

挥发油油田开发译文集

中国石油天然气总公司开发生产部

PDG

48779

挥发油油田开发译文集



00283915



200799378



中国石油天然气总公司开发生产部

一九九〇年十二月

前 言

挥发油的特性不同于普通黑油，在编制开发方案、储量计算、动态预测、设计地面流程等方面都需要特殊对待。否则就会造成失误。过去我们已经发现过这类油藏，但按普通黑油对待了。近年来，在我国一些地区又发现了挥发油油藏（或过度型挥发油油藏）。随着钻探工作向深层发展，估计还会发现这类油田，这是世界油气钻探的规律。为了开发好这类油藏，全面了解这类油藏的特点，研究国外开发这类油藏的经验是很必要的。为此，我们组织翻译了此译文集。此书涉及到挥发油油藏的各种问题。

全书由金静芷和唐养吾主编，潘兴国对全书作了技术审校。

目 录

1. 挥发油油藏的估价和开发	1
2. 挥发油油藏的开采方法	19
3. 挥发油油藏应保持压力开采	35
4. 原油和凝析油系统相特性在油藏工程上的应用	42
5. 预测挥发性油油藏压力保持生产动态的方法	55
6. 预测高挥发性油油藏动态需要考虑的一些特殊问题	66
7. 预测枯竭式开采挥发性油藏采收率的物质平衡方法	86
8. 可用于从黑油到高挥发性油油藏原油范围的体积平衡方法	99
9. K 系数理论	110
10. 影响油气井分类的因素	124
11. 挥发性烃类的两相流动	136
12. 油藏流体的取样方法	149
13. 研究原油组分的新组合方法	155
14. 在含油气柱中由重力引起的组分变化	178
15. 有关临界油藏流体的某些经验	191
16. 凝析气和挥发性油混合物的饱和压力预测	204
17. 十月油田上白垩系挥发油油藏地质结构的主要特点和试采分析	236
18. 油气混合物的组分对一级分离和多级分离的影响	241
19. 矿场油气混合物的多级分离	246
20. 闪蒸—差异分离可提高储罐油收率	250
21. 原油稳定和天然气加工	260
22. 布伦特挥发油油田油藏工程的评述	269
23. Blackjack Creek 油田的油藏管理	283
24. Raleigh 油田的高效气驱开采工程	294
25. 汽化在压力保持提高采收率方法中的作用	306
26. 油气平衡计算的实际应用	316
27. 采用改进的单井递减曲线法研究低渗透挥发油油田实例	347
28. 临界流体衰竭式一次采油的数值模拟实验研究	389
29. 利用三维三相拟组分模型 (TRITRICO) 模拟挥发油油藏和凝析气藏	408
30. 用于模拟挥发油油藏的改型黑油模型	423
31. 委内瑞拉马拉开波湖区地质复杂的挥发油油藏的注水注气数值模拟	436
32. 福多切油气田	459
33. 布伦特油田挥发油油藏开发经验	475

34. 肖茨克利克油田.....	487
35. 贾伊—小埃斯卡姆比溪油田.....	499

挥发油油藏的估价和开发

Chapman Cronquist
(Gulf Universities Research Consortium)

唐养吾译
金静芷校

40年代末到50年代初,在美国随着钻探深度的逐渐加深,随之而来的是需要开发的油层温度越来越高,这些油藏流体组分和热动力性质处于油和气之间。生产流体的地面气—油比是1500—3500英尺³/桶(267—623米³/米³)。地面液体的API重度在40°以上(比重0.8251以下)。这些流体在油藏内常常接近临界点。根据组分和温度的不同,这些流体可以呈现为泡点系统(油),也可以呈现为露点系统(气)。

图1示出了从黑油到干气的气—油比范围,其中包括挥发油和凝析油。挥发油和凝析油的气—油比范围是重叠的,并分布在无精确界限的黑油和干气之间的中间区域或过渡区域。在这一气—油比范围内(1500—3500英尺³/桶),无论是气油比,还是地面油的比重都不足以用来确定地层流体是油,还是气^[1,2]。例如,API重度高过65°(比重0.7201)的储罐液体也可能是泡点系统,而重度低于29°API(比重0.8816)的储罐液体却可能是露点系统(储罐液体的颜色不一定是有效的标志,由于凝析油也可能是黑色的,因而有颜色的油不一定就属于“原油”)。

