

塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层的测井解释

李翎, 魏斌, 贺铎华

(中石化新星石油公司西北石油局测井站, 新疆乌鲁木齐 830011)

摘要: 根据测井响应的不同, 可将塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层划分为3类, I类为裂缝-孔洞和裂缝-溶洞型, 深浅侧向电阻率低, 为正幅度差, 自然伽马值略高, 声波时差和中子测井值增大, 密度降低; II类储层为裂缝型, 深浅侧向电阻率呈中-较高值, 大部分为正幅度差, 自然伽马特征与灰岩相近; III类为孔洞缝均不发育的储层, 电阻率为高值, 深浅侧向电阻率基本重叠, 自然伽马为低值。在测井曲线标准化和岩芯归位基础上即可进行储层参数的求取。参数主要包括泥质含量、基质孔隙度、裂缝孔隙度、总孔隙度、洞穴孔隙度、原始含油饱和度与基块、裂缝含油饱和度。依据参数与测井资料确定的基块孔隙度和裂缝孔隙度下限值分别为2%和0.05%。经验证, 测井解释的孔隙度与实际总体相符, 裂缝孔隙度分布也与实际基本一致。

关键词: 碳酸盐岩; 测井响应; 参数求取; 孔隙度; 误差分析; 孔隙度下限值

第一作者简介: 李翎, 女, 40岁, 高级工程师, 地球物理

中图分类号: P618.130.2⁺1

文献标识码: A

1 基本特征

1.1 岩性

经钻井揭示, 塔河油田储层主要为下奥陶统鹰山组、一间房组, 中、上奥陶统恰尔巴克组、良里塔格组。

中、上奥陶统为粉-细晶灰岩、角砾状灰岩夹角砾状生物灰岩、粉砂质泥岩及泥灰岩, 生物较丰富。颜色杂, 为深灰、褐灰、紫红、紫褐及棕红色。

下奥陶统主要为颗粒灰岩与泥微晶灰岩, 次为角砾岩和岩溶作用形成的砂泥岩, 多为灰色。一间房组岩石为浅灰、灰白, 鹰山组基本为黄灰色, 部分呈褐灰色。其中泥微晶灰岩(含)颗粒泥微晶灰岩出现的频率最高, 平均为58.74%, 其次为亮晶颗粒灰岩和泥微晶颗粒灰岩, 出现的频率分别平均为16.05%、14.72%, 构成区内下奥陶统灰岩的主要岩石类型, 白云灰岩类、岩溶岩类为次要岩石类型。

1.2 孔隙

塔河油田奥陶系灰岩储渗空间形态多样、大小悬殊、分布不均。根据岩芯、岩石薄片、铸体薄片、荧光薄片和扫描电镜等各项分析资料, 主要的储集空间类型如下。

(1) 基质孔隙。包括晶间孔、粒间孔、晶间溶孔、晶内溶孔、粒间溶孔、裂缝充填残余孔等多种类

型, 以各类成因溶蚀孔最发育、最普遍。孔径一般为几微米至几百微米, 它们与超微缝组成基质孔隙。本区灰岩的基质孔隙较小, 储渗性能较差。

(2) 溶蚀孔洞和大型洞穴。为本区主要储集空间类型之一。溶蚀孔洞大小变化范围为5~100 mm, 可在岩芯上观察到, 多沿裂缝或风化裂缝分布, 溶蚀孔洞内由方解石和粉砂-泥级碳酸盐岩碎屑部分充填, 残存大量有效空间。大型洞穴是指直径大于100 mm的溶洞, 它可以通过洞穴角砾岩、地下暗河沉积物及钻井过程中部分井段的放空、泥浆漏失、井涌甚至井喷现象揭示出来。

(3) 裂缝。包括构造缝、成岩缝和溶蚀缝等, 是奥陶系最发育的储集类型。岩芯观察统计表明, 构造缝以中-高角度缝为主, 占54.92%, 斜交缝占40.6%。张开度小于0.1 mm的微缝约占70.47%; 0.1~1 mm的小缝占23.5%; 大于1 mm的中缝占6.03%。成岩缝以压溶缝合线为主, 多呈水平状, 荧光薄片资料表明, 荧光显示率高达95.3%, 说明缝合线具有一定储油气能力。

