

地下石油与天然气的相态特性

〔美〕 M.B.斯坦丁 著

徐怀大译 王 橄 校

中国工业出版社

地下石油与天然气的相态特性

〔美〕M.B.斯坦丁 著

徐怀大译 王橄棊

中国工业出版社

第一章 相态特性简介和流体流动的概念

如所周知，油藏中的烃类系统，在温度从低至 -250°F 至高至 1000°F 下，具有多相特性。许多烃类系统在高达 $15,000$ 磅/吋²（绝对）的压力下，呈两相存在。因为在储油岩中彼此处于平衡状态的气相及液相分子的成分不同，所以各相的物理性质也不相同。这种相态性质上的差别，加上储油岩允许气体和液体通过能力的难易程度不同，造成了油藏的复杂特性。

在本章中将提出相态特性以及流体在孔隙介质中流动的一些基本概念。相态特性的讨论将从纯成分系统特性开始，而后讨论二成分系统和多成分系统的相态特性。在相态特性讨论之后，将概括地讨论多相流体通过孔隙介质流动的基本概念。将有关多成分系统相态特性的概念与预期在多孔隙储油岩中的流体流动特性联系起来，作为其后各章的讨论基础。

纯成分系统（乙烷）

图1为乙烷的压力—温度关系图的一部分。此图的主要用途是确定在什么情况下乙烷以液态出现，什么情况下呈汽态，或者在某一特定的压力和温度条件下两种相态并存。在曲线上的各点上，液体和蒸汽都是处于平衡的；而离开这条曲线的压力和温度条件下，则只能出现一个相态。蒸汽压力曲线终止于临界温度和临界压力点C。对于纯成分系统，其临界温度可以定义为：高于此温度时，无论加于纯成分系统的压力有多大，都不会有两相出现。同样，高于蒸汽和液体可以平衡共存的压力称为临界压力。

