

川西南与川东北地区下志留统龙马溪组 页岩气成藏条件对比及目标区分析

巩磊^{a,b}, 王超勇^{a,b}, 杨永国^{a,b}, 周豪^{a,b}

(中国矿业大学 a. 资源与地球科学学院; b. 煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室, 江苏 徐州 221116)

摘要:川西南与川东北是龙马溪组页岩气开发的有利勘探区域,对这2个区域龙马溪组页岩气的成藏条件进行了研究和对比,结果表明,川东北龙马溪组页岩比川西南具有更高的有机碳质量分数 $w(\text{TOC})$ 、热成熟度 R_o 和脆性度,但埋藏深度过大。利用层次分析法,对2个地区页岩气成藏条件做了定量对比,综合而言,川西南龙马溪组页岩成藏条件明显优于川东北。参照美国Fort Worth盆地Barnett页岩的选区原则,同时结合四川盆地自身的特点,选取页岩单层厚度、 $w(\text{TOC})$ 、 R_o 和埋藏深度4个评价参数,并对其标准经过适当修改后,确定了该套岩层的页岩气目标(核心)区与有利区。选区参数的信息叠合表明,龙马溪组页岩气目标(核心)区大致分布在川西南的自贡—内江一带以及宜宾以西;有利勘探区主要分布在川西南的马边—威远一线以东以及川东北的宣汉—万县一带。

关键词:页岩气;成藏条件;目标区;层次分析法;龙马溪组;四川盆地

中图分类号:TE122.3

文献标志码:A

文章编号:1000-7849(2014)05-0128-06

川西南地区位于上扬子地台的西缘,面积约 $1.8 \times 10^4 \text{ km}^2$,大地构造位置处于川西南低缓断褶带南缘^[1-2]。川西南低缓断褶带西以龙泉山断裂为界,东以华蓥山断裂为界,南以大凉山为界,北界大致位于威远背斜北翼^[3]。受晚志留世至泥盆纪期间的强烈隆升剥蚀作用,导致川西南的北部及西北部缺失志留系。区内包含沐川斜坡和马边—绥江凹陷2个三级构造单元^[4],分布了麻柳场—自流井—威远等一系列北东向圈闭构造,龙马溪组地层现今残余厚度为0~600 m(图1),发育富含笔石的黑色页岩,指示较强的还原环境,属深水陆棚相沉积。

川东北地区位于四川盆地的东北部,面积约 $2.7 \times 10^4 \text{ km}^2$,在大地构造上属于扬子板块北缘。北段为大巴山推覆带前缘褶皱带,西邻川中平缓褶皱带,东侧及南侧为川东断褶带^[5-7],处于大巴山弧形褶皱带西南前缘与川东高陡褶皱带北侧交汇处,发育一系列北东—北东东向背斜构造,包括雷音铺、温泉井和五百梯背斜等。龙马溪组为该区一套重要的烃源岩,厚150~550 m(图1),其底部主要是黑色、灰黑色富含笔石碳质页岩夹浊积成因的粉砂岩,总体上表现出东南厚西北薄的变化趋势,与下伏奥陶系呈整合接触^[8]。

1 页岩气成藏条件对比

1.1 页岩厚度及埋藏深度对比

川西南龙马溪组烃源岩厚度展布与尖灭线近于平行,底部黑色页岩单层厚度为40~120 m,平均厚度90 m;在宜宾—泸州一带存在生烃中心,厚度在120 m左右,受加里东运动的影响,与川中古隆起带的重叠区域缺失志留系,向东南方向烃源岩的厚度逐渐增加,直到分区边界。川东北龙马溪组底部烃源岩单层厚度为40~100 m,平均厚55 m,以40~80 m为主,展布于中、西部;东南部厚度在80 m以上,在石柱与盆地边界之间存在生烃中心。

川西南地区下志留统龙马溪组顶界埋深等值线在1 600~3 000 m之间,其中,在威远以西的局部范围内,龙马溪组顶界埋深浅于2 000 m,内江—隆昌—泸县—长宁以北西区块埋深浅于3 000 m。川东北地区龙马溪组顶界较深(大于3 800 m),由西南至东北逐渐增大,最深可达5 000 m以上。

