

渤海湾盆地渤中19-6凝析气田天然气成因及 油气成因关系判识

胡安文,王德英,于海波,江涛,孙哲

[中海石油(中国)有限公司天津分公司 渤海石油研究院,天津 300459]

摘要:综合运用油气地球化学分析方法,分析了渤海湾盆地渤中19-6凝析气田天然气成因,并对凝析油与天然气的成因关系进行了判识。研究表明,渤中19-6凝析气田天然气为以烃类气为主的湿气, $C_1/(C_2+C_3)$ 值偏低,介于6.4~7.3,甲烷碳同位素值集中分布于-38.0‰~-39.0‰,乙烷碳同位素偏重,介于-25.4‰~-27.0‰,为偏腐殖型干酪根裂解气,与沙河街组三段烃源岩具有可比性,源自沙河街组三段烃源岩。多项凝析油和天然气成熟度判别参数表明,渤中19-6凝析气田凝析油和天然气主要处于成熟阶段,但天然气成熟度略高于凝析油。多项地质证据表明,渤中19-6凝析气田经历了“早油晚气”的油气成藏过程,凝析油主成藏期(12 Ma以来)早于天然气(5 Ma以来)。

关键词:成熟度;气-源对比;凝析油;天然气;渤中19-6凝析气田;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Genesis of natural gas and genetic relationship between the gas and associated condensate in Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

Hu Anwen, Wang Deying, Yu Haibo, Jiang Tao, Sun Zhe

(Bohai Petroleum Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC, Tianjin 300459, China)

Abstract: The genesis of natural gas in the Bozhong 19-6 gas condensate field in the Bohai Bay Basin is analyzed by means of petroleum geochemical analyses, and the genetic relationship between condensate and natural gas is thereby determined. The results show that the natural gas in the Bozhong 19-6 gas condensate field is mainly composed of wet hydrocarbon gases with relatively low $C_1/(C_2+C_3)$ values ranging from 6.4 to 7.3, and carbon isotope values of methane and ethane ranging from -38.0‰ to -39.0‰ and from -25.4‰ to -27.0‰, respectively, indicating humic-prone kerogene-cracked gases probably derived from the source rocks of the third member of the Shahejie Formation. A number of condensate and gas maturity parameters show that both condensate and natural gas from the field are mature, with natural gas slightly maturer than condensate. Geological evidences also reveal that the field went through a hydrocarbon accumulation process of “early oil and late gas”, with the main condensate accumulation stages (since 12 Ma) prior to those of natural gas (since 5 Ma).

Key words: maturity, gas-source correlation, condensate, natural gas, Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

渤中19-6凝析气田位于渤海湾盆地渤中坳陷渤中凹陷内,具有千亿方储量规模,是迄今为止渤海湾盆地内探明最大的天然气田^[1-8]。在构造上,渤中19-6构造带被渤中主洼、渤中南洼和渤中西南洼所围限,主体表现为南高北低的长轴背斜构造带,属于典型的“洼

中隆”构造(图1)。在地层上,渤中19-6凝析气田内从上至下依次发育第四系平原组、新近系明化镇组和馆陶组、古近系东营组、沙河街组和孔店组以及太古宇潜山,其中古近系孔店组和太古宇潜山是主力产气层。已钻井揭示渤中19-6凝析气田周缘三次洼均发育

收稿日期:2020-03-23;修订日期:2020-07-30。

第一作者简介:胡安文(1989—),男,工程师,油气地球化学与石油地质。E-mail:827578022@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05024-003)。

沙河街组三段、沙河街组一段和东营组三段3套烃源岩。有机地球化学资料显示^[8-11],沙河街组三段烃源岩有机质类型以 II_2 型为主,绝大多数镜质组反射率(R_o)大于1.3%,已达到了高-过成熟阶段;沙河街组一段和东营组三段烃源岩有机质类型分别属于 II_1 和 II_1-II_2 型,目前分别处于成熟-高成熟阶段和成熟阶段。

渤中19-6凝析气田内天然气和凝析油同产,天然气均为湿气,伴生产出的凝析油呈亮褐、浅黄或深黄色,具有低密、低粘、低胶质+沥青质、高蜡和高凝固点的特征。前人针对渤中19-6凝析气田凝析油地球化学特征、油源和成熟度等,开展了大量的研究工作并达成了较统一的认识^[2-8]。多数学者认同渤中19-6凝析气田内凝析油为沙河街组三段烃源岩成熟阶段的产物^[8]。但有关渤中19-6凝析气田天然气地球化学特征及气源的研究则少有涉及,天然气成因至今未形成共识。如徐长贵等^[5]认为渤中19-6气田的天然气成因类型为腐殖-腐泥型干酪根降解气。而李慧勇等^[8]认为渤中凹陷深层太古宇潜山及上覆古近系孔店组天然气为典型的油型气,具有不同成熟度天然气混合特

征。渤中19-6凝析气田天然气属于何种成因及其与凝析油又具有何种成因联系?这对于认清渤中19-6凝析气田周边乃至整个渤中凹陷深层油与气勘探前景至关重要。

本次研究综合利用天然气各项地球化学参数,对渤中19-6凝析气田天然气地球化学特征进行精细刻画,在此基础上厘清天然气成因与来源;结合凝析油成熟度判定和储层流体包裹体特征,对渤中19-6凝析气田天然气和凝析油成因关系进行判识。

1 样品与实验分析

本次研究共采集分析渤中19-6凝析气田4口井6件天然气样品(图1;表1)。此外,本文选取了39件代表性的沙河街组三段、沙河街组一段和东营组三段烃源岩样品,与渤中19-6凝析气田进行气-源对比,并开展气源分析。为了判识天然气与凝析油成因关系,本次研究还分析了渤中19-6凝析气田5口井8件凝析油样品物性和成熟度与46件储层岩心样品的流体包裹体显微岩相学特征和均一温度。

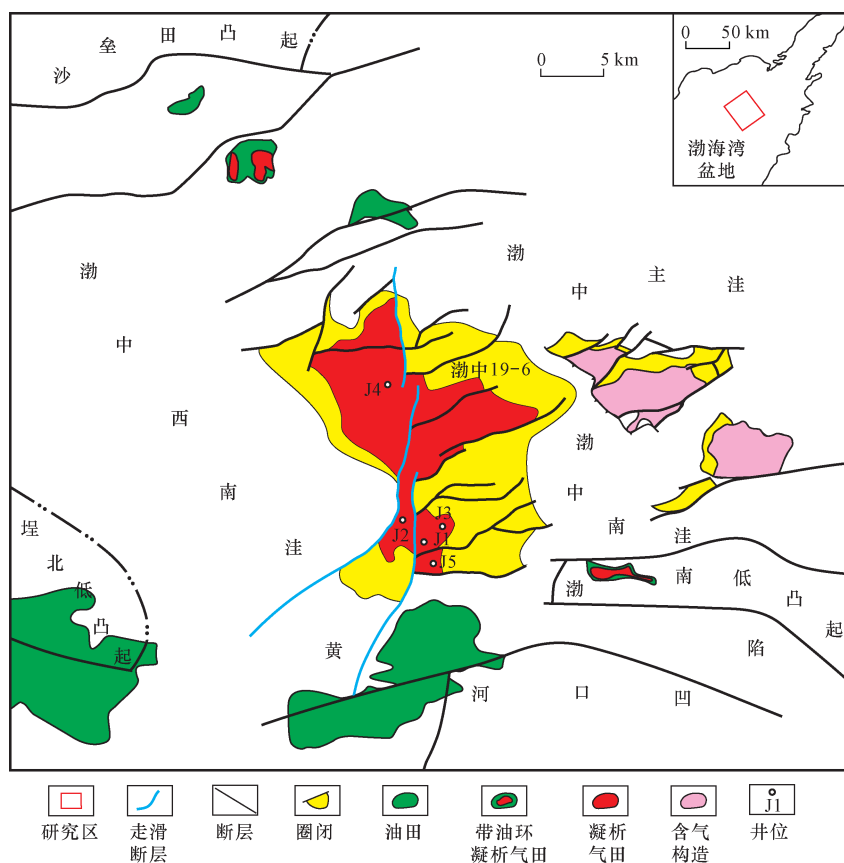


图1 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田构造位置

Fig. 1 Sketch map showing the location of the Bozhong 19-6 gas condensate field in the Bohai Bay Basin

