

准噶尔盆地流体输导格架及其对 油气成藏与分布的控制

邹华耀¹, 郝芳^{1,2}, 张柏桥², 陈建平¹

1. 中国石油大学油气成藏机理教育部重点实验室, 北京 102249

2. 中国地质大学资源学院石油系, 湖北武汉 430074

摘要: 准噶尔盆地是一个大型叠合盆地, 不同构造单元具有不同的演化历史、流体动力学环境、流体输导格架和油气充注历史。盆地西北缘处于正常压力环境, 发育自源岩至圈闭的断裂—不整合面贯通型流体输导格架, 主要油气聚集期为三叠纪—侏罗纪。由于高效流体输导网络的发育, 西北缘油气聚集期与主力源岩生排烃期一致, 是该盆地油气最为富集的区域。盆地中部断裂密度低, 深、浅部断层被三叠系白碱滩组区域封闭层分隔, 在超压发育前和超压积蓄期为双断分隔型流体输导格架, 超压的发育导致地层发生水力破裂和封闭性断层的开启, 从而形成断裂—水力破裂连通型流体输导格架, 构成流体和二叠系源岩生成油气的穿层运移通道。由于地层水力破裂及其控制的断裂—水力破裂连通型流体输导格架的形成晚于主力源岩的主生油期, 盆地中部油气的主要聚集期晚于主力源岩的主生油期, 且原油的成熟度较高。研究证明, 输导格架控制区域性流体动力学环境、油气优势运移通道、油气的充注层位和充注历史。

关键词: 流体输导格架; 超压; 水力破裂; 流体运移; 成藏历史; 准噶尔盆地。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2005)05-0609-08

收稿日期: 2005-05-03

Fluid-Conduit Framework and Its Control on Petroleum Accumulation in the Junggar Basin

ZOU Hua-yao¹, HAO Fang^{1,2}, ZHANG Bai-qiao², CHEN Jian-ping¹

1. Key Lab for Hydrocarbon Accumulation Mechanism of Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2. Department of Petroleum Geology, Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

Abstract: The Junggar basin is a huge, multiple-stage basin in Northwest China. Different structural units of this basin have quite different evolution histories, fluid-flow environments, fluid-conduit frameworks and petroleum accumulation histories. The northwest margin of the Junggar basin is in a normally pressured environment with a fault-unconformity conduit framework connecting source rocks and traps effectively. Due to the effectiveness of the fluid-conduit framework in this region, the major petroleum accumulation occurred almost at the same time as the main phase of oil generation. Very few faults developed in the center part of the Junggar basin, and faults in the shallow section could not connect with faults in the deeper section. As a result, petroleum generated in the Permian source rocks could not have migrated vertically into the overlying Jurassic reservoir rocks during the peak petroleum generation stage (Triassic to Jurassic) until the Cretaceous, when fracturing caused by overpressure occurred and the Jurassic reservoir rocks were connected with the Permian source rock by faults and hydraulic fractures. Because the fault-hydraulic fracturing and the resultant fault-fracture conduit framework developed a relatively long time after peak oil generation, the major petroleum accumulation came later than peak oil generation, and the accumulated oil had a relatively high maturity. This study confirms that in an overpressured environment the fluid-conduit framework is dynamic, and has a controlling effect on the petroleum migration pathway and accumulation intervals, as well as the injection histories.

Key words: fluid-conduit framework; overpressure; hydraulic fracture; fluid migration; injection history; Junggar basin.

基金项目: 教育部科学技术研究重大项目 (No. 10419); 中国石油天然气集团公司石油科技中青年创新基金项目 (No. 04E7020).

作者简介: 邹华耀 (1963—), 男, 博士, 副教授, 主要从事油气成藏机理研究。E-mail: huayaozou@cup.edu.cn

0 引言

以油气生、运、聚过程为核心的成藏动力学已成为油气勘探研究的前缘领域,成藏动力学研究的基础是盆地演化历史和流体输导格架(郝芳等,2000).流体输导格架的形成与演化受构造演化的控制,因此在大型叠合盆地中,构造演化历史不同的各个区带具有不同的流体输导格架类型,从而影响油气充注与分布规律.通过对准噶尔盆地西北缘与中部2个构造演化迥然不同的地区流体输导格架形成与组合类型、油气充注历史与油气分布的分析,一方面阐明不同构造演化历史背景下流体输导格架的差异;另一方面揭示流体输导格架对油气充注及其分布的控制作用.

