

文章编号:1001-6112(2012)05-0543-06

测井精细解释在普光气田储量计算中的应用

钱勤¹,冯明刚²,彭劲²,李淑荣³,王燕²

(1. 中国石油化工股份有限公司 勘探南方分公司,成都 610041;2. 中国石油化工股份有限公司 勘探南方分公司研究院,成都 610041;3. 中国石油化工集团公司 胜利石油管理局 测井公司,山东 东营 257096)

摘要:普光气田应用常规测井解释方法计算得到的矿物成分含量、孔隙度与岩心分析结果存在较大偏差,难以满足储量申报需要。因此,开展测井精细解释攻关研究显得尤为重要。首先选取普光气田取心井作为关键井,开展岩心刻度测井精细解释研究;其次利用PE曲线并结合其余测井资料计算储层矿物成分含量;最后分储层类型优选权值系数将中子和密度孔隙度进行合理组合,计算储层孔隙度,并编制适用普光气田的测井资料处理软件。将测井精细解释结论同取心井岩心分析资料进行对比分析,测井处理解释精度大幅提高。该测井精细解释方法有力支撑了普光气田储量参数的研究及探明储量的申报。

关键词:PE曲线;孔隙度;矿物成分;储量计算;碳酸盐岩;普光气田

中图分类号:TE15

文献标识码:A

Application of fine logging interpretation in reserve calculation, Puguang Gas Field

Qian Qin¹, Feng Minggang², Peng Jin², Li Shurong³, Wang Yan²

(1. SINOPEC Exploration Southern Company, Chengdu, Sichuan 610041, China;

2. Research Institute of SINOPEC Exploration Southern Company, Chengdu, Sichuan 610041, China;

3. Well Logging Company, Shengli Petroleum Administration, SINOPEC, Dongying, Shandong 257096, China)

Abstract: The mineral composition and porosity interpreted by conventional logging are obviously different from core analysis, hence are not qualified for reserve prediction. In view of this, it is very important to carry out fine logging interpretation. A core hole in the Puguang Gas Field was chosen as the key to study the error between core and logging analysis. Mineral composition was calculated from PE curves and other logging data. Based on CNL and DEN as well as proper programming, porosity was calculated. New software to process the logging data from the Puguang Gas Field was made. The precision of logging interpretation was improved obviously, which backed up for the parameter research and reserve demonstration in the Puguang Gas Field.

Key words: PE curve; porosity; mineral composition; reserve calculation; carbonatite; Puguang Gas Field

普光气田位于四川省宣汉县境内,位于四川盆地川东断褶带东北段双石庙—普光NE向构造带,介于大巴山推覆带前缘褶断带与川中平缓褶皱带之间^[1-3]。目前,气田内已完钻评价井PG1、2、3、4、5、6、7等7口井,在下三叠统飞仙关组、上二叠统长兴组均有良好的天然气显示,并试获高产天然气流。普光气田主要目的层段为下三叠统飞仙关组和上二叠统长兴组海相碳酸盐岩地层^[4-7],流体主要为天然气,对补偿中子、体积密度、补偿声波孔隙度测井影响较大^[8-9]。用复杂岩性分析程序(TCRA程序)计算得到的矿物成分、孔隙度与岩心录井存在一定的偏差,这直接影响到渗透率和含水饱和度的计算。因此,开展测井精细解释攻关研究

就变得尤为重要。首先利用光电吸收截面指数(PE),结合其他测井资料计算储层的矿物成分,提高储层矿物成分的计算精度;其次用CRA程序分别计算声波、密度及中子孔隙度,再采用不同权重将中子和密度孔隙度进行组合,计算储层孔隙度;最后,将PG2井岩心分析与测井精细解释计算的孔隙度进行对比分析,可知两者相关系数为0.80,较常规测井解释计算得到的相关系数提高了10%,并且全井段两者相对误差小于3.53%。将PG6井岩心分析与测井精细解释计算的孔隙度进行对比分析,可知两者相关系数为0.90,较常规解释方法计算得到的相关系数提高26%,并且全井段两者相对误差为3.76%。测井精细解释孔隙度

收稿日期:2012-05-17;修订日期:2012-07-24。

作者简介:钱勤(1963—),女,高级工程师,从事储量研究与管理。E-mail:qianq.ktnf@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05005-003)。

