

松辽盆地北部长春岭背斜带 油气成藏探讨

陈方文^{1,2)}, 卢双舫^{1,2)}, 刘海英^{1,2)}, 黄文彪^{1,2)}, 徐运亭³⁾, 郭在宇³⁾

1) 东北石油大学地球科学学院, 黑龙江大庆, 163318;

2) 东北石油大学油气藏形成机理与资源评价省重点实验室, 黑龙江大庆, 163318;

3) 大庆油田有限责任公司第十采油厂, 黑龙江大庆, 166405

内容提要: 针对松辽盆地长春岭背斜带油气来源, 油藏、气藏形成时期先后等问题仍存在分歧的研究现状, 在前人研究的基础上从地球化学、构造、沉积、油气分布等方面出发并结合热史、生烃史, 探讨松辽盆地北部长春岭背斜带油气成藏过程。研究认为: 长春岭背斜带原油主要来源于王府凹陷上白垩统青山口组一段烃源岩, 气源主要为两侧断陷深层煤系地层; 天然气大约在 85~77.4Ma 开始聚集成藏, 油藏主要成藏期约为 75~67Ma, 气藏成藏时期早于油藏。

关键词: 松辽盆地; 长春岭背斜; 王府凹陷; 油气成藏; 成藏时期

松辽盆地北部长春岭背斜带勘探始于 20 世纪 50 年代, 在 1990 至 1995 年先后发现了长春岭、五站、三站及涝州等气田, 提交天然气探明储量约 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$; 随着勘探工作的深入, 相继在原有气田周边的构造低部位发现较大规模油藏。

长春岭背斜位于三肇凹陷和王府凹陷之间, 受构造运动影响, 地层抬升剥蚀严重, 油气成藏过程复杂。国内众多学者对其进行过研究, 主要存在两点争议: 长春岭背斜带的油源主要是王府凹陷还是三肇凹陷; 气藏、油藏成藏时期的先后(魏兆胜等, 2006; 杨庆杰等, 2007)。这些问题已成为阻碍长春岭背斜带油气深入勘探和开发的重要因素。因此, 本次研究在前人研究的基础上, 从地球化学、构造、沉积、油气分布等方面出发, 结合热史、生烃史, 探讨长春岭背斜带油气成藏过程, 阐明油气主要来源和气藏、油藏成藏时期, 对长春岭背斜带油气勘探开发具有实际指导作用。

1 地质概况

长春岭背斜带位于松辽盆地东南隆起区, 是盆地的二级构造单元。长春岭背斜轴向为 NE—SW

方向, 其长轴约 50km, 短轴约 10km。长春岭背斜在上白垩统青山口组一段沉积时期已具雏形, 上白垩统嫩江组沉积末期长春岭背斜带和王府凹陷都已发育定型(杨庆杰等, 2007)。

研究区地层由断陷构造层、坳陷构造层和反转构造层组成, 由老到新依次为下白垩统火石岭组、沙河子组、营城组、登娄库组、泉头组; 上白垩统青山口组、姚家组、嫩江组、四方台组、明水组; 古近系依安组; 新近系大安组、泰康组等(图 1a)。其中, 上白垩统四方台组、明水组、古近系和新近系地层在研究区内严重剥蚀或缺失, 剥蚀厚度 200~550m(杨庆杰等, 2007)。

目前在长春岭背斜带已探明油藏主要位于临近王府凹陷一侧, 背斜另一侧仅发现五 204、三 403 和长 27 等含油区块(图 1b)。主要的含油气层位为泉头组泉三段、泉四段所对应的杨大城子油层和扶余油层(合称为扶杨油层), 属于三角洲平原亚相, 分流河道砂体为良好的储集空间。其上覆青山口组地层属于深湖一半深湖沉积环境, 巨厚的泥岩既是烃源岩又是区域性盖层。研究区断层十分密集, 走向主要为南北向, 极少数断穿青山口组地层。

注: 本文为国家 973 课题(编号 2006CB202307)和教育部新世纪优秀人才支持计划基金资助项目(编号 NCET-04-0345)的成果。

收稿日期: 2010-03-15; 改回日期: 2010-11-23; 责任编辑: 章雨旭。

作者简介: 陈方文, 男, 1984 年生。博士研究生, 主要从事油气藏形成与资源评价方面研究。通讯地址: 163318, 黑龙江省东北石油大学地球科学学院; 电话: 0459-6503657; Email: cfwdqpi@163.com。

(1) 地球化学指标显示王府凹陷青一段泥岩具有一定的生油能力。对王府凹陷 37 口探井共 693 个样品点的地化特征进行统计(表 1),在 1200~1800m 的深度段青一段泥岩有机碳 TOC 均值为 3.10%,生烃潜力 S_1+S_2 均值为 17.87mg/g,氯仿沥青“A”均值为 0.38%,镜质体反射率范围为 0.42%~0.80%。按照陆相源岩的评价标准(卢双舫等,2008),王府凹陷青一段源岩属于有机质丰度高、类型好、成熟度低的好—优质源岩。运用化学动力学原理(卢双舫等,2009),计算王府凹陷青一段生油高峰约为 1500m,石油总资源量约为 $1.225\times10^8\text{t}$ (卢双舫等^①)。根据构造图统计王府凹陷北坡和南坡扶余油层地层倾角,北坡地层倾角范围约 $5.86^\circ\sim9.86^\circ$,南坡地层倾角范围约 $2.33^\circ\sim3.43^\circ$ (卢双舫等^①),凹陷北坡地层倾角明显大于南坡(图 1b),更加有利于王府凹陷生成的油气向长春岭背斜运移。

