

文章编号: 1001-6112(2011)06-0657-05

特低渗油藏储层微观孔喉分布特征与可动油评价

——以十屋油田营城组油藏为例

陈志海

(中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:借助室内孔渗分析资料和压汞测定的毛管压力资料,分析了特低渗透油藏储层的微观孔喉结构特征,其重要特点是微观孔喉细小,孔喉分布的非均质性严重,导致储层的渗透率较低,束缚水饱和度高,残余油饱和度高。应用边界层理论,明确了孔喉内微观可动油的定义,建立了微观可动油的划分界限,并把特低渗储层内的原油划分为水驱可动油和水驱难动油。应用该方法对十屋油田营城组油藏的储量进行了评价,评价结果与核磁共振方法评价的结果基本一致。

关键词:微观孔喉;特低渗储层;微观可动油;营城组油藏;十屋油田

中图分类号: TE122.2⁺5

文献标识码: A

Distribution feature of micro-pore and throat and evaluation of movable oil in extra-low permeability reservoir:

A case study in Yingcheng Formation, Shiwu Oil Field

Chen Zhihai

(SINOPEC Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: Based on the laboratory analyses of porosity and permeability as well as the measurement of capillary pressure by mercury injection, the features of micro-pore and throat in extra-low permeability reservoirs have been studied. The micro-pore and throat radius is small, and the distribution of pore and throat is characterized by strong heterogeneity, resulting in the low permeability of reservoir and the high saturation degrees of irreducible water and oil. Movable oil in micro-pore and throat is defined using border formation theory. The threshold for movable oil has been found, by means of which movable and unmovable oils by water drive can be distinguished in extra-low permeability reservoir. The evaluation of Yingcheng Formation in the Shiwu Oil Field has been carried out using the above-mentioned method, and the result is in accordance with that of nuclear—magnet resonance.

Key words: micro-pore and throat; extra-low permeability reservoir; micro movable oil; Yingcheng reservoir; Shiwu Oil Field

中国低渗透油气资源十分丰富,探明的石油地质储量近百亿吨。但是由于低渗透油气藏储集层物性差,非均质性严重,导致开发动用难度大,经济效益差。而在低渗透油藏中一半以上的储量存在于渗透率 $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低渗透储层中^[1-4]。此类储层的微观孔喉细小,以粒间孔隙为主,但部分溶蚀孔隙相对发育,喉道半径一般小于 $1.5 \mu\text{m}$,非有效孔隙占比例大,平均 30%,直接影响储层的渗透性。喉道细小导致油层内含水饱和度高(一般在 30%~50%,有的高达 60%^[5-6]),从

而造成特低渗透储层内原始含油饱和度低,绝大部分小于 50%。微观孔喉的细小又造成残余油饱和度较高,而可动油饱和度在原始含油饱和度中的比例就会大幅度降低。如何评价特低渗透油藏内微观可动油饱和度,对开发此类油藏至关重要。

