文章编号:1673—2677(2006)04—0035 - 04

吉林油田南山湾地区薄层砂体定量预测

孙思敏
(中国石油大学 资源与信息学院,北京 102249)

摘 要:稀疏脉冲约束反演是一种基于地震道的反演,它有效地综合了测井数据并受地质模型的约束,既较完整地保留了地震数据的基本特征,又提高了分辨率,这对于无井和少井区储层预测尤其具有重要意义。本文利用该方法对吉林油田南山湾地区三维地震资料进行反演,发现葡萄花油层井点处油层平均波阻抗与薄层砂总厚度呈很好的线性关系,以此为基础实现了无井区薄层砂体定量解释,预测了本区砂体厚度变化,为下一步钻探提供了依据。

关键词:吉林油田;稀疏脉冲约束反演;储层预测
中图分类号:TE122.2 **文献标识码**:A

吉林油田南山湾地区位于松辽盆地南部,主力油层是位于下白垩统姚家组一段的葡萄花油层,其顶面整体构造形态为一个被断层复杂化的由东南向西北倾的斜坡,砂体不发育,单层厚度一般 1～3m,孔隙度 9 %～25 %,平均 15.44 %,渗透率 0.1～167 $\times 10^{-3}\mu m^2$,平均 23.9 $\times 10^{-3}\mu m^2$,属中低孔、中低渗储集层。目前的钻井主要布署在研究区东南部构造高部位,下一步计划在整个斜坡带扩大含油面积,甩开钻探。因此,对无井区薄层砂体的精细解释更显重要。以前本区主要采用振幅 - 砂体厚度调谐曲线计算砂层厚度,精度较低。本文从测井资料出发,在地震资料精细解释的基础上,利用稀疏脉冲约束反演方法反演地层波阻抗,并研究砂体厚度与波阻抗的关系,实现井间和无井区砂层的定量解释。

1 稀疏脉冲约束反演

1.1 原理

稀疏脉冲反演是基于稀疏脉冲反褶积基础上的递推反演方法[1],其基本假设是地层的强反射系数是稀疏的,即地层反射系数由一系列迭加于高斯背景上的强轴组成[2]。该方法适合于井数较少的地区,主要优点是能获得宽频带的反射系数,能较好的解决地震记录的欠定问题,从而使反演得到的波阻抗模型更趋于真实。

约束稀疏脉冲反演(C. S. S. I)模块对每一道都依据下列算法:

$$OBJF = \sum | r_i |^p + \lambda^q (d_i - s_i)^q + a^2 \sum (t_i - z_i)^2$$

式中,OBJF 为目标函数;r_i 为反射系数;λ 为地震匹配系数;d_i 为地震数据;s_i 为合成地震数据;a 为趋势匹配系数;t_i 为用户定义的趋势;z_i 为用户定义的控制范围内的阻抗值,i 为样点号序列;缺省 p = 1,q = 2;式中第一项为反射系数绝对值的和,第二项为地震数据道与合成数据道之差,第三项为控制范围内的阻抗值与阻抗趋势之差的平方总和。

λ 值的大小反映波阻抗值和子波褶积产生的合成地震道与实际地震道匹配程度的好坏。低的 λ 值着重强调反射系数之和最小,即强调稀疏性,CSSI 剖面细节少,分辨率低,残差大。但是 λ 值太

收稿日期:2006 - 06 - 20

作者简介:孙思敏(1967 -),男,博士,讲师,1991 年毕业于石油大学(华东)石油地质专业,2003 年获中国石油大学(北京)地质资源与地质工程专业博士学位并留校任校,从事地震资料解释与储层预测方面的教学与科研工作。

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

大,过分强调地震残差最小,一味地使合成记录与原始地震道吻合,结果使一些噪音也加到了反演剖面中,同时由于忽略了反射系数的稀疏,而忽略了波阻抗变化的低频背景[3]。因此在 CSSI 中重要的一步工作就是寻找一个合适的λ值,使得反演剖面既保持细节又不损失低频背景,稀疏脉冲约束反演λ值的确定至关重要。

1.2 技术关键与流程

1.2.1 地震子波提取

地震子波采用确定性的最小平方法来确定,在井点处由声波与密度曲线计算波阻抗曲线和反射系数曲线,从井点周围目的层地震道中提取子波与反射系数进行褶积生成合成地震记录,调整子波参数使之与井点周围的多个地震道达到一定程度相似。由于各井点地质条件等因素的不同,子波间会存在一定差异,可以采取子波内插的办法,内插时可根据其精度赋于不同权重,形成一个空间变化的子波。

