

文章编号: 1000-0747(2018)04-0000-13 DOI: 10.11698/PED.2018.04.00

常规-非常规天然气理论、技术及前景

邹才能, 杨智, 何东博, 位云生, 李剑, 贾爱林, 陈建军,
赵群, 李易隆, 李君, 杨慎

(中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

基金项目: 国家科技重大专项项目(2016ZX05047)(2016ZX05015); 国家基础研究发展计划(973)项目(2014CB239000)

摘要: 中国天然气进入跨越式发展的黄金时期, 成为向清洁能源过渡不可逾越的桥梁。通过对中国天然气发展现状、理论技术、潜力前景进行重点研究和阐述, 结果表明, ①全球天然气剩余探明可采储量 $186 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 储采比为 52.4, 具备长期加快发展的资源基础; ②提出了常规-非常规天然气地质学内涵, 其形成分布具有 10 条规律, 天然气勘探地质形成以不同气源为核心的常规圈闭“单体型”大气田成藏理论、以不同岩类储集层为核心的非常规“连续型”甜点区聚集理论, 天然气开发地质形成以常规“控制水侵”为核心的构造气藏开发理论、以“人工气藏”为核心的非常规天然气开发理论; ③中国天然气地质资源量达 $263 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 整体探明率不足 2%, 天然气储产量将持续增长, 预计 2030 年前年增探明地质储量约为 $(6\ 000 \sim 7\ 000) \times 10^8 \text{ m}^3$, 预计 2030 年常规、非常规气产量均有望达到 $1\ 000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右, 消费量可达 $5\ 500 \times 10^8 \text{ m}^3$, 天然气对外依存度可能超过 55%, 2050 年可能达到 70%; ④提出中国未来天然气发展应加大资源规模区勘探力度、提高非常规气开发效益、增强储气库调峰与 LNG 规模建设等 10 条措施。图 7 表 5 参 32

关键词: 常规-非常规天然气地质学; 页岩气; 致密气; 人工气藏; 新能源; 控制水侵; LNG

中图分类号: TE122 文献标识码: A

Theory, technology and prospects of conventional and unconventional natural gas

ZOU Caineng, YANG Zhi, HE Dongbo, WEI Yunsheng, LI Jian, JIA Ailin, CHEN Jianjun,
ZHAO Qun, LI Yilong, LI Jun, YANG Shen

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: The development of natural gas in China has entered a golden and leap-forward stage, which is a necessary bridge to clean energy. In-depth study on the status quo, theory, technology and prospect of natural gas development shows: (1) The global remaining proven recoverable reserves of natural gas are $186 \times 10^{12} \text{ m}^3$, and the reserves-production ratio is 52.4, indicating a solid resource base for long-term and fast development. (2) Ten formation and distribution laws of conventional and unconventional natural gas reservoirs have been proposed. In terms of exploration geology, the theory of conventional “monolithic” giant gas fields with different gas sources and the unconventional gas accumulation theory with continuous distribution but “sweet spots” in different lithologic reservoirs have been established; in terms of development geology, the development theory of conventional structural gas reservoirs is oriented to “controlling water intrusion”, while the development theory of unconventional reservoirs is concentrated on artificial gas reservoirs. (3) With the geological resources of $263 \times 10^{12} \text{ m}^3$ and the total proven rate of less than 2% at present, the natural gas in China will see a constant increase in reserve and production; by 2030, the proven geological reserves of natural gas are expected to reach about $(6\ 000 \sim 7\ 000) \times 10^8 \text{ m}^3$, the production of conventional and unconventional natural gas each will reach about $1\ 000 \times 10^8 \text{ m}^3$, and the gas consumption will reach $5\ 500 \times 10^8 \text{ m}^3$. The dependence on import natural gas may exceed 55% by 2030, and 70% by 2050. (4) Ten measures on future development of natural gas have been proposed, including strengthening exploration in large-scale resource areas, increasing the development benefits of unconventional gas, and enhancing the peak adjusting capacity of gas storage and scale construction of LNG.

Key words: conventional and unconventional gas geology; shale gas; tight gas; man-made gas reservoir; renewable energy; controlling water intrusion; LNG

引用: 邹才能, 杨智, 何东博, 等. 常规-非常规天然气理论、技术及前景[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 1-13.

ZOU Caineng, YANG Zhi, HE Dongbo, et al. Theory, technology and prospects of conventional and unconventional natural gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 1-13.

1 研究背景

世界能源从固态（木柴+煤炭）、液态（石油）向气态（天然气）转变。化石能源低碳化、新能源规模化、能源系统智能化正在成为能源工业发展的新趋势（见图 1）。应对气候变化，加快推进能源的低碳化转型已成全球共识，主要途径是控制与降低化石能源的碳排放量，并大力发展可再生能源等非化石能源。化石能源较长时间内仍将作为主体能源保持增长，但总

能源中占比将逐步下降，天然气占比将大幅提升（2016 年天然气占世界一次能源消费的比例已达 24%），能源结构将发生显著变化^[1-3]。预测未来能源发展，天然气在全球一次能源消费中的比例先后超越煤炭、石油，在 2030 年后成为占比最高的单类型化石能源，发挥主体能源作用（见图 1）。构建全球绿色、清洁现代化能源体系，天然气将在一定时期内发挥不可替代的作用。提高天然气竞争力是优化中国能源结构的关键问题^[4]。

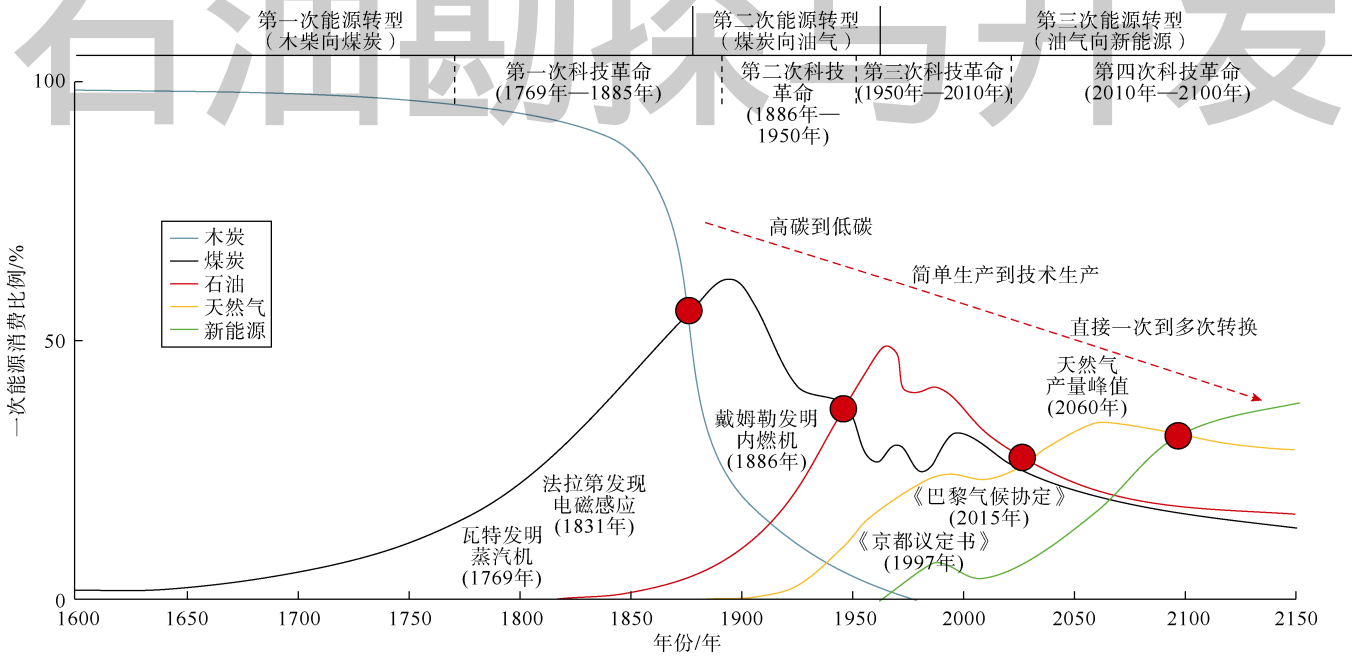


图 1 世界科技发展与能源革命路线图

世界油气工业的勘探开发领域，正持续从占油气资源总量 20%的常规油气，向占油气资源总量 80%的非常规油气延伸。非常规油气在全球油气产量中的作用和地位不断加强，继油砂、致密气和煤层气等资源规模有效开发之后，近年来“非常规油气革命”又实现了页岩气、致密油产量的高速增长。2016 年，全球石油产量为 43.8×10^8 t（其中非常规石油占 12%），全球天然气产量为 3.55×10^{12} m³（其中非常规天然气占 24%）^[1-3]。2016 年美国非常规油气产量为 7.81×10^8 t 油当量，占油气总产量的 63.3%，其中非常规气占总量 46%（页岩气产量为 4.447×10^8 m³，致密气为 1.200×10^8 m³，煤层气为 380×10^8 m³），非常规油占总量 17.3%（致密油产量 2.13×10^8 t）。Fort Worth 盆地 Barnett 页岩气田作为非常规油气对常规油气的第一次革命诞生地，2016 年实现产量 345×10^8 m³^[1]；二叠盆地作为非常规油气第二次自我降低成本革命的根据地，是美国致密油、页岩气唯一保持产量增长的盆地，2016 年致密油

