

中国非常规天然气资源分布及开发现状

王南^{1,2,3}, 裴玲⁴, 雷丹凤^{1,2,3}, 曾博^{1,2,3}

(1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007; 2. 中国石油非常规油气重点实验室, 河北廊坊 065007; 3. 国家能源页岩气研发(实验)中心, 河北廊坊 065007; 4. 中国石油长庆油田分公司资本运营部, 陕西西安 710018)

摘要: 中国天然气资源丰富, 储量和产量增长潜力巨大。在未来的5~10 a, 常规天然气仍在天然气开发中处于统治地位, 但非常规天然气也在天然气长期发展历程中起着越来越重要的作用。目前中国非常规油气的勘探开发仍处于起步阶段, 国土资源部及3大国有石油公司已经在不同程度上针对致密气、煤层气和页岩气等非常规天然气进行了资源评价。评价结果显示: 2012年中国致密气总资源量为 $16 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 年产量为 $320 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 已进入大型商业化开发阶段; 截至2011年12月底, 中国煤层气累积探明地质储量为 $4.155 \times 10^8 \text{ m}^3$, 储量和产量均较少, 正处在工业化和商业化开发的早期阶段; 页岩气因为没有探明储量, 现处于初步探索阶段, 相关机构及组织对中国页岩气资源进行了初步评价, 并在四川建立了页岩气示范区开展实践研究; 天然气水合物同样受到了很大重视, 已经根据不同勘探程度, 分层次对南海和青藏高原天然气水合物资源进行勘查。为有效开发中国非常规天然气资源, 必须进一步深入地质理论研究和资源储量评估, 集成系列的配套工程技术, 并对工程技术进行试验和示范, 使资源开发与环境保护的矛盾得以妥善解决。

关键词: 非常规天然气 致密气 煤层气 页岩气 天然气水合物 资源量 储量 开发现状

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2015)01-0026-06

Analysis of unconventional gas resources distribution and development status in China

Wang Nan^{1,2,3}, Pei Ling⁴, Lei Danfeng^{1,2,3}, Zeng Bo^{1,2,3}

(1. Langfang Branch, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Langfang City, Hebei Province, 065007, China; 2. PetroChina Key Laboratory of Unconventional Oil and Gas Resources, Langfang City, Hebei Province, 065007, China; 3. National Energy Shale Gas Research & Development (Experiment) Center, Langfang City, Hebei Province, 065007, China; 4. Capital Operation Department, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an City, Shannxi Province, 710018, China)

Abstract: There is abundant natural gas resource in China with huge reserves and increasing production potential. In the next 5–10 years, conventional gas will be still in the dominant place of gas development. However, unconventional gas will play a more and more important role in the long-term process of natural gas development. At present, the exploration and development of unconventional oil and gas is still at the starting stage in China. Ministry of Land and Resources and three Chinese state-owned oil companies have already started to make evaluations on unconventional gas resource of tight gas, CBM and shale gas in varying degrees. In 2012, the total Chinese tight gas resource proven reserves were $16 \times 10^{12} \text{ m}^3$, and the production was $320 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$. Tight gas development had entered the development stage of large commercialization. By the end of December 2011, CBM proven reserves were about $4.155 \times 10^8 \text{ m}^3$. The less reserves and production showed CBM was still in its early stage of industrialization and commercialization. Shale gas exploration is still at its initial stage since it has no proven reserves. Some research institutions have only evaluated shale gas initially in some areas and established demonstration areas in Sichuan to carry out practice research. Natural gas hydrates have also been paid more attention. The

收稿日期: 2014-12-03。

作者简介: 王南(1982—), 男, 陕西西安人, 工程师, 硕士, 从事非常规天然气储层评价、经济分析方面的研究。联系电话: (010)69213398, E-mail: Wn215@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“页岩气勘探开发关键技术研究项目”(2011ZX05018), 国家“973”计划“中国南方海相页岩气高效开发的基础研究”(2013CB228000)。

natural gas hydrates developing in South China Sea and the Qinghai-Tibet plateau have been prospected hierarchically according to different exploration degrees. In order to develop unconventional gas resources effectively, it is particularly important to carry out geological theory research and reserves assessment, integrate a series of engineering techniques which have been tested and demonstrated to solve properly the contradiction created between resource exploitation and environmental protection at the same time.

