

引文：董焕忠，熊波，王道成，等。“绿色发展西南模式”的思考与实施路径——以中国石油西南油气田公司为例[J]. 天然气工业，2022, 42(4): 149-155.  
DONG Huanzhong, XIONG Bo, WANG Daocheng, et al. Thinking and implementation path of "Green Development Mode in Southwest China": A case study on PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4): 149-155.

## “绿色发展西南模式”的思考与实施路径 ——以中国石油西南油气田公司为例

董焕忠<sup>1</sup> 熊波<sup>2</sup> 王道成<sup>2</sup> 李森圣<sup>3</sup> 刘蔷<sup>2</sup> 王富平<sup>3</sup>

1. 中国石油西南油气田公司 2. 中国石油西南油气田公司新能源事业部  
3. 中国石油西南油气田公司天然气经济研究所

**摘要：**作为西南地区最大的油气生产企业，中国石油西南油气田公司（以下简称西南油气田）正在加快天然气增储上产的步伐、推进以建成国内最大的现代化天然气工业基地为目标的“三步走”战略。为了应对上述过程中所面临的更好地满足区域内清洁用能需求、能耗和碳排放量刚性增长以及向绿色能源综合服务公司转型难度大等多重挑战，亟须探索天然气规模上产与绿色低碳高质量发展协同的“绿色发展西南模式”之路。为此，分析了川渝地区清洁能源资源禀赋及发展条件，明确了天然气产业在清洁能源发展中的定位与作用，梳理了天然气生产企业保障能源安全及清洁生产面临的挑战，进而有针对性地提出了“绿色发展西南模式”的总体思路：以川渝地区天然气、水力、风力、太阳能、地热等清洁能源资源为依托，充分发挥天然气清洁低碳、灵活调峰、综合利用效率高的独特作用，以及西南油气田在天然气产业链的资源、管网和市场优势，聚焦内部清洁替代和外部融合发展两个方面，发展 5 个“天然气+”（天然气+水风光电、天然气+余压发电、天然气+氢能、天然气+地热、天然气+CCS/CCUS）的“绿色发展西南模式”，把西南油气田建成“气、水、风、光、电、热、氢”深度融合发展的低碳/零碳示范区，努力将其建设成为“业务多元、产品多样”的绿色能源综合服务公司。

**关键词：**川渝地区；中国天然气工业基地；清洁能源资源禀赋；天然气产业；5 个“天然气+”；“绿色发展西南模式”

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.04.014

## Thinking and implementation path of "Green Development Mode in Southwest China": A case study on PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company

DONG Huanzhong<sup>1</sup>, XIONG Bo<sup>2</sup>, WANG Daocheng<sup>2</sup>, LI Sensheng<sup>3</sup>, LIU Qiang<sup>2</sup>, WANG Fuping<sup>3</sup>

(1. PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. New Energy Division, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 3. Natural Gas Economics Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China)

Natural Gas Industry, Vol.42, No.4, p.149-155, 4/25/2022. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** As the largest oil and gas production enterprise in Southwest China, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company (hereinafter referred to as Southwest Oil & Gasfield) has been speeding up the pace of natural gas reserves and production increase and promoting the "three-step" strategies to achieve the goal of building up the largest modern natural gas industry base in China. In order to cope with the challenges in this process to better satisfy the regional energy demand, energy consumption and rigid carbon emission increase and difficult to transform into a comprehensive green energy service company, it is urgent to explore the road of "Green Development Mode in Southwest China" which collaborates the large-scale natural gas production increase with the green, low carbon and high-quality development. In this regard, we analyzed the natural endowment and development conditions of clean energy resources in the Sichuan-Chongqing area, clarified the positioning and role of natural gas industry in the development of clean energy, and sorted out the challenges of natural gas production enterprises to ensure energy security and clean production. Based on this, we put forward the general idea of "Green Development Mode in Southwest China" specifically as follows. Relying on natural gas, hydro power, wind power, solar energy, geothermal and other clean energy resources in the Sichuan-Chongqing area, we should give full play to the unique performance of natural gas (i.e., clean and low carbon, flexible peak shaving and high comprehensive utilization efficiency) and the advantages of Southwest Oil & Gasfield in the resources, pipeline network and market of natural gas industry chain, focus on both internal clean energy replacement and external integration development, and develop the "Green Development Mode in Southwest China" with natural gas + hydro, wind and photo electricity, natural gas + residual pressure power generation, natural gas + hydrogen, natural gas + geothermal, and natural gas + CCS/CCUS, so as to turn the Southwest Oil & Gasfield into a low carbon/zero carbon demonstration area with the in-depth integrated development of "natural gas, hydro, wind, light, electricity, heat, and hydrogen" and transform it into a comprehensive green energy service company with "diversified businesses and various products".

