

文章编号: 1001-6112(2006)04-0340-05

塔里木盆地巴楚地区输导体系类型及油气成藏

尹 微, 樊太亮, 曾清波

(中国地质大学 能源学院, 北京 100083)

摘要:从塔里木盆地巴楚地区输导体系类型入手, 将其分成断裂、输导层和不整合面等 3 类。首先分析以上 3 类输导体系的形成及输导能力。在特定地质条件下, 单一输导体系并不常见, 从而提出以不同方式进行组合而形成的复合型输导体系, 它是有效的油气运移通道网络。在不同地质时期, 复合型输导体系类型及其对油气的运移能力是不断变化的。因此在同一含油气系统中, 各种类型输导体系必须进行良好的时空配置才能对油气聚集起到促进作用。

关键词:输导体系; 油气成藏; 巴楚地区; 塔里木盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

输导体系是近年来石油地质学的一个重要研究方向, 同时也是油气地质研究领域的薄弱环节。它是决定油气在地下向何处运移、在何处成藏、成藏规模及成藏类型的重要因素^[1]。近年来, 国内外学者对其进行了一系列研究^[1~4]。

巴楚隆起位于塔里木盆地中央隆起带西段, 面积 $4.3 \times 10^4 \text{ km}^2$, 东以吐木休克 II 号断裂为界与塔中隆起相邻, 东北以阿恰—吐木休克断裂北侧为界与阿瓦提凹陷相邻, 西北以柯坪—沙井子断裂为界与柯坪断隆相邻, 西南以色力布亚断裂—玛扎塔格断裂为界与麦盖提斜坡相邻, 东南与塘古巴斯凹陷相连。巴楚隆起是夹持在阿恰—吐木休克断裂带和色力布亚—玛扎塔格断裂带之间的大型背冲断隆^[5]。

1 输导体系类型

巴楚地区输导体系分 3 类: 断裂型、输导层型和不整合型。三者可以单独构成油气运移输导体系, 也可以不同组合样式构成复合型输导体系。

1.1 断裂型

该输导体系是指断裂处于活动期时, 由断裂开启形成的油气垂向运移通道。断裂开启程度越高, 渗流空间越大, 越有利于油气运移^[6]。影响断裂输导体系有效性的因素有: 断裂性质、发育规模以及断裂活动期与油气运移期的关系^[7]。

巴楚地区断裂分 2 期: 一是海西晚期, 二是喜山期。海西晚期形成的断裂多沿巴楚隆起边缘分布, 为控制边界的深大断裂, 向下深切至寒武系或更老地层。吐木休克、阿恰、玛扎塔格、色力布亚断

裂都属于这一类。喜山期断裂再次发育, 一部分为海西晚期形成断裂的次级断裂, 另一部分为隆起内部的断裂, 起到分割巴楚隆起局部构造的作用。如卡拉沙依、古董山和三岔口断裂等。该期断裂活动强度较大, 对先期断裂有很大的改造作用。断裂在纵向上穿越层位较多, 能够很好地沟通油气, 是油气长距离垂向运移的良好通道^[8](图 1)。

1.2 输导层型

输导层对油气进行输导必须满足以下条件: 输导层具有一定厚度、平面上连通性好且分布较广、孔渗性好、围岩封闭性好、古产状有利。沉积条件是决定输导体系发育规模和连通性的主要因素^[7]。巴楚地区输导层型输导体系有 2 类: 连通砂体和碳酸盐岩孔—缝—洞。

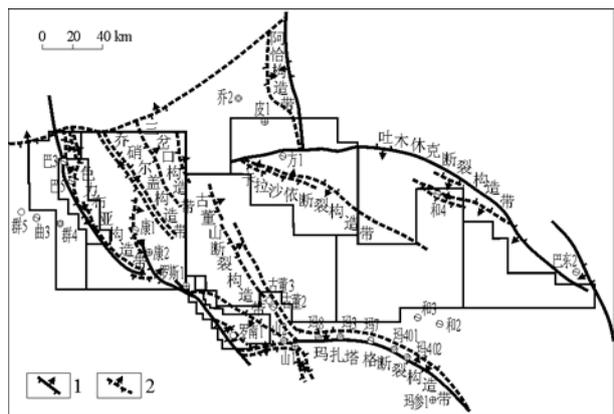


图 1 塔里木盆地巴楚地区断裂分布

1. 海西期断裂; 2. 喜山期断裂

Fig. 1 Distribution of faults in Bachu area, the Tarim Basin

收稿日期: 2005-11-28; 修订日期: 2006-05-30。

作者简介: 尹 微(1978—), 女(汉族), 辽宁沈阳人, 博士生, 主要从事石油地质研究。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973 项目)(2005CB422103)。

