

文章编号: 1008-2336 (2022) 01-0027-08

## 东海水平井地质导向技术及应用

徐博, 曾文倩, 宋刚祥

(中海石油(中国)有限公司上海分公司, 上海 200335)

**摘要:** 为提升东海水平井实施效果, 针对储层埋深大、储层厚度薄、横向变化快、砂体内部结构复杂的特点, 开展了水平井地质导向技术研究, 总结了一套适合东海水平井实施的地质导向策略和方法, 基于测井、录井等随钻资料, 开展地层精细对比, 实时预判目的层深度, 保障合适井眼井斜角顺利着陆; 建立地质导向模型指导水平段钻进, 提高水平段有效储层钻遇率, 提升水平井实施效果。采用地质导向技术, 平均砂岩钻遇率 80.3%, 平均有效储层钻遇率 74.9%, 取得了显著的实施效果, 对东海后续水平井实施具有较高的借鉴和应用价值。

**关键词:** 水平井; 地质导向; 提前判断; 实时预测

中图分类号: P618.13 文献标识码: A DOI:10.3969/j.issn.1008-2336.2022.01.027

## Geosteering Technology and Application of Horizontal Wells in East China Sea

XU Bo, ZENG Wenqian, SONG Gangxiang

(Shanghai Branch of CNOOC Ltd., Shanghai 200335, China)

**Abstract:** In order to improve the implementation effect of horizontal wells in East China Sea, in view of the characteristics of large buried depth, thin reservoir thickness, rapid lateral change and complex internal structure in sand bodies, the geological steering technology of horizontal wells was studied, and a set of geosteering strategies and methods suitable. The fine formation correlation is carried out with logging, mud logging and other data while drilling to predict the depth of the target zone in real time and ensure a smooth landing of the appropriate wellbore inclination, for the implementation of horizontal wells in East China Sea were summarized. The geological guidance model is established to guide drilling in the horizontal section, improve the drilling rate of effective reservoirs in the horizontal section, and improve the implementation effect of horizontal wells. The average drilling penetration rate of sandstone and effective reservoir is 80.3% and 74.9% by adopting geosteering technology, which has achieved the remarkable implementation effect, and has high reference and application value for the subsequent implementation of horizontal wells in East China Sea.

**Keywords:** horizontal well; geosteering; determine ahead of time; real-time prediction

水平井地质导向技术基于地质导向模型, 与随钻测井、录井、钻井参数等信息相结合, 实时监测和控制井眼轨迹<sup>[1]</sup>。实施过程中, 随钻人员根据实钻资料分析井点构造、储层, 与钻前设计对比变化关系, 实时预测钻头前方地层岩性。若实钻与预测有变化, 及时判断是否调整作业指令, 是维持原轨迹设计方案不变, 还是增斜或降斜进

行轨迹调整<sup>[2]</sup>, 确保水平段轨迹部署在储层动用的有利位置, 提高目标储层钻遇率, 扩大泄油(气)面积, 从而提升水平井的开发效果。

东海陆架盆地以陆相沉积为主, 储层厚度薄、横向变化较快, 且储层内部结构复杂<sup>[3]</sup>。薄而不稳定的储层发育特征, 加上边底水气藏避水要求, 增大了水平井地质导向难度。2006年水平井在东

收稿日期: 2021-12-17; 改回日期: 2022-01-05

基金项目: 国家科技重大专项“东海厚层非均质性大型气田有效开发关键技术”(2016ZX05027-004)

第一作者简介: 徐博, 男, 1986年生, 硕士, 工程师, 2013年毕业于长江大学矿产普查与勘探专业, 现从事海洋石油开发地质工作。

E-mail: 417255102@qq.com。

海首次应用，之后在各油气田中得到广泛应用，水平井数量和质量均有了很大的提高，在地质导向技术的指导下，单井水平段砂岩钻遇率由最初的 50% 提高到目前的 100%，取得了良好的应用效果。

本文针对东海水平井实施面临的主要地质问题，总结了一套适合东海油气田水平井实施的地质导向技术，形成了“一核心、两阶段、三结合、四分析、五调整”的导向思路，经实践归纳出了着陆段、水平段导向的技术要点，在东海水平井实施过程中取得了较好的实践效果。

## 1 水平井实施面临的主要地质问题

水平井在东海油气田开发中发挥了重要作用，但目前存在的一些地质问题制约了水平井实施效益最大化，存在的主要地质问题如下：

(1) 油气藏埋深大（集中在 2 500~4 200 m），地震资料分辨率低、地震速度变化大，导致构造深度预测精度低，难以满足精准入靶要求，增加了水平段控制在储层有利部位的难度；

(2) 储层非均质性强、横向变化快、内部结构复杂、隔夹层发育，以中低孔中低渗的边底水气藏为主，轨迹优化调整窗口小，在实施过程中会遇到砂泥岩互层甚至相变现象；

(3) 随钻伽马测井零长一般为 8~12 m，仪器探测点与井底这段资料“盲区”增加了井底地层的预判难度，对轨迹控制尤其是着陆段带来挑战<sup>[4]</sup>。

