

鄂尔多斯盆地长庆气区天然气开发前景

何江川^{1,2} 余浩杰^{1,2} 何光怀^{2,3,4} 张吉^{2,4} 李娅^{2,4}

1. 中国石油长庆油田公司 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室
3. 中国石油长庆油田公司咨询中心 4. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院

摘要: 目前天然气在我国一次能源消费结构中占比偏低, 对外依存度较高。中国石油长庆油田公司(以下简称长庆油田)所在的鄂尔多斯盆地长庆气区是我国四大天然气生产基地之一, 承担着保障民生用气、促进社会经济健康发展的重要职责。近年来, 长庆油田积极落实“大力提升国内油气勘探开发力度”指示精神, 制定了二次加快发展战略, 2020 年天然气年产量达到 $448.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、油气当量突破 $6\,000 \times 10^4 \text{ t}$, 夯实了“西部大庆”的行业地位。为了进一步促进长庆气区天然气持续稳产、实现提质增效的目标, 概述了长庆气区天然气勘探开发情况, 分析了天然气开发的形势与挑战, 制定了开发技术对策, 指明了天然气开发前景。研究表明: ①长庆气区天然气勘探开发经历了 4 个阶段, 形成了低渗透碳酸盐岩、低渗透砂岩、致密砂岩 3 种类型气藏开发的主体技术; ②该区天然气开发正面临着已开发气田储量动用程度不充分、产量递减较快、剩余未开发储量分布复杂等 6 项挑战, 进而有针对性地提出了井网加密、扩边增储、次产层挖潜、气井精细管理等 26 条开发技术对策; ③该区天然气开发的发展方向和目标是在老气田稳产和新区上产并重、常规气与非常规气攻关并举。结论认为, 长庆气区天然气年产量将保持稳中有升的良好态势, “十四五”期末将突破 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 且保持长期稳产, 将助力我国能源消费结构优化和“双碳”目标的实现。

关键词: 鄂尔多斯盆地长庆气区; 中国石油长庆油田分公司; 天然气开发; 形势与挑战; 技术对策; 开发潜力; 开发前景

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.08.003

Natural gas development prospect in Changqing gas province of the Ordos Basin

HE Jiangchuan^{1,2}, YU Haojie^{1,2}, HE Guanghuai^{2,3,4}, ZHANG Ji^{2,3}, LI Ya^{3,4}

(1. PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. National Engineering Laboratory of Low-Permeability Oil & Gas Exploration and Development, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 3. Consulting Center, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 4. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Natural Gas Industry, Vol.41, No.8, p.23-33, 8/25/2021. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: At present, natural gas accounts for a low proportion in China's primary energy consumption structure and is highly dependent on foreign sources. Changqing gas province of the Ordos Basin where the PetroChina Changqing Oilfield Company (referred to as Changqing Oilfield) is located is one of China's four major natural gas production bases. It bears the important responsibility for ensuring people's livelihood and promoting the healthy development of social economy. In recent years, Changqing Oilfield actively implements national instructive spirit on vigorously promoting domestic oil and gas exploration and development strength and formulates the secondary acceleration development strategies. Its annual natural gas production in 2020 reaches $448.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ and oil and gas equivalent exceeds $6\,000 \times 10^4 \text{ t}$, tamping its important position of "Western Daqing" in this industry. In order to further promote the continuous stable production and realize the goal of quality and efficiency improvement in Changqing gas province, this paper analyzes the situations and challenges of natural gas development in this gas province, prepares the development technological countermeasures and forecasts the natural gas development prospect. And the following research results are obtained. First, the natural gas exploration and development in Changqing gas province is divided into four stages and the main technologies for the development of low-permeability carbonate gas reservoirs, low-permeability sandstone gas reservoirs and tight sandstone gas reservoirs are formed. Second, the natural gas development in Changqing gas province faces six challenges, such as low reserve production degree, sharp decline of production rates and complex distribution of remaining undeveloped reserves of developed gas fields. And twenty-six development technological countermeasures are put forward correspondingly, such as well pattern thickening, extension and reserve increase, secondary production layer potential tapping and fine gas well management. Third, the development direction and goal of natural gas development in Changqing gas province is to pay equal attention to the stable production of old gas fields and the production increase of new areas and carry out conventional gas and unconventional gas research simultaneously. In conclusion, the annual natural gas production of Changqing gas province will maintain a sound momentum of steady growth and will exceed $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ at the end of the 14th Five-Year Plan and maintain at a stable level for a long term, which is conducive to the optimization of domestic energy consumption structure and realization of "carbon peak and carbon neutrality".

Keywords: Changqing gas province of the Ordos Basin; PetroChina Changqing Oilfield Company; Natural gas development; Situation and challenge; Technological countermeasure; Development potential; Development prospect

基金项目: 国家科技重大专项“鄂尔多斯盆地大型低渗透岩性地层油气藏开发示范工程”(编号: 2016ZX05050)、中国石油天然气股份有限公司科技专项“长庆气田稳产及提高采收率技术研究”(编号: 2016E-0509)。

作者简介: 何江川, 1965 年生, 正高级工程师, 本刊编委, 博士; 主要从事油气田开发研究及生产管理工作, 现任中国石油长庆油田公司执行董事, 长庆石油勘探局有限公司执行董事、总经理, 中国石油驻陕西地区企业协调组组长。地址: (710018) 陕西省西安市未央区长庆科研楼。ORCID: 0000-0003-0655-164X。E-mail: hjc@petrochina.com.cn

通信作者: 张吉, 1973 年生, 正高级工程师, 博士; 主要从事气田开发与油气地质方面的研究工作; 地址: (710018) 陕西省西安市未央区长庆科技楼。ORCID: 0000-0002-6397-7025。E-mail: zhangji_cq@petrochina.com.cn

0 引言

天然气作为清洁、高效、绿色的低碳能源，其年消费量保持较高速增长，预计全球能源消费结构中，天然气将在 2030 年超越煤炭，2040 年超越石油，成为第一大能源^[1]。2019 年，我国天然气消费量为 $3\,073 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，仅占一次能源消费总量的 7.8%^[2]。为了实现我国的“双碳”目标，国内能源企业正加快结构调整，优先发展天然气，未来 15~20 年我国天然气需求量和消费量都将保持较快增长，天然气消费量将在 2035 年达到峰值 $6\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[3]，在一次能源消费结构中的占比将超过 12%。

近年来，我国天然气对外依存度逼近 45%，需求量缺口不断增大。当前，我国天然气生产已实现常规与非常规并重、多元供给的格局。国内已形成四大天然气生产基地：四川盆地常规与非常规并重的“双富气”基地、鄂尔多斯盆地“致密气”基地、新疆“深层气”基地及海域“深水气”基地^[4-5]。中国石油长庆油田公司（以下简称长庆油田）作为鄂尔多斯盆地长庆气区油气勘探开发的主体单位，承担着保障民生用气、促进社会经济健康发展的重要职责。长庆油田在二次加快发展战略的指引下，2020 年天然气年产量达到 $448 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、油气当量突破 $6\,000 \times 10^4 \text{ t}$ 。为了进一步促进长庆气区天然气持续稳产、实现提质增效的目标，站在新的起点上，长庆油田审时度势，分析了长庆气区天然气开发形势与挑战，制定了开发技术对策，明确了天然气开发前景，以期积极落实国家“碳达峰碳中和”目标、保持我国天然气工业健康快速发展的势头、促进中国石油天然气集团有限公司绿色低碳战略发展贡献长庆力量。

