

中国南部海相碳酸盐岩油气保存条件

潘国恩

(江汉石油管理局, 湖北潜江 433124)

杨传忠

(滇黔桂石油勘探局, 昆明 650201)

我国南部有三种不同类型的保存区: ①古生界裸露区; ②中生代盆地覆盖区; ③推覆构造的锋带区。中三叠统一侏罗系、志留系和下寒武统均为有效的区域性盖层。有利保存区必须同时具备纵向上良好的封盖条件和横向封闭性的水文条件。全区以石柱复向斜和赤水地区的保存条件为最佳。

关键词 中国南部 海相 碳酸盐岩 油气保存条件

第一作者简介 潘国恩 男 56岁 高级工程师 石油地质

位于秦岭-大别山以南, 龙门山、哀牢山以东的我国南部地区, 海相碳酸盐岩分布总面积近 $200 \times 10^4 \text{ km}^2$, 自上震旦统至下三叠统, 发育多套成油气组合, 生油岩累积厚度达数千米, 具有雄厚的成油气物质基础。沿江南隆起两侧的贵州麻江、湖南黄村、湖北通山半坑、安徽太平西山、浙江康山、泰山等地, 发现了一系列的古油藏或沥青矿床, 以及贵州凯里奥陶系、江苏句容下三叠统钻获油流等事实, 不但表示区内海相地层在地史期间有过广泛的成油气过程, 而且证明该区的原始海盆曾是含油气盆地。

新中国成立以来, 对南方海相地层的油气勘探, 投入了较大的工作量, 除上扬子四川盆地成效较好外, 中、下扬子及华南褶皱系的广大地区, 均未获得实质性进展。这是因为印支期以来强烈的构造运动, 对油气保存造成了严重的影响, 只有具备良好保存条件的地区, 才具有勘探前景。

一、油气保存的三种类型区

印支期以来历次构造运动的性质及强度, 在不同地区存在着差异, 以致不同地区、不同层系(组合)的油气保存条件迥然不同。总体看来, 南方海相地层油气保存形式可分为三大类型区: (1) 古生界裸露区; (2) 中、新生代盆地覆盖的多旋回复合盆地区; (3) 推(滑)覆构造区。其中, 第(2)类地区的江苏句容下三叠统曾获得过工业油流, 波阳盆地东部的鸣山地区的二、三叠系发现油气显示。凡古生界生油岩有机质演化程度较低, 目前尚处于液态烃阶段或具二次生油生气条件的地区, 均具寻找该类保存形式的油气条件。该类地区除可寻找古生界内幕的油气外, 还可寻找印支-燕山面(风化壳)的油气, 以及“古生新储”(古生界油气运移至白垩-第三系内储集)型次生油气藏。第(3)类地区柔性拆离层对下伏生油气岩系

具有良好的封盖作用，纵向上生、储层又多次重复，为油气聚集提供了较好的物质基础。江南隆起两侧及淮阳隆起南侧，普遍存在规模不等的逆冲推覆构造，应是今后重视开拓的勘探领域。本文论述的重点是（1）类地区的油气保存条件，因为这是关系到约 $100 \times 10^4 \text{ km}^2$ 的碳酸盐岩裸露区的油气远景评价问题。

二、碳酸盐岩裸露区区域盖层的有效性

构造因素对油气保存条件的影响，集中反映在区域盖层的封闭条件和水文地质开启程度上。因此，“七五”期间加强了这两方面的研究，使研究工作由定性评价向定量评价迈进一步。

区域性盖层是南方海相碳酸盐岩区含油气远景的关键条件，对区域性的油气保存起控制作用^[1]。可分为全区性的和地区性的两种。前者为中三叠统至侏罗系、志留系、下寒武统（表1）；后者为黔南地区中、上泥盆统。上述区域盖层，均为以泥质岩为主的碎屑岩类组合，厚度数百至千米以上。

表1 区域盖层特征简表

地 层 特 征	中三叠统一侏罗系	志留系	下寒武统
岩 性	泥页岩夹砂岩及煤层	泥页岩夹粉砂岩及泥灰岩	泥岩夹泥灰岩
分布状况	小面积零星分布	较大面积连片分布	大面积连片分布
总面积 ($10^4 \times \text{km}^2$)	5±	35±	45±
厚度 (m)	1000—4000	1000—3000	200—1200

