

# 鄂西渝东及邻区寒武系盐下层 烃源演变特征

胡晓凤<sup>1</sup>, 冯畅<sup>2</sup>, 丁青<sup>1</sup>, 郭战峰<sup>1</sup>, 盛贤才<sup>1</sup>, 文可东<sup>1</sup>, 吉婧<sup>1</sup>

(1 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院; 2 长江大学)

**摘要** 鄂西渝东及邻区广泛分布中寒武统覃家庙组膏盐岩层。膏盐岩层之下的下寒武统石龙洞组 and 上震旦统灯影组储层是本区的重点勘探层系。下震旦统陡山沱组、下寒武统天河板组—牛蹄塘组是本区的两套烃源岩,但因烃源岩的热演化程度高,这两套勘探层系中的烃源一直受质疑。对高—过成熟阶段烃源灶因性质演变所形成的气源接替效应分析表明,烃源灶具有印支期以前的干酪根裂解型与印支—燕山期的油裂解型两种类型的烃源。碳、氧、锶等稳定同位素标记物的流体行为轨迹追踪,进一步证实本区存在多期次的烃源充注,且有效供烃量巨大,计算表明,灯影组和石龙洞组的最大有效供烃量分别为  $155\,548.9 \times 10^8 \text{ m}^3$  和  $589\,255.76 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,认为本区具有较大的天然气资源潜力。

**关键词** 震旦系; 寒武系; 盐下油气藏; 烃源岩; 烃源灶; 有机地球化学特征; 鄂西地区; 渝东地区

中图分类号: TE122.1 文献标识码: A

## 1 概况

鄂西渝东地区系指湖北恩施—建始以西、重庆涪陵—万州以东的区域,自西向东包括方斗山复背斜、石柱复向斜、齐岳山复背斜和利川复向斜等构造单元(图1)。该地区地层以大片侏罗系—中三叠统分布为主。其中,背斜核部出露的地层一般为二叠系—三叠系,向斜核部一般出露三叠系—侏罗系,局部地区出露志留系—震旦系。

在鄂西渝东地区,广泛分布着中寒武统覃家庙组膏盐岩层(图1),在膏盐岩层之下存在下震旦统陡山沱组和下寒武统天河板组—牛蹄塘组两套烃源岩,它们是我国南方前寒武系和下古生界的主力烃源层,具有分布范围广、有机质丰度高、演化程度高等诸多特征。在多期构造运动与多期沉积旋回的背景下,鄂西渝东地区中寒武统覃家庙组膏盐层之下形成了两套主要的油气成藏组合(图2)。

**震旦系—下寒武统成藏组合** 以下震旦统陡山沱组和下寒武统天河板组—牛蹄塘组黑色泥岩、页岩为烃源层,以上震旦统灯影组白云岩为储层,以下

寒武统天河板组—牛蹄塘组泥岩、页岩为盖层。

**寒武系成藏组合** 以下寒武统天河板组—牛蹄塘组黑色泥岩、页岩为烃源层,以下寒武统石龙洞组石灰岩为储层,以中寒武统覃家庙组膏盐岩为盖层。

钻探揭示鄂西渝东地区中寒武统覃家庙组膏盐层厚度介于200~700m之间,可构成良好的封闭层<sup>[1-2]</sup>。由于该区受到沉积环境的控制,烃源岩并不发育,并且热演化程度也达到了高—过成熟阶段,因此上震旦统灯影组和下寒武统石龙洞组虽作为重点勘探层系,但其烃源却一直遭受质疑。再者,寒武系盐下的目的层由于受埋藏深度大、勘探技术难度高等多种因素的制约,一直未能进行有效的勘探。截至2015年,本区寒武系盐下层共钻了三口井(鱼1井、利1井和建深1井)(位置见图1),钻探时间分别为1972年、1998年和2006年,这三口井均因工程复杂而完钻,其中仅利1井(紧邻鱼1井)钻到下震旦统陡山沱组。

近年来,四川盆地中部下古生界的油气勘探不断有推进和突破,如蜀南地区安岳气田探明储量超千亿立方米,其中的磨溪龙王庙组(相当于本区的石龙洞组)气藏从发现到探明再到十亿立方米天然气

收稿日期: 2014-12-05; 改回日期: 2015-10-28

本文受国家重大专项专题“中扬子地区海相系系油气成藏条件与勘探评价(二期)”(编号:2011ZX05005-003-004)资助

胡晓凤:女,1963年生。高级工程师。主要从事油气保存的研究工作。通讯地址:430070 湖北省武汉市洪山区大学园路18号中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院; E-mail: Xiaofeng\_hu@163.com

