

# PreVue 录井技术在高温高压地层钻井中的应用与效果 ——以中国南海莺 - 琼盆地为例

徐长敏<sup>1</sup>, 王 雷<sup>2</sup>

(1. 中法渤海地质服务有限公司, 天津 300452; 2. 中海石油(中国)有限公司上海分公司, 上海 200335)

**摘要:**莺 - 琼盆地是一个高温高压盆地, 钻探过程中一直面临异常压力界面识别难度大、压力窗口窄等作业风险。为了确保高温高压井的钻探成功, 引入法国地质服务公司地层压力评价技术 PreVue, 对高温高压井进行随钻地层压力监测。该技术基于 dc 指数法结合伊顿公式进行实时监测, 同时利用随钻工程参数和井况信息对地层压力综合评价。现场应用表明, 该技术能够准确地监测地层压力变化, 具有较好的实用性和实效性。

**关键词:**莺 - 琼盆地 钻井 高温高压 随钻监测 PreVue 技术

中图分类号: TE271

文献标志码: A

## Application and effect of PreVue logging technology in high temperature and pressure stratum drilling: a case study of Ying - Qiong Basin

XU Changmin<sup>1</sup>, WANG Lei<sup>2</sup>

(1. China France Bohai Geoservices Co., Ltd., Tianjin 300452, China; 2. CNOOC Shanghai Branch, Shanghai 200335, China)

**Abstract:** The Ying - Qiong Basin is high - temperature and high - pressure, where the drilling is faced with the risk of abnormal pressure interface recognition and the narrow pressure window. In order to ensure the drilling success of high temperature and pressure well, the PreVue technology is introduced by France GeoServices to evaluate formation pressure. The technique is mainly used to monitor the formation pressure with the dc index method and the Eaton formula, and comprehensively evaluate drilling parameters and well information. The field application shows that the technology can accurately monitor the formation pressure changes, and has good practicability and effectiveness.

**Key words:** Ying - Qiong basin; drilling; high - temperature and pressure; pressure monitoring; PreVue technology

高温高压井的钻探具有风险大、周期长、成本高等特点。高温高压风险给钻井作业带来极大挑战, 若处理不当, 往往造成井涌、井漏、井喷等一系列复杂的工程问题<sup>[1]</sup>。钻前地层压力预测主要依据已钻井、地震速度以及区域地质情况。由于受地震速度的精度、地质条件复杂程度等条件的影响与制约, 钻前压力预测精度误差大, 很难真实反映实际地层压力变化。为实现安全、优质、高效钻探, 做好随钻地层压力监测至关重要<sup>[2]</sup>。地层压力预测与监测的精度成为高温高压井钻探成败的关键因素。

莺 - 琼盆地是一个高温高压的新生代断陷盆地, 2009 年中海油引入了 PreVue 地层压力随钻监测录井技术, 开展地层压力随钻监测, 实时监测地层压力变化情况, 及时合理调整钻井液性能和井身结

构, 发现和保护油气层, 防止井下事故的发生。

### 1 地质背景

莺 - 琼盆地位于南中国海北部大陆边缘, 属于欧亚大陆东部边缘新生代裂谷盆地群中的一个含油气盆地, 是世界三大海上高温高压地区之一, 蕴藏着丰富的石油与天然气资源<sup>[2]</sup>。莺 - 琼盆地是一个新生代多幕的裂谷盆地, 沉降幅度最大的区域沉积厚度约为 12 000 m, 为高压的孕育奠定了环境条件与物质基础。古近纪至新近纪盆地处于裂陷与拗陷

收稿日期: 2018 - 02 - 01; 改回日期: 2018 - 05 - 17。

第一作者简介: 徐长敏 (1982—), 工程师, 现从事录井工作, E-mail: xucm@cflgc.com。

阶段,在裂隙阶段沉积充填沉降与沉积速率快,形成多套连续沉积的泥源层。这些泥源层具有埋藏深、厚度大、有机碳含量高和热演化程度高等特征。在拗陷阶段没有发生大规模的构造运动,沉积了超过 3 000 m 厚的半深海至深海相以泥岩为主的地层。这些特点为高压生成造就了良好的保存条件<sup>[3]</sup>。由于该盆地处于欧亚大陆东部边缘,岩石圈较薄,又是新生代裂隙盆地,具有较高地温梯度,现今地温梯度为 3.9 ~ 4.5 °C/100m,最高地温梯度达 5.5 °C/100m。为高压创造了温度条件。因此,泥源岩在不均衡压实作用、高温作用、水热增压作、矿物转换、生烃作用以及烃类热裂解等作用下,形成盆地内大规模的超压体系<sup>[4]</sup>。据莺-琼盆地 60 多口高温高压井统计,井底地层温度一般为 150 ~ 240℃,地层压力一般为 1.80 ~ 2.30 g/cm<sup>3</sup>,最高地层压力达 2.32 g/cm<sup>3</sup>。

