

中扬子地区海相碳酸盐岩石油地质 特征及远景评价

胡明毅 戴卿林 朱忠德

(江汉石油学院地质系, 湖北江陵 434102)

严金泉

(江汉石油管理局勘探开发研究院, 湖北潜江 433124)

中扬子地区经历了基底形成、地台发育、后地台改造三个演化阶段。该区上震旦统至中三叠统以海相碳酸盐岩沉积为主, 厚达6000—10000 m。海相沉积生油层系多、厚度大, 母质类型以I型干酪根为主, 处于成熟—高熟阶段; 具备多种储集空间和良好的生储盖组合条件。以石柱复向斜、当阳复向斜和沉湖复向斜含油气远景最好。

关键词 中扬子地区 碳酸盐岩 含油气区 含油远景评价

第一作者简介 胡明毅 男 27岁 讲师 石油地质及沉积学

中扬子地区位于扬子准地台的中部, 北以襄广断裂为界, 南至黔阳-溆浦-安化断裂, 东以郟庐断裂、西以齐岳山断裂分别与下、上扬子区相邻。总面积约 $20 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。该区上震旦统至中三叠统主要为一套海相碳酸盐岩沉积, 总厚度约6000—10000 m。经过多年的油气普查勘探, 笔者认为中扬子地区海相碳酸盐岩具备形成工业性油气田的客观地质条件, 应加速研究和勘探。

一、沉积发育与盆地演化历史

研究区是扬子地台的一部分(图1), 其沉积发育与盆地演化经历了如下三个不同的阶段:

(一) 基底形成阶段

根据航磁、重力和前震旦系变质岩露头资料的综合解释, 中扬子陆壳的形成是以晚太古代江汉微型陆核为基础, 在中、晚元古代通过南北陆缘带多期沉降、褶皱固结作用而形成的。例如在黄陵背斜核部出露的崆岭群中、深变质岩系, 据长春地质学院与宜昌地质矿产研究所等单位对其进行变质年龄值测定, 下部为2300—3100 Ma, 上部为2349—2375 Ma和1560—1570 Ma^[1], 其时代属晚太古代—早元古代。

