

特低渗透储层微观孔隙结构参数对渗流行为的影响

——以鄂尔多斯盆地长6储层为例

何文祥^{1,2}, 杨乐¹, 马超亚³, 郭玮⁴

(1. 长江大学地球化学系, 湖北 荆州 434023;

2. 油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 湖北 荆州 434023;

3. 长庆油田公司第七采油厂, 陕西 吴旗 717606;

4. 长庆油田勘探开发研究院, 陕西 西安 710018)

摘要:通过压汞和渗流实验对鄂尔多斯盆地长6特低渗透储层岩心进行了孔喉结构和渗流实验研究。压汞实验表明,研究区曲线类型总体上属于B类和C类;曲线偏向图的右上方分布,中间过渡段相对较陡,进汞曲线和退汞曲线夹角较小;门槛压力和中值压力高,分选性一般;孔喉半径对渗透率的贡献由单一区域向多区域均有分布;门槛压力、中值压力等与渗透率具有良好的相关关系,但退汞效率和退汞饱和度与渗透率相关性较差。单相渗流实验表明,部分样品在低压力梯度时具有非达西渗流特征,并过渡为达西渗流;两相渗流实验结果表明,储层具有高束缚水饱和度、高残余油饱和度,两相共渗区较窄的特征。

关键词:鄂尔多斯盆地;特低渗透储层;微观孔喉结构;毛细管压力;渗流行为

中图分类号:TE311

文献标识码:A

文章编号:1672-1926(2011)03-0477-05

引用格式:何文祥,杨乐,马超亚,等.特低渗透储层微观孔隙结构参数对渗流行为的影响——以鄂尔多斯盆地长6储层为例[J].天然气地球科学,2011,22(3):477-481.

0 引言

储层岩石的微观孔喉结构直接影响着储层的储集渗流能力,并最终决定油气藏产能分布的差异。国内外专家在研究孔喉结构与渗流特征时常采用多参数法,并通过建立孔喉结构参数与渗流间的相互关系来研究孔喉结构对石油采收率的影响^[1],但大多研究是针对中、高渗透储层^[2]。对特低渗透储层,往往借助于岩石薄片、铸体薄片、压汞及渗流实验等资料研究其孔喉结构和渗流特征^[3-4],而对孔喉结构参数与渗流参数间关系的研究尚浅。随着石油工业的发展,特低渗透油藏的开发越来越重要^[5]。因此,研究储层的微观孔喉结构特征和微观分布及其对渗流特征的影响,对合理制定特低渗油藏开发政策具有重要的意义。

鄂尔多斯盆地发育大量特低渗透储层^[6-8],为此,笔者选取延长组长6储层,通过压汞实验研究,对特低渗透储层的微观孔喉结构特征进行了详细研究,建立了微观孔隙参数与渗透率的关系,以期研究微观孔喉结构对渗流特征的影响。

1 沉积背景及储层基本特征

鄂尔多斯盆地是我国东部中、新生代大型陆相沉积盆地之一。白豹地区位于盆地中部偏西北,三叠系延长组属于内陆湖相沉积,发育一套灰绿色、灰色中厚层中细粒砂岩、粉砂岩和深灰色、灰黑色泥岩组合。延长组含油层段多,长1、长2、长3、长4+5、长6和长8等油层为区域性工业油层,由于受区域长期继承性整体升降运动和后期成岩作用的影响,长1、长2及长3等油层物性相对较好,长4+5、长

6、长8等油层储层物性较差,属特低渗油层,基本无自然产能,必须进行压裂改造才能正常生产。

对长6储层17块岩石润湿性分析表明,中间润湿占12块,占总数的70%;弱亲油1块,亲油4块,共占总数的30%,研究区润湿性以中间润湿性为主。

2 毛细管压力曲线分类及特征

毛细管压力曲线可以有单一的台阶的形态,也可以有多台阶或不规则的形状,根据孔隙分布的歪度、孔隙的分选性及孔喉大小比等参数,毛细管压力曲线主要分3类^[9]。A类:好的储层类型,为低门槛压力,较粗喉道型。曲线偏向图的左上方,门槛压力相对较低,中值半径较大,中间过渡段较平缓,对应的压力值相对较低。B类:物性相对较好,为较高门槛压力,较粗喉道型。中间过渡段较平缓,对应的压力值相对较高,门槛压力相对较高、中值半径较大,介于A类、C类之间。C类:差的储层类型,为较高门槛压力,较细喉道型。曲线偏向图的右上方,中间过渡段较陡,对应的压力值较高,门槛压力高、中值半径较大,分选性相对较差,孔喉体积比相对较小。

