

# 煤系气及深部煤层气高效勘探开发若干研究进展

桑树勋<sup>1,2,3</sup>, 郑司建<sup>1,2</sup>, 刘世奇<sup>1,2</sup>, 周效志<sup>3</sup>, 韩思杰<sup>1,2</sup>, 皇凡生<sup>1,2</sup>, 刘统<sup>1,2</sup>, 代旭光<sup>1,2</sup>

(1. 中国矿业大学江苏省煤基温室气体减排与资源化利用重点实验室, 江苏 徐州 221008; 2. 中国矿业大学碳中和研究院, 江苏 徐州 221008; 3. 中国矿业大学资源与地球科学学院, 江苏 徐州 221116)

**摘要:** 煤系气及深部煤层气已成为我国天然气增储上产与煤层气产业发展重要领域, 不论是成藏还是开发, 二者都紧密衔接。系统梳理总结其高效勘探开发理论技术研究进展, 在不断提升认识水平的同时, 对于更好地指导重点盆地、重点层系煤系气及深部煤层气勘探开发决策部署与工程实践具有重要现实意义。本文从煤系气成藏模式与开发地质、煤系气开发技术模式与开发工程、深部煤层气高效勘探开发关键理论与技术等3个方面, 分析综述了煤系气及深部煤层气勘探开发已取得的研究成果; 进而针对地质-工程一体化、地质适配性技术、煤系气/煤层气合采、应力释放煤层气开发、深部与中浅部煤层气可采性关系、叠合型气藏与全层系含气系统煤系气开发潜力等6个关键问题, 讨论阐述了作者的观点认识, 并指出了其可能突破方向。研究结果表明: 以煤储层厚度、地层结构、埋藏深度、煤岩特征、甲烷地质成因为线索, 考虑实际工程意义, 提出了厚-巨厚煤层煤层气藏、煤层群煤层气藏、煤系含煤段叠合型气藏、煤系非含煤段致密气藏、深部煤层气藏、深部全层系含气系统等基本煤系气成藏模式, 不同成藏模式具有差异性开发地质特征; 基于成藏模式及其储层地质特征, 提出了单采、分采和合采3种基本煤系气开发技术模式, 也相应发育了具体技术模式和不同的开发工程特征; 在深部地层条件、深部煤层气赋存、煤层气可采性及储层可改造性、富集高产规律、“甜点”预测与井位部署方法等方面, 深部煤层气地质理论取得了新认识, “多轮压裂、长距离有效支撑”(延川南模式)、“水平井极限体积压裂”(大宁—吉县模式)等大规模体积压裂技术创新带来了深部煤层气开发工程的突破, 但压裂规模的地质、技术、经济上限值得关注。岩石力学地层方法是煤系气地质-工程一体化技术、特别是地质-工程“甜点”一体化预测技术的重要理论基础, 基于地质-工程信息互馈的煤系气滚动勘探开发与生产管控技术是重要突破方向。与开发地质条件、地质工程控制程度适配的开发技术才能成为有效技术, 地质适配性技术涵盖井型与井身结构、钻完井工艺、压裂改造、排采管控等关键工艺优选优化, 技术体系的集成机制与适配方法亟待进一步突破。煤系气/煤层气合采是实现煤系气/煤层气大规模高效开发的重要技术攻关方向, 对于煤系不同类型非常规天然气、煤系非常规天然气与常规天然气合采, 同井先分采后合采技术探索有望取得工程化的突破; 应力释放煤层气开发理论与技术已取得实质性突破, 具备了工程化条件; 构造煤煤层气等难开采煤层气有望从开发禁区变为增储上产新领域, 也为部分盆地可采性差的深部煤层气实现高效开发提供了技术支持; 深部煤层气可采性优于中浅部煤层气仅限于鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、四川盆地等边缘地质构造较复杂的盆地, 采用应力释放煤层气等开发技术可实现可采性差的深部煤层气高效开发; 煤系叠合型气藏、全层系含气系统资源量巨大, 但其高效开发仍面临诸多技术挑战, 成藏规律与兼探共采技术将是煤系气勘探开发理论技术持续攻关的方向。

收稿日期: 2024-07-31 修回日期: 2024-11-03 DOI: 10.13247/j.cnki.jcumt.20240375

基金项目: 国家自然科学基金重点项目(42030810); 国家自然科学基金青年基金项目(42302194)

通信作者: 桑树勋(1967—), 男, 河北省唐山市人, 教授, 博士生导师, 工学博士, 从事 CO<sub>2</sub> 地质封存、非常规油气地质与开发、碳中和地质技术等方面的研究。

E-mail: shxsang@cumt.edu.cn Tel: 13952151153

引用格式: 桑树勋, 郑司建, 刘世奇, 等. 煤系气及深部煤层气高效勘探开发若干研究进展[J]. 中国矿业大学学报, 2025, 54(1): 1-25. SANG Shuxun, ZHENG Sijian, LIU Shiqi, et al. Research advances in efficient exploration and development of coal measure gases and deep coalbed methane[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2025, 54(1): 1-25.

**关键词:** 煤系气; 深部煤层气; 成藏模式; 开发技术模式; 理论进展; 技术突破; 攻关方向

**中图分类号:** P 618.11    **文献标志码:** A    **文章编号:** 1000-1964(2025)01-0001-25

## Research advances in efficient exploration and development of coal measure gases and deep coalbed methane

SANG Shuxun<sup>1,2,3</sup>, ZHENG Sijian<sup>1,2</sup>, LIU Shiqi<sup>1,2</sup>, ZHOU Xiaozhi<sup>3</sup>, HAN Sijie<sup>1,2</sup>,  
HUANG Fansheng<sup>1,2</sup>, LIU Tong<sup>1,2</sup>, DAI Xuguang<sup>1,2</sup>

(1. Jiangsu Key Laboratory of Coal-based Greenhouse Gas Control and Utilization, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221008, China; 2. Carbon Neutrality Institute, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221008, China; 3. School of Mineral Resource and Geoscience, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221116, China)

**Abstract:** Coal measure gases and deep coalbed methane have become key areas for natural gas storage and production, as well as for the development of China's coalbed methane industry. Exploration and development are closely connected, and systematically summarizing the research progress of coal-measured methane in efficient exploration and development theories and technologies is of significant practical importance. Such summaries enhance understanding and offer valuable guidance for decision-making and engineering practices in the exploration and development of major basins and coal measures, including both coal-measured and deep coalbed methane. This article reviews the research achievements in coal measure gases and deep coalbed methane exploration and development across three dimensions: the formation model and geological development of coal measure gases, the technology model and engineering development of coal-measured methane, and the key theoretical and technical aspects of efficient exploration and development of deep coal seam gas. Furthermore, it addresses the author's viewpoints and potential breakthrough directions for six key issues: geological-engineering integration, geological adaptability technology, co-production of coal measure gases/coalbed methane, stress release coalbed methane development, the relationship between deep and intermediate-shallow coal seam gas recoverability, and the development potential of stacked gas reservoirs and gas-bearing systems across coal measures. The research has proposed basic coal measure gases reservoir formation models, such as thick-to-ultra-thick coalbed gas reservoirs, coal seam group gas reservoirs, coal measure gas reservoirs with overlapping coal-bearing sections, tight gas reservoirs in non-coal-bearing sections of coal measures, deep coalbed methane reservoirs, and deep gas-bearing systems in the entire coal measures. Different reservoir formation models exhibit distinct geological characteristics for development. Based on the accumulation model and its reservoir geological characteristics, three basic coal measure gases development technology models have been proposed: single production, partitioned production, and co-production model. Each model is associated with specific technological approaches and distinct engineering characteristics. In the realm of deep coal seam gas geological theories, new insights have been gained into deep strata conditions, the occurrence of deep coal seam gas, the recoverability and reservoir transformability of coal seams, enrichment and high productivity laws, and sweet spot prediction and well deployment strategies. Breakthroughs have been achieved in deep coal seam gas development through innovations in large-scale volume fracturing technologies, such as "multi-stage fracturing with long-distance effective support" (the Yanchuan South model) and "maximum volume fracturing in horizontal wells" (the Daning—Jixian model). But the geological, technological, and economic limits of fracturing scale are

worth paying attention to. Rock mechanics and stratigraphic methods are the fundamental theoretical bases for geological-engineering integration technology, particularly for integrated prediction technology targeting geology-engineering sweet spots. Rolling exploration, development, and production management technologies driven by geology-engineering feedback, are seen as critical breakthroughs in the field. Effective technologies for development must be adaptable to both geological conditions and engineering control levels. Geological adaptability technologies encompass critical processes such as well type and wellbore structure, drilling and completion techniques, fracturing, and production control optimization. Further advancements are required in the integrated mechanisms and adaptation strategies within the technology system. Co-production of coal measure gases/coalbed methane represents a key technical breakthrough for large-scale and efficient development. Research into the technological feasibility of co-producing different types of unconventional gases in the coal measures and co-producing unconventional gases and conventional natural gas through a single well-first partitioned production and later co-production, shows promise for significant engineering innovations. Substantial theoretical and technical progress has been made in stress-release coalbed gas development, achieving engineering feasibility. Coal seam gases that are difficult to develop, such as those controlled by structural features, have the potential to shift from development-constrained areas to new zones with the increased storage and production capacity. This also provides critical technical support for the efficient development of deep coalbed methane in basins with low recoverability. Deep coal seam gas generally offers better recoverability than intermediate-shallow coalbed methane, but its recoverability is still limited to basins with complex geological structures, such as the Ordos Basin, Junggar Basin, and Sichuan Basin. The implementation of stress relief technologies can facilitate the efficient extraction of deep coalbed methane, even in areas with low recoverability. However, realizing efficient development continues to face numerous technical challenges. The formation mechanisms and integrated exploration and production technologies will remain focal points of ongoing research in the field of coal measure gases exploration and development.

**Key words:** coal measure gases; deep coalbed methane; accumulation model; development technical model; theoretical progress; technological breakthrough; tackle key issues

“双碳”战略目标下,加快推进煤系气及深部煤层气高效勘探开发是中国资源禀赋的选择和端牢能源饭碗的迫切需求<sup>[1-3]</sup>. 广义上,深部煤层气隶属于煤系气范畴,是煤系气的一种特殊形式. 从地质载体定义出发,煤系气是指涵盖赋存于煤系中的各类天然气,包括以吸附态为主的中-浅部煤层气、以游离态为主的深部煤层气、以游离态为主的煤系致密砂岩气和吸附-游离态共存的煤系页岩气等,呈“多源生气、多源存气、生储同体、相态转化”等典型特征<sup>[4-5]</sup>. 深部煤层气概念尚未统一,业内普遍认识是指富集在埋深大于 1 500 m 煤层中的烃类气藏,富游离气,开发工程呈“投产即见气、见气即高产”的特点<sup>[6-8]</sup>.

初步匡算结果显示我国煤系气潜在资源量约为 136~178 万亿  $m^3$ ,全球煤系气的勘探开发以美

国怀俄明州粉河盆地和澳大利亚苏拉特盆地为成功典范<sup>[9-10]</sup>. 我国煤系气产业经过长达 60 余年的探索,历经了“初步煤系气地质调查(1957—2000 年)—煤系气成藏认识(2001—2015 年)—煤系气工程示范与认识深化(2016—2020 年)—勘探开发不断取得突破(2021 年至今)”4 个发展阶段,对煤系气的认识范畴从单一煤层气扩展到了煤系其他岩性储层天然气,从中-浅部煤层气勘探开发延伸至深部煤层气领域,开发技术由最初的国外吸收模仿转变为国内自主创新,业已形成具有我国特色的煤系气及深部煤层气高效勘探开发理论及技术. 2021 年以来,中联煤层气有限公司自主创新形成了“密切割+大排量+组合支撑剂+前置酸+变黏滑溜水”极限体积压裂工艺<sup>[11-12]</sup>,在鄂尔多斯盆地东缘临兴—神府区块深部煤层气勘探开发取

得突破,日产气量达到了 6 万  $\text{m}^3$ ;中石油煤层气有限责任公司在鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块实施的吉深 6-7 平 01 水平井(目标煤层埋深  $> 2\ 000\ \text{m}$ ),采用水平井超大规模极限压裂工艺<sup>[13-15]</sup>,实现了最高日产气量 10.1 万  $\text{m}^3$ ,平均日稳产量达 6 万  $\text{m}^3$ .截至目前,在我国鄂尔多斯盆地东缘、准噶尔盆地东部、沁水、黔西、川南、鸡西盆地等已进行大量的煤系气/深部煤层气勘探开发工作,取得了不同程度的产气效果,但仍存在勘探开发程度低、稳产时间短、部分单井产量低、发展规模小、投资效益差等客观现状.鉴于煤系气及深部煤层气产业处于艰难爬坡期,如何实现其高效大规模勘探开发,是亟待攻克的核心问题.

笔者在梳理了我国煤系气及深部煤层气勘探开发中存在问题的基础上,以煤系气成藏模式与开发地质响应为线索,总结了厚-巨厚煤层煤层气成藏、煤层群煤层气成藏模式、煤系含煤段叠合型气藏成藏、煤系非含煤段致密砂岩气成藏、深部煤层气成藏以及深部全层系含气系统成藏 6 种典型煤系气成藏模式与开发地质特征,提炼了单采、分采以及合采 3 种煤系气开发技术模式与开发工程特点,深入研究了当前深部煤层气高效勘探开发理论技术取得的突破进展,重点讨论了煤系气及深部煤层气地质与开发关键技术问题,以期对我国煤系气大产业的新发展有所裨益.

## 1 煤系气成藏模式与开发地质

笔者团队以煤储层厚度、地层结构、埋藏深度、煤岩特征、甲烷地质成因为线索,考虑其实际工程意义,提出了厚-巨厚煤层煤层气藏、煤层群煤层气藏、煤系含煤段叠合型气藏、煤系非含煤段致密气藏、深部煤层气藏、深部全层系含气系统等基本煤系气成藏模式,不同成藏模式具有差异性开发地质特征.

### 1.1 厚-巨厚煤层煤层气藏

#### 1.1.1 低阶煤次生生物气藏

成藏模式内涵:单煤层厚度或单煤层组净煤厚度大,一般超过 20 m,可发育多层巨厚煤层或煤层组;煤储层为低阶煤,煤阶以硬褐煤和长焰煤为主<sup>[16]</sup>;煤层赋存多在 500 m 以浅;煤层气以次生生物成因气为主, $\text{CH}_4$  体积分数高,重烃及  $\text{CO}_2$  体积分数低,同位素方面  $\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4) \leq -55\text{‰}$ ,  $\delta\text{D}(\text{CH}_4)$  介于  $-400\text{‰} \sim -150\text{‰}$  之间,  $C_1/C_2^+$  ( $C_1$  为甲烷体积分数,  $C_2^+$  为乙烷及以上烃类(如丙烷、丁烷等)的体积分数)的值介于 1 000~4 000 之间<sup>[17]</sup>;煤层含气性较低,整体资源丰度大,含气量一般不超过

$10\ \text{m}^3/\text{t}$ ,资源丰度多大于 1 亿  $\text{m}^3/\text{km}^2$ ;单斜或向斜构造,封盖条件好;煤层水来自地表水,补给充分但径流弱,煤层水中阳离子多为  $\text{K}^+$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ , 阴离子多为  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ <sup>[18]</sup>;关键控气地质因素为埋深、煤厚、地下水 and 封盖层;基本成藏类型为自生自储<sup>[19]</sup>.

开发地质特征:煤储层多为常压、欠饱和-饱和状态;气体赋存状态以吸附气占绝对优势,有少量溶解气;相对少气富水<sup>[16]</sup>;  $\text{CH}_4$  可解吸率和解吸速率高;孔隙度、渗透率相对较高;岩石力学强度低、弹性模量小、泊松比大,压裂造宽缝容易但扩展相对受限,适合全储层连续油管压裂;煤层气井初期产水量大,见气时间相对较长;高峰产气量主要取决于产层高度,产气量衰减相对较快,生产周期相对较短.

厚-巨厚煤层低阶煤次生生物气藏多依赖外部水源补给,常以浅层富集成藏为特点(图 1),以新疆准噶尔盆地南缘米泉煤层气藏、吐哈盆地沙尔湖凹陷煤层气藏、内蒙古二连盆地吉尔嘎郎图凹陷煤层气藏为典型代表.

