

文章编号 :1000-0550(2001)01-0156-05

威远、资阳震旦系干酪根与油裂解气的鉴别^①

尹长河 王廷栋 王顺玉 林 峰

(西南石油学院天然气地质研究室 四川南充 637001)

摘要 根据威远、资阳震旦系气藏天然气组成、天然气碳同位素特征、储层包裹体的对比研究认为威远气田震旦系气藏的天然气主要来源于下寒武统泥岩。由于威远、资阳构造形成时间差异,威远为燕山期形成的构造,资阳为印支期形成,燕山消失,因此天然气的捕获时期不同,导致威远天然气主要是干酪根裂解气,次为油裂解气,而资阳主要是油裂解气。

关键词 干酪根裂解气 油裂解气 天然气组成 非烃组成 碳同位素

第一作者简介 尹长河 男 1971 年 11 月出生 博士 油气藏地球化学

中图分类号 TE122.1+13 **文献标识码** A

1 引言

威远气田位于四川盆地西南部,是世界上产气层位最古老的气田之一。含气层位是震旦系灯影组藻白云岩,埋深 3 000 m 左右,裂缝溶蚀孔洞发育,孔隙度 3%~5%,渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \sim 2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,是统一底水衬托的块状气藏,具统一的气水界面(位于海拔 -2 434 m),含气面积 220 km²,含气高度 240 m,气藏充满度仅 1/4,地质储量约为 $400 \times 10^8 \text{m}^3$ 。资阳震旦系气藏主要是发现于几个小的古圈闭,现今均位于威远背斜的北翼,其储层与威远气田的储层具有类似的特征。根据国家“九五”科技攻关成果,我们认为威远、资阳震旦系天然气主要源于下寒武统筇竹寺组黑色泥岩。

对于高演化地区干酪根裂解气和油裂解气的区分在国内还比较少见,原因是区分干酪根裂解气和油裂解气难度较大,而且对于干气的研究本身就是一个难度较大的课题,本文的主要目的就是通过对天然气的特征、储层包裹体的研究结合储层沥青生物标志物证明威远主要是干酪根裂解气,而资阳主要是油裂解气。

2 地球化学证据

威远天然气烃类气体干燥系数高,属过成熟干气,而资阳具有产能的井(资 1、资 3 等井)气体干燥系数比无产能的井(资 6 井)反而偏低(表 1)。这种差异引起了我们的重视,鉴于资阳曾是古油藏,油的裂解气稍湿是合理的,而稍干的气应该是更富含干酪根裂解气。资阳、威远天然气干燥系数差别不大,因而我们将视线

转移到非烃组成上。

威远、资阳天然气的非烃组成硫化氢含量低(表 1),在 0.32%~1.37% 之间,属高温裂解气,若来源于震旦系灯影组,硫化氢含量应该高,因震旦系灯影组藻白云岩属蒸发岩地层,它所生成的天然气硫化氢含量一定高,如川西北九龙山二叠系碳酸盐岩地层中的天然气硫化氢含量超过 10%。甚至有些次生的气藏其硫化氢含量一样高,如中坝雷三的天然气硫化氢含量在 5%±。但硫化氢可能由烃类与碳酸盐岩中的硫酸盐反应而形成,另外硫化氢易受储层中水的影响,因此硫化氢成因存在多解性。

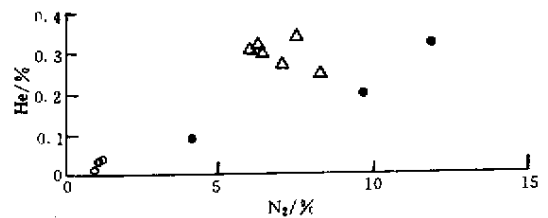


图 1 威远、资阳气藏 N₂、He 含量关系图

Fig. 1 A plot of N₂ vs. He in Weiyuan and Ziyang natural gases

根据国内外的研究^[1,2],泥质烃源岩随着成熟度的增加,氮气含量增加,尤其是在过熟成阶段,氮气相对烃类含量增加特别快,而碳酸盐岩在低成熟度时生成的天然气氮气含量高,在高成熟度时氮气含量低。其主要原因是由于有机质中蛋白质在分解过程中产生氨,与伊利石等粘土矿物结合形成一种盐—固铵伊利石等,只有在高温下铵盐才能分解形成氮气。因为碳

