

南海珠江口盆地文昌 A 凹陷低孔低渗油气层测井识别方法及应用

胡向阳, 吴 健, 陈 嵘, 何胜林, 陈 鸣

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057)

摘 要:以南海北部珠江口盆地西部文昌 A 凹陷上渐新统珠海组低孔低渗油气层为研究对象,利用多种方法展开复杂地质条件下天然气层的综合识别方法的研究。同时,利用气测录井数据建立起了用于识别凝析气与挥发油的区域解释图版,在测井流体识别与评价中发挥了重要的作用。实际应用效果表明,所应用的研究方法对油气识别有较明显的地质效果并且达到了较高的测井解释符合率,对其他盆地复杂流体性质的测井解释具有重要的指导意义和参考价值。

关键词:低孔低渗; 油气层; 凝析气; 挥发油; 流体识别

中图分类号: TE51 文献标识码: A

前期研究发现,在南海西部海域,储层物性较好的天然气层通常呈中—高孔隙度、渗透率、高电阻率及中子密度交会镜像反应的测井响应特征、测井识别评价气层的难度不大。而对于低孔低渗条件下的天然气层,因储层含气饱和度较低等诸多岩石物理因素的影响,导致测井曲线难以有效突出反映孔隙流体的信息,造成油气层与围岩或邻近水层难以区分,测井识别评价油气层的难度较大^[1]。在文昌 A 凹陷上渐新统珠海组发现了大量的低孔渗凝析气层和挥发油层,二者测井响应特征相似亦难以区分。目前主要的问题是如何识别凝析气层与水层和干层及如何识别凝析气层与挥发油层。以南海西部海域珠江口盆地文昌 A 凹陷为例,开展了复杂地质条件下低孔低渗油气层的综合识别方法及应用研究。

1 低孔低渗凝析气层的识别方法

文昌 A 凹陷上渐新统珠海组地层平均埋深在 3 300~4 000 m 之间,地层压实作用强,造成地层孔隙度小、渗透率低,平均孔隙度在 8%~15% 之间,渗透率在 $(0.1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,属于典型的低孔低渗储层,造成油气信号在测井曲线上反映较弱^[2]。同时,由于地层水矿化度较低,致使泥岩和水层电阻率较高,与气层差别不大,造成气层识别困难。通过分析研究与反复实践,尝试利用四孔隙度差比值法、空间模量差比值法、泊松比与体积压缩系数交会法、核磁束缚水饱和度与含水饱和度比值法及地层压力梯度法等诸多方法对研究区低渗透凝析气层进行了综合判断,并取得了较好的应用效果^[3]。

1.1 四孔隙度差值和比值法识别天然气层

天然气的密度值低于地层完全含水时的地层密度。当天然气的含氢指数远低于 1,并且存在“挖掘效应”时,储层含天然气的中子测井值比完

收稿日期:2011-12-01

基金项目:国家科技重大专项“南海西部海域已证实的富生烃凹陷再评价及新领域勘探方向”(2011ZX05023-001-007)

作者简介:胡向阳(1973—),男,硕士,高级工程师,主要从事测井资料处理与解释工作。E-mail:huxy@cnooc.com.cn

全含水时低;当地层含气后,岩石纵波时差增大,甚至出现“周波跳跃”,因此天然气层的纵波时差高于其完全含水时的纵波时差;此时电阻率升高,用电阻率计算出的含水孔隙度小于饱和水时的孔隙度。这就是用四孔隙度差值法和四孔隙度比值法识别天然气的物理基础^[4]。

四孔隙度差值 C_4 和四孔隙度比值 B_4 分别定义为:

$$C_4 = \phi_{da} + \phi_{sa} - \phi_{na} - \phi_w$$

$$B_4 = (\phi_{da}\phi_{sa}) / (\phi_{na}\phi_w) - 1$$

式中: ϕ_{da} 为密度;

ϕ_{sa} 为声波;

ϕ_{na} 为中子孔隙度;

ϕ_w 为含水孔隙度。

由于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,天然气对四者的影响一并用 C_4 或 B_4 表示。显然,若储层为水层或油层, $C_4 = 0, B_4 = 0$;若储层为气层, $C_4 > 0, B_4 > 0$ ^[5]。