1.3 物性

根据储层岩芯孔渗分析资料统计, 3 229块小样品孔隙度的范围为0.01%~8.5%, 平均值为0.76%。其中孔隙度小于0.5%的占样品总数的34%, 小于1.0%的占77%, 1.0%以上的(含1.0%)仅占23%(图1)。2 975个小样品的渗透率分布区间为 $0.001 \times 10^{-3} \sim 5\,148.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均值为

$2.64 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其中小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的占样品总数的 66%, 小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的占 93%, 大于 $1.0 \times 10^{-2} \mu\text{m}^2$ 的仅占 7%, 最大渗透率 $5\,148.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 频率中值小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 2)。

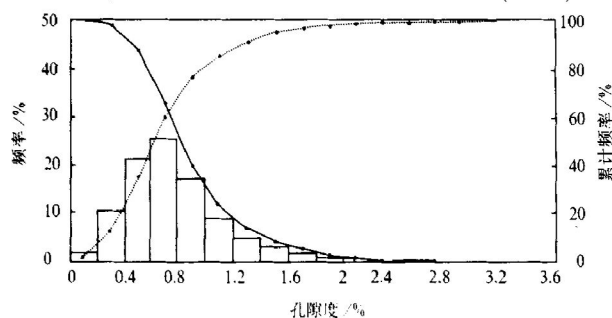


图 1 塔河油田奥陶系孔隙度分布图

Fig. 1 Distribution Showing porosities of Ordovician in Tabe Oilfield

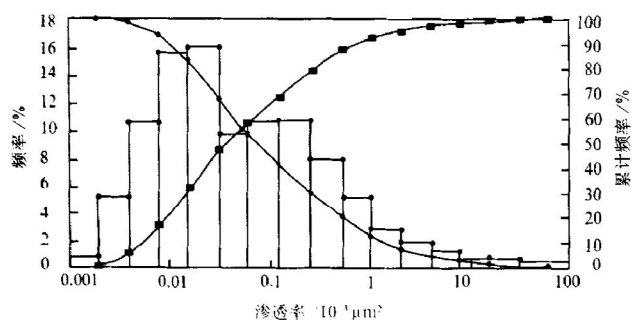


图 2 塔河油田奥陶系渗透率分布图

Fig. 2 Distribution Showing permeabilities of Ordovician in Tabe Oilfield

2 储层测井识别

2.1 测井响应

2.1.1 I 类

包括裂缝-孔洞型储层和裂缝-溶洞型储层, 是本区最重要的储层。其孔、洞、缝均发育, 且以孔洞为主, 在岩芯上可见十分发育的网状裂缝和溶蚀小孔, 此类储层储集性能较好, 产能较高且稳定。在测井响应上, I 类储层表现为深浅侧向电阻率曲线显示较低的电阻率值(一般 $< 400.0 \Omega\text{m}$), 且出现正幅度差, 即深侧向电阻率值大于浅侧向电阻率值; 自然伽马值比纯灰岩段略高或与致密灰岩段相近; 声波时差和中子增大, 密度降低。图 3 是 TK47 井的测井曲线, 图中的 $5\,357.0 \sim 5\,363.0 \text{ m}$ 为此类储层的典型曲线。当出现大的溶洞时, 双侧向电阻率急剧下降(一般 $< 200.0 \Omega\text{m}$), 井径异常扩径, 声波时差异常增大, 密度异常降低, 若洞穴为砂、泥质充填, 自然伽马则表现为较高值。图 3 中的 $5\,368.0 \sim 5\,368.15 \text{ m}$ 井段, 放空了 0.15 m 。

