

# 大民屯凹陷高凝油低凝油特征 及其分布规律

郑容植 王桂珍\*

(辽河油田科学技术研究院)

高凝油为高含石蜡、地蜡的石蜡基原油,含蜡量 $>30\%$ ,凝固点高达 $40-69^{\circ}\text{C}$ ,为成熟的原生未氧化原油,低凝油为负凝固点原油,具“四高三低”特征,最低凝固点可达 $-40^{\circ}\text{C}$ ,属次生细菌降解原油,高凝油分布受沙四源岩和早期断裂所控制;低凝油受沙三源岩和稀油原油所控制,东营期断裂活动为其聚集和降解提供了良好前提,

大民屯凹陷以高产高凝油和低凝油而驰名全国。高凝油凝固点一般高于 $40^{\circ}\text{C}$ ,最高达 $69^{\circ}\text{C}$ ,低凝油为负凝固点原油,最低凝固点可达 $-40^{\circ}\text{C}$ ,这两类原油在全球各油田中也较为罕见,本文对高凝油和低凝油的组成和物化特性作了分析,对其成因和控制因素也作了初步探讨。错误之处,敬请读者指正。

## 一、大民屯凹陷地质梗概

大民屯凹陷位于辽河中新世代断陷盆地的北部,基底为太古界花岗片麻岩、变粒岩和中上元古界白云岩、紫红色页岩组成。新生代以来接受了巨厚的河湖相碎屑岩沉积,南厚北薄,南部荣胜堡洼陷最厚可达 $6100\text{m}$ ,中北部的三台子、安福屯洼陷沉积较薄,但亦可达 $3000-4000\text{m}$ 。沙河街组四段和三段广泛展布,组成凹陷内两套油气源岩层。从生油地化指标分析,沙四段的生油性能较好,暗色泥岩厚度一般为 $300-500\text{m}$ ,最大揭示厚度已超过 $600\text{m}$ ;沙三段生油性能相对较差,但分布广泛、厚度较大,最大揭示厚度已达 $1000\text{m}$ 。大民屯凹陷断裂极为发育,北东向和近东西向两组断裂,将基底切成复杂的断块,构成众多的潜山型构造和断裂背斜带或断鼻。根据基底、断裂和盖层特征,自南而北可划分为前进断裂背斜带、法哈牛断鼻带、静安堡断裂背斜带、曹台地垒带和罔户屯斜坡带等五个二级正向构造带,荣胜堡、三台子和安福屯等三个生油洼陷(图1)。围绕三个生油洼陷的正向构造带为有利的油气聚集带,不同基岩组成的古潜山构造,发育有多种储集空间,其中构造裂缝储集体已获高产油气流,与基岩隆起有关的断裂背斜和断鼻带,在沙四、沙三期广泛发育三角洲沉积,由分枝河道砂、辫状河道砂、沙坝砂组成的碎屑岩储集层,具有岩性粗、厚度大、物性好、距油源近等特点,也已获得了突破性进展。根据源岩成熟度指标分析,沙一段沉积末期,沙四、沙三两套油