1.2 空间模量差比值法识别天然气层

岩石含气后,其空间模量将大大降低,这是空间模量差比值法识别天然气的物理基础。空间模量差比值定义为:

$$DR = \frac{M_w - M}{M}$$

得到:

$$M_w = \frac{\phi\rho_w + V_{sh}\rho_{sh} + (1 - \phi - V_{sh})\rho_{ma}}{[\phi\Delta t_w + V_{sh}\Delta t_{sh} + (1 - \phi - V_{sh})\Delta t_{ma}]^2} \times 10^{16}$$

式中: DR 为空间模量差比值;

M_w 为目的层完全含水时岩石空间模量,MPa;

M 为目的层岩石的空间模量,MPa;

ϕ 为岩石孔隙度,小数;

V_{sh} 为岩石泥质含量,小数;

ρ_w 为水的密度, g/cm^3 ;

ρ_{ma} 为骨架密度, g/cm^3 ;

ρ_{sh} 为泥岩密度, g/cm^3 ;

Δt_w 为水的纵波时差, $\mu s/m$;

Δt_{ma} 为骨架纵波时差, $\mu s/m$;

Δt_{sh} 为泥岩纵波时差, $\mu s/m$ 。

在储层中,当完全含水岩石空间模量大于目的层岩石空间模量时,空间模量差比值大于零

($DR > 0$),指示为气层;反之,当目的层完全含水岩石空间模量等于目的层空间模量时,空间模量差比值等于零($DR = 0$),指示非气层^[6]。

1.3 泊松比与体积压缩系数交会判断储层含气性

根据岩石学参数的研究成果,当泥岩的泊松比较大(0.2~0.3)时,密砂岩相对泥岩的泊松比有所减小,体积压缩系数较小;当饱和水的砂岩泊松比与泥岩相近或减小时,体积压缩系数更小。一般而言,孔隙流体中的天然气是最易压缩的流体,具有很高的压缩系数,而水为难以压缩的流体;当地层含气时将引起弹性力学参数发生变化,造成泊松比降低,体积压缩系数升高。鉴于这种特性,可将压缩系数和泊松比 2 个量叠置对比显示,在气层段二者会形成明显的镜像包络体,直观指示为气层,便于利用测井资料快速定性解释^[7]。

1.4 核磁束缚水饱和度与含水饱和度比值法

利用核磁共振测井资料处理得到的束缚水饱和度与电法测井含水饱和度叠置显示在图上,可以分析出地层是否含可动水。当含水饱和度与束缚水饱和度相等时,表明地层不含可动水,通过二者的比值 S_w/S_{wb} 确定气层的临界值,同样可以有效地对气层进行识别^[8]。

1.5 地层压力梯度法

应用重复式地层测试器测量地层的孔隙流体流动压力,地层压力梯度等于地层压力除以井的垂直深度。根据地层压力梯度可以确定地层孔隙流体密度。由于油、气、水的密度不同,在储层流体压力系统上就表现为压力梯度的差异,这就是利用 MDT 测试资料识别流体类型的物理基础。压力梯度可通过静液柱压力与密度建立联系,经过简单换算即可得到地层流体密度值,根据流体密度值便可识别出油、气和水^[9]。

$$\rho_i = \frac{\Delta p}{1.422 \times \Delta D} = 0.703k$$

式中: ρ_i 为同一压力系统中地层流体密度, g/cm^3 ;

Δp 为流体性质相同情况下任 2 个有效测点间的地层压力差, kPa;

ΔD 为对应于 2 个有效测点的地层真垂直深度差, m;

k 为压力梯度, kPa/m。

1.6 研究方法应用效果展示

图 1 为 A92 井气层识别效果图。图中, 第 1 道为岩性曲线, 第 2 道为测井深度, 第 3 道为深中浅三电阻率曲线, 第 4 道为三孔隙度曲线, 第 5 道为录井气测曲线, 第 7 道为测井解释结论, 第 6、8、9、10 道为各种油气识别方法在 A92 井 3 735~3 860 m 的应用效果。 S_w/S_{WB} 为含水饱和度与束缚水饱和度的比值; C_4 、 B_4 为四孔隙度差值和比值; DR 为空间模量差比值; B_3 为三孔隙度比值;

