

# 深层—超深层天然气勘探研究进展与展望

郭旭升<sup>1,2,3</sup>, 胡宗全<sup>2,3</sup>, 李双建<sup>2,3</sup>, 郑伦举<sup>2</sup>, 朱东亚<sup>2,3</sup>, 刘君龙<sup>2,3</sup>, 申宝剑<sup>2</sup>, 杜伟<sup>2,3</sup>, 俞凌杰<sup>2</sup>, 刘增勤<sup>2,3</sup>, 皇甫瑞麟<sup>2</sup>

1 中国石油化工股份有限公司, 北京 100728

2 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083

3 中国石化深部地质与资源重点实验室, 北京 102206

收稿日期: 2023-07-18

国家自然科学基金企业创新发展联合基金(U19B6003)资助

**摘要** 从全球油气勘探发展趋势来看, 深层—超深层天然气勘探已经成为化石能源勘探未来的主战场。不仅常规碳酸盐岩和碎屑岩领域, 非常规的页岩气和煤层气等领域也进入深层—超深层勘探阶段。前期, 我国在深层天然气勘探中形成了一批具有开创性的理论和技术, 指导了很多具有战略意义的商业发现, 提升了我国能源的保障能力。但同时面向更深层的勘探目标时, 还面临着新的地质、工程等方面的挑战, 还有很多世界级难题需要攻关。本文系统回顾了近年来, 我国在深层—超深层碳酸盐岩、碎屑岩、页岩气、煤层气等领域勘探中取得的成就, 重点总结了深层—超深层不同领域天然气成藏条件与主控因素的研究进展, 从资源评价、储层发育与保持机理、油气成藏与富集规律、地球物理和工程技术等方面, 提出了深层—超深层天然气勘探面临的主要问题与发展建议, 以期能为加快我国深层—超深层天然气勘探提供参考。

**关键词** 深层—超深层; 天然气; 碳酸盐岩; 碎屑岩; 页岩气; 煤层气

## Progress and prospect of natural gas exploration and research in deep and ultra-deep strata

GUO Xusheng<sup>1,2,3</sup>, HU Zongquan<sup>2,3</sup>, LI Shuangjian<sup>2,3</sup>, ZHENG Lunju<sup>2</sup>, ZHU Dongya<sup>2,3</sup>, LIU Junlong<sup>2,3</sup>, SHEN Baojian<sup>2</sup>, DU Wei<sup>2,3</sup>, YU Lingjie<sup>2</sup>, LIU Zengqin<sup>2,3</sup>, HUANGFU Ruilin<sup>2</sup>

1 China Petroleum & Chemical Corporation. Beijing 100728, China

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

3 Key Laboratory of geology and resources in deep strata. Beijing 102206, China

**Abstract** From the perspective of the development trend of global oil and gas exploration, natural gas exploration in deep and ultra-deep strata has become the main battlefield of fossil energy exploration. Not only conventional carbonate and clastic gas accumulation, but also unconventional shale gas and coal bed methane are being sought in deep to ultra-deep strata. In the early stage, China has formed several pioneering theories and technologies in deep natural gas exploration, which have guided many strategic commercial discoveries and enhanced China's energy security capabilities. But at the same time, when facing deeper exploration targets, we are also facing new challenges in geology and engineering, and there are still many world-class problems

引用格式: 郭旭升, 胡宗全, 李双建, 郑伦举, 朱东亚, 刘君龙, 申宝剑, 杜伟, 俞凌杰, 刘增勤, 皇甫瑞麟. 深层—超深层天然气勘探研究进展与展望. 石油科学通报, 2023, 04: 461-474

GUO Xusheng, HU Zongquan, LI Shuangjian, ZHENG Lunju, ZHU Dongya, LIU Junlong, SHEN Baojian, DU Wei, YU Lingjie, LIU Zengqin, HUANGFU Ruilin. Progress and prospect of natural gas exploration and research in deep and ultra-deep strata. Petroleum Science Bulletin, 2023, 04: 461-474. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.04.035

to tackle. The achievements in exploration of the carbonate, clastic rocks, shale gas, coalbed methane and other fields in deep to ultra-deep strata are systematically reviewed in this paper, and the research progress of natural gas accumulation theory in different fields of deep to ultra-deep strata is summarized. In order to provide reference for accelerating deep to ultra-deep natural gas exploration, the main problems and development suggestions are put forward, in the view of resource evaluation, reservoir development and maintenance mechanisms, gas accumulation and enrichment, geophysics and engineering technology.

**Keywords** deep to ultra-deep strata; natural gas; carbonate gas accumulation; clastic gas accumulation; shale gas; coalbed methane

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.04.035

## 0 引言

随着中浅层勘探开发程度不断提高, 油气发现难度日益加大, 全球油气勘探开发正经历着深刻变化, 向深层—超深层和非常规发展的趋势越来越明显。不仅常规领域天然气勘探进入深层—超深层, 非常规页岩气和煤层气勘探也大规模向深层进军, 深层—超深层天然气勘探已经成为化石能源勘探的主战场<sup>[1-2]</sup>。

关于不同类型天然气勘探的深层—超深界限, 国内外还没有严格、统一的划分标准。国际上一般将埋深超过 15000 ft(4500 m) 的油气藏定义为深层油气藏<sup>[3]</sup>。在我国, 根据勘探开发难度, 对不同类型储层的深层定义有所不同。对常规碳酸盐岩储层而言, 普遍将 4500~6000 m 定义为深层, 大于 6000 m 定义为超深层(《石油天然气钻进工程术语》(2012))。碎屑岩储层将埋深 3500~4500 m 定义为深层, 大于 4500 m 为超深层(《石油天然气储量估算规范》(2020))。页岩气将深层定义为 3500~4500 m, 超深层则定义为 4500~6000 m(《页岩气资源量和储量估算规范》(2020))。针对煤层气目前尚未有深层划分标准, 石油公司普遍将 1500 m 定义为深层和浅层的界限。

截止到 2020 年底, 世界范围内已在 93 个盆地发现了深度超过 4500 m 的深层油气藏 2111 个, 其中 68 个深度超过 8000 m。近十年来, 中深层新增储量已经占到了全球新增储量的 30%, 深层、超深层储层中蕴藏了 34.3% 石油和 59.5% 天然气, 勘探潜力巨大。2000 年以来, 我国天然气工业迎来大发展, 特别是 2010 年之后, 常规气与非常规气并举, 探明储量不断增加, 截止到 2021 年底, 常规天然气累积探明 152 904.32 亿 m<sup>3</sup>, 页岩气累积探明 27 472.26 亿 m<sup>3</sup>, 煤层气累积探明 8038.67 亿 m<sup>3</sup>, 发现了普光、元坝、苏里格、克拉苏、安岳为代表的储量超过千亿方的大型常规天然气田 31 个, 以涪陵、长宁、泸州、綦江为代表的储量超过千亿方的大型页岩气田 7 个, 以及沁水和鄂东 2 个储量超过千亿方的大型煤层气田。建成了鄂尔多斯、四川、塔里木、南海四大气区, 天然气产量由 2000 年的 244 亿 m<sup>3</sup> 增长到 2022 年的 2200 亿 m<sup>3</sup>, 年增产量连续六年超百亿立方米, 年均增速达到 10.5%。

我国常规气、页岩气、煤层气的技术可采资源量分别为 30.82 万亿 m<sup>3</sup>、19.36 万亿 m<sup>3</sup>、8.7 万亿 m<sup>3</sup>, 合计为 58.89 万亿 m<sup>3</sup>, 主要分布在深层—超深层(图 1)。截

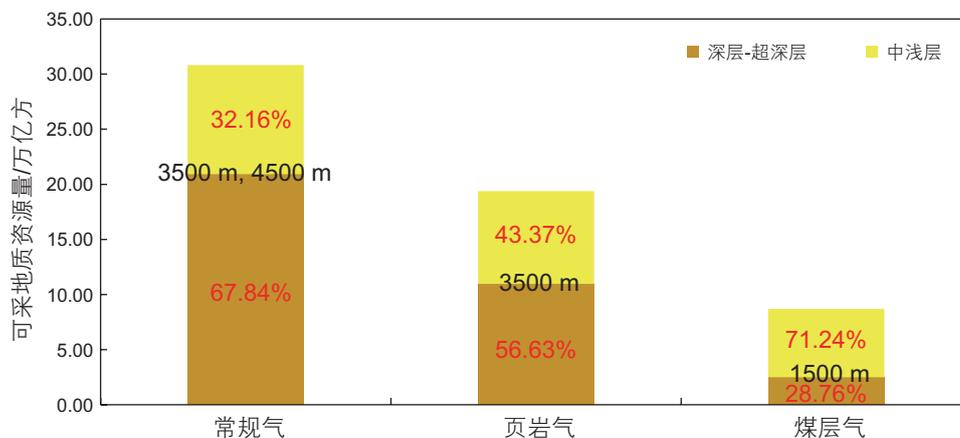


图 1 全国常规气、页岩气、煤层气不同深度资源量占比

注: 常规气资源深度划分标准, 东部为 3500 m, 西部为 4500 m

**Fig. 1** The proportion of conventional gas, shale gas and coalbed methane at different depths in China

Note: The standard for the depth division of conventional gas resources is 3500 m in Eastern China and 4500 m in the Western China

至 2018 年年底, 全国累计探明常规气、页岩气、煤层气的技术可采储量分别为 4.08 万亿  $\text{m}^3$ , 0.25 万亿  $\text{m}^3$ , 3253 亿  $\text{m}^3$ , 探明率分别为 13.25%、1.29%、3.74%, 中浅层探明率分别为 17.54%、2.02%、4.44%, 深层—超深层探明率分别为 11.22%、0.73%、2.01%, 尚处于勘探早期阶段。加大深层—超深层天然气勘探, 是保障我国能源安全的重要举措。

