

国外挥发油油藏的 开发经验和特点

中国石油天然气总公司科学技术情报研究所

石油大学(北京)

15349

目 录

一、挥发油油藏的特征

1. 挥发油油藏的划分标准
2. 挥发油油藏流体特性

二、国外挥发油油藏开发的几个阶段与开采方式及采收率

1. 早期衰竭式开采
2. 注气开发
3. 近期重视注水开发
4. 三次采油方法

三、油田地面流程和生产设施

1. 分离的级数
2. 气体的处理

四、国外挥发油油藏开发实例

1. A油藏
2. 福多契油田威尔柯克斯油藏
3. 肖兹克立克油田
4. 贾依-小埃斯开姆比溪油田
5. 布伦特油田

五、对开发吉林长春油田生产试验区的几点建议

国外挥发油油藏的开发 经验和特点

挥发油油藏是一种特殊油藏，具有独特的性质，与普通黑油藏不同。这类油藏的流体组分和热力学特性介于黑油和天然气之间。在油藏内，流体处于临界点附近，根据组成和温度可能是泡点体系（油），也可能是露点体系（气）。开发过程中的动态特点是，溶解气/油比高，但生产气/油比不高，气相中的大部分烃可在地面以液态收获。因此，认识挥发油油藏的特性，针对其特性采取相应的开采方式是开发好挥发油油藏的关键。

国外，挥发油油藏的发现始于40年代末50年代初。当时在美国由于钻探深度的加深，发现了这类油藏。在开发过程中遇到了一些特殊问题，均是与挥发油藏的特性有关。针对这些问题国外进行了不少研究，对挥发油藏的认识也逐步加深。特别是通过实验室的相态研究和动态预测模拟，使挥发油油藏的开发水平不断提高。目前，国外从理论到实践都有一套开发挥发油油藏的办法，以及适合挥发油油藏的提高采收率方法。

一、挥发油油藏的特征

一般，油气藏是按产出的流体的类型分类，分为油藏（黑油藏）和气藏（或凝析气藏）。随着向深层钻探，发现了一些油藏，对这类油藏的流体性质研究发现，这种流体具有黑油天然气（或凝析气）之间的相态特性。这样的中间流体含较大量的乙烷到癸烷，就将这种流体称作高收缩率原油，或称挥发油。

1. 挥发油油藏的划分标准

对于挥发油油藏的划分标准，国外虽已发表了不少划分界限，但没有统一标准。其原因是因为从黑油到挥发油的流体组分和特性是逐渐变化的。一般认为挥发油油藏储集于高温深层中，储层温度在120℃以上，溶解气/油比267米³/米³以上（1500标准英尺³/地面桶以上），地面原油比重低于0.82（>40°API），原油地层体积系数1.75以上。也有的将比重0.8以下，体积系数在2以上定为挥发油。

国外有人将各种原油的溶解气/油比由小到大排列直到成为干气的气/油比，在黑油和天然气之间的中间带或过渡带即是挥发油和凝析气（图1）。挥发油的溶解气/油比大约在267~623米³/米³（1500~3500英尺³/桶）范围内。但在此范围内根据气/油比或地面油比重均不能确定储层中流体是油还是气，由于这类流体在储层中常接近临界点，随组分和温度的不同可能是泡点体系（油），也可能是露点体系（气）。处于过渡带而又呈现泡点体系特性的流体体系称挥发油。

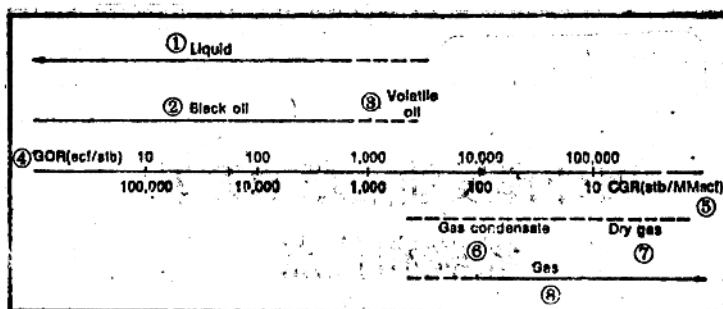


图1 挥发油和凝析气常处于黑油和天然气之间的过渡带。

挥发油溶解气/油比一般在1500—3500标准英尺³/地面桶

①液体；②黑油；③挥发油；④气/油比（标准英尺³/地面桶）；⑤油/气比（地面桶/百万标准英尺³）；⑥凝析气；⑦干气；⑧气体。

2. 挥发油藏流体特性

(1) 组分特点

挥发油藏流体含较大量的乙烷到癸烷。与黑油和凝析气的组分相比，挥发油中的 $C_2 - C_6$ 含量要高得多，而 C_1 和 C_7+ 组分含量在黑油与凝析气之间。图2是一些黑油、挥发油和凝析气藏流体组分图，可以看出黑油集中于左下角，凝析气集中在顶角处，而挥发油处于黑油与凝析气之间，图中的虚线表示11%摩尔的 C_7+ ，似乎该线是挥发油与凝析气区的分界线。

