

引用: 徐长贵, 朱光辉, 季洪泉, 等. 中国海油陆上天然气勘探进展及增储发展战略[J]. 中国石油勘探, 2024,29(1):32-46.

Xu Changgui, Zhu Guanghui, Ji Hongquan, et al. Exploration progress and reserve increase strategy of onshore natural gas of CNOOC[J]. China Petroleum Exploration, 2024,29(1):32-46.

# 中国海油陆上天然气勘探进展及增储发展战略

徐长贵<sup>1</sup> 朱光辉<sup>2</sup> 季洪泉<sup>1</sup> 祝彦贺<sup>3</sup> 孙强<sup>2</sup>

(1 中国海洋石油集团有限公司; 2 中联煤层气有限责任公司; 3 中海油研究总院有限责任公司)

**摘 要:** 中国海油为快速发展天然气产业, 提升天然气产量, 逐步加大鄂尔多斯盆地和沁水盆地矿权区块勘探投入, 区块内有利于形成致密气、煤层气和常规气等多种天然气类型, 天然气资源量可达  $30000 \times 10^8 \text{m}^3$ , 在高丰度区和构造简单区已经探明地质储量  $7500 \times 10^8 \text{m}^3$ 。基于资源潜力及品质、成藏条件、勘探技术的全面分析, 适时提出了陆上万亿立方米天然气增储的发展战略, 并明确了致密气—煤层气并举、多气种立体勘探的指导思想, 确定了加快鄂尔多斯盆地东缘深层煤层气和致密气勘探、快速推动沁水盆地中浅层煤层气勘探的部署思路。通过加强勘探领域成藏富集规律和勘探技术攻关方向的综合分析, 明确了今后一个时期的重点勘探方向。鄂尔多斯盆地东部区块具有煤系地层全油气系统有序共存特征, 需开展煤系地层天然气全成藏系统勘探, 夯实增储上产基础, 聚焦致密气、深层煤层气, 攻关薄层煤层气、奥陶系常规天然气和铝土岩气, 通过勘探开发一体化、地质工程一体化推进多气种交互相替勘探, 实现天然气全成藏系统勘探开发。在沁水盆地南部、北部, 重点推进中浅层煤层气水平井体积压裂达产技术试验和推广应用, 并与薄层煤层气形成互补式经济有效开发, 推动沁水盆地煤层气的整体增储上产。上述重点领域的勘探部署将保障中国海油陆上万亿立方米大气区的增储实现和健康稳定发展。

**关键词:** 中国海油; 鄂尔多斯盆地; 沁水盆地; 煤层气; 致密气; 勘探战略

**中图分类号:** TE122 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2024.01.003

## Exploration progress and reserve increase strategy of onshore natural gas of CNOOC

Xu Changgui<sup>1</sup>, Zhu Guanghui<sup>2</sup>, Ji Hongquan<sup>1</sup>, Zhu Yanhe<sup>3</sup>, Sun Qiang<sup>2</sup>

(1 China National Offshore Oil Corporation; 2 China United Coalbed Methane Co., Ltd.; 3 CNOOC Research Institute Co., Ltd.)

**Abstract:** In order to achieve the rapid development of natural gas industry and increase gas production, CNOOC has gradually increased exploration investment in mining rights areas in Ordos Basin and Qinshui Basin, in which there are multiple types of natural gas including tight gas, CBM, and conventional gas, with gas resources of up to  $3 \times 10^{12} \text{m}^3$  in the two basins and proven gas geological reserves of  $7500 \times 10^8 \text{m}^3$  in high-abundance and structurally simple zones. Based on a comprehensive analysis of resource potential and quality, gas accumulation conditions, and exploration technology, CNOOC has proposed a development strategy of increasing onshore natural gas reserves with a level of trillion cubic meters. The company has clarified the guiding ideology of simultaneous exploration of tight gas and CBM and stereoscopic exploration of multi type gas resources, and determined the deployment strategy of accelerating the exploration of deep CBM and tight gas in the eastern part of Ordos Basin and rapidly promoting the exploration of middle and shallow CBM in Qinshui Basin. Furthermore, the comprehensive analysis of exploration fields, gas accumulation and enrichment laws, and exploration technology research directions enables to clarify the key exploration orientations in the near future. The eastern Ordos Basin is characterized by orderly co-occurrence of full oil and gas system in coal measure strata. As a result, it is necessary to conduct exploration in the full gas accumulation system in coal measure strata, consolidate the material basis for increasing reserves and production, focus on tight gas and deep coalbed methane, research on CBM in thin coal seams, Ordovician conventional natural gas, and bauxite rock gas, and promote the simultaneous exploration and replacement of multi type gas resources by applying exploration and development integration and geology

基金项目: 中国海洋石油集团有限公司“十四五”重大科技项目“陆上非常规天然气勘探开发关键技术”(KJGG-2022-1001)。

第一作者简介: 徐长贵(1971-), 男, 江西乐平人, 博士, 2007年毕业于中国地质大学(北京), 教授级高级工程师, 主要从事石油地质与油气综合勘探研究工作。地址: 北京市东城区中国海洋石油集团有限公司, 邮政编码: 100010。E-mail: xuchg@cnooc.com.cn

收稿日期: 2023-10-13; 修改日期: 2024-01-03

and engineering integration, so as to achieve the exploration and development of full gas accumulation system. In the northern and southern parts of Qinshui Basin, it is necessary to promote the volume fracturing of horizontal wells and production technology tests for middle and shallow CBM and popularize its application, and form complementary economic and effective development with thin CBM, so as to promote the overall increase in CBM reserves and production in Qinshui Basin. The exploration activities in the above key areas will ensure the reserve increase and healthy and stable development of large onshore gas region of CNOOC with a level of trillion cubic meters.

**Key words:** CNOOC, Ordos Basin, Qinshui Basin, CBM, tight gas, exploration strategy

## 0 引言

中国海洋石油集团有限公司（简称中国海油）紧密围绕国家高质量发展和“双碳”目标的能源战略需求，长期致力于天然气领域的发展和突破。2012 年，中国海油通过收购中联煤层气有限责任公司首次登陆并开始国内非常规天然气产业发展，区块总面积约为  $9500\text{km}^2$ ，主要在沁水盆地开展中浅层煤层气勘探开发，在鄂尔多斯盆地东部开展致密气勘探和开发，经过多年实践，逐步在非常规天然气的勘探开发上取得巨大进步，在 2012 年  $1500 \times 10^8\text{m}^3$  探明地质储量的基础上，通过加大致密气勘探投入和技术研发，强化沁水盆地煤层气滚动挖潜，2019 年发现了临兴千亿立方米致密气田，非常规天然气储量呈现明显增长，2020 年底已累计探明地质储量达到  $4000 \times 10^8\text{m}^3$ ，探明储量年增长率保持在 15%。近几年，随着储量、产量的快速增长和对区块内资源品质的深化认识，特别是基于全油气系统理论的指导<sup>[1]</sup>，充分认识到鄂尔多斯盆地东部煤系地层中“煤源多储”的成藏特征，评价认为现有探矿权内上古生界致密气、煤层气、铝土岩气和下古生界奥陶系常规天然气等资源总量巨大，可达  $30000 \times 10^8\text{m}^3$ ，能够实现储量的跨越式增加。通过深入的思考，中国海油于 2021 年初适时提出建设陆上万亿立方米天然气增储的勘探发展战略，即陆上万亿立方米大气区建设规划，并全力开展地质规律的深化认识和关键技术的试验攻关和推广，天然气探明地质储量 3 年内快速增长至  $7500 \times 10^8\text{m}^3$ ，这一战略规划对中国海油的天然气产业中长期发展起着举足轻重的作用。

本文通过鄂尔多斯盆地东部和沁水盆地煤系地层烃源岩类型与古生界储层类别分析，研究不同成藏组合成藏规律和模式，提出了实现这一勘探战略构想的三大现实领域、三大潜在领域及其对应的技术方案。三大现实增储领域是致密气、中浅层煤层气（单层厚度大于 2m 且埋深小于 1500m）和深层煤层气（单层厚度大于 2m 且埋深大于 1500m），三大潜在增储领域是薄层煤层气（单层厚度小于 2m）、奥陶系常规天然气和铝土岩气。

## 1 中国海油陆上天然气勘探开发概况

2012 年以来，中国海油陆上非常规天然气勘探开发稳步推进，相继开展了临兴 8-9 井区、临兴 4 井区等一批勘探开发一体化区建设和神府解家堡建产示范区的配套工艺试验，获得了多项勘探开发关键技术的突破，创新建立了致密气、中浅层煤层气、深层煤层气的勘探开发一体化和地质工程一体化技术体系，并予以推广应用，实现了中国海油陆上非常规天然气储量和产量的快速增长，中国海油非常规产业发展逐步走向快车道（图 1）。