本文从制约深层—超深层油气勘探的关键地质要素入手, 重点总结了前期深层—超深层天然气的成藏条件与富集机理的研究进展, 并从资源评价、储层发育与保持机理、油气成藏与富集规律、地球物理和工程技术等方面, 提出了深层—超深层天然气未来勘探面临的主要问题与发展建议, 以期能为加快我国深层—超深层天然气勘探提供参考。

## 1 深层—超深层烃源岩生烃机理

上个世纪七十年代 Tissot 与 Welte<sup>[4]</sup> 提出了干酪根晚期热降解生烃理论, 并建立了烃源岩生烃演化的一般模式, 简称“蒂索模式”, 其主要内涵包括: ①油气主要来源于干酪根的热裂解反应; ②有机质演化具有阶段性; ③提出了“生油窗”、“油气死亡线”的概念; ④生烃过程可近似地用 Arrhenius 方程  $K=A\exp(-Ea/RT)$  加以描述; ⑤油气生成主要受沉积有机质(干酪根)性质、温度和控制, 压力影响相对较小。“蒂索模式”在一定程度上揭示了油气(主要是烃类物质)生成演化规律, 并指导了常规油气资源评价和勘探。随着现代油气勘探从“源外”向“源内”, 从“浅层圈闭”向“深层岩性”进军, 同时勘探也揭示在深层—超深层高温高压地质条件下依然存在液相油藏, 传统生油气理论已难以合理解释。针对这一问题, 中国石化无锡石油地质研究所通过典型海相烃源岩的生、排、滞模拟实验<sup>[5-8]</sup>, 进一步明确了海相泥页岩、富有机质碳酸盐岩以及煤岩的生、排、滞油气能力, 重新评价了深层—超深层资源潜力。

相关研究在一定地层压差条件下的半封闭—半开放体系和完全封闭体系的热压模拟实验中, 分别模拟了常规—非常规油气共存(生—排—滞—体)和自生自储(只生不排) 2 种含油气系统下, 不同类型海相烃源岩生—排—滞油气潜力及其生成油气门限。样品选择四川盆地青川磨刀崖—矿山梁二叠纪大隆组黑色页岩、云南禄劝茂山泥盆纪华宁组富有机质碳酸盐岩和贵州凯里渔洞煤矿二叠纪龙潭组煤岩<sup>[7]</sup>。对比 2 种实验边界条件下的滞留油产率(图 2a)、总油产率(图 2b)和总

生烃产率曲线(图 2c)可以发现如下规律:

(1)不同岩性海相烃源岩滞留油产率随成熟度增加, 其演化特征与“蒂索模式”中的生油演化过程基本一致, 这说明传统的烃源岩生烃演化模式中的“油线”仅表示封闭条件下的总油或者排出油之后滞留在烃源岩中油的演变趋势。

(2)对比海相页岩、泥灰岩和煤岩两种实验边界条件下的滞留油产率和总油产率演化特征, 生油阶段已生成油的排出(初次运移)不仅会明显增加生成油的总量, 也会导致其滞留油潜力的显著增加。即使是  $\text{II}_2$  型沉积有机质的海相煤岩, 在生油晚期也能排出一定量的轻质油, 从而对常规油气藏的形成做出贡献。这也是常规油气资源丰富的盆地, 非常规油气资源也必然丰富的主要原因之一。

(3)从  $VR_o > 1.0\%$  成熟晚期阶段起, 天然气开始大量生成, 煤岩比页岩及泥灰岩大量生气起步更早。截至  $VR_o = 2.0\%$  的高成熟晚期, 占总天然气量的 80% 已经生成, 煤岩在此阶段甚至已生成了 90% 以上的烃类。该演化阶段是烃源岩排出油之后残余有机质(包括固态有机质和滞留油)向天然气转化的主要时期。进入准变质作用阶段, 即过成熟阶段, 烃源岩生烃量占总量的 20% 以下, 在  $VR_o = 3.0\%$  之后, 所能生成的天然气难以超过总量的 5%。在深层—超深层地质条件下, 非常规天然气藏资源潜力主要取决于烃源岩层系的孔隙空间大小, 常规天然气藏资源潜力主要取决于烃源岩  $VR_o < 3.0\%$  之前生成并排出的天然气量。

由于海相烃源岩普遍具有生油、生气和原油裂解气的多种生烃过程, 深层—超深层油气藏资源潜力不应仅考虑现今烃源岩的残余生油气潜力, 而更应该考虑烃源岩在地史时期曾经排出油气所形成的古油气藏, 以及这些古油气藏形成之后生演化过程与保存条件。中国东部沉积盆地主要为断陷盆地或裂谷盆地, 中西部为克拉通盆地和前陆盆地, 地温梯度具有东高西低的特点, 随着深度增加, 盆地地温场差距逐步增大<sup>[9]</sup>, 埋深 8000 m, 各大盆地的温度差异可达 200  $^{\circ}\text{C}$  以上(图 3)。在低地温构造环境下, 塔里木盆地深层—超深层烃源岩仍然具有生烃能力。

## 2 深层—超深层碳酸盐岩储层发育机理与成藏主控因素

### 2.1 碳酸盐岩储层发育机理

国外前期研究认为, 受成岩压实和胶结影响, 随埋藏深度增加和年代变老, 碳酸盐岩中的孔隙度逐

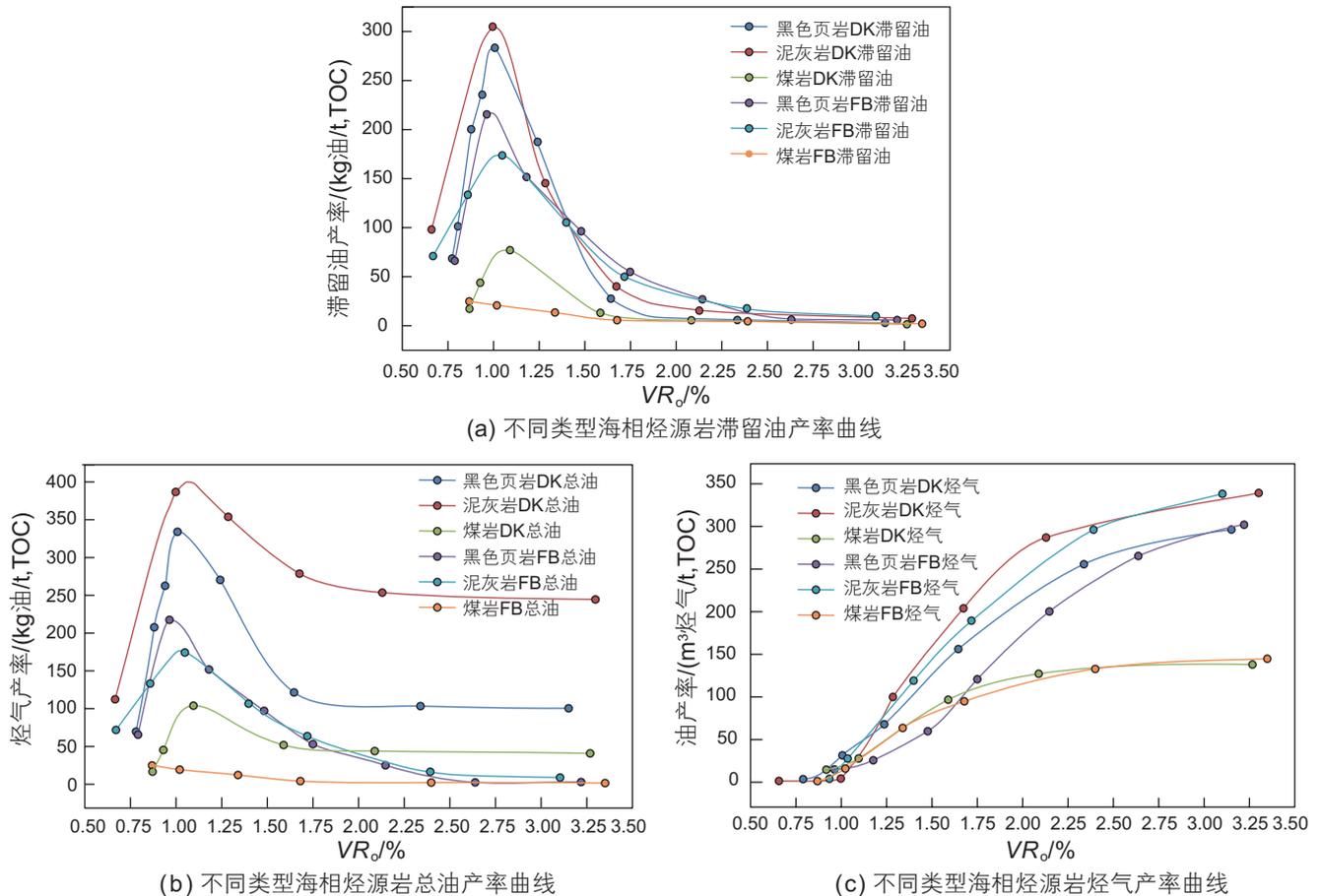
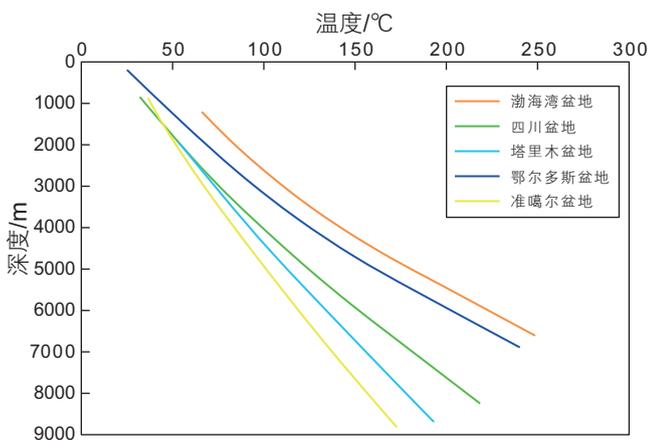


图2 不同类型海相烃源岩生烃产率曲线

Fig. 2 Hydrocarbon yield curves of different types marine source rocks

图3 中国大型盆地温度与深度关系图(据任战利等<sup>[10]</sup>修改)  
Fig. 3 Temperature and Depth Relationship of Large Basins in China (modified according to Ren Zhanli et al<sup>[10]</sup>.)