产量 5.600×10^4 t、页岩气产量 730×10^8 m³，Midland 坳陷 Wolfcamp 是目前发现的全球最大的连续型油气聚集层系^[1,2]。2016 年中国非常规油气产量 6.600×10^4 t 油当量，占油气总产量的 20%，其中非常规气占天然气总量的 33%，非常规油占石油总量的 10%。具体到各种非常规油气资源类型，2016 年致密油产量为 150×10^4 t、油页岩油为 70×10^4 t、稠油为 1.500×10^4 t、油砂为 220×10^4 t；致密气为 330×10^8 m³、页岩气为 78×10^8 m³、煤层气为 45×10^8 m³。

非常规油气革命性突破，具有重大理论科学意义^[5]。非常规油气的成功工业化，突破了经典石油天然气地质学的 5 个传统认识：①是源内滞留页岩油气形成工业性聚集，突破了页岩是烃源岩而非储集层的传统认识；②是近源微纳米级储集层致密油气有效开采，突破了毫微米级孔隙是储集层充注下限传统认识；③是油气“甜点区”大面积连续型分布，突破了依靠浮力油气成藏受圈闭边界限制的传统认识；④是非常规油

气水平井平台式体积压裂“人造渗透率”，突破了依靠达西渗流开发的传统认识；⑤是常规~非常规油气系统共生有序整体开发，突破了只针对单一油气类型评价和开采的传统认识。常规-非常规油气有序聚集、共生伴生、差异富集，应整体评价、协同开发。

中国天然气进入跨越式发展的黄金时期，成为向清洁能源过渡不可逾越的桥梁。20世纪90年代，中国天然气业务从地方产业发展成为全国性业务，通过近30年的发展，常规天然气理论技术基本完善，非常规天然气蓬勃发展，经历了陕京一线投产、第1座储气库投产、克拉2气田和西气东输一线投产、第一座LNG接收站投运、苏里格气田规模建产、中亚进口管道投运、页岩气开始跨越式发展等一系列里程碑事件。

本文结合近70年中国天然气发展历程和现状，系统阐述天然气勘探开发理论技术，重点剖析天然气发展的资源潜力潜力和前景展望，提出主要发展举措。

2 天然气发展现状

2.1 世界天然气发展现状

全球天然气资源丰富，具备长期加快发展的资源基础。①天然气剩余探明可采储量丰富，至2016年底，全球累计探明天然气可采储量为 $296 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，累计采出天然气约 $110 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，采出比例37%；剩余探明可采储量为 $186 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，年产量为 $3.55 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，储采比为52.4^[1]。②常规天然气勘探潜力依然可观。全球常规天然气可采资源量近 $470 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，至2016年累计探明常规天然气可采储量为 $280 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，仍有40%未探明^[1]。③非常规天然气发展潜力很大。全球致密气、煤层气和页岩气3类非常规天然气可采资源量^[6]约 $920 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，水合物天然气可采资源量 $(2\ 000 \sim 3\ 000) \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，是常规气的8倍以上。不包括水合物，至2016年底，非常规气累积探明可采储量约 $16 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，探明率不足1%，累积采出量约 $7.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。④常规-非常规大气田发现是天然气发展的资源主体。一百多年的天然气发现史，各类大气田异彩纷呈（见表1），支撑着天然气工业持续发展。

全球天然气产区储量产量结构较不均衡。①全球剩余探明可采储量呈“二大、四小”分布格局，“二大”为中东和欧洲及欧亚大陆（以俄罗斯和中亚为主），分别为 $80 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、 $56.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，占总量的73%；“四小”为亚太、非洲、北美和中南美，分别为 $17.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、 $14.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、 $11.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $7.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。②2016年全球天然气产量为 $3.55 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，产量也呈“二大、四

小”分布格局，“二大”为欧洲及欧亚大陆和北美，分别为 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、 $9\ 484 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；“四小”为中东 $6\ 378 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、亚太 $5\ 799 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、非洲 $2\ 083 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、中南美 $1\ 770 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。③不同区域储产量结构性差异突出表现在北美和中东地区。北美产量高、而剩余可采储量少，储采比仅为11.7；中东剩余可采储量丰富，产量相对较低，储采比达到125，是北美储采比的10倍以上。其他地区储采比依次为非洲68、欧洲及欧亚56，中南美43、亚太30。④主要天然气生产国也存在储量产量结构性差异（见图2）。全球十大天然气生产国总产量 $2.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，占总产量68%；十大天然气储量国剩余可采总储量 $147 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占总量79%；北美储采比较低，中东储采比较高，土库曼斯坦是储采比最高的国家，达262。随着勘探程度提高，新发现的常规陆上天然气田规模有变小的趋势，未来新增常规天然气资源将更多来自深水、极地等开采难度更大的地区，如西伯利亚北部及其北延的大陆架、黑海大陆架、中东及挪威海上地区；随着开采技术进步与开采成本降低，亚太、北美和中南美地区非常规天然气产量比例将大幅提升。

全球天然气供需关系呈现3种类型发展新格局，LNG加快增长是天然气贸易的鲜明特点。①各区域天然气产量和消费量关系可划分为平衡型、出口型和进口型3种类型。欧洲及欧亚大陆属区内平衡型，俄罗斯、中亚、挪威是主要产气国，为区内各国提供管道气。北美和中南美也属区内平衡型，管道气是主要贸易方式。美国天然气管网系统发达，干线里程达 $48 \times 10^4 \text{ km}$ ，管输能力约 $2.5 \times 10^{12} \text{ m}^3/\text{a}$ 。中东属出口型，LNG是主要贸易方式。非洲也属出口型，向全球供应LNG，向欧洲南部提供管道气。亚太属进口型，除中国从中亚和缅甸进口管道气和东南亚国家之间的管道气外，LNG已成为亚太天然气贸易的主体，占贸易量的80%。②全球天然气贸易以LNG的加快增长为特点，LNG推动不同区域天然气贸易价格差逐步缩小。2016年全球天然气单边贸易量为 $1.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，占天然气总产量的30%，其中管道气 $7\ 375 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，同比增长4%，LNG天然气 $3\ 466 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，同比增长6.5%。未来5年，LNG天然气将增加至 $5\ 000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上，贸易占比由30%提高到40%，卡塔尔、澳大利亚、美国、俄罗斯等将加强LNG供应^[7]。美国建成LNG接收站11座，接收能力达 $1.32 \times 10^8 \text{ t/a}$ 。③储气库成为重要调峰能力的方式，国外一般占年消费比例的15%。如美国拥有419座地下储气库，2016年总工作气量 $1\ 364 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占年消费比例17.5%。俄罗斯运行地下储气库25座，有

