

鄂尔多斯盆地延长组超低渗透砂岩储层微观孔隙结构特征研究

王瑞飞¹⁾, 陈明强¹⁾, 孙卫²⁾

1) 西安石油大学石油工程学院, 西安, 710065; 2) 西北大学大陆动力学国家重点实验室, 西安, 710069

内容提要:通过物性分析、扫描电镜、铸体薄片、高压压汞技术对鄂尔多斯盆地延长组沿25、庄40、庄19三个区块超低渗透砂岩储层样品进行分析测试,研究其微观孔隙结构特征。研究表明,超低渗透砂岩储层岩石孔隙结构非均质性强,孔隙喉道类型多样是储层渗透性差的主要原因;孔喉分选系数在2.0~2.5之间、变异系数在0.1~0.2之间物性较好;较大孔喉是决定和改善储层渗透性的重要因素,细小孔道对储层储集能力的贡献较大,储层微裂缝较为发育。储层物性参数的差异、孔喉特征参数的差异等,均归因于微观孔隙结构的差异。

关键词:鄂尔多斯盆地;超低渗透砂岩储层;微观孔隙结构;高压压汞;孔喉分选系数;微裂缝

孔隙结构特征是储层微观物理研究的核心内容。在我国,对于中、高渗透砂岩储层的微观孔隙结构特征研究已取得了大量的研究成果,但对于超低渗透砂岩储层这方面的研究还不明朗(刘中云,2000;蔡忠,2000;吕成远等,2002;曲志浩等,2002;孙卫等,2006)。中、高渗透储层一些较为满意的研究成果在超低渗透储层中并不适用。为深入研究此类储层的孔隙结构特征,采用铸体技术、扫描电镜技术、高压压汞技术对取自鄂尔多斯盆地延长组三个区块(安塞油田沿25区块长6储层、西峰油田庄40区块长6储层、西峰油田庄19区块长8储层)的超低渗透砂岩储层样品进行测试分析,以期从微观角度揭示该类储层的孔隙结构特征。

研究区位于盆地中—南部,目的层为延长组。区域构造背景为西倾平缓单斜,地层倾角0.5°左右,地层横向展布稳定,油气富集成藏主要受沉积、成岩、岩性、物性、微裂缝带展布等因素控制(段毅等,2005;李荣西等,2006;赵靖舟等,2006a,2006b)。

1 储层物性特征

据样品物性分析(表1),储层孔隙度(φ)不是很低,渗透率(K)却极低,属于典型的超低渗透砂岩储层。渗透性方面,沿25区块最好,庄40区块最差,庄19区块居中。三个区块中,庄19区块储层非

均质程度最弱。

由孔、渗关系(图1),随孔隙度的增大,渗透率也增大,总体呈正相关。不同样品孔、渗关系的差异在于岩石的微观孔隙结构,特别是喉道的几何形状、大小、分布。相同孔隙度的样品,渗透率相差近10倍;相同渗透率的样品,孔隙度相差5%左右。物性参数中,渗透率变化较大。

表1 鄂尔多斯盆地延长组储层物性参数分布
Table 1 The parameters of reservoir property of the Yanchang Formation in the Ordos basin

物性参数	参数值	区块		
		沿25区块	庄40区块	庄19区块
φ (%)	最大值	14.2	12.4	14.5
	最小值	2.3	1.7	6.2
	平均值	9.73	8.84	12.45
K ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	最大值	1.59	0.324	0.7
	最小值	0.013	0.004	0.08
	平均值	0.326	0.068	0.27
	渗透率级差	122.31	81.00	8.75

2 储层微观孔隙结构特征

2.1 孔隙类型多样

据铸体薄片、扫描电镜资料(表2、图版I-a~h),沿25区块储层孔隙类型以粒间孔、沸石溶孔、长石溶孔、岩屑溶孔为主。庄40区块储层孔隙类型主

注:国家重点基础研究发展规划“973”项目(编号2003CB214600)资助成果。

收稿日期:2007-05-08;改回日期:2008-01-12;责任编辑:章雨旭。

作者简介:王瑞飞,男,1977年生。2007年于西北大学矿产普查与勘探专业获博士学位。现主要从事油气田开发地质学方面的教学与科研工作。Email:sirwf2003@163.com。

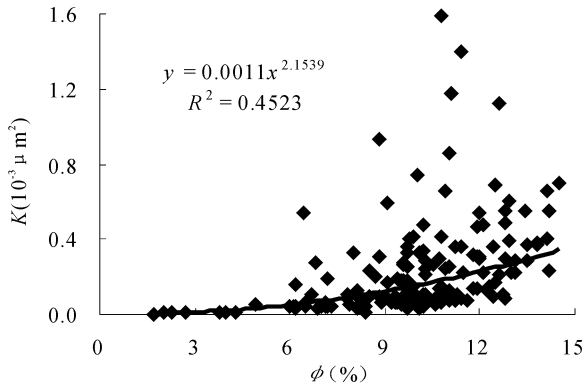


图 1 鄂尔多斯盆地延长组储层渗透率与孔隙度
相关关系

Fig.1 The relation's curve between the permeability
and the porosity of the Yanchang Formation in the
Ordos basin