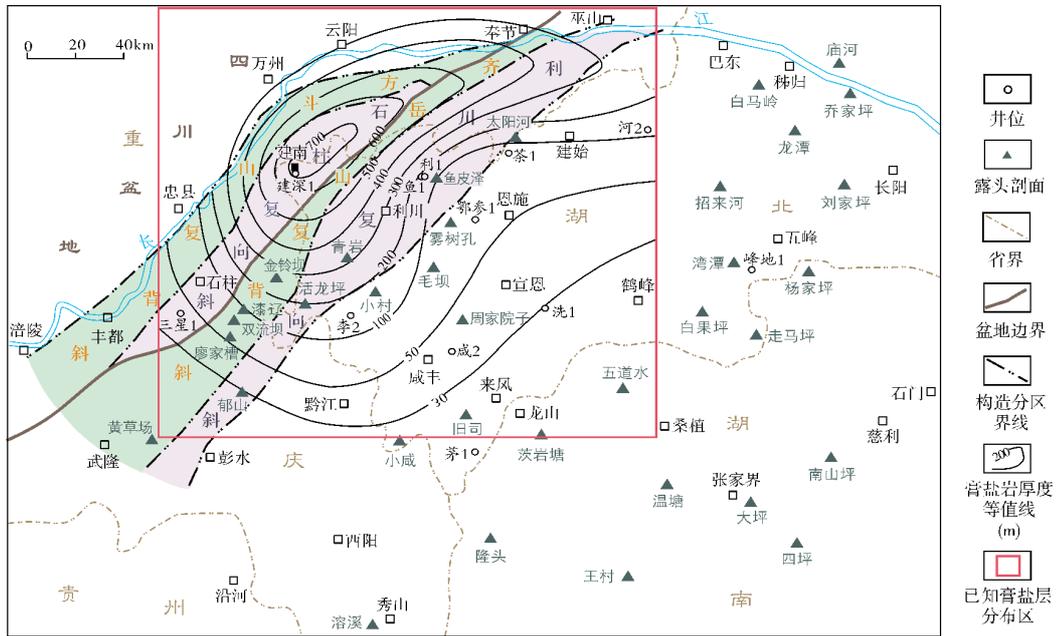


图1 鄂西渝东及邻区构造区划与中寒武统膏盐层分布图

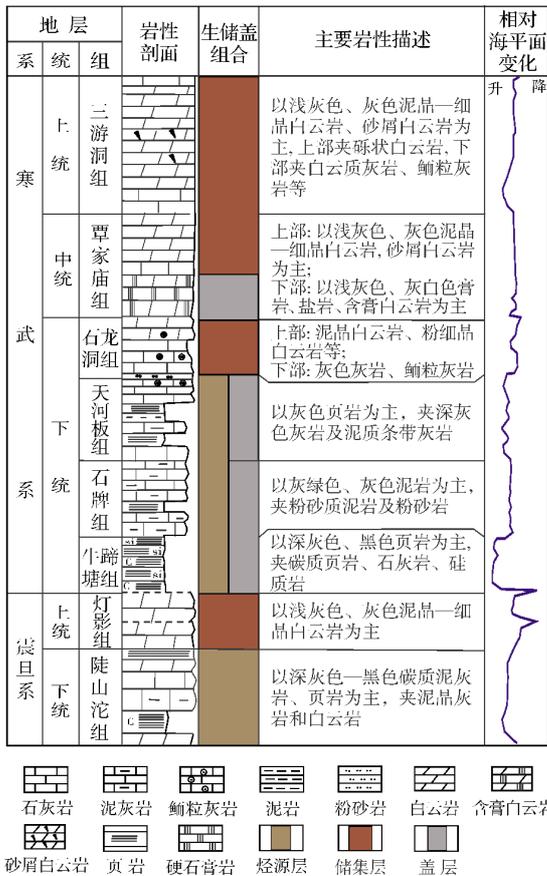


图2 鄂西渝东地区寒武系地层柱状图与盐下层生储盖组合关系图

试采工程投产成功,仅用了不到两年的时间<sup>[3-4]</sup>。经过比较,鄂西渝东地区寒武系盐下的灯影组和石龙洞组与四川盆地中部安岳气田的下古生界储层具有相似的成藏背景。通过新一轮的烃源岩有机质特征、烃源灶时空迁移和性质演变特征的系统研究,以及古构造演化研究与流体行为轨迹追踪,认为鄂西渝东地区在地质历史时期长期处于古隆起的斜坡地带,毗邻湘鄂西生烃拗陷,存在干酪根裂解型烃源以及油裂解型烃源的接力充注的现象。因此,深入探究鄂西渝东地区的天然气资源潜力,对寻找与川中类似的油气藏,进而加快本区的勘探进程,具有重要的意义。

## 2 烃源岩有机质特征

### 2.1 烃源岩分布

鄂西渝东及其邻区(湘鄂西区),寒武系盐下层经历了两次大规模的海进—海退沉积旋回,即早震旦世陡山沱期海进—晚震旦世灯影期海退,早寒武世海进—中晚寒武世海退。其中两个海进时期,地壳均以稳定沉降为主,海水普遍加深,在海进早期,生物极为发育,由于海平面上升,伴随沉积物快速堆积,形成了低能缺氧的还原环境,使大量有机质被保存下来,这为烃源岩的形成提供了良好条件。在中寒

武统覃家庙组膏盐层之下,主要存在下震旦统陡山沱组和下寒武统牛蹄塘组—天河板组两套烃源岩。

下震旦统陡山沱组为一套陆棚—台盆相沉积。烃源岩主要为深灰色、黑色页岩,夹碳质泥灰岩(图2),主体分布在湘鄂西区,厚度一般在100~300m之间(图3a),以湖北鹤峰白果坪一带沉积最厚(达347.43m),并由此向东、西两侧逐渐减薄。在湖北利川—重庆彭水以西地区,泥质烃源岩厚度一般小于20m;在重庆秀山溶溪一带厚度相对较大,达51.7m。

下寒武统为一套浅海陆棚相沉积。烃源岩主要发育于牛蹄塘组,其次发育于石牌组—天河板组,岩性以灰色和深灰色粉砂质泥岩、灰黑色碳质泥页岩为主,其次为灰色和深灰色灰质泥岩、泥灰岩及含泥灰质白云岩(图2)。泥质烃源岩厚度一般在100~400m(图3b),主体分布在建始—恩施—咸丰—桑植—鹤峰—建始所围限的区域内(厚度在200~450m范围内);以湖南龙山茨岩塘一带沉积最厚(达447m),并由此向东、西两侧逐渐减薄。

## 2.2 有机质丰度

下震旦统陡山沱组泥质烃源岩有机碳含量(TOC)一般在0.32%~1.89%之间(表1,图4a)。高值区主要分布在鄂西渝东及邻区中南部和东北部,即沿利川—鹤峰—张家界以及利川—建始—秭归两个方向逐渐增高,其TOC高值在1.6%和1.8%;而在利川—彭水以西,有机质变差,TOC一般小于0.3%。

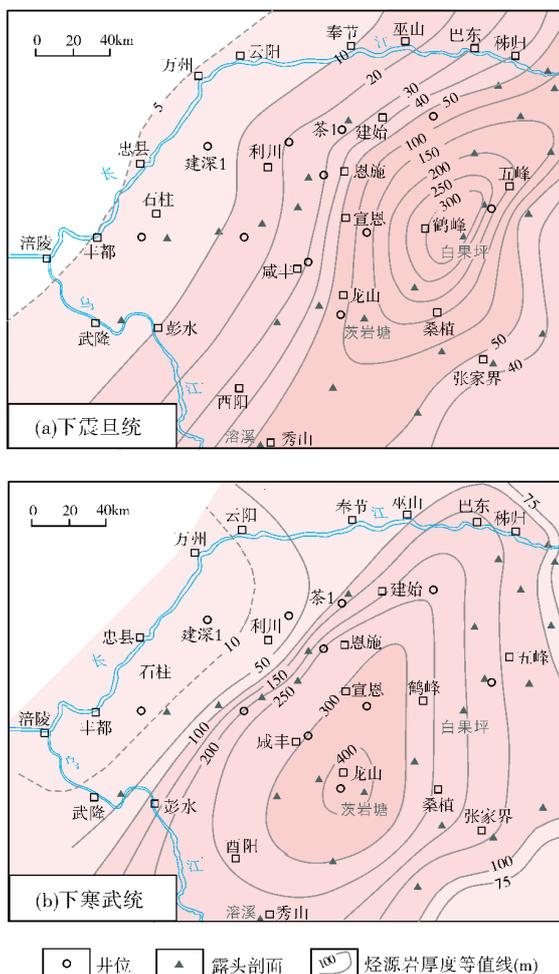


图3 鄂西渝东及邻区寒武系盐下层泥质烃源岩厚度等值线图

表1 鄂西渝东及邻区寒武系盐下烃源岩有机质特征表

层位	TOC (%)	有机质类型		Ro (%)	代表井或剖面
		腐泥组+壳质组 (%)	母质类型		
下寒武统	天河板组	90.26	I, II <sub>1</sub>	2.5~3.5	五峰峰地1井, 石门杨家坪剖面
	石牌组	86.53	I, II <sub>1</sub>		
	牛蹄塘组	82.20	II <sub>1</sub>		
下震旦统	陡山沱组	76.00~95.30	I, II <sub>1</sub>	2.4~4.3	

