

超临界状态CO₂含量半定量评价及流体识别

——以巴西桑托斯盆地盐下为例

庞旭, 邵大力, 王红平, 左国平, 杨柳, 王朝锋, 张勇刚, 邵冠铭

中国石油杭州地质研究院

摘要 巴西桑托斯盆地盐下白垩系储层埋深4 000~6 000 m, 流体性质极为复杂, 流体类型识别困难。基于CO₂不含氢元素及其超临界状态下与油密度相当的物理特性, 选取反映流体含氢指数的中子测井、随钻核磁共振测井与电缆核磁共振测井及密度测井, 在有随钻核磁共振测井情况下通过密度孔隙度-电缆核磁共振总孔隙度与随钻核磁共振总孔隙度之间的差值交会, 在无随钻核磁共振测井情况下通过密度孔隙度-中子孔隙度交会, 并结合地层测试、试油结果实现超临界状态CO₂半定量评价和流体识别。研究表明, 参加检验的储层流体类型综合识别符合率达86.6%, 证明该流体识别方法在巴西桑托斯盆地盐下应用效果较好, 是解决含超临界CO₂复杂流体识别的有效技术手段。

关键词 超临界CO₂; 流体识别; 半定量评价; 随钻核磁共振测井; 桑托斯盆地

中图分类号:P631.8⁺4 文献标识码:A

0 前言

测井流体识别一直是储层测井评价的关键问题, 也是储层评价的基础。储层中最常见的流体包括油、以甲烷为主的烃类气以及水, 目前国内外针对常规流体的识别技术已非常成熟。但是, 对以超临界状态CO₂为主的非烃类气、凝析气、挥发油等流体的识别还缺乏有效的技术手段。21世纪以来, 随着我国济阳坳陷胜利油田、莺歌海盆地乐东气田、松辽盆地昌德气田、渤海海域秦南凹陷Q油气田等高含CO₂气田的发现, 国内学者对CO₂气体识别的研究也逐步深入。早期的研究主要针对CO₂气体与以甲烷为主的烃类气、凝析气的识别, 常规识别方法是根据中子孔隙度、密度孔隙度、声波速度建立交会图^[1-2], 并根据组分分析模型最优化定量识别CO₂^[3]。随着越来越多复杂流体性质的出现, 学者们不断利用其他测井、测试资料进行流体性质识别, 其中包括利用录井信息中的气测测井值识别流体性质^[4], 利用测井资料计算油气比^[5-6]等方法。但是这些方法适用对象多为埋深较浅(小于2 000 m), 且储层孔隙度较高(15%~30%)的砂岩储层。当储层

孔隙度较小且地层埋深较大时, 中子测井和密度测井的测井响应较弱, 流体性质难以识别。

随着近年来巴西桑托斯盆地盐下油气勘探不断获得巨大发现, 勘探活动不断增加, 越来越多的钻井揭示, 桑托斯盆地盐下储层流体性质极为复杂, 除了常规油气之外, 还存在以超临界状态CO₂为主的非烃类气、含超临界CO₂的凝析气和挥发油等流体。由于储层具有埋深较大(一般大于4 000 m), 且呈低一中孔隙度、含超临界CO₂的特殊性, 造成部分井段无法根据常规测井及录井资料识别流体性质, 因此, 有必要寻求新的识别方法, 并充分利用国内外先进的测井系列, 更深入、更精细地识别流体性质。

本文以巴西桑托斯盆地盐下白垩系储层为例, 利用CO₂不含氢原子及其在超临界状态下密度与油密度相当的物理特性, 基于测井资料及地层测试、试油资料, 通过密度孔隙度-中子孔隙度交会、密度孔隙度-电缆核磁共振总孔隙度与随钻核磁共振总孔隙度之间的差值交会建立CO₂半定量识别图版, 并进一步以CO₂含量为评价流体类型的依据, 形成了一项超临界状态CO₂半定量测井评价及流体识别技术。

