

霍尔果斯背斜深井井身结构优化设计

刘 奥¹, 曹光福², 谢建安², 陈松平², 辛小亮²

(1.长江大学石油工程学院,湖北 武汉 434100; 2.中国石油新疆油田公司勘探公司,新疆 克拉玛依 834000)

摘要:霍尔果斯背斜受山前构造的影响,存在地质情况复杂、倾角大、多套压力体系并存以及泥岩含量高等问题,在钻进过程中复杂事故频发,严重制约了该地区油气勘探开发的进程。通过对完钻井的测井资料、地破实验数据、钻井复杂等资料的分析,确定必封点位置,形成适合霍尔果斯背斜深探井的四开井身结构,并针对安集海河组复杂事故率高的情况,采用高密度油基钻井液抑制泥岩水化,从而实现安全钻进。优化后的井身结构在霍尔果斯背斜深探井 H11 井进行了应用,首次实现了在安集海河组、紫泥泉子组两套压力系统下进行套打,历时 5.5 d 钻穿“死亡之海”安集海河组,未出现井漏现象,取得了良好的应用效果。优化后的井身结构在 H11 井的成功应用,不仅为该地区深探井的井身结构设计提供依据,也为该地区后续常规井的四开转三开井身结构提供了指导。

关键词:深探井;地层压力;钻井液;井身结构;优化设计;霍尔果斯背斜

中图分类号:TE22 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2018)02-0026-04

Casing Program Optimization of Deep Well in Horgos Anticline/LIU Ao¹, CAO Guang-fu², XIE Jian-an², CHEN Song-ping², XIN Xiao-liang² (1.Petroleum Engineering College, Yangtze University, Wuhan Hubei 430100, China; 2.Exploration Utility Department of Xinjiang Oilfield Company, Petrochina, Karamay Xinjiang 834000, China)

Abstract: Affected by tectonic, there are problems of complex geological conditions, large inclination, multiple pressure systems coexisting and high mudstone content in Horgos anticline, frequent complicated accidents seriously restricted the oil and gas exploitation and development process in this area. Based on the analysis on logging data, ground breaking experimental data and complicated well drilling and completion situation, the setting position was determined for 4 - interval casing program of deep exploration well in Horgos anticline, and aiming at high complicated accident rate in Anjihaihe formation, by using high density oil-based drilling fluid, mudstone hydration was inhibited to realize safe drilling. The optimized casing program was applied in deep exploration well H11 in Horgos anticline, drilling was carried out under the pressure of Anjihaihe and Ziniquanzi formations for the first time, it took 5.5 days to penetrate Anjihaihe formation without well leakage. This successful application not only provides the basis for the design of the casing program of the deep exploratory well in the area, but also provides guidance for subsequent conventional casing program with 4 sections changed to be 3 sections.

Key words: deep exploratory well; formation pressure; drilling fluid; well structure; optimal design; Horgos anticline

霍尔果斯背斜位于准噶尔盆地南缘山前冲断带中段霍玛吐背斜带,属山前构造,地层高陡,地质情况复杂^[1]。上部地层胶结疏松,易发生井漏和井壁失稳。中下部地层倾角大,存在高压与多套压力系统,构造破碎带多,裂缝发育,泥岩密度大,在钻进过程中易发生卡钻、起下钻遇阻、井漏、井眼垮塌等井下复杂事故。下部地层岩石可钻性差,有多处断层和破碎带,可能存在垮塌、出水、井漏等风险。这些特征标志着霍尔果斯背斜深探井钻井施工高难度、高风险、周期长、高成本,严重限制了该地区油气勘探开发^[2]。

要实现安全、高效、优质钻井,满足勘探开发的需要,首先要设计合理的井身结构^[3-5]。合理的井身结构设计既要满足工程要求,又要尽量避免“漏、喷、塌、卡”等复杂情况的发生,从而保证施工安全,同时最

大限度地降低钻井成本,达到预期的钻探目的^[6-8]。而在霍尔果斯背斜,原井身结构难以满足深井的需要,因此,有必要根据该地区的地质特征,结合预测的地层压力,对井身结构进行优化设计,形成适用于霍尔果斯背斜深部高压地层的探井井身结构。

1 地层特征及钻井难点分析

1.1 泥岩含量高,地层水敏性强

塔西河组以灰绿色泥岩,膏质泥岩为主,安集海河组以灰绿色、深灰色以及灰褐色泥岩为主,粘土矿物含量较高,伊/蒙混层含量 40% 以上,水敏性强,极易水化分散、水化膨胀,清水滚动回收率仅为 3%~45%,水化膨胀后呈蜂窝状,如图 1 所示,易造成井眼缩径、垮塌、起下钻遇阻、卡钻等复杂事故。

