

文章编号:1673-5005(2008)04-0076-06

# 塔河油田碳酸盐岩岩块系统的参数法 分类及孔喉结构特征

徐 婷, 伦增珉, 谭中良, 吕成远

(中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 100083)

**摘要:**塔河缝洞型碳酸盐岩油藏属于强烈非均质性油藏, 裂缝、溶洞的尺度与基质岩块的孔喉半径相差 2~3 个数量级。采用参数法对碳酸盐岩基质岩块进行初步分类后, 结合岩心铸体薄片、压汞法毛管压力和孔喉分布曲线, 进一步划分出 3 类基质岩块。结果表明, 不同类别的孔喉结构特征决定了基质岩块系统的储集和渗流能力, 喉道的连通性是岩块系统渗流能力的决定性因素, 即使孔隙中含油, 若无有效的微裂缝和喉道沟通, 也会极大地降低岩块系统的采出程度。该研究成果为下一步探索适合于碳酸盐岩基质岩块的驱替条件、驱替方法、储层改造方法及对应采出程度等, 提供了重要的岩心参考依据。

**关键词:**参数法分类; 岩块系统; 压汞法; 孔喉结构; 塔河油田; 碳酸盐岩

**中图分类号:**TE 311

**文献标识码:**A

## Parameter classification on carbonate rock system and pore-throat structure feature of carbonate matrix in Tahe Oilfield

XU Ting, LUN Zeng-min, TAN Zhong-liang, LÜ Cheng-yuan

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

**Abstract:** Tahe Oilfield is of strong heterogeneous carbonate reservoir. Generally cavity diameter and fracture aperture is higher 2 or 3 orders of magnitude than pore throat size of matrix blocks. Carbonate matrix samples were preliminary classified depending on parameter classification and further classified to three different groups integrated with casting slices, mercury injection curves and pore throat size distribution. The results show that pore throat structure feature of different classification plays a dominating role in storage and percolation capability of carbonate matrix rocks and connectivity among throats is a governing factor for flowing characteristic of matrix blocks. In the case of oil bearing in pore space, little effective communicating with micro-fracture and throat could greatly reduce oil recovery of blocks. Research findings provide significant reference basis of carbonate core samples for following study of carrying out rock driving conditions, driving methods, reservoir treatment and corresponding recovery.

**Key words:** parameter classification; rock system; mercury injection method; pore-throat structure; Tahe Oilfield; carbonate rock

塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏主力产油区块由大型裂缝和溶蚀孔洞发育的储集体构成, 大量研究<sup>[1-5]</sup>主要集中于缝洞储集体的识别和相应开发技术, 往往忽略基质岩块因孔喉结构的差异而导致的不同程度含油及对油藏最终采收率的贡献<sup>[6-8]</sup>。S. Youssef 等<sup>[9-10]</sup>采用 CT 层析成像技术对碳酸盐岩岩心从孔隙发育到大型裂缝溶洞发育的岩心结构特征

进行描述, 并建立预测孔隙网络模型。Trabelsi Ali 等<sup>[11-12]</sup>对卡塔尔侏罗纪的 Arab D 区块的溶孔和微观孔隙结构进行了描述。H. Tie 等<sup>[13]</sup>通过岩心驱替试验研究了碳酸盐岩孔隙性岩心的原油采收率对流速的敏感性。目前, 针对塔河油田缝洞型油藏基质岩块系统中的水驱油作用机理、驱替条件、驱替方

收稿日期: 2007-11-14

基金项目: 中国石化科技开发项目(P06047)

作者简介: 徐婷(1975-), 女(汉族), 湖北武汉人, 工程师, 博士, 从事碳酸盐岩油藏开发实验研究工作。

法和采出程度等的研究,国内外都没有系统的认识。笔者从岩块的驱替条件角度分析致密基质岩块系统的孔喉结构特征,通过对塔河油田74块岩心的压汞资料计算、分析得到 $J(S_w)$ 函数,结合铸体薄片,分类选出Ⅰ、Ⅱ和Ⅲ类岩心,并通过各类岩心的孔喉半径、视孔喉体积比与退汞效率的关系,证实分类依据的可靠性。