这些因素加大了水平井实施难度，因此针对不同情况采取相应的随钻地质导向策略和方法意义重大。

## 2 水平井地质导向技术

水平井地质导向的关键是利用随钻过程中获得的测井、录井、工程参数等资料，在地质模型的基础上进行预测和导向，并结合新录取资料不断修正地质模型。其中，预测是对当前井底前方的储层空间展布特征进行预测；导向是根据预测结果，对井眼轨迹进行优化调整，确保轨迹位于储层中，且最大程度位于有利储层位置，保障水平井的开发效果。

经过多年的探索和实践，东海水平井地质导向形成了“一核心、两阶段、三结合、四分析、五调整”的导向思路，即以有效储层钻遇率这一目标为核心，重视水平井着陆和水平段钻进两个阶段的导向，随钻过程中紧密结合测井、录井和工程参数等三个专业的实时资料，开展地层对比、沉积相分析、单砂体刻画、储层内部构型等四方面的实时分析研究，针对构造变浅、构造变深、沉积相变化、钻遇顶底围岩、钻遇夹层等五种常见问题制定相应的调整策略（图 1）。

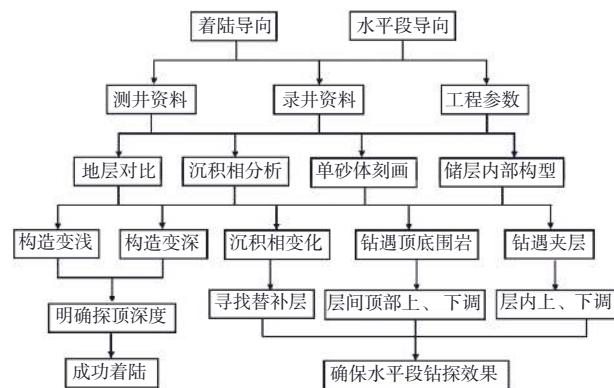


图 1 水平井地质导向技术流程图

Fig. 1 Flow chart of geological steering technology for horizontal wells

### 2.1 着陆导向技术要点

水平井能否成功高效着陆直接影响到后续水平段能否实施，以及水平井投产后的产能和见水时间，因此水平井实施的关键是着陆段的地质导向<sup>[5-6]</sup>。钻前结合区域地质特征优选出有利标志层，随钻过程中根据 LWD 测井响应特征、综合录井信息开展精细地层对比，验证钻前预测的目标砂体顶底构造及其厚度，以实时校正的地质导向模型提前预判目的层砂顶构造，从而指导下步井眼轨迹的优化调整，确保实现水平井顺利着陆。

#### 2.1.1 标志层的选取

着陆段地质导向的主要手段是通过地层对比进行目的层深度预判，结合区域地层沉积特征，选取厚度稳定泥岩、杂色泥岩、煤层等作为标志层，在标志层控制下，结合沉积旋回、地层厚度、岩性组合、电性等地质特征以及地震反射层位等开展地层对比和划分。以 K 气田平湖组为例（图 2），典型标志层是 P3 层顶部发育的一套较厚的灰色泥岩，厚度稳定，厚度一般大于 20 m，岩性和电性都很稳定，在自然伽马曲线上呈高幅“齿形”；

