

四川盆地东北部气田海相碳酸盐岩储层固体沥青研究

秦建中¹⁾, 付小东¹⁾, 刘效曾²⁾

1) 中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 江苏无锡, 214151

2) 成都理工大学, 610059

内容提要:川东北地区海相碳酸盐岩生物礁滩相储层中普遍存在着固体沥青。本文以普光气田上二叠统长兴组和下三叠统飞仙关组储层中固体沥青为研究对象,在显微镜下观察固体沥青的产状特征,测定固体沥青含量和计算固体沥青与储层孔隙的体积比率,分析固体沥青的成因及形成期次,推算古油藏的密度。普光气田飞仙关组固体沥青主要呈环边状附于鲕粒白云岩、残余鲕粒白云岩晶间溶孔,溶蚀孔壁,沥青含量在1.11%~5.73%之间,均值2.92%;长兴组生物礁储层固体沥青多呈团块状充填于各种溶蚀孔洞中,沥青含量0.31%~11.72%之间,均值3.57%。两套储层中的固体沥青含量都有随埋深而减少的趋势。飞仙关组储层中固体沥青与储层孔隙的体积比约为22%,长兴组为43%~56%。普光气田储层固体沥青为热演化成因并为两期形成,飞仙关储层固体沥青为轻质油古油藏裂解形成,长兴组储层固体沥青为稠油古油藏裂解形成。

关键词:碳酸盐岩储层;固体沥青;古油藏;川东北

通常情况下,储层中的固体沥青是石油发生运移与聚集并发生后生变异的产物,其成因机制一般分为3大类:热演化成因沥青,冷变质成因氧化沥青和脱沥青成因的沥青质沥青。四川盆地海相碳酸盐岩储层中不同程度的含有固体沥青(黄籍中等,1989;林峰等,1998;张林等,2005;赵孟军等,2006)。川东北地区普光气田是四川盆地目前发现储量最大的天然气田,在钻遇的飞仙关组鲕滩和长兴组生礁气藏储层中含大量固体沥青,表明普光气田曾经存在古油藏(谢增业等,2004)。本文以普光气田这两套储层中固体沥青为研究对象,在显微镜下观察固体沥青的产状特征,测定薄片固体沥青的含量,计算固体沥青与孔隙空间的体积比,分析其成因,并推算古油藏的密度。共观察测定普光2井飞仙关储层薄片30余片,普光6井长兴组储层薄片300余片,以及建南气田薄片100余片。

1 储层固体沥青产状特征

1.1 川东北地区普光气田储层沉积相发育

川东北飞仙关组—长兴组储层主要包括开阔台地、台地蒸发岩及台地边缘浅滩,台地边缘生物礁几种沉积相(表1)。各沉积相又包括了多种亚相和微

相类型。飞仙关组储层固体沥青主要出现在台地边缘浅滩相鲕粒滩、蒸发坪等亚相中。长兴组储层固体沥青主要出现于台地边缘生物礁相的骨架岩、障积岩亚相以及台地边缘浅滩蒸发坪亚相中。

1.2 固体沥青主要产状

普光气田普光2井飞仙关组鲕粒滩储层沥青主要产状有:①各种类型白云岩的晶间孔、晶间溶孔型沥青(图版I-1),是飞仙关储层沥青类型中最主要的一种,溶孔主要形成于埋深在2000m左右的浅埋环境。②残余鲕粒内溶孔或鲕膜孔型沥青(图版I-2),这类孔隙形成时间较早,应为大气淡水环境下溶蚀形成,留下来的也较少。③构造碎裂缝型沥青(图版I-3),沥青呈细小团块充填于碎粒间,可能为进油后孔隙被挤压破碎所形成。普光6井长兴组生物礁储层主要产状有:①礁骨架岩的格架孔,生物体腔孔型沥青(图版I-4),大气淡水环境下溶蚀形成。②白云岩溶蚀孔洞型沥青(图版I-5),为长兴组储层沥青的主要类型,孔隙为埋藏溶蚀所形成。③构造碎裂缝及缝合线型沥青(图版I-6)。

普光气田飞仙关组储层与长兴组储层固体沥青产状有较大差别。普光2井飞仙关组储层晶间溶孔、鲕内溶孔等中的固体沥青多呈环边状衬于孔隙

注:本文为国家重点基础研究发展基金规划“973”项目(编号2005CB422102)资助的成果。

收稿日期:2007-04-30;改回日期:2007-06-18;责任编辑:周健。

作者简介:秦建中,男,1957年生。博士,教授级高级工程师,主要从事油气地质和地球化学研究。Email:qjz@mail.wuxisuo.com。

的孔壁,沥青占孔隙的体积小,在早期形成的鲕模孔中也可见收缩成小球状的固体沥青。普光6井长兴组储层中固体沥青则多呈团块状或脉状充填或部分充填各种孔隙,沥青占孔隙空间大。同时在固体沥青旁边又可见较多的后期溶蚀孔,孔壁干净无沥青,说明其形成于储层进油之后。

1.3 普光气田含固体沥青孔隙形成时期

溶蚀作用是最重要的成岩作用,白云岩储层经过多期溶蚀作用,形成了丰富的储集空间,普光气田储层含固体沥青孔隙的形成主要与白云化和溶蚀作用相关。对碳酸盐岩在酸性流体介质中的深埋溶蚀作用进行动力学模拟^①,结果表明无论是CO₂水溶液还是有机酸(乙酸)溶液作为流体介质,不同类型的碳酸盐岩在60~90℃温度范围内溶蚀率都达最高(图1),且有机酸溶液对碳酸盐岩的溶蚀作用比CO₂水溶液更强。