**Keywords:** Sichuan-Chongqing area; China's natural gas industry base; Natural endowment of clean energy resource; Natural gas industry; "Natural gas +"; "Green Development Mode in Southwest China"

**基金项目：**中国石油天然气集团有限公司科技项目“天然气压差发电技术及装备研究”[编号：2021DJ5403(GF)-03-01]、中国石油天然气集团有限公司软科学研究课题“推进川渝地区天然气发电与水电融合发展策略研究”（编号：20210120）。

**作者简介：**董焕忠，1966 年生，正高级工程师，博士；现任中国石油西南油气田公司副总经理，主要从事油气田勘探开发及新能源方面的技术管理工作。地址：（610051）四川省成都市成华区府青路一段 1 号。ORCID: 0000-0002-5867-4038。E-mail: donghuanzhong@petrochina.com.cn

## 0 引言

作为世界上最大的发展中国家,中国在未来很长一段时间内都将保持能源消费量刚性增长<sup>[1-3]</sup>。天然气作为最清洁低碳的化石能源,在我国实现“碳达峰、碳中和”战略目标(以下简称“双碳”目标)的进程中,发挥着至关重要的作用——既是承接传统化石能源有序退出的补位能源,也是支撑可再生能源大规模开发的“稳定器”<sup>[4-7]</sup>。中国石油西南油气田公司(以下简称西南油气田)作为西南地区最大的油气生产企业(工区主要在川渝地区),正加快天然气增储上产的步伐,在2020年天然气年产量已达 $320 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、全面建成300亿战略大气区的基础上,制定了2025年上产 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、2030年上产 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、2035年保持 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上稳定生产并建成国内最大的现代化天然气工业基地为目标的“三步走”战略<sup>[8-10]</sup>。然而,在西南油气田天然气快速上产的过程中,不可避免地面临着更好满足区域内清洁用能需求、能耗和碳排放量刚性增长以及向绿色能源综合服务公司转型难度大等多重挑战。因此,迫切需要探索天然气规模上产与绿色低碳高质量发展协同的“绿色发展西南模式”之路,以保障国家能源安全、助力“双碳”目标的实现。

## 1 川渝地区清洁能源资源禀赋及发展条件

川渝地区清洁能源资源禀赋良好:①天然气资源量和产量均居全国第一,是全国最大的天然气(页岩气)生产基地,正在加快国家千亿立方米级天然气产能基地和中国“天然气大庆”建设步伐,天然气产业正进入快速发展的“黄金期”<sup>[9]</sup>;②水力发电(以下简称水电)装机规模和发电量均居全国第一;③川西高原局部区域拥有丰富的风力发电和光伏发电(以下简称风光电)、地热等清洁能源资源;④氢源丰富,并且在交通领域的应用示范已经初具规模。但是,川渝地区能源资源分布却严重不均,整体呈现出“水丰、气足、缺煤、少油”的能源资源禀赋特征,致使川渝地区绿色低碳发展存在着结构性矛盾。

### 1.1 清洁能源供应和消费情况

在能源供应方面,川渝地区清洁能源供应以水电和天然气为主,作为“西气东送”和“西电东送”的重要基地,为保障全国的天然气及电力供应安全做出了重要贡献;风光电规模小、占比较低,地热

及氢能应用尚处于起步阶段。2020年,四川省能源生产总量为 $13\,897.8 \times 10^4 \text{ t}$ (标准煤),其中以水电为主的一次电力以及天然气合计占比达87.5%,清洁能源生产水平全国领先(图1-a)。2020年,重庆市能源生产总量为 $2\,954.2 \times 10^4 \text{ t}$ (标准煤),其中一次电力以及天然气合计占比达68.2%(图1-b)。

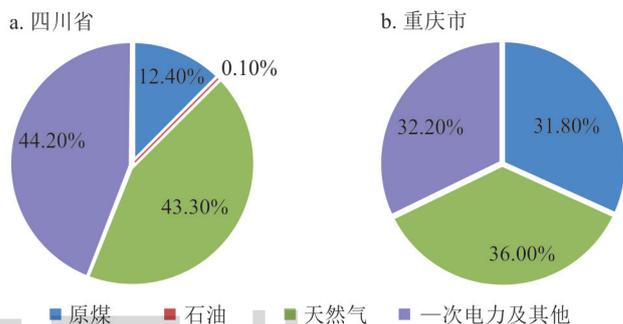


图1 2020年四川省和重庆市的能源供应结构饼图

在能源消费方面,四川省和重庆市存在着一定的差异。2020年,四川省能源消费总量为 $21\,185.9 \times 10^4 \text{ t}$ (标准煤),其中以水电为主的一次电力以及天然气合计占比达55.4%,清洁能源消费量处于较高的水平(图2-a)。2020年,重庆市能源消费总量为 $7\,928.7 \times 10^4 \text{ t}$ (标准煤),其中一次电力以及天然气合计占比为32.6%,清洁能源消费量处于较低的水平,仍有较大的提升空间(图2-b)。