区内变质岩结晶基底在构造性质上具有三分性。中部为江汉NWW向陆核隆起带, 其性质为中、深变质岩和各类混合岩的刚性结晶基底。南部靠江南隆起呈近EW向延伸的坳陷带,

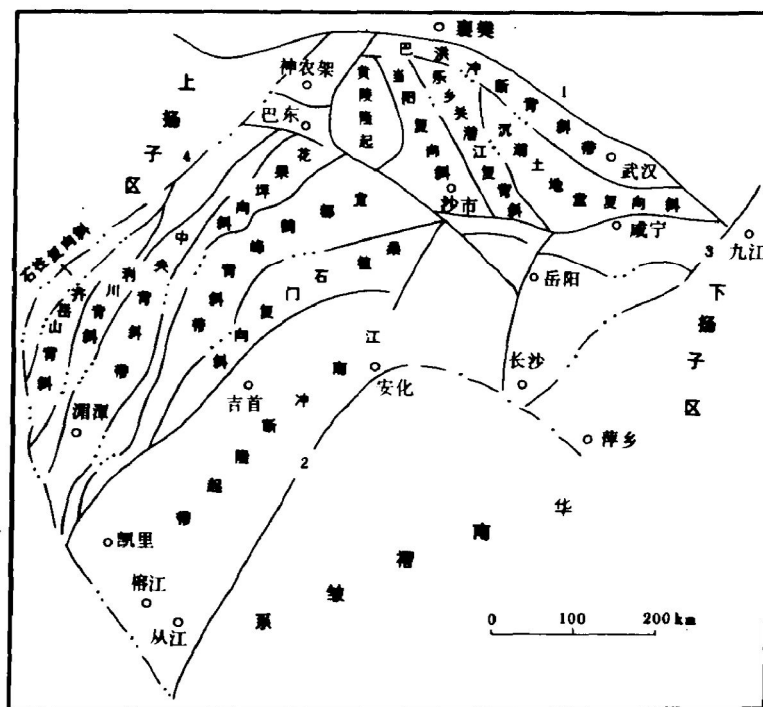


图1 中扬子地区构造单元区划略图

1—襄广断裂, 2—黔阳-淑浦-安化断裂, 3—郑庐断裂, 4—齐岳山断裂

称江南裂陷槽褶皱带, 主要由砂、泥质浅变质岩组成。北部沿南大巴山-大洪山呈近 EW 向延伸的坳陷带, 称鄂北槽褶皱带, 主要由浅变质、镁质碳酸盐岩组成。

(二) 地台发育阶段

距今 10—8 亿年的晋宁运动是该区构造体制大转变的重要事件, 即由地槽转化为地台。之后, 自震旦纪至中三叠统, 形成了总厚度约 6000—10000 m 以海相碳酸盐岩沉积为主的地台型沉积建造。

1. 震旦-加里东沉积旋回

自晋宁运动区域陆壳变质基底形成以后, 中扬子南、北缘均处于拉张为主的构造环境而发育成被动大陆边缘, 形成了南、北缘深水陆架盆地。界于襄广断裂和江南断裂之间的

中扬子本部, 在晚震旦世至早奥陶世, 随着华南海域的不断扩张而广泛沉陷, 接受了 2000—4000 m 的浅海碳酸盐岩为主的沉积。晚奥陶世末地壳一度短暂隆升, 造成一些地方的观音桥组遭受剥蚀, 志留系自下而上为一变浅序列, 由盆地相—陆棚相—滨海相的陆源碎屑组成, 代表造山期的残留盆地, 因此中扬子本部总体属浅水陆架盆地类型* (图 2)。

2. 海西-早印支沉积旋回

加里东运动以后, 扬子和华南已联合成统一的陆块, 称华南陆块。泥盆纪-早石炭世华南陆块南部发生微裂陷, 北部陆缘出现强烈扩张裂谷, 晚石炭世-二叠纪华南陆块以区域稳定沉降作用为主, 早、中三叠世南北陆块发生碰撞褶皱造山构造运动。海西—早印支期, 区内继续接受 2000—4000 m 的浅海碳酸盐岩为主的沉积, 并有一定的分隔性 (图 3), 北部为北大巴山裂谷沉积盆地, 中部为大型浅海台地型沉积盆地, 南部为湘赣裂谷沉积盆地。

(三) 后地台改造阶段

中三叠世末期的安源运动, 是中扬子区构造发展史上的一次重大变格运动, 它使南、北陆间海槽关闭, 发生陆陆碰撞, 以及陆内俯冲活动; 使研究区由长期稳定沉降的地台构造体制转化为后地台阶段的环太平洋板块构造体制; 使全区结束海相沉积, 进入了中国板块形成演化的新阶段。随后相继发生的燕山—喜马拉雅运动, 对早期地台沉积有不同程度的改造。从

