

# 松辽盆地南部腰英台地区青山口组油气运移、成藏机理

王震亮<sup>1,2)</sup>, 刘林玉<sup>1,2)</sup>, 于轶星<sup>2)</sup>, 周荔青<sup>3)</sup>, 吴聿元<sup>2,3)</sup>, 朱桂生<sup>2,3)</sup>

1) 西北大学大陆动力学国家重点实验室, 西安, 710069

2) 西北大学地质学系, 西安, 710069; 3) 中国石化华东分公司, 南京, 210011

**内容提要:**致密砂岩中的油气成藏是油气地质学领域内的前沿问题。如何将影响油气运移成藏的流体动力、成岩事件与油气成藏期次研究相结合,以准确确定油气的成藏机理,仍是目前研究中的薄弱环节。首先论证了青山口组烃源岩的热演化程度和生烃潜力;恢复了最大埋深时期(古近纪末)泥岩的过剩压力,探讨了流体动力作用下的油气运移、成藏特点;立足成岩作用与成藏事件的紧密联系,根据次生包裹体均一温度、自生碳酸盐矿物的碳、氧同位素资料分析了成藏期次;最后综合石油地质概念模式和储层内流体活动的记录,建立了油气运移、成藏的模式。研究认为,青山口组烃源岩经历了较高的热演化程度( $R_o$ 达 $1.0\% \sim 1.2\%$ ),古近纪时其中的过剩压力可达 $6 \sim 11$  MPa,为油气运移提供了充足动力,砂岩储层内曾于明水期( $K_2m$ )内发生过含烃流体的两期注入。提出了古近纪前、后的“跷跷板”式成藏模式,即明水期—古近纪油气主要由源区向西南方向运移,而新近纪后的油气运移主要靠浮力驱动,但因储层已致密化,难以形成较高的连续油柱,油、水的分异程度低。

**关键词:**腰英台地区;青山口组;流体动力;油气运移和成藏;成藏期次;成藏机理

腰英台地区位于长岭凹陷东部陡坡带与大情字井低凸起的衔接部位(图1)。长岭凹陷位于松辽盆地中央坳陷南部,沿大情字—腰英台低伏隆起带可将其细分为乾安次凹、黑帝庙次凹(吴聿元等, 2002<sup>①</sup>)。腰英台地区一带处于两个次凹之间的相对隆起部位,油气源丰富。区内自白垩纪以来,自下而上依次发育泉头组( $K_1q$ )、青山口组( $K_2qn$ )、姚家组( $K_2y$ )、嫩江组( $K_2n$ )、四方台组( $K_2s$ )、明水组( $K_2m$ )、泰康组( $N_2t$ )、第四系(Q),泉头组四段及其以上地层累计厚度达 $1900 \sim 2300$  m。嫩江组末期构造运动使本区浅层低幅度构造群具雏形,新近纪的构造运动使全区构造反转并最后定型,构造的反转改变了原来沉积砂体的倾向,导致在大情字—腰英台一带,及其以东、北东和北西向的前缘砂体由下倾转为上倾。断层十分发育,走向近南北的断层与分支河道砂体近于垂直,易形成砂体长轴方向靠断层封闭、短轴方向靠自身尖灭的构造—隐蔽油气藏(魏志平等, 2002;周荔青等, 2003)。青山口组自下而上可细分为3个岩性段:青一段( $K_2qn^1$ )厚 $150 \sim 170$  m,为灰色

细砂岩、粉砂岩与深灰、灰黑、灰绿色泥岩互层;青二段( $K_2qn^2$ )厚 $220 \sim 260$  m,下部为灰色粉砂岩、细砂岩与深灰、灰黑色泥岩互层,上部为棕红、灰绿色泥岩夹灰、灰白色粉砂岩、细砂岩;青三段( $K_2qn^3$ )厚 $110 \sim 130$  m,下部为灰、灰白色粉、细砂岩夹棕红色粉砂质泥岩,上部为棕红、灰绿色泥岩夹灰、灰白色粉砂岩。

致密砂岩内的油气成藏问题是油气地质学领域的前沿问题。与优质储层不同,强烈的成岩作用在砂体内形成了不均匀、不连通的孔隙发育区,受其影响,油气运移、成藏规律与成岩事件等关系密切。如何将影响油气运移成藏的流体动力、成岩事件与油气成藏期次研究相结合,确定油气的成藏机理,仍是目前研究中的薄弱环节(王震亮, 2002)。本文以烃源岩的热演化程度和生烃潜力为基础,以影响油气运移的古、今压力分布、油气成藏期次研究为核心,综合石油地质背景,建立了腰英台地区青山口组油气的运移成藏模式,以期更全面、更准确地探讨油气的运移、成藏机理。

注:本文为国家重点基础研究发展规划“973”项目(编号2003CB214605)、长江学者和创新团队发展计划(编号IRT0559)、中国石化华东分公司项目联合资助成果。

收稿日期:2006-06-06;改回日期:2006-11-25;责任编辑:周健。

作者简介:王震亮,男,1966年生。1993年获得油气地质与勘探专业博士学位。现为西北大学地质学系教授、博士生导师,主要从事油气运移与成藏、盆地流体动力学等方面的研究。Email: wangzlw@nwu.edu.cn。

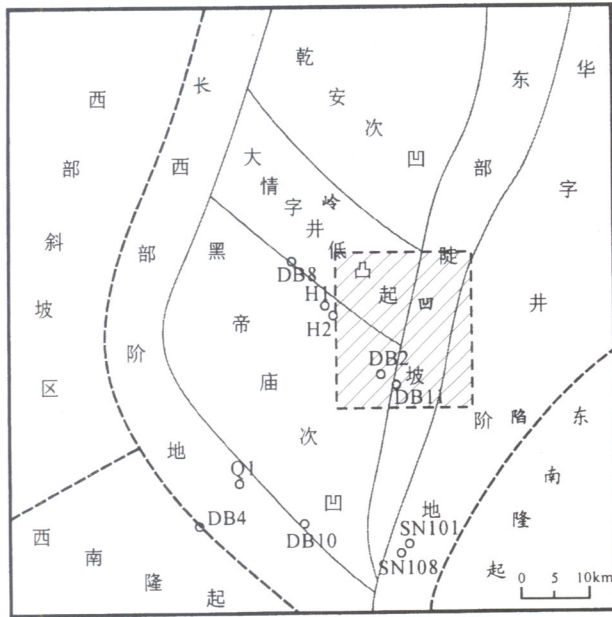


图1 松辽盆地西南部构造单元划分及腰英台地区的位置

Fig. 1 The divide of structure unit in southwestern Songliao basin and the position of Yaoyingtai area

