

文章编号: 0253-2697(2013)S1-029-12 DOI:10.7623/syxb2013S1003

# 中国海相碳酸盐岩大气田成藏特征与模式

谢增业<sup>1,2</sup> 魏国齐<sup>1,2</sup> 李剑<sup>1,2</sup> 杨威<sup>1,2</sup> 张光武<sup>1</sup> 国建英<sup>1,2</sup> 张莉<sup>1,2</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院 河北廊坊 065007; 2. 中国石油天然气集团公司天然气成藏与开发重点实验室 河北廊坊 065007)

**摘要:**中国海相碳酸盐岩大气田主要分布在四川、塔里木和鄂尔多斯三大克拉通盆地,层系上主要富集在中下三叠统、上二叠统、石炭系、奥陶系及震旦系5大层系。截至2010年底,12个碳酸盐岩大气田储量为 $1.69 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,占全国45个大气田储量的27.2%。碳酸盐岩大气田由单个或多个相对独立的大中型气藏组成;储层总体以低孔为主,并有随储层时代变新其孔隙度增大的趋势,单个气藏储量 $>10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的储层平均渗透率以 $>1 \text{ mD}$ 为主;有效储层厚度一般为15~75 m,含气面积主要为10~100  $\text{km}^2$ ;储量丰度除鄂尔多斯盆地靖边大气田为 $0.56 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 外,其他多 $>5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,表现为中—高丰度特征;埋藏深度范围大(1000~6370 m),以超深层、深层—中深层为主;气藏压力系数除磨溪气田 $>2.0$ 外,其他多 $<1.3$ ,主要表现为常压;由构造、岩性(含古潜山)等圈闭所组成的复合型气藏是碳酸盐岩大气田的主要气藏类型。继承性大型古隆起、多套优质烃源岩的高强度充注、断裂及侵蚀沟槽的有效输导、大面积溶蚀孔洞型空间的规模聚集、膏盐岩及泥质岩的有效封盖等要素的时空有效配置造就了碳酸盐岩天然气的规模富集与成藏。高地温场背景下的古油藏原油裂解形成干气藏、煤成气与液态烃裂解气混合形成干气藏、低地温场背景下的油藏受到干气气侵作用形成凝析气藏是碳酸盐岩大气田的三类典型成藏模式。

**关键词:**碳酸盐岩;大气田;气藏特征;主控因素;成藏模式;原油裂解气;气侵

**中图分类号:**TE112 **文献标识码:**A

## Reservoir characteristics and accumulation modes of large carbonate gas fields in China

XIE Zengye<sup>1,2</sup> WEI Guoqi<sup>1,2</sup> LI Jian<sup>1,2</sup> YANG Wei<sup>1,2</sup> ZHANG Guangwu<sup>1</sup> GUO Jianying<sup>1,2</sup> ZHANG Li<sup>1,2</sup>

(1. Langfang Branch, PetroChina Research Institute of Exploration and Development, Langfang 065007, China;  
2. CNPC Key Laboratory of Gas Reservoir Formation and Development, Langfang 065007, China)

**Abstract:** In China, large carbonate gas fields (LCGFs) are mainly distributed in three large cratonic basins, i. e., Sichuan, Tarim, and Ordos Basin. Stratigraphically, the reservoirs in these LCGFs are concentrated in five large groups of formations, including the Middle-Lower Triassic, Upper Permian, Carboniferous, Ordovician, and Sinian strata. By the end of 2010, the proven reserves of 12 LCGFs are  $1.69 \times 10^8 \text{ m}^3$ , i. e., 27.2% of the total reserves of 45 large gas fields across the country. The LCGFs consist of single or multiple independent large-medium gas reservoirs. The formations dominantly feature low porosity which increases with old-to-new formation era. Reservoir formations with the reserves of single reservoir $>10 \times 10^8 \text{ m}^3$  generally have the average permeability  $>1 \text{ mD}$ , net pay thickness of 15-75 m, and gas-bearing area of 10-100  $\text{km}^2$ . The reserves abundance mainly occurs at a medium-high level ( $>5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ) except for that in Jingbian gas field, Ordos Basin ( $0.56 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ). The burial depth of reservoirs varies in a large range of 1000-6370 m, which is classified as super deep and deep-mid-deep. The pressure coefficient of reservoirs is generally  $<1.3$  (i. e., normal pressure) except that in Moxi gas field ( $>2.0$ ). Complex gas reservoirs formed by tectonic and lithologic traps (including buried hills) are the major reservoir type of LCGFs. Effective spatiotemporal configurations of a variety of factors, including large-scale inheriting paleo-uplift, high-intensity filling of multi-sets of quality source rocks, effective transport in fractures and erosion grooves, large-scale accumulation of dissolved pore spaces, effective seal of gypsum-salt and argillite rocks, are responsible for large-scale enrichment and accumulation of natural gas in carbonate rocks. The formation of dry gas reservoir in high geothermal field by crude oil cracking in paleo-reservoir, mixing of coal-derived and oil-cracked gases and the formation of condensate gas reservoir by gas cutting in low geothermal field are the 3 typical modes of gas accumulation in LCGFs.

**Key words:** carbonate reservoir; large gas field; reservoir characteristics; main controlling factor; accumulation mode; oil-cracked gas; gas cut

中国海相碳酸盐岩的油气勘探始于1958年的四川盆地川中会战<sup>[1-2]</sup>。50多年来,虽然在中国南方、华北和西部广大碳酸盐岩沉积区都进行了不同程度的油气勘查和勘探,但规模气藏的发现目前主要集中在四

**基金项目:**国家重大科技专项(2011ZX05007-002)、中国石油天然气集团公司天然气成藏与开发重点实验室项目资助。

**第一作者及通信作者:**谢增业,男,1965年2月生,1986年毕业于广东石油学校,2003年获中国地质大学(北京)矿产普查与勘探专业博士学位,现为 中国石油勘探开发研究院廊坊分院高级工程师,主要从事油气地球化学与油气成藏综合研究工作。Email:zyxie006@126.com

川、塔里木和鄂尔多斯三大克拉通盆地中;层系上主要分布在三叠系(中一下统)、二叠系(上统)、石炭系、奥陶系和震旦系。截至2010年底,中国已发现的45个天然气地质储量 $>300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的大气田中,碳酸盐岩大气田有12个,探明天然气地质储量为 $1.69 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,占大气田总储量的27.2%。按储层成因的差异可将这些碳酸盐岩气藏划归为台缘礁滩气藏、岩溶风化壳气藏、层状白云岩气藏、台内礁滩气藏等,以台缘礁滩和岩溶风化壳气藏为主。近年在四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系一下古生界、塔里木盆地塔中—塔东地区奥陶系、鄂尔多斯盆地奥陶系等碳酸盐岩台缘、岩溶风化壳勘探领域获得重大突破,进一步揭示了中国海相碳酸盐岩巨大的油气勘探潜力。深入研究各类气藏的特征、成藏机理及主控因素的差异,对进一步寻找大

型碳酸盐岩气田具有重要意义。

## 1 海相碳酸盐岩大气田基本特征

中国碳酸盐岩大气田总体具有气藏数量多、规模大,储层厚度大、非均质性较强,含气饱和度高,气藏压力系数低,中—高储量丰度,埋藏深度大,干气藏与凝析气藏均发育等特点。储层平均有效厚度普遍较大,主要介于15~75 m;储层孔隙度总体以低孔( $<6\%$ )为主,但四川盆地罗家寨、普光、渡口河、铁山坡等台缘带的鲕粒白云岩储层孔隙度 $>6\%$ ;渗透率变化大,总体以大于1 mD为主,罗家寨、普光、渡口河、铁山坡等气田的渗透率则大于8 mD。含气饱和度基本上小于60%, $\text{CH}_4$ 含量70%~99.1%;除磨溪气田压力系数大于2.0以外,其他以小于1.3为主,多为常压型气藏(表1)。