渐降低, 大于 6000 m 的超深层很难再有有效储层存在<sup>[11-12]</sup>。近年来, 一批超深探井获得了油气勘探的重大突破, 揭示深层—超深层碳酸盐岩地层中仍然发育多类型的优质储集体<sup>[13]</sup>。在深度 7000 m 至 8000 m 的

超深层, 塔里木盆地顺北地区奥陶系碳酸盐岩中发现工业性储量和产量<sup>[14]</sup>, 在超过 8000 m 的超深层古老的寒武—前寒武地层中, 塔深 1 井<sup>[15]</sup>、塔深 5 井、轮探 1 井<sup>[16]</sup>, 四川盆地川深 1、元深 1 等井都发现优质储集层(图 5a)。这些最新的勘探发现也推动了深层碳酸盐岩储层发育机理逐渐发展完善。

基于塔里木盆地塔河不整合岩溶缝洞型和四川盆地普光礁滩型碳酸盐岩油气藏的勘探发现, 马永生等提出三元控储理论<sup>[17]</sup>, 认为沉积和成岩环境控制早期孔隙发育, 构造—压力耦合控制裂缝与溶蚀, 流体与岩石相互作用控制深部溶蚀与孔隙的保存。赵文智等<sup>[18]</sup>提出沉积礁/滩及白云岩、后生溶蚀—溶滤和深层埋藏—热液等是碳酸盐岩储层大型化发育的关键地质条件。沈安江等<sup>[19]</sup>认为规模性优质储集体大多在沉积成岩早期形成。众多研究机构和学者对碳酸盐岩储层发育机理已达成一定共识。

原始高能相带和早期白云岩化作用是优质储集体发育的基础。国内外各大盆地中规模性碳酸盐岩储集体的分布大多表现出相控特征<sup>[20-21]</sup>。高能相带礁滩体

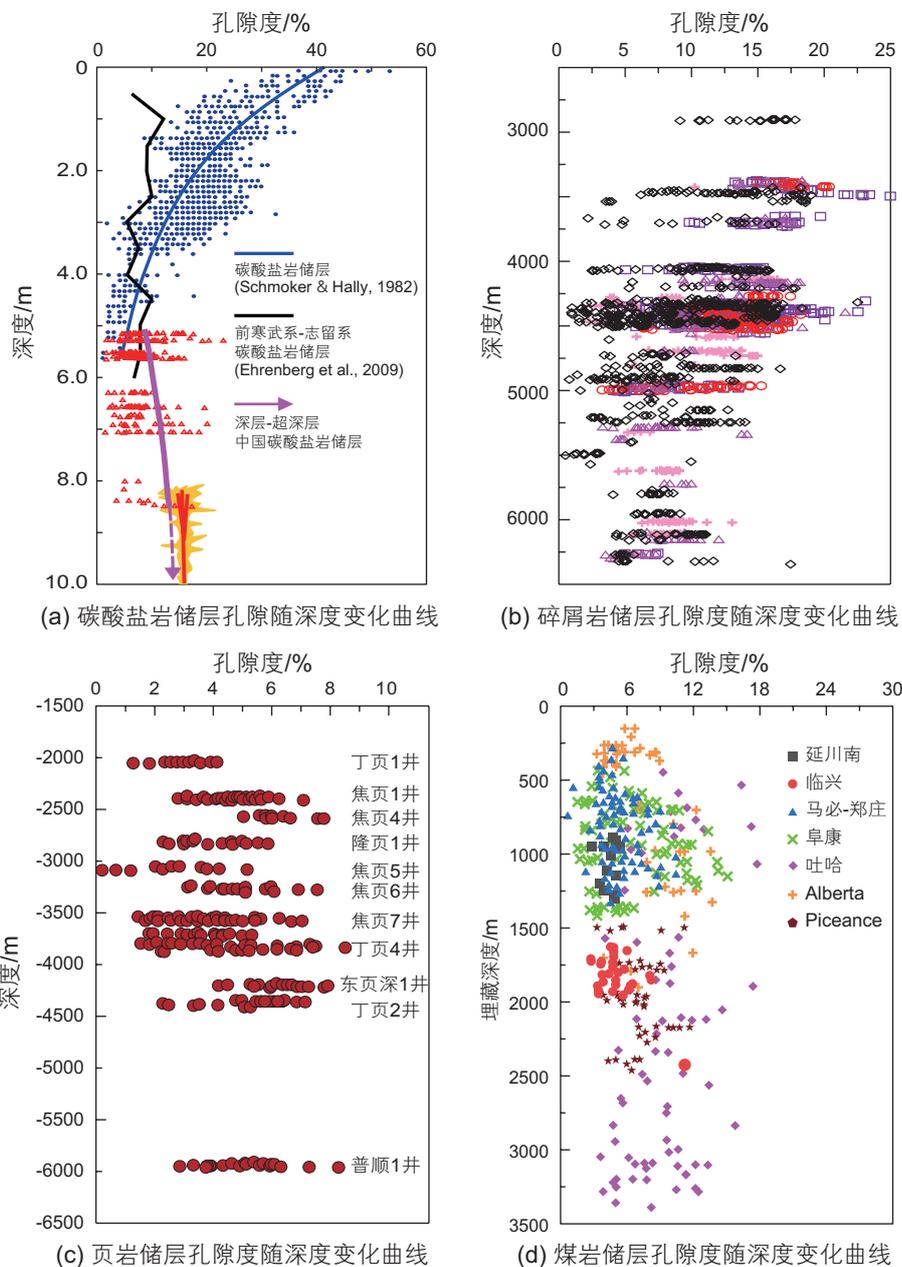


图 4 储层孔隙度与深度的相关性曲线  
 Fig. 4 Correlation curve between reservoir porosity and depth

沉积不但易于规模性白云岩化作用，而且易遭受准同生大气降水溶蚀而形成大量次生孔隙<sup>[22-23]</sup>。具有晶粒—颗粒支撑结构的白云岩还具有更强的抗压实和压溶能力，所以深层—超深层白云岩更有利于形成优质储层。同时，构造作用对储层发育有着重要的影响。构造抬升导致与不整合面相关的大气水岩溶作用形成岩溶缝洞型储层，走滑断裂对致密碳酸盐岩储层发育起着关键的作用，尤其是由一系列断层组成的规模较大的断裂带，对储层的改造作用更加明显，形成超深层规模性断控储集体<sup>[14]</sup>。沿着走滑断裂活动的多期流体溶蚀改造作用进一步控制了深层—超深层碳酸盐岩

储集空间的发育演化，形成了断—溶双控型储集体，如塔里木盆地顺南地区奥陶系和四川盆地二叠系茅口组断裂—热液改造储集体<sup>[24-25]</sup>。

优势高能相带叠加构造改造和开放环境中的流体溶蚀作用形成的丰富孔隙，在后期漫长成岩演化过程中能够持续保存下来才能成为有效储集体。早期油气充注、深埋藏过程中 TSR 相关高含 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>S 酸性地层流体的存在，能促使已有的孔隙得以长期保持<sup>[26]</sup>。近期实验表明，盐下白云岩层系中膏盐岩封闭形成的超压环境使得白云岩储层中的孔隙得以保持和调整，进一步改进储层物性<sup>[27]</sup>。

## 2.2 碳酸盐岩天然气成藏主控因素

中国的深层—超深层天然气藏普遍经历了“早期油藏、晚期气藏、油气转化、晚期调整”的成藏过程，具有浅部成藏、深部保存条件的特点，规模性储集体和优越的源储配置关系是天然气富集的关键。

与中浅层相比，深层—超深层层系经历了更高的古地温，以发育天然气藏为主。部分盆地，如塔里木盆地地为低地温场控制的“冷盆”，现今埋藏 8000 m 深度范围内，仍有部分地区温度小于 200 °C(图 5)，深层—超深层发育部分凝析油藏，但向随着深度的增加，气多油少的趋势没有变化。由于海相层系烃源岩干酪根类型主要为腐泥型和腐殖—腐泥型，天然气藏一般都经历了古油藏和古气藏 2 个成藏阶段，如，普光、元坝、安岳等大型天然气田中均见到了厚层的储层沥青，天然气地球化学特征也表现为油型裂解气为主<sup>[28-29]</sup>。这一现象也说明，很多深层天然气藏是浅部形成，与生油高峰期匹配较好的圈闭优先形成古油藏。深埋之后，古油藏发生裂解，形成天然气藏，如果保存条件受到破坏，原油裂解形成的天然气可能运移到浅部形成次生气藏。一般来说深层—超深层油气保存条件较好，但是由于天然气的流动性好，在长期变动过程中，容易发生调整。如四川盆地震旦系灯影组，构造低部位钻井中，现今气层厚度普遍低于储层沥青厚度，说明油气水界面经历了较大调整。因此，