普光气田飞仙关组—长兴组含固体沥青孔隙主要形成于印支中期(T₂末)。飞仙关组—长兴组储层在早期大气渗流和潜流作用下,选择性溶蚀形成了一些鲕模孔、生屑模孔、鲕粒内溶孔和生物体腔溶孔,早期溶蚀造成的储集空间为后期白云岩化和溶蚀创造了有利条件。准同生白云化形成的微晶—粉晶白云岩在成岩晚期的浅埋环境下开始重结晶成细晶中晶白云石形成晶间孔。飞仙关组溶孔充填的亮晶方解石中包裹体均一温度及其对应埋藏深度的数学回归计算,求得川东北地区印支中期时的古地温

梯度为20℃/1000 m,与川东北地区现今地温梯度接近,地表温度19℃。此时飞仙关组和长兴组的埋深在2000~2500 m左右,埋藏温度在60~70℃之间,正处于碳酸盐岩溶蚀率最高的温度范围内(60~90℃),与此同时二叠系烃源岩在较高的地温条件下开始成熟。印支运动构造抬升在储层中形成纵多裂隙和碎裂缝,烃源岩生烃前期生成的大量CO₂气体和有机酸溶于流体沿裂隙进入,使岩石发生非选择性溶蚀作用,形成丰富的溶孔、溶洞及溶缝,同时也产生白云岩化,大量增加孔隙,改善储集条件,为随后的进油形成古油藏提供了充分的储集空间。

2 储层固体沥青含量与分布

2.1 储层固体沥青含量

本文定义的沥青含量,指通过镜下统计每一片含固体沥青薄片内沥青面积比率,后按固体沥青和碳酸盐岩的各自密度折算成重量含量(固体沥青密度取1.3 g/cm³,碳酸盐岩密度取2.7 g/cm³)。

普光气田普光2井飞仙关组储层中固体沥青面积比率在2.26%~11.14%,均值为5.84%;固体沥青含量1.11%~5.73%,均值2.92%(表1)。普光2井4977.11~4984.94 m段飞仙关组储层有机碳含量2.28%,如固体沥青H/C取0.984,则该段储层固体沥青含量约为2.36%,与飞仙关组储层固体沥青含量均值较为接近。

普光6井长兴组固体沥青面积比率在0.66%

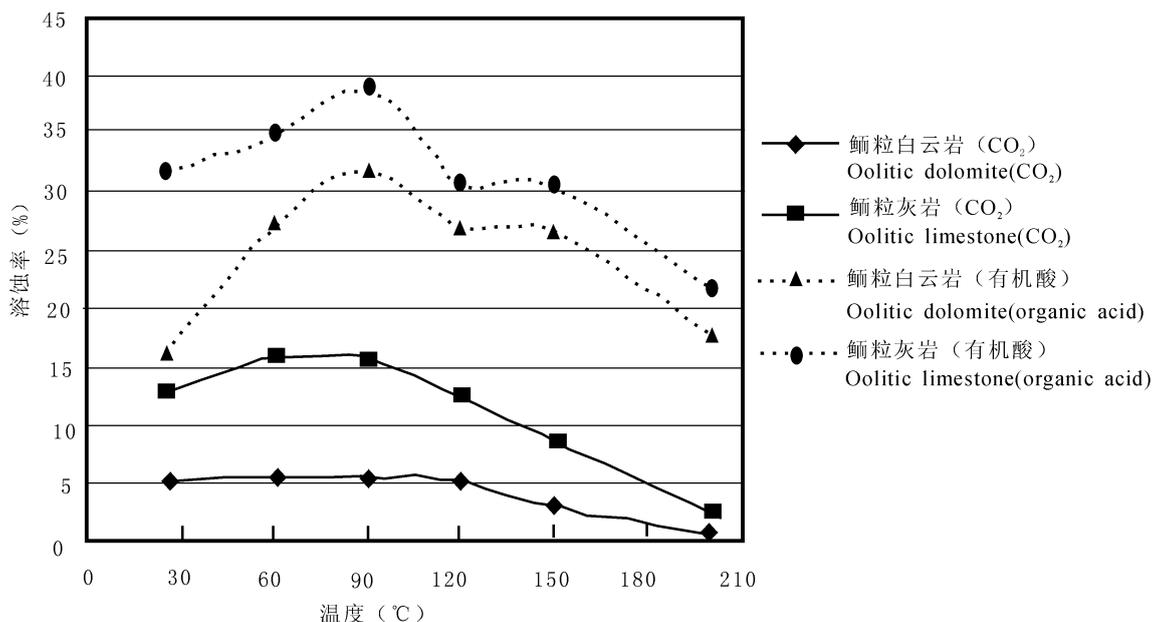


图1 酸性流体介质中不同类型碳酸盐岩深埋溶蚀动力学模拟结果

Fig. 1 The kinetic simulated result of burial corrosion for different types carbonate in acid liquid medium

表 1 普光 2 井飞仙关组固体沥青含量测定结果

Table 1 Measured result of solid bitumen contents of Feixianguan reservoir of well PG2