### 1.1 陆上区块基本油气地质特征

中国海油陆上区块主要分布在鄂尔多斯盆地东部和沁水盆地南部、北部（图 2）。其中鄂尔多斯盆地东部区块面积约为  $4500\text{km}^2$ ，横跨伊陕斜坡和晋西挠褶带，自西向东构造逐渐抬升，局部地区地层出露。区块内自下而上发育奥陶系、石炭系、二叠系、三叠系及以上地层，沉积了一套局限海台地到滨浅海沉积再到海陆过渡相三角洲沉积，最后演化为陆相河流沉积的地层（图 3）。奥陶系局限海台地主要发育膏盐岩、白云岩和石灰岩，白云岩局部发育有效储层，形成构造—岩性气藏、岩性气藏。奥陶系顶面为不整合面，与石炭系本溪组直接接触，本溪组底部发育了一套薄层山西式铝土岩，其形成于炎热潮湿、贫氧—还原、海陆交替的潮坪—潟湖浅水环境，局部地区钻井见气测异常。本溪组、太原组和山西组发育大量煤层，是鄂尔多斯盆地东部区块主要的烃源岩，最大累计厚度超过 30m，最厚的煤层是太原组底部的 8+9 号煤层，埋深超过 1500m，区块内煤层气资源量近  $14000 \times 10^8\text{m}^3$ 。本溪组及以上地层发育大量海相和三角洲相、河流相砂岩，普遍致密，局部物性好，形成致密气藏，资源量约为  $8000 \times 10^8\text{m}^3$ 。其他新领域包括奥陶系碳酸盐岩常规天然气、铝土岩气等，资源潜力有待进一步明确，初步估算资源量约为  $3000 \times 10^8\text{m}^3$ 。整体来看，鄂尔多斯盆地东部区块多种天然气合计资源量约为  $25000 \times 10^8\text{m}^3$ 。

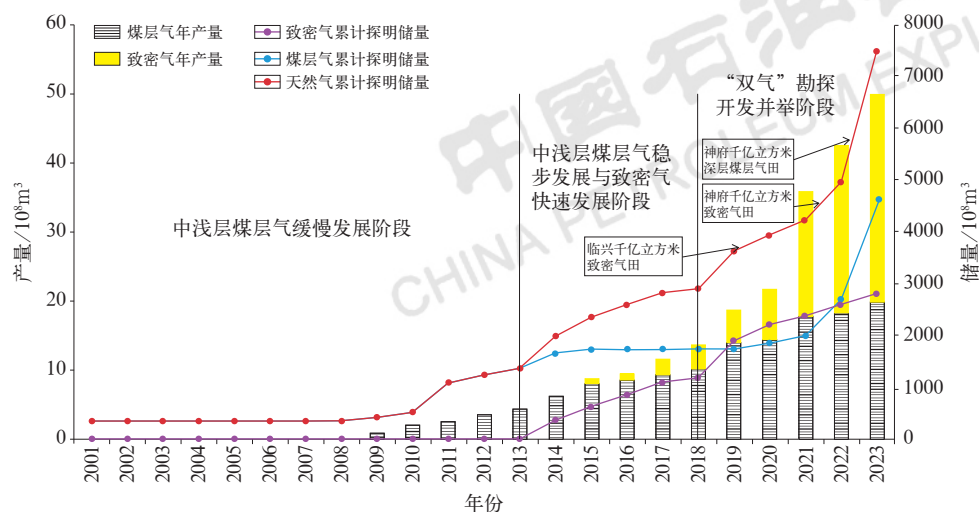


图1 中国海油陆上非常规天然气历年探明地质储量和产量变化图

Fig.1 CNOOC proven geological reserves and production of onshore unconventional gas over the years

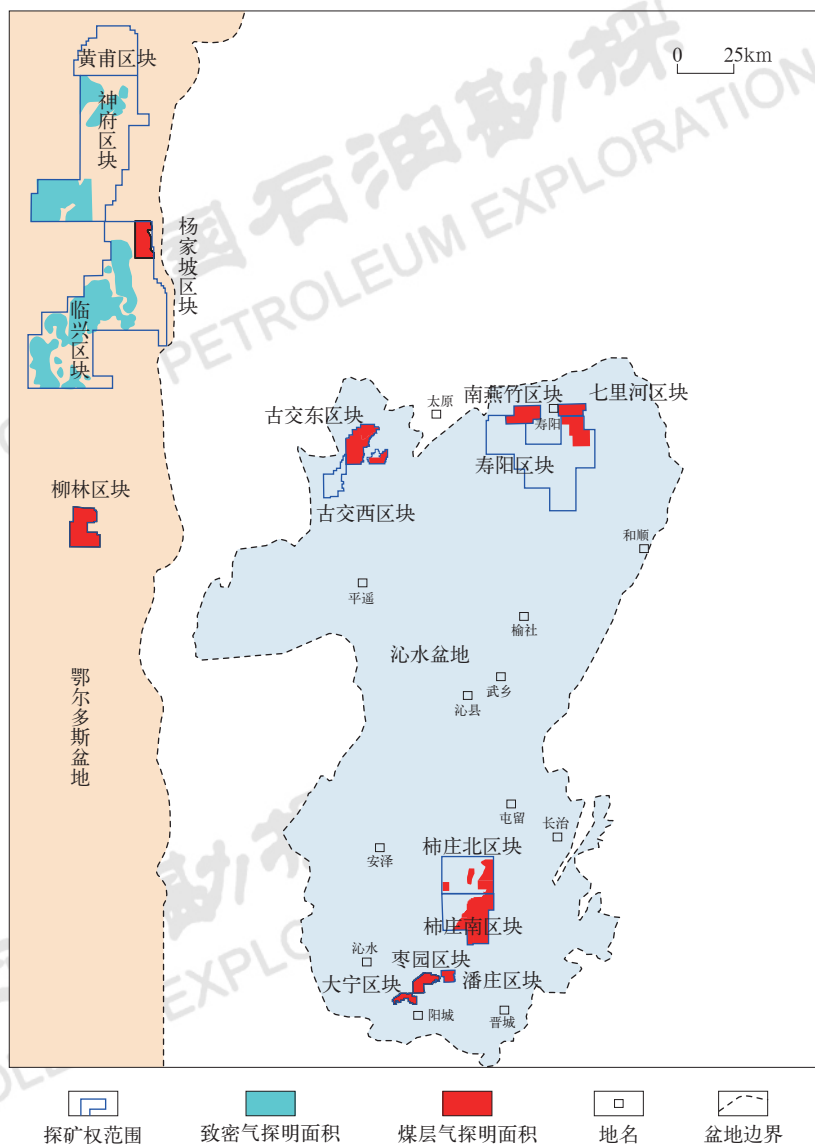


图2 鄂尔多斯盆地东部和沁水盆地区块位置图

Fig.2 Location of CNOOC's blocks in the eastern Ordos Basin and Qinshui Basin

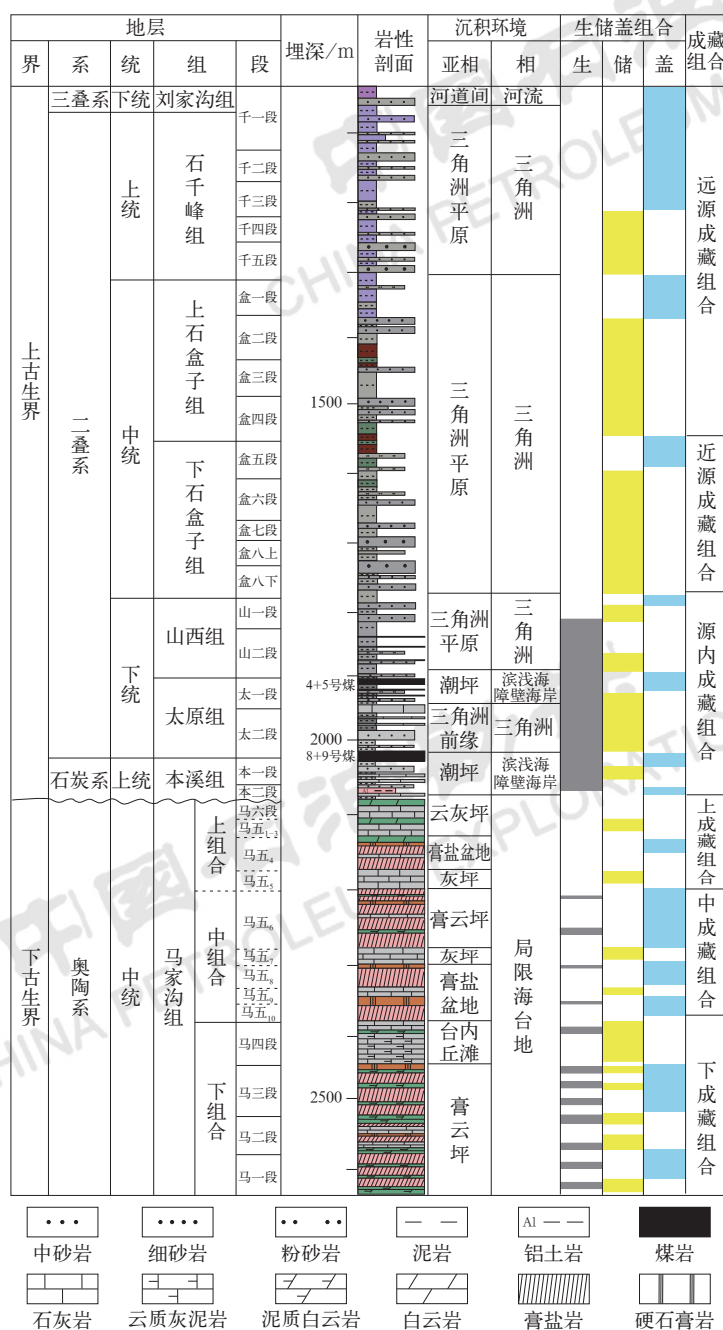


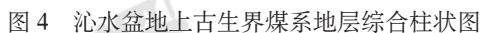
图 3 鄂尔多斯盆地地层综合柱状图

Fig.3 Comprehensive stratigraphic column in Ordos Basin

沁水盆地是经受强烈挤压作用形成的大型复式向斜，轴向整体呈北北东向，次级褶皱和断裂发育。中国海油区块面积约为 5000km<sup>2</sup>，主要位于盆地北部轴端和东南部复式向斜的东翼。研究区内自下而上发育奥陶系、石炭系、二叠系、三叠系及以上地层，沉积环境由陆表海过渡为海陆过渡相三角洲，再到大型河流—湖泊陆相沉积。上石炭统一下二叠统发育障壁海岸、三角洲等含煤沉积体系，山西组 3 号煤层和太原组 15 号煤层厚度大、分布稳定，是煤层气主要勘