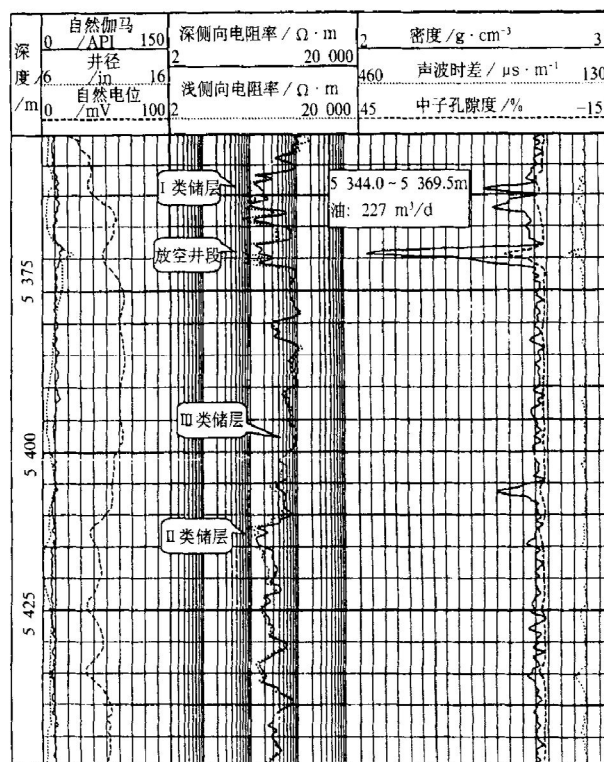


图 3 TK47 井 5 350~ 5 450 m 测井曲线图

Fig. 3 Log Curve of 5 350~ 5 450 m in TK47 Well

2.1.2 II类

为裂缝型储层, 分布最广泛, 其孔、洞均不发育, 以裂缝为主。研究表明, 部分井段的平均裂缝孔隙度可达 2.15%, 具备一定的储集能力。在测井响应上, II类储层表现为双侧向电阻率呈中-较高值($< 1\,000.0 \Omega\text{m}$), 且深浅侧向电阻率曲线大部分呈正幅度差, 局部略有扩径, 自然伽马特征与致密灰岩段相近, 3 条孔隙度测井曲线与致密灰岩差异不大。图 3 中 $5\,410.0 \sim 5\,420.0 \text{ m}$ 和 $5\,432.0 \sim 5\,436.0 \text{ m}$ 井段的测井曲线为 II类储层的代表, 其中 $5\,432.0 \sim 5\,436.0 \text{ m}$ 钻井取芯为高角度裂缝, 并且缝内充填原油。

2.1.3 III类

是孔、洞、缝均不发育的差储层。测井响应特征是: 电阻率值显示高阻($> 1\,000.0 \Omega\text{m}$), 深浅侧向电阻率曲线基本重叠, 井径接近钻头直径, 自然伽马显示为低值, 3 条孔隙度测井曲线接近骨架值。图 3 中的 $5\,391.0 \sim 5\,400.0 \text{ m}$ 为 III类储层的测井曲线。

上述 3 类储层中, I 类储层的物性较好, 其中尤以裂缝-溶洞型为最好; II类储层是以裂缝为主, 其基块的物性较差; III类储层孔洞缝均不发育, 物性较差。

2.2 数据处理

2.2.1 测井曲线标准化

由于在塔河油田奥陶系内不同的井中使用的仪器型号不同,且每次测量误差范围及测量环境等也不同,因此给测井数据带来一些非地层因素误差,为消除非地层因素的影响,必须对测井数据进行标准化。塔河油田奥陶系为块状油藏,岩性单一,找不到做标准化的标志层,对测井数据进行标准化有一定的难度。我们的方法是,根据本区的实际情况,选择各井相对致密的井段做孔隙度曲线的直方图,得到各井的峰值,再用其峰值作全井区的直方图,得到各孔隙度曲线的标准值,标准值与各井的峰值之差即为各井的校正值。

2.2.2 岩芯归位

为了消除钻井(取芯)深度和测井深度之间误差,应对钻井(取芯)的岩芯深度进行深度归位。将岩芯分析的孔隙度和视比重数据绘制成杆状图,与测井密度曲线重叠,对比两者深度是否存在误差,当岩芯深度与测井曲线深度不一致时,则进行岩芯归位,使两者的深度统一起来。

