

基于恒速压汞技术的低渗储层 孔隙结构与渗流能力 ——以珠江口盆地文昌 A 凹陷珠海组为例

郇金来¹, 杨朝强¹, 吴其林², 甘永年¹, 王 玉¹, 付晓树¹

(1 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057;

2 广东石油化工学院石油工程学院, 广东茂名 525000)

摘要:目前南海西部各典型低渗透油气藏普遍存在微观渗流规律认识不清、油气开发潜力模糊的问题,严重制约了低渗油气田的后续开发部署。通过应用恒速压汞技术对珠江口盆地文昌 A 凹陷珠海组低渗凝析气藏储层孔隙结构及渗流潜力进行分析,结果表明:①渗透率不同的岩心样品孔隙半径差别很小,喉道是决定研究区储层渗透率的主要因素,主流喉道半径可以作为评价低渗透储层渗流能力和开发难度的关键物性参数;②在渗透率 $>1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气藏范围内,文昌 A 凹陷珠海组开发难度较小;而渗透率在 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 附近的特低—极特低渗透油藏范围内,文昌 A 凹陷珠海组(文昌 WC-Y1 井 ZH₃)开发难度很大。

关键词:恒速压汞;主流喉道半径;渗流能力;珠海组;文昌 A 凹陷

中图分类号:TE311+.2 **文献标志码:**A **DOI:**10.16028/j.1009-2722.2017.10008

1971年, Gaulier^[1]在 SPE 会刊上发表了一篇关于恒速压汞技术设计思想、合理性分析及数据处理方法的研究论文,并给出了很多关键概念的初步定义;1984年, Yuan 和 Swanson^[2]两位学者在 Gaulier 研究的基础上提出了更加完整的恒速压汞技术思想,将该项技术称为孔隙特征检测仪 APEX(apparatus for pore examination),并首次开展恒速压汞试验^[3]。恒速压汞的实验原理为仪器以非常低的进汞速度($1 \times 10^{-6} \text{ mL/s}$)将汞注入岩石孔隙体积内,根据进汞压力的涨落来获取孔隙结构信息^[4-8]。

恒速压汞技术对比常规压汞技术的优势在于,在实验进程上实现了对喉道和孔隙分布的直接测量,最小可测试喉道半径约为 $0.1 \mu\text{m}$ ^[9],并分别给出相应的毛细管压力曲线,区分岩样孔隙结构上的差异(图1),更适用于孔喉性质差别很

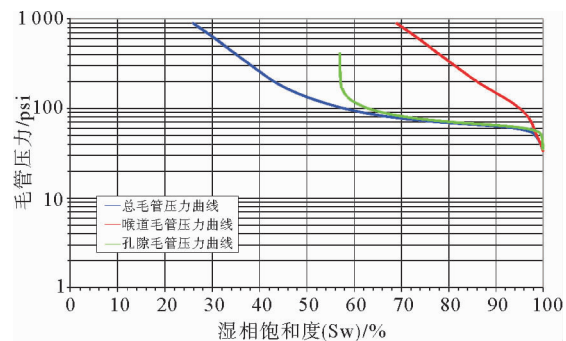


图 1 恒速压汞测试曲线

Fig. 1 Test Curve of constant speed mercury injection

收稿日期:2017-08-01

基金项目:“十三五”国家重大科技专项“南海西部海域低渗油藏勘探开发关键技术”(2016ZX05024-007)

作者简介:郇金来(1984—),硕士,工程师,主要从事海洋石油天然气储层质量评价及开发研究工作. E-mail: huanjl@cnooc.com.cn

大的低渗透、特低渗透储层^[10-14]。本次研究应用恒速压汞试验技术对南海西部珠江口盆地文昌 A 凹陷珠海组低渗气藏的微观孔隙结构及其分布规律进行研究,在此基础上分析了该气藏气体的渗流能力及开发难度。