1 国内外研究现状

为了研究特低渗透油藏储层微观孔喉结构对可动油的影响,国内外学者建立了边界流体或边界层的概念^[7-11]。在核磁共振技术中把地层流体分

收稿日期: 2011-01-06; 修订日期: 2011-10-10。

作者简介: 陈志海(1970—),男,博士,教授级高工,从事油藏工程和开发方案编制研究工作。E-mail: chenzh.syky@sinopec.com。

基金项目: 中石化油田部开发先导项目“松南十屋油田营城组特低渗油藏探明储量评价与开发先导试验研究”(YTB2009021)。

为边界流体和体相流体,边界流体附着在孔道壁上,体相流体位于喉道的中央,可以自由流动,又称为自由流体。而边界流体附着在喉道壁面的厚度大小受沉积性质、孔喉大小、流体性质等因素的影响。目前核磁共振测井仪通过弛豫时间谱可区别边界流体和体相流体的份额。国内外通过高压压汞技术、恒速压汞技术、核磁共振技术、X-CT 成像技术、室内实验技术对特低渗透油藏储层的微观孔喉结构特征开展了研究,研究认为^[7,12]特低渗透砂岩储层微观孔喉结构非均质性强,喉道孔隙类型多样是储层渗透性差的主要原因,较大的孔隙和细小的喉道是决定储层储集性和渗透能力的重要因素;可动流体分布非均质性强,渗透率的高低与可动流体参数相关性强。通过水驱油微观机理在核磁共振上的显示^[7,12-13],探测驱替过程中岩石含油孔隙分布和被驱替油的孔隙分布,毛细管喉道分布以 $0.5 \mu\text{m}$ 为界,小于 $0.5 \mu\text{m}$ 喉道中的原油为不可动油,大于该值的为可动油,可动油占总油量的 51.9%。我国大量低渗透砂岩压汞统计喉道中值半径一般小于 $1.5 \mu\text{m}$,而特低渗透砂岩平均为 $0.4621 \mu\text{m}$ ^[10,14]。由此可见,在特低渗透油藏的储层内,一半以上的微观孔喉内的原油是无法通过水驱驱替的,只能靠自身的弹性驱动采出很少的一部分。为了进一步研究孔隙和喉道对水驱油的控制作用,国内外学者^[12]采用恒速压汞技术分别研究孔隙半径和喉道半径的定量分布特征,研究表明决定储层渗透率大小的是喉道半径,孔隙半径决定储层的储集性能,喉道半径与孔隙半径相比,相差 1~2 个数量级,喉道只有几个微米。特低渗透油藏储层的最大连通喉道半径普遍较小,喉道分布范围宽且极不均匀导致储层渗透性差、渗透率参数变化大,储层非均质性强;储层非均质性强的根源在于其微观孔隙结构特征的不均一性^[14]。

2 特低渗油藏储层微观孔喉分布特征

以十屋油田营城组油藏储层为例,探讨特低渗透油藏储层微观孔喉分布特征。十屋油田营城组及沙河子组油气藏属于特低渗—超低渗复杂断块油气藏。单薄层砂体的平面分布稳定性差,且受断层切割。油气藏内流体类型丰富,分布受构造、断层和岩性的共同控制。绝大多数井需要压裂投产,试采动态表明油井产量低,弹性开采产量递减快,单井累计产量不足 500 t。

19 口井 730 块岩心化验分析表明,储层物性较差,不同层组平均孔隙度 8%~10%,平均渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔超低渗储层^[6](图 1)。岩心观察表明,不同层组均有高角度裂缝分布,但不发育,裂缝相对孤立,难以形成裂缝网络系统。

对营城组油藏典型井取心测试的孔渗资料分析,特超低渗(小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)岩样 16 个,占总样品数(47 个)的 34%;超低渗 $[(0.1 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2]$ 岩样 22 个,占总样品数的 46.8%;特低渗 $[(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2]$ 岩样 8 个,占总样品数的 17%。可见营城组油藏目的层的渗透率主要分布在特超低渗—超低渗范围,只有部分分布在特低渗,储层条件较差。

对 3 口井 158 块岩心样品开展了压汞法毛管压力测定实验。36 号岩心测试的孔隙度为 10.3%,渗透率为 $0.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对应的岩心毛管压力曲线分布与孔喉分布如图 2,孔喉分布呈单峰,分选差到中等;进汞的孔喉半径集中在 $0.016 \sim 1.6 \mu\text{m}$,对渗透率贡献比较大的孔喉半径为 $1.0 \mu\text{m}$,贡献率为 55%。该岩心的孔渗在被测试的岩心中是较好的,其它绝大部分岩心测试的孔渗比较低,孔隙度在 8%左右,渗透率分布在 $(0.1 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间。如 20 号岩心测试的孔隙度 9%,渗透率 $0.14 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对应的岩心毛管压力曲线分布与