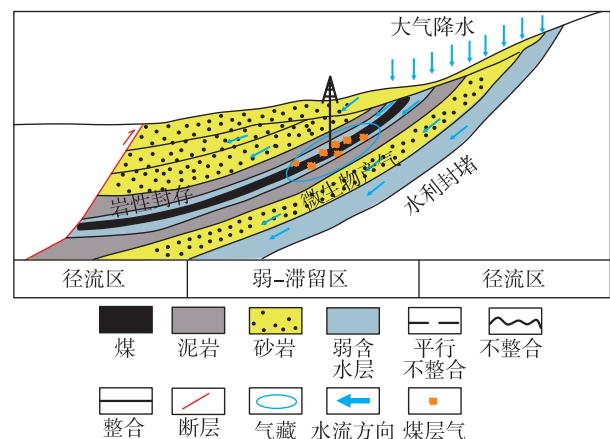


图 1 厚-巨厚煤层低阶煤次生生物气藏成藏模式  
Fig. 1 Thick-to-ultra thick coal seam low-rank coal secondary biogas reservoir formation model diagram

#### 1.1.2 热成因气藏

成藏模式内涵:单煤层厚度或单煤层组净煤厚度较大<sup>[20]</sup>;煤储层主要为中-高阶煤,部分可见低阶煤,中阶煤为肥煤、焦煤和瘦煤,高阶煤为贫煤和年轻无烟煤,低阶煤主要为长焰煤和气煤<sup>[16-17]</sup>;浅层或中深层,多在 1 200 m 以浅;煤层气以热成因气为主,有时次生生物气也有较大贡献, $\text{CH}_4$  体积分数高, $\text{CO}_2$  体积分数次之,含有少量  $\text{N}_2$  以及重烃;同位素方面  $\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4) > -55\text{‰}$ ,  $\delta\text{D}(\text{CH}_4)$  介于  $-382.00\text{‰} \sim -110.00\text{‰}$  之间,  $C_1/(C_2+C_3) < 100$  ( $C_2, C_3$  分别为乙烷和丙烷的体积分数)<sup>[21]</sup>;煤层含气量相对较高,平均在

8 m<sup>3</sup>/t 左右,且随埋深增加而增大,资源丰度一般较大;单斜或向斜构造;封盖条件好;水动力弱,形成水力封堵及水力封闭作用;关键控气地质因素为埋深、地质构造、埋藏与热演化史、煤体结构;基本成藏类型为自生自储。

开发地质特征:煤储层多为正常压-高压、欠饱和和状态,气体赋存状态以吸附气占绝对优势;相对贫水富气;CH<sub>4</sub> 可解吸率和解吸速率高<sup>[4]</sup>;孔隙度、渗透率随埋深增加而降低;针对“低渗、低压、低饱和”的特征,适合“水平井+丛式井”组合的开发技术;岩石力学强度低,多孔、松散至弱胶结,适合可溶桥塞分段压裂工艺;煤层气井排水降压效果明显;前期产水量较高,井流压迅速下降,套压迅速上升,中期产气量连续、稳定,生产周期相对较长。

厚-巨厚煤层热成因气藏主要以构造圈闭成藏为主,区域地层平缓,构造格局稳定,具备良好封盖条件,有利于煤层气富集,局部的构造圈闭为气体运移提供了指向性区域(图 2),该气藏类型以山西沁水盆地煤层气藏、鄂尔多斯盆地煤层气藏、新疆准噶尔盆地南缘南凸起煤层气藏和塔里木盆地北缘煤层气藏为典型代表。

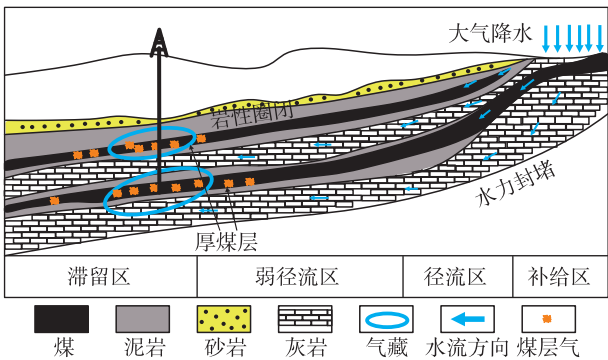


图 2 厚-巨厚煤层热成因气藏成藏模式

Fig. 2 Thick-to-ultra thick coal seam thermogenic gas reservoir formation model diagram

### 1.1.3 外源疏导气藏(煤岩气)

成藏模式内涵:煤层发育面积广,层数多,煤层相对较厚;煤储层主要为中-低阶煤,中阶煤为肥煤、焦煤,低阶煤主要为气煤;储层以浅层为主,埋深在 1 000 m 以浅;煤层(岩)气以外源疏导气为主,热成因气也有较大贡献,以烃类为主,非烃气体主要为 CO<sub>2</sub> 和 N<sub>2</sub>,两者总含量不足 8%<sup>[22]</sup>;同位素方面 δ<sup>13</sup>C(CH<sub>4</sub>)波动较大,且 100 < C<sub>1</sub>/(C<sub>2</sub> + C<sub>3</sub>) < 1 000;含气量随埋深变化明显,浅部含气量较低(低于 10 m<sup>3</sup>/t),深部含气量高<sup>[23]</sup>;岩性圈闭提供良好封盖条件;浅部矿化度低,深部矿化度高;地下水径流弱区,水动力滞留;关键控气地质因素为外部气源

岩、疏导构造、构造-岩性圈闭;成藏类型以他生煤储为主,自生自储为辅(图 3)。厚-巨厚煤层外源疏导气藏成藏以新疆吐哈盆地煤岩气气藏、新疆准噶尔盆地南缘阜新地区煤层气藏为典型代表。

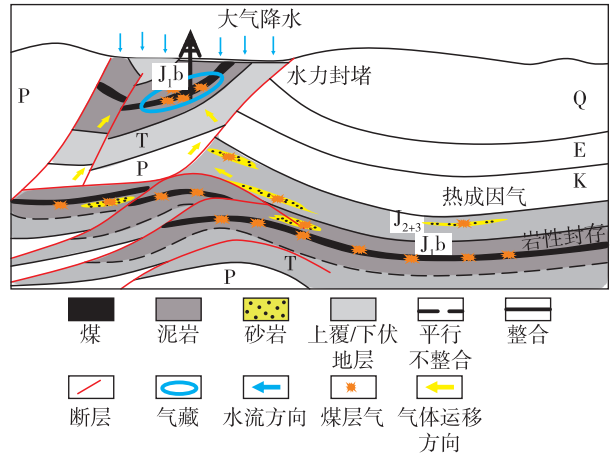


图 3 厚-巨厚煤层外源疏导气藏成藏模式

Fig. 3 Thick-to-ultra thick coal seam exogenous drainage gas reservoir formation model diagram

开发地质特征:煤储层多为正常压-高压、高饱和和度状态;气体赋存状态包含游离态与吸附态,游离气资源量较丰富;相对贫水富气;CH<sub>4</sub> 可解吸率和解吸速率高;以大孔和过渡孔为主,孔隙度、渗透率大;岩石力学强度低、弹性模量小、泊松比大,部分区域煤体结构破碎,构造煤发育,压裂造宽缝容易但扩展相对受限,适合全储层连续油管压裂;煤层气井压裂后会出现自喷现象,产气量上升迅速,并在短期内出现下降趋势,最后稳定在较低产气量范围,生产周期相对较短,整体排采曲线符合游离气产气特征。

## 1.2 煤层群煤层气藏

### 1.2.1 低阶煤次生生物气藏

成藏模式内涵:煤层为薄层或中厚层,单层厚度基本小于 2 m,煤层层数可达数十层,煤层累计厚度可达到 20~40 m,群内煤层间距一般为几十至几百厘米,可发育多个煤层群,煤层群间间距相对较大<sup>[24]</sup>;煤储层为低阶煤,以褐煤为主,煤层气以次生生物成因气为主,为混合成因气,CH<sub>4</sub> 体积分数高,重烃及 CO<sub>2</sub> 体积分数低, N<sub>2</sub> 具有随埋深增加而减少的特征,同位素方面 δ<sup>13</sup>C(CH<sub>4</sub>) ≤ -55‰, δD(CH<sub>4</sub>) 介于 -400‰ ~ -150‰ 之间, C<sub>1</sub>/C<sub>2</sub><sup>+</sup> 介于 1 000~4 000 之间;煤层含气量低,但资源丰度大,含气量一般不超过 10 m<sup>3</sup>/t;单斜或向斜构造;封盖条件好;地下水属于重碳酸钠型水, pH 值介于 7.8~8.5 之间<sup>[24]</sup>。关键控气地质因素为埋深、煤厚、地下水和封盖层;基本成藏类型

为自生自储. 低阶煤层群次生生物气藏以澳大利亚苏拉特(Surat)盆地煤层气藏为成功勘探开发典型代表(图 4).

开发地质特征: 煤储层多为常压、欠饱和-饱和状态; 气体赋存状态以吸附气占绝对优势, 有少量溶解气; 相对少气富水;  $\text{CH}_4$  可解吸率和解吸速率高; 总体上渗透率随着埋深的加大而减小; 以煤层群或煤组为产层段, 单井可获得普遍高产; 其他开发地质特征与厚-巨厚煤层低阶煤次生生物气藏相类似.

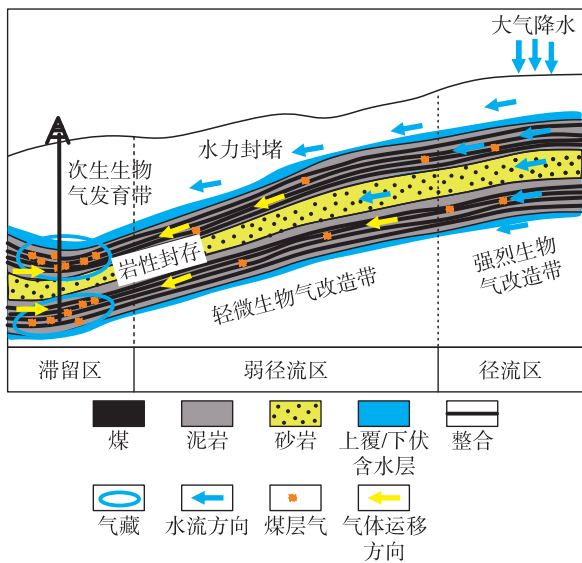


图 4 低阶煤层群次生生物气藏成藏模式

Fig. 4 Low-rank coal seam group secondary biogas reservoir formation model diagram

### 1.2.2 热成因气藏

成藏模式内涵: 多层薄-中厚煤层共同构成储层, 围岩有气显示; 煤储层主要为中-高阶煤, 中阶煤为肥煤、焦煤和瘦煤, 高阶煤为贫煤和无烟煤, 中深层为主, 多在 1 000 m 以浅<sup>[25]</sup>; 煤层气以热成因气为主, 有时次生生物气也有较大贡献,  $\text{CH}_4$  体积分数高, 其次为  $\text{CO}_2$ , 含有少量  $\text{N}_2$  以及重烃; 同位素方面  $\delta^{13}\text{C}(\text{CH}_4) > -55\%$ ,  $\delta\text{D}(\text{CH}_4)$  介于  $-382.00\% \sim -110.00\%$  之间,  $\text{C}_1/(\text{C}_2 + \text{C}_3) < 100$ <sup>[26]</sup>; 煤层含气量相对较高, 平均在  $12 \text{ m}^3/\text{t}$  左右, 随埋深增加而增大, 资源丰度大; 单斜或向斜构造; 煤系自封盖能力强; 水动力弱, 易形成水力封堵及水力封闭作用; 关键控气地质因素为埋深、地质构造、埋藏与热演化史、煤体结构<sup>[27]</sup>; 基本成藏类型为自生自储. 热成因煤层群煤层气藏水文地质条件相对不复杂, 煤层直接顶板主要由致密薄层泥岩组成, 具有较好的封盖性, 煤层气多富集于煤层自身内部(图 5), 以贵州、云南、四川龙潭组煤层气藏为典型代表.

开发地质特征: 含气饱和度和储层压力均较高, 部分含气过饱和且超压; 以煤层群或煤组为产层段, 围岩对产气的贡献小, 单井可获得高产; 其他开发地质特征类似于厚-巨厚煤层热成因气藏.

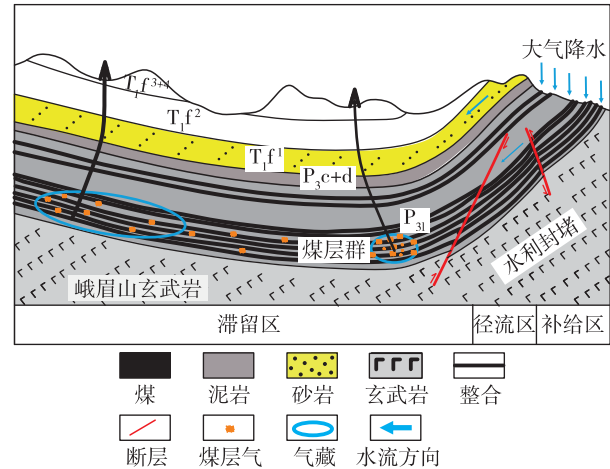


图 5 热成因煤层群煤层气藏模式

Fig. 5 Thermogenic coal seam group coalbed gas reservoir model diagram

### 1.3 煤系含煤段叠合型气藏

#### 1.3.1 煤层气-致密气叠合型气藏

成藏模式内涵: 在三角洲沉积体系或河流-湖泊沉积体系中, 分流河道或河道砂体冲刷接触煤层, 煤层气与砂岩致密气紧密叠合共生, 致密砂岩气来自煤层或其他煤系烃源岩, 构成统一含气系统<sup>[28]</sup>; 连续稳定发育的主力煤层可为煤系气共生含气层段提供充足气源保障; 煤系储层相对致密, 但分布面积广, 累计厚度大, 煤层与致密砂岩储层叠合共生<sup>[29-31]</sup>; 一般为深层, 赋存深部多超过 1 500 m; 孔隙类型多样, 砂岩以粒间溶蚀孔与粒内溶蚀孔为主, 低孔、低渗, 非均质性强; 泥岩盖层广泛发育且封盖性强, 煤系旋回性强, 煤系地层内部泥岩、煤岩、致密砂岩和页岩可以互为盖层, 为煤系气提供了较为有利的成藏条件; 水动力弱, 易形成水力封堵及水力封闭作用; 关键控气地质因素为沉积、埋深、储层物性; 基本成藏类型为以煤层气-致密砂岩气两气自生共储(图 6). 煤层气-致密气叠合型气藏以华北山西组煤层气-致密气叠合型气藏、新疆西山窑组煤层气-致密气叠合型气藏为典型代表.

开发地质特征: 低孔、超低渗储层, 以游离气为主, 适合电缆桥塞与射孔联作投球分层压裂工艺; 砂岩为产层或“砂岩+煤层”为产层段;  $\text{CH}_4$  可解吸率和解吸速率高; 初始生产产量高, 随排采时间增加, 产量呈指数式衰减.