1 研究区概况

文昌 A 凹陷是珠江口盆地西部珠三坳陷的二级构造单元,自 20 世纪 80 年代相继钻探发现了多个气田和含气构造^[15](图 2)。凹陷自下而上发育前第三系基底,古近系神狐组、文昌组、恩平组和珠海组,新近系珠江组、韩江组、粤海组和万山组及上覆第四系更新统^[16]。经前人多次勘探实践证明,该凹陷具备良好的天然气聚集条件,含气层主要位于珠海组^[17,18]。受储层岩性、物性及孔隙结构等各因素的制约,珠海组储层的孔隙度为 6.4%~15.5%,渗透率 $<22.33 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于典型的低—特低渗储层^[19]。

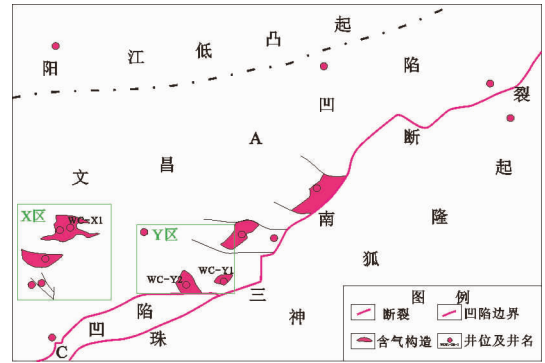


图 2 文昌 A 凹陷构造单元示意图
Fig. 2 Schematic map showing tectonic units of Wenchang A Sag

2 实验基本情况

本次研究共取 5 块珠海组砂岩样品进行测试,岩心基本资料如表 1。测试单位为中国石油勘探开发研究院廊坊分院渗流流体力学研究所,实验仪器为美国岩心实验系统公司制造的 ASPE-730 恒速压汞仪。进汞压力为 0~1 000

表 1 实验岩心基本资料
Table 1 Basic data of cores

区块	样品编号	井号	层位	深度/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	岩性描述
X 区	2	WC-X1	ZH ₃	4 211.71~4 211.88	7.33	0.213	中砂岩
	1	WC-Y1	ZH ₃	3 765.65	11.07	0.124	粉砂岩
Y 区	3	WC-Y1	ZH ₂	3 342.07	8.38	0.623	细砂岩
	4	WC-Y2	ZH ₃	3 686.87	10.22	1.78	中砂岩
	5	WC-Y1	ZH ₁	3 332.41	12.48	5.61	细砂岩

psi(约 7 MPa)。进汞速度 0.000 001 mL/s。汞与岩心接触角为 140°,界面张力为 485 dyn/cm,样品外观体积约为 1.5 cm³。具体实验步骤和方法如下^[20]:

①钻取直径为 2.5 cm 的柱塞岩样,洗油后烘干;

②用气测方法测量洗油烘干后的标准岩心的孔隙度和渗透率;

③从柱塞岩样上截取小块岩样抽真空,然后浸泡在汞液中;