总体上研究区长6储层介于B类和C类之间(图1)。从图1可知,曲线的门槛压力较高,喉道半径中值较小,曲线中间过渡段相对较陡,具有特低渗透储层的特征。另外,随着渗透率的降低,毛细管、曲线表现出如下特征:①门槛压力增加和中值压力增加,曲线向右上方偏移;②各样品在曲线过渡段时的斜度并无明显区别,反映特低渗透储层高渗透段部分分选较为均质;③退汞效率与渗透率大小无直接关系,反映特低渗透储层孔喉结构的非均质性较强,也可能与成岩作用或岩石的润湿性有关。

3 毛细管压力参数特征

毛细管压力参数可分为物性参数、孔喉特征参数和结果参数^[10]。物性参数包括孔隙度、渗透率;孔喉特征参数包括均值、歪度、分选系数、变异系数、中值半径、中值压力、排驱压力、最大孔喉半径及最大进汞饱和度等;结果参数为退汞饱和度和退汞效率。

3.1 物性参数

通过对研究区白115井、白124井、白209井、白213-31井及白213井等取心井统计结果表明,研究区长6储层孔隙度分布众数值在7%~11%之间,平均为8.3%;渗透率分布众数值在 $(0.08 \sim 2.2) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均为 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,根据油田目前的划分标准,为低孔特低渗透储层,且孔隙

度和渗透率总体呈正相关关系。

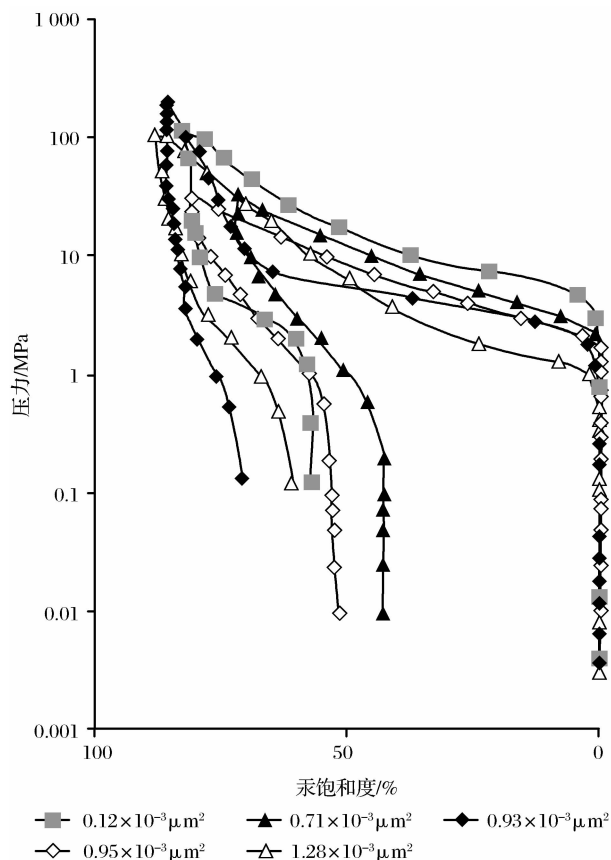


图1 毛细管压力曲线形态特征

3.2 孔喉特征参数

包括均值、歪度、分选系数、变异系数、中值半径、中值压力、排驱压力、最大孔喉半径、最大进汞饱和度等(表1),且门槛压力和中值压力较高,分选性一般,表明研究区影响储层物性的因素较为复杂。另外,统计长6储层孔喉半径分布,主要分布在 $0.01 \sim 1 \mu\text{m}$ 之间,其中对渗透率起主要作用的孔喉分布区间为 $0.02 \sim 0.25 \mu\text{m}$ 。

