

论川中石炭系油气勘探

陈宗清

(四川石油管理局地质勘探开发研究院)

川中石炭系油气源条件稍逊于川东,但储层、油气运聚和盖保条件等都不比川东差。川中北部局部构造小,断裂发育,古构造部位低,石炭系埋藏深;川中南部,石炭系在古构造发展中一直处于有利于油气聚集的高部位,埋藏较浅,局部构造平缓,断裂少,保存条件好,除有构造圈闭外,并可能有非构造圈闭,如罗渡地层超覆圈闭和代市岩性圈闭,应是勘探的重点区。

这里所指的川中,系华蓥山以西的石炭系分布地区。随着晚石炭世海侵逐渐西进,黄龙期末海水已达营山-广安一线以西,沉积了一套与川东石炭系已知气区完全相似的碳酸盐岩^[1]。为探明其含油气性,已先后在水口场构造钻水深1井和广安构造上钻广参2井(图1),但都产水。为探索失误原因,打开石炭系勘探新局面,本文对川中含油气性重新进行了评价。

一、与川东比较

川中石炭系是川东石炭纪黄龙期海侵沉积向西的延伸部分,同属一个海域的潮上一潮间带的相邻沉积区,不仅岩性相同,其它沉积条件也相似;黄龙组三分段明显,雷音铺段(C_2h^1)^[2]为灰色去云化灰岩及角砾灰岩;福成寨段(C_2h^2)以浅褐灰色至灰色白云岩为主,夹角砾白云岩及鲕粒白云岩,川东段(C_2h^3)为浅褐灰色生物碎屑灰岩。

1. 油源条件

由于石炭系沉积时地处潮上一潮间带,沉积物经常暴露地表受大气氧化,后又上升为陆经受长期风化剥蚀,因此不仅缺乏生油环境,而且即使有也难以保存。故川中与川东相似,石炭系的气主要来自下伏志留系^[3]。然而,川东志留系沉积时地处川湘凹陷斜坡地带,不但沉积巨厚,生油岩厚度大,而且有机质丰度亦高;而川中石炭系残存区则处加里东期乐山-龙女寺古隆起东端斜坡上,志留系不但沉积薄,且已遭到了严重剥蚀,其中部分地区可能已缺失(图1),东至华蓥山志留系则急剧增厚至500m。其与川东石炭系油源岩生油指标比较如表1。

