

川东北超深高酸性气田勘探开发工程技术

沈琛

(中国石化股份有限公司油田勘探开发事业部,北京 100728)

[摘要] 川东北地区高含 H_2S 、 CO_2 及复杂的地质和环境条件给勘探开发工程带来了世界级难题。通过引进攻关和实践,逐步形成了适合超深高酸性气田勘探开发的钻井、测试、生产完井等配套技术,实现了国内首个超深高酸整装普光气田的安全投产运行。笔者对川东北地区超深高酸性气田勘探开发工程技术进行了简要梳理,为国内同类气田勘探开发提供参考,并对超深高酸性气田的勘探开发工程技术发展提出了建议。

[关键词] 川东北;超深井;高含硫;勘探开发;钻井;完井

[中图分类号] TE2-3 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2010)10-0029-06

1 前言

川东北地区天然气资源十分丰富,其主力气藏是高含硫海相碳酸盐岩气藏。由于海相碳酸盐岩气藏地质条件复杂、储层超深,高温、高压、高产和高含 H_2S 、 CO_2 ,给气田勘探开发带来一系列工程技术及安全难题,同时,钻井、完井、测试及材料、安全环保等没有成熟的配套技术和经验^[1]。近几年来,通过技术引进与攻关配套,初步形成了适合超深高含硫气田勘探开发特点的工程技术系列,实现了国内首个整装超深高含硫气田——普光气田的安全投产运行,为国内同类气田的勘探开发树立了典范。

2 超深高酸性气田勘探开发主要工程技术难点

国内外高含 H_2S 、 CO_2 气田的勘探开发实践证明,该类气田的勘探开发过程中存在严重的腐蚀与安全问题。与同类气田对比,川东北地区海相地层特殊的地质条件,给勘探开发工程技术带来了极大的技术风险。川东北地区超深高酸气田工程技术难点主要表现在以下方面:

1)地质条件复杂,储层超深,勘探发现和高效

开发难度大。川东北天然气主产层为中生界三叠系海相地层,平均埋藏深度大于5 000 m,最深达到7 500 m,属于超深油气藏,世界少见。同时,构造高陡、地层倾角大,断裂系统复杂;地层岩石坚硬(岩石可钻性一般达到6~8级),压力系统复杂多变(压力系数1.2~2.20),极易发生井喷、漏失,钻井施工周期长(探井最长建井周期1 224 d)。

2)海相气藏具有高酸、高压、高产的“三高”特性,勘探开发建设具有极高的安全风险。川东北地区天然气中剧毒硫化氢含量最高超过20%,二氧化碳含量最高超过12%,高酸性气体对井下工具、生产施工设备、地面管道等具有强腐蚀性,给施工人员和周边社会带来严重的安全威胁。普光气田气藏平均压力55.8 MPa,单井产量最高达到 $115 \times 10^4 m^3$,无阻流量最高达到 $768 \times 10^4 m^3$,川东北地区井口压力最高达到96.4 MPa,高压、高产对钻井、测试、投产等施工及装备要求高,井控风险大。

3)超深高酸性气田规模化开发建设前所未有,理论与技术不成熟,设计、施工经验缺乏。普光气田是国内首次大规模超深酸性气田开发,产能建设规模 $105 \times 10^8 m^3/a$ 。国际上缺乏针对高酸性气田勘探开发全过程的技术标准,国内没有成功经验借鉴,

[收稿日期] 2010-07-28

[作者简介] 沈琛(1964-),男,浙江湖州市人,教授级高级工程师,长期从事油气田勘探开发理论、技术研究及现场应用工作;

E-mail:shenchen1220@sohu.com

原有的理论与技术、标准、施工装备、操作经验不能满足超深高酸气田勘探开发的需要。

3 工程技术创新的主要措施

超深高酸气田的诸多技术难题,必须依靠科技创新突破技术瓶颈,实现该类气田的安全高效勘探开发。几年来,以“本质安全,优质高效”为目标,通过建设技术标准体系、配套技术装备,引进吸收、集成配套与规模化推广结合,自主攻关、先导试验与国产化研究并重,实现了超深高酸气田勘探开发工程技术的高效集成。在工程技术创新方面,主要采取了以下措施:

1) 建立超深高酸性气田工程技术标准体系,规范勘探开发工程建设。在分析研究 ISO(国际标准化组织)、NACE(美国防腐工程师协会)、API(美国石油学会)、AST(美国材料与试验协会)及加拿大酸性油气田开发 IRP(工业推荐作法)和 GTSW(安全工作指南)等标准、规范的基础上,借鉴国家及石油行业涉酸相关安全、技术标准,总结国内外成熟的高含硫气田配套工程技术经验,建立覆盖钻井、固井、测试、完井等勘探开发全过程的 51 项标准组成的超深高酸气田技术标准体系,规范了超深高酸气田勘探开发工程设计、材料选择、装备配套、施工操作、井控管理等,为该气田的本质安全提供了技术基础。

2) 配套工程技术装备,满足超深高酸气田安全施工需要。为满足川东北地区复杂的施工环境,确保施工安全,配套了 70 型以上大型钻井、气体钻井、深井固井及作业、大型压裂、高压抗硫防喷器等装备,12 000 m 大型钻机、2500 型车载压裂车组、高性能山地模块作业机、140 MPa HH 级测试采气井口等填补了国内工程装备空白,有效保证了超深高酸气田钻井、固井、作业、测试、储层改造施工能力及井控安全,实现了优快钻井、安全测试投产的目标。

3) 引进吸收与集成配套结合,加快关键技术的转化应用。对于国内不具备的优快钻井、生产完井、安全环保等关键技术,积极探索引进国际成熟技术和装备,学习借鉴工程设计、施工操作、技术管理经验,开展技术集成与配套,形成适合川东北地区特点的配套技术,在生产实践中规模化应用。

4) 组织自主攻关与先导试验,突破工程技术瓶颈。针对川东北地区勘探开发的关键技术难题,依托国家和企业攻关平台,开展高含硫气藏安全高效开发、复杂深井钻井、普光气田产能建设等关键技术

研究,在高含硫气田开发基础理论、重点技术及关键装备等方面取得突破,为我国超深高酸气田勘探开发提供技术支撑。为解决现场生产技术难题,按照“安全、先进、实用、经济”的原则,优选适应超深高酸环境工况的实用技术,通过现场先导试验,不断完善配套,最终实现规模化应用。

5) 强化关键装备国产化研发,推动技术进步和产业化升级。通过与国内供货商、科研院所的合作,成功完成了高抗硫套管、高镍基合金钢油管、HH 级高抗硫采气井口国产化开发,打破了国外供应商的垄断地位,整体提升了我国石油装备制造业的制造能力和技术水平,产品价格、供货周期大幅度降低,为我国超深高酸气田的开发提供了物资供应保障。

4 超深高酸性气田勘探开发主要配套工程技术

通过几年来的技术引进、攻关和探索实践,逐步形成了适合超深高酸性气田勘探开发的工程技术系列,提升了我国在国际石油石化行业的竞争力,为国内同类气田的勘探开发积累了宝贵经验。

4.1 高含硫、二氧化碳环境的合理选材

川东北地区海相气藏腐蚀机理研究表明,井内管柱同时受到 H_2S 、 CO_2 的联合腐蚀作用,包括电化学腐蚀和应力腐蚀,还受到温度、pH 值、介质组分及流速等因素影响。参考 NACE MR 0175/ISO 15156, SY6268-1996 等标准,按照模拟井下腐蚀工况的室内腐蚀评价结果,根据 H_2S 、 CO_2 分压和地层温度,合理确定钻杆、套管、生产管柱、井下工具的材质选择^[2,3]。

