

文章编号: 1009-3850(2003)02-0076-06

百色盆地油气运聚特征分析

罗 毅, 李学著, 薛秀丽

(中石化南方分公司 勘探开发科学研究院, 云南 昆明 650200)

摘要: 根据油源对比、原油特征及其在纵横向上的分布特点、地层压力和流体包裹体等资料, 综合利用各项油气运移特征参数, 对油气二次运移特征进行分析, 总结油气聚集规律, 对油气运聚的有利区带进行预测。

关键词: 百色盆地; 油气聚集; 二次运移; 广西

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

1 概 况

百色盆地是发育在南盘江中生代早期拗陷褶皱基底上的古、新近系残留型盆地, 盆地基底为中三叠统。盆地地层层序自下而上为: 古近系古新统六寨组, 始新统洞均组、那读组和百岗组, 渐新统伏平组和建都岭组, 新近系上新统长蛇岭组。根据盆地地层的内幕特征、热演化史特征和构造、沉积发育史特征, 盆地的构造演化经历了断陷期、拗陷期和抬升剥蚀期 3 个演化阶段。盆地内部断裂发育, 除早期的控盆同生断裂外, 大部分发育在古近纪沉积末期。断裂发育方向主要有两组: 一组为北西西向, 与盆地走向基本一致, 多具有同生性质, 影响或控制早期地层的沉积, 对生油层的形成起到了重要的作用, 主要发育在断陷期, 为早期断裂, 其后期常与晚期断裂复合重新活动或被晚期断裂切割; 另一组为北东向断裂, 为晚期断裂, 对地层沉积影响不大, 主要改造拗陷的构造面貌。两组断裂对拗陷中心及深部油源垂向和侧向运移和聚集起到了重要的通道作用。盆地历经数十年的勘探开发, 先后发现和建成了仑圩、子寅、上法、塘寨、雷公、那坤等 7 个小型油田及众多的含油气区和产油井点(图 1)。

2 盆地油气分布特征

百色盆地已发现油藏有始新统百岗组、那读组及基底灰岩油藏, 油源对比表明它们主要来自于那读组某一层段或多层段烃源岩。由于受盆地后期抬升影响, 成烃演化仅在凹陷中心进入生排烃高峰, 烃源岩分布相对局限, 油气藏及油气显示的空间分布具有一定的规律性。百色盆地油藏主要分布于盆地东部拗陷田东凹陷, 其分布特点是以凹陷为中心, 呈环带状分布, 其中以北部断阶带最发育, 包括塘寨、花茶、子寅、仑圩油田及阳 2 油藏; 其次是那笔凸起, 包括雷公、那坤油田; 南部斜坡带除上法油田外, 尚有林逢、新洲和那满及西部拗陷江泽稠油藏。

纵向上, 盆地油气藏分布于基底中三叠统、古近系那读组和百岗组, 其中那读组油气聚集量最大, 分布范围最广, 几乎遍及全盆; 其次是百岗组, 主要集中在东部拗陷中央断凹带、北部陡坡带及南部斜坡带; 基底中三叠统分布范围有限, 主要分布在上法和花茶地区。

