

复杂压力系统的钻井技术初探

梁定火 张良万

(江汉石油管理局钻井工程处)

摘要 喷漏同存复杂压力系统钻井是当今钻井技术领域的世界性难题,对多产层、多漏层的井进行钻井施工,套管程序难以对众多不同压力梯度的漏层、喷层进行一一封隔,从而导致多个不同压力梯度的地层处于同一裸眼井段中,给钻井施工带来极大的困难。通过对存在漏失点多、漏层间夹有喷层、同层间气层压力和漏失压力相近的双庙1井的成功钻探,初步总结出了在复杂压力系统的钻井安全技术。

主题词 双庙1井 喷漏同存 压力梯度 钻井工程

1 双庙1井基本情况

双庙1井位于四川盆地川东断褶带黄金口构造带毛坝场-双庙场潜伏背斜带双庙场构造高点;井别为预探井,设计井深4373m。目的层:以下三叠统飞仙关组(T1f)为主要目的层,兼探中侏罗统上沙溪庙组、自流井组、上三叠统须家河组、下三叠统嘉陵江组。(本井地质分层情况见表1)。

2 施工概况

双庙1井由江汉石油管理局钻井工程处50787JH钻井队承钻,施工过程十分复杂和艰难,喷漏同存长裸眼井段所带来的一系列钻井难题贯穿于整个施工过程,不断地发生“遭遇战”:在二开 $\Phi 311\text{mm}$ 井眼钻进中,在千佛岩、自流井组发生严重井漏。在三开 $\Phi 215.9\text{mm}$ 井眼钻进中,整个井眼从须家河到雷口坡、嘉陵江组均不断发生井漏,而出现了喷漏同存于一个裸眼井,即钻进到嘉二段(3573m)又钻遇未预计到的高压气层,“上漏下喷”的状况,在四开 $\Phi 165.1\text{mm}$ 井眼钻进中,嘉陵江、飞仙关组的地层承压能力低,多处井段发生漏失,而嘉二段的气层、特别是飞三段的气层压力很高,这又一次在同一裸眼井段出现喷漏同存的情况,且气层压力与漏失压力间窗口非常狭窄,钻井液密度稍高就漏,稍低就涌。使得井下情况更加复杂。

双庙1井于2003年11月21日一开,12月10日二开,到2004年2月9日钻至井深1953.50m的

过程中,从千佛岩组开始即不断出现漏失情况,发生渗透性漏失5次、裂缝性漏失19次,共漏失钻井液 3212.74m^3 ,为此进行桥塞堵漏16次、注水泥堵漏8次、随钻堵漏4次。而后下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 的技术套管,双级固井。

2004年2月28日三开,由于须家河、雷口坡组地层漏失严重,且于井深2711m、2742m(雷口坡组)发生两次溢流,压井及堵漏耗时50余天,6月11日在钻至井深3573m(嘉二段)发生严重溢流,由于上部地层承压能力低于喷层的地层压力,在“上漏下喷”情况下,经采取多次节流循环压井、三次平推堵漏压井无效后,经用聚合物凝胶+水泥对嘉二段产层进行封隔,井内钻具被卡死。爆炸松扣后,起出上部钻具填井侧钻。

侧钻新井眼成功后,为汲取原井眼教训,设计中采取钻开一层封堵一层的措施,将上部地层承压能力系数提高到2.0以上,以保证安全钻开下部高压气层。

在实际施工中,分别在钻至井深2700~2730m、2740m、2788m、2973m、3175m、3258m、3268m处发生漏失,共漏失密度为 $1.60 \sim 1.73\text{g/cm}^3$ 的钻井液 720m^3 ,在每次发生漏失后,都立即采取了堵漏措施。其中以侧钻至2788m处的漏失尤为严重,漏失钻井液 530m^3 ,先后采用水泥和桥塞交替堵漏7次

