DOI：10.3969/j.issn.1672-7703.2010.04.001

四川盆地震旦系灯影组天然气勘探

陈宗清

（中国石油西南油气田公司勘探开发研究院，四川省成都市 610051）

摘 要：四川盆地自1964年在威远构造威基井于上震旦统灯影组储层钻获世界上最古老气田之一的威远气田以来，经历了近半个世纪的勘探，到目前尚无明显突破。通过对现有资料进行全面研究后，认为四川盆地晚震旦世灯影期早期发育台地碳酸盐潮坪相、台地潟湖向上变为碳酸盐潮坪相、台地碳酸盐浅缓坡相、台地碳酸盐浅缓坡夹潟湖相和台地碳酸盐深缓坡相等5种沉积相；该盆地于加里东期末，便形成了雅安—龙女寺、泸州、天井山和开江等4个继承性古隆起，是油气聚集的良好场所，而且钻探深度也为当今钻井技术所能钻及，为进一步勘探的有利地区。而开江古隆起，由于已钻深井少，灯影组储层是否有隆起，尚有待于地震工作证实。

关键词：四川盆地；震旦系；灯影组；天然气；勘探

中图分类号：TE122.1 文献标识码：A

四川盆地上震旦统灯影组仅出露于盆地边缘，在盆地中部一般均埋藏较深，勘探难度较大。1964年在威远构造基准井发现灯影组气田，这是世界上少数几个最古老的天然气田之一，探明储量达400×10^8m^3以上，曾引起国内外广泛重视。20世纪70年代初，先后在盆地北缘大两会、曾家河及南山岭等构造，继之在乐山—龙女寺古隆起上的龙女寺、高石梯及平安店，川南—川西南的长宁、自流井、东山、大窝顶、天宫堂及老龙坝等构造进行钻探，皆未有突破。至20世纪90年代初，在威远气田北侧约40～50km处，被认为是乐山—龙女寺古隆起形成时产生的资阳古背斜，经过几年钻探证实，为一圈闭面积近200km^2，闭合高度仅60余米的古潜台，仅在该圈闭顶部埋深3800～4080m的灯影组钻获两口气井，产气（含水）（11.54～13.13）×$10^4m^3/d$，因费用太高，也无前景而告结束。为总结经验，探索新路，希望能有助于勘探，谨写此文。

1 晚震旦世灯影期早期沉积相

晋宁运动使元古宙地槽沉积褶皱回返，变为变质岩—火山岩系后，经夷平成为扬子地台的坚实基底。震旦纪在地台上依次沉积了南沱组、陡山沱组及灯影组。南沱组在陕南及川西龙门山一带，主要沉积板状页岩或巨厚的砂岩、砾岩，页岩中常含火山喷发岩细屑，而在四川盆地广大地区皆无沉积。陡山沱组在鄂西三峡和川东北大巴山一带主要为黑色泥页岩，在陕南及川西龙门山地区主要为泥页岩、白云岩及粉砂岩，在四川盆地广大地区亦无沉积。显然，该两组均仅在盆地西、北及东北狭窄的边缘一带有沉积，是由于当时古地形和海侵规模有限所致，经过漫长地质岁月的剥蚀和填平补齐，至全盆地广大地区于灯影组沉积前基本夷为平地。

灯影组沉积遍及整个四川盆地且岩性和沉积相变化都很稳定。中国科学院南京地质古生物所将灯影组分为上、下两段，下段又细分为下贫藻层、富藻白云岩层及上贫藻层（表1）[1]。鉴于灯影组上、下段之间，陕南汉中梁山、镇巴小洋肖口坝、城口东安木魁河和南江杨坝，均有一假整合存在，上段主要为夹较多硅质条带或硅质团块白云岩，而且仅分布在盆地北部川陕边缘

作者简介：陈宗清，男，高级工程师，1954年毕业于重庆大学地质系石油与天然气勘探专业，现主要从事石油与天然气勘探和研究工作。

收稿日期：2009-03-12

表1 灯影组分层特征简表[1]

Table 1 Characteristics of different layers of Dengying Formation[1]

地层 组	段	层	岩性特征	岩石化学特征及岩石微观特征	古藻化石分布	标志层
灯影组	上段		夹硅质条带或硅质团块白云岩	岩性纯度较差，酸不溶物含量高，重结晶程度小，常具针状孔洞结构		底部沉积碎屑岩，局部地区沉积蓝灰色泥岩
					整合或假整合	
	下段	上贫藻层	白云岩、含硅质白云岩	局部含磷，具变环状或泡沫状结构，局部地区见火山碎屑物	具蓝藻分泌物及结构简单的藻灰结核	常具雪花状结构白云岩
		富藻白云岩层	白云岩，具葡萄状结构、花斑结构及条纹状构造	岩性纯度较高，酸不溶物含量很低(<0.1%)，重结晶程度高，结构粗，洞洞发育	黏液藻 南江放射线藻 方孢放射线藻 平顶针刺藻 尖锐针刺藻 斑点藻 藻灰结核 峨嵋山丛状线藻 同心层针刺藻 大扇形前管孔藻 似草管藻	葡萄状结构的白云岩发育，顶部亦具雪花状结构白云岩
		下贫藻层	白云岩，局部地区具硅质白云岩及石膏质白云岩，底部常沉积碎屑岩	硅质成分高，常具鲕粒结构	局部具斑点藻及米粒状藻灰结核，个别地区具贝加尔型叠层石	

一带，四川盆地其余广大地区一般皆未见及，显然是遭剥蚀所致，同时考虑到威远震旦系气田的天然气，也只产于灯影组下段。因此为反映其真实的沉积相，本文只编制了灯影期早期的沉积相图（图1）。该时期海侵方向系来自盆地东南，即由黔北和鄂西方向侵入。当时海盆周边，西南有康滇古陆，西北有青藏古陆，北和东北为秦岭古陆[2]，使盆地形成向北西方向突出的海湾，沉积基准面西高东低，坡度极缓。海盆周边灯影组下段无砾岩或粗碎屑岩存在，全为稳定的白云岩，因此推测当时周边古陆都很低平，缺少山岭、沟壑及河流。 沉积物主要为白云岩，仅上、下贫藻层有时夹少许砂质页岩或砂岩，盆地东部有硅质灰岩和硅质条带。厚度以长宁

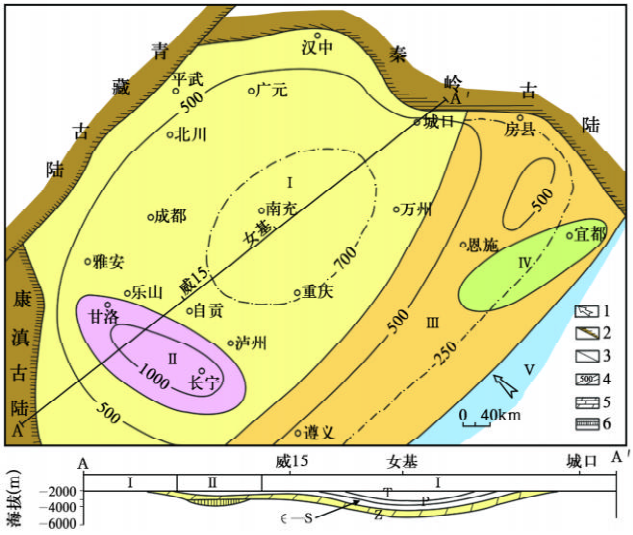

图1 四川盆地晚震旦世灯影期早期沉积相图

Fig.1 Early sedimentary facies of Late Sinian Dengying Formation, Sichuan Basin

Ⅰ—台地碳酸盐潮坪相；Ⅱ—台地潟湖向上变为碳酸盐潮坪相；Ⅲ—台地碳酸盐浅缓坡相；Ⅳ—台地碳酸盐浅缓坡夹潟湖相；Ⅴ—台地碳酸盐深缓坡相；1—海侵方向；2—古陆；3—沉积相分区线；4—等厚线（m）；5—白云岩；6—膏岩

构造宁1井1071m（未完）为最厚，龙女寺构造女基井厚733m，威远构造威15井厚654m，南江杨坝厚599m，盆地内所钻其余井该段均未钻穿，盆地边缘一般小于500m，中部达500～1000m，总的趋势是向东南方向减薄。

1.1 台地碳酸盐潮坪相（Ⅰ）

该相即四川盆地主体地区，北含陕南汉中地区，东南达渝黔边界。岩性以浅灰—灰色厚层及块状白云岩为主，偶夹少量砂质页岩或砂岩，陕南夹有石膏条带。白云岩以泥晶—中晶结构为主，时有不等粒结构，上贫藻层常具雪花状结构（细晶白云岩充填分散小洞，形似雪花）；富藻白云岩层质纯，葡萄状结构发育，葡萄状常平行层面分布，被充填溶蚀缝洞较发育（图2）；下贫藻层常具鲕粒结构，白云岩常含砂质。生物主要分布在富藻白云岩层，为藻类和微古植物，主要有尖锐针刺藻、平顶针刺藻、斑点藻、同心层针刺藻和藻灰结核等。白云岩的形成主要是由于气候干燥，潮坪水浅，海盆振荡频繁，沉积物经常反复露出水面，经大气淡水与海水混合作用，即使Mg/Ca比值降到1∶1也能形成晶粒白云岩[3]，再遭淡水淋溶，则可形成许多溶蚀缝洞，若再充填则可变为雪花状和花边状等结构。各层常见针孔、

