

大庆探区复杂油气水层录井综合识别与评价新技术

张野¹ 郎东升² 耿长喜² 汤慧¹ 高春文¹ 王凤来¹

(1 大庆油田有限责任公司勘探分公司, 黑龙江省大庆市 163453;

2 大庆油田地质录井分公司, 黑龙江省大庆市 163411)

摘要: 大庆油田围绕着复杂油气水层的井筒识别与评价难题, 开发应用了以地化录井为代表的一批新技术成果, 逐渐形成了轻质油层、残余油水层、火山岩气水层等复杂油气水层识别与评价技术系列, 先后准确地识别与评价了贝302、徐深1等一大批高产工业油气流井, 在大庆油气勘探中发挥了重要作用。文中系统介绍了大庆复杂油气水层录井综合识别与评价技术攻关项目的主要研究成果, 并对其中的资料处理与评价方法做了进一步改进、完善和提高。

关键词: 油气水层识别与评价技术; 录井; 地化; 荧光显微镜; 大庆探区

中图分类号: TE132 **文献标识码:** A

近年来, 大庆探区的勘探对象日益复杂, 探井油气层识别与评价难度不断加大, 其中, 轻质油层、稠油层、残余油水层、火山岩气水层等复杂的油气水层的识别与评价难题尤其突出, 传统的地质录井技术存在诸多的不适应性。首先, 传统录井技术手段单一, 参数校正水平及定量化程度不高, 定性描述的含油级别与油层的产能不具相关性; 其次, 用传统的定性描述判断技术, 容易漏掉轻质油层, 误判含残余油水层和高渗透油层; 第三, 高含泥储层液体性质识别不准, 储层压前和压后液体性质变化较大; 第四, 大庆深层火山岩气水层识别与评价难度大。近几年来, 大庆录井公司通过技术创新和发展, 先后开发应用了地化录井、定量荧光、红外线CO₂气检测、荧光显微镜等新技术, 将测井、录井资料有机结合, 建立了油气水层综合定量评价方法, 围绕着复杂油气水层评价难题, 逐步形成了轻质油层、稠油层、残余油水层、火山岩气水层等评价技术体系, 极大地提高了对复杂油气水层的识别与评价水平。应用这些新技术, 在大庆探区先后准确识别与评价了贝302、徐深1等一大批高产工业油气井, 在大庆油气勘探中发挥了重要作用, 创造了较高的经济效益。

1 录井新技术概述

近年来, 大庆油田在油气水层识别与评价方面逐步发展和成熟的录井新技术主要包括岩石热解、气相色谱、轻烃分析等地化录井新技术以及荧光显微镜技术等, 这些新技术以其具有的定量化、微观化和可视化等优势, 为井筒油气层识别与评价提供了新的和有效的技术手段。

1.1 岩石热解分析技术

岩石热解分析技术^[1]是全面推广应用到录井现场的一项储层分析评价技术, 可定量测定岩样在不同的温度区间, 热蒸发或热裂解得到的原油的不同馏分含量, 通过上述直接分析参数, 可以计算岩样中的热解总烃含量(S_T)及原油轻重组分比(PS)。

1.2 气相色谱分析技术

气相色谱分析^[1]是一种常用的地球化学分析技术, 录井中应用该项技术可得到含油岩样中C₈~C₃₇左右的正构烷烃以及姥鲛烷、植烷等单个组分色谱峰及其相对

第一作者简介: 张野, 男, 1990年毕业于大庆石油学院, 现为石油大学(北京)硕士研究生, 长期从事录井技术工作, 任大庆油田有限责任公司勘探分公司录井总监。

百分含量。

该项技术以色谱峰形态(峰形)、出峰碳数范围、主峰碳响应值、未分辨化合物含量等多项参数的变化特征,定性判别油水层。其基本原理为:当储层液体为油水混相时,水中含有一定量的氧气和多种细菌,地下水动力作用越强,氧的含量就越高,以氧赖以生存的细菌越活跃,在漫长的地质历史过程中,水中的细菌就与部分烃类发生菌解和氧化作用,使正构烷烃减少,异构烃类与杂原子化合物增加,反映在气相色谱谱图上,即未分辨化合物含量增加,基线穹隆幅度增高,色谱峰响应值降低,轻组分相对减少,碳数范围变窄等。

