

油气藏中的测井储层描述

欧阳健^{*} 王贵文

(中国石油天然气总公司勘探局) (石油大学 北京)

提 要

立足岩石物理研究,深入应用各种高质量的地球物理测井方法,形成一套“岩心刻度测井”的计算机定量分析技术,实现测井资料的精细处理,论证了各种物性参数:孔隙度、渗透率、饱和度的可靠性及其在油气藏中的分布变化规律,同时也可以通过物性参数,尤其是饱和度进一步确定油、气、水在不同幅度油气藏中的分布特征。不仅为储量计算提供较可靠的单井储层参数,更为重要的是,在地质与测井解释学指导下实现测井储层描述与油气评价。

主题词 储集层描述 测井解释 解释模型 孔隙度 渗透度 饱和度
地层评价

1 测井储层参数研究

测井储层参数研究(岩心刻度测井)大致可概括为以下几项内容:

1.1 可行性分析

对研究区域的测井系列、系统取心、油田地质、岩石物理实验与分析资料、测试等的内容与可靠性进行调查与评估。要求关键取心井3口以上,目的层取心收获率应大于90%,并要求有3口井在钻开油气层3天之内及时进行电阻率测井。

1.2 测井曲线的编辑、环境校正与标准化

1.2.1 曲线编辑

在研究层段内,由于井内环境等原因造成测井曲线跳动、不正常等,应用人机交互式解释软件进行合理的编辑与拼接,包括精确地对各测井曲线深度对齐。

1.2.2 测井环境校正

我们的研究方法是立足于岩心分析数据,关心的是与测井环境的相关性,因此,对相同井径等影响因素可以不予考虑。应关注环境因素对测井的影响,例如泥岩段中的坍塌井壁处井径对自然伽马等测井的影响。

1.2.3 斜井测井曲线的垂深校正

对于低幅度油藏,尤其是幅度小于30m时,深井或斜度较大的井,必须进行较精细的垂深校正,才能精细分析油水界面。

* 欧阳健,1937年生。1961年毕业于北京石油学院地球物理测井专业。现任中国石油天然气总公司勘探局总工程师(教授级)。通讯处:北京六铺炕。邮政编码:100724。

1.2.4 测井标准化

选择区域内的标准层对各测井曲线进行检验,仅对个别出现明显系统误差并可校,质量不好的井宁可不用。

1.3 感应测井的侵入校正

当储层被钻开后,泥浆侵入地层是一个复杂的物理过程,它包括静滤失(初期的喷失和后期的渗滤)与动滤失(在泥浆循环中的滤失)。实践与理论研究说明,泥浆滤液侵入油气层对双感应测井影响甚大,尤其是气层与轻质油层。

为了应用感应测井准确计算含油饱和度,进行侵入校正是必须的。用正演计算的简化侵入校正交会图版,其精度较差无法接受。实用的侵入校正方法是尽量采用本油田的实际资料建立经验性模型,例如:

1.3.1 及时测井校正

选择2~3口井在钻开油层三天内及时测井,再经过正常完井周期一般半个月以上的完井测井,统计二者关系建立本区的感应测井侵入校正公式。当然,所谓及时测井也不完全反映原状油气层情况。

1.3.2 原状油气层感应测井

如果本区有油基泥浆取心井,换水基泥浆后划眼去油饼造成水基泥浆滤液侵入油气层,再进行感应测井,从而建立较精确的感应测井在油气层的侵入校正关系。

1.3.3 侵入校正关系

利用质量可靠的毛管压力资料计算油藏中饱和度与自由水平面以上高度的关系,并用实际的岩电实验结果推算出油层原状电阻率。

1.3.4 原状油气层的电阻率

用双感应时间推移测井(2次以上)作为已知点,采用泥浆滤液侵入油气层的数值模型(详见下节)反演。

1.4 岩石物理研究与建立测井解释模型

1.4.1 岩心与测井的深度归位及数据匹配

深度归位一般采用地面测量岩心自然伽马与井下测井曲线归位和岩心分析视密度或孔隙度与相应测井曲线归位,利用交互式解释工作站高精度地完成。

由于储层的纵向非均质性,岩心物性分析一般每米5~10块,其分辨率高于测井,而不同测井方法反映了相应源距范围内的地层平均值。可采用相适应的分辨率窗长对岩心数据进行等权或加权平滑滤波,从而提高了“岩心刻度测井”的精度,对第K点岩心数据进行滤波的公式为:

$$Cor(k) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N PAR(n) \times Cor(k - \frac{N}{2} + n - 1) \quad (1)$$

