

普光“三高”气田安全钻井技术

王春江 杨玉坤 翟建明

(中国石化 川气东送建设工程指挥部, 四川 达州 635000)

摘 要: 普光气田是我国迄今为止发现的最大的酸性整装气田, 具有井深超深和高含硫、高压、高产特性, 且地质环境异常复杂。为了安全、高效开发该气田, 进行了持续的技术攻关。在综合考虑地质、井控、固井质量、开发寿命及钻井成本等诸多因素的基础上, 优化了井身结构设计; 通过研究形成了高抗挤、耐腐蚀、适用于高压气井的管材优选技术; 针对超深、多套压力系统和复杂层位共存于同一裸眼段内, 钻井液安全密度窗口窄, 易发生喷漏同存, 以及“三高”气田井控风险大的情况, 高标准地配备了井控装备和防喷工具, 制定和采取了一系列有针对性的井控特别管理措施; 针对裸眼段长、温差大、安全密度窗口窄、间隙小、压稳与防漏矛盾突出、防气窜难度大、顶替效果差等固井难题, 采用了分段压稳设计, 优选了水泥浆体系, 优化了浆柱结构, 形成了一套适合超深“三高”气田的综合固井工艺技术。普光气田通过综合应用“三高”气田安全钻井技术, 实现了安全钻井, 提高了钻井速度, 保证了固井质量, 确保了气井长期安全生产。

关键词: 钻井问题; 井身结构; 井控; 固井; 水泥浆; 普光气田

中图分类号: TE2 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2011)01-0012-06

Safe Drilling Techniques Applied in Puguang HPHT Sour Gas Field

Wang Chunjiang Yang Yukun Zhai Jianming

(Construction Engineering Headquarter for Gas Transmitting from Sichuan to Eastern China, Sinopec, Dazhou, Sichuan, 635000, China)

Abstract: Puguang gas field is the largest sour gas field ever found in China. It is an ultra-deep formation with complex geological structure, high sulfur content, high pressure and high production rate. For safe and efficient development of the field, a lot of technical researches were conducted. Through the comprehensive study on geology, well control, cementing, effective production period, and costs etc., the well casing program is optimized with consideration of wellbore stability, corrosion resistance and high pressure. Due to the narrow margin between breakdown and fracture breakout pressure gradient, complicated strata system, and high risk of gas well control, high-standard well control equipment and BOP were used and a series of well control measures were adopted. For the problem of long open hole, large temperature difference, narrow safe mud window, small annular clearance, low displacement efficiency, etc., cementing techniques for ultra-deep gas well were used, including stage cementing and optimization of slurry. A comprehensive cementing technique in HPHT sour gasfield was developed. The application of this technique in Puguang gas field ensured the safe drilling, improved drilling speed, ensured the cementing quality and the long-term gas production.

Key words: drilling problem; casing program; well control; cementing; cement slurry; Puguang gas field

川渝地区是我国天然气富集区, 也是井喷事故发生频率最高的地区, 历史上曾发生过多起重、特大井喷事故, 不仅造成了重大的人员伤亡和经济损失, 也严重影响了川东北地区的勘探开发进程。进入 21 世纪以来, 随着钻井技术的发展, 该地区的勘探开发进入了一个新时期, 相继发现了多个大型气田, 普光气田是其中之一。普光气田 H_2S 平均含量 15%, CO_2 平均含量 8%, 原始气层压力平均 55.8 MPa, 平均配产 $80 \times 10^4 m^3$, 是典型的高含硫、高压、

高产的“三高”气田。在钻井期间面临“喷、漏、塌、卡、硬、斜、毒”等诸多施工风险, 若井身结构不合理、套管选型不当或固井水泥不能有效封堵气层, 易发生钻井

收稿日期: 2010-11-25; **改回日期:** 2010-12-25

作者简介: 王春江(1956—), 男, 山东禹城人, 1980 年毕业于胜利石油学校采油专业, 2007 年获石油大学(北京)油气井工程专业硕士学位, 高级工程师, 现任中国石化川气东送建设工程指挥部常务副指挥, 主要从事石油工程技术与管理工作。