\*参加本项工作和本文编写者还有韩烈鸿和边文等人。

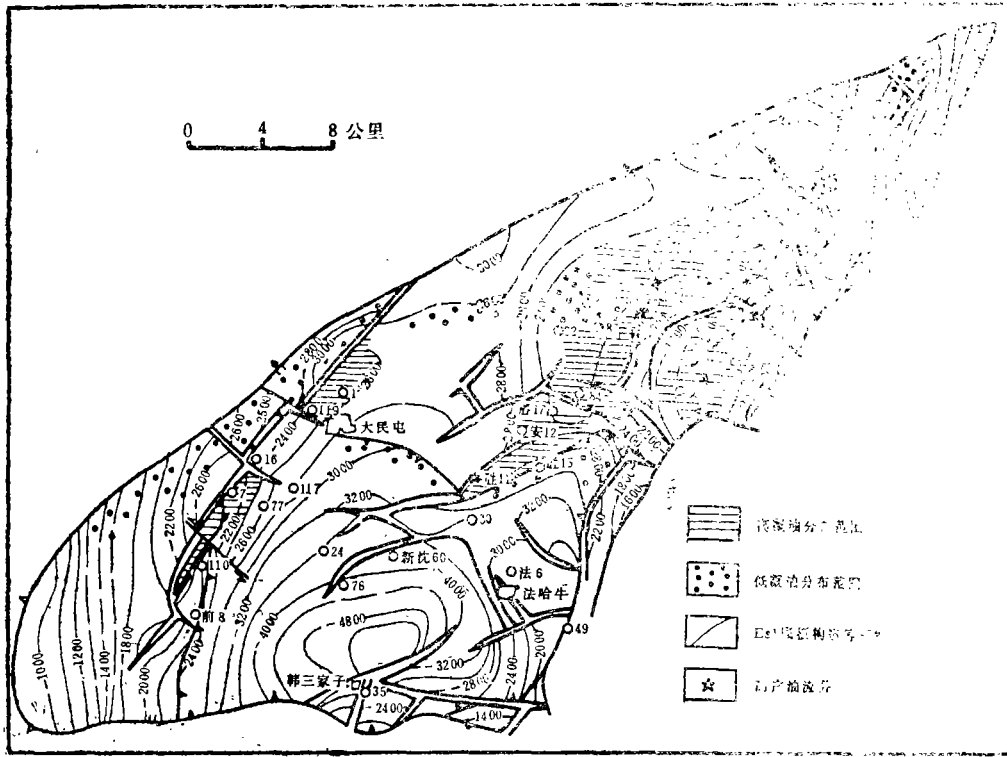


图1 大民屯凹陷高凝油低凝油分布图

气源岩已进入排烃高峰期，排烃期略晚于区内构造形成期，为油气聚集提供了良好前提。

## 二、原油类型和特征

大民屯凹陷含油层序较多，但原油类型和物理化学性质差别很大，特别是含蜡量和凝固点的变化较大。基岩古潜山、沙四和部分沙三下原油的含蜡量一般均超过30%，最高可达53.52%，其凝固点一般高于40℃，最高达69℃。而沙三局部层段的原油，含蜡量一般却低于15%，最低为4.23%，其凝固点在0℃以下，最低达-40℃。笔者根据区内原油这一奇特特征，于1974年5月提出高凝油和低凝油概念用于大民屯原油分类，目前在勘探、开发生产实践中仍广泛采用这一命名法。

### (一) 大民屯原油类型划分

原油含蜡量系指石蜡和地蜡含量的总和。石蜡以C<sub>20</sub>—C<sub>30</sub>正烷烃为主，含少量异构烷烃和环烷烃的高分子烃类，地蜡一般为C<sub>30</sub>—C<sub>50</sub>构成的高饱和烃或脂肪族烃类的混合物。石蜡和地蜡的复杂组成与结构是影响原油凝固点的主要因素。一般含蜡量越高，其凝固点也越高。根据原油凝固点、含蜡量及其有关特征，可将大民屯凹陷的原油划分为四种类型（图2、表1）。高凝油和稀油为含蜡量和凝固点均较高的石蜡型原油，

低凝油则为比重和粘度较高的负凝点原油，混合型原油为高凝油和稀油的不同配比混合而成。

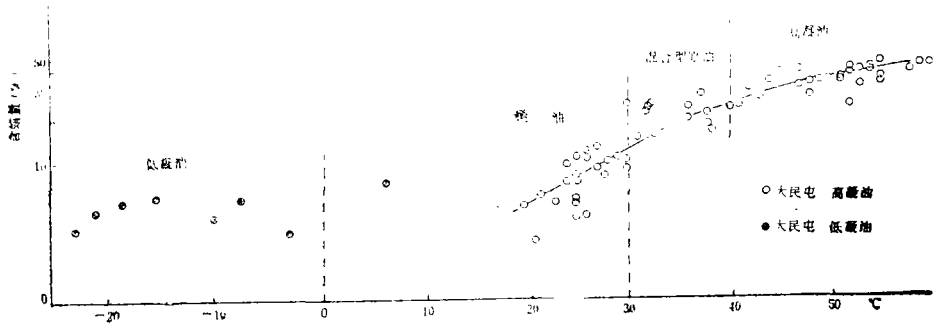


图2 大民屯原油含蜡量与凝固点关系图

表1 大民屯原油分类标准

原油类型	主要指标	比 重	凝固点℃	粘度mPas	含蜡量%	胶+沥青%	>500℃ 馏份	Pr/Ph	$\Sigma C_{21}$ 前	$1460\text{ cm}^{-1}$
									$\Sigma C_{22}$ 后	$1600\text{ cm}^{-1}$
高凝油		0.85—0.90	>40	>30	>30	5—15	<45	1.5—3.0	<1	>15
混合型原油			30~40	>20	15~30		45~60	1.5~2.7	>1	10~15
稀油		0.81—0.87	0—30	>10	<15	3.5—20	55—70	$\frac{1.0}{-1.5}$	>1	<10
低凝油		>0.90	<0	>40	>8	>15	<60	/	<<1	<10

(二) 高凝油特征

高凝油为大民屯凹陷重点勘探开发和科研的原油类型，主要分布于静安堡断裂背斜带、法哈牛断鼻带、前进断裂背斜带和曹台地垒等二级构造带，占控制面积的60.40%和控制储量的77.56%。

高凝油是指凝固点一般超过40℃，在常温条件下不能流动的高凝固点原油，其最高凝固点可达69℃。高凝油含蜡量高，属特高蜡原油。含蜡量一般为30—45%，最高达53.52%，凝固点常随含蜡量的高低和性质不同而有差异。高凝油族组成中，烷烃平均含量74.54%，芳烃和非烃平均含量14.83%，环烷烃平均含量10.63%，在D·H·韦尔特原油三端元分类图中接近于石蜡烃顶端，它与一般稠油（重油）不同，而应属特殊的石蜡型原油。

高凝油在红外吸收谱图出现的吸收峰，由强至弱的百分含量是： $1460\text{ cm}^{-1}$  54.49—87.10%， $720\text{ cm}^{-1}$  27.65—33.61%， $1600\text{ cm}^{-1}$  1.44—2.88%，没有出现SO<sub>2</sub>有关的吸收峰，反映-CH<sub>3</sub>、-CH<sub>2</sub>官能团的峰值占有明显优势， $720\text{ cm}^{-1}$ 幅度较高，而且出现双峰，而芳烃或稠环芳烃的吸收峰却不明显，也说明高凝油为石蜡型原油（图3）。

