

元坝高含硫气井钻井井控技术

赵家明¹ 孙厚彦² 张小锋³ 崔长立¹ 付袁琴³ 蒋沧海¹

1. 中石化西南石油工程有限公司广西钻井分公司 2. 中石化西南石油工程有限公司

3. 中石化西南石油工程有限公司重庆钻井分公司

赵家明等. 元坝高含硫气井钻井井控技术. 天然气工业, 2016, 36(增刊 1): 176-182.

摘 要 元坝气田属于“三高”气田, 高压、高产、高含硫, 地层复杂, 易出现斜、漏、喷、塌、卡等复杂情况。地层复杂, 给井控工作带来困难。为此, 针对该区块地层特点, 总结施工中井控存在的难点, 采取严格执行井控技术规范、配套的钻井液密度、合理的井身结构、优选钻具组合、高规格井控设备、井控装置严格试压、严格管理、落实责任、加强培训和演练等井控技术措施做好井控工作, 并对 YB21、YB204-2 钻井施工中遇到的复杂情况以及井控技术处理过程进行分析。实践结果表明, 元坝气田整体施工过程中, 未出现任何井喷失控和硫化氢中毒事件, 说明一系列的井控技术措施对处理元坝气田施工具有促进作用。研究认为, 元坝气田的钻井施工, 降低了井控风险, 加强了井控一系列措施对策的落实与实践, 立足于一次井控工作, 强化了二次井控工作。

关键词 元坝气田 高含硫 井控技术 井控对策 一次井控 二次井控 技术

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2016.S1.033

1 地质特点和主要油气层

1.1 元坝区块地质特点

元坝区块陆相和海相地层岩性各不相同, 陆相地层以砂泥岩地层为主, 海相地层以碳酸盐岩地层为主。陆相地层钻遇的复杂情况主要有斜、漏、喷、塌、卡; 海相地层钻遇的复杂情况主要有喷、漏、卡、含 H_2S 。高压井段最高压力可能超过 120 MPa, 最高钻井液密度达到 2.50 g/cm^3 。

1.2 元坝区块主要油气层

陆相地层: 下侏罗统自流井组大安寨段、珍珠冲段, 上三叠统须家河组四段、二段。海相地层: 中三叠统雷口坡组、下三叠统嘉陵江组、飞仙关组, 上二叠统长兴组、吴家坪组。元坝气田储层长兴组平均埋藏深度在 7 000 m, 平均厚度在 130 ~ 300 m, 有效储层厚度在 30 ~ 75m, 最高地层压力超过 100 MPa (嘉陵江组)。陆相和海相地层压力体系复杂, 在 1 口井的纵向上, 分布着几个、十几个甚至几十个压力体系^[1]。横向压力分布可比性差, 在同一井场

的两口井在同一地层的可能压力发生变化。高低压压差跨度大, 压力系数差值达到 1.00 g/cm^3 以上。

2 元坝区块井控工作难点

2.1 地层高压高产高含硫

元坝区块井下情况复杂、压力高、井较深、储层发育、产层气量大、高含硫化氢、井下温度高等, 井控工作困难, 尤其钻遇喷漏同层, 造成堵漏、压井困难, 井控风险极大^[2]。高压高产天然气进入井筒后上窜快速而造成井口超高压或强烈井喷; 同时长时间关井时天然气在井口形成高压, 易压漏地层, 甚至可能超出控制能力。

气藏孔缝发育较好、产量高, 长兴组储层以 II、III 类气层为主, I 类气层欠发育, 局部区域发育含水层。统计全区储层显示: I 类气层厚度占储层总厚度的 3.75%, II 类气层占 24.16%, III 类气层占 45.43%, 元坝气田海相长兴组测试产量 $10 \times 10^4 \sim 135 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

元坝区块海相地层硫化氢的含量较高, 根据元坝

地区天然气组分分析, 硫化氢含量为 2.7% ~ 8.44%, 平均为 5.53%, 如 YB1- 侧 1 井测试检测管道内天然气硫化氢含量为 147 320 mg/L, 对井控设备和施工人员的影响大, 增大了井控风险。由于海相地质裂缝、孔洞发育, 地层的渗透率、连通性好, 一旦发生井喷失控, 后果十分严重, 甚至点火后形成的高浓度 SO₂ 也会引起严重后果^[3]。此外, 地层流体的强腐蚀性极易造成井下管串氢脆断裂, 形成严峻的井控风险。