沉积相		井深(m)	含沥青光片	沥青面积比 (%)	沥青质量比 (%)	沥青面积比均值 (%)	沥青质量比均值 (%)
相	亚相						
开阔台地	滩间	4700~4765	/	含少量沥青			
台地 蒸发岩	蒸发坪	4765~4825	PG2-2	1.48	0.72	6.31	3.23
			PG2-3	11.14	5.73		
	蒸发湖泊	4825~4900	/	含少量沥青			
台地边缘 浅滩	鲕粒滩	4900~4935	PG2-5	8.91	4.59	5.39	2.81
			PG2-8	3.38	1.70		
			PG2-9	7.39	3.96		
			PG2-10	2.26	1.11		
			PG2-11	5.02	2.70		
	蒸发坪 (鲕粒滩夹层)	4935~4955	PG2-12	8.19	4.42	8.74	4.71
			PG2-14	9.28	5.00		
	鲕粒滩	4955~5135	PG2-15	5.15	2.58	4.07	2.19
			PG2-16	6.75	3.88		
			PG2-20	3.54	1.85		
PG2-21			2.52	1.36			
蒸发坪 含砾鲕粒滩	5135~5160	/	含少量沥青				
	5160~5200	/	含少量沥青				

~21.38%间,均值为 7.03%;沥青含量在 0.31%~11.72%(表 2),均值为 3.57%。其中细粉晶白云岩固体沥青含量最高,平均 5.48%,生屑白云岩沥青含量平均 3.58%;生物粘结、障积云岩平均 2.65%,礁角砾岩沥青含量 2.61%,生屑灰岩最低 1.11%。

此外测得川东北地区的建南气田建 43 井飞仙关组储层鲕粒亮晶灰岩中沥青含量 0.36%~1.76%,均值 0.93%。建 44 井飞仙关组微晶云质灰岩中固体沥青含量 0.72%~5.46%,均值 2.65%。建 26 井长兴组灰质白云岩中,沥青含量

3.93%;生屑微晶灰岩孔隙不发育沥青含量仅 0.77%。建平 2 井长兴组含生屑微晶灰岩中的固体沥青含量 0.18%~0.74%,均值 0.47%。

纵向上,飞仙关组储层和长兴组储层各自固体沥青含量都具有随埋深增加而降低的趋势(图 2),而总体上来说,长兴组固体沥青含量比飞仙关组高。横向上,川东北地区普光气田固体沥青含量比四川盆地边缘的建南气田要高。

2.2 固体沥青分布特征

固体沥青含量高低与沉积亚相有关,飞仙关组不同的沉积亚相中,固体沥青含量不同。开阔台地

表 2 普光 6 井长兴组储层固体沥青含量测定结果

Table 2 Measured result of solid bitumen contents of Changxing reservoir of well PG6

样品号	采样深度(m)	沉积相	岩性	沥青面积比率(%)	沥青含量(%)
PG6-55	4687.15	三叠系飞仙关组	生屑藻粘结微晶云岩	1.38	0.64
PG6-51	5281.42	台地边缘浅滩相生屑滩亚相	破碎状有孔虫粉晶云岩	4.56	2.38
PG6-120	5315.38	台地边缘浅滩相蒸发坪亚相	生屑亮晶云岩	9.01	4.55
PG6-239	5363.02	台地蒸发岩相潮道亚相	细粉晶云岩	21.38	11.72
PG6-240	5328.73	台地蒸发岩相潮道亚相	细粉晶云岩	6.56	3.29
PG6-177	5349.98	台地边缘生物礁相障积岩亚相	海绵粘结岩	15.84	8.10
PG6-197	5359.44	台地边缘生物礁相障积岩亚相	不等晶云岩	11.55	5.88
PG6-201	5360.68	台地边缘生物礁相蒸发坪亚相	生屑灰岩	4.02	1.90
PG6-207	5363.02	台地边缘生物礁相障积岩亚相	棘屑白云岩	5.54	2.69
PG6-209	5363.02	台地边缘生物礁相障积岩亚相	海绵苔藓粘结云岩	2.87	1.37
PG6-214	5366.62	台地边缘生物礁相蒸发坪亚相	溶孔粉晶云岩	4.17	1.97
PG6-232	5374.04	台地边缘生物礁相障积岩亚相	残余生屑粉晶云岩	11.52	5.67
PG6-268	5380.14	台地边缘生物礁相骨架岩亚相	海绵障积云岩	1.00	0.46
PG6-265	5382.00	台地边缘生物礁相障积岩亚相	礁角砾	5.32	2.61
PG6-275	5384.74	台地边缘生物礁相骨架岩亚相	泥晶生屑含云灰岩	0.66	0.31

