

四川盆地油气藏主要特征

向鼎璞

(四川石油管理局地震资料处理解释中心, 成都 610212)

四川盆地按构造型式可分为川东、南高陡构造区, 川中平缓及低缓构造区, 川西北低缓及陡构造区。盆地内有巨厚的沉积层(以海相碳酸盐岩为主), 有多种成因类型的油气。目前在震旦系灯影组, 中、下奥陶统, 志留系, 中石炭统, 下二叠统, 上二叠统长兴组, 中、下三叠统, 上三叠统, 中、下侏罗统等均发现工业性油气流。盆地内的油气藏类型复杂多样, 并具独有的特点。现已证实四川盆地为我国天然气的重要产区, 具较为广阔的勘探前景。

关键词 四川盆地 生储层系 油气藏主要特征 碳酸盐岩 陆相砂岩

作者简介 向鼎璞 男 58岁 高级工程师 石油地质

四川盆地是上扬子地台的较稳定部分, 也是上扬子地台中的一个大型中、新生代拗陷。按构造型式可划分为三个构造区(图1)。华蓥山以东为川东、南高陡构造区, 主要为北东向平行排列的阻挡式褶皱束, 背斜狭长高陡, 而向斜宽缓, 向西南侧呈帚状散开; 龙泉山以西为川西北低缓与陡构造区, 以北东向线型构造为主; 介于龙泉山与华蓥山之间为川中平缓与低缓构造区, 构造多平缓而方向零乱。这些不同的构造发展对油气藏有明显的控制作用。

1 生储层系

盆内巨厚的沉积盖层, 上三叠统以前除上二叠统龙潭组为海陆相含煤系、志留系为泥页岩、飞仙关组部分为泥页岩等外, 其余均为海相碳酸盐岩夹砂、泥岩(部分夹膏盐层)。而上三叠统除下部(马鞍山组—须家河组二段)为海湾相与海陆相外, 其余均为陆相沉积。气源层分布广, 有多种成因类型的气, 包括煤成气, 油型、混合型及深源无机气(陶庆才等, 1989)。现将不同生储层系简述如下:

1.1 震旦系灯影组 在盆地内分布广泛, 为一套海相碳酸盐岩, 厚200~1000m。通过地震勘探, 已在众多构造获得“震顶”反射, 并已在龙女寺、长宁、自流井、曾家河等构造钻达灯影组, 在威远构造获得大型油气田。灯影组三、四段中白云岩的溶孔、针孔和晶洞发育, 孔隙度为2~4%, 最高8.8%。平均渗透率 $4.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 有机碳含量0.08~0.33%, 最高0.6%, 氯仿沥青A 0.015%, $\delta^{13}\text{C}_1$ 为-32.33~-32.51‰, 属自生气。

1.2 寒武系 分布广, 华蓥山有中上寒武统出露, 部分地区(古隆起)缺失中上寒武统(如大深1井等)。在古隆起东南侧寒武系三统齐全, 最厚达2000余米。现已有百余井钻达寒武系。下寒武统在龙门山前的矿山梁、田坝等构造, 泥页岩为较好的生油层, 含有机碳0.13~0.94%(威远为0.12~1.78%), 氯仿沥青A 0.025~0.366%(威远为0.0052~0.0083%)。中上寒武统下部的泥页岩及中上部泥质白云岩见丰富油源, 有机碳约1%(个别达1.22~3.

78%), 氯仿沥青 A 为 0.02% (威远为 0.001~0.01%)。δ¹³C₁ 为 -31.32‰, 属自生气。华蓥山剖面中上寒武统厚 380 余米, 内夹针孔状白云岩, 厚 50 余米, 孔隙度 >5%, 最高 17.17%, 说明本统岩系中有较好的储集层。

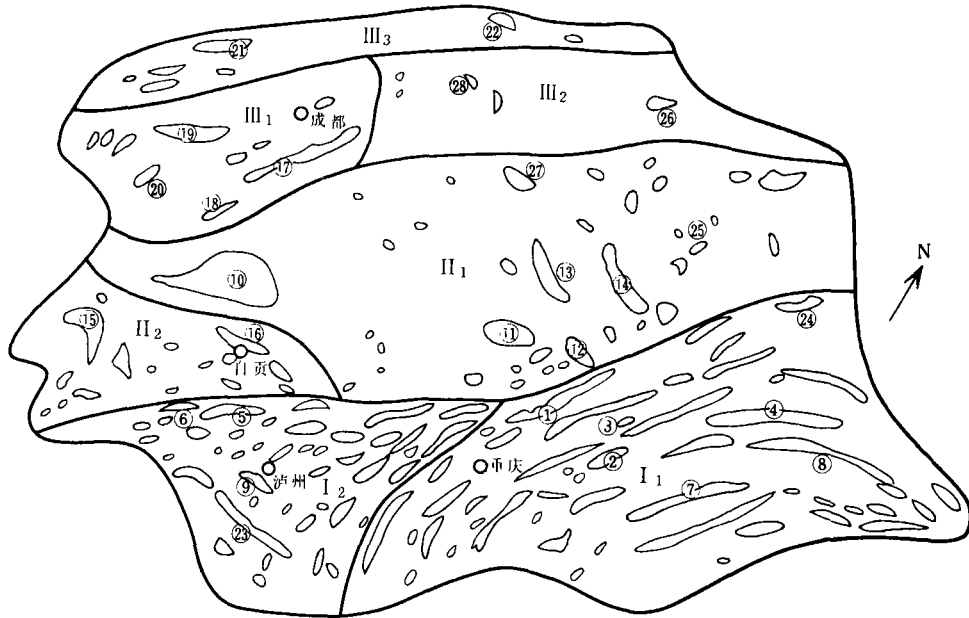


图1 四川盆地构造分区略图

构造区划: I. 川东、南高陡构造区. I₁. 川东凹陷; I₂. 川南凹陷; II. 川中平缓及低缓构造区. II₁. 川中地台及过渡带; II₂. 自流井凹陷; III. 川西北低缓及陡构造区. III₁. 成都凹陷; III₂. 梓潼凹陷; III₃. 龙门山-平隼山山前带