此外，还有由各种岩类形成的隔盖层（内盖层），一般由单一岩性（泥岩、膏盐岩或致密碳酸盐岩等）组成，厚数米至数十米，仅对某一油气藏起封盖保护作用。

（一）盖岩的物性特征

1. 孔隙度、渗透率

据对七种常见盖岩的测定结果（表2），以膏岩的孔、渗值最低，对油气的封盖能力最强；其次为泥岩、泥灰岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩；致密灰岩、白云岩的孔渗值相对较高，对油气的封盖能力较差。

表2 不同盖岩孔渗参数测试结果表

岩 性	孔隙度 (%)	渗透率 (μm^2)	密 度 (g/cm^3)
膏 岩	0.2—0.6	$2 \times 10^{-9} - 1 \times 10^{-9}$	2.906
泥 岩	0.5—2.5	$10^{-9} - 10^{-7}$	2.656
泥灰岩	0.5—3.0	$10^{-8} - 10^{-7}$	2.678
粉砂质泥岩	0.5—3.0	$10^{-9} - 10^{-6}$	2.666
泥质粉砂岩	0.5—4.0	$10^{-8} - 10^{-6}$	2.671
致密灰岩	0.5—4.0	$10^{-8} - 10^{-4}$	2.653
致密白云岩	0.5—4.0	$10^{-7} - 10^{-4}$	2.732

针对研究区的区域盖层以泥质岩为主要的特点，对不同时代，不同含砂量，以及相同时代、不同埋深条件泥岩的孔渗性做了测试，结果表明：泥质岩的时代越老，孔渗性越差（表

3); 同层位泥岩, 随埋深增大, 孔渗性变差 (图 1、2); 泥岩含砂量在 8% 至 25% 之间时, 其孔渗值随含砂量增大而增大 (表 4)。因此, 评价时应考虑相带及埋深对封盖能力的影响。

表 3 不同时代泥岩孔渗参数对比表

层 位	孔隙度 (%)	渗透率 (μm^2)
J ₂	4.5	10^{-6}
J ₁	2.0	10^{-7}
J-T ₂	0.83	10^{-7}
T ₂	0.51	10^{-8}
D	0.47	10^{-8}
S	0.8	10^{-8}
G ₁	0.7	10^{-9}