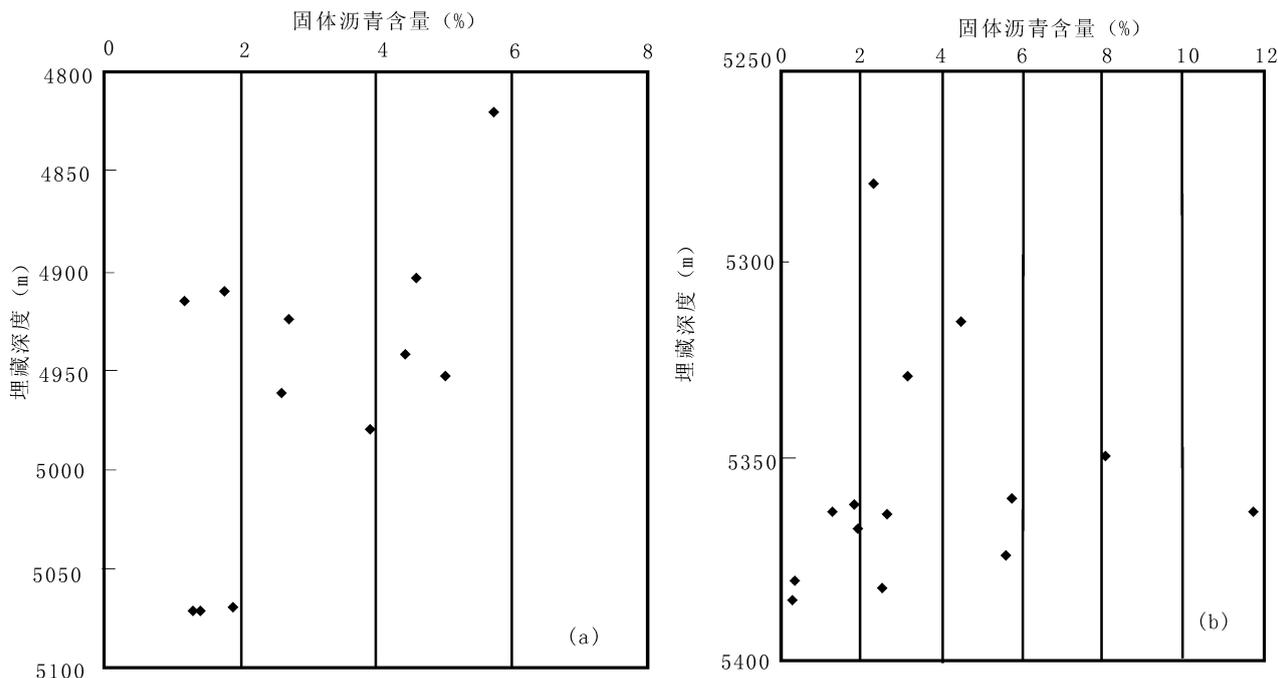


图2 普光气田储层固体沥青含量随储层深度的变化

Fig. 2 Solid bitumen contents of Puguang gas field changed follow the reservoirs' depth

(a)—普光2井飞仙关组储层;(b)—普光6井长兴组储层

(a)—Feixianguan reservoir of well PG2;(b)—Changxing reservoir of well PG6

相滩间亚相、蒸发湖泊相、含砾鲕粒滩等亚相中固体沥青含量极少。蒸发坪亚相中的亮晶砂屑白云岩沥青含量为0.72%，而不等晶白云岩(可见鲕粒幻影)沥青含量则可达5.73%；4900~4935 m 鲕粒滩亚相残余鲕粒白云岩沥青含量1.11%~4.59%，均值2.81%。4935~4955 m 蒸发坪亚相(鲕粒滩夹层)沥青含量较高4.42%~5.0%，均值4.71%。4955~5135 m 井段鲕粒滩亚相沥青含量1.27%~3.88%，均值为2.19%。固体沥青含量高的层段也是主要的产气层段。

固体沥青含量与白云化程度也有关。普光气田飞仙关组储层中的鲕粒白云岩、残余鲕粒白云岩、不等晶白云岩，长兴组储层中细粉晶白云岩、生屑白云岩，建南气田长兴组灰质白云岩等的沥青含量较其他岩性岩石中要高。白云化作用强，形成大量晶间孔，有利于后期溶蚀作用的发生，从而增加了储层孔隙度，可为液态烃的充注提供更多的储积空间。普光气田飞仙关组—长兴组储层固体沥青总体上较同处川东北地区的建南气田要高，可能与建南气田储层白云化作用弱，储层孔隙相对不发育相关。

2.3 储层固体沥青与孔隙关系

飞仙关组储层固体沥青含量比长兴组储层略低，分布范围也要窄，纵向上比长兴组分布均匀。飞

仙关组固体沥青多呈环边状附于孔壁，长兴组固体沥青则多呈团块状充填孔隙的全部或部分空间。两套储层中固体沥青不同产状特征以及含量的不同，使其与储层孔隙的面积比、体积比都有明显的差异。

普光2井飞仙关组固体沥青含量以及沥青/现今总孔隙均具有随埋深而减少的趋势，但是面孔率随埋深而具有增加的趋势(图3)，可能是固体沥青含量对目前面孔率具有一定的抑制作用。普光2井飞仙关组鲕粒滩储层现今平均面孔率在13%左右，固体沥青/总面孔(沥青面积+现今面孔)平均约为28.9%。普光6井上二叠统长兴组台地边缘浅滩相和台地边缘生物礁储层现今面孔率约5.8%，固体沥青/总孔隙(沥青面积+现今面孔)平均为58.99%。

体积比($V_{比}$)与面积比($S_{比}$)并不相同，大致为 $V_{比} \approx S_{比}$ 的0.82(球→圆)~0.61(正方体→正方形)，本文将面积比转化为体积比时平均取0.72。飞仙关组储层单孔沥青面积比均值为31.5%，与固体沥青/总面孔的均值28.9%比较接近，固体沥青占形成古油藏时期总孔隙的30%左右(面积比)，转化为体积比约22%左右。长兴组储层单孔沥青所占比率平均高达77.8%，与固体沥青/总孔隙(沥青