3 油气二次运移特征及聚集规律

3.1 油气二次运移特征

1. 利用原油物性变化判别油气运移方向

盆地油气运移方式以垂向运移和阶梯式运移为主, 流体性质符合差异聚集规律的变化特点。随着

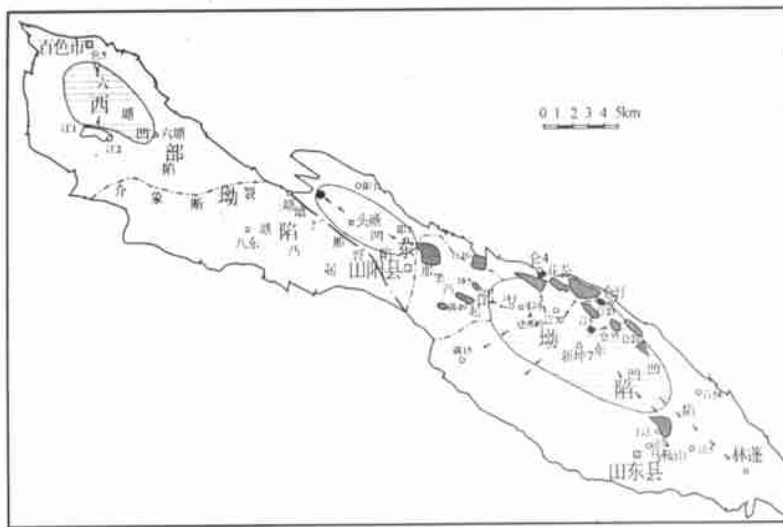


图1 百色盆地构造区划和油田分布图

Fig. 1 Structural position and distribution of the oil fields in the Baise Basin

油气运移距离的增加,沿运移方向地层原油饱和压力和油气比逐渐降低,密度和粘度逐渐增加(表1)。

平面上,从生油中心到盆地边缘,油气运移距离逐渐增加,地层原油饱和压力和油气比逐渐降低,密度和粘度逐渐增加。仑35→仑18,原油饱和压力: $9.26 \times 10^6 \text{ Pa} \rightarrow 4.78 \times 10^6 \text{ Pa}$,油气比: $78.3 \text{ m}^3/\text{t} \rightarrow 28.9 \text{ m}^3/\text{t}$,而密度: $0.7480 \rightarrow 0.8200 \text{ mg}/\text{cm}^3$,粘度: $1.1 \text{ mPa} \cdot \text{s} \rightarrow 5.9 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。纵向上,即 $T_2 \rightarrow E_2n \rightarrow E_2b$,层位由老到新,同一层位埋深由深到浅,地层原油饱和压力和油气比逐渐降低,密度和粘度逐渐增加。仑22-9→仑18→百27,原油饱和压力: $8.6 \times 10^6 \text{ Pa} \rightarrow 4.78 \times 10^6 \text{ Pa} \rightarrow 3.02 \times 10^6 \text{ Pa}$,油气比: $68.5 \text{ m}^3/\text{t} \rightarrow 28.9 \text{ m}^3/\text{t} \rightarrow 13.77 \text{ m}^3/\text{t}$,而密度: $0.7279 \text{ mg}/\text{cm}^3 \rightarrow 0.8200 \text{ mg}/\text{cm}^3 \rightarrow 0.8515 \text{ mg}/\text{cm}^3$,粘度: $1.67 \text{ mPa} \cdot \text{s} \rightarrow 5.9 \text{ mPa} \cdot \text{s} \rightarrow 19.07 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。

原油物性变化特征反映了油气由生油中心向盆地边缘、从深部到浅层的运移方向。

2. 根据原油有机地球化学特征变化判别油气运移方向

烃源岩在不同成熟阶段排出的烃类,在向油藏注入和混合过程中,将在油田范围存在着一定的成熟度差异,同时在油气运移过程中,原油中不同化合物的运移效应各异。据此,可以初步判断油气充注方向^[1~3]。

在藿烷地球化学参数中,三环萜烷/五环萜烷值是与有机母质、成熟度及石油运移强度都有关系的参数,在盆地有机质类型相对一致的情况下,该值仅与成熟度和运移强度相关,在成熟度一定的前提下,它能够反映石油运移强度。即三环/五环值越大,相对应的运移效应越强,油气运移距离越远。根据这

表1 百色盆地原油高压物性数据表

Table 1 Physical parameters for the crude oil from the Baise Basin

井号	层位	井段/m	饱和压力/ 10^6 Pa	油气比/ m^3/t^{-1}	粘度/ $\text{mPa} \cdot \text{s}$	密度/ $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$
百55-5	E_2b	1191~1295.4	5.65	33.25	4.95	0.8069
百27	E_2b	528~556.1	3.02	13.77	19.07	0.8515
仑18	E_2n	851.2~856.8	4.78	28.9	5.9	0.8200
仑35	E_2n	1647~1663.4	9.26	78.30	1.1	0.748
仑13	E_2n	880	3.36	52.10	4.30	0.7900
仑17	E_2n	770	1.58	52.90	3.60	0.7860
雷1-2	E_2n	1038~1051.2	4.68	33.12	3.73	0.8094
雷2-5	E_2n	950	3.88	22.05	4.43	0.8075
雷1	E_2n	967~976.8	2.3	8.28		0.8222
仑22-9	T_2b	2260.0~2306.2	8.6	68.5	1.6748	0.7279
法8	T_2l	1380	5.1	50.81	2.07	0.6773

