

中国古生代海相油气成藏特征

康玉柱

(中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

[摘要] 1970—1978年笔者在塔里木油气地质调研中首次提出古生代有发育的烃源岩,1984年沙参2井实现了古生代海相油田的首次重大突破。1992年通过多个古生代油气田深入研究建立了古生代海相油气成藏理论。其理论内涵:叠加复合盆地成藏,多时代多层系生油,多期成藏,多时代多类型储盖组合,多成藏模式,油气主要分布在古隆起、古斜坡、断裂带和不整合面附近。

[关键词] 古生代;海相油气田;盆地;隆起;拗陷;油气分布

[中图分类号] TE122.1⁺1 [文献标识码] A [文章编号] 1009-1742(2010)05-0011-07

1 前言

几十年来,中国古生代海相成油,一直是国内外专家、学者十分关注的大问题。1922年,美国斯坦福大学某教授说:“中国缺石油可归因于三个地质条件:第一,中、新生代没有海相沉积;第二,古生代大部分地层不能生成石油;第三,除西部和西北部某些地区外,几乎所有地质时代的岩石遭受强烈的褶皱、断裂,并受到火成岩不同程度的侵入。所以,长期以来中国古生代海相无油的谬论迷惑着人们。”

1969年世界著名地质学家李四光教授提出:“现在有一个问题,我想提出来与同志们研究一下,我们现在找出来的油田都是中、新生代的,难道我们的古生代就没有油吗?美国有一半的大油田在古生代,苏联的第二巴库也是泥盆系,非洲的阿尔及利亚、利比亚也是古生代的。他们的特点,都是褶皱构造比较平缓,我们要在古生代盖层平缓、褶皱缓和的地区集中力量试验一下。譬如,黔南,四川,特别是塔里木……从战略上讲,我们要选一个地方,早一点去找开一个缺口。”^[1,2]

因此,长期以来,摆在我国石油地质学家、学者们面前有两大难题,一是中国古生代海相到底有没有

石油?二是古生代海相石油在哪里?

1970年我们按李四光教授的指示,用地质力学理论和方法,对塔里木盆地进行油气前景评价,认为:塔里木古生代处于相对稳定阶段,沉积一套海相碳酸盐岩及碎屑岩建造,并发育了不同性质的大型拗陷与隆起,这些拗陷和隆起发育特点不同,导致含油气性特点也各有不同。他们具有长期相对上升和下沉,发育巨厚的古生界,为油气生成提供了必要的物质基础。通过野外研究,首次提出该盆地石炭—二叠系是一套重要的生储油岩系,1978年在盆地北部地表调研时,又首次发现寒武—奥陶系是重要的生储油岩系。

1984年9月在塔里木盆地北部沙雅隆起上设计的沙参2井于井深5391m奥陶系白云岩中获高产油气流,日产油1000m³,产天然气200×10⁴m³,实现了中国古生代海相油气首次重大突破,成为中国油气勘探史上最重要的里程碑,也拉开了塔里木盆地油气大会战的序幕。

从1985—1997年塔里木古生界共发现20个油气田,其中大油气田有:塔河、轮台、哈德、塔中和田河等,从而甩掉了中国古生代海相无油的帽子。^[1,3,4]

[收稿日期] 2010-03-03

[作者简介] 康玉柱(1936-),男,辽宁北宁市人,中国工程院院士,博士生导师,主要研究方向为石油地质研究和油气勘探;

E-mail:kangyz@pepris.com

自1984年沙参2井海相油气首次重大突破后,经过了多个古生代油气田的研究和实践,于1992年建立了中国古生代海相成油理论,并不断得到充实和丰富,现将其油气成藏特征论述如下。

2 多原型盆地叠加复合成藏

中国大陆震旦纪以来经历了4大演化阶段^[1,3,5]:

1)震旦纪—中奥陶世,拉张裂陷—克拉通盆地演化阶段。这个时期广泛发育有裂陷盆地、被动大陆边缘盆地及克拉通盆地等。

2)晚奥陶世—中志留世,挤压克拉通盆地演化阶段,该期发育有前陆盆地、克拉通盆地、类克拉通

盆地等。

3)晚志留世—泥盆纪挤压碰撞造山阶段。

4)石炭纪—二叠纪(或到中三叠世)拉张—挤压型克拉通坳陷盆地阶段。

上述4个演化阶段发育了多原型盆地,并叠加复合,为油气形成奠定了雄厚的物质基础。

3 多时代烃源岩

中国古生代海相地层具有多时代、多层系烃源岩,岩石类型有暗色泥岩、页岩、灰岩、生物灰岩、白云质灰岩等。其分布时代震旦系—中三叠统均具生油性(见表1)。

表1 烃源岩地化指标统计表

Table 1 Statistical table of source rock geochemical index

地区	层位	岩性	有机碳/%	沥青“A”(10 ⁻⁸)	烃(10 ⁻⁸)	转化率/%			
						“A”/C	HC/“A”	HC/C	R ₀
塔里木盆地	C—P ₁	泥岩	0.4~5.32	100~4900	64~3233	8.7	74.5	6.5	0.6~2.0
		灰岩	0.15~0.44	200~300	102~201	9.3	69.1	6.4	
	ε—O	泥岩	0.40~1.34	180~280					
		灰岩	0.10~1.01	53~972	23~722	6.7	81.1	9.7	
鄂尔多斯盆地	C ₂ —P ₁	泥岩	2~3.1	392	200~260				1.5~4.0
		泥页岩	0.5	115~203	134				
	P _{Z1}	灰岩	0.1~0.3	70~181	42~106				
		泥页岩	0.5~5.69	250					
华北地区	P ₁	灰岩	0.3~1.79	269					1.5~3.1
		泥岩	0.6~2.71	240	121	1.4	60.4	0.7	
	P ₁	灰岩	0.2~0.61	256	143	5	55.9	2.8	
		页岩	0.70	300	180	4.3	38	1.5	
扬子地区	P—Z	灰岩	0.1~0.2	740	340	35	46	1.6	1.8~2.5
		灰岩	0.3~1.2	200~400	138	28			
	P—ε	灰岩	0.3~0.6	100~300	180	32	29		
		泥页岩	0.5~3.2	250~600	210	36	42		
江汉	P—ε	泥页岩	0.5~3.0	280~310	255	20	31		>3
		灰岩	0.1~1.2	101~250	270	38			>3

海相烃源岩特征^[3,6,7]如下:

1)碳酸盐岩有机质丰度低,成烃转化率高。多年来,国内外一些专家、学者研究了不同地区的泥质岩与碳酸盐岩的有机质,发现泥页岩的有机碳含量普遍要高于碳酸盐岩两倍以上,但成烃转化率后者要高于前者1倍乃至几倍。

2)具多期生烃、多期排烃。早期烃源岩经后期

的沉降埋藏后,使烃源岩达到了生油门限值开始生油,称一次生油。由于地壳运动抬升使原烃源岩失去了排烃条件,这时停止了生烃。后经地壳下沉再深埋,使原烃源岩再次达到生油门限,又开始生烃,这称为二次生油。中国古生界大部分地区,都具有2~4次生油的特点。如塔里木盆地寒武—奥陶系烃源岩,到泥盆系沉积后已进入门限开始生烃,后经

海西早期的抬升运动,大部分地区遭到剥蚀停止了生烃,海西晚期,又沉降使较厚的石炭—二叠系覆盖于寒武—奥陶系之上,使其再次进入生油门限,开始二次排烃,因此,塔里木盆地不少油气田是二次生油的产物。扬子地块,华北地区也有类似情况。

据目前资料认为中国古生界烃源岩有机质演化,主要处于高成熟—过成熟阶段,就全国而言,以过成熟为主。因此,中国东部和南方广大地区,处于生气阶段;中国西北地区,以塔里木的勘探成果证明,烃源岩有机质演化处于高成熟—过成熟,凝析油和轻质油及天然气共存。

中国古生界油气资源量初算为 350×10^8 t 油当量。

4 多储盖组合

4.1 储集层(体)