收稿日期:2017-09-20; 修回日期:2018-01-16

作者简介:刘奥,男,汉族,1991 年生,在读硕士研究生,研究方向为岩石力学及钻采工艺技术研究,湖北省武汉市蔡甸区姚家村村大学路特 1 号,454669722@qq.com。

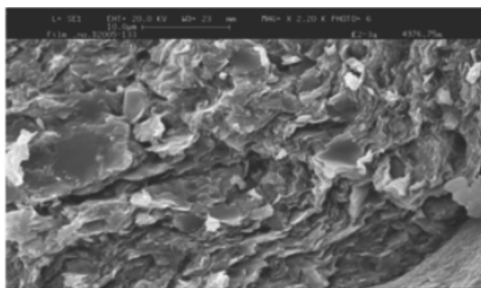


图 1 伊蒙混层水化膨胀电镜图

1.2 压力系统复杂, 高低压同存

受山前构造影响, 霍尔果斯背斜地层高陡, 地应力大。中上部地层倾角较大, 在 $40^{\circ}\sim 50^{\circ}$, 防斜难度大; 中部地层安集海河组、紫泥泉子组, 属于异常高压层, 最高压力系数达 2.55, 并且地层坍塌压力, 地层压力和地层破裂压力十分接近, 压力窗口窄, 且紫泥泉子组裂缝发育, 油气显示活跃, 使用高密度钻井液易导致裂缝张开发生井漏, 发生井漏后可能由漏转喷, 井控风险较大; 深部地层岩石可钻性差, 地层压力预测精度低, 可能存在异常高压。

1.3 漏失层位多, 漏失量大

霍尔果斯背斜断层发育, 地层破碎带长, 孔隙、裂缝发育, 漏失具有“漏失层段多、漏失量大、安全密度窗口窄”的特点, 井漏主要发生在中下部地层, 占井漏总数的 80%, 漏失量大, 防漏堵漏难度高。

2 井身结构现状

从霍尔果斯背斜勘探开始, 第一口以紫泥泉子组为目的层位的预探井 H10 井采用了三开的井身结构: 一开采用 $\varnothing 339.73$ mm 表层套管下到 500 m, 封固独山子组的松散易塌易漏地层, 并安装具有一定井控能力的井口。二开封隔塔西河组、下盘沙湾组地层以及安集海河组高低压同层, 缩短裸眼井段长度, 为下部井段安全钻井创造条件。由于实钻中出现泥浆密度低则安集海河组井壁失稳, 泥浆密度高则上部地层严重井漏, 钻至 2642 m 提前中完, 下入 $\varnothing 244.5$ mm 套管, 二开井段共计发生 5 次卡钻、7 次井漏。三开封隔下盘安集海河组地层及目的层紫泥泉子组, 由于技术套管未完全封隔安集海河组, 三开泥浆密度最高达 2.53 g/cm^3 , 紫泥泉子组地层压力逐渐回落, 导致密度窗口狭窄, 井漏频繁, 钻至 3484 m 提前完钻(未钻穿紫泥泉子组), 采用了 $\varnothing 139.70$ mm 油层尾管下到 3484 m, 封固产层, 三开井段共计发生卡钻 4 次、井漏 28 次、溢流 2 次, 全井段复杂时率达到 11.2%。高风险、多复杂的地质

特征, 严重制约了该区域的钻井速度。

由于安集海河组异常高压, 并受井身结构的限制, H10 井钻井中遇卡、划眼、卡钻、井漏等现象频繁。通过对 H10 井复杂情况进行分析, 对该地区的井身结构做出了优化, 将套管尺寸放大一级, 增加一层技术套管, 采用四开井身结构, 表层套管 $\varnothing 508$ mm 下至深度 200 m, 封隔独山子组上部地层, 并为安装井口装置提供条件, 第一层技术套管 $\varnothing 339.7$ mm 下到安集海河组顶部, 封隔塔西河组、沙湾组和安集海河组顶部易漏失地层, 防止下部采用高密度钻井液钻进时发生井漏, 为安集海河组专打专封创造条件, 第二层技术套管 $\varnothing 244.5$ mm 进入紫泥泉子组顶部, 封隔安集海河组和紫泥泉子组上部高压层, 为储层段安全快速钻井提供条件, 四开采用 $\varnothing 139.7$ mm 油层尾管, 固井水泥返至悬挂器位置, 完井回接 $\varnothing 177.8$ mm 套管至井口, 固井水泥返至地面, 从而封隔储层, 满足完井和生产要求。H001 井、H002 井、H003 井、H101 井均采用此种四开井身结构获得了较好的效果, H002 井的复杂时率降低至 5.83%, H101 井三开使用高密度油基钻井液, 复杂时率仅 2.06%, 解决了稳定井壁与防漏的矛盾, 减少了漏失、卡钻等复杂事故的发生率。

