

文章编号: 0253-9985(2005)05-0572-12

中国大中型气田成藏的主控因素及勘探领域

王庭斌

(中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要 研究中国大中型气田成藏的主控因素及勘探领域, 对中国石油天然气工业的发展有重要意义。中国油气田主要分布在西部、中部

Wang Tingbin

(Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing)

Abstract Study of the main factors controlling the reservioring of large and medium gas fields and the exploration domain have important significance to development of gas industry in China. Large and medium gas fields with reserves of over 10 BCM have only been discovered in 11 basins in 4 gas-bearing regions in western, central, eastern and offshore China (excluding gas/oil bearing region in southern part of South China Sea and Taiwan province). In combination with the geologic conditions in China, ten main factors controlling the formation of large and medium gas fields are summarized, of which sufficient amount of gas generation, gas-rich sag with high gas generation intensity and good regional sealing and preservation conditions are the most important geologic factors. According to the situation of gas resources having been explored, the deep formations in Sichuan, Ordos, Tarim, Yingqiong, East China Sea, Qaidam, Junggar, Songliao and Bohai Bay basins should still be taken as the key exploration targets for a certain period of time. Gas exploration should be focussed on the foreland basins in west-central China, gas and coal-type gas in Mesozoic-Paleozoic carbonates, coal and gas/oil-bearing basins in eastern and offshore China and gas in deeply buried lacustrine mudstones, and Mesozoic-Paleozoic coal measures and carbonates having the ability of secondary gas generation and good preservation conditions. Importance should also be attached to exploration and research of generalized biogas.

Key words gas-rich depression; preservation condition; main control factor; exploration domain; large and medium gas fields; China

对气田的储量规模分类, 各国标准不一, 本文以 20 世纪 80 年代所制定的《中华人民共和国天

然气储量规范》的气田分类标准为依据稍作修改, 将大气田定义为探明地质储量大于 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$

基金项目: 国家“六·五”—“九·五”天然气科技攻关项目

作者简介: 王庭斌, 男, 69 岁, 教授级高级工程师, 天然气地质与远景评价

收稿日期: 2005-07-15

的天然气田, 中型气田定义为探明地质储量为 $300 \times 10^8 \sim 100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的天然气田。

截止 2004 年底, 我国已在 22 个盆地 (不包括南海南部海域、台湾省及其邻近海区) 获得了天然气探明地质储量, 有气田 395 个 (其中纯气田 202 个), 天然气探明地质储量超过 $4.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (含二氧化碳气探明地质储量约 $170 \times 10^8 \text{ m}^3$), 溶解气探明地质储量超过 $1.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 此外还有煤层气探明地质储量约 $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。其中大中型气田 64 个, 包括储量大于 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的大型气田 30 个, 储量为 $300 \times 10^8 \sim 100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的中型气田 34 个。虽然这些气田只占全国气田总数的 16.2%, 但是它们的探明地质储量却占我国天然气总储量的 85.46%。特别值得指出的是, 其中储量大于 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的 14 个气田就占了总储量的 47.57%^[1]。近 15a 来, 由于连续发现了一批储量较大的大中型气田, 我国天然气储量进入快速增长时期。深入地研究已发现大中型气田形成的主

岩气等多种气源类型; 以储集条件而论, 有常规储层, 也有非常规储层形成的大气田 (鄂尔多斯盆地以二叠系为主要产层的大气田以及四川盆地新场等大中型气田); 以与石油的关系来看, 虽以纯气层气为主, 但油田中的伴生气储量也超过 $1.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。此外, 在东部及近海海域, 还有以无机成因 CO_2 气为主的少数非烃气藏。因此, 中国天然气不仅在平面上分布广泛, 在纵向上也具有含气层系多的特点。

但是, 只在西部、中部、东部及近海 4 个含气区 11 个盆地中有储量大于 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的大中型气田 (表 1) [统计不包括南海南部含气 (油) 区及台湾省]。以四川盆地大中型气田的数量最多, 储量以鄂尔多斯盆地为最多。鄂尔多斯盆地的 4 个大型气田就占了全国大中型气田总储量的 33.29%。

在四川盆地, 大中型气田主要集中在川东地区, 以石炭系及下三叠统气藏为主; 其次为川西地

Table 1 Distribution of large and medium gas fields in China

气区	盆地	气田数 / 个	储量 $> 300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 气田		储量为 $(300 \sim 100) \times 10^8 \text{ m}^3$ 气田		储量 $> 100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 气田占全国总储量百分比 / %
			气田数 / 个	百分比 / %	气田数 / 个	百分比 / %	
西部	塔里木	11	5	18.78	6	19.35	14.5
	准噶尔	3			3	7.24	0.97
	吐哈	1			1	2.2	0.53
	柴达木	4	3	8.47	1	2.11	6.62
中部	鄂尔多斯	4	4	46.47			33.29
	四川	22	12	13.44	10	36.77	17.12
东部	松辽	1			1	3.1	0.42
	渤海湾	8	1	1.4	7	15.86	3.25
近海	东海	5	1	1.2	4	10.34	2.15
	莺琼	4	3	9.14	1	3.03	5.92
	珠江口	1	1	1.1			0.69

* 中华人民共和国储量管理委员会油气储量管理办公室, 2003 年全国油气储量公报

闭和地层圈闭是主要圈闭类型,但是岩性圈闭以及地层-岩性与背斜-岩性复合型圈闭的重要性已日趋显著;4)在含气盆地中,由于异常高压的形成与生烃增压作用有关,在异常压力封存箱上下及其箱间有利于形成大中型气田;5)天然气的物理特性以及中国地质演化历史的复杂性决定了复式气藏比较普遍,成藏历程比较复杂,成藏模式虽有多种类型,但以晚期、超晚期成藏、定型为主。

中国天然气分布范围比石油广泛,但成藏条件较世界上许多气田复杂,大中型气田主要集中在大中型含气盆地的某一时空段,即只有在各项地质条件比较匹配的构造区带及层组才最有可能形成大中型气田^[5]。

2 主控因素

前人^[1,5-13]曾结合中国地质条件以及大中型气田的分布特征,总结了大中型气田形成与分布的影响因素。这些研究成果可归结为以下 10 条:

- 1) 充足的生气量和较高生气强度的富气凹陷是形成大中型气田的前提条件;
- 2) 具有高充注条件的含气系统最有利于形成大中型气田;
- 3) 具备转化为含气盆地的含煤-含气(油)盆地最有利于形成大中型气田;
- 4) 在被适时保存的古生代碳酸盐气源岩分布区内,适时的古隆起、古斜坡区的各类圈闭易于形成大中型气田;
- 5) 具有多期成藏与晚期成藏条件的大中型圈闭易于形成大中型气田。

与主成藏期的良好匹配以及成藏后优良的保存条件是形成大中型气田最重要的地质因素。

以上 10 条是对中国主要含气盆地形成大中型气田主控因素的综合性总结,说明了由于中国

地质结构比较复杂,大中型气田往往是多种有利地质因素综合匹配的结果。但是,由于天然气的小分子和易于逸散的特点以及中国地质条件的复杂性,对于每个盆地形成大中型气田的主控因素并不相同。