(2) 三肇凹陷和王府凹陷在青一段沉积时期属于同一湖盆,沉积的烃源岩类型相同,利用生物标志化合物难以区分朝阳沟阶地、长春岭背斜原油来源于三肇凹陷还是王府凹陷。本次研究利用 C_{29} 甾烷 $20S/20S+20R$ 、 $\beta\beta/aa+\beta\beta$ 关系图(朱战军等,2009;何江林等,2010)进行原油成熟度比较,对三肇凹陷、朝阳沟阶地、长春岭背斜和王府凹陷共 29 口井原油样品的气相色谱—质谱数据进行分析,制作 C_{29} 甾烷 $20S/20S+20R$ 、 $\beta\beta/aa+\beta\beta$ 关系图(图 2)。结果表明:长春岭背斜和王府凹陷原油成熟度相近,而且明显低于三肇凹陷和朝阳沟阶地原油成熟度。王府凹陷青一段烃源岩正好处于低成熟阶段,三肇凹陷青一段源岩处于成熟阶段(王杰等,2009)。因此,从原油成熟度上比较,长春岭背斜带原油主要来源于王府凹陷,朝阳沟阶地原油主要来源于三肇凹陷。

表 1 王府凹陷源岩地化特征

Table 1 Geochemical characteristic of source rocks in the Wangfu Depression

层位	有机碳 TOC (%)	生烃潜力 S_1+S_2 (mg/g)	氯仿沥青 “A”(%)	镜质体反 射率 Ro(%)
青二 三段	$\frac{1.53(27)}{0.10\sim3.57}$	$\frac{7.96(43)}{0.01\sim29.40}$	$\frac{0.20(30)}{0.01\sim0.57}$	$\frac{0.53(61)}{0.39\sim0.65}$
青一 段	$\frac{3.10(53)}{0.12\sim6.47}$	$\frac{17.87(71)}{0.01\sim710.00}$	$\frac{0.38(63)}{0.01\sim1.70}$	$\frac{0.56(157)}{0.42\sim0.8}$
沙河 子组	$\frac{2.96(81)}{0.45\sim16.34}$	$\frac{12.47(77)}{0.03\sim926.70}$	$\frac{0.01(26)}{0.03\sim0.05}$	$\frac{2.11(4)}{2.04\sim2.30}$

注:表中各数值的含义: $\frac{\text{平均值(样品数)}}{\text{最小值}\sim\text{最大值}}$ 。数据来源于大庆油田研究院。

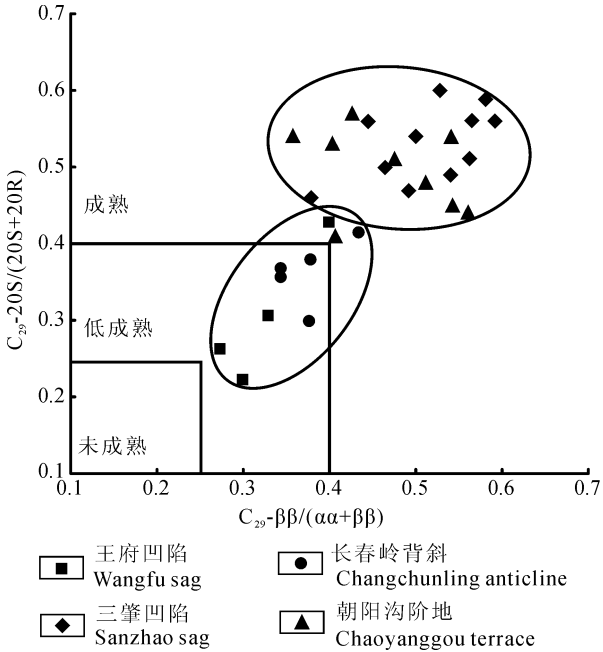


图 2 C_{29} 甾烷 $20S/(20S+20R)$ 与 $\beta\beta/(aa+\beta\beta)$ 关系(卢双舫等^①)

Fig. 2 Diagram of C_{29} sterane $20S/(20S+20R)$ and $\beta\beta/(aa+\beta\beta)$ (Lu Shuangfang et al. ^①)

(3) 依据构造解释结果(卢双舫等^①),结合油气平面分布规律,绘制长春岭背斜带油气分布与构造形态的三维显示图(图 3)。原油主要分布在长春岭背斜南翼靠近王府凹陷一侧,在其北翼仅在五 204、三 403 和长 27 三个区块获得油流。从油气分布规律上看,长春岭背斜南翼含油面积延伸至王府凹陷边缘,其油源更加可能为王府凹陷;三 403、五 204 两含油区块与长春岭背斜南翼双 30、双 301 等区块具有明显连续性,而长 27 区块与朝阳沟油田具有较好连续性(图 1b,图 3)。