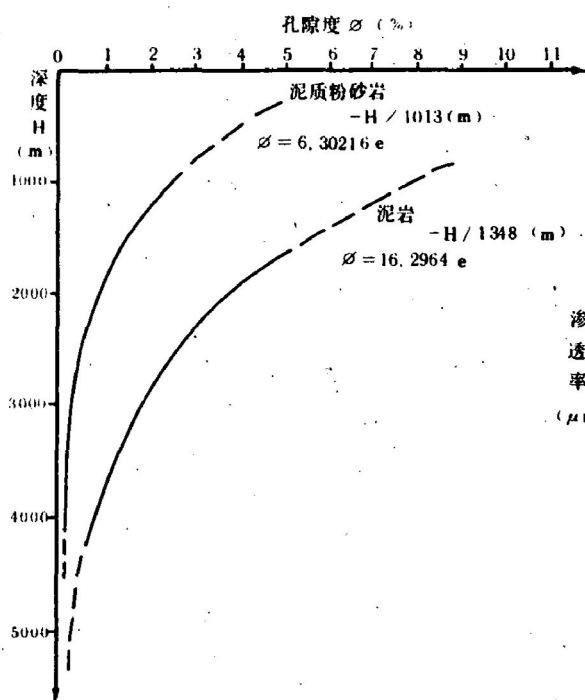


图 1 孔隙度-深度变化关系图

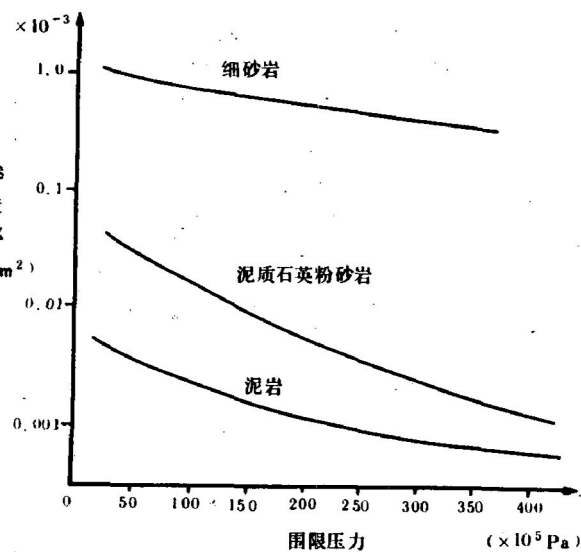


图 2 渗透率-围压 (埋深) 关系图

表 4 泥岩含砂量与孔渗性关系表

岩 性	含砂量 (%)	孔隙度 (%)	渗透率 (μm^2)	密 度 (g/cm^3)
泥 岩	8	0.82	$<10^{-9}$	2.56
含粉砂质泥岩	10	0.85	$<10^{-9}$	2.66
粉砂质泥岩	15		1.34×10^{-7}	2.69
粉砂质泥岩	25	2.54	2.88×10^{-6}	2.70

2. 突破压力

我们采用压汞法对不同岩性盖岩的测试结果见表 5。

表5 盖岩物性参数测试数据表

岩性 \ 参数	突破压力 P_c	突破半径 R_c (nm)	优势孔隙范围 (nm)	封闭系数
膏岩	>700	<1.8	<1.8	>17
泥岩	700—120	5—18	1.8—6.3	17—3
粉砂质泥岩	200—50	7—15	2.2—10	3—1.5
泥质粉砂岩	100—50	15—20	7.1—25	2—1
致密灰岩	80—60	20—25	5—28	1.5—0.5
致密白云岩	80—30	20—35	10—35	1.5—0.5

从表5看出：膏岩的突破压力最大，突破半径最小，优势孔隙分布范围最小，封闭系数最大，故其封盖性能最强。其次依序为：泥岩、粉砂质泥岩和泥质粉砂岩。致密灰岩和白云岩的封盖性能相对较差。

就泥岩而言，时代越老，突破压力越大。据计算，区内的泥岩具有封盖大于500 m气柱高度的能力，均属优良的盖岩（表6）。

表6 不同时代泥岩突破压力对比表

层位	突破压力 P_c (MPa)	封闭气柱高度 (m)
J ₂	41.3	490
J ₁	43.4	510
J—T ₃	49.8	590
T ₂	76.0	900
D	79.3	940
S	182.0	2100
E ₁	>740	>8000

（二）盖岩的力学性质

盖岩力学性质的研究非常重要^[2]。我们对盖岩作了单轴抗压强度、弹性模量、泊松比、硬度、塑性系数和压缩系数等力学参数的测定（表3），以及三轴抗剪试验。

表7 盖岩力学性质测试数据表

岩性 \ 参数	抗压强度 (MPa)	弹性模量 (10 ⁴ MPa)	泊松比	硬度 (MPa)	塑性系数	压缩系数	分类
膏岩	24.50	1.11	0.24	535.83	2.14	4.75	软塑性
泥岩	36.93	2.3	0.11	441.26	1.48	5.67	中软塑脆性
粉砂质泥岩	36.52	3.09	0.19	584.01	1.4	2.62	中硬塑脆性
泥质粉砂岩	21.14	2.45	0.15	346.0	1.57	3.6	中硬塑脆性
泥质灰岩	44.23	4.14	0.17	776.0	1.66	1.37	硬脆性
灰岩	44.80	2.04	0.18	1124.34	1.46	2.68	
白云岩	37.35	4.86	0.21	1218.68	1.43	1.38	

碳酸盐类岩石（灰岩、白云岩、泥灰岩）属于硬脆性岩石，在受力过程中变形量小，易产生脆性破裂，封盖性能相对较差。膏岩的抗压强度、硬度偏小，塑性系数、压缩系数较大，

在高温、高压条件下,变形较大却不易产生裂缝,具有很好的封盖能力。泥质岩类,随其含砂量不一,各参数的数值变化较大,随含砂量的增多,其抗压强度、硬度均相应增大,基本呈线性关系;但当含砂量超过一定数值,岩性变为泥质粉砂岩时,其抗压强度、硬度却明显降低(图3,4),原因可能与胶结物成分有关。总体看来,泥质岩类的各项参数值大体介于碳酸盐岩和膏岩之间,属于塑脆性兼有的岩石。受力作用后,其裂缝发育程度,应低于碳酸盐岩而高于膏岩。