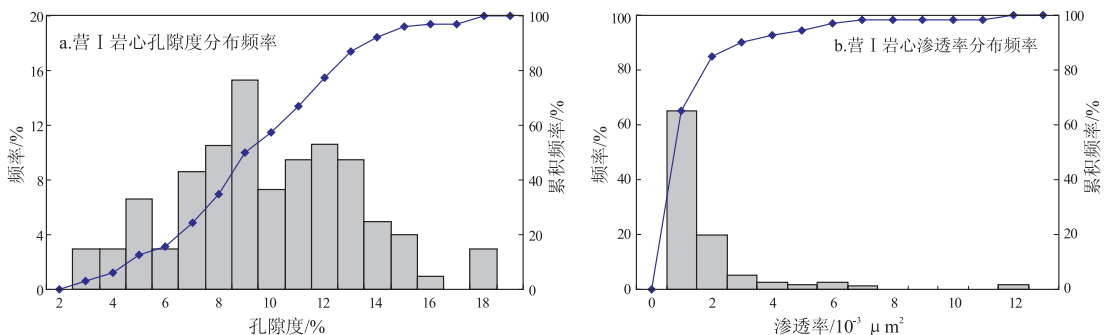


图 1 十屋油田营城组储层岩心孔隙度和渗透率分布频率

Fig. 1 Core porosity and permeability of Yingcheng reservoir, Shiwu Oil Field

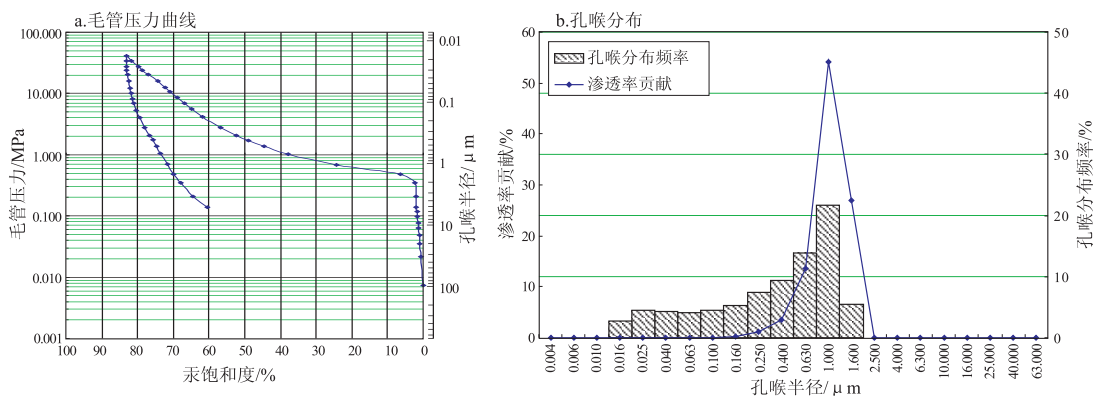


图2 十屋油田36号岩心的毛管压力曲线与孔喉分布

Fig. 2 Curves of capillary pressure and distribution of pore and throat of core sample 36, Shiwu Oil Field

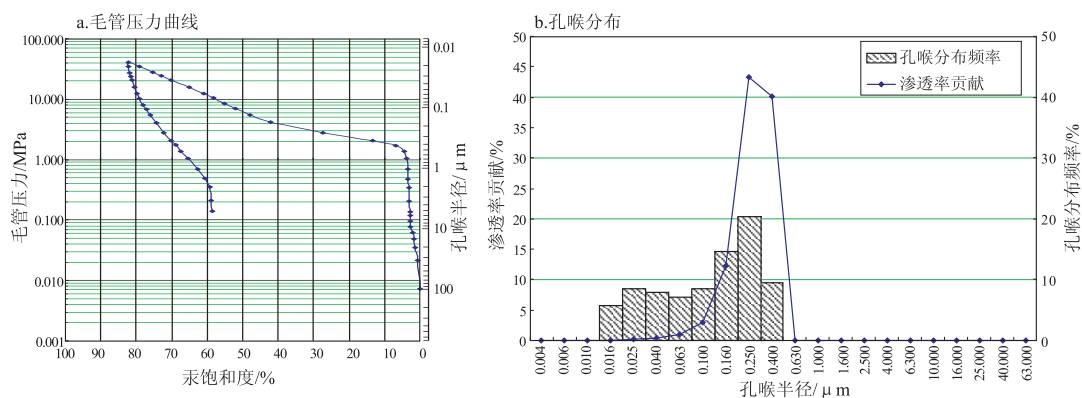


图3 十屋油田20号岩心的毛管压力曲线与孔喉分布

Fig. 3 Curves of capillary pressure and distribution of pore and throat of core sample 20, Shiwu Oil Field