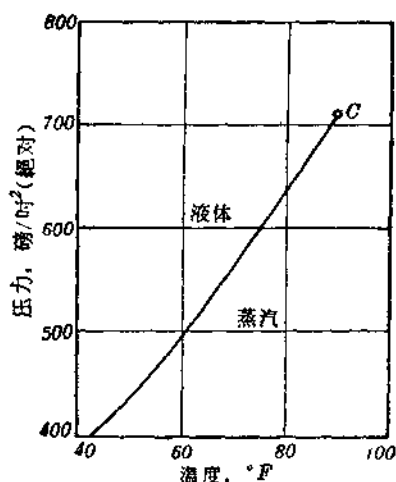


图1 乙烷的压力—温度关系图

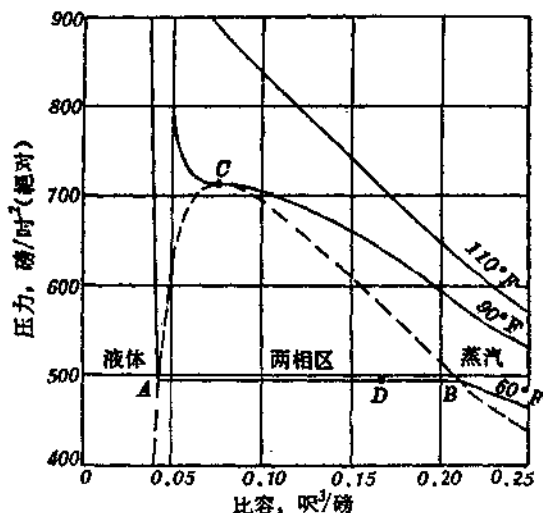


图2 乙烷的压力—体积关系图

图2为乙烷的压力—体积关系图。在虚线以内的范围代表两相可以平衡共存的条件；

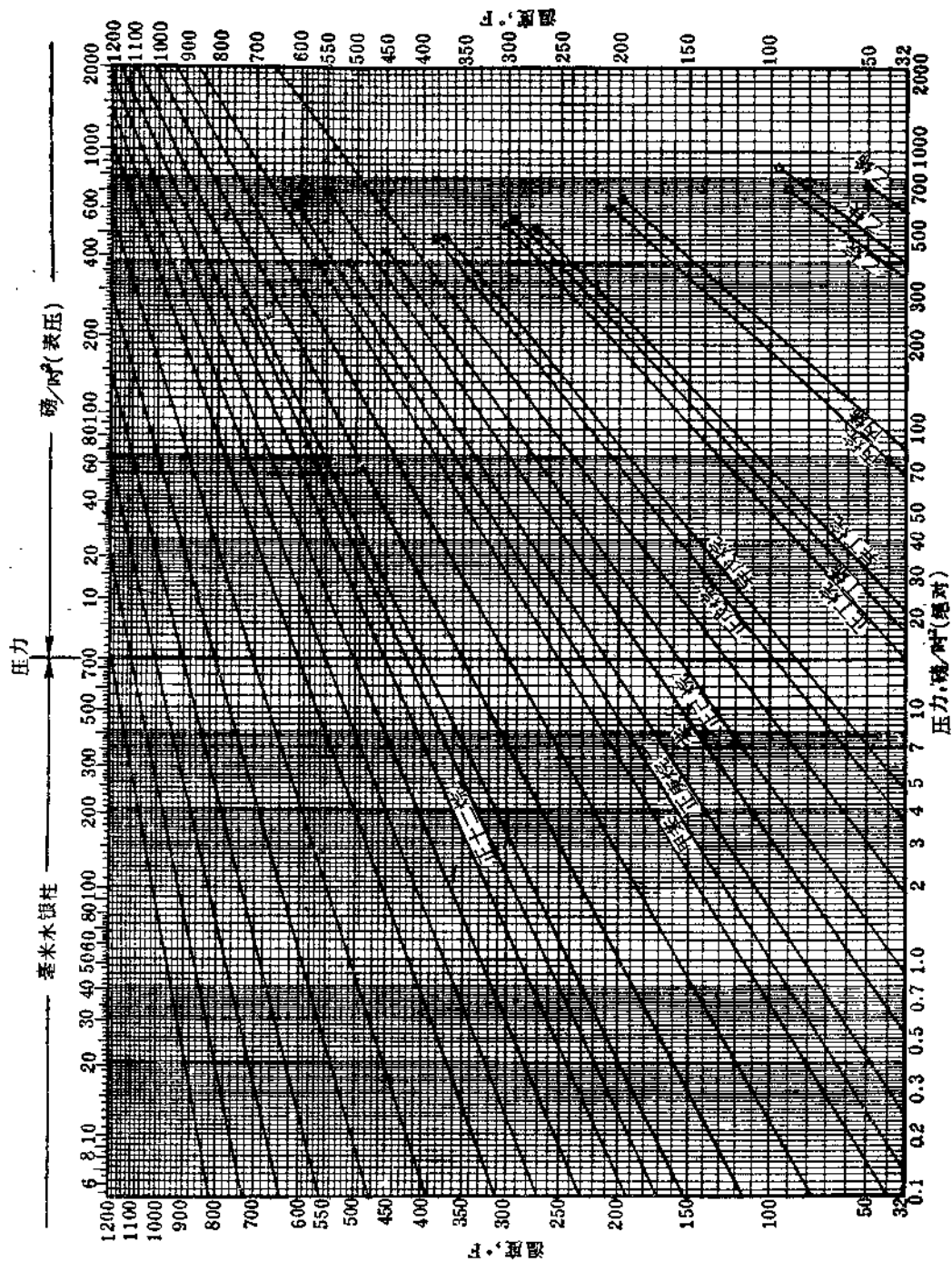


图 3 二氧化碳物态图

此区以右为汽相,此区以左为液相。 C 点仍然指的是临界压力和温度点〔相应为709磅/吋² (绝对)和90°F〕。曲线 AC 确定出通常所称的泡点或饱和液体的条件,而曲线 CB 则指示出乙烷在露点或饱和蒸汽条件下的性质。

为了说明图1和图2的用途,让我们假设有一磅的乙烷,它在60°F的条件下占据0.25呎³的空间。在此特定的温度及体积条件下,乙烷将呈汽态,并具有465磅/吋² (绝对)的压力。如图2所示。当乙烷蒸汽在恒温下(60°F)受到压缩时,在495磅/吋² (绝对)时,将首次凝析出液体。在 B 点状态下,除了有一无限小量的液态与之平衡外,整个烃类系统均呈汽态,根据定义,此点就是露点。当进一步减少烃类系统的体积时,将会导致烃类系统中形成比例越来越多的液体;直到 A 点以后,除了无限小量的平衡汽相外,全部物质均将处于液相条件(泡点)。再减小体积时,将导致压力的迅速增加,因为液态乙烷的压缩率很低。当过程在 A 和 B 点之间进行移动时,两相的比容都将保持不变,液相为0.0423呎³/磅,而汽相为0.2105呎³/磅。简单的平衡表明,当整个烃类系统具有一个介于中间的比容时,如 D 点所代表,则液相对汽相的重量比值必将是按 BD 长度与 DA 长度之比例。

其它纯成分系统的相态特性与上述的乙烷特性大体上相同。图3中表示了一些轻的烃类的蒸汽压力图。表1列举了轻石蜡族碳氢化合物以及一些其它化合物的主要物理性质。

石蜡族碳氢化合物及其它化合物的物理性质

表 1

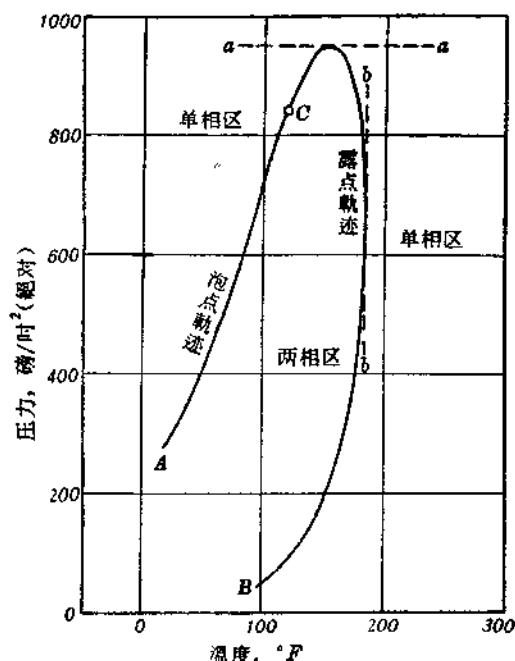
成 分	分 子 量	14.7磅/吋 ² (绝对)下 的 沸 点 °F	临 界 常 数		60°F、14.7 磅/吋 ² (绝对)下的液体密度		60°F、14.7 磅/吋 ² (绝对)下之气体密度 (理想气体)		每加仑液体 的 气 体 体 积,呎 ³ (实际值)
			压 力 磅/吋 ² (绝对值)	温 度 °R	克/厘米 ³	磅/呎 ³	磅/千呎 ³	每加仑液体 的 气 体 体 积,呎 ³	
甲 烷	16.04	-258.7	673	344	—	—	42.27	—	—
乙 烷	30.07	-127.5	709	550	—	—	79.23	—	—
丙 烷	44.09	-43.7	618	666	0.5072	31.66	116.19	36.35	35.78
异 丁 烷	58.12	10.9	530	733	0.5625	35.12	153.15	30.59	29.70
正 丁 烷	58.12	31.1	551	766	0.5836	36.43	153.15	31.75	30.77
异 戊 烷	72.15	82.1	482	830	0.6241	38.96	190.11	27.35	26.17
正 戊 烷	72.15	96.9	485	847	0.6305	39.36	190.11	27.63	26.36
正 己 烷	86.17	155.7	434	915	0.6637	41.43	227.07	24.34	22.83
正 庚 烷	100.2	209.2	397	973	0.6875	42.92	264.03	21.69	19.95
正 辛 烷	114.2	258.2	370	1025	0.7062	44.09	300.99	19.55	17.77
正 壬 烷	128.3	303.4	335	1073	0.7211	45.02	337.95	17.78	15.88
正 癸 烷	142.3	345.2	312	1115	0.7333	44.78	374.91	16.30	14.30
空 气	28.97	-317.7	547	239	—	—	—	—	—
氮	28.02	-320.4	492	227	—	—	—	—	—
氧	32.00	-297.4	732	278	—	—	—	—	—
二氧化碳	44.01	-109.3	1072	548	—	—	—	—	—
硫化氢	34.08	-76.5	1306	673	—	—	—	—	—
水	18.02	212.0	3206	1165	0.9991	62.37	—	—	—

二 成 分 系 统

二成分系统的相态特性比纯成分系统稍微复杂些。其主要区别是:(1)其压力—温

度关系不再能用一蒸汽压力曲线代表了；（2）在描述其相态特性时，必须使用定义不同的临界温度和临界压力。

图4中所示为含有96.83摩尔百分数乙烷（重量百分数为90.22）及3.17摩尔百分数的正庚烷混合物的相态特性图的一部分。像所有的二成分系统一样，其压力—温度关系图呈一包线的形式，而非单成分系统的单一的蒸汽压力曲线。包线内的面积确定了汽态和液态