中国古生代海相储集岩具有多时代、多层系特征,既有碎屑岩,又有碳酸盐岩和火山岩,但以碳酸盐岩为主。

碎屑岩储集层主要分布在志留—泥盆系和石炭—二叠系中,以砂岩为主,储集岩孔隙类型以次生孔隙为主,但物性较差。另外还发育泥岩、页岩裂缝储集体(见表2)。

表2 中国主要地区砂区砂岩物性统计表

Table 2 Statistical table of sandstone physical properties in main areas of China

地区	层位	孔隙度/%			渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$			
		样品数/个	区间值	平均数/个	样品数/个	区间值	平均数/个	
扬子地块	江苏	S		1.07 ~ 3.34	2.2		00.03 ~ 0.52	0.32
		D		1.5 ~ 3.2	1.97		0.2 ~ 0.8	0.53
		C	138	1.28 ~ 21.65	13.12	120	6.08 ~ 462.90	55.90
塔里木盆地	S—D	22	9.78 ~ 21.97	16.39	21	8.25 ~ 342.7	76.66	
鄂尔多斯盆地	C—P ₁		8.8 ~ 13.5	10.5		0.1 ~ 5.2	3.6	

碳酸盐岩储集岩:主要为灰岩、白云岩。其储集类型有5种:a. 古风化壳型(塔河油田);b. 生物礁滩型(塔中油气田、普光气田);c. 鲕粒滩型(普光气

田);d. 白云岩型(普光气田、塔中油气田);e. 裂缝型(塔里木盆地塔中油气田深部)(见表3)。

表3 中国碳酸盐岩物性统计表

Table 3 Statistical table of carbonate rock physical properties in China

地区	层位	孔隙度/%			渗透率/ $\times 10.311\text{m}^2$			备注
		样品数/个	区间值	平均值	样品数/个	区间值	平均值	
湘鄂	T ₁ —Z _b	4 733		1.21		一般小于0.1		
滇黔桂		2 197		2.58				
威远	Z _{bd}	1 518		1.41				
四川	川东	C ₂	1 271	0.2 ~ 20.63	2.9	490	2.4	小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 样品数占47% ;76.6% 样品孔隙度小于1% ;88.9% 样品渗透率小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
	川南	P ₁	6 212		0.98	2 030		
		T ₁	2 006		2.8	1 083		
下场子	T ₁ —Z _b	103	0.02 ~ 7.24	1.18	107	0.02 ~ 2.08	0.171	
华 北	鄂尔多斯	O	1.23 ~ 8.6			0.1 ~ 14.7		
山东	ε—O		0.03 ~ 4.8	1.62		0.04 ~ 2.5	0.37	
塔里木	C	24	0.15 ~ 3.7	2.01		0.03 ~ 3.8	1.8	
	O	11	0.95 ~ 2.11	1.36	5	0.01 ~ 19.11	0.82	

4.2 盖层

古生界盖层十分发育,均具有多时代多层系特点,盖层岩石类型主要有膏盐、泥页岩及致密灰岩等。蒸发岩(石膏、盐岩):为最好盖层;泥页岩:结构致密,突破压力高,在地层中分布广,厚度大且较稳定,也是良好盖层;致密灰岩:泥晶灰岩、含泥质的灰岩,突破压力高,亦可形成盖层。

4.3 储盖组合

依据生、储、盖层在时间、空间上的分布特点,将生储盖组合划分为多种形式。

4.3.1 连续组合

生、储、盖层存在于连续沉积的地质单元中,烃源岩与储层直接接触(面接触、带接触或体接触),输导通道以孔隙—裂隙为主,有以下4种形式:

1) 封闭式。储集体被烃源岩所包围,如塔里木艾协克奥陶系油气藏,他们的储集体是相对独立的构造裂缝加上溶蚀孔、洞系统。

2) 侧变式。储集层由致密的烃源层相变而成,此种组合形式目前尚未见到,推测在阿克库凸起的东南缘斜坡发育有礁、礁滩等,将会有重大发现。

3) 叠层式。储集层叠置在烃源岩上部,如塔里木塔中12油气田储层为志留—泥盆系含油气砂岩,其油气来自下伏寒武—奥陶系灰岩。

4) 互层式烃源与储集层间互出现,如中生界生储盖层可组成这种形式,不过目前发现的中生界油气藏均是以海相油源为主,组合形式更复杂一些。

4.3.2 不连续组合

生、储、盖层在时间上不连续,在空间上可以相邻或不相邻(后者不包括储、盖层间的关系),生油层与储层是通过不整合面、断裂接触或沟通的,有以下3种形式:

1) 不整合型。烃源层和储层由不整合面沟通,他们可以分别或同时存在不整合面的上方及下方,如鄂尔多斯庆阳气田(奥陶系)、塔里木塔中4石炭系气藏等。

2) 不整合+断层型。在不整合型组合上又被断层复杂化,这种组合形式在塔北分布最广泛,如雅克拉凝析气田。

3) 断层型。烃源层与储层以断层为输导组成的组合,如塔里木波斯坦石炭系油气藏,是寒武系—奥陶系生成的油气以断层为输导运移到石炭系砂岩中聚集成藏的。

总之,以上两类7种形式,实际上单一形式并不

多,一般为复合型。

5 多期成藏

中国古生代海相具有多期成藏特征,一般2~4成藏期,塔里木盆地地下古生界烃源岩有4个成藏期,即:海西早期、海西晚期、燕山期和喜山期。

鄂尔多斯盆地至少有两个成藏期,第一期是海西期,第二期是喜山期。^[5,7]

四川盆地在地质历史中,曾有过多次生油高峰期,多次成藏期(郭正吾等,1997)。

6 多成藏(田)模式^[4,7]

6.1 成藏模式

成藏模式是指油源岩、成油期与储集层时空上的组合,寒武—奥陶系为主:油源岩,生成的油气聚集在多时代储层中,形成了多种模式:古生古储:古生代生成的油气又储集在古生代地层中(塔里木、四川);后生古储:喜山期生成的油气储集在古生代地层中(塔里木、鄂尔多斯);后生中储:喜山期生成的油气储集在中生代地层中(塔里木);后生新储:喜山期生成的油气储集在新生界中(塔里木)。

6.2 油气田模式

指单一或多种类型油气藏在油田中组合。可分为:单一结构:如塔中一号油气田、庆阳气田,目前只在奥陶系顶部风化带发现油气藏;双层结构:如雅克拉凝析气田,下古生界为断块潜山凝析气藏,中生界为平缓背斜凝析气藏;多层结构:如阿克库勒油气田,下部为奥陶系顶面不整合油气藏,中部为石炭系岩性油气藏,上部为三叠系披覆背斜油气藏。

7 油气田分布规律

7.1 油气田纵向分布

中国古生代海相油气田,在纵向上,自震旦系—二叠系均有分布(见表4)。

表4 油气田纵向分布表

Table 4 Longitudinal distribution table of hydrocarbon fields

时代	典型油气田(藏)	地区	
P	普光气田、纳溪气田、自流井气口、塔里木柯坪沥青	四川、塔里木	
	阿克库勒、东河塘、塔中和石西油田、巴什托、克拉美丽		塔里木、准噶尔
	相国寺、卧龙河气田		四川
C	平水坝沥青带(古油藏)	贵州	

续表

时代	典型油气田(藏)	地区
D	龙头山沥青带	广西
	塔中油田	塔里木
S	麻江沥青砂岩	贵州
	柯坪沥青砂岩、塔中油气田	塔里木
O	雅克拉油气田,塔中油气田,沙西油田,	塔里木
	塔河油田	塔里木
e	庆阳气田	鄂尔多斯
	雅克拉油气田	塔里木
Z	石溪河沥青带	四川
	雅克拉油气田	塔里木
	威远气田	四川

