

庆深气田深层 $\phi 311.1\text{ mm}$ 井眼气体钻井技术

韩福彬¹, 张洪大², 姜玉芳³, 王蔚¹

(1. 中国石油大庆油田有限责任公司勘探分公司, 黑龙江大庆 163453; 2. 中国石油大庆钻探工程公司钻井一公司, 黑龙江大庆 163411; 3. 中国石油大庆钻探工程公司钻井工程技术研究院, 黑龙江大庆 163413)

摘要: 针对庆深气田深层岩石可钻性级值高达 6~10 级、地层硬度高达 2 500~5 000 MPa、平均地温梯度高达 4.1 °C/100m 和机械钻速低等难题, 应用优选、修正后的地层出水量计算模型、出气量计算模型、井壁稳定性评估模型, 对古龙 1 井的泉二段至登三段地层气体/雾化钻井的可行性进行了研究, 优化设计出了气体/雾化钻井技术方案。该钻井技术方案在超深井古龙 1 井进行了现场应用, 应用井段为井深 3 100.00~4 301.05 m, 应用井段井眼尺寸为 311.1 mm。应用结果表明, 该井段平均机械钻速为 7.53 m/h, 是邻井古深 1 井相同层位常规钻井段的 3.6 倍, 钻井周期同比缩短 28 d。

关键词: 超深井 气体钻井 机械钻速 庆深气田 古龙 1 井

中图分类号: TE242.6; TE242.9 文献标识码: A 文章编号: 1001-0890(2011)04-0061-05

Qingshen $\phi 311.1\text{ mm}$ Deep Hole Gas Drilling Technique

韩福彬¹, 张洪大², 姜玉芳³, 王蔚¹

(1. Exploration Branch of Daqing Oilfield Co. Ltd., CNPC, Daqing, Heilongjiang, 163453, China;
2. No. 1 Drilling Company of Daqing Drilling & Exploration Engineering Company, CNPC, Daqing, Heilongjiang, 163411, China; 3. Drilling Engineering Technology Institute, Daqing Drilling & Exploration Engineering Company, CNPC, Daqing, Heilongjiang, 163413, China)

Abstract: In order to deal with the difficulty of 6~10 rock drillability, 2 500~5 000 MPa formation hardness, 4.1 °C/100m average geothermal gradient and low ROP in deep formation of Qingshen gas field, the optimized and revised calculation model for formation water production, gas volume, and borehole stability were used to investigate the gas/foam drilling feasibility in Well Gulong 1. An optimized gas/foam drilling is applied in this well from Quan 2 section to Deng 3 section with depth from 3 100 to 4 301.4 m and wellbore diameter of 311.1 mm. The average ROP is 7.53 m/h, which is 3.6 times faster than the off-set well. The drilling cycles was reduced by 28 days.

Key words: ultradeep well; gas drilling; penetration rate; Qingshen gas field; Well Gulong 1

大庆深层泉二段以下岩石可钻性差, 硬度高, 钻速慢。为了提高钻速, 2004 年大庆油田开展了优选钻头、优化钻井参数等多项常规钻井提速试验, 虽然取得了一定效果, 但还不能满足加快勘探步伐的要求, 迫切需要应用新的钻井工艺和技术, 以更大幅度地提高机械钻速。从 2005 年开始, 大庆油田进行了气体钻井配套技术研究与现场试验^[1-3]。因为实施气体钻井的前提是井壁稳定、地

收稿日期: 2010-04-19; 改回日期: 2011-03-25。

作者简介: 韩福彬(1970—), 男, 黑龙江宾县人, 1992 年毕业于大庆石油学院钻井工程专业, 1995 年获大庆石油学院油气井工程专业硕士学位, 高级工程师, 井筒工程技术与监督部主任, 主要从事钻井技术推广应用与管理工作。