连通砂体以连通孔隙作为油气运移通道,是油气在地下进行侧向运移的良好通道。在这种输导体体系中,油气运移通道性能取决于连通砂体孔渗性能^[6],孔渗性能好则对油气运移有利。巴楚地区,除玛扎塔格断裂带周围,其余地区东河砂岩大面积发育,对油气运移起到了不可低估的作用。东河砂岩是早石炭世初期海水由西向东侵入时沉积的一套砂砾岩地层,由东向西北增厚,厚度30~100 m,成为油气侧向运移的良好通道。东河砂岩储层物性非均质性较强,以粒间溶孔和缩小粒间孔为主,厚度分布不均,横向变化较大。

巴楚地区寒武—奥陶系、石炭—二叠系碳酸盐岩中溶蚀孔、洞、缝极为发育。原因在于巴楚地区灰岩发育,其暴露地表遭受地表水淋滤,灰岩中的 Ca^{2+} 被 Mg^{2+} 取代,由于 Mg^{2+} 半径明显小于 Ca^{2+} ,形成岩溶孔洞。奥陶系岩溶主要分布在巴楚西南部的玛扎塔格、色力布亚断裂带周围;石炭系岩溶主要分布在色力布亚断裂中部。岩溶输导作用体现在垂向—侧向运移方面。

1.3 不整合面型

不整合面型输导体是指由于地壳抬升遭受长期风化剥蚀而形成的具有一定渗透能力的岩层。通常,不整合面渗透性良好,分布范围广,能把不同时代、不同岩性的地层连接起来^[9]。它既是油气侧向运移的通道,又可作为斜向运移的通道,主要取决于其空间分布状态^[6]。

巴楚地区发育4期主要不整合:1)中上奥陶统与下伏地层之间的不整合面(T_7^1 界面)。形成于加里东中期,在塔里木盆地广泛分布。当时地势西高东低,因此在乔2、和4、巴东2井以西不整合更加发育。2)志留系与下伏地层之间的不整合面(T_7^0 界面)。形成于加里东中晚期,该期构造运动在巴楚地区非常强烈,玛扎塔格—古董山以西一带的中上奥陶统被剥蚀殆尽,致使该区 T_7^1 界面与 T_7^0 界面合二为一。3)石炭系与下伏地层之间的不整合面(T_6^0 界面)。海西早期构造运动在塔里木盆地波及范围广、剥蚀量大。由于多期构造运动叠加,同一套地层遭到多期剥蚀,使得地层接触关系复杂化。加里东中期—海西早期,巴楚隆起南部玛扎塔格断裂带附近一直处于暴露状态。因此,石炭系与下奥陶统直接接触是该区比较常见的接触关系。4)二叠系与下伏地层之间的不整合面(T_5^1 界面)。该期不整合形成于海西中晚期,分布局限。

2 复合型输导体类型

在特定地质条件下,单一条件输导体并不常

见,且不能起到很好的油气输导作用。通常,油气运移通道网络是上述3种输导要素在地质空间中以不同形式进行组合而构成的。按照空间组合样式,可形成4种复合型输导体。

2.1 断层—不整合面型

断层与不整合面组成的复合型输导体是油气在地质空间中进行垂向—侧向运移的有效立体通道网络,是盆地或生油凹陷中生成的油气向古隆起之上的各种类型圈闭运移的主要通道。这种输导体受断层封闭性与开启性限制,仅在断层活动过程中发挥输导作用,断层活动停止后,仅不整合面起输导作用^[6]。