## 1 青山口组烃源岩热演化与生油潜力

### 1.1 青山口组烃源岩的热演化历史

前人有关烃源岩热演化程度的研究表明,腰英台地区青山口组烃源岩的成熟度较低,  $R_o$  约为 0.5%~0.7%, 现今仍处于生烃阶段的早期。这一结论甚至影响到油气勘探, 因为照此看来, 源岩现今仍处于低成熟阶段, 似乎连油源也成了问题。因此, 有必要就有机质曾经遭受的热演化程度进行论证。

#### 1.1.1 现今地温梯度

松辽盆地地热场主要受控于地壳深部热源。根据盆地范围的区域地温场研究, 长岭地区现今地温梯度为 3.7~3.8 °C/100 m, 大地热流值大于 1.35 HFU。

#### 1.1.2 古地温梯度

据分析(任战利等, 2001), 松辽盆地在中生代末期存在一次大范围的构造热事件, 早白垩世晚期一晚白垩世的古地温梯度可达 4.26~4.8 °C/100 m。

#### 1.1.3 剥蚀厚度恢复

根据分析, 明水组顶一泰康组底之间被剥蚀的地层, 少部分属明水组, 大部分为古近系。在此基础上, 进行了埋藏史的恢复, 结果显示, 受盆地构造和沉积作用的影响, 腰英台地区青山口组在古近纪末

埋深最大。

研究中, 主要利用压实曲线法恢复了青山口组处于最大埋深时期的地层剥蚀厚度, 共编制出 17 口井的泥岩压实曲线。在此基础上, 恢复了新近纪的剥蚀厚度。结果表明, 在新近纪存在大量剥蚀, 剥蚀厚度为 700~1100 m。平面上, 东北部、北部高, 向西南方向减少, 反映了此时期构造转折所起的作用。

#### 1.1.4 最大埋深时期的地下热状态

根据钻井揭示, 青山口组底界的现今埋深东部为 2100 m, 中部 2200~2300 m, 西部则接近 2400 m。这一埋深加上新近纪的剥蚀, 则区内青山口组至新近纪的埋深总体超过了 3000 m。如果考虑白垩纪板块构造、热活动强烈, 此时的古地温梯度(4.26~4.8 °C/100 m)明显高于现今。若古地温梯度取中值 4.5 °C/100 m, 则埋深在 3000 m 处的青山口组所经历的古温度可高达 135 °C。这一温度值几乎可使烃源岩进入生油阶段的下限。与上述古温度和生烃阶段相对应, 烃源岩中的镜质组反射率大体上应在 1.0%~1.2%。

#### 1.1.5 实测镜质组反射率

我们对本地区青山口组进行的镜质组反射率测定结果(表 1)表明, 泥岩样品的  $R_o$  约为 1.0%~1.2%, 烃源岩正处于成熟阶段, 与上述分析相一致。

表 1 腰英台地区青山口组烃源岩实测镜质组反射率  
Table 1 The measured data of vitrinite reflectance in source rocks from Qingshankou Fm., Yaoyingtai area

井号	深度(m)	层位	$R_o$ (%)	测点数	标准偏差
DB13	2256.4	$K_2qn^1$	1.2	20	0.02
DB17	2033.75	$K_2qn^2$	1.01	20	0.02
DB26	2154	$K_2qn^1$	1.09	16	0.02
DB27	2096.5	$K_2qn^1$	1.14	20	0.02
DB31	2150	$K_2qn^1$	1.17	20	0.02

从区域上看, 因受构造活动、沉积分布、有机质丰度等因素的影响, 腰英台地区青山口组的烃源岩于四方台组一明水组沉积时期进入生烃门限, 开始成熟, 到新近纪末期区内大部分烃源岩正处于生油高峰期( $R_o$  为 0.9%~1.1%)。

### 1.2 青山口组烃源岩的生油潜力

区域上, 本区东北部紧邻北侧的大型湖相生油中心, 油源丰富, 为本地区的油气成藏作用提供了物质基础。层位上, 青山口组一、二段均具生烃能力。

#### 1.2.1 有机质的分布及其生烃潜力

主要从暗色泥岩厚度及其中有机碳的含量两个



方面,综合分析烃源岩的生烃潜力。

青山口组一段生油岩分布整体表现为北厚南薄(图 2),并沿 DB25 井—DB30 井一线向南突出。其中,北部 DB31 井—DB33 井一带及其以北,暗色泥岩厚度大于 90 m;东北部井 DB25—DB17 井一带,暗色泥岩厚度更高达 110 m 以上;腰南地区仅 DB25 井—DB30 井发育 60~80 m 的暗色泥岩;腰西地区暗色泥岩则最不发育。从有机碳含量的平面分布看, DB30 井—DB16 井一带 TOC 可达 1.6%~2.4%,有机质含量最为丰富;由此向西迅速降低,至 DB29 井—DB37 井处,有机碳含量已低于 0.6%;西北部 DB33 井—DB31 井处 TOC 含量略有增加,可达 1.0%~1.2%。综合上述两个方面的因素分析青一段生油岩的生油潜力,则属东部的 DB30 井—DB15 井一带和西北部的 DB33 井—DB34 井一带最为有利,西部最差。

青山口组二段生油岩厚度总体不及青一段,一

般 30~80 m,暗色泥岩主要集中分布于东部的 DB30 井—DB27 井—DB15 井以及西北部的 DB33 井—DB37 井一带,并呈南北向展布,其中 DB27 井—DB15 井处生油岩最厚(可达 70~80 m),而腰西地区最薄(厚度小于 30 m)。从生油岩的有机碳含量看,由 DB33 井—DB19 井—DB30 井所围之三角形地区,有机质含量最为丰富(TOC 为 0.8%~1.8%),最高处位于为 DB17 井—DB27 井一带。综合分析研究区青二段生油岩的生油能力,作者认为 DB30 井—DB16 井一带较好,分布面积最大,其次是西北部的 DB33 井—DB31 井一带,但分布范围有限。此外,腰西也具备一定的生烃能力。

