

多相流动试井分析

R. Raghavan
U. of Tulsa

童宪章 译
王福松 校

摘 要

本文是针对多相流动条件下的试井分析工作所进行的一次回顾性述评。在文中着重提出了 Perrine 和 Martin 的论著, 并且系统地列出了应用他们的研究所得的结果。举了一个实例来说明他们所提出的假说的可靠性。在文中还解释了地层流体饱和度梯度对压力数据的影响以及 Perrine-Martin 假说的局限性。此外还讨论了在应用虚拟压力函数求解溶解气驱系统时结合孔隙介质不均质特性的好处。

借助于 Vogel 和 Fetkovich 的研究报告, 对井下流入产状的预测方法进行了讨论。在过去数年中他们的论著曾吸引了相当多人的注意, 在此对他们的贡献进行了评述。此外还讨论了应用递减曲线(结合孔隙介质不均质特性)预测生产井长期产状的方法。

在本文的最后一部分考虑有关压力降落的试井资料。文中对理论发展进行了回顾并列述了有关确定流体带的问题。

一、引 言

本文是对有关孔隙介质中多相流体运动的试井分析工作领域中的发展情况所作的总结。在评述中侧重两个具有普遍性的问题——溶气驱油藏井的分析和压降试井分析。在本文中并不研究在两相流动条件下开采凝析气藏的生产井的分析问题, 这一试井分析工作领域目前最多只能说是处于初始阶段⁽¹⁾。

尽管已发表几百篇文章对试井分析进行探讨并且说明孔隙介质中的多相流动问题具有很大的重要性, 但是其中直接讨论多相流动试井分析的报告却不超过二十篇。特别值得注意的是, 在两本试井专集^(2,3)中有关这一专题只用了四页版面叙述。在试井分析中, 一般都以孔隙介质的单相流动研究作为标准方法。这一方面研究报告的缺少一般认为与 Perrine⁽⁴⁾和 Martin⁽⁵⁾所作出的贡献有关。因此, 当我开始讨论时, 首先对他们的著作作一回顾。

从本文中可看出, 在分析有关多相流动的工作中, Perrine-Martin 的假说给予我们很大的自由度。不管从那一方面说, 他们的工作成果使我们有可能把对单相流动有效的任一方法推广用于多相流动。很明显, 这一理论的推广应用必然受到一种限制。因而, 就要对这些限制进行探讨。过去十年中, 试井分析方法由于应用一种原来用于研究孔隙介质中理想气体流动的概念而取得了进展。在本文中讨论到应用虚拟压力函数 (pseudopressure functions)⁽⁶⁾

来分析溶气驱动系统测压资料的方法。

由于每一项试井工作的目的都在于对井的产出能力或注入能力作出预测，在本文中对于 Vogel^[8]和 Fetkovich^[9]在这方面所做的基础工作进行了探讨。对他们二人的工作成果进行了比较，我希望能够找出他们两种方法的显著差异之点。

本文最后部分考虑如何把 Perrine-Martin 的理论应用于注入井资料的分析。重点在于把文献中所载方法用来确定流体带并求出不同流体界面的位置^[10,11]。

二、讨 论

1. 基本方程

对于控制多相流体流动的基本方程最早进行讨论的是 Muskat 和 Meres^[12]，还有 Wycoff 和 Botset^[13]，这些文章是在 1936 年发表的。在我们的讨论中，将要考虑的是在均匀孔隙介质中油、水和天然气的流动，而对重力、毛管压力梯度和岩石的弹性都忽略不计。如果我们假定 β —公式是有效的，那么用来控制油、气和水的流动方程组可以分别用以下各式表示：

$$\nabla \cdot \left[\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \nabla p \right] = \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right) \quad (1)$$

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot \left[\left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rw} R_{sw}}{\mu_w B_w} \right) \nabla p \right] \\ &= \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{R_s S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} + \frac{S_g}{B_g} \right) \end{aligned} \quad (2)$$

和

$$\nabla \cdot \left[\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \nabla p \right] = \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w}{B_w} \right) \quad (3)$$

所有上式中的代号含意皆依惯例，并在符号说明中将定义列出。只要给出与初始和边界条件相适应的限制条件，就可以应用方程 (1) — (3) 求得所研究问题的解答。如果我们的注意力局限于单相流动（不变粘度和具有微弱弹性液体），则可以得出控制压力分布的偏微分方程式如下：

$$\nabla^2 p = \frac{\phi c_t \mu}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4)$$

2. Perrine^[4]-Martin^[5]理论

如前所述，实际上过去各种有关多相流动的压力变化分析都是以 Perrine 的经验观察结果为依据的。他曾经建议，只要我们把扩散方程中的单相流动的流度这一项用多相流度的总和来代替，同时把单相弹性系数项改换为一组有效的或虚拟的弹性系数（为多种流体性质和它们的饱和度的函数），我们就可以用这些方程来分析多相流动的情况。Martin 在 1959 年（也可参看 Miller 等人报告^[14]）证实，在流体饱和度梯度状况忽略不计的情况下，Perrine 的建议是有效可用的。当我们考虑到油-水两相系统时，这一点是显而易见的。应用 m 标号来表示属于油或属于水的，我们就可以把方程 (1) 或 (3) 展开如下：

$$\begin{aligned} & \frac{k_{rm}}{\mu_m B_m} \nabla^2 p + \frac{1}{\mu_m B_m} \frac{dk_{rm}}{ds_m} \nabla p \nabla S_m + k_{rm} \frac{d}{dp} [1/(\mu_m B_m)] (\nabla p)^2 \\ & = \frac{\phi}{k B_m} \left[S_m c_m \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial S_m}{\partial t} \right] \end{aligned} \quad (5)$$

如果我们把所有的二次项，也就是包括 $(\nabla p)^2$ 和 $\nabla p \nabla S_m$ 各项忽略不计，然后把属于各相的方程都加起来就可以得到下式：

$$\nabla^2 p = \frac{\phi c_t}{\lambda_t} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (6)$$

上式中 $\lambda_t = (k/\mu)_t = k (k_{ro}/\mu_o + k_{rw}/\mu_w)$ ； $c_t = S_o c_o + S_w c_w$ 。

Martin 曾经证明，如果我们对油、气和水的同时流动进行研究，也可推出与上式相类似的方程。方程（4）和方程（6）的相似性是可以明显看出的。到此需要注意的是，关键性的假设一直是认为所有的二次项可以忽略不计。对此，Weller^[15]和Earlougher等人^[16]用数字方程求解溶气驱动系统时证实二次项的忽略是可以的。但他们的工作只研究了流体饱和度梯度很小的状况。Weller还建议，如果这口井生产了很长时间，这一理论就不能应用。

根据上述的工作，我们可以进行以下工作：

（1）我们可以计算整个系统的总流度（假设流动是三相的） $(k/\mu)_t$ 如下：

$$\begin{aligned} \lambda_t \equiv (k/\mu)_t &= \frac{162.6}{|m| h} \{ q_o B_o + 1.000 [q_g - \\ & 0.001 (q_o R_g + q_w R_{g,w})] B_g + q_w B_w \} \end{aligned} \quad (7)$$

上式中 $(k/\mu)_t = (k_o/\mu_o + k_g/\mu_g + k_w/\mu_w)$ ，而 k_m （ $m = o, g$ 或 w ）是各相的有效渗透率。