表1 全球天然气发展的标志性气田基本参数表

类型	气田名称	发现时间	标志特征	国家	盆地	产气层系	储集层岩性	储集层厚度/m	深度范围/m	分布面积/km ²	可采储量/10 ¹² m ³	年产量/10 ⁸ m ³	参考文献
	自流井	13世纪	世界最早规模开发气田	中国	四川	二叠—三叠系	灰岩	37~53	1 404~2 727		0.006 8	0.22	
	安岳	2011	世界最古老碳酸盐岩气田	中国	四川	震旦—寒武系	白云岩	36~80	2 180~6 950	2 384	0.658 7	87	
	靖边	1989	中国最早探明超千亿立方米气田	中国	鄂尔多斯	奥陶系、二叠系	白云岩、砂岩	6.3~45.0	2 983~3 833	10 097	0.417 2	56	
	克拉苏	2012	世界最深陆相气田	中国	塔里木	白垩系	砂岩	92	6 669~7 745	233	0.255 1	52	
	徐深	2005	中国最大火山岩气田	中国	松辽	白垩系	火山岩	27~214	2 970~4 185	285	0.104 6	14	
中国重要发现	荔湾3-1	2006	中国最早深海气田	中国	南海	古近系—新近系	砂岩	17.8~29.5	3 000~3 500	139	0.034 4		
	苏里格	2000	世界最大致密气田	中国	鄂尔多斯	二叠系	砂岩	5~15	3 000~3 600	12 425	0.866 4	230	
	普光	2004	中国最大高含硫海相气田	中国	四川	二叠—三叠系	白云岩	60	5 000~6 200	127	0.291 6/ 0.0430 0 (H ₂ S)	80	
	元坝	2007	世界最深海相气田	中国	四川	二叠系	白云岩	22~32	6 240~6 950	155	0.111 9	25	
	涪陵	2014	中国最大页岩气田	中国	四川	奥陶—志留系	页岩	73	1 885~2 645	384	0.095 2	50.4	
	涩北	1976	中国最大生物气田	中国	柴达木	第四系	粉砂岩	0.4~52.0	410~1 599	92	0.096 9	24	
	东方1-1	2009	中国最大二氧化碳气田	中国	莺歌海	新近系	粉砂岩	14~16	1 200~1 600	324	0.054 5/ 0.021 6		
	沁水	2000	中国最大煤层气田	中国	沁水	二叠系	煤	5~7	500~1 000	1 801	0.153 2	8.77	
	胡果顿	1922	北美最大海相气田	美国	阿纳达科	二叠系	碳酸盐岩	82.5	750~900	24 600		2.29	
	马塞勒斯	2008	世界最大页岩气田	美国	阿巴拉契亚	泥盆系	页岩	15~60	1 200~2 600	24 000	2.4	803	
美国重要发现	纽瓦克东	1981	世界最早建产页岩气田	美国	福特沃斯	石炭系	页岩	30~180	1 980~2 591	15 500	0.74	552.5	[6,8-10, 20,28, 30,32]
	圣胡安	1927	世界最大煤层气田	美国	圣胡安	白垩系	煤	6.1~24.4	804~1 130	19 425	0.367 9	290.2	
	海内斯维尔	2008	美国最高温压页岩气田	美国	路易斯安那	侏罗系	页岩	61~107	3 350~4 270	23 000	2.05	403.7	
	派恩代尔	1955	美国最大陆相气田	美国	派恩代尔背斜	白垩系	砂岩、粉砂岩	70~400	2 600~4 400	220	1.1	160.8	
	迦太基	1936	美国最大海相气田	美国	东德克萨斯	白垩系	灰岩	3~6	2 600~2 800	2 983.7		184.9	
	约拿	1977	美国最大致密砂岩气田	美国	绿河	白垩系	砂岩、粉砂岩	3~5	1 100	32	0.2~0.4	67.7	
	普拉德霍湾	1967	美国最大油气共生气田	美国	阿拉斯加北	二叠—三叠系	砂岩	152.4	1 500~2 100	864.18	0.74	41.6	
	乌连戈伊	1966	世界陆上最大气田	俄罗斯	西伯利亚	白垩系	砂岩和粉砂岩	120~160	1 100~3 500	6 880	10.2	3 300	
	亚姆堡	1969	世界第3大气田	俄罗斯	西西伯利亚	白垩系	砂岩	39~73	1 004~3 177	4 000	5.2		
	博瓦涅科沃	1971	世界最大北极半岛气田	俄罗斯	西西伯利亚	白垩系	砂岩	43.5	604~2 085	1 290	4.4		
俄罗斯重要发现	列宁格勒	1990	世界最大北极陆架凝析气田	俄罗斯	南喀拉海	三叠—白垩系	砂岩	20~160	2 100~2 300		4		
	罗萨洛斯克夫	1989	世界第2北极陆架凝析气田	俄罗斯	南喀拉海	三叠—白垩系	砂岩	22~140	1 929~2 320	261	4	624.15	
	希托克曼	1988	世界最大北极海域气田	俄罗斯	巴伦支海	三叠—白垩系	硅质砂岩	274	2 235	1 413.35	3.8		
	扎波利亚罗	1965	俄罗斯最大油气共生气田	俄罗斯	西西伯利亚	白垩系	砂岩粉砂岩	46~73	1 054~3 228		3.5		
	阿斯特拉罕	1976	世界最大二氧化碳气田	俄罗斯	滨里海	石炭系	藻灰岩-白云岩		3 915	2 029.8	2.71	107.37	
其他	帕斯	1976	世界最大气田	卡塔尔、伊朗	卡塔尔背斜	二叠—三叠系	碳酸盐岩	205	2 700~2 900	7 000	34.95	707.9	
	格罗宁根	1959	欧洲最大陆相气田	荷兰	德国西北部	石炭—二叠系	砂岩、砾岩等	317	4 200~4 300	986.18	2.85	291	

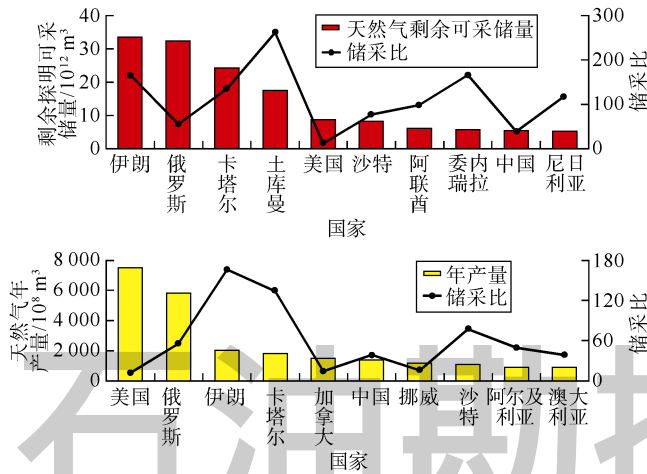


图2 2016年全球排名前十国家天然气储量、产量及储采比
 效容库 $740 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，冬季日产量在 $6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右，占天然气日总产量的 $1/3$ 。中国 12 座地下储气库（群）2017 年调峰能力仅占年消费量比例的 4.2%。

中东、中亚—俄罗斯天然气开发潜力和东亚新兴市场将是影响全球天然气产业变革的主力。①美国的驱动力将逐步下降。美国目前已进入非常规气开发阶段，非常规气占总产量的 80%，储采比仅为 12，需投入大量新钻井来保持产量稳定。美国推动页岩气二次革命，拟将天然气总产量增加到 $8900 \times 10^8 \text{ m}^3$ [7]，若难以撬动亚洲市场，持续发展动力将逐步下降。②欧洲主体天然气产量呈逐年下降趋势，市场趋于饱和。受欧洲市场限制，未来俄罗斯产量增长将主要依赖中俄天然气管线的建设和投运。中亚以土库曼斯坦为代表，持续发展潜力很大。③中东将迎来发展新契机。受地缘政治等影响，中东天然气开发利用受限，产量的地位远未达到储量的地位，加快发展天然气将提振中东经济，中国“一带一路”战略也将提供发展新动力。

2.2 中国天然气发展现状

近 70 年中国天然气历经 3 个阶段的跨越式发展（见图 3）。①发展起步期（1949~1975 年），年产量从 1000 万立方米增长到 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，四川盆地多个小型气田是产量主体，初步建成川渝输气管网。②缓慢增长期（1976~2000 年），年产量从 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 增长到 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，油气工业呈现“重油轻气”特点，发现了一些小型气田，油田伴生气（溶解气）产量增加，占总产量 40%。③快速增长期（2001 年以来），年产量由 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 快速增长到 $1300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上，年均增速 10.6%，建成以鄂尔多斯、塔里木、四川和南海 4 大生产基地为代表的工业格局（见图 4）；油气工业呈现“油气并重”特点，即将进入“稳油增气”新时期。截至 2016 年底，全国发现气田 509 个，其中陆上气田 483

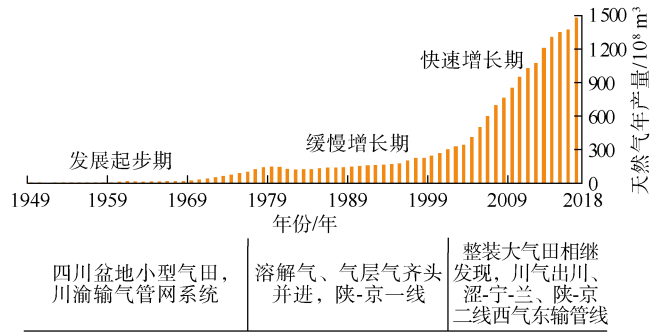


图3 中国天然气年产量增长及发展阶段

个、海上气田 26 个，累计探明天然气地质储量 $12.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，其中常规气 $8.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、非常规气 $4.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。2016 年全国天然气产量达到 $1371 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，其中常规气年产量 $918 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，非常规气年产量 $453 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

天然气管网逐步完善，输配能力稳步增加，总体呈外需型发展态势。①天然气管网初具规模。至 2016 年底，管道长度 $10 \times 10^4 \text{ km}$ ，其中，国家骨干管道 $2.43 \times 10^4 \text{ km}$ 、国家支干线 $1.85 \times 10^4 \text{ km}$ 、省网干线 $1.75 \times 10^4 \text{ km}$ 、省网支线 $3.97 \times 10^4 \text{ km}$ 。长输管道和油气田周边天然气管道供应能力达到 $3500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。形成了川渝地区、华北地区、长三角等相对完善的区域性管网。已建成中亚进口天然气管道 A/B/C 线和中缅进口天然气管道，进口能力 $670 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。中俄天然气管道东线正在建设，进口能力 $380 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。②地下储气库、LNG 接收站建设不断加强。至 2017 年底，已投产地下储气库 12 座，形成年调峰能力 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占年消费量比例 4.2%。全国投产 LNG 接收站 13 座，接收能力 $5480 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。③天然气需求持续增长。2000 年以来，消费量增速 16% 明显高于产量增速 10.9%，2007 年开始成为净进口国，2017 年消费量突破 $2400 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，一次能源消费占比突破 7%。2017 年进口气 $926 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占总消费量 38.6%，其中进口管道气 $427 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，进口 LNG 天然气 $499 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，中亚、中缅、中俄管道气和沿海 LNG 4 大进口通道发挥了保障作用。

参照俄罗斯和美国天然气百年发展历程，中国正处于天然气产业的快速发展期（见图 5）。发展天然气离不开稳定气源供给、管道建设支撑和成熟市场培育。美国天然气快速发展期约 35 年（1938~1973 年），中国地域与美国相仿，国民经济和天然气产业的更快速发展将缩短这一进程，预计将用 25 年（2001~2025）。

