

中国石化页岩气“十三五”发展成果与展望

蔡勋育¹,赵培荣¹,高波²,朱彤²,田玲珏²,孙川翔²

(1. 中国石油化工集团公司 油田勘探开发事业部,北京 100728; 2. 中国石化 石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:“十三五”期间,中国石化以大力提升油气勘探开发力度、保障国家能源安全为己任,按照“加快开发志留系、攻关突破新类型、积极准备新区新层系”发展思路,加强勘探开发一体化、地质工程一体化,加大关键技术攻关,高效开发了北美以外最大的页岩气田——涪陵页岩气田,探明了中国首个深层页岩气田——威荣页岩气田,实现了中国首个常压页岩气田规模商业发现,落实了深层、常压5个千亿方资源规模新阵地,侏罗系陆相页岩油气、二叠系海相页岩气以及中扬子新区新层系勘探取得新发现。页岩气地质理论认识不断深化,深层页岩气富集机理、常压页岩气富集规律研究取得新认识,创新形成了海相页岩气提高采收率技术、3 800 m 深层页岩气开发技术和常压页岩气低成本技术体系,助推页岩气储、产量快速增长,实现页岩气跨越式发展,持续引领中国页岩气发展。未来页岩气攻关方向将以四川盆地及周缘深层、常压、新区新层系为重点领域,加强不同类型页岩气富集机理、开发基础理论研究和关键技术攻关,在“十四五”期间形成涪陵万亿方规模大气田,深层、常压、新区新层系战略领域取得新突破,实现多类型页岩气商业发现和储、产量规模增长。

关键词:发展成果;涪陵页岩气田;威荣页岩气田;“十三五”;页岩气;中国石化

中图分类号:TE132.1

文献标识码:A

Sinopec's shale gas development achievements during the
“Thirteenth Five-Year Plan” period and outlook for the futureCai Xunyu¹, Zhao Peirong¹, Gao Bo², Zhu Tong², Tian Lingyu², Sun Chuanxiang²

(1. Department of Oilfield Exploration & Development, SINOPEC, Beijing 100728, China;

2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: During the “Thirteenth Five-Year Plan” period, Sinopec went full steam ahead with oil and gas exploration and development to ensure national energy security for China. With goals to speed up the development of the Silurian marine shale gas, achieve breakthroughs in the exploration of continental and transitional shale gas, and get prepared for shale gas development in new strata of new areas, Sinopec has exerted great efforts to the integration of exploration with development and geology with engineering as well as the innovation of key technologies. The Thirteenth Five-Year has witnessed a series of achievements made by the company, such as the rapid development of the Fuling gas field, the largest shale gas field outside North America; the successful assessment of the Weirong shale gas field, the first deep shale gas field in China; the discovery of China's first economically viable normal-pressure shale gas field; the identification of five potential deep and normal-pressure shale gas pay zones with resource up to 100 billion cubic meters, and the breakthroughs in the exploration of the Jurassic continental shale, the Permian marine shale as well as other new strata in the Middle Yangtze region. Equipped with a deeper geological understanding of shale gas, Sinopec has upgraded its knowledge of enrichment mechanism of deep and normal-pressure shale gas, built its own EOR tool box for marine shale, worked out technologies for developing shales deeper than 3 800 m and formed cost-effective approaches for normal-pressure shale gas development, which as a whole have successfully spurred the company's growth of shale gas reserves and output and facilitated its leap-forward shale gas industry as well as maintained its leading role in the country's shale gas development. In the future, Sinopec will focus its shale gas development on deep, normal-pressure and new formations in and around the Sichuan Basin and its periphery, strengthen its research on the enrichment mechanisms and

收稿日期:2020-12-21;修订日期:2020-12-30。

第一作者简介:蔡勋育(1963—),男,博士、教授级高级工程师,油气勘探研究与生产管理。E-mail:caixy@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目(U19B6003)。

fundamental development theories of different shale gas types, and develop key technologies. For the “Fourteenth Five-Year” plan, Sinopec plans to establish a shale gas productivity of a trillion cubic meters in the Fuling area, continue with its exploration activities in deep, normal-pressure shale, and other new strata for gas, and realize more commercial discoveries of shale gas of diverse types and higher growth of shale gas reserves and production.

Key words: achievement, Fuling shale gas field, Weirong shale gas field, Thirteenth Five-Year Plan, shale gas, Sinopec

1 概述

在多旋回构造-沉积演化过程中,中国含油气盆地发育了海相、陆相和海陆过渡相多层系、多类型富有机质泥页岩,并经历了多期构造改造,据2015年中国油气资源动态评价,中国页岩气地质资源量为 $121.86 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量为 $21.81 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[1-2]。“十三五”期间中国页岩气进入创新突破与快速发展快车道,页岩气已成为天然气增储上产重要领域^[3]。截至2020年,已在四川盆地上奥陶统五峰组-下志留统龙马组相继发现涪陵、威荣、长宁、威远、昭通和永川6个大中型页岩气田,累计探明地质储量超过 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$,较“十二五”末累计探明地质储量($5441 \times 10^8 \text{ m}^3$)相比,增长了2.7倍;页岩气产量由2015年的 $45 \times 10^8 \text{ m}^3$ 增至2019年的 $154 \times 10^8 \text{ m}^3$,增长了2.4倍,在中国天然气产量占比由3.6%增至8.9%^[4]。

中国石化页岩气勘探始于2009年,先后经历了选区评价、勘探评价、开发评价和规模建产4个阶段。2009年,借鉴北美页岩气勘探开发经验,在中国南海相开展选区评价,2010年部署实施首口页岩气井——宣页1井。通过勘探实践和相关研究,认识到保存条件对页岩气富集具有重要影响,页岩气勘探重点向四川盆地及周缘聚焦。2012年涪陵焦石坝地区焦页1HF井在上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组钻获高产气流,实现了中国石化海相页岩气勘探战略性突破。2013年国家能源局批准设立重庆涪陵国家级页岩气示范区,2014年涪陵页岩气田首次在国内提交页岩气探明地质储量 $1068 \times 10^8 \text{ m}^3$,成为中国首个商业开发的页岩气田,中国也成为世界第三个实现页岩气商业开发的国家。2015年,涪陵国家级页岩气示范区50亿方产能成功建成,产量达到 $31.68 \times 10^8 \text{ m}^3$,占中国页岩气产量的71%。

“十三五”期间,中国石化按照“加快拓展志留系,攻关突破新类型,积极探索新区新层系”发展思路,坚持地质工程一体化、勘探开发一体化,加大关键技术攻关,实现了涪陵页岩气田储量产量规模持续增长,深层、常压页岩气攻关取得重大突破、页岩气提高采收率

技术攻关取得良好效果。页岩气勘探开发理论认识不断深化、配套工程工艺技术实现升级换代。截至2020年,累计探明页岩气地质储量 $9400 \times 10^8 \text{ m}^3$,较2015年增长了2.43倍,除涪陵页岩气田外,主要分布于盆内威荣、永川、丁山、东溪深层页岩气区块及盆缘平桥南-东胜、武隆、道真常压页岩气区块(图1);2019年产量 $73.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,较2015年增长了1.3倍,实现了页岩气跨越式发展,走出了一条理论创新、技术自主、装备国产、绿色发展的勘探开发一体化发展之路,促进了中国非常规油气产业的发展。

2 “十三五”期间主要成果

2.1 勘探开发成果

2.1.1 高效开发涪陵页岩气田

2012年焦页1HF井测试获日产气 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后,中国石化及时启动了一期50亿方产能建设,2014年在涪陵气田提交了页岩气探明储量 $1068 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2015年建成涪陵国家级页岩气示范区后,“十三五”期间持续加大涪陵气田勘探评价,相继在江东、平桥和东胜-平桥西区块实现规模增储,新增探明储量 $4120 \times 10^8 \text{ m}^3$,截至2020年,涪陵气田累计探明储量 $7926 \times 10^8 \text{ m}^3$,成为中国最大页岩气田。同时在白马、凤来和阳春沟等外围新区取得勘探突破,初步落实资源规模 $2000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上,万亿方储量规模大气田已见雏形。

