

文章编号: 0253-9985(2011)03-0311-07

川东北地区碳酸盐岩层系孔隙型与裂缝型 气藏成藏差异性

郭彤楼

(中国石化 勘探南方分公司, 四川 成都 610041)

摘要: 川东北地区上二叠统一下三叠统发育孔隙与裂缝两种储层类型的气藏, 这两类气藏在储层沥青含量和天然气化学组成上具有明显的差异。利用地质、地球化学和盆地模拟等方法, 分析了这两种类型气藏的天然气来源、输导体系与油气充注历史, 及其对油气富集的影响。孔隙型气藏的油气输导体系由断层与孔隙型储集体构成, 形成时间早, 与烃源岩的生气高峰期匹配, 形成了古油气藏; 在随后的深埋过程中, 古油藏裂解成气, 与此同时烃类气体与孔隙流体中的硫酸盐发生硫酸盐热化学还原反应, 生成了 H_2S 与 CO_2 。裂缝型气藏的油气输导体系主要由断层与储层裂缝构成, 形成时间晚于烃源岩生气高峰期, 与烃源岩生气晚期匹配, 储层只聚集了干酪根晚期高温裂解气。烃源岩后期埋深与构造演化是造成两类气藏差异性的根本原因。

关键词: 孔隙型储层; 裂缝型储层; 输导体系; 生烃史; 碳酸盐岩; 天然气藏; 川东北地区

中图分类号: TE122.3 **文献标识码:** A

Differences in reservoir-forming between porous and fractured gas pools in carbonates the northeastern Sichuan Basin

Guo Tonglou

(SINOPEC Southern Exploration Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract There are two types of gas pools in the Upper Permian-Lower Triassic in northwestern Sichuan Basin, namely porous and fractured gas pools. They show obvious differences in bitumen content and chemical compositions of gas. Geological, geochemical and basin modeling methods are used to analyze their gas sources, carrier systems and hydrocarbon charging history as well as their influences on hydrocarbon accumulation. The carrier system of porous-type gas pools is composed of faults and porous reservoirs and its formation is in good timing with peak hydrocarbon generation of source rocks, leading to the formation of paleo-oil/gas pools. During subsequent deep burial, the paleo-oil pools became gas pools due to pyrolysis. In the same time, H_2S and CO_2 were generated because of thermochemical sulfate reduction between hydrocarbon gases and sulfates in pore fluids. In contrast, the carrier system of fractured-type gas pools consists mainly of faults and fractures and their formation is later than the peak hydrocarbon generation but is good timing with the late stage of hydrocarbon generation. Therefore, only pyrolysis gas from kerogen accumulate in the reservoirs. Later deep burial of source rocks and tectonic evolution are primary causes for the differences between these two types of gas pools.

Key words porous-type gas reservoir; fractured-type gas reservoir; carrier system; hydrocarbon generation history; carbonate rock; gas pool; northeastern Sichuan Basin

川东北地区上二叠统一下三叠统海相碳酸盐岩层系中发现了多个大中型气田, 显示了该区巨

大的勘探潜力, 孔隙型与裂缝型气藏是两类主要气藏。前人对孔隙型和裂缝型气藏的储层发育机

收稿日期: 2009-09-01; 修订日期: 2011-01-24。

作者简介: 郭彤楼 (1965-), 男, 教授级高级工程师, 构造与石油地质。

基金项目: 国家油气重大专项 (2008CX05005-003)。

理与天然气富集规律方面有较多研究^[1-3]。本文通过动态成藏过程分析,探索了川东北地区二叠系—三叠系碳酸盐岩层系中孔隙型与裂缝型气藏天然气的生成、运移、聚集及其控制因素,揭示了这两类气藏成藏过程的差异及其对天然气组成的影响,提出烃源岩后期埋藏深度与构造演化是造成两类气藏差异性的根本原因。

1 地质背景

本研究范围位于四川盆地东北部营山、开江以北区域,构造上包括米仓山隆起、大巴山前缘推覆带、苍溪—巴中低缓构造带、通南巴构造带和宣汉—达县断褶带 5 个构造单元(图 1)。川东北地区现今的构造格局始于印支构造运动,但主要是中—晚燕山和喜马拉雅构造运动的产物。近十多年来,研究区在上二叠统一—三叠统海相碳酸盐岩层系中发现了多个天然气田,呈现了良好的勘探前景。上二叠统一—三叠统海相碳酸盐岩层系包括吴家坪组(龙潭组)、长兴组、飞仙关

组、嘉陵江组和雷口坡组,岩性主要包括灰岩、白云岩、泥/页岩、膏岩和含膏膏质白云岩(图 2)。研究多认为,龙潭组泥岩为该层系的主力烃源岩^[4-5];长兴组、飞仙关组礁滩相白云岩发育溶蚀孔洞,为该层系的主力储集层,飞仙关组上部至嘉陵江组的部分灰岩和白云岩在局部构造发育裂缝,成为该层系的次要储集层;嘉陵江组和雷口坡组膏岩和膏质白云岩为区域性盖层。

