

塔里木盆地形成大型—巨型油气田 的基本地质条件

叶德胜 周棣康

(西南石油地质局 05 项目工程处, 贵阳)

塔里木盆地形成大型—巨型油气田的基本地质条件是: 大型生油坳陷的存在, 大型生油坳陷之间有长期发育的巨型隆起带, 低地温梯度, 后期良好的保存条件, 以及作为油气主要运移、聚集通道之区域性不整合面及断裂的发育。

关键词 塔里木盆地 大型—巨型油气田 地质条件

第一作者简介 叶德胜 男 49岁 高级工程师 石油地质及沉积学

近几年来, 地质矿产部和石油天然气总公司在塔里木盆地沙雅隆起和中央隆起上的几个构造带已于多口井中钻获高产和(或)工业油气流。含油气层位包括震旦系至第三系, 其中主要有: 上震旦统奇格布拉克组、中寒武统阿瓦塔格组、中上寒武统下丘里塔格群、下奥陶统上丘里塔格群、下石炭统、三叠系、侏罗系、下白垩统卡普沙良群及上白垩统至下第三系库姆格列木群等9个层位。一个含油气盆地中有如此多的高产工业油气层, 在国内外均是十分罕见的。几年来的油气勘探实践充分表明, 塔里木盆地完全有可能形成若干大型—巨型油气田, 因为它具有如下一些优越的基本地质条件。

一、大型生油坳陷

一个沉积盆地是否发育大型生油坳陷, 是能否形成大型—巨型油气田的基本前提。

塔里木盆地东部的满加尔坳陷是古生代, 特别是加里东期至海西早期长期发育的克拉通周边沉降盆地, 面积达 $8 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图1)。据地质、钻井及地震等资料, 该坳陷古生代沉积巨厚, 最厚可达近万米。其中寒武及奥陶系属深水盆地相及盆地边缘斜坡相, 厚达 4000—6000 m; 岩性为深灰、灰黑色泥晶或微晶灰岩、含泥质灰岩、泥灰岩及灰黑色含钙质泥岩、泥岩等。暗色生油岩厚度可逾 2000 m, 约占该层系总厚的 40—50%。生油岩体积达 $12 \times 10^4 \text{ km}^3$ 。灰岩生油岩厚 1600 m 士, 残余有机碳含量最低为 0.2%, 最高达 0.78%, 平均 0.43%, 大大超过碳酸盐岩生油岩标准, 在国内碳酸盐岩生油岩生油指标中是最好的, 属良好生油岩。黑色钙质泥岩生油岩厚 400 m 以上, 残余有机碳含量 0.87—1.35%, 亦反映了有机质丰度高的特征。

