

渤海湾盆地渤中19-6气田凝析气成因研究

李威

(中海油研究总院有限责任公司,北京100028)

摘要: 为了研究渤中19-6凝析气藏的成因类型,利用同位素、轻烃参数、金刚烷参数等方法,系统分析渤中19-6凝析气藏,深入研究其形成机理,认为:渤中19-6气田天然气干燥系数较低,碳同位素偏重,成熟度分布在1.50%左右,综合判断属于偏腐殖型高熟气;渤中19-6气田凝析油双金刚烷含量较高,生物标志化合物含量较低,指示渤中19-6气田凝析油为高成熟原油,且计算原油裂解程度低于20%,对天然气的贡献量有限,渤中19-6气田天然气主要为干酪根裂解形成。

关键词: 天然气;凝析油;双金刚烷;原油裂解;渤中凹陷

中图分类号: T122

文献标志码: A

oil-cracking; Bozhong depression

Origin of Condensate Gas in Bozhong 19-6 Gas Field in Bohai Bay Basin

LI Wei

(CNOOC Research Institute Co., Ltd., China National Offshore Oil Corporation, Beijing 100028, China)

Abstract: In order to analyze the genesis and source of Bozhong 19-6 gas condensate reservoir, the genesis and gas-oil relationship of Bozhong 19-6 gas reservoir were analyzed using a series of isotopes, light hydrocarbon parameters, and biomarkers. The results show that Bozhong 19-6 gas field has a low drying coefficient, a heavy carbon isotope, and a maturity distribution of about 1.50%, representing a hybrid origin and high-mature gas. The content of dicamantane in the condensate from Bozhong 19-6 gas field is high whereas the content of biomarkers is low, showing a characteristic of high-mature oil. This indicates that the cracking degree of normal oil amounts is lower than 20%. The contribution of natural gas produced from cracking of crude oil is small. The gas in Bozhong 19-6 gas field is mainly formed by kerogen cracking.

Key words: natural gas; condensate oil; diamantane;

渤海湾盆地是中国东部重要含油气盆地,经历半个多世纪的勘探,主要以产油为主,已探明原油储量远远大于已探明天然气储量;截至2017年底,渤海湾盆地发现的最大气田为千米桥凝析气田,探明天然气地质储量 $305 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、凝析油 $896 \times 10^4 \text{ t}^{[1]}$ 。前人认为渤海湾盆地主要为油型盆地,以生油为主,且晚期新构造运动活跃,不利于大型气藏的形成和保存^[1-3]。

中国海洋石油集团有限公司通过长期的攻关研究,向深层挺进,于2018年发现了探明储量超千亿方的整装凝析气田-渤中19-6凝析气田^[3]。这一发现,一举打开了渤海湾盆地渤海海域深层天然气勘探的新领域,展现了油型盆地天然气勘探的巨大潜力,对于推动渤海湾盆地深层-超深层油气勘探意义重大。

对于油型盆地天然气藏的成因机理,普遍认为富含I、II型干酪根的油型盆地中天然气主要以原油裂解气和滞留烃裂解气为主,两者呈接力生烃的方式持续生气^[4]。李剑等^[5]对渤海湾盆地富含I、II型干酪根的烃源岩进行系列的模拟实验,认为盆地中该类烃源岩在生烃高峰阶段排烃效率不到60%,存在大量的滞留烃,随着埋深加大,温度升高,滞留烃和古油藏是天然气的主要气源灶。

前人利用天然气组分和碳同位素等地球化学数据对渤中19-6气田天然气的成因进行了一定的研究,但是在判识天然气成因方面产生了诸多矛盾,主要存在以下问题:①从天然气的碳同位素特征上看,根据戴金星^[6]提出的乙烷同位素 $\delta^{13}\text{C}_2 > -28\%$ 为煤型气的标准,那么判断渤中19-6气田的天然气应该为煤型气,但是从区域地层分布来看,渤中19-6气田

收稿日期: 2019-11-18

基金项目: 中国海洋石油集团有限公司京直地区青年科技与管理创新研究课题(JZTW2019KJ02)

第一作者: 李威(1988—),男,工程师,工学博士,主要研究方向为地球化学与油气成藏。

E-mail: liwei173@cnooc.com.cn



论文
拓展
介绍

潜山复合体之上覆盖的地层为古近系沙河街组、东营组地层,该区域没有煤系分布,因此从沉积地层背景来看,天然气不可能是煤型气;②利用戴金星提出的图版^[6],渤中19-6气田天然气基本都分布在混合区域,前人大多是结合其他地质特征进行推断其为油型气,没有直接证据证明其具体成因类型;③利用谢增业等^[7]提出的裂解气判别图版,渤中19-6气田天然气虽然分布在干酪根裂解气区域,但是按照图版划分标准,天然气分布区成熟度范围在1.0%左右,与渤中19-6气田天然气实际的成熟度及埋深相矛盾,故对于该图版在渤海湾盆地的适用性需要慎重。据于此,有必要对渤中19-6气田的凝析气成因

进行深入分析。

1 地质概况及样品实验

渤中凹陷位于渤海湾盆地中东部,面积近 $1 \times 10^4 \text{ km}^2$,是渤海海域面积最大的二级构造单元。渤中19-6气田位于渤中凹陷西南部(图1),其北部、西部和东部分别为沙垒田凸起、埕北低凸起和渤南低凸起,气田周边为曹妃甸18-2油田、渤中13-1油田、渤中21-22含气构造带^[3]。图1中,字母代表地层的细分层位。从左到右,逐级细化,例如:新近系-明化镇组-明化镇组上段(N_{1m_1})。