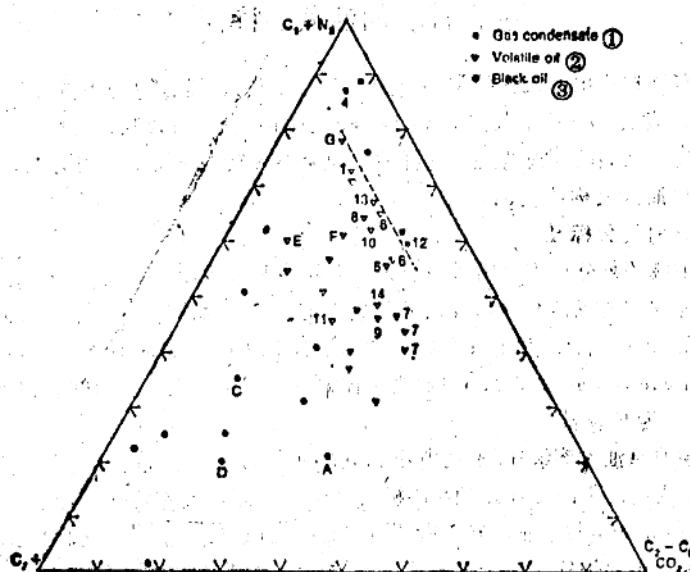


图2 一些典型油气藏流体组分图

①凝析气；②挥发油；③黑油。

表 1

黑油、挥发油、凝析气藏流体组分对比

组 分	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇₊	总 计
流 体	摩 尔 %							
典型黑油	48.83	2.75	1.93	1.60	1.15	1.59	42.15	100
典型挥发油	64.36	7.52	4.74	4.12	2.97	1.38	14.91	100
典型凝析气	87.07	4.39	2.29	1.74	0.83	0.60	3.80	100

(2) PVT特性

挥发油的PVT特性对油藏动态和采收率的影响更大,因为在黑油藏中,相对渗透率(两相流)对其动态的影响比热力学的影响大;而在挥发油藏中恰好相反,热力学的影响大。

通常,挥发油在油藏中处于临界点附近,油藏温度一般稍低于临界温度。在那样的油藏条件下,油藏流体的特性如泡点体系,但当温度高于临界温度时,流体特性可能如露点体系;当油藏压力高于泡点压力,油藏流体是一种欠饱和油,其产液经地面分离设备分离,产

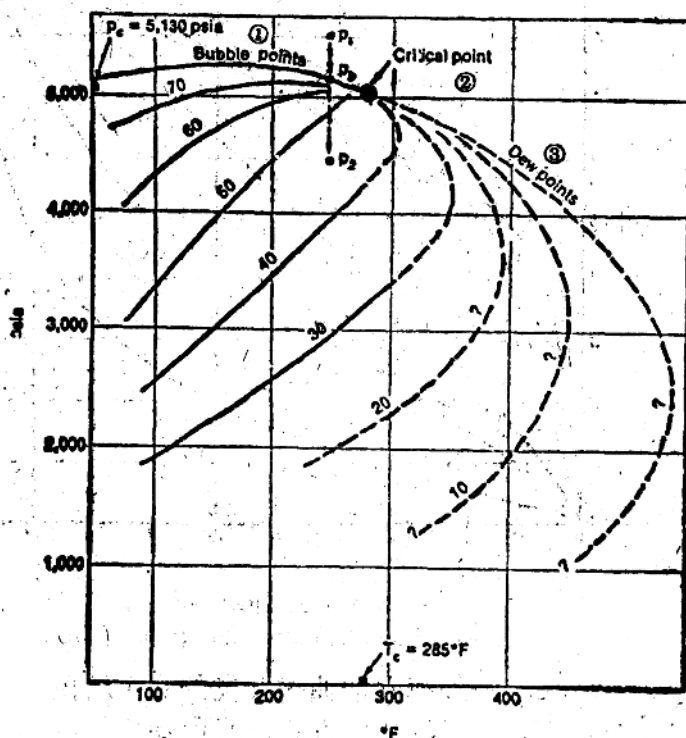


图3 挥发油PVT特性, P_1 - P_2 - P_3 指示线表示由油藏原始压力降到饱和压力再降到 P_3 。

①泡点; ②临界点; ③露点。

一定比例的气/油比。但当压力下降到饱和压力时，气开始从储层油中释出。而压力低于饱和压力时，储层油体积收缩极快。图3是在图2中标1的挥发油藏流体特性（组分为72.4% 甲烷、15% 乙烷到己烷、12.6% 庚烷以上）。

