

四川盆地海相领域油气地质条件专属性问题分析

刘树根,汪 华,孙 玮,代寒松,秦 川

(成都理工大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室,四川 成都 610059)

摘要:四川盆地是我国南方最大的含油气盆地,也是我国一个主要的叠合盆地,其海相领域油气地质条件具有3个专属性问题:①叠合盆地,其特征是盆地基底具三层构造和三分性、沉积盖层纵向演化经历了台地(海相)、盆地(陆相)和褶皱隆升改造三大阶段、现今盆地构造特征可分为4大区11小区;②碳酸盐岩储层,其特征表现为储集岩的孔隙度与渗透率较低、裂缝发育、非均质性较强;③天然气,具来源多样化、运移相态多样化、赋存形式多样化的特征。四川盆地海相领域天然气多由原油裂解而来。影响和控制四川盆地现今油气藏分布最直接的因素及其作用是:烃源控区,储层控层,圈闭控位。四川盆地碳酸盐岩油气藏呈现多样性特征,因此其勘探策略也应多样化。

关键词:碳酸盐岩;天然气;勘探策略;叠合盆地;四川盆地

中图分类号:TE121.1

文献标识码:A

Analysis on special features of petroleum geological conditions of marine facies in Sichuan Basin

Liu Shugen, Wang Hua, Sun Wei, Dai Hansong, Qin chuan

(State Key Laboratory of Hydrocarbon Geology and Development Project, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China)

Abstract: The Sichuan Basin is the biggest petroliferous basin in southern China and also one of the most important superimposed basins in China. Its specific petroleum geologic conditions of marine facies can be expounded in the following three aspects: (1) superimposed basin, (2) carbonate reservoir, and (3) natural gas. The Basin is a superimposed basin. Its basement can be divided into three parts. The sedimentary cover had undergone three evolutionary stages, including platform (marine facies), basin (continental facies), and folding & uplifting. Based on the basement and its structural features, the present basin can be divided into four divisions with eleven blocks. The basin contains marine carbonate reservoirs characterized by low porosity and permeability, highly-developed fractures and strong heterogeneity. The basin is rich in natural gas, most of which is cracked gas from oil and is characterized by multiple sources, migration phases, and occurrences. In summary, the controlling factors and their functions for the marine oil & gas distribution in the basin can be boiled down to the following three points: 1) hydrocarbon source rocks control the favorable areas of gas occurrence; 2) reservoir quality controls the layers of gas accumulation; and 3) traps control the structural locations of gas accumulation. A diversified exploration strategy is therefore required to deal with the great variety of carbonate oil and gas pools in Sichuan Basin.

Key words: carbonate rock; natural gas; exploration strategy; superimposed basin; Sichuan Basin

四川盆地是我国南方最大的含油气盆地,也是我国一个主要的叠合盆地,具有悠久的油气勘探历史,至今已发现含气层位 20 多个^[1]、气田

173 个、油田 13 个,其中大中型气田(探明储量大于 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$) 30 个(图 1;表 1)、海相大中型气田 20 个、陆相大中型气田 10 个。50 多年的油气

收稿日期:2008-09-09。

第一作者简介:刘树根(1964—),男,博士、教授、博士生导师,石油地质。

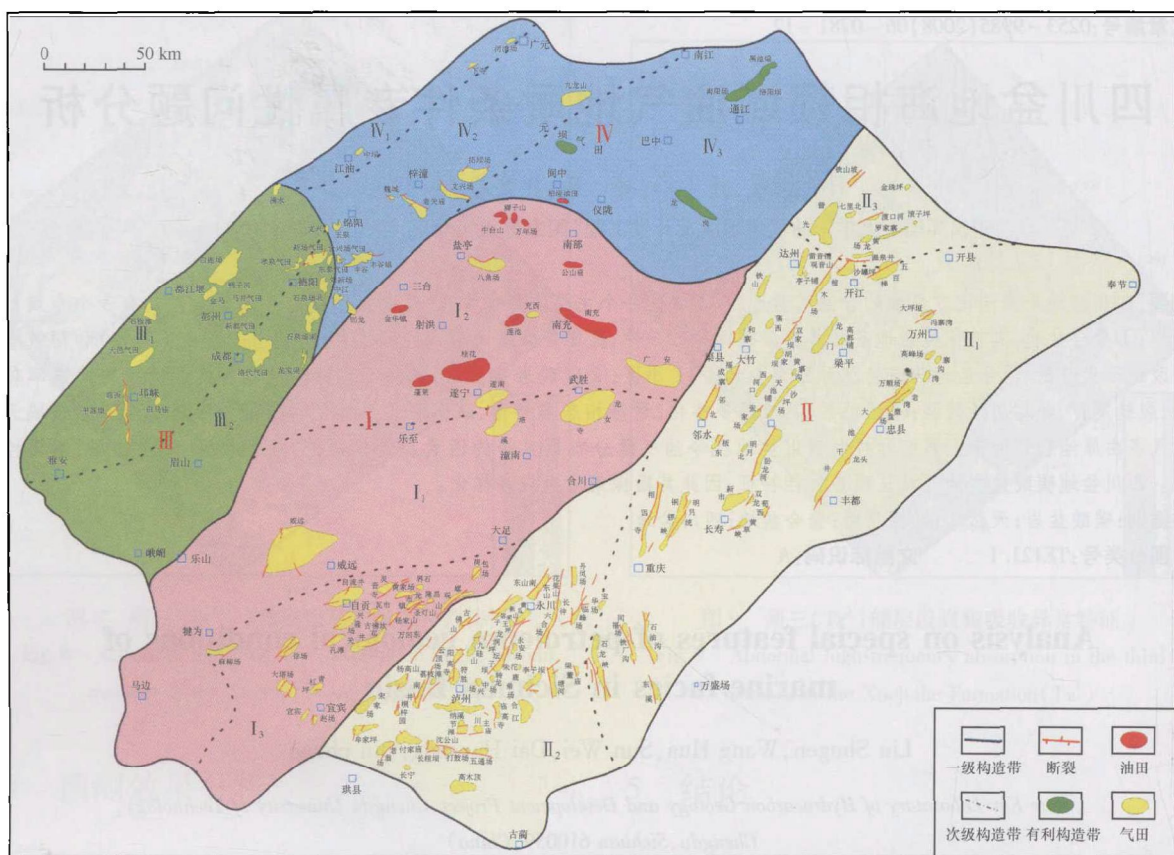


图1 四川盆地油气田分布和构造分区

Fig. 1 Diagram showing the distribution of oil & gas fields and structural divisions in Sichuan Basin

I. 川中平缓褶皱区; I₁. 威远、龙女寺块状隆起构造带; I₂. 川中梯状低平构造带; I₃. 自贡低、中褶皱构造带; II. 川东高陡褶皱区; II₁. 川东高陡构造带; II₂. 川东高、中复合式构造带; II₃. 川东北叠瓦式复合构造带; III. 川西推覆褶皱区; III₁. 灌县、名山高、中构造带; III₂. 龙泉山、熊坡推覆带; IV. 川北低平褶皱区; IV₁. 龙门山山前推覆带; IV₂. 梓潼平缓构造带; IV₃. 通江低平构造带

勘探实践揭示出,四川盆地油气资源十分丰富,尤其是海相地层,勘探潜力大,但勘探具有复杂性、长期性和曲折性。之所以具有这些特征,我们认为这是由于四川盆地海相领域油气地质条件具有下列专属性问题所致:①叠合盆地;②碳酸盐岩储层;③天然气。

1 四川叠合盆地基本地质特征

1.1 盆地基底具三层构造和三分性

四川盆地基底具三层构造^[2]:①结晶基底(以太古宇-古元古界康定群为代表);②褶皱基底(以中元古界黄水河群和新元古界板溪群为主);③沉积基底(震旦系下统以下地层)(图2)。在基底的形成过程中,有4条深断裂将基底分割成北