联系方式: (0818)4736328, 15928240077@sohu.com

安全事故,甚至发生套管腐蚀、硫化氢泄露等难以处理的重大安全事故。为了保障气田安全、优质、高效开发,井身结构及套管选材、井控和固井工艺等是必须攻克的关键技术,是实现长期安全生产的基础。

1 井身结构设计及套管选材

1.1 井身结构

井身结构设计需要综合考虑地质构造、井控安全、优快钻井、固井质量、成本、开发寿命等多方面因素,其主要任务是确定套管与钻头的尺寸、套管的下入层次和下入深度等。对于普光气田超深、大段盐膏层及“三高”气田地质环境的气井井身结构设计,套管还要满足高抗挤、气密封、耐酸性流体腐蚀等特殊技术要求^[1]。

普光气田在不断总结经验教训的基础上,先后对井身结构进行了多次优化,最终形成了适合普光气田并能满足长期安全生产的井身结构,见表 1。

表 1 普光气田开发井井身结构				
Table 1 Casing program of development wells in Puguang gas field				
开钻次序	钻头尺寸/ mm	套管尺寸/ mm	套管下深/ m	套管下至层位
导管	660.4	508.0	50	遂宁组
一开	444.5	346.1	700~1 800	上沙溪庙组
二开	320.0	273.1	3 500~4 588	雷口坡组
三开	241.3	177.8	5 100~7 006	长兴组(盐膏层 下外加厚套管)

该井身结构的主要特点在于:导管下深 50 m,采用常规固井工艺,解决了导管气窜问题,利于一开采用气体钻井技术钻进。一开下入 $\phi 346.1$ mm 套管,二开采用 $\phi 320.0$ mm 钻头钻进,保证了二开井眼尺寸,降低了技术套管的下入难度,利于提高水泥封固质量;技术套管封过多压力系统、地质构造复杂的陆相地层,把陆相、海相地层有效隔开。三开采用 $\phi 241.3$ mm 钻头钻进,下入 $\phi 177.8$ mm 生产套管,既有效保证了高配产需求,提高了固井质量,又保证了生产套管在钻井过程中不会被磨损;嘉 5 段—嘉 4 段的盐膏层中段选择使用高抗挤外加厚的 $\phi 193.7$ mm 套管(壁厚为 19.05 mm),其抗挤强度高达 134.5 MPa;对于高产井,生产套管串优化为 $\phi 222.3$ mm (200 m) 套管 + $\phi 193.7$ mm 套管(回接) + $\phi 177.8$ mm 尾管(盐膏层段下入 $\phi 193.7$ mm 外加厚套管)复合套管串(见图 1),在不增大井眼尺寸的前提下加大了上部生产套管的内径尺寸,满足下大尺寸采气管串的要求,为高产井提供了必要的条

件,配产达 125×10^4 m³/d。

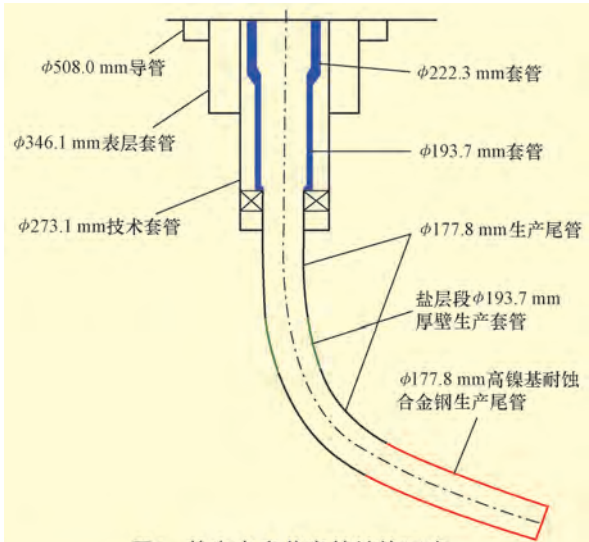


图1 普光高产井套管结构示意图
Fig.1 The schematic diagram of casing program in Puguang gas field

1.2 套管选材

普光气田天然气中 H₂S 的含量高,CO₂ 的含量中等,含有单质硫,地层水矿化度高,管材处于严重的腐蚀环境中,而尤以硫化物应力腐蚀开裂和 H₂S、CO₂ 及单质硫共存条件下的电化学联合腐蚀影响最为严重。为保证安全、长期开发“三高”气田,普光气田通过研究形成了高抗挤、耐腐蚀管材优选技术。