（7）式中所有代号都是按照 SPE 标准符号应用的； q_g 和 B_g 分别表示为千英尺³/日和地下桶/标准英尺³。

（2）井壁阻力系数（Skin Factor，亦译作表皮因数等）用下式表示：

$$s = 1.151 \left\{ \frac{|\Delta p|_{1h}}{|m|} - \log \left[\left(\frac{k}{\mu} \right)_t \times \frac{1}{\phi c_t r_w^2} \right] + 3.23 \right\} \quad (8)$$

上式中 $|\Delta p|_{1h}$ 指的是在试井开始后一小时的压力变化值，而式中 c_t 的定义可用（9）式表示如下：

$$\begin{aligned} c_t &= S_o \left(\frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_o}{\partial p} - \frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial p} \right) + S_g \left(- \frac{1}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial p} \right) \\ &+ S_w \left(\frac{B_g}{B_w} \frac{\partial R_{g,w}}{\partial p} - \frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial p} \right) + c_f \end{aligned} \quad (9)$$

一般情况下（9）式可以写成下式：

$$c_t = S_o c_o + S_g c_g + S_w c_w + c_f \quad (10)$$

在此我们假设岩石体积孔隙的弹性系数 c_f 是不可忽略的。虽然大家都知道 c_t 代表的是“有效的系统弹性系数”，需要作为重点提出的是，（9）式的右侧并不能从有关弹性系数的基本定义，即 $c = [1/p(\partial \rho / \partial p)]_T$ 推导出来，这里的 ρ 代表的是相应的密度值。

（3）我们可以应用 Matthews、Brons 和 Hazebroek^[17]函数来确定平均油藏压力值（参

看 Earlougher 等人著作⁽¹⁶⁾。

(4) 尽管我尚未见到过已证实的资料, 但对于多相流动而言, 可与单相准稳态流动类比的井的产量公式可用下式表示:

$$q_t = \left(\frac{kh}{\mu} \right) \frac{1}{141.2} \frac{(\bar{p} - p_{wt})}{\left[\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{e^{\gamma} C_A r_w^2} + s \right]} \quad (11)$$

上式中 C_A 代表形状系数⁽¹⁹⁾, q_t 则代表的是总产量[即(7)式中大括弧中各项]。

(5) 我们可以应用任何一种曾被推出并用于单相流动状态的计算方式, 只要考虑了 Perrine 所提出的必要校正程序。

勿须多说, Perrine-Martin 假说 (曾被 Weller⁽¹⁵⁾ 和 Earlougher⁽¹⁶⁾ 等人作过有限的证明) 给我们提供了相当广阔的自由度来分析有关多相流动状态的恢复压力资料。在下面我们可以考虑一个实用的例子。

应用实例: 这里所考虑的一个实例包括四个试井阶段——三次压力恢复试井和一次开井生产试井。开井生产测试进行了差不多36天。在开井生产前进行了第一次压力恢复试井, 第二次压力恢复试井则在36天生产阶段结束后进行了72小时。这样做的目的是为了求得油藏孔隙体积。然后又开井生产56天, 接着关井恢复压力直到试井结束。

图1中所表示的是三个试井阶段所得资料的双对数曲线图。所用数据成果都用相应的产量进行了标准化。图中的圆圈点子代表的是压降反应点, 数值是通过瞬时总产量进行标准化的; 这就是说, 我所应用的是 Winestock 和 Colpitts⁽²⁰⁾ 二人所提出的, 用于单相气体流动状态的标准化程序。并没有理论依据来假定这种标准化程序可以有效地应用于双相油—气流动状态。在这里应用这一程序是把文献中用于单相流动状态的方法自动地推广应用, 而这样的做法可以根据 Fetkovich 和 Vienot⁽²¹⁾ 二人的研究成果证明是合理的。在测试过程中所计量的产量——产油量和总产量 (用地下桶表示的油、气产量) 在图2中表示出来。从图2可以明显看出, 产出了大量的游离气。应注意到压降反应点是通过瞬时总产量进行标准化的, 而且没有把点子进行圆滑处理。

图1中的方形数据点子代表的是第一次压力恢复资料。在此我绘制的是 $\Delta p_{bu}/q_t$ ($\Delta t = 0$) 随关井时间 Δt 变化的曲线, 这样做是为了考虑产量的差异变化。在这里 $\Delta p_{bu} = p_{ws} - p_{wt}$ 。在参考文献[22]中提供了应用 q_t ($\Delta t = 0$) 来对压力恢复期间压力变化值进行标准化。图1中的三角形数据点子代表的是第二次压力恢复阶段的压力恢复反应值, 它也是用 $\Delta t = 0$ 时的产量来进行标准化的。

所有压力恢复分析法的基本前提都假设生产时间比关井时间长得多 ($t \gg \Delta t$), 在这种情况下 $(\Delta p)_{bu}$ 随 Δt 的变化曲线就会和 $(\Delta p)_{da}$ 随 t 变化的曲线取得一致, 这里 $(\Delta p)_{da} = p_i - p_{wt}$ 。如果 $\Delta t \ll t$, 而这口井位于一个封闭的或是无限边界作用系统之中的情况下, 则当 Δt 和 t 值完全相同时, $(\Delta p)_{bu} < (\Delta p)_{da}$ (参看参考文献[23]和[24])。(如果产量有差异, 则如上所述, 压力变化值必须用产量进行标准化。) 从图1看来, 这些观察结果对于溶解气驱系统是正确。我们注意到两次压力恢复的结果彼此符合, 而且当 $\Delta t \ll t$ 时, 也和压降反应结果符合。当 Δt 的数值较大时, 第一次压力恢复反应值低于压降反应值。几乎在所考虑的全部时间内, 第二次压力恢复的反应值都和压降反应符合, 这是因为关井前生产时间很长所致。

以上所述的这一实例代表的是直接的现场验证结果, 对我说来是第一个有关孔隙介质中多相流动的例子, 说明在压降阶段的压力变化值 ($p_i - p_{wf}$) 和压力恢复阶段的压力变化数值 ($p_{ws} - p_{wf}$) 完全一致。这一实例也说明 Winestock-Colpitts 所用的产量标准化程序 (压降法) 和 Uraiet-Raghavan 所用的标准化程序 (压力恢复法) 都是可用的, 只要对压力变化值进行标准化时应用总产量 q_t 的数值就行。

在压降反应达到 500 小时以后出现的上翘转折线段可能是系统压力衰减的显示。这是完全出乎意外的。我定性地认为这一显示不一定意味着这个系统压力是在衰减, 而主要是由于井底压力的迅速递减^[25] (对双相流动状态而言)。井壁地层表面附近的饱和度变化可能在压力反应中在井底形成显著的压力递减现象。图 3 中所表示的是在半对数坐标纸上绘制的图 1 压降曲线的延伸部分 (圆圈数据点), 把数据用这种绘图方式表示可以明显地看出线段的转折。图中的实线部分所表示的只是数据的变化趋势, 它并不代表半对数直线段。图中用方形点表示的是在该井生产 56 天以后第三次关井恢复压力的测试结果 (全部生产时间为 2,216 小时)。

现在让我们假定在 $t = 500$ 小时所出现的曲线转折表现的是边界影响, 并且对这一假定可能产生的后果进行探索。如前所述, 这口井是在关井恢复压力 72 小时后又开井生产的。根据单相流动理论我们知道, 如果确实存在边界影响, 而且井是在关着的, 那么当 $t = 500$ 小时的时候, 井底压力应该等于 $\bar{p}$ 。应用压力恢复和压力降落试井的类似原理, 同时也用上参考文献 [24] 中所得到的观察结果, 就是说只要一口井在关井前已生产到准稳定状态, 那么直到井底压力达到油藏静压以前, 该井的压力恢复反应 (以测试阶段的压力变化表示) 将与压降试井的反应状况一致, 我估算出当 $\Delta t = 500$ 小时的时候 (在压降试井阶段此时达到准稳定状态), 在生产时间达到 2,216 小时后压力恢复数值约为 1,784 磅/英寸² (如果这一系统是处于压力衰减过程而且 Perrine-Martin 的假说是有效的话, 则这一压力和原始油藏压力之间的差值在进行物质平衡运算时是有用的。因为油藏容积为未知数, 应用常规方法是不能算出平均油藏压力的。)

