

文章编号:1001 - 6112(2006)03 - 0243 - 06

塔里木盆地巴楚—麦盖提地区 油气运聚与成藏

马红强^{1,2}, 王恕一², 蔺军³

(1. 中国地质大学 资源学院, 武汉 430074;

2. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151;

3. 中国石油化工股份有限公司 西北分公司 规划设计研究院, 乌鲁木齐 830011)

摘要:塔里木盆地巴楚—麦盖提地区有效烃源岩为寒武系—中下奥陶统和石炭系, 巴楚隆起和麦盖提斜坡 2 套烃源岩演化历史有较大的差异。该区油气运移疏导系统主要为储层孔隙和裂缝系统、断裂系统与不整合面; 主要有 3 期成藏, 即加里东晚期—海西早期、海西晚期和喜马拉雅期。其中加里东晚期—海西早期油藏多被破坏; 海西晚期油藏保存有好有差, 后期又有调整; 喜马拉雅期主要为气藏形成与古油藏调整期。根据主要成藏时期及成藏条件的配置关系、源岩及储层的关系, 认为巴楚—麦盖提地区大致存在 4 种成藏模式: 早期成藏他生、早期成藏次生、早期成藏—破坏—晚期成藏和晚期成藏。

关键词: 烃源岩; 油气运聚; 成藏特征; 巴楚—麦盖提地区; 塔里木盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

塔里木盆地巴楚—麦盖提地区位于中央隆起带西端, 跨越巴楚隆起和西南坳陷麦盖提斜坡 2 个构造单元。巴楚隆起东段走向为北西—南东, 其东南端以一鞍部与卡塔克隆起分界, 南侧以玛扎塔克断裂为界与麦盖提斜坡相邻, 西南与塘古巴斯坳陷相邻, 北侧以土木休克断裂为界与阿瓦提断陷相接。巴楚隆起西段呈北北西—南南东向, 其北西端以柯坪塔格断裂为界与柯坪隆起相邻, 东北侧以阿恰断裂为界, 西南侧以色力布亚断裂与麦盖提斜坡相连。巴楚隆起被夹持在阿恰断裂—吐木休克断裂带和色力布亚断裂—玛扎塔格断裂带之间, 为一大型背冲断隆。麦盖提斜坡则为单一南倾区域性大斜坡^[1]。

1 有效烃源岩特征

巴楚—麦盖提地区的有效烃源岩为寒武系—中下奥陶统和石炭系, 其中尤以中下寒武统为优质烃源岩^[2,3]。中下寒武统为台缘斜坡—盆地边缘相—蒸发潟湖相的高有机碳含量的深灰、灰黑色含盐、含膏的泥质泥晶云岩与泥质泥晶灰岩, 烃源岩厚度较大, 达到 200~300 m, 母质类型好。上寒武—中下奥陶统烃源岩生烃能力相对较差, 其中中下奥陶统烃源岩厚度较小, 一般在 50~100 m。

石炭系高有机质丰度的源岩主要是巴楚组

(C_{1b}) 生屑灰岩和卡拉沙依组 (C_{1-2kl}) 砂泥岩段、含灰岩段。在巴楚隆起区该套烃源岩厚度相对较小, 对本区的油气贡献相对有限; 卡拉沙依组碳酸盐岩厚度在 50 m 左右, 巴楚组碳酸盐岩厚度 50~100 m, 巴楚组泥岩厚度则仅 20 m 左右。麦盖提斜坡—塔西南坳陷中东部地区是本区石炭系的有效烃源岩区, 烃源岩厚度相对较大, 其中巴楚组碳酸盐岩厚度 50~150 m, 卡拉沙依组碳酸盐岩厚度 100~200 m。

2 烃源岩热演化史

巴楚隆起和麦盖提斜坡均有寒武—奥陶系和石炭系烃源岩分布, 不同地区、不同层位的烃源岩演化历史有较大的差异。

2.1 寒武系底烃源岩演化

巴楚隆起东部 (大致沿勒牙依里塔格—和 3 井一线以东、以北) 最早进入成熟期, 向西、南方向烃源岩进入成熟期的时间愈来愈晚。加里东早期, 巴楚隆起东部地区已进入主生油期 (R_o 为 1.0%), 西部和南缘到海西早期 (石炭纪末) 开始进入主生油期。麦盖提斜坡主体部位在海西早期开始进入成熟阶段 (R_o 为 0.6%~1.0%)。