### 1.2.2 烃源岩的生烃潜力

为补充认识青山口组的生烃潜力,共选取了 3 口井的 28 个生油岩岩样,采用中国石油勘探开发研究院研制的 OGE-II 型油气评价工作站,进行了岩石热解分析。结果显示,部分泥岩样品的产油潜力低于 2 kg/t,属于差的生油岩;青一、二段内有 4 个数据点显示的产油潜力在 2~4 kg/t,生油能力中等;而在青一段上部主力生油岩内,出现了 1 个产油潜力 >16 kg/t 的高峰。反映出青一段、青二段是本地区最为重要的生油岩。

## 2 流体动力与油气运移

油、气、水作为流体,其在地下运移乃至成藏活动,自然要受到其本身流体动力条件的直接控制。根据本地区砂岩输导层的致密化特点,研究时主要探讨了古、今压力的分布及其变化。

### 2.1 古、今压力的分布特点

根据目前的实测资料,腰英台地区基本为静水压力,压力系数介于 0.96~1.00 之间。这种压力状态究竟是自古就有的,还是后期形成的?

王震亮等(1998,2002,2004)曾先后对现今处于常压和低压状态的鄂尔多斯盆地上古生界进行过古压力的恢复和研究工作,发现上古生界在地质历史上至少形成过两次异常压力高峰,从而形成了天然气阶段性、多期性的运移、成藏。与此相似,据对与本区相邻、现今地层处于低压状态的十屋断凹的研究(Xie et al., 2003),地质历史上也曾出现过明显的异常高流体压力。事实上,地层中的压力并非一成不变,而有明显的泄漏过程(Ann et al., 2005)。

长岭凹陷腰英台地区青山口组在地质历史上是否发育超压呢?通过编制泥岩压实曲线,经由平衡深度法计算出最大埋深时期的古压力,初步证明了本

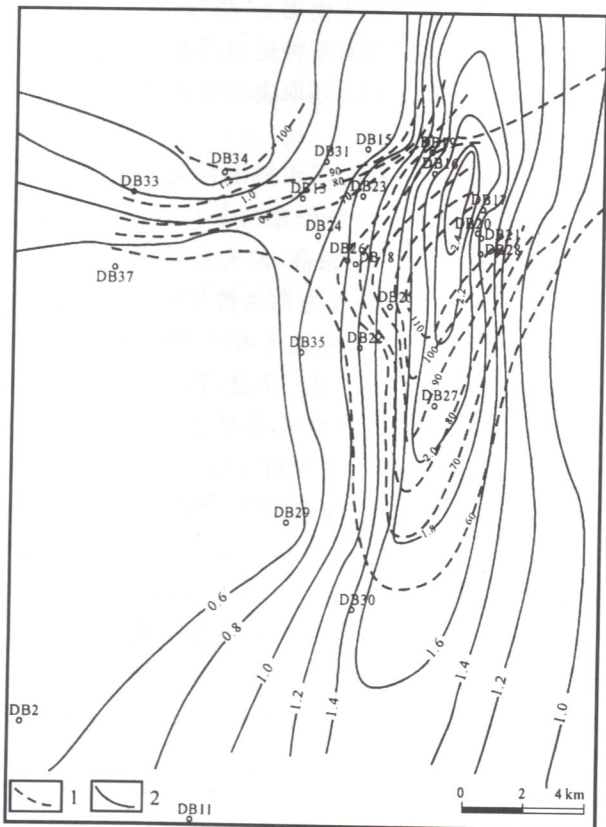


图 2 腰英台地区青一段暗色泥岩厚度和有机碳含量分布图

Fig. 2 Distribution of thickness of dark mudstone and its content of organic carbon in No. 1 segment, Qingshankou Fm., Yaoyingtao area

1—泥岩厚度(m); 2—有机碳含量(%)

1—Thickness of drak mudstone; 2—content of organic carbon(%)

地区在地质历史曾出现过超压。

先依据压实曲线计算出每一点的过剩压力,再根据分层数据求出各小层的过剩压力平均值,并勾绘出青山口组的过剩压力平面分布图(图3)。由图3可见,青一段过剩压力的幅度可达6~11 MPa。其中,过剩压力最高处位于DB31井—DB16井一带(10~11 MPa),恰是前述之最有利生油区。由高压区向西南方向过剩压力降低,至DB37井—DB27井一线降至最低(6 MPa);再向西南方向至DB29井—DB30井一带,过剩压力又略有增加。

青二段内的过剩压力平面分布与青一段基本相似,只是压力的幅度有所降低,即5~8 MPa,平面上不同地区之间的过剩压力差值(过剩压力梯度)有所减小,高压区分别位于DB31井—DB16井、DB29井—DB30井两处(8 MPa),而DB33井—DB27井一线过剩压力最低(5 MPa)。

## 2.2 压力对油气运移的影响

青山口组一、二段内在明水期—古近纪均发育一定幅度(5~6 MPa)的过剩压力,将为油气的运移

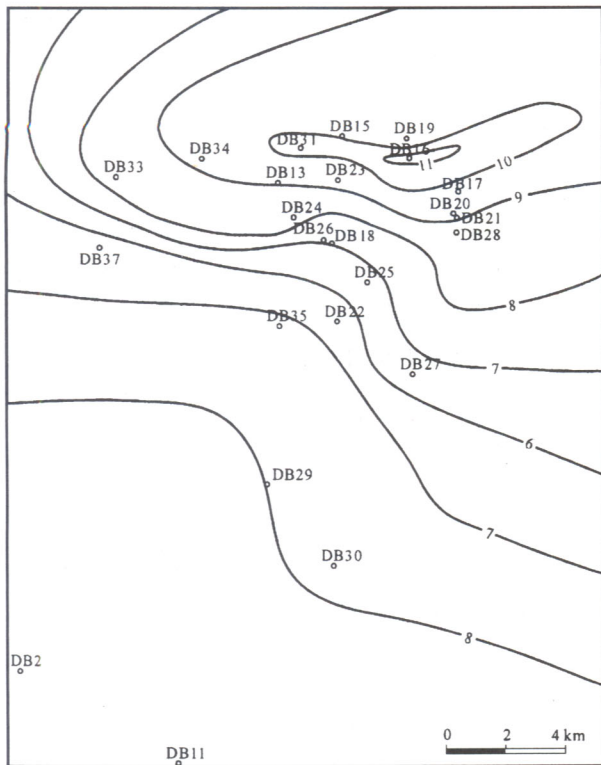


图3 腰英台地区青一段泥岩在古近纪末的过剩压力(MPa)