可见,川东志留系生油气岩的厚度、有机质丰度都优于川中,特别是厚度比川中要

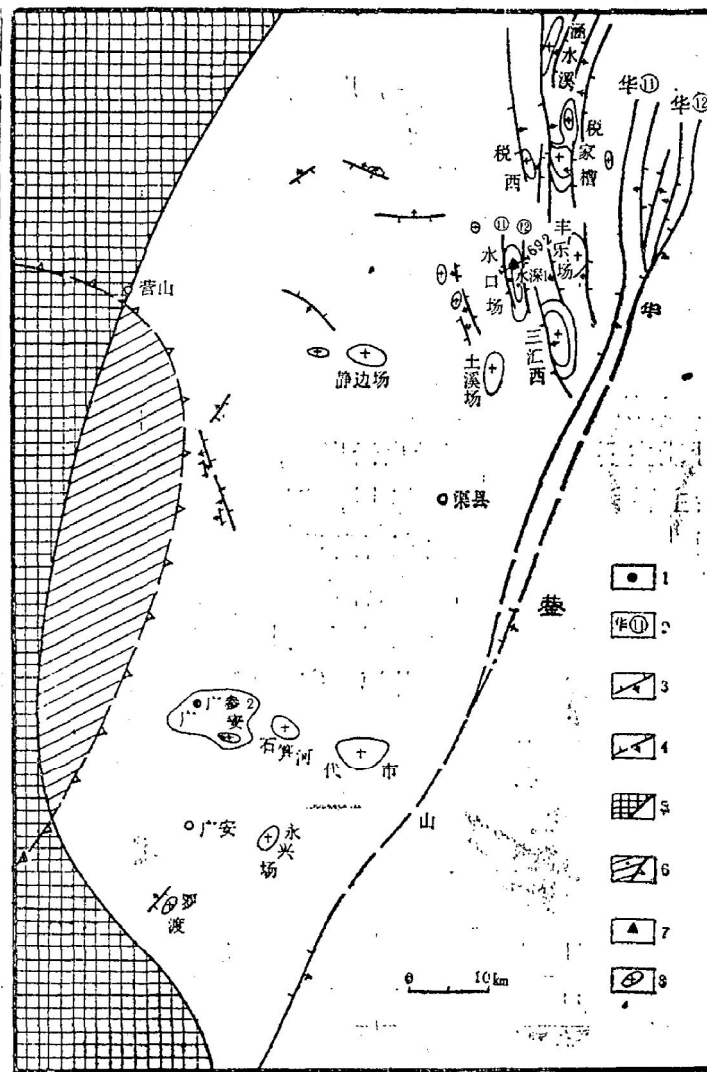


图1 川中地区石炭系残存情况及二叠系阳新统顶面局部构造分布图

1—井位, 2—断层编号, 3—逆断层, 4—推测逆断层, 5—石炭系缺失区, 6—二叠系缺失区, 7—地震解释二叠系向西尖灭点, 8—局部构造

表1 石炭系油源岩生油指标比较表

层系	地区	生油岩厚度(m)		有机碳含量(%)		氯仿沥青“A”含量(%)	
		泥岩	碳酸盐岩	泥岩	碳酸盐岩	泥岩	碳酸盐岩
志留系	川中	0—427		0.13—0.92		0.0044—0.0083	
	川东	362—948		0.06—1.63		0.0070—0.0120	
奥陶系	川中	50—204	35—86	0.12—2.24	0.06—0.09	0.0160—0.0235	0.0093—0.0187
	川东	60—260	45—160	0.08—0.66	0.04—0.09	0.0030—0.0080	0.0230

大一倍多, 经计算单位面积生油量川东比川中大2—4倍¹⁾。但是, 紧邻川中志留系之下的奥陶系亦为生油气层(表1), 虽然生油指标不如志留系好, 然亦有一定的生油气能力, 并可向上覆石炭系供气。因此, 总的来看, 川中石炭系亦有较丰富的油气源。

2. 储集条件

石炭系的储集层, 主要为福成寨段和川东段的白云岩, 该白云岩组分均系周期性暴露水面的潮间带部分灰泥, 因受毛细管浓缩或蒸发泵作用^[4]而形成的准同生白云岩。结构虽以泥、粉晶为主, 但白云石菱面体晶形完好, 晶间孔发育; 由于潮间带粒、砾丰富, 并常有较发育的粒(砾)间孔和微裂缝。当其沉积后上升为陆遭受剥蚀时, 这些孔隙便成为大气淡水淋溶的通道, 故溶蚀孔隙较发育, 成为四川地区较好储层之一。经研究和钻探证实, 川东石炭系储层具有上、下两个孔洞段(加权平均孔隙率即有效孔隙率 $>3\%$), 上孔洞段主要发育于川东段白云岩中, 下孔洞段则主要在福成寨段白云岩内。川东段白云岩主要发育于下部和西部^[2], 因后期已遭严重剥蚀, 故上孔洞段时有时无; 下孔洞段则全区普遍发育, 是川东石炭系的主要产层。川中石炭系的沉积条件和后期改造均与川东石炭系相似, 因之储集条件也相似。唯据已钻的两口井来看, 川东段白云岩不发育(图5), 因残存较少, 是缺少沉积还是剥蚀新致, 尚未查明, 但从沉积相上推测区内白云岩亦应较发育。水深1和广参2井福成寨段全为白云岩, 溶蚀针孔纵贯全层, 加权平均孔隙率 $>3\%$ 的层段累计厚达10.75—23.57m, 占福成寨段总厚的62.5—82.7%, 孔洞段加权总平均孔隙率分别为5.48%和6.29%(表2)。完全可与川东石炭系主要储层福成寨段媲美, 有的甚已过之。

