

◀钻井完井▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.05.005

## 高温高压凝析气井全过程欠平衡设计

杨顺辉<sup>1</sup>, 赵向阳<sup>1</sup>, 石 宇<sup>1</sup>, 田 瑥<sup>1</sup>, 李陆武<sup>2</sup>

(1. 中国石化石油工程技术研究院,北京 100101;2. 中国石化河南油田分公司石油工程技术研究院,河南南阳 473132)

**摘要:**针对高温高压凝析气井钻井过程中的储层伤害问题,在对国内外最新设计方法综合研究分析的基础上,开展了室内试验和软件模拟,提出了一种新的全过程欠平衡设计方法。该方法综合分析了井控安全、井壁稳定性、储层凝析气反凝析产生的油锁伤害和毛细管力引起的水锁伤害等因素。同时,在计算水力参数时考虑了温度和压力对钻井液密度和黏度的影响。为了保证在钻进、起下钻和接单根整个钻井过程中井底一直处于欠平衡状态,配套安装了旋转防喷器、井下套管阀等工具和设备,优化了施工工艺。采用该方法对沙特B-0008井进行了详细的设计分析。该设计方法既能保证井下安全,又能避免储层伤害,提高了探井发现油气的成功率。

**关键词:**高温高压 凝析气井 全过程欠平衡 油锁 水锁 套管阀

**中图分类号:**TE22   **文献标识码:**A   **文章编号:**1001-0890(2012)05-0022-04

### Total UBO Design of HPHT Gas-Condensate Well

Yang Shunhui<sup>1</sup>, Zhao Xiangyang<sup>1</sup>, Shi Yu<sup>1</sup>, Tian Lu<sup>1</sup>, Li Luwu<sup>2</sup>

(1. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 2. Research Institute of Petroleum Engineering and Technology, Henan Oilfield Branch, Nanyang, Henan, 473132, China)

**Abstract:** The article aims at the reservoir damage problem of the drilling operation of HPHT gas-condensate well. Based on analysis of the newest design method at home and abroad, laboratory test and software simulation, a new design method of underbalanced drilling had been put forward. The method analyzed such factors as well control safety, borehole stability, oil locking damage of condensate gas reservoir of retrograde condensate and water locking damage due to capillary suction comprehensively, at the same time, it considered the effects of temperature and pressure on drilling fluid density and viscosity in hydraulic parameter calculation. In order to ensure bottom hole pressure in underbalanced condition in the whole process of drilling, tripping and making a connection, matching RBOP and DDV were installed, technical measures optimized. Design analysis was conducted in detail, taking Well B-0008 in B Block of Saudi as example, the design method could not only ensure downhole safety, but also could avoid reservoir damage, improving the success rate of oil and gas discovery in exploration wells.

**Key words:** high temperature and pressure; gas condensate well; overall process of underbalanced; oil lock; water lock; casing valve

在油气勘探过程中,目的层采用欠平衡方式钻进可以最大限度地防止储层污染,提高油气发现率。目前国内外主要发展全过程欠平衡设备,提高设备的自动化程度和可靠性,并根据工具的特性进行工艺设计,对油藏方面考虑不多。笔者在前人研究成果的基础上,针对高温高压凝析气井,提出了一种新的全过程欠平衡设计方法。该方法除了分析井控安全、井壁稳定等常规欠平衡设计参数以外,还考虑了在整个钻井过程中防止储层凝析气反凝析产生的油锁损害和毛细管力引起的水锁伤害。同时,由于钻

井液随温度的升高而膨胀,随压力的增大而压缩,因而钻井液的密度也会从井口到井底随温度与压力的

收稿日期:2011-12-14;改回日期:2012-08-20。

**作者简介:**杨顺辉(1973—),男,河南洛阳人,1995年毕业于大庆石油学院采油工程专业,2008年获中国石油大学(华东)油气井工程专业硕士学位,高级工程师,主要从事欠平衡钻井、控制压力钻井、流动射流冲击器、可膨胀波纹管等方面的研究工作。