东向展布、特征各异的川西北、川中、川东南三大块体,简称“暗三块”(三分性)^[3]。川中块体可能由康定群或更老地层构成,在晋宁期形成并固化,其后一直处于隆起状态。这一长期稳定的刚性陆块是盆地基底的核心。川西块体可能由中元古界构成,川东南块体则大部为板溪群浅变岩系,两者形成时代相对较新,硬化程度相对较弱。基底硬化程度的差异对后期沉积盖层发展有一定的控制作用,表现在川中块体隆起而稳定,川西和川东南块体拗陷且相对活动。

1.2 沉积盖层纵向演化经历了台地(海相)、盆地(陆相)和褶皱隆升改造三大阶段

四川盆地自震旦纪以来整个沉积盖层经历了十余次构造运动,但只有一次显著的褶皱运动:喜

表1 四川盆地构造分区及特征
Table 1 Structural division and their features in Sichuan Basin

构造分区	构造分带	地质构造特征	气田/个	油田/个
I. 川中平缓褶皱区(基底控制域)	威远、龙女寺块状隆起构造带(I ₁)	构造主要为北东向,受南部峨眉-瓦山断块抬升作用影响,为在早期古隆起基底上形成的继承性隆起	3	
	川中梯状低平构造带(I ₂)	构造展布规律性较差,在南充、射洪主要为近东西向,北部多为顺时针旋扭,多为低幅度丘状隆起;由于位于刚性基底,无滑脱层,盖层受力较弱	5	11
	自贡低、中褶皱构造带(I ₃)	构造主要为北东向,主要受北西、南东向挤压应力影响,形成低、中褶皱带	24	
II. 川东高陡褶皱区(齐跃山影响域)	川东高陡构造带(II ₁)	构造主要以北东向为主,为受北西向挤压力作用的影响形成的高陡背斜构造	47	
	川东高、中复合式构造带(II ₂)	构造分区明显,在永川以近南北向、北北东向高陡背斜为主,向南(阳高寺)逐渐平缓且出现东西向与近南北、北北东向构造的复合,最南端构造以东西向为主;应力有南北向与北北西、南南东向(受南部黔北隆起与华蓥山、中梁山断裂控制)	48	
	川东北叠瓦式复合构造带(II ₃)	构造复合明显,高家坝、黄金口东南主要发育北东向展布的叠瓦断背斜、西北主要发育北东向切割北西向的构造	9	
III. 川西推覆褶皱区(龙门山控制域)	灌县、名山高、中构造带(III ₁)	构造主要为北东、北北东向,为喜马拉雅中、晚期北西-南东向挤压形成的褶皱;褶皱、断裂发育层位深浅层均有,褶皱幅度大、断裂陡	12	
	龙泉山、熊坡推覆带(III ₂)	构造主要为北东向,为喜马拉雅中、晚期北西-南东向挤压形成的断展褶皱;褶皱幅度较小,断裂上陡下缓消失在雷口坡组	13	
IV. 川北低平褶皱区(秦岭控制域)	龙门山山前推覆带(IV ₁)	构造主要为北东向,与断裂展布方向一致,受北西向挤压应力的影响,为一系列与断裂伴生的背斜、向斜		2
	梓潼平缓构造带(IV ₂)	构造展布不规则,这是由于龙门山推覆带在该区应力已经释放、米仓山前缘对该区作用微弱所致;构造多为简单褶皱	12	
	通江低平构造带(IV ₃)	局部构造展布总体上为北东向,大巴山、米仓山对该区作用弱;盐层发育,构造多属盐拱构造		

马拉雅运动(图3;表2)。此前,四川盆地以震荡运动为主,表现为沉降—隆起—侵蚀—沉降的多旋回往复过程。震旦系是盆地第一个沉积盖层,上震旦统(陡山沱组和灯影组)广泛超覆在不同时代的老地层之上。从震旦纪到志留纪,以川西—川中块体的抬升为主,形成了继承性同沉积剥蚀的加里东古隆起,二叠纪前基本达到“准平原化”。海西期,沉积构造相对稳定,盆地接受了最广泛的二叠纪海侵。印支期,川东南块体抬升形成了泸州—开江古隆起,中、下三叠统遭到广泛剥蚀。此后,四川盆地结束了台地演化,进入陆相沉积及盆地形成时期^[4,5]。

四川盆地海相沉积总体上是在拉张环境下形成的地台层序^[6,7]。沉积期内,扬子地台为宽阔的浅水大陆架,而四川盆地是陆架上的一个相对隆起的台地。因此,沉积组合以浅海碳酸盐岩及潮坪碳酸盐岩沉积为主,时间长,时代老,层系全,厚度大,是四川盆地油气分布的主要领域。

四川盆地陆相沉积是在挤压环境下形成的前陆及陆内层序^[6,7]。分布于盆地西北及东北缘的龙门山、大巴山山系自印支期以来,在受长期阶段性的挤压作用下,上地壳内发生多层次滑脱、褶皱、冲断和推覆,向陆相沉积盆地内递进侵位,最后形成了冲断推覆构造山系。分布于盆地东南及西南缘的齐跃山、大相岭盆缘山系,是由滨太平洋构造的挤压形成。燕山晚期,齐跃山以东形成褶皱与冲断;喜马拉雅中期,齐跃山以西形成川东隔档式褶皱。盆地边缘在长期的挤压应力作用下,先后崛起成山,并渐次向盆内迁移,此时沉积建造逐渐停滞而代之以构造变形和隆升作用为主的盆地改造。

从整个盆地讲,古近系以来盆地进入隆升改造阶段^[8-14]。四川盆地及周缘地区在喜马拉雅期发生了强烈的隆升运动。四川盆地内部除川西拗陷外自晚白垩世后一直处于隆升阶段,但各地区有差异,主要的隆升阶段是新近纪,隆升速

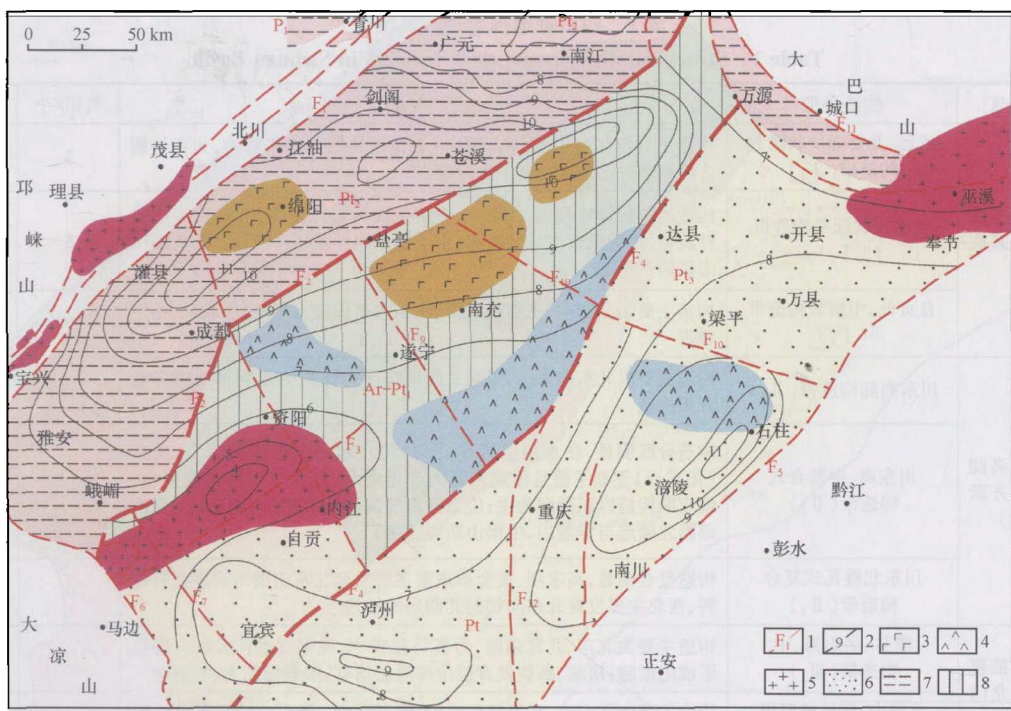
图2 四川盆地前震旦纪基底构造^[2]