探层和开发层（图 4）。3 号煤层和 15 号煤层之间发育 5~14 号煤层，厚度薄、分布不稳定、局部尖灭，2022 年在盆地南部薄煤层发育区获得局部产量突破，是近年煤层气勘探突破的潜在领域，区块内煤层气资源量约为 5000 × 10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>。虽然广泛发育的煤层是良好的烃源岩，海陆过渡相—陆相砂岩是良好的储集岩，但沁水盆地中生代遭受区域强烈挤压破坏，新生代发育大量走滑断层，断层规模大、断距大，天然气的保存条件极差，致密气不发育，均为致密干层和水层。





中浅层煤层气缓慢发展阶段（1996—2013 年）：主要在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东部开展中浅层煤层气勘探开发，探明地质储量约  $1600 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，目前储量探明区分布在沁水盆地南部和北部构造简单的资源高丰度区。同时，在两个盆地构造复杂、断裂发育区先后部署超过 40 口探井，但产量均无法达到提储要

求,产水量普遍较大,导致勘探步伐收紧。这一时期的勘探工作重点主要聚焦在单井和井组的压裂工艺试验方面,以期稳步提升现有生产井产量,勘探储量未有大的发现。

中浅层煤层气稳步发展与致密气快速发展阶段(2014—2018年):这一时期的勘探重心转移到鄂尔多斯盆地东部区块,通过盆缘与盆内的成藏条件对比,认识到区块内致密气发育具有相对有利的成藏条件,于是在南部临兴区块开展致密气部署,首口压裂井在下二叠统太原组太二段获得无阻流量 $12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的突破,致密气勘探进入快速发展阶段。通过致密气东西分带、南北分区的差异富集成藏规律认识,攻关形成了致密气储层预测和评价技术体系,加大了压裂工艺试验的投入,工业气流井比例大幅增加,致密气探明地质储量从零快速增加到 $1200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。同时,在沁水盆地北部局部构造高部位开展中浅层煤层气直井与定向井大井组试验,实现了单井达产,增加探明地质储量约 $150 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,勘探前景逐渐明朗。截至2018年底,区块内已累计探明地质储量近 $3000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,致密气的快速发展使中国海油陆上天然气储量出现了显著增长。

“双气”勘探开发并举阶段(2019年至今):这一时期,从两个方面开展部署。一方面,快速转变技术发展思路,在两个盆地开展一体化技术攻关,通过致密气“选择性—非连续”富集成藏理论的认识和甜点识别技术优化、多级压裂工艺提升与降本等一体化技术的现场实施,两年时间内快速发现临兴千亿立方米致密气田,成功备案国家储量达到 $1010 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,并陆续在致密气领域开展深度挖潜,之后发现了神府千亿立方米致密气田。截至2023年11月,在鄂尔多斯盆地东部已累计探明致密气地质储量 $2800 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。另一方面,以地质—工程一体化“双甜点”评价为核心的井组和水平井相结合的技术体系在沁水盆地推广应用,连续获得产量突破,生产井达产比例大幅提升,产量稳步提高,累计探明中浅层煤层气地质储量 $2000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。同时,基于“微相控煤、源热控烃、温压控态、保存控富”的四控深层煤层气富集成藏规律认识,在鄂尔多斯盆地东部通过综合选区,在富集区内试验直井和水平井极限体积压裂技术,达产率在60%以上,2021年以来累计探明深层煤层气地质储量近 $2700 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,

其中神府区块在2023年成功备案国家探明储量,探明地质储量超 $1100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

通过清晰的战略定位、客观的地质资源认识、针对性的工程工艺提升和精准的勘探部署,精准施策、加强投入、示范试验,带来了储量的快速增长,3年间发现的地质储量近乎翻倍。同时,中国海油在天然气产量上持续发力,实现了产量的快速增长,近3年陆上天然气年产量从 $20 \times 10^8 \text{ m}^3$ 快速提升到近 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,煤层气产量和致密气产量实现了双增长,年增长比例保持在20%以上。这充分说明了中国海油现有区块的资源潜力和上产能力,特别是煤系地层“煤源多储”的多气种立体成藏,为增储上产奠定了坚实的资源基础。

## 2 中国海油陆上天然气勘探发展战略

目前,基于陆上天然气战略规划的有效实施,中国海油非常规天然气探明地质储量快速增长,资源高丰度区和构造简单区的资源量已经快速转化为储量。随着近几年勘探的不断深入,面临的挑战越来越大,致密气和煤层气的储量探明难度急剧增加,规模储量落实程度不断降低。目前,所辖区块内剩余天然气资源量约为 $13000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,致密气资源低丰度区( $<0.4 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、中浅层煤层气低达产区(达产比例小于20%)、深层煤层气勘探高成本区(水平井成本过高导致经济效益极低)等制约了储量和产量增加的步伐。

面对挑战,中国海油针对陆上万亿立方米大气区建设规划,制定了针对性的勘探战略指导思想:基于“常规与非常规油气藏有序共生富集理论”<sup>[1-3]</sup>,加深煤系地层全油气系统研究,在两个盆地开展不同方向攻关。一是主攻鄂尔多斯盆地东部,深化成藏理论与勘探开发技术,致密气与深层煤层气并重,开展纵向互补式勘探,同时,探索奥陶系常规气与铝土岩气,实现新领域和新层系突破;二是立足沁水盆地中浅层煤层气达产技术攻关与推广应用,快速带动规模增储,进行薄层煤层气地质工程一体化试验和成熟技术推广,带动新的储量发现。

中国海油陆上万亿立方米大气区建设将在致密气、深层煤层气和中浅层煤层气3个现实增储方向进行重点攻关和储量落实,规划增储 $3000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上,同时,探索薄层煤层气、奥陶系常规天然气和铝土岩气3个潜在领域,规划增储 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图5)。

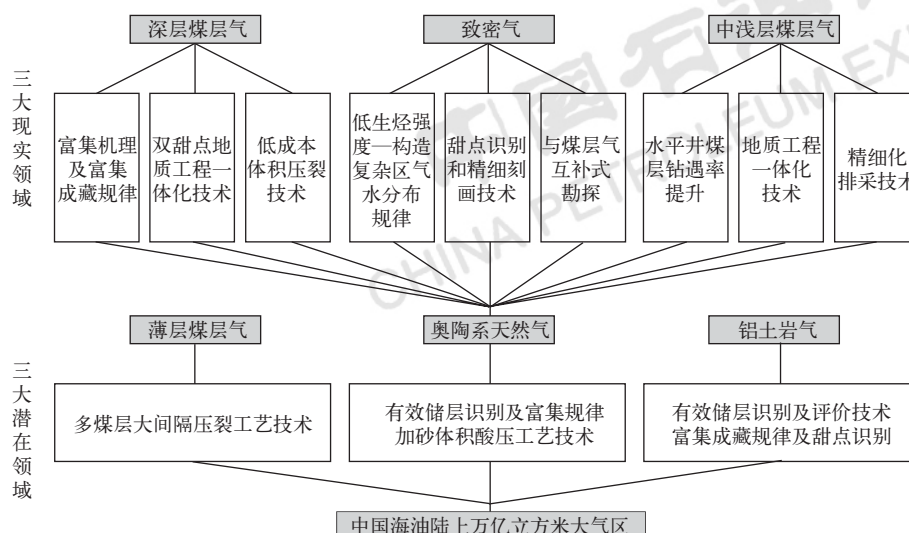


图 5 中国海油陆上万亿立方米大气区的主要勘探领域及技术方案

Fig.5 CNOOC main exploration fields and technical solutions for large onshore gas region with a level of trillion cubic meters

### 3 鄂尔多斯盆地东部开展煤系地层天然气全成藏系统勘探，夯实增储上产基础

#### 3.1 烃源条件

鄂尔多斯盆地东部上古生界气源为本溪组、太原组和山西组煤系地层，煤层厚度大且全区分布，广覆式生烃，生烃强度高，占主体，碳质泥岩和暗色泥岩为次要烃源岩。其中 8+9 号煤层（太原组底面）和 4+5 号煤层（山西组底面）是主力烃源岩，生烃量贡献超过 90%，单层厚度介于 3.5~25.2m，平均厚度为 10.8m，TOC 平均为 72%，最高为 98%，有机质热成熟度  $R_o$  介于 0.5%~2.6%，已进入大量生气阶段，整体与西部中国石油神木气田相当，煤层含气量介于 8~25m<sup>3</sup>/t，为半亮煤，镜质组含量超过 70%，煤体结构为原生一碎裂煤。由于区块南部受到紫金山火山岩热烘烤影响<sup>[4-5]</sup>，南部煤层有机质成熟度  $R_o$  能够达到 2.6%，向北煤层变质程度逐渐降低到 0.5%，煤系烃源岩的整体生烃强度在  $(5\sim28)\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ ，呈现南高北低的特征。