(4) 油气运移具有一定的方向选择性,主要沿砂体和断层展布方向运移。以 433 口井的测井曲线为基础,结合录井和地震属性等资料对研究区沉积相进行研究。长春岭背斜带扶余油层属于三角州平原亚相,河道砂体的展布方向为北北东向,物源来至西南方向,断层的主要走向为近南北向(图 4),更加有利于王府凹陷生成的油气向长春岭背斜运移。

(5) 气藏存在运聚动平衡,在构造运动时期背斜气藏中供气速率小于散失速率,气藏范围缩小,气底抬升,并在长春岭背斜的地势低部位出现不连续分布。此时,王府凹陷生成的油气沿断层和砂体展布方向向长春岭背斜带运移,少部分沿背斜顶部天然

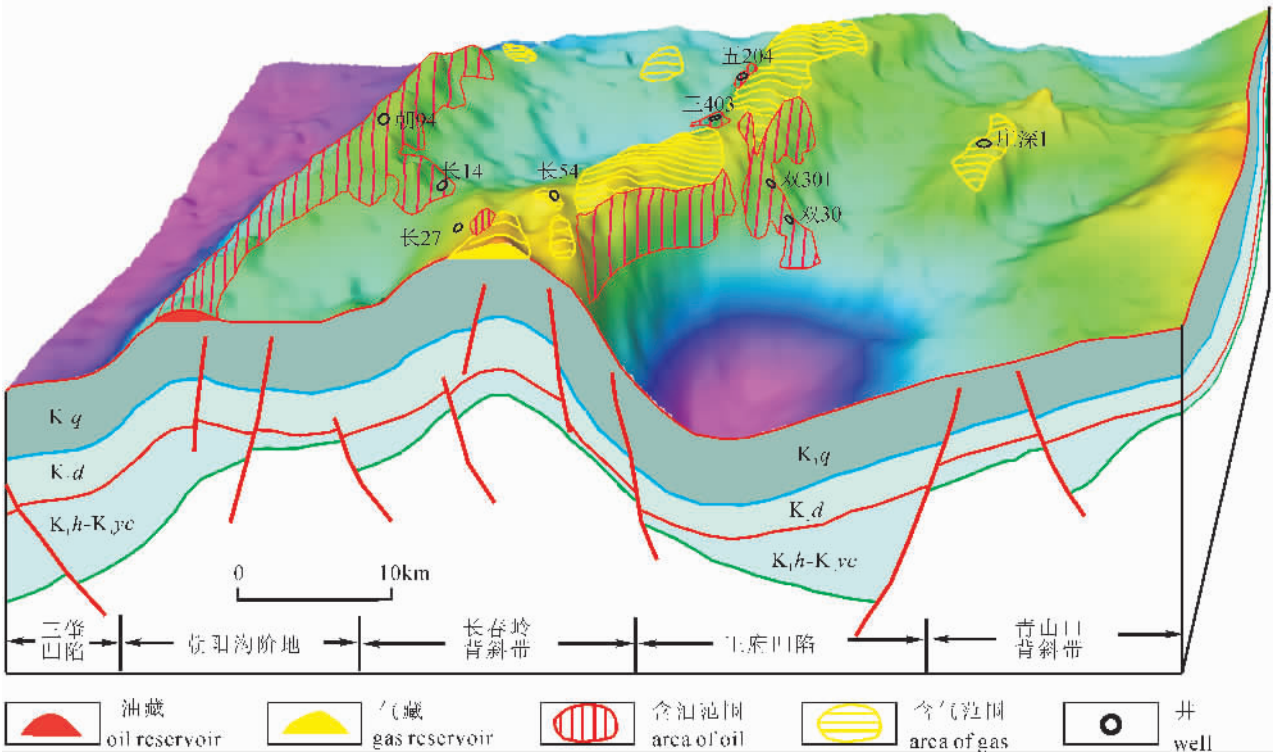


图 3 长春岭背斜带油气分布与构造形态(卢双舫等[●])

Fig. 3 Oil and gas distribution and structure of the Changchunling Anticline(Lu Shuangfang et al.[●])

气范围出现间断部位运移至长春岭北翼三 403、五 204 两区块。

(6)在油气运移的方向上,由王府凹陷至五 204、三 403 区块各探井油底的深度逐渐升高。

2.2 气源主要为两侧断陷煤系地层

2.2.1 气源主要为深层煤系地层

松辽盆地油型气与煤型气的甲烷碳同位素分界大约为-40‰~-38‰(冯子辉等,2004),可以把甲烷碳同位素值小于-40‰作为油型气,大于-38‰作为煤型气。参考前人研究成果对三站、五站气田甲烷碳同位素进行统计(表 2),甲烷碳同位素范围为-33.80‰~-28.60‰,认为长春岭背斜带气藏主要属于煤型气。