表1 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田天然气组分特征

Table 1 Composition characteristics of natural gas from the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

井号	深度/m	层位	天然气组分含量(体积百分数)/%								干燥系数 (C_1/C_{1+})
			C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_{6+}	N_2	CO_2	
J1	3 566.8 ~ 3 634.0	古近系孔店组	76.75	8.68	2.98	1.35	0.54	0.20	0.13	9.37	0.85
J1	4 043.4 ~ 4 142.0	太古宇	70.85	8.04	2.82	1.30	0.46	0.11	0.15	16.27	0.85
J2	3 873.7 ~ 3 923.5	太古宇	78.27	8.19	2.59	1.07	0.32	0.10	0.11	9.35	0.86
J2	3 879.0 ~ 3 998.7	太古宇	77.78	8.22	2.78	1.28	0.49	0.16	0.12	9.19	0.86
J4	4 411.0 ~ 4 499.8	太古宇	75.41	8.83	3.01	1.36	0.54	0.17	0.19	10.49	0.84
J5	3 500.0 ~ 3 566.0	古近系孔店组	77.40	8.21	2.95	1.38	0.60	0.31	0	9.15	0.85

本次研究中天然气、凝析油和烃源岩样品的所有测试分析均在中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海实验中心完成,储层流体包裹体的相关分析在核工业北京地质研究院分析测试研究中心完成。

1.1 天然气组分和轻烃分析

组分分析采用 Agilent 6890N 气相色谱仪,详细操作流程依据中华人民共和国国家标准 GB/T13610-2014 和 GB/T14678-93。天然气轻烃气相色谱分析仪器为 HP 5890A 气相色谱仪,色谱柱为 PONA 柱(50 m×0.15 mm×0.5 μm),采用 99.999% 氦气为载气,升温程序为:初温 25℃,恒温 15 min,以 1.5℃/min 升温至 70℃,以 2.5℃/min 升温至 130℃,再以 3.5℃/min 升至 280℃,保持 10 min。

1.2 碳同位素分析

天然气同位素分析仪器为 Delta S GC/C/IRMS 同位素质谱仪,分析方法如下:首先将天然气样品注入气相色谱柱中分离成单体化合物,然后将分离后的单体化合物在高温氧化燃烧炉中转化为纯 CO_2 ,最后注入同位素质谱仪测得碳同位素值。烃源岩干酪根碳同位素分析仪器为 Delta Plusxl 稳定同位素质谱仪,实验方法按照 GB/T18340.2-2010 进行。

1.3 饱和烃色谱-质谱分析

分析仪器为 Thermo-Fisher Trace-DSQ II 气相色谱质谱联用仪,色谱柱为 HP-5MS 弹性石英毛细柱(60 m×0.25 mm×0.25 μm)。升温程序为:初温 50℃,恒温 1 min,以 15℃/min 升温至 100℃,以 2℃/min 升温至 200℃,再以 1℃/min 升至 315℃,保持 20 min。载气为 99.999% 氦气,流速为 1 mL/min。

1.4 流体包裹体测试

利用 MPV-SP 显微镜光度计、偏光和荧光显微镜观测流体包裹体显微岩相学特征(大小、分布形状和荧

光颜色等),并搭配 LINKAM THMS600 型冷热台测定流体包裹体均一温度等。

2 天然气特征、成因及成熟度判识

2.1 天然气组分特征

渤中 19-6 凝析气田 4 口井 6 组天然气样品分析结果表明,天然气组分以烃类气为主,含量介于 83.58%~90.85%。其中 CH_4 含量分布于 70.85%~78.27%,均值为 76.08%, C_2H_6 含量为 8.04%~8.83%, C_3H_8 含量为 2.59%~3.01%,其他烃类气含量较低,均小于 2%,干燥系数(C_1/C_{1+})为 0.84~0.86,属于湿气(表 1)。

凝析气田内非烃气总含量为 9.15%~16.42%,以 CO_2 为主, N_2 含量较少。 CO_2 含量介于 9.15%~16.27%, N_2 含量为 0.11%~0.19%,均值为 0.12%。因非烃气占比较少,后文中将不再论述其成因。

2.2 天然气成因类型

不同成因类型的天然气组分和碳同位素值存在一定差异,可利用 $\delta^{13}C_1$ 与 $C_1/(C_2+C_3)$ 图版判识天然气成因^[12-14]。从图 2 可见,渤中 19-6 凝析气田天然气的 $\delta^{13}C_1$ 集中分布于 -38.0‰~-39.0‰, $C_1/(C_2+C_3)$ 值介于 6.4~7.3,明显不同于生物成因气和混合气特征,而全落于热成因气区。

依据原始有机质母质类型的差异,有机热成因气可进一步划分为腐泥型天然气和腐殖型天然气^[15]。因乙烷碳同位素具有较好的母质继承性,能反映生气母质类型,故常被应用于有机热成因气分类^[16-17]。对于腐泥型和腐殖型天然气划分标准,不同学者间具有一定差异。如刚文哲等将 $\delta^{13}C_2 = -29.0‰$ 作为腐泥型和腐殖型天然气的划分阈值^[17];戴金星等通过系统统计分析全国各大油气田天然气碳同位素特征,认为 $\delta^{13}C_2$ 大于 -27.5‰ 为腐殖型天然气, $\delta^{13}C_2$ 小于 -29.0‰ 为腐泥型天然气,同时建议参考气组分、轻烃和生物标

志化合物等综合鉴别腐殖型和腐泥型天然气^[18]。依据戴金星等的分类标准,渤中19-6凝析气田天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值介于 $-25.4\text{‰} \sim -27.0\text{‰}$,均值为 -26.2‰ ,既非典型腐殖型天然气又非典型腐泥型天然气(图3)。参考前人对渤海海域天然气的研究成果和分类方案^[19],可将其划分为偏腐殖型天然气。

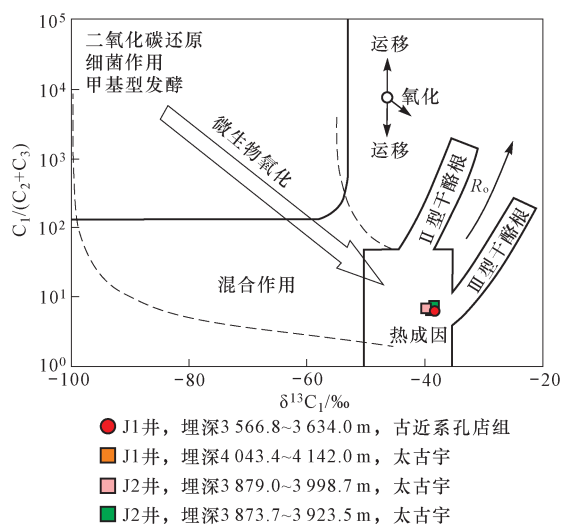


图2 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 $\text{C}_1/(\text{C}_2 + \text{C}_3)$ 关系

Fig. 2 Relationship between $\delta^{13}\text{C}_1$ and $\text{C}_1/(\text{C}_2 + \text{C}_3)$ of gas samples from the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

