百色盆地油气藏地质特征及勘探开发策略

付孝悦
（中国石化南方勘探开发分公司，云南 昆明 650200）

摘 要：百色盆地位于广西中部，是一个被改造过的第三纪断陷盆地，盆地的形成与改造受右江断裂的走滑运动控制，具有鲜明的油气成藏与保持特性，主要表现为：盆地地温场高、地层压力低，油藏油质重、不含溶解气，油藏充满度低、油水关系复杂等。充分认识这些油气藏地质基本特征是制定适用性的勘探开发策略的基础。

关键词：百色盆地；地质特征；勘探；开发；策略

百色盆地是形成于活动构造背景下的一个相对简单的、独立的第三纪断陷小盆地，成盆后经历了一定程度的构造运动改造，是一个典型的改造型盆地或残留盆地，油气藏的形成与保持环境有别于东部的第三纪原型盆地，其地质特征既有改造型盆地的共性，也有其鲜明的个性。充分认识这些特征是制定适用性的勘探开发策略的基础[1-6]。

百色盆地有两个油气系统，即附存于中深层的、与盆地早期构造热历史相关的油气系统和晚期形成的浅层生物气系统。在此仅讨论中深层油气系统，浅层生物气不在讨论之列。

1 盆地性质与演化特点

区域上，百色盆地位于中国中部稳定区的南段，其特点是中生代晚期以来受新特堤斯构造动力影响的较强构造活动性，发育几组大规模的走滑断裂带以及云贵高原的强烈抬升。北西向走滑断裂主要有垭紫罗断裂带、红河断裂带；南北向走滑断裂带有川西－滇东的一些南北向断裂；北北东向或北东向断裂发育规模与影响相对较小。沿这三组断裂均发育第三纪断陷盆地。

百色盆地受右江断裂的走滑运动控制。早第三纪（主要发生在始新世至渐新世）受该断裂左旋走滑控制形成扭张断陷盆地，晚第三纪右江断裂转化为右旋走滑，百色盆地受压扭改造，发生较大幅度的隆升剥蚀改造，北部陡坡带发育逆转冲断，盆地内部地层有弱变形。因此，百色盆地是一个较典型的改造型盆地或残留盆地。具有以下特征：

1）盆地发育历史的短暂性，与我国东部大型裂陷盆地比较，显示“返到早退”的特点（始新世－渐新世发育，中新世改造）；

2）发育完整的断陷沉积层序，坳陷沉积层序不发育或不完整；

3）盆地演化可划分为：断陷初期（古新统六吪组和始新统洞均组?）；主断陷期（始新统那读组和百岗组）和断陷萎缩期（渐新统伏平组和建都岭组）三个阶段，相应形成了三个不同的构造层序；

4）盆地沉积层序发育的迁移性：那读组和百岗组沉积时期的沉降中心主要在盆地西部，而伏平组和建都岭组的沉积沉降中心转移到盆地东部，伏平组沉积末期西部开始抬升剥蚀；

5）沉积沉降速率大、相变快、相带窄；

6）中新世遭受压扭作用改造，北部发育逆冲断层，西部抬升剥蚀量大。

2 改造型盆地油气藏地质特征

改造型盆地具有鲜明的油气成藏与保持个性，首先是温度场和压力场的改变。

百色盆地现平均地温梯度为3.74 ℃/100 m，为高地温场。与原型盆地的地温场比明显降低。据卢锦成等人（1993）的研究，不同演化阶段的古地温梯度为：45 ℃/km（60 Ma张裂—断陷期）；42 ℃

作者简介：付孝悦（1962～），高级工程师，1982年毕业于中国地质大学石油地质专业，长期从事石油地质综合研究及科研管理工作。

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

/km(45 Ma 坳陷期)；37 ℃/km(0 Ma 抬升期)，明显高于今地温场。

百色盆地流体压力体系主要表现为负压的特征，这是改造型盆地或开启性盆地的的特点。这一特点与东部的第三纪原型盆地是有显著的不同，后者普遍具有异常高压的分布和压力封存特征。地层流体压力的降低(尤其是负压体系的形成)除与地层温度降低有关外，主要与盆地的抬升剥蚀改造有关，包括断裂、裂隙发育，地层水与地表水的沟通，岩石次生溶孔发育等因素有关。

根据试油测压资料统计(表1)，百色盆地的地层流体压力介于6.03～21.31 MPa，压力系数介于0.69～0.99 MPa/km，各区块虽然有所变化，总体呈现低的地层流体压力与负压特征。