“十三五”期间,对涪陵气田按照“管好一期、建成二期、培育三期”的思路,立足焦石坝老区,加快江东、平桥区块产建步伐,高效建成百亿方大气田;积极开展老区开发调整、深化工程工艺攻关,逐步提高采收率,实现页岩气产量稳中有升。涪陵页岩气田2015年底建成 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能,2017年启动江东、平桥区块二期 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产建,当年探明当年建产。2018年3月涪陵页岩气田累计建成 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能。

涪陵页岩气田产层为五峰组-龙马溪组一段页岩,属于典型的自生自储式连续型页岩气藏。气藏中部平均埋深为2885m,地层压力系数为1.55,气体成

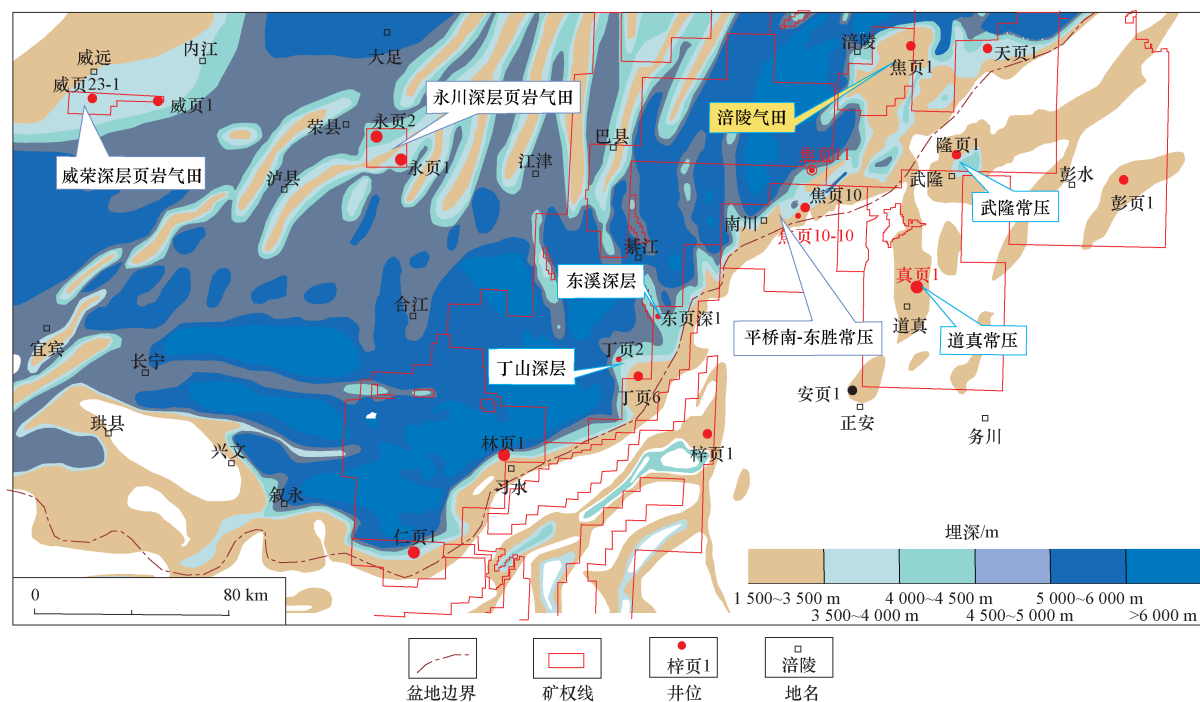


图1 中国石化页岩气探明储量及资源规模新阵地分布

Fig. 1 Distribution of Sinopec's probable shale gas reserves and new target areas

分以甲烷为主,为弹性气驱、中深层、高压、页岩气干气气藏。开发井揭示涪陵页岩气田平面上页岩含气性、地层压力和测试产量差异较大。研究揭示,早期的沉积环境造成页岩气垂向上具有很强的非均质性,而后期构造改造控制了页岩气平面差异富集。纵向上,五峰组-龙马溪组下部①—⑤小层处于深水陆棚沉积环境,生物发育和缺氧环境有利于有机质保存,含气性好。⑥—⑦小层水深逐步变浅,由于底流作用,岩性以粉砂质条带页岩为主,陆源碎屑对有机质富集造成稀释,导致有机质丰度降低。⑧小层中上部—⑨小层沉积时,海平面下降,处于浅水陆棚环境,陆缘碎屑输入增强,粘土矿物显著增加,海洋水体转为氧化环境,不利于有机质保存。平面上,构造变形强度不同是造成含气性差异的主要原因。涪陵气田构造整体呈北东走向,以石门-金坪断裂为界,构造具有“东西分带”特征,构造变形强度由东至西逐渐减弱。石门-金坪断裂以西的含气性较好,整体为高压环境,全烃和孔隙度等均较高,以焦石坝区块为例,单井平均测试产量 $24.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;石门-金坪断裂以东,含气性较差,整体为常压环境,以白马区块为例,单井平均测试产量 $8.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

涪陵气田页岩气井初期控产生产,单井生产阶段主要包括稳产降压和定压递减阶段。稳产降压阶段,产量为恒定配产或变配产,生产压力不断递减,直至与外输压力接近。通过对涪陵页岩气田 200 多口气井稳

产降压阶段的生产数据进行物质平衡时间、规整化产量处理发现,页岩气井稳产阶段生产动态数据呈 $-1/2$ 直线,表现为典型的不稳定基质线性流特征。定压递减阶段,生产压力维持在输压附近,气井产量不断下降,直至低于临界携液流量关井进入间歇生产(图2)。页岩气井产量递减总体符合调和递减,第一年气井递减率为 $56\% \sim 65\%$,平均为 59.7% ,与北美页岩气递减特征基本一致。涪陵一期气井初期平均日产 $7.2 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均稳产期 2.9 年,稳产期累产量可达 $0.79 \times 10^8 \text{ m}^3$,单井平均 EUR 达 $1.58 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

根据页岩气井生产特征,优化形成了气井采气工艺分类方案。针对初始返排低、递减快的一类气井以及初始返排高、递减快的二类气井,依次采用优选管柱、气举和增压开采工艺控制递减;针对初始返排低、递减慢的三类气井,依次采用优选管柱、柱塞/泡排和增压复合工艺控制递减;针对初始返排高、递减慢的四类气井,依次采用优选管柱、柱塞/泡排和复合工艺控制递减。通过全面推广应用排采措施和增压开采,有效延缓老井递减,一期老井综合递减率为 20.8% ,较自然递减率 41.1% 减少了 20.3% ,单井平均 EUR 增加 $0.15 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上,采收率提高了 1.3% 。

涪陵气田以下部气层①—③小层为主力气层部署焦石坝一次井网,井距 600 m。一期产建完成后,采用微地震监测、动态分析、压后反演和数值模拟等多种技术相结合进行分析,初步认为区块下部气层 600 m 井