$CMPR$ 为体积压缩系数; $POIS$ 为泊松比; V_p/V_s 为纵横波速度比。由图可见, 上述这些方法在气层处都有明显的效果, 而在含气水层段, 全波列测井得到的泊松比、体积压缩系数等参数反应不如气层段明显。因此, 区分气层和含气水层应更多地考虑更有效判别的方法, 如全波列测井资料、含水饱和度与束缚水饱和度比值法及压力梯度回归法。在含气水层段, 含水饱和度和束缚水饱和度的比值 > 1 , 表明地层中含有可动水, 同时, MDT 压力回归的流体密度为 1.02 g/cm^3 , 证实了该层的流体性质。通过对比分析发现, 针对低孔低渗气层, 应需将多种方法结合起来综合识别流体性质效果更好。

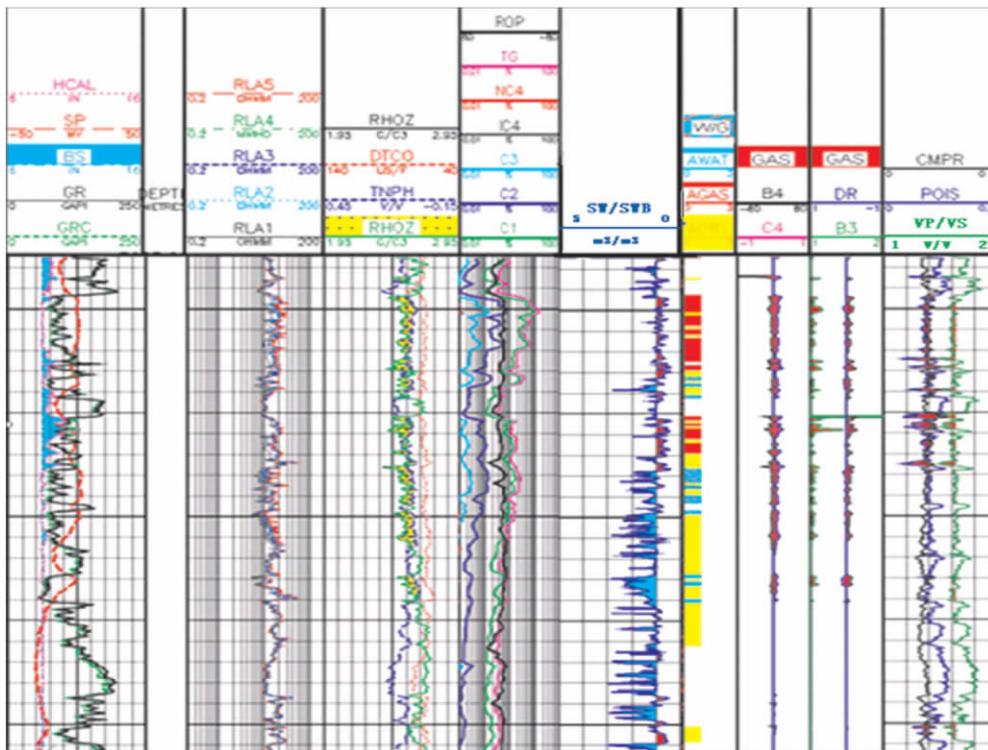


图 1 A92 井气层识别效果

Fig. 1 Identification of gas reservoir in Well A92

2 低孔低渗储层凝析气与挥发油的识别方法

文昌 A 凹陷上渐新统珠海组流体性质较为复杂, 除了低孔低渗凝析气层外, 还有不少挥发油

层, 其岩性差别不大, 但由于地层埋深较大, 温度、压力较高 ($150 \text{ }^\circ\text{C}$, 38 MPa), 造成凝析气层的中子、密度变大, 接近挥发油层的特征, 致使凝析气层的中子、密度并不出现“镜像”特征, 所以仅凭测井曲线很难区分凝析气层与挥发油层。而气测组分分为轻烃、重烃、非烃气体类, 其相对含量变化