表1 百色盆地各区块平均地层温度、压力数据*

区块	中点深度/m	层位	地层温度/℃	地层压力/MPa	压力系数
仑16	873.25	E_2n	49.91	6.03	0.69
仑35	1 622.83	E_2n	77.39	10.111	0.63
百24	1 755.58	E_2n	78.45	12.76	0.75
雷公	1 004.83	E_2n	61.69	8.78	0.88
那坤	909.58	E_2n	58.21	7.93	0.87
南斜坡	513.14	E_2n	51.37	4.24	0.82
仑35	1 740.85	E_3b	75.34	14.38	0.86
仑22	1 520.2	E_3b	74.17	12.60	0.84
百24	1 549.43	E_3b	73.83	13.29	0.84
百49	1 219.42	E_3b	62.06	10.53	0.83
百56	601.46	E_3b	42.4	4.53	0.76
南斜坡	754.45	E_3b	49.20	5.90	0.81
仑22	2 076.24	T_2	87.12	21.31	0.99
上法	1 484.9	T_2	85.68	12.80	0.88

负压的特征表征了盆地的后期开启性质，这与地层水和原油的物理化学特征所表征的盆地整体保持环境是一致的，蔡勋育等人(2002)的研究表明，百色盆地的整体保存环境为开启—半封闭环境。

第三系改造型盆地的另一显著特点是：中浅层油藏油质重，大部分油藏属重油和稠油，仅局部产轻质油。表2中统计了百色盆地部分油层的原油物理性质(为平均值)，不同类型原油物理性质总体表现为“三高一低”的特点，即高比重、高含蜡、高凝固点和低含硫的特点。高含蜡、高凝固点反映了陆相原油的特点，而高比重则主要与后期保存环境有关，是原油遭遇水洗氧化等冷变质作用的表现。罗毅等认为与母质形成环境有关[7]，但实际上应是原油后生变化所致。除南部林蓬等稠油藏的原油比重、粘度较高外，其它区块的原油比重和粘度均不太高，特别是含硫量均普遍为低值，这说明盆地中浅层主体部分的保存环境还是可以的，特别是对油藏来说，其保存条件是有效的。

第三，油田的伴生气很少，油藏基本不含溶解气或溶解气含量很少，气顶气更是不可能存在。主要原因还是与盆地的保存环境有关。受后期抬升剥蚀改造及断裂、裂隙发育的影响，油田伴生气全部或大部分已散失，温度和压力的降低使油藏溶解气释放出来并散失。

迄今为止，百色盆地已经发现了7个油田、3个稠油油藏，除江泽、林蓬的油层发现很少的气顶气，塘寨、子寅油田发现很少的油层溶解气外，其它油田和油层基本上是较纯的油藏，不含溶解气或溶解气量很少。

统计几个油藏的原始气油比：仑16块28.9 m^3/t，百49块33.25 m^3/t，雷公22.05 m^3/t，百4块45.5 m^3/m^3；均是比较低的。

第四，中浅层油藏均遭遇一定程度的改造，原生态的很少或没有，主要是原生残余油藏和次生残余油藏，但深层有可能还保存有原生油气藏。原生残余油藏是指经历改造伴生气已全部散失，原油经弱的水洗氧化损失了一部分，沿断裂、裂隙损失一部分，残留下来的；次生残余油藏则说明次生油气藏也经历了后期改造，损失了部分油气而成残余状态。根据原油的物理化学特征分析，百色盆地已发现的中浅层油藏均经历了一定程度的水洗氧化等后生改造，属残余油藏。

第五，油藏充满度低，油水关系复杂。主要还是与后期改造有关，与次生、残余、水洗氧化、原油稠化，比重增加等有关。

* 引自《百色盆地成烃、成藏基础理论研究》(内部资料，2002)

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

第六，泥岩脆性化，具叠加成岩作用；早期未捕获油气的储层可能会因石英次生加大或矿物质沉淀充填胶结而致密化，但有时也会出现次生溶蚀孔隙发育形成优质储层的情况。但这些情况主要发生在下部断陷层序中。

第七，油气氧化界面加深，保存条件存在纵向分带[8]。根据百色盆地的原油物理化学性质，尤其是化学组成特征判断，该盆地的水洗氧化深度至少达到 1 700 m，也就是说该界面以上对气的保存可能是失效的，以勘探残余油藏为主，界面以下具有寻找原生油气藏的可能。