④以恒定的速度(0.000 001 mL/s)向岩心注汞,同时通过计算机系统来进行实时监控及数据

自动化的采集和输出,以备后续处理。进汞过程中压力周期性地降落—回升,当压力达到 900 psi 时实验结束。

3 实验数据分析

3.1 参数计算方法

本节参数计算方法据文献^[12,20]。

①喉道均质系数(a):储层中各喉道半径(r_i)对最大喉道半径(r_{max})的总偏离度。该系数越大,表明测试样品的喉道半径越接近最大喉道半

径,喉道分布相对越均匀。

$$a = (\sum r_i \alpha_i) / r_{\max}$$

②平均喉道半径(\bar{R}_c):喉道半径分布的方均根。

$$\bar{R}_c = \sqrt{(\sum_{i=1}^n r_i^2 \alpha_i)}$$

③主流喉道半径:渗透率累加贡献 80% 所对应的喉道半径。

④单个喉道对渗透率的贡献(ΔK_i)。

$$\Delta K_i = \frac{r_i^2 \alpha_i}{\sum r_i^2 \alpha_i}$$

⑤喉道半径分选系数(CCR):样品喉道半径方差(δ)与该样品平均半径(\bar{R}_c)的比值。该系数越小,喉道大小越趋近平均值,孔隙结构越均匀。

$$CCR = \delta / \bar{R}_c$$

$$\delta = \sqrt{\sum (r_i - \bar{R}_c)^2 \alpha_i}$$

3.2 恒速压汞测试结果及分析

5块岩心的喉道半径测试结果如表2。伴随渗透率增大,最大喉道半径、主流喉道半径、平均喉道半径均增大。当岩心渗透率 $<1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,最大喉道半径为 $7 \mu\text{m}$,主流喉道半径 $<1.7 \mu\text{m}$,平均喉道半径均 $<1.5 \mu\text{m}$;当岩心渗透率 $>1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,最大喉道半径分布于 $8 \sim 10 \mu\text{m}$ 之间,主流喉道半径分布于 $2.8 \sim 3.3 \mu\text{m}$ 之间,平均喉道半径分布于 $2 \sim 2.5 \mu\text{m}$ 之间。分选系数随渗透率升高而增大表明,研究区低渗透凝析气藏储层岩心的渗透率越大则孔隙结构非均质性越强。

表2 恒速压汞测试结果

Table 2 Test result of constant speed mercury injection

样品编号	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	最大喉道 半径/ μm	平均喉道 半径/ μm	主流喉道 半径/ μm	方差	分选系数	均质系数
1	0.124	1.4	0.294	0.282	0.098	0.334	0.199
2	0.213	3.9	0.656	0.658	0.211	0.321	0.16
3	0.623	7	1.43	1.606	0.669	0.468	0.182
4	1.78	8.4	2.051	2.887	1.211	0.591	0.202
5	5.61	9.9	2.467	3.267	1.296	0.525	0.215

3.2.1 不同渗透率恒速压汞测试结果对比

测得5块样品的孔隙大小分布见图3,喉道大小分布见图4,喉道大小累计分布见图5,渗透率与主流喉道半径关系见图6。

由图3和图4可以看出,珠江口盆地文昌A

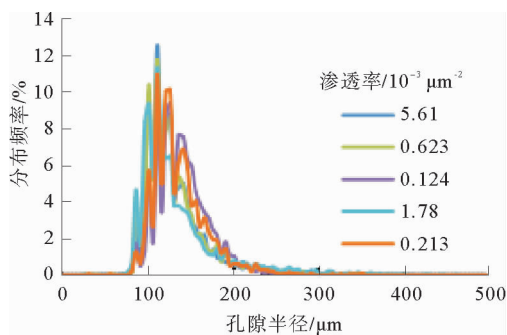


图3 岩心孔隙半径分布

Fig. 3 Distribution graph of pore radius

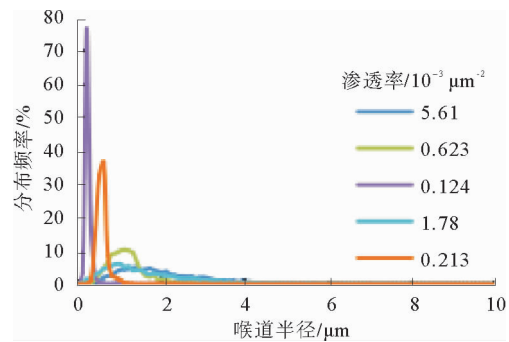


图4 岩心喉道半径分布

Fig. 4 Distribution graph of throat radius

凹陷珠海组不同渗透率样品的孔隙半径大小差别很小,峰值分布大体在 $100 \sim 200 \mu\text{m}$ 之间,而喉道半径大小差别迥异,进而表明喉道半径大小是影响储层砂体渗透率高低的因素。图4中岩心分为2种类型:渗透率 $<1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品,

平均喉道半径均 $<1.5 \mu\text{m}$;渗透率 $>1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品,平均喉道半径约为 $2 \sim 2.5 \mu\text{m}$,喉道半径的分布相对展宽,在 $0 \sim 4.00 \mu\text{m}$ 均有分布。