1.3 荧光显微镜技术

荧光显微镜技术^[2]是在普通偏光显微镜技术基础上发展起来的,它是通过紫外光或蓝光激发岩石中石油沥青物质产生荧光,根据荧光图像观察分析储层中油、水的微观分布特征及其相对含量。荧光颜色、发光强度、发光面积、油水赋存状态及相对含量等,构成了荧光图像特征,荧光图像为油水层的准确识别与评价提供了微观可视化信息。

2 油气水层评价参数的确定

储层参数的求取是储层评价的基础。井筒测、录井技术是求取储层参数的直接手段,一方面,测、录井技术可定量求取储层孔隙度、渗透率、含油(水)饱和度、有效厚度等关键性参数;另一方面,测井曲线以及岩心实物、地化谱图和荧光图像等,也是反映储层特征的非定量的有效参数。在油气水层识别与评价上,定量参数和非定量参数是同等重要的,很多复杂层及疑难层解释的成功就是依赖于某些非定量参数的明显特征。对于测、录井资料提供的非定量参数,将紧密地融合在评价方法中,不单独作为参数论述。下面简要介绍几个主要的定量评价参数的求取方法。

2.1 储层含油性评价参数

2.1.1 地化热解含油气总量 S_T

$$S_T = S_0 + S_1 + S_2 + 10RC/0.9$$

式中 S_0 ——升温至90℃时检测到的单位质量岩石中气态烃的含量, mg/g;

S_1 ——90~300℃间检测到的单位质量岩石中液态烃的含量, mg/g;

S_2 ——300~600℃间检测到的单位质量岩石中裂

解烃的含量, mg/g;

RC ——残余有机碳占岩石质量的百分数,

$$RC = 12CO_2/44 + 12CO/28, \%$$

2.1.2 原油轻重组分指数 PS

$$PS = S_1 / S_2$$

2.1.3 储层电阻率

电阻率是储层评价的重要参数,由于侵入带对感应和侧向测井的响应不同,因此要以实际钻井液与地层水电阻率关系,优选有效的测井电阻值。目前,选用曾文冲^①等总结的选择感应测井或侧向测井电阻率的理论图版,确定有效的测井电阻值。

2.1.4 束缚水饱和度(S_{wi})的计算

束缚水饱和度指在常规试油条件下不能流动的那部分水的孔隙体积占总孔隙体积的百分数。束缚水饱和度与储层的孔隙度大小、泥质含量有关。应用P-K仪分析所得到的束缚水饱和度(S_{wPK})与实验室内分析所得到的束缚水饱和度有一定误差,其校正公式^②:

$$S_{wi} = 1.2S_{wPK} - 41.8$$

2.1.5 含油饱和度的计算

含油饱和度是反映储层产油能力的主要参数之一。录井上应用岩石热解分析技术求取含油饱和度,其计算公式^[1]为:

$$S_o = \frac{S_T \times \rho_{岩} \times 10}{\rho_{油} \times \phi_e}$$

式中 S_o ——含油饱和度, %;

$\rho_{岩}$ ——岩石密度, g/cm³;

$\rho_{油}$ ——原油密度, g/cm³;

S_T ——校正后的热解总值, mg/g;

ϕ_e ——有效孔隙度, %。

2.2 储层物性评价参数

2.2.1 孔隙度

录井解释中除应用岩心分析及测井孔隙度以外,还可以通过P-K仪分析及热解分析获得岩样孔隙度。

(1) P-K仪分析求取孔隙度。

应用P-K仪分析求取的是总孔隙度,其与岩心分析存在着一定的偏差,校正公式^③为:

$$\phi_p = 1.096 \phi_{pk} - 1.906 \quad (\text{相关系数 } R=0.864)$$

① 曾文冲等,测井地层分析与油气评价,石油工业部勘探培训中心教材,1982。

② 郎东升、岳兴举等,综合应用录井新技术定量评价油气层方法研究,2001~2003年大庆油田攻关项目,内部资料。

(2) 热解分析计算孔隙度。

热解分析通过热失重原理求取岩样的有效孔隙度。其计算公式为：

$$\phi_e = \{1 - (\rho_{\text{岩}} / \rho_{\text{骨}}) \times (W_{\text{后}} / W_{\text{前}})\} \times 0.8 \times 100\%$$

