

doi: 10.11720/wtyht.2016.2.18

屈大鹏,陈超,王明飞,等.川东南地区基于海相泥页岩地层的压力系数预测——以丁山区块为例[J].物探与化探,2016,40(2):349-352,389.

http://doi.org/10.11720/wtyht.2016.2.18

Qu D P, Chen C, Wang M F, et al. Researches based on the prediction methods of marine-shale pressure coefficients in southeastern Sichuan Basin: A case study of DS area [J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2016, 40(2): 349-352, 389. http://doi.org/10.11720/wtyht.2016.2.18

川东南地区基于海相泥页岩地层的压力系数预测 ——以丁山区块为例

屈大鹏,陈超,王明飞,苏建龙

(中国石化勘探分公司,四川 成都 610041)

摘要:近年来页岩气勘探开发的实践表明,深水陆棚有利相带及良好的保存条件是页岩气高产富集的关键,而压力系数是保存条件的综合判别指标,页岩气产量与压力系数呈现出明显正相关关系,因而压力系数的预测及研究对页岩气勘探获得成功至关重要。以近年来川东南海相页岩气探井为基础,其至上而下钻遇地层复杂,同时难以建立准确的正常压实曲线,认为传统的 Fillippone 公式、等效深度法、Eaton 及有效应力法等压力预测方法均不适用于本区,通过对 Fillippone 公式的改进,总结出了适用于川东南海相泥页岩地层的压力系数预测公式,并应用于川东南丁山地区。以丁山三维地震资料为基础,在高精度速度建模及反演的基础上完成了丁山地区志留系龙马溪组泥页岩地层的压力系数预测,取得了良好的效果。预测结果表明:丁山地区压力系数变化较为明显,由盆缘到盆内压力系数不断增大,页岩气保存条件较为复杂。

关键词:川东南;页岩气;龙马溪组;压力系数;Fillippone;速度反演

中图分类号: P631.4 **文献标识码:** A **文章编号:** 1000-8918(2016)02-0349-4

前人大量攻关研究表明深水陆棚优质页岩发育是海相页岩气富集的基础,良好的保存条件是海相页岩气富集高产的关键^[1-5]。近年来页岩气勘探开发的实践表明,下古生界志留系沉积早期整个川东南为黔中隆起及川中古陆夹持的盆地相深水陆棚沉积环境,发育了一套暗色富有有机质富硅质泥页岩,为页岩气勘探获得成功的主要地区及层系。同时川东南志留系海相页岩气钻井揭示,后期保存条件较好、地层压力高能为页岩气的高产提供足够的能量,有利于页岩气藏的高产、稳产,高产井的页岩气层均存在异常高压,低产井和微含气井页岩气层一般都为常压或异常低压,页岩气产量与压力系数呈正相关关系(图 1)。

以四川盆地东南缘志留系海相页岩气勘探为例,本研究区近年来进入了页岩气的勘探开发高潮,多个区块进行了页岩气专探井勘探,取得了一系列的突破,包括焦石坝区块、彭水区块、丁山区块及长宁区块等。焦石坝取得战略突破后,甩开预探丁山

构造取得新的突破,丁页 2HF 测试获日产气 10.5 万方/天,但是丁页 1HF 井测试仅获产 3.4 万方/天左右,页岩气高产富集区表现出一定复杂性。其中丁页 1HF 井同样钻遇较厚优质泥页岩,但是未获高产,其原因为压力系数较低,保存条件不好。压力系数是保存条件的综合判别指标,因而通过压力系数的预测进行页岩气保存条件的评价对页岩气勘探至关重要。

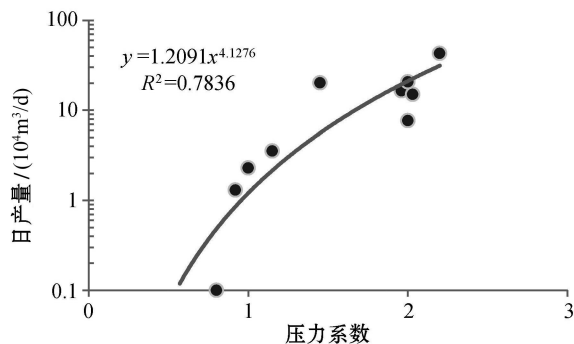


图 1 川东南地区页岩气探井压力系数与产能关系(据文献[6]略改)