主要为长石溶孔、晶间孔,还有一部分粒间孔、粒间溶

表2 鄂尔多斯盆地延长组储层孔隙类型

Table2 The pore types in super-low permeability reservoir of the Yanchang Formation in the Ordos basin

区块	层位	各种类型孔隙的面孔率						面孔率 (%)
		粒间孔 (%)	粒间溶孔 (%)	沸石溶孔 (%)	长石溶孔 (%)	岩屑溶孔 (%)	晶间孔 (%)	
沿25庄	长6	1.74		1.29	0.67	0.23		3.93
庄40	长6	0.29	0.25		1.28	0.25	0.35	2.42
庄19	长8	2.79			0.74	0.2		3.73

孔、岩屑溶孔;庄19区块储层孔隙类型以粒间孔、长石溶孔、岩屑溶孔为主。

庄19区块粒间孔含量最高为74.80%,其次为沿25区块(19.44%),再次为庄40区块(1.98%)。庄40区块溶蚀孔含量最高为73.55%,其次为沿25区块(55.73%),庄19区块溶蚀孔最低(25.20%)。只有庄40区块有一定的晶间孔(14.46%),其物性也最差。

不同类型孔隙组成的储集空间,其渗透性相差较大。以粒间孔为主的储层,孔隙大、喉道粗、连通性好。储层中的溶蚀孔,若与粒间孔连通好,则为较好的储集空间,若与粒间孔等较大孔隙连通差,则对渗透率的贡献小。晶间孔及微孔等因孔隙喉道细小,且常以一端敞开的“死胡同孔隙”存在,此类孔隙对渗透率的贡献最小(应凤祥等,2002;徐坤等,2003;周灿灿等,2006)。庄40区块储层渗透性最差,其主要原因在于溶蚀孔、晶间孔的含量过高,粒间孔含量低,致使溶蚀孔、晶间孔与粒间孔的连通性差。

2.2 喉道细小

据162块样品高压压汞测试分析(表3),超低渗透砂岩储层孔喉分选系数分布范围大、喉道半径小、排驱压力高(有裂缝及微裂缝的样品除外)、中值压力高、最大进汞饱和度低、退汞效率低(陈孟晋等,2002;唐玮等,2005)。薄片镜下观察发现,喉道多为片状、弯片状和管束状(庄40区块尤为典型)。

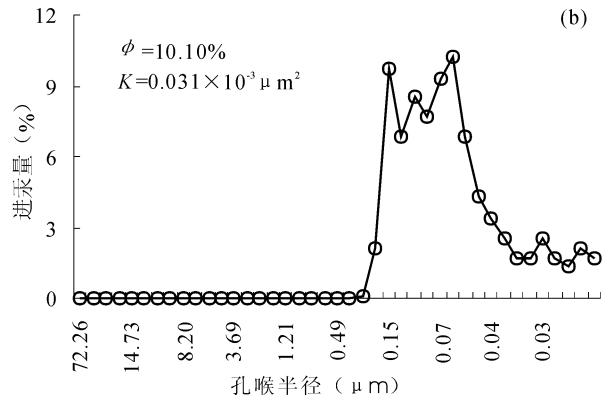


图3 超低渗透砂岩储层进汞量与孔喉半径关系

Figure 3 Volume of Hg's injection and throat radius in super-low permeability sandstone reservoir