关于预计的油藏压力以及明显达到该压力的时间 (符合上述限制条件的) 的预测是重要的, 因为我希望能保证这一试井过程不致过早结束, 同时还希望能证实在压降试井过程中在 $t > 500$ 小时情况下明显看出的压力变化是由于油藏压力衰减所造成的结果。大约在开井生产 3 个月以后进行了一次长时间的压降恢复试井。这次试井工作在 361 小时后结束; 在结束时的恢复压力值为 1,779 磅/英寸², 这就明白地证实了油藏压力衰减的存在 (原始压力 = 1,900 磅/英寸²)。图 3 中方形的数据点代表的是长时间压力恢复反应。应该注意到, 这又一次证明压力恢复和下降的反应十分一致。

前面曾经提到过, 以上演算过程的主要目的是考虑如何应用 Perrine 和 Martin 提出的想法。我打算要做的是探索一下, 不管是定性地还是定量地, 是不是可以把以单相流动理论为基础的方法, 用来分析多相流动下所得的压降和压力恢复试井资料, 而不仅限于求得 (k/μ) 和 s 值的成果。把上述的一些想法加以理论的证明应该是有用处的。

3. 饱和度梯度的影响

对于 Perrine-Martin 的理论说来, 下面所述的限制条件是重要的。第一, 我没有提到过单独各相的流度; 第二, 计算井壁阻力系数 s 值时需要知道有关总流度和 “有效的或虚拟的弹性系数” 的资料; 第三, 所估算的总流度值 (k/μ) 随着时间的变化不一定是常数。从实用

观点出发,第一点是重要的,因为 Perrine 提出如果应用适当的产量数据,就可以求得各相的
单相流度数值。举例来说,在油和水两相流动情况下 Perrine 指出可用下式进行计算:

$$\lambda_j = \left(\frac{k}{\mu} \right)_j = \frac{162.6 q_j B_j}{mh} \tag{12}$$

上式中j=o(油)或w(水)。在一般情况下,尽管这一观点在参考文献〔3〕中曾重复叙说,
但却是不正确的。在前面已经说过, Perrine-Martin的方法是在假定饱和度梯度很小的情况
下作出的。Chu等人〔25〕曾经研究过饱和度梯度对压力测试资料的影响。他们证明,如果存
在饱和度梯度的话,就只能算出某几种有限环境组合情况下的单相流度。在回顾他们的结论
以前,让我们先考虑一个在参考文献〔25〕中所举的例子。

在下面的一个例子中我们考虑的是油和水的两相流动。我们假设最初的饱和度梯度是一
种象图4中所表示的那种逐步变化的函数。与其相关的数据在表1中列出。最初在半径长达36
英尺的范围内水是不流动的。图4中其他若干曲线表现的是以时间为函数的饱和度分布状态。
图5所表示的则是相当于两个生产时间(10天和100天)的压力恢复反应情况。在时间为100
天的情况下,油和水各相的饱和度在全部油藏中均匀分布。对这种情况说来,应用 Perrine-
Martin的理论可以获得特别好的效果。和这一时间条件(如图4所示)相应的压力恢复反应
分析结果在表2中列出。

让我们考虑一下生产10天后的压力恢复反应状况。这时会出现两段明显的直线段。如果
认为某种有关环状组合油藏对井的产状所起影响的设想是可靠的话,那么第一个直线段应该
反应的是第一圈地层的性质,而第二个直线段则应该反应的是第二圈地层的性质。Chu等人曾
应用油的产量(未产水)和两个直线段的斜率分别代入(7)式,估算出第一圈和第二圈地层
的λ值为47.2毫达西/厘泊和15.44毫达西/厘泊。现在需要回答的一个主要问题是:这两个
数值是代表λ_o还是λ_t?从表1中的数据可以看出,第一圈和第二圈地层中的λ_o值分别为
47.5毫达西/厘泊和3.62毫达西/厘泊,而这两圈的λ_t值则分别为47.5毫达西/厘泊和15.65
毫达西/厘泊。(第一圈地层的λ_o和λ_t完全相同,因为λ_w=0。)这样一来就明显看出:第一个

表 1 水平方向饱和梯度的影响

A. 油藏、井和流体性质数据

供给半径r _e (英尺)	2000
孔隙率φ(%)	20
孔隙体积V _p (百万桶)	8.95
渗透率k(毫达西)	50
第一圈地层的油相流度(毫达西/厘泊)	47.5
第一圈地层的水相流度(毫达西/厘泊)	0.0
第一圈地层的综合流度(毫达西/厘泊)	47.5
第二圈地层的油相流度(毫达西/厘泊)	3.62
第二圈地层的水相流度(毫达西/厘泊)	12.03
第二圈地层的综合流度(毫达西/厘泊)	15.65
井的半径r _w (英尺)	0.25
流体弹性系数c _o , c _w (磅/英寸 ²) ⁻¹	10 ⁻⁵ 和3×10 ⁻⁶
相对渗透率数据, 见参考文献〔25〕第二组数据	

B. 关井时情况

生产时间 t (日)	10	100
井底压力 p_{wt}, s (磅/英寸 ²)	4883.4	4730.2
第一圈地层的平均水饱和度 $\bar{S}_w$	0.155	0.55
第二圈地层的平均水饱和度 $\bar{S}_w$	0.55	0.55
产量 q_o, q_w (地面桶/日)	50.00	11.93 38.07
地层体积系数 B_o, B_w (油藏桶/地面桶)	0.9533, 0.9855	0.9542, 0.9858
关井时平均地层压力 $\bar{p}$ (磅/英寸 ²)		

表 2 结 果 汇 总

生产时间 t (日)	10☆	20☆	40	60	100
产油量 q_o (地面桶/日)	50	49.875	23.762	12.38	11.93
产水量 q_w (地面桶/日)	0.0	0.125	26.238	37.62	38.07
水油比	0.0	0.0025	1.1042	3.038	3.19
油流度 λ_o (毫达西/厘泊)	15.44	15.44	7.25	3.78	3.66
水流度 λ_w (毫达西/厘泊)	0.0	0.04	8.28	11.87	12.06
总流度 λ_t (毫达西/厘泊)	15.44	15.48	15.53	15.65	15.72
井壁阻力系数 s	-3.24	-1.4	-0.03	0.0	0.0
平均压力 $\bar{p}$ (磅/英寸 ²)	4992	4983.4	4965.4	4947.4	4911

说明：表中带☆号的是第二直线段的结果。

半对数直线段反映的是第一圈地层的 λ_o 值，而第二个半对数直线段反映的是第二圈地层的 λ_t 值，而不是它的 λ_o 值。这是一个很重要的结果。这就明白地说明，虽然我们生产的是油，但是我们却不可能算出第二圈地层的 λ_o 值。