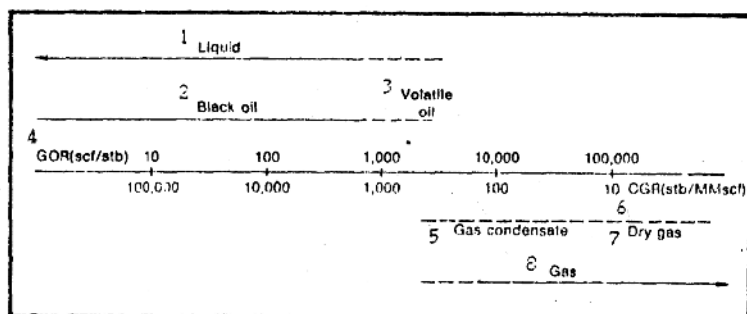


图1 挥发油和凝析油常常位于黑油和干气之间的区域内。挥发油的地面气油比通常在1500—3500英尺³/桶之间(267—623米³/米³)。

①液体;②黑油;③挥发油;④气—油比(英尺³/地面桶);⑤凝析油;⑥油气比(地面桶/百万英尺³);⑦干气;⑧气体。

位于油—气之间过渡区内的流体系统,而其特性在油藏内属泡点系统的称之为挥发油。虽然很多人对挥发油提出了各种不同定义,但究竟应将那些性质划为挥发油类型,至今未取得一致的意见。由黑油到挥发油,原油组分和性质的变化是逐渐过渡的。本文中所指的挥发油是API重度大于40°(比重小于0.8251)或气油比高于1500英尺³/桶的泡点系统,它的地层体积系数大于1.75地下桶/地面桶。

油 藏 特 性

黑油油藏的开采特点是受相对渗透率效应的影响(两相流)比受热动力效应(流体的 PVT 特征)的影响大;开采挥发油油藏则正好相反,受热动力效应的影响比受相对渗透率的影响大。因此,挥发油有两个问题需要研究:

1. 挥发油的组分和压力—体积—温度(PVT)特性;
2. 挥发油组分—PVT 特性的物质平衡关系。

流 体 特 性

油藏流体的 PVT 性质取决于流体的组份、油层的压力和温度。

组分

如图 2 所示,挥发油的组分位于凝析油和黑油之间。虚线代表庚烷以上为 11% 摩尔,这一条虚线好象是挥发油“区”与凝析油“区”分隔线。符号旁边的数字是参考文献的编号。还有些流体列于表 1。4 号流体是露点系统,生产的储罐油是黑色的 API 重度为 29°(比重 0.8816)的凝析油。有编号的流体将在以后的章节中讨论。

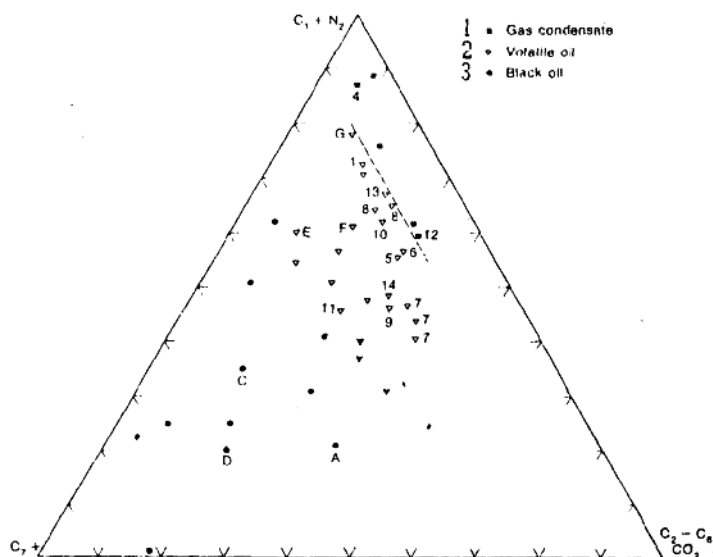


图 2 典型油层流体的组份。虚线代表庚烷以上的摩尔百分数为 11%, 它将凝析油区与挥发油区分隔开。符号旁边的数字相当于参考文献的编号

①凝析油;②挥发油;③黑油。

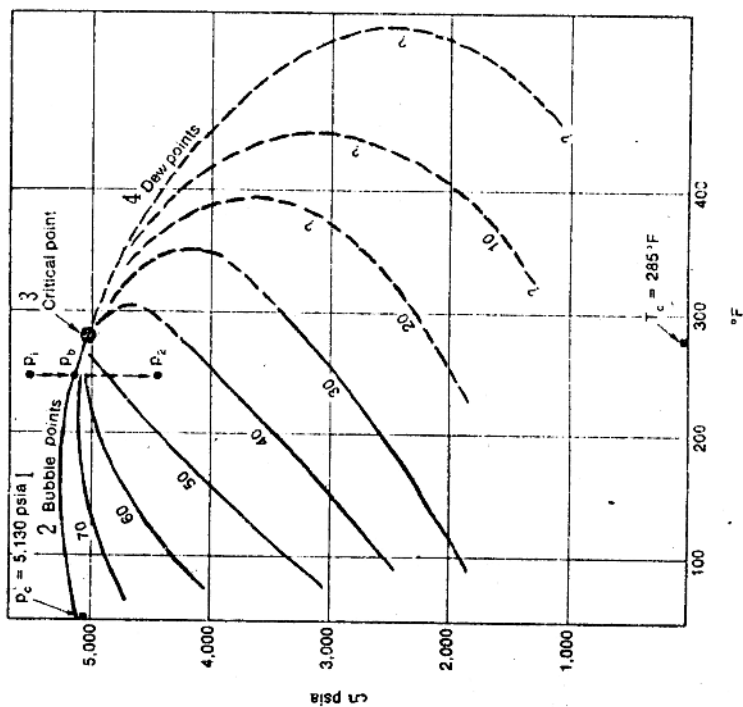


图3 地层压力由原始压力下降到泡点压力,进一步下降到压力 P_2 时,挥发油的压力、体积和温度的特性由直线 $P_1 - P_2$ 说明(资料来源 Allen^[1])