1 地质背景

准噶尔盆地是自早古生代至第四纪发育的大型叠合盆地,沉积了石炭系至第四系.本文重点研究盆地西北缘与盆地中部的流体输导格架及油气成藏机理.西北缘主要包括克夏断阶带及其紧邻的玛湖凹陷,盆地中部主要指盆1井西凹陷和马桥—莫北凸起(图1).玛湖凹陷与盆1井西凹陷分别为西北缘与盆地中部的主力生烃凹陷,发育有下二叠统风城组(P_1f)与中二叠统下乌尔禾组(P_2xw)2套主力生油岩,其中玛湖凹陷以风城组、盆1井西凹陷以下乌尔禾组较为发育为特征(王绪龙和刘德光,1995);次要的烃源岩包括上三叠统白碱滩组(T_1b)和中下侏罗统,为一套产生气体为主的煤系烃源岩.白碱滩组厚层泥岩是最重要的区域性盖层.现今的勘探表明,西北缘是该盆地油气最为富集的地区,油气层自石炭系至侏罗系均有分布,盆地中部主要的油气聚集层位是侏罗系—白垩系.

2 流体输导格架的形成与演化

流体输导格架主要由断裂、不整合面和砂体构成.在超压盆地中,当超压达到地层的破裂压力,将形成水力破裂(hydraulic fracturing)(Hunt, 1990; Dewers and Ortoleva, 1994; Cailliet *et al.*, 1997; Holm, 1998; Hao *et al.*, 2002; 解习农等, 2004; 郝芳等, 2004),构成流体的输导通道.以下主要从断裂

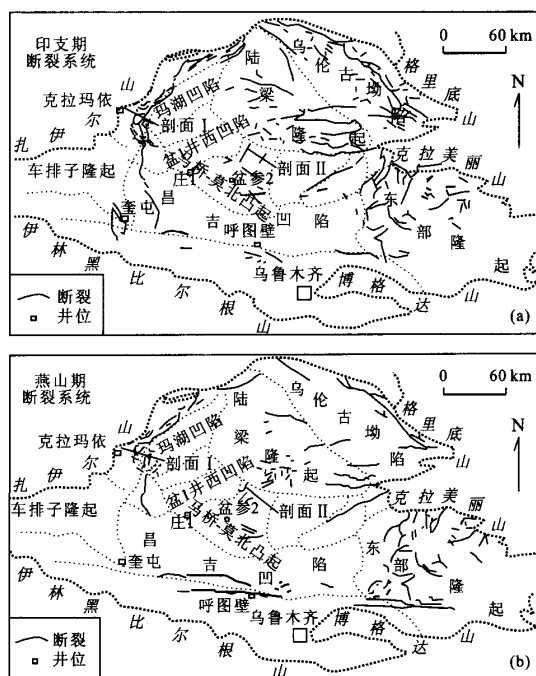


图1 准噶尔盆地印支期(a)和燕山期(b)断裂分布

Fig. 1 Distribution of Indosinian faults (a) and Yanshanian faults (b) in the Junggar basin

与超压发育程度2个方面分析盆地西北缘和盆地中部流体输导格架的差异.

2.1 西北缘与中部地区断裂发育特征

活动断裂是沉积盆地流体(油气水)垂向穿层运移的主要通道(Hooper, 1991; Price, 1994).盆地西北缘与盆地中部喜山期断裂均不发育,印支期与燕山期断裂发育程度及其样式具有重要意义.

如图1,准噶尔盆地印支期与燕山期断裂均较发育,但各个构造单元的发育程度差异明显.西北缘地区断裂分布密集,是准噶尔盆地断裂最发育的地区.陆梁隆起、东部隆起及乌伦古坳陷印支期断裂亦较发育,昌吉凹陷南部燕山期断裂较发育.在盆地中部地区,除马桥—莫北凸起有少数断裂分布外,盆1井西凹陷和东道海子北凹陷基本不发育断距较大的断层.准噶尔盆地西北缘与中部地区断裂发育程度的明显差异决定了两地区流体输导格架、油气运移机制和油气分布规律明显不同.

2.2 西北缘与中部地区超压发育特征

在盆地西北缘,3500 m以上的地层压力系数 <1.25 ,属于正常压力系统;3500 m以下,少部分

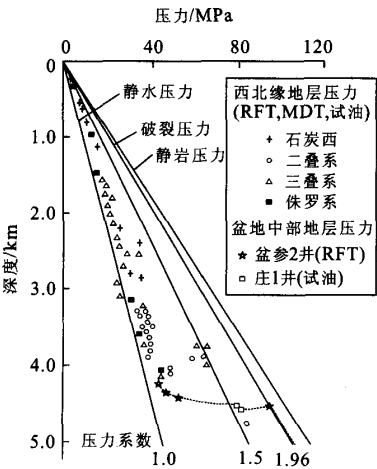


图 2 西北缘、中部地层压力与深度关系(部分资料据王震亮等(2002)、范光华(1994))