精度完全满足《DZ/T0217-2005 石油天然气储量计算规定》中相对误差不超过8%的精度要求。用该测井精细解释方法计算得出的储量参数应用于普光气田普光2井区储量计算及申报。

1 研究对象

采用常规测井解释方法复杂岩性分析程序(CRA)对PG2井进行测井精细解释,即应用交会技术:选取2种孔隙度测井进行组合,计算出2种视矿物含量和储层视总孔隙度,并将计算出的泥质含量对计算结果进行平衡,最终求出储层矿物成分含量和孔隙度。但由于储层流体为天然气及高陡构造造成的复杂井况^[10],对补偿中子测井造成了较大影响。因此,该方法计算得出的白云石、方解石含量相对误差平均值分别为7.76%和86.51%(表1),计算得出孔隙度与岩心分析结果相对误差在4.6%~36.28%之间,平均相对误差高达16.58%(表2),相关系数仅为0.699(图1)。常规测井精细解释方法计算得出的孔隙度相对误差大于8%,难以满足《DZ/T0217-2005 石油天然气储量计算规定》中相对误差不超过8%的精度要求。故开展测井精细解释方法攻关研究势在必行。

2 测井精细解释的技术思路和方法

2.1 资料情况

普光气田飞仙关组和长兴组共6口井取心,取心进尺608.77m,心长514.27m,平均收获率为84.48%。其中,PG2井飞仙关组连续密闭取心331.22m,心长277.12m,平均收获率为83.67%;PG6井长兴组连续取心127.42m,心长121.42m,平均收获率为95.29%。气田范围内采用氦气法共分析孔隙度样品1222块,含水饱和度样品316块,取

样密度大于3块/m。同时,完成全直径物性分析样品99块,岩电实验166块。总体而言,普光气田岩心质量较好,分析数据可靠性较高,完全能够满足确立岩电关系和建立储层参数解释模型的需要。

表2 普光气田PG2井岩心分析与常规测井计算孔隙度误差统计

Table 2 Porosities calculated by core analysis and conventional logging, well PG 2, Puguang Gas Field

井段/m	孔隙度/%		相对误差/%	数据点/个
	岩心分析结果	常规解释结果		
4 778.01 ~ 4 796.7	7.36	4.69	36.28	7
4 820.11 ~ 4 829.54	9.70	7.81	19.48	6
4 867.22 ~ 4 892.52	7.11	8.28	-16.46	36
4 902.28 ~ 4 937.88	8.97	7.51	16.28	55
4 940.999 ~ 4 967.27	10.58	10.15	4.06	26
4 973.445 ~ 5 058.87	7.44	8.79	-18.15	36
5 065.5 ~ 5 139.26	10.33	8.76	15.20	43
5 161.24 ~ 5 197.56	8.64	8.06	6.71	21

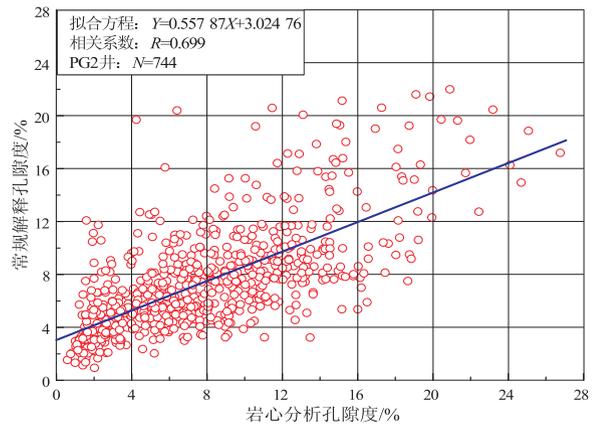


图1 普光气田PG2井常规测井解释孔隙度与岩心分析孔隙度关系

Fig.1 Relationship between porosities calculated by core analysis and conventional logging, well PG 2, Puguang Gas Field

表1 普光气田PG2井薄片分析与常规测井计算白云石、方解石含量误差统计

Table 1 Contents of calcite and dolomite calculated by thin slice analysis and conventional logging, well PG 2, Puguang Gas Field