孔喉分布如图3;孔喉分布呈单峰,进汞孔喉半径在 $0.016\sim 0.4\ \mu\text{m}$,对渗透率贡献最大的孔喉半径为 $0.25\ \mu\text{m}$,分布频率为20%,对渗透率的贡献为45%。

十屋油田营城组油藏储层的孔隙结构呈单峰分布,说明是以一种孔隙类型为主,以粒间孔隙为主,次生的溶蚀孔隙基本没有贡献。单峰分布表明成岩作用的次生改造对储层的贡献率很低,造成储层孔隙度低、渗透率低、储层条件较差。从压汞曲线未看到微裂缝的贡献。

进一步统计发现,决定岩心渗透率大小的是微观孔喉的大小与分布特征,岩心渗透率大小与孔喉半径均值、孔喉半径中值、喉道半径均值和渗透率贡献峰值对应的孔喉半径峰位密切相关,呈半对数线性关系(图4)。孔喉半径越小,对应的渗透率越低,反之亦然。研究表明,该地区的砂岩储层的渗透率与孔隙度的对应关系呈半对数分布,所以孔隙度与孔喉半径均值之间呈很好的线性关系。典型井不同井段取心分布剖面(图5)表明,孔隙度、渗透率、孔喉半径、排驱压力之间有很好的对应关系,孔隙度高,对应的渗透率高,排驱压力小,根本原因

在于孔喉半径尺寸的大小。

3 微观可动油评价方法及应用

根据微观孔喉内流体的边界层理论^[14],吸附在喉道壁面的流体厚度在 $0.1\sim 0.2\ \mu\text{m}$,即地层束缚水膜的厚度大约在 $0.1\sim 0.2\ \mu\text{m}$ 。如果喉道半径小于该值,在成藏过程中就很难有原油充注。在水驱条件下,微观可动油的界定是充满原油的微观孔喉,其孔喉半径大小能满足水驱驱替出微观喉道内的原油。据王乃举^[10]研究表明,能实现水驱驱替的最小喉道半径为 $0.5\ \mu\text{m}$,即能实现水驱驱替的微观喉道界限。喉道半径大于该值,能实现水驱;小于该值,不能进行水驱。全国低渗透油层综合分类评价对19个微观孔喉结构参数统计^[14]表明,超低渗透和特低渗透层的主流喉道半径在 $0.11\sim 1.53\ \mu\text{m}$,中值半径(r_{50})在 $0.12\sim 0.20\ \mu\text{m}$ 。由此可见,特低渗透储层只有部分喉道半径大于 $0.5\ \mu\text{m}$ 的喉道才能实现水驱,而超低渗透储层因主流喉道半径和中值喉道半径均小于界限值,只有很少一部分粗喉道才能实现水驱。