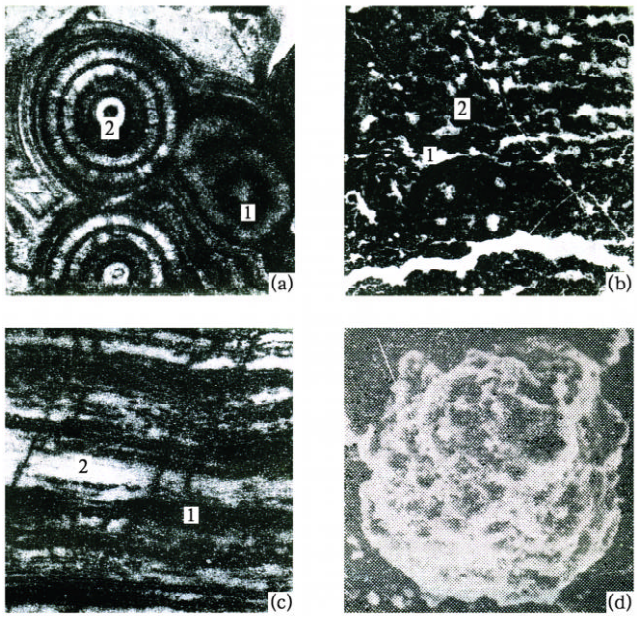

图2 四川盆地上震旦统灯影组碳酸盐岩结构、构造及干酪根图

Fig.2 Structure and kerogen map of carbonate rocks in Upper Sinian Dengying Formation, Sichuan Basin

(a) 葡萄状结构，产于具葡萄状结构的不等粒藻白云岩中，葡萄由单生蛅石成堆连生，×2（光面）横切面。1—藻的黏液质；2—重结晶的白云石有藻迹残余（黑色）伴存。四川乐山范店乡，灯影组下段富藻白云岩层[1]。(b) 雪花状结构，产于具暗灰色隐晶雪花状白云岩中，×1（光面）。1—结晶白云石斑点呈白色似雪花；2—隐晶质白云石（黑色）。四川乐山范店乡，灯影组下段上贫藻层上部和富藻白云岩层顶部[1]。(c) 硅质条带状构造，产于硅质条带状白云岩中，×1（光面）。1—由含有机质黑色玉髓构成的条带；2—浅灰色显微晶白云石构成的条带。四川南江杨坝，灯影组上段[1]。(d) 灯影组腐泥型絮状干酪根，电镜扫描[4]

鸟眼孔、凝块石云岩和核形石云岩等水体很浅的沉积特征。

1.2 台地潟湖向上变为碳酸盐潮坪相（II）

此相呈北西向，分布于Ⅰ区西南部长宁—甘洛一带。灯影期初期，该区为一近台地边缘，并为潮坪相环绕、活动很强的洼地，当灯影期海侵到来，积水成湖，由于气候干燥，湖水很浅，经蒸发湖水不断浓缩，盐度增加，沉积物加速堆积，使湖底迅即下沉，于是便在长宁构造宁1井下贫藻层—富藻白云岩层下部，沉积了厚度大于573m（未完）的岩盐层；同时在该构造西段的宁2井于岩盐层（240m，未完）之上，还沉积了52m的钙芒硝。据廖士范报道，在长宁之西的甘洛黑马也见有石膏岩❶，表明该潟湖还比较大。其上的富藻白云岩层上部—上贫藻层的沉积，岩性特征与Ⅰ区相同。

1.3 台地碳酸盐浅缓坡相（III）

浅缓坡相呈北东—南西向位于鄂西房县、恩施—黔北遵义一带。鄂西北房县—南漳地区，岩性以灰白—蓝灰色厚层和块状硅质灰岩为主，夹燧石层或燧石条带灰岩。鄂西宜昌远安一带，上部为灰白色中层—块状硅质灰岩，夹页岩及薄层石灰岩，石灰岩中含燧石结核或条带，下部为浅灰色中厚层状白云质灰岩；恩施西约10km的鄂参1井，为灰色白云岩及白云质灰岩，含硅质及燧石结核。黔北松桃、江口地区，东部岩性为硅质岩，西部为硅质白云岩或白云岩，有时为石灰岩及泥质灰岩；遵义—开阳一带，为灰色厚层状白云岩夹硅质条带，白云岩具葡萄状结构。

1.4 台地碳酸盐浅缓坡夹潟湖相（IV）

该相呈北东东向，分布于III区东南部宜都—鹤峰一带。其浅缓坡相岩性与宜昌远安和恩施一带相似。唯于宜都鹤峰背斜带上钻宜7井，灯影组白云岩中夹有石膏，据廖士范研究，在白果坪亦见有石膏岩。表明该相在台地碳酸盐浅缓坡相的沉积环境下，曾一度有短暂的升降活动，变为潟湖相后，复又还原为浅缓坡相沉积。

1.5 台地碳酸盐深缓坡相（V）

深缓坡相分布于鄂湘黔境内，为上扬子地台向东南的区域性深缓坡区。特征是灯影组硅质成分增多，甚至全部递变为硅质岩，厚度薄，一般不及100m，均显现为较深水体沉积。如从黔北习水向东变为硅质白云岩后，至湘中和桂北则全部递变为硅质岩，前者称留茶坡组，后者叫老堡组，在“原始江南古陆”西北和东南两侧都为硅质岩。

2 灯影组生储盖条件

2.1 生油条件

灯影组具有两个烃源岩，一是其自身，另一则是其上覆层下寒武统筇竹寺组的泥页岩。

2.1.1 灯影组自身生油条件

灯影组含有较多藻类、微古植物及古孢子，特别是

❶廖士范，贵州的震旦系，1974。

下段富藻白云岩层，藻类主要为蓝绿藻、似红藻等，这些低等生物遗体便是灯影组生油的物质基础。从岩石结构和构造中可见到藻的黏液质和藻迹残余(图2)。据电镜扫描，灯影组所含干酪根呈絮状，具明显无定形结构，证实为低等生物演化而成的腐泥型干酪根类型[4]。

一般情况下碳酸盐岩有机碳含量在0.08%～0.20%，即可认为是生油层[5,6]。从表2可知，除盆地西部乐山范店乡、绵竹清平、广元陈家坝—陕南宁强胡家坝外，其余地区灯影组平均有机碳含量一般皆大于0.13%，最高可达0.43%，且其残余厚度常常大于500m，可见灯影组自身无疑具有一定的生油条件。

表2 灯影组有机碳含量简表

Table 2 Organic carbon content of Dengying Formation

地区		有机碳含量(%)			地区		有机碳含量(%)		
		平均	最小	最大			平均	最小	最大
威远构造	威3井	0.16(126)	0.05	0.50	龙女寺构造女基井		0.23(28)	0.03	0.82
	威4井	0.28(66)	0.04	1.48	长宁构造宁1井		0.11(6)	0.01	0.32
	威9井	0.13(55)	0.01	0.72	乐山范店乡		0.03(55)	0.01	0.07
	威10井	0.10(73)	0.02	0.51	峨眉山		0.08(8)	0.02	0.26
	威11井	0.35(18)	0.08	0.71	绵竹清平		0.05(32)	0.01	0.41
	威12井	0.36(12)	0.05	0.96	广元陈家坝		0.07(13)	0.02	0.14
	威13井	0.13(37)	0.01	0.53	南江杨坝		0.43(20)	0.03	0.97
	威14井	0.16(41)	0.01	0.54	陕南	汉中梁山	0.19(13)	0.02	1.17
	威15井	0.11(79)	0.01	1.34		南宁强胡家坝	0.07(70)	0.01	0.47
	威22井	0.19(9)	0.11	0.42		南宁强窄峡子	0.15(17)	0.03	0.55
	威30井	0.14(21)	0.05	0.33	鄂西	咸丰2井	0.30(9)	0.08	1.28
	威基井	0.18(4)	0.08	0.33		各井	0.15(38)	0.02	0.69

注：括号内为样品个数。

灯影组生油的另一证据是，无论是盆地内或周边露头，都常见黑色沥青或变质沥青，如陕南、黔北及鄂西。除陕南南郑钢厂和南山岭外，氯仿沥青“A”含量一般平均都大于0.01%，甚至汉中梁山最大可达2.558%，女基井最大也达0.35%[7](表3)；与松辽盆地深层主力烃源岩沙河子组氯仿沥青‘A’含量为0.026%～0.16%[8]相比，也较相近。灯影组井下岩心沥青含量也不低，而且含沥青样品率也较高。

表3 灯影组氯仿沥青“A”含量及井下岩心沥青含量表

Table 3 Content of chloroform bitumen “A” and bottomhole core bitumen of Dengying Formation

地区	氯仿沥青“A”含量(%)			井下岩心			
	平均	最小	最大	构造名称	井号	沥青平均含量(%)	含沥青样品率(%)
陕南汉中梁山	0.034(17)	0.001	2.558	资阳古潜台	资2	5.29(298)	66.11
陕南南郑钢厂	0.007(6)	0.003	0.022	平安店	平安1	4.56(480)	53.54
陕南南山岭	0.009(5)	0.004	0.019	威远	威117	0.93(357)	39.50
陕南宁强胡家坝	0.012(14)	0.001	0.038	自流井	自深1	1.13(291)	39.18
广元车家坝	0.010(9)	0.004	0.020	大窝顶	窝深1	0.41(437)	46.68
女基井	0.004～0.35(至少7个)						

注：括号内为样品个数。

以上，均充分说明灯影组自身具有生油条件，唯其时代久远，埋藏一般均较深，有机质已演化到过成熟阶段（R_o>2%），已生成的石油皆已裂解为天然气。

2.1.2 下寒武统筇竹寺组生油条件

筇竹寺组覆于灯影组之上，岩性以黑—深灰色页岩、碳质页岩或砂质页岩为主，表明为强还原环境条件下的沉积，而且厚度大，尤其是在广元—重庆一线以西地区，厚度皆大于100m，向西逐渐增大，至宜宾西最大可达400m；其次是广元—石柱一线以东，厚度为60～200m；唯南充、涪陵与石柱间，厚度小于50m。