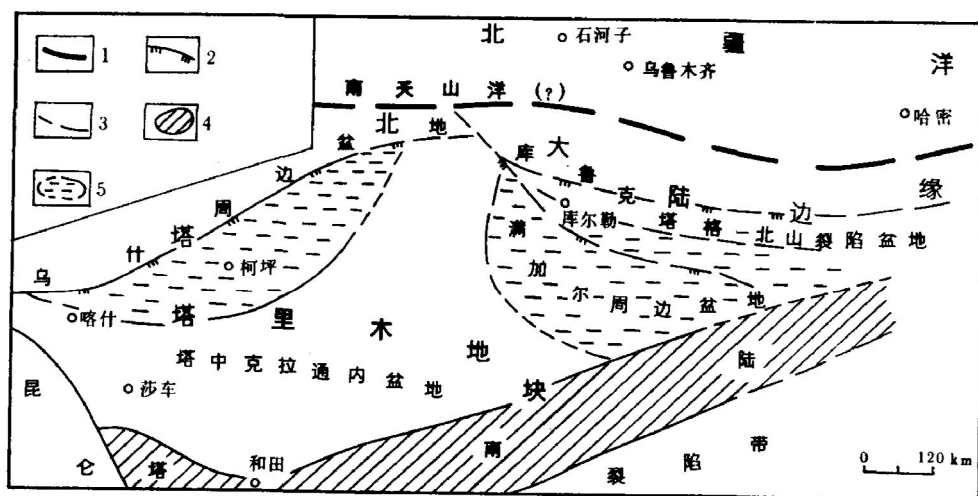


图1 塔里木盆地北部及其邻区寒武纪至早奥陶世早期沉积盆地分布略图

1—大陆边缘外边界（残留），2—推覆、冲断带，3—沉积盆地边界，4—古岛陆，5—寒武、奥陶系生油坳陷

满加尔坳陷寒武及奥陶系的油气资源总量约 $60 \times 10^8 \text{ t}^*$ 。同时该坳陷还发育 4000—5000 m 巨厚的志留及泥盆纪沉积，其中志留系属凹槽盆地相，发育较厚的黑色泥页岩等生油岩，亦是较好的生油相带。生油岩面积约 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。估计生油岩厚度近 1000 m，生油岩体积约 $2 \times 10^4 \text{ km}^3$ ，推测该坳陷志留系的油气资源总量 8×10^8 — $10 \times 10^8 \text{ t}$ 。

其次，塔里木盆地西部的巴楚-阿瓦提至沙雅一线北西，寒武及奥陶纪时为克拉通内部凹陷盆地，发育又一个生油坳陷，保存面积约 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。该坳陷有早寒武世台盆相至局限台地相黑色页岩、暗色泥微晶灰岩及奥陶纪盆地至深水陆棚相黑色笔石页岩、暗色泥微晶灰岩等多层次生油岩发育，累计厚 400 以上，约占该层系总厚的 20% 左右。其中黑色泥页岩厚约 60 余米，残余有机碳含量为 0.56—7.38%，暗色碳酸盐岩厚逾 340 m，有机碳含量 0.05—0.09%，亦为较好的生油岩。该生油坳陷生油岩体积约 $0.8 \times 10^4 \text{ km}^3$ ，油气资源总量为 $6.5 \times 10^8 \text{ t}^*$ 。

此外，塔西南坳陷区石炭、二叠系厚达 2000—4500 m，其中各类生油岩累计厚 500—1000 m，碳酸盐岩有机碳含量平均为 0.2%，泥质岩有机碳含量平均为 2.26%。生油岩分布面积约 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。库车坳陷，满加尔坳陷及塔西南坳陷的陆相三叠系、侏罗系生油岩厚 250—450 m，分布面积达 $20 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，均为较好的生油坳陷。

总之，塔里木盆地大型生油坳陷发育，特别是满加尔寒武纪及奥陶纪生油坳陷的存在为塔里木盆地形成大型—巨型油气田的首要条件。

二、大型生油坳陷之间的大型隆起

前述大型生油坳陷之间，有两个长期发育的大型隆起，即沙雅隆起及中央隆起（图 2）。

* 地矿部西北石油地质局地质大队、石油地质中心实验室，新疆塔里木盆地东北地区油气生成、演化、储聚特点及资源预测，1990。

型隆起带上。

同时在上述大型隆起上发育巨型油气圈闭,有利于形成大型至巨型油气田。例如沙雅隆起东南有阿克库勒巨型背斜构造,奥陶系顶面以5600 m等深线圈闭,闭合高度近600 m,圈闭面积达4400 km²;在中央隆起上有塔中一号巨型背斜构造,奥陶系顶面圈闭面积达8200 km²。此外尚有塔中二号等巨型构造圈闭。

