

塔河南油田气层识别与气油界面划分

马勇 赵毅 章成广
(长江大学地球物理与石油资源学院)

马勇等.塔河南油田气层识别与气油界面划分.天然气工业,2008,28(6):59-61.

摘要 针对塔河南油田三叠系凝析油气藏,探讨了识别气层的方法,划分出气油界面,为油田开发设计方案提供了可靠的依据。从声波时差指示气层的理论出发,提出了用气驱水岩心实验声波时差比与含气饱和度的关系来指示气层,并指出此方法的关键是求准完全含水的声波时差;给出了实验关系式和完全含水地层的时差拟合关系式,并结合声波时差差值法、三孔隙度差值法、三孔隙度比值法和计算的纯水声波时差与实际声波时差重叠等方法来识别气层和划分气油界面。这些方法具有快速、直观的特点,在塔河南油田三叠系解释中取得了很好的效果。

关键词 塔河南油田 三叠纪 油水界面 油气界面 气层 声波时差 孔隙度

一、引言

塔河南油田三叠系主要是岩性圈闭凝析油气藏,由于温度、压力高于烃类物系的临界温度和临界压力,地层孔隙中存在着大量的凝析气。因此,在对测井资料的处理和分析中,必须要考虑到凝析气的存在,不仅要划分出油水界面,也要划分出油气界面,为油田开发设计方案提供依据。一般电阻率曲线对岩石中饱和油还是水敏感,而对饱和油还是气则不敏感;而声波时差对岩石饱和气还是水敏感,对饱和油还是水不敏感。因此,利用电阻率和声波时差等常规测井曲线,对塔河南油田油气藏进行了气层识别和气油界面、油水界面或气水界面划分,取得了较好的效果。

二、油水界面(或气水界面)划分

对于油水(或气水)界面,可用电阻率和物性参数计算的含水饱和度和束缚水饱和度重叠,结合电阻率曲线、录井岩心描述和试油资料进行划分。

以塔河南三叠系8号圈闭的X3井为例。从图1看出,X3井在4341 m以浅,含水饱和度和束缚水饱和度两条曲线重叠,在4341 m以深两条曲线明显分开,因此,油水界面可定在4341 m处,考虑到4340~4341 m之间存在物性差夹层,油水界面可定在4340 m处,换算的海拔深度为-3403 m。

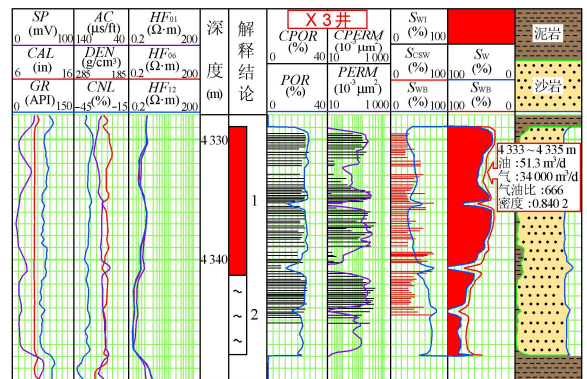


图1 X3井测井物性参数和饱和度处理图

三、气层识别和气油界面划分方法

测井解释中通常采用三孔隙度测井重叠的方法来识别气层,但单用重叠法很难准确划分油气界面、表征凝析气的特征。这里主要利用声波时差差值法、三孔隙度差值法、三孔隙度比值法和计算的纯水声波时差与实际声波时差来确定气油界面。

1. 声波时差指示气层的理论基础

由于气体与油水之间的波阻抗相差很大,因此,声波在饱和气与饱和水(或油)岩石中传播时,其纵波速度和幅度也出现相应的变化。一般声波速度和幅度随含气饱和度增加而减小^[1]。根据体积模型,砂岩孔隙内流体为气或油与水两相时,则声波时差公式可写成:

作者简介:马勇,1968年生,高级工程师;主要从事地球物理测井方法与解释研究工作。地址:(830011)新疆乌鲁木齐北京北路2号。电话:13999192691。E-mail:xblog@vip.163.com

$$\Delta t_c = (1 - \varphi)\Delta t_{ma} + \varphi[(1 - S_{og})\Delta t_w + S_{og}\Delta t_{og}] \quad (1)$$

式中: S_{og} 为声波探测范围内砂岩的含油气饱和度; φ 为地层孔隙度; Δt_{ma} 、 Δt_w 、 Δt_{og} 分别为砂岩骨架、水和油气的时差值。

对上式整理可得:

$$\varphi = \varphi S_{og} (\Phi_g - 1) + \varphi \quad (2)$$

$$\text{式中: } \Phi_g = \frac{\Delta t_{og} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_w - \Delta t_{ma}}。$$