可以平衡共存的温度和压力变化范围。在包线之外，则只能呈单相存在。虚线 aa 为两相可以共存的最大压力。虚线 bb 决定了两相可以平衡共存的最大温度，即所谓“临界凝析温度”。

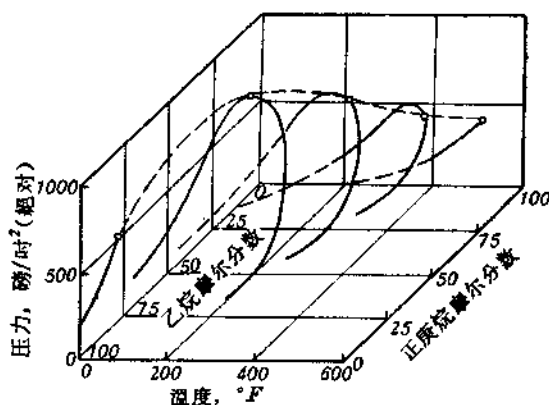


图4 含有百分之96.83摩尔百分数乙烷的乙烷—正庚烷混合物的压力—温度关系图[1] 图5 乙烷—正庚烷系统的压力—温度—成分关系图
----临界点

图4中的C点是这种特殊混合物的临界压力和临界温度。从图4中可以明显地看出，纯成分系统中所用的临界温度及压力的定义是不能用到二成分混合物中的，因为多相共存的压力和温度可以大于临界值。一个比较更通用的临界状态的定义是：在这种状态下，液相和汽相的所有内涵性质^①相同。此定义同样适用于纯成分系统，但是由于有更简单的定义而经常被忽略了。

临界压力、临界温度、临界凝析温度和最大压力（即临界凝析压力——译者）值为该特殊混合物成分的函数。例如，图5中表示了乙烷—正庚烷系统中变量压力、温度和成分之间的关系。必须指出，在图4中，含有96.83摩尔百分数乙烷的混合物的临界状态（临界点——译者）位于两相共存最大压力点的左下侧。但在图5中可以看出，随着混合物中正庚烷百分含量的增加，其临界点向两相区包线的右侧移动，直到正庚烷含量为75摩尔百分数时，此点将完全移到最大压力的右下侧。

① 内涵性质是与物质数量无关的性质，例如密度、压力、温度、粘度、化学电位和表面张力。外涵性质取决于物质的数量，例如面积、重量、惯性力和体积。内涵性质和外涵性质的乘积为能量的一种衡量，例如：压力×体积=机械能。

多成分系統

多成分系統的相态特性与乙烷—正庚烷系統相同。正象后面所指示的那样，关于多成分系統的临界溫度和压力的知識，在描述和对比多成分系統的相态特性和他們之間的关系时是非常有用的。实际上，只根据临界溫度，就可以对任何油藏流体混合物的 PVT 特性作出可靠的估价。

作为怎样使用临界状态知識的例子，讓我們假設用卡茲和庫拉塔〔2〕所研究的天然气和天然汽油的特定混合物来代表一特定油藏中的烴类系統。在这里，我們暫可不必考虑怎样知道它可以代表油藏流体物质，但是我們假定这样就是。于是，我們取了少量的混合物并放置在一个實驗室的高压筒中，在此筒中我們可以观察不同压力和溫度下的相态特性。这种特性示于图 6。

首先需要指出，图 6 中两相区包綫的一般形式与二成分系統的包綫相似。像二成分系統中一样，泡点和露点的軌迹在临界状态（临界点）上相遇而連接成平滑曲綫。事实上，在天然气—天然汽油和乙烷—正庚烷的相态图之間的主要区别，是多成分系統呈现出較高的临界压力。

此外，假設图 6 所示的資料代表油藏流体的相态特性，我們还假設原始油藏条件为 3000 磅/吋²（絕對）和 190°F。查閱一下图 6 即可看出，当油藏压力降到 2690 磅/吋²（絕對）时，在整个油藏中就会出現液相。在 2200 磅/吋²（絕對）时，液体将会繼續增加到最大值 11%，此后，进一步降低压力将会导致液相的重新蒸发①。

因压力降低而从汽态形成液态的現象謂之“逆凝析現象”。反之，由于增加压力而使液体蒸发的过程称为“逆蒸发现象”。当然，相应的等压的逆蒸发及逆凝析过程也是可能存在的，例如在图 6 中压力高于 2750 磅/吋²（絕對）（临界压力）以上时。

想象逆行特性比較容易的途径，是把逆行二字理解为“与通常所观察到的方向相反”的意思。因此，由于等压增溫的結果而造成液相的形成和增多的現象是与純成分系統在等压增溫时常見的蒸发作用（液相減少）的特性相反的。同样，我們关于純成分系統相态特

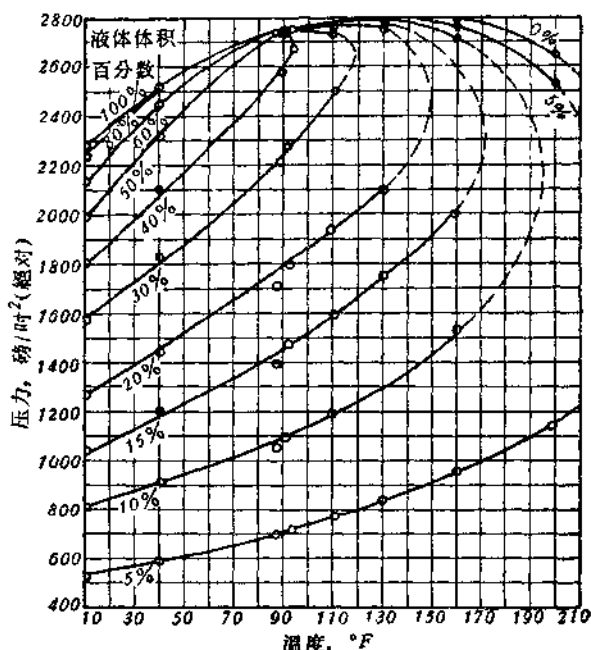


图 6 天然气—天然汽油混合物的相态特性
(据卡茲和庫拉塔的资料)

① 图 6 的資料是在固定的烴类系統成分条件下确定的，亦即，压力的降低是利用增加居留烴类系統的容器体积来达到的。这显然与油藏动态不符；在油藏中压力的降低是从烴类系統中取走物质的結果（可变的組成）。然而在目前討論中，这种假定的过程是合适的。