收稿日期: 2020-06-01; 改回日期: 2021-03-25

本文受中国石油国际勘探开发有限公司“海外海上勘探项目技术支持与综合研究”(项目编号: CNODC-2021-ZC-01-18)资助

第一作者: 庞旭, 工程师, 研究方向为测井解释、储层评价。通信地址: 310023 浙江省杭州市西湖区西溪路920号; E-mail: pangx_hz@petrochina.com.cn

1 地质背景及数据基础

桑托斯盆地位于巴西东南部海域,北邻坎波斯盆地^[7],面积约 $32.7 \times 10^4 \text{ km}^2$,水深0~3 200 m。桑托斯盆地盐下目前已发现 Lula、Libra、Franco 等多个巨型油气田,盐下白垩系主要发育两套湖相碳酸盐岩储层,包括以微生物灰岩为主的 Barra Velha 组和以介壳灰岩为主的 Itapema 组,具有丰富的油气资源和巨大的勘探潜力^[8]。储层内高含 CO_2 且分布广泛:

Lula 油田、Sapinhoa 油田和 Atapu 油田的 CO_2 含量均在0~20%之间;Libra 油田的 CO_2 含量在西北区平均为45%,中区平均为67%,东区平均为99%;Jupiter 油田的 CO_2 含量介于55%~80%(图1)。

本次研究选取有地层测试、闪蒸分离实验数据或试油结论的10个区块共47口井、242个深度点或深度段的数据,其中样本选取32口井共201个深度点或深度段,另外15口井、42个深度点或深度段参与方法验证。

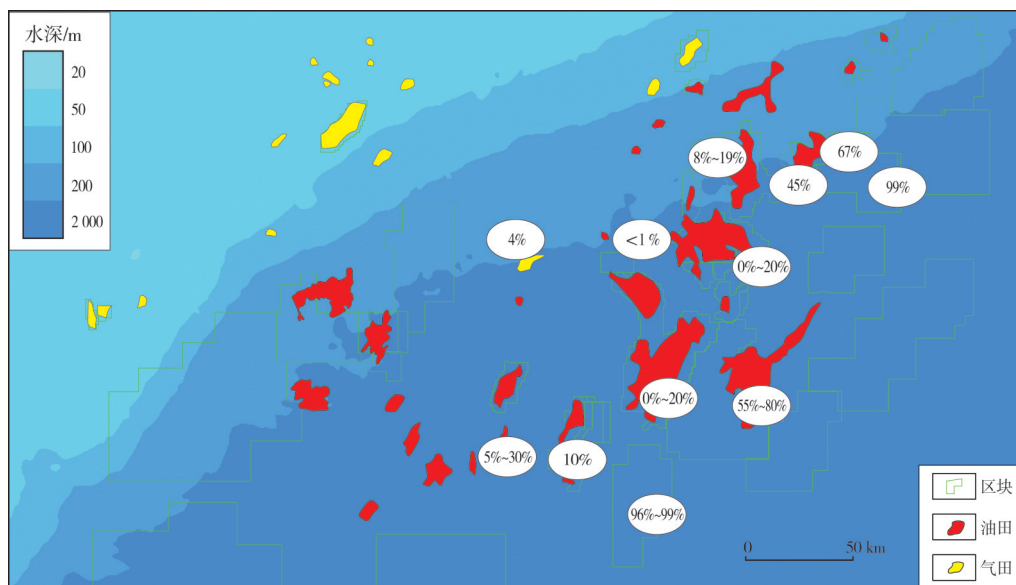


图1 巴西桑托斯盆地盐下 CO_2 含量分布图

Fig. 1 Distribution map of CO_2 content in pre-salt of Santos Basin, Brazil

2 方法原理

2.1 超临界 CO_2 的概念

纯 CO_2 的相态受温度、压力的影响。在不同的温度、压力下, CO_2 可呈现气态、液态、固态和超临界态(图2)。 CO_2 的临界温度为 31.1°C ,临界压力为 7.23 MPa ^[9],当 CO_2 温度、压力分别高于临界温度、临界压力时, CO_2 就处于超临界态。在这种状态下, CO_2 流体兼具气液两相的特点^[10-13]。