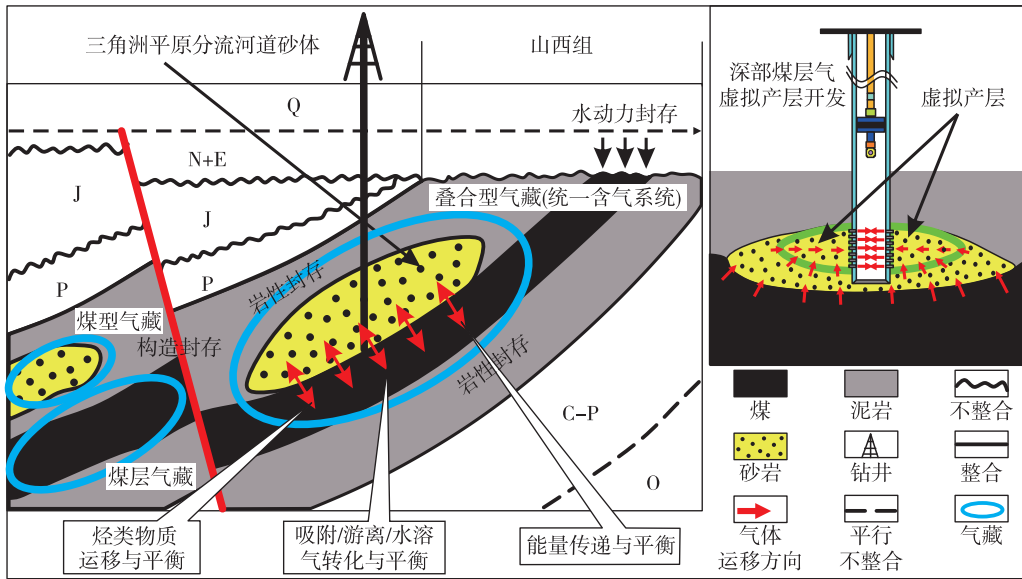


图 6 煤层气-致密气叠合型气藏模式<sup>[28]</sup>

Fig. 6 Coalbed methane-tight gas overlapping reservoir model diagram

### 1.3.2 煤层气-致密气-页岩气叠合型气藏

成藏模式内涵：薄-中厚煤层与砂岩、泥岩交互，煤层气、砂岩致密气、煤系页岩气叠合共生，砂岩致密气来自煤层或页岩层，构成统一含气系统；气煤、肥煤、焦煤、瘦煤、贫煤和无烟煤等均有分布，总体变质程度较高，具有较高的生烃能力；一般为中深层或深层，赋存深度多超过 1 000 m；垂向上含气量不随煤层埋藏深度增大而增高，按照含气系统不同呈现波动变化<sup>[31-33]</sup>；单斜或向斜构造控气为主；地层内部不同岩层(组合)之间水力相互封闭；关键控气地质因素为沉积、构造、水文；基本成藏

类型为三气自生共储为主(图 7)。煤层气-致密气-页岩气叠合型气藏以华南龙潭组煤层气-致密气-页岩气叠合型气藏、东北城子河组与穆棱组煤层气-致密气-页岩气叠合型气藏为典型代表。

开发地质特征：煤层、砂岩、页岩组合构成产层段；适合多层段速钻桥塞分层与多级射孔联作压裂技术；以吸附气为主，CH<sub>4</sub> 可解吸率和解吸速率低，排采曲线呈解吸为主、似对数正态分布型；初始产气量处于低位状态，随排采进行天然气产量有逐步增加趋势，达到峰值后呈逐渐降低趋势。

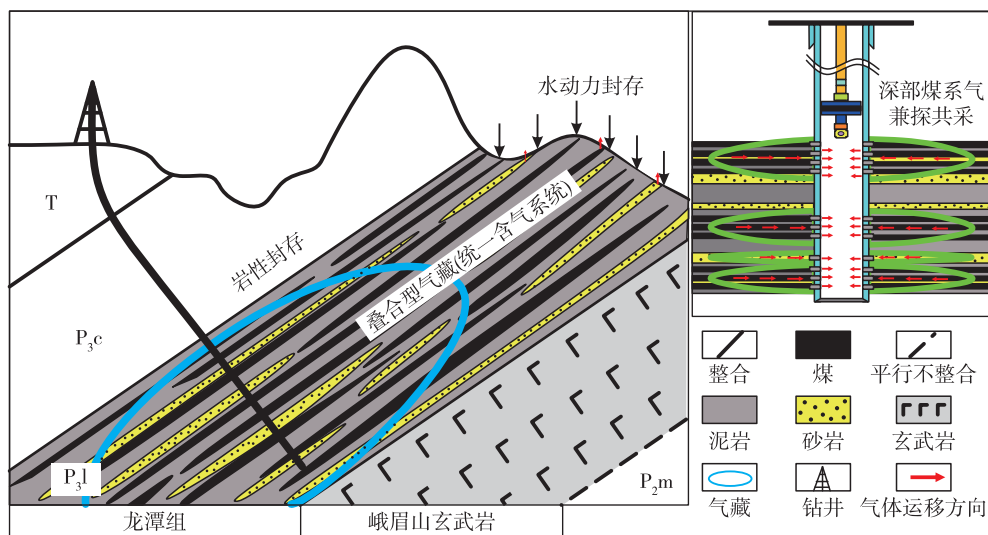


图 7 煤层气-致密气-页岩气叠合型气藏成藏模式

Fig. 7 Coalbed methane-tight gas-shale gas overlapping reservoir formation model diagram

### 1.3.3 煤系非常规天然气与常规天然气叠合型

成藏模式内涵：厚煤层与高孔渗的石灰岩或砂砾岩储层直接接触，煤层气与常规天然气紧密

叠合共生；或煤层与砂岩、泥岩交互层为夹厚层高孔渗石灰岩或砂砾岩，煤层气、致密砂岩气、页岩气与常规天然气(常规天然气来自煤层或页岩层)

叠合共生,构成统一含气系统(图 8);主要表现为旋回性叠合展布特征;一般为深层,赋存深部多超过 1 200 m;气体组分复杂多样,除主要组分 CH<sub>4</sub> 和 N<sub>2</sub> 外,还有一定量的 CO<sub>2</sub> 和 C<sub>2</sub>~C<sub>5</sub> 等重烃类气体以及极少量稀有气体<sup>[34]</sup>;储层孔裂隙发育特征影响着煤系气的赋存和运移规律,相对更为发育的微孔和介孔有助于吸附气的赋存,一定程度上可适当增大煤系砂岩储层的固气能力<sup>[35]</sup>;向斜构造控气为主;关键控气地质因素为沉积、埋深、储层物性<sup>[7, 21, 23-24]</sup>;基本成藏类型为自生共储为主、自生自储次之。煤系非常规天然气与常规天然气叠合型气藏以华北太原组煤层气-常规天然气(石灰岩)叠合型气藏、东北城子河组与穆棱组煤层气-致密气-页岩气-常规天然气(砾岩)叠合型气藏为典型代表。

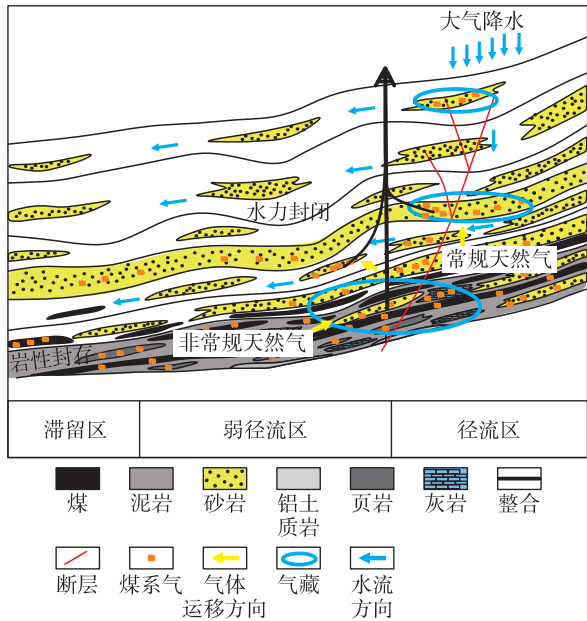


图 8 煤系非常规天然气与常规天然气叠合型成藏模式  
Fig. 8 Coal-based unconventional natural gas and conventional natural gas overlapping reservoir formation model diagram

开发地质特征:煤系非常规天然气与常规天然气叠合型产层不同,生产曲线呈解吸-游离混合型,呈多峰态分布,表现出解吸、游离气双重形态,受其对产量贡献差异,吸附气与游离气的生产曲线形态表现侧重不同。

#### 1.4 煤系非含煤段致密砂岩气藏

成藏模式内涵:煤系非含煤段致密砂岩气藏的烃源岩主要为与致密砂岩储层近邻的煤层;有机质丰度高,煤系源岩分布广、生烃强度高,具有持续充注的气源条件<sup>[36]</sup>;储层具有致密、大范围叠置型分布、与源邻接的特征,主要岩石类型为岩屑石英砂岩、石英砂岩和岩屑砂岩,孔隙度 < 10%<sup>[37-38]</sup>;多分布在前陆盆地前渊斜坡、坳陷盆地中心和克拉通斜坡区,该区断裂发育少,有利于致密砂岩气藏的保存<sup>[39]</sup>;基本成藏类型为下生上储。

开发地质特征:裂缝在致密砂岩储层中的发育对提高渗透能力极为有利,不同地区的裂缝发育形式各异<sup>[40]</sup>;致密砂岩气藏内部一定区域存在超低含水饱和度现象;储层中黏土矿物含量较高,喉道半径一般小于 0.5 mm,储层极易受到水敏、碱敏、水相圈闭损害和应力敏感损害;致密砂岩储层一般需要通过大规模的体积压裂改造来提高产能,非常规体积压裂技术通过变排量、人工隔层控缝、暂堵转向等工艺,可以有效降低砂堵风险,提高储层改造效果<sup>[40]</sup>。

煤系非含煤段致密砂岩气藏以鄂尔多斯盆地东缘临兴区块非含煤段致密砂岩气藏(下石盒子组、上石盒子组、石千峰组)为典型代表,其成藏主要受到烃源岩生烃强度、沉积储层条件和断裂体系条件的耦合控制,三者的空间匹配耦合关系形成了近源断层输导成藏模式和远源断层输导成藏模式<sup>[39]</sup>(图 9)。

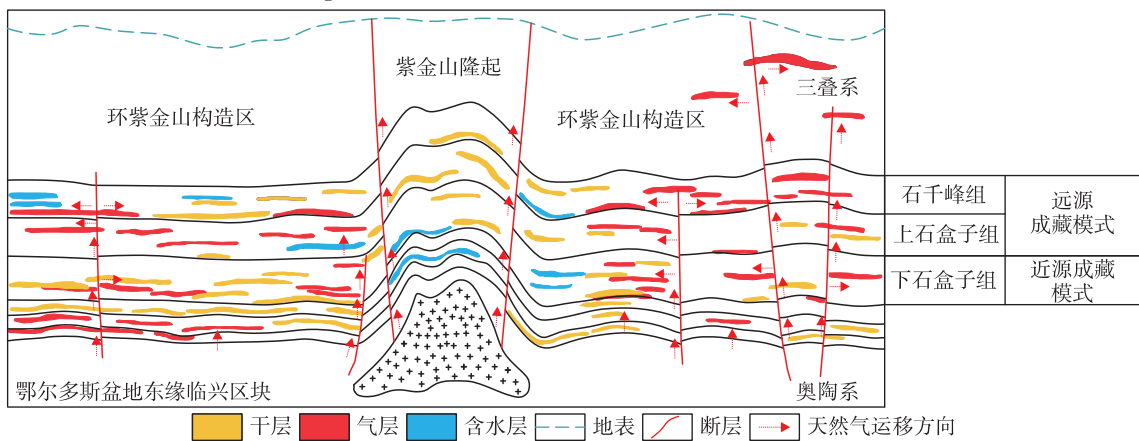


图 9 鄂尔多斯盆地东缘临兴区块非含煤段致密砂岩气成藏模式<sup>[39]</sup>  
Fig. 9 Non-coal-bearing segment tight sandstone gas reservoir formation model in the Linxing Block, eastern margin of the Ordos Basin

### 1.5 深部煤层气藏

成藏模式内涵：地温场和地应力场是影响深部煤层气成藏效应的直接地质因素，并由此控制了以煤层流体和煤岩物性为核心的深部煤层的其他特性。深部煤层气通常位于临界深度以下，整体而言，构造抬升幅度较小，埋藏深度大，储层相对致密，断裂发育程度低，水动力较弱，保存条件更佳；深部煤层气含气量高且吸附气与游离气共存，煤体结构发育更为完

整<sup>[41-42]</sup>；深部煤层气总体上呈“广覆式生烃、自生自储毯式”的富集成藏模式<sup>[43]</sup>，以鄂尔多斯盆地石炭—二叠系深部煤层气藏、准噶尔盆地侏罗系深部煤层气藏、四川盆地二叠系深部煤层气藏为典型代表，鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块深部煤层气成藏模式可进一步划分为物性与水动力耦合成藏模式、微幅褶皱与物性耦合成藏模式及微单斜与水动力耦合成藏模式<sup>[43]</sup>（图 10）。

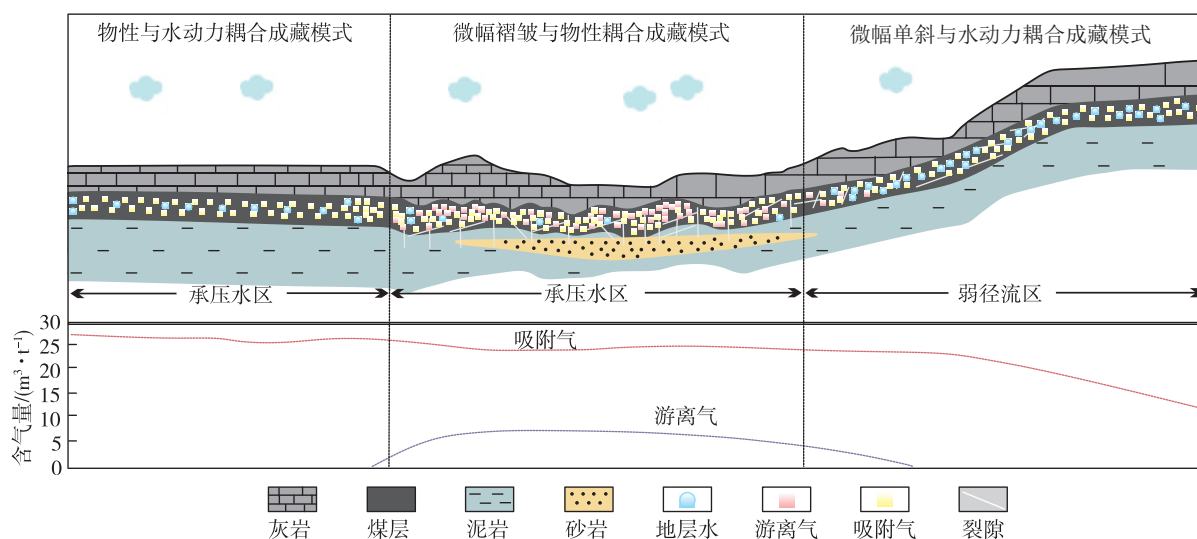


图 10 鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块深部煤层气成藏模式<sup>[43]</sup>

Fig. 10 Deep coalbed gas reservoir formation model diagram of the Daning—Jixian Block in the eastern margin of Ordos Basin

开发地质特征：以“大规模体积压裂”为核心的“多轮压裂、长距离有效支撑”（延川南模式）或“水平井极限体积压裂”（大宁—吉县模式）等改造措施在深部煤层气开发中取得了很好的效果，具有见气快、早期产量高、产量递减快的特征；整体而言按照解吸规律，可将深部煤层气开发过程划分为游离气采出、稳产和递减 3 个开发阶段，水力压裂复杂缝网形成、大规模加砂和裂缝支撑性是早期“投产即见气、见气即高产”的关键诱因。

### 1.6 深部全层系含气系统

成藏模式内涵：深部全层系含气系统是指在含气盆地中，相互关联的深部烃源岩层形成的所有气藏资源及其形成演化过程和整体分布特征所构成的自然含气系统<sup>[44-45]</sup>。依据盆内区域划分或断裂发育特征可将深部全层系含气系统成藏模式划分为盆地中心（断裂不发育区）和盆地边缘（断裂发育区）2 种成藏模式，整体而言在盆地中心构造较为稳定，断裂不发育，多为天然气源内、近源成藏，如苏里格气田；盆地边

缘区域断层相对发育，进而使得该区域不仅发育源内、近源天然气聚集，而且相对于盆地中心区还发育远源组合<sup>[46]</sup>。

开发地质特征：随着生烃过程的持续，排出的烃将会以 2 种不同的方式进行运移和聚集：其一，当储集层孔隙度和渗透率相对较高，孔喉半径相对较大（主要为毫米-微米级）时，烃类在构造高位形成常规的油气聚集；其二，当储集层孔隙度和渗透率相对较低，孔喉半径相对较小（主要为微米-纳米级）时，浮力作用不明显，烃类只能在自身膨胀力驱动下以整体排驱水的方式运移，从而可能形成大面积连续型的聚集。