3.3 结果参数

结果参数为退汞饱和度、退汞效率。从表1可以看出,退汞饱和度和退汞效率较低,与孔喉结构复杂性有关。

4 孔喉结构参数对储集及渗流能力的影响

孔喉结构参数是影响储层物性的主要因素,研究参数间相互关系有利于制定有效的油田开发政策。孔喉半径和喉道参数很大程度上决定了储层渗透率大小及油藏最终采收率,利用实验进行进汞量的测试可以反映油藏开发的难易程度,因此探讨孔喉半径与进汞量的关系及喉道参数对渗透率的影响对油田开发具有一定的指导意义。

表 1 长6储层孔喉特征参数及其相互关系

特征参数	最大值	最小值	与孔隙度的关系		与渗透率关系		相关性判断
门槛压力	7.3	1.1	$y = -1.54x + 16.21$	$R^2 = 0.94$	$y = 0.42e^{-0.58x}$	$R^2 = 0.85$	强负相关
中值压力	97.3	5.9	$y = 15.51e^{-0.01x}$	$R^2 = 0.98$	$y = 0.24e^{-0.04x}$	$R^2 = 0.97$	强负相关
分选系数	2.5	2.0	$y = 41.96e^{-0.51x}$	$R^2 = 0.98$	$y = 6.07e^{-1.64x}$	$R^2 = 0.95$	强负相关
变异系数	0.44	0.2	$y = 31.88e^{-4.51x}$	$R^2 = 0.98$	$y = 2.52e^{-14.41x}$	$R^2 = 0.93$	强负相关
均值	12.2	10.0	$y = 3.51x - 27.98$	$R^2 = 0.59$	$y = 5 \times 10^{-8}e^{1.28x}$	$R^2 = 0.47$	略正相关
歪度	1.7	1.3	$y = 22.26\ln(x) + 0.80$	$R^2 = 0.65$	$y = 0.0008x^{9.32}$	$R^2 = 0.71$	中等正相关
最大孔喉半径/ μm	0.6	0.1	$y = 4.46\ln(x) + 17.03$	$R^2 = 0.73$	$y = 0.4768x^{1.53}$	$R^2 = 0.60$	中等正相关
中值半径/ μm	0.1	0.007	$y = 3.59\ln(x) + 23.09$	$R^2 = 0.83$	$y = 6.90x^{1.42}$	$R^2 = 0.83$	强正相关
最大进汞饱和度/%	89.4	65.3	$y = 4 \times 10^{-7}x^{3.89}$	$R^2 = 0.97$	$y = 2 \times 10^{-25}x^{12.32}$	$R^2 = 0.930$	强正相关
残留汞饱和度/%	70.6	47.5	$y = 21.78\ln(x) - 77.35$	$R^2 = 0.68$	$y = 8 \times 10^{-17}x^{8.47}$	$R^2 = 0.60$	正相关
退出效率/%	33.9	17.4	$y = -0.92\ln(x) + 14.79$	$R^2 = 0.004$	$y = 0.0014x + 0.09$	$R^2 = 0.01$	无
退汞饱和度/%	28.2	14.8	$y = 4.91e^{0.036x}$	$R^2 = 0.18$	$y = 0.005e^{0.13x}$	$R^2 = 0.22$	无

4.1 孔喉半径对进汞量的影响

孔喉半径与进汞量大小关系、孔喉对渗透率的贡献率关系如图 2。从图 2 可以发现:①进汞量与渗透率贡献曲线并不匹配。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,表明渗透率的影响因素更为复杂;②进汞量、渗透率与喉道半径的关系呈不均匀峰态分布,依据具体峰态可分为单峰、双峰及多峰形态。单峰意味着单一的孔喉半径对渗透率的贡献,当 2 类或以上的喉道半径对渗透率有贡献时峰态为双峰或多峰。