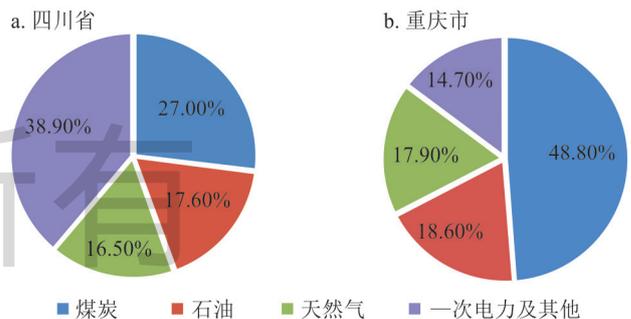


图2 2020年四川省和重庆市的能源消费结构饼图

### 1.2 清洁能源发展所面临的挑战

1) 清洁能源消费量与供应量不匹配。从所属地域来看,川渝地区清洁能源供应量处于全国领先地位,但重庆市清洁能源消费量则有待于进一步提升。从能源品种来看,鉴于川渝地区“水丰、气足、缺煤、少油”的能源资源禀赋特征,水电、天然气外输量占比高,而就地消纳量则有待于提升;煤炭和石油依赖于从外省市购入,区域内统筹调配清洁能源利用率还有待于提高。

2) 清洁能源资源综合利用率有待于提升。从天

然气产业来看,根据自然资源部组织的“十三五”全国油气资源评价结果,四川盆地天然气总资源量为 $39.94 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,已获天然气探明储量 $5.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,探明率为14.8%,常规气、页岩气资源量均居全国之首,是我国天然气勘探开发最具潜力的盆地,需要持续推进天然气储量、产量快速增加<sup>[9]</sup>。从水电产业来看,整体开发水平较高,但弃水现象仍然存在——丰水期(每年6至10月)川电外输线路无法完全满足外输需求,导致弃水现象频发,2018—2020年四川地区平均调峰弃水量为 $96 \times 10^8 \text{ kWh}$ ,并且此现象在短期内难以完全消除<sup>[11]</sup>。

3) 多能互补格局亟待形成。由于可再生能源(风、光电)主要分布在远离用电负荷中心的“三州一市”(四川省内的阿坝藏族羌族自治州、甘孜藏族自治州、凉山彝族自治州和攀枝花市),基础设施薄弱,亟待打通电力外输通道;由于可再生能源发电具有间歇性、随机性和波动性,由此也带来了供能不稳定的问题,亟待形成多能互补融合发展的格局<sup>[12]</sup>。

4) 清洁能源应用场景尚待培育。从地热来看,四川省地热可利用总量位居全国第三,但开发利用程度较低、开发利用形式单一,远未实现资源的综合梯级利用。从氢能来看,交通领域的应用规模仍有待于进一步扩大,热电联供(含氢能发电和分布式能源)、冶金、绿氢化工等领域的示范典型还有待于培育。

## 2 天然气产业在清洁能源发展中的地位与作用

较之于其他传统化石能源,天然气具有清洁低碳、灵活调峰、综合利用效率高等技术经济特征,它既是新能源发展的最佳“伴侣”,又是现阶段解决川渝地区清洁能源发展所面临挑战的突破口。同时在“双碳”目标的背景下,处于气田开发后期的枯竭气藏,为碳捕集封存及利用(CCS/CCUS)产业的发展提供了良好的应用场景。在构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系中,天然气将发挥“降碳、补电、制氢、存碳”的重要作用(图3),以下分述之。

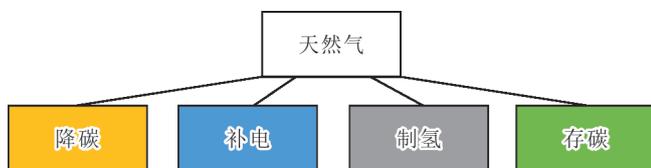


图3 天然气产业重要作用示意图

1) 发挥天然气清洁低碳优势,补位和替代高碳高污染能源,充当基础能源。传统化石能源是二氧化碳排放的主体,在能源供给侧实施清洁能源替代成为推动“双碳”目标实现的关键。天然气清洁低碳、可以规模应用、基础设施相对完善,在能源转型中可补位(补充增量)和替代(替代存量)高碳高污染燃料,既是能源转型过渡期的重要支撑,也是现阶段最现实、可行的基础和主体能源<sup>[13-14]</sup>。

