

文章编号: 0253-9985(2006)06-0860-11

塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型储层预测技术

韩革华, 漆立新, 李宗杰, 樊政军

(中国石油化工股份有限公司 西北分公司 勘探开发研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要: 塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏埋深在 5 300 m 以上, 基质不具储集性, 储集类型以裂缝、溶洞为主, 油气受控于古岩溶缝洞, 储层纵、横向非均质性强, 地震信噪比、分辨率低, 预测难度大。寻找和预测奥陶系缝洞发育带是塔河油田增储上产的关键。在储层成因机理研究的基础上, 建立了碳酸盐岩缝洞型储层的成因预测模式, 为储层预测奠定了地质基础。针对塔河油田奥陶系储层的特点, 建立了以叠前时间偏移和目标精细处理技术为核心的碳酸盐岩缝洞型储层精细成像技术, 为储层预测提供了扎实的基础资料。通过储层标定和正演模拟分析, 建立了碳酸盐岩缝洞型储层的地球物理识别模式, 包括测井识别模式和地震识别模式, 为储层识别和预测提供了依据。应用振幅变化率、相干体分析、波阻抗反演等技术, 有效地预测了碳酸盐岩缝洞发育带。

关键词: 溶洞发育带; 地球物理识别模式; 非均质性; 储层预测; 碳酸盐岩缝洞型储层; 奥陶系; 塔河油田

中图分类号: TE112.2 文献标识码: A

Prediction of the Ordovician fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe oilfield

Han Gehua, Qi Lixin, Li Zongjie, Fan Zhengjun

(Northwest Branch of Petroleum Exploration and Production Research Institute, Sinopec, Urumqi Xinjiang 830011)

Abstract The Ordovician fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe oilfield have a burial depth of more than 5 300 m. Their matrix has no storage capacity and their reservoir spaces are dominated by fractures and vugs, which control the accumulation of oil and gas. The reservoirs have a strong heterogeneity both vertically and horizontally. The reservoir prediction is very difficult due to its low seismic SNR and poor resolution. Predicting and locating the highly fractured-vuggy zones in the Ordovician thus becomes the key factor for increasing of the growth of reserves and production in Tahe oilfield. Based on the study of genetic mechanism of the reservoirs, a genetic prediction mode is established for the fractured-vuggy carbonate reservoirs to lay a geological foundation for the reservoir prediction. In view of the characteristics of the Ordovician reservoirs, the fine imaging technology (cored with pre-stack time migration and object fine processing) of fractured-vuggy carbonate reservoir is developed. Through reservoir calibration and forward modeling analysis, a geophysical recognition mode (including logging recognition mode and seismic recognition mode) for carbonate fractured-vuggy reservoir is established and it provides evidences for reservoir recognition and prediction. To effectively predict the carbonate zones with highly developed fractures and vugs, technologies such as amplitude variation, coherent cube analysis and wave impedance and inversion are also adopted.

Key words well-developed zone of vugs; geophysical recognition mode; heterogeneity; reservoir prediction; fractured-vuggy carbonate reservoir; Ordovician; Tahe oilfield

塔河油田构造上位置为塔里木盆地沙雅隆起 阿克库勒凸起西南斜坡, 西临哈拉哈塘凹陷, 东靠

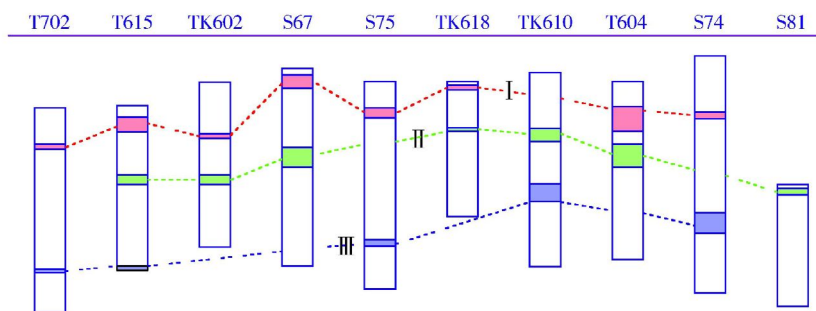


图 3 海西早期古地貌背景下 T702 井—S81 井洞穴层发育对比

Fig. 3 Correlation of cave layer development in T702–S81 wells in the early Hercynian palaeogeomorphological setting

回I, II, III)的改造,形成 3套洞穴型储层^[2,3](图 3)。岩溶旋回及岩溶剖面结构特征具有强烈的非均质性。据 300 余口井剖面的详细研究,洞穴钻遇率 74%,其中钻遇 1 套洞穴的占 46%,同时钻遇 2 套洞穴的占 23%,同时钻遇 3 套洞穴的占 5%;岩溶储层欠发育占 26%。剖面上出现岩溶 I–II 旋回、I–III 旋回、II–III 旋回的几率相近,都较高;出现岩溶旋回 I 或岩溶旋回 II 或岩溶旋回 III 的几率最高。根据洞穴层发育段距海西早期不整合面距离统计,分为 3 套洞穴层,分布有如下特征:

1) 第 I 套洞穴型储层主要是岩溶旋回 I 的产物,位于海西早期不整合面下 0~50 m (峰值 30 m),钻遇率达 35%,储层厚度 2~63 m,多在 6~20 m 范围;

2) 第 II 套洞穴型储层主要是岩溶旋回 II 的产物,多出现于海西早期不整合面下 40~100 m,与第 I 套洞穴型储层的间距为 40~80 m,平均为 62 m,钻遇率为 34%,储层厚度 1~58 m,多在 3~28 m;

3) 第 III 套洞穴型储层主要是岩溶旋回 III 的

产物,多出现于不整合面下 150~200 m,与第 II 套洞穴型储层的间距为 45~90 m,钻遇率为 24%,储层厚度 1~80 m,多在 5~29 m。

平面上,从第 I 套—第 II 套—第 III 套,洞穴型储层发育区域不断向南扩展和扩大。

岩溶旋回 I 形成时期,岩溶斜坡相带及第 I 套洞穴型储层发育有利区主要在中、上奥陶统尖灭线以北的塔河油田主体区分布。

岩溶旋回 II 和 III 形成期,泄水点南移到中、上奥陶统尖灭线附近,岩溶斜坡相带及第 II、III 套洞穴型储层发育有利区亦向南扩展到这一界线附近。

2 缝洞型储层测井识别模式

2.1 常规测井识别模式

通过对比分析塔河油田上百口井的测井响应特征和油气测试结果,总结出碳酸盐岩储集层的常规测井识别模式^[7](图 4):