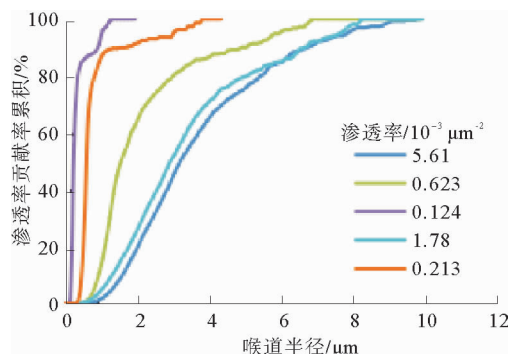


图 5 喉道对渗透率的累积贡献率

Fig. 5 The accumulative contribution rate of throat to permeability

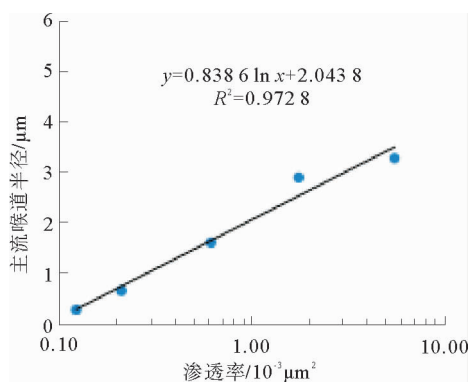


图 6 渗透率与喉道半径关系

Fig. 6 Relation of permeability to throat radius

由图 5 可以看出,渗透率较小的 1~3 号岩心,渗透率的贡献主要集中在小喉道(0.3 、 0.7 和 $2 \mu\text{m}$ 附近),渗透率较大的 4、5 号岩心,渗透率的贡献主要集中在数量较多的大喉道($4 \sim 5 \mu\text{m}$ 附近)。说明对于特低渗透来说,小喉道决定了储层的渗流能力,而对于较高渗透率的地层,数量较多的大喉道决定了储层的渗流能力。

由图 6 可以看出,主流喉道半径(即对渗流起决定性作用的那部分喉道半径)与渗透率有很好的对数相关(相关指数 $R=0.986$)。主流喉道半径随着渗透率的增大而变大,在确定主流喉道半径的情况下,由关系式 $y=0.8386 \ln x+2.0438$ (y 为主流喉道半径, x 为渗透率)也可以推出渗透率的大小。油层物理学认为,储层渗透率由较大的喉道所贡献,那么流体的渗流通道大,渗流阻力小,渗

流能力强,储层的开发难度小;反之,储层渗透率由细小的喉道所贡献,那么流体的渗流阻力就大,渗流能力弱,储层的开发难度大^[20,21]。因此,主流喉道半径可以作为评价低渗透储层渗流能力和开发难度的关键物性参数^[20,21]。

3.2.2 不同区块恒速压汞测试结果对比

图 7 和图 8 分别是不同区块样品的孔道半径和喉道半径对比。由图 7 和图 8 可以看出,不同区块岩心渗透率存在较大差异($(0.21 \sim 5.61) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),其孔道半径变化不大(主要分布在 $80 \sim 250 \mu\text{m}$ 之间),而喉道半径分布相差较大。Y 区喉道主要分布在 $1 \mu\text{m}$ 附近(1 号样喉道主要分布在 $0.3 \mu\text{m}$ 附近),喉道较大,渗流能力较强,储层的开发难度相对较小;X 区块喉道主要分布在 $0.5 \mu\text{m}$ 附近,喉道较小,渗流能力较弱,储层的开发难度较大。