下寒武统泥质烃源岩TOC相对较高,一般在0.48%~5.82%之间(表1,图4b)。湖北利川—重庆彭水以西地区,TOC普遍较低,均小于0.5%;高值区集中分布在恩施—咸丰—秀山溶溪—张家界大坪的范围内,TOC均大于3.2%,其中秀山溶溪TOC最高达7.89%。

## 2.3 有机质类型

震旦系深灰色泥岩、(含)碳质泥岩、灰色粉晶白云岩及石灰岩中,干酪根显微组分主要以腐泥组+壳质组为主,如邻区湘鄂西区五峰的峰地1井(位置见图1)陡山沱组腐泥组+壳质组的含量为76.3%,镜

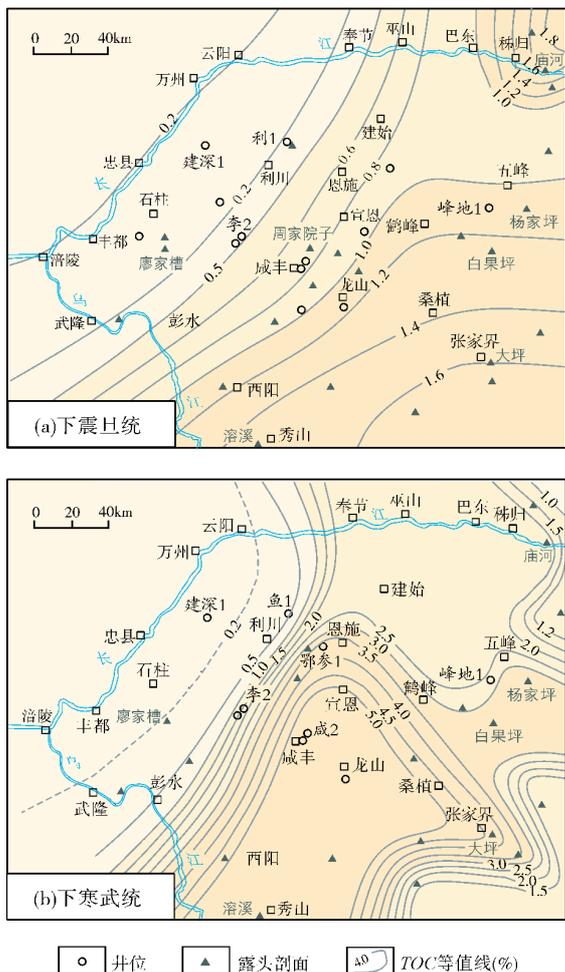


图4 鄂西渝东及邻区泥质烃源岩 TOC 等值线图

质组含量21.7%,惰质组含量小,仅为2%,有机质为II<sub>1</sub>型(腐殖—腐泥型);湖南石门杨家坪(位置见图1)陡山沱组腐泥组+壳质组的含量在82.7%~95.3%之间(表1),镜质组含量在4.7%~21.0%之间,惰质组含量微小,有机质为I—II<sub>1</sub>型(腐泥型—腐殖腐泥型)(表1)。

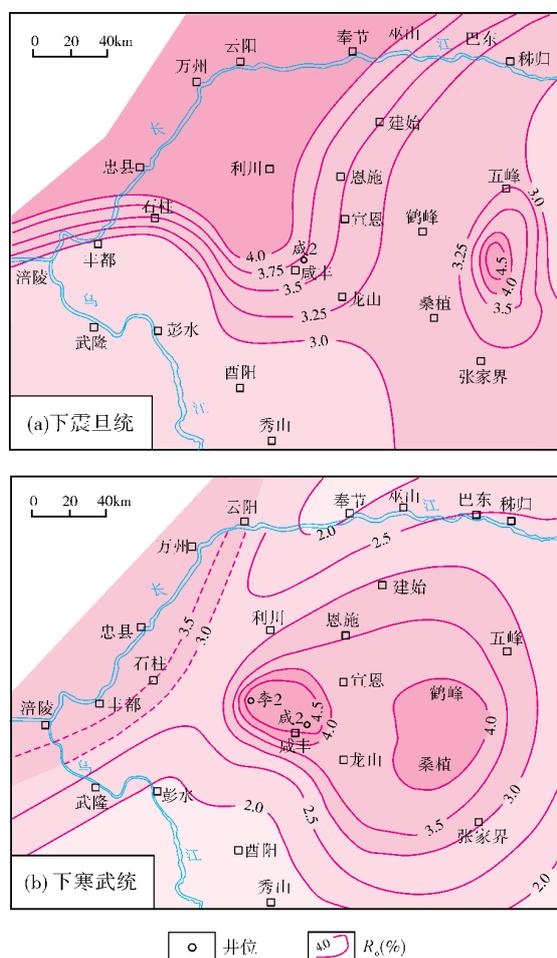
下寒武统黑色泥岩、泥质粉砂岩、(含)碳质硅质泥岩及深灰色泥灰岩中,干酪根显微组分主要以腐泥组+壳质组为主,且含量均很高(表1),如峰地1井牛蹄塘组的含量为82.2%,石牌组为86.53%,天河板组为90.26%;镜质组含量较少,基本在7.3~21.7%之间,惰性组含量微小;母质类型基本上为I—II<sub>1</sub>(腐泥型—腐殖腐泥型)。

## 2.4 有机质成熟度

鄂西渝东及邻区下震旦统烃源岩热演化程度已

经普遍达到了高一过成熟演化阶段。在平面上,高演化区分布在利川—咸丰地区及鹤峰地区(图5a),镜质体反射率值( $R_0$ )一般大于3.5%,其余地区 $R_0$ 也都大于3.0%。