7.2 油气平面分布

古生代油气田,主要分布在塔里木、四川、鄂尔多斯、准噶尔等盆地,但是古生代油田主要分布在塔里木和准噶尔盆地;其他地区古生代主要是气田^[2,4]。

7.2.1 古隆起和斜坡控制油气区域聚集

中国塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、四川盆地,在古隆起形成大油气田。如川东二叠—三叠系气田群;在古隆起之上的群体构造成星罗棋布聚气成大型气田,如塔里木的沙雅隆起、卡塔克隆起及鄂尔多斯斜坡区和川南泸州古隆起等(见图1至图3)

7.2.2 不整合面控制油气运移和聚集

盆地区域性不整合面,以加里东中期构造运动形成的奥陶系顶部不整合面,海西早期运动形成的

志留—泥盆系顶部不整合面和海西末期运动形成的二叠系顶部不整合,对油气运移聚集最为重要,如塔里木盆地,由于志留—泥盆系、石炭系在沙雅隆起主体部位剥蚀变薄、尖灭,呈楔状体叠置和错列展布,造成一些地区不整合复合的现象,形成了复合性不整合面。在不整合面上下发现了一系列油气藏的事实,有力地说明了不整合面控油的重要性。

7.2.3 断裂控制油气运移和遮挡

7.2.3.1 断裂控制油气运移

各地区发育着不同规模和级次的断裂,对隆起构造格局形成、局部构造成生、输导油气、改善储集性能、封闭油气,均起到一定的控制作用。大型断裂,多构成构造单元边界,控制隆拗构造格局。大断裂对隆拗展布格局的控制,体现为生油拗陷的油气向隆起区运移聚集的区域性的普遍性。

如塔里木沙雅起有多种性质的断裂展布,以逆冲断裂带和局部构造的形成关系最密切,据统计沙雅隆起及其外围已确定的50余个局部构造中有65%的构造,其形成与断裂带有关。逆冲断裂带中的逆冲断裂及其派生的正断裂往往起着油气运移通道的作用。断裂与储油层、不整合面、生油层或古生界油藏串通,使油气通过断层上输入上覆层中聚集,而且断层所断至的任一层位,只要该层位圈闭和储集条件具备,就可使油气聚集成藏。