高凝油的元素组成与一般石蜡型原油相类似，C：85.05—85.60%，H：13.67—13.88%，S：0.05—0.12%，N：0.05—0.14%。高凝油碳数分布也与石蜡接近，主要碳数在C<sub>16</sub>—C<sub>30</sub>，主峰碳位于C<sub>19</sub>—C<sub>27</sub>（图4中的静74、胜10井的基岩高凝油）， $\Sigma C_{21}/\Sigma C_{22}$  0.35—0.99， $(C_{21} + C_{22}) / (C_{28} + C_{29}) < 1.5$ ，重烃含量较高。略具

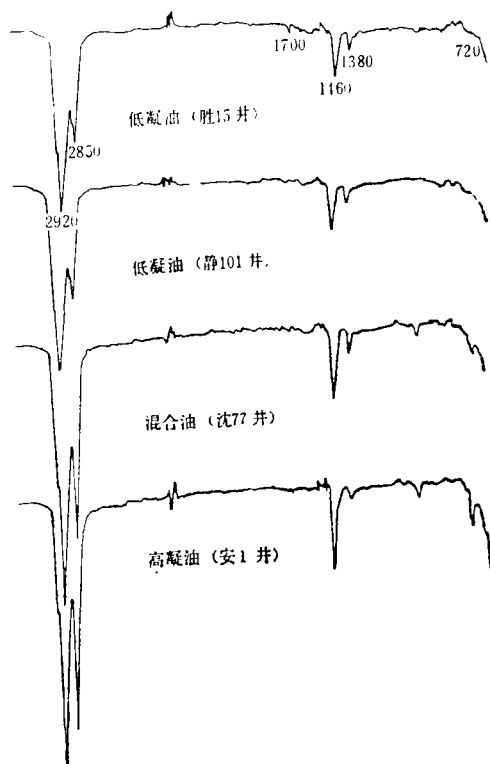


图3 大民屯凹陷各类原油红外谱图

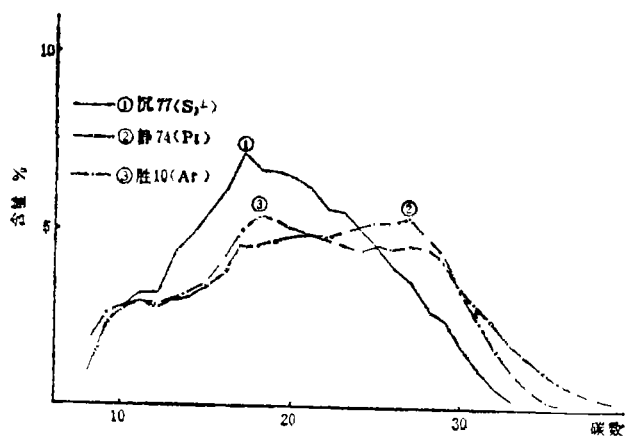


图4 高凝油正烷烃分布图

姥鲛烷优势,异戊二烯类烷烃含量低于5%, $p_r/nC_{17}$  0.15—0.46,  $ph/nC_{18}$  0.12—0.24,  $p_r/p_h$  1.08—2.80, 甾烷含量低, 帖烷含量相对甾烷丰富。黄第藩等人对大民屯凹陷的稀油曾得出为成熟原油的认识<sup>[2]</sup>, 高凝油有关成熟度的指标与之近似或超出, 说明

高凝油亦为成熟原油，而且应较稀油的成熟度略高。从高凝油的重烃含量较高，而OEP均值仅为1.08，亦表明属成熟原油的特性。

高凝油属低饱和原油，饱和压力低（55.9—92.6at）、溶解系数小（0.484—0.527m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>at）、油气比低（31—62m<sup>3</sup>/t）、体积系数小（1.115—1.339），与其它未氧化原生原油比较，溶解气较低，一般为0.60—0.67，以甲烷为主（86.0—93.0%），丙烷以上重烃较少。

高凝油的析蜡点、凝固点、蜡熔点均高（表2），在地层中原油析蜡点和蜡熔点随压力增高而降低，原油粘度随温度升高而降低（图4）。在析蜡点以上流动性较好，

表2 高凝油特征与不同温度的粘度

井号	层位	含蜡量(%)	凝固点(°C)	析蜡点(°C)	不同温度下粘度(厘泊)			
					55°C	65°C	75°C	100°C
沈95	Es <sub>3</sub> <sup>下</sup>	40.28	54	67		18.18	10.51	6.51
沈84	Es <sub>3</sub> <sup>下</sup>	35.49	45	58	100	45.90	33.42	15.05
胜3	Ar	31.92	42	56	26.69	14.72	10.65	5.08