(3) 挥发油体积收缩特点

当压力由泡点压力下降一点时，挥发油藏流体体积即显著收缩，这是高挥发油的一个特性。这个特性在开发挥发油油藏时应特别重视。图4是挥发油与黑油的体积收缩特性对比。黑油体系在泡点压力以下压力范围其收缩率与压降接近于成正比，图中标BO是典型的黑油收缩特性，几乎是一条直线；而挥发油的收缩率变化很大，图中标VO的曲线类型可代表挥发油收缩特性曲线，E、F、G是挥发性逐渐增高的三种挥发油，其组分关系示于图2。曲线A、C、D与挥发油收缩特性刚好相反，这几个流体在图2中均处于黑油区，地面原油比重在35~45°API (0.85~0.80) 范围内，所含中间烃与甲烷的比例稍高，由于其中间成分的蒸发在低压下成倍增加，因此其体积收缩要比黑油收缩延迟。

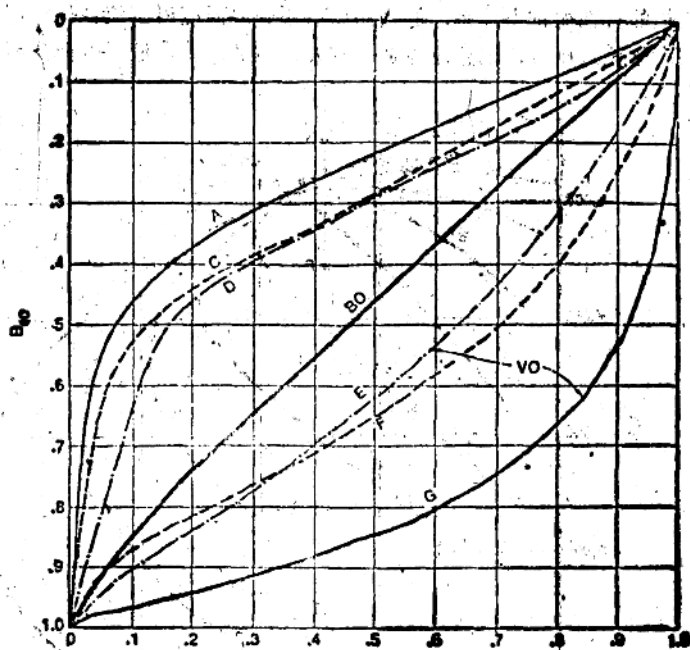


图4 挥发油与黑油收缩特性对比

① B_o 为无因次收缩率；② P_o 为无因次压降（横坐标）。

二、国外挥发油油藏开发的几个阶段与开采方式及采收率

1. 早期衰竭式开发

国外对挥发油油藏的开发可分为几个阶段。在40年代到50年代，由于刚开始发现挥发油

油藏, 对于挥发油特性不认识, 采用通常开发黑油藏的办法, 利用其天然能量进行衰竭式开采。在开采过程中遇到了一些特殊问题, 随着油藏压力衰减, 压力低于饱和压力后, 储层流体组分发生相态变化。其特点是在油层内释出大量气, 流入井筒的储层流体是两相(油和气), 但到井口经分离设备分离后, 大量气又凝析到油中。生产过程中, 随着生产气/油比上升地面油的比重降低, 这是因储层中释出的气凝析到油中的缘故。对于高挥发性油藏, 由油层气中凝析出的油量可与液相产出的油量相当, 甚至更高。开发过程中的油藏动态与采用通常物质平衡法预测的动态相差很大。无名油田油藏A是早期阶段衰竭式开发的挥发油油藏的一个典型例子。该油藏于1938年发现, 1940年开始投产, 面积约3601公顷(8900英亩), 共有生产井16口, 按井距约1200米的等边三角形井网布井, 每口井的泄油面积124.6公顷, 靠溶解气驱开采。采油初期产出的地面油比重为0.81~0.80, 气/油比534~570米³/米³, 约在1942年8月气/油比开始上升, 地面油比重开始下降。油层压力从29兆帕下降到10.6兆帕, 地面液体比重由0.80下降到0.73, 气/油比从570米³/米³上升到4006米³/米³。挥发油藏随着油藏压力的下降, 采出油中挥发的轻烃比例增加, 但留在储层液相中的重烃比例逐渐增多, 使以后的采出造成困难。