1 长庆气区天然气勘探开发概况

1.1 天然气勘探概况

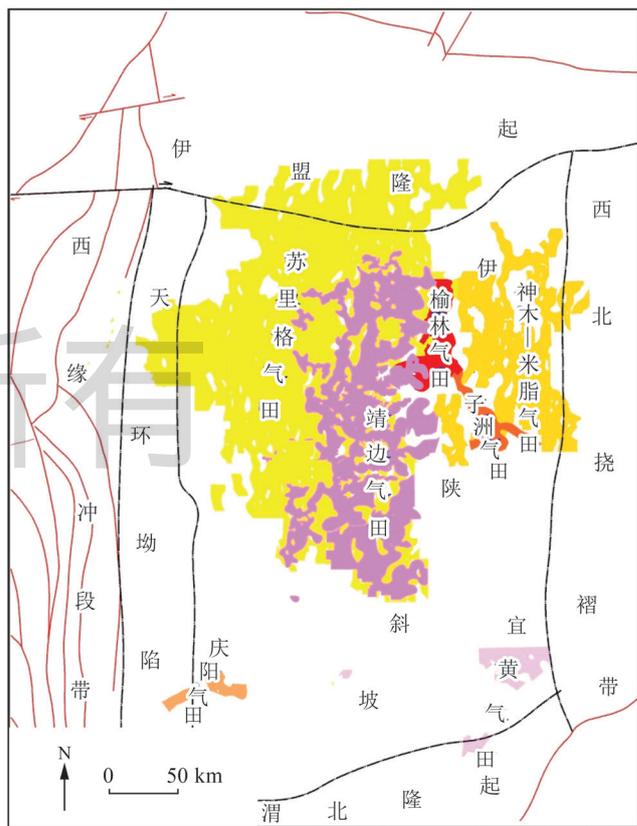
鄂尔多斯盆地长庆气区天然气勘探主要经历了 4 个阶段。

1) 早期探索阶段（1957—1988 年）：按照传统的“构造找油”勘探思路^[6-9]，寻找油气苗，追踪油气藏。在盆地西缘冲断带中部横山堡地区发现并探明了刘家庄、胜利井两个小型气田，探明天然气地质储量 $20.15 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。由此，拉开了长庆油田天然气勘探开发的序幕。

2) 突破阶段（1989—1999 年）：随着煤成气理论不断完善发展，逐渐突破了构造勘探为传统的思

路束缚，勘探目标不断转向盆地中部。同时创新了“古侵蚀面、古沟槽、古岩溶储层共同控制气藏形成与分布”的碳酸盐岩风化壳成藏理论^[7,9-10]以及三角洲成藏理论，陕参 1 井在奥陶系风化壳碳酸盐岩储层、陕 173 井在二叠系石盒子组 8 段（以下简称盒 8 段）砂岩储层、陕 141 井在二叠系山西组 2 段（以下简称山 2 段）砂岩储层相继获得高产工业气流，取得鄂尔多斯盆地上、下古生界天然气勘探重大突破，发现了靖边、榆林、乌审旗等千亿立方米级大型气田，累计探明天然气地质储量 $4\,386 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

3) 快速发展阶段（2000—2012 年）：随着上古生界大型岩性圈闭气藏勘探力度不断加大，创造性地提出了“广覆式生烃、大面积充注、孔缝网状疏导、近距离运聚”的致密气成藏理论，建立了大型缓坡三角洲沉积背景下河道砂体垂向多期叠置、侧向复合连片的沉积模式。按照“整体研究，整体勘探，整体部署，分步实施”的思路，探明中国陆上最大的苏里格气田^[10-13]（图 1），2000—2001 年两年累计探明天然气储量达 $6\,025 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。



图例 二级构造单元线 断层线
图 1 鄂尔多斯盆地天然气田分布图

4) 稳步发展阶段（2013 年至今）：创建了“源储配置关系控制气藏富集程度，源内、近源含气组

合控制气藏规模”的多层系叠合成藏模式,按照“整体部署、立体勘探”的思路,在鄂尔多斯盆地东部由下至上在本溪组、太原组、山西组、盒8段等多层系叠合区取得天然气勘探重大突破,截至目前累计探明天然气地质储量 $2\,399\times 10^8\text{ m}^3$,形成了继苏里格之后又一个新的万亿立方米规模储量区,成为增储上产主力区。同时坚持区域甩开勘探,盆地南部天然气勘探获得重要突破,相继发现了庆阳、宜川、青石岭3个新气田^[14-15],探明天然气地质储量 $1\,079\times 10^8\text{ m}^3$ 。

截至2020年底,长庆油田累计提交天然气探明储量 $4.01\times 10^{12}\text{ m}^3$,占国内所有含气盆地总探明储量的25%。

1.2 天然气开发概况

紧随天然气勘探构造成藏理论、碳酸盐岩风化壳成藏理论、致密砂岩气岩性成藏理论和多层系叠合成藏模式4个阶段的发展,长庆气区天然气开发也实现了4次跨越式发展。

1) 实现“油气并举”的首次跨越:1991年,以靖边气田为代表的低渗透碳酸盐岩气藏开始规模建产,形成了岩溶古地貌恢复与侵蚀沟槽预测、白云岩储层综合评价、井位优化部署、储层酸化压裂、气井产能评价、气藏动态分析、高压集气等低渗透碳酸盐岩气藏配套技术,2003年建成年生产能力 $55\times 10^8\text{ m}^3$ 。

2) 实现年产气 $100\times 10^8\text{ m}^3$ 的第二次跨越:1999年,以榆林、子洲气田为代表的低渗透砂岩气藏投入开发,形成了以“随钻地质分析及气藏评价技术、产能试井技术、动态监测技术和动态分析技术”为主的4项开发地质技术以及“防砂压裂工艺、含油含醇泡沫排水采气、井下节流配套低温分离、气井稳定配产技术”等钻采配套工艺技术。2005年建成年生产能力 $53\times 10^8\text{ m}^3$,实现年产气 $100\times 10^8\text{ m}^3$ 的第二次跨越。

3) 实现致密气规模开发的第三次跨越:2006年,以苏里格气田为代表的致密砂岩气藏开始规模上产,创建了苏里格气田合作开发和“四化”建设模式,形成12项开发配套技术,解决了苏里格致密砂岩气田规模有效开发难题,2013年建成年生产能力 $235\times 10^8\text{ m}^3$,完成了由低渗透气藏向致密气藏开发的转变,实现天然气开发的第三次跨越。

4) 实现“二次加快发展”战略的第四次跨越:2018年来,长庆油田提出“二次加快发展”战略,配套完善了“规模增储、油气稳产、技术创新、效益提升”四大工程,谋划布局“陕北再提升、陇东快发展、宁夏再深化、内蒙古稳增长”的区域发展

目标,天然气产量再次攀升,2019年天然气产量突破 $400\times 10^8\text{ m}^3$,2020年产量达到 $448.5\times 10^8\text{ m}^3$,占全国天然气总产量的23.7%,其中致密气产量占比达72%。目前已开发形成靖边、榆林、苏里格、子洲、神木五大气田。

1.3 天然气开发关键技术

鄂尔多斯盆地气藏类型复杂多样,长庆油田经过30余年开发,理论不断创新,技术不断进步,已成功开发以靖边为代表的下古生界低渗透碳酸盐岩气藏、以榆林气田为代表的上古生界低渗透砂岩气藏和以苏里格气田为代表的上古生界致密砂岩气藏3种类型,在地质与气藏工程、钻采工艺、地面集输三大学科配套形成系列开发关键技术(表1),保障了各类型气藏有效开发与规模建产。