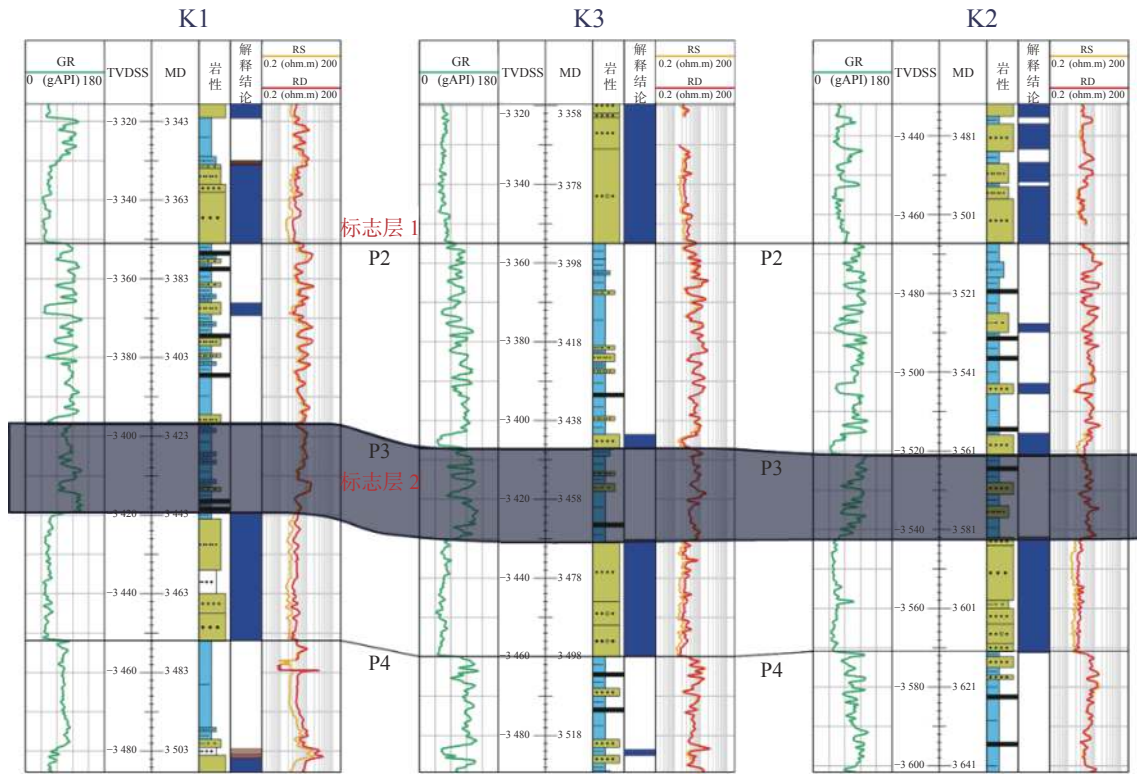


图 2 K 气田地层对比剖面图

Fig. 2 Stratigraphic correlation section of K gas field

其次是平湖组广泛发育的煤层, 可作为辅助标志层。

### 2.1.2 建立地质导向模型

一般地, 海上油气田井数较少, 井间距离大, 需结合高分辨率三维地震反演体开展可能钻遇砂岩的顶底构造深度预测, 在此基础上, 综合已有井信息, 建立地质导向模型的构造格架, 直观预测目的层及其以上地层构造深度、地层倾角等信息。在随钻过程中, 根据录取的 LWD 测井曲线和录井信息等资料与邻井进行实时对比, 若实钻结果与模型模拟情况有出入, 及时更新模型参数, 并及时更新对下部层位深度和岩性预测, 以便更好地指导着陆段并眼轨迹的实施。

### 2.1.3 目的层判断

水平井着陆是水平井水平段实施的前提<sup>[7]</sup>, 若没有领眼井, 更增加了地质导向的难度, 因此需要综合多种方法进行目的层精准预判, 在实钻中进行方法有效性验证。目前采取的主要方法有旋回对比法、海拔预测法、地层厚度对比法、特殊岩性对比法和油气显示情况对比法等<sup>[8]</sup>。

#### 2.1.3.1 旋回对比法

以稳定或杂色泥岩、煤层等“标志层”作为参考, “岩性或岩性组合”为地层格架单元, 采

用“旋回对比、分级控制”开展地层旋回对比。以 K 气田为例, P4~P2 砂组纵向上整体表现为“粗~细~粗”的完整旋回, 地层格架内部可以进一步细分为 4 个“下粗上细”的正旋回。其中 P4 砂组为 2 个正旋回, P3 砂组为 1 个完整的正旋回, P2 砂组为 2 个旋回, 每个次级旋回上部都发育有相对稳定的泥岩段 (图 3)。

#### 2.1.3.2 海拔预测法

东海部分油气田砂组顶部构造相对平缓, 邻井同一层位顶部构造相差不大, 利用这一特征可较为准确定位目的层着陆位置。若水平井靶区已钻井揭示砂体顶部构造有一定变化, 则砂体可能属于不同期次, 砂体之间很可能不连通, 导致水平井实施风险较大。以 X 油田中块 YQ1 层为例, 该层顶部构造相对平缓, 砂体发育较为稳定, 实施 X10H 井前, 已有 4 口开发井过路钻遇 YQ1 油气层, 井网 1.8 口井/km<sup>2</sup>, 设计着陆靶点距离已有开发井 X4H 井仅 140 m, X10H 井钻后目的层着陆位置与设计基本一致。

#### 2.1.3.3 地层厚度对比法

东海部分区域沉积相对稳定, 地层厚度分布基本稳定, 地层厚度对比法可作为地层对比的方

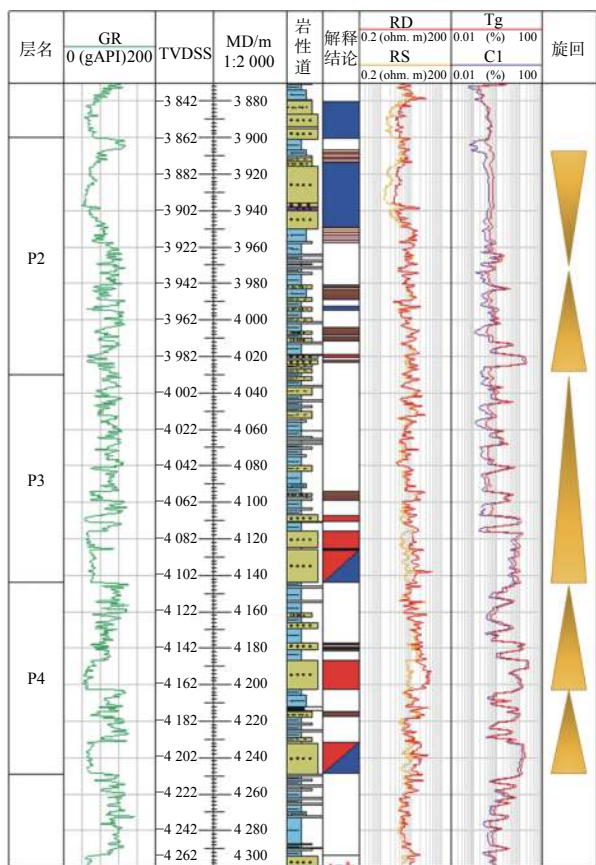


图3 K5井综合柱状图

Fig. 3 Comprehensive histogram of well K5

法之一。以西湖区域K气田为例，含油气层位主要为上-中始新统平湖组，根据旋回对比和沉积特征进一步划分为12个小层，每个小层厚度40~300 m，这种传统的地层厚度对比法作为水平井目的层准确卡层精度不够，只能作为大致位置的初步判断。