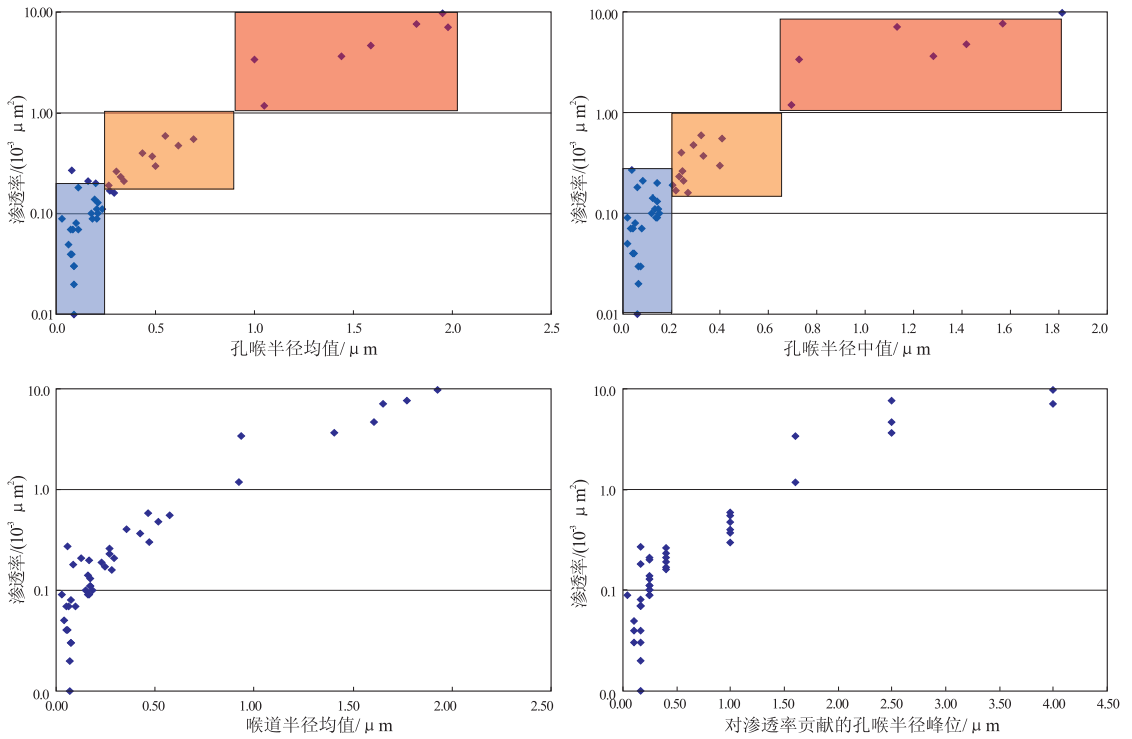


图 4 十屋油田 WK17-8 井营城组岩心渗透率与孔喉半径大小分布

Fig. 4 Permeability and pore and throat radius of cores from Yingcheng Formation, Shiwu Oil Field

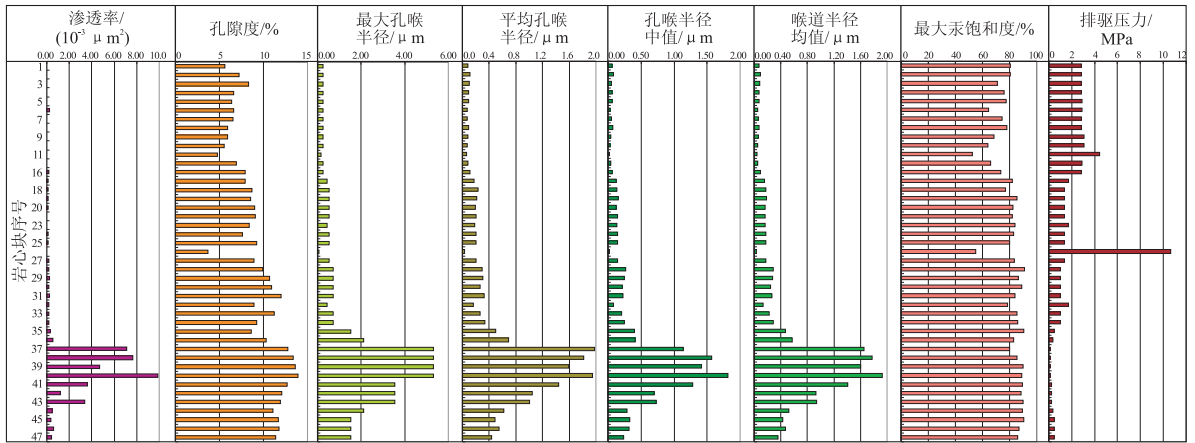


图 5 十屋油田典型井取心剖面与孔喉参数分布对比

Fig. 5 Core profiles and pore and throat parameters of typical wells in Shiwu Oil Field

为了评价储层内的微观可动油,需要建立喉道半径与渗透率之间的关系。根据十屋油田营城组油藏储层取心测试结果,建立了渗透率与孔喉半径之间的关系(图 4)。根据界限值 0.2, 0.5 μm , 可以把渗透率分为 3 个区域、小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的为非含油层, $(0.3 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的为水驱难动用层, 大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为可水驱动用层。根据岩心的孔渗测试结果,进一步采用孔渗参数确定不同级别储层的分类参数(图 6)。非储层对应的孔隙度为小于 8%, 渗透率小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 水驱难动用层对应的孔隙度为 8%~12%, 渗透率为