第一作者简介 梁定火,男,1988年毕业于江汉石油学院钻井专业,高级工程师,现任钻井工程科副科长,从事钻井技术、科技管理工作。

表1 双庙1井地层剖面

界	地 层				设计地层(m)			岩 性 描 述
	系	统	组	段	底深	底界海拔	厚度	
中生界	侏罗系	中统	上沙溪庙组		686	-83	686	主要为棕、棕紫色绿灰色岩屑长石石英砂岩,上部夹紫红色泥岩及粉砂质泥岩,泥岩通常含钙质团块。
			下沙溪庙组		1177	-574	491	紫红、暗紫红、棕紫色泥岩、粉砂质泥岩与浅灰、灰绿色岩屑长石砂岩不等厚互层。
			千佛崖组		1590	-987	413	上下段以棕色、灰色泥岩与粉砂质泥岩、浅灰-灰绿色岩屑长石砂岩互层;中段深灰、黑灰-黑色页岩与砂岩不等厚互层;底部为砂岩或泥岩。
		下统	自流井组		1916	-1313	326	①灰、褐灰色介屑灰岩、介壳灰岩为主;②钙质泥岩为主;③泥页岩为主;④泥岩夹粉砂岩、含砾砂岩。
	三叠系	上统	须家河组		2423	-1820	507	岩性上分六段,二、四、六段以灰-灰白色块状细-粗粒岩屑砂岩、长石岩屑砂岩、长石岩屑石英砂岩(局部含砾砂岩)为主,夹薄-厚层灰黑、黑灰色泥、页岩;三、五段以大段黑、黑灰色泥、页岩为主夹厚层灰、灰白色细-粗粒岩屑砂岩、长石岩屑砂岩、长石岩屑石英砂岩、粉砂岩,一段多为薄-厚层黑色页岩或泥岩。
				三段	2597	-1994	174	岩性为灰、深灰色微晶灰岩、含泥微晶灰岩略等厚互层,中部夹灰白色硬石膏岩和深灰色微晶白云岩。
				二段	2753	-2150	156	灰白、灰色硬石膏岩与深灰色微晶白云岩、含泥微晶白云岩略等厚互层夹砂、粉屑白云岩。
				一段	2830	-2227	77	上部灰白色硬石膏岩与深灰色微晶白云岩、粉屑白云岩互层,中部深灰色微-粉晶灰岩、灰色亮晶砂屑灰岩互层,下部深灰色微晶白云岩、砂屑白云岩。
		中统	雷口坡组					
			嘉陵江组	五段	3023	-2429	193	深灰、黑灰色含泥质白云岩与硬石膏岩之互层,局部夹盐岩,下部灰褐色厚层微晶-粉晶灰岩,灰质白云岩。
				四段	3285	-2682	262	硬石膏岩、含泥质白云岩、膏质白云岩、白云岩之互层。
				三段	3478	-2875	193	灰、深灰色中-厚层微晶灰岩为主,夹白云岩、硬石膏岩及多层棘屑、砂屑、鲕粒、生屑灰岩透镜体。
				二段	3573			灰、深灰色白云岩、灰岩、白云质灰岩,泥质白云岩之互层。
				一段	3890	-3287	340	杂色中-厚层微晶灰岩与同色白云岩、泥质灰岩、泥质白云岩之不等厚互层,局部含鲕及介屑。
		下统	飞仙关组	四段	3925	-3322	35	灰、浅灰、绿灰色硬石膏质白云岩、微晶白云岩、灰白色硬石膏岩与紫红色泥岩互层。
				三段	4084	-3481	159	上部为深灰、褐灰色及浅褐灰色灰岩,夹薄层灰褐色鲕粒灰岩及深灰色、浅灰色云岩或灰质云岩;中下部为褐灰、灰色、深灰、浅灰色砂屑云岩、溶孔云岩、灰质云岩、鲕粒灰岩,局部夹灰白色石膏。
				二段	4188	-3585	104	灰色、浅灰色灰岩、泥晶灰岩。
				一段	4363	-3770	175	灰色、灰黑色含泥灰岩与泥晶灰岩互层。
古生界	二叠系	上统	长兴组		4373	-3770	10 未完	深灰色泥质微晶灰岩、微晶灰岩,间夹灰黑色泥页岩条带。