3 井身结构优化设计

经过前期的实践, 对于井深 > 4000 m 的探井, 采用标准的四开井身结构很好地解决了稳定井壁与防漏的矛盾, 但对于井深 > 5000 m 的深井, 如果仍采用标准的四开井身结构, 四开井段将达到 2000 m 以深, 穿过地层达到 4 层, 钻井风险增加。为降低钻井风险, 必将增加一层技术套管, 封隔复杂层。五开井身结构存在井身结构繁冗、机械钻速低、钻井周期长、套管层次太多、成本高等缺点。为此, 根据霍尔果斯背斜已钻井资料, 对于深探井进行了井身结构优化设计。

3.1 地层压力预测

根据霍尔果斯背斜完钻井的测井资料、钻井液密度、地破实验数据、钻井复杂等资料, 对 H11 井进行了三压力预测, 如表 1 所示。

从表 1 中可以看出, 沙湾组以上地层为正常压力系统, 地层压力系数 1.16~1.21。安集海河组—东沟组为异常高压, 地层压力系数 2.18~2.47, 且坍塌压力和破裂压力十分接近, 压力窗口窄。东沟组地层压力回落, 地层承压能力低, 易发生漏失。

表1 H11井三压力预测结果

地质分层	底界深度/m	孔隙压力/(g·cm ⁻³)	坍塌压力/(g·cm ⁻³)	闭合压力/(g·cm ⁻³)	破裂压力/(g·cm ⁻³)
独山子组	1090	1.16	1.26	1.76	2.38
塔西河组	1810	1.21	1.27	1.79	2.37
沙湾组	2505	1.18	1.28	1.77	2.46
安集海河组	3116	2.47	2.47	2.57	2.72
紫泥泉子组	3448	2.37	2.37	2.65	2.80
东沟组	4400	2.30	2.30	2.60	2.78
连木沁组	5150(未穿)	2.18	2.18	2.54	2.80

3.2 井眼与地层力学平衡关系

在对复杂深探井进行井身结构与普通井一样,合理的井身结构需满足防井涌、防压差卡钻、防漏和关井时防漏的要求,井眼与地层达到力学平衡,即处于两层套管之间的裸眼井段必须满足以下4个力学平衡方程^[9]:

$$\rho_{\max} \geq \rho_{p\max} + S_b + \Delta\rho \quad (1)$$

$$0.0098(\rho_{\max} - \rho_{p\min})H_{p\min} \leq \Delta p \quad (2)$$

$$\rho_{\max} + S_g + S_f \leq \rho_{f\min} \quad (3)$$

$$\rho_{\max} + S_f + S_k H_{p\max}/H_{c_1} \leq \rho_{fc_1} \quad (4)$$

式中: ρ_{\max} ——裸眼段最大钻井液密度, g/cm³;
 $\rho_{p\max}$ ——裸眼段最大地层压力当量密度, g/cm³;
 S_b ——抽汲压力系数, g/cm³; $\Delta\rho$ ——附加钻井液密度, g/cm³;
 $\rho_{p\min}$ ——裸眼段最小地层压力当量密度, g/cm³;
 $H_{p\min}$ ——裸眼段最小地层压力处的井深, m;
 Δp ——压差卡钻允值, MPa; S_g ——“激动”压力系数, g/cm³;
 S_f ——地层破裂压力安全增值, g/cm³;
 $\rho_{f\min}$ ——裸眼段最小地层破裂压力当量密度, g/cm³;
 S_k ——井涌允量, g/cm³;
 $H_{p\max}$ ——裸眼段最大地层压力处的井深, m;
 H_{c_1} ——上一层套管的下入深度, m;
 ρ_{fc_1} ——上一层套管鞋处的地层破裂压力当量密度, g/cm³。