性的知識指明，在恒溫下增加压力将会导致汽态凝析为液态（图2）；因此，因压力增加而引起的液相大幅度减少的二成分及多成分系统的反常特性謂之逆行現象。

再来考查一下图6，我們必将看出，如果油藏温度是70°F而非190°F，則在2690磅/吋²（绝对）的压力上，将到达泡点而非露点。其結果必將是在飽含液体的砂岩中出現气体，而不是在飽含气体的砂岩中出現液体。因此，可以預料到的是在油藏的压力—产量动态特性方面將出現某些差別，以及由此而产生的烴类最大采收率方面的某些差別。

从上述叙述中可以学习到两项重要的事实：

（1）烴类系统的組分决定了該系统的临界压力和临界温度（见图5）。随着系统中輕烴类（甲烷、乙烷）的增加，烴类系统的临界温度降低。

（2）烴类系统的临界温度与油藏温度的关系决定了它将会碰到哪一种逆行特性。而烴类系统在油藏温度下究竟是出現露点还是泡点，又决定了流体在儲油砂层中的流动机理。

把这些原理严格地应用到油藏烴类系统中是困难的，因为作为組份的函数的原油—天然气系统临界温度的可靠資料很少。习惯上认为油田上只有两种組份，即石油和天然气，而每种組份又是一种多成分系统，这就給寻找綜合的普遍規律造成困难；然而無論如何，是可以作出下列的定性論斷的：

（1）呈单相存在、且油气比大于10,000呎³/桶的系统，大概有甲烷及其它輕烴类成分。因此，該系统的临界温度將較低（或許相当于甲烷的临界温度，-116°F）。从而，在150到300°F的油藏温度下，可以預料，像这样的系统將出現等溫的逆行現象。

（2）呈单相存在并具有小于2000呎³/桶的油气比的系统，大概具有高于油藏温度的临界温度。这些烴类系统將有泡点，而其初期生产將是溶解气驅的。

（3）在具有中等范围油气比的烴类系统，可以具有泡点，也可以具有露点特性。因此，必須进行實驗室測定，以确定該系统在油藏条件下的真实特性。

多相流体的流动

当儲油岩孔隙中含有一种以上的流体时，岩石对每种流体的渗透率是不同的。对一給定岩石基质的水或气的渗透率，主要是岩石中水或气体飽和率的函数^①。岩石对石油的渗透率受被石油所占据的孔隙百分数（含油飽和率）以及受水和气所占的相对比例的影响。当流体中存在着压力梯度时，对每一相的流率如下所示：

$$\left. \begin{aligned} q_g &\propto \frac{k_g}{\mu_g} \cdot \left(\frac{dP}{dx} \right)_g \\ q_o &\propto \frac{k_o}{\mu_o} \cdot \left(\frac{dP}{dx} \right)_o \\ q_w &\propto \frac{k_w}{\mu_w} \cdot \left(\frac{dP}{dx} \right)_w \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

式中 q_g 、 q_o 、 q_w 为油藏条件下的气、油、水的体积流率； k_g 、 k_o 、 k_w 为对該三相流体的

① 这种說法是假設水是潤湿岩石的流体，而气是居留孔隙中心附近的流体。液态石油則是居于中間的一相。

有效渗透率； μ_g 、 μ_o 、 μ_w 为該三相流体在油藏条件下的粘度；而 $(dP/dx)_g$ 、 $(dP/dx)_o$ 、 $(dP/dx)_w$ 則是三相流体中的压力梯度。

如果忽略水相的特性并假設在气液两种烃类相态流体中的压力梯度相等，則可合理地得出相应的气相与液态油相的相对流率之表达。用（1）式的第二式去除第一式并经过重新整理，就得：

$$\frac{q_g}{q_o} \propto \frac{k_z}{k_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_g} \quad (2)$$

公式（2）表达了在油藏的压力、溫度和流体饱和度条件下天然气与液态石油相的相对流率。虽然不同油藏以及同一油藏的不同地区的流体相态性质和儲油岩性质不同，但是仍可作出两个結論：

（1）粘度比 μ_o/μ_g 一般大于 10，最高可达 10^6 。这是因为油藏气的粘度約为 0.01 到 0.07 厘泊〔3〕，而石油的粘度变化由 0.2 到 10,000 厘泊〔4〕。

（2）渗透率比 k_g/k_o 可以从零变化到无限大，因为在超过了一定范围的气体 and 液体石油饱和度之后，对这两相的渗透率均可等于零。

图 7 中所示之海湾砂岩的天然气及石油渗透率曲綫，是經過大量砂岩测定而得的典型資料。这些曲綫指出了一种烃类相流体的渗透率可能为零时流体饱和度和一般范围。

現在讓我們利用图 7 中所給的資料于（2）式中来推測一口油井地区內的可能相态和流体流动特性。讓我們还来考虑一下图 6 資料所代表的原始油藏流体的相态特性，首先取油藏流体原始处在 2800 磅/吋²（絕對）和 70°F 的情况下，然后再取其原始处在 2800 磅/吋²（絕對）和 190°F 的情况下。

原始处在 2800 磅/吋²（絕對）和 70°F 下的流体的流动特性和可能的相态可以推断如下：

（1）原始流体在 2800 磅/吋²（絕對）和 70°F 下呈单相存在，对儲油岩具有 50 千分达西的渗透率。

（2）只要油藏压力保持在流体的泡点压力〔在 70°F 时为 2690 磅/吋²（絕對）〕以上，在儲油岩孔隙中就不会形成气体。

当压力降低到 2690 磅/吋²（絕對）以下时，在孔隙中将开始形成一个气体饱和率。由于井底压力是向井流动压力中的最低的压力，所以在井底附近的岩石孔隙中将首先出現气体。

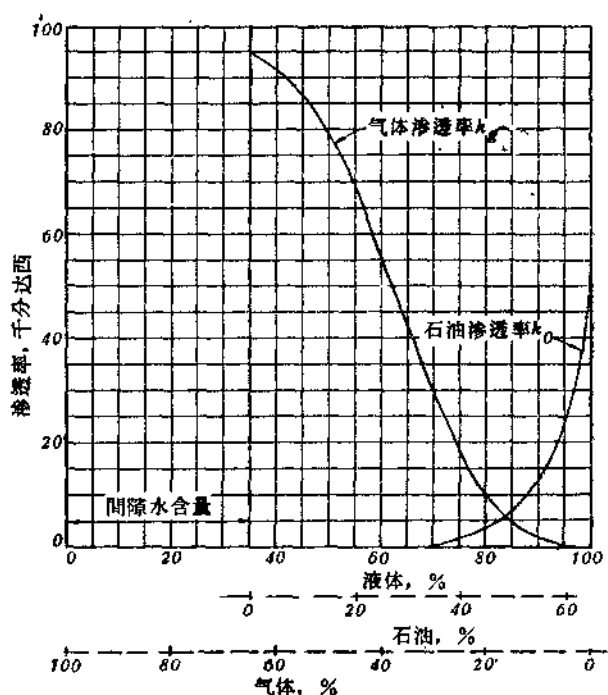


图 7 胶结砂岩的多相渗透率曲綫

(3) 当压力稍低于 2690 磅/吋² (绝对) 时, 从液体溶液中放出的气体一时仍具有保持在岩石孔隙中的趋势。图 7 表明, 至少在气体饱和率到达孔隙体积的 5% 以前, 对于气体的渗透率为零。