主要构造名称: 1. 华蓥山构造; 2. 卧龙河构造; 3. 张家场构造; 4. 南门场构造; 5. 青山岭构造; 6. 观斗山构造; 7. 大池干构造; 8. 云安厂构造; 9. 纳溪构造; 10. 威远构造; 11. 龙女寺构造; 12. 广安构造; 13. 南充构造; 14. 营山构造; 15. 五指山构造; 16. 自流井构造; 17. 龙泉山构造; 18. 苏码头构造; 19. 熊坡构造; 20. 三苏场构造; 21. 雾中山构造; 22. 海棠铺构造; 23. 长垣坝构造; 24. 黄金口构造; 25. 平昌构造; 26. 九龙山构造; 27. 中台山构造; 28. 老关庙构造

(3) 奥陶系 上奥陶统很薄。中奥陶统(宝塔顶组)是盆地内地震标准反射层之一,但在雅江-龙女寺古隆起(向鼎璞等, 1989), 主体部位无“宝顶”反射(缺失), 下奥陶统也遭受剥蚀(如女基井南津关段仅厚 39m)。南津关段在龙女寺女基井有油气显示。在东山构造(张富成, 1988), 宝塔组灰岩于 Ts1 井获工业气流, 受构造裂缝控制。因宝塔灰岩属低孔、低渗透岩类, 孔隙度一般为 0.3~0.8%, 渗透率多在 <0.01 × 10⁻³ μm²。下奥陶统内夹有糖粒状白云岩、粒屑白云岩, 平均孔隙度 >3%, 于南川、石柱采样 δ¹³C₁ 为 -29.3~-32‰, 属自生气。但

奥陶系^①生油指标较低,有机碳含量一般为0.03~0.21%(最高0.6%),氯仿沥青A0.001~0.0079%。

(4)志留系 以中、下志留统为主,多分布于雅江-龙女寺古隆起的东南侧(向鼎璞等,1989),而在古隆起轴部缺失。岩性以泥页岩为主夹粉砂岩,厚数十至数百米,1983年在川南太和场构造的T13井钻进四段粉砂岩中获工业气流。志留系为良好生油层,平均含有机碳0.83%(最高1.28~4.3%),氯仿沥青A为0.001~0.0025%(最高0.19%), $\delta^{13}C_1$ 为-31.2%,属自生气。页岩的孔隙度达1~3%,渗透率为 $<0.1 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。

(5)中石炭统 石炭纪时四川大部地区上升为陆,仅在川东及邻近的川中部分地区(古隆起以东)有中石炭统分布,厚数米~90余米(川中最厚仅30余米),为盆地内的重要储层。岩性为白云岩及角砾状白云岩。储层为溶孔白云岩,孔隙度3~17%(最高19%)。渗透率 $2.4 \times 10^{-3} \mu m^2$ (最高 $6.7 \times 10^{-3} \mu m^2$),储层有效厚10~15m。微晶白云岩及生物灰岩有机碳平均含量0.6%(最高1.63%)氯仿沥青A0.007~0.012%(但生油层薄)。据W48井 $\delta^{13}C_1$ (-32.3) $> \delta^{13}C_2$ (-35.6‰),属混合气,油气可能来自下伏志留系及上覆栖霞组,天然气产量大。

(6)下二叠统 主要为栖霞组及茅口组两套生储层系,总厚300~400m(最厚达500m),全盆地均有分布。

栖霞组分阳二¹及阳二²。阳二¹含生物丰富,为生油层,生物灰岩含有机碳0.18~0.33%,氯仿沥青A0.02%;阳二²以台内浅滩相为主,形成糖粒状白云岩及粗晶、巨晶白云岩(女基井产气),孔隙度2~3%,最高7%,渗透率 $0.1 \sim 1 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。当白云岩化为50~85%时,孔隙度增大为15~20%。

茅口组以生屑灰岩为主,含有机碳0.13~0.32%(最高0.83%),氯仿沥青A0.0085~0.048%。主要储层段为阳三²、阳三³,厚逾100m,孔隙度平均1.1%(最高2.4%),渗透率 $<0.1 \sim 0.12 \times 10^{-3} \mu m^2$,岩块的孔、渗条件不能形成工业气藏,只有当构造、断裂使孔、洞、缝(包括溶洞)发育时,才能形成气藏。在下二叠统中发现 $\delta^{13}C_1$ (-32.9~-34.2‰) $> \delta^{13}C_2$ (-34.1~-37.49‰),说明有成熟度更高的天然气混入(来自下古生界)。

(7)上二叠统 分龙潭组及长兴组(还有相变的大隆组等),在盆地内分布广泛。

龙潭组厚逾100m,主要为泥页岩夹灰岩或煤层,生油物质丰富,含有机碳1.554%,煤成气源也丰富。但本层物性较差,仅薄层砂岩与凝灰质岩孔隙度1~6%(最高9%),渗透率 $<0.1 \sim 1 \times 10^{-3} \mu m^2$,故只能在构造等条件适宜时产气。

长兴组厚60~200余米(鄂西利川见天坝礁岩厚230~250m,一般厚50m左右),本组有大面积分布的开阔海台地相,有利于各类生物礁的形成(图2)。川东长兴组为灰岩夹礁灰岩,白云岩化发育,为川东主要产气层之一(在华蓥山老龙洞与椿木坪已见地面礁体,鄂西建南气田也为礁相气藏,礁厚156m,面积15km²),已发现众多礁型气藏。礁灰岩及溶孔白云岩孔隙度3~7%(最高15%)。板东4井白云岩孔隙度高达20%,但平均仅5.5%。本组下部黑灰色泥晶灰岩夹少许黑色页岩含有机碳平均 $>0.2%$,氯仿沥青A0.050%,具自生自储能力, $\delta^{13}C_2$ 为-33.28‰,属油型气(陶庆才等,1989)。但川中—川南过渡带界石场—荷包场