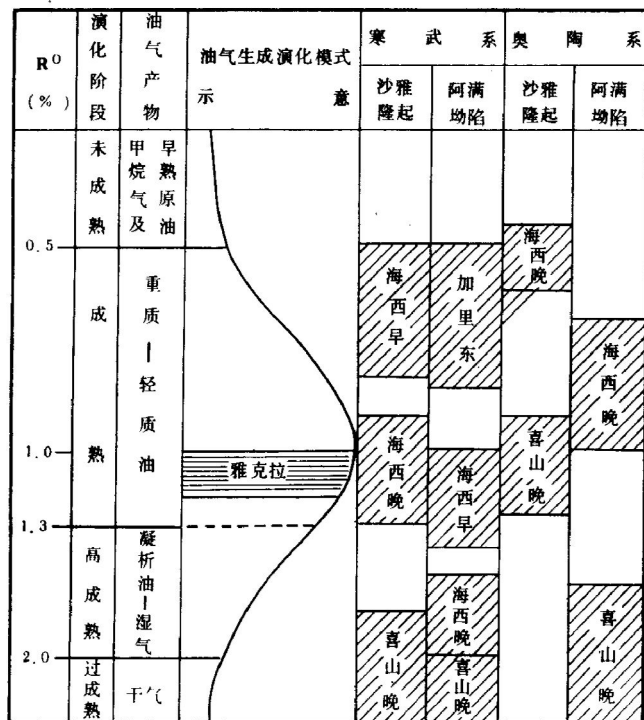


图4 塔里木盆地寒武及奥陶系油气生成演化示意图

(据陈正辅等, 1989)

注: 图中斜线表示生油期, 横线表示演化程度

三、低地温梯度

低地温梯度是塔里木盆地的又一重要特征。现今地温梯度一般小于2℃/100m^[3]。塔东北地区中、新生代平均古地温梯度亦为2℃/100m左右, 古生代为2.6—2.7℃/100m (局部受海西期玄武岩喷溢等热源活动影响的地区稍高)*。塔西南地区海西期平均古地温梯度为2.8℃/100 m^[4]。

塔里木盆地的主要油气源岩——寒武及奥陶系具多期生油的重要特征**, 其中最主要的是海西晚期及喜山期。由于该盆地地温梯度低, 因此特别有利于寒武及奥陶系油气源岩的晚期生油 (图4)。国外研究表明, 古生代地层晚期生油是形成大型—巨型油气田的重要条件之一, 因为生油期晚, 有利于油气的保存^[5]。

同时, 塔里木盆地的低地温梯度, 使该盆地的另一套重要的油气源岩——石

炭及二叠系至喜山期以来始进入生油高峰期。如巴楚地区现今埋藏5300 m的中石炭统油气源岩目前正处于生油高峰期, 麦盖提斜坡埋深6000 m左右的中石炭统, 其生油期始点距今24 Ma。由此推算出塔里木盆地西南腹地区的中石炭统要埋深到5000—6000 m才进入生油高峰^[4]。同样, 由于生油期晚, 有利于油气的保存。

低地温梯度不仅有利于古生界油气源岩的晚期生油, 而且使各种成岩作用均受到相当程度的抑制, 演化比较缓慢。从表1可以看出:

1. 塔里木盆地志留至第三系碎屑岩一般至井深3000—3400 m始进入中成岩期成熟阶段, 至井深5400—5800 m才进入超成熟阶段。对比国内外其它大型—巨型油气区的资料 (图5) 表明, 塔里木盆地志留至第三系碎屑岩进入成熟阶段的深度较其它油区大得多; 塔里木为

* 魏大卫等, 塔里木盆地东北地区古地温研究, 1989。

** 叶德胜、刘树晖等, 塔里木盆地东北地区震旦系至第三系成岩研究, 1989。

3000—3400 m, 华北油田为 2100 m 左右, 大庆油田为 1500 m 左右, 美国墨西哥湾为 2440 m 左右。

表 1 塔里木盆地北部志留至第三系碎屑岩成岩阶段的划分*

成岩阶段	主要成岩作用	下限井深
早期成岩	粘土膜, 泥微晶方解石和粘土杂基胶结, 纤维状石膏结核, 微弱机械压实	200m±
中	不稳定碎屑蚀变, 石英加大, 赤铁矿胶结、交代, 无铁亮晶方解石和纤维状石膏胶结、交代, 第 1 期溶蚀	1000—1300 m
期	硬石膏胶结、交代, 石膏转化为硬石膏, 方解石重结晶, 粉细晶方解石化, 石膏化加剧, 第 2 期溶蚀, 局部含铁嵌晶方解石化, 蒙脱石开始转化, 形成混层比低的混层矿物	3000—3400 m
成	第 2 期溶蚀继续, 钠长石化、伊利石化加剧, 含铁嵌晶方解石化、自生白云石、菱铁矿, 第 3 期溶蚀, 产生大量有效次生孔隙	3600—4000 m
熟	第 3 期溶蚀继续, 产生大量有效次生孔隙, 粘土与石英晶格交生, 粘土矿物进一步转化, 混层比增加, 压溶, 绿泥石化, 硅化, 方解石呈连生嵌晶	5400—5800 m
超成熟阶段	成熟阶段 B 除溶蚀外的作用进一步加强, 次生孔隙开始大量破坏, 粘土矿物中混层矿物消失, 均转化为绿泥石和伊利石	>5800 m