3 天然气理论技术

3.1 天然气勘探地质理论历程

天然气地质学的诞生，是天然气作为独立工业部

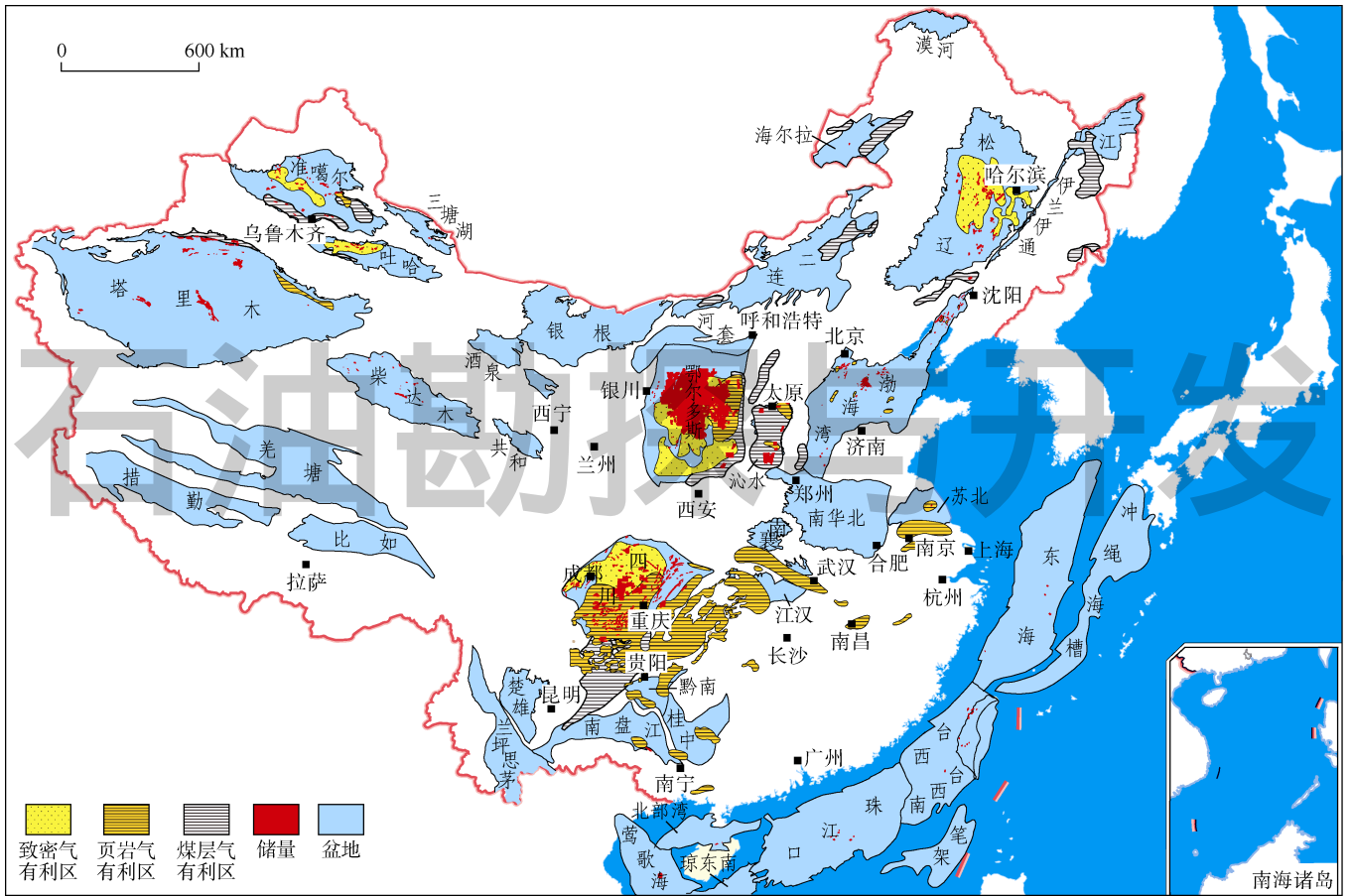


图4 中国常规-非常规天然气分布

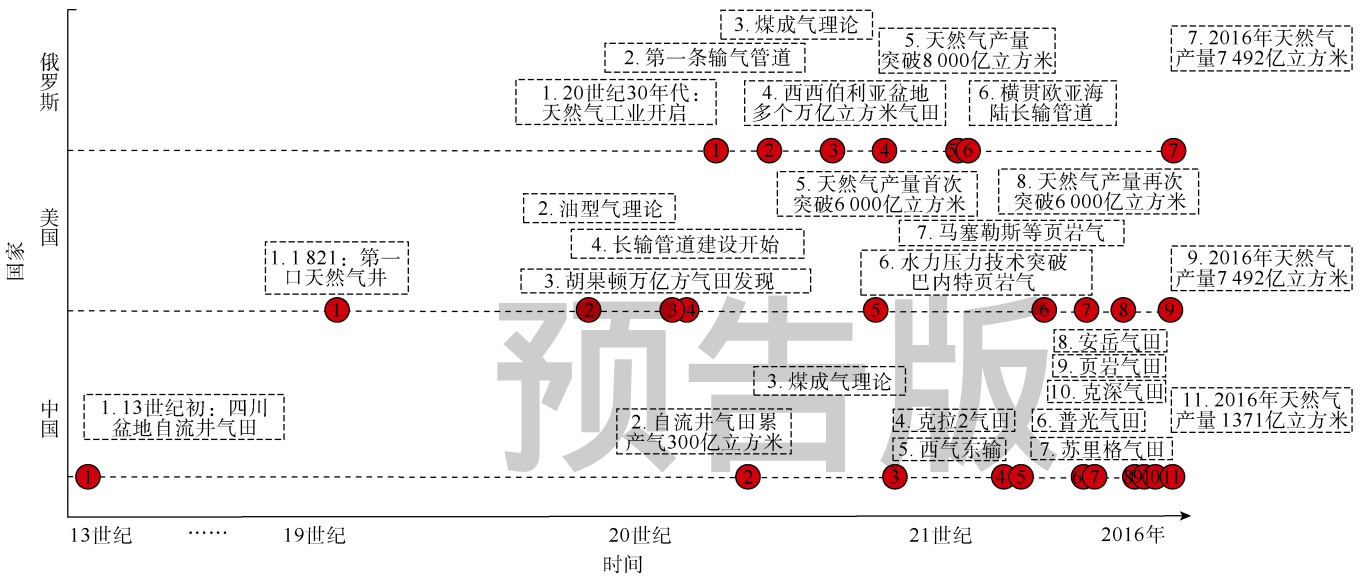


图5 中国、美国、俄罗斯天然气发展重要事件对比

门和地质-地球化学研究取得重大进展共同作用的产物^[8-10]。1979年，维索茨基出版《天然气地质学》，“使天然气地质学由从属和依附于石油地质学中独立出来而成为一门分支科学奠定了一定基础”^[10]；20世纪80年代初，“天然气地质学”已成为独立分支学科^[8-10]。

20世纪末，致密气、煤层气等非常规气工业实践活跃，推动非常规天然气地质研究规模展开，以1995年美国联邦地质调查局提出“连续气聚集”理念为标志，非常规天然气地质理论开始建立。进入21世纪，“非常规油气革命”已带来全球能源行业全方位的重大转变，

贾承造针对非常规油气的突破，指出重构新一代石油天然气地质学理论意义重大，对油气工业影响深远。

与天然气工业实践紧密联系，中国天然气勘探地质理论包括常规天然气地质、常规—非常规天然气地质和非常规天然气地质3个发展阶段，目前正处于常规—非常规天然气地质发展阶段，未来将进入非常规天然气地质发展阶段（见图6）。常规天然气勘探地质理论大致可划分为3个时期：①发展前期（1970年代末期前），以寻找油型气为主，天然气发展缓慢^[10]；②发展中期（1970年代末期后~2000年前后），煤成气理论引入中国，戴金星创导并发展了中国煤成气理论，“煤系是全天候的良好气源岩，煤系成烃以气为主”成为共识^[8-10,11]，3部“天然气地质学”专著^[8-10]出版，推动了中国天然气工业的蓬勃发展；③发展后期（2000年前后~2010年前后），聚焦“大气田”规模发现的持续勘探研究实践，天然气进入快速发展阶段，涌现了大气田形成分布^[12]、前陆冲断带构造气藏^[13]、大面积岩性气藏^[14]、有机质“接力成气”^[15]等为标志成果的系列地质理论，指导了一批千亿立方米级大气田的发现。

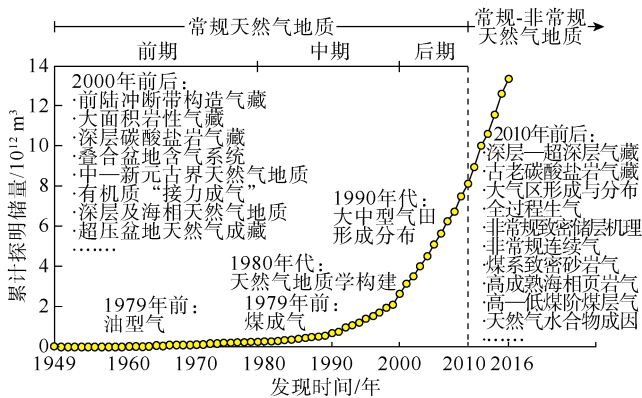


图6 中国天然气地质理论与天然气储量增长

2010年前后，中国天然气进入常规、非常规并重平行发展阶段，储产量快速增长，地质理论创新更为活跃。①常规气以大气田发现为目标，以主力大气区建设为主线，突出规模资源区的整体研究和部署，深层—超深层构造气藏^[16-20]、古老碳酸盐岩“四古”成藏^[21]等地质理论，“大气区（田）”建设在天然气工业中占有了举足轻重的作用；②非常规天然气日益引发关注，引入吸收国外非常规天然气地质理念，结合中国特殊地质条件，形成非常规天然气地质学理论，在非常规致密储集层微纳米孔隙发现与结构聚集模式、连续气聚集规律、源内与近源“甜点区（段）”评价等方面取得了一批重要理论成果，构建了中国煤系致密砂岩气、

