

文章编号: 0253-9985(2004)05-0524-04

河流相地层波阻抗特征及其控制因素

林会喜^{1,2}

(1. 中国地质大学, 北京 100083; 2. 中国石化胜利油田有限公司地质科学研究院, 山东东营 257015)

摘要: 利用油、水基泥浆测井资料, 根据沉积学原理、声波传播机理系统分析了砂泥岩剖面各类岩性测井声阻抗、真实波阻抗变化特征及其控制因素。河流相地层测井声阻抗受钻井泥浆的影响较大, 在水基泥浆条件下, 由于含泥质地层的蚀变以及井眼跨塌, 往往导致测井波阻抗反演时的不匹配或假象。地层真实的波阻抗则主要受泥质含量控制。当泥质含量等于该套地层的最大有效孔隙度时, 其波阻抗值最大。一般而言, 泥质砂岩、砂质泥岩的波阻抗值较大, 泥岩波阻抗值较小, 而砂岩介于两者之间。

关键词: 声波时差; 岩石密度; 波阻抗; 泥质含量; 测井约束反演

中图分类号: TE111.3; P631.824

文献标识码: A

Features and control factors of wave impedance of fluvial strata

Lin Huixi^{1,2}

(1. China University of Geosciences, Beijing;

2. Geological Science Research Institute of Shengli Oilfield Company Ltd., SINOPEC, Dongying, Shandong)

Abstract: Based on the sedimentologic theory and acoustic transit mechanism and by using logging data of wells drilled with oil-based and water-based mud, this paper systematically analyzes features and control factors of various acoustic impedances and actual wave impedances met in sandstone-mudstone section while logging. Logging acoustic impedances of fluvial strata are largely influenced by drilling mud. Under the condition of using water-base mud, alteration of argillaceous strata and borehole collapse can often lead to mismatch or pseudomorph in inversion of logging acoustic impedance. In contrast, stratigraphic actual wave impedance is mainly controlled by shale contents, and it reaches its maximum value when the shale contents is equal to the stratigraphic maximum effective porosity. Generally, values of wave impedance in argillaceous sandstone and sandy mudstone are relatively large, while that in mudstone is relatively small, and that in sandstone is situated between the two.

Key words: interval transit time; rock density; wave impedance; shale content; log constrained inversion

受地震资料纵向分辨率的影响, 在寻找与预测河流相储集层时, 常规的合成地震记录已显得力不从心。地震约束反演则综合运用已有的测井、地质等资料, 弥补地震资料中的纵向分辨率不够高的缺陷。因而, 波阻抗反演成为了储层预测和岩性解释的重要手段^[1]。然而, 在针对埋藏较浅的河流相地层约束反演过程中往往遇到测井资料合成的声阻抗与地震道波阻抗很难匹配的情况, 严重影响了反演的进行以及后期的储层预测、岩性解释。解决这道难题的关键是要对河流相地

层的测井声阻抗特征、真实波阻抗特征及其受控因素进行详细分析, 以建立地震反演的资料基础, 明确合理的地质模型。

1 储层孔隙结构特征

胜利油区埕岛油田 16 口井 458 块岩心的扫描电镜资料表明, 泥质砂岩中的石英与长石颗粒接触比较紧密, 而泥质成分大部分分布于石英与长石间所形成的孔隙中, 少见泥质团块。石英与长石颗粒在水流的搬运过程中表面吸附了多少不等

基金项目: 中国石化“十条龙”项目“济阳坳陷第三系隐蔽油气藏勘探目标及配套技术研究”(P01013)

作者简介: 林会喜, 男, 35 岁, 高级工程师(博士生), 地质综合研究

收稿日期: 2004-08-23

的泥土矿物。在沉积初期,它们处于一种相对松散的接触状态,由于上覆地层的压力,它们开始被压实,相对于粘土矿物来说,石英与长石属于不可压缩的刚性体。而粘土矿物属于可压缩的塑性体,随着上覆压力的不断增加,它们不断被挤向孔隙内,占据了原被地层水所占据的那部分空间,即泥质含量与砂岩孔隙度呈反比的关系(图 1)。不论泥质含量多少,同一地层内,由石英与长石所形成的最大孔隙度是基本相等的(41%)。胜利油田埕岛油田馆陶组 11 口井 672 块岩心的孔隙度、泥质含量分析表明(表 1),岩石的有效孔隙度与泥质含量之和亦基本相等(39%~43%),数值上为泥质含量为零时砂岩的孔隙度数值。另一