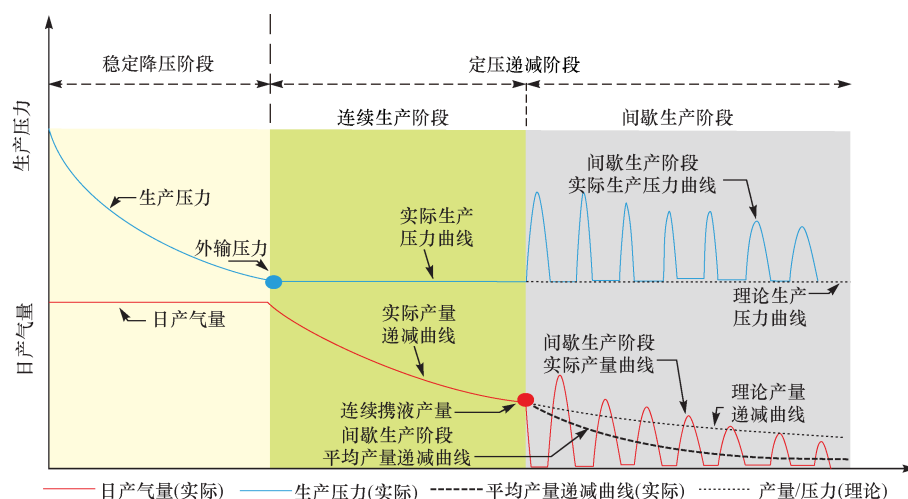


图2 涪陵页岩气田单井生产特征

Fig. 2 Single well production performance in the Fuling shale gas field

距储量总体动用不充分,平面上在不同区动用存在差异;上部气层⑥—⑨小层基本未动用。2017年部署实施了焦石坝区块开发调整先导试验井共12口。其中部署上部气层井8口,开展不同井距、与下部气层开发井不同空间关系的井网试验以及针对⑧小层的压裂工艺试验。部署下部气层加密井4口,开展不同分区、不同水平段长以及不同井距的评价试验。通过优化水平井穿行轨迹、水平段长度和井距等参数,先导试验井取得了较好的测试产量。加密井平均测试产量为 $21.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均EUR为 $1.1 \times 10^8 \text{ m}^3$;上部气层井平均测试产量为 $11.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均EUR为 $0.86 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

通过上述先导试验井实施,取得以下5个方面认识:1)投产前实测静压资料表明,上部气层井和下部加密井投产前静压较老井同期生产压力高15.4 MPa,进一步证实上部气层和下部气层井间的储量动用不充分。2)调整井投产初期压力低于老井初期投产压力,加密调整井投产初期平均生产压力为15.5 MPa,上部气层调整井投产初期平均生产压力为11.0 MPa,较邻近老井下降12.5~17.0 MPa。3)单井生产定产阶段单位压降产量略低于老井,定压递减阶段产量递减率为46.3%~54.2%,低于一期同区老井。4)上下叠置评价井钻井、压裂、试气表明上部气层开发对下部气层无影响,下部气层加密井实施后对老井产量有正面影响。通过对加密评价井周围老井压裂前后对比,平均单井井口压力上升0.7 MPa,日产气增加 $1.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水增加 0.9 m^3 。5)明确焦石坝区块北部构造主体部位为上部气层开发最有利区;中、北部为下部气层井网加密开发调整有利区;上、下部气层叠合有利区面积为 67.3 km^2 。上部气层单独开发、下部气层加密开发均可行,在上、下部气层叠合有利区可实施立体开发(图3)。

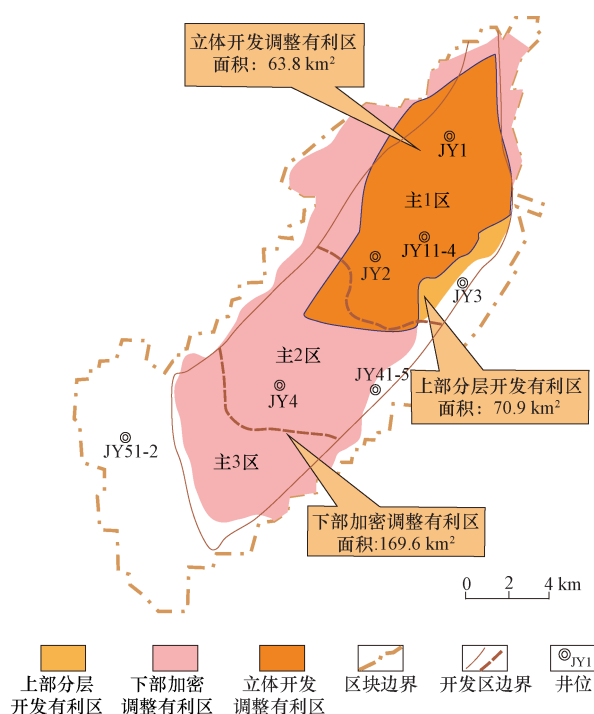


图3 涪陵焦石坝地区页岩气立体开发调整有利区分布

Fig. 3 Potential areas for a three-dimensional shale gas development scheme in the Jiaoshiba block, Fuling area

2018年启动焦石坝平面加密调整,纵向上分层开发,按照“整体部署、试验先行、分步实施、评建一体”思路,整体部署了244口调整井。目前已投产136口井,单井平均测试日产气 $20 \times 10^4 \text{ m}^3$,达到方案设计指标。其中加密井92口,平均测试产量为 $23.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井EUR为 $0.95 \times 10^8 \text{ m}^3$;上部气层井44口,平均测试产量为 $17.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均单井EUR为 $0.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。焦石坝区块采收率由12.6%提升至23.3%。

2020年底,涪陵页岩气田累计建成产能 $140 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右;产量由2015年的 $31.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 将上升到2020年的 $78 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计产气 $369 \times 10^8 \text{ m}^3$,实现气田持续快速上产。

2.1.2 发现探明中国首个深层页岩气田——威荣页岩气田

威荣页岩气田位于威远隆起南部斜坡白马镇向斜轴部,具“两凹一凸”的构造特征。目的层下志留统龙马溪组埋深3 550~3 880 m。五峰组—龙马溪组一段优质页岩段为一套富含有机质、硅质深水陆棚相暗色泥页岩,其中①—④号层页岩品质及含气性较优,厚25~39 m,分布稳定,具有中—高TOC值(平均为2.80%)、高孔隙度(平均为6.07%)、高脆性(平均为64%)、高含气量(平均为 $3.15 \text{ m}^3/\text{t}$)、低粘土含量(平均为34%)的“四高一低”特征,与涪陵页岩气田相比,优质页岩的碳酸盐含量偏高,厚度偏薄。该气田属于深层、常温、超高压(实测压力系数为1.94~2.06)、干气、连续型页岩气藏,具有埋藏深、压力系数高、水平应力差大、应力场复杂、压裂改造难度大的特点。

2016年,在威页1井取得突破的基础上,以商业突破为目标,在三维地震资料处理解释的基础上,加强了深层页岩气地质综合研究与目标评价,部署实施5口评价井开展深层页岩气攻关与评价,获日产气 $(12.35 \sim 26) \times 10^4 \text{ m}^3$ 的较高测试产量。其中,2017年10月测试完成的威页23-1HF井在井口压力35.4 MPa下获日产气 $26 \times 10^4 \text{ m}^3$,并于12月6日开始正式管输试采,在配产 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 下生产稳定,实现了负向构造带深层页岩气商业产能突破。2018年提交了页岩气探明地质储量 $1 247 \times 10^8 \text{ m}^3$,成为中国首个深层页岩气田。同年,按照“整体部署、分步实施、统筹考虑”的原则,启动产能建设,2020年底建成一期产能 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

威荣深层页岩气突破后,在永川地区针对4 000 m深层持续开展攻关评价,多口井测试获工业气流。其中,永页5-2HF测试获日产气 $23.16 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。2019年10月,永川页岩气田永页1区块提交页岩气探明储量 $234.53 \times 10^8 \text{ m}^3$,并启动 $5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 深层井组攻关试验。同年,在东溪高陡构造实施的深层攻关试验井——东页深1井测试获 $31 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产气流,实现4 200 m深层页岩气勘探的重大突破。“十三五”期间,通过开展深层页岩气攻关,整体探明威荣深层页岩气田,初步落实了丁山、东溪和永川3个千亿方规模深层页岩气资源阵地。