1.3.1 低渗透碳酸盐岩气藏开发关键技术

低渗透碳酸盐岩气藏以靖边气田为代表,是长庆气区天然气开发的重点领域,气田开发形成的主要关键技术:①岩溶古地貌恢复技术,明确了奥陶系马家沟组上部含气组合(马五₁亚段—马五₄亚段)气藏受岩溶古地貌主控,创立了“沉积厚度补偿”定量化岩溶古地貌恢复方法,结合气藏动态渗流边界评价,刻画岩溶古地貌形态;中部含气组合(马五₅亚段—马五₁₀亚段)气藏受沉积成岩作用和成藏模式主控,揭示了白云岩滩体发育与沉积古构造的关系,形成了中组合白云岩储层展布预测技术^[16],有力支撑了靖边气田年产气 $55\times 10^8\text{ m}^3$ 稳产挖潜与靖西环带增储上产。②创新井网动态评价与精细调控技术,精细评价井网动态控制储量与井控半径、地层压力与井间干扰,指导气田加密调整。③研发形成稠化酸、清洁转向酸、低阻缓速酸3种新型酸液体系、多级注入体积酸压、暂堵体体积酸压与滑溜水加砂压裂技术、多级交替注入工艺,这些技术解决了深井高温碳酸盐岩储层酸压及深度改造技术难题^[17]。④形成了以“高压集气、集中注醇、多井加热、间歇计量、小站脱水、集中净化”为核心的多井高压集气地面配套工艺技术系列,优化了地面工艺流程,建成了布局合理、调控灵活的天然气地面集输系统。

1.3.2 低渗透砂岩气藏开发关键技术

低渗透砂岩气藏以榆林气田为代表,是长庆气区高效开发的优质气藏,气田开发形成的主要关键技术:①岩性圈闭评价与条带状砂体空间表征技术,深化了三角洲储层物源分析与沉积微相研究,指导气

表 1 长庆油田天然气主要气藏类型及开发关键技术

气藏类型	地质与气藏工程技术	钻采工艺技术	地面集输系统
低渗透碳酸盐岩气藏	岩溶古地貌恢复技术	稠化酸、转向酸、低阻缓速酸等新	高压集气, 集中注醇
	侵蚀沟槽预测技术	型酸液体系	多井加热
	白云岩储层预测技术	碳酸盐岩深度改造技术	间歇计量
	动态评价与精细调控技术	暂堵体积酸压、滑溜水加砂压裂	小站脱水, 集中净化
低渗透砂岩气藏	岩性圈闭描述技术	长水平段水平井钻井技术	高压集气, 集中注醇
	低渗透气藏内部加密技术	多分支三维水平井钻井技术	轮换计量
	低渗透气藏增压开采技术	直定向井小井眼分层压裂技术	前期低温分离分散净化
		泡沫排水采气技术	后期常温分离集中净化
致密砂岩气藏	多薄储层含气性预测	三维丛式水平井快速钻井技术	井下节流
	多层系有利区优选技术	大井丛工厂化钻完井技术	中低压集气
	致密砂岩气藏井网优化技术	小井眼钻完井技术	井间串接
	多井型大井组开发技术	水平井固井完井桥塞压裂技术	常温分离
	水平井规模开发配套技术	水平井细分切割体积压裂技术	二级增压
	气井全生命周期管理技术	柱塞气举排水采气技术	集中处理

田规模建产。②低渗透气藏内部加密技术, 基于低渗透气藏开发井网气井动态控制储量与井控半径评价、地层压力分析, 细分气藏开发单元, 优化开发井网。③低渗透气藏增压开采技术, 基于气藏地质建模及数值模拟研究, 结合气藏工程分析, 创建了榆林气田“变规模降产增压、区域增压”开采模式, 充分发挥气井生产和现有管网集输能力, 提高了气田采收率。④形成了低渗透气田开发早期以“高压集气、节流制冷、低温分离、高效聚结、小站脱烃”为主体的低温集气工艺与开发后期以“常温分离、湿气无液相集输、集中脱水脱油”为主体的调整集气模式。

1.3.3 致密砂岩气藏开发关键技术

致密砂岩气是长庆气区天然气规模上产和持续稳产的主力, 主要包括苏里格气田、神木气田及米脂气田。气田开发形成的主要关键技术: ①以全数字多波地震技术与叠前统计学反演为核心的储层预测技术, 实现了对大面积致密砂岩含气储层的有效预测, 助推致密气有利区筛选与规模建产。②储层精细描述技术, 创建了基于“层次分析、模式类比”的储层构型分析方法, 形成了“复合河道—单河道—单砂体”储层分级描述技术, 实现了不同级别砂体定量表征^[18-19], 建立了河流相储层地质知识库^[20-21], 并建立了密井网区高精度三维地质模型^[22]。③致密砂岩气藏差异化井网优化技术, 充分利用储层精细描述、密井网试验和现场干扰试验、静动态相结合、气藏工程与经济评价相结合, 综合论证、优化气藏开发井网设计。④大井组立体开发技术, 基于储层发育特征与多层叠置关系, 创新形成了“量化评价、集群化部署、

差异化设计、规模化应用”的大井组立体开发模式, 提高了储量动用程度和采收率。⑤持续完善了以“水平井目标体优选、精准化导向、桥塞固完井、密切割压裂”为核心的水平井规模开发配套技术^[18,23], 提高了致密气单井产量。⑥气井全生命周期精细管理技术, 深化致密气气井生产特征、渗流规律研究, 创新提出致密气气井“五个阶段”全生命周期划分, 制定针对性措施, 提高气井精细管理水平。⑦致密气钻采工艺技术, 根据致密气特点和低成本开发要求, 形成了以大井丛工厂化钻井、三维丛式水平井快速钻井、小井眼高效钻完井、小井眼桥塞分层压裂、泡沫排水采气、柱塞气举等技术集成钻采工艺技术系列, 大幅缩短了作业周期, 实现致密储层多层、多段改造, 提升了致密气开发效益。⑧形成了“井下节流、中低压集气、井间串接、常温分离、二级增压、集中处理”的致密气中低压集输工艺模式^[9], 大幅度降低了开发成本。

2 长庆气区面临的形势、挑战与开发对策

2.1 面临形势

1) 天然气发展机遇前所未有。一方面, 我国经济保持中—高速良好发展态势, 另一方面, 为应对全球气候变化的严峻挑战, 国家将碳达峰、碳中和列为未来重点工作之一。这要求能源企业不仅加大节能减排, 而且积极创新、加快发展低碳清洁能源^[3], 为天然气快速发展提供了良好机遇。

2) 资源基础雄厚。鄂尔多斯盆地油气资源丰富^[3,24-26], 2019 年最新一轮油气资源评价结果表明, 鄂尔多斯盆地天然气总资源量为 $16.31 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 其中, 长庆气区总资源量为 $14.27 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。截至 2020 年底, 已提交天然气探明储量 $4.01 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 探明率 28.1%, 探明程度总体处于勘探早—中期阶段, 天然气剩余资源量和未来勘探潜力大, 具有发现大气田和提交规模优质储量的潜力。

3) 开发成果突出, 天然气产量稳中有升。长庆油田先后攻克了低渗透碳酸盐岩、低渗透砂岩和致密砂岩三大类气藏开发技术难题^[6,27-28], 目前配套生产能力达 $460 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 地面系统具备 $516 \times 10^8 \text{ m}^3$ 净化/处理能力, 实现了天然气产量快速攀升。2013 年建成西部大庆, 当年天然气产量达 $347 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2019 年成为我国第一个天然气产量突破 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的气田, 2020 年产量达到 $448.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