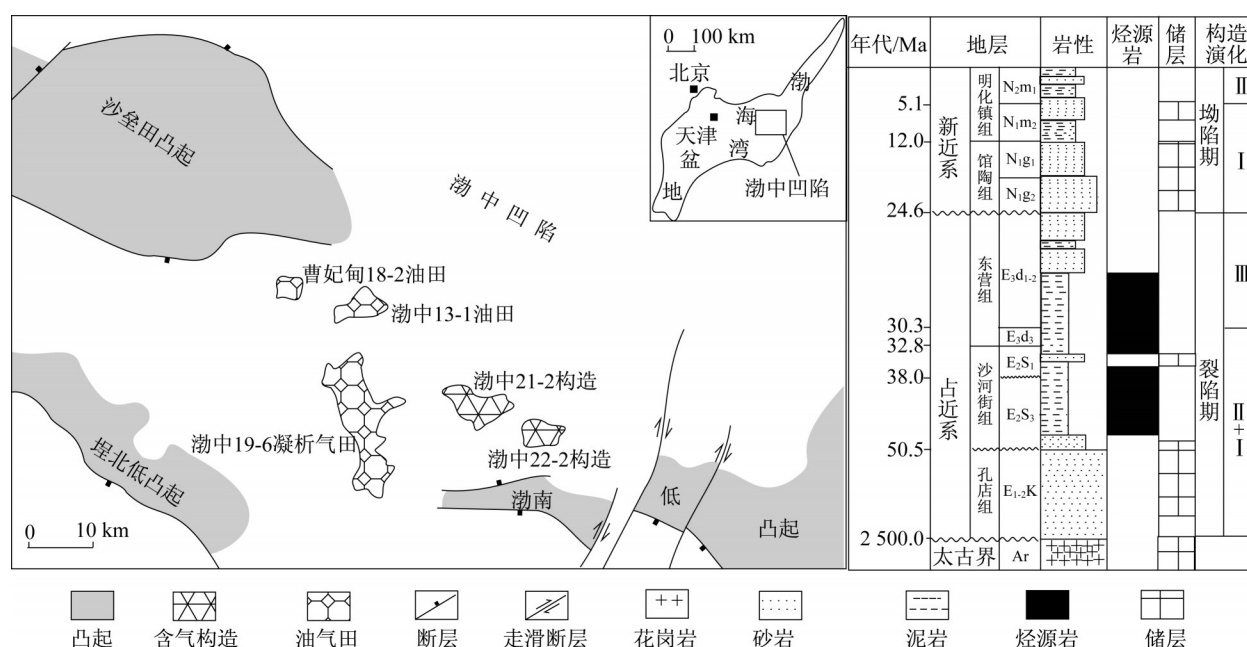


图1 渤中19-6凝析气田区域位置图^[3]

Fig. 1 Location of Bozhong 19-6 gas condensate field

渤中凹陷潜山地层在纵、横向上分布变化较大,由北部的中生界、下古生界和太古界3套地层逐渐过渡到南部的太古界,上覆新生界厚度可达4500 m,发育古近系孔店组、沙河街组和东营组,新近系馆陶组和明化镇组,以及第四系。渤中19-6气田主力气层为太古界变质花岗岩和上覆孔店组砂砾岩共同构成的深层泛潜山储层^[8],洼陷中发育沙三段、沙一段和东三段3套烃源岩。渤中19-6气田周缘各次洼中三套烃源岩的有机质丰度达到了好—最好,在有机质类型上沙河街组三段烃源岩的有机质类型主要为 II_1 型— II_2 型,并以 II_2 型为主,利用各次洼取样分析测定的泥岩热演化成熟度(R_o)值结合盆地模拟分析,认为渤中19-6构造带周源次洼沙三段烃源岩成熟度主要分布在1.6%左右,目前主要处于成

熟-高成熟阶段;沙河街组一段烃源岩的有机质类型主要为 II_1 型,处于成熟—高成熟阶段;东营组三段烃源岩的有机质类型属于 II_1 型— II_2 型,埋深相对浅,目前主要处于成熟阶段^[9]。其中沙三段是渤中19-6凝析气田的主力烃源岩层,烃源岩处于成熟—过成熟阶段,超覆于低潜山和砂砾岩之上或通过大断层断面直接接触^[1-2]。

本文对渤中19-6气田4个天然气样品进行同位素、组分、轻烃等分析的基础上(表1),针对研究区以凝析油气为主的特征,重点选取了5个凝析油样品,首次开展金刚烷系列定量分析,分析与天然气伴生的凝析油裂解程度,剖析目前关于天然气成因认识存在的矛盾,对渤中19-6气田天然气成因进行更深入地探讨。

表1 渤中19-6气田天然气组分及同位素

Tab. 1 Natural gas components and isotopes in Bozhong 19-6 gas field

样品	含量分布/%						同位素分布/‰			
	w(CH ₄)	w(C ₂ H ₆)	w(C ₃ H ₈)	w(C ₄ H ₁₀)	w(CO ₂)	w(N ₂)	δ ¹³ C ₁	δ ¹³ C ₂	δ ¹³ C ₃	δ ¹³ C ₄
a	78.05	8.83	3.15	0.52	6.88	0.32	-38.5	-27.0	-25.5	-25.7
b	70.85	8.04	2.82	0.45	16.27	0.15	-38.5	-27.0	-25.6	-26.2
c	77.78	8.22	2.78	0.45	9.19	0.12	-38.6	-25.7	-24.4	-24.2
d	78.25	8.18	2.56	0.71	9.35	0.12	-39.2	-25.8	-24.6	-24.1

轻烃实验是在Agilent 7890GC气相色谱仪进行,采用30 m×0.25 mm的弹性石英毛细柱DB-5进行分析。起始温度30℃,柱温80℃~310℃,升温速率为6℃·min⁻¹。采用氮气作为载气,氢气40 ml·min⁻¹,空气400 ml·min⁻¹。用FID检测器检测。

金刚烷双质谱分析在Agilent 7890GC气相色谱仪进行;载气:99.999%氦气;进样口:300℃;传输线:300℃;色谱柱:HP-5MS弹性石英毛细柱(60 m×0.25 mm×0.25 m);柱温:初温50℃保持5 min;15℃·min⁻¹升温至80℃,以2.5℃·min⁻¹升至250℃,再以15℃·min⁻¹升至300℃保持10 min;载气流速:1 ml·min⁻¹。质谱EI源,70 eV;灯丝电流:100 mA;倍增器电压:1 200 V。