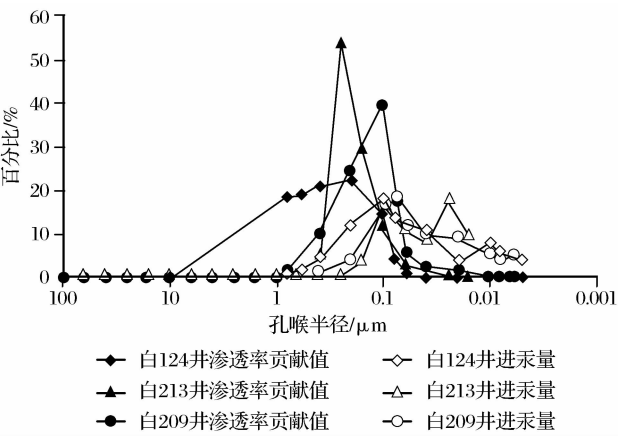


图 2 白 209 井区长 6 储层孔喉半径与进汞量关系

单峰显示对渗透率贡献较大的孔喉分布范围较小,有效孔喉分布范围有限。小孔喉对渗透率贡献低与毛细管、压力增大有关,但大孔喉对渗透率的贡献低是否与胶结作用强有关值得进一步探讨。双峰或多峰显示更为复杂的喉道特征,由于不同半径的喉道均对渗透率有贡献,实验过程中,流体的渗流呈

现阶段性渗出特征,而在油藏开采过程中,伴随着压力的下降,采油井中原油的流动将显示阶段性出油特征,注水井的注水状况将随着压力增加而有所改善,而且阶段性是否明显与孔喉半径分布范围有关,如果有效孔喉半径值相差较大,则阶段性较为明显,如果相差较小,则呈现连续的状态。

4.2 喉道参数对渗透率的影响

表 1 是喉道参数值及其与渗透率的关系,从表中可以看出,门槛压力、中值压力、分选系数、变异系数、最大进汞饱和度与渗透率具有良好的相关关系,相关系数均超过 80%;歪度、均值、最大孔喉半径和残余汞饱和度与渗透率也具有一定的相关性;但退汞效率和退汞饱和度与渗透率无关,另外,试图建立分选系数、变异系数等参数与退汞效率的关系,发现相关性很差,表明影响储层孔、渗物性的因素较多,孔喉结构较为复杂^[11-12]。

5 渗流特征

5.1 单相渗流特征

以单相水为例,按照渗透率高低选择典型实验岩心 6 块进行单相渗流实验,岩心的孔隙度分布在 9%~14% 范围内,渗透率分布在 $(0.09 \sim 1.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 范围内,属于特低渗透岩心。实验得到单相水的渗流流量与压力梯度的曲线结果如图 3a 所示。从图 3a 中可以看出如下规律:

(1)6 个样品中,渗透率为 $1.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.122 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品在低压力梯度时压力梯度与流量的关系表现为曲线,为非达西渗流特征;随着

压力增加过渡为直线,转变为达西型渗流。其余样品的渗流曲线基本呈直线。

(2)直线段的延伸与压力梯度轴的交点不经过坐标原点,具有拟启动压力梯度。

(3)随着压力增加,渗流流量增加,且渗透率越高,渗流流量增加的幅度也越大。

另外,通过数学方法拟合流量与压力梯度曲线在压力梯度坐标上的截距,可以求取岩心的拟启动压力梯度值,从图 3b 可以看出,拟启动压力梯度大小与渗透率大小负相关明显,当渗透率低于 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,随着渗透率的降低拟启动压力迅速增大。