2.1.3 发现探明中国首个南川常压页岩气田

南川东胜构造带位于涪陵页岩气田南部,因处于四川盆地边缘,在构造带南部五峰组—龙马溪组已出露地表。通过保存条件研究,认为盆地边缘页岩气富集受断层遮挡、地层产状、埋深以及剥蚀区距离等因素综合控制。东胜背斜由盆地边缘出露区向盆地内部,剥蚀区距离变远、埋深加大、保存条件变好,具有较好的勘探潜力。按照“由深向浅、滚动部署”的思路,先后部署实施焦页10、焦页10-10、胜页2和胜页9等探井并获得成功,其中焦页10、胜页2井获得日产 $(19 \sim 32) \times 10^4 \text{ m}^3$ 高产工业气流。探井揭示东胜构造主体区地层压力系数小于1.2,属常压页岩气区。优质页岩与涪陵页岩气田焦石坝区块相比,有机质丰度(TOC)、脆性矿物含量基本相当,优质页岩厚度变化相对稳定,但页岩孔隙度低、构造裂缝发育,页岩含气量相对偏低,吸附气含量占比高,达到40%~60%。

2020年东胜—平桥西区块新增探明地质储量 $1 918 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中常压页岩气区探明地质储量 $1 446.58 \times 10^8 \text{ m}^3$,实现中国首个常压页岩气规模商业发现。按照评建一体化组织管理模式,探井落实资源、评价试验井组开展低成本攻关,落实开发技术政策部署思路,胜页2—胜页27井区成功开展 $5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能建设,实现常压页岩气区当年探明、当年建产。

“十三五”期间,通过持续深化盆缘复杂构造带、盆外残留向斜区保存条件研究,加强常压区有利目标统一排队优选,相继在武隆、道真等残留向斜实现勘探新突破,落实了两个千亿方规模的常压页岩气资源阵地。针对已获得发现的白马向斜,加强地质工程一体化,持续优化压裂工程工艺,单井测试产量由早期 $4.06 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 提升至 $12.72 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;同时根据单井产能、经济评价确定的单井成本目标,持续开展低成本攻关,单井成本降至4 200万元,基本落实一个千亿方规模增储新区,为实现效益开发奠定了良好基础。

2.1.4 新区新层系勘探

“十三五”期间在展开五峰组—龙马溪组页岩勘探的同时,中国石化加大了新区新层系的探索力度。通过加强基础研究,在四川盆地侏罗系和二叠系、东北梨树断陷白垩系、桂中坳陷石炭系、中扬子地区宜昌志留系页岩气的形成条件、甜点区、甜点层段优选等方面取得新认识,部署实施一批风险探井,取得了一批勘探新发现。

在川东高陡褶皱带拔山寺向斜发育下侏罗统自流

井组东岳庙段、大安寨段、凉高山组等多套含油气页岩层系。前期在大安寨段直井测试总体呈现试气产量高,但不能连续生产。2018年借鉴海相页岩气勘探成功做法,优选岩性相对稳定、成熟度相对较高的东岳庙段,部署实施涪页10HF井开展风险勘探,通过32段压裂测试获日产油 17.6 m^3 ,日产气 $5.6 \times 10^4\text{ m}^3$,取得四川盆地侏罗系东岳庙段陆相页岩油气重大突破。通过该井证实东岳庙段泥页岩厚度较大,其中东一亚段富有机质页岩厚度 28.0 m , TOC 值介于 $1.5\% \sim 2.0\%$,孔隙度介于 $5.0\% \sim 5.5\%$,含气量介于 $2.5 \sim 3.0\text{ m}^3/\text{t}$,为甜点层段。与五峰组-龙马溪组海相页岩相比,陆相页岩泥质矿物含量远高于石英等脆性矿物,具有“低杨氏模量、抗拉强度低、泥岩破裂以单一斜面剪切缝为主”的特点。采用“超密布缝体积改造、防嵌入高强度覆膜支撑剂、强效疏水抑敏压裂液”的压裂工艺可行,并取得良好效果。

四川盆地晚二叠世发育川东北吴家坪组深水陆棚相和川南龙潭组海陆过渡相两种类型泥页岩沉积,是四川盆地页岩气新层系勘探重要领域。2020年在鄂西渝东地区部署实施的红页1HF井在二叠系吴家坪组二段试获日产气 $5.5 \times 10^4\text{ m}^3$,取得四川盆地二叠系海相页岩气勘探重要突破。通过红页1HF井钻探证实,吴家坪组二段岩性以硅质、炭质泥页岩夹灰岩为主,吴二段优质硅质页岩连续厚度 19.1 m ,平均有机碳含量为 8.8% ,孔隙度为 5.6% ,整体具高 TOC 值、高孔隙度的特征;孔隙类型以有机孔为主。与五峰组-龙马溪组相比,吴二段页岩 TOC 值高,优质页岩厚度薄,硅质、碳酸盐含量高,粘土矿物含量低,具有较好的页岩气源储配置和可压性工程技术条件。目前红页1HF井试采产量稳定,压力稳定,揭示了鄂西二叠系页岩气具有良好的勘探前景。

中扬子宜昌地区志留系底界整体为一向北西抬升的单斜构造,构造相对简单,保存条件相对较好。宜志页1HF井钻探揭示,五峰组-龙马溪组下部以深水陆棚沉积为主,其中优质页岩厚 19.6 m ,有机碳含量平均为 3.19% , R_o 值平均为 $1.96\% \sim 2.49\%$,以有机质孔隙为主,平均孔隙度为 3.9% ,平均含气量为 $3.02\text{ m}^3/\text{t}$ 。受早期宜昌隆起的影响,该地区优质页岩厚度较焦石坝地区明显减薄。宜志页1HF井压裂后测试,火焰高 1.5 m ,有望实现中扬子新区页岩气勘探新突破。

2.2 理论技术进展

2.2.1 持续发展完善海相页岩气勘探地质理论

2014年,在涪陵气田焦页1井获得商业性突破

后,通过对四川盆地及其周缘多口井的解剖分析,郭旭升等探索并提出了复杂构造区海相页岩气“二元富集规律”,即:深水陆棚优质泥页岩发育是页岩气“成烃控储的基础”,良好的保存条件是页岩气“成藏控产”的关键^[5],建立了焦石坝页岩气藏“阶梯运移、背斜汇聚、断-滑控缝、箱状成藏”的高产富集模式^[6];认为富有机质泥页岩的发育程度、保存条件、天然裂缝的发育和泥页岩的可压裂性等是下古生界海相页岩气富集高产的主控因素^[7]。“十三五”期间,通过持续攻关,进一步深化了对四川盆地及其周缘海相页岩气富集高产主控因素认识,并逐步认识到“沉积是基础,保存是关键,压裂是核心”。马永生等提出优质页岩甜点段具有高 TOC 值、高脆性、高孔隙度、高含气性的特征,是富集高产物质基础,保存条件是复杂构造区页岩气地质评价的关键因素,可压裂性评价识别工程甜点,明确水平井穿行层位,采用适应性压裂工程工艺,是获得页岩气高产的核心,纳米级储集空间与赋存状态决定了页岩气具有特殊的渗流特征^[8]。

通过深层、常压页岩气富集机理的研究,明确了深层页岩仍然能够发育“高孔”优质储层,具有“高压、高孔、高含气量”的特征,且以游离气为主;“石英抗压保孔”和“储层流体超压”是深层优质页岩高孔隙度发育的关键^[9];“流体压力高、微裂缝发育、低地应力”是有关利目标的关键要素;形成深层页岩气高陡构造、向斜“超压富气”和盆缘低缓断鼻、斜坡“超压富气”2种超压富集模式(图4,图5);通过对四川盆地外部桑柘坪、武隆、道真3个残留向斜页岩气富集规律研究分析,提出改造期次、强度、埋深、分布面积等是盆外残留向斜保存条件差异的主要因素,也是导致地层压力系数和产量差异的主要原因^[10]。渝东南盆缘转换带常压页岩气富集受多期构造控制,不同构造样式保存条件存在差异,是影响页岩含气性的关键因素,建立了常压背斜型、斜坡型、向斜型和逆断层下盘型4种页岩气藏聚散模式^[11],认为盆外常压页岩气存在宽缓向斜构造富集型、逆断层遮挡向斜富集型和复向斜注中隆富集型3类富集模式。