横坐标表示进汞压力对应的孔喉半径

abscissa is the throat radius corresponding to pressure of Hg's injection

选取有代表性样品的毛管压力曲线(图2)、进汞量与孔喉半径关系曲线(图3)。分析图2、3,进

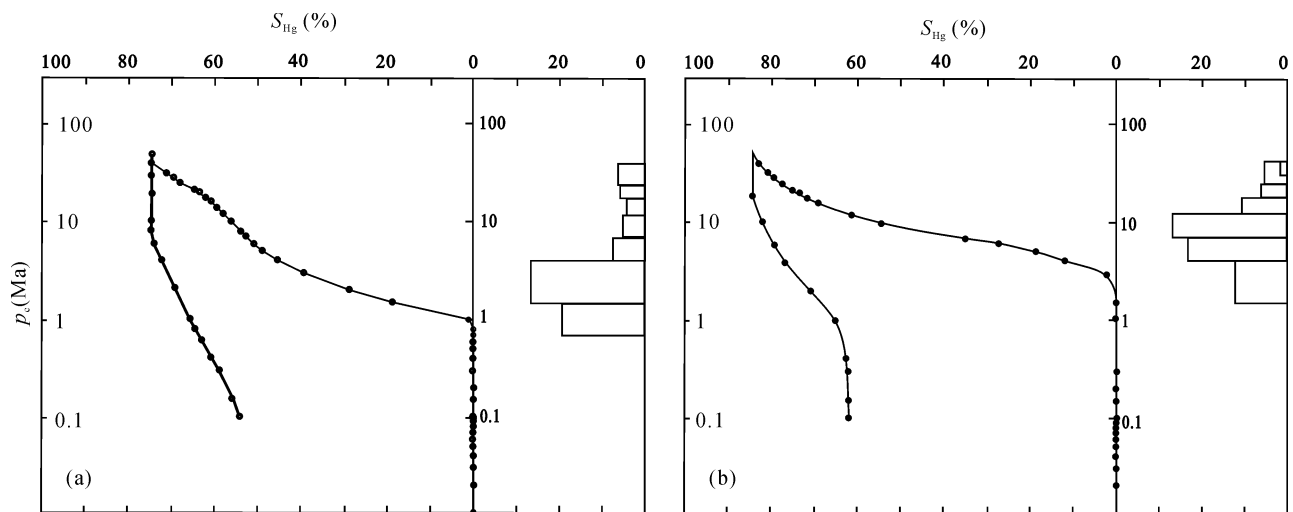


图2 超低渗透砂岩储层毛管压力曲线

Fig.2 The capillary pressure—saturation curve in super-low permeability sandstone reservoir

汞过程喉道半径均较低(排驱压力较高),图3中表现

表3 鄂尔多斯盆地延长组储层孔喉特征参数

Table 3 The characteristic parameters of pore throat of the Yanchang Formation in the Ordos basin

参数值 (%) 百分比	孔喉特征参数					
	S_p	R_{max} (μm)	p_c (MPa)	r_{50} (μm)	p_{c50} (MPa)	S_{Hgm} (%)
最大值	4.114	7.350	23.782	0.4254	98.4938	96.30
最小值	0.243	0.073	0.1827	0.0075	1.7277	12.30
平均值	1.654	1.188	2.6765	0.021	11.2869	77.02

为进汞曲线幅度较陡,汞开始进入岩芯后,进汞速度很快达到最大值,然后进汞速度又很快下降。反映了超低渗透砂岩储层有效喉道半径分布范围窄(图3a 样品喉道单峰分布,图3b 样品喉道双峰分布)、储层致密的特征。

2.3.2 喉道类型多样

喉道分布呈现单峰、双峰、多峰的特点(图4),说明超低渗透砂岩储层孔隙结构复杂,喉道类型多样。研究中也发现,喉道呈双峰、多峰分布的样品具有较好的物性。喉道单峰分布以一种孔隙类型为主,分选较好(注40区块较为典型);双峰则存在两种主要的孔隙类型,也可能由3~4种孔隙组成,分选较差,也可能是双重孔隙介质(有微裂缝存在);多峰则孔隙类型多样,喉道半径分布不集中,进汞速率随孔喉半径变化的忽起忽落,说明有效孔隙在总孔隙中所占的比例较低,孔隙结构的不均匀性较强。

超低渗透储层孔隙喉道类型多样(与储层经历较复杂的成岩作用有关(史基安等,2003;张金亮等,2004;罗静兰等,2006))是其渗透性差的主要原因,储层性质主要由喉道控制。

2.4 较大孔喉决定储层渗透性

由图4,进汞量与渗透率贡献值并不匹配。进汞量递增的幅度及峰值总是滞后于渗透率贡献值递增的幅度和峰值,对渗透率贡献较大的孔喉却占据着较小的孔隙体积。大部分孔隙空间是中、小孔喉,对应着较低的渗透率。这里也体现了渗透率与孔隙度不同的物理意义。孔隙度既不限定于砂岩孔隙系统上小规模粗糙度所给予流体的拖曳作用,也不限于砂岩内两点间流体必须流经的长度,这两者或两者之一的变化均能改变渗透率而不改变孔隙度。研究中还发现,相同的孔隙度具有不同的渗透率以及孔隙度变化较小而渗透率变化较大的现象。大部分小孔喉虽具有较大的储集能力,但却只有较小或根本没有渗流能力。岩石孔道通过流体的能力

是一个统计平均值,大孔道对渗流和渗透率的贡献更大,而中、小孔隙对储集能力贡献更大一些。这也就要求超低渗透砂岩储层开发时,要重视小孔喉部分的动用。

大孔喉是决定和改善渗透性的重要因素。渗透率高的储层,大孔喉区域峰值高,较少数量的大孔喉贡献了渗透率的绝大部分。细小孔道在孔隙空间中所占的比例较大,而较大孔道所占比例很小,且其本身的孔径也不大,因此,高压压汞测试中,注入压力高,退汞效率普遍偏低。