$(0.3 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 水驱可动用层对应的孔隙度大于 12%, 渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

依据此标准研究十屋油田营城组油藏的可动用储量规模,纵向上分为 4 个层系,根据可动油界限值划分不同储层条件下的分布比例(表 1); 计算出水驱可动用储量规模比例为 22%~33%, 水驱难动用储量规模为 49%, 非储层储量为 26%。可动油占总油量的比例为 31%。

对岩心开展核磁共振实验测定岩心内的可动流体饱和度和可动油饱和度,测试结果(表 2)表明,可动流体饱和度为 44.6%, 可动油饱和度为 3.65%,

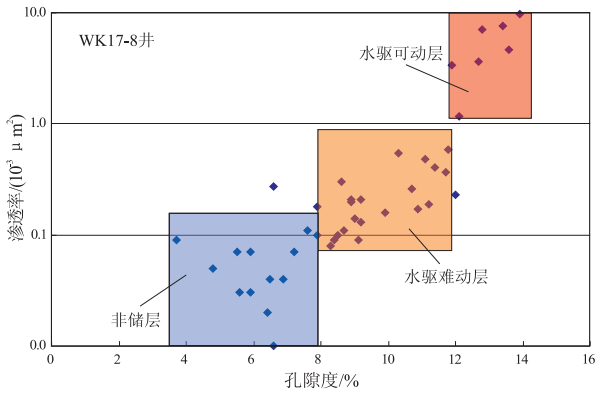


图 6 十屋油田不同级别储层分区对应关系
Fig. 6 Classification of reservoirs of different levels in Shiwu Oil Field

表 1 十屋油田营城组油藏岩心测试孔渗大小分布比例
Table 1 Proportion of tested porosity and permeability of cores from Yingcheng Formation, Shiwu Oil Field

油层	不同孔隙度所占比例/%			不同渗透率所占比例/%	
	5~8	8~12	>12	<1	>1
营一	25	40	35	65	35
营二	51	29	20	75	25
营三	48	45	7	60	40
营五	35	40	25	70	30

原始含油饱和度为 19.2%。可动油饱和度占原始含油饱和度的比例为 19%，与采用微观可动油评价方法的结果基本一致，证实该方法是可行的。

表 2 十屋油田室内岩心核磁共振实验测试可动流体分布

Table 2 Distribution of movable oil in cores from Shiwu Oil Field with nuclear—magnet resonance