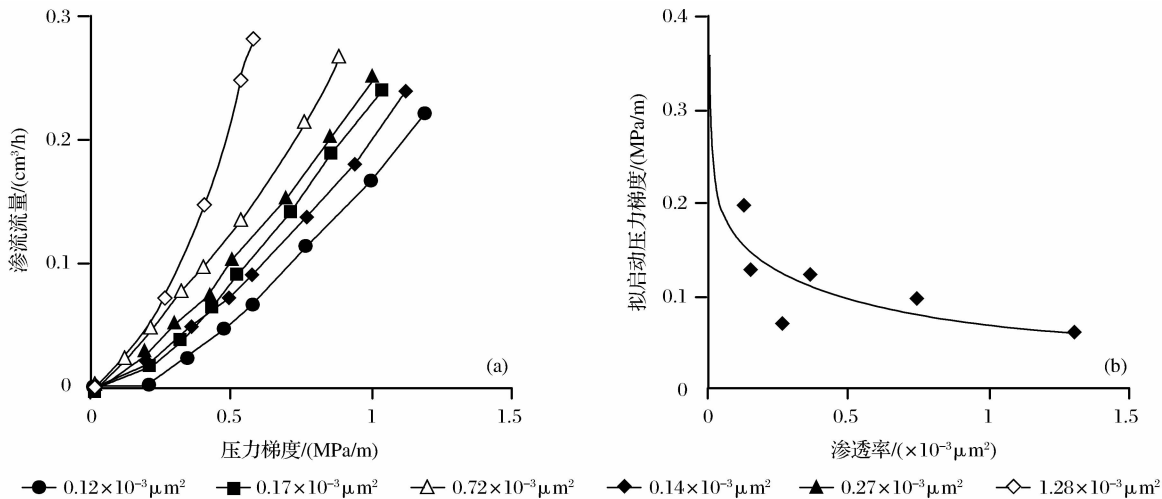


图 3 拟启动压力梯度与岩心渗透率的关系

5.2 油水两相渗流

渗透率大小对油水两相相对渗透率曲线有较大影响^[13],分析长 6 储层 12 个岩心样品可以发现特低渗透储层的一些共同特点:

(1)束缚水和残余油饱和度均较高,而且一般情况下,渗透率越低,束缚水和残余油饱和度越高,油水两相区越窄(图 4)。

也将呈下降状态。

尽管特低渗透样品的油相相对渗透率曲线具有基本相似的性质,但不同渗透率的水相相对渗透率曲线的形态特征有差异,并大致可以归纳为 2 类:下凹型和上凸型(图 5)。随着含水饱和度增加,下凹型曲线样品的水相相对渗透率增加较上凸型更加缓慢。通过润湿性分析,发现上凸型曲线样品具有亲水性,而下凹型曲线样品多为中性、弱亲油或亲油。

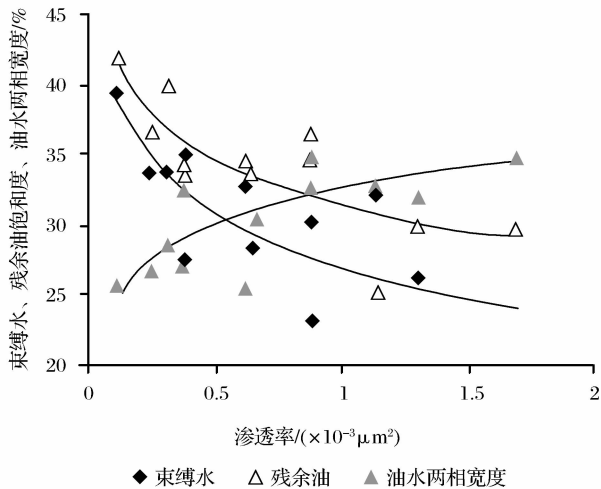


图 4 渗透率与束缚水和残余油饱和度、油水两相宽度关系

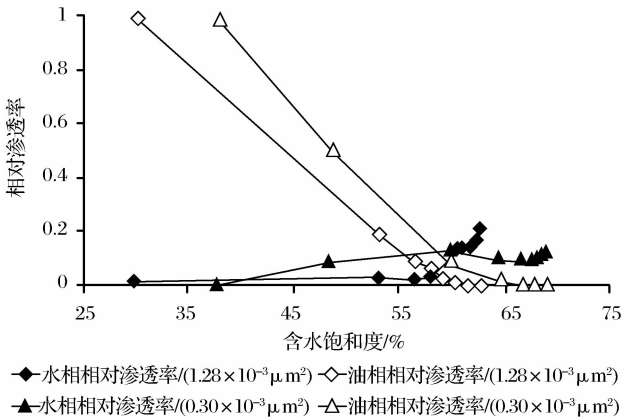


图 5 油水相对渗透率曲线特征

6 结论

实验结果表明,本文样品除具备一般特低渗透储层特征外,还有以下特征:

(2)随着含水饱和度增大,油相相对渗透率曲线几乎呈直线下降,水相相对渗透率曲线增长缓慢,表明随着含水量的上升,不但采油指数下降,采液指数

(1)退汞效率与渗透率大小无直接关系,与分选系数、变异系数等也无明显关系,反映特低渗透储层孔喉结构的非均质性较强,也可能与成岩作用或岩石的润湿性有关。

(2)进汞量与渗透率贡献曲线不匹配,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,表明渗透率的影响因素更为复杂。

(3)喉道半径与进汞量、渗透率贡献曲线表现为单峰、双峰和多峰。单峰显示对渗透率贡献较大的孔喉分布范围较小,有效孔喉分布范围有限,分析原因,小孔喉对渗透率贡献低与毛细管、压力增大有关,但大孔喉对渗透率的贡献低是否与胶结作用强有关值得进一步探讨。