表1 中国大型海相碳酸盐岩气田基本特征

Table 1 The characteristics of large-scale marine carbonate gas fields in China

序号	气田名称	产气层位	探明储量/ $10^8 \text{ m}^3$	气藏类型	孔隙度/ %	渗透率/ mD	有效厚度/m	气藏埋深/m	压力系数	储量丰度/ $(10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{km}^{-2})$	含气饱和度/%	甲烷含量/%
1	塔河	O <sub>1</sub> 、T、K	365	地层-岩性	0.2~24.6 /15.7	3.8~809 /362.8	3.1~91.3 /14.0	4100~6300	1.02~1.09	2.92	50~90 /64.3	77.5~94.4 /84.7
2	和田河	C、O	617	背斜-古潜山	2.08~4.85 /3.2	2.9~25.5 /14.2	11.5~47.8 /27.6	1546~2272	0.9~1.17	4.30	68~78 /74.2	76.1~82.2 /79.0
3	塔中1号	O	3535	岩性-古潜山	0.1~5 /2.96	0.11~4.5 /1.79	11.6~62.3 /42.3	4867~6370	1.22~1.27	4.97	74.8~90 /79.8	80.2~94.2 /88.0
4	靖边	O <sub>1m</sub>	4311	古地貌-岩性	4.5~7.4 /5.76	0.6~5.5 /3.6	3.1~8.1 /5.4	3150~3765	0.945	0.32~0.93 /0.56	75.5~80 /78.4	87.13~98.6 /93.9
5	威远	Z、P <sub>1</sub>	409	背斜	3.15	0.1	90	1500~3000	1.02	1.89		86
6	卧龙河	T <sub>1</sub> 、P <sub>1</sub> 、P <sub>2</sub> 、C <sub>2</sub>	405	断层背斜	3~15	0.01~3.8	3.5~20	1000~5493	1.22~1.69	4.43	77	93~97.58
7	大天池	T、P、C	1068	岩性-构造-构造-地层-岩性	5.2~6.5 /5.62	0.7~23.1 /11.7	18.8~38.7 /29.8	2489~4900	0.97~1.33	3.89	77.9~86 /80.2	87.95~96.8 /94.5
8	磨溪	T <sub>1</sub> 、T <sub>2</sub>	676	岩性-构造	7.1~7.5 /7.3	0.34~3.1 /1.72	8.7~12.1 /10.4	2650~3251	2.14~2.26	1.13~2.12 /1.69	55.1~64.5 /59.8	97.6~97.8 /97.7
9	普光	T <sub>1</sub> 、P <sub>2ch</sub>	4122	构造-岩性	2.9~10.3 /6.46	0.004~200 /70.8	5.6~111.7 /43.06	3586~6006	0.94~1.84	1.57~55.1 /17.6	69.9~90 /83.6	70.1~99.1 /81.6
10	铁山坡	T <sub>1f</sub>	374	构造	6.4~7.9 /7.15	8.3	34.2~122 /78.3	3700	1.33	15.04	82.7~87.9 /85.3	77.64~78.5 /78.1
11	渡口河	T <sub>1f</sub>	359	构造	8.6	85.7	42.5	4300	1.08	10.62	89	80.89
12	罗家寨	T <sub>1f</sub> 、P <sub>2ch</sub> 、C	797	构造-岩性-地层-构造-构造-岩性	5.1~7 /6.12	3.6~25.5 /12.73	16.8~55.4 /33.4	3018~4302	1.13	2.57~7.55 /5.04	82.5~89 /85.5	75.29~96.7 /85.5

注:O<sub>2m</sub>—中奥陶统马家沟组;P<sub>2ch</sub>—上二叠统长兴组;T<sub>1f</sub>—下三叠统飞仙关组;大气田储量数据为截至2010年底碳酸盐岩储层中探明的天然气储量,磨溪、卧龙河、靖边大气田数据中未包含碎屑岩储量数据;“/”之后为平均值。

### 1.1 碳酸盐岩大气田由单个或多个相对独立的大中型气藏构成

碳酸盐岩大气田与低渗砂岩大气田在气藏规模的构成上具有明显的差异,低渗砂岩大气田主要由多个中小型气藏组成,而碳酸盐岩大气田本身具有较多的整装大型气藏,如渡口河、铁山坡、威远、和田河、卧龙河等基本上是由一个主层系组成的大型气藏。由多个气藏组成的大气田也包含许多相对独立的大中型气藏,如罗家寨大气田主要包括罗家寨(储量 $581 \times 10^8 \text{ m}^3$ )和滚子坪(储量 $139 \times 10^8 \text{ m}^3$ )2个整装气藏;普光

大气田主要包括普光2井区(储量 $2511 \times 10^8 \text{ m}^3$ )、大湾区块(储量 $1016 \times 10^8 \text{ m}^3$ )、普光8井区(储量 $272 \times 10^8 \text{ m}^3$ )、毛坝区块(储量 $266 \times 10^8 \text{ m}^3$ )4个整装气藏;大天池大气田主要包括五百梯(储量 $409 \times 10^8 \text{ m}^3$ )、沙坪场(储量 $398 \times 10^8 \text{ m}^3$ )、龙门(储量 $212 \times 10^8 \text{ m}^3$ )3个整装气藏;磨溪大气田主要包括雷口坡组(储量 $349 \times 10^8 \text{ m}^3$ )和嘉陵江组(储量 $327 \times 10^8 \text{ m}^3$ )2个整装气藏;塔中1号大气田主要包括中古8(储量 $1366 \times 10^8 \text{ m}^3$ )、中古43(储量 $1159 \times 10^8 \text{ m}^3$ )、塔中83(储量 $312 \times 10^8 \text{ m}^3$ )、塔中82(储量 $263 \times 10^8 \text{ m}^3$ )和塔中62(储量

$366 \times 10^8 \text{ m}^3$ ) 5 个整装气藏。

## 1.2 碳酸盐岩大气田以中、高储量丰度为主

碳酸盐岩大气田储量丰度除鄂尔多斯盆地靖边气田为  $0.56 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  外,其他以  $>5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  为主,尤其在四川和塔里木盆地,储量丰度  $>10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  的区块有 7 个,分别是普光气田普光 2 区块 ( $55.06 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、塔中 I 号气田中古 8 区块 ( $52.77 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、铁山坡气田坡 2 区块 ( $28.29 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、普光气田毛坝区块 ( $23.40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、大湾区块 ( $21.13 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、普光 8 区块 ( $10.77 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、渡口河气田 ( $10.62 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ) 等。储量丰度介于  $(5 \sim 8) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  的区块有 5 个,分别是罗家寨气田罗家寨区块 ( $7.56 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、滚子坪区块 ( $7.27 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、铁山坡气田坡 1-4 区块 ( $6.83 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、塔中 I 号气田塔中 83 区块 ( $6.23 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、大天池气田沙坪场区块 ( $5.63 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ) 等。

## 1.3 碳酸盐岩大气田气藏类型多,以复合型为主

中国海相碳酸盐岩大气田的圈闭类型多,主要包括构造、岩性(含古潜山)圈闭以及由这些圈闭所组成的复合型圈闭等,如岩性-构造、构造-岩性、构造-地层、古地貌-岩性等圈闭。从各气藏类型与发现储量的统计结果看,复合型气藏是碳酸盐岩大气田的主要气藏类型,该类大型气藏的储量约  $10948 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,占碳酸盐岩大气田总储量的 64.9%,岩性型和构造型气藏分别占 22.2% 和 12.9%。

## 1.4 碳酸盐岩大气田埋藏深度变化大,以超深层、深层—中深层为主

碳酸盐岩大气田气藏埋深变化大,埋深最小的为四川盆地卧龙河气田嘉陵江组气藏,约为 1000 m;埋深最大的为塔里木盆地塔中 I 号气田塔中 86 奥陶系气藏,约为 6370 m,中古 43 奥陶系气藏埋深 6090 m。从不同埋深的气藏储量分析,大于 4500 m 的超深层气藏分布于塔里木盆地塔河奥陶系、塔中 I 号气田奥陶系、四川盆地普光气田普光 2 区长兴组—飞仙关组、普光 8 区长兴组—飞仙关组、大湾区长兴组、毛坝区长兴组、大天池气田五百梯石炭系、龙门石炭系、观音桥石炭系气藏等。这些气藏的储量约为  $8098 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,占碳酸盐岩大气田总储量的 48%。

超深层气藏主要分布在四川盆地渡口河飞仙关组、铁山坡飞仙关组、普光气田双庙嘉陵江组和飞仙关组、毛坝飞仙关组和长兴组、清溪场飞仙关组、大天池气田沙坪场石炭系、卧龙河气田石炭系气藏等。这些气藏的储量约为  $1594 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,占碳酸盐岩大气田总储量的 9.5%。

中深层—深层气藏主要包括鄂尔多斯盆地的靖边奥陶系气藏,四川盆地的罗家寨、威远、磨溪气藏,以及塔里木盆地的和田河奥陶系气藏等。这些气藏的储量约为  $6479 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,占碳酸盐岩大气田总储量的 38.4%。

## 1.5 碳酸盐岩大气田以烃类气体为主,部分气田非烃气体( $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{CO}_2$ 和 $\text{N}_2$ )含量高

碳酸盐岩大气田天然气除塔里木盆地为湿气外,四川、鄂尔多斯盆地的天然气均为干气。天然气组成以烃类气体为主, $\text{CH}_4$  含量以大于 70% 为主(表 1)。部分气田天然气中  $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{N}_2$  等非烃含量高是碳酸盐岩天然气组成的一大特征。四川盆地东北部长兴组—飞仙关组礁滩气藏天然气以  $\text{H}_2\text{S}$  和  $\text{CO}_2$  含量高为特征,如罗家寨飞仙关组气藏, $\text{CH}_4$  含量仅为 75%~84%, $\text{H}_2\text{S}$  含量为 7.13%~10.4%, $\text{CO}_2$  含量为 5.13%~10.41%;普光气田普光 2 井区天然气  $\text{CH}_4$  平均含量 75.52%, $\text{H}_2\text{S}$  平均含量为 15.16%, $\text{CO}_2$  平均含量为 8.64%。

塔里木盆地和田河气田、四川盆地威远气田则以高含  $\text{N}_2$  为特征。和田河天然气  $\text{CH}_4$  含量为 72.84%~86.08%, $\text{N}_2$  含量为 7.05%~20.61%;威远天然气  $\text{CH}_4$  含量为 80.16%~95.36%, $\text{N}_2$  含量为 5.34%~10.3%。

## 2 成藏地质条件

中国海相碳酸盐岩大气田的形成与长期继承性大型古隆起背景、优质烃源岩高强度充注、断裂及侵蚀沟槽等的有效输导、大面积溶蚀孔洞型优质储层发育、膏盐岩及泥质岩有效封盖与遮挡等因素密切相关。