2.1 四川盆地

四川盆地是中国最主要的含气盆地之一,也是目前大中型气田最多的盆地,但盆地内各次级构造单元的主要控气因素并不完全相同。

在川东地区,石炭系是大中型气田最主要的含气层。石炭系天然气成藏的主控因素是:1)位于志留系高生烃强度的中心,烃源丰富;2)有成层性好的孔隙性碳酸盐岩储层;3)油气经历了印支期古隆起区的早期聚集以及喜山期形成各类背斜的第二次富集成藏;4)其上有异常高压封存箱作为封盖层,为区内石炭系形成多个大中型气田创造了有利的地质条件^[13,14](图 1)。

川西坳陷从晚三叠世以来由多个不同类型盆地纵向叠加,形成了复合型前陆盆地。区内大中型气田形成的主控因素^[15,16]是丰富的气源及具有多源多灶和多期生气特征。该盆地以上三叠统马鞍塘组、小塘子组以及须家河组三段、五段煤系为主要烃源岩,此外还有上覆的侏罗系源岩(图 2);

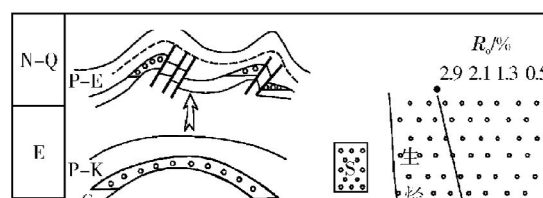


图 1 四川盆地川东开江古隆起区天然气成藏过程^[2]

Fig. 1 Gas reservoiring process in Kaijiang palaeohigh in eastern Sichuan basin

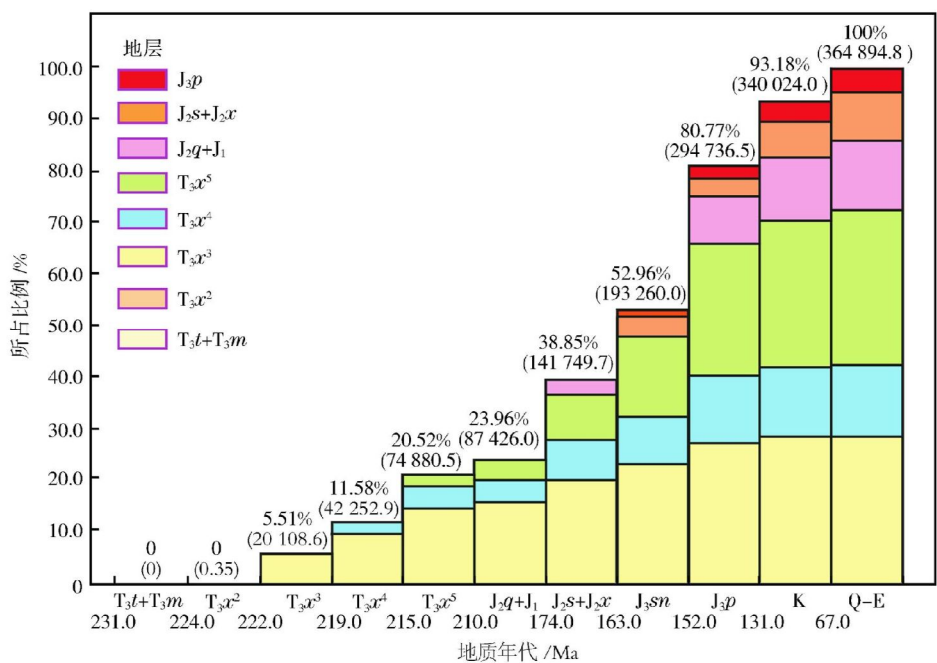


图 2 四川盆地川西坳陷烃源岩累计生气量^[16]

Fig. 2 Cumulative gas generation of source rocks in Chuankxi depression of Sichuan basin

它具多储盖组合, 储集层系多, 纵向跨度大, 由多个(十几个)产层构成大中型气田; 多期次的构造运动和适时的古构造, 使区内晚印支期以来曾经历了 8 次明显的构造运动, 油气在早期的规模运聚受控于印支期、燕山期古隆起及其斜坡, 后期又受到喜山期以来构造运动的影响, 天然气运聚经历了多期反复, 形成了以古隆起为主导、以水溶相运移为主体在适时古隆起的早期聚集与喜山期超晚期多期持续成藏的复合成藏模式。在深部, 天然气主要聚集在以早期构造为基础的各种复合圈闭中; 在浅部, 天然气主要聚集在喜山期改造及形成的各类圈闭之中, 形成了近源和远源两类气藏。川西坳陷从浅层的白垩系 (200 m) 至深层的上三叠统须家河组 (5 000 m), 在空间上构成“串珠状”立体成群的天然气富集带, 形成了浅层、中深层及深层三大勘探领域^[17]。

2.2 东海陆架盆地

西湖凹陷是东海陆架盆地天然气前景最好的凹陷。凹陷开始发育于晚白垩世, 新生代沉积厚达 10 000 m, 经历了三大演化发展阶段, 即晚白垩世—始新世的断陷发展阶段、渐新世—中新世的构造反转阶段和晚中新世以来的整体沉降阶段。由于盆地演化历史的制约, 各阶段都具有各自的构造、沉积和油气地质特征, 在西湖凹陷构成了 4 套烃源岩、3 套好储层以及多期次、多类型的圈闭。烃源岩以始新统平湖组煤系最为重要, 为一套厚

度较大的海湾—滨海沼泽相含煤岩系。由于煤系的持续埋藏, 加之地温梯度较高 (35~ 40℃/km), 为平湖组煤系转化为油气源岩提供了必要的地质条件。现已探明的油气田均位于西部斜坡及其周边, 总结成藏的主控因素是: 1) 有丰富的煤成气源; 2) 长期发育的古斜坡, 邻近煤成烃中心, 沉积期的各类同生构造圈闭发育, 有稳定分布的中孔中渗储层; 3) 具超高压特征的气源岩, 有利于大规模的快速运聚; 4) 源岩时代新, 成藏时间短, 气藏形成后持续保存的时间不长, 破坏程度小^[9] (图 3)。

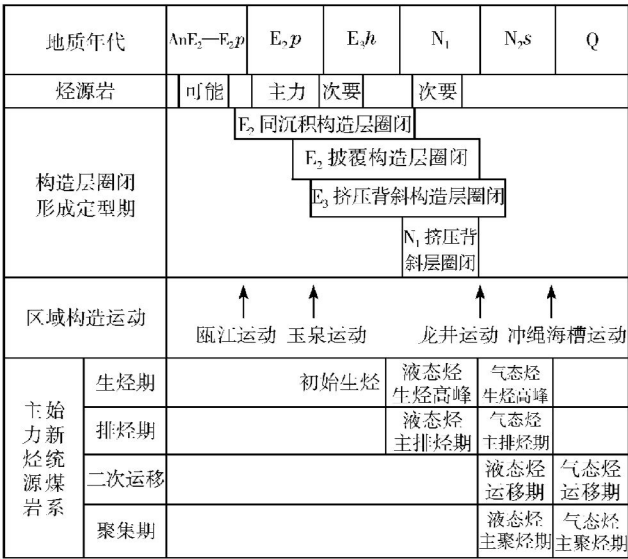


图 3 东海陆架盆地西湖凹陷成藏示意图

Fig. 3 Sketch map showing reservoiring of oil and gas in Xihu depression, East China Sea shelf basin

