

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2020049

随钻地震技术在莺歌海盆地高温高压 地层钻井中的应用

高永德¹, 刘 鹏², 杜 超¹, 陈 鸣¹, 陈艳艳²

(1. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057; 2. 斯伦贝谢中国公司, 北京 100015)

摘 要:南海莺歌海盆地高温高压地层的钻井安全风险较高,为降低钻井风险,需要准确预测高压地层的压力和深度。为此,在预探井 DF-X1 井钻井过程中研究应用了随钻地震技术,利用随钻地震数据获得时深关系和地层速度,实时更新钻头在地震剖面中的位置,确定钻头前方高压储层的深度和地层压力系数。在 DF-X1 井实钻过程中,应用随钻地震技术准确预测了高压储层 A1 砂体的地层孔隙压力系数、破裂压力系数和深度,高压储层 A1 砂体的预测深度与实钻深度相差仅 6.00 m,确保了 $\phi 244.5$ mm 套管成功下到高压储层上部的泥岩中,确保了 $\phi 212.7$ mm 井段的安全压力窗口;A1 砂体孔隙压力系数和破裂压力系数的预测精度分别达到 3.0% 和 1.0%,确保了该探井的顺利完钻。研究表明,随钻地震技术可以准确预测地层压力和高压储层深度,能有效降低钻井风险,提高作业效率。

关键词: 随钻地震; 高温; 高压; 随钻压力监测; 压力预测; 莺歌海盆地; DF-X1 井

中图分类号: TE27⁺1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2020)04-0063-09

The Application of Seismic while Drilling in High Temperature, High Pressure Reservoirs of the Yinggehai Basin

GAO Yongde¹, LIU Peng², DU Chao¹, CHEN Ming¹, CHEN Yanyan²

(1. Zhanjiang Branch of CNOOC (China) Limited, Zhanjiang, Guangdong, 524057, China; 2. Schlumberger China, Beijing, 100015, China)

Abstract: There are high temperature, high pressure (HTHP) formations in the Yinggehai Basin in the South China Sea, and they are considered high-risk for safety when penetrating the HTHP formations. In order to reduce the drilling risk, it is necessary to accurately predict the pressures and at each formation depth. For this reason, the seismic while drilling technology was applied in the pre-exploration Well DF-X1. The technology uses seismic data while drilling to obtain the time-depth relationship and the formation velocity, and it updates the bit position on the seismic profile in real time, and thus it determines the high pressure reservoir depth and formation pressure coefficient in front of the bit. During the actual drilling of Well DF-X1, the seismic while drilling technology was used to accurately predict the pore pressure coefficient, fracture pressure coefficient and depth of the high pressure reservoir A1 sand body. The predicted depth error of A1 sand body was only 6.00 m with the actually drilled depth, which ensured that the $\phi 244.5$ mm casing was run into the mudstone above the high pressure reservoir. By using seismic while drilling, the prediction accuracy of A1 sand body pore pressure coefficient achieved 3.0%, and the accuracy of formation fracture pressure coefficient up to 1.0%. Based on this, the drilling fluid density of the completion section was optimized to avoid the gas cut and lost circulation, kept the successful drilling of the well. The research results showed that the seismic while drilling technology could accurately predict the formation pressure along with the depth of the targeted high pressure reservoir, thus effectively reduce drilling risk and improving operation efficiency.

Key words: seismic while drilling; high temperature; high pressure; pressure monitoring while drilling; pressure prediction; Yinggehai Basin; Well DF-X1

莺歌海盆地有着丰富的天然气资源^[1],同时也存在异常高温高压地层^[2-6]。东方 X 区块位于莺歌海盆地的莺歌海凹陷南部,具有良好的成藏地质条件,但该区块构造复杂、岩性预测难、存在异常高温高压地层,并且安全密度窗口窄,造成钻井作业风险高,给钻井、地质工程带来了极大挑战。

收稿日期: 2019-07-26; 改回日期: 2020-04-09。

作者简介: 高永德(1978—),男,山东沂南人,2001年毕业于江汉石油学院应用地球物理专业,2008年获长江大学地球探测与信息技术专业硕士学位,高级工程师,主要从事地球物理测井相关的管理与技术工作。E-mail: gaoyd1@cnooc.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项课题“莺歌海盆地高温高压天然气富集规律与勘探开发关键技术(三期)”(编号: 2016ZX05024-005)资助。

针对异常高压地层的钻探风险,近年来主要利用井筒电缆 VSP 资料预测地层压力^[7-10],或利用随钻声波测井资料进行地层压力预测和监测^[11-12],或将电缆 VSP 资料和随钻声波测井资料相结合监测地层压力^[13]。但是,利用电缆 VSP 资料预测地层压力存在以下不足:1)进行一次电缆 VSP 测量需要 3~5 d 时间,作业时间长;2)利用电缆 VSP 资料预测目的层地层压力的精度与测量时井底距目的层的距离密切相关,需要尽量靠近目的层才能获得较高的预测精度。随钻地震技术将随钻地震资料和其他随钻测井数据实时结合起来,实时更新时深关系,标定层位,随钻监测钻头前方地层压力。与电缆 VSP 相比,其具有以下技术优势:1)时效性。随钻地震是在接钻柱间隙进行数据采集,不额外占用平台时间。2)实时性。随钻地震数据通过钻井液脉冲遥测系统实时传输到地面和解释中心。3)重复性。随钻地震在同一深度或关键层位可重复测量,从而保障数据和监测结果的准确性。4)实用性。随钻地震可以边钻边测,而不是靠近目的层才开始测量。