在含硫井段钻井时,合理选用防硫钻杆与普通钻杆的组合,实现安全钻进。开发完井中,技术套管及产层套管上部使用高抗硫 100SS, 110TS 材质,气层顶部以上 200 m 到井底产层套管及完井管柱、井下工具、采气井口采用高镍基合金钢材质,保障气井的长期安全生产。兼顾安全与成本,测试管柱采用高抗硫 110SS 材质,腐蚀评价其使用寿命可以满足 1~2 a 短期测试需要。井控装置根据腐蚀介质分压分别选择 EE, FF 或 HH 级抗硫级别,确保井控安全、经济。

4.2 复杂压力体系超深井钻井技术

常规钻井技术不能有效解决川东北地区碳酸盐岩海相地层钻井周期长、井斜、井漏、垮塌、卡钻及固井质量等问题^[4~6]。通过探索实践,发展了井身结构优化、气体钻井、复杂压力体系固井、超深井钻井液等复杂压力体系深井钻井技术,实现优快钻井目标。

4.2.1 超深井井身结构优化

川东北地区探井传统井身结构为 20" - 133/8" + 95/8" + 7" 系列,存在套管层数少、不能满足封隔多层复杂地层的要求;套管柱之间的间隙大,机械钻速低;目的层套管与井眼的间隙小,易发生套管阻卡,难以保证固井质量等问题^[7]。探索形成了在川东北地区广泛采用的 20" - 133/8" - 103/4" - 75/8" - 53/4" (51/2") 套管系列,套管层次从 4 层增加到 5 层,技套封隔位置加深,钻井速度加快,并可钻达更深的层位。同时,针对复杂超深井的勘探,初步建立了一套对付复杂深井的非常规套管井身结构设计的套管程序,即: $\phi 508\text{mm}$ (20") - $\phi 406.4\text{mm}$ (16") - $\phi 298.5\text{mm}$ (113/4") - $\phi 219.1\text{mm}$ (85/8") - $\phi 168.3\text{mm}$ (65/8") - $\phi 120.7\text{mm}$ (43/4")。

普光气田开发方案设计采用 $\phi 508\text{mm}$ - $\phi 339.7\text{mm}$ - $\phi 273.1\text{mm}$ - $\phi 177.8\text{mm}$ 系列套管程序^[7]。根据实际钻井情况和开发需要,采取导管及表套加深、二开井眼扩径、岩膏层套管加厚抗挤毁等措施对井身结构进行了优化,形成了适合普光气田开发要求的井身结构设计,即: $\phi 508\text{mm}$ - $\phi 346.1\text{mm}$ - $\phi 273.1\text{mm}$ - $\phi 177.8\text{mm}$ + $\phi 193.7\text{mm}$ 加厚 + $\phi 177.8\text{mm}$ 系列套管程序。为满足高产气井采气工艺的需要,生产套管由 $\phi 177.8\text{mm}$ 改为 $\phi 222.25\text{mm}$ - $\phi 193.7\text{mm}$ - $\phi 177.8\text{mm}$,增大了上部生产套管的内径尺寸,形成了高配产井生产套管管串结构。

4.2.2 气体钻井技术

气体钻井具有提高机械钻速、防止井漏并斜、延长钻头使用寿命、降低钻井综合成本等特点,可有效解决川东北地区复杂陆相地层的钻井难题^[8]。通过气体钻井地层适应性、环空多相流、泡沫(雾化)钻井、管柱受力、钻具失效、井下防燃爆、气液转换等研究,形成了气体装备配套、工程设计、参数优化、氮气钻井、泡沫(雾化)钻井、井控安全、事故处理等配套技术,气体钻井技术首次在国内大规模应用,成为川东北地区核心钻井技术。统计应用气体钻井 101 口,累计气体钻井进尺 $23.69 \times 10^4\text{m}$,平均机械钻速 6.89m/h ,是常规泥浆钻井方式机械钻速的 4.78 倍,单井缩短钻井周期 60 ~ 90 d。