井段/m	方解石含量平均值/%		相对误差/%	数据点/个	白云石含量平均值/%		相对误差/%	数据点/个
	岩心分析结果	常规解释结果			岩心分析结果	常规解释结果		
4 778.01 ~ 4 796.7	78	87.25	11.86	54	18.55	7.02	62.14	55
4 820.11 ~ 4 829.54	88.88	93.85	9.21	24	11.12	1.01	90.87	17
4 867.22 ~ 4 892.52	88.53	94.95	7.25	47	7.66	2.07	72.93	47
4 902.28 ~ 4 937.88	93.57	95.25	1.79	118	5.45	0.66	87.83	48
4 940.999 ~ 4 967.27	91.1	92.32	1.34	97	4.50	3.45	23.23	38
4 973.445 ~ 5 058.87	95.42	93.42	2.1	118	2.74	3.05	11.56	59
5 065.5 ~ 5 139.26	94.71	88.95	6.08	155	2.39	1.57	34.16	101
5 161.24 ~ 5 197.56	93.99	72.89	22.45	115	3.74	15.32	309.36	87

PG1 至 PG7 井均采用 ECLIPS-5700 测井仪器,曲线优等品率平均为 92.98%,具深浅双侧向、补偿声波、补偿中子、岩性密度、自然伽马、PE 等测井信息,并且测井资料均通过标准化和环境校正处理。上述资料准备为测井精细解释方法研究奠定了坚实基础。

2.2 技术思路

选取飞仙关组连续密闭取心井——PG2 井作为“关键井”,应用岩心分析资料刻度测井信息,探索储层的“四性”关系,对测井信息之间的定性、定量关系进行研究;同时,研究分析测井资料与地质资料之间相关性;最终,建立测井信息与储层地质参数间转换关系,即建立测井解释模型。利用长兴组连续取心井——PG6 井作为成果校验井,验证解释模型准确性。

该技术思路针对普光气田海相碳酸盐岩地层矿物成分相对简单,测井信息品质较高这一特点,编制适合该区域地质特点的测井资料处理软件。利用 PE 曲线计算岩石矿物含量、岩石骨架参数,在利用中子和密度曲线分别求取孔隙度后,将这 2 种孔隙度进行合理组合,并按储层分类取值精确计算储层孔隙度。

2.3 解释方法

2.3.1 骨架参数的选取

普光气田海相碳酸盐岩地层的岩性主要为白云岩及含灰质白云岩,矿物成分主要为白云石、石灰石及少量粘土,少数井泥浆中含重晶石^[11-12]。测井解释中不同矿物骨架选值如表 3 所示^[13-14]。

2.3.2 矿物成分计算

岩性密度测井是在补偿密度测井基础上发展起来的,它同时测量地层体积密度(DEN)和光电吸收截面指数(PE)。其中,PE 曲线是伽马射线在光电效应区反映的岩石成分信息,它几乎不受孔隙度、流体性质等非岩性因素影响。因此,用 PE 曲线

能准确地计算地层不同矿物含量。应用光电吸收截面指数曲线计算地层矿物含量的公式如下:

$$\begin{cases} PE = PE + V_{sh} \times PE_{sh} \\ V_{c2} = \frac{PE - PE_1}{PE_2 - PE_1} \\ V_{c1} = 1 - V_{c2} \end{cases} \quad (1)$$

式中:PE_{sh}为泥岩 PE 测井值;V_{c1},V_{c2}为第一、第二种矿物的相对体积;PE,PE₁,PE₂分别为光电吸收截面指数测井值、第一、第二种矿物成分的相对光电吸收截面指数骨架测井值,V_{sh}为泥质含量。

在储层发育段,在泥浆中无重晶石掺入前提下,PE 曲线识别岩性效果较好。但因重晶石对 PE 曲线值影响大(表 3),当其存在时,根据实际情况分析,应优先采用体积密度曲线计算地层矿物含量。其计算公式如下:

$$\begin{cases} V_{c2} = \frac{DEN - D_{g1}}{D_{g2} - D_{g1}} \\ V_{c1} = 1 - V_{c2} \end{cases} \quad (2)$$

式中:DEN,D_{g1},D_{g2}分别为密度测井值、第一、第二种矿物的密度骨架值。

2.3.3 孔隙度计算

孔隙度是反映储层地质特征的一个重要参数,准确计算孔隙度也是准确计算含水饱和度、渗透率等其它储层参数的前提^[15-16]。因声波时差计算孔隙度一般为储层基质孔隙度,孔隙度计算结果小于岩心分析孔隙度^[17-18]。因此,本次孔隙度计算模型主要选用补偿中子和岩性密度测井资料。其计算公式如下:

(1) 岩性密度计算孔隙度:

$$PORD = \frac{DEN - D_{Gma}}{D_f - D_{Gma}} - V_{sh} \frac{D_{sh} - D_{Gma}}{D_f - D_{Gma}} \quad (3)$$

式中:PORD 为密度孔隙度;DEN,D_{Gma},D_f,D_{sh}分别为密度测井值、岩石密度骨架值、流体密度值及泥岩密度测井值。

同时,为更准确计算孔隙度,将对岩石密度骨架值进行更为精确求取,求取公式如下:

$$D_{Gma} = D_{g1} \times V_{c1} + D_{g2} \times V_{c2} \quad (4)$$

(2) 补偿中子计算孔隙度:

$$PORN = (CNL - CN_{ma}) - V_{sh} \times N_{sh} \quad (5)$$

式中:PORN 为中子孔隙度;CNL,CN_{ma},N_{sh}分别为

表 3 普光气田碳酸盐岩地层常见岩石和矿物骨架参数

Table 3 Rocks and minerals in carbonate formation, Puguang Gas Field

矿物名称	中子/%	密度/(g·cm ⁻³)	声波/(μs·ft ⁻¹)	收截面指数/(b·e ⁻¹)
石灰石	0.0	2.71	47.5	5.08
白云石	2.0	2.87	43.5	3.14
硬石膏	-1.0	2.98	50.0	5.05
重晶石	-1	4.09		267
伊利石	20	2.52		3.45
蒙脱石	10	2.12		2.04
绿泥石	37	2.76		6.30
黄铁矿	-2	4.99	39.2	16.97

补偿中子测井值、岩石中子骨架值、泥岩中子测井值。

同时,为更加准确计算孔隙度,将对岩石中子骨架值进行更为精确求取,求取公式如下:

$$CN_{ma} = CN_{ma1} \times V_{c1} + CN_{ma2} \times V_{c2} \quad (6)$$

式中: CN_{ma1} , CN_{ma2} 分别为第一、第二种矿物的中子骨架值。

利用上述公式分别计算密度和中子孔隙度后,考虑到流体对测井值的影响,故选取合理权系数将中子和密度孔隙度进行恰当组合来计算储层孔隙度(Φ)^[19-21]。其组合公式如下:

$$\Phi = PORN \times PX + PORD \times (1 - PX) \quad (7)$$

式中: Φ 为地层总孔隙度; PX 为孔隙度计算比例因子(小数)。

同时,选用试凑法,利用岩心刻度测井确定各类储层权值系数,取值见表4。

3 成果检验

3.1 PG2井成果检验结果

将PG2井飞仙关组薄片分析与精细解释计算得出的矿物成分含量进行对比统计。可知,薄片分析与测井精细解释计算得出的白云石含量相对误差介于0.28%~3.88%之间,平均相对误差为1.08%;

表4 普光气田孔隙度计算比例因子(PX)取值范围统计

Table 4 Scale coefficients and PX ranges in porosity calculation, Puguang Gas Field

储层分类	孔隙度/%	PX取值范围	PX
一类	$\Phi \geq 10$	0.10~0.30	0.20
二类	$7 \leq \Phi < 10$	0.40~0.50	0.40
二类	$5 \leq \Phi < 7$	0.50~0.60	0.45
三类	$2 \leq \Phi < 5$	0.55~0.65	0.50
四类	$\Phi < 2$	0.65~0.75	0.70

表5 普光气田PG2井薄片分析与测井精细解释矿物含量统计

Table 5 Contents of minerals calculated by thin slice analysis and fine logging interpretation, well PG 2, Puguang Gas Field