据张镜澄^[9]研究成果的图版(图2)分析,桑托斯盆地盐下白垩系 Barra Velha 组、Itapema 组埋深约4 000~6 000 m,温度为 $70\sim 85^\circ\text{C}$,压力为 $60\sim 66 \text{ MPa}$,在如此高温高压条件下, CO_2 为超临界态。对研究区P区块P-1井测试井段进行取样分析, CO_2 含量为96%~99%,密度可达 $0.90\sim 0.91 \text{ g/cm}^3$,可见超临界态 CO_2 具有与油相当的密度。

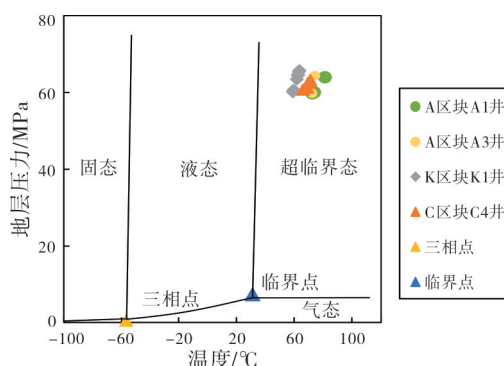


图2 桑托斯盆地 CO_2 相态图(据文献[9]修改)

Fig. 2 Phase distribution of CO_2 in Santos Basin(cited from [9],modified)

2.2 CO_2 半定量评价方法

通过理论上对超临界 CO_2 与凝析气、油层的测井响应特征的研究,发现这三者在测井响应上有较明显的区别与相同点。区别在于不同流体的含氢指数不同: CO_2 中不含氢原子,故 CO_2 含氢指数是0;

原油的密度为0.85 g/cm³，一般认为含氢指数为1.05；以甲烷为主的烃类气的含氢指数为0.55。相同点为超临界态CO₂与油的密度相当。因此，基于不同流体的测井响应的差异与相同点，本文提出两种情况下的CO₂半定量评价方法：在无随钻核磁共振测井的情况下，应用密度孔隙度-中子孔隙度交会法；在有随钻核磁共振测井的情况下，优先选择密度孔隙度-核磁孔隙度差值 $\Delta\phi$ 斜率法。

2.2.1 密度孔隙度-中子孔隙度交会法

据以上分析，CO₂含量越高，则流体含氢指数越低，中子孔隙度与密度孔隙度之间的差别就越大，在测井解释柱状图上的中子孔隙度与密度曲线的“包络”特征越明显。故基于密度孔隙度-中子孔隙度交会图，以16口井42个深度点或深度段的地层测试、闪蒸分离实验、试油结论刻度了密度孔隙度-中子孔隙度交会法CO₂半定量评价图版(图3)，可将CO₂含量区分为0~60%、60%~100%。

总的来看，在孔隙度小于10%的情况下，中子、密度测井响应变化幅度不明显，各类数据点在交会图上区分不开。随着孔隙度增加，物性变好，各类数据点的差异逐渐明显。

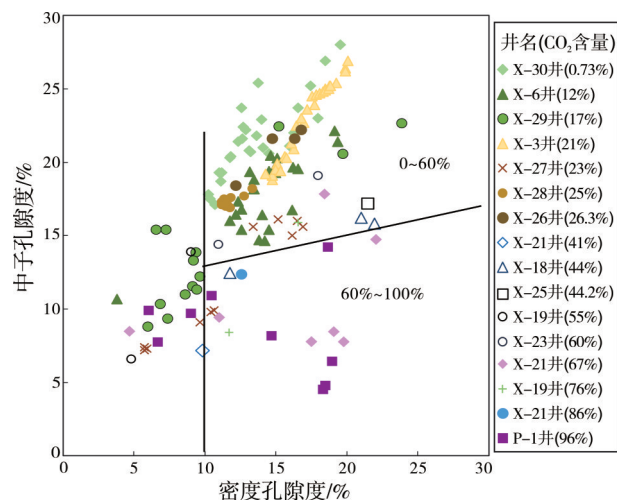


图3 密度孔隙度-中子孔隙度CO₂半定量评价图版

Fig. 3 Chart for CO₂ semi-quantitative identification by crossing of density porosity and neutron porosity

