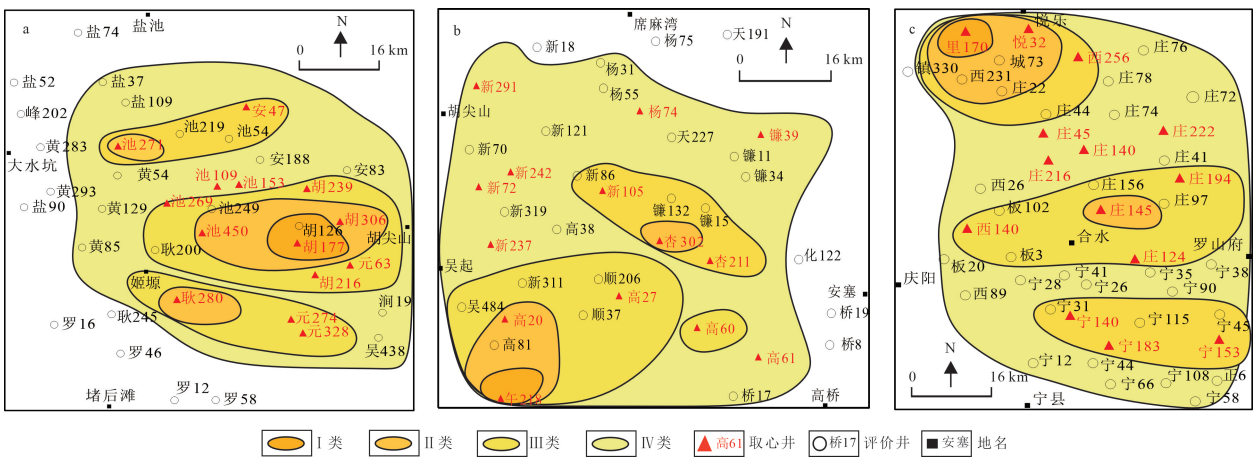
图 15　研究区长 6 油层组不同区域储层类型分布情况

Fig. 15　Frequency distribution and regional variations of reservoir types for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

7.3　分类差异影响因素

7.3.1　沉积相

综合储层孔喉特征、渗流特征及分类结果，3个



a. 姬塬；b. 安塞；c. 合水。

图 16　研究区长 6 油层组分类结果平面分布图

Fig.16　Planar distribution of reservoir classification results for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

区块储层质量由好到差依次为安塞区块>姬塬区块>合水区块。三者在沉积环境上存在明显差异，安塞区块为深水三角洲沉积，姬塬区块为浅水台地三角洲沉积，合水区块为深水浊流沉积。对于低渗储层而言，三角洲沉积环境的储层质量整体优于深水浊流沉积环境。沉积环境的差异直接影响了储层物性与孔隙结构，进而导致储层分类与评价结果的差异[34]。

如图17所示，不同储层类型对应的沉积相类型各有侧重：Ⅰ类储层主要发育河口坝和三角洲水下分流河道沉积；Ⅱ类储层以水下分流河道和浊流主水道沉积为主；Ⅲ类储层主要发育三角洲水下分流河道间湾及浊积分流水道沉积；Ⅳ类储层则以深湖浊流水道间湾和三角洲前缘席状砂沉积为主。四类储层的沉积相组合呈现明显分异。

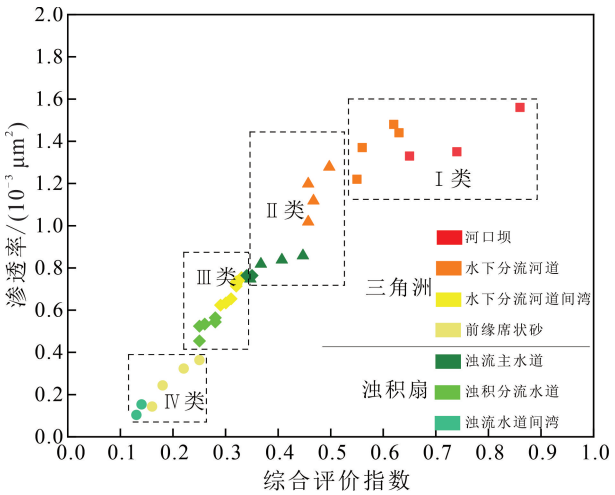


图17 研究区长6油层组分类结果与沉积相关系图

Fig.17 Relationship between reservoir classification results and sedimentary facies for the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