套管选材标准 结合普光地区的储层特点,依据 NACE 和 ISO 相关标准,对日本的住友金属、NKK 和川崎,美国的 Lone Star Steel,荷兰的 DMV 和法国的 Cabval 等公司酸性环境下的油套管选材原则和规范进行了综合分析,制定出了套管选材标准^[2],见图 2 和图 3。

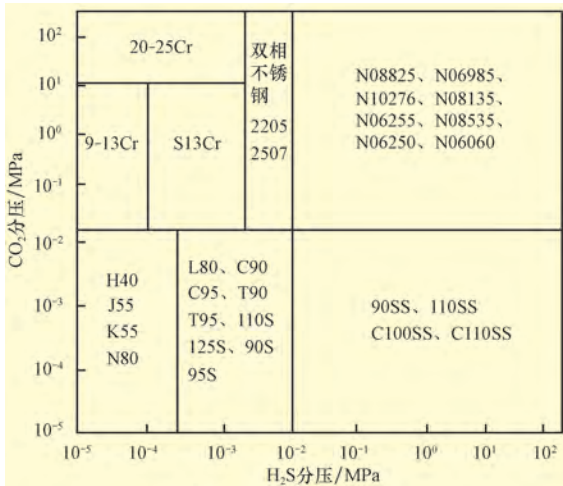


图2 管材选用分析
Fig.2 The analysis chart of tubing selection

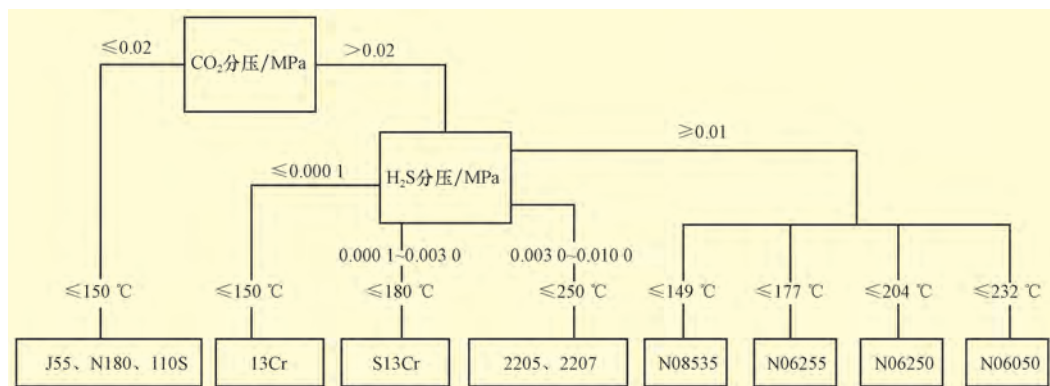


图3 管材选用流程

Fig.3 The flow diagram of tubing selection

套管选材方案^[3] 普光气田管材选择方案综合考虑了钻井、采气及产层改造等工艺的要求。对于生产套管,不仅要考虑地层孔隙压力对套管强度的影响,还要考虑能承受长期开采过程中气体可能进入套管与油管环空所产生的内压力,以及在井下高温、高压情况下地层流体等对生产套管的腐蚀破坏等一系列因素。结合普光气田 H_2S 最高分压 9.65 MPa, CO_2 最高分压 6.5 MPa, Cl^- 质量浓度 15 000 mg/m^3 , 气藏温度 120~133 $^{\circ}\text{C}$ 等储层特征, $\phi 177.8$ mm 生产套管在气层顶以上 200 m 至井底采用了钢级分别为 SM2242-110、VM825-110、TN028, 壁厚 12.65 mm 的高镍基耐蚀合金钢气密封扣型套管, 其他井段采用 110SS 高抗硫气密封扣型套管。 $\phi 273.1$ mm 技术套管选用钢级 P100SS 或 P100TS、壁厚 13.84 mm 或 12.57 mm 的抗硫气密封扣型套管。表层套管选用钢级 N80、壁厚 9.65 mm 的常规扣型 $\phi 346.1$ mm 套管。各层套管从材质上保证了安全,可以满足长期生产需要。