2.3 鄂尔多斯盆地

鄂尔多斯盆地是中国最稳定的沉积盆地。盆地内地层倾角小于 1° , 除少数鼻状构造外, 盆地内基本上没有背斜圈闭, 是一个长期保持稳定升降典型的克拉通型盆地。自早古生代以来, 沉积了厚约 5 000~10 000 m 的碳酸盐岩和碎屑岩, 形成了下古生界碳酸盐岩、上古生界海陆过渡相煤系和中生界陆相碎屑岩 3 套沉积体系, 发育两个含气系统, 即上古生界—奥陶系顶部含气系统和下古生界寒武系—奥陶系含气系统。上古生界—奥陶系顶部含气系统以石炭—二叠纪煤系为气源岩, 以奥陶系顶部碳酸盐岩风化壳及煤系中的砂岩为主要储集层, 在盆地北部形成了长庆、苏里格、大牛地、长东 4 个大型气田。对成藏期的研究表明, 主生气期为侏罗纪—早白垩世, 主聚集期为早—晚白垩世, 属早期(中生代为主)生烃成藏型, 即主要生烃成藏过程在中生代基本完成, 其后的构造运动对其基本格局没有改变。气藏形成的主控因素突出表现在: 1) 大气田均位于生气强度 $30 \times 10^8 \sim 45 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的生气中心区^[4 8](图 4), 有丰富的气源; 2) 早期形成的地层及岩性圈闭为石炭—二叠纪煤系生成的煤成气及时地提供了良好的储聚场所; 3) 极其稳定的构造环境为早期形成的煤成气田提供了良好的保存环境。正是由于成藏期较早, 成藏后持续保存的时间长达近亿年, 天然气也遭受了比较严重的散失, 现有气藏的储量丰度仅为 $0.5 \times 10^8 \sim 0.7 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

3 个不同类型含气盆地成藏主控因素的分析表明, 在上述诸多地质因素中, 充足的生气量、较高生气强度的富气凹陷以及大区域良好的封闭保存条件是所有盆地形成大中型气田的必备因素, 是诸多因素中最为重要的主控因素。这是因为, 气源的丰富程度是气藏形成的物质基础。许多研究成果表明, 中国大中型气田主要分布在生气强度大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的生气中心及其周缘^[11 12], 并且生气强度越大、主生气期越晚越有利于形成大中型气田。柴达木盆地涩北 1 号、涩北 2 号和台南大型生物气田分别位于三湖坳陷第四系生物气生气强度 $35 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 和 $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域^[4]。在塔里木盆地, 库车坳陷含气系统的总生气量比盆地本部台盆区少 2/3, 但目前探明的天然气储量却为台盆区的 2 倍, 主要因为库车坳陷是富气凹陷, 生气强度高达

$280 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[3], 并且主生气期晚, 主成藏期也晚, 成藏后持续保存的时间很短, 为形成克拉 2 等大中型气田提供了有利的地质条件。

储层、运移、古隆起和圈闭条件固然是形成大中型气田的条件之一, 但勘探实践表明, 好的储层、好的运移条件和好的圈闭以及适时的古隆起等因素是决定天然气藏富集于何处、富集程度及储量大小、储量丰度的重要因素^[12], 不是能否形成大中型气田决定性的因素, 更不是决定一个盆地或气区富气程度和气田规模的决定性因素。威远构造灯影组气藏圈闭是在加里东期乐山—龙女寺古隆起东侧南斜坡背景上发育起来的一个大型穹隆背斜, 圈闭面积为 850 km^2 , 幅度为 895 m, 是四川盆地仅次于通南巴背斜的第二大构造。勘探证实, 该构造为块状底水气藏, 天然气的充满度仅为 25%^[13], 关键在于气藏的形成历程太长, 封闭保存条件不够理想。

中国地质演化历史比较复杂, 中国又是世界上新近纪以来构造运动活跃地区之一, 因此气藏形成期以及气藏形成后的保存条件确是一个气区富气规模不可忽视的十分重要的地质因素^[12]。卢

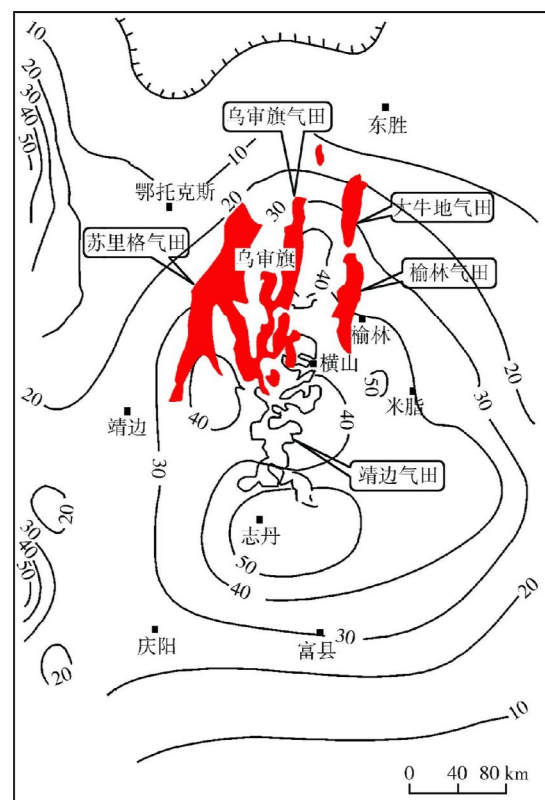


图 4 鄂尔多斯盆地大气田与生气强度 ($10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$) 关系
Fig. 4 Large gas fields vs gas generation intensity
($10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$) in Ordos basin

双舫等曾统计了中国大中型气田储量、盖层厚度、排替压力以及气藏的直接厚度与气柱高度的关系^[11], 结果表明, 盖层厚度与气藏储量以及排替压力之间互成正比, 分布范围广的区域盖层在某些情况下对气藏规模的作用比直接盖层更有意义。在中国, 现已发现的大中型气田, 只有鄂尔多斯盆地的大气田形成期在白垩纪, 属早期生烃成藏型的气田; 其他所有的大中型气田都形成、定型于古近纪—第四纪的构造运动, 属晚期、超晚期成藏、定型^[18-19]。鄂尔多斯盆地虽然发现了一批储量超千亿方的大型气田, 但是由于鄂尔多斯盆地气田成藏后持续保存时间太长, 散失严重, 气田的储量丰度最低。在盆地西缘的刘家庄气田, 在 50 Ma 前还是一个储量为 $454.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的大型气田, 目前仅是一个储量为 $1.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的特小型气田^[4]。四川盆地川东区的大中型气田属早期生聚、晚期定型。在早第三纪前的第一次聚集时, 上石炭统已形成了一个大面积的地层古构造复合型大气藏, 总聚气量大于 $15\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$; 第三纪以后的构造运动, 使古气藏解体, 在喜马拉雅期形成的圈闭中进一步聚集, 形成了现今的气藏^[14]。目前, 在川东区虽然发现了一批以石炭系为主的大型气田, 但是总探明储量仅为原聚集量的 $1/3 \sim 1/4$ 。多数天然气在漫长的地质历史时期中被散失破坏, 表明了成藏期早又无气源继续供应的气藏或气田就难以保存。气藏形成后持续保存的时间越长, 越不利于形成大型气田^[4-20]。由于保存条件在大中型气田主控因素中的重要性, 所以我们在评价天然气前景中特别强调了晚期、超晚期成藏对中