油气运移存在2种模式:一是断裂伸入烃源岩,使油气作垂向运移,过程中遇到不整合面则运移路径发生变化,一部分继续垂向运移,另一部分开始侧向运移。巴楚地区表现为玛扎塔格、吐木休克、色力布亚断裂伸入中下寒武统烃源岩,油气顺着断裂向上运移,遇到 T_7^4 、 T_6^0 、 T_5^4 不整合面之后侧向运移。另一种情况为不整合面与烃源岩直接接触,生成的油气初次运移之后直接进入不整合面进行侧向运移,过程中遇到断裂则顺着断裂垂向运移,之后可能再次进入不整合面侧向运移。这种情况在巴楚地区主要针对石炭系烃源岩, T_6^0 界面与石炭系烃源岩直接接触,生成的油气先在 T_6^0 界面运移,遇到吐木休克、卡拉沙依、玛扎塔格断裂之后进入其中进行垂向运移;遇到 T_5^4 界面后又进入该界面,油气再次进入不整合面。可见,油气运移路径不断发生变化。

2.2 断层—输导层型

断层与输导层的组合类似于断裂与不整合面的组合,也是油气在地质空间中进行垂向—侧向运移的立体网络通道。这种输导体的有效期为断裂活动期间,断层一旦停止活动,它的输导能力就随之丧失,前期的立体通道网络变成了只有连通砂体起作用的输导体。与不整合面相比,连通砂体作为油气侧向运移的通道存在局限性,受其分布范围、孔渗性能影响很大。巴楚地区主要体现在石炭系底部东河砂岩与各断裂的组合。

2.3 不整合面—输导层型

不整合面与输导层组成的输导体是油气在地质空间中进行侧向运移的网络通道。该体系中油气的运移不仅受储集体分布形态的控制,还受不整合面分布形态的控制。巴楚地区砂体、岩溶、不整合面分布面积很广,因此不整合面与输导层的组合是油气在地下进行长距离侧向运移的良好通

道^[7]。T₆⁰ 界面与东河砂岩、T₇⁴ 界面与下奥陶统顶部的岩溶是这种组合样式的典型代表。

这种组合样式在一定条件下存在局限性。巴楚地区存在 2 套烃源岩：中下寒武统和石炭系，前者为该区的主力烃源岩。中下寒武统烃源岩生成的油气与 T₇⁴ 界面及下奥陶统顶部岩溶距离太远，油气不能顺利进入不整合面和砂体，导致不整合面和砂体不能起到运移油气的作用。因此在巴楚地区这种运移通道必须与垂向运移通道——断裂进行配置才会起到良好作用。

2.4 断层—不整合面—输导层型

断层、不整合面和输导层组成的输导体系是油气在地质空间中进行更复杂运移的立体网络通道，它也仅能在断层活动中发挥作用。断层静止期，断层—不整合面—输导层型输导体系简化为不整合面—输导层型输导体系。这种输导体系在巴楚地区很常见，能够沟通垂向很深、侧向很远的油气，具有最有效的输导能力。中下寒武统烃源岩生成的油气顺着玛扎塔格、吐木休克、色力布亚断裂向上运移，在垂向运移过程中进入 T₇⁴、T₆⁰、T₅⁴ 不整合面及石炭系底部的东河砂岩进行侧向运移。

通常，输导层、断层、不整合面在地质空间中可以任意组合，形成更加复杂的油气运移立体通道网络，从而使油气在地层中能够沿不同通道、向不同

方向、以不同距离进行立体运移。

3 输导体系演化及油气成藏

3.1 石炭系沉积之前

加里东中期(中上奥陶统沉积之前)，巴楚全区遭受风化剥蚀形成 T₇⁴ 不整合面。地势西南高、东北低，在方 1、和 4、巴东 2 井以西发育第一期表生岩溶。加里东中晚期(志留系沉积之前)，西南部继续抬升，在古董山—玛扎塔格断裂带西南部，T₇⁴ 界面继续暴露地表，形成第二期表生岩溶。加里东晚期—海西早期(石炭系沉积之前)，玛扎塔格断裂带周围地势最高，形成古隆起区，向北、向西北依次降低。该时期玛扎塔格断裂带一直处于暴露状态，因此其周围是整个巴楚地区表生岩溶最发育的地区，为第三期表生岩溶。

