

文章编号: 1000-1441(2008)06-0593-05

川西深层致密碎屑岩气藏储层预测方法

甘其刚, 许 多

(中国石油化工股份有限公司西南油气分公司勘探开发研究院德阳分院, 四川德阳 618000)

摘要:川西深层须家河组致密碎屑岩气藏属近源气藏, 具有超深、超压、超致密、低孔隙度、低渗透率和强非均质性的特点, 其有利储层分布、储层裂缝发育带预测和含气性识别是制约气藏勘探开发的难点。为此, 针对须家河组气藏的特点, 基于储层特征分析及储层分类, 建立了波阻抗反演与拟声波测井约束波阻抗反演、地震相划分、地震属性分析、地震频率预测等多技术相结合的有利储层横向展布预测方法; 采用地质、地震、测井等多学科联合研究的方法, 系统地建立了多尺度裂缝发育带预测和裂缝综合评价技术系列; 以叠前反演和叠前地震属性提取方法为主, 建立了 AVO 岩石物性参数反演、AVD 叠前反演油气预测、Proni 吸收滤波、吸收梯度预测、双相介质理论含气性识别、多尺度频率和吸收分析等含气性预测和识别的技术系列。综合利用上述方法, 对须家河组致密非均质裂缝性储层进行了有利储层识别、裂缝检测和含气性预测, 取得了较好的效果, 预测结果与钻井结果吻合。

关键词:深层须家河组; 裂缝性气藏; 有利储层; 裂缝检测; 含气性预测

中图分类号: P631.4

文献标识码: A

1 储层特征

川西深层上三叠统须家河组以陆相碎屑岩沉积为主, 自下而上发育了须家河组二段(须二段)、须家河组三段(须三段)、须家河组四段(须四段)、须家河组五段(须五段)4 段地层。须家河组气藏为致密碎屑岩气藏, 具有超深、超压、超致密、低孔隙度、低渗透率和强非均质性等特点。

1.1 储层发育特征

须家河组储层主要为砂岩类储层, 在须二段中发育有砂岩、页岩互层类型的储层。钻井揭示, 在上三叠统各组段中, 砂岩含量平均为 47.34%~84.38%, 最高为须二段, 平均为 84.38%, 最高可达

98.04%, 即使是泥页岩较发育的须三段和须五段中, 砂岩在地层中的含量也接近 50%, 可见须家河组砂岩类储层十分发育。其中须二段和须四段砂岩特别发育, 累积厚度达数百米, 是须家河组的储层; 须三段和须五段主要以泥岩、页岩、煤等为主, 为烃源岩段。

1.2 储层物性特征

须家河组砂岩孔隙度为 0.33%~25.70%, 平均值为 4.79%, 渗透率为 $0.345 \times 10^{-7} \sim 187.859 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均值为 $0.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度和渗透率均具有很大的变化范围。与四川盆地川中地区和鄂尔多斯盆地的三叠系相应层位相比(表 1), 孝泉—新场—合兴场地区须家河组具有非常低的孔隙度和渗透率, 储层整体致密—超致密化。

表 1 鄂尔多斯盆地、川中和孝泉—新场—合兴场地区三叠系相应储层的孔隙度和渗透率

地区	地层	孔隙度(%) / 样品数	渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$) / 样品数
孝泉—新场—合兴场	须二段和须四段	4.79 / 1 779	0.450 1 / 1 447
川中	主要为须二段和须四段	6.83 / 819	0.817 0 / 809
鄂尔多斯盆地	延长组	11.66 / 62 687	3.008 5 / 59 023

须二段和须四段主要储集层段的物性特征为: 孔隙度平均值须四段为 6.01%, 须二段为 3.76%, 须四段明显高于须二段; 渗透率平均值须四段为 $0.371 97 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 须二段为 $0.513 16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 须二段明显高于须四段。

在川西坳陷中段, 须二段储层孔隙度平均值绝大多数地区为 3.4%~3.9%, 其中孝泉地区很高,

为 7.11%, 罗江地区相对较低, 为 2.63%; 须四段储层的孔隙度平均值绝大多数地区在 4.03%~6.22%, 新场地区较高, 为 7.57%, 特别是须四段上

