

# 中国晚元古代至三叠纪 海相生油岩与生油潜力

丘东洲 演怀玉 王守德\*

中国晚元古代至三叠纪海相沉积面积约250万平方公里,厚度一般在3000米以上,局部地区可厚达数万里。在这些分布广阔而厚度巨大的海相沉积中,含丰富的有机质,发育有多层组油气源岩,为我国丰富的油气资源的形成,奠定了一定的物质基础。

作者从沉积相与油气关系入手,以编制的中国晚元古代至三叠纪各期海域沉积相图和海陆变迁图(1:1000万)<sup>1)</sup>为基础,探讨各地史时期海相生油岩的沉积特征、发育与展布,进而用体积法分别分地区、分相带估算了晚元古代至三叠纪海相沉积生油潜力和资源量,为我国油气资源的普查、勘探提供参考。

## 一、海相生油岩的岩石类型

我国海相生油岩的岩石类型可分为泥质岩类和碳酸盐岩类两种基本类型。

### 1. 泥质岩类生油岩

海相泥质岩的生油性能,已早为人们所公认。我国晚元古代至三叠纪海相泥质岩类生油岩,颜色多为深灰、绿灰、灰黑或黑色,含较多生物化石及有机质,时含黄铁矿、菱铁矿等自生矿物,矿物成分主要为水云母、蒙脱石等中碱性粘土矿物。一般有机碳含量 $>0.35\%$ ,氯仿抽提物含量 $>0.035\%$ ,烃含量 $>100\text{ppm}$ 。按岩石类型可分为:1)暗色泥质岩;2)暗色含粉砂泥质岩;3)暗色灰质泥岩;4)碳质泥页岩;5)油页岩。中国南方的寒武系、西北的志留系、石炭系均有泥质岩类生油岩发育。

### 2. 碳酸盐岩类生油岩

碳酸盐岩的生油问题,虽早已引起注意,但只是近年来才普遍加以承认。随着干酪根热降解成油学说的出现,越来越多的人认为碳酸盐岩和泥质岩一样,都可以成为生油岩。勘探实践也可以看到很多油气田完全由碳酸盐岩组成,如伊拉克基尔库克油田,四川威远气田等,都证实碳酸盐岩具有生成大量油气的能力。我国碳酸盐岩类生油岩,颜

\* 本文作者还有:陈显群、周经才、袁凤钿和关士聪等。

1) 关士聪等主编,中国晚元古代至三叠纪海陆变迁、海域沉积相图集(印刷中)。

色多为灰、深灰或灰黑色, 含较丰富的生物化石及有机质, 时见黄铁矿等自生矿物, 矿物成分以碳酸盐矿物为主, 常含陆源粘土矿物。通常有机碳含量 $>0.10\%$ , 氯仿抽提物含量 $>0.02\%$ , 烃含量 $>70\text{ppm}$ 。我国晚元古代至三叠纪海相碳酸盐岩类生油岩包括以下几种岩石类型:

(1) 生物碎屑灰岩(也称骨屑、介屑灰岩)。岩石中含有完整或不完整的生物化石, 如南方石炭系、二叠系中的纺锤虫灰岩, 三叠系的腕足类灰岩、瓣鳃类灰岩等。

(2) 球粒灰岩(或称团粒灰岩)。岩石中含大量暗色有机质斑点(斑点多呈圆形, 粒径 $0.1\text{—}0.5$ 毫米, 其成因可能为藻尘或粪粒), 如塔里木盆地阿尔塔什地区中、上石炭统含球粒生物灰岩。

(3) 团块灰岩。团块呈不规则复合颗粒, 色暗, 富含有机质, 粒径 $1\text{—}5$ 毫米。如西南地区震旦系及二叠系中的含兰绿藻团块灰岩, 塔里木盆地柯坪地区二叠系葡萄状藻灰岩。