国天然气成藏的重要性^[21]。

3 勘探方向

3.1 资源前景

据多位学者和有关部门^[3-4, 6, 20-22]对我国天然气可采资源评价的综合^[23], 中国天然气的远景资源量为 $47 \times 10^{12} \sim 53 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 可采资源量为 $10 \times 10^{12} \sim 15 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 有 11 个盆地是我国最主要的含气盆地, 它们约占我国天然气总资源量的 80% (表 2), 其中天然气可采资源量大于 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的盆地有鄂尔多斯、塔里木、四川、莺琼等 4 个盆地, $1 \times 10^{12} \sim 0.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的盆地有东海、柴达木、准噶尔盆地, $0.5 \times 10^{12} \sim 0.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的盆地有渤海湾、松辽、珠江口、吐哈盆地。

总结中国天然气资源的特点是: 1) 天然气资源的分布地区较广, 但分布不均。以 11 个主要含气盆地可采资源量统计, 中部含气区为 42.6%、西部含气区为 33.25%、近海含气(油)区为 16.98%, 东部含油(气)区仅为 7.17%, 表明了我国天然气资源主要分布在中、西部含气区。2) 气源类型虽多, 但煤成气占有重要地位, 有 9 个主要含气盆地以煤成气为主要气源或者是煤成气与碳酸盐岩气和湖相泥岩气为主要气源。在我国天然气资源总量中, 煤成气约占 60%~70%。3) 天然气的成藏历程比较复杂, 但以晚期、超晚期成藏、定型为主。4) 最有前景富气坳陷的探明率不高。统计已探明天然气地质储量和可探明地质资源量的比值表明, 目前我国天然气的资源探明率最高为渤海湾盆地 (45%), 但全国天然气总探明率仅为 22%,

表 2 中国主要含气盆地天然气资源概况^[22]
Table 2 Natural gas resources in China's major gas-bearing basins

盆地名称	盆地面积 /km ²	远景资源量 /10 ⁸ m ³	可探明资源量 /10 ⁸ m ³		资源丰度 / (10 ⁸ m ³ ·km ⁻²)	地质资源量 /10 ⁸ m ³	地质资源量 /10 ⁸ m ³	主要气源岩类型	主要成藏类型
			地质资源量	可采资源量					
鄂尔多斯	250 000	107 025	40 000	24 000	0.428	0.30		煤层气、碳酸盐气	早生早聚
塔里木	560 000	79 599	36 000	21 600	0.142	0.18		煤层气、碳酸盐气	超晚生聚 早生晚定
四川	190 000	73 573	35 000	22 750	0.387	0.24		碳酸盐气、煤层气	早生晚定
莺琼	107 654	41 290	18 000	10 800	0.384	0.15		煤层气	超晚生聚
东海	250 000	24 800	12 000	7 200	0.099	0.08		煤层气	晚生晚聚
柴达木	121 000	23 700	10 000	6 500	0.196	0.24		生物气	超晚生聚
准噶尔	130 000	20 925	9 000	5 850	0.161	0.08		煤层气、湖相气	晚生晚聚
渤海湾	144 500	21 181	6 000	3 600	0.147	0.45		煤层气、湖相气	晚生晚聚
松辽	255 400	8 757	5 000	3 000	0.034	0.17		煤层气、湖相气	晚生晚聚
珠江口	177 820	12 987	5 000	3 000	0.073	0.06		湖相气	超晚生聚
吐哈	5 500	5 500	2 000	1 300	1.000	0.19		煤层气、湖相气	晚生晚聚

3.2 重点勘探领域

据我国天然气资源分布的地质特征,今后相当一段时间内我国天然气勘探仍应以四川、鄂尔多斯、塔里木、莺琼、东海、柴达木、准噶尔盆地以及松辽、渤海湾盆地深部等 9 个最主要的含气盆地为重点,有以下重点勘探领域及值得重视的勘探领域。

3.2.1 中西部前陆型盆地

前陆盆地是世界上油气资源最丰富、大油气田发现最多的盆地类型^[3,6]。在中国的中西部,受特提斯构造域构造演化及青藏高原隆升的影响,发育了众多陆内挠曲型前陆盆地。据对我国大中型气田储量丰度研究,前陆盆地气田储量丰度的分布频率高峰值为 $8 \times 10^8 \sim 16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,明显高于克拉通型和裂谷型含气盆地^[3]。前陆盆地还具有高生气强度和高天然气资源丰度的特点。库车前陆盆地生气强度高达 $280 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[3],天然气资源量丰度大于 $2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,已发现的克拉 2 大气田的储量丰度高达 $54 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,是我国目前储量丰度最高的气田。川西前陆盆地生气强度高达 $120 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,天然气资源量丰度大于 $0.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,累计探明天然气地质储量超过 $1300 \times 10^8 \text{ m}^3$,气田平均储量丰度大于 $4 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,明显地高于盆地本部其他构造单元。这主要是因为:1)我国中西部前陆盆地,发育了厚度较大的晚三叠世一早、中侏罗世煤系,由于后期的强烈沉陷,促进了深部煤系源岩有机质的快速演化,成为重要的富煤成气坳陷,有较高的生气强度,供气速度快;2)多旋回沉积特征形成了多套储盖组合;3)多期次的构造运动,特别是喜山期强烈构造活动,形成了众多封闭良好的构造圈闭;4)有断裂体系与深部源岩良好沟通,成为我国晚期、超晚期成藏最有利的地区之一,成为我国重要的天然气勘探领域^[3]。近几年的勘探实践表明,虽然在一些前陆盆地(库车、塔西南、川西、淮南)已发现了一批大中

我国中、古生代克拉通盆地分布范围很广,沉积了巨厚的海相碳酸盐岩、泥质岩及海陆交互相煤系。在油气资源保存较好的鄂尔多斯盆地、塔里木盆地以及四川盆地发现了近 30 个大中型气田,探明的天然气地质储量超过 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (包括鄂尔多斯上古生界大型煤成气田)^[22],占我国天然气探明地质储量的 45%,显示了巨大的潜力。但是,由于发展历史、热演化史及沉积环境的差异,各盆地油气成藏条件也存在明显的差异。塔里木盆地的主要油气源为下古生界海相碳酸盐岩,其中不仅发现了和田河等大中型气田,还发现了世界级的塔河大油田。塔河油田位于古生代以来的阿克库勒隆起的南斜坡,由于具有得天独厚的有利条件^[24],现已探明石油地质储量大于 $5 \times 10^8 \text{ t}$ 含油面积大于 700 km^2 ,随着勘探范围的扩大,储量还会有所增长。鄂尔多斯盆地的靖边、苏里格、大牛地等大气田也都处在中央古隆起之上,并且靖边气田奥陶系顶部气藏就是由于处在中央古隆起区而成为大型气田,并在靖边-乌审旗一带形成了地层、岩性型大气田群。四川盆地具有多套生储盖组合以及不同时代的大型古隆起,形成了从震旦系至白垩系不同时代的百余个气田(藏)。川东北地区下三叠统飞仙关组鲕滩气藏是近年来新发现的一个气区^[25],其中的普光气田是目前四川盆地储量最大、储量丰度最高的气田,气藏的储量丰度为 $43 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,仅次于克拉 2 气田。据普光构造发育演化历史分析,气田处于泸州-开江古隆起北斜坡区,促进了飞仙关组高能鲕滩的沉积,并为混合水溶蚀白云化作用等成岩改造作用提供了有利的地质条件^[25,26],形成了平均有效厚度在 230m 左右(图 5)以中孔、中渗为主的构造-岩性复合气藏。区内已发现了一批大中型气田,已探明天然气地质储量达 $2500 \times 10^8 \text{ m}^3$,并且还有一批构造(清溪场、老君、分水岭、大湾、五宝场、通南巴等)有待勘探。川东北区即将成为四川盆地又一个新的天然气区(图 6)。