加里东中期至海西早期，T₇⁴ 界面的输导体系为不整合面—岩溶型(图 2)。而 T₇⁰ 界面之上由于志留系沉积，使 T₇⁰ 界面与志留系砂岩直接接触，二者构成不整合—输导层型组合样式。

海西早期，分布于巴楚隆起本身和西南斜坡的中下寒武统烃源岩处于生烃高峰期。由于该时期没有垂向运移通道，油气只能在层内做侧向运移。油气指向区有 3 个：隆起本身的油气指向后期形成的玛扎塔格断裂带和古董山断裂带，西南斜坡的油

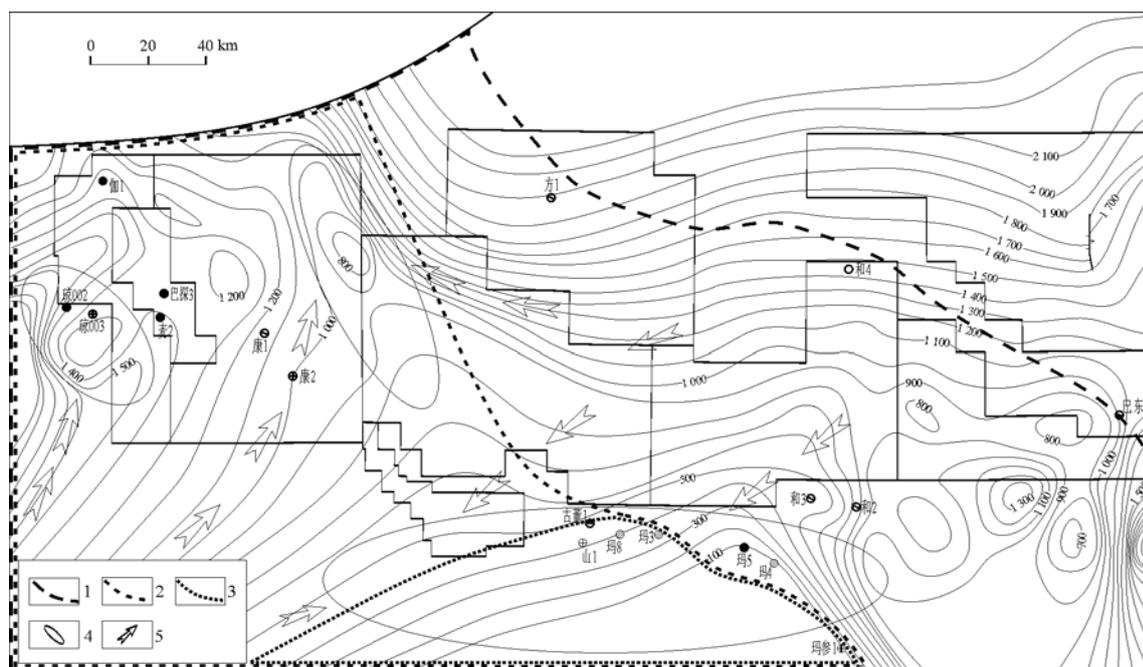


图 2 塔里木盆地巴楚地区海西早期 T₇⁴ 界面输导体系与成藏配置

1. 第一期岩溶; 2. 第二期岩溶; 3. 第三期岩溶; 4. 有利区带; 5. 油气运移方向

Fig. 2 Pathway system and accumulation configuration of surface T₇⁴ in the early Hercynian Stage, Bachu area, the Tarim Basin

气指向后期形成的色力布亚断裂带。可见,巴楚隆起西南部为海西早期的油气聚集区。虽然 T_7^4 界面局部存在圈闭,但是由于没有垂向运移通道,油气不能成藏。一旦后期出现垂向运移通道,油气便可进行垂向运移并最终成藏。