鉴于随钻地震技术具有上述优势,东方 X 区块的第一口探井 DF-X1 井在钻井过程中应用了随钻地震技术,不仅获得了高质量的时深关系,准确预测了关键标志层位 T30、T31 和储层黄流组二段 A1 砂体的深度,而且在钻入高压储层之前准确预测了高压储层的孔隙压力系数和破裂压力系数,并利用该技术优化了钻井参数,成功将 $\phi 244.5$ mm 套管下至高压储层上部的泥岩层,确保了高压储层 $\phi 212.7$ mm 井段有可控的安全密度窗口,保证了该井的顺利完钻。

1 随钻地震数据的采集

随钻地震技术利用随钻地震仪器测量地震波从地表传播到井下接收器之间的时间,并记录 4 分量波形数据以提高解释精度。采用气枪震源在地表或者海面激发地震波,钻具组合中的随钻地震仪器在井眼中进行数据采集。该技术最大的特点是具有实时性,能够提供实时时深关系、速度和波场数据,并且是在接钻杆的间隙进行震源激发和数据采集,不额外占用平台时间。由于地面地震速度信息的不确定性,钻前的时深关系模型往往存在较大的不确定性。随钻地震 seismicVISION 测量仪器可减小这种不确定性,在直井利用该仪器可预测钻头前方的层位和地层压力,为钻井决策提供依据,降低钻井风险。

seismicVISION 测量仪器内有 4 个传感器、1 个井下处理器和 1 块内存。4 个传感器为 3 个正交分量检波器和 1 个水听器。DF-X1 井采用的 seismic VISION 测量仪器耐温 150 ℃,耐压 172.25 MPa。随钻地震数据采集如图 1 所示。其工作流程为:在连接钻杆的过程中,钻井作业和循环作业均停止,气枪震源激发,每一道数据震源激发 10~15 次,seismicVISION 测量仪器实时记录地震数据,地震数据在井下完成自动叠加和初至拾取。时长约 500 ms 的地震数据通过钻井液脉冲遥测系统传输至地面,然后通过网络将地震数据传送到数据处理中心,处理人员对初至时间拾取进行快速质量控制,获得时深关系。此外对实时数据进行波场处理,获得走廊叠加道。使用上述时深关系将时间域的地面地震剖面转换到深度域,从而获得目的层位的深度信息,进而了解钻头当前位置与目的层之间的距离。实时作业过程中,每接收到一个深度的地震数据,都要完成上述处理过程。

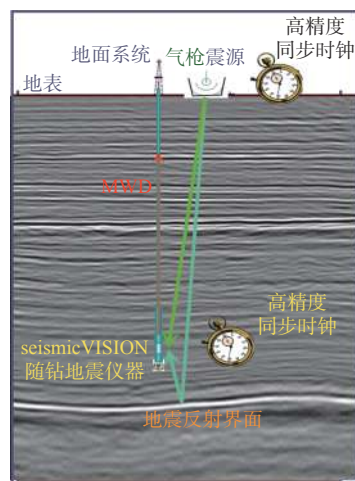


图 1 随钻地震数据采集示意

Fig.1 Schematic of seismic data acquisition while drilling

2 随钻地震数据的处理与利用

2.1 实时时深关系和层位标定

随钻地震数据的处理方法与电缆 VSP 基本相同,处理流程如图 2 所示。随钻地震数据处理可以分为常规处理和特殊处理 2 部分。其中,常规处理主要包括数据叠加、初至提取、频谱分析、静校正、振幅恢复、波场分离、反褶积和走廊叠加。不同于电缆 VSP,随钻地震的初至时间拾取可以在井下自动完成并传至地面,解释人员进行现场质控后得到

初至时间, 通过几何校正将其校正为垂直入射时间, 得到时深关系。

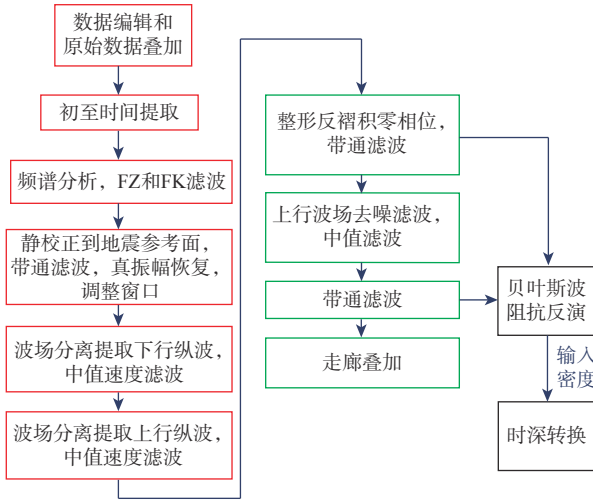


图 2 随钻地震数据处理流程

Fig. 2 Process flow of seismic data while drilling

走廊叠加处理后, 通过对比走廊叠加道和地面地震剖面, 对主要标志层位进行标定, 以确定走廊叠加道和地面地震之间的时间漂移量。然后, 再对比地面地震提取的时深关系, 更新钻头前方地层的预测深度, 确定高压层位置。

2.2 波阻抗反演获取地层层速度

随钻地震数据的特殊处理, 主要是进行贝叶斯波阻抗反演得到钻头前方地层的层速度^[14]。基于地震褶积模型, 地震记录可以看作是震源子波和地层界面反射系数的褶积:

$$S(t) = W(t) * R(t) \quad (1)$$

式中: t 为时间, s; $S(t)$ 为地震记录, 本文采用随钻地震数据处理后得到的上行波场走廊叠加结果; $W(t)$ 为地震子波, 可以从随钻地震数据处理后的下行波场中提取; $R(t)$ 为地层界面的反射系数。

按照水平层状地层模型, 地层界面的反射系数和波阻抗的关系可以表示为:

$$Z_{i+1} = \left(\frac{1+R_i}{1-R_i} \right) Z_i \quad (2)$$

式中: i 指第 i 个地层界面; Z_{i+1} 为第 $i+1$ 层的波阻抗, $\text{kg}/(\text{s} \cdot \text{m}^2)$; Z_i 为第 i 层的波阻抗, $\text{kg}/(\text{s} \cdot \text{m}^2)$; R_i 为第 i 个界面的反射系数。