在很大程度上直接反映了地层流体的变化,与砂泥岩骨架和泥质含量无关。因此,以测试结果为依据,选择重点区块的不同构造和不同层位的已证实的凝析气层、挥发油层和轻质油层等作为研究的标准层,提取其气测各烃类气体组分、参数的相对变化量,建立区域划分标准,以达到有效识别油气的目的^[10]。

针对珠江口盆地文昌 A 凹陷,通过研究制作了适合于本区域的气测图,以 TG/C_1 为横坐标,分别以 $C_1/(C_2 + C_3 + C_4 + C_5)$ 、 C_1/C_4 、 C_1/C_3 、 C_1/iC_4 为纵坐标制作了 4 个气测图(其中 C_1 、 C_2 、 C_3 、 C_4 、 iC_4 、 C_5 、 TG 分别为气测录井各种烃组分的百分含量),所有数据点都是经测试或测压取样证实的油层或气层点。从图中,可分别得到凝析气层、挥发性油层和轻质油层等不同流体之间的界限和分布区间(表 1),其中 TG/C_1 与 $C_1/(C_2 + C_3 + C_4 + C_5)$ 的见图 2。

表 1 文昌 A 凹陷储层流体性质气测图分布区间
Table 1 Statistical table about mudlog data analysis of different reservoir fluid property in Wenchang A Sag

项目	凝析气	挥发油	轻质油
$C_1/(C_2 + C_3 + C_4 + C_5)$	≥ 3.1	1.4~3.1	<1.4
C_1/C_3	≥ 12	4.5~12	<4.5
C_1/C_4	≥ 30	6.5~30	<6.5

图 3 为 A91 井珠海组二段 I 气组测井曲线图。从图中看出,在 3 200~3 235 m 之间,扣除泥岩,其余井段气测录井显示异常明显,电阻率较高。虽然中子密度有交会,但也没有明显的镜像或同像之分,岩屑录井为细砂岩,无含油显示,因此,很有可能整个井段均为气层。在图 2 文昌 A 凹陷气测区域解释图上,(3 200~3 224) m 数据点落在区域图的凝析气层范围内(图标为 A91_gas),解释为凝析气层;而(3 224~3 235) m 井段数据点落在挥发油范围内(图标为 A91_oil),解释为挥发油层。通过在 3 229.5 m 处 MDT 测压取样分析的流体密度为 0.516 g/cm³,油气比为 367,确定出该层的流体性质为挥发油,从而证实了文昌 A 凹陷气测区域解释图版是有效的。

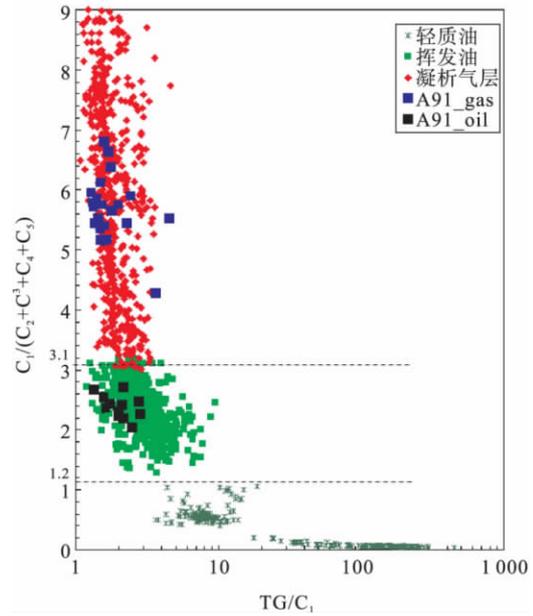


图 2 A91 井(珠海组二段 I 气组)气测录井识别油气层

Fig. 2 Hydrocarbon identification by mudlog for Well A91(ZH2_I gas group)