## 1 基质岩块系统的参数法分类

塔河油田基质岩块系统的孔喉普遍微小,分布

表1 塔河油田基质岩块系统的参数法分类

类别	阈压 $p/\text{MPa}$	$S_{Hg}(25)/\%$	孔隙度 $\varphi/\%$	渗透率 $k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	岩性
Ⅰ	<0.05	>60	>2	>1.76	裂缝发育、微裂缝、溶孔、溶洞砾屑、砂屑灰岩
Ⅱ	0.05~2.0	40~60	1~2	0.5~1.76	含微裂缝的泥微晶砂屑灰岩
Ⅲ	>2.0	<40	<1	<0.5	泥晶灰岩、粉晶、细晶灰岩

注: $S_{Hg}(25)$ 表示毛管压力为25 MPa时的进汞饱和度。

将74块岩心的毛管压力处理成无因次变量,计算得 $J(S_w)$ 函数分布,如图1所示。

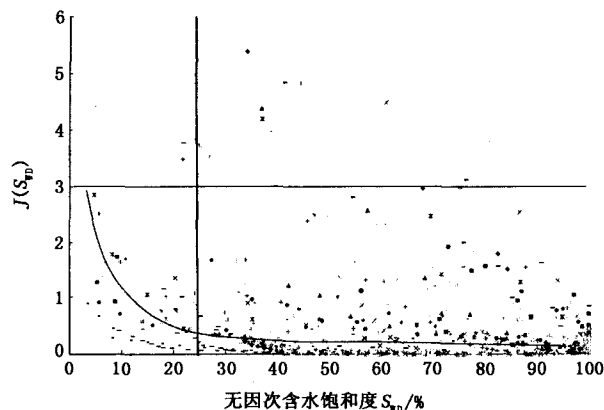


图1 塔河油田奥陶系油藏岩心毛管压力曲线的 $J(S_w)$ 函数关系

$J(S_w)$ 函数反映同一区块同一种岩石孔隙结构性质共性的变化趋势。从图1可以看出,缝洞型油藏基质岩块的无因次毛管压力没有明显的规律可循,说明岩块系统孔喉结构异常复杂,油藏非均质性极强。但是Ⅰ类岩心基本处于 $J(S_w)_{\max} < 3$ (对应 $p_{\text{cmax}} < 70$  MPa)、 $S_{wD} < 25\%$ 的左下角方框内;Ⅱ、Ⅲ类岩心相应 $S_{wD} > 25\%$ ,对于室内驱替试验研究贡献不大。因此,在这里将Ⅱ、Ⅲ类岩心一并分析讨论。

Ⅰ类储层为具有有效储集和渗流能力的岩块系统,Ⅱ、Ⅲ类储层的大孔隙所占比例较少,若含油,须采用酸化压裂等储层改造方法提高原油采出程度,如果条件允许,可通过化学剂进一步改变岩石表面润湿性,提高驱油效率。

从压汞资料分析得到:属于Ⅰ类岩块的样品仅

在0.005~75  $\mu\text{m}$ ,其中以小于0.1  $\mu\text{m}$ 所占比例最大。岩块的储渗性能差异极大,对塔河油田74块岩心的压汞数据分析发现,无法就进汞饱和度50%对应的毛管压力作为划分依据,这是因为塔河油田85%的岩心在最高压力160 MPa下仍无法达到50%的进汞饱和度。

根据柏松章<sup>[14]</sup>对岩块系统的参数分类方法,结合塔河油田岩心孔喉结构的特殊性,重新建立了适合塔河油田基质岩块系统的孔喉性质分类指标,进行分类描述,结果见表1。

占15%,此类样品的阈压低、饱和中值压力相对较低,平均孔隙度为2.3%;Ⅱ类样品占25%,具有低排驱压力、低饱和中值压力,说明微细裂缝作为有效储集和渗流空间仍能发挥作用;Ⅲ类样品占60%,孔隙度一般较小,渗透率低,阈压高于2.0 MPa,基本都无法获得饱和度中值压力。