随最大孔喉半径(R_{max})的增大,物性变好, R_{max} 与K的相关性较好(图5b),这也是对图4的验证。

2.5 孔喉分选系数与物性的关系

孔喉分选系数越小,喉道越均匀,渗透性越差,对渗流不起作用或起极小作用的细微喉道占有喉道数量的绝大部分。当分选系数处于2.0~2.5的范围内,渗透性较好,孔隙性也较好(图5c,d),退汞效率较高,孔隙结构较好。随着分选系数的增大,孔隙结构表现出先变好再变差的趋势。过低的孔喉分选系数,储层致密,喉道微细,基本为无效喉道(庄40区块)与典型半径较高的孔喉分选系数,喉道非均质性增强;孔隙结构变差。过高或过低的孔喉分选系数都不利于储层渗流。

分选系数增大,储层由单一孔隙过渡为多种类型的混合孔隙,即孔喉分布由单峰过渡到双峰或多峰。

安塞油田开发生产中也发现喉道分选稍差的储层单井产能和动用程度都偏好(熊维亮等,1999),这也是对上面结论的一个佐证。

研究中还发现,最大进汞饱和度与孔喉分选系数有较强的相关关系。孔喉分选系数的变化影响储层储集空间的变化,进而影响最大进汞量。退汞效率受最大进汞饱和度的影响,最大进汞饱和度越大,退汞效率越高。这与西峰油田较高的原始含油饱和度在水驱油中表现出相对较高的驱油效率相一致。

2.6 变异系数与物性的关系

随着变异系数的增大,物性变好(图5e,f),且变异系数与K的相关性好于与 ϕ 的相关性。分选越好(小孔喉越多),变异系数越小,渗透率越低。随着变异系数的增大,散点变“胖”,相关性变差,非均质性增强,这一点与孔喉分选系数相同。变异系数在0.1~0.2之间储层物性最好。