2.3 求取储层参数

2.3.1 泥质含量

采用自然伽马曲线(GR)计算泥质含量(SH),计算公式如下

$$SH_1 = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \tag{1}$$

$$SH = \frac{2^{GCUR \times SH_1} - 1}{2^{GCUR} - 1} \tag{2}$$

式中 GR_{max} , GR_{min} 为 GR 曲线在纯灰岩或纯泥岩的最大值和最小值; SH_1 为过渡参数,是 GR 测井曲线的相对值; $GCUR$ 为经验系数,取 2.0。

2.3.2 孔隙度

塔河油田奥陶系储层的孔隙是由裂缝、溶蚀孔洞及孔隙空间组成,因此在解释中用裂缝孔隙度(Φ_f)、溶洞孔隙度(Φ_H)、基质孔隙度(Φ_B)和总孔隙度(Φ_T)等参数来描述这种双重介质的孔隙特征*。

2.3.2.1 基质孔隙度(Φ_B)

测井解释模型采用泥质校正的怀利公式,公式为:

$$\Phi_B = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} - SH \times \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \tag{3}$$

式中 Δt 为声波时差; Δt_{ma} , Δt_f , Δt_{sh} 为岩石骨架、孔隙流体和泥质的声波时差。

* 徐建华, 阎华. 新疆塔里木盆地塔河油田奥陶系油藏 3, 4 号新增探明储量报告. 1999

2.3.2.2 裂缝孔隙度(Φ_f)

双侧向电阻率测井对裂缝有较好的响应,因此常用来求解裂缝孔隙度^[1,2]。具体解释模型如下。

裂缝状态的判别: 双侧向测井对不同的裂缝状态会表现出不同的曲线特征,求解裂缝孔隙度时,首先是裂缝状态的判别,利用以下经验公式:

$$Y = \frac{R_d - R_s}{\sqrt{R_d R_s}} \tag{4}$$

裂缝解释模型: 根据裂缝状态 Y 值,用以下解释模型对裂缝孔隙度进行计算:

$$\Phi_f = \left(\frac{A_1}{R_s} + \frac{A_2}{R_d} + A_3 \right) R_{MF} \tag{5}$$

式中 R_d , R_s 为深、浅侧向测井值; R_{MF} 为泥浆滤液电阻率,根据各井的泥浆参数及地层温度分别计算取值; A_1 , A_2 , A_3 为常数,其取值依裂缝状态 Y 值不同而不同(表 1)。

表 1 裂缝孔隙度解释模型常数取值表

裂缝状态(Y)	interpretation model		
	常数取值		
	A_1	A_2	A_3
低角度裂缝 ($Y < 0$)	- 0.992 417	1.972 47	0.000 318 291
倾斜裂缝 ($0 \leq Y \leq 0.1$)	- 17.633 2	20.364 51	0.000 931 77
高角度裂缝 ($Y > 0.1$)	8.522 532	- 8.242 788	0.000 712 36

2.3.2.3 总孔隙度(Φ_T)和洞穴孔隙度(Φ_H)

总孔隙度采用中子孔隙度(Φ_N)、密度测井(ρ_b)资料求得。解释公式如下:

$$\Phi_b = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} - SH \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \tag{6}$$

$$\Phi_T = \sqrt{\frac{\Phi_b^2 + \Phi_N^2}{2}} \tag{7}$$

式中 ρ_{ma} , ρ_f , ρ_{sh} 为岩石骨架、孔隙流体和泥质的密度。

洞穴孔隙度(Φ_H): 由于总孔隙度是由基质、裂缝与洞穴孔隙度共同组成,因而在确定了基质、裂缝和总孔隙度后,即可求出洞穴孔隙度。

$$\Phi_H = \Phi_T - \Phi_B - \Phi_f \tag{8}$$

孔洞孔隙度(Φ_{BH}): 在实际计算中认为,除裂缝对储层的贡献以外,基质孔隙度和洞穴孔隙度均对储层起到不可忽视的作用,我们称其为孔洞孔隙度。

$$\Phi_{BH} = \Phi_B + \Phi_H \tag{9}$$

2.3.3 原始含油饱和度

裂缝性灰岩储层的总含油饱和度(S_{OT})包括岩石基块含油饱和度(S_{OB})和裂缝含油饱和度(S_{OF}),

三者之间存在以下关系:

$$S_{OT} = (S_{OB} \Phi_H + S_{OB} \Phi_B + S_{OF} \Phi_f) / \Phi_f \quad (10)$$

2.3.3.1 裂缝含油饱和度

一般认为,在裂缝性油气层中,裂缝孔隙中的束缚水饱和度极低,可以忽略不计。法国石油研究院通过实验测定岩石壁水膜的厚度,假定裂缝宽度(b)为 $100.0 \mu\text{m}$,当水和油在裂缝中分布达到平衡时,测定束缚在裂缝壁两边的水膜厚度(B_w)共为 $0.16 \mu\text{m}$,经过推导,裂缝孔隙含水饱和度和(S_{WF})公式如下,实验得出裂缝孔隙含水饱和度和 $< 5.0\%$ [3]。

$$S_{WF} = 3B_w / (2b) \quad (11)$$

对塔河油田奥陶系数口井的成像测井(FMT)解释数据的裂缝平均宽度进行统计,主要分布范围是 $4.0 \sim 25.0 \mu\text{m}$,占 82.66% ,平均为 $10.33 \mu\text{m}$ (图4-a)。根据镜下铸体薄片微裂缝宽度的统计结果,裂缝平均宽度为 $15.0 \mu\text{m}$ (图4-b)。两者基本一致。根据上述统计结果,用(11)式进行计算裂缝含水饱和度,裂缝孔隙含水饱和度 $< 5.0\%$,即含油饱和度大于 95.0% ,综合取值含油饱和度 $S_{OF} = 90.0\%$ 。

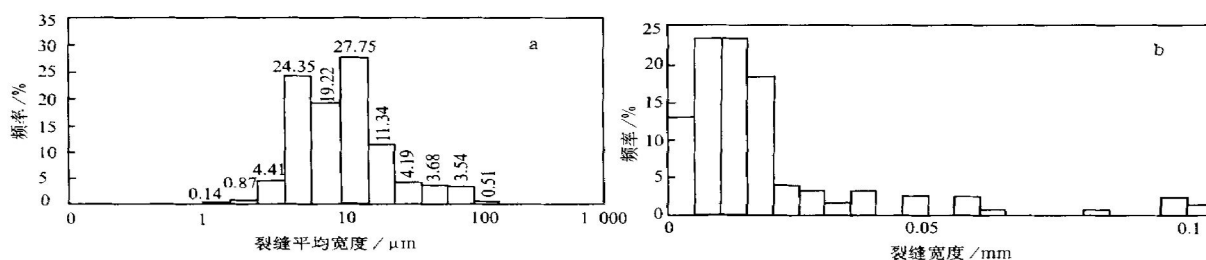


图4 裂缝宽度分布直方图

Fig. 4 Histogram of fracture width distribution

a—裂缝平均宽度(FMT)分布直方图; b—铸体薄片裂缝宽度统计图

2.3.3.2 基块含油饱和度

基块含水饱和度(S_{WB})采用阿尔奇公式计算:

$$S_{WB} = \frac{n \sqrt{abR_w}}{\sqrt{\Phi^m R_d}} \quad (12)$$

基块含油饱和度为: $S_{OB} = 1 - S_{WB}$ (13)

式中 a , b , m , n 为根据岩电分析资料得出 $a = 3.00$; $b = 1.09$; $m = 1.34$; $n = 3.63$; R_w 为地层水电阻率,根据实际地层水资料等取值为 $0.01 \Omega \text{m}$ 。

