元坝气田超深高含硫生物礁气藏高效开发技术与实践

刘成川　柯光明　李　毓

中国石化西南油气分公司勘探开发研究院

摘　要　四川盆地元坝气田上二叠统长兴组气藏具有埋藏超深、高温高压高含硫及地形地貌复杂等特点，天然气开发工作面临着直井产能偏低与如何有效提高单井产能、开发方案抗风险能力弱与如何实现降本增效、地面工程条件复杂与如何绿色安全开发等突出矛盾。为此，从积极开展先导试验、积极组织技术调研、创新管理运行机制、精心组织科研攻关、科学编制开发设计、精心组织工程施工、强化严细管理等 6 个方面推进元坝气田开发建设，攻关形成了超深层小礁体气藏精细描述、小礁体底水气藏水平井部署优化、超深高含硫气藏水井平钻完井、高含硫气藏天然气深度净化及高含硫气田安全生产控制等技术，建成了全球首个埋深近 7 000 m、年产 40×10^8 m^3 混合气的超深层高含硫生物礁大气田和具有中石化自主知识产权的天然气净化厂，实现了元坝气田的安全生产和效益开发。结论认为，元坝气田的高效安全开发为盘活更多的超深高含硫天然气资源开辟出一条成功的路径，所形成的先进管理理念和技术创新成果可为同类型气田的开发提供有益的借鉴。

关键词　高效　开发　超深　高含硫　生物礁　四川盆地　元坝气田　晚二叠世

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2019.S1.025

0　引言

四川盆地元坝气田构造位置位于川北坳陷北东向构造带与仪陇—平昌平缓构造带之间，是国内外已建成开发的、埋藏最深的超深层高含硫生物礁气藏 [1-6]。从 2007 年发现元坝气田开始，到 2016 年全面建成投产，经过近 10 年的不懈努力和持续攻关，形成了系列超深层高含硫生物礁气藏开发关键技术，建成了全球首个埋深近 7 000 m、年产 40×10^8 m^3 混合气的大气田和具有中石化自主知识产权的净化厂，实现了元坝气田的安全生产和高效开发 [7]。笔者系统总结了元坝气田开发过程中在气藏精细描述、气田高效开发、气田安全控制等领域面临的困难、挑战、对策，以及攻关形成的超深高含硫生物礁气藏高效开发系列技术，以期为同类气田的开发提供借鉴。

1　气藏地质特点

与国内其他深层、高含硫气田相比 [8-9]，四川盆地元坝气田长兴超深层高含硫生物礁气藏具有如下特点：①气藏埋深近 7 000 m，已完钻井平均井深约 7 200 m。②高温、高压、高含硫化氢。气藏温度平均约 150 ℃，平均压力约 70 MPa，硫化氢平均含量约 5.5%。③生物礁发育复杂。纵向上发育多期生物礁，平面组合叠置方式不一；单个生物礁发育规模小，礁顶面积平均约 1.0 km^2；生物礁储层平均厚度薄（约 58 m）、物性差（平均孔隙度为 4.8%、平均渗透率为 1.0 mD）、非均质性强（渗透率变异系数平均为 48.6）。④天然气组分复杂。硫化氢平均含量为 5.5%，二氧化碳平均含量为 6.5%，甲硫醇平均含量为 172 mg/m^3，羰基硫平均含量为 144 mg/m^3，总有机硫平均含量为 582 mg/m^3。⑤流体分布复杂。同一礁带、礁群内不同生物礁体气水界面不一致。⑥压力系统复杂。纵向上发育多套压力系统，不同地层之间压力变化大。⑦地理位置复杂。气田处于川东北海拔 600 m 左右的山区，地势不平且河流较多 [7]。

基金项目：中国石化“十条龙”科技攻关项目“高含硫气藏提高采收率技术”课题二“礁滩相气藏剩余气分布规律研究”（编号：P18062-2）、“十三五”国家科技重大专项“超深层复杂生物礁底水气藏高效开发技术”（编号：2016ZX05017-005）。