2.1.3.4 特殊岩性对比法

结合区域地层沉积特征，局部地区分布的特殊岩性，在横向上具有一定的展布连续性，可作

为地层对比的标志层，如煤层、钙质砂岩、凝灰岩层等。参考邻井的特殊岩性层与设计目的层的垂向距离可更为精确地校准目的层位置，有助于预判着陆位置与原设计的差距，以利于井眼轨迹的优化调整。

2.1.3.5 油气显示情况对比法

多数情况下，目的层上部往往发育多套薄砂层，对于这种情况，一般结合邻井同一位置油气显示情况来综合判断。如果邻井在钻遇该套地层时砂体出现油气显示，气测全烃值和背景值接近，且岩性组合形态特征一致，表明上部砂体为有效储集层且为同一套油气藏，应放弃该层继续追踪下方的目的层，确保着陆位置为目的层位。

2.1.4 着陆前井斜角设定

为了确保水平井着陆，在无明显标志层控制的情况下，可考虑提前将井斜增至某一角度稳斜探测气顶，在进入目的层后，逐步增斜至着陆。一般地，水平井目的层探顶角度设定在84°左右，以便增加调整空间。对于薄层以及反韵律储层采用水平井轨迹部署在储层顶部的思路<sup>[9]</sup>，确保井眼轨迹尽量与下部水层保持一定距离以延缓见水时间。在即将进入目的砂体时以井斜84°探顶，若目的层顶面构造变浅，则增斜着陆，垂深下降2~3 m (表1)即可将井斜转平；若目的层顶面构造变深，这种方式则有利于控制靶前距，以便尽快着陆；若储层发生相变，砂体尖灭，则可以采取适当降斜，快速落实目的层下方储层发育情况，避免因井斜过大浪费进尺。

2.2 水平段导向技术要点

水平段直接关系到投产后生产效果，提高水平段有效砂体钻遇率是其地质导向的重点。为保

表1 不同稳斜角度与增加垂深深度的对应关系

Table 1 Corresponding relationship between different stabilizing angles and increasing vertical depths

| 稳斜 角度/° | 稳斜打 一柱垂深 增加/m | 条件1 着陆进入 储层垂深/m | 条件2 着陆进入 储层垂深/m | 条件3 着陆进入 储层垂深/m |
|---------|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 84      | 3.0           | 3.2             | 4.6             | 6.1             |
| 85      | 2.5           | 2.2             | 3.4             | 4.7             |
| 86      | 2.0           | 1.4             | 2.4             | 3.4             |
| 87      | 1.5           | 0.8             | 1.5             | 2.3             |
| 88      | 1.0           | 0.4             | 0.9             | 1.3             |
| 89      | 0.5           | 0.1             | 0.3             | 0.6             |

备注：以一柱28.5 m计算，条件1表示进入气层以3°增斜率增至90°；条件2表示进入气层稳斜半柱后以3°增斜率增至90°；条件3表示进入气层稳斜一柱后以3°增斜路增至90°。

障实施效果, 水平段轨迹应尽可能穿越储层, 尤其是物性相对较好的“甜点”区域。水平段随钻地质导向原则为“先追踪砂体, 后参考构造”, 利用地质导向模型对水平段可能钻遇地层的岩性、轨迹与目的砂体空间相对位置关系进行预测, 最大程度提高有效砂岩钻遇率。

### 2.2.1 建立着陆后水平段储集层、地质导向模型

准确的地质模型对水平井导向具有重要意义, 在已有井钻后认识的基础上, 结合区域沉积背景、单井相分析、泥质含量以及反演成果, 建立储层岩相模型(图 4), 预测储集层隔夹层展布规律。水平井定向段着陆后, 利用已录取的测井曲线、分层信息等对储集层、地质导向模型进行及时校正, 预测水平段可能钻遇夹层的起始深度, 提前制定相应对策。