在地层条件下粘度2.5—5.0厘泊，可呈牛顿流体。在不同温度区间，其粘度降低幅度不同。在75°C以上粘度降低较快。

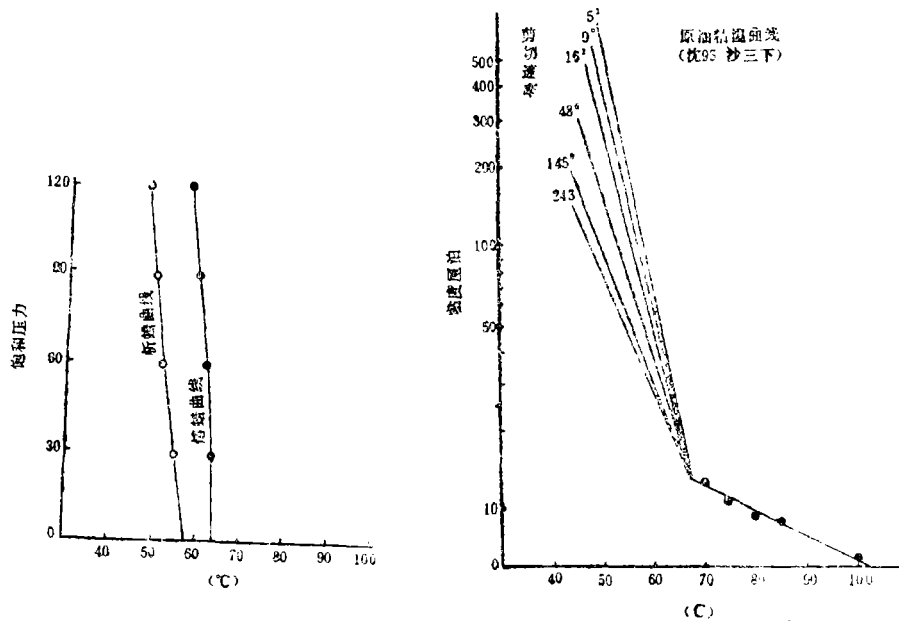


图5 高凝油饱和压力、粘度与温度关系图

左图：饱和压力与析蜡温度关系 右图：粘度与温度关系

高凝油在析蜡点以下，呈非牛顿流体，粘度随剪切速度改变而不同，在不同剪切速率下粘度变化较大，反映粘度在相同温度下随剪切速率增加而降低（图4）。因此，高凝油在75°C以上，随着含蜡量降低、剪切速率增大，其凝固点降低而可成为牛顿流体，

在地层中即可流通和运移。

(三) 低凝油的特征与成因

低凝油最主要特征是负凝点，凝固点均值为-20℃，最低可达-40℃，这是较为特殊和罕见的原油。其物理性质可概括为“四高”和“三低”，即高比重、高粘度、高含胶质和沥青质、高初馏点，低凝固点、低含蜡量、低轻馏分(表3)。根据大民屯凹陷

表3 低凝油主要物性表

	比重 $D_4^{20}$	凝固点℃	粘度mPas	含蜡量%	胶+沥青%	初馏点℃	<300℃馏量%	总馏量%
最高值	0.9591	-2	230.94	9.72	29.16	202	32.6	40.4
最低值	0.8895	-40	20	4.23	12.17	115	10.	21.6
平均值	0.9391	-20	>30	6.92	20	152	20.6	27.8

原油含蜡量与凝固点关系(图2),含蜡量低是导致低凝油的凝固点低的一个重要因素,但无明显的正相关关系。

胶质对蜡具抗凝作用,胶质含量也是影响原油凝固点的重要因素。据大民屯各类原油分析资料得知,当胶质+沥青质含量与含蜡量相近似时,原油凝固点为+20℃,以该点为定值,凝固点随含蜡量增加而增高;随胶质+沥青质含量增加而凝固点降低,至胶质+沥青质含量超过含蜡量的14%左右时凝固点最低(表3),而后随胶质+沥青质含量继续增加,其凝固点反而明显增加。

低凝油的比重大,属重质高粘度原油。胶质和沥青质含量是影响低凝油的比重、粘度的重要因素(图5),其所含甾帖烷等高分子烃也是因素之一。一般来说,低凝油的比重和粘度,常与胶质+沥青质含量呈线形关系。

低凝油的元素分析表明,氢含量明显低于高凝油和稀油,而S、N含量却高于高凝油和稀油,但二者碳含量相近似。从红外谱图分析,低凝油与含氧基团

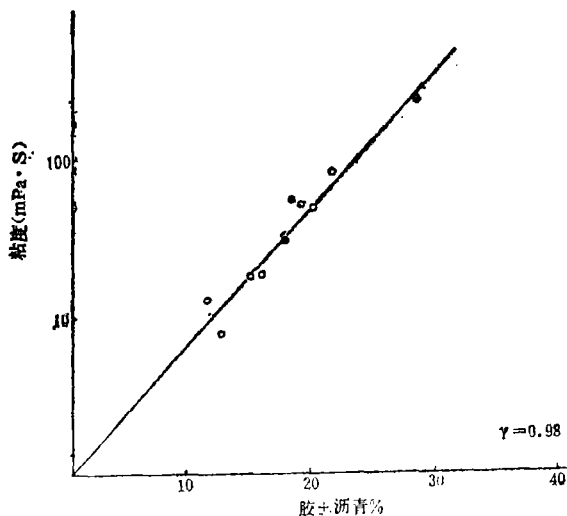
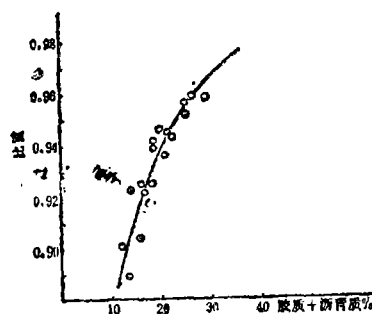