7.3.2 成岩作用

研究区四类储层的成岩作用强度存在差异，导致孔隙结构发育程度不同，进而影响储层质量[35]。据表11数据，各类型储层成岩特征分异明显：Ⅰ类储层压实作用强度中等，压实与胶结造成的孔隙损失相对较低，溶蚀作用发育，其溶蚀增孔率在四类中最高；Ⅱ类储层压实强度中等，以碳酸盐胶结为主，溶蚀增孔率较高；Ⅲ类储层压实强度中等，以硅质胶结和黏土矿物胶结为主，胶结作用强而溶蚀作用弱，溶蚀增孔率较低；Ⅳ类储层压实作用强，同样以硅质和黏土矿物胶结为主，溶蚀作用最弱，增孔率最低。

成岩作用研究表明，研究区整体以中等压实强度为主，但不同区块及不同类型储层间仍存在差异(表12)。其中，合水区块压实作用造成的孔隙损失最大，合水区块胶结作用造成的孔隙损失最大，安塞区块两者损失均较小，表明成岩作用对孔隙演化具有明显的控制作用。此外，浊沸石溶孔在安塞区块最为发育，对安塞区块油气富集具有重要贡献。

7.3.3 黏土矿物成分与赋存状态

黏土矿物含量与孔喉均质系数、分选系数及孔喉半径等微观孔隙结构参数总体呈负相关关系，且其赋存状态对储层孔隙结构亦有一定影响。然而，适量的黏土矿物在一定条件下有利于改善砂岩储层的储集性能[36]。研究区中，绿泥石体积分数与储层质量呈较好的正相关关系(图18a)，而伊利石体积分数则表现为负相关(图18b)。从赋存形态来看，包膜式绿泥石有助于形成优质储层(图19a)，而蜂巢状或搭桥状伊利石对储层破坏作用较大(图19b)，尤其自生绿泥石对储层孔渗性能具有积极贡献。

如图20所示，研究区孔隙半径中值主要集中在0.1～12.0 μm之间，平均孔隙半径主要集中在1.0～

表11 研究区长6油层组4类储层成岩作用特征

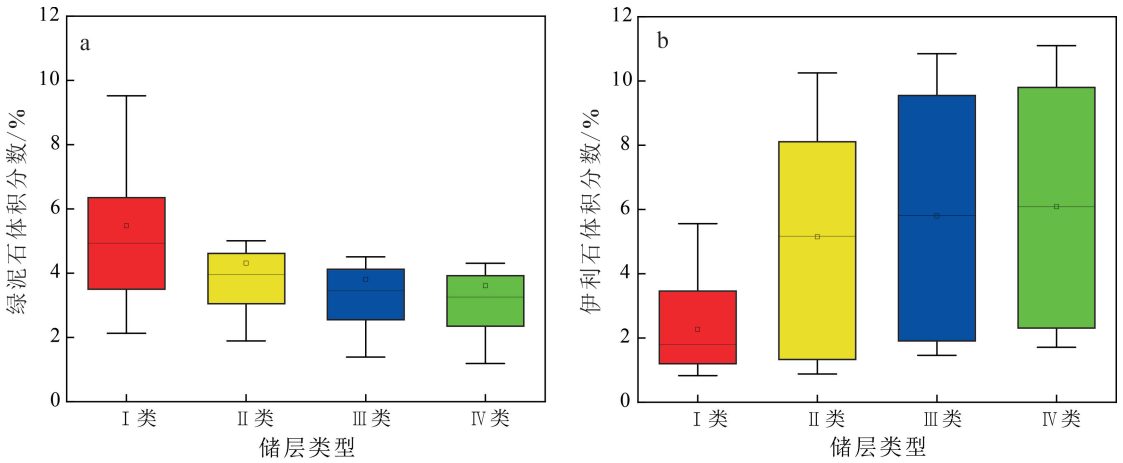
Table 11 Diagenetic characteristics of the four reservoir types (Classes Ⅰ-Ⅳ) in the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