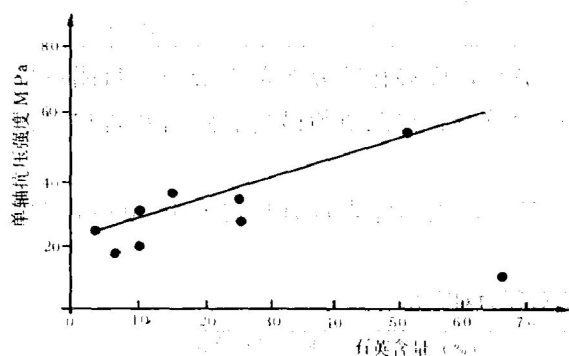


图3 泥岩含砂量与抗压强度关系图

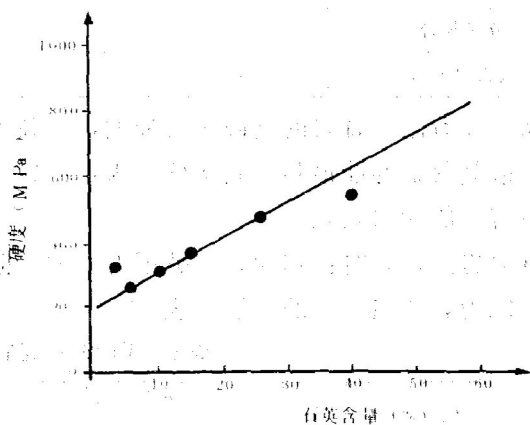


图4 泥岩含砂量与硬度关系图

三轴抗剪试验的成果,有助于深入认识泥岩裂隙发育的机理。该项试验是在保持侧向压

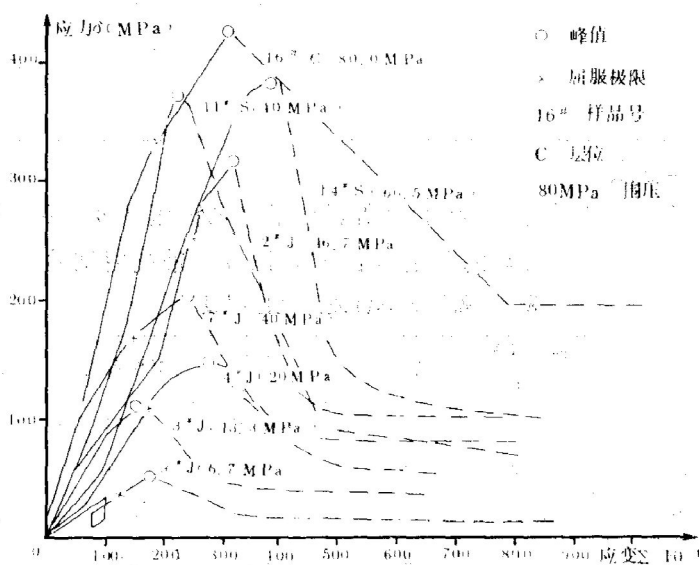


图5 应力-应变全过程曲线

力不变的条件下,增加轴向应力来获得应力-应变全过程曲线(图5)。该曲线中有地质意义的是:屈服极限点和强度极限点。前者反映在外力作用下,岩石弹性变形阶段结束和相应的应力;后者则为岩石受力破坏前所承受的最大应力。试验结果:岩石的屈服极限为围压的3—7