2 沥青含量及天然气组成和成因的差异性

川东北地区上二叠统长兴组至下三叠统嘉陵江组发育有孔隙型与裂缝型两类气藏。研究区内孔隙型气藏主要包括普光、元坝、大湾、老君和毛坝气田部分层段;裂缝型气藏主要包括清溪场、东岳寨、双庙场、河坝场和毛坝气田部分层段,它们明显受北西向断层控制(图 3)。孔隙型储层的溶蚀孔洞内普遍含有固体沥青,沥青含量占岩石重量平均达到 0.958%,占岩石体积平均达到 2.419%^[6];而已发现的裂缝型气藏,其储层内基本上不含沥青(图 4)。

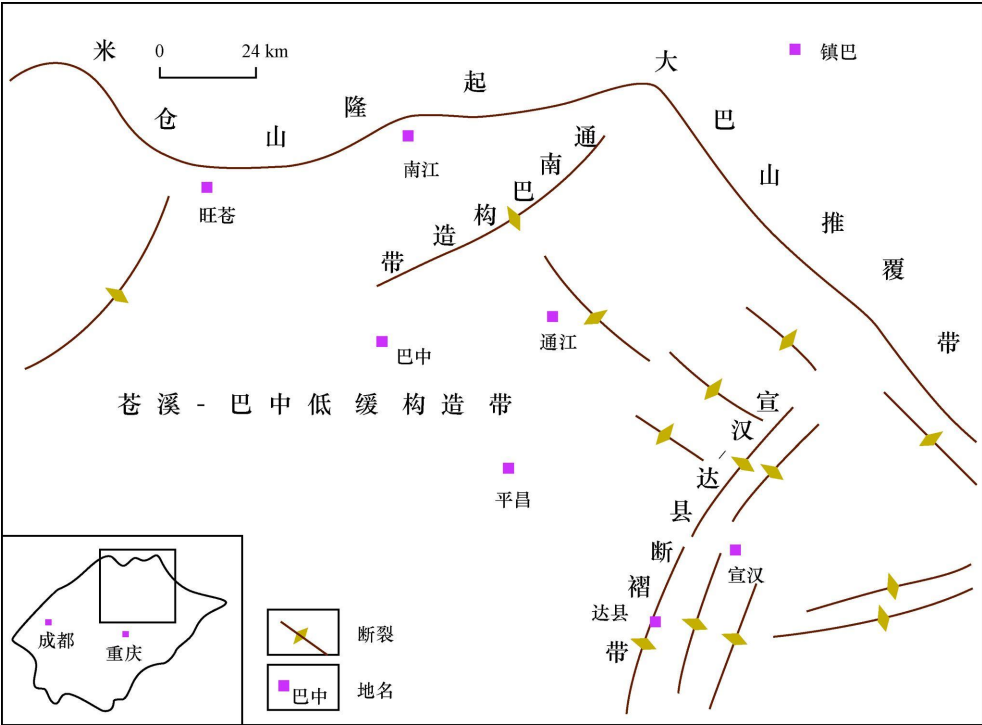


图 1 研究区位置及主要构造单元分布

Fig. 1 Location of the area of interest and distribution of major structural units

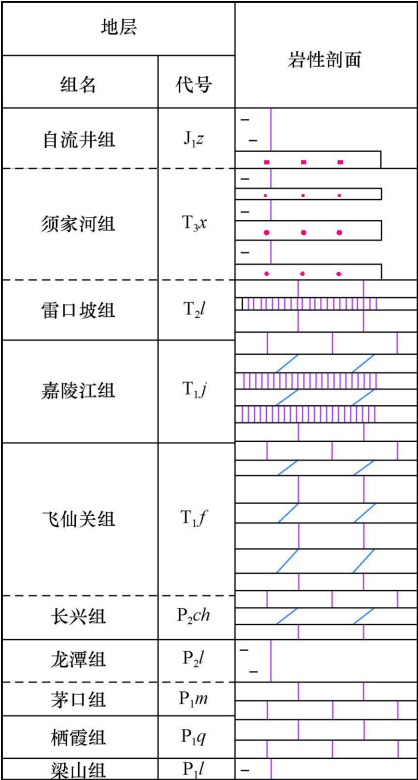


图 2 川东北地区二叠系—三叠系地层柱状图
Fig. 2 Stratigraphic column of the Permian-Triassic in
northeastern Sichuan Basin