2.2 压力窗口狭窄

元坝区块地层裸眼条件下往往又喷又漏, 甚至喷漏同层, 发生漏失往往伴随出现溢流, 关井容易造成钻井液漏失, 压井钻井液损失大, 采用漏堵钻井液压井易堵钻具水眼和节流循环通道, 造成井控风险极大^[4]。压力系统复杂, 同一个井筒多套压力系数共存, 钻井液安全密度窗口窄, 钻井液密度的合理选择和及时调整存在困难, 增加了井控风险。

2.3 施工作业时间长

元坝区块海相超深井施工作业时间长, 时间跨度大, 套管和井口的磨损程度随作业时间延长而加重, 降低了关井压力控制安全性; 井控装置长时间处于带压工作状态, 易出现故障。高含硫超深井钻井施工时间长, 钻具长期处于硫化氢环境, 腐蚀严重, 极易造成钻具事故, 加大了井控风险^[5]。元坝地区超深井的井筒容积相对较大, 压井工艺需要较长时间, 井控设施可能在长期高压、高腐蚀的环境中工作, 容易出现意外事故, 增加了井控风险。

3 井控技术措施对策

元坝气田整体施工过程中, 未出现任何井控失控事件, 技术对策成熟, 主要做法: 从技术规范、配套工艺措施和设备、严格安装高规格的井控设备、落实制度管理、加强培训与演练等, 制订了符合元坝气田的一套系统区域标准, 为区块的快速发展奠定了基础。

3.1 严格执行井控技术规范

元坝气田钻井井控严格执行 Q/SH0205-2009《川东北天然气井钻井井控技术规范》及其引用条款。井控装置安装执行行业标准 SY/T5964《钻井井控装置组合配套安装调试与维护》以及 SY/T6426《钻井井控技术规程》, 试压标准执行钻井工程设计中的井控设计。含硫油气井应急撤离措施执行 SY/T5087 有关规定。

3.2 配套的钻井液密度

元坝气田地层复杂, 高低压互层, 上部嘉陵江组有高压水层, 压力系数通常超过 2.00; 飞仙关组气层压力系数超过 1.96; 长兴组压力系数介于 1.10 ~ 1.20; 吴家坪组和下二叠统茅口组压力系数为 2.00 左右^[5]。飞仙关组—吴家坪组气藏高含剧毒气体硫化氢, 含硫在 30 000 ~ 190 000 mg/L 不等。多口生产井在长兴组和吴家坪组获得超过 100×10⁴ m³/d 的高产天然气。针对元坝区块高压高产高含硫的特征, 钻井液密度须与地层压力系数相适应, 并且钻井液密度附加 0.15 g/cm³ 的安全值, 元坝气田地层压力汇总如表 1。因高压地层溢流往往伴随井漏, 地面储备 30 ~ 40 t 堵漏材料。钻达目的层前适当提高钻井液的 pH 值, pH 值不低于 10, 在钻井液中加入含量不低于 2% 的除硫处理剂, 且要求地面储备 10 t 除硫剂; 由于元坝气田的井位大多较为偏僻、交通不便, 发生井控问题时, 现场的物资储备尤为重要, 要求保证高于钻进时钻井液密度 0.2 g/cm³ 以上的储备重浆不少于井筒容积 2 倍, 加重剂不少于 500 t。

表 1 元坝气田地层压力汇总表

层位	深度 /m	地层压力系数	破裂压力梯度 /[MPa·(100 m) ⁻¹]
下沙溪庙组以浅	0 ~ 3440	1.00 ~ 1.20	2.50 左右
千佛崖组	3440 ~ 3600	1.50 ~ 1.90	2.50 左右
自流井组	3600 ~ 4120	1.80 ~ 2.10	2.78 左右
须家河组	4120 ~ 4830	1.60 ~ 2.10	2.40 ~ 2.50
雷口坡组	4830 ~ 5420	1.30 ~ 1.65	2.00 ~ 2.70
嘉陵江组	5420 ~ 6190	1.50 ~ 2.03	2.30 ~ 2.50
飞仙关组	6190 ~ 6510	1.20 ~ 1.95	2.20 左右
长兴组	6510 ~ 7710	1.01 ~ 1.20	1.98 ~ 2.26