收稿日期: 2008-04-01; **改回日期:** 2008-07-07。

作者简介: 甘其刚(1965—), 男, 博士, 高级工程师, 长期从事地震勘探方法技术研究工作。

基金项目: 国家重点科技攻关项目(2004BA616A-05-02)资助。

部约为 10%(在 9%~11%)。由此可见,须家河组在整体致密—超致密背景上发育有部分储集性能较好的储层,但这些储层横向上和纵向上的非均质性都很强,因此增加了相对优质储层的预测难度。

须家河组各段的储集体类型呈多样化。须二段的储集体以孔隙-裂缝型、裂缝-孔隙型和裂缝型为主,须四段的储集体主要有孔隙型、裂缝-孔隙型,同时还有一些裂缝型。由于须家河组各段砂岩储层具有超低孔渗特征,基质孔隙基本不具备有效

渗滤条件,只有当断裂、裂缝发育时,渗透率才会显著增加,须家河组中的许多储层才能成为有效储层。大量钻井成果资料表明,须家河组储层中裂缝发育程度与钻井天然气的产能呈正相关关系。

2 储层的波阻抗和地震响应特征

须家河组典型井的测井资料交会分析结果表明(图 1),自然伽马(γ)可以很好地区分砂岩和泥岩;

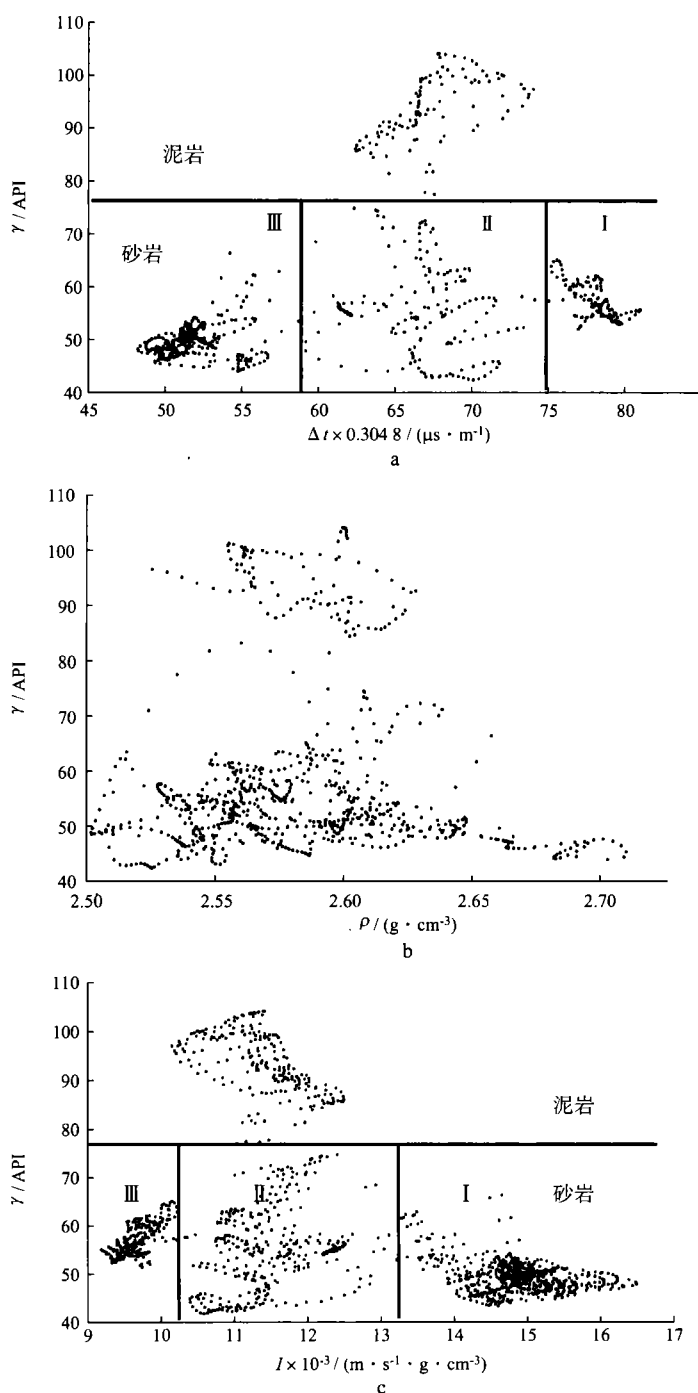


图 1 须四段测井资料交会分析结果

a γ 与 Δt ; b γ 与 ρ ; c γ 与 I

须四段的高速、中速和低速砂岩的声波时差(Δt)值分界清楚,范围分别为 $47.5 \times 3.2808 \sim 57.5 \times 3.2808 \mu\text{s/m}$, $57.5 \times 3.2808 \sim 75.0 \times 3.2808 \mu\text{s/m}$, $75.0 \times 3.2808 \sim 85.0 \times 3.2808 \mu\text{s/m}$,其中中速砂岩与泥岩相当;密度(ρ)值分布范围大,分界不清楚;波阻抗(I)特征与 Δt 类似,具有明显的三分性。

