

利用地震层速度和声波时差预测盖层封闭能力*

余晓宇 吴亚军 罗开平 陈德卿 曾涛

(中国新星石油公司勘探研究院, 湖北荆州 434100)

高尚海

(中国新星石油公司中南石油局, 湖南长沙 410007)

盖层封闭的最常见形式是毛管封闭和压力封闭。这两种形式的封闭能力与岩层的孔隙度、渗透率、砂泥岩含量比以及流体压力有密切关系。有鉴于此,可利用地震层速度和声波时差资料进行盖层封闭能力的预测。首先,运用拟合的经验公式计算岩层的孔隙度、剩余流体压力等物性参数;最后求取地层压力;然后进行盖层封闭能力的纵横向预测和评价。经与实测结果比较,盖层孔隙度的预测值绝对误差为 $-1.32\% \sim 1.39\%$,相对误差为 $3.07\% \sim 15.4\%$;突破压力的预测值绝对误差为 $-0.23 \sim 0.63$ MPa,相对误差为 $1.81\% \sim 12.27\%$,均属允许范围。盖层封闭能力的纵横向预测结果都表明,由欠压实带形成的地层压力异常系统对油气的分布及运、聚、保起到了明显的控制作用。

关键词 欠压实 压力封闭 地层压力异常 纵横向预测

第一作者简介 余晓宇 男 35岁 工程师 石油物探

1 原理

油气勘探实践表明,毛管封闭和压力封闭是普遍存在的^[1,2]。这两类封闭,都与压力密切相关,前者表现为毛管阻力,后者表现为流体剩余压力。无论是毛管排替压力还是地层异常高压,都是沉积粘土在压实过程中发生、发展的。在正常压实过程中,泥质岩随着埋藏加深使其密度增大,孔喉半径变小,孔隙度降低,毛管排替压力增大,从而引起声波的传播速度加快,声波时差减小。因此,利用声波时差计算盖层排替压力,就是利用泥质岩在压实过程中声波时差与孔隙度之间的正相关性和与排替压力之间的负相关性。

2 方法

2.1 声波时差

进行这项计算,首先是利用声波时差计算泥质岩的孔隙度,这已是成熟的方法。在均匀分布小孔隙的固结地层中,孔隙度与声波时差之间存在线性关系。在我们的研究中,利用钻井的岩样实测孔隙

度数据(Φ)与声波测井曲线上对应的时差读数($\Delta t_{\text{测井}}$)绘制关系图,并进行一元线性回归分析,得出的回归线为一条直线

$$\Delta t_{\text{测井}} = B\Phi + A \quad (1)$$

考虑到泥岩含砂量对声波时差的影响,利用其它测井(比如自然伽马)曲线进行校正。一般认为,泥岩中含砂量小于 20% 对声波时差影响不大,所以把含砂量小于 20% 的泥岩作为纯泥岩,含砂量大于 20% 和小于 50% 的泥岩作为砂质泥岩。按照这种分类,我们对苏北盆地泥岩、砂质泥岩的声波时差与实测孔隙度分别进行回归分析,得出下列方程

$$\Phi_1 = 0.096 \Delta t - 16.79 \quad (\text{适用于泥岩}) \quad (2)$$

$$\Phi_2 = 0.083 \Delta t - 15.43 \quad (\text{适用于砂质泥岩}) \quad (3)$$

上述两个回归方程的相关系数分别为 0.96 和 0.94 ,标准差分别为 0.75 和 1.51 。

将孔隙度和毛管突破压力的实验数据绘成散点图(图1)。从散点图上看,它们之间存在双曲线型非线性关系。因此,利用一元非线性回归分析得出计算泥岩毛管突破压力(P_A)的公式

$$P_A = 16.62 \frac{1}{\Phi} + 1.65 \quad (4)$$

此方程式的相关系数为 0.84 ,标准差为 2.09 (相当于 0.186 MPa)。

* 国家“九五”攻关课题“新疆塔里木盆地构造变形特征与控油作用研究”(96-111-02-03-01)