从上式看出,对纯砂岩油气层,声波孔隙度比实际孔隙度要偏高 $\varphi S_{og} (\Phi_g - 1)$ 。

在纯砂岩气层中,取砂岩骨架、水与气的时差分别为 $\Delta t_{ma} = 182 \mu\text{s/m}$, $\Delta t_w = 620 \mu\text{s/m}$, $\Delta t_{og} = 2260 \mu\text{s/m}$, 则 $\Phi_g = 4.744$, 声波孔隙度比实际孔隙度要偏高 $3.744 \varphi S_{og}$ 。声波测井通常是在裸眼井中测量的,在有钻井液侵入的气层中,声波测井只能探测到侵入带剩余气饱和度的变化,取 $S_{og} = 20\%$, 纯砂岩气层的声波孔隙度就比实际孔隙度偏高 0.7488φ , 这有相当大的误差。

在纯砂岩油层中,取油的时差为 $\Delta t_{og} = 780 \mu\text{s/m}$, 则 $\Phi_g = 1.367$, 声波孔隙度比实际孔隙度要偏高 $0.37 \varphi S_{og}$, 在声波探测范围内这个数值可忽略。

从以上模型可以看出,气层对声波时差的影响要远大于油层对声波时差的影响,以此为依据可以划分油气界面。

2. 声波时差指示气层的方法

(1) 声波时差与中子测井曲线重叠法

在砂岩储层中,在水层处,把声波测井曲线和中子测井曲线重叠,在气层段,声波测井曲线与中子测井曲线出现“正差异”,声波测井值增大,中子测井值由于“挖掘效应”减小,密度测井曲线相对于相邻层段数值变小;在油层段,声波测井曲线与中子测井曲线出现“无差异”或“差异不大”。通过这种方法可以划分油气界面。

(2) 声波时差比指示含气饱和度

这里取轮南油田岩心声波速度与含气饱和度关系式^[2]。按毛细管压力曲线的分类结果,根据气驱水声实验样品的渗透率值,可分为3类。

1) 渗透率小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 二次多项式关系为:

$$\Delta t_{wc} / \Delta t_c = 2 \times 10^{-5} (100 - S_g)^2 - 0.0012(100 - S_g) + 0.8977 \quad (3)$$

2) 渗透率为 $(100 \sim 300) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 二次多项式关系为:

$$\Delta t_{wc} / \Delta t_c = 6 \times 10^{-5} (100 - S_g)^2 - 0.0049(100 - S_g) + 0.906 \quad (4)$$

3) 渗透率大于 $300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 二次多项式关系为:

$$\Delta t_{wc} / \Delta t_c = 1 \times 10^{-4} (100 - S_g)^2 - 0.0093(100 - S_g) + 0.8724 \quad (5)$$

式中: Δt_c 是实测的声波时差, $\mu\text{s/m}$; Δt_{wc} 是纯水层的声波时差, $\mu\text{s/m}$; S_g 是含气饱和度, %。

考虑到实验公式受泥质的影响,这里纯水层的声速度值采用油气藏底部的水层拟合得到。实验分析表明,声波速度主要受泥质含量、孔隙度的影响。为此,选用塔河南油田三叠系3口井的水层作为建模的数据,所拟合的公式为:

$$\Delta t_{wc} = 82.99453 + 0.172688\varphi - 0.1078549 V_{sh} \quad (6)$$

式中: V_{sh} 为泥质含量, %。

求得纯水层的时差对实测时差进行归一化,再用时差比与含气饱和度的关系式,便可获得含气饱和度。

声波时差比指示气层与非气层的基本法则是:把纯水层的 Δt_{wc} 作为找气的背景值,记作 $DTCW$, 在砂岩储层中,当实际声波时差 $AC > DTCW$ 时,指示为气层;当 AC 等于或约等于 $DTCW$ 时,指示为非气层(水层或油层)。

(3) 声波时差差值法

声波时差差值定义为测量声波时差减合成声波时差,它是从声波测井与中子伽马测井获得的复合测井信息。测量纵波时差是在裸眼井中进行井眼补偿声波测井获得的,合成声波时差则是根据中子孔隙度测井值通过转换获得的,从而统一了声波测井与中子伽马测井的量纲,充分利用现有的资料进行天然气识别。声波测井方程由威利平均时间公式给出:

$$\Delta t_c = \varphi \Delta t_w + (1 - \varphi) \Delta t_{ma} \quad (7)$$

式中: φ 为声波测井孔隙度。

通常水层声波测井孔隙度等于岩石有效孔隙度,气层声波测井孔隙度大于岩石有效孔隙度。

合成声波时差与中子伽马孔隙度的关系是:

$$\Delta t_{syn} = \varphi \Delta t_w + (1 - \varphi) \Delta t_{ma} \quad (8)$$

式中: Δt_{syn} 为合成声波时差; φ 为中子孔隙度。

声波时差差值可表示为:

$$\delta \Delta t = \Delta t - \Delta t_{syn} \quad (9)$$

在一般情况下,石英矿物声波时差 $\Delta t_{ma} = 182 \mu\text{s/m}$, 水的声波时差 $\Delta t_w = 620 \mu\text{s/m}$, 代入上式有:

$$\Delta t = 438(\varphi - \varphi_0) \quad (10)$$

在相同岩性和相同孔隙度条件下,砂岩水层的声波测井孔隙度等于中子伽马测井孔隙度,声波差值等于零,用它作为直观识别气层的背景值。砂岩气层的声波测井孔隙度大于中子伽马测井孔隙度,声波差值大于零;砂岩油层的声波差值与砂岩水层接近。