3.3 合理的井身结构

元坝气田自进入勘探以来, 随着井身结构做了多次调整, 最初采用常规四开制、特殊间隙的四开制、常规五开制, 处理井下复杂事故情况各有利弊。气田实现开发后, 大斜度定向井和水平井均采用五开制的井身结构, 为改造套管破损井、报废井、低产井等实现产能, 采用六开制的井身结构。实践证明, 采用目前的井身结构, 对处理井下复杂事故情况有促进作用。主要做法: 第一, 封隔上部易漏层和水层, 井深在 700 m 左右; 第二, 封隔上沙溪庙组, 钻以浅低压易垮地层, 井深在 3 100 m 左右; 第三, 封

隔雷口坡组，钻以浅地层与陆相深部高压层，井深 4 900 m 左右；第四，选择飞仙关组底部中完，封隔 长兴组以浅高压地层，有利于揭开长兴组低压产层^[6]。井身结构优化前后对比如表 2、表 3 所示。

表 2 元坝气田钻井初期井身结构表

开钻程序	钻头程序		套管程序		备 注
	尺寸 /mm	井深 /m	尺寸 /mm	井段 /m	
导管	914.4	32	720.0	0 ~ 30	根据需要设置
1	609.6	502	508.0	0 ~ 500	表层套管，封上部易漏层和水层
2	444.5	3 102 左右	346.1	0 ~ 3 100	技术套管，封上沙溪庙组以浅地层
3	314.1	4 902 左右	273.1/279.4	0 ~ 4 900	技术套管，封雷四段气层以浅地层
4	241.3	7 102 左右	193.7/203.1	0 ~ 7 100	油层套管，封长兴组 A 靶点以浅地层
5	165.1	完钻	-	-	衬管完井

表 3 元坝气田钻井优化井身结构表

开钻程序	钻头程序		套管程序		备 注
	尺寸 /mm	井深 /m	尺寸 /mm	井段 /m	
导管	914.4	30	720.0	0 ~ 29	根据需要设置
1	660.4	502/702	508.0	0 ~ 500/700	表层套管，封上部易漏层和水层
2	444.5	3 102 左右	346.1	0 ~ 3 100	技术套管，封上沙溪庙组以浅地层
3	314.1	4 902 左右	273.1/282.6	0 ~ 4 900	技术套管，封雷四段气层以浅地层
4	241.3	7 002 左右	193.7/206.4	0 ~ 7 000	油层套管，封飞一段以浅地层
5	165.1	完钻	127.0（衬管）	重叠 50	衬管 / 裸眼完井

3.4 优选钻具组合

元坝气田地层复杂，钻井要求采用 G105 钻具或防硫钻具，钻具抗拉、抗扭能力强，具备处理井下复杂事故能力，长时间使用的按要求进行检测探伤，并倒换使用。在高含硫气井在揭开产层前，井口段必

须采用不少于 3 000 m 的防硫钻具，情况复杂的井还要提高防硫钻具的长度，以此来提高处理井控风险的能力。发生溢流关井后，尽快压井，缩短关井时间，避免井内气体滑脱聚积，对套管、钻具和井控装置造成损害。选用的钻杆及接头性能参数如表 4 所示。

表 4 钻杆及接头性能参数表

本体外径	壁厚	内径 /	名义重量	连接重量	抗拉强度	抗扭强度	抗挤强度	抗内压度	接头外径	接头内径	钢级
/mm	/mm	mm	/(kg · m ⁻¹)	/(kg · m ⁻¹)	/kN	/(N · m)	/MPa	/MPa	/mm	/mm	
139.7	10.54	118.6	36.79	41.35	3096	107386	96.6	95.6	184.2	88.9	SS/G 105 新
127.0	9.19	108.6	29.05	33.25	2464	78140	89.6	91.7	165.1	95.3	SS/G 105 新
101.6	8.38	84.8	20.90	23.61	1778	44204	109.6	104.5	139.7	71.4	SS/G 105 新

3.5 高规格井控设备

元坝气田配备井控装置压力级别 105 MPa，YB17 井甚至使用了 140 MPa 级别的防喷器，常用井口装置如图 1 所示。第三次开钻以后钻井井口装置从上到下依次安装 FH35-70 万能防喷器 1 套；FZ35-105 单闸板防喷器 1 套，装半封闸板；FZ35-105 单闸板防喷器 1 套，装剪切闸板；2FZ35-105 双闸板防喷器 1 套，上闸板装全封闸板，下闸板装半封闸板；FS35-105 双钻井四通，接 105 MPa 套管头以及配套的节流压井管汇。按照井控设计配备 105 MPa 节流

