

鄂尔多斯盆地延长组致密砂岩储层微观孔喉特征差异及其成因

高 辉^{1,2}, 朱耿博^{1,2}, 王 泓^{3,4}, 史 华^{3,4}, 王明磊⁵, 何梦卿^{1,2}, 窦亮彬^{1,2}, 王 琛^{1,2}

(1. 西安石油大学 石油工程学院, 陕西 西安 710065; 2. 西安石油大学 西部低渗-特低渗油藏开发与治理教育部工程研究中心, 陕西 西安 710065; 3. 中国石油 长庆油田分公司 油气工艺研究院, 陕西 西安 710018; 4. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018; 5. 中国石油 勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:为分析不同沉积与成岩作用改造下致密砂岩储层的孔喉类型及其参数差异,利用物性、铸体薄片、扫描电镜、恒速压汞、图像粒度与X衍射实验结果,对比了鄂尔多斯盆地合水地区延长组长8储层和薛岔地区延长组长6储层的孔喉类型,定量评价了孔喉参数,揭示了形成原因。结果表明,合水地区长8储层孔隙更为发育,粒间孔、溶蚀孔、晶间孔和微孔、弱压实成因缩颈状喉道和溶蚀成因、粘土胶结成因管束状喉道含量高;薛岔地区长6储层的孔隙类型少且发育程度较差,压实成因片状、弯片状喉道含量高。两个区块的孔隙参数差异小,喉道参数差异大,前者大喉道更为发育,喉道差异大,孔喉比大,对渗透率起贡献的喉道分布范围更宽。相同渗透率条件下,前者的平均喉道半径、主流喉道半径和孔喉比大于后者。沉积水动力条件、粒度、碎屑组分、填隙物、成岩作用类型及其改造程度是两个研究区孔隙发育程度不同、喉道类型差异和孔喉参数表现出不同特征的主要原因。

关键词:定量评价;孔喉类型;孔喉参数;致密砂岩;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Differences and origin of micro-pore throat characteristics for tight sandstone reservoir of Yanchang Formation, Ordos Basin

Gao Hui^{1,2}, Zhugeng Bolun^{1,2}, Wang Xuanyi^{3,4}, Shi Hua^{3,4}, Wang Minglei⁵,
He Mengqing^{1,2}, Dou Liangbin^{1,2}, Wang Chen^{1,2}

(1. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 2. Engineering Research Center of Development & Management of Western Low & Ultra-Low Permeability Oilfield, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 3. Oil and Gas Technology Institute of Changqing Oilfield Branch Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 4. National Engineering Laboratory of Low Permeability Oil & Gas Fields Exploration and Development, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 5. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: By adopting quantitative evaluation of pore throat parameters under different depositional and diagenetic conditions, and with reference to the test results of physical property, casting section, SEM, constant speed mercury injection, particle size and X diffraction, the pore throat types of Chang 8 reservoir of Heshui Region and Chang 6 reservoir of Xuecha Region in Ordos Basin were analyzed, contrasted and reasons for how they were formed were revealed. Results show that the pores are better developed in Chang 8 reservoir in Heshui Region, with a high quantity of intergranular, dissolved, intercrystalline and micro pores, as well as necking down throats with weak compaction, tube-shaped throats with dissolution and clay cementation; while pores are less developed in terms of both types and range in Chang 6 reservoir of Xuecha Region, with high quantity of lamellar and curved lamellar throats with compaction. For the two studied reservoirs, the differences in pore parameters are not as significant as those in throat parameters. Compared to Chang 6 reservoir, Chang 8 reservoir developed better and larger throats with apparent differences, bigger pore-throat ratio, and wider

收稿日期:2018-03-22;修订日期:2018-11-28。

第一作者简介:高辉(1979—),男,博士、教授,油气田地质与开发。E-mail: Email: ghtopsun1@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(51774236, 51604224); 中国石油科技创新基金项目(2017D-5007-0104); 西安石油大学研究生创新与实践能力培养项目(YCS17211001)。

distribution of throats that are conducive to permeability. Under the condition of same permeability, the average throat radius, main flow throat radius and pore-throat ratio of Chang 8 reservoir are all bigger than those of Chang 6 reservoir. It can be concluded that the hydrodynamic conditions in sediments, particle size, detrital component, interstitials, diagenesis types and their respective influence degrees, are the main reasons for the differences in the development of pores, throat types and pore throat parameters.

Key words: quantitative evaluation, pore throat type, pore throat parameter, tight sandstone, Ordos Basin

微观孔喉类型及分布特征制约着致密砂岩储层品质和开发效果,由于受沉积与成岩作用的改造程度不同,不同地区的致密砂岩储层,微观孔喉参数存在明显差异,即使渗透率级别相同,其孔喉参数和分布规律也可能表现出不同特征^[1-3]。目前,储层孔喉结构的研究方法和手段主要包括常用的扫描电镜、场发射扫描电镜、环境扫描电镜、铸体薄片、X衍射、图像孔隙、压汞和先进的核磁共振、恒速压汞及CT扫描技术^[1,4-12]。孔喉结构的差异成因研究则主要集中于孔隙成因探讨,研究方法以实验测试获取的数据为基础,将孔隙类型与沉积环境、构造演化史、成岩作用结合起来,阐述不同因素对孔隙的影响^[13-18]。虽然,目前国内外学者从不同的角度在孔隙结构和孔隙成因分析方面做了大量研究工作,但对喉道成因方面的研究较少,取得的研究成果有限。事实上,如果不考虑微裂缝,储层的孔喉结构是孔隙、喉道共同组成的网络空间,喉道控制储层渗流能力,制约开发效果。不同地区由于喉道的成因差异,储层物性(尤其是渗透率)和开发效果明显不同。基于此,笔者选取鄂尔多斯盆地西南物源控制下的合水地区延长组长8储层和东北物源控制下的薛岔地区延长组长6储层,通过53口井的228张铸体薄片、417张电镜扫描和28块样品的恒速压汞测试结果分析,对比了孔隙、喉道类型及其特征参数差异,揭示了主要形成原因。以期为不同沉积和成岩作用改造下的致密砂岩储层优质目标区优选和合理开发方式选择提供参考依据。

1 地质概况

合水地区构造上位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡的西南部(图1),主力开发层系之一的延长组长8储层受西南物源控制,发育一套辫状河三角洲前缘亚相沉积^[19],平均埋深为1 794.21 m,平均砂体厚度为34.41 m,岩性以长石岩屑砂岩为主。而吴起油田薛岔地区构造上位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡的中西部(图1),延长组长6储层为主力含油层系之一,受东北

物源控制,发育一套曲流河三角洲前缘亚相沉积^[20],平均埋深为1 870.17 m,平均砂体厚度为36.16 m,岩性以长石砂岩为主。两个研究区物源和沉积作用造成的岩石组构和成分差异,决定着后续成岩作用对孔隙、喉道的改造程度,进而影响孔喉参数和储层物性。根据136块样品的测试结果,合水地区长8储层孔隙度分布区间为6.40%~17.20%,平均为12.21%;渗透率分布区间为 $0.11 \times 10^{-3} \sim 6.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $1.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。薛岔地区长6储层的80块样品物性测试结果表明,孔隙度分布于4.11%~15.30%,平均为9.85%;渗透率分布于 $0.01 \times 10^{-3} \sim 3.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.47 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