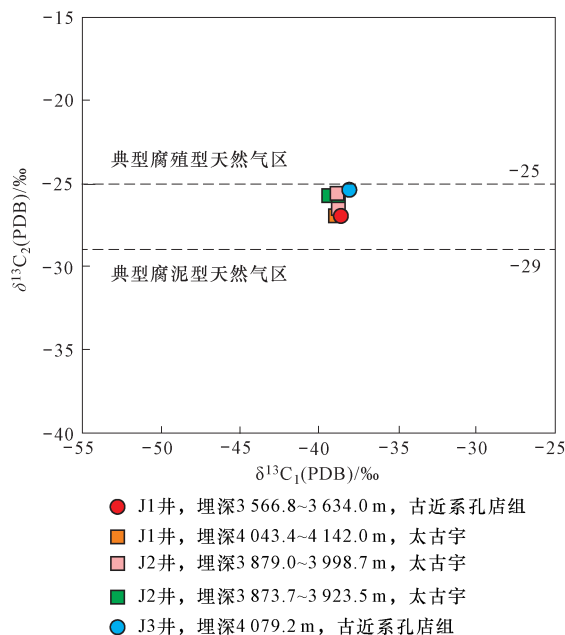


图3 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 $\delta^{13}\text{C}_2$ 关系

Fig. 3 Relationship between $\delta^{13}\text{C}_1$ and $\delta^{13}\text{C}_2$ of gas samples from the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

在此基础上,根据有机质热演化阶段及生气母质的转化,偏腐殖型天然气可进一步分为干酪根热解气和原油裂解气^[15]。Guo等^[20]通过模拟实验分析认为原油裂解气的乙烷与丙烷碳同位素差值明显低于干酪根热解气,并据此创立了 $\delta^{13}\text{C}_1 - (\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3)$ 的天然成因类型鉴别图版(图4)。由图4可见,渤中19-6凝析气田天然气以干酪根热解气为主,可能混有少量原油裂解气。综上所述,区内天然气主要为偏腐殖型干酪根热解气。这与王奇等^[19]利用黄金管生烃模拟实验分析渤海海域烃源岩生气潜力与天然气成因时认为渤海海域现今已发现天然气绝大多数为偏腐殖型干酪根裂解气不谋而和。

2.3 天然气成熟度判别

烃类气中甲烷碳同位素组成受生气母质类型和母质热演化程度控制^[21],随热演化程度增大,甲烷 ^{13}C 值变大。基于国内不同沉积盆地天然气地球化学资料,戴金星和沈平等分别总结了煤型(成)气和油型气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值与 R_o 关系式。但渤中19-6凝析气田天然气主要为偏腐殖型气,直接套用上述煤型(成)气或油型气的经验公式显然不妥。因此,本次研究采用Berner等^[22]通过模拟实验建立的基于II型干酪根 $\delta^{13}\text{C}_1 - \delta^{13}\text{C}_2$ 图版识别偏腐殖型气成熟度。由图5可见,渤中19-6凝析气田天然气成熟度分布于 $R_o = 1.0\% \sim 1.3\%$ 区间,处于成熟阶段。

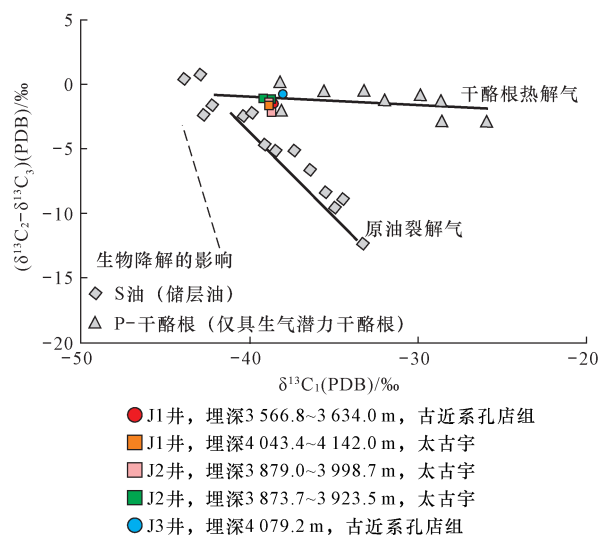


图4 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$ 关系

Fig. 4 Relationship between $\delta^{13}\text{C}_1$ and $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$ of gas samples from the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

天然气轻烃参数中异庚烷指数与庚烷指数是2个重要的成熟度指标^[23-27]。针对国内沉积盆地油气地质条件,程克明^[27]等建立了基于异庚烷值和庚烷值的油气成熟度划分标准,详见参考文献^[27]。渤中19-6凝析气田天然气异庚烷值为0.63~2.14,庚烷值为21.93~37.39。依据程克明等建立的标准^[27],区内天然气处于成熟-高成熟阶段(图6)。此外,由Mango提出的稳态催化轻烃成因理论^[28-29]可知天然气轻烃中2,4-二甲基戊烷/2,3-二甲基戊烷(2,4-DMC₅/2,3-DMC₅)的对数值与生气母质经历的温度(T)正相关,具体计算公式为 $T = 140 + 15 \ln(2,4-DMC_5/2,3-DMC_5)$ 。由此换算的区内生气母质经历的温度为124.8~131.6℃,处于成熟阶段温度范围。

由上述3种方法厘定的天然气成熟度高度一致,渤中19-6凝析气田天然气应主要处于成熟阶段,可能个别达到了高成熟度阶段,但尚未达到液态烃和重气烃大规模裂解的过成熟度阶段。

3 天然气气源判别

因天然气成分简单,蕴含的地球化学信息少,天然气与源岩干酪根碳同位素对比成为了重要的气源岩判别方法^[30-32]。天然气中乙烷碳同位素母质继承性最强,故常被用于气-源对比。

基于此,本次研究系统对比了渤中19-6凝析气田周边3套烃源岩和天然气碳同位素资料。如图7所示,沙河街组三段烃源岩干酪根碳同位素值明显重于沙河街组一段和东营组三段。沙河街组三段烃源岩干酪根 $\delta^{13}C$ 变化于-24.8‰~-28.6‰,均值为-26.4‰;沙河街组一段和东营组三段烃源岩干酪根 $\delta^{13}C$ 较轻,分别介于-25.9‰~-29.9‰和-26.0‰~-30.2‰。渤中19-6凝析气田天然气乙烷碳同位素值在-25.4‰~-27.0‰范围,平均值为-26.2‰。受碳同位素分馏作用影响,气源岩干酪根碳同位素通常重于天然气乙烷碳同位素^[33]。故从碳同位素分布特征可知,渤中19-6凝析气田天然气气源应主要为沙河街组三段烃源岩。

4 凝析油-天然气成因关系判别

4.1 凝析油成熟度判别

关于渤中19-6凝析气田凝析油特征和油源等,前人开展了系列研究并得到了高度一致的认识^[2-8]:渤中19-6凝析气田凝析油具有低密、低粘、低胶质+沥

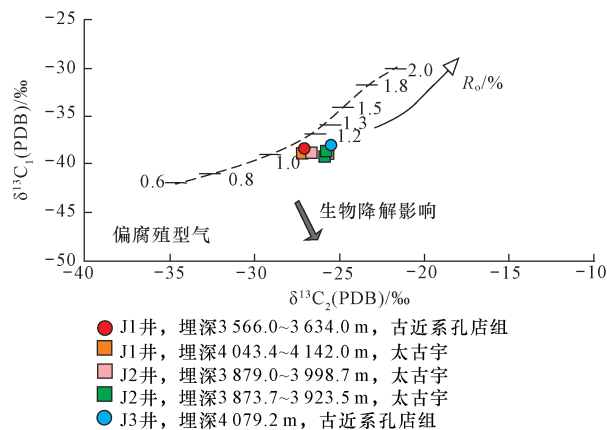


图5 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田天然气
 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$ 关系与成熟度