①磅/英寸²;②泡点;③临界点;④露点;⑤磅/英寸²。

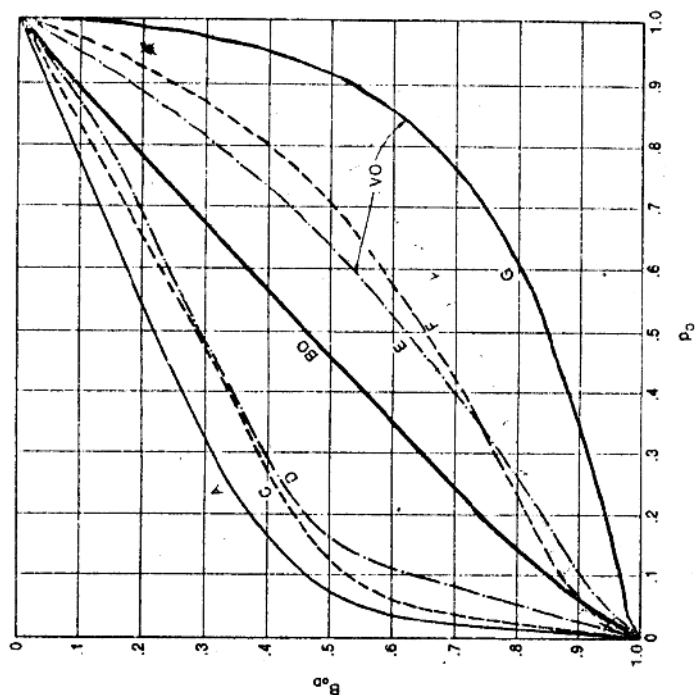


图4 无因次收缩性与无因次压力的关系曲线。挥发油的收缩特性由 VO 型曲线说明。E、F、G 曲线代表不同挥发程度的原油。BO 代表黑油的特性[资料取自 Cronquist 报告]

PVT 特性

单靠组分一项是不能确定地层流体相特性的。图 3 说明了图 2 中 1 号油藏流体的 PVT 特性(流体组分为:甲烷 72.4%摩尔,乙烷到己烷 15%摩尔,庚烷以上占 12.6%摩尔)。油层温度 251 F (121.67℃)。比临界温度 285 F (140.56)低 18.9℃,流体的特性与泡点系统相同。如果油层温度在临界温度以上,那么流体的性质将与露点系统相同。

图 3 中轨迹 $P_1-P_0-P_2$ 说明该体系由原始压力(P_1)下降到泡点压力(P_0),并进一步下降到 P_2 时的收缩特性。在压力 P_1 和 P_0 之间的油层压力范围内,地层流体是欠饱和原油;通过地面分离设备生产时,其气油比将是稳定的。(气油比将强烈地取决于分离设备的类型、结构、工作压力和温度,有关问题将在以后讨论)。在 P_0 点时,气体开始从地层油中逸出。当压力降到 P_0 以下时,油层油的体积将十分迅速地收缩,如用两相包络曲线内的液体等体积所表示的那样。从泡点压力起,很小的压力降,地下原油体积即迅速收缩,这是高挥发油的特征。

已发表了许多介绍确定临界点、泡点和露点轨迹及相包络曲线方法的文章^[18,19,20]。Kaliapan 的文章^[18]提供了大量的参考资料。这些文献提供了解复杂烃混合物相特性的可贵材料。为了取得有关特定油藏流体的精确工程数据,对代表原始油藏条件的流体样品除进行实验室分析外是没有其它办法的。对于挥发油来说,最好在精确测量稳定流试井期间,从地面分离器取得这些样品。在参考文献^[2,22]中提出了详细的方法。

收缩性质。

图 4 是挥发油与黑油的收缩特性对比。黑油体系有一个趋向,即当压力低于泡点时,该体系的收缩率几乎与压降成正比^[22]。这一特性用图 4 中的 BO 线来代表。挥发油的收缩特性变化很大,但可以用图 4 中的 VO 曲线代表。曲线 E、F、G 表示更容易挥发的油。应指出的是,这些原油的组分示于图 2。

由图 3 可看出,对于黑油系统来说,临界点将以顺时针方向围绕两相包络曲线。在这类系统中,两相区内的液体等体积线多少是均匀地分布在泡点轨迹以下,使液体体积近似于“直线”收缩,可用图 4 中的 BO 线说明。