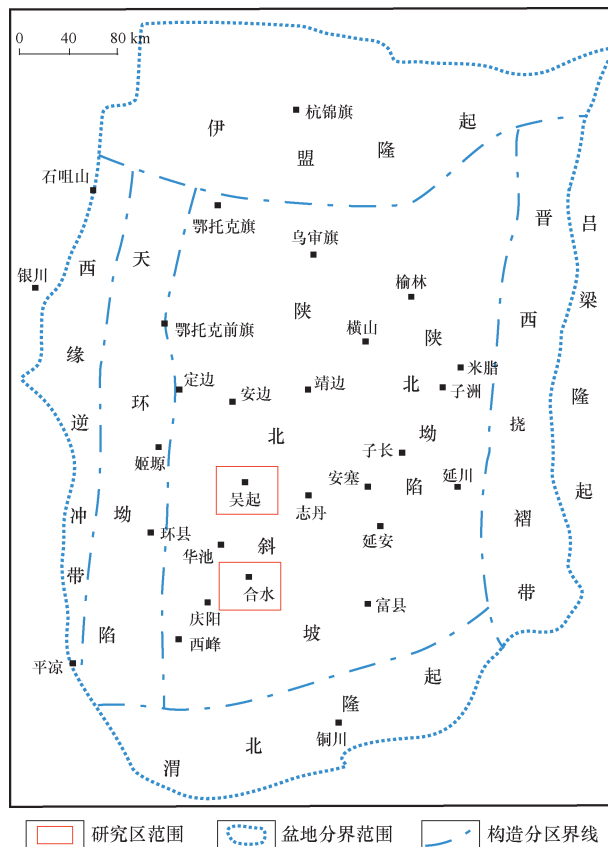


图1 鄂尔多斯盆地合水地区延长组长8储层与薛岔地区延长组长6储层位置

Fig. 1 Location of Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region, Ordos Basin

2 孔隙与喉道类型差异

2.1 孔隙类型差异

根据 117 张铸体薄片镜下统计(表 1),合水地区长 8 储层的孔隙类型包括粒间孔、长石溶孔、岩屑溶孔、一定量的晶间孔和少量基质微孔,面孔率为 3.62%,粒间孔含量最高,占总孔隙含量的 54.14%。薛岔地区长 6 储层 111 张铸体薄片统计表明(表 1),孔隙类型主要为粒间孔、长石溶孔和岩屑溶孔,粒间孔相对含量达到 72.52%,面孔率为 2.62%。对比可知,两个研究区的主要孔隙类型相似,合水地区长 8 储层晶间孔和基质微孔发育,而且其溶蚀孔绝对含量也高于薛岔地区长 6 储层,孔隙类型更加丰富、面孔率大。

2.2 喉道类型差异

沉积作用为储集层形成提供物质基础,而成岩作

用则决定沉积后储集空间和渗流通道的复杂变化。参考罗蛰潭、王允诚对我国砂岩喉道类型的分类方案,考虑两个研究区的主要喉道类型,基于成岩作用对喉道的改造程度差异,笔者结合铸体薄片和扫描电镜镜下观察,对两个研究区喉道类型进行了重新定义,主要有弱压实成因缩颈状喉道、压实成因片状和弯片状喉道、溶蚀成因管束状喉道以及粘土胶结成因管束状喉道(图 2)。喉道是孔隙的相对狭窄部分,当颗粒之间点接触时,粒间孔越发育,弱压实成因缩颈状喉道出现的可能性越大,其特点是孔隙大,喉道较粗,喉道直径一般大于 4 μm(图 2a,f)。较强的压实作用下岩石颗粒由点接触逐渐变为线接触,形成压实成因片状和弯片状喉道,导致孔隙和喉道尺寸明显减小,喉道直径多介于 2~4 μm(图 2b,e)。而溶蚀成因、粘土胶结成因管束状喉道多出现于蜂窝状溶蚀孔和晶间孔发育区,其特点是孔隙、喉道均更加细小,喉道直径基本小于 2 μm(图 2c,d,g,h)。统计对比表明,

表 1 鄂尔多斯盆地合水地区长 8 储层和薛岔地区长 6 储层孔隙绝对含量对比
Table 1 Comparison of pore absolute contents of Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region, Ordos Basin

研究区	层位	孔隙绝对含量/%					面孔率/%
		粒间孔	长石溶孔	岩屑溶孔	晶间孔	基质微孔	
合水	长 8	1.96	0.88	0.31	0.27	0.20	3.62
薛岔	长 6	1.90	0.56	0.16	0	0	2.62

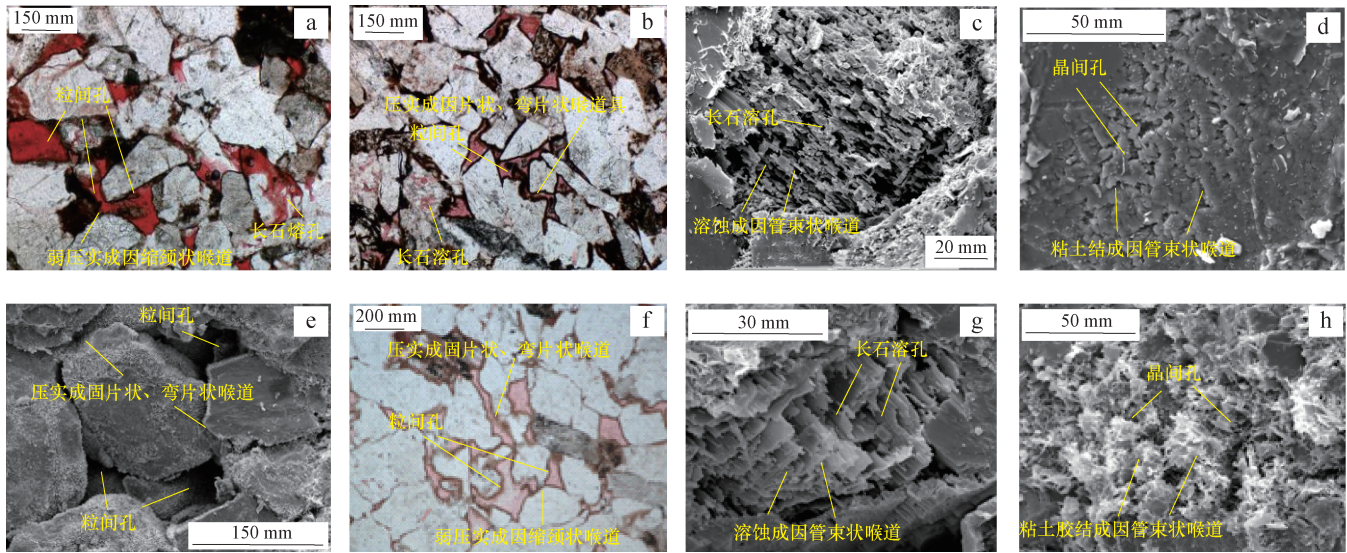


图 2 鄂尔多斯盆地合水地区长 8 储层与薛岔地区长 6 储层主要孔隙喉道类型

Fig. 2 Main pore throat types of Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region, Ordos Basin

a. 庄 27 井,埋深 1 873.16 m,粒间孔和长石溶孔,弱压实成因缩颈状喉道;b. 庄 162 井,埋深 1 852.26 m,粒间孔和长石溶孔,压实成因片状、弯片状喉道;c. 庄 145 井,埋深 1 722.26 m,长石溶孔,溶蚀成因管束状喉道;d. 庄 172 井,埋深 1 832.6 m,晶间孔,粘土胶结成因管束状喉道;e. 薛 13 井,埋深 1875.89 m,粒间孔,压实成因片状、弯片状喉道;f. 薛 39 井,埋深 1 884.57 m,粒间孔,压实成因片状、弯片状喉道和弱压实成因缩颈状喉道;g. 薛 35 井,埋深 1 889.06 m,长石溶孔,溶蚀成因管束状喉道;h. 薛 35 井,埋深 1 889.06 m,晶间孔,粘土胶结成因管束状喉道