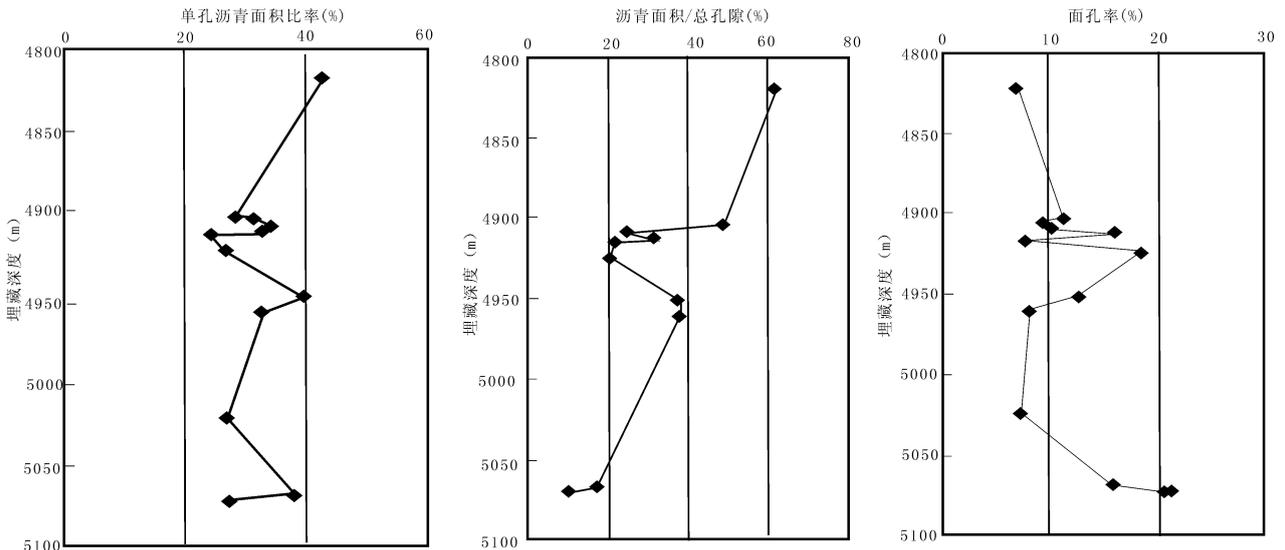


图 3 普光 2 井飞仙关组固体沥青比率与面孔率随埋藏深度的变化

Fig. 3 Solid bitumen's ratio and the porosity of Feixianguan reservoir of well PG2 changed follow the reservoir depth

面积+现今面孔)平均值差别较大,这主要是因为长兴组储层中有较多进油后形成的孔隙,它们孔壁干净未充填沥青。相对封闭的单孔中固体沥青与孔隙的面积比变化在 57.3%~89%之间,折算体积比约为 43%~56%。

碳酸盐岩在晚成岩阶段,压实作用已很微弱。相对封闭的孔隙在进油后体积变化不大,其所含固体沥青与孔隙的体积比,可近似为原油裂解后残余固体沥青与原油的体积比,该比值的大小与原油的密度(热演化程度)有关。

3 固体沥青成因分析

3.1 固体沥青热演化成因

固体沥青在形成过程中,由于受热条件差异、岩石导热性能的不同以及沥青本身的性质和成因的区别,可发育不同光学结构。根据光学结构可将沥青分为各向同性沥青和各向异性沥青两种:沥青在低成熟阶段,显示均一结构,呈各向同性;当沥青反射率大于 1.5%~2.0%时,绝大多数沥青显示不均一结构,转变为各向异性沥青,发育各种光学结构。

普光 2 井飞仙关组储层固体沥青因受热呈球体状结构,在镜下具有各向异性(图版 I-7,8),同一油滴碳化沥青反射率可从 2%~4%,扫描电镜下无荧光。飞仙关组储层沥青的激光拉曼光谱分析具有两个一级峰,即“石墨峰(拉曼位移约 1600.5 cm^{-1})”和“缺陷峰(拉曼位移约 1323.8 cm^{-1})”(何谋春等, 2005)。这些都表明普光气田储层沥青的演化程度非常高,部分已接近石墨阶段。

普光气藏天然气具有原油裂解气的特征,储层固体沥青抽提物的正构烷烃、甾萜类生物标志物分布均为正常,未检测到标志降解、水洗等作用的 25-降藿烷(马永生等,2005;谢增业等,2005)。说明普光气田储层固体沥青未受氧化降解的影响,是古油藏原油热裂解的中间产物,为热演化成因。它有别于威远气田震旦系储层中存在的 3 种各具特色、不同历史时期形成的、不同演化途径、不同成因类型的沥青,即先氧化后演化改造型(A_2 型)、脱沥青化型(B型)和热演化型(A_1 型)(邱蕴玉,1994)沥青的特点。也有别于建南气田飞仙关组—长兴组储层中的先氧化后演化改造型(A_2 型)固体沥青(马力等,2004)。

3.2 固体沥青形成期次

热压模拟实验表明,不同的热演化程度(密度)的原油,在裂解生气的过程中形成的残余固体沥青与原油体积、重量比都有较大差异(表 3)。根据测定的普光气田飞仙关组与长兴组储层中固体沥青与孔隙的体积比结果,结合几种原油裂解产气产率模型,推算出飞仙关组古油藏原油密度应小于 0.85 g/cm^3 ,为轻质油;二叠统长兴组古油藏的原油密度可能在 1 g/cm^3 左右属稠油(表 4)。