根据式(1)得到反射系数序列, 再根据式(2)得到波阻抗剖面。波阻抗为地震波在地层中的传播速度和地层密度的乘积, 其表达式为:

$$Z_i = \rho_i v_i \quad (3)$$

式中: ρ_i 为地层密度, kg/m^3 ; v_i 为地层的层速度, m/s 。

反演得到波阻抗剖面后, 再输入地层的密度就可以得到地层的层速度剖面, 包括钻头前方未钻地层的层速度。未钻地层的密度采用邻井相同地层的实测密度或根据研究区域的经验直接输入密度常值。获得钻头前方地层的层速度后, 就可以用其来预测钻头前方地层的压力。

2.3 随钻地震地层压力监测

地层压力监测主要是监测地层的孔隙压力和破裂压力。地层孔隙压力通常是指地层孔隙中流体的压力, 若地层中的流体压力因某种地质条件的作用高于正常静水压力, 则称之为地层超压或地层异常高压。地层破裂压力是指钻井过程中使井壁岩石产生破裂形成裂缝的钻井液液柱压力。

有关地层孔隙压力和破裂压力的计算, 目前有很多经验方法^[15-19]。东方 X 区块目的层及其上覆岩层主要为砂泥岩地层, 可采用 Eaton 法^[20] 计算该区块地层的孔隙压力, 计算公式为:

$$p_p = \sigma_v - (\sigma_v - p_n) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t} \right)^n \quad (4)$$

式中: p_p 为地层孔隙压力, Pa; σ_v 为上覆岩层压力, Pa; p_n 为正常静水压力, Pa; Δt 为实测地层声波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$; Δt_n 为地层正常压实情况下的声波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$ 。

上覆岩层压力通过对上覆海水和地层密度积分得到^[21]:

$$\sigma_v = \rho_w g h + g \sum_{i=1}^n \rho_i \Delta D_i \quad (5)$$

式中: ρ_w 为海水密度, 通常为 $(1.03 \sim 1.06) \times 10^3 \text{ kg}/\text{m}^3$; g 为重力加速度, m^2/s ; h 为海水层厚度, m; ρ_i 为第 i 层的地层密度, kg/m^3 ; ΔD_i 为深度采样间隔, m。

地层破裂压力采用 Eaton 关系式^[22] 计算, 其计算公式为:

$$p_f = p_p + \frac{\mu}{1+\mu} (\sigma_v - p_p) \quad (6)$$

式中: p_f 为地层破裂压力, Pa; μ 为泊松比。

在缺少实测数据的情况下, 可以利用泊松比随深度变化的关系式计算泊松比:

$$\mu = A_1 D_{v,bml}^2 + A_2 D_{v,bml} + A_3 \quad (7)$$

式中: $D_{v,bml}$ 为以泥线为基准的垂深, m; A_1 , A_2 和 A_3 为模型参数。

随钻压力监测工作流程主要包括 3 方面(见图 3): 1) 钻前压力预测。基于邻井的测井数据及钻井、地质和地震资料, 建立钻前压力预测模型。2) 随钻压力监测。利用随钻地震数据、随钻测量数据、钻井和录井等资料, 实时监测当前地层和钻头前方地层

的孔隙压力与破裂压力,结合井下的当量循环密度(ECD)和井况,预防钻井风险。3)钻后评估。根据实测压力数据标定地层压力预测结果,改进、完善地层压力预测模型。

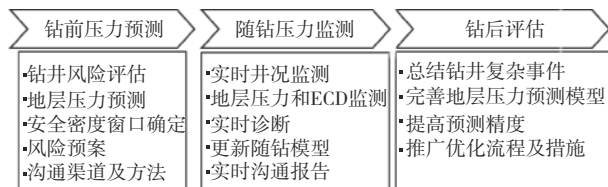


图3 地层压力监测工作流程

Fig.3 Workflow of formation pressure monitoring

钻井过程中,根据随钻地震提供的实时时深关系标定层位,利用随钻地震数据,声波、伽马和电阻率测井曲线及录井数据等,实时监测地层的孔隙压

力和破裂压力。对于钻头前方未钻地层,利用随钻地震获得地层的层速度计算孔隙压力和破裂压力,实时提供前方地层压力的变化趋势,优化钻井液的密度,确保钻井安全。

3 随钻地震资料的应用

DF-X1 预探井位于莺歌海盆地莺歌海凹陷的东方 X 构造,钻探目的是落实黄流组二段海底扇含气性和天然气资源量,主要目的层为黄流组二段 A1 砂体。图 4 所示为 DF-X1 井过井地面地震剖面,主要地震标志界面有 T30、T31 和 T40。A1 砂体为海底扇水道砂,海底扇整体处于“泥包砂”沉积环境中。东方 X 区块的目的层温度为 185~190℃,预测地层孔隙压力系数在 2.1 以上,是典型的高温高压风险区。