* 陈劲人等, 中扬子地区海相地层油气保存及富集规律研究, 1990。

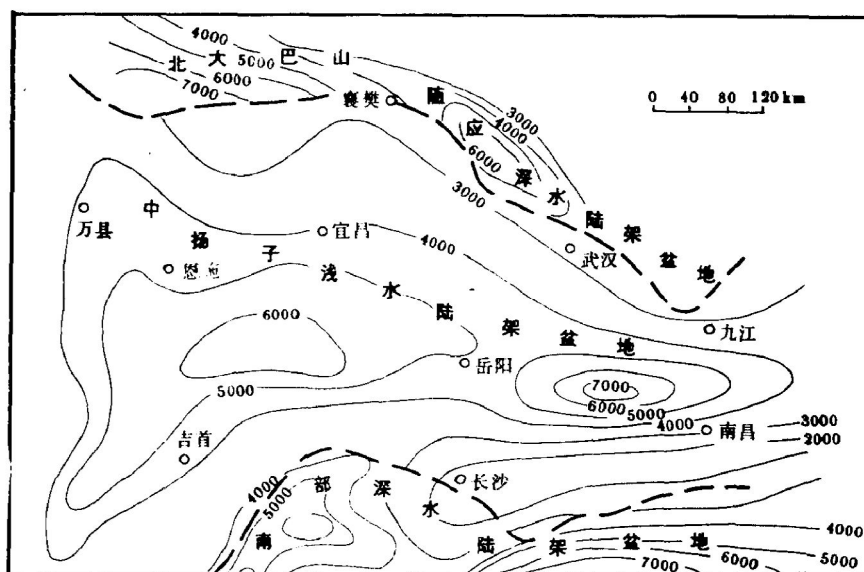


图2 中扬子地区震旦纪—志留纪沉积等厚度图

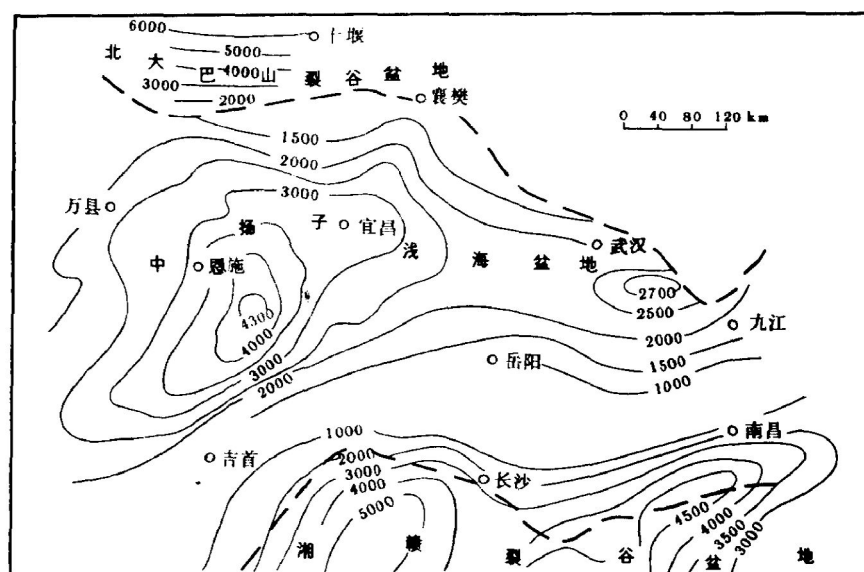


图3 中扬子区中泥盆世—中三叠世沉积等厚度图

时间上看,燕山早、中期各幕运动对先期构造的改造方式,主要表现为挤压或压扭性的形变特征,燕山晚期至喜马拉雅运动对先期构造的改造,则以张扭性形变为主^[2]。从空间上看,中扬子地区可分为三种类型,即相对稳定区(石柱—万县地区)、后期裂陷沉降区(江汉平原腹地)和后期强烈褶皱隆起区(湘鄂西褶皱区)三类。

二、石油地质特征

(一) 生油条件

1. 生油层系多、厚度大, 成油物质基础雄厚

区内主要生油源岩层有上震旦统陡山沱组和灯影组、下寒武统、奥陶系、下志留统、下二叠统栖霞组和茅口组、上二叠统吴家坪组和大隆组、下三叠统大冶组和嘉陵江组。生油岩总厚为 1635.78—4944.7 m, 其中碳酸盐岩类 751.8—2756.1 m, 泥质岩类 883.98—2188.6 m; 各层系生油岩厚度, 有机地化指标见表 1。区内碳酸盐岩生油岩以二叠系栖霞组、茅口组、吴家坪组和上震旦统陡山沱组最好, 有机碳含量在 0.16%—1.1%, 氯仿沥青“A”平均含量 12×10^{-6} — 69×10^{-6} , 总烃浓度 7.19×10^{-6} — 491.59×10^{-6} , 均达到好的生油岩标准。泥质生油岩以下寒武统最好, 有机碳平均含量 0.48%—2.45%, 氯仿沥青“A”平均含量 23×10^{-6} 。