式中 N 为滤波窗长的采样点, $PAR(n)$ 为权系数组,如果岩样间距不等,可由非线性插值。

1.4.2 岩心刻度测井

用地面岩心分析与实验数据刻度测井是实用而可行的方法,大量的数据可反映实际规律,

它和地层条件下的参数只是一个系统差别。从测井解释学理论出发,按照不同孔隙结构类型与不同矿物成分分别建立测井解释模型是合理可取的。

由于是岩心刻度测井,在进行回归统计时,考虑自、因变量选用不同而造成方程的不唯一性,应选择岩心数据为自变量 X ,测井数据为因变量 Y ,建立解释模型。例如建立的测井孔隙度解释模型,用岩心分析的骨架密度检验证明这种作法是合理的。

图1为生物碎屑灰岩的测井电阻率—孔隙结构的关系:含水微孔隙发育的低渗透层(粒间孔隙为主的灰质白云岩)、低孔隙的致密高电阻灰岩(粒间孔隙为主,部分层段有微裂缝发育)、溶蚀孔隙发育的中等电阻灰质白云岩(以次生孔隙为主的储层),用粒间孔隙为主前两段地层的岩心数据与声波测井(主要反映均匀分布的粒间孔隙)建立计算基质孔隙度解释模型,用中子—密度测井与全部地层(矿物成分有白云岩、方解石)的岩心孔隙度数据,建立计算总的有效孔隙度的解释模型,实践效果很好。

1.4.3 岩石物理研究

(1) 孔隙度与孔隙结构 砂岩孔隙的大小和形状取决于沉积环境与成岩后生作用。在高能量水动力条件沉积的粗粒砂岩,加上次生溶蚀作用,其孔隙空间大、渗透性好。含有较多粘土矿物的细粒砂岩,则有大量微孔隙,其渗透性差。对陆相沉积碎屑岩,当物源有多个时,可能在不同层段或地区的砂岩矿物成分有较大差异,再加上沉积微相与成岩作用的不同,它们的孔隙结构可能有较大的不同,相应的测井响应也将各异。(2) 饱和度 确定油层原始含油

(气)饱和度的方法一般有:岩心直接测定法、测井解释法、毛管压力计算法等。岩心直接测定法无法保持地下原始状态,当前最好办法是油基泥浆取心或密闭取心,企图保持油层岩心中的束缚水不变,但是,油层的含水饱和度是在一定毛管压力条件下与油、水两相压力差平衡的结果,它并非全是束缚水,可以理解为不动水。当岩心取至地面,压差远超过油藏内平衡点,油层中不动水的某些部分可能溢出,此外,还有其它诸多测量方法的误差,因此,岩心直接测量法存在不少难以克服的困难,很难准确反映原始油藏条件下的饱和度。

测井解释法具有连续测量、高分辨率和精确刻度等优点。加强理论与实验研究,可能用此法计算油藏条件的油层饱和度,建立适应于该条件的岩电关系,即阿尔奇公式,就要求满足下述实验条件:

- (a) 油藏条件下的温度、压力。
- (b) 油(气)驱水实验中按油藏高度设计驱替压差,并在驱替中满足毛管压力平衡。
- (c) 满足油层实际的润湿性与流体性质。

目前,我们已经发现按上述条件做的实验与常规方法差别较大,但是,同时满足上述条件的实验,现在尚无法做到。表1为采用半渗透隔板法按上述第二项要求作毛管压力—含水饱和度—电阻率联测的结果与常规方法对比,实验中的驱替压力按毛管压力理论与油藏高度设计。