一相关变化, 仑圩油田的仑 2-3 井和仑 12 井原油、虾花地区虾 1 井原油、上法油田法 8 井原油的运移效应最强, 坤 12 及雷 2-8 井原油居中, 塘寨油田百 55-5 井、百 24-1 井、百 49-5 井原油的运移效应较弱(图 2)。三环萜烷/五环萜烷值在不同油藏中的变化趋势反映了油气自生油中心向盆地边缘的运移。

在甾烷地球化学参数中, 甾烷($C_{21}+C_{22}$)/($C_{27}+C_{28}+C_{29}$)比值是与成熟度及运移效应同时相关的参数, 可用于研究原油的相对运移效应。图 3 以($C_{21}+C_{22}$)/($C_{27}+C_{28}+C_{29}$)比值与藿烷成熟度参数 $T_s/(T_s+T_m)$ 比值作相关图, 所显示的相关变化规律与图 2 类似。图中的相关变化趋势 I 可能表征了在烃源岩岩性特征一致或相近的基础上的成熟度变化轨迹, 而趋势线 I 右侧的离散点则可能是由那些原油的运移效应的相对增加所造成的。图中的离散点相对于趋势线 I 的距离越长, 则其相对运移效应就越强。各离散点所显示的相对运移效应为: 仑 12 和 虾 1 井原油最强, 其次是 仑 35-8、仑 2-3、法 8 及 雷 2-8 等井原油较强, 塘寨油田百 55-5、百 24-1 等井原油及 花茶油田原油较弱。这与各油藏与生油中心的相对位置相吻合, 反映了油气自生油中心

向盆地边缘的运移。

同样, 在芳烃地球化学参数中, 甲基菲系列中 9-甲基菲比其它异构体更容易运移, 因而随原油运移距离增加这项比值将变高。9-MP/1-MP 比值可用于研究原油的相对运移效应。

凹陷中心百 70 井两油砂样品的 9-MP/1-MP 比值较低, 分别为 1.33 和 1.50, 到了中台阶仑 22 块仑 22 井, 9-MP/1-MP 比值为 1.57, 而到了高台阶仑 4 井原油中该比值为 1.76, 反映了原油由百 70 井→仑 22 井→仑 4 井方向的运移(图 4)。

3. 根据原油中性含氮化合物变化判别油气运移方向

石油在运移过程中, 原油中性含氮化合物中的屏蔽型异构体极性弱, 不容易与矿物或其它有机质发生相互作用而迁移性强; 裸露型异构体易与矿物或其它有机物形成氢键而被吸附, 其极性较强、迁移速度慢。因此, 这两类二甲基咪唑的相对含量能反映原油二次运移的方向与距离。选择相应结构的化合物比值作为运移指标, 如 1, 8-/2, 7-二甲基咪唑; 1, 8-/2, 5-二甲基咪唑; 1-/2+3+4-甲基咪唑都可以作为运移的指标^[4]。

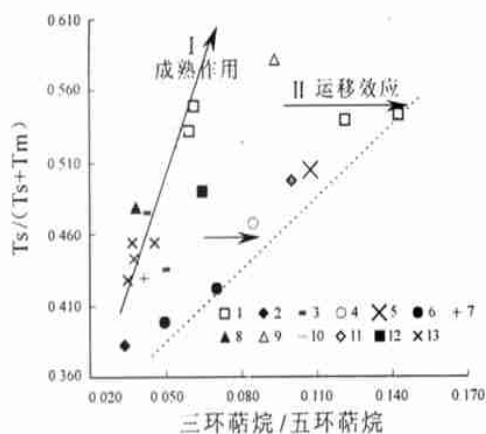


图 2 藿烷成熟度参数 $T_s/(T_s+T_m)$ 与三环/五环萜烷值相关图

1. 仑圩油田; 2. 百 16 井; 3. 花茶油田; 4. 坤 12 井; 5. 虾 1 井; 6. 雷公油田; 7. 百 49-5 井; 8. 百 24-1 井; 9. 仑 35-8 井; 10. 仑 16 块; 11. 法 8 井; 12. 林蓬油田; 13. 百 55-5 井