式中 $W_{\text{前}}$ ——热解前岩石的质量，g；

$W_{\text{后}}$ ——热解后岩石的质量（岩石骨架的质量），g；

$\rho_{\text{骨}}$ ——岩石骨架密度，g/cm³。

式中“0.8”为湿样的校正系数。

2.2.2 渗透率

P-K仪分析计算的渗透率是绝对渗透率，它是应用核磁共振原理，在求得孔隙度的基础上得到的。应用该方法测得的渗透率与岩心分析存在着一定偏差，其相关公式^①为：

$$K_y = 0.987K_p - 0.536 \quad (\text{相关系数 } R=0.802)$$

2.2.3 产能指数

产能指数 Q ^②是相对泥质含量的概念，反映储层物性的好坏。

$$Q = (\phi_N - \phi_D) / \phi_N$$

式中 ϕ_N ——补偿中子孔隙度，%；

ϕ_D ——补偿密度孔隙度，%。

Q 值变化范围为0~1。 Q 值越低，反映岩性越纯，含泥越少，产能越高； Q 值越大，反映储层含泥越重，产能越低。当 $\phi_N = \phi_D$ 时， $Q=0$ ，反映为纯砂岩； $\phi_D=0$ 时， $Q=1$ ，反映为纯泥岩。

2.2.4 有效厚度

通常用岩性变化或孔隙性、渗透性的显著变化来划分储层的界面。储层顶、底界面之间的厚度即为储层的厚度。储层的有效厚度是指在目前的试油、压裂工艺技术条件能够产出流体的实际厚度，即符合油气层标准的储层厚度扣除不符合标准的夹层（如泥质夹层或致密夹层）剩下的厚度。目前划分储层有效厚度的标准，是在确定各地区各层位产层下限值基础上，应用孔隙度、渗透率、电阻率、产能指数 Q 来划分的。

3 录井采集资料处理

大多数录井资料都具有随钻实时采集的惟一性和不可重复性。然而，录井的条件是不能完全相同的，录取的资料受环境因素的影响，使资料的可比性变差，给油气层识别与评价以及定量解释标准的建立都带来了较大的困难。近年来，大庆油田开展了多项实验研究工作，建立了岩石热解分析资料以及气测录井采集资料的环境影响因素校正方法，在实际应用中见到了较好的效果，

有利地促进了录井资料应用水平的提高。

3.1 热解分析资料的校正方法

由于岩心、岩屑、井壁取心样品受钻井液的浸泡时间和冲洗程度不同，同一储层的三类样品的热解分析值存在差异，给资料的应用带来不便，也影响到综合解释结果的准确性，为了建立起三者之间的关系，做了两个方面的工作。

3.1.1 岩心、岩屑、井壁取心热解分析值校正方法

通过在岩心录井井段选取岩屑样品，同时进行井壁取心，并及时进行热解分析，然后用获得的分析数据建立校正关系。

$$S_{T(\text{岩心})} = 1.05S_{T(\text{岩屑})} + 2.25$$

$$S_{1(\text{岩心})} = 1.06S_{1(\text{岩屑})} + 1.61$$

$$S_{T(\text{岩心})} = 1.06S_{T(\text{井壁取心})} + 1.41$$

$$S_{T(\text{井壁取心})} = 1.01S_{T(\text{岩屑})} + 0.92$$

3.1.2 含油岩屑上返过程中烃类损失量校正方法

含油岩屑从井底上返至井口过程中，由于受到钻井液的冲洗，造成部分烃类的损失，相同的工程条件、不同的储层物性条件下，损失的量也有所不同。为了找出含油岩屑与岩心分析值之间的关系，开展了实验工作。经对实验数据进行统计分析，得出如下关系：