1.2 有机地球化学特征对比

页岩气有机地球化学特征要素包括3个方面的关键参数:有机碳质量分数 $w(\text{TOC})$ 、干酪根类型

收稿日期:2013-07-03 编辑:禹华珍

基金项目:江苏高校优势学科建设工程资助项目(PAPD);国家自然科学基金资助项目(41272155)

作者简介:巩磊(1988—),男,现正攻读地质工程专业硕士学位,主要从事煤与煤层气地质研究。E-mail:supergeorgelei@163.com

通信作者:王超勇(1966—),男,副教授,主要从事石油地质、地层学与古生物学教学与科研。E-mail:228512511@qq.com

的长芯 1 井龙马溪组以纹层状泥页岩、纹层状含灰质泥页岩、纹层状粉砂质泥页岩为主^[15],见钙质结核及黄铁矿条带,黏土矿物体积分数在 15%~75% 之间,平均 40%,石英、长石和碳酸盐总体积分数为 36%~82%,平均 56.7%,黄铁矿体积分数为 1%~7%,平均 3.3%。川东北地区的建深 1 井揭露的龙马溪组砂质含量增多,以灰、深灰及灰黑色泥岩、含砂泥岩及砂质泥岩为主,夹灰—灰黑色粉砂岩、白云质及泥质粉砂岩^[16],泥页岩中的石英呈纹层状或分散状分布,粒度 0.03~0.05 mm^[8],黏土矿物体积分数平均为 30.56%(5%~99.5%),长石和石英体积分数平均为 67.78%(0.5%~93%),碳酸盐体积分数平均为 1.66%(0.5%~11%)。

扫描电镜测试结果表明,川西南长芯 1 井龙马溪组黑色泥页岩可见多种类型微孔隙,如孔隙直径 <1 μm 的黏土矿物之间絮凝引起的微孔;孔隙直径介于 0.01~2 μm 之间的长石、石英以及碳酸盐晶内溶孔;孔隙直径 <2 μm 的石英、碳酸盐晶间微孔和云母片间微孔;有机质内溶孔和有机质与矿物间微孔。泥页岩中微裂缝发育,裂缝宽度介于 5~40 μm 之间,主要发育在黏土矿物与脆性矿物之间和伊利石矿物层间。通过扫描电镜测试发现,川东北龙马溪组黑色泥页岩中微孔隙和微裂缝亦十分发育。位于川东北南缘的三星 1 井中龙马溪组黑色泥页岩扫描电镜测试结果表明:石英、碳酸盐晶间微孔,黏土矿物晶间微孔,长石溶孔和云母片状孔等类型微孔隙发育,或呈孤立状,或由狭长平直的喉道相互连接,孔隙直径介于 0.1~50 μm 之间。同样地,泥页岩中微裂缝发育,裂缝宽度介于 2~5 μm 之间,有利于对其渗透性进行人工压裂改造。

2 页岩气评估及目标(核心)勘探区带预测

2.1 成藏条件多参数对比

依据 Jarvie 等^[17]的多参数评价方法及建议的最小值,将川西南龙马溪组页岩和川东北龙马溪组页岩同时投射到多级图(图 2)上可以看出,川西南与川东北龙马溪组页岩所有参数值均高于最小极限值,川东北除单层厚度外,其他指标均高于川西南,但埋深过大是制约川东北龙马溪组页岩开发的关键因素,需要指出的是 2 个地区页岩气都以干气为主,将有利于大幅度提高开采效率。

2.2 层次分析法定量对比

层次分析法通过明确问题、构建层次分析结构模型构造成对比较矩阵,层次单排序和层次总排序 4 个步骤计算各层次构成要素对于总目标的组合权重,从而得出不同可行方案的综合评价价值,为选择最

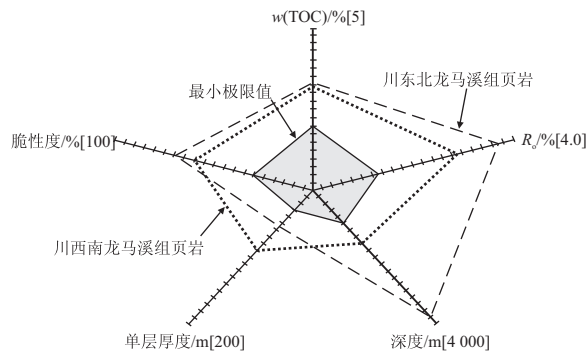


图 2 川西南与川东北龙马溪组页岩多参数对比

Fig. 2 Multiparameter comparison of shale in Longmaxi Formation of southwest and northeast Sichuan Basin