Fig. 3 The excess pressure (MPa) at the end of Paleocene in mudstones from No. 1 segment, Qingshankou Fm., Yaoyingtao area

活动提供较为充足的动力。这些过剩压力既可用于油气以游离状态排出于源岩时克服毛细管阻力之需,同时也可能形成超压作用下的裂缝,从而为油气自源岩的排出提供了快速通道。由于DB31井—DB16井高压区恰位于东北部的生油中心附近,为油气的排出提供了有利的动力条件。

因砂、泥岩间孕育、保存超压的能力有别,砂岩在侧向上的水力疏导能力强于泥岩,故在相邻的砂、泥岩层之间,往往砂岩为常压或低幅超压(罗晓容等,2000)。由泥岩而来的超压仍将继续对油气的二次运移(包括沿砂岩输导层的侧向运移和沿断裂、裂缝等的垂向运移)提供重要动力。从二次运移角度看,上述过剩压力的分布将在一定程度上影响到油气在砂岩中的侧向运移,即主要从研究区东北部、西南部向DB37井—DB27井一带运移。

## 2.3 油势背景下的油气运移

为更好地分析油气在流体动力背景下的运移、成藏特点,越来越多的人使用了“势”的概念。需要指出,流体势仅指流体具有某种运动的潜力或可能,但这种流动能否真正发生,还取决于很多地质因素(如输导体系的分布等)。

从青山口组一段在明水期的油势(头)分布图(图4)可见,此时期油势分布的总格局是:东北部DB31井—DB16井一带最高,油头为1600~1700 m(据估计,由此向北、东北方向油势应更高);西南部次高,DB29井间及其以南地区可达1300 m;中间地区低,一般为1200 m左右。因此,区内发育东北部高油势区和西南部次高势区,油势总体上由东北向西南方向降低。根据沿势梯度的负方向运移动力最充足,运移能力最强的原理推断,明水期—古近纪,伴随着东、北部烃源岩的大量生排烃,进入砂岩输导层内的石油,将总体上发生由东北向西南方向的运移,并伺机寻找合适的圈闭形成原生油藏。据此,我们认为,明水期末,在青一段、青二段的主干砂体内,油气的侧向运移方向将由东北向西南方向运移。

## 3 油气成藏期次

确定油气成藏期次(阶段)是目前油气地质学中的热点和难点问题,因确定油气成藏期次的复杂性、综合性,单一的分析方法往往难以奏效,甚至得出的结论偏颇甚多。针对腰英台地区致密砂岩储层发育的特点,我们在油气成藏期次研究中,立足于储层成岩作用与油气成藏作用间的密切的内在联系,通过对成岩包裹体、自生碳酸盐矿物的碳、氧同位素测定



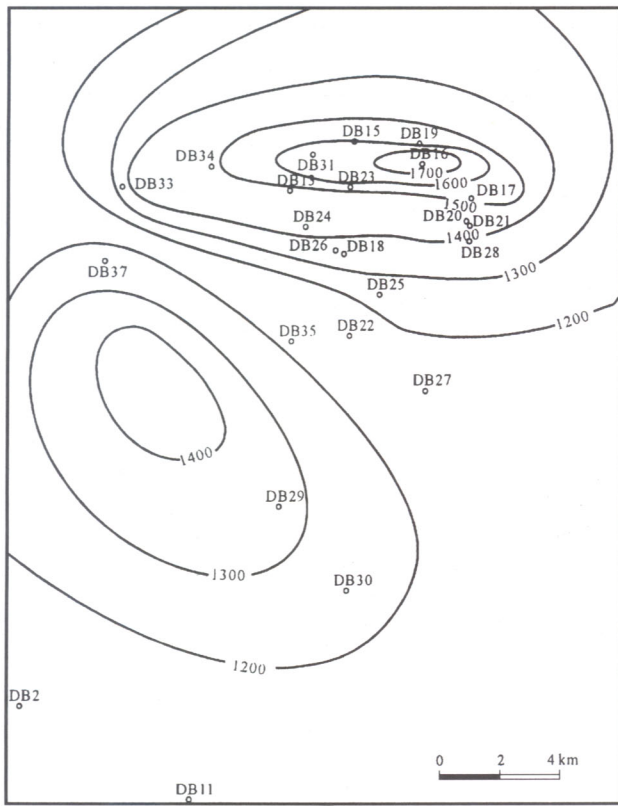


图 4 腰英台地区青一段在古近纪末的油势(单位:m)  
Fig. 4 The oil potential (m) at the end of Paleocene in No. 1 segment, Qingshankou Fm., Yaoyingtao area

了油气藏形成时的有关信息,故可利用包裹体均一温度来研究储层内油气充注的期次和油气成藏的时间(Bhullar et al., 1999; Goldstein, 2001; 池国祥等, 2003; Munz et al., 2004)。

包裹体鉴定的前提和基础是对成岩作用、次生矿物形成序列等的研究(陶士振, 2004)。本次研究选取了 15 口井的 31 块样品进行了包裹体的鉴定和均一温度的测试。通过镜下的岩石薄片观察,原生包裹体的分布多呈随机孤立状,或呈带状平行于矿物晶面,且多在 5 μm 以上;次生包裹体通常分布在碎屑颗粒的微裂隙内,呈条带状分布,互相切割。从包裹体的类型看,本地区主要为盐水包裹体,少量有机包裹体。盐水包裹体由盐水溶液组成,室温下可见气—液两相或纯液相,气液比介于 5%~15% 之间,颜色多为浅灰色,半透明—透明,形状多为规则的近圆形、扁圆形和三角形。有机包裹体中的气相包裹体在镜下观察为黑色,但气—液两相的有机包裹体在显微镜下与盐水包体相似。