2.2.2 密度孔隙度-核磁孔隙度差值 $\Delta\phi$ 斜率法

核磁共振测井仅对储层孔隙流体氢元素敏感，且不受岩石骨架的影响。本次研究中利用核磁共振测井对孔隙流体具有特殊敏感性的特点，建立了不同CO₂含量条件下密度孔隙度-核磁孔隙度差值交会图(图4)。电缆核磁共振探测深度浅，信号主

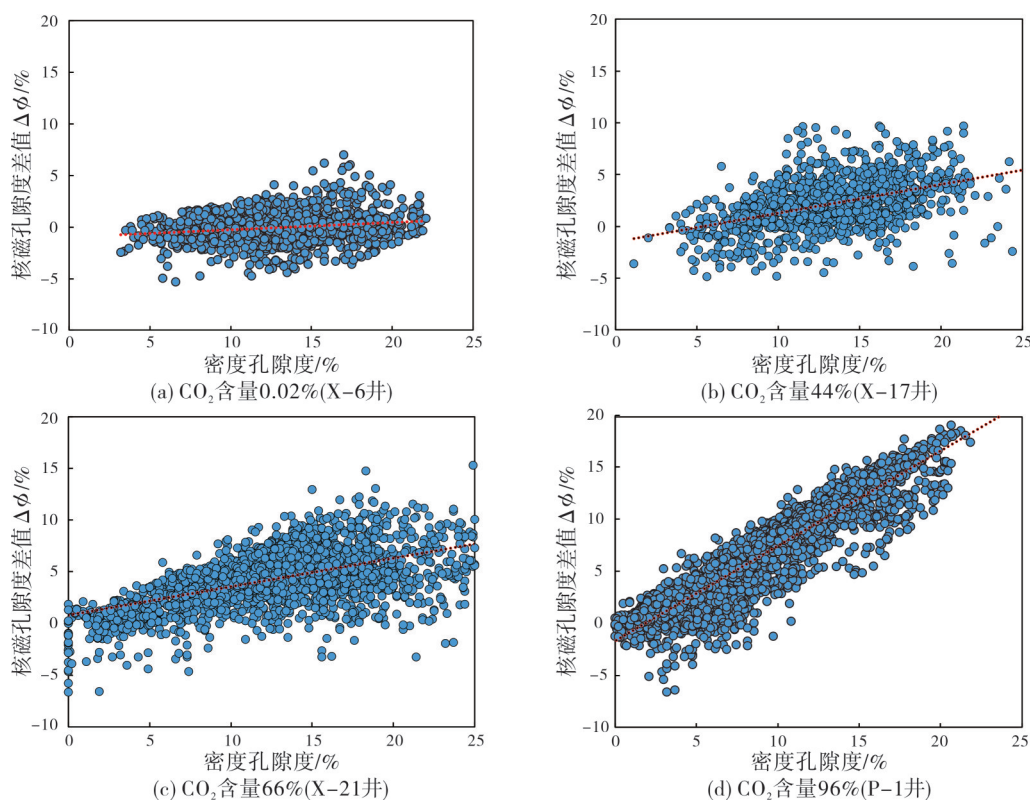


图4 不同CO₂含量条件下密度孔隙度-核磁孔隙度差值交会图

Fig. 4 Crossplot of density porosity and $\Delta\phi$ at condition of different CO₂ content