依据戴金星等 1985 年所提出煤型气和油型气的甲烷碳同位素 $\delta^{13}C_1$ 与其源岩 Ro 值的相关性,制作天然气 $\delta^{13}C_1$ 与其源岩的关系图版,通过天然气 $\delta^{13}C_1$ 确定其源岩 Ro 值范围。三站、五站气田 $\delta^{13}C_1$ 测定范围为-33.8‰~-28.6‰(表 2),对应的煤型气和油型气源岩镜质体反射率 Ro 值范围分别为 1.10%~2.57%和 3.40%~7.26%(图 5)。这两个范围均高于青一段烃源岩镜质体反射率 Ro 值范围 0.42%~0.80%,而沙河子组源岩 Ro 值范围为

2.04%~2.30%(表 1)。天然气 $\delta^{13}C_1$ 所对应的煤型气源岩镜质体反射率 Ro 值范围与沙河子组源岩 Ro 值范围非常接近,进一步证实长春岭背斜带气源主要为深层煤系地层。

表 2 显示长春岭背斜带天然气具有碳同位素部分倒序分布的特征,即 $\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2$ 、 $\delta^{13}C_2 > \delta^{13}C_3 > \delta^{13}C_4$ ($\delta^{13}C_1$ 、 $\delta^{13}C_2$ 、 $\delta^{13}C_3$ 和 $\delta^{13}C_4$ 分别天然气中甲

表 2 三站、五站气田天然气甲烷含量及碳同位素组成
(王杰等,2006;罗霞等,2009)

Table 2 Methane content and carbon isotope composition of natural gas in the study area(Wang Jie et al. , 2006; Luo Xia et al. , 2009)

气田	井名	层位	甲烷含量 (%)	天然气碳同位素 $\delta^{13}C(\text{‰})$			
				C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
三站气田	三 102	K ₁ q ³	96.34	-33.70	-29.10	-28.70	-29.10
	三 4-1	K ₁ q ³	96.30	-32.70	-23.60	-28.70	-29.20
	三 201	K ₁ q ³	96.28	-32.45	-30.16	-30.43	-28.99
	三 2	K ₁ q ⁴	96.26	-32.61	-30.65	-31.40	-29.22
	三 202	K ₁ q ⁴	96.32	-33.80	-23.70	-28.40	-28.90
	三 3	K ₁ q ⁴	94.07	-32.80	-25.00	-26.50	-29.60
五站气田	五 109	K ₁ q ⁴	94.66	-28.60	-27.40	-28.50	-27.70
	五深 1	K ₁ q ⁴	93.70	-31.10	-24.60	-26.70	-27.20
	五 106	K ₁ q ⁴	92.20	-32.20	-25.70	-26.90	
	五 101	K ₁ q ⁴	94.80	-30.60	-23.80	-26.50	-27.20
	五 102	K ₁ q ⁴	94.80	-30.30	-22.70	-24.90	

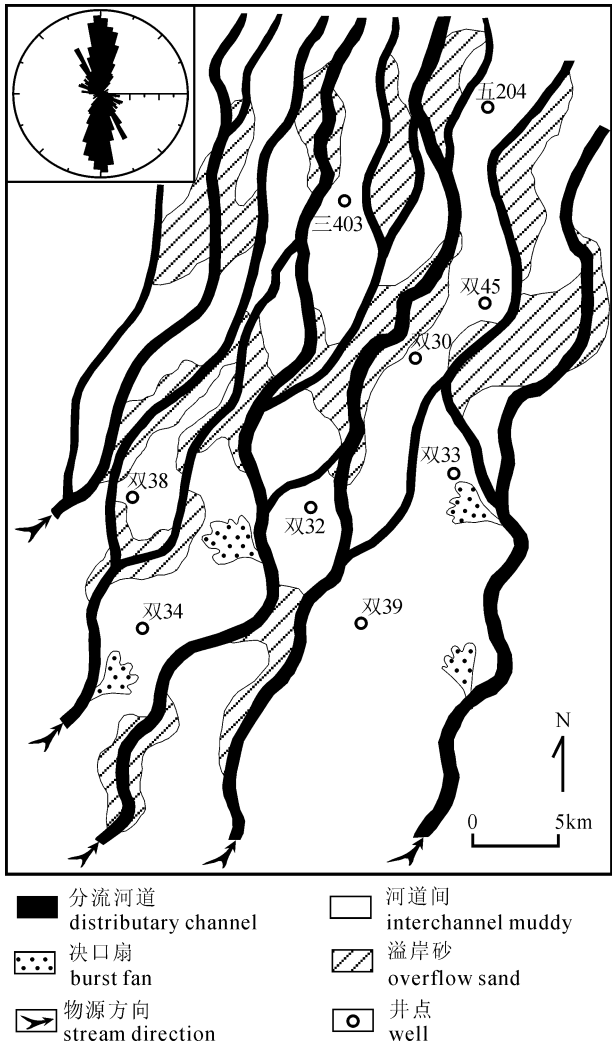


图 4 长春岭背斜带 F I 2 沉积单元沉积微相与断层走向分析
Fig. 4 Sedimentary microfacies and faults trend of F I 2 sedimentary unit in the Changchunling Anticline