方面,粘土矿物的强吸水性及吸水后极易膨胀性也决定了河流相砂岩中粘土矿物难以颗粒状赋存于砂岩中。

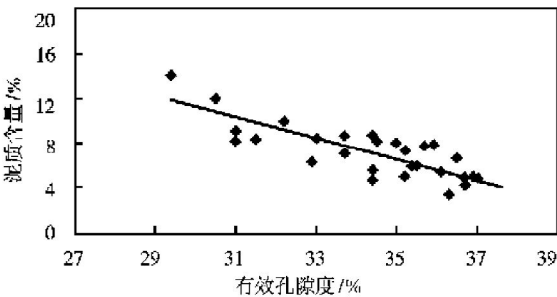


图 1 泥质含量与有效孔隙度关系图

Fig. 1 Shale content vs. effective porosity

表 1 埕岛油田馆陶组(1 200~ 1 400 m)孔隙度与泥质含量基本数据表

Table 1 Basic data of porosity and shale content of Guantao Formation (1200– 1400m) in Chengdao oilfield

井号	层号	样品数/块	孔隙度/ %	泥质含量/ %	(孔隙度+ 泥质含量)/ %
埕北 9	18	7	36.5	6.6	43.1
	21	15	33.0	8.4	41.4
	31	29	34.5	8.2	42.7
	21	24	32.9	6.3	39.2
	22	10	31.5	8.3	39.8
埕北 22	11	4	35.4	5.9	41.3
	12	9	33.7	8.6	42.3
	13	7	34.5	8.2	42.7
	14	5	35.7	7.7	43.4
	16	20	35.9	7.8	43.7
	17	25	35.2	7.3	42.5
	18	17	33.7	7.1	40.8
	19	10	30.5	12.0	42.5
	20	8	37.0	4.8	41.8
埕北 102	22	6	32.2	10.0	42.2
	23	50	36.7	4.8	41.5
	24	8	36.1	5.4	41.5
	25	11	35.2	5.0	40.2
埕北 12- 1	37	27	29.4	14.1	43.5
埕北 27	10	52	35.5	5.9	41.4
胜海 4	8	23	37.6	2.2	39.8
埕北 20- 1	17~ 18	16	31.0	8.2	39.2
	22~ 24	11	31.0	9.1	40.1
	28~ 31	96	35.0	8.0	43.0
	32~ 33	74	34.4	8.7	43.1
埕北 25	30	3	36.3	3.4	39.7
	35	31	36.9	4.9	41.8
埕北 17	19	12	34.4	4.7	39.1
	26	9	34.4	5.6	40.0
埕北 253	18	53	36.7	4.2	40.9

2 钻井泥浆对测井声阻抗的影响

2.1 声阻抗特征

钻进过程中所采用的泥浆性质不同,测井声

阻抗存在差异。为了分析油基和水基两种泥浆条件下声波时差、密度及所计算的波阻抗数据与各种岩性的对应关系及其差异,特对沉积相为河流相的 GD7- 36- 206 和 12- 8 两口井进行了两种泥

浆条件下的测井试验。早期利用油基泥浆进行钻进,至目的层后测井,再将油基泥浆用水基泥浆替换,然后再测井。根据两次测井资料可对两种泥浆条件下声阻抗的差异进行比较分析(表 2~ 4)。

表 2 油基泥浆条件下各种岩性声波时差、密度数据对比(1 200~ 1 400 m 井段)

Table 2 Comparison of interval transit time and density of various lithologies (1200~ 1400m) at oil-base mud condition				
岩 性	统计层数/层	声波时差平均值/($\mu\text{s}\cdot\text{m}^{-1}$)	密度平均值/($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	波阻抗平均值/($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)
泥岩	11	435	2.05	4.712
砂岩(含油)	18	405	2.14	5.284
泥质砂岩	21	380	2.32	6.105
砂质泥岩	19	383	2.32	6.057

表 3 水基泥浆条件下各种岩性声波时差、密度数据对比(1 200~ 1 400 m 井段)

Table 3 Comparison of interval transit time and density of various lithologies (1200~ 1400m) at water-base mud condition				
岩 性	统计层数/层	声波时差平均值/($\mu\text{s}\cdot\text{m}^{-1}$)	密度平均值/($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	波阻抗平均值/($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)
泥岩	11	490	1.80	3.674
砂岩(含油)	18	410	2.12	5.171
泥质砂岩	21	430	2.10	4.884
砂质泥岩	19	455	2.11	4.659

表 4 两种泥浆条件下各种岩性界面反射系数对比

Table 4 Comparison of reflectances of various lithologic interfaces at water and oil-base mud conditions		
岩性界面	油基泥浆	水基泥浆
泥岩/砂岩	- 0.057 2	- 0.169 2
砂质泥岩/砂岩	0.068 2	- 0.052 1
泥质砂岩/砂岩	0.072 1	- 0.028 5
砂质泥岩/泥岩	0.124 9	0.118 2
泥质砂岩/泥岩	0.128 8	0.141 4