合水地区长 8 储层的弱压实成因缩颈状喉道和溶蚀成因、粘土胶结管束状喉道含量要高于薛岔地区长 6 储层,但前者压实成因片状、弯片状喉道含量要小于后者,而喉道类型差异也造成了两个研究区的喉道特征参数及其分布规律明显不同。

3 孔喉特征差异

高压压汞和恒速压汞是目前获取孔喉参数的主要手段,两种技术的区别是后者能够获取更为精确的孔隙和喉道参数,更能反映致密砂岩的孔喉变化特征^[21-22]。基于恒速压汞的技术优势,笔者在充分了解研究区地质背景、沉积微相类型、成岩作用、物性、岩性、电性和含油性变化,以及大量高压压汞数据分析的基础上,选取两个研究区的 28 块样品进行了恒速压汞测试(表 2),实

验在中国石油勘探开发研究院廊坊分院完成,设备为美国 Coretest Systems 公司生产的 ASPE-730 型恒速压汞仪。为便于比较,按照渗透率(K)大小分成 4 组,其中 A 组: $K > 2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,B 组: $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 < K < 2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,C 组: $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 < K < 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,D 组: $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 < K < 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。每组选取代表性样品进行对比分析,其中 A 组代表性样品渗透率分别为 $2.20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (合水), $2.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (薛岔);B 组分别为 $1.72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (合水), $1.77 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (薛岔);C 组分别为 $0.69 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (合水), $0.72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (薛岔);D 组分别为 $0.16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (合水), $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (薛岔)。

3.1 孔隙参数差异

恒速压汞测试结果表明,合水地区长 8 储层 14 块

表 2 鄂尔多斯盆地合水地区长 8 储层与薛岔地区长 6 储层恒速压汞实验样品信息
Table 2 Sample statistics of constant speed mercury injection test of Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region, Ordos Basin

分组	研究区	样品编号	孔隙度/%	渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	岩性	备注
A	薛岔	X39	13.90	2.15	细粒长石砂岩	代表性样品
		X20	12.60	2.80	细-中粒长石砂岩	
		X27	14.30	3.01	细-中粒长石砂岩	
	合水	Z259	15.10	2.20	细粒长石岩屑砂岩	代表性样品
		Z32	11.00	3.14	细-中粒长石岩屑砂岩	
		Z26	11.97	4.47	细-中粒长石岩屑砂岩	
		Z17	13.24	6.40	中粒长石岩屑砂岩	
B	薛岔	X20-1	13.20	1.12	细粒长石砂岩	
		X11	12.90	1.77	中-细粒长石砂岩	代表性样品
	合水	Z58	16.70	1.37	细-中粒长石岩屑砂岩	
		Z259	11.00	1.72	细粒长石岩屑砂岩	代表性样品
C	薛岔	X26	14.80	0.50	细粒长石砂岩	
		X9	14.70	0.72	中-细粒长石砂岩	代表性样品
		X28	15.30	0.83	细粒长石砂岩	
		X13	13.70	0.91	细粒长石砂岩	
	合水	Z17	13.25	0.50	细粒长石岩屑砂岩	
		Z255	16.10	0.69	细粒长石岩屑砂岩	代表性样品
D	薛岔	X18	11.20	0.11	极细粒长石砂岩	
		X15	9.30	0.15	极细粒长石砂岩	代表性样品
		X35	11.00	0.15	极细粒长石砂岩	
		X24	13.10	0.20	细粒长石砂岩	
		X10	12.10	0.40	细粒长石砂岩	
	合水	Z250	11.00	0.10	极细粒长石岩屑砂岩	
		Z256	10.40	0.23	细粒长石岩屑砂岩	
		Z147	13.00	0.25	细粒长石岩屑砂岩	
		Z110	9.90	0.16	细粒长石岩屑砂岩	代表性样品
		Z248	11.10	0.32	细粒长石岩屑砂岩	

样品的孔隙半径主要分布在 $80 \sim 300 \mu\text{m}$, 孔隙半径平均值介于 $135.56 \sim 169.82 \mu\text{m}$ 。薛岔地区长6储层14块样品的孔隙半径分布范围为 $90 \sim 280 \mu\text{m}$, 孔隙半径平均值介于 $147.86 \sim 155.35 \mu\text{m}$ 。对比可知, 两个区块孔隙半径主要分布范围、平均孔隙半径差异小, 合水地区长8储层的孔隙分布范围更宽, 与该地区粒间孔含量高有关, 这些大孔隙会导致较大孔喉比。相同渗透率级别的样品对比发现(图3), 孔隙半径分布范围基本一致, 孔隙半径峰值也基本相同, 区别在于孔隙半径峰值含量略有差异, 这一特征主要与孔隙度大小有关, 即孔隙度越大, 峰值含量越高, 反应峰值孔隙分布越多。四组样品中除了B组, A, C, D组中合水地区长8储层的孔隙度均高于薛岔地区长6储层, 孔隙半径峰值含量也高于后者。

3.2 喉道参数差异

已有研究表明^[21-23], 喉道参数与孔隙度之间基本无相关性, 故笔者仅对比两个区块渗透率与喉道参数的相关性。图4表明平均喉道半径、主流喉道半径与渗透率之间表现出了良好的正相关关系(相关系数均大于0.9), 相对而言, 主流喉道半径的相关

性更好, 说明主流喉道参数更能反应样品渗透率的变化, 该参数在储层评价中应该予以充分考虑。相同渗透率条件下, 合水地区长8储层的平均喉道和主流喉道要大于薛岔地区长6储层。不同渗透率级别样品的喉道半径对比可知(图5), A, B, C和D四组代表性样品的喉道分布范围随着渗透率的减小而变窄。合水地区长8储层4块样品的喉道分布范围分别为 $0.2 \sim 9.0$, $0.2 \sim 4.9$, $0.2 \sim 3.1$ 和 $0.2 \sim 0.9 \mu\text{m}$; 薛岔地区长6储层4块样品的喉道分布范围依次是: $0.2 \sim 3.0$, $0.2 \sim 2.5$, $0.2 \sim 1.8$ 和 $0.2 \sim 0.8 \mu\text{m}$ 。相同渗透率级别样品, 合水地区长8储层样品的喉道半径分布范围明显要宽于薛岔地区长6储层。反应前者的大喉道更为发育, 这与合水地区长8储层的弱压实成因缩颈状喉道含量更高有关。但这一差距会随着渗透率的减小而缩小, 因为随着渗透率减小, 两个研究区的溶蚀成因和粘土胶结成因管束状喉道所占比例增大。合水地区长8储层的喉道半径峰值总是趋向于小喉道一侧, 而薛岔地区长6储层的喉道半径分布更为均匀, 这说明前者的喉道差异更大。前已述及, 合水地区长8储层较粗的弱压实成因缩颈状喉道和细小的溶蚀成因、粘土胶结成