才达到承压要求。在经过复杂的堵漏施工后,于9月22日钻至下套管井深(3400m),由于 $\Phi 193.7\text{mm}$ 套管与 $\Phi 215.9\text{mm}$ 井眼间的环空间隙小,为满足固

井要求,用扩眼工具分别对2500~2650m、3240~3390m井段进行了扩眼,将该两段井眼由 $\Phi 215.9\text{mm}$ 扩大至 $\Phi 241.3\text{mm}$ 。

四开时对套管鞋处地层进行试压,承压当量密度为2.20,满足了设计要求。随后使用密度为 1.94g/cm^3 的钻井液钻进,至井深3464.32m,循环时发生井漏,漏失钻井液 74m^3 ,通过桥塞堵漏后达到承压要求。钻至井深3999.00m(飞仙关组)开始发生井漏,漏失泥浆 44.46m^3 ,降密度堵漏时发生溢流,由于地层压力和漏失压力极为相近,几乎没有压力窗口,多次发生天然气溢流,同时在调整钻井液密度时又常常伴随井漏。只能采取逐步提高钻井液密度的措施,在节流循环正常后继续钻进,几近于边涌边钻,泥浆时常涌出井口。在极度困难的情况下,1月31日进行了取心作业,取心井段4000.50~4006.16m,心长5.28m,收获率93.28%。在取心过程中因井下发生严重漏失,泥浆有进无出,被迫割芯起钻。

经过对井下情况的分析,决定将钻井液密度由 1.94g/cm^3 逐步提高到 2.06g/cm^3 ,在钻进过程中若发生井漏则堵漏后继续钻进,若发生溢流则需控制在 2m^3 以内,在节流循环正常后继续钻进。

双庙1井自开钻以来,至下 $\Phi 146.1\text{mm}$ 套管前止,已历时15个月,整个钻井过程都在与喷漏同存长裸眼井段所带来的一系列技术难题做斗争,仅堵漏施工就进行了100余次。

3 双庙1井采用的钻井技术

3.1 井眼轨迹控制技术

双庙1井井眼轨迹控制要求高,且川东北地区地层倾角大(通过雷口坡组取出岩心证明该层位地层倾角达 40°),地层软硬交界面多,自然造斜趋势严重。为确保该井井身满足设计要求,该井一开钻井施工时采用塔式钻具进行钻进,并采用11"和10"大尺寸钻铤以提高钻具刚度。通过优选钻具组合,配合低钻压、大排量的钻井参数,较好地控制了上部地层井段的井身质量,在二开后下入钟摆钻具进行钻进,并采用低钻压、大排量的钻井参数以保证井眼携砂及井眼打直;另外加强随钻测斜工作,及时调整钻压、转盘钻速等钻井参数,积极做好井身质量预控,较好地满足了井眼打直的要求(在井深2480m处井斜仅 2.5°),为下一步井段的钻井施工创造了较为良好的条件。

三开在井深2760m以后,使用有线随钻仪进行随钻纠偏,及时跟踪井眼轨迹,做到随钻随纠,一方

面满足了井身质量要求,同时也大幅提高了机械钻速。侧钻井眼后,甲方对靶点提出新的要求,为避免在气层和漏层定向,从侧钻点开始既调整好方向,以后充分利用地层自然漂移规律,在极短的井段内完成了井眼轨迹控制任务,为后面的钻井施工创造了良好的条件。

3.2 防漏堵漏,提高地层承压能力技术

双庙1井在二开阶段千佛崖组、自流井组发生井漏,井深从1358m至1953m,共渗漏5次、井漏19次。共漏失密度为 $1.10\sim 1.15\text{g/cm}^3$ 的钻井液 3212.74m^3 。堵漏施工中采用桥浆堵漏16次、注水泥堵漏8次(水泥量为三峡G级油井水泥99t)、随钻堵漏4次,通过上述堵漏技术,成功对漏层进行了封堵,保证了二开工作的顺利进行。