表2 福成寨段孔洞层比较表

项 目	川 中		川 东				
	水深1	广参2	相14	板2	成8	张3	卧48
累计厚度(m)	10.75	23.57	8.1	12.71	16.56	14.99	11.87
占全段厚度(%)	62.5	82.7	84.3	68.4	84.2	54.8	54.3
加权总平均孔隙率(%)	6.29	5.48	5.87	4.71	4.59	4.73	5.18

3. 运聚条件

川东石炭系油气的富集不完全受古构造的控制, 即使长期处于凹陷中心附近的张家场、卧龙河和建南构造也是气田^[3], 只要有圈闭和保存条件好都可以成为气田^[5]。然而, 勘探证实, 在古构造发展上一直处于继承性东倾、晚期变为鼻状隆起的华蓥山东侧, 仍是勘探成效较好的地区之一, 在这一地带已先后发现相国寺和福成寨两个气田, 以及相东、板西和邻北三个含气区, 说明古构造对油气的聚集仍有一定的控制作用。川中石炭系的古构造发展如图2, 在三叠纪前位于东倾单斜之上翘部位, 侏罗纪前处于华蓥山隆起西翼斜坡上, 至白垩纪前则变为在华蓥山鼻状隆起西翼斜坡上, 且都在斜坡之高处; 更重要的是其西侧即为石炭系残存边界, 当油气生成并运移入石炭系储层后, 由

1) 四川石油地质勘探开发研究院, 1984, 四川盆地油气资源评价。

东部和北部凹陷之低处向西部和南部的华蓥山鼻状隆起之高处运移时, 必然会被石炭系向西上倾尖灭所限, 而停滞于华蓥山鼻状隆起的近轴部一带, 故川中石炭系残存区南部应是油气运聚的最有利地区。然而, 于广安西北一带, 作为限制石炭系底部油气散失的志留系泥页岩可能已具侵蚀窗(图1), 可使已运入石炭系的油气从奥陶系逸散, 但考虑到该接触带主要为中、上奥陶统的泥灰岩和泥页岩, 这种逸散的可能性也较小。因此, 只要有圈闭就可能聚集而形成油气藏。

4. 盖保条件

川东地区油气勘探的经验之一, 即凡是所钻构造或地区, 地面已裸露下三叠统嘉陵江组, 除非有其它因素能使气藏与已裸露的嘉陵江组以下地层作非渗透性相隔(如大池干井构造万顺场气藏, 嘉陵江组出露区与气藏之间有池⑤逆断层相隔), 石炭系一般无获气之望。这是川东高陡构造发育区的致命弱点。川中地区却恰恰相反, 由于褶皱平缓, 上覆地层皆很新, 全为侏罗系重庆群, 显然盖层条件相当优越。影响保存条件的另一重要因素是构造上断裂发育与否和对储层的影响如何? 川东地区褶皱强烈, 断裂发育, 不少构造已遭破坏; 川中地区除北部与华蓥山构造带一起形成的构造断裂较发育外, 南部构造俱无断裂破坏, 显然有利于油气的聚集和保存。