$$S_{T(\text{岩心})} = 1.09S_{T(\text{岩屑})} + 2.26$$

$$S_{1(\text{岩心})} = 1.08S_{1(\text{岩屑})} + 1.71$$

$$S_{2(\text{岩心})} = 1.08S_{2(\text{岩屑})} + 0.59$$

3.2 气测录井参数的校正方法

气测录井参数是通过通过对钻井液中含气量的连续检测和全脱分析获得的，在这个过程中，有钻井工程、钻井液性能、检测条件、气测基值等多种影响因素，导致气测显示偏高或偏低，给单井资料的纵向对比和井间对比带来困难。

3.2.1 不同钻井液条件下气测参数的校正

开展了不同钻井液体系（水基、甲酸盐、硅酸盐、油基）条件下气体检测参数对比工作。通过实验获得不同钻井液在相同的检测条件下以及相同钻井液在不同检测条件下的检测数据，得出如下结论：

(1) 对于水基钻井液的全烃检测，当粘度不变时，含气饱和度增加，全烃检测值升高，但粘度60s时，全烃随含气饱和度的增加而变化较大。

① 郎东升、岳兴举等，综合应用录井新技术定量评价油气层方法研究，2001~2003年大庆油田攻关项目，内部资料。

(2) 甲酸盐钻井液的全烃检测结果同水基钻井液一样,当粘度60s时,全烃检测值最大,粘度越高全烃检测值越低。

(3) 硅酸盐钻井液的全烃检测值随粘度的增加而降低,随含气饱和度增加而增加。

(4) 油基钻井液的全烃检测值随着粘度的升高而增加。

3.2.2 井口逸散气的校正

储层岩石破碎后,其孔隙空间中的烃类物质进入钻井液,在其逐步扩散的同时,由钻井液携带到地面,由于井口至导管口之间不是一个全封闭的系统,钻井液在这个区间流动过程中,其中的部分烃类物质将散失掉,因此在钻井液槽中取样做全脱分析的钻井液的含气饱和度已不是井筒中的含气饱和度。为了找出两者之间的关系,开展了现场实验及分析工作,建立了井口、钻井液槽全脱、随钻检测的烃类气体总量和随钻检测的全烃之间的关系。

实验结果表明,井口全脱烃类气体总量约为随钻检测全烃的2倍,随钻检测的烃类气体总量小于随钻检测的全烃值,其原因是井口至钻井液槽的非密闭段烃类气体的逸散,导致钻井液槽全脱烃类气体总量的降低。因此,可利用井口全脱烃类气体总量和随钻检测全烃的线性关系进行逸散气的校正。

3.2.3 钻井工程影响因素的校正

随着钻头钻入地层,由钻头机械破碎而释放到钻井液的气体称之为破碎岩石气。检测到的破碎岩石气数值受钻井方式——正常钻进、取心钻进的影响,即同等储层条件下,烃类数值的大小受钻头尺寸、钻压、转速、排量的约束。考虑到此部分烃类与岩石破碎体积有关,取心井段和正常钻进时烃类数值的差异,实质上是单位进尺破碎岩石体积和气体稀释程度的差异。因此,利用岩石破碎体积和冲淡系数的概念,经数学公式推导,取心段烃类校正公式为:

$$Q_{TX} = Q_T \times D_1^2 / (D^2 - d^2) \times [1 + Q_2 \times T_2 / (Q_1 \times T_1)]$$

式中 Q_{TX} ——校正后的随钻检测全烃, %;

Q_T ——随钻检测的全烃, %;

D_1 ——正常钻进钻头直径, m;

D ——取心钻头外径, m;

d ——取心钻头内径, m;

Q_1 ——正常钻进时的排量, m^3/min ;

Q_2 ——取心钻进时的排量, m^3/min ;

T_1 ——正常钻进时的钻时, min/m ;

T_2 ——取心钻进时的钻时, min/m 。

3.2.4 钻时对烃类气体影响的校正

考虑各井钻井条件和参数存在的差异以及背景气影响,认为校正后的数值在区域井间对比时存在着可比性差的问题。因此借鉴国外仪器积分插片读值的方法,采用钻进段长和烃类显示增值面积积分的方式进行烃类校正,具体表达式为:

$$Q_{TXF} = \left\{ \sum_{i=1}^n T_i \cdot (Q_{Ti} - JZ) \right\} / (100 \Delta H)$$