烷、乙烷、丙烷和丁烷的碳同位素值),而且泉三段气层中甲烷含量高于泉四段气层,表明长春岭背斜带气藏有青一段原油伴生气混入。

2.2.2 两侧断陷为长春岭背斜提供气源

长春岭背斜位于徐家围子断陷和双城断陷之间(图 3),长春岭背斜在青山口组青一段沉积时期已具雏形,嫩江组沉积末期长春岭背斜带和王府凹陷都已发育定型,徐家围子断陷深层煤系地层大量生烃期为泉头组沉积末期至四方台组沉积时期(冯子

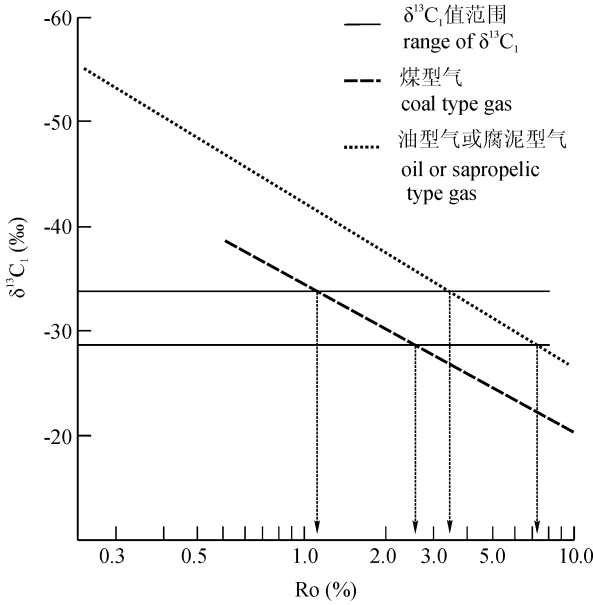


图 5 长春岭背斜带天然气 $\delta^{13}C_1$ 与其源岩 Ro 关系
Fig. 5 Diagram of $\delta^{13}C_1$ of natural gas and Ro of its source in the Changchunling anticline

辉等,2003;李景坤等,2006),两侧断陷生成的煤型气通过断裂和砂体向构造高部位长春岭背斜移。

3 长春岭背斜带气藏形成时间早于油藏

3.1 深层煤系地层生烃早于青一段烃源岩

国内众多学者研究认为,徐家围子断陷深层煤系地层大量生烃期约为 100~73Ma,即泉头组沉积末期至四方台组沉积时期(冯子辉等,2003;李景坤等,2006)。本次研究以化学动力学原理为基础(卢双舫等,2009),选取盛 1 井青一段源岩样品(表 3),在 Rock-Eval-II 型热解仪上进行开放体系热解试验。分别以 10℃/h、20℃/h 和 40℃/h 的升温速率将样品从 200℃恒速升温至 600℃,实时记录产物量及对应温度,用于标定有机质生烃的化学动力学模型(图 6),得到有机质成油反应的化学动力学参数(表 4)。以此为基础,计算王府凹陷青一段烃源岩成烃转化率随时间的变化,认为其大量生烃期约为 75~67Ma(图 7),即嫩江组沉积末期至明水组沉积时期。深层煤系地层的生烃期要明显早于青一段烃源岩。

表 3 盛 1 井青一段源岩地球化学特征

埋深(m)	Ro(%)	TOC(%)	T _{max} (℃)	S ₁ (mg/g)	S ₂ (mg/g)	S ₃ (mg/g)	PI	HI(mg/g)	OI(mg/g)	PC(%)	
516.5	0.41	3.77	440	1.07	11.15	0.34	0.09	1139	9	1.01	

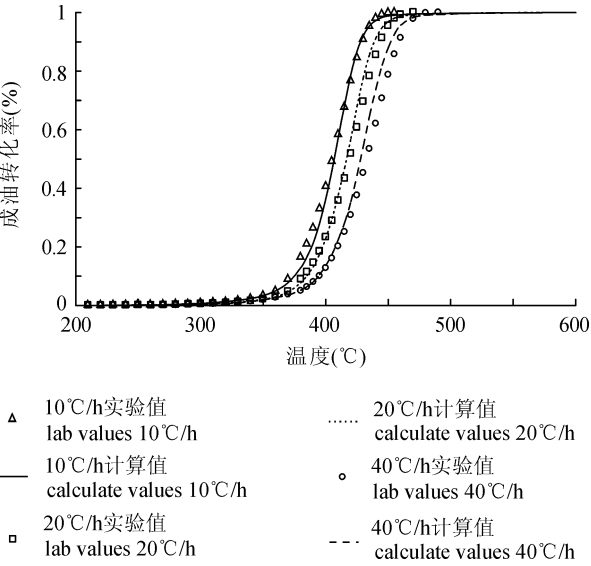


图 6 盛 1 井青一段泥岩有机质成油转化率与
受热温度及升温速率的关系

Fig. 6 Diagram of transformation ratios for the source
rocks of the 1st Member, Qingshankou Fm., from the
well Sheng-1 geneating oil at different temperature and
heating rate