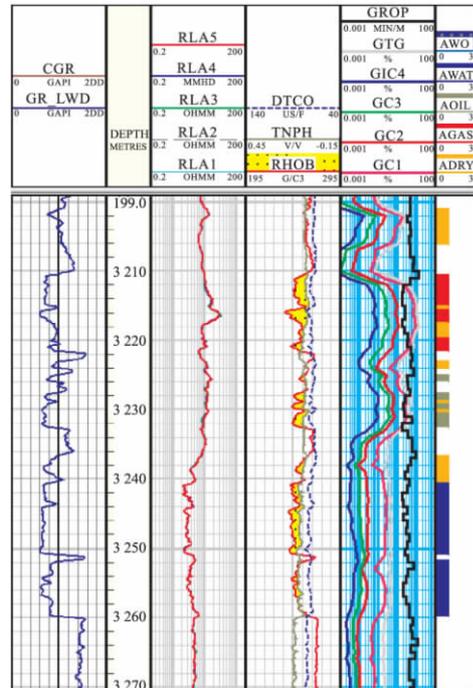


图 3 A91 井(珠海组二段 I 气组)测井曲线成果
Fig. 3 Logging diagram of Well A91(ZH2_I gas group)

3 结论与认识

结合生产实际综合利用各种测井、测试资料开展南海西部海域低孔低渗油气层测井识别方法的研究,并提出了有效判别凝析气层的多种方法。经研究发现,拓展后的四孔隙度差比值法、空间模量差比值法、泊松比与体积压缩系数交会法、含水饱和度与核磁束缚水饱和度比值法、地层压力梯度回归法等多种方法的综合识别气层效果很好。同时,利用气测数据建立了适合本地区识别凝析气与挥发油的区域解释图,通过取样测试证实,其对复杂流体性质的判断效果良好,该方法对其他盆地亦具借鉴意义。

参考文献:

[1] 汪中浩,章成广.低渗砂岩储层测井评价方法[M].北京:石油工业出版社,2004.

- 油工业出版社,2004.
- [2] 高楚桥.复杂储层测井评价方法[M].北京:石油工业出版社,2003.
- [3] 孙小平,石玉江.长庆低渗透砂岩气层测井评价方法[J].石油勘探与开发,2000,27(5):115-118.
- [4] 令狐松,王敬农.利用偶极横波资料进行疑难气层评价[J].测井技术,2006,30(3):230-233.
- [5] 高楚桥,钟兴水,袁晓东.测井信息识别低电阻率气层[J].江汉石油学院学报,1999,21(4):15-17.
- [6] 刘洪亮,鱼红侠.红台地区低孔低渗储层测井流体识别方法研究[J].石油天然气学报,2007,29(3):93-96.
- [7] 张宇晓.核磁共振测井在低孔低渗油气层识别中的应用[J].新疆地质,2004,22(3):315-318.
- [8] 肖立志,柴细元,孙宝喜.核磁共振测井资料解释与导论[M].北京:石油工业出版社,2001.
- [9] 李舟波.复杂油气层地球物理测井评价方法综述[M]//地球物理测井学术论文集.北京:石油工业出版社,2003:1-7.
- [10] 谢然红,冯启宁,高杰,等.低电阻率油气层物理参数变化机理研究[J].地球物理学报,2002,45(1):139-146.

IDENTIFICATION OF LOW POROSITY AND PERMEABILITY RESERVOIR USING LOGGING DATA IN WENCHANG A DEPRESSION, PEARL RIVER MOUTH BASIN

HU Xiangyang, WU Jiang, CHEN Rong, HE Shenglin, CHEN Ming
(Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang 524057, Guangdong, China)

Abstract: This paper deals with the Paleogene low porosity and permeability oil and gas reservoirs in the Wenchang A Depression of the Pearl River Mouth Basin in northern South China Sea. The aim of the program is to test various methods for gas reservoir identification and evaluation under complex geological conditions. At the same time, we established the interpretation models using gas logging data in order to identify the condensate gas and distilled oil effectively. Results show that the methods we adopted are quite effective in identification and evaluation of liquid. It improved the geological interpretation of logging data and could be promoted to other oilfield for application and reference.

Key words: low porosity and low permeability; oil and gas layer; condensate gas; distilled oil; fluid identification