Fig. 2 Map of the pre-Sinian basement structure in Sichuan Basin

1. 推测大断裂; 2. 基岩埋深等高线(m); 3. 基性杂岩; 4. 中-基性火山岩; 5. 花岗岩; 6. 新元古界板溪群; 7. 中元古界黄水河群;

8. 太古宇-古元古界康定群

F₁. 龙门山断裂带; F₂. 龙泉山-三台-巴中-镇巴断裂带; F₃. 犍为-安岳断裂; F₄. 华蓥山断裂; F₅. 齐跃山断裂; F₆. 荣经-沐川断裂带; F₇. 乐山-宜宾断裂带; F₈. 什邡-简阳-隆昌断裂; F₉. 绵阳-山台-潼南断裂带; F₁₀. 南部-大竹-中显断裂带; F₁₁. 城口断裂带; F₁₂. 繁江断裂带

率超过 100 m/Ma, 隆升幅度超过 4 200 m。其隆升的阶段明显, 可分成 3 个阶段: 第一阶段在晚白垩世—古近纪, 为差异隆升阶段, 大部分地区处于隆升状态, 但隆升的速率有差异; 第二阶段为整体隆升阶段, 全盆地都处于隆升状态, 整体隆升幅度大, 隆升速率一般大于 40 m/Ma, 隆升幅度超过 1 000 m; 第三阶段为快速隆升阶段, 全盆地的隆升速率除川西坳陷外均大于 100 m/Ma, 隆升幅度超过 1 500 m。四川盆地周缘造山带自晚燕山期以来均是隆升状态, 可分为 3 个阶段: 第一阶段(120~65 Ma)隆升速率为 15~93 m/Ma, 隆升幅度一般在 1 000 m 左右; 第二阶段(65~25 Ma)隆升较慢, 速率一般在 5~47 m/Ma, 隆升幅度为 250~1 800 m; 第三阶段(25 Ma—现今)隆升速率高, 为 60~300 m/Ma, 隆升幅度为 1 300~3 000 m。

喜马拉雅期隆升作用一方面控制了现今构造

的形成, 另一方面引起能量场调整(压力和温度效应), 促使地层势能的转换和油气的再运聚, 对于油气最终运聚成藏起了重要的作用。四川盆地无论中、下组合碳酸盐岩气藏还是上组合碎屑岩气藏的形成都与喜马拉雅期隆升作用息息相关, 大型天然气藏具有晚期定型、快速成藏、大量集中聚集的特征, 即速度快、规模大、分布集中——天然气的爆发式成藏^[8]。

1.3 现今盆地特征可分为 4 大区 11 小区

据盆地的基底、构造演化, 四川盆地构造特征可划分为四大区, 即川中平缓褶皱区(I)、川东高陡褶皱区(II)、川西推覆褶皱区(III)和川北低平褶皱区(IV)。I, II, III区的划分主要是以华蓥山断裂和龙泉山断裂为界; IV区的划分主要是以川中古隆起的边缘为界, 由于其构造自东向西构造轴线从北西—近东西—北东向过渡, 明显受大巴

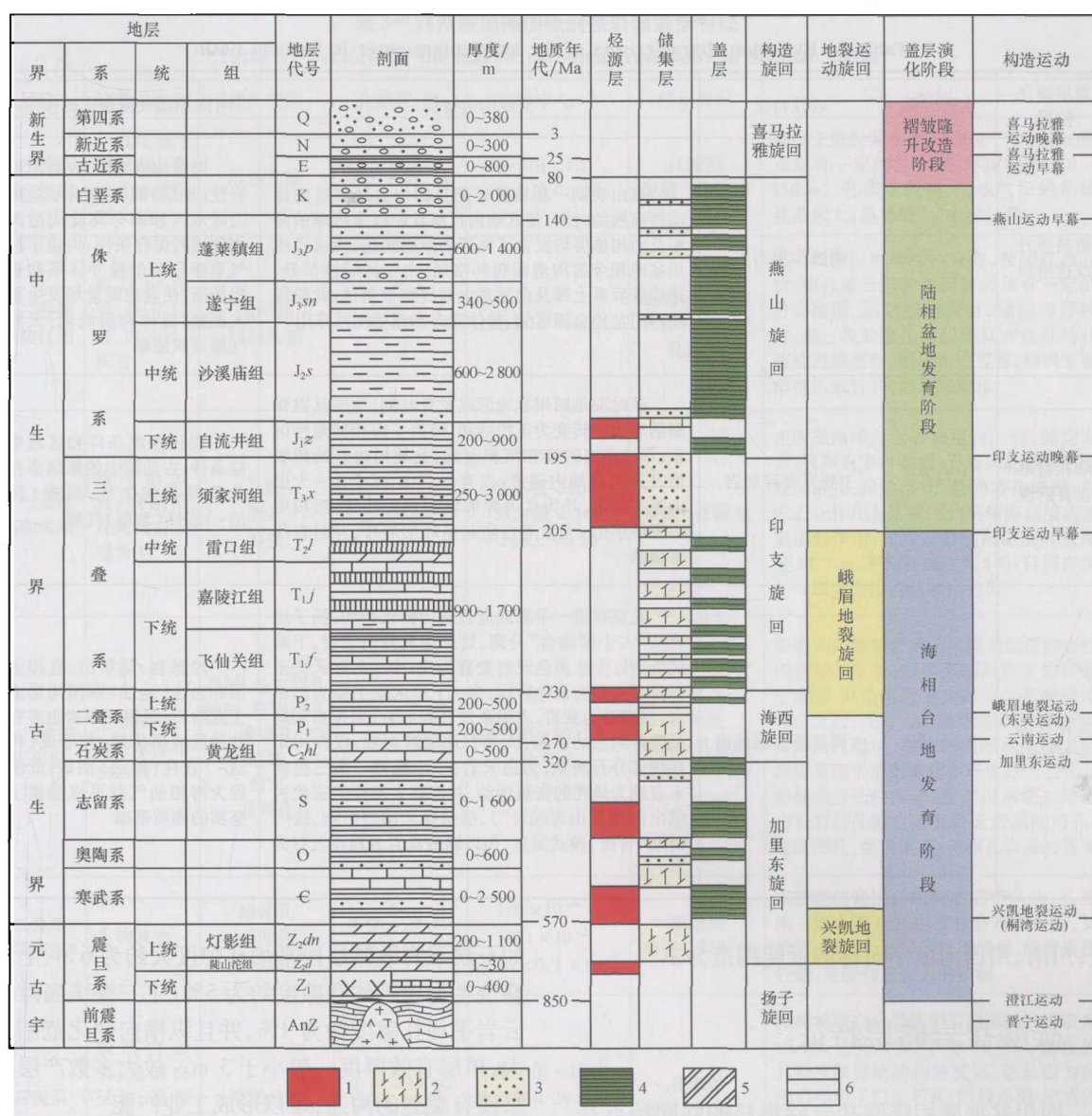


图3 四川盆地沉积盖层纵向演化和主要生、储、盖特征

Fig. 3 Diagram showing the vertical evolution of the sedimentary cover and main source-reservoir-cap combinations in Sichuan Basin

1. 烃源岩; 2. 碳酸盐岩储集层; 3. 碎屑岩储集层; 4. 盖层; 5. 碳酸盐岩; 6. 泥质岩

山—米仓山—龙门山北段的影响,因此单独划分一区。据现今褶皱形态和所受应力影响,4大区进一步可分为11带(图1;表1)^[1,3,5,15]。

I区的构造形成演化主要受盆地硬性基底的控制,称为基底控制域;II区的构造形成演化主要受齐跃山断裂带和主要滑脱层志留系分布的影响,称为齐跃山影响域;III区的构造形成演化主要受龙门山断裂带控制,称为龙门山控制域;IV区的