2 渤中19-6气田天然气成因

2.1 气藏特征

渤中19-6气田属于特高含凝析油凝析气藏,气油比951.00~1 500.00 m³·m⁻³,气藏高含凝析油(大于700.00 g·m⁻³),20℃条件下的凝析油密度普遍小于0.80 g·cm⁻³,低粘度、低含硫,高含蜡、高凝固点。凝析气藏主要赋存于孔店组和太古界潜山中,压力系数为1.15~1.36之间,属于常压-弱超压体系,气藏温度分布在134.00℃~172.00℃之间,地温梯度3.60℃·100⁻¹·m⁻¹,属于高地温梯度系统。

渤中19-6气田天然气样品分析表明,天然气甲烷含量在70.00%~78.50%之间,CO₂含量在6.90%~16.30%之间,N₂含量在0.12%~0.32%之间,干燥系数0.84~0.86之间,属于典型的“中等-高含二氧化碳”湿气。从天然气同位素分布来看,甲烷同位素(δ¹³C₁)分布在-37‰~-40‰之间,乙烷同位素(δ¹³C₂)分布在-25.45‰~-27.00‰之间,具有甲烷同位素(δ¹³C₁,下同)<乙烷同位素(δ¹³C₂,下同)<丙烷同位素(δ¹³C₃,下同)<正丁烷同位素(δ¹³C₄,下同)<正戊烷同位素(δ¹³C₅,下同)的正碳同位素系列,属于有机成因气(表1)。

2.2 天然气类型分析

戴金星^[10]通过统计国内外大量的天然气数据,提出将天然气同位素δ¹³C₂>-28‰、δ¹³C₃>-23.20‰作为煤型气的判别依据,属于油型气的天然气乙烷、丙烷同位素主要分布在δ¹³C₂<-29.00‰、δ¹³C₃<-25.50‰的区间。渤中19-6天然气的δ¹³C₂主要分布在-25‰~-28‰之间,δ¹³C₃主要分布在-24‰~-26‰之间,从δ¹³C₂分布来看天然气主要分布在煤型气区间,而从δ¹³C₃分布来看,天然气则分布在油型气与煤型气之间;结合地层分布特征及烃源岩特征分析,渤中19-6气田天然气应该不属于煤型气,而与典型的油型气也有差异。对于这种类型的天然气,黄汝昌等^[11]称之为偏腐殖型气,这种类型天然气主要与该地区含Ⅱ型有机质的烃源岩相关;将渤中19-6气田天然气投影到相关图版(图2a),可以看出天然气样品点均分布在偏腐殖型气范围内,且主要属于湖相成因,这与渤中凹陷的沉积地质背景也是吻合的。

赵孟军等^[12]对塔里木盆地气藏的研究,将气体划分为陆相和海相两大成因类型。并进一步将陆相天然气划分为偏腐殖型湿气、腐殖型干气,海相天然气划分为成熟气、高-过成熟气、偏腐殖型成熟气(图2b),提出δ¹³C₂与δ¹³C₁差值大于8.00‰,往往具有陆相-偏腐殖型天然气的典型特征。渤中19-6天然气δ¹³C₂、δ¹³C₃值明显偏重,δ¹³C₁值大于-40.00‰,且δ¹³C₂与δ¹³C₁差值大于8.00‰,在相关图中(图2b),也发现基本上均分布在陆相-偏腐殖型天然气范围中,即表明渤中19-6气田天然气主要属于偏腐殖型气。

天然气轻烃参数蕴含大量的母源、环境及成熟度等相关信息,目前应用广泛的主要为C₅₋₇类相关化合物。胡惕麟等^[13]提出了利用甲基环己烷指数(IMCH)辨识天然气类型的标准,当IMCH大于(50±2)%时为煤成气。其中IMCH为:w(MCH)/w(MCH+RCPC₇+nC₇)×100%,MCH为六元环烃,RCPC₇为五元环烃,nC₇为正庚烷。

通过对渤中19-6天然气样品分析,发现样品的IMCH分布在30.60%~32.43%之间,按照甲基环

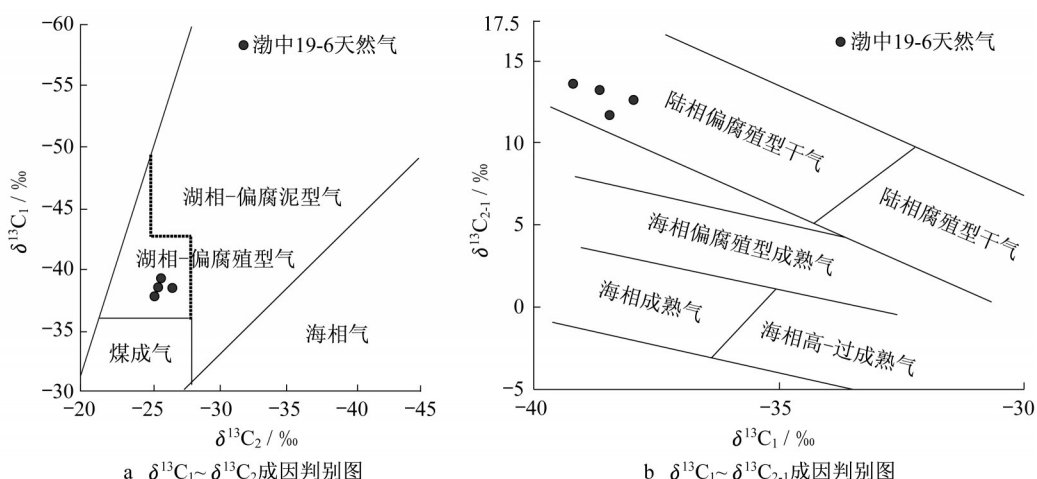


图2 渤中19-6天然气碳同位素成因鉴别图

Fig. 2 Carbon isotope genetic identification of Bozhong 19-6 gas field

己烷指数 (IMCH) 辨识标准, 可以排除煤成气的可能。

天然气中脂肪族组成受不同沉积环境、不同母质类型源岩的影响。常用C₅-C₇正构烷烃、异构烷烃和环烷烃的相对含量来鉴别不同成因的天然气, 在C₅₋₇三角图中可以看出, 渤中19-6天然气分布在腐泥型气和腐殖型气的交界线附近, 表明渤中19-6