区内油苗沥青点广泛分布, 达数百处, 在上震旦统一下三叠统均有发现。例如在湖北兴山大峡口、宜场黄花场、京山雁门口、蒲圻北门岔、湖南慈利苗市等地均有油苗。湖北建南构造上, 已在上石炭统、上二叠统、下三叠统获工业性气藏。

上述情况表明研究区内具备雄厚的生油物质基础, 油气资源丰富。

2. 有机质类型以腐泥型为主, 生油母质良好

表 1 中扬子区各时代生油岩地化指标表

层 系	岩 性	厚 度 (m)	有机碳 (%)	沥青“A” (PPm)	总 烃 (10^{-6})	有机质类型	成熟度 R_o	评 价
嘉陵江组	灰岩	48.9—769.1	0.1—0.14	22—42	6.25—28	I	0.8	差
大冶组	灰岩	85.6—612	0.1—0.8	33—54	6.93—18.92	I、I (次)	1.2—1.95	差
大隆组	泥岩	18.7	12.33					
吴家坪组	灰岩	6—42	0.16—1.1	12—69	7.19—491.59	I	1.33	好
茅口组	灰岩	74.1—132.5	0.29—0.53	17	76.43	I		好
栖霞组	灰岩	56—124.3	0.19—0.35	21—68	9.74—24.27	I	1.28—1.45	好
上石炭统	灰岩、泥岩	34.8—32.5	0.33—0.46	24	6.29			差
志留系	泥岩	532.48—1100	0.25	12				差
奥陶系	灰岩	42—279	0.1—0.24	10—41		I		差
下寒武统	泥岩、页岩	289—1000	0.48—2.45	68—85		I		好
灯影组	灰岩	172—530	0.3	60		I		中等
陡山沱组	灰岩	232.4	0.6	23		I		好

(1) 可溶有机质的性质

通过对区内有机碳含量高于 0.1% 的部分样品进行族组成分析 (表 2), 查明区内碳酸盐岩生油岩族组成具有如下特点: ①高的饱/芳比值, 平均为 5.66。②非烃+沥青质含量大多低于 40%。这种分布特点反映了测区生油岩原始有机质类型好, 具较高的演化程度。根据邓宗淮等对贵州古生界海相碳酸盐岩有机质研究的划分标准 (表 3), 表明研究区内碳酸盐生油岩有机质类型好, 主要为腐泥型, 也有少量混合型。

表2 中扬子区碳酸盐岩氯仿沥青A族组成

样号	层位	饱和烃(%)	芳烃(%)	非烃(%)	沥青质(%)	饱/芳
1	嘉陵江组	58.87	7.26	32.26	2.42	8.11
2	嘉陵江组	72.92	8.51	17.09	1.36	8.56
3	大冶组	46.15	18.26	22.88	12.69	2.53
4	大冶组	39.88	18.10	31.28	10.74	2.20
5	大冶组	36.25	11.23	47.19	4.49	3.23
6	吴家坪组	52.89	6.61	32.23		8.0
7	栖霞组	48.03	6.07	45.46	0.5	8.0
8	栖霞组	56.81	9.09	33.53	0.57	6.25
9	栖霞组	49.14	11.80	37.12	1.96	4.2

表3 海相碳酸盐有机质类型划分

项目	指标	腐泥型(I)	混合型(II)	腐殖型(III)
氯仿沥青 “A”族组成	饱和烃(%)	40—60	20—40	5—20
	芳香烃(%)	15—25	5—20	10—30
	非烃+沥青质(%)	20—40	40—70	>70
	饱和烃/芳香烃	>3	1—3	<1
饱和烃色谱	$(C_{21}+C_{22}) / (C_{28}+C_{29})$	>1.5	1.5—1.2	1.2—0.6
	谱图特征	主峰碳数偏低	可出现双峰	主峰碳数偏高

(据邓宗淮等, 1984)