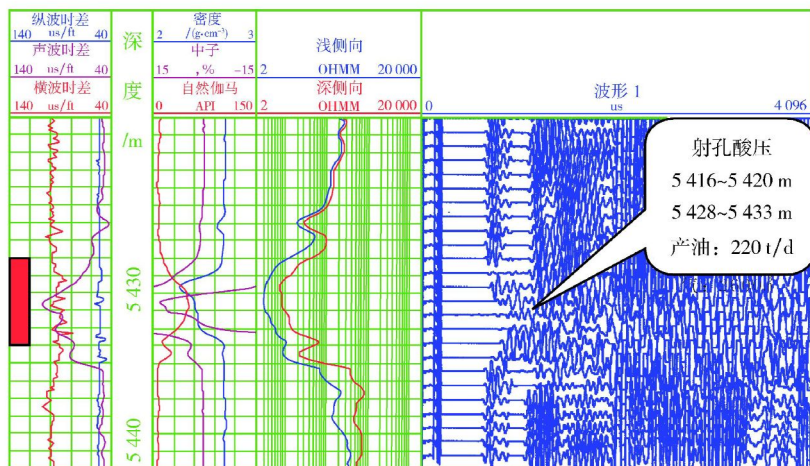


图 4 塔河油田 TK404 井 5431 m 处溶洞的响应特征

Fig. 4 Seismic response features of the caves at depth of 5431 m in Well TK404 in Tahe oilfield

1) 电阻率值明显降低, 深、浅电阻率出现正幅度差, 降低程度取决于裂缝与溶洞的发育程度、分布状态、几何形状及充填物成分, 还与地层中孔隙通道的弯曲程度以及连通性有关, 通常正幅度差越大, 储集层的缝洞越发育;

2) 中子孔隙度在裂缝发育段明显增大;

3) 声波时差幅值升高, 当以溶洞为主时, 增大明显, 当以裂缝为主时, 增幅较小;

4) 自然伽马能谱测井曲线上, 铀 (U) 含量数值高于致密灰岩段;

5) 密度测井幅值有所降低;

6) 井径有不规则增大现象;

7) 声波时差和电阻率曲线在裂缝段常出现小幅度“摆动”。

2.2 特殊测井识别模式

裂缝在长源距声波全波测井资料上表现为幅度减小, 后续波形常发生畸变; 纵、横波时差出现增大现象。

裂缝在成像测井资料上表现为缝洞处声脉冲回波幅度小、传播时间长; 幅度图像中异常面积表征缝、洞的尺寸, 正弦线参数表征裂缝的产状; 高导缝 (可能的开口缝) 在 FM I 图像上表现为深色 (黑色) 的正弦曲线; 溶洞在 FM I 图像上颜色发黑, 形状象小砾石, 多为分散的星点状或串珠状^[5] (图 5)。

在实际应用中, 应考虑钻井地质及录井资料, 例如岩心、钻时、放空、泥浆漏失等, 进行综合研究和识别, 以减少多解性。

3 碳酸盐岩缝洞型储层地球物理精细成像技术

塔河油田奥陶系顶侵蚀面起伏剧烈, 内幕岩溶缝洞纵、横向变化大。通过提高地震资料的信噪比、分辨率和保真度以及空间偏移归位的准确性处理技术应用, 突出潜山顶面及内幕的缝洞体的精细成像^[8], 为缝洞型储层的预测奠定可靠的基础。

3.1 均方根振幅和主频统计去噪技术

首先, 为了不影响球面扩散补偿和地表一致性振幅补偿的应用效果, 需要对噪音进行消除。除了采用常规的去噪手段外, 采用均方根振幅和主频统计去噪技术可取得较好的去噪效果。

均方根振幅和主频统计去噪技术是以不正常道与正常道在振幅与主频存在明显差异为基础, 查找不正常道并实施自动剔除。其主要原理是: 相邻道均方根振幅和主频是渐变的, 不正常道则会有异常强振幅或异常高频率。通过对整个工区的每一炮、每一道进行振幅和主频统计分析, 去除异常振幅和异常主频道, 实现叠前数据的净化。

3.2 振幅一致性处理技术

地表一致性振幅补偿技术是从实际数据振幅统计出发, 对振幅统计数据分解, 在共炮点域和共检波点域, 分别求取道集的比例因子进行补

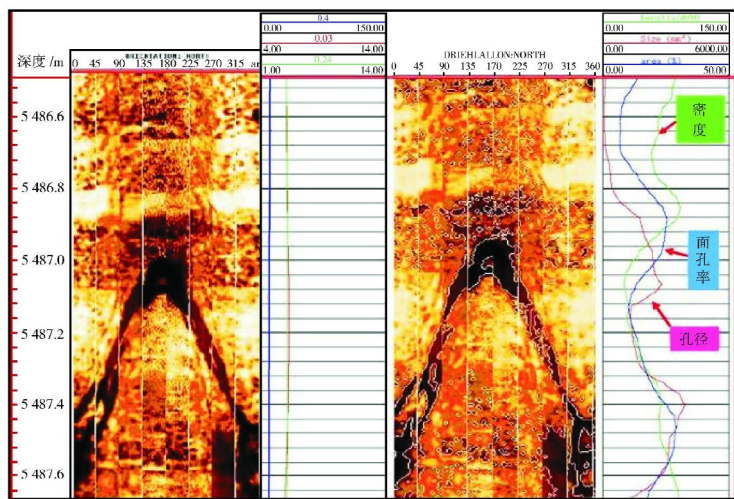


图 5 TK408 井 FM I 成像图中裂缝溶孔的特征

Fig. 5 Characteristics of fractures and vugs on FM I images of the Well TK408

偿,使全区共炮点域、共检波点域道集的平均能量水平趋于一致,解决激发条件和接收条件不同造成的差异,消除了振幅不一致对后续保幅处理的影响。

3.3 子波一致性处理技术

子波一致性处理主要是进行振幅、相位、频率一致性处理,实现子波一致性。处理主要采用道集一致性反褶积和地表一致性反褶积。道集一致性反褶积是在一个道集内统计子波;地表一致性反褶积是在共炮点域、共接收点域统计子波,消除由于激发接收条件的不均匀性以及地表低速带的影响使子波产生的畸变。

通过道集一致性反褶积、地表一致性反褶积及地表一致性振幅补偿等技术,使地震剖面的信噪比、分辨率、保真度明显提高和改善。

3.4 速度分析

由于奥陶系潜山及内幕缝洞体空间分布不均,储层段的速度在空间上变化剧烈。为提高速度分析的质量,采用较小的速度分析矩阵(3×3),加密速度分析密度,利用速度剖面 and 切片来控制速度拾取质量,保证速度分析的精度。