2 井控技术

普光气田气井超深又具有“三高”特性,难以通过调整井身结构满足封隔复杂层位的要求,同一裸眼段内不可避免地存在多套压力系统和复杂层位;产层压力高,酸性气体含量高,不仅易对人身造成危害,对井控装备和工艺要求也高;钻井液安全密度窗口窄,易发生喷漏同存;气体溢流突发性强,允许操作反应时间短;产层性质具有多样性,存在裂缝性和孔隙性气层;地面交通条件差,生产组织和应急救援实施困难,一旦发生井喷后果将难以预料。针对上述难题,在开发建设期间,制定了“立足一次井控,强化二次井控,避免三次井控”的井控工作指导思想,完善了“三高”气田的井控技术。

2.1 井控装备配套及技术要求^[4-5]

井控装备是二次井控的关键和基础,因此根据所钻地层最高地层压力,地层流体性质及高产特性高标准配备井控装备。

防喷器组 普光气田开发井防喷器组采用四闸板防喷器+环形防喷器组合,组合顺序自上而下分别为 35 MPa 环形防喷器+70 MPa 半封闸板防喷器+70 MPa 剪切闸板防喷器+70 MPa 全封闸板防喷器+70 MPa 半封闸板防喷器+双四通+套管头。在材质防腐要求上,要与地层含腐蚀性流体情况相匹配,海相钻井选择 HH 或 FF 级,陆相选择 EE 级。

套管头 套管头采用整体式结构,表层以下的连接到井口的套管均采用套管头坐挂密封的形式。悬挂方式主要采用芯轴式悬挂(萝卜头),并配备应急卡瓦。套管头的额定压力级别要不低于下一开次防喷器组,并考虑能满足进一步采取增产措施和后期注水、修井作业的需要。套管头材质及防腐级别:套管头下四通材料级别 DD-NL,上四通材料级别 FF-NL,芯轴悬挂器材质要求为 HH 级(INCONEL 718),以满足同时抗 H_2S 和 CO_2 腐蚀的要求。

节流、压井及放喷管汇 开发井采用单节流管汇,采用楔形节流阀,其压力等级、组合形式和防腐要求应与防喷器相匹配,主通径 ≥ 103.0 mm,节流管汇与四通平直连接,不允许用弯头连接。压井管汇的压力等级和连接形式应与防喷器相匹配。采用双向放喷管线 4 条,并从互为大于 90° 夹角的两个方向接出,其通径不小于 103.0 mm,接至离井场 100 m 远的放喷池。保证有三种有效点火方式。防喷、放喷管线使用抗硫材质管线,采用标准法兰连接,不准在现场焊接。液气分离器罐内径不小于 1 200 mm,额定工作压力不小于 1.6 MPa,进液管线内径

不小于 152.4 mm,排液管线内径应大于进液管线内径,排气管线内径不小于 203.3 mm。

辅助防喷工具 配备钻具内防喷工具,包括方钻杆上下旋塞阀、钻具止回阀、钻杆回压凡尔抢装工具、箭形止回阀、井底式浮阀和防喷钻杆。钻具内防喷工具的额定工作压力不小于井口防喷器额定工作压力。钻台上配备与钻具尺寸相符的钻具止回阀或旋塞阀。钻台斜跑道上准备一根防喷钻杆单根(带与钻铤连接螺纹相符合的配合接头和钻具止回阀)。配备与钻杆尺寸相符的钻杆死卡各 1 套并拴好绳索。安装钻杆防提断装置。当使用螺杆钻具或在漏层中钻进时,使用旁通阀。

2.2 井控技术特别管理措施

调整钻井液性能和钻井参数是一次井控的关键,如果基础工作做得好,开发井井控安全是可以实现的。在严格执行常规井控制度外,针对普光气田的特点,又制定了相应的特别措施:

1) 强化二开及以后开次和钻开油气层前的验收制度,甲乙双方分别由局级副总师以上的领导带队进行检查、验收;限期整改检查、验收中存在的井控问题,验收不合格不准开钻;做好防喷演习和防硫化氢演习,基本做到每个钻井班组每月 4 次不同工况的防喷演习,钻开产层前进行企业和地方的防硫化氢联合演习。