岩心编号	取心层段/m	孔隙度/%	渗透率/ (10 ⁻³ μm ²)	可动流体 饱和度/%	可动油 饱和度/%	可动水 饱和度/%	束缚流体 饱和度/%	束缚油 饱和度/%	束缚水 饱和度/%	含油 饱和度/%
sn202(2-22/26)	1 336.72~1 336.82	7.74	0.042	20.61	1.19	19.42	79.39	10.6	68.79	11.79
sn203(1-4/4)	1 346.76~1 346.86	8.83	0.31	40.83	2.38	38.45	59.17	17.52	41.65	19.9
sn203(5-10/36)	1 806.89~1 807.04	12.87	2.451	55.5	1.32	54.18	44.5	7.34	37.16	8.66
sn205(1-9/46)	1 688.87~1 689.03	13.51	1.664	49.92	5.49	44.43	50.08	25.02	25.06	30.51
sn205(1-33/46)	1 693.10~1 693.39	12.96	0.721	37.94	5.01	32.93	62.06	17.92	44.14	22.93
sn205(3-35/50)	1 790.70~1 790.88	9.06	0.513	45.9	3.97	41.93	54.1	24.22	29.88	28.19
sn205(3-20/50)	1 788.79~1 788.97	11.57	0.405	36.43	3.97	32.46	63.57	25.59	37.98	29.56
SN64(号 10)	1 857.71~1 857.81	12.57	1.317	47.69	3.59	44.1	52.31	15.79	36.52	19.38
SN64(1-44/57)	1 860.37~1 860.57	12.41	2.297	51.83	8.07	43.76	48.17	21.18	26.99	29.25
SN69(3-1/17)	1 825.00~1 825.08	12.63	0.866	43.5	3.2	40.3	56.5	18.13	38.37	21.33
wk17-4(3-5/59)	2 021.51~2 021.73	11.55	1.693	54.44	8.88	45.56	45.56	16.14	29.42	25.02
wk17-4(4-21/47)	2 037.31~2 037.51	11.4	1.213	49.75	4.12	45.63	50.25	23	27.25	27.12
wk17-4(5-20/40)	2 051.07~2 051.17	7.28	0.074	29.72	2.89	26.83	70.28	25.27	45.01	28.16
wk17-8(1-24/47)	1 952.16~1 952.31	9.22	0.761	47.85	2.32	45.53	52.15	7.54	44.61	9.86
wk17-8(1-38/47)	1 954.69~1 954.80	13.27	12.541	68.44	7.23	61.21	31.56	9.65	21.91	16.88
wk17-9(2-2/59)	1 588.45~1 588.70	17.19	1.408	44.08	1.54	42.54	55.92	13.93	41.99	15.47
SW101(1-2/38)	1 519.84~1 519.94	7.94	0.016	12.24	1.08	11.16	87.76	3.69	84.07	4.77
无井号(4-15/40)		15.38	3.107	57.18	1.39	55.79	42.82	6.39	36.43	7.78
无井号(4-16/40)		15.5	3.407	53.28	1.75	51.53	46.72	7.45	39.27	9.2

4 认识

1) 借助室内孔渗分析资料和压汞测定的毛管压力资料, 分析了特低渗透油藏储层的微观孔喉结构特征, 其重要特点是微观孔喉细小, 孔喉分布的非均质性严重, 导致储层的渗透率较低, 束缚水饱和度, 残余油饱和度高。

2) 应用边界层理论, 明确了孔喉内微观可动油的定义, 建立了微观可动油的划分界限, 并把特低渗储层内的原油划分为水驱可动油和水驱难动油。

3) 应用该方法对十屋油田营城组油藏的储量

进行了评价, 评价结果与核磁共振方法评价的结果基本一致。

参考文献:

[1] 徐运亨, 徐启, 郭永贵, 等. 低渗透油藏渗流机理研究及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 15-35.
[2] 王瑞飞. 特低渗透砂岩油藏储层微观特征: 以鄂尔多斯盆地延长组为例[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
[3] 谢润成, 周文, 晏宁平, 等. 致密低渗砂岩储层质量控制因素研究: 以靖边气田盒 8 段为例[J]. 石油实验地质, 2010, 32(2): 120-123.

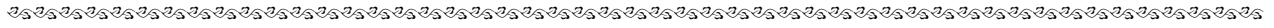
源岩生烃演化和不同岩性供烃能力方面,该地区西北缘和南缘是潜力最大的地区。勘探成果和研究均表明下古生界奥陶系碳酸盐岩是较好的烃源岩之一,鄂尔多斯西南缘有别于盆内腹地,多期构造运动使得古生界变形强烈,虽然烃源岩生烃能力较大,但该地区的生储盖组合、油气成藏控制因素等认识均处于较低水平。因而一方面要充分认识到该地区具有较好的资源基础,另一方面也要认识到由于构造运动复杂,增加了勘探难度。加强下古生界的勘探和研究是该地区勘探突破的重要前提之一。

参考文献:

[1] 付金华,魏新善,任军峰,等. 鄂尔多斯盆地天然气勘探形势与发展前景[J]. 石油学报,2006,27(6):1-4.
 [2] 叶伽仁,赵鹏大,陆明德. 鄂尔多斯盆地地下古生界油气地质动力学研究[J]. 中国科学 D 辑:地球科学,2000,30(1):40-46.
 [3] 张义楷,周立发,党彝,等. 鄂尔多斯盆地中新生代构造应力场与油气聚集[J]. 石油实验地质,2006,28(3):215-219.
 [4] 张进,马宗晋,任文军. 鄂尔多斯盆地西缘逆冲带南北差异的形成机制[J]. 大地构造与成矿学,2000,24(2):124-133.
 [5] 钱锋,艾永峰. 鄂尔多斯南部地区早古生代主动大陆边缘演化特征[J]. 西安工程学院学报,2002,24(1):18-21.