图 4 中的 A、C、D 曲线表示的收缩特性与挥发油的收缩特性相反。这些流体分布在图 2 的黑油区,中间组分与甲烷的比值高些,典型的储罐油比重为 35°API(比重 0.8489)到 45°(0.8017)之间。这些流体的收缩比典型黑油的收缩小,原因是中间组分在高压下比在低压下的蒸发成正比地少,因而妨碍了地层流体收缩。

图 2 中由实心三角代表的三个流体具有过渡型收缩特性,它们的收缩介于流体 A、C、D 和高挥发油 E、F、G 之间。这些流体可称之为“中度挥发性”原油,其收缩性与黑油相似。

物质平衡的研究

普通油即黑油的物质平衡假定,气体就是气体,也就是说,在油层压力低于泡点压力的条件下生产的游离气仅仅是气体,它不增加储罐液的产量。对于黑油来说,这些假设引起的误差可以忽略。但是,对于挥发油来说,挥发性越高,这些假设造成的误差就越大^[5,15]。对于高挥发油来说,在地面分离器中,从油藏气中析出的液体体积可能等于,或者超过从液相中生产出的储罐油体积^[5,10,13]。处理厂的液产量通常相当于从这些液体系统中回收的总液量的 1/3^[5]。

表1 典型油气储集层流体体系

油田 油藏	深度, 英尺	原始地 层压力 磅/英寸 ²	井底 温度, °F	泡点, 磅/英寸 ²	组 分**			
					C ₁ +H ₂	C ₂ -C ₆	C ₇ -	C ₇ + 分子量
Headlee/泥盆系(12)	11900	5400	190	4375*	0.594	0.304	0.102	
E/K 城/Hoxbax(5)	9860	4364	180	3383	0.557	0.292	0.151	178
北路易斯安那/Smackover(10,15)	10000	5070	246	4836	0.622	0.229	0.149	181
Pickton/Rodessa(14,16)	7900	3578	209	3500	0.491	0.311	0.198	162
Raleigh/Houston(11)	12600	5798	257	3251	0.457	0.254	0.289	190
Shoats 溪/Cockfield(9)	8950	4675	205	3515	0.466	0.321	0.213	175
南路易斯安那/中新统	13500	××	240	8105	0.784	0.102	0.114	230
美国东南/侏罗系	15700	7930	286	2365	0.309	×××	0.293	155
无名油田 A(17)	8200	5000	250	3955	0.54	0.29	0.17	170
*典型"黑油"(8)					0.488	0.091	0.421	225

油田 油藏	差 异 蒸 发			闪 蒸 蒸 发			备 注
	气油比 英尺 ³ /桶	*API 重度	B _{oc}	气油比 英尺 ³ /桶	*API 重度	B _{oc}	
Headlee/泥盆系(12)				3077	83		最初分类为油藏,闪蒸 1200—750—500—250—0
E/K 城/Hoxbax(5)	3393	46	3.17	2594	52	2.51	闪蒸 314—44—0 参看图 7 分离器流体组分
北路易斯安那/Smackover(10,15)			4.7	2000	50	2.63	闪蒸 500—0,图 2 中 10 号流体
Pickton/Rodessa(14,16)	1830	48	2.07	1570	52	2.08	闪蒸 150—0,图 2 中 14 号流体
Raleigh/Houston(11)	1209	46	1.84	1062	48		
Shoats 溪/Cockfield(9)	1699		2.03	1477	51	1.88	临界压力 4755 磅/英寸 ²
南路易斯安那/中新统	5759	36	4.12	3381	41	2.66	地压,闪蒸 900—120— 60—0,图 2 中 G
美国东南/侏罗系		48	1.80	1345	48	2.00	0 磅/英寸 ² (表压)闪蒸
无名油田 A(17)				3200	45	3.23	闪蒸 400—30—0
*典型"黑油"(8)				625	34	0	

注:括号内数字为参考文献编号和图 2 中流体号;××:摩尔百分数;C₂-C₆ 包括 CO₂ 和 H₂S;×:露点;××:估计值;
×××:包括 0.10H₂S;B_{oc}:泡点条件下地层油体积系数。

已经研究了几个方法,可用于计算储罐液体和从油藏气相中经处理厂回收的液体^[5,10,13,23,24]。原油挥发性越高,从气相中回收的液量占储罐总液体量的比例就越大,因而需

表 2 挥发油衰竭开采研究实例^[6]