作者简介：刘成川，1966 年生，教授级高级工程师；主要从事气田开发综合研究工作。地址：（610041）四川省成都市高新区吉泰路 688 号。E-mail: liuchengchuan.xnyq@sinopec.com

2　开发面临的挑战与对策

2.1　气田开发面临的挑战

2.1.1　地质规律认识不清，礁滩气藏储层表征难度大

2.1.1.1　礁滩储层发育模式认识不明

长兴组主体为位于开江—梁平陆棚西侧的缓坡型台地边缘礁滩相沉积[10-13]，气藏含气面积近 600 km^2，生物礁具有垂向多期叠置、平面发育规模小、分布散的特点[13-14]，不同期次礁、滩体之间、同一期次礁、滩体之间、同一礁、滩体内部储层发育差异大。在如何确定礁滩相白云岩储层形成机理、主控因素并建立发育模式，进而指导开发选区及井位部署等工作上面临巨大的挑战。

2.1.1.2　储层及流体精准预测难度大

长兴组礁滩相储层厚度薄、不同类型储层纵向及平面变化大（图 1），且由于埋藏超深，地震剖面上可分辨的储层厚度约 40 m，优质Ⅰ＋Ⅱ类储层与泥岩、Ⅲ类差储层与致密灰岩波阻抗叠置严重、生物礁内部储层非均质性强，如何预测优质Ⅰ＋Ⅱ类薄储层、剔除泥灰岩，准确识别和预测Ⅲ类储层面临巨大的挑战。同时气藏复杂的气水分布特点给流体的准确预测带来了巨大挑战。

2.1.2　早期直井产能偏低，有效提高单井产能难度大

元坝气田长兴组气藏在早期测试的 8 口直井中，除 S1 井外，其余 7 口井测试无阻流量普遍偏低。如何提高单井产能主要面临三个方面的挑战。

2.1.2.1　如何制定科学的开发井网系统难度大

面对礁带、礁群、礁体之间及礁体内部储层非均质性强的特点，如何采用科学的开发井网系统是提高单井产能面临的首要环节。如何制定科学的开发井网系统面临的挑战主要包括两个方面：①优选最优部位部署井点；②确定合理的开发井网系统，控制底水锥进、提高储量动用程度。

2.1.2.2　如何做好适时轨迹优化与控制难度大

面对成礁期次多、礁体小、储层薄、埋藏超深及高温高压的复杂地质特征与工程条件，如何做好随钻跟踪，适时进行井轨迹优化调整与准确控制，提高长水平段水平井优质储层钻遇率、实现油气成果最大化是提高单井产能面临的又一巨大挑战。

2.1.2.3　超深长水平段水平井酸化改造难度大

长兴组气藏主力产层厚度薄、非均质性强的特点决定了气藏开发需要采用水平井为主的开发方式，同时由于埋藏超深、钻井周期及完井后暂封时间长，储层污染严重。超深长水平段储层酸化在准确、均匀铺置酸液有效解除钻井液对储层的伤害与深度改造工艺两个方面面临巨大的挑战。