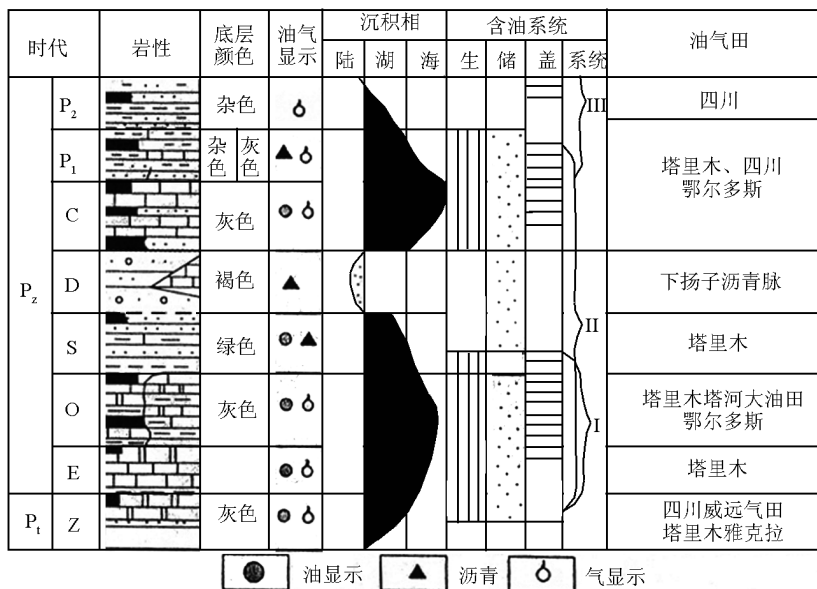


图1 中国古生界含油气综合柱状图

Fig.1 Comprehensive columnar section of Paleozoic hydrocarbon in China

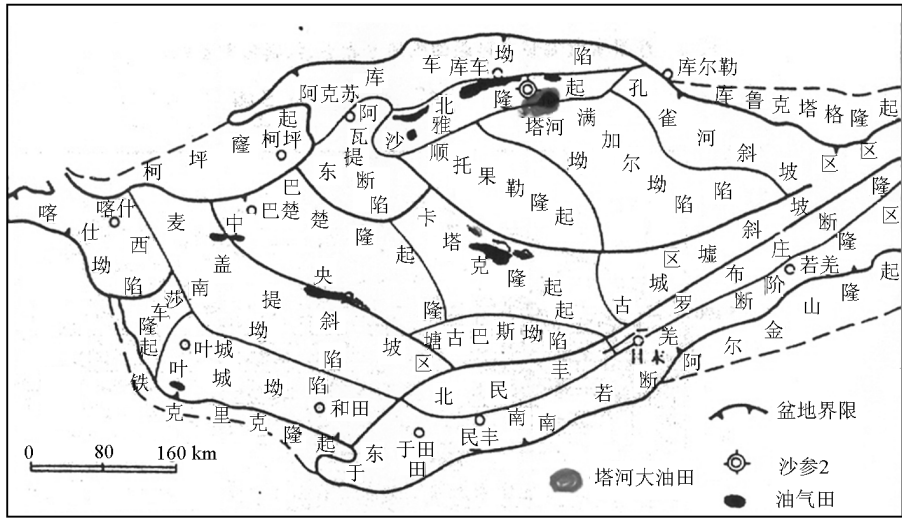


图2 塔里木盆地构造分区及古生界油气田分布图

Fig. 2 Tectonic division of Tarim basin and distribution of Paleozoic hydrocarbon

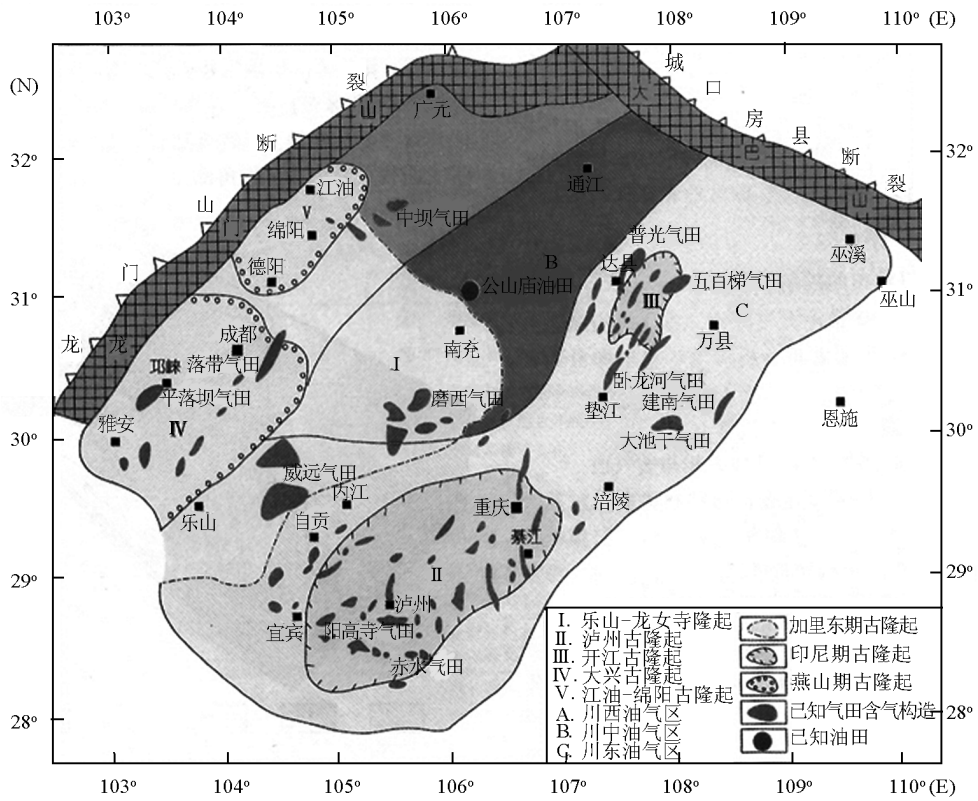


图3 四川盆地古隆起与油气田分布图(据西南油气田分公司,2006)