Fig. 2 Formation pressure with depth in the northwest and middle of Junggar basin

压力数据显示低幅超压,压力系数不超过 1.5。因此,西北缘地区以开放的静水压力系统为主,深层处于有限的封闭系统,呈现低幅度超压。

盆参 2 井与庄 1 井压力测试数据表明,准噶尔盆地中部在 4 500 m 左右开始发育超压,压力系数 >1.5,最高可达 1.96(图 2)。

在准噶尔盆地中部,超压顶面深度大多介于 4 100~4500 m 之间,横向上不受构造和岩相的控制

(图 3)。详细的储层岩石物性对比分析表明,准噶尔盆地中部超压顶界面附近为一个渗透率突变带,穿过该超压界面,砂岩孔隙度仅有较小的降低,但储层气体克氏渗透率急剧降低(<1.0 md,图 4)。

超压顶面附近渗透率的急剧变化带实际上是压力封闭层(Deming, 1994; Hunt, 1996),这类压力封闭层的形成与黏土矿物成岩转化、碳酸盐矿物沉淀等多种因素有关,实际上是含煤地层生烃一成岩演化的结果(Law and Dickinson, 1985; Law, 2002)。Law (1985)的研究表明,在煤系地层镜质体反射率(R_o)达到 0.7%左右时,压力封闭层开始发育。根据准噶尔盆地中部地层的埋藏史和成熟史,煤系地层的镜质体反射率在晚白垩纪早期达到 0.7%左右。因此,准噶尔盆地中部压力封闭层及其控制的超压在早白垩纪晚期开始发育,超压是源岩大量生烃和强封闭共同作用的结果。

2.3 西北缘与中部地区流体输导格架组合类型

准噶尔盆地西北缘的油气主要来源于玛湖凹陷二叠系,流体输导格架构成具有以下主要特征:(1)断裂密集。主干断裂切穿二叠系主力源岩(图 5);(2)不整合面(包括二叠系内部不整合面)发育。这些不整合面具有较高的渗透性(陈建平等,2000),构成流体/油气侧向运移的有效通道;(3)不同规模的断裂与不同的不整合面相互衔接,构成流体和油气的有效运移通道;(4)由于流体排放通道通畅,盆地西

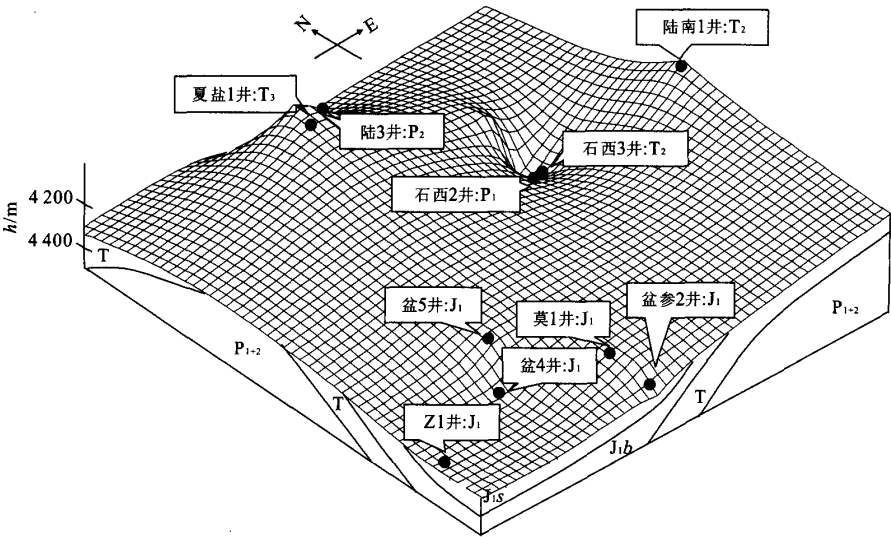


图 3 准噶尔盆地腹部超压顶面形态

Fig. 3 Variation of the depth to the top of overpressure in central Junggar basin