根据以上的统计分析结果和测井资料,按照波阻抗特征可将须家河组砂岩储层分为:

高阻抗砂岩储层(I类),波阻抗明显高于围岩,地震响应为“强波峰、强波谷”特征。裂缝型、部分裂缝-孔隙型、高钙孔隙型储层具有此类特征。

中等阻抗砂岩储层(II类),波阻抗与围岩相近,地震响应为“弱反射”特征。部分裂缝-孔隙型和孔隙型储层具有此类特征。

低阻抗砂岩储层(III类),波阻抗明显低于围岩,地震响应为“强波谷、强波峰”特征。孔隙型储层往往具有此类特征。

3 须家河组气藏预测技术

3.1 须家河组砂岩储层预测方法

须家河组陆相砂岩储层波阻抗特征复杂,单纯应用波阻抗反演不能完全解决须家河组砂岩储层的预测问题。这是因为:①II类储层的波阻抗与围

岩接近;②当同一砂岩储层发生相变,高、中、低波阻抗值横向交替变化时,砂体横向追踪困难;③波阻抗反演属物性反演,砂体厚度预测误差大。

测井资料分析表明,自然伽马可以很好地识别砂体。将自然伽马与声波测井资料进行交会分析构建拟声波曲线,用构建的拟声波曲线作为约束条件进行地震反演,可以解决II类砂岩储层预测和砂体横向追踪的问题,从而提高砂岩储层厚度的预测精度^[1]。

须家河组砂岩储层的预测思路是:在提高深层地震资料分辨率的基础上,利用钻井岩心和测井资料建立中期旋回层序地层格架,并以此作为反演的约束模型,进行高分辨率测井约束反演。采用波阻抗反演与拟声波测井约束波阻抗反演相结合的方法,同时结合地震相划分、地震属性分析和地震分频等方法^[2],预测砂岩储层的横向展布。通过三维可视化解释技术,精细刻画和描述砂岩储层的空间展布特征(图2)。

3.2 须家河组裂缝气藏预测方法

仅利用单一方法预测须家河组致密非均质性裂缝性气藏存在多解性,因此采用了多方法、多尺度的综合预测手段,地质、地震、测井等多学科联合,系统地建立了从大尺度裂缝预测—小尺度裂缝预测—微裂缝发育带预测,以及裂缝综合评价和有效性判别的多学科裂缝预测配套方法技术。