组 分	油层压力,磅/英寸 ² (表压)						
	4375	3700	3000	2200	1400	700	700 [×]
二氧化碳	5.84	6.32	6.61	6.86	6.95	6.96	1.69
氮							
甲 烷	50.43	60.53	62.26	63.37	62.63	58.13	7.83
乙 烷	9.65	9.96	10.11	10.43	10.89	11.54	4.44
丙 烷	8.75	8.27	8.24	8.36	8.83	10.24	7.18
异丁烷	2.36	2.12	2.07	2.03	2.15	2.64	2.70
正丁烷	3.53	3.22	3.03	2.84	3.02	3.80	4.76
异戊烷	1.58	1.41	1.22	1.21	1.18	1.39	2.84
正戊烷	1.37	1.15	1.00	0.92	0.94	1.26	2.59
己 烷	2.29	1.42	1.21	1.28	1.07	1.30	6.24
庚烷以上	14.20	5.60	4.25	2.70	2.34	2.74	59.73
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
庚烷以上分子量	183	138	129	120	115	116	188
庚烷以上比重	0.835	0.798	0.790	0.781	0.776	0.777	0.840
偏差系数 Z		0.893	0.858	0.860	0.892	0.939	
平衡气							
两 相							
原始累计产出量, %	0	8.753	19.629	35.179	52.727	69.232	
平衡组分蒸发量, 加仑/分							
丙烷以上		8.545	7.345	6.505	6.380	7.656	
丁烷以上		6.277	5.085	4.212	3.958	4.847	
戊烷以上		4.572	3.457	2.638	2.306	2.791	

注: [×]平衡液相的实验组分。衰竭开采研究是温度 276°F 的条件下进行的。

要更复杂的计算方法。当原油的挥发性不高时,对有差别的收缩数据作简单的校正就可以了^[13,24]。如果原油具有较高的挥发性,常常需要确定自泡点压力起一系列压力降下的地层中析出气体的组分^[5,10,13]。

提出的方法是各不相同的,其中有些方法依靠实验室确定的流体组分资料,另一些方法则依靠用平衡常数或 K 值^[10]计算流体组分。此外,关于取得实验室资料的类型和如何使用这些资料的问题,也有几种不同的意见。但是,用于高挥发性油的三种方法都可获得合格的结果^[5,10,13],因此看不出三种方法各有多大的优点。

关于组分资料,一家商业实验室采用的方法是确定泡点以下一系列等体积膨胀试验的气相组分^[13]。这些资料的实例列于表 2。组分资料用来计算各种分离器或处理厂工作条件下从气体中析出的液体体积。关于这些计算的细节,超过了本文研究的范围,读者可查阅参考文献^[2,25]。

预测衰竭开采动态的方法是以气—液相对渗透率为依据,用以估算进入井筒的气体和液体的相对流量。最近的研究表明,挥发烃类的气—油相对渗透率关系要比估计的复杂些,在相

同的饱和度条件下,挥发油和凝析油的相对渗透率是不同的^[26,27]。

经验动态估算

挥发油最佳分离设备和处理厂设备的设计要求对前面各节提到的各种特性进行详细的计算。关于初步的采收率估算,已提出了两个经验相关式^[28,29]。每一个关系式是根据前面讨论的理论计算提出来的。需要的资料包括油层温度、储罐油的比重、原始气—油比和饱和压力。在每一种情况下,相关法都是计算每一桶原始烃孔隙空间的原油采收率和每一桶原始烃孔隙空间的分离器分离的原始气量(标准立方英尺)。相关法是以理论计算为基础,都没有经过实际动态的系统检验。使用时应该注意。

保持压力开采

如果没有有效的天然水驱补充生产后的亏空,油层压力将迅速下降。如果压力下降到低于泡点压力,在低于泡点压力下,高挥发油将迅速收缩,于是就会引起气—油比急剧上升,以致造成能量快速消耗的衰竭式开采的低采收率。

注 气

从历史上看,注气保持压力是开采挥发油油藏的最常用方法之一。已有几篇论文讨论了估算增产油量所必要的理论和计算方法^[30,31,32],并发表了不同 API 重度、温度和注入压力条件下取得的结果^[7,31]。读者应注意的是,文献中公布的结果反映实验室的驱替,为了考虑油田的具体条件,即体积波及效率,必须进行校正。应用实际油田试验作为指南。

显然注气可采出高达 66% 的原始地质储量(储罐油和天然气加工厂回收油),可参见表 3 和表 4。对挥发油油藏高压注气明显地可达到很高的采收率。但是,这些项目要求安装昂贵的天然气压缩设备,并且推迟天然气的出售,直到项目完成为止。由于面临着天然气价格迅速下降,这种推迟可能意味着难以接受的经济负担,促使人们探索更具有吸引力的提高采收率的方案。