筇竹寺组有机质丰富，尤其是盆地西部的绵阳、成都、乐山、宜宾和泸州所圈的地区，有机质含量皆在1.0%以上，在资阳、乐山—自贡之间的威远地区，有机质丰度竟达5.0%；其次是仪陇、达州—涪陵一线以东地区，有机质含量在1.0%以上，南江一带最高可达3.0%；盆地中部南充、仪陇、达州、重庆—古蔺一带最差，有机碳含量仅0.5%～1.0%。

尽管筇竹寺组烃源岩的有机质经过漫长时期的演化已达过成熟度阶段，已生成的石油均已裂解为天然气，但其生气强度却十分可观。以成都、乐山、自贡与资阳地区最为丰富，生气强度达（20～230）×$10^8m^3/km^2$；次为盆地东北南江、通江和达州地区，生气强度为（10～60）×$10^8m^3/km^2$（图3）[1]，其余地区较少。

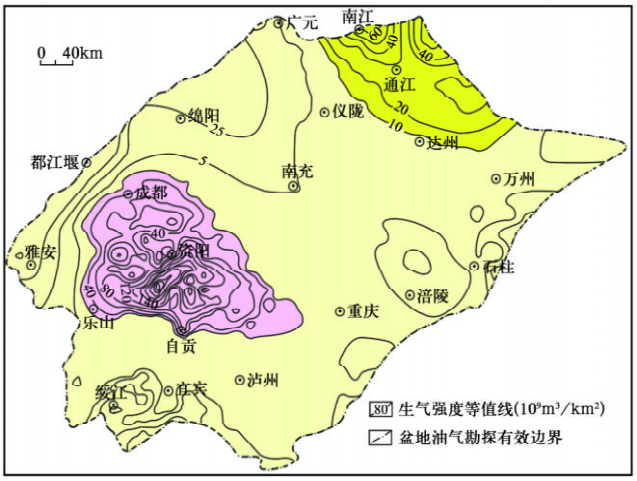

图3 四川盆地下寒武统筇竹寺组生气强度图

Fig.3 Gas-generation intensity of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

由此可见筇竹寺组生气相当丰富，是一个很好的生油层。虽然，筇竹寺组位于灯影组之上，按生储盖层组合，生油层与储层确实相互颠倒，不符合重力分异常理，但自然界的事物是相当复杂的，在漫长的地质岁月里经历了很多地质事件，诸如沉积、隆升、剥蚀和褶断等，并反复或交替进行，这种重力分异理念往往是可以改变的。就以灯影组而言，在其沉积过程中上、下段之间曾有一侵蚀间断，导致不少地区缺失上段，沉积后又经历了桐湾运动的抬升，均遭受过严重的剥蚀，在寒武系沉积之前其顶面肯定凹凸不平，筇竹寺组在低洼地区生成的油气，便可侧向或向上运移至灯影组储层，或经断褶使油气运移进入灯影组储层。再如，灯影组白云岩储层，不仅沉积过程中经常露出水面，遭大气淡水反复淋溶形成了许多大大小小的溶蚀孔缝，特别在上、下段之间和桐湾运动的抬升，曾遭到两次严重的溶蚀形成了许多大型古岩溶（图4）。以上所有的溶蚀缝洞，在寒武纪海侵到来之前都饱含淡水，当筇竹寺组泥页岩对其封盖后，再无淡水供给，于是灯影组白云岩停止继续溶蚀，继之淡水和CO_2消失，再后是$CaCO_3$溶液达到饱和浓度而沉淀，即由液体变为固体，于是必然会在灯影组储层白云岩中形成许许多多、大大小小的空穴储集空间，而且是一些无阻力的连通空间，筇竹寺组生成的油气却有一定重力，毫无疑问这些油气皆可以自由坠入其下伏灯影组储层而成为油气藏。正如赵文智等在论述松辽盆地深层火山岩气藏地质特征时所说，在适宜条件下，只要能与烃源岩、盖层构成良好的组合，火山岩就可以形成油气藏[8]。该火山岩为上侏罗统

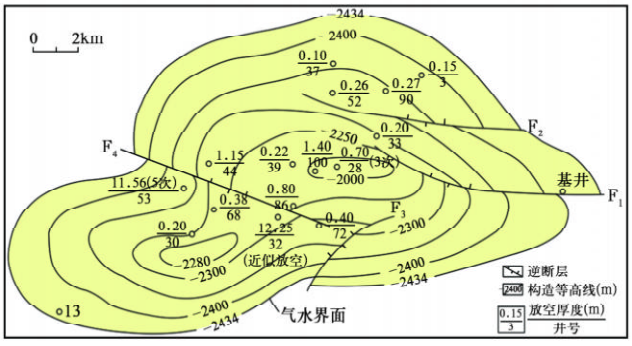

图4 威远气田震旦系灯影组构造及古岩溶分布图

Fig.4 Distribution of structures and ancient karst distribution

[1]王世谦、陈盛吉等，四川盆地油气资源评价，2002。

的火石岭组，其烃源岩则是紧邻其上的下白垩统沙河子组的砂泥岩、泥岩及煤层，其与四川盆地震旦系灯影组和筇竹寺组的情况极为相似。显然，筇竹寺组生成的油气与灯影组自身生成的油气，在全盆地已形成良好配合，给灯影组储层提供了广泛而丰富的油气源。

2.2 储集条件

2.2.1 储层物性

四川盆地灯影组白云岩储层，其沉积基准面为一坡度极缓、倾向南东的海湾式潮坪沉积，由于水体很浅，受地壳振荡运动和潮起潮落影响，沉积物经常暴露海面遭到大气淡水淋溶，从而产生了大量的各种溶蚀缝洞，诸如粒间溶孔、粒内溶孔、针孔、鸟眼孔等，相应地也会产生一些溶缝。这些溶蚀孔缝还会因地壳振荡的差异和大潮、小潮的不一致，而出现新生淡水白云石的充填或再充填，形成雪花状结构和花边状结构等，从而导致储层物性极不均匀，储层非均质性很强。威远气田井下证实，常有沉积过程中形成的同生或准同生孔孔层和小型溶洞层，洞径一般小于1cm。白云岩基质孔隙度和渗透率都很低，平均孔隙度约2%，加权平均孔隙度为3.2%，渗透率为0.001～0.04mD，试井资料计算的渗透率为0.68～34.94mD，孔缝发育段约20～50m❶。因此，总的来说灯影组白云岩储层物性相对较好，有一定的渗透能力。

2.2.2 古岩溶造就了众多大型洞穴

2.2.2.1 古岩溶缝

灯影组白云岩储层在沉积过程中和沉积后，曾经历过两次强烈的风化剥蚀。剥蚀方式初期以物理风化为主，也就是说海盆抬升为陆后，海水整体退出，经日照、风吹和昼夜温差等自然营力，使沉积物逐渐脱水、干缩、卷曲、干裂和脱落，并产生大量的上宽下窄的龟裂缝穴。随着时间的推移，这些裂缝逐渐延长、加深和拓宽，当到达一定程度后，还会彼此相互连接或交切，甚至可以连接成为许多大小不等的裂缝网络空间。与此同时，当龟裂缝穴形成后，如遇大气降水，缝中充满淡水，有淡水中的CO_2参与便可对碳酸盐岩进行溶解，从而开始了以溶蚀为主的过程。因此，在物理和化学风化的结合下，最终导致了灯影组古岩溶缝发育，下段并遭受了两次溶蚀，因此推测下段的古岩溶缝一般均较发育。盆地内除威远气田外，已钻入下段的几个构造均有漏液和产水情况，如自流井构造自深1井漏液158m^3，长宁构造宁1井漏液2050m^3，经测试产水45m^3/d，大窝顶构造窝深1井产水69.4m^3/d，龙女寺构造女基井产水80.7m^3/d，天宫堂构造宫深1井产水竟达400m^3/d，皆说明灯影组储层的古岩溶缝可能较发育。

2.2.2.2 古岩溶洞穴

在形成古岩溶缝向下纵横向扩溶的同时，在不同层位和岩石中如遇易溶的鲕粒、生屑、藻屑、藻球粒及软体动物等多孔地带，最容易首先形成铸模孔，或在淡水停留长久的地段，以及干裂缝延伸相互交切处，都可使灯影组白云岩储层溶蚀扩大为古岩溶洞穴。据笔者所知，截至1980年，威远气田钻达灯影组储层的井共78口，钻遇钻具放空的井共有15口（图4）。这些放空井，除威72井靠近断层外，所有放空井均未钻遇断层，显然不是断层导致，同时除威28井和威100井在背斜轴、顶部外，其余各井皆分散在穹隆背斜翼部，因此放空更不是背斜形成时由于轴、顶部受力强地层层间脱空所致，而是古岩溶溶蚀的洞穴。其钻遇率达19.23%，加上威28井和威53井分别放空2次和5次，如按重复放空5次计算，则钻遇率达25.64%。该两种钻遇率在四川盆地所有碳酸盐岩储层中，钻遇古岩溶放空皆远远高于其他储层，如古岩溶放空最多的中二叠统茅口组储层，钻遇率也仅有9.94%，加上重复钻遇也只有11.35%[9]；而下三叠统嘉陵江组储层嘉一—嘉二段❷和嘉三—嘉四段[10]，放空钻遇率则分别为5.98%和4.04%，加上重复钻遇分别为6.8%和5.26%。