构造形成演化主要受秦岭造山带控制(龙门山北段的形成也受秦岭造山带控制),称为秦岭控制域。因此,现今四川盆地是由多方向构造作用和多因素控制形成的。

总体来讲,四川盆地在多次构造运动作用下形成了为数众多的不同类型的构造,不同区带的构造特征各不相同。川东以梳状褶皱为主,宽缓向斜间夹陡窄狭长背斜;川中褶皱幅度小,构造平

表2 四川盆地沉积盖层演化特征

Table 2 Evolution characteristics of the sedimentary cover in Sichuan Basin

盖层演化阶段	发育时限	岩性特征	主要构造特征	对海相油气藏形成的作用
褶皱隆升改造阶段	K ₂ —现今	剥蚀作用为主	燕山晚期—喜马拉雅期是四川盆地内造山运动最强烈的时期,使盆地内自震旦纪以来巨厚的海相及陆相地层均发育了强烈的断褶构造,构成了四川盆地现今的构造面貌和格局;由于区域性抬升,造成侏罗系上部及白垩系大幅度地被剥蚀;此阶段使四川盆地全面褶皱、整体隆升和遭受剥蚀作用	形成构造圈闭,改造前期岩性(地层)圈闭;破坏了盆地边缘地区及部分高陡构造海相领域的保存条件;构建了油气重新分配的输导体系和聚集场所;使盆地能量场发生重大调整,流体跨层流动,天然气爆发式成藏
陆相盆地发育阶段	T ₃ —K ₂	主要发育碎屑岩	该时期是四川盆地形成发育时期,地壳从以张裂活动为主转变为压扭活动,结束了海相的地台沉积,形成菱形的陆相沉积盆地;盆地周边开始褶皱抬升并向盆地内递进,发育龙门山、米仓山—大巴山等造山带,并为盆内碎屑岩沉积的陆源;沉积中心围绕乐山—龙女寺古隆起呈环形展布,并时有迁移现象	提供深埋条件和区域盖层条件;古油藏中的原油多在此阶段裂解生气,形成(构造—)岩性(地层)气藏
海相台地发育阶段	Z ₂ d—T ₂	主要发育碳酸盐岩	晚震旦世—早寒武世表现为拉张运动,扬子地台从“古中国地台”分离,灯影组发育白云岩,下寒武统则以深水黑色泥岩发育为主;中—上寒武统至志留系主要为台地阶段,中—上寒武统主要为白云岩,奥陶系为灰岩,志留系发育碎屑岩;志留系末期受隆升剥蚀的影响,大面积地层被剥蚀,仅在川东残留部分石炭系,为白云岩;早二叠世—中三叠世末表现为地壳的张裂活动,并伴有大规模的玄武岩喷出(“峨眉山玄武岩”),受拉张运动的影响,这一时期“台槽”模式发育,但以碳酸盐岩台地相发育为主	烃源岩、储集层、直接盖层和岩性(地层)圈闭均形成于此阶段;海相烃源岩也多在此阶段成熟排烃,并形成(构造—)岩性(地层)油藏;此阶段为海相油气藏形成提供了坚实的物质基础

缓;川南、川西南以不对称的低陡构造为主。

2 碳酸盐岩储层特征

四川盆地海相碳酸盐岩储集层的共同特点是普遍较为致密、裂缝发育,并表现出较强的非均质性^[16](表3)。

2.1 储集岩的孔隙度与渗透率较低

四川盆地碳酸盐岩平均渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均孔隙度只有 1.7%,特别是二叠系石灰岩孔隙度通常都小于 0.8%,从物性上来讲可作为封堵层系,事实上也是如此,如阳新灰岩对石炭系气藏的保存就起着十分关键的作用。在基本上是致密岩层的背景下,存在着孔隙较发育的层段,称为高孔层。它们的存在是碳酸盐岩能够含气的关键,但其孔隙度也不高,平均只有 5%,稍高一些的

如石炭系有效储层段平均孔隙度大约为 6%、上二叠统生物礁平均孔隙度约为 5%、下三叠统鲕滩白云岩平均孔隙度约为 9%,并且纵横向变化范围较大,单层有效厚度一般小于 3 m。故大多数产层如果没有裂缝的沟通,难以形成工业产能^[17]。

普光气田飞仙关组是至今四川盆地中最好的碳酸盐岩储层^[18-20]。其储集层有鲕粒白云岩、残余鲕粒白云岩、糖粒状残余鲕粒白云岩、含砾屑鲕粒白云岩、含砂屑泥晶白云岩和结晶白云岩等,主要分布在飞一段至飞三段;大套溶孔型鲕粒白云岩组合是主要的储集层。飞仙关组储集层孔隙度为 0.94%~28.86%,平均 8.17%,主要分布于 6%~12%;渗透率为 $(0.0112 \sim 3354.6965) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $94.4234 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要分布于 $(0.002 \sim 0.250) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储层总体特征是以中孔—中渗、高孔—高渗储集层为主,储集性较好。纵向上,飞一段至飞二段比飞三段好;横向上,普光构造为滩体中心部位,物性最好。

表3 四川盆地海相碳酸盐岩储集层特征

Table 3 Features of the marine carbonate reservoirs in Sichuan Basin

层位	储集岩类型	储集空间	孔隙度, %	渗透率/ μm^2	储渗类型	特征
中三叠统 雷口坡组	针孔(藻)白云岩、含针孔的灰质白云岩	溶蚀孔隙	0.04 ~ 29.54	最小值 $<10^{-5}$ 最大值 0.128	孔隙型 裂缝-孔隙型	储层主要发育于雷一和雷三下亚段,特点是有一定的分布面、厚度较大(10 ~ 150 m)、孔隙度较高,形成气田的单储系数较大,易形成大、中型气藏
下三叠统 嘉陵江组	粒屑白云岩、针孔云岩、白云岩、灰岩	晶间孔 溶蚀孔隙	0.01 ~ 29.44	$1.00 \times 10^{-8} \sim 0.29$	裂缝-孔隙型 孔隙-裂缝型 孔隙型	嘉一段储层粒屑结构发育,粒间孔、晶间孔、溶孔、藻孔和负鲕灰岩具有一定的分布范围,加之裂缝发育,储渗条件较好;嘉三段的溶孔储层段具有良好的孔隙性及渗透性,鲕状构造发育,鲕内常被溶蚀形成针孔,偶见蜂窝状
下三叠统 飞仙关组	鲕滩白云岩、残余溶孔鲕粒白云岩为主	孔隙 洞穴 裂缝	0.12 ~ 26.80 平均 8.16	最小值 $<10^{-5}$ 最大值 0.169 平均 93.3×10^{-3}	裂缝-孔隙型	主要是鲕滩白云岩储层,孔、洞、缝均发育,孔隙有多种类型,有粒间孔、晶间孔、粒间溶孔、粒内溶孔、晶间溶孔等等;白云石化作用是形成飞仙关鲕滩储层的重要成岩作用;如罗家寨气田储层有效厚度 37.7 m,平均孔隙度 4.5%;目前发现的气田多是溶孔鲕状白云岩
上二叠统 长兴组	生物灰岩、各种礁滩相白云岩	晶间、晶内溶孔 粒间、粒内溶孔 铸模孔 溶缝 洞穴 晶间孔	0.99 ~ 18.05	$0.130 \times 10^{-3} \sim 0.736$	孔隙型 裂缝-孔隙型 裂缝-洞穴型	影响四川盆地长兴组生物礁储层的岩性因素较为复杂,以典型的川东生物礁储层来讲,其储集层绝大部分是各种礁滩相白云岩,在海盆不断震荡、海平面不断升降的过程中,礁核四周形成的各类礁滩随着海平面的变化而产生白云岩化并溶蚀成多孔白云岩,所以川东长兴组礁白云岩的孔隙主要为白云岩晶间溶孔、粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔以及溶缝等
二叠系 阳新统	生物灰岩	溶蚀孔 晶间孔 溶蚀缝洞	0.06 ~ 21.59 平均 1.00	$1.0 \times 10^{-6} \sim 3.1 \times 10^{-2}$ 平均 $<0.1 \times 10^{-3}$	裂缝型 裂缝-洞穴型	阳新统的储层是质纯的致密灰岩,孔隙度一般小于1%,白云岩分布很局限,又具深成特征,储集条件不理想,既受岩相控制,更受构造应力的控制
石炭系	粒屑白云岩、角砾白云岩、晶粒云岩、泥-粉晶云岩	溶蚀孔隙	0.14 ~ 29.00 平均 5.49	最小值 $<10^{-5}$ 最大值 0.26×10^{-1} 平均 2.5×10^{-3}	孔隙型 裂缝-孔隙型	滩相粒屑白云岩沉积后的原始孔隙度为15.0% ~ 49.5%,平均31.0%;现在的孔隙度较原始的相差甚远,这是因为沉积后经历了白云石化、溶蚀作用、成岩作用以及逐渐深埋,又经过云南、东吴、印支、燕山和喜马拉雅期5次大的地壳运动,孔隙逐渐被次生矿物填充而减小
上震旦统	藻白云岩、结晶白云岩	次生溶蚀孔洞	0.10 ~ 8.80 平均 1.00	一般小于 10^{-4} 平均 <0.1	裂缝-孔隙型	震旦系灯影组储层基质孔隙度低,属低孔-低渗型,且目前处于高点的资阳、威远地区与斜坡地带川东南地区基质孔隙度相差不大;在基质孔隙度普遍较低的情况下,溶蚀孔洞和构造裂缝是形成较好储层的必要条件