在气体钻井实践中,总结规范了气体钻井在不同规模出水、出气及含硫条件下的空气、氮气、泡沫(雾化)、钻井液转换原则。研发了气体钻井气液转换井壁预处理润湿反转剂,解决了转换钻井液后

出现的井漏、垮塌、缩径等复杂情况。在普光地区,论证了空气钻井技术钻穿须家河组地层的可行性,应用空气钻井穿越须家河组含气层 2 口井,氮气钻井穿越 11 口井,平均机械钻速达 4.63m/h 。研发了可循环利用的发泡剂和井壁稳定保护剂,形成了满足现场要求的抑制性泡沫钻井液配方,应用泡沫钻井技术 21 口,平均机械钻速 4.81m/h ,最高达到 30.72m/h 。同时,发展了气体钻井侧钻及取心技术,扩大了气体钻井的应用范围。

4.2.3 复杂压力体系固井技术

受高压高温、纵向存在多套压力系统、套管环空间隙小、气藏富含 H_2S 、 CO_2 腐蚀气体等因素影响,川东北地区固井施工技术难度大。通过室内研究评价,优选应用高密度防气窜水泥浆和超深井高抗挤低密度水泥浆体系,满足该地区超深高温高压气井、固井漏失井的防气窜固井要求。针对该地区复杂压力系统,建立分段气窜预测模型,根据不同井段水泥浆的水化状态,计算静胶凝强度发展的临界值、静液压力损失、水泥浆液柱对气层的压稳系数,避免盲目过压稳或欠压稳^[6]。采用旋转尾管固井、双级固井、“正注反挤”等固井技术,提高超长井段(下深超过 4 000 m)、地层漏失等情况下的固井质量。普光气田在生产尾管固井中优化应用刚性扶正器,套管居中度达到 85 % 以上;采用微压痕下套管技术下入完井合金套管和抗硫套管,减少液压钳对油、套管本体的损伤带来的后期腐蚀问题。普光气田固井一次合格率 100 %,产层固井质量优质率达到 83 %。

4.2.4 钻井液技术

通过钻井实践,形成了上部陆相地层的强抑制性、非渗透性聚合物钻井液技术和下部海相地层的聚磺非渗透钻井液体系,基本满足了川东北深井超深井防塌、高温、安全钻进的要求。针对漏失地层分布广、漏失类型多的特殊性,推广应用了地层承压堵漏、随钻堵漏、复合堵漏、无渗透承压封堵等堵漏技术,在一定程度上解决了孔隙型、裂缝型井漏问题。

4.3 超深高酸气井测试技术

川东北海相气藏具有埋藏深、高温、高压、高含硫等特征,勘探测试过程中面临着腐蚀控制、管柱安全、储层改造及地面安全控制等一系列难题。经过多年的攻关实践,逐步形成了材质优选、管柱安全设计、多功能 APR(环空压力控制多次评价器)测试、储层改造等测试技术系列,满足了超深高酸气田测试及储量发现的需要。

4.3.1 测试管柱安全设计

川东北地区超深气井测试管柱要经历封隔器坐封、液体注入(酸化、压裂、压井等)、放喷(排液)、关井等作业施工,不同工况下井筒压力、温度变化大,易造成管柱变形、强度破坏、井下工具失效等问题。根据深井管柱力学和变形理论研究,在管柱安全设计上,主要考虑不同工况条件下测试管柱的轴向变形量、轴向力分布和管柱的安全系数,建立并验证了井筒压力温度耦合、管柱强度等计算模型,采用应力与刚度补偿方法进行管柱强度系统设计。通过管柱强度校核,确定管柱安全关键环节,优化管柱结构,确定安全、经济的管柱设计及施工方案。