深层—超深层构造调整造成的天然气局部富集与贫化，值得勘探重视。

由于碳酸盐岩储层普遍比较致密，且具有较强的非均质性，因此油气富集更加依赖规模性储集体和良好的输导体系。近源储集体和与断裂沟通的大型岩性体控制了大型天然气的分布。大型古裂陷周缘“棚缘储、近源充注”和克拉通内“下生上储、断层输导”是中国海相碳酸盐岩最主要的 2 种成藏模式(图 6)。大型古裂陷边缘发育大型台缘相带优质储层，紧邻深水陆棚相烃源岩生烃中心，具有侧向近源、高效充注的成藏特点，由于台缘高能相带储层厚、储集性好、成带分布，往往形成大型岩性或者构造—岩性复合气田，以四川盆地普光、元坝长兴—飞仙关组气田和安岳、蓬莱灯影组气田为代表。克拉通内大型台内浅滩储集体与烃源岩不直接接触，油气成藏受通源断裂控制，部分断裂不仅有通源的作用，还具有改造储层、控制聚集的效果，以四川盆地磨溪龙王庙组气田和塔里木盆地顺北、富满油气田为典型代表。

## 3 深层—超深层碎屑岩储层发育机理与成藏主控因素

### 3.1 碎屑岩储层发育与保持机理

对于碎屑岩储层，随着埋深的增大，孔隙度和渗透率呈指数级降低，但是勘探实践已经证实，在一定

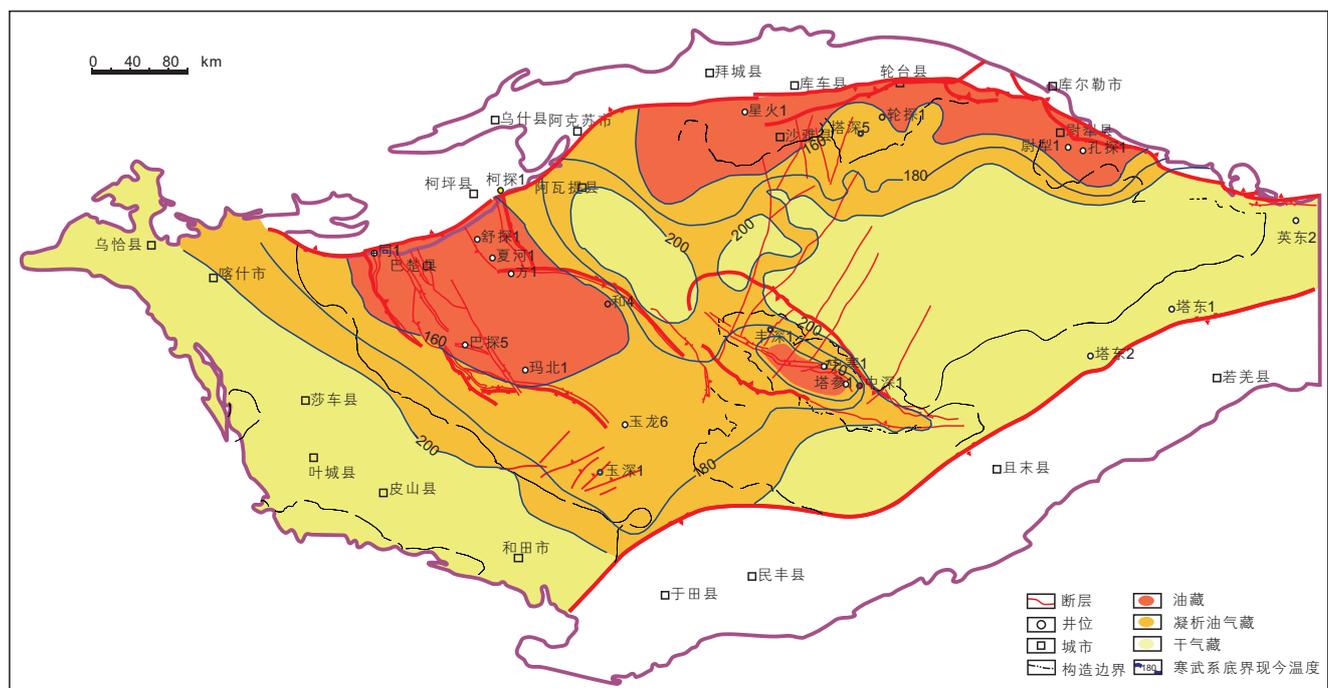


图 5 塔里木盆地寒武系盐下油气藏相态预测图

Fig. 5 Hydrocarbon phase state prediction of Cambrian subsalt reservoir in Tarim Basin

条件下, 深层碎屑岩储层仍可以保持较好的物性(图4b)<sup>[30-35]</sup>。结合塔里木盆地库车凹陷、川西须家河组、准噶尔盆地腹部等大油气田成藏的研究成果, 我们认为优势相带、早期油气充注和构造裂缝是控制深层—超深层碎屑岩储层发育的主要因素。

从宏观上来讲, 沉积环境控制沉积相带的展布, 也就控制了油气藏形成的储集砂体。即使在同一沉积体系内的不同相带, 其砂体的规模、置样式和分布特征也均存在差异。从微观上来讲, 沉积环境控制了沉积物的原始组分(物源)、成熟度、粒度、分选、磨圆与杂基含量等, 而这些物质的非均质性奠定了储层的物质基础, 对后期储层成岩演化具有明显的控制作用。一般而言, 高能沉积环境中形成的砂岩储层具有矿物颗粒粒度粗、成分成熟度较高、刚性颗粒组分(石英)含量高、塑性颗粒组分(岩屑与杂基等)含量低、抗压强和原生孔隙发育等特征, 该类砂岩储层的物性较好; 相反, 如果砂岩原始沉积组分中塑性颗粒含量较高, 那么在埋藏成岩过程中, 压实作用对其粒间孔隙的破坏将更明显。因此, 原始沉积条件是保持和形成“高孔带”的前提。相对高能环境下形成的有利基质储层, 随着埋藏作用的不断持续, 发生压实、压溶、溶蚀等一系列成岩作用, 其中绿泥石包壳、颗粒溶蚀等建设性成岩作用对相对高孔渗基质储层的形成至关重要<sup>[36]</sup>。早期油气充注形成的流体超压可以延缓岩石的压实作用和抑制岩石的压溶作用。当地层中流体排出不畅时, 随着埋深增加, 上覆地层压力增大, 流体的运动受到阻滞, 砂岩储层中形成异常高压, 可以支撑上覆岩体的部分重力, 减缓上覆岩体对深层有效储层的压实作用, 使得已形成的孔隙免受压实破坏<sup>[37]</sup>。

构造裂缝是改善深层碎屑岩储层渗流能力的关键因素。我国几乎所有的深层、超深层碎屑岩储层都受到构造作用影响, 构造作用会改变地貌、地质形态, 使地层断裂形成裂缝, 有利于油气的运移和储集。塔里木盆地库车坳陷克深8气藏为典型的超深层致密砂岩气藏, 主力含气层系下白垩统巴什基奇克组具有埋深大、基质物性差、构造裂缝发育的特征, 开发资料表明, 基质孔隙控制了气藏稳产, 而构造裂缝则控制气藏高产<sup>[38]</sup>。在四川盆地, 构造作用更明显, 以川西新场气田为例, 在早期构造隆升作用下, 可以产生裂缝, 在经过挤压、构造压实以及地层倒转的构造运动, 也可以产生裂缝, 不同类型裂缝的发育, 会对基质储层有不同程度的改善, 进而提高储层渗透性<sup>[39]</sup>。因此在埋藏条件下裂缝对孔隙度的贡献有限, 但它改善了原先致密的孤立孔隙间的连通性, 提高了已致密化储

层的物性, 特别是提高了储层的渗流能力。

### 3.2 碎屑岩天然气成藏主控因素

深层—超深层致密气藏主要受盆地埋藏过程、构造活动期、储层致密化期、排烃期及其配置关系影响<sup>[36,40-41]</sup>, 由于盆地埋藏过程不同、成储成藏期配置关系有差异, 导致不同盆地或同一盆地不同构造位置, 其天然气成藏过程都不同, 但高效的源—储组合和相—逢耦合是深层—超深层致密气藏富集的共性条件。

高品质烃源岩的发育程度是深层—超深层致密砂岩气藏富集的前提, 沟通烃源岩的烃源断裂发育及源—储配置关系, 决定了天然气富集的程度<sup>[31-33,41]</sup>。我国深层—超深层致密砂岩气藏存在3种类型的源—储组合样式(图6), 分别为源—储紧邻型、源—储分离型和源—储一体型, 其中源—储紧邻型一般表现为下生上储, 其次为上生下储, 天然气可通过断裂和微裂缝运聚成藏; 源—储分离型一般指烃源岩和储层距离较远, 主要表现为下生上储, 天然气可通过较大规模烃源断裂输导运移; 源—储一体型一般指烃源岩层系内部储层发育, 具有源内成藏的特征。一般而言, 针对源内成藏体系, 烃源断裂不是主要控藏因素, 储层的发育规模和保存条件是天然气富集的关键; 针对源外成藏体系, 烃源断裂的发育和沟通效率十分关键, 根据其结构可进一步细分为直接输导型和接替输导型2种, 断—砂配置关系对天然气富集尤为重要。