Fig. 3 Sichuan basin paleo-uplift and hydrocarbon distribution (according to Southwest Oil and Gas Field Branch,2006)

7.2.3.2 断裂遮挡油气

逆冲断裂具挤压性质,易于在含油气渗透层与泥质岩或致密的碳酸盐岩层断错相接处(在断距小于隔盖层厚度的情况下)或断成封闭情况下,对油

气起遮挡作用。较典型的实例如塔里木的阿克库勒背冲断块褶皱构造带,逆冲断层封闭的奥陶系褶皱潜丘中油藏得到保存,仅派生的小断层使油气藏切割复杂化。断裂具有破坏与遮挡作用,但以遮挡作

用为主导(如轮台断裂东段)。

7.2.3.3 断裂控制油气藏的聚集

在塔里木沙雅隆起圈闭构造油气藏的形成都与断裂有直接关系,断裂对油气藏的分布聚集起着显著的控制作用。断裂与局部构造、储层、烃源层三位一体的有机配置,有利于油气富集成藏。断裂带旁常形成牵引背斜,在断裂带的端点、拐点、交点、分支点和错列点处,有利于形成圈闭。油气在应力驱动下,可优先在这些部位聚集,如波斯坦构造的石炭系油藏,雅克拉构造凝析气藏。因此,沙雅隆起发育的近东西向、北东向断裂和北西向断裂控制了油气藏的聚集分布。

此外,断裂带的发育和与断裂带有关的风化淋滤带,都会改善岩层的储集性能,提高其孔隙度和渗透率。如塔里木盆地阿克库勒凸起塔河—轮南奥陶系致密灰岩中的裂隙型储层油气藏。

总之,古生代油气资源十分丰富,目前古生代油气勘探处于初级阶段,潜在油气资源十分丰富,目前

的资源转化率仅为 8%~10%,勘探潜力巨大,而且勘探领域广泛,已成为当前和今后油气资源开发的主要领域之一。

参考文献

- [1] 康玉柱.塔里木盆地石油地质特征[J].石油与天然气地质,1981,3(4):6-8
- [2] 康玉柱,黄有元,黎邦荣,等.塔里木盆地古生代海相油气田[M].武汉:中国地质大学出版社,1992
- [3] 康玉柱,张文献,蒋炳南,等.中国塔里木盆地石油地质特征及资源评价[M].北京:地质出版社,1996
- [4] 康玉柱,蔡希源,张传林,等.中国古生代海相油气田形成条件与分布[M].乌鲁木齐:新疆科技卫生出版社,2002
- [5] 翟光明,王慎言,史训知,等.中国石油地质杂志[M].北京:石油工业出版社,1987
- [6] 康玉柱,叶留声,康志宏,等.中国西北地区油气地质特征及资源评价[M].乌鲁木齐:新疆科技卫生出版社(K),1997
- [7] 张淦昌,张 荷,孙肇才,等.中国含油气盆地原型分析[M].南京:南京大学出版社,1987

The characteristics of Paleozoic marine hydrocarbon accumulation in China

Kang Yuzhu

(SINOPEC Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China)

[Abstract] In the Tarim petroleum geology investigation from 1970 to 1978, the author proposed for the first time that there was developed source rock in the Paleozoic era. A great breakthrough of Paleozoic marine hydrocarbon field was achieved in Shacan No. 2 well in 1982. Through deep research of many Paleozoic marine hydrocarbon fields, the author proposed Paleozoic marine hydrocarbon accumulation theory in 1992, which includes superposition composite basin accumulation, multi-era and multi-layer series petroleum generation, multi-stage accumulation, multi-era and multi-type reservoir-seal assemblage, multi-accumulation model and that hydrocarbon is mainly distributed around paleo-uplift, paleo-slope, fault zone and unconformity.

[Key words] Paleozoic era; marine hydrocarbon field; basin; uplift; depression; hydrocarbon distribution