2) 发挥天然气灵活调峰优势,作为调峰补充电源,在构建新型电力系统过程中充当主要调峰资源。发展充足的灵活性电源已成为构建以新能源为主体的新型电力系统的关键,“可再生能源发电+天然气发电(以下简称气电)”是未来相当长一段时间内提供增量电力热力需求、保障电力供应安全的优选解决方案,气电作为新型电力系统的关键支撑电源,其调峰作用将贯穿能源转型全过程<sup>[15]</sup>。此外,天然气分布式能源也将成为综合能源供应的重要组成部分。

3) 发挥天然气制氢效率高的优势,在氢能发展过程中充当“孵化器”和“助推器”。氢能作为洁净环保、可以储存、可以再生的二次能源,是实现“双碳”目标的重要抓手和支撑。可再生能源制氢(绿氢)规模化发展需要化石能源制氢对相关产业进行先导培育,扩大氢的应用场景、培育市场规模、解决氢的储运和加注难点,突破核心技术瓶颈。天然气制氢和管道掺氢输送综合利用优势明显,是最为现实的选择<sup>[13]</sup>。

4) 充分发挥枯竭气藏的存碳潜力,在CCS/CCUS产业示范和推广应用发挥重要作用。川渝地区丰富的枯竭气藏为CCS/CCUS产业发展提供了良好的封存环境<sup>[16]</sup>。四川盆地的天然气生产企业正在加速上产,净化厂尾气、烟气 $\text{CO}_2$ 排放量将持续增加,碳减排压力极大。此外,川渝地区钢铁、水泥、陶瓷、玻璃以及化工等企业也有大量的碳减排需求。大力推进CCS/CCUS技术研究和工业示范,可以为川渝地区实现碳中和提供有力的支撑。

## 3 天然气生产企业保障能源安全及清洁生产面临的挑战

1) 区域内清洁用能需求量增加,面临着如何更好地满足区域内清洁用能需求的挑战。川渝两地政府对提高清洁能源消费比重都提出了明确的要求,其中四川省要求到2025年全省清洁能源消费比重达到60%左右、2030年达到66%左右。2022年3月,出席第十三届全国人民代表大会第五次会议的四川代

代表团和重庆代表团，共同向大会提交了《关于加快推进川渝能源保障一体化建设的建议》(以下简称《建议》)，呼吁国家层面建立跨部门协调机制，开展川渝地区能源综合改革，为成渝地区双城经济圈建设提供能源支撑，凸显推动解决相关问题的重要性和迫切性。其中，《建议》重点提出强化水电和天然气就地消纳，统筹解决“缺煤少油”问题，包括支持清洁能源优先就地消纳，以及在负荷中心和天然气主产地建设天然气调峰发电项目等具体建议。

2) 能耗和碳排放量刚性增长，面临着 2030 年前碳达峰难度大的挑战。“十四五”和“十五五”时期，四川盆地内天然气持续快速上产，将带来能耗和碳排放量的刚性攀升，区域内油气企业碳达峰任务异常艰巨。以西南油气田为例，按照当前的碳排放强度，若不考虑碳减排举措，到 2030 年天然气产量达到  $800 \times 10^8 \text{ m}^3$  并持续稳产，能耗将达到  $551 \times 10^4 \text{ t}$  (标准煤)，碳排放量将高达  $456 \times 10^4 \text{ t}$ ，西南油气田 2030 年前实现碳达峰的难度极大。此外，规模化实施 CCS/CCUS 项目是油气企业实现 2030 年前碳达峰的最佳选择，但 CCS/CCUS 技术规模化应用在技术、经济等多方面还存在着不确定性，也面临着缺乏激励政策、产业链协同困难等难题。

3) 绿色转型发展刚刚起步，面临着向绿色能源综合服务公司转型难度大的挑战。西南油气田除油气主营业务外，其他绿色能源业务才刚刚起步，矿权范围内可再生能源业务资源禀赋差，难以实现该公司绿色能源业务规模化、产业化发展。从当前主要以单纯的天然气生产商和原料供应商向“业务多元、产品多样”的绿色能源综合服务公司转变依然任重而道远。