深部全层系含气系统以鄂尔多斯盆地深部石炭—二叠系煤系全层系含气系统为典型代表，其关键烃源岩为本溪组、太原组和山西组煤层，烃源岩内部致密储集层相对发育具有直接充注条件，在烃源岩层系内部泥页岩、煤系都具有滞留天然气的的能力，区域内盆地东缘的临兴、神府地区的上石盒子组、石千峰组天然气成藏系统即为断裂输导的远源天然气聚集类型<sup>[34]</sup>（图 11）。

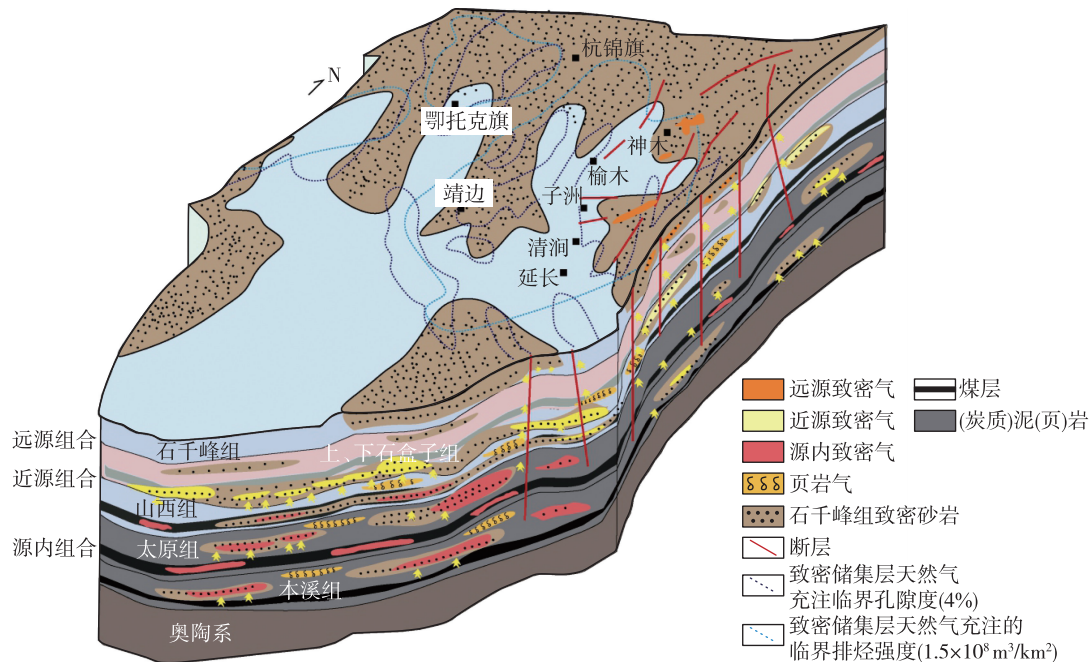
图 11 鄂尔多斯盆地上古生界深部全层系含气系统成藏模式<sup>[34]</sup>

Fig. 11 Gas-bearing system reservoir formation model diagram of the deep Paleozoic strata in the Ordos Basin

## 2 煤系气开发技术模式与开发工程

煤系气成藏模式表明,煤系气储层岩石力学与流体力学特征有其特殊性,其内部天然气赋存状态和成藏作用规律存在显著差异.煤系气开发地质特征普遍受天然气运移、富集条件影响,煤系气藏最优开发工艺的技术要求也有着较大不同.虽然煤系气成藏一定程度上可提供相对有利的烃源岩和储层环境,但垂向上易形成多套叠置含气系统,造成了煤系气开发难度大、开采兼容性差等突出问题,因此制定合理的煤系气开采方案是解决当前产能差异大、产量低等问题的关键.基于成藏模式及储层地质特征,煤系气开发工程可分为煤系气单采、煤系气分采和煤系气合采 3 种开发模式.

### 2.1 煤系气单采

煤系气单采是针对特定岩性储层的单一产层进行天然气开发的方式.对于不同岩性储层、同一岩性储层的多个产层,需要依次实施天然气开采,开采工艺相对简单,但单井产量和开采效益相对较低.煤系气单采技术主要涵盖煤层气单采、致密砂岩气单采与煤系页岩气单采 3 种模式,各技术模式的适用性可根据不同岩性储层厚度、孔隙率、渗透率、含气饱和度和流体压力的贡献指数进行确定.

#### 2.1.1 煤层气单采

煤层气主要以 2 种形式赋存于煤层中:吸附态赋存于煤有机质表面,游离状态存在于孔隙和裂隙中.煤层气单采模式利用煤储层高吸附性、生储

盖一体、强流体和压力敏感性等地质特点,以排水降压解吸方式对单一产层进行排采<sup>[47]</sup>.由于我国大部分为低孔低渗煤层,煤层气渗流过程受储层孔渗空间深刻影响,因此,以水力压裂为代表的储层改造技术对于提高单井产量至关重要.此外,压裂、钻完井工艺的快速发展也为煤层气单采提供了技术保障<sup>[48]</sup>.煤层气单采技术模式适用于煤层气资源潜力较好的区域,如沁水盆地郑庄区块石炭—二叠系 3<sup>#</sup> 和 15<sup>#</sup> 煤采用水平井分段压裂开发方式,成功实现了单井最高日产气量由 1 000 m<sup>3</sup> 增至 15 000 m<sup>3</sup> 的突破.

#### 2.1.2 致密砂岩气单采

致密砂岩气储层与煤储层地质特点存在显著差异,低孔低渗、生储盖组合多变、强水敏性等是其典型特征,通常情况下致密砂岩气单采主要通过自然降压方式进行排采<sup>[49]</sup>.我国致密砂岩气勘探开发在 20 年间取得了长足进步,发展了气藏建模描述技术、直井快速钻井技术、缝网压裂储层改造技术、超高压开发优化技术 4 项主体开发技术,形成了以开发评价阶段与开发调整阶段为核心的技术体系<sup>[50]</sup>.苏里格气田致密砂岩气规模化发展历程表明,大面积井网改造与优化技术可适应致密砂岩储层“低渗、低压、低丰度”的条件,该技术的推广对于提高致密砂岩单层产量尤为关键.目前,鄂尔多斯盆地延安气田通过优化井距、井型、布井方式及井组设计方案,成功实施了石炭—二叠系煤系致密砂岩气单气开采,全区平均单井产

气量达到  $1.12 \text{ 万 m}^3/\text{d}$ , 其中多个井区产量达到  $2.0 \times 10^5 \text{ 万 m}^3/\text{a}$ , 并稳产 7 a.

### 2.1.3 煤系页岩气单采

煤系页岩气单采模式根据储层较强吸附性、生储盖一体、强水敏和盐敏等特点, 一般利用自然降压解吸或排气降压解吸的排采制度进行煤系页岩气开发<sup>[51]</sup>. 煤系页岩气储层孔隙度小、渗透率低, 因此实现煤系页岩气大规模开采需依赖于储层改造技术. 当前煤系页岩气单采开发模式多采用体积压裂大段(图 12): 采用多簇射孔、全程滑溜

水和低砂比的小粒径石英砂, 配合缝口和缝内的暂堵转向施工工艺, 提高多簇裂缝的开启程度和远端裂缝的转向延伸, 提高人工裂缝的复杂程度<sup>[52]</sup>. 目前, 贵州六盘水黔水地 1# 井采用直井分段压裂方式, 成功实施了上石炭统煤系页岩气单气开采, 实现单井产量达  $1.1 \text{ 万 m}^3/\text{d}$ ; 鄂尔多斯盆地东南部 YYP3 井采用水基钻井液体系和系列钻完井配套技术, 也成功在上古生界陆相页岩层系取得了单井产气量达  $5.3 \text{ 万 m}^3/\text{d}$  的突破.

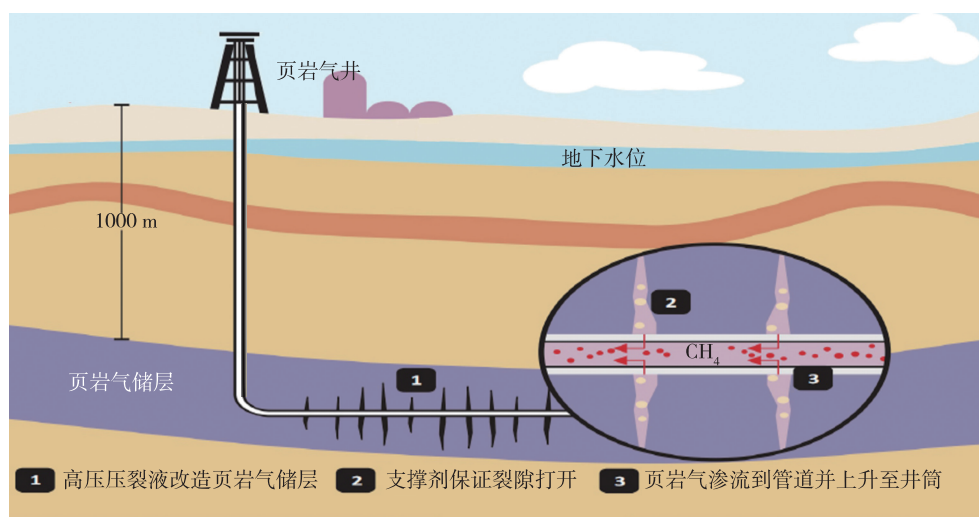


图 12 煤系页岩气单采开发技术模式

Fig. 12 Coal-based shale gas single extraction development technology model

## 2.2 煤系气分采

煤系气分采是利用不同井筒或同井分管柱分阶段对不同岩性储层或单一岩性储层不同产层进行开采的一种方式. 不同井筒往往针对不同类型储层和气源, 分别且同期对煤层气、致密砂岩气、煤系页岩气、常规天然气进行开采; 同井不同管柱分阶段自下而上针对同一类型储层多产层或多层不同类型储层煤系气分别进行开采<sup>[53]</sup>. 较单采, 煤系气分采技术适用性更强, 通常对于地质条件复杂多变的煤系气藏均能达到较好的开发效果, 虽然单井产量没有显著提升, 但开发效率得到改善, 开发区块和开发单元的整体产量大大提升.

### 2.2.1 分井开采

分井开采主要考虑煤系气赋存状态, 将资源潜力较好、开发难易程度不同的目标层进行区分, 利用不同井筒实现煤系气分区同步开采. 例如, 当多个煤系储层在垂向上交替出现时, 对于煤系气资源潜力均较好和资源潜力有差异的目标层而言, 分井开采可以将二者区别对待, 前者按照致密砂岩气-页岩气-煤层气顺序依次进行排采, 后者可

有针对性地选取资源潜力较好的储层进行排采生产. 鄂尔多斯盆地临兴-保德区块作为分井开采煤系气的代表性工程, 通过优化同井筒排水管柱方案, 避免了煤层与砂岩气储层层间干扰问题, 成功实施了煤层气和致密砂岩气系统的同期开采, 获取单井产气量达  $1.0 \text{ 万 m}^3/\text{d}$ .

### 2.2.2 同井分层开采

同井分层开采模式包括同期排采和分期排采 2 种技术手段, 主要目的是避免因储层属性不同产生的层间干扰, 目前已在鄂尔多斯盆地临兴-保德区块实现了煤层气、致密气同井分层开采<sup>[54]</sup>. 同期排采技术利用同一井筒, 通过设计多个管柱系统进行不同产层压力环境下的同期分层开采. 该技术模式主要应对叠置含气系统中不同压力环境下排采不兼容性现象, 通过在井下设计出两套或多套压力体系以适应不同的生产通道, 以实现煤系气同井同期开采的目的. 不同的煤系气储层排采制度存在差异, 煤层气开采依赖人工排水降压解吸的工艺手段, 而致密砂岩气和煤系页岩气为自然降压解吸工艺, 因此, 同期同井分层开采技术通

过合理安排射孔和套管等工艺可以有效防止层间干扰导致的煤层水淹井问题。

分期同井分层开采是为了消除同井开采过程产生的层间干扰,通过在不同排采阶段打开不同储层进行排采生产。叠置含气系统中,垂向上存在不同压力状态的储层,该技术模式可通过优先打开临界解吸压力和产气压力较高的储层,待储层压力降至临近含气系统的临界压力后,再打开对应储层,从而实现煤系气分期同井分层开采。

### 2.3 煤系气合采

煤系气合采是针对不同岩性储层的多产层或同一类型储层的多产层实现同井同时高效开采的方式。相比较而言,煤系气合采技术模式服从储层流体系统能量分布规律,可利用同一管柱系统实现多个储层同时排采。合采工艺基于煤系储层垂向条件差异较大的地质特征,结合不同岩性煤系气产出原理,实现控压连续排采方案或逐级降压排采方案,从而达到多个煤系气或单一煤系气的合采效果。为了进一步提高煤系气排采效率,同井分层开采过渡为合采也是一种相对可行的技术模式选择。总体而言,虽然煤系气合采工艺、特别是排采工艺较为复杂,然而其具有比单采和分采更高效的产能效益,是实现煤系气规模化高效开发的重要技术方向<sup>[55]</sup>。

#### 2.3.1 分层(压)合采

分层(压)合采技术模式主要应对叠置含气系统排采过程中产生的储层伤害问题,实现不同含气储层产量叠加效应。分层(压)合采技术原理是基于叠置储层地质属性的差异性,通过封隔器将不同产气层进行分隔,形成多个独立的压力系统,通过不同的排采制度对各系统中煤系储层进行分层管理,从而实现排采效率和产量的提高。

分压合采技术手段的核心在于通过高精度的监测、先进的控制技术和智能化的数据分析,实现对煤系气的有效管理和综合开采。关键技术手段包括分层压力监测技术、井筒优化技术、压力动态调整技术、分层流体注入技术等,合采产量受储层压力与压力梯度、临界解吸压力、层间距及压裂方式、顶底板岩石力学、渗透率与供液能力等条件影响<sup>[56]</sup>。目前,国内在鄂尔多斯盆地临兴—保德区块、黑龙江鸡西盆地梨树矿区、六盘水松河区块分别实现了煤层气与煤系气和多煤层(组)分层(压)合采,三江—穆棱河盆地煤系气也成功实施了分层(压)合采试验。其中,黑龙江鸡西盆地梨树矿区利用分层压裂技术,通过优化射孔和压裂参数进

行了煤系页岩气、致密砂岩气、煤层气分层(压)合采试验,获得连续 8 个月 1 100 m<sup>3</sup>/d 以上的工业气流,累计产气 33.37 万 m<sup>3</sup>,最高日产气量为 2 239 m<sup>3</sup>。

#### 2.3.2 合层合采

合层合采技术模式是通过合层压裂方法对多个煤系气储层进开采的一种合采工艺。与分层(压)合采方式不同的是,合层合采技术不需要人工调压措施,通过储层压降和内部流体持续性排除使得各层间压力达到平衡<sup>[57]</sup>。该工艺手段并没有借助复杂的调压手段对不同层段进行分别管控,这也说明合层合采手段应对的储层环境更为苛刻,六盘水松河区块采用该技术实现了煤层气、致密气、煤系页岩气合层合采。

合层合采工艺简单、成本低,但对储层地质条件的要求较高。根据压裂方式的不同,煤系气合层合采工艺可进一步分为同压压裂合层合采和分压压裂合层开采。同压压裂合层合采是利用同一井筒对多个煤系储层同时压裂改造,通过自然压降使井筒中不同层段的压力相互兼容,从而实现多个叠置储层合采<sup>[58]</sup>。由于使用了相同的压裂措施,各储层间所需的压裂压力差别不大,因此同压压裂合层合采过程可一定程度上保护储层,同时可实现多储层同时压裂改造。分压压裂合层合采同样通过相同井筒,利用不同的压裂压力对各储层逐层压裂,并通过自然压降过程实现煤系气合采<sup>[58]</sup>。该工艺主要应用于距离较远,且产能差异不大的储层,可克服储层地质属性的差异,实现产物生产特性类似的储层合采作业,缺点是工艺相对繁琐,施工难度较大。

## 3 深部煤层气高效勘探开发关键理论技术突破

### 3.1 理论认识进展

#### 3.1.1 深部地层条件

深部煤层地质条件明显异于中-浅部的根本内因是高地应力与高地层压力,两者相互耦合诱发了深部煤层气在含气量、气体相态转化、储层物性以及气-水赋存等性质方面的特殊性<sup>[59]</sup>。高地层温度:埋深超过煤岩最大吸附量赋存深度(地层压力)后煤层吸附能力出现拐点,且吸附能力随埋藏深度的增大呈下降趋势,煤层气赋存状态相应发生变化;同时,随深度与地层温度增加,煤岩解吸速率增大、解吸时间缩短,有利于煤层气的开采。高地层压力:随煤层埋藏深度与地层压力的增加,