(4) 隐藻灰岩、白云岩。由无骨骼兰藻生活遗迹所形成的碳酸盐岩, 如华北、西南、西北的震旦系, 广西、湖南泥盆系、石炭系, 四川三叠系雷口坡组所见的层纹石、叠层石、核形石、凝块石等隐藻灰岩、隐藻白云岩, 川西上二叠统、云贵二叠系、三叠系由兰藻粘附和缠绕的藻礁灰岩。

(5) 藻灰岩、藻白云岩。由绿藻、红藻等骨骼钙藻所形成的碳酸盐岩, 如西南震旦系灯影组中部, 四川二叠系、三叠系嘉陵江组、雷口坡组中所发育的富藻白云岩。

(6) 微晶、泥晶灰岩(也称灰泥灰岩)。由小于 $0.03$ 毫米方解石组成的灰岩, 常含较多泥质及丰富微体生物。西南、华北、西北古生界各统均有微晶、泥晶灰岩发育。

(7) 生物礁灰岩。由原地固着生长的群体造礁生物组成的灰岩, 如贵州南部中泥盆统生物礁, 四川龙门山前晚三叠世点礁, 塔里木盆地柯坪中上石炭统生物礁。

## 二、海相生油岩的沉积环境

在我国晚元古代至三叠纪海相沉积中, 有利于生油岩发育的沉积环境主要有以下相区、相带。

### 1. 浅槽盆相区

沉积界面位于氧化—还原界面之下。为暗色砂泥岩交替的陆屑复理石、类复理石沉积, 或暗色泥岩、泥质灰岩、粉屑灰岩和硅质岩等, 富含生物化石, 厚度大, 泥质岩类和碳酸盐岩类生油岩均有发育。例如中三叠世的黔桂浅槽盆相区的生油岩。

### 2. 陆棚边缘盆地相带

为浅海盆地相区中的一个相带。沉积界面位于氧化—还原界面之下, 以暗色泥岩、泥质灰岩、粉屑灰岩沉积为主, 富含生物化石, 厚度较大, 利于发育泥质岩类和碳酸盐岩类生油岩。例如湘、黔、桂地区志留纪浅海盆地相区的泥质岩类生油岩。

### 3. 浅海陆棚相带

此相带也是属于浅海盆地相区中的一个相带。沉积界面在氧化—还原界面附近, 为含生物灰岩、生物灰岩与泥页岩沉积。通常发育泥质岩类生油岩。例如湘、黔地区早奥

陶世的浅海盆地相区的泥质岩类生油岩。

#### 4. 台地边缘礁相带

此相带发育富含生物化石的礁灰岩, 既是油气储集的良好场所, 也是油气生成较有利的地带之一。例如塔里木盆地柯坪地区石炭纪, 湘黔桂地区二叠纪, 及黔、桂、川西等地区的中三叠世礁灰岩沉积。

#### 5. 凹槽台地相带

沉积界面位于台地浪基面之下至氧化—还原界面之下或附近。为暗色泥质灰岩或泥页岩沉积, 生物化石多为浮游型, 厚度较大, 通常发育泥质岩类生油岩。例如, 湘黔桂地区泥盆纪、石炭纪的凹槽台地相带所发育的泥质岩类生油岩。

#### 6. 开阔台地相带

当沉积界面低于浪基面时, 开阔台地相带中富含有机质的泥页岩, 具有一定生油条件。例如, 中三叠世川滇开阔台地相带的泥质岩类生油岩。

#### 7. 半闭塞台地相带

当沉积界面低于浪基面时, 可发育泥质岩类生油岩; 当沉积界面位于潮间带时, 可发育富藻白云岩生油岩。前者如早、中奥陶世川滇半闭塞台地相带的泥质岩类生油岩, 后者如中三叠世川黔、川西北地区的富藻白云岩。