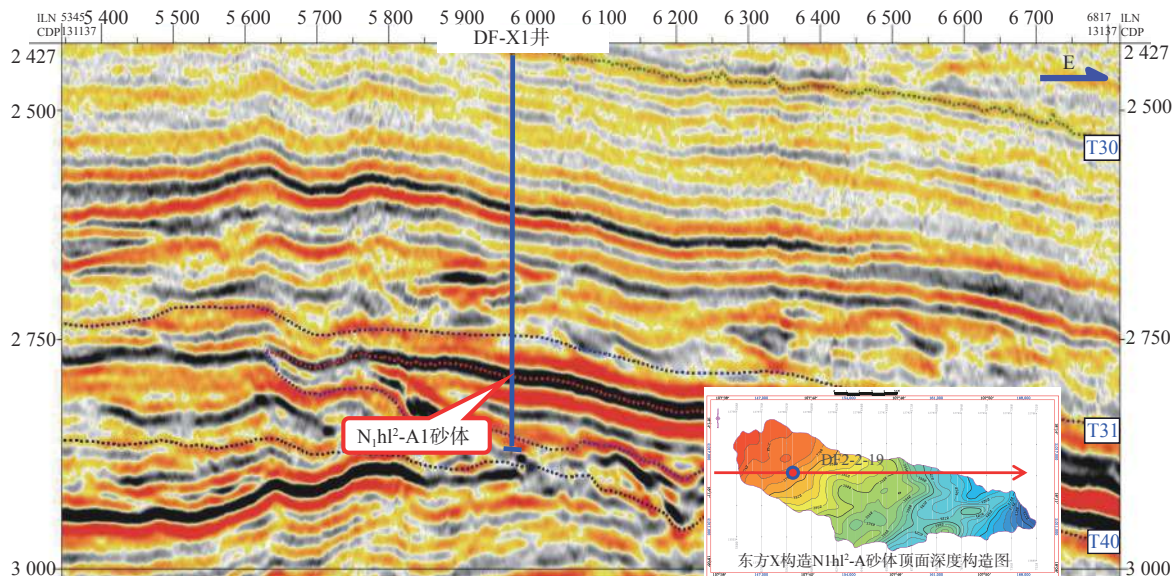


图4 DF-X1 井过井地面地震剖面

Fig.4 Surface seismic profile of Well DF-X1

3.1 随钻地震数据采集和处理

根据 DF-X1 井实际钻井情况,震源采用 3 个 G-Gun 空气枪组合,位于海平面下 6.80 m 处,单个气枪压力 15.16~16.19 MPa。井下使用 seismic VISION 测量仪器,采集 4 分量(水听器+3 分量检波器)地震数据,道间距为 14.40 m。DF-X1 井中进行了 3 次随钻地震数据采集(见表 1),共计采集 96 道地震数据,测量井段共计 1 004.16 m。随钻地震第一次数据采集是在 $\phi 339.7$ mm 套管内进行的,第二次和第三次数据采集是在 $\phi 311.1$ mm 裸眼井中进行的。

钻井液脉冲遥测系统将地震波形数据和自动拾

表 1 DF-X1 井随钻地震各趟采集参数

Table 1 Parameters acquisition of each run in Well DF-X1 by seismic while drilling

采集次数	采集道数	起始深度/m	结束深度/m	井筒类型	道间距/m
1	22	2 767.06	3 067.20	套管	14.40
2	30	3 081.17	3 381.12	裸眼	14.40
3	44	3 369.60	3 771.22	裸眼	14.40

取的初至时间从井下传输至地面,然后通过平台加密网络将数据传输到处理中心。对接收到的数据进行检查,控制其质量,并审核井下自动拾取的初至时间获得时深关系。图 5 所示为 3 次随钻地震实时

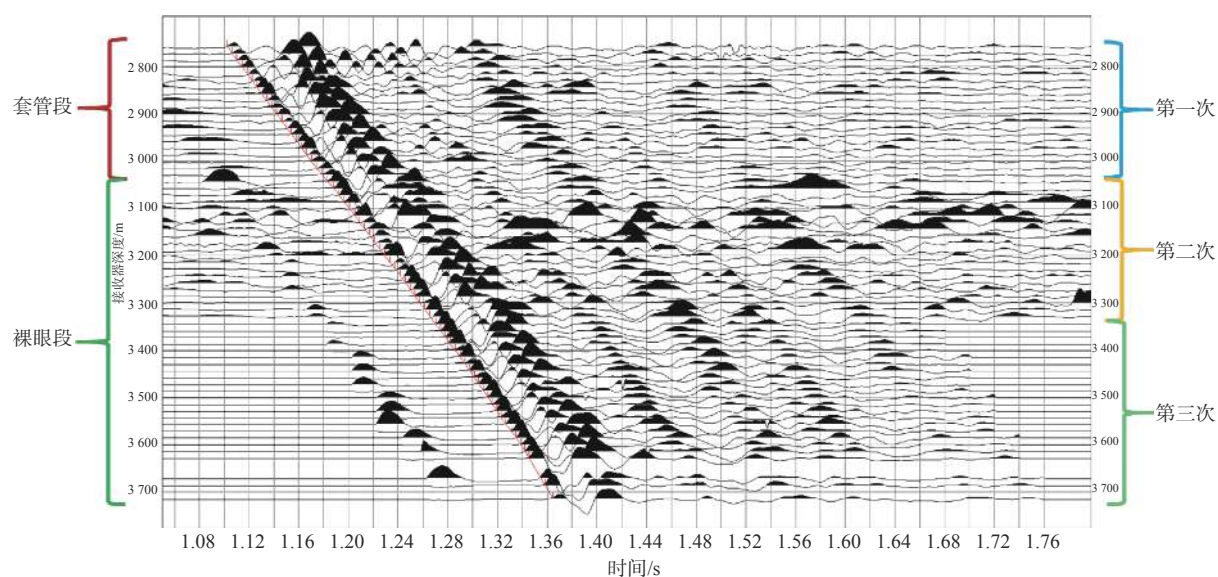


图 5 DF-X1 井随钻地震实时数据

Fig.5 Real-time seismic data while drilling in Well DF-X1

波形数据。由图 5 可知, 初至起跳干脆 (拾取的初至时间为红色实线)。

3.2 地层深度预测

实时作业过程中, 每接收到一个深度的地震数据, 都要进行上述处理过程。下面详细介绍第三次随钻地震数据的处理情况。图 6 所示为第三次实时时深关系和钻前时深关系的对比情况。从图 6 可以看出: 在深度较浅时, 相同时间下钻前预测模型预测的深度与随钻地震数据的深度有差别, 随着深度增大二者逐渐靠近。