## 2 分类岩心的孔喉结构特征

在上述参数法分类中,Ⅰ类岩心包括裂缝-孔洞型和裂缝-溶孔型两种储集类型,Ⅱ类岩心为微裂缝发育的岩块系统,Ⅲ类岩心为致密岩块系统。

### 2.1 Ⅰ类裂缝-孔洞型和裂缝-溶孔型岩心

裂缝-孔洞型岩心核磁共振扫描成像见图2。



图2 取心深度为5.672 km的T615井裂缝-孔洞发育岩心核磁共振成像

核磁共振岩心成像系统的最小分辨率为195  $\mu\text{m}$ ,图2中孔洞的直径超过0.2 mm。铸体薄片显示为黄灰色油迹砂屑泥晶灰岩,砂屑部分发极暗的黄光。岩心孔隙度为15.9%,气测渗透率为 $6.335 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,对应压汞毛管压力和孔喉分布曲线见图3。

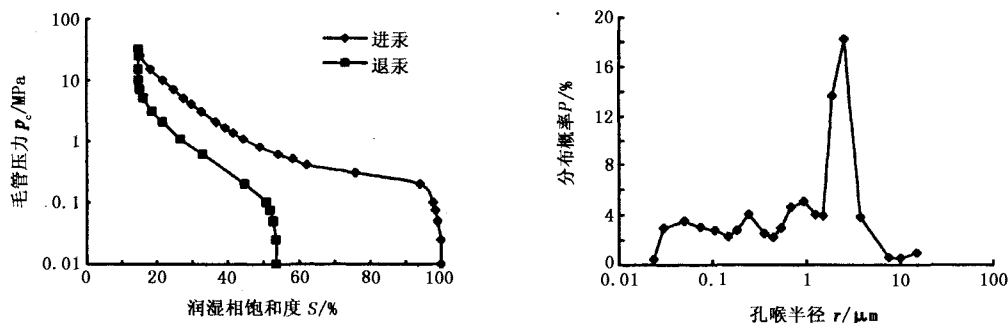


图3 T615-44井岩心压汞毛管压力和孔喉分布曲线

裂缝-孔洞发育的基质岩块,孔喉主要集中于 $0.6 \sim 1.5 \mu\text{m}$ 。由于存在开度为 $30 \mu\text{m}$ 的裂缝,因此阈压值低,为 $0.05 \text{ MPa}$ ;孔隙度高,溶蚀孔洞发育,与裂缝连通性好,最大进汞饱和度可达 $85\%$ ;退汞效率也比较高,为 $53.48\%$ ,充分说明了孔喉连通性较好,有利于自发渗吸驱油提高此类岩块系统的原油采收率。

裂缝-溶孔型岩心铸体薄片如图4所示。



图4 S76井取心深度为5.563 km的岩心铸体薄片(原放大倍数80)

S76井裂缝-溶孔型岩心(深度5.59252 km)属

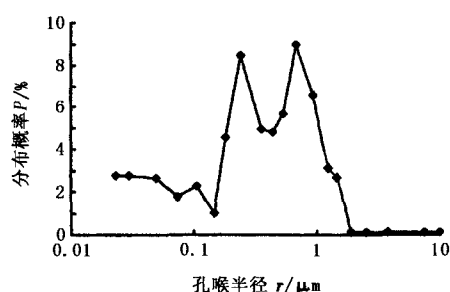
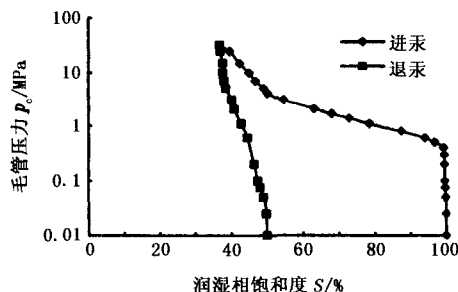


图5 S76井取心深度为5.59252 km的压汞毛管压力及孔喉分布曲线

对于一个油藏,毛管压力曲线资料是十分有限的,而渗透率资料却相当丰富。如果能通过渗透率的变化来了解孔喉结构特征是很有意义的。通过I类不同渗透率岩样的毛管压力曲线,分别计算得到平均孔喉半径,用统计方法作出平均孔喉半径 $\bar{r}$ 与岩样渗透率关系曲线,用拟合方程建立两者的相关

亮晶藻屑、生物屑灰岩。镜下见数条裂缝和缝合线,缝合线中见黑、褐色沥青;有2条宽 $0.03 \text{ mm}$ 左右的裂缝,浸染状,其余裂缝宽多在 $0.006 \sim 0.01 \text{ mm}$ ,少数裂缝宽小于 $0.006 \text{ mm}$ ,有的裂缝与缝合线相交或局部沿缝合线分布。孔隙多以粒内溶孔为主,偶见粒间溶孔,棘屑硅化处见溶蚀微孔。铸体薄片分析可以看出,溶蚀孔隙成片发育并连接形成有效的渗流通道,岩心微裂缝、溶蚀孔隙发育带既是储油空间又是油流通道。