3.5 叠前时间偏移

叠前偏移取消了输入数据为零炮检距的假设,是共反射点反射波的叠加,避免了 NMO 校正叠加所产生的畸变,克服了常规 NMO、DMO 及叠后偏移的缺点,是近年来国内外地震资料常规处

理的发展趋势。它可获得偏移归位后的速度场,适用于陡倾角构造、复杂构造和复杂速度变化条件下的目标地质体的准确成像。由于叠前深度偏移对速度模型要求的精度高,对速度模型敏感,因此现阶段最适用的技术为叠前时间偏移技术。叠前时间偏移常用的方法主要是克希霍夫积方法,通过 3 个环节进行:一是偏移参数的选取,主要是对偏移孔径和反假频因子的选择;二是速度模型的建立及优化,以 DMO 叠加速度场作为初始的偏移速度场,通过目标线的叠前时间偏移,得到 CMP 道集,再对局部速度进行调整,形成新的偏移速度场,如此重复迭代二三次,求得准确的偏移速度场;三是最终叠前时间的偏移,应用求得的准确的偏移速度场,对输入的 CMP 道集在共偏移距域进行叠前时间偏移,得到最终偏移结果。

从图 6 可以看到,通过缝洞体精细成像处理后,剖面品质得到很大改善,波组特征、潜山顶部形态更加清楚,便于构造解释;潜山内幕反射的振幅强弱变化明显、保真度高,缝洞体地震“串珠状”异常,聚焦性更强,成像更清晰,地震振幅保幅特性明显,缝洞体异常平面分布规律明显,小断裂、奥陶系风化面成像更清晰。为奥陶系碳酸盐岩缝洞型储层的精细预测研究打下了良好的基础。

4 地震模型正演

碳酸盐岩缝洞体模型正演,首先要建立单一缝洞和缝洞体组合两大类正演地质模型。单一缝

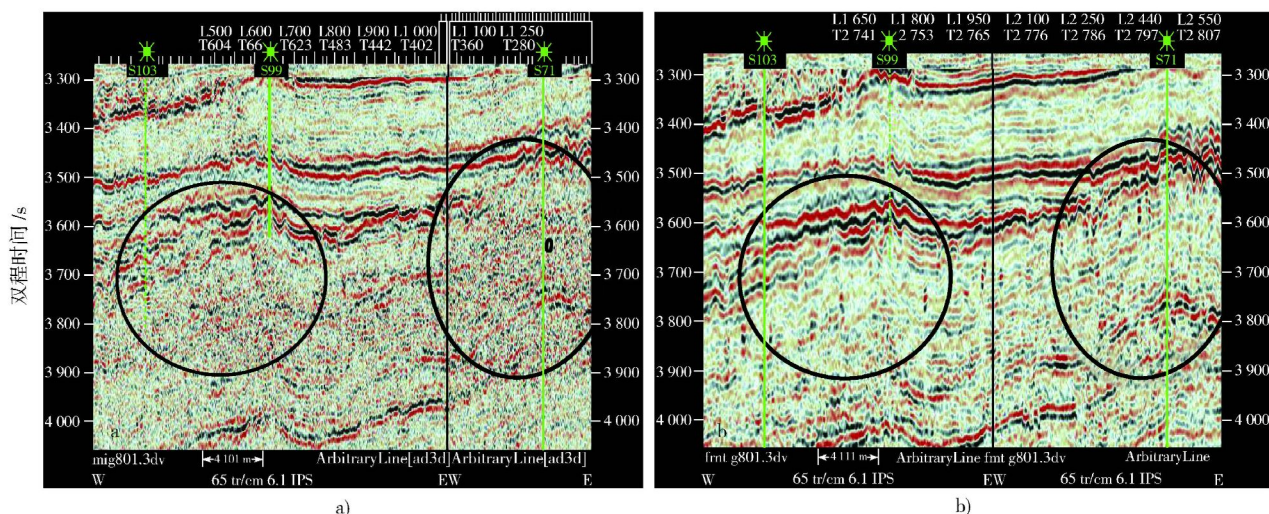


图 6 缝洞型储层原处理剖面 a) 和精细成像处理剖面 b)

Fig. 6 Correlation of the original processing profile (a) and fine imaging processing profile (b) of fractured-vuggy reservoirs

洞模型是设计不同角度、宽度的裂缝, 考虑不同形状、直径大小不等的洞穴以及它们所处碳酸盐岩层段的不同位置的模型, 用于研究单个洞穴、裂缝带的地震反射特征; 缝洞体组合模型是将多个不同的单一缝、洞结合塔河油田实际地层层序、构造形态和奥陶系内部结构特征组合而成的。对正演地质模型, 采用物理或数值波动方程模拟方法, 形成地震模拟记录, 用于分析总结碳酸盐岩缝洞储集体的地震响应特征, 为储层地震预测技术奠定理论基础。通过模型正演, 可取得以下认识。

4.1 缝洞体地震响应的基本特征

1) 洞穴和部分高角度裂缝带都能够产生串珠状异常即短轴强反射。

2) 奥陶系顶面、内幕储层发育时, 地震表现顶部为弱反射, 内幕为杂乱反射。

3) 奥陶系顶面、内幕储层发育时, 地震表现顶部为强反射, 内幕为“串珠状”异常即强短轴反射或杂乱反射。

4.2 “串珠状”异常与缝洞体规模的关系

1) 溶洞宽度小于横向分辨率 (约 50 m) 时, 振幅随溶洞宽度增加而增强; 大于横向分辨率 (约 50 m) 时, 振幅异常的宽度与溶洞宽度基本相同。

2) 溶洞高度小于纵向分辨率 (约 50 m) 时, 振幅随溶洞高度增加略有增强。

4.3 “串珠状”异常与缝洞体位置的对应关系

横向上, 缝洞体的中心与“串珠状”异常的中心位置吻合; 纵向上, 如果地震处理为零相位子波, 且洞高满足分辨率要求, 则洞顶应该对应为波谷。

4.4 缝洞体识别的陷阱

残丘间的低洼部位, 易形成绕射波。如果偏移没有完全归位, 可能产生“串珠”异常的“假象”。因此, 对于两个残丘间的地震“串珠异常”, 要慎重布井。上部裂缝的绕射波, 如果归位不准确, 可能导致向下延续的“柱状”异常假象, 与深部断裂相混淆。

4.5 洞穴尺度与地震采集面元的关系

通过正演模拟, 地震可识别范围内, 野外采集的面元越小, 可识别的洞穴的规模就越小。相同

规模的洞穴, 采集面元越小, 地震能量越强; 相同的面元, 孔洞的直径越小, 能量越弱。

4.6 洞穴充填物性质与地震振幅的关系

当洞高大于地震波纵向分辨率 (约 50 m) 时, 洞内充填物与围岩的波阻抗差异的大小和振幅有一定关系。当充填物的波阻抗值增大时, 波阻抗差异变小, 振幅变小 (洞内充填物越致密, 振幅越小)。