(4)部分样品在低压力梯度时表现为非达西渗流特征,部分样品非达西渗流特征不明显。究其原因,可能与非达西流样品具有更为复杂的孔喉关系有关,而非达西流特征不明显的样品,推测孔喉分布范围较为集中,微观孔喉结构较为均匀。所以,样品表现为达西或非达西的渗流特征是否仅仅与渗透率大小有关值得进一步商榷。

(5)油相相对渗透率曲线略微下凹,近似可以看成“直线型”,下降幅度大;而水相相对渗透率曲线则主要为“上凸型”和“下凹型”,上升幅度较小,增长缓慢。说明随着含水量的上升,不但采油指数下降,采液指数也将呈下降状态,预示着用提高产液量实现油田稳产的难度很大。水相曲线的形态与岩石的润湿性有关,也可能与水锁效应有一定关系。

参考文献:

- [1] Li Daopin. Low Permeability Sandstone Oilfield Exploitation [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997. [李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.]
- [2] Cai Zhong. The study on the relationship between pore structure and displacement efficiency[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(6): 45-49. [蔡忠. 储集层孔隙结构与驱油效率关系研究[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(6): 45-49.]
- [3] Jia Zhenqi, Han Shaoxin, Tan Shenggao. Experimental study on single phase percolation in ultra low permeability core[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2007, 14(3): 78-80. [贾振岐, 韩少鑫, 覃生高. 特低渗透岩心单相渗流实验研究[J]. 特种油气藏, 2007, 14(3): 78-80.]
- [4] Zhu Chunsheng, Cheng Linsong, Yang Zhonghua, et al. Flowing characteristics in extra-low permeability sandstone reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(2): 102-104. [祝春生, 程林松, 阳忠华, 等. 特低渗透砂岩油藏渗流特性研究[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(2): 102-104.]
- [5] Hu Wenrui, Zhai Guangming. Practice and sustainable devel-

opment of oil and nature gas exploration and development in Ordos basin[J]. Engineering Sciences, 2010, 12(5): 64-71. [胡文瑞, 翟光明. 鄂尔多斯盆地油气勘探开发的实践与可持续发展[J]. 中国工程科学, 2010, 12(5): 64-71.]

- [6] Peng Zuolin, Zheng Jianjing. The direction of finding farge and medium-sized gas gield in China midwest[J]. Natural Gas Geoscience, 1996, 7(2): 1-8. [彭作林, 郑建京. 中国中西部寻找大中型气田的方向[J]. 天然气地球科学, 1996, 7(2): 1-8.]
- [7] Wang Duoyun, Zheng Ximin, Li Fengjie, et al. Forming condition of high-quality reservoir and its relative problems in low porosity and permeability enrichment zone[J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(2): 87-91. [王多云, 郑希民, 李凤杰, 等. 低孔渗油气富集区优质储层形成条件及相关问题[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(2): 87-91.]
- [8] Dang Ben, Zhao Hong, Yan Zhouquan, et al. Aracteristics of Mesozoic reservoirs in the southwest of Zhidan district, Ordos basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(3): 356-359. [党奔, 赵虹, 燕洲泉, 等. 鄂尔多斯盆地志丹探区西南部延安组 and 延长组储层物性比较研究[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(3): 356-359.]
- [9] Tang Wei, Tang Renqi. Fractal dimensions of mercury-ejection capillary pressure curves in Donghe-1 oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(5): 90-93. [唐玮, 唐仁骥. 东河1油田退汞毛细管、压力曲线的分形特征[J]. 石油学报, 2005, 26(5): 90-93.]
- [10] Wang Ruifei, Chen Mingqiang, Sun Wei. Classification and evaluation of micro-pore structures in the ultra-low permeability sandstone reservoir[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2008, 29(2): 213-220. [王瑞飞, 陈明强, 孙卫. 特低渗透砂岩储层微观孔隙结构分类评价[J]. 地球学报, 2008, 29(2): 213-220.]
- [11] Liao Jianbo, Liu Huaqing, Lin Weidong. Low permeable sandstone resrvoir characteristics and diagenesis of Chang 6, Chang 7 and Chang 8 Formation of the Yanchang Formation (Triassic), Shancheng-Yanwu area, Ordos basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(5): 682-687. [廖建波, 刘化清, 林卫东. 鄂尔多斯盆地山城—演武地区三叠系延长组长6—长8低渗储层特征及成岩作用研究[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(5): 682-687.]
- [12] Chen Guojun, Du Guichao, Zhang Gongcheng, et al. Diagenesis and main factors controlling the Tertiary reservoir properties of the Panyu low-uplift reservoirs, Pearl River Mouth basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(6): 854-861. [陈国俊, 杜贵超, 张功成, 等. 珠江口盆地番禺低隆起第三系储层成岩作用及物性影响因素分析[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(6): 854-861.]
- [13] Zhu Weiya, Song Hongqing, He Dongbo, et al. Low-velocity non-darcy gas seepage model and productivity equations of low-permeability water-bearing gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(5): 685-689. [朱维耀, 宋洪庆, 何东博, 等. 含水低渗气藏低速非达西渗流数学模型及产能方程研究[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(5): 685-689.]