式中 Q_{TXF} ——积分校正后的含气相对丰度, min/m ;

ΔH ——深度段, m;

T_i ——第*i*点到*i-1*记录点的时间差, min ;

Q_{Ti} ——第*i*点理想状态下(校正后)的烃类气体总量, %;

JZ ——全烃基值含量, %。

经校正后获得的 Q_{TXF} 值反映的是显示时间深度段内的单位深度钻井液中的全烃含量,表示的是含气相对丰度。该含气相对丰度可作为显示层的一个评价指标。

3.2.5 气测显示层深度归位处理

常规的深度校正方法多数是用迟到井深的方式进行校正,通常有两种方法:一是理论计算法,二是实物测定法。由于深度换算影响因素较多,计算的迟到时间存在误差,导致气测显示对应实际深度会出现浮动。就实物测定的迟到时间而言,在测定的范围内,迟到时间是准确的。但按录井规程进行录井时,在不同的深度段内,有50~200m的距离间隔或8~24h的时间间隔才进行迟到时间的测定。因此,在迟到时间的确定上同样存在偏差,进而导致气测显示深度的误差。分析研究认为,用泵入钻井液体积和返出钻井液体积等量的概念,即钻井液泵入量等于环空体积容量所需的时间为迟到时间,即:

$$\Delta T = T_i - \pi \{ (1 + K_D) \cdot (D_z^2 - d_z^2) \} \cdot H / (4 \cdot q \cdot f)$$

式中 ΔT ——气测异常显示对应实际井深的对应时间, min ;

T_i ——气测异常显示时间, min ;

D_z ——井径, m;

d_z ——钻具外径, m;

H ——钻达深度, m;

q ——钻井泵每冲吸入的钻井液体积, $m^3/冲$;

K_D ——井径扩大系数;

f ——钻井泵冲频率, $冲/min$ 。

利用 ΔT 与井深对应关系即可确定气测异常显示对应的实际井深。

4 油气水层综合识别与评价

油气水层综合识别与评价是充分利用测、录井各项资料和评价方法，对储层流体产出能力的综合判断。针对大庆探区复杂油气水层评价难题，大庆油田不断地创新发展井筒油气识别与评价技术，加强各单项资料的综合应用，完善多参数的定量评价图版，逐渐形成了以轻质油层、残余油水层、火山岩气水层等为代表的复杂油气水层识别与评价技术系列，在实际应用中见到了较好的效果，较大地提高了解释评价水平。

4.1 轻质油层综合识别与评价

4.1.1 应用岩心资料判别轻质油层

含油岩心实物观察是直观判断轻质油层的一种有效手段。含轻质油的岩心具有以下特征：岩心出筒时表面有气泡；油味浓，刺鼻，但含油颜色浅，一般为浅棕灰色；原油挥发快，岩心放置一段时间二次观察，含油颜色难以识别，油气味变淡一无油气味，荧光弱一无。

4.1.2 应用岩石热解分析资料判别轻质油层

主要是应用原油轻重组分指数 PS 判别轻质油层。 PS 值越大，表明油质越轻； PS 值越小，表明油质越重。

PS 指数识别轻质油标准： $1.5 \leq PS < 5.0$ 。

4.1.3 应用气相色谱分析资料判别轻质油层

碳数范围一般为 $C_{12} \sim C_{30}$ ，正构烷烃呈规则的尖梳状分布，谱图形态一般为三角形，主峰碳高响应值，主峰带较窄。

4.1.4 应用实例

海拉尔盆地呼和-2号构造贝3断块贝302井南屯组32、45、48、51、53号层，岩屑及井壁取心均为浅棕灰色含油砂砾岩，含油及荧光颜色浅，油味浓，挥发快。岩石热解分析， S_T 值：4.5~9.5mg/g， PS 值：1.7~2.8，反映为含油丰度较高的轻质油特征。气相色谱分析，碳数范围 $C_{14} \sim C_{30}$ ，正构烷烃呈正态分布，主峰碳高响应值，为明显油层特征。综合各项资料分析，综合解释均为油层。压后自喷，日产油135t。