R_t 为岩石基块电阻率,由(14)式求取

$$R_t = \frac{R_s R_d}{\left(1 + \frac{G_d}{G_s - G_d}\right) \times R_s - \left(\frac{G_d}{G_s - G_d}\right) R_d} \quad (14)$$

式中 R_d , R_s 分别为深、浅侧向电阻率; G_d , G_s 为与深、浅侧向探测深度有关的系数,分别取 0.25 , 1.25 。

3 解释成果

根据上述解释模型编制了处理解释程序,对塔河油田3,4,6区奥陶系有关井进行了成果处理解释,并将其解释成果数据用于塔河油田沙67-沙74井区和沙70井区的储量计算,达到了储量计算的要求,取得了良好的效果。

3.1 检验

塔河油田奥陶系灰岩油藏取得了大量的岩芯物性分析资料,分别用岩芯分析的小样品孔隙度和全直径分析孔隙度与对应深度点的测井解释孔隙度进行对比,结果见图5。

小样品分析孔隙度与声波测井孔隙度误差分析:46个层段中声波孔隙度与小样品分析孔隙度误差控制在 $-0.18\% \sim 0.58\%$,平均绝对误差为 0.16% ,平衡误差为 0.07% ,声波孔隙度值略偏高,两者分布基本一致(图5a)。

小样品分析孔隙度与测井孔隙度误差分析:45个层段中测井孔隙度与小样品分析孔隙度的绝对误差范围在 $-0.03\% \sim 1.07\%$,平均绝对误差为 0.52% ,平衡误差为 0.51% 。测井孔隙度数据点在 45° 线上方,说明测井孔隙度明显高于小样品分析孔隙度(图5b)。

全直径分析孔隙度与测井孔隙度误差分析:15口井30层的全直径分析孔隙度与测井孔隙度进行了对比分析。两者的平均绝对误差为 0.62% ,平衡误差为 -0.14% ,测井孔隙度略小于全直径分析孔隙度(图5c)。