5 缝洞型储层地震识别模式建立

5.1 储层精细标定

利用 VSP 制作合成地震记录, 标定主要的地质界面和岩性差异较大的岩性分界面。利用特殊的地震反射波特征和测井、钻时等资料进行储层标定, 即以石炭系巴楚组顶部双峰灰岩强振幅连续地震反射同相轴为标志层, 以奥陶系顶部的削截面为约束, 结合快钻时、井径扩大、低电阻率对缝洞型储层进行细致标定, 为储层预测地震识别模式的建立提供重要依据 (图 7)。

5.2 地震预测技术

5.2.1 地震振幅变化率^[9]

虽然影响地震反射波振幅的因素较多, 如果地震数据采集、处理的影响不大, 在奥陶系碳酸盐岩储层中影响振幅的则是孔、洞、缝的发育程度。根据奥陶系储层纵向发育特征, 选择不同时窗提取平均绝对振幅值, 可以预测碳酸盐岩孔、洞、缝发育带。由于塔河油田范围大, 有些区域奥陶系中、下统储层的上覆地层为石炭系巴楚组泥岩, 有些区域上覆地层为奥陶系中、上统灰岩。这种不同岩性的地层组合造成奥陶系中、下统风化面附近地震反射振幅值的差异。为了消除这种影响, 突出振幅变化特征, 针对该区的地质特征, 引入振幅变化率的计算方法。

振幅变化率的公式为

$$AVR = \text{SQRT}[(\text{damp}/\text{dx})^2 + (\text{damp}/\text{dy})^2] \quad (1)$$

式中 AVR 为振幅变化率; amp 为振幅值。

振幅变化率只与振幅的横向变化有关, 而与振幅的绝对值无关。在碳酸盐岩中, 当存在裂缝、溶洞时, 振幅会发生变化。所以, 振幅变化率大的

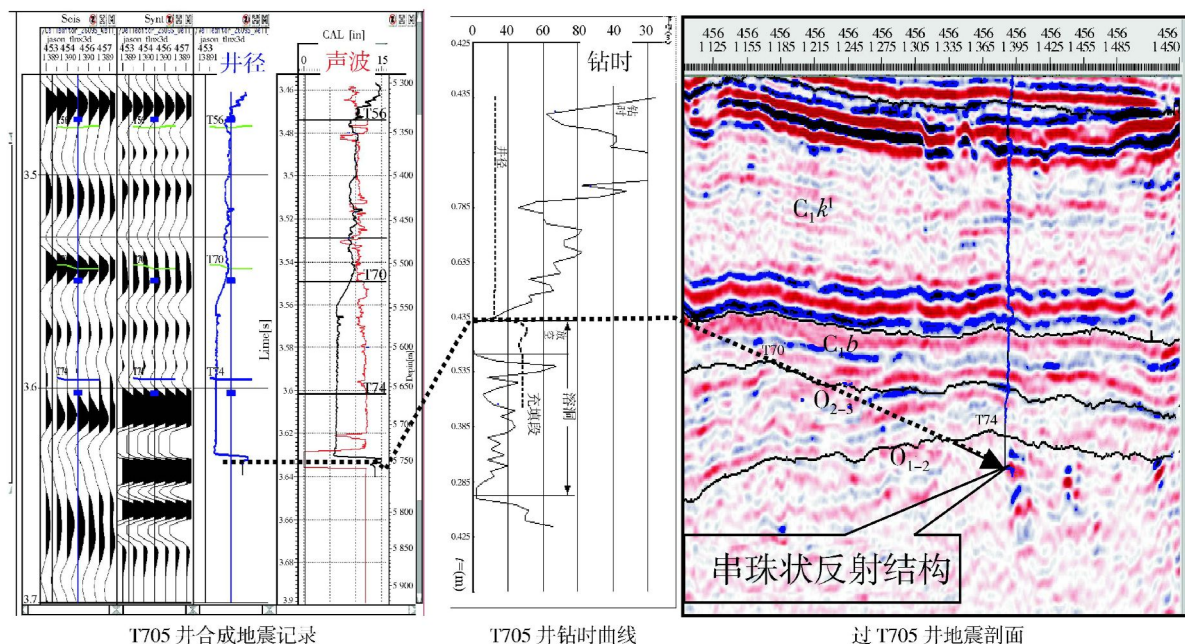


图 7 T705井溶洞标定

Fig 7 Calibration of Karst caves in Well T705

地方很有可能是裂缝、溶洞的发育带。塔河油田应用振幅变化率预测碳酸盐岩储层发育带效果较好。

塔河联片工区 113 口钻井的统计结果表明, 振幅变化率预测储层发育段与测井解释的吻合率达 80.5% 以上。

5.2.2 相干体技术

相干体技术的核心就是通过地震道的相似性分析, 将三维地震振幅数据体转化为相关系数数据体, 突出不相关的异常现象。一般认为, 原始地层沉积时, 地层是连续的, 即使在横向上有变化也是一种渐变过程, 也就是说地震波在横向上沿层是基本相似的。当地层中存在断层和裂缝、礁体、盐丘、地层或岩性尖灭等地质现象时, 地层的相似性将遭受破坏, 从而影响地震道的相关性。塔河油田地震资料品质较好, 目的层地层产状缓, 岩性变化不大, 故影响相似性的主要地质因素为缝、洞、断层及岩性变化。为排除因断裂错位而在横向上出现的非相似性, 采用相干体沿层切片的方法来预测岩溶、裂缝发育程度。

对沿层提取的相干值进行统计分析。对钻井计算井周 50 m 范围内的平均相干值作为井点处的相干值, 并与测井解释储层发育段、油气产层段进行了对比分析。统计结果表明, 相干值大于 120

可定义为强相干(相干性好), 小于 120 可定义为弱相干(相干性差)。那么, 处于相干性好的区域有 9 口井, 其中只有 TK455 一口井获得油气; 处于弱相干区域的 35 口井, 获得油气的井有 28 口井。而没有获得油气产能的 TK422 井则处于强相干值区域。

5.2.3 三维可视化

三维可视化是利用线、面、体等多方位浏览扫描各类数据(包括三维地震保幅数据体、相干数据体、波阻抗数据体等), 通过调节色块、透过限制、种子点追踪、层位追踪等方法, 突出、细化、雕刻异常体, 从而将异常体转化为直观的、形象的、具立体感的地质目标体, 利用三维可视化技术和地震数据体层拉平(古构造近似恢复)技术相结合进行古地貌、古水系研究, 为研究储层发育提供依据^[10-11]。