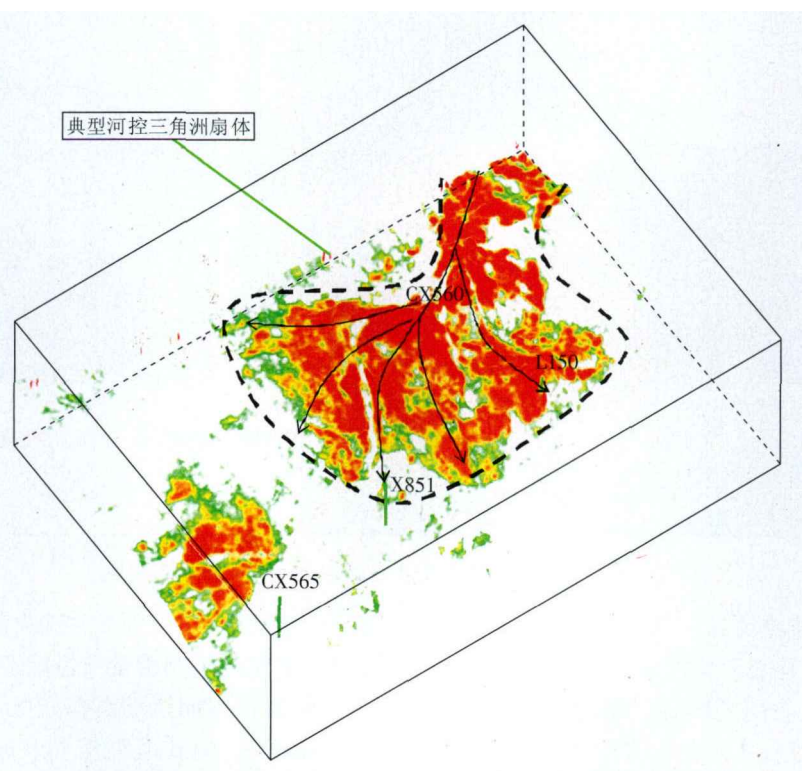


图2 新场地区须二段4砂组的空间展布特征

3.2.1 地质裂缝预测方法

地质裂缝预测方法包括构造断裂及形变分析、构造应力场反演、天然裂缝网络二维裂缝度预测、基于地史成因的裂缝预测和基于断裂分布的大尺度裂缝预测等技术。地震裂缝预测方法针对相对大尺度裂缝的预测,通过构造断裂及形变分析、构造演化及构造应力场反演解决与构造、断裂有关的裂缝预测问题,通过研究不同时期区域裂缝发育和分布状况与油气运移、聚集的关系实现天然气相对富集区域预测。

3.2.2 地震属性裂缝预测方法

当地震波通过断裂及裂缝发育带时,其动力学特征和运动学特征将发生变化,因此,通过提取地震波的各种属性,可以间接预测裂缝发育带。地震属性裂缝预测方法包括三维相干体、三维倾角计算、三维方差体、谱分解切片、多尺度边缘检测及非线性裂缝预测等沿层裂缝预测技术。该预测方法针对相对小尺度裂缝的预测,利用叠后地震信息,解决构造局部裂缝发育部位、与小断层有关的裂缝、引起地震属性变化的裂缝发育区等的预测问题。

3.2.3 P波方位各向异性裂缝检测技术

P波方位各向异性裂缝检测技术利用地震波在各向异性介质中传播时发生的振幅、速度、旅行时、AVO属性随方位角的变化,检测裂缝(特别是垂直缝或高角度缝)发育的方位和发育密度。其预测结果与裂缝发育带的微观特征有密切关系。P波的振幅、速度各向异性裂缝检测方法是利用纵波资料检测裂缝最为可靠和直接的方法,对于检测裂缝型油气藏中的天然开启裂缝,特别是检测具有较为单一发育方向或具有一定发育主方向的垂直或高角度裂缝网络系统有较高的可靠性和精度^[4~6]。

研究表明,须家河组裂缝型储层存在明显的HTI介质的各向异性特征,除了存在方位振幅差异外,还存在方位速度和方位时间等差异。利用川西FG地区三维宽方位地震资料,开展了P波方位各向异性裂缝预测。图3是须二段1砂组的裂缝发育方位和密度分布图,图中黑色线段的方位表示裂缝发育的主方位,线段的长短表示裂缝发育的强度,红色区域为裂缝相对发育区。预测结果与实际钻井揭示的裂缝发育情况吻合较好。