这两类气藏天然气在化学组成上有明显差别。天然气中非烃气体 H₂S 与 CO₂ 的含量在不同构造带之间相差悬殊, 高者可超过 20%, 低者近于

零。气藏中 H₂S 与 CO₂ 的含量高低与储层性质有关。在裂缝型气藏中, H₂S 与 CO₂ 较少, 多数含量在 1% 以下, 个别含量稍高但均小于 5%; 而孔隙型气藏中 H₂S 与 CO₂ 含量普遍大于 5% (图 5)。前人研究认为, 川东北地区非烃气体 H₂S 与 CO₂ 都是硫酸盐热化学还原反应 (TSR) 的产物^[7-8]。孔隙型储层主要是礁滩相白云岩, 一方面在白云岩化过程中卤水的渗入提供了大量的 SO₄²⁻ 离子, 另一方面孔隙型储层侧向连通性较好, 有利于地下水运动; 而裂缝型储集层中, 流体局限于有限的空间内, 不能自由流动。TSR 反应需不断有溶解态的硫酸盐供给才能持续进行。在孔隙型储层中, 因地下水在地层内可自由流动, 能不断将 SO₄²⁻ 离子携带至气藏, 使得 TSR 反应强度较大, 从而所生成的 H₂S 与 CO₂ 含量较高; 而在裂缝型储层中, 流体流动受局限, 没有足够的溶解态 SO₄²⁻ 离子提供气藏 TSR 反应, 故形成的 H₂S 与 CO₂ 较少。

孔隙型与裂缝型气藏在烃类气体的组成上也有比较明显的区别, 主要体现在甲烷、乙烷和丙烷体积含量比值及其相互关系上。烃类组成差异具有成因意义, 国外学者提出用 Ln(C₁/C₂) 与 Ln(C₂/C₃) 关系图判识天然气来源^[9]。干酪根初次裂解气是以甲烷的快速增长为特征的, 原油二次裂解气则以丙烷含量的递减速率大为特征。如图 6 所示, 川东北地区孔隙型与裂缝型气藏天然气组

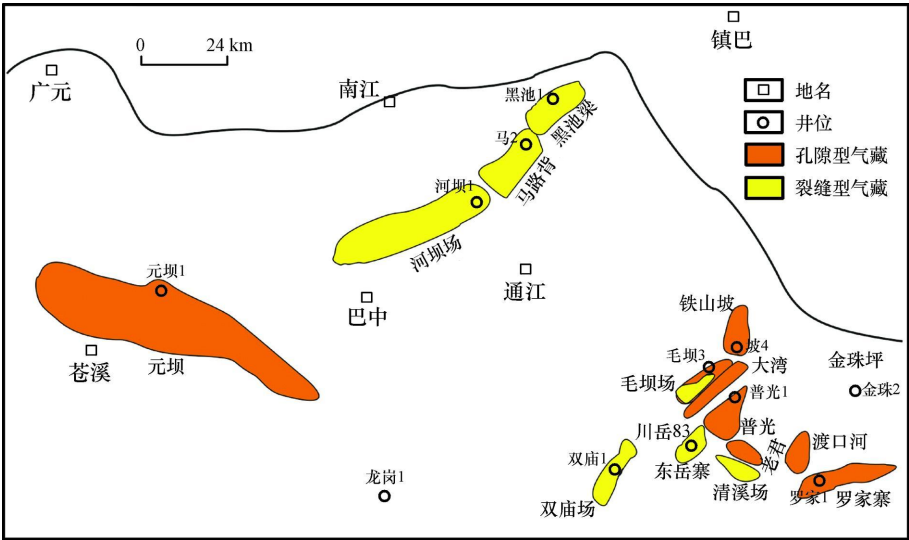


图 3 川东北地区上二叠统一下三叠统孔隙型与裂缝型气藏分布
Fig. 3 Distribution of porous-type and fractured-type gas pools in the Upper Permian-Lower Triassic,
northeastern Sichuan Basin

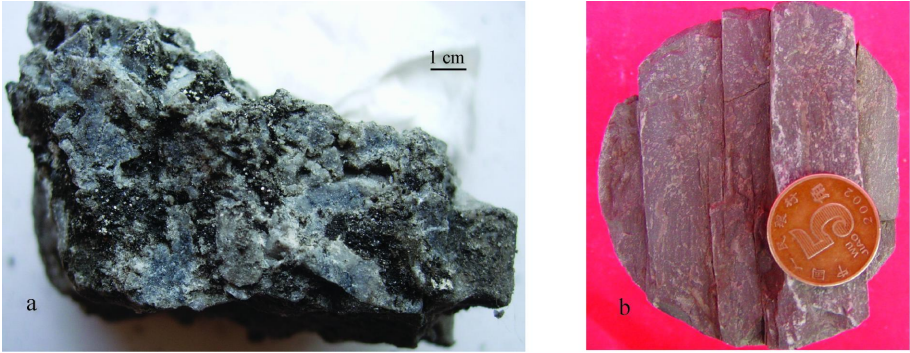


图 4 川东北地区普光气藏飞仙关组富含沥青孔隙型白云岩储层 (a)和
河坝气藏飞仙关组不含沥青裂缝型灰岩储层 (b)