图6 低凝油比重、粘度与胶质+沥青质含量关系  
上: 比重与胶质+沥青质含量的关系  
下: 粘度与胶质+沥青质含量的关系

有关的 $1700\text{cm}^{-1}$ 峰远高于高凝油和稀油(图3),表明其含氧量亦高。低凝油与烷烃基团有关的 $1380\text{cm}^{-1}$ 、 $1460\text{cm}^{-1}$ 、 $2920\text{cm}^{-1}$ 峰明显低于高凝油和稀油,且常不见有与开链烷烃有关的 $720\text{cm}^{-1}$ 峰,与芳核有关的 $1600\text{cm}^{-1}$ 峰也较低, $1600\text{cm}^{-1}/720\text{cm}^{-1}$ 峰面积比远大于0.8,显示为较典型降解的重质原油。

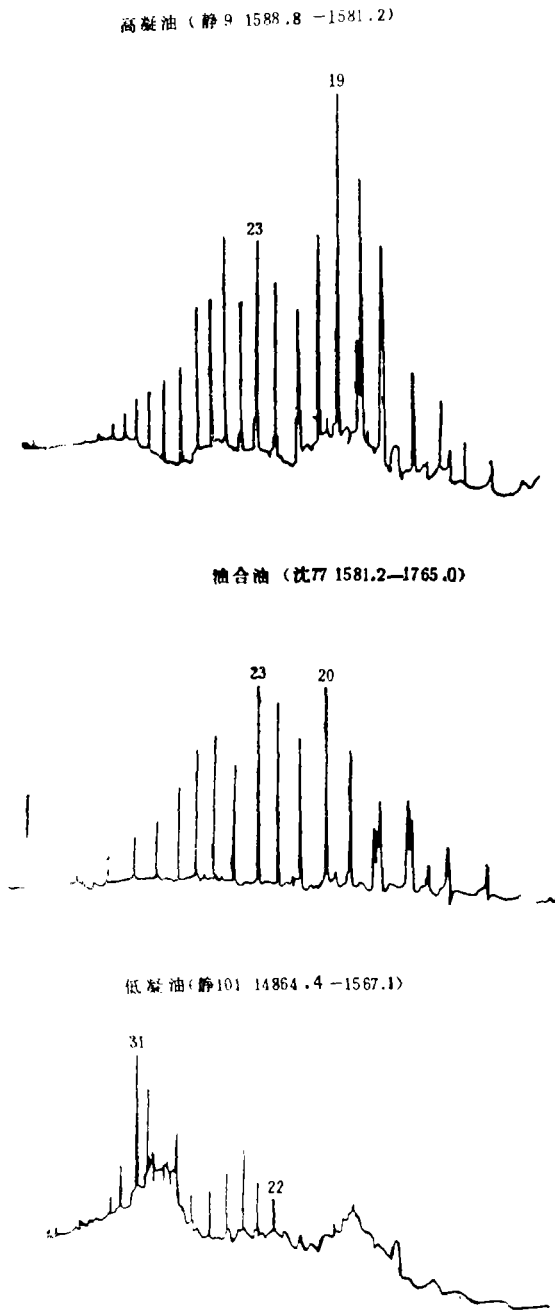


图7 大民屯原油气相色谱图

低凝油的气相色谱图上,正烷烃含量明显低于高凝油和稀油,特别是低碳正烷烃含量更低,谱图上没有明显的梳状峰,类异戊间二烯烷烃含量亦甚低,致无法计算其Pr/Ph、Pr/nC<sub>17</sub>、Ph/nC<sub>18</sub>的比值。在谱图中仅有高碳数的稀疏峰,可能属甾帖烷的反映,亦可表明系次生降解原油(图6)。

低凝油的性质与其所处的构造位置和埋深有密切关系。同一层位的低凝油,由构造低部位向高部位或渐次远离凹陷中心,其凝固点渐次降低,而比重、粘度、胶质+沥青质含量却渐次增加。如静29井位于静安堡断裂构造带的边缘,静22井位于构造带的高部位,两井虽同在Es<sub>3</sub>层位中产出低凝油,但其原油性质有较大差异,前者在1795—1829m井段低凝油凝固点-8℃,比重0.8885,粘度7.66mpas(50℃),胶+沥青质含量13.22%,而后者在1477—1468m井段的低凝油凝固点-20℃,比重0.9363,粘度48.62mpas(50℃),胶质+沥青质含量20.84%。但两者的含蜡量均为8.36—8.57%,无显著变化。在纵向上,低凝油的比重、粘度、胶+沥青质含量随埋深而降低,其凝固点和含蜡量在埋深1600m以上,也随埋深增加而降低,而在1600m以下却渐次增加(图7)。这些物理特征表明低凝油为次生降解原油。