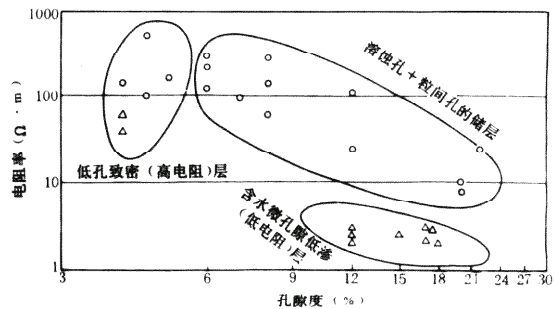


图1 孔隙度—电阻率交会图识别生物碎屑灰岩孔隙结构

Fig. 1 Identification of biocalcrite's pore texture by porosity—resistivity crossplot

该实验驱替过程的压力平衡时间很长,一次完整的驱替周期约需要 1~3 个月以上,而常规岩电实验仅为 1 天至几天。

表 1 常规与隔板法岩电实验 n 值对比

Table 1 The comparison of rock-electricity experimental n values between conventional method and diaphragm method

	TZ 地区	实验室及孔隙度范围	JL 地区	实验室及孔隙度范围
常规法 1	1.5149	HNLAB,10.5%~25.7%	1.559	HNLAB,20.33%~29.62%
常规法 2	1.5145	HBLAB,10.47%~21.53%	1.615	HBLAB,11.8%~28.4%
隔板法 1	1.7191	岩心公司,9.5%~22.1%		
隔板法 2			1.9146	BJLAB,21.3%~26.6%

高温高压条件测量含水砂岩的地层因素与孔隙度关系。其胶结指数 m 比常规实验大 0.3~0.4。这是由于在承压与高温的油藏条件下,砂岩孔隙喉道变小,导致导电性质变化,高温高压实验结果与用井下实测水层电阻率与试水资料统计的 m 值相近,进一步说明了这一道理。

油气驱替地层水的岩电实验反映了油气藏原始条件,上述的实验过程符合这一情况。饱和油气的岩样吸吮地层水的过程则反映了油藏开发过程中的水淹动态变化,因此,在水淹油层解释时,应该模拟水驱油的水淹过程进行岩电实验建立水淹油层的阿尔奇公式,从而提高测井计算剩余油饱和度的精度。

1.4.4 提高测井解释模型的精度

(1) 当沉积环境相差较大时,可以考虑按不同沉积微相来建立计算孔、渗、饱等参数的解释模型,提高精度。(2) 含气饱和度较高的气层对孔隙度测井有明显影响,图 2 为 16 口井 41 层气层的统计,A 区范围明显受气层影响、C 区无影响,这是在泥浆比重为 1.25 条件下的反映。对于 A 区计算孔隙度应进行气校正,采用气层岩心分析的孔隙度与测井统计经验校正系数,校正方法有两种,一种是用中子-密度(或声波)测井进行加权平均,统计经验性权系数,这一方法较实用,另一种方法则是采用单一孔隙度测井,如密度或声波测井建立冲洗带含气饱和度校正公式与含水饱和度等方程用迭代法联立求解。

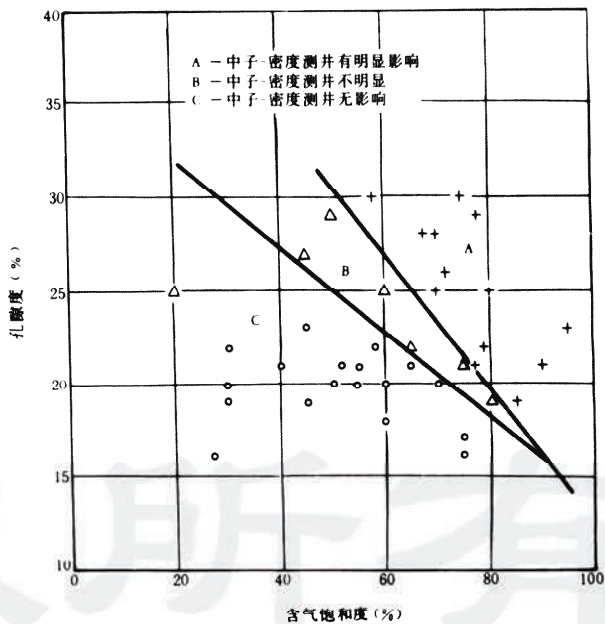


图 2 天然气对孔隙度测井影响的范围分析 (41 气层的孔隙度、含气饱和度交会图)