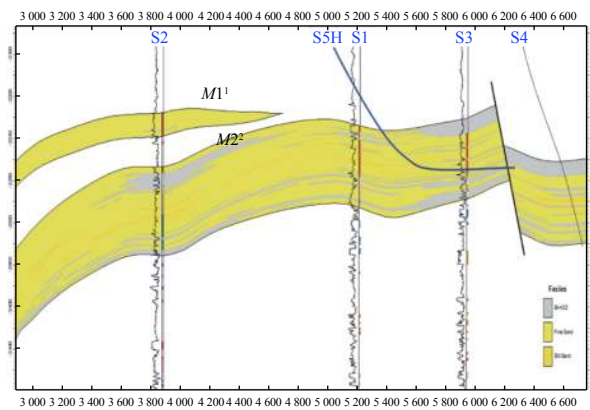


图 4 S 气田储层属性模型

Fig. 4 Reservoir attribute model of S gas field

### 2.2.2 水平段的导向原则

目的层油气柱高度、油气藏性质(边水、底水、岩性)等地质油藏特征, 以及着陆风险大小的不同, 对水平段轨迹的实施要求也不相同, 需制定不同的导向原则。东海以边底水气藏为主, 对于气柱较大的边底水气藏, 为延缓边底水的锥进, 水平段轨迹需距离气水界面一定距离, 需设置轨迹下限; 对于气柱高度较小的边底水气藏, 鉴于气井避水要求, 水平段尽量在砂体上部穿越, 考虑到东海大多储层以下粗上细的正韵律为主, 为保障产能, 水平段轨迹也不能靠气藏顶部太近, 需结合岩性特征和气水界面综合考虑, 并利用油藏数值模拟开展敏感性分析, 合理设置水平段与气水界面间的距离。水平段实施过程中, 导向原则应坚持“先追踪砂体, 后参考构造”, 以提高

砂岩钻遇率。

以 S 气田 S5H 井为例, 目的层 M1<sup>2</sup> 层为构造块状底水凝析气藏, 气柱高度较大, 达到 61 m, 但目的层北块存在构造降低、气层厚度变薄的风险, 鉴于避水需求, 钻前要求水平段轨迹控制在气水界面 20 m 以上。

### 2.2.3 实际地层倾角的估算

地层顶面构造横向上并不是均匀不变, 往往是起伏不平的, 这加大了水平段轨迹穿越储层的难度, 因此需要及时判断钻头钻出储层的可能性, 有针对性地制定调整措施。总体来说, 井眼轨迹偏离储层后, 钻头与储层的相对位置关系主要有以下 4 种情形, 相应地进行地层倾角的计算(图 5)。

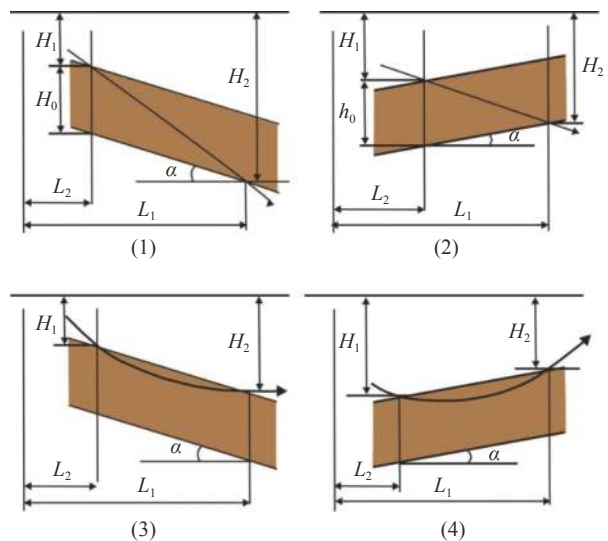


图 5 钻头出层后的实际地层倾角的估算

Fig. 5 Estimation of actual dip Angle after bit out

(1) 钻头沿油气层下倾方向底部穿出时,  $\alpha = \arctan [(H_2 - H_1 - h_0) / (L_1 - L_2)]$

(2) 钻头沿油气层上倾方向底部穿出时,  $\alpha = \arctan \{ [h_0 - (H_2 - H_1)] / (L_1 - L_2) \}$

(3) 钻头沿油气层下倾方向顶部挑出时,  $\alpha = \arctan [(H_2 - H_1) / (L_1 - L_2)]$

(4) 钻头沿油气层上倾方向顶部挑出时,  $\alpha = \arctan [(H_1 - H_2) / (L_1 - L_2)]$

式中:  $\alpha$  为地层倾角,  $^\circ$ ;  $H_1$  为着陆点海拔, m;  $H_2$  为出层点海拔, m;  $h_0$  为气层视垂厚度, m;  $L_1$  为出层点水平位移, m;  $L_2$  为着陆点水平位移, m。

### 2.2.4 “盲区”岩性的实时预测

随钻测井仪器测点距离井底钻头有一定距离,

无法反映零长井段的测井信息，且录井上受迟到时间的客观存在，也不能实时有效反应井底地层信息，导致了这个区间的“盲区”<sup>[10]</sup>，因此，“盲区”岩性的实时预测对于地质导向尤其重要。

水平井地质导向过程中，可参考机械钻速、扭矩、立管压力等工程参数，实时判断井底的岩性变化，从而快速判别井底地层岩性。在机械钻速较慢的情况下，单位时间进尺较短，可通过返出岩屑和录取的气测数据来辅助快速判断井底岩性。

### 3 导向实例及应用效果

水平井随钻跟踪调整主要包括定向段调整 and 水平段调整两个阶段，其中定向段调整的目的是确保准确着陆，水平段调整的目的是最大程度提高有效砂岩钻遇率。水平井地质导向技术在东海