#### 3.2 沉积及储层条件

研究区内古生界—中生界自下而上沉积了一套局限海台地到滨浅海沉积再到海陆过渡相三角洲的沉积序列，最后演化为陆相河流沉积，下古生界局限海台地与上石炭统滨浅海沉积之间由于区域构造抬升，使

志留系、泥盆系剥蚀，存在沉积间断。受华北海控制，下古生界奥陶系马家沟组局限海相沉积分布范围广，发育海进期碳酸盐岩和海退期膏盐岩的交互式沉积旋回，地层厚度一般为 300~500m。海进期发育海相石灰岩及粉晶—细晶白云岩，马二段、马四段及马六段主要形成于该类沉积环境。海退期主要发育泥晶—粉晶白云岩、含膏白云岩及湖相硬石膏岩，马一段、马三段、马五段形成于该类环境<sup>[6-8]</sup>。在不同的岩性频繁互层的组合中，受沉积相和奥陶系顶面不整合影响，形成了奥陶系岩溶型白云岩储层和丘滩型白云岩储层。上古生界石炭系本溪组沉积早期，形成了一套薄层的风化壳型铝土岩，由灰色、灰黑色泥质铝土岩、铝土质泥岩、铝土岩组成，储层普遍致密，局部见溶孔发育的铝土岩储层。之后二叠纪经历了由障壁海岸到三角洲的沉积演化，纵向上自下而上形成了滨浅海障壁沙坝、三角洲平原分流河道和三角洲前缘水下分流河道等不同成因类型的储集砂体<sup>[9]</sup>。

区块内古生界多种类型储层物性差异明显（表 1）。下古生界奥陶系马家沟组主要发育白云岩储层，其中岩溶型白云岩储层发育于蒸发台地相中的含膏云坪和膏云坪微相，储集空间为膏模孔、晶间溶孔、溶洞及微裂缝，同生期层间岩溶和裸露期风化壳岩溶是膏模孔形成的主要机制<sup>[10-12]</sup>，储层厚度为 3.2~5.6m，孔隙度在 3.9%~6.2% 之间，渗透率在 0.5~2.6mD 之间；丘滩型白云岩储层主要发育于台缘滩、台内滩和台内丘微相，储集空间为残余粒间（溶）孔、微生



物格架(溶)孔、晶间(溶)孔,机械沉积和微生物造丘是原生孔隙形成的重要机制<sup>[13-14]</sup>,储层厚度为2.0~3.2m,孔隙度在3.6%~4.8%之间,渗透率在0.04~0.9mD之间。上古生界砂岩储层孔隙度中值多低于10%,渗透率中值在0.7mD以下,以特低孔、特低渗致密储层为主,致密气主要分布在源内成藏组合、近源成藏组合中,远源成藏组合气层减少,在二叠系石千峰组和三叠系刘家沟组可发育局部小规模致密气藏。储层分为3类,一类和二类储层为优质储层,分布于障壁沙坝主体、分流河道和水下分流河道主河道心滩内,孔隙度多在8.0%~17.8%之间,渗透率在0.7~8.0mD之间,主要孔径宽度为1~10 $\mu$ m,排驱压力低于0.7MPa,全区90%的致密气层分布于这两类储层中,压裂后单井日产量均在 $1 \times 10^4 \text{m}^3$ 以

上,最高日产量超过 $50 \times 10^4 \text{m}^3$ ,普遍具有经济性。三类储层分布于河口坝、河道侧缘、障壁沙坝侧翼和砂坪微相中,孔隙度在3.0%~9.0%之间,渗透率在0.01~0.5mD之间,主要孔径宽度为0.2~3 $\mu$ m,排驱压力在0.7~1.8MPa之间,全区10%的致密气层分布于这类储层中,单层厚度普遍在0.6~2.2m之间,且与致密干层互层,压裂后产量低或无产量,不具有经济性。上古生界铝土岩发育受控于奥陶系顶面古地貌形态,铝土岩厚度差异很大,在1.0~8.4m之间,储层空间类型为粒内和基质溶孔、晶间孔、微裂缝,孔隙度在0.5%~9.9%之间,渗透率在0.12~4.2mD之间。煤岩作为烃源岩,同时也具有储层的特性,孔隙度在1.8%~4.4%之间,渗透率在0.01~0.13mD之间,比其他类型储层更致密。

表 1 鄂尔多斯盆地东部古生界储层类型及主要特征统计表

Table 1 Summary of the Paleozoic reservoir types and main characteristics in the eastern Ordos Basin

地层	储层类型	厚度 /m	储集空间类型	孔隙度 /%	渗透率 /mD	样品数量
本溪组—石千峰组	致密砂岩	0.7~14.0/7.4*	原生孔、次生粒间或粒内溶孔	3.0~17.8/8.5	0.01~8.0/2.4	1279
本溪组—山西组	煤岩	3.5~25.2/12.1	有机质孔、无机孔、煤层割理和裂缝	1.8~4.4/2.9	0.01~0.13/0.07	134
本溪组	铝土岩	1.0~8.4/3.8	粒内和基质溶孔、晶间孔、微裂缝	0.5~9.9/6.2	0.12~4.2/2.1	32
马家沟组	白云岩					75
	岩溶型	3.2~5.6/4.2	膏模孔、晶间溶孔、溶洞、微裂缝	3.9~6.2/4.5	0.5~2.6/1.6	
	丘滩型	2.0~3.2/2.5	残余粒间(溶)孔、微生物格架(溶)孔、晶间(溶)孔	3.6~4.8/4.2	0.04~0.9/0.6	

\* 最小值~最大值/平均值。

### 3.3 煤系地层全油气系统有序共存特征

基于研究区烃源岩综合分析、储层类型和特征的描述,可以看到,鄂尔多斯盆地东部区块内发育的煤系烃源岩分布广、广覆式生烃、生烃规模大。共发育4类储层,下古生界岩溶型和丘滩型白云岩储层,上古生界致密砂岩储层、煤岩储层和风化壳铝土岩储层。纵向上,上古生界煤系烃源岩位于煤系地层下部,煤系地层中煤层与砂岩储层和铝土岩储层彼此交互,上部发育有大规模的多套砂岩储层,具有近距离和远距离充注成藏的条件,同时,煤系烃源岩与底部奥陶系岩溶型白云岩储层和丘滩型白云岩储层上下叠置,具有近距离充注成藏的条件(图6a)。从成藏要素的时间匹配关系看(图6b),三叠世早期,石炭系—二叠系砂岩开始致密化,晚侏罗世已完成砂岩致密化进程。上古生界烃源岩在中侏罗

世开始大量排烃,自晚侏罗世开始经历了3期充注,天然气在致密砂岩中富集形成致密气藏<sup>[15-16]</sup>,在煤岩中富集形成煤层气藏,在铝土岩中形成岩性气藏,在奥陶系马家沟组形成岩性气藏、构造—岩性气藏,整体具有纵向多气种立体规模成藏条件(图6c)。从资源规模来看,煤层气分布最广,资源基础最可靠,致密气平面上大规模连续叠置分布,潜力巨大。基于全油气系统天然气藏有序共生理论,分析认为研究区具有煤层气和致密气大规模富集的优越地质条件,成藏潜力最大。奥陶系和铝土岩中天然气富集条件苛刻,聚集规模较小,需要继续探索,进一步落实资源潜力。

近几年的勘探实践证明,在上古生界煤系地层烃源岩的持续供烃下,研究区内中高生烃强度—构造稳定区致密砂岩气藏发育于石炭系本溪组及二叠系太原组、石盒子组,同时二叠系石千峰组和三叠系刘家沟



组也有局部小规模致密气藏发育,表现为气层纵向多薄层叠置,气藏平面连片且局部富集,已探明地质储量近  $2800 \times 10^8 \text{m}^3$ 。作为主力烃源岩的 8+9 号煤层和 4+5 号煤层表现出高的气测异常和较高的含气量,煤层厚度普遍大于 10m,整体埋藏深度大于 1500m,最深达到 2300m。通过估算,煤层气资源丰度超过  $2.1 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ ,具有极大的深层煤层气资源潜力。另一方面,位于石炭系本溪组底部的铝土岩与上部主力烃源岩 8+9 号煤层距离小于 30m,局部地区钻井气测异常高,异常段的厚度在 0.7~5.6m 之间,平均为 3.8m,气测峰值最大为 12%,峰基比普遍在 2~5

之间,具有近距离成藏潜力。因此,从上古生界烃源岩与上、下古生界储层之间的匹配关系来看,上古生界致密气和深层煤层气是主要勘探气种,资源潜力和规模最大,是主要的勘探增储方向。而铝土岩气和奥陶系碳酸盐岩天然气资源潜力有待进一步落实,需做好探索并尽快实现点上突破。

综上,鄂尔多斯盆地东部 4 类天然气藏发育条件不同,每种气藏面临的勘探难度和挑战是不同的,需要在勘探重点和攻关方向上做好整体统筹和分步规划,继而全方面、高质量地推动中国海陆上万亿立方米大气区的建设和实现。