2.1.3　方案抗风险能力弱，如何实现降本增效难度大

2.1.3.1　超深水平井全井段优快钻井难度大

超深、上覆地层压力系统复杂、钻井周期长，同类型气田实施水平井国内外尚无成功先例，安全优快钻井面临极大挑战，这将直接影响开发进程和投资效益。

2.1.3.2　抗硫物资和关键设备国产化难度大

进口抗硫物资及设备价格昂贵、供货周期长，是制约高含硫气田高效开发的瓶颈，打破国外技术封锁，实现抗硫物资和设备国产化面临极大挑战。

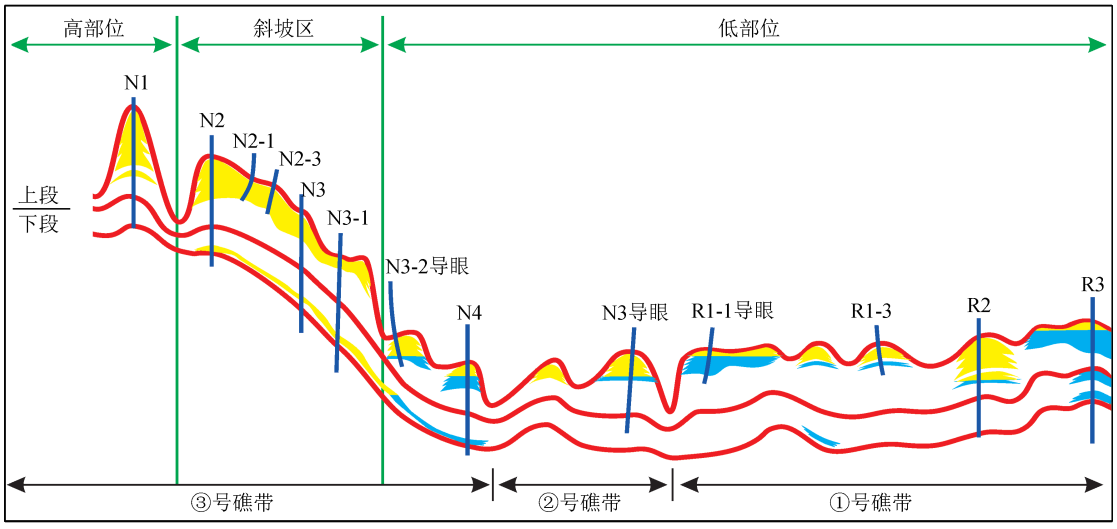

图 1　元坝气田长兴组气藏气水分布模式图

2.1.4　地面工程条件复杂，气藏绿色安全开发难度大

2.1.4.1　高含硫酸性天然气深度净化难度大

天然气组分复杂，高含硫化氢和有机硫，硫化氢浓度大于 50 000 mg/L，总有机硫达 582 mg/m^3，常规脱硫溶剂与净化技术的脱硫效率低，高含硫天然气（酸气）深度净化面临极大挑战。同时，在尾气排放要求严的今天，环境保护面临极大挑战。

2.1.4.2　复杂山区湿气集输安全控制难度大

气田位于川东北复杂山区及长江上游水源保护地，地貌复杂，人口稠密，环保要求高；气田分布范围广、集输管线长，大范围、长距离湿气输送给集输环保带来挑战，安全控制难度大。

2.2　开发思路与对策

2.2.1　总体思路

元坝气田开发建设的重要性以及面临的巨大挑战，决定了气田的开发必须按照“科学规范、安全高效、绿色低碳、和谐一流”的思路，以创新管理模式为基础、以创新理论和技术为支撑、以“打造一流酸性气田、创建国家优质工程”为目标、以质量和效益为核心、以安全为保障，推进气田开发建设。

2.2.2　主要对策

针对元坝气田开发面临的世界性难题，开发工作提前介入，在积极开展先导试验、系统测试与短期试采的同时，组织国内外超深高含硫气田开发技术调研，创新决策、管理、科研与控制运行模式，形成了“集团化决策，项目化管理，集成化创新，精神化传承”的元坝项目管理模式，针对开发面临的难点开展理论和技术攻关，创新形成了一套高效、安全的超深层高含硫生物礁气田的开发关键技术系列[15-16]，解决了元坝气田产能建设中的主要技术难题，为元坝气田的安全高效开发提供了技术支撑。

3　主要开发实践

3.1　积极开展先导试验、推进开发准备

3.1.1　优选先导实验区部署先导试验井

在已有勘探成果的基础上，优选已提交了探明储量的 R2—T1 井区作为先导试验区，并于 2009 年 7 月在区内同时部署了 R3、T2 两口开发先导试验井，以验证元坝地区长兴组礁滩相储层分布规律与地震响应模式，评价储量规模和单井产能，并探索超深长水平段水平井开发的工程工艺技术。