① “九五”国家重点科技攻关项目部分成果(项目编号 96-110-02-03-04)

酸盐岩和碎屑岩中粘土矿物含量差异导致其氮气主要形成时期不同。另外,郝石生等在“八五”期间作过的约旦灰岩生烃模拟实验也支持此观点。

威远气田氮气含量较高,一般大于 6%,资阳具有产能的井氮气含量低 (<1.5%),而不具有产能的井氮气含量最高(11.88%) (图 1,表 1)。威远天然气的干燥系数及甲烷含量也支持威远天然气的成熟度处于高过成熟阶段,因此威远天然气中的氮气应该是寒武系泥质烃源岩高过成熟的产物,而震旦系藻白云岩在高过成熟阶段不可能生成如此高的氮气含量。因此作为它

们的烃源岩只能是寒武系的泥岩,而不可能是震旦系的藻白云岩。泥质烃源岩氮气主要生成于高过熟阶段,而此时烃源岩压实程度高,且古隆起储层已部分致密化,氮气已经不可能发生大规模运移,而仅能通过扩散运移。由于氮气生成运移的特殊性,导致威远背斜翼部资 5、6 井氮气含量异常,其氮气含量高于南部的威远及其北部的资阳古构造,而资 6 井碳同位素却比威远稍轻(-35.51‰);也正是威远北部古构造油裂解气部分回返和北部干酪根裂解气向威远运移的证据。

壳源氦主要是放射性成因,取决于烃源岩中放射

表 1 威远和资阳天然气组成及碳同位素特征^[3,4]

Table 1 Compositions and stable carbon isotopic compositions in Weiyuan and Ziyang natural gases

井号	层位	CH ₄ /%	C ₂ H ₆ /%	H ₂ S /%	CO ₂ /%	N ₂ /%	Ar /%	He /%	C ₁ /C ₁ ⁺	δ ¹³ C ₁ /‰	δ ¹³ C ₂ /‰
威 2	Z ₂ d ³⁻⁴	85.07	0.11	1.31	4.86	8.33	0.053	0.25	99.87	-32.38	-31.34
威 27	Z ₂ d ³⁻⁴	87.07	0.09	1.28	5.19	6.02	0.045	0.31	99.90	-31.96	-31.19
威 30	Z ₂ d ³⁻⁴	86.57	0.14	0.95	4.40	7.55	0.046	0.34	99.84	-32.73	-32.00
威 39	Z ₂ d ³⁻⁴	86.74	0.12	1.22	4.53	7.08	0.071	0.27	99.86	-32.42	-33.98
威 100	Z ₂ d ³⁻⁴	86.08	0.3	1.18	5.07	6.47	0.46	0.30	99.85	-32.38	-31.82
威 106	Z ₂ d ³⁻⁴	86.54	0.07	0.32	4.83	6.26	0.043	0.32	99.92	-32.37	-31.19
资 1	Z ₂ d ³⁻⁴	93.59	0.12	0.75	4.31	1.22	0.002	0.04	99.87	-37.10	
资 2	Z ₂ d ³⁻⁴	88.23	0.17		3.49	4.17	0.041	0.09	99.81		
资 3	Z ₂ d ³⁻⁴	92.2	0.35	0.83	5.66	0.97	0.031	0.009	99.62	-38.00	
资 5	Z ₂ d ³⁻⁴	85.57	0.09		0.007	11.88	0.082	0.32	99.89		
资 6	Z ₂ d ³⁻⁴	82.05	0.03	1.37	6.59	9.67	0.003	0.20	99.96	-35.51	
资 7	Z ₂ d ³⁻⁴	94.22	0.26	0.91	3.49	1.10	0.014	0.032	99.72		