Fig. 4 Porous-type dolomite reservoirs with abundant bitumen in the Feixianguan Formation in the Puguang gas field (a)
and fractured-type limestone reservoirs with no bitumen in the Feixianguan Formation in the Heba gas field
(b), northeastern Sichuan Basin

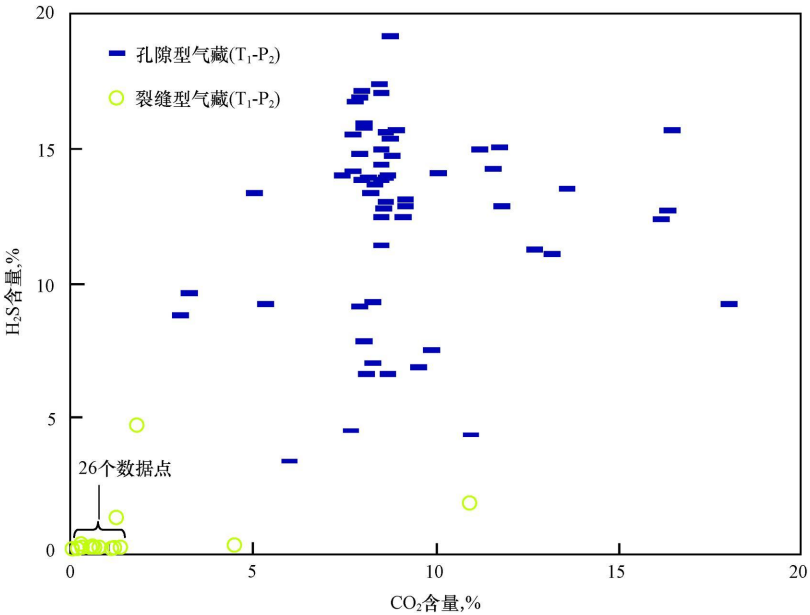


图 5 川东北地区孔隙型与裂缝型气藏天然气中 H_2S 与 CO_2 含量分布

Fig. 5 Contents of H_2S and CO_2 in porous and fractured-type gas pools, northeastern Sichuan Basin

成在 $\ln(C_1/C_2) - \ln(C_2/C_3)$ 关系图上具有不同的分布特征: 孔隙型气藏天然气主要表现在 $\ln(C_2/C_3)$ 比值的变化, 呈现原油裂解气的特征; 而裂缝型气藏天然气主要表现在 $\ln(C_1/C_2)$ 比值上的变化, 反映干酪根裂解气的特点。

更具有成因意义的是, 裂缝型气藏这两比值无一例外地落在陆相天然气的热演化趋势线上, 且在热演化意义上正好与该区上覆陆相地层天然气相衔接。由于该区陆相天然气是直接由烃源岩有机质裂解而来, 不难推论, 这类气藏天然气应是烃源岩的干酪根裂解气。根据该区二叠

系烃源岩的成熟度 ($R_o > 2\%$), 裂缝型气藏天然气应主要来自烃源岩中可溶沥青及干酪根的裂解, 在某种意义上也属于“原油裂解气”。与之形成区别的是, 孔隙型气藏原油裂解气的 $\ln(C_1/C_2)$ 比值较裂缝型气藏高, 大都在 6.0 以上; 而 $\ln(C_2/C_3)$ 比值较低, 大多在 2.0 之下。目前, 还不能从裂解机理上解释原油裂解气与烃源岩沥青裂解气在这两比值上的差别。另外, 图 6 中少数孔隙型气藏天然气样品点落在源岩沥青裂解气分布区, 这可能是这部分天然气中混有源岩裂解气所致。