* 据叶德胜、刘树晖、翟晓先, 塔里木地区震旦系—第三系成岩研究, 1989。

2. 塔里木盆地碎屑岩成熟阶段的纵向分布区间宽, 一般大于 2000 m, 而华北油田为 1100 m 左右, 大庆油田为 500 m 左右, 美国墨西哥湾为 920 m 左右。处于成熟阶段的砂岩一般均发育良好的次生孔隙^[6]。塔里木盆地这个厚度巨大的次生孔隙发育带, 在区域上广泛分布, 这就无疑决定了下第三系至三叠系 (还包括一些地区的石炭—二叠系, 甚至志留及泥盆系) 作为区域性储层的良好前景。并且, 由于成熟阶段的深度大, 十分有利于深部油气勘探。

最近, 仍有人指出: “关于深油气田, 在深于 3000—3500 m 之后, 受静压 (岩压) 负荷和地温影响, 储层物性变坏”。我们认为, 尽管某些地区确实在埋深 3000—3500m 之下, 出现储层物性变坏的情况, 如上述华北、墨西哥湾等油田。但决不能一概而论, 必须作具体分析。如前所述, 由于地温梯度低, 成岩作用缓慢, 次生孔隙发育的深度可能很大。事实上塔里木盆地次生孔隙的大量发育是在 3000—3400 m 深度以下 (即中成岩期成熟阶段), 直到 5400—5800 m 以后, 才开始大量减少。据铸体薄片观察, 沙 14 井侏罗系 (井深 4411.5—4459.0 m), 次生溶孔的面孔隙度达 15—20%, 沙 4 井侏罗系 (井深 5375.0—5381.0 m) 次生溶孔面孔隙度仍达 20% 左右。此外, 大量物性测定也表明该盆地深度大于 3000—3500 m 的深部地层中次生溶孔极为发育, 平均孔隙度在 14—24% (表 2)。

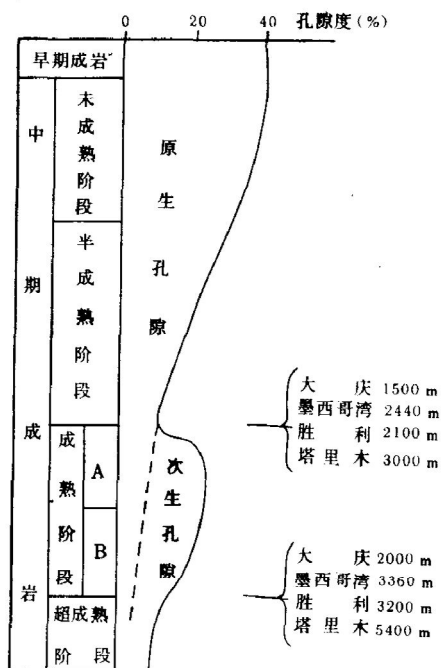


图 5 国内外若干油田次生孔隙发育带的深度分布

* 翁世劼, 来自国际石油勘探统计数据的几点启示, 1988。

表2 塔里木盆地北部碎屑岩物性数据

层 位	样 品 数 (件)	样品井深 (m)	平均孔隙度 (%)	平均渗透率 ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)
苏维依组 (N_{1s})	66	4338—4522	23.72	1040
库姆格列木群 [$(K_2-E) km$]	43	4410—4900	20.13	1302
卡普沙良群 (K_1kp)	87	4900—5350	14.29	80.6
三叠系 (T)	95	4740—5000	21.54	696
下石炭统 (C_1)	30	5720—5820	15.82	85.4