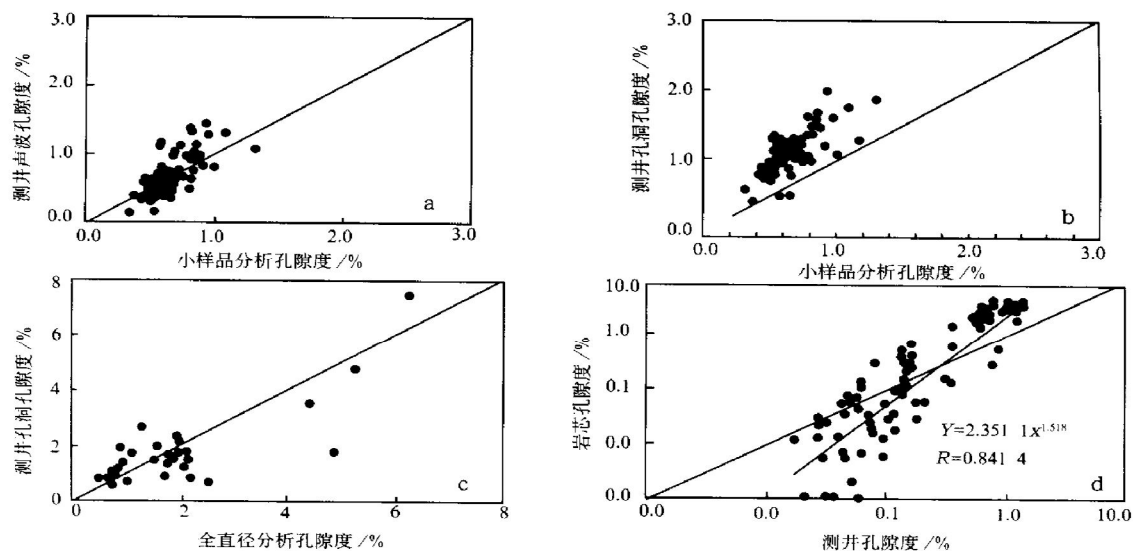


图 5 分析孔隙度与测井解释孔隙度关系图

Fig. 5 Relationship between test porosities and well log porosities

a—小样品分析孔隙度与测井声波孔隙度关系; b—小样品分析孔隙度与测井孔洞孔隙度关系;
c—全直径分析孔隙度与孔洞孔隙度关系; d—裂缝孔隙度校正

裂缝孔隙度的误差分析: 通过对取芯段的岩芯观察、描述、统计, 确定出岩芯的裂缝孔隙度, 再用对应段的测井解释裂缝孔隙度进行对比, 结果见图 5(d)。回归得到以下关系式对测井解释的裂缝孔隙度进行校正, 校正后的测井解释裂缝孔隙度与岩芯确定的裂缝孔隙度误差较小。相关系数 $r = 0.834\ 3$, 回归公式为

$$\Phi = 2.351\ 1 \Phi_{\text{测}}^{1.518} \tag{15}$$

从以上对比结果分析, 测井孔洞孔隙度解释值介于小样品分析孔隙度与全直径分析孔隙度值之间, 且接近全直径分析值。进行全直径样品分析孔隙度与对应深度点的小样品分析孔隙度对比, 全直径样品分析孔隙度普遍高于小样品分析孔隙度, 平均增加 66.1% 。说明小样品分析值基本能够代表基质孔隙度, 全直径样品不仅反映了基质孔隙度, 而且在一定程度上, 也反映了部分微裂缝和小的溶蚀孔洞。测井解释的孔隙度结果总体上符合实际。

另外, 根据成像测井计算曲线及图像和岩芯照片与常规测井的对比解释裂缝孔隙度到常规测井解释的裂缝孔隙度与 FMI 测井解释的裂缝孔隙度分布也基本一致, 从而验证了常规测井曲线解释裂缝孔隙度的可靠性。

3.2 储层分类

3.2.1 下限值

基块孔洞孔隙度的下限: 从孔隙度与中值压力 ($\Phi - P_{c50}$) 的关系图(图 6)中得出 $\Phi = 1.6\%$, 从小

样品和全直径的关系已知小样品孔隙度比全直径低约 66% , 综合考虑将基块孔洞孔隙度的下限标准定为 2.0% 。

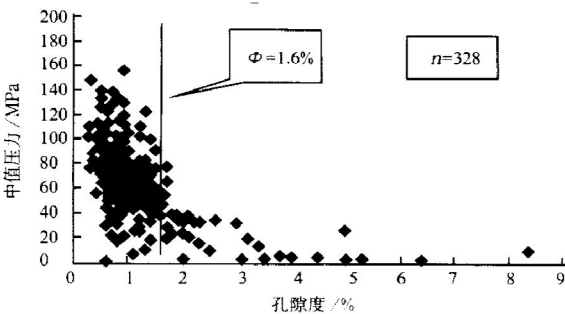


图 6 中值压力与孔隙度关系图

Fig. 6 Relationship between mean pressures and porosities

裂缝孔隙度的下限: 利用测试产量资料, 做采油强度与裂缝孔隙度的关系图(图 7)。由图可见, 采油强度除与措施改造有较大关系外, 还与裂缝孔隙度大小有一定的关系。当采油强度为 0 时, 确定的裂缝孔隙度下限为 0.05% 。