井段/m	白云石含量平均值/%		相对误差/%	数据点/个	方解石含量平均值/%		相对误差/%	数据点/个
	岩心分析	精细解释			岩心分析	精细解释		
4 778.01~4 796.7	78	78.49	0.63	54	18.55	18.75	-0.21	55
4 820.11~4 829.54	88.88	84.19	3.88	24	11.12	11.96	-0.84	17
4 867.22~4 892.52	88.53	90.32	2.02	47	7.66	7.65	0.01	47
4 902.28~4 937.88	93.57	93.19	0.41	118	5.45	5.35	0.10	48
4 940.999~4 967.27	91.1	90.66	0.48	97	4.5	4.88	-0.38	38
5 065.5~5 139.26	94.71	94.97	0.28	155	2.39	2.19	0.20	101
5 161.24~5 197.56	93.99	93.42	0.61	115	3.74	3.72	0.02	87

方解石含量相对误差介于0.12%~8.43%之间,平均相对误差为3.60%(表5)。两者比常规解释计算得出的相对误差分别降低6.68%和8.29%。

将PG2井飞仙关组岩心分析与测井精细解释的孔隙度进行对比分析统计可知,两者相对误差介于0.2%~6.04%之间,平均相对误差为3.67%,相关系数为0.865(表6)。其相对误差和相关系数分别比常规解释计算结果提高12.69%和0.166。

3.2 PG6井成果检验结果

将PG6井长兴组薄片分析分别与常规解释、精细解释计算得出的矿物成分含量进行对比统计,薄片分析与常规解释计算得出白云石含量相对误差介于0.32%~26.24%之间,平均相对误差为8.84%;薄片分析与精细解释计算得出泥质含量相对误差介于0.01%~3.19%之间,平均值为1.27%(表7)。

薄片分析与常规解释计算得出的泥质含量相对误差介于4.78%~62.66%之间,平均相对误差为22.63%;薄片分析与精细解释计算得出的泥质含量相对误差介于1.02%~6.96%之间,平均值为4.85%(表8)。

将PG6井长兴组岩心分析结果分别与常规解释、精细解释计算得出的孔隙度进行对比统计。可知,精细解释孔隙度相对误差介于1.42%~6.34%之间,平均相对误差为3.76%(表9);常规解释与岩心分析孔隙度相关系数为0.798,精细解释与岩心分析的孔隙度相关系数为0.901(图2)。测井精细解释得出的孔隙度完全能够满足《石油天然气储量计算规定》中相对误差不超过8%的精度要求。

综上所述,测井精细解释新程序完全适用于普光气田长兴组储层解释,符合《石油天然气储量计算规定》,完全能满足储量申报需要。

表6 普光气田 PG2 井岩心分析与测井精细解释孔隙度统计

Table 6 Porosities calculated by core analysis and fine logging interpretation, well PG 2, Puguang Gas Field

井段/m	岩心孔隙度 平均值/%	测井孔隙度 平均值/%	平均值 差值/%	相对误差/%	数据点/个
4 778.04 ~ 4 796.70	2.77	2.81	-0.04	1.29	62
4 820.11 ~ 4 829.54	3.71	3.72	-0.01	0.20	34
4 869.75 ~ 4 894.28	5.11	5.36	-0.25	4.92	38
4 903.35 ~ 4 911.18	11.38	10.95	0.43	3.74	19
4 913.19 ~ 4 936.44	8.62	8.91	-0.29	3.39	54
4 941.34 ~ 4 964.31	9.89	10.47	-0.57	5.81	76
4 978.19 ~ 5 010.12	7.59	7.95	-0.37	4.81	41
5 010.53 ~ 5 022.14	6.95	7.06	-0.11	1.60	24
5 030.21 ~ 5 058.88	8.01	8.49	-0.48	6.04	28
5 065.50 ~ 5 079.82	11.22	11.54	-0.32	2.83	37
5 080.28 ~ 5 121.26	14.66	14.43	0.23	1.55	68
5 123.97 ~ 5 139.26	12.91	12.14	0.77	5.97	18
5 161.24 ~ 5 170.91	11.11	10.75	0.36	3.20	34
5 172.03 ~ 5 181.57	11.49	12.03	-0.54	4.73	30
5 183.93 ~ 5 197.56	9.64	10.13	-0.49	5.03	40

表7 普光气田 PG6 井薄片分析与测井计算白云石含量误差统计

Table 7 Contents of calcite calculated by thin slice analysis and conventional logging, well PG 6, Puguang Gas Field