联系方式: (0459)5992259, hanfubin@petrochina.com.cn。

网络出版时间: 2011-06-12T18:37:00。

网络出版地址: <http://www.cnki.net/kcms/detail/11.1763.TE.20110612.1837.006.html>

层含水少或不含水,因此,准确评价井壁稳定性及预测地层出水、选择合理的气体钻井井段,是气体钻井成功的关键^[4-7]。为此,特选择古龙 1 井为试验井。

古龙 1 井设计井深 6 320.00 m,为松辽盆地北部最深的一口风险探井。为缩短钻井周期,该井设计三开自井深 3 100.00~4 301.05 m 采用气体钻井技术,钻进的层位依次是泉二段、泉一段、登四段和登三段。

1 气体钻井的可行性分析

1.1 古龙 1 井区域构造概况

古龙 1 井位于松辽盆地北西部断陷区古龙断陷古龙次凹上,古龙断陷呈南北向狭长带状分布。截至目前,古龙断陷已钻 9 口深探井,其中古深 1 井、葡深 1 井、同深 1 井、同深 2 井、杏深 1 井和松基 6 井等 6 口探井钻遇断陷期地层。考虑资料的完整性和与古龙 1 井的距离,笔者采用古深 1 井作为设计参考依据。

1.2 气体钻井条件下出水量预测

借鉴钻井液条件下的水层判别方法,结合阿尔奇公式及束缚水饱和度计算模型,筛选能反映水层变化的敏感性参数,并对大庆油田已钻井(气体钻井)的实际出水层位测井解释数据进行统计分析,结合束缚水饱和度的计算结果,建立了气体

钻井条件下的出水层定性判识标准。判识标准主要参数:含水饱和度 100%,有效孔隙度 $\geq 3\%$,泥质含量 $\leq 20\%$,电阻率 $\leq 200 \Omega \cdot m$,中子孔隙度 $\geq 5\%$;判识标准参考参数:渗透率 $\geq 0.01 \times 10^{-3} \mu m^2$,束缚水饱和度 $\leq 75\%$ 。

气体钻井钻遇水层,其水侵速度是随时间变化的,出水层的渗透率不大。当地层压力的传递尚未波及到水区的外边界之前,或者水区是封闭的,水区中的水向井眼内渗透的过程即为一个不稳定的过程。对于不稳定水侵过程,不同学者基于不同的流动方式和天然水域的外边界条件,提出了不同的计算天然水侵量的不稳定流法。笔者选用的地层出水量计算公式为^[8]:

$$Q_w = 2\pi r_w \phi h C_e \Delta p Q_D \quad (1)$$

其中:

$$Q_D = \frac{1.1283 \sqrt{t_D} + 1.1933 t_D + 0.2699 t_D \sqrt{t_D} + 0.008553 t_D^2}{1 + 0.6166 \sqrt{t_D} + 0.0413 t_D} \quad (2)$$

$$t_D = \frac{0.0864 K_w}{\phi \mu_w C_e r_w^2} \quad (3)$$

式中: Q_w 为地层出水量, m^3/h ; r_w 为供给边缘半径, m ; h 为水层厚度, m ; ϕ 为有效孔隙度, $\%$; μ_w 为地层水黏度, $mPa \cdot s$; K_w 为地层有效渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; C_e 为水域的有效压缩系数, $1/MPa$; Δp 为井底流动压力, MPa 。

根据古深 1 井的测井资料,应用式(2)对古龙 1 井的出水井段和出水量进行了预测,结果见表 1。

表 1 古龙 1 井出水量预测

Table 1 Well Gulong 1 water production prediction

| 层位 | 古深 1 井井段/m | 古龙 1 井对应井段/m | 厚度/m | 测井解释 | 预测出水量/ $m^3 \cdot h^{-1}$ |
|-----|-------------------|-------------------|------|------|---------------------------|
| 泉二段 | 2 332.40~2 333.20 | 3 112.00~3 112.80 | 0.8 | 干层 | 1.37 |
| | 2 455.00~2 459.00 | 3 235.00~3 239.00 | 4.0 | 干层 | 0.82 |
| | 2 584.40~2 589.00 | 3 364.00~3 368.60 | 4.6 | 干层 | 1.23 |
| 泉一段 | 2 752.60~2 754.20 | 3 593.00~3 594.60 | 1.6 | 干层 | 0.70 |
| | 2 884.40~2 886.80 | 3 724.00~3 726.40 | 2.4 | 干层 | 1.22 |
| | 2 902.00~2 906.00 | 3 742.00~3 746.00 | 4.0 | 干层 | 0.77 |
| 登四段 | 2 919.20~2 934.40 | 3 769.00~3 784.20 | 15.2 | 干层 | 1.33 |
| | 2 976.00~2 999.20 | 3 826.00~3 849.20 | 23.2 | 干层 | 1.76 |
| | 3 094.00~3 095.60 | 3 944.00~3 945.60 | 1.6 | 干层 | 1.03 |