油气田开发中取得了良好的应用效果。

#### 3.1 着陆前调整实例

以 B 气田 B2H 井为例。B2H 井设计为开发 H6 气层的一口水平井，钻探目的是开发动用 H6 层中部及东部地质储量；B2HP 为 B2H 井领眼段，B2HP 井的钻探目的是落实东部构造及储层发育情况，也为后续 B1H 井实施提供参考。

领眼 B2HP 井钻后表明东部微高点较钻前预测变深，H5、H6 层构造顶面深度分别较钻前预测变深 20 m、21 m，H6 砂顶较探井 BX3 井变深 10 m，目的层 H6 顶部发育近 20 m 泥岩（图 6），且储层厚度减薄，砂体展布关系有待再认识。根据领眼 B2HP 井的实钻情况结合反演预测，以提高砂体钻遇率为目的对 B2H 井着陆段轨迹进行了第一次优化，优化后的井轨迹较原设计向北偏移，末端靠近 BX3 井。

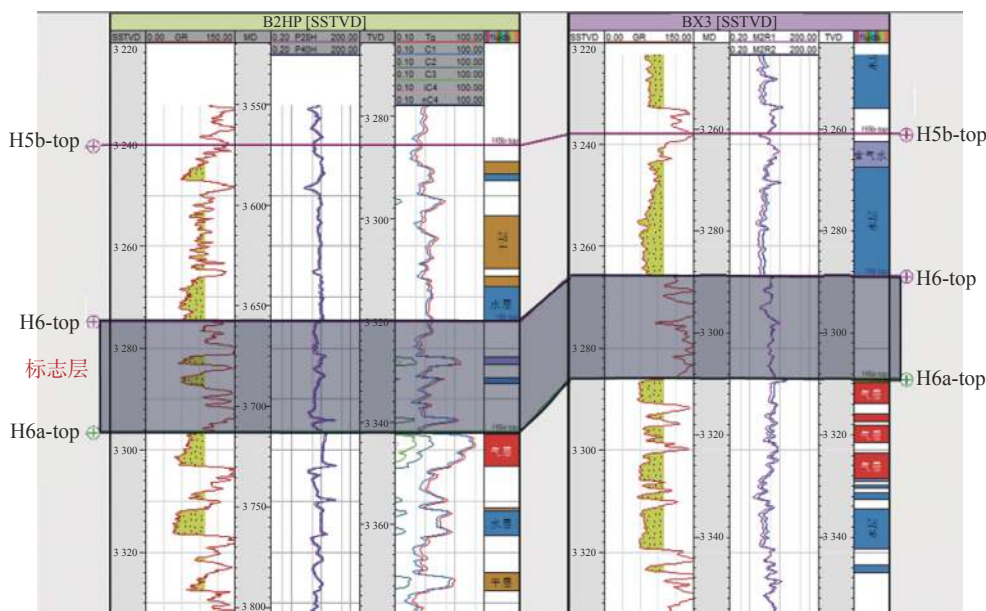


图 6 领眼 B2HP 井与邻井 BX3 井地层对比剖面图

Fig. 6 Stratigraphic correlation section of Well B2HP in the lead hole and Well BX3 in the adjacent hole

B2H 井自斜深 3 047 m 开窗侧钻，水平井着陆过程中，以井斜 85.8°稳斜钻至预计斜深 4 110.5 m/垂深 3 340.2 m 仍未钻遇目标砂体，考虑到地质油藏及工程风险，结合地震反演剖面，决定中完，转入另一口井 B1H 井作业，为 B2H 井水平段轨迹优化提供了调整空间。B1H 井实钻表明 H6 层储层厚度较厚，与反演 Vp/Vs 属性吻合，验证了叠前反演资料的可靠性，在此基础上进行了 B2H 井轨迹的第二次优化，较第一次优化的井轨迹再向

北偏移，从河道边缘优化到河道主体部位，避开着陆长泥岩段。按照优化调整后的轨迹实施，在斜深 4 150 m/垂深 3 341.8 m/井斜 88.2°实现一次着陆，仅钻遇 40 m 泥岩实现着陆，较原轨迹（预计钻遇 300 m 泥岩）减少进尺 260 m（图 7），取得了不错的实施效果。