下寒武统烃源岩热演化程度均已经达到高一过成熟演化阶段(图5b),镜质体反射率( $R_0$ )基本大于2.0%,多数区域在2.5%~3.5%之间。在咸丰—鹤峰一带,下寒武统烃源岩基本上已达过成熟演化阶段, $R_0$ 在3.0%~4.5%之间,其中咸丰李2井区最高达4.7%(图5b)。

图5 鄂西渝东及邻区泥质烃源岩  $R_0$  等值线图

## 3 烃源灶时空迁移及性质演变特征

在多旋回构造活动背景下,烃源灶会随之发生时空迁移。而烃源灶性质的演变则包括气源物质由干酪根向原油的转变以及生排烃强度的变化等。勘探实践表明,现今已处于高过成熟阶段的海相层系

仍然能够形成大规模的天然气聚集<sup>[5-6]</sup>。但是大量的有机质生烃模拟实验和生烃过程的物质平衡研究证实,干酪根的生烃贡献主要是在 $R_o < 2\%$ 以前完成的,在 $R_o > 2.0\%$ 以后的高过成熟阶段,干酪根已不具备足够的生烃潜力<sup>[7]</sup>。也就是说,在 $R_o > 2.0\%$ 的高过成熟阶段所形成的气藏,其烃源不大可能是直接来自高过成熟干酪根热裂解的贡献。在漫长的地质历史中,必然存在在烃源灶在时间上的接替和空间上的转移,亦即会由干酪根裂解型的烃源灶演变为油裂解型的烃源灶。

鄂西渝东地区寒武系盐下层的烃源岩虽然不发育,且热演化程度已达高一过成熟,但在漫长的地质历史时期,该区长期处于古隆起的斜坡地带,并且早燕山期以前毗邻湘鄂西区干酪根型烃源灶,因而有利于古油藏的形成;印支期后,虽然干酪根型烃源灶的生烃基本结束,但以先成原油贡献为主的原油裂解型气源灶的形成,成就了地质历史中烃源灶的前赴后继,天然气的持续供给为天然气成藏提供了基本物质条件。

因此,鄂西渝东地区存在两个不同类型的烃源灶:其一为以干酪根直接贡献为主的干酪根裂解型烃源灶;其二为以先成原油的贡献为主的原油裂解型气源灶。

### 3.1 印支期前的干酪根裂解型烃源灶生排烃特征

林娟华等<sup>①</sup>按照不同的构造演化顺序,对中扬

子地区烃源岩的生烃强度以及生烃效率进行的定量分析表明,本区的生烃、排烃强度在加里东期达到历史最高峰。

#### 3.1.1 加里东期

湘鄂西地区下震旦统陡山沱组泥岩烃源岩在此阶段的生烃量为 $1\ 392\ 448 \times 10^8 \text{ m}^3$ (表2),生烃、排烃强度也较大,尤其是以五峰湾潭周边地区为最大(生烃强度为 $49.87 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,排烃强度为 $37.69 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )。

鄂西渝东地区下震旦统陡山沱组泥岩的生烃、排烃量较低(基本小于 $4\ 000 \times 10^8 \text{ m}^3$ )(表2);生烃强度也较弱,基本在 $(1 \sim 10) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 之间。

湘鄂西地区下寒武统烃源岩的生烃、排烃强度在加里东期达到历史最高峰,无论从其高的生烃强度(图6a),还是巨量的原始生烃、排烃量来看(表2),都是优质烃源岩。生排烃中心展布范围非常大,基本上覆盖了湘鄂西的大部分地区(图6a)。生烃强度大于 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的范围从西面的建始—茶1井—李2井一线,向东延伸到招来河—湾潭—桑植一带。该范围呈北东方向、长椭圆形展布,高效烃源灶主要集中在此区域,尤以恩施—鹤峰—咸丰区域生烃强度最大,基本在 $(200 \sim 300) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 之间。

鄂西渝东地区下寒武统烃源岩的生烃量较低(表2),生烃强度一般小于 $1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (图6a)。

表2 鄂西渝东及邻区下震旦统和下寒武统烃源岩生烃量与排烃量

地区	层位	烃源岩 岩性	×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>						总生烃量	总排烃量
			加里东期		海西期—印支期		早燕山期			
			生烃量	排烃量	生烃量	排烃量	生烃量	排烃量		
湘鄂西	下寒武统	泥岩	5805029	3421587	1829279	1449999	169652	154383	7803960	5025970
		石灰岩	151761	92466	108450	94073	11926	10853	272137	197391
		总和	5956790	3514053	1937729	1544072	181578	165236	8076097	5223361
	下震旦统 陡山沱组	泥岩	1392448	1305273	264932	251147	21731	20644	1679111	1577064
		石灰岩	232970	204846	61234	52205	5934	5327	300138	262378
		总和	1625418	1510119	326166	303352	27665	25971	1979249	1839443
鄂西渝东	下寒武统	泥岩	24663	15658	211284	194297	20940	19075	256887	229030
		石灰岩	3729	2592	21480	19734	2329	2122	27538	24449
		总和	28392	18250	232764	214031	23269	21197	284425	253479
	下震旦统 陡山沱组	泥岩	3905	3563	6576	6231	944	527	11426	10321
		石灰岩	—	—	—	—	—	—	—	—

① 林娟华,龙幼康,胡晓凤,等.海相油气勘探前瞻性项目:中扬子地区中—古生界勘探选区评价研究[R].中国石油化工股份有限公司,2010.