3.2 气藏形成时间早于油藏

本次研究分别从油气包裹体、热史、生烃史和油气分布等方面确定气藏形成时间早于油藏,具体依据如下:

(1)油气包裹体资料显示:在长春岭背斜顶部三 501 井、三 102 井、五 2 井、五 109 井、五 210 井等五口井泉四段地层胶结石英、石英碎屑、胶结方解石中只发现气烃包裹体,仅在背斜翼部双 301 井中发现气液烃包裹体(方伟等,2004;邹育良等,2005),指示长春岭背斜带中首先充注天然气,气藏形成期要早于油藏。

(2)应用埋藏史和有机质演化程度对热史进行恢复的原理(石广仁,2004;Simon et al., 2004),模拟计算长春岭背斜带古地温梯度(表 5),并恢复泉头组地层古地温演化过程(图 8)。长春岭背斜顶部气烃包裹体均一温度为 70~90℃(方伟等,2004;邹育良等,2005),在古地温演化曲线上确定其被捕获的时间大约为 85~77.4Ma(图 8),即长春岭背斜带天然气大约在姚二三段至嫩二段沉积时期开始聚集。王府凹陷青一段烃源岩主要生烃期约为 75~67Ma(图 7),为嫩五段至明一段沉积时期。天然气充注时期早于王府凹陷青一段烃源岩大量生烃期,因此长春岭背斜带气藏形成时间早于油藏。

表 4 盛 1 井青一段泥岩有机质成油反应动力学参数
($A=1.00\times10^{16}\text{min}^{-1}$)

Table 4 Chemical kinetic parameters for the source rocks of
the 1st Member, Qingshankou Fm., from the well Sheng-1
geneating oil($A=1.00\times10^{16}\text{min}^{-1}$)

活化能 (kJ/mol)	指前因子 (/min)	原始生油潜能
140	3584.438	5.356×10^{-7}
150	1.762×10^{13}	3.426×10^{-3}
160	1.570×10^{17}	3.380×10^{-4}
170	3.971×10^{12}	3.415×10^{-7}
180	1.143×10^{17}	4.507×10^{-3}
190	1.510×10^{14}	0.992
200	1205131	9.228×10^{-8}
210	2.110×10^{11}	1.205×10^{-7}
220	5.362×10^{11}	3.854×10^{-7}
230	8.764×10^{11}	2.838×10^{-7}
240	9.718×10^{11}	1.436×10^{-8}
250	9.957×10^{11}	4.452×10^{-7}
260	9.981×10^{11}	2.117×10^{-7}
270	1.001×10^{12}	4.764×10^{-7}
280	1.002×10^{12}	4.571×10^{-7}
290	1.001×10^{12}	3.332×10^{-8}
300	1.001×10^{12}	2.003×10^{-7}
310	1.001×10^{12}	2.305×10^{-7}
320	1.000×10^{12}	1.866×10^{-7}
平均活化能:189.902 kJ/mol		

(3)多口位于长春岭背斜顶部探井在葡萄花油层中均只钻遇气层,录井未见油显示,仅在长春岭背斜翼部五 204 井葡萄花油层获低产油流。如果油藏形成早于气藏那么在背斜顶部的葡萄花油层中会见油显示。

(4)如果油藏先形成然后被后期聚集的天然气驱替,那么在长春岭背斜两侧应该趋向于均匀分布。现今勘探表明油主要分布于靠近王府凹陷一侧,即长春岭背斜南翼,在背斜北翼钻探的一系列探井仅五 204、三 403 和长 27 等区块获得油流(图 1b,图 3)。

(5)长春岭背斜以西的朝阳沟背斜主要聚集油,仅北部小块聚集天然气。如果是气藏形成时间晚于油藏,则后期充注的天然气会驱替朝阳沟背斜油藏中的原油,而实际上朝阳沟背斜油藏连续分布。

(6)前人认为气藏形成晚于油藏,主要有两点依据:一是长春岭背斜带原油具有气洗作用的特征(魏兆胜等,2006);二是在长春岭背斜顶部气藏范围内发现几口探井取心或录井具有含油显示(杨庆杰等,2007)。这种现象是由于天然气藏存在运聚平衡过程形成的。在构造运动时期天然气散失速率大于供给速率,气藏范围缩小、气底升高,油充注早期被

表 5 三 501 井泉头组地层埋藏史及热史数据

Table 5 Buried history and thermal history of the Quantou Formation from the well San-501

	青山口组 沉积末期	姚家组 沉积末期	嫩江组 沉积末期	四方台组 沉积末期	明水组 沉积末期	依安组 沉积末期	现今
顶界埋深(m)	546.09	651.18	1069.00	649.00	649.00	649.00	665.10
底界埋深(m)	1806.17	1890.25	2196.00	1776.00	1776.00	1776.00	1792.10
顶界 Ro(%)	0.28	0.30	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
底界 Ro(%)	0.44	0.46	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49
地温梯度(℃/100m)	3.61	3.50	3.55	3.38	3.62	3.53	3.31
顶界温度(℃)	49.04	70.89	44.93	40.81	38.17	37.41	37.38
底界温度(℃)	94.54	114.22	84.90	78.87	78.97	77.16	74.68