1) 岩溶古地貌恢复

区域地质研究认为, 塔河地区石炭系底部巴楚组是在中、下奥陶统风化壳之上的填平补齐式沉积, 其厚度可间接反映中、下奥陶统风化壳岩溶地貌特征。石炭系巴楚组顶部的双峰灰岩是区域标志层, 它代表一种环境相对稳定情况下的沉积。利用地震资料的层拉平技术, 将塔河联片三维数据体沿双峰灰岩顶面 T_6^0 地震反射波拉平。那么,

拉平后的奥陶系顶面的构造面貌, 消除了后期构造运动的影响, 基本代表了海西早期岩溶发育时的地貌特征。

2) 古水系分析

古水系的发育研究是古岩溶研究的又一个重要环节。利用地震的层拉平技术和三维立体可视化解释技术相结合, 对三维数据体沿双峰灰岩顶面拉平后向下分析, 通过调整振幅属性, 利用地震振幅异常的横向展布规律, 预测塔河油田奥陶系顶部古水系的发育。通过仔细观察, 可发现许多不规则黑色振幅呈树枝状或网状分布, 类似于地表水系展布。根据钻井资料, S48 井奥陶系中、下统顶面泥浆漏失并获高产油气流, S73 井奥陶系中、下统顶部发生井涌, T607 和 T444 等井发生溢流、井涌等, 这些井又正好处在树枝状黑色振幅附近。所以, 树枝状的振幅分布很可能是古水系的地震响应。利用古水系的分布规律预测碳酸盐岩储层的有利分布区域。

5.2.4 地震测井联合反演

塔河油田地震测井联合反演主要采用 Jason 软件中 InveMod 反演技术。该技术是一种基于模型的地震数据约束下的测井参数反演技术。其核心思想是: 地震道上各类数据之间是彼此相关的, 在同一模型层内任何一道的数据都可以通过其他道的数据加权得到。因此, 利用地震资料解释结果与测井资料相结合生成一个精细的初始地质模型作为基础, 该模型充分利用了地质、测井资料和地震信息。利用井旁合成记录内插、外推产生一个合成记录数据体。通过对测井数据和地震数据进行主分量分析、模型估算, 反复正反迭代来优化初始模型, 达到与地震数据的最佳匹配; 当合成记录数据体与实际地震数据体之间的误差满足精度要求时, 便得到了空间的权值分布, 形成权系数体; 将权系数应用于其他类型的测井曲线上, 便得到了这种测井曲线的属性数据体, 如波阻抗、层速度、孔隙度等数据体^[9]。

5.2.5 多参数聚类分析

塔河油田奥陶系储层主要为缝洞系统, 纵、横向非均质性强, 地震波特征变化主要反映储层的横向变化。为了更好地对求取的地震属性特征参数进行优化, 对各地震属性参数异常值与实际钻

井钻遇的缝洞型储层段进行吻合率统计。利用地震属性多参数交会做出量化分析, 将测井解释的交会图分析技术引入地震属性参数分析中来, 利用多种参数进行综合分析评价, 包括直方图分析技术、二维交会图分析、三维交会图分析等技术, 对奥陶系中、下统顶部储层进行综合预测。

5.3 地震识别模式

通过对塔河油田 200 余口钻井的储层标定, 对实际钻遇储集层与地震参数进行对比分析, 建立了碳酸盐岩缝洞型储层的地震预测模式。

1) 碳酸盐岩缝洞型储集层在地震偏移保幅时间剖面上总体表现为“杂乱反射结构”特征。

2) 下奥陶统风化面附近缝洞型储集层的地震识别模式为: “弱振幅 (图 8), 弱相干, 低波阻抗”; “古水系分支河道交汇部位”; “主曲率大”。

3) 下奥陶统内幕缝洞型储集层的地震识别模式为: “强振幅 (图 9), 高振幅变化率, 弱相干, 低波阻抗”; “古水系分支河道交汇部位, 古暗河”。

4) 溶洞作为一种重要的储集层类型, 其识别模式为: 在地震时间剖面上表现为“陷落柱状强振幅反射结构” (图 10)。经过 T427、沙 48、T402、T401、TK 408 等钻井证实, 目前在塔河油田钻遇放空、泥浆漏失等现象钻井的吻合率在 85% 以上。它们在沿层振幅变化率图上表现为“椭圆形、串珠状、条带状振幅变化率异常” (图 11)。

5) 随着塔河油田勘探开发程度的不断深入, 发现塔河油田外围上奥陶统覆盖区缝洞型储层的发育主要受加里东期岩溶、断裂、褶皱等控制。通过对比分析研究, 增加了上奥陶统覆盖区缝洞型储层的两种地震识别模式, 主要为“低频负相位”和“褶皱 + 断裂”和“断陷 + 串珠状”等特征 (图 12 图 13)。

6 储层发育区预测

以上各种预测技术综合检测结果分析, 塔河油田奥陶系储层发育具有明显的分区特点, 以阿克库勒凸起高部位的主体区最为发育, 明显好于环凸起的西北及南部地带。主体区局部区域有连片分布的特点; 在外围地区储层发育程度较主体区都要差, 且具有明显的方向性和条带状的特点 (图 14)。

