

# 难采油田不同区块储层物性特征及分类评价

田潇<sup>1</sup>, 杨正明<sup>2</sup>, 储莎莎<sup>2</sup>, 赵国梅<sup>3</sup>, 魏成章<sup>3</sup>

1. 中国科学院渗流流体力学研究所, 廊坊 065007
2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊 065007
3. 中国石油青海油田分公司, 敦煌 736202

**摘要** 以柴达木盆地3个难采区块为例, 针对其储层物性差、注水效果差、微观结构认识不深入等问题, 应用恒速压汞、核磁共振及非线性渗流等室内实验技术, 对研究区3个主力区块储层的物性特征及微观孔隙结构特征进行了系统研究。在低渗透油田储层分类系数评价方法的基础上, 加入表征裂缝发育程度的的评价参数——脆性指数, 形成了符合难采油田开发现状的六元分类系数评价方法。研究表明: 难采油田储层整体属于典型的低孔、特低渗透储层, 不同区块储层物性特征与孔喉特征参数的差异, 均归因于储层微观孔隙结构的差异。开展柴达木盆地难采油田相对富集区块的开发潜力分析评价, 其分类结果与油田实际开发生产效果相吻合。

**关键词** 柴达木盆地; 低渗透难采油藏; 微观孔隙结构; 岩石脆性指数; 储层评价

柴西地区的难采油田, 在青海油田探明的石油地质储量和产量中占据了很大的比重, 已成为青海油田的主要产油区。但目前该油田在试采和开发过程中, 存在着采出程度低、采收率低、注水难度大的问题, 严重制约着该油田的有效开发<sup>[1]</sup>。本文以柴西地区A、B、C这3个区块为主要研究对象, 利用核磁共振、恒速压汞和低渗透物理模拟等实验手段, 研究目标区块的微观孔隙结构特征、可动流体百分数以及非线性渗流特征等。同时, 在低渗透油田储层分类系数评价方法<sup>[2,3]</sup>的基础上, 加入了表征裂缝发育程度的评价参数——脆性指数, 形成了符合难采油田开发现状的六元分类系数评价方法, 对难采油田3个区块的开发潜力及开发难易程度进行分析评价, 为柴达木难采油田的有效开发提供理论指导。

## 1 不同区块微观孔喉结构特征

### 1.1 孔渗关系分析

表1为难采油田3个主力区块201块岩心物性资料统计结果, 从表中可以看出, A区块孔隙度变化范围2.48%~24.07%, 平均孔隙度为10.46%, 峰值集中分布在10%~15%, 渗透率变化范围 $0.1 \times 10^{-3} \sim 40.67 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均渗透率为 $9.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 属于低孔、特低渗透储层; B区块孔隙度变化范围4.61%~17.70%, 平均孔隙度为9.31%, 峰值集中分布在5%~10%, 渗透率变化范围 $0.1 \times 10^{-3} \sim 21.84 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均渗透率为 $2.72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 属于特低孔、特低渗透储层; C区块孔隙度变化范围6.55%~22.98%, 平均孔隙度为14.62%, 峰值集中分布在10%~25%, 渗透率变化范围 $0.1 \times 10^{-3} \sim 50.36 \times$

表1 难采油田储层孔渗统计表

Table 1 The porosity and permeability of the reservoir

区块	孔隙度/%			渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$			储层评价
	最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值	
A	2.48	24.07	10.46	0.1	40.67	9.66	低孔、特低渗
B	4.61	17.70	9.31	0.1	21.84	2.72	特低孔、特低渗
C	6.55	22.98	14.62	0.1	50.36	3.50	低孔、特低渗

收稿日期: 2015-10-20; 修回日期: 2016-01-07

基金项目: 国家油气重大专项(2016ZX05013-001); 中国石油天然气集团公司重大基础攻关课题(2014B-1203)

作者简介: 田潇, 硕士研究生, 研究方向为油气田开发, 电子信箱: 342490815@qq.com; 杨正明(通信作者), 高级工程师, 研究方向为渗流力学、低渗透油气田开发, 电子信箱: yzmxhj@263.net