2) 储备足量的轻重钻井液和堵漏材料,当钻开高压含硫气层时,能够及时压井,防止硫化氢溢出。现场应储备高于钻进时最高密度 0.2 kg/L 以上的高密度钻井液,储备量应不少于井筒容积的 1 倍,并储备加重剂不少于 500 t。对易漏失井应储备与所用钻井液性能相同的钻井液和堵漏材料,钻井液储备量应是井筒容积的 1 倍,堵漏材料应储备 2 次用量以上。所储备钻井液应按规定循环、维护。配备自动加重装置。

3) 防硫钻具。高含硫井在钻进海相地层前,在上部必须使用不少于 3 000 m 的防硫钻具,待钻地层压力偏大或具有不可预见性的施工井,防硫钻杆的使用深度要适当增加。

4) 钻井液防硫化氢腐蚀技术。钻含硫化氢气层时钻井液中应添加除硫剂、缓蚀剂,控制钻井液 pH 值大于 9.5,必要时提至 10.5 以上。

5) 电测、固井作业中的防喷工作。油气上窜时间需满足安全测井或下套管需要。电测前井内情况应正常、稳定,若电测时间长,应考虑中途通井循环

再电测。下套管前,换装与套管尺寸相同的防喷器闸板。固井过程(起钻、下套管、固井)中应保证井内压力平衡,尤其应防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡破坏,导致溢流甚至井喷。

3 固井技术

普光气田气井固井面临着温差大、安全密度窗口窄、裸眼段长、间隙小、防气窜与防漏以及高酸性环境下水泥环与工具附件防腐等难题,保证固井质量难度极大。据统计,普光地区探井固井质量不是很好,其中表层套管固井一次合格率为 84.6%,技术套管固井一次合格率 46.2%,生产套管固井一次合格率 78.6%。固井质量是气田特别是高酸性气田长期安全勘探开发的重要保障,是必须解决的关键技术。几年来,通过优选水泥浆体系和固井工具,优化固井工艺,基本解决了制约该地区高酸性气田勘探开发的固井难题,保证了“三高”气田的固井质量。

3.1 防气窜固井技术

防气窜固井技术包括浆体的压稳设计、水泥浆性能要求及水泥浆体系优选等方面。通过优化环空内水泥浆柱的结构和组成,优选合适的防气窜水泥浆体系,提高其性能要求,形成了一套适合川东北地区酸性气田超深井高压防气窜的综合固井技术。

3.1.1 分段压稳设计

普光气田在同一裸眼井筒中往往同时存在高压和易漏层,因此压稳和防漏的矛盾比较突出。达到既压稳又防漏的水泥浆密度窗口比较窄,甚至难以兼顾。为了解决这一矛盾,在地层承压堵漏效果有限的情况下,采用了新型分段压稳设计模型。其关键是进行水泥浆性能设计时,根据漏层、气层位置及封固段长度,合理确定领浆和尾浆的密度、性能和封固段长,发挥领浆的压稳作用,使尾浆与领浆的静胶凝强度呈阶梯状发展,即尾浆的静胶凝强度在达到 240 Pa 时,领浆的静胶凝强度要小于 48 Pa;通过对水泥浆进行分段分析,根据不同段水泥浆的水化状态,来计算静胶凝强度发展的临界值,然后计算各段的静液压力损失,累积后计算水泥浆柱对气层的压稳系数,避免盲目过压稳或欠压稳^[6]。

3.1.2 优选防气窜水泥浆体系

防气窜水泥浆体系要求在大温差下具有较小的滤失量、较好的稳定性、较低的渗透性、直角稠化、水泥石收缩提高弹性的性能,使水泥浆具有很强的阻力来阻止气体进入水泥环的能力,且水泥石不易受到冲击载荷的破坏,保持水泥环的完整性。根据对水泥浆性能的要求,分别优选出了适用于普光气田的胶乳、FSAM 非渗透和胶粒非渗透等防气窜水泥浆体系。

3.2 防漏固井技术

普光气田的陆相地层上沙溪庙组、自流井组、须家河组地层较厚,砂岩、泥岩互层频繁,地层倾角大,并且部分夹有煤层,裂缝发育。三叠系嘉陵江组、飞仙关组和长兴组地层缝洞发育,地层压力较低。由于裸眼段长、环空间隙小,存在地层承压能力低、钻井液和水泥浆流动阻力大等因素,注水泥过程中或注水泥完成后易发生井漏,造成固井水泥浆在环空返高不够,气层无法压稳,发生气窜甚至井喷。固井时采取的防漏技术主要有:

纤维防漏水泥浆 所优选的堵漏纤维由 5、10 mm 等不同长度纤维搭配,当堵漏纤维与水泥浆混合体进入漏层时利用不同尺寸纤维自身所具有的搭桥成网和不同级配固相颗粒的填充特性形成“滤网结构”,增加水泥浆体的流动阻力,借助于水泥浆的水化胶凝作用和未水化固相颗粒的填充作用,达到堵漏和提高地层承压能力的目的。同时还可提高水泥浆径向剪切应力,改善水泥环抗冲击的韧性,提高固井质量。

调整钻井液性能及采用导浆 调整钻井液性能,适当降低钻井液的黏切,能够有效降低循环摩阻,降低顶替压力,从而降低发生井漏的可能性。另一方面,由于井眼稳定和压稳要求,很多井在固井施工前因其钻井液性能不能完全满足固井要求,所以要采用符合固井设计要求的、性能较好的钻井液作为先导浆。先导浆在降低井筒污染的同时,也能够起到提高水泥浆顶替效率、降低循环摩阻、降低固井漏失的作用。

低密度固井 对于部分地层承压能力非常低的井,承压堵漏无效后,可以通过调整水泥浆的密度和提高低密度封固界面,来降低全井的井筒压力,防止固井过程中出现漏失。为保证平衡固井,在井底压力超过 40 MPa 的重点井中,选用 3M 玻璃微珠作为减

轻剂,避免因漂珠破碎而导致水泥浆密度增大^[7]。

采取工艺措施减少水泥浆漏失 采用双级固井、控制套管下放速度、变排量顶替以及控制井口压力等工艺措施减少固井漏失的发生。

正注反挤固井工艺 对于部分井段漏失严重或下套管发生漏失的井,在采取堵漏措施无效后,根据漏层特征可直接采取“正注反挤”固井工艺,以最大限度地封固目标。

3.3 提高顶替效率

通过提高套管居中度,强化井眼准备,调整钻井液性能,使用好前置液和先导浆,调整水泥浆流变参数实现有效层流、塞流或紊流-塞流复合顶替模式,利用模拟软件优选固井施工参数等技术措施,改善和提高水泥浆的顶替效率,提高固井质量。

3.4 水平井固井技术

强化通井方案,采用“套管抬头”工艺,确保水平井套管顺利下入;采用聚酯刚性扶正器和螺旋刚性扶正器间隔安装的方式,并确定不同井段合理的扶正器安装间隔,提高套管居中度,提高顶替效率。

4 应用效果

在国内尚无成功开发整装超深高酸性高产气田的情况下,通过优化井身结构、优选管材、配套完善井控装备、提高固井质量等技术攻关,安全、优质、高效地开发了普光气田。普光气田已钻成 38 口开发井,钻井总进尺 228 974.43 m,平均完钻井深 5 974.09 m,平均建井周期 284.61 d,平均钻井周期 219.97 d,平均机械钻速 2.64 m/h。与普光气田的探井相比,平均井深基本持平,平均建井周期缩短 108.39 d,平均钻井周期缩短 112.80 d,平均机械钻速提高了 0.99 m/h。整个生产过程未发生氢脆断钻具、硫化氢泄露和井喷等井下故障。技术套管固井一次合格率 94.7%,补救合格率 100%,优质率 34.2%;生产套管固井一次合格率 100%,优质率达到了 89.2%。与探井相比,生产套管固井合格率提高了 21.4%。同时经普光气田投产验证,未发现套管环空气窜现象。

5 结论和建议

1) 普光气田开发井采用三开井身结构,在保障

安全的前提下,提高了钻井速度。三开采用 $\phi 241.3$ mm 钻头钻进,下入 $\phi 177.8$ mm 生产套管,既达到了保护高镍基套管的目的,也提高了固井质量。