3　勘探开发策略

改造型盆地的油气藏地质特点决定了其勘探开发策略较应有所不同。

表 2　百色盆地原油物理性质数据*

油　田（区块）	层　位	密度（d_{20}）/(g·cm^{-3})	粘　度 /(MPa·s)	凝固点 /℃	含硫量 ,%	沥青质＋胶质 ,%	含蜡量 ,%
百 66 井	E_2d	0.850 9	7.36	24.0			
上法油田	T_2	0.853 4	9.77	30.1	0.100		20.70
那坤灰岩	E_2n^3	0.860 1	12.44	33.4	0.086	12.16	19.73
仑 35 块	E_2n^{1-1}	0.850 0	9.34	30.6	0.055		16.30
仑 3 井	E_2n^{1-1}	0.857 3	7.65	29.3	0.115	15.85	19.40
仑圩油田	E_2n^{1-1}	0.862 6	16.95	30.0	0.088	20.52	19.38
花茶基底	T_2	0.861 7	16.02	33.3	0.122	26.10	27.55
仑 4 井	T_2	0.864 1	26.76	37.6	0.122	26.10	27.55
百 15 井	E_2n^2	0.879 0	23.00	30.0			
花茶百岗	E_2b^3	0.866 8	21.65	33.0	0.077	17.55	24.17
百 5 井	E_2b^3	0.892 7	7.04	38.8	0.212	19.50	23.10
百 65x 井	E_2b^3	0.905 5	98.40	35.5			
百 49 块	E_2b^3	0.879 7	38.93	33.8	0.236	25.69	21.87
百 44 井	E_b^3	0.879 8	47.42	35.8	0.199	24.20	28.60
百 16 井	E_2b^3	0.880 9	54.62	37.8	0.200		18.80
百 56 块	E_2b^3	0.888 7	49.57	34.0	0.218	31.50	20.10
仑 16 块	E_2n^{1-1}	0.860 9	13.25	32.6	0.131	18.80	21.85
百 24 块	E_b^2	0.871 6	18.39	32.8	0.190		24.28
百 31 块	E_b^3	0.862 0	21.28	34.5	0.150	18.20	
百 51 块	E_2b^3	0.879 7	33.51	34.0			75.00
百 57 块	E_2b^3	0.888 9	71.06	34.5			80.00
雷公油田	E_2n^2	0.867 3	17.92	33.4	0.130	17.07	27.56
那坤碎屑岩	E_2n^2	0.858 0	13.10	33.8			
林　蓬	E_2n^2	0.957 0	2 042.33	12.3	0.361	27.36	3.20
新 11603	E_2n^2	0.973 2	2 093.00	14.0	0.435	35.60	11.13

* 引自《百色盆地成烃、成藏基础理论研究》（内部资料，2002）

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

1)勘探策略

首先，要考虑的是资源潜力问题。由于后期构造运动的改造，油气藏的保存条件变差，部分油气资源已损失，包括伴生气、溶解气的损失，水洗氧化导致的原油的损失，后来再次分散的油气资源以及因油质稠化而导致采收率降低的部分油资源等等，因些，资源潜力要比原盆小或小很多。百色盆地的后期改造强度还是较弱的，生烃坳陷基本保持下来，如果按现有生烃坳陷，简单类比东部原型盆地的地质条件，所选取的生聚或排聚系数计算的资源量，个人认为可能偏大。

其次，改造型盆地的地质结构、构造样式虽然发生了一些变化，但油气资源的区带分布主要还是受原型盆地的沉积构造格局控制，因此，对原型盆地的沉积构造格局进行恢复性研究就显得十分重要，包括恢复盆地的原貌、主要控盆断裂和控油断裂的发育与分布、主要构造岩相变化带等等，这些对确定勘探方向和部署至关重要。

第三，要充分认识原生、次生和残余三种类型油气藏的特点及其分布规律，区别浅、中、深层的油气保持环境，确定寻找什么类型油气藏。

第四，存在勘探方法的适应性问题，如叠加成岩作用、泥岩脆性化以及断裂作用等会导致地球物理资料的信噪比、分辩率降低，还有冲断带的复杂波场问题和钻井工程中的防跨、防斜、防漏失等，都是制约油气勘探的关键。

针对百色盆地的地质特点，其应采取的勘探策略是：加强原型盆地的恢复性研究，正确认识盆地的改造特性，合理评价油气资源，深浅层兼探，应特别重视深层隐蔽性原生油气藏的勘探。

2)开发策略

第一，采收率是首先应考虑的。由于油质重、稠化以及油藏不含溶解气等因素，百色盆地的油藏的采收率本身是低的，油藏主要靠地层的弹性能驱动，自然产能低，采收率也低；

第二，还是因为油质重等原因，导致油藏油水关系复杂、油水过渡带较厚，这会影响开发井选择和射孔井段不能太大；

第三，盆地小，岩相变化快，砂层薄，砂体小，这导致油藏规模小，注水井选择困难，需要优化，注水井选择不合适容易导致水淹，形成破坏性开采。

第四，致密砂岩、低渗流储层需要加强储层改造，但储层改造的难度较大，需要研究储层改造的适应性问题和特定的对象，改造的对象应是油藏规模大、储层较厚的油藏，否则易窜层，射孔井段也难以选择。