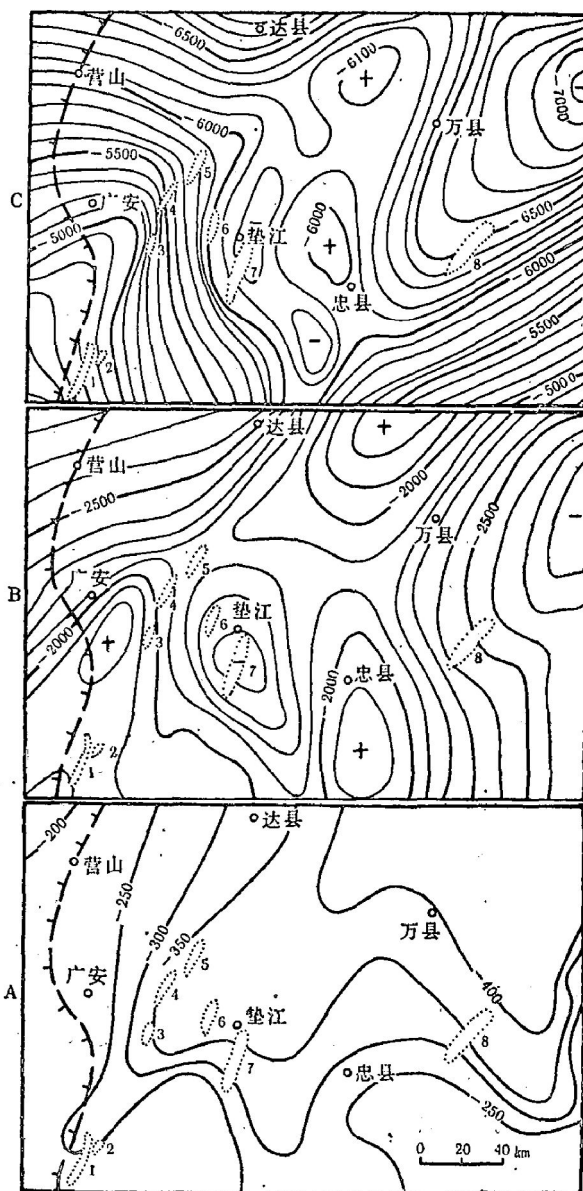


图2 川中-川东地区二叠系阳新统顶面
古构造发展图

A—三叠纪前, B—侏罗纪前, C—白垩纪前; 1—相国寺, 2—相东, 3—板西, 4—邻北, 5—福成寨, 6—张家场, 7—卧龙河, 8—建南

二、钻探失误原因和勘探前景

1. 钻探失误原因

(1) 水深1井: 位于水口场构造北段轴部。水口场地面构造呈三角形, 轴向西北, 圈闭面积达164km²。地下构造正位于地面构造高点部位, 为⑪与⑫两条倾轴逆断层所形成的地垒式构造, 轴向近南北, 闭合面积仅14km²(图1)。上下构造迥然相异。水深1

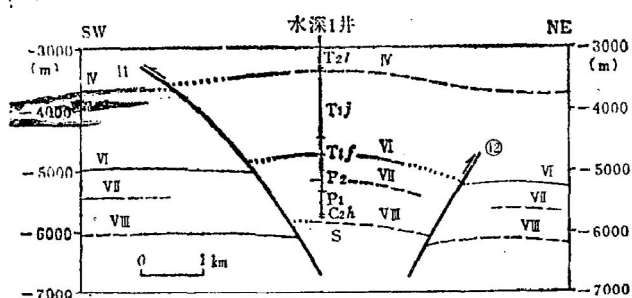


图3 水口场构造692测线地震反射横剖面图

IV—嘉陵江组上部, VI—阳新统顶界, VII—阳新统底界, VIII—志留系底界, T₂l—雷口坡组, T₁j—嘉陵江组, T₁f—飞仙关组, P₂—乐平统, P₁—阳新统, C₂h—石炭系黄龙组, S—志留系, ②—断层编号, 实线—可靠反射, 虚线—可疑反射, 点线—换算段

井石炭系产水, 关键问题是圈闭程度或圈闭形式。根据地震资料, 确定地下构造存在和圈闭的测线只有三条, 如图3穿过水深1井的692测线不仅反射深度与实钻相差达500余米, 且其反射质量很差, 仅构造顶部阳新统顶面(VI)有一段为可靠反射, 其余皆为可疑反射、换算段或无反射(另两条测线也相似); 据川东石炭系研究结果, 如果逆断层两侧阳新统顶面与底面(VII)两个反射层, 其可疑反射段、换算段或无反射区之和, 一般已大于