井段/m	白云石含量平均值/%			平均值差值/%		相对误差/%		数据点/个
	岩心分析	精细解释	常规解释	岩心—精细	岩心—常规	精细解释	常规解释	
4 869.12 ~ 4 874.22	90.87	88.31	67.02	2.56	23.85	2.82	26.24	6
5 145.3 ~ 5 154.53	97.97	97.37	95.94	0.60	2.03	0.61	2.07	22
5 240.5 ~ 5 248.6	94.89	94.88	92.59	0.01	2.31	0.01	2.43	19
5 277.52 ~ 5 289.22	98.06	96.33	90.63	1.73	7.43	1.76	7.57	33
5 294.02 ~ 5 302.88	98.10	96.98	90.51	1.12	7.59	1.14	7.74	24
5 305.17 ~ 5 322.7	96.72	96.68	85.28	0.04	11.44	0.04	11.83	42
5 324.11 ~ 5 350.15	97.24	96.55	85.01	0.68	12.22	0.70	12.57	70
5 351.4 ~ 5 378.42	97.10	94.00	96.78	3.10	0.32	3.19	0.32	70

表8 普光气田 PG6 井岩心分析与测井计算泥质含量误差统计

Table 8 Contents of shale calculated by core analysis and conventional logging, well PG 6, Puguang Gas Field

井段/m	泥质含量平均值/%			平均值差值/%		相对误差/%		数据点/个
	岩心分析	精细解释	常规解释	岩心—精细	岩心—常规	精细解释	常规解释	
4 869.12 ~ 4 874.22	2.17	2.29	1.79	-0.12	0.38	5.57	17.50	9
5 145.3 ~ 5 154.53	1.24	1.31	1.57	-0.07	-0.32	5.67	26.12	14
5 240.5 ~ 5 248.6	1.72	1.81	2.80	-0.09	-1.08	5.08	62.66	18
5 277.52 ~ 5 289.22	1.73	1.81	1.83	-0.09	-0.10	4.94	6.02	31
5 294.02 ~ 5 302.88	1.88	1.95	1.79	-0.08	0.09	4.11	4.78	24
5 305.17 ~ 5 322.7	2.96	2.99	1.93	-0.03	1.04	1.02	34.97	42
5 324.11 ~ 5 350.15	2.20	2.32	1.83	-0.12	0.37	5.44	16.77	70
5 351.4 ~ 5 378.42	2.30	2.14	2.02	0.16	0.28	6.96	12.22	70

表9 普光气田 PG6 井岩心分析与测井计算孔隙度相对误差统计

Table 9 Porosities calculated by core analysis and conventional logging, well PG 6, Puguang Gas Field

井段/m	岩心孔隙度平均值/%	测井孔隙度平均值/%	相对误差/%	数据点/个
5 241.53 ~ 5 248.6	3.711	3.913	5.43	8
5 277.52 ~ 5 302.37	7.110	6.963	2.07	46
5 305.17 ~ 5 322.7	9.774	9.347	4.36	29
5 324.11 ~ 5 336.65	8.086	8.436	4.32	26
5 337.15 ~ 5 350.15	7.406	7.511	1.42	32
5 360.98 ~ 5 378.28	9.235	9.454	2.37	35
5 381.34 ~ 5 398.25	1.949	1.825	6.34	26

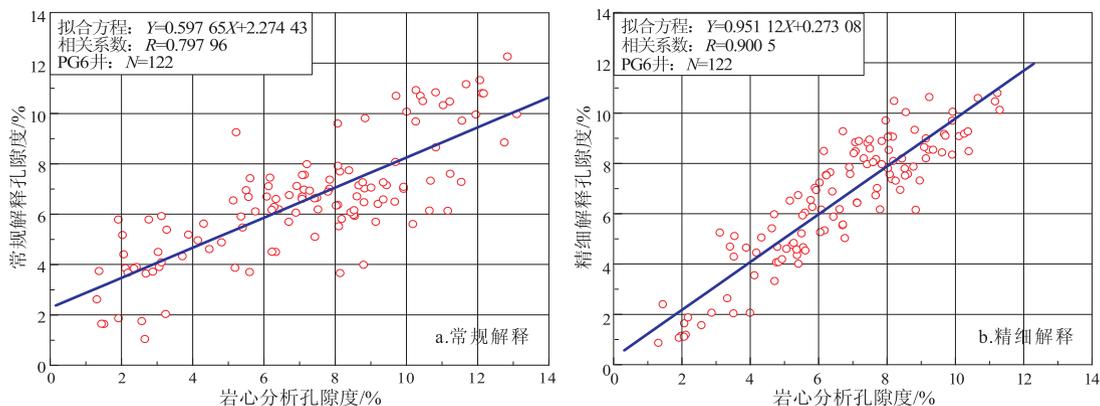


图2 普光气田 PG6 井测井常规解释与精细解释精度对比

Fig. 2 Comparison of precision between conventional and fine logging interpretations, well PG6, Puguang Gas Field