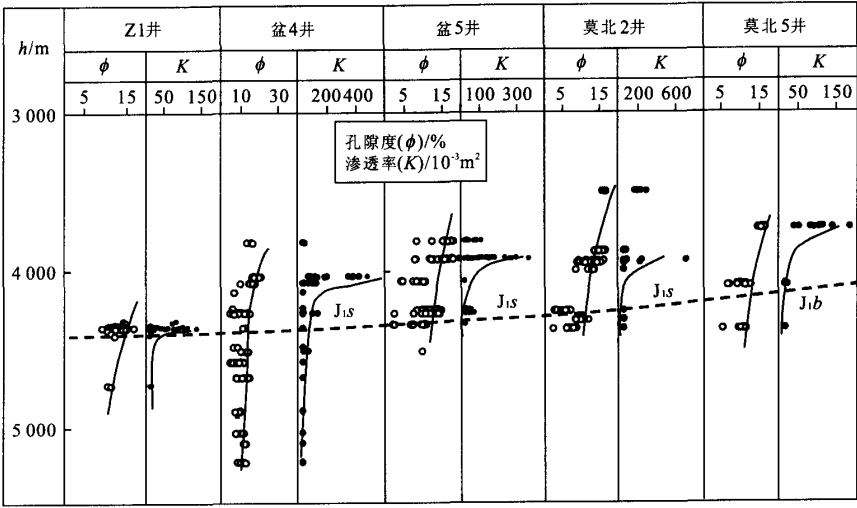


图 4 准噶尔盆地腹部超压顶界面附近储层孔隙度与渗透率的变化

Fig. 4 Variation of porosity and permeability for reservoir sandstones near the top of overpressure in central Junggar basin

北缘总体上处于常压—弱超压环境。综合考虑流体流动、油气运移和聚集的动力学环境和从源岩到主力储层的通道类型,可以将盆地西北缘的流体输导格架概括为常压/断裂—不整合面贯通型。在印支—燕山期断裂活动时期(三叠纪—白垩纪),断层和不整合面构成油气运移的输导系统,玛湖凹陷二叠系烃源岩生成的大量油气沿二叠系不整合面向西北缘方向运移,并沿印支—燕山期断裂向上运移进入三叠系—侏罗系储层,在该区二叠系、三叠系和侏罗系储层中形成大量的油气聚集,与不整合相关的圈闭成为油气聚集的重要场所(图 5)。

准噶尔盆地中部流体/油气运移的动力学环境和输导格架与西北缘明显不同(图 6):(1)盆地中部地区仅在马桥—莫北凸起发育少数印支—燕山期断裂,断裂密度明显低于西北缘(图 1)。(2)在准噶尔盆地中部,两期断裂没有继承性,下部断裂断至三叠统下部,上部断裂断至三叠统上部,分别发育于准噶尔盆地最重要的区域性盖层白碱滩组之上和之下的地层层系(图 6),导致 2 套断层之间不能有效衔接,因此在静态条件下,主力源岩(二叠系)与主力储层(侏罗系)之间缺乏贯通通道(图 6);(3)4 100 m 以下地层处于强超压状态。在准噶尔盆地中部,4 100~4 500 m 以下普遍发育超压,压力系数最高可达 1.96~2.0(图 2,3)。超压的发育是流体不能有效排放的结果;另一方面,超压的累积可以导致地层破裂和/或封闭性断裂开启。当地层压力达到岩层破

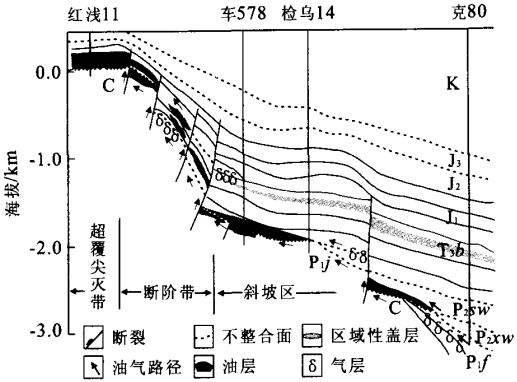


图 5 准噶尔盆地西北缘断裂—不整合连通型输导格架(位置见图 1 剖面 I)

Fig. 5 Connected conduit framework by faults and unconformities in northwest margin of Junggar basin

裂压力时,地层发生水力破裂(Dewers and Ortoleva, 1994; Caillet *et al.*, 1997; Holm, 1998; Hao *et al.*, 2002; 郝芳, 2005),超压流体通过水力破裂突发性释放;在地层中发育先存断裂或裂隙时,超压的积累可使在常压条件下保持封闭状态的断裂或裂隙开启,超压流体通过开启的断裂或裂隙突发性释放,其通过水力破裂或先存裂隙/断裂的释放具有间歇性。在超压流体释放后,地层压力降低,各种裂隙或断层闭合,流体排放终止。而后压力不断积累,再次引起地层破裂和裂隙/断裂的开启,超压流体再次排放。这一过程周期性发生,因此超压流体的排放具

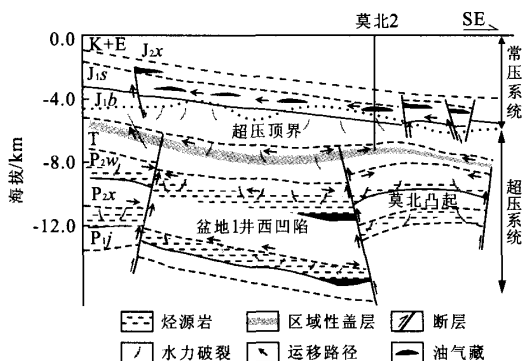


图6 中部断裂—水力破裂缝配置型输导格架(位置见图1剖面II)