2km(包括上、下盘)则表示岩层破碎较剧, 地层形迹不清, 常有次级断层伴生或地腹构造形态复杂, 遮挡条件变差, 到目前为止尚未在这些构造上获一石炭系气藏¹⁾。因此, 从地震反射情况来看, 水口场地下构造是较复杂的, 圈闭形态或圈闭与否俱属存疑, 看来构造复杂和破碎是其产水的主要原因。

(2) 广参2井: 位于广安构造西北缘(图4), 石炭系产水原因为钻至圈闭之外, 依据有二: 其一, 从地震反射构造图可见到, 构造北部阳新统顶面最外圈与内圈等高线之间特宽, 其高差仅50m, 过广参2井两等高线之间的倾角不及半度, 在这样平缓的构造上, 欲准确确定其圈闭边界是较困难的, 也许该井已钻在实际圈闭之外; 其二, 广安地面构造是一较大的东西向构造, 它包括阳新统顶面构造上的石笋河和代市两个构造, 很明显圈闭是向下变小, 石炭系位于阳新统顶面之下345m, 其圈闭理应更小。而广参2井在阳新统顶面已位于构造之边缘, 在石炭系则可能已在圈闭之外, 这从该井阳新统茅口组中途测试气水同产已得了证实(日产气近30000m³, 水432m³)。

2. 勘探前景

如前所述, 川中石炭系残存区油气勘探的有利条件, 较之川东地区并不逊色, 有的甚已过之。然而, 亦有不足之处: 其一, 局部构造贫乏, 除北部紧靠华蓥山构造带一隅为断褶带, 有较多小型局部构造外, 其余地区却极少; 其二, 埋深太大, 北部地区钻达石炭系一般都要在5700m以上, 勘探周期长, 成本过高, 兼之构造小, 即使获气, 储量也不会太大, 因此北部在未发现大构造前, 不宜继续钻探。南部相对埋藏较浅, 一般不到5000m即可钻穿石炭系, 而且含油气性条件也比北部好, 因此应是勘探的重点区。勘探的有利圈闭有:

① 构造圈闭: 如图4, 川中南部有广安、石笋河、代市、永兴场和罗渡等五个局部构造, 构造完整、平缓, 无断层破坏, 出露地层新, 保存条件好, 是其有利因素, 但构造面积小, 圈闭幅度不大, 则是其不利条件。考虑到局部构造愈向下则圈闭范围愈小, 故钻探应优选构造面积大和闭合差大的构造, 如广安和代市构造, 而且最好能钻在高点上, 待