(4) 当井底地区的含气饱和率增加时, 由于液相渗透率降低, 因此, 将对井的产油能力有某些伤害。

(5) 在达到临界气体饱和率之后, 渗透率比 k_g/k_o 迅速增大, 而与粘度比 μ_o/μ_g 相结合, 结果导致高的气相对液相的流量比。当岩石孔隙中的气体饱和率达到 30 ~ 35% 时, 对石油的渗透率可能很低了, 以致于作为一口产油井来说是可以报废了。

上述借助于气相的产生和膨胀而把液态石油推向井底的过程, 被定名为“溶气驱动”。只借这种机理, 其最终石油采收率大约为原始石油储量的 25%。如果油藏和其中所含流体的特性对某些附加排驱机理的作用非常有利, 诸如重力驱油和水驱作用, 则有可能取得附加的采出量。

类似上述的推理过程还可以用来描述临界温度低于油藏温度的烃类系统的流体和它的相态特点。关于凝析烃系统的相态特性已经在图 6 中针对 190°F 的等温逆行现象讨论过了。图 7 中的渗透率资料可以认为是能够用在这种类型的烃类系统以及溶解气系统的。不必深入详细地讨论溶解气驱机理, 从图 6 及图 7 的考察中就可以很容易地看出几种事实。

(1) 图 6 中表明, 在 190°F 下因压力下降而形成的凝析油量最大值为烃类系统体积的 11%。因为岩石孔隙中存在着 35% 的孔隙水, 所以, 这 11% 的凝析油当量于 $11(1 - 0.35) = 7.1\%$ 的岩石孔隙体积。

(2) 图 7 的资料表明, 要使液相的渗透率大于零, 至少需要 33% 的凝析油饱和率。因此, 因逆行作用而形成的 7.1% 的凝析油将是一个不流动相, 并且对于流入井底来说, 是一个损失。然而, 这一说法, 只是对油藏中大部分地区发生这种逆行现象时才是对的; 而在油井附近地区内由于流线的收敛作用, 可能有一些凝析油会流入井底。

瞬时和差异平衡过程

在讨论这点当中, 对于储油岩中碳氢化合物相态之间所发生的平衡过程类型包含了两种概念。曾用来描述油藏中的流体相态特性的图 6 中所示资料, 是针对一个固定成分的烃类系统而确定的。与烃类系统成分固定的观点相反, 方程式 (2) 及图 7 的资料表明, 在绝大多数情况下, 在一个油藏中的液相和气相烃类是以不同速度进行运动的。因为在一个多成分系统中的气相和液相, 其成份经常是不同的^①, 任何一相的优先运动跨过烃类系统的边界 (油藏), 总是会导致残余物质在总成分上的改变。这两种过程被定名为“瞬时”过程和“差异”过程。瞬时过程是这样一种过程, 它在烃类系统中的总成分保持固定; 而差异过程是系统的总成分随着过程的进行而变化的。这两种过程之间的差别可以借各举一例而更加清晰。

在取得图 6 的资料当中, 卡兹和库拉塔用了一个体积可变的 PVT 钢筒, 并在某些指

① 在临界状态时除外。成分是内含因素之一, 在临界状态下, 液体和气体中的成分相同。

定的压力和溫度下測量其相态体积。因为在測量时烴类系統的成分沒有发生变化，所以其結果所反映的是瞬时平衡的資料。在现场分离器或油罐中的油、气分离，可以作为一个动态的瞬时平衡过程的例子。在一相当长的时期內，进入油罐的流体成分可以认为是固定的。因此，在任何特定時間上在油罐中的气体和液体的成分和性质都仅仅是压力、溫度和系統总成分的函数。

可以用图 6 作一个差异平衡过程的例子来想象之。設計研究的烴类系統最初处在 2800 磅/吋²（绝对）和 70°F 条件下。降低压力到 2690 磅/吋²（绝对），将引起烴类系統处于泡点条件下；进一步降低至 2689 磅/吋²（绝对），将导致气相和液相的平衡。如果有可能把自由气相从鋼筒中排走而不扰动液相，則必将留剩下来一个泡点为 2689 磅/吋²（绝对）的新烴类系統。繼續逐步排走微小增量的平衡气体，經過一系列成分及論点压力不同的烴类系統，最后将会使鋼筒降到大气压力。

为了总结瞬时和差异平衡过程之間的差別，可以說，后者要求知道差异脫气过程的确切路径，沿此路径差异平衡过程一直进行到某一点；而在瞬时平衡过程中，过去所发生事件的历史是无关紧要的。在一个瞬时平衡过程中，說出其原始的烴类系統成分和預期的压力及溫度条件就足够了；而在差异平衡过程中，还必须規定出原始烴类系統逐漸衰減到預期压力和溫度的方式。

在后面各章中还要更詳細地談到瞬时及差异平衡过程。

第二章 取样方法和取样设备

取样的目的是取得提供实验室研究油藏中的流体的物理和化学性质的油样和天然气样。所以，预期结果的类型决定了进行实验室试验的方法；油藏流体的特性和完井时所用的机械装备又决定了获取样品时采用的方法。不用说，取得一个完好的样品同实验室试验有一样的重要；但是，只有少数工程师懂得几种常用取样方法的优点和限制。

在讨论它们的长处和限制之前，必须很好地考虑一下求得具有代表性油藏流体的油、气样方面有关的几项常见事项。首先，从一口井取得的样品是不能保险它能代表整个油藏的流体的。理论上讲，由于地球重力场的作用，必然会引起油藏中不同高程上石油成分的差异。此外，由于在地质历史时期中，组成油藏的岩层的运动，在构造高程相同的地区之间，油藏流体的成分也可能发生变化。这两种成分上的变化，在油田上都曾经看到过。

关于这个问题的第二个因素是：油管中的流体能代表取样井区的油藏流体的程度有多大？这个因素十分重要，因为所有的方法，不管是直接法还是间接法，都是从油井管系中来取流体。为什么油管中流动的流体可能不代表油藏流体的原因有二：