2.2.2 创新发展海相页岩气开发配套技术

2.2.2.1 创新形成海相页岩气立体开发提高采收率技术体系

在完成涪陵一期 $50 \times 10^8\text{ m}^3$ 产能建设的同时,创新形成了页岩气藏综合评价、水平井组优快钻井、长水平井分段压裂试气、试采开发、绿色开发等3500m以浅海相页岩气高效开发5大配套技术体系,具备了3500m

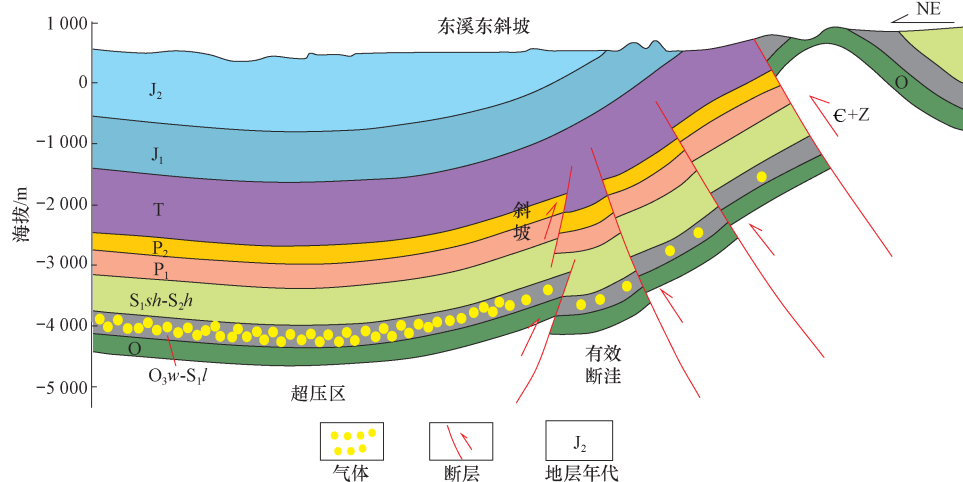


图4 盆内高陡构造带向斜“超压富气”模式

Fig. 4 Overpressure-gas-rich mode in the synclinal of the high-steep tectonic belt in the Sichuan Basin

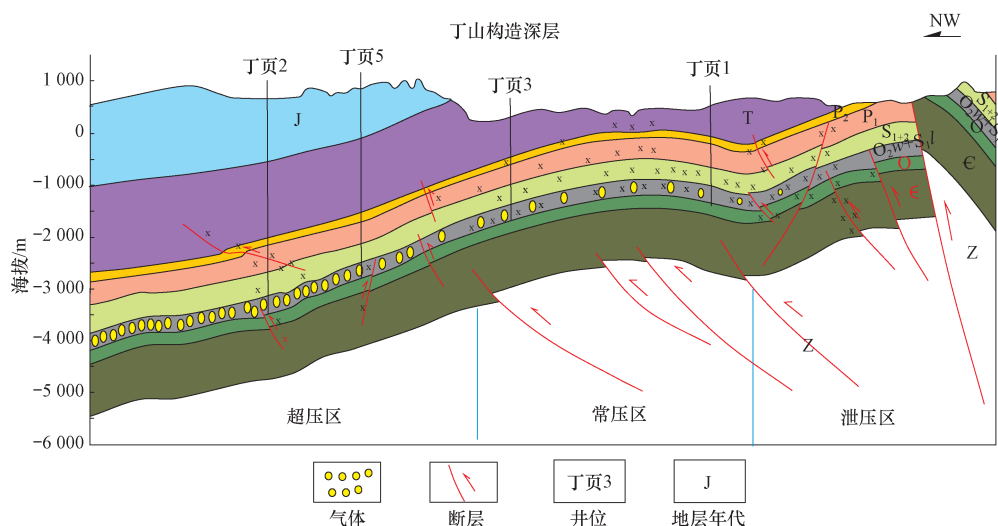


图5 盆缘低缓断鼻构造斜坡“超压富气”模式

Fig. 5 Overpressure-gas-rich mode in the slope of the low and gentle fault blocks around the Sichuan Basin

以浅海相页岩气规模开发的技术能力^[12]。“十三五”期间,涪陵页岩气田在全面开展立体开发调整的同时,创新形成了立体开发调整提高采收率技术体系。

1) 以地模-数模一体化为核心的页岩气储量动用状况评价技术

形成了基于水平井的高精度地质建模技术,实现储量精细评价。创建了具有页岩气特征的压前-压后耦合裂缝建模评价技术,在此基础上构建了压后缝网和数值模拟一体化模型,明确了焦石坝区块剩余储量分布状况。

2) 立体开发调整技术

形成了中国首个“上部气层和下部气层两套层系开发,2 000 m 水平段长为主,同一层系 300 m 井距和上、下部气层投影 150 m 井距,同一平台丛式交叉布井”页岩气立体开发模式(图6),焦石坝区块采收率大幅提高,

与北美典型页岩气盆地相比,实现了在更加复杂地质工程条件下采收率的提高,井网加密区采收率从之前的 12.6% 提高到 23.3%,立体开发区采收率达到 39.2%。

3) 立体开发“大丛式井组”优快钻井技术

针对前期一次井网压裂改造后,地层原始应力状况发生变化,井壁坍塌、井漏等风险增高,平台部署井位增多后全井段防碰风险面临挑战,创新形成了适应复杂山地环境的“井工厂”钻井作业模式,构建了密集井网安全钻井技术。在相对于老井网单平台井数增加 2 倍,单个平台最多井数达到 15 口,实现了密集井网“零”相碰事故。形成了超长水平段钻井配套工艺技术,包括超长水平井井眼清洁、长水平段微扩孔配套、长水平段水平井特色完井固井工艺、长水平段水平井降摩减扭轨迹控制技术、长水平段安全快速成井的井身结构设计优选方法等技术,水平段最长达到 3 065 m,

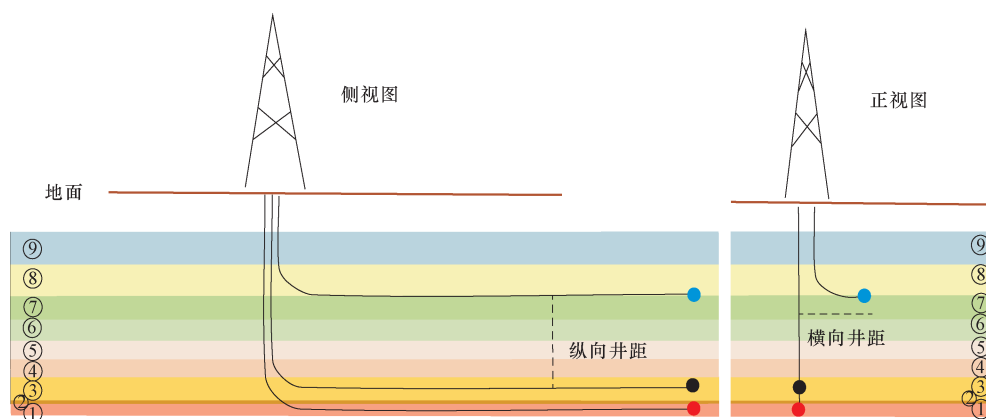


图6 涪陵页岩气田立体开发模式

Fig. 6 Three-dimensional development model of the Fuling shale gas field

创当年中国页岩气井水平段长记录。与一期相比,平台平均井数增加一倍,无井眼相碰故障,水平段长度同比提高 32.6%,机械钻速同比提高 19.3%,钻井周期同比缩短 17.7%,固井质量优良率由 63.5% 提升至 91.3%,压后环空带压比例由 70.2% 下降至 8.7%,最短钻井周期 26.9 d,实现了安全、高效、优质钻井。