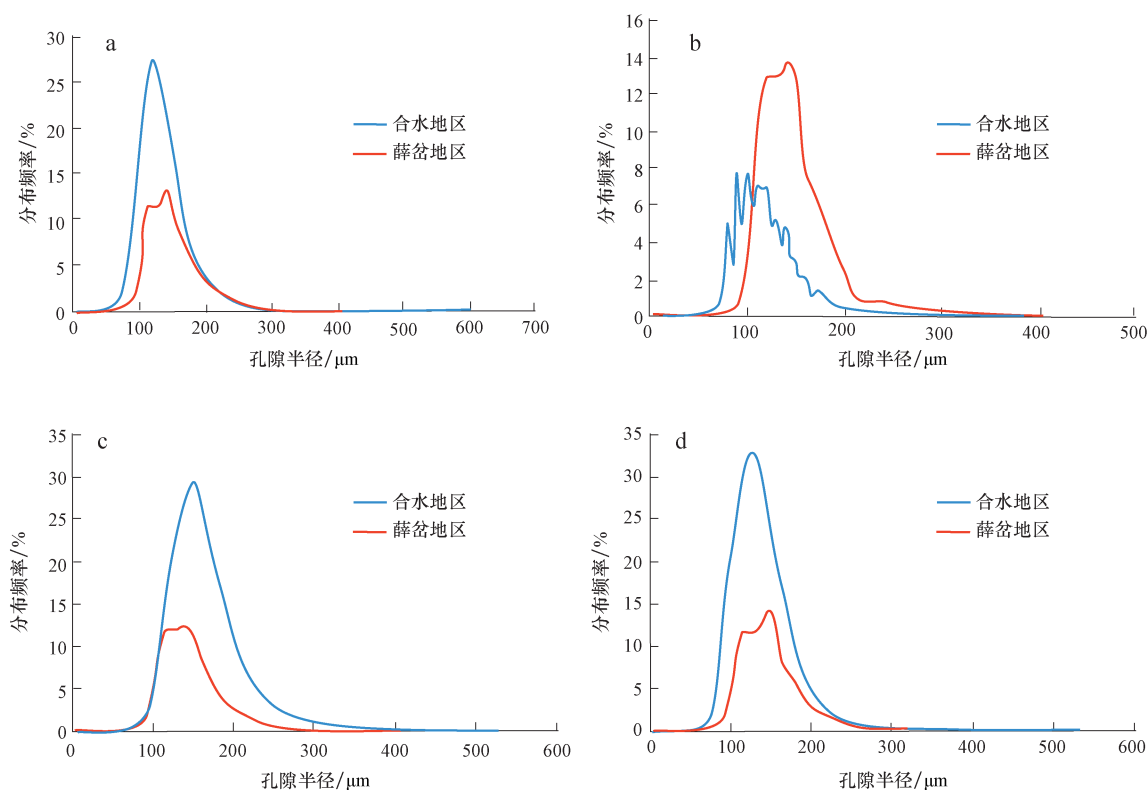


图3 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层与薛岔地区长6储层不同组样品孔隙大小分布

Fig. 3 Pore size distribution of different group samples from Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region, Ordos Basin

a. A组代表性样品; b. B组代表性样品; c. C组代表性样品; d. D组代表性样品

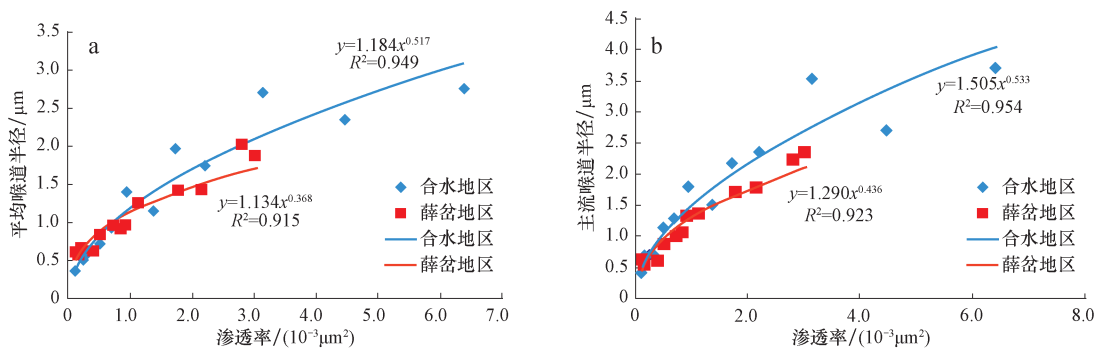


图4 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层和薛岔地区长6储层喉道参数与渗透率相关性

Fig. 4 Correlation between throat parameter and permeability of Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region, Ordos Basin

a. 平均喉道半径与渗透率关系; b. 主流喉道半径与渗透率关系

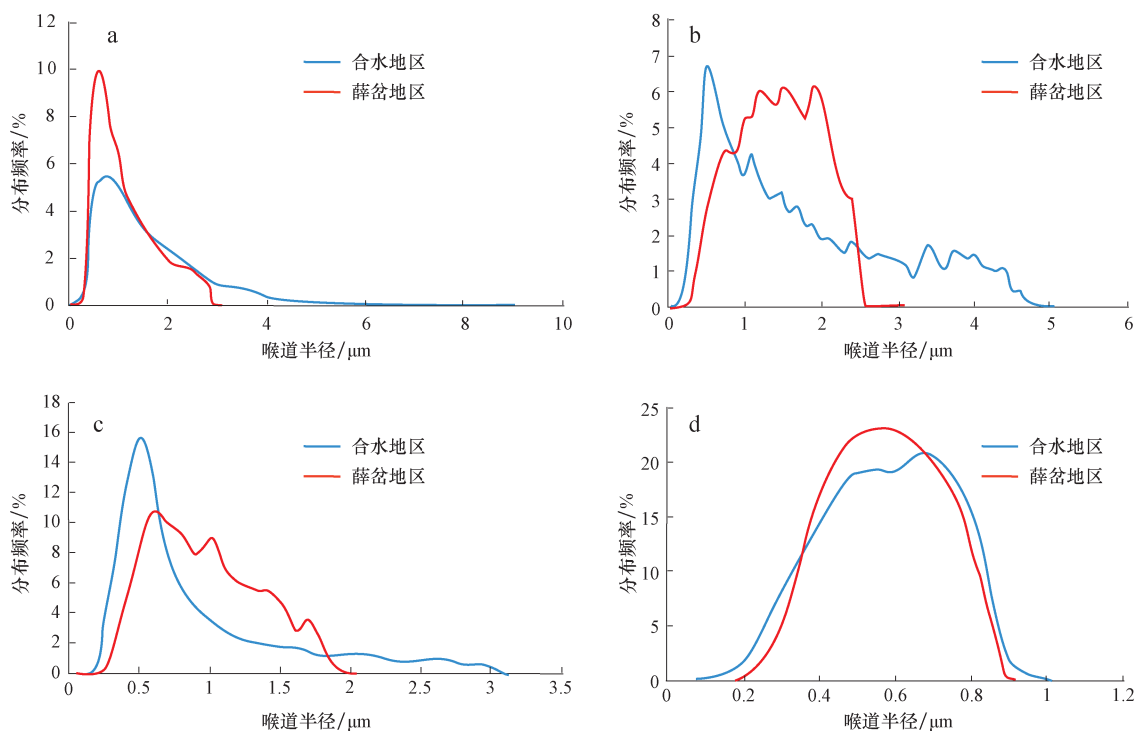


图5 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层与薛岔地区长6储层不同组样品喉道分布大小

Fig. 5 Throat size distribution of different group samples from Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region, Ordos Basin