Fig. 2 Correlation of the maturation parameters $T_s/(T_s+T_m)$ for aromadendrane and tricyclopentane / pentacyclopentane ratios

1=Cangyu Oil Field; 2=Bai-16 well; 3=Huacha Oil Field; 4=Kun-12 well; 5=Xia-1 well; 6=Leigong Oil Field; 7=Bai 49-5 well; 8=Bai 24-1 well; 9=Cang 35-8 well; 10=Cang 16 block; 11=Fa-8 well; 12=Linpeng Oil Field; 13=Bai 55-5 well

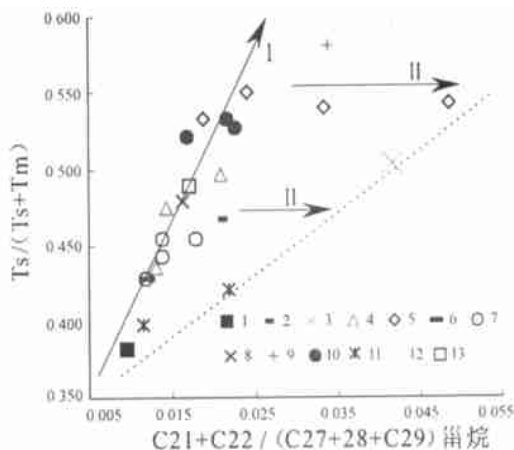


图 3 原油甾烷($C_{21}+C_{22}$)/($C_{27}+C_{28}+C_{29}$)比值与藿烷 $T_s/(T_s+T_m)$ 比值相关图

1. 百 16 井; 2. 坤 12 井; 3. 虾 1 井; 4. 花茶油田; 5. 仑圩油田; 6. 百 49-5 井; 7. 百 55-5 井; 8. 百 24-1 井; 9. 仑 35-8 井; 10. 仑 16 块; 11. 雷公油田; 12. 法 8 井; 13. 林 1 井

Fig. 3 Correlation of ($C_{21}+C_{22}$)/($C_{27}+C_{28}+C_{29}$) and $T_s/(T_s+T_m)$ for crude oil

1=Bai-16 well; 2=Kun-12 well; 3=Xia-1 well; 4=Huacha Oil Field; 5=Cangyu Oil Field; 6=Bai 49-5 well; 7=Bai 55-5 well; 8=Bai 24-1 well; 9=Cang 35-8 well; 10=Cang 16 block; 11=Leigong Oil Field; 12=Fa-8 well; 13=Lin-1 well