### 2.1 大型古隆起与古油气藏

海相克拉通盆地长期发育的古隆起是油气富集的主要场所,这是普遍的规律<sup>[3]</sup>。古隆起在油气藏形成中的作用主要体现在有利于形成优质储层和控制油气运移聚集的方向等方面。四川、塔里木和鄂尔多斯盆地的勘探实践已揭示了迄今发现的碳酸盐岩大气田均与其所处的长期继承性古隆起密切相关,如:四川盆地威远震旦系大气田天然气虽储存于喜马拉雅期形成的构造圈闭中,但属于加里东期形成的乐山—龙女寺古隆起范围的古油藏原油裂解气重新调整形成<sup>[4]</sup>;四川盆地川东高陡构造带的大天池、卧龙河石炭系大气田,开江—梁平海槽东侧的普光、罗家寨、渡口河、铁山坡长兴组—飞仙关组礁滩大气田,川中磨溪雷口坡组—嘉陵江组大气田等均是受印支期开江古隆起控制的古油藏裂解气经喜马拉雅期构造运动改造调整后,在原地或附近二次运聚成藏<sup>[5-7]</sup>;塔里木盆地塔中 I 号奥陶系大气田、塔西南和田河大气田以及塔北塔河大油气田分别受控于塔中古隆起、巴楚古隆起和塔北古隆

起<sup>[8-11]</sup>;鄂尔多斯盆地靖边大气田受控于大型古潜台<sup>[12]</sup>。此外,最近在四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系一下古生界勘探的重大突破与其长期处于乐山—龙女寺继承性大型古隆起高部位密切相关。

## 2.2 优质烃源岩生烃强度大

中国海相碳酸盐岩大气田的气源包括不同类型(泥岩、煤系泥岩和碳酸盐岩)烃源岩和烃源岩在生油窗阶段生成的液态烃二次裂解气等。在不同的克拉通盆地由于当时所处的古地理位置和古气候的不同,烃源岩发育的时代和岩性有较大的差异。

四川盆地发育的烃源层系最多,迄今与已发现碳酸盐岩大气田相关的烃源岩主要是下寒武统筇竹寺组页岩、下志留统龙马溪组页岩、上二叠统煤系泥岩及碳酸盐岩等。筇竹寺组泥质烃源岩厚度一般为40~350 m,最厚处在盆地西南部的天宫堂地区,有机质类型以腐泥型为主,TOC值为0.5%~7.56%,平均1.88%, $R_o$ 值为2.0%~5.0%,生气强度一般为 $(20\sim 120)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ ,是威远震旦系气藏的主力烃源层。龙马溪组黑色页岩厚度一般在100~600 m,有机质类型以腐泥型为主,TOC值为0.4%~1.6%, $R_o$ 值为2.0%~4.5%,生气强度一般为 $(20\sim 80)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ ,是大天池、卧龙河等川东石炭系气藏的主力烃源岩。上二叠统烃源岩包括泥质岩、碳酸盐岩和煤,泥质岩厚度一般为10~150 m,在川东北的普光5井钻揭黑色泥质岩厚度为200 m<sup>[13]</sup>,有机质类型以腐殖型或腐泥腐殖型为主,TOC值为0.5%~12.55%,平均2.91%;碳酸盐岩烃源岩厚度一般为10~284 m,有机质类型以腐泥型为主,TOC值为0.2%~1.5%;煤层厚度一般为2~10 m,在川中、川南地区厚度较大,女基井厚达17.5 m,开江—梁平海槽西侧龙岗地区长兴组—飞仙关组礁滩气藏天然气呈现出煤成气特征,这与该区域发育较厚的煤层有一定关系;上二叠统烃源岩 $R_o$ 值一般为1.6%~2.8%,生气强度一般为 $(10\sim 60)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ ,是普光、罗家寨、渡口河、铁山坡等长兴组—飞仙关组大气田,以及磨溪嘉陵江组、雷口坡组大气田的主力烃源层。此外,最近发现的震旦系(灯影组、陡山沱组)泥岩和暗色泥质白云岩等优质烃源岩对川中高石梯—磨溪震旦系气藏有重要贡献;下二叠统梁山组薄层(厚度一般为5~20 m)碳质页岩、暗色碳酸盐岩对二叠系—中下三叠统气藏有一定贡献。

塔里木盆地台盆区对塔中地区提供油气的烃源岩主要有两套<sup>[14]</sup>,一套是分布于塔中低凸起北侧、满加尔凹陷西部地区的过成熟、高有机质丰度的中—下寒武统泥质岩,烃源岩厚30~200 m,TOC最高可达2.43%, $R_o$ 为1.5%~2.3%,最高大于3%,处于高一

过成熟阶段;另一套是中—上奥陶统烃源岩,其中的上奥陶统烃源岩厚约80 m,主要为碳酸盐陆棚内的洼地沉积,在塔中低凸起上普遍分布,有机质丰度较低,TOC一般为0.5%~5.54%, $R_o$ 一般为0.81%~1.30%,处于成熟阶段;满西地区中奥陶统烃源岩厚20~60 m,TOC为0.5%~1.3%, $R_o$ 为1.5%~2.0%,处于高一过成熟阶段;中奥陶统黑土凹组烃源岩,分布于满加尔凹陷西部地区。对和田河气田提供油气的烃源岩主要为分布在阿瓦提凹陷的中—下寒武统泥质岩,烃源岩厚度一般为100~200 m。总之,这些烃源岩厚度大、分布广,其生成的油气资源丰富,为塔中、和田河等奥陶系大型油气藏的形成奠定了物质基础。

鄂尔多斯盆地奥陶系碳酸盐岩大气田的气源主要来源于上覆的上石炭统本溪组一下二叠统山西组煤系地层(包括煤层、碳质泥岩和暗色泥岩),煤层厚度介于3~6 m,碳质泥岩及暗色泥岩厚度介于60~120 m<sup>[15]</sup>,靖边大气田附近的烃源岩生气强度达 $(20\sim 36)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ 。此外,部分奥陶系油型气则来源于奥陶系自身的腐泥型烃源岩。无论是石炭系—二叠系,还是奥陶系烃源岩,目前均处于高一过成熟阶段。

## 2.3 大面积溶蚀孔洞型优质储层发育

中国海相碳酸盐岩大气田储层主要发育在奥陶系、石炭系、上二叠统长兴组、下三叠统飞仙关组和嘉陵江组、中三叠统雷口坡组。储层类型包括岩溶风化壳储层(塔里木盆地中奥陶统、鄂尔多斯盆地中奥陶统、四川盆地震旦系及石炭系)、台缘礁滩储层(塔里木盆地上奥陶统、四川盆地长兴组—飞仙关组)以及台地、粒屑滩相的白云岩储层(四川盆地嘉陵江组、雷口坡组)等。储层岩性主要为细—粉晶白云岩、角砾溶孔白云岩、鲕粒溶孔白云岩、砂屑白云岩、亮晶生屑灰岩等。储层总体上以低孔为主,并有随储层时代变新其孔隙度增大的趋势,如:塔里木盆地奥陶系储层孔隙度为2.1%~5.0%,平均3.72%;鄂尔多斯盆地奥陶系储层孔隙度为4.5%~7.4%,平均5.76%;四川盆地石炭系储层孔隙度为5.2%~6.5%,平均5.67%;长兴组储层孔隙度为4.9%~7.4%,平均6.2%;飞仙关组储层孔隙度为4.3%~10.3%,平均6.9%;嘉陵江组储层孔隙度为7.1%;雷口坡组储层孔隙度为7.45%~8.4%,平均7.92%。单个气藏储量 $>10\times 10^8\text{ m}^3$ 的储层渗透率以 $>1\text{ mD}$ 为主,尤其是普光、罗家寨、渡口河等飞仙关组气藏的储层平均渗透率均 $>10\text{ mD}$ 。储层孔隙度和渗透率虽影响气藏的规模,但这不是主要的因素,储层有效厚度与含气面积才是决定气藏规模的关键要素(图1)。这些碳酸盐岩大气田除鄂尔多斯盆地奥陶系大气田表现为面积大(26.6~

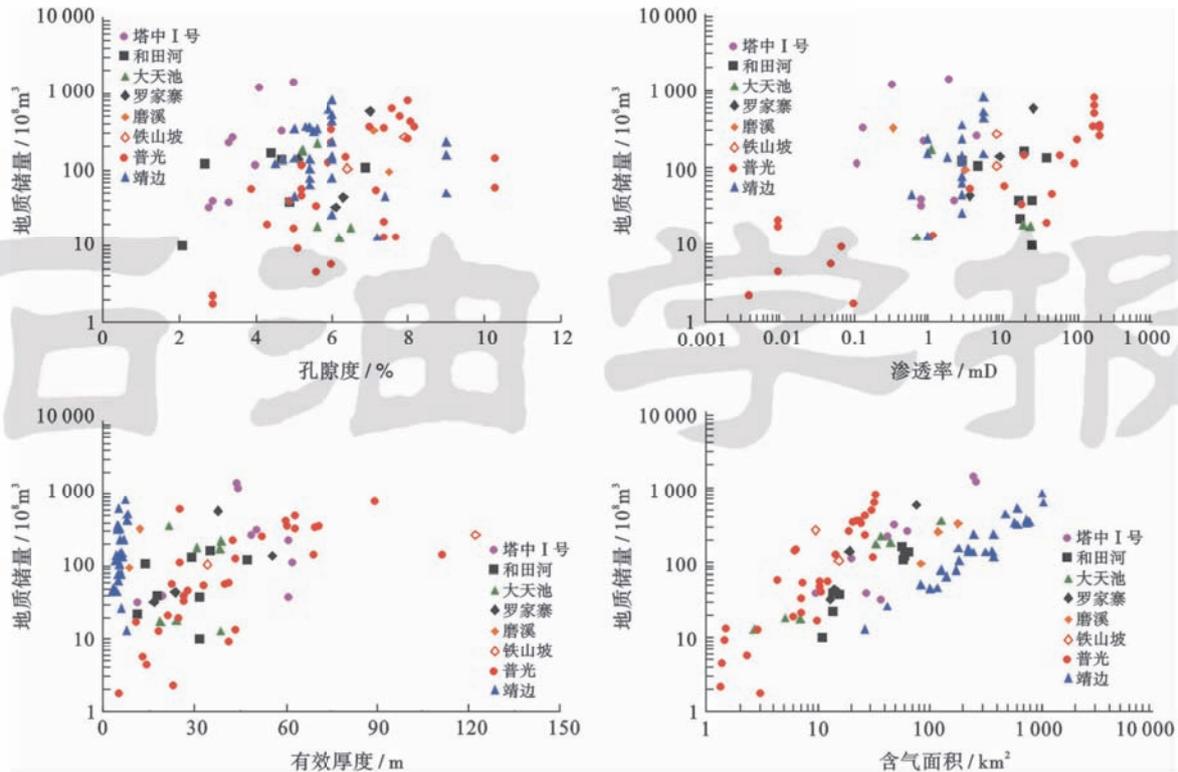


图 1 中国大型海相碳酸盐岩气田单个气藏地质储量与储层参数关系

Fig. 1 Relationships between geological reserves of single marine carbonate gas fields and reservoir parameters in China