有效裂缝对有利岩相的持续性改造是气井高产的重要保障。深层—超深层致密砂岩气藏具有低孔、低渗的特征, 储层整体致密, 平面非均质性强, 在整体致密背景下会发育相对高孔渗区。在相对高孔渗的有利岩相背景下, 中高角度构造缝会极大提高储层渗透性, 进一步增加储层渗流能力, 是气井高产的重要保障。近几年勘探实践证明<sup>[40-41]</sup>, 针对深层—超深层致密砂岩储层而言, 有效裂缝的发育对气藏富集高产尤为关键, 中高角度裂缝的发育, 纵向上会连同多套储层, 极大增加了储层宏观渗透性<sup>[38]</sup>, 同时, 大量微裂缝或显微缝将相对孤立的孔隙连通, 多级孔—缝耦合, 是天然气高效产出的关键。

## 4 深层—超深层页岩储层发育机理与成藏主控因素

### 4.1 页岩储层发育与保持机理

与常规储层类似, 非常规页岩储层也经历早期成储、晚期保持的过程, 同样与原始沉积相、早期油气

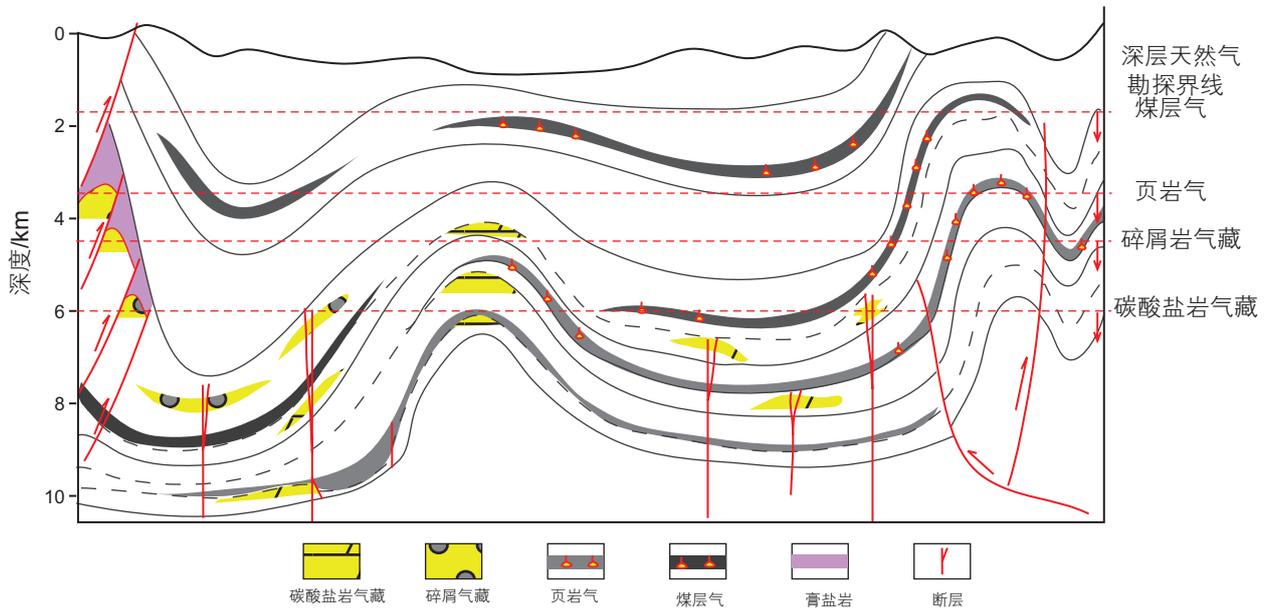


图6 深层天然气藏成藏综合模式图

Fig. 6 Comprehensive model of deep natural gas reservoirs

充注和良好的保存条件有密切关系<sup>[28,42]</sup>。深层—超深层海相页岩储层发育过程与浅层页岩基本一致,以志留系龙马溪组页岩为例,深水陆棚相页岩据有高有机碳和高有机硅含量,是页岩储层发育的基础。早成岩阶段,蛋白石随地温增高快速转化成高硬度石英颗粒,在硅质页岩中形成较多的粒间孔隙,为早期液态烃提供了储集空间,生物成因石英粒间孔隙赋存的液态烃在生气阶段演化为固体沥青及其内部的有机质孔<sup>[43]</sup>。随着埋深增大,在中成岩晚期—晚成岩期,高硬度石英颗粒具有较好的支撑和保护作用,是纳米级有机孔、粘土矿物孔得到保持的主要原因。

深埋阶段原油裂解形成的流体超压是页岩储层保持的关键。实钻揭示,四川盆地深层页岩气井(埋深介于3700~6000 m),在优质页岩气层(TOC $\geq$ 2%)段,具有“高压、高孔、高含气量”特征(图4c),地层压力系数介于1.45~1.95;平孔隙度介于4.8%~6.3%,平均含气量介于5.1~7.7 m<sup>3</sup>/t。塔里木盆地寒武系海相硅质页岩在埋深8500 m仍具有较好的孔隙度,实测孔隙度可达4.5%。因此,在高有机碳含量和良好保存条件同时具备的条件下,与中浅层页岩相比,深层页岩的孔隙度并没有明显的降低,仍然发育“高孔”优质储层。

#### 4.2 页岩气成藏主控因素

页岩气具有源储一体、自生自储、连续大面积聚集的特点,前期研究认为海相页岩气具有“二元富集”

规律,即:深水陆棚优质泥页岩发育是页岩气“成烃控储”的基础;良好的保存条件是页岩气“成藏控产”的关键<sup>[28]</sup>。随着海相页岩气勘探不断向深层拓展,数据统计发现,页岩气藏的压力系数与孔隙度和含气量呈正相关关系(图5),深层页岩气具有“超压富气”的特征。

从生烃机理上讲,页岩气是滞留在页岩中的原油裂解生成的,在保存条件不被破坏的情况下,一定会产生流体超压<sup>[44-45]</sup>,形成连续性气藏(图6)。深层页岩中储层流体超压对孔隙的保持和压裂施工起到了关键的建设性作用,流体超压抵消了上覆地层有效应力对页岩储层的机械压实,从而使已形成的塑性有机质孔保存下来,有利于有机质孔的维持,同时流体超压降低了页岩储层的有效应力,有利于压裂改造。具有超压的深层页岩仍然发育“高孔”优质储层,且游离气占比增加,利于开发动用。

### 5 深层—超深层煤岩储层发育机理与成藏主控因素

#### 5.1 煤岩储层发育与保持机理

国外前期研究认为,受机械压实影响,随埋藏深度增加,煤层的孔渗存在死亡线,即大于1786 m很难产生商业气流<sup>[46-47]</sup>。2019年以来,借鉴页岩油气大规模体积压裂的实践经验,国内油气企业实施了一批埋深2000~3500 m的风险探井,多口井获得高产稳产,

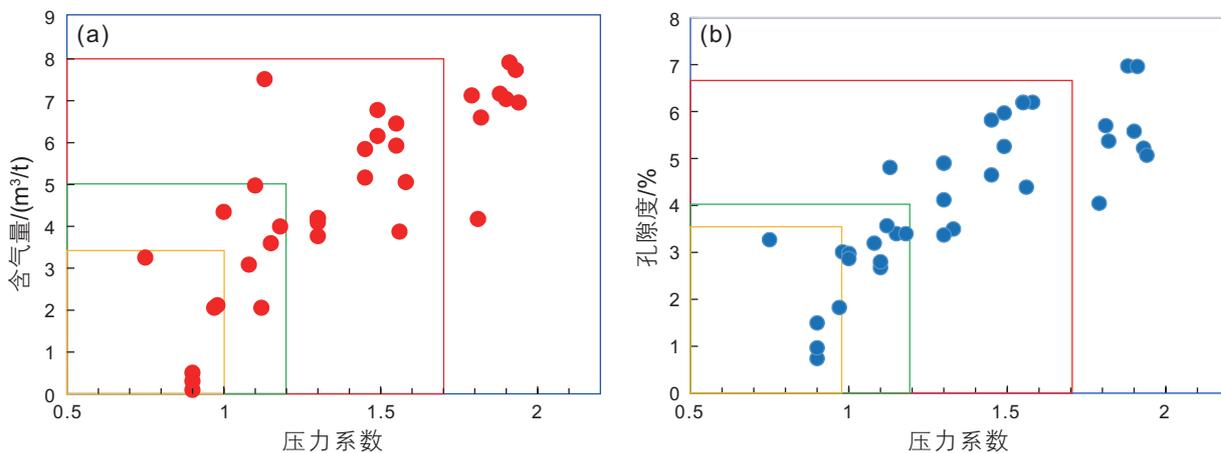


图 7 志留系页岩气田压力系数与孔隙度和含气量相关关系图

Fig. 7 Correlation between pressure coefficient, porosity and gas content in Silurian shale gas field

勘探开发实践揭示深层仍然发育优质煤储层<sup>[48-51]</sup>, 打破了 1786 m 的界线(图 4d)。

深部煤储层发育微孔与割理, 具有双重孔缝结构特点, 微孔主要由植物组织孔、气孔、溶蚀孔及晶间孔等组成, 割理形成于凝胶化过程中的基质收缩, 而不同的煤岩类型与煤阶影响煤储层的孔缝结构, 制约着煤储层的储集性。煤岩类型作为物质基础, 是储集性差异的关键要素, 不同煤岩类型的煤储层, 演化过程中的孔缝形成具有差异性, 例如光亮煤与半亮煤富含镜质组成分, 生气能力及凝胶化作用较强, 易形成气孔与割理, 半暗煤与暗淡煤中的惰质组成分及灰分含量较高, 主要发育植物孔和无机孔; 另外, 煤阶越高, 生气与凝胶化程度越高, 气孔与割理越发育。