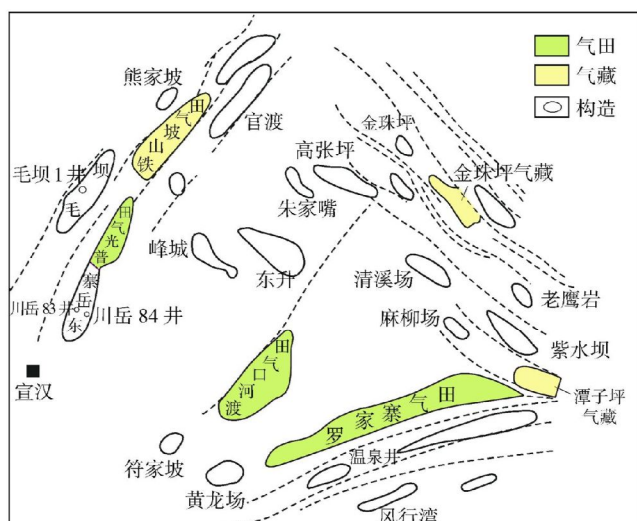


图 5 四川盆地川东北地区飞仙关组
鲃滩气田(藏)分布图

Fig. 5 Distribution of oolitic beach gas fields in Feixianguan Fm in northeastern Sichuan basin

此外,据马永生报道^[27],四川盆地威远震旦系气田是我国于 1964 年发现的第一个大型气田,近年有 8 口井对寒武系洗象池群进行了老井复查,测试有 5 口井获商业性气流。其中在威远气田构造北部的威 26 井,通过射孔酸化联作获气 $11.61 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 折算天然气无阻流量 $49 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 产地层水 $125 \text{ m}^3/\text{d}$ 已获得天然气控制储量 $285.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。这些展示了四川盆地下组合寒武系良好的勘探前景,为四川盆地下古生界天然气勘探开拓了新的领域。

总结我国中、古生代克拉通盆地油气的富集规律,虽然由于中古生代克拉通盆地的地层时代偏老,以广陆表海和海陆交互相沉积为主,有机质的丰度总体偏低,再加上长期复杂的构造改造,致使多数地区的保存条件较差,勘探难度较大。但是,在保存条件较好、地温梯度相对较低的塔里木、鄂尔多斯及四川盆地,中、古生界的油气前景仍十分广阔,特别是这些盆地不同时代发育的古隆起及其斜坡区,由于具有下列有利的地质条件,仍将是未来我国重要的天然气勘探领域。

1) 有多种类型优质的烃源岩,如塔里木盆地寒武—奥陶系碳酸盐岩及泥质岩,四川盆地下寒武统及下志留统黑色页岩、下二叠统碳酸盐岩、上二叠统煤系,鄂尔多斯盆地石炭—二叠纪煤系。这些源岩的生烃强度都远大于 $20 \times 10^8 \sim 100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,都具有高效充注条件。



图 6 川东北地区普光气田飞仙关鲕滩储层特征图

Fig. 6 Characteristic pattern of Feixianguan Fm oolitic beack reservoir in Puguang gas field in northeastern Sichuan

2) 有利的区域地质背景,使之发育有多种类型的大型圈闭。在四川盆地以背斜圈闭为主,部分为背斜-岩性复合圈闭;鄂尔多斯盆地以地层-岩性复合圈闭及岩性圈闭为主;塔里木盆地既有

背斜圈闭,也有背斜-岩性复合圈闭和地层-岩性复合圈闭。

3) 古隆起及古斜坡的高能环境更有利于形成厚度较大的礁滩相储集体和分选相对较好的粗碎屑储集体。长期、持续的缓慢上升,有利于碳酸盐岩溶蚀-孔洞型储集体的形成,从而发育不同类型的储层,在纵向上形成多个良好的储盖组合。

4) 长期持续隆起的历史,使之处于油气运移指向的流体低势能区,为油气长期聚集提供了极为有利的地质条件。

因此,不论是已被破坏的古油藏和现今仍被保存的油气田,都与富烃凹陷附近的古隆起及古斜坡关系密切;也进一步说明了在良好保存条件的中、古生代克拉通盆地,有效的各类优质烃源岩(碳酸盐岩和煤系)的生烃中心与适时古隆起的有效结合都可以形成较大的油气藏,都具有良好的找气前景。现有资料表明,我国中、古生代克拉通盆地中广泛地发育了不同时代的大型古隆起,在四川盆地有乐山-龙女寺(主要发育时代为早古生代)和泸州-开江(主要发育时代为中生代)古隆起,塔里木盆地有阿克库勒(主要发育时代为早古生代)、塔中(主要发育时代为早古生代)、沙雅(主要发育时代为早古生代)和巴楚(主要发育时代为早古生代)古隆起,鄂尔多斯盆地有中央古隆起(主要发育时代为古生代)。这些大型古隆起都与在各时代的富气坳陷区相匹配,保存条件又好。虽然已发现了一批大中型气田,但是还有比较丰富的天然气资源及领域有待进一步勘探。此外,在其他的中、古生代克拉通盆地,也还有保存条件相对较好的古隆起及其斜坡区可以作为中、古生界海相油气的重要勘探领域。在这些地区应该是以有目的层,但不唯目的层为原则,深入地开展勘探与评价研究。

3.2.3 中国近海及东部断陷盆地

我国近海及东部盆地属滨太平洋构造体系域的张性盆地类,普遍具断陷特征,是我国重要的油气勘探区。总结这类盆地的天然气勘探前景,可分为以下 3 类。

1) 以湖相沉积为主的盆地是我国重要的主产油层系和油田伴生气主要分布区。但是,在珠江口以及渤海湾、松辽等大中型含油盆地,也发现了一批以湖相泥质岩为气源的大中型气田。特别是在盆地深部,由于地温梯度较高,有机质的演化

程度加深,理应具有良好的天然气勘探前景^[28, 29]。这些盆地富油坳陷区深部的各类构造与非构造圈闭都是勘探天然气的重要目标区^[6]。

2) 以沼泽相煤系沉积为主、具裂陷特征的含煤-含气(油)盆地,以成气为主,是我国重要的含气盆地类型之一。在东海陆架盆地、莺琼盆地以及松辽盆地下部含气组合下白垩统中,已发现了一批大中型煤成气田,并且还有很好的勘探前景。目前,东海陆架盆地油气田主要分布在西湖凹陷的西部斜坡及浙东长垣的中南段,其他构造带的勘探程度很低,区域探井很少,勘探的潜力较广。莺琼盆地的油气勘探,主要集中在莺歌海盆地中央泥拱构造带和琼东南盆地崖南富气凹陷及其周缘,其他构造单元还有许多领域尚未投入勘探。如莺歌海盆地的高压至常压过渡带区 and 高压区内,还有较多的各类圈闭尚未勘探。由于在地质历史时期海平面的频繁变化,岩性带在纵横向发生交织变化,在盆地低水位期形成盆底扇、斜坡扇等低位扇,再加上由于历史时期构造活动频繁所形成的多个构造面和构造不整合,使区内非构造油气勘探前景广阔。琼东南盆地中央坳陷区是深水湖底扇发育区,莺歌海盆地临高构造带是大型古三角洲的前缘区,莺东斜坡带是不整合尖灭带发育区。这些地区都有利于形成各类岩性油气藏及不整合油气藏^[30],值得进一步勘探和研究。