3.1.2　强化系统测试和短期试采

受高含硫化氢影响，元坝气田早期测试主要采用单点测试方式，单个工作制度开井时间短，产量和压力波动大，井底流压未达到稳定，关井恢复时间较短，对于渗透性较差的长兴组储层压力恢复不充分，这些因素都直接影响产能评价的结果。为进一步落实单井产能，中国石油化工股份有限公司（以下简称中国石化）积极组织、强化单井系统测试和短期试采工作。2010 年 10 月 19 日至 11 月 3 日，采用 4 个工作制度对 N1 井进行了系统测试，之后开展了焚烧试采，配产 41×10^4 m^3/d、32×10^4 m^3/d，井口油压稳定在 44、47 MPa，初步表面该井具备 40×10^4 m^3/d 的稳产能力。

3.2　积极组织技术调研、指导开发评价

为更好、更快推进元坝气田开发工作，积极组织开展国内外超深高含硫生物礁气田开发技术调研。2011 年 11 月，中国石化油田勘探开发事业部组织了历时 10 天的澳大利亚现代生物礁考察。考察内容是澳大利亚东部海域现代珊瑚生长环境、生物礁微相沉积特征、现代礁与古代西澳泥盆系礁对比分析。考察取得了丰硕成果，对生物礁生长模式、沉积微相展布及储层发育主控因素研究具有重要的指导意义。

3.3　创新管理运行机制、推进元坝会战

为加快元坝气田开发节奏，提高元坝气田开发效益，2009 年 5 月中国石化成立了集团公司一体化领导小组，统一指导、组织、协调和部署勘探评价和开发准备工作，并提出了明确要求：勘探评价工作不仅要满足提交探明储量资料录取的要求，还要为开发评价、探井利用等提供依据；开发准备工作要提前开展，加快部署开发评价井，落实气藏开发建产潜力，探索适合气藏地质特点的钻、完井工艺技术。2011 年 8 月中国石化成立了集团公司产能建设领导小组，构建了集团总部决策、天然气工程项目管理部督导、中国石化西南油气分公司（以下简称西南油气分公司）监管、元坝项目部组织实施的项目管理与控制体系；从项目可行性研究、方案设计、计划调整、过程决策到组织实施，运用“集团化决策、项目化管理”的新体制、新模式，推进气田高效开发。

3.4　精心组织科研攻关、实施集成创新

针对元坝气田开发建设中的难点和挑战，以问题为导向、以攻关团队为支撑、以强化一体化研究

为抓手，实施集成化创新，攻关超深高含硫生物礁气田高效开发理论关键技术。

3.4.1 以问题为导向，明确攻关方向与技术路线

为做好元坝气田高效开发技术攻关和技术准备，在科学认识元坝气田复杂地质特点与工程条件、认真梳理开发存在问题和难点的基础上，以问题为导向，明确攻关方向和技术路线，确定了 1 个国家科技重大专项和 9 个省部级科技攻关项目。

3.4.2 以攻关团队为支撑，开展多学科联合攻关

以上述 1 个国家科技重大专项和 9 个省部级科研项目为基础，逐步形成并建立了为元坝气田开发建设服务的多学科联合攻关团队。这个团队以中国石化西南油气分公司为主体、以中国石化科研院所为核心、汇集了成都理工大学、西南石油大学、四川大学等多家院校的技术力量。

3.4.3 以强化一体化研究为抓手，实施集成创新

一体化研究是缩短气藏评价周期、客观认识气藏、科学开展产能建设的必然选择，其内容包括地质与地球物理、地质与工程、科研与生产一体化。

地质与地球物理一体化贯穿于气藏描述、方案编制与优化调整的全过程，其目的是不断提高储层预测精度、科学编制开发方案、合理部署井位并不断优化，确保实现地质目的。地质与工程一体化贯穿于井位部署与钻、完井施工的全过程，其目的是减少工程复杂程度、确保钻井成功率、提高储层钻遇率和单井产能。科研必须服务于生产是科研与生产一体化的基本内涵，它贯穿于气田开发生产全生命周期。

中国石化通过持续强化的一体化研究为抓手，坚持自主创新、引进吸收再创新，实施集成化创新，攻关超深高含硫生物礁气田开发理论和关键技术，解决了元坝气田产能建设中的主要技术难题，为元坝气田的安全高效开发提供了技术支撑，保障了气田高效开发。