实钻结果证明,预测的结果符合实际情况。

1.3 气体钻井条件下地层出气量预测

假设储集层均匀各向同性,并没有非渗透性遮

挡,则预测产气量的达西定律可表示为^[8]:

$$Q = \frac{0.0864 \pi K \Delta \rho_{wg} g (h^2 - b^2)}{B_g \mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (4)$$

$$B_g \approx \frac{2Zp_s T_m}{T_s(p_k + p_c)} \quad (5)$$

式中: Q 为产气量, m^3/d ; K 为地层渗透率, μm^2 ; $\Delta\rho_{wg}$ 为水气密度差, kg/L ; h 为气层有效厚度, m ; b 为气层射开厚度, m ; μ 为天然气体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; R_k 为供给边缘半径, 可采用井间距离的一半来计算, m ; r_c 为井眼半径, m ; Z 为气体压缩系数; p_s 为地表标准压力, MPa ; T_m 为储集层温度, $^\circ\text{C}$; T_s 为地表标准温度, $^\circ\text{C}$; p_k 为供给边缘压力, MPa ; p_c 为井底流动压力, MPa 。

利用古深1井资料对古龙1井拟实施气体钻井的泉二段至登三段地层进行了预测, 结果表明不会钻遇气层。

1.4 气体钻井井壁稳定性评估

对于岩石的剪切破坏, 最常用的是 Mohr-Coulomb 准则。Mohr-Coulomb 准则有多种形式, 直线型强度曲线即 Mohr-Coulomb 强度线适用于压力不大($<10 \text{ MPa}$)的情况; 抛物线型强度曲线适用于泥岩、页岩等较软的岩石; 双曲线型强度曲线则适用于砂岩、灰岩等岩性较为坚硬的岩石^[9]。

由于庆深气田深层岩石坚硬, 故采用双曲线型强度破坏准则:

$$\tau^2 \geq (\sigma + \sigma_t)^2 \tan \eta + (\sigma + \sigma_t) \sigma_t \quad (6)$$

$$\tan \eta = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{\sigma_c}{\sigma_t} - 3} \quad (7)$$

由 σ_1, σ_3 做出莫尔破坏圆, 则莫尔破坏包络圆方程可表示为:

$$\tau^2 + \left(\sigma - \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \right)^2 = \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)^2}{4} \quad (8)$$

将式(6)与式(8)联立求解, 可得最终判别条件为:

$$(\sigma_1 + \sigma_3 - A)^2 - 4C\sigma_1\sigma_3 - 4BC \geq 0 \quad (9)$$

式中: σ 为面上的正应力, MPa ; σ_t 为岩石抗拉强度, MPa ; σ_c 为岩石抗压强度, MPa ; $A = (2\tan\eta + 1)\sigma_t$, $B = \sigma_t^2(\tan\eta + 1)$, $C = 1 + \tan\eta$; σ_1, σ_3 分别为井壁围

岩的最大和最小应力, MPa 。

应用该模型采用邻井声波时差等测井数据绘制井壁剪应力曲线和井周应力曲线, 对目标井进行井眼稳定性预测, 可为设计选井选层提供参考依据。图1为采用古深1井测井数据绘制的古龙1井的井壁稳定预测曲线。