3) 断陷之下的构造层——深部古生界,特别是具有二次生气及良好保存条件的中、古生代含煤岩系,也是区内找寻大中型气田的勘探领域。东濮坳陷的文留中型气田、文北-户部寨气田以及冀中坳陷的苏桥中型气田的气主要源于石炭-二叠纪煤系的二次生气^[31](二次生气时间为古近纪-新近纪)。近年来在苏北盆地盐城坳陷的深部^[32]以及济阳坳陷孤北地区也发现了石炭-二叠纪煤系二次生气的气田及工业气井,它们都位于“二次生烃”中心附近,说明了在东部地区第三纪以后的快速沉降会促使深部石炭-二叠纪煤系(原始演化程度相对较低, R_o 小于 1.0%)进入二次生气高峰,并在“二次生烃”中心区及其周边地区形成以古生代气源岩“二次生烃”为主要气源的气田。虽然这类气藏形成条件比较苛刻,也比较局限,但也是东部地区天然气的重要勘探领域之一,不可忽视。

3.2.4 广义的生物气-未熟气

世界上生物气-未熟气储量约占常规天然气

储量的 1/7, 很受关注^[22]。我国目前仅在柴达木盆地三湖区及其周边地区发现了 5 个大中型生物气田, 占全国天然气探明储量的 6 62%。据最新评价资料, 在三湖区有 5 个有利区带和 30 余个各类构造有待进一步查证和勘探^[6], 可望在近期获得更多的生物气田。近年来在莺歌海盆地中部坳陷泥底辟带第四系超浅层的乐东 28- 1 构造及乐

与稠油藏相伴生, 广泛地分布在我国各大油区。在我国现已发现了各类成因的生物气藏约 30 个^[22], 其中很大一部分当属此类生物气。由于我们目前仅重视由厌氧菌生化作用形成的原生生物气, 忽视了对广义生物气前景的评价与勘探, 使上述生物气藏的发现是在研究深层油气资源的过程中偶然钻遇的。据一些专家最新的研究成

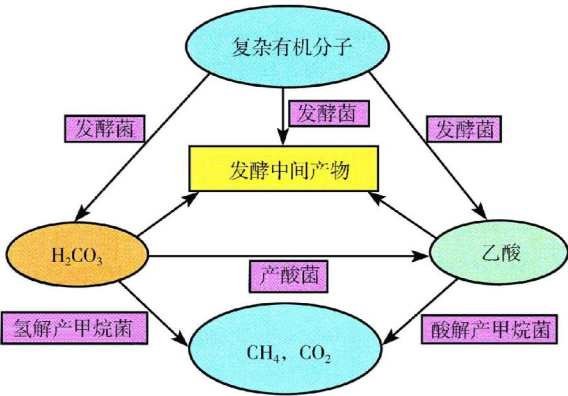


图 7 生物气生成途径示意图^[34]

Fig. 7 Sketch map showing way of biogas generation

两字来形容。1) 1982 年前, 我国探明的天然气地质储量仅有 $2\,889 \times 10^8 \text{ m}^3$; 至 2004 年底我国探明天然气地质储量急骤上升至 $4\,3816.8 \times 10^8 \text{ m}^3$, 是 1982 年前的 15 倍 (图 8)。1982 年前, 我国仅发现了 2 个大气田 (大于 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$), 其中储量最大的威远气田储量仅为 $408 \times 10^8 \text{ m}^3$; 近二十几年发现了 28 个大气田, 其中大于 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的气田有 5 个 (长庆、苏里格、克拉 2 大牛地、普光), $1\,000 \times 10^8 \sim 500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的气田有 9 个 (东方 1- 1、崖 13- 1、台南、涪北 1、涪北 2、迪那 2、新场、和田河、罗家寨)。目前我国储量最大的气田是长庆气田 ($6\,230.62 \times 10^8 \text{ m}^3$), 储量大于 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的 30 个大气田探明

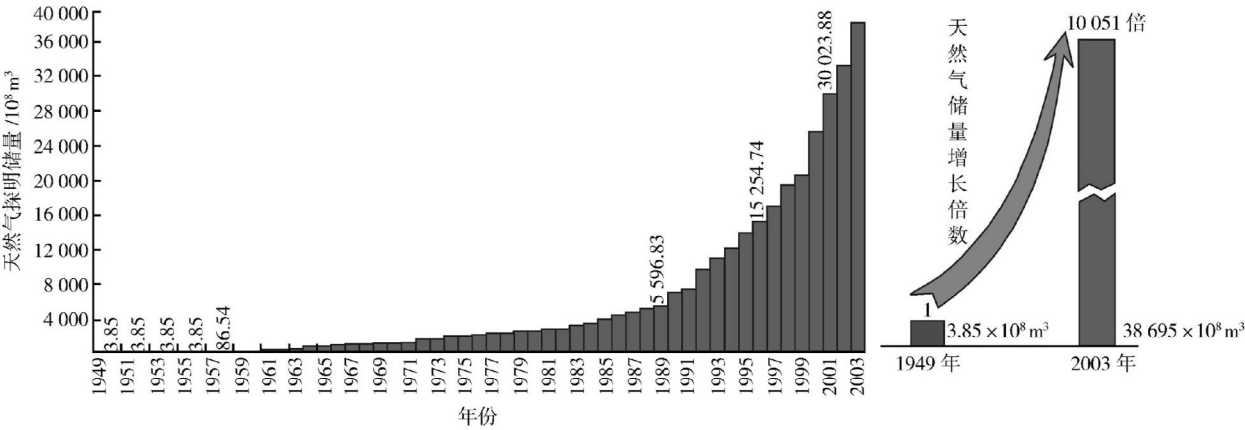


图 8 建国以来天然气储量增长图^[20]

Fig. 8 Gas reserves growth in China since Oct 1, 1949

表 3 中国主要含气盆地气田探明储量丰度

Table 3 Abundance of proved gas reserves in main gas-bearing basins in China

盆地	柴达木	东海	塔里木	莺琼	吐哈	四川	渤海 海域	鄂尔 多斯	松辽	准噶尔	渤海 湾(陆)
储量丰度 / ($10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{km}^{-2}$)	9.04	7.85	6.61	4.97	2.70	2.65	1.90	0.68	0.58	0.57	0.55

的天然气地质储量占全国总储量的 71.93%。2) 年产气量也快速增长。1982 年我国年产气量仅为 $119.3 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2004 年产气量已达到 $407.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。戴金星院士预测从 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ 上升到 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 仅需用 1a 或 1a 稍多时间^[20]。3) 气区不断增多。1982 年前, 我国仅有四川 1 个气区; 现在我国已建成和初步建成了四川、鄂尔多斯、塔里木、柴达木、莺琼及东海 6 个气区。其中, 四川气区年产气已超过 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。完全可以预期在未来 10~15a 我国天然气储量还会有较大幅度的增长。

但是勘探现状也表明, 我国天然气资源量相对于 $960 \times 10^4 \text{ km}^2$ 的国土和 13×10^8 人口并不丰富。现已探明的天然气地质储量人均不足 4000 m^3 (含油田伴生气在内), 仅为世界平均水平的 1/3。人均年用气量更低, 不足 30 m^3 , 仅为世界人均水平的 1/15。所发现气田的储量偏小, 世界级大气田更少。主要含气盆地气田的储量丰度偏低(表 3)(鄂尔多斯盆地虽已发现数个世界级大气田, 但是这些气田的储量丰度都很低, 平均仅 $0.68 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$), 深度偏大(在中西部含气区, 主要气层埋深大于 3000 m)。在中国最主要的含