(2) 干酪根的性质及类型

表4是测区内部分碳酸盐生油岩干酪根的元素分析结果, 表明研究区干酪根具有较高的

表4 研究区碳酸盐岩生油岩干酪根元素组成

样品号	层位	C(%)	H(%)	O(%)	O/C	H/C	R_o (%) [*]
1	J _{1j}	71.63	5.84	3.48	0.04	0.98	1.35
2	T _{1j}	47.46	4.30	3.83	0.06	1.09	0.8
3	T _{1d}	39.98	3.46	1.61	0.03	0.75	0.95
4	T _{1d}	42.62	3.81	1.70	0.03	1.07	1.20
5	P _{2w}	82.21	6.77	2.97	0.03	0.99	1.33
6	P _{1g}	71.88	6.12	4.18	0.04	1.02	1.28
7	P _{1g}	81.83	6.32	2.62	0.02	0.93	1.45

* 据Wallace (1977)图解法求得。

H/C原子比和较低的O/C原子比。根据H/C、O/C原子比值随热演化程度增高所发生的变化, 认为 $H/C \geq 0.6$, $O/C < 0.07$ 的样品属I、II型干酪根。对照表4所分析的样品均属I、II型干酪根。研究区样品在Van Krevelen图上的分布表明(图4): 大部分样品属I型干酪根, 而嘉陵江组2号岩样明显属于II型干酪根区, 这一结果与前面分析相吻合, 即研究区内碳酸盐生油岩有机质类型主要为I型, 部分具II型特征。

3. 有机质成熟度较高, 处于成熟—高成熟阶段

研究区内干酪根元素组成在Van Krevelen图上, 基本上分布于生油窗范围内(图4), 说明演化程度较高。这些样品的H/C原子比分布于0.7—1.09, 平均值为0.97; O/C原子比分布于0.02—0.06, 平均值为0.036。根据Tissot和傅家谟对各演化阶段碳酸盐岩干酪根的某些原子比值的划分标准, 认为测区内碳酸盐岩生油岩的成熟度较高, 处于石油生成带和湿气带