Key words: unconventional gas; tight gas; coal bed methane; shale gas; natural gas hydrate; gas resources; reserve; development status

中国天然气资源丰富,资源量为 $56 \times 10^{12} \text{ m}^3$,增储上产潜力巨大。2012年,中国天然气勘查新增探明地质储量为 $9\,612 \times 10^8 \text{ m}^3$,同比增长33%;天然气产量由1998年的 $223 \times 10^8 \text{ m}^3$ 增至2012年的 $1\,068 \times 10^8 \text{ m}^3$,年均增长率为27%;2012年非常规天然气产量已达 $445 \times 10^8 \text{ m}^3$,接近全年天然气产量的50%。

常规天然气的快速发展为中国非常规天然气的勘探开发奠定了基础。常规天然气勘探开发中的气藏描述技术、钻完井工艺技术、增产改造技术、采气工艺技术和集输处理技术,可为非常规天然气资源的勘探开发提供技术基础^[1]。目前建成的克拉2、苏里格、榆林和靖边等产能超过 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的14个大气田,形成的塔里木、长庆、西南上百亿立方米的3大气区,均可为非常规天然气的有效开发提供示范作用。为此,在借鉴常规天然气勘探开发经验的同时,确定非常规天然气的资源分布,探讨非常规天然气的开发现状、进展及存在问题,以期为下一步中国非常规天然气的商业化开发奠定基础。

1 非常规天然气资源分布

中国天然气消费量增长迅速,常规天然气的产量已不足以满足快速增长的需求。因此政府和各大石油企业十分重视对非常规天然气资源的勘探开发。通过近年来的勘探开发实践,初步认为中国非常规天然气资源丰富,开发潜力巨大。在不同程度上对包括致密气、煤层气、页岩气和天然气水合物等非常规天然气进行了资源评价,目前致密气和煤层气已进入商业化开发阶段,而对页岩气的资源调查及评价还在进行当中,天然气水合物虽然起步较晚,但勘察结果显示其资源潜力巨大,在未来能源战略中也占有重要地位。

1.1 致密气

中国致密气广泛分布于鄂尔多斯、四川、塔里木、准噶尔、松辽等10余个盆地,有利勘探面积约为 $32 \times 10^4 \text{ km}^2$,勘探开发潜力巨大^[2]。据中国石油2012年估计,中国致密气总资源量约为 $16 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其中,鄂尔多斯盆地和四川盆地是中国致密气资源最

为富集的2个地区^[3]。鄂尔多斯盆地致密气总资源量约为 $10.37 \times 10^{12} \text{ m}^3$,其中可采资源量约为 $4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。2013年,鄂尔多斯盆地致密砂岩气总产量为 $212 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。四川盆地须家河组致密气成藏范围大,资源分布广,可供勘探面积可达 $16 \times 10^4 \text{ m}^3$;据2012年最新资源评价结果,须家河组致密气资源量为 $6.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$,目前探明可采储量约为 $7\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

1.2 煤层气

2006年国土资源部对埋深小于2 000 m的煤层气资源量的估算结果表明:中国煤层气总资源量约为 $36.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$;8个盆地的资源量均大于 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$,合计为 $28 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占全国的76%,主要分布于中西部地区^[4]。截至2011年12月,中国煤层气累积探明地质储量为 $4\,155 \times 10^8 \text{ m}^3$,主要集中在山西沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘;其资源探明程度低,占总资源量的1.13%。

在中国东北和西北地区,规模较小的含煤层系主要形成于陆相沉积,属于低煤级煤,瓦斯含量较低。在南部地区,煤层规模有限,分散分布,而且由于后期构造运动的破坏,使煤层分布较为零散。华北地区的煤层气主要分布在鄂尔多斯盆地东部、二连盆地和山西沁水盆地,这些地区煤层较为密集,含气量高,资源量超过 $7 \times 10^{12} \text{ m}^3$,为主要勘探目标区^[5]。

1.3 页岩气

中国页岩气资源丰富,广泛分布于海相和陆相沉积盆地,全国范围内不同地质历史时期均存在页岩气资源。近年来,全球多家研究机构组织对中国页岩气资源进行了初步评估,评估结果(表1)虽然存在一定差异,但普遍认同中国页岩气资源潜力丰富,资源量大。目前,全球范围内,页岩气资源开发