① 奥陶系厚度威28井261m,华蓥山剖面386m,阳深1井801m,自深1井562m,下奥陶统在阳深1井厚610m。

的产气井,天然气除来自本身外,还捕获下伏地层(龙潭组)的煤成气,属油型气和煤成气的混合气藏。天然气含 CO_2 高,一般为 0.0654~0.877%,最高 1.352%,含 CO_2 量为嘉二段(自生气)的 24.2 倍,为阳三(茅口组)的 6.8 倍。在川西北河湾场构造又以油型气为主, $\delta^{13}\text{C}_1$ (-35.07) $<$ $\delta^{13}\text{C}_2$ (-33.28%)。

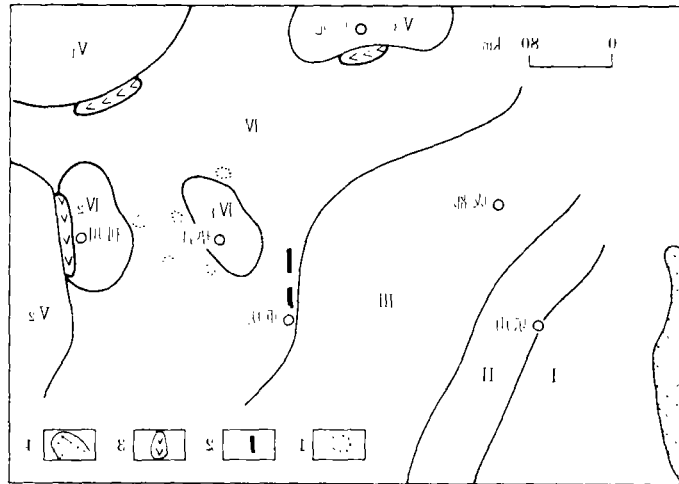


图2 四川盆地晚二叠世长兴期沉积相略图

(据李文平,1989;文应初等,1988)

I. 河流相; II. 沼泽潮坪相; III. 局限海台地相; IV. 开阔海台地相; V₁ 垫江台隆; V₂ 利川台隆; V₃ 城口台沟相; V₄ 鄂西台盆相; V₅ 广元台盆相。1. 点礁; 2. 岸礁; 3. 台盆(沟)边缘礁(广元为推测); 4. 古陆

(8)下三叠统分飞仙关组及嘉陵江组。飞仙关组厚 300~500 余米,为泥页岩夹灰岩、砂质岩、部分地区(如川东)在中上部出现鲕滩相(鲕状灰岩,溶孔发育。为碳酸盐台地的高能环境沉积,常与泻湖或潮坪相的泥灰岩呈互层状)。在川中也见少量鲕滩相,在飞二、飞三段均有鲕状灰岩,溶蚀针孔发育,面孔率 2~8%,最高 20%。在川东福成寨构造飞三段单井产气高达 $5 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上。飞二、飞三段的页岩、泥灰岩有机碳 0.06~0.18%,氯仿沥青 A 0.0042~0.006%。付家庙采样 $\delta^{13}\text{C}_1$ (-34.57) $<$ $\delta^{13}\text{C}_2$ (-33.34%),属油型自生气。

嘉陵江组厚 500~900m,嘉一至嘉五段均为气层,其中嘉一、嘉二为川东、川南主要产层之一;嘉五¹、嘉四³ 为卧龙河、东溪构造的主要产层;嘉三在川东、川南也为产层。本组岩性为灰岩、鲕状灰岩夹针孔状白云岩、石膏。嘉一(川南)平均孔隙度 1~3%(纳溪鲕状灰岩 7.97%),渗透率平均 $1.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;嘉二白云岩孔隙度平均 3.4%(川南达 6.8%,最高 29.4%),渗透率高达 $8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (最低 $<0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。本组含有机碳 0.11~0.3%,氯仿沥青 A 0.018~0.020%,具自生自储能力。天然气中 H_2S 含量高(达 2.21%), $\delta^{13}\text{C}_2$ $<$ -29.51% ,属油型气。但在川南合江构造发现 $\delta^{13}\text{C}_2$ (-30.20) $>$ $\delta^{13}\text{C}_2$ (-32.1%),表明有混合气。

(9)中三叠统雷口坡组 主要浅海泻湖相沉积。海侵时,形成浅海碳酸盐岩沉积(雷一、雷

三段);海退时,形成泻湖相沉积(雷二、四段,以膏盐层为主)。目前仅在雷一及雷三段中获工业气流。

雷一¹(一段一层)见于川中—川南过渡带的磨溪等地(川中矿区1988年资料认为与川东卧龙河嘉五¹相当),最厚逾80余米。储层为鲕状、针孔状白云岩,厚4~8m,最厚20余米。据磨9井土状白云岩平均孔隙度16.3%,最高23.77%。中坝构造雷一段白云岩含有机碳0.185~0.65%,氯仿沥青A0.0135~0.017%, $\delta^{13}C_1$ 为-40.2‰。

雷三为川西北主要产层,但生油层较薄,灰岩有机碳含量0.16~0.3%(最高0.43%),氯仿沥青A0.013%, $\delta^{13}C_2 < -29.64\%$, H_2S 含量高达6.8%,为自生自储油型气。中坝构造雷三段白云岩含有机碳0.111~0.297%,氯仿沥青A0.0145~0.0185%, $\delta^{13}C_1(-35.69) < \delta^{13}C_2(-29.64\%)$,也属自生自储油型气。从中坝构造看,雷三与雷一¹的凝析油基本上都同属于腐泥型母质来源,但雷三凝析油成熟度比雷一明显偏低,故推断雷三的凝析油主要来自须家河组一段。雷三段针孔状白云岩平均孔隙度3.7%,渗透率 $3.9 \times 10^{-3} \mu m^2$,已获工业油气流。