1 008.6 km<sup>2</sup>）、厚度薄(3.1~8.1 m)的特点外,其他大气田单个气藏的厚度主要为 15~75 m、含气面积主要为 10~100 km<sup>2</sup>,有效厚度与含气面积均与气藏储量具有较好的正相关关系。

#### 2.4 断裂和侵蚀沟槽等有效输导体发育

从烃源岩与储层的相对关系而言,中国海相碳酸盐岩大气田主要属于源-储分离的它源型成藏体系,油气运移通道是其成藏的关键要素之一。目前发现的碳酸盐岩大气田主要发育两类输导体,一类是以断裂作为输导通道,如:四川盆地普光、罗家寨、渡口河、铁山坡等气田的长兴组—飞仙关组气藏天然气主要来源于下伏的二叠系煤系及碳酸盐岩烃源岩<sup>[13]</sup>[图 2(a)、图 2(b)];川东高陡构造带大天池气田石炭系气藏天然气主要来源于下伏的下志留统龙马溪组页岩[图 2(c)];川中平缓构造背景下的磨溪大气田嘉陵江组、雷口坡组气藏天然气主要来源于下伏的龙潭组(大隆组)烃源岩[图 2(d)];塔里木盆地塔中 I 号大气田奥陶系气藏天然气主要来源于下伏的中—下寒武统烃源岩[图 2(e)];塔里木盆地和田河气田天然气主要来源于下伏的寒武系烃源岩。这些大气田的形成均与大型断裂的沟通密切相关,断裂的发育程度影响气藏的充满度及规模。大断裂发育,输导条件好的区域,天然气藏的充满度一般较高,如川东北地区

气藏充满度为 86.5%~100%,平均 90%,而四川盆地龙岗地区平缓构造带,断裂欠发育,且断层规模小,天然气充注成藏主要靠裂缝,因此天然气藏的充满度相对较低,飞仙关组鲹滩气藏充满度为 48%~73%,平均 58%,长兴组生物礁气藏充满度为 41%~100%,平均 72%。

另一类是以不整合面或侵蚀沟槽作为输导通道,如:鄂尔多斯盆地靖边大气田奥陶系马家沟组风化壳气藏天然气主要来源于上覆石炭系—二叠系煤系烃源岩,烃源岩生成的油气主要沿不整合或古侵蚀沟槽侧向进入奥陶系风化壳岩溶储层聚集成藏<sup>[15]</sup>[图 2(f)、图 2(g)];四川盆地威远震旦系大气田天然气主要来源于上覆下寒武统筇竹寺组页岩,油气主要沿不整合面侧向进入震旦系灯影组风化壳岩溶储层聚集成藏[图 2(h)];高石梯—磨溪地区震旦系天然气有震旦系和寒武系烃源岩的贡献,其中寒武系烃源岩生成的天然气也主要通过侵蚀面侧向进入震旦系储层中。

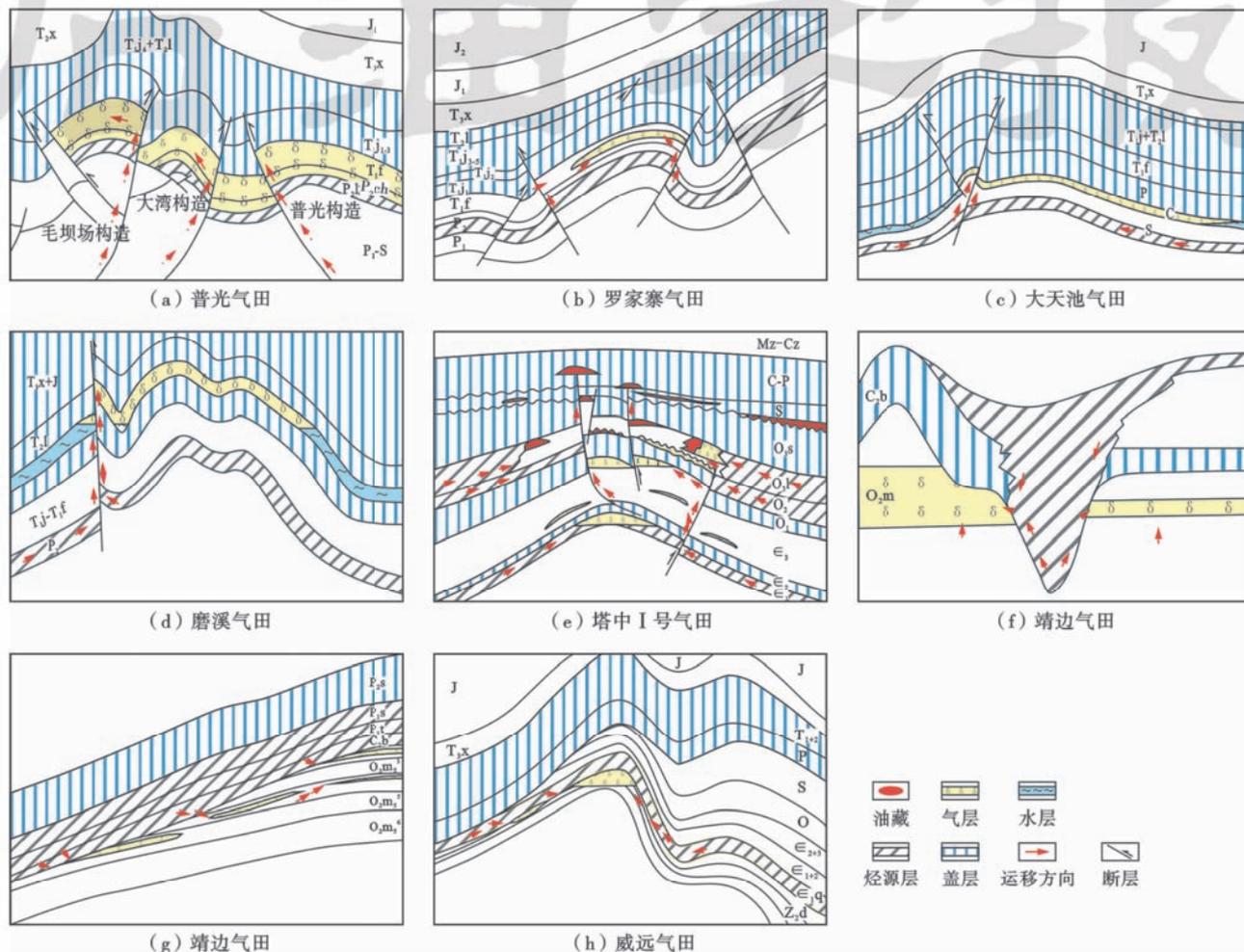
#### 2.5 膏盐岩和泥质岩盖层的有效封闭和遮挡

中国海相碳酸盐岩大气田盖层的岩石类型包括膏盐岩、泥质岩和碳酸盐岩等(图 3)。这些大气田的盖层可分为两类:①主要以泥岩和含泥灰岩作为盖层;②以膏盐岩和泥质岩作为盖层。

以泥岩和含泥灰岩作为盖层的主要有塔里木盆地

塔中I号及和田河大气田等。塔中I号大气田下奥陶统鹰山组气藏的直接盖层为上奥陶统良里塔格组良三段—良五段含泥灰岩,厚度一般超过100 m;上奥陶统良里塔格组气藏的直接盖层则为上奥陶统桑塔木组厚层泥层,厚度为388~1093 m,它同时也是鹰山组气藏的区域盖层。和田河大气田上奥陶统良里塔格组碳酸盐岩气藏的直接盖层为其上覆的下石炭统巴楚组下泥

岩段泥岩;巴楚组生屑灰岩段气藏的直接盖层为下石炭统卡拉沙依组中泥岩段泥岩;卡拉沙依组砂泥岩气藏的直接盖层为砂岩-泥岩互层中的泥岩。石炭系泥岩盖层厚度在和田河大气田区域达到450~500 m,在塔中地区为100~250 m;排替压力值介于5~20 MPa,封闭能力强,是一套优质的区域性盖层,对塔中I号及和田河大气田的保存均发挥了重要作用。