普光气田长兴组与飞仙关组储层中的固体沥青,虽都为热演化成因,但它们无论是产状、含量、与储层孔隙的面积或体积比都有较大的差异,它们应是两期固体沥青,是不同密度的古油藏裂解生气的中间产物。

海相优质烃源岩(I-II₁型干酪根)热压生排烃

表3 几种原油样品热裂解产物产率

Table 3 Generation of thermal pyrolysis produce from some oil samples

样品	密度(g/cm ³)	烃气等		固体沥青(残余)	
		理论及模拟转化率(%)	重量(%)	重量(%)	体积(%)
轻质油	<0.85	>50	<50	<30	
正常原油	0.88±	45~54	45~53	30~38	
稠油	1.0±	35~47	50~62	43~48	
重质油	1.07±	25~35	62~70	60~68	
低演化固体沥青	1.15±	10~15	85~90	81~87	

表4 普光气田不同层位古油藏原油密度

Table 4 Density of oil foregone pool in different reservoirs of Puguang gas field

地区或井号	层位	沥青/总孔隙面孔率(%)	沥青/总孔隙体积比率(%)	推算的古油藏密度(g/cm ³)	原油性质
普光2井	三叠系飞仙关组	28.9~31.5	22±	<0.85	轻质油
普光6井	二叠统长兴组	59.0~77.8	43~56	1±	稠油

模拟实验结果表明:在成熟早期($R_o = 0.45\% \sim 0.7\%$)可大量生成稠油(重质油),占总生烃量的40%以上,产物以非烃+沥青质为主。随成熟度的增加,由成熟早期的稠油(重质油)到成熟晚期的轻质油再到高成熟阶段的凝析油气(秦建中,2006)。普光气田飞仙关组储层沥青与长兴组储层沥青同源,与 P_2 、 O_3-S_1 烃源岩具亲缘关系,且与上二叠统烃源岩亲缘关系更近。因此长兴组储层固体沥青可能为 P_2 、 O_3-S_1 优质烃源岩在成熟早期生烃形成的稠油藏热裂解后的产物;而飞仙关组储层固体沥青可能为烃源岩成熟晚期生烃形成的轻质油藏裂解的产物。

4 结论

(1)普光气田飞仙关组储层固体沥青和长兴组储层固体沥青具有不同的产状特征。飞仙关组沥青多呈环边状衬于孔隙的孔壁,沥青占孔隙的体积小,单个封闭孔隙内固体沥青与孔隙的体积比均值约在22%左右。普光6井长兴组储层中固体沥青则多呈团块状充填或部分充填各种孔隙,沥青占孔隙空间大,单个封闭孔隙内固体沥青与孔隙的体积比约43%~56%间。

(2)普光气田长兴组储层固体沥青含量0.31%~11.72%,均值为3.57%,飞仙关组储层固体沥青含量1.11%~5.73%,均值2.92%,长兴组储层沥青含量较飞仙关组略高。在两套储层中,固体沥青含量均随埋深的增加有降低的趋势,固体沥青对储层孔隙度有一定抑制作用。

(3)普光气田储层固体沥青为热演化成因的储层运移沥青,具各向异性光学结构。飞仙关组储层

与长兴组储层中固体沥青为不同期次的产物,长兴组储层固体沥青为稠油藏裂解生气形成,飞仙关组储层固体沥青则为轻质油藏裂解生气形成。

注释

① 蒋小琼,等. 2006. 普光与建南气田碳酸盐岩礁、滩相储层深埋溶蚀作用对比与选区条件研究(科研报告). 中国石化石油勘探开发研究院.

参考文献

- 何谋春,吕新彪,姚书振,等. 2005. 沉积岩中残留有机质的拉曼光谱特征. 地质科技情报,24(3):67~69.
- 黄籍中,冉隆辉. 1989. 四川盆地地震旦系灯影灰岩黑色沥青与油气勘探. 石油学报,10(1):27~35.
- 林峰,王廷栋,代鸿鸣,等. 1998. 四川盆地碳酸盐岩储层中固体运移沥青的性质和成因. 矿物岩石地球化学通报,17(3):174~177.
- 马力,陈焕疆,甘克文,等. 2004. 中国南方大地构造和海相油气地质. 北京:地质出版社,455~566.
- 马永生,蔡勋育,李国雄. 2005. 四川盆地普光大型气藏基本特征及成藏富集规律. 地质学报,79(6):858~865.
- 秦建中,刘宝泉,郑伦举,等. 2006. 海相碳酸盐岩烃源岩生排烃能力研究. 石油与天然气地质,27(3):350~355.
- 谢增业,魏国齐,李剑,等. 2004. 川东北飞仙关组滩相储层沥青与天然气成藏过程. 天然气工业,24(12):17~19.
- 谢增业,田世澄,魏国齐,等. 2005. 川东北飞仙关组储层沥青与古油藏研究. 天然气地球科学,16(3):283~285.
- 张林,魏国齐,吴世祥,等. 2005. 四川盆地地震旦系一下古生界沥青产烃潜力及分布特征. 石油实验地质,27(3):276~279.
- 赵孟军,张水昌,赵陵,等. 2006. 南盘江盆地古油藏沥青地球化学特征及成因. 地质学报,80(6):893~901.