收稿日期: 1999-01-18

最后,进行温度校正并把计算的突破压力换算成地下条件的突破压力^[1]。同时,根据毛管突破压力计算地下条件下盖层封闭油(气)柱的高度。

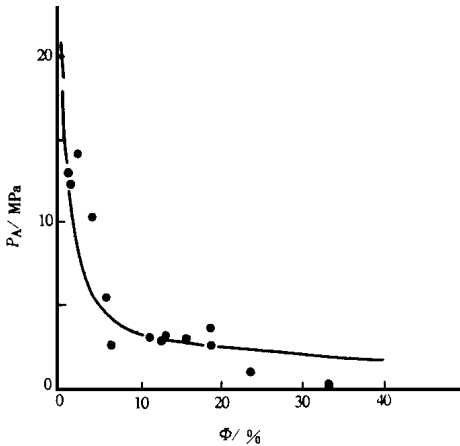


图 1 孔隙度与突破压力关系图

Fig. 1 Relationship between porosity and breakout pressure

此外,对欠压实地层,我们利用声波时差与地层流体压力的关系求得流体剩余压力并计算其封闭油(气)柱高度。

计算地层流体压力是用真柄钦次介绍的公式^[3]

$$P = R_w Z_e + R_{bw} (Z - Z_e) \quad (5)$$

式中 P 为深度为 Z 处的流体压力; Z_e 为正常压实趋势线上与深度为 Z 处页岩孔隙度等值的那一点的深度; R_w 为地层水密度; R_{bw} 为上覆沉积岩层的平均密度。

在正常压实带,声波时差与深度的关系是

$$\Delta t = \Delta t_0 e^{-cz} \quad (6)$$

式中 Δt_0 为外推到地表的声波时差值; C 为正常压实趋势线斜率。对(6)式重新整理得出

$$Z_e = -\frac{1}{C} \ln \frac{\Delta t_0}{\Delta t} \quad (7)$$

将(7)式代入(5)式得出

$$P = R_{bw} Z - \frac{R_{bw} - R_w}{C} \ln \frac{\Delta t_0}{\Delta t} \quad (8)$$

2.2 地震层速度

首先,通过速度谱计算层速度,求取砂泥含量,制作深度-层速度-砂泥比关系量板。(1)在解释的地震剖面中读取各层段顶底反射时间 t_0 值分别记为 t_a, t_b ; (2)在对应点的速度谱图上读取与 t_0 值对应点的最佳叠加速度 V_a 和 V_b ; (3)根据 Dix 公式计算地震对应点层速度 V_{ab} ; (4)计算出所有谱点下地震层的层速度 $V_i, i = 1, 2, 3, \dots, n$, 表示谱

点数; (5)在各选取钻井找出与地震剖面解释相同的层位,利用钻井测井资料求取层速度作校正,并统计地层砂泥比 R_{ni} ; (6)建立地层深度(Z)-层速度(V_n)-砂泥比关系函数式: $R_{ni} = f(Z_i, V_i)$, 并制作量板(图 2)。

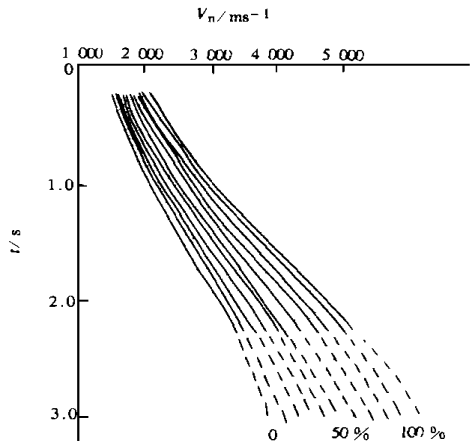


图 2 江苏下扬子区砂泥岩量板

Fig. 2 Sand and mudstone graticule in Lower Yangtze Region, Jiangsu

然后,根据物质平衡法,利用地震层速度资料计算地层孔隙度^[4]。

(1)利用速度谱资料和 Dix 公式求取的层速度 V_{ab} , 按下列关系式求取孔隙度

$$\Phi = \frac{B}{V_{ab}} - \frac{1}{A} \quad (9)$$

式中 A, B 为研究区有关常数; V_{ab} 为地震层速度, 一般情况下, $B = 2181, A = 2.75$ 。

(2)据各谱点计算得出的地震层孔隙度 $\Phi_i (i = 1, 2, \dots, n, \text{表示样点数})$ 拟合出正常压实条件下地层孔隙度随埋深变化的关系式