4 结论

在 PE 测井曲线准确计算储层矿物含量的基础上,利用常规测井分别计算密度、中子孔隙度后,应用试凑法确定各类储层不同权值系数,将这 2 种孔隙度进行合理组合,精细求取储层孔隙度。应用这一技术思路编制适合普光气田区域地质特点的测井资料处理软件。将软件精细解释结论同取心井岩心分析资料进行对比统计分析,认为测井处理解释精度大幅提高。本次研究编制测井资料处理软件及在其基础上建立的测井解释模型适用于普光气田飞仙关组和长兴组地层,为普光气田储量研究及勘探开发提供了重要技术支持。

参考文献:

[1] 中国石化南方分公司. 川东北油气勘探规划部署及目标论证[R]. 成都:中国石化南方分公司,2003.
 [2] 马永生,蔡勋育,李国雄. 四川盆地普光大型气藏基本特征及成藏富集规律[J]. 地质学报,2005,79(6):858-865.
 [3] 马永生. 中国海相油气田勘探实例之六:四川盆地普光大气田的发现与勘探[J]. 海相油气地质,2006,11(2):35-40.
 [4] 赵文光,郭彤楼,蔡忠贤,等. 川东北地区二叠系长兴组生物礁类型及控制因素[J]. 现代地质,2010,24(5):951-956.
 [5] 蔡勋育,马永生,李国雄,等. 普光气田下三叠统飞仙关组储层特征[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报),2005,27(1):43-45.
 [6] 马永生,牟传龙,郭彤楼,等. 四川盆地东北部飞仙关组层序地层与储层分布[J]. 矿物岩石,2005,25(4):73-79.

[7] 赵宗举. 海相碳酸盐岩储集层类型、成藏模式及勘探思路[J]. 石油勘探与开发,2008,35(5):692-703.
 [8] 高楚桥. 复杂储层测井评价方法[M]. 北京:石油工业出版社,2002:1-8.
 [9] 雍世和,张超谟. 测井数据处理和综合解释[M]. 东营:石油大学出版社,1996:122-126.
 [10] 何生厚,曹耀峰. 普光高酸性气田开发[M]. 北京:中国石化出版社,2010:299-300.
 [11] 王永刚. 地球物理资料综合应用[M]. 东营:石油大学出版社,2001.
 [12] 赵良孝,补勇. 碳酸盐岩储层测井评价技术[M]. 北京:石油工业出版社,1994:77-85.
 [13] 洪有密. 测井原理与综合解释[M]. 东营:石油大学出版社,1993.
 [14] 曾文冲. 油气藏储集层测井评价技术[M]. 北京:石油工业出版社,1991.
 [15] 任兴国,罗利,姚声贤,等. 川东地区生物礁测井预测方法研究[J]. 石油勘探与开发,2000,27(1):41-43.
 [16] 欧阳健. 石油测井解释与储层描述[M]. 北京:石油工业出版社,1994.
 [17] Anselmetti F S, Luthi S, Eberli G P. Quantitative Characterization of Carbonate Pore Systems by Digital Image Analysis[J]. AAPG Bulletin, 1998, 82(10):1815-1836.
 [18] 中国石油天然气总公司勘探局. 测井新技术与油气层评价进展[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
 [19] 赵亮,吴锡令,汪中浩. 生产测井多井解释研究[J]. 石油勘探与开发,2002,29(1):97-99.
 [20] 王燕,冯明刚,熊致富,等. 铸体薄片资料刻度测井解释孔隙度精度[J]. 天然气技术与经济,2011,5(4):26-28.
 [21] 谭廷栋,司徒丽丽. 测井交会图的几个特殊用途[J]. 石油勘探与开发,1983,4(4):27-35.

(编辑 黄娟)