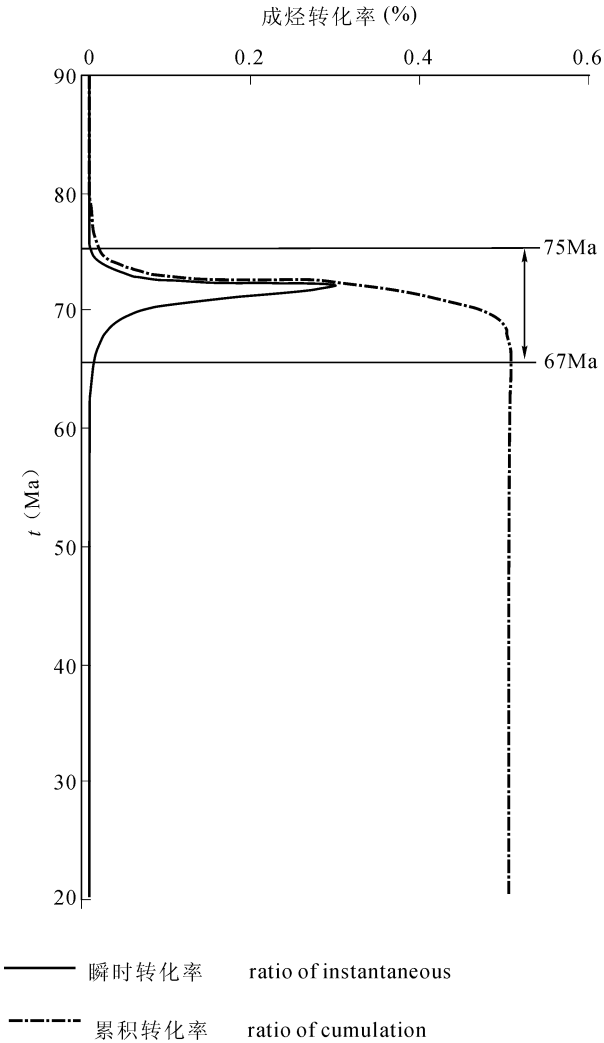


图 7 王府凹陷青一段烃源岩成烃转化率
Fig. 7 Transformation ratios for the source rocks of the 1st Member, Qingshankou Fm., from the Wangfu depression generating hydrocarbon

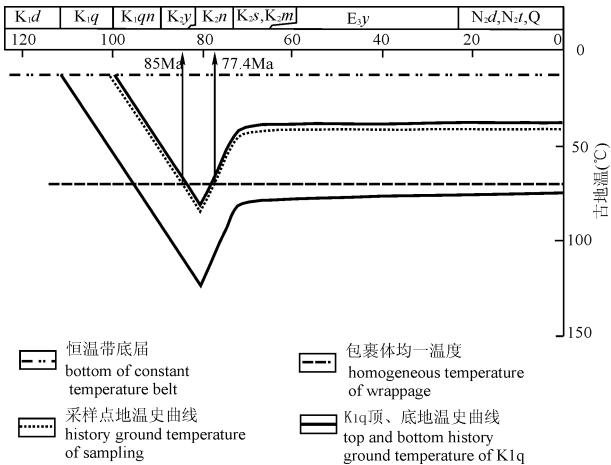


图 8 三 501 井泉头组古地温演化与气藏成藏期分析
Fig. 8 Analysis of temperature evolution history and accumulation period of the Quantou Formation from the well San-501

探井具有含油显示。

4 结论

(1)长春岭背斜带原油主要来源于王府凹陷青一段烃源岩,以长春岭气田为界,长春岭气田以东地区原油主要来源于王府凹陷,长春岭气田以西原油主要来源于三肇凹陷;天然气属于煤型气,主要来源于两侧断陷深层煤系地层。

(2)长春岭背斜带天然气大约在 85~77.4Ma 开始聚集成藏,即姚二三段至嫩二段沉积时期,油藏主要成藏期大约在 75~67Ma,即嫩五段至明一段沉积时期,气藏成藏期早于油藏。

注 释 / Note

① 卢双舫,薛海涛,陈方文,付晓飞,石美娟,刘春阳,段瑞凯,胡慧婷,刘海英. 2009. 双城油田断裂系统与成藏关系研究. 大庆:东北石油大学, 23~36.