Fig. 2 Analysis of gas's effect scale on porosity log (No. 41 gas stratum's porosity-gas saturation crossplot)

1.5 成果检验与测井储层参数计算

在确认正式成果之前,要按关键井的要求,再选择几口系统取心井对成果进行检验。以岩心数据为标准,用直方图、交会图、杆状图等形式对比数值、分布、平均值、离散度等。还要从油藏内纵向、物性、区域等进行规律性分析与检查,发现系统误差,返回从头作。

综上所述,用“岩心刻度测井”并计算以含油饱和度为中心的一系列储层参数,这是一项实用的综合性岩石物理研究技术,它的成败取决测井解释学的指导和基础工作的可靠程度。

2 测井储层描述与油气层评价

研究油藏中油气分布规律是测井储层描述的重要任务,相应对低幅度油藏的评价,水淹油藏的测井描述,油层产能评价等都有效地发挥测井高分辨率和精确刻度的优势。

2.1 油藏中饱和度分布规律

油藏的形成过程是受油、水-孔隙系统所控制,油(气)首先进入与较大孔隙喉道连接的大孔隙中,然后,随着烃类物质驱替力(主要为浮力)的增加,油(气)将逐步进入更小的孔隙喉道,因此,油藏中距自由水平面以上愈高,油(气)饱和度则愈大。在油藏中油(气)水的分布反映出毛管压力与油(气)水两相压力差平衡的结果。显然油藏内不同位置处的饱和度受自由水平面以上的高度、孔隙结构以及油水密度差(流体性质)等因素控制。毛管压力理论作了定量描述:

$$(P_c)Res = (\rho_w - \rho_o)h \cdot g \quad (2)$$

式中 $(P_c)Res$ 为油藏条件下储层毛管力, ρ_w 、 ρ_o 分别为地层水与原油密度, h 为油藏内自由水平面之上的高度, g 为重力加速度。

用测井储层参数:孔隙度、渗透率、含水饱和度来分析油藏中油气的分布规律完全符合毛管压力理论的分析,图3反映了孔隙结构(物性)对油水过渡段与含油饱和度影响。

油水过渡段长度及其含油饱和度随高度的变化率取决于砂岩的物性好坏,即物性愈好的油藏,其油水过渡段愈短,相反则长。统计了6个油藏的油水密度差与油水过渡段长度的关系(图4A),二者关系密切,油水密度差为0.34时,过渡段长度为1m,而密度差小于0.16时,则过渡段长度变化到9m。在相同高度处,油水密度差大的油藏内含油饱和度大,从上述6个油藏统计高度为25m处,油水密度差大于0.3的油藏中含油饱和度为85%~90%,而油水密度差小于0.27者,含油饱和度为65%(图4B)。

2.2 评价含油圈团的油气丰度

由前述可知,一个圈团内的储油层要产出纯油,必须具备一定的闭合度,使其含油饱和度达到出纯油界限之上,如果圈闭幅度达不到产纯油的最小闭合高度,即小于油水过渡段高段,则圈闭只能同时产出油水或产水为主。另外,即使圈闭超过了最小含油幅度,其含油饱和度的大小也直接影响圈闭内的含油丰度。因此,最小含油幅度与其中含油饱和度的大小对低幅度圈闭的含油气评价具有十分现实的意义。

前述油藏(图3),对于渗透率为数百至 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的较好储层,其油水过渡段,即最