国外开发挥发油油藏的经验得出, 如果挥发油油藏没有有效的天然水驱, 靠溶解气驱时油藏压力下降很快, 油藏压力低于泡点压力时, 挥发油迅速收缩, 气/油比急剧上升, 油藏能量很快耗尽, 衰竭式开采的采收率很低, 一般在15~25%。如油藏A的岩性和流体性质很好, 每口井的泄油面积大, 原油采收率应该高的, 但也只有25%地质储量。而有的油藏如肖兹克立克等油田若以天然储量开采, 其采收率不到20%(表2)。根据开发中取得的经验和教训, 经大量实验室和模拟研究得出挥发油油藏必须保持压力开采。

表 2 不同开采方式的采收率

油田/油藏	发现 年 分	平均 深度 (米)	岩 性	开 采 方 式	一次采油 采收率 %	注气或 注水采收率 %
无名油田/A油藏	1938	2499	砂 岩	衰竭式	25	
北路易斯安那州/斯迈克弗层		3048	鲕状灰岩	衰竭式	22	
肖兹克立克油田/第五库特非特层 (Shoats Creek)	1956	2728	砂 岩	注 气	<20	41 (注气)
福多契油田/W-8 (Fordoche)	1950	4023	砂 岩	注 气	36	57 (注气)
雷来油田/哈斯顿层 (Raleigh)	1958*	3840	砂 岩	注 气	32	66 (注气)
比克福油田/路第砂层 (Pickton)	1944*	2408	鲕状灰岩	注 气	19	61 (注气)
贾依-小埃斯开姆比溪油田/斯迈克 (Jay-Little Escambia Creek)弗层	1970	4694	白云岩	注 水	17	51 (注水)
布莱克杰克溪油田/斯迈克弗层 (Blackjack Creek)		4785	白云岩	注 水	19	59** (注水)
布伦特油田/斯塔福特层 (Brent)	1971		砂 岩	注 水		49 (注水)

*投产年份 **系估计值

2. 注气开发

国外在50年代发现衰竭式开采法不适宜开发挥发油油藏,就开始研究注气开采,当时新发现的挥发油油藏大都采用注气开发。注气是提高挥发油油藏采收率的一个常用方法。当气注入油藏,气与挥发油接触,油藏中的液相发生大量蒸发,因此注入气不但驱替储层流体,而且造成的富气相在开采过程中携带出大量的油。起初最轻组分如丙、丁、戊烷由油相转移到气相,随着增加的注入气不断接触已部分抽提的油相,较重的中间组分如己烷、庚烷、辛烷转移到气相的量逐渐增多,抽提作用一直可达到癸烷。这些组分由气相产到地面并再凝析成液相,故地面油比重下降。美国肖兹克立克(Shoats Creek)油田是注气保持压力开发挥发油油藏的一个例子,该油田于1956年发现,共有三个产油层,其中第五库克菲特层是易挥发油藏。1958年12月开始注气,日注入量保持油藏压力在29兆帕以上,1965年后注入量增加到产出量的150%,油藏压力上升到32.4兆帕。在1962年油井见到注入气,一年内平均油气比上升到1:6000,三年内上升到1:24000,实验室的蒸发研究表明,平均油气比1:7400是原油和注入气第一次接触,原油蒸发形成的,由井的动态所证实。此外,产液中的 C_7+ 组分的比重增加,也说明储层流体中有更多的较重的中间组分逐渐蒸发。

挥发油油藏的注气采收率很高,如肖兹克立克油田的注气采收率为41%,若采取衰竭式开采则采收率不到20%。一般注气采收率可达40~66%地质储量(表2)。根据国外开发经验,注气压力必须保持高压,若注入压力降低则采收率明显下降。

注入气的气源一般为天然气,通常采取循环回注干气。由于天然气价格等关系,还采用氮气。氮气是一种替代甲烷的经济气体,但也带来了影响残余气的热值问题,需进行脱氮处理。美国福多契(Fordoché)油田的W-8油藏使用了部分氮气,解决了甲烷气不足的问题。氮气在W-8油藏的压力、温度条件下能与原油混相。该油藏的注入气比例为70%甲烷30%氮气,日注气量72.8万米³。注气保持了油藏压力,预计注气采收率为54.5%地质储量。

在国外,注气开采中存在的问题是需要安装昂贵的气体压缩设备,而产出的气要等注气方案完成后才能销售。注气方案的采用,要根据天然气价格而定,在天然气涨价的年代,采用其他开采方法或用其他气体代替天然气就会多起来。