分析表明,两种泥浆条件下的测井数据相差较大,特别是泥岩、泥质砂岩、砂质泥岩。这种差别是采用常规水基泥浆测井资料做测井约束波阻抗反演所产生的一系列问题的症结之一。用上述数据计算不同岩性界面的反射系数,不仅数据有变化,有时甚至极性也发生了变化。

2.2 原因分析

导致水基泥浆和油基泥浆条件下测井声阻抗存在明显差异的主要原因是水基泥浆对地层的浸泡而引起含泥质地层的蚀变以及井眼垮塌,这使得水基泥浆条件下的测井波阻抗资料难以代表地层的真实信息^[3,4]。水基泥浆钻井对声波测井的影响主要反映在两个方面:一为泥岩蚀变,二为井径垮塌。所谓蚀变,即为地层中的粘土矿物由于吸水而发生膨胀。泥岩段的井径垮塌也是由泥岩蚀变所引起的。当泥岩发生蚀变时,首先出现的是缩径现象,随着蚀变的不断进行及钻井液的扰动(特别是高压喷射快速钻进时),膨胀出来的部分泥岩会掉入井筒,出现所谓的井径垮塌现象。

同时,泥岩仍继续膨胀,这可导致两种结果,一是井孔继续垮塌,在测井时可记录到井径增大现象;二是后来膨胀的泥岩充满刚刚垮掉的泥岩的那部分空间,并保留下来,在测井时,井径不出现异常。然而,此时井筒附近的泥岩已不再是原状泥岩了,而是吸足了水的较为膨松的泥岩。以上两种情况都能引起声波时差增大及密度减小。

油基泥浆钻井则不会出现上述情况,因为油基泥浆条件下测井时井眼比较规则,地层受污染较轻,所得到的声波、密度资料被认为是目前最能反映地层波阻抗信息的第一手资料^[3,4]。

分析两种泥浆条件下各种岩性的声波、密度测井数据对了解各种岩性的速度、密度及波阻抗的真实面貌是十分重要的,事实上也只有油基泥浆条件下的数据才能真实代表地层信息,而水基泥浆条件下的波阻抗参数已经严重失真。可见,钻井泥浆是影响测井声阻抗值的外因。

3 泥质含量对波阻抗的控制

上述对钻井泥浆条件的影响分析目的是为了反演时能对测井资料有清楚的认识。但毕竟外因只是起到了一些干扰作用,起决定性作用的还是岩石的本身组成及结构^[5~ 10]。通常,砂岩的波阻抗最大,泥质砂岩波阻抗次之,泥岩波阻抗最小。这种认识奠定了反演及岩性解释的基础。但在河流相储层预测中却常遇到矛盾。油气勘探实际中,波阻抗最高者常为含油性差的泥质砂岩。因

此,利用油基泥浆条件下的测井资料分析河流相各类岩性的波阻抗特征是反演及岩性解释的基础^[11~15]。

泥质含量对岩石波阻抗控制作用可通过体积模型及声波传播理论来解释。这里仅讨论速度问题,因为相应的密度可由速度根据其相关式或加德纳方程求得。设岩石由骨架、泥质与流体所组成,且泥质以孔隙内衬式的形式赋存于砂层中。根据声波理论有以下表达式

$$\Phi_e + V_{sh} + V_{ma} = 1 \quad (1)$$

$$\Delta T = \Delta T_f \cdot \Phi_e + \Delta T_{sh} \cdot V_{sh} + \Delta T_{ma} \cdot V_{ma} \quad (2)$$

式中 Φ_e 为储层有效孔隙度,%; V_{sh} 为泥质含量,%; V_{ma} 为砂岩骨架含量,%; ΔT_f 为流体时差, $\mu s/m$; ΔT_{sh} 为泥质时差, $\mu s/m$; ΔT_{ma} 为骨架时差, $\mu s/m$; ΔT 为地层总的时差, $\mu s/m$ 。

如前所述,对于某一给定的储层,当泥质含量为0时,有效孔隙度最大,令某一层段内最大孔隙度为 Φ_{max} ,则此时 $V_{ma} = V_{max}$, V_{max} 为 $\Phi = \Phi_{max}$ 时的骨架含量,显然有

$$\Phi_{max} + V_{max} = 1 \quad (3)$$

$$\Phi_e = \Phi_{max} - V_{sh} \quad (4)$$

如果 ΔT_f 取 $620 \mu s/m$, ΔT_{ma} 取 $180 \mu s/m$, ΔT_{sh} 的取值根据埋深而变化,对于 $1200 \sim 400 m$ 深度时可取 $\Delta T_{sh} = 435 \mu s/m$,则(2)式经整理后可变为