压井管汇 2 套，NQF1200 泥气分离器 2 套、通径不小于 103.0 mm 放喷管线 3 条、通径不小于 203.3 mm 排气管线 2 条，如图 2 所示。海相地层套管具备防硫功能，产层多采用合金套管^[7]。目前，正推广使用 FF 级别井口装备。

3.6 井控装置严格试压

井控设备试压应由具有资质的专业队伍按钻井设计要求进行试压。井控设备送到井场之前，防喷器及四通等按要求做 1.4 ~ 2.1 MPa 低压密封试验、静

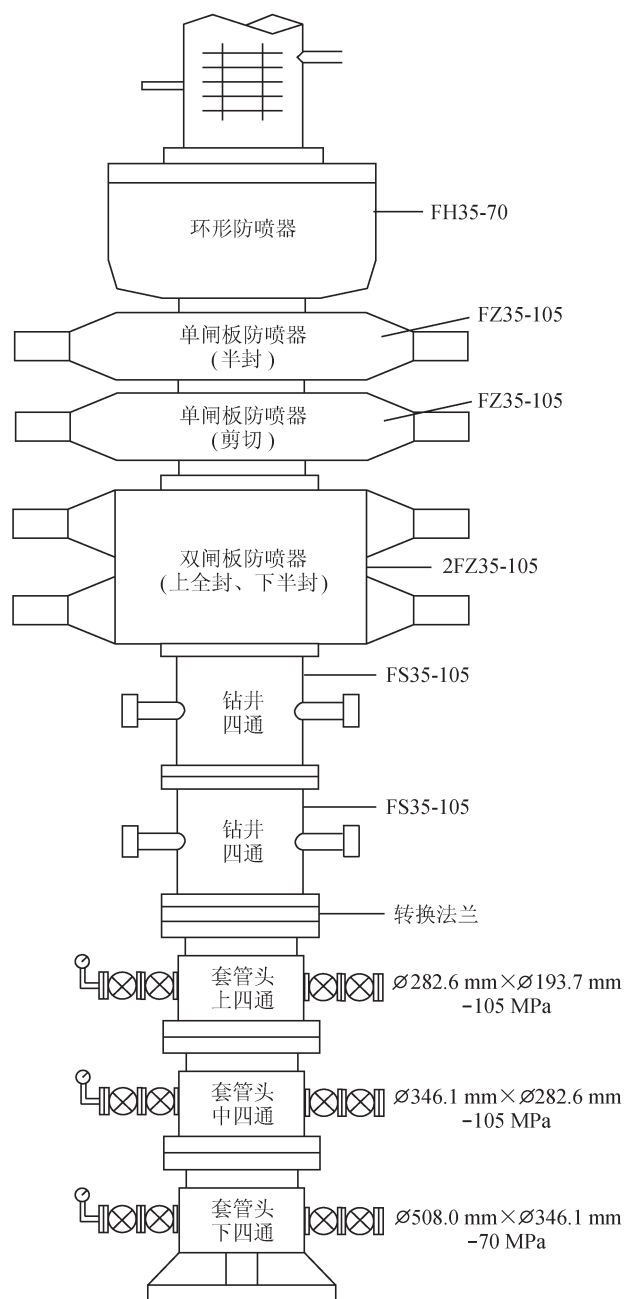


图1 元坝气田常用井口装置示意图

水压强度试验和额定工作压力试压。节流、压井管汇各控制元件及其他井控装置按要求做 1.4 ~ 2.1 MPa 低压密封试验和额定工作压力试压。井控装置到达现场按要求安装后,在各次开钻前、钻开主要油气层前 50 ~ 100 m 且距上一次试压已超过 50 d、更换井控装置部件后都按要求试压。井口装置先做 1.4 ~ 2.1 MPa 的低压试验,在不超过套管抗内压强度 80% 的前提下,环形防喷器的高压试验值应为封闭钻杆试压到额定工作压力的 70%;闸板防喷器、四通、防喷管线、压井管汇和节流管汇的各控制元件应试压