Fig. 6 Combined conduit framework by faults with hydro-fractures in the centre of Junggar basin

有幕式瞬态特征。准噶尔盆地中部地区现今实测压力系数达1.96~2.0,已接近或达到地层的破裂压力(Buhrig, 1989)。由于超压引起的地层水力破裂或先存断裂/裂隙的开启,超压环境流体输导格架具有动态变化特征,因此必须考虑超压发育前、超压积蓄期及超压流体释放期流体输导格架的变化。根据深、浅部断层的组合形式、从主力源岩(二叠系)到主要储层(侏罗系)的连通方式和通道、地层的压力状态及变化、地层压力积累引起的岩石力学行为及其决定的流体流动特征,准噶尔盆地中部的流体输导格架在超压发育前和超压积蓄期为双断分隔型,在超压流体释放期为断裂—水力破裂连通型(图6)。在超压发育前和超压积蓄期,深、浅部断层垂向上不能衔接,二叠系源岩生成的油气不能穿层运移至侏罗系。随着超压的增强,地层压力达到白碱滩组封闭层的破裂压力,地层发生水力破裂,同时在超压积蓄期呈封闭状态的断层开启(郝芳等, 2004;解习农等, 2004;朱伟林等, 2004),流体包括二叠系源岩生成的油气通过断裂、超压形成的水力破裂构成的流体输导网络穿层运移至侏罗系(图6)。由此可见,在超压条件下,流体输导格架具有动态特征,流体的排放和穿层运移具有间歇性,其中超压引起的地层水力破裂构成流体垂向穿层运移的“隐性”运移通道(郝芳, 2005)。

3 油气充注历史及其控制因素

3.1 油气充注史

源岩的热演化和生烃史是研究油气充注史的基

础。玛湖凹陷和盆1井西凹陷分别为准噶尔盆地西北缘与中部的主力生烃凹陷,2个凹陷发育有下二叠统风城组和中二叠统下乌尔禾组2套主力生油岩。

在解压实和剥蚀厚度恢复的基础上,根据邱楠生等(2001, 2002)报道的热史资料和 Easy%R₀ 模型(Sweeney and Burnham, 1990),恢复了两凹陷主力源岩的热演化和生烃史。模拟计算结果表明,玛湖凹陷和盆1井西凹陷主力烃源岩的主生油期(R₀ = 0.55%~1.3%)分别在三叠纪和侏罗纪,其中玛湖凹陷风城组生油期早于盆1井西凹陷,现今2套主力烃源岩都已进入湿气和干气阶段(图7)。

流体包裹体均一温度结合地层埋藏史和热史是研究流体和油气充注期次及时间的有效方法(Karlsen *et al.*, 1993; Parnell *et al.*, 2001)。准噶尔盆地西北缘克79井3475.17~3488.23 m样品的流体包裹体均一温度为53.2~77.5℃,平均为61.23℃,根据热史、埋藏史,确定其油气主充注期为早、中侏罗世。克80井4113.68~4156.46 m样品的流体包裹体均一温度为47.5~55.0℃,平均为50.41℃,对应的油气充注时间为晚三叠世。由此表明西北缘油气充注主要发生在三叠纪—侏罗纪,与玛湖凹陷烃源岩生油高峰期一致(图7)。

准噶尔盆地中部莫北凸起与庄1井侏罗系储层的流体包裹体均一温度介于80~130℃之间,对应的油气充注时间为晚白垩世以来(K₂~Q)(图8)。盆1井西凹陷二叠系烃源岩的生油高峰期为三叠纪—侏罗纪。如果当时具备运移通道,中部侏罗系储层油气充注时间应在侏罗纪。该区油气充注晚于生油

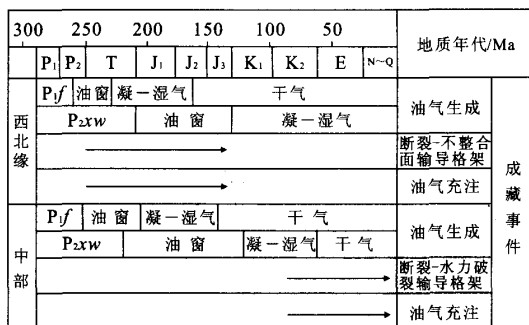


图7 西北缘与中部源岩生烃史、流体输导格架演化与油气充注历史之间的关系

Fig. 7 Relationships among hydrocarbon generation, conduit framework evolution and hydrocarbon charging in the northwest margin and centre of Junggar basin