类型	主要胶结类型	压实作用强度	主要溶蚀类型	压实作用孔隙损失率/%	胶结作用孔隙损失率/%	溶蚀作用增加孔隙率/%
Ⅰ	自生浊沸石胶结	中	浊沸石溶蚀、长石溶蚀	14.12	12.35	14.32
Ⅱ	碳酸盐胶结	中	碳酸盐溶蚀、岩屑溶蚀	16.23	16.25	10.85
Ⅲ	硅质胶结、黏土矿物胶结	中	岩屑溶蚀、杂基溶蚀	16.64	18.29	4.36
Ⅳ	硅质胶结、黏土矿物胶结	强	杂基溶蚀	21.32	18.95	1.52

表 12　研究区不同区域长 6 油层组主要成岩作用特征

Table 12　Summary of dominant diagenetic features in different regions of the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

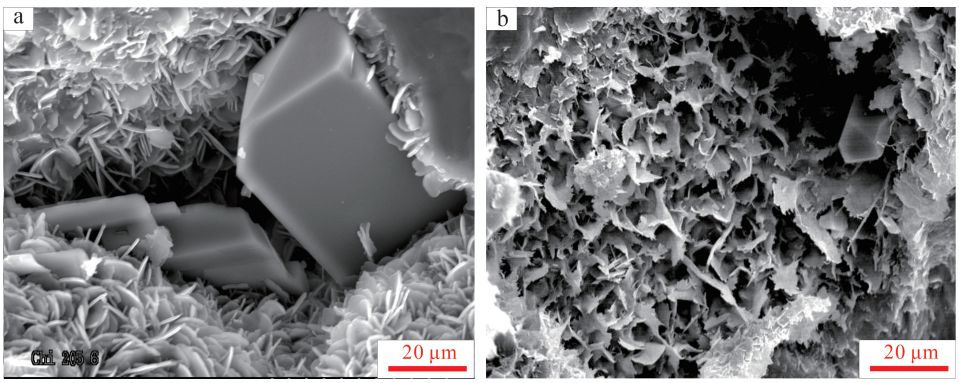
区块	胶结类型	压实作用强度	溶蚀类型	压实作用孔隙损失率/%	胶结作用孔隙损失率/%	溶蚀作用增加孔隙率/%
姬塬	碳酸盐胶结	中	碳酸盐溶蚀	16.43	15.64	10.05
安塞	自生浊沸石胶结	中	浊沸石溶蚀	14.52	13.24	13.21
合水	硅质胶结、黏土矿物胶结	中	长石溶蚀	20.86	19.89	5.36



a. 绿泥石；b. 伊利石。

图 18　研究区长 6 油层组储层类型和黏土矿物含量关系

Fig.18　Box plots showing clay mineral content variations across different reservoir types (Classes Ⅰ-Ⅳ) in the Chang 6 oil-bearing Formation in the study area