海西晚期, 巴楚隆起东部已进入高成熟阶段, 部分地区已进入过成熟阶段 (R_o 为 2.0%~3.5%),

收稿日期: 2005 - 10 - 20; 修订日期: 2006 - 05 - 09。

作者简介: 马红强 (1972—), 男 (汉族), 陕西宝鸡人, 工程师, 主要从事石油地质研究工作。

基金项目: 中国石化新星公司重点科技项目 (XYK2003—10)。

西部及南缘也已进入高成熟阶段(R_o 为 1.3% ~ 1.6%),而麦盖提斜坡主体处于生油高峰期(R_o 为 1.0% ~ 1.3%)。

印支—燕山期本区长期处于隆升剥蚀状态,寒武—奥陶系烃源岩长期处于停滞或缓慢演化阶段,直至喜马拉雅晚期再次沉降,但沉降幅度在各地区也有很大差别。巴楚隆起东部地区没有达到海西晚期时的埋藏深度,西部略超过海西期埋藏深度,而麦盖提斜坡则大幅度沉降,使烃源岩进一步演化。

喜马拉雅晚期,巴楚隆起经长期缓慢演化,隆起主体都已达到过成熟阶段(R_o 为 2.0% ~ 2.8%)。麦盖提斜坡北部上倾端 R_o 为 2.0% ~ 2.2%,向南到塔西南 $R_o > 4.0%$,已处于过成熟阶段。

2.2 上寒武统底烃源岩演化

上寒武统底烃源岩的演化趋势与寒武系底一致,各时期成熟度略低。

海西早期,巴楚隆起东部和 4 井一带已进入主生油期(R_o 1.0%),其他地区也已进入成熟阶段(R_o 为 0.6% ~ 1.0%)。麦盖提斜坡尚未进入成熟阶段。

海西晚期,巴楚隆起东部地区已进入高成熟阶段(R_o 为 1.3% ~ 2.0%),西部及南缘已进入主生油期(R_o 为 1.0% ~ 1.3%)。麦盖提斜坡 R_o 为 0.6% ~ 1.0%,已进入成熟期。

与寒武系底烃源岩演化史一样,印支—燕山期本区多处于停滞或缓慢演化阶段,直至喜马拉雅晚期巴楚隆起逐渐演化,已处于高成熟—过成熟阶段,东部地区 R_o 为 1.9% ~ 2.4%,西部及南缘 R_o 为 1.6% ~ 1.9%,而麦盖提斜坡向南成熟度逐渐增高,多已处于过成熟阶段。

2.3 奥陶系底烃源岩演化

海西早期,仅巴楚隆起和 4 井及以东一带进入初熟阶段($R_o > 0.6%$),其他地区均未进入生油门限。

海西晚期,巴楚隆起东部地区多已进入主生油期,西部及南缘进入成熟阶段(R_o 为 0.7% ~ 1.0%)。麦盖提斜坡北端玛扎塔格以南和玉代力克地区尚未进入生油门限,其他地区均进入初熟阶段。

喜马拉雅晚期,除玛扎塔格地区处于成熟阶段外,其他地区均进入成熟—高熟阶段(R_o 为 1.3% ~ 2.0%),向塔西南方向逐渐增高至过熟。

2.4 石炭系底烃源岩演化

至喜马拉雅期石炭系底烃源岩才进入成熟阶段,在巴楚隆起均处于低成熟阶段,而在麦盖提斜坡向南逐渐增高至高成熟阶段。

3 油气主要生成运移时间

巴楚隆起东部中下寒武统烃源岩在晚加里东期—海西早期已进入主生油高峰期,产出正常原油;至海西晚期,多已进入高成熟阶段,产出凝析油(气),下部的烃源岩部分已进入过成熟阶段,产出干气。巴楚隆起西部和南缘及麦盖提斜坡北缘地区,中下寒武统烃源岩至海西晚期也已进入主生油高峰期。巴楚隆起东部地区上寒武统和中下奥陶统烃源岩在海西晚期也已进入主生油高峰期。因此,海西早期—晚期是本区源岩大量产生正常原油、凝析油(气)的时期,产出油气的源岩主要分布于巴楚隆起和麦盖提斜坡北缘地区。