#### 8. 闭塞台地相带

本相带主要发育白云岩和膏盐沉积, 当白云岩富含大量藻类时, 则可形成生油岩。例如, 晋、冀、豫地区的早、中奥陶世及川中地区中三叠世的雷口坡组沉积。

#### 9. 三角洲相带

本相带的前三角洲地区所发育的暗色泥质岩沉积, 厚度较大, 有机质含量丰富, 可形成泥质岩类生油岩。例如, 苏南、皖南、浙西地区志留纪沉积, 晚三叠世川西的暗色泥质岩沉积。

上述有利于生油岩发育的各相区、相带, 沉积界面一般均低于浪基面之下, 属于水动力能量较低的沉积环境。尤以浅海盆地相区的陆棚边缘盆地相带、浅海陆棚相带, 台地相区的凹槽台地相带、开阔台地相带及半闭塞台地相带等最为重要, 是主要的生油有利相带。

### 三、海相生油岩的发育概况

#### 1. 长城、蓟县、青白口系

长城、蓟县、青白口系海相生油岩主要发育于华北地区, 此区碳酸盐岩沉积厚数千米, 其中蓟县系雾迷山组为台地相区藻叠层石白云岩和深灰色灰岩, 高于庄组为台地相沥青质白云岩、白云质灰岩, 地表样品有机碳0.26%, 氯仿抽提物0.027%, 燕山地区见油气显示及沥青, 反映蓟县系有过油气生成过程。鄂尔多斯地区相当蓟县系层位为深灰色含叠层石白云岩夹隧石条带沉积, 白云岩晶洞中见黑色碳质物质, 亦可能为生油岩。

#### 2. 震旦系

震旦系海相生油岩主要发育于中国南方。四川、黔北、湘鄂西地区的陡山沱组厚

300—450米,为浅海盆地相区黑色页岩和白云质灰岩,在黔北白云岩裂隙、晶洞中见黑色沥青,反映具生油条件,但氯仿抽提物含量小于0.001%,可能为演化较深所致。灯影组是震旦系的主要生油层,整个扬子地区均广泛分布,岩性主要为台地相区藻白云岩,有机碳0.08—0.1%,厚800—1000米。四川威远气田,其气源可能主要来自震旦系灯影组,说明灯影组具有生成油气的能力。下扬子地区震旦系多处见沥青与气显示,其气源亦主要来自震旦系灯影组。震旦系海相沉积,目前虽仅在四川发现大气田,但从其可能生油岩的广泛分布,油气显示的普遍来看,黔北及中、下扬子地区也有寻找震旦系天然气的前景。

### 3. 寒武系

寒武系海相生油岩主要发育于我国南方、华北及我国西部地区。华北地区中、上寒武统为浅海盆地相区的深灰色灰岩和泥岩,含黄铁矿,有机碳0.06—0.08%,发光沥青0.05—0.06%,厚300—500米。山东、苏北于鲕状灰岩晶洞中见液体原油,反映有过生油过程。鄂尔多斯地区中寒武统的深灰色泥质灰岩,生物化石丰富,有机碳0.11%,氯仿抽提物0.013—0.035%,为可能生油岩。塔里木盆地柯坪地区中、上寒武统为台地相区碳酸盐岩沉积,富含生物化石,亦具一定生油条件。四川、黔北、鄂西、湘中地区下寒武统为台棚相组沉积的泥质岩与碳酸盐岩,威基井样品有机碳含量0.3%,黔北见油气显示,川西北见大型沥青脉。贵州东部下寒武统黑色泥岩有机碳含量0.7%,氯仿抽提物0.0053%,据分析,该区麻江志留系含沥青砂岩的主要油源即来自寒武系<sup>1)</sup>。以上均反映有过生油过程。苏南上寒武统为泥质白云岩,南京附近见有产出沥青;浙西中、上寒武统为生物灰岩,其中亦见沥青脉,均可视为可能的生油岩。