图版说明

1. 普光2井飞仙关组储层晶间孔中沥青,PG2-20,单偏光×25.
2. 普光2井飞仙关组储层鲕内溶孔中沥青,PG2-11,单偏光×40.
3. 普光2井飞仙关组储层裂缝型沥青,PG2-14,单偏光×25.
4. 普光6井长兴组储层礁格架孔型沥青,PG6-51,单偏光×25.
5. 普光6井长兴组储层溶蚀孔洞型沥青,PG6-238,单偏光×25.

6. 普光 6 井长兴组储层裂缝型沥青, PG6-232, 单偏光 $\times 25$ 。

8. PG2-16, 全岩光片, 油浸反光, 偏光 $\times 512$ 。

7. PG2-12, 全岩光片, 油浸反光, 偏光 $\times 512$ 。

Solid Bitumens in the Marine Carbonate Reservoir of Gas Field in the Northeast Area of the Sichuan Basin

QIN Jianzhong¹⁾, FU Xiaodong¹⁾, LIU Xiaozeng²⁾

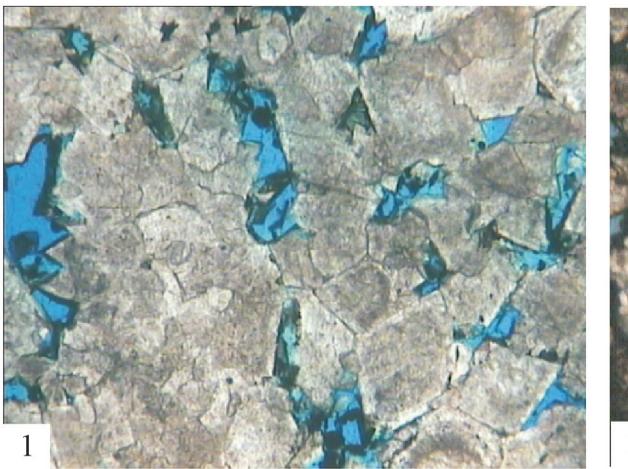
1) *Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu, 214151*

2) *Chengdu University of Technology, Chengdu, 610059*

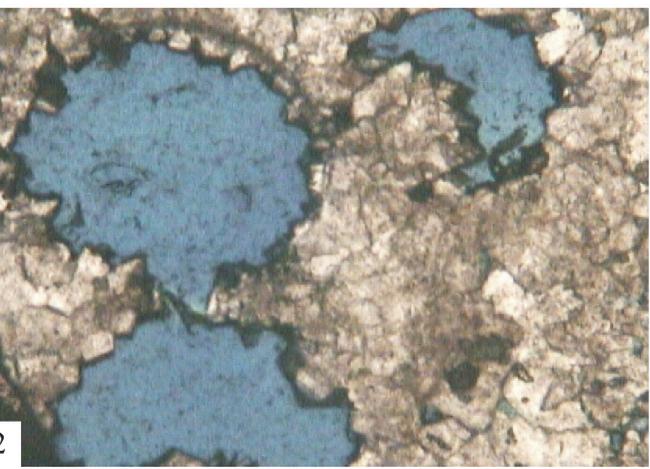
Abstract

Solid bitumens are distributed widely in the organic reef and bank-facies reservoir of marine-facies carbonate in the northeast of the Sichuan basin. This paper focused on the solid bitumens of Upper-Permian Changxing Formation and Lower-Triassic Feixianguan Formation reservoirs in the Puguang Gas Field. Based on our observation under microscope, their contents and the volumetric proportions of the solid bitumens to reservoir pore, this study analyzed genesis and forming period, finally calculated the density of palaeo-reservoirs. The solid bitumens of Feixianguan Formation in the Puguang Gas Field occurs mainly as circular banded in pores and dissolved pores and walls in oolitic dolomite and remnant oolitic dolomite. The content ranges from 1.11% to 5.73%, averaging to 2.92%. The solid bitumens of Changxing biogenetic reef reservoir occurs mostly as patches in various dissolved pores, with the contents ranging from 0.31% to 11.72% (averaging to 3.57%). The contents of the solid bitumen are decreasing with depth. Volumetric proportions between solid bitumen and reservoir pore is about 22% for the Feixianguan reservoir and 43%~56% for the Changxing reservoir. The solid bitumen of the Puguang Gas Field is thermal evolution in origin and had two forming periods. The solid bitumen of Feixianguan reservoir was generated from cracking of light oil palaeo-reservoir, while the solid bitumen of Changxing reservoir was generated from cracking of heavy oil palaeo-reservoir.

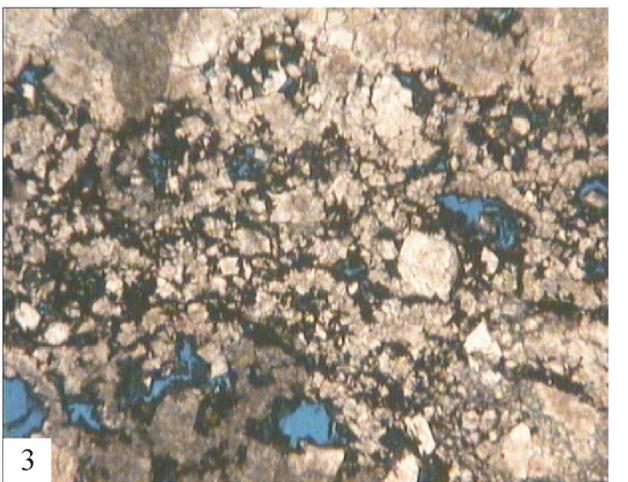
Key words: marine carbonate reservoir; solid bitumen; palaeo-reservoirs; northeast of Sichuan basin