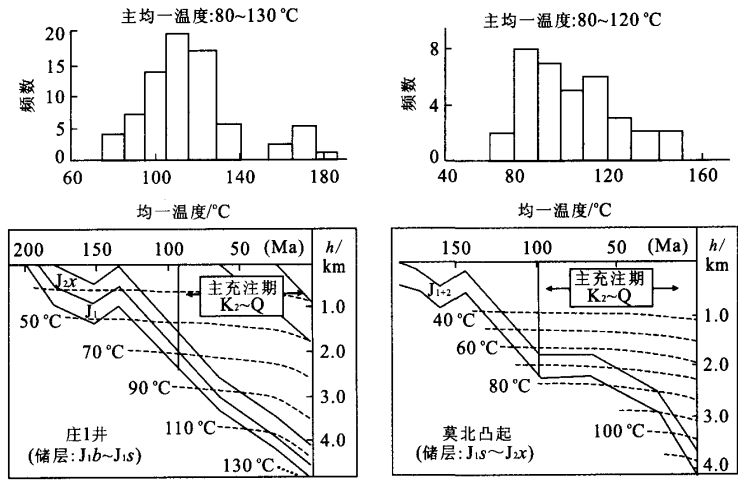


图 8 盆地中部烃类包裹体均一温度直方图与充注时间的确定

Fig. 8 Homogenization temperature histograms of oil inclusions and dating of oil-charging in the middle of Junggar basin

高峰期的主要原因是源岩生油高峰期断裂运移通道不发育。中部侏罗系储层油气充注时间与中部超压发育的起始时间相吻合,说明超压的发育及其控制的断裂—水力破裂连通型输导格架的形成决定了油气的充注历史。

3.2 流体输导格架形成对油气充注的控制

以上分别论述了准噶尔盆地西北缘和中部流体输导格架形成演化、组合类型及其油气生成与充注历史。图 7 归纳了三者的演化关系。从图 7 中可以看出,盆地西北缘油气充注与断裂—不整合面贯通型输导格架的形成同期,并且与二叠系烃源岩油气生成高峰期一致。盆地中部油气充注期与断裂—水力破裂连通型输导格架的形成一致,但油气充注期晚于盆 1 井西凹陷二叠系烃源岩油气生成高峰。因此,油气充注历史主要受流体输导格架的控制。同一沉积盆地的不同构造区带,因构造演化历史的差异导致流体输导格架形成及其组合类型的不同,由此决定了各构造区带不同的油气充注历史。

在盆地西北缘,断裂和不整合面构成了自源岩到圈闭储层的有效通道。该区断裂活动与玛湖凹陷二叠系烃源岩生烃高峰同期。活动断裂是流体运移的有效通道(Hooper, 1991),且断裂活动可以有效地促使烃源岩排烃(Price, 1994)。因此,盆地西北缘断裂—不整合面构成了由源岩至圈闭的完整输导体系,这是西北缘油气富集的主要原因。在盆地西北缘,从超覆尖灭带、断阶带到斜坡区,由远源区到近源区,原油成熟度呈现由低熟到高熟的序列(表 1,

图 6),说明烃源岩在不同成熟阶段形成的烃类及时排出,导致早期生成的成熟度较低的原油沿输导体系运移最远,晚期成熟度较高的油气相对近源分布。源岩在不同阶段生成的油气及时排出并规律性聚集,反映了盆地西北缘断裂—不整合面贯通型流体输导格架的长期有效性。

在准噶尔盆地中部,由于断裂不发育,且盆 1 井西凹陷主力源岩生烃高峰期(三叠纪—侏罗纪)断裂活动基本停止,加之白碱滩组区域性盖层的分隔,缺少油气向上运移的通道,二叠系源岩生成的油气难以穿层运移进入侏罗系,直到晚白垩世以后超压的发育和积蓄导致地层破裂和封闭性断裂开启,形成断裂—水力破裂连通型流体输导格架,滞留于下伏烃源岩层系的油气在经历了进一步熟化后,向上运移充注上覆侏罗系储层。因此,准噶尔盆地中部侏罗系原油成熟度普遍高于西北缘, C_{29} 甾烷 $aaa20S/(20S+20R)$ 大于 0.5,原油密度较低,其中盆 5 井区为凝析油气藏,原油密度仅为 $0.76\text{ g} \cdot \text{cm}^{-3}$ (表 1)。由于盆地中部上三叠统白碱滩组区域盖层之上的侏罗系储层的充注错过了主力烃源岩的生油高峰,因此下覆烃源岩生成的大部分油气很可能在生油高峰期(即三叠纪—侏罗纪)沿着区域性盖层之下的不整合面或砂体运移到陆梁隆起聚集成藏,仅有一部分滞留在烃源岩层系中的油气在后期沿着断裂—水力破裂连通型输导格架垂向运移至侏罗系储层聚集成藏。这可能是陆梁隆起西部地区比中部地区发现较多油气藏的重要原因。