根据产能、携液、抗冲蚀和储层改造需要优化管柱尺寸,采用 $\phi 89$ mm 或 $\phi 89 + \phi 73$ mm 组合油管;根据实验评价及现场应用优选国产气密封特殊扣(如 WSP-1T, BGT-1)满足测试要求。根据管柱受力计算分析,在测试管柱中合理设计、安装伸缩短节的位置,用于补偿管柱由于温度效应、鼓胀效应产生的轴向变形,确保测试管柱安全。

4.3.2 多功能 APR 测试技术

在管柱力学分析及测试工具优选基础上,针对不同测试目的,形成了以负压射孔—测试联作、超正压射孔—酸压—测试联作、射孔—诱排—测试—酸压—测试联作等测试管柱为核心的优快 APR 测试技术,配套了 RTTS 封隔器、LPR-N 阀、RD 安全循环阀、OMNI 阀、RD 循环阀等测试工具。多功能测试管柱可对地层进行酸洗或挤注作业,实现不动管柱酸压(酸化)施工,最大程度地保护气层,能够保证含硫气井测试施工安全。在元坝 1 井创造了超深井(>7100 m)射孔—酸压—测试三联作施工一次性成功的世界记录。元坝 2 井长兴组(6545 ~ 6700 m)首次采用超正压射孔酸压联作技术,井底压力 151 MPa 压开地层,有效降低了酸压施工难度。

针对超深高含硫气井测试风险高, SO_2 、 CO_2 排放污染大,国内首次形成了多级压力控制 APR 测试优化设计方法,采用一开一关制度求产,确定最佳合理测试压差和最短测试时间,实现高含硫气藏的优快测试。

4.3.3 高温焚烧炉生产试井技术

高含硫气井试气一般采用火炬燃烧方式,易造成井场附近 H_2S 浓度较高、 SO_2 聚集,开井测试时间只有 2~7 h,不能准确测试气藏产能^[9];酸压后试气放喷,酸液与 H_2S 混合,常规材质放喷试气流程

无法满足长时间测试要求。国内首次引进了世界领先的高温焚烧炉,通过高温燃烧方式减少生产测试带来的 H_2S 、 SO_2 等污染物的排放;采用 HH 级、EE 级配套的试气流程及装备,保持试气连续、无间断;分离器及 HH 级管线内加入缓释剂,对管线预膜,减缓 H_2S 、 CO_2 酸性气体、酸液等对设备的腐蚀伤害。

P302-2 生产试井并联使用 6 台焚烧炉(设计处理气量 $60 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),采用修正等时试井方式(试气井取样分析, H_2S 体积分数 12.81%~14.57%, CO_2 体积分数 9.7%~10.1%)。试气焚烧炉累计运行时间 240 h、连续正常燃烧 96 h,燃烧天然气量 $498.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,最大出口温度达到 1150 °C,燃烧充分,炉口无明显火焰。在试气井周边 4 km 范围内环境监测表明,系统测试期间空气和水源质量满足国家环保要求,检测区域内没有发生植被、生态破坏^[9]。现场实践表明,高温焚烧炉生产测试配套技术满足了长时间产能测试安全环保和腐蚀控制要求,为国内高含硫气井系统试井提供了有效手段。

4.3.4 超深层酸压改造技术

川东北地区由于气藏埋藏深,存在高破裂压力($>3.0 \text{ MPa}/100 \text{ m}$)特征,酸压施工难度大;同时,储层具有高温特征(110~165 °C),酸岩反应速度快、酸液滤失大,部分储层含有石膏层,易造成酸压二次伤害。川东北地区储层酸压改造主要考虑提高酸蚀裂缝导流能力和酸蚀裂缝长度,最大限度地改善超深储层的渗流能力。