通过镜下观察,确定了矿物中次生包裹体的期次和生长关系。本地区的次生包裹体主要位于石英颗粒的微裂隙中,少数发育于石英颗粒的次生加大边。根据微裂隙是否切穿石英的次生加大边,可判断次生包裹体形成的相对顺序。若微裂隙切穿次生加大边,次生加大边中的包裹体早于微裂隙中的。通过镜下观察,优选出能够反映流体活动的包裹体,以供在 Linkham TH 600 型冷热台上进行温度测定。

根据均一法测得青山口组储层包裹体的均一温度数据 102 个,总体上可分为 3 个峰区,其中前两个

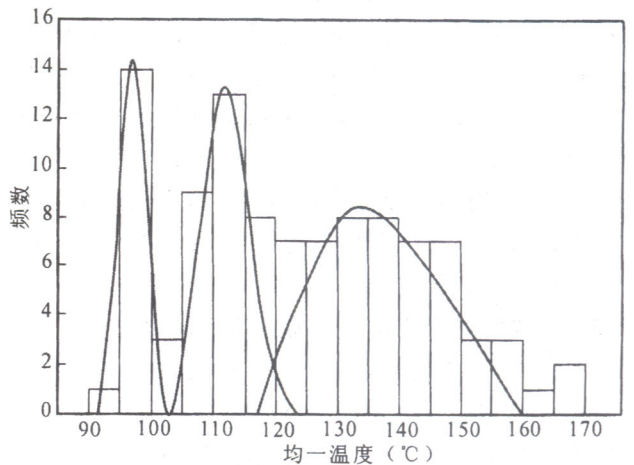


图 5 青山口组砂岩内盐水包裹体的均一温度分布图  
Fig. 5 Distribution of homogenous temperature in saline water inclusions from reservoir sandstone, Qingshankou Fm.

等途径入手,获得了反映岩石成岩、流体活动和油气成藏的直接信息。

### 3.1 成岩与成藏演化的关系

储层成岩与油气成藏形成关系密切,烃类进入储层后参与成岩作用,并发生相应的有机—无机作用,不同成岩阶段的成岩作用与形成的自生矿物可反应不同的成藏过程(王琪等, 1999)。

成岩作用的演化是一个由碱性—酸性—碱性变化的过程。在同生成岩、早成岩阶段,压实作用和胶结作用使得岩石趋于致密;在中成岩阶段,随着泥质岩有机质的大量生烃,形成了以羧酸、腐殖酸等有机酸为代表的酸性溶液,促使矿物溶解,改善砂岩物性,溶解产生的溶蚀孔隙及裂缝又为油气的运移提供了通道,故油气侵位和成藏主要发生在酸性成岩环境向碱性成岩环境过渡时期。随着裂缝的形成,含铁方解石交代早期的亮晶方解石,并充填于孔隙与裂缝中。

### 3.2 利用流体包裹体判定成藏期次

油气在储层内运移、聚集时,与岩石矿物间的物理、化学反应形成了次生流体包裹体。因包裹体保存



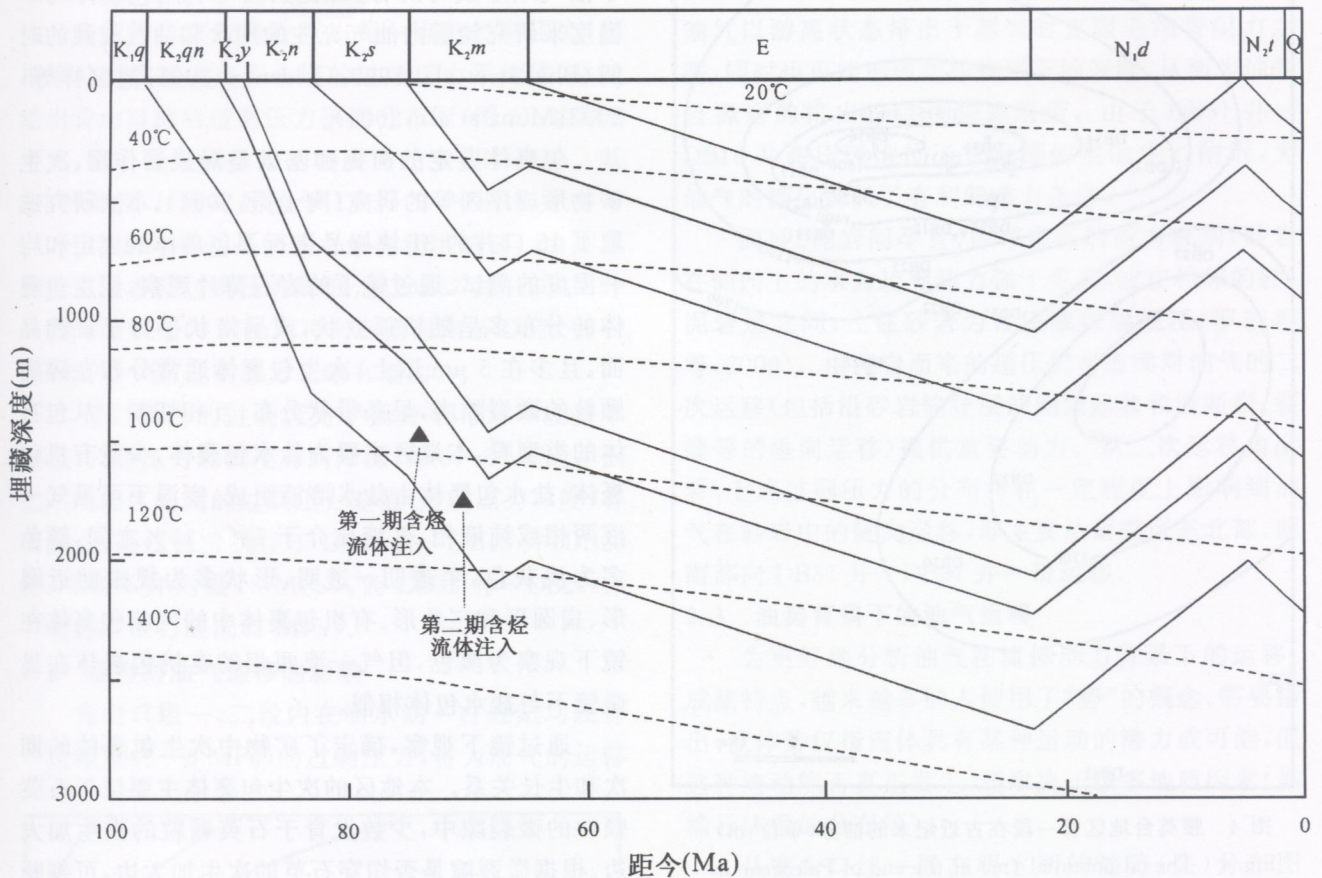


图 6 DB18 井埋藏史曲线与青山口组内含烃流体的两期注入

Fig. 6 The burial history curve from well DB18 and infilling of two periods petroliferous fluid in sandstone from Qingshankou Fm.