引用格式: 田潇, 杨正明, 储莎莎, 等. 难采油田不同区块储层物性特征及分类评价[J]. 科技导报, 2016, 34(7): 111-116; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2016.07.010

$10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均渗透率为  $3.50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 属于低孔、特低渗透储层。从3个区块孔渗数据对比来看, A区块与C区块物性条件最好, 同属于典型的低孔、特低渗透层; 而B区块物性条件最差, 属于特低孔、特低渗透层, 开发难度最大。

### 1.2 岩石孔喉结构特征研究

1) 孔喉分布特征。使用恒速压汞法定量描述储层的微观孔隙结构特征<sup>[4,5]</sup>。图1分别为难采油田3个区块9块岩心的孔隙度分布特征图谱。从图1(a)可以看出, 难采油田A、B、C这3个区块不同渗透率级别的岩心孔道大小与其分布规律差异微小, 表现为近似正态分布的分布特征。从图1(b)可以看出, 难采油田不同区块岩心微观孔隙结构差异主要体现在喉道大小及其分布特征上。突出表现为: 当渗透率较低时, 喉道半径集中分布在低值区, 且分布范围较小, 分布峰值普遍较高; 随着渗透率增大, 喉道半径分布峰值逐渐降低, 且分布范围逐渐向高值区域扩展。其中, A区块当岩心渗透率

小于  $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 喉道半径集中分布在  $r < 3 \mu\text{m}$ , 且分布峰值普遍较高 ( $> 10\%$ ), 当渗透率大于  $10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 喉道半径集中分布在  $1 \sim 6 \mu\text{m}$ , 且分布峰值降低 ( $< 4\%$ ); B区块当岩心渗透率小于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 喉道半径集中分布在  $r < 2 \mu\text{m}$ , 且分布峰值普遍较高 ( $20\% \sim 30\%$ ), 当渗透率大于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 喉道半径集中分布在  $0.5 \sim 3.0 \mu\text{m}$ , 且分布峰值降低 ( $< 12\%$ ); C区块当岩心渗透率小于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 喉道半径集中分布在  $0.3 \sim 1.0 \mu\text{m}$ , 且分布峰值最高 ( $> 35\%$ ), 当渗透率  $1 \times 10^{-3} \sim 4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 喉道半径集中分布在  $0.5 \sim 2.0 \mu\text{m}$ , 且分布峰值降低 ( $< 15\%$ ), 当渗透率大于  $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 喉道半径集中分布在  $1 \sim 4 \mu\text{m}$ , 且分布峰值降低 ( $< 10\%$ )。

从3个区块恒速压汞数据对比来看, 难采油田不同区块岩心微观孔隙结构特征与之前的储层物性特征相吻合, A区块孔隙结构特征最好, 最易于开发, 而B区块孔隙结构特征最差, 开发难度最大。

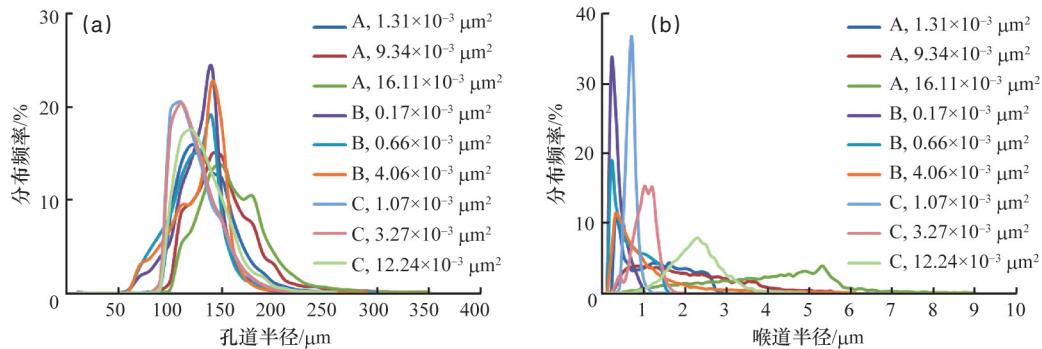


图1 不同渗透率岩样孔道半径(a)与喉道半径(b)的分布特征

Fig. 1 Distribution of pore radius (a) and throat radius (b) of different samples