通过岩板酸刻蚀、酸岩反应动力学、酸蚀裂缝导流能力、酸液性能等室内试验评价,研制形成了成熟的高温胶凝酸体系(15%~20% 盐酸+增效剂+缓蚀剂+铁稳剂+助排剂+胶凝剂+石膏稳定剂/嘉二段选择),该体系具有明显的酸岩反应缓速作用,对井下管柱有很好的缓蚀效果。岩心流动实验表明,该体系能够明显改善岩心渗透率,最大改善倍数可达 26.84 倍。根据超深层酸压需要,优选了溴化锌为主加重剂的无毒环保加重液酸液体系,耐温 160 °C、密度可达 $2.1 \text{ g}/\text{cm}^3$,有效提高了酸压能力。

根据川东北地区气田储层、物性特征及国内外类似储层酸压经验,该地区酸压改造应遵循“大规模、大排量、高泵压”的原则,以“前置液+胶凝酸多级交替注入酸压+常规酸闭合酸化工艺”为主流技术^[10]。针对元坝区块储层埋藏深、破裂压力梯度较高的特点,进一步发展了超深储层改造技术。a. 研究形成了加重酸压工艺技术,通过在注入前置酸之

前采用高密度加重酸液来提高液柱压力,实现在井口施工限压下增加井底压力,以增大压开储层的机率。元坝1井长兴组(7 081.0~7 150.0 m)酸压,采用加重液密度 1.8 g/cm^3 ,增加井底压力50 MPa,井底压力高达212 MPa,创造了储层改造中施工井底压力最高的酸压工艺世界记录;b.研究形成了异常高破裂压力储层的震荡注入酸压工艺,利用快速提高施工压力时产生的“冲击波”(压力峰值是显示值的2~5倍),在储层部位不断释放高应力,实现破裂地层的目的。元坝1-侧1井长兴组(7 330.7~7 367.6 m)酸压改造,在施工限压95 MPa下经反复试挤,震荡6次后成功将储层压开,在井口油压18.9 MPa下获得天然气产量 $50.30 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

4.4 高酸气井生产完井技术

高含硫气田生产完井必须考虑采气井口、井下管柱的腐蚀、冲蚀及作业施工风险,保障气井长期安全生产。通过研究评价,形成生产完井管柱优选、井口装置及安全控制、套管变形井整形完井、长井段射孔等生产完井技术,实现高含硫普光气田的安全投产。

4.4.1 生产完井管柱设计

考虑普光气田为高压、高含硫气田,投产方式应尽量采取起下作业次数少的联作方式,生产管柱均采用酸压生产一体化完井管柱^[2]。在生产管柱上部100 m左右安装抗 H_2S 、 CO_2 腐蚀的井下安全阀,预防井喷失控,保证气井在紧急状况下安全可靠关闭。在产层以上合金钢套管内下入永久性封隔器密封油套环空,保护上部抗硫套管;封隔器下部设计坐落短节,满足封隔器坐封、管柱试压、压力监测等需要;封隔器上部配套滑套,便于封隔器坐封后顶替压井液、返排酸液和紧急情况下循环压井。管柱最下部设计了剪切球座,底部为引鞋。其他井下工具如井下压力、温度测试系统、井下加药设备等,可根据生产需要优化、配套。生产管柱耐温 $150\text{ }^\circ\text{C}$,耐压70 MPa。油管采用VAM TOP螺纹,满足气密与承载要求。

4.4.2 井口装置和安全控制^[2]

普光气田井口各部件必须满足API 6A 19th和NACE MR 0175-2005标准的抗 H_2S 、抗 CO_2 要求,且具备远程控制功能。采气井口装置压力等级选用70,105 MPa。采气树采用双翼双阀十字井口,材料级别为HH级,内衬625镍基合金,在主通径上安装1个安全阀,生产翼上安装笼套式节流阀。