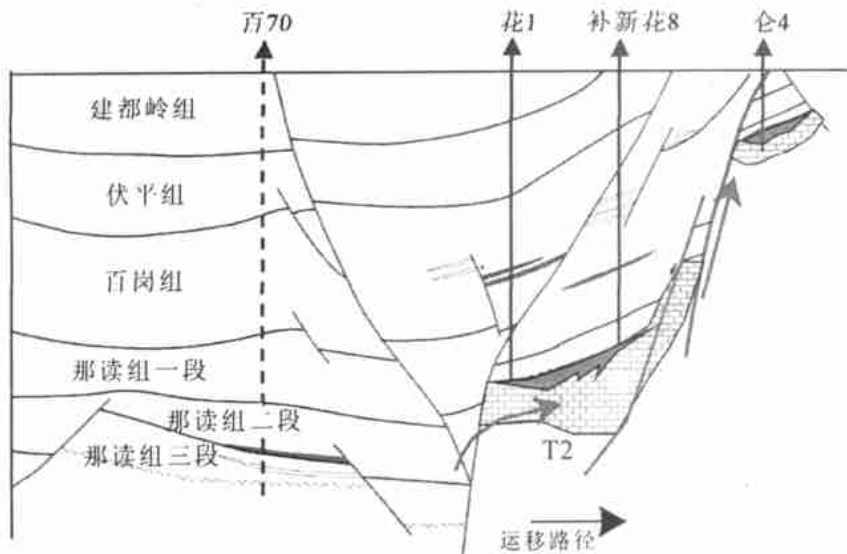


图4 百70、仑4井油藏剖面与原油运移示意图

Fig. 4 Sketches to show the cross-sections through the oil pools and migration direction of crude oil in the Bai-70 and Cang-4 wells

上法-林蓬地区4口井的原油样品分析显示,上述3个指标沿着向林1井方向明显增大,尤其是1,8-/2,5-二甲基咪唑比值4口井一致性地反映了这种变化趋势(表2),表明油气主要来源于该凹陷中心(图5)。

表2 上法-林蓬地区中性含氮化合物运移指标数据

Table 2 The data to indicate the migration trend of the intermediate nitrogen-bearing compounds from the Shangfa-Linpeng region

井号	1,8-/2,7-二甲基咪唑	1,8-/2,5-二甲基咪唑	1-/2+3+4-甲基咪唑
法3-3	4.51095	1.5740	0.5952
百4-3	2.45425	1.6469	0.5906
法8	2.90148	1.8536	0.7246
林1	5.08862	2.9531	0.7907

4. 利用有机包裹体判别油气运移方向

利用包裹体均一化温度的分布不仅能分析油气运聚期次,同时通过包裹体均一化温度与埋藏史及等温线可以确定油气运聚时间,在油源相对单一、供油区范围相对局限的情况下,根据油气藏成藏时间的先后可初步判断油气运聚的方向^[5,6]。

上法-林蓬地区从法3→法1、法8→林14-2井,成藏时间最早依次为36Ma→34~35Ma→27Ma(表3),反映了油气自生油中心向盆地边缘的运移。

3.2 油气运聚规律分析

1. 压力场的分布规律决定了油气的主运移方向



图5 原油中性含氮化合物含量的变化指示油气运移方向

A. 1,8-/2,5-二甲基咪唑; B. 1-/2+3+4 甲基咪唑

Fig. 5 The migration direction of oil and gas indicated by the variations in the contents of the intermediate nitrogen-bearing compounds from crude oil

A=1,8-/2,5-dimethylcarbazole; B. 1-/2+3+4 methylcarbazole

油气的运移总是从高孔隙流体压力和高剩余孔隙流体压力向低孔隙流体压力及低剩余孔隙流体压力方向运移。据百色盆地孔隙流体压力和剩余孔隙流体压力分布规律,油气在凹陷中心生成后,其主要运移途径为:

(1) 从那读组高孔隙流体压力和高剩余孔隙流体压力带向下或向上运移至那读组砂岩、百岗组砂岩或基底碳酸盐岩疏导层,形成一系列油藏。典型

表3 上法-林蓬油田油气成藏时间与成藏期次

Table 3 Accumulation times and stages of oil and gas in the Shangfa-Linpeng Oil Field

井号	取样深度/m	均一温度主峰数目	成藏期次	均一温度主峰范围/℃	成藏时间/Ma
法1	1290~1534	1	1	75~105	34~7
法3	1630.69~1801.17	1	1	80~110	36~2
法18	1989.3~2037.81	1	1	95~115	33~7
法8	1624.87~1633.77	1	1	85~115	35~4
林14-2	129~144.44	1	1	80~110	27~22
江1	668~670	1	1	80~120	37~22
色5	1214~1221	1	1	70~120	47~27