S76井岩心孔隙度为 $6.62\%$ ,气测渗透率为 $2.78 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,对应岩心压汞毛管压力和孔喉分布曲线如图5所示。

分析岩心压汞曲线和孔喉分布特征可以看出:裂缝-溶孔型岩心阈压在 $1 \text{ MPa}$ 左右,对应裂缝开度为 $20 \mu\text{m}$ ;内部溶蚀孔隙与喉道半径明显低于裂缝-孔洞型,为 $0.18 \sim 1.5 \mu\text{m}$ ;由于孔隙半径低于孔洞半径,孔隙度略低于裂缝-孔洞型;孔喉连通性明显低于孔洞型,退汞效率为 $35.06\%$ ,说明采用自发渗吸驱油模式,此类储集空间的原油采出程度有限。

关系。

平均孔喉半径的计算式为

$$\bar{r} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n r_i^2 S_{Hgi}}{\sum_{i=1}^n S_{Hgi}}}$$

式中, $r_i$ 为某一区间孔喉半径中值, $\mu\text{m}$ ;  $S_{Hgi}$ 为某一孔喉半径区间含汞饱和度,%。

图6为统计得到的平均孔喉半径和渗透率的关系曲线。

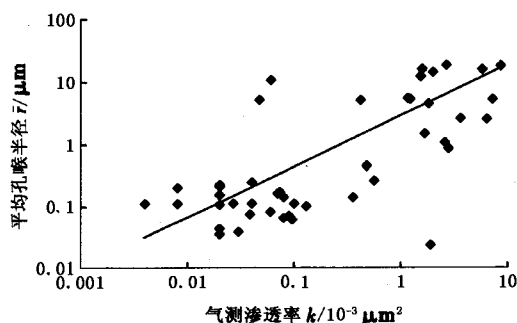


图6 I类岩块系统平均孔喉半径与渗透率的关系

$\bar{r} \sim k$  回归方程为  $\ln \bar{r} = 0.8446 \ln k + 1.0823$ , 令  $\bar{r} = ak^b$ , 解得  $\bar{r} = 2.9515k^{0.8446}$ 。

将从岩样中退出的汞体积视为喉道中退出的体积,而残余汞视为孔隙体积,二者的比值称视孔喉体积比。图7为I类岩块系统退汞效率与视孔喉体积比的关系曲线。从图7可以看出,退汞效率与视孔喉体积比的相关性可以用幂函数表示,即

$$\eta_{\min} = 50.0364A^{-0.4642}$$

式中,  $\eta_{\min}$  为最小退汞效率, %。

随着视孔喉体积比的增加,退汞效率呈幂函数下降,说明喉道的连通性决定了岩块系统自发渗吸采出程度。这是因为视孔喉体积比的增加,意味着连接微小溶孔的喉道及微裂缝数量较少,连通性差,在自然退汞时,大量的非润湿相流体因喉道的阻力作用而被卡断滞留在小孔隙中。

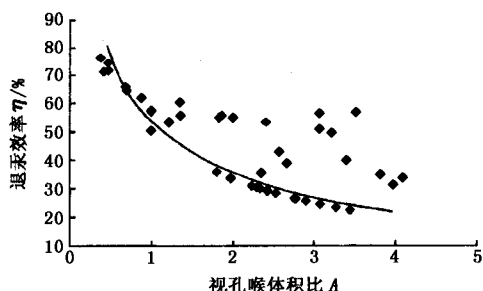


图7 I类岩块系统退汞效率与视孔喉体积比关系曲线

## 2.2 II类微裂缝发育岩块系统

微裂缝发育的 T615-49 井岩心铸体薄片如图8所示。该岩心为砂屑泥晶灰岩,其中砂屑 10%,微裂缝发育,其内见褐色有机质。岩心孔隙度为 1.16%,气测渗透率为  $0.149 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,对应岩心压汞毛管压力和孔喉分布曲线如图9所示。