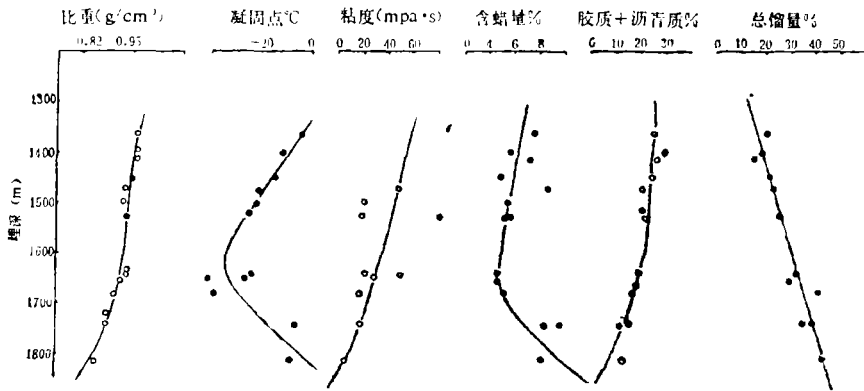


图8 低凝油性质与埋深关系图

#### (四) 稀油和混合型原油特征

稀油亦属石蜡型原油，在韦尔特原油三端元类型划分图上接近于石蜡烃，而仅次于高凝油。其含蜡量和凝固点低于高凝油（图2），在地面常温条件下粘度相对较低，呈牛顿流体具流动性能，各项主要特征与高凝油和低凝油不同，在勘探开发过程中习惯称之为稀油。稀油的族组成中，烷烃含量平均68.6%，芳烃和非烃含量平均18.26%，环烷烃含量平均12.64%。红外谱图 $1600\text{cm}^{-1}$ 峰面积与 $720\text{cm}^{-1}$ 峰面积之比平均值0.34，与高凝油和低凝油都有明显差别（图3、6）。

稀油的分布与沙三源岩展布密切相关，为沙三的主要原油，特别在前进断裂背斜带大部都属稀油产区，占全凹陷控制储量的20.35%，占含油面积的35.50%。

混合型原油性质介于高凝油和稀油之间，其凝固点和含蜡量等主要性能指标变化较大（图2），常随产层构造位置、埋深和源岩不同而改变，为稀油和高凝油的混合产物，其物理性质与二者的混合配比密切相关。在前进、腰岗子构造的沙三下的原油即属混合型原油，其分布不广，仅占控制储量的2.12%，控制面积的4.78%。

### 三、高凝油、低凝油分布及控制因素

#### (一) 高凝油、低凝油成因分析

高凝油和低凝油均属重质原油。据文献资料，重质原油有两种成因，一是低成熟的原生原油，二是经生物降解的次生原油。根据前述原油特征分析，高凝油的异戊二烯类烷烃、甾烷含量均较低，藿烷相对甾烷丰富，参照 $(20S-C_{29}) / (20S + 20R) - C_{29}$ 介于55—58%， $(\beta\beta-C_{29}) / \Sigma C_{29}$ 介于38—45%， $T_m/T_s < 1$ 等有关参数指标，高凝油、稀油和低凝油都应同属成熟原油（表1）。高凝油的主要油源岩沙四埋深在2200m的镜煤反射率为0.62%，沈82井稀油的源岩沙三在1764.9m的泥岩镜煤反射率为0.66%，地温60℃，说明高凝油、稀油的源岩均已进入成油门限，其所生成的原油也应属成熟原油。

根据干酪根镜下观察和组成分析，高凝油的干酪根组成较复杂，多数以类脂体为



表 4 不同原油馏烷、萜烷参数表

井号	层位	井段	样品	馏				烷				萜				烷			
				5 $\alpha$ -C <sub>27</sub> -C <sub>29</sub>	5 $\alpha$ -C <sub>29</sub>	20s-C <sub>29</sub> (20s+r)	$\beta$ -C <sub>29</sub>	$\beta$ -C <sub>29</sub> 重排	4-甲基-C <sub>30</sub>	T <sub>m</sub>	$\alpha\beta$ -C <sub>29</sub>	$\alpha\beta$ -C <sub>30</sub>	C <sub>30</sub> -	C <sub>30</sub> +	总三环	r-端烷	螺旋三萜	C <sub>28</sub>	OL+Lu1
静101	E <sub>3</sub> <sup>1</sup>	1486.4—1567.1	低凝油	0.67	0.44	58.14	39.86	2.41	0.43	0.77	0.59	4.15	1.49	0.08	0.10	0.69	0.18	0.28	
胜15	E <sub>3</sub> <sup>1</sup>	1650.6—1661.4	"	0.69	0.45	58.61	49.28	1.99	0.55	0.60	0.50	4.17	1.31	0.09	0.06	0.59	0.19	0.26	
沈80	E <sub>3</sub> <sup>2</sup>	1626.2—1810.2	稀油	0.60	0.39	55.45	41.05	1.93	0.48	0.71	0.58	5.10	1.86	0.16	0.05	0.54	0.13	0.19	
沈14	E <sub>3</sub> <sup>3</sup>	1955.8—2082.4	"	0.97	0.39	55.51	45.75	2.93	0.60	0.43	0.46	6.71	2.23	0.25	0.05	0.89	0.29	0.31	
法1	E <sub>3</sub> <sup>2</sup>	2221.6—2369.0	"	0.63	0.40	54.94	38.30	1.96	0.50	0.60	0.51	4.81	2.08	0.11	0.04	0.66	0.18	0.19	
沈67	E <sub>3</sub> <sup>1</sup>	1763.6—1867.2	"	0.65	0.40	55.13	41.54	2.68	0.54	0.54	0.55	5.05	2.26	0.13	0.06	0.67	0.13	0.19	
静26	E <sub>3</sub> <sup>3</sup>	2067.1—2280.6	高凝油	0.53	0.32	50.00	42.88	0.87	0.38	0.96	0.60	6.00	2.18		0.08	0.68	0.19	0.23	
安88	Pt	2675.0—2830.0	"	0.49	0.33	55.00	39.39	1.03	0.40	0.84	0.65	5.93	2.28	0.07	0.06	0.58	0.11	0.21	
胜10	Ar	3088.24—2774.0	"	0.59	0.39	56.03	43.15	0.97	0.35	0.82	0.62	7.33	2.15	0.17	0.07	0.67	0.19	0.18	
安1	Ar	3200.0—2736.0	"	0.57	0.45	58.40	38.85	1.15	0.30	0.96	0.60	5.55	1.92	0.18	0.09	0.65	0.16	0.17	