1 压力系数预测方法

前人已对页岩气保存条件作过大量研究,影响页岩气保存条件的地质因素主要是顶底板条件和构造作用,顶底板条件是基础,构造作用是关键,同时建立了5种页岩气逸散破坏模型,对保存条件进行定性评价^[6-8],认为具有适中的埋深、良好的顶底板条件、远离开断裂及抬升剥蚀区、逸散破坏时间短且构造样式良好的地区,具有良好的页岩气保存条件。文中主要是利用地震信息进行地层压力预测,对页岩层段保存条件进行定量评价。目前利用地震信息进行压力预测主要有两种方法,大致可分为图解法和公式计算法,图解法包括等效深度图解法、比值法或差值法和量板法;公式计算法包括等效深度公式计算法(式1)、Eaton法(式2)、Fillippone法和刘震法、Stone法、Martinez法等^[9-12]。其中公式法又可分为依赖正常压实趋势线的公式法(等效深度法、Eaton法等),以及不依赖正常压实趋势线的公式法(Fillippone法)。等效深度法及Eaton法是目前应用最广且技术相对成熟的方法。

$$P_p = G_0 * H_0 + (G_n - G_0) * H_c, \quad (1)$$

式中: G_0 为覆压梯度, G_n 为静水梯度, H_0 为地层深度, H_c 为等效深度。

$$P_p = P_0 - (P_0 - P_n) * (H_0/H_c)^c, \quad (2)$$

式中: P_0 为上覆地层压力, P_n 为静水压力, H_0 为地层深度, H_c 为等效深度, c 为压实指数。

等效深度法是建立在正常压实趋势线基础上,其缺陷是在实际应用中经常难以准确地建立正常压实趋势线,尤其是川东南地区,地层存在速度倒转现象。从图2可以看出上覆二叠系地层速度高于下伏

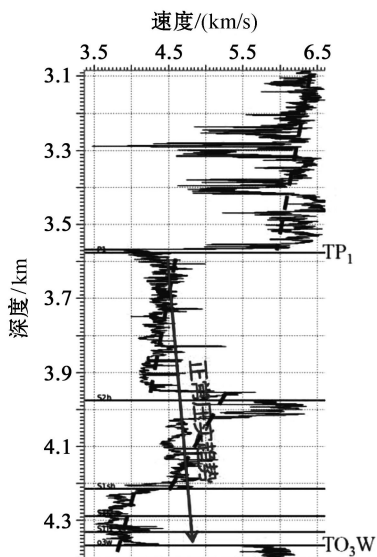


图2 等效深度法压力预测原理

志留系层速度,同时志留系地层以泥岩沉积为主,速度自上而下增大,不符合正常压实理论,而且志留系地层速度表现为多段性,因而难以获得较为准确的正常压实曲线。

不均压压实及有机质生烃产生高孔隙压力,形成欠压实,地震波波速比正常压实的波速要小,即可通过Fillippone法利用地震速度信息预测压力系数。Fillippone法是由美国加利福尼亚联合石油公司的W. R. Fillippone提出的,他于1978年和1982年通过对墨西哥湾等地区的钻井、测井、地震等多方面资料的综合分析研究得出的不依赖于正常压实趋势线的计算公式,并在实际应用中取得了较好的效果,计算公式为

$$P_p = P_{ov} \times \frac{V_{max} - V_i}{V_{max} - V_{min}}, \quad (3)$$

$$P_{ov} = \overline{\rho_{ov}}gh. \quad (4)$$

式中: P_p 为地层压力,MPa; P_{ov} 为上覆地层压力,MPa; $\overline{\rho_{ov}}$ 为上覆地层的平均密度, kg/m^3 ; h 为深度,m; g 为重力加速度, $9.8 m/s^2$; V_i 为地层层速度,m/s; V_{max} 为孔隙为零时的地层速度,m/s; V_{min} 为刚性为零时的岩石速度,m/s。