盆地内灯影组已知钻遇放空的井尚有：盆地西南的长宁构造宁1井，于井深1950.25～1950.32m放空0.07m，距灯影组顶面48.25m；井深2190.25～2190.50m放空0.25m，距灯影组顶面88.25m。盆地北缘的大两会构造，于井深695.72～695.77m放空0.05m，距灯影组顶面252.72m；井深702.45～702.50m放空0.05m，距灯影组顶面259.45m。可见，灯影组这种大型古岩溶洞穴，在全盆地都可能较普遍存在。

威远气田放空井，以威32井和威53井放空厚度最大，前者近似放空厚12.25m，后者11.56m（放空5次）；次为威100井和威44井，二者分别放空1.40m和1.15m；再次为威86井和威28井，分别放空0.80m和0.70m。也就是说放空大于0.70m的大型放空井，已

❶王乃举，中国天然气开发图集（第四分册），1992。

❷陈宗清，论四川盆地下三叠统嘉陵江组一—二段天然气勘探，2007。

达放空总井数的40%，这也是在四川盆地碳酸盐岩储层中所首见。经测试所有放空井均产流体，说明洞缝连通性好，具有较好的网络空间。产气以威44井最大，为205.9×$10^4m^3/d$；次为威32井、威39井和威28井，分别产气56.6×$10^4m^3/d$、41.9×$10^4m^3/d$和41.2×$10^4m^3/d$；再次为威68井、威72井和威100井，分别产气37.9×$10^4m^3/d$、32.2×$10^4m^3/d$和29.5×$10^4m^3/d$；其余诸井均小于20×$10^4m^3/d$；而位于气水边缘的威3井产气最小，为0.80×$10^4m^3/d$，并产水24.5m^3/d；放空5次放空量达11.56m的威53井，则因断层断错水侵影响只产水（未计）而无气。放空距灯影组顶面，以威30井最大，为527.8m，次为威28井和威3井，前者为57.4～427.8m（放空3次），后者为206.8m；威37井最小，为28.1m；其余井皆仅40～80m。其实，这只是由灯影组顶面向下钻达第一个放空处的一般深度，在大多数情况下这些井均已钻达产气层，经测试产气而未继续向下钻，如继续下钻不少井很可能像威28井一样有多个放空段存在，像威30井和威3井仅放空一次者可能较少。可见，灯影组古岩溶洞穴是大而发育的，而且具有较好的网络空间，如有丰富的烃源、良好的盖层和圈闭的适宜配合，相信一定大有可为。

2.2.2.3 古岩溶的演化

早期：桐湾运动将盆地整体抬升为陆时，正如前述大气淡水通过干裂缝，先后在渗流带和潜流带进行溶蚀，使张性缝向下和侧向扩张加长，进而形成许多错综复杂的溶缝和溶洞，从灯影组顶面向下溶蚀的深度威30井可达528m（加放空厚度），结合长宁和大两会构造来看，一般溶蚀深度也可达250m以上。在溶蚀过程中必然会产生大量的$Ca(HCO_3)_2$溶液（$CaCO_3+CO_2+H_2O\rightarrow Ca(HCO_3)_2$）和少量杂质（主要为泥质），它们主要是通过区域潜流带流向低处溢出，仅部分残留在古岩溶缝洞壁上，形成一世代胶结，因此早期是古岩溶的形成期。

中期：指早寒武世—喜马拉雅运动前。此期，当早寒武世海侵到来后，便在全盆地灯影组侵蚀面之上，一般都沉积了100～200m的筇竹寺组页岩和砂质页岩，威远—资阳一带可达300～400m，对灯影组古岩溶形成全面封盖。外界淡水已被隔绝，从而停止继续溶蚀。此时埋在水中的泥质首先沉淀，继之淡水和CO_2消失，再后是$CaCO_3$溶液达到饱和浓度而沉淀，于是便在古岩溶缝洞壁上，形成了在岩石薄片鉴定中常见的一世代或二世代的泥质或方解石胶结。此期经历的地质历史时期很长，从古生代直到新生代，其间有多个地壳运动发生。对四川盆地而言，有明显影响的虽有加里东运动、东吴运动和早印支运动，它们曾使四川盆地整体3次上升为陆，并结束了漫长的海相沉积；但除加里东运动为造山运动并形成了乐山—龙女寺大型古隆起外，东吴和早印支运动均为造陆运动，并未形成明显的构造改变。由于各时期抬升被剥溶的地层距灯影组均甚远，淡水对灯影组已形成的古岩溶均未受到波及。尽管随着上覆岩层的不断沉积，重荷不断增加，在高温高压下，灯影组白云岩内也形成了一些大致与地层层面平行、充满泥质的锯齿状缝合线，但对灯影组形成的古岩溶亦无大的影响。在志留纪时期，灯影组和下寒武统筇竹寺组的烃源岩已达到生油高峰期，至早、中三叠世已进入成气阶段，石油裂解为天然气，因此此期也是灯影组储层油气的生成、远移、聚集和油变为气的重要时期，天然气已聚集于灯影组古岩溶缝、洞和白云岩原生孔隙中。

晚期：强烈的喜马拉雅运动是四川盆地构造的最后定型期，它不仅形成了众多不同类型的构造带和局部构造，而且伴生了更多大小不等、方向不同的断裂。从全盆地来看，局部构造和断裂主要呈北东向，尤以盆地东南部最为明显，但盆地内通天的深大断裂却仅有华蓥山断裂一条，其余都在盆地的边部。因此强烈的喜马拉雅造山运动后，经过漫长地质岁月的剥溶，对灯影组的影响皆仅限于盆地边部有淡水渗入的地区，而在盆地中绝大部分早期形成的灯影组古岩溶均未受到影响，保存完好。不过，在形成大量局部构造和断裂的同时，必然会使早期已经聚集成藏的天然气再择圈闭而重新聚集成藏。目前，四川盆地对灯影组的油气勘探，除威远气田和资阳古潜台气藏外，尚无一幅准确的地震反射构造图，对地腹灯影组构造情况的认识还相当渺茫。据王乃举，川南和川西南地区二叠系以上局部构造，褶皱幅度有由上向下变缓的趋势，断层也相应变少，也就是说现有二叠系及其以上的局部构造和断层，均逐渐向下变少。同时，除威远气田外，灯影组都埋藏在海拔-4000m以下，如再加上海拔以上已剥蚀的地层厚度，则埋深可达6000～7000m。喜马拉雅运动前已埋藏如此深的灯影组，在褶皱发生后绝不可能使灯影组产生的局部构造和断裂有现已探明的那样多，一些小型、褶幅低平的局部构造和断裂必然会显著减少。因此，此期灯影组的天然气一般皆会聚集在较大型的局

部构造、古隆起和断层牵引形成的圈闭内。

2.2.3 裂缝作用

伴随构造形成的张性缝，具有一定的缝隙空间，是致密岩层储集油气的重要储集空间。灯影组白云岩的基质一般均较致密，构造缝对连接各类溶蚀孔、洞和溶缝都起到了重要作用，因此它既是储集空间又是连接孔洞的通道，如果没有裂缝将其连通，孔、洞往往便变成孤立的空洞。更重要的是，晚期喜马拉雅运动伴随着褶断的发生，在构造轴、顶部、断层沿线、扭曲、鼻凸和陡缓转折带都会产生很多张性缝，它们对连通已有的孔洞都会起到很大的作用，从而形成一个储集油气的网络空间或裂缝系统，在一定的岩性或构造圈闭条件下形成油气藏。据威远气田灯影组取心证实，在这巨型平缓的穹隆背斜上，岩心张开缝密度却达 8～62.7 条 / m，表明裂缝在灯影组储层网络中，为连通各储集空间，确实起着重要的作用。

2.3 盖层条件

灯影组储层的盖层是下寒武统筇竹寺组，全盆地岩性皆以页岩及砂质页岩为主，都很致密，为一良好盖层。厚度在广元—重庆一线以西均大于100m，向西逐渐增大，至宜宾达400m;其次是广元—石柱一线以东，厚度为 60～200m；南充、涪陵与石柱间相对较差，厚度小于50m。

3 油气运移与气藏类型

3.1 油气运移

四川盆地灯影组的油气生成后，经历了加里东期末、东吴期末、印支期末和喜马拉雅期末 4 次运移。

3.1.1 加里东期末

灯影组和下寒武统筇竹寺组的烃源岩，在志留纪时期即已达到生油高峰，志留纪末的加里东造山运动，在四川盆地形成了一近东西向的巨型雅安—龙女寺古隆起。该古隆起原名为‘ 乐山—龙女寺 ’古隆起，是1964 年发现威远灯影组气田以后，对该区地震普查资料进行全面研究后，于20世纪70年代初命名的[11]。现据实钻资料编制的古地质图，高点并不在乐山而是在雅安，因此本文据实作了修正（图5）。