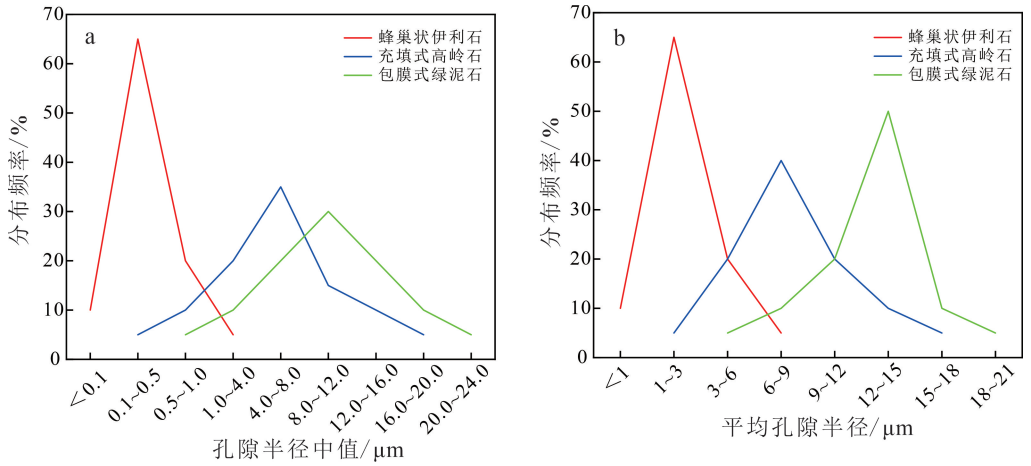


a. 包膜式绿泥石，午 218 井，电镜，1 785.04 m；b. 蜂巢状伊利石，庄 45 井，电镜，1 913.20 m。

图 19　研究区长 6 油层组绿泥石、伊利石产状

Fig.19　Occurrence of chlorite andillite in the Chang 6 oil-bearing Formation (SEM images) in the study area

15.0 μm 之间。按主要黏土矿物类型对样品进行归类，并与孔隙参数分布频率进行交汇分析，结果表明：赋存蜂巢状伊利石的样品，其孔隙半径中值主要集中在 0.1～0.5 μm 区间，占比约 65%（图 20a），平均孔隙半径主要集中在 1.0～3.0 μm 区间，占比达 65%以上（图 20b）；赋存孔隙充填式自生高岭石的样品，孔隙半径中值主要集中在 4.0～12.0 μm 区间，占比达 40%以上（图 20a），平均孔隙半径主要集中在 3.0～12.0 μm 区间，占比亦超过 40%（图 20b）；赋存颗粒包膜式自生绿泥石的样品，孔隙半径中值主要集中在 8.0～16.0 μm 区间，占比约 50%（图20a），平均孔隙半径主要集中在9.0～15.0 μm



a. 黏土矿物赋存状态与孔隙半径中值关系;b. 黏土矿物赋存状态与平均孔隙半径关系。

图20 研究区长6油层组不同产状黏土矿物与孔隙半径的关系

Fig.20 Relationship between the occurrence of clay minerals and pore radius in the Chang 6 oil-bearing Formation in the studey area

区间,占比达30%以上(图20b)。

上述3种黏土矿物赋存状态对孔隙结构的影响存在明显分异:包膜式绿泥石可抑制压实及成岩作用,有利于保留较大孔隙;充填式高岭石对应的孔喉半径中等;而蜂巢状伊利石赋存的样品孔喉半径较小,储集性能较差。总体而言,黏土矿物的体积分数及赋存状态对储层微观孔隙结构具有显著影响,其中包膜式绿泥石的发育尤为关键,可有效提升储层的储集性能与产能。

8 结论

1)研究区长6油层组以细粒岩屑长石砂岩为主,储集空间以残余粒间孔和长石溶孔为主,喉道以片状及似断面状细喉道为主。3个区块孔喉特征及渗流能力存在明显差异,综合优劣排序为:安塞区块>姬塬区块>合水区块。

2)基于综合评价参数Z,采用优化K-均值聚类法将储层划分为4类:Ⅰ类优质储层(占比19.25%),渗流能力最强;Ⅱ类储层(24.75%)品质次之;Ⅲ类储层占比最高(40.00%),渗流能力中等;Ⅳ类储层(15.00%)渗流能力最差。平面分布上,安塞与姬塬以Ⅲ类为主,合水以Ⅳ类为主,Ⅰ、Ⅱ类区域为重点开发区块。

3)储层质量差异受沉积相、成岩作用和黏土矿物共同控制。三角洲前缘相储层品质优于深水浊积扇相;中等压实强度与较强溶蚀作用有利于优质储层发育,安塞区块浊沸石溶孔发育是优质储层形成的关键;包膜式绿泥石可抑制压实、保存大孔隙,与储层质量呈正相关,而蜂巢状伊利石对孔喉破坏明显,呈负相关。

参考文献(References):

[1] 邹才能,陶士振,谷志东.中国低丰度大型岩性油气田形成条件和分布规律[J].地质学报,2006,80(11):1739-1753.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Gu Zhidong. Formation Conditions and Distribution of Large Low-Abundance Lithologic Oil and Gas Fields in China [J]. Acta Geologica Sinica, 2006,80 (11):1739-1753.