将式(3)以及静水柱压力计算公式($P_w = \rho_w gh$, ρ_w 为地层水的相对密度)代入压力系数 P_c 的定义公式($P_c = P_p/P_w$),得到的地层压力系数的计算公式为

$$P_c = \overline{\rho_{ov}} \times \frac{V_{max} - V_i}{V_{max} - V_{min}}. \quad (5)$$

2 改进的 Fillippone 公式

依据川东南丁山区块及焦石坝区块页岩气专探井资料,对Fillippone公式进行了优化(式6),以志留系龙马溪组为目的层,将式5中地层最大、最小速度优化为单一系数 a 、 b ,同时基于Gardner公式,将上覆地层的平均密度优化为平均速度的指数式,系数为 c 。以志留系龙马溪组为目的层,首先统计分析了本区密度与速度的关系,获得了适用于本区的Gardner公式:

$$D_{en} = 1.8 \times V_{ave}^{0.045}, \quad (6)$$

式中: V_{ave} 为地层平均速度。

然后依据该目的层页岩气钻井基础资料(表1),通过多元统计及回归的方法,优化得出了适用于川东南地区的基于海相泥页岩地层的Fillippone公式,优化后的Fillippone公式为

$$P_c = (a - bV_i) * V_{ave}^c, \quad (7)$$

式中川东南丁山区块志留系泥页岩地层压力系数公式经验系数值: $a=8.511$, $b=0.001876$, $c=0.045$ 。

通过建立的压力系数与地层层速度及平均速度变化的模型可以看出(图3),压力系数随着地层层速度的增大而增大,随着地层层速度的减小而变大。其中层速度为主要影响因素,平均速度为指数变化,当平均速度大于 5000 m/s 后,对压力系数的影响较小,压力系数主要受地层层速度的影响。

表1 川东南地区志留系龙马溪组地层压力及速度数据

地层	压力系数	速度/(m/s)	平均速度/(m/s)
丁页1	1.06	4150	4765
丁页2	1.75	3900	4968
焦页1	1.55	3950	4909

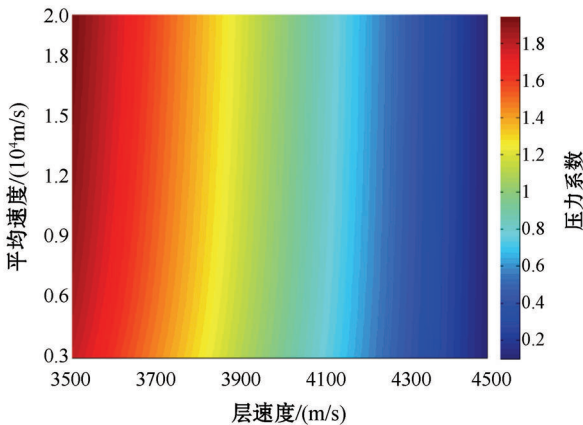


图3 压力系数变化模型

3 预测效果分析

根据式(7)可知,获得准确的目的层层压力系数值需要取准确的地层层速度及平均速度,文章主要是以丁山三维地震工区为基础,在高精度速度反演的基础上对志留系龙马溪组地层压力系数进行了预测^[13-15]。

平均速度的获取主要通过叠加速度谱进行计算。传统的方法是通过DIX公式计算得到,但是DIX公式仅适用于水平层状地层,抗干扰能力差,且纵横向分辨率均较低。本次通过约束层速度反演建立更加稳定的速度场,加入层位的控制,得到最优化的层速度分布,最后计算得到精度较高且稳定的平均速度。丁山区块目的层层平均速度较为稳定,总体变化不大为,范围在 $4500\sim 5000\text{ m/s}$ 之间。