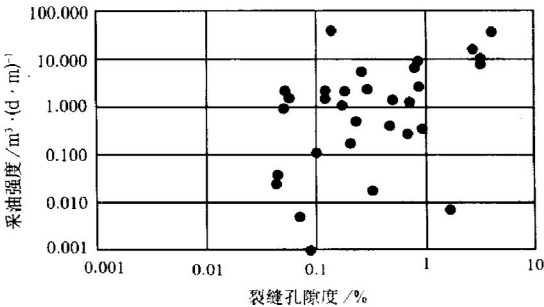


图 7 灰岩裂缝孔隙度与采油强度交会图

Fig. 7 Cross plot of limestone fracture porosities and oil recovery intensities

3.2.2 分类标准与类型划分

依据前述确定的基质孔隙度和裂缝孔隙度的下限值,可将本区奥陶系碳酸盐岩储层划分 I, II, III 3 类,划分标准见表 2。

经与测试资料对比(表 3),测井解释的 I, II 类储层和测试结果基本一致。同时,根据 1999 年 5

表 2 奥陶系灰岩储层划分标准表

Table 2 Classification criterion of Ordovician limestone reservoirs

储层类别	储层类型	$\Phi_f/\%$	$\Phi_{Hf}/\%$
I 类	裂缝孔隙型 裂缝溶洞型	≥ 0.05	≥ 2.0
II 类	裂缝型	≥ 0.05	< 2.0
III 类	孔洞缝均不发育	< 0.05	< 2.0

表 3 测井解释结果与测试结果对比表

Table 3 Comparison between well log interpretation results and test results

井号	深度/m	解释结果	日产量/ $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$			测试结果
			油	气	水	
TK66	5 480.00~ 5 560.00	I, II	127.0	—	—	油层(酸压)
TK67	5 653.00~ 5 674.00	I, II	20.3	—	—	油层
TK67	5 662.00~ 5 674.00	I, II	470.8	—	—	油层(酸压)
TK71	5 566.00~ 5 578.00	II	151.0	—	—	油层(酸压)
TK74	5 696.00~ 5 724.00	I, II	11.78	—	—	油层
TK74	5 484.00~ 5 496.00	I, II	204.00	—	—	油层(酸压)
TK80	5 494.50~ 5 660.00	II	150.00	—	—	油层(酸压)
TK23	5 345.60~ 5 500.00	I, II	96.0	16 762.0	—	油层
TK46	5 359.14~ 5 380.20	I, II	212.54	141 800.0	—	油气层
TK47	5 344.04~ 5 369.50	I, II	124.6	1 613 112	—	油层
TK31	5 360.00~ 5 557.20	I, II	394.8	86 108.0	1.2	油气层
TK32	5 377.50~ 5 380.2	I, II	98.88	106 000.0	—	油气层

月 25 日 TK41 井生产测井和 1999 年 8 月 12 日 TK7 井生产测井的产液剖面图,测井解释的 I, II 类储层均有工业油气流产出,说明测井解释的 I, II 类储层均为有效储层。

参 考 文 献

1 欧阳健. 石油测井解释与储层描述[M]. 北京: 石油工业出版社

社, 1994

2 李善军, 汪涵明, 肖承文, 等. 碳酸盐岩地层中裂缝孔隙度的定量解释[J]. 测井技术, 1997, 21(3): 205

3 谭廷栋. 裂缝性油气藏测井解释模型与评价方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1987

LOG INTERPRETATION OF ORDOVICIAN CARBONATE RESERVOIRS IN TAHE OILFIELD

Li Ling Wei Bin He Duohua

(Well Log Station of Northwest Petroleum Bureau, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang)

Abstract: Ordovician carbonate reservoirs in Tahe Oilfield could be divided into three types. Type I is fracture-pore and fracture-solution cavity reservoirs with low laterolog resistivity of both shallow and deep formations, high gamma-ray value, increased acoustic time and neutron log value; type II is fracture reservoirs with mid-higher laterolog resistivity of both shallow and deep formations, gamma-ray value similar to that of limestone; type III is poor in fractures and pores, but the highest resistivity, low gamma-ray value, and overlapped shallow and deep laterolog resistivities. Then reservoir parameters could be calculated through well log normalization and core reposition. According to the calculated parameters and log data, the lower limits of rock mass porosity and fracture porosity are 2% and 0.05% respectively. The fracture porosity of the reservoirs are determined to be $\geq 0.05\%$, $\geq 0.05\%$ and $< 0.05\%$, and their pore porosity $\geq 2\%$, $< 2\%$ and $< 2\%$ respectively. It has been proved that well log interpretation results fit in with the actual porosity and fractural distribution of the reservoirs studied.

Key words: carbonate rock; log response; parameter calculation; porosity; error analysis; low limit of porosity