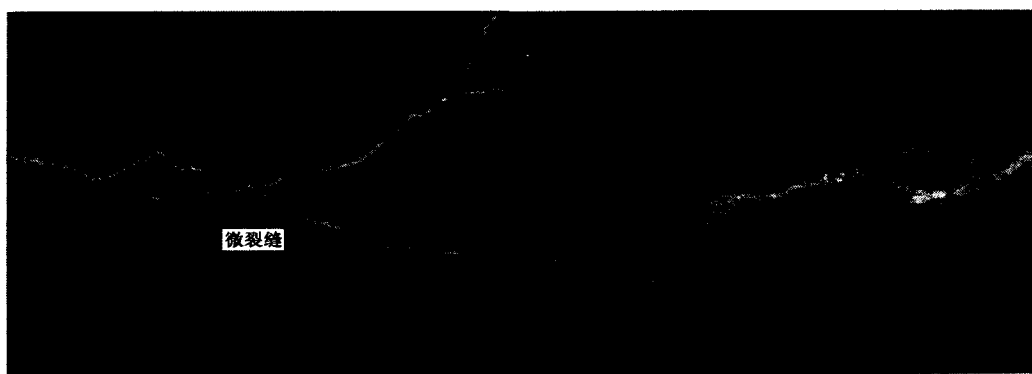


图8 T615-49井岩心铸体薄片(原放大倍数90)

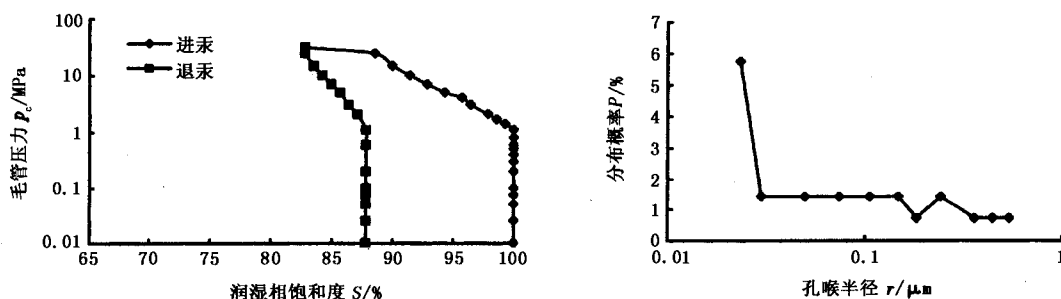


图9 T615-49井岩心压汞毛管压力和孔喉分布曲线

微裂缝发育的岩心毛管压力曲线和孔喉分布特征表明,作为基质部分的微裂缝开度很小,约在 2  $\mu\text{m}$  以下,对应阈值为 1.4 MPa。裂缝细小、开度分布极不均匀,在 0.06 ~ 1.0  $\mu\text{m}$  分布平缓,没有峰

值。进汞压力增加迅速,且进汞饱和度增加较少,说明喉道细小且连通性差,此类空间的含油饱和度低,可动用程度低,原油基本以沥青质形态吸附于裂缝壁,构成难以驱替的吸附层。

### 2.3 Ⅲ类致密岩块

致密岩块系统 T204-237 井岩心(深度 5.555 74 km)铸体薄片如图 10 所示。该岩心属黄灰色油迹粉-细晶灰岩。镜下见 3 条裂缝,其中一条裂缝宽 0.005 ~ 0.01 mm,部分沿砾屑边部分布,其余两条裂缝宽小于 0.005 mm,见一条溶蚀缝,沿砂屑内断续分布,胶结物处断开。孔隙以粒内溶孔为主(藻

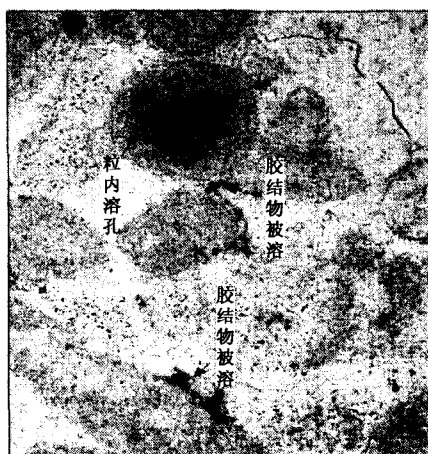
砂屑内藻间溶孔),偶见胶结物被溶。

此类岩心中多为孤立的溶孔和溶蚀缝,其储渗性能很差,即使含油,经过储层改造和化学驱开采,可采的原油体积也十分有限。

岩心孔隙度为 2.0%,气测渗透率为  $0.13 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,对应岩心压汞毛管压力和孔喉分布曲线如图 11 所示。