a. A组代表性样品; b. B组代表性样品; c. C组代表性样品; d. D组代表性样品

因管束状喉道更为发育,导致喉道的尺寸差异增大,非均质性增强。薛岔地区长6储层的压实成因片状、弯片状喉道更为发育,虽然喉道尺寸较小,但分布集中,非均质性较弱。

3.3 喉道对渗透率的贡献差异

依靠不同渗透率级别样品对比可知(图6),对渗透率起贡献的喉道并非某一个,而是某一尺寸范围内的喉道群落,随着渗透率增大,对渗透率起主要贡献的喉道半径总是向高值区移动,说明渗透率主要由含量

较少的较大喉道来贡献。相同渗透率级别样品对比发现,渗透率越大,合水地区长8储层喉道对渗透率的相对贡献正态分布特征越不明显,而是呈齿状波动变化,表明含量低、较粗的弱压实成因缩颈状喉道对渗透的贡献较大。而薛岔地区长6储层喉道对渗透率的相对贡献主要表现为正态分布,对渗透率起主要贡献的喉道分布范围较小,这与压实成因片状、弯片状喉道含量高有关。由此可见,喉道对渗透率的主要贡献既取决于喉道尺寸,还取决于某一尺寸下喉道的含量;只有当某一尺寸的喉道含量较大时,对渗透率的相对贡献才会增大。

为了定量对比上述差异,表3给出了代表性样品不同尺寸喉道对渗透率的累积贡献。A组和B组样品,薛岔地区小于2.5 μm的喉道对渗透率累计贡献均为100%,而合水地区分别为22.06%和28.98%,大于2.0 μm的喉道对渗透率累计贡献达到了77.94%、71.02%。C组样品,薛岔地区小于2.0 μm的喉道对渗透率累计贡献为100%,而合水地区为55.37%,大于2.0 μm的喉道贡献了44.36%。D组样品,两个研究区的特征差异较小。这一现象表明,渗透率越小,两个

区块喉道对渗透率的贡献差异越小,因为不同样品之间的喉道大小及其分布差异越小;渗透率越大,合水地区长8储层样品大喉道对渗透率的贡献越明显。

3.4 孔喉比参数差异

孔喉比即为孔隙、喉道半径的比值,该值是衡量孔隙、喉道差异的重要指标,也是油藏注水开发过程中驱替类型的决定性参数。根据28块恒速压汞测试结果,平均孔喉比与孔隙度之间没有相关性,与渗透率之间

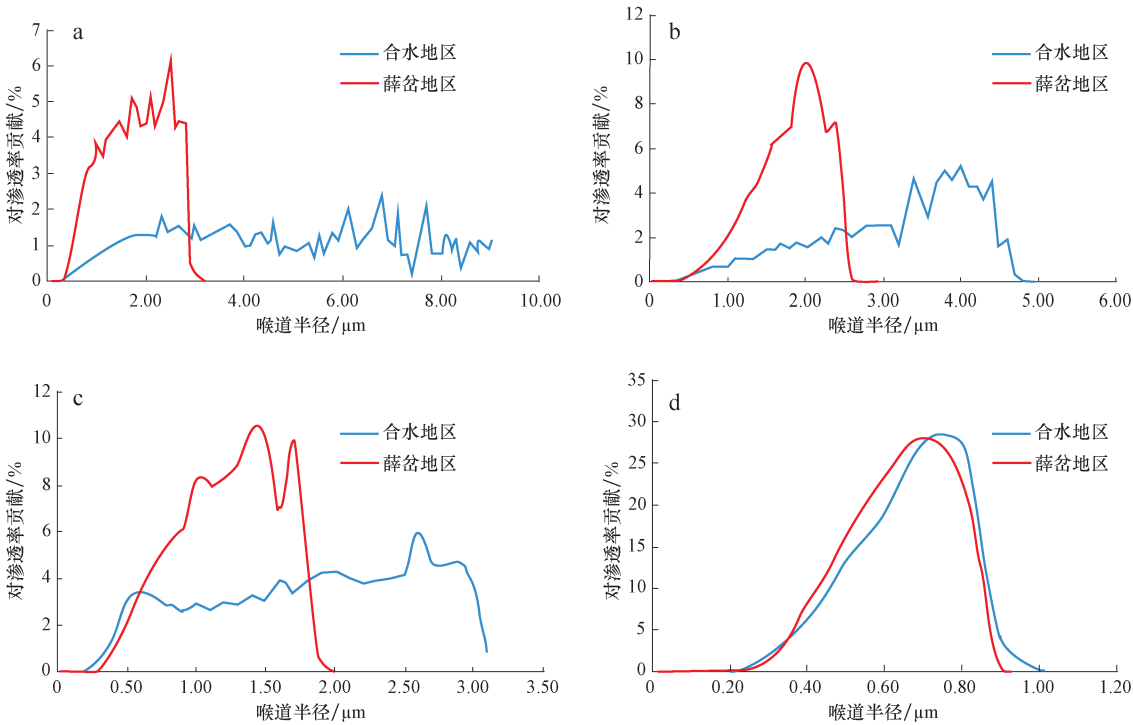


图6 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层与薛岔地区长6储层不同组样品喉道大小对渗透率的贡献

Fig.6 Contribution of size throat to permeability for different group samples from Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region, Ordos Basin
a. A组代表性样品;b. B组代表性样品;c. C组代表性样品;d. D组代表性样品

表3 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层与薛岔地区长6储层喉道大小对渗透率贡献对比

Table 3 Contribution comparison of throat size to permeability of Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region

分组	研究区	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	喉道大小对渗透率的累计贡献/%						
			≤0.5 μm	≤1.0 μm	≤1.5 μm	≤2.0 μm	≤2.5 μm	≤3.0 μm	≤3.5 μm
A	合水	2.2	0.29	3.01	7.88	14.47	22.06	29.52	36.23
	薛岔	2.15	1.96	16.96	37.59	60.38	100	100	100
B	合水	1.72	0.57	3.89	10.24	18.67	28.98	40.89	56.38
	薛岔	1.77	0.39	6.41	26.83	65.69	100	100	100
C	合水	0.69	5.10	20.32	35.46	55.37	75.52	99.05	100
	薛岔	0.72	2.99	31.08	76.64	100	100	100	100
D	合水	0.16	20.98	100	100	100	100	100	100
	薛岔	0.15	25.07	100	100	100	100	100	100

表现出了较好的相关关系(图7)。随着渗透率增加,平均孔喉比减小,合水地区长8储层的相关性要差于薛岔地区长6储层。对比可知,相同渗透率条件下,前者的平均孔喉比要大于后者,而且渗透率越大,这一特征表现的越明显。相同渗透率条件下,合水地区长8储层的孔喉比分布范围宽,基本在50~1 000,而薛岔地区长6储层的孔喉比分布范围主要介于80~600(图8)。对比还发现,相同孔喉比下,合水地区长8储层的含量也要高于薛岔地区长6储层。结合上述分析,两个研究区孔隙尺寸差异小,孔喉差异主要体现在