**联系方式:**(010)84988580,yangsh.sripe@sinopec.com。

**基金项目:**国家科技重大专项“中东富油气区复杂地层井筒关键技术”(编号:2011ZX05031-004)部分研究内容。

变化而变化,而且温度和压力对钻井液的黏度变化也有巨大的影响,因此该方法在计算水力参数过程中考虑了温度和压力的影响<sup>[1-4]</sup>。采用该方法对沙特 B 区块 B-0008 高温高压凝析气井全过程欠平衡钻井进行了详细的设计。

## 1 高温高压凝析气井全过程欠平衡设计难点

相对于常规油气藏欠平衡设计,高温高压凝析气藏的欠平衡设计更具挑战性,其难点主要表现在以下几个方面:

- 1) 高压带来的井控安全问题,要求设备具有较高的承压能力,同时对井底负压值的控制要求更精确;
- 2) 高温高压会导致钻井液的密度和黏度发生很大的改变,因此要求利用更准确的水力学模型计算水力参数;
- 3) 凝析气井的凝析气在一定条件下会发生反凝析现象,凝析油在地层中的析出会引起油锁伤害,大幅度降低储层的渗透率;
- 4) 在欠平衡钻井过程中,钻井液中的水由于毛细管作用而进入地层引起水锁伤害,对低渗透储层伤害很大,应尽量避免;
- 5) 全过程欠平衡不但要求在钻进的时候保持欠平衡,而且在起下钻过程中也要尽量保持欠平衡状态,降低储层伤害,因此需要配套更多的设备,采用特殊施工工艺。

为了解决这些设计难点,从井底负压值的设计、关键水力参数计算、全过程欠平衡设备优选、全过程欠平衡施工工艺等方面对新设计方法进行了论证分析。

## 2 井底负压值的设计

沙特 B 区块位于鲁卜哈利盆地,自然条件恶劣,地质条件复杂,主要目的层为奥陶系 Sarah 组天然气储层,该区块具有多套地层压力系统、井身结构复杂、最多有 8 层套管,上部地层存在严重漏失、垮塌掉块,下部为高温高压凝析气藏,地层最高温度 176 °C,压力系数 1.88。

B-0008 井是一口高温高压凝析气井,设计井深 5 472 m,主要目的层为底部奥陶系 Sarah 组,岩性为厚-薄层的深-褐灰色中至细粒岩屑石英砂岩,夹粗粒岩屑石英砂岩,属于低孔、低渗、高压致密性砂

岩储层。经优化该井  $\phi 244.5$  mm 技术套管下至 Sarah 组顶部,采用全过程欠平衡的方式钻开 Sarah 组地层。该井按照 IADC 的分类标准为 5-B-5 级<sup>[5]</sup>,属于高危险欠平衡作业。

### 2.1 井壁稳定性分析

在欠平衡钻井过程中,首先要保证井壁稳定,因此井底压力应大于地层的坍塌压力而小于地层的孔隙压力,通过对邻井 ATNB-0002 井测井资料和实钻钻井液密度的分析,得到了三压力剖面,如图 1 所示<sup>[6-10]</sup>。