倍,其中以4—5.5倍的频率最大占73.3%;强度极限为围压的4—7倍频率最高占66.2%。

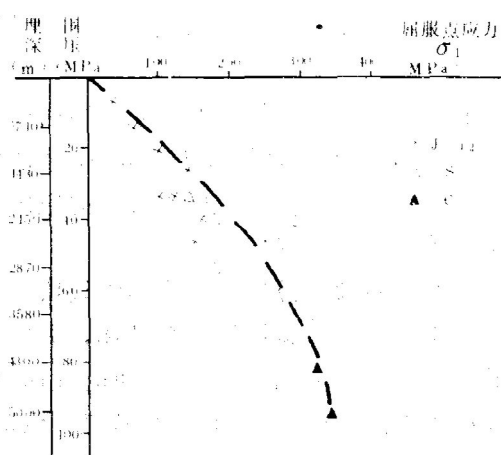


图6 三轴抗剪试验围压(深度)
与屈服点应力关系图

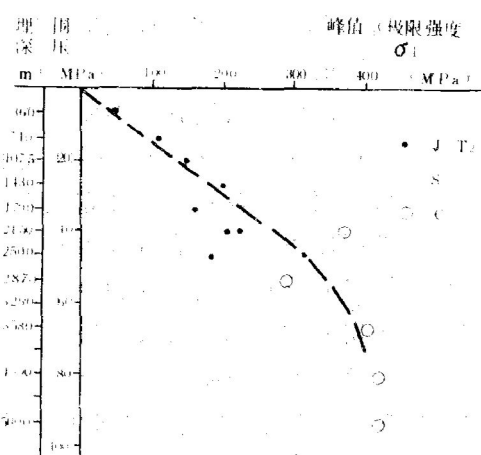


图7 三轴抗剪试验围压(埋深)
与极限强度关系图

随着围压的增大,屈服极限和强度极限随之有规律地增大,表明随着埋深增大,泥岩的抗剪、抗压能力增强(图6、7),裂缝发育程度越差。此外,从应力-应变全过程曲线得出:随着围压的增加,岩石的塑性变形阶段(峰值压力与屈服极限点压力差)相应增大。由围压6.7MPa,应力差12.8MPa;到围压80MPa,应力差达92.4MPa。从这一结果引伸,压力、温度越高,越有利泥岩的塑性转化,越不易产生裂缝。即区域盖层,埋深愈大裂缝发育程度愈差。

表8 盖岩封盖性能定量评价指标数值表

等级	渗透率 (μm^2)	孔隙度 (%)	突破压力 Pe (MPa)	突破 半径 (nm)	优势 孔隙 (nm)	封闭高度 (m)	封闭系数 (%)	强度 (MPa)	硬度 (MPa)	塑性 系数	封闭 性能	代表岩性
I	$\leq 10^{-9}$	≤ 0.5	≥ 740	≤ 1.8	≤ 1.8	> 8000	≥ 17	10—30	100—500	5—2	最好	膏岩
II	$10^{-9}—10^{-7}$	0.5—1.5	300—120	5—10	1.8—5	3000—2000	5—3	30—40	250—500	2—1.5	良好	泥岩、页岩
III	$10^{-7}—10^{-6}$	0.5—2.0	120—80	10—20	5—10	2000—800	3—1.5	30—50	500—1000	2—1.5	较好	粉砂质泥岩 泥质粉砂岩
IV	$10^{-6}—10^{-5}$	0.5—3.0	80—60	20—30	10—20	800—400	1.5—0.5	40—100	1000—2000	1.5—0	较差	致密灰岩 致密白云岩

从研究区的实际情况出发,选择了渗透率、突破压力等10项参数,作为盖岩封盖性能的定量评价指标,将盖岩分为四级(表8)。需要说明的是,碳酸盐岩虽不宜作为区域盖层,但在一定地质条件下,致密者可以作为局部构造内油气藏(层)的直接盖层(内盖层),起到分隔不同油气藏(层)的作用^[3]。故仍具有一定的意义。

区域盖层是由不同岩类的岩层组成的一套岩系,封闭的有效性,还取决于盖层的均质程度、厚度、埋深以及横向分布的连续性、稳定性等。

区内区域盖层以泥、砂岩为主的组合,均质程度取决于泥岩层与砂岩层的厚度比例。据对地面、井下大量剖面的岩性统计,泥砂岩比例为75%以上者属均质盖层,如滇东、湘鄂西

的下寒武统区域盖层；泥砂比例在50%—75%之间，属较均质盖层，如南盘江秧坝地区的中、下三叠统，川东石柱复向斜中三叠统至侏罗系及鄂西利川复向斜的志留系等等；泥砂比例小于50%者为非均质盖层，如贵州长顺—平塘的中泥盆统、南盘江的中、下三叠统。均质盖层最优，非均质盖层最次。