天然气可能不是典型的腐泥型天然气或者腐殖型天然气(图3a)。进一步利用C₇三角图对渤中19-6气田天然气进行成因分类, 从三角图中可以看出(图3b), 天然气样品点均分布在偏腐殖型气范围内, 因此利用轻烃判别图版对天然气类型进行直接判断, 也可以看出渤中19-6气田天然气主要为偏腐殖型气。

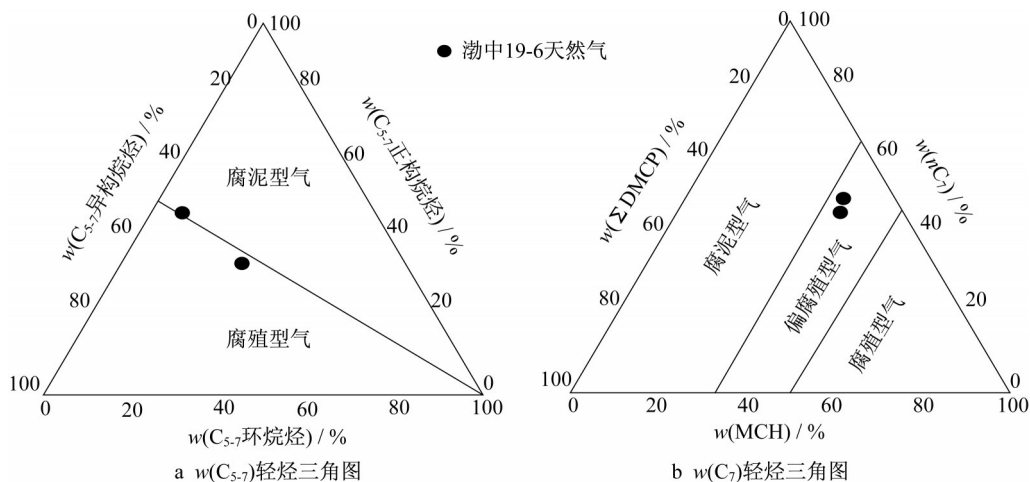


图3 渤中19-6天然气轻烃系统三角图

Fig. 3 Light hydrocarbon system triangle chart of Bozhong 19-6 gas field

Ten Haven^[14]应用Mango参数交会图版成功划分了陆相高等植物来源、湖相低等生物来源及混合来源的气源岩母质, 其中 $w(P_2)$ 为(2-甲基己烷+3-甲基己烷)含量、 $w(P_3)$ 为(2,2-二甲基戊烷+2,4-二甲基戊烷+3,3-二甲基戊烷+2,3-二甲基戊烷+3-乙基戊烷+2,2,3-三甲基丁烷)含量、 $w(N_2)$ 为(1,1-二甲基环戊烷+1,顺-3-二甲基环戊烷+1,反-3-二甲基环戊烷)含量; 总烃含量用 $w(T)$ 表示。本次应用该图版对渤中

19-6气田天然气类型进行判别, 从图4中可以看出, 渤中19-6气田天然气样品点集中分布在中间混合来源区域; 从图4b来看, 源自湖相低等生物的烃类应该具有低的 $w(N_2)/w(P_3)$, $w(N_2)/w(P_3)$ 小于0.5, 而高等植物来源的产物具有高值的 $w(N_2)/w(P_3) > 1.4$, 渤中19-6气田天然气样 $w(N_2)/w(P_3)$ 介于两者之间, 介于1.0~1.3之间, 表明天然气为混合来源的气源岩所生成, $w(N_2)/w(P_3)$ 更接近高等植物来源区, 结合天然气类型

的判识,认为应该主要来源于偏腐殖的混合型气源岩。

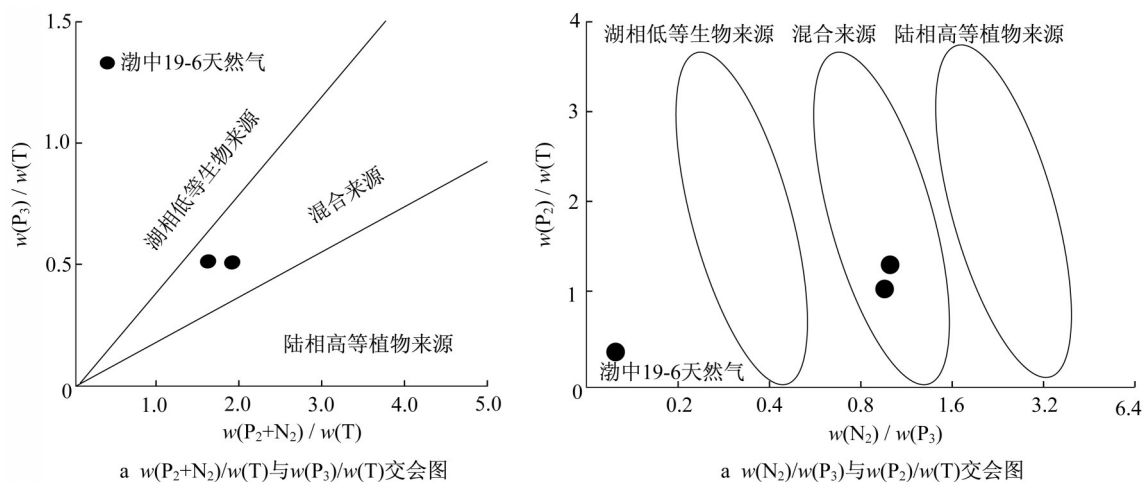


图4 渤中19-6气田天然气 $w(P_2 + N_2)/w(T)$ 与 $w(P_3)/w(T)$ 和 $w(N_2)/w(P_3)$ 与 $w(P_2)/w(T)$ 交会图