原放大倍数 40



原放大倍数 80

图 10 T204-237 井岩心铸体薄片

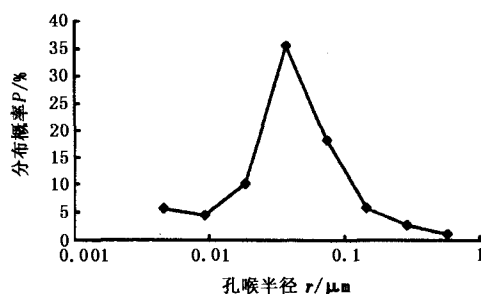
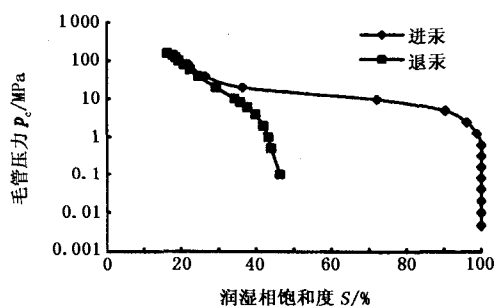


图 11 T204-237 井岩心压汞毛管压力和孔喉分布曲线

分析图 11 可以看出:致密岩块虽发育溶蚀孔隙,但是多以孤立溶孔形式存在,没有有效的裂缝与之沟通;阈压值高,达 1.3 MPa;孔喉半径主要集中在 0.05  $\mu\text{m}$  左右。当进汞饱和度达到 50% 时,进汞压力已超过 35 MPa,显然微裂缝极不发育,没有有效的喉道沟通溶孔,这部分孔隙可视为无效孔隙,对于含油饱和度贡献几乎为 0。

图 12 为Ⅱ,Ⅲ类岩块平均孔喉半径与气测渗透率的关系曲线,回归关系式为

$$r' = 0.6057k^{0.6549}$$

对比不难发现,Ⅰ类岩块系统虽然渗透率分布范围与Ⅱ,Ⅲ类岩心相近,但是平均孔喉半径明显偏向横坐标轴。说明渗透率和孔隙度这种岩石宏观物性参数不能体现岩石微观孔喉结构特征的复杂性,还需结合毛管压力曲线分析得到的各项特征参数。

更为清晰地描述储层岩块系统中储集空间的发育情况和连通性等特征。

同理,可以得到Ⅱ,Ⅲ类岩心的退汞效率与视孔喉体积比相关曲线,如图 13 所示。

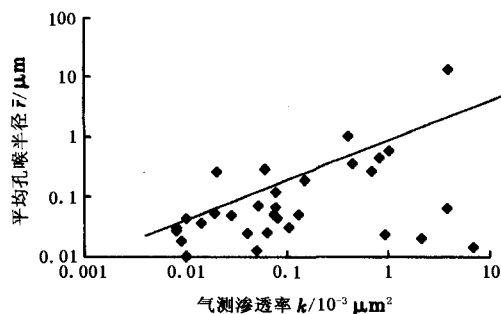


图 12 Ⅱ,Ⅲ类岩块平均孔喉半径与渗透率的关系

退汞效率与视孔隙体积比相关式为

$$\eta_{\min} = 55.8141A^{-0.24}$$

Ⅱ,Ⅲ类岩心退汞效率随视孔喉体积比的增加而降低,且降低的幅度明显高于Ⅰ类岩心,说明对于微裂缝和溶孔发育较差的岩心,由于喉道数量减少以及与孔隙连通性降低,非润湿相流体更易于被细小喉道卡断、滞留于细小的孔隙中。