表1 中国页岩气资源评估结果
Table1 Evaluation results of China shale gas resource

机构组织	地质资源量/ 10^{12} m^3	可采资源量/ 10^{12} m^3	年份
IHS	100		2008
美国能源署(EIA)		36	2011
国土资源部	134	25	2012
中国工程院、中国石油		10~15	2012

主要以海相沉积盆地为主,中国海相地层沉积面积超过 $455\times 10^4\text{ km}^2$,陆上海相沉积面积约为 $330\times 10^4\text{ km}^2$ ^[6]。初步估算海相地区页岩气地质资源量为 $28.9\times 10^{12}\sim 35.1\times 10^{12}\text{ m}^3$,按15%的可采系数估算,可采资源量可达 $4.3\times 10^{12}\sim 5.3\times 10^{12}\text{ m}^3$ 。

中国海相沉积主要分布在华北地区、塔里木地区和南方地区。其中,华北地区的页岩气主要赋存在厚度和资源丰度较低的寒武系、奥陶系、石炭系和二叠系^[7];塔里木盆地的页岩气主要在寒武系和奥陶系,埋深超过4 000 m,开发较为困难;南方地区的页岩气主要赋存在寒武系、奥陶系和志留系页岩层中^[8],其中志留系龙马溪组和寒武系筇竹寺组单层厚度为30~50 m,底部具有高自然伽马和高总有机碳含量等特征,是页岩气开发的有利目标层系^[9]。

现阶段页岩气勘探主要集中在南方海相页岩,以川鄂—湘黔、黔南—桂中、黔东—黔西、苏浙皖、川东南—黔中、渝东南和渝东北的寒武系筇竹寺组、志留系龙马溪组2套海相页岩为主要页岩气勘探目标区。四川盆地及其周边地区是南方海相页岩的主要分布区,总面积约为 $7.2\times 10^4\text{ km}^2$,估计资源量为 $9.5\times 10^{12}\text{ m}^3$,已经成为中国页岩气勘探开发的主要区域。

1.4 天然气水合物

中国天然气水合物资源主要分布在东海海域、南海海域、东北冻土区和青藏高原冻土区。从1997年开始,中国对天然气水合物开展了前期研究^[10],1999年在政府部门支持下,启动了天然气水合物的海上勘查项目,2002年对青藏高原冻土区开展研究,设立了天然气水合物调查研究项目。据不完全统计,中国天然气水合物总资源量约为 $83.66\times 10^{12}\text{ m}^3$,其中南海海域、东海海域、青藏高原冻土区和东北冻土区分别约为 64.97×10^{12} 、 3.38×10^{12} 、 12.5×10^{12} 和 $2.8\times 10^{12}\text{ m}^3$ 。

2 非常规天然气发展现状

2.1 致密气

2000年以来,以苏里格气田为代表的致密气田,通过技术创新,已初步实现了商业化、规模效益化开发,展示了中国致密气开发的良好前景。2012年,中国致密气年产量为 $320\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$,比2011年增加25%,占中国天然气总产量的30%,鄂尔多斯盆地作为致密气主要产区,其产量已占中国致密气产量的80%以上。致密气具有平面上大面积分布、纵向上多层叠置、丰度相对较低和井控储量较小等特

点。中国已发现的致密气藏可分为透镜体多层叠置型、层状型和块状型3种类型^[11]。

鄂尔多斯盆地苏里格气藏是典型的透镜体多层叠置型致密气藏,盆地中北部面积为 $5\times 10^4\text{ km}^2$,总资源量为 $6.6\times 10^{12}\text{ m}^3$ ^[12]。截至2013年1月,累积探明储量超过 $3\times 10^{12}\text{ m}^3$ 。已开发的苏里格气田直井和水平井平均单井产量分别为 1×10^4 和 $6\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。2010年,苏里格气田产量为 $105\times 10^8\text{ m}^3$,成为中国储量和产能规模最大的气田,预测2014年该气田产量将超过 $246\times 10^8\text{ m}^3$ 。

四川盆地须家河组气藏是典型的层状型致密气藏^[13],其储层为辫状河三角洲相厚层砂岩,累积厚度达300 m,分布稳定,构造高部位含水饱和度为50%~55%,构造低部位含水饱和度为60%~65%。四川盆地中部须家河组致密砂岩储层面积约为 $6\times 10^4\text{ km}^2$,总资源量为 $3.4\times 10^{12}\text{ m}^3$,探明可采储量为 $5\ 000\times 10^8\text{ m}^3$ 。目前,以构造高部位为主,优选富集区已优先投入开发,平均单井产量为 $2.1\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