#### 4 “绿色发展西南模式”的战略思考

以加快推进天然气年产量上产  $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，保障国家能源安全为基础，锚定“双碳”目标，奋力推进西南油气田绿色低碳转型发展。按照中国石油天然气集团有限公司“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走战略，以川渝地区气、水、风、光、热资源为依托，充分发挥天然气在保障能源安全、实现“双碳”目标和绿色低碳转型发展中的独特作用，以及西南油气田在天然气产业链的资源、管网和市场优势，重点聚焦以下两个方面。

1) 内部清洁替代。主要是企业内部挖潜，推广天然气分布式能源，用好余压(多余的压力能)余热(多余的热能)、地热及枯竭气藏等资源，主要做

法包括：①天然气分布式能源，充分发挥其高效综合利用及节能减排的优势，在净化厂、办公基地、职工宿舍楼等内部区域推广应用；②天然气+余压发电，利用从天然气井口到用户终端丰富的余压能资源，替代生产所需的部分外购电力；③天然气+地热，利用天然气气井的高温产出水热能，实现综合利用；④天然气+CCS/CCUS，充分利用现有枯竭气藏资源，积极推动碳封存示范项目，最终实现内部清洁替代，并培育新能源产业，实现向绿色能源综合服务公司的转型。

2) 外部融合发展。主要是致力于不同能源品种之间的融合发展，主要做法包括：①天然气+水风光电，通过“天然气、水力、太阳能、地热等清洁能源”发电融合，发挥天然气发电(含天然气分布式能源)的灵活调峰功能，提升可再生能源的消纳能力和新型电力系统的稳定性；②天然气+氢能，发挥西南油气田在氢能“制储输用”一体化方面的优势，降低氢能综合利用成本，培育氢能市场。

综上所述，形成了“绿色发展西南模式”的总体思路：以川渝地区天然气、水力、太阳能、地热等清洁能源资源为依托，充分发挥天然气清洁低碳、灵活调峰、综合利用效率高的独特作用，以及西南油气田在天然气产业链的资源、管网和市场优势，聚焦内部清洁替代和外部融合发展两个方面，发展 5 个“天然气+”(天然气+水风光电、天然气+余压发电、天然气+氢能、天然气+地热、天然气+CCS/CCUS 业务)的“绿色发展西南模式”，把西南油气田建成“气、水、风、光、电、热、氢”深度融合发展的低碳/零碳示范区，努力将其建设成为“业务多元、产品多样”的绿色能源综合服务公司。

#### 5 “绿色发展西南模式”的实施路径

西南油气田“绿色发展西南模式”的实施路径如图 4 所示。



图 4 “绿色发展西南模式”实施路径示意图

##### 5.1 天然气+水风光电

在区域和国家两个“西电东送”的新格局下，充分发挥天然气发电低碳环保、运行灵活、调峰出色的优势，推进天然气发电与水风光电融合发展，实现

气水风光一体化提升：①在区域“西电东送”系统下，构建“气水风光协调运行”新模式，将川西地区丰富的电力资源送往四川盆地中东部负荷中心，以气电作为负荷中心受端电网支撑点，增强电力系统的灵活性和调峰调频能力，保障成渝地区双城经济圈建设的能源安全，满足川渝地区后续清洁能源集中开发的送电需求，形成送受一体化的大型清洁能源基地；②在国家“西电东送”系统下，构建“气水风光电打捆外送”新模式，加快推进天然气发电项目建设，补足水电和风光电部分时段不足的外送能力，将四川丰富的电力资源外供给全国负荷中心的华中、华东地区，在更大范围内实现清洁能源优化配置。通过“气水风光电打捆外送”提高通道利用效率，并达到增加可再生能源消纳量和保证电力供应双赢的目的<sup>[11]</sup>。

## 5.2 天然气+余压发电

充分发挥天然气上、中、下游全产业链广泛存在的绿色余压资源，利用余压发电产生的绿电实现内部清洁替代，提升公司余压综合利用水平，并探索通过与分布式光伏发电、天然气分布式能源等多能融合互补的模式不断壮大产业，推动示范、推广应用，努力将余压发电打造成天然气行业绿色发展的新方向。目前，天然气余压发电技术主要应用于天然气输配气场站和天然气净化厂，电能消纳形式主要为自发自用，随着技术的成熟及突破，下一步将在地下储气库、采气井井口等大流量、高压、复杂气质场景开展天然气余压发电推广应用，协调所发电采取“自发自用、余电上网”的方式消纳，实现余压发电业务规模化发展<sup>[17]</sup>。

## 5.3 天然气+氢能

充分发挥西南油气田在氢能“制运储用”一体化方面的优势，以及天然气制氢在氢能发展过程中的“孵化器”和“助推器”作用，积极推动“天然气+氢能”融合发展，探索绿氢化工，建设油气电氢一体化综合交通能源站，提升天然气就地消纳和综合利用水平，推动成渝氢走廊和氢能产业建设。具体做法如下。