三开在井深2083m、2231m发生渗漏共漏失 $1.20\sim 1.22\text{g/cm}^3$ 的钻井液 60.5m^3 。后又在(雷口坡组)井深2711.04m、2749.46m,均发现新气层且都是在循环压井过程中发生井漏,其中在井深2711.04m井漏时采用桥浆堵漏、注水泥堵漏,将地层承压能力由 1.24g/cm^3 提高至 1.60g/cm^3 以上,于井深2749.46m采用全井憋压桥堵,将地层承压能力提升至 1.85g/cm^3 。在堵漏技术措施上,针对渗透性漏失,采取添加超细石灰石及单封并适当提高钻井液粘度的方法进行随钻堵漏;针对裂缝性漏失,大力开展复合堵漏技术,根据漏速的大小采用10%~30%的桥塞堵漏剂、FDJ复合堵漏剂、注水泥堵漏、以及桥塞+水泥复合堵漏;在堵漏工艺方面,请西南学院教授亲临现场指导,通过改进堵漏剂配方及施工工艺,将堵漏成果不断提高。

在全井共100余次的堵漏施工中,通过不断的探索和学习,在堵漏剂配方、堵漏施工工艺等方面积累了对于碳酸盐岩裂缝发育地层的堵漏经验,为以后在该类型钻井作了技术积累。

3.3 井控技术

天然气井井控工艺有其独有的特点和难点,通过双庙1井的经验看,该区块允许开展工作的压力窗口狭窄,能量足,喷势大。特别是长裸眼井段喷漏同存,给该井井控工作带来极大的困难。稍有不慎,便会造成井喷失火等恶性事故。

该井井控技术首先是严格按照甲方设计和《含硫天然气井井控装置组合配套规范》配置了井控装置,并按设计及相关技术标准要求进行安装和试压,确保井控装置的绝对可靠。对井场所有井控装置实

行了统一挂牌,专人维护,确保所有井控装置随时处于待令工况。

其次是认真执行了《井控管理九项制度》,所有技术干部和工人全部经过培训,同时进行大量的现场防喷演习。井队职工全部熟悉了现场井控设备的使用方法和关井“四七”动作,并对天然气井的特点、气体进入井内的方式、溢流的预兆和显示、发现溢流显示后的处理方法、压井基本原理等井控技术有了较全面的了解。认真执行了《各次开钻验收审批制度》,保证在通过验收审批后才开钻。

第三是在井控技术方面进行了充分准备,由江汉局钻井处组织专家制定了《双庙1井防硫、井控工作预案》并通过甲方审批,该预案明确了各岗位职责,规定了在发生各种井控险情时的处理方案和安全技术措施。井队组织全队职工对《预案》进行了深入的学习并在现场进行了反复演练。

3.4 喷漏同存条件下的起下钻技术

在钻至雷口坡组气层及飞仙关组气层时,都遇到了喷漏同存条件下的起下钻技术问题,由于井漏限制了钻井液密度无法继续提升,而当前钻井液密度又不能完全压稳气层,在此情况下进行起下钻作业具有很大的风险,现场上通过不断探索,总结出一套确实可行的起下钻技术方案(以在钻至雷口坡组气层时为例):

(1)井内钻井液密度必须循环均匀,进出口密度基本一致,然后方可起钻。

(2)在钻台上准备一只方钻杆下旋塞(开启状态)和一只钻杆回压凡尔,以便在必要时快速接入钻具。

(3)在钻台上准备两台排风扇向井口不停吹动,以防止井内外溢的气体在井口聚集。振动筛处、钻台底座下也应有排风扇工作。

(4)钻台上准备8套空气呼吸器以备急用,井口操作人员应佩带可燃气体监测仪和 H_2S 监测仪。

(5)在钻台上、泥浆灌上、机房等处应准备足够的消防器材,以便出现险情时立即投入使用。严格杜绝井场出现火源,关闭井场一切不必要的电器及设备,机房尽量使用三号车并开喷淋水灭火,提前启动所有所需用的设备,尽量避免开井进行起下钻作业时发动柴油机、水泥车等设备,杜绝火花的产生。启动的设备不得中途停下后又发动。在井场设立警戒线,并安排专人值班,以防止火源进入井场。