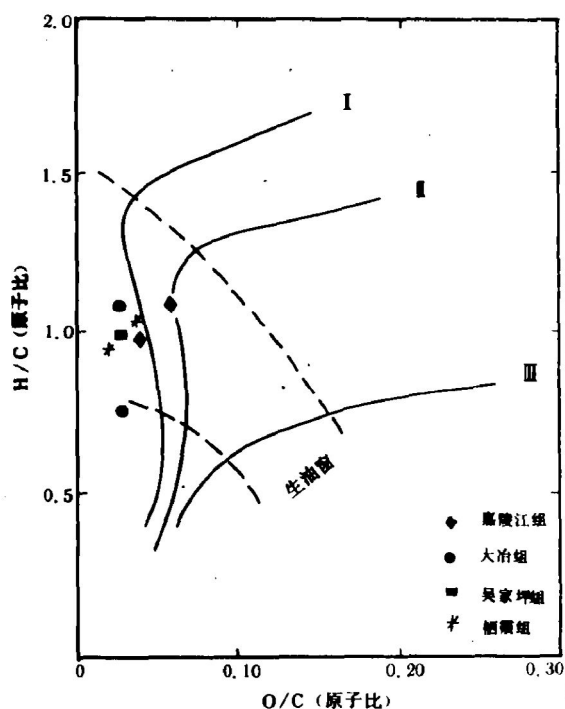


图4 中扬子区二叠、三叠系碳酸盐岩干酪根
元素组成 Van Krevelen 图

之间,即成熟至高成熟阶段。

(二) 储集条件

1. 储集岩类型多、厚度大、分布广

研究区内储集岩以海相碳酸盐岩为主,主要有粗粉晶以上白云岩、颗粒白云岩、颗粒灰岩和粗粉晶以上灰岩四大类,其具体岩类见表5。

这些碳酸盐岩储层主要分布于上震旦统灯影组、中上寒武统、下奥陶统、上石炭统、下二叠统、下三叠统嘉陵江组等,储层累积厚度达1661.9—2480.2m。

2. 储集空间类型多

研究区内碳酸盐岩沉积经过漫长而复杂的成岩作用改造后,其原生孔隙已基本上被破坏,现保存下来的主要为次生孔隙(表6),主要类型有:由白云石化作用和溶解作用形成的晶间孔、晶间溶孔和晶间微孔;由溶解作用形成的针孔、溶孔和溶洞;由颗粒灰岩(白云岩)被溶解而形成的粒间溶孔和粒内溶孔;由构造、成岩作用而形成的裂缝孔隙等。其中以晶间孔、晶间溶孔、溶孔、溶洞和裂缝孔隙构成最主要的储集空间”。

表5 工作区储集岩类表

储集岩类	主要岩性
粗粉晶以上白云岩	粗粉晶白云岩、细晶白云岩、含灰(质)细晶白云岩
颗粒白云岩	砂屑白云岩、砾屑白云岩、藻屑白云岩
颗粒灰岩	砂屑灰岩、砾屑灰岩、生物屑灰岩、鲕粒灰岩、球粒灰岩
粗粉晶以上灰岩	粗粉晶灰岩、细晶灰岩、含云(质)细晶灰岩

表6 中扬子区碳酸盐岩主要储集空间类型

孔隙类型	大小 (mm)	含量 (%)	形成机理	产出岩性	评价
晶间孔	0.01—0.1	2—4	白云石化	白云岩	好
晶间溶孔	0.03—0.2	3—5	白云石化溶解作用	白云岩	好
晶间微孔	<0.005	<1	白云石化	泥晶白云岩	差
溶孔	0.05—2	1—3	溶解作用	白云岩、灰岩	好
溶洞	>2	3	溶解作用	白云岩、灰岩	好
粒间溶孔	0.05—0.15	1—2	溶解作用	颗粒灰岩(云岩)	中等
构造裂缝		1—2	破裂作用	白云岩、灰岩、颗粒岩	中等
成岩缝		<0.5	成岩收缩	泥晶白云岩	差
压溶缝合线		<1	压溶作用	白云岩、灰岩、颗粒岩	差

• 胡明毅等,江汉平原晚震旦世至侏罗纪生储盖特征及其组合划分与评价,1992.

3. 储层类型多、分布广

根据区内储层发育特征,主要有以下四类储层^[3]。

(1) 针孔白云岩储层: 储集岩类为粗粉晶—细晶白云岩, 储集空间以晶间孔和晶间溶孔为主, 受埋藏白云石化作用和溶解作用的控制而形成, 其面孔率一般为4%—8%, 渗透率最大值为 $8.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均值为 $0.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 毛管压力曲线表现为粗歪度、分选好, 其储集物性好。这类储层在研究区内分布广泛, 在中上寒武统、上石炭统黄龙组和下三叠统嘉陵江组中均较为发育, 总厚度达1000m以上, 是区内最好的储层类型之一。

(2) 古风化壳储集体: 在古风壳附近的岩层, 由于遭受地表水的淋滤、溶解作用, 形成大量的溶孔、溶洞等溶蚀孔隙, 并形成古风化壳储层。在研究区内上震旦统灯影组、上石炭统黄龙组、下二叠统茅口组、下三叠统嘉陵江组顶部均发育有这种类型的储集体。以沉湖复向斜内的簪参1井为例, 在茅口组顶部灰岩中溶孔、晶间溶孔发育, 面孔率达6%, 钻井过程中发生井漏, 最大漏速达 $54 \text{m}^3/\text{d}$, 测试产水 $149.8 \text{m}^3/\text{d}$, 故研究区内古风化壳为好的储层。

(3) 浅滩相储集体: 储集岩类为浅滩相的颗粒白云岩和颗粒灰岩, 主要储集空间为粒间孔和粒间溶孔。这类储层面孔率一般在2%—4%, 渗透率最大值为 $17.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均值为 $0.3 \times 10^{-3} \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 是区内较好的储层。