要来自冲洗带,难以提供原始地层可动烃含量的信息^[14]。随钻核磁共振测井则弥补了电缆核磁共振测井的这一缺陷,它在钻井过程中进行测量,能够获得原始地层信息,可以忽略泥浆侵入等影响。当储层物性较好且流体中高含超临界CO₂时,随钻核磁共振测量的含氢指数变小,T₂值小于或接近T₂截止值,T₂谱呈单峰;泥浆侵入、浸泡后进行的电缆核磁共振测井,由于泥浆侵入影响了原始地层流体性质,使得电缆核磁测得的含氢指数变大,T₂值高于T₂截止值,T₂谱呈双峰,这显示为有油气信号。由此可见,地层中超临界CO₂含量越高,电缆核磁共振与随钻核磁共振的差异越大。根据二者差异,构建新的核磁孔隙度差值 $\Delta\phi$,公式如下:

$$\Delta\phi = \phi_{\text{NMR}} - \phi_{\text{NMR_LWD}} \quad (1)$$

式中, $\Delta\phi$ 为孔隙度差值,%; ϕ_{NMR} 为电缆核磁总孔隙度,%; $\phi_{\text{NMR_LWD}}$ 为随钻核磁总孔隙度,%。

图4为A区块X-6井、X-17井、X-21井,P区块P-1井MDT测试层段(CO₂含量分别为0.02%、44%、66%、96%)的密度孔隙度-核磁孔隙度差值 $\Delta\phi$ 交会图。由图4可见,在CO₂含量相同的情况下, $\Delta\phi$ 与密度孔隙度呈正相关性;CO₂含量越高,密度孔隙度-核磁孔隙度差值斜率越大。

基于密度孔隙度-核磁孔隙度差值 $\Delta\phi$ 交会图,以巴西盐下7口井26个深度点或深度段的地层测试、闪蒸分离实验、试油结论刻度了密度孔隙度- $\Delta\phi$ 斜率法CO₂半定量评价图版(图5),可将CO₂含量区分为0~40%、40%~60%、60%~80%、80%~100%。

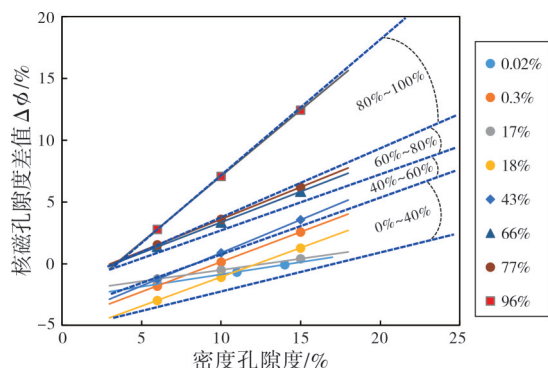


图5 密度孔隙度- $\Delta\phi$ 斜率法半定量评价CO₂含量图版

Fig. 5 Chart for CO₂ semi-quantitative identification by crossing of density porosity and $\Delta\phi$

2.3 流体识别

油气藏内因富含超临界CO₂而呈现特殊性,CO₂

含量的高低影响着流体相态特征和流体类型^[15]。本文根据CO₂含量高低,将流体类型划分为超临界CO₂气、凝析气、油。选取了经地层测试、闪蒸分离实验或试油的部分深度点或层段,根据研究区实际情况,定义CO₂含量高于80%的气层为超临界CO₂气层,CO₂含量为60%~80%的烃类流体为凝析气,CO₂含量低于60%的流体类型为油(表1)。

表1 巴西桑托斯盆地盐下CO₂含量与流体类型表
Table 1 CO₂ content and fluid type of Santos Basin in Brazil

井名	测试类型	CO ₂ 含量/%	流体类型
X-1井	地层测试	0	油
X-2井	闪蒸分离实验	0.1	油
X-3井	闪蒸分离实验	4.6	油
X-4井	闪蒸分离实验	8.3	油
X-5井	闪蒸分离实验	11.2	油
X-6井	试油	18.0	油
X-7井	试油	15.0	油
X-8井	闪蒸分离实验	16.4	油
X-9井	试油	17.8	油
X-10井	试油	18.2	油