代表为花茶、塘寨、百16等油藏。该类油藏中那读组油藏目前仅于百20井、百66井及百70井有所揭示,尚未获得突破,该类油藏是今后勘探的重点。

(2) 从生油深凹中心沿塘浮、南伍断裂向上运移至高部位砂岩疏导层,之后顺疏导层运移。向北高台阶以侧向运移为主,垂向运移为辅,形成仑圩、子寅等油藏;向南向东以侧向运移为主,形成那满、新洲等浅层油藏,由于后期构造作用,浅层油藏多遭破坏,南部斜坡靠凹陷中心一侧可能存在保存条件较好的聚油单元;向西至那坤、雷公地区,对那坤油田、雷公油田的形成作出了贡献。沿断裂延伸方向,向东南方向运移至梅上林蓬一带,形成上法潜山油藏、林蓬浅层稠油藏。

(3) 以不整合面为主要运移通道,向西运移至那坤地区,形成那坤淡水灰岩油藏。

2. 油气的运移方向受古流体势分布规律的制约
一般说来,沿油气运移方向,流体势由高势区指向低势区。

(1) 凹陷中心低势区。该区与供源区距离最近,塘浮、南伍等同生断裂早期的开启为油气的排出提供了最有利的通道,而晚期的封闭为油气的保存创造了良好的条件。区内深部发育低位域滨浅湖相—河流相砂体,浅部半深湖相—三角洲相砂体发育,岩性、构造-岩性圈闭相对发育,是油气运移最有利的方向。

(2) 北部陡坡带子桑-六那养低势区。该区南邻生油中心,为北部陡坡带沟扇体系的东延部分,且塘浮、南伍等同生断裂从区内经过,为油气运移的有利方向。

(3) 花茶-懂舍低势区。该区与凹陷中心的距离相对较远,但塘浮、南伍等主干断裂为油气的运移提供了通道,同时,区内烃源岩亦具有一定生烃能力,确保了油源的供给,为油气运移较有利的方向。

4 有利勘探区带预测

综上所述,根据油气运移的方向,结合开发油田

的分布规律,提出了5个有利勘探区带。

(1) 田东凹陷中央断凹带。该带位于盆地的主力生烃凹陷内,区内烃源岩发育,深部低位域河道砂,半深湖-深湖相砂体广泛分布,且与烃源岩层段互相叠置,生储配置条件优越,为岩性、构造-岩性圈闭发育的有利区带。在浅部勘探程度较高的情况下,向深部发展,寻找岩性等隐蔽性油气藏,是扩大勘探领域、获得勘探突破的重要途径。目前花茶基底灰岩已获工业油流,百20井、百66井、百70井均在深部位也钻遇较好油气显示,进一步勘探有望获得更大突破。

同时,塘浮、南伍等主干断裂控制着凹陷的演化史,在地史时期是油气向上运移的主要通道,而现今作为油气运移的有效遮挡,为油气运聚成藏提供了有利条件。断凹带西段已发现塘寨、花茶等浅层油藏,东段亦有可能找到类似油藏。

(2) 田东凹陷北部陡坡带子桑-六那养沟扇体系。北部陡坡带由南向北,古流体势呈降低的趋势,剩余空隙流体压力也沿此方向逐渐减小,为有利的油气运移方向。目前,陡坡带东段已发现的仑圩油田、子寅油田均为盆地内产能相对稳定、产量相对较高的油田之一,西段子桑-六那养一带与之同属一个构造带,也是较有利的勘探区带。

(3) 那笔凸起。该凸起位于东部拗陷两个凹陷的接壤部位,油源相对充足,同时该区为古流体势低势区,有利于油气的运聚,是盆地最有利的油气聚集单元之一。

(4) 西部拗陷六塘凹陷中央断凹带。钻井、地震资料揭示,该凹陷中央断凹带的基底最大埋深在2800m左右,与东部拗陷的埋深相近。虽然南北两斜坡所钻遇有效烃源岩那三段暗色泥岩厚度有限,但生排烃量并不低。据1999年盆地第三次资评烃源岩热模拟结果,西部拗陷生油量约4亿吨,占东部拗陷生油量的70%左右。而且,根据沉积体系及地震相资料的预测,在中央断凹带的烃源岩更发育,可见油源供给充足。但是,由于后期抬升,遭受剥蚀严