储层压力对煤储层孔缝的保持具有重要影响。煤层生烃能力强, 在保存条件不被破坏的情况下, 容易形成超压。大牛地煤层埋深超过 2500 m, 实测的压力系数超过 1.0, 而延川南煤层埋深 1000~1500 m, 实测的压力系数只有 0.7 左右。相对于浅层煤层的负压, 深层具有较大的压力系数可以有效保护煤储层不被上覆岩层有效应力机械压实。1 MPa 的超压相当于减小 80 m 的有效埋深, 保护了煤层的储集空间<sup>[52-53]</sup>。因此, 相同埋深条件下, 煤储层压力越大, 孔缝破坏程度越小, 储集性能越好。

### 5.2 煤岩气成藏主控因素

深层煤层气处于高温高压的地质环境, 具有游离态与吸附态共存的特点, 深部煤层气富集主要受煤岩类型、演化程度、埋深、构造、岩性组合等条件影响<sup>[2,51,54]</sup>, 表现为煤岩类型与煤阶影响下的储集空间与

生气量变化, 构造和岩性组合等因素叠加下的含气量差异, 埋深控制下的吸附—游离动态转化。

煤岩类型与演化程度影响煤的生气能力与储集空间, 是煤层气富集的基础<sup>[55-56]</sup>。光亮煤与半亮煤的有机质含量较高, 镜质组占比较大, 生气能力较强; 半暗煤与暗淡煤中的孔缝类型主要为植物孔, 光亮煤与半亮煤中的孔缝类型主要为气孔、植物孔与割理, 与半暗煤、暗淡煤相比其微孔占比较高, 吸附性较强, 割理密度较大, 储集空间较好, 属于优质的煤岩类型。此外, 随着演化程度升高, 累积生气量增加, 气孔与割理越发育, 越有利于煤层气富集成藏。鄂尔多斯盆地大牛地气田太原组 8 号煤最大埋深超过 4000 m,  $R_o$  为 1.4%~1.8%, 光亮与半亮等煤岩类型的煤储层中孔缝较发育。

有利的构造与岩性组合是煤层气富集的关键(图 6)。大宁吉县、大牛地、川东南等地区勘探实践表明, 构造与岩性组合控制煤系非常规气与常规气的共生关系, 正向微幅构造的裂缝较为发育, 是煤层气富集的关键有利构造区, 灰岩/泥岩顶板的封闭性较强, 有利于煤层气富集成藏<sup>[57-60]</sup>。以大牛地气田太原组 8 号煤为例, 构造简单, 灰煤和泥煤组合的顶板封盖条件好, 深层煤层气勘探潜力较大。

高游离气和含气量是深层煤层气富集高产的重要保障。煤层中气体赋存状态受温压耦合影响, 不同煤阶煤层吸附性能随深度出现先增大后减小的趋势, 理论最大吸附气量存在临界深度带 1400~1800 m<sup>[2,61-62]</sup>。超过临界深度带, 总含气量逐渐增大, 煤层吸附能力减弱, 吸附态向游离态转换, 游离气占比增多(图 8)。

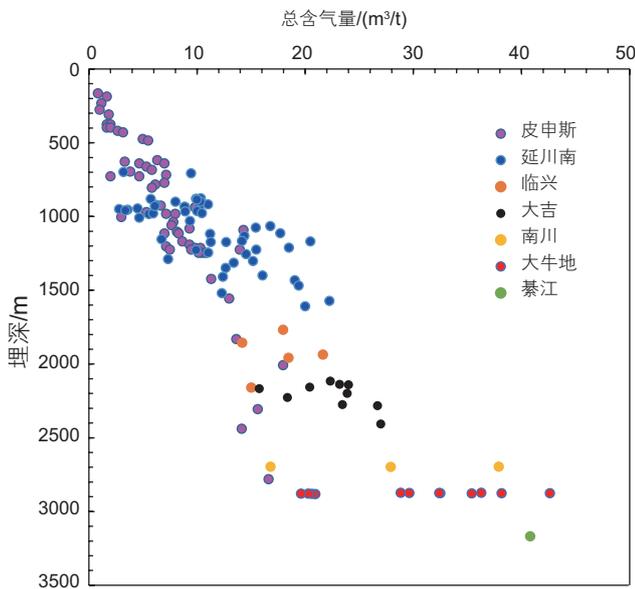


图8 煤层含气量随深度变化关系图

Fig. 8 The relationship between coal seam gas content and depth

## 6 深层—超深层天然气未来勘探面临的主要问题与展望

尽管深层—超深层天然气勘探与研究取得了长足的进展,但是随着勘探不断向更深领域的探索,面对超深层高温(150~250 °C)、高压(150~250 MPa)和复杂流体环境,无论是理论还是技术仍然会出现新的问题与挑战。其中有关深层—超深层资源潜力、储层发育与保存机理、油气动态成藏与保存、储层地球物理预测和钻完井工程工艺是寻求大规模勘探突破面临的主要理论与技术难题。

### 6.1 深层—超深层资源潜力

前期资源评价主要注重烃源岩排出量和聚集量的计算,没有很好地将成烃—成储—成藏作为一个整体,从地质—时间—空间全方位和地质—物理化学场(PVT-t-M-L)全要素,开展成烃—成储—成藏机理方面的研究,制约了常规—非常规油气资源潜力估算与分布预测。针对这一科学问题,需要开展古老烃源岩内与古油气藏中油气的生—排—滞演化机理与动力学特征研究。在埋藏史—热史—构造史的约束下,把源内有机质演化与藏内油气演化作为一个统一整体,动态追踪固—油—气的相互转化过程,研究叠合盆地油气源的多样性动态演化过程、动力学机理与转换模式,进一步精细评价深层—超深层资源潜力。

### 6.2 深层—超深层储层发育与保持机理

相对于中浅层,深部流体的来源和性质更为复杂,构造改造作用更为复杂,因此需要加强后期改造对储层发育和保持的控制作用研究;通过构造变形研究和成岩流体活动示踪,明确断裂—流体耦合作用下成储机理,用以揭示深层—超深层碳酸盐岩和碎屑岩储层孔隙新生和保持机制;从源—储协同演化的角度出发,开展不同类型烃源岩热演化过程中有机孔、无机孔和微裂缝形成与发育的研究,明确有机质类型、热演化程度、矿物组成、流体超压等关键因素对深层—超深层非常规储层发育的影响。

### 6.3 深层—超深层油气成藏过程动态恢复与富集机理

深层—超深层普遍发生了或者正处于油气相态转化过程,相态预测难度大,超临界流体运移—聚集机理尚不明确;高热演化程度的古老海相天然气气源对比指标存在多解性,影响对油气成藏过程的认识;多期构造变动影响下,原生气藏经历了局部调整,如何定量评价油气再富集与贫化的过程,尚未建立起有效的方法。未来需要以流体—温度—压力演化、烃类相态转变和多期油气动态成藏(调整)过程研究为主线,多指标联合确定复杂多期成藏产物的形成序列、流体来源与形成时代,从而限定和重建深层海相碳酸盐岩成藏演化过程。

### 6.4 深层—超深层储层和流体的地球物理识别与预测

深层—超深层地球物理勘探面临的最主要的问题是,勘探目标与围岩的区分度低,薄储层和流体识别与预测缺少适应的方法与技术,预测精度较低。需要开展超高温、高压环境下岩石物理特征及复杂地震波场传播规律等研究,建立深层—超深层岩石物理模型;攻关面向深层—超深层地质目标的弱信号地震采集、弱信号恢复、Q-RTM、全波形反演、宽带波阻抗反演、五维地震解释、叠前地震反演等关键技术,提高深层—超深层地质目标的预测精度。

### 6.5 深层—超深层钻完井工程

深井—超深井普遍存在超高温、超高压,钻井仪器及工具、钻井液及材料等面临严峻挑战,急需在材料、工具和装备研发以及工程工艺改造上加大攻关力度。未来围绕深层—超深层油气安全高效钻完井、大平台页岩油气高效开发钻完井及压裂、自动化智能化钻完井装备与材料3个方向,开展超深层钻井地质因

素精细描述及井筒强化技术、超高温超高压测井及随钻测量技术、超深储层定向酸压及测试技术、超高温高压井筒工作液及长寿命钻头钻具、页岩油气井套管损伤机制与控制技术、大平台/超长水平井精准探测及导控技术、深层页岩气高导流体积压裂技术、页岩油大平台立体缝网压裂技术等系列技术的攻关。形成 8000~10 000 m 超深层钻完井关键技术和大平台页岩油气高效开发钻完井及压裂技术,支撑深层—超深层天然气勘探与经济开发。

## 7 结论

(1) 天然气具有清洁、低碳、高效等多方面综合优势,是实现能源低碳转型的现实选择,加大天然气的勘探开发力度是我国重要的能源发展战略。我国天然气勘探已经进入到深层—超深层领域,近 10 年来,天然气产量年均增长 10%。尽管如此,深层—超深层资源剩余量大,整体探明率低于 15%,仍然具有较大的勘探空间。

(2) 中国深层—超深层海相烃源岩普遍为海相烃源岩,经历了生油和生气 2 个过程,早期运移到储层中

的原油和烃源岩中滞留烃对深层—超深层油气的贡献重大;受原始沉积相、建设性成岩作用、构造裂缝和高流体压力等因素的影响,深层—超深层储层并未出现明显的“死亡线”;大型常规天然气田成藏受“规模性储集体、源储高效配置和早期油气充注”等因素控制,近源储集体和与通源断裂相关的大型岩性体是常规天然气勘探的有利方向;页岩气和煤层气富集受烃源岩品质和流体超压控制,深层储层中游离气含量增加,随着工程改造工艺技术的提高,勘探潜力很大。