3.5 科学编制开发方案、实时跟踪优化

开发方案是指导油气田开发的指导性技术文件，是气田开发工程项目成败和效益的关键，是气田产能建设的重要依据，气田投入开发必须要有正式批准的开发方案。中国石化高度重视元坝气田开发方案的组织、论证、编制和审查工作。为确保开发方案设计的超前性、科学性和指导性，一方面，以中国石化西南油气分公司为主体、以中国石化上游科研院所为核心的开发设计专业队伍，根据集成化创新攻关成果，按照“先礁后滩、整体部署、分步实施、滚动调整”的总体原则和分期建成产能目标的思路，基于一体化平台开展专项论证。二是强化跟踪开发井实钻资料，不断深化构造、储层发育分布模式与气水分布规律、储量动用情况等认识，适时调整钻井轨迹，优化开发设计与井位部署，力争“少井高产”，保证气田开发效益。三是采用多种机制严格控制方案设计与施工质量，以专家组论证审查为主要形式，建立了严格的开发设计两级审查机制，即“西南油气分公司—股份公司油田部”两级审查机制，充分发挥国内外石油天然气上游领域专家队伍的技术把关作用和中石化主管部门的组织保障作用，确保气田开发设计科学合理、应用技术先进实用，安全保障措施切实可行。

3.6 精心组织工程施工、强化严细管理

围绕“打造一流酸性气田、创建国家优质工程”目标，策划整体国家级创新先进工程，严格控制施工质量。健全项目部→业务部室→工程监理→施工单位四级质量管理体系，推行第三方责任监理模式；从严格合同管理入手，抓好承包方质保体系，提高工程建设质量的自控性。严格工程控制程序，严格工序作业标准规程，对每道工序做到严格检测，认真分析，正确判断和措施纠偏。抓好隐蔽工程、关键工序旁站监理制度的落实，强化现场质量跟踪签认和隐蔽工程监理评价，严把工序效果质量。试采集输管线一次焊接合格率 98.7%，净化厂工艺管线一次焊接合格率 98%。

4 攻关形成的系列高效开发技术

4.1 超深层小礁体气藏精细描述技术

4.1.1 复杂小礁体气藏单礁体及礁群发育模式

生物礁在垂向上可分为礁基、礁核、礁盖，在横向上可分为礁前、礁顶、礁后，元坝地区长兴组生物礁发育单期礁和双期礁两种类型。在分析单期礁储层发育特征的基础上，根据礁盖包络振幅与阻抗的变化、内部复波反射特征及礁体间的截切关系，分析生物礁生长方式，建立了该区长兴组 5 种礁群发育，分别是垂直礁带方向的进积型与退积型，顺礁带方向的并列型、迁移型与复合叠加型。不同模式下单礁体叠置方式及储层分布特征为礁体刻画、储层预测、开发井部署和井轨迹优化等提供了重要支撑。

4.1.2　礁体刻画、储层预测及含气性检测技术

以生物礁发育与储层分布模式为指导，综合采用古地貌分析、瞬时相位、频谱成像和三维可视化等技术，对礁带、礁群和单礁体展布进行精细刻画；元坝地区长兴组礁相区可分为 4 条礁带和 1 个礁滩叠合区，进一步精细刻画为 21 个礁群和 90 个单礁体，单礁体礁顶面积 1 km^2 左右（图 2）。