注(1)重排=总重排馏烷/5 $\alpha$ - (C<sub>27</sub>+C<sub>28</sub>+C<sub>29</sub>) 20r馏烷 (2) OL+Lu1/ $\alpha\beta$ -C<sub>30</sub>=奥利烷+r羽扇烷/ $\alpha\beta$ -C<sub>30</sub>霍烷

主，常呈团块絮状物，可见丝质菌胞和被细菌生物改造过的蚀余镜质体，表明高凝油的主要生油母质是来自被菌解过的陆源生物的耐腐蚀物质和细菌微生物残体。

低凝油为次生原油，其组成结构是属于低硫的芳香-环烷型原油，与最终降解为芳香沥青原油还有较大区别。根据油-油对比有关资料，低凝油与稀油具有同源性，除原油组分和红外、色谱特征与稀油具可比性外（图3、6表4），其稳定性较高的示源生物标志物的含量比值亦与稀油相当<sup>1)</sup>。从低凝油的分布分析，其产出层位最高埋藏最浅，其下伏油层多为稀油，亦可说明低凝油与稀油的亲缘关系。

### （二）高凝油、低凝油受不同油源控制

高凝油与沙四和凹陷北部沙三的油气源岩具较好的相似性。高凝油与沙四生油岩烃类组成及结构特征相似，二者的族组成三角图上相当接近<sup>2)</sup>。 $\delta^{13}C_1$ 为-25.84—-26.84‰，均值-26.15‰，沈119井沙四生油岩干酪根 $\delta^{13}C_1$ 均值-24.7‰，反映二者有较好的对应，说明高凝油油源来自沙四。从异戊二稀类烷烃与正构烷烃比值分析（图8），高凝油与沙四油源岩对应较好，而与沙三可比性较差。

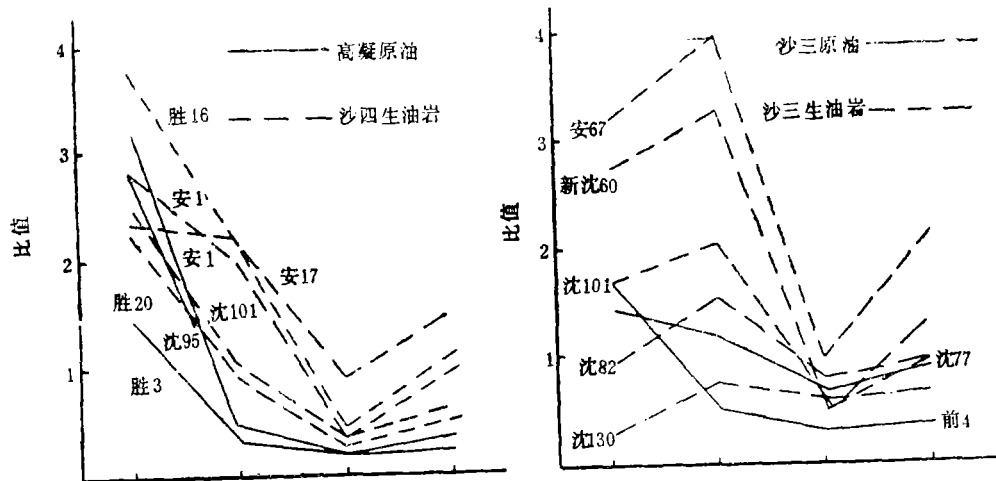


图9 高凝油异戊二稀类烷烃与正构烷烃比值图

沙四褐灰、深灰色泥岩为广阔的湖相沉积，岩性单一，分布广泛，除个别基岩顶部外均有分布，厚度200—400m，最厚达600m，有机质丰度高，以陆源高等植物为主，水生生物次之，干酪根类型属Ⅱ型，为凹陷的主要生油岩。高凝油的分布受沙四油气源岩所控制，已控制的储量和面积都分布在沙四期沉积洼陷的周边，特别在邻近洼陷的基岩隆起带或断裂背斜带，高凝油分布较为集中。

沙三期沉积构成一个较完整的水进至水退沉积旋回，早期水体由南向北推进形成超覆沉积，晚期水体由北向南退覆，湖水南深北浅。在大民屯凹陷南部除有部分陆源有机质外，並见有大量水生生物遗体，而北部则主要为陆源高等植物残渣。以较深水湖相沙三泥质岩为油源的稀油及其次生低凝油，主要分布在南中部沙三期的沉积洼陷周边，而