(3) 随着勘探不断向更深领域的探索,面对超深层高温(200~250 °C)、高压(150~250 MPa)和复杂流体环境,无论是理论还是技术仍然会出现新的问题与挑战。未来应加强深层—超深层常非一体化资源评价、构造改造作用下储层发育与保存机理和复杂温压场、应力场环境中油气动态成藏机理等基础研究,进一步明确深层—超深层资源潜力、规模性储层发育机理与大中型天然气田富集机理与分布规律;加强超高温、超高压和复杂构造环境下储层地球物理预测和钻完井工程工艺等关键勘探技术攻关,努力实现“看得清、打得成、采的出”的勘探目标。

## 参考文献

- [1] 郭旭升,胡东风,黄仁春,等.四川盆地深层—超深层天然气勘探进展与展望[J].天然气工业,2020,40(05):1-14.[GUO X S, HU D F, HUANG R C, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: Progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(05): 1-14.]
- [2] 郭旭升.以关键核心技术突破带动我国深层、超深层油气勘探开发突破[J].能源,2022,164(09):46-50.[GUO X S. Drive breakthroughs of deep and ultra deep hydrocarbon exploration in China through breakthroughs of key core technologies[J]. Energy, 2022, 164(09): 46-50.]
- [3] 马永生,蔡勋育,赵培荣.深层、超深层碳酸盐岩油气储层形成机理研究综述[J].地质前缘,2011,18(04):181-192.[MA Y S, CAI X Y, ZHAO P R. The research status and advances in porosity evolution and diagenesis of deep carbonate reservoir[J]. Earth Science Frontiers, 2011, 18(04): 181-192.]
- [4] TISSOT B P, DURAND B, ESPITALIE J, et al. Influence of nature and diagenesis of organic matter in the formation of petroleum[J]. AAPG Bulletin, 1974, 58: 499-506.]
- [5] 郑伦举,秦建中,张渠,等.中国海相不同类型原油与沥青生气潜力研究[J].地质学报,2008,82(3):360-365.[ZHENG L J, QIN J Z, ZHANG Q, et al. Gas-generation potentiality of various marine crude oil and bitumen in China[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(3), 360-365.]
- [6] 郑伦举,秦建中,何生,等.地层孔隙热压生排烃模拟实验初步研究[J].石油实验地质,2009,31(3):296-302.[ZHENG L J, QIN J Z, HE S, et al. Preliminary study of formation porosity thermocompression simulation experiment of hydrocarbon generation and expulsion[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(3): 296-302.]
- [7] 郑伦举. PVT 共控作用下油气的形成过程与演化模式[D]. 武汉:中国地质大学(武汉). 2013. [ZHENG L J. Formation process and evolution mode of petroleum controlled by PVT[D]. Wuhan: China University of Geosciences, Wuhan, 2013.]
- [8] 马中良,郑伦举,李志明.烃源岩有限空间温压共控生排烃模拟实验研究[J].沉积学报,2012,30(5):955-963.[MA Z L, ZHENG L J, LI Z M. The thermocompression simulation experiment of source rock hydrocarbon generation and expulsion in formation porosity[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2012, 30(5): 955-963.]
- [9] 任战利,崔军平,祁凯,等.深层、超深层温度及热演化历史对油气相态与生烃历史的控制作用[J].天然气工业,2020,40(02):

- 22–30. [REN Z L, CUI J P, QI K, et al. Control effects of temperature and thermal evolution history of deep and ultra-deep layers on hydrocarbon phase state and hydrocarbon generation history[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(02): 22–30.]
- [10] 任战利, 崔军平, 祁凯, 等. 叠合盆地深层、超深层热演化史恢复理论及方法研究新进展[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2022, 52(06): 910–929. [REN Z L, CUI J P, QI K, et al. New progress in research on theories and methods for reconstruction of deep and ultra-deep thermal evolution history in superimposed basins[J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2022, 52(06): 910–929.]
- [11] SCHMOKER J W, HALLY R B. Carbonate porosity versus depth: A predictable relation for South Florida[J]. *AAPG Bulletin*, 1982, 66: 2561–2570.
- [12] EHRENBERG S N, NADEAU P H, STEEN O. Petroleum reservoir porosity versus depth: Influence of geological age[J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 93: 1281–1296.
- [13] 马永生, 蔡勋育, 李慧莉, 等. 海相深层油气富集机理与关键工程技术基础研究进展[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(05): 737–748. [MA Y S, CAI X Y, LI H L, et al. Advances in basic research on the mechanism of deep marine hydrocarbon enrichment and key exploitation technologies[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(05): 737–748.]
- [14] MA Y S, CAI X Y, Yun L, et al. Practice and theoretical and technical progress in exploration and development of Shunbei ultra-deep carbonate oil and gas field, Tarim Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49: 1–20.
- [15] ZHU D, MENG Q, JIN Z, et al. Formation mechanism of deep Cambrian dolomite reservoirs in the Tarim basin, northwestern China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 59: 232–244.
- [16] YANG H J, CHEN Y Q, TIAN J, et al. Great discovery and its significance of ultra-deep oil and gas exploration in well Luntan-1 of the Tarim Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25: 62–72.
- [17] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等. 深层超深层碳酸盐岩优质储层发育机理和“三元控储”模式——以四川普光气田为例[J]. *地质学报*, 2010, 84(08): 1087–1094. [MA Y S, CAI X Y, ZHAO P R, et al. Formation mechanism of deep-buried carbonate reservoir and its model of three-element controlling reservoir: A case study from the Puguang oilfield in Sichuan[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2010, 84(08): 1087–1094.]
- [18] 赵文智, 汪泽成, 胡素云, 等. 中国陆上三大克拉通盆地海相碳酸盐岩油气藏大型化成藏条件与特征[J]. *石油学报*, 2012, 33(S2): 1–10. [ZHAO W Z, WANG Z C, HU S Y, et al. Large-scale hydrocarbon accumulation factors and characteristics of marine carbonate reservoirs in three large onshore cratonic basins in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(S2): 1–10.]
- [19] SHEN A J, ZHAO W Z, HU A P, et al. Major factors controlling the development of marine carbonate reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42: 597–608.
- [20] SALLER A, BALL B, ROBERTSON S, et al. Reservoir characteristics of Devonian cherts and their control on oil recovery: Dollar hide Field, West Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 2001, 85: 35–50.
- [21] VANDEGINSTE V, SWENNEN R, REED M H, et al. Host rock dolomitization and secondary porosity development in the Upper Devonian Cairn Formation of the Fairholme carbonate complex (South-west Alberta, Canadian Rockies): diagenesis and geochemical modelling[J]. *Sedimentology*, 2009, 56: 2044–2060.
- [22] LAND L S. The isotopic and trace element geochemistry of dolomite: the state of the art[M]. London, Bath: SEPM Special Publication, 1980, 28: 87–110.
- [23] 何治亮, 马永生, 张军涛, 等. 中国的白云岩与白云岩储层: 分布, 成因与控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41: 1–14. [HE Z L, MA Y S, ZHANG J T, et al. Distribution, genetic mechanism and control factors of dolomite and dolomite reservoirs in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41: 1–14.]
- [24] YOU D, HAN J, HU W, et al. Characteristics and formation mechanisms of silicified carbonate reservoirs in well SN4 of the Tarim Basin[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2018, 36: 820–849.
- [25] 胡安平, 潘立银, 郝毅, 等. 四川盆地二叠系栖霞组、茅口组白云岩储层特征、成因和分布[J]. *海相油气地质*, 2018, 23: 39–52. [HU A P, PAN L Y, HAO Y, et al. Origin, Characteristics and Distribution of Dolostone Reservoir in Qixia Formation and Maokou Formation, Sichuan Basin, China[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2018, 23: 39–52.]
- [26] ZHU D, LIU Q, HE Z, et al. Early development and late preservation of porosity linked to presence of hydrocarbons in Precambrian microbialite gas reservoirs within the Sichuan Basin, southern China[J]. *Precambrian Research*, 2020, 342: 105694.
- [27] 马永生, 蔡勋育, 李慧莉, 等. 深层—超深层碳酸盐岩储层发育机理新认识与特深层油气勘探方向[J/OL]. *地学前缘*, 2023, 1–12. [MA Y S, CAI X Y, LI H L, et al. New understanding of the formation mechanism of deep-ultra-deep carbonate reservoirs and the direction of oil and gas exploration in extra-deep strata[J/OL]. *Earth Science Frontiers*, 2023, 1–12.]
- [28] 郭旭升, 黄仁春, 付孝悦, 等. 四川盆地二叠系和三叠系礁滩天然气富集规律与勘探方向[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(03): 295–302. [GUO X S, HUANG R C, FU X Y, et al. Gas accumulation and exploration direction of the Permian and Triassic reservoirs of reef-bank facies in Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(03): 295–302.]
- [29] 谢增业, 魏国齐, 李剑, 等. 四川盆地川中隆起带震旦系—二叠系天然气地球化学特征及成藏模式[J]. *中国石油勘探*, 2021,