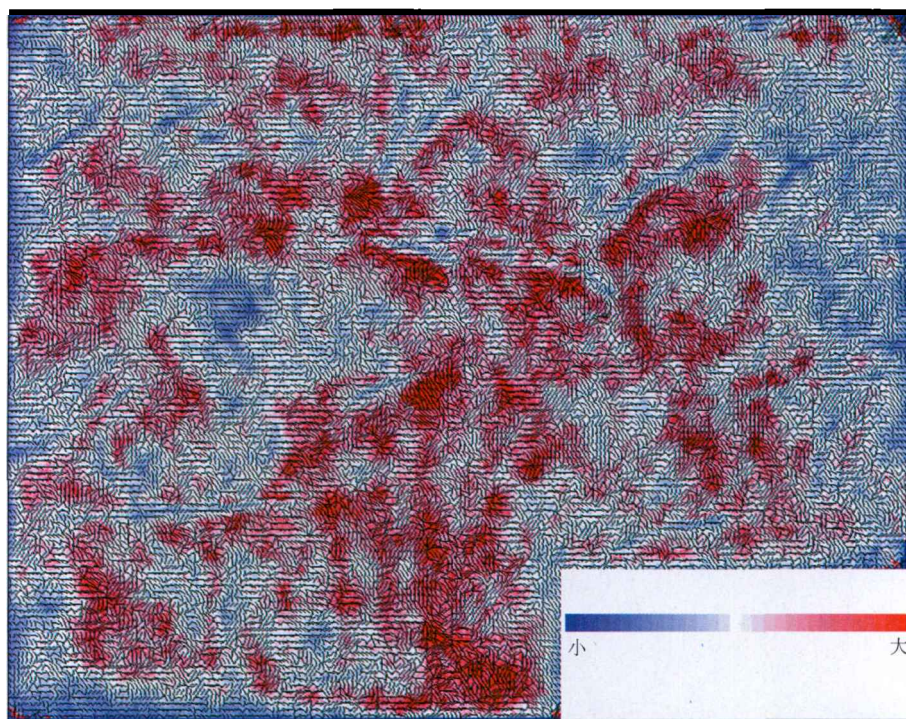


图3 须二段1砂组裂缝发育方位和密度的平面分布特征

3.2.4 裂缝网络建模技术

裂缝网络建模是表征裂缝系统的重要手段,是裂缝检测成果深化应用的前提。通过在地质体上建立裂缝的空间模型,并以此为基础进行裂缝等效孔隙度和渗透率计算,为储量计算和钻井设计提供

依据,包括水平井、分支井和大斜度井的轨迹设计。

3.3 须家河组储层含气性检测方法

须家河组储层埋藏深、超致密化,表层低降速带影响较大,地震高频信号衰减快,使得须家河组储层的地震反射有效频带窄、主频低,导致叠后地

震属性参数含气地震响应特征不明显,一些在浅层、中深层有效的含气性预测方法在须家河组储层含气性预测中的应用效果很差。针对此问题,从叠前地震资料出发,以叠前反演方法和叠前地震信息提取为主,开展了储层含气性地震预测方法试验,初步建立了 AVO 岩石物性参数反演、AVD 叠前反演、Proni 吸收滤波、吸收梯度预测、双相介质理论含气性识别、多尺度频率与吸收分析等含气性预测和识别技术系列^[7]。

图4是利用叠前 AVO 岩石物性参数反演得到的新场地区须四段3小层含气砂体的 $\lambda\rho$ 和 $\mu\rho$ 平面分布图,含气砂体表现出低 λ 和高 μ 特征,因此利用低 λ 和高 μ 的预测模式可以准确预测砂体的分布进行含气性检测,其预测结果与钻井情况吻合很好。