采用井口和井下两级安全阀,可对异常情况实现井口紧急关断。地面安全控制系统能够分别实现对同

一个平台的单井关断和所有气井的同时关断,并根据关断逻辑设置关断地面安全阀(SSV)或(和)井下安全阀(SC ϕ SSV),确保紧急情况下的安全关井。

4.4.3 套管变形井完井技术

汶川大地震诱导嘉陵江组膏盐层蠕变,造成普光气田套管非正常变形。通过国内外调研和研究评价,设计采用“永久封隔器+ $\phi 130\text{ mm}$ 遇油膨胀封隔器”的双封隔器管柱结构,在套管变形井段上下10 m使用 $\phi 88.9\text{ mm} \times 7.34\text{ mm}$ 高镍基合金钢管,提高套变井段油管的抗挤毁强度,确保变形段长期安全生产。永久封隔器坐封在套管变形段上部,遇油膨胀封隔器坐封在合金套管内,密封压力可达35~50 MPa。

对于严重变形井(直径 $<132\text{ mm}$),由于套变位置深(3 900~4 900 m)、钢级高(110SS)、管壁厚(12.65 mm)、井斜度大,将变形套管恢复原状的可能性较小。引进了井下震击整形技术对套管进行适度整形,在保持井筒完整性和密封性的同时,套变直径达到132 mm以上,确保遇油膨胀封隔器下至设计位置。先后完成了3口严重套管变形井的整形,整形量3~8 mm,生产管柱顺利下入完井。

4.4.4 长井段射孔技术

由于普光气田高含 H_2S 和射孔井段长(132.9~838.8 m),开发方案要求“一次射开所有气层,酸压改造,满足单井配产,最大程度动用气田储量”,射孔技术难度和安全风险巨大。通过调研分析和攻关,形成了多级延时、双向双效起爆、纵向和径向减震等一次性深层长井段安全射孔技术;研发了射孔专用防硫材质,采用不同壁厚的组合射孔管柱,解决了射孔器氢脆断裂问题,满足深井、长井段射孔管柱强度要求;形成了具有普光特色的长井段分级延时起爆射孔配套技术。普光气田已完成的37口井射孔施工中,平均单井射孔跨度386 m,平均射孔厚度303.3 m,累计发射射孔弹137 395发,射孔施工成功率、射孔弹发射率均达100%,射孔施工过程安全、顺利,没有发生射孔枪腐蚀断裂、井下落物、硫化氢气体溢出、火工品误爆等安全事故,射孔后酸压试气效果良好。

4.5 井控技术

川东北地区钻井、作业施工中的井控有其特殊性,不确定影响因素多^[11]。主要受到地层高压、高含硫、压力体系复杂、山地救援困难等因素的影响,钻井、作业施工必须保障一次井控的安全。通过开

展井控基础理论研究、建立井控标准规范、配套应用井控装备、应用实时监控技术等,实现了川东北地区钻井、作业的井控安全。

1) 针对川东北地区的井控风险,开展地质、工程因素对井控的影响、天然气溢流环空运移模型、高压高产深井井喷条件下压井方法、压井液密度与流变参数相关性等研究,建立高压高产深井环空气液两相流动的数学模型和压井施工参数、设计方法和准则,为高酸性气田开发井控安全提供了理论支撑。

2) 制定了《川东北天然气井钻井井控技术规范》(Q/SH0205)、《川东北天然气井钻井井控装置配套、安装和使用规范》(Q/SH0206)、《川东北天然气井钻井与井下作业工程安全技术规范》(Q/SH0033)等相关技术标准,规范了井控装备配套、安装、使用维护及井控技术措施。

3) 川东北地区地层压力、含硫量和钻井、作业施工井控安全需要,配套了 70 MPa 或 105 MPaHH 级钻井、作业防喷器组和内防喷工具,根据不同施工工序确定防喷器组合顺序。钻井施工采用双套 105 MPa 压井、节流管汇,作业施工采用四进四出、EE 级 70 - 35 - 35 MPa 三级降压放喷流程,由防喷器组、液压远控房、司控台、压井管汇、泥气分离器、节流管汇、环空监测管汇及内防喷工具等形成井控控制系统。