为了进一步对这一点进行考虑，让我们研究一下这口井生产了 20, 40 和 60 天以后的压力恢复结果。根据第二圈地层饱和度分布得出 λ_o 、 λ_w 和 λ_t 的数值分别为 3.62 毫达西/厘泊、12.03 毫达西/厘泊和 15.65 毫达西/厘泊（见表 1）。从压力恢复试井模拟工作所得的 λ_o 、 λ_w 和 λ_t 值在表 2 中列出。有意义的一点在于，虽然油和水都同时产出，可是直到饱和度梯度变为可忽略不计的情况以前，算出的 λ_o 和 λ_w 值都有误差。但是，在所有的情况下，计算出的 λ_t 值和从饱和度梯度以及相对渗透率资料求得的 λ_t 值却都十分符合。所以产生上述结果的原因在于，产出的油、水数量并不反映所研究那圈地层内的油、水产量。直到井壁处的产量反应油藏中的产量以前，就不可能估算出可靠的 λ_o 和 λ_w 值。因为油藏中的压力分布反映出井筒内的总流量，所以有可能算出可靠的 λ_t 数值来。

让我们考虑一下该井生产 100 天以后的压力恢复反应。这时的情况和生产 10 天以后的反应不一样，只有一根直线明显出现，这是因为水平方向的饱和度梯度已经可以忽略不计。注意到在这一情况下直线段的斜率和 $t = 10$ 天情况下第二直线段的斜率差不多一样。得出的 λ_o 、 λ_w 和 λ_t 的数值如下： $\lambda_o = 3.66$ 毫达西/厘泊， $\lambda_w = 12.06$ 毫达西/厘泊， $\lambda_t = 15.72$ 毫达西/厘泊。估算出的这些数值和油藏中的饱和度剖面对照起来都十分符合，而它们却都是按照 Perrine 和 Martin 所推荐的方法求得的结果。

根据以上所举的例子，我们现在可以回答下列的问题：首先考虑的情况是，并壁地带产出油和游离气，而距井远处流动压力却高于饱和压力。对于这种情况，第一，如何根据Perrine-Martin的观察结果求得油藏内部的 λ_o 值？第二，在此情况下估算气相的流度有无意义？我认为前面的分析结果说明：第一，必须应用总的产量（油加游离气）来计算油藏的 λ_o 值，第二，估算 λ_g 的数值是无意义的。

关于计算各个相的单独流度问题，以上所举的例子，此外还有参考文献[25]中所举的三个例子，都说明下列的结果：（1）某一个单独相的产量对于计算该相的流度来说是必要的，但不是足够的条件；（2）为了要算出某一个相的可靠的流度值必须满足下列条件之一，它们是：（i）在油藏中只有一个相是流动的；（ii）饱和度的分布相当均一；（iii）产出的不同流体比值（例如在油水两相流动时的水油比）适当地反映了所研究地层内部两相的流量。地层中的饱和度剖面和压力梯度都对油藏内部流体的流度起到控制作用，应用Perrine-Martin的近似方法只能求得 λ_o 。（这一讨论结果也应该可以用来回答Hazeltine所提出的有关计算总流度的原理问题；参看Perrine报告的讨论一节。）

4. 在溶解气驱油藏中虚拟压力概念的应用

虽然有关这一概念的基本想法已被发现了差不多一百年，而且把它用于石油工程也差不多有35年之久⁽³⁰⁾，但在近年来促使这一概念的应用却要归功于Al-Hussainy, Ramey和Crawford等人⁽³¹⁾。如果把我们的注意力仅限于油、气的稳定流动状态的话，那么根据Evinger和Muskat⁽³²⁾二人的著作，油的产量可用下式表示：

$$q_o(r) = \frac{kh}{141.2 \ln(r_e/r)} \int_{p(r)}^{p_e} \frac{k_{r_o}}{\mu_o B_o} dp' \quad (13)$$

如果我们现在把虚拟压力函数定义为下列的关系式：

$$m(p) = \int_0^p \frac{k_{r_o}}{\mu_o B_o} dp' \quad (14)$$

我们就可以把（13）式重写如下：

$$q_o(r) = \frac{kh}{141.2 \ln(r_e/r)} [m(p_e) - m(p)] \quad (15)$$

因为对油的相对渗透率 k_{r_o} 是饱和度的函数，只有当油的饱和度和压力之间的关系知道了以后才有可能计算积分值。Evinger和Muskat提出可以应用生产油气比 R 来表现压力和饱和度的相互关系， R 的表式如下：

$$R = R_s + \frac{k_g \mu_o B_o}{k_o \mu_g B_g} \quad (16)$$

最近，Levine和Prats⁽²⁸⁾二人曾建议把油藏中在“准稳定流动状态”下的压力分布状况用下式表示：

$$q_o = \frac{kh}{141.2} \frac{\int_{p(r)}^{p_e} \frac{k_{r_o}}{\mu_o B_o} dp'}{\left[\frac{r^2 - r_e^2}{2r_e^2} + \ln \frac{r_e}{r} \right]} \quad (17)$$

和方程(17)所类似的结果，可以推导用于处于准稳定流动状态下的具有微弱弹性的液体。（Levine和Prats二人把这一结果的发展归功于Van Everdingen等人。）Jones和Raghavan⁽¹⁾

曾经证明可以为天然气凝析油系统写出和方程 (17) 相类似的表式, 但要以总产量表示 (液体和蒸气); 也就是说, 方程 (17) 的右侧需要进行适当修正。和前面一样, 现在的主要问题是, 必须找到一种表式能使得方程 (17) 的右侧的积分项可以进行运算。Levine 和 Prats 建议可以应用常规的物质平衡方程⁽²⁹⁾来求得外边界的压力、饱和度和油气比。除此以外, 他们还建议在指定的任一瞬间, 可以假定全油藏的油气比为一常数。他们应用数字模拟方法证明在边界控制的流动情况下, 以距离为函数的油气比的变化约为 10% 左右。这是一个特别重要的观察结果, 我们可以看出它在压力分析研究的所有实际发展中具有先驱的地位。从我们的观点说来, 这一观察结果的局限性在于, Levine 和 Prats 二人没有考虑到井壁附加阻力地带 (s 值) 对于油气比随距离而发生变化的影响。说到这里, 有一个重要之点应该注意的是, Levine-Prats 的观察结果未曾谈到生产油气比随时间的变化。Levine 和 Prats 二人都认为在任一瞬时, 油气比随距离的变化都可以考虑为可以忽略的。我认为, 我们之所以能够应用 Perrine-Martin 的理论来分析溶气驱动系统的资料就是这一观察结果。同样的状况, 根据 Fetkovich 的论点, 一口井的产能方程可以表示为:

$$q_o = \frac{kh}{141.2} \frac{[m(p_e) - m(p_w)]}{[\ln(r_e/r_w) - 0.5]} \quad (18)$$

这也是直接从上述观察结果推出的。

在 1976 年 Raghavan⁽⁷⁾对溶气驱动油藏的不稳定流动状态进行了研究。他所考虑的状况是, 油藏原始压力等于饱和压力并以不变的产量生产。这口井位于一个圆筒形油藏的中心, 它的外围假设是封闭的。

在图 6 中所表示的是用半对数方式绘出的溶气驱动油藏中一口生产井的压降曲线。图中的实线是根据液体流动方程解出的结果。图中的数据点子则是用无量纲虚拟压力降落值表示的溶解气驱动方程的求解结果。为了与液体流动状况对比, 无量纲虚拟压力降落值 m_{wd} 应用下式表示:

$$m_{wd} = \frac{kh}{141.2q_o} [m(p_i) - m(p_{wi})] \quad (19)$$

在 (6) 式中, 无量纲时间 t_D 是根据原始系统性质用下式表示的:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi C_{ti} \mu_i r_w^2} \quad (20)$$