式(7) V_i 为目的层层速度,可以通过叠前纵横波阻抗同时反演技术,计算获得较为准确且精度较高的层速度反演结果。图4为过丁页1—丁页2井的速度反演剖面,上覆二叠系地层速度较高大于 5000 m/s ,下伏志留系地层速度为 $3500\sim 5000\text{ m/s}$,而目的层志留系龙马溪组为明显的低速带 $3500\sim 4200\text{ m/s}$ 。

在获得精确的目的层层速度及背景平均速度的基础上,依据改进的志留系龙马溪组地层的Fillippone公式即可进行压力系数的计算。图5为过丁页1井—丁页2井连井龙马溪组压力系数反演剖面,从图中可以看,丁山地区压力系数自上而下增大,其中奥陶系五峰组—志留系龙马溪组一段压力系数最高,达到了1.55,属于异常高压带,表明本区保存条件较好,有利于页岩气富集成藏,同时压力系数由丁页1井到丁页2井不断变大,这也是丁页2井相对丁页1井产能更高的原因之一。

同时利用改进的Fillippone公式对丁山三维进行了压力系数平面预测,预测结果表明,丁山地区压力系数变化较为明显,由盆缘到盆内压力系数不断增大(图6),丁页2井区压力系数约 $1.2\sim 1.7$,属于异常高压带,表明此区域保存条件较好,有利于页岩气富集成藏;同时靠近四川盆地边缘的丁页1井区,受齐岳山断裂带的影响,压力系数明显降低为 $1.0\sim 1.2$,页岩气的保存条件相对较差。