3 应用效果分析

以X-7井为例(图6),中子、密度测井曲线无明显包络现象;随钻核磁共振测井T₂谱与电缆核磁共振测井T₂谱,两者分布形态相似。因此,初步认为CO₂含量较低。根据前述方法进一步对CO₂含量和流体类型进行识别:图7a为5 354~5 410 m井段密度孔隙度-中子孔隙度交会图,在孔隙度大于10%时,数据点大部分落在0~60%区间,判断其CO₂含量为0~60%,因此流体类型识别结果为油层;图7b为5 354~5 410 m井段密度孔隙度-核磁孔隙度差值 $\Delta\phi$ 交会图,在孔隙度大于6%时,其斜率在0~40%区间,判断其CO₂含量为0~40%,因此流体类型识别结果也为油层。实际地层测试证实该层为含18.6%CO₂的油层,评价的结果与地层测试结果相近。

通过15口验证井42个层位的测井CO₂半定量评价及流体类型识别结果与实测结果对比,证实应用密度孔隙度-中子孔隙度交会法半定量评价CO₂含量的符合率达73.3%,流体识别的符合率达80%。其中4口井8个层位应用密度孔隙度-核磁孔隙度差值 $\Delta\phi$ 斜率法半定量评价CO₂含量的符合率达75%,流体识别的符合率达100%。这表明这两种方法能有效地半定量评价CO₂含量,从而达到识别流体性质的目的。