$$\Phi = \Phi_0 e^{-cz} \quad (10)$$

式中 Φ 为地层任意埋深下的孔隙度; Φ_0 为地层在地表时的孔隙度; C 为地层孔隙度埋深变化率; Z 为地层埋藏深度。

(3)根据各谱点下地震层的实际孔隙度与正常压实条件下孔隙度理论值之差, 计算剩余孔隙度 $\Delta \Phi$

$$\Delta \Phi = \Phi - \Phi_0 e^{-cz} \quad (11)$$

式中 $\Delta \Phi$ 为地层在任意埋深下的剩余孔隙度; Φ 为地层在任意埋深下实际孔隙度; Z 为地层埋藏深度。

最后,根据孔隙度与地层压力之间的关系求取地层压力。

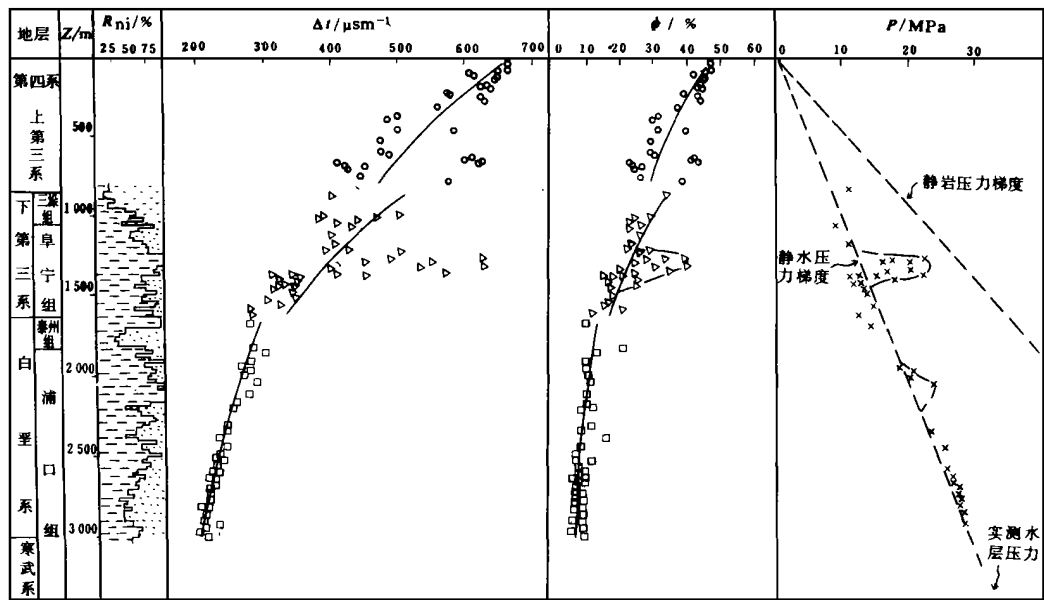


图 3 XG-1 井声波时差预测的孔隙度、地层流体压力与深度关系图

Fig. 3 Relationship between depth and porosity, formation fluid pressure of XC-1 well predicted by acoustic time

3 预测结果

3.1 纵向预测

图 3 是对 XG-1 井的预测结果, 反映出声波时差和计算的孔隙度以及地层流体压力随深度的变化特点, 井深 1 224~ 1 386 m 和 1 823~ 2 180 m 井段各项参数出现的异常, 声波时差偏离正常压实趋势而高出正常压实趋势值; 孔隙度亦高出正常压实趋势值, 出现剩余孔隙度; 地层流体压力偏离静水压力梯度, 出现过剩压力。因此, 可以预测在 1 224~ 1 386 m 和 1 823~ 2 180 m 井段存在欠压实带。1 224~ 1 386 m 井段相当于阜宁组四段, 泥

岩质纯, 塑性好, 且连续厚度大(一般超过 200 m), 流体过剩压力平均为 5.92 MPa, 封闭油(气)柱高度平均超过 800 m, 表明具有很好的封闭能力。1 823~ 2 180 m 井段相当于浦口组中上部, 为一套含石膏的泥岩、砂质泥岩, 连续厚度在该井达 290 m, 区域上相当稳定; 但由于埋藏较深, 压实的程度相对较高, 所计算的流体过剩压力平均为 1.95 MPa, 与上下相邻泥岩盖层比较, 其封闭油(气)柱高度平均高 100 m 左右, 具有较好的封闭能力。

将部分岩样实测的孔隙度、毛管突破压力数据与利用声波时差预测的数据进行比较(表 1), 孔隙度预测值与实测值之间的绝对误差范围为

表 1 实测与预测孔隙度和毛管突破压力对比表

Table 1 Comparison of porosity and capillary break-out pressure between samples and acoustic time predicted ones