2) 孔隙结构参数与物性的关系。常用的孔隙结构特征参数有: 主流喉道半径、平均喉道半径。

图2为主流喉道半径、平均喉道半径与渗透率的关系图, 可以看出, 主流喉道半径、平均喉道半径与渗透率均表现良好的半对数关系, 在相同渗透率条件下, 主流喉道半径与平均喉道半径差异不大。渗透率越小, 储层喉道半径越小, 特别是当渗透率小于  $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 喉道半径急剧减小, 造成储层

开发难度显著增大; 而当渗透率大于  $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 储层喉道半径均在  $2 \mu\text{m}$  (中喉道级别) 以上, 而最大喉道半径在  $4 \mu\text{m}$  (粗喉道级别) 以上, 可见当渗透率大于  $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 开发难度明显降低。其中, 主流半径是岩心样品渗透率累加贡献达到  $80\%$  所对应的喉道半径, 反应了控制主要渗流能力的半径, 因此, 它比平均喉道半径更能准确反映出储层渗流能力。

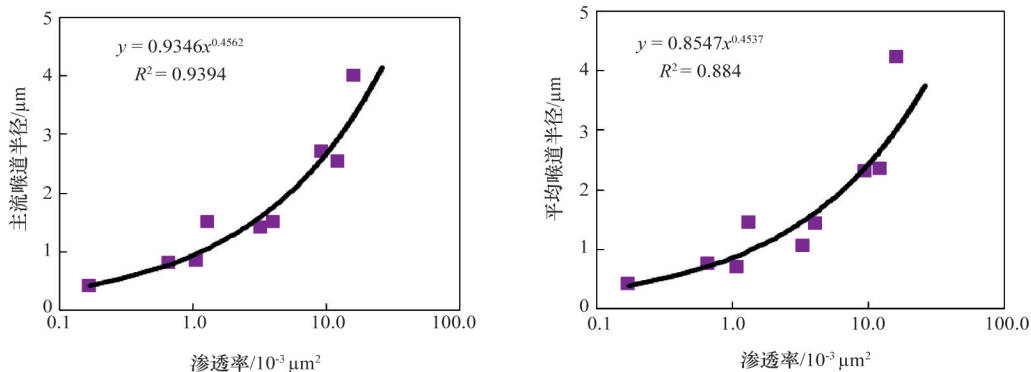


图2 孔隙结构特征参数与渗透率的关系

Fig. 2 Relation between the characteristic parameters of pore structure and the permeability

### 1.3 喉道类型及其特征

表2为难采油田不同区块储层喉道微观特征统计结果,可以看出,目标区块整体以细喉道为主,基于主流喉道半径的单因素分类法,属于II-III类储层,其中A区块喉道半径最大,渗流能力最强,开发难度最小;B和C区块喉道半径细小,其渗流阻力较大,流动能力差,开发难度相对较大。

**表2 低渗难采油田不同区块储层喉道微观特征统计结果**  
**Table 2 The throat structure parameters of the reservoir in different blocks**

区块	平均渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	喉道半径/ $\mu\text{m}$			主流	喉道 类型
		最小值	最大值	平均值		
A	9.66	1.31	16.11	2.4	2.6(II)	细喉道
B	2.72	0.17	4.06	1.3	1.5(III)	细喉道
C	3.5	1.07	12.24	1.5	1.7(III)	细喉道

## 2 可动流体变化特征研究

可动流体百分数是指在核磁共振  $T_2$  图谱中,可动流体的体积所占流体总体积的百分数。它是表征低渗透储层孔隙流体赋存特征的重要参数,也是评价储层开发潜力的一个重要物性参数。由于低渗透或特低渗透储层岩心喉道微细,孔隙壁面比表面积较大,展布在孔隙壁面上的束缚流体含量很大,此时可动流体百分数对储层流体渗流性能的影响不容忽视<sup>[6,7]</sup>。