1.2.2 建立地质约束模型

建立地质模型主要用地震解释层位确立地质模型的空间格架,并根据地震剖面解释的地层接触关系(如整合、上超、下超、削截等)建立地层模型,然后在这个构造和地层结构模型的控制下按照一定的插值方式将由井资料中求得的波阻抗沿层面进行内插和外推即可建立波阻抗的地质模型,并可根据各井可信度和作用大小分配权重。由于各井已作了精细标定,因此,通过各井的时深关系可得到时间域与深度域的地质模型。反演将在该模型约束下进行,细致准确的地质模型是做好反演的基础。

1.2.3 约束条件利用

由于地震数据是带限的,因而提取的地震子波也是带限的,反褶积方法可以求得多个反射系数序列,当它同子波褶积时都可以生成与井旁原始地震道匹配的合成地震数据,因此在稀疏脉冲反演中合成地震数据与井旁地震道一致是反演问题中的必要而非充分条件[3]。为了从大量可能的数学解中寻求地质上更合理的解,就需要对反演施加约束条件。具体做法是:首先计算参加反演井的波阻抗趋势,逐口井编辑波阻抗的约束带,即根据对各井和研究区内岩性特征的分析,估计井间波阻抗可能的分布范围(图 1)。这部分工作相当于对目标函数中第三项的 z_i 分布进行控制,即满足 $z_{i(lower)} < z_i < z_{i(up)}$,使得在反演过程中摒弃数学上合理但不符合地质规律的解,以降低反演的多解性,而增强其合理性。

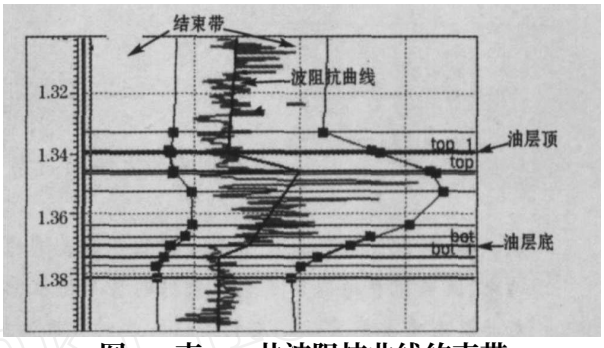


图 1 南 303 井波阻抗曲线约束带

1.2.4 稀疏脉冲约束反演

稀疏脉冲约束反演是基于道的反演,迭代计算最终是为了求取一个最小的目标函数,但目标函数前两项不可能同时达到最小,因为若第一项最小,意味着反射脉冲稀疏,只能反映若干强的反射界面,不能反映详细的地质细节,反演精度低。而第二项残差最小则又要求尽可能详尽的地质模型即反射不能稀疏。二者的矛盾用λ来平衡。因此,反演过程的技术关键是确定合适的λ值,λ的大小控制如图 2 所示。

1.2.5 低频恢复

由于地震采集系统的限制,地震资料中没有 10Hz 以下的低频成份。这使地震资料直接反演结果的分辨能力受到很大影响。因此,在反演时需要设法展宽频带提高反演精度。虽然稀疏脉冲约束反演方法具有较好的低频与高频成分补偿,但由于受算法误差和地震资料品质等因素的影响,低频成分不足且可靠性差,因此需要将地质约束模型中的低频成分(10Hz 以下)叠加到反演结果中来,生成具有更宽频带的波阻抗剖面,提高反演分辨能力。

2 在南山湾油田储层预测中的应用

依据上述流程将稀疏脉冲约束反演方法应用到南山湾油田,图 3 为反演剖面,与井点处波阻抗数据对比可以看出,吻合情况很好,分辨能力高,砂体厚度向下倾方向减薄,反演物源来自东南方向,这与沉积相分析结果一致。