注: Cz—新生界; Mz—中生界; T<sub>3x</sub>—上三叠统须家河组; T<sub>2l</sub>—中三叠统雷口坡组; T<sub>1j</sub>—下三叠统嘉陵江组; T<sub>1j1</sub>—嘉陵江组一段; T<sub>1j2</sub>—嘉陵江组二段; T<sub>1j3</sub>—嘉陵江组三段; T<sub>1j4</sub>—嘉陵江组四段; T<sub>1j5</sub>—嘉陵江组五段; T<sub>1f</sub>—下三叠统飞仙关组; P<sub>2ch</sub>—上二叠统长兴组; P<sub>2l</sub>—上二叠统龙潭组; P<sub>2s</sub>—上二叠统石盒子组; P<sub>1s</sub>—下二叠统山西组; P<sub>1t</sub>—下二叠统太原组; C<sub>2b</sub>—上石炭统本溪组; O<sub>3s</sub>—上奥陶统桑塔木组; O<sub>3l</sub>—上奥陶统良里塔格组; O<sub>2m</sub>—中奥陶统马家沟组; O<sub>2m3</sub><sup>3</sup>—马家沟组五段3亚段; O<sub>2m3</sub><sup>5</sup>—马家沟组五段5亚段; O<sub>2m3</sub><sup>6</sup>—马家沟组五段6亚段; E<sub>1q</sub>—下寒武统筇竹寺组; Z<sub>1d</sub>—上震旦统灯影组。

图2 中国大型海相碳酸盐岩气田输导体系类型

Fig. 2 Patterns of carrier system of large-scale marine carbonate gas fields in China

其他大气田均在不同程度上有膏盐岩作为直接盖层或区域性盖层。如:鄂尔多斯盆地靖边奥陶系大气田,直接盖层主要是各气层之间的泥质白云岩、白云质泥岩、含膏白云岩、膏质白云岩、膏岩以及本溪组底部的铁铝质泥岩、泥岩及泥质粉砂岩等,铁铝质泥岩厚度一般为10~15 m,铝土岩的渗透率为 $6.5 \times 10^{-6}$  mD,

饱含空气时突破压力为5 MPa,铝土质泥岩饱含空气的突破压力为15 MPa,封闭性能好;区域封盖层主要为二叠系上石盒子组和石千峰组的湖相泥质岩,泥质岩厚度达240~350 m,在盆地中部分布广泛,其气体绝对渗透率为 $(7 \sim 10.8) \times 10^{-6}$  mD,饱含空气时的突破压力为2~6 MPa,具有较强的封闭性。四川盆地普

光、罗家寨、渡口河、铁山坡等大气田长兴组—飞仙关组气藏的直接盖层是长兴组之上的致密碳酸盐岩、飞仙关组之上的致密碳酸盐岩、飞仙关组四段的膏质白云岩、泥岩及泥质白云岩,飞仙关组四段膏岩及泥岩厚度一般为7~30 m;区域盖层为中一下三叠统的膏盐岩系,膏盐岩厚度一般为100~300 m。大天池、卧龙河等石炭系大气田的直接盖层是上覆下二叠统梁山组泥质岩,厚度一般为10~15 m,分布稳定,与石炭系储层间有明显的压力差,排驱压力相差大,盖层条件好;区域盖层位于直接盖层之上,包括中一下三叠统膏盐岩及下二叠统茅口组的高压层,茅口组地层压力系数

达1.65,佐证了间接盖层保存完好。威远震旦系大气田的直接盖层为下寒武统筇竹寺组页岩,威远—资阳一带可厚达300~350 m,平均排替压力36.85 MPa,均值吼道半径0.0065 μm,封盖能力强;中一下三叠统由致密的泥粉晶灰岩、泥岩及较厚的硬石膏层组成,可作为封隔能力较强的区域盖层。磨溪大气田雷口坡组一段1亚段气藏上覆的雷口坡组一段2亚段—雷口坡组四段厚度约400 m的泥质白云岩、膏质白云岩、石膏及灰岩等是其直接盖层,嘉陵江组二段气藏的直接盖层为嘉陵江组三段—五段厚度约400 m的石膏、盐岩、灰岩与白云岩等。

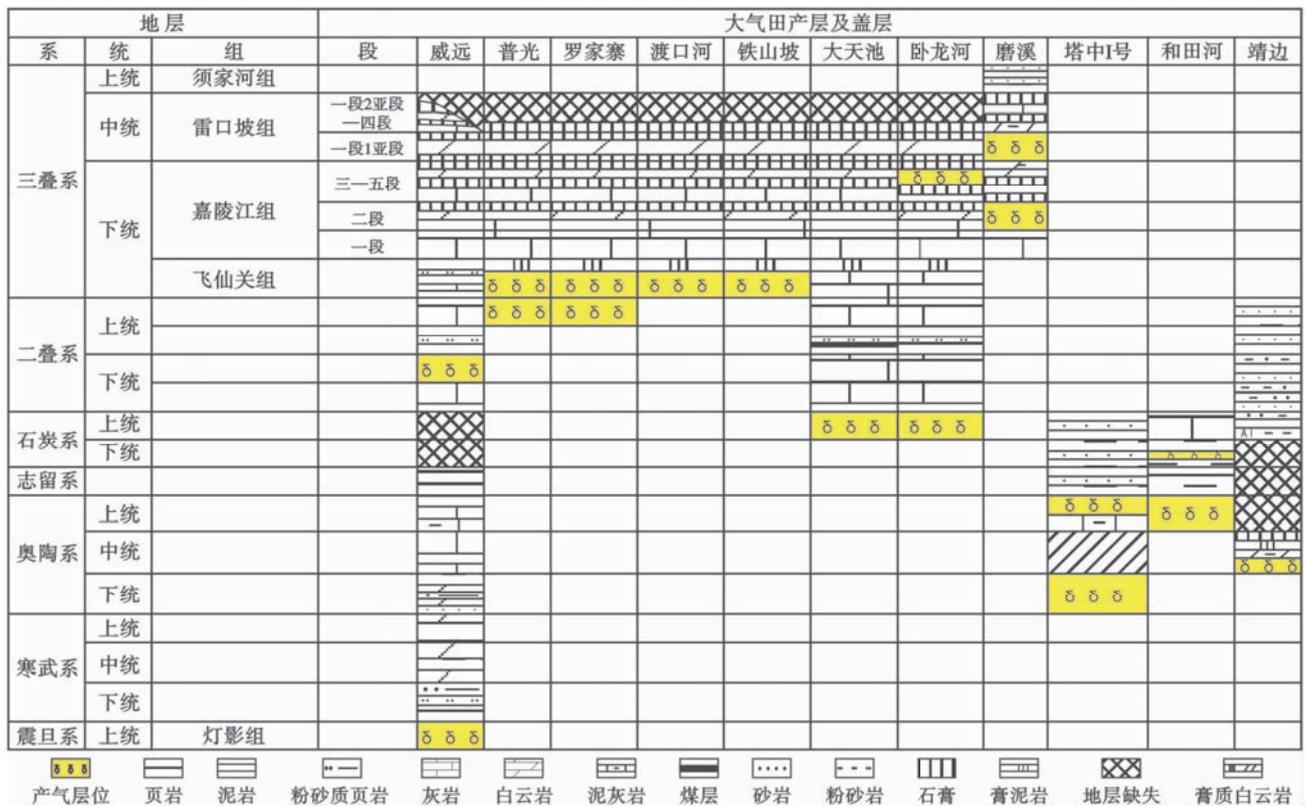


图3 碳酸盐岩大气田天然气产层与盖层关系示意图

Fig. 3 Relationship between reservoirs and seals of large-scale marine carbonate gas fields in China

### 3 成藏机制与模式

油气藏分类通常按圈闭成因及相态将其划分为构造油气藏、地层-岩性油气藏和复合型油气藏三大类,不同类型的气藏其形成机制有别。本文主要从油气藏性质(干气藏、凝析气藏)出发,重点讨论以古油藏原油裂解气经调整改造而成的四川盆地长兴组—飞仙关组礁滩干气藏、以早期油藏受到晚期干气的气侵改造形成的塔里木盆地塔中奥陶系凝析气藏和以两源混合型裂解气为主的鄂尔多斯盆地靖边奥陶系干气藏。它们是大型碳酸盐岩干气藏和凝析气藏的典型代表。

#### 3.1 原油裂解型气藏的成藏机制与模式

##### 3.1.1 原油裂解机理及条件

原油裂解型气藏是指烃源岩生成的液态烃类经运移聚集形成的古油藏或分散状液态烃在高温高压条件下发生裂解而成的气藏。与干酪根热裂解生成油气的过程相似,油藏中原油的热蚀变作用(裂解)本质上是原油在一定的温度下发生裂解反应,生成气态烃和残渣(固体沥青)的过程。已有研究表明<sup>[16-17]</sup>,当地层温度>160℃时,古油藏原油或分散状液态烃将开始发生裂解,裂解过程包括了4种类型的反应,即:①干酪根及其重质产物(如沥青质)等的C—O或/和C—S键的

断裂,产物以可溶的不稳定化合物为主,而气态烃和液态烃的产率均很低;② $C_6+$ 饱和烃基上的C—C键的断裂反应,主要产生短链脂肪族烃类,但甲烷和乙烷的产量仍然很少;③ $C_9—C_{13}$ 芳烃、 $C_{14+}$ 稠环芳烃等的脱甲基反应,生成的产物主要是气态烃;④ $C_3—C_5$ 脂肪族链的C—C键断裂反应,主要产物是甲烷和乙烷,乙烷在更高活化能下进一步裂解成甲烷。当地层温度达到 $200\text{ }^\circ\text{C}$ 时,则原油基本裂解完毕。