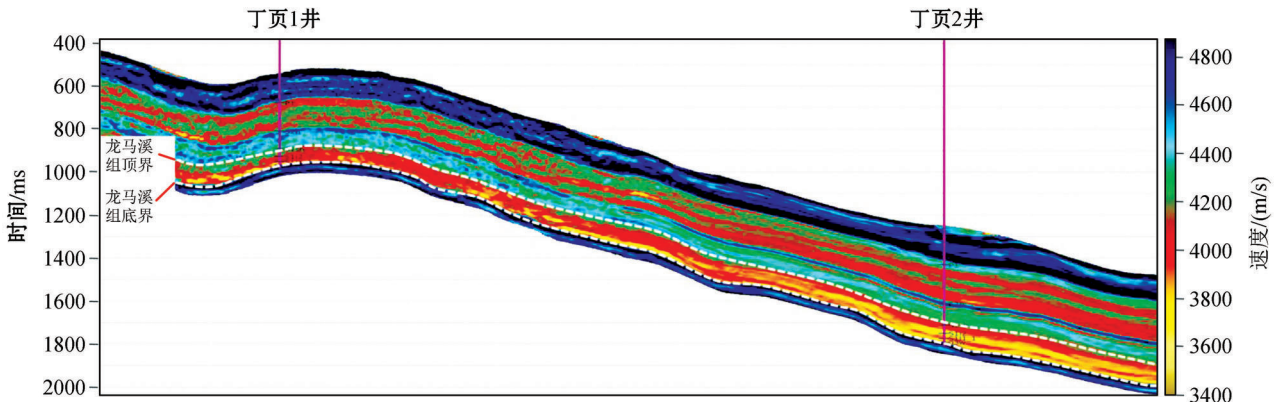


图4 丁页1—丁页2井连井速度反演剖面

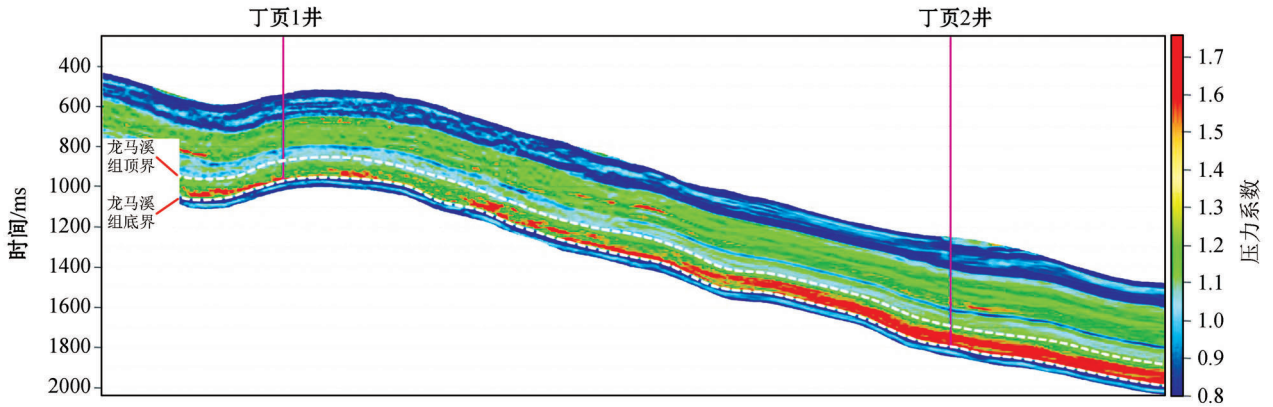


图5 丁页1—丁页2井连井压力系数反演剖面

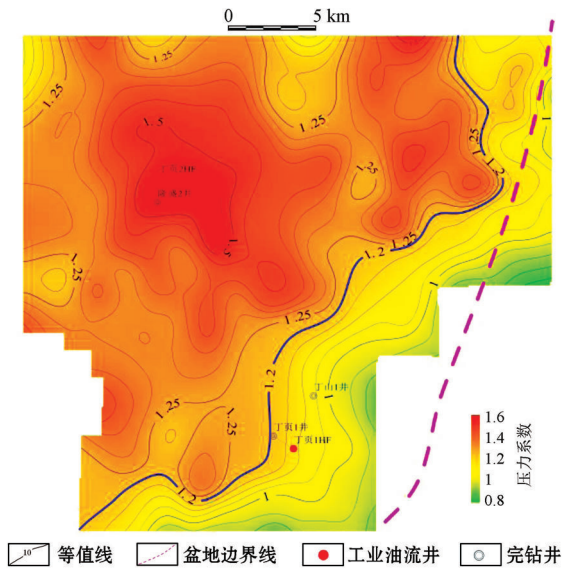


图6 丁山区块五峰组—龙马溪组压力系数预测平面

4 结论

保存条件是页岩气富集高产的关键,笔者总结出了适用于川东南地区的基于志留系海相页岩地层的压力系数预测公式,并以丁山三维地震工区为基础,在高精度速度反演的基础上完成了丁山三维地震区块志留系龙马溪组泥页岩地层的压力系数预测,对页岩气保存条件进行了定量评价,并取得了良好的效果。

丁山地区压力系数变化较为明显,由盆缘到盆内压力系数不断增大,靠近四川盆地边缘的丁页1井区,受齐岳山断裂带的影响,压力系数较低为1.0~1.2,页岩气的保存条件相对较差,远离盆缘的丁页2井区压力系数约1.2~1.7,页岩气保存条件较好,为下一步勘探的重点区域。

参考文献:

- [1] 郭彤楼,刘若冰.复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示—以四川盆地东部盆缘JY1井为例[J].天然气地球科学,2013,24(4):643-651.
- [2] 郭旭升,郭彤楼,魏志红,等.中国南方页岩气勘探评价的几点思考[J].中国工程科学,2012,14(6):101-105.
- [3] 郭彤楼,张汉荣.四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J].石油勘探与开发,2014,41(1):28-36.
- [4] 王世谦.中国页岩气勘探评价若干问题评述[J].天然气工业,2013,33(12):13-29.
- [5] 张琴,刘洪林,拜文华,等.渝东南地区龙马溪组页岩含气量及其主控因素分析[J].天然气工业,2013,33(5):35-39.
- [6] 胡东风,张汉荣,倪楷,等.四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J].天然气工业,2014,34(6):17-23.
- [7] 聂海宽,包书景,高波,等.四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J].地质前缘,2012,19(3):280-294.
- [8] 潘仁芳,唐小玲,孟江辉,等.桂中坳陷上古生界页岩气保存条件[J].石油与天然气地质,2014,35(4):534-541.
- [9] 马海.Fillippone.地层压力预测方法的改进及应用[J].石油钻探技术,2012,40(6):56-61.
- [10] 云美厚.地震地层压力预测[J].石油地球物理勘探,1996,31(4):575-586.
- [11] 孙武亮,孙开峰.地震地层压力预测综述[J].勘探地球物理进展,2007,30(6):428-432.
- [12] 倪冬梅,韩立国,宁媛丽,等.双谱速度分析下的地层压力预测[J].世界地质,2011,30(4):648-654.
- [13] 周东红,熊晓军.一种高精度地层压力预测方法[J].石油地球物理勘探,2014,49(2):344-348.
- [14] 郑军卫,孙德强,李小燕.页岩气勘探开发技术进展[J].天然气地球科学,2011,22(3):511-516.
- [15] 罗蓉,李青.页岩气测井评价及地震预测、监测技术探讨[J].天然气工业,2011,31(4):34-39.