2) 技术套管采用高抗硫材质,生产套管封隔器以下采用高镍基抗蚀套管,确保了气井长期安全生产。

3) 形成和完善的井控装备配套和井控工艺措施有效保障了“三高”气田的安全钻井。

4) 固井配套技术较好地解决了“三高”气田复杂压力气井的固井技术难题,保证了固井质量。

5) 经投产施工及生产实践验证:在普光气田形成的安全钻井技术能够满足超深“三高”气田安全、优质、高效开发的要求,建议进一步总结完善后在川东北地区推广应用。

参 考 文 献

- [1] 杨玉坤. 川东北地区深井井身结构优化设计[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(3): 33-36.
Yang Yukun. Deep well casing structure optimization in Northeast Sichuan Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(3): 33-36.
- [2] Q/SH 0015—2010 含硫化氢含二氧化碳气井油套管选用技术要求[S]. 北京: 中国石化出版社, 2010.
Q/SH 0015—2010 The choice technical requirements for cas-

- ing and tubing pipes in gas wells including hydrogen sulfide and carbon dioxide[S]. Beijing: China Petrochemical Press, 2010.
- [3] 王春江, 杨玉坤. 普光气田钻井井身结构优化设计及管材优选技术[J]. 中国工程科学, 2010, 12(10): 39-43.
Wang Chunjiang, Yang Yukun. The optimization techniques of well structure design and tubing selection for Puguang Gas Field[J]. Engineering Sciences, 2010, 12(10): 39-43.
- [4] AQ 2012—2007 石油天然气安全规程[S]. 北京: 煤炭工业出版社, 2007.
AQ 2012—2007 Safety specification for petroleum & gas [S]. Beijing: China Coal Industry Publishing House, 2007.
- [5] Q/SH 0033—2009 川东北含硫化氢天然气井钻井与试气作业工程安全技术规范[S]. 北京: 中国石化出版社, 2009.
Q/SH 0033—2009 Safety technique specification of gas well drilling and gas testing for gas wells involving hydrogen sulfide in Northeast of Sichuan [S]. Beijing: China Petrochemical Press, 2009.
- [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.
Niu Xinming, Zhang Kejian, Ding Shidong, et al. Gas migration prevention cementing technologies in Northeast Sichuan Area [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(3): 10-15.
- [7] 罗杨, 陈大钧, 许桂莉, 等. 高强度超低密度水泥浆体系实验研[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(5): 66-71.
Luo Yang, Chen Dajun, Xu Guili, et al. Lab experiment on high-intensity ultra-low-density cement slurry [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(5): 66-71.

塔里木油田深井分层注水技术取得新突破

2009 年,塔里木油田首次在轮南 2-3-14 井进行了超深层偏心分层注水试验,并获得成功,实现了由以前一口注水井只为一层注水转变为向多层注水,有效解决了低渗油藏细分层系注水难题,激发了外围 3 口井的“活力”。此后,塔里木油田在轮南先后在 6 口井成功进行了分层注水施工,均实现了一口注水井多层注水。

后来,塔里木油田扩大分层注水试验区域,在东河油区推广分层注水试验,并确定东河 1-4-7 井为首口试验井,对其井深达 5 920 m 的一二岩性段进行分层注水。针对分层注水层位深、完井工具须耐高温抗高压,两岩性段间夹层小、封隔器卡层作业难度大、岩性段物性差等难题,塔里木油田优化工程施工方案,增加了套管找堵漏工序,在下入分层完井管柱之前增加酸化工序,对物性差的一岩性段进行储层改造,同时在下分层完井管柱之前进行了精确计算,以确保一二岩性段之间的封隔器卡层准确。在完井工具选择上,将偏心配水器的外径从 114 mm 增至 116 mm,承压能力从 35 MPa 增至 50 MPa。同时增添一台试井车,重新定制了耐高温、高压的电子压力计和电磁流量计,满足了投捞测试的需要(10 次深井投捞,成功率达 100%)。

东河 1-4-7 井日注水 118 m^3 ,注水合格率达 100%。该井分层注水成功,说明该油田已成熟掌握深井分层注水、分层测试及酸化的分层注水工艺技术,解决了低渗油藏细分层系注水难题。并且,对有效加强中、低渗层渗透层的注水强度,解放低渗、超深油层,增加水驱动用储量,提高对应油井增油效果,有了强有力的技术支撑。试验井东河 1-4-7 井的井深达 5 920 m,也创造了目前国内油井最深的分层注水新纪录。