Fig.5 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$ plot for evaluating the maturities of gas samples from the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

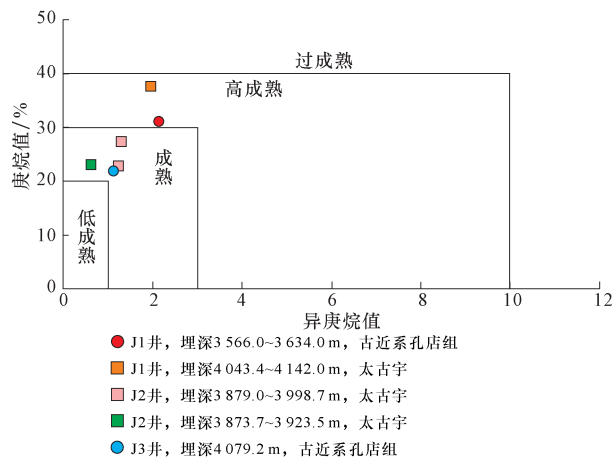


图6 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田天然气
异庚烷值-庚烷值关系与成熟度

Fig.6 Plot of isoheptane versus heptane values for evaluating the maturities of gas samples from the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

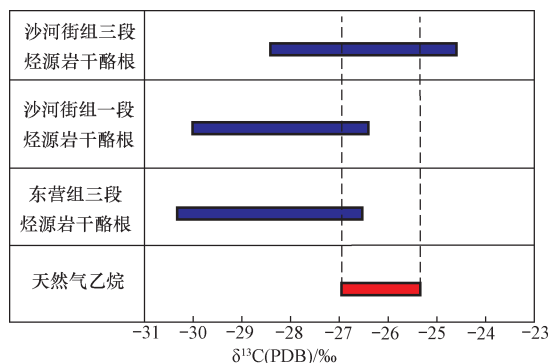


图7 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田天然气乙烷与
各层系烃源岩干酪根同位素值对比

Fig.7 Correlation of $\delta^{13}C_2$ values of gas samples with $\delta^{13}C_{kerogen}$ values from various formations in the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

表 2 渤海湾盆地渤中 19-6 凝析气田凝析油物性特征及气相色谱参数
Table 2 Physical properties and gas chromatography parameters of condensates from
the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

井号	深度/m	层位	密度/ ($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	粘度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	含蜡量/ %	胶质含量/ %	沥青质含量/ %	凝固点/ $^{\circ}\text{C}$	主峰碳	$\Sigma C_{21-}/$ ΣC_{22+}
J1	3 566.8 ~ 3 634.0	古近系孔店组	0.795	1.42	13.95	0.76	0.31	22	19	1.05
J1	4 043.4 ~ 4 142.0	太古宇	0.793	1.24	11.80	0.84	0.15	12	19	1.01
J2	3 873.7 ~ 3 923.5	太古宇	0.799	1.54	15.04	0.41	0.28	17	16	2.05
J2	3 879.0 ~ 3 998.7	太古宇	0.809	2.14	13.84	1.28	0.14	22	15	2.37
J2	4 261.0	太古宇	0.811	2.44	17.79	1.40	0.25	20	15	2.29
J3	4 079.2	古近系孔店组	0.787	2.06	7.32	0.57	0.02	11	15	1.81
J4	4 411.0 ~ 4 499.8	太古宇	0.798	1.65	18.25	0.57	0.22	22	19	0.99
J5	3 500.0 ~ 3 566.0	古近系孔店组	0.791		10.52	0.96	0.74	16	17	1.49
平均值			0.798	1.78	13.56	0.85	0.26	18	17	1.63

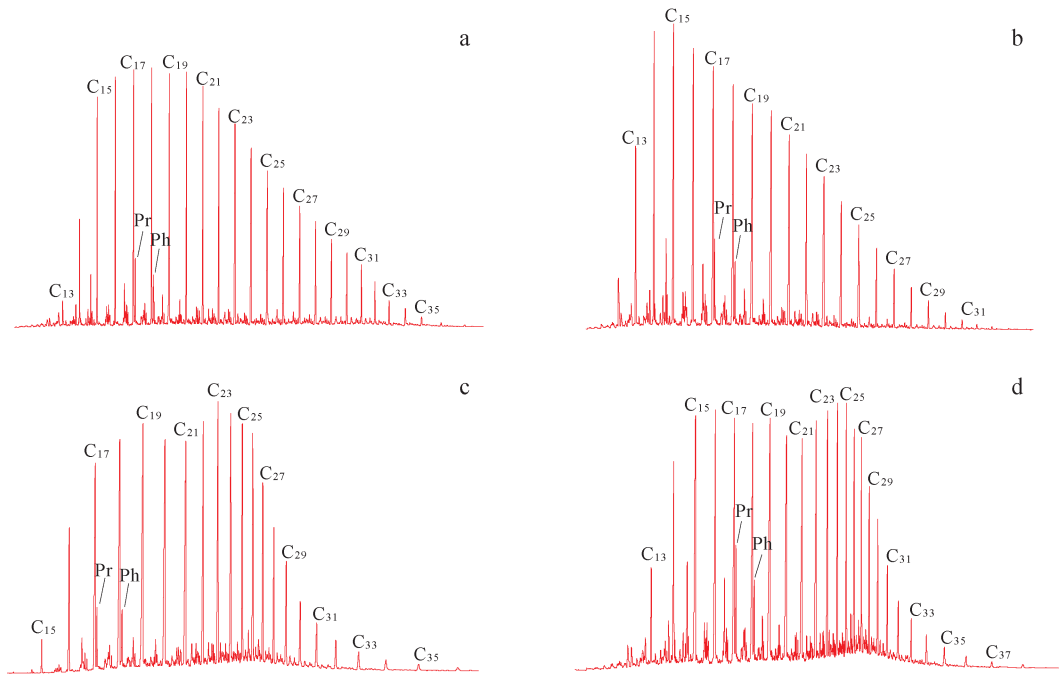


图 8 渤海湾盆地渤中 19-6 凝析气田凝析油饱和烃气相色谱
Fig. 8 Gas chromatograms of saturated hydrocarbon fractions in condensate samples from
the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

a. J1 井,埋深 3 566.8 ~ 3 634.0 m,古近系孔店组凝析油;b. J2 井,埋深 3 873.7 ~ 3 923.5 m,太古宇凝析油;
c. J4 井,埋深 4 411.0 ~ 4 499.8 m,太古宇凝析油;d. J5 井,埋深 3 500.0 ~ 3 566.0 m,太古宇凝析油

青质、高蜡和高凝固点的物性特征(表 2),为沙河街组三段烃源岩的产物。有关凝析油成熟度问题,虽多数研究人员认同渤中 19-6 凝析气田的凝析油主要处于成熟阶段^[2-8],但也有部分研究者认为渤中 19-6 凝析气田的凝析油已达到了高成熟阶段。为了准确判识研究区凝析油成熟度,下文将分别从凝析油正构烷烃特征和甾烷异构化、轻烃与芳烃成熟度参数方面详细论述。

从表 2 可见,渤中 19-6 凝析气田凝析油正构烷烃以中高碳数为主,主峰碳为 nC_{15} — nC_{19} , $\Sigma C_{21-}/$

ΣC_{22+} 值介于 0.99 ~ 2.37,均值为 1.63。气相色谱图显示,凝析油 nC_{30} 以上的正构烷烃仍具有一定含量(图 8)。例如,J5 井凝析油 nC_{30} 以上的正构烷烃含量约为 6%左右,最高碳数可达 nC_{37} 。众所周知,高成熟度的凝析油以低碳数正构烷烃为主,高碳数正构烷烃含量低。研究区凝析油正构烷烃特征与高成熟度凝析油显然不一致,指示其成熟度偏低,应不是有机质高成熟阶段的产物。另外,研究区凝析油 C_{29} 甾烷 20S/(20S+20R)和 C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 分别介于 0.38 ~ 0.56 和 0.47 ~ 0.69,显示其处于成熟阶段(图 9)。