区域盖层内泥质岩盖层到底多厚才能起到有效的封盖作用？经对鄂西及黔东、黔西南等地已知区的分析认为：泥质岩的总厚度大于300 m，且其主要发育段埋深大于500 m，才能成为有效的区域盖层。这就是一些裸露地表的志留系区域盖层，油气保存条件不理想的原因所在，可能与低围压条件下，裂缝较为发育，失去封盖性能有关。

区域盖层横向分布的连续性和稳定性，对油气保存至关重要。燕山期以来的强裂块断活动，对区域盖层的破坏影响极大。块断活动强烈区，不但造成区域盖层连续性破坏，失去封盖能力，还常导致水文地质条件开启程度增高，而不利于油气保存。因此，在区块的选择上，必须“趋利避害”、“动中找静”、“破中选好”，注意选择褶皱强度较弱、区域盖层连续、稳定，断裂不太发育的复向斜带、拗陷区为宜。

三、水文地质条件

水文条件的开启程度，是评价油气封存条件优劣的依据，而水化学特征，则是判别水文条件开启程度的手段。

(一) 纵向水文开启程度

1. 地下水化学垂直分带

由于地表水向下渗入、交替的差异，纵向上的水化学特征呈现分带特点，反映水文开启程度的差异。区内地下水可分为三个水化学带，即自由交替带、缓慢交替带（混合带或过渡带）及交替停滞带（表9）。

表9 地下水化学分带数据表

地下水化学特征	水 化 学 带		
	自由交替带	缓慢交替带	交替停滞带
矿化度 (g/l)	0.2—3	3—35	>35
氯离子含量 (g/l)	<0.2	0.2—15	>18

2. 影响因素

(1) 盖层质量

盖层能否有效地阻止地表水向下渗入,可直接影响地下水化学分带的纵向深度。建南、赤水两个具工业性气藏的地区,由于上三叠统至侏罗系区域盖层的质量不一,前者均质程度较高,泥质岩较发育,自由交替带下限深度约为 200m,缓慢交替带 200—500 m,500 m 以下则为交替停滞带;后者,由于均质程度相对较低,泥质岩相对较少,以致水化学带的分布深度相应较大。以旺隆构造上的赤 2 井为例,自由交替带的深度为 0—780 m;缓慢交替带为 780—1410 m;1410 m 以下,为交替停滞带(图 8)。

地 层	剖面	井 深 (m)	矿 化 度 (g/l)	氯 离 子 含 量 (g/l)	水 型
重 庆 群	J _{2-3c}	437	0.148—0.310	0.026—0.155	NaHCO ₃ Na ₂ SO ₄
自 流 井 群	J _{1-2z}	782	0.293—0.330	0.142—0.159	NaHCO ₃ Na ₂ SO ₄
须 家 河 组	T _{3+j}	1163	2.626—3.071	0.242—0.274	Na ₂ SO ₄ MgCl ₂
嘉 陵 江 组	T _{1+j}	1370 1410 1522	2.902—6.978 10.432—25.721 45.032—57.174	0.152—3.046 5.307—14.312 24.636—31.450	Na ₂ SO ₄ MgCl ₂ CaCl ₂ CaCl ₂

图 8 赤水旺隆背斜赤二井水化学特征剖面图

(据 49 个水样分析资料整理)

(2) 断层性质及规模

断层面(以正断层为主)是地表水向下渗入的良好通道;断层的切割使区域盖层的连续性、完整性受到破坏,封盖能力降低甚至丧失。

区内的区域盖层厚度为数百至千米以上,因此,只有落差较大(数百米以上)的区域性大断层,才可能造成区域性盖层的严重破坏。宜都构造东段有正断层 116 条,逆断层 25 条,最大落差 300 m,一般 100 m 左右,而下寒武统页岩盖层厚 440—610 m,所以盖层横向连续