四川盆地迄今已发现的碳酸盐岩大气田的天然气组成以烃类气体为主,甲烷含量 $>70\%$ , $C_2+$ 重烃气体含量甚微,表现为典型的干气,干燥系数 $>0.95$ 。这些领域均具备了原油发生裂解的地质条件,同时有多种证据揭示这些大气田的天然气属于原油裂解气,主要证据包括:①岩心肉眼观察与显微镜下微观鉴定结果表明,储层中发育丰富的原油裂解成气后的沥青;②天

然气组分 $C_1/C_2$ 比值变化小、 $C_2/C_3$ 比值变化大,天然气 $C_6—C_7$ 轻烃组成富含环烷烃和异构烷烃,具有原油裂解气特征<sup>[18-20]</sup>。

### 3.1.2 原油裂解型气藏成藏模式

以四川盆地长兴组—飞仙关组礁滩气藏为代表的原油裂解型气藏是由古油藏或分散液态烃裂解成气的古气藏,经后期调整改造形成的现今气藏[图4(a)]。对于川东北罗家寨气田和其他大多数礁滩气田来说,有如下成藏特征:其成藏要素在空间上属于“下生上储顶盖式”的正常组合<sup>[21]</sup>;成藏作用在时间上属于“早生晚聚”的晚期成藏型;在聚烃相态类型上,都有早期为油藏,晚期为裂解气藏的成藏转变;在油气圈闭类型上,都具有早期岩性圈闭,晚期构造圈闭的复合圈闭特征。

长兴组—飞仙关组礁滩天然气主要来源于上二叠统烃源岩<sup>[22-23]</sup>,包括暗色泥岩、煤系及碳酸盐岩,累计

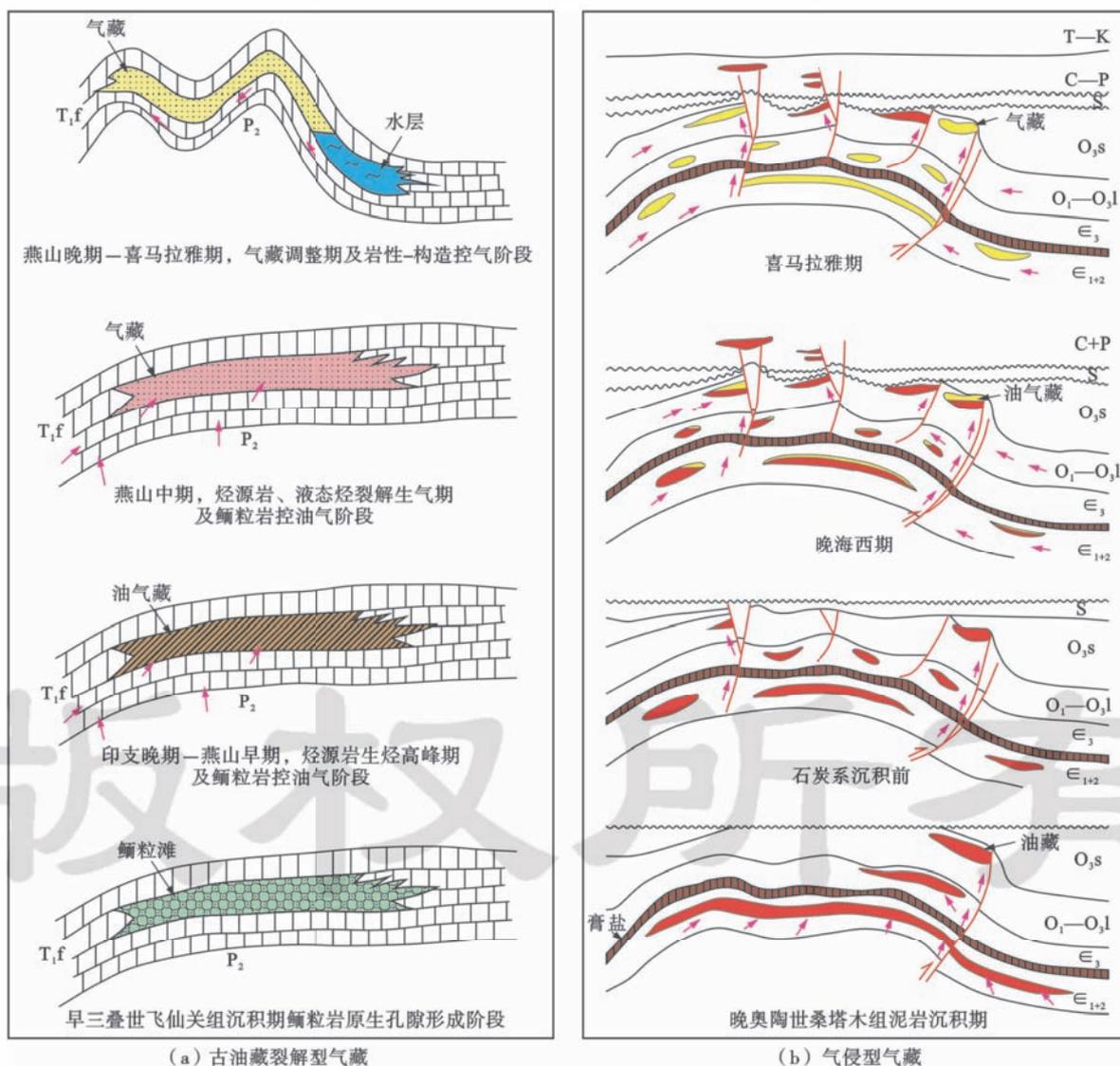


图4 中国大型海相碳酸盐岩气藏成藏模式

Fig. 4 The reservoir-forming models of large-scale marine carbonate gas fields in China

厚度达 120~440 m。目前该套烃源岩镜质组反射率普遍达到 2.2%~3.2%,已进入高一过成熟阶段。有机质演化模拟结果表明,上二叠统烃源岩在晚三叠世前处于未熟期( $R_o < 0.6\%$ );晚三叠世晚期—早侏罗世早期,有机质开始生油,并在中侏罗世进入生烃高峰,大量液态烃生成;晚侏罗世—白垩纪,进入湿气—干气阶段( $R_o$  为 1.35%~2.3%)。因此,礁滩气藏的形成在时间演化上大致可划分为 3 个阶段,即古油藏阶段、古气藏阶段、古气藏调整最终定型阶段。

印支晚期—燕山早期,烃源岩处于成油高峰阶段,烃源岩中生成的烃类沿早期的边界断裂及其相邻裂缝系统,向上运移至飞仙关组台地边缘的鲕滩储层后,在台缘储层发育区内孔隙性好的鲕粒岩中富集,并与周围的致密岩层形成一种很好的岩性圈闭油气藏,即形成了古油藏。这一阶段充填在白云岩重结晶后晶间溶洞亮晶方解石中的流体包裹体均一化温度一般 < 120℃,为液相烃类包裹体,标志着早期液态烃充注。

燕山中期,随着油气藏埋深的增大和地层温度的升高,液态烃类逐渐发生裂解,形成小分子烃类,直至生成以甲烷为主的干气。这一时期的包裹体主要产于方解石脉及溶蚀充填方解石中的包裹体,包裹体均一化温度主要分布于 120~180℃,为气-液两相烃类包裹体,反映液态烃及其伴生气混合充注。

燕山晚期—喜马拉雅期,构造圈闭最终形成,原来形成的气藏进行内部调整,在流体重力分异作用下,形成现今圈闭中的上气下水的分布格局。这一时期的包裹体主要产于溶洞石英晶体及方解石脉中,包裹体均一化温度 > 180℃,反映液态烃高温裂解生气成藏事件。

### 3.2 气侵型气藏的形成机制与成藏模式

#### 3.2.1 气侵作用机理及条件

气侵作用是指圈闭中先富集原油,遭受后期天然气注入,引起原油密度降低、油气比升高、差异聚集或者形成凝析油气藏的现象。当先期聚油量较少,后期有过量干气向圈闭充注,地层压力增大,导致原始油气藏相态发生改变,形成新的凝析油气藏的现象被称为“气侵”。此时的凝析油气溶解了原先富集的原油,这导致发生过气侵的凝析油气藏含蜡量较高。当断裂活动破坏保存条件导致压力降低时,气相组分分离出来形成凝析气藏,残留的富高碳数烷烃组分形成蜡质油。

塔里木盆地塔中地区地温梯度一般为 1.8~2.3℃/hm,塔中地区埋深约 6 000 m 的地温仅 140~150℃,未达到原油发生裂解的温度门限,主要产层压力系数达 1.12~1.26,在一定的压力作用下,气态烃对一定数量的液态烃产生萃取抽提,使液态烃溶解到气体中。因此,低地温场和适当压力场的有效配置是

大型凝析气藏形成的关键。从塔中 I 号坡折带油气比、含蜡量和饱芳比自 NE 向 SW 方向减小、自 SE 向 NW 方向减小的趋势,以及塔中 I 号断裂(坡折)带天然气组分干、甲烷碳同位素偏重、乙烷碳同位素偏轻,而远离塔中 I 号断裂带天然气组分较湿、甲烷碳同位素偏轻、乙烷碳同位素偏重等多种证据显示,发生气侵的干气主要来源于紧邻塔中地区的满加尔凹陷中。塔中地区发育多个走滑断层系,断层交汇处是干气充注的有利部位,而且走滑断层越发育,表现出的晚期气侵越强烈;相反,走滑断层的结构越简单,其气侵的程度越小。