(10)上三叠统 为须家河组或香溪群(据西南石油地质局物探二大队1982资料,须家河组三段相当香溪群陆相香一及香二段,须家河组四段相当香三段,须五段相当香四、香五、香六段。海相香一段相当马鞍塘组超覆沉积。)在盆地有广泛分布,特别是须家河组厚度大,含多套生储层系,岩性为砂岩、泥岩夹煤层。黑色泥岩厚>200m,最厚1000余米,含有机碳0.853~2%(最高5%),氯仿沥青A0.0403~0.125%,烃含量200~500ppm, $\delta^{13}C_1 - 23.74 \sim -26.79\%$,汞含量高达731mg/m³,气源可能为本层(包括煤系)。香溪群为河湖相,厚500~600余米,页岩含有机碳0.22~1.99%,氯仿沥青A0.02~0.12%。香四段 $\delta^{13}C_1(-39.786 \sim -43.839\%)$ 与须三段 $\delta^{13}C_1(-34.22\%)$ 同属油型气及混合气(煤成气), $\delta^{13}C_1$ 为-143.25~-176.48%。也比雷口坡组(-130.44‰)低(王涵云等,1987)。现须二、香二、香四已为主要产层(砂岩),孔隙度一般为3~7%,渗透率 $0.01 \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu m^2$,单产最高产气量逾 $15 \times 10^5 m^3/d$ 。

(11)中、下侏罗统 主要储层为大安寨组的大I、大I—III、大III层中的介壳灰岩及凉高山组的石英砂岩等,其中介壳灰岩及岩组中的泥页岩为生油层。黑色页岩含有机碳0.85%,氯仿沥青A0.13%;介壳灰岩含有机碳0.13%,氯仿沥青A0.05%, $\delta^{13}C_2$ 为-31.08~-31.59%,含汞量高达1000mg/m³以上,属陆相自生自储油气藏(陶庆才等,1989)。介壳灰岩单层厚0.5~2m,平均孔隙度为1.3%,渗透率 $< 0.1 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。凉高山组砂岩孔隙度为4~5%,渗透率 $< 0.10 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。故属低孔、低渗层,故油气产出与裂缝有关。

2 油气藏主要类型

(1)裂缝-溶孔型 为四川主要油气藏类型,其储量已占探明总储量的50%以上。主要特点是储层中有较连续分布的针孔、溶孔白云岩,孔隙度平均>3%。孔隙层段的横向变化一般也较稳定,呈块状分布;同时,又有由裂缝相串形成裂缝-孔隙(溶蚀孔隙)储渗体,在一定的构造圈闭条件下形成气藏(图3)。川东中石炭统分布面积数千平方公里(加上相邻的川中分布逾万平方公里),近十余年来相继发现了相国寺、卧龙河、张家场、福成寨等气田及双龙、铁

山、邓家坝等含气构造,并在川东高陡构造的上盘或下盘的圈闭构造布井取得了较大的突破(包茨等,1990)(图4)。近期获产气量 $1 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$ 以上有数口井, $1 \times 10^5 \text{m}^3/\text{d}$ 以上有四口井。这类气藏含油气边界清楚,有统一的气水界面,气藏控制储量大。这类气藏除与构造条件关系密切外,岩性(溶孔白云岩)也甚重要如卧龙河据罗宏模等(1989)资料,其南段 60、68、114 井区存在一低孔、低渗区,将气藏分布为南、北两段,采气井压力、天然气组份(北段含 $\text{H}_2\text{S} > 1.5 \text{g}/\text{m}^3$),南、北差别明显。本类油气藏除中石炭统外,还有卧龙河的嘉五¹-嘉四³气藏、中坝雷三气藏,以及威远震旦系灯影组大气田等。威远气田是属于古圈闭的裂缝-溶孔(白云岩)块状气藏,构造圈闭面积大(达 850km^2),闭合度大(895m),油气保存条件好。油气的形成与中石炭统还有一定的差别。

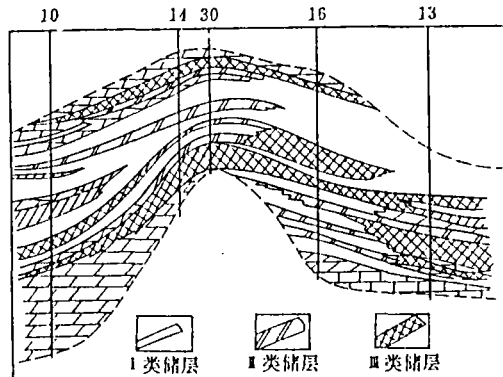


图3 相国寺气田中石炭统气藏储层纵剖面图
(据孙家征等,1990年)

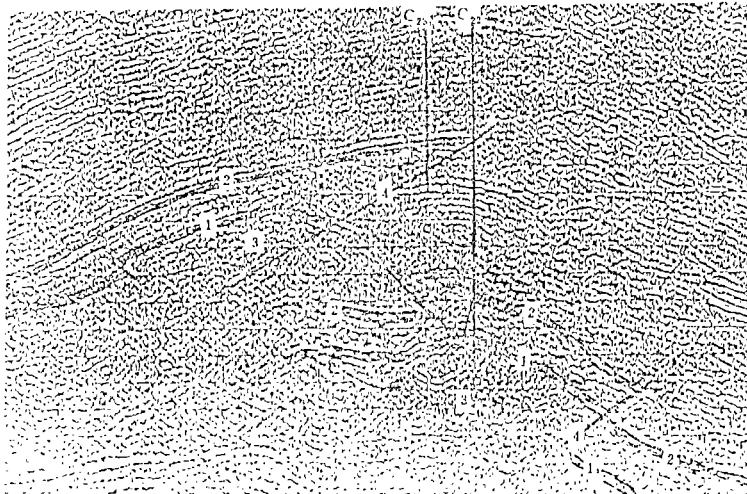


图4 D、C、G 构造 C22 井反射地震时间剖面

1. 中碳统(C22 井产气逾 $10^6 \text{m}^3/\text{d}$,位于 M.P 高点上,高点海拔高程-3820m,上覆为下二叠统梁山组,地面出露地层为侏罗系自流井群;2. 阳新统顶;3. 中石炭统下伏志留系;4. 断层