该井钻后水平段进尺 1 077 m，钻遇气层 1 017 m，气层钻遇率近 95%，实施效果良好，并创造了两项东海新纪录：单支水平段长度首次超过

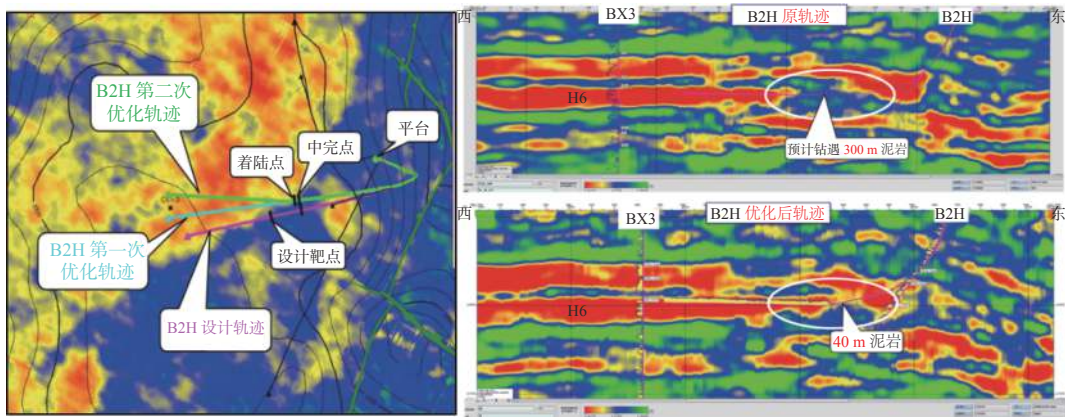


图 7 B2H 井轨迹优化示意图

Fig. 7 Schematic diagram of the trajectory optimization of Well B2H

1000 m, 气层段长度首次超过 1000 m。投产初期日产气约  $23 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 产能达到设计要求。

### 3.2 水平段调整实例

以 K 气田 A2H 井为例, A2H 井设计为开发 P3c 低渗气藏的一口水平井, 目的层埋深大 (4360 m), 且纵向上薄煤层频繁发育, 严重影响了储层预测精度, 给水平井实施带来了挑战。

A2H 井于斜深 4950 m 成功着陆, 之后增斜转平, 保持  $90.5^\circ \sim 91.5^\circ$  钻进, 平均机械钻速 10.6 m/h, GR 值约 57 API, 气全量 23%, 岩屑为灰色细砂岩。在斜深 5635 m 时 GR 值突然变大, 综合录井表明钻遇一薄煤层, 继续以  $91^\circ$  稳斜钻进; 穿过煤层后机械钻速变慢 (降至 8.7 m/h), GR 值增加 (增至 65 API), 气测显示变差 (由 23% 降至 13%), 录井

上岩屑仍为细砂岩, 但泥质含量变重, 判断位于储层物性相对较差部位, 因此调整轨迹指令增斜至  $92^\circ$ , 以尽快回到上部储层物性较好部位。钻进至斜深 5850 m 处出现粉砂岩、泥质粉砂岩, GR 值大幅增加至 110 API, 气测降至 1%, 持续钻进 30 m (约 1 柱) 仍无改善, 判断可能已从主力砂体顶部穿出, 参考地质导向模型 (图 8), 轨迹即将进入地层由上倾变为下倾的拐点位置。因此, 从斜深 5905 m 开始从  $92^\circ$  以  $2^\circ$  狗腿降斜寻找 P3c 主力砂体; 钻进至斜深 5950 m, 机械钻速变快 (10 m/h), GR 值大幅降低至 50 API, 气测值增大至 30%, 经下调井眼轨迹, 水平段重新回到主力砂体, 随后继续钻进, 根据钻探情况实时调整轨迹。

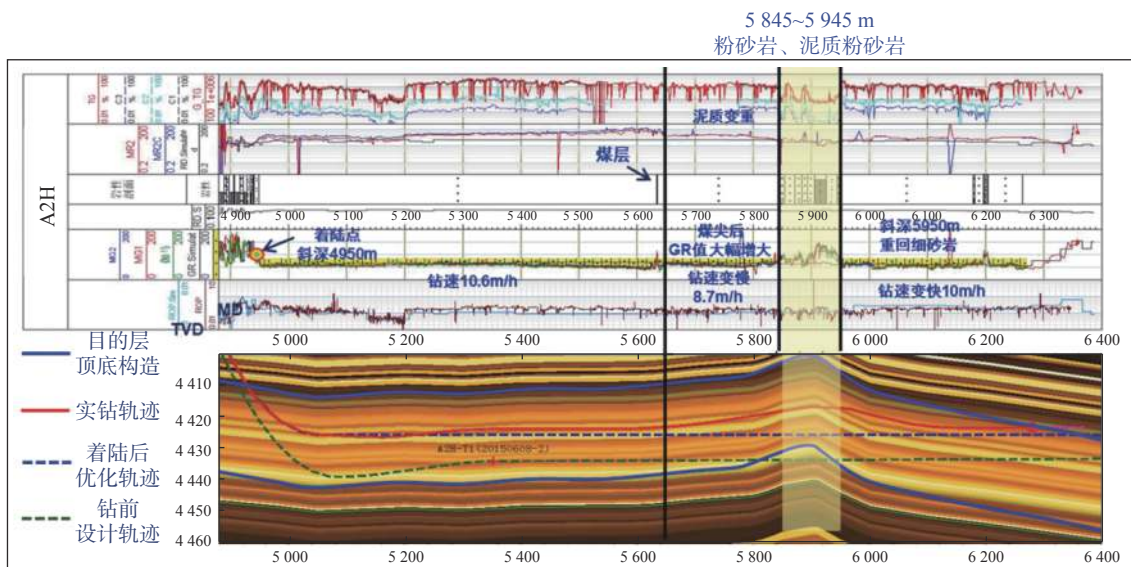


图 8 A2H 井地质导向预测模型

Fig. 8 Geological steering prediction model of well A2H

该井水平段实际进尺 1470 m, 砂岩段长度 1350 m, 砂岩钻遇率 92%, 创下东海最深水平井、最长水平井、最长有效段等多项纪录。鉴于水平段 P3c 气测值、电阻率均较探井变好、GR 值变低、岩屑录井显示为细砂岩, 取消了原计划的酸化增产作业, 节约作业费 500 万元。该井投产初期产能超过了预期, 日产气约  $16 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