性元素含量和累积效应,在古老的地层中氦的含量高,寒武系和震旦系地层都是古老地层,因此氦的含量与上述两个原因均有关。徐永昌等^[3]注意到威远震旦系灯影组四段有一段兰灰色页岩放射性能谱测得含钍 10×10^{-6} ,该层厚约 3~5 m,在威远地区稳定分布因此认为它是威远富含氦的原因;但陈文正^[4]发现下寒武统底部的暗色泥岩,钍 5×10^{-6} ,铀 $10 \times 10^{-6} \sim 20 \times 10^{-6}$,最底部 3 m 厚的岩层中含铀高达 62×10^{-6} ,该层也分布稳定,可生成 $^4\text{He} 112 \times 10^6 \text{m}^3$;而且我们最近也做了分析,资阳下寒武统底部泥岩铀含量为 $26.3 \times 10^{-6} \sim 51.6 \times 10^{-6}$,钍含量为 $8.37 \times 10^{-6} \sim 9.83 \times 10^{-6}$,震旦系焦沥青中铀、钍的含量分别为 $0.1 \times 10^{-6} \sim 2.1 \times 10^{-6}$ 、 $0.03 \times 10^{-6} \sim 0.23 \times 10^{-6}$,比烃源岩低 1~2 个数量级。因此,与其说氦来自震旦系蓝灰色泥岩,不如说它们主要来自下寒武泥岩,在资阳缺乏这一套蓝灰色泥岩,但在个别井出现高的氦含量(如资 6 井)。威远天然气中氦的含量高,而资阳有工业产能的井氦含量低且其氦同位

素比值($2.8 \times 10^{-8} \sim 2.9 \times 10^{-8}$)明显支持壳源观点^[3,4],资 6 井是位于资阳威远过渡带的井,其氦气含量高,而氦含量介于二者之间,说明资阳、威远天然气主要聚集时期不同。在资阳缺乏震旦系兰灰色页岩,但个别井如资 6 井氦气含量仍然高,说明其混入了干酪根裂解气,而有产能的井如资 1、资 3 氦气含量低,与灯影组中焦沥青贫放射性元素成正相关,其天然气中氦含量的高低分别代表了早期聚集的油裂解气和干酪根裂解气。威远由于主要是干酪根裂解气导致其氦气和氮气含量高,而资阳有产能的井主要是油裂解气,油中放射性元素和氦含量低于烃源岩,因此其裂解气氮气和氦气含量必然低于干酪根裂解气含量。

控制天然气碳同位素的因素有烃源岩、成熟度、运移混合作用及次生变化。随着成熟度的增加天然气的碳同位素与源岩的同位素差距逐渐减小,而乙烷的碳同位素受上述因素影响稍小,与烃源岩干酪根的碳同位素差距较小。威 64 井震旦系灯影组白云岩晶洞中

干酪根碳同位素为 -38.03% ，而威基井寒武系筇竹寺组暗色泥岩干酪根碳同位素为 -30.45% ^[4]。威远天然气的甲烷和乙烷碳同位素相差无几(图 2)，最大不到 2% ，均远大于震旦系灯影组干酪根的碳同位素，稍小于寒武系干酪根的碳同位素(表 1)，威远天然气不可能源于震旦系，而乙烷碳同位素与寒武系干酪根碳同位素接近，说明天然气成熟度较高，应主要为干酪根晚期裂解气，而油裂解气为辅，否则威远天然气碳同位素不会与干酪根的碳同位素差异如此之小(表 1)。而资阳古构造高点天然气甲烷碳同位素比威远偏轻近 5% 。首先说明：如果威远、资阳天然气为同一来源，必然为烃源岩不同成熟阶段的产物；其次我们通过 $\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2$ 与 $\ln(C_1/C_2)$ 对比图(图 2)说明威远天然气是烃源岩高过成熟的产物，而且威远天然气主要为干酪根裂解气^[5]。威 39 井天然气干燥系数与威远其它井

类似，而碳同位素的倒转为干酪根裂解气和油裂解气混源进一步提供了证据。寒武系烃源岩主要为 II 型干酪根，对于 II 型干酪根成气，主要以油裂解气为主^[6,7,8]。而油裂解成气一般向两极化发展，一方面形成富氢的组分，如甲烷和乙烷等烃类，但在高演化阶段以甲烷为主，另一方面形成贫氢的组分，即焦沥青。油裂解成气过程中油碳同位素也发生两极分化，一方面形成富含轻碳同位素的烃类气体，另一方面形成富含重碳同位素的焦沥青。干酪根生成的油碳同位素一般比干酪根轻 $3\% \sim 5\%$ ，同样油裂解气的碳同位素比油碳同位素还要轻^[9]，因此资阳有产能的井只可能是寒武系来源油的裂解气，而不可能是震旦系来源的天然气的。在威远及资阳震旦系储层中均见到大量焦沥青^[11]，我们在取样时也曾经发现，这说明在资阳和威远曾经有油裂解成气的过程。