温度高峰区较为明显(图 5),即 95~100°C 和 105~120°C;第三个高温峰区分布不甚明显,且比较宽泛(125~160°C)。分析认为,温度最高的第三个宽峰的包裹体可能为原生包裹体,它形成于石英颗粒的变形、破裂过程,有可能属继承性包裹体。真正蕴含着成岩、成藏信息的应为前两个均一温度峰值所代表的流体活动,根据 DB18 井的埋藏史图(图 6),可推算出青山口组砂岩储层内曾经发生过含烃流体的两期注入,其地质年代分别约为 74 Ma、70 Ma,其对应的地质时期为明水期。

### 3.3 碳酸盐中氧碳同位素确定成藏期次

碳酸盐在成岩演化过程的不同阶段出现不同的自生矿物类型,后者与油气藏的形成关系密切。因此,确定储层中不同类型的自生碳酸盐的出现序列,有助于确定油气藏的形成时间。

根据显微镜下鉴定结果,砂岩储层孔隙中的胶结物发育方解石,且以亮晶方解石为主,为早成岩期产物,应属 I 期碳酸盐,其形成与碱性湖水中碳酸钙

发生过饱和沉淀有关。它有助于增强砂质沉积物抗压实能力,保存粒间孔隙的体积。

储层中的裂缝等宏观孔隙内,广泛发育晶形良好的自生碳酸盐矿物,记录了裂缝中的流体活动这一地质事件。通过激光显微取样,在 MAT252 气体同位素质谱仪上,对裂缝、层理缝中的碳酸盐自生矿物进行了碳、氧稳定同位素分析,发现可将碳酸盐胶结物分为两期,分别对应于 II、III 期碳酸盐(图 7)。

中成岩 A 期形成的 II 期碳酸盐胶结物主要为铁方解石,其碳同位素( $\delta^{13}\text{C}$ )相对较轻,为 -8.02‰~-3.23‰,氧同位素也较轻,分布范围为 -20‰~-14.7‰,可作为指示烃类在油气储层中发生显著运移的标型自生矿物,一般指示大规模排烃期的末期。

中成岩 B 期,形成的 III 期碳酸盐主要为铁白云石,其碳同位素( $\delta^{13}\text{C}$ )相对较重,为 -1.92‰~-2.22‰,氧同位素( $\delta^{18}\text{O}$ )变化较大,分布范围为 -20.5‰~-11.8‰。形成了以铁白云石-伊利石为



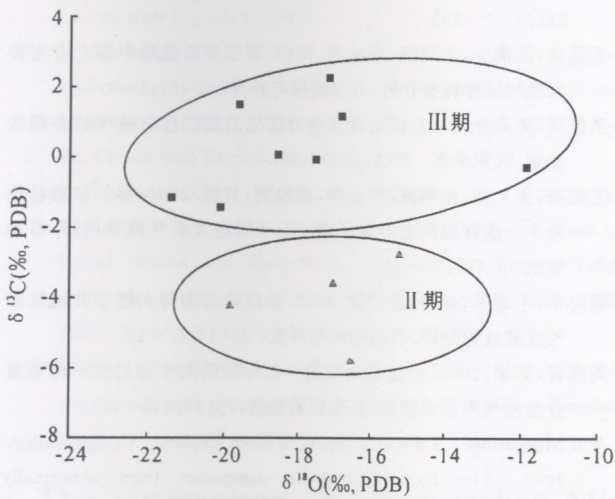


图 7 砂岩裂缝中碳酸盐自生矿物的碳、氧稳定同位素分布及成岩作用分期

Fig. 7 The distribution of stable isotope of carbon and oxygen from second mineral of carbonate developed in sandstone fractures and duration of diagenesis

特色的碱性矿物组合,其形成机理与碱性成岩环境、古代海相碳酸盐岩提供的碳有关,可作为油气类在储层中发生显著运移之后的标型自生矿物,一般指示大规模排烃期的结束。

## 4 油气运移、成藏模式

### 4.1 石油地质概念模式

(1)青山口组、姚家组沉积时,腰英台一带为东北倾的斜坡,烃源岩处于三角洲前缘相,往北至乾安变成湖相沉积。

(2)明水期—古近纪:青山口组烃源岩已进入生排烃阶段,油气已开始了第一次大规模运聚,深凹的烃源岩形成的油气进入了圈闭,向西南方的构造高部位运移并成藏,达尔罕及腰南等井见到的油迹、油斑,可能是其证据。

(3)古近纪末的构造运动后:地层反转,除了近源的圈闭继续发生油气充注外,原生气藏大多受到破坏或调整,油、水开始了再次运移,但因此时的储层已致密化,流体活动的空间范围严格受到运载体层输导能力的限制,很难“为所欲为”。

### 4.2 成藏活动的流体记录

本地区至少在明水组沉积期间和大安末期各有一次含烃流体充注的记录。

古近纪前、后燕山期构造运动的“跷跷板”式变化,地层压力的分布格局有很大变化,明水期—古近

纪表现出明显的异常高压,青山口组内过剩压力可达 6~10 MPa,为油气的运移提供了较充足的动力。

新近纪后,因地层抬升,异常压力不再发育,故调整期的油气运移主要靠浮力驱动,但因储层致密,孔隙连通性差,故浮力的作用有限,难以形成较高的油柱,因此,新近纪及其以后的油气再调整并不彻底。现今腰英台油藏油层的高含水率可能与后期油气不能充分调整,油、水分异程度低有关。