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

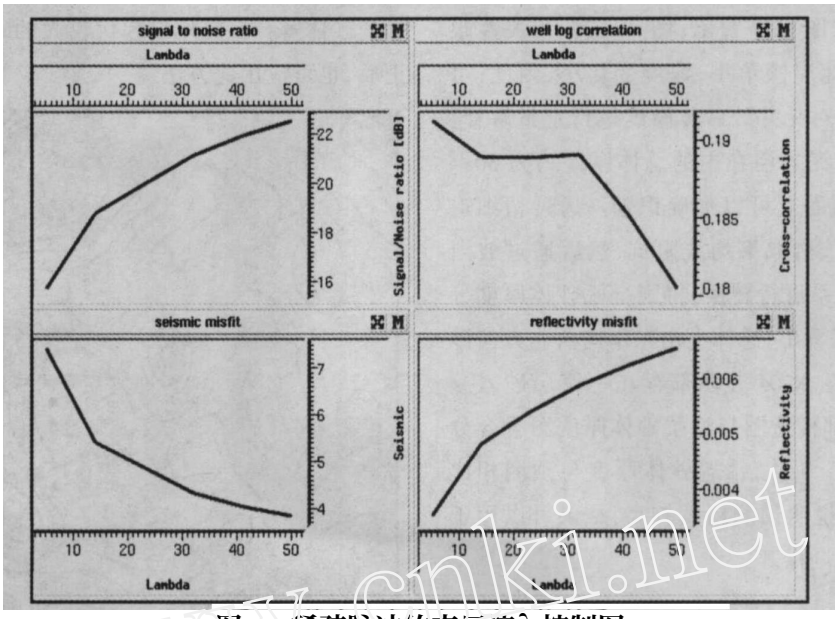


图 2　稀疏脉冲约束反演入控制图

对于本区的薄层砂体而言,在波阻抗剖面上直接姐释砂体,以往一般按波阻抗剖面上色标的变化追踪解释砂岩,最薄处仅一两个采样点,如 2～4ms,大致为 3～6m 左右,于是就认为那里的砂岩厚度为 3m 或 6m。其实色标仅仅是波阻抗的一种分级表示法,它可以为解释砂层带来一些方便,但是,仅仅根据色标追踪砂层势必带来很大的误差。例如,色标分界值定为 3500m/s,则 3499m/s 与 3501m/s 的色标将不同,但是岩性可能完全一样。所以,只用色标解释砂层是没有理论根据[4]。

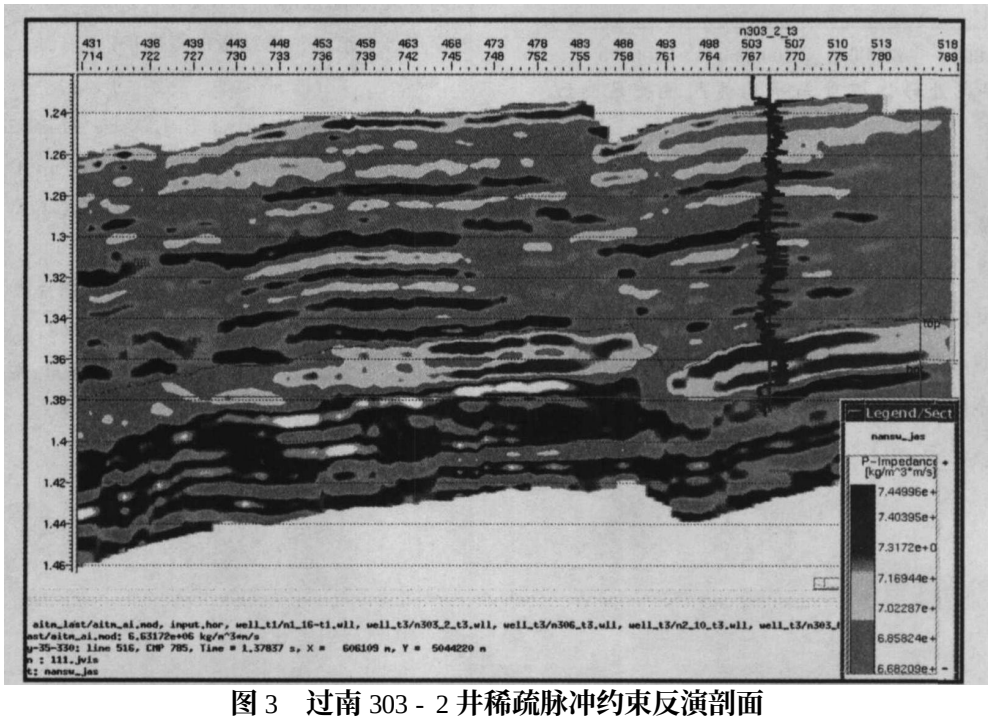


图 3　过南 303 - 2 井稀疏脉冲约束反演剖面

国内外大量的研究和实践证实,在同一深度条件下,砂岩波阻抗(速度)一般比泥岩的速度高,根据井点资料分析,本区砂泥岩也具有同样规律。在“泥包砂”的地质条件下,砂层厚度在地震剖面上无法分辨时,在一定时窗内所包含砂层厚度越大,时窗内平均速度就越高[5]。通过井点处砂岩厚度与