#### 3.2.2 气侵型气藏的成藏模式

已有研究表明<sup>[14,24-26]</sup>,与塔里木盆地塔中地区奥陶系气藏密切相关的烃源岩主要是中一下寒武统和中一上奥陶统。烃源岩的差异熟化形成了多期(加里东期、晚海西期、喜马拉雅期)油气充注与成藏。塔中地区和满加尔凹陷西部的中一下寒武统烃源岩在晚加里东期达到生油高峰,在晚海西期达到生气高峰,目前处于过成熟干气阶段;塔中低凸起中一上奥陶统烃源岩在二叠纪末—燕山早期进入生油门限,在喜马拉雅期达到生油高峰;满加尔凹陷西部的中一上奥陶统烃源岩在晚海西期进入生油高峰期,在喜马拉雅期进入生气高峰。烃源岩的生烃史及构造演化决定了气侵型气藏的形成演化模式,总体上具有多源供烃、晚期气侵的特点[图 4(b)]。

塔中古隆起形成于早奥陶世,奥陶纪中晚期满加尔凹陷中一下寒武统烃源岩进入生油高峰,生成的油气主要聚集在寒武系膏盐层之下,形成广泛分布的大型古油藏;在膏盐层被断裂断开的区域,油气沿断裂向位于高部位的寒武系白云岩、下奥陶统风化壳、上奥陶统礁滩体圈闭运移聚集。该时期捕获的与烃类相伴生的盐水包裹体均一化温度分布在 70~100℃。

志留期末至石炭系沉积前,塔中大部分地区整体抬升,泥盆系、志留系及奥陶系遭到严重剥蚀。早期聚集的油气沿断裂向上运移遭受破坏,大量的油气发生散失,形成志留系普遍赋存的沥青与稠油。

晚海西期,中一下寒武统烃源岩进入高成熟期,中一上奥陶统优质烃源岩进入生烃高峰期,来源于该两套烃源岩的油气在塔中奥陶系优质储层发生混源成藏,形成塔中北斜坡奥陶系大面积分布的混源油气藏。该时期捕获的与烃类相伴生的盐水包裹体均一化温度分布在 90~125℃。

进入中生代—新生代后,塔中地区进入了稳定的演化阶段,主要表现为整体沉降或抬升,对石炭系之下的隆起形态影响不大。因此,喜马拉雅期,塔中地区的

深埋作用,促使烃源岩进一步熟化,塔中及满加尔西部的中—上奥陶统烃源岩分别进入生油高峰和高成熟期,为奥陶系储层提供了大量液态烃,而此时满加尔坳陷的中—下寒武统烃源岩则进入大量干气生成阶段,生成的干气侧向运移至塔中地区,之后干气沿断裂向上运移至下奥陶统及上奥陶统,对已在储层中聚集的油藏产生强烈气侵,形成现今塔中北斜坡大面积分布的凝析气藏。该时期捕获的与烃类相伴生的盐水包裹体均一化温度分布在120~155℃。

### 3.3 两源混合型裂解气藏的形成机制与成藏模式

#### 3.3.1 两源混合型裂解气藏形成条件

两类烃源岩生烃、风化壳溶孔白云岩储集和膏盐岩有效封盖等要素的时空匹配是两源混合型裂解型气藏形成的关键。鄂尔多斯盆地发育石炭系—二叠系海陆过渡相煤系烃源岩、灰岩和奥陶系海相碳酸盐岩两类烃源岩<sup>[27-29]</sup>。石炭系—二叠系煤系是一套优质气源岩,在鄂尔多斯盆地广泛分布,煤层总厚度一般为10~15 m,局部达40 m以上;泥岩累计厚度达200 m以上,在盆地中、东部一般为70~130 m;本溪组灰岩厚度较小,一般2~5 m,分布局限;太原组中上部灰岩较发育,一般3~5 m,在盆地的中东部厚度较大,最厚可达50 m,靖边大气田一带厚度约为40 m。煤、暗色泥岩及灰岩的残余有机碳含量分别为70.8%~83.2%、2.0%~3.0%和0.3%~1.5%。煤和暗色泥岩的有机质类型为典型的腐殖型(Ⅲ型),灰岩则为腐殖—腐泥型。石炭系—二叠系烃源岩总体处于高一过成熟阶段,总生气强度 $(8\sim 40)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

奥陶系沉积后,加里东运动使鄂尔多斯盆地整体抬升,奥陶系经历了长期风化剥蚀形成了准平原化的侵蚀古地貌。在不同的地史阶段,奥陶系先后经历了层间岩溶、风化壳岩溶和压释水岩溶的叠加改造,造就了分布广泛的孔洞缝储集空间<sup>[30]</sup>,在总体低孔隙、低渗透背景下,存在着孔渗性相对较好的区块,且层间差异明显,如马家沟组五段1亚段气藏孔隙型储层的孔隙度一般为5.6%~10%,最大为19.8%,渗透率一般为1~11.5 mD,最大为316 mD;裂缝溶孔型储层的孔隙度一般为4%~8%,渗透率大于1 mD,此类储层约占主力气层的80%以上,是气田储层的主要储集类型。

奥陶系气层之间的硬石膏泥质间隔层(局部盖层)、奥陶系上覆的本溪组底部铝土质泥岩(直接盖层)以及二叠系上石盒子组厚达240~350 m的湖相泥质岩(区域盖层)的相互配置,构成了气藏的良好保存条件。

#### 3.3.2 气藏的成藏模式

鄂尔多斯盆地靖边奥陶系气藏具有两源混合成藏的特征。靖边奥陶系天然气既表现出煤成气特征,以

石炭系—二叠系煤系烃源岩的贡献为主,也表现出天然气乙烷碳同位素轻,属于典型腐泥型气的特征,奥陶系气藏中储层沥青的存在<sup>[31]</sup>,进一步说明奥陶系腐泥型烃源岩有贡献。两类不同烃源岩生成天然气混合成藏形成两种结果:①在靖边气田的北部、西部和南部区域,以下古生界烃源岩来源气为主(占60%~70%),上古生界烃源岩来源气为辅(占30%~40%);②靖边气田东部,以上古生界烃源岩来源气为主(约占70%),以下古生界烃源岩来源气为辅(约占30%)<sup>[19]</sup>。

奥陶系烃源岩一般在中—晚三叠世达到生油高峰,中侏罗世达到高成熟湿气生成阶段。侏罗纪末期至早白垩世一次岩浆侵入活动造成的地温急剧升高事件(古地温梯度可达 $3.3\sim 4.5\text{ }^\circ\text{C}/\text{hm}$ ),加快了烃源岩的熟化以及已生成液态烃类裂解的速率,此时期奥陶系和石炭系—二叠系煤系两套烃源岩有机质热演化均已进入高成熟—过成熟大量生气阶段,早期生成的液态烃已裂解成干气,同时,石炭系—二叠系大量高一过成熟煤成气也沿侵蚀沟槽及不整合面侧向运移并不断充注到奥陶系储层中[图2(f)、图2(g)]。因此,高地温场背景下,石炭系—二叠系过成熟煤成气和奥陶系腐泥型烃源岩生成的液态烃裂解气混合形成了靖边奥陶系干气藏。

## 4 结论

(1) 中国海相碳酸盐岩大气田具有储层厚度大、非均质性强、规模整装气藏多、中—高储量丰度、埋藏深度大、常压等特点,圈闭类型多样,由构造、岩性(含古潜山)等圈闭所组成的复合型圈闭气藏是碳酸盐岩大气田的主要气藏类型。

(2) 四川、鄂尔多斯及塔里木三大克拉通背景下发育的继承性大型古隆起奠定了中国海相碳酸盐岩大气田形成的基础。多套优质烃源岩的高强度充注、断裂及侵蚀沟槽的有效输导、大面积溶蚀孔洞型空间的规模聚集、膏盐岩及泥质岩的有效封盖与遮挡等要素的时空有效配置造就了碳酸盐岩天然气的规模富集与成藏。

(3) 多源多期油气充注、混合成藏是中国海相碳酸盐岩大气田的共同特征。高地温场背景下的古油藏原油裂解形成干气藏、煤成气与油型液态烃裂解气混合形成干气藏、低地温场背景下的油藏受到干气气侵作用形成凝析气藏是碳酸盐岩大气田的三种典型成藏模式。

#### 参考文献

- [1] 邱中建,龚再升.中国油气勘探[M].北京:石油工业出版社,地质出版社,1999.