- 26(06): 50–67. [XIE Z Y, WEI G Q, LI J, et al. Geochemical characteristics and accumulation pattern of gas reservoirs of the Sini-an-Permian in central Sichuan uplift zone, Sichuan Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(06): 50–67.]
- [30] 戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(03): 257–264. [DAI J X, NI Y Y, WU X Q. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(03): 257–264.]
- [31] 邹才能, 陶士振, 张响响, 等. 中国低孔渗大气区地质特征、控制因素和成藏机制[J]. *中国科学(D辑: 地球科学)*, 2009, 39(11): 1607–1624. [ZOU C N, TAO S Z, ZHANG X X, et al. Geologic characteristics, controlling factors and hydrocarbon accumulation mechanisms of China's Large Gas Provinces of low porosity and permeability[J]. *Sci China Ser D-Earth Sci*, 2009, 39(11): 1607–1624.]
- [32] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(04): 385–399+454. [ZOU C N, ZHANG G S, YANG Z, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(04): 385–399+454.]
- [33] 郑和荣, 刘忠群, 徐士林, 等. 四川盆地中国石化探区须家河组致密砂岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(04): 765–783. [ZHENG H R, LIU Z Q, XU S L, et al. Progress and key research directions of tight gas exploration and development in Xujiahe Formation, Sinopec exploration areas, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(04): 765–783.]
- [34] 张功成, 田兵, 谢晓军, 等. 深层优质碎屑岩储层全生命周期分析方法论[J]. *石油学报*, 2019, 40(S2): 13–28. [ZHANG G C, TIAN B, XIE X J, et al. A full-life-cycle research methodology of deep high-quality clastic rock reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(S2): 13–28.]
- [35] HE D F, MA Y S, LIU B, et al. Main advances and key issues for deep-seated exploration in petroliferous basins in China[J]. *Earth Science Frontiers*, 2019, 26(1): 1–12.
- [36] 蔡希源. 深层致密砂岩气藏天然气富集规律与勘探关键技术——以四川盆地川西坳陷须家河组天然气勘探为例[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(06): 707–714. [CAI X Y. Gas accumulation patterns and key exploration techniques of deep gas reservoirs in tight sandstone: an example from gas exploration in the Xujiahe Formation of the western Sichuan Depression the Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(06): 707–714.]
- [37] 罗晓容, 杨海军, 王震亮, 等. 深层—超深层碎屑岩储层非均质性特征与油气成藏模式[J/OL]. *地质学报*, 2023, 1–18. [LUO X R, YANG H J, WANG Z L, et al. Heterogeneity characteristics of clastic reservoirs and hydrocarbon accumulation mode in deep-ultradeep basins. *Acta Geologica Sinica*, 2023, 1–18.]
- [38] 王珂, 杨海军, 张惠良, 等. 超深层致密砂岩储层构造裂缝特征与有效性——以塔里木盆地库车坳陷克深8气藏为例[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(04): 719–729. [WANG K, YANG H J, ZHANG H L, et al. Characteristics and effectiveness of structural fractures in ultra-deep tight sandstone reservoir: A case study of Keshen-8 gas pool in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(04): 719–729.]
- [39] 刘君龙, 刘忠群, 刘振峰, 等. 四川盆地新场构造带深层须二段致密砂岩断褶裂缝体特征和地质模式[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(03): 530–540. [LIU J L, LIU Z Q, LIU Z F, et al. Geological characteristics and models of fault-fold-fracture body in deep tight sandstone of the second member of Upper Triassic Xujiahe Formation in Xinchang structural belt of Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(3): 530–540.]
- [40] 张荣虎, 杨海军, 王俊鹏, 等. 库车坳陷超深层低孔致密砂岩储层形成机制与油气勘探意义[J]. *石油学报*, 2014, 35(06): 1057–1069. [ZHANG R H, YANG H J, WANG J P, et al. The formation mechanism and exploration significance of ultra-deep, low-porosity and tight sandstone reservoirs in Kuqa depression, Tarim Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(06): 1057–1069.]
- [41] 刘忠群, 徐士林, 刘君龙, 等. 四川盆地川西坳陷深层致密砂岩气藏富集规律[J]. *天然气工业*, 2020, 40(02): 31–40. [LIU Z Q, XU S L, LIU J L, et al. Enrichment laws of deep tight sandstone gas reservoirs in the Western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(02): 31–40.]
- [42] 郭旭升, 腾格尔, 魏祥峰, 等. 四川盆地深层海相页岩气赋存机理与勘探潜力[J]. *石油学报*, 2022, 43(4): 453–468. [GUO X S, BORJIGIN T, WEI X F, et al. Occurrence mechanism and exploration potential of deep marine shale gas in Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(4), 453–468.]
- [43] 卢龙飞, 刘伟新, 魏志红, 等. 四川盆地志留系页岩成岩特征及其对孔隙发育与保存的控制[J]. *沉积学报*, 2022, 40(01): 73–87. [LU L F, LIU W X, WEI Z H, et al. Diagenesis of the Silurian Shale, Sichuan Basin: Focus on pore development and preservation[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2022, 40(01): 73–87.]
- [44] 李双建, 袁玉松, 孙炜, 等. 四川盆地志留系页岩气超压形成与破坏机理及主控因素[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(5): 924–931. [LI S J, YUAN Y S, SUN W, et al. The formation and destruction mechanism of shale gas overpressure and its main controlling factors in Silurian of Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(5): 924–931.]
- [45] 胡宗全, 郑伦举, 申宝剑, 等. 非常规与常规统一的含油气系统之初探[J]. *地质论评*, 2021, 67(04): 1007–1020. [HU Z Q, ZHENG L J, SHEN B J, et al. Preliminary study on unconventional and conventional oil-bearing gas systems[J]. *Geological Review*, 2021,

- 67(04): 1007–1020.]
- [46] MCKEE C R, BUMB A C, WAY S C, et al. Using Permeability-vs-Depth correlations to assess the potential for producing gas from coal seams[J]. Quarterly Review of Methane from Coal Seams Technology, 1986, 4(1): 15–26.
- [47] MCKEE C R, BUMB A C, KOENIG R A. Stress-Dependent Permeability and Porosity of Coal[J]. SPE Formation Evaluation, 1988, 3(01): 143–153.
- [48] 郭绪杰, 支东明, 毛新军, 等. 准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(6): 38–49. [GUO X J, ZHI D M, MAO X J, et al. Discovery and significance of coal measure gas in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(6): 38–49.]
- [49] 张鹏豹, 肖宇航, 朱庆忠, 等. 深层倾斜风化煤层特征及其对煤层气开发的影响——以河北大城区块南部为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(11): 86–96. [ZHANG P B, XIAO Y H, ZHU Q Z, et al. Characteristics of deep inclined weathered coalbed reservoir and its influence on coalbed methane development: A case study of the southern Dacheng Block of Hebei Province[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(11): 86–96.]
- [50] 何发岐, 董昭雄. 深部煤层气资源开发潜力——以鄂尔多斯盆地大牛地气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 277–285. [HE H F, DONG Z X. Development potential of deep coalbed methane: A case study in the Daniudi gas field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 277–285.]
- [51] 聂志宏, 时小松, 孙伟, 等. 大宁–吉县区块深层煤层气生产特征与开发技术对策[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 193–200. [NIE Z H, SHI X S, SUN W, et al. Production characteristics of deep coalbed methane gas reservoirs in Daning-Jixian Block and its development technology countermeasures[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 193–200.]
- [52] JENDEN P D, DRAZAN D J, KAPLAN I R. Mixing of thermogenic natural gases in northern Appalachian Basin[J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(6): 980–998.
- [53] GLUYAS J, CADE C A. Prediction of porosity in compacted sands[J]. Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates, 1997, 19–27.
- [54] 李曙光, 王成旺, 王红娜, 等. 大宁–吉县区块深层煤层气成藏特征及有利区评价[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 59–67. [LI S G, WANG C W, WANG H N, et al. Reservoir forming characteristics and favorable area evaluation of deep coalbed methane in Daning-Jixian Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 59–67.]
- [55] 张尚虎, 汤达祯, 王明寿. 沁水盆地煤储层孔隙差异发育主控因素[J]. 天然气工业, 2005(01): 37–40+207–208. [ZHANG S H, TANG D Z, WANG M S. Main control factors affecting pore differential development of the coal reservoirs in Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2005(01): 37–40+207–208.]
- [56] 姚艳斌, 刘大锰, 汤达祯, 等. 沁水盆地煤储层微裂隙发育的煤岩学控制机理[J]. 中国矿业大学学报, 2010, 39(01): 6–13. [YAO Y B, LIU D M, TANG D Z, et al. Influence and Control of Coal Petrological Composition on the Development of Microfracture of Coal Reservoir in the Qinshui Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2010, 39(01): 6–13.]
- [57] 李勇, 王延斌, 孟尚志, 等. 煤系非常规天然气合采地质基础理论进展及展望[J]. 煤炭学报, 2020, 45(4): 1406–1418. [LI Y, WANG Y B, MENG S Z, et al. Theoretical basis and prospect of coal measure unconventional natural gas co-production[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(4): 1406–1418.]
- [58] 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 Y. Strategic thinking on research of coal measure gas accumulation system and development geology[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8): 2387–2399.]
- [59] 何发岐, 董昭雄, 赵兰, 等. 深部煤层游离气形成机理及资源意义[J]. 断块油气田, 2021, 28(5): 604–608, 613. [HE F Q, DONG Z X, ZHAO L, et al. Formation mechanism and resource significance of free gas in deep coalbed[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(5): 604–608, 613.]
- [60] 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 F Y, WANG C W, XIONG X Y, 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.]
- [61] 康永尚, 皇甫玉慧, 张兵, 等. 含煤盆地深层“超饱和”煤层气形成条件[J]. 石油学报, 2019, 40(12): 1426–1438. [KANG Y S, HUANGFU Y H, ZHANG B, et al. Formation conditions for deep oversaturated coalbed methane in coal-bearing basins[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(12): 1426–1438.]
- [62] 周德华, 陈刚, 陈贞龙, 等. 中国深层煤层气勘探开发进展、关键评价参数与前景展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 43–51. [ZHOU D H, CHEN G, CHEN Z L, et al. Exploration and development progress, key evaluation parameters and prospect of deep CBM in China[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 43–51.]