4) 立体开发调整井高效压裂技术

在中国首创四维动态地应力模拟方法,揭示了新井与老井间非均匀地应力场动态演化规律。压裂改造思路由“体积压裂”向“裂缝控制有效改造体积+裂缝控制有效泄气面积”的控缝体积转变。创新形成上、下部气层差异化“细密布缝+均匀改造+高强加砂”立体开发调整井压裂工艺,新工艺以多簇射孔为基础,强化缝间干扰、提高缝网复杂程度,采取中途投加暂堵球的方式实现多簇均匀改造,同时应用高强度连续加砂模式,进一步提升裂缝支撑效果。形成了以趾端滑套、全可溶桥塞、石英砂为核心的降本配套技术。通过上述技术应用,下部气层加密井平均单井测试产量由初期 $20.14 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 增加到 $25 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,上部气层井由 $9.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,增加到 $20.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,压裂试气成本降幅达 15%,为气田效益开发提供了有力支撑。

2.2.2.2 攻关形成 3 800 m 深层页岩气开发技术体系

威荣页岩气田埋藏深度大(3 550 ~ 3 880 m)、地层压力高、水平应力差大,压裂套变问题突出,加之深层页岩气流动机理不清,现有产能及动态分析方法不完善,国内没有成功开发经验可以借鉴,增大了页岩气有效开发的难度。为此,中国石化加大了深层页岩气关键技术攻关,实现了 3 800 m 深层页岩气商业开发。

1) 深层页岩气地质综合评价技术

在页岩气测井综合评价方面,开展在地质约束下

复杂矿物组分定量评价,解决了元素测井因矿物组成规律突变导致的计算结果不准确的问题,为岩石物理骨架模型的建立提供了依据。基于干粘土骨架的页岩孔隙度校正及评价技术,实现了不同实验条件下页岩孔隙度定量评价,为页岩储集空间的评价提供了支撑。建立了页岩游离气、吸附气含量测井评价新方法,提出游离气含量评价新模型,实现原地条件下页岩含气量的定量评价。通过系列技术攻关,深层页岩储层测井解释精度由 85% 提高到 92% 以上。在深层页岩气“甜点”地球物理综合预测方面,基于贝叶斯理论框架,结合岩石物理模型和敏感参数分析结果,建立了高精度深层页岩储层品质(厚度、TOC、孔隙度)地震预测技术;基于 VTI 介质弹性理论及 HTI 各向异性介质理论,实现了深层页岩气工程品质的高精度定量预测。创建了利用地震属性、弹性参数及各向异性参数预测页岩气富集程度的新技术。

2) 深层页岩气开发气藏工程技术

通过攻关取得如下成果:一是通过对川南深层页岩气储层条件下吸附/解吸、应力敏感、气液相渗等渗流实验和理论研究,揭示了高温高压页岩气流动机理,并建立了耦合流动数学模型;二是通过建立页岩气压裂水平井非均匀产气不稳定试井分析模型,形成了页岩气井关井压力恢复非均匀裂缝参数定量评价方法;三是建立深层页岩气气-水两相多尺度渗流数学模型,形成了页岩气压裂水平井气-水两相产能评价及预测技术;四是发展了页岩气开发动态分析方法,明确了深层页岩气井生产动态特征,建立了单井可采储量预测经验方法^[13-18]。在此基础上,形成了深层页岩气开发技术政策优化技术,编制形成川南深层威荣、永川深层页岩气开发技术方案与技术政策。

3) 深层页岩气优快钻井技术

通过加强钻井-压裂-采输一体化平台规划、三维轨道设计等前期基础处理技术研究,形成了以三维轨道优化设计、优快钻井技术和“四位一体”轨迹精细控制为核心的钻井提速技术。单井钻前投资由105万元降至76.8万元;双二维轨迹井摩阻和扭矩同比降低40%,钻井效率提高50%,单井减少进尺150~200 m。开展井身结构优化、优选破岩工具和钻井参数、优控钻井液性能、通刮洗一体化完井技术研究,整体提速68%,周期降幅33%,实现100 d钻完井周期目标。发展了以“地震预测、地质建模、随钻伽玛、元素录井”四位一体相结合的井轨迹控制技术,实现优质储层钻遇率达98.93%。

4) 深层页岩体积压裂关键技术

攻关形成了以“射孔簇优化、暂堵转向、三超加砂、多级支撑、大排量降阻水连续加砂”为核心的密切割强加砂压裂技术,加砂强度由1.1 t/m上升到1.9 t/m,无阻流量和EUR分别提高39.3%和32.4%。针对套变井,采用暂堵转向压裂,结合暂堵压裂次数和射孔孔眼大小优化暂堵材料用量、封堵时间等参数。针对井漏、暂堵压裂难以实现充分改造的情况,采用带封隔器的无级滑套管柱进行分段压裂,在限压下尽量提高施工排量,较好地解决了套变丢段问题。

2.2.2.3 攻关形成常压页岩气低成本工程工艺技术体系

针对常压页岩气区分布面积广、埋藏相对较浅,单井产量低,现有工程技术成本难以实现效益开发的难点,按照“单井突破、平台试验、规模开发”的效益发展思路,在武隆、南川、白马地区开展低成本技术攻关,从地震、钻井和压裂等全流程探索低成本模式,取得良好效果。

1) 低密度三维地震技术

针对渝东南常压页岩气探区以宽缓向斜构造为特殊的地质条件,围绕满足水平井轨迹预测地质需求,提出常压页岩气低密度三维地震勘探理念。在确保波场采样充分性前提下优化观测系统设计,在武隆向斜采用三维炮道密度15万道/km²。为确保地震采集质量,针对灰岩裸露区地震激发效果差、单炮信噪比低的难题,形成基于目的层最大信噪比的岩性-井深-药量匹配地震激发技术,提高了单炮信噪比。针对武隆城区等大型障碍物区,结合基于起伏地表三维模型正演分析,利用炮点加密和增加接收排列等措施,确保资料获取。针对高陡山体滑坡高风险区,实施了电火花震源与炸药震源联合激发技术,保证了激发点的均匀性,

确保资料完整。通过上述措施,山地常压页岩气区低成本三维地震勘探相比原来较高炮道密度(>45万道/km²)三维地震方案节约投资46%。地震单炮一级品率达80.58%(设计要求75%),单炮品质明显优于前期二维和邻区三维地震采集单炮。地震处理成果剖面信噪比满足地质需求。通过储层预测,优质页岩厚度预测符合率大于95%,页岩脆性预测符合率大于95%,孔隙度预测符合率大于93%,泥浆漏失风险预测符合率大于90%和地震精度满足水平井钻井轨迹控制的需求。

2) 低成本钻井工艺

围绕浅表层、二叠系漏失,龙潭组-茅口组、韩家店组-小河坝组地层岩性复杂机械钻速慢,水平段导向效率低等制约提速提效降本瓶颈问题,开展钻井系列攻关创新和技术集成配套应用,取得以下成果:一是优化“阶梯式二开制”井身结构形成低成本提速提效的“瘦身二开制”井身结构,缩短钻井周期。二是充分发挥设备能力,配套BICO大扭矩螺杆、六刀抗冲击/五刀短保径导向PDC钻头的关键提速工具,提高破岩效率,同时提高机械钻速。三是优选常规LWD导向工具,替代旋转导向钻井方式,采用地质工程一体化导向模式,同时加强靶窗优化、轨道优化,配套高效钻头、钻具组合等关键工具,实现了水平段的高效钻井水平段单日最高进尺473 m,优质页岩钻遇率98%以上。四是提升完井工艺,采用“短起下+大排量循环”处理井筒,不通井下套管,节约周期1~2 d;采用低密度水泥浆体系+水泥低返+预应力固井技术,实现了低成本降低环空带压风险。五是完善防漏堵漏措施,实现安全高效钻井。通过上述措施,在武隆地区通过两轮次攻关,钻井周期缩短54.90 d,提效142.96%,平均机械钻速提高124.81%,完井周期缩短60.30 d,提效144.15%,单井成本降低33%。