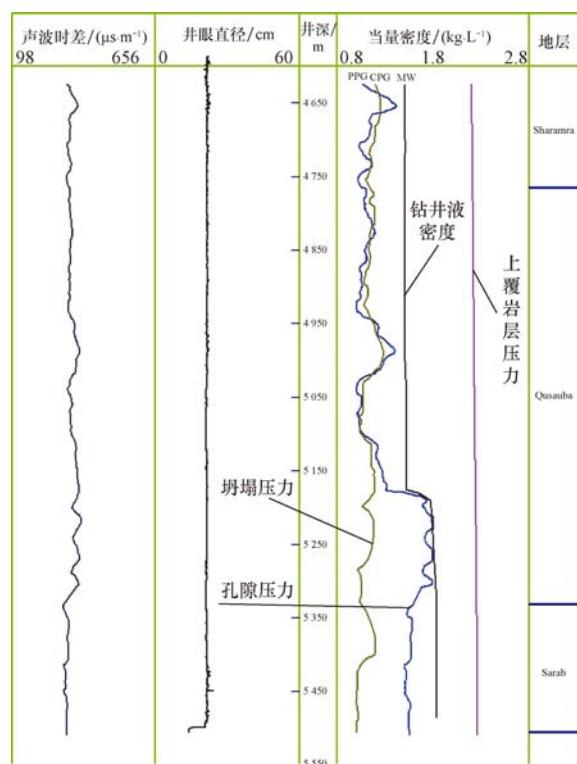


图 1 ATNB-0002 井三压力剖面

Fig. 1 Three pressure profile of Well ATNB-0002

从图 1 可以看出,下部 Sarah 组地层孔隙压力和坍塌压力当量密度之差较大,一般约 0.4 kg/L,按 Sarah 组地层顶界埋深 5 331 m 计算,压差为 20.89 MPa。该压差较大,说明在欠平衡钻井过程中井底可以保持较大的负压值,如果 ATNB-0002 井底保持 20 MPa 的压差,井壁不会坍塌。

### 2.2 凝析气反凝析对负压值的影响

室内试验结果表明,凝析气藏反凝析造成的油锁伤害为沙特 B 区块 Sarah 组储层损害的主要原因之一,油锁后岩心的渗透率仅为初始值的 5%~50%,说明凝析油在井下连续析出,对低孔、低渗凝析气层渗透率的影响很大。因此,在凝析气产出过

程中井底压力降至露点以下时,会析出凝析油聚集在近井地带,堵塞地层渗流通道,导致油锁发生。为避免发生油锁现象,钻井过程中,尤其是欠平衡钻井过程中,必须控制井底压力大于露点压力<sup>[11-12]</sup>。

通过对邻井实际气样的测试和计算,绘制了 Sarah 组储层凝析气的 PVT 包络图(见图 2)。由图 2 可知,在地层温度 167.8 ℃ 条件下,储层凝析气的露点压力为 22.68 MPa。

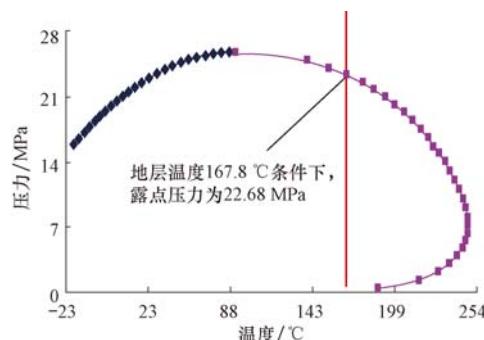


图 2 Sarah 储层的凝析气 PVT 包络图

Fig. 2 Condensate gas PVT envelope of Sarah reservoir

在欠平衡钻进过程中,要保证钻井液液柱压力大于 22.68 MPa,才能保证凝析气不会析出凝析油,避免油锁对储层的伤害,这限制了氮气、泡沫等低密度钻井流体的使用。沙特 B 区块主力储层埋藏深度一般小于 5 000 m,使用水基钻井液钻井时,液柱压力都在 50 MPa 以上,不会产生油锁现象。但在测试过程中需控制上部井段掏空的长度,以防止析出凝析油堵塞储层孔隙。

### 2.3 毛细管压力对欠平衡负压值的影响

在钻井过程中,即使钻井液井底循环压力等于地层孔隙压力,由于毛细管压力的影响,井筒中的液体也会进入地层,形成一定的损害。因此,在欠平衡钻井过程中应尽可能保持井底的负压值大于毛细管的吸入压力,实验测得 Sarah 组岩心的毛细管压力为:水气界面 0.74~1.48 MPa,油气界面 0.48~0.96 MPa。因此,在欠平衡压差取值时负压值应保持在 1.50 MPa 以上。