1) 陈宗清, 1984, 川东石炭系非背斜圈闭地质条件初步研究总结报告。

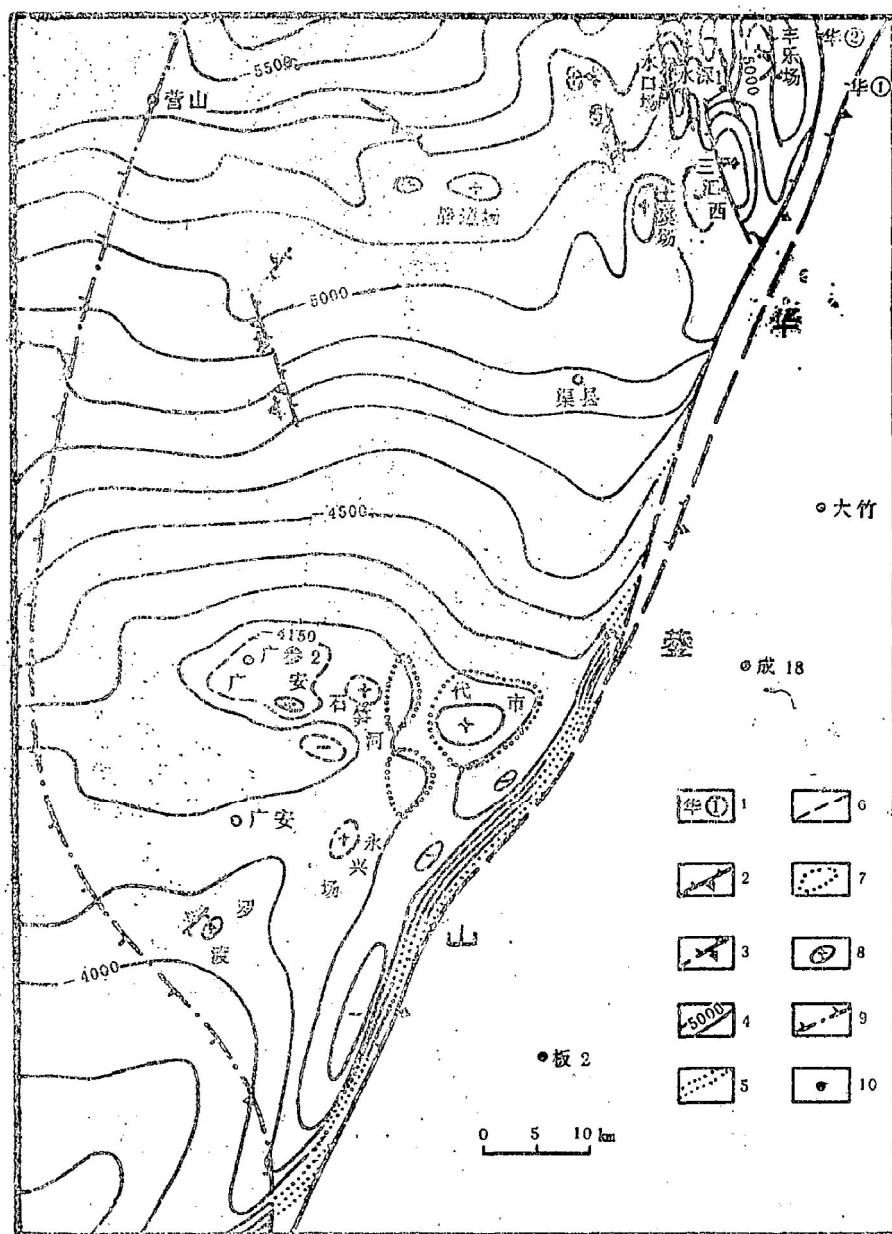


图4 川中地区石炭系岩性圈闭与地层超覆圈闭图

1—断层编号, 2—逆断层, 3—推测逆断层, 4—二叠系阳新统顶面地震构造等高线, 5—推测构造等高线, 6—辅助构造等高线, 7—推测石炭系岩性圈闭区, 8—正向构造, 9—石炭系残存区西部边界, 10—井位

获得成功后再向外探, 这样才能有效地提高勘探成功率。

②岩性圈闭: 根据川东石炭系勘探实践, 气主要产于白云岩内, 因此只要能找到白云岩尖灭带, 并配以适当的构造条件, 即可能找到岩性圈闭油气藏。从图5、4可看出, 在华蓥山东西两侧川东段岩性变化明显, 东侧的福成寨—板桥地区 (如成18和板2井) 白云岩发育, 而西侧的广安和水口场一带 (如广参2和水深1井), 则全无白云岩 (可能因剥蚀或相变造成)。因此, 华蓥山地区应是寻找川东段白云岩向西尖灭的理想地区, 然而由于华蓥山高陡构造带的断褶和剥蚀, 石炭系不仅已多处裸露, 而且构造等高线近南北向密集, 难以构成岩性尖灭圈闭。唯川中广安东西向构造带东端的代市—观音阁一带,