喉道上,合水地区长8储层更为发育的弱压实成因缩颈状喉道和溶蚀成因、粘土胶结成因管束状喉道是孔喉比分布范围宽,小孔喉比和大孔喉比含量均高于薛岔地区长6储层的主要原因。

4 微观孔喉特征的差异成因

4.1 沉积作用的影响

合水地区长8储层位于泾川-庆阳辫状河三角洲前端,物源来自西南,发育一套辫状河三角洲前缘亚相

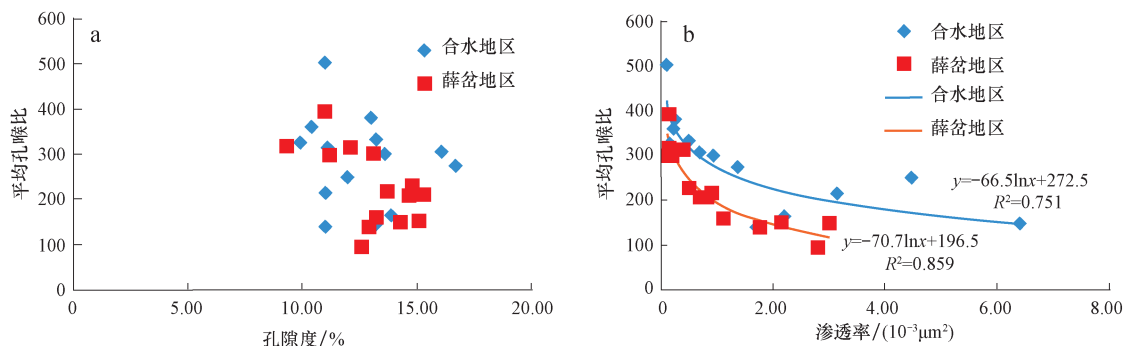


图7 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层和薛岔地区长6储层平均孔喉比与物性的相关性

Fig.7 Correlation between average pore-throat ratio and physical property of Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region, Ordos Basin

a. 平均孔喉比与孔隙度关系; b. 平均孔喉比与渗透率的关系

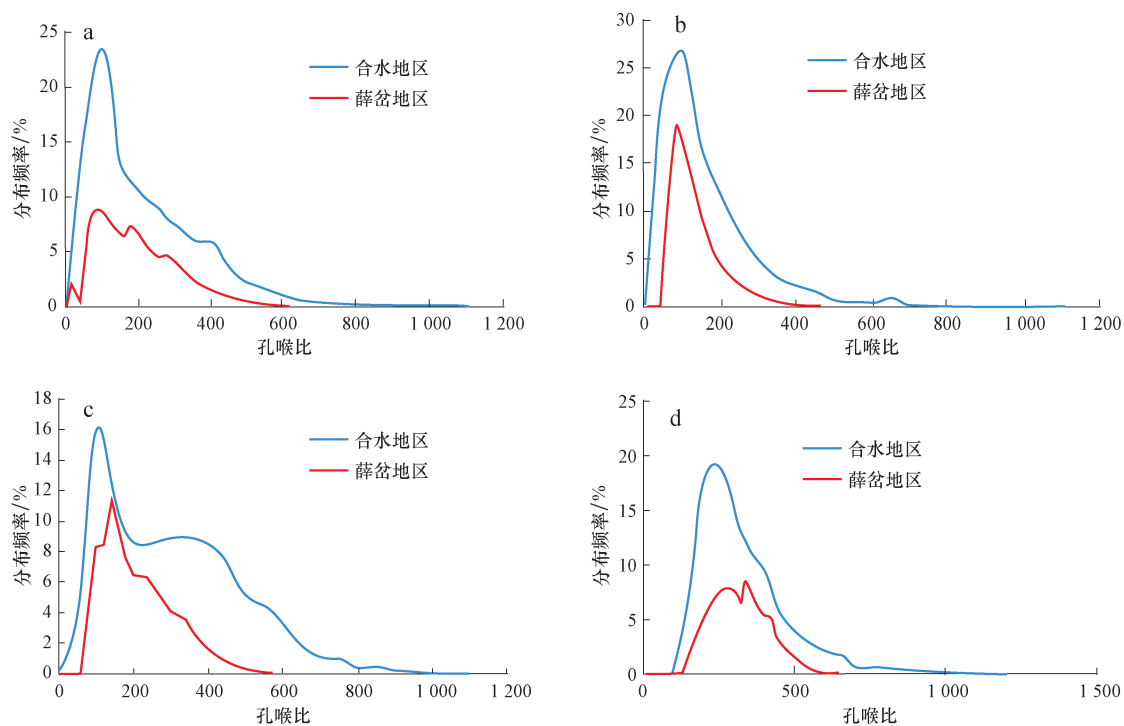


图8 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层与薛岔地区长6储层不同组样品孔喉比分布

Fig.8 Pore-throat ratio distribution of different group samples from Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region, Ordos Basin

a. A组代表性样品; b. B组代表性样品; c. C组代表性样品; d. D组代表性样品

表4 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层与薛岔地区长6储层粒度分布对比

Table 4 Comparison of grain size distribution of Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region, Ordos Basin

区块	层位	砾石	巨砂	粗砂	中砂	细砂	粉砂	粘土
		$\Phi \leq -1$	$-1 < \Phi \leq 0$	$0 < \Phi \leq 1$	$1 < \Phi \leq 2$	$2 < \Phi \leq 4$	$4 < \Phi \leq 5$	$\Phi > 5$
薛岔	长6	0	0	0	15.95	80.70	2.35	1.00
合水	长8	0	0	0.32	24.08	71.48	1.21	2.68

注: Φ 为粒度 Φ 值。

沉积^[24]。薛岔地区长6储层处于吴起三角洲砂体的前端,为东北物源控制,主要发育曲流河三角洲前缘亚相沉积^[25]。辫状河的水动力要强于曲流河,搬运过程中的岩石颗粒更粗。根据薄片粒度图像测试(表4),两个研究区砂岩颗粒以细砂为主,但合水地区长8储层的中砂和粗砂含量要高于薛岔地区长6储层。加之两个研究区均处三角洲前缘前端,经过长距离搬运,岩石颗粒的磨圆与分选都比较好。根据空间几何理论,相同体积内粒度较大的岩石颗粒相互接触的范围小,构成的孔隙空间更大,所以合水地区长8储层的粒间孔发育程度更高,粒间孔发育区岩石颗粒多为点接触,弱压实成因缩颈状喉道出现的几率更大。另外,根据不同沉积微相的孔隙喉道类型统计,水下分流河道中的粒间孔和弱压实成因缩颈状喉道更为发育,其次为河口坝与河道侧翼。

根据铸体薄片镜下统计,合水地区长8储层岩性主要为浅灰色、灰色以及灰褐色细-中粒长石岩屑砂岩(图9)。石英平均含量为24.4%;长石平均含量为21.7%;岩屑平均含量为28.5%。薛岔地区长6储层岩性以细-中粒长石砂岩为主(图9),石英平均含量为19.3%,长石平均含量为52.2%,岩屑含量平均为