4) 单井开发指标欠佳, 但挖掘潜力大。截至 2020 年底, 井口平均套压为 8.3 MPa, 单井平均日产气量为 $0.91 \times 10^4 \text{ m}^3$, 平均单井累计产气量为 $2\,278 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。气区累产天然气 $4\,645.6 \times 10^8 \text{ m}^3$, 采出程度为 15.4%, 地层压力为 16.0 MPa, 储采比为 11.4:1, 动静态探明储量比为 0.3, 储采平衡系数为 1.5, 稳产基础较扎实。

2.2 主要挑战与开发技术对策

长庆油田天然气开发面临着已开发气田储量采出程度低、产量递减较快、采收率偏低、剩余未开发储量采出难度大、新区新层系资源劣质化、生态环保要求趋严等诸多挑战^[8-9,29], 面对挑战, 以问题为导向, 以量效齐增为目标, 坚持系统思维和创新思维, 有针对性地提出开发技术对策。

2.2.1 滚动挖潜, 夯实已开发气田资源基础

长庆气区主力含气层储层发育, 但储层非均质性强, 前期对靖边气田古地貌侵蚀沟槽分布认识不精细, 制约了主产层开发井位部署。同时, 靖边、榆林和苏里格气田次产层储层也不同程度的发育。因此, 储量整体动用并不充分, 滚动扩边和内部挖潜动用剩余气潜力大。

开发技术对策: ①靖边气田主力含气层沟槽区挖潜、次产层短水平井开发、周边扩边挖潜; ②榆林气田在山 2 段主力层探明面积区外滚动扩边建产和内部挖掘二叠系太原组、盒 8 段等次产层开发潜力; ③苏里格气田在下古生界奥陶系马家沟组储层发育区加大富集区筛选和井位部署。

2.2.2 综合施策, 控制已开发气田递减

靖边、榆林、苏里格、子洲 4 大气田已稳产 8 ~ 18 年, 截至 2020 年底, 年产气量为 $405.0 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占长庆气区年产气量的 90.3%, 老气田稳产是天然气加快发展的“压舱石”。其中, 靖边、榆林低渗透气田已进入稳产后期, 目前地层压力较原始地层压力分别下降 67% 及 60.3%, 90% 气井井口压力接近地面集输系统压力, 基本无调峰能力。苏里格气田已进入开发中期, 整体表现出“多井低产、普遍产水”特征, 目前日产气量低于 $5\,000 \text{ m}^3$ 井数已占投产总井数的 50% 以上, 低产低效井不断增多, 精细化管理难度大。

开发技术对策: ①完善排水采气技术系列。持续完善泡沫排水、柱塞气举和速度管柱排水采气三大主体工艺技术, 攻关试验产液水平井、大水量井(日产水 20 m^3 以上)排水采气配套技术, 开展智能控制排水采气, 进一步实现降本增效。②加强气井精细化管理。根据气井全生命周期特征, 明确各阶段气井生产动态特征规律, 制订合理工作制度和生产压差, 优选措施手段, 优化措施介入时机, 尤其是加强关停井、低产低效井、边远井治理, 提升气井开井时率和措施效果。③加大措施挖潜技术。加大老井侧钻、查层补孔、带压作业解堵、重复改造技术, 完善水淹井快速复产技术。④完善集输管网。针对气田持续滚动扩边和集中建产的情况, 通过持续调气和建设干线及复线, 确保集输系统安全运行。

2.2.3 技术革新, 提高已开发气田采收率

苏里格致密气田储层非均质性强, 前期评价论证基础井网 $600 \text{ m} \times 1\,200 \text{ m}$, 2009—2014 年调整为 $600 \text{ m} \times 800 \text{ m}$ 井网, 储量控制程度仍然偏低, 水平井规模开发导致次产层存在大量未动用储量; 靖边气田低渗透气藏早期下古生界开发井网较大, 未动用上古生界次产层储量, 影响气田采收率。

开发技术对策: ①优化加密井网。加强苏里格气田储层精细描述, 动静态结合, 刻画储层空间展布和内部结构特征, 分级分类评价剩余气的空间分布特征与分布规律, 深化不同储层条件下井网加密对策, 进一步提高储量动用程度和采收率。②调整靖边气田开发层系。靖边气田上古生界储层整体连片发育, 是靖边气田持续稳产最重要的资源基础, 加强富集区优选、开发方式优化、上下古生界气井集气站混合开采等研究, 提高开发效果。③推进靖边、榆林气田整体增压开采。靖边气田形成了“区域增压 +

单站增压”定规模生产模式,需要开展二级增压配套工艺现场试验,进一步降低井口压力;榆林气田采用“区域增压”变规模增压模式,优化增压时机,提高增压效果。

2.2.4 创新驱动,保障新区新层系规模增储与上产

庆阳气田、宜川气田、米脂新区、青石岭地区是重点评价建产区,已探明天然气地质储量 $2\ 210\times 10^8\text{ m}^3$ ，“十四五”计划提交探明储量 $5\ 700\times 10^8\text{ m}^3$,是近年气区天然气增储上产的现实接替区域^[14,30]。但庆阳气田和青石岭地区储层埋藏深(3 500~5 000 m)^[30]、砂体厚度薄(5~15 m),储量丰度低,且断裂构造及气水关系复杂,钻井周期长、成本高及快速建产难度大;宜川气田和米脂新区多层系含气,但主力层优势不突出,非均质强,单井产能低,地层漏失严重,施工成本高,开发效益差。

开发技术对策:①多专业结合,“评价井+三维地震”落实富集区。②优化井网井型组合,坚持“骨架井控制+水平井整体开发”的思路,开展以“小间距布缝+段内多簇射孔+多级暂堵转向+滑溜水+石英砂”为核心的长水平段压裂新工艺攻关试验,提高储量动用程度和单井产量。③“富集区内集中开发+外围滚动扩边评价”结合,完善差异化开发技术政策。④降本提效,推广小井眼,加大二开水平井,地下与地面结合,因地制宜优化钻井平台井数,实现低效向高效的转变。

2.2.5 攻关突破,实现剩余低品质储量效益开发

长庆气区开发对象日益复杂,剩余未动用储量整体品位低,苏里格气田西部和北部含水气藏剩余未动用储量为 $0.84\times 10^{12}\text{ m}^3$,气水关系复杂,水气比高、排水采气工艺不完善,经济有效开发难度大;神木及米脂气田多层复合含气、单层产能低,经济效益差。面对大量剩余低品质储量,需要“技术+管理+政策”组合拳,实现发展中无效向有效的突破。

开发技术对策:①加大多学科联合技术攻关,加强致密储层产水渗流机理研究,深化气水分布规律研究,创新阵列感应联合测井气水识别方法,积极开展“直/定向井层间可开关滑套控水压裂和大水量气井机抽、射流泵强排水+水平井体积压裂提产疏水开发”攻关性工艺试验,深化排水采气技术系列,提高单井产量。②推广小井眼,开展“一趟钻”水平井提速提效技术试验,实现钻井提速提效、压裂提质提产等非常规钻完井技术突破,打造低品质储量效益开发技术利器。③扩大开放,建立新的风险