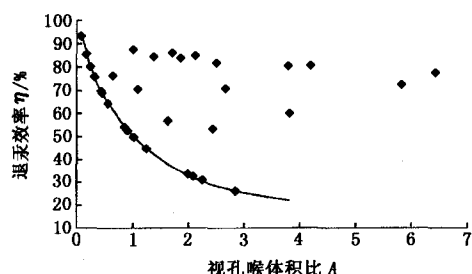


图13 Ⅱ,Ⅲ类岩心退汞效率与视孔喉体积比关系曲线

### 3 结论

(1) 采用参数分类法和  $J(S_w)$  函数对塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏基质岩块系统进行分类是可行的。塔河基质岩块系统中Ⅰ类裂缝-孔洞型和裂缝-溶孔型岩心适于开展岩心与流体作用机理试验研究,此类储集空间常发育在大型裂缝和溶洞周围,微裂缝和溶孔发育,孔喉连通性好,储渗性能高,对后续岩块系统的水驱油特征和提高采收率方法研究提供了岩心参考依据。

(2) 喉道的连通性是岩块系统渗流能力的决定性因素,即使孔隙中含油,若无有效的微裂缝和喉道的沟通作用,将极大地影响岩块系统的采收率。采取进一步酸化压裂增产措施是提高Ⅰ,Ⅱ类岩块系统采出程度的重要手段。

#### 参考文献:

- [1] 张希明,朱建国,李宗宇,等. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油气藏的特征及缝洞单元划分[J]. 海相油气地质, 2007,12(1):25-28.  
ZHANG Xi-ming, ZHU Jian-guo, LI Zong-yu, et al. Ordovician carbonate fractured-vuggy reservoir in Tahe Oil-field, Tarim Basin: characteristics and subdivision of fracture-vug units[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2007,12(1):25-28.
- [2] 谭承军. 塔河碳酸盐岩溶缝洞型油藏流动单元研究意义[J]. 中国西部油气地质, 2005,1(1):89-92.  
TAN Cheng-jun. Research on flow unit of carbonate rock corrosion fracture and hole accumulation in the Tahe Oil-field[J]. West China Petroleum Geosciences, 2005,1(1):89-92.
- [3] 黄孝特. 碳酸盐岩裂缝-溶洞型油气藏开发技术探讨[J]. 石油实验地质, 2002,40(5):60-63.
- [4] HUANG Xiao-te. An approach on the development technologies of fissure-karst cave-typed hydrocarbon pools in carbonate rock[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2002,40(5):60-63.
- [5] IWERE F O, APAYDIN O G, MORENO J E, et al. The challenges of numerical simulation of a complex fractured carbonate reservoir with available disparate data sets[R]. SPE 91691, 2004.
- [6] ZHANG L, NAIR N, JENNINGS J W, et al. Models and methods for determining transport properties of touching-vug carbonates[R]. SPE 96027, 2005.
- [7] 谭承军. 塔河碳酸盐岩油田储集空间与储集体连通关系初探[C]//李培廉,张希明,陈志海. 塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏开发. 北京:石油工业出版社, 2003:51-56.
- [8] 鲁新便. 塔里木盆地塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地质研究中的若干问题[J]. 石油实验地质, 2003, 25(5):94-98.
- [9] LU Xin-bian. Several problems in study of development programme of ordovician carbonate reservoirs in Tahe Oil-field, Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2003,25(5):94-98.
- [10] 修乃岭,熊伟,高树生. 缝洞型碳酸盐岩油藏不同开发阶段孔洞的作用[J]. 石油地质与工程, 2007,21(3):52-54.
- [11] XIU Nai-ling, XIONG Wei, GAO Shu-sheng. Action of cavities in different development phases in fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2007,21(3):52-54.
- [12] YOUSSEF S, ROSENBERG E, GLAND N, et al. High resolution CT and pore-network models to assess petrophysical properties of homogeneous and heterogeneous carbonates[R]. SPE/EAGE 111427, 2007.
- [13] AMS C H, BAUGET F, LIMAYE A, et al. Pore-scale characterization of carbonates using X-ray microtomography[R]. SPE 90368, 2005.
- [14] ALI Trabelsi, MIRZA Arshad Beg, DOHA Qatar. Characterization and mapping of burrowed and microporous intervals in the Arab D reservoir, Dukhan Field, Qatar [R]. SPE 87238, 2000.
- [15] SHARP, GILLESPIE P, LØNØY A. Outcrop characterization of fractured cretaceous carbonate reservoirs, Zagros Mountains, Iran[R]. SPE 104001, 2006.
- [16] TIE H, MORROW N R. Low-flood-rate residual saturations in carbonate rocks[R]. IPTC 10470, 2005.