(2) **裂缝型** 实践证明二、三叠系的致密碳酸盐岩或上三叠统、侏罗系的致密砂岩或介壳灰岩等均能形成裂缝型油气藏,(据初步统计,裂缝型油气藏已占全川探明储量的40%左右)。其分布在纵向上犬牙交错或相互叠置;横向上遍布全盆地各构造部位(戴申等,1990)。它不仅分布在背斜圈闭内,有时在外围甚至向斜中也有出现。本类型是属构造圈闭的一种特殊类型。以阳三(茅口组)为代表又可分二亚类:第一类为多裂缝系统,在同一构造圈闭内的同一储集层,裂缝发育情况极不均匀(夏述明,1989),如川南纳溪气田在21口生产井中,除N6、N33、N43和N17、N18井系统中的井相互连通(形成裂缝群-断层角砾岩带复合储集体)(罗平等,1989)外,其余各井均不连通,形成13个独立开采的裂缝系统。这类油气藏的特点是产层渗透段薄而分散,横向上不易对比,各裂缝系统的气水界面高低不平(无统一气水界面);气井的高产主要靠裂缝,如N39井(产层 P_{13B})钻遇断层上盘(裂缝、溶洞发育),产气逾 $1 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$,但不稳产。又如N31井钻开“阳三”时初产气 $8 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$,输气57天产量就降至 $1 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{d}$ (孙家征等,1990)。

另一为单裂缝系统,即在同一构造圈闭的一个油气藏内只有一个主要的裂缝系统,如自流井气田自2井、朱家场气田宋1井等、阳高寺气田阳7井、卧龙河气田卧67井的裂缝系统等。这类油气藏的特点是气井的渗透段在纵向上高低不平,横向上虽不能对比,但由于裂缝的串通,连成一个大的裂缝系统圈闭(孙家征等,1990),如某井裂缝系统(天然气)控制储量逾 $4 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

最近,在川中界石场—荷包场等地的地震测线通过拟测井等特殊处理(在IBM3033主机和TAMAP-IV机上完成),通过剖面解释和编制平面图,发现茅口组的油气(单井产气 $3 \times 10^4 \sim 6.5 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{d}$)与裂缝密切相关,拟测井拟层速度低速异常呈北东或北东东向展布,与构造线(鼻凸轴部及断裂)方向一致(图5),所见高产气井(J4、J17、J21、B24等产气均在 $4.5 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上)都钻遇断层(J4井从双侧向裂缝识别、声波、密度测井显示有三个裂缝发育段)。

(3) **裂缝-粒孔型** 以中坝构造须家河组二段、平落坝构造香溪群二段,以及遂宁南部(包括磨溪)的香二、香四段的油气藏为代表。油气(以气为主,产少量凝析油)主要产于陆相砂岩中,属较低孔、较低渗透储集层。油气的聚集与裂缝发育有关,最大单井产气量逾 $1.5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$,一般都在 $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上。本类型也是一种特殊的裂缝型气藏,如遂8井(香二段)产气 $8.42 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{d}$ (刘钧,1989),受鼻状构造和扭曲部位的裂缝发育带控制(近井有断层),致密的长石英砂岩为孔隙度很低,裂缝系统也互不连通,无统一气水界面。但中坝须二段气藏的形成除裂缝外,与孔隙(砂岩粒间孔)也有关系(起连通作用,使储量增大)。由于断层存在,使背斜轴部的须二段、雷三段的储层(前者为砂岩,后者为溶孔白云岩)分别与两翼断层下盘的须三、须一(小塘子组等)生油层接触,致使油气运移、聚集至背斜顶部圈闭(图6),其上有厚逾2000m的侏罗系泥、砂岩盖层。

自流井群大安寨组的介壳灰岩及凉高山组的砂岩,孔隙度与渗透率也较低,也是受岩相控制的裂缝型油气藏(以油为主)(向鼎璞,1990)。单井最大产油量达 $60 \text{ m}^3/\text{d}$,油气不完全受现今构造的控制(指平缓背斜,轴部受应力很弱,裂缝不发育),已发现的油气田多分布于靠近生油中心(黑色页岩)的区域性鼻凸或古隆起(早期背斜)高点扭曲部位,如桂花及金华油气田出现高处为油,低处为气的反常现象,这也说明油气在储层(构造部位),不是呈现分带

性(上为气,下为油),而是受互不连通的裂缝控制。

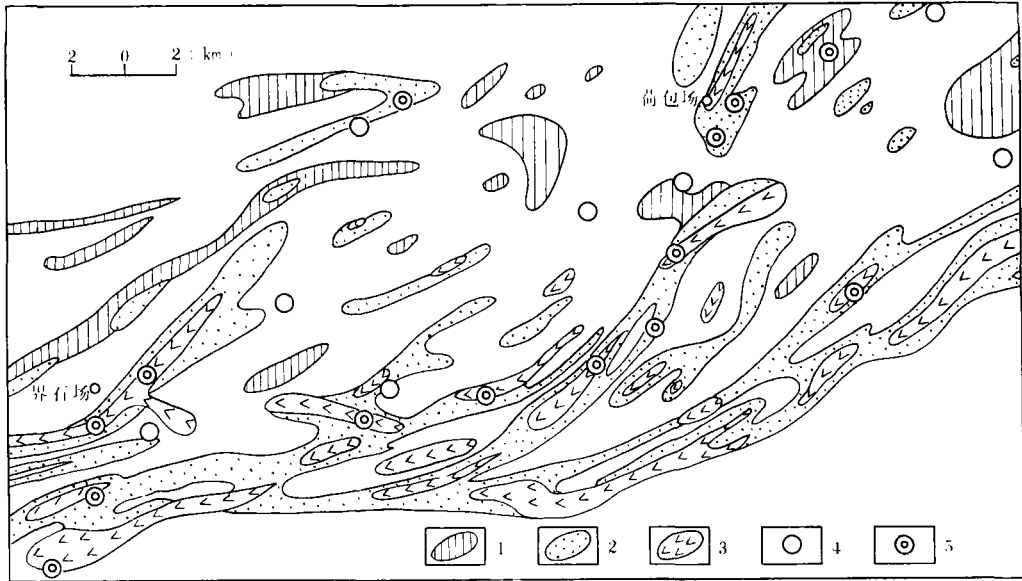


图5 界石场—荷包场茅口组(阳三)拟测井拟层速度低速异常分布图

(据胡杰生等资料综合编制)

低速异常:1. 拟层速度级差 300—350m/s;2. 拟层速度级差 400—500m/s;3. 拟层速度级差 >500m/s;4. 探井;5. 产气探井

注:拟层速度级差是指低速异常与背景速度之差,代速异常是指某地层或岩层的背景速度基本相近,当含油气时,由于速度降低而形成(向鼎璞等,1989)