煤岩吸附量增大, 储层压力系统增强, 从常压变为超压。高地应力: 随煤层埋藏深度的增加, 覆岩应力呈线性增大趋势, 但由于地层压力梯度的增大, 有效应力梯度(随深度变化值)减小, 水平主应力差随深度呈先增后降的规律, 使煤储层孔渗等物性参数并未随深度和地应力增加出现指数衰减, 甚至未出现显著降低; 高地应力下, 深部储层水力压裂改造易形成垂直形态裂缝, 其水平定向性弱, 缝内高压流体挤压两侧易产生韧性破坏, 导致形成由高、短裂缝构成的体积较小的水力缝网<sup>[60]</sup>。

### 3.1.2 深部煤层气赋存

深部煤层气存在临界深度, 临界深度以深(压力正效应小于地层温度负效应), 煤层吸附气逐渐达到 100% 饱和状态并进入原地游离气赋存阶段, 游离气占一定比例且随深度的持续增大占比明显增大, 在深部可形成高饱和-超饱和煤层气藏。高饱和-超饱和煤层气藏游离气占据孔裂隙空间, 致使储层含水率低。外源运聚成因的深部煤层气藏, 煤储层多为正常压-高压、高饱和度, 游离气占比可能超过吸附气, 相对贫水富气<sup>[61]</sup>。不同盆地深部煤层气层临界转换深度的差异取决于盆地地温梯度与压力梯度, 异常高温和高压可降低高饱和-超饱和煤层气藏形成所需的临界转化深度。受后期构造抬升影响, 地层封闭性、水文环境、构造形态和游离气运聚等因素的二次耦合控制, 在临界转换深度以深可能仍存在深部欠饱和气藏<sup>[3]</sup>。沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气多属于热成因气主导的自生自储型煤层气藏, 局部外源气输入可能形成高游离气占比的超饱和气藏; 新疆地区深部煤层气多以生物成因气介入型和断层沟通外源输入型为典型成因, 不同盆地(准噶尔盆地、吐哈盆地、三塘湖盆地)煤层气成因具有显著差异<sup>[61]</sup>。

### 3.1.3 煤层气可采性及储层可改造性

在深部温度与压力作用下, 深部煤岩力学性质与浅部煤岩显著不同, 如煤体结构更为完整(原生结构为主), 煤岩原始孔隙度与渗透率普遍较低。例如: 准噶尔盆地白家海凸起 C512 井(埋深大于 2 000 m)试井渗透率为 0.042 mD, 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块高阶煤(埋深介于 1 850~2 400 m)平均渗透率为 0.07 mD<sup>[61]</sup>。诚然, 深部煤层在局部微构造处(如背斜轴部、鼻状隆起、微幅构造高点等)存在局部渗透率相对高值区, 但深部煤层气整体呈现低渗-特低渗的特点。深部煤层气地质可改造性是释放深部煤层气产出潜力的关键, 目前, 关于深部煤层可改造性的地质认识, 主

要来自水力压裂物理模拟、水力压裂数值模拟、无水改造数值模拟 3 方面<sup>[3]</sup>。水力压裂物理模拟结果显示: 深部煤岩起裂压力随围压升高而显著加大, 加大排量是强化压裂效果的必然措施; 煤层力学性质的非均质性对可压裂性的影响由浅部向深部减弱, 煤层破裂机制的转换可能存在一个深度阈值。水力压裂数值模拟结果表明, 地应力对煤岩弹性模量的影响主要体现在压实效应, 低地应力环境下煤岩表现为脆性变形, 而在高地应力条件下则转变为塑性变形; 深部煤层注 CO<sub>2</sub> 或 N<sub>2</sub> 对改造可能都是短期效果, 甚至会损伤渗透性<sup>[62]</sup>。

### 3.1.4 富集高产规律

大型坳陷盆地或断坳盆地是深部煤层气富集高产区, 相较于中-浅部相对复杂或复杂构造煤储层, 大型坳陷盆地或断坳盆地深部煤层未经历强烈构造演化, 断裂系统不发育, 煤层一般为厚煤层, 含气量高, 水动力条件弱, 水的侧向封堵作用有利于煤层气保存和富集, 例如, 鄂尔多斯盆地东缘发育构造挠折带、准噶尔盆地南缘发育逆冲构造带。小型或微型构造高点是深部煤层气富集高产部位之一, 局部背斜小型或微型构造以及平缓构造部分是割理裂隙发育区带, 其应力呈拉张特性, 渗透性好, 有利于储层压裂改造和复杂缝网的形成, 例如鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县正向微构造天然裂隙发育区<sup>[63]</sup>。深部厚煤层或煤层群是深部煤层气富集高产部位之二, 稳定的厚煤层与煤层群常与较高生气潜力和良好储集空间相关联, 同时厚煤层物理特性亦能够增加煤层气向上覆岩层扩散阻力, 进一步提升含气量和资源丰度, 例如鄂尔多斯盆地东缘石炭—二叠系高煤阶厚煤层、准噶尔盆地侏罗系深部煤层气藏。

### 3.1.5 “甜点”预测与井位部署方法

纵观深部煤层气高产稳定气流井区, 均存在以下地质/工程共性: 煤层为高饱和-超饱和状态, 投产即产气, 投产即高产; 井区几乎无水或产液量低, 富水性弱; 气井具有双峰产气历史。深部煤层气地质“甜点”受控于原始沉积环境、构造发育以及自身岩石物理特征, 而压裂改造诱导裂缝发育特征则决定了深部煤层气工程“甜点”, 地质-工程“甜点”一体化的预测成为限制深部煤层气高效勘探开发的关键一环。鉴于此, 以岩石力学地质与储层地质力学有机衔接和深度耦合的岩石力学地层(学)为攻克深部煤层气“甜点”一体化预测技术难题提供了新方法<sup>[30]</sup>。深部煤层气井位部署应优先于割理裂隙发育的原生结构煤层, 原因是: 其一,

天然割理裂隙为煤层气的储存和渗流提供了重要通道;其二,原生结构煤有利于后期水力压力复杂缝网的扩展。

### 3.2 关键开发技术突破

#### 3.2.1 水平井“极限体积压裂”技术(大宁—吉县模式)

中石油煤层气有限责任公司在鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块基于水平井“极限体积压裂”技术(大宁—吉县模式)取得了深部煤层气勘探开发突破(埋深 $>2\ 000\text{ m}$ ),该技术通过控液增砂、大幅度提高排量、优化压裂液黏度,实现了超大规模加砂;通过高频次、高差异的压力变化造就超密体积缝网<sup>[64]</sup>;通过优化支撑剂粒径组合和大规模加砂实现充分支撑,单段砂量突破 $500\text{ m}^3$ ,气体排量由 $8\sim 12\text{ m}^3/\text{min}$ 增加至 $16\sim 22\text{ m}^3/\text{min}$ ,颠覆了常规中-浅部煤层气储集层改造方式,该区块吉深 6-7 平 01 井日产气量高达 $10.1\text{ 万 m}^3$ ,吉深 12-8 平台 8 口水平井的煤层气平均日产量超过 $8\text{ 万 m}^3$ 。

#### 3.2.2 “多轮压裂、长距离有效支撑”极限压裂技术(延川南模式)

我国首个深部煤层气整装区块为鄂尔多斯盆地东缘延川南区块。初期中石化在该区主要采用规模化矩形井网,井型主要为直井,采用活性水压裂方式对储层进行改造,出现了产能差异大、单井产量低等棘手问题。自 2021 年以来,改变压裂工艺,采用“多轮压裂、长距离有效支撑、大规模有效改造”工艺技术(延川南模式)<sup>[65]</sup>开发煤层气。相较于初期压裂方案,调整后的水力压裂有效支撑半缝长由 $70\text{ m}$ 提高到了 $194\text{ m}$ ,直井单井平均注入液量为 $4\ 520\text{ m}^3$ ,加砂量为 $368\text{ m}^3$ ,平均日产气量为 $1.08\text{ 万 m}^3$ <sup>[66]</sup>;水平井单段注入液量为 $2\ 646\text{ m}^3$ ,加砂量为 $248\text{ m}^3$ ,单井日产气量介于 $2.5\sim 5.5\text{ 万 m}^3$ <sup>[67]</sup>。

#### 3.2.3 高返排率、高效益大规模体积压裂/高 EUR 控压排采与合理配产技术

决定深部煤层气开发效果的关键工程因素是压裂改造程度,即压裂的有效改造体积,包括水平井有效段长、压裂规模、强度等。中-浅部煤层气的开发多采用常规水力压裂技术(加液量为几百立方米、加砂量为数十立方米、排量为 $6\sim 8\text{ m}^3/\text{min}$ )进行储层改造<sup>[68]</sup>。深部煤层受限于“高应力、特低渗、过饱和”状态,基于中-浅部煤层气的常规开发方式和增产措施对深部煤层气的开发劳而无功,其局限性体现在裂缝实际支撑距离短,支撑剂分布不连续且镶嵌、破碎、压实现象显著。鉴于此,中国石油化工股份有限

公司在鄂尔多斯盆地东缘延川南区块以及中石油煤层气有限责任公司在鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块基于“大规模体积压裂”实现了深部煤层气大规模开发,但大规模的极限体积压裂技术往往伴随着前期投资高、回收期长、单井产量衰减快等现实问题,实现高返排率、高效益大规模体积压裂/高 EUR 控压排采与合理配产技术的有机融合是解决当前深部煤层气效益开发的关键。

## 4 关键问题讨论

### 4.1 地质-工程一体化

传统上,煤系气及深部煤层气的勘探和开发往往将地质问题与开发实践分开研究,这导致了一系列问题:首先,地质模型与实际工程应用之间存在显著脱节,地质模型可能无法准确反映地下实际情况,导致储层描述和开发方案设计的不准确;其次,未能充分考虑地质特征和储层特性的工程措施,开发过程中难以制定出最佳的储层改造和生产方案,导致采收率低<sup>[69]</sup>。国内煤层气/煤系气地质-工程一体化的理论探索可追溯于笔者团队在沁水盆地南部煤层气直井产能的地质与工程协同控制及预测的研究<sup>[71]</sup>;其后,地质-工程一体化的组织思路和作业模式在保德煤层气田、延川南深部煤层气田、潘庄煤层气田、柿庄北区块煤层气田等实现了较为成功的应用。

煤系气及深部煤层气地质-工程一体化其内涵是在勘探和开发过程中形成的一个系统的、综合性的研究和应用框架,其核心包括多学科融合、地质与工程数据整合、精细化地质描述、优化工程设计、数值模拟与试验验证等。地质-工程一体化技术在保德、潘庄煤层气田已成功开展实践,并取得可观开发效益<sup>[71]</sup>,但地质-工程一体化理论与技术仍有 2 个方向亟待突破。突破方向 1:地质-工程“甜点”一体化综合评价。煤系气及深部煤层气地质“甜点”与工程“甜点”存在相互耦合的关系,一方面表现为地质“甜点”对开发工程活动起到制约作用,另一方面表现为工程“甜点”对初始地质“甜点”的评价参数所产生的动态影响。在国家自然科学基金重点项目“煤系气高效勘探开发的岩石力学地层理论方法体系研究”资助下,笔者团队提出了煤层气勘探开发地质-工程“甜点”一体化预测的岩石力学地层新方法<sup>[30]</sup>,该方法应以地质“甜点”为基础、以工程“甜点”为重点,以多理论、多学科、多技术交叉融通为研究手段,将地质“甜点”与工程“甜点”协同考虑,将储层的天然岩石物理特征

与储层的可改造性二者有机衔接起来,明确影响煤系气及深部煤层气开发效果的地质-工程“甜点”关键控制因素及协同工作模式,进而构建了地质-工程“甜点”一体化评价方法体系(图 13).突破方向 2:基于地质-工程一体化动态数据的开发过程管控.地质-工程一体化应以经济成本、单井产量、

投入产出比等为目标,采用大数据和人工智能算法对地质、工程多参数进行多目标优化;同时,根据现场施工数据、试气试采数据反演储层地质参数、工程改造参数(如裂缝参数)等,搭建地质-工程一体化动态数据平台,实时优化施工方案和参数,并校正地质模型,形成地质与工程闭环调控.

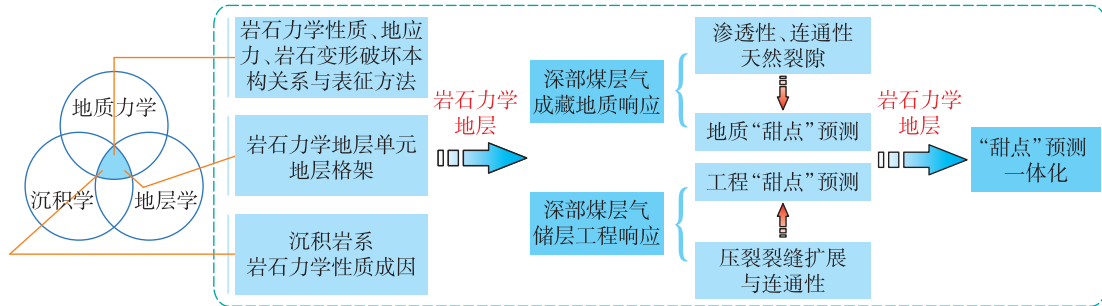


图 13 岩石力学地层(学)概念及其与地质-工程“甜点”一体化预测<sup>[30]</sup>

Fig. 13 Concepts of mechanical stratigraphy and their integrated prediction relationship with coalbed methane sweet spots

#### 4.2 地质适配性技术

煤系气/深部煤层气的开采难度较高,由于其赋存和开采地质条件高度复杂且多变,造成了勘探开发工作效率低下、风险高、工程部署难度大等严峻问题,亟需发展一套针对性强、适应性广的地质适配性勘探开发技术体系.煤系气地质适配性技术旨在针对不同区域和煤层特征,优化井型设计、完井方式和钻井工艺,提高勘探开发的精确性和效率.

针对不同区块地质特征的井型与井身结构优化设计,可以有效增加煤层气藏控制面积,大幅提高煤层气单井产量与采收率.煤层气多分支水平井主要采用对接井组设计,对接水平井采用三开井身结构设计,表层套管下至基岩,第 2 次开钻套管下至目的煤层顶板,第 3 次开钻采用裸眼完井;直井采用二开井身结构设计,表层套管下至基岩.多分支水平井适用于煤层原生裂隙发育、厚度较大、地层稳定、构造简单及煤岩结构完整的区块,如沁水盆地南部及鄂尔多斯盆地东缘的三交、柳林等区<sup>[72]</sup>.“U”型水平井组由一口直井(或定向井)与一口或多口水平井组成,生产直井位于煤层低部位,水平井整体下倾钻进并与直井连通.“U”型水平井压裂改造是低煤阶、低渗透煤层提高单井煤层气产量的重要技术手段<sup>[73]</sup>.韩城、焦作、淮北等地区试验了煤层顶板“U”型水平井,采用定向射孔与压裂技术开发碎软储层煤层气,解决了碎软煤层成孔难题.单支水平井(又称“L”型水平井)套管射孔完井或筛管完井在支撑井壁以维持流体产出通道的同时,满足了增产与修井作业条件,通过定向射孔与分段压裂技术在煤层顶板钻单支水

平井开采碎软煤层煤层气,可避免煤粉大量产出<sup>[72]</sup>.

于地质适配性技术发展方向而言,针对华南地区龙潭组,以发育薄-中厚煤层群和煤层、泥岩、砂岩储层交互为重要特征,发育的储层多且薄,现采用的煤层气井水力压裂规模不能实现全层段储层的连续压裂改造,笔者团队提出了“层段优选、小层射孔、分段压裂、投球分压”的关键水力压裂工艺,即需要优选煤层群中的有利含气层段,并对优选含气层段分段压裂改造,配以小层射孔(薄煤层为主要射孔段)与投球分压工艺,在优选层段形成一个具有高导流能力的裂隙网络,单井实现多个有利层段内煤层兼顾层间砂岩的整体压裂效果<sup>[28]</sup>.新疆地区煤储层倾角大、煤层多、厚度大、目的煤层多,常规“套管完井、活性水加砂压裂、填砂分层”难以充分改造,为解决常规填砂分层压裂工艺对层间距要求高、施工周期长的难题,创研形成了多厚煤层压裂选段原则和两套多厚煤层分层压裂工艺:“水力喷砂射孔+连续油管底封拖动压裂技术和多簇射孔+全可溶泵送桥塞分段压裂技术”<sup>[74]</sup>.