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

平均波阻抗散点图可以看出,图 4,二者相关性很好,而研究区内地层倾角小,深度变化小,因此,可以利用这种关系对无井处砂体厚度进行定量解释。葡萄花油层包括泥岩层在内的总体厚度约为 30～40m,在波阻抗剖面上可以准确识别。通过精细追踪其顶底界面后,拾取平均波阻抗,然后通过波阻抗与砂层厚度关系进行转换,得到全区砂体厚度分布图(图 5),可以看出,总体上由东南向西北方向砂体厚度减小,但在 N304 井西部存在一厚层砂岩分布区,将油层顶部构造图与油层砂体厚度图叠合分析,部署了 N303 - 7 井,钻遇砂体厚度与预测相比误差小于 1.5m,说明预测精度较高,结果可以用于指导下一步油气勘探。

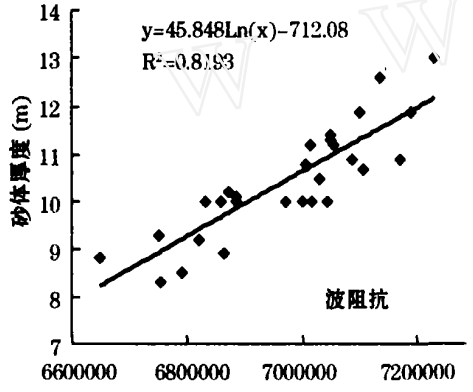


图 4　井点处砂体厚度与平均波阻抗关系曲线

3　结语

稀疏脉冲约束反演综合了地震、地质、测井等多方面信息,具有较高的分辨率和可信度,能够比较准确地反映砂体的变化,较适用于滚动勘探开发阶段。在地层倾角很小,埋深变化不大的地区,可以利用砂体厚度与平均波阻抗的关系进行快速、准确的砂体解释。在地层起伏较大的地区,经压实校正后,也可应用此方法。

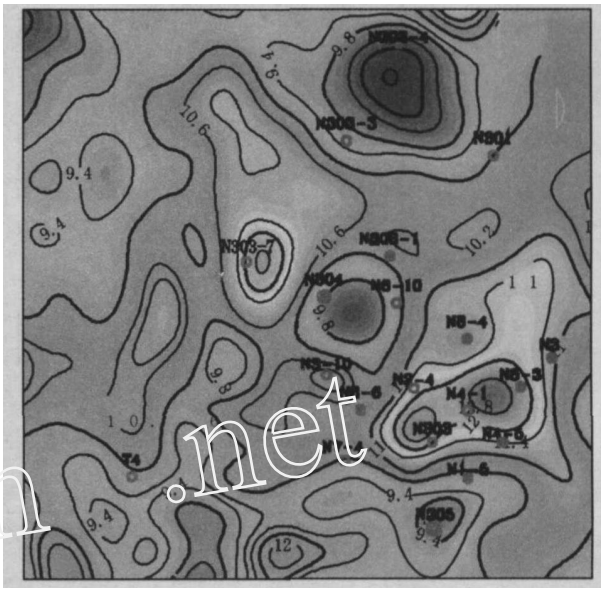


图 5　南山湾地区葡萄花油层砂体厚度平面图

参考文献:

[1]姚逢昌,甘利灯. 地震反演的应用与限制[J]. 石油勘探与开发,2000,35(4):53 - 56.

[2]李庆忠. 走向精确勘探的道路[M]. 石油工业出版社,1993.

[3] John Pendrel and Paul van Riel, Using seismic inversion and geostatistics to estimate porosity. A western Canadian reef example, Paper presented at the 1997 CSEG Convention,p1 - 15.

[4]师永民. 高分辨率砂泥岩薄互层储层综合预测技术[J]. 石油地球物理勘探,2000,35(5):661 - 668.