在单礁体识别与精细刻画的基础上，综合应用

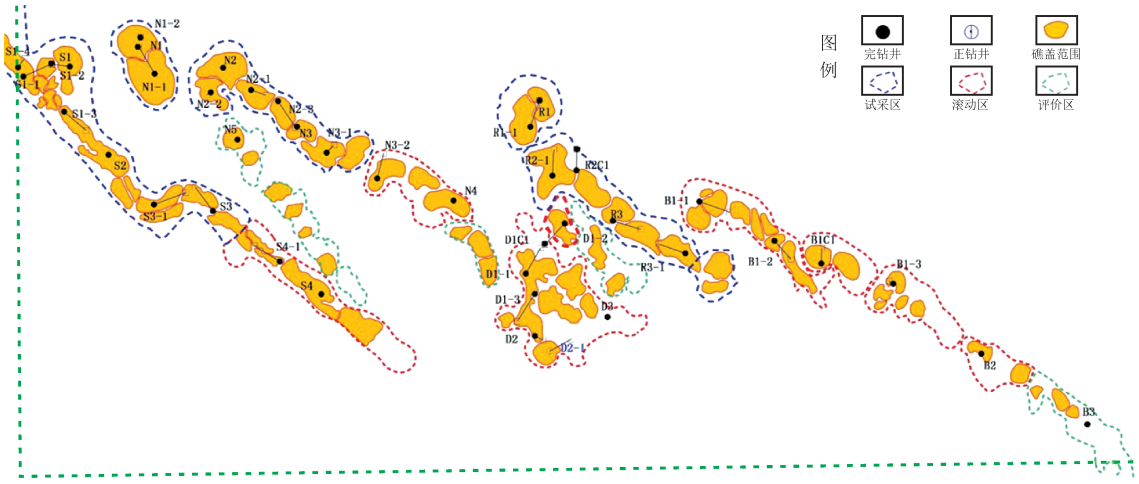

图 2　元坝气田长兴组生物礁精细刻画礁顶分布范围及井位分布图

相控波阻抗反演、伽马拟声波反演、相控叠前地质统计学反演等技术，对生物礁储层进行分类预测和精细描述；该区长兴组礁相储层总厚度介于 40 ～ 100 m，Ⅰ＋Ⅱ类储层厚度介于 20 ～ 40 m，实钻表明，元坝长兴生物礁储层预测符合率超 95%。

在储层厚度预测及精细描述的基础上，综合采用叠前 Lame 系数、叠后吸收衰减及地震数据结构体等开展多属性融合的储层含气性检测，①号礁带整体含水、②、③、④号礁带尾部构造低部位含水、滩区大部含水，实钻及测试、生产结果与含气性预测结果吻合程度较高。

4.2　小礁体底水气藏水平井部署优化技术

4.2.1　超深层小礁体底水气藏水平井部署技术

针对直井普遍难以达产的特点，以经济极限产量和井控储量为前提，结合元坝长兴生物礁储层分布规律、小礁体精细刻画、储层分类预测和含气性检测成果，进行气田开发井型优化与井网设计。针对单个礁体规模较小、礁体间连通性较差的礁群，采用水平井穿多个礁体，提高平面储量动用程度；针对纵向发育多期礁相储层的礁群，采用大斜度井提高纵向储量动用程度；针对局部发育底水的礁群，采用水平井以有效避开水层。元坝长兴组气藏开发以水平井为主，大斜度井为辅。

根据礁体的连通性及可动用储量优化水平段长度：连通性好、储量大的礁体，设计井间距介于 2 000 ～ 3 000 m，水平段长度 800 m；储量达不到 2 口以上井控储量指标的礁体部署 1 口井；单礁体储量小于极限经济储量的采用一井多礁；水平井方位主要沿礁带走向设计，多穿单礁体和礁相优质储层。

根据气藏精细描述成果，优选 4 条礁带、礁滩复合区和元坝 12 滩区为产能建设区，分一期试采工程和二期滚动建产两期编制了元坝长兴组气藏 34×10^8 m^3/a 净化气开发方案。方案部署开发评价及开发井井 27 口，其中水平井 17 口，大斜度井 10 口（图 2）。

4.2.2　超深薄储层水平井轨迹实时优化调整技术

在水平井实施过程中，要保证钻井实现地质目的，必须要做好入靶前的轨迹控制和目的层的轨迹调整。入靶前采用标志层逼近控制技术随钻预测目的层垂深，进一步采用储层埋深随钻精细预测技术提高储层埋深预测精度，看是否需要调整轨迹以确保水平段在设计的位置着陆。