Fig. 4 Cross plots of $w(P_2 + N_2)/w(T)$ versus $w(P_3)/w(T)$ and $w(N_2)/w(P_3)$ versus $w(P_2)/w(T)$ of piedmont zone of Bozhong 19-6 gas field

2.3 天然气成熟度判断

Behar等^[15]通过模拟实验建立了Ⅱ型和Ⅲ型干酪根在不同演化阶段生成的天然气的 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 变化轨迹,利用其图版可以确定天然气的成熟度。渤中19-6偏腐殖型气的多数样品在Berner图板中落在靠近Ⅱ型干酪根的演化趋势线上,在类型上也显示为混合型,同时也说明Berner图版用于渤中19-6气田偏腐殖型气成熟度的确定是合适的。根据该图版可以判断,渤中19-6天然气的成熟度(R_o)主要集中在1.50%左右(图5a)。

部分轻烃参数对温度的敏感性较高,和有机质

成熟度具有良好的相关性,目前常用庚烷值、异庚烷值的分布区间来划分天然气成熟度范围^[16],通常根据庚烷值和异庚烷值的相对大小将天然气分为低熟气、成熟气、高成熟气、过熟气。Canipa-Morales等^[17]通过研究认为2-MH、3-MH和DMP的沸点温度接近,蒸发分馏程度相似,因此根据此参数计算的庚烷值和异庚烷值基本不受蒸发分馏作用的影响。利用庚烷值和异庚烷值判识图版对渤中19-6气田天然气成熟度进行判识(图5b),天然气庚烷值分布在28~32之间,异庚烷值分布在2.1~3.5之间,综合判识为高熟气。

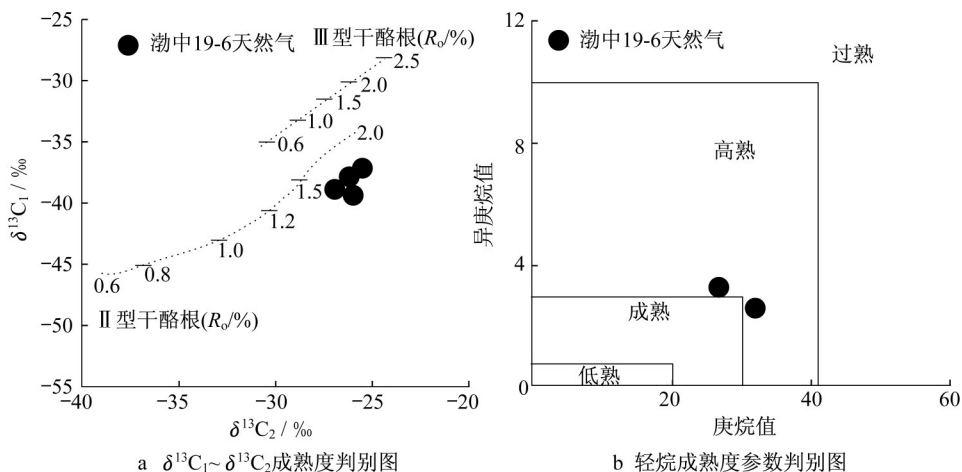


图5 渤中19-6偏腐殖型天然气成熟度识别图

Fig. 5 Partial humus type gas maturity identification of Bozhong 19-6 gas field

渤中19-6气田未发现之前,渤海湾盆地最大的凝析气田为千米桥潜山气田,对于千米桥和板桥气

田天然气成因,前人做过大量的研究^[18-19]。杨池银^[18]研究板桥凹陷深层潜山天然气,认为气源灶为

下第三系偏腐殖型烃源岩,天然气主要为成熟-高熟偏腐殖型天然气。黄海平等^[19]对板桥凝析气成熟度进一步分析,认为各区天然气成熟度有差异,并利用 $\delta^{13}\text{C}_1 - \Delta \delta^{13}\text{C}_{2-1}$ 划分出不同区域天然气的成熟度分布,认为板南区天然气成熟度较高,属于高熟气。由2.2节可知,渤中19-6气田天然气主要属于偏腐殖型气,故从成因上来看,同属于渤海湾盆地的渤中19-6气田天然气与板桥气田天然气具有可比性,将渤中19-6气田天然气点投影到板桥气田成熟度分区可以看出,渤中19-6气田天然气与板南区天然气分布区重合(图6),同样属于高熟阶段生成的天然气。

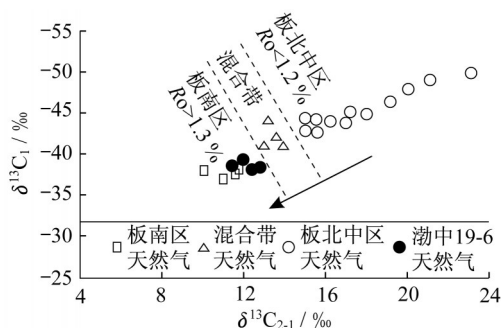


图6 天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ 关系图

Fig. 6 $\delta^{13}\text{C}_1$ versus $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ carbon isotope of natural gas

3 原油裂解程度评价

Dahl等^[20]认为金刚烷化合物在演化过程中既不被破坏也不会新生成,随着烃类裂解程度的加大,金刚烷类化合物含量增加,而较高分子量的化合物如萘烷、甾烷等因裂解而含量降低,即金刚烷类含量与烃类裂解程度呈正相关性,而与萘烷、甾烷等化合物含量呈负相关性,据此可作为原油裂解程度的指标,并建立了(3-+4-)二甲基双金刚烷— C_{29} 胆甾烷绝对含量判断原油裂解程度的定量图版。金刚烷的抗裂解性成为近年来地球化学家研究原油裂解的重要参数^[21-22]。