2 PreVue 随钻地层压力录井技术

地层压力随钻监测技术是利用钻井过程中的实时录井资料或随钻测井资料计算得到井下的地层压力数据<sup>[5]</sup>。随钻地层压力监测技术多基于对地层中泥岩压实作用的普遍认识,通过偏离正常压实趋势线程度的大小来计算地层异常压力的大小,可综合钻井工程参数、岩性、气体、测井数据等进行定量反映,通过分析这些数据的变化来描述地层压力<sup>[6]</sup>。目前监测地层压力的方法很多,常用有 dc 指数法、伊顿法、Sigma 指数法、岩石强度法、地温梯度法等。

法国地质服务公司推出的随钻预监测地层压力评价系统(PreVue),融合了现阶段各种常用地层压力监测方法和评价模式,还可以使用自定义模型进行地层压力分析计算。目前国内外重点高压探井的钻井作业多采用该评价技术。

2.1 地层压力监测关键要素

根据各个探区的地层、地质构造特征及不同压力成因,优选压力计算方法,建立趋势线,确定地层压力梯度系数,建立地层压力计算模型。根据对莺-琼盆地已钻高温高压井的分析,dc 指数法趋势线和伊顿法最适合地层压力的计算,误差值在可接受的范围之内。

2.1.1 趋势线的确定

收集了莺-琼盆地 8 个构造 20 口井地质、钻井、测井、录井、测试等方面数据,输入 PreVue 压力监测软件,进行方法适应性研究,对比分析以 dc 指数为基础的地层压力监测方法更适合莺-琼盆地。

利用钻井液密度、钻头类型、大小、硬度、进尺、转速、钻头磨损等方面的数据获得 8 个构造 20 口井的校正的 dc 指数数据,结合特征参数等确定 dc 指数的正常趋势线和砂岩截距,初步计算地层压力。再将计算结果与实测的 MDT 或 DST 进行对比分析,优选特征参数、经验系数,重新计算压力,如此反复循环,直至获得满意的压力计算结果。

一旦正常趋势线确定下来,其斜率值不轻易改变,校正时一般通过综合地层岩性和岩屑情况、气体情况等来判断下部所钻地层,适当平移正常趋势线。表 1 列出了莺-琼盆地 8 个构造 20 口井泥岩 dc 指数正常趋势线的斜率,发现同一构造的 dc 指数趋势线基本接近,符合沉积成因的规律。

表 1 莺-琼盆地 dc 指数正常趋势线斜率统计

井名	dc 指数正常趋势线斜率	井名	dc 指数正常趋势线斜率
LD28 - X1	0.000 302 1	YA21 - X1	0.000 128 3
LD28 - X2	0.000 302 1	YA21 - X2	0.000 129 3
LD20 - A1	0.000 311 1	YA21 - X3	0.000 126 8
LD20 - A2	0.000 318 2	YA21 - X4	0.000 128 9
LD15 - B1	0.000 300 5	YA26 - A1	0.000 129 4
LD15 - B2	0.000 300 5	DF1 - B1	0.000 282 3
LD15 - B3	0.000 300 5	DF1 - B4	0.000 281 9
LD15 - B4	0.000 300 5	DF1 - B5	0.000 281 9
LD14 - A1	0.000 303 0	DF1 - B9	0.000 281 9
LD8 - A1	0.000 306 5	DF1 - Z1	0.000 281 9