额定工作压力;放喷管线密封试压应不低于 10 MPa。防喷器控制系统用 21 MPa 的油压作一次可靠性试压,特殊情况下按特殊试压标准执行^[8]。除防喷器控制系统采用规定压力油试压外,其余井控装置试压介质均为清水。井控设备要求证件齐全,有试压记录,包括出厂合格证、检维修合格证、气密封检测、液压密封检测、设备大档案等,均建档可查。

3.7 完善的井控工具和气体监测装置

配备 FKQ1280 远程控制柜一套、QYK105-2B 节控箱 2 套、SZQ1110 司控台 1 套、105 MPa 旋塞 2 只以上、105 MPa 回压凡尔 2 只以上、液面声光报警器 1 套、钻井参数记录仪 1 套、固定式硫化氢监测仪 1 套(6 只探头)、便携式硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器当班人员每人 1 套、可燃气体监测仪 2 套、大量程硫化氢监测仪 1 套、自动加重装置 1 套。同时对溢流报警装置进行升级,以出口流量为起点,单罐液面为基础,全套循环罐为整体,形成全方位的溢流检测模式,对易漏地层特殊时期采用液面声呐检测进行液面分析,第一时间发现溢流征兆。

3.8 井控装置制度管理

元坝地区石油工程公司有明确的井控设备管理机构,有设备管理、检维修和定期检验制度,有设备档案。二级单位设立井控设备管理机构,对井控设备从上至下有严格跟踪。钻井队建立了井控设备管理制度,明确分工到人,职责分明。井控设备实行定期报废制度:防喷器报废年限为 13 a,控制装置报废年限为 15 a,管汇及阀组报废年限为 13 a;延期使用须经第三方专业检验合格,且延期年限不超过 3 a。用于“三高”油气井的井控设备,累计使用时间不宜超过 7 a,超过 7 a 应加密检测并监控使用,用于“三高”气井的钻井四通不应超过 7 a。对于无明确标牌、无法确定使用年限的防喷器组不允许在“三高”油气井使用。“三高”井节流循环压井后,应对井控装置进行及时清洗、检查和试压并记录,必要时更换相应闸板胶芯和液动节流阀及常用通道各闸阀^[8]。

3.9 严格落实井控责任制

按照“谁主管,谁负责”“管生产必须管井控”“管专业必须管井控”的原则,地区石油工程公司各级井控工作领导小组及成员部门均负有井控管理职责。地区石油工程公司每半年组织一次井控专项检查和召开一次井控领导小组会议,及时发现并解决主要问题,并对井控工作进行全面部署。各二级单位每