在寒武纪海相地层中,虽至今尚未发现工业性油气,但作为中国南方主要的海相生油层之一,具有十分重要的找油意义,不容忽视。

### 4. 奥陶系

奥陶系海相生油岩于中国南部、西部及华北地区,均有发育。华北地区下奥陶统以台地相区白云岩为主,中奥陶统马家沟组灰岩厚400—750米,井下样品有机碳0.15%,氯仿抽提物0.017%,于华四井见气,应属有利生油岩。陕甘宁地区延深一井,灰黑色灰岩、泥灰岩,具萤光显示,具一定生油条件。塔里木盆地奥陶统以含生物灰岩为主,为可能生油岩。川鄂湘地区下奥陶统为台地相区深灰色、灰色生物灰岩和页岩,含黄铁矿,厚100—200米,威基井资料有机碳0.407%,氯仿抽提物0.01%,属有利生油岩。滇黔桂地区下奥陶统为台棚相组灰岩、白云质灰岩、页岩,生物化石丰富,含黄铁矿,有机碳0.1—0.3%,厚174—1098米,贵州凯里地区普遍见油苗及沥青,属有利生油层。下扬子地区中、上奥陶统为台地相、陆棚边缘相区泥质灰岩,苏北于灰岩晶洞中见原油,反映有油气形成过程。

奥陶纪海相地层,分布面积广,油气显示丰富,无论是华北、西南,还是西北地区,均为值得重视的重要生油层和含油气层位。

1) 韩世庆、王守德等,1981年,《贵州麻江地区加里东期石油地质综合研究报告》。

### 5. 志留系

志留系海相生油岩主要发育于中国南方。四川地区下志留统以浅槽盆相区灰、灰绿色泥岩为主，有机碳0.49—1.02%，为可能生油岩，但厚度较小，仅百余米。滇黔桂地区下、中志留统为陆棚边缘盆地相带暗色泥质岩和灰岩，厚700—1510米，有机碳0.2—0.3%，常于生物体腔内见液态原油。江汉、苏南地区中、下志留统灰、灰绿色泥质岩厚千余米，见油气显示，亦可视为生油岩。

在志留系中，产出有著名的浙西康山脉状沥青煤及湖南黄才、安徽太平等地的沥青煤，以及贵州麻江地区的含沥青砂岩，均储量巨大，推测除部分油源来自较老地层的生油层外，志留系本身生油层亦是油源之一。因此，志留系海相沉积在中国南方为重要的生油层之一。

### 6. 泥盆系

泥盆系海相生油岩主要发育在中国南方的滇黔桂湘地区。滇东中、上泥盆统为台棚相组暗色碳酸盐岩和泥质岩，厚达千米，油气显示较普遍；黔南中泥盆统为台地相碳酸盐岩为主，间有泥质岩及砂岩，厚达5000余米，王参井见气显示；黔桂地区的凹槽台地相带中黑色泥岩发育，厚达千米。以上均为有利的生油岩。湘中地区中、上泥盆统台地相区碳酸盐岩，川西北中泥盆统碳酸盐岩、泥质岩，及塔里木盆地的巴楚一带的上泥盆统生物灰岩，均具较好的生油能力。

### 7. 石炭系

石炭系海相生油岩主要发育在中国西部、南部及华北的西部。塔里木盆地柯坪、巴楚一带及盆地西南地区的石炭系，多为台地相含生物含泥质灰岩，巴1井样品有机碳0.175%，氯仿抽提物0.036%；麦参1井、曲1井均见油气显示，为有利的生油岩。滇黔桂湘地区下石炭统为灰岩、白云岩、泥页岩，厚逾千米，有机碳含量0.11—0.25%，氯仿抽提物0.02%，于多处见晶洞油苗，湘中井下见气显示，亦为有利生油岩。中、下扬子地区下石炭统为一套含泥质碳酸盐岩沉积，亦可能具一定生油条件。