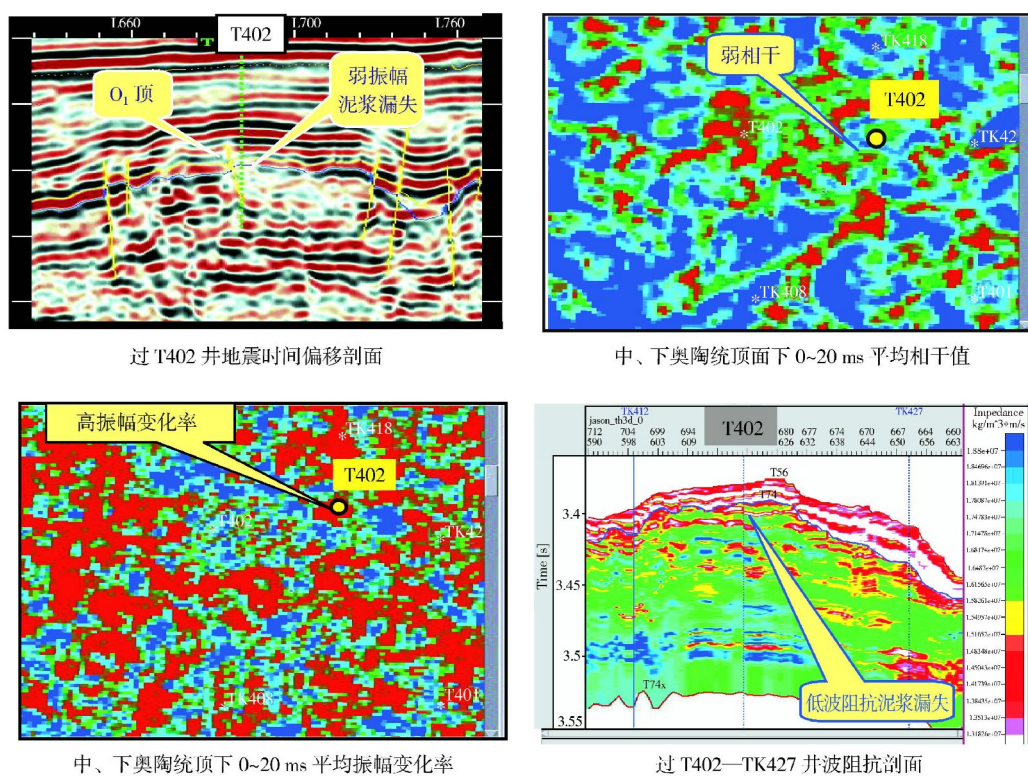


图 8 中、下奥陶统顶部缝洞型储层地震识别模式

Fig. 8 Seismic recognition mode of the fractured-vuggy reservoirs at the top of the mid-lower Ordovician

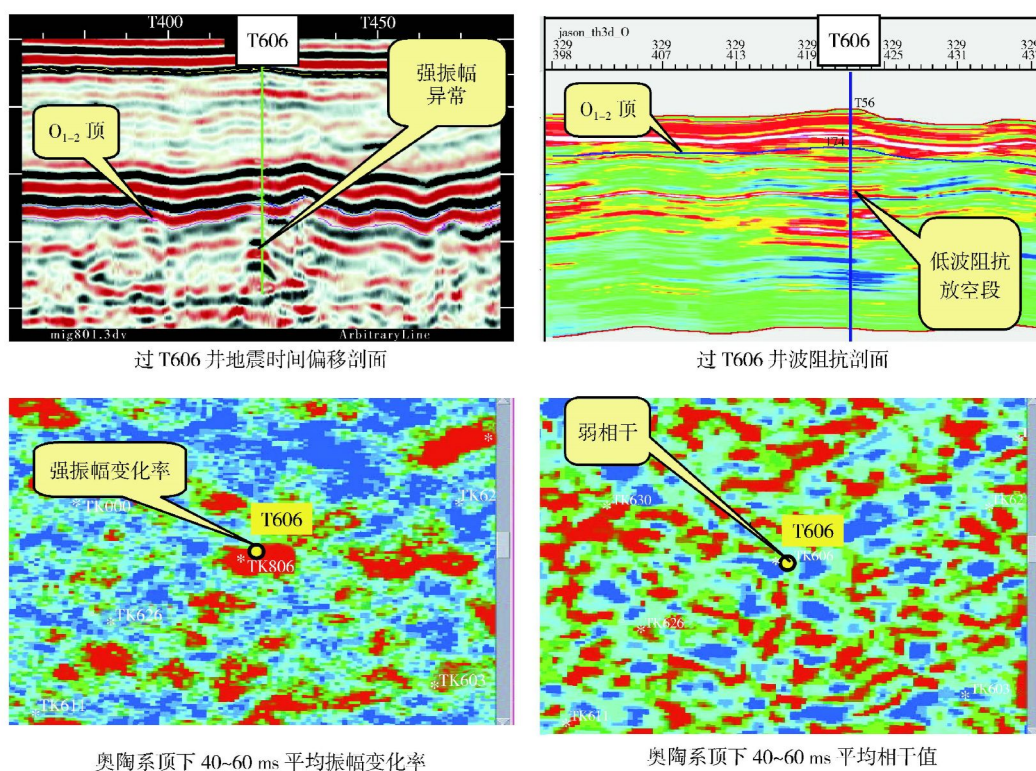


图 9 中、下奥陶统内幕缝洞型储层地震识别模式

Fig. 9 Seismic recognition mode of the fractured-vuggy reservoirs inside the mid-lower Ordovician

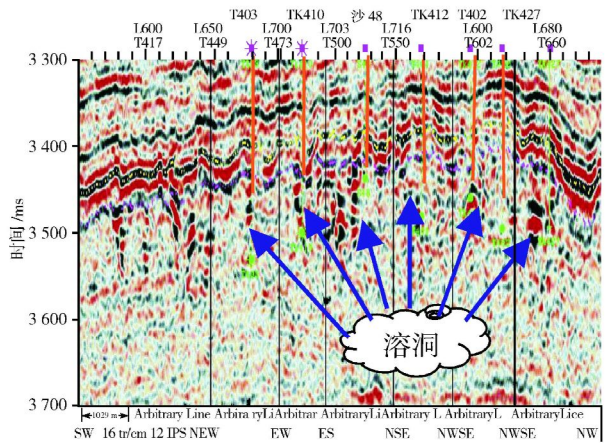


图 10 溶洞的陷落柱状反射结构特征
Fig. 10 Columnar reflection structure of karst sinking

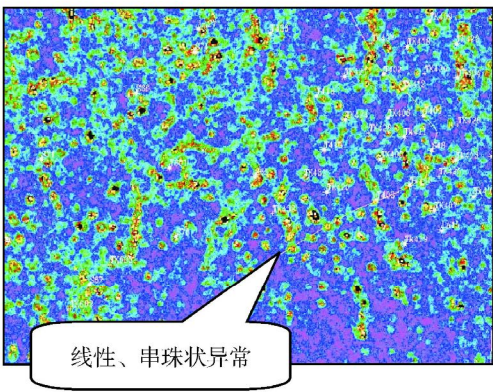


图 11 缝洞型储层振幅变化率特征
Fig. 11 Amplitude variation of the fractured-vuggy reservoir

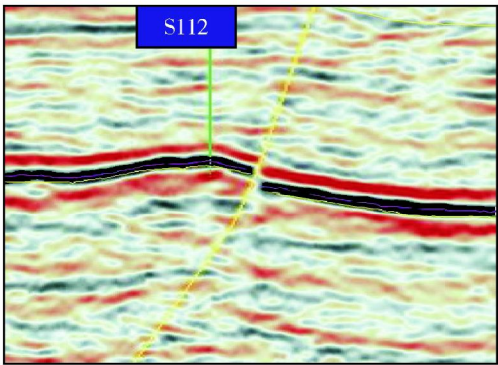


图 12 S112井“低频负相位”、“褶皱+断裂”反射特征
Fig. 12 Reflection of ‘ low frequency negative phase’ and ‘ fold-fault’ in Well S112