### 4.3 油气成藏模式

根据上述分析,可将青山口组砂岩储层内的油气成藏大体上分为明水期—古近纪和新近纪至今两个阶段(图 8)。

#### 4.3.1 明水期—古近纪

青山口组源岩已成熟生烃,因发育异常高压,可通过孔隙、微裂缝等方式排出,进入相邻的砂岩输导层发生侧向运移,在流体动力背景下,石油总体向西南方向运移,此时主体砂体的输导性尚可,可有 10

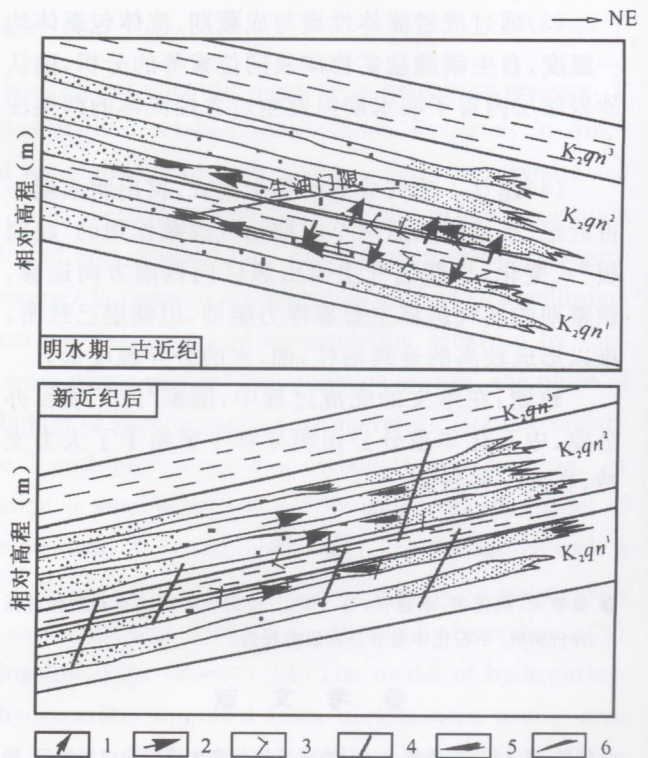


图 8 腰英台地区青山口组内的油气运移、成藏模式

Fig. 8 The modes of hydrocarbon migration and accumulation in Qingshankou Fm., Yaoyingtai area

1—初次运移方向;2—二次运移方向;3—裂缝;4—断层;

5—鼻状构造油藏;6—岩性油藏

1—Direction of primary migration; 2—direction of secondary migration; 3—fracture; 4—fault; 5—reservoir of nose-like structure; 6—lithologic reservoir



km 以上的侧向运移距离,并形成原生的鼻状凸起油气藏和岩性油气藏。

#### 4.3.2 新近纪以后

新近纪以后,构造格局反转,整体运移方向指向东北,但储层已致密化,断层附近的构造裂缝可明显改善其物性,故调整性侧向运移的距离不大,但可沿断层等途径发生一定程度的垂向运移,在有利的网状一块状储集体内,石油“伺机”定位、成藏,但因空间狭小,油、水的分异程度低。

### 5 主要结论和认识

(1)从古、今地温梯度、新近纪末剥蚀量、实测  $R_0$  等途径,证明了青山口组烃源岩经历了较高的热演化程度,古地温为  $120\sim 130\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $R_0$  为  $1.0\%\sim 1.2\%$ 。

(2)青一段在明水期的过剩压力可达  $6\sim 11\text{ MPa}$ ,为油气自烃源岩的排出提供了动力,也在一定程度上影响油气在砂岩中的侧向运移方向。

(3)通过成岩流体性质与成藏期、流体包裹体均一温度、自生碳酸盐矿物碳氧同位素等的分析,确认砂岩储层内曾于明水期内发生过含烃流体的两期注入。

(4)建立了油气成藏的概念模式,提出明水期—古近纪、新近纪以后两个时期油气成藏作用的“跷跷板”式变化,早期油气主要由源区向西南方向运移,调整期的油气运移主要靠浮力驱动,但储层已致密,难以形成较高的连续油柱,油、水的分异程度低。

**致谢:**在本文的完成过程中,国家“973”项目办公室、中石化华东分公司领导和专家给予了大力支持,在此一并致谢。

#### 注 释

① 吴聿元,钱桂华,李建青,等. 2002. 松南长岭凹陷有利勘探目标评价研究. 中石化华东分公司研究报告。

#### 参 考 文 献

池国祥,周义明,卢焕章. 2003. 当前流体包裹体研究和应用概况. 岩石学报, 19(2):201~212.  
罗晓容,杨杨海,王振峰. 2000. 盆地渗透性地层超压形成机制及钻井压力预测. 地质论评, 46(1):22~31.  
任战利,萧德铭,迟元林. 2001. 松辽盆地古地温恢复. 大庆石油地质与开发, 20(1):13~15.  
陶士振. 2004. 包裹体应用于油气地质研究的前提条件和关键问题. 地质科学, 39(1):77~91.  
王琪,史基安,薛莲花,陈国俊. 1999. 碎屑储集岩成岩演化过程中流体—岩石相互作用特征. 沉积学报, 17(4):584~590.