用来计算绘制图 6 的基本资料见参考文献 [7] 中的图 1。为了算出虚拟压力值, Raghavan 提议可以把瞬时生产油气比用来表示作为时间 (压力) 函数的井壁地带的饱和度。应注意到在这种情况下方程 (16) 右侧的参数值就都是时间的函数。

把 m_{wd} 和 p_{wd} 进行对比以后可以看出, 在不稳定流动阶段, 两种求解法结果的差异是微不足道的。对于试井分析具有重要意义的是, 溶解气驱解出的直线段斜率和液体流动解出的斜率是完全相同的; 也就是:

$$\frac{dm_{wd}}{d \ln t_p} \approx 0.5 \quad (21)$$

这一结果可以作为依据来通过瞬时生产油气比计算虚拟压力, 因为它说明, 如果我们在半对数坐标纸上绘制 $m(p)$ 随时间的变化曲线, 应该有可能算出地层渗透率。如果 $s \approx 0$, 就可以得出这里所显示的结果。还有, 在不稳定流动阶段溶解气驱求解结果和液体流动结果很

吻合,这一事实说明可以用虚拟压力的方法来计算井壁阻力系数 s 。这样估算出的 s 值所代表的是机械性的或是实质性的(不完善或超完善)井壁阻力系数,而不是反映游离气的存在。

在以后的时间内,溶解气驱和液体流动状态求解结果不能很好地符合一致。遗憾的是,并不象常规结果(参看参考文献[7]的图4)那样,在直角坐标纸上所绘制的 m_{wd} 随 t_D 的变化曲线的斜率等于 $2r_w^2/r_c^2$ 的数值。这一结果表明,如果油藏的非均质特征主宰了井的反应状况,那么就不可能应用边界试井方法算出油藏的大小。(Chu等人^[25]所讨论的是在何种情况下有可能在油—水双相流动系统中算出油藏孔隙体积。)虽然 Raghavan 在对比处于边界控制流动状态下的溶解气驱和液体流动求解结果时未获成功,但是,考虑到 Levine-Prats 所得结果,我还是期望曾被 Fetkovich 提出的井的产能方程是可以有效应用的,方程如下:

$$q_o = \frac{kh}{141.2} \frac{[m(\bar{p}) - m(p_{wf})]}{\left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{e^{\gamma} C_A r_w^2} \right) + s \right]} \quad (22)$$

如果要在理论上证明这一结果的话,我们就需要进行一系列的压力降落和压力恢复试井来求得以时间为函数的平均油藏压力 $\bar{p}$, 然后再按照后面所讨论的程序(对压力恢复分析而言)来算出 $m(\bar{p})$ 值。到目前为止,应用其他方法来证实方程(22)的尝试尚未获得成功。

在1981年,Boe, Skjaeveland 和 Whitson^[30]等人发表了有关溶解气驱油藏的理论分析。这是一项很精湛的研究工作,而且有两个理由可以说明它的重要性。第一,Boe等人提出一个解析式来计算井壁附近饱和度随压力的变化状况,因而他们认为可以不必要应用生产油气比,这样也就避免了与其有关的计量误差问题。他们所推导出的解析式可以同时适用于压力降落和压力恢复两种情况,以表达出井壁附近的饱和度变化,只要在试井阶段边界影响可以忽略不计。Boe等人所得出的第二个重要的结论是,在无限边界作用阶段,生产油气比随压力(时间)的变化为零。这就是说,

$$\frac{dR}{dp} = 0 \quad (23)$$

Boe等人通过模拟方法证明他们所推导的压力—饱和度之间的关系同时适用于压力降落和压力恢复分析,而且证明在压力降落试井阶段,只要是边界影响可以忽略不计,生产油气比是稳定的。但在这里不明白的是,如果 s 值不等于零的时候,Boe等人所得的结果是否正确。

根据 Boe 等人的看法,在无限边界作用阶段,生产油气比不随时间改变,而且在稳定阶段生产油气比为一常数,这并不意味着在边界控制的流动状态下(如 Whitson^[31,32]所提出的那样)生产油气比为一常数。Whitson 在分析边界控制流动状态试井资料时所获得的任何成功都应归功于 Levine 和 Prats^[28]的工作成果(这一点在参考文献[31]中被忽略了),而不应该归功于 Evinger 和 Muskat^[27]。

虽然在不稳定流动阶段中应用虚拟压力这一概念好象很成功,但是当把这一概念用来分析压力恢复资料时,我们却必须解决一个问题,那就是在压力恢复阶段应该怎样来计算虚拟压力数值。应该注意的一个重要之点是,在关井以后井壁附近所产生的饱和度变化在所分析的问题中没有适当考虑。还有,不能指望在生产阶段所算出的虚拟压力可以适用于压力恢复阶段。在 Weller^[15]的研究报告中曾提到 Das Gupta (未能获得他的报告复制本)的意见是:“一口井的压力恢复曲线应该几乎准确地重演出这口井生产时在油藏中存在的压力剖面,任何

一种对压力剖面产生的影响都会以相似的方式对压力恢复曲线造成影响。”其主要的意思就是，这一看法总结了试井分析的基本前提；举例而言，我们所以能应用线源求解方法^[33]来分析单井和多井试井资料，就是以这种观点作为依据的。

这样一来，Raghavan^[7]在应用虚拟压力函数来进行压力恢复分析时所用的系统理论可以叙述如下（有括弧部分是附加于原文的）：“基本上说来，井底压力恢复曲线反映的是该井供油面积内各点的状况，它应该几乎准确地重演出在关井一瞬间油藏内部存在的同一压力剖面。因而，可以预期到，任何有可能影响或改变压力剖面的情况都会同样地影响或改变压力恢复曲线的轨迹。对于本文中所探讨的各系统说来，压力恢复的表现不仅是压力分布的函数，而且也是饱和度分布、地层相对渗透率特征和流体性质的函数。用来分析压力恢复（数据）的 $m(p)$ 函数应该反应在油藏恢复压力过程中发生的情况。还有，在关井瞬时的油气比对于当时普遍存在于该井供油面积内的状况是一种有代表性的测量结果。因而，在第二种为压力恢复分析计算虚拟压力函数的方法中假设在压力恢复阶段油气比为一常数，并且和关井时的生产油气比相等。（这并不意味着在压力恢复阶段油气比是不变值。）基本上，这就说明，在油藏中压力变化的发生过程比起饱和度大幅度变化的时间过程要快得多。（Aanonsen^[34]根据仔细的计算说明这一观点是站不住脚的。）以上所述的主要是以直觉为依据的，尽管已发现的事实说明当时间很长时油气比是可以假设为不变的。

主要之点是，Raghavan 的方法指出，重要的是当 $\Delta t = 0$ 时饱和度和压力的分布状况。假如说，当 $\Delta t > 0$ 时，在井壁附近的饱和度对于我们由压力恢复资料来确定地层性质的能力是没有关系的。所以，尽管应用 Boe 等人所推出的表式能够准确地预测井壁地带的饱和度（的确很妙），但从下文可以看出，对于计算压力恢复阶段的虚拟压力而言，它并没有什么用处。

在图 7 和 8 中所显示的压力反应曲线是根据参考文献[34]作出的。在这里 m_{Ds} 代表的是无量纲的虚拟压力增值，而 Δt_{Ds} 则代表的是无量纲的关井时间。 $\tilde{m}_{Ds}$ 和 Δt_{Ds} 的定义可用下式表示：

$$\tilde{m}_{Ds} = \frac{kn}{141.2q_0} [m(p_{ws}) - m(p_{wt,s})] \quad (24)$$

$$\Delta t_{Ds} = \frac{0.0002637k\Delta t}{\phi c_r(p_{wt,s})\mu(p_{wt,s})r_w^2} \quad (25)$$