[2] 王哲,曹广胜,白玉杰,等.低渗透油藏提高采收率技术现状及展望[J].特种油气藏,2023,30(1):1-13.
Wang Zhe, Cao Guangsheng, Bai Yujie, et al. Current Status and Prospect of Enhanced Oil Recovery Technology in Low-Permeability Reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30 (1):1-13.

[3] 李黎,胡文丽,罗启源,等.非达西渗流效应对南海低渗透储层产能的影响[J].大庆石油地质与开发,2021,40(2):160-167.
Li Li, Hu Wenli, Luo Qiyuan, et al. Effect of Non-Darcy Seepage on Productivity of Low-Permeability Reservoirs in South China Sea [J]. Petroleum Geology and Development of Daqing, 2021, 40 (2):160-167.

[4] 郭乐乐,李忠百,张稳,等.鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块主力致密砂岩储层孔隙结构分析[J].天然气工业,2018,38(增刊1):18-23.
Guo Lele, Li Zhongbai, Zhang Wen, et al. Pore

Structure Analysis of Main Tight Sandstone Reservoirs in Daning-Jixian Block, Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38 (Sup.1):18 - 23.

[5] 卢欢，王清斌，杜晓峰，等.低渗透储层类型划分及储层敏感性主控因素：以渤海海域古近系为例[J].石油学报，2019，40(11)：1331 - 1345，1367.
Lu Huan, Wang Qingbin, Du Xiaofeng, et al. Classification of Low-Permeability Reservoir Types and Main Controlling Factors of Reservoir Sensitivity: A Case Study of the Paleogene in Bohai Sea Area [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40 (11):1331 - 1345,1367.

[6] 何庆斌，张继红，李金凤.松辽盆地大安油田葡萄花油层特低渗储层成岩相特征与孔隙演化[J].大庆石油地质与开发，2023，42(2)：1 - 12.
He Qingbin, Zhang Jihong, Li Jinfeng. Diagenetic Facies Characteristics and Pore Evolution of Ultra-Low Permeability Reservoirs in Putaohua Oil Layer of Da'an Oilfield, Songliao Basin [J]. Petroleum Geology and Development of Daqing, 2023, 42 (2):1 - 12.

[7] 张靓，林艳波，程林松，等.致密砂岩储层成岩演化及对储层质量的影响：以鄂尔多斯盆地姬塬地区三叠系延长组 1 - 2 段为例[J].断块油气田，2025，32(3)：363 - 371.
Zhang Liang, Lin Yanbo, Cheng Linsong, et al. Diagenetic Evolution and Its IMPact on Reservoir Quality of Tight Sandstone Reservoirs: A Case Study of the 1 - 2 Members of Triassic Yanchang Formation in Jiyuan Area, Ordos Basin [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2025, 32 (3):363 - 371.

[8] 徐永强，何永宏，卜广平，等.基于微观孔喉结构及渗流特征建立致密储层分类评价标准：以鄂尔多斯盆地陇东地区长 7 储层为例[J].石油实验地质，2019，41(3)：451 - 460.
Xu Yongqiang, He Yonghong, Bu Guangping, et al. Classification and Evaluation Criteria for Tight Reservoirs Based on Microscopic Pore-Throat Structure and Seepage Characteristics: A Case Study of Chang 7 Reservoir in Longdong Area, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41 (3): 451 - 460.

[9] 王子轶，刘彦成，林利明，等.鄂尔多斯盆地东缘上古生界致密砂岩有效气源岩下限与储层分级评价[J].天然气地球科学，2023，34(10)：1710 - 1725.
Wang Ziyi, Liu Yancheng, Lin Liming, et al. Lower Limit of Effective Gas Source Rocks and Reservoir Classification Evaluation of Upper Paleozoic Tight Sandstone in the Eastern Margin of Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34 (10):1710 - 1725.

[10] 高波，潘哲君，刘连杰，等.松辽盆地徐家围子断陷沙河子组砂砾岩储层有效性综合评价[J].吉林大学学报(地球科学版)，2025，55(1)：31 - 45.
Gao Bo, Pan Zhejun, Liu Lianjie, et al. Comprehensive Evaluation of Sandstone-Conglomerate Reservoir Effectiveness in Shahezi Formation of Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2025, 55 (1):31 - 45.