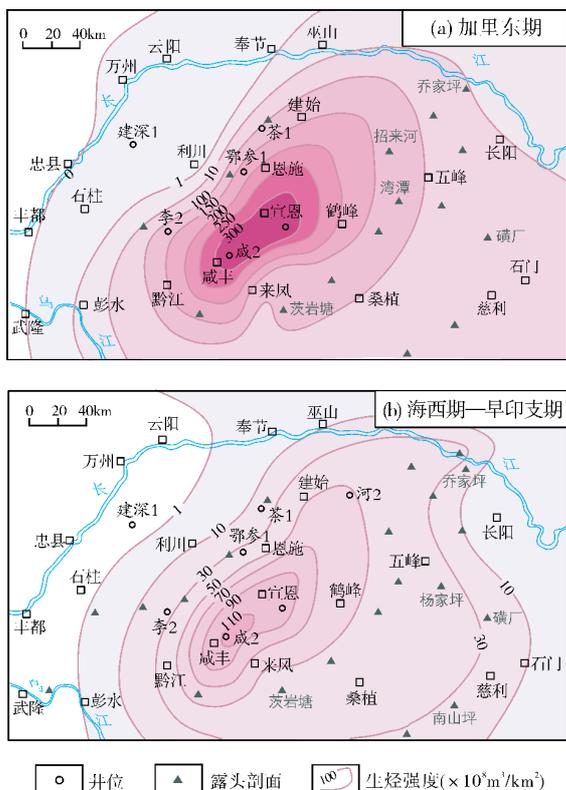


图6 鄂西渝东及邻区下寒武统烃源岩不同地质时期生烃强度图

加里东期,中扬子区域构造背景处于“大隆大坳”构造格局中,鄂西渝东地区处于恩施凹陷与乐山—龙女寺隆起间的斜坡地带之间<sup>[8-9]</sup>。在此背景下,下寒武统及下震旦统陡山沱组烃源岩已达到生油高峰,并进入生气阶段,其中“斜坡”自然成为油气运移的指向,尤其是距离烃源岩生排烃中心较近的鄂西渝东地区。上震旦统灯影组储层形成大量的溶蚀孔洞,储集性好,油气输导以不整合面为主。早寒武世,发生大规模的海侵,下寒武统泥页岩大面积连片分布;至中寒武世,在局限台地环境下形成了良好的膏盐岩盖层,从而在斜坡地带容易形成地层圈闭、地层—岩性圈闭或宽缓背斜圈闭。油气聚集条件的良好配置,有利于原生油藏形成。

### 3.1.2 海西期—早印支期

该时期下震旦统陡山沱组泥岩烃源岩的阶段生烃、排烃强度较低(表2),生烃量仅占该套烃源岩总生烃量的16.47%;而生烃强度也较低,大部分地区为 $(1\sim 10)\times 10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 。

该时期下寒武统烃源岩的生排烃中心展布范围(图6b)较之前的加里东期(图6a)有所缩小。但有一定的生排烃强度,生烃强度大于 $30\times 10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 的范围从西面的建始—恩施—李2井一线向南展布,向东包括杨家坪—南山坪一带。该区域呈北东方向长椭圆形展布,以河2井—宣恩—咸丰区域生烃强度最大,基本在 $(50\sim 110)\times 10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 之间,高效烃源灶也主要集中在此区域。从该范围往西,到巫山—利川—彭水一线,生烃强度减低至 $(1\sim 10)\times 10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ ;往东到杨家坪—磺厂—慈利一线,生烃强度基本在 $10\times 10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 之内。

海西期—早印支期区域构造背景呈现隆坳相间的古构造格局,鄂西渝东石柱古隆起形成,下震旦统陡山沱组和下寒武统烃源岩均达到生气高峰期,大量的天然气由湘鄂西生烃中心向石柱古隆起区运移聚集,这有利于原生气藏的形成。

### 3.1.3 早燕山期

进入早燕山期,全区烃源岩的生烃基本结束,只有后期干酪根生成的少量残余气。

湘鄂西地区,如表2所示,下震旦统陡山沱组烃源岩的阶段生烃量很少,为 $27\ 665\times 10^8\text{m}^3$ ,仅占总生烃量的1.39%;阶段排烃量为 $25\ 971\times 10^8\text{m}^3$ ,占总排烃量的1.41%。下寒武统烃源岩的阶段生烃量为 $181\ 578\times 10^8\text{m}^3$ ,占总生烃量的2.24%;阶段排烃量很少,为 $165\ 236\times 10^8\text{m}^3$ ,占总排烃量的3.16%。该时期烃源灶的生排烃强度也较弱,在 $(1\sim 10)\times 10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 之间。

相对而言,鄂西渝东地区下震旦统陡山沱组和下寒武统烃源岩的生烃、排烃量更低(表2)。

早燕山期区域构造处于对冲挤压环境,原来聚集的油气(原生气藏)在构造应力的驱赶下作重新分布。

## 3.2 印支期—燕山期油裂解型烃源灶生排烃特征

在多旋回构造运动背景下,油藏储层中的原油可以在一定地层温度条件下发生裂解反应,生成气态烃和固体残渣(固体沥青)。从另一个角度来说,原油热裂解成气也是气藏气态烃的一种供给方式,在一定条件下原油也可以被看成是一种“气源岩”。烃源灶时空迁移所产生的气源接替效应,对叠合盆地高—过成熟海相层系天然气的成藏至关重要。

### 3.2.1 灯影组古油藏裂解生气强度

印支运动早期,鄂西渝东地区上震旦统灯影组古油藏主要发育在利川以西,建南(建深1井)到石柱一线,由建南古油藏和石柱古油藏构成。按照古油藏储层的古孔隙度6.9%~8.0%和古原油充满度80%计算<sup>[8]</sup>,建南古油藏和石柱古油藏的储层厚度在150~200m,原油在早三叠世末期—中三叠世期间(246 Ma—240 Ma)逐渐开始裂解(早期的裂解效率较低,仅为1.79%~3.44%),裂解气强度为(1.57~3.21)×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>(图7a)。

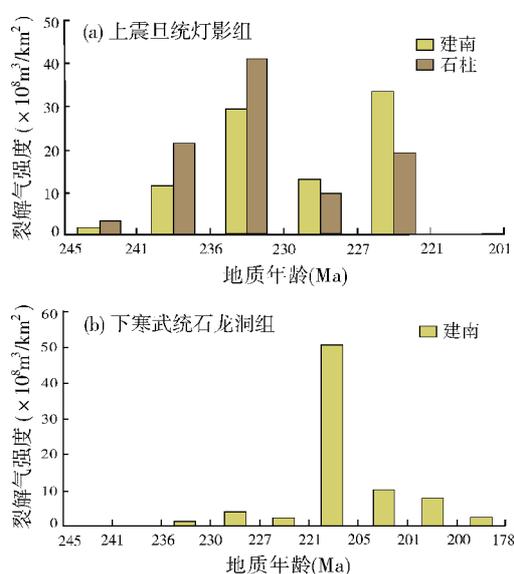


图7 鄂西渝东地区油源灶的裂解生气强度直方图

印支运动晚期,建南古油藏和石柱古油藏进入晚三叠世时裂解生气速率逐渐加大,裂解效率很高,尤其在236 Ma—227 Ma(近10个百万年)期间内,裂解效率最高(达45.8%~66.08%),裂解速率也最高,达(1.93~13.48)×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>/Ma;在227 Ma—210 Ma期间内,裂解效率也高达52.41%~30.48%。在印支运动晚期,两个古油藏的阶段裂解气强度累积达(86.48~90.02)×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>(图7a),其中石柱古油藏的裂解强度尤其大(超过了40×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>),可见此时期为原油的裂解高峰期,也是气藏的高效充注期。