### 2.1 可动流体 $T_2$ 截止值标定

核磁共振可动流体  $T_2$  截止值是核磁共振弛豫时间谱上束缚流体与可动流体的界限,当孔隙流体的弛豫时间大于  $T_2$  截止值时,流体为可动流体,反之为束缚流体<sup>[6]</sup>。本文在每个区块选取一块具有代表性的岩心,利用核磁共振和离心方法来确定难采油田不同区块的  $T_2$  截止值,最后利用该值计算不同区块岩心的可动流体百分数。

表3为难采油田不同区块  $T_2$  截止值的测试结果,可以看出,目标区块的可动流体  $T_2$  截止值差异很大,分布范围为 3.22~13.89 ms。其中,A区块的可动流体  $T_2$  截止值为 13.89 ms;B区块的可动流体  $T_2$  截止值为 9.64 ms;C区块的可动流体  $T_2$  截止值平均为 3.22 ms。

**表3 不同区块可动流体  $T_2$  截止值测试结果**  
**Table 3 Results of cutoff values of mobile fluid**

区块	平均渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	实测 $T_2$ 截止值/ms
A	9.66	13.89
B	2.72	9.64
C	3.50	3.22

### 2.2 可动流体百分数测试结果分析

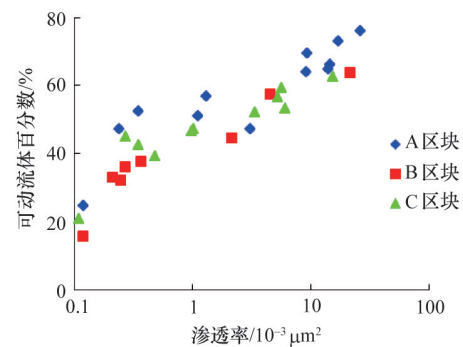
对3个区块的31块岩心的可动流体百分数进行测试,结果见图3,可以看出,可动流体百分数和渗透率呈现很好的半

对数关系,其关系式如下:

$$S_{\text{可动}} = 7.66 \ln k + 45.97 \quad (1)$$

式中,  $S_{\text{可动}}$  为可动流体百分数,  $k$  为平均渗透率。

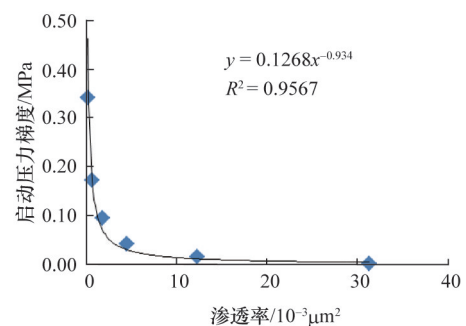
当A区块的平均渗透率为  $9.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,对应可动流体百分数为 63.4%;当B区块的平均渗透率为  $2.72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,对应可动流体百分数为 53.6%;当C区块的平均渗透率为  $3.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,其对应可动流体百分数为 55.6%;基于可动流体百分数的单因素分类法,3个区块都属于储层渗流能力较好的II类储层,其中A区块开发潜力最大,明显大于B区块与C区块,后两者开发潜力相近。



**图3 不同区块岩心可动流体百分数与渗透率的关系**  
**Fig. 3 Relation between percentage of mobile fluid and permeability in different blocks**

## 3 低渗透储层非线性渗流特征

低渗透储层由于孔道细小,流体在渗流过程中受到固液作用的影响很大,呈现非达西渗流现象,存在启动压力梯度是其重要特征<sup>[8-10]</sup>。利用非线性渗流实验,驱替地层水通过渗透率不同的岩心,得到各岩心的启动压力梯度,然后绘制渗透率与启动压力梯度关系(图4)。由图4可以发现:渗透率与启动压力梯度之间存在良好的乘幂关系,随着岩心渗透率的降低,启动压力梯度呈现匀速增加趋势;当渗透率减小到  $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时出现拐点,启动压力梯度急剧增加。由此说明当开发难采油田渗透率小于  $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的区块时,启动压力