3. 近期重视注水开发

70年代以来注水开发受到重视,新发现的挥发油油藏大都采取注水开发。挥发油藏的一些特性有利于注水开发,如油藏流体粘度低,一般挥发油的地下粘度大都小于1厘泊,因此油水粘度比小,注水的体积波及系数高。贾依-小埃斯克姆比溪(Jay-Little Escambia Creek)油田是注水开发挥发油藏的一个例子。该油田于1970年发现,是油田管理好的一个典型油田。根据油藏评价一次采油的采收率低,约为原始地质储量的17%,为此对水驱、 CO_2 水驱,注天然气和水等方案进行评价和筛选,注水方案最有吸引力。注水的有利条件是粘度比小,该油田的地层原油原始粘度为0.18厘泊,注水开始时在351公斤/厘米²压力、140℃温度下地层油粘度为0.2厘泊,这对水波及有利。1974年3月开始注水,并开始进行综合监测。采取

3:1井排列注水, 井网密度259公顷(640英亩)。实际动态证实注水是成功的。英国布伦特(Brent)油田是一个海上油田, 该油田的斯塔福特层是挥发油油藏。该油藏储层性质极不均质, 油藏流体性质随深度逐渐变化, 没有常规意义上的油气界面, 油气柱是一单相流体, 决定采取严格亏空置换方针生产, 保持油藏压力避免油藏中相态分离。经油藏模拟研究确定在所有油层组的下倾方向注水, 注入水为海水。

挥发油油藏的注水采收率约在40%~50%。贾依-小埃斯开姆比溪油田的一次和二次采收率可达51%地质储量, 水驱区的残余油饱和度是30%孔隙体积。布伦特油田斯塔福特层模拟预测的采收率为49%, 由于油藏砂岩的不均质性, 不同油层组的采收率不一样(40%~56%), 在砂岩发育最好的地区, 扫油效率约可达90%。

挥发油藏注水开发预测方法可采用与有利流度比的黑油藏的预测方法。

4、三次采油方法

国外正研究如何进一步提高挥发油油藏采收率的三次采油方法。挥发油油藏一般都是深层、高温($>93^{\circ}\text{C}$), 还含高矿化度(总矿化度 $>150000\text{ppm}$)隙间水, 故不适合化学驱。但挥发油可与天然气、 CO_2 、氮气等形成混相, 故适合于混相气驱。例如美国卡查纳(Chanchula)油田在进行混相气驱前, 研究人员曾对二氧化碳、烟道气、氮气、销售天然气、气体处理厂剩余气、富化剩余气等气体进行了评价, 以确定提高原油采收率的工作剂, 研究表明, 只要注入任一种气体就可大大提高采收率。虽然卡查纳油田和前面提到的福多契油田的混相气驱属于二次采油, 但混相气驱是提高原油采收率的一项重要方法, 完全适用于挥发油藏的三次采油。贾依-小埃斯开姆比溪油田正准备实施高压注氮的三次采油方案。该油田于1981年元月开始逐步由注水过渡到三次采油, 最终实施全油田范围混相驱。三次采油方案是交替注氮气和注水, 按方案规划交替注气注水15年, 注入气达20%孔隙体积, 然后再单独注水8年。预计最终可增加 7.5×10^8 米³原油, 相当增加原始地质储量的6.5%。

混相气驱的驱油工作剂可以用很多种气体, 一般优先考虑的是天然气。但鉴于国外天然气价格上涨, 因此一些油田改用替代气, 便宜又来源广的是氮气。如贾依油田选用氮作三次采油的工作剂, 就是由于氮较甲烷便宜, 也较 CO_2 便宜, 而且来源广。其所用的氮是从美国亚拉巴马州的一家空气分离厂购买的, 该厂距开发区中段约8公里, 以16兆帕(2300磅/英寸²)压力将氮气输入油田, 升压到52兆帕, 再由39公里的分配管网输送到36口注入井。三次采油方案约需投资10400万美元。福多契油田、卡查纳油田等均采用氮气也是经济原因。因此高压注氮是提高挥发油油藏采收率的一个方向。但注氮带来的问题是降低了油田气的热值, 故必须进行脱氮。

三、油田地面流程和生产设施

国外挥发油油藏的地面流程一般采用二到四级分离(表3), 主要目的是尽可能从油气混合的井流中回收最多的油。地面流程和生产设施的设计和选择应根据油藏的开采方式(衰竭式、注气或注水)、地层流体的组分和PVT特性、生产设施的地理位置和井口环境、温度等来考虑。另外对于分离的气根据用途和要求再进一步处理。