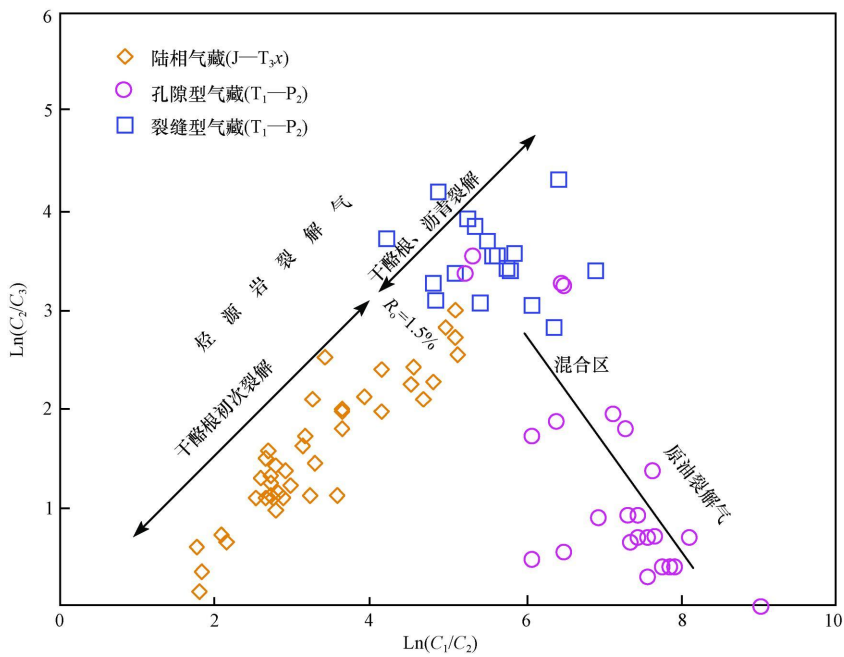


图 6 川东北地区天然气 $\text{Ln}(C_1/C_2)$ 和 $\text{Ln}(C_2/C_3)$ 比值分布及成因分类

Fig 6 The $\text{Ln}C_1/C_2$ (methane/ethane) $\text{Ln}C_2/C_3$ (ethane/propane) ratio and genetic types for gas pools in northeastern Sichuan Basin

3 孔洞型与裂缝型气藏成藏过程的差异

川东北地区孔隙型与裂缝型气藏在沥青含量和天然气组成与成因上的差异, 主要受油气输导体系发育演化与烃源岩生烃史配置及其控制的油气充注历史的影响。

3.1 上二叠统龙潭组烃源岩生烃历史

川东北地区二叠系—三叠系油气成藏主力烃源岩是上二叠统龙潭组泥岩, 有机质类型主要是倾油的混合型^[5]。烃源岩有机质的成熟度演化主要受温度控制, 因此钻井烃源岩热演化特征与地层温度史特征较为一致。以普光 2 井为例, 上二叠统烃源岩在中三叠世开始进入生油门限, 约在晚三叠世进入生油高峰, 在中侏罗世进入生油晚期, 在晚侏罗世进入湿气阶段, 到白垩纪进入干气阶段; 有机质迅速演化, R_o 值增加较快的时期也有两次: 一次在 250 Ma 前后, 一次在侏罗纪 (图 7—图 9)。

3.2 油气输导体系发育演化

作者曾根据野外露头、包裹体测温等资料论

述了破裂作用与成岩作用、储层发育的关系。总体而言, 普光气田与元坝、河坝气藏裂缝发育期次、强度明显不同, 前者裂缝发育期次多、强度大, 而后两者则中后期发育、期次少^[10-15], 导致孔隙型与裂缝型气藏在油气输导体系构成与形成时间方面具有明显的区别。

孔隙型气藏以普光气藏为例。该气藏主力储层为长兴组—飞仙关组礁滩相孔隙型白云岩储层, 油气输导体系主要由断裂、白云岩储集体构成。川东北地区断层发育起始于晚三叠世约 205 Ma 的晚印支构造运动, 导致白云岩储层裂缝发育, 增强了储集体输导层的输导性能 (图 7)。白云岩储集体孔隙发育主要受早期大气淡水溶蚀与浅埋藏阶段白云岩化作用的控制。孔隙介质的形成时间早于断层发育时间, 主要在早三叠世形成。因此, 普光气藏油气输导体系的形成起始于晚印支构造运动约 205 Ma 以来 (图 7)。

裂缝型气藏以河坝气藏为例, 该气藏储层主要是飞仙关组上部裂缝性灰岩储层, 油气输导体系由断层和裂缝性储层构成。与普光构造不同, 该构造断层发育起始于晚三叠世约 205 Ma 的晚印支构造运动, 但是裂缝储层的发育, 即灰岩中裂缝储集体的形成是多期构造运动叠加的结果, 形