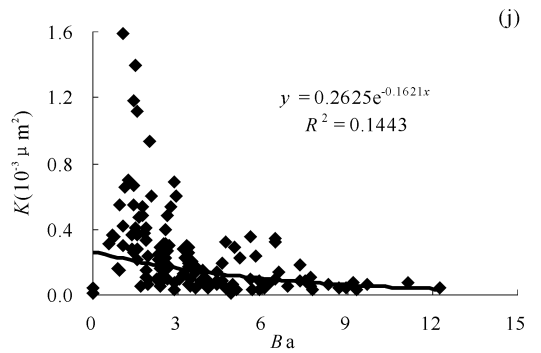
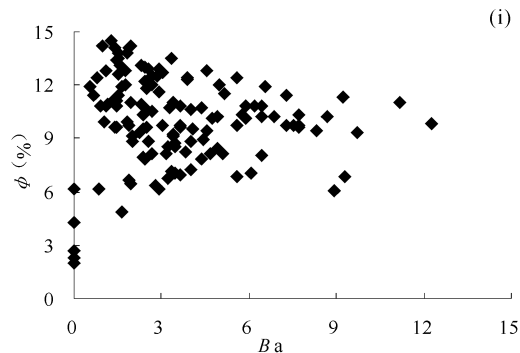
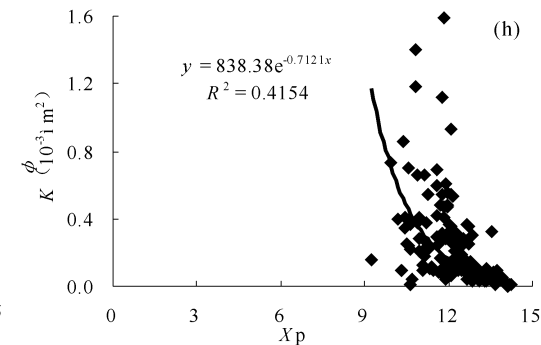
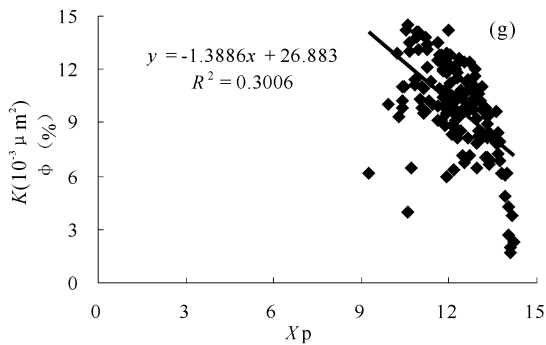
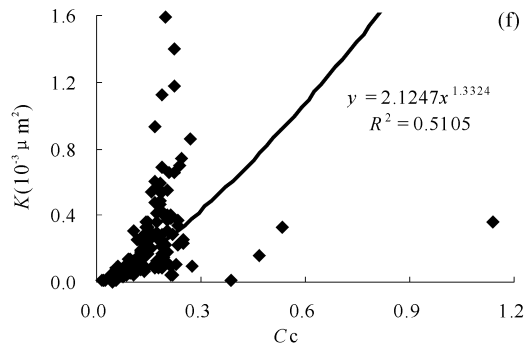
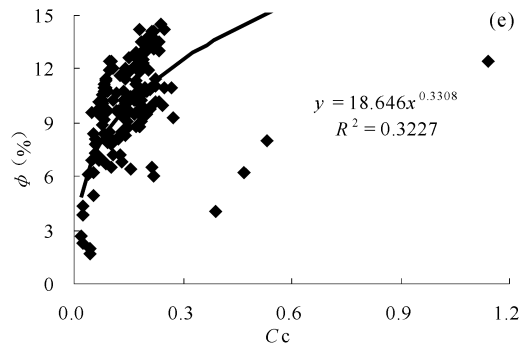
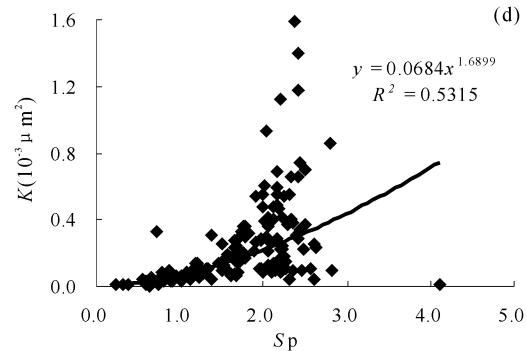
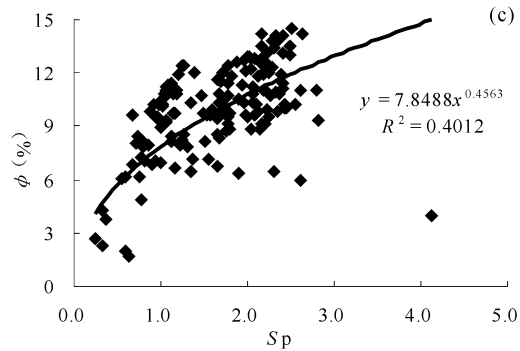
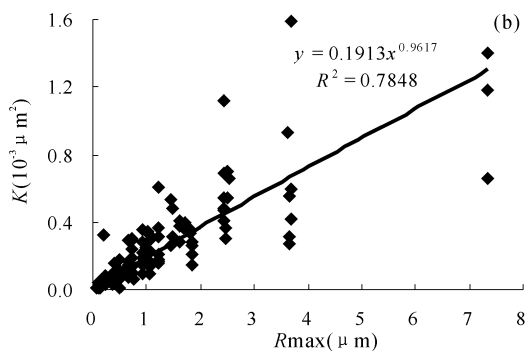
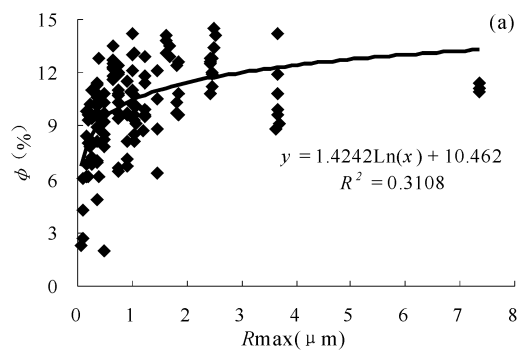


图5 超低渗透储层孔喉特征参数与物性的相关关系

Fig. 5 The relation between characteristic parameters of pore-throat and property parameters in super-low permeability reservoir

(a)、(b)—储层最大孔喉半径与物性的关系；(c)、(d)—储层分选系数与物性的关系；(e)、(f)—储层变异系数与物性的关系；(g)、(h)—储层均值系数与物性的关系；(i)、(j)—结构均匀系数与物性的关系

(a), (b)—the relation's curve between the maximum throat radius and the property parameters; (c), (d)—the relation's curve between throat sorting coefficient and property parameters; (e), (f)—the relation's curve between throat coefficient of variation and property parameters; (g), (h)—the relation's curve between throat coefficient of mean and property parameters; (i), (j)—the relation's curve between throat coefficient of structure and property parameters

2.7 均值系数与物性的关系

随着均值系数的增大,物性降低(图5g,h)。总体上相关性较差,均值系数与K的相关性好于与φ的相关性。中、高渗透砂岩储层中,均值系数与物性具有较好的相关性,而在超低渗透储层中该相关性变差。

2.8 结构均匀系数与物性的关系

结构均匀系数与物性参数间基本不具备相关性(图5i,j)。在中、高渗透砂岩储层中,结构均匀系数越大,则孔隙结构愈均匀,储层性质愈好。但这种规律在超低渗透砂岩储层基本体现不出。超低渗透砂岩储层,孔隙结构均匀(因储层致密,基质渗透率极低)未必是好的储层。只有裂缝、微裂缝发育的储层才具有一定的渗透性,但这同时也增强了储层的