对实时随钻地震数据进行波场处理, 获得走廊

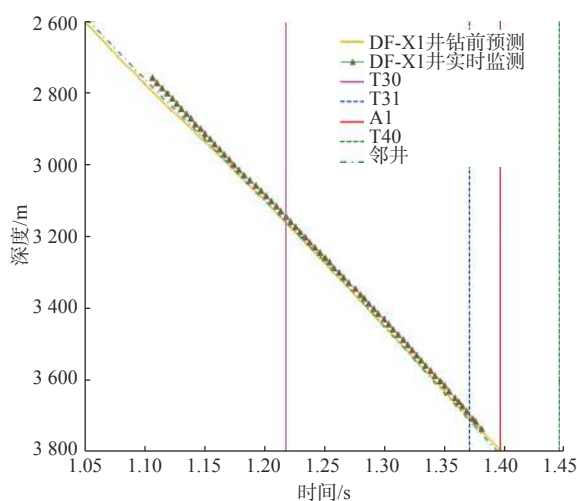


图 6 随钻地震实时时深关系与钻前及邻井时深关系对比
Fig.6 Comparison of the real-time time-depth relationship among seismic while drilling, the pre-drilling and that in adjacent wells

叠加道。通过对比走廊叠加道和地面地震, 获得地面地震双程时的漂移量。DF-X1 井的走廊叠加道和地面地震存在 17 ms 的双程时时差。对从时间域地震数据上的层位双程时做相应漂移, 漂移之后二者基本对应。根据时深关系转换到深度域, 对目的层深度进行随钻预测和标定, 得到钻头当前位置与目的层之间的距离。图 7 所示为第三次实时随钻地震数据处理结果, 从左到右分别为双程时的反褶积后上行波场、走廊叠加道、增益走廊叠加道及走廊叠加道和地面地震的对比, 主要层位在随钻地震走廊叠加道上都明显可见。图 7 中 TD_now 标记为第三次随钻地震采集时的井底位置。

实际钻井过程中不断调整处理储层上部的标志层参数, 来提高随钻地震预测精度。黄流组二段 A1 砂体上部, 主要地震标志层位有 4 个, 分别为 T30、T30_C、T30_E 和 T30_H。利用 3 次实时随钻地震数据对这 4 个标志层的深度进行预测, 预测结果和最终实钻深度见表 2。由于 T30 标志层上获得的地震道数据较少, 预测误差为 13.00 m。随着地震道数据增加, T30_C、T30_E 和 T30_H 等 3 个标志层的预测误差分别为 5.00, 4.00 和 1.00 m。随着继续钻进, 对目的层深度进行更新, 钻头与目的层距离小于 100 m 时, 发现钻遇砂岩的层速度增大, 且砂岩气显示很好。利用第三次随钻地震数据预测的 T31 层位深度与实钻深度的误差为 3.00 m, A1 砂体顶预测深度与实钻深度的误差为 6.00 m。

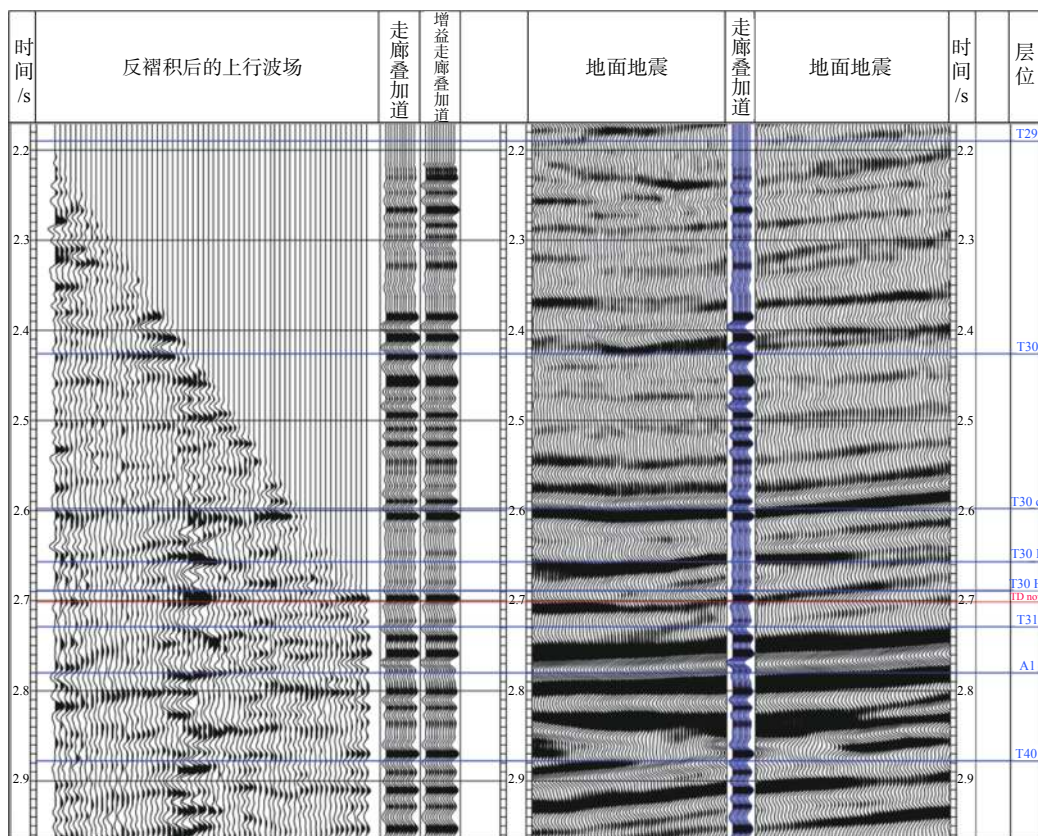


图7 第三次随钻地震数据实时处理结果

Fig.7 Real-time processing results of the seismic data while drilling in the third run