天然气占据的储层,后期构造活动减弱下伏气源供气量大于散失量,天然气将油驱到低部位。因此,长春岭背斜带原油具有气洗特征,而且背斜顶部若干

参 考 文 献 / References

- 戴金星,裴锡古,戚厚发. 1992. 中国天然气地质学(卷一). 北京:石油工业出版社, 74~75.
- 方伟,邹育良. 2004. 松辽盆地王府凹陷油气包裹体特征. 见:中国矿物岩石地球化学学会. 主编. 第十四届全国包裹体及地质流体学术研讨会论文集. 北京:科学出版社, 72.
- 冯子辉,任延广,王成,李景坤,王雪,关秋华. 2003. 辽盆地深层火山岩储层包裹体及天然气成藏期研究. 天然气地球科学, 14(6): 436~442.
- 冯子辉,冯志强,刘伟,王雪,关秋华. 2004. 松辽盆地北部深层凝析油及油型气的成因研究. 沉积学报, 22(增刊): 45~49.
- 何江林,王剑,付修根,孙涛,申家年. 2010. 羌塘盆地胜利河油页岩有机地球化学特征及意义. 沉积学报, 28(3): 626~634.
- 黄清华,张文婧,贾琼,党毅,王平,高宝,谢磊. 2009. 松辽盆地上、下白垩统界线划分. 地质前缘, 16(6): 77~84.
- 卢双舫,张敏. 2008. 油气地球化学. 北京:石油工业出版社, 200~225.
- 卢双舫,李占东,李吉军,刘绍军,黄振凯,申家年,薛海涛. 2009. 吐哈盆地低熟气评价的化学动力学方法及其应用. 地球化学, 38(1): 68~74.
- 罗霞,孙粉锦,邵明礼,王志宏,曾富英,赵泽辉,夏利,贺锋. 2009. 松辽盆地深层煤型气与气源岩地球化学特征. 石油勘探与开发, 36(3): 339~346.
- 李景坤,刘伟,宋兰斌. 2006. 徐家围子断陷深层烃源岩生烃条件研究. 天然气工业, 26(6): 21~24.
- 石广仁. 2004. 油气盆地数值模拟方法. 北京:石油工业出版社, 57~68.
- 王杰,陈践发,王铁冠,冯子辉,林铁锋,王雪,李敏. 2006. 松辽盆地双城—太平川地区天然气成因类型及气源. 石油学报, 27(3): 16~21.
- 王杰,王铁冠,陈践,冯子辉,蒋兴超. 2009. 松辽盆地双城—太平川地区原油地球化学特征及其成熟度差异. 海相油气地质, 14(1): 65~70.
- 魏兆胜,苗洪波,王艳清,李建臣,王懋杰,丁冶. 2006. 松辽盆地长春岭背斜带成藏过程. 石油勘探与开发, 33(3): 351~355.
- 吴河勇,李景坤. 2003. 松辽盆地北部深层原油的碳同位素特征及成因探讨. 石油实验地质, 25(3): 300~304.
- 杨庆杰,林景晔,王雅峰. 2007. 松辽盆地长春岭背斜带油气成藏过程探讨. 石油天然气学报, 29(3): 11~14.
- 邹育良,阎燕,孙东. 2005. 松辽盆地王府凹陷油气成藏的地化特征研究. 见:中国地质学会. 主编. 第十届全国有机地球化学学术会议论文集. 北京:地质出版社, 260~261.
- 朱战军,江永健,程喆. 2009. 利用芳烃化合物评价烃源岩成熟度——以松辽盆地东岭区块为例. 石油勘探与开发, 36(6): 790~796.
- Seifert W K, Moldowan J M, Jones R W. 1980. Application of biological marker chemistry to petroleum exploration. In: Proceedings of the Tenth World Petroleum Congress. Philadelphia, PA: Heyden & Son, Inc., 425~440.
- Simon C G, Herbert V, Manzur A. 2004. Oil-bearing fluid inclusions: geochemical analysis and geological applications. Acta Petrologica Sinica, 20(6): 1320~1332.

A Discuss on Hydrocarbon Accumulation in Changchunling Anticline Belt, Northern Songliao Basin

CHEN Fangwen^{1,2)}, LU Shuangfang^{1,2)}, LIU Haiying^{1,2)}, HUANG Wenbiao^{1,2)},
XU Yunting³⁾, WU Zaiyu³⁾

1) College of Geosciences, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang, 163318;

2) Province Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanism and Resource Prediction, Daqing, Heilongjiang, 163318;

3) No.10 Oil Production Company of Daqing Oilfield Company Ltd., Daqing, Heilongjiang, 166405

Abstract: There are several different views on the hydrocarbon accumulation process of the Changchunling Anticline in the northern Songliao Basin, such as oil source and oil and gas reservoir accumulation time. On the base of previous studies, from geochemistry, structure, sedimentation and hydrocarbon distribution, combining with thermal history and hydrocarbon generation history, hydrocarbon accumulation process is discussed in this paper. It is suggested that the oil of the Changchunling Anticline comes mainly from the first Member of the Qingshankou Formation, Lower Cretaceous, in the Wangfu Depression; natural gas is mainly from the deep coal bearing strata in the fault depressions on both sides; natural gas began to accumulate at about 85~77.4 Ma, the main accumulation period of oil reservoir is about from 75 to 67Ma. The gas reservoir formed earlier than the oil reservoir.

Key words: Songliao Basin; Changchunling anticline; Wangfu Depression; hydrocarbon accumulation; accumulation time