油田/油藏	井底温度 °F	泡点压力 (磅/英寸 ²)	气油比	°API	地层体积 系数	各级分离压力 (磅/英寸 ²)				备 注
						第一级	第二级	第三级	第四级	
布伦特/布伦特 (Brent)/(中体罗系)		5750	2135	38	2.2	1600	370	70	20*	布伦特和斯塔福特油藏均含凝析气顶 (150~200桶/百万英尺 ³)，在销售管线建成前，产出气回注入气顶。采用一级吸收塔降低气中的含液量 (图 7)
布伦特/斯塔福特 (Brent)/(下体罗系)		6085	2900		2.7					
埃科菲斯克/白垩系 (Ekofisk)			2100	37	2.1	1000	265	20*		从分离器分离出来的气经脱水、压缩到1000磅/英寸 ² ，然后输到高压压缩机的平台，压缩到9200磅/英寸 ² 供回注用
赫特尔 (Herdlec)/泥盆系	190	4375*	3100			750 1200	500	250	储 罐	从各级分离器分离出来的气均经吸收塔处理以回收液体。各级分离器的液体均经脱甲烷塔和稳定器处理
贾威/斯迈克弗 (Jay)/斯迈克弗	285	2830	1800	51	1.8	275	稳定器	储 罐		从一级分离器分离器出来的气进行除CO ₂ 和H ₂ S处理 (图5)
比克顿 (Pickton)/路弟莎	209	3500	1470	50	2.1	750	储 罐			全部气体经天然气加工厂处理
南路易西安那/中新统	240	8105	3400	41	2.7	1000	150	储 罐		为使原油脱水，需第二级分离器和加热器处理

* 然后输至储罐或管道；**露点

1、分离的级数

多级分离一般要较一级分离获得的原油量多、总气-油比低、原油的比重也较低。若根据油田条件的最佳多级分离可以比二级分离（指一级分离器配备一储罐）增加3%~5%的产油量，增加8~10%的油量也是常有的。当超过四级分离时，增加分离级数所得到的效益就相对少了。

分离器的操作压力和操作温度影响分离器内凝析液量（图5）。较高的操作压力下虽可凝析更多的乙烷和丙烷，但在储罐中这些挥发组分不能保持液态，一般储罐在5.52兆帕（800磅/英寸²）压力下保持的凝析液量最高（视温度而定）。对于高挥发性油藏（比重在0.80以下），第一级（高压）分离器内分离的液体常是极易挥发的，与其再经过几级低压分离器，还不如用一个稳定器更有效，如贾依油田就采用这种流程（图6）。稳定器实质上是一个分馏塔，其作用相当于一组逐级减压的分离器，其回收的凝析液量与使用四级到六级分离一样，在储罐中的凝析液量较常规分离器获得的液量高10~15%。

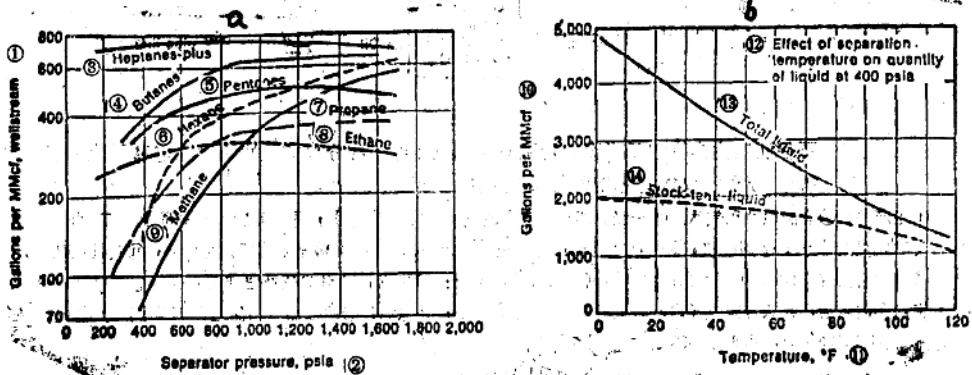
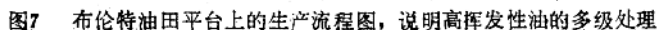