合作开发机制,发挥市场灵活配置作用,调动一切积极因素共同开发。④争取积极的财税政策,对低品位储量的新增产量进行适当补贴。

2.2.6 协调发展,推进地面限制难开发储量有效动用

长庆气区地面复杂,生态环境较脆弱,各种规划区、环境保护区、煤矿重叠区影响的天然气三级储量近 $1\times 10^{12}\text{ m}^3$,难以有效动用,制约了天然气资源的综合开发。

开发技术对策:长水平段水平井是动用该类储量的现实有效手段,积极攻关试验三维靶体、鱼骨水平井技术,完善长水平井钻完井工艺技术,优化储层压裂改造方式,提高该类储量动用程度。同时,做好质量安全环保重点工作,与地方政府、相关企业积极协商地面影响难开发储量动用问题,协调企地综合发展,积极建立企地共赢机制,实现“可持续、高质量”发展。

3 长庆气区天然气开发潜力与前景

3.1 气田开发潜力

3.1.1 已开发气田稳产潜力

目前,长庆气区已开发稳产气田主要是靖边气田、榆林气田、苏里格气田、子州气田和神木气田,上产气田为米脂气田、庆阳气田、宜川气田和青石岭地区。

3.1.1.1 靖边气田稳产潜力分析

靖边气田为低渗透碳酸盐岩气藏^[9,27],主力产层为下古生界马家沟组马五₁亚段、马五₂亚段,平均气层厚度为5.4 m,孔隙度为6.6%,渗透率为3.5 mD;气藏压力为31.4 MPa,压力系数为0.945。天然气探明地质储量为 $5\ 541.6\times 10^8\text{ m}^3$,已动用地质储量为 $4\ 815.3\times 10^8\text{ m}^3$,动用地质储量采出程度为21.1%,气田综合递减率为11.9%。

靖边气田下古生界储量动用程度高,针对局部古地貌潜力区、储量动用不均衡的低渗透区、次产层未动用区,通过增压开采、沟槽挖潜、老井侧钻、查层补孔等方式提高储量动用程度;按年产 $55\times 10^8\text{ m}^3$ 规模开发,靖边气田下古生界可稳产至2022年。靖边气田提交上古生界致密砂岩气藏地质储量 $6\ 757\times 10^8\text{ m}^3$,2022年以后靖边气田将利用上古生界富集区建产并保持稳产,按年产 $65\times 10^8\text{ m}^3$ 规模可稳产至2032年。

3.1.1.2 榆林气田稳产潜力分析

榆林气田为低渗透砂岩气藏,主力气层为上古生界山 2 段。平均气层厚度为 9.8 m,孔隙度为 6.2%,渗透率为 3.81 mD,气藏压力为 27.1 MPa,压力系数为 0.965;探明地质储量为 $1\ 807.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,目前已全部动用,动用地质储量采出程度为 45.9%,气田综合递减率为 13.5%。

榆林南区通过山 2 段气藏内部加密、扩边及盒 8 段次产层开发,结合长北合作区二期开发,预计年产 $53 \times 10^8 \text{ m}^3$ 规模可稳产至 2025 年。

3.1.1.3 苏里格气田稳产潜力分析

苏里格气田为致密砂岩气藏,主力气层为上古生界二叠系盒 8 段和山西组 1 段(以下简称山 1 段)。平均气层厚度为 8.4 m,孔隙度为 7.2%,渗透率为 0.69 mD,气藏压力为 30.2 MPa,压力系数为 0.87;天然气地质储量为 $3.77 \times 10^{12} \text{ m}^3$,已动用地质储量 $1.71 \times 10^{12} \text{ m}^3$,动用地质储量采出程度为 14.6%,气田综合递减率为 23.5%。

苏里格气田储量动用程度较低,剩余未动用储量主要分布于气田西部、南部气水关系复杂区及致密区,储量品质较差,单井产量低,目前经济有效开发难度大。针对以上问题,“十四五”期间将加强气藏精细描述筛选富集区、推进地质工程一体化提高单井产量、剩余气挖潜提高采收率、排水采气工艺与气井精细化管理提高单井累产等措施,支撑气田上产 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 并稳产至 2033 年。

3.1.1.4 子洲气田稳产潜力分析

子洲气田为低渗透砂岩气藏,主力气层为上古生界山 2 段。平均气层厚度为 7.2 m,孔隙度为 5.9%,渗透率为 0.6 mD,气藏压力为 23.9 MPa,压力系数为 0.95;探明地质储量为 $1\ 452.6 \times 10^8 \text{ m}^3$,已动用地质储量 $1\ 017.1 \times 10^8 \text{ m}^3$,动用地质储量采出程度为 14.6%。根据剩余未动用储量建产和提高采收率措施,气田年生产 $13 \times 10^8 \text{ m}^3$ 规模可稳产至 2027 年。

3.1.1.5 神木气田稳产潜力分析

神木气田为多层系致密砂岩气藏,主力气层为上古生界盒 8 段、山 1 段、山 2 段及太原组。平均气层厚度为 15.4 m,孔隙度为 6.5%,渗透率为 0.57 mD,气藏压力介于 19 ~ 25 MPa,压力系数为 0.93;探明地质储量为 $3\ 333.89 \times 10^8 \text{ m}^3$,已动用地质储量 $1\ 893.79 \times 10^8 \text{ m}^3$,动用地质储量采出程度为 6.65%。

针对神木气田含气层系多,气层厚度变化大,连续性差,气井产能低,单井可动用储量小,产量递

减快,下一步将推进大丛式井组立体开发模式,有效动用多层系含气储层;加大水平井实施力度,提高单井产量,提升开发效益,保证气田年生产 $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ 规模稳产至 2035 年。

3.1.2 上产气田潜力

长庆气区上产气田主要是米脂气田、庆阳气田和宜川气田。主要含气层系由下至上为上古生界二叠系太原组、山 2 段、山 1 段及盒 8 段,多层系含气,整体表现为储层物性差、非均质性强、产量低的岩性致密气藏,开发好这类气田,对于长庆油田天然气业务持续发展具有重要意义。

3.1.2.1 米脂气田

米脂气田处于评价开发期,2018—2020 年开展丛式混合井组开发试验与水平井开发试验。完钻水平井 11 口,完试 6 口,平均无阻流量为 $75.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,水平井提产效果明显。截至 2020 年底,完钻开发井 134 口,已建产能 $6.8 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。“十四五”期间计划在叠合有利区集中部署大丛式井组,局部优势储层发育区水平井开发,推进效益建产,预计可建成 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 生产规模。

3.1.2.2 庆阳气田

庆阳气田区域构造横跨伊陕斜坡和天环凹陷两个构造单元,主要含气层位为上古生界二叠系石盒子组、山西组及下古生界奥陶系,气藏埋深介于 3 800 ~ 4 500 m,地层压力介于 34.0 ~ 41.0 MPa,属于深层上、下古生界复合岩性气藏^[13-14]。勘探新增山 1 段天然气探明地质储量 $318.86 \times 10^8 \text{ m}^3$,盒 8 段预测地质储量 $1\ 456.54 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。截至 2020 年底,区内共完试井 173 口,直/定向井试气平均无阻流量为 $3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,水平井平均无阻流量为 $55.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,具有较好开发前景。目前,庆阳气田探明区正加快评价建产,预测有利区加强试采评价,预计“十四五”期间可建成 $15 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 生产规模。