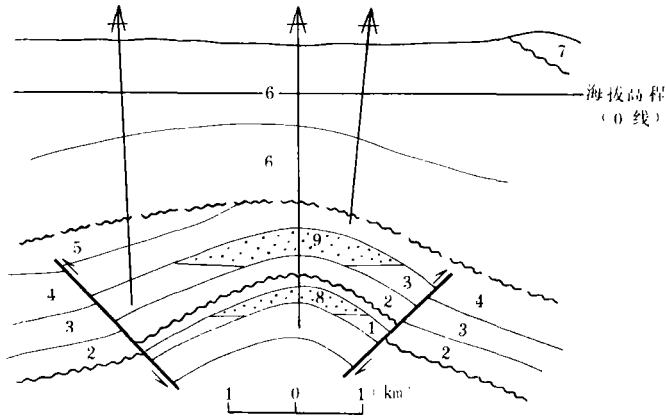


图6 中坝构造气田剖面略图

(据张继铭等,1984资料简化)

1. 雷口坡组;2. 须家河组一段(小塘子组等);3. 须二段;4. 须三段;5. 须四段;6. 侏罗系;7. 白垩系;8. “雷三”气藏及气水界面(上气下水);9. 须二段气藏及气水界面

德阳孝泉区上沙溪庙组紫色砂岩、泥岩中发现的复杂的非常规超压裂缝性气藏(为异层运移的裂缝型气藏),天然气产在裂缝网络的砂岩、泥岩中,单井产气量达 $1 \times 10^5 \text{m}^3/\text{d}$,已有数井投产。

(4)溶孔-裂缝型 以川中磨溪地区的雷口坡组一段一层(雷一¹)油气藏为代表,含油气层为鲕状、针孔状白云岩,厚4~10余米,属块状气藏,由于裂缝发育差,经酸化压裂后单井产气量 $1 \times 10^4 \sim 3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,因分布面积大,已为大型气田。个别井,如M9、M10等井因位于断层下盘或上盘,裂缝发育,产气达 $4 \times 10^4 \sim 11.88 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。相类似的还的嘉二段(图7)(单井产气量 $0.5 \times 10^4 \sim 12.94 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)及中、上寒武统(仅见针孔状白云岩)与飞仙关组(鲕滩相糖粒状白云岩,川东产气量中等,而川中产少量气)等储层。

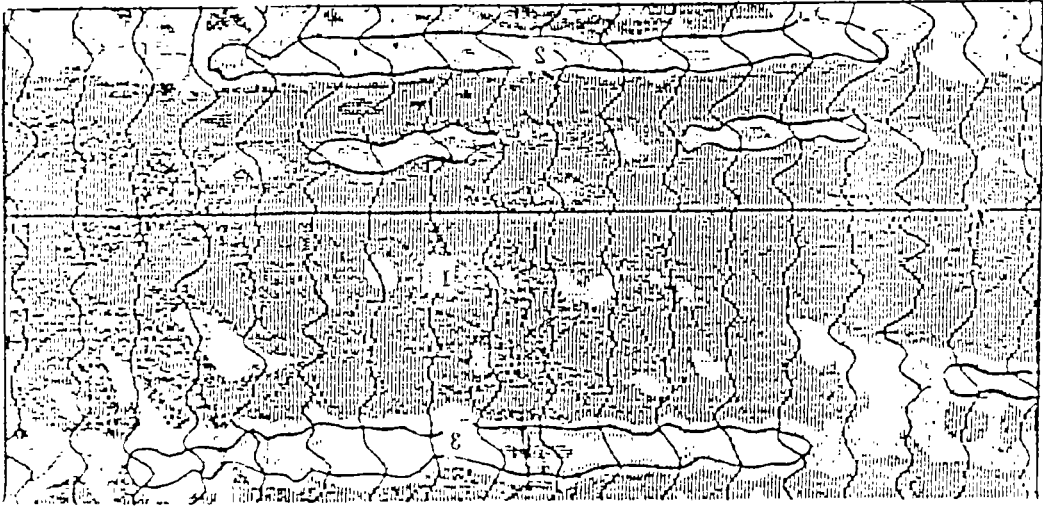


图7 雷口坡组(雷一¹)及嘉陵江组(嘉二²)拟测井剖面

(据向璞鼎等,1989)

1. 高速层(灰岩、白云岩夹石膏); 2. 雷一¹含油气低速异常(级差400m/s); 3. 嘉二²含油气低速异常(级差450m/s)

(5)生物礁或生物滩型 都与开阔海台地相有关。目前在鄂西、川东长兴组发现的礁体主要有三类,即(1)岸礁或塔礁,如华蓥山老龙洞和椿木坪的礁体,礁岩厚80~120m,板东4、双15、双18、卧117、卧118等井的礁体也属此类。礁体生于海水较深的开阔台地上,已形成中、小型高产礁型气藏;(2)台地盆(沟)边缘礁,规模大,成礁相系完整,白云岩化强,储层厚度大(分布见图2),相邻的鄂西利川已成为中型高产礁型气藏,广元南(九龙山)及城口南的边缘礁待研究;(3)台内点礁,礁体发育与碳酸盐岩沉积时的局部隆起有关,礁体特征与岸礁或塔礁相似,但礁体小而薄,如池24、石宝1井等的礁体,多构成小型高产礁型气藏,在古隆起(水下隆起)形成的高能环境中非造礁生物则形成生物滩,如J14井(长兴组)产气1.09

$\times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$, 钻遇飞仙关组的厚度相对减薄, 而 B14 井(产气 $39.99 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$) 厚度减薄最明显^①, 仅厚 384m, 长兴组隆起的幅度也较大。造成原因可能与水下隆起有关(向鼎璞, 1990), 在地震时间剖面上“乐二”呈丘状高出同期碳酸盐岩沉积的时差约 20~50ms (50~100m), 宽 2km 余, 含生物丰富, 平均含量 63.3%。