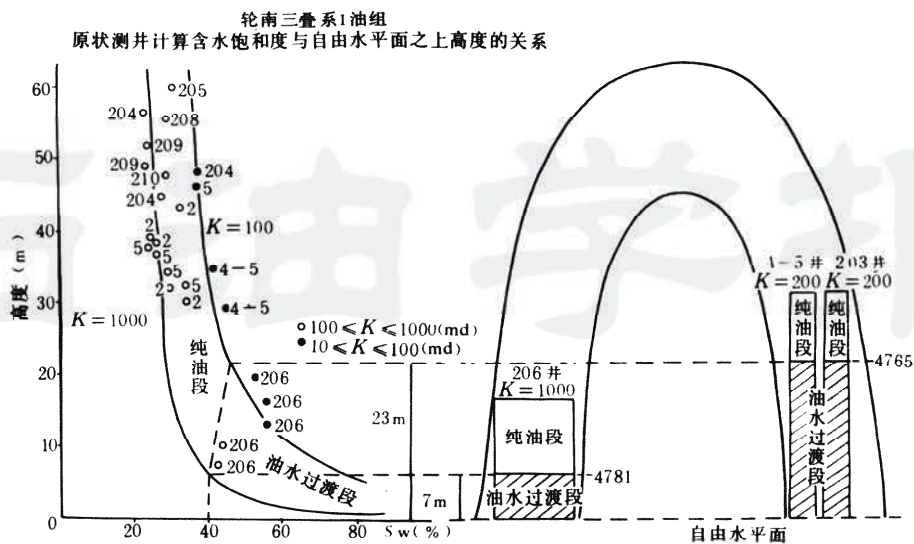


图3 油藏所需的最小闭合高度(即纯油段底)

受储层的物性(渗透率)及油水密度差控制

Fig. 3 The minimal closed height of reservoir (the bottom of pure oil section) controlled by reservoir's physical characteristic (permeability) and oil-water density difference

小含油幅度为7m,而物性差的储层(渗透率小于 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),其最小含油幅度23m。在较好物性条件下,油水密度差分别为0.16、0.23、0.3、0.33g/cm³,其最小含油幅度相应为9、7、3、1m(图4A)。

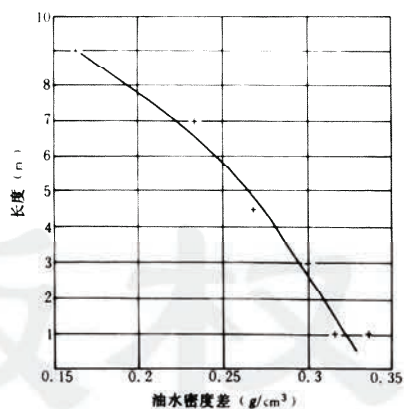


图4A 油水密度差与油水过渡段长度的关系
Fig. 4A The connection between the oil-water density difference and the length of oil-water transitional section

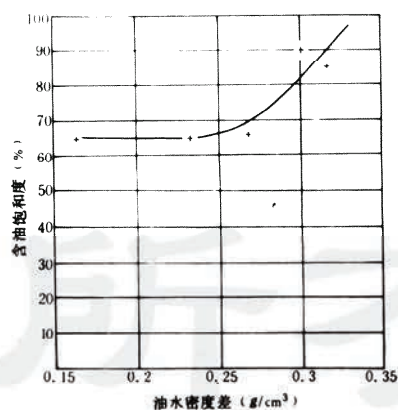


图4B 油水密度差与距自由水平面25米处的含油饱和度关系
Fig. 4B The connection between the oil-water density difference and oil saturation in 25 m's distance to free water level

由上可见,物性愈好,油水密度差愈大的油藏,所需最小含油幅度愈小,反之则大。因此,采用精细地震构造解释结果、精细解释的测井储层孔隙度、渗透率、含油饱和度、纯油层与油水过渡段等结果,综合油气性质等资料,对低幅度含油圈闭的油气丰度进行有效评价是十分重要的。

2.3 低幅度油气藏的含油气潜力

对于幅度小于 50m 的圈闭,油水过渡段长度对其有效含油层厚度影响极大,前者短则纯油层段长,相反则差。因此,储层物性好坏至关重要,对于渗透率小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层,幅度小于 20m 的圈闭,含纯油的可能性极小。这种物性差的圈闭,即使幅度大至上百米,其上部含油饱和度一般也超不过 80%。

对于储层渗透率特高(大于 $2000 \times 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)的凝析气藏,由于气的密度远小于原油,气水密度差较大,即使圈闭幅度小于 10m,其含油丰度与潜力仍可观。例如 12 号构造,天然气的密度为 $0.3 \text{g}/\text{cm}^3$,油水过渡段小于 1m,在 FWL 之上 1、2、6m 处的含油气饱和度由零突变到 80%、90%、95%,该层测试证实采油指数特高。考虑到圈闭内纯油段的有效高度、物性、含油饱和度的产能,从经济观点评价,这种高油气丰度幅度圈闭的潜力是不可忽视的。