进入目的层之后，采用 X 射线荧光分析和核磁共振分析新技术，随钻快速识别岩性，定量评价储层物性，及时判断轨迹是否需要调整；如轨迹需要调整，采用“寻找白云岩、穿优质储层、控制迟到井深、精细调整靶点”的水平段轨迹优化调整方法，指导水平段增斜或降斜钻进[17-18]，完钻水平井均实现了“蛇行”长穿两个以上单礁体的优质薄储层，平均有效储层长度为 743.7 m，有效储层钻遇率为 82.1%。

4.3 超深高含硫气藏水平井钻完井技术

4.3.1 超深高含硫水平井安全优快钻井技术

通过技术引进、集成和创新，形成了以复杂多压力系统减应力、减压差井身结构设计技术、全井段钻井提速技术、裂缝性储层保护技术、预应力固井技术为核心的超深水平井安全优快钻井技术，解决了超深水平井直井段提速、斜井段中靶、水平段受控、裂缝层保护、窄间隙长裸眼固井等问题，实现了“十个月完钻一口超深水平井”（D1-3 井，完钻井深 7 728 m，钻井周期 282 d）的提速新目标。

4.3.2 超深长水平段多级暂堵分流酸化增产技术

研发了温控—酸控可降解纤维 + 固体颗粒的复合暂堵剂，研制了 160 ℃高温胶凝酸体系，创新形成了以“多级交替注入、纤维 + 固体颗粒暂堵转向深度酸化”为核心的超深长水平段多级暂堵分流酸化增产技术，突破了多级暂堵分流酸化增产措施应用极限，解决了超深、高温、高压下酸岩反应速度快、液体滤失高，长水平段难以充分改造的问题，气井酸化增产效果明显，平均增产 311%。

4.4 高含硫气藏天然气深度净化工艺包

研制了具有中国石化自主知识产权的高含硫气藏天然气深度净化工艺包，主要技术特点包括 UDS 复合溶剂深度脱除 H_2S、CO_2 和甲硫醇、羰基硫等有机硫的工艺技术的首次工业化应用、常规克劳斯非常规分流法硫黄回收工艺、国产化制硫与尾气加氢催化剂开发、超重力尾气脱硫技术、旋流分离过滤技术。该工艺包应用于元坝气田 1 200×10^4 m^3/d 的高含硫天然气净化装置，净化后产品气达到国标一类气指标，混合气中有机硫脱除率达 93.7%，总硫回收率达 99.96%，尾气中二氧化硫浓度低于 0.02 mg/L。

4.5 复杂山区高含硫气田安全生产控制技术

针对元坝高含硫气田地处复杂山区、分布范围广、集输管线长、生态环境敏感、安全控制与应急处置难度大的问题，集成了钻完井安全控制技术、改良的全湿气加热保温混输工艺技术、安全连锁控制优化技术、腐蚀监测与控制优化技术、复杂山区分址调频广播应用技术、多远信息集成技术、预处理＋预蒸发＋多效蒸发处理等综合水处理工艺技术、集中监控智能化管理技术等，形成了一套绿色气田建设的环境保护与安全控制技术，保障了气田生产安全平稳运行。

4.6 实现了涉酸关键设备及物资国产化

针对气田开发技术要求高、投资控制难度大，开展了涉酸关键设备及物资的国产化技术攻关，在完井物资、天然气净化厂大型尾气焚烧、采输设备、管材、机泵等的国产化方面，通过开发、应用采气井口装置国产化技术、钛合金油管技术、电镀钨合金衬管技术、机械式镍基合金复合管技术、净化厂大型尾气焚烧技术、抗硫天然气加热炉、燃气发电机电控技术等国产化技术，实现了关键设备、物资国产化，国产化率在 85% 以上，缩短供货周期、节约了投资，保证了元坝项目提速增效。

5 结束语

元坝气田开发建设攻关形成的超深层小礁体气藏精细描述技术、小礁体底水气藏水平井部署优化技术、超深高含硫水平井全井段安全优快钻井与长水平段多级暂堵分流酸化增产技术、高含硫气藏天然气深度净化工艺包、复杂山区高含硫气田安全生产控制技术等创新成果整体优于国际同类水平。元坝气田的高效安全开发为“盘活”更多的超深高含硫天然气资源开辟出了一条成功的路径[11]；元坝气田高效开发的实践工作，以及所形成的先进管理理念和技术创新成果，可为同类型气田的开发提供有益的借鉴。