2.1.2 上覆地层压力的确定

对于上覆地层压力的计算,采用的经验公式为:  
$$P = S_a (\ln H)^2 + S_b (\ln H) + S_c$$

式中  $P$  为上覆地层压力梯度; $H$  为深度, m;  $S_a$ 、 $S_b$ 、 $S_c$  为深度系数。软件中提供的经验系数为:  $S_a = 0.013\ 04$ ,  $S_b = -0.173\ 14$ ,  $S_c = 1.433\ 5$ 。软件提供的专家经验系数( $S_a$ 、 $S_b$ 、 $S_c$ )并不适合所有的地区和区域,在莺-琼盆地,通过对 20 多口井的钻井、录井、测井、试油等资料,经统计处理后获得深度系数  $S_a$ 、 $S_b$ 、 $S_c$ ,利用这些井内实测的 RFT 数据或 DST 测试结果对其加以标定。获得莺-琼盆地最终深度系数经验值分别为:  $S_a' = 0.014\ 52$ ,  $S_b' = -0.175\ 31$ ,  $S_c' = 1.471\ 6$ ,符合莺-琼盆地的地层压力计算。

2.1.3 地层压力计算模型的选择

通过对莺-琼盆地 50 口井上覆压力的计算,选择不同的模型,根据已钻井数据对比分析,发现伊顿法最适合莺-琼地层压力的计算,它充分考虑了上

覆地层压力和压力梯度变化因素,结果真实准确。它的计算公式为: $P = S - (S - P_n)(dc_s/dc_n)^{1.2}$

式中  $dc_s$  为相对应深度的实测  $dc$  指数值; $dc_n$  为相对应深度的校正  $dc_s$  正常趋势值; $P$  为地层压力梯度,MPa/m; $S$  为上覆地层压力梯度,MPa/m; $P_n$  为正常压力梯度,MPa/m。

## 2.2 PreVue 地层压力梯度分析工作流程

PreVue 地层压力梯度分析法主要包括以下 6 个步骤:①数据录入:海拔、水深等平台基本数据及通过 WITS 实时接受的录井工程参数、随钻测井参数等,PreVue 依据  $dc$  指数、声波时差或电阻率等实时监测地层压力;②正常趋势线建立:在预测的异常压力层之上,选择厚度相对较大、质地较纯、成岩性较好的泥岩或页岩建立趋势线,结合钻前同构造或相邻构造建立的趋势线建立正常趋势线;③上覆地层压力梯度计算:利用区域性深度系数经验值及经验公式计算;④孔隙压力梯度和破裂压力梯度的计算:首选较为成熟的伊顿法,同时结合等效深度法、交汇法及自定义孔隙压力梯度模型计算和校正;⑤地层压力校正:通过地层漏失试验、关井压力、上部地层 MDT 数据,结合单根气、抽吸气、后效气、井壁掉块、垮塌等现象综合判断,对地层压力做进一步修正;⑥预测压力走势:加强横向对比,与邻井及邻构造相同层位压力进行对比,利用 PreVue 独有的钻井动力系数计算公式,对下部压力走势进行预测。

## 3 PreVue 应用实例及效果

PreVue 自 2009 年被引入中国并应用于莺—琼盆地高温高压井,经过 30 多口高压井的应用证明该技术软件操作简捷、监测精度高。下面以莺歌海盆地中央拗陷北区 DF13 井为例,说明 PreVue 技术的具体应用情况。

本井位于莺歌海盆地中央拗陷北区,是发育在更新统底辟塌陷背景上的中层(黄流组一段)岩性圈闭。该井钻前预测地层压力最大  $1.92 \sim 1.96 \text{ g/cm}^3$ ,井底温度  $155^\circ\text{C}$ 。邻区 DF12 井、DF14 井钻探均在黄流组一段见到较好天然气发现,表明该区域能在高温高压条件下形成气藏。本井黄流组一段主要目的层 I、II 气组经勘探均获得良好的气测显示。

本井 311.2 mm 井段(1 300 ~ 2 900 m)地层压力监测主要是采用 D 指数结合地层电阻率进行监测及评价。从监测、分析结果来看,本井段 1 300 ~ 2 260 m 属正常压实地层,地层压力呈现正常趋势,压力变化随着井深的增加而缓慢增加,从  $1.06 \text{ g/cm}^3$  增加至

$1.26 \text{ g/cm}^3$ 。本井段 2 260 ~ 2 900 m 地层孔隙压力总体上呈现逐步上升的趋势。从 2 388 m 至 2 550 m 表现为缓慢上升,从  $1.26 \text{ g/cm}^3$  上升到  $1.48 \text{ g/cm}^3$ ;尔后自 2 550 m 至 2 650 m 保持比较平稳的趋势,基本上在  $1.48 \sim 1.51$  的区间内上下变化;从 2 650 m 至 2 850 m 又出现缓慢上升的趋势,从  $1.51 \text{ g/cm}^3$  上升到  $1.60 \text{ g/cm}^3$ ;从 2 850 m 至井底出现缓慢的下降趋势,从  $1.60 \text{ g/cm}^3$  下降到  $1.56 \text{ g/cm}^3$ 。本段监测到的最高孔隙压力为  $1.61 \text{ g/cm}^3$ ,在 2 834 ~ 2 846 m 的井段(见图 1)。