3.3 必封点的确定

在进行常规的井身结构设计时,通常采用自下而上的设计方法,即先根据地层压力剖面挑出符合抗内压强度的套管,再根据套管的抗外挤确定每层套管的下入深度,最后对套管强度进行校核,保证套管下入深度最浅,套管费用最少。这种方法需要对下部地层特性有足够的了解。而对于地质情况复杂存在多套压力系统的深探井,就无法确定套管的下深。因此设计仅以地层压力剖面作为参考,而在地层压力剖面上却又无法反映许多井下复杂情况,如易漏易塌层、盐岩层等。为了保障施工作业顺利进行,则需要对一些易塌、易漏等复杂地层进行及时封隔,如页岩层、塑性泥岩层、裂缝型溶洞、破裂带地层等。因此,在对风险探井进行井身结构设计时,应先根据地层情况确定必封点的位置,再应用传统的设计方法确定各层套管的尺寸和下深,以确定该井的具体井身结构^[10]。H11井的必封点的确定如下。

(1)必封点1:2530 m。安集海河组为异常高压,地应力高,泥岩易坍塌,稳定井壁所需钻井液密度高,上部地层为正常压力,且地层承压能力低,不能在同一裸眼井段内。

(2)必封点2:3498 m。东沟组地层压力回落,地层承压能力低,易发生漏失,并封隔紫泥泉子组高压油气。

3.4 井身结构优化设计方案

为了控制钻井成本,降低复杂发生率,提高机械钻速,根据霍尔果斯背斜地层压力预测结果,结合已钻井井下复杂情况,对原有的四开井身结构进行优化设计,保持四开井身结构不变,套管系列不变,增加必封点2的深度,并采用高密度油基钻井液,保持井壁稳定,降低钻井风险,优化后的井身结构如表2所示。

优化后的四开井身结构与五开井身结构相比,

表2 井身结构优化设计

开次	钻头尺寸/mm	套管尺寸/mm	设计说明
一开	660.4	508.0	下至井深200 m,封隔独山子组上部松散的易塌易漏地层,提高套管鞋处的地层抗破裂能力,安装井口
二开	444.5	339.7	下至安集海河组顶部25 m,封隔上部相对低压且不稳定地层,为三开钻开安集海河组和紫泥泉子组高压地层创造条件
三开	311.2	244.5	钻穿紫泥泉子组,下至东沟组顶部50 m,封隔安集海河组和紫泥泉子组异常高压复杂地层,为四开安全快速钻井提供条件
四开	215.9	139.7 尾管 177.8 回接套管	下入 Φ 139.7 mm油层尾管,固井水泥返至悬挂器位置,完井回接 Φ 177.8 mm套管至井口,固井水泥返至地面,满足完井和生产的需要

减少了一层技术套管,增加了第二层技术套管的下深,缩小了安集海河组、紫泥泉子组的井眼尺寸,提高了机械钻速,缩短了钻井周期,降低了钻井成本。

4 高密度油基钻井液

针对安集海河组、紫泥泉子组采用高性能油基钻井液进行钻进^[11-13],油基钻井液配方:54%0号柴

油+3%主乳化剂 TYODF-301+1.5%辅乳化剂 TYODF-401+2%润湿剂 TYODF-501+0.5%增粘剂 TYODF-601+4%降滤失剂 TYODF-201+2%封堵剂 YX(600目)+2%封堵剂 YX(800目以上)+4.8%水+1.8%氯化钙+2%石灰 TYODF-801+重晶石。

基本性能参数为:密度 2.15~2.65 g/cm³;漏斗粘度 70~160 s;API 滤失量<1 mL,初切力 4~10 Pa,终切力 7~25 Pa;油水比 90/10~95/5;塑性粘度<120 mPa·s,动切力 8~30 Pa;破乳电压>1000 V;高温高压滤失量<5 mL;页岩回收率>95%,表现出较好的抑制性。为准确评价该油基钻井液的稳定性,测量了其在不同温度(30℃、50℃)条件下的破乳电压仍>1600 V,表现出较好的稳定性。并通过加入 2%和 5%的石灰对该油基钻井液的抗污染性进行了评级,结果如表 3 所示。

表 3 高密度油基钻井液抗污染性评价

配方	石灰加量/%	密度/(g·cm ⁻³)	表观粘度/(mPa·s)	塑性粘度/(mPa·s)	动切力/Pa	静切力/Pa	破乳电压/V
1	0	2.40	71.5	68	2.0	2.0/8.5	1858
2	2	2.40	85.3	82	3.0	2.5/7.5	1456
3	5	2.40	98.5	97	4.5	4.7/13	1128