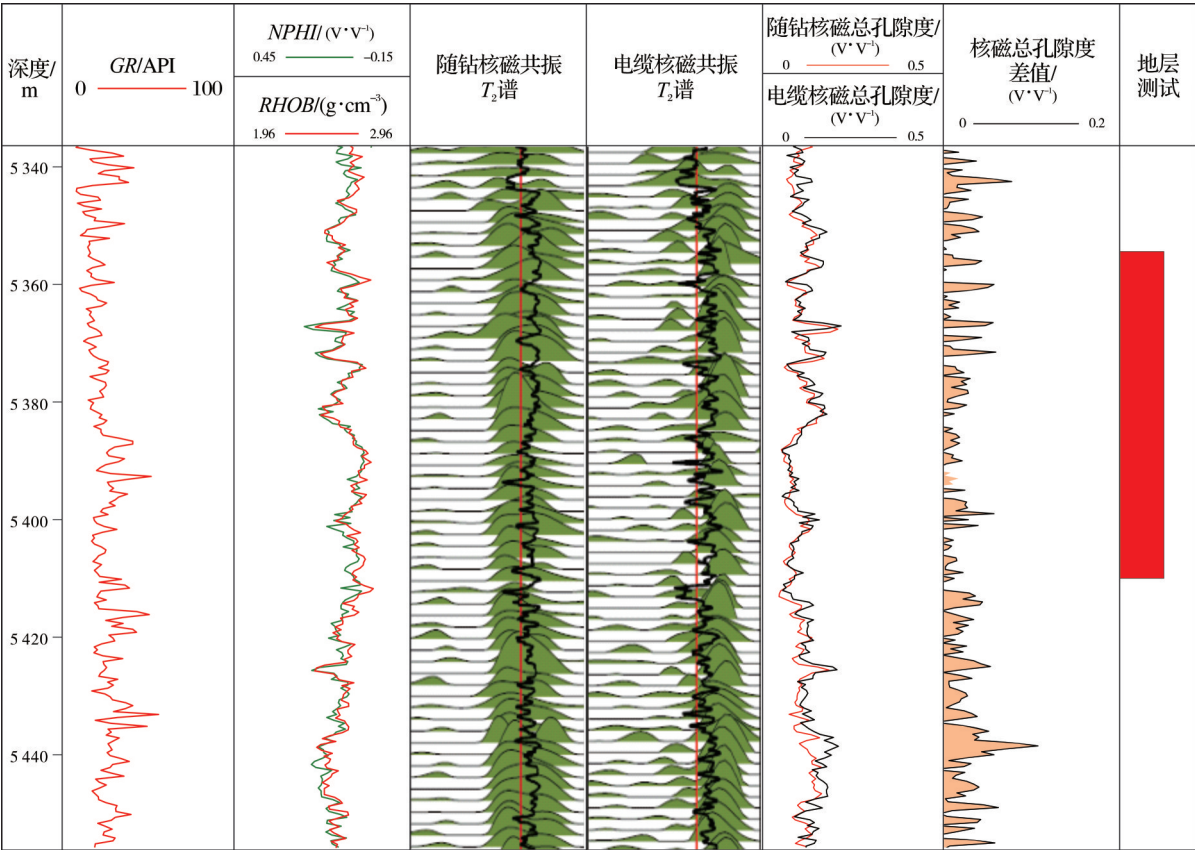


图6 巴西桑托斯盆地X-7井测井解释成果图
Fig. 6 Log interpretation diagram of Well X-7 in Santos Basin, Brazil

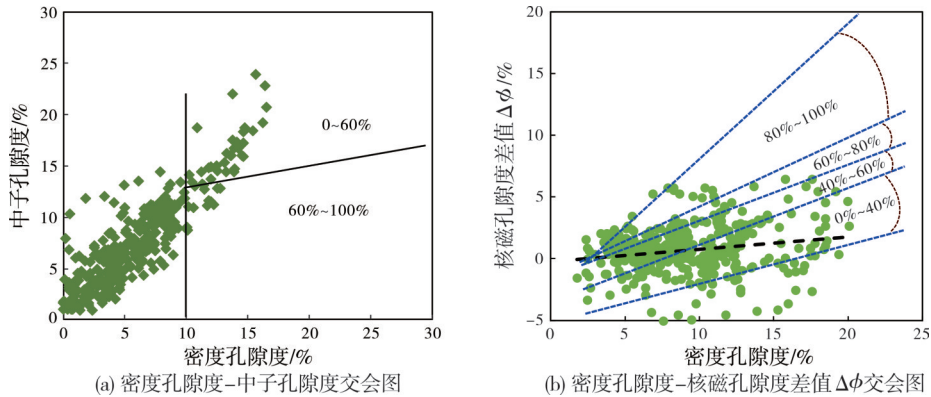


图7 X-7井5354~5410 m井段CO₂半定量识别
Fig. 7 Crossplots of density porosity between neutron porosity and $\Delta\phi$ for CO₂ semi-quantitative identification of Well X-7 (5354~5410 m)

4 结 论

(1) 针对巴西桑托斯盆地盐下含以超临界状态CO₂为主的非烃类气、凝析气和油等复杂流体,提出两种CO₂半定量评价方法:在有随钻核磁共振测井、电缆核磁共振测井的情况下,优先选择密度孔隙度与核磁孔隙度差值 $\Delta\phi$ 斜率法进行CO₂半定量评价;在无随钻核磁共振测井的情况下,应用密度孔隙度-中子孔隙度交会法进行CO₂半定量评价。并进一步以CO₂含量评价流体性质,形成了一项超临界状态CO₂流体半定量测井评价及流体识别技术。

(2) 多口井实际资料处理结果显示,两种半定量评价方法符合率较高,且密度孔隙度-核磁孔隙度差值 $\Delta\phi$ 斜率法优于密度孔隙度-中子交会法。本文所述CO₂半定量评价及流体识别技术适合于巴西桑托斯盆地的流体识别,应用效果较好。

(3)此技术方法为CO₂识别及评价提供了一个新的思路,填补了超临界CO₂、凝析气、油等流体识别的空白,可降低勘探生产成本。该技术方法可在国内外含CO₂油气田进行验证、改进并应用。