3.1.2.3 宜川气田

宜川气田构造位置位于鄂尔多斯盆地东南部,主要目的层为上古生界石炭系本溪组及二叠系山西组、石盒子组,气藏埋深介于 2 200 ~ 2 400 m,平均有效厚度为 7.5 m,孔隙度为 7.1%,渗透率为 0.35 mD,原始地层压力介于 16.0 ~ 21.6 MPa,属岩性致密气藏。截至 2020 年底,新增探明地质储量 $730.99 \times 10^8 \text{ m}^3$,完钻评价 27 口,完钻开发井 120 口,累计建产能 $5.86 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。“十四五”期间预计可建成 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 生产规模。

3.1.3 新层系、新区开发潜力

宁夏青石岭区块构造处于天环坳陷构造单元中段,为低产、低丰度、深层大型气藏。主要含气层位为上古生界二叠系石盒子组、山西组、羊虎沟组及下古生界奥陶系克里摩里组,属于上、下古生界复合岩性气藏,气藏埋深达3 900 m,地层压力介于29.4~32.7 MPa,勘探新增天然气控制地质储量为 $2\,252.71 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。截至2020年底,区内共完试探评井67口,获工业气流直井49口,平均无阻流量为 $4.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,计划将升级探明地质储量约 $2\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,具有较好的开发前景。根据开发前期评价研究,“十四五”期间预计可建成 $5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 生产规模。

3.2 天然气开发前景

根据长庆油田公司二次加快发展战略规划,“十四五”目标实现年产油气当量 $6\,800 \times 10^4 \text{ t}$,其中天然气年产量达到 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。即在目前 $450 \times 10^8 \text{ m}^3$ 年产量的基数上每年净增 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上,并形成“271”格局,其中下古生界低渗透碳酸盐岩气藏、上古生界低渗透砂岩气藏等高效气藏产量占比20%,上古生界高效致密气气藏产量占比70%,上古生界含水致密砂岩气藏、下古生界页岩气及其他非常规气藏产量占比10%。天然气按照每年20.5%左右的综合递减及新区建设上产,2020—2025年需年均建产 $100 \times 10^8 \sim 110 \times 10^8 \text{ m}^3$,年均动用地质储量约 $2\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,“十四五”期间需新增探明储量 $1.05 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。截至目前,经评价可动用储量潜力介于 $1.56 \times 10^{12} \sim 2.24 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可以满足“二次加快发展”对天然气资源的需求。

3.2.1 致密气藏开发是压舱石

截至2020年底,长庆气区累计提交致密气探明储量 $5.67 \times 10^{12} \text{ m}^3$,已动用 $2.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$,储量动用水率为38.8%。近年来,鄂尔多斯盆地东部神木一米脂地区致密气勘探取得重大突破,形成了继苏里格之后又一个万亿立方米大气区,累计探明天然气储量 $6\,081 \times 10^8 \text{ m}^3$,三级储量合计 $1.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$,预计到“十四五”末可新增探明储量 $6\,300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。鄂尔多斯盆地南部陇东、宜川—黄龙地区也相继取得天然气勘探重大突破,发现了庆阳、宜川气田,提交探明储量 $576 \times 10^8 \text{ m}^3$,4口井试气产量超百万立方米,实现了规模开发,已成为规模储量接替领域,到“十四五”末计划新增天然气探明储量 $3\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

通过进一步勘探,预计鄂尔多斯盆地可新增致密

气地质储量 $1.42 \times 10^{12} \sim 2.03 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其中盆地东部及苏里格外围可新增储量 $1.14 \times 10^{12} \sim 1.60 \times 10^{12} \text{ m}^3$,盆地南部新区庆阳、宜川—黄龙及西部青石岭后备领域可新增储量 $0.28 \times 10^{12} \sim 0.43 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。为“十四五”期间苏里格气田进一步上产至 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$,神木气田保持 $35 \times 10^8 \sim 40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 规模稳产,东部新区、陇东和靖边上古生界逐年上产到 $90 \times 10^8 \sim 100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 提供了保障。

3.2.2 低渗透气藏开发是重要保障

鄂尔多斯盆地下古生界低渗透碳酸盐岩气藏及榆林、子洲气田等低渗透砂岩气藏自上产以来生产平稳,气田年压降速率保持在0.8~0.9 MPa之间,开发指标整体达到方案要求,是长庆油田天然气产量实现 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 目标的重要保障。

靖边、榆林、子洲作为老气田,储量的动用程度高,剩余未动用储量约 $0.18 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。近年来,随着勘探目标从岩溶斜坡向岩溶高地的缓丘斜坡的转变,在下古生界奥陶系马家沟组马五₄亚段、马五₅亚段风化壳新领域获工业气流井,2019年新增高效规模储量 $3\,135 \times 10^8 \text{ m}^3$,实现了碳酸盐岩第二个储量增长高峰。勘探开发一体化,奥陶系盐下马家沟组马五₆亚段、马五₇亚段钻遇气层,8口试气获工业气流,在乌审旗—吴起地区新增控制储量 $736 \times 10^8 \text{ m}^3$,落实有利含气面积 $2\,000 \text{ km}^2$;在深层马家沟组马四段白云岩—石灰岩相变带及云质石灰岩隆起带实施的米探1、靖探1井,均钻遇了良好的含气显示。下一步将落实 $2\,995 \times 10^8 \sim 3\,725 \times 10^8 \text{ m}^3$ 低渗透天然气储量,有力支撑低渗透气藏保持年产 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

3.2.3 新领域是重点发展方向

新领域的发现是寻找战略接替区的重要目标^[31],重点探索鄂尔多斯盆地西缘海相页岩气、盆地东部上古生界煤系气等新领域,寻找优质规模储量区。

3.2.3.1 海相页岩气

近年来盆地西缘祁连海域勘探部署多口井在下古生界奥陶系乌拉力克组灰质泥岩、泥质石灰岩段钻遇气测异常。其中,忠平1井在乌拉力克组试气获井口无阻流量 $26.48 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产气流,持续稳产94天,预示盆地西部乌拉力克组海相页岩气良好的勘探潜力。目前该区域已落实含气范围 $1.15 \times 10^4 \text{ km}^2$,天然气资源量 $8\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,有望形成新的勘探开发领域。乌拉力克组海相页岩气获工业气流,既证实了盆地西部乌拉力克组具备海相页岩气有利地质条件,又反映了盆地西部地区乌拉力克组在普遍

含气情况下存在“甜点”。同时,盆地西部石炭系源内致密气及隐伏构造带也见到含气新苗头,证实该领域有良好的勘探潜力。

3.2.3.2 煤系地层气

煤系地层气是指除致密砂岩气之外,赋存在煤层、泥岩、粉细砂岩中的天然气。鄂尔多斯盆地东部上古生界煤系地层厚度介于 100 ~ 150 m,气测显示活跃,泥岩含气 0.2 ~ 1.0 m³/t,煤层含气 6 ~ 10 m³/t,粉细砂岩含气 0.1 ~ 0.5 m³/t,估算天然气资源量约 7.9 × 10¹² m³。已实施的榆 XH 井水平段长 1 000 m,粉细砂岩钻遇率为 61.8%,试气日产气为 1.41 × 10⁴ m³。目前已落实子洲—清涧地区为煤系气勘探有利区,面积 4 500 km²,天然气资源量约 7 000 × 10⁸ m³。下一步将强化地质工程一体化,加强煤系地层气有利区评价,创新设计理念与工艺方法,提高煤系地层气单井产量。