高煤阶煤层气、高演化程度海相页岩气等地质理论体系，推动了中国非常规天然气工业起步和快速发展^[5]。

经过近70年不断发展完善，中国已形成系统的天然气地质学理论^[8-10,22,23]，推动了靖边、克拉2、苏里格、普光、安岳、克深、涪陵、长宁—威远等一批大气区（田）的发现（见图6）。截至2016年底，中国天然气累计探明地质储量达到 $12.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，年产量达到 $1476 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，天然气勘探开发取得了跨越式发展。

3.2 常规-非常规天然气地质学内涵

“页岩气革命”对传统天然气地质学产生了深刻影响，天然气地质要素和运聚过程的理解已发生重大变化^[5,24-30]。新时期天然气地质研究，将面向常规和非常规两种天然气资源类型，面向全过程生气、全类型储集层、全种类盖层遮挡、全方法勘探开发的地质基础研究，透视地下所有类型的天然气资源，为找出“甜点区（段）”、采出规模天然气提供理论指导。常规-非常规天然气地质学内涵，是一门研究地壳中常规天然气藏-非常规天然气形成机理、有序共生、差异富集、采出规律、发展战略的地质学科。涵盖常规天然气藏和非常规天然气两种资源类型（见表2），包括天然气勘探地质和开发地质两个基础理论。常规天然气藏勘探地质研究是以圈闭为对象，评价“生、储、盖、运、圈、保”6个成藏要素，核心是明确圈闭成藏有效性和储量规模；常规天然气开发地质研究是以气藏为对象，核心是控制水侵影响与最大限度提高采收率。非常规天然气勘探地质研究是以源内或近源层系天然气有利区段为对象，评价其“岩性、烃源性、物性、脆性、含油气性、地应力各向异性”6个特性，核心是明确连续型天然气聚集范围与储量规模；非常规天然气开发地质研究是以“甜点区（段）”为对象，核心是以水平井或丛式井平台式井群建产方式，通过体积压裂形成网络人造渗透率，实现对非常规“人工气藏”开采。

3.2.1 常规-非常规天然气勘探地质

天然气勘探地质形成以不同气源为核心的常规圈闭“单体型”大气田成藏理论（油型气、煤成气）以不同岩类储集层为核心的非常规“连续型”甜点区聚集理论（煤层气、致密气、页岩气、水合物）。常规-非常规天然气形成分布具有10条地质规律。

①常规—非常规天然气时空上“有序聚集”。含气单元内，常规与非常规天然气空间上有序聚集，常规天然气在局部圈闭富集，在供气方向上有非常规天然气共生；非常规天然气大面积连续型分布，外围空间可能有非常规天然气伴生^[31]。“有序聚集”认识，对常规—

表2 常规-非常规天然气勘探地质与开发地质特点

项目	构造背景	沉积相带	聚集场所	气源类型	储集层物性			源储关系	烃气组成	运移动力	运移距离
常规气	构造高部位	粗碎屑及高能相带	单体圈闭	煤成气、油型气等	一般孔隙度 15%~30%	一般渗透率 十~几千 $10^{-3} \mu\text{m}^2$	毫微米级孔喉系统	源储分离	全部为游离气	浮力	二次运移
致密气	斜坡及拗陷区	三角洲平原及前缘	大面积致密砂岩	煤成气等	一般孔隙度 小于10%	一般渗透率 小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	微纳米级孔喉系统	源储紧密接触	游离气为主	生气增压	短距离二次运移
非常规煤层气	斜坡及拗陷区	沼泽相	大范围煤层	煤成气	一般孔隙度 小于10%	一般渗透率 小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	微纳米级孔喉系统	源储一体	吸附气为主	无运移	无运移
非常规页岩气	斜坡及拗陷区	陆棚、湖盆中心	大面积页岩	油型气为主	一般孔隙度 小于10%	一般渗透率 小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	微纳米级孔喉系统	源储一体	游离气和吸附气	生气增压	初次运移
水合物	斜坡区	陆坡、冻土带	大范围温压稳定带	煤成气、油型气等	一般孔隙度 大于30%	一般渗透率 几千 $10^{-3} \mu\text{m}^2$	毫微米级孔喉系统	源储分离	结晶烃气	水合	初次或二次运移
项目	富集控因	勘探目标	勘探技术	资源丰度/ ($10^8/\text{km}^2$)	高产控因	开发目标	开发工艺	单井初期产量/ ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	气田稳产方式	采收率/%	典型实例
常规气	有利储盖组合	有利圈闭 (“甜点”)	二维-三维地震、直井	一般大于5	高孔渗储集层、裂缝	气藏	直井	一般 10~30	单井稳产实现气田稳产	一般 50~80	库车克拉2气田、川中安岳气田等
致密气	有利致密储集层	“甜点区(段)”	地震、多井型	一般 1~3	相对高渗储集层、裂缝	“甜点区(段)”	直井、水平井压裂	一般 1~3	井间接替和区块接替实现气田稳产	一般 20~50	鄂尔多斯石炭二叠系、四川三叠系致密气等
非常规煤层气	煤层	“甜点区(段)”	地震、多井型	一般 1~3	富集区、相对高渗带	“甜点区(段)”	直井、水平井、鱼骨井	一般 0.1~0.5	井间接替和区块接替实现气田稳产	一般 20~30	沁水、鄂尔多斯等盆地石炭一二叠系煤层气等
非常规页岩气	有利页岩层	“甜点区(段)”	三维地震、水平井	一般 1~3	高含气量、高脆性	“甜点区(段)”	水平井体 积压裂	一般 5~10	井间接替和区块接替实现气田稳产	一般 20~40	四川盆地地下古生界页岩气等
水合物	粗碎屑带	“甜点区(段)”	地震、水平井	一般小于1	高孔渗储集层	“甜点带”	水平井或其他	一般 0.1~0.5	/	一般 50~80	南海北部陆坡

非常规天然气整体评价、整体部署、协同开发有意义。

②生气中心与区域盖层匹配形成规模天然气聚集。煤成气和油型气两类主要成因气源，是天然气形成的主体气源，如中国、俄罗斯多数为煤成气，美国多数为油型气，是资源有利区段优选的首要依据。膏盐岩和厚层泥岩是天然气富集保存的两类主要盖层，其中膏盐岩之于前侏罗系较老地层的大气田尤其重要。区域性的源盖组合控制主力天然气资源的分布，决定了大气田(区)的形成分布。

③常规气藏一般分布在盆内源外正向高部位圈闭中。常规气藏一般储集层物性好，源储分离，圈闭界限与水动力效应明显，勘探目标一般为正向高部位、高丰度圈闭，单体型或集群型局部分布。

④非常规气“源内/近源”连续聚集在斜坡凹陷区。非常规气一般储集层致密，源储共生，圈闭界限与水动力效应不明显，勘探目标一般为盆地斜坡中心、低丰度“甜点区”，大面积连续型分布。

⑤克拉通盆地“近源”古隆起、台缘带与构造带发育碳酸盐岩气藏。大型古隆起及斜坡背景、规模岩溶及台缘礁滩相储集层分布、良好的气源条件、多期断裂及烃类充注控制天然气形成与分布，具有局部高点与构造控制天然气高产的特点，如安岳、靖边、塔

中I号、川东等大气田。

⑥前陆冲断带“下生上储”煤系与构造叠合形成碎屑岩构造气藏。高强度生气能力、规模储集层、巨厚膏盐岩等盖层、大型构造圈闭等要素控制油气形成与分布，深层有利储集体与裂缝控制天然气富集高产，如塔里木盆地克拉2、克深气田等。

⑦断陷盆地“近源”火山口相与煤系伴生形成火山岩气藏。断陷盆地深大断裂火山口爆发相与后期风化溶蚀，有效的煤系生气洼槽、良好的构造背景控制天然气形成与分布，如松辽深层、克拉美丽气田群等。

⑧拗陷盆地“源储共生”沼泽相煤系形成煤层气和致密气。大型斜坡一向斜背景、煤系广覆式分布，大面积三角洲前缘砂体控制致密气分布，向斜煤层富集煤层气，具有多层叠加连片、不受构造控制、局部发育“甜点区”的成藏特点，如苏里格上古生界、川中须家河组等致密大气区，沁水上古生界等煤层气。

⑨深水陆棚相“源内”富有机质页岩内石油裂解形成页岩气。半深水—深水陆棚环境富有机质页岩、纳微米级孔喉系统、丰富页理和裂隙、封闭顶底板控制页岩气“甜点区(段)”分布，如五峰—龙马溪组页岩气。

⑩海域低温高压粗相带控制“源内/源上”天然气水合物聚集。低温高压稳定带、充足气源、有利粗碎

屑沉积相带的海底沉积物，控制水合物较高丰度的赋存，如南海北部陆坡水合物。

3.2.2 常规-非常规天然气开发地质

2000年以来，针对常规和非常规气藏的储集层特

点和开发手段，逐步形成了两项核心开发理论、7类常规气藏和3类非常规气藏开发技术（见表3）。天然气开发地质形成以“控制水侵”为核心的构造气藏开发理论、以“人工气藏”为核心的非常规气开发理论。