表 3 挥发油油藏采收率

油 田/油 藏	平均 深度 (英尺)	岩 性	采收率, %			备 注	参考 文献
			一次 采收率	二次采收率			
				方法	采收率		
Blackjack 溪/Smackover	15700	白云岩	19%	注水	39%	平均渗透率 112 毫达西, 原油地质储量 1 亿桶(储油桶), H ₂ S 含量 10.3%, 边缘注水, 320 英亩/井。	(39)
Jay-LEC/Smackover	15400	白云岩	17%	注水	48%	平均渗透率 35 毫达西, 原始原油地质储量 7.28 亿桶(地面桶), H ₂ S 含量 9%, 交错行列井网注水, 160 英亩/井。	(40)
Pickton/Rodessa	7900	鲕状石灰岩	19%	注气**	61***	平均渗透率 250 毫达西, 注入压力低于泡点压力 500 磅/英寸 ² , 顶部注气, 40 英亩/井。	(14, 16, 42)
Raleigh/Hosston	12600	砂 岩	32%	注气**	66***	平均渗透率 41 毫达西, 注入压力高于泡点 2000 磅/英寸 ² , 顶部注气, 140 英亩/井。	(11, 43)
Shoats 溪/Cockfield	8950	砂 岩	<20%	注气**	41	平均渗透率 35 毫达西, 注入压力高于泡点 1000 磅/英寸 ² , 边缘注气, 140 英亩/井。	(9, 46)
北路易斯安那/Smackover	10000	鲕状石灰岩	22**			平均渗透率 174, 采收率根据 700 磅/英寸 ² 压力外推求得, 累计气—油比 8790 英尺 ³ /地面桶, 160 英亩/井。	(10, 34)
无名油田/A	8200	砂 岩	25**			平均渗透率 750 毫达西, 采收率从井底压力 1544 磅/英寸 ² 外推到 500 磅/英寸 ² , 累计气油比 8730 英尺 ³ /地面桶, 308 英亩/井。	(17)

* 估计值, 油藏以表内注明的注入方式开采; ** 以衰竭式开采, 采收率%原始地质储量(储油桶); *** 丙烷以上的采收率; × 估计值, 最近开始注水; ×× 见表 4 中这些项目的统计资料; ××× 原始原油地质储量(储油桶)和天然气凝析液的采收率, 原始地质储量(储油桶)的采收率为 52%。

表 4 挥发油注气项目的统计资料

油田/油藏	原始条件			注入井底压力	累计注入气量, 百万立方英尺	累计注入气油比, 千英尺 ³ /桶	累积采油量, 百万桶	
	井底压力 磅/英寸 ²	*F	P ₀					
Pickton/Rodessa*	3578	209	3500	3000±	208*	8.32	25**	
Raleigh/Hosston*	5798	257	3251	5500±	23.479	8.11	2.896*	累计生产气油比=7860 英尺 ³ /地面桶, (包括降压开采生产的气)
Shoats 溪/Cockfield**	4675	205	3515	4300±	13.145	9.23	1.425	累计气油比=7180 英尺 ³ /地面桶

* 已完成的项目; ** 正在降压开采; x 包括处理厂生产的液体; e 估计的。

注 水

近来注意力集中在注水上。由于储层中挥发油的粘度通常小于 1 厘泊,因此油水流动度比极有利于驱替。预计在这些条件下可以获得较高的体积波及效率。在表 3 中有两个项目的估算采收率分别为 39 和 48%。

挥发油的注水预测方法与流动度比有利条件下黑油的相同。读者可参阅讨论这些问题的有关注水文献资料。

其它方法

当前人们对增加采油量的“提高采收率”方法越来越重视,认为挥发油油藏也应成为提高采收率方法的对象。挥发油通常都埋藏在深层,油层温度超过 200°F (93.3°C),可能还会含有高矿化度的间隙水(总溶解固体在 150,000ppm 以上),因此,不属于目前化学驱工艺所能达到的有效范围,因为化学驱通常用于低温、低含盐度水的油藏。但,高压氮可有效地代替天然气达到汽化气驱,但要求较高的压力才能获得类似的采收率。Cook^[11]报道了用氮代替天然气进行了这方面的一系列研究,他们的研究对于估价商业可行性是十分有益的。

生 产 设 备

挥发油的生产设备,同任何地层流体的生产设备一样,变化范围是很大的。分离器的级数、工作压力和设备的结构种类繁多,如表 5 和图 5,图 6 所示。设备的结构、流体分离的方法以及液体的抽提设备与许多因素有关,其中包括:

- 1、油层的采油机理:衰竭开采,注气;
- 2、地层流体的组分和 PVT 特性;
- 3、压缩机分级;
- 4、生产设施—海上平台的位置;
- 5、气体销售合同的规定;
- 6、管线工作条件;
- 7、原油输送方法;
- 8、井口原油自喷温度和周围环境温度。

由于受以上条件的制约,挥发油地面处理的任务是要从油和游离气的井流混合物中取得最高的液体回收率。在很多情况下,这可包括原油的多级分离和从气中抽提液体。其它的地面处理任务,如脱水,脱乳,脱硫,脱泡沫等,不属于本文讨论的范围。在一个高效率的处理设施中,这些问题统统都应考虑到。