3.1.1.1 雅安—龙女寺古隆起

该古隆起西起灯影组沉积西缘，在雅安之西约 100km 与康滇古陆相接，向东经眉山、乐至、武胜—

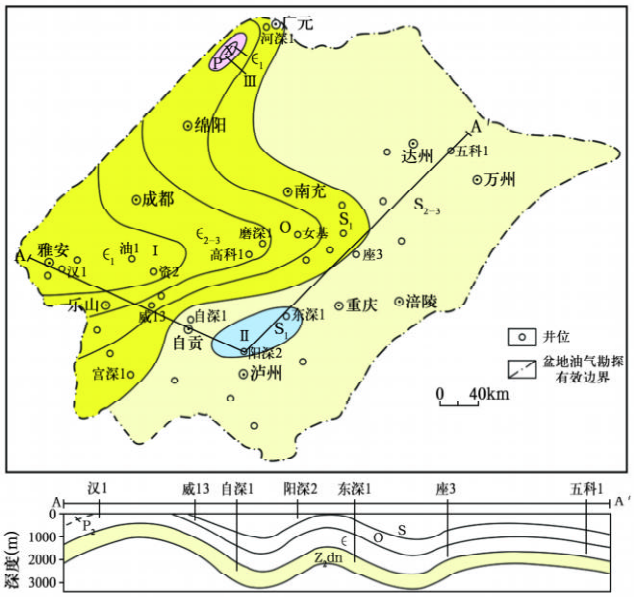

图 5 四川盆地加里东期末古地质图

Fig.5 Paleogeologic map of Caledonian end, Sichuan Basin

Ⅰ—雅安—龙女寺古隆起；Ⅱ—泸州古隆起；Ⅲ—天井山古隆起

华蓥山倾没，西高东低，长约 460km，实为一向东倾伏的鼻状巨型古隆起，其控制油气运移的面积约 7 × $10^4 km^2$。油气主要由古隆起南北两翼向轴部运移，再由轴部向西部高点运移。

3.1.1.2 泸州古隆起

该古隆起位于盆地南部泸州稍北，呈北东向，顶部在阳高寺构造阳深2井与东山构造东深1井之间，在古地质图上的地层为下志留统龙马溪群页岩，向四周层位变新为志留系中—上统的石牛栏群—韩家店群的泥灰岩及页岩。古隆起顶部长约100km，宽约40km，面积约4000km^2。油气由古隆起四周向古隆起高处运移，控制油气运移的面积约 1.8 × $10^4 km^2$。

3.1.1.3 天井山古隆起

该古隆起位于盆地西北广元—江油间，呈北东向，地面位于竹园坝镇宝成铁路西侧、下寺河西岸的红岩嘴，清晰可见下寒武统砂岩、页岩露头呈两翼近于对称的标准背斜横剖面，其上为中二叠统石灰岩覆盖，其间缺失中寒武统—石炭系，无疑为一古隆起。唯露头欠宽阔，兼之已近灯影组沉积的西缘，推测古隆起规模和控制油气运移的范围较小。

3.1.2 东吴期末

中二叠世沉积后四川盆地整体抬升为陆，因是造

陆运动，灯影组在原加里东期形成的雅安—龙女寺古隆起上，在东吴期末古地质图上并无隆起的迹象（图6），而泸州和天井山古隆起则有明显的表现，并于盆地东北新增了一个开江古隆起。

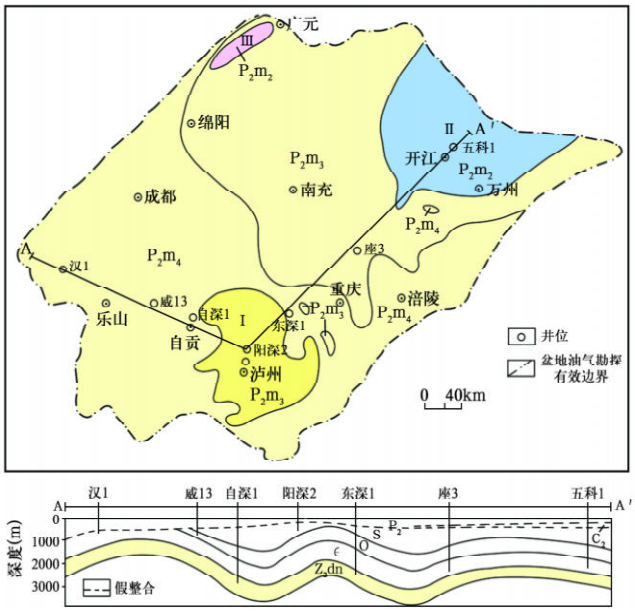

图6 四川盆地东吴期末古地质图

Fig.6 Paleogeologic map of the end of Dongwu Epoch, Sichuan Basin

Ⅰ—泸州古隆起；Ⅱ—开江古隆起；Ⅲ—天井山古隆起

3.1.2.1 泸州古隆起

东吴期末在盆地东南部泸州—开江地区，形成了一个北东向大型隆起带，据经东吴期表生期长期剥溶的中二叠世末古地质图，可分为泸州和开江两个古隆起。前者，灯影组储层于加里东期隆起的基础上大有扩张，中二叠统不仅茅口组四段（P_2m_4）已剥溶尽净，而且茅三段（P_2m_3）也广泛遭到剥溶，已远远超过了加里东期灯影组储层，于阳深2井与东深1井所控制的油气运移范围，为晚期灯影组储层形成的局部构造捕聚油气创造了有利的条件。

3.1.2.2 开江古隆起

开江古隆起于加东期末，灯影组储层在座3井—五科1井间的横剖面上已有微弱显现，但由于该两井相距较远未敢贸然肯定。据东吴期末剥溶的古地质图来看，可能是一继承性古隆起，而且茅口组被剥溶的程度，在全盆地也最为剧烈，已剥溶至茅二段（P_2m_2），且剥溶的范围也最宽，相应地其控制油气运移和聚集的范围也较宽。

3.1.2.3 天井山古隆起

天井山古隆起于东吴运动后，继加里东期继承发展，其规模有所拓宽，向东北已扩至河湾场构造，剥溶层位也已达茅二段，其控制油气运移和聚集的范围已略有扩大。

3.1.3 早印支期末

早印支期也是造陆运动，灯影组在加里东期形成的雅安—龙女寺古隆起仍无变形的反映（图7），而泸州、开江和天井山古隆起皆有显著发展。

3.1.3.1 泸州古隆起

早印支期末，泸州古隆起继东吴期之后，向北东方向发展已达重庆卧龙河构造一带，并形成了泸州和重庆两个高点。主高点在泸州一带，从中三叠统雷口坡组石灰岩顶部侵蚀面，向下已剥溶至下三叠统嘉陵江组嘉三—嘉一段，剥溶厚度与自贡地区相比较大，达400～600m，东北向长约200km，东南向宽约100km，面积约2×10^4km^2。次高点在重庆一带，剥溶厚度与卧龙河地区相比较大，达300～400m，东北向长约100km，东南向宽约70km，面积约0.7×10^4km^2。可见，虽仍未改变灯影组储层加里东期形成的古构造格局，但其控制油气运移的范围却更扩大，从而为晚期灯影组储层形成的局部构造油气聚集提供了更为有利的条件。

3.1.3.2 开江古隆起

早印支期后，开江古隆起最后定型为向南倾伏的古隆起，核部在开江一带，已剥溶至下三叠统嘉陵江组嘉五段（T_1j_5），从中三叠统雷口坡组石灰岩侵蚀顶面，向下剥溶的厚度与铁山地区相比较大，达400～500m。古隆起的边线为古地质图上雷口坡组雷一段（T_2l_1）与雷二段（T_2l_2）的分界线，南北长约150km，东西宽约80km，控制油气运移的范围约1.2×10^4km^2。尽管该古隆起并非灯影组储层于加里东期末即已形成的古隆起，而是后期演变而成的古隆起，但其地腹灯影组储层在古构造上，却一直处于相对较高的部位则可肯定，它对晚期形成的局部构造捕聚油气，显然也有利。

3.1.3.3 天井山古隆起

经过早印支运动后，天井山古隆起已进一步发展，从广元向西南已扩大至江油一带。在古地质图上古隆起核部，中三叠统雷口坡组雷三段（T_2l_3）呈北东向仍沿盆地西缘分布，正位于盆地西缘深大逆断层线一带，当西北侧断层上盘向上逆推，使雷口坡组上抬，致使古隆起顶部雷四—雷五段全遭剥溶，而下盘（盆地一侧）