### 3.3 应用效果

水平井地质导向技术有效指导了东海 20 口水平井 (包括水平分支井) 的实施, 水平井施工出现复杂情况频次明显减少, 平均砂岩钻遇率 80.3%, 平均有效储层钻遇率 74.9%, 实施效果良好。

## 4 结论

(1) 形成了“一核心、两阶段、三结合、四分析、五调整”的水平井地质导向思路。随钻过程中, 在标志层基础上勤于地层对比, 对目的层预测适时更正, 根据实钻情况灵活调整着陆位置; 对于无标志层控制、着陆风险较大的情况, 可采用大井斜稳斜探顶的策略, 为水平井着陆预留调整空间。

(2) 水平段地质导向应以“先追踪砂体, 后参考构造”为原则, 有利于提高砂层钻遇率, 结合水平段钻探情况实时校正地质模型, 及时更新钻头前方地层情况的预测, 为水平段实施提供参考。

(3) 应用该地质导向技术成功指导了 20 口水平井的实施, 取得了较好的实施效果, 对东海后续开发井实施提供了较好的技术支持。

### 参考文献:

[1] 窦松江, 赵平起. 水平井随钻地质导向方法的研究与应用 [J]. 海洋石油, 2009, 29 (4): 77-82.

[2] 孙卫锋, 张吉, 马志欣, 等. 苏里格气田水平井随钻地质导向技术及应用 [J]. 岩性油气藏, 2015, 27 (6): 132-137.

[3] 蒋云鹏, 吴琼. 东海边际油气田高效开发策略 [J]. 海洋石油, 2014, 34 (2): 60-63.

[4] 唐钦锡. 水平井地质导向技术在苏里格气田开发中的应用—以苏10和苏53区块为例 [J]. 石油与天然气地质, 2013, 34 (3): 388-393.

[5] 吴则鑫. 水平井地质导向技术在苏里格气田苏53区块的应用 [J]. 天然气地球科学, 2013, 24 (4): 859-863.

[6] 秦宗超, 刘迎贵, 邢维奇, 等. 水平井地质导向技术在复杂河流相油田中的应用—以曹妃甸11-1油田为例 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 33 (3): 378-382.

[7] 刘江涛, 李永杰, 朱杰平, 等. 地质导向技术在页岩气水平井钻井中的应用—以川东南地区A井为例 [J]. 天然气地球科学, 2016, 27 (12): 2223-2230.

[8] 杨国平, 张吉, 强小龙, 等. 水平井地质导向技术在致密砂岩气藏中的应用及技术难点——以苏里格气田为例 [J]. 天然气勘探与开发, 2014, 37 (4): 58-62.

[9] 孟鹏, 冯鑫, 汪巍, 等. 低油柱底水稠油油藏水平井随钻着陆策略 [J]. 录井工程, 2015, 26 (2): 38-41, 91.

[10] 王谦, 苏波, 李震, 等. 随钻地质导向在S7-59H井中的应用 [J]. 断块油气田, 2016, 23 (2): 252-257.



(上接第 26 页)

[15] 杨鹏程, 余学兵, 张传运. 涪西南凹陷D次凹流二段优质烃源岩特征 [J]. 海洋石油, 2017, 37 (1): 1-6, 79.

[16] 袁冰, 杨希冰, 张迎朝. 源下油气成藏主控因素与成藏模式——以北部湾盆地乌石凹陷乌石17X下始新统流沙港组三段油藏为例 [J]. 科学技术与工程, 2014, 14 (30): 23-27.

[17] 刘震, 谭卓, 蔡东升, 等. 用断层面正压力法分析北部湾盆地涪西南凹陷断层垂向封闭性及其演化 [J]. 地质科学, 2008, 43 (4): 695-711.

[18] 付广, 黄劲松, 康德江, 等. 源断裂在油气成藏与分布中的作用研究——以贝尔凹陷布达特群潜山为例 [J]. 石油物探, 2006, 45 (5): 459-463.

[19] 邹才能, 贾承造, 赵文智, 等. 松辽盆地南部岩性-地层油气藏成藏动力和分布规律 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32 (4): 125-130.

[20] 付广, 王有功. 源外鼻状构造区油运移通道及对成藏的作用——以松辽盆地尚家地区为例 [J]. 地质论评, 2008, 54 (5): 646-652.

[21] 罗群. 断裂控烃理论与油气勘探实践 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2002, 27 (6): 751-756.

[22] 付广, 王有功. 三肇凹陷青山口组源岩生成油向下“倒灌”运移层位及其研究意义 [J]. 沉积学报, 2008, 26 (2): 355-360.

[23] 付广, 雷琳. 油源区内外断裂控藏作用差异性研究——以松辽盆地三肇凹陷和长10区块扶余-杨大城市子油层为例 [J]. 地质论评, 2010, 56 (5): 719-725.