非均质性。超低渗透储层,裂缝、微裂缝发育且分布较均匀这两个条件同时满足才是较优储层。

2.9 微裂缝发育

薄片镜下观察及扫描电镜显示,研究区超低渗透砂岩储层微裂缝(宽度小于50μm,即毛细管裂缝,地球物理方法很难识别(周新桂等,2006))发育。微裂缝形式多样,多形成于碎屑颗粒内部(图版I-i,j)、颗粒间(图版I-k,l)。经过溶蚀作用的改造,有些微裂缝被溶蚀变宽(图版I-n,o),有些靠近微裂缝的长石受到明显的溶蚀(图版I-o)。一些微裂缝被次生或成岩物质充填而形成充填缝(图版I-n)。

超低渗透储层微裂缝发育在毛管压力曲线也有反映(图6)。由图6,沿5井5-26/96样品、庄19井

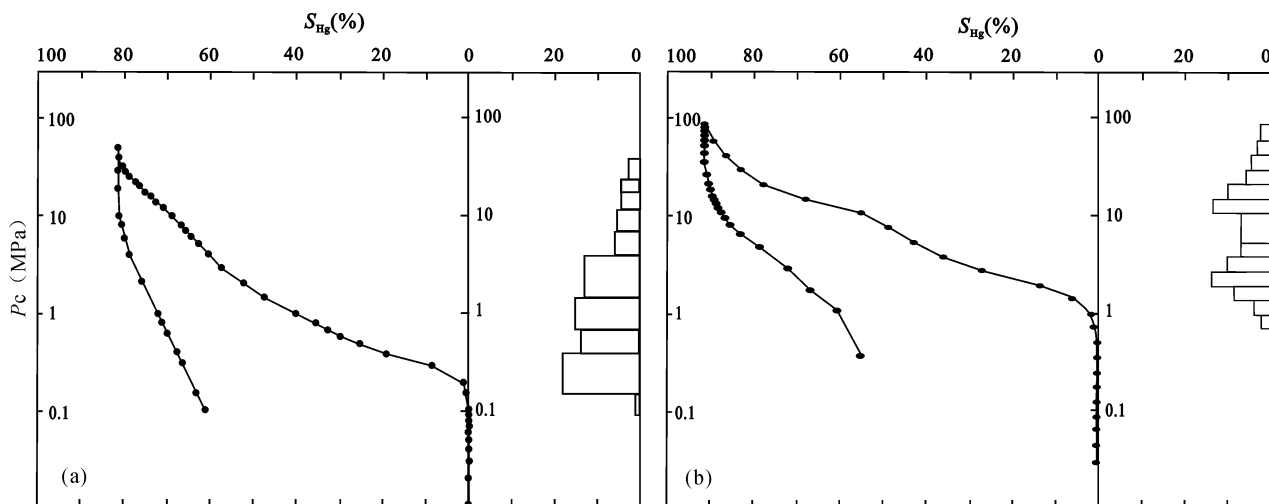


图6 有微裂缝样品的毛管压力曲线

Fig. 6 The capillary pressure—saturation curve of samples with microfractures

(a)—沿5井5-26/96样品780.41~780.48m, φ = 11.10%, K = 1.18 × 10⁻³ μm², S_p = 2.4103, R_{max} = 7.350 μm, p_T = 0.2506 MPa, r₅₀ = 0.4218 μm, p_{c50} = 1.7427 MPa, S_{Hg max} = 81.7%, E_w = 24.9%。(b)—庄19井3号样品2127.80~2127.90m, φ = 13.40%, K = 0.549 × 10⁻³ μm², S_p = 2.3004, R_{max} = 2.4909 μm, p_T = 0.2951 MPa, r₅₀ = 0.0922 μm, p_{c50} = 7.9699 MPa, S_{Hg max} = 91.32%, E_w = 39.63%

(a)—Yan5, No. 5-26/96, 780.41~780.48m, φ = 11.10%, K = 1.18 × 10⁻³ μm², S_p = 2.4103, R_{max} = 7.350 μm, p_T = 0.2506 MPa, r₅₀ = 0.4218 μm, p_{c50} = 1.7427 MPa, S_{Hg max} = 81.7%, E_w = 24.9%。(b)—Zhuang19, No. 3, 2127.80~2127.90m, φ = 13.40%, K = 0.549 × 10⁻³ μm², S_p = 2.3004, R_{max} = 2.4909 μm, p_T = 0.2951 MPa, r₅₀ = 0.0922 μm, p_{c50} = 7.9699 MPa, S_{Hg max} = 91.32%, E_w = 39.63%

3号样品的排驱压力为0.2506MPa、0.2951MPa;最大孔喉半径为7.350 μm 、2.4909 μm ;分选系数为2.4103、2.3004。样品较低的排驱压力,相对较高的最大孔喉半径以及较大的分选系数等都说明微裂缝发育。