2.4 双感应时间推移测井定量解释方法

钻井中泥浆滤液侵入油气层是一个复杂的物理过程,中国西部将近有 15 口的双感应时间推移测井,发现油气层在泥浆滤液不断侵入的情况下对感应测井影响较大,而且存在很好的规律。

2.4.1 研究目的

了解泥浆滤液侵入油气层对双感应测井影响的程度,从而发展反演解释方法求准原状油气层的电阻率,以便计算含油饱和度。

利用侵入带内饱和度变化规律及双感应测井的响应用时间推移测井估算含油层的饱和度和渗透率并识别油气层。

2.4.2 取得的进展

泥浆滤液侵入油层的物理实验,包括侵入带内饱和度与电阻率分布规律的研究。

泥浆滤液侵入油层的数值模拟,它包括:① 油水两相渗流方程;② 水的对流方程,饱和度不均匀分布引起不同矿化度水的混合;③ 由侵入剖面中矿化度分布计算水的电阻率;④ 侵入剖面中地层电阻率计算;⑤ 双感应测井对侵入过程响应的数值计算(图 5)。

在时间推移感应测井的实用中取

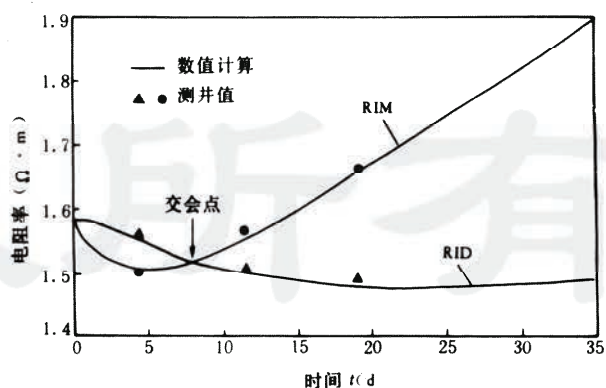


图 5 双感应测井响应随时间的变化

Fig. 5 The change of biconductivity log's response along with time

得成效:

① 应用双感应测井交会点($R_{id}=R_{im}$)时间估算含油层饱和度,以及浸泡油层时间比它短或长时的双感应测井变化规律来识别油气层;

② 应用交会点时间在低渗透地层估算储层渗透率。

测井储层描述研究的对象是充满了油(气)、水的砂岩和碳酸盐岩储层,其研究重点是储层的含油饱和度及其相关的各种物理性质。它要积极发展应用井下各种物理测量方法(测井方法)和岩石物理研究(包括实验)来计算含油饱和度为中心的一系列储层参数,即“岩心测度测井”。另外,由于电磁场理论与计算机技术的飞速发展,复杂环境下电测井(包括感应、侧向与自然电位等测井)场分析与高效数值解的正、反演计算已取得突破,这将使测井储层描述的发展取得更大成功。

参 考 文 献

- 1 罗聿潭,王允诚. 油气储集的孔隙结构. 北京:科学出版社,1986.
- 2 欧阳健等. 塔里木石油测井解释与储层描述. 北京:石油工业出版社,1993.
- 3 D. P. Tobola. Determination of reservoir permeability from repeated induction logging. SPE, 1991-03.

THE RESERVOIR DESCRIPTION THROUGH WELL-LOG INTERPRETATION IN OIL AND GAS POOL

Ouyang Jian

Wang Guiwen

(China National Oil & gas corporation) (University of Petroleum, Beijing)

Abstract

Based on a research of petrophysical properties and depending on the application of well-with high quality log data, a quantitative "Core Calibration Well Log" technique is developed and computerized, by which a detailed and precise processing of well-log data can be achieved. Furtherly, the reliability of several physical parameters such as porosity, permeability and oil & gas saturation as well as their distribution in a reservoir have been verified. Meanwhile, the distribution characteristics of oil and gas in reservoirs of various scale can be described and evaluated.

Key words reservoir description logging interpretation interpretation model
porosity permeability saturation formation evaluation