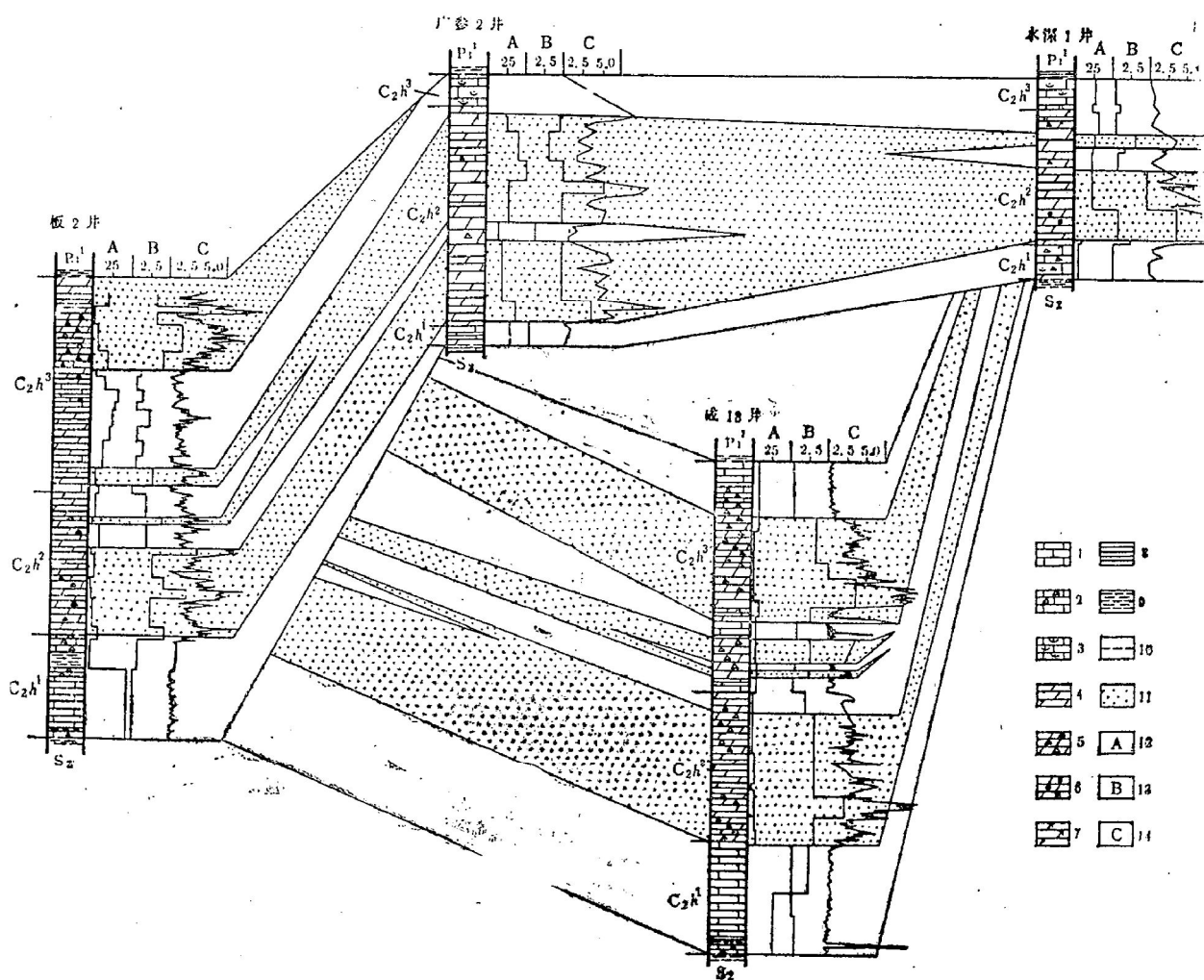


图5 川东—川中地区石炭系孔洞层栅状对比图

1—石灰岩, 2—角砾灰岩, 3—生屑灰岩, 4—白云岩, 5—角砾白云岩, 6—鲕粒白云岩, 7—灰质白云岩, 8—页岩, 9—泥岩, 10—假整合, 11—孔洞层, 12—裂缝密度(条/m), 13—加权平均孔隙率(%), 14—孔隙率(%)