张水昌等^[23]曾利用原油中(3-+4-)二甲基双金刚烷的含量,对塔里木盆地英南2井凝析油的裂解程度进行了研究,英南2井(3-+4-)二甲基双金刚烷含量 $36.79 \sim 39.86 \mu\text{g} \cdot \text{g}^{-1}$,计算原油裂解程度为60%左右。赵贤正等^[24]利用张水昌建立的裂解图版,对渤海湾盆地牛东油气田的凝析油裂解程度进行判断,牛东油气田凝析油(3-+4-)二甲基金刚烷含量分布在 $73.03 \sim 111.74 \mu\text{g} \cdot \text{g}^{-1}$,通过图版判断牛东

气田凝析油裂解程度在70%左右(图7)。相较于牛东气田及英南2井凝析油的高金刚烷含量,渤中19-6气田凝析油的(3-+4-)二甲基金刚烷含量分布在 $25 \sim 31 \mu\text{g} \cdot \text{g}^{-1}$ 之间,指示渤中19-6气田凝析油为高成熟原油,原油裂解程度远低于英南2井及牛东气田,将渤中19-6凝析油样品点投影到相应图版上可见原油裂解程度主要分布在20%左右的区间范围内,显示原油裂解程度低。

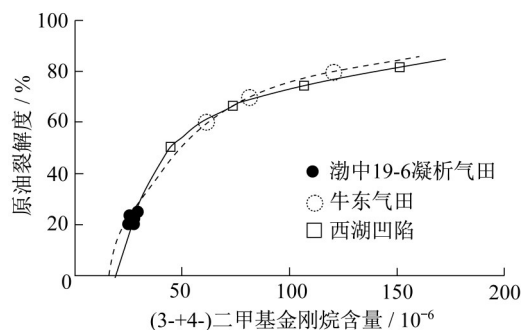


图7 原油裂解程度与金刚烷含量相关关系图

Fig. 7 Oil cracking degree versus amantadane content

王勇刚等^[25]对东海盆地西湖凹陷原油裂解程度进行了系统分析,并通过计算建立了不同裂解程度与3-4,二甲基金刚烷含量的对应关系。本文根据该对应关系建立相应演化曲线,并将渤中19-6气田凝析油样品点投影其中,从图7可见,渤中19-6凝析油裂解程度主要分布在20%左右的区间范围内,与牛东气田的对比结论一致,均表明较低的原油裂解程度。

Dahl等^[20]通过实验测量,在考虑成熟度的前提下,将由金刚烷计算的原油裂解程度与原油实际裂解程度进行了相关性分析,相关系数为0.98,具有非常好的相关关系,并建立了海相以及湖相相关趋势图版(图8)。2.3节对渤中19-6气田的凝析气成熟度进行了分析,认为成熟度分布在1.5%左右;国建英等^[26]曾经就渤海湾盆地歧口凹陷歧深1井天然气进行分析并建立了 $\delta^{13}\text{C}_1 - \text{Ro}$ 回归方程, $\delta^{13}\text{C}_1 = 18.009 \ln \text{Ro} - 44.362$,将歧深1井天然气与渤中19-6气田的天然气进行对比,认为两者成因具有相似性,气藏埋藏均位于深层,天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 均偏重,不发育煤系地层,主要来源于第三系,鉴于此,本文利用该 $\delta^{13}\text{C}_1 - \text{Ro}$ 回归方程对渤中19-6气田的凝析油气的成熟度进行了计算,成熟度介于1.4%~1.6%之间,与2.3节相吻合。将成熟度值投影到相关趋势线上发现样品点对应的金刚烷换算的裂解程度与上文计算的裂解度是一致的,而样品点所对应的实

实际裂解度在20%左右,略低于金刚烷计算的裂解度(图8),即渤中19-6气田原油裂解程度较低。

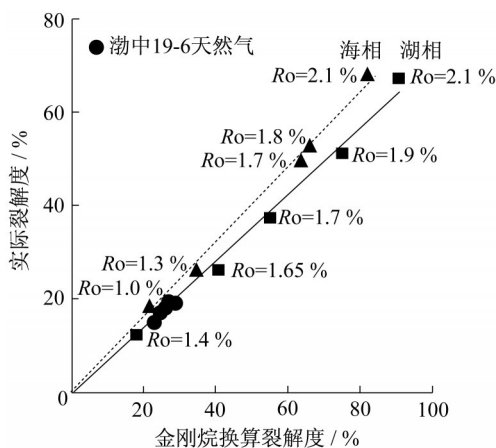


图8 原油实际裂解程度与金刚烷计算的裂解程度对应图
Fig. 8 Extent of cracking versus methyladamantane concentration in laboratory oil-cracking experiments

对于原油裂解度,前人也利用气油比(GOR)计算原油转化率^[27-29],进而直观识别原油被热解破坏掉的原油比例;其中,原油转化率 $C=R_{Go}/(R_{Go}+22\ 428.28)$, R_{Go} 为气油比, $m^3\cdot m^{-3}$ 。Hunt^[29]指出,当油藏内气油比超过 $37\ 380.46\ m^3\cdot m^{-3}$, C 值为51%或62.5%时,独立油相消失。利用该理论和公式计算渤中19-6气田原油转化率低于20%,原油裂解程度低,属于开始裂解阶段。

前人对渤中19-6构造带进行埋藏热史恢复^[9](图9),从热史图上来看:古近纪沙河街组-东营组沉积期,构造带属于埋藏增温阶段,孔店组及其下基岩储层温度在120℃左右,沙三段烃源岩层温度在110℃左右,东营组沉积末期25 Ma(百万年)左右受构造左右的影响,渤中19-6构造带整体抬升,地层遭受剥蚀,储层温度也随之降低到100℃左右,进入新近纪馆陶组再次沉积埋藏,直至今今,孔店组及基岩潜山储层温度在150℃左右,为地质历史时期最高储层温度;且通过测试发现,渤中19-6气田储层静井温度在130℃~160℃之间,而对于原油来说,一般而言150℃是原油即将开始裂解的初始温度。即从渤中19-6气田的构造热演化史和现今测试温度来说,原油在地质历史时期没有进入大量裂解的阶段。