优方案提供依据^[18]。利用层次分析法,可对川西南与川东北龙马溪组页岩进行成藏条件评价,步骤如下。

(1) 构建层次分析结构模型

将页岩气成藏条件评价作为层次分析的目标层(Z),将各参数作为层次分析的准则层(A),将 2 个对比地区作为层次分析的方案层(B),建立了页岩气成藏条件层次结构模型(图 3)。

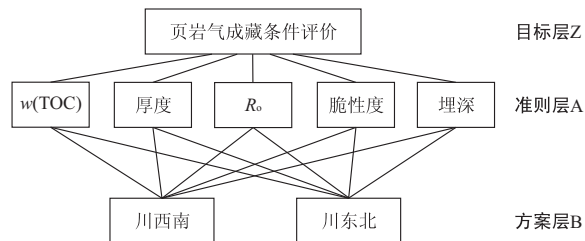


图 3 页岩气成藏条件评价层次结构模型

Fig. 3 Hierarchy structure model of the reservoir-forming conditions of shale gas

(2) 构造成对比较矩阵

在页岩气成藏条件评价目标层(Z)下,两两比较参数的重要性,类别越高,其重要性越高,如 $w(\text{TOC})$ 比厚度相对于页岩气的成藏条件重要等等,如此类推,构造该级别成对比较矩阵($Z-A$)。这里可引用 1~9 标度对重要性判断结果进行量化。构造($A-B$)成对比较矩阵则是用各参数在两个地区的优势对比值作为矩阵中元素。

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 3 & 5 & 5 & 7 \\ 1/3 & 1 & 3 & 3 & 5 \\ 1/5 & 1/3 & 1 & 1 & 2 \\ 1/5 & 1/3 & 1 & 1 & 3 \\ 1/7 & 1/5 & 1/2 & 1/3 & 1 \end{bmatrix}, B_1 = \begin{bmatrix} 1 & 2 \\ 1/2 & 1 \end{bmatrix}$$
$$B_2 = \begin{bmatrix} 1 & 5 \\ 1/5 & 1 \end{bmatrix}, B_3 = \begin{bmatrix} 1 & 4 \\ 1/4 & 1 \end{bmatrix}$$

$$B_4=\begin{bmatrix} 1 & 1/3 \\ 3 & 1 \end{bmatrix}, \quad B_5=\begin{bmatrix} 1 & 7 \\ 1/7 & 1 \end{bmatrix}$$

(3)计算层次单排序的权向量及一致性检验
成对比较矩阵 **A** 的最大特征值:λ_{max}=5.102 5。
该特征值对应的归一化特征向量:

$$\omega=\{0.499\ 7, 0.247\ 4, 0.095\ 6, 0.106\ 8, 0.050\ 6\}$$

则矩阵 **A** 的一致性指标

$$CI=\frac{\lambda_{\max}-n}{n-1}=\frac{5.102\ 5-5}{5-1}=0.025\ 6$$

同时,由于阶数为 5,因此其平均随机一致性指标
RI=1.12

故矩阵 **A** 的随机一致性比率

$$CR=\frac{CI}{RI}=\frac{0.025\ 6}{1.12}=0.022\ 9<0.1$$

表明 **A** 通过了一致性验证。

对成对比较矩阵 **B**₁、**B**₂、**B**₃、**B**₄、**B**₅ 可以求层次
单排序的权向量,结果如下:

<i>k</i>	1	2	3	4	5
ω _{k1}	0.667	0.833	0.8	0.25	0.875
ω _{k2}	0.333	0.167	0.2	0.75	0.125
λ _k	2	2	2	2	2

注:*k* 表示第 *k* 个对比矩阵 **B**;ω_k 表示第 *k* 个矩阵 **B** 层次单排序
的权向量;λ_k 为第 *k* 个矩阵 **B** 的最大特征值