(4) 裂缝-溶孔型储层: 主要储集岩类为泥晶白云岩和藻屑白云岩等, 储集空间为裂缝和溶孔, 这类储层面孔率一般为1%—3%, 渗透率最大值为 $3.18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均值为 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 是区内较好的储层。

(三) 盖层条件

区内区域盖层发育, 主要有三套: 志留系泥、页岩; 中三叠统巴东组—侏罗系下统泥质岩, 白垩系—下第三系泥质岩和膏岩。

志留系盖层位于寒武—奥陶系之上, 岩性以泥岩、页岩为主, 夹少量泥晶灰岩。据测定志留系泥岩最大喉道半径小于 $1.8 \times 10^{-2} \sim 2.49 \times 10^{-2} \mu\text{m}$, 平均孔隙度为1.05%, 突破压力在5.03—65MPa之间, 临界含气高度最小为503m, 最大可达6500m, 具有非常高的遮挡能力。志留系盖层区域岩性稳定, 连片分布, 厚度大于1000m, 是全区下组合的良好盖层。

中三叠统巴东组—侏罗系盖层处于石炭—二叠系油气层之上, 岩性以泥岩为主, 夹少量粉砂质泥岩及泥质粉砂岩, 泥岩最大喉道半径为 $2.18 \times 10^{-2} \sim 2.83 \times 10^{-2} \mu\text{m}$, 平均孔隙度为0.83%, 突破压力在6.66—441MPa之间, 临界含气高度4.41—666m, 具有中等—高的遮挡能力。中三叠统巴东组—侏罗系下统主要分布于江汉平原腹地的当阳复向斜和沉湖复向斜, 在其周缘不同程度出露地表遭受剥蚀。在当阳复向斜连片性较好, 覆盖面积为6195km², 厚度大于1000m, 是一套良好的区域盖层。在沉湖复向斜, 由于遭受了剥蚀, 横向分布不稳定, 盖层条件相对较差。

白垩系—下第三系盖层主要为一套陆源碎屑沉积, 具有沉积厚度大、分布面积广的特点, 对于区内海相目的层来说, 虽不是主要的盖层, 但在中三叠统巴东组—侏罗系下统保存条件差的地区, 其存在与否无疑非常重要。

(四) 生储盖组合特征

根据沉积演化特征以及生储盖发育情况, 可将区内上震旦统一侏罗系划分为两个I级生储盖组合: 下组合为上震旦统一志留系, 上组合为下志留统一侏罗统。

下组合主要生油层系为上震旦统陡山沱组、下寒武统和奥陶系, 累计生油岩厚度500—

1600m, 陡山沱组有机碳为0.6%, 木昌组为2.45%, 奥陶系为0.17%, 属好—较好的生油岩。该组合储层为上震旦统灯影组、中上寒武统和奥陶系, 特别是中上寒武统针孔白云岩极为发育, 面孔率在4%—8%, 储集物性好。志留系具有非常高的遮挡能力, 是该组合的区域盖层。

上组合好的生油层系为二叠系和下三叠统; 主要储层为石炭系黄龙组和下三叠统嘉陵江组针孔白云岩、下二叠统茅口组顶部风化壳; 下侏罗统为主要的区域盖层。该组合在江汉平原腹地的当阳复向斜和沉湖复向斜为主要的海相勘探层系。

三、含油远景评价

中扬子地区成油气的“先天”条件(地台阶段的沉积发育特征及生储盖条件)是良好的, 但“后天”条件(燕山—喜山期改造后所形成的构造模式及油气的保存条件)各处有异, 现分三类区域进行评价^[4]。

1. 川东褶皱区

主要指石柱—万县复向斜和齐岳山背斜, 该区上震旦统至中三叠统主要为浅海碳酸盐台地相, 生油条件好, 燕山期构造活动强度适中, 形成有利于油气聚集的局部圈闭。该区侏罗系至中三叠统连片分布, 保存条件好。主要储层有石炭系黄龙组古风化壳孔洞层、长兴组礁相、飞仙关组滩相碳酸盐岩及嘉一段裂缝型储层。在建南构造上已获得工业性气藏, 因此该区上组合成油气地质条件好, 是增加天然气储量最现实的地区。