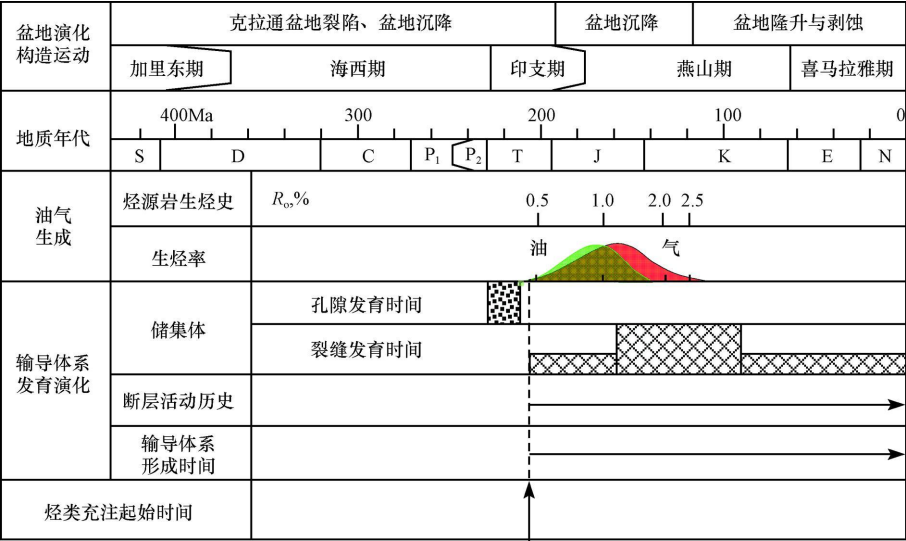


图 7 川东北地区普光气藏烃源岩生烃史与输导体系发育演化的配置关系及其对烃类充注的控制
Fig 7 The timing of hydrocarbon generation history and carrier system development and its control on hydrocarbon charging in the Puguang gas field, northeastern Sichuan Basin

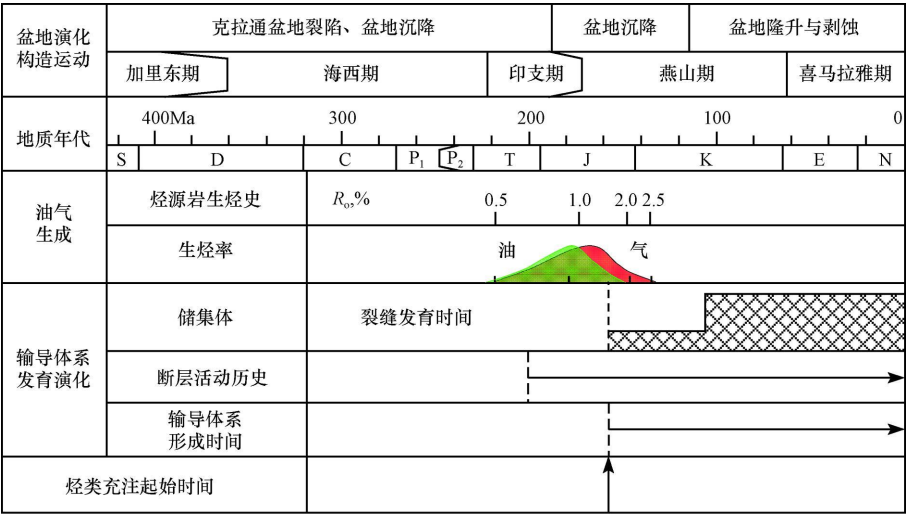


图 8 川东北地区河坝场气藏烃源岩生烃史与输导体系发育演化的配置关系及其对烃类充注的控制
Fig 8 The timing of hydrocarbon generation history and carrier system development and its control on hydrocarbon charging in the Heba gas field, northeastern Sichuan Basin

成时间晚于断层发育的起始时间, 是燕山构造运动中后期约 160 Ma 以来的产物 (图 8)。因此, 河坝气藏输导体系形成于中侏罗世末期约 160 Ma 以来 (图 8)。

3.3 油气输导体系形成时间与生烃史配置关系控制了油气充注过程

前已述及, 孔隙型气藏普遍含有储层沥青, 是古油藏裂解的产物。裂缝型气藏不含沥青, 是干酪根高温裂解的产物。结合烃类包裹体均一温度

与储层埋藏史、热史, 确定了普光气藏和河坝气藏烃类的充注时间: 与储层沥青共生的盐水包裹体均一温度确定普光气藏古油藏原油的充注起始时间为晚三叠世约 205 Ma (图 7); 与含烃盐水包裹体共生的盐水包裹体的均一温度确定的河坝气藏天然气的充注起始时间为晚侏罗世约 160 Ma (图 8)。烃类充注时间与输导体系形成时间吻合, 表明输导体系形成时间决定了储层烃类充注的起始时间。此外, 输导体系形成时间与生烃史的配置关系还决定了充注烃类的性质。普光气藏输导体