Advances in Exploration and Exploitation Technologies of Shale Gas

ZHENG Jun-wei^{1,2}, SUN De-qiang³, LI Xiao-yan¹, ZHANG Jia-lin⁴

(1. *Scientific Information Center for Resources and Environment/Lanzhou Branch of National Science Library, CAS, Lanzhou 730000, China*; 2. *Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China*; 3. *Institute of Policy and Management, CAS, Beijing 100190, China*; 4. *Exploration and development Research Institute of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710021, China*)

Abstract: The reserve, the distribution as well as the status of exploration and exploitation technologies were systematically investigated. It has become an international hot research field for the technologies of shale gas resource evaluation, reservoir identification and evaluation, fracture prediction, reservoir reconstruction, horizontal well drilling process and so on. The current and future focus of the shale gas will be concerned as follows: shale gas formation mechanism study, the mechanism of accumulation, the effective identification shale gas, shale gas producing formation fracturing, horizontal wells and multilateral well technology. China's shale gas development in general is still in its infancy, the current main task is to evaluate the amount of resources and a favorable target area preferred, as well as key technology to carry out experimental pilot study. China need to further strengthen shale gas accumulation mechanism and mode of study, to increase technology research of shale gas exploration and development, to development pilot projects, to increase the national policy on R & D support and to strengthen international exchange and technical cooperation.

Key words: Shale gas; Exploration and development; Resource evaluation; Reservoir reconstruction; Horizontal well; Formation fracturing.

(上接第 481 页)

Effect of Micro-Pore Structure Parameter on Seepage Characteristics in Ultra-Low Permeability Reservoir: A Case from Chang6 Reservoir of Ordos Basin

HE Wen-xiang^{1,2}, YANG Le², MA Chao-ya³, GUO Wei⁴

(1. *Department of Geochemistry, Yangtze University, Jingzhou 434023, China*; 2. *Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources, Yangtze University, Jingzhou 434023, China*; 3. *No. 7 Production Plant, Changqing Oilfield Company, Wuqi 717606, China*; 4. *Research Institute of Exploration and Development of Changqing Oil Field, Xi'an 710018, China*)

Abstract: Based on mercury pressure and seepage experiments for the Chang6 reservoir rock with the ultra-low permeability in the Ordos basin, we discuss the pore-throat structure and seepage. Results of the mercury pressure experiments indicate that the capillary pressure curve is composed of B and C types. They are distributed in the up-right direction of typical patterns, with a higher pitch of parallel reach and a low angle between mercury-injection curve and mercury-ejection curve. Mercury pressure values for threshold pressure and middle pressure are high, suggesting moderate grain sorting. The contribution of pore-throat structure to permeability exists both single and several areas. There is a good correlations among permeability, threshold pressure value, and middle pressure value, but a weak correlation among permeability, mercury-ejection efficiency, and mercury-ejection saturation occurs. The single phase experiment indicates that non-darcy seepage for few samples exist when pressure gradient is low and change into darcy flow at high pressure. Two-phase experiment suggests that the reservoirs would have the high saturation of absorbing water and residual oil, associated with the small seepage areas both water and oil phase.

Key words: Ordos basin; Ultra-low permeability reservoir; Micro-pore structure; Capillary pressure ; Seepage.