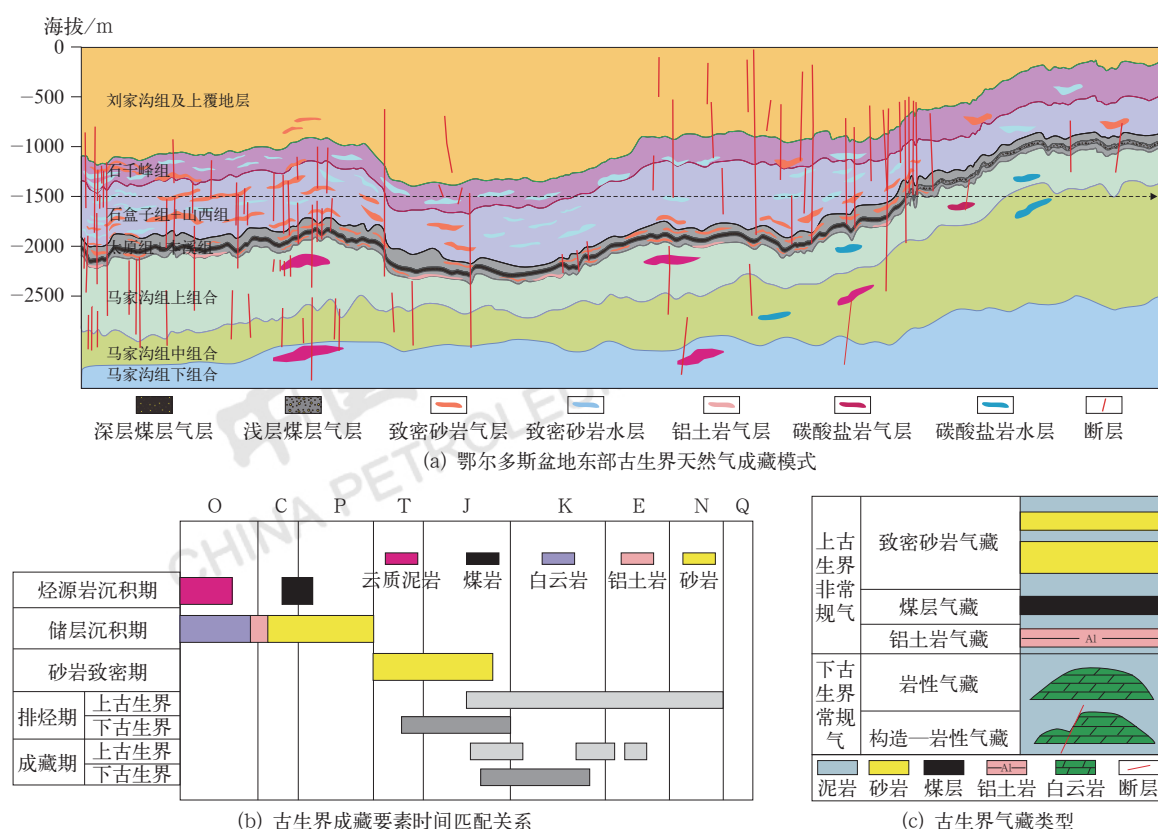


图 6 鄂尔多斯盆地东部古生界煤系地层天然气全成藏系统模式图

Fig.6 Gas accumulation pattern of full petroleum system in the Paleozoic coal measure strata in the eastern Ordos Basin

### 3.4 未来主要勘探及攻关方向

#### 3.4.1 致密气勘探及攻关方向

自致密气进入快速勘探以来,充分认识到鄂尔多斯盆地东缘致密气差异成藏的特殊性及复杂性,通过煤系烃源岩热演化程度及生烃强度的南北分区性、区域构造背景和断裂发育特征的东西分带性、沉积相边界及砂体规模变化、储层强非均质性与物性差

异等方面的深化认识,明确了致密气有效成藏充注的生烃强度下限为  $5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ ,揭示了盆地东缘致密气“烃源控潜、源断控区、断砂控层、局部甜点”的差异成藏富集规律,建立了成藏模式(图 7)。在西部构造稳定区,致密气生烃强度高,资源丰度高于  $1.0 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ ,气层呈现南北差异富集特征,南部生烃强度高,紫金山隆起形成的层间断裂发育,气层在本溪组到石千峰组显示为立体多层系富集,致

密气已基本全部探明。北部生烃强度降低,构造更稳定,断层不发育,气层在源内和近源盒八段富集,且由于充注动力减弱,呈现局部高产的甜点特征,致密气部分探明。在东部构造断阶带,大型断裂发育,对气藏起到破坏和调整作用,形成了构造—岩性

致密气藏,资源品质明显变差,丰度降低。据此分区划带、以点带面,部署了超过500口探井,指导了区内近10年的致密气勘探开发工作,实现了储量从无到  $2800 \times 10^8 \text{m}^3$ ,产量从零到2022年底  $30.4 \times 10^8 \text{m}^3$  的巨大突破。

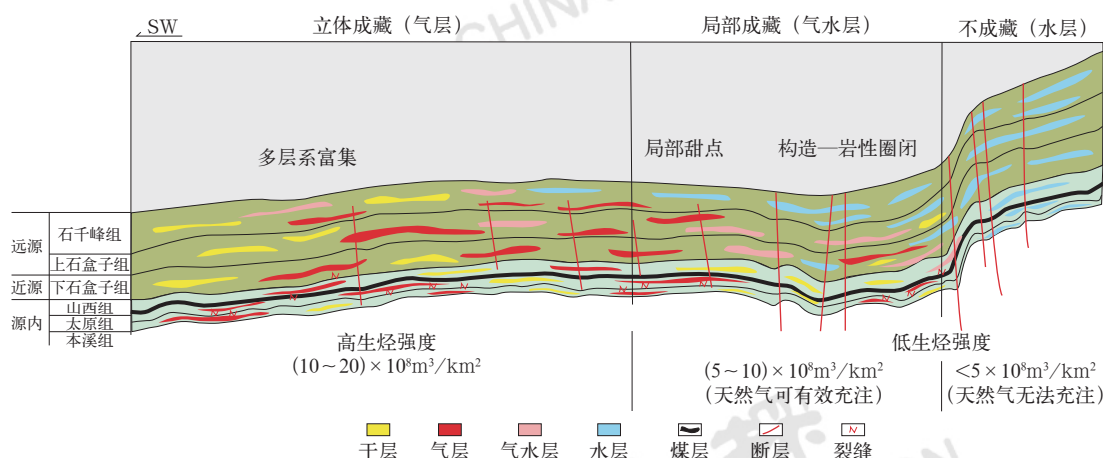


图7 鄂尔多斯盆地东部致密气成藏特征与分布规律图

Fig.7 Gas accumulation characteristics and distribution law of tight gas in the eastern Ordos Basin

由于区块面积的限制,未来增储区仅剩东部和北部的低生烃强度—构造断阶带,生烃强度低于  $5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$  区域内天然气动力已无法突破致密储层最低限度的毛细管压力,天然气无法充注,生烃强度为  $(5 \sim 10) \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$  区域内天然气可以有效充注<sup>[17-18]</sup>,但致密气藏已体现出广泛的气水混层、单井产量低且产水量高的突出问题,勘探成效明显降低。通过对该类区带资源的再次评价,认为还有约  $1500 \times 10^8 \text{m}^3$  的资源量,若能深化成藏主控因素,开展甜点识别和精细评价,有望新增储量  $500 \times 10^8 \text{m}^3$  以上。在低生烃强度的构造断阶带,地层受到挤压,向东地层逐渐隆升并出露剥蚀,地层倾角大于  $20^\circ$ ,断层断距普遍在  $20 \sim 120 \text{m}$ ,而北部进入走滑断裂带末端的走滑区和拉张区,发育小型挠褶及微断裂,向北过渡为正断层控制的垒堑构造,正断层规模大,致密气藏已不是单一的岩性气藏,更多表现为构造—岩性气藏的特点。因此,急需开展地质—地球物理一体化的联合攻关,加强储层、气层预测精度提升,在系统开展纵向和平面气—水分布规律研究和精细构造—断裂体系刻画指导分区的基础上,提高断裂解释精度,聚焦断裂—优质储层耦合关系和特征来寻找甜点,刻画甜点边界和规模,指导井位部署。同时,结合随钻跟踪开展基于多井的气层迭代精细预测技

术攻关,优化关键参数并提高预测符合率,落实甜点区,是致密气未来增储的技术攻关方向。

### 3.4.2 深层煤层气勘探及攻关方向

研究区内深层煤层气资源量近  $10000 \times 10^8 \text{m}^3$ ,其中8+9号煤层厚度大、分布稳定,是主要目的层,4+5号煤层厚度相对较小、分布不稳定,是次要目的层,煤层与致密砂岩储层互层叠置发育,整体勘探潜力巨大<sup>[19-21]</sup>。在充分利用研究区内大量的致密气钻井与三维地震资料条件下,精细化认识煤层分布范围和煤储层特征,做到“双气”互补式联合部署,以主攻构造稳定区8+9号煤层、突破4+5号煤层为主体方向,分区分步实施,基于“好带差”的勘探滚动评价理念,推动深层煤层气超千亿立方米的储量探明。未来,将针对深层温压临界转换条件下煤层吸附气和游离气的赋存状态机理和动态变化开展深化研究,揭示多因素控制作用下深层煤层气的富集规律与成藏机理,指导深层煤层气的甜点区优选,并开展定量评价。同时,随着埋深的加大,地层温度升高、地应力变大,煤岩的压缩性增加,储层的改造难度变大,不同的地质条件需要匹配不同的压裂工艺和参数,并建立针对性、适用性、经济性的有效压裂增产工艺<sup>[22]</sup>。针对深部煤储层地应力高、压缩性强及含气饱和度高、见气快等特点,研究不同地质