3) 电动压裂工艺集成与应用

在页岩气规模压裂施工过程中,采用电动压裂泵组与常规2500型压裂车组相比,具有如下低成本优势:电动压裂泵组自动化程度高,可减少操作人员40%,单井降本12万元;电动压裂泵单台设备功率大,可替代2.5台2500型压裂车,设备投资降低60%;能耗低,电动压裂泵能源消耗降低75%。通过采用HP6000型等电动压裂泵组,配套集成电动直驱混砂、电动混配和自动风送输砂等工艺技术,为成套压裂施工装备全电动化、数字化和信息化集成控制工艺升级奠定基础。全电驱压裂设备及配套技术推广应用后,压裂生产运行效率提高近一倍,目前日均压裂平均6段,最高8段,创国内最高纪录。设备减少占地面积

23.07%,后期单井可节约成本超过200万元,减少噪音约29%,无固废产生,单井折算减少碳排放680 t,大气污染物4.72 t。

2.2.3 关键装备、工具和材料实现中国制造

“十三五”期间,为了实现复杂地质条件下钻井提速提效,研发了适应性的关键设备和配套工具材料。在压裂设备方面,成功研制世界首台3000型压裂泵车、超大功率电动成套压裂装备、连续油管作业车、易钻复合桥塞等配套装备和工具,有力保障了山地环境下长时间、高压、大功率压裂施工。在配套工具方面,全面推广应用趾端滑套、牵引器、可溶桥塞等配套工具,提高施工时效性,降低施工费用,单井工程费用平均降低70万元。在油基钻井液性能优化提升方面,改善了高密度油基钻井液流变性能,钻井液密度最高 1.86 g/cm^3 。同时,配合电网改造,规模化应用压裂车和电动设备组合,比常规车组节约费用18%~34%。通过低成本压裂材料、施工工艺及配套工具的应用,平均单井压裂成本由2800万元降低到2000万元以下,单井压裂综合费用相比初期降低30%左右,满足了投资刚性约束条件下效益开发需求。

2.2.4 创建一批专利和标准

“十三五”期间建立了海相页岩气地质评价与开发技术、标准体系。中国石化已获得授权“一种页岩气水平井地质导向方法”等国家专利504项,其中国内授权发明专利288项,国外授权发明专利5项,形成了“涪陵页岩气田浅层钻井安全推荐做法”、“涪陵页岩气田水平井生产套管固井技术规范”等百余项技术标准和规范。

综上所述,“十三五”期间,中国石化坚持创新引领与技术攻关,坚持勘探开发一体化、地质工程一体化,坚持低成本理念,实现页岩气跨越式发展。勘探上,在五峰组-龙马溪组深层、常压页岩气攻关,二叠系海相页岩气、侏罗系东岳庙段新层系页岩气勘探率先在国内取得新突破;新增探明页岩气地质储量 $5600\times 10^8\text{ m}^3$,发现探明了中国首个深层页岩气田-威荣页岩气田;实现了中国首个常压页岩气商业规模发现,中国最大页岩气田——涪陵页岩气田储量规模持续扩大。开发上,率先在国内开展页岩气立体开发提高采收率攻关,实现了整体采收率翻番,率先实现中国常压页岩气开发,页岩气规模开发能力由3500 m拓展到3800 m,实现了页岩气快速上产。海相页岩气勘探开发理论技术不断完善创新,在深层页岩气富集

机理、常压页岩气富集规律研究取得新认识,创新形成了海相页岩气提高采收率技术体系,深层页岩气压裂技术攻关不断突破新深度。超大功率电动压裂泵装备等新装备研制,助推了页岩气低成本技术发展与规模应用,单井钻完井成本实现持续下降。创建形成了一批专利、标准。2017年涪陵大型海相页岩气田高效勘探开发荣获国家科技进步一等奖,2019年涪陵页岩气田焦石坝一期产建项目获国家优质工程金奖,引领了中国页岩气的快速发展。

3 发展展望

据“十三五”资评,中国石化页岩气地质资源量为 $28\times 10^{12}\text{ m}^3$ 、可采资源量为 $5.48\times 10^{12}\text{ m}^3$,截至2020年底已累计探明地质储量为 $9408\times 10^8\text{ m}^3$,资源探明率为3.3%。页岩气有利区主要分布于四川盆地及周缘,资源探明率为5.7%,剩余资源量为 $15\times 10^{12}\text{ m}^3$ 。页岩气有利目标主要分布在志留系深层-超深层、常压和新层系等领域(表1),具有类型多、地质和地表条件复杂、快速实现规模开发难度大的特点。

深层、常压和新区新层系页岩气将是下一步攻关突破的重点领域,但已有的勘探开发实践表明,重点攻关领域页岩气地质条件复杂,深层、常压页岩气富集高产规律、地质工程双甜点预测和低成本、高效开发的工程工艺技术亟待攻关突破^[19-20]。涪陵页岩气田老区开发已进入快速递减阶段,多层立体开发和重复压裂等持续提高采收率技术还需持续攻关。新的产能接替区地质条件复杂,效益开发和规模建产的配套技术不成熟,持续稳产上产存在挑战。针对不同领域页岩气开展理论与技术攻关,是实现多类型页岩气勘探突破和商业开发、保障发展目标得以实现的关键。“十四五”期间,将重点开展以下理论技术攻关。

1) 不同类型页岩气富集机理等基础理论研究。包括深层、超深层页岩气赋存方式、超压形成机理;常压页岩气赋存机理与压力保存机制;陆相和海陆过渡相等复杂岩性页岩气源-储配置关系及赋存方式;多类型页岩气资源、勘探选区和目标评价方法和标准的完善;多类页岩气“双甜点”地质工程一体化预测攻关。

2) 页岩气藏开发精细评价研究。深化和建立不同类型气藏评价、产能变化规律等方法和标准。加大涪陵页岩气田多层系立体开发和技术升级力度,攻关超密布缝+高强度加砂压裂改造模式,提高气田整体采收率。

3) 页岩气新领域关键技术攻关。在深层页岩气

表 1 四川盆地及周缘页岩气不同领域有利目标资源潜力
Table 1 Shale gas resources of potential targets in different areas of the Sichuan Basin and its periphery

层系	领域	剩余资源量/ (10 ⁸ m ³)	资源特点	分布有利区
志留系	4 000 m 以浅 (压力系数 > 1.2)	9 483	探明率 44%。位于盆地边缘构造复杂区,有利目标面积小	已探明:涪陵、威荣、永川 已发现:阳春沟、丁山 待突破:桂花、南天湖等
	4 000 ~ 4 500 m 深层 (压力系数 > 1.2)	7 966	位于盆内,保存条件好,埋藏深,压裂技术攻关是关键,为近中期实现规模增储重点领域	已发现:永川、丁山、东溪、凤来 待突破:太和、石龙峡、中梁山等
	4 500 ~ 5 000 m 超深层 (压力系数 > 1.2)	10 465	位于盆内,保存条件好,埋藏更深,工程技术突破是关键,为中长期规模增储重点领域	待突破:东溪、石龙峡、中梁山、新场、石油沟等
	常压 (压力系数 < 1.2)	13 428	探明率 12%。位于盆缘和盆外,保存条件差,单井产量低,低成本技术攻关是关键,为近中期实现规模增储重点领域	已探明:平桥南 - 东胜 已发现:白马、武隆、道真、桑柘坪 待突破:松坎、建新 - 石宝等
	合计	41 342		
新层系	寒武系、侏罗系、二叠系等	27 296	以陆相、海、陆过渡相页岩气为主,勘探程度和研究认识程度低,配套工程工艺技术有待攻关,是中长期规模增储主要领域	已发现:复兴侏罗系、井研 - 犍为寒武系 待突破:元坝、普光侏罗系;建南、普光、南江二叠系;宜昌寒武系等
合计		68 638		

压裂技术攻关上,坚持按深度逐步推进攻关的思路,在 4 200 m 深层取得技术突破的基础上,通过持续提产降本,实现 4 500 m 以浅页岩气资源商业开发,并在 5 000 m 深层取得技术突破。在常压页岩气低成本攻关方面,以单井钻采成本控制在 3 500 万元以下为目标,持续开展井组攻关低成本钻井、压裂等工程工艺技术集成与创新,实现常压页岩气资源规模开发。在陆相、海 - 陆过渡相的复杂岩性等工程工艺技术攻关方面,在储层改造机理认识取得新突破,形成适应性配套工程技术体系。