表3 7类常规气藏、3类非常规气藏开发技术体系

气藏类型	典型气田	主要特征	主体开发技术	开发模式	2016年产量/ (10^8 m^3)	
常规气藏	深层高压气藏	塔里木盆地 克拉2、迪那2	埋藏深、构造复杂、 高温高压、普遍存在边底水	复杂构造和裂缝描述、水侵动态 和均衡开发	稀井高产	155
	碳酸盐岩气藏	四川盆地石炭系气藏 和龙王庙组气藏	发育多种储集体类型、 储渗能力差异大、边底水活跃	储渗体刻画、多井型优化配置， 酸化酸压、排水采气	控水稳气	216
	高含硫气藏	四川盆地普光气田、 罗家寨气田	储集层渗透性较好、 边底水较活跃	安全钻井与完井、油套管及集输 腐蚀控制和净化处理	安全防腐	85
	低渗气藏	鄂尔多斯盆地 榆林气田	储集层渗透率相对较低、 连通性相对较好	井网一次部署、增压开采	规模化井网	94
	疏松砂岩气藏	柴达木盆地 涩北气田群	地层层数多、层间差异大、 存在多套气水系统、地层出砂出水	细分层系、多套井网开发、 防砂治水	防砂治水	50
	火山岩气藏	松辽盆地徐深气田、 准噶尔盆地克拉美丽气田	结构单元形态、规模差异大、 孔洞缝系统复杂、气藏连通性差	火山岩体内幕精细刻画、 多井型储集层改造	细分单元	29
	海上气藏	南海陵水、东方气田	储集层物性较好、单井控制储量大	深水钻井平台、水下井口密封、 排水采气	深水平台	91
非常规气藏	致密砂岩气	鄂尔多斯盆地 苏里格气田和大牛地气田	储集层物性差、致密、大面积分布、 有效砂体连续性差、单井产量低	富集区优选、直井分压合采、水平井 多段改造、井下节流与中低压集输	多井低产、 低成本	330
	煤层气	沁水盆地樊庄 和鄂东缘韩城区块	自生自储依附型、 与地层水共存、割理发育	煤岩结构和水文地质描述、U型井 和鱼骨井、排采工艺	降压排采	45
	页岩气	蜀南地区涪陵气田、 长宁气田	自生自储、大面积分布、 多尺度流动、 解吸扩散和渗流并存	甜点区(段)优选、 大平台水平井钻井、长水平段体积 改造、压裂液回收再利用	长水平井+ 体积压裂	78

①常规构造气藏“控制水侵”开发内涵：在有统一气水界面的构造气藏开发中，科学控制采气速度（一般小于3%），防止水体沿断裂与高渗带突进、气水界面失衡形成“水封气”，减少可采储量损失，最大限度地提高气藏采收率。克拉2、迪那2、普光、安岳、克深等大型整装气田是中国天然气上游工业的压舱石，单个气田年产能规模在 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上。大型整装构造气藏“控水开发”，有效保障了主力气田长期稳产。

②非常规天然气“人工气藏”开发内涵：通过人工水平井平台式构建地下裂缝网络，改变应力场，人造裂缝形成“人工渗透率”，开启渗流、解吸、扩散通道，人工建立地下天然气产出系统，形成“甜点区(段)”整体工业产量。苏里格—大牛地致密砂岩气、涪陵、长宁—威远—昭通页岩气等，是中国天然气产量增长最快、增量最大的天然气类型。“人工气藏”的突出特点是通过多段多簇大型压裂改造等人工手段，改变致密储集层结构和气体流动状态，最大限度增大泄气面积，减小流动阻力，获得“甜点区(段)”整体高产。“人工气藏”开发，为非常规天然气提供新的解决方案。

③构建7类常规气藏开发技术体系，支撑常规气

2016年上产 $918 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，近10年低渗砂岩、复杂碳酸盐岩、火山岩及非常规气占总产量的75%（见表3）。

④创新3类非常规气藏开发技术，支撑非常规气2016年上产 $453 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，近3年非常规气产量比例超过30%，已成为建产主力之一（见表3）。

4 天然气发展机遇、挑战与主要举措

4.1 天然气发展机遇

中国天然气消费需求稳步上升，将迎来历史发展机遇。①美丽中国建设机遇：国家能源发展战略、能源消费革命、“十三五油气发展规划”、煤改气等系列重大政策，将助推天然气产业发展。中国政府批准签订“巴黎协定”后，制定出台了一系列积极的能源发展政策。《天然气“十三五”发展规划》、《加快推进天然气利用的意见》等政策明确了天然气的发展定位；《深化石油天然气体制改革的若干意见》等引导天然气市场化机制的形成。②能源结构机遇：按照国家规划，2020年天然气在一次能源中的消费比例将由2015年的5.9%提高到8.3%~10%，供应能力将达到 $3600 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。当前大力推进“北方冬季清洁取暖民生工程”、

以气代煤背景下,天然气消费量将持续增长,按照年均增长10%预测,2020年可达到 $3\ 000\times 10^8\text{ m}^3$ 以上;2020年后天然气发电、城市天然气有望加速,预计2030年消费量可达 $5\ 000\times 10^8\text{ m}^3$ 以上,2050年消费量预期达到 $7\ 000\times 10^8\text{ m}^3$ (见图7)。

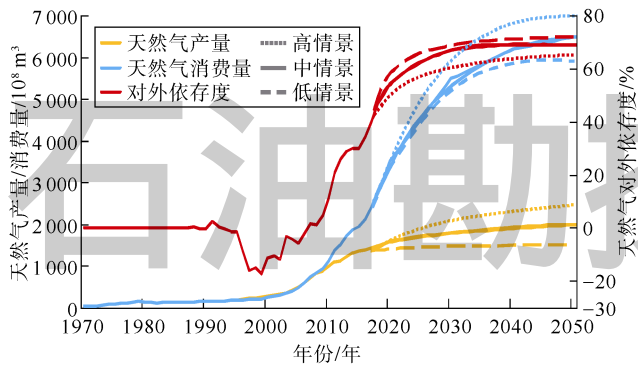


图7 中国天然气产量、消费量及对外依存度预测

4.2 天然气发展挑战

把握难得发展机遇,中国天然气发展需直面全产业链的诸多挑战。如常规大气田勘探目标不明朗,常规大气田开发水侵影响较大,非常规气田开发成本较高,采收率和效益较低,深层海相页岩气开发技术不成熟,水合物富集规律不清,处于探索阶段,规模储气库选址建设难度加大,成本上行与效益下行矛盾凸显,等等。近70年中国天然气发展历程有4条启示:①寻找常规大气田(区)的勘探与发现是天然气工业阶梯式发展的基石。从1991年至2016年底,发现46个探明储量超过 $300\times 10^8\text{ m}^3$ 的常规大气田,占大气田发现总数的81%,占探明储量的75%,奠定了中国天然气大国的资源基础。②非常规气产量、LNG进口量“两个增幅”超出了预期。近10年来非常规致密气、页岩气、煤层气产量快速增长,累计产量 $2\ 530\times 10^8\text{ m}^3$,年均增幅35%;近10年LNG发展迅猛,2017年LNG占天然气总消费量的20.8%,2018年有望达到21.5%。③中国天然气产量、消费量“两个峰值”尚未达成共识。天然气生产和消费水平快速增长,2000年起消费增速大于生产增速,2007年起天然气对外依存度逐年攀升,但天然气产量和消费量的峰值均远未达到,何时达到,达到多少,尚需研究。④“美丽中国”建设加快了天然气工业跨越发展进程。2012年“美丽中国”建设,赋予了天然气发展新的更强劲的内生动力,天然气成为化石能源向可再生能源转型不可逾越的、不可替代的桥梁,加快了天然气跨越发展的历史

进程。

4.3 天然气发展的主要措施

针对中国天然气发展的诸多挑战,提出10条主要措施。①立足3大盆地,加大万亿立方米级资源规模区的勘探力度。主攻鄂尔多斯、四川、塔里木3大盆地及8大重点领域,保持未来5~10年天然气储量稳定增长(见表4)。加快3500m以深海相页岩气技术攻关,实现产量跨越发展。3500m以浅海相页岩气技术可采资源量仅占11%,目前其有效开发技术基本成熟配套,2020年有望上产至 $200\times 10^8\text{ m}^3$ 。3500m以深海相、过渡相—湖沼相煤系和湖相页岩气技术可采资源量占比近90%,突破后可保证页岩气进一步大规模上产与长期稳产。②尊重气藏生产规律,控制大气田采气速度(一般小于3%)与产量规模。常规大气田一般为边底水构造气藏,开发指标必须尊重生产规律,否则将对采收率和稳产时间造成严重影响,如典型气藏克拉2、克深、龙王庙等。③加强技术与管理创新,提高非常规天然气开发效益。一是理念革命,保持同行成本最低,树立生命线意识;二是成本革命,设定综合投资上限,树立成本红线意识;三是科技革命,探索低成本新技术,树立效益底线意识。④依托“一带一路”战略,以中亚—俄罗斯、中东等地区天然气资源大国为主体,综合利用国际气源,逐步构建中国主导的天然气新型市场。“一带一路”形成的政治、经济、基础建设合作等方面的有利保障,为天然气产业合作发展提供了新的机遇。应在已有合作基础上,采用多种方式,扩大合作规模和深度。同时依托人民币国际化进程,逐步建立东亚天然气国际交易市场和定价机制,提升中国在国际天然气交易中的主动权。发挥好市场主导作用,充分利用国际竞争来保障国家利益。⑤拓展建库新理念,快速有效增强调峰保供能力。