工业的发展任重而道远, 还需要进一步深入地研究我国天然气地质的特征, 并要进一步加快天然气勘探开发与利用的速度。力争到 2020 年, 在实现小康规划时, 天然气产量在一次性能源结构中的比例能够达到 6%~8%, 天然气工业才能在改善我国能源结构中起到一定的作用。

参 考 文 献

- 1 戴金星, 陈践发, 钟宁宁, 等. 中国大气田及其气源 [M]. 北京: 科学出版社, 2002 164~194
Dai Jinxing, Chen Jianfa, Zhong Ningning et al. Giant gas fields in China and their gas sources [M]. Beijing: Science Press, 2002 164~194
- 2 戴金星. 戴金星天然气地质和地球化学论文集 (卷 3) [M]. 北京: 石油工业出版社, 2002 8~31
Dai Jinxing. Natural gas geology in China (Vol 3) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002 8~31
- 3 宋岩. 中国天然气资源分布特征与勘探方向 [J]. 天然气工业, 2003, 23(1): 1~4
Song Yan. Distribution characteristics and exploration trend of natural gas resources in China [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(1): 1~4
- 4 戴金星, 秦胜飞, 陶士振, 等. 中国天然气工业发展趋势和地学理论重要进展 [J]. 天然气地球科学, 2005, 16(2): 127~

区, 勘探开发的成本相对较局, 制约了对大天然气资源的利用。虽然天然气的产量在逐年增长, 但与国民经济的高速发展不相适应, 在一次性能源结构中的比例没有明显地增长。因此, 我国天然气

- 5 戴金星, 钟宁宁, 刘德汉, 等. 中国煤成大中型气田地质基础和主控因素 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2000 206~222
Dai Jinxing, Zhong Ningning, Liu Dehan et al. Geologic bases
- 6 戴金星, 钟宁宁, 刘德汉, 等. 中国煤成大中型气田地质基础和主控因素 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2000 206~222
Dai Jinxing, Zhong Ningning, Liu Dehan et al. Geologic bases

- and major controlling factors of largemiddle coalformed gasfields in China[M]. Beijing Petroleum Industry Press 2000 206-222
- 8 戴金星, 王庭斌, 宋岩, 等. 中国大中型气田形成条件与分布规律[M]. 北京: 地质出版社, 1997. 1-30 184-197
Dai Jinxing, Wang Tingbin, Song Yan, et al. Formation and distribution of medium and large-sized gas fields in China[M]. Beijing Geological Publishing House 1997. 1-30 184-197
 - 9 王庭斌. 中国大中型气田的勘探方向[A]. 见: 王庭斌, 编. 石油与天然气地质文集(第7集)[C]. 北京: 地质出版社, 1998. 1-33
Wang Tingbin. Direction of large/medium-gasfield exploration in China[A]. In Wang Tingbin, ed. Natural gas geology and exploration-development technique(Vol 7)[C]. Beijing Geological Publishing House 1998. 1-33
 - 10 戴金星, 宋岩, 张厚福, 等. 中国大中型天然气田形成的主控因素[J]. 中国科学, 1996. 26(6): 1-8
Dai Jinxing, Song Yan, Zhang Houfu, et al. Major controlling factors for the formation of largemiddle gasfields in China[J]. Science in China 1996. 26(6): 1-8
 - 11 卢双舫, 李宏涛, 付广, 等. 天然气富集的主控因素剖析[J]. 天然气工业, 2003. 23(6): 7-11
Lu Shuangfang, Li Hongtao, Fu Guang, et al. Analysis of the main control factors of natural gas enrichment[J]. Natural Gas Industry, 23(6): 7-11
 - 12 王庭斌. 天然气地质调查研究系列及其研究思路[A]. 见: 王庭斌, 编. 石油与天然气地质文集(第8集)[C]. 北京: 地质出版社, 1999. 1-39
Wang Tingbin. Natural gas investigation series train of thought [A]. In Wang Tingbin, ed. Natural gas geology and exploration-development technique(Vol 8)[C]. Beijing Geological Publishing House 1999. 1-39
 - 13 戴金星, 裴锡古, 戚厚发. 中国天然气地质学(卷2)[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 1-12. 35-53
Dai Jinxing. Natural gas geology in China(Vol 2)[M]. Beijing Petroleum Industry Press 1996. 1-12. 35-53
 - 14 韩克猷. 川东开江古隆起大中型气田的形成与勘探目标[J]. 天然气工业, 1995. 15(4): 1-5
Han Keyou. Forming of largemiddle scale gas fields at Kaijiang palaeohigh in east Sichuan and exploration target[J]. Natural Gas Industry, 1995. 15(4): 1-5
 - 15 杨克明, 叶军, 吕正祥. 川西坳陷上三叠统须家河组天然气分布及成藏特征[J]. 石油与天然气地质, 2004. 25(5): 501-505
Yang Keming, Ye Jun, Lu Zhengxiang. Characteristics of gas distribution and reservoiring in Upper Triassic Xujiahe Formation in western Sichuan depression[J]. Oil & Gas Geology, 2004. 25(5): 501-505
 - 16 杨克明. 川西坳陷油气资源现状及勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2003. 24(4): 322-326
Yang Keming. Status of oil and gas resources and prospecting potential in western Sichuan depression[J]. Oil & Gas Geology, 2003. 24(4): 322-326
 - 17 王庭斌. 中国气田的成藏特征分析[J]. 石油与天然气地质, 2003. 24(2): 103-110
Wang Tingbin. Reservoiring characteristics analysis of gasfields in China[J]. Oil & Gas Geology, 2003. 24(2): 103-110
 - 18 王庭斌. 天然气与石油成藏条件差异及中国气田成藏模式[J]. 天然气地球科学, 2003. 14(2): 79-86
Wang Tingbin. Differences in reservoir conditions of oil and natural gas and reservoiring models of gas fields in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2003. 14(2): 79-86
 - 19 冯福凯, 王庭斌, 张士亚, 等. 中国天然气地质[M]. 北京: 地质出版社, 1997. 255-290
Feng Fukai, Wang Tingbin, Zhang Shiya, et al. Natural gas geology in China[J]. Beijing Geological Publishing House 1997. 255-290
 - 20 戴金星. 加快天然气地质研究, 勘探更多的大气田[J]. 天然气地球科学, 2003. 14(1): 3-14
Dai Jinxing. Enhance the studies on natural gas geology and find more large gas fields in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2003. 14(1): 3-14
 - 21 王庭斌. 中国气藏主要形成、定型于新近纪以来的构造运动[J]. 石油与天然气地质, 2004. 25(2): 126-132
Wang Tingbin. Gas pools in China have mainly been formed and finalized during tectonic movements since Neogene[J]. Oil & Gas Geology, 2002. 25(2): 126-132
 - 22 李景明, 李剑, 谢增业, 等. 中国天然气资源研究[J]. 石油勘探与开发, 2005. 32(2): 15-18
Li Jingming, Li Jian, Xie Zengye, et al. Chinese natural gas resources[J]. Petroleum Exploration & Development, 2005. 32(2): 15-18
 - 23 赵生才. 中国天然气资源与发展战略[J]. 天然气地球科学, 2005. 16(2): 143-148
Zhao Shengcai. Natural gas resources in China and its development strategies[J]. Natural Gas Geoscience, 2005. 16(2): 143-148
 - 24 闫相宾, 李铁军, 张涛, 等. 塔中与塔河地区奥陶系岩溶储层形成条件的差异[J]. 石油与天然气地质, 2005. 26(2): 202-207
Yan Xiangbin, Li Tiejun, Zhang Tao, et al. Differences between formation conditions of Ordovician karstic reservoirs in Tazhong and Tahe areas[J]. Oil & Gas Geology, 2005. 26(2): 202-207
 - 25 谢增业, 田世澄. 川东北飞仙关组鲕滩天然气富集成藏特征及勘探前景[J]. 石油勘探与开发, 2005. 32(2): 31-34
Xie Zengye, Tian Shicheng. Features of gas accumulation and exploration foreground in oolitic reservoir of Feixianguan Formation in Sichuan basin[J]. Petroleum Exploration & Development, 2005. 32(2): 31-34