(6) 晶孔-裂缝型 此类型与白云岩化有关, 如川中女基井阳新统栖霞组(阳二), 储层为次生白云岩(白云岩中液态包裹体均一温度为 100~132℃, 可能为构造热卤水成因), 以中及细晶为主, 局部为粗晶或巨晶, 面孔率达 7%, 单井产气量逾 $4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。此类型目前虽不重要, 但值得注意, 如滇东等也发现栖霞组内有完全或较完全交代原岩(灰岩)的层状白云岩, 为粉晶-粗晶, 为非沉积因素成因。长兴组也有糖粒状白云岩, 并产气(川中荷包场最高达 $8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)。

(7) 古风化缝洞型 包括岩溶、残丘及风化裂缝等。盆地内由于多期构造运动, 形成了震旦系顶、寒武系顶、中奥陶统顶、志留系顶、中石炭统顶、下二叠统顶、中三叠统顶、须家河组三段顶、五段顶等多期风化剥蚀面, 其上均有较好的盖层。对寻找类似于古潜山油气创造了条件, 陈宗清(1990)、何鲤(1989)都谈到找地层沉积间断或地层超覆圈闭油气藏的可能性。但笔者认为由于盆地内各构造期准平原比较强, 留下残丘一般较小, 加之生油岩有机质丰度不很高, 油气运移聚集(低孔、低渗)条件较差, 有一定的局限性。当然这些沉积间断、地层坡覆以及侵蚀面的风化剥蚀、古岩溶等也是形成孔、洞、缝的条件之一。古岩溶在川南(罗平等, 1989)和川中均有发育, 与油气有关, 如广安地区阳新统顶部发育层间古岩溶, 据 Gs1、Gc2 井产气 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 储层为溶孔、溶洞白云岩, 厚 13~18m, 溶洞大如核桃, 小如豆。因构造位置较低(构造边部)Gc2 产水 $432 \text{m}^3/\text{d}$, 说明储层渗透性与连通好, 有气水界面。在储层之上为受风化剥蚀的灰岩, 厚 15m 左右, 见垂直裂缝, 被铝土质充填, 为盖层。

3 油气形成特点

(1) 生油层及储集层的形成 盆地内生油层多形成在稳定下沉的海侵低能环境中, 据张继铭等(1984)对乐山砂湾剖面统计, 茅口组(阳三)在下沉海侵期沉积物含有机碳 0.25~0.32%, 氯仿沥青 A 0.004%, 还原系数 0.48~0.53%; 反之, 在海退期沉积物含有机碳 0.01~0.06%, 氯仿沥青 A 0.001~0.002%, 还原系数 0.43~0.46%。此统计与实际资料均证明储集层形成与生油层相反, 多发育在上升海退期的高能环境中, 如浅滩相、生物礁、生物滩等。同时, 此阶段的沉积物泥质含量低, 而粒屑、生屑含量高。在低潮时, 部分浅滩露出水面, 经大气淡水淋漓作用而形成生屑灰岩及针孔状白云岩(白云岩化), 如盆地内灯影组、中上寒武统、下奥陶统、中石炭统及中、下三叠统(嘉二、嘉四³、嘉五¹及雷一¹、雷三等)的主要储层; 也有的为形成于海侵期的海滩岩(何远碧等, 1990)。在早期成岩作用中, 海滩岩经淡水淋漓作用而形成鲕状、针孔状白云岩。但是, 盆地内大部分地层, 如下二叠统等经过后期不同阶段的地质作用改造, 原有孔隙大部被次生物物质充填而造成低孔、低渗储层, 由于海水进退使盆地也形成许多理想的生、储、盖组合。

① 据川西南矿区 B14 井录井报告, 1988。

对内陆湖盆,从湖盆边缘至中心常形成不同的相带,其中深水湖相黑色页岩富含有机质,最好的生油层(生油中心),一般有机碳含量 $>1\%$,氯仿沥青A $0.09\sim 0.213\%$ 。此外半深水湖相的介壳灰岩既是储层,也是生油层。

(2)具自生自储特点 四川海相碳酸盐岩及陆相灰岩、砂页岩等均具自生油气及自生自储特点,说明油气没有经过大的运移,据孔金祥等(1989)研究,碳酸盐岩自身生成的油气从微孔中初步运移进入本层的孔、洞、缝中,然后二次运移,最后在本层圈闭内形成油气藏。这也是四川油气藏具点多、层多和相对分散特点的地质背景。也有部分为异层运移,如中石炭统、茅口组、长兴组、嘉陵江组、雷三段及陆相地层等,既有自生油气,也有邻近生油层的油气进入。因此,凡是异层运移(捕获了下伏、上覆层的油气)形成的油气藏,其规模、储量、产量都较大,中石炭统的油气是有力的例证。从大某井(大安寨组)看,介壳灰岩产油 $60\text{m}^3/\text{d}$,实际是下部黑色页岩中的油运移上来充填在裂缝中,介壳灰岩不能自生自储形成这样大的产油量。

(3)与构造的关系 油气运移与聚集受构造制约在四川特别明显。据戴弹申(1990)研究,四川盆地海相碳酸盐岩的油气生成时间不新于中侏罗世,而盆地内除少部分印支与燕山早期褶皱外,其主要褶皱构造均在燕山晚期与喜山期(为主)形成,均晚于主要生油期。即主要生油时间与构造圈闭形成时间不配套。一般认为构造圈闭形成要早,经多期构造活动不但有利于缝、洞形成,也有利于长期捕获更多的油气(如威远大气田的形成)。四川的油气形成较为特殊,不但大多数构造圈闭的形成晚于主要生油期,而且大多数储层孔隙度与渗透率较低(有的极低),故单靠构造圈闭难以使油气聚集,故构造形变所产生的断层及派生裂缝系统对油气的运移与聚集起着极为重要的作用。在四川无论是背斜圈闭或非背斜圈闭型的油气藏要有可观的储量,都与构造裂缝密切相关,即那里有孔、洞、缝,就能形成好的油气藏,故寻找孔、洞、缝发育带是四川油气勘探与开发的关键。