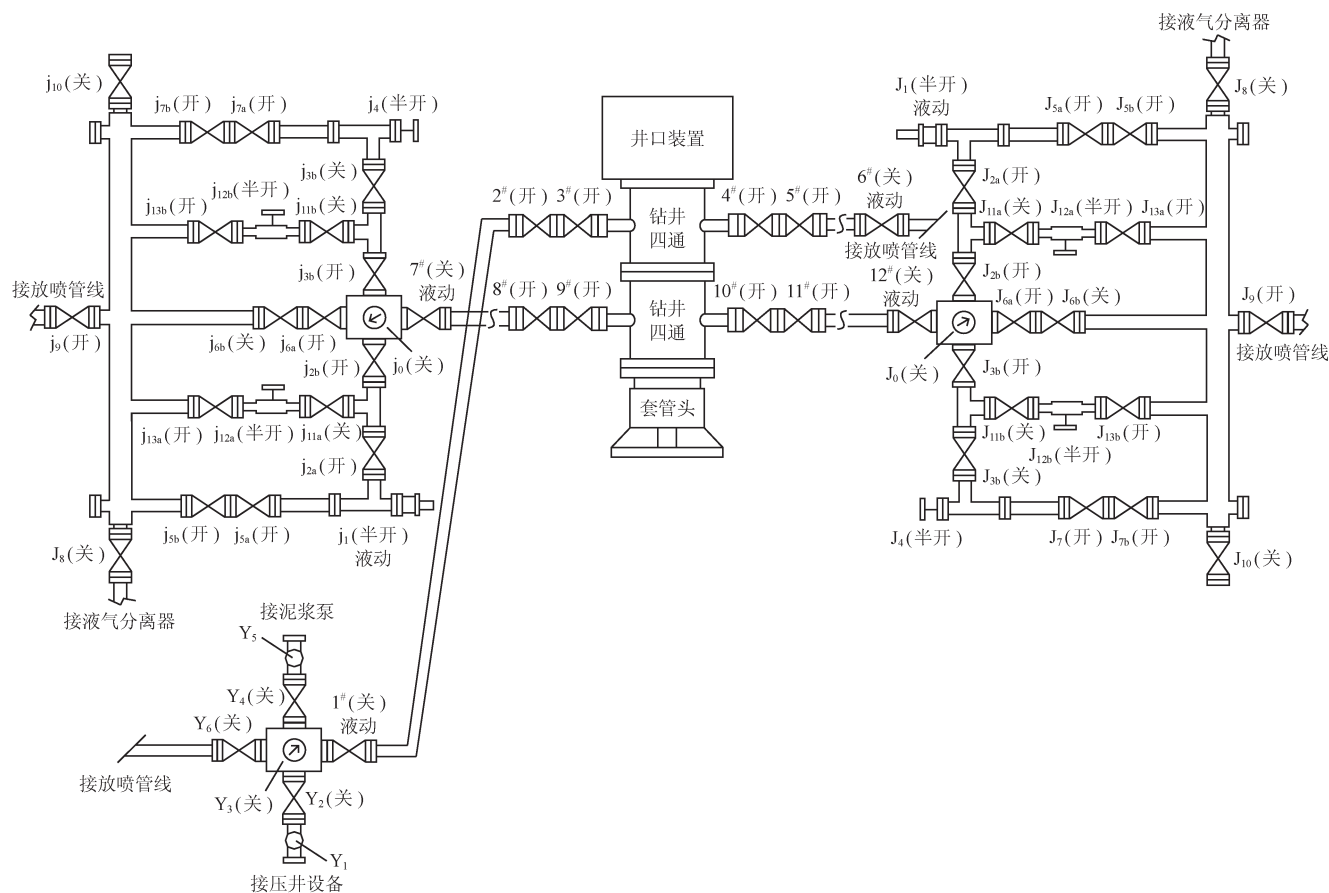


图2 元坝气田常用节流—压井管汇示意图

季度组织1次井控安全专项检查和召开1次井控工作例会，部署井控工作，解决井控监督管理存在的问题^[8]。钻井队每月组织1次井控检查和召开1次井控会，落实问题整改。生产班组和值班干部每日进行井控设备检查，班前班后会交接，有问题及时整改。从上至下，各种活动均建立档案记录。对钻开油气层有独立的准备与检查验收制度，严格执行。

3.10 强化培训及预案演习

元坝地区含硫油气井施工人员必须按要求通过培训并取得相应的井控及硫化氢证件，从地区石油工程公司到基层钻井队均建立了完备的井喷应急处置方案、防硫化氢应急处置方案、重大火灾事故应急处置方案。施工过程中，在常规井控演习的基础上，必须做好防硫演习。每个班每月不少于4次防喷演习，至少包含1次防硫演习。在防硫演习中要注重“实战性”，要把防硫演习与应急预案有机结合起来，做到现场全员参与，岗位协调，分工明确^[8]。揭开储层前，按照标准储备足量的高密度钻井液，足量的加重材料和除硫剂，了解周围居民分布情况，并与当地政府联合制订应急处置程序，告知附近居民疏散、

撤离程序，定期进行硫化氢应急演练。

4 井控处置典型案例

元坝气田地层复杂，面对复杂的施工环境，通过一系列的井控技术措施对策，元坝区块在施工过程中取得了很好的成效，没有发生任何井喷失控和硫化氢中毒事件，现场施工效果良好。例如：勘探井YB21、开发井YB204-2发生溢流事件，通过配套的技术对策，成功压井，具有典型处置示范的作用^[9]。

4.1 YB21 溢流处置

4.1.1 井身结构数据

YB21 钻井施工过程中，陆相地层发生2次溢流，其中，千佛崖组发生1次，自流井组发生1次，两次溢流处理恰当，成功压井。该井千佛崖组井段3 952～4 080 m，泥岩为主，夹薄—中层细砂岩；自流井组井段4 080～4 560 m，以钙质泥岩为主，页岩、泥岩与砂岩不等厚互层。YB21 井身结构设计