表2 随钻地震地层深度实时预测结果

Table 2 Real-time formation depth prediction results of seismic while drilling

地震层位	随钻地震预测深度/m	实钻深度/m	误差/m
T30	3 158.00	3 145.00	+13.00
T30_C	3 461.00	3 466.00	-5.00
T30_E	3 584.00	3 580.00	+4.00
T30_H	3 641.00	3 642.00	-1.00
T31	3 787.00	3 784.00	+3.00
A1砂顶	3 825.00	3 819.00	+6.00

3.3 随钻压力监测

受采集环境及仪器的限制,随钻地震数据信噪比低于电缆VSP,数据低频成分低至10 Hz左右,因此通常不做反演处理,只根据初至时间提取获得时深关系。DF-X1井随钻地震数据实时处理过程中,为降低钻遇异常高压层的风险,尝试对随钻地震数据进行反演处理,来获得钻头前方地层的层速度。

由于随钻地震资料的频谱是带限的,因此波阻

抗反演过程中利用随钻声波数据和录井获得的地层密度数据进行约束,反演结果如图8所示。图8中从左到右分别为走廊叠加道、利用反演得到的阻抗计算得到的合成记录、走廊叠加道和合成记录的差、反射系数、波阻抗及反演得到的地层层速度。走廊叠加道和合成记录的差值越小,表明反演结果越好。从图8可以看出,在2.465 s处走廊叠加道和合成记录的差值较大,反演层速度明显增大,实测层速度没有增大,这主要是由走廊叠加道上同一时间的波峰造成,因此判定这个异常反演结果与随钻地震波场处理有关,而非存在高速薄层。

利用时深关系,将时域地层层速度转换到深度域,同时与随钻自然伽马、声波和电阻率测井数据、当量循环密度及气测录井资料结合监测地层压力,预测钻头前方地层的孔隙压力。图9所示为利用随钻地震数据对 $\phi 311.1$ mm井段和钻头前方地层孔隙压力和破裂压力的监测结果。从图9可以看出,钻至井深3 751.00 m时,利用随钻地震数据预测的地层层速度在井深3 770.00 m以深明显降低,表明地层孔隙压力升高。预测钻头前方地层孔隙压力系数为2.20~2.22,结合随钻地震层位预测结果,预测T31层