根据以上综合分析,井底负压取值 1.5~20.0 MPa,考虑到井控安全,初步确定欠平衡钻进时井底负压值取 1.5~10.0 MPa,施工时再根据现场实钻情况进行调整。

### 3 关键水力参数计算

对于常规欠平衡钻井,钻井液所形成的井底压力

都是以地面测量的钻井液密度计算,没有考虑井筒温度和压力对钻井液密度的影响,但对于高温高压深井来说这种计算的误差较大,不能满足工程需要。由于钻井液密度随温度的升高而降低,但随压力的升高而增大,因此,必须同时考虑温度和压力的影响。

按目的层 Sarah 组储层最深埋深 5 472 m 进行计算,孔隙压力系数取 1.842,孔隙压力为 98.77 MPa。利用 Drillbench 欠平衡软件,考虑温度和压力对钻井液密度的影响,计算出钻井液密度为 1.842 kg/L 时,井底静压为 97.62 MPa,排量为 28 L/s 时,井底循环压力为 101.66 MPa,循环摩阻产生的压降为 4.04 MPa。

计算 28 L/s 排量下、密度 1.602~1.826 kg/L 的钻井液产生的井底压力(见表 1),以分析欠平衡钻井井底负值对钻井液密度的敏感性。

表 1 欠平衡钻井液密度敏感性分析

Table 1 Sensitivity analysis of underbalanced drilling fluid density

钻井液密度/ (kg·L <sup>-1</sup> )	井底循环 压力/MPa	井底动负压值/ MPa	井底静负压值/ MPa
1.602	88.39	-10.38	-14.38
1.634	90.15	-8.62	-12.63
1.666	91.90	-6.87	-10.88
1.698	93.65	-5.12	-9.13
1.730	95.40	-3.37	-7.39
1.762	97.15	-1.62	-5.64
1.794	98.90	0.13	-3.91
1.826	100.65	1.88	-2.16

由表 1 可知,选择液密度为 1.698~1.762 g/cm<sup>3</sup> 的钻井液欠平衡钻进 Sarah 组地层时,井底保持 1.62~5.12 MPa 的负压值,停泵后井底负压值为 5.64~9.13 MPa。现场可根据实钻情况,采用调整钻井液密度或者井口压力的方式来控制井底负压值。

### 4 全过程欠平衡设备优选

1) 旋转防喷器可以有效密封钻杆、相应尺寸的钻铤和井下工具,在旋转状态下隔离环空,将井中返出流体导流到专用节流管汇和四相分离器,达到控制井口压力的目的。B-0008 井由于风险级别高,旋转防喷器选用压力级别为静密封 35 MPa、动密封 17.5 MPa 的旋转防喷器。

2) 井下套管阀属于井下隔离阀,在欠平衡作业中,井下套管阀关闭时可以隔绝阀上下的压力,当钻

头位于套管阀之上时,可以不用旋转防喷器进行起下钻作业,达到延长胶芯使用寿命的目的。套管阀安装在  $\phi 244.5$  mm 技术套管上,可承受 35 MPa 压差,安装深度 2 200 m。

3) 自动节流管汇能够根据设定值自动调节井口回压,并具有流量监测功能,压力级别为 35 MPa。

4) 四相分离器在地面分离油气水和岩屑,气体处理能力  $1.1327 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/d,油处理能力 6.360 m<sup>3</sup>/d。

5) 其他设备,包括钻具止回阀、点火管线、自动点火系统。

## 5 全过程欠平衡施工工艺

由于安装了井下套管阀,在起下钻过程中不需要压井,起钻时利用井口旋转防喷器带压起钻到套管阀上面,通过地面控制管线关闭套管阀,然后正常起钻;下钻时先正常下钻到套管阀上部,通过地面控制管线打开套管阀,然后利用旋转防喷器带压下钻到井底进行正常钻进,实现钻进、起钻、下钻过程中的全过程欠平衡钻井<sup>[2]</sup>。