第二次开钻使用 $\varnothing 311.2$ mm 钻头钻进至须家河组 30 m 中完, 目的封隔千佛崖组 and 自流井组裂缝一孔隙型气层。实际施工中, 第二次开钻千佛崖组井深 4 012.44 m 钻遇高压气层, 喷漏同层^[10], 选择自流井组井深 4 297.5 m 中完; 第三次开钻自流井组井深 4 353.80 m 钻遇高压气层, 喷漏同层, 钻进中钻

井液最高密度 2.47 g/cm^3 , 施工困难, 选择须家河组底部并深 5 113 m 中完。第二次开钻、第三次开钻的改变, 导致第四次开钻 $\varnothing 165.1$ mm 钻头钻穿整个海相地层, 施工异常复杂。该井为处置井控复杂而变更的井身结构, 为后续的开发井提供了依据, 该井井身结构如表 5 所示。

表 5 YB21 井身结构数据表

开次	设计		实 钻	
	钻头程序	套管程序	钻头程序	套管程序
	直径 /mm× 钻深 /m	直径 /mm× 下深 /m	直径 /mm× 钻深 /m	直径 /mm× 下深 /m
导管	660.4×302	508.0×300	609.6×297	508.0×295
一开	479.4×2 002	406.4×2 000	479.4×2 102	406.4×2 101
二开	311.2×4 592	273.1×4 590	(342.9+315.9)×4 298	273.1×4 296
三开	241.3×6 502	168.3×6 500	241.3×5 115	193.7×5 113
四开	165.1×7 110	146.05×(6 350 ~ 7 107)	165.1×7 080	(146.1+149.2) ×(4 900 ~ 7 078)

4.1.2 井口装置安装及试压情况

YB21 第三次开钻以后安装 70 MPa 环形防喷器 1 套、105 MPa 单闸板防喷器 2 套、105 MPa 的双闸板防喷器 1 套、105 MPa 钻井四通 2 套及节流一压井管汇, 所有到场的井控设备证件齐全, 在规定的年限内使用。安装井控设备后, 施工单位严格按照相关制度规范管理, 现场检查保养到位, 各开安装的井控设备严格试压, 有试压记录, 试压情况如表 6 所示。

4.1.3 溢流压井处理情况

YB21 钻进至井深 4 012.44 m、4 353.80 m 分别出现溢流 0.9 m^3 、 0.6 m^3 , 在使用钻具钢级 G105, 钻具组合中有内防喷工具。由于溢流监控设备监控及时、人员坐岗到位、干部值班在岗履行职责、日常防喷防硫演习到位, 能够迅速关井。关井结束, 总溢流量 1.95 m^3 , 立压上升至 12.4 MPa 后缓慢下降至 4.26 MPa 稳定, 套压上升至 20.3 MPa 稳定。现场按设计要求储备了重浆、加重材料和堵漏材料, 能够及时调配压井液, 并通过压井管汇、节流管汇、液气分离器、主放喷管线等节流压井循环, 压井成功。虽然地层压力高、气量大、井下存在漏层, 处理困难, 风险大,

但是井控技术措施及时到位, 保证了井下安全。

4.2 YB204-2 溢流处置

4.2.1 井身结构数据

YB204-2 为五开制直井型开发井, 该井井身结构在 YB21 的基础上进行了优化, 各层封隔设计合理。第三次开钻进入须家河组后油气显示频繁, 须四段钻遇高压裂缝性气层, 钻井液密度提至 2.32 g/cm^3 满足井控安全, 进入雷口坡组后中完, 封隔上部高压层。第四次开钻钻进至飞仙关组二段井深 6 391.14 m 发生溢流, 处理过程套压超过 40 MPa, 该井成功压井为元坝地区井控处理积累宝贵经验, 井身结构如表 7 所示。

4.2.2 井口装置安装及管理

YB204-2 井第三次开钻以后安装 70 MPa 环形防喷器 1 套、105 MPa 单闸板防喷器 2 套、105 MPa 的双闸板防喷器 1 套、105 MPa 钻井四通 2 套及节流一压井管汇, 井口装置示意图如图 2 所示。现场井控设备规范化管理, 制订现场井控管理制度, 定岗到人, 日常巡检工作到位。

表 6 YB21 第三次开钻井口装置试压统计表

防喷器型号规范	FH35-70/105	FZ35-105	2FZ35-105	FS35-105
试低 / 高压 /MPa	49	2/105	2/105	2/105
稳压时间 /min	30	30	30	30
压降 /MPa	0	0/0	0/0	0/0
套管头上四通	TF 10-3/4×7-5/8×105			
试压结果	主密封试压 105 MPa		副密封试压 105 MPa	