图5 左图说明分离器压力对凝析液的影响（80°F），右图说明分离器温度对分离器液体的影响（400磅/英寸²），这些图说明不同组分的井流体之间的差异

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



- ## 2. 气体的处理

11

置或小型的标准组合装置较合适；即使是大油藏，安装分散的标准组合装置也较建大型的中心处理厂收效快。如贾依油田是美国的一个大油田，但并未建立中心处理厂，而是在五个不同地点建立10个小型处理设施，每个设施可处理318~1908桶油/日。该油田面积为56.7公里²，共有生产井89口，全油田总日产量为14866米³油、288万米³天然气和700吨硫。贾依油田原油含8~10摩尔H₂S和2.5摩尔的CO₂，从分离器出来的原油到稳定器除硫和轻烃，从分离器出来的气和稳定器出来的气经抽提酸气，送硫处理厂脱硫。无硫气体经两级压缩到6.9兆帕(1000磅/英寸²)输至处理厂(图6)。

北海布伦特油田是一个海上油田，因此考虑生产流程是布置在平台上的这一特点，采用四级分离，设计时考虑了控制管线中气体的露点和压缩机的有效级数(图7)。

地面流程生产设施的设计除考虑最大回收液量外，还应考虑压缩机的有效级数，并根据经济效益选择适中的方案。

四、国外挥发油油藏开发实例

1. A油藏

该油藏在1938年发现，面积约3600公顷，油藏埋深2499米，油藏温度121℃。

地质情况：包括A油藏的油田的构造特征是沿北东—南西轴大断裂走向北面的一个弯形，倾角3~4°，油气层为中渐新统砂岩，深度2134~3048米。构成A油藏的砂层是由细到粗粒胶结疏松的砂岩组成，偶有碳质薄间层。有效厚度4.3~10.4米，平均6.7米。由钻井发现油田西南部砂岩尖灭，油田西北和东北部A油层范围的砂岩只是变薄(图8)。油柱高10.4米。未发现油水界面。根据等厚图解释，平均3.65米有效厚度的油砂层面积3600公顷。岩心平均孔隙度19.8%。(1口井全井段取芯，还有几口井部分取芯)，全段取芯的砂岩平均渗透率1~240毫达西，平均750毫达西(除了有5%砂岩渗透率低于200毫达西外，渗透率以12:1比率变化)，从井的动态看开发区储层特性较均质，束缚水饱和度25%。

油藏流体特性：油藏流体特性是根据高压分离器的油、气样分析(表4)，和用分离器油气样模拟油藏条件混合成的样品的试验结果。用一个经三级分离后产生气/油比566米³/米³的油样，在120℃目测测定压力—体积关系，得出压力达27兆帕(3940磅/英寸²)时为100%液体(图9)。将这个压力作为近似饱和压力，测出在27兆帕压力下储层油地层体积为每体积地面油3.23体积(图10)。早期没有做差异分离试验，以后用模拟油藏条件人工配制的样品做了试验。测定121℃的饱和储层流体的压缩系数从31~34.5兆帕是 5.3×10^{-5} 。没有测定储层液的粘度，用类似液体测27.6兆帕压力下约0.07厘泊，34.5兆帕压力下约0.32厘泊。表5是计算的原始储层流体组分。