鄂尔多斯盆地东部太原组发育庙沟段、毛儿沟段、斜道段和东大窑段 4 套石灰岩,其中斜道段、毛儿沟段厚度稳定,单层厚度介于 5 ~ 15 m,面积约 14 000 km²。该套石灰岩以源内或近源成藏为主,构造微裂缝、溶蚀缝是主要储集空间和运移通道,局部鼻隆构造裂缝、溶孔发育,是天然气聚集区的“甜点”。目前完试 32 口井,其中 8 口井获工业气流,12 口井产量大于 1 × 10⁴ m³/d。综合裂缝发育、微幅构造、最大主应力等参数进行了综合评价, I 类有利区面积为 3 200 km², II 类有利区面积 10 000 km²,勘探潜力大。盆地西南部庆阳气田也获得重大突破,太原组铝土岩气藏勘探有利区面积约 8 500 km²,潜在天然气资源量超过 5 000 × 10⁸ m³,展示出良好的天然气勘探开发前景。

4 结论

1) 长庆气区天然气勘探与开发经历了 4 个阶段,已成功开发了上古生界低渗透碳酸盐岩气藏、上古生界低渗透砂岩气藏和上古生界致密砂岩气藏 3 种类型,在地质与气藏工程、钻采工艺、地面集输三大学科形成系列配套开发关键技术,保证了长庆油田天然气年产量突破 400 × 10⁸ m³。

2) 长庆气区天然气开发虽然总体面临较好的形势,但同时也面临着已开发气田储量动用程度不高、递减较大、采收率偏低、剩余未开发储量分布复杂、新区新层系资源劣质化、生态环保要求趋严 6 大挑战,对此,以问题为导向,以量效齐增为目标,坚持系

统与创新思维,针对性提出 20 余条开发技术对策。

3) 老气田稳产和新区上产并重,常规气与非常规气攻关并举,长庆气区天然气年产量将保持稳中有升的良好态势,“十四五”末,天然气年产量超过 500 × 10⁸ m³,并保持长期稳产,其中,致密气是压舱石,低渗透气是重要保障,新领域是重要的战略接替。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,赵群,陈建军,等. 中国天然气发展态势及战略预判[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 1-11.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CHEN Jianjun, et al. Natural gas in China: Development trend and strategic forecast[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 1-11.
- [2] BP. 世界能源统计年鉴 2020[EB/OL]. (2019-12-20)[2020-06-18]. <http://mp.ofweek.com/ecep/a645693628886>. BP. Statistical review of world energy 2020[EB/OL]. (2019-12-20)[2020-06-18]. <http://mp.ofweek.com/ecep/a645693628886>.
- [3] 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 14th Five-Year Plan in the background of carbon neutrality[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 171-182.
- [4] 贾爱林,何东博,位云生,等. 未来十五年中国天然气发展趋势预测[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(1): 17-27.
JIA Ailin, HE Dongbo, WEI Yunsheng, et al. Predictions on natural gas development trend in China for the next fifteen years[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(1): 17-27.
- [5] 国家能源局石油天然气司,国务院发展研究中心资源与环境政策研究所,自然资源部油气资源战略研究中心. 中国天然气发展报告—2020[M]. 北京:石油工业出版社, 2020.
Oil and Gas Department of National Energy Administration, Institute of Resources and Environmental Policy & Development Research Center of the State Council, Strategic Research Center of Oil and Gas Resources, MNR. China natural gas development report—2020[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2020.
- [6] 杨华,刘新社,杨勇. 鄂尔多斯盆地致密气勘探开发形势与未来发展展望[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 40-48.
YANG Hua, LIU Xinshe, YANG Yong. Status and prospects of tight gas exploration and development in the Ordos Basin[J]. Engineering Science, 2012, 14(6): 40-48.
- [7] 杨华,席胜利. 长庆天然气勘探取得的突破[J]. 天然气工业, 2002, 22(6): 10-12.
YANG Hua, XI Shengli. Having made a breakthrough in natural gas exploration at Changqing[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(6): 10-12.
- [8] 杨华,刘新社,黄道军,等. 长庆油田天然气勘探开发进展与“十三五”发展方向[J]. 天然气工业, 2016, 36(5): 1-14.
YANG Hua, LIU Xinshe, HUANG Daojun, et al. Natural gas exploration and development in the PetroChina Changqing and

- its prospect in the 13th Five-Year Plan[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(5): 1-14.
- [9] 付金华, 范立勇, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地天然气勘探新进展、前景展望和对策措施[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(4): 418-430.
- FU Jinhua, FAN Liyong, LIU Xinshe, et al. New progresses, prospects and countermeasures of natural gas exploration in the Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(4): 418-430.
- [10] 杨华, 刘新社, 张道锋. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相碳酸盐岩天然气成藏主控因素及勘探进展[J]. *天然气工业*, 2013, 33(5): 1-12.
- YANG Hua, LIU Xinshe, ZHANG Daofeng. Main controlling factors of gas pooling in Ordovician marine carbonate reservoirs in the Ordos Basin and advances in gas exploration[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(5): 1-12.
- [11] 杨华, 刘新社, 孟培龙. 苏里格地区天然气勘探新进展[J]. *天然气工业*, 2011, 31(2): 1-8.
- YANG Hua, LIU Xinshe, MENG Peilong. New development in natural gas exploration of the Sulige Gas Fields[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(2): 1-8.
- [12] 杨华, 傅锁堂, 马振芳, 等. 快速高效发现苏里格大气田的成功经验[J]. *中国石油勘探*, 2001, 6(4): 89-94.
- YANG Hua, FU Suotang, MA Zhenfang, et al. Successful experience of rapid and efficient discovery of Sulige Gas Field[J]. *China Petroleum Exploration*, 2001, 6(4): 89-94.
- [13] 杨华, 魏新善. 鄂尔多斯盆地苏里格地区天然气勘探新进展[J]. *天然气工业*, 2007, 27(12): 6-11.
- YANG Hua, WEI Xinshan. New progress achieved by natural gas exploration in Sulige area[J]. *Natural Gas Industry*, 2007, 27(12): 6-11.
- [14] 付金华, 魏新善, 罗顺社, 等. 庆阳深层煤成气大气田发现与地质认识[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(6): 1047-1061.
- FU Jinhua, WEI Xinshan, LUO Shunshu, et al. Discovery and geological knowledge of the large deep coal-formed Qingyang Gas Field, Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(6): 1047-1061.
- [15] 杨华, 刘新社, 闫小雄, 等. 鄂尔多斯盆地神木气田的发现与天然气成藏地质特征[J]. *天然气工业*, 2015, 35(6): 1-13.
- YANG Hua, LIU Xinshe, YAN Xiaoxiong, et al. The Shenmu Gas Field in the Ordos Basin: Its discovery and reservoir-forming geological characteristics[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(6): 1-13.
- [16] 司马立强, 黄丹, 韩世峰, 等. 鄂尔多斯盆地靖边气田南部古风化壳岩溶储层有效性评价[J]. *天然气工业*, 2015, 35(4): 7-15.
- SIMA Liqiang, HUANG Dan, HAN Shifeng, et al. Effectiveness evaluation of palaeo-weathering crust-type karst reservoirs in the Southern Jingbian Gasfield, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(4): 7-15.
- [17] 姬伟. 考虑酸岩反应热的酸压温度场模型研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2010.
- JI Wei. Research of acid fracturing temperature field model with considering acid-rock reaction heat[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2010.
- [18] 张吉, 余浩杰, 马志欣, 等. 苏里格致密砂岩气储层定量表征[M]. 北京: 石油工业出版社, 2019: 106-161.
- ZHANG Ji, YU Haojie, MA Zhixin, et al. Quantitative characterization for tight sandstone gas reservoir in the Sulige Gas Field[J]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019: 106-161.
- [19] 马志欣, 张吉, 薛雯, 等. 一种辫状河心滩砂体构型解剖新方法[J]. *天然气工业*, 2018, 38(7): 16-24.
- MA Zhixin, ZHANG Ji, XUE Wen, et al. A new architecture characterization method for braided river channel bar sandbody[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(7): 16-24.
- [20] 余浩杰, 马志欣, 张志刚, 等. 基于储层构型表征的辫状河地质知识库构建——以苏里格气田SX密井网区为例[J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(2): 1-8.
- YU Haojie, MA Zhixin, ZHANG Zhigang, et al. Establishment of the braided-river geological database based on the reservoir configuration characterization: Taking Dense Well-Pattern Block SX in Sulige Gas Field as an example[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(2): 1-8.
- [21] 赵忠军, 李进步, 马志欣, 等. 苏36-11提高采收率试验区辫状河储集层构型单元定量表征[J]. *新疆石油地质*, 2017, 38(1): 55-61.
- ZHAO Zhongjun, LI Jinbu, MA Zhixin, et al. Quantitative characterization of architecture units for braided river reservoir in Su 36-11 EOR test area[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2017, 38(1): 55-61.
- [22] 杨特波, 王继平, 王一, 等. 基于地质知识库的致密砂岩气藏储层建模——以苏里格气田苏X区块为例[J]. *岩性油气藏*, 2017, 29(4): 138-145.
- YANG Tebo, WANG Jiping, WANG Yi, et al. Reservoir modeling of tight sandstone gas reservoir based on geological knowledge database: A case from Su X Block in Sulige Gas Field[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2017, 29(4): 138-145.
- [23] 长庆油田分公司苏里格气田研究中心. 苏里格气田水平井开发技术与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017: 82-109.
- Sulige Gas Field Research Center of Changqing Oilfield Company. Horizontal well development technology and practice in Sulige Gas Field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017: 82-109.
- [24] 侯启军, 何海清, 李建忠, 等. 中国石油天然气股份有限公司近期油气勘探进展及前景展望[J]. *中国石油勘探*, 2018, 23(1): 1-13.
- HOU Qijun, HE Haiqing, LI Jianzhong, et al. Recent progress and prospect of oil and gas exploration by PetroChina Company Limited[J]. *China Petroleum Exploration*, 2018, 23(1): 1-13.
- [25] 李建忠, 郑民, 张国生, 等. 中国常规与非常规天然气资源潜力及发展前景[J]. *石油学报*, 2012, 33(增刊1): 89-98.
- LI Jianzhong, ZHENG Min, ZHANG Guosheng, et al. Potential and prospects of conventional and unconventional natural gas resource in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(S1): 89-98.
- [26] 付金华, 段晓文, 姜英昆. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气成藏地质特征及勘探方法[J]. *中国石油勘探*, 2001, 6(4): 68-75.
- FU Jinhua, DUAN Xiaowen, JIANG Yingkun. Geological fea-