正值广安构造带向东倾伏处, 川东段白云岩向西上倾尖灭, 有三处皆可与向东弯突的构造等高线配置成圈闭(图4), 其中以代市圈闭最大。且该带正处于川东段以白云岩为主的福成寨—板桥地区与全为石灰岩的广参2井之间, 正是岩性变化有利区。如图5, 川东段加权平均孔隙率大于3%的孔洞段也明显地反映出, 由福成寨—板桥地区至广安和水口场构造一带有尖灭现象。因此, 该带地腹石炭系很可能存在有岩性圈闭, 值得重现。其实, 代市的阳新统顶面本身就是一完整的构造圈闭, 在古构造发展上又一直处于对油气聚集有利的较高部位, 因此代市是兼探构造和岩性圈闭油气藏的理想地区, 可先探其已知构造圈闭, 在取得石炭系的含油气性以及川东段的岩性、物性资料后, 再向外扩探岩性圈闭。

③地层超覆圈闭: 如图4, 广安之南石炭系已向南作上倾尖灭, 适与阳新统顶面构造向北东突出的构造鼻形成地层超覆圈闭, 罗渡构造适于其中, 故称罗渡地层超覆圈闭。如以-4100m 阳新统顶面构造等高线为圈闭线, 超覆走向(长)约25km, 向北突出

(宽)约17.5km, 闭合差100余米, 闭合面积约200km²。东与华蓥西向斜相邻, 圈闭突出部分向北经永兴场构造与广安构造带呈逐渐过渡关系, 正北为一东西向缓鞍与广安构造相接。圈闭比广安构造高100余米, 不仅是川中石炭系残存区古构造的最高处(图2), 而且是今阳新统顶面构造的最高处(图4), 是油气聚集的良好场所。兼之, 圈闭面积大, 断裂少(仅罗渡构造之西有一小断层), 出露地层新, 保存条件好, 实为川中石炭系勘探少有的有利地区。当然, 石炭系残存边界是否如此, 尚值得进一步研究, 但其内有罗渡构造圈闭, 可先钻已知构造圈闭, 待成功后再向外扩探。

参 考 文 献

- [1] 陈宗清, 1985, 沉积学报, 第3卷, 第1期。
- [2] 陈宗清, 1985, 地质学报, 第59卷, 第2期。
- [3] 陈宗清, 1982, 石油学报, 第3卷, 第1期。
- [4] 刘宝瑞等, 1980, 沉积岩石学。地质出版社。
- [5] 陈宗清, 1983, 石油与天然气地质, 第4卷, 第3期。

ON CARBONIFEROUS HYDROCARBON EXPLORATION IN CENTRAL SICHUAN

Chen Zongqing

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development,
Sichuan Petroleum Administration)

Abstract

The source rocks of discovered Carboniferous gas region both in central and east Sichuan are underlying Silurian System. Though the thickness and organic abundance of the source rocks in central Sichuan are not as good as that in the east part, the Ordovician System in central Sichuan is also fine source rock, which may make up a defect for Silurian. The porous bed of the Fuchengzhai member in central Sichuan—the main reservoir—could be compared with that of east Sichuan whether in the total thickness or the thickness percentage of the whole member and the weighted mean porosity. The southern part of central Sichuan is in the upper part of a uplift, conditions for hydrocarbon migration and accumulation are no less favourable than that of east Sichuan. In especial, cap and trap conditions are evidently superior to that of the east.

In consideration of the above conditions, the author proposed not to do more drilling in the north part, and that the south part should be an important target for hydrocarbon exploration in central Sichuan.