1) 郑容植等：静安堡地区低凝油特征及分布规律，辽河油田研究院，1987年研究报告。

2) 郑容植：大民屯凹陷高凝油特征及分布规律，辽河油田勘探开发研究报告集（油田开发分册）七，1986年5月

以较浅湖相沙三泥质岩为油源的高凝油，则主要分布在北部沙三期沉积洼陷中心的周边（图9）。低凝油主要分布在沙三上部和稀油的上部层位，系稀油的次生原油。

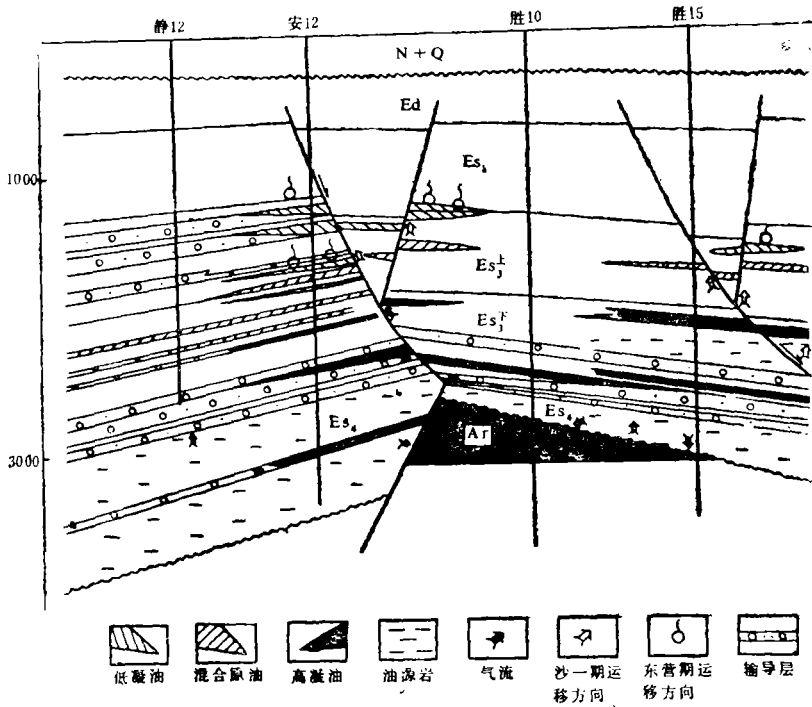


图10 东胜堡复式油气藏剖面图

（三）高凝油、低凝油受不同期断裂活动控制

基岩潜山高凝油的富集，主要受沙河街组沉积前后的构造断裂所控制，沙四、沙三期断裂使基岩直接与油气源岩广泛接触或构成裂缝发育的高断块。沙一期为区内主要断裂活动期，也是沙四、沙三源岩排烃期，因此，沙一期活动的主要断裂高断块是高凝油富集的有利地区（图10）。沙四、沙三碎屑储集层的高凝油主要受有利相带所控制，分布在扇三角洲前缘的河道砂、沙坝砂体中，但众多而分散的小砂体，常可由断裂贯通而成为一个较大的复合油藏。

低凝油的分布与东营期断裂及其所形的圈闭有密切关系，目前所发现的低凝油几乎毫无例外。东营期前形成的稀油，通过东营期断裂切割，沿断裂向高部位再富集和细菌降解而成低凝油。因此，沙三原生稀油油藏的破坏是低凝油藏形成的前提，东营期断裂是低凝油富集的通道，后期细菌降解作用是低凝油形成的重要因素（图9），从低凝油在本区层位最高、埋藏最浅也可得到佐证。

参 考 文 献

[1] 李晋超等, 1985, 特高蜡原油及生油岩中可溶有机质的地球化学特征和成因分析, 石油与天然气地质第, 6卷卷1期。

[2] 杨少华等, 1982, 辽河断陷西部凹陷下第三系沙河街组生油层研究, 中国陆相油气生成, 石油工业出版社。

# CHARACTERISTICS AND DISTRIBUTIVE REGULARITY OF THE OILS WITH LOW AND HIGH SOLIDIFICATION POINTS IN DAMINGDUN DEPRESSION

Zheng Rongzhi    Han Liehong    Bian wen

(Liaohé Research Institute of Petroleum Exploration  
and Development, Ministry of Petroleum Industry)

## Abstract

According to the characteristics of solidification point, wax content, etc., the crude oils in Damingdun Depression can be divided into high solidification point oil and low solidification point oil, thinned oil and mixed oils, among which the high solidification point oil is dominant. It is rich in paraffin and ozokerite with wax content higher than 30% and high solidification point over 40°C, even up to 69°C. It differs from normal thickened oil (heavy oil) and can be attributed to low mature unoxidized primary oil. The low solidification point oil solidifies below 0°C, even down to -40°C. It has high specific gravity and viscosity, high contents of resin and asphaltene, high primary distillation point, and low solidification point, low wax content and light fractions. Therefore, it belongs to secondary biodegraded oil.

The wax content of the thinned crude oil which belongs to waxy oil with low sulfur content is less than 15% while its hydrocarbon content can be 68.6%. The last type of the oils is the mixed oil of different ratios of thinned oil and high solidification point oil and the properties of the mixed oil are between these two oils.

The source rocks of the high solidification point oil mainly are of Es<sup>4</sup> dark claystones and the distribution of the oil is controlled by the source rock and faulting activities. The various types of crude oil layers in the depression are overlapped each others and according to the orders from lower to upper oil layers, they respectively contain high solidification point oil, mixed oil, thinned and low solidification point oil. However, the low solidification point oil is emplaced in shallow buried rocks of younger age while high solidification point oil is emplaced in relatively deep buried rocks of older age.