表 2 资阳、威远甾烷成熟度参数

Table 2 Sterane maturation indices in Weiyuan and Ziyang

构造	井号	层位	岩性	甾烷 $C_{29} S/(S+R)$	甾烷 $C_{29} \beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$
资阳	资 4	寒武系	烃源岩	0.43	0.44
	资 1	震旦系	气层	0.41	0.41
威远	威 9	寒武系	烃源岩	0.40	0.42
	威 91	震旦系	气层	0.37	0.25

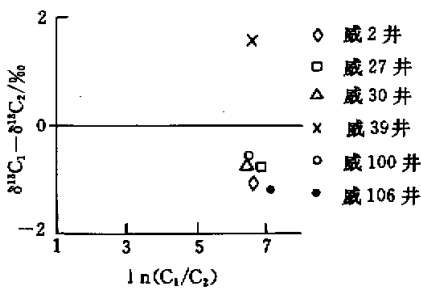


图 2 天然气同位素对比图

Fig. 2 A plot of $\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2$ (‰) vs. $\ln(C_1/C_2)$ in Weiyuan natural gases

根据我们所作的储层沥青生物标志化合物可以说明① 1)威远、资阳天然气主要源于寒武系烃源岩；2)威远天然气成熟度高，甾烷参数已倒转，甚至比本地烃源岩倒转还多，而且比资阳震旦系产层倒转还多，说明其必然有坳陷中干酪根裂解气的补充，而且天然气的成熟度高于本地的烃源岩及资阳产层。资阳储层沥青生物标志物甾烷参数倒转不如威远说明气成熟度低于威远，但仍然高于本地烃源岩，而资阳本地烃源岩的现今成熟度为 2.5% 。威远储层沥青生物标志物发现

生物降解的证据，在资阳并没有。油一旦遭受生物降解其裂解成气的潜能必然降低，主要是由于选择性的先破坏正构烷烃等富氢组分，这导致威远构造本身油裂解成气的潜力降低。

另外，王鹤年等^[11]所测威远震旦系储层包裹体均一温度从 $80^\circ\text{C} \sim 160^\circ\text{C}$ 到 $200^\circ\text{C} \sim 240^\circ\text{C}$ ，成分以烃类为主，其中液态包裹体多见于重结晶方解石及孔洞充填物中，数量较少，且多为原生包裹体，其均一化温度小于 160°C ，均基本上不超过液态烃存在的上限，主要有含液态烃的液相包裹体、含液态烃的气液包裹体、含沥青液态烃气态烃的包裹体；含气态烃的流体包裹体在储层中分布广泛，既有呈孤立零星分布的原生包裹体，也有成群、成串排列的次生包裹体，其均一温度多分布在 $200^\circ\text{C} \sim 240^\circ\text{C}$ 。从包裹体的分布、成分及均一化温度来看，威远曾经有过聚油史，也曾有过油裂解气的过程，含液态烃的液相包裹体、含液态烃的气液包裹体、含沥青液态烃气态烃包裹体即是证据，而且其含气态烃的流体包裹体均一化温度高达 $200^\circ\text{C} \sim 240^\circ\text{C}$ ，在此温度范围油已经不可能存在，必然裂解成气，同时气态

烃包裹体的分布模式也是天然气运移聚集的证据。

3 油气运移聚集

威远气田位于四川盆地加里东古隆起,而四川盆地加里东古隆起受控于龙门山及川西—川中基底隆起,经历了震旦纪末的桐湾运动、志留纪末的加里东运动及二叠纪的海西运动,具有多期或多旋回的同沉积隆起兼剥蚀隆起的性质。四川盆地在加里东—印支前主要为拉张性质,形成大隆大坳的构造格局,抗张能力较强的川中结晶变质基底相对抬升,抗张能力较弱的褶皱基底相对下陷,川南坳陷形成。而威远—资阳地区为抗张能力更强的花岗岩基底,破裂程度低,为相对抬升区,四周为相对坳陷区。印支期,四川盆地构造性质转变,由张性转为压性,古隆起带轴线南移,在轴部出现了资阳古圈闭,燕山期古构造轴线移至威远北斜北翼,资阳等古圈闭早期存在,晚期消失,威远北部的燕山期形成的古圈闭也随之消失,喜山期,四川盆地整体抬升,烃源岩基本停止生烃,挤压应力的进一步增强,使威远背斜最终形成。