由表 3 可知,当油基钻井液受到石灰污染时,随着石灰含量的加入,其切力变化不大,说明其性能仍然满足工程需要;当加入量达到 5%时,其破乳电压为 1128 V,说明其乳化稳定性仍然很好,在钻井过程中仍能保证其抗污染性。

5 现场应用效果

H11 井是霍尔果斯背斜第一口深探井,完钻井深 5170 m,完钻层位白垩系连木沁组,采用了优化后的四开井身结构,首次实现了在安集海河组、紫泥泉子组两套压力系统下进行套打,即在两套压力系统并存条件下进行三开钻进。安集海河组地层强水敏性,井眼稳定性差,易掉块或垮塌,造成在钻进作业中阻卡频繁,漏失严重,称之为“死亡之海”,针对于该地层,该井三开段使用高密度油基钻井液体系,历时 16.7 d 钻至井深 3460 m 中完,与设计相比提前 10 d。结合个性化 PDC 钻头+垂直钻井系统,该钻头采用 4 刀翼 13 mm 加强型复合片 X3 齿,尖/圆混合布齿和负倾角设计,加强其攻击性能,并结合大刀翼,强化保径和倒划眼设计,提高钻头使用寿命,历时 5.5 d 钻穿“死亡之海”安集海河组,未出现井

漏现象,平均机械钻速 13.08 m/h,比最快邻井 H101 井提高 22.3%,比 H001 井提高 5 倍以上;在紫泥泉子组井眼尺寸放大一级的情况下,机械钻速比邻井 H101 井提高 37.8%,井漏次数减少,仅发生一次,漏失量 17.6 m³。三开段井径扩大率<1%,复杂事故发生率低,证明使用高密度油基钻井液能够解决安集海河组强水敏、井壁稳定性差的难题,减少了钻井成本,提高了机械钻速,缩短了钻井周期。

6 结语

(1)霍尔果斯背斜地质情况复杂,设计深探井的井身结构时,必须充分考虑钻遇地层的地质特征,并结合邻井的测井资料、钻井液密度、地破实验数据、钻井复杂等资料,合理的优化井身结构,实现成功钻探。

(2)高密度油基钻井液的成功应用,解决了安集海河组强水敏、井壁稳定性差的难题,大大降低了复杂事故发生率,为井身结构的优化提供了保障。

(3)H11 井首次实现了在安集海河组、紫泥泉子组两套压力系统下进行套打,为后续常规探井的四开转三开提供了依据。

(4)虽然油基钻井液能有效解决井壁失稳的问题,但油基钻井液成本高,污染性强,因此必须加强对高性能、强抑制性水基钻井液的研发。

参考文献:

- [1] 蔚宝华,邓金根,汪海阁.霍尔果斯背斜井壁稳定技术研究[J].石油勘探与开发,2007,(1):108-112.
- [2] 张雪飞,张伟,徐新纽,等.准噶尔盆地南缘 H101 井高密度油基钻井液技术[J].石油钻探技术,2016,44(1):34-38.
- [3] 陈明,于承朋,王光磊,等.川东北地区优化井身结构的探索与实践[J].天然气勘探与开发,2010,33(3):55-58,83-84.
- [4] 刘小康,田智生.页岩气井钻遇破碎地层的井身结构优化设计[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(7):89-91,110.
- [5] 张海山,杨进,宫吉泽,等.东海西湖区块高温高压深探井井身结构优化[J].石油钻探技术,2014,42(6):25-29.
- [6] 刘小刚,崔治军,陶林,等.渤海油田科学探索井井身结构优化设计[J].断块油气田,2011,18(5):663-665.
- [7] 关德,罗勇,张海山,西湖凹陷低孔低渗深探井井身结构优化研究与应用[J].中国海上油气,2013,25(2):61-63.
- [8] 唐志军.井身结构优化设计方法[J].西部探矿工程,2005,(6):78-80.
- [9] 周延军,贾江鸿,李真祥,等.复杂深探井井身结构设计方法及应用研究[J].石油机械,2010,38(4):8-11.
- [10] 曾勇,郑双进,吴俊成.井身结构优化设计研究[J].长江大学学报(自然科学版),2011,8(9):60-62.
- [11] 王中华.国内外超高温高密度钻井液技术现状与发展趋势[J].石油钻探技术,2011,39(2):1-7.
- [12] 何振奎,泌页 HF1 井油基钻井液技术[J].石油钻探技术,2012,40(4):32-37.
- [13] 林永学,王显光.中国石化页岩气油基钻井液技术进展与思考[J].石油钻探技术,2014,42(4):7-13.