大庆长垣西部新肇鼻状构造古624井葡萄花油层64、66号层，岩性为棕灰色油浸、油斑砂岩，含油颜色浅，油气味浓，裂隙发育，岩心出筒时，气泡较多，反映为明显的轻质油特征，并且钻井取心期间发生过

油气浸。岩心热解分析， S_T 平均值分别为6.3mg/g、8.7mg/g， PS 平均值为2.3、3.1。气相色谱分析也为明显油层特征。综合解释均为油层。压后自喷，日产油42t，日产气1980m³。

4.2 稠油层识别与评价

4.2.1 应用地化热解分析 PS 指数判别稠油层

地化热解分析 S_T 值高，而 PS 值很低，反映稠油层特征，其中原油轻重组分比 PS 判别稠油层标准为： $PS < 0.5$ 。

4.2.2 应用气相色谱分析资料判别稠油层

稠油层在气相色谱分析资料的特征为：峰值低；主峰碳后移或不明显；未分辨化合物含量高。

4.2.3 应用荧光显微图像特征判别稠油层

稠油层荧光图像中，油的荧光颜色以棕褐色为主，原油被吸附在颗粒的表面，在孔隙的边缘呈现亮黄色的油水乳化状态，发光沥青的含量高。

4.2.4 应用实例

松辽盆地西部斜坡区杜58井7号层，钻井取心见棕褐色油浸、油斑砂岩，含油较饱满，但油味淡，原油吸附在颗粒表面，含水特征明显。岩心局部发育裂隙。地化热解分析 S_T 平均值25mg/g， PS 平均值0.6，呈明显稠油层特征。气相色谱分析主峰碳响应值低，未分辨化合物含量高，但正构烷烃组分较齐全。荧光显微镜观察，油的荧光颜色为深棕—棕褐色，虽然含油发光面积在40%以上，但原油附着在颗粒的表面，连通孔隙中为水。

综合分析各项资料认为，该层应为以产水为主的稠油层。该层抽汲求产，日产油0.16t，日产水64m³，结论为低产油水层。原油密度为0.9288g/cm³，粘度为392.695mPa·s。

4.3 残余油水层识别与评价

所谓的残余油水层，是指储层虽然含油（有时可能含油产状较高），但油以残余状存在，试油产纯水。正确区分残余油水层与高渗透油层，不仅可以降低勘探试油投资，更主要的是可以提高油田开发经济效益。

4.3.1 岩心实物观察判别残余油水层

岩心观察，含油颜色深，荧光颜色暗，发光不均，含油砂岩不染手，油气味淡或无，砂岩物性好，岩性纯，岩心水渍感强，久放不干，具明显的含水特征。

4.3.2 气相色谱分析资料判别残余油水层

残余油水层的气相色谱图典型特征：基线不平直，

穹隆幅度较大,峰形为后三角形,碳数范围在 C_{17} — C_{35} 之间,主峰碳数大于 C_{23} 。

4.3.3 荧光显微图像分析资料判别残余油水层

粒间孔隙连通性好,连通孔隙主要被水充填,油主要分布在颗粒表面及微孔隙和窄的喉道中,荧光颜色以棕褐色为主。

4.3.4 多参数定量解释图版判别残余油水层

总结研究区块地质规律,在试油资料基础上,通过选取有效的热解分析参数或测井参数,建立油水层解释图版,定量区分残余油水层、油层及油水同层。

4.3.5 应用实例

大庆长垣东部卫星地区卫2-40-14井16号层,钻井取心见褐棕色油浸砂岩,含油颜色深,荧光颜色暗,发光不均,含油性较差,但含油面积较大,含油砂岩不染手,砂岩物性好,岩性纯,岩心水渍感强,放置一段时间后,仍具明显的含水特征。地化热解分析 S_1 值19.24mg/g, PS 值为2.3。气相色谱分析基线穹隆幅度较大,具明显的油水同层特征。荧光图像观察,荧光颜色杂,色差大,从褐—黄—绿色。原油附着在颗粒表面、孔隙边缘及微孔隙中,矿物颗粒边缘具雾状油膜,在孔隙的边缘荧光呈现亮黄色,大孔隙被水充填,呈明显的残余油水层特征。参数解释图版判断为纯产水层。该层MFE+抽汲,日产水22.00m³。