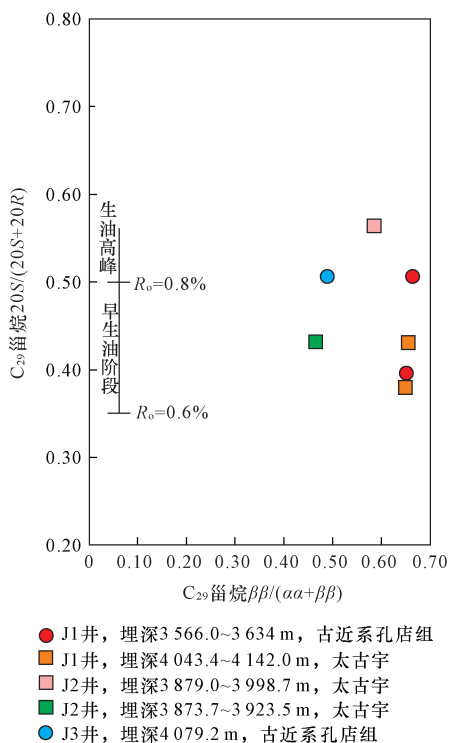


图9 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田凝析油 C_{29} 甾烷 $\beta/(\alpha+\beta) - C_{29}$ 甾烷 $20S/(20S+20R)$ 关系与成熟度
Fig.9 C_{29} sterane $\beta/(\alpha+\beta) - C_{29}$ sterane $20S/(20S+20R)$ plot for evaluating maturity of condensate samples from the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

由研究区J1井凝析油轻烃分析结果可见,石蜡指数和烷-芳指数变化范围较小(表3),最高值分别为1.8和21.1。按照Thompson^[34]和沈婷^[35]等的划分标准,渤中19-6凝析气田凝析油基本上处于成熟阶段。此外,利用Mango建立的生烃温度计算公式^[28-29],研究区J1井凝析油的2,4-二甲基戊烷/2,3-二甲基戊烷值为0.24~0.38,计算其有机质经历的最高生烃温度为

118.8~125.5℃。该温度在120℃上下,处于生油高峰的温度,低于生气母质经历的温度(124.8~131.6℃)。

Radke等^[36]提出了评价有机质成熟度的甲基菲指数(MPI_1 和 MPI_2),并建立了由甲基菲指数 MPI_1 计算镜质体反射率(R_c)的关系式。由表3可见,渤中19-6凝析气田凝析油的甲基菲指数 MPI_1 和 MPI_2 分别介于1.2~2.5和1.3~3.1,变化范围较大。其与反映凝析油成熟度的其他参数一致性较差,且无法套用Radke等^[36]建立的镜质体反射率(R_c)计算公式。这可能与研究区的有机质类型密切相关,因甲基菲指数(MPI_1 和 MPI_2)仅适用于研究Ⅲ型有机质或煤,而不适用于Ⅰ和Ⅱ型有机质^[37-38]。罗健等^[39]对烷基二苯并噻吩系列化合物系统研究发现,烷基二苯并噻吩参数(4,6-1,4-DMDBT和2,4-1,4-DMDBT)可作为良好的成熟度指标,并建立了镜质体反射率(R_c)与烷基二苯并噻吩参数间关系式。研究区凝析油的4,6-1,4-DMDBT和2,4-1,4-DMDBT值分别为2.2~3.7和1.6~2.1(表3)。按罗健等^[39]建立的 R_{c1} 与4,6-1,4-DMDBT和 R_{c2} 与2,4-1,4-DMDBT关系式来推算,研究区凝析油的 R_c 主体为1.0%~1.1%,属于成熟油范畴。

综上所述,研究区凝析油成熟度 R_o 主体应在1.0%~1.1%左右,主要为沙河街组三段烃源岩生油高峰的产物。

4.2 凝析油-天然气成因关系

虽然渤中19-6凝析气田凝析油和天然气均源自沙河街组三段烃源岩成熟阶段,但凝析油和天然气的成熟度及流体包裹体显微岩相学特征、均一温度等表明,渤中19-6凝析气田经历了“早油晚气”的油气成藏过程,凝析油主力成藏期略早于天然气。

表3 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田凝析油轻烃和芳烃成熟度参数

Table 3 Maturity parameters of the light hydrocarbons and aromatic fraction of condensate samples from the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

井号	深度/m	层位	轻烃成熟度参数				芳烃成熟度参数					
			2,4-DMC ₅ / 2,3-DMC ₅	T/℃	石蜡 指数	烷-芳 指数	MPI_1	MPI_2	4,6-DMDBT/ 1,4-DMDBT	2,4-DMDBT/ 1,4-DMDBT	R_{c1}	R_{c2}
J1	3 566.8~3 634.0	古近系孔店组	0.38	125.5	1.8	18.9	2.1	2.3	—	—	—	—
J1	4 043.4~4 142.0	太古宇	0.24	118.8	1.7	21.1	2.2	3.1	—	—	—	—
J2	4 261.0	太古宇	—	—	—	—	1.2	1.3	3.1	1.8	1.0	1.1
J3	4 079.2	古近系孔店组	—	—	—	—	1.4	1.5	2.8	1.8	1.0	1.1
J4	4 411.0~4 499.8	太古宇	—	—	—	—	2.5	2.9	3.7	2.1	1.0	1.2
J5	3 500.0~3 566.0	古近系孔店组	—	—	—	—	1.9	2.3	2.2	1.6	0.9	1.0

注:2,4-DMC₅为2,4-二甲基戊烷;2,3-DMC₅为2,3-二甲基戊烷; T (生烃温度) $=140+15\ln(2,4-DMC_5/2,3-DMC_5)$;石蜡指数 $=(2-甲基己烷+3-甲基己烷)/(顺-1,3+反-1,3+反-1,2)-二甲基环戊烷$;烷-芳指数 $=[(苯+甲苯)/(iC_4-8烷烃+C_4-8环烷烃)]$; $MPI_1=1.5(2-甲基菲+3-甲基菲)/(菲+1-甲基菲+9-甲基菲)$; $MPI_2=3(2-甲基菲)/(菲+1-甲基菲+9-甲基菲)$; 2,4-DMDBT为2,4-二甲基二苯并噻吩;1,4-DMDBT为1,4-二甲基二苯并噻吩;4,6-DMDBT为4,6-二甲基二苯并噻吩; $R_{c1}=0.14(4,6-DMDBT/1,4-DMDBT)+0.57$; $R_{c2}=0.35(2,4-DMDBT/1,4-DMDBT)+0.46$ 。