四、良好的保存条件

后期构造运动的强烈程度以及油气保存条件,是含油气盆地评价的又一关键因素。

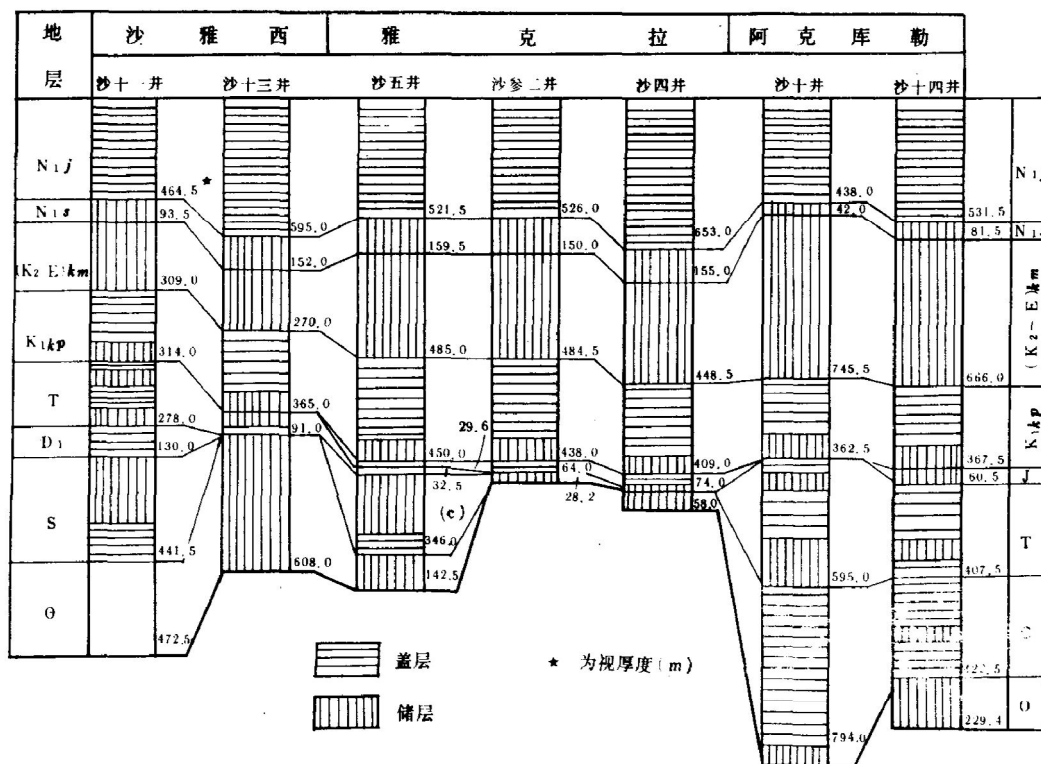


图6 塔里木盆地北部储盖组合示意图

我国一些古生代海相沉积区(如上扬子地区)一般沉积较厚,生油岩发育,有利于油气生成并形成油气藏。但后期构造变动剧烈,破坏、改造严重。特别是中、新生代经历了三次大的地壳运动(即印支、燕山及喜山运动),并以横向挤压产生的褶皱及伴生的断裂为主。致使除四川盆地以外的上扬子区发生翻天覆地的变化,导致油气大量散失。这是上扬子区古生代地层含油远景大为减色的主要原因。

美国的一些古生代沉积区,如位于落基山与阿巴拉契亚山之间的美国中部盆地及二叠盆地等,中、新生代的漫长地史时期内表现异常稳定。由于石油形成和保存条件良好,因而拥

有巨大的油气储量。二叠盆地及西内盆地后期构造运动最稳定,因此其可采储量占美国古生界总储量的90%以上。

尽管塔里木盆地海西晚期构造运动相对较强烈,使早期(海西期)形成的油气藏遭到不同程度的破坏,但其后印支—喜山期构造运动相对稳定,且中、新生代(特别是新生代)沉积巨厚,厚度可大于4000—5000 m,其中包括累计厚度大于2000 m的以泥质岩及含石膏或石膏质泥岩为主,并夹薄层石膏的良好盖层。特别是下白垩统卡普沙良群中上部及下第三系吉迪克组为分布广泛、厚度巨大、封盖性能良好的区域性盖层(图6-8及表3)。这使部分早期形成的油气,特别是晚期(印支—喜山期)形成的油气得以完好地保存。