根据以上特点，作者认为总的开发策略应是：充分认识油气藏的开发地质特点，针对不同类型油气藏，选择相适应的开发策略与开发技术。

4 结论与建议

综上所述，百色盆地是一个在复杂构造背景下形成的改造型第三系盆地或残留型第三系盆地，盆地地温场高、压力系数低、中浅层油藏油质重、不含溶解气，油藏充满度低、油水关系复杂。针对这些油气地质特点，应研究针对性的勘探开发策略。建议加强基础地质研究，明确盆地性质、改造特征和油气藏地质基本特点，建立针对性勘探开发策略，并开展勘探和开发方法适应性研究。

参考文献：

1 刘光鼎．试论残留盆地，勘探家，1997，2(3)：1～4

2 刘光鼎．前新生代海相残留盆地．见：朱夏油气地质理论应用研究文集．北京：地质出版社．2001

3 刘池洋，杨兴科．改造盆地研究和油气评价思路．石油与天然气地质，2001，21(1)：11～14

4 付孝悦，高林．南方海相叠加改造油气盆地类型与特征及其勘探目标．现代地质，2003，17(石油地质专辑)：47～51

5 付孝悦，张修富．西藏高原石油地质．北京：石油工业出版社．2005

6 付孝悦．青藏特堤斯板块构造与含油气盆地．石油实验地质，2004，26(6)：507～516

7 罗毅．百色盆地原油成因类型与油源探讨．南方油气，2004，18(4)：28～35

8 付孝悦，卢亚平，肖秋苟．含油气盆地油气氧化界面与保存条件纵向分带性讨论——以西藏伦坡拉陆相第三系盆地为例．石油实验地质，2003，25(6)：773～776

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

GEOLOGICAL FEATURES OF RESERVOIRS AND EXPLORATION AND DEVELOPMENT STRATEGIES IN BAISE BASIN

Fu Xiaoyue

(*Southern Exploration & Development Division Company , SINOPEC, Kunming* 650200, *Yunnan Province, China*)

Abstract: Baise Basin is located in the middle part of Guangxi Province, which is a Tertiary reformed faulted basin. The formation and reformation of this basin are controlled by slipping movement of Youjiang Fault, possessing obviously reservoirng and preserving features. The features represent as : the ground thermal field of basin is high, the pressure of strata is low, the oil of reservoir is heavy and does not containing resolved gas, the infilling extent of reservoir is low and the relations of oil & gas is complicated and so on. To understand the basic geological features of there reservoirs is the base to make suitable exploration and development strategies.

Key words: Baise Basin; geological features; exploration; development; strategies

STRUCTURAL DEFORMATION FEATURES OF LUOERGAI DEPRESSION IN SONGPAN-ABA AREA

Feng Yongtai, Yang Yunlong

(*Southern Exploration and Development Division Company, SINOPEC, Kunming*650200, *Yunnan Province, China*)

Abstract: On the base of analyzing sedimentary and filling features of Luoergai Depression, structural units of Luoergai Depression are divided and deformation features of each structure horizon are analyzed and the structural patterns are also summarized. It is considered that sedimentary combinations which are different from periphery structural units are developed and the part of Paleozoic formations and members are lost. Luoergai Depression can be divided into two secondary structural units named Tangke Heave and Hongyuan Depression, which represent as anticlinorium and synclinorium individually. There exits a tile-cut-like blind fault which enters into the base. Zagashan Formation (T_2zg) of middle Triassic belongs to syn-structural sediment and the regional detached surface should located between Silurian and middle and upper Triassic. The structural patterns of Luoergai Depression represent great hiberarchy and in general they belong to the pattern of detached and folded overtrusted structure of cover rocks.

Key words: Luoergai Depression; structural units; structural patterns

FEATURES OF RESERVOIRS AND COVER ROCKS OF TRIASSIC AND ITS AFFECT FACTORS ANALYSIS IN HONGCHAN WELL NO. 1

Wang Zhenghua

(*Research Institute of Southern Exploration and Drvelopment Division Company,, SINOPEC, Kunming*650200, *Yunnan Province, China*)

Abstract: The strata of Triassic in Hongchan Well No. 1 belong to a set of turbidity current clastic sediments in slope-basin facies (sub-facies in the middle of alluvial fan or the edge of alluvial fan), sandstone reservoirs and mudstone cover rocks are developed. Due to the diagenetic degree of strata is high (belongs to late C diagenetic stage) and the lower part has entered into metamorphic stage with strong compression. The replacement and cementation such as secondary enlargement of clasite, dolomite and quartz are strong, leading to tight sandstone with low permeability and low porosity, possessing no reservoiring conditions. The mudstone has the features of low permeability and low porosity and high breakdown pressure, it can be considered as favorable cover rocks, but serious structural deformation has destroyed its continuity, so it doesnt own favorable regional conditions of cover rocks.

Key words: Hongchan Well No. 1; Triassic; features of reservoirs and cover rocks; analyses on affecting factors

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net