微裂缝的形成除与构造作用、矿物颗粒的压碎作用(郭沫贞等,2006)有关外,还与成岩作用有关。微裂缝进一步溶蚀形成溶蚀缝,微裂缝使储层孔隙得以沟通,渗透性增强(孙庆和等,2000;申本科等,2005)。微裂缝发育不仅有利于改善储层的渗透性,而且控制了次生孔隙空间的形成和分布。

统计发现,分选系数、变异系数、最大进汞饱和度、最大孔喉半径、中值半径、排驱压力、中值压力对物性影响较大。物性是多种因素共同作用的综合表现,在特定区块其主导因素不同。

3 结论

通过鄂尔多斯盆地延长组三个超低渗区块储层样品测试分析可以得出以下结论:

(1)孔隙结构非均质性强、孔喉道类型多样是储层渗透性差的主要原因,孔喉分选系数在2.0~2.5之间,变异系数在0.1~0.2之间储层物性较好,有效孔喉在总孔喉中所占比例较低。

(2)最大孔喉是决定和改善渗透性的重要因素,中、小孔喉对储层储集能力的贡献较大,高压压汞实验的退汞效率普遍较低。

(3)裂缝、微裂缝发育且分布较均匀两个条件同时满足才是较优储层。

(4)分选系数、变异系数、最大进汞饱和度、最大孔喉半径、中值半径、排驱压力、中值压力对物性影响较大,物性是多种因素共同作用的综合表现。

参 考 文 献 / References

蔡忠. 2000. 储集层孔隙结构与驱油效率关系研究. 石油勘探与开发, 27(6): 45~46, 49.

陈孟晋, 刘锐娥, 孙粉锦, 拜文华, 黄月明. 2002. 鄂尔多斯盆地西北部上中生界碎屑岩储层的孔隙结构特征初探. 沉积学报, 20(4): 639~643.

段毅, 吴保祥, 郑朝阳, 王传远. 2005. 鄂尔多斯盆地西峰油田油气成藏动力学特征. 石油学报, 26(4): 29~33.

郭沫贞, 宋国华, 寿建峰, 徐学成. 2006. 碎屑岩压裂缝的特征、成因与油气勘探意义. 沉积学报, 24(4): 483~487.

李荣西, 席胜利, 邸领军. 2006. 用储层油气包裹体岩相学确定油气成藏期次——以鄂尔多斯盆地陇东油田为例. 石油与天然气地质, 27(2): 194~199, 217.

吕成远, 王建, 孙志刚. 2002. 低渗透砂岩油藏渗流启动压力梯度实验研究. 石油勘探与开发, 29(2): 86~89.

刘中云. 2000. 临南油田储集层孔隙结构模型与剩余油分布研究. 石油勘探与开发, 27(6): 47~49.

罗静兰, 刘小洪, 林潼, 张三, 李博. 2006. 成岩作用与油气侵位对鄂尔多斯盆地延长组砂岩储层物性的影响. 地质学报, 80(5): 664~673.

曲志浩, 孔令荣. 2002. 低渗透油层微观水驱油特征. 西北大学学报(自然科学版), 32(4): 329~334.

申本科, 胡永乐, 田昌炳, 薛培华, 张爱卿, 李广超, 薛大伟. 2005. 陆相砂砾岩油藏裂缝发育特征分析. 石油勘探与开发, 32(3): 41~44.

史基安, 王金鹏, 毛明陆, 王琪, 郭正权, 郭雪莲, 卢龙飞. 2003. 鄂尔多斯盆地西峰油田三叠系延长组长6~8段储层砂岩成岩作用研究. 沉积学报, 21(3): 373~379.

孙庆和, 何玺, 李长禄. 2000. 特低渗透储层微缝特征及对注水开发效果的影响. 石油学报, 21(4): 52~57.

孙卫, 史成恩, 赵惊蛰, 赵蕾. 2006. X-CT扫描成像技术在特低渗透储层微观孔隙结构及渗流机理研究中的应用. 地质学报, 80(5): 775~779.

唐玮, 唐仁骥. 2005. 东河1油田退汞毛管压力曲线的分形特征. 石油学报, 26(5): 90~93.

熊维亮, 潘增耀, 王斌. 1999. 特低渗透油田裂缝发育区剩余油分布及调整技术. 石油勘探与开发, 26(5): 46~48.

徐守余, 李红南. 2003. 储集层孔喉网络演化规律和剩余油分布. 石油学报, 24(4): 48~53.

应凤祥, 杨士升, 张敏, 李豫喜, 周宏燕. 2002. 激光扫描共聚焦显微镜研究储层孔隙结构. 沉积学报, 20(1): 75~79.

赵靖舟, 杨县超, 武富礼, 时保宏. 2006a. 论隆起背景对鄂尔多斯盆地陕北斜坡区三叠系油藏形成和分布的控制作用. 地质学报, 80(5): 648~655.