1) “天然气+氢能”融合发展模式，以氢能“制运用”示范项目探索氢能全产业链发展。在制氢方面，开展工业副产氢提纯制氢、天然气制氢和绿氢制备应用示范；在运氢方面，采用长管拖车运输和纯氢管道运输，当条件具备时布局天然气管道掺氢输送；在用氢方面，对于交通领域依托现有加油、加气站点，适度超前、合理布局综合能源示范站，对于化工领

域探索绿氢合成氨等项目<sup>[18]</sup>。

2) 油气电氢一体化综合交通能源服务站模式，充分发挥西南油气田天然气资源、管网、终端站点和技术的协同优势，开展制加氢综合能源站示范工程，打造油气电氢一体化综合交通能源服务平台<sup>[19]</sup>。

## 5.4 天然气+地热

充分发挥天然气开采过程中伴生的绿色、低成本中低温地热资源，利用地热实现天然气气井现有用能的内部清洁替代，提升西南油气田伴生资源的综合利用水平；同时探索通过有机朗肯循环（Organic Rankine Cycle，简称 ORC）发电，以及与余压发电、燃气冷热电联产等多能融合互补，建立伴生地热的应用示范，推动低温地热与周边农业、旅游业等的融合发展，助力乡村振兴战略绿色落地。

## 5.5 天然气+CCS/CCUS

CCS/CCUS 技术是实现化石能源低碳化、零碳化利用的主要技术选择，充分发挥西南油气田丰富的枯竭气藏资源，探索通过天然气+制氢+CCS/CCUS、天然气+电力（水泥、建材）+CCS/CCUS 等模式，推动天然气+CCS/CCUS 技术的应用示范推广，打造成天然气行业绿色发展的新路径<sup>[20]</sup>。具体做法包括：①油气田内部碳封存和利用模式，结合气田生产特点，聚焦净化厂尾气、烟气综合处理，以及探索二氧化碳驱气、压裂和用作地下储气库垫层气的可行性，打造零碳示范区；②外部碳源的封存和利用模式，结合川渝地区高碳排放企业的碳封存需求，推动天然气 CCS/CCUS 项目的商业化、规模化部署。

## 6 结论与建议

西南油气田通过打造“绿色发展西南模式”，有利于油气企业探索天然气规模上产与绿色低碳高质量发展协同的“绿色发展西南模式”之路。在此过程中，也需要得到各级政府及相关部门的鼎力支持，为油气企业的绿色低碳转型发展创造良好的外部环境。为此，提出以下建议。

1) 出台天然气发电及气水风光电融合发展的支持政策。在川渝地区用电负荷中心和天然气主产地建设天然气调峰发电项目，以实现气水风光电一体化提升为目标，大力推进天然气发电与水风光电融合发展，积极推动“气水风光电协调运行”“气水风光电打捆外送”新模式的示范推广。完善气电上网

价格形成机制,推动执行“两部制”上网电价,即将现行标杆上网电价机制改为“电量电价+容量补偿”的市场化上网电价机制。

2) 出台新能源支持政策,积极支持油气企业绿色低碳转型发展。对于余压发电等绿电项目,在投资、税收、并网、自建电网等方面给予一揽子政策支持,积极支持绿电就地生产、就地消纳。给予地热开发利用以政策支持,对于探索性、试验性地热供暖项目在一定时间内给予免征资源税等优惠,鼓励地热利用的研究示范和推广应用。出台政策推动川渝地区天然气 CCS/CCUS 产业链发展,探索制定适合川渝地区面向碳中和目标的 CCS/CCUS 税收优惠和补贴激励政策,积极推动川渝地区天然气 CCS/CCUS 产业链示范及商业化应用。

3) 强化清洁能源产业战略联盟,打造一批“绿色发展西南模式”示范项目。以川渝地区共建全国重要清洁能源基地和四川创建国家清洁能源示范省等为契机,油气企业与地方政府、发电企业、电网公司、设备企业、设计单位、新能源企业等合作建立清洁能源产业联盟,整体规划研究区域内天然气与多种能源创新协同发展,打造一批气水风光电融合、氢能“制运用”一体化等推广示范项目。