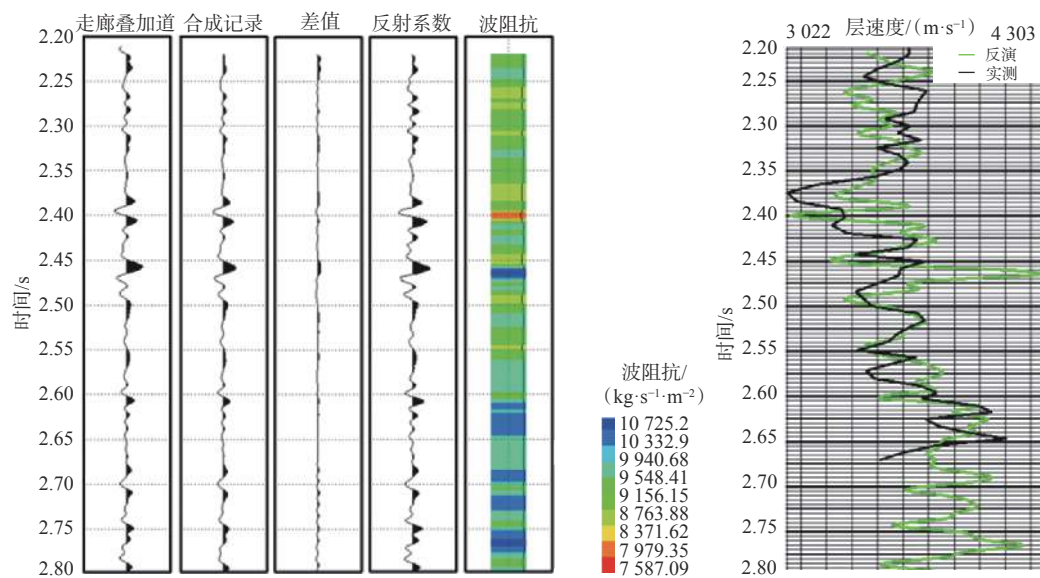


图 8 随钻地震波阻抗反演结果

Fig.8 Results of seismic wave impedance inversion while drilling

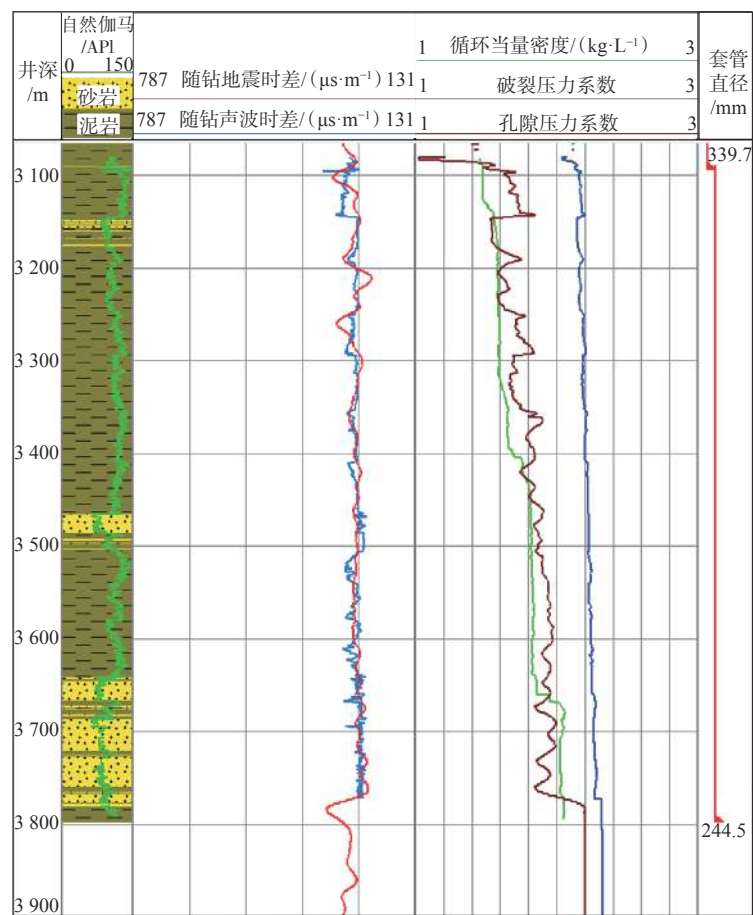


图 9 随钻地震监测地层压力监测结果

Fig.9 Formation pressure monitoring results of seismic while drilling

在井深 3 787.00 m 处, A1 砂体顶部在井深 3 825.00 m 处, 于是决定在钻过 T31 层后, 在 A1 砂体上部泥岩层中完, 最后 $\phi 311.1$ mm 井段按照随钻监测结果钻至井深 3 798.00 m 中完。

$\phi 244.5$ mm 套管准确下到高压储层 A1 砂体上方的泥岩中, 使 $\phi 212.7$ mm 井段在后续钻井过程中

有足够的安全压力窗口,确保了储层井段顺利完钻。完钻后进行了电缆声波测井,并测量了地层孔隙压力,结果如图 10 所示。从图 10 可以看出,随钻地震时差与电缆声波时差整体匹配得很好。随钻地

震预测 A1 砂体地层的孔隙压力系数为 2.20~2.22,实测地层孔隙压力系数为 2.27,预测精度达到 3.0%。 $\phi 244.5$ mm 套管鞋处的地层破裂压力系数预测结果是 2.32,实际地漏测试结果是 2.34,预测精度达到 1.0%。

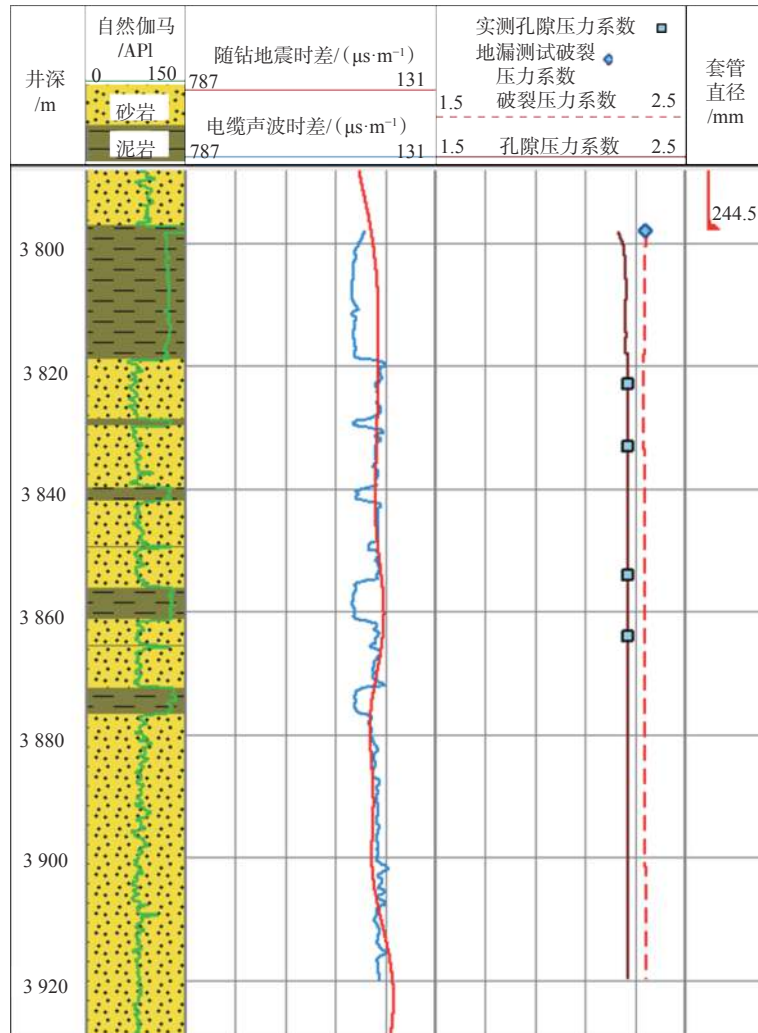


图 10 随钻地震储层段地层压力监测结果与实测结果对比

Fig.10 Comparison of the formation pressure monitoring results of seismic while drilling and that of the actually measured in the reservoir section

DF-X1 井钻井过程中,利用随钻地震数据准确预测了地层界面深度,关键层位 T31 预测精度为 3.00 m, A1 砂体深度预测精度为 6.00 m。A1 砂体地层孔隙压力系数预测误差为 0.05,预测精度达到 3.0%;地层破裂压力系数预测误差为 0.02,预测精度达到 1.0%。随钻地震监测到地层孔隙压力系数在井深 3 770.00 m 以深上升,并结合层位预测结果在实际钻井过程中确定了 $\phi 311.1$ mm 井段的中完井深,成功将 $\phi 244.5$ mm 套管下至高压储层 A1 砂体上方的泥岩层中,确保了 $\phi 212.7$ mm 井段的安全压力窗口,保证了该井安全顺利完钻。

4 结 论

1)应用随钻地震技术,成功预测了莺歌海盆地关键的地质层位和异常高压层,提高了钻井过程中地层层位的预测精度,增强了随钻地层压力监测的时效性和准确性。

2)随钻地震技术可以在不增加钻时的情况下,重复对目标地层进行数据采集,获得钻头前方地层的层速度,为随钻压力预监测提供了可靠的数据基础,提高了随钻压力监测精度,降低了海上高温高