对于高温高压凝析气井,需要注意在套管阀关闭期间,由于储层气体会带压滑脱上升导致气体在套管阀下部堆积,使套管阀下部气体压力加上液柱压力大于地层压力,从而使地层处于过平衡状态。因此,起钻后应尽快下钻,避免套管阀长时间关闭。

对于钻井液密度和井底负压值的控制,首先采用密度 1.698 kg/L 的钻井液打开储层,这时井底动负压值为 5.12 MPa,静负压值为 9.13 MPa,如果实钻过程中出现产气量过大或者井壁失稳的现象,以 0.01 kg/L 的密度增量提高钻井液密度。

## 6 结 论

1) 在欠平衡钻井过程中,低渗凝析气藏井底负压值在保证井壁稳定的情况下,必须大于毛细管压力,同时井底最低压力要大于凝析气藏反凝析的露点压力,才能防止在地层中出现水锁和油锁现象,避免储层伤害。

2) 高温高压深井的温度和压力对钻井液密度有显著的影响,设计水力参数时应予以考虑。

3) 应用井下套管阀能够实现不压井起下钻并确保井控安全,但必须尽量缩短套管阀的关闭时间,防止气体滑脱上升在井底形成正压,压漏或污染储层。

4) 建议在欠平衡设计过程中,除考虑设备参数

和工艺参数外,还应与油藏相结合,在考虑储层伤害因素的基础上完善欠平衡设计,降低储层伤害,提高油气发现成功率。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 苏勤,侯绪田. 窄安全密度窗口条件下钻井设计技术探讨[J]. 石油钻探技术,2011,39(3):62-65.  
Su Qin, Hou Xutian. Research on drilling design techniques for narrow mud weight window [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3):62-65.
- [2] 陈永明. 全过程欠平衡钻井中的不压井作业[J]. 石油钻探技术,2006,34(2):22-25.  
Chen Yongming. No-killing operations in whole course underbalanced drilling [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34 (2):22-25.
- [3] Bennion D Brant. Screening criteria help select formations for underbalanced drilling[J]. Oil & Gas Journal,1996-01-08.
- [4] Wilson J. Optimizing drilling of underbalanced wellbores with data acquisition systems; the 1st International Underbalanced Drilling Conference, Hague, October 2-4,1995[C].
- [5] 杨顺辉. UBD/MPD 技术标准现状分析[J]. 石油工业技术监督,2011(7):38-40.  
Yang Shunhui. The status analysis of UBD/MPD technological standards[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2011(7):38-40.
- [6] Taylor J, McDonald C, Fried S. Underbalanced drilling total systems approach;the 1st International Underbalanced Drilling Conference, Hague, October 2-4,1995[C].
- [7] Sutherland Iain,Grayson Brain. DDV reduces times to round-trip drilling by three days, saving 400,000 pounds[R]. SPE/ IADC 92595,2005.
- [8] 赵向阳,孟英峰,李皋,等. 充气控压钻井气液两相流流型研究[J]. 石油钻采工艺,2010,32(2):6-10.  
Zhao Xiangyang,Meng Yingfeng,Li Gao, et al. Research on aerated MPD gas and liquid two phase flow pattern [J]. Oil Drilling & Production Technology,2010,32(2):6-10.
- [9] Dharma Nyoman, Toralde Julmar Shaun S. Combining MPD with downhole valve enables high rate gas wells[J]. World Oil, 2008,229(3):10-12.
- [10] Hodgson R. Snubbing units: a viable alternative to conventional drilling rig and coiled tubing technology [R]. SPE 30408,1995.
- [11] Schmigel Kevin, MacPherson Larry. Snubbing provides options for broader application of underbalanced drilling lessons [R]. SPE 81069,2003.
- [12] 赵向阳. 控压钻井精细流动模型研究[D]. 成都:西南石油大学石油工程学院,2011.  
Zhao Xiangyang. Research on fine flow model of MPD [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, School of Petroleum Engineering,2011.