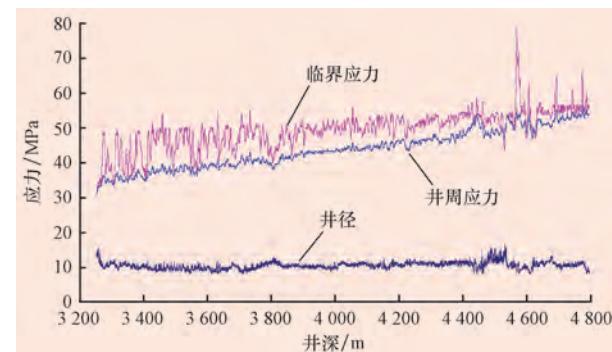


图1 古龙1井井壁稳定预测曲线

Fig. 1 Well Gulong 1 wellbore stability prediction curve

由图1可知: 在井深3 300 m以浅井壁处于临界稳定状态, 两条应力曲线时有相交, 但应力曲线未超过临界应力; 3 300~4 530 m井段应力曲线显示井壁处于稳定状态, 之后应力曲线就有时超过临界应力, 并且与井径曲线吻合得非常好, 在两线相交处即井壁失稳处井径缩小或扩大。

2 气体钻井工艺设计

2.1 钻井技术选择

根据上述出水量、出气量和井壁稳定性预测结果, 认为在古龙1井的三开井段φ311.1 mm井眼可以采用气体钻井技术: 在地层不出水或者出水量可被注入气体干燥的情况下, 采用纯空气钻进; 在地层出水量不能被150 m^3/min 注气量干燥的情况下, 采用空气雾化钻进。

2.2 钻头及钻井参数设计

结合大庆油田φ215.9 mm井眼气体钻井的实践经验, 对钻头和钻井参数进行了优化设计, 结果见表2和表3。

表2 钻头及钻井参数设计

Table 2 The design of drilling bit and parameter

| 钻头 | | 井段/m | 进尺/m | 层位 | 钻头指标 | | 钻井参数 | |
|---------------|-------|-------------------|------|------|--------|--------------------------------------|--------|--------------------------------------|
| 类型 | 尺寸/mm | | | | 纯钻时间/h | 预测钻速/ $\text{m} \cdot \text{h}^{-1}$ | 钻压/kN | 转速/ $\text{r} \cdot \text{min}^{-1}$ |
| 空气锤×1 | 311.1 | 3 100.00~3 900.00 | 800 | 泉二段— | 66.67 | 9 | 10~20 | 20~30 |
| HJT537GK 钻头×5 | 311.1 | 3 900.00~4 610.00 | 710 | 登三段 | 182.09 | 5~7 | 40~120 | 50~70 |

表 3 空气/雾化钻井参数

Table 3 Drilling parameter of moist or air

| 井深/m | 钻井技术 | 注液排量/ L·s ⁻¹ | 注气排量/ m ³ ·min ⁻¹ | 注入压力/MPa | 节点返速/ m·s ⁻¹ | 技术套管底部 返速/m·s ⁻¹ |
|-------------------|------|----------------------------|--|-----------|----------------------------|--------------------------------|
| 3 100.00~3 900.00 | 空气 | | 140 | 1.84~1.92 | 1.70~1.56 | 1.21~1.66 |
| | | | 160 | 1.94~2.09 | 3.96~3.07 | 3.26~3.13 |
| 3 900.00~4 610.00 | 雾化 | 1.0~1.2 | 150~180 | 3.46~3.89 | 1.73~2.63 | 1.64~2.49 |

2.3 雾化基液设计

庆深气田泉头组和登娄库组地层存在水层,同时含有大段硬脆性泥岩,如果地层出水,极易引起井壁坍塌。因此在优选雾化基液的过程中,主要考虑以下两方面:抑制性能要好,以保持井壁稳定;要具有较强的抗地层水侵能力,以有效处理地层水。在借鉴国内外雾化泡沫钻井液体系配方的基础上,选用了抗温 180 ℃、泥页岩滚动回收率 90% 以上的雾

化泡沫基液。

3 空气/雾化钻井应用

古龙 1 井自井深 3 100.00 m 开始采用空气/雾化钻井,钻至井深 4 301.05 m 进行气液转换,共使用了 1 只 SA0317 型空气锤和 3 只 HJT537GK 型牙轮钻头,全程平均机械钻速 7.53 m/h。各只钻头的实钻数据见表 4。