由于 **B**₁、**B**₂、**B**₃、**B**₄、**B**₅ 都为一致矩阵,因此没
有必要对其进行一致性检验。

(4)计算层次总排序权值及其一致性检验

B₁ 对总目标的权值为:

$$0.449\ 7\times0.667+0.247\ 4\times0.833+0.095\ 6\times$$

$$0.8+0.106\ 8\times0.25+0.050\ 6\times0.875=0.687$$

同理可得,**B**₂ 对总目标的权值为:

$$0.499\ 7\times0.333+0.247\ 4\times0.167+0.095\ 6\times$$

$$0.2+0.106\ 8\times0.75+0.050\ 6\times0.125=0.313$$

因此,决策层对总目标的权向量为:

$$\{0.687, 0.313\}$$

由于决策层只含有 2 种方案,因此层次总排序
不必检验一致性。

{0.687, 0.313} 可作为最后的决策依据,即 2
种方案的权重排序为 **B**₁>**B**₂,故最后的决策应是川
西南成藏条件更好。综合而言,川西南龙马溪组页
岩成藏条件明显优于川东北。

2.3 目标勘探区带优选对比

依据美国 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩选区参
数的评定标准,针对中国四川盆地地下志留统龙马
溪组页岩热演化程度高、埋藏深度大的特点,制定了
四川盆地龙马溪组页岩选区参数的标准(表 2)。同
时根据中国四川盆地龙马溪组页岩气成藏的主控因
素及现有资料,采用信息叠合法,利用有效烃源岩厚
度、有机碳含量、热演化程度和埋藏深度等指标对 2
个地区龙马溪组页岩气目标(核心)区进行预测(图
4)。

表 2 四川盆地龙马溪组页岩选区参数

Table 2 Evaluation parameter of Longmaxi Formation shale in Sichuan Basin

选区名称	单层厚度/m	w(TOC)/%	R _o /%	埋深/m	保存条件
目标(核心)区	≥80	≥3.0	1.3~3.0	1 000~3 000	相对较好
有利区	≥40	≥2.0	1.3~4.0	1 000~4 000	有一定上覆地层厚度

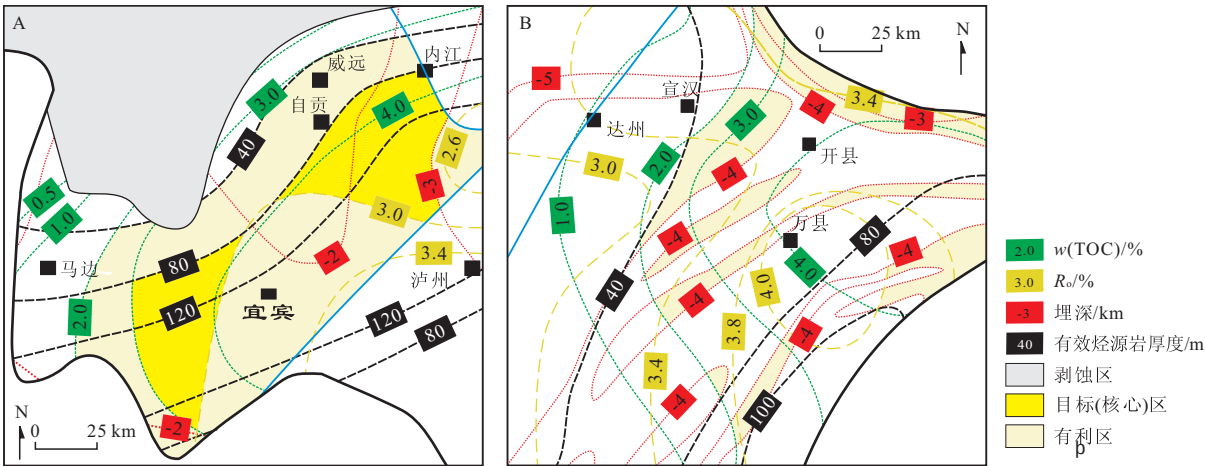


图 4 川西南(A)与川东北(B)龙马溪组页岩气勘探目标区优选对比

Fig. 4 Comparison of objective exploration zones optimization of Longmaxi Formation shale gas in southwest(A) and northeast(B) Sichuan Basin

深黄色区域(川西南自贡—内江一带以及宜宾以西)为目标(核心)区。该区西北部以 80 m 厚度等值线为界,西部以 $w(\text{TOC})=3\%$ 为下限,东南部以 $R_o=3\%$ 为上限,东部以 3 000 m 等埋深线为界。