印支—燕山期,本区长期隆升、剥蚀,寒武—奥陶系烃源岩长期处于停滞或缓慢演化阶段,产生油气极少。

喜马拉雅晚期,随着塔西南前陆盆地的形成,麦盖提斜坡快速沉降,除北端少部分地区奥陶系烃源岩处于高成熟阶段外,其余地区寒武—奥陶系烃源岩均进入过成熟阶段,产出以干气为主的大量烃类。而巴楚隆起除部分奥陶系烃源岩处于成熟阶段外,大部分寒武—奥陶系烃源岩也已进入高成熟—过成熟阶段,但是由于巴楚隆起大部分地区寒武—奥陶系烃源岩的埋深在喜马拉雅期没有能达到海西晚期的埋深,加上喜马拉雅晚期地温梯度降低,因此巴楚隆起寒武—奥陶系烃源岩在海西晚期后长期缓慢的演化过程中可能产出烃类极少。因而喜马拉雅晚期本区大量烃类主要来自麦盖提斜坡。

石炭系烃源岩在巴楚隆起成熟度低,未能产生大量油气。在麦盖提斜坡地区,喜马拉雅晚期进入主生油期和高成熟阶段,可以产生原油和凝析油(气),与寒武—奥陶系的过成熟干气一起向巴楚隆起方向运移聚集。

4 油气运聚与成藏

4.1 油气运移输导系统

巴楚—麦盖提地区的油气运移通道以断裂系统、不整合面和储层孔隙、裂缝系统为主,并且相互连通构成复杂的网络系统^[4,5]。

4.1.1 储层孔隙和裂缝系统

巴楚—麦盖提地区石炭—二叠系、寒武—奥陶系碳酸盐岩中溶蚀孔、洞、缝极为发育,可作为油气运移的输导系统。一方面油气可经此类通道系统向临近的不整合面和断裂通道运移,另一方面可在

相对独立的孔、洞、缝系统中汇集,形成原生油气藏。巴什托和亚松迪一带石炭—二叠系碳酸盐岩捕获了许多烃类包裹体,可作为油气运移留下的显微遗迹;大板塔格剖面上寒武统云岩段发现3处沥青,山1井上寒武统云岩气藏曾试获少量墨绿色重油,和4井志留系发现沥青砂岩则是油气运移的宏观遗迹。因此,储层孔隙和裂缝系统可作为油气运移的通道。但碳酸盐岩储集岩非均质性强,侧向运移的距离有限。

4.1.2 断裂系统

区内重要的断裂系统包括柯坪、色力布亚、玛扎塔格、阿恰—吐木休克断裂等边界断裂带,并在隆起内分布有卡拉沙依、康塔库木等多条断裂及次级断裂,断裂性质多表现为逆冲和走滑,并具继承性特征^[5,6]。由于本区经历了多期构造运动,在其活动期内断裂均可作为烃类垂向运移的主要通道。巴什托、亚松迪、鸟山和玛扎塔格油气藏的形成均与断裂有关^[7]。因此断裂也是非常重要的运移通道。断裂活动期运载能力取决于断裂的规模和地层中泥质岩的涂抹能力。在非活动期,如果断裂带中构造岩不发育,均难作为运移通道,尤其是那些涂沫层厚度大而连续的断裂,只能作为隔层。

4.1.3 不整合面

不整合面在油气成藏中起了重要作用,已为油气勘探所证实。不整合面的通道作用在很大程度上取决于其上下岩性、物性及输导能力。若不整合面上下岩石均为储集岩,或其上下一侧为储集岩,可视为开启性;若上下均为非储集岩,则应视为封闭性。巴楚—麦盖提地区的不整合面或同一不整合面的不同地段,对油气的输导能力具有较大差异。据地震解释及钻井揭示,该区发育了多期重要不整合面,其中 T_7^0 、 T_6^0 、 T_5^0 不整合面普遍存在且延伸范围广,对本区的油气运移输导具有重要意义。

4.2 油气运聚与成藏

巴楚—麦盖提地区主要有3期成藏,即加里东晚期—海西早期、海西晚期和喜马拉雅期。其中加里东晚期—海西早期油藏多被破坏,海西晚期油藏保存有好有差,后期又有调整,喜马拉雅期主要为气藏形成与古油藏调整期^[8-10]。