(4)三孔隙度差值法和三孔隙度比值法^[3-7]

气的密度大大低于油和水的密度,因此气层的密度测井值低于地层完全含水时的地层密度测井值;气的含氢指数远低于 1,在气层常存在“挖掘效应”,因此,气层中子测井值比它完全含水时偏低;地层含气后,岩石纵波时差增大,甚至出现“周波跳跃”,因此,气层的纵波时差高于其完全含水时的纵波时差。这就是用三孔隙度差值法和三孔隙度比值法识别气层的物理基础。

由泥质砂岩体积模型,可分别求出地层流体为淡水时地层密度孔隙度、中子孔隙度和声波孔隙度:

$$\begin{aligned} \varphi &= \frac{\rho - \rho_{ma}}{1 - \rho_{ma}} - V_{sh} \times \frac{\rho_h - \rho_{ma}}{1 - \rho_{ma}} \\ \varphi &= \frac{H - H_{ma}}{1 - H_{ma}} - V_{sh} \times \frac{H_{sh} - H_{ma}}{1 - H_{ma}} \\ \varphi &= \frac{\Delta t_c - \Delta t_{ma}}{620 - \Delta t_{ma}} - V_{sh} \times \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{620 - \Delta t_{ma}} \end{aligned} \quad (11)$$

式中: φ 为地层密度孔隙度; ρ 、 ρ_{ma} 、 ρ_h 分别为实测地层、砂岩骨架与临近泥岩地层密度; H 、 H_{ma} 、 H_{sh} 分别为中子测井值、骨架含氢指数和纯泥岩含氢指数。

三孔隙度差值定义为:

$$C_3 = \varphi + \varphi - 2\varphi \quad (12)$$

三孔隙度比值定义为:

$$B_3 = \frac{\varphi + \varphi}{\varphi} \quad (13)$$

由于 φ 、 φ 、 φ 都作了岩性和泥质校正,因而只反映了孔隙流体性质的影响,三者的影响用综合参数 C_3 或 B_3 表示。显然,若地层为水层或油层, $C_3 = 0$, $B_3 = 1$;若地层为气层, $C_3 > 0$, $B_3 > 1$ 。

四、气层识别与气油界面划分

根据上面讨论的方法,处理了塔河南油田三叠系 15 口井测井资料,获得了较好的效果。图 2 是 X3 井气层识别处理图,从图中可清楚地看到,声波测井曲线与纯水时差曲线、三孔隙度、声波时差差值

(DT)“幅度差”,以及含气饱和度和 $C_3 > 0$ 、 $B_3 > 1$ 可作为指示气层标记,确定出油气界面。X3 井在 4 329.5~4 335 m 处气指示明显,油气界面定为 4 335 m。

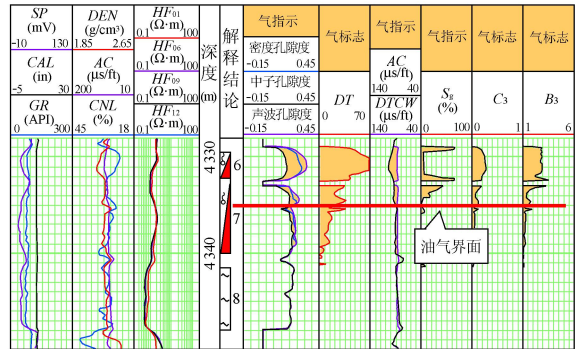


图 2 X3 井气层识别处理图

五、结 论

用电阻率计算的含水饱和度和束缚水饱和度重叠并结合电阻率曲线、录井岩心描述和试油资料来划分油水(或气水)界面是可靠的。用声波时差差值法、三孔隙度差值法、三孔隙度比值法以及计算的纯水声波时差与实际声波时差重叠等方法相结合来识别油气层比较直观实用。如果加测全波、成像等测井资料对凝析气层识别和解释评价则更为有利。

参 考 文 献

- [1] 王冠贵. 声波测井理论基础及其应用[M]. 北京:石油工业出版社,1988:60-63.
- [2] 章成广,江万哲,肖承文,等. 声波全波资料识别气层方法研究[J].测井技术,2004,28(5):397-401.
- [3] 高楚桥. 复杂储层测井评价方法[M]. 北京:石油工业出版社,2003:60-64.
- [4] 文政. 利用背景值识别气层[J].大庆石油地质与开发,1996,12(2):11-13.
- [5] 张学庆,刘燕,肖慈珣,等. 在测井中用一种组合进化神经网络识别油层[J].石油物探,2001,40(4):119-124.
- [6] 樊政军,柳建华,马勇,等. 塔河油田石灰岩洞缝型储层测井评价[J].天然气工业,2007,27(7):45-48.
- [7] 李浩,王骏,殷进垠. 测井资料识别不整合面的方法[J].石油物探,2007,46(4):421-424.

(修改回稿日期 2008-04-10 编辑 韩晓渝)