2.2 裂缝发育

由于四川盆地碳酸盐岩地层时代老、压实程度高,因此力学性质具有三高一低的特点,即高强度(144.94 ~ 190.94 MPa)、高密度(2.74 ~ 2.82

kg/m^3)、高软化系数(0.95 ~ 1.00)和低塑性系数(2 ~ 12),力学参数接近浅变质-中变质岩类,有利于裂缝发育。裂缝不仅沟通了高孔洞段,而且自身也是进一步溶蚀扩大的对象,使总的孔隙体积有所增加,但最大作用还是增加了碳酸盐岩的

渗透性。据二叠系阳新统岩心缝洞统计,在构造顶部、肩部等裂缝发育区,裂缝密度在 8.28 ~ 17.80 条/m,在构造平缓区裂缝密度为 1.99 条/m;岩性愈纯、泥质含量愈少(<10%),颗粒结构愈粗、裂缝愈发育^[21,22]。

2.3 较强的非均质性

四川盆地碳酸盐岩储集层都经历了较长时间的成岩作用,总的趋势是原生孔隙消失、沉积岩致密化,但与此同时又产生了多种类型的次生孔隙,不同程度地改善了致密碳酸盐岩储集层的物性^[23,24]。次生孔隙的成因主要有两种:其一是白云岩化作用;其二是溶蚀作用。白云岩化作用有准同生期蒸发浓缩(Z_2)、回流渗透(T_{ij} , T_2I)以及成岩期混合水作用(P_2ch)等,产生的孔隙类型以粒间、粒内、窗格孔为主;溶蚀作用影响的时间就更加长久,从沉积期、风化期、埋藏期到断裂期都有。四川盆地的主要产层,如震旦系处于桐湾运动、石炭系处于云南运动、阳新统处于东吴运动、雷口坡—嘉陵江组处于印支运动等风化壳之下,都经历了广泛的风化与溶蚀作用,储集层中产生多种溶蚀孔洞。次生成因孔隙结构既可以是有组构选择性的,如晶间孔、铸模孔,也可以是无组构选择性的,如溶孔、溶洞、溶缝。概括起来,可以归结为孔隙、裂缝、溶洞3种类型:孔隙是主要储集空间,裂缝是主要渗滤通道,溶洞加大了储渗作用。因此,对于如四川盆地这样的碳酸盐岩储集层,“多孔”这个概念已不适用,反映的是“多重”介质孔渗特征。

四川盆地碳酸盐岩储层表现出较强的非均质性,且具两面性:一方面,当缝洞发育时,可以形成高产气藏;另一方面,当缝洞不发育时,基质岩块又能作为封堵层系,阻滞油气运移。寻找到孔隙性产层固然可喜,但即使没有较高孔隙度的层段,仅凭自身裂缝网络也能形成自生自储的裂缝气藏,而且具多裂缝系统、多产层段的特点。

3 天然气

与石油相比,天然气具有来源多样化、运移相态多样化、赋存形式多样化的特征^[25~29]。

天然气的物理性质决定了天然气与石油相比具有四大四小的特征:天然气的分子小、密度小、

粘度小和被岩石吸附能力小,天然气的气-水界面张力大、水中的溶解度大、压缩性大和扩散能力大。这些特征说明,天然气的最突出特点是其活动性非常大,在运移时天然气在孔隙介质中的渗流与扩散能力远远高于石油,在聚集时天然气对储层物性下限及岩性条件比石油的要求低,在成藏时对封盖层与遮挡层的物性及岩性要求更高。

四川盆地海相领域天然气多由古油藏中的原油裂解而成。因此严格讲,气源物质主要是原油,古油藏是生气中心,其分布对气藏的形成分布有较大控制作用。

4 四川盆地海相油气分布的主要控制因素

总结50多年的油气勘探实践,尽管影响和控制四川盆地现今油气藏分布的因素众多,但我们认为最主要、最直接的控制因素及其作用是:①烃源控区;②储层控层;③圈闭控位(图4)。

4.1 烃源控区

四川盆地碳酸盐岩储层致密、物性差、非均质性强,致使烃源岩成熟生成的烃类和古油藏裂解形成的天然气难以发生大规模长距离的运移,尤其是横向上的长距离运移更加困难。因此,四川盆地海相领域碳酸盐岩天然气藏分布具有明显的源控性。此外,由于四川盆地在喜马拉雅期遭受最强烈的构造运动,形成众多的断裂、裂缝系统和圈闭,构建了油气重新分配的输导体系和聚集场所,致使晚期油气运移以垂向为主,现今油气藏多分布在优质烃源岩分布区垂直投影形成的柱状体范围及其邻区(图4),并且天然气多具混源特点。如震旦系气藏分布在下寒武统生烃强度最大的地区,石炭系气藏主要分布在下志留统生烃强度最大的地区(图5),二叠系、三叠系碳酸盐岩气藏也主要分布在上二叠统和下二叠统生烃强度最大的地区。显然,更准确地讲,是生烃强度最大的地区控制了天然气的分布,即从宏观上讲四川盆地海相领域主要烃源岩(下寒武统、下志留统、下二叠统和上二叠统^[14])最大生烃强度区在垂直方向上的投影形成的柱状体范围是油气勘探的有利地区(图4),具有明显的源控性。