松辽盆地登娄库组气藏是典型的层状型致密气藏。其储层为辫状河三角洲多层砂泥岩互层沉积,分布稳定,气层厚度大于50 m。松辽盆地南部广泛分布致密砂岩储层,2012年探明长岭气田致密气储量为 $206\times 10^8\text{ m}^3$;该气田采用水平井开发,单井产量达 $7\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,已进入规模化建设阶段。

塔里木盆地山前侏罗系依南气田是典型的块状型致密气田。其储层以辫状河三角洲平原亚相(砂地比大于0.55)和辫状河三角洲前缘亚相(砂地比小于0.35)为主,储层厚度为200~300 m,横向上分布稳定,平均孔隙度为5.2%~9.6%。

目前中国已掌握和应用的致密气有效开发关键技术主要包括:富集区预测与优化布井技术、低成本快速钻井技术、增产改造技术、井下节流与低压地面集输技术、排水采气技术和数字化管理技术^[14]。

2.2 煤层气

中国煤层气自2008年开始进入快速发展阶段。2011年,中国抽采煤层气为 $115\times 10^8\text{ m}^3$,利用量为 $53\times 10^8\text{ m}^3$,地面煤层气钻井总数约6 000余口,主要分布在鄂尔多斯盆地东部、二连盆地、准噶尔盆地、山西沁水盆地和四川盆地等地区。2011年中国建成煤层气地面产能为 $30\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$,年产量为 $23\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$,在沁水、鄂东、阜新、铁法等地区已实现了商业化生产。

中国山西省拥有丰富的煤层气资源,埋深小于2 000 m的地质资源量约为 $10\times 10^{12}\text{ m}^3$ ^[15],其中沁水和河东煤气田资源量分别为 5×10^{12} 和 $4\times 10^{12}\text{ m}^3$,占

全省煤层气资源量的90%。目前在山西省境内已经有包括中国3大国有石油公司在内的数十家中外石油公司开展煤层气勘探开发业务。截至2011年底,山西省煤层气累积探明地质储量被证实约为 $3\ 600\times 10^8\text{ m}^3$,占中国煤层气累积探明地质储量的87%,年生产能力达 $25\times 10^8\text{ m}^3$,占中国煤层气产量的83%。

沁水盆地南部樊庄—郑庄区块已探明煤层气地质储量为 $832\times 10^8\text{ m}^3$;截至2013年,中国石油已在沁南地区完钻了多口直井和多分支水平井,建成产能 $8\times 10^8\text{ m}^3$ 。配套地面建设、中央处理厂,外输管线建设也已全面铺开,建成了以沁水为首站到西气东输阳城增压站的外输管线,全长为44 km,2009年后输气量为 $120\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

随着煤层气实现商业化开发,中国已经掌握部分煤层气有效开发技术,主要包括高煤阶煤层气选区评价技术、煤层气直井压裂技术、定向羽状水平井开发技术、低渗透煤层气井排水采气技术和煤层气地面工程工艺技术。

2.3 页岩气

中国于2005年开始与国外公司在四川盆地开展了页岩气联合评价^[16]。2007年,已经完成页岩气有利区的筛选,并开始进行钻井取心。2010年,国家能源局成立了国家能源页岩气研发(实验)中心,并于次年开始实施国家示范区项目。2011年12月,国土资源部正式将页岩气列为第172种矿产,并按单独矿种进行投资管理。中国石油开展了选区评价和地质勘查工作,优选出了长宁—威远、昭通、富顺—永川3个有利作业区,确定2015年实现页岩气产量为 $26\times 10^8\text{ m}^3$ 。中国石化在黔东、皖南和川东等地区优选了建南、黄平和涟源等有利区块作业,将2015年规划目标由 $15\times 10^8\text{ m}^3$ 调整至 $50\times 10^8\text{ m}^3$ ^[17]。中海油在皖浙等地区开展了页岩气前期勘探工作。延长油矿页岩气工作主要集中在鄂尔多斯盆地东南部。中联煤在山西沁水盆地确定了寿阳、沁源等页岩气有利区。据国土资源部统计,截至2013年7月,中国已钻页岩气井90多口,50%为水平井,共有32口井测试后获页岩气工业气流。中国石油2010年完钻中国第1口页岩气勘探评价井(威201井),2011年完成第1口页岩气水平井(威201-H1井)分段压裂,2013年开展了工厂化平台钻井的尝试。截至2013年底,中国石油示范区已有5口页岩气水平井初期产量超过 $10\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,直井和水平井的单井产量最高分别为 1.2×10^4 和 $15\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。中国石油与壳牌合作区的水平井阳201-H2井产量达