4) 综合录井仪器的气体检测和工程参数检测技术,对钻井、作业过程中井下情况和地面流体进行及时检测,对 H₂S 溢出、工程异常及时预报、报警,保证施工的安全。

5 应用效果

经过探索和实践,超深高酸气田勘探开发工程技术系列应用于川气东送工程建设取得了良好的效果。累计完成勘探开发钻井 102 口,完成钻井进尺 55.43×10^4 m,累计探明天然气储量 $4\ 318 \times 10^8$ m³;普光气田完成开发井投产 36 口,平均单井产量 80×10^4 m³/d,已累计生产高含硫天然气 32.24×10^8 m³ (截至 2010 年 9 月 15 日)。普光气田钻井平均机械钻速由 1.55 m/h 提高到 2.64 m/h,平均钻井周期由 328 d 下降到 220 d。普光气田开发井投产完井管柱最大下入深度达到 6 220 m,射孔及酸压最大跨度达到 838.8 m,平均酸压胶凝酸用量 577.2 m³,施工破裂压力最高达到 77 MPa。工程建设过程中,没有发生一起 H₂S 泄露、井喷失控等重大工程技术、安全

环保事故。

6 结语

1) 攻关形成的勘探开发配套工程技术,经实践验证了其安全、经济和可行性,能够满足超深高酸性气田勘探开发的需要,实现了国内首个超深高酸性整装气田——普光气田的安全投产运行。

2) 川东北地区超深高酸性气田勘探开发的实践为国内同类气田的开发积累了经验,可提供有益的借鉴。

3) 目前川东北地区勘探开发工程技术要求高,装备、材料投入大,需要加快高抗硫(HH 级)、高压(140 MPa)采气井口及防喷器组、高抗硫镍基合金钢材料等重大装备、材料的国产化应用,降低超深高酸性气田勘探开发成本。

4) 川东北地区工程施工不可预见因素多,安全施工和井控风险大,应加强地层压力预测及井控溢流、硫沉积机理等基础研究,为超深高酸性气田勘探开发提供理论支持。

5) 超深高酸性气田投产后,应加强生产过程中的井控、腐蚀控制、硫沉积防治等技术研究,为超深高酸性气田长期稳定安全生产提供保障。

参考文献

- [1] 何生厚. 普光高含 H₂S、CO₂ 气田开发技术难题及对策[J]. 天然气工业, 2008, 28(4): 82 - 85
- [2] 张庆生, 吴晓东, 魏凤玲, 等. 普光高含硫气田采气管柱的优选[J]. 天然气工业, 2009, 29(6): 91 - 93
- [3] 张智, 周延军, 付建红, 等. 含硫气井的井筒完整性设计方法[J]. 天然气工业, 2010, 30(3): 67 - 69
- [4] 刘新义, 张东清. 川东北地区探井快速钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(3): 37 - 40
- [5] 刘仲华. 川东北地区钻井施工的几点认识[J]. 钻采工艺, 2005, 28(3): 21 - 24
- [6] 牛新明, 张克坚, 丁士东, 等. 川东北地区高压防气窜固井技术[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(3): 10 - 15
- [7] 孙书贞. 普光气田开发井身结构建议和生产套管材质优选[J]. 钻采工艺, 2007, 30(2): 14 - 16
- [8] 侯树刚, 刘新义, 杨玉坤. 气体钻井技术在川东北地区的应用[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(3): 24 - 28
- [9] 聂仕荣, 张文昌. 焚烧炉在普光气田高含硫气井试气中的应用[J]. 天然气工业, 2009, 29(6): 113 - 116
- [10] 赵立强, 李年银, 李文锦, 等. 普光气田大型酸压改造技术[J]. 天然气工业, 2007, 27(7): 4 - 7
- [11] 周世良, 李真祥. 川东北地区高含硫气井井控的特点及其与产层发现和保护的的关系[J]. 南方油气, 2005, 18(2): 30 - 33

(下转 49 页)