**图4 启动压力梯度与渗透率的关系**  
**Fig. 4 Relation between starting pressure gradient and permeability**

梯度的影响较大。A 区块平均渗透率为  $9.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 启动压力梯度为 0.015 MPa/m, 开发难度最小; B 区块平均渗透率为  $2.72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 启动压力梯度为 0.050 MPa/m, 开发难度最大; C 区块平均渗透率为  $3.50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 启动压力梯度为 0.039 MPa/m, 开发难度稍优于 B 区块, 难采油田整体属于较好的 II 类储层。

#### 4 岩石黏土矿物组成及脆性指数

##### 4.1 岩石黏土矿物含量

特低渗透砂岩油藏的黏土矿物含量一般较高, 黏土矿物的成分对开发政策(注水、生产制度等)的制定影响很大。为了更深入地了解研究区块的储层微观特征, 运用 X 射线衍射实验进行了储层黏土矿物成分分析。黏土矿物含量的多少影响到储层开发的难易程度。表 4 为难采油田不同区块黏土矿物相对含量及其分布, 可以看出难采油田不同区块黏土矿物含量差异较大, 从高到低排序为: B(25.8%)、C(10.4%)、A(6.5%)。

表 4 不同区块黏土矿物含量

Table 4 Clay-mineral content in different blocks

区块	黏土矿物绝对含量/%	黏土矿物相对含量/%					混层比 I/S
		S	I/S	I	K	C	
A	6.5(II)	9	17	52		22	74
B	25.8(IV)	71	6		9	14	80
C	10.4(III)	12	24	48	4	12	83

注: K—高岭石; C—绿泥石; I—伊利石; S—蒙脱石; I/S—伊/蒙混层。

A 区块储层中黏土矿物平均含量为 6.5%, 黏土矿物类型主要包括伊利石、蒙脱石、绿泥石、伊/蒙混层、绿/蒙混层, 极少量高岭石。其中伊利石为优势的黏土矿物成分(占总量的 52%); 其次为绿泥石和伊/蒙混层; 蒙脱石含量最少(占总量的 9%)。B 区块储层中黏土矿物平均含量为 25.8%, 但黏土矿物类型主要为伊利石(占总量的 70%以上)和绿泥石(占总量的 14%), 剩余为伊/蒙混层和高岭石, 而伊/蒙混层中蒙脱石含量平均为 16%。C 区块储层中黏土矿物平均含量为 10.4%, 黏土矿物类型主要包括伊利石、蒙脱石、绿泥石、伊/蒙混层、绿/蒙混层, 极少量高岭石; 其中伊利石为优势的黏土矿物成分, 相对含量平均 48%; 其次为伊/蒙混层; 蒙脱石、绿泥石相对含量相当; 高岭石含量极少, 相对含量平均 4%。

##### 4.2 岩石脆性指数

储层岩性具有显著的脆性特征是实现体积压裂改造的物质基础<sup>[1]</sup>。难采油田属于不易于开发的低渗致密储层, 为了实现高效开发, 需要对它进行体积压裂改造。岩石脆性指数越大, 越有利于体积压裂形成缝网, 从而实现对储集体的

全面改造, 促使基岩向各方向裂缝的“最短距离”渗流, 降低驱动压力, 提高储层有效动用率, 并降低储层有效动用下限<sup>[1]</sup>。本文根据岩石力学特性判断, 由杨氏模量及泊松比, 计算得到岩石脆性指数, 具体计算方法为:

$$BI = [(YMSC - 1)/(8 - 1) + (PRC - 0.4)/(0.15 - 0.4)] \times 50 \quad (2)$$

式中, YMSC 为杨氏模量; PRC 为泊松比; BI 为脆性指数。

按上述方法计算的难采油田不同区块储层岩石脆性指数见表 5, A、B、C 这 3 个区块脆性指数分别为 48.3%、27.1% 和 39.6%, 表明 A 区块储层岩石脆性为中等偏强, 基于岩石脆性指数的单因素分类法, 属于易于体积压裂改造的 II 类储层, 有助于压裂工艺实施; B 区块和 C 区块储层岩石脆性为中等偏弱, 属于较不易于体积压裂改造的 III 类储层, 需要对压裂工艺进行技术攻关。