参考文献

- [1] 孟祥水,张晋言,孙波.利用测井视孔隙度差异识别二氧化碳和烃类气[J].测井技术,2003,27(2):132-135.
- [2] 郭栋.CO₂气综合勘探技术及实例分析[J].油气地球物理,2009,7(1):24-28.
- [3] 何胜林,陈嵘,高楚桥,等.乐东气田非烃类气层的测井识别[J].天然气工业,2013,33(11):22-27.
- [4] 余明发,边环玲,庄维,等.气测录井皮克斯勒图版解释方法适用性解析[J].录井工程,2013,24(1):14-19.
- [5] 高楚桥,章成广,肖承文,等.利用测井信息得到的气油比识别凝析气藏[J].石油地球物理勘探,2003,38(3):290-293.
- [6] 陈嵘,李奎,何胜林,等.涠洲W油田复杂流体性质测井定量识别技术[J].复杂油气藏,2017,10(3):24-28.
- [7] 程涛,康洪全,白博,等.巴西桑托斯盆地盐下湖相碳酸盐岩勘探关键技术及其应用[J].中国海上油气,2018,30(4):27-35.
- [8] 王红平,于兴河,杨柳,等.巴西桑托斯盆地油气田形成的关键条件与勘探方向[J].矿产普查,2020,11(2):369-377.
- [9] 张镜澄.超临界流体萃取[M].北京:化学工业出版社,2000.
- [10] 杨俊兰,马一太,曾宪阳,等.超临界压力下CO₂流体的性质研究[J].流体机械,2008,36(1):53-57,13.
- [11] 韩宏伟,张金功,张建锋,等.济阳拗陷二氧化碳气藏地下相态特征研究[J].西北大学学报(自然科学版),2010,40(3):493-496.
- [12] 周伦先,褚小兵.CO₂气井相态特征[J].油气井测试,2006,15(5):35-37.
- [13] 张海荣,高楚桥,陈现,等.地层温压条件下CO₂密度测井响应值研究[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2009,31(2):78-80,133.
- [14] 李新,肖立志,刘化冰.随钻核磁共振测井的特殊问题与应用实例[J].测井技术,2011,35(3):200-205.
- [15] 姜风光,王小林,陈志海.二氧化碳侵入前油气藏流体性质定量分析[J].天然气地球科学,2017,28(3):488-493.

编辑:黄革萍

Semi-quantitative evaluation and fluid identification of supercritical CO₂: taking Santos Basin of Brazil as an example

PANG Xu, SHAO Dali, WANG Hongping, ZUO Guoping, YANG Liu, WANG Chaofeng, ZHANG Yonggang, SHAO Guanming

Abstract: The fluid properties of the pre-salt reservoir in Santos Basin, Brazil are extremely complex. In addition to conventional oil and gas, there are also non-hydrocarbon gas layers dominated by supercritical CO₂, condensate gas layers containing supercritical CO₂ and volatile oil layers. In the formation at depth of 4 000~6 000 m, the density of supercritical CO₂ is similar to that of oil, and the difference in response characteristics of conventional logging is small, so it is extremely difficult to identify the fluid type. There are few studies on this in the world, and there is a lack of effective technical means. In this paper, based on the physical property that CO₂ does not contain hydrogen and its supercritical condition is equivalent to the oil density, neutron logging, NMR logging while drilling and NMR logging and density logging reflecting the hydrogen content index of the fluid are selected. By crossing of density porosity-neutron porosity and density porosity-total porosity difference of NMR logging while drilling and NMR logging, the semi-quantitative evaluation of supercritical CO₂ and identification of fluid were realized by combining with formation test and oil test results. The results show that the coincidence rate of the comprehensive identification of reservoir fluid types is up to 86.6%, which proves that the identification method has a good application effect in Santos Basin, Brazil. This technique is an effective method to identify complex fluid containing supercritical CO₂ and is of great significance to well logging interpretation and evaluation.

Key words: supercritical CO₂; fluid identification; semi-quantitative evaluation; NMR logging while drilling; Santos Basin
PANG Xu, First author; MSc, Engineer, mainly engaged in logging interpretation and reservoir evaluation. Add: PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, No. 920 Xixi Rd., Hangzhou, Zhejiang 310023, China