4.2.1 加里东晚期—海西早期

巴楚隆起主要中、下寒武统烃源岩已进入生油高峰—高成熟阶段,上寒武统烃源岩进入生油门限—低成熟阶段,具备了油气运移条件,而麦盖提斜坡及其以南地区基本上未成熟。巴楚—麦盖提地区南高北低,油气向南部麦盖提斜坡方向运移。

由于储层的非均质性以及缺少断裂的输导,加之中寒武统膏盐岩优质区域盖层的封盖,下寒武统白云岩孔、洞、缝网络是油气的主要通道和聚集系统。由于下奥陶统生油有限, T_7^0 不整合面在北部表现为封闭。在南部,山1井下奥陶统白云岩中发现的沥青、和4井、巴东2井志留系下砂岩段中的沥青砂岩以及和3井下奥陶统灰岩中的沥青等都是这一时期油气藏形成的证据。由于玛扎塔格构造带及其南侧的古隆起缺失中上奥陶统—泥盆系,下奥陶统裸漏地表,寒武系—下奥陶统主要为碳酸盐岩,封盖性能差,通过 T_7^0 不整合面运移来的油气受大气淡水淋滤,很难聚集成藏,或聚集成藏后又逸散掉。

4.2.2 海西晚期

中、下寒武统烃源岩在本区处于高成熟—过成熟阶段,上寒武统、下奥陶统烃源岩进入生油高峰,油气生成量大,排烃量大,成为油气的主要运移期。受塔西南被动边缘控制,巴楚—麦盖提一带坳陷主体转变为宽缓的水下低隆起,但古隆起斜坡仍为北倾,呈现北低南高、东低西高的构造格局,因此油气运移指向仍是由北东向西南。北部巴楚地区的油气通过 T_7^0 和 T_6^0 区域不整合面向南部麦盖提斜坡运移,东西向的油气运移则是由巴楚地区东部向西部运移。据分析,巴什托、亚松迪、鸟山及和田河气田都是在这一时期开始成藏的。

4.2.3 喜马拉雅晚期

海西末期运动后,巴楚—麦盖提地区全面隆升并遭受长期剥蚀,烃源岩演化基本停止。

喜马拉雅期,巴楚—麦盖提地区反转成南低北高的构造背景,麦盖提斜坡南部—叶城、和田一带源岩干酪根裂解生成的大量以干气为主的油气,以及早期富集的原油裂解气向北部的巴楚隆起方向通过断裂垂向运移和通过不整合面横向运移。巴楚隆起南缘的玛扎塔格、鸟山构造带等第一排构造带由于“近水楼台”,处于构造带较高部位的玛2、4、8号等圈闭捕获天然气形成气藏。

喜马拉雅期,巴楚隆起及麦盖提斜坡北部的巴什托构造反转,变为西高东低的构造状态,海西期富集的古油藏亦随之发生自西向东的调整和再分配,部分油气散失。此时,由于石炭系烃源岩达到成熟—高成熟,巴楚—麦盖提早期生成的天然气及石炭系生成的高成熟油气分别充注巴什托和亚松迪古油藏,形成现今以寒武—奥陶系烃源岩为主、石炭系烃源岩为辅的混源油气藏。

5 油气成藏模式

根据主要成藏时期和成藏条件的配置关系以及源岩和储层的关系,巴楚—麦盖提地区大致存在 4 种成藏模式。

5.1 早期成藏他生模式

源岩主要为寒武—奥陶系,储层为石炭系—下二叠统南闸组,区域盖层为下二叠统。圈闭形成的海西期,正值寒武—奥陶系源岩的大量排烃期,圈闭处于油气运移聚集的指向区,海西期聚集成藏,海西期后虽经调整改造,仍被保存至今。如巴什托油气藏,圈闭形成于海西晚期,其东部和南部寒武系源岩处于主生油期和高成熟期,位于运移指向区,油气沿不整合面及断裂运移,聚集于石炭—二叠系(南闸组)储层中成藏。海西期后—燕山末期,经抬升剥蚀后接受了古近系和新近系沉积,同时地层整体由北西上倾转变为北东翘倾,溢出点抬高,部分油气向东调整溢散。喜山晚期,麦盖提斜坡寒武—奥陶系源岩进入高成熟—过成熟阶段,石炭系源岩也进入成熟—高成熟阶段,部分油气进入位于油气运移指向区的巴什托构造与早期油气混合,最终成藏(图 1)。