### 8. 二叠系

二叠系海相生油岩主要发育于中国南方及华北南部、西部。四川盆地下二叠统为台棚相组灰黑色含隧石团块灰岩，厚300—500米，川中、川南已发现工业性气田，证实为生油气层，上二叠统亦具一定生油条件。滇黔桂湘地区下二叠统为台棚相组暗色碳酸盐岩，分布广泛，厚200—1100米，有机碳0.2—0.6%，氯仿抽提物0.002—0.007%，为有利生油岩。中、下扬子地区下二叠统为暗色碳酸盐岩，厚400—500米，于灰岩晶洞、裂隙中见油苗，表明有生油过程。

二叠纪海相沉积在整个中国南方分布广泛，有重要的天然气产层及丰富的油气显示，是值得重视的重要生油层和找油气层位。其中晚二叠世滨海沼泽相及海陆交互相含煤系地层，具有重要的煤成气前景。

### 9. 三叠系

三叠系海相生油岩主要发育于中国南方和青藏地区。四川盆地中、下三叠统的嘉陵江组、雷口坡组为台地相和陆棚边缘相的灰岩、白云岩，间有膏盐沉积，厚300—500米，已发现工业性油气。滇黔桂地区下三叠统为台棚相组碳酸盐岩、泥质岩沉积，厚数

百至千米,广西崇左有机碳0.28%,氯仿抽提物0.06%,云南、广西、贵州普遍具油苗及沥青显示,为有利生油岩。中、下扬子地区的中、下三叠统碳酸盐岩、泥质岩厚300—500米,油气显示普遍,应为较有利的生油岩。川黔桂地区中三叠统(部分地区的上三叠统)虽具一定生油条件,但较下统为差。此外,青藏的羌塘地区,从岩性条件看,具有一定生油条件。

## 四、海相生油岩的展布及厚度

海相生油岩的展布面积及其厚度是估算生油量的基础参数。从所编各时代沉积相图,量出有利生油岩分布的相区、相带的面积,然后除掉已剥蚀、变质及受岩浆岩侵入的面积,即为有效生油岩面积。生油岩厚度为从各时代沉积相图相应的地层、岩相柱状剖面图求得,再取其平均厚度。

### 1. 震旦系

陡山沱组:生油岩主要展布于中国南部、西部及东部的辽淮地区,面积约430万平方公里,以新青台地相区面积最大,平均厚180米;其次为上扬子台地相区和黔桂浅海盆地,厚50—250米。

灯影组:展布地区与陡山沱组相似,生油岩面积约300万平方公里,以新青台地及上扬子台地(包括滇黔桂)的面积为最大,厚150—280米。其中以上扬子台地碳酸盐岩(及藻白云岩)生油岩较为重要。

### 2. 寒武系

下统:生油岩主要展布于中国南部、西部及华北地区,面积401万平方公里,以北方台地最大,其次为扬子台地及西藏台地,厚20—400米,一般为50—200米。其中以扬子台地的泥质岩类及碳酸盐岩类生油岩最重要。

中、上统:生油岩展布与下寒武统近似,面积353万平方公里,以北方台地、扬子台地及西藏台地为最大,厚40—500米,一般为100—200米。以华北台地、扬子台地的碳酸盐岩类和塔里木台地泥质岩类和碳酸盐岩类生油岩较为重要。

### 3. 奥陶系

下统:生油岩主要展布于中国南方及华北地区,次为中国西部,面积389万平方公里,以北方台地及扬子台地较大,其次为西藏保山台地、塔里木台地、柴达木台地,厚100—350米。其中北方台地、塔里木台地的碳酸盐岩、扬子台地碳酸盐岩和泥质岩类生油岩较重要。

中统:生油岩展布与下统相似,面积359万平方公里,以北方台地面积最大,次为扬子台地、塔里木柴达木台地,厚40—180米。其中以北方台地碳酸盐岩(马家沟组)、扬子台地碳酸盐岩类及泥质岩类生油岩较重要。