#### 参 考 文 献

- [1] 邹才能,薛华庆,熊波,等. “碳中和”的内涵、创新与愿景[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 46-57.  
ZOU Caineng, XUE Huaqing, XIONG Bo, et al. Connotation, innovation and vision of "carbon neutral"[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 46-57.
- [2] 周守为,朱军龙. 助力“碳达峰、碳中和”战略的路径探索[J]. 天然气工业, 2021, 41(12): 1-8.  
ZHOU Shouwei, ZHU Junlong. Exploration of ways to helping "Carbon Peak and Neutrality" Strategy[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(12): 1-8.
- [3] 黄维和,韩景宽,王玉生,等. 我国能源安全战略与对策探讨[J]. 中国工程科学, 2021, 23(1): 112-117.  
HUANG Weihe, HAN Jingkuan, WANG Yusheng, et al. Strategies and countermeasures for ensuring energy security in China[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(1): 112-117.
- [4] 邹才能,熊波,薛华庆,等. 新能源在碳中和中的地位与作用[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 411-420.  
ZOU Caineng, XIONG Bo, XUE Huaqing, et al. The role of new energy in carbon neutral[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 411-420.
- [5] 郭焦锋. “十四五”天然气发展路径[J]. 中国石油石化, 2019(24): 34-37.  
GUO Jiaofeng. "14<sup>th</sup> Five-Year plan" natural gas development path[J]. China Petrochem, 2019(24): 34-37.
- [6] 周淑慧,王军,梁严. 碳中和背景下中国“十四五”天然气行业发展[J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 171-182.  
ZHOU Shuhui, WANG Jun, LIANG Yan. Development of China's natural gas industry during the 14<sup>th</sup> Five-Year Plan in the background of carbon neutrality[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 171-182.
- [7] 王震,孔盈皓,李伟. “碳中和”背景下中国天然气产业发展综述[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 194-202.  
WANG Zhen, KONG Yinghao, LI Wei. Review on the development of China's natural gas industry in the background of "carbon neutrality"[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 194-202.
- [8] 李鹭光. 中国天然气工业发展回顾与前景展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 1-11.  
LI Luguang. Development of natural gas industry in China: Review and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 1-11.
- [9] 张道伟. 四川盆地未来十年天然气工业发展展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 34-45.  
ZHANG Daowei. Development prospect of natural gas industry in the Sichuan Basin in the next decade[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 34-45.
- [10] 马新华. 天然气与能源革命——以川渝地区为例[J]. 天然气工业, 2017, 37(1): 1-8.  
MA Xinhua. Natural gas and energy revolution: A case study of Sichuan-Chongqing gas province[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 1-8.
- [11] 李宝军,朱力洋,王文利,等. 川渝地区天然气与水电融合发展战略初探[J]. 天然气工业, 2021, 41(5): 136-143.  
LI Baojun, ZHU Liyang, WANG Wenli, et al. Integrated development strategy of natural gas and hydropower in Sichuan-Chongqing area[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(5): 136-143.
- [12] 段言志,郭焦锋,李森圣,等. 天然气与其他绿色能源高质量融合发展的预期实现途径[J]. 国际石油经济, 2021, 29(1): 64-71.  
DUAN Yanzhi, GUO Jiaofeng, LI Sensheng, et al. Future development approaches of integration between natural gas and other green energy[J]. International Petroleum Economics, 2021, 29(1): 64-71.
- [13] 朱兴珊,樊慧,朱博骐,等. “双碳”目标下中国天然气发展的关键问题[J]. 油气与新能源, 2022, 34(1): 13-19.  
ZHU Xingshan, FAN Hui, ZHU Boqi, et al. The key issues of natural gas development in China under the "Dual Carbon" goals[J]. Petroleum And New Energy, 2022, 34(1): 13-19.
- [14] 朱兴珊,陈蕊,潘继平,等. 天然气在清洁能源体系中的关键支撑作用及发展建议[J]. 国际石油经济, 2021, 29(2): 23-29.  
ZHU Xingshan, CHEN Rui, PAN Jiping, et al. Key supporting role of natural gas in clean energy system and development suggestions[J]. International Petroleum Economics, 2021, 29(2): 23-29.
- [15] 刘志坦,李玉刚,杨光俊,等. 低碳转型背景下我国气电产业发展路径[J]. 天然气工业, 2021, 41(6): 152-161.  
LIU Zhitan, LI Yugang, YANG Guangjun, et al. Development path of China's gas power industry under the background of low-carbon transformation[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(6): 152-161.
- [16] 李森圣,何润民,王富平,等. “双碳”目标下川渝地区天然气与新能源融合发展对策研究[J]. 天然气技术与经济, 2022, 16(1): 60-66.