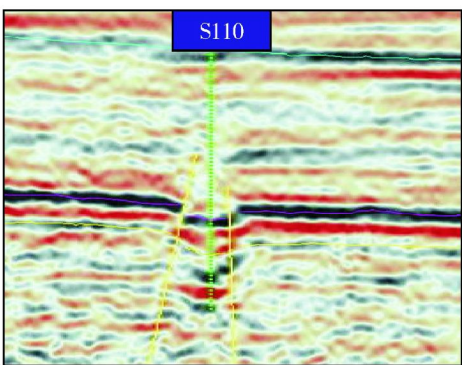


图 13 S110井“断陷+串珠状”反射特征
Fig. 13 Reflection of fault-depression and string-bead shape in Well S110

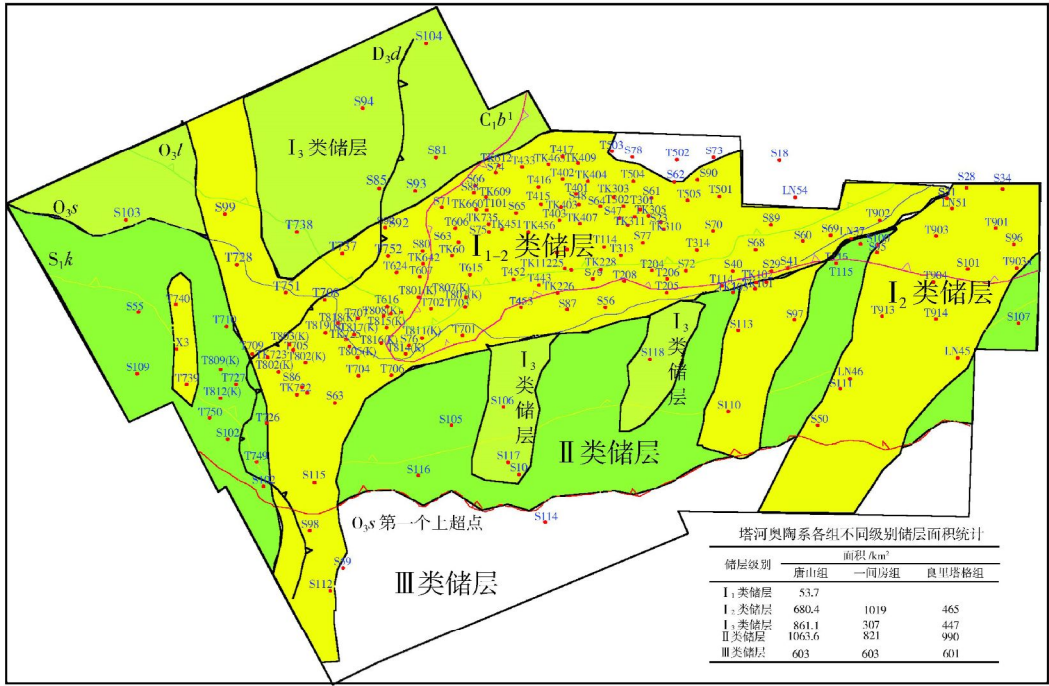


图 14 奥陶系储层综合预测
Fig. 14 Comprehensive map of the Ordovician reservoirs prediction

6.1 I 级储层发育区

I 级储层(好储层)分布于阿克库勒凸起海西早期古岩溶斜坡,岩溶纵向分带明显,是各岩溶地貌单元中岩溶作用最发育且充填作用相对较弱的地貌单元,特别是坡度较缓的缓坡及其上的岩溶残丘。断裂非常发育且多组断裂的交汇形成棋盘式形态,地震预测综合异常分布密度大、呈条带状展布。多口井证实缝洞型储层发育,特别是沿断裂带大型洞穴发育。

6.2 II 级储层发育区

II 级储层(中等储层)主要分布于 I 级储层发育区的东、西两侧,为岩溶谷地及岩溶高地。储层以裂缝型或孔洞-裂缝型为主,储层的发育受控于不连续分布的断裂。这是本区中等储层分布区,地震预测综合异常分布密度较小。钻达中、下奥陶统的钻井放空现象较少,表明该区大型溶洞很少;但部分井具中等程度的井漏,并且多口井岩心观察表明未充填的中、小型孔洞发育也较差,但裂缝相对较发育。储集类型以孔洞-裂缝型为主;次为裂缝型;偶见裂缝-孔洞型。

6.3 III 级储层发育区

III 级储层(较差储层)主要分布于本区南部的中、上奥陶统桑塔木组碎屑岩覆盖区,海西早期岩溶作用弱、同时变形作用也较弱,是本区较差储层分布区。由于受加里东中期岩溶作用的影响,该区的部分地区岩溶作用较强,如 T904、T708、S102 等井具放空、井漏。仍见孔洞-裂缝型储层发育,地震预测综合异常分布密度少见。

7 存在问题及研究方向

通过“十五”期间的研究与实践,逐步形成了一套适合于塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型储层的预测技术,为塔河油田储量、产量连年增长提供了强有力的技术支撑,取得了很大的经济效益。但是由于碳酸盐岩储层的复杂性,加上任何一种储层预测技术都有其本身的特殊性、局限性,只有综合分析多种储层预测资料成果,并结合地质、构造、岩性等多种资料作出综合评价,才能减少多解性,提高预测精度。“十一五”期间将积极开展缝

洞体地震叠前偏移成像技术研究,提高缝洞体的地震成像精度^[12],继续深入研究碳酸盐岩储层预测技术,实现由定性向半定量、量化预测的转变,推进高精度三维地震采集技术在塔河油田开发中的应用,为提高采收率提供基础资料和技术支持。