[6] 徐黎明,周立发,张义楷,等. 鄂尔多斯盆地构造应力场特征及其构造背景[J]. 大地构造与成矿学,2006,30(4):455-462.
 [7] 冯增昭,鲍志东. 鄂尔多斯奥陶纪马家沟期岩相古地理[J]. 沉积学报,1999,17(1):1-8.
 [8] 冯增昭,鲍志东,康祺发,等. 鄂尔多斯早古生代古构造[J]. 古地理学报,1999,1(2):84-91.
 [9] 鲍志东,李儒峰,冯增昭. 鄂尔多斯盆地东西部奥陶系对比再研究[J]. 地质论评,1999,45(4):375-381.
 [10] 冯增昭,鲍志东,康祺发,等. 鄂尔多斯奥陶纪古构造[J]. 古地理学报,1999,1(3):83-94.
 [11] 朱创业,张寿庭. 鄂尔多斯盆地马家沟组碳酸盐岩有机质特征及烃源岩研究[J]. 成都理工学院学报,1999,26(3):217-220.
 [12] 黄擎宇,张哨楠,丁晓琪,等. 鄂尔多斯盆地西南缘奥陶系马家沟组白云岩成因研究[J]. 石油实验地质,2010,32(2):147-153.
 [13] 孟凡巍,周传明,燕夔,等. 通过 C₂₇/C₂₉ 甾烷和有机碳同位素来判断早古生代和前寒武纪的烃源岩的生物来源[J]. 微体古生物学报,2006,23(1):51-56.
 [14] 谢增业,胡国艺,李剑,等. 鄂尔多斯盆地奥陶系烃源岩有效性判别[J]. 石油勘探与开发,2002,29(2):29-32.
 [15] Jacob H. Classification, Structure, genesis and practical importance of natural solid bitumen (migrabitumen) [J]. International Journal of Coal Geology, 1989, 11(1): 65-79.
 [16] 王飞宇,何萍,程顶胜,等. 下古生界高一过成熟烃源岩有机成熟度评价[J]. 天然气地球科学,1994,26(5):1-13.

(编辑 叶德燎)



(上接第 661 页)

[4] 张惠,孟祥振,郭艳琴,等. 鄂尔多斯盆地富县地区延长组长 6 储层特征[J]. 石油实验地质,2010,32(3):242-246.
 [5] 程启贵,郭少斌,王海红,等. 鄂尔多斯盆地中西部长 6 油层组储层综合评价[J]. 石油实验地质,2010,32(5):415-419.
 [6] 李万才,杨雪,曹玥. 十屋油田低渗透油层测井识别技术[J]. 吉林大学学报:地球科学版,2010,40(S1):94-101.
 [7] 孙庆和,何玺,林海. 特低渗透油藏可动油的测量及应用[J]. 大庆石油地质与开发,1999,18(6):35-37.
 [8] 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.
 [9] 高建,侯加根,林承焰,等. 特低渗透砂岩油藏剩余油分布的主控因素及有利区块评价[J]. 中国石油大学学报(自然科学

版),2007,31(1):13-17.
 [10] 王乃举. 中国油藏开发模式总论[M]. 北京:石油工业出版社,1999.
 [11] 裘亦楠,刘玉芬. 低渗透砂岩油藏开发模式[M]. 北京:石油工业出版社,1999.
 [12] 杨正明,姜汉桥,李树铁,等. 低渗气藏微观孔隙结构特征参数研究:以苏里格和迪那低渗气藏为例[J]. 石油天然气学报,2007,29(6):108-110.
 [13] 杨县超,张林,李江,等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田储层微观孔隙结构特征[J]. 地质科技情报,2009,28(3):73-76.
 [14] 黄延章. 低渗透油藏渗流机理[M]. 北京:石油工业出版社,1998.

(编辑 黄娟)