6.5%。对比可知合水地区长8储层的石英、岩屑含量高于薛岔地区长6储层,长石含量远小于后者。石英的抗压实能力最强,长石次之,岩屑的抗压实能力最弱。此外,两个研究区岩屑类型相同,均以火成岩屑、变质岩屑为主,含少量的沉积岩屑,但合水地区长8储层各类岩屑的含量均高于薛岔地区长6储层。碎屑组分差异为两个地区不同类型孔隙、喉道的发育提供了物质基础。合水地区长8储层更为发育的粒间孔、溶蚀孔和弱压实成因缩颈状喉道、溶蚀成因管束状喉道与较高的石英和岩屑含量有关。

填隙物含量及其成因不同也会对孔隙喉道产生影响,合水长8储层的填隙物含量为19.7%,绿泥石平均含量最高(5.6%),其次为铁方解石(4.9%)、硅质(2.4%)、网状粘土(2.1%)、高岭石(1.9%)、水云母(1%)、铁白云石(1%)、重晶石(0.6%)和长石质(0.2%)。薛岔地区长6储层的填隙物含量为15.5%,铁方解石含量最高(9.20%),其次为水云母(1.9%)、硅质(1.8%)、长石质(1.1%)、铁白云石(1.0%)和绿泥石(0.5%)。对比可知,合水地区长8储层的填隙物含量要高于薛岔地区长6储层,但前者的绿泥石含量高,且含有一定量的高岭石,而后者的铁方解石含量高。绿泥石在研究区常以孔隙衬边的形式出现,绿泥石衬边具有良好的抗压实能力,既阻止了石英次生加大充填粒间孔隙,起到保护粒间孔的作用^[24,26],也增加了弱压实成因缩颈状喉道出现的几率,而高岭石可以产生一定量的晶间孔,为粘土胶结管束状喉道出现提供了基础。铁方解石是晚期胶结作用的产物,在溶蚀孔形成之后出现,主要以充填孔隙形式存在,造成岩石固结,孔隙、喉道封闭。

4.2 成岩作用的影响

成岩作用对孔喉参数的影响主要体现在压实程度、胶结程度和溶蚀程度3个方面,笔者参考Beard填集实验得到的砂质沉积物孔隙度与组构参数关系进行初始孔隙度恢复^[26-27],合水地区长8储层初始孔隙度为34.70%,薛岔地区长6储层为33.54%。利用压实

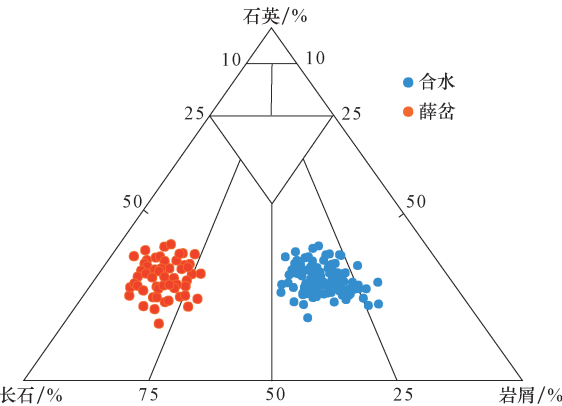


图9 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层与薛岔地区长6储层的砂岩分类

Fig. 9 Sandstone classification of Chang 8 reservoir in Heshui region and Chang 6 reservoir in Xuecha region, Ordos Basin

过程中孔隙度损失方法计算压实作用孔隙度减小程度,两个研究区孔隙度损失量分别为11.62%(合水)、13.84%(薛岔),早期、晚期胶结过程中损失的孔隙度合计分别为15.75%(合水)和12.60%(薛岔),溶蚀作用对孔隙度的增加程度分别为3.84%(合水)和2.67%(薛岔)。对比可知,成岩作用类型和强度差异也是造成两个研究区孔隙、喉道类型不同的原因之一。合水地区长8储层的压实程度更弱,粒间孔更为发育、弱压实缩颈状喉道含量更高,也为后期有机酸的选择性溶蚀,溶蚀成因管束状喉道发育提供了条件;而高岭石粘土矿物胶结成岩作用是高岭石晶间孔和胶结成因管束状喉道发育的主要原因。薛岔地区长6储层压实程度更强,粒间孔发育程度略差,压实成因片状和弯片状喉道含量更高,溶蚀孔和溶蚀成因管束状喉道形成后,部分被后期含铁碳酸盐胶结物封堵,导致发育程度变差。

5 结论

1) 两个研究区的孔隙与喉道类型不同,孔喉参数也表现出不同特征。合水地区长8储层的粒间孔、岩屑溶孔和高岭石晶间孔更为发育,弱压实成因缩颈状喉道、溶蚀成因和粘土胶结成因管束状喉道含量更高,在孔喉分布曲线上表现为大孔隙、大喉道和小喉道含量高、喉道差异大、孔喉比大。而薛岔地区长6储层由于压实成因片状、弯片状喉道更为发育,而管束状和缩颈状喉道发育程度较差,故表现为孔隙分布集中、喉道差异较小、孔喉比较小。

2) 两个研究区的孔隙、喉道类型及其孔喉参数差异主要受沉积和成岩作用的共同影响。合水地区长8储层沉积时水动力更强、石英和岩屑组分含量更高,压实程度更弱,为粒间孔、溶蚀孔、高岭石晶间孔和弱压实缩颈状喉道、溶蚀成因和胶结成因管束状喉道发育提供了条件。薛岔地区长6储层的孔隙类型较少、发育程度较差,压实成因片状、弯片状喉道含量高则主要与更弱的水动力沉积条件、更低的石英含量,更强的压实程度和更高的铁方解石胶结物有关。

参 考 文 献

- [1] 杨正明,张英芝,郝明强,等. 低渗透油田储层综合评价方法[J]. 石油学报,2006,27(2):64-67.
Yang Zhengming, Zhang Yingzhi, Hao Mingqiang, et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low-permeability oilfields[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(2): 64-67.