(6)钻台上应有技术员或副队长以上干部值

班。

(7)每起一柱钻具应向井内灌浆1次,灌入的泥浆密度(1.64 g/cm^3),要有专人对灌入量及井口返出情况进行核实,如灌入量低于起出钻具体积要立即向值班干部汇报。

(8)远程控制台处应有副司钻值班,以便随时关井。

(9)起钻遇阻应上下来回活动钻具,上提附加量不得超过 100 kN ,如需循环应关闭防喷器并通过液气分离器排污点火。关井状态下活动钻具必须使用环形防喷器,并调低液控油压至刚好能关住井为止,且只允许上下活动钻具,不许转动钻具。

(10)起钻铤时必须使用整体式提升短节,以便必要时直接在提升短节上抢接内防喷工具。

(11)起钻过程中如发现井口灌不进或连续返出泥浆应立即抢接内防喷工具(开着的旋塞)并关防喷器,由泥浆泵从环空和钻杆内先挤入 164 g/cm^3 的泥浆,直至井口无回压。起钻前测出泥浆泵经环空循环的管线流动阻力,给泥浆泵从环空挤泥浆时提供判断依据。泥浆泵与压井管汇的连接管线要试压检查,确保不刺不漏。

(12)起钻完后立即下入光钻杆,下钻过程中如发现井口连续返出泥浆或返出泥浆中气体很多应立即按“四、七”动作关井。

(13)如钻具不在井底,关井后可视情况采取以下两种方法压井:A:如钻具深度超过 1000 m ,关井井口压力不超过 5 MPa ,可用密度为 1.64 g/cm^3 的钻井液循环,将钻头以上井筒内钻井液替出,并通过液气分离器点火,然后开井下钻到底后再处理。B:如不满足上述情况,关井后可采用平推压漏法压井,用密度为 1.64 g/cm^3 的钻井液从环空反挤,强行挤入泥浆 $80\sim 90\text{ m}^3$ 将被污染的泥浆及地层流体压回地层。

(14)安排一台水泥车在现场值班,做为消防车用,并可在必要时投入压井施工。

(15)抢险队在井场值班,遇险情时立即承担起抢险救护任务。

3.5 喷漏同存条件下的钻进技术

钻至飞仙关组气层时,由于漏层间夹有喷层、同层间气层压力和漏失压力极为相近,几乎没有压力窗口。在钻进中钻井液密度稍高即漏,稍低即涌,钻进极为困难。技术人员通过对井下情况的研究分析,发现当量密度 $2.05\sim 2.06\text{ g/cm}^3$ 为压力临界点,

在此密度条件下,发生井漏和井涌的次数和程度都降至最低,于是很好地把握机会使用 $2.05 \sim 2.06 \text{ g/cm}^3$ 钻井液进行边涌边钻井(3998 ~ 4307m)进尺309m,采取的技术方案主要有:

- (1)处理、循环泥浆均匀至入口密度 $2.05 \sim 2.06 \text{ g/cm}^3$ 后进行钻进。
- (2)地面储备密度 $2.05 \sim 2.06 \text{ g/cm}^3$ 的备用压井泥浆 200m^3 。
- (3)储备足够一次堵漏所需的复合桥塞堵漏剂。
- (4)储备能够配制 100m^3 重浆的加重材料。
- (5)在钻具中加入投入式止回阀、方钻杆上、下旋塞。
- (6)认真检查井控设备、保证能进行正常开关井,并进行防喷演习。
- (7)钻台、泥浆罐、节流管汇处必须打开全部排风扇,避免天然气聚积,所有操作人员必须佩戴便携式硫化氢监测仪。
- (8)井场严禁烟火,禁止在井场进行电、气焊作业,禁止不带防火罩的车辆进入井场。
- (9)尽可能降低钻井排量,以防过大的环空压耗引发井漏。由于钻井液密度已高达 $2.05 \sim 2.06 \text{ g/cm}^3$,因此在 10L/S 的排量下已能满足携砂要求。
- (10)钻进中允许少量的溢流,当溢流量达到 2m^3 后,停钻关井,通过液气分离器节流循环排污。点火口火焰熄灭后,开井恢复钻进。
- (11)钻进中如发生漏失,在泥浆中加入复合桥塞堵漏剂,堵漏材料到达漏层后静止堵漏,止漏后恢复钻进。
- (12)接单根必须在井口无溢流的情况下进行,应集中力量,每次接单根时间不得超过 3min 。
- (13)钻井液中混有气泡后,使用除气装置和消泡剂除气以恢复钻井液密度。
- (14)钻开一段新地层后(50 ~ 100m),集中用桥塞堵漏剂进行一次蹙压封堵,以提高该段井眼的承压能力,为继续钻进创造条件。
- (15)堵漏桥浆进入环空后,要尽可能将钻具起至套管内,以防止卡钻事故。如起不出来,应定期活动钻具防卡。