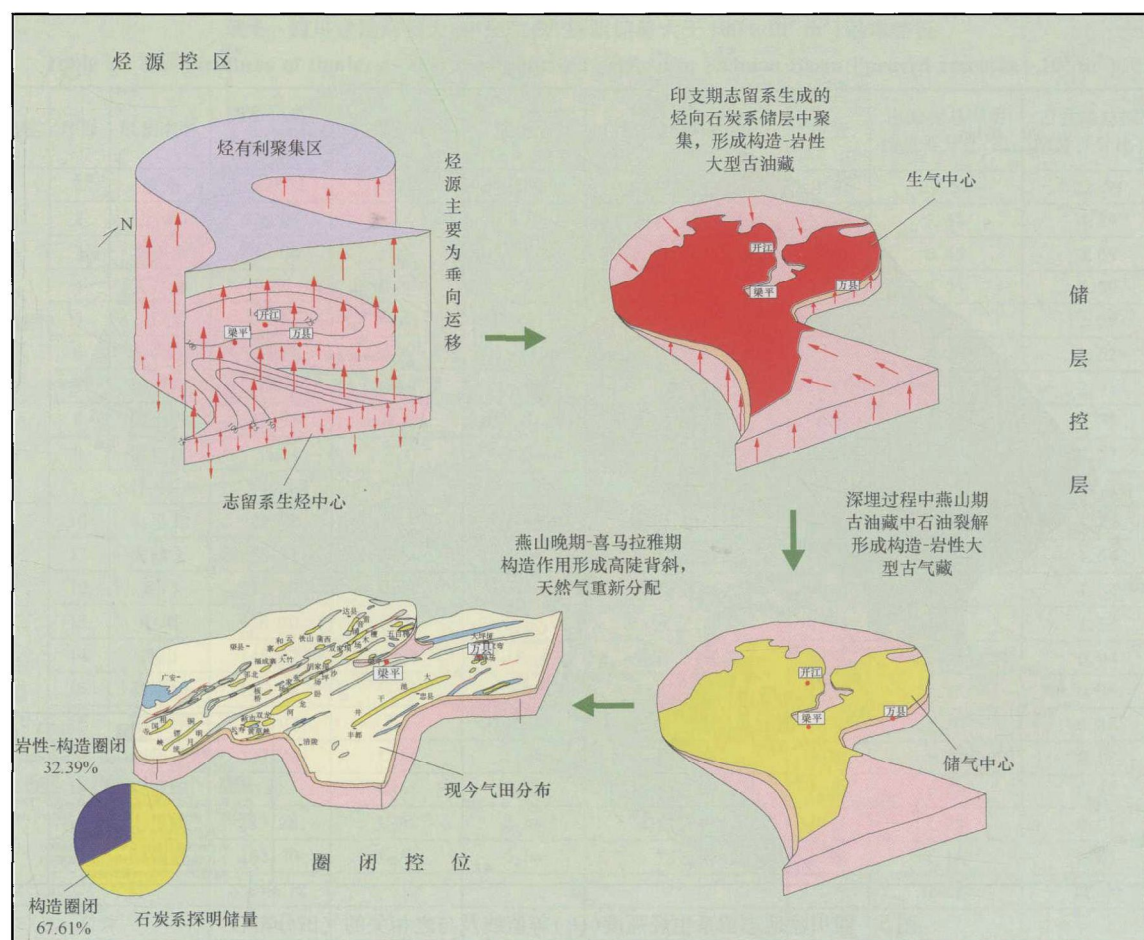


图4 四川盆地海相油气分布的主要控制因素(以石炭系气藏为例)

Fig. 4 Diagram showing the main controlling factors for oil & gas distribution in Sichuan Basin (case of the Carboniferous gas reservoirs)

4.2 储层控层

在生烃强度控制油气宏观分布有利区的基础上,油气在哪个层位富集(停留),则取决于储层的质量(孔渗性)。四川盆地中的构造圈闭主要是由喜马拉雅运动形成的。然而,四川盆地海相领域主要烃源岩(下寒武统、下志留统、下二叠统和上二叠统^[4,5])在喜马拉雅运动发生前早已经历了生、排烃的高峰期,并且由它们生烃形成的古油藏中的石油也在喜马拉雅运动发生前裂解为天然气。因此,在喜马拉雅运动形成现今所见的大多数圈闭前,天然气主要应分布在包含有优质储层的(构造-岩性(地层)圈闭中(图4)。这些发育在优质储层层系中的岩性(地层)圈闭是主要的储气区。若这些优质储层层系在后期(尤其是喜马

拉雅期),其储集和封闭条件未遭破坏,天然气未发生大量逸散,理应仍是现天然气主要的分布层系。四川盆地目前海相领域天然气探明储量主要集中在下三叠统飞仙关组和石炭系(表4)。这两个层系也是目前四川盆地发现的孔渗性最好的优质储层层系。四川盆地50多年的油气勘探史也揭示出,一旦发现新的优质储层层系,就会发现一批油气田。石炭系气田和下三叠统飞仙关组气田的勘探发现均是如此。

4.3 圈闭控位

喜马拉雅运动是四川盆地最强烈的构造运动。此次运动使岩层发生褶皱和断裂,形成众多的圈闭;并且使四川盆地发生整体隆升和遭受剥蚀作用。这两方面的作用均可能破坏已有的能量

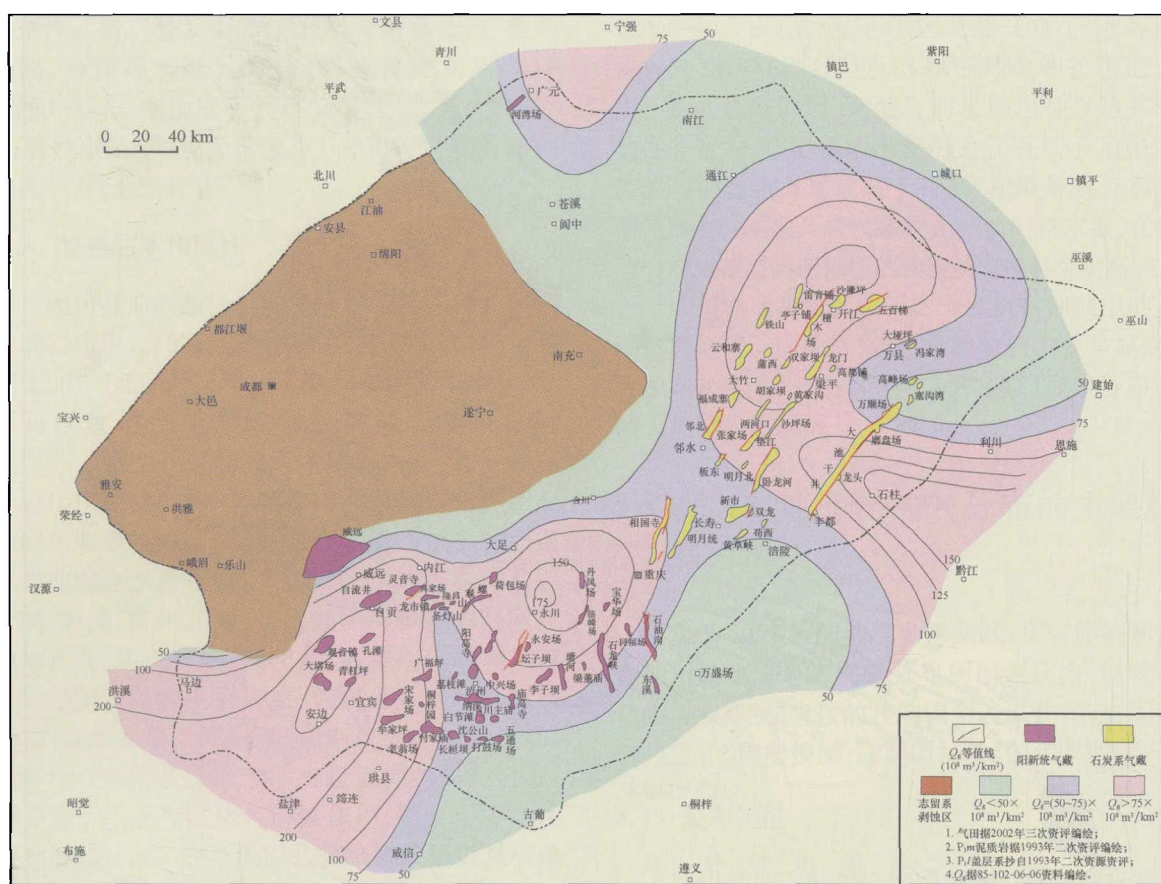
图5 四川盆地志留系生烃强度(Q_g)等值线及与之相关的气田分布Fig. 5 Hydrocarbon generation intensity (Q_g) contoured for the Silurian in Sichuan Basin and distribution of the related gasfield

表4 截止2007年底四川盆地各层系天然气探明储量统计

Table 4 Statistics of the proved natural gas reserves in Sichuan Basin (by the end of 2007)