上统:生油岩主要展布于中国南部及西部,生油岩面积249万平方公里,以西藏台地为最大,次为扬子台地及塔里木柴达木台地,厚数米—100米。

### 4. 志留系

志留系生油岩主要展布于中国南部及西部,面积为211万平方公里,以西藏滇西台

地、塔里木台地最大，其次为扬子台地。厚30—300米。其中以扬子台地下、中统泥质岩类（特别是龙马溪组）及华中南浅海盆地泥质岩类生油岩较为重要。

#### 5. 泥盆系

下统：生油岩主要展布于中国南部滇、黔、桂地区及中国西部塔里木盆地，面积96万平方公里，以塔里木台地最大，滇藏浅海盆地和滇黔桂台地其次。厚20—150米。

中统及上统：生油岩展布中统与下统相似，上统仅限于滇黔桂湘及塔里木地区。面积131万平方公里，厚100—300米。其中以滇黔桂湘台地中、上统碳酸盐岩类、泥质岩类，塔里木台地上统碳酸盐岩类和川西北中统碳酸盐岩类、泥质岩类生油岩较重要。

#### 6. 石炭系

下统：生油岩主要展布于中国西部塔里木盆地，南方湘黔桂地区，及藏北、滇西地区。生油岩面积175万平方公里，以塔里木台地最大，次为滇黔桂台地。厚20—150米。

中、上统：生油岩展布与下统相似，面积181万平方公里。以滇黔桂湘台地面积最大，其次为塔里木台地和藏北台地。厚20—100米。以华南台地及塔里木台地碳酸盐岩类生油岩为主。

#### 7. 二叠系

下统：生油岩主要展布于中国南部和西部，面积313万平方公里，以西藏台地和上扬子台地面积为大，次为塔里木祁连台地、下扬子浅海盆地。厚60—160米。以上扬子台地碳酸盐岩（栖霞组）、下扬子浅海盆地泥质岩类、桂南台地碳酸盐岩类及塔里木台地泥质岩类生油岩为主。下二叠统碳酸盐岩生油岩为中国南方晚古生代最重要的生油岩。

上统：生油岩主要展布于中国南方及青藏地区。面积138万平方公里，以西藏台地最大，上扬子台地、下扬子台地次之。厚40—80米。以上扬子台地及下扬子台地碳酸盐岩类（长兴组）及部分泥质岩类较有意义。

#### 8. 三叠系

下统：生油岩主要展布于青藏地区及中国南方，面积284万平方公里，以青藏台地为最大，次为扬子台地。厚50—200米。以扬子台地碳酸盐岩类（大冶组）、泥质岩类和桂南台地碳酸盐岩类生油岩为主。

中统：生油岩展布与下统相似，面积156万平方公里。以青藏台地最大，次为滇西台地、川滇黔台地。厚30—150米。尤以川滇黔台地的碳酸盐岩类（嘉陵江组、雷口坡组）及泥质岩类（平而关组）生油岩较重要。

上统：生油岩主要展布于中国南方滇黔桂地区，以及青藏、川西地区。面积仅31万平方公里。其中以川西台地相区碳酸盐岩类及泥质岩类生油岩较有意义。厚80—100米。

## 五、海相生油岩生油潜力

### 1. 生油量估算

我们从沉积相与油气关系出发，在所编的中国晚元古代至三叠纪海域沉积相图的基础上，按时代就各有利生油相区、相带的展布面积、有效厚度、岩石类别，选择相应的生油地球化学指标，然后采用体积法，分别计算了晚元古代至三叠纪海相生油岩的生油量。

(1) 计算方法

$$Q_2 = Q_1 \times V = D \times H \times S \times T$$

式中:

- Q<sub>2</sub>: 总生油量 (亿吨)
- Q<sub>1</sub>: 单位体积生油量 (亿吨/立方公里)
- V: 生油岩体积 (立方公里)
- D: 生油岩比重 (亿吨/立方公里)
- H: 生油岩残余总烃含量 (ppm)
- S: 生油岩面积 (平方公里)
- T: 生油岩厚度 (公里)