- LI Sisheng, HE Runmin, WANG Fuping, et al. Countermeasures on the integrated development of natural gas and new energy in Sichuan-Chongqing area under the "Double Carbon" goal[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2022, 16(1): 60-66.
- [17] 朱力洋,熊波,王志军,等.天然气压差发电技术在地下储气库的应用[J].天然气工业,2021,41(3):142-146.
- ZHU Liyang, XIONG Bo, WANG Zhijun, et al. Application of natural gas pressure differential power generation technology in underground gas storages[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(3): 142-146.
- [18] 王胜,李星月,刘竟成,等.川渝地区建设天然气化工产业集群的必要性、可行性及实施路径[J].天然气工业,2021,41(6):111-119.
- WANG Sheng, LI Xingyue, LIU Jingcheng, et al. Construction of natural gas chemical industry clusters in the Sichuan-Chongqing area: Necessity, feasibility and implementation measures[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(6): 111-119.

- [19] 钱治家,朱力洋,熊波,等.推动LNG在交通领域高质量发展的策略——以成渝地区双城经济圈为例[J].天然气工业,2021,41(6):104-110.
- QIAN Zhijia, ZHU Liyang, XIONG Bo, et al. Strategies for promoting LNG high-quality development in the transportation sector: A case of the Chengdu-Chongqing economic circle[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(6): 104-110.
- [20] 张磊,张哲,巴玺立,等.“碳中和”背景下油气田碳捕集技术发展方向[J].油气与新能源,2022,34(1):80-86.
- ZHANG Lei, ZHANG Zhe, BA Xili, et al. Development direction of oil and gas field carbon capture under "carbon neutral" background[J]. Petroleum And New Energy, 2022, 34(1): 80-86.

(收稿日期 2022-03-27 编辑 居维清)



本文互动

## 天然气工业

### 高含硫气藏元素硫溶解度测定技术

#### 1. 目的

在高含硫气藏开发过程中,随着温度、压力的变化,溶解在天然气中的元素硫会析出并沉积在岩心孔喉表面,堵塞孔道,降低地层的孔隙度和渗透率,严重影响气井的产能。因此为了安全、合理、高效开发高含硫气藏,需要准确测定元素硫在高含硫天然气中的溶解度,掌握其变化规律、预测元素硫析出条件、预防硫沉积现象的发生。相关测定结果可以作为高含硫气井产能配产、开发方案设计、地面设计、集输建设的基础数据,对高含硫气田高效安全清洁开发具有重要的意义。

#### 2. 方法

元素硫会溶解在高含硫气体中,随着温度、压力的降低,元素硫溶解度下降,当气体中的元素硫含量超过其溶解度,元素硫便会从气体中析出。基于以上原理,在高温高压高含硫气体中加入过量的硫粉,使高含硫气体中的元素硫达到饱和状态,再降低气体的温度和压力,计量释放的气体体积和析出的元素硫质量,测定得到一定温度、压力条件下的元素硫溶解度。所研制的元素硫溶解度测定装置如图1所示,它可直接测定高温高压高含硫气体中元素硫的溶解度。该装置具有以下优点:①采用自动化的流量计量系统,可以根据实验过程中气体流量大小自动切换不同量程的流量计,减少因计量量程不准确而产生的误差,提高实验精度;②通过流量系统和微动态压差控制系统联动,配合全封闭的吸收装置,防止因气体流速过快而造成的吸收不完全和液体喷出现象,保障实验流程的安全;③采用封闭的吸收液循环回注系统,减少实验过程中吸收液的挥发,同时也可以循环利用吸收液,尾气采用脱硫剂处理,以达到环保高效的要求。

#### 3. 应用和效果

通过自主设计实验流程、开发配套实验技术,研制了国内首



图1 元素硫溶解度测定装置实物照片

台元素硫溶解度测定装置,能测定地层条件(最高温度达200℃,最大压力达100MPa)变化至井口条件下的元素硫在高含硫天然气中的溶解度。该装置及技术已经获得中国、美国发明专利授权(中国专利号:ZL 2017 1 0547804.7,美国专利号:US 11233832B2)。该项测量技术已经在四川盆地川中高石梯、磨溪,重庆大猫坪,川东北黄龙场等高含硫天然气藏进行了推广应用,得到了针对特定井的元素硫溶解度变化曲线,结合与实验测定元素硫含量趋势线的对比结果,明确了高含硫气藏开采过程中元素硫溶解度及含量的变化情况、分析了元素硫析出条件、解决了生产中的实际问题,为四川盆地高含硫气藏安全高效开发提供了技术支撑。

(万莹,王丽:中国石油西南油气田公司勘探开发研究院、国家能源高含硫气藏开采研发中心。E-mail: wan\_y@petrochina.com.cn 特约栏目主编 高新平 编辑 居维清)