- Qiu Zhongjian, Gong Zaisheng. Oil and gas exploration in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press and Geological Publishing House, 1999.
- [2] 金之钧. 中国海相碳酸盐岩层系油气勘探特殊性问题[J]. 地学前缘, 2005, 12(3): 15-22.  
Jin Zhijun. Particularity of petroleum exploration on marine carbonate strata in China sedimentary basins [J]. Earth Science Frontiers, 2005, 12(3): 15-22.
- [3] 邱中建, 张一伟, 李国玉, 等. 田吉兹·尤罗勃钦碳酸盐岩油气田石油地质考察及对塔里木盆地寻找大油气田的启示和建议[J]. 海相油气地质, 1998, 3(1): 49-56.  
Qiu Zhongjian, Zhang Yiwei, Li Guoyu, et al. Enlightenment from petroleum geology investigation of Tengiz and Yurubchenskoye carbonate oil-gas fields on exploring giant oil-gas fields in Tarim Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 1998, 3(1): 49-56.
- [4] 魏国齐, 焦贵浩, 杨威, 等. 四川盆地震旦系-下古生界天然气成藏条件与勘探前景[J]. 天然气工业, 2010, 30(12): 5-9.  
Wei Guoqi, Jiao Guihao, Yang Wei, et al. Hydrocarbon pooling conditions and exploration potential of Sinian-Lower Paleozoic gas reservoirs in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(12): 5-9.
- [5] 戴金星. 中国大、中型气田形成的主要控制因素[M]// 天然气地质和地球化学论文集(卷二). 北京: 石油工业出版社, 2000: 8-21.  
Dai Jinxing. Main factors controlling the formation of large-medium gas fields in China [M]// Selected works of natural gas geology and geochemistry (V. 2). Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 8-21.
- [6] 李晓清, 汪泽成, 张兴为, 等. 四川盆地古隆起特征及对天然气的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(4): 347-351.  
Li Xiaqing, Wang Zecheng, Zhang Xingwei, et al. Characteristics of paleo-uplifts in Sichuan Basin and their control action on natural gases [J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(4): 347-351.
- [7] 谢增业, 田世澄, 魏国齐, 等. 川东北飞仙关组储层沥青与古油藏研究[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(3): 283-288.  
Xie Zengye, Tian Shicheng, Wei Guoqi, et al. The study on bitumen and fore-gone pool of Feixianguan oolitic in northeast Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(3): 283-288.
- [8] 周新源, 杨海军, 郭光辉, 等. 塔中大油气田的勘探实践与勘探方向[J]. 新疆石油地质, 2009, 30(2): 149-152.  
Zhou Xinyuan, Yang Haijun, Wu Guanghui, et al. The experiences and targets for exploration of large oil-gas field in Tazhong area, Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2009, 30(2): 149-152.
- [9] 周新源, 王招明, 杨海军, 等. 中国海相油气田勘探实例之五: 塔中奥陶系大型凝析气田的勘探和发现[J]. 海相油气地质, 2006, 11(1): 45-51.  
Zhou Xinyuan, Wang Zhaoming, Yang Haijun, et al. Cases of discovery and exploration of marine fields in China (Part 5): Tazhong Ordovician condensate field in Tarim Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2006, 11(1): 45-51.
- [10] 周新源, 杨海军, 李勇, 等. 中国海相油气田勘探实例之七: 塔里木盆地和田河气田的勘探与发现[J]. 海相油气地质, 2006, 11(3): 55-62.  
Zhou Xinyuan, Yang Haijun, Li Yong, et al. Cases of discovery and exploration of marine fields in China (Part 7): Hotanhe gas field in Tarim Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2006, 11(3): 55-62.
- [11] 杨宁, 吕修祥, 陈梅涛. 塔里木盆地塔河油田奥陶系碳酸盐岩油气成藏特征[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2008, 23(3): 1-5.  
Yang Ning, Lü Xiuxiang, Chen Meitao. Study on the hydrocarbon reservoir forming characteristics of the Ordovician carbonate rock in Tahe Oilfield, Tarim Basin [J]. Journal of Xi'an Shiyou University, Natural Science Edition, 2008, 23(3): 1-5.
- [12] 马振芳, 陈安宁, 王景. 鄂尔多斯盆地中部古风化壳气藏成藏条件研究[J]. 天然气工业, 1998, 18(1): 9-13.  
Ma Zhenfang, Chen Anning, Wang Jing. A study on the conditions of forming the fossil weathered residuum gas reservoir in the centre of Eerduosi Basin [J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(1): 9-13.
- [13] 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.
- [14] 张水昌, 张保民, 王飞宇, 等. 塔里木盆地两套海相有效烃源岩-I: 有机质性质、发育环境及控制因素[J]. 自然科学进展, 2001, 11(3): 261-268.  
Zhang Shuichang, Zhang Baomin, Wang Feiyu, et al. Two marine effective source rocks in Tarim Basin-I: nature of organic matter, development and constraints [J]. Progress in Natural Science, 2001, 11(3): 261-268.
- [15] 杨华, 包洪平. 鄂尔多斯盆地奥陶系中组合成藏特征及勘探启示[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 11-20.  
Yang Hua, Bao Hongping. Characteristics of hydrocarbon accumulation in the middle Ordovician assemblages and their significance for gas exploration in the Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 11-20.
- [16] Schenk H J, di Primio R, Horsfield B. The conversion of oil into gas in petroleum reservoirs Part 1: comparative kinetic investigation of gas generation from crude oils of lacustrine, marine and fluviodelaite origin by programmed-temperature closed-system pyrolysis [J]. Organic Geochemistry, 1997, 26(7/8): 467-481.
- [17] Waples D W. The kinetics of in reservoir oil destruction and gas formation: constraints from experimental and empirical data, and from thermodynamics [J]. Organic Geochemistry, 2000, 31(6):

- 553-575.
- [18] Prinzhofer A A, Huc A Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases [J]. *Chemical Geology*, 1995, 126(3/4): 281-290.
- [19] 李剑, 胡国艺, 谢增业, 等. 碳酸盐岩油气成藏机制[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012: 125-140.  
Li Jian, Hu Guoyi, Xie Zengye, et al. Mechanism of hydrocarbon pooling in the carbonate reservoirs [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 125-140.
- [20] 胡国艺, 肖中尧, 罗霞, 等. 两种裂解气中轻烃组成差异性及其应用[J]. *天然气工业*, 2005, 25(9): 23-25.  
Hu Guoyi, Xiao Zhongyao, Luo Xia, et al. Light hydrocarbon composition difference between two kinds of cracked gases and its application [J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(9): 23-25.
- [21] Li Jian, Xie Zengye, Dai Jinxing, et al. Geochemistry and origin of sour gas accumulations in the northeastern Sichuan Basin, SW China [J]. *Organic Geochemistry*, 2005, 36(12): 1703-1716.
- [22] 杨家静, 王一刚, 王兰生, 等. 四川盆地东部长兴组-飞仙关组气藏地球化学特征及气源探讨[J]. *沉积学报*, 2002, 20(2): 349-353.  
Yang Jiajing, Wang Yigang, Wang Lansheng, et al. The origin of natural gases and geochemistry characters of Changxing reef and Feixianguan oolitic beach gas reservoirs in eastern Sichuan Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2002, 20(2): 349-353.
- [23] 谢增业, 田世澄, 李剑, 等. 川东北飞仙关组鲕滩天然气地球化学特征与成因[J]. *地球化学*, 2004, 33(6): 567-573.  
Xie Zengye, Tian Shicheng, Li Jian, et al. Geochemical characteristics and origin of Feixianguan formation oolitic shoal natural gases in northeastern Sichuan Basin [J]. *Geochimica*, 2004, 33(6): 567-573.
- [24] 肖中尧, 卢玉红, 桑红, 等. 一个典型的寒武系油藏: 塔里木盆地塔中62井油藏成因分析[J]. *地球化学*, 2005, 34(2): 155-160.  
Xiao Zhongyao, Lu Yuhong, Sang Hong, et al. A typical Cambrian oil reservoir: origin of oil reservoir in Well TZ62, Tarim Basin [J]. *Geochimica*, 2005, 34(2): 155-160.
- [25] 邬光辉, 陈利新, 徐志明, 等. 塔中奥陶系碳酸盐岩油气成藏机理[J]. *天然气工业*, 2008, 28(6): 20-22.  
Wu Guanghui, Chen Lixin, Xu Zhiming, et al. Mechanism of hydrocarbon pooling in the Ordovician carbonate reservoirs in Tazhong area of the Tarim Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2008, 28(6): 20-22.
- [26] 杨海军, 朱光有, 韩剑发, 等. 塔里木盆地塔中礁滩体大油气田成藏条件与成藏机制研究[J]. *岩石学报*, 2011, 27(6): 1865-1885.  
Yang Haijun, Zhu Guangyou, Han Jianfa, et al. Conditions and mechanism of hydrocarbon accumulation in large reef-bank karst oil/gas fields of Tazhong area, Tarim Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011, 27(6): 1865-1885.
- [27] 程付启, 金强, 刘文汇, 等. 鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系风化壳混源气成藏分析[J]. *石油学报*, 2007, 28(1): 38-42.  
Cheng Fuqi, Jin Qiang, Liu Wenhui, et al. Formation of source-mixed gas reservoir in Ordovician weathering crust in the central gas-field of Ordos Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2007, 28(1): 38-42.
- [28] 王传刚, 王毅, 许化政, 等. 论鄂尔多斯盆地地下古生界烃源岩的成藏演化特征[J]. *石油学报*, 2009, 30(1): 38-45.  
Wang Chuangang, Wang Yi, Xu Huazheng, et al. Discussion on evolution of source rocks in Lower Paleozoic of Ordos Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2009, 30(1): 38-45.
- [29] 杨华, 付金华, 魏新善, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相碳酸盐岩天然气勘探领域[J]. *石油学报*, 2011, 32(5): 733-740.  
Yang Hua, Fu Jinhua, Wei Xinshan, et al. Natural gas exploration domains in Ordovician marine carbonates, Ordos Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011, 32(5): 733-740.
- [30] 何自新, 郑聪斌, 王彩丽, 等. 中国海相油气田勘探实例之二: 鄂尔多斯盆地靖边气田的发现与勘探[J]. *海相油气地质*, 2005, 10(2): 37-44.  
He Zixin, Zheng Congbin, Wang Caili, et al. Cases of discovery and exploration of marine fields in China (Part 2): Jingbian gas field, Ordos Basin [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2005, 10(2): 37-44.
- [31] 谢增业, 胡国艺, 李剑, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系烃源岩有效性识别[J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(2): 29-32.  
Xie Zengye, Hu Guoyi, Li Jian, et al. A study on validity identification of source rock by new experimental techniques for Ordovician in Ordos Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(2): 29-32.

(收稿日期 2013-04-08 改回日期 2013-05-30 责任编辑 赵宗举)