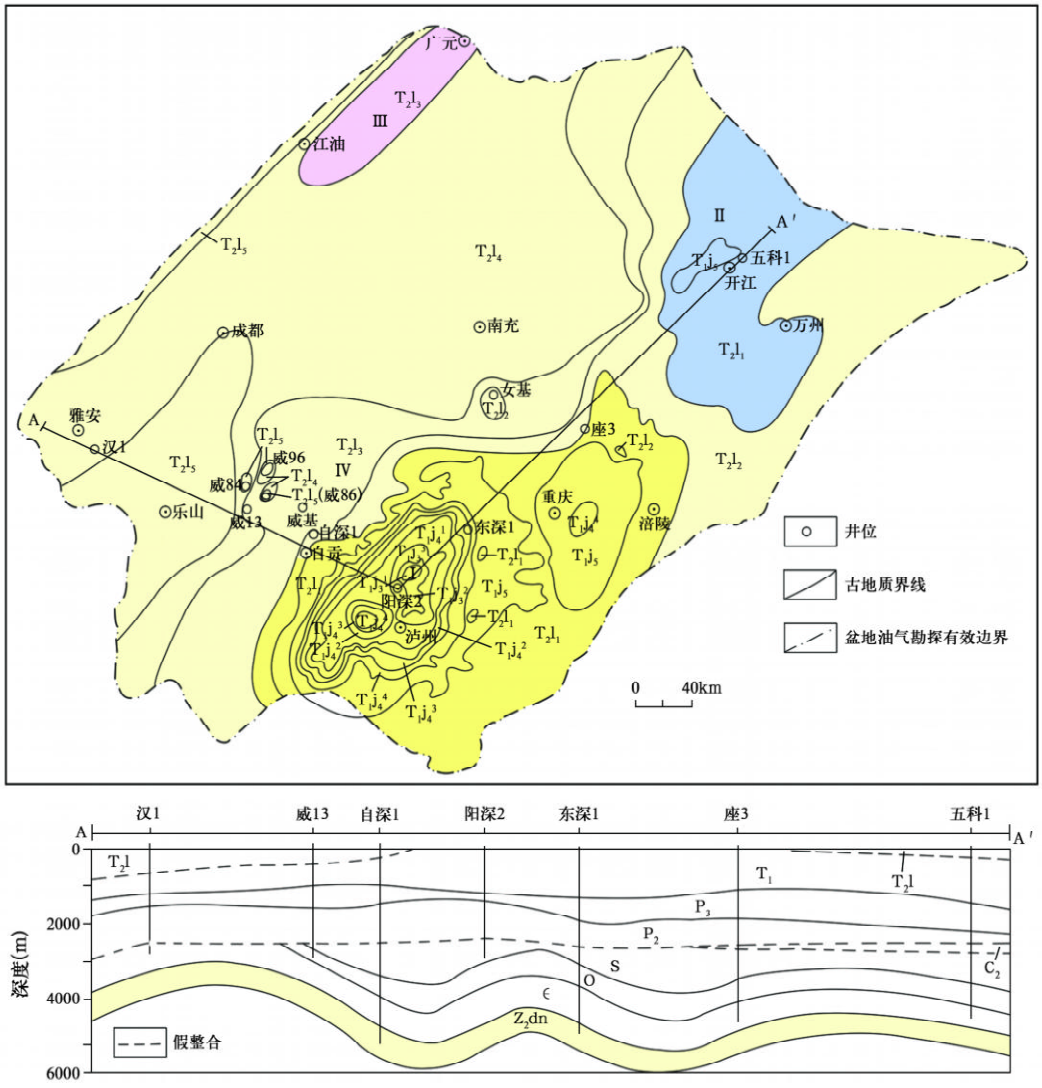

图7 四川盆地晚三叠世沉积前古地质图

Fig.7 Pre-sedimentation paleogeologic map of Late Triassic, Sichuan Basin

Ⅰ—泸州古隆起；Ⅱ—开江古隆起；Ⅲ—天井山古隆起；Ⅳ—泸西北斜坡；T_1j—下三叠统嘉陵江组；$T_1j_3^1$—嘉三段一亚段；$T_1j_3^2$—嘉三段二亚段；$T_1j_3^3$—嘉三段三亚段；$T_1j_4^1$—嘉四段一亚段；$T_1j_4^2$—嘉四段二亚段；$T_1j_4^3$—嘉四段三亚段；$T_1j_4^4$—嘉四段四亚段；T_1j_5—嘉五段；T_2l—中三叠统雷口坡组；T_2l_1—雷一段；T_2l_2—雷二段；T_2l_3—雷三段；T_2l_4—雷四段；T_2l_5—雷五段

则因向下降落，而使雷四段得以保留。显然，这种格局使灯影组储层并未增加控制油气运移的范围，仍停留在东吴期末的状态。

3.1.3.4 威远构造已具雏形

早印支期末，从图7泸西北斜坡（Ⅳ）可以见到威远构造已具雏形。①古地质图中层位的分布，在整个泸西斜坡上雷三段是基准面，而在威远巨型穹隆背斜构造（上三叠统须家河组顶面闭合面积达1761km²）中、西段，则常常间有雷四段和雷五段出现，表明威远构造当时即有向上隆起的迹象，是因所处构造部位的高低和张性缝发育的不同而遭到不同程度的剥溶所致。②威远构造的地面高点在东端威基井附近，两翼不对称，北缓南陡，而地下灯影组顶面的高点却在威28井附近，两者偏移距离达10km，这显然不合常理。地腹构造高点偏移，一般都向两翼偏移，而且距离皆很小，从未见过沿轴线偏移距离达10km的，除非不是一次构造变动形成才有可能。因此，认为威远构造应是早印支期已具雏形，喜马拉雅期定型所致。③从下三叠统嘉陵江组嘉五段在威远构造上古岩溶的发育来看，也可明显见到远较其相邻的构造发育，该段在威远构造有威2井、威

27井、威28井、威66井、威91井及威105井等6口井有钻具放空，放空厚度大于1.0m的有3口井，最大的是威27井，放空竟达3.03m，而且威2井和威28井分别放空2次和4次。而与其相邻的自流井和兴隆场构造却均无放空；黄家场构造也仅有家14井和家17井有放空，且其放空量都小于0.2m。说明威远构造在早印支期即有褶皱的可能，在形成了不少张性缝的基础上，大气淡水沿张性缝不断渗入和扩溶，而形成了这些古岩溶，因此它比晚期形成的局部构造古岩溶发育得多。相应地，在地腹深处灯影组储层，也可能开始有褶曲变形，具备油气运移和聚集条件，从而得天独厚地使天然气早已开始聚集成藏。

3.1.4 喜马拉雅期末

喜马拉雅期是四川盆地局部构造的最后定型期，尽管其断褶剧烈，但对四川盆地在该运动发生前即已沉积达10000m厚的沉积岩而言，欲将其整体褶皱亦不大可能，除盆地东部高陡构造地区外，总的趋势是局部构造一般是由上向下变缓、变小和变少，反映了上部受力强，向下则逐渐变弱，也即是说地腹深处小的局部构造可能已变少或近于无，推测一般都是相对较大的构造。目前，盆地内灯影组储层埋藏深度一般都在4000～5000m以上，加上已剥蚀地层，至少大于8000m，因此其形成的局部构造一般均应较大。从威远构造看，断层也小而少，仅有4条小断层，断距一般皆小于50m。由此可知，四川盆地灯影组储层，虽然经历了多次地壳运动的改造，但在加里东期形成的古隆起，不仅基本未受到影响，而且更加扩大了其控制油气运移的范围，从而为晚期形成的局部构造捕聚油气创造了很好的条件。

3.2 气藏类型

威远气田震旦系灯影组储层可分为两个气藏，即主高点和次高点两个气藏，皆为连通裂缝—古岩溶复合气藏。连通裂缝气藏，系指储层裂缝较发育，有两口以上的裂缝气井相互连通，连通范围较宽，测试或采气时气井的压力和产气量皆互为影响，即同为一个裂缝系统。连通裂缝气藏，主要是由晚期局部构造形成时，在背斜构造轴、顶部、鼻凸和断带附近形成的张性缝，在平面相互交叉、斜切构成的网络系统。古岩溶气藏，主要指钻遇古岩溶钻具放空，经测试产气的孤立古岩溶气藏。其形成主要是由于灯影组沉积后，桐湾运动将盆地整体抬升为陆时，灯影组沉积物在强烈的日照、风吹和温差等营力下而产生干裂，大气淡水通过干裂缝，先后在渗流带和潜流带进行不定向选择性溶蚀，使张性缝向下和侧向扩张加长，进而形成许多错综复杂的溶缝和溶洞（一条裂缝向下溶蚀深达40～500m，不可能是一条垂直单缝，而是有许多分支）；当这些向下溶蚀的缝洞彼此相互交织起来后，便可形成一个庞大的纵向网络系统。因此，连通裂缝—古岩溶复合气藏，则是早期溶蚀缝洞形成的纵向网络系统，与晚期伴随局部构造形成的张性缝横向（平面）网络系统的相互叠合，因此往往一经钻遇，其储量、产量均很高，这早已为四川盆地中二叠统的茅口组储层[9]、下三叠统嘉陵江组嘉一—嘉二段储层和嘉三—嘉四段储层[10]所证实。

3.2.1 主高点气藏

该连通裂缝—古岩溶复合气藏位于气田东段主高点区，共有38口气井，其中有13口古岩溶气井，其余皆为连通裂缝气井，截至2001年已累计采气110.97×10^8m^3。产气以顶部的威2井和近顶部的威23井最高，分别已累计采气11.83×10^8m^3和15.95×10^8m^3。累计采气（5～10）×10^8m^3的井有威27井、威28井、威35井、威39井、威44井及威47井等6口井，其中威28井、威39井和威44井为古岩溶气井，分别累计采气7.07×10^8m^3、5.70×10^8m^3和5.46×10^8m^3；威27井、威35井和威47井，分别累计采气5.62×10^8m^3、5.74×10^8m^3和6.78×10^8m^3。累计采气（1～5）×10^8m^3的井，有威9井、威32井及威34井等18口气井。气藏累计气量小于1×10^8m^3的井已占68.4%，其余累计采气量小于1×10^8m^3的井目前一般都尚在继续开采。由于裂缝纵横交错发育，其与次高点气藏之间虽有断层相隔，也可连通至紧邻次高点的威29井，而不与次高点气藏的裂缝系统相连通，此点却较特殊。

3.2.2 次高点气藏

次高点连通裂缝—古岩溶复合气藏，位于气田西段，共有20口气井，其中古岩溶气井仅威30井一口井。已累计采气29.28×10^8m^3，累计采气大于1×10^8m^3的气井有9口，占气井总数的45%。威57井累计采气最大，为5.06×10^8m^3；次为威5井、威30井及威51井，累计采气前者为4.09×10^8m^3，后两者皆为3.42×10^8m^3；再次为威41井，累计采气2.42×10^8m^3。累计采气（1～2）×10^8m^3的气井有威31井、威70井、威89井及威109井等4口气井。其余气井累计采气均小于1×10^8m^3，但大多都在继续开采。

4 建　议

震旦系灯影组储层，由于层位老、埋藏深，除威远气田和资阳古潜台圈闭气藏做了较多地震工作、有地震反射构造图外，其余局部构造均尚无地震构造图，因此建议进一步勘探。地震工作应先行，在搞清地腹局部构造情况的基础上，然后择优钻探。有利地区如图8所示。