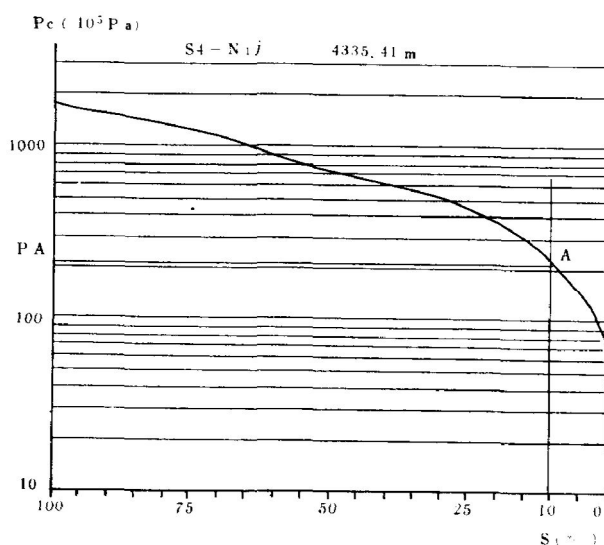


图7 塔里木盆地沙4井吉迪克泥质岩毛管压力曲线

表3 塔里木盆地泥质岩盖层性能参数

层位	井号	井深(m)	岩性	突破压力(10^5 Pa)	中值半径(10^{-10} m)	级别
N ₁	沙4井	3979.7	紫红色泥岩	197	2.0	I
		4335.4	含石膏质泥岩	217	1.9	I
K ₁	沙7井	5305.7	紫红色泥岩	126	2.5	I
	沙16井	4518.8	棕红色泥岩	125	2.8	I
T	沙9井	4858.8	灰绿色泥岩	140	3.5	I
	阿参1井	5005.0	粉砂质泥岩	127	3.3	I
C ₁	沙14井	5186.6	含钙质泥岩	141	2.2	I
	沙17井	5239.9	含钙质泥岩	160	2.2	I

(地矿部石油地质中心实验室分析)

五、不整合面及断裂的发育

塔里木盆地的主要油气源岩是下古生界的寒武-奥陶系。但高产及工业油气流不仅出于寒武-奥陶系,而且产于其上的石炭系至第三系。据油源对比研究,石炭系至白垩系的油气主要来自于海相寒武及奥陶系源岩^{*}。在目前主要产油气地区的沙雅隆起上,由于寒武-奥陶系受到长期剥蚀,仅残存于该隆起的南部;同时该隆起的石炭-二叠系沉积大部缺失,三叠系极薄或缺失。因此该隆起本身缺乏较好、较厚的生油岩系,其油气主要来自其两侧的坳陷,特