井 号	深 度/m	孔 隙 度/ %				毛 管 突 破 压 力/MPa			
		实测	预测	绝对误差	相对误差/ %	实测	预测	绝对误差	相对误差/ %
R-6	157~ 160	15.96(2)	14.89	1.07	6.71	3.11(1)	2.77	0.34	12.27
	166~ 206	14.83(3)	15.85	- 1.02	6.44	2.92(2)	2.70	0.22	8.15
	212~ 248	14.01(1)	15.27	- 1.26	8.25	2.88(1)	2.74	0.14	5.11
	308~ 315	12.80(1)	12.10	0.70	5.79	2.86(1)	3.02	- 0.16	5.30
	326~ 332	11.30(1)	12.62	- 1.32	10.46	3.05(1)	2.97	0.08	2.69
	341~ 348	13.18(2)	11.79	1.39	11.79	3.13(1)	3.06	0.07	2.29
	355~ 370	12.64(2)	11.43	1.21	10.59	3.44(2)	3.10	0.34	10.97
XG-1	1 812~ 1 817	9.69(1)	8.39	1.30	15.49	3.13(1)	3.36	- 0.23	6.85
	2 198~ 2 202	7.27(2)	7.50	- 0.23	3.07	3.94(1)	3.87	0.07	1.81
	2 598~ 2 610	3.69(2)	4.29	- 0.60	13.99	6.15(1)	5.52	0.63	11.41

注: 括号中为样品数

- 1.32%~ 1.39%, 相对误差最大不超过 15.49%, 多数小于 10%; 毛管突破压力的绝对误差在 - 0.23~ 0.63 MPa 之间, 相对误差除个别样品外一般小于 10%。由此可见利用声波时差预测泥质岩盖层封闭能力的效果是令人满意的。

3.2 横向预测

盖层封闭能力横向预测是建立在单井实测盖

层封闭能力和纵向预测基础之上, 并使之相互对比、相互验证。首先, 运用地震资料计算获取地层埋深、厚度、泥质含量、孔隙度和剩余孔隙度等参数; 然后, 进行盖层定性或定量评价。在塔里木盆地轮南地区, 我们针对三叠-侏罗系、石炭-二叠系以及奥陶系, 进行了两条剖面的地层压力系统的横向预测, 得出了如下认识(图 4)。