表 4 古龙 1 井气体钻井实钻基本数据

Table 4 The basic data of Well Gulong 1 gas drilling

| 序号 | 钻头型号 | 井段/m | 层位 | 进尺/m | 机械钻速/m·h ⁻¹ | 循环介质 |
|----|-------------|-------------------|---------|--------|------------------------|------|
| 1 | SA0317(空气锤) | 3 100.00~3 273.16 | 泉二段 | 173.16 | 15.95 | 空气 |
| 2 | HJT537GK | 3 273.16~3 826.02 | 泉二段—登四段 | 552.86 | 9.29 | 空气 |
| 3 | HJT537G | 3 826.02~3 857.81 | 登四段 | 31.79 | 4.94 | 空气 |
| | | 3 857.81~4 042.02 | 登四段 | 184.21 | 4.83 | 雾化 |
| 4 | HJT537G | 4 042.02~4 301.05 | 登四段—登三段 | 259.03 | 5.84 | 雾化 |

注:SA0317 型空气锤为 Smith 公司生产,HJT537G、HJT537GK 型钻头为江汉石油钻头股份有限公司生产。

3.1 空气锤空气钻进

使用 $\phi 311.1\text{ mm}$ SA0317 型空气锤钻入新地层 7 m,即观察到湿岩屑返出,地层少量出水,空气循环一段时间能干燥井眼。继续钻至井深 3 147.00 m,上提钻具遇卡,继续空气循环、活动钻具解卡。循环观察 1.75 h,粉尘先湿后干燥。钻至井深 3 268.00 m,在循环空气活动钻具正常后,短起至套管鞋(鞋深 3 096.87 m),下钻探井底沉砂 7.2 m,循环划眼见少量水滴返出,循环 10 min 见干粉尘。钻至井深 3 273.16 m,循环 30 min 井内干净后,钻具提离井底 9 m,停气静止 15 min 模拟接立柱,上提钻具再次遇卡。分析认为泉二段地层硬度相对较低,空气锤使井周岩石碎裂、掉块卡钻,决定起出空气锤,换成牙轮钻头空气钻进。

3.2 牙轮钻头空气/雾化钻进

钻至井深 3 829.66 m,见泥饼返出;继续钻进至井深 3 838.41 m,粉尘返出正常;钻至井深 3 844.81 m,无粉尘和岩屑返出;增加 1 台空压机和增压机,继续钻至井深 3 857.81 m,只见少量粉尘,极少有岩屑返出,并且从井深 3 854.00 m 开始,扭矩逐渐增大(从 5~8 kN·m 上升至 7~9 kN·m),但立压没有变化;循环 2.25 h,仍只见少量粉尘,极少有岩屑返出;倒划眼至井深 3 653.00 m,返出粉尘较多,立压、扭矩正常;正划眼至井深 3 830.00 m,扭矩无变化,但立压从 3.5 MPa 上升至 3.8 MPa,决定转为雾化钻进。

采用 $\phi 311.1\text{ mm}$ HJT537G 型牙轮钻头雾化钻至井深 4 301.05 m,因机械钻速变慢决定起钻。起钻至井深 3 500.00 m 突然遇卡,钻具无法转动,但向下有一个单根活动空间,开气循环环空堵塞。采取逐级憋压、活动钻具激发震击器的方法,试图疏通环空并建立循环,未能成功,钻具卡死,气液转换后解卡,结束气体/雾化钻井。完钻测井井径数据表

采用 $\phi 311.1\text{ mm}$ HJT537GK 型牙轮钻头,空气

明,空气锤钻进井段平均井径扩大率为32%,该段被空气锤震裂的井壁在地层水的浸泡下剥落垮塌,导致卡钻。

4 结论与建议

1) 优选、修正后的地层出水量计算模型、出气量计算模型和井壁稳定性判定模型能够有效指导气体钻井设计,有利于预防气体钻井时的井下故障。

2) 实钻表明,在φ311.1 mm 井眼中,空气钻进时150 m³/min、雾化钻进时170 m³/min 的注气排量能够满足井眼清洁要求。

3) 空气锤钻头适用于坚硬、无水地层,不适用于松辽盆地北部泉头组地层。空气锤在泉二段钻进时频繁遇卡,均为井壁剥落掉块所致,因此在泉头组进行气体钻井时,应首先选用牙轮钻头。