(1) 油井完成可能导致多层合采，流体从两层或两层以上的油层中流入油管。因此，取得的样品可能是两种流体的未知混合物，因而哪个也不能代表。

(2) 当同一油层地段中液相和气相密切相接触而同时存在时，流入井底的两相流率几乎经常是不同的。因此，象这样的流率能够导致与整个油藏流体成分相同的油管流体是十分罕见的。

第三个因素是关于流动在油管中的流体之取样的精度。当现场工程师控制头两个因素的办法不多时，他可以在第三个因素上下些功夫。

高压物性 (PVT) 资料的最大用处是用于计算油藏中石油及天然气储量和计算油田开发方法对石油及天然气采收率的影响上。这两种计算都用到随压力而变化的油藏流体物理性质。因为很难对整个油藏流体的总成分和物理性质作出评价（除非是在低饱和流体条件下），所以，大多数高压物理 (PVT) 资料都是有目的地设计到仅仅给出个别相的性质。事实上，许多试验都不能直接评价出油藏中的个别相的流体性质；但是给出了一些资料，根据它可以借外推的办法求得所要的性质。在这两种情况下，整个油藏流体的性质是从个别相的性质和储油岩中存在的各相的相对体积的估计而计算出来的。在整个油藏开发历史时期内对相态特性的最近似评价，要求不只测定一个样品。最近似的评价是从下列三点来获得的。

(1) 为了求得油藏不同部位中的流体性质，必须取得数量足够的样品。可能没有必要在所有样品上都进行全套 PVT 分析；但是，关键性测定，会同生产油气比测量，温度测量，油罐油比重测量，和在低饱和油藏条件下的饱和压力测量，就可以用来确定“平均的”流体性质。

(2) 样品必须在油藏开发的早期取得。当油藏压力依旧高于其原始压力值 80% 以

上时，根据取样来估计原始油藏流体的性质是不太困难的。在油藏压力降低到原始数值的40%以后取样，欲作出精确估价几乎是不可能的。

(3) 当油藏压力已经发生重大变化以后，必须重新取样。实验室试验是根据特定的试验过程来作的，并假设在任何时候相态之间都存在着热动力平衡。在估算油藏中的流体性质时，比如说，在1000磅/吋²下，则利用从近于1000磅/吋²的油藏取出的样品就比从油藏压力为3000磅/吋²时取得的样品较为精确。

在确定油藏流体性质时有三种类型的样品是最常用的：第一，从接近井底的油管中取井底样品，可以在油井以低产率生产的条件下取，也可以在关井条件下取；第二，利用取自地面分离器的液体和气体进行人工配样；第三，从地面管綫中取样，通常取自油井的油管头处。本章的下余部分将谈到这三种取样方式在精度方面的某些优点或限制，并简要地谈谈取样方法。井底取样方法的讨论是针对溶解气系统而进行的；人工合成样品将从溶解气和凝析气系统的观点出发进行讨论。管綫取样将完全与凝析系统结合起来考虑。

井底取样装置

大多数取样器是设计成如井下压力计一样，能够以鋼絲起下到内径为2吋的油管中。这种取样器的规格是长6呎，并能大约容纳600毫升流体。

为了取得井底附近的流体样品，设计了一套制动凡尔的机关，以打开和关闭取样器的流体孔。取样器的区别主要在于用以收集样品的凡尔机关的型式。洪堡A型取样器的工作原理是，当取样器有一突然运动时，引起了一个悬挂重量去拉动一个坚硬的鋼針，使之穿过一个薄的鋼片，以便井中的流体进入事先抽空的取样室。洪堡B型取样器也可以使井中流体进到事先抽成真空的取样室中，但其工作是由取样深度上的压力和温度造成薄錫片破裂而引起的。这两种型号的洪堡取样器中，均有一个第二阻流凡尔，当从井中取出取样器时，堵住流体的进入孔。

矿业局、波尔可和烏弗尔德型取样器区别于洪堡取样器的地方，是在取样器的两端均有一孔，当取样器下到井中时保持着开启状态^①。因此，当把它下到井中时，流体可以流过取样器，直到流体孔被关闭为止。关闭流体孔的凡尔可以借一电磁时钟的門門而发生作用，也可以借一装設好的撞針，当一突然运动传递给取样器时发生作用。钟表制动的机关看来是最成功的，其主要缺点是钟表几乎把单价提高一倍。

从上面的简要描述可以清楚地看出，井底取样器的工作可因下列的一个或几个原因而告失败：

(1) 溫一压片型取样器的錫片可能不破裂，或者提早破裂，如果这个薄片没有达到井下压力和温度条件下所应有的厚度的話。

(2) 根据取样器突然运动的原理而工作的机关，当把取样器下入預定深度时，可能提前发生作用。这一点通常是由于冲撞液面或者下到油管中結蜡的部位而引起的。

(3) 在高粘度石油井中或者深井中使用时，突然运动式的机关也可能工作失败。这

^① 斯奇勒札依斯曾发表过文章詳細地描述了洪堡型取样器〔5〕。葛兰斯通和寇克〔6〕描述过矿业局型取样器。工程实验室有限公司的目录中描述过波尔可和烏弗尔德型取样器。

是由于在地面上突然拉动鋼絲时并未传递給取样器以足够的突然运动。

除了井底取样器以外，为了当场檢驗 (spot field test) 取自油井的样品 以及把 井底取样器中的样品轉移到容器中并輸送給實驗室，还需要大量的地面装备。

井底取样方法的规划

本章前面所讲的一些理由使我們对能否在實驗室中确切地复制油藏流体产生了怀疑。当然，在油井油管中，在只能是单相存在的压力条件下所取得的井底样品，才能代表油管中的流体，并可能代表油井附近的流体。

当一口井正在生产，而气相和液相在取样点上共同存在时，很难說流經取样器的气体和液体是均匀混合的。如果气体在整个液体中均匀分布，那么，取样器必将取得流經油管的物质的代表性样品。然而，油井可能是“激动的”（一会出油，一会出气。——譯者），因此就可能造成在流体流經取样器时，不是气体就是液体占优势。的确，一个洪堡型取样器，在其薄錫片破裂后的几秒钟之內就被充滿了，样品将是在这个短的时间內，流經取样器的，碰到什么就是什么的流体。在波尔克型取样器中发生的情况就更难說了，有理由假定，在凡尔机关閉取样器时，在取样器中气体和液体的比例是未知的。因此，許多井底取样都不能认为是能够代表某一特定的油井或油藏中的流体的。而宁愿更恰当地认为仅仅是一个“样品”，它們能完全代表油藏流体的机会是很有限的。