图中的实线表示的是线源解法^[33]结果（单相液体解式）。链状虚线表示的是当 $m(p_{ws})$ 值是应用 Boe 等人所提供的关系式算出时的压力反应曲线。点状虚线表示的是当 $m(p_{ws})$ 值是按照 $\Delta t \approx 0$ 时的生产油气比求解的结果。可以明显看出，应用 Raghavan 的方法，比起 Boe 等人的方法来，能够更好地得到和线源解近似的结果。所以应用在关井瞬时生产油气比的优点是显而易见的。（在图 7 所表示的情况下，Boe 等人的方法对 Aanonsen 所考虑的五个例子说来使用结果最好^[34]。）最有意思的是，针对无限大油藏而言，Aanonsen 曾证明，Raghavan 用来计算虚拟压力的方法，相当于使用压降试井的 s_o 和 p 的关系把压力值转换为虚拟压力值，而 Boe 等人的方法却相当于使用压力恢复试井的 s_o 和 p 的关系。这一点在图 9 中显示出来。图中的实线表现的是井壁油层部位的饱和度，这些数值是从压降和压力恢复模拟结果得来的。链状的虚线代表的是用 Boe 等人的方程所算出的饱和度。两种求解方法所得结果非常符合。点状虚线代表的是用 Raghavan 方法计算出的饱和度。很明显地看出，用他的方法所计算的压降阶段的 $m(p)$ 值来预测压降阶段 s_o 和 p 的关系，还是相当好的。

正如 Aanonsen 所指出的那样,从数学观点看来, Raghavan 用来计算虚拟压力的方法所预测的是一口理论的反应井, 因为他在为当前的问题求解时考虑了正确的初始条件(当 $\Delta t = 0$ 时的饱和度剖面)。又如 Reynolds 等人^[35]所证实的那样, 象虚拟时间^[36]和有效时间^[37]这一类概念的成功应用都是以上所概括的理论的结果。(对于我们探索有关溶气驱动油藏的知识有兴趣的人需要参阅 Boe 等人 and Aanonsen 的论文。) Aanonsen 还曾证明, 如果图中的反应曲线的坐标用虚拟时间表示的话, 则溶解气驱反应(用虚线表示的)与液体流动反应的差别就可以忽略不计。

图10所示是这口井关井以后饱和度剖面的曲线。绘制这幅图的目的是为了说明, 与 Whitson^[31]所说的相反, 在压力恢复阶段油气比是随着距离和时间变化的。Aanonsen 在他的报告中也用图3和图6说明了这一点。从曲线图中明白地看出, Whitson 对于压力恢复阶段油气比的论点是不真实的。在参考文献[31]中他还提出了几个很强有力的论证, 很遗憾, 我认为这些论证是不正确的。不幸的是, Whitson 很技巧地绕过了这些问题和研究结果。

5. 溶解气驱油藏的井底流入产状

大概可以这样说, 所有关于溶解气驱油藏的研究, 如果没有参考 Vogel^[6]的相关公式, 都不能算是完善的。Vogel 的目的是, 为一个在溶解气驱情况下生产的油藏求得一个表示一口井产能的公式。在图11中的实线构成了 Vogel 相关式的基础。(图11是从参考文献[38]引用的。)在这一相关式中 q_o 是和井底砂层面压力 p_{wf} 相对应的产量, $q_{o,max}$ 则是可能达到的最大产量 ($p_{wf} = 0$), 而 $\bar{p}$ 则是平均油藏压力。关系式中一项重要的参数是原始地质储量采出程度。图11中的一些圆点在研究井底流入产状的术语中一般通称为拟合点, 应用这些点子 Vogel 推导出下列方程:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}} - 0.8 \frac{p_{wf}^2}{\bar{p}^2} \quad (26)$$

Vogel 提议把 (26) 式用于井的产能预测工作, 而不要应用根据单相流动理论导出的方程[方程(11), 令 $(kh/\mu)_i = \text{常数}$]。图11中的虚线表现的是从 (26) 式所得出的反应曲线。

在 1973 年, Fetkovich 根据现场经验, 建议把井底流入产状关系式写作下列方程:

$$q_o = J' (\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (27)$$

上式中的 n 是一个常数值, 它的变化幅度如下:

$$0.5 < n \leq 1,$$

而 J' 则是稳定的产油指数。在 $n = 1$ 时, J' 可用下式表示:

$$J' = \frac{kh}{141.2 \left[\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{e^2 C_A r_w^2} + s \right]} \frac{1}{(2\bar{p})} \left(\frac{k r_o}{\mu_o B_o} \right) \frac{1}{\bar{p}} \quad (28)$$

如果我们希望对比 (26) 式和 (27) 式的结果, 则当 $n = 1$ 时我们可以把 (27) 式改写成下式 (只有这种情况下二式可以对比):

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - \frac{p_{wf}^2}{\bar{p}^2} \quad (29)$$

图11中的点状虚线代表的是根据 (29) 式所预测的压力反应曲线。此外还计算了用图11中那些拟合点所得到的反应曲线。很有意思的是, 和图中的实线(原来求解结果)相比, 用 (29) 式预测的结果比用 Vogel 提出的式子所求得的好得多。还有一点, 与文献中所叙述

的相反, 用 (29) 式算出的预测畅流量比用 (26) 式预测的数值要小一些。

说到这里, 应该注意的重要之点是, 不幸在 Vogel 的研究工作中假定的是 $s = 0$ 。如前所述, 相关式还假设 $n = 1$ 。和气体流动对照的情况下, Fetkovich 提出幂值 n 应该看作是一项非达西流动系数。但是, 他却又指出, 由于 $k_{r.o}/(\mu_o B_o)$ 随压力变化的关系, n 值有时不等于 1。等到我考虑 $k_{r.o}/(\mu_o B_o)$ 值对井的产能所产生的影响以后, 将再对 Vogel 关系式的局限性加以研究。

如果我们假定 (22) 式是可靠的, 那么井的产油量就可按下式表示:

$$q_o = J \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} \frac{k_{r.o}}{\mu_o B_o} dp \quad (30)$$

上式中的 J 用下式表示:

$$J = \frac{kh}{141.2 \left[\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{e^2 C_A r_w^2} + s \right]} \quad (31)$$

$\bar{p}$ 代表的是平均油藏压力。当 $\bar{p}$ 值低于饱和压力 p_b 时, Fetkovich 建议 $k_{r.o}/(\mu_o B_o)$ 值随压力的变化关系可以近似地用一根通过零点的直线来表示^[9]。这一建议具有理论根据并且直接服从一个事实, 那就是当 $n = 1$ 时, 流入产状关系可以用 (27) 式表示。如果虚拟压力值可以近似地用压力的平方值来表示的话, 那么上述的近似结果就必然是成立的。这样一来, 井的绝对畅流量 $q_{o,max}$ 就可以用下式表示:

$$q_{o,max} = J \left(\frac{k_{r.o}}{\mu_o B_o} \right)_{\bar{p}} \frac{\bar{p}}{2} \quad (32)$$

如果我们假设 $k_{r.o}/(\mu_o B_o)$ 值的变化是可以忽略不计的话, 那么在假定产油指数的常规定义是正确的前提下, 绝对畅流量值可写作下式:

$$q_{o,max,c} = J \left(\frac{k_{r.o}}{\mu_o B_o} \right)_{\bar{p}} \bar{p} \quad (33)$$