(4)保存条件 盆地内各生储层系常形成生、储、盖配套的产油气岩石组合,各储层均有很好的盖层条件,如泥页岩、石膏等。据开采实践,一般厚 3m 的石膏即为很好盖层,由于本区油气藏与裂缝发育程度有关,故在较致密岩石条件下均可形成裂缝圈闭型油气藏,其分布严格受构造裂缝在致密岩石中的展布制约,所以有的储层本身也有盖层(封闭)作用。但是,断裂有有利方面,也有破坏性,一些较大的接近出露地表的断裂也易使油气散失(如兴隆场构造茅口组)。据统计(戴弹申等,1990),钻探效果高低除与背斜圈闭幅度大小有关外,也与核部出露地层新、老有关,封闭好的油气藏,常出现超高压现象。川东中石炭统在背斜轴部当出现嘉陵江组时(上覆地层厚度薄)因封闭不好常不获气,压力也不高。

4 结 语

四川盆地面积大,生储层位多(从震旦系灯影组一中上侏罗统上沙溪庙组均有油气),特别在裂缝-溶孔型(川东中石炭统、嘉四³、嘉五¹)及生物礁、滩(长兴组)、裂缝型(茅口组)等取得了较大的进展,但还有很大的潜力(如川中石炭系、嘉二、雷一¹和川东、南的中、下三叠统等)。今后要加强川中—川西北的香二、香四及须二段等陆相生储层系的勘探与研究,这套地层埋深较浅($1500\sim 3000\text{m}$),生油层厚度大、有机质丰度较高,有机质演化介于成熟与高成

熟阶段之间。从储层看,上三叠统也有较厚的砂岩(5~30m),孔隙度最高8~9%(一般3~6%)。砂岩为脆性岩层,受力或压实(据川中矿区M76井香二段属沉积压实作用形成的裂缝,产气逾 $1.5 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$)变形后易产生断层及裂缝,已形成一批高产井($1 \times 10^5 \sim 1.5 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$)。对于川西北雷三段及类似于德阳孝泉上沙溪庙组裂缝圈闭(异层运移)的高压气藏,以及川中大安寨组、凉高山组的油也应重视。在勘探布局上要立足于含油气层变化较大、层多、点多和油气藏较分散的特点,尽量找相对集中富集段。在勘探手段上要应用新技术、新方法,如地震勘探小道距、高分辨率处理,以及应用相对波阻抗剖面等寻找上三叠统砂层、大安寨组储层(介壳灰岩)、凉高山组储层(砂岩)及其断层、裂缝,从实践中不断总结、提高。

(收稿日期:1990年8月26日)

参 考 文 献

1. 陶庆才等. 四川盆地天然气成因类型判别与气源探讨, 天然气工业 1989,9(2)
2. 张官成. 川南宝塔组储气特征及勘探方法, 天然气工业 1988,8(4)
3. 向鼎璞等. 川中—川南过渡带地质发展特征, 石油与天然气地质 1988,10(2)
4. 李文平. 川东、鄂西长兴组礁的成岩作用与白云岩化, 天然气工业, 1989,9(1)
5. 文应初等. 四川地区早三叠世飞仙关期碳酸盐台地增生与有利储集相带展布, 天然气工业 1988,8(2)
6. 王廷栋等. 从油气地化特征探讨川西北中坝雷三气藏的气源, 天然气工业 1989,9(5)
7. 王涵云等. 油型气和煤成气判别指标的探索, 天然气工业 1987,7(4)
8. 孙家征等. 试论四川不同类型气藏的开发程序, 天然气工业 1990,10(3)
9. 包茨等. 川东高陡构造型气田勘探的突破, 天然气工业 1990,10(2)
10. 戴弹申等. 裂缝圈闭及其勘探方法, 天然气工业 1990,10(4)
11. 罗平等. 川南阳新统碳酸盐岩致密储层的非均质性及其储层模式, 石油与天然气地质 1989,10(4)
12. 夏述明. 碳酸盐岩裂缝性气藏钻井工艺技术的特殊对策, 天然气工业 1989,9(3)
13. 向鼎璞等. 川中—川南过渡带非背斜隐蔽油气藏的地震勘探, 石油物探 1989,28(4)
14. 刘均. 遂8井出水后的生产管理, 天然气工业 1989,9(3)
15. 马天泉等. 用地震方法验证鄂西上二叠统礁相气藏, 天然气工业 1989,9(1)
16. 陈太源. 九龙山构造南侧存在长兴组台缘礁的探讨, 天然气工业 1989,9(1)
17. 李安华. 滇东二叠系阳新统白云岩的成因, 天然气工业 1987,7(4)
18. 陈宗清. 论川东石炭系地层超覆圈闭气藏, 天然气工业 1990,10(1)
19. 何鲤. 四川盆地西部上三叠统非构造圈闭类型及含油气判别实例, 天然气工业 1989,10(3)
20. 甘昭国等. 四川盆地褶皱形成时间及其对油气聚集的探讨, 天然气工业 1988,8(4)
21. 戴弹申等. 构造几何分析在川东油气勘探中的应用, 石油与天然气地质 1990,11(1)
22. 陈树海. 天然气中苯、甲苯的测定及应用, 天然气工业 1989,9(4)
23. 何远碧等. 荷包场—界市场地区嘉二段海滩岩相及其与油气关系, 天然气工业 1990,10(3)
24. 石油勘探开发研究院地质研究所. 中国陆相油气生成, 石油工业出版社 1982
25. 向鼎璞. 川中—川南过渡带非背斜油气藏的主要特征, 石油勘探与开发 1990,(5)

ON THE CHARACTERISTICS OF THE OIL/GAS POOLS IN THE SICHUAN BASIN

Xiang Dingpu

(Interpretation Center of Seismic Data Processing, Sichuan Bureau of Petroleum Administration)

Abstract

The Sichuan Basin can be divided into the high-scarp structural zone in east and south Sichuan, the flattish and low-flattish structural zone in central Sichuan and the low-flattish and scarp structural zones in northwest Sichuan depending on the structural types. In the basin, the thick sequences of Sinian—Middle and Lower Triassic systems developed mainly with marine carbonate rocks and the Upper Triassic—Middle and Lower Jurassic non-marine sequences. In these sequences, the commercial oil/gas has been discovered with various types of oil/gas pools and the unique characters respectively. Up to date, however, it is proved that the Sichuan Basin is one of the most important natural gas production areas in China with bright oil/gas prospects.