分级分离

多级分离通常可达到较低的总气—油比,因此比单级分离获得较多的储罐油体积和较低

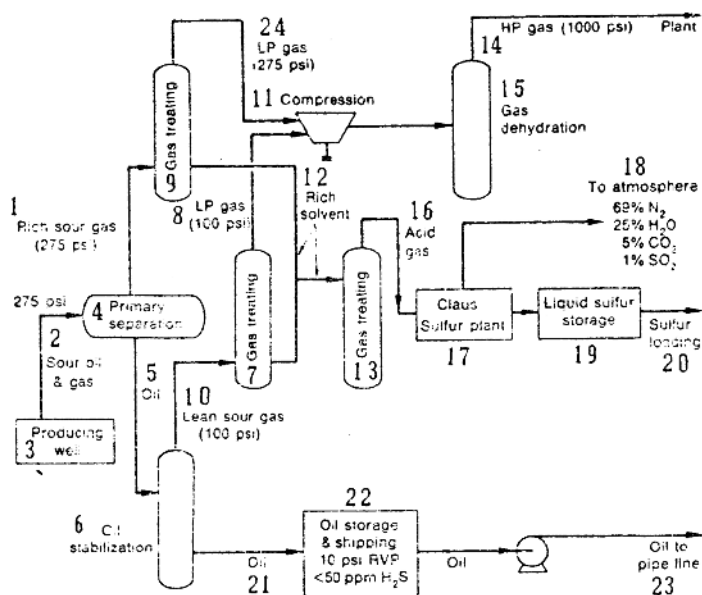


图 5 Jay 油田生产设施流程的示意图。含硫原油和气首先经过一级分离。然后,油流通过稳定器除去 H_2S 和轻质烃。从分离器和稳定器流出物中分离出的酸气进入硫处理厂处理。

①富含硫的气体(275 磅/英寸²);②含硫原油和气体;③生产井;④第一级分离器;⑤原油;⑥原油稳定装置;⑦气处理装置;⑧液化石油气(100 磅/英寸²);⑨气处理装置;⑩富含硫气体(100 磅/英寸²);⑪压缩;⑫富溶剂;⑬气处理装置;⑭高压气(1000 磅/英寸²)送至处理厂;⑮气脱水;⑯酸气;⑰附加硫处理装置;⑱放空;⑲液体硫储存;⑳硫外运;㉑原油;㉒原油储存和输送,列氏蒸气压 10 磅/英寸², $H_2S < 50$ ppm;㉓原油进入管线;㉔液化石油气(275 磅/英寸²)。

的比重^[2,25,33,34]。如果采用“最佳”多级分离设计,储罐液体的回收率一般比两级分离提高 3% 到 5%^[33,34],达到 8% 到 10% 也是常有的事^[35]。“两级分离”这一常用术语是指一个分离器配备一个储罐)。当超过四级分离时,再增加分离级数所得到的效益就相当小了^[36]。

如图 7 所示,在分离器中凝析的液体量受工作压力和温度两个因素的影响。这些图只是说明,对于不同组分的井流体,液体凝析量是不同的。储罐可保持的最大液体凝析量通常是在 800 磅/英寸²(5.52 兆帕)左右(与温度有关),如图 7(左)所示。

在较高的工作压力下虽然可以凝析出更多的乙烷和丙烷,但这些挥发物常常不可能保持在储罐液体中。如果第一级分离的气允许直接输送到销售管线或处理厂的入口,而不必进行压缩,那么采用较高的第一级分离压力通常是合理的。

对于高挥发油藏,第一级(或高压)分离器分离的液体常常是很容易挥发的。与其使用几个较低压力级的分离器,不如使用一个稳定器更有效。这种情况通常是指原油 API 重度大于 45°(比重 0.8017 以下)的油藏。稳定器实质上是一分馏塔,它的作用相当于一组压降较小