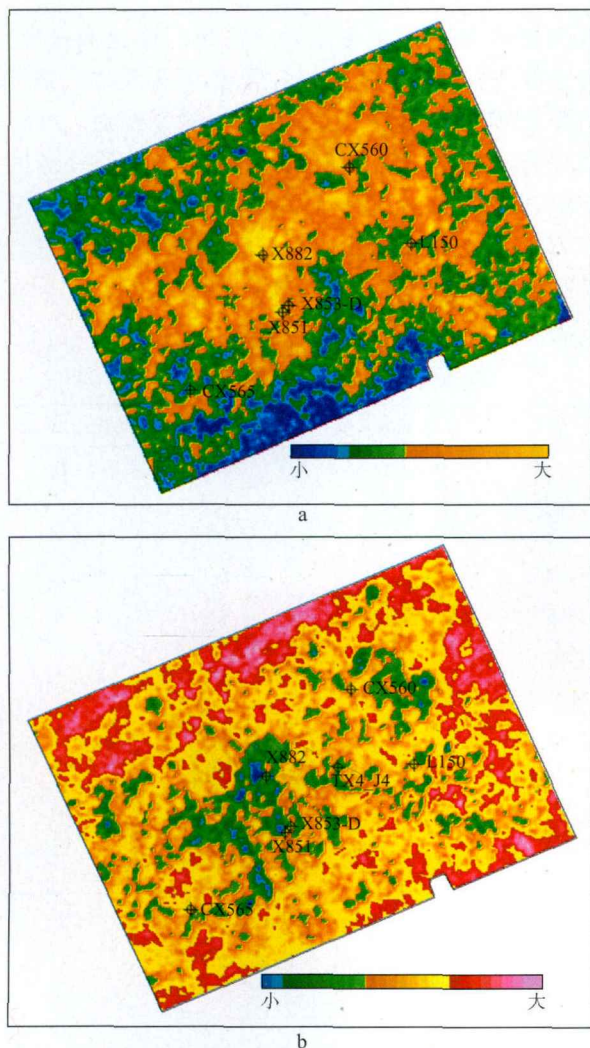


图4 须四段3小层含气砂体的 $\mu\rho$ (a)和 $\lambda\rho$ (b)平面分布特征

4 结束语

针对川西深层超致密碎屑岩气藏识别困难这一问题,以地震处理、解释一体化思路为指导,利用地震、测井、地质等多学科联合研究的方法,针对性地建立了致密砂岩储层预测、裂缝发育带综合预测、储层含气性识别等方法系列,初步形成了适合川西深层致密非均质裂缝性气藏地震识别的配套技术,较好地解决了川西深层致密裂缝型气藏的储层识别和裂缝检测等问题,在储层含气性预测方面也取得了一定的效果。形成的致密砂岩气藏油气勘探的新思路和新技术,对促进川西深层致密砂岩天然气的勘探具有重要作用。

但是,川西深层超致密裂缝性气藏的复杂性决定了对其分布和富集规律的认识和对气藏的识别不可能一蹴而就,勘探难度和勘探风险仍然较高。建议下一步利用三维三分量转换波资料更加丰富的信息,开展纵、横波联合方法研究,减少气藏识别的多解性和不确定性,以进一步提高气藏预测的精度。

参考文献

- 1 刘保国. 提高大牛地气田三维地震储层预测精度的思考[J]. 石油物探, 2008, 47(1): 95~102
- 2 叶泰然, 苏锦义, 刘兴艳. 分频解释技术在川西砂岩储层预测中的应用[J]. 石油物探, 2008, 47(1): 72~76
- 3 甘其刚, 杨振武, 彭大钧. 振幅随方位角变化裂缝检测技术及其应用[J]. 石油物探, 2004, 43(4): 373~376
- 4 甘其刚, 高志平. 宽方位 AVA 裂缝检测技术应用研究[J]. 天然气工业, 2005, 25(5): 42~44
- 5 Ruger A. Variation of P-wave reflectivity with offset and azimuth in anisotropic media [J]. Geophysics, 1998, 63(3): 935~947
- 6 Subhashis M, Kenneth L C, Laurent J M. Determination of the principal directions of azimuthal anisotropy from P-wave seismic data [J]. Geophysics, 1998, 63(2): 692~706
- 7 李显贵, 徐天吉, 甘其刚. 新场气田须家河气藏含气性地震检测研究[J]. 石油物探, 2006, 45(2): 186~191

(编辑: 蔡 俩)

Detailed inversion of reservoir in Pinghu formation of Fangheting structure in Pinghu field, Xie Yuefang, GPP, 2008, 47(6):588~592