参 考 文 献

- 周棣康,王君奇,叶德胜.塔里木盆地北部奥陶纪地层及沉积特征[A].塔里木盆地北部油气田勘探与开发论文集[C].北京:地质出版社,2000 11~23
Zhou Dikang Wang Junqi Ye Desheng Character of Ordovician stratum and sediment in the north of Tarim basin[A]. Analects of exploration and exploitation of Tahe oil-gas pool in the north of Tarim basin[C]. Beijing Geological Publishing House 2000 11-23
- 王金琪.塔里木盆地奥陶系岩溶储集层的油气前景[J].石油与天然气地质,1999,20(4):305~310
Wang Jinqi Oil and gas prospects of Ordovician karst reservoir in Tarim basin[J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(4): 305-310
- 张涛,闫相宾.塔河油田隐蔽油气藏岩溶型储层成因研究[J].石油科学(英文版),2004,1(2):100~104
Zhang Tao Yan Xiangbin A study of the genesis of karst-type subtle reservoir in Tahe oilfield[J]. Petroleum Sciences 2004, 1(2): 100-104
- 郑冰,承秋泉,高仁祥.塔里木盆地东北部奥陶-志留系沉积成岩作用[J].石油与天然气地质,2006,27(1):85~92
Zheng Bing Cheng Qiuan Gao Renxiang Ordovician-Silurian sedimentation and diagenesis in northeastern Tarim basin[J]. Oil & Gas Geology 2006, 27(1): 85-92
- 王恕一,黄继文,蒋小琼.塔里木盆地上奥陶统沉积及古地理特征[J].石油实验地质,2006,28(3):236~242,248
Wang Shuyi Huang Jiwen Jiang Xiaoqiong The Sedimentary and palaeogeographic characteristics of the Upper Ordovician in the Tarim basin[J]. Petroleum Geology & Experiment 2006, 28(3): 236-242, 248
- 肖玉茹,何峰煜,孙义梅.古洞穴型碳酸盐岩储层特征研究——以塔河油田奥陶系古洞穴为例[J].石油与天然气地质,2003,24(1):71~80
Xiao Yuru He Fengyu Sun Yimei Reservoir characteristics of paleocave carbonates: a case study of Ordovician paleocave in Tahe oilfield, Tarim basin[J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(1): 71-80
- 马学军,李宗杰.塔河油田碳酸盐岩缝洞型储层精细成像技术[A].塔河油气田勘探与评价文集[C].北京:石油工业出版社,2006 259~265
Ma Xuejun Li Zongjie Refined imaging technique of carbonate seam-excavation type reservoir in Tahe oil-gas pool[A]. Analects of exploration and exploitation of Tahe oil-gas pool[C]. Beijing Petroleum Industry Press 2006 259-265

(下转第 878 页)

5) 多学科综合预测为成功实现快节奏、高效率突破深层碳酸盐岩储层勘探目标提供了可靠的保证。

参 考 文 献

- 戴少武, 贺自爱, 王津义. 中国南方中、古生界油气勘探的思路 [J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(3): 195~202
Dai Shaowu, He Zilai, Wang Jinyi. Thinking of Mesozoic hydrocarbon exploration in south China [J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(3): 195~202
- 沃玉进, 肖开华, 周雁, 等. 中国南方海相层系油气成藏组合类型与勘探前景 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(1): 11~16
Wu Yujin, Xiao Kaihua, Zhou Yan, et al. Types of marine plays in southern China and exploration prospects [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(1): 11~16
- 熊翥. 复杂地区油气地球物理勘探技术 (数据采集) [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998. 1~301
Xiong Zhu. Oil & gas geophysical (acquisition) in complex condition [M]. Beijing Petroleum Industry Press, 1998. 1~301
- 杨贵祥. 碳酸盐岩裸露区地震采集方法 [J]. 地球物理学进展, 2005, 20(4): 1108~1128
Yang Guixiang. The method of seismic exploration in the bare carbonate rock area [J]. Prospecting in Geophysics, 2005, 20(4): 1108~1128
- 杨贵祥, 贺振华, 朱铤. 中国南方海相地层下组合地震采集方法研究与实践 [J]. 石油物探, 2006, 45(2): 157~168
Yang Guixiang, He Zhenhua, Zhu Xuan. Research on seismic acquisition methods for lower assemblage of marine strata in south China [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2006, 45(2): 157~168
- 马在田. 地震成像技术—有限差分法偏移 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1989. 1~213
Ma Zaitian. Seismic imaging technique—finite difference migration [M]. Beijing Petroleum Industry Press, 1989. 1~213
- 杨贵祥. 基于调谐频率与分频处理的高分辨率反演技术 [J]. 石油物探, 2006, 45(3): 242~244
Yang Guixiang. High resolution inversion based on tuning frequency and frequency decomposition [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2006, 45(3): 242~244
- Portniaguine O, Castagna J.P. Inverse spectral decomposition, 74th Ann Internat Mtg: Soc of Expl Geophys, 2004, 1786~1789
- Castagna J.P., Sun S. Instantaneous spectral analysis: detection of low frequency shadows associated with hydrocarbons [J]. The Leading Edge, 2003, 22(2): 120~127
- 张旭光, 窦慧媛. 三维可视化技术在碳酸盐岩储层预测中的应用 [A]. 塔河油气田勘探与评价文集 [C]. 北京: 石油工业出版社, 2006. 331~337
Zhang Xuguang, Dou Huiyuan. The application of 3D visualization in carbonate reservoir forecast [A]. Analects of exploration and exploitation of Tahe oil-gas pool [C]. Beijing Petroleum Industry Press, 2006. 331~337
- 李宗杰, 樊政军, 杨林. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型储层地球物理识别模式 [A]. 塔河油气田勘探与评价文集 [C]. 北京: 石油工业出版社, 2006. 308~316
Li Zongjie, Fan Zhenjun, Yang Lin. Geophysical recognition mode of carbonate reservoir in Tahe oil-gas pool [A]. Analects of exploration and exploitation of Tahe oil-gas pool [C]. Beijing Petroleum Industry Press, 2006. 308~316
- 李宗杰, 韩革华. 塔河地区碳酸盐岩储层预测技术方法研究 [A]. 塔里木盆地北部油气田勘探与开发论文集 [C]. 北京: 地质出版社, 2000. 160~170
Li Zongjie, Han Gehua. Study of technical method of carbonate reservoir forecast in Tahe area [A]. Analects of exploration and exploitation of the pool in the north of Tarim basin [C]. Beijing Geological Publishing House, 2000. 160~170
- 樊怀阳. JASON 反演技术在塔河油田 3 号区块的应用 [A]. 塔里木盆地北部油气田勘探与开发论文集 [C]. 北京: 地质出版社, 2000. 177~181
Fan Huaiyang. The application of Jason reversal development in the block 3 of Tahe oil-gas pool [A]. Analects of exploration and exploitation of the pool in the north of Tarim basin [C]. Beijing Geological Publishing House, 2000. 177~181
- 翟晓先, 漆立新. 塔河油田勘探实践与面临的挑战 [A]. 塔河油气田勘探与评价文集 [C]. 北京: 石油工业出版社, 2006. 1~10
Zhai Xiaoxian, Qi Lixin. Exploration practice and challenge in Tahe oil-gas pool [A]. Analects of exploration and exploitation of Tahe oil-gas pool [C]. Beijing Petroleum Industry Press, 2006. 1~10

(编辑 高 岩)

(编辑 李 军)

(上接第 870 页)