综合分析表明渤中19-6气田凝析油裂解程度在20%左右,裂解度较低,属于原油开始裂解的初始阶段,对天然气的贡献量有限。

因此,结合图8对原油裂解程度的分析,认为渤

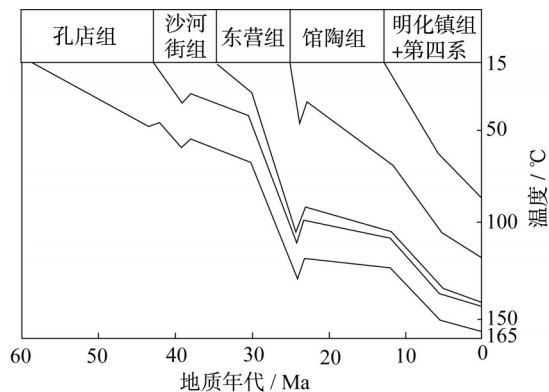


图9 渤中19-6构造带热演化史^[9]

Fig. 9 Geothermal evolution history of Bozhong 19-6 structure

中19-6气田天然气主要为干酪根在高成熟阶段裂解形成的天然气。

4 结论

渤中19-6气田天然气为“中等-高含二氧化碳”湿气,气油比普遍高于 $1\ 000.00\ m^3\cdot m^{-3}$ 。根据天然气组分、同位素、轻烃综合分析认为渤中19-6气田天然气为偏腐殖型天然气,主要来源于混合型母质。利用同位素、轻烃等判断天然气成熟度在1.5%左右,属于高熟气,与板桥气田对比分析认为渤中19-6气田天然气成熟度与板南区一致属于高熟气。对与天然气伴生的凝析油金刚烷进行定量分析,对比英南2井、牛东气田、西湖凹陷等凝析油裂解程度,认为渤中19-6气田凝析油裂解程度较低,原油实际裂解程度在20%左右,属于初始裂解阶段,对天然气的贡献量有限。综合分析认为渤中19-6气田天然气主要为偏腐殖型干酪根高熟阶段裂解形成的天然气。

作者贡献申明:

李威:单独提出本文观点,独立完成文章的构造、结构,独立完成文章撰写、独立创作完成相关专业图件的绘制。

参考文献:

- [1] 徐长贵,于海波,王军,等. 渤海海域渤中19-6气田形成条件与成藏特征[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 1.
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):1.
- [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.
XUE Yongan, 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.
- [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.
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.
- [4] 赵文智,王兆云,王红军,等.再论有机质接力成气的内涵与意义[J].石油勘探与开发,2011,38(2):29.
ZHAO Wenzhi, WANG Zhaoyun, WANG Hongjun, *et al.* Further discussion on the connotation and significance of the natural gas relaying generation model from organic materials [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(2):29.
- [5] 李剑,马卫,王义凤,等.腐泥型烃源岩生排烃模拟实验与全过程生烃演化模式[J].石油勘探与开发,2018,45(3):445.
LI Jian, MA Wei, WANG Yifeng, *et al.* Modeling of the whole hydrocarbon-generating process of sapropelic source rock [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3):445.
- [6] 戴金星.各类烷烃气的鉴别[J].中国科学,1992,22(2):185.
DAI Jinxing. Identification of various alkane gases [J]. Science China Earth Sciences, 1992, 22(2):185.
- [7] 谢增业,李志生,魏国齐,等.腐泥型干酪根降解成气潜力及裂解气判识的实验研究[J].天然气地球科学,2016,27(6):1057.
XIE Zengye, LI Zhisheng, WEI Guoqi, *et al.* Experimental research on the potential of sapropelic kerogen cracking gas and discrimination of oil cracking gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(6):1057.
- [8] 侯明才,曹海洋,李慧勇,等.渤海海域渤中19-6构造带深层潜山储层特征及其控制因素[J].天然气工业,2019,39(1):33.
HOU Mingcai, CAO Haiyang, LI Huiyong, *et al.* Characteristics and controlling factors of deep buried-hill reservoirs in the BZ19-6 structural belt, Bohai Sea area [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(1):33.
- [9] 胡安文,牛成民,王德英,等.渤海湾盆地渤中凹陷渤中19-6构造凝析油气特征与形成机制[J].石油学报,2020,41(4):403.
HU Anwen, NIU Chengmin, WANG Deying, *et al.* The Characteristics and formation mechanism of condensate oil and gas in Bozhong 19-6 structure, Bozhong sag, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(4):403.
- [10] 戴金星,吴小奇,倪云燕,等.准噶尔盆地南缘泥火山天然气的地球化学特征[J].中国科学:地球科学,2012,42(2):178.
DAI Jinxing, WU Xiaoqi, NI Yunyan, *et al.* Geochemical characteristics of natural gas from mud volcanoes in the southern Junggar Basin [J]. Science China Earth Sciences, 2012, 42(2):178.
- [11] 黄汝昌,李景明,谢增业,等.中国凝析气藏的形成与分布[J].石油与天然气地质,1996,17(3):237.
HUANG Ruchang, LI Jingming, XIE Zengye, *et al.* Formation and distribution of condensate gas pools in China [J]. Oil and Gas Geology, 1996, 17(3):237.
- [12] 赵孟军,卢双舫,李剑.库车油气系统天然气地球化学特征及气源探讨[J].石油勘探与开发,2002,29(6):4.
ZHAO Mengjun, LU Shuangfang, LI Jian. The geochemical features of natural gas in Kuqa depression and the discussion on the gas source [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(6):4.
- [13] 胡惕麟,戈葆雄,张义纲,等.源岩吸附烃和天然气轻烃指纹参数的开发和应用[J].石油实验地质,1990,12(4):375.
HU Tilin, GE Baoxiong, ZHANG Yigang, *et al.* The development and application of fingerprint parameters for hydrocarbons absorbed by source rocks and light hydrocarbons in natural gas [J]. Experimental Petroleum Geology, 1990, 12(4):375.
- [14] TEN HAVEN H L. Applications and limitations of Mango's light hydrocarbon parameters in petroleum correlation studies [J]. *Organic Geochemistry*, 1996, 24(10):957.
- [15] BEHAR F, KRESSMAN S, RUDKIEWICZ J L, *et al.* Experimental simulation in a confined system and kinetic modeling of kerogen and oil cracking [J]. *Advances in Organic Geochemistry*, 1992, 19:173.
- [16] THOMPSON K F M. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1983, 47:303.
- [17] CANIPA-MORALES N K, GALAN-VIDAL C A, Guzman-Vega M A, *et al.* Effect of evaporation on C₇ light hydrocarbon parameters [J]. *Organic Geochemistry*, 2003, 34:813.
- [18] 杨池银.板桥凹陷深层天然气气源对比与成因分析[J].天然气地球科学,2003,14(1):47.
YANG Chiyin. Nature gas source correlation and its genesis analysis for the deep gas pool in Banqiao sag [J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(1):47.
- [19] 黄海平,孙喜爱,张刚,等.板桥凝析气形成和聚集的地球化学特征[J].天然气地球科学,1993,4:21.
HUANG Haiping, SUN Xiaai, ZHANG Gang, *et al.* Geochemical characteristics of formation and accumulation of banqiao condensate gas [J]. Natural Gas Geoscience, 1993, 4:21.
- [20] DAHL J E, MOLDOWAN J M, PETERS K, *et al.* Diamondoid hydrocarbons as indicators of oil cracking [J]. *Nature*, 1999, 399:54.
- [21] 马安来.金刚烷类化合物在有机地球化学中的应用进展[J].天然气地球科学,2016,27(5):851.
MA Anlai. New advancement in application of diamondoids on organic geochemistry [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27