表4 中国石油3大探区天然气勘探现实重点领域潜力分析

盆地	序号	领域	有利面积/ 10^4 km^2	资源量/ 10^{12} m^3	探明储量/ 10^8 m^3	预计增储规模/ 10^8 m^3
鄂尔多斯	1	古隆起东侧 碳酸盐岩	4.0	1.5	6 547	2 000~3 000
	2	盆地东部 上古生界	2.0	3.2	4 844	3 000~5 000
	3	苏里格及外围 上古生界	6.0	6.0	16 500	3 000~5 000
四川	4	震旦—寒武系	1.0	2.5	8 502	3 000~5 000
	5	下二叠统	0.6	1.0		1 000~2 000
	6	须家河组	5.0	3.5	6 922	1 000~2 000
	7	五峰— 龙马溪组	2.0	9.8	7 643	5 000~10 000
塔里木	8	库车坳陷	0.6	4.6	7 441	4 000

一是择机转化优质大气田中后期生产方式，淡季降低采气速度，部署新井，提升高峰期供气水平；后期择机转为调峰气田，如克拉2等优质气田。二是废弃矿井低成本快速建库，如金坛等20口废弃老腔、榆林神木煤矿采空区。三是启动含水层储气库工作，引进外来资本和技术，合作开发，如江苏白驹。⑥构建LNG多元化的国际供应体系和全方位的沿海接收体系。加强在中东、俄罗斯、澳大利亚、美洲、非洲等多元天然气国际合作，优化LNG长贸合同和现货合同组合，扩大LNG贸易总量；同时加快沿海LNG接收站全方位规划和投产，增强接收能力。⑦增加非常规等低品位天然气资源开发政策补贴，保障天然气持续上产。延续并完善页岩气和煤层气开发补贴政策，同时落实致密气的财政补贴，保障当前经济技术条件下的规模上产。建议实行差别化税费政策，加大对深层、深水天然气资源开发利用的财税优惠力度。⑧发挥天然气管网作用，为目前弃风、弃光、弃水电提供解决新途径。全国弃风、弃光、弃水电 $1\ 100\times 10^8\text{ kwh}$ ，可制取氢气 $275\times 10^8\text{ m}^3$ ，相当于替代 $110\times 10^8\text{ m}^3$ 的天然气制氢生产线。⑨加强天然气多途径综合利用，优化天然气消费结构。加强天然气发电、城镇燃气、工业燃气、交通燃气等的升级利用，大力发展天然气分布式能源和天然气热电联产，提高利用效率。⑩建立长效机制，重点解决北方冬季“气荒”问题。努力保障天然气在北方清洁能源占比20%~25%，尤其重视对北方六省市的充足供应，确保3天以上应急储气能力。

5 天然气发展潜力与展望

5.1 天然气发展的资源潜力

中国天然气资源丰富，发展前景广阔。①天然气勘探开发具有很大的资源潜力。根据中国石油天然气集团公司第4次全国油气资源评价的研究成果，中国陆上常规气地质资源量 $41\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，探明率13%；海域常规气地质资源量 $37\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，探明率4%。陆上致密气地质资源量 $22\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，探明地质储量 $3.8\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，探明率17%；煤层气地质资源量 $30\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，探明地质储量 $0.69\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，探明率2%；页岩气地质资源量 $80\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，探明地质储量 $0.54\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，探明率不足1%；天然气水合物可采资源量初步估算 $53\times 10^{12}\text{ m}^3$ 。②天然气勘探处于早中期阶段，仍具较大潜力，仍有发现大气田（群）的机遇。③天然气储量基础比较雄厚，近50%储量未动用。截至2016年底，全国未动用探明地质储量 $6.0\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，占总探明储量46.5%；但这

些未动用储量大部分品质较差，经济有效开发的难度很大。④天然气储量2030年以前仍将保持高峰增长态势。从增长趋势看，中国天然气年增探明储量仍处于高峰增长阶段，2020~2030年年增探明地质储量大致在 $(5\ 000\sim 7\ 000)\times 10^8\text{ m}^3$ 。⑤4大地区是未来勘探主战场。全国待发现常规气+致密气可采资源量 $52\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，待发现页岩气+煤层气可采资源量 $25\times 10^{12}\text{ m}^3$ ；鄂尔多斯、四川、塔里木、南海4大地区常规气+致密气待发现可采资源量 $42\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，约占全国的80%。⑥深层、非常规及海域是中国天然气储量增长重点领域。“十一五”以来发现和落实5个万亿立方米、12个千亿立方米以上气区，主要是深层、非常规致密气、页岩气及海域。⑦以南海神狐地区水合物成功试采为契机，建立了水合物国家实验室，制定全国水合物试采试验发展规划，持续推动水合物在南海乃至世界的开发利用。

5.2 天然气发展的技术潜力

天然气工业技术实力不断增强，能有效支撑天然气产业链的全面发展。常规—非常规气勘探开发技术总体处于国际先进水平，大型长输管道建设能力居于国际领先，海洋作业能力已走向3 000 m深海，具备 $16\times 10^{12}\text{ m}^3$ 级大型LNG储罐的设计建造能力。天然气发电、分布式能源、天然气交通等领域技术基本成熟，应用规模不断扩大。这些技术优势不但可以满足中国发展的需求，也可支撑不断扩大海外天然气业务规模。

5.3 天然气发展展望

初步提供了高、中、低3种情景预测模式，重点阐述中情景模式。一是常规气持续发展是基础，2030年产量有望达到 $1\ 200\times 10^8\text{ m}^3$ 。新区突破、在建气田上产与已开发气田稳产相结合，2020年产量 $1\ 100\times 10^8\text{ m}^3$ ；2020年以后，目前已开发常规气田大部分进入递减期，新建产能主要弥补递减，产量缓慢增长至2030年的 $1\ 200\times 10^8\text{ m}^3$ 。二是非常规气地位快速上升，2030年占比将超过50%。①致密气现实性最好，可规模发展。依靠鄂尔多斯盆地苏里格气田外围、神木气田及盆地东部的新区上产，致密气产量由2016年 $330\times 10^8\text{ m}^3$ 增加到2020年 $400\times 10^8\text{ m}^3$ ；2020年之后，依靠新区勘探拓展与已开发致密气田提高采收率，产量缓慢增长至2030年的 $500\times 10^8\text{ m}^3$ 。②海相页岩气已实现工业起步，可加快发展。四川盆地及周缘3 500 m以浅的海相页岩气地质资源量 $2\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，可工作面积3 500 km^2 ，2020年可上产 $200\times 10^8\text{ m}^3$ 以上；四川盆地及周缘3 500~4 500 m海相页岩气地质资源量 $10\times 10^{12}\text{ m}^3$ ，可工作面积达 $2\times 10^4\text{ km}^2$ ，技术和效益突破后，具

备 2030 年产量上升到 $(400\sim 500)\times 10^8\text{ m}^3$ 资源潜力。

③煤层气将突破低阶煤瓶颈。以沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘的中高煤阶为主, 2020 年产量有望达 $100\times 10^8\text{ m}^3$; 需向两个方向拓展, 一是突破中低阶煤瓶颈, 实现高煤阶向中低煤阶拓展, 二是沁水、鄂东向蜀南—黔北、准东拓展, 具备 2030 年产量达到 $200\times 10^8\text{ m}^3$ 潜力。

天然气进口量将持续增长, 2020 年天然气进口量预计 $1\ 400\times 10^8\text{ m}^3$, 对外依存度达到 44%; 2030 年天然气进口量预计 $3\ 000\times 10^8\text{ m}^3$, 对外依存度将达 55% (见表 5)。储气库建设刻不容缓, 2030 年调峰需求达 $500\times 10^8\text{ m}^3$ 。中国目前储气库工作气仅占 3%, 2020 年比例应达 15%, 2030 年比例应达 20% 以上。

表 5 中国天然气整体供需情况预测

类型	2017 年		预测 2020 年		预测 2030 年	
	供给量/ 10^8 m^3	比例/ %	供给量/ 10^8 m^3	比例/ %	供给量/ 10^8 m^3	比例/ %
供给组						
中国产气	1 476	61.4	1 800	56.30	2 500	45.50
进口 LNG	499	20.8	650	20.30	1 550	28.20
进口管道气	427	17.8	750	23.40	1 450	26.30
消费量/ 10^8 m^3	2 402		3 200		5 500	

中国天然气生产量与消费量的预测仍存在一定不确定性, 主要取决于地下主力气源层勘探开发节奏、天然气规模工业化进程与成本控制等因素。

6 结语

应对全球气候变化、大力发展低碳能源的新时期, 天然气战略布局应立足中国天然气资源特点, 采用上下游双轮驱动, 坚持勘探开发理论技术创新, 持续推进上游加快发展, 充分利用国内外资源, 夯实天然气供应体系; 同时加强政策引导和基础设施投入, 不断扩大天然气对传统能源的替代, 拓展天然气消费利用新空间, 实现天然气全产业链的规模化发展。