5.2 早期成藏自生模式

源岩为寒武—奥陶系,储层亦为寒武—奥陶系,储盖组合以层内组合为主,圈闭形成于海西晚期及之前。寒武—奥陶系发育表生风化岩溶型储层,组成层内或层间储盖组合,晚海西之前可能形成构造圈闭或地层岩性圈闭。海西早期—晚期,巴楚隆起东部寒武—奥陶系源岩已处于成熟—过成熟阶段,产生的油气主要向南、西运移,可能在这些地区的寒武—奥陶系圈闭中聚集成藏。目前尚未发现该类成藏实例,但和田河气田中的大量原油裂解气表明确实存在早期成藏的自生型油气藏。图 2 表明和田河气田下部及南部麦盖提地区海西期可能形成该类油气藏。至喜山期,随着塔西南坳陷的沉降,这些油气藏被深埋破坏,原油裂解成气向北运移,成为和田河气田的烃源之一,或局部保存海西晚期以前生成的油气,巴楚隆起内部寒武—奥陶系这类储层发育,有可能在早期捕集油气成藏。

5.3 早期成藏—破坏—晚期成藏模式

源岩主要为寒武—奥陶系,储层为石炭系—下二叠统南闸组或寒武—奥陶系。以亚松迪油气藏为例(图 1),海西晚期圈闭已形成,并捕集油气成藏。海西期后直至中新世中期,经长期隆升剥蚀,大气水沿断裂渗入,油气水洗氧化强烈,油藏几经

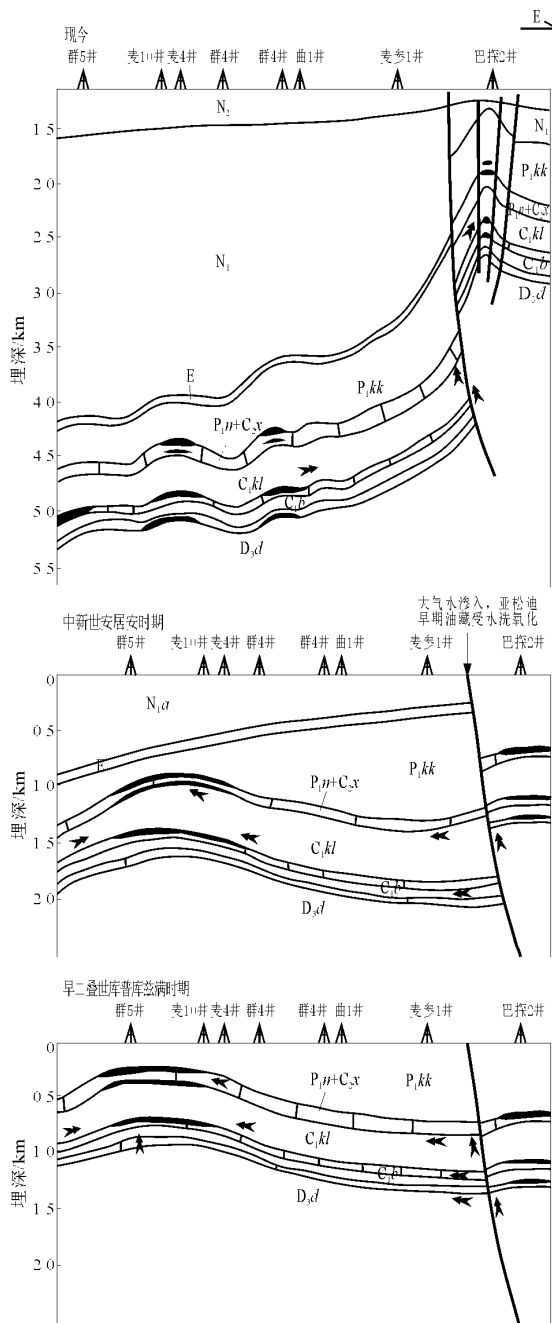


图 1 塔里木盆地巴什托—亚松迪油气田成藏模式
巴什托成藏为早期成藏他生模式(图左),
亚松迪成藏为早期成藏—破坏—晚期成藏模式(图右)。

Fig. 1 Accumulation pattern of the Bashituo-Yasongdi oil and gas fields in the Tarim Basin