地层	海陆相	产层	储量/(10^8 m^3)			各层总储量/ (10^8 m^3)	海、陆相天然 气合计储量/ (10^8 m^3)	海、陆相天然 气储量占总 储量百分比, %	各层占陆相 储量百分比, %	各层占海相 储量百分比, %	各层所占总 储量百分比, %
			西南油气 田公司	西南油气 公司	南方公司						
J	陆相	J _{3p}	268	681.37		949.37	4 508.66	28.61	21		6.02
		J _{3sn}		269.34		269.34			5.97		1.70
		J _{2s}	22	697		719			15.95		4.56
		J _{2q}		11.71		11.71			0.25		0.07
		J _{1z}	49			49			1.08		0.31
T	陆相	T _{3x}	2 471	39.24		2 510.24	11 247.68	71.39	55.67		15.93
		T _{2l}	437			437				3.89	2.77
		T _{1j}	1 169			1 169				10.39	7.41
		T _{1f}	1 886		3 425.52	5 311.52				47.22	33.71
P	海相	P _{2ch}	315		387.05	702.05				6.24	4.45
		P _{1m}	795			795				7.06	5.04
		P _{1q}	16			16				0.14	0.10
C		C _{2hl}	2 408			2 408				21.40	15.28
O		O	0.50			0.50				0.004	0.003
Z		Z	408.61			408.61				3.63	2.59
总量			10 245.11	1 698.66	3 812.57	15 756.34					100

表 5 四川盆地海相大、中型气田(探明储量大于 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$) 基本特征

Table 5 Basic features of the large- and medium-sized gasfield in Sichuan Basin (proved reserves $>10^8 \text{ m}^3$)

规模	序号	气田名称	探明储量/ (10^8 m^3)	主要产层	烃源岩	储层岩性	位置	占海相总探明 储量百分比, %	占盆地总探明 储量百分比, %
大型 气田	1	普光	3 560. 72	T_1f, P_2	P_2l, S_1lm	生物灰岩、白云岩	川东	39. 57	22. 59
	2	磨溪	676. 06	T_2l	P_2l	灰岩、白云岩	川中	7. 51	4. 29
	3	罗家寨	581. 08	T_1f	P_2l, S_1lm	灰岩、白云岩化灰岩	川东	6. 45	3. 69
	4	五百梯	409	C_2hl	S_1lm	白云岩	川东	4. 54	2. 59
	5	威远	408. 61	Z_2dn	ϵ_1	白云岩	川南	4. 54	2. 59
	6	沙坪场	397. 71	C_2hl	S_1lm	白云岩	川东	4. 40	2. 52
	7	卧龙河	380. 52	C_2hl, T_1j	S_1lm	白云岩	川东	4. 23	2. 41
	8	铁山坡	373. 97	T_1f	P_2l, S_1lm	灰岩、白云岩化灰岩	川东	4. 15	2. 37
	9	渡口河	359	T_1f	P_2l, S_1lm	灰岩、白云岩化灰岩	川东	3. 99	2. 27
	小计		7 146. 67					63. 50	45. 40
中型 气田	10	七里北	282. 21	C_2hl, T_1f	P_2l, S_1lm	灰岩、白云岩	川东	3. 13	1. 79
	11	大池干	258. 71	C_2hl	S_1lm	白云岩	川东	2. 97	1. 64
	12	龙门	211. 62	C_2hl	S_1lm	白云岩	川东	2. 36	1. 34
	13	中坝	186. 30	T_2l	P_2l	白云岩、砂岩	川西北	2. 07	1. 18
	14	铁山	148. 47	C_2hl, P_2c, T_1f	P_2l, S_1lm	灰岩、白云岩	川东	1. 65	0. 94
	15	高峰场	139. 96	C_2hl	S_1lm	白云岩	川东	1. 55	0. 88
	16	滚子坪	138. 97	T_1f	P_2l, S_1lm	灰岩、白云岩化灰岩	川东	1. 54	0. 88
	17	西河口	137. 90	C_2hl	S_1lm	白云岩	川东	1. 53	0. 87
	18	双家坝	129	C_2hl	S_1lm	白云岩	川东	1. 43	0. 81
	19	七里峡	113. 28	C_2hl	S_1lm	白云岩	川东	1. 25	0. 71
	20	福成寨	103. 30	C_2hl	S_1lm	白云岩	川东	1. 14	0. 65
小计			1 849. 72					16. 50	11. 70
总计			8 996. 39						
海相			11 247. 68						
盆地			15 756. 34						

场系统,使古岩性(地层)圈闭中的天然气发生调整和重新分配[当然从理论上讲也应有在喜马拉雅运动未发生重大调整的岩性(地层)油气藏存在]。从古岩性(地层)油气藏中运移出的天然气可以发生垂向运移,也可在优质储层层系内发生一定范围内的横向运移。这取决于输导体系的发育特征。这些运移中的天然气具体在什么部位再次聚集,取决于圈闭条件(即圈闭控位)。这里的圈闭条件包括储层条件和封闭条件。由于天然气的活动性及其物理特性,对封闭条件的要求较高;尤其是形成含气高度较大的大、中型油气田,对封闭条件的要求更为苛刻。石炭系高陡背斜天然气田的分布特征和四川盆地边缘的油气勘探实践充分揭示了这一规律。至今,四川盆地海相领域探明储量大于 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的大、中型气田共有 20 个,其探明储量占全盆地海相探明储量的 80%(表 5),充分显示了大型圈闭条件对天然气分布的控位作用。

5 碳酸盐岩油气藏具多样性特征及其勘探策略多样化

5.1 碳酸盐岩油气藏具多样性特征

叠合盆地演化的多期性、碳酸盐岩储层的非均质性和天然气的活动性,以及油气成藏经历了生烃中心、生气中心、储气中心的演替(图 4),决定了四川盆地海相油气藏具有多样性特征,主要表现在以下几个方面。

1) 多套含油气组合

四川盆地天然气大部分来自三叠系、二叠系、石炭系和震旦系的海相碳酸盐岩中,石油则来自侏罗系。不同区域主要油气产层有所区别,纵向上含油气层系达 20 多个,其中 15 个为碳酸盐岩产层。除大安寨湖相碳酸盐岩产层外,均为海相

沉积,所获气田中90%以上具多产层特征^[17]。如卧龙河气田共发现11个产层(T_{3x} , T_2l , $T_{1j}^{5(1)}$, $T_{1j}^{4(3)}$, $T_{1j}^{4(1)}$ — T_{1j}^3 , $T_{1j}^{2(2-3)}$, $T_{1j}^{2(1)}$ — T_{1j}^1 , P_2ch , P_1m , P_1q , C_2)。

2) 多种源-储组合及油气运聚方式

在四川盆地已发现自生自储(P/P)、近源组合[下生上储(S_1/C_2)、上生下储(E/Z)]、远源组合(P/T_{1+2})等多种源-储组合和相应的油气运聚模式^[30]。下生上储的近源组合最有利于油气的聚集成藏,也是我们寻找油气藏的一个重要目标。而自生自储组合虽然油气聚集度高,但因受生烃量的限制,形成的油气藏规模一般较小。

3) 多种类型孔隙组合

四川盆地目前已发现孔隙(洞)型、裂缝-孔隙(洞)型、孔隙(洞)-裂缝型及裂缝型等多种类型孔隙组合。其中,裂缝-孔隙(洞)型、孔隙(洞)-裂缝型最为普遍。

4) 多裂缝系统特征

多裂缝系统特征是四川盆地碳酸盐岩储集层非均质性的表现,往往在同一构造上存在不同的裂缝系统,在同一断层上也存在不同的裂缝系统。如卧龙河气田共发现31个裂缝系统^[31]。

5) 多圈闭类型

四川盆地油气藏赋存方式多样化,除川东南二叠系、三叠系裂缝圈闭气藏外,在川东背斜构造上也发现生物礁、地层-构造、岩性-构造等非背斜及复合圈闭气藏。油气藏圈闭类型不同,它们的成藏条件与分布规律也各具特点^[31,32]。

5.2 勘探策略多样化

叠合盆地演化的多期性、碳酸盐岩储层的非均质性和天然气的活动性决定了四川盆地油气勘探的复杂性、长期性和曲折性,同时说明不能用单一的勘探思路、勘探方法和成藏理论指导四川盆地的油气勘探,即勘探策略也应多样化。这是四川盆地50多年油气勘探的主要经验之一^[33]。