幸运的是，在限制取样器中取得的流体成分的变化范围上有一桩事是可以作到的。在一个关闭不久的井中取样时，要取得一个气体和液体的数量适中的样品之机会是較少的。如果在取样以前，在井中已經建立了低压力差的条件，并且在关井以后，經過充分时间使得自由气分离到油管的頂部，那么，取得样品常会是完全液体，是在前述的流动井底压力和溫度下饱和了的。这样一种样品是可以再生产的 (reproducible)，而其第二或第三个样品，在泡点压力与其它性质方面，都会与第一个样品很好地吻合。正如第七章中所将讲述的，把井底液体样品的测得的性质利用外推的方法，就可以估算油藏液相的性质。

井底取样方法

本节将簡短地討論在現場上取井底样品的方法。其目的不是为了詳細地描述准备一个样品所必需的各种步驟或者取样方法本身，而是要討論在現場上所作各种檢驗的理由。

一个明显需要預防、但又常被忽略的事情是，确定井中欲取样深度上有没有自由水存在。在取样器中水和碳氢化合物的液体同时存在是不容易确定的，除非是有机会把样品破坏了。由于把取样器下到深处，取样，把它提出地面以及确定其可能含量，需要大量的时间，因此，事先把一个油管提水器下到取样深度，并把它提出地面看一看其中液体的这样一种簡易的預防性措施，是一个很值得一做的額外工作。

从取样器取得一个流体样品到在實驗室中研究样品的这段时间內，在現場上可以作几項簡單的檢驗，检查取样器中所取得的物质和确定样品在运输到實驗室的途中是否发生漏失。这些檢驗是：

- (1) 确定在地面接受取样器时取样器中的压力。

(2) 确定取样器中的物质的压缩性。

(3) 确定取样器中物质的泡点压力。

图8中示出了在现场检验样品时使用的水银计量注入泵、压力计、取样器以及把样品转移到输样容器中的布置。随着把取样器取出地表，内部流体所施之压力使取样装置中的

凡尔保持关闭状态。在把取样器取出油井之后，把倒样接头接在取样器的一端，而利用水银注入泵，把水银压向取样器的凡尔。当水银压力上升到大于取样器中流体的压力时，凡尔就打开了。水银或样品就可以注进去或者从取样器中替出来，示如图8。当首次打开凡尔时取样器内的压力，可以约略地用来指示取样器中所存在的物质。例如，如果取样器在井底条件下，譬如说是2500磅/时²和200°F条件下，被饱和液体完全充满，则在80°F时的取样器中的压力必将接近于1650磅/时²。造成这种现象的理由是，当冷却到80°F时，液体发生收缩，引起了压力的降低，而且这种压力降低部分地被从液体中析出的气体所抵消了。假令有一气样是在2500磅/时²和200°F下取得的，则在80°F时在取样器中之压力将再次接近于1650磅/时²。但是，假设取样器在井底条件下取得一个水样，那么，由于气体在水中的溶解度很低，必将导致80°F下水样的压力极低，可能接近于大气压。因此，当取样器凡尔首次打开时测得的取样器中压力，给出一个水样的某些指示。但是根据这一点通常并不能用以区别一个气样还是一个饱和的液样，或者是一个气、饱和液体及水的混合样品。

取样器中物质的压缩性也可以粗略地作为指示所取样品物质的标志。例如，取样器在2500磅/时²和200°F取得600厘米³饱和液体，当冷却到80°F时，600厘米³的液体必将形成大约50厘米³的气体和550厘米³的液体。如果在80°F条件下往取样器中注入水银使气体再溶解回去，那么，每压入1厘米³的水银，取样器中的压力大约增加40磅/时²。当到达80°F下的泡点压力后，进一步注入水银必将引起一个明显的压缩性，每注入1厘米³水银大约增加300磅/时²。如果取样器取得一个气样，那么天然气的较大压缩性必将导致每注入1厘米³水银大约3磅/时²的压力增率。如果取样器中的流体是水，那么，在注进去大约15厘米³水银之前，压力是不会明显地增大到大气压力以上的。而自此以后，其压力将以大约1000磅/时²每注入一厘米³水银的速度增加。

测得的泡点压力，当校正到井底压力时^①也是取样器中可能含有的物质的一种标志。

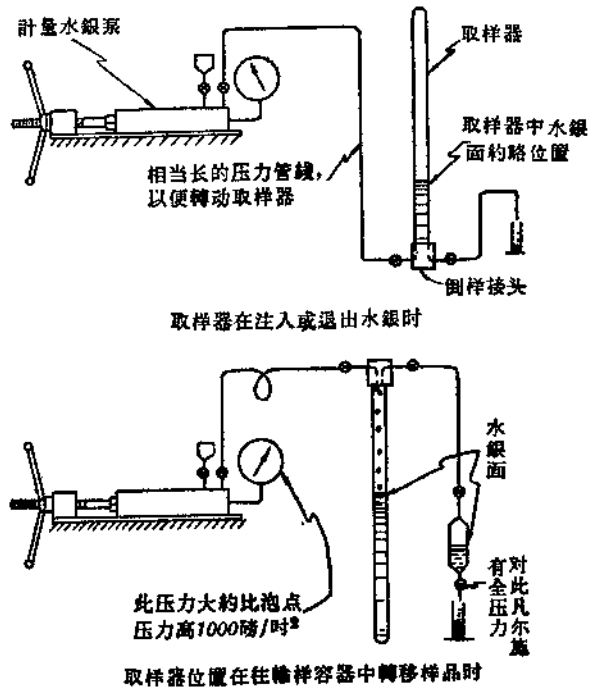


图8 在确定可能的内含物质和转移样品时所采用的取样器和辅助设备的布置

当校正后的泡点压力低于井底压力时，可能指明油藏液体是不饱和的，或者指明，由于把它提出地面，气体从取样器中漏出来了。当泡点压力高于井底压力时，表明在取样器的凡尔关闭时，在取样器中有气体及液体同时存在，或者表明液相曾经从取样器中漏了出来。

遗憾的是，还不能记录下这三种检验的数值，用来精确地确定取样器中所取得的物质，或者指出这个样品是否是最适合于实验室工作的。因油田中压力和温度的大幅度变化而产生的溶解气数量上及原油性质上的变化，引起了上面所示的各数值之差异。因此，所取得的样品中哪一个是“好”样品的最好标志是：从井中紧跟着所取得的第二个或者第三个能与第一个所测性质相同的样品。图9为这种标志的示例。图中，在两口相邻的开采不飽和液体的井中取得的重复样品，给出了可以相互比较的泡点压力。在到达泡点压力时注进去的水銀数量大約相同，且其取样器中的原始压力相等。这些资料表明，这四个样品中任何一个都可供实验室测定使用。