本井 212.7 mm 井段(2 900 ~ 3 168 m)首次采用了最新的气层浮力作用和砂岩点理论,对地层压力进行校正后,综合分析得出以下压力评价:按照  $1.65 \text{ g/cm}^3$  的压力系数划分标准,本井自 2 910 m 进入高压地层,整个 212.7 mm 井段都在超压及高压的地层中钻进。压力变化情况为自 2 900 m 至 2 975 m 压力表现为较快上升的趋势,从  $1.65 \text{ g/cm}^3$  上升到  $1.76 \text{ g/cm}^3$ ;2 976 m 钻遇本井 I 气组,地层压力陡升至  $1.85 \text{ g/cm}^3$  并随后缓慢下降,到 I 气组底部 3 010 m 的地层压力为  $1.79 \text{ g/cm}^3$ ,之后进入泥岩段后压力又缓慢上升,从 3 010 m 至 3 070 m,地层压力从  $1.79 \text{ g/cm}^3$  缓慢上升到  $1.87 \text{ g/cm}^3$ ,3 071 m 钻遇本井 II 气组,地层压力陡升至本井最高压力点  $1.918 \text{ g/cm}^3$  并随后缓慢下降,至 II 气组底部 3 022 m 的地层压力为  $1.86 \text{ g/cm}^3$ ,最后井底的泥岩段压力保持在  $1.85 \sim 1.89 \text{ g/cm}^3$  之间波动(见图 1)。

从该井钻前压力、泥浆比重、储层预测的数据结合实钻数据来对比分析,可以得出以下结论:

(1)在钻开目的层前控制泥浆比重为  $1.89 \sim 1.91 \text{ g/cm}^3$ ,至 2 978 m 钻开目的层后,录井气测异常明显,随钻压力工程师计算的地层压力为  $1.84 \text{ g/cm}^3$ ,比预测值低  $0.1 \text{ g/cm}^3$  左右,钻后 MDT 测压显示,真实地层压力为  $1.82 \text{ g/cm}^3$ ,和监测结果的吻合率为 98.90%。

(2)对该目的层气组进行了压力校正,最终与 MDT 资料比较,本井 PreVue 的现场监测压力值 I 气组比实际的地层压力高出  $0.01 \text{ g/cm}^3$ ,II 气组比实际地层压力高出  $0.12 \text{ g/cm}^3$ 。但发现,II 气组未校正前压力只比实际地层压力高出  $0.03 \text{ g/cm}^3$ 。因此可以根据压力差值初步判断,II 气组为差气层,且不宜做气层浮力和砂岩点的校正。