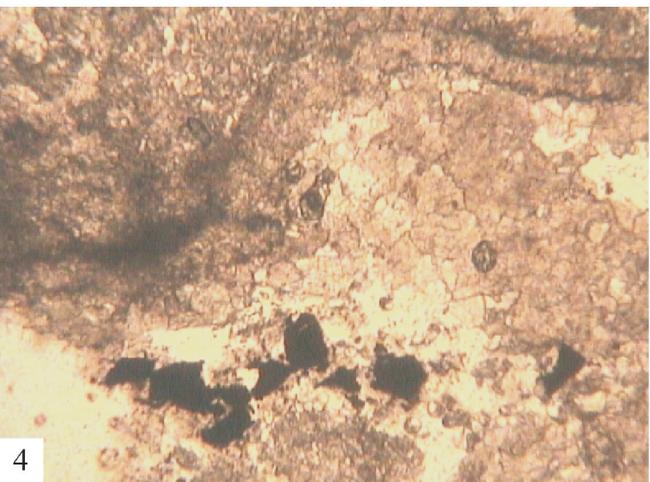
1



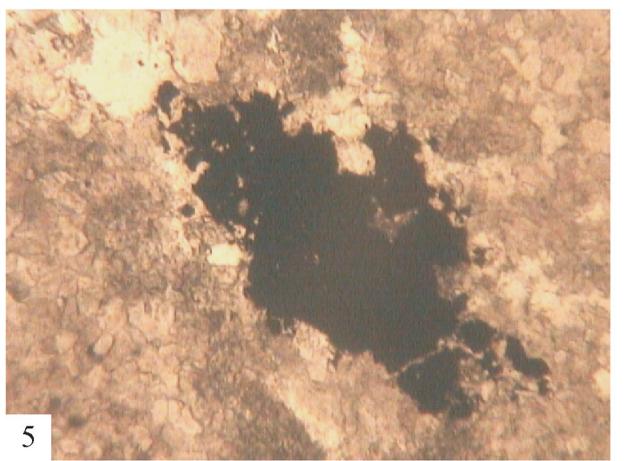
2



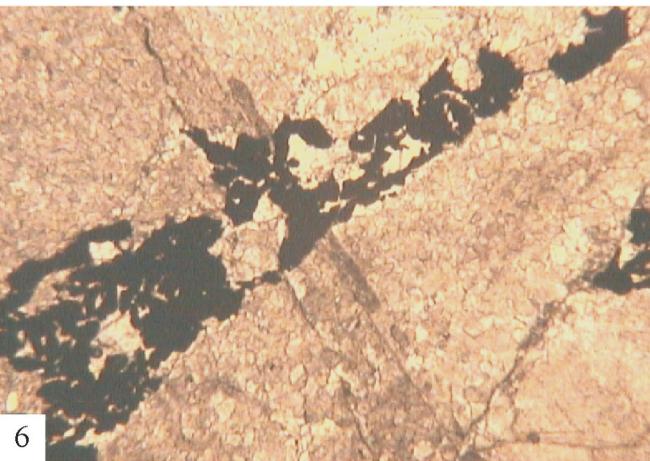
3



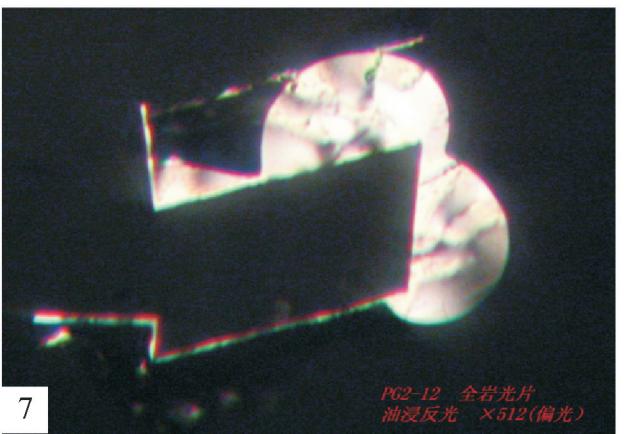
4



5

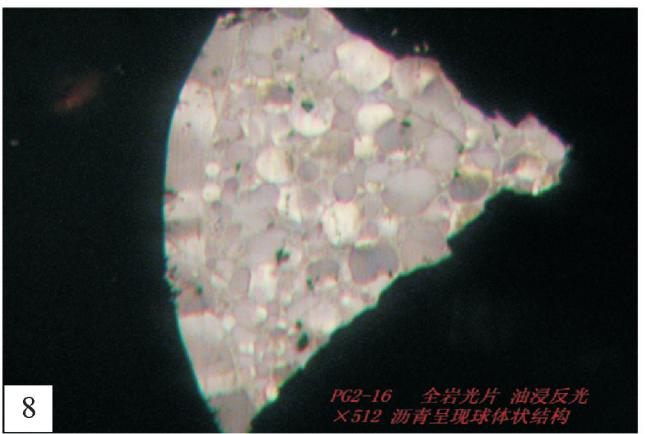


6



7

PG2-12 全岩光片
油浸反光 ×512(偏光)



8

PG2-16 全岩光片 油浸反光
×512 沥青呈现球体状结构