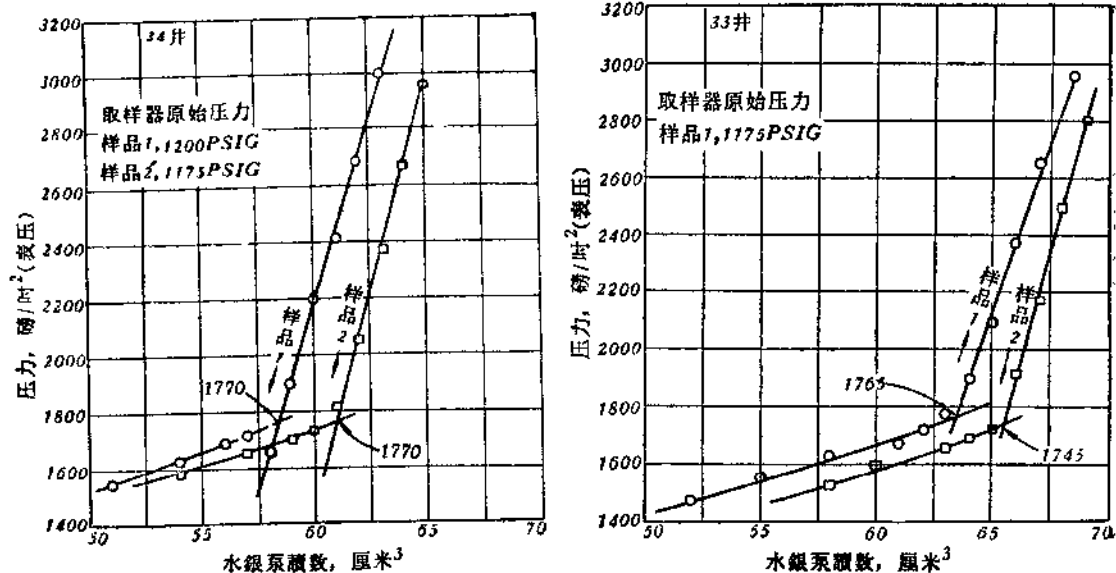


图9 在四个井底取样上的现场检验结果

地面配样方法的规划

按从井中采出的比例重新配制所有地面气体和液体样品，可以得到一种代表井口产出流体的烃类系统。在油管中处于稳定流动条件下，井口和井底的流体成分是不同的。因此，恰当地重新配制地面样品，可以得到进入油管的流体的真实复制样品。当然，这并不一定给出整个油藏流体的一个真实复制样品，而只不过是一个可以用它来估计油藏流体性质烃类系统。

为了便利实验室的操作，配样时所用的样品通常取自一级分离器。为复制油井采出流体而进行的这些样品的配制，依赖于精确地计量从一级分离器产出的两种流体。大多数现

① 温度每增加 100°F ，其泡点大约增加 500 磅/吋²。但是对任何烃类系统并不都是这样。

场的装置还不能直接计量分离器中的液体，因此，分离器的液流速度必须根据油罐油产出速度和一个补偿液体由分离器进到油罐时体积减小的收缩计算出来。计量一级分离器的气体和计量油罐油量是在现场操作的，而测定粗略的收缩因子通常是实验室的一项工作。

在根据人工配样的测定资料描述油藏中流体状态的工作中，精确的天然气和石油的产率是十分重要的。例如，在实验室中确定的泡点压力—油气比的关系可能误差为几磅/吋²和1~2呎³/桶。然而，利用这一关系去决定这些油井采出的流体在油藏压力和温度下是一相或是两相存在，则取决于现场的油气比测量。不幸的是，现场的油气比测量误差常常超过5%。这样的误差幅度在确定油井采出流体的泡点压力时，很容易引起150磅/吋²的误差。因此，配样法是劣于井底取样法的，特别是打算精确地测量一个低饱和油藏流体的泡点压力的时候。

在讨论地面取样方法之前，必须说一说以生产油气比以外的比例来配制的地面分离器样品。试验这些样品的目的是双重的：第一，可以取得变化范围较宽的烃类系统的物理性质的资料。泡点压力、露点压力、地层体积因子和分相相图，可以用油气比、天然气比重、石油比重、压力及温度等参数来作对比，而给出综合的PVT关系，以供没有确切资料时使用^[7、8]。第二，在生产油气比以外的烃类系统中所取得的资料，常可以用来计算某一特定油井或油田的过去或未来的流体习性。例如，由于经济上的原因，实验室实验常延迟到油藏压力已经从其原始数值降低下来，以及取得了油藏大小的证据之后，在有限的油藏压力和生产油气比变化范围之内，从一级分离器取得的气样和液样与原始量自分离器的气体和液体不会有有多大差别。因此，按原始的生产比例把晚些时候取得样品配制起来，是可以得到可靠的原始生产出来的烃类系统的复制样品的。

地面取样方法

现场的分离器装置很少允许从中选择一个取样点来取得气体和液体样品。通常，在气体流量计处有一取气样的凡尔。液样照例必须取自液面玻璃的底部，虽然这个位置不如直接在放油凡尔前头的出口处取样那么理想。

图10的上部为一简单的获取气样的草图。将1/4吋的铜管把取气样点接到内装4—6网目氯化钙的干燥管的底部。用以收集和贮存气样的容器接在干燥管的顶部。干燥管保持着分离器的压力，利用干燥器顶部的凡尔来控制进入取样容器的气体数量。样品容器在几次冲洗（充气）替去空气之后，将容器充气充至运送到实验室所需的压力。对于相当干燥的气体，这种作法很好，并且在分离器压力低于500磅/吋²，分离器温度接近或低于大气温度时，常可以有把握地取得具有代表性的气样。当分离器压力较高，或者当分离器温度远大于气温度时，气体中可以含有大量的重成分。当气体初次进入容器时所造成的压力突然降低，可以引起逆凝液体的形成。在冲洗过程中容器中任何逆凝液的聚集，都会给出没有代表性的样品。当可能存在这种条件时，必须避免使用干燥管，而在分离器压力下，利用从容器中置换出水的办法来取样。然而，如果分离器气中含有一定数量的水溶性成分时，如H₂S和CO₂，这种方法是不怎么令人满意的。

图10的下部表示取得分离器液样的方法。液体通过氯化钙干燥管向上流动，并采集