$43\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ^[18]。截至2013年6月,中国石化在重庆涪陵示范区共试产8口井,初期产量超过 $1\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的气井为6口,其中1口水平井测试产量达 $55\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。目前正在建设涪陵页岩气示范区,生产商品气量为 $80\times 10^4\sim 120\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。延长石油已经在鄂尔多斯盆地东南部完成24口页岩气井,其中直井19口,丛式井3口,水平井2口,直井单井产量为 $1\ 700\sim 2\ 000\text{ m}^3/\text{d}$,水平井单井产量为 $1.7\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

2.4 天然气水合物

自2005年以来,中国在天然气水合物钻探核心技术、勘查技术等诸多方面取得了新进展。针对冻土区天然气水合物研发了系列钻具、钻杆、辅助器具、泥浆冷却装置及相关的工艺方法,钻进过程中运用低温泥浆、泥浆冷却技术、大直径绳索取心钻进工艺,快速获得岩心,从而减少水合物的分解时间,为冻土区天然气水合物的勘探提供了有力的技术保障。

2007年,在中国南海北部神狐海域,中国地质调查局成功收集到天然气水合物的实物样品,使中国成为首个在南海海域获取天然气水合物实物样品的国家。该水合物样品采自于海底183~225 m处,呈分散浸染状分布,含水合物层段厚度为18~34 m,水合物饱和度为20%~43%,释放出的气体中甲烷含量达99.7%~99.8%。

2009年9月,中国在青海发现天然气水合物,这是世界上第1次在中低纬度冻土区发现天然气水合物。同年10月,中国自主研发的世界第1艘配置较完善的综合性地质地球物理调查船“海洋六号”在广州下水,开始对中国海域的天然气水合物进行进一步的勘探。2010年,“海洋六号”调查船上搭载了中功率可控源电磁发射机,在南海东沙群岛海域开展首次深海条件下用于天然气水合物探测的海洋可控源电磁探测试验。

从2011年开始,中国正式启动新的国家天然气水合物计划,根据不同勘探程度,分层次对南海海域和青藏高原冻土区天然气水合物资源进行勘查,通过进一步勘查与评价,锁定富集区域,为今后中国海域及冻土区天然气水合物开采及开发利用、实现产业化奠定基础^[19]。

3 非常规天然气发展前景和存在问题

3.1 发展前景

在当前形势下,常规天然气在未来5~10 a仍然

在天然气开发中处于统治地位。但从长期来看,资源潜力更加巨大的非常规天然气将发挥越来越重要的作用。目前,致密气已探明的储量巨大,具备进一步开发的条件;而煤层气的开发已经走上正轨,其发展速度也在逐渐加快;页岩气还处于资源评价和先期试点阶段。

据 Wood Mackenzie 和中国国土资源部等研究机构预测,2015年中国天然气产量将达到 $1\ 500 \times 10^8\ \text{m}^3$,其中致密气、煤层气和页岩气产量分别为 300×10^8 , 100×10^8 和 $30 \times 10^8\ \text{m}^3$,非常规天然气产量达 $430 \times 10^8\ \text{m}^3$,占生产总量的 28.6%;到 2030 年,预计中国天然气产量可达 $2\ 500 \times 10^8 \sim 3\ 000 \times 10^8\ \text{m}^3$,其中致密气、煤层气和页岩气产量分别为 $400 \times 10^8 \sim 600 \times 10^8$, $300 \times 10^8 \sim 400 \times 10^8$ 和 $300 \times 10^8 \sim 500 \times 10^8\ \text{m}^3$,非常规天然气产量可达 $1\ 000 \times 10^8 \sim 1\ 500 \times 10^8\ \text{m}^3$,约占生产总量的 50%。