参 考 文 献

[1] 武恒志 , 李忠平 , 柯光明 . 元坝气田长兴组生物礁气藏特征及开发对策 [J]. 天然气工业 , 2016, 36(9): 11-19.
[2] 戴金星 , 吴伟 , 房忱琛 , 刘丹 . 2000 年以来中国大气田勘探开发特征 [J]. 天然气工业 , 2015, 35(1): 1-9.
[3] 赵文智 , 胡素云 , 刘伟 , 王铜山 , 李永新 . 再论中国陆上深层海相碳酸盐岩油气地质特征与勘探前景 [J]. 天然气工业 , 2014, 34(4): 1-9.
[4] 马永生 , 蔡勋育 , 赵培荣 . 深层、超深层碳酸盐岩油气储层形成机理研究综述 [J]. 地学前缘 , 2011, 18(4): 181-192.
[5] 贾承造 , 庞雄奇 . 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向 [J]. 石油学报 , 2015, 36(12): 1457-1469.
[6] 李鹭光 . 高含硫气藏开发技术进展与发展方向 [J]. 天然气工业 , 2013, 33(1): 18-24.
[7] 石兴春 , 武恒志 , 刘言 . 元坝超深高含硫生物礁气田高效开发技术与实践 [M]. 北京 : 中国石化出版社 , 2018: 1-3.
[8] 马永生 , 牟传龙 , 郭旭升 , 谭钦银 , 于谦 . 四川盆地东北部长兴期沉积特征与沉积格局 [J]. 地质论评 , 2006, 52(1): 25-31.
[9] 黄福喜 , 杨涛 , 闫伟鹏 , 郭彬程 , 马洪 . 四川盆地龙岗与元坝地区礁滩成藏对比分析 [J]. 中国石油勘探 , 2014, 19(3): 12-20.

[10] 马永生 , 牟传龙 , 谭钦银 , 于谦 . 关于开江—梁平海槽的认识 [J]. 石油与天然气地质 , 2006, 27(3): 326-331.
[11] 徐安娜 , 汪泽成 , 江兴福 , 翟秀芬 , 殷积峰 . 四川盆地开江—梁平海槽两侧台地边缘形态及其对储层发育的影响 [J]. 天然气工业 , 2014, 34(4): 37-43.
[12] 张兵 , 郑荣才 , 文华国 , 胡忠贵 , 罗爱军 , 文其兵 . 开江—梁平台内海槽东段长兴组礁滩相储层识别标志及其预测 [J]. 高校地质学报 , 2009, 15(2): 273-284.
[13] 王国茹 , 郭彤楼 , 付孝悦 . 川东北元坝地区长兴组台缘礁滩体系内幕构成及时空配置 [J]. 油气地质与采收率 , 2011, 18(4): 40-43.
[14] 赵文光 , 郭彤楼 , 蔡忠贤 , 黄仁春 , 杨博 , 段金宝 . 川东北地区二叠系长兴组生物礁类型及控制因素 [J]. 现代地质 , 2010, 24(5): 951-956.
[15] 刘言 , 吴亚军 , 龙开雄 , 彭光明 , 何莹 . 超深高含硫生物礁气田安全高效开发技术 [J]. 天然气工业 , 2016, 36(增刊 1): 48-52.
[16] 刘言 . 元坝超深高含硫气田开发关键技术 [J]. 特种油气藏 , 2015, 22(4): 94-97.
[17] 刘言 , 王剑波 , 龙开雄 , 董波 , 龙林 . 元坝超深水平井井身结构优化与轨迹控制技术 [J]. 西南石油大学学报 (自然科学版), 2014, 36(4): 131-136.
[18] 刘言 , 王剑波 , 彭光明 , 潘晓东 , 柯光明 . 复杂礁滩体超深水平井地质导向关键技术 [J]. 钻采工艺 , 2014, 3(4): 1-4.

（收稿日期　2019-04-24　编　辑　**凌　忠**）