川南凹陷寒武系烃源岩在加里东期已开始生油,古隆起尤其是威远南部开始聚油;在印支期达到生油高峰,古隆起大面积聚油,尤其是资阳古圈闭正是此时形成,而资阳和威远(印支期位于资阳古圈闭的南斜坡)现今都有焦沥青的分布,说明资阳古圈闭的巨大及印支期聚油面积之广,焦沥青的存在是油裂解成气的证据之一;在燕山期,随着沉积厚度的增加,古地温增加及时间的推移,古油藏裂解成气,导致资阳古圈闭及周围古构造油裂解成气,同时寒武系烃源岩的干酪根裂解气进入威远周围古构造;喜山期构造轴线移至威远,威远构造最终定型,此时威远以南烃源岩成熟度已达4.0%以上,已经不可能形成具有工业价值的气藏,威远背斜周围古隆起的烃源岩成熟度为3.0%左右,而且此时由于四川盆地的整体抬升基本停止了生烃。由于地层的反转,周围古构造的干酪根裂解气的汇集和资阳及周围的古构造的裂解气部分回返(古构造油裂解气回返可能部分受古构造和局部焦沥青封堵带所圈闭而不能完全回返)形成威远大中型气田。由于威远周围古构造总体闭合度都不如威远,所以导致威远气充满度仅为1/4。而资阳古圈闭现今仅在局部高点发现油裂解气藏。

威远震旦系灯影组天然气气藏能够形成主要应归结为古构造(资阳周围的古构造)的消亡和新构造(威远)的形成的良好匹配以及生烃中心的转移(由南到北、由烃源岩到古油藏)与喜山运动造成的地层反转的良好匹配关系。

4 结论

(1) 通过天然气碳同位素、非烃组成,结合储层沥青生物标志可以得出威远天然气主要来源于寒武系烃源岩的干酪根裂解气,而资阳主要为油裂解气。

(2) 威远主要为干酪根裂解气,其次为油裂解气,这可以与资阳相对比,从天然气的非烃组成、碳同位素及包裹体得到相应的证据。II型干酪根主要以油裂解气为主,干酪根裂解气为辅,这就是威远构造气藏充满度仅为1/4的原因。同时资阳古圈闭油裂解气的回返,也造成资阳以一种局部“悬挂”圈闭气藏存在。

(3) 威远大中型气田的形成主要是由于资阳及其周围古构造的消亡与威远构造的形成具有良好的匹配关系,威远构造主要捕获到周围古隆起寒武系烃源岩干酪根裂解气,其次为周围古构造的油裂解气。而资阳主要捕获到油裂解气。

(4) 推而广之,新构造只要邻近曾经聚集过油气的古构造(或称次生气源),并且该古构造的消亡与新构造的形成具有良好的匹配关系,如威远气田,也有可能形成气田,甚至是大中型气田。

致谢:文中资阳天然气资料源于川西南矿区新区勘探事业部刘仲宣经理、夏绍文经理助理,四川石油管理局勘探开发研究院提供了部分地质资料,在此一并表示感谢!

参 考 文 献

- 1 Little R, Idiz E. *et al.* Molecular Nitrogen in Natural Gas Accumulations: Generation from Sedimentary Organic at High Temperature[J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(3): 410~430
- 2 朱岳年,史卜庆. 天然气中 N_2 来源及其地球化学特征[J]. 地质地球化学, 1998, 26(4): 50~56
- 3 徐永昌. 中国最古老的气藏—四川威远震旦纪气藏[J]. 沉积学报, 1989, 7(4): 3~13
- 4 陈文正. 再论四川盆地威远震旦系气藏的气源[J]. 天然气工业, 1992, 12(6): 28~32
- 5 Alain Prinzhofer A, *et al.* Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases[J]. Chemical Geology, 1995, 126(3~4): 281~290
- 6 Behar F, Kressmann S, Rudkiewicz J L, Vandembroucke M. Experimental simulation a confined system and kinetic modeling of kerogen and oil cracking [J]. Org. Geochem., 1991, 19(1~3): 173~189
- 7 Behar F, Vandembroucke M, Tang Y, Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation[J]. Org. Geochem., 1997, 26(5/6): 321~339
- 8 Rudkiewicz J L, Wolf S, Behar F, Vandembroucke M, Wendebourg J. Gases in reservoirs: A balance between generation and migration: PT. 1: Compositional modelling, Annu AAPG-SEPM-EMD-DPA-DEG CON(San Diego, 5/