3.2 三叠系沉积之前

海西晚期(三叠系沉积之前),玛扎塔格、色力布亚、吐木休克、阿恰断裂形成,巴楚隆起初具规模。整个隆起分为 4 部分:西部凸起、中部凹陷、北部断褶带和南部断褶带。该时期 T_7^4 界面完全处于埋藏状态,表生岩溶不再发育。由于以上 4 条断裂的形成,促进了埋藏岩溶在玛扎塔格和色力布亚断裂带附近的发育。在玛扎塔格断裂带以南,存在石炭系与下奥陶统直接接触的区域,下奥陶统顶部岩溶与石炭系底部东河砂岩丰富了该区输导体系类型。 T_7^4 界面输导体系为输导层(东河砂岩)—不整合面(T_7^4 界面)—岩溶(下奥陶统顶部岩溶)—断层型。 T_6^0 界面输导体系为输导层(东河砂岩)—不整合面—断层型。 T_5^4 界面输导体系为不整合面—岩溶—断层型。此时,中下寒武统烃源岩处于少量生烃期。从平面图上(图 3)可以看出,上述 4 条断裂除了玛扎塔格断裂外,其余 3 条都可以切入中下寒武统烃源岩。但是由于海西早期油气调整,真正起到垂向运移通

道作用的断裂为玛扎塔格和色力布亚断裂,前期聚集的油气先沿其做垂向运移,遇到 T_7^4, T_6^0, T_5^4 不整合面和下奥陶统岩溶及东河砂体之后做侧向运移,进入有利圈闭聚集成藏。

3.3 喜山期

断裂进一步发育,巴楚隆起四大构造单元更加明显。以上 3 个界面输导体系与海西晚期基本一致。由于古董山、卡拉沙依、三岔口等断裂的形成使垂向运移通道作用更加明显,此时中下寒武统烃源岩处于大量排气期,对油气成藏起到积极的促进作用。

4 结论

巴楚地区油气运移输导体系主要有断裂、输导层和不整合面。断裂是油气垂向运移的主要通道,而输导层和不整合面是油气侧向运移的主要通道。巴楚地区烃源岩埋藏较深,因此深大断裂的存在是海西晚期油气能够聚集成藏的关键因素。

纵观整个历史时期,输导要素组合样式并非一成不变。在巴楚地区,输导体系组合样式有断裂—不整合面型、断裂—输导层型、不整合面—输导层型、断层—不整合面—输导层型。它们构成了油气在地下进行不同方向和不同距离运移的立体网络通道,是连接源岩与圈闭的重要“纽带”。