3.2 存在问题

资源评价缺乏统一标准 改进并深化非常规天然气成藏理论尤为重要,目前中国除了对煤层气资源初步评价外,全国范围内的页岩气和致密气的资源调查和评价尚未完成,针对非常规天然气的资源评价方法还存在一定的不确定性。各机构、公司对页岩气资源量的评价仍存在很大差异。

关键工程技术有待突破 为了有效开发非常规天然气,必须加快对工程技术和实验技术的突破,如地球物理技术、钻完井技术、水平井分段压裂技术等^[20]。中国非常规天然气开发面临勘探及开发成本高、单井产量低及投资收益低等不利因素,如何加快关键技术的突破、提高单井产量、降低开发成本以及实现非常规天然气的整体发展和规模化利用是未来几年非常规天然气开发的关键^[21-22]。

资源开发需注重环境保护 大规模开发非常规天然气通常需要规划多口生产井,这将占据巨大的地表面积,并需要大量的清水完成储层改造。但中国非常规天然气资源一般分布在西部沙漠地区和南部人口较密集的区域,不利于开发。正确处理资源开发与环境保护的冲突,实现绿色和可持续发展已成为目前亟需解决的问题。

4 结束语

中国非常规天然气资源量仍未完全确定,其中致密气、页岩气和天然气水合物的资源评价还没有统一标准,资源量还无法落实。需要建立非常规天然气资源评价统一标准和规范,并对非常规天然气

的资源潜力进行总体评价。

中国致密气和煤层气已实现规模化开发,逐渐成为非常规天然气的主体。中国 3 大国有石油公司已初步掌握相关开发技术,但对致密气多层评价和多级压裂、煤层气羽状水平井钻完井等技术仍需更深入的研究。

新技术的研究和应用推动了非常规天然气的发展,对页岩气田开发作用尤为显著。但中国页岩气地质条件与美国、加拿大等国家存在较大差别,其理论认识和先进技术也不能照搬。因此,需要不断对技术进行引进、研发及实践,以为本土规模化开发页岩气做好技术储备。

参考文献:

- [1] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [2] 李建中,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.
- [3] 李艳霞,赵靖舟,刘新社,等.鄂尔多斯盆地东部上古生界不同含气组合天然气地球化学特征[J].石油实验地质,2012,34(1):71-77.
Li Yanxia, Zhao Jinzhou, Liu Xinshe, et al. Geochemical characteristics of natural gas of different gas bearing assemblages in Upper Paleozoic, eastern Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(1): 71-77.
- [4] 王红岩,张建博,李景明,等.中国煤层气富集成藏规律[J].天然气工业,2004,24(5):11-13.
Wang Hongyan, Zhang Jianbo, Li Jingming, et al. Enrichment and reservoiring laws of the coalbed methane in China [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(5): 11-13.
- [5] 张蓉蓉.我国煤层气开发的现状及其对策[J].石油和化工设备,2011,14(4):4-7.
Zhang Rongrong. The development status and countermeasures of coal bed methane in China [J]. Petro & Chemical Equipment, 2011, 14(4): 4-7.
- [6] 宁宁,王红岩,雍洪,等.中国非常规天然气资源基础与开发技术[J].天然气工业,2009,29(9):9-12.
Ning Ning, Wang Hongyan, Yong Hong, et al. The unconventional natural gas resources and exploitation technologies in China [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(9): 9-12.
- [7] 李建青,高玉巧,花彩霞,等.北美页岩气勘探经验对建立中国南海相页岩气选区评价体系的启示[J].油气地质与采收率,2014,21(4):23-27,32.