### 3.2.2 石龙洞组古油藏裂解生气强度

印支运动期,鄂西渝东地区石龙洞组古油藏主要发育在建始—利川—石柱一线,形成建南古油藏,接受来自东部湘鄂西供烃中心提供的油源。按照古

油藏储层的古孔隙度7%~8%和古充满度80%来计算<sup>[8]</sup>,建南古油藏的储层厚度在50~250 m,原油在早印支期中三叠世(246 Ma—240 Ma)开始裂解;早期裂解率较低,印支晚期(240 Ma以后)进入主力裂解期,裂解效率为1.51%~65.08%,原油裂解气强度为(1.31~50.56)×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>(图7b),裂解速率为(0.195~3.057)×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>/Ma,尤其221 Ma—208 Ma期间,为主力裂解期,这也是为气源灶高效供给的时期。

燕山运动期,建南古油藏进入早侏罗世时(约200 Ma),此阶段裂解生气速率逐渐加大,但此时只有少量活化能比较高的液态烃类裂解,该阶段裂解强度在(2.33~9.8)×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>之间,裂解效率为3%~12.61%。

## 4 流体行为轨迹特征

众所周知,不同性质的地下流体在温度、成分上可能具有显著的差异,它们在流经的碳酸盐岩中不仅会留下各种成分的痕迹,而且还会使碳酸盐岩中的矿物成分发生变化,因此岩石中充填矿物所表现出的地球化学性质也是这些流体性质的一种物质表现。从岩石中不同矿物充填的序列和性质也可得知地层中流体的活动特点<sup>[10-11]</sup>,其中应用碳、氧、锶等稳定同位素组成的特征值作为标记物质来追溯物质来源的方法可用于追踪烃源的轨迹<sup>[12]</sup>。

### 4.1 震旦系中的流体行为轨迹特征

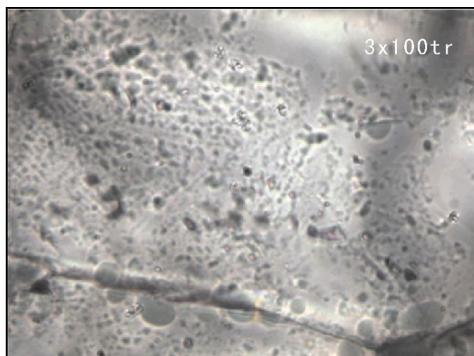
碳氧同位素地球化学特征 鄂西渝东地区彭水廖家槽剖面,上震旦统灯影组一段围岩的碳氧同位素( $\delta^{13}\text{C}$ 和 $\delta^{18}\text{O}$ )值分别为4.535‰和-4.065‰,充填于同一层位围岩裂缝中的方解石脉,其 $\delta^{13}\text{C}$ 和 $\delta^{18}\text{O}$ 值分别为3.361‰和-5.787‰,脉体与围岩之间的碳氧同位素差异值( $\Delta\delta^{13}\text{C}$ 和 $\Delta\delta^{18}\text{O}$ )分别为-1.174‰和-1.722‰。灯影组二段围岩的 $\delta^{13}\text{C}$ 和 $\delta^{18}\text{O}$ 值分别为0.710‰和-6.203‰,充填于同一层位围岩裂缝中方解石脉的 $\delta^{13}\text{C}$ 和 $\delta^{18}\text{O}$ 值分别为1.227‰和-7.405‰,脉体与围岩之间的 $\Delta\delta^{13}\text{C}$ 和 $\Delta\delta^{18}\text{O}$ 值分别为0.517‰和-1.202‰。鄂西渝东地区脉体中碳氧同位素值与寒武纪同时代正常海水的值( $\delta^{13}\text{C}$ 和 $\delta^{18}\text{O}$ 分别为-2‰~1‰、-13‰~-8‰)接近,由此推测鄂西渝东地区震旦系中的流体属于他源,且有可能来自寒武系。而寒武系深灰色泥灰岩晶间孔隙中见沥青充填,荧光下发蓝白色光,由此推测

鄂西渝东地区震旦系具有寒武系烃源供给。

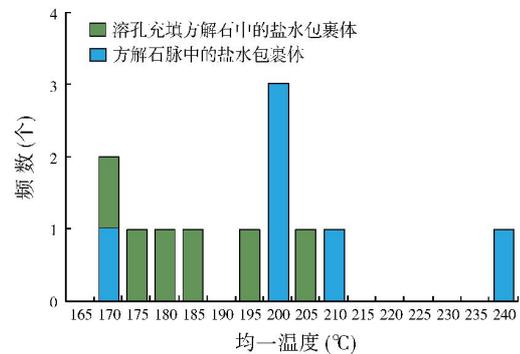
**锶同位素地球化学特征** 锶同位素地球化学特征的分析表明,彭水廖家槽剖面灯影组一段围岩的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 值和充填于同一层位围岩裂缝中白云石脉的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 值均为0.709 2,且灯影组二段围岩和充填于同一层位围岩裂缝中白云石脉的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 值均为0.709 1,这说明形成于白云石脉中的流体来自于围岩地层本身。但由于围岩与脉体的锶同位素比值均明显高于同时代震旦纪正常海水的锶同位素比值(0.708 3),表明了围岩受到了外来富锶流体的影响,而形成方解石脉的流体也同样为一种外来的富锶流体,这和脉体与围岩的碳氧同位素特征所表现出来的流体的外源成因一致。对于这种外来富锶流体的来源,推测可能是早寒武世地层中碳酸盐岩的溶蚀迁移。如果早寒武世地层中具有相对较高锶同位素比值的碳酸盐岩被溶蚀以后,沿着地层中的裂缝向下迁移至灯影组一段和二段围岩的地层裂缝中,与围岩发生同位素元素交换并沉淀结晶,从而造成了围岩的锶同位素值相对升高而流体的锶同位素值相