(下转第98页)

- method for gas-liquid two-phase flow measurement[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2001, 35(5): 441-444.
- [2] 王栋, 林宗虎. 分流分相式两相流体流量测量方法: 中国, 98113068[P]. 1999-09-15.
- [3] 王栋. 分流分相式气液两相流体流量计[D]. 西安: 西安交通大学能源与动力工程学院, 2000.
- [4] WANG Dong, LIN Zong-hu. Gas-liquid two-phase flow measurement using ESM[J]. Experimental Thermal and Fluid Science, 2002, 26: 827-832.
- [5] 梁法春. 气液两相流体取样分配器及其在流量测量中的应用[D]. 西安: 西安交通大学能源与动力工程学院, 2006.
- [6] 王栋, 林益, 林宗虎. 取样管型分流分相式气液两相流体流量计[J]. 工程热物理学报, 2002, 23(2): 235-237.
- WANG Dong, LIN Yi, LIN Zong-hu. A ESM type gas-liquid two-phase flow meter with sampler tubes as distributor[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2002, 23(2): 235-237.
- [7] 王栋, 林益, 林宗虎. 利用T型三通测量气液两相流体的流量和质量含气率[J]. 热能动力工程, 2002, 17(4): 336-338, 348.
- WANG Dong, LIN Yi, LIN Zong-hu. Measurement of flow rate and dryness of a vapor-liquid two-phase fluid by using a T-junction[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy & Power, 2002, 17(4): 336-338, 348.
- [8] 王栋, 张修刚, 林益, 等. 不等径水平三通的相分离特性研究[J]. 工程热物理学报, 2003, 24(2): 259-261.
- WANG Dong, ZHANG Xiu-gang, LIN Yi, et al. The split of two-phase flow at horizontal T-junction of unequal diameters[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2003, 24(2): 259-261.
- [9] AZZOPARDI B J. Phase separation at T junctions[J]. Multiphase Science and Technology, 1999, 11(4): 223-329.
- [10] 王栋, 林益, 林宗虎. 转鼓分流分相式气液两相流体流量测量技术研究[J]. 西安交通大学学报, 2002, 36(5): 457-460.
- WANG Dong, LIN Yi, LIN Zong-hu. Extracting and separating method type gas-liquid two-phase flow meter by using rotational drum as distributor[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2002, 36(5): 457-460.
- (编辑 沈玉英)

(上接第75页)

- [7] 韩明, 白宝君, 王平美, 等. 冻胶类堵剂对油水的不同封堵能力研究[J]. 石油钻采工艺, 1997, 19(6): 53-57, 62.
- HAN Ming, BAI Bao-jun, WANG Ping-mei, et al. Comparison study on the plugging capability of water and oil[J]. Oil Drilling and Production Technology, 1997, 19(6): 53-57, 62.
- [8] 李克华, 赵福麟. 冻胶堵剂堵水作用大于堵油作用的原因[J]. 钻采工艺, 2000, 23(3): 76-77.
- LI Ke-hua, ZHAO Fu-lin. The reason for function of water plugging of gel-type water shutoff agent more than its function of oil plugging[J]. Drilling and Production Technology, 2000, 23(3): 76-77.
- [9] 英汉石油大辞典编写组. 英汉石油大辞典[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
- [10] 赵福麟. 油田化学[M]. 东营: 石油大学出版社, 1999.
- [11] 张向宇. 实用化学手册[M]. 北京: 国防工业出版社, 1986.
- (编辑 刘为清)

(上接第81页)

- [14] 柏松章. 碳酸盐岩潜山油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996.
- [15] T. D. 范 高尔夫-拉特. 裂缝油藏工程基础[M]. 陈钟祥, 金玲年, 秦同洛, 译. 北京: 石油工业出版社, 1989.
- [16] 袁士义, 宋新民, 冉启全. 裂缝性油藏开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
- [17] 黄代国. 油藏岩心分析和采油机理实验论文集[C]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
- [18] 陈杰, 周改英, 赵喜亮, 等. 储层岩石孔隙结构特征研究方法综述[J]. 特种油气藏, 2005, 12(4): 11-14.
- CHEN Jie, ZHOU Gai-ying, ZHAO Xi-liang, et al. Overview of study methods of reservoir rock pore structure[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2005, 12(4): 11-14.
- (编辑 李志芬)