从 8 口高压井 PreVue 地层压力监测统计结果看(表 2),目的层段随钻监测值与实际测得值误差均在 5% 以内。

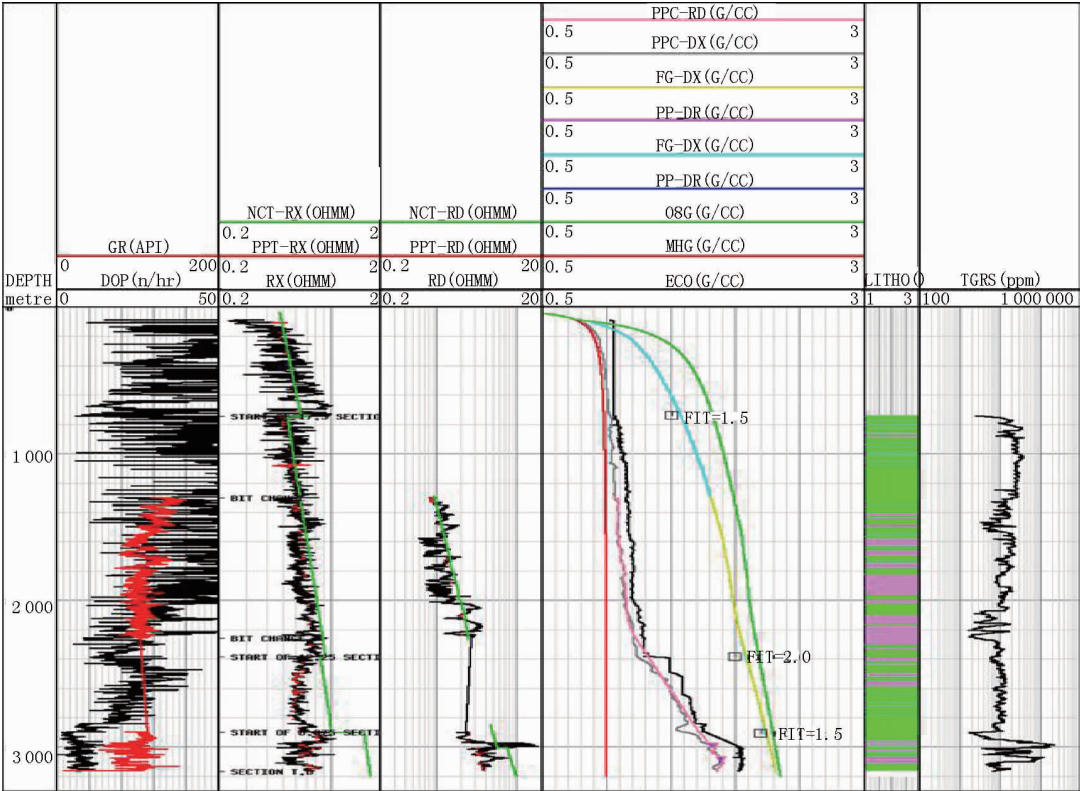


图 1 DF13 井 PreVue 随钻地层压力

表 2 随钻监测及实测压力系数统计

井名	深度/m	钻前预测地层压力/ (g·cm <sup>-3</sup> )	随钻监测地层压力/ (g·cm <sup>-3</sup> )	实测地层压力/ (g·cm <sup>-3</sup> )	PreVue 相对误差/%
LD10	3 427 ~ 3 426	1.82	1.91	1.92	0.53
YC27	4 360 ~ 4 450	1.86	1.98	1.99	0.50
DF13	3 025 ~ 3 062	1.96	1.87	1.81	3.3
ST34	3 004 ~ 3 029	1.90	1.89	1.92	1.56
LD17	3 321 ~ 3 352	1.90	1.92	1.91	0.50
LD12	3 164 ~ 3 243	1.92	1.91	1.93	1.00
DF14	2 978 ~ 2 999	1.80	1.84	1.82	1.10
DF11	2 877 ~ 2 909	1.80	1.85	1.81	2.02

注:(1)压力值均取目的层最高值;(2)实测地层压力来自 MDT 或 DST。

4 结论

- (1)作为全球领先的 PreVue 随钻预监测地层压力评价系统在高压预测和监测中能够实时监测地层压力变化,为现场作业者提供建议和决策依据,在高温高压井作业中发挥了积极作用。
- (2)通过 PreVue 地层压力监测系统,对井下的地层压力进行实时监测,提前预判地层的压力情况,便于做好应对措施,从而实现更加安全高效地作业。
- (3)莺-琼盆地多口井应用显示,该评价系统操作简捷,精度高,误差控制在 5% 以内。

参考文献:

[1] 廖茂林,胡益涛. 随钻地层压力监测技术在南海 D 区块的应

用[J]//第二届中国石油工业录井技术交流会论文集. 青岛: 中国石油大学出版社,2013:299-311.

[2] 廖茂林,武卫峰. 随钻地层压力录井技术在莺琼盆地的应用[J]. 录井工程,2005. 16(4):54-58.

[3] 谢玉洪,刘平,黄志龙. 莺歌海盆地高温高压天然气成藏地质条件及成藏过程[J]. 地质勘探,2012,32(4):19-24.

[4] 张勇. 南海莺琼地区高温高压钻井技术的探索[J]. 天然气工业,1999. 19(1):71-75.

[5] 杨进,李贵川,李庆彤. 高温高压气井地层压力随钻监测方法研究[J]. 石油钻采工艺,2005. 27(3):18-21.

[6] 毛敏,郭东明. 随钻地层压力录井技术在高温高压井中的应用[J]. 录井工程,2011. 22(3):42-46.

(编辑 韩 枫)