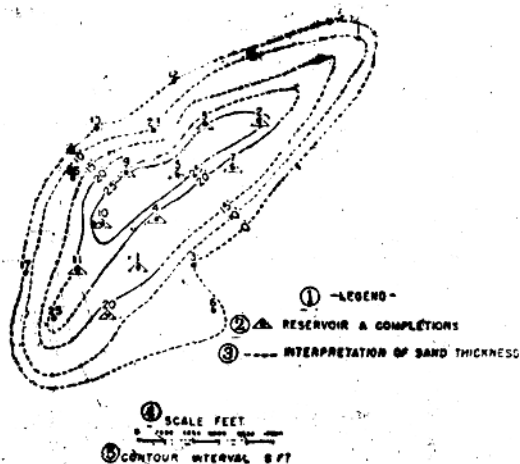


图8 A油藏净油层砂岩等厚图

①图例，②A油藏完井，③砂岩厚度解释，④比例，英尺，⑤等高线间距5英尺。

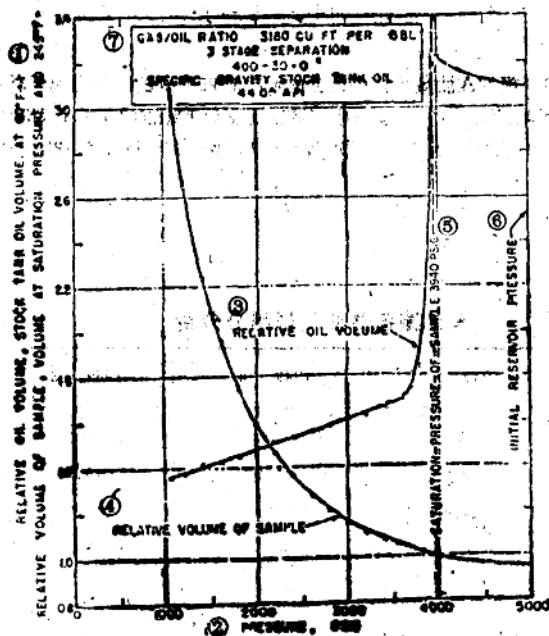


图9 配合的A油藏油样在120℃目测压力-体积-温度关系

①在饱和压力和249°F(120℃)下油样的相对体积，储罐油在60°F时体积=1的相对油体积，②压力，磅/英寸²，③相对油体积，④油样的相对体积，⑤油样饱和压力，⑥原始油藏压力，⑦气/油比3180英尺³/桶，三级分离400—30—0，储罐油比重44.0°API。

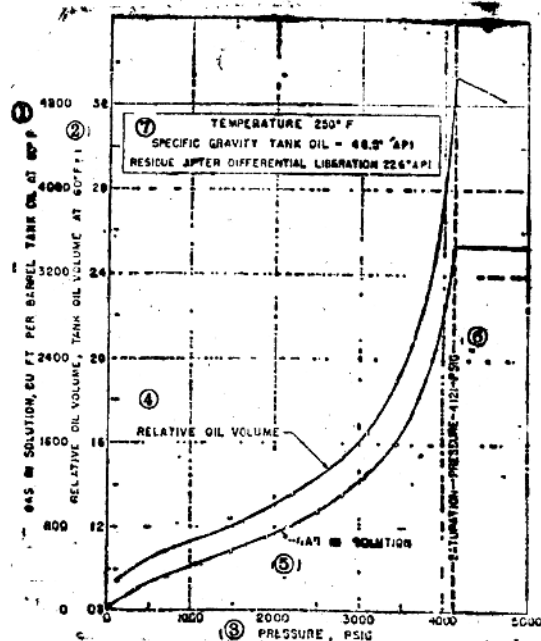


图10 模拟A油藏流体的配合的油样在250° F的差异分离气体数据

①溶液中气量，英尺³/桶地面油，60° F；②相对油体积，地面油体积在60° F=1；③压力，磅/英寸²；④相对油体积；⑤溶液中气量；⑥饱和压力4121磅/英寸²；⑦温度250° F，地面油比重46.5° API，差异释气后残油22.6° API。

表 4 A 油藏各井油气样组分分析

日 期	1942. 12	1949. 8	1949. 8	1951. 4
井 号	A	B	C	D
油藏压力, 兆帕	2.8	13.9	13.9	13.3
分离器压力, 兆帕	2.8	3.3	3.0	3.4
分离器温度, °C		40	29	43

续表

组 分	体 积 %							
	气	油	气	油	气	油	气	油
CO ₂	2.7	0.1	2.50	—	2.50	—	2.20	—
甲 烷	71.2	1.8	73.02	5.21	73.52	5.06	72.45	5.43
乙 烷	12.5	1.7	11.59	5.60	11.51	5.91	11.50	4.43
丙 烷	9.0	5.0	8.34	12.44	8.35	14.40	8.80	0.24
异 丁 烷	1.8	2.3	1.54	5.89	1.37	5.23	1.73	4.62
正 丁 烷	1.9	3.4	1.82	9.17	1.64	10.85	1.99	7.71
异 戊 烷	0.5	2.6	0.55	7.07	0.48	6.00	0.58	5.77
正 戊 烷	0.3	0.9	0.26	4.38	0.26	5.11	0.34	4.96
己 烷	} 0.1	} 82.2	0.30	12.30	0.25	8.98	0.26	10.10
庚 烷 以 上			0.08	37.94	0.12	38.46	0.15	46.74
总 计	100.0	100.0	100.0	100.0	100.00	100.0	100.0	100.0
C ₇ + °API比重	42.0 (C ₇ +))		49.7		47.1		49.3	
C ₇ +平均分子量	170 (C ₇ +))		117		127		117	

表 5

用类似流体计算的A油藏和较深油藏的原始油藏流体组分

组 分	A 油 藏	较 深 油 藏
	摩 尔 分 数	
CO ₂	0.021	0.0174
甲 烷	0.541	0.5466
乙 烷	0.101	0.0937
丙 烷	0.092	0.0942
异 丁 烷	0.023	0.0258
正 丁 烷	0.029	0.0346
异 戊 烷	0.013	0.0192
正 戊 烷	0.06	
己 烷 以 上	0.174	0.1685
总 计	1.000	1.0000
C ₇ + °API比重	42.0	
C ₇ +平均分子量	170	