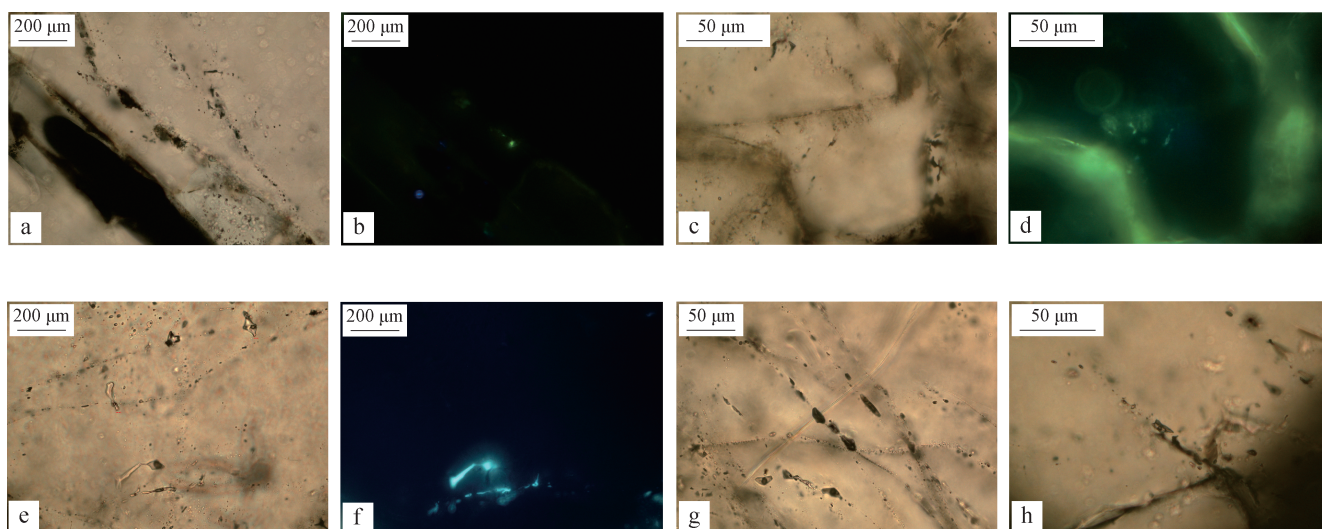


图10 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田流体包裹体特征

Fig. 10 Characteristics of fluid inclusions from the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

a, b. J1井, 埋深3 735.0 m, 古近系孔店组, 环石英颗粒加大边内侧成带分布、呈深褐色的重质油包裹体, 包裹体中的油气发生了分异, 其中的轻质油显示绿色荧光; c, d. J1井, 埋深3 735.0 m, 古近系孔店组, 沿石英颗粒加大边微裂隙分布、呈淡黄色-灰色的轻质油气包裹体, 显示绿色荧光; e, f. J3井, 埋深4 051.0 m, 古近系孔店组, 沿切穿石英颗粒的微裂隙分布、呈透明无色-灰色的凝析油气包裹体, 显示蓝绿色荧光; g. J3井, 埋深4 051.9 m, 古近系孔店组, 沿切穿石英颗粒及其加大边的成岩期后微裂隙成带分布、呈深灰色的天然气包裹体; h. J3井, 埋深4 347.0 m, 太古宇, 沿石英斑晶微裂隙成带分布、呈透明无色或淡褐色的天然气+盐水包裹体

渤中19-6凝析气田46件岩心样品流体包裹体显微岩相学特征和均一温度测试结果表明, 区内经历了早期重质油、不同成熟度轻质油-凝析油和晚期天然气的油气充注过程(图10)。且与油或油气两相包裹体伴生的盐水包裹体均一温度主要分布于110~147℃, 低于与天然气包裹体伴生的盐水包裹体均一温度(150~173℃)(图11)。结合单井(以J1井为代表)埋藏史、地热史和生烃演化史等研究成果, 可确定原油与天然气成藏期。如图12所示, 研究区原油从12.0 Ma左右开始充注, 明显早于天然气充注时间(5.0 Ma左右)。

王奇^[19]等利用黄金管生烃模拟实验, 对渤海海域古近系烃源岩生气潜力的研究成果也与渤中19-6凝析气田凝析油和天然气的成因关系相一致。沙河街组三段偏腐殖型烃源岩干酪根热降解气生成阶段对应 R_o 为0.6%~1.3%, 生气高峰对应 R_o 为1.2%。当 R_o 小于1.0%时, 烃源岩以生油为主, GOR(气油比)增加缓慢; $1.0\% < R_o < 1.3\%$ 时, GOR值显著增大, 转为以生气为主。沙河街组三段偏腐殖型烃源岩生烃特征显然与渤中19-6凝析气田凝析油和天然气成因关系一致。

5 结论

1) 渤中19-6凝析气田天然气以烃类气为主, 非烃气占比少, $C_1/(C_2 + C_3)$ 值为6.4~7.3, 甲烷碳同位素值集中分布于-38.0‰~-39.0‰, 乙烷碳同位素

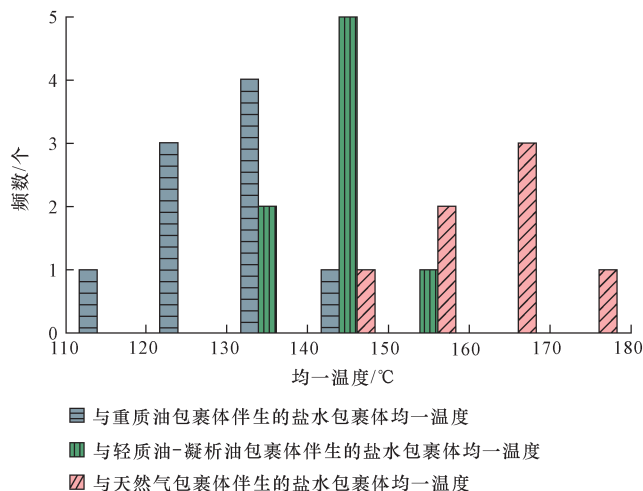


图11 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田伴生盐水包裹体均一温度

Fig. 11 Homogenization temperature of coeval aqueous inclusions from the Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

值介于-25.4‰~-27.0‰, 乙烷与丙烷碳同位素差值较高, 为偏腐殖型干酪根裂解气; 天然气乙烷碳同位素与沙河街组三段烃源岩干酪根碳同位素具有可比性, 表明渤中19-6凝析气田天然气应源自沙河街组三段烃源岩。

2) $\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2$ 与异庚烷指数-庚烷指数天然气成熟度判识图版和由2,4-二甲基戊烷/2,3-二甲基戊烷换算的生气母质经历的温度均表明渤中19-6凝

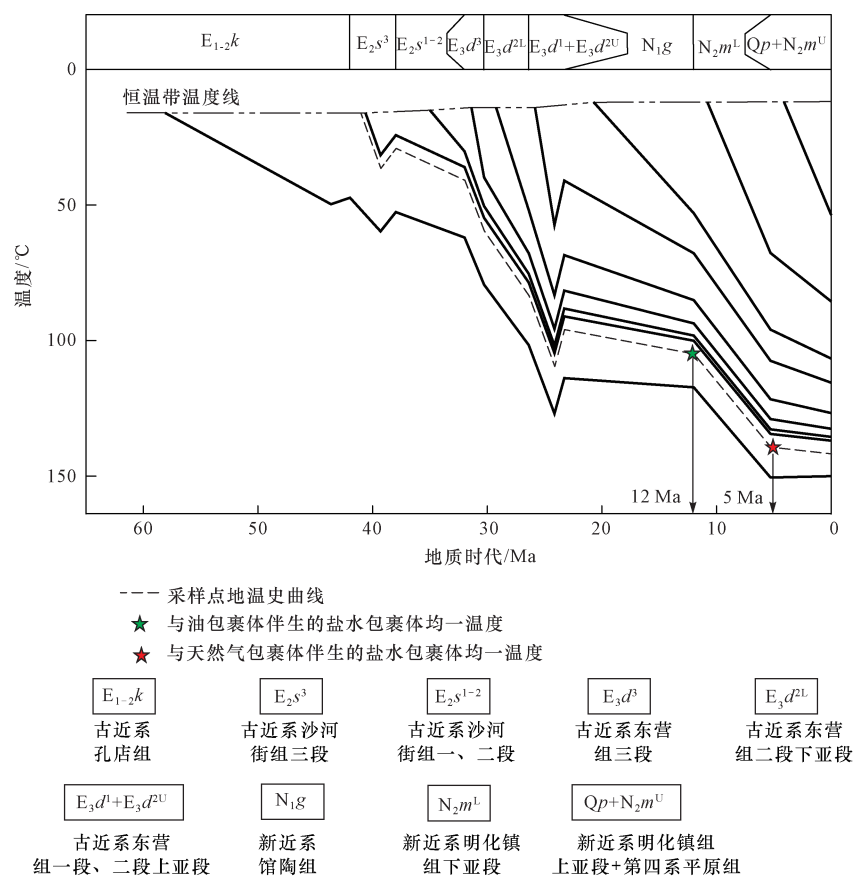


图12 渤海湾盆地渤中19-6凝析气田J1井热演化史和成藏期

Fig. 12 Geothermal evolution history and accumulation stages of layers penetrated by Well J1, Bozhong 19-6 gas condensate field, Bohai Bay Basin