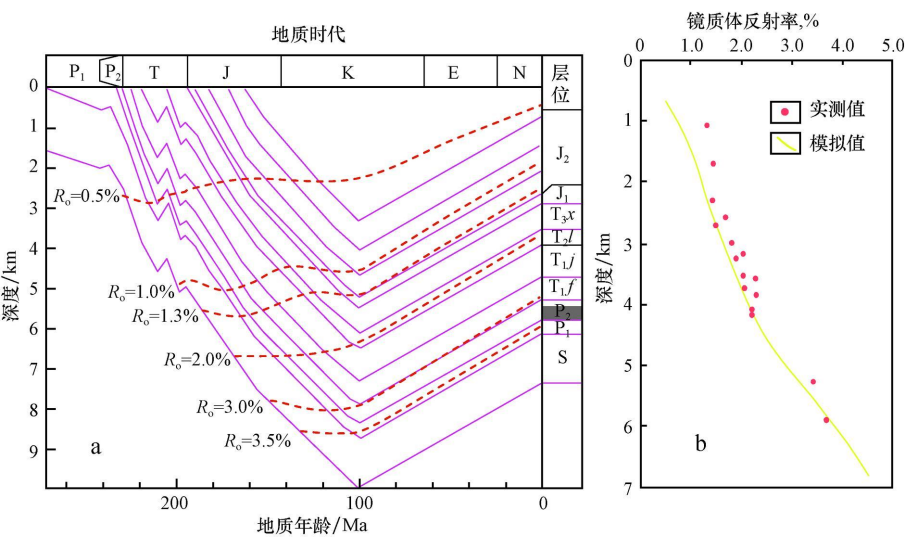


图 9 川东北地区普光 2 井上二叠统龙潭组烃源岩(阴影层段)生烃史模拟 (a) 及镜质体反射率实测值与模拟值对比 (b)

Fig 9 (a) Simulation of hydrocarbon generation history of source rocks in the Longtan Formation of the Upper Permian in the Puguang-2 well, northeast Sichuan Basin, and (b) the comparison between the measured and simulated value of vitrinite reflectance

系形成时间早,与烃源岩的生油与生气高峰期匹配,烃源岩排出的原油和天然气通过输导运移在储层中聚集形成古油气藏(图 7)。河坝裂缝型气藏的输导体系由断层与裂缝储集体组成,由于储层裂缝发育晚,输导体系形成时间晚于烃源岩的生油高峰与生气高峰,与烃源岩生气晚期阶段匹配,因此裂缝型储层中只聚集了天然气,没有形成古油藏,烃类来源不如孔隙型储层气藏充足(图 8)。

4 结论

1) 川东北地区孔隙型与裂缝型气藏在储层沥青含量、天然气化学组成方面存在明显的差异。孔隙型气藏储层含有沥青,非烃气体 H_2S 与 CO_2 含量高;而裂缝型气藏储层几乎不含沥青与非烃气体。两类气藏烃类气体化学组成中 $Ln(C_1/C_2)$ 比值和 $Ln(C_2/C_3)$ 比值的分布或趋势不同。孔隙型气藏 $Ln(C_1/C_2)$ 比值较高、但变化较小, $Ln(C_2/C_3)$ 比值变化较大,呈现原油裂解气的特点;裂缝型气藏 $Ln(C_1/C_2)$ 比值和 $Ln(C_2/C_3)$ 比值变化较大,呈现干酪根裂解气的特征。

2) 孔隙型气藏油气输导体系形成时间早,与烃源岩生油高峰期匹配,储层充注了原油,现今天然气是古油藏原油裂解气。而裂缝型气藏油气输导体系形成时间较晚,与烃源岩生气晚期阶段匹配,储层主要充注了干酪根晚期高温裂解气。

3) 孔隙型气藏储层侧向连通性较好,流体系统相对开放,有利于 TSR 反应发生形成非烃气体 H_2S 与 CO_2 。裂缝型气藏储层连通性差,流体系统相对封闭,不利于 TSR 反应的发生和 H_2S 与 CO_2 气体的形成。

致谢: 本文写作过程中,参阅了大量的内部研究成果,不能一一列出,在此向有关作者表示感谢。同时,与浙江大学朱扬明教授、中国石油大学邹华耀教授、中国石油勘探开发研究院朱光有博士进行过有益的探讨,也一并致以谢意!

参 考 文 献

[1] 汪泽成,赵文智,张林,等. 四川盆地构造层序与天然气勘探 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 1- 287.
Wang Zecheng Zhao Wenzhi Zhang Lin, et al Tectonic sequence and gas exploration of Sichuan basin [M]. Beijing Petroleum Industry Press 2002 1- 287.

[2] 马永生,蔡勋育,李国雄. 四川盆地普光超大型气藏基本特征及成藏富集规律 [J]. 地质学报, 2005, 79(6): 858- 865.
Ma Yongsheng Cai Xunyu Li Guoxing Basic characteristics and concentration of the Puguang gas field in the Sichuan Basin [J]. Acta Geologica Sinica 2005, 79(6): 858- 865

[3] 马永生,郭旭升,郭彤楼,等. 四川盆地普光大型气田的发现与勘探启示 [J]. 地质论评, 2005 51(4): 477- 480.
Ma Yongsheng Guo Xusheng Guo Tonglou, et al Discovery of the large-scale Puguang gas field in the Sichuan Basin and its enlightenment for hydrocarbon prospecting [J]. Geological Research

[12] 高小康, 胡文宣, 曹剑, 等. 准噶尔盆地莫索湾—莫北地区油气运移方向和成藏体系 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(2): 250– 256.
Gao Xiaokang, Hu Wenxuan, Cao Jian et al. Study of hydrocarbon migration and accumulation in the Mosuowan-Mobei area in Junggar basin [J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(2): 250– 256.