浅黄色区域(川西南马边—威远一线以东以及川东北宣汉—万县一带)为有利勘探区。该区页岩层同时满足厚度大于 40 m、 $w(\text{TOC})>2.0\%$ 、 $R_o<4\%$ 和埋深小于 4 000 m 的条件。

由图 4 可知,川西南龙马溪组页岩存在 2 个目标(核心)区,四周均被有利勘探区包围;而川东北地区由于龙马溪组埋藏较深(一般大于 4 000 m),勘探初期只可作为有利区甚至远景区处理。

3 结 论

(1)川西南与川东北下志留统龙马溪组底部黑色页岩分布范围广泛,单层厚度大,有机质含量高,干酪根类型优越,热演化程度高,具备形成页岩气藏的气源条件。

(2)与川西南相比,川东北龙马溪组页岩具有更高的有机碳含量、热成熟度和脆性度,但埋深过大是现阶段制约川东北龙马溪组页岩开发的主要因素,而 2 个地区页岩都以干酪根热裂解成因的干气为主,将有利于大幅度提高开采效率。利用层次分析法,对 2 个地区的页岩气成藏条件做了定量对比,结果表明,川西南龙马溪组页岩成藏条件明显优于川东北。

(3)依据美国 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩选区考虑的参数,在确定中国四川盆地龙马溪组页岩气选区的过程中,考虑到钻探经济成本与勘探技术手段的因素,选区参数增加了埋藏深度一项,故四川盆地龙马溪组页岩选区的参数为页岩单层厚度、有机碳质量分数[$w(\text{TOC})$]、热演化程度(R_o)和埋藏深度;同时针对中国四川盆地龙马溪组页岩热演化程度高、埋藏深度大的特点,适当修改了选区参数的标准。

(4)选区参数的信息叠合表明,龙马溪组页岩气的目标(核心)区域大致分布在川西南自贡—内江一带以及宜宾以西;有利勘探区主要分布在川西南马边—威远一线以东以及川东北的宣汉—万县一带。

参考文献:

[1] 冯仁蔚,王兴志,张帆,等.川西南周公山及邻区下二叠统碳酸

盐岩成岩作用对储集性的影响[J].地质找矿论丛,2008,23(3):223-229.

[2] 孙玮.四川盆地元古宇—下古生界天然气藏形成过程和机理研究[D].成都:成都理工大学,2008.

[3] 王佳,刘树根,黄文明,等.四川盆地南部地区寒武系油气勘探前景[J].地质科技情报,2011,30(5):74-82.

[4] 王圣柱,沈扬,张勇,等.川西南五指山—美姑地区油气资源潜力评价[J].地质科技情报,2009,28(4):41-46.

[5] 张艳平,任利剑,胥中义,等.川东北普光地区飞仙关组沉积特征[J].内蒙古石油化工,2008(17):145-148.

[6] 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等.四川盆地南缘下志留统龙马溪组页岩气储层矿物成分特征及意义[J].石油学报,2011,32(5):775-782.

[7] 王春梅,王春连,刘成林,等.四川盆地东北部长兴期沉积相、沉积模式及其演化[J].中国地质,2011,38(3):594-609.

[8] 刘树根,马文辛,Luba Jansa,等.四川盆地东部地区下志留统龙马溪组页岩储层特征[J].岩石学报,2011,27(8):2239-2252.

[9] 陈波,关小曲,马佳.上扬子地区早古生代页岩气与北美 Barnett 页岩气潜力对比[J].石油天然气学报,2011,33(12):23-27.

[10] 王顺玉,戴鸿鸣,王海清,等.大巴山、米仓山南缘烃源岩特征研究[J].天然气地球科学,2000,11(4/5):4-16.

[11] Martini A M, Walter L M, McIntosh J C. Identification of microbial and thermogenic gas components from Upper Devonian black shale cores, Illinois and Michigan Basin[J]. AAPG, 2008,92(3):327-339.

[12] 张丽雅,李艳霞,李净红,等.页岩气成藏条件及中上扬子区志留系页岩气勘探前景分析[J].地质科技情报,2011,30(6):90-93.

[13] Milici R C, Swezey C S. Assessment of Appalachian Basin oil and gas resources: Devonian Shale-Middle and Upper Paleozoic total petroleum system[M]. Denver: USGS Information Services, 2006.