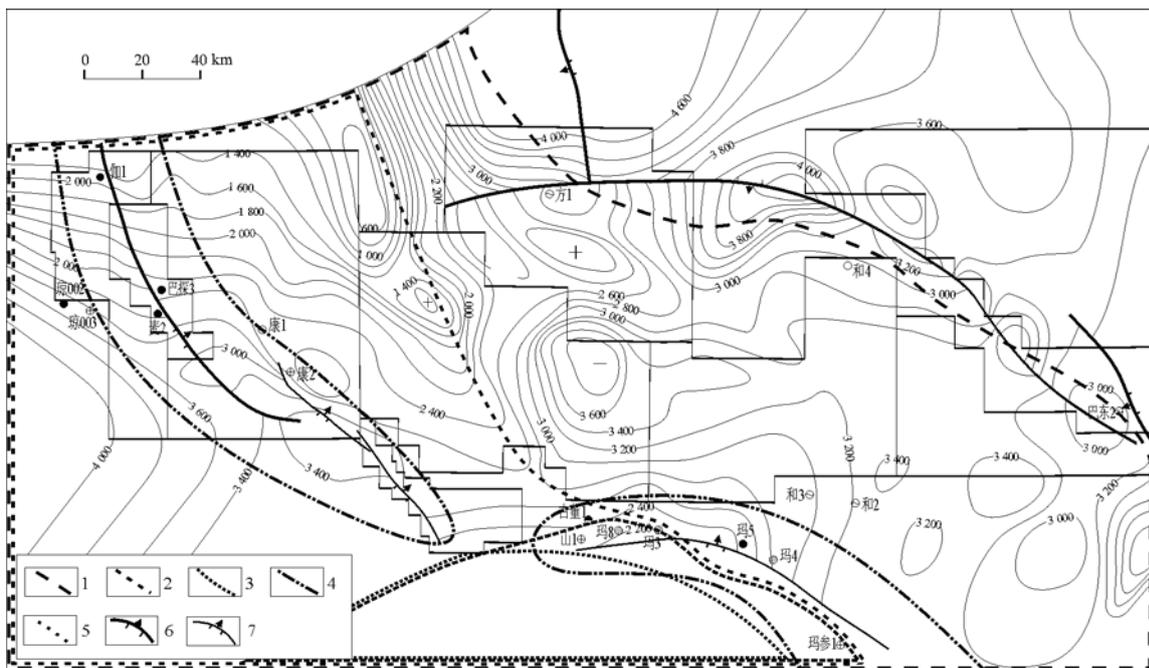


图 3 塔里木盆地巴楚地区海西晚期 T_7^4 界面输导体系与成藏配置

1. 第一期岩溶; 2. 第二期岩溶; 3. 第三期岩溶; 4. 第四期岩溶; 5. 东河砂岩; 6. 切烃源岩断裂; 7. 未切烃源岩断裂

Fig. 3 Pathway system and accumulation configuration of surface T_7^4 in the late Hercynian Stage, Bachu area, the Tarim Basin

油气运移输导体系直接控制油气成藏。巴楚地区海西期周缘断裂的形成使加里东晚期—海西早期形成的油气得以向上运移,可见断裂形成对油气成藏起到了决定性作用。喜山期,构造运动非常剧烈,对海西期形成的油藏进行调整,最终形成现今的油气分布格局。

参考文献:

- 1 张照录,王 华,杨 红. 含油气盆地的输导体系研究[J]. 石油与天然气地质, 2000,21(2):133~135
- 2 Hindle A D. Petroleum migration pathways and charge concentration: a three-dimensional model[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(9):1451~1481
- 3 付 广,刘洪霞,段海风. 断层不同输导通道封闭机理及其研究方法[J]. 石油实验地质,2005,27(4):404~408
- 4 梁书义,刘克奇,蔡忠贤. 油气成藏体系及油气输导子体系研究[J]. 石油实验地质,2005,27(4):327~332
- 5 余晓宇,施泽进,刘高波. 巴楚—麦盖提地区油气成藏的输导系统[J]. 石油与天然气地质,2003,24(4):346~350
- 6 付 广,薛永超,付晓飞. 油气运移输导系统及其对成藏的控制[J]. 新疆石油地质,2001,22(1):24~26
- 7 张卫海,查 明,曲江秀. 油气输导体系的类型及配置关系[J]. 新疆石油地质,2003,24(2):118~120
- 8 付 广,付晓飞. 断裂输导系统及其组合对油气成藏的控制作用[J]. 世界地质,2001,20(4):344~349
- 9 赵忠新,王 华,郭齐军等. 油气输导体系的类型及其输导性能在时空上的演化分析[J]. 石油实验地质,2002,24(6):527~530

PATHWAY SYSTEM TYPES AND HYDROCARBON ACCUMULATION IN BACHU AREA, THE TARIM BASIN

Yin Wei, Fan Tailiang, Zeng Qingbo

(School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

Abstract: The pathway system is classified into 3 types of fault, carrier bed and unconformity in Bachu area, the Tarim Basin. First, it is analyzed the formation and migration ability of single pathway system. However, the single pathway system is not common under certain geologic condition, hence it is put forward the combination pathway system. It is an efficient hydrocarbon migration network. The classification and the migration ability of combination pathway system are changing. Consequently, only that the diversified types of pathway system are placed in their suitable locations temporally and spatially, can hydrocarbon accumulation be promoted.

Key words: pathway system; hydrocarbon accumulation; Bachu area; the Tarim Basin

(continued from page 339)

migration for oil and gas, so early primary oil and gas accumulation formed in source rocks with better preservation. Traps often destroyed by early-fault and resulted in complexity and discontinuous of the oil and gas distribution. Late-faults and early-faults of later moved are favorable vertical migrated channels, meanwhile, the faults destroyed the primary oil and gas accumulation and lead to remnant oil and gas accumulation in shallow strata. Late-faults aren't lengthways for oil and gas migration when they are stopped moved. So late primary oil and gas accumulation can be formed with better reservation. The relationship between faults activity stage and hydrocarbon expulsive stage controlled the distribution, forming and destroy of oil and gas accumulation.

Key words: fault; oil and gas migration; oil and gas reservoir; fault depression; the Southeastern uplift, the Songliao Basin