#### 4.3 煤系气/煤层气合采

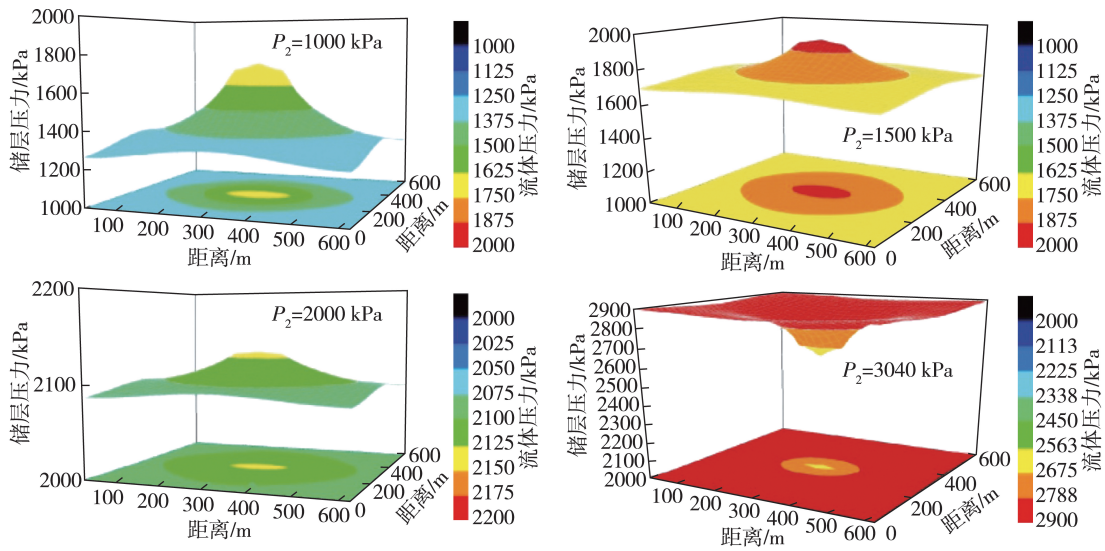
与常规天然气产能相比,煤层气单井产量低、经济效益差等缺点制约了行业的快速发展.煤系气/煤层气多层合采技术可实现不同岩性储层中多种赋存状态天然气共同开采,对进一步提高产能具有重要的战略意义.目前,煤系气合采开发模式已在多个地区成功实践.例如,辽宁阜新矿区主要通过煤层气与砂岩气合采方式进行开发,自 2006 年投产以来,区块内有 10 口井实现了单日产

量  $2\ 052\ \text{m}^3$ , 16 口井单日产气量达到  $1\ 335\ \text{m}^3$ <sup>[75]</sup>; 中联煤层气公司在临兴、神府、延川南等区块先后进行了煤层气、煤系页岩气、致密气合采先导试验, 多口井在压裂试气后获得高产, 单井日产气量最高可达  $4\ 000\ \text{m}^3$  以上<sup>[76]</sup>; 中煤地质集团有限公司近期在黔西都格井田利用“目的层参数优选-分层压裂-合采排采”工艺对龙潭组煤系页岩进行了试采, 实现了超过 240 d 的高产稳产效果, 单井最高日产气量突破  $5\ 000\ \text{m}^3$ 。

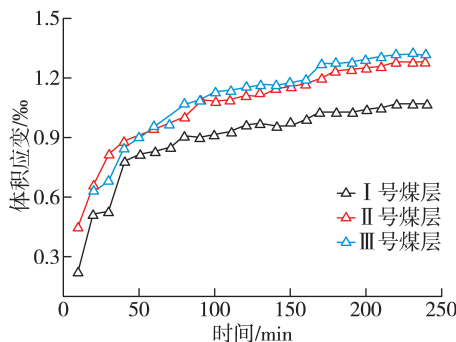
合采开发模式遵循能量由高到低原则, 以实现多个叠置储层产气过程的递进衔接。近些年, 多层水平井技术和层间水平井连通工艺的应用可进一步提高合采效果。除了分层(压)合采与合层合采 2 种主要方式之外, 分采协同合采的开发模式也可作为提高煤系气产能的重要方法。近些年, 煤系气合采方案的成功实施, 说明该技术可应对复杂的储层环境, 实现产能提高。

现有工程实践过程过多强调了媒体结构和含

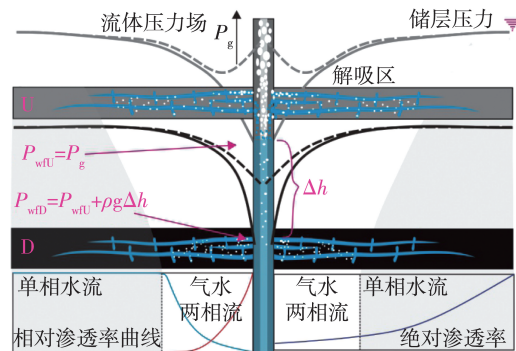
气性的重要性, 忽略了储层物性和流体条件的影响, 从而导致合采不能获取产量叠加效应<sup>[77]</sup>。导致合采效果不佳的直接原因是合采层间干扰, 不同含气系统地质条件配置差异导致合采过程层间流体动力学条件差异极大, 因此合采兼容性是煤系气排采过程的共性地质问题。煤系气储层系统兼容性问题具体表现为具有不同流体压力及储层物性特征的煤系储层, 当由一个共用井筒贯通时形成的流体混合流动的现象(图 14)。合采兼容性问题在后期排水降压制度下表现出与单采有差异的产能特征, 其对产能效果的影响有利有弊, 既包括层间抑制作用, 也包括潜在增产效应。因此, 开展煤系叠置含气系统关键层精细识别、流体物质传递与能量转化精准分析以及系统间流体能量分配与驱动规律定量判识, 对于深刻理解煤系气合采兼容性问题, 优化现有合采工艺技术, 建立高效煤系气合采开发技术体系尤为关键。



(a) 叠置含气系统流体能量差对压降漏斗形态的影响



(b) 合采过程临近储层的体积应变



(c) 合采过程层间干扰引起的储层损害

注:  $P_2$  为储层压力;  $P_g$  为流体压力;  $P_{wI}$  为 U 煤层井底压力;  $P_{wD}$  为 D 煤层井底压力;  $\Delta h$  为液柱高度差;  $\rho$  为两层之间液柱的密度;  $g$  为重力加速度。

图 14 煤系气合采兼容性问题

Fig. 14 Compatibility issues in coal measure gases co-production

#### 4.4 构造煤煤层气应力释放开发

构造煤广泛发育和构造煤煤层气资源丰富是中国煤与煤层气资源的显著特征,但当前基于疏水降压解吸采气理论的煤层气勘探开发技术无法实现构造煤煤层气的高效开发,突破煤层气开发世界级难题——构造煤煤层气高效开发技术,是煤层气大规模高效开发的国家重大需求.相较于原生煤,构造煤在低围压条件下表现出更为优异的解吸性能,其解吸速率和扩散系数显著提高,笔者团队综合采用现场监测数据、试验模拟分析以及数值模拟研究等多种手段,验证了构造煤应力释放后煤层渗透率的提升显著优于原生结构煤这一规律<sup>[78-79]</sup>.鉴于典型构造煤储层松软、低渗、高应力及应力释放后体积急剧膨胀的特性,在国家自然科学基金国家重大科研仪器研制项目“构造煤原位煤层气水平井洞穴卸压开发模拟实验系统”资助下,笔者团队构建了一套完备的构造煤煤层气应力释放开发理论体系与大型实验模拟原理机.该技术体系的核心在于通过煤储层应力释放过程,促进煤体膨胀,显著提升孔隙度和渗透率,进而引发储层压力骤降,促使煤层气迅速解吸,并通过扩散渗流,最终由煤层气井筒产出<sup>[80]</sup>(图 15).

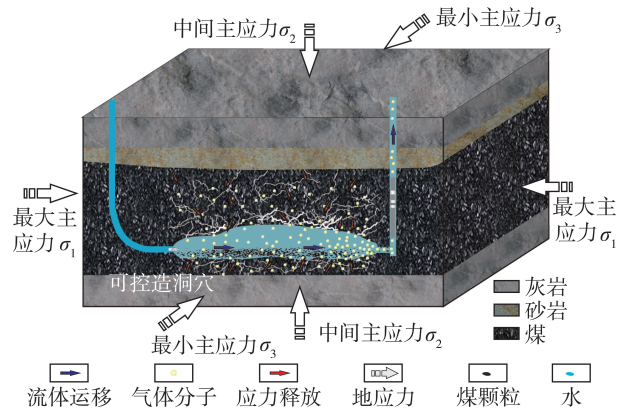


图 15 构造煤煤层气应力释放开发原理

Fig. 15 Schematic diagram of stress release development principle of structural coalbed methane

笔者团队探索形成了水平井造洞穴应力释放构造煤煤层气开发模拟试验技术方法,成功研制了集煤系地层重构密封与真三轴加载相似材料模拟子系统、水平井造洞穴应力释放构造煤储层激励与流体运移模拟子系统、气/水/高浓度煤粉混合物直井举升与产出模拟子系统、直井产出物地面三相分离、收集与水循环回注模拟子系统、信息与自动化控制模拟子系统六大子系统模块的构造煤煤层气高效开发技术创新平台和工程装备原理机(图 16).

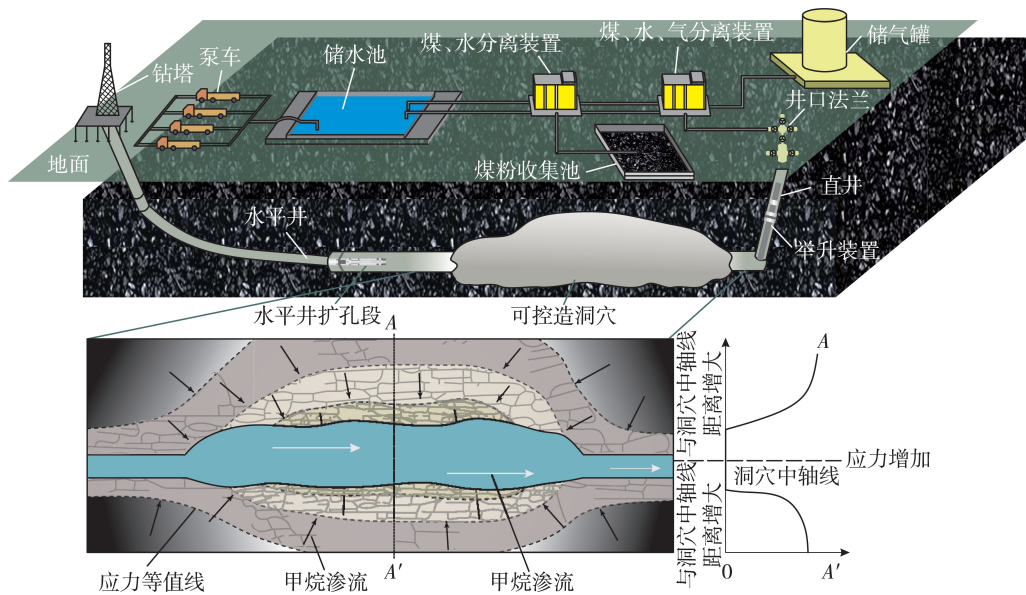


图 16 水平井造洞穴应力释放构造煤煤层气开发技术原理示意

Fig. 16 Schematic diagram of stress release structure coalbed methane development technology with horizontal well drilling

具有重构构造煤超大试样在温度、压力、地应力、气、水等地层条件下“U”型井组水平井可控制洞穴应力释放构造煤煤层气开发全过程模拟的功能.未来构造煤煤层气应力释放开发的研究应以开展(近)工程尺度的水平井造洞穴应力释放构造煤原位煤层气开发试验研究为目标,将实验室研

究与工程试验研究相结合,加快发展完善应力释放构造煤煤层气开发理论与技术,以期实现水平井造洞穴应力释放构造煤原位煤层气开发技术的大规模工程应用.同时,应力释放煤层气开发技术也为部分盆地可采性差的深部煤层气实现高效开发提供了技术支持.

#### 4.5 深部煤层气与中浅部煤层气可采性关系

深部煤层气勘探开发的地质条件与中浅部煤层气具有显著差异,但这种差异不是突变的,而是具有渐变过渡和多因素综合作用的特点.深部煤层气与中浅部煤层气可采性关系主要体现在地温、储层压力、地应力和煤层储渗性能等方面<sup>[81]</sup>,本节以深部煤层气资源富集的鄂尔多斯盆地上古生界煤层为例,从埋深演化、温压特征与含气性、地应力与渗透率特征、成熟度与含水性等方面的差异,探讨其深部与浅部煤层气可采性关系.基于鄂尔多斯盆地上古生界深部和浅部煤层地质条件演化特征(图 17),从盆地边缘向中心,随着埋深逐渐增大,煤层温度、压力逐渐升高,煤的成熟度逐渐增加,含水量逐渐降低,煤层中由以吸附气为主转变为吸附气与游离气共存,地应力场由水平应力主导转化为垂向应力主导,煤储层孔隙率和渗透率逐渐降低<sup>[82]</sup>.

在资源量方面,深部煤层气具有煤层厚度大、

热演化程度高、含气饱和度高、游离气丰富、水动力条件弱、割理裂隙发育、煤体结构完整和流体压力大等有利成藏条件,这些特性使得深部煤层气的整体资源量整体优于中浅部煤层气.然而,深部煤层气的开发难度要大于中浅部煤层气,深部煤层的地质条件更为复杂,存在更多的不确定性因素,如地层温度、地应力、地层结构、水文地质条件等,这些因素综合限制了深部煤层气可开采资源量.据自然资源部 2022 年最新统计数据,埋深 2 000 m 以浅的煤层气地质资源量约为 30.05 万亿  $\text{m}^3$ ,可采资源量约为 12.5 万亿  $\text{m}^3$ ;2 000 m 以深的煤层气地质资源量为 40.71 万亿  $\text{m}^3$ ,可采资源量为 10.01 万亿  $\text{m}^3$ .深部煤层气可采性优于中浅部煤层气仅限于鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、四川盆地等盆缘地质构造较复杂的盆地,采用应力释放煤层气等开发技术可实现可采性差的深部煤层气高效开发.

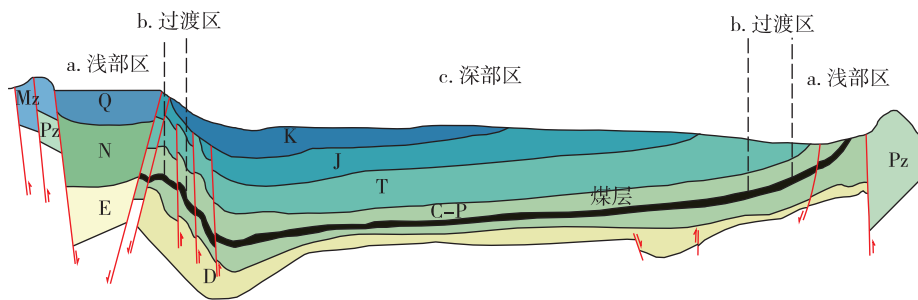


图 17 鄂尔多斯盆地深部和浅部煤层地质条件演化剖面图<sup>[81/]</sup>

Fig. 17 Evolution profile of geological conditions of deep and shallow coal seams in the Ordos Basin

#### 4.6 叠合型气藏、全层系含气系统煤系气开发潜力

叠合型气藏和全层系含气系统是煤系气开发中非常重要的 2 种气藏类型,资源潜力巨大.于叠合型气藏而言,应注重叠合型气藏煤层气-致密气-页岩气合采,利用已有的井网和设施,降低开发成本,同步开发煤层气、致密气和煤系页岩气,形成一体化的勘探开发模式.目前中国鄂尔多斯盆地、滇东—黔西盆地、渤海湾盆地等油气勘探开发实践过程中均证实了煤系叠合型气藏的实际开发价值.鄂尔多斯盆地、渤海湾盆地等地区常见煤层与砂岩层直接接触型煤系叠合气藏,滇东—黔西盆地等华南地区二叠系龙潭组常见煤层与砂岩层互层型煤系叠合气藏.渤海湾盆地煤系地层普遍埋藏较深,初步估算结果显示仅 1 500 m 以深的煤系叠合型气藏资源量就达到约 1.42 万亿  $\text{m}^3$ <sup>[28, 82-84]</sup>.