表 7 YB204-2 井身结构数据表

开次	设 计		实 钻	
	钻头程序 直径/mm× 钻深/m	套管程序 直径/mm× 下深/m	钻头程序 直径/mm× 钻深/m	套管程序 直径/mm× 下深/m
导管	914.4×32	720×30	914.4×32	720.0×31
一开	660.4×702	508×700	660.4×702	508.0×702
二开	444.5×3 102	346.1×3 100	444.5×3 003	346.1×3 003
三开	314.1×5 032	282.6/273.1/279.4×5 030	314.1×5 028	282.6/273.1/279.4×5 028
四开	241.3×6 472	193.7/206.4×6 470	241.3×6 485	193.7×6 485
五开	165.1×6 720	139.7×(6 320 ~ 6 718)	165.1×6 740	139.7×(6 333.17 ~ 6 740)

4.2.3 溢流压井处理情况

YB204-2 井钻进至井深 6 391.14 m, 地层为飞仙关组二段, 泥质灰岩, 钻井液出口密度 2.09 g/cm³, 入口密度 2.10 g/cm³, 黏度 43 s, 发现溢流 1 m³, 实施关井, 立压 4.8 MPa, 钻具组合装有回压凡尔, 套压 16 MPa 稳定。该井井下喷漏同层, 发生溢流后液面上涨迅速, 从发现至关井完成, 4 min 不到液面上涨 16 m³, 处理难度极大, 通过充足的物资储备和调运、人员组织、现场指导, 先后采取节流循环、环空平推压井、正注桥浆堵漏压井、凝胶+水泥承压堵漏压井等措施, 压井堵漏成功, 累计漏失 1 960.4 m³ 钻井液。

5 认识与建议

1) 通过 YB21 井、YB204-2 井的案例分析, 元坝区块高压高产高含硫, 井控风险高, 控制及处理复杂的难度大。实践表明, 在做好一系列的井控技术措施工作的基础上, 元坝区块在钻井施工过程中没有发生任何大事件, 取得了较好的效果。

2) 优质的井身结构不仅能节约钻井周期, 降低钻井成本, 减少钻井复杂, 更是钻井井控工作的关键。

3) 通过不断优化各类技术规范, 采取的各种技术措施到位, 整个元坝地区钻井过程没有发生井控失控事件。

4) 在元坝区块的钻井施工中, 必须严格按照各

项优化后的技术规范进行施工, 保证设备的可靠、物资的充足、人员的培训, 同时根据钻井现场实际情况, 细化技术措施, 制订切实可行的施工方案, 确保钻井井控安全。

参 考 文 献

- [1] 刘绘新, 李锋. 裂缝性储层井控技术体系探讨 [J]. 天然气工业, 2011, 31(6): 77-80.
- [2] 陈明. 控制压力钻井技术研究综述 [J]. 重庆科技学院学报: 自然科学版, 2010, 12(5): 30-32.
- [3] 金业权, 方传新, 纪永强. 石油钻井井控风险诱因专家调查分析 [J]. 中国安全生产科学技术, 2012, 8(8): 74-78.
- [4] 甄建, 邵玉田, 刘树坤, 梅萍, 高连良. 录井技术在钻井井控中的作用 [J]. 录井工程, 2011, 22(3): 11-16.
- [5] 黄守国, 李金炭, 梁晶, 李沈阳, 张振海, 马建军, 等. 浅气层井控技术 [J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(5): 64-66.
- [6] 王剑波, 刘言, 龙开雄, 邓明杰, 严焱诚. 元坝含硫超深水平井井身结构优化技术 [J]. 钻采工艺, 2014, 37(4): 15-17.
- [7] 吴志均, 陈刚, 郎淑敏, 龙滨, 王勇, 李伟. 天然气钻井井控技术的发展 [J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(5): 56-60.
- [8] 中国石油化工集团公司. Q/SH 0205-2009 川东北天然气井钻井井控技术规范 [S]. 北京: 中国石油化工出版社. 2009.
- [9] 陈彬, 罗俊丰, 叶吉华, 郝希宁. 深水井控成功实践与技术分析 [J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(1): 129-131.
- [10] 何博逾. 裂缝性储层堵漏压井井控技术研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2014.

(收稿日期 2016-07-03 编辑 凌 忠)