4.4 火山岩储层气水层识别与评价

气测参数与物性参数相结合建立的多参数定量解释图版,是火山岩储层气水层识别与评价的主要手段。通过气测录井资料处理,求取含气量、含气饱和度等参数,与测井孔隙度、含水饱和度等参数结合,建立的多参数图版解释法在大庆深层气勘探中发挥了重要作用。

4.4.1 甲烷差值(ΔC_1)与有效孔隙度解释图版

异常显示段与基值段的甲烷幅度差,更直观地反映了储层含气性的变化,尤其是在油基钻井液欠平衡钻井条件下,甲烷差值是判别异常显示的重要手段。

4.4.2 储层烃充满系数(W_D)与含水饱和度参数(S_w)建立解释图版

烃充满系数(W_D)是指气测显示厚度与储层厚度之比。在相同钻井条件下,气测显示厚度大, W_D 值高,反映储层的含气性好;气测显示厚度薄, W_D 值小,反映储层的含气性差。烃充满系数与含水饱和度相结合,可较好地评价气水层。

4.4.3 视含气饱和度(S_g)与有效孔隙度(ϕ_e)解释图版

通过气测参数校正后,计算出钻井液含气量、地面

含气量,求得在地层环境下的地层含气量,进而求取地层视含气饱和度。应用视含气饱和度和有效孔隙度图版,可以较好地判别气水层。储层孔隙度越大,视含气饱和度越高,反映储层的含气性越好,为典型气层特征;储层孔隙度越大,视含气饱和度越低,反映储层的含气性差,为水层特征;储层孔隙度小,视含气饱和度和低,反映干层特征。

4.4.4 应用实例

松辽盆地徐家围子断陷徐深1井,营城组149号层为晶屑凝灰岩及流纹质火山角砾岩,气孔—孔隙型;150号层为流纹岩、集块岩及火山角砾岩,火山爆溢相,裂缝—孔隙型。气测全烃含量由9.32%升至最大值26.99%,甲烷含量由7.97%升至最大值16.16%,经气测参数校正,分别计算了含气量、含气饱和度、甲烷差值等参数,应用评价图版解释149、150号层均为高产气层。压后自喷,149号层日产天然气 19.5×10^4 m³,150号层日产天然气 53.0×10^4 m³。

肇深10井92号层,该层2880.0~2982.0m为流纹岩,溢流相,属气孔—裂缝型储层;该层2982.0~2986.6m为凝灰岩,爆发相,属孔隙型储层。气测录井甲烷基值由3.25%升至最大9.44%,经过钻井液基值校正后的甲烷含量 ΔC_1 为6.19%。应用烃充满系数与含水饱和度以及视含气饱和度与有效孔隙度图版解释均为气水同层。该层压后试气,日产天然气 13.89×10^4 m³,日产水96.00m³。

5 结束语

几年来,大庆油田通过创新发展地化录井等井筒油气识别新技术,研究和综合应用多种定性及定量解释评价新方法,取得了以贝302、徐深1等高产油气井为代表的批好的勘探成果,复杂油气水层识别与评价技术取得了突破性的进展,在大庆油气勘探中发挥了重要作用。然而,面对的勘探对象越来越复杂,油气水层识别与评价方法的研究任重而道远,有许多难题还留待今后去努力探索和解决。

参考文献

- [1] 郎东升,金成志,等.储层流体的热解及气相色谱评价方法[M].北京:石油工业出版社,1999
- [2] 郭舜玲,孙玉善,等.荧光显微镜技术[M].北京:石油工业出版社,1994
- [3] 雍世和,洪有密.测井资料综合解释与数字处理[M].北京:石油工业出版社,1989