性并未遭到破坏,仍具有较好的封盖作用,钻探发现灯影组含水层具有统一的水位标高。

值得注意的是:逆断层常具有阻止地表水向下渗透的能力,不会波及断面下水化学性质的变化。

(二) 横向水动力条件

横向水动力条件——今水文供泄水系统,对油气保存有较大的影响。如建南气田嘉三段白云岩储集层,其上有嘉四、嘉五段厚数十米的石膏层作为直接盖层,纵向水化学分带在侏罗系下部已属交替停滞带,然而钻探结果却全为水层。这是因为该层在齐岳山、方斗山复背斜带上已广泛出露,为地表水的大量渗入提供了条件;此外,富含石膏的嘉四、嘉五段盖层,处于今地形的谷地或地表径流的汇集区,形成一系列沿地层分布的串珠状落水洞,也为地表水向复向斜内大量渗入提供了便利。因而严重的横向冲刷成为该层只产水不产气的原因。建南构造东侧的盐井构造,亦因紧靠齐岳山复背斜带,受到强烈的地表水的横向冲刷,使长兴组及其以上目的层以产水为主,失去了勘探价值。宜都构造油气保存条件差,亦是类似原因。

根据水位等值线图 and 地下水矿化度、水型等资料的综合分析,区内存在三种水动力系统区:

1. 渗入水动力系统区 具明显的供、泄水区,有效水位标高,近于等梯度下降,其间没有异常水压区出现,地下水矿化度一般小于 10g/l , 富含 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 离子及氮气。地下水流方向,多与地表水径流方向一致,供、泄水区水位高差达 1000 m 左右,如此强烈的横向水动力作用,对区域油气的保存造成了严重的影响。

2. 受渗入水影响的沉积承压水动力系统区 指在一个储集单元内,由于构造部位不一,邻近供水区的地区(构造),受地表渗入水的横向冲刷较强,水位标高处于供、泄水区水位之间,地下水矿化度低,不利于油气保存,如鄂西盐井构造上的飞三段目的层;而远离供水区则相反,如与盐井构造以向斜相隔的建南构造的飞三段,因未受地表水横向冲刷的影响,仍保持了原始沉积的水化学特征,地下水矿化度高,大于 35g/l ,水位标高与静水位标高一致,利于油气保存,或为工业性气层(藏)。

3. 沉积承压水动力系统区 指整个储集单元内,未受任何地表水横向冲刷影响的沉积水封存区,水矿化度高,大于 35g/l ,地下水位标高大于地表供水区的水位标高,对油气保存最为有利。

在勘探选区或局部构造评价时,对横向水动力条件对区域油气保存的影响应予十分注意,切勿只注重纵向水文地质条件的封闭性,而忽视了横向的开启性。一定要选择距供水区较远,其间又有深向斜或区域性逆断层相隔(逆断层常是区域水动力系统的分界线)的地区或构造。

四、有利油气保存区评价

(一) 古生界裸露区

以区域盖层和水文地质条件为依据,制定了油气保存条件的区域综合评价标准(表10)。其中,一级保存区,为油气田的有利分布区;二级保存区,仅部分地区或构造具含油气远景;三级保存区,为缺乏勘探价值的不利区。

根据表列标准,对资料较多的中、上扬子区,进行了分区评价,下扬子区及华南褶皱系,因资料限制,仅涉及南盘江地区,其余地区有待今后进一步完善(表11)。

表 10 区域油气保存条件综合评价标准表

项目	评价内容	评 价 标 准		
		一级保存区	二级保存区	三级保存区
区域盖层条件	封闭性(级)	I—II	II—III	IV
	厚度(m)	>300	>300	<300
	埋深(m)	>500	>500	<500
	均质程度	均质	较均质	非均质
	分布情况	大面积连片分布	较大面积连片分布	小面积零星分布
水文地质条件	水化学带	交替停滞带	缓慢交替带	自由交替带
	水动力条件	沉积承压水动力系统	渗入水影响沉积承压水动力系统	渗入水动力系统

表 11 区块油气保存条件综合评价表

地区	盖 层						水文地质条件		评价结果
	时代	封闭性	厚度(m)	均质程度	埋深(m)	分布面积(km ²)	水化学带	水动力系统	
赤水	T ₂ —K	I	1000±	较均质	1000±	3000	交替停滞带	沉积承压水	I
	S	I	700	均质	3000	3000	交替停滞带	沉积承压水	I