前文已述,四川盆地油气藏形成和分布最主要、最直接的控制因素是烃源控区、储层控层和圈闭控位。因此,四川盆地海相领域油气的勘探思路应是先据烃源岩的生烃强度确定有利勘探地区(烃源控区,烃源应包括烃源岩和古油藏);在有利勘探区内据优质储层的发育层系确定油气的主要

分布层系(储层控层,储层应包括孔隙性储层和裂缝性储层);在上述基础上,据圈闭的发育特征确定油气藏的存在部位(圈闭控位,圈闭应包括构造圈闭和非构造圈闭),进而确定有利的勘探目标。

6 主要结论

1) 四川盆地海相领域油气地质条件具有3个专属性问题:叠合盆地、碳酸岩盐储层和天然气。

2) 四川叠合盆地的基本特征表现在盆地基底具三层构造和三分性;沉积盖层纵向演化经历了台地(海相)、盆地(陆相)和褶皱隆升改造三大阶段;现今盆地构造特征可分为4大区11小区。

3) 四川海相碳酸盐岩储层的孔隙度与渗透率较低,裂缝发育,非均质性较强。

4) 四川海相天然气具有来源多样化、运移相态多样化、赋存形式多样化的特征,但天然气多由原油裂解而来。

5) 影响和控制四川盆地现今油气藏分布最直接的因素及其作用是:烃源控区、储层控层、圈闭控位。

6) 四川盆地碳酸盐岩油气藏呈现多样性特征,因此其勘探策略也应多样化。

参考文献

- 1 张水昌,朱光有.四川盆地海相天然气富集成藏特征与勘探潜力[J].石油学报,2006,27(5):1~8
- 2 罗志立.四川盆地基底结构的新认识[J].成都理工学院学报,1998,25(2):191~200
- 3 江为为,刘伊克,郝天珧,等.四川盆地综合地质、地球物理研究[J].地球物理学进展,2001,16(1):11~23
- 4 李晓清,江泽成,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):347~350
- 5 魏国齐,刘德来,张林,等.四川盆地天然气分布规律与有利勘探领域[J].天然气地球科学,2005,16(4):437~442
- 6 刘树根,庞家黎.四川盆地西部的峨眉地裂运动及找气新领域[J].成都地质学院学报,1991,18(1):83~89
- 7 李忠权,潘懋,萧德铭.四川盆地拉张-挤压构造环境探讨[J].北京大学学报(自然科学版),2001,37(1):87~93
- 8 刘树根,孙玮,李智武,等.四川盆地晚白垩世以来的构造隆升作用与天然气成藏[J].天然气地球科学,2008,19(3):293~300
- 9 刘树根,罗志立,戴芬兰,等.龙门山冲断带的隆升和川西前陆盆地的沉降[J].地质学报,1995,69(3):205~214

(下转第818页)

符号注释

- S_w ——含水饱和度, 小数;
 S_{wi} ——束缚水饱和度, 小数;
 S_w^* ——有效润湿相饱和度, %;
 ϕ ——孔隙度, %;
 Δp ——单根毛细管压力差, Pa;
 L_i ——有效连通通道长度, cm;
 u ——液体粘度, mPa·s。

参考文献

- 1 安小平, 李相方, 程时清, 等. 不同方法获取渗透率的对比分析[J]. 油气井测试, 2005, 14(5): 14~17
- 2 李建明, 吴锡令. 根据压汞曲线建立砂岩储层渗透率估算模型[J]. 中国石油勘探, 2007, 15(1): 72~74
- 3 俞仁连, 闫相宾, 金晓辉, 等. 塔里木盆地研究进展与勘探方向[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(1): 598~604
- 4 Purcell W R. Capillary pressures-their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom[J]. Petroleum Transactions AIME, 1949, 186: 39~48
- 5 Swanson B F. Visualizing pores and non-wetting phase in porous rocks[J]. Journal of Petroleum Technology, 1979, 31: 10~18
- 6 罗蛰潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京: 科学出版社, 1986. 15~40
- 7 廖明光, 李士伦, 付晓文, 等. 储层岩石渗透率估算模型的建立[J]. 天然气工业, 2001, 21(4): 45~48
- 8 单敬福, 纪友亮, 柳成志. 改进人工神经网络原理对储层渗透率的预测[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(1): 106~115
- 9 Wardlaw N C. Mercury Capillary Pressure Curves and the Interpretation of Pore Structure and Fluid Distribution[J]. Bull. CPG, 1976, 24(2): 70~89
- 10 Burdine N T. Pore-size Distribution of Reservoir Rocks[J]. AIME, 1950: 198
- 11 Wyllie M R J, Gardner G H F. The Generalized Kozeny-Carman Equation[J]. AIME, 1958, 32(1): 101~124
- 12 Caroline C H. Semi-Analytical Estimates of Permeability Obtained from Capillary Pressure[D]. Texas A&M University, 2005. 149~172
- 10 童崇光. 新构造运动与四川盆地构造演化及气藏形成[J]. 成都理工大学学报, 2000, 27(2): 123~130
- 11 童崇光. 四川盆地构造演化与油气聚集[M]. 北京: 地质出版社, 1992
- 12 罗志立, 李景明, 刘树根, 等. 中国板块构造和含油气盆地分析[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005
- 13 吴珍汉, 吴中梅, 胡海道, 等. 青藏高原渐新世晚期隆升的地质证据[J]. 地质学报, 2007, 81(5): 577~586
- 14 郭正吾. 四川盆地形成与演化[M]. 北京: 地质出版社, 1996
- 15 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 四川盆地天然气特征及气源[J]. 地学前缘, 2006, 13(2): 234~248
- 16 罗平, 张静, 刘伟, 等. 中国海相碳酸盐岩油气储层基本特征[J]. 地学前缘, 2008, 15(1): 36~50
- 17 冉隆辉, 谢姚祥, 王兰生. 从四川盆地解读中国南方海相碳酸盐岩油气勘探[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(3): 289~294
- 18 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
- 19 马永生, 蔡勋育, 李国雄, 等. 四川盆地普光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
- 20 刘殊, 郭旭升, 曲国胜. 通南巴构造带阳新统缝洞型气藏勘探远景评价[J]. 石油物探, 2007, 46(4): 394~401
- 21 陈宗清. 四川盆地中二叠统茅口组天然气勘探[J]. 中国石油勘探, 2007, 12(5): 1~11
- 22 蔡勋育, 马永生, 李国雄, 等. 普光气田下三叠统飞仙关组储层特征[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2005, 27(1): 43~45
- 23 赵雪凤, 朱光有, 刘钦甫, 等. 深部海相碳酸盐岩储层孔隙发育的主控因素研究[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(4): 514~521
- 24 李淳. 川东石炭系碳酸盐岩成岩环境对次生孔隙的影响[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1999, 23(5): 6~8
- 25 刘文汇, 张殿伟, 高波, 等. 天然气来源的多种途径及其意义[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(4): 393~400
- 26 王云鹏, 赵长毅, 王兆云, 等. 海相不同母质来源天然气的鉴别[J]. 中国科学(D辑), 2007, 37(增刊II): 125~140
- 27 付广, 薛永超. 天然气运移相态及其变化[J]. 海洋石油, 2001, 2: 25~30
- 28 付晓泰, 王振平, 卢双舫. 气体在水中的溶解机理及溶解方程[J]. 中国科学(B辑), 1996, 26(2): 124~130
- 29 翟光明. 中国石油地质志(卷一)[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 1~3
- 30 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
- 31 胡光灿, 谢兆祥. 中国四川盆地东部高陡构造石炭系气田[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997
- 32 张水昌, 梁狄刚, 朱光有, 等. 中国海相油气田形成的地质基础[J]. 科学通报, 2007, 52(增刊I): 19~31
- 33 冉隆辉. 论四川盆地天然气勘探前景[J]. 天然气工业, 2006, 26(12): 42~44

(编辑 董立)

(上接第792页)

(编辑 李军)