压地层的钻探工程风险。

3) 现场应用表明, 综合利用随钻地震数据、随钻测井数据、钻井参数、录井气测及电测数据等, 可以监测地层压力和预测异常高压地层, 对钻井风险进行提示, 可以保障高温高压地层钻井安全顺利进行。

参 考 文 献

References

- [1] 郝芳, 董伟良, 邹华耀, 等. 莺歌海盆地汇聚型超压流体流动及天然气晚期快速成藏[J]. 石油学报, 2003, 24(6): 7-12.
HAO Fang, DONG Weiliang, ZOU Huayao, et al. Overpressure fluid flow and rapid accumulation of natural gas in Yinggehai Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2003, 24(6): 7-12.
- [2] 裴健翔, 于俊峰, 王立锋, 等. 莺歌海盆地中深层天然气勘探的关键问题及对策[J]. 石油学报, 2011, 32(4): 573-579.
PEI Jianxiang, YU Junfeng, WANG Lifeng, et al. Key challenges and strategies for the success of natural gas exploration in mid-deep strata of the Yinggehai Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(4): 573-579.
- [3] 谢玉洪. 莺歌海高温超压盆地压力预测模式及成藏新认识[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 21-25.
XIE Yuhong. Models of pressure prediction and new understandings of hydrocarbon accumulation in the Yinggehai Basin with high temperature and super high pressure[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(12): 21-25.
- [4] 谢玉洪, 张迎朝, 李绪深, 等. 莺歌海盆地高温超压气藏控藏要素与成藏模式[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 601-609.
XIE Yuhong, ZHANG Yingchao, LI Xushen, et al. Main controlling factors and formation models of natural gas reservoirs with high-temperature and overpressure in Yinggehai Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(4): 601-609.
- [5] 郝芳, 刘建章, 邹华耀, 等. 莺歌海—琼东南盆地超压层系油气聚散机理浅析[J]. 地学前缘, 2015, 22(1): 169-180.
HAO Fang, LIU Jianzhang, ZOU Huayao, et al. Mechanisms of natural gas accumulation and leakage in the overpressured sequences in the Yinggehai and Qiongdongnan Basins, offshore South China Sea[J]. *Earth Science Frontiers*, 2015, 22(1): 169-180.
- [6] 张伙兰, 裴健翔, 张迎朝, 等. 莺歌海盆地东方区中深层黄流组超压储集层特征[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(3): 284-293.
ZHANG Huolan, PEI Jianxiang, ZHANG Yingchao, et al. Overpressure reservoirs in the mid-deep Huangliu Formation of the Dongfang Area, Yinggehai Basin, South China Sea[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(3): 284-293.
- [7] 杨红君, 蔡军. 基于 VSP 的孔隙压力预测方法在莺歌海盆地的应用[J]. 中国海上油气, 2014, 26(4): 20-24.
YANG Hongjun, CAI Jun. Applying a method to predict pore pressure based on VSP in Yinggehai Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2014, 26(4): 20-24.
- [8] CAO Shunhua, XIE Yuhong, LIU Chang, et al. Multistage approach on pore pressure prediction: a case study in South China Sea[R]. SPE 103856, 2006.
- [9] XIE Yuhong, CAI Jun, LING Xiazhen, et al. Ahead of bit pore pressure prediction using VSP: a case study in South China Sea[R]. SPE 130551, 2010.
- [10] YANG H, CAI J, GUO S, et al. Predicting drilling target ahead of bit using VSP lookahead technique that help mitigate drilling risk in over pressure zone, a case example from South China Sea[R]. SPE 165383, 2013.
- [11] CAI J, CHENG Y F, CHEN M, et al. Deepwater exploration breakthrough with LWD technology in South China Sea[R]. SPE 176317, 2015.
- [12] 蔡军, 李文拓, 刘鹏, 等. 琼东南盆地深水探井随钻压力监测技术与应用[J]. 天然气工业, 2015, 35(10): 99-105.
CAI Jun, LI Wentuo, LIU Peng, et al. Research and application of while-drilling pressure-monitoring technology in exploration wells of deep water area, Qiongdongnan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(10): 99-105.
- [13] GAO Yongde, CHEN Ming, DU Chao, et al. Integrated real-time pressure monitoring enabled the success of drilling a HTHP offshore well: a casing study in Ledong Area of Yinggehai Basin, South China Sea[R]. IPTC 19313, 2019.
- [14] GOUVEIA W P, SCALES J A. Bayesian seismic waveform inversion: parameter estimation and uncertainty analysis[J]. *Journal of Geophysical Research (Solid Earth)*, 1998, 103(B2): 2759-2779.
- [15] CONSTANT D W, BOURGOYNE A T Jr. Fracture-gradient prediction for offshore wells[J]. *SPE Drilling Engineering*, 1988, 3(2): 136-140.
- [16] DUTTA N C. Geopressure prediction using seismic data: current status and the road ahead[J]. *Geophysics*, 2002, 67(6): 2012-2041.
- [17] EATON B A. Fracture gradient prediction and its application in oil-field operations[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1969, 21(10): 1353-1360.
- [18] FERTI W H. Abnormal formation pressure, implication to exploration, drilling and production of oil and gas resources[M]. Amsterdam: Elsevier, 1976: 392.
- [19] ZAMORA M. New method predicts gradient fracture[J]. *Petroleum Engineer International*, 1989, 61(9): 38-47.
- [20] EATON B A. The equation for geopressure prediction from well logs[R]. SPE 5544, 1975.
- [21] FAN Xiangyu, GONG Ming, ZHANG Qiangui, et al. Prediction of the horizontal stress of the tight sandstone formation in eastern Sulige of China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, 113(1): 72-80.
- [22] EATON B A, EATON T L. Fracture gradient prediction for the new generation[J]. *World Oil*, 1997, 218(10): 93-100.

[编辑 刘文臣]