王震亮. 2002. 盆地流体动力学及油气运移研究进展. 石油实验地质, 24(2):99~103.  
王震亮,陈荷立,王飞燕,郑承光. 1998. 鄂尔多斯盆地中部上古生界天然气运移特征分析. 石油勘探与开发, 25(6):1~4.  
王震亮,陈荷立. 2002. 试论古水动力演化的旋回性与油气的多期次运聚. 沉积学报, 20(2):339~344.  
王震亮,张立宽,孙明亮,付金华,席胜利,刘斌. 2004. 鄂尔多斯盆地神木—榆林地区上石盒子组—石千峰组天然气成藏机理. 石油学报, 25(3):37~43.  
魏志平,毛超林,孙岩,苗洪波. 2002. 松辽盆地南部大情字井地区油气成藏过程分析. 石油勘探与开发, 29(3):11~13.  
周荔青,张淮. 2003. 松辽盆地乾安—长岭凹陷大中型岩性—构造复合型油气田形成特征. 石油实验地质, 25(5):445~463.  
Ann Muggeridge, Yafes Abacioglu, William England, Craig Smalley. 2005. The rate of pressure dissipation from abnormally compartments. AAPG Bulletin, 89(1): 61~80.  
Bhullar A G, Karlens D A, Backer-Owe K, Seland R T, Tran K L. 1999. Dating reservoir filling—a case history from the North Sea. Marine and Petroleum Geology, 16: 581~603.  
Chi Guoxiang, Chou Yiming, Lu Huanzhang. 2003. An overview on current fluid-inclusion research and applications. Acta Petrologica Sinica, 19(2): 201~212 (in Chinese with English abstract).  
Goldstein R H. 2001. Fluid inclusions in sedimentary and diagenetic systems. Lithos, 55: 159~193.  
Luo Xiaorong, Yang Jihai, Wang Zhenfeng. 2000. The overpressuring mechanisms in aquifers and pressure prediction in basins. Geological Review, 46(1): 22~31 (in Chinese with English abstract).  
Munz I A, Wangen M, Girard J-P, Lachapagne J-C, Johansen H. 2004. Pressure temperature time composition ( $P-T-t-X$ ) constraints of multiple petroleum charges in the Hild field, Norwegian North Sea. Marine and Petroleum Geology, 21: 1043~1060.  
Ren Zhanli, Xiao Deming, Chi Yuanlin. 2001. Restoration of the palaeogeotherm in Songliao basin. Petroleum Geology & Oilfield Development In Daqing, 20(1): 13~15 (in Chinese with English abstract).  
Tao Shizhen. 2004. Premise conditions and key problems of applied study of inclusion in oil-gas geology. Chinese Journal of Geology, 39(1): 77~91 (in Chinese with English abstract).  
Wang Qi, Shi Ji'an, Xue Lianhua, Cheng Guojun. 1999. Characteristics of fluid-rock interaction in clastic reservoir controlled by evolution of diagenetic environment—Taking the southwest depression of Tarim basin as an example. Acta Sedimentologica Sinica, 17(4): 584~590 (in Chinese with English abstract).  
Wang Zhenliang. 2002. Developments in the fluid dynamics and hydrocarbon migration of sedimentary basins. Experimental Petroleum Geology, 24(2): 99~103 (in Chinese with English abstract).  
Wang Zhenliang, Chen Heli, Wang Feiyan, Zheng Chengguang. 1998. Migration of gas in Upper Palaeozoic group, middle Ordos



- basin. *Petroleum Exploration and Development*, 25 (6): 1~4 (in Chines with English abstract).
- Wang Zhenliang, Chen Heli. 2002. A view on cycles of paleo-hydrodynamics evolution and phases of hydrocarbon migration and accumulation. *Acta Sedimentologica Sinica*, 20 (2): 339~344 (in Chines with English abstract).
- Wang Zhenliang, Zhang Likuan, Sun Mingliang, Fu Jinhua, Xi Shengli, Liu Bin. 2004. Natural gas accumulation mechanism in Upper Shihezi and Shiqianfeng Formations of Shenmu-Yulin district in northeastern Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 25 (3): 37~43 (in Chines with English abstract).
- Wei Zhiping, Mao Chaolin, Sun Yan, Miao Hongbo. 2002. Oil and gas accumulation process in Daqingzi region of southern Songliao basin. *Petroleum Exploration and Development*, 29 (3): 11~13 (in Chines with English abstract).
- Xie X, Jiao J J, Tang Z, Zheng C. 2003. Evolution of abnormally low pressure and its implications for the hydrocarbon system in the southeast uplift zone of Songliang basin, China. *AAPG Bulletin*, 87(1): 99~119.
- Zhou Liqing, Zhang Huai. 2002. Formation characteristics of large-middle lithologic-structural composite oil and gas fields in the Qian'an-Changling depression of the Songliao basin. *Experimental Petroleum Geology*, 24 (2): 99~103 (in Chines with English abstract).

## The Mechanisms on Hydrocarbon Migration and Accumulation in Qingshankou Formation from Yaoyingtai Area, Southern Songliao Basin

WANG Zhenliang<sup>1,2)</sup>, LIU Linyu<sup>1,2)</sup>, YU Yixing<sup>2)</sup>, ZHOU Liqing<sup>3)</sup>, WU Yuyuan<sup>2,3)</sup>, ZHU Guisheng<sup>2,3)</sup>

1) State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an, 710069

2) Department of Geology, Northwest University, Xi'an, 710069; 3) Huadong Branch, Sinopec, Nanjing, 210011

### Abstract

The accumulation of hydrocarbon in tight sandstone is a frontier scientific question in petroleum geology. It is still the weak key part nowadays to define the mechanism on hydrocarbon accumulation accurately in which how to combine fluid dynamics influencing migration and accumulation of hydrocarbon, diagenetic events and the phase of hydrocarbon accumulation. In this paper, the thermal maturity and hydrocarbon generation potential of source rock in Qingshankou Fm are demonstrated and proved first. The excess pressure in source rock during deepest burial depth (i. e. in the end of Paleocene) is restored according to method of equilibrium depth from compaction curves, the characters of hydrocarbon migration and accumulation acted on by fluid dynamic are probed. On the basis of the close connect between diagenesis and accumulation events, the phase of hydrocarbon accumulation is analyzed according to distribution of homogenization temperature from secondary fluid inclusion, and the data of carbon and oxygen isotope in authigenic mineral of carbonate from fracture. At last, the model of hydrocarbon migration and accumulation is established on synthesizing concept model of petroleum geology and the record of fluid activity in reservoir rock. It is concluded that: (1) the source rock is being a higher grade of thermal maturity with the  $R_o$  of 1.0~1.2%, (2) the excess pressure in source rock during Paleocene was high up to from 6 to 11 MPa, so as an efficient dynamic in driving hydrocarbon, (3) there were two phase of hydrocarbon infilling during Mingshui stage ( $K_2m$ ), (4) The model of hydrocarbon accumulation with 'seesaw' style is put forward that hydrocarbon migrated from northeastern source area (kitchen) to southwestern direction from during Mingshui stage to Paleocene; then the migration was mainly driven by buoyancy in adjusting periods of reservoir after Neocene, it is difficult to form high continuous oil column, because of the reservoir bed being over tight.

**Key words:** Yaoyingtai area; Qingshankou Fm; fluid dynamics; hydrocarbon migration; phase of accumulation; mechanism of accumulation