对降低,这就能很好地解释为什么廖家槽剖面中灯影组围岩的锶同位素值会明显高于同时代正常海水的锶同位素值。

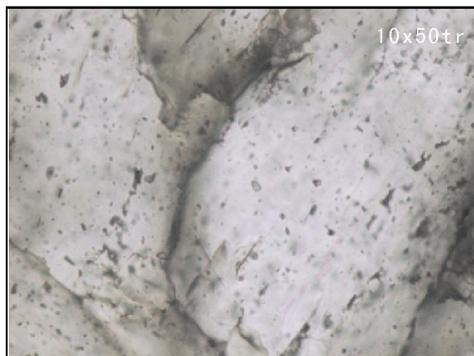
**灯影组烃源充注特征** 彭水廖家槽剖面灯影组流体包裹体的分析表明,该区原生包裹体形成期次分为三幕。其中,溶孔充填方解石中三幕盐水包裹体的均一温度为165~185℃、190~215℃和235~245℃(图8a和8b);纹层状缝中三幕流体包裹体的均一温度为140~150℃、170~185℃和195~200℃(图8c和8d)。结合区域露头剖面的埋藏史—古地温图分析,印支期为下震旦统、下寒武统烃源岩的生烃高峰时期,大量的烃沿着不整合面或孔隙喉道运移至灯影组储层中形成原生气藏,储层中主要捕获气态烃包裹体和含烃盐水包裹体,与其共生的盐水包裹体的均一温度为140~150℃,表明该区灯影组流体有过多次的充注。廖家槽剖面灯影组上部白云岩方解石脉中充填的部分沥青,与利川利1井灯影组上部赋存厚达78 m的沥青,均反映了鄂西渝东地区灯影组有过多次期烃源充注的历史。



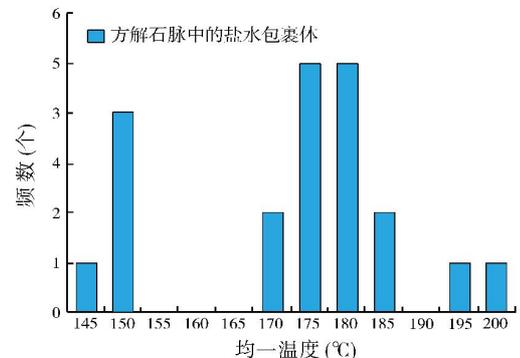
(a) 白云岩溶孔充填方解石中的盐水包裹体。显微热温



(b) 白云岩溶孔中流体包裹体均一温度



(c) 白云岩纹层状缝中方解石,部分沥青充填。显微热温



(d) 白云岩纹层状缝中流体包裹体均一温度

图8 重庆彭水廖家槽剖面上震旦统灯影组二段不整合面包裹体特征与均一温度统计直方图

## 4.2 寒武系中的流体行为轨迹特征

**碳氧同位素地球化学特征** 鄂西渝东地区利川建深1井寒武系围岩的 $\delta^{13}\text{C}$ 和 $\delta^{18}\text{O}$ 值为 $-1.600\text{‰}$ 和 $-7.639\text{‰}$ ,方解石脉体的 $\delta^{13}\text{C}$ 和 $\delta^{18}\text{O}$ 值为 $-1.459\text{‰}$ 和 $-7.391\text{‰}$ 。围岩和脉体的 $\delta^{13}\text{C}$ 和 $\delta^{18}\text{O}$ 值均在寒武纪正常海水的 $\delta^{13}\text{C}$ 值( $-2\text{‰}\sim 1\text{‰}$ )和 $\delta^{18}\text{O}$ 值( $-13\text{‰}\sim -8\text{‰}$ )范围以内或附近,这意味着形成脉体的流体来自于围岩本体。而廖家槽剖面寒武系深灰色泥灰岩的晶间孔缝中见沥青充填,荧光下发蓝白色光。由此可推测,该区寒武系具有烃源供给,且为自源性烃源。

**锶同位素地球化学特征** 建深1井寒武系的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 值为0.7090,充填于围岩裂缝中的方解石脉的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 值为0.7090,围岩和脉体的锶同位素值相同。这两个值位于寒武纪正常海水的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 范围值(0.7090~0.7091)之间,表明围岩没有受到外来流体的影响,因而形成脉体的流体来自于围岩附近。实测的早寒武世正常海水的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 值为0.7084~0.7100,下寒武统石龙洞组中所取围岩样品和充填于围岩中

方解石脉的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 值同为0.7091,位于同时代正常海水的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 范围值之间,这亦表明形成脉体的流体应当来自于下寒武统本身。

**石龙洞组烃源充注特征** 对彭水廖家槽剖面下寒武统石龙洞组中流体包裹体的分析表明,在溶孔充填方解石中检测到两幕盐水包裹体(图9a和9c),在裂缝充填方解石脉中则检测到三幕包裹体(图9b和9c)。其中,溶孔充填方解石中第一幕盐水包裹体的均一温度范围为 $94.1\sim 117.2\text{℃}$ ,第二幕盐水包裹体的均一温度为 $145.4\sim 150\text{℃}$ ;裂缝充填方解石脉中第一幕盐水包裹体的均一温度范围为 $95.8\sim 105.7\text{℃}$ ,第二幕盐水包裹体的均一温度范围为 $123.1\sim 126.6\text{℃}$ ,第三幕盐水包裹体的均一温度范围为 $159.5\sim 159.8\text{℃}$ 。结合区域地表剖面的埋藏—古地温史分析,无论是溶孔中的两幕包裹体还是裂缝充填方解石脉中的三幕包裹体,均形成于印支期及以前,并与主力烃源岩生油气高峰期同期。彭水廖家槽剖面石龙洞组粉晶灰岩中含有的大量沥青(图9b),结合利1井石龙洞组薄片中也观察到大量的充填沥青的现象,分析认为石龙洞组中的烃源充注至少有二三幕。

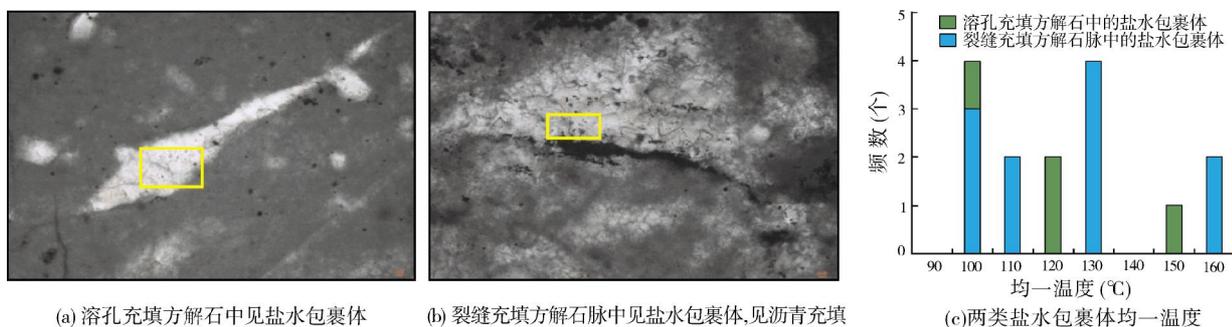


图9 重庆彭水廖家槽剖面下寒武统石龙洞组流体包裹体均一温度统计直方图

## 5 天然气资源

鄂西渝东及邻区,中寒武统覃家庙组膏盐岩层之下的下寒武统牛蹄塘组—天河板组和下震旦统陡山沱组两套烃源岩,尽管演化程度均达高—过成熟阶段,并在印支期之前干酪根就已裂解成烃,但是在印支期—燕山期却具有油裂解型烃源接力供给的能力。尽管古油藏分布较少(主要分布于石柱与建南两地),但有中寒武统膏盐层的良好封闭,古油藏的后期散失量较低(其中,上震旦统灯影组古油藏后期散失量为16%,下寒武统石龙洞组古油藏后期散失量为16%~45%)。