全层系含气系统为研究我国盆地内油气聚集

提供了有效的分析模式,它涵盖了页岩气、致密气、煤层气等多种类型的天然气资源.全层系含气系统理论视角下,烃类气体从烃源岩生成后在地层中运移并聚集,其过程在不同的含油气盆地中具有差异性,亦具有共同性(图 18).全层系含气系统的勘探开发则需注重煤系非常规天然气与常规天然气兼探共采.全层系含气系统成藏模式具有以下 2 个特点:其一,物理化学能是气体在烃源岩和储层中运移、聚集的主要驱动力;其二,烃类与储层演化过程中的源储耦合关系对成藏过程有较强控制作用<sup>[44]</sup>.现阶段在以全层系含气系统为指引对天然气勘探开发的过程中,应转变勘探思路,将以致密砂岩储集体为主线的勘探模式转移到以烃源岩和煤层分布区为主线的勘探模式,需摒弃“顺藤摸瓜”思想而应寻根溯源.特别是在盆地中心区需重点关注源内滞留和近源充注类天然气聚集,并考虑烃源岩滞留烃能力、供烃能力与储集层物性之间的耦合关系,作为潜在接替领域进行布

局及探索;在盆地边缘区,更应重点关注断裂输导与储集层的组合关系,为寻找远源组合天然气聚集提供理论指导及依据,同时充分考虑盆地边缘埋藏较浅的地质特征,进行源内滞留资源即煤系页岩气的探索和实践。

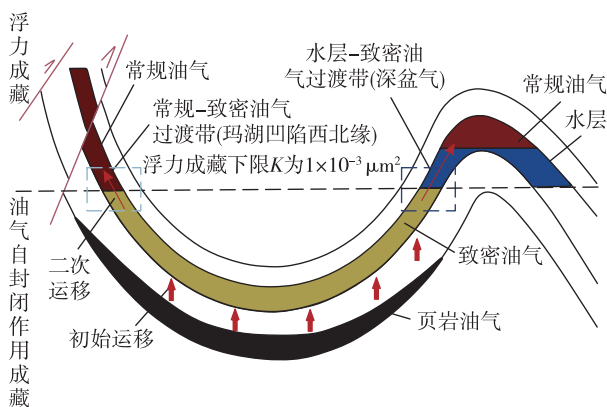


图 18 全层系含气系统成藏模式<sup>[44]</sup>

Fig. 18 Gas accumulation system and reservoir formation model of entire stratigraphic sequence

叠合型气藏与全层系含气系统勘探工作应重点关注烃源岩和煤层分布,深入理解烃源岩的生成、分布和特性,实现从储层到源层的全面勘探,考虑烃源岩的滞留烃能力、供烃能力与储集层物性耦合关系,关注断裂输导与储集层组合关系,探索其成藏规律与兼探共采技术将是煤系气勘探开发理论技术持续攻关的方向。全层系含气系统开发工程有望在未来 5~10 a 内在四川盆地和鄂尔多斯盆地实现重大突破。

## 5 结论

1)我国煤系气成藏主要发育 6 种模式。基于煤储层厚度、地层结构、埋藏深度、煤岩特征、甲烷地质成因等地质条件,综合考虑其实际工程意义,提出了厚-巨厚煤层煤层气藏、煤层群煤层气藏、煤系含煤段叠合型气藏、煤系非含煤段致密气藏、深部煤层气藏、深部全层系含气系统等 6 种基本煤系气成藏模式,不同成藏模式具有差异性开发地质特征。

2)基于开发井的复杂程度、产量以及效益,提出了单采、分采和合采 3 种基本煤系气开发技术模式。煤系气单采模式开采工艺相对简单,单井产量和开采效益相对较低;煤系气分采模式包含分开采和同井分层开采 2 种模式,其选择应充分考虑煤系气储层地质属性及特殊性;提高合采效果是实现煤系气规模化高效开发的关键技术方向。

3)深部煤层气高效勘探开发关键理论与技术

取得重大突破。深部煤层气地质理论研究在深部地层条件、深部煤层气赋存、煤层气可采性及储层可改造性、富集高产规律、“甜点”预测与井位部署方法等新领域取得了新理论认识;“多轮压裂、长距离有效支撑”(延川南模式)、“水平井极限体积压裂”(大宁—吉县模式)等大规模体积压裂技术创新带来了深部煤层气开发工程的突破,高返排率、高效益大规模体积压裂/高 EUR 控压排采与合理配产技术等持续研发是未来探索方向。

4)煤系气/深部煤层气高效勘探开发关键理论技术攻关应聚焦以“地质-工程一体化”为核心的信息互馈式煤系气滚动勘探开发与生产管控技术,深入研究与开发地质条件、地质工程控制程度适配的开发技术,明确煤系气/煤层气合采过程中兼容性联动效应,推进适用于构造煤煤层气高效开发的水平井应力释放技术,厘定不同盆地深部煤层气与中浅部煤层气可采性关系,探索叠合型气藏、全层系含气系统成藏规律与兼探共采技术,有助于我国煤系气/深部煤层气事业大发展。

## 参考文献:

- [1] 桑树勋,李瑞明,刘世奇,等.新疆煤层气大规模高效勘探开发关键技术领域研究进展与突破方向[J].煤炭学报,2024,49(1):563-585.  
SANG Shuxun, LI Ruiming, LIU Shiqi, et al. Research progress and breakthrough directions of the key technical fields for large scale and efficient exploration and development of coalbed methane in Xinjiang [J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(1): 563-585.
- [2] 苏现波,王乾,于世耀,等.基于低负碳减排的深部煤系气一体化开发技术路径[J].石油学报,2023,44(11):1931-1948.  
SU Xianbo, WANG Qian, YU Shiyao, et al. Integrated development technology path for deep coal measure gas based on low-negative carbon emission reduction [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1931-1948.
- [3] 秦勇.中国深部煤层气地质研究进展[J].石油学报,2023,44(11):1791-1811.  
QIN Yong. Progress on geological research of deep coalbed methane in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1791-1811.
- [4] 郭晨,秦勇,易同生,等.煤层气合采地质研究进展述评[J].煤田地质与勘探,2022,50(3):42-57.  
GUO Chen, QIN Yong, YI Tongsheng, et al. Review of the progress of geological research on coalbed

- methane co-production [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 42-57.
- [5] 秦勇. 煤系气聚集系统与开发地质研究战略思考[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(8): 2387-2399.  
QIN Yong. Strategic thinking on research of coal measure gas accumulation system and development geology [J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(8): 2387-2399.
- [6] 李辛子, 王运海, 姜昭琛, 等. 深部煤层气勘探开发进展与研究[J]. *煤炭学报*, 2016, 41(1): 24-31.  
LI Xinzi, WANG Yunhai, JIANG Zhaochen, et al. Progress and study on exploration and production for deep coalbed methane [J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(1): 24-31.
- [7] 孙钦平, 赵群, 姜馨淳, 等. 新形势下中国煤层气勘探开发前景与对策思考[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(1): 65-76.  
SUN Qiping, ZHAO Qun, JIANG Xinchun, et al. Prospects and strategies of CBM exploration and development in China under the new situation [J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(1): 65-76.
- [8] 徐凤银, 侯伟, 熊先钺, 等. 中国煤层气产业现状与发展战略[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(4): 669-682.  
XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(4): 669-682.
- [9] 秦勇. 煤系气地质调查若干问题思考与探讨[J]. *中国地质*, 2023, 50(5): 1355-1374.  
QIN Yong. Thinking and discussion for some problems of geological survey of coal measures gas [J]. *Geology in China*, 2023, 50(5): 1355-1374.
- [10] 毕彩芹, 胡志方, 汤达祯, 等. 煤系气研究进展与待解决的重要科学问题[J]. *中国地质*, 2021, 48(2): 402-423.  
BI Caiqin, HU Zhifang, TANG Dazhen, et al. Research progress of coal measure gas and some important scientific problems [J]. *Geology in China*, 2021, 48(2): 402-423.
- [11] 刘建忠, 朱光辉, 刘彦成, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气勘探突破及未来面临的挑战与对策: 以临兴—神府区块为例[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1827-1839.  
LIU Jianzhong, ZHU Guanghui, LIU Yancheng, et al. Break through, future challenges and countermeasures of deep coalbed methane in the eastern margin of Ordos Basin: A case study of Linxing—Shenfu block [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1827-1839.
- [12] 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 等. 深部(层)煤层气成藏模式与关键技术对策: 以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(4): 30-42.  
XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, et al. Deep (layer) coalbed methane reservoir forming modes and key technical countermeasures: Taking the eastern margin of Ordos Basin as an example [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(4): 30-42.
- [13] 李国永, 姚艳斌, 王辉, 等. 鄂尔多斯盆地神木—佳县区块深部煤层气地质特征及勘探开发潜力[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 70-80.  
LI Guoyong, YAO Yanbin, WANG Hui, et al. Deep coalbed methane resources in the Shenmu-Jiaxian block, Ordos Basin, China: Geological characteristics and potential for exploration and exploitation [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 70-80.
- [14] 聂志宏, 徐凤银, 时小松, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气开发先导试验效果与启示[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 1-12.  
NIE Zhihong, XU Fengyin, SHI Xiaosong, et al. Outcomes and implications of pilot tests for deep coalbed methane production on the eastern margin of the Ordos Basin [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 1-12.
- [15] 杨焦生, 冯鹏, 唐淑玲, 等. 大宁—吉县区块深部煤层气相态控制因素及含量预测模型[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1879-1891.  
YANG Jiaosheng, FENG Peng, TANG Shuling, et al. Phase control factors and content prediction model of deep coalbed methane in Daning—Jixian block [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1879-1891.
- [16] 皇甫玉慧, 康永尚, 邓泽, 等. 低煤阶煤层气成藏模式和勘探方向[J]. *石油学报*, 2019, 40(7): 786-797.  
HUANGFU Yuhui, KANG Yongshang, DENG Ze, et al. Low coal rank coalbed methane accumulation model and exploration direction [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(7): 786-797.
- [17] 刘大锰, 王颖晋, 蔡益栋. 低阶煤层气富集主控地质因素与成藏模式分析[J]. *煤炭科学技术*, 2018, 46(6): 1-8.  
LIU Dameng, WANG Yingjin, CAI Yidong. Analysis of main geological controls on coalbed methane enrichment and accumulation patterns in low rank coals [J]. *Coal Science and Technology*, 2018, 46(6): 1-8.
- [18] 孙粉锦, 田文广, 陈振宏, 等. 中国低煤阶煤层气多

- 元成藏特征及勘探方向[J]. 天然气工业, 2018, 38(6):10-18.
- SUN Fenjin, TIAN Wenguang, CHEN Zhenhong, et al. Low-rank coalbed methane gas pooling in China: Characteristics and exploration orientation[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6):10-18.
- [19] 王刚, 杨曙光, 李瑞明, 等. 国内外低煤阶煤层气地质差异性与聚气模式探讨[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(8):1082-1091.
- WANG Gang, YANG Shuguang, LI Ruiming, et al. Geological differences and accumulation modes between domestic and foreign low-rank coalbed methane[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(8):1082-1091.
- [20] 牛小兵, 赵伟波, 史云鹤, 等. 鄂尔多斯盆地本溪组天然气成藏条件及勘探潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(8):1240-1257.
- NIU Xiaobing, ZHAO Weibo, SHI Yunhe, et al. Natural gas accumulation conditions and exploration potential of Benxi Formation in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(8):1240-1257.
- [21] 汤达祯, 杨曙光, 唐淑玲, 等. 准噶尔盆地煤层气勘探开发与地质研究进展[J]. 煤炭学报, 2021, 46(8):2412-2425.
- TANG Dazhen, YANG Shuguang, TANG Shuling, et al. Advance on exploration-development and geological research of coalbed methane in the Junggar Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8):2412-2425.
- [22] 陈跃, 马东民, 方世跃, 等. 构造和水文地质条件耦合作用下煤层气富集高产模式[J]. 西安科技大学学报, 2019, 39(4):644-655.
- CHEN Yue, MA Dongmin, FANG Shiyue, et al. Enrichment and high-yield models of coalbed methane influenced by geologic structures and hydrologic conditions [J]. Journal of Xi'an University of Science and Technology, 2019, 39(4):644-655.
- [23] 康永尚, 邓泽, 皇甫玉慧, 等. 中煤阶煤层气高饱和-超饱和带的成藏模式和勘探方向[J]. 石油学报, 2020, 41(12):1555-1566.
- KANG Yongshang, DENG Ze, HUANGFU Yuhui, et al. Accumulation model and exploration direction of high to over saturation zone of the midium-rank coalbed methane [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12):1555-1566.
- [24] 俞益新, 唐玄, 吴晓丹, 等. 澳大利亚苏拉特盆地煤层气地质特征及富集模式[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(3):160-167.
- YU Yixin, TANG Xuan, WU Xiaodan, et al. Geological characteristics and accumulation mode of coalbed methane in Surat Basin of Australia [J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(3):160-167.
- [25] 唐长根. 贵州文家坝—矿水文地质条件对煤层气成藏控制分析[J]. 山东煤炭科技, 2019, 7:163-165.
- TANG Changgen. Control analysis of hydrogeological conditions on CBM reservoir formation in Wenjiaba No. 1 coal mine in Guizhou [J]. Shandong Coal Science and Technology, 2019, 7:163-165.
- [26] 杨兆中, 刘云锐, 张平, 等. 滇东黔西地区多层叠置煤层压裂分层决策方法研究[J]. 煤炭科学技术, 2017, 45(9):7-12.
- YANG Zhaozhong, LIU Yunrui, ZHANG Ping, et al. Study on fracturing and slicing decision method of multi layer overlay seam in east Yunnan and west Guizhou [J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(9):7-12.
- [27] 王勃, 梁兴, 马斌, 等. 川南筠连地区煤层气地质特征与富集规律[J]. 断块油气田, 2021, 28(3):311-317.
- WANG BO, LIANG Xing, MA Bin, et al. Geological characteristics and enrichment rule of the CBM in Junlian area of southern Sichuan [J]. Fault Block Oil & Gas Field, 2021, 28(3):311-317.
- [28] 桑树勋, 郑司建, 易同生, 等. 煤系叠合型气藏及其勘探开发技术模式[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9):13-21.
- SANG Shuxun, ZHENG Sijian, YI Tongsheng, et al. Coal measures superimposed gas reservoir and its exploration and development technology modes [J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9):13-21.
- [29] 桑树勋, 周效志, 刘世奇, 等. 岩石力学地层理论方法及其煤系气高效勘探开发应用基础述评[J]. 地质学报, 2022, 96(1):304-316.
- SANG Shuxun, ZHOU Xiaozhi, LIU Shiqi, et al. A review of mechanical stratigraphy methodology and its application in high-efficient exploration and development of coal measure gas [J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(1):304-316.
- [30] 桑树勋, 郑司建, 王建国, 等. 岩石力学地层新方法在深部煤层气勘探开发“甜点”预测中的应用[J]. 石油学报, 2023, 44(11):1840-1853.
- SANG Shuxun, ZHENG Sijian, WANG Jianguo, et al. Application of new rock mechanical stratigraphy in sweet spot prediction for deep coalbed methane exploration and development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11):1840-1853.
- [31] 梁兴, 单长安, 张磊, 等. 中国南方复杂构造区多类型源内成储成藏非常规气勘探开发进展及资