把 (32) 式和 (33) 式右侧各项进行对比, 很明显地可以看出, 如果我们假设 $k_{r.o}/(\mu_o B_o)$ 随压力的变化是可以忽略不计的话, 我们就会把 $q_{o,max}$ 值预测得偏大二倍, 这一结果强调说明考虑溶解气驱系统非均质性的重要性。

在前面曾提到过, 在 Vogel 的相关式中假定 $s = 0$ 。为了把这一相关式扩展到 $s > 0$, Standing^[40] 提出应该首先算出如果井壁阻力系数 s 为零情况下井的压力, 然后再用 Vogel 公式计算产油指数。这样一来, 在计算过程中就忽视了井壁阻力地带的双相流动影响, 并假设 Van Everdingen^[41] 和 Hurst^[42] 的“井壁为无限薄”的概念是正确的。不足为怪的是, 如果 $s < 0$, 则会造成一定困难, 因为在某些情况下, 相应的井底压力有可能成为负值。(我并不知道 Standing 是否有意识地把这一计算程序用于 $s < 0$ 的情况下。) 与文献中的含义相反, 如果应用薄井壁模型这一概念, 这一结果正是所期望的, 在其他情况下也会出现类似的不合理的结果。在我看来, 问题就出在“无限薄井壁概念”——Van Everdingen 和 Hurst 在他们的研究报告中正确地回避了讨论在 $s < 0$ 情况下井底压力的反应。如果 $s < 0$ 的话, 我们不应该应用“无限薄井壁”这一理想化的概念。在一些克服出现压力负值的方法中, 包括把计算程序转换为 Fetkovich 的双对数方法。如果这一个主意是确实正确的话, 那么我们所面临的问题就不是由于 Standing 的计算程序所产生的后果。还有更带基本性的问题尚待解决。

在我看来, 用来表示 $q_o/q_{o,max}$ 的式子应该和井壁阻力系数 s 无关。这一观点的起源

是由于观察到井壁阻力系数 s 值是在 J 的表式中出现的[参看 (31) 式]。Vogel 和其他一些人的计算所提供的信息都和这一设想相反。

在应用Vogel的方法时有一个严重的困难是,必须作出更多的假设才可能作出未来的井的流入产状曲线,这是因为井的产状曲线随着饱和度和压力产生多种多样的变化。Standing^[43]提出的意见是,计算井的未来产状时,可以假设当压差为零时的产油指数 J^* 是 $[k_{r.o}/(\mu_o B_o)]\bar{p}$ 的线性函数。那就是下式所表示的:

$$J_f^* = J_p^* \frac{[k_{r.o}/(\mu_o B_o)]\bar{p}_f}{[k_{r.o}/(\mu_o B_o)]\bar{p}_p} \quad (34)$$

上式中的脚号 f 和 p 分别代表的是未来的和目前的状况,而 J^* 则分别为 $1.8q_{o, \max} \sqrt{p}$ (Vogel的相关式) 和 $2q_{o, \max} \sqrt{p}$ (Fetkovich的相关式, $n=1$)。Fetkovich提出的意见是,对油的渗透率随着平均油藏压力成线性变化,而井在未来期间的流入产状关系可以用下式估算出来:

$$q_o = J_p' \frac{\bar{p}_f}{\bar{p}_p} (\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (35)$$

也有人提出其他的计算方法,例如支点方法^[44],来预测井的未来产能。所有的方法都是假设在 $K_{r.o}/(\mu_o B_o)$ 和 p (或 $\bar{p}$)之间存在一个线性关系。它们之间的差异只在于用来确定线性关系的截点数值的不同。例如说,Fetkovich提出截点值应该是零。Uhri和Blount则假设截点值为 $[k_{r.o}/(\mu_o B_o)]\bar{p}/9$;在参考文献[45]中则假设它是一个随时间改变的不定函数。当我们把这些结果和用模拟法预测的结果对比时,都无法对这些结果作出定论。这就说明还有更多的基础工作要作。

在Vogel的研究工作中对非达西流动的问题也忽略了。从Fetkovich所提供的现场实例中,很明白地看出非达西流动可能有显著影响。在下面用一个实例可以说明把非达西流动问题考虑进去的重要性。

实例应用:在图12中所绘制的一条双对数的产能曲线是根据一口井的测试资料作出的,资料引自参考文献[9]。 $n=0.640$ 这一事实明白地指出,非达西流动的影响是显著的。这口井的绝对畅流量(AOFP)是334地面桶/日。我们可以把前面讨论中用各种不同计算公式所估算出的AOFP值都拿来对比。为了简便起见,我们考虑的是在最低产量($q_o=70$ 地面桶/日, $p_{wf}=1,147$ 磅/英寸²)情况下的试井结果。对其他的数据点子也可以进行相似的计算。如果我们假设Vogel的流入产状曲线(IPR)关系式(26式)是正确的,那么我们得到的AOFP值=896地面桶/日。如果我们应用Fetkovich的公式并假设 n 为1(29式),则我们所得AOFP=810地面桶/日。(我们必须作出这样的假设,因为我们只考虑了一个数据点,而且更重要的是,在Vogel的关系式中没有考虑非达西流动的影响。)把用这些方法所估算出的AOFP值和用回压曲线所得结果对比一下,我们可以看出,实际的AOFP值为用Vogel关系式预测结果的37%,又为用Fetkovich关系式($n=1$)预测结果的41%。从这一实例很明显看出,非达西流动问题是不容忽视的。当然,这就要求具备几个不同产量的测试资料,才能建立这口井的IPR关系。

如果我们为图12中最高产量值($q_o=292$ 地面桶/日, $p_{wf}=530$ 磅/英寸²)重复进行上述的计算,所得结果将有显著差异。例如,从Vogel关系式我们得到的结果为385地面桶/日。这一结果和早先的估算值相比有显著不同,而这一差异可以认为是由于 $n<1$ 这一事实造成

的。这也再次证明非达西流动的影响是不容忽视的。〔更能说明问题的是在双对数坐标纸上绘制 $\Delta p (p - p_{wf})$ 随 q_0 变化的曲线, 并且求出AOFP值。这一曲线所表现的是不考虑 $k_{ro}/(\mu_o B_o)$ 随压力改变的产能曲线。对于这里所表示的资料而言, 用这一曲线所算出的AOFP值和用Vogel关系式为最低产量所得到的数值相比, 前者更接近于“真实”的数值〕。

6. 生产预测

进行一次试井的主要目的是为了作出生产预测。对单相流动情况而言, 在边界控制的流动阶段分析井的反应时假定井以不变井底压力生产(对长期预测说来, 这是一个适当的边界条件), 还假定井位于一个封闭圆形油藏的中心, 井的反应方程如下:

$$q_D(t_D) = \frac{\exp[-2t_D/(r_{De}^2 \ln 0.472 r_{De})]}{\ln(0.472 r_{De})} \quad (35)$$

上式中 q_D 为无量纲产量, 而 r_{De} 则是油藏的无量纲半径。 q_D 和 r_{De} 的定义以下式表示:

$$q_D(t_D) = \frac{141.2 B \mu q(t)}{kh(p_i - p_{wf})} \quad (36)$$

$$r_{De} = \frac{r_e}{r_w} \quad (37)$$

无量纲时间 t_D 的表式见(20)式。通过形状系数的校正^[47], (35)式可以推广应用于其他系统。

对溶解气驱油藏而言, 单井的生产预测一般沿用Arps^[48]提出的方法。(当然也可以用油藏模拟方法解决, 但这点已超出本文讨论的范围。)关于井的后期反应特征——幂式、双曲线式及和谐式——都是众所周知的, 将不在此讨论。在1980年, Fetkovich建议Arps的结果可以综合起来用下式表示:

$$q(t) = \frac{q_i}{[1 + b D_i t_d]^{1/b}} \quad (38)$$

上式适用于 $0 < b \leq 1$ 的情况; 当 $b = 0$ 时用下式表示:

$$q(t) = q_i \exp(-D_i t_d) \quad (39)$$

以上二式中的 q_i 是在边界控制流动开始后(递减阶段)任何时间的产量; t_d 代表的是从 $q = q_i$ 开始后的时间; D_i 是最初的递减率; 而 b 则是递减曲线指数值的倒数(递减比值的第一差值)。一般通用的 b 值有以下几种情况: $b = 0$ (幂式递减); $0 < b < 1$ (双曲线递减)和 $b = 1$ (和谐递减); 这一点以后还要讨论。