赵靖舟, 武富礼, 闫世可, 顾根深, 郭德运, 杨县超. 2006b. 陕北斜坡东部三叠系油气富集规律研究. 石油学报, 27(5): 24~27, 34.

张金亮, 司学强, 梁杰, 林辉. 2004. 陕甘宁盆地庆阳地区长8油层砂岩成岩作用及其对储层性质的影响. 沉积学报, 22(2): 225~233.

周灿灿, 刘堂晏, 马在田, 刘忠华, 刘国强. 2006. 应用球管模型评价岩石孔隙结构. 石油学报, 27(1): 92~96.

周新桂, 张林炎, 范昆. 2006. 油气盆地低渗透储层裂缝预测研究现状及进展. 地质论评, 52(6): 777~782.

图 版 说 明 / Explanation of photos

- a. 庄53井1761.50~1761.53m, 粒间溶孔。
- b. 沿34井967.54~967.59m, 残余粒间孔。
- c. 沿33井846.45~846.48m, 长石溶蚀产生粒内溶孔。
- d. 庄31井1494.01~1494.03m, 长石沿解理方向溶蚀。
- e. 庄53井1786.53~1786.56m, 岩屑溶孔。
- f. 沿13井686.70~686.80m, 浊沸石溶蚀残晶晶间孔。
- g. 庄27井1632.90~1632.98m, 粒间孔喉中高岭石晶间孔。
- h. 庄31井1468.60~1468.30m, 片状云母类矿物晶间孔。
- i. 沿3井806.58~806.66m, 长石颗粒具微裂缝。
- j. 沿3井895.62~895.68m, 碎屑颗粒压碎产生压裂缝。
- k. 沿12井859.21~859.24m, 钾长石溶蚀产生粒内溶缝。
- l. 沿34井938.12~938.20m, 碎屑因溶蚀产生粒间溶缝、粒内溶缝。
- m. 沿50井1040.29~1040.32m, 浊沸石溶蚀产生微裂缝。
- n. 庄18井1716.52~1716.55m, 长石溶蚀产生粒内微裂缝及溶孔。
- o. 庄31井1496.83~1496.85m, 岩屑、杂基溶蚀产生微裂缝。

The Research of Micro-Pore Structure in Super-Low Permeability Sandstone Reservoir of the Yanchang Formation in Ordos Basin

WANG Ruifei¹⁾, CHEN Mingqiang¹⁾, SUN Wei²⁾

1) College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyu University, Xi'an, 710065;

2) State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an, 710069

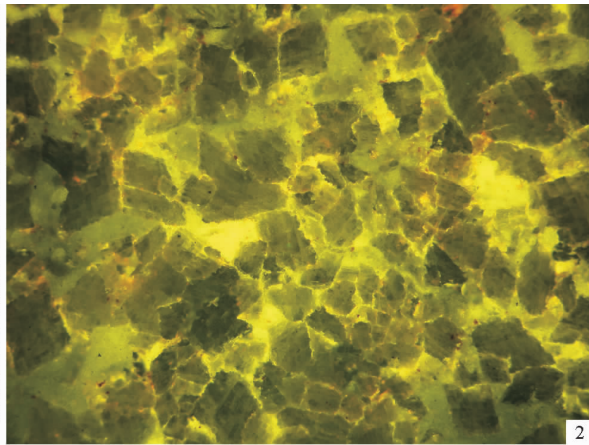
Abstract: By the physical property analysis, SEM, casting slice, and the technology of High pressure Hg injection, Super-low permeability sandstone samples in Yan-25, Zhuang-40, and Zhuang-19 areas of the Yanchang Formation in Ordos basin were tested, in order to analyze the micro-pore structure. The research shows the heterogeneity is intense. The variety of pores and throats are main reasons that the permeability is low. When the sorting coefficient of pore throat is from 2.0 to 2.5 and the coefficient of variation is from 0.1 to 0.2, the reservoir quality is good. The coarse throat is the significant factor for the permeability, and the fine throat is significant to the storage volume. The microfracture is very good. The difference of quality, parameters of pore throat, and so on results of the micro-pore structure.

Key words: Ordos basin; super-low permeability sandstone reservoir; micro-pore structure; high pressure Hg injection; sorting coefficient of pore throat; microfracture

(上接第 252 页) 参 考 文 献

譙汉生,方朝亮,牛嘉玉,关德师. 2002. 渤海湾盆地深层石油地质.

中国东部深层石油地质学丛书(第三卷). 北京:石油工业出版社,1~270.



1. 新泰寺山寒武系凤山组钙质藻礁白云岩。
2. 荧光薄片显示有机质位于晶间胶结物中。
3. 新泰光明水库西奥陶系亮甲山组白云岩。
4. 新泰-垛庄断裂带奥陶系石灰岩油浸痕迹。