The gas pool of Pinghu formation is now at the middle development stage and the relationship between oil, gas, and water is complicated. In order to improve recovery ratio, the spatial distribution of sand bodies in Pinghu formation should be identified. Therefore, detailed reservoir inversion was carried out. Firstly, logging environment was corrected on the logging data of Pinghu formation and Huagang formation. On the basis, the rock physical analysis method restricted by careful sub-layer contrast was used to obtain the conclusion that the wave impedance was totally low in Pinghu reservoirs and wave impedance could describe the reservoirs. Some methods were adopted to fine inverse the reservoirs of Pinghu formation, including fine seismic-well calibration, wavelet extraction, fine geologic modeling, low-frequency selecting, λ selection and post-stack constrained sparse pulse wave impedance inversion. The root-mean-square ground map of wave impedance in all gas pools of Pinghu formation. The distribution of sand bodies was described, and the new gas-bearing area was predicted.

Key words: detailed inversion of reservoir; logging environmental correction; rock physical properties analysis; detailed constrained model; constrained sparse pulse impedance inversion

Xie Yuefang, Institute of Shanghai Offshore Oil & Gas Company, SINOPEC, Shanghai 200120, China

Prediction of gas reservoir in deeply buried tight clastic rock in west Sichuan, Gan Qigang, Xu Duo, GPP, 2008, 47(6):593~597

The tight clastic rock gas reservoir in deeply buried Xujiahe formation in west Sichuan is a near-source gas reservoir and characterized by super deep, over-pressured, excessively tight, low porosity, low permeability, and high heterogeneity. The key problems for the exploration and development of such gas reservoirs are the prediction of potential reservoir distribution, fracture development belt, and recognition of gas-bearing area. Aiming at the characteristics of gas reservoir of Xujiahe formation, based on the reservoir characteristics analysis and classification, combining wave impedance inversion and pseudo acoustic logging impedance inversion with seismic facies classification, seismic attributes analysis, seismic frequency division prediction technology, the favorite prediction method for reservoir horizontal distribution was established. Multi-discipline study (geology, seismic, and logging) was adopted to establish prediction technology for multi-scale fracture development belt and synthetic evaluation technology for fractures. The pre-

stack inversion and pre-stack seismic attribute extraction method were applied to develop a series of technologies for gas-bearing prediction and recognition, including AVO petro-physical parameters inversion, AVD pre-stack inversion, Proni absorption filtering, absorption gradient prediction, two-phase medium theory analysis, multi-scale frequency and absorption analysis, etc. By synthetically using the above methods, potential reservoir identification, fracture detection, and gas-bearing prediction were carried out on the tight heterogeneity fractured reservoir of Xujiahe formation. Good results have been achieved, which coincides with the drilling results.

Key words: deep Xujiahe reservoir; fractured gas reservoir; potential reservoir; fracture detection; gas-bearing prediction

Gan Qigang, Deyang Branch of Southwest Petroleum Company Exploration & Development Institute, SINOPEC, Deyang 618000, China

Research on high density 3-D geometry design in Machang oilfield,

Wan Xuejian, Wu Shukui, Yang Suyu, Deng Huiping, GPP, 2008, 47(6):598~603

The subsurface structure of Machang oilfield is complex. The former acquired seismic data could not satisfy the requirements for exploration and development. Aiming at this problem, we carried out the high density 3-D geometry design. High density geometry is characterized by high density of physical points, large fold number, and uniform geophone distance. Based on the structure characteristics in this area, parameters of geometry were tested and analyzed. Then geometry was designed with small trace interval, small shot interval, small group interval, and small shooting line interval. In terms of the actual geologic structural characteristics in the area, variable bin was used to acquire data. Forward modeling and actual application shows that the data acquired by high density 3-D geometry has been greatly improved the S/N and resolution, especially for the S/N of middle and deep data.

Key words: high density; 3-D seismic exploration; geometry design; acquisition parameter; S/N; resolution

Wan Xuejian, Prospecting Company, Zhongyuan Oilfield, SINOPEC, Puyang 457001, China

Investigation on surface geologic structure and selection of seismic shooting mode at Hefei basin, Liu Chengzhai, Liu Chuanpeng, Zhang Shixin, Zhang Jiaodong, Jiang Xuefeng, GPP, 2008, 47(6):604~608

Hefei basin has a low degree of seismic exploration and a complex shooting condition. In order to ascertain the surface geological