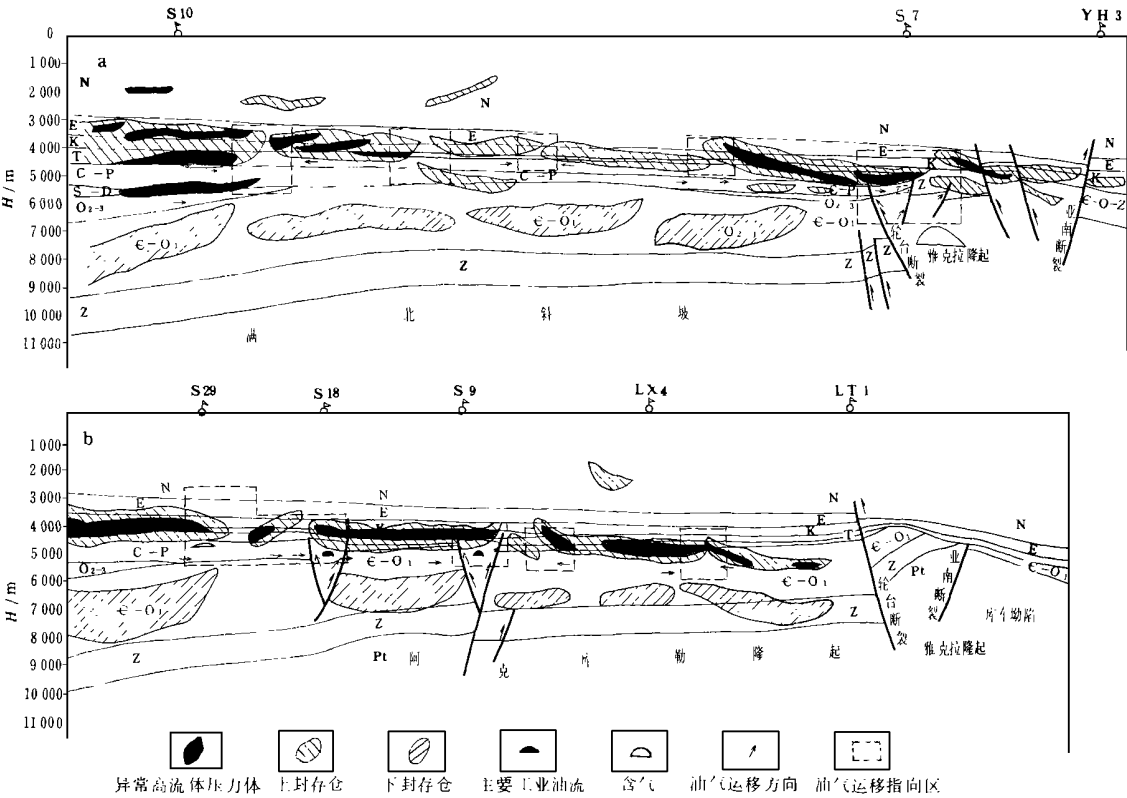


图 4 地层压力系统横向剖面图

Fig. 4 Cross-section of formation pressure system

a—满北斜坡-雅克拉隆起 NW446-NW448 线; b—阿克库勒隆起 136 线

(1) 纵向上存在上下两套异常系统。上异常系统以吉迪克组为上封隔层, 石炭系顶为下封隔层, 均为异常高压所封隔, 深度范围为 3 400~ 5 000 m; 下异常系统由下奥陶统组成, 表现为孤立的异常压力单元。横向上压力异常南强北弱、西强东弱, 异常系统之间为薄弱区(或正常压实区)分隔。异常系统具有纵向分层, 横向分带的特征。

(2) 多期构造活动对压力异常系统起着破坏和改造作用, 表现为原有压力异常系统遭受不同程度的破坏, 如阿克库木构造带西段, 压力异常系统遭到完全破坏, 对油气封闭能力变差; 但艾协克、雅克拉等构造带, 异常虽遭到破坏, 但仍保留了一定的

压力异常, 且经重新调整, 对油气仍具备一定封闭能力。

(3) 地层压力异常系统控制了油气分布, 以艾协克为例, 上异常系统的上部以油气显示为主, 内部以气为主, 下部主要为工业油流, 工业油气流分布于异常系统边缘。

(4) 压力异常系统对油气起到了有效封盖作用, 如 S10 井在勘探目的层未见工业油流, 就是由于下方存在一南倾压力异常带对油气的有效封隔; 轮台断裂以南至阿克库勒北部地区, 无异常压力系统, 对油气不能形成有效封盖, 导致油气散失, 该区范围内的钻井多为油气显示或水井。

参 考 文 献

1

Downey M W. Evaluating seals for hydrocarbon accumulations. AAPG Bull, 1984, 68(11): 1 752~ 1 760

2

Schowocltter T T. Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment. AAPG Bull, 1979, 63(5): 723~ 760

3

真柄钦次. 压实与流体运移(实用石油地质学). 陈荷立, 邸世祥, 汤锡元, 等译. 北京: 石油工业出版社, 1981. 35~ 44

4

庞雄奇, 傅广, 万龙贵, 等. 盖层封油气性综合定量评价. 北京: 地质出版社, 1993. 87~ 89

APPLICATION OF SEISMIC INTERVAL-VELOCITY AND ACOUSTIC TIME TO PREDICTING SEALING CAPABILITY OF CAP ROCKS

She Xiaoyu Wu Yajun Luo Kaiping Chen Deqing Zeng Tao

(Institute of Petroleum Exploration, CNSPC, Jingz hou, Hubei)

Gao Shanghai

(Midsouth Petroleum Bereau, CNSPC, Changsha, Hunan)

Abstract

The sealing capability of cap rocks is closely related to the porosity, permeability, the ratio of sand to mud contents and fluid pressure of the rocks. The sealing capability could be predicted by using seismic interval velotity and acoustic time. At first, fitted experiment formula is used to calculate some physical parameters such as porosity and residual fluid pressure, then calculate formation pressure, and finally predict and evaluate the sealing capabilities both laterally and vertically according to the calculated results. As compared with actual measured results, the absolute errors of the predicted porosity of seal rocks are- 1. 32‰ - 1. 39‰, their prοportional errors are 3. 07‰~ 15. 4 ‰; and that the absolute errors of break-out pressure are- 0. 23~ 0. 63 MPa, their proportional error are 1. 81 ‰~ 12. 27‰. The results show that the abnormal formation pressure system resulted from uncompaction has obviously controlled the migration, accummulation, preservation and distribution of hydrocarbon.

Key words: uncompaction pressure sealing formation pressure anomaly lateral and vertical prediction