- Li Jianqing, Gao Yuqiao, Hua Caixia, et al. Marine shale gas evaluation system of regional selection in South China: enlightenment from North American exploration experience [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(4): 23-27, 32.
- [8] 郭秋麟, 周长迁, 陈宁生, 等. 非常规油气资源评价方法研究 [J]. *岩性油气藏*, 2011, 23(4): 12-19.
- Guo Qiulin, Zhou Changqian, Chen Ningsheng, et al. Evaluation methods for unconventional hydrocarbon resources [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2011, 23(4): 12-19.
- [9] 刘成林, 范柏江, 葛岩, 等. 中国非常规天然气资源前景 [J]. *油气地质与采收率*, 2009, 16(5): 26-29.
- Liu Chenglin, Fan Bojiang, Ge Yan, et al. Unconventional natural gas resources prospect in China [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2009, 16(5): 26-29.
- [10] 张金华, 魏伟, 王红岩. 天然气水合物研究进展与开发技术概述 [J]. *天然气技术*, 2009, 3(2): 67-69.
- Zhang Jinhua, Wei Wei, Wang Hongyan. Research on gas hydrate and its development techniques [J]. *Natural Gas Technology*, 2009, 3(2): 67-69.
- [11] 韩会平, 武春英, 季海琨, 等. 苏里格南部地区上古生界天然气成藏条件及勘探潜力 [J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(4): 33-36.
- Han Huiping, Wu Chunying, Ji Haikun, et al. Reservoir-forming conditions and exploration potential of natural gas in the upper Paleozoic, southern area of Sulige [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(4): 33-36.
- [12] 杨克明, 朱宏权. 川西叠覆型致密砂岩气区地质特征 [J]. *石油实验地质*, 2013, 35(1): 1-8.
- Yang Keming, Zhu Hongquan. Geological characteristics of superposed tight sandstone gas-bearing areas in western Sichuan [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(1): 1-8.
- [13] 范存辉, 郭彤楼, 王本强, 等. 四川盆地元坝中部地区须家河组储层裂缝发育特征及控制因素 [J]. *油气地质与采收率*, 2013, 20(5): 52-54.
- Fan Cunhui, Guo Tonglou, Wang Benqiang, et al. Characteristics and controlling factors of reservoir fractures in Xujiahe formation, central Yuanba of Sichuan basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(5): 52-54.
- [14] 胡文瑞. 中国石油非常规油气业务发展与展望 [J]. *天然气工业*, 2008, 28(7): 5-7.
- Hu Wenrui. Development and potential of unconventional oil and gas resources in China national petroleum corporation [J]. *Natural Gas Industry*, 2008, 28(7): 5-7.
- [15] Ma Xinhua, Ning Ning, Wang Hongyan. China unconventional gas resource and developing technology [J]. *WPC Guide to Unconventional Gas*, 2012, 2(1): 33-35.
- [16] 王南, 刘兴元, 杜东, 等. 美国和加拿大页岩气产业政策借鉴 [J]. *国际石油经济*, 2012, 20(9): 69-73.
- Wang Nan, Liu Xingyuan, Du Dong, et al. Lessons from US and Canadian shale gas industry policies [J]. *International Petroleum Economics*, 2012, 20(9): 69-73.
- [17] 刘超英, 闫相宾, 高山林, 等. 中石化风险勘探成果及启示 [J]. *特种油气藏*, 2013, 20(5): 19-23.
- Liu Chaoying, Yan Xiangbin, Gao Shanlin, et al. Achievement and implication of SINOPEC risk exploration [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2013, 20(5): 19-23.
- [18] 王南, 钟太贤, 刘兴元, 等. 复杂条件下页岩气藏生产特征及规律 [J]. *断块油气藏*, 2012, 19(6): 768-770.
- Wang Nan, Zhong Taixian, Liu Xingyuan, et al. Production characteristics and law of shale gas reservoir under complex conditions [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2012, 19(6): 768-770.
- [19] 欧阳传湘, 马成, 唐海雄, 等. 深水天然气井水合物预测研究 [J]. *特种油气藏*, 2011, 18(6): 109-112.
- Ouyang Chuanxiang, Ma Cheng, Tang Haixiong, et al. Prediction of hydrate in deepwater natural gas wells [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2011, 18(6): 109-112.
- [20] 任闽燕, 姜汉桥, 李爱山, 等. 非常规天然气增产改造技术研究进展及其发展方向 [J]. *油气地质与采收率*, 2013, 20(2): 103-107.
- Ren Minyan, Jiang Hanqiao, Li Aishan, et al. Review on study progress of unconventional gas stimulation technology [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(2): 103-107.
- [21] 潘继平, 胡建武, 安海忠. 促进中国非常规天然气资源开发的政策思考 [J]. *天然气工业*, 2011, 31(9): 1-7.
- Pan Jiping, Hu Jianwu, An Haizhong. Policies for promoting the development of unconventional natural gas resources in China [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(9): 1-7.
- [22] 郭元岭. 油气勘探发展基本规律 [J]. *石油实验地质*, 2013, 35(1): 72-75.
- Guo Yuanling. Basic regularity of petroleum exploration development [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(1): 72-75.