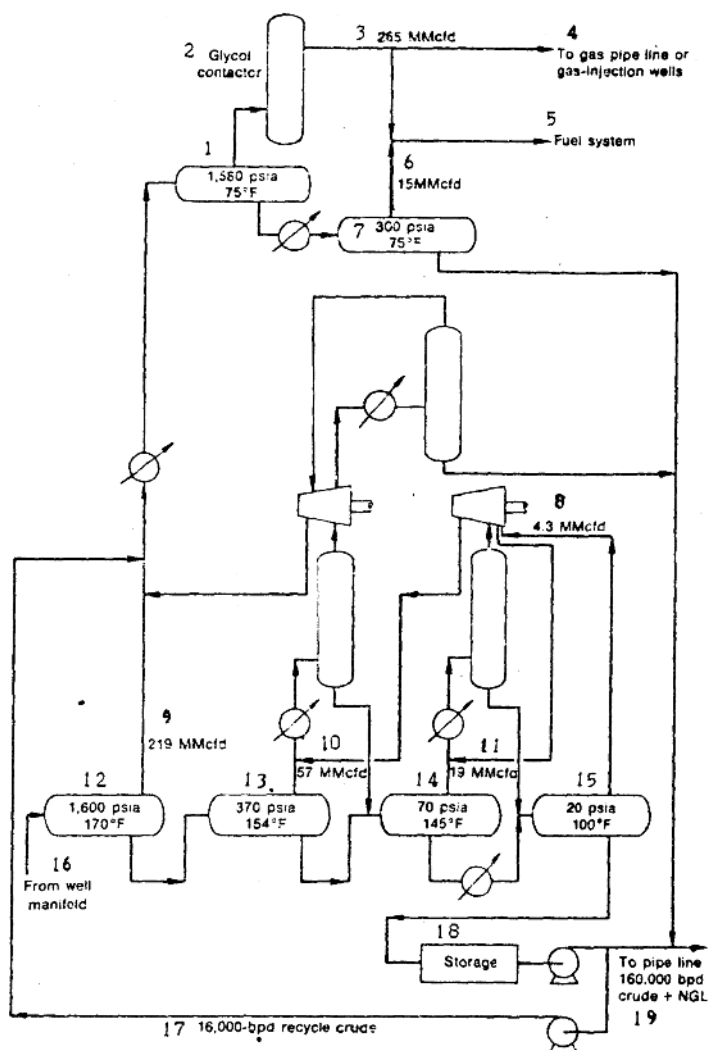


图 6 Brent 油田平台生产设备的流程示意图说明了高挥发性油的多级处理过程

①1580 磅/英寸²; ②乙二醇接触器; ③2.65 亿英尺³/日; ④至气管线或注气井; ⑤燃料系统; ⑥1500 万英尺³/日; ⑦300 磅/英寸², 75°F; ⑧430 英尺³/日; ⑨2.19 亿英尺³/日; ⑩5700 万英尺³/日; ⑪1900 英尺³/日; ⑫1600 磅/英寸², 170°F; ⑬370 磅/英寸², 154°F; ⑭70 磅/英寸², 145°F; ⑮20 磅/英寸², 100°F; ⑯来自井管汇; ⑰16000 桶循环油/日; ⑱储罐; ⑲至管线, 16 万桶/日(原油+凝析油)。

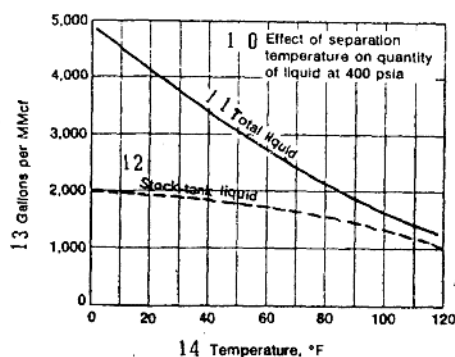
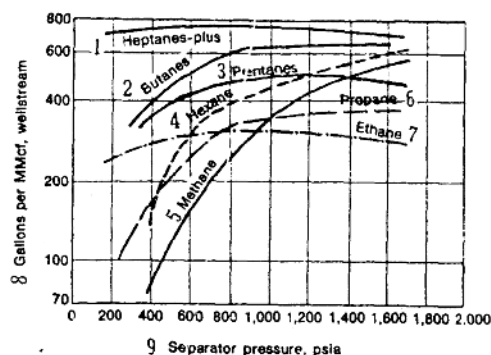


图 7 左图表示分离器压力对凝析液的影响;右图说明分离器温度(压力为400磅/英寸²)对分离器液体的影响。这些图只是说明不同组分井流体之间的某些变化

①庚烷以上;②丁烷;③戊烷;④己烷;⑤甲烷;⑥丙烷;⑦乙烷;⑧加仑/百万英尺³井流体;⑨分离器压力,磅/英寸²;⑩分离器温度对液量的影响(400 磅/英寸²);⑪总液量;⑫储罐液;⑬加仑/百分英尺³;⑭温度。

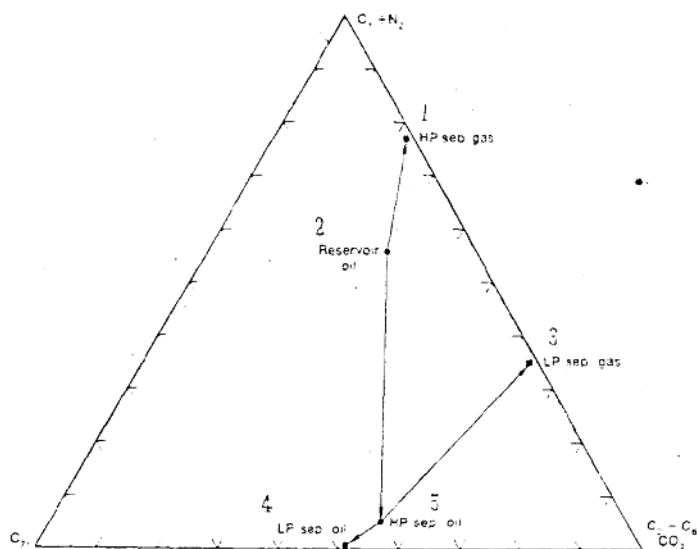


图 8 与挥发油一起产出的分离器气体通常富含中间组分。回收这些组分可以使用矿场设备,中心处理厂,或者两者结合使用

①高压分离气体;②油层油;③低压分离气;④低压分离油;⑤高压分离油。

的多级分离器。使用稳定器可以获得 4 级到 6 级分离器所能获得的回收率。储罐液的回收率可比普通分离器获得的回收率高 10—15%^[36]。读者可参阅参考文献^[36],在该文中广泛讨论了选择挥发油类型的油—气分离器设备需要考虑的问题。

液体抽提