[11] 沈卫民，赵靖舟，赵美丽.低渗透-致密储层分类评价方法：以鄂尔多斯盆地三叠系延长组下组合为例[J].石油与天然气地质，2025，46(5)：1717 - 1730.
Shen Weimin, Zhao Jingzhou, Zhao Meili. Classification and Evaluation Method for Low-Permeability Tight Reservoirs: A Case Study of the Lower Assemblage of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46 (5):1717 - 1730.

[12] 南凡驰，林良彪，余瑜，等.向后筛选策略在鄂尔多斯盆地三叠系延长组储层微观非均质性评价中的应用[J].石油与天然气地质，2022，43(5)：1155 - 1166.
Nan Fanchi, Lin Liangbiao, Yu Yu, et al. Application of Backward Elimination Strategy in Evaluating Microscopic Heterogeneity of Triassic Yanchang Formation Reservoirs in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43 (5):1155 - 1166.

[13] 刘宗宾，李超，路研，等.基于孔隙结构表征的低渗透砂岩流体赋存特征及渗透率评价[J].吉林大学学报(地球科学版)，2024，54(4)：1124 - 1136.
Liu Zongbin, Li Chao, Lu Yan, et al. Fluid Occurrence Characteristics and Permeability Evaluation of Low-Permeability Sandstone Based on Pore Structure Characterization [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54 (4): 1124 - 1136.

[14] 丁晓琪，张哨楠，熊迪，等.鄂尔多斯盆地西南缘延长组湖盆底形演化研究[J].西南石油大学学报(自然科学版)，2011，33(6)：1 - 6，201.
Ding Xiaoqi, Zhang Shaonan, Xiong Di, et al. Study on Lake Basin Bottom Morphology Evolution of Yanchang Formation in Southwestern Margin of Ordos Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition), 2011, 33 (6): 1 - 6,201.

[15] 宋凯，吕剑文，杜金良，等.鄂尔多斯盆地中部上三叠统延长组物源方向分析与三角洲沉积体系[J].古地

理学报,2002,4(3):59-66.
Song Kai, Lü Jianwen, Du Jinliang, et al. Provenance Direction Analysis and Delta Depositional System of the Upper Triassic Yanchang Formation in Central Ordos Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2002, 4 (3):59-66.

[16] 武富礼,李文厚,李玉宏,等.鄂尔多斯盆地上三叠统延长组三角洲沉积及演化[J].古地理学报,2004,6(3):307-315.
Wu Fuli, Li Wenhou, Li Yuhong, et al. Delta Sedimentation and Evolution of the Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2004, 6 (3):307-315.

[17] 王武荣,刘显阳,岳大力,等.坳陷湖盆湖底扇致密砂岩储层质量差异分布:以鄂尔多斯盆地合水地区延长组长6油组为例[J].地学前缘,2025,32(5):190-204.
Wang Wurong, Liu Xianyang, Yue Dali, et al. Differential Distribution of Tight Sandstone Reservoir Quality in Sublacustrine Fan of Depressional Lacustrine Basin: A Case Study of Chang 6 Oil Group in Heshui Area, Ordos Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2025, 32 (5):190-204.

[18] 闫建萍,刘池洋,张卫刚,等.鄂尔多斯盆地南部上古生界低孔低渗砂岩储层成岩作用特征研究[J].地质学报,2010,84(2):272-279.
Yan Jianping, Liu Chiyang, Zhang Weigang, et al. Diagenetic Characteristics of Low-Porosity and Low-Permeability Sandstone Reservoirs in the Upper Paleozoic of Southern Ordos Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84 (2):272-279.

[19] 孔星星,肖佃师,蒋恕,等.联合高压压汞和核磁共振分类评价致密砂岩储层:以鄂尔多斯盆地临兴区块为例[J].天然气工业,2020,40(3):38-47.
Kong Xingxing, Xiao Dianshi, Jiang Shu, et al. Classification and Evaluation of Tight Sandstone Reservoirs by Combining High-Pressure Mercury Injection and Nuclear Magnetic Resonance: A Case Study of Linxing Block, Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40 (3):38-47.