表 5 不同区块储层岩石力学特征

Table 5 Rock mechanical characteristics of difficult recovery reservoir in different blocks

区块	杨氏模量/ $10^4$ MPa	泊松比	脆性指数/%
A	2.524	0.213	48.3(II)
B	1.705	0.290	27.1(III)
C	1.401	0.215	39.6(III)

#### 5 不同区块储层分级评价

难采油田属于不易开发的低渗致密储层, 在开发过程中需要对其进行体积压裂改造。因此, 在低渗透油田储层分类系数评价方法<sup>[9]</sup>的基础上, 加入了表征裂缝发育程度的评价参数——脆性指数, 使新的评价方法考虑到难采油田体积压裂改造难易程度对评价结果的影响。根据不同研究区块储层的微观孔隙结构、可动流体百分数、非线性渗流规律的实验结果, 结合其黏土矿物含量、原油特征和岩石脆性指数对油田开发效果的影响, 建立了主流喉道半径、核磁共振可动流体百分数、启动压力梯度、黏土矿物含量、原油黏度、岩石脆性指数 6 个参数的适用于难采油田储层评价的“六元分类系数评价法”, 即

$$Feci = \ln \frac{(s_o/s_{ostad})(r_m/r_{mstad})(b/b_{stad})}{(\lambda/\lambda_{stad})(m/m_{stad})(\mu/\mu_{stad})} \quad (3)$$

式中,  $s_o$  为可动流体百分数;  $s_{ostad}$  为 IV 类分类标准中的可动流体百分数下限值;  $r_m$  为主流喉道半径;  $r_{mstad}$  为 IV 类分类标准中的平均喉道半径标准值;  $\lambda$  为拟启动压力梯度;  $\lambda_{stad}$  为 IV 类分类标准中的拟启动压力梯度标准值;  $m$  为黏土矿物含量, %;  $m_{stad}$  为 IV 类分类标准中的黏土矿物含量标准值;  $\mu$  为原油黏度, mPa·s;  $\mu_{stad}$  为 IV 类分类标准中的原油黏度标准值;  $b$  为脆性指数;  $b_{stad}$  为 IV 类分类标准中的脆性指数标准值。

在低渗透油藏储层评价参数分级界限<sup>[5]</sup>的基础上, 结合难采油田的岩心测试结果与油田开发现状, 确定了 6 参数的分类界限, 如表 6 所示。

表6 难采油田储层评价参数的分类界限

Table 6 Classification parameters and limits of difficult recovery reservoir

储层分类	单因素分类法						六元综合分类系数 $F_{eci}$
	主流喉道半径/ $\mu\text{m}$	可动流体百分数/%	拟启动压力梯度/ $(\text{MPa}\cdot\text{m}^{-1})$	黏土矿物含量/%	原油黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	岩石脆性指数/%	
I类	>4	>65	<0.01	<5	<2	>60	>7
II类	2~4	50~65	0.01~0.1	5~10	2~5	40~60	5~7
III类	1~2	35~50	0.1~0.5	10~15	5~8	20~40	3~5
IV类	<1	<35	>0.5	>15	>8	<20	<3

根据上述分级界限,以难采油田、大庆外围油田6个区块为例,得出了6个区块的储层综合分类系数。表7为各区块储层分类结果,其中既有基于单因素分类法的评价结果,又有利用上述难采油田六元综合评价方法得到的综合评价结果。在油田实际开发过程中,生产效果受到多种因素的制约,各项基于单因素分类法的评价结果不能全面反映出各区块的开发潜力及可动用程度。因而,利用六元综合评价方法得到的综合评价结果与油田实际生产开发效果更相吻合。A