- 19-22/96) Pap. Abstr. pp. 122-123, 1996 (Abstract only). (1) 9-13
- 9 Magoon L B, Dow W G. The petroleum system—from source to traps [C]. AAPG memoir, 1984, 26: 261-283. 11 王鹤年, 储同庆, 陈来福. 四川威远气田烃流体包裹体的研究 [J]. 矿物学报, 1991, 11(4): 317-324
- 10 邱蕴玉, 徐濂等. 威远气田成藏模式初探 [J]. 天然气工业, 1994, 14

Differences between Kerogen-and Oil-cracked Gases in Sinian Reservoirs of Weiyuan and Ziyang Area

YIN Chang-he WANG Ting-dong WANG Shun-yu LIN Feng
(Institute of Southwest Petroleum, Nanchong, Sichuan 637001)

Abstract

By comparing nonhydrocarbon compositions, carbon isotope ratios of natural gases and reservoir inclusions in Weiyuan Area (W) and Ziyang Area (Z) and lower Cambrian black shale is the main sources of natural gas. Time of structure formation is different between W and Z. The former is during Yanshanian orogeny and the latter Indosinian Orogeny, but Z structure disappeared in Yanshanian Orogeny. So, natural gases for W are made up of oil and kerogen-cracked gases, but the latter is important. However, natural gases in Z are mainly made from oil-cracked gases.

C_1/C_{1+} ratios of natural gases in W and Z are more than 99.62%, therefore, natural gases are high and over-matured gases, and hydrocarbon gases of natural gases in Z are more abundant in high-yield wells than in low-yield ones. Contents of nitrogen gas in W Area is higher than 6% and less than 1.22% in high-yield wells and higher than 4.17% in low-yield well in Z Area. C_1/C_{1+} contents of hydrocarbon gases and nitrogen hold out that natural gases in W are high and over-matured, and nitrogen gas originate from high and over-matured lower Cambrian black shale. Natural gases with high content of nitrogen and helium gases in W are mainly kerogen-cracked. Natural gases in high-yield wells in Z are oil-cracked. Because content of radioactive element and nitrogen in oil are much lower than in source rock, oil-cracked gases must contain low content of helium and nitrogen gases. Natural gases in low-yield wells interfused by kerogen-cracked gases contain high content of helium and nitrogen gases. Methane carbon isotope ratios are nearly 5‰ higher in W than in Z. $R_{\delta}(\%)$, based on $\delta^{13}C_1(\%) - R_{\delta}(\%)$ formula, is 1% higher in W than in Z. Furthermore, natural gases in W are kerogen-cracked and those in Z are oil-cracked.

Homogeneous temperature (HT) of liquid hydrocarbon inclusions in W is in the range of 80°C and 160°C, and amount of liquid hydrocarbon inclusions is small. Homogeneous temperature of abundant gaseous hydrocarbon inclusions in W is in the range of 200°C and 240°C. Homogeneous temperature of hydrocarbon inclusions in Z is in the range of 80°C and 248°C, and having liquid, gaseous, gaseous-liquid, liquid-gaseous, mainly liquid hydrocarbon inclusions. HT of liquid hydrocarbon inclusions is in the range of 80°C and 160°C, and the rest are in the range of 150°C and 248°C. Accumulated oil is small and biodegraded, and oil-cracked gases in W are lack. Accumulated oil is large and oil-cracked gases in Z are abundant.

Differences of nitrogen and helium gas, methane carbon isotope ratios, HT and phase of hydrocarbon inclusions prove that natural gases originating from lower Cambrian black shale in W are kerogen-cracked, and those in Z are oil-cracked.

Key words oil-cracked gases kerogen-cracked gases natural gas compositions nonhydrocarbon compositions carbon isotope ratios