天然气科技创新引领和推动中国天然气储产量跨越式发展, 但天然气工业发展还在路上, 对天然气勘探、开发、工程等方面的新理论、新技术的需求无止境。中国天然气进入了新时代, 在国家政策引导和大力支持下, 未来天然气工业必将大有可为, 对中国能源结构转型将发挥不可替代的作用。

致谢: 本文在撰写和研究中得到戴金星院士、贾承造院士、赵文智院士等专家的指导帮助, 以及中国石油、中国石化等相关油气田的支持, 一并致谢。

参考文献:

- [1] BP. Statistical review of world energy 2017[R]. London, United Kingdom, 2017.
- [2] BP. Energy outlook 2017 editon[R]. London, United Kingdom, 2017.
- [3] EIA. International Energy Outlook 2017[EB/OL]. (2017-09-14) [2017-09-14]. [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf)
- [4] 侯启军, 朱兴珊, 王武. 提高天然气竞争力是优化中国能源结构的关键问题[J]. 国际石油经济, 2015, 6: 20-22.
HOU Qijun, ZHU Xingshan, WANG Wu. The importance of improved natural gas competitiveness in China's energy industry restructuring [J]. International Petroleum Economics, 2015, 6: 20-22.
- [5] 贾承造. 论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 1-11.
JIA Chengzao. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geology theory[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 1-11.
- [6] 邹才能, 翟光明, 张光亚, 等. 全球常规-非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 13-25.
ZOU Caineng, ZHAI Guangming, ZHANG Guangya, et al. Formation, distribution, potential and prediction of global conventional and unconventional hydrocarbon resources[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 13-25.
- [7] EIA. 天然气市场报告[R]. 北京, 2017.
- [8] 陈荣书, 袁炳存. 天然气地质学[M]. 武汉: 武汉地质学院出版社, 1986.
CHEN Rongshu, YUAN Bingcun. Geology of natural gas[M]. Wuhan: Wuhan Institute of Geosciences Press, 1986.
- [9] 包茨. 天然气地质学[M]. 北京: 科学出版社, 1988.
BAO Ci. Geology of natural gas[M]. Beijing: Science Press, 1988.
- [10] 戴金星, 戚厚发, 郝石生. 天然气地质学概论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989.
DAI Jinxing, QI Houfa, HAO Shisheng. Introduction of natural gas geology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989.
- [11] 彭平安, 邹艳荣, 傅家谟. 煤成气生成动力学研究进展[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 297-306.
PENG Pingan, ZOU Yanrong, FU Jiamo. Progress in generation kinetics studies of coal-derived gases[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 297-306.
- [12] 戴金星, 邹才能, 陶士振, 等. 中国大气田形成条件和主控因素[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(4): 473-484.
DAI Jinxing, ZOU Caineng, TAO Shizhen, et al. Formation conditions and main controlling factors of large gas fields in China[J]. Natural Gas Geosciences, 2007, 18(4): 473-484.
- [13] 贾承造, 魏国齐, 李本亮, 等. 中国中西部两期前陆盆地的形成及其控气作用[J]. 石油学报, 2003, 24(2): 13-17.
JIA Chengzao WEI Guoqi, LI Benliang, et al. Tectonic evolution of two-epoch foreland basins and its control for natural gas accumulation in China's mid-western areas[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(2): 13-17.
- [14] 付金华, 魏新善, 任军峰. 伊陕斜坡上古生界大面积岩性气藏分布与成因[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 664-667, 691.
FU Jinhua, WEI Xinshan, REN Junfeng. Distribution and genesis of large-scale Upper Paleozoic lithologic gas reservoirs on Yi-Shaan Slope[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6):

- 664-667, 691.
- [15] 赵文智, 王兆云, 张水昌, 等. 有机质“接力成气”模式的提出及其在勘探中的意义[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 1-7.
ZHAO Wenzhi, WANG Zhaoyun, ZHANG Shuichang, et al. Successive generation of natural gas from organic materials and its significance in future exploration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(2): 1-7.
- [16] 赵文智, 汪泽成, 张水昌, 等. 中国叠合盆地深层海相油气成藏条件与富集区带[J]. 科学通报, 2007, 52(增刊 1): 9-18.
ZHAO Wenzhi, WANG Zecheng, ZHANG Shuichang, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and enrichment zone of deep marine facies in China's superimposed basin[J]. Chinese Science Bulletin, 2007, 52(2): 1-8.
- [17] 金之钧, 蔡立国. 中国海相系油气地质理论的继承与创新[J]. 地质学报, 2007, 81(8): 1017-1024.
JIN Zhijun, CAI Ligu. Inheritance and Innovation of Marine Petroleum Geological Theory in China[J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(8): 1017-1024.
- [18] 马永生. 四川盆地普光超大型气田的形成机制[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 9-14
MA Yongsheng. Generation mechanism of Puguang Gas Field in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 9-14.
- [19] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理[M]. 北京: 科学出版社, 2005.
HAO Fang. Hydrocarbon generation kinetics and hydrocarbon accumulation in overpressure basin[M]. Beijing: Science Press, 2005.
- [20] 孙枢, 王铁冠. 中国东部中-新元古界地质学与油气资源[M]. 北京: 科学出版社, 2016.
SUN Shu, WANG Tieguan. Meso - Neoproterozoic geology and oil and gas resources in eastern China [M]. Beijing: Science Press, 2016.
- [21] 邹才能, 杜金虎, 徐春春, 等. 四川盆地震旦系—寒武系特大型气田形成分布、资源潜力及勘探发现[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 278-293.
ZOU Caineng, DU Jinhui, XU Chunchun, et al. Formation, distribution, resource potential, and discovery of Sinian-Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 306-325.
- [22] 李德生. 中国石油天然气总公司院士文集: 李德生集[M]. 北京: 中国大百科全书出版社, 1997.
LI Desheng. China National Petroleum Company academy collection: Li Desheng[M]. Beijing: Encyclopedia of China Publishing House, 1997.
- [23] 戴金星. 中国煤成大气田及气源[M]. 北京: 科学出版社, 2014, 1-424.
DAI Jinxing. Coal-generating giant gas field and gas source in China[M]. Beijing: Science Press, 2014, 1-424.
- [24] 翟光明. 关于非常规油气资源勘探开发的几点思考[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 1-3.
ZHAI Guangming. Speculations on the exploration and development of unconventional hydrocarbon resources[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(12): 1-3.
- [25] 胡文瑞, 翟光明, 李景明. 中国非常规油气的潜力和发展[J]. 中国工程科学, 2010, 12(5): 25-29.
HU Wenrui, ZHAI Guangming, LI Jingming. Potential and development of unconventional hydrocarbon resources in China[J]. Engineering Sciences, 2010, 12(5): 25-29.
- [26] 邱中建, 邓松涛. 中国非常规天然气的战略地位[J]. 天然气工业, 2012, 32(1): 1-5.
QIU Zhongjian, DENG Songtao. Strategic position of unconventional natural gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(1): 1-5.
- [27] 胡见义. 石油地质学理论若干热点问题的探讨[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(1): 1-4.
HU Jianyi. Discussion on hot spots in petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(1): 1-4.
- [28] 童晓光, 郭建宇, 王兆明. 非常规油气地质理论与技术进展[J]. 地质学前沿, 2014, 21(1): 9-20.
TONG Xiaoguang, GUO Jianyu, WANG Zhaoming. The progress of geological theory and technology for unconventional oil and gas[J]. Earth Science Frontiers, 2014, 21(1): 9-20.
- [29] ZOU Caineng, YANG Zhi, TAO Shizhen, et al. Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: The Ordos Basin, North-Central China[J]. Earth-Science Reviews, 2013, 126: 358-369.
- [30] 邹才能. 非常规油气地质学[M]. 北京: 地质出版社, 2014.
ZOU Caineng. Unconventional petroleum geology[M]. Beijing: Geology Press, 2014.
- [31] 邹才能, 杨智, 张国生, 等. 常规-非常规油气“有序聚集”理论认识及实践意义[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 14-27.
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHANG Guosheng, et al. Conventional and unconventional petroleum “orderly accumulation”: Concept and practical significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 14-30.
- [32] 何登发, 童晓光, 贾小乐, 等. 全球大气田形成条件与分布规律[M]. 北京: 科学出版社, 2014.
HE Dengfa, TONG Xiaoguang, JIA Xiaole, et al. Formation condition and distribution of global giant oil and gas fields[M]. Beijing: Science Press, 2014.
- 第一作者简介: 邹才能(1963-), 男, 重庆江北人, 博士, 中国科学院院士, 主要从事非常规油气地质学、常规油气地质理论与实践、新能源发展战略等研究工作。地址: 北京市海淀区学院路20号, 中国石油勘探开发研究院院办, 邮政编码: 100083。E-mail: zcn@petrochina.com.cn
- 联系作者简介: 杨智(1980-), 男, 内蒙古五原人, 博士, 中国石油勘探开发研究院高级工程师, 主要从事非常规油气地质、常规油气风险勘探等研究工作。地址: 北京市海淀区学院路20号, 中国石油勘探开发研究院石油地质研究所, 邮政编码: 100083。E-mail: yangzhi2009@petrochina.com.cn
- 收稿日期: 2017-12-25 修回日期: 2018-02-10

(编辑 张朝军)