[20] 刘硕,王飞,于瑞,等.致密砂岩储层微观孔喉结构及其分形特征[J].吉林大学学报(地球科学版),2024,54(1):96-107.
Liu Shuo, Wang Fei, Yu Rui, et al. Microscopic Pore-Throat Structure and Fractal Characteristics of Tight Sandstone Reservoirs [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54 (1):96-107.

[21] 肖佃师,卢双舫,陆正元,等.联合核磁共振和恒速压汞方法测定致密砂岩孔喉结构[J].石油勘探与开发,2016,43(6):961-970.
Xiao Dianshi, Lu Shuangfang, Lu Zhengyuan, et al. Determination of Pore-Throat Structure in Tight Sandstone by Combining NMR and Constant-Rate Mercury Injection [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43 (6):961-970.

[22] 吴云飞,刘成林,冯小龙,等.致密砂岩储层微观结构特征及分类评价:以鄂尔多斯盆地南梁油田长9储层为例[J].断块油气田,2023,30(2):246-253,300.
Wu Yunfei, Liu Chenglin, Feng Xiaolong, et al. Microscopic Structure Characteristics and Classification Evaluation of Tight Sandstone Reservoirs: A Case Study of Chang 9 Reservoir in Nanliang Oilfield, Ordos Basin [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30 (2):246-253,300.

[23] 石桓山,胡望水,李涛,等.致密砂岩储层孔隙结构特征对可动流体赋存的影响:以鄂尔多斯盆地庆城区块长7段为例[J].地质科技通报,2024,43(2):62-74.
Shi Huanshan, Hu Wangshui, Li Tao, et al. Influence of Pore Structure Characteristics on Movable Fluid Occurrence in Tight Sandstone Reservoirs: A Case Study of Chang 7 Member in Qingcheng Block, Ordos Basin [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43 (2):62-74.

[24] 钟红利,陈礼华,张凤奇,等.致密砂岩孔隙演化及其对含油饱和度的影响:以鄂尔多斯盆地甘泉地区三叠系延长组长6—长8段储层为例[J].石油实验地质,2024,46(6):1145-1156.
Zhong Hongli, Chen Lihua, Zhang Fengqi, et al. Pore Evolution of Tight Sandstone and Its Effect on Oil Saturation: A Case Study of Chang 6-Chang 8 Reservoirs of Triassic Yanchang Formation in Ganguan Area, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46 (6):1145-1156.

[25] 全洪慧,朱玉双,张洪军,等.储层孔隙结构与水驱油微观渗流特征:以安塞油田王窑区长6油层组为例[J].石油与天然气地质,2011,32(6):952-960.
Quan Honghui, Zhu Yushuang, Zhang Hongjun, et al. Pore Structure and Microscopic Seepage Characteristics of Water Flooding in Reservoirs: A Case Study of Chang 6 Oil Layer in Wangyao Area, Ansai Oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32 (6):952-960.

[26] 张晶晨，王秀宇，王凤鸣.渗透率及压力梯度对特低渗储层油水相渗曲线的影响[J].西安石油大学学报(自然科学版)，2022，37(1)：87－92.
Zhang Jingchen, Wang Xiuyu, Wang Fengming. Effects of Permeability and Pressure Gradient on Oil-Water Relative Permeability Curves in Ultra-Low Permeability Reservoirs [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2022, 37 (1): 87－92.

[27] 李昊远，庞强，魏克颖，等.致密砂岩储层孔隙结构分形特征对气水渗流规律的影响：以苏里格气田东南部桃 2 区块山 1 段为例[J].断块油气田，2023，30(2)：177－185.
Li Haoyuan, Pang Qiang, Wei Keying, et al. Influence of Fractal Characteristics of Pore Structure on Gas-Water Seepage Laws in Tight Sandstone Reservoirs: A Case Study of Shan 1 Member in Tao 2 Block, Southeastern Sulige Gas Field [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30 (2): 177－185.