表 1 西北缘与盆地中部原油物性与成熟度参数

Table 1 Density and maturity parameters of oil in the northwest margin and centre of Junggar basin				
区域	区带或井号	井深或层位	原油密度/(g·cm ⁻³)	C ₂₉ 甾烷 aaa20S/(20S+20R)
西北缘	超覆尖灭带	C,P	0.86~0.93	0.33~0.49
	断阶带顶部	T,P	0.93~0.96	0.40~0.44
	断阶带底部	C,T,P	0.84~0.87	0.51~0.62
	斜坡区	P _{2w}	0.88~0.95	0.40~0.44
	斜坡区	P _{1f}	0.76~0.83	0.46~0.49
	庄 1	4 330.64 m(J _{1s})		0.56
盆地中部	庄 1	4 378.85 m(J _{1s})		0.56
	庄 1	4 361.5 m(J _{1s})	0.83	0.57
	庄 1	4 743.04 m(J _{1b})		0.51
	沙 1	3 619 m(J _{1b})		0.52
	盆 5	4 243 m(J _{1s})	0.76	0.56

4 结论

(1)同一沉积盆地的不同区带构造演化历史的差异,导致了流体输导格架形成及其组合类型的差异.准噶尔盆地西北缘不整合与印支—燕山期断裂发育,形成了自源岩至圈闭的断裂—不整合面贯通型流体输导格架.断裂不发育的盆地中部地区,对于上部侏罗系储层而言,直到晚白垩世以后超压发育才形成断裂—水力破裂连通型流体输导格架.

(2)流体输导格架的形成演化及其组合类型决定了油气的主运移方向、充注层位和充注历史,从而控制油气分布及其性质.准噶尔盆地西北缘断裂—不整合面贯通型输导格架构成了玛湖凹陷烃源岩至西北缘圈闭带的运移通道,使得主生烃期的油气大量向该区运移并充注成藏.盆地中部断裂—水力破裂连通型输导格架的形成晚于烃源岩生烃高峰,滞留在烃源岩层系中的油气经过进一步熟化后,直到晚白垩世以后才发生穿层运移并聚集于上覆侏罗系储层.

(3)相对而言,准噶尔盆地西北缘断裂—不整合面贯通型输导格架形成早、输导能力强,决定了该区是油气的主运移方向和油气富集区域.盆地中部断裂—水力破裂连通型输导格架形成晚、输导能力弱,制约了盆地中部侏罗系的油气成藏.

References

Buhrig,C.,1989. Geopressured Jurassic reservoirs in the Viking Graben: Modeling and geological significance. *Marine and Petroleum Geology*,6:31—48.

Caillet,G., Judge,N. C., Bramwell,N. P., et al., 1997. Overpressure and hydrocarbon trapping in the chalk of the

Norwegian Central Graben. *Petroleum Geoscience*, 3 (1):33—42.

Chen,J. P., Zha,M., Liu,G. D., 2000. Importance of unconformity in oil and gas accumulation in the north western slope of Junggar basin. *Journal of University of Petroleum, China*,24(4):75—78 (in Chinese with English abstract).

Deming,D., 1994. Factors necessary to define a pressure seal. *AAPG Bulletin*,78(7):1005—1009.

Dewers,T., Ortoleva,P., 1994. Nonlinear dynamical aspects of deep basin hydrology: Fluid compartment formation and episodic fluid release. *American Journal of Science*,294(4):713—755.

Fan,G. H., 1994. Model for formation reservoir in Maqiao uplift in the hinterland of Junggar basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 15 (4): 301—308 (in Chinese with English abstract).

Hao,F., Cai,D. S., Zou,H. Y., et al., 2004. Overpressure-tectonic activity controlled fluid flow and rapid petroleum accumulation in Bozhong depression, Bohai Bay basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 29(5):518—524 (in Chinese with English abstract).

Hao,F., Li,S. T., Gong,Z. S., et al., 2002. Mechanism of diapirism and episodic fluid injections in the Yinggehai basin. *Science in China (Series D)*,45(2):151—159.

Hao,F., 2005. Kinetics of hydrocarbon generation and mechanisms of petroleum accumulation in overpressured basins. Science Press, Beijing (in Chinese).

Hao,F., Zou,H. Y., Jiang,J. Q., 2000. Dynamics of petroleum accumulation and its advances. *Earth Science Frontiers*,7(3):11—21 (in Chinese with English abstract).