区块六元分类系数最高,为11.12,这说明该油藏属于物性最好和渗流能力最高的最易开发动用的I类储层;B区块六元分类系数最低,仅为4.48,该油藏属于物性较差和渗流能力较差的不易开发动用的III类储层,这主要是由其黏土含量过高和喉道较细所决定的,因此有效动用该油藏需要进行技术攻关;C区块六元分类系数为5.90,评价结果与大庆外围油田的葡西、古龙南区块相似,属于物性较好、渗流能力较好和较易开发动用的II类储层。

表7 不同区块六元分类系数计算结果

Table 7 Calculated results of classification coefficient in different blocks

地区	区块	主流喉道半径/ $\mu\text{m}$	可动流体百分数/%	启动压力梯度/ $(\text{MPa}\cdot\text{m}^{-1})$	原油黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	黏土含量/%	脆性指数/%	六元分类系数	比采油指数/ $(\text{t}\cdot\text{d}^{-1}\cdot\text{MPa}^{-1}\cdot\text{m}^{-1})$
难采油田	A	2.6(II)	63.4(II)	0.015(II)	0.18(I)	6.5(II)	48.3(II)	11.12(I)	0.043
	B	1.5(III)	53.6(II)	0.050(II)	2.98(II)	25.8(IV)	27.1(III)	4.48(III)	0.014
	C	1.7(III)	55.6(II)	0.035(II)	4.50(II)	10.4(III)	39.6(III)	5.90(II)	0.018
大庆外围	古龙	3.4(III)	54.7(II)	0.006(I)	2.59(II)	10.6(II)	45.7(II)	8.95(I)	0.028
	葡西	1.8(III)	57.1(II)	0.037(II)	2.30(II)	15.5(III)	37.4(III)	6.08(II)	0.024
	古龙南	1.7(III)	52.2(II)	0.024(II)	2.12(II)	10.3(II)	40.6(II)	6.94(II)	0.025

为验证该方法的合理性,绘制了难采油田、大庆外围6个区块储层综合分类系数与比采油指数的散点图(图5),从图中可以看出,六元分类系数越大,比采油指数越大,二者明显

正相关。由此确定,六元分类系数法是一个计算简单方便且实用可靠的综合分类方法。

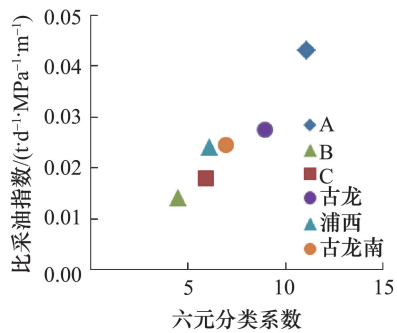


图5 六元分类系数与比采油指数的关系  
Fig. 5 Relation between starting pressure gradient and permeability

## 6 结论

1) 柴达木盆地难采油田3个区块都属于低孔、细喉道类型:A区块平均孔隙度为10.46%,平均渗透率为 $9.66\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属于低孔、特低渗储层;B区块平均孔隙度为9.31%,平均渗透率为 $2.72\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属于特低孔、特低渗储层;C区块平均孔隙度为14.62%,平均渗透率为 $3.50\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属于低孔、特低渗储层。

2) 随着难采油田储层渗透率的增大,可动流体百分数增加,启动压力梯度降低。当渗透率为 $3\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,启动压力梯度曲线出现拐点,表明渗透率低于 $3\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时储层开发难度增大。通过难采油田3个区块的数据对比可知,A区块可动流体百分数最大,开发潜力最大;B区块启动压力梯度最

大,其开发难度最大。

3) 提出了考虑难采油田体积压裂改造效果的储层综合评价方法,并以难采油田、大庆外围6个区块为例,得出了6个区块的储层综合分类系数,该系数与比采油指数明显正相关,评价结果与油田实际开发生产效果相吻合。