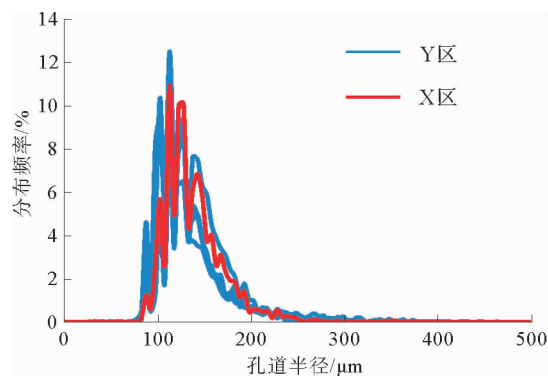


图 7 不同区块储层岩心孔道半径对比

Fig. 7 The contrast graph of pore radius of different block reservoir cores

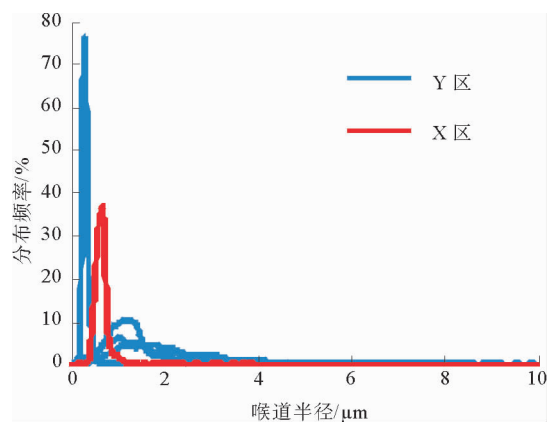


图 8 不同区块储层岩心喉道半径对比

Fig. 8 The contrast graph of throat radius of different block reservoir cores

3.2.3 喉道半径分类

(1)按常规方法划分喉道

常规方法划分低渗透砂岩界限参考李道品的《低渗透油田开发》^[22]一书(图 9)。

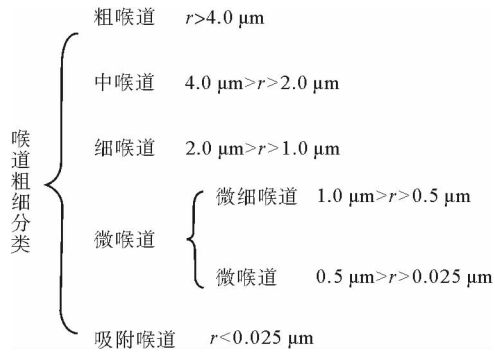


图 9 岩心中喉道粗细的分类(据文献[22])

Fig. 9 The classification of throat thickness (from reference [22])

根据上述标准,对 2 个区块的平均喉道半径进行分类(表 3)。

表 3 不同区块喉道粗细分类

Table 3 The classification results of throat thickness of different block reservoir cores

区块	层位	平均渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	平均喉道半径/ μm	分级
X 区	ZH ₃	0.213	0.656	微细
	ZH ₁	5.61	2.467	中
Y 区	ZH ₂	0.623	1.430	细
	ZH ₃	0.951	1.172	细

Y 区块 ZH₁ 属于中喉道,渗流能力强,开发难度相对小;Y 区块 ZH₂、ZH₃ 属于细喉道,渗流能力中等,开发难度中等;X 区 ZH₃ 属于微细喉道,渗流阻力大,流动能力差,开发难度相对较大。

(2)按主流喉道半径划分喉道

文昌 A-B(油)气田主流喉道半径进行分类(表 4)。

Y 区 ZH₁ 储层砂体的主流喉道半径为 3.267 μm ,Y 区 ZH₂ 储层砂体的主流喉道半径为 1.606 μm ,Y 区 ZH₃ 储层砂体的主流喉道半径为 1.585 μm ,X 区 ZH₃ 储层砂体的主流喉道半径 0.658 μm 。Y 区 ZH₁ 储层开发难度最小,其次是 Y 区 ZH₂ 和 ZH₃,X 区 ZH₃ 储层开发难度较大。

表 4 不同区块主流喉道半径

Table 4 The mainstream throat radius of different block reservoir cores

区块	层位	平均孔隙度/%	平均渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	主流喉道半径/ μm
X 区	ZH ₃	7.33	0.213	0.658
	ZH ₁	12.48	5.61	3.267
Y 区	ZH ₂	8.38	0.623	1.606
	ZH ₃	10.65	0.951	1.585