由于本区下寒武统牛蹄塘组烃源岩和石牌组—天河板组烃源岩的供烃量巨大,保障了中寒武统膏盐岩层下烃源的持续供给,从而成为鄂西渝东及邻区的主力烃源岩。接受供给的层系除了上覆的下寒武统石龙洞组储层外,还有下伏的上震旦统灯影组储层,因而具有一源多层成藏的特点。

前述研究表明,本区具备良好的烃源条件,加之中寒武统膏盐岩层的封闭作用,非常有利于油气藏的形成与保存,预测本区天然气资源丰富。对最大有效供烃量的计算<sup>①</sup>表明,对上震旦统灯影组的最大有效供烃量为 $155548.9\times 10^8\text{m}^3$ ;对下寒武统石龙洞组的最大有效供烃量为 $589255.76\times 10^8\text{m}^3$ 。

## 6 结 论

(1)鄂西渝东地区中寒武统覃家庙组膏盐岩层之下的下震旦统陡山沱组和下寒武统牛蹄塘组—天沱板组烃源灶具有两种类型的烃源,即印支期以前的干酪根裂解型烃源与印支期—燕山期的油裂解型烃源。

(2)鄂西渝东地区上震旦统灯影组、下寒武统石龙洞组主要勘探目的层具有多期次、多类型的持续供给的烃源,流体行为轨迹追踪亦进一步证实该区存在多期次烃源充注,且有效供烃量大,本区具有较大的油气资源潜力。

### 参 考 文 献

- [1] 金之钧,周雁,云金表,等.我国海相地层膏盐岩盖层分布与近期油气勘探方向[J].石油与天然气地质,2010,31(6):715-724.
- [2] 徐美娥,张荣强,彭勇民,等.四川盆地东南部中、下寒武统膏盐岩盖层分布特征及封盖有效性[J].石油与天然气地质,2013,34(3):301-306.
- [3] 杜金虎,邹才能,徐春春,等.川中古隆起龙王庙组特大型气田战略发现与理论技术创新[J].石油勘探与开发,2014,41(3):268-277.
- [4] 张舒雅,周泽山.中国石油发现国内最大单体海相整装气藏[N/OL].中国石油报,2014-02-11(1).<http://news.cnpc.com.cn/system/2014/02/10/001470300.shtml>.
- [5] 钟宁宁,赵喆,李艳霞,等.论南海相层系有效供烃能力的主要控制因素[J].地质学报,2010,84(2):149-157.
- [6] 陈建平,赵文智,王招明,等.海相干酪根天然气生成成熟度上限与生气潜力极限探讨[J].科学通报,2007,52(增1):95-100.
- [7] 卢庆治,马永生,郭彤楼,等.鄂西—渝东区热史恢复及烃源岩成烃史[J].地质科学,2007,42(1):189-198.
- [8] 郭战峰,陈绵琨,付宜兴,等.鄂西渝东地区震旦、寒武系天然气成藏条件[J].西南石油大学学报,2008,30(4):39-42.
- [9] 李晓清,汪泽成,张兴为,等.四川盆地古隆起特征及对天然气的控制作用[J].石油与天然气地质,2001,22(4):347-351.
- [10] 刘文汇,王杰,腾格尔,等.中国南方海相层系天然气烃源新认识及其示踪体系[J].石油与天然气地质,2010,31(6):819-825.
- [11] 刘文汇,王晓锋,腾格尔,等.中国近十年天然气示踪地球化学研究进展[J].矿物岩石地球化学通报,2013,32(3):279-284.
- [12] 张萌,黄思静,张王月.锶同位素地层学在海相地层定年中的潜在价值[J].成都理工大学学报:自然科学版,2003,30(3):242-248.

编辑:赵国宪

## Evolution Characteristics of Cambrian pre-Salt Hydrocarbon Source in Western Hubei-Eastern Chongqing Area and Adjacent Area

Hu Xiaofeng, Feng Chang, Ding Qing, Guo Zhanfeng, Sheng Xiancai, Wen Kedong, Ji Jing

**Abstract:** Overburden by wide-distributing Middle Cambrian Qinjiamiao salt rock, both Lower Cambrian Shilongdong and Upper Sinian Dengying hydrocarbon-bearing reservoirs are the important exploration targets in the western Hubei-eastern Chongqing area and adjacent area. However, it has been doubtful to the fact if the hydrocarbon in these reservoirs derived from both the Lower Sinian Doushantuo and the Lower Cambrian Tianheban-Niutitang source rocks because of their high thermal evolution. According to the effect analysis of replaceable gas source, it is shown that the high-matured to over-matured hydrocarbon kitchens are of the pre-Indosinian kerogen-pyrolyzed and Indosinian-Yanshanian oil-pyrolyzed hydrocarbon sources. The fluid behavior tracking to C, O and Sr stable isotope marks supports the theory of continually filling of multi-period hydrocarbon sources which provide greatly huge amounts of hydrocarbon. By account, the effective hydrocarbon amounts can reach to  $15,554.89 \times 10^8 \text{m}^3$  in Dengying reservoir and  $58,925.576 \times 10^8 \text{m}^3$  in Shilongdong reservoir respectively, which means that there is good gas resource potential in the western Hubei-eastern Chongqing area.

**Key words:** Sinian; Cambrian; pre-Salt reservoir; Source rock; Hydrocarbon kitchen; Organic geochemistry characteristics; West of Hubei; East of Chongqing

Hu Xiaofeng: Senior Petroleum Engineer. Add: Exploration and Development Research Institute, SINOPEC Jiangnan Oilfield Branch Company, 18 Daxueyuan Rd., Hongshan, Wuhan, Hubei, 430070, China