4) 页岩气提高采收率技术攻关。重点开展页岩气建模数模一体化优化技术、多层立体开发提高采收率技术、高密度多层“井工厂”钻完井技术、多分支水平井分段压裂技术、水平井可控体积压裂技术、重复压裂技术等攻关。

通过上述理论、技术攻关,勘探上以四川盆地及周缘为重点,力争在深层和盆缘复杂构造带志留系、四川盆地二叠系、侏罗系等新层系和中扬子新区等 4 大领域取得商业突破,并在涪陵页岩气田外围、川南深层页岩气、川东南常压页岩气和中扬子新区形成 4 大规模增储阵地,探明形成涪陵万亿方规模大气田。同时,持续加强对中扬子寒武系、南方外围新区海相、松辽盆地南部白垩系、鄂尔多斯盆地奥陶系、华北石炭系 - 二叠系等新区新层系的研究探索,力争取得新突破。开发上,使涪陵页岩气田老区采收率提高至 40%,实现持续上产稳产;在川南威荣、永川和丁山等新区深层页岩气实现规模建产上产;武隆和道真向斜常压页岩气实现有效开发;在涪陵北部复兴侏罗系、建南二叠系、宜

昌新区实现商业开发,实现中国石化页岩气持续上产。

4 结论

1) “十三五”中国石化加强地质工程一体化、勘探开发一体化,加大关键技术攻关,实现了页岩气跨越式发展。建成了北美以外最大的页岩气田——涪陵页岩气田,探明并开发了中国首个深层页岩气田——威荣页岩气田,实现了中国首个常压页岩气规模商业发现。落实了深层、常压 5 个千亿方资源规模新阵地,实现了“走出涪陵”的战略部署。新区新层系页岩气勘探领域不断拓展,“走出志留系、走出海相、走出四川盆地”的战略构想有望实现。率先开展深层页岩气压裂技术、常压页岩气低成本技术、海相页岩气提高采收率技术攻关并取得突破,引领了国内页岩气快速发展。

2) 未来页岩气攻关方向将以四川盆地及周缘深层、常压、新区新层系为重点领域,通过加强不同类型页岩气富集机理、开发规律的基础理论研究,加大不同类型低成本适应性钻完井及压裂工程等关键技术攻关,积极培育形成涪陵万亿方规模大气田,攻关突破川东南 4 000 ~ 5 000 m 深层志留系,以及盆缘复杂构造带常压志留系,侏罗系、二叠系等新层系,中扬子新区等四大领域,全力推进页岩气战略领域新突破,实现多类型页岩气商业发现和储产量规模增长。

参 考 文 献

[1] 国土资源部油气资源战略研究中心. 全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选[M]. 北京: 科学出版社, 2016, 198 - 215.
Strategic research center of oil and gas resources, Ministry of land and

- resources. Investigation and evaluation of shale gas resource potential and optimization of favorable areas in China[M]. Beijing: Science Press, 2016, 198–215.
- [2] 国土资源部油气资源战略研究中心. 页岩气资源动态评价[M]. 北京: 地质出版社, 2017.
Strategic research center of oil and gas resources, Ministry of land and resources. Dynamic evaluation of shale gas resources[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2017.
- [3] 赵全民, 张金成, 刘劲歌. 中国页岩气革命现状与发展建议[J]. 探矿工程, 2019, 46(8): 1–9.
Zhao Quanmin, Zhang Jincheng, Liu Jing. Status of Chinese shale gas revolution and development proposal[J]. Exploration Engineering, 2019, 46(8): 1–9.
- [4] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 中国页岩气研究现状与发展趋势[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 689–694.
Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Research status and trends of shale gas in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 689–694.
- [5] 郭旭升. 南方海相页岩气“二元富集”规律—四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. 地质学报, 2014, 88(7): 1210–1218.
Guo Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in Southern China—understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1210–1218.
- [6] 郭彤楼, 张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 28–36.
Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28–36.
- [7] 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质, 2014, 41(3): 894–901.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wen Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiba area[J]. Geology China, 2014, 41(3): 894–901.
- [8] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 561–574.
Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561–574.
- [9] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 四川盆地深层—超深层天然气勘探进展与展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 1–14.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Huang Renchun, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: Progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 1–14.
- [10] 郭彤楼, 蒋恕, 张培先, 等. 四川盆地外围常压页岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油实验地质, 2020, 42(5): 837–845.
Guo Tonglou, Jiang Shu, Zhang Peixian, et al. Progress and direction of exploration and development of normally-pressured shale gas from the periphery of Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(5): 837–845.
- [11] 何希鹏, 王运海, 王彦祺, 等. 渝东南盆缘转换带常压页岩气勘探实践[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 126–136.
He Xipeng, Wang Yunhai, Wang Yanqi, et al. Exploration practices of normal-pressure shale gas in the marginal transition zone of the south-east Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 126–136.
- [12] 王志刚. 涪陵大型海相页岩气田成藏条件及高效勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2019, 40(3): 370–382.
Wang Zhigang. Reservoir formation conditions and key efficient exploration & development technologies for marine shale gas fields in Fuling area, South China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(3): 370–382.
- [13] 贾爱林, 位云生, 刘成, 等. 页岩气压裂水平井控压生产动态预测模型及其应用[J]. 天然气工业, 2019, 39(6): 71–80.
Jia Ailin, Wei Yunsheng, Liu Cheng, et al. A dynamic prediction model of pressure control production performance of shale gas fractured horizontal wells and its application[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 71–80.
- [14] 郭建林, 贾爱林, 贾成业, 等. 页岩气水平井生产规律[J]. 天然气工业, 2019, 39(10): 53–58.
Guo Jianlin, Jia Ailin, Jia Chengye, et al. Production laws of shale-gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 53–58.
- [15] 杨波, 罗迪, 张鑫, 等. 异常高压页岩气藏应力敏感及其合理配产研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(2): 115–121.
Yang Bo, Luo Di, Zhang Xin, et al. A study of stress sensitivity of abnormal high pressure shale gas reservoir and reasonable productivity allocation[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(2): 115–121.
- [16] 沈金才. 涪陵焦石坝区块页岩气井动态合理配产技术[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 103–109.
Shen Jincai. The technique of rational and dynamic production allocation of shale gas wells in Jiaoshiba block, Fuling area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 103–109.
- [17] 熊小林. 威远页岩气井 EUR 主控因素量化评价研究[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(4): 532–538.
Xiong Xiaolin. Quantitative evaluation of controlling factors on EUR of shale gas wells in Weiyuan block[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(4): 532–538.
- [18] 刘杰, 张永利, 胡志明, 等. 页岩气储层纳米级孔隙中气体的质量传输机理及流态实验[J]. 天然气工业, 2018, 38(12): 87–94.
Liu Jie, Zhang Yongli, Hu Zhiming, et al. An experimental study on the mass transfer mechanism and the flow regime of gas in nano-scale pores of shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(12): 87–94.
- [19] 何骁, 李武广, 党录瑞, 等. 深层页岩气开发关键技术难点与攻关方向[J]. 天然气工业, 2020, 41(1): 1–7.
He Xiao, Li Wuguang, Dang Lurui, et al. Key technological challenges and research directions of deep shale gas development[J]. Natural Gas Industry, 2020, 41(1): 1–7.
- [20] 梁兴, 徐政语, 张介辉, 等. 浅层页岩气高效勘探开发关键技术——以昭通国家级页岩气示范区太阳背斜区为例[J]. 石油学报, 2020, 41(9): 1033–1048.
Liang Xing, Xu Zhengyu, Zhang Jiehui, et al. Key efficient exploration and development technologies of shallow shale gas: A case study of Taiyang anticline area of Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(9): 1033–1048.