- (5):851.
- [22] WEI Zhibin, MOLDOVAN J M, PAYTAN A. Diamondoids and molecular biomarkers generated from modern sediments in the absence and presence of minerals during hydrous pyrolysis [J]. *Organic Geochemistry*, 2006, 37(8):891.
- [23] 张水昌, 赵文智, 王飞宇, 等. 塔里木盆地东部地区古生界原油裂解气成藏历史分析——以英南2气藏为例[J]. *天然气地球科学*, 2004, 15(5):441.
- ZHANG Shuichang, ZHAO Wenzhi, WANG Feiyu, *et al.* Paleozoic oil cracking gas accumulation history from eastern part of the tarim basin—a case study of the YN2 gas reservoir [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2004, 15(5):441.
- [24] 赵贤正, 金凤鸣, 米敬奎, 等. 牛东油气田原油中金刚烷和轻烃特征及其对油气成因的指示意义[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(9):1395.
- ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, MI Jingkui, *et al.* Characteristics of diamondoids and light hydrocarbons from Niudong field and implication for oil/gas origin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(9):1395.
- [25] 王勇刚, 田彦宽, 詹兆文, 等. 东海盆地西湖凹陷原油中金刚烷类化合物特征及意义[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(4):582.
- WANG Yonggang, TIAN Yankuan, ZHAN Zhaowen, *et al.* Characteristics and implications of diamondoids in crude oils from the Xihu depression, East sea basin, China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(4):582.
- [26] 国建英, 于学敏, 李剑, 等. 歧口凹陷歧深1井气源综合对比[J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(3):392.
- GUO Jianying, YU Xuemin, LI Jian, *et al.* Gas source of Qishen 1 well in Qikou Sag [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20(3):392.
- [27] CLAYPOOL G M, MANCINI E A. Geochemical relationships of petroleum in Mesozoic reservoirs to carbonate source rocks of Jurassic Smackover Formation, Southwestern Alabama [J]. *AAPG Bulletin*, 1989, 73(7):904.
- [28] 马安来, 金之钧, 朱翠山. 塔里木盆地塔河油田奥陶系原油成熟度及裂解程度研究[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(2):313.
- MA Anlai, JIN Zhijun, ZHU Cuishan. Maturity and oil-cracking of the Ordovician oils from Tahe oilfield, Tarim basin, NW China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(2):313.
- [29] HUNT J M. *Petroleum geochemistry and geology* [M]. 2nd ed. New York: W H Freeman and Company, 1996.

~~~~~

(上接第399页)

- [8] WANG T D, WANG W, ZIO E, *et al.* Analysis of configuration data errors in Communication-based train control systems [J]. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 2019, 96(6):101941
- [9] TANG J, PIERA M A, GUASCH T. Coloured Petri net-based traffic collision avoidance system encounter model for the analysis of potential induced collisions [J]. *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, 2016, 67(6):357.
- [10] WU D H, ZHENG W. Formal model-based quantitative safety analysis using timed coloured Petri nets [J]. *Reliability Engineering & System Safety*, 2018, 176(8):62.
- [11] FENELON P, MCDERMID J A. An integrated tool set for software safety analysis [J]. *Journal of Systems and Software*, 1993, 21(3):279.
- [12] 葛晓瑜, 沈国华, 黄志球, 等. 一种基于失效传播模型的危害分析方法[J]. *计算机工程与科学*, 2019, 41(6):1026.
- GE Xiaoyu, SHEN Guohua, HUANG Zhiqiu, *et al.* A hazard analysis method based on failure propagation model [J]. *Computer Engineering & Science*, 2019, 41(6):1026.
- [13] WALLACE M. Modular architectural representation and analysis of fault propagation and transformation [J]. *Electronic Notes in Theoretical Computer Science*, 2005, 141(3):53.
- [14] ZHAO X Q, TANG T, YAN F, *et al.* A Functional Safety analysis approach for analyzing CBTC system [C]//Proceeding of the 2009 International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation. [S.l.]:IEEE Computer Society, 2009:737-741.