3.6 喷漏同存条件下的取心技术

钻至飞仙关组气层时,在钻井液安全附加密度极小(只有 $0.01 \sim 0.02\text{g/cm}^3$) 的情况下进行了取心,由于气层未被完全压稳,同时在取心钻进中极有

可能钻遇新的漏层和气层,取心工作风险很大。双庙1井为安全完成气层取心任务,采取的技术方案主要有:

- (1)循环泥浆均匀至入口密度 2.04g/cm^3 、出口密度 $2.02 \sim 2.03\text{g/cm}^3$ 后起钻。
- (2)起钻前必须认真检查地面设备,保证所有设备运转良好。
- (3)起钻前必须认真检查井控设备、保证能进行正常开关井,并进行防喷演习。
- (4)起钻前配 2.06g/cm^3 重浆 25m^3 , 钻杆内注入 5m^3 重浆,起钻时环空灌入重浆。
- (5)起下钻装刮泥器,检查井口工具,防井下落物。起钻的同时检查钻具。
- (6)起下钻及取心期间,钻台、泥浆罐、节流管汇处必须打开全部排风扇,避免天然气聚积,所有操作人员必须佩戴便携式硫化氢监测仪。
- (7)起钻严格控制速度;裸眼段控制 12 柱/h 防止产生抽吸,每起2柱灌满泥浆1次;加强坐岗观察,起钻校核起出钻具体积与灌入泥浆量。起钻过程中发现异常,则立即停止起钻,视溢流情况回下钻具或观察后采取其它措施。
- (8)若裸眼段起钻困难严禁强拔,根据现场情况重新制定下步方案。
- (9)下钻时校核下入钻具体积与返出泥浆量。下钻过程中若不溢流或溢流不严重则尽量多下钻具;若出现溢流或达到井涌,则必须关井节流排污;取心工具出套管前,必须节流排污正常后再下钻至井底。
- (10)取心工具下钻到底后先测后效;充分循环冲洗干净后投球取心。
- (11)取心过程中揭开新地层时若发现溢流或井漏,则适当增加或降低密度,若漏失量较大,则割心起钻至套管内再进行处理。井场准备一台压力车消防值班或环空注浆压井。

3.7 产层保护技术

该井非常重视气层保护工作,根据储层的特点,采取的主要措施为:

- (1)选择该地区储层保护效果较好的钻井完井液体系——聚合醇磺化(复合暂堵型)体系。
- (2)根据雷西2井实钻情况及本井钻井液设计,进入主探目的层前钻井液中加入保护气层的暂堵剂(复合暂堵剂 JHSD、聚合醇防塌剂、多软化点封堵防塌剂 LYFF、EP-2 等)。

(3) 进入气层段严格控制钻井完井液的滤失量, API 失水量 $\leq 4\text{ml}$, HTHP $\leq 12\text{ml}$, 尽量减少滤液对气层的损害。

(4) 钻进上部地层, 钻井液中加入随钻堵漏剂, 以提高地层承压能力。在气层井段坚持以预防为主、防堵结合的原则, 尽最大努力控制漏入地层的钻井液总量。一旦发生井漏, 首先分析原因, 考虑适当降低钻井液密度、加大暂堵剂用量等措施。