(2) 参数选择

生油岩面积 (S) 及生油岩厚度 (T) 前已阐明。对所确定的生油岩中的有机质总烃含量 (H)，当有实验分析资料时，取其平均值，在只有氯仿抽提物含量或有机碳资料时，则按国内外有关资料将氯仿抽提物或有机碳折算为总烃，泥质岩类生油岩转化率 A/C<sub>有机</sub>取0.10，H/A取0.30；碳酸盐岩类生油岩转化率 A/C<sub>有机</sub>取0.20，H/A取0.35。在部分地区缺乏实验分析资料时，取同一大区域或邻区总烃含量一般值的偏低数值，或取一般生油岩总烃含量的下限值，泥质岩生油岩取100ppm，碳酸盐岩生油岩取70ppm。生油岩比重 (D)，通常取泥质岩比重23亿吨/立方公里<sup>1)</sup>。

这里，对所确定的生油岩中的有机质，均认为是达到成熟阶段的有机质。对于有机质的过成熟，乃至高演化及构造变动、保存条件等等问题，本文未予讨论。

(3) 计算结果

在上述有关资料的基础上，采用体积法，粗略地计算了晚元古代至三叠纪各时代的生油量。还分别计算了上扬子、下扬子、华北、鄂尔多斯、滇黔桂湘、塔里木、柴达木、准噶尔、西藏和东北等十个主要海相沉积地区各时代的生油量。从计算的结果看 (图1)：

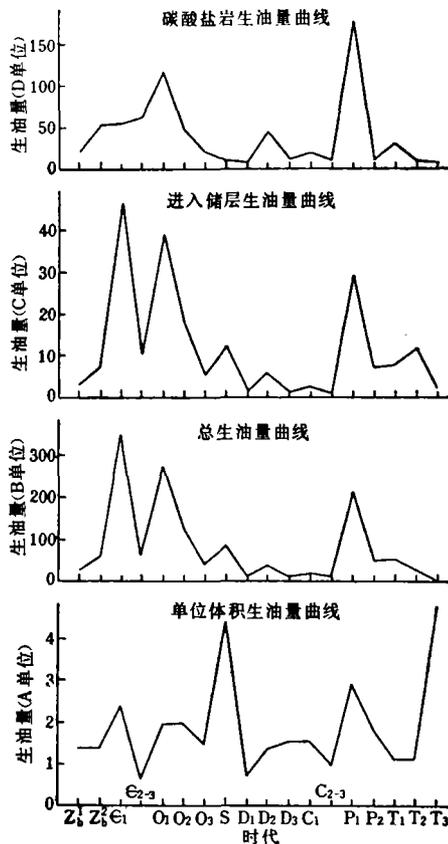


图 1 中国震旦系至三叠系生油量曲线图

1) 23亿吨/立方公里 是不同时代、不同生油岩类型岩石的平均比重，例如塔里木盆地西南地区三叠系至上第三系岩石的比重为2.2—2.6亿吨/立方公里。

(1)中国晚元古代至三叠纪海相沉积具有巨大的生油潜力,总生量达 $\times \times \times \times \times$ 亿吨。其中十个主要海相沉积区的总生油量为 $\times \times \times \times$ 亿吨,占全国海相沉积区总生油量的68.9%。