[14] 杨振恒,李志明,王果寿,等.北美典型页岩气藏岩石学特征、沉积环境和沉积模式及启示[J].地质科技情报,2010,29(6):59-65.

[15] 陈文玲,周文,罗平,等.四川盆地长芯 1 井下志留统龙马溪组页岩气储层特征研究[J].岩石学报,2013,29(3):1073-1086.

[16] 曾祥亮,刘树根,黄文明,等.四川盆地志留系龙马溪组页岩与美国 Fort Worth 盆地石炭系 Barnett 组页岩地质特征对比[J].地质通报,2011,30(2/3):372-384.

[17] Jarvie D M, Hill R J, Pollastro R M. Assessment of the gas potential and yields from shales: The Barnett Shale Model[C]// Cardott B J. Unconventional energy resources in the southern Midcontinent. Norman: Oklahoma University Press, 2005: 37-50.

[18] 张吉军.模糊层次分析法(FAHP)[J].模糊系统与数学,2000,14(2):80-88.

Comparison of Reservoir-Forming Conditions and Objective Exploration Zones of Shale Gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Southwest and Northeast Sichuan Basin

Gong Lei^{a,b}, Wang Chaoyong^{a,b}, Yang Yongguo^{a,b}, Zhou Hao^{a,b}

(a. School of Resources and Earth Science; b. Key Laboratory of Coalbed Methane Resource & Reservoir Formation History of Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou Jiangsu 221116, China)

Abstract: Southwest and northeast Sichuan Basin are favorable exploration zones for the exploitation of Longmaxi Formation shale gas. The purpose of this paper is to study and compare reservoir-forming conditions of Longmaxi Formation shale gas between these two areas. It turned out that the shale with large depth in northeast is provided with higher organic carbon content, thermal maturity and brittle degree than in southwest. Reservoir-forming conditions of shale gas in the two areas are compared with the AHP quantitatively. Overall, the southwest Sichuan Basin is superior to the northeast on reservoir-forming conditions. Reference to the principles on the selection of favorable areas of Barnett shale in Fort Worth Basin and considering the characteristics of Sichuan Basin, this paper chose thickness distribution, organic carbon content, vitrinite reflectance and burial depth to determine the objective and favorable zones of the reservoir. Superimposed parameter information indicated that the objective zones are roughly located around Zigong-Neijiang and west of Yibin areas in southwest; east of Mabian-Weiyuan in southwest and Xuanhan-Wanxian in northeast is the favorable zones for shale gas exploration.

Key words: shale gas; reservoir-forming condition; objective exploration zone; AHP; Longmaxi Formation; Sichuan Basin

(上接第 127 页)

Comprehensive Geophysical Prospecting Method Applying on Cryptoexplosive Breccia Ore Prediction: A Case Study of Heiqing Mineral Exploration

Li Fu, Guo Yang, Liao Guozhong, Wang Zhizheng, Yang Bing

(Chengdu Center, China Geological Survey, Chengdu 610081, China)

Abstract: Cryptoexplosive breccia highly correlated with the ore body is the key factor for the exploration of volcano rock type deposit. The strata around Luo-Wu area are significantly different from cryptoexplosive breccia. In order to identify the ore-controlling structure and hidden area of explosive breccia, a 1 : 1 million high precision magnetic survey, high-power electrical profile measurement, and transient electromagnetism are carried out in this study. The collected ΔT magnetic data are processed by pole and continuation methods, 5 magnetic anomaly and 4 faults are located and the M1 magnetic anomaly is determined to be good anomalies for mineralization. The high power IP is executed to profile the M1 magnetic anomaly and to delineate the position. Afterwards, transient electromagnetic methods are used to explore the cryptoexplosive breccia and fracture occurrence, extension, and detailed hierarchical strata. Combined with geological information, transient electromagnetic sounding data, this study establishes a comprehensive geological geophysical model. In this model, the 2.5D man-machine joint inversion are used to process the magnetic profile data by using GMS3.0 software to simulate the morphological characteristics of ore body and to achieve the depth, width, and thickness of the abnormal body. This study provides significant geophysical basis for geological prospecting.

Key words: high precision magnetic method; transient electromagnetic; the inverse fitting; cryptoexplosive breccia; IP; ore prediction