- scientific research and scientific and technological actions of government and enterprises [J]. Journal of China University of Geosciences, 2003, 3(2): 14~ 26
- 3 张抗, 周总瑛, 周庆凡. 中国石油天然气发展战略 [M]. 北京: 地质出版社, 石油工业出版社, 中国石化出版社, 2002 1~ 777
Zhang Kang Zhou Zongying Zhou Qingfan Developmental strategy of petroleum in China [M]. Beijing Geological Publishing House Petroleum Industry Press Sinopec Press 2002 1~ 7
 - 4 张抗. 对中国石油可采资源量的讨论 [J]. 石油与天然气地质, 2003 24(1): 7~ 11
Zhang Kang Discussion on recoverable oil resources in China [J]. Oil & Gas Geology, 2003 24(1): 7~ 11
 - 5 张抗. 1980 年以来我国石油剩余可采储量变化分析 [J]. 中国石油勘探, 2002 7(4): 1~ 8 14
Zhang Kang Analysis of petroleum remaining recoverable reserves variation in China since 1980 [J]. China Petroleum Exploration, 2002 7(4): 1~ 8 14
 - 6 高瑞祺, 赵政璋. 中国油气新区勘探 (第一卷) [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001 1~ 254
Gao Ruqiji Zhao Zhengzhang Petroleum exploration in frontier regions in China (vol iv) [M]. Beijing Petroleum Industry Press 2001 1~ 254
 - 7 张抗. 从近 20 年来东部剩余可采储量变化看老油区的潜力 [J]. 中国石油勘探, 2003 8(2): 1~ 12
Zhong Kang View on the potential in the old oil regions in the eastern China according to the remnant recoverable reserves change within recent 20 years [J]. China Petroleum Exploration, 2003 8(2): 1~ 12
 - 8 李丕龙. 胜利油田油气勘探新进展 [J]. 石油与天然气地质, 2004 25(4): 472~ 478
Li Pulong Recent oil and gas exploration advance of Shengli oil field [J]. Oil & Gas Geology, 2004 25(4): 472~ 478
 - 9 张抗. 中国 21 世纪初期石油工业展望 [J]. 石油与天然气地质, 2001 22(2): 95~ 99
Zhang Kang Prospects for China's oil industry of the early 21st century [J]. Oil & Gas Geology, 2001 22(2): 95~ 99
 - 10 邱中健, 方辉. 对我国油气资源可持续发展的一些看法 [J]. 石油学报, 2005 26(2): 1~ 5
Qiu Zhongjian Fang Hui Some opinions about sustainable development of petroleum resources in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005 26(2): 1~ 5
- (编辑 李树森)
-
- (上接第 583 页)
- 26 魏国齐, 杨威, 张林, 等. 川东北飞仙关组鲕滩储层白云石化成因模式 [J]. 天然气地球科学, 2005 16(2): 162~ 166
Wei Guoqi Yang Wei Zhang Lin et al Dolomitization genetic model of Feixianguan Fm oolitic beach reservoir in Northeast Sichuan basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2005 16(2): 163~ 166
 - 27 马永生. 威远气田老井复查取得突破 [J]. 石油与天然气地质, 2005 26(3): 360
Ma Yongsheng Old well reexamination got breakthrough in Weiyuan gasfield [J]. Oil & Gas Geology, 2005 26(3): 360
 - 28 龚再升. 中国近海含油气盆地新构造运动和油气成藏 [J]. 石油与天然气地质, 2004 25(2): 133~ 139
Gong Zaisheng Neotectonic movement and hydrocarbon accumulation in petroliferous basins offshore China [J]. Oil & Gas Geology, 2004 25(2): 133~ 139
 - 29 张岳桥. 晚新生代青藏高原构造挤出及其对中国东部裂陷盆地晚期油气成藏的影响 [J]. 石油与天然气地质, 2004 25(2): 162~ 169
Zhang Yueqiao Late Cenozoic squeezing-out tectonism in Qinghai-Tibet plateau and its impact on late hydrocarbon accumulation in rift basins in eastern China [J]. Oil & Gas Geology, 2004 25(2): 162~ 169
 - 30 朱伟林, 王振峰, 张进朝. 南海北部陆架盆地非构造油气藏 [J]. 石油与天然气地质, 2004 25(4): 408~ 415
Zhu Weilin Wang Zhenfen Zhang Jinzhao Non-structural reservoirs in northern shelf basins of South China Sea [J]. Oil & Gas Geology, 2004 25(4): 408~ 415
 - 31 许化政, 周新科. 文留地区石炭—二叠纪煤系生烃史及生烃潜力 [J]. 石油与天然气地质, 2004 25(4): 400~ 407
Xu Huazheng Zhou Xinke Hydrocarbon-generating potential and history of Carboniferous-Permian coal measure strata in Wenliu area [J]. Oil & Gas Geology, 2004 25(4): 400~ 407
 - 32 钱基, 金之钧, 张金川, 等. 苏北盆地盐城凹陷深盆气藏 [J]. 石油与天然气地质, 2001 22(1): 26~ 29
Qian Ji Jin Zhijun Zhang Jinchuan et al Gas pools of deep basin in Yancheng sag Subei basin [J]. Oil & Gas Geology, 2001 22(1): 26~ 29
 - 33 何家雄, 夏斌, 张启明, 等. 南海北部边缘盆地生物气和亚生物气资源潜力与勘探前景 [J]. 天然气地球科学, 2005 16(2): 167~ 174
He Jiaxiong Xia Bin Zhang Qiming et al Resources base and exploration potential of biogenic and sub-biogenic gas in marginal basin of northern South China Sea [J]. Natural Gas Geoscience, 2005 16(2): 167~ 174
 - 34 张水昌, 赵文智, 李先奇, 等. 生物气研究新进展与勘探策略 [J]. 石油勘探与开发, 2005 32(4): 90~ 96
Zhang Shuichang Zhao Wenzhi Li Xianqi et al Advances in biogenic gas studies and play strategies [J]. Petroleum Exploration & Development, 2005 32(4): 90~ 96
 - 35 李先奇, 张水昌, 朱光有, 等. 中国生物气成因类型划分与研究方向 [J]. 天然气地球科学, 2005 16(4): 477~ 484
Li Xianqi Zhang Shuichang Zhu Guangyou et al Types and research direction of biogenic gas in China [J]. Natural Gas Geoscience, 2005(4): 477~ 484
- (编辑 李 军)