(3)与国内其他低渗透气田对比

珠江口盆地文昌 A 凹陷珠海组、鄂尔多斯盆地苏里格上古生界、莺歌海盆地东方区黄流组 3 个国内典型低渗气藏的主流喉道大小与渗透率高低的关系对比如图 10。伴随渗透率的逐渐升高,主流喉道半径均逐渐增大。但不同区块相同渗透率下主流喉道半径不同。在渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 附近时,文昌气田主流喉道半径最低;渗透率在 $(0.1 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间时,各气田主流喉道半径都 $< 2 \mu\text{m}$,文昌气田主流喉道半径低于东方气田,与苏里格气田接近;渗透率在 $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间时,各气田主流喉道半径差异明显,文昌气田明显高于其他两个气田。主流喉道半径对比表明,渗透率 $> 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气藏范围内,文昌低渗气田渗流能力强,开发难度较小;对比目前其他气田超低渗透的开发现状,在渗透率 $> 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 附近的特低一极特低渗透油藏范围内,文昌低渗气田(文昌 WC-Y1 井 ZH₃)渗流能力差,开发难度很大。

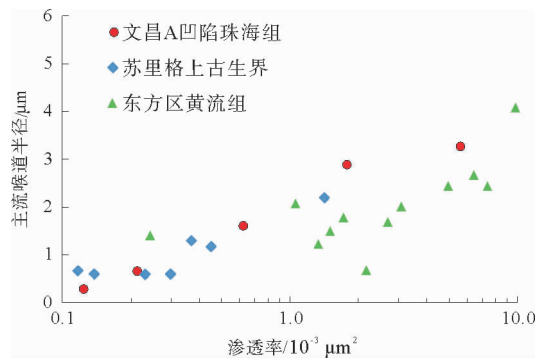


图 10 不同气田主流喉道半径对比 (苏里格气田数据引自[23])

Fig. 10 The contrast graph of mainstream throat radius of different gas fields (Sulige Gas Field data from reference [23])

4 结论

(1)文昌 A 凹陷珠海组不同渗透率样品的孔隙大小差别不大,而喉道大小差别迥异,表明喉道大小是决定研究区储层砂体渗透率高低的主要因素。对于研究区特低渗透来说,小喉道决定了储层的渗流能力,而对于较高渗透率的地层,数量较多的大喉道决定了储层的渗流能力。

(2)主流喉道半径与渗透率有很好的对数相关,并随着渗透率的增大而变大,可以作为评价低渗透储层渗流能力和开发难度的关键物性参数。

(3)主流喉道半径对比表明,Y 区 ZH₁ 开发难度最小,其次是 Y 区 ZH₂ 和 Y 区 ZH₃,X 区 ZH₃ 开发难度较大。与国内其他低渗透气田对比,在渗透率 $> 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气藏范围内,珠江口盆地文昌 A 凹陷珠海组开发难度较小;在渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 附近的特低—极特低渗透油藏范围内,珠江口盆地文昌 A 凹陷珠海组(文昌 WC-Y1 井 ZH₃)开发难度很大。

参考文献:

- [1] Caulier C. Studying vugular rocks by-constant-rate mercury injection[C]. SPE 3612, 1971.
- [2] Yuan H H, Swanson B F. Resolving pore space characteristics by rate-controlled porosimetry [C]. SPE 14892, 1989.
- [3] 孙军昌,杨正明,肖前华. 恒速压汞实验技术发展历史及其在油气田开发中的应用[J]. 渗流力学进展, 2011, 1(1): 1-7.
- [4] 于俊波,郭殿军,王新强. 基于恒速压汞技术的低渗透储层物性特征[J]. 大庆石油学院学报, 2006, 30(2): 22-25.
- [5] 高永利,张志国. 恒速压汞技术定量评价低渗透砂岩孔喉结构差异性[J]. 地质科技情报, 2011, 30(4): 73-76.
- [6] 王瑞飞,沈平平,宋子齐,等. 特低渗透砂岩油藏储层微观孔喉特征[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 560-563.
- [7] 胡志明,把智波,熊伟,等. 低渗透油藏微观孔隙结构分析[J]. 大庆石油学院学报, 2006, 30(3): 51-53.
- [8] 高辉,孙卫. 特低渗砂岩储层微观孔喉特征的定量表征[J]. 地质科技情报, 2010, 29(4): 67-72.
- [9] 罗顺社,魏炜,魏新善,等. 致密砂岩储层微观结构表征及发展趋势[J]. 石油天然气学报: 江汉石油学院学报, 2013, 35(9): 5-10.
- [10] 杨朝强,王玉,郇金来,等. 基于砂体雕刻理论的储层精细描述新技术、新方法研究[R]. 湛江: 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 2015.
- [11] 高辉. 特低渗透砂岩储层微观孔隙结构与渗流机理研究[D]. 西安: 西北大学, 2009.
- [12] 毕艳昌. 杏南扶杨油层有效开发方式及过渡带井网优化研究[D]. 北京: 中国科学院研究生院(渗流流体力学研究所), 2011.
- [13] 王丽丹. 萨南一类油层三元复合驱前后储层物性变化影响研究[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2009.
- [14] 黄德利. 大庆油田特低渗透裂缝性油藏渗流特征研究及应用[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2010.
- [15] 尤丽,李才,刘景环. 文昌 A 凹陷珠海组储层区域成岩作用特征及定量评价[J]. 大庆石油学院学报, 2012, 36(2): 7-13.
- [16] 尤丽,李才,张迎朝,等. 珠江口盆地文昌 A 凹陷珠海组储层碳酸盐胶结物分布规律及成因机制[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6): 883-899.
- [17] 黄保家,李俊良,李里,等. 文昌 A 凹陷油气成藏特征与分布规律探讨[J]. 中国海上油气地质, 2007, 19(6): 361-366.
- [18] 张迎朝,陈志宏,李绪深,等. 珠江口盆地西部油气成藏组合和成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(1): 108-117.
- [19] 范洪军,王晖,杨希濮. 文昌 A 凹陷珠海组低渗储层主控因素分析[J]. 山东国土资源, 2013, 29(7): 25-30.
- [20] 杨正明,郭和坤,刘学伟,等. 特低—超低渗透油气藏特色实验技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012.
- [21] 骆瑛,何鹏,唐韵,等. 评价低渗透储层开发潜力参数研究[J]. 油气藏评价与开发, 2012, 2(4): 24-33.
- [22] 李道品. 低渗透油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.
- [23] 马永平. 苏里格气田致密砂岩储层微观孔隙结构研究[D]. 西安: 西北大学, 2013.

PORE STRUCTURE AND PERMEABILITY OF LOW PERMEABILITY RESERVOIR BASED ON CONSTANT SPEED MERCURY INJECTION TECHNOLOGY: TAKING ZHUHAI FORMATION IN WENCHANG A SAG OF ZHUJIANGKOU BASIN AS AN EXAMPLE

HUAN Jinlai¹, YANG Zhaoqiang¹, WU Qilin², GAN Yongnian¹, WANG Yu¹, FU Xiaoshu¹

(¹ Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang 524057, Guangdong, China;

² College of Petroleum Engineering, Guangdong University of Petrochemical Technology, Maoming 525000, Guangdong, China)

Abstract: Characteristics of pore structures and development difficulties of the low-permeability gas reservoirs in the Zhuhai Formation in Wenchang A Sag of the Zhujiangkou Basin were studied with the method of constant speed mercury injection. Results show that: ① pore radius are similar for the cores with different permeability, throat is the main factor determining the reservoir permeability in the study area. The mainstream throat radius is the key physical parameter to be used to evaluate percolation ability and development difficulty of a low permeability reservoir; ② $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ is a critical value for a low permeability gas reservoir. While the permeability of gas reservoir is higher than $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, the development difficulty of Zhuhai Formation in Wenchang A Sag is getting smaller; and while the permeability of super-low permeability reservoirs near is lower than $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, the development difficulty of Zhuhai Formation in Wenchang A Sag (ZH₃ of Wenchang WC-Y1 well) is greater.

Key words: constant speed mercury injection; mainstream throat radius; development difficulty; Zhuhai Formation; Wenchang A Sag

关于作者著作权及稿酬的声明

本刊已许可中国学术期刊(光盘版)电子杂志社在中国知网及其系列数据库产品中以数字化方式复制、汇编、发行、信息网络传播本刊全文。该社著作权使用费与本刊稿酬一并支付。作者向本刊提交文章发表的行为即视为同意上述声明。

《海洋地质前沿》编辑部