(2)就层系而言,单位体积生油量以志留系最高,其次为三叠系上统、二叠系下统。而各层系中总生油量以寒武系下统最高,其次为奥陶系下统及二叠系下统。

(3)就地区而言,在十个主要海相沉积区中,总生油量以西南地区最高(包括西藏、上扬子及滇黔桂湘地区),其次为华北、塔里木、鄂尔多斯、柴达木及下扬子地区。

(4)海相碳酸盐岩生油岩的生油量,以二叠系下统最高,奥陶系下统其次,泥盆系中统再次。

## 2. 资源量估算

资源量估算和生油量计算一样,是个十分复杂的问题。用生油量进而估算资源量是一种粗略的油气资源的评价方法。其估算的精确程度,首先取决于生油量本身计算的精度,其次是估算系数的选择。我们参阅了国内外有关文献资料,采用了如下的估算系数:中生界进入储层的生油量 $Q_3$ 与原始生油量 $Q_2$ 之比取0.048(波斯湾盆地以中生界为主要生产层的排出系数);古生界及上元古界进入储层的生油量 $Q_3$ 与原始生油量 $Q_2$ 之比取0.014(美国二叠盆地以古生界为生产层的排出系数)。从估算的结果来看(见图1):

(1)中国晚元古代至三叠纪海相生油岩所生成的总生油量 $\times \times \times \times \times$ 亿吨中,进入储层的——即资源量为 $\times \times \times$ 亿吨,约占我国估算的油气总资源量的三分之一左右。

(2)进入储层的油气资源量以寒武系下统最高,其次为奥陶系下统、二叠系下统。

(3)从地区来看,进入储层的油气资源量,以西南地区最高(包括西藏、上扬子、滇黔桂湘地区),其次为华北、塔里木、鄂尔多斯、柴达木、下扬子等地区。

(收稿日期 1982年4月27日)

## 参 考 文 献

- [1] A.L. 莱复生, 石油地质学, 地质出版社, 1971年。
- [2] 西北大学地质系石油地质教研室, 石油地质学, 地质出版社, 1979年。
- [3] 关士聪等, 中国晚元古代至三叠纪海域沉积环境模式探讨, 石油与天然气地质, 第1卷, 第1期, 1980年。
- [4] 关士聪等, 对我国石油天然气资源前景的分析, 石油与天然气地质, 第2卷 第1期, 1981年。
- [5] 杨文宽, 油气远景预测探讨, 石油与天然气地质, 第2卷, 第2期, 1981年。
- [6] A.N. Mcdowell, 1975, What are the Problems in Estimating the Oil Potential of a Basin. "Oil and Gas Journal", Vol. 73, No. 23.
- [7] L.F. Lvanhoe, 1976, Oil/Gas Potential in Basins Estimated. "Oil and Gas Journal", Vol. 74, No. 49.
- [8] J.M. Hunt, 1976, "Developments in Sedimentology" 9B—Carbonate

Rocks physical and chemical Aspects. Chapter 7; "The origin of petroleum in carbonate rocks".

[9] W.W. Douglas, 1979, Simple Method for Oil Source Bed Evaluation. "AAPG" Vol. 63, No. 2.

[10] 斋藤隆 待开发的石油储量的预测法 "日本石油学会志" Vol. 19, No. 5, 1976.

## CHINA'S LATE PROTEROZOIC - TRIASSIC MARINE SOURCE ROCKS AND HYDROCARBON POTENTIAL

Qiu Dongzhou    Yan Huaiyu    Wang Shoude

### Abstract

This article studies the sedimentary facies of China's Late Proterozoic to Triassic marine sedimentary rocks and their bearing on oil and gas generation. On this basis, it describes the lithologic types of the marine source rocks and the sedimentary environments of these source rocks. The developments of the source rocks of each geological stage are discussed systematically. The amount of oil generated and hydrocarbon resources in various districts during each geological stage are estimated by volumetric method. Conclusions are drawn as the following: (1) There is very high hydrocarbon potential in China's marine sedimentary rocks. The resource made up one-third of the total hydrocarbon resource of China; (2) The amount of oil generated per unit volume in the Silurian is the largest; (3) Oil and gas resources in the Lower Cambrian reservoir are the largest, and the most prospective area is in the southwestern China, including Hunan, Guizhou, Yunnan, Guangxi, the Upper Yangzi and Tibet.