- [2] Gao Hui, Li Huazhou. Pore structure characterization, permeability evaluation and enhanced gas recovery techniques of tight gas sandstones[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 28: 536-547.
- [3] Wang Guiwen, Chang Xiangcun, Yin Wei, et al. Impact of diagenesis on reservoir quality and heterogeneity of the Upper Triassic Chang 8 tight oil sandstones in the Zhenjing area, Ordos Basin, China[J]. Marine & Petroleum Geology, 2017, 83: 84-96.
- [4] Lai Jin, Wang Guiwen, Fan Zhuoying, et al. Insight into the pore structure of tight sandstones using NMR and HPMT measurements[J]. Energy & Fuels, 2016, 30: 10200-10214.
- [5] Clarkson C, Solano N, Bustin R, et al. Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. Fuel, 2013, 103(1): 606-616.
- [6] Eslami M, Kadkhodaie A, Sharghi Y, et al. Construction of synthetic capillary pressure curves from the joint use of NMR log data and conventional well logs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 111: 50-58.
- [7] Hübner, Wiete. Studying the pore space of cuttings by NMR and μ CT[J]. Journal of Applied Geophysics, 2014, 104: 97-105.
- [8] 李易霖, 张云峰, 尹淑丽, 等. 致密砂岩储集空间多尺度表征—以松辽盆地齐家地区高台子油层为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 915-922.
Li Yilin, Zhang Yunfeng, Yin Shuli, et al. Characterization of the pore space in tight sandstone reservoirs from macroscopic and microscopic perspectives: A case study of Gaotaizi reservoir in Qijia area, the Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 915-922.
- [9] 王民, 关莹, 李传明, 等. 济阳坳陷沙河街组湖相页岩储层孔隙定性描述及全孔径定量评价[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(6): 1107-1119.
Wang Min, Guan Ying, Li Chuanming, et al. Qualitative description and full-pore-size quantitative evaluation of pores in lacustrine shale reservoir of Shahejie Formation, Jiyang Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(6): 1107-1119.
- [10] Megawati M, Madland M V, Hiorth A. Probing pore characteristics of deformed chalk by NMR relaxation[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2012, 100: 123-130.
- [11] Y S Yang, K Y Liu, S. Mayo, et al. A data-constrained modelling approach to sandstone microstructure characterisation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 105: 76-83.
- [12] 屈乐, 孙卫, 杜环虹, 等. 基于 CT 扫描的三维数字岩心孔隙结构表征方法及应用—以莫北油田 116 井区三工河组为例[J]. 现代地质, 2014, 28(1): 190-196.
Qu Le, Sun Wei, Du Huanhong, et al. Characterization technique of pore Structure by 3D digital core based on CT scanning and its application: an example from Sangonghe Formation of 116 Well Field in Mobei Oilfield[J]. Geoscience, 2014, 28(1): 190-196.
- [13] 张创, 孙卫, 杨建鹏, 等. 低渗砂岩储层孔喉的分布特征及其差异性成因[J]. 地质学报, 2012, 86(2): 335-347.

- Zhang Chuang, Sun Wei, Yang Jianpeng, et al. Pore and pore-throat size distributions of low permeability sandstone reservoir and their differential origin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2012, 86(2): 335–347.
- [14] 钟大康, 周立建, 孙海涛, 等. 储层岩石学特征对成岩作用及孔隙发育的影响——以鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(6): 890–899.
- Zhong Dakang, Zhou Lijian, Sun Haitao, et al. Influences of petrologic features on diagenesis and pore development: an example from the Triassic Yanchang Formation in Longdong area, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(6): 890–899.
- [15] 赖锦, 王贵文, 王书南, 等. 川中蓬莱地区须二段和须四段储层孔隙结构特征及影响因素[J]. *中国地质*, 2013, 40(3): 927–938.
- Lai Jin, Wang Guiwen, Wang Shunan, et al. Pore structure characteristics and controlling factors of 2nd and 4th member reservoirs in Upper Triassic Xujiahe Formation of Penglai area, central Sichuan Basin[J]. *Geology in China*, 2013, 40(3): 927–938.
- [16] 李杪, 侯云东, 罗静兰, 等. 致密砂岩储层埋藏—成岩—油气充注演化过程与孔隙演化定量分析——以鄂尔多斯盆地东部上古生界盒8段天然气储层为例[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(6): 882–892.
- Li Miao, Hou Yundong, Luo Jinglan, et al. Burial, diagenesis, hydrocarbon charging evolution process and quantitative analysis of porosity evolution: A case study from He 8 tight sand gas reservoir of the Upper Paleozoic in Eastern Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(6): 882–892.
- [17] 李继岩. 渤海湾盆地东营凹陷东段红层储层成岩环境时空演化及成岩孔隙演化[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(1): 90–97.
- Li Jiyan. Temporal-spatial evolution of diagenetic environment and diagenesis pore evolutionary process of red beds in the eastern Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(1): 90–97.
- [18] 张玉银. 溶蚀作用对火山岩有效储层形成的控制作用——以松辽盆地徐家围子断陷营城组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(3): 587–593.
- Zhang Yuyin. Controlling effect of dissolution on valid volcanic reservoir formation: A case study of the Yingcheng Formation in the Xujia-weizi Fault Depression, Songliao Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(3): 587–593.
- [19] 陈杰, 周鼎武. 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层微观非均质性的试验分析[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2010, 34(4): 13–18.
- Chen Jie, Zhou Dingwu. Experimental analysis on micro-anisotropy of Chang 8 reservoir in Heshui area, Ordos Basin[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Sciences)*, 2010, 34(4): 13–18.
- [20] 高辉, 敬晓峰, 张兰. 不同孔喉匹配关系下的特低渗透砂岩微观孔喉特征差异[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(4): 401–406.
- Gao Hui, Jing Xiaofeng, Zhang Lan. Difference of micro-pore throat characteristics in extra-low permeability sandstone of different pore throat matching relationship[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(4): 401–406.
- [21] 林玉保, 张江, 刘先贵, 等. 喇嘛甸油田高含水后期储集层孔隙结构特征[J]. *石油勘探与开发*, 2008, 35(2): 215–219.
- Lin Yubao, Zhang Jiang, Liu Xiangui, et al. Pore structure features of reservoirs at late high water-cut stage, Lamadian Oilfield, Daqing[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(2): 215–219.
- [22] 高辉, 解伟, 杨建鹏, 等. 基于恒速压汞技术的特低—超低渗砂岩储层微观孔喉特征[J]. *石油实验地质*, 2011, 33(2): 206–211.
- Gao Hui, Xie Wei, Yang Jianpeng, et al. Pore throat characteristics of extra-ultra low permeability sandstone reservoir based on constant rate mercury penetration technique[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2011, 33(2): 206–211.
- [23] 肖开华, 冯动军, 李秀鹏. 川西新场须四段致密砂岩储层微观孔喉与可动流体变化特征[J]. *石油实验地质*, 2014, 36(1): 77–82.
- Xiao Kaihua, Feng Dongjun, Li Xiupeng. Micro pore and throat characteristics and moveable fluid variation of tight sandstone in 4th member of Xujiahe Formation, Xinchang Gas Field, western Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(1): 77–82.
- [24] 高辉, 孙卫. 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层成岩作用与有利成岩相带[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2010, 40(3): 543–548.
- Gao Hui, Sun Wei. Diagenesis and favorable diagenetic facies of Chang 8 reservoir in Heshui area, Ordos Basin[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2010, 40(3): 543–548.
- [25] 李文厚, 庞军刚, 曹红霞, 等. 鄂尔多斯盆地晚三叠世延长期沉积体系及岩相古地理演化[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2009, 39(3): 501–506.
- Li Wenhui, Pang Jungang, Cao Hongxia, et al. Depositional system and paleogeographic evolution of the late Triassic Yanchang stage in Ordos basin[J]. *Journal of Northwest University (Earth Science Edition)*, 2009, 39(3): 501–506.
- [26] 张创, 孙卫, 高辉, 等. 鄂尔多斯盆地华池长8储层成岩相与孔隙度演化[J]. *地球科学—中国地质大学学报*, 2014, 39(4): 411–420.
- Zhang Chuang, Sun Wei, Gao Hui, et al. Reservoir diagenetic facies and porosity evolution pathways of Chang 8 formation in Huachi, Ordos Basin[J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 2014, 39(4): 411–420.
- [27] 张创, 孙卫, 高辉, 等. 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*, 2014, 32(2): 365–374.
- Zhang Chuang, Sun Wei, Gao Hui, et al. Quantitative calculation of sandstone porosity evolution based on thin section data: A case study from Chang 8 reservoir of Huanjiang area, Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2014, 32(2): 365–374.