- tures and exploration methods of natural gas reservoir formation in the Upper Paleozoic in the Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2001, 6(4): 68-75.
- [27] 马新华. 鄂尔多斯盆地天然气勘探开发形势分析 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 50-53.
MA Xinhua. Natural gas exploration and development situation in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4): 50-53.
- [28] 杨华, 席胜利, 魏新善, 等. 鄂尔多斯盆地大面积致密砂岩气成藏理论 [M]. 北京: 科学出版社, 2016: 279-299.
YANG Hua, XI Shengli, WEI Xinshan, et al. Geological theory of large area tight sandstone gas accumulation in Ordos Basin[M]. Beijing: Science Press, 2016: 279-299.
- [29] 卢涛, 刘艳侠, 武力超, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田致密砂岩气藏稳产难点与对策 [J]. 天然气工业, 2015, 35(6): 43-52.
LU Tao, LIU Yanxia, WU Lichao, et al. Challenges to and countermeasures for the production stabilization of tight sand-
- stone gas reservoirs of the Sulige Gasfield, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 43-52.
- [30] 孙龙德, 邹才能, 朱如凯, 等. 中国深层油气形成、分布与潜力分析 [J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 641-649.
SUN Longde, ZOU Caineng, ZHU Rukai, et al. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 641-649.
- [31] 付锁堂, 付金华, 席胜利, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相页岩气地质特征及勘探前景 [J]. 中国石油勘探, 2021, 26(2): 33-44.
FU Suotang, FU Jinhua, XI Shengli, et al. Geological characteristics of Ordovician marine shale gas in the Ordos Basin and its prospects[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(2): 33-44.

(收稿时间 2021-06-22 编辑 韩 建)



本文互动

天然气工业

中国石油在京首座加氢站正式投运

2021年8月15日, 中国石油天然气集团有限公司(以下简称中国石油)在北京投运了一座服务于2022年北京冬奥会和东残奥会的加氢站——福田加氢站。这是中国石油在北京投运的首座冬奥会加氢站。该站位于北京市昌平区沙河镇沙阳路北汽福田欧辉总装车间北侧, 占地面积约1700 m², 设计规模为500 kg/12 h, 加注能力为600 kg/d, 每日可以加注氢燃料电池客车50~60台。加氢站现有员工7名, 都已取得《特种设备安全操作证》。福田欧辉城市客车是北汽福田公司生产服务冬奥会的氢燃料车, 这些车辆注入的第一枪燃料, 就是中国石油福田加氢站加注的氢气。

氢气是世界公认的最清洁的燃料。为了响应国家提出的“3060”双碳战略目标, 中国石油深入贯彻落实碳达峰、碳中和重大决策部署, 深化细化低成本实现碳达峰、碳中和实施路径, 制定了“创新、资源、市场、国际化、绿色低碳”五大战略, 并按照“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走进行总体部署。

自北京成功申办2022年冬奥会, 成为全球唯一的“双奥城市”(世界上第一座举办过夏季奥运会、又将举办冬季奥运会的城市)以来, 中国石油深以服务冬奥为荣。作为北京2022奥运会、冬残奥会的官方合作伙伴, 中国石油严格按照“绿色办奥”的要求, 全力投身绿色洁净发展, 持续为冬奥基础设施建设和赛事运行提供清洁能源保障, 为北京“绿色冬奥”赋能, 竭尽全力为北京冬奥会和冬残奥会的成功举办贡献力量。

加氢站建设和运营是中国石油新能源发展战略的重要环节, 2021年2月7日, 中国石油在河北张家口建成冬奥会首座投用加氢站——太子城加氢站。位于北京2022年冬奥会崇礼赛区核心区域的太子城加氢站设计了加氢区、氢气储罐区、工艺装置区, 日均加注能力为1000 kg, 承担着冬奥核心区交通车辆氢能保供的责任, 预计将为上千辆冬奥新能源车辆提供加氢服务。同样, 中国石油北京销售公司作为中国石油在京主要企业, 肩负着北京区域加氢站的建设和运营重任。福田加氢站成为中国石油北京销售公司践行国家能源发展战略规划、国家“3060”双碳战略目标规划的首批实施项目。

中国石油销售公司总经理廖国勤认为, 福田加氢站是中国石油在新能源领域的首批探索性实施项目, 该项目能够为中国石油广泛布局加氢站, 建设油、气、电、氢混建站等奠定坚实的基础、积累大量的经验、培养优秀的人才。福田站的顺利投产, 对于中国石油新能源战略发展方向意义重大。

(天工 摘编自中国石油微信公众号)

下载网址: <https://mp.weixin.qq.com/s/VbVeLNij9Mqc2DUqGAyDCA>

下载日期: 2021-08-17