[13] 朱允辉, 王离迟, 张福顺. 永进地区隐蔽油气藏成藏主控因素 [J]. 天然气工业, 2008, 28(5): 28– 31.
Zhu Yunhui, Wang Lichi, Zhang Fushun. Main factors controlling hydrocarbon pooling in subtle reservoirs in Yongjin area in the Junggar basin [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(5): 28– 31.

[14] 张福顺, 余滢帆, 朱允辉, 等. 车—莫古隆起形成演化与油气分布 [J]. 中国西部油气地质, 2007, 3(1): 9– 16.
Zhang Fushun, Yu Yingfan, Zhu Yunhui et al. Tectonic Evolution of Chepaizi-Mosuoan Paleouplift and its hydrocarbon distribution [J]. West China Petroleum Sciences, 2007, 3(1): 9– 16.

[15] 韩立国, 张枝焕, 李伟. 准噶尔盆地中部 I 区块现今油气运移方向研究 [J]. 地球学报, 2006, 27(4): 335– 340.
Han Ligu, Zhang Zhihuan, Li Wei. An analysis of the present oil migration direction of block I in central Junggar Basin [J]. Acta Geoscientia Sinica, 2006, 27(4): 335– 340.

(编辑 董 立)

(上接第 317 页)

view, 2005, 51(4): 477– 480.

[4] Ma Yongsheng, Guo Xusheng, Guo Tonglou et al. The Puguang gas field—new giant discovery in the mature Sichuan basin, SW China [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(5): 627– 643.

[5] Zou Huayao, Hao Fang, Zhu Yangning et al. Source rocks for the giant Puguang gas field, Sichuan Basin: implication for petroleum exploration in marine sequences in South China [J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(3): 477– 486.

[6] Zhang Yuanchun, Zou Huayao, Wang Cunwu et al. Reserve and pressure change of paleo-oil reservoir in Puguang area, Sichuan Basin [J]. Journal of China University of Geosciences, 2008, 19(6): 726– 738.

[7] Hao Fang, Guo Tonglou, Zhu Yangning et al. Evidence for multiple stages of oil cracking and thermochemical sulfate reduction in the Puguang gas field, Sichuan Basin, China [J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(5): 611– 637.

[8] 朱扬明, 王积宝, 郝芳, 等. 川东宣汉地区天然气地球化学特征及成因 [J]. 地质科学, 2008, 43(3): 518– 532.
Zhu Yangning, Wang Jibao, Hao Fang et al. Geochemical characteristics and origin of natural gases from Xuanhan area, eastern Sichuan [J]. Chinese Journal of Geology (Scientia Geologica Sinica), 2008, 43(3): 518– 532.

[9] Prinzhofer A A, Huc A Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases [J]. Chemical Geology, 1995, 126(3– 4): 218– 290.

[10] 郭彤楼. 川东北地区飞仙关组鲕滩储层成岩作用研究 [J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(5): 620– 631.
Guo Tonglong. Diagenesis of the Feixianguan oolitic shoal reservoirs in the northeastern Sichuan Basin—examples from Xuanhan-Daxin and Yuanba areas [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(5): 620– 631.

[11] 陈洪德, 钟怡江, 侯明才, 等. 川东北地区长兴组—飞仙关组碳酸盐岩台地层序充填结构及成藏效应 [J]. 石油与天然气地质, 2010, 30(5): 539– 547.

Chen Hongde, Zhong Yijiang, Hou Mingcai et al. Sequence styles and hydrocarbon accumulation effects of carbonate rock platform in the Changxing–Feixianguan formations in the northeastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 30(5): 539– 547.

[12] 高林. 碳酸盐岩成岩史及其对储层的控制作用——以普光气田为例 [J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(6): 733– 739.
Gao Lin. Diagenesis of carbonate rocks and their control over reservoirs—an example from the Puguang gas field [J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(6): 733– 739.

[13] 倪新锋, 陈洪德, 田景春, 等. 川东北地区长兴组—飞仙关组沉积格局及成藏控制意义 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(4): 458– 465.
Nixinfeng, Chen Hongde, Tian Jingchun et al. Sedimentary framework of Changxing–Feixianguan Formations and its control on reservoiring in northeastern Sichuan basin [J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(4): 458– 465.

[14] 马永生, 蔡勋育. 四川盆地川东北区二叠系—三叠系天然气勘探成果与前景展望 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 741– 750.
Ma Yongsheng, Cai Xunyu. Exploration achievements and prospects of the Permian-Triassic natural gas in northeastern Sichuan basin [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 741– 750.

[15] 谢增业, 李剑, 单秀琴, 等. 川东北罗家寨飞仙关组气藏成藏过程及聚集效率 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 765– 769.
Xie Zengye, Li Jian, Shan Xiuqin et al. Reservoiring process and accumulation efficiency of Feixianguan Formation gas pool in Luojiazhai, northeastern Sichuan basin [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(6): 765– 769.

(编辑 李 军)