湘鄂西中央背斜带、宜都-鹤峰背斜带及花果坪、桑植-石门复向斜	S	I	1500—2000	较均质	0—1500	30000	自由交替带 缓慢交替带	渗入水动力系统	II
	Є ₁	I	600—1200	均质	300—3500	53000	自由交替带缓慢交替带交替停滞带	渗入水动力系统及沉积承压水系统均有	II为主,局部为I或I
当阳复向斜(南部)	T ₂ —J(K—E)	I—II	1134—2678	较均质	>2000	6200	交替停滞带	受渗入水影响的沉积承压水动力系统	I
沉湖复向斜	T ₂ —J(K—E)	I—II	500—1800	较均质	>2000	6000	交替停滞带	受渗入水影响的沉积承压水动力系统	I(西部) I(东部)

(二) 中生代盆地覆盖区及推(滑)覆构造锋带区

1. 中生代盆地覆盖区

据现有资料分析,下列盆地或地区均具不同程度的勘探前景:江汉、苏北(南部)、苏皖南部无为—望江、南陵、句容、常州、洞庭、波阳(南部)、衡阳(南部)以及吉泰(南部)等

等。上述地区,有的以勘探古生界油气为主,如江汉盆地等;有的以勘探“古生新储”型次生油气为主,如洞庭、衡阳、吉泰等盆地;有的则两者兼有,如苏皖南部的各盆地。

2. 推(滑)覆构造的锋带区

江南隆起两侧及淮阳隆起南侧均存在一定规模的逆冲推覆构造,推覆的锋带区与中扬子早古生代的南、北陆缘带基本吻合,为有利的古生界含油气远景带。但受后期块断作用和火成岩活动的影响,工作难度很大,只能在深入认识其油气赋存条件的基础上,通过典型解剖,在获得成效后,才宜扩大勘探。

总之,南方海相地层的油气勘探,应从全局出发,统一规划,明确近期、中长期的方向和目标,按系统工程网络,统一部署。对近期增储上产的现实地区,如石柱复向斜及赤水地区,应积极地不断扩大成果;对近期可望突破的地区,如沉湖、当阳、秧坝、凯里-黄平、苏皖南部各盆地,应加快步伐,争取早日突破;对具远景但难度相对较大,且面貌还不够清楚的地区和层系,如江汉盆地地腹及下扬子的下古生界、南盘江坳陷等,应投入一定的工作量,尽早开辟有利的勘探战场;对具潜在油气远景的推覆构造区,近期应以深入的综合研究为主,辅以适量的物探,待条件成熟时,再进行实质性的勘探。

参 考 文 献

- 1 包 沃. 天然气地质学. 北京: 科学出版社, 1988.
- 2 罗蛰潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构. 北京: 科学出版社, 1986.
- 3 杨传忠, 刘 鑫. 碳酸盐岩油气盖层研究. 天然气工业, 1991, (6).

OIL-GAS PRESERVATION CONDITION OF MARINE CARBONATE ROCKS IN SOUTH CHINA

Pan Guoen

(Jianghan Petroleum Administration, Qianjiang, Hubei)

Yang Chuanzhong

(Petroleum Exploration Bureau of Yunnan-Guizhou-Guangxi Region, Kunming)

Abstract

Marine carbonate rocks in South China cover an area of $200 \times 10^4 \text{ km}^2$. From Upper Sinian to Lower Triassic, the total thickness of source rocks is up to several thousand meters with rich organic matter. But preservative condition underwent serious damage as intensive tectonic movements took place in Indo-China period. As faults and denudation caused surface water to destroy reservoir, thus favourable preservation region must be

the one that has fine cover rocks in vertical and good sealing hydrogeological condition in horizontal. The Middle Triassic-Jurassic, Silurian, Lower Cambrian in the study area are perfect regional cover rocks which may seal gas reservoir with more than 500m high gas column. There are three kinds of preservation area; 1. Palozoic bare zone; 2. Mesozoic covering zone; 3. The frontal zone of nappe structure.