The operation cautions and troubleshooting of the GMS-07 system in MT survey

WANG Li-Feng¹, ZHU Xue-Hui², ZHAO Guo-Ze¹, TANG Ji¹, DENG Yan¹,
HAN Bing¹, LI Xi-Shun³, YAN Ji-Min⁴, YIN Zhi-Gang⁴, WANG Shi³

(1. State Key Laboratory of Earthquake Dynamics, Institute of Geology, China Earthquake Administration, Beijing 100029, China; 2. Beijing Ouhualian Science & Technology Co., Co., Beijing 102200, China; 3. Hebei Seismological Bureau, Shijiazhuang 050021, China; 4. Shanxi Seismological Bureau, Taiyuan 030021, China)

Abstract: Based on experience acquired in practical work, the authors summarize in this paper the main structure of the ADU-07e and the problem as to how to check the status of the ADU-07e from self test and especially sum up precautions for common trouble phenomena during field work and troubleshooting method for the operation of the GMS-07 comprehensive electromagnetic observation system. Practical examples illustrate abnormal data due to lack of ground electrode or chopper closure during recording data which cannot be checked from self test. The trouble detection method is also applicable to the GMS-07 system used in conventional MT exploration.

Key words: GMS-07 system; MT; continuous observation; troubleshooting

作者简介: 王立凤(1973-),女,毕业于中国地震局地质研究所固体地球物理学专业,硕士学位,助理研究员,主要从事电磁方法的应用研究工作。E-mail:wanglif309@ies.ac.cn

上接 352 页

Researches based on the prediction methods of marine-shale pressure coefficients in southeastern Sichuan Basin: A case study of DS area

QU Da-Peng, CHEN Chao, WANG Ming-Fei, SU Jian-Long
(Sinopec Exploration Company, Chengdu 610041, China)

Abstract: The practices of the exploration and development of shale gas in the Sichuan Basin in recent years show that deep-water shelf facies and good preservation conditions are key factors for shale gas enrichment and high yields. Meantime, the drilling results of shale gas wells targeting the upper Paleozoic marine shale indicate a phenomenon that high production wells have abnormal high pressure, while low gas production wells have normal to low pressure. Shale gas production and pressure coefficient show positive correlation. Based on qualitative assessments of shale gas, many researchers concluded that areas where shales are buried moderately, covered and bedded by proper rocks, and are far away from large open faults, uplifts, or erosion areas, as well as the places where there exists short period of tectonic movements and good structural patterns are the places that possess good preserving conditions. Based on the drilling data of marine-shale wells within southeastern Sichuan Basin, the authors revised the Fillippone formula and generated a new formula for predicting pressure coefficient which fits better to this region. With DS area as an example, this paper illustrates the prediction of the pressure coefficient of the Wufeng-longamxi Formation through a high-resolution inversion, and the result turns out to be good.

Key words: southeastern Sichuan Basin; shale gas; Wufeng-Longamxi; pressure coefficient; Fillippone formula; velocity inversion

作者简介: 屈大鹏(1982-),男,工程师,主要从事地震地质综合解释及储存预测研究工作。E-mail:qdpeng@163.com