析气田天然气主要处于成熟阶段。

3) 渤中19-6凝析气田凝析油正构烷烃以中高碳数为主, $\Sigma C_{21-}/\Sigma C_{22+}$ 值偏低, 甾烷异构化参数、石蜡指数、烷-芳指数和烷基二苯并噻吩参数等均指示凝析油主体处于成熟阶段, 主要为沙河街组三段烃源岩生油高峰的产物。

4) 虽然渤中19-6凝析气田凝析油和天然气均源自沙河街组三段烃源岩成熟阶段, 但凝析油和天然气的成熟度及流体包裹体显微岩相学特征、均一温度等表明, 渤中19-6凝析气田经历了“早油晚气”的油气成藏过程, 凝析油主力成藏期略早于天然气。

参 考 文 献

- [1] 徐长贵, 杜晓峰, 刘晓健, 等. 渤海海域太古界深埋变质岩潜山优质储集层形成机制与油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(2): 235-247.
Xu Changgui, Du Xiaofeng, Liu Xiaojian, et al. Formation mechanism of high-quality deep buried-hill reservoir of Archean metamorphic rocks and its significance in petroleum exploration in Bohai Sea area [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(2): 235-247.
- [2] 薛永安, 李慧勇. 渤海海域深层太古界变质岩潜山大型凝析气田

的发现及其地质意义[J]. 中国海上油气, 2018, 30(3): 1-9.

- Xue Yong'an, Li Huiyong. Large condensate gas field in deep Archean metamorphic buried hill in Bohai sea: Discovery and geological significance [J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(3): 1-9.
- [3] 施和生, 王清斌, 王军, 等. 渤中凹陷深层渤中19-6构造大型凝析气田的发现及勘探意义[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(1): 36-45.
Shi Hesheng, Wang Qingbin, Wang Jun, et al. Discovery and exploration significance of large condensate gas fields in BZ19-6 structure in deep Bozhong Sag [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(1): 36-45.
- [4] 薛永安. 渤海海域深层天然气勘探的突破与启示[J]. 天然气工业, 2019, 39(1): 11-20.
Xue Yong'an. The breakthrough of the deep-buried gas exploration in the Bohai Sea area and its enlightenment [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(1): 11-20.
- [5] 徐长贵, 于海波, 王军, 等. 渤海海域渤中19-6大型凝析气田形成条件与成藏特征[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 25-38.
Xu Changgui, Yu Haibo, Wang Jun, et al. Formation conditions and accumulation characteristics of Bozhong 19-6 large condensate gas field in offshore Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 25-38.
- [6] 张震, 徐春强, 张志强, 等. 渤中凹陷西次注断裂演化特征及控藏

- 作用[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(1): 9-14.
- Zhang Zhen, Xu Chunqiang, Zhang Zhiqiang, et al. Evolution characteristics and their controlling actions on the hydrocarbon accumulation for the faults in West Subsag of Bozhong Sag[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2018, 37(1): 9-14.
- [7] 齐玉民, 郝鹏, 王渝, 等. 渤中凹陷西次洼陡坡带精细油源对比[J]. 断块油气田, 2018, 25(2): 151-156.
- Qi Yumin, Hao Peng, Wang Yu, et al. Oil-source rock correlation of steep slope of western subsag of Bozhong Sag[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2018, 25(2): 151-156.
- [8] 李慧勇, 徐云龙, 王飞龙, 等. 渤海海域深埋潜山油气地球化学特征及油气来源[J]. 天然气工业, 2019, 39(1): 45-56.
- Li Huiyong, Xu Yunlong, Wang Feilong, et al. Geochemistry characteristics and source analysis of natural gas and crude oil in deep buried hill reservoirs, Bohai sea[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(1): 45-56.
- [9] 兰蕾, 李友川, 王柯, 等. 一组有效区分渤中凹陷烃源岩的生物标志化合物参数[J]. 石油学报, 2019, 40(1): 35-41.
- Lan Lei, Li Youchuan, Wang Ke, et al. Biomarker parameters for effectively distinguishing source rocks in Bozhong Sag[J]. *Acta Petroleica Sinica*, 2019, 40(1): 35-41.
- [10] 杨永才, 李友川. 渤海湾盆地渤中凹陷烃源岩地球化学与分布特征[J]. 矿物岩石, 2012, 32(4): 65-72.
- Yang Yongcai, Li Youchuan. The geochemical characteristics and distribution of source rocks of the Bozhong Sag in the Bohai Bay Basin[J]. *J Mineral Petrol*, 2012, 32(4): 65-72.
- [11] 王培荣, 张大江, 宋孚庆, 等. 区分渤中坳陷三套烃源岩的地球化学参数组合[J]. 中国海上油气, 2004, 16(3): 157-160.
- Wang Peirong, Zhang Dajiang, Song Fuqing, et al. The comprehensive geochemical parameters for distinguishing three sets of source rock in Bozhong Depression[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2004, 16(3): 157-160.
- [12] Whiticar M J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane[J]. *Chemical Geology*, 1999, 161(1-3): 291-314.
- [13] 苏奥, 陈红汉, 王存武, 等. 东海盆地西湖凹陷油气成因及成熟度判别[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(5): 521-527.
- Su Ao, Chen Honghan, Wang Cunwu, et al. Genesis and maturity identification of oil and gas in the Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(5): 521-527.
- [14] 杜红权, 王威, 时志强, 等. 四川盆地东北部马路背地区上三叠统须家河组天然气地球化学特征及气源[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(1): 34-40.
- Du Hongquan, Wang Wei, Shi Zhiqiang, et al. Geochemical characteristics and source of natural gas of the Upper Triassic Xujiahe Formation in Malubei area, northeastern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(1): 34-40.
- [15] 宋岩, 徐永昌. 天然气成因类型及其鉴别[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 24-29.
- Song Yan, Xu Yongchang. Origin and identification of natural gas[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(4): 24-29.
- [16] 李友川, 孙玉梅, 兰蕾. 用乙烷碳同位素判别天然气成因类型存在问题探讨[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(4): 654-664.
- Li Youchuan, Sun Yumei, Lan Lei. Discussion on the recognition of gas origin by using ethane carbon isotope[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(4): 654-664.
- [17] 刚文哲, 高岗, 郝石生, 等. 论乙烷碳同位素在天然气成因类型研究中的应用[J]. 石油实验地质, 1997, 19(2): 164-167.
- Gang Wenzhe, Gao Gang, Hao Shisheng, et al. Carbon isotope of ethane applied in the analysis of genetic types of natural gas[J]. *Experiment Petroleum Geology*, 1997, 19(2): 164-167.
- [18] 戴金星, 秦胜飞, 陶士振, 等. 中国天然气工业发展趋势和天然气地质理论重要进展[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(2): 127-132.
- Dai Jinxing, Qin Shengfei, Tao Shizhen, et al. Developing trends of natural gas industry and the significant progress on natural gas geological theories in China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2005, 16(2): 127-132.
- [19] 王奇, 邹华耀, 周心怀, 等. 渤海海域烃源岩的生气潜力与天然气成因分析[J]. 高校地质学报, 2017, 23(2): 304-314.
- Wang Qi, Zou Huayao, Zhou Xinhua, et al. Gas potential of source rocks and origin of natural gases in Bohai sea[J]. *Geological Journal of China Universities*, 2017, 23(2): 304-314.
- [20] Guo L G, Xiao X M, Tian H, et al. Distinguishing gases derived from oil cracking and kerogen maturation: Insights from laboratory pyrolysis experiments[J]. *Organic Geochemistry*, 2009, 40(10): 1074-1084.
- [21] 韩中喜, 李剑, 垢艳侠, 等. 甲、乙烷碳同位素用于判别天然气成因类型的讨论[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(4): 665-671.
- Han Zhongxi, Li Jian, Gou Yanxia, et al. The application of methane and ethane carbon isotopes as an identification index for gas origin study[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(4): 665-671.
- [22] Berner U, Faber E. Empirical carbon isotope/maturity relationships for gases from algal kerogens and terrigenous organic matter, based on dry, open-system pyrolysis[J]. *Organic Geochemistry*, 1996, 24(10): 947-955.
- [23] 王鹏, 沈忠民, 刘四兵, 等. 四川盆地陆相天然气地球化学特征及对比[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(6): 1186-1195.
- Wang Peng, Shen Zhongmin, Liu Sibing, et al. The geochemical characteristics and comparison of the terrestrial natural gas in Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(6): 1186-1195.
- [24] Thompson K F M. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbon[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1983, 47(2): 303-316.
- [25] 沈平, 王晓峰, 王志勇, 等. 吐哈盆地天然气轻烃地球化学特征与低熟气判别[J]. 科学通报, 2010, 55(23): 2307-2311.
- Shen Ping, Wang Xiaofeng, Wang Zhiyong, et al. Geochemical characteristics of light hydrocarbons in natural gases from the Turpan-Hami Basin and identification of low-mature gas[J]. *Chinese Science Bulletin*, 2010, 55(23): 2307-2311.