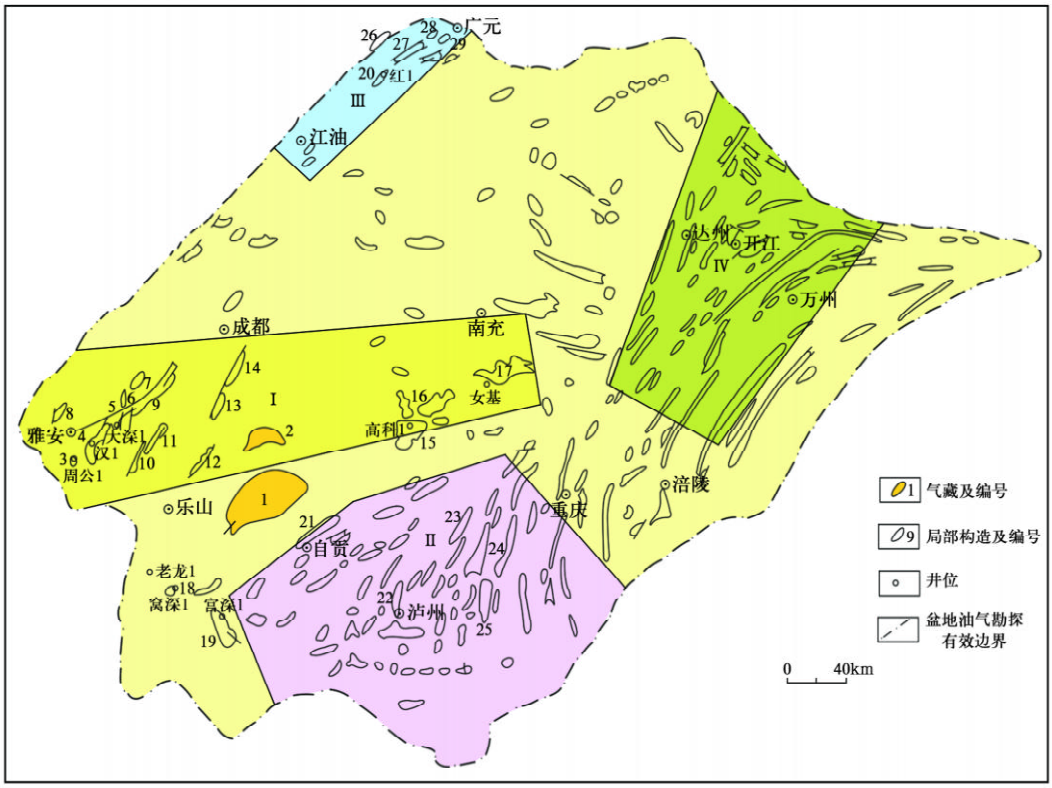

图8 四川盆地震旦系灯影组天然气勘探有利地区分布图

Fig.8 Distribution of areas favorable for gas exploration in Sinian Dengying Formation, Sichuan Basin

Ⅰ—雅安—龙女寺古隆起；Ⅱ—泸州古隆起；Ⅲ—天井山古隆起；Ⅳ—开江古隆起；1—威远；2—资阳古潜台；3—周公山；4—汉王场；5—大兴场；6—大兴西；7—白马庙；8—张家坪；9—熊坡；10—三苏场；11—东瓜场；12—仁寺；13—油罐顶；14—三大湾—白云村；15—高石梯；16—平安店；17—龙女寺；18—大窝顶；19—天宫堂；20—天井山；21—自流井；22—阳高寺；23—东山；24—花果山；25—塘河；26—碾子；27—矿山梁；28—下寺潜高；29—河湾场

4.1 雅安—龙女寺古隆起地区（Ⅰ）

该古隆起形成于加里东期末，近东西向，西高东低，高点在盆地西部雅安一带，面积近$4\times10^4km^2$。1976年在尚无地震构造图的情况下，于龙女寺构造钻女基井，钻达井深5201.5m进入灯影组，至5934m钻穿灯影组，于井深6011m进入下震旦统苏雄组77m中基性火山岩完钻。经测试灯影组白云岩储层产水，有微气，水畅流量为$80.7m^3/d$，水型为$NaHCO_3$型，Cl^-含量为18275～19822mg/L，含H_2S199～537mg/L。后经地震证实，该井是正钻到龙女寺构造圈闭边界处而失败，因此龙女寺构造仍是一勘探灯影组储层的有利构造，但在钻探前必须先做地震工作，证实喜马拉雅造山运动是否已使位处深层的灯影组储层形成构造圈闭。

由龙女寺构造向西，在以往称为乐山—龙女寺古隆起的轴部一带，20世纪末在高石梯和平安店构造上，曾分别钻高科1井和平安1井，在进入灯影组400m的情况下均无所获，油气显示也不佳。但从平安1井全直径岩心平均孔隙度为3.15%和平均含有4.56%的沥青来看，也具有一定的孔隙度，并曾有油气运移过程。

值得关注的是古隆起西部雅安一带，当志留系沉积时，灯影组自身和筇竹寺组烃源岩的温度皆已达到生油高峰期，油气运移的方向无疑是雅安高点地区。据沉积相，于雅安西约80km即与康滇古陆相接，灯影组储层已到尽头，如果该区仍处于高点上，则早期加里东期末和晚期喜马拉雅期末的表生期，均可使灯影组储层露出地表而受到严重剥蚀。在这种情况下，烃源岩生成的油气均会不断地沿着古隆起轴部向西运移至该区。在一般情况下，如此丰富的油气源，在裸露地表的灯影组储层中必然会有大量的干固沥青残存，或形成沥青封闭（如玉门油田的石油沟古近系—新近系储层），或油泉（如贵州凯里翁项的志留系储层），或常年燃烧的天然气苗（如四川隆昌圣灯山的下三叠统嘉陵江组储层，圣灯山则因此而得名）。更现实的是，在天井山构造东北相距约20～30km的田坝和矿山梁构造，已于下寒武统筇竹寺组发现多条巨型固体沥青脉（详见后述）。然而，在雅安西部的灯影组储层和筇竹组露头中却均未发现油气残迹，表明灯影组储层的油气在该区并未大量散失，应是进一步勘探的有利地区。

从已勘探情况来看，雅安地区已钻3口深井。其中，最西的周公山构造周公1井，于井深3709.55m钻入灯影组128.05m，经测试产水7.68m^3/d，失利原因除构造甚小外，更重要的是灯影组储层的盖层筇竹寺组仅残存15.5m，而且以粉砂岩为主，页岩不及6m，未起到盖层作用所致。于稍东的汉王场构造，在周公1井东北约20km处钻汉1井，于井深5200m进入筇竹寺组37.5m完钻；再向东北约20km钻大兴场构造大深1井，于井深5723.76m进入筇竹寺组21.76m完钻。该两口井筇寺组均未钻穿，灯影组储层的盖层肯定比周公1井厚，因此该两构造皆是寻找灯影组气藏的有利构造。据此，并鉴于该两构造原钻探目的层均为中二叠统茅口组和栖霞组储层，所作地震构造图也是二叠系构造图，地腹深处灯影组储层有无构造存在，尚属未知。因此，建议先对汉王场和大兴场两个构造，在以往地震资料的基础上作出灯影组储层顶面构造图，如果构造存在，再对汉1井和大深1井进行加深，很有可望获得灯影组气藏。

此外，该区尚有大兴西、白马庙、张家坪、熊坡、三苏场、东瓜场、仁寿、油罐顶、三大湾—白云村等9个构造，均位于灯影组储层油气聚集的有利区，也均需先作出地震构造图，再进行钻探。由于有的构造较小，灯影组埋藏较深，最好等该两口加深井取得成功后再探，切不可贸然从事。

4.2 泸州古隆起地区（II）

该古隆起为一继承性古隆起，形成于加里东期末，经过长期剥蚀后，志留系在古地质图上层位和残余厚度均有明显差异，古隆起核部在阳高寺构造阳深2井和东山构造东深1井之间，层位为下志留统龙马溪群，前者残余厚度为399m，后者残余厚度为460m，显然前者隆起幅度较高；而于阳深2井南侧同一构造钻的阳深1井和西北侧自流井构造钻的自深1井，层位却为中—上志留统的石牛栏群—韩家店群，志留系残余厚度前者为1087.5m，后者为806m。因此，古隆起的高点应在阳深2井和东深1井一带，而以前者最高，古隆起顶部面积至少大于4000km^2。经东吴和早印支运动后，并明显见其有继承性和扩大，东吴期末中二叠统茅口组茅四段于古隆起顶部已被剥尽，早印支期末古隆起已向西扩大至自贡，东至重庆，南至盆地油气勘探有效边界，已控制着整个川南地区，面积近2×10^{4}km^2。关键是喜马拉雅运动能否使地腹深处的灯影组储层形成构造圈闭，因此地震工作应先行，利用已有的丰富地震资料作出地震构造图，再择优钻探。

不过，可以肯定的是阳深2井附近是继承性古隆起的顶部，是捕聚油气最有利的地区，该井已钻入中、上寒武统洗象池群542m（已近底部），完钻井深为5470m。若加上威远气田唯一钻穿灯影组储层的威15井下寒武统厚653m和灯影组厚654m，则从阳深2井加深钻穿灯影组完钻，需钻6777m深。在科技发展的当今，已有可能，因此建议对阳深2井加深钻探。

4.3 天井山古隆起地区（III）

天井山古隆起也是一继承性古隆起，加里东期末形成后，经强烈的剥蚀，于下寒武统之上覆以中二叠统，这在天井山构造上已明显见及，其后经东吴和早印支运动，虽有扩大，但仍仅限于盆地西北缘一隅，面积约6000km^2。1967年在天井山构造上曾钻红1井，钻入下寒武统815.5m遇西倾逆断层，覆于下盘上二叠统石灰岩之上，于井深1102m完钻。当时钻探前后均未经地震证实，地腹灯影组储层是否有圈闭存在而弃之，迄今尚无人过问。