当 $V_{sh} \leq \Phi_{max}$ 时,

$$\Delta T = 435 \Phi_{max} + 185(\Phi_{max} - V_{sh}) + 180(1 - \Phi_{max}) \quad (5)$$

当 $V_{sh} > \Phi_{max}$ 时,

$$\Delta T = 435 V_{sh} + 182(1 - V_{sh}) \quad (6)$$

对于不同的深度段,由于 Φ_{max} 和 ΔT_{sh} 的取值不同,(5)和(6)式的系数不一样,但 ΔT 和 V_{sh} 之间的变化规律是一样的。

根据方程(5)和(6)的计算结果,可得出不同泥质含量的岩石速度,即不同岩性的岩石速度。图2为计算结果,图中系列1为最大孔隙度为40%、泥质时差为 $435 \mu s/m$ 的情况,这时储层埋深约为 $1200 \sim 1400 m$;系列2为最大孔隙度为20%、泥质时差为 $380 \mu s/m$ 的情况,这时储层埋深约为 $2600 \sim 2800 m$ ^[16]。结果表明,对于某一特定埋深的储层来说,当其泥质含量在数值上等于该储层在此埋深最大理论有效孔隙度时,声波时差最小、岩石密度最大,此时,对应的岩性为泥质砂岩,其

波阻抗值最大。对于埋藏较浅($1200 \sim 1400 m$)的河流相地层,泥质砂岩、砂质泥岩波阻抗值最大,砂岩波阻抗值次之,而泥岩波阻抗最小。

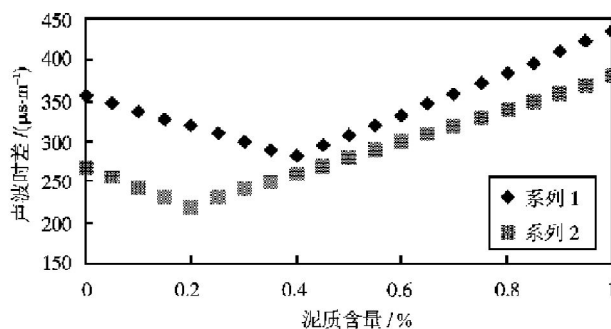


图2 泥质砂岩声波时差与泥质含量关系图

Fig. 2 Interval transit time vs. shale content of argillaceous sandstone

参 考 文 献

- 1 李庆忠. 走向精确勘探的道路[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994
- 2 楚泽涵. 声波测井原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1987
- 3 曾文冲. 油气藏储层测井评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1991
- 4 孙建孟, 王永刚. 地球物理资料综合应用[M]. 东营: 石油大学出版社, 2001
- 5 李宗杰, 王勤聪. 塔北超深层碳酸盐岩储层预测方法和技术[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(1): 35~40
- 6 曹学良, 曹延军, 姜传恩, 等. 胡状集地区地震岩性反演与储层预测[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(3): 225~229
- 7 朱伟, 朱玲, 吴新民. 宽带约束反演在江陵凹陷谢风桥油田储层预测中的应用[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(3): 273~276
- 8 马劲风, 王家珉. 垂直入射假设对井旁地震道子波提取的影响及改进措施[J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(3): 191~196
- 9 马劲风, 王学军. 测井资料约束的波阻抗反演中的多解性问题[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(1): 7~10
- 10 彭传圣, 王永诗, 常国贞, 等. 罗家地区砂砾岩储集层地球物理预测技术[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(2): 36~38
- 11 宁松华, 张亚敏. 断块油田储层横向预测方法[J]. 断块油气田, 1997, 4(3): 12~14
- 12 范祯祥, 郑仙种, 范书蕊, 等. 利用地震、测井资料联合反演储层物性参数[J]. 石油地球物理勘探, 1998, 33(1): 38~53
- 13 闵斌, 于顺平, 辛玮江, 等. 双孔隙度方法在油藏描述中的应用[J]. 石油物探, 1998, 37(3): 109~118
- 14 赵宪生, 梁桂蓉, 罗运先. 子波反演与波阻抗反演[J]. 物探化探计算技术, 1998, 21(3): 206~211
- 15 曹统仁. 地震资料解释与储层横向预测[J]. 西南石油学院学报, 1997, 19(4): 20~26
- 16 王秉海, 钱凯. 胜利油区地质研究与勘探实践[J]. 东营: 石油大学出版社, 1992