- [27] 张建勇,刘文汇,腾格尔. TSR 对气态烃组分及碳同位素组成的影响—高温高压模拟实验的证据[J]. 石油实验地质, 2012, 34(1): 66–77.
Zhang Jianyong, Liu Wenhui, Teng Geer. Influences of TSR on gaseous hydrocarbon components and carbon isotopes: revelations from high-temperature and high-pressure simulation experiments[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(1): 66–77.
- [28] Zhang Shuichang, Zhu Guangyou, Liang Yingbo, et al. Geochemical characteristics of the Zhaolanzhuang sour gas accumulation and thermochemical sulfate reduction in the Jixian Sag of Bohai Bay Basin [J]. Organic Geochemistry, 2005, 36(12): 1717–1730.
- [29] 马安来,金之钧,朱翠山,等. 塔里木盆地麦盖提斜坡罗斯2井奥陶系油气藏的 TSR 作用:来自分子标志物的证据[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(4): 730–737.
Ma Anlai, Jin Zhijun, Zhu Cuishan, et al. Effect of TSR on the crude oil in Ordovician reservoirs of Well Luosi-2 from Maigaiti Slope, Tarim Basin: Evidences from molecular markers[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4): 730–737.
- [30] 马安来,金之钧,李慧莉,等. 塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层油藏蚀变作用及保存[J]. 地球科学, 2020, 45(5): 1737–1753.
Ma Anlai, Jin Zhijun, Li Huili, et al. Secondary alteration and preservation of ultra-deep ordovician oil reservoirs of north Shuntuoguole Area of Tarim Basin, NW China[J]. Earth Science, 45(5): 1737–1753.
- [31] 马安来,张水昌,张大江,等. 生物降解原油地球化学研究新进展[J]. 地球科学进展, 2005, 20(4): 449–454.
Ma Anlai, Zhang Shuichang, Zhang Dajiang, et al. The advances in the geochemistry of the biodegraded oil [J]. Advances in Earth Science, 2005, 20(4): 449–454.

(编辑 张玉银)

(上接第903页)

- [26] 陈践发,苗忠英,张晨,等. 塔里木盆地塔北隆起天然气轻烃地球化学特征及应用[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(3): 271–276.
Chen Jianfa, Miao Zhongying, Zhang Chen, et al. Geochemical characteristics of light hydrocarbons in natural gas in the Tabei Uplift of the Tarim Basin and their implications[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(3): 271–276.
- [27] 程克明,金伟明,何忠华,等. 陆相原油及凝析油的轻烃单体组成特征及地质意义[J]. 石油勘探与开发, 1987, 14(1): 34–44.
Cheng Keming, Jin Weiming, He Zhonghua, et al. Composition characteristics of light hydrocarbons in continental oil and condensate and their geological significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 1987, 14(1): 34–44.
- [28] Mango F D. The stability of hydrocarbons under the time-temperature conditions of petroleum genesis[J]. Nature, 1991, 352: 146–148.
- [29] Mango F D. The light hydrocarbons in petroleum: A critical review [J]. Organic Geochemistry, 1997, 26(7–8): 417–440.
- [30] 马永生. 普光气田天然气地球化学特征及气源探讨[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(1): 1–6.
Ma Yongsheng. Geochemical characteristics and origin of natural gases from Puguang gas field on Eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(1): 1–6.
- [31] 杨振恒,魏志红,何文斌,等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩现场解吸气特征及其意义[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(1): 156–163.
Yang Zhenheng, Wei Zhihong, He Wenbin, et al. Characteristics and significance of onsite gas desorption from Wufeng-Longmaxi shales in southeastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(1): 156–163.
- [32] 王力,金强,林腊梅,等. 济阳坳陷孤北—渤南地区渤古4潜山天然气地球化学特征及气源探讨[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(5): 715–749.
Wang Li, Jin Qiang, Lin Lamei, et al. The geochemical characteristics of natural gas and discussion on gas source in Bogu 4 buried hill[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(5): 715–749.
- [33] Isahsen G H. Central North Sea hydrocarbon systems: Generation, migration, entrapment, and thermal degradation of oil and gas [J]. AAPG Bulletin, 2004, 88(11): 1545–1572.
- [34] Thompson K F M. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1983, 47(2): 303–316.
- [35] 孔婷,张敏. C₄–C₈ 轻烃在原油地球化学研究中的应用——以塔里木盆地大宛齐油田凝析油为例[J]. 石油实验地质, 2017, 39(4): 535–543.
Kong Ting, Zhang Min. Application of C₄–C₈ light hydrocarbons in geochemical studies: A case of condensates in Dawanqi oil field, Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(4): 535–543.
- [36] Radke M, Welte D, Willsch H. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: Relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1982, 46(1): 1–10.
- [37] Hughes W B. Use of thiophenic organosulfur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate versus siliciclastic sources[J]. AAPG Studies in Geology, 1984, 17(18): 181–196.
- [38] 苏洲,张慧芳,韩剑发,等. 塔里木盆地库车坳陷中、新生界高蜡凝析油和轻质油形成及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(6): 1255–1269.
Su Zhou, Zhang Huifang, Han Jianfa, et al. Origin and controlling factors of Mesozoic Cenozoic gas condensates with high wax content and high gravity oil in Kuqa Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(6): 1255–1269.
- [39] 罗健,程克明,付立新,等. 烷基二苯并噻吩——烃源岩热演化新指标[J]. 石油学报, 2001, 22(3): 27–32.
Luo Jian, Cheng Keming, Fu Lixin, et al. Alkylated dibenzothiophene index—A new method to assess thermal maturity of source rocks [J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(3): 27–32.

(编辑 梁慧)