条件下的储层改造工艺及量化排采管理制度(图8),包括压裂施工参数优化(砂量、液量、排量等)、影响改造效果地质因素分析(岩性组合、煤体结构等),以及影响排采的储层特征(含气量、储层压力等)、排采量化指标确定(初期压降速率、排采时率等),进而建立基于地质条件的以提高产能和达产率为目的的地质—工程“双甜点”分区评价标准,推动深层煤层气理论建立和勘探开发关键技术形成,使其高质量快速发展,助力经济性规模储量发现,预期增储  $2000 \times 10^8 \text{m}^3$  以上。

### 3.4.3 薄层煤层气勘探及攻关方向

除8+9号和4+5号主力煤层之外,鄂尔多斯盆地东部区块还发育1、2、3、6、7、10和11号等多套薄煤层,分布不稳定,横向连续差,单井累计厚度在1~14m之间,平均单井厚度为8m,纵向跨度约为150m,粗略估算煤层气资源量近  $4000 \times 10^8 \text{m}^3$ ,具备较好的勘探前景。未来,将依靠丰富的钻井资料建立层序地层格架下薄煤层的聚煤模式,预测薄煤层

勘探有利区和富集区,开展多套薄煤层大跨度分压合排技术攻关,推动先导试验,进行技术迭代升级,获得不同开发方式下的经济性能,与主力煤层勘探进行有效组合,提高勘探价值。

### 3.4.4 奥陶系常规天然气勘探及攻关方向

研究区内奥陶系天然气藏具有上古生界煤系烃源岩、下古生界碳酸盐岩烃源岩“双源”供烃优势,岩溶型、丘滩型白云岩储层发育,镜下可见晶间孔和粒间孔、未充填裂缝和岩心溶孔(图9)。通过区域对比和5口已钻井成藏条件分析,鄂尔多斯盆地东部区块具有“丘滩控储、断裂通源、构造高点聚集”的成藏特点,研究区内继承性的背斜区、大断裂发育区均有利于天然气运聚并富集成藏<sup>[23-25]</sup>。未来,要积极探索奥陶系碳酸盐岩南北成藏差异,重点落实上组合和下组合成藏主控因素和成藏模式,进行富集区优选,开展酸压工艺技术试验,进行技术提升和完善,以期在奥陶系常规天然气藏形成新的储量增长。

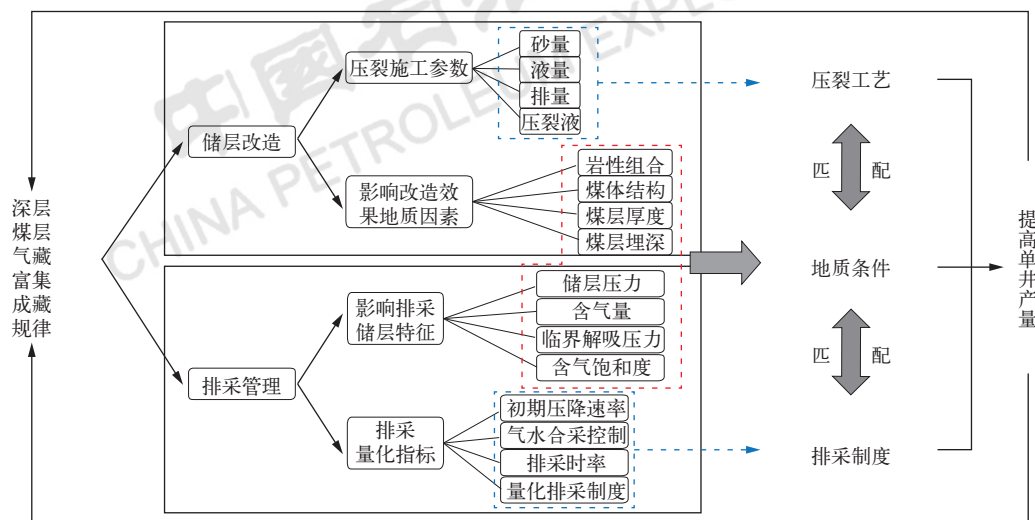
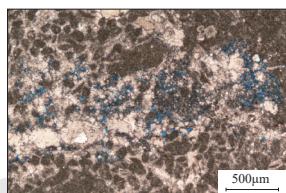
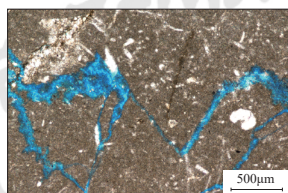


图8 深层煤层气增储提产攻关思路图

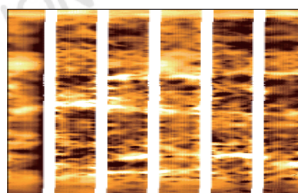
Fig.8 Research ideas for increasing reserves and production of deep CBM



(a) HY-24井, 2235.9m, 马五<sub>2</sub>亚段, 灰质白云岩, 粒间孔



(b) HY-66井, 2443.92m, 马四段, 白云岩, 裂缝未充填



(c) HY-30井, 2253.5~2255.5m, 马四段, 膏云岩, 成像测井显示溶孔发育



(d) HY-30井, 2407.8m, 马四段, 膏云岩, 溶孔发育

图9 鄂尔多斯盆地东部奥陶系储层镜下及岩心特征图

Fig.9 Microscopic and core characteristics of the Ordovician carbonate reservoirs in the eastern Ordos Basin



### 3.4.5 铝土岩气勘探及攻关方向

研究区内本溪组底部铝土岩纵向上呈现“三段式”结构，下段为富铁的泥质铝土岩；中段为纯铝土岩，镜下可見到溶蚀孔和晶间孔（图10），物性和含气性相对较好，可作为勘探目的层；上段主要为铝土质泥岩和碳质泥岩的薄互层。平面上，铝土岩厚度及储层物性受奥陶系顶面古地貌控制，在潜坑及沟槽

等岩溶古地貌较低部位呈现优质铝土岩局部富集的特征<sup>[26-27]</sup>。由于铝土岩与上古生界煤系烃源岩上下叠置，可形成“上生下储”和“侧生侧储”的源储空间配置关系。基于本溪组沉积早期的沉积微相展布及岩溶古地貌刻画结果，初步明确区块南部潜坑及沟槽位置是勘探有利区域，铝土岩储层识别和富集成藏规律、甜点识别是下一步攻关方向。

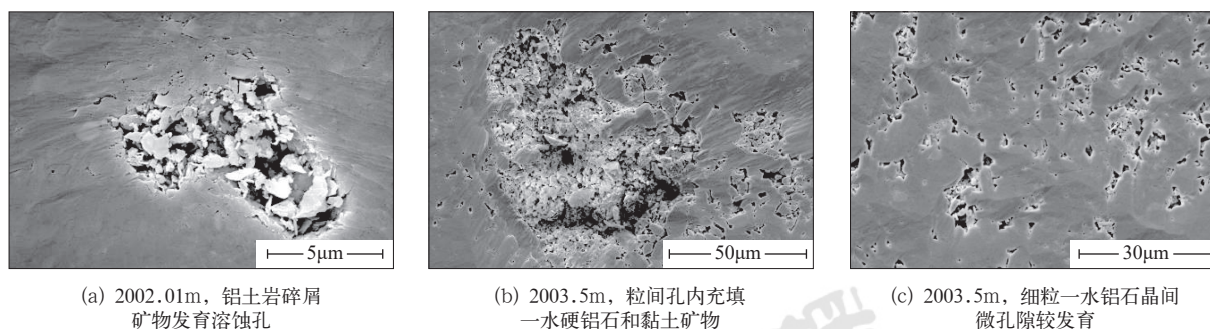


图10 铝土岩镜下孔隙特征图

Fig.10 Microscopic pore characteristics of bauxite rocks

## 4 沁水盆地中浅层煤层气和薄层煤层气分区推动，进一步扩大勘探开发领域

沁水盆地是我国最早进行煤层气勘探开发的区域之一，经过20多年的勘探开发，形成了以直/定向井结合为主、水力压裂增产工艺助达产的成熟技术系列，累计探明地质储量超过 $5000 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累计产量超过 $240 \times 10^8 \text{m}^3$ ，是我国最大的煤层气产业基地。

### 4.1 上古生界煤系地层建造及煤层特征

沁水盆地上石炭统太原组至下二叠统山西组沉积期植物生长达到空前繁盛，逐渐由障壁海岸沉积体系演化为河流—三角洲沉积体系，整个华北块体内部构造相对稳定，为成煤提供了优越的“古植物、古气候、古地理、古构造”条件，发育多套煤层，其中山西组3号煤层和太原组15号煤层厚度大、分布稳定，属于中高阶煤，含气量普遍大于 $13 \text{m}^3/\text{t}$ ，是煤层气主要勘探目的层。山西组3号煤层全盆广泛分布、横向上稳定，煤层结构简单，整体南厚北薄，主要原因是盆地东南部为三角洲沉积，煤层厚度为5~7m，北部的广大地区是分流河道发育区，由于分流河道的侧向迁移和冲蚀，影响了煤层的稳定聚积，煤层厚度为3~5m。太原组15号煤层在全盆广泛分布，但厚度