4) 松辽盆地北部首次尝试在φ311.1 mm 井眼应用空气/雾化钻井技术,总进尺1 201.05 m、平均机械钻速7.53 m/h,是邻井古深1井相同层位常规钻井的3.6倍,钻井周期同比缩短28 d,为松辽盆地北部深层钻井提速探索出了一条新途径。

5) 建议继续完善气体钻井水层、气层和垮塌层预测技术,开展出水后引发井下复杂情况的机理研究,寻求有效措施以解决因地层出水引发井壁失稳而导致的复杂情况,通过完善相关气体钻井技术,减少井下故障、提高气体钻井进尺和综合效率。

参 考 文 献

- [1] 刘合,杨智光,张书瑞,等. 大庆油田气体钻井技术研究与应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2009, 28(5): 198-202.
Liu He, Yang Zhiguang, Zhang Shurui, et al. Research and application of gas drilling technology in Daqing Oilfield[J]. Petroleum Geology and Oilfield & Development in Daqing, 2009, 28(5): 198-202.
- [2] 王建艳. 大庆油田古龙1井气体钻井应用实践[J]. 探矿工程:

岩土钻掘工程, 2010, 37(5): 14-16.

Wang Jianyan. Application practice of gas drilling for Well Gulong 1 in Daqing Oilfield[J]. Exploration Engineering: Rock & Soil Drilling and Tunneling, 2010, 37(5): 14-16.

- [3] 田鲁财,刘永贵,白晓捷,等. 空气钻井技术在徐深21井的应用[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(4): 27-29.
Tian Lucai, Liu Yonggui, Bai Xiaojie, et al. The application of air drilling technology in Well Xushen-21[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(4): 27-29.
- [4] 王文刚,王萍,杨景利. 充气泡沫钻井液在元坝地区陆相地层的应用[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(4): 45-48.
Wang Wengang, Wang Ping, Yang Jingli. Application of aerated drilling fluid in terrestrial formation in Yuanba Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(4): 45-48.
- [5] 刘永贵,王洪英. 徐深气田气体钻井破岩机理的初步研究[J]. 石油学报, 2008, 29(5): 773-776.
Liu Yonggui, Wang Hongying. Initial research on rock-breaking mechanism for gas drilling in Xushen Gas Field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(5): 773-776.
- [6] 孔凡军,刘永贵,张显军,等. 徐深气田深层气体钻井设计及对策[J]. 天然气工业, 2008, 28(8): 64-66.
Kong Fanjun, Liu Yonggui, Zhang Xianjun, et al. Planning and solution for gas drilling in deep formations of Xushen Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(8): 64-66.
- [7] 邹灵战,邓金根,曾义金,等. 气体钻井钻前水层预测与井壁稳定性研究[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(3): 46-49.
Zou Lingzhan, Deng Jingen, Zeng Yijin, et al. Study of formation water production prediction and wellbore stability in gas drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(3): 46-49.
- [8] 黄炳光,刘蜀知,唐海,等. 气藏工程与动态分析方法[M]. 北京:石油工业出版社, 2004: 63-72, 101-110.
Hang Bingguang, Liu shuzhi, Tang Hai, et al. Gas engineering and performance analysis [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 63-72, 101-110.
- [9] 刘向君,罗平亚. 岩石力学与石油工程[M]. 北京:石油工业出版社, 2004: 27-38.
Liu Xiangjun, Luo Pingya. Rock mechanics and petroleum engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 27-38.

本刊入编多种全文数据库系统致作者

本刊已入编《中国学术期刊(光盘版)》全文数据库系统、《ChinaInfo 网络信息资源系统电子期刊》、万方全文数据库、维普全文数据库及《中国石油文摘》全文数据库等数据库。作者稿件一经录用,将同时被上述文献信息系统全文收录,如作者不同意收录,请在向本刊投稿时提出声明,否则视为同意收录。本刊按国家规定计付稿酬,所付稿酬包含刊物内容入盘上网服务报酬(不再另付)。