* 地矿部西北石油地质局地质大队、石油地质中心实验室,塔里木盆地东北地区生油层评价和油气源研究,1989。

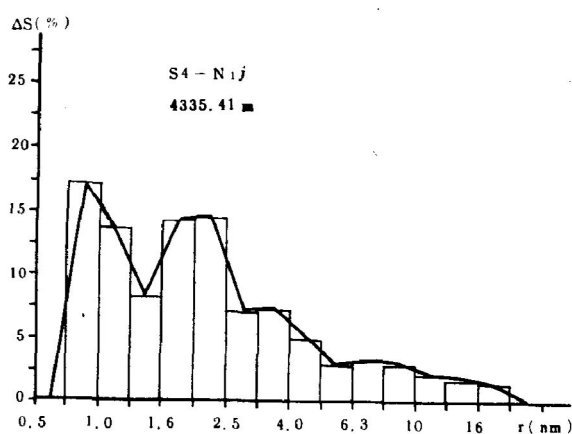


图8 塔里木盆地沙4井吉迪克组
泥质岩微孔隙结构

别是满加尔坳陷。

上述坳陷内寒武-奥陶系中的油气是如何运移到隆起上的寒武-奥陶系及其上地层中去的呢？普遍存在的不整合面及断裂是油气运移和聚集的主要通道。

柯坪露头区的详细研究表明，该区的若干断裂及其伴生的裂隙和包括不整合面在内的水平渗透层，确实曾经作为油气运移的通道。这为大量与断裂、裂隙和水平渗透层伴生的“绿带”（即红色岩层中顺层或垂直、斜交层理的次生绿色条带）所证实*。“绿带”中的沥青痕迹、有机碳增高、溶蚀充油、粘土矿物加速转化，以及高铁还原等都是油气水运移的标志。研究还表明：油气运移的通道是以大断裂及不整合面等水平渗透层为主构成网络，并由小断裂和裂隙在纵横向上相互交错，连接沟通，使油气水

在垂直及水平方向长距离运移。

塔里木盆地地腹区存在多期不整合面（特别是海西末期的 T_3^0 不整合面），以及轮台断裂等长期发育的断裂。它们与柯坪露头区的情况相似，亦能作为油气运移的通道。例如轮台断裂附近的沙7井中寒武统阿瓦塔格组的红色岩层中亦发现类似柯坪地区的“绿带”。

此外，由于不整合面及断裂的发育，极大地改善了下古生界碳酸盐岩储层的储集性能。特别是前中生界不整合面，常形成风化壳储集体，其孔、洞、缝十分发育，这是塔里木盆地最重要的储集类型之一。著名的沙参2井及塔中1井等高产油气层均属这种储集类型。

总之，塔里木盆地具有极大的含油气远景，具备了形成大型—巨型油气田的基本地质条件。但是成油条件较复杂，油气富集规律尚待进一步深入研究。

参 考 文 献

- [1] 张用夏，石油与天然气地质，1985；6（增刊）。
- [2] 刘锦才，石油与天然气地质，1985；6（增刊）。
- [3] 周中毅，石油与天然气地质，1985；6（增刊）。
- [4] 周中毅、刘德汉等，沉积学报，1983；1（2）。
- [5] 朱夏，石油与天然气地质，1983；4（1）。
- [6] V. 施密特等，陈荷立、汤锡元译，砂岩成岩过程中的次生孔隙，石油工业出版社，1982。

* 叶德胜、刘树晖等，塔东地区震旦系—第三系成岩研究，1989。

BASIC GEOLOGICAL CONDITIONS FOR FORMATING HUGE OIL-GAS FIELDS IN TARIM BASIN

Ye Desheng Zhou Dikang

(05 Project Administration, Southwest Bureau of Petroleum Geology, Guiyang)

Abstract

Practice of hydrocarbon exploration in recent years indicates that Tarim Basin has following geological conditions for forming huge oil-gas fields: 1. The development of large hydrocarbon-generating depressions, especially the Manjiaer Cambrian-Ordovician depression with a total area of 80000 km², source rocks of 2000m thick and total hydrocarbon resources of 6000 million ton. 2. Uplifts of long-period development between the large hydrocarbon-generating depressions, especially the Shayar and Central Uplifts, which were the direction of hydrocarbon migration, and were favourable for hydrocarbon accumulation. 3. Low geothermal gradient, the mean geothermal gradient of Mesozoic and Cenozoic was about 2°C/100m, and that of Paleozoic was 2.6 – 2.7°C/100m. This was fairly favourable to hydrocarbon generation in late stage for major source rocks (Cambrian to Ordovician) in the basin, and slowed down the diagenetic evolution of Silurian to Tertiary clastic rocks. Therefore, the development zone of secondary pores is not only wide in longitudinal distribution (generally greater than 2000m), but also very deep (for example, the porosity of the clastic rocks which is buried in the depth of 4300 – 5800m is still up to 15 – 25%). 4. Good preservation conditions in the later stage due to weak tectonic movements in the Meso-Cenozoic, and the development of regional cap beds which are characterized by extensive distribution, large thickness and good sealing property. 5. Well developed faults and unconformity surfaces as the main passage ways for hydrocarbon migration and accumulation, and which obviously improved reservoir property of Lower Paleozoic carbonate rocks, especially the unconformity surfaces of the Pre-Mesozoic that usually formed weathering surface reservoirs.