经调查，该区灯影组储层油气资源丰富。①在天井山构造之北约30km的田坝附近，于下寒武统顶以下约500m的筇竹寺组，已发现4条巨型沥青脉，宽

0.33～6.9m，长25m，高2.1～20.5m。沥青脉均产于高角度纵断层带上，黑色，固态，具油脂光泽，能燃并有油味及油泡，含泥、砂质重，并有泥砂角砾。1号沥青脉1958—1960年开采“炼焦”、炼油，出油千余斤；3号沥青脉西南约100m曾采出沥青数万斤。断层面上及裂缝中有天然气苗间歇冒出，燃烧显黄色火焰，经分析性质与威远气田灯影组气层成分相似。1967年在田坝从筇竹寺组向下曾钻田1井，曾先后于井深220m、333～335.5m返出原油2kg及30kg，井口有潮涌现象。②在天井山构造东北的矿山梁构造核部及青杠坡断层附近，在下寒武统顶以下440～500m的筇竹寺组高角度断层和低角度逆掩断层破碎带，也发现5条沥青脉，宽0.08～1.5m，长1～4.6m，高2～3m，黑—褐黑色，固态，性硬，含泥砂特重，似煤，难燃，有气苗伴生。以上皆说明该区灯影组储层油气源相当丰富，只要地腹有良好的圈闭存在，都有可能钻获油气藏。

最现实的是，天井山、碾子（田坝）、矿山梁、下寺潜高及河湾场等构造，灯影组储层埋藏浅，盖层厚度大，保存条件好，易于钻探，不仅地面已发现众多巨型沥青脉，并伴有气苗，而且于沥青脉附近钻井300m以下还返出数十斤原油，表明地腹确实有油气存在。当前最关键的是要先做地震工作，查明灯影组储层的构造情况，然后再钻探。

4.4 开江古隆起地区（IV）

开江古隆起由于深井很少，在加里东期末，灯影组仅于座3井与五科1井间的横剖面上有微弱显示，而未敢贸然肯定其存在。及至东吴期末和早印支期末皆有隆起显示，始认为可能有隆起存在，但仍然无法确定地腹灯影组储层隆起的走向和范围。因此，该古隆起只有寄希望于利用现代地震技术，对以往在该区取得的大量地震资料进行重新处理和解释，待取得深层灯影组储层隆起和局部构造的具体状态后，方可钻探。

参考文献

[1] 中国科学院南京地质古生物研究所.西南地区地层古生物手册[M].北京：科学出版社，1974:3～10.
[2] 中南地区区域地层表编写组.中南地区区域地层表[M].北京：地质出版社，1974:23～132.
[3] 刘宝珺.沉积岩石学[M].北京：地质出版社，1980:221.
[4] 张声瑜，唐创基.四川盆地灯影组区域地质条件及含气远影[J].天然气工业，1986,21(1):3～9.
[5] 西北大学地质系石油地质教研室.石油地质学[M].北京：地质出版社，1979.
[6] 陈作全.石油地质学简明教程[M].北京：地质出版社，1987:36.
[7] 计德华，岳宏.川西南震旦系油气勘探前景的探讨[J].天然气工业，1986,21(1):10～14.
[8] 赵文智，邹才能，冯志强，等.松辽盆地深层火山岩气藏地质特征及评价技术[J].石油勘探与开发，2008,35(2):129～142.
[9] 陈宗清.四川盆地中二叠统茅口组天然气勘探[J].中国石油勘探，2007,12(5):1～11.
[10] 陈宗清.论四川盆地下三叠统嘉陵江组三—四段天然气勘探[J].中国石油勘探，2008,13(6):1～11.
[11] 宋文海.对四川盆地加里东期古隆起的新认识[J].天然气工业，1987,27(3):6～11.

ABSTRACT

Gas Exploration in Sinian Dengying Formation, Sichuan Basin/Chen Zongqing//*Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu City, Sichuan Province 610051*

Abstract: Since Zhenyuan gas field, one of the first gas fields in the world, was drilled successfully in Sinian Dengying Formation of Weiji well in Weiyuan structure in 1964, no significant breakthrough has been made in Sichuan Basin after nearly 50 yearsÕ exploration. Five types of sedimentary facies developed in early Dengying Formation of Late Sinian of the basin, i.e. the carbonate tidal flat facies of platform, the carbonate tidal-flat facies on top of the platform lagoon, the carbonate shallow ramp facies of platform, the carbonate shallow ramp facies held by lagoon facies of platform, and the carbonate deep-shallow ramp facies of platform. Through comprehensive study on available data, four successive paleohighs including Yaan-Longnvsi paleohigh, Luzhou paleohigh, Tianjingshan paleohigh, and Kaijiang paleohigh had been formed as early as the Caledonian end of the basin, and they are favorable for oil and gas accumulation. Also the drill depth could be fulfilled by use of current drilling technologies. But in Kaijiang paleohigh, with less drilled wells, whether there are uplifts in Dengying Formation needs to be proved through seismic work.

Key words: Sichuan Basin; Sinian; Dengying Formation; natural gas; exploration

Characteristics and Tectonic Setting of Thrust Nappe Structure in Central-Southern Huanghua Depression/Xu Deying[1,2], Zhu Dexian[2], Duan Qiuliang[3], Pi Xiaolin[2], Jing Xinmiao[2]//*1. College of Resources, China University of Geosciences, Wuhan City, Hubei Province 430074; 2. PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan City, Hebei Province 063004; 3. Beijing Jinying Shengda Technology Co., Ltd, Beijing 100195*

Abstract: The relationship between the characteristics and distribution of the thrust nappe structure in the central-southern Huanghua Depression and the thrust characteristics of the MT profile from Cangxian Uplift to Huanghua Depression to Chengning Uplift is studied and the conclusions are as follows: the thrust nappe structure in the central-southern Huanghua Depression features in wide distribution, only lower Paleozoic strata involved, diversity, and small scale, showing "thin-skinned" structure while the profile of MT shows strong thrust in both Cangxian and Chengning Uplifts. The distinct discrepancy between the inner Huanghua Depression and the uplifts is attributed to adjustment of large scale strike-slip fault of Cangdong and Yanshan-Dawa Faults. For the distribution of thrust-nappe structure in central-southern Huanghua Depression, the thrust-stacked structure and thrust imbricate structure are mainly in the west while high-angle thrust-nappe structure is mainly in the east. The distribution pattern of the thrust-nappe structure may be related to compression stress between the Yangtze plate and the North China plate in late Indosinian and early Yanshanian.

Key words: Huanghua Depression; thrust nappe structure; late Indosinian and early Yanshanian; tectonic stress field

Unconformity Characteristics of West Segment of Northern Margin in Qaidam Basin and Its Significance in Petroleum Exploration/Wang Zhaoming[1], Luo Xiaorong[2], Wang Liqun[3], Ma Lixie[3], Shen Yushen[3], Gao Xuefeng[3], Li Yeping[3]//*1. Research Institute of Petroleum Exploration& Development, PetroChina, Beijing 100083; 2. Institute of Geology and Geophysics of Chinese Academy of Science, Beijing 100029; 3. Exploration and Development Research Center, PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang City, Gansu Province 736202*

Abstract: Unconformity plays an important role in petroleum accumulation. It could be a kind of conductor for lateral petroleum migration and could also obstruct petroleum migration to form unconformity reservoirs. This paper analyzes the unconformity between Mesozoic and Cenozoic of west segment of northern margin in Qaidam Basin from the aspects of stratigraphic contact relationship, lithologic allocation relationship, basal conglomerate distribution and thickness, identifying seven kinds of stratigraphic contact relationship and five types of lithologic allocation relationship, and analyzing the effect of different allocation relationship on petroleum accumulation. It summarizes the role of unconformity in petroleum accumulation. First of all, unconformity is the most important lateral and long-distance conductor from source to reservoir. Secondly, existence and formation of unconformity directly affects the petroleum accumulation and distribution. According to the characteristics of unconformity development, considering other accumulation conditions, this paper puts forward that the buried area and Lenghu No.7 area of Saishiteng sag are favorable for exploration.

Key words: unconformity; stratigraphic contact relationship; lithologic allocation relationship; basal conglomerate; petroleum accumulation; lateral migration; Qaidam Basin

Controlling of Pathway System on Hydrocarbon Reservoir in Jurassic Formation of Santanghu Basin/Zhang Junfeng//*PetroChina Exploration and Production Company, Beijing 100007*

Abstract: Based on the study of structural evolution and sedimentary filling of Santanghu Basin, in terms of hydrocarbon accumulation, this article analyses the hydrocarbon passage system and their controlling on hydrocarbon migration by use of the study method of passage system comprehensively. The results show that unconformity, fault and sand body are identified as three important pathway types in this area. Faults control the longitudinal distribution of Jurassic reservoir, the migrating capability of unconformity and sand body controls the planar distribution of Jurassic reservoir. The compound passage system, including fault-unconformity-sand body type and fault-sand body type that control two models of hydrocarbon accumulation, is formed by the combination of different elements. And the rule of oil and gas accumulation is further studied, which provides theoretical basis for oil and gas exploration.

Key words: pathway system; Jurassic; accumulation model; controlling; Santanghu Basin

Hydrocarbon Conduction System and Accumulation Model of Eastern Slope of Kendong Uplift, Laizhou Bay Area/Wu Qiang[1],