重,保存条件较差,南北两斜坡尽管钻遇较好油气显示,但均未获得工业油气流。但中央断凹带地层厚度大、埋藏深,具有较好的保存条件。根据构造演化史及边缘储层相带预测,断凹带深部发育低位域河道砂,为本区进一步勘探的重点。同时,区内残留了部分百岗组储层,这也是本区深入勘探的目标。

(5) 田东凹陷南部斜坡带。该区北临生油中心,且在油气运移的有利方向上,油源较充足,但由于后期抬升,遭受严重剥蚀,油藏保存条件相对较差,斜坡南缘已发现的林蓬、新州、那满等油藏均已遭破坏就说明了这一点。尽管如此,区内埋藏相对较深仍可能存在保存条件较好的断块圈闭和岩性圈闭,找到有效圈闭就相当于找到了油藏,这是该区作为有利勘探区带的意义。

(6) 头塘凹陷中央断凹带。钻井揭示,该断凹带基底埋深多小于2000m,热演化程度相对较低,有效烃源岩厚度小,油源供给不足,区内已钻很多井只钻遇储层而未发现油气显示,已发现的阳2油藏及邻区那笔凸起上以其为供源区之一的雷公油藏充满度相当低(仅30%~40%)就说明了这一点。本区控制油气聚集成藏的关键因素是油源供给,中央断凹带内油源相对充足,是进一步勘探的重点领域。

5 结 论

(1) 百色盆地油藏主要分布于盆地东部坳陷田

东凹陷,以凹陷为中心,呈环带状分布。

(2) 压力场的分布规律决定了油气的主运移方向,同时油气的运移方向受古流体势分布规律的制约,总体表现为从高孔隙流体压力和高剩余孔隙流体压力向低孔隙流体压力及低剩余孔隙流体压力方向运移,从高流体势区指向低流体势区运移,从生油中心向盆地边缘运移。

(3) 田东凹陷中央断凹带、北部陡坡带子桑-六那养沟扇体系、那笔凸起、西部坳陷六塘凹陷中央断凹带、田东凹陷南部斜坡带及头塘凹陷中央断凹带为油气运聚的有利区带。

参考文献:

- [1] K. E. 彼得斯, J. M. 莫尔多万. 生物标记化合物指南[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.
- [2] 徐伟民. 石油地球化学在油气勘探中的应用[M]. 北京: 石油大学出版社, 1993.
- [3] 王启军, 等. 油气地球化学[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1988.
- [4] 刘洛夫, 等. 含氮化合物与油气运移研究[J]. 勘探家, 1996, (2): 33-37.
- [5] 施继锡, 李本超. 包裹体作为天然气运移判别标志的研究[J]. 石油与天然气地质, 1991, 12(2): 186-194.
- [6] 刘德汉. 包裹体研究——盆地流体追踪的有利工具[J]. 地学前缘, 1995, 2(2-3): 149-154.

The oil and gas migration in the Baise Basin, Guangxi

LUO Yi, LI Xue-zhu, XUE Xiu-li

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, South China Branch, PetroChina, Kunming 650200, Yunnan, China)

Abstract: The Baise Basin is a Tertiary residual basin grounded upon the folded basement of the Nanpanjiang Early Mesozoic depression in Guangxi. Two groups of faults developed mostly during the deposition of the Lower Tertiary strata have provided the major channels for the vertical and lateral migration and accumulation of oil and gas from the central and deeper parts of the basin. The oil pools are distributed mainly in the Tiandong depression in the eastern part of the basin. There is a general trend of oil and gas migration from the higher pore fluid pressure and higher residual pore fluid pressure areas to the lower ones. The favourable zones for oil and gas migration include the central faulted swales of the Tiandong depression, Zisang-Liuchou-Nayanggou fan systems and Nabi swells in the northern steep slope zone, central faulted swales of the western depression, southern slope zone of the Tiandong depression, and central faulted swales of the Toutang depression.

Key words: Baise Basin; oil and gas accumulation; secondary migration; Guangxi