变化大，由于太原组沉积时期海侵来自沁水盆地的东南方向，导致区域上聚煤作用首先发生在盆地北部，煤层较厚，为4~8m，而盆地南部聚煤作用发生较晚，煤层相对较薄，为2~5m。整体上15号煤煤层结构较为复杂，含1~5层夹矸，这是由于障壁海岸沉积环境水体不稳定、潮汐水流作用较强所导致的。此外5~14号煤层，具有煤层厚度薄、分布不稳定、局部尖灭的特征，是次要勘探目的层。

### 4.2 中浅层煤层气勘探及攻关方向

中国海油在沁水盆地已探明煤层气地质储量 $2000 \times 10^8 \text{m}^3$ ，主要分布在1000m以浅、构造简单且断裂不发育、以原生结构煤为主且含水层不发育的优越区域。2013年以来，中浅层煤层气勘探进展缓慢，主要是由于剩余资源量分布区内的煤层气地质条件变差所导致，尽管近年来水平井分段压裂技术取得了一定成效，但仍存在以下难题需要攻关：一是构造更复杂、断裂密度更大，局部地层挠褶发育，需进行煤层精细地质刻画及配套建模技术，在提高水平井煤层钻遇率的基础上，试验经济有效的水平井压裂增产工艺；二是针对构造煤发育区，试验顶板水平井间接压裂技术，突破构造煤勘探开发“禁区”；三是针对煤层邻近含水层发育区，试验水平井控缝

高压裂技术,实现煤层气的避水试采突破。此外,实施中浅层煤层气低效井二次压裂、老井解堵试验等增产改造措施并进行评估,与不同地质条件下水平井

增产技术有效结合(图 11),实现中浅层低品质煤层气的整体盘活,高质量支撑中浅层煤层气储量再增长  $(500 \sim 800) \times 10^8 \text{m}^3$ 。

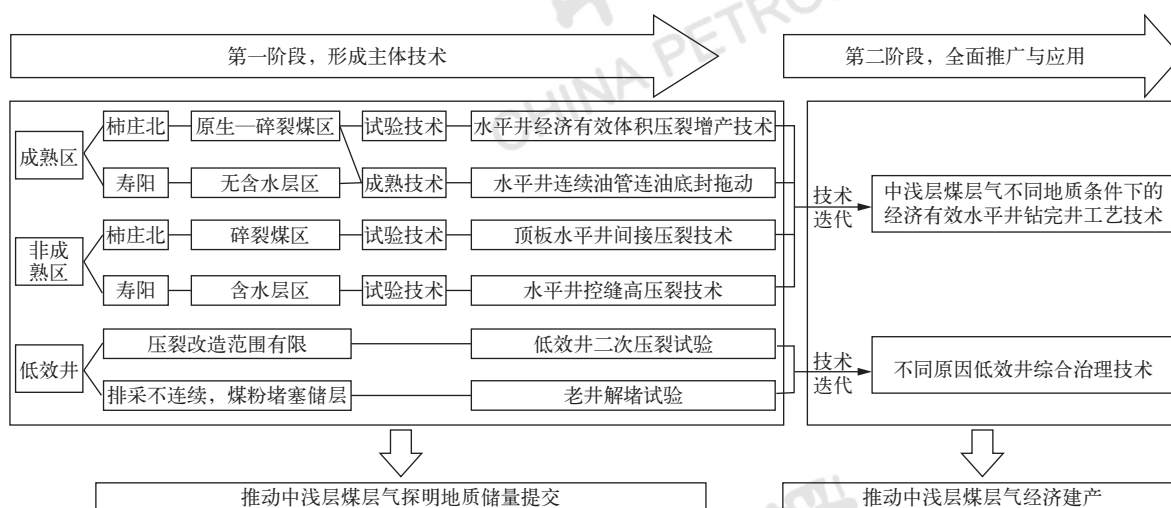


图 11 沁水盆地中浅层煤层气技术攻关路线图

Fig.11 Technical research roadmap for middle-shallow CBM in Qinshui Basin

### 4.3 薄层煤层气勘探及攻关方向

沁水盆地南部薄煤层的勘探在 2021 年取得突破,由于盆地南部潘庄区块薄煤层煤体结构好、含气量高、渗透率高,地质条件得天独厚,已探明薄煤层煤层气地质储量约  $80 \times 10^8 \text{m}^3$ ,通过采用大跨度多层级压裂技术实现了经济有效开发,稳产期产量约为  $1.3 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ,产能达标率 110%。除潘庄区块以外,在盆地南部的柿庄南、柿庄北、大宁等区块薄煤层煤体结构复杂、含气量变化大、渗透率低,探明难度极大,初步估算这些区块薄煤层煤层气资源量约为  $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ ,整体勘探程度较低。以盆地南部柿庄南区块为例,79 口钻井揭示 5~14 号煤层厚度分布在 0.10~2.32m 之间,单井煤层累计厚度分布在 1.32~7.88m 之间,平均为 3.91m,其中 11 号和 13 号煤层最发育,其次为 7 号、8 号和 9 号煤层。相邻煤层间距分布在 1.8~30.8m 之间,5 号和 14 号煤层之间的纵向跨度约为 100m,与主力勘探层 3 号煤层和 15 号煤层有相似的沉积—热演化特征,具有煤阶高、含气性好、埋深浅的特点,具备一定的勘探潜力,但面临 5~14 号煤层纵向分散、层数多、单层薄、发育不稳定等问题,下一步将与鄂尔多斯盆地东部区块薄层煤层气进行联合攻关,探索利用地质建模技术刻

画薄煤层的空间分布,攻关多套薄煤层压裂最优组合评价技术及增产改造技术,以期获得薄煤层煤层气勘探的局部突破,为增储添力。

## 5 结论与认识

(1) 中国海油陆上鄂尔多斯盆地东部和沁水盆地区块烃源岩类型多、分布广、厚度大,储层类型多样,天然气资源量巨大,可达  $30000 \times 10^8 \text{m}^3$ ,致密气—煤层气并举、多气种立体勘探是实现陆上万亿立方米增储战略的重要路径,后续勘探开发的重点是加快鄂尔多斯盆地东缘深层煤层气和致密气攻关,快速推动沁水盆地中浅层煤层气达产,并开展关键技术的攻关和压裂增产工艺的试验实施及技术推广。

(2) 鄂尔多斯盆地东部区块具有“煤源多储”的立体成藏条件,目前已探明地质储量  $5500 \times 10^8 \text{m}^3$ ,剩余资源规模在  $12800 \times 10^8 \text{m}^3$ ,未来增储规划在  $2500 \times 10^8 \text{m}^3$  以上。后续应聚焦致密气、攻关深层煤层气,开展基础理论研究和关键技术攻关。致密气气—水分布规律和构造—岩性型甜点评价是研究重点。深层煤层气和中浅层煤层气富集成藏规律和达产主控因素、低成本达产工艺攻关是落实储量的关键。奥陶系储层识别和断裂刻画及成藏规律研究是发现规模气藏的前提。而铝土岩有效储层识别和富集成藏规律、甜



点识别是研究重点。同时，铝土岩气和奥陶系天然气的关键增产技术是实现储量有效补充的关键。

(3) 沁水盆地中浅层煤层气分布广泛，资源丰度高，目前已探明地质储量  $2000 \times 10^8 \text{m}^3$ ，剩余资源量约  $2000 \times 10^8 \text{m}^3$ ，均位于煤层气成藏复杂区，这些地区构造更复杂、煤层更破碎，且地层微幅构造和挠褶发育使煤层横向连续性变差，后续的增储方向应聚焦构造相对稳定、煤体结构以碎裂—碎裂结构为主的地区，深化水平井钻完井技术，提高煤层钻遇率，地质—工程一体化达产技术、精细排采技术需持续攻关，推动中浅层煤层气再上一个台阶，实现滚动外扩，规划整体增储  $(500 \sim 800) \times 10^8 \text{m}^3$ 。