[5]李正文等. 地震勘探资料解释[M]. 北京:地质出版社,1988.

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

coal layer or the organic matter in the coal layer , such as the post - thermal condition must be studied in detail.
Key Words:Oil made from coal ; coal - derived oil ; Tuha basin

A QUANTITATIVE PREDICTION OF THIN SANDBODY IN NANSHANWAN REGION OF JILIN OILFIELD/ *SUN simin. School of resources and information , China university of petroleum ,Beijing* 102249/ *Xinjiang ShiYou TianRan Qi* ,2006 ,2(4) . 35～38
Abstract:Constrained Sparse spike inversion (CSSI) is a method based on seismic traces integrateing seismic and logging data under contraint of earth model , its result fully reflects the basic characteristics of seismic data with higher resolution , which is meaningful to reservoir prodiction of well - sparse or no well area. CSSI is conducted in the paper , and it is found that there are good linear relationship between thickness of sand and average acoustic impedance of on well , so quantitative lateral predicition of thin sand is realized , this is useful for the next exploration.
Key Words:JiLin Oifield ; Constrained Sparse spike inversion(CSSI) ; Reservior prediction

FRACTURES IDENTIFICATION BASED ON BP NEURAL NETWORK/ *SHEN Hui-lin , GAO Song-yang./* *Xinjiang ShiYou TianRan Qi* ,2006 ,2(4) :39～42
Abstract : The system of fractures is a complicated geologic body , the contribution of improvement to reservoir nature is nonlinear , the relationship between various evaluated parameters and extent of fractures growing is nonlinear too , which makes it difficult to evaluate fractures with definite quantity. There is subjective uncertainty and ambiguity in using routine logging data to recognize fractures. Although the imaging logging are intuitive and accurate , the cost is very high. Based on artificial neural network theory , using routine logging data in fracture identification is studied. The result shows that fracture identification has better application effect based on BP neural network compared with imaging logging.
Key Words:fracture identification ;routine logging ;imaging logging ;artificial neural network

APPLICATION OF RESERVOIR NUMERICAL SIMULATION TECHNOLOGY IN THE INFILLING-ADJUSTED LOWER WUERHE FORMATION/ *ZHENG qiang , CHI Jian-ping , KONG Wu-bing , et al. Southwest petroleum university , Chendu , Sichuan* ,610500/ *Xinjiang ShiYou TianRan Qi* ,2006 ,2(4) :43～46
Abstract:Parallel reservoir simulator VIP developed by Landmark has been used to perform the reservoir numerical simulation study in the giant fractured ultra - low permeability oil field —the super - thick conglomerate reservoir of Lower Wuerhe Formation in District No. 8 in Karamay Oilfield , Xinjiang , China. It is a heavily heterogeneous reservoir of dual porosity with edge - water and bottom - water. In view of the low degree of water - drive in water - flooding , poor effect of water - flooding in the reservoir , accurate numerical simulation was conducted and a dual porous model with nearly 660 ,000 nodes was established in the reservoir. In addition , due to the absence of fractured models , in the history of matching process , the law of production performance can be used to inverse fractured models , which requires multiple matching. It would be impossible to conduct numerical simulation in such complicated and tremendous reservoir without this software. By conducting numerical simulation study , it is considered that the reservoir should be developed under subdivided series of strata , while adopting 200m inverted nine - spot water - flooding well pattern at the proper oil recovery rate for each set of well pattern , with the ratio of injection to production no higher than 2.
Key Words:Numerical Simulation ; Subdivided Series of Strata ; Infilling ;Well Pattern and Well Distance

THE PREDICTION AND RESEARCH FOR THE DISTRIBUTION OF REMAINING OIL IN THE COMPLEX FAULT BLOCK RESERVOIR/ *WANG Li-jun , SUN Yu-feng. The Department of Petroleum Geology of China University of Geosciences Wuhan Hubei Province* 430074/ *Xinjiang ShiYou TianRan Qi* ,2006 ,2(4) :47～52
Abstract:According to the investigation and research on the ways and models of remaining oil in the domestic and international , the thinking is presented in the paper that the three ways : type A water drive curve , the reservoir numerical modeling , and the rule of the output decline are combined under the special background of complex fault block reservoir and the exploration and development of the old oil field in east china. And at the same time , the new

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net