4 几点认识和体会

4.1 井身结构

井身结构设计的合理与否, 其中一个重要的决定因素是设计中所用到的地层压力系数、地层破裂压力系数、井涌允量和压差卡钻允值这些基础系数是否合理。合理的井身结构是一口井安全施工的前提条件, 要充分体现每一层套管的作用, 尽量封隔住高压气层上部的易漏地层。

双庙1井为预探井, 由于地层压力系统不明确, 244.5mm 技术套管下得过浅, 未能封住须家河及雷口坡组的严重漏失层, 导致该井在钻遇嘉二段高压气层时出现严重的“上漏下喷”局面。通过用水泥浆、桥浆等封堵措施来提高漏层的承压能力并非易事, 即使暂时封堵成功, 一旦发生井喷关井等复杂情况时, 已堵住的漏层极易遭受破坏而再次漏失。双庙1井侧钻新井眼后, 重新调整井身结构, 于井深3391m 下入 $\Phi 193.7\text{mm}$ 套管, 为下部井眼的安全钻进创造了条件。

4.2 井眼轨迹控制

在川东北地区钻井, 由于地层倾角大、地层软硬交错情况严重, 导致钻井施工中地层自然造斜率高, 井眼轨迹控制难度大。在施工中通过调整钻具组合和钻井参数, 虽然可达到一定的效果, 但难以完全满足设计要求, 同时, 大井段的低钻压钻进也导致了钻井速度下降。如通过定向随钻纠偏, 一来钻井成本增加, 二来在该地区复杂的地质情况(漏层多、岩性复杂多变、高压气层风险大)下, 多次、大井段的定向钻进施工也难以进行。因此, 应在该地区积累一些井的钻井经验, 找出地层自然造斜规律, 在井场布

置时充分考虑到井眼的自然漂移情况。

4.3 提高地层承压能力

由于该地区地层漏失点多, 情况复杂, 使得长裸眼井段喷漏同存无法完全避免, 堵漏及提高地层承压能力工作至关重要。双庙1井钻井施工中由于漏层非常多且严重, 往往一次堵漏不到位, 在提高钻井液密度钻开下部高压层后, 上部漏漏层再次漏失, 造成反复堵漏。侧钻新井眼后, 充分吸取原钻井眼所取得的经验教训, 采取钻开一层, 封堵一层, 试压合格一层的技术措施。

4.4 井控技术

该地区允许开展工作的压力窗口狭窄, 能量足, 喷势大。存在上喷下漏、上漏下喷、喷漏同层。碳酸盐岩裂缝型气藏中, 目前尚无有效的随钻压力检测技术, 对于探井来说, 由于对地层压力掌握不够准确, 一次井控工作几乎无法开展。因此要认真做好二次井控工作, 首先要严格按照《含硫天然气井井控安全》规程, 严格配置、安装和维护井控装置, 其次要加强井控管理及操作岗位的落实, 再次要制定出科学、周密、有效的井控工作预案, 充分做好关井、压井的准备工作, 确保井控工作安全。

4.5 喷漏同存长裸眼井钻井方式

对于新区探井来说, 由于地层压力系统十分复杂且不可预见, 仅靠井身结构来解决问题具有很大的局限性, 不可能下多层套管来封隔不同的压力层系。所以喷漏同存一个裸眼, 特别是喷漏同一个层位情况的出现, 其压力窗口几乎没有, 钻井方式的选择就很无奈。建议以后该类井上欠平衡井口装置, 满足边涌边钻的钻井方式。

4.6 喷漏同存长裸眼固井

井漏对固井质量的影响较大, 尤其是对只进不出及反复堵漏的低压地层影响更大。鄂、渝、川地区的井漏已成为提高固井质量的瓶颈。为此, 除了在钻井过程中应注重将漏层堵好并力求使地层达到一定的承压能力外, 还应在固井期间的井眼准备及固井工艺技术等方面加以改进。

(编辑 云帆)