破坏;中新世中期之后,下降接受沉积,同时原圈闭基础上形成新的圈闭。麦盖提斜坡寒武—奥陶系源岩产生的高成熟及过成熟油气,以及少量石炭系成熟—高成熟油气由西、南向其运移聚集成藏。这种成藏模式与早期成藏他生模式的区别在于:海西期后遭到强烈水洗氧化,早期油气藏破坏强烈,经喜山晚期油气成藏系统的重建才形成现今的油气藏。

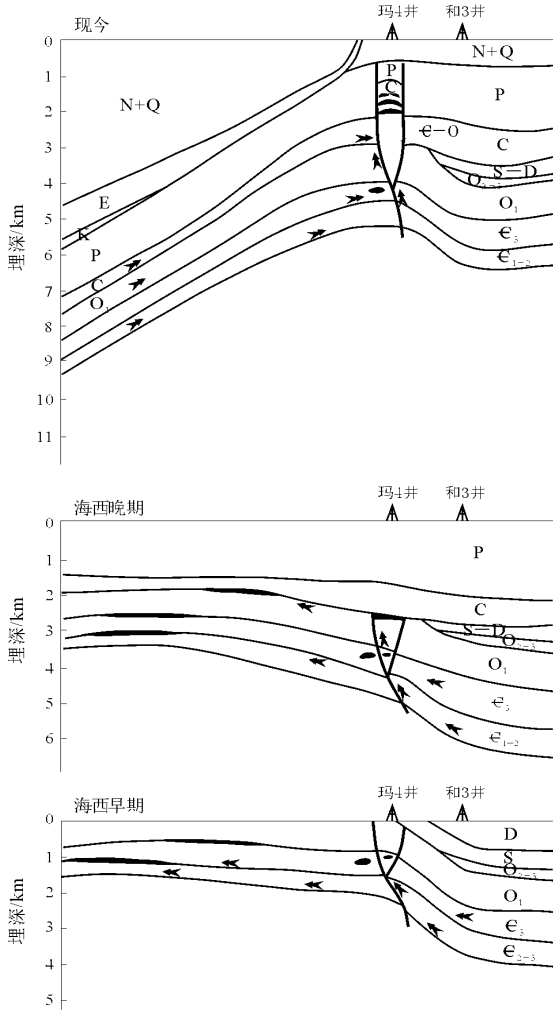


图 2 塔里木盆地和田河气田成藏模式
和田河气田为晚期成藏模式，
图左为早期成藏自生模式。

Fig. 2 Accumulation pattern of the Hetian River gas field in the Tarim Basin

5.4 晚期成藏模式

源岩主要为寒武—奥陶系,储层为寒武—奥陶系和石炭系,储盖组合为层间或层内组合,圈闭形成于喜山期,油气充注期为喜山期。以和田河气田为例,玛扎塔格构造带位于巴楚隆起南缘,晚加里东期—海西早期地层总体呈北倾,构造带及以南地区上奥陶统一泥盆系被剥蚀殆尽,下奥陶统碳酸盐岩上部形成表生岩溶型储层,寒武系—下奥陶统内

幕溶蚀孔洞型储层发育,玛扎塔格断裂可能已有活动。巴楚隆起寒武系烃源岩已进入生油期,油气向南运移,一部分可能在玛扎塔格构造带聚集,大部分可能越过玛扎塔格构造带向南运移聚集成藏。海西晚期麦盖提斜坡开始向南倾转化,断裂活动进一步加强,构造雏形形成。巴楚隆起寒武—奥陶系源岩进一步演化进入主生油期—过成熟期,油气仍由北向南运移,一部分可能在玛扎塔格构造带聚集。海西期后,区域抬升剥蚀,该地早期聚集的油气可能受水洗氧化、破坏,现今奥陶系储层中的沥青就是该期聚集后水洗氧化残留的痕迹。喜山晚期玛扎塔格最终定型,麦盖提斜坡成为南倾斜坡,寒武—奥陶系烃源岩和早期聚集的油藏深埋进入过成熟期而产生裂解干气,向北运移充注圈闭成藏,同时麦盖提斜坡石炭系源岩也进入成熟期,产生的少量原油与寒武—奥陶系干气一起充注圈闭(图 2)。

参考文献:

- 1 郑显华. 塔里木盆地西部巴楚—麦盖提地区石油地质特征及勘探建议[J]. 石油实验地质,1995,17(2):114~120
- 2 高志龙. 塔里木盆地巴楚隆起烃源岩特征及其油气源研究[J]. 石油实验地质,2000,22(4):319~324
- 3 刘长伟,王飞宇,李术元. 塔西南拗陷北坡至巴楚凸起的生烃史[J]. 新疆石油地质,2002,23(2):121~123
- 4 余晓宇,施泽进,刘高波. 巴楚—麦盖提地区油气成藏的疏导系统[J]. 石油与天然气地质,2003,24(4):346~350
- 5 刘高波,施泽进,余晓宇. 巴楚—麦盖提地区的构造演化与油气成藏[J]. 成都理工大学学报(自然科学版),2004,31(2):157~161
- 6 何文渊,李江海,钱祥麟等. 巴楚地区与塔北地区中生代油气构造成藏史对比研究[J]. 石油实验地质,2000,22(3):220~224
- 7 皮学军. 巴楚断隆乌山构造奥陶系气藏成藏分析及作用[J]. 石油勘探与开发,1999,19(2):33~37
- 8 李洪辉,张光亚,刘建新等. 塔里木盆地巴楚断隆油气勘探模式[J]. 石油勘探与开发,1998,25(5):11~13
- 9 王清华. 塔里木盆地巴楚凸起构造特征及对油气藏分布的控制[J]. 新疆石油地质,1999,20(3):208~209
- 10 吕修祥,周新源,皮学军等. 塔里木盆地巴楚凸起油气聚集及分布规律[J]. 新疆石油地质,2002,23(6):489~492

HYDROCARBON MIGRATION AND ACCUMULATION CHARACTERISTICS IN THE BACHU-MAIGAITI AREA OF THE TARIM BASIN

Ma Hongqiang^{1,2}, Wang Shuyi², Lin Jun³

(1. School of Resources, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China;
2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Research Institute of Petroleum Exploration
and Production, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China; 3. Research Institute of Regulation
and Design, Northwest Branch, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract : There are 2 sequences of source rocks including the Cambrian-Middle-Lower Ordovician and the Carboniferous in the Bachu-Maigaiti area of the Tarim Basin. The source rock evolution history in the Bachu Uplift is different from which in the Maigaiti Slope. The hydrocarbon migration systems include reservoir fracture, fault and uniformity. The hydrocarbon accumulation in the area can be divided into 3 periods such as the late Caledonian-early Hercynian, the late Hercynian and the Himalayan. Reservoirs were destructed in the late caledonian-early Hercynian, destructed or persered in the late Hercynian and generated or adjusted again in the Himalayan. Acorrding to major hydrocarbon accumulation as well as source rocks and reservoirs, there are 4 types of hydrocarbon accumulation models in the area: a) the early hydrocarbon accumulation; b) the secondary early hydrocarbon accumulation; c) the early hydrocarbon accumulation-destruction-late accumulation again; d) the late hydrocarbon accumulation.

Key words : source rock; hydrocarbon migration and accumulation; accumulation characteristics; the Bachu-Maigaiti area; the Tarim Basin

(continued from page 242)

In the early and middle periods, carbonate mild slope deposit of Qiaerbake Formation and carbonate platform deposit of Lianglitage Formation developed, forming three carbonate platforms in the center and north of Tarim Basin and in Bachu-Tangwangcheng area. In the later period, the Sangtamu Formation slope-tidal flat deposit with detrital rock being dominant developed. Transversely, in the deep depression areas away from the surrounding uplifts, the Querqueke Formation turbidite deposit with diamictic outer continental shelf deep basin facies developed in the east of the diamictic continental shelf and the static water mudstone deposit with diamictic outer continental shelf deep basin facies developed in Keping, Shaxi and Awati areas. In Bachu upheaval area with shallow water body and gentle sea-bottom slope gradient, the diamictic inner continental shelf deposit developed. The supercompensated deep-sea turbidite deposit developed in the eastern deep-sea trough basin. There still exists a slope-break zone with topography greatly varying between the central and western continental shelves. Comparing with the outer continental shelf deposit, its turbidite sequence further developed and the coarse clastics obviously increased.

Key words : deposit; palaeogeography; the Upper Ordovician; the Tarim Basin