2. 江汉平原腹地

该区包括当阳复向斜、乐乡关—潜江复背斜、沉湖—土地堂复向斜等。该区上震旦统至中三叠统大部分为浅海碳酸盐台地相, 具备较好的生、储油条件, 但是印支期以来的构造运动, 特别是晚燕山—喜山期断块活动, 对油气的聚集和保存具有一定程度的破坏作用。

在当阳、沉湖两个复向斜内, 中三叠统至侏罗系区域盖层连片分布, 石炭—三叠系目的层埋深2000—4500m, 晚燕山—喜山期的断陷活动, 并没有造成该区上组合油气藏的大量破坏, 钻井普遍见油气显示, 主要储层为石炭系及下二叠统顶部古风化壳型储层, 下三叠统嘉陵江组针孔型白云岩储层, 因此当阳复向斜和沉湖复向斜都具备较好的成油气地质条件, 是在江汉平原海相地层中寻找工业油气藏的重要领域。

3. 湘鄂西褶皱区

该区为一系列北东向的褶皱带, 以东到西依次为桑植—石门复向斜、宜都—鹤峰背斜带、花果坪向斜、中央背斜带和利川背斜。侏罗纪末燕山运动使该区强烈褶皱、隆起, 区域性隆升幅度2000m以上, 震旦系—下三叠统海相碳酸盐岩大面积裸露遭受剥蚀, 同时缺少较新地层的覆盖, 地下水垂向和侧向交替强烈, 保存条件差, 使形成的油气藏被破坏, 为勘探不利地区。

参 考 文 献

- 1 姜继圣. 黄陵变质地区同位素地质年代及地壳演化. 长春地质学院学报, 1986, (3): 1—10
- 2 张文荣等. 中扬子沉积盆地构造及其形成与演化. 石油与天然气地质, 1986, 7 (3): 224—235

• 陈劲人等, 建南地区天然气富集规律及其它有利区块评价研究, 1990

3 唐泽尧, 四川盆地白云岩储集层的类型和特征, 海相沉积区油气地质, 1988, 2 (1), 29—36

4 潘国恩等, 中国南部海相碳酸盐岩油气保存条件, 石油与天然气地质, 1992, 13 (3), 332—342

PETROLEUM GEOLOGICAL CHARACTERISTICS AND PROSPECTS ASSESSMENT OF MARINE CARBONATE ROCKS IN MIDDLE YANGZI RIVER REGION

Hu Mingyi Dai Qinglin Zhu Zhongde

(*Jiangnan Petroleum Institute, Jiangling, Hubei*)

Yan Jinquan

(*Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Jiangnan Petroleum Administration*)

Abstract

Middle Yangzi River Region, located in the middle part of Yangzi paraplatform, underwent three sedimentary evolution and development stages: basement formation stage; platform development stage and post-platform reformation stage. Sediments from Upper Sinian to Middle Triassic are mainly marine carbonate rocks of six to ten km thick. The sediments, with multiple source sequences, thick source rocks, type-I kerogen as the major parent material, matured or high-matured organic matter, possess good hydrocarbon generating condition. The reservoirs, including mainly porous dolomite reservoir, paleo-weathered crust reservoir, shallow-beach reservoir and fracture-solution pore reservoir, are variety in types and great in thickness. The cap rocks are wide spread in the study area. It is suggested that the area has fine source-reservoir-cap rock assemblage, and favourable conditions to form commercial oil and gas fields.

According to the preservation condition, the study area can be divided into three types: 1. Shizhu-Wanxian tectonic stable area; 2. paleo-post fault-subsided area in Jiangnan Plain and 3. folded-uplift area in West Hunan-West Hubei region. Among them, the Shizhu synclinorium in Chuandong is most favourable for gas exploration, Dangyang and Chenhu synclinoria located in hinterland of Jiangnan Plain have best oil prospects.