- 源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2179-2199.
- LIANG Xing, SHAN Chang'an, ZHANG Lei, et al. Exploration and development progresses and resource potentials of multi-type unconventional gas reservoirs characterized by in-source reservoir and accumulation in complex tectonic areas of southern China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 42(12): 2179-2199.
- [32] 李庚, 杨兆彪, 易同生, 等. 滇东黔西典型区块煤系气共生组合规律及其地质成因[J]. 煤炭学报, 2021, 46(增1): 337-350.
- LI Geng, YANG Zhaobiao, YI Tongsheng, et al. Symbiotic combination of coal measure gas and its geological origin in typical blocks of eastern Yunnan and western Guizhou [J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(Sup 1): 337-350.
- [33] 高为, 韩忠勤, 吕放, 等. 六盘水地区煤层含气性地质特征及差异成因[J]. 煤炭科学技术, 2022, 50(11): 122-130.
- GAO Wei, HAN Zhongqin, LYU Fang, et al. Difference characteristics and main controlling factors in gas-bearing of coal seams in Liupanshui Area [J]. *Coal Science and Technology*, 2022, 50(11): 122-130.
- [34] 姜福杰, 贾承造, 庞雄奇, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界全油气系统成藏特征与天然气富集地质模式[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(2): 250-261.
- JIANG Fujie, JIA Chengzao, PANG Xiongqi, et al. Upper Paleozoic total petroleum system and geological model of natural gas enrichment in Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(2): 250-261.
- [35] 苏育飞, 宋儒. 煤系多类型储层及其内蕴地层流体系统研究进展[J]. 中国煤炭地质, 2020, 32(9): 59-63.
- SONG Yufei, SONG Ru. Progress in research on coal measures multi-type reservoirs and intrinsic stratal fluid system [J]. *Coal Geology of China*, 2020, 32(9): 59-63.
- [36] 李建忠, 郭彬程, 郑民, 等. 中国致密砂岩气主要类型、地质特征与资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(4): 607-615.
- LI Jianzhong, GUO Bincheng, ZHENG Min, et al. Main types, geological features and resource potential of tight sandstone gas in China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(4): 607-615.
- [37] 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.
- [38] 魏国齐, 张福东, 李君, 等. 中国致密砂岩气成藏理论进展[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 199-210.
- WEI Guoqi, ZHANG Fudong, LI Jun, et al. New progress of tight sand gas accumulation theory and favorable exploration zones in China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(2): 199-210.
- [39] 郭迎春, 庞雄奇, 陈冬霞, 等. 致密砂岩气成藏研究进展及值得关注的几个问题[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(6): 717-724.
- GUO Yingchun, PANG Xiongqi, CHEN Dongxia, et al. Progress of research on hydrocarbon accumulation of tight sand gas and several issues for concerns [J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(6): 717-724.
- [40] 康毅力, 罗平亚. 中国致密砂岩气藏勘探开发关键工程技术现状与展望[J]. 石油勘探与开发, 2007, 2: 239-245.
- KANG Yili, LUO Yaping. Current status and prospect of key techniques for exploration and production of tight sandstone gas reservoirs in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 2: 239-245.
- [41] 邹才能, 杨智, 朱如凯, 等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. 地质学报, 2015, 89(6): 979-1007.
- ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHU Rukai, et al. Advances in unconventional oil and gas exploration and development and theoretical technology in China [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015, 89(6): 979-1007.
- [42] 郭广山, 徐凤银, 刘丽芳, 等. 鄂尔多斯盆地府谷地区深部煤层气富集成藏规律及有利区评价[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 81-91.
- GUO Guangshan, XU Fengyin, LIU Lifang, et al. Enrichment and accumulation patterns and favorable area evaluation of deep coalbed methane in the Fugu area, Ordos Basin [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 81-91.
- [43] 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气成藏演化规律与勘探开发实践[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1764-1780.
- XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, et al. Evolution law of deep coalbed methane reservoir formation and exploration and development practice in the eastern margin of Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1764-1780.

- [44] 贾承造, 庞雄奇, 宋 岩. 全油气系统理论基本原理[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 1-13.  
JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. Basic principles of the whole petroleum system [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 1-13.
- [45] 贾承造, 庞雄奇, 宋 岩. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 437-452.  
JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: Hydrocarbon self-containment and intermolecular forces [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 437-452.
- [46] 庞雄奇, 贾承造, 郭秋麟, 等. 全油气系统理论用于常规和非常规油气资源评价的盆地模拟技术原理及应用[J]. 石油学报, 2023, 44(9): 1417-1433.  
PANG Xiongqi, JIA Chengzao, GUO Qiulin, et al. Principle and application of basin modeling technology for evaluation of conventional and unconventional oil-gas resource based on whole petroleum system theory [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(9): 1417-1433.
- [47] 苏现波, 林晓英. 煤层气地质学[M]. 北京: 煤炭工业出版社, 2009.  
SU Xianbo, LIN Xiaoying. Coalbed methane geology [M]. Beijing: China Coal Industry Publishing House, 2009.
- [48] 张 群, 孙四清, 降文萍. 碎软低渗煤层煤矿区煤层气勘探开发关键技术及发展方向[J]. 石油学报, 2024, 45(5): 855-865.  
ZHANG Qun, SUN Siqing, JIANG Wenping. Key technologies and development direction of CBM exploration and development in coal mine area of fractured soft and low permeability coal seams [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(5): 855-865.
- [49] WANG Q, SU X, JIN Y, et al. Pore structure characterization for coal measure shales of the Xiashihezi Formation in the Sunan syncline block, southern North China Basin [J]. Frontiers in Earth Science, 2022, 10: 1017429.
- [50] 伍贤柱. 四川盆地威远页岩气藏高效开发关键技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(4): 1-9.  
WU Xianzhu. Key technologies in the efficient development of the Weiyuan shale gas reservoir, Sichuan basin [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(4): 1-9.
- [51] DENG J, LIU M J, JI Y C, et al. Controlling factors of tight sandstone gas accumulation and enrichment in the slope zone of foreland basins; The Upper Triassic Xujiahe Formation in western Sichuan Foreland Basin, China [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 214: 110474.
- [52] 贾爱林. 中国天然气开发技术进展及展望[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 77-86.  
JIA Ailin. Progress and prospects of natural gas development technologies in China [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 77-86.
- [53] 杜新锋, 郭盛强, 张 群, 等. 多煤层煤层气井分层控压合层排采技术及装备[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(6): 114-118.  
DU Xinfeng, GUO Shengqiang, ZHANG Qun, et al. Separate-layer pressure control and multi-layer drainage technology and device for coalbed methane wells with multiple seams [J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 114-118.
- [54] 张芬娜, 张 皓, 綦耀光, 等. 基于煤系气双管柱分压合采技术的适用性分析[J]. 煤炭学报, 2017, 42(10): 2657-2661.  
ZHANG Fenna, ZHANG Hao, QI Yaoguang, et al. Adaptability analysis on co-exploitation based on dual-tube technology in coal-bearing gas [J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(10): 2657-2661.
- [55] 孟尚志. 煤层气单支 U 型水平井合采多层技术研究: 以柳林示范区为例[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2014.  
MENG Shangzhi. The technology design for single u-type horizontal well exploiting coalbed methane adjacent formation in Liulin [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2014.
- [56] 丁万贵, 朱 森, 林 亮, 等. 基于气举的煤层气/致密砂岩气同井合采可行性研究[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(9): 138-143.  
DING Wangui, ZHU Sen, LIN Liang, et al. Feasibility study on co-mining in the same well of coalbed methane and tight sandstone gas based on gas lift [J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(9): 138-143.
- [57] 傅雪海, 葛燕燕, 梁文庆, 等. 多层叠置含煤层气系统递进排采的压力控制及流体效应[J]. 天然气工业, 2013, 33(11): 35-39.  
FU Xuehai, GE Yanyan, LIANG Wenqing, et al. Pressure control and fluid effect of progressive drainage of multiple superposed CBM systems [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(11): 35-39.
- [58] 秦 勇, 申 建, 沈玉林. 叠置含气系统共采兼容性: 煤系“三气”及深部煤层气开采中的共性地质问题[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 14-23.

- QIN Yong, SHEN Jian, SHEN Yulin. Joint mining compatibility of superposed gas-bearing systems: A general geological problem for extraction of three natural gases and deep CBM in coal series [J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(1): 14-23.
- [59] 李松, 汤达祯, 许浩, 等. 深部煤层气储层地质研究进展[J]. *地学前缘*, 2016, 23(3): 10-16.
- LI Song, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Progress in geological researches on the deep coalbed methane reservoirs [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(3): 10-16.
- [60] 秦勇, 申建. 论深部煤层气基本地质问题[J]. *石油学报*, 2016, 37(1): 125-136.
- QIN Yong, SHEN Jian. On the fundamental issues of deep coalbed methane geology [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(1): 125-136.
- [61] 陈世达, 汤达祯, 侯伟, 等. 深部煤层气地质条件特殊性与储层工程响应[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1993-2006.
- CHEN Shida, TANG Dazhen, HOU Wei, et al. Geological particularity and reservoir engineering response of deep coalbed methane [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1993-2006.
- [62] 桑树勋, 牛庆合, 曹丽文, 等. 深部煤层 CO<sub>2</sub> 注入煤岩力学响应特征及机理研究进展[J]. *地球科学*, 2022, 47(5): 1849-1864.
- SANG Shuxun, NIU Qinghe, CAO Liwen, et al. Mechanical response characteristics and mechanism of coal-rock with CO<sub>2</sub> injection in deep coal seam: A review [J]. *Earth Science*, 2022, 47(5): 1849-1864.
- [63] 闫霞, 徐凤银, 张雷, 等. 微构造对煤层气的控藏机理与控产模式[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(2): 893-905.
- YAN Xia, XU Fengyin, ZHANG Lei, et al. Reservoir-controlling mechanism and production-controlling patterns of microstructure to coalbed methane [J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(2): 893-905.
- [64] 熊先钺, 甄怀宾, 李曙光, 等. 大宁—吉县区块深部煤层气多轮次转向压裂技术及应用[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 147-160.
- XIONG Xianyue, ZHEN Huaibin, LI Shuguang, et al. Multi-round diverting fracturing technology and its application in deep coalbed methane in the Daining—Jixian block [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 147-160.
- [65] 蒋永平, 杨松. 鄂尔多斯盆地东缘延川南区块煤层气井排水采气新工艺[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(3): 384-389.
- JIANG Yongping, YANG Song. New technology of dewatering gas recovery for CBM wells in southern Yanchuan Block, eastern margin of Ordos Basin [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(3): 384-389.
- [66] 王静思, 孔德蔚然, 刘军, 等. 川南页岩气地质工程协同研究平台建设初探[J]. *天然气勘探与开发*, 2024, 47(3): 94-104.
- WANG Jingsi, KONG Deweiran, LIU Jun, et al. The geology-engineering collaborative platform established for shale gas, southern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2024, 47(3): 94-104.
- [67] 姚红生, 陈贞龙, 何希鹏, 等. 深部煤层气“有效支撑”理念及创新实践: 以鄂尔多斯盆地延川南煤层气田为例[J]. *天然气工业*, 2022, 42(6): 97-106.
- YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, HE Xipeng, et al. “Effective support” concept and innovative practice of deep CBM in South Yanchuan Gas Field of the Ordos Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(6): 97-106.
- [68] ZHU Q Z, ZUO Y Q, YANG Y H. How to solve the technical problems in CBM development: A case study of a CBM gas reservoir in the southern Qinshui Basin [J]. *Natural Gas Industry B*, 2015, 2(2/3): 277-281.
- [69] 张聪, 胡秋嘉, 冯树仁, 等. 沁水盆地南部煤层气地质工程一体化关键技术[J]. *煤矿安全*, 2024, 55(2): 19-26.
- ZHANG Cong, HU Qiujia, FENG Shuren, et al. Key technologies for integration of coalbed methane geology and engineering in southern Qinshui Basin [J]. *Safety in Coal Mines*, 2024, 55(2): 19-26.
- [70] 刘世奇. 沁水盆地南部煤层气直井产能的地质与工程协同控制及预测[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2013.
- LIU Shiqi. *Geology and engineering cooperative control and prediction for the deliverability of CBM straight wells in southern Qinshui basin* [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2013.
- [71] 黄中伟, 李国富, 杨睿月, 等. 我国煤层气开发技术现状与发展趋势[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(9): 3212-3238.
- HUANG Zhongwei, LI Guofu, YANG Ruiyue, et al. Review and development trends of coalbed methane exploitation technology in China [J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(9): 3212-3238.
- [72] 鲜保安, 高德利, 徐凤银, 等. 中国煤层气水平井钻完井技术研究进展[J]. *石油学报*, 2023, 44(11):

- 1974-1992.
- XIAN Bao'an, GAO Deli, XU Fengyin, et al. Research progress of coalbed methane horizontal well drilling and completion technology in China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11):1974-1992.
- [73] 高德利, 毕延森, 鲜保安. 中国煤层气高效开发井型与钻完井技术进展[J]. *天然气工业*, 2022, 42(6): 1-18.
- GAO Deli, BI Yansen, XIAN Bao'an. Technical advances in well types and drilling & completion for high-efficient development of coalbed methane in China [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(6):1-18.
- [74] 桑树勋, 皇凡生, 单衍胜, 等. 碎软低渗煤储层强化与煤层气地面开发技术进展[J]. *煤炭科学技术*, 2024, 52(1):196-210.
- SANG Shuxun, HUANG Fansheng, SHAN Yansheng, et al. Technology processes of enhancement of broken soft and low permeability coal reservoir and surface development of coalbed methane [J]. *Coal Science and Technology*, 2024, 52(1):196-210.
- [75] 李伟, 申建, 汪跃跃, 等. 深部煤系气合采产层组合判识方法及效果评价[J]. *石油学报*, 2024, 45(5):844-854.
- LI Wei, SHEN Jian, WANG Yueyue, et al. Identification method of deep coal-measure gas co-production layer combinations and its effect evaluation [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(5):844-854.
- [76] 秦勇, 吴建光, 张争光, 等. 基于排采初期生产特征的煤层气合采地质条件分析[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(1):241-257.
- QIN Yong, WU Jianguang, ZHANG Zhengguang, et al. Analysis of geological conditions for coalbed methane co-production based on production characteristics in early stage of drainage [J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(1):241-257.
- [77] 秦勇, 吴建光, 李国璋, 等. 煤系气开采模式探索及先导工程示范[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(7): 2513-2522.
- QIN Yong, WU Jianguang, LI Guozhang, et al. Patterns and pilot project demonstration of coal measures gas production [J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(7):2513-2522.
- [78] WANG Z L, SANG S X, ZHOU X Z, et al. Response in coal reservoirs and in-situ stress control during horizontal well coal cavern completion and stress release [J]. *Gas Science and Engineering*, 2023, 113:204950.
- [79] GAO D Y, SANG S X, LIU S Q, et al. Experimental study on the de-formation behaviour, energy evolution law and failure mechanism of tectonic coal subjected to cyclic loads [J]. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2022, 32(6): 1301-1313.
- [80] 桑树勋, 周效志, 刘世奇, 等. 应力释放构造煤层气开发理论与关键技术研究进展[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(7):2531-2543.
- SANG Shuxun, ZHOU Xiaozhi, LIU Shiqi, et al. Research advances in theory and technology of the stress release applied extraction of coalbed methane from tectonically deformed coals [J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(7):2531-2543.
- [81] 申建, 秦勇, 傅雪海, 等. 深部煤层气成藏条件特殊性及其临界深度探讨[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(9):1470-1476.
- SHEN Jian, QIN Yong, FU Xuehai, et al. Properties of deep coalbed methane reservoir-forming conditions and critical depth discussion [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(9):1470-1476.
- [82] 许浩, 汤达祯, 陶树, 等. 深部和浅部煤层气地质条件差异及其形成机制[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2):33-39.
- XU Hao, TANG Dazhen, TAO Shu, et al. Formation mechanism of geological conditions differences between deep and shallow coalbed methane [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2):33-39.
- [83] 桑树勋, 陈世悦, 刘焕杰. 华北晚古生代成煤环境与成煤模式多样性研究[J]. *地质科学*, 2001(2): 212-221.
- SANG Shuxun, CHEN Shiyue, LIU Huanjie. Study on Late Paleozoic coal forming environment and coal forming model diversity in North China [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2001(2):212-221.
- [84] HUANG S P, LIAO F R, WU X Q. Geochemical characteristics of carboniferous-permian coal-formed gas in Bohai Bay Basin [J]. *Energy, Exploration & Exploitation*, 2010, 28(1):13-24.