#### 参考文献(References)

- [1] 鲁明春, 李余成. 柴达木盆地难采储量开发技术探讨[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(1): 67-70.  
Lu Mingchun, Li Yucheng. The Probe of development technology of the hard recovered reserve, Qaidam Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2007, 29(1): 67-70.
- [2] 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.  
Yang Zhengming, Zhang Yingzhi, Hao Mingqiang, et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low permeability oilfields[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(2): 64-67.
- [3] 张仲宏, 杨正明, 刘先贵, 等. 低渗透油藏储层分级评价方法及应用[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 437-441.  
Zhang Zhonghong, Yang Zhengming, Liu Xiangui, et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low permeability oilfields[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 437-441.
- [4] 黄延章. 低渗透油藏渗流机理[M]. 北京:石油工业出版社, 1998: 34-37.  
Huang Yanzhang. Percolation mechanism of low permeability reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 34-37.
- [5] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学[M]. 北京:石油工业出版社, 2007.  
Yang Shenglai, Wei Junzhi. Reservoir physics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.
- [6] 王为民, 郭和坤, 叶超辉. 利用核磁共振可动流体评价低渗透油田开

- 发潜力[J]. 石油学报, 2001, 22(6): 40-44.  
Wang Weiming, Guo Hekun, Ye Chaohui. Evaluation of development potential in low permeability oilfield by the aid of nmr movable fluid detecting technology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(6): 40-44.
- [7] 杨正明, 苗盛, 刘先贵, 等. 特低渗透油藏可动流体百分数参数及其应用[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2007, 22(2): 96-99.  
Yang Zhengming, Miao Sheng, Liu Xiangui, et al. Percentage parameter of the movable fluid in ultra-low permeability reservoir and its application[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2007, 22(2): 96-99.
- [8] 时宇, 杨正明, 黄延章. 低渗透储层非线性渗流模型研究[J]. 石油学报, 2009, 30(5): 731-734.  
Shi Yu, Yang Zhengming, Huang Yanzhang. Study on non-linear seepage flow model for low-permeability reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(5): 731-734.
- [9] 熊伟, 雷群, 刘先贵, 等. 低渗透油藏拟启动压力梯度[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(2): 232-236.  
Xiong Wei, Lei Qun, Liu Xiangui, et al. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(2): 232-236.
- [10] 汪全林, 唐海, 吕栋梁, 等. 低渗透油藏启动压力梯度实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(1): 97-100.  
Wang Quanlin, Tang Hai, Lü Dongliang, et al. An experimental study on threshold pressure gradient in low permeability reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(1): 97-100.
- [11] 石道涵, 张兵, 何举涛. 鄂尔多斯长7致密砂岩储层体积压裂可行性评价[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2014, 29(1): 52-56  
Shi Daohan, Zhang Bing, He Jutao, et al. Feasibility evaluation of volume fracturing of Chan-7 tight sandstone reservoir in Ordos Basin[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2014, 29(1): 52-56.

## Physical properties and classifications of different reservoirs in difficult recovery oilfields

TIAN Xiao<sup>1</sup>, YANG Zhengming<sup>2</sup>, CHU Shasha<sup>2</sup>, ZHAO Guomei<sup>3</sup>, WEI Chengzhang<sup>3</sup>

1. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China

2. Langfang Branch, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang 065007, China

3. Qinghai Oilfield Company, PetroChina, Dunhuang 736202, China

**Abstract** In view of the poor physical property and the complicated geological conditions of the difficult recovery reservoir in Qaidam Basin, the physical properties and the micro pore structure characteristics of the reservoir in 3 main blocks are systematically studied by means of the constant-rate mercury injection technique, the nuclear magnetic resonance and the nonlinear seepage experiment. In the comprehensive evaluation of low-permeability reservoirs, we add a new parameter, the brittleness index. Thus, a comprehensive evaluation method for the low-permeability & difficult recovery reservoir is proposed. It is indicated that the difficult recovery reservoir is typically a low porosity and ultra-low permeability reservoir. The differences of the physical properties and the pore-throat characteristic parameters of the reservoir in different blocks are due to the differences of the micro-pore structures of the reservoir. Meanwhile, the exploitation potential of the difficult recovery reservoir of Qaidam Basin is analyzed and evaluated. The classification results are consistent with the actual development and production of the oilfield.

**Keywords** Qaidam Basin; low-permeability & difficult recovery reservoir; pore structure; rock brittleness index; reservoir evaluation

(责任编辑 刘志远)