### 参考文献

- [1] 贾承造, 庞雄奇, 郭秋麟, 等. 基于成因法评价油气资源: 全油气系统理论和新一代盆地模拟技术[J]. 石油学报, 2023, 44(9): 1399–1416.  
Jia Chengzao, Pang Xiongqi, Guo Qiulin, *et al.* Assessment of oil–gas resources based on genetic method: whole petroleum system theory and new generation basin modeling technology[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(9): 1399–1416.
- [2] 邹才能, 杨智, 张国生, 等. 非常规油气地质学理论技术及实践[J]. 地球科学, 2023, 48(6): 2376–2397.  
Zou Caineng, Yang Zhi, Zhang Guosheng, *et al.* Theory, technology and practice of unconventional petroleum geology[J]. *Earth Science*, 2023, 48(6): 2367–2397.
- [3] 杨智, 邹才能. 论常规—非常规油气有序“共生富集”: 兼论常规—非常规油气地质学理论技术[J]. 地质学报, 2022, 96(5): 1635–1653.  
Yang Zhi, Zou Caineng. Orderly “sympiotic enrichment” of conventional & unconventional oil and gas discussion on theory and technology of conventional & unconventional petroleum geology[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(5): 1635–1653.
- [4] 陈刚, 丁超, 徐黎明, 等. 鄂尔多斯盆地东部紫金山侵入岩热演化史与隆升过程分析[J]. 地球物理学报, 2012, 55(11): 3731–3741.  
Chen Gang, Ding Chao, Xu Liming, *et al.* Analysis on the thermal history and uplift process of Zijinshan intrusive complex in the eastern Ordos Basin[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2012, 55(11): 3731–3741.
- [5] 刘池洋, 赵红格, 桂小军, 等. 鄂尔多斯盆地演化—改造的时空坐标及其成藏(矿)响应[J]. 地质学报, 2006, 80(5): 617–638.  
Liu Chiyang, Zhao Hongge, Gui Xiaojun, *et al.* Space–time coordinate of the evolution and reformation and mineralization response in Ordos Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2006, 80(5): 617–638.
- [6] 牟春国, 许杰, 古永红, 等. 鄂尔多斯盆地中东部奥陶系马家沟组四段储层特征及主控因素[J]. 石油实验地质, 2023, 45(4): 780–790.  
Mou Chunguo, Xu Jie, Gu Yonghong, *et al.* Reservoir characteristics and main controlling factors of the fourth member of Ordovician Majiagou Formation in then central and eastern Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(4): 780–790.
- [7] 周进高, 席胜利, 邓红婴, 等. 鄂尔多斯盆地寒武系—奥陶系深层海相碳酸盐岩构造—岩相古地理特征[J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 41–53.  
Zhou Jingao, Xi Shengli, Deng Hongying, *et al.* Tectonic–lithofacies paleogeographic characteristics of Cambrian–Ordovician deep marine carbonate rocks in the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(2): 41–53.
- [8] 周进高, 张涛, 于洲, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组四段沉积期岩相古地理及其控储效应[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(4): 61–74.  
Zhou Jingao, Zhang Tao, Yu Zhou, *et al.* Lithofacies paleogeography in the deposition period of the fourth member of the Ordovician Majiagou Formation and its reservoir control effect, Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(4): 61–74.
- [9] 沈玉林, 秦勇, 申建, 等. 鄂尔多斯盆地东部上古生界煤系叠置含气系统发育的沉积控制机理[J]. 天然气工业, 2017, 37(11): 29–35.  
Shen Yulin, Qin Yong, Shen Jian, *et al.* Sedimentary control mechanism of the superimposed gas bearing system development in the Upper Palaeozoic coal measures along the eastern margin of the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(11): 29–35.
- [10] 魏新善, 任军峰, 赵俊兴, 等. 鄂尔多斯盆地东部奥陶系风化壳地貌特征嬗变及地质意义[J]. 石油学报, 2017, 38(9): 999–1009.  
Wei Xinshan, Ren Junfeng, Zhao Junxing, *et al.* Paleogeomorphologic characteristic evolution and geological significance of the Ordovician weathering crust in eastern Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(9): 999–1009.
- [11] 杨华, 付金华, 魏新善, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相碳酸盐岩天然气勘探领域[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 733–740.  
Yang Hua, Fu Jinhua, Wei Xinshan, *et al.* Natural gas exploration domains in Ordovician marine carbonates, Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(5): 733–740.
- [12] 杨华, 刘新社, 张道锋, 等. 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, *et al.* 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.
- [13] 席胜利, 刘新社, 任军峰, 等. 鄂尔多斯盆地风险勘探领域油气成藏认识新进展与勘探潜力[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(3): 34–48.  
Xi Shengli, Liu Xinshe, Ren Junfeng, *et al.* New understanding of hydrocarbon accumulation and exploration potential in risk exploration field in Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(3): 34–48.
- [14] 赵景辉. 埋深对深部煤层气储层物性及开发效果的影响: 以鄂尔多斯盆地东南缘延川南区块为例[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(3): 62–67.  
Zhao Jinghui. Effect of burial depth on reservoir petrophysical properties and development performance of deep coalbed methane reservoirs: a case of Yanchuannan block in southeastern margin of Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(3): 62–67.
- [15] 米立军, 朱光辉. 鄂尔多斯盆地东北缘临兴—神府致密气田成藏地质特征及勘探突破[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(3): 53–67.  
Mi Lijun, Zhu Guanghui. Geological characteristics and exploration



- breakthrough in Linxing-Shenfu tight gas field, northeastern Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021,26(3): 53-67.
- [16] 杜佳, 朱光辉, 李勇, 等. 鄂尔多斯盆缘致密砂岩气藏勘探开发挑战与技术对策: 以临兴—神府气田为例[J]. *天然气工业*, 2022,42(1): 114-124.
- Du Jia, Zhu Guanghui, Li Yong, *et al.* Exploration and development challenges and technological countermeasures for tight sandstone gas reservoirs in Ordos Basin margin: a case study of Linxing-Shenfu Gas Field[J]. *Natural Gas Industry*, 2022,42(1):114-124.
- [17] 吴克强, 赵志刚, 祝彦贺, 等. 鄂尔多斯盆地东北缘“双低”致密气藏差异成藏规律及勘探开发关键技术[J]. *中国海上油气*, 2022,34(4): 43-54.
- Wu Keqiang, Zhao Zhigang, Zhu Yanhe, *et al.* Differential accumulation laws and key exploration and development technologies of “double-low” tight gas reservoirs in the northeastern margin of the Ordos Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022,34(4):43-54.
- [18] 祝彦贺, 赵志刚, 张道旻, 等. 鄂尔多斯盆地神府地区致密气成藏条件及成藏规律[J]. *中国海上油气*, 2022,34(4):55-64.
- Zhu Yanhe, Zhao Zhigang, Zhang Daomin, *et al.* Accumulation conditions and accumulation laws of tight gas in Shenfu area, northeast of Ordos Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022,34(4):55-64.
- [19] 秦勇, 申建, 史锐. 中国煤系气大产业建设战略价值与战略选择[J]. *煤炭学报*, 2022,47(1):371-387.
- Qin Yong, Shen Jian, Shi Rui. Strategic value and choice on construction of large CMG industry in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022,47(1):371-387.
- [20] 朱光辉, 李本亮, 李忠诚, 等. 鄂尔多斯盆地东部非常规天然气勘探实践及发展方向: 以临兴—神府气田为例[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(4):16-29.
- Zhu Guanghui, Li Benliang, Li Zhongcheng, *et al.* Practices and development trend of unconventional natural gas exploration in eastern margin of Ordos Basin: taking Linxing-Shenfu gas field as an example[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(4):16-29.
- [21] 潘继平. 中国油气勘探开发新进展与前景展望[J]. *石油科技论坛*, 2023,42(1):23-31.
- Pan Jiping. New progress and outlook of China's oil and gas exploration and development[J]. *Petroleum Science and Technology Forum*, 2023,42(1):23-31.
- [22] 蒋曙鸿, 师素珍, 赵康, 等. 深部煤及煤层气勘探前景及发展方向[J]. *科技导报*, 2023, 41(7):106-113.
- Jiang Shuhong, Shi Suzhen, Zhao Kang, *et al.* Prospect and development direction of deep coal and coalbed methane exploration[J]. *Science & Technology Review*, 2023,41(7): 106-113.
- [23] 张宏, 董宁, 郑浚茂, 等. 鄂尔多斯盆地东部奥陶系古沟槽三维地震识别方法[J]. *石油学报*, 2010,31(3):415-419.
- Zhang Hong, Dong Ning, Zheng Junmao, *et al.* 3D seismic identification technique for Ordovician erosion flutes in the eastern Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010,31(3): 415-419.
- [24] 王建民, 王佳媛, 沙建怀, 等. 鄂尔多斯盆地东部奥陶系风化壳岩溶古地貌特征及综合地质模型[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2014, 44(2):409-418.
- Wang Jianmin, Wang Jiayuan, Sha Jianhuai, *et al.* Karst paleo-geomorphology and comprehensive geological model of the Ordovician weathering crust in the eastern Ordos Basin[J]. *Journal of Jilin University(Earth Science Edition)*, 2014,44(2): 409-418.
- [25] 于洲, 王维斌, 魏柳斌, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组四段构造—岩相古地理新认识及勘探意义[J]. *地质学报*, 2023, 97(1):1-14.
- Yu Zhou, Wang Weibin, Wei Liubin, *et al.* Tectonic paleo-geographic framework of the fourth member of Ordovician Majiagou Formation in Ordos Basin and its significance for oil and gas exploration[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2023,97(1):1-14.
- [26] 南珩祥, 柳娜, 王邢颖, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区太原组铝土岩储层特征及形成机理[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(2):288-296.
- Nan Junxiang, Liu Na, Wang Xingying, *et al.* Characteristics and formation mechanism of bauxite reservoir in Taiyuan Formation, Longdong area, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022,33(2):288-296.
- [27] 米洪刚, 朱光辉, 赵卫, 等. 沁水盆地潘庄煤层气田地质工程一体化应用实践[J]. *中国石油勘探*, 2022,27(1):120-126.
- Mi Honggang, Zhu Guanghui, Zhao Wei, *et al.* Application practice of geology and engineering integration in Panzhuang CBM Field, Qinshui Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2022,27(1):120-126.