[28] 郭平，张涛，朱中谦，等.裂缝-孔隙型储层油水相渗实验研究[J].油气藏评价与开发，2013，3(3)：19－22.
Guo Ping, Zhang Tao, Zhu Zhongqian, et al. Experimental Study on Oil-Water Relative Permeability of Fractured-Porous Reservoirs [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2013, 3 (3): 19－22.

[29] 伊振林，张雷.基于微观孔隙结构的特低渗储层分类评价方法：以大庆油田古龙南区块为例[J].断块油气田，2020，27(1)：40－44.
Yi Zhenlin, Zhang Lei. Classification and Evaluation Method for Ultra-Low Permeability Reservoirs Based on Microscopic Pore Structure: A Case Study of Gulong South Block, Daqing Oilfield [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27 (1): 40－44.

[30] 余光展，王健，吴楠，等.鄂尔多斯盆地志靖—安塞地区延长组 7 段致密砂岩微观孔隙结构评价[J].吉林大学学报(地球科学版)，2024，54(1)：83－95.
Yu Guangzhan, Wang Jian, Wu Nan, et al. Evaluation of Microscopic Pore Structure of Tight Sandstone in Chang 7 Member of Yanchang Formation in Zhijing-Ansai Area, Ordos Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54 (1): 83－95.

[31] 汪新光，张冲，张辉，等.基于微观孔隙结构的低渗透砂岩储层分类评价[J].地质科技通报，2021，40(4)：93－103.
Wang Xinguang, Zhang Chong, Zhang Hui, et al. Classification and Evaluation of Low-Permeability Sandstone Reservoirs Based on Microscopic Pore Structure [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40 (4): 93－103.

[32] 李彦泽，商琳，王群会，等.断陷盆地强非均质低渗-致密砂岩储层综合分类：以渤海湾盆地南堡凹陷为例[J].吉林大学学报(地球科学版)，2022，52(6)：1830－1843.
Li Yanze, Shang Lin, Wang Qunhui, et al. Comprehensive Classification of Strongly Heterogeneous Low-Permeability Tight Sandstone Reservoirs in Rift Basins: A Case Study of Nanpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2022, 52 (6): 1830－1843.

[33] 汪永华，蔚远江，吴珍珍，等.基于 ArcGIS 空间图形插值法的致密气资源评价：以俄罗斯蒂曼—伯朝拉盆地为例[J].地球科学与环境学报，2023，45(5)：1246－1256.
Wang Yonghua, Wei Yuanjiang, Wu Zhenzhen, et al. Tight Gas Resource Assessment Based on ArcGIS Spatial Interpolation Method: A Case Study of Timan-Pechora Basin, Russia [J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2023, 45 (5): 1246－1256.

[34] 田景春，梁庆韶，王峰，等.陆相湖盆致密油储集砂体成因及发育模式：以鄂尔多斯盆地上三叠统长 6 油层组为例[J].石油与天然气地质，2022，43(4)：877－888.
Tian Jingchun, Liang Qingshao, Wang Feng, et al. Genesis and Development Model of Tight Oil Reservoir Sand Bodies in Continental Lacustrine Basins: A Case Study of the Upper Triassic Chang 6 Oil Layer in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43 (4): 877－888.

[35] 曹江骏，王继平，张道锋，等.深层致密砂岩储层成岩演化对含气性的影响：以鄂尔多斯盆地西南部庆阳气田二叠系山 1 段为例[J].石油与天然气地质，2024，45(1)：169－184.
Cao Jiangjun, Wang Jiping, Zhang Daofeng, et al. Influence of Diagenetic Evolution on Gas-Bearing Property of Deep Tight Sandstone Reservoirs: A Case Study of the Permian Shan 1 Member in Qingyang Gas Field, Southwestern Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45 (1): 169－184.

[36] 姚泾利，王琪，张瑞，等.鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长 6 砂岩绿泥石膜的形成机理及其环境指示意义[J].沉积学报，2011，29(1)：72－79.
Yao Jingli, Wang Qi, Zhang Rui, et al. Formation Mechanism of Chlorite Films in Chang 6 Sandstone of Yanchang Formation in Huaqing Area, Ordos Basin and Its Environmental Indication Significance[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29 (1): 72－79.