Holm,G., 1998. How abnormal pressures affect hydrocarbon exploration. *Oil & Gas Journal*,96(1):79—84.

Hooper,E. C. D., 1991. Fluid migration along growth faults

- in compacting sediments. *Journal of Petroleum Geology*, 14: 161—180.
- Hunt, J. M., 1990. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments. *AAPG Bulletin*, 74(1): 1—12.
- Hunt, J. M., 1996. Petroleum geology and geochemistry. 2nd ed., Freeman Company, San Francisco, 743.
- Karlsen, D. A., Nedkvitne, T., Larter, S. R., et al., 1993. Hydrocarbon composition of authigenic inclusions: Application to elucidation of petroleum reservoir filling history. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 57: 3641—3659.
- Law, B. E., Dickinson, W. W., 1985. A conceptual model for the origin of abnormally pressured gas accumulations in low-permeability reservoirs. *AAPG Bulletin*, 69(8): 1295—1304.
- Law, B. E., 2002. Basin-centered gas system. *AAPG Bulletin*, 86(11): 1891—1919.
- Parnell, J., Middleton, D., Chen, H. H., et al., 2001. The use of integrated fluid inclusion studies in constraining oil charge history and reservoir compartmentation: Examples from the Jeanne d'Arc basin, offshore Newfoundland. *Marine and Petroleum Geology*, 18(4): 535—549.
- Price, L. C., 1994. Basin richness and source rock disruption: A fundamental relationship. *Journal of Petroleum Geology*, 17(1): 5—38.
- Qiu, N. S., Wang, X. L., Yang, H. B., et al., 2001. The characteristics of temperature distribution in the Junggar basin. *Chinese Journal of Geology*, 36(3): 350—358 (in Chinese with English abstract).
- Qiu, N. S., Yang, H. B., Wang, X. L., 2002. Tectono-thermal evolution in the Junggar basin. *Chinese Journal of Geology*, 37(4): 423—429 (in Chinese with English abstract).
- Sweeney, J. J., Burnham, A. K., 1990. Evolution of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. *AAPG Bulletin*, 74(4): 1559—1570.
- Wang, X. L., Liu, D. G., 1995. Oil resource analyses for Jurassic reservoirs in Maqiao uplift, hinterland of Junggar basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 16(1): 33—37 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z. L., Zhu, Y. S., Geng, P., et al., 2002. Distribution characteristics of present hydro-dynamics in NW margin of Junggar basin. *Oil and Gas Geology*, 23(4): 348—352 (in Chinese with English abstract).
- Xie, X. N., Liu, X. F., Zhao, S. B., et al., 2004. Fluid flow and hydrocarbon migration pathways in abnormally pressured environments. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 29(5): 589—595 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, W. L., Wang, Z. F., Huang, B. J., 2004. Dynamics of gas accumulation in Yinggehai basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 29(5): 563—568 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 陈建平, 查明, 柳广弟, 2000. 准噶尔盆地西北缘斜坡区不整合面在油气成藏中的作用. *石油大学学报*, 24(4): 75—78.
- 范光华, 1994. 准噶尔盆地腹部马桥凸起油气成藏模式. *新疆石油地质*, 15(4): 301—308.
- 郝芳, 2005. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理. 北京: 科学出版社.
- 郝芳, 蔡东升, 邹华耀, 等, 2004. 渤中坳陷超压—构造活动联控型流体流动与油气快速成藏. *地球科学——中国地质大学学报*, 29(5): 518—524.
- 郝芳, 邹华耀, 姜建群, 2000. 油气成藏动力学及其研究进展. *地质学前沿*, 7(3): 11—21.
- 邱楠生, 王绪龙, 杨海波, 等, 2001. 准噶尔盆地地温分布特征. *地质科学*, 36(3): 350—358.
- 邱楠生, 杨海波, 王绪龙, 2002. 准噶尔盆地构造—热演化特征. *地质科学*, 37(4): 423—429.
- 解习农, 刘晓峰, 赵士宝, 等, 2004. 异常压力环境下流体活动及其油气运移主通道分析. *地球科学——中国地质大学学报*, 29(5): 589—595.
- 王绪龙, 刘德光, 1995. 准噶尔盆地腹部马桥凸起侏罗系油源分析. *新疆石油地质*, 16(1): 33—37.
- 王震亮, 朱玉双, 耿鹏, 等, 2002. 准噶尔盆地西北缘现今水动力分布特点. *石油与天然气地质*, 23(4): 348—352.
- 朱伟林, 王振峰, 黄保家, 2004. 莺歌海盆地天然气成藏动力学. *地球科学——中国地质大学学报*, 29(5): 563—568.