要注意, Arps的关系式是根据经验方法推导出来的。但是Fetkovich却认为, 幂式递减方式与Arps的经验式和处于边界控制阶段的单相液流状态的理论关系式, 都是相同的。这样一来, 他就把Arps的经验关系式和处于边界控制阶段的无量纲产量表达式综合起来。在图13上所绘制的, 就是和几个不同 b 值相应的Arps关系式双对数曲线[(38)式和(39)式]。在这里 q_{dD} 是递减曲线的无量纲产量, 而 t_{dD} 则是递减曲线的无量纲时间, 它们二者的定义用方程表示如下:

$$q_{dD} = \frac{q(t_d)}{q_i} = \frac{1}{[1 + b t_{dD}]^{1/b}} = \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right] q_D \quad (40)$$

和

$$t_{dn} = D_1 t_d = \frac{t_p}{0.5(r_{pe}^2 - 1)(\ln r_{pe} - 0.5)} \quad (41)$$

在图13上,我们可以注意到,当 $t_{dn} < 0.3$ 时,所有的曲线都重合在一起而无法辨别。因而,我们如果想用 $t_{dn} = 0.3$ 以前的数据来探索 b 值,那是不可能得出它的数值的。当 b 值处于 $0 \leq b \leq 1$ 的范围以内时,对资料进行统计分析的结果将表明任一 b 值都能适合(参看参考文献[46])。

在前面曾经提到过,对于Arps的经验关系式^[48]和单相流动产量的理论表达式说来, $b = 0$ 的曲线是相同的。这一观察结果使我们有可能在很广泛的条件下,对比单相流动的不稳定状态的产量递减和边界控制阶段的递减状况(参看参考文献[46]中图4的一条综合曲线)。如果这一油藏是高度低饱和的,则 $b = 0$ 。为了探索在不同驱动机制下 b 值的变化范围,Fetkovich还提供了下列几条准则:当油藏是高度低饱和的或者是处于无自由界面的重力驱动条件下, $b = 0$;在有自由界面的重力驱动条件下, $b = 0.5$;对于一个溶解气驱油藏而言,如果平均油藏压力 $\bar{p}$ 是累计产油量 N_p 的线性函数($n = 1$),则 $b = 0.667$,如果 $\bar{p}^2$ 和 N_p 成线性关系($n = 1$),则 $b = 0.333$ 。当然,油藏的不均质也会对 b 值产生影响。 b 值在任何情况下都不会大于1。如果提供的资料说明 $b > 1$,在这种情况下Fetkovich相当明白地指出,这是由于在分析中把不稳定状态的数据用来预测边界控制的反应所造成的。遗憾的是,在文献中所作出的很多预测中这一点常被忽视。如果忽视了应用不稳定阶段递减率(这一点将由 $b > 1$ 这一事实显示出来)来预测边界控制流动产状这一事实,则其结果将会使预测出的产量和累计产油量过分乐观(参看参考文献[49]中的图12)。实际上,除非已获得边界控制产量数据资料,Arps的关系式和图13是不能应用的。在井的产量未出现递减以前,递减曲线分析方法是不能应用的^[38]。从实际观点出发,我们是否知道边界控制流动阶段的开始时间这一点并非特别重要。在边界控制流动开始后所获得的任何资料都可应用。当然无需赘述,我们能否获得有代表性的拟合结果,要受到所利用数据的时间长短的控制。上述的一些观点可以用以下的例子说明。

应用实例:图14中的一些曲线表示的,是用一口压裂井的生产数据进行样板曲线拟合的结果,原始数据是Gentry和McCray^[50]提供的。拟合数据时用的是Locke-Sawyer^[51]的样板曲线,这一曲线是为一口通过无限传导率垂直裂缝的井推导出来的,这口井位于一个边长为 $2L_x$ 的正方形供油面积的中心。图中所用的无量纲时间 t_{Dx_1} 是根据裂缝的半长度 L_{x_1} 算出的,用方程表示如下:

$$t_{Dx_1} = \frac{0.0002637kt}{\phi c_i \mu L_{x_1}} \quad (42)$$

图中 $L_{x_e}/L_{x_1} = \infty$ 这条曲线是处于无限作用系统的一口井的反应结果,其他的一些和若干 L_{x_e}/L_{x_1} 定值相应的曲线都表现的是边界影响的结果。要注意的是这种样板曲线是为单相流动状态推导出来的。样板曲线拟合结果提示的是,这口井位于一个 L_{x_e}/L_{x_1} 为1.5的系统之中,而边界控制流动开始的时间约为一年。只要沿着 $L_{x_e}/L_{x_1} = 1.5$ 的曲线进行外推,就可以很容易地预测未来产状。举例来说,拟合结果指出,第11年末的产油量将为52桶/月;第21年末的数值将为10桶/月。

根据以上讨论的情况,既然Locke-Sawyer样板曲线是为单相流动作出的,而且在图14中所用数据符合 $L_{x_e}/L_{x_1} = 1.5$ 的那一支曲线,那么我们就可以期望,这种边界控制流动数据

会符合Fetkovich样板曲线中相当 $b = 0$ 解式的那条曲线。根据图14所示拟合结果,我假定边界控制流动在 $t = 1$ 年时开始。在图15中所绘制的,是用Fetkovich样板曲线对图14中所示的边界控制流动数据进行样板曲线拟合的结果。要注意在这幅图中所用的时间坐标和图14中所用的不同。虽然这一曲线的趋势不如我所希望的那么清楚,但是很容易看出数据和 $b = 0$ 那条曲线是符合的。这一样板曲线拟合结果表明,当 $t = 11$ 年时($t_d = 10$ 年),产油量 = 46 桶/月;当 $t = 19$ 年时($t_d = 18$ 年), $q_o = 10$ 桶/月。这两次预测结果的差异反应的是样板曲线拟合法本身带来的人为误差。在参考文献[49]中的图28所表示的,是假设边界控制流动在 $t = 3$ 年时开始的类似的拟合结果。

在图14和15中的一些拟合点可以用来计算地层性质、递减参数和油的地质储量。这一方面的探索工作已超出本文范围。欲知详细内容,读者可参阅参考文献[49]和[38]。在参考文献[38]中还详细地说明有关如何考虑回压变化的问题。

7. 注入井的分析

注入井分析工作之所以重要,主要是因为任何注水和强化采油工程在经济上的成功,都取决于是否能达到有工业价值的液体注入量。在确定注入量时井壁地带的情况极为重要。事实上我曾经参加过的一些试井工作,主要是为了保证注入能力的损失不是由于井壁周围渗透率的降低而引起的。

注入井试井的主要目的与生产井试井是类似的。但是,由于我们的主要目的是为了使注入能力免遭损害,因而精确确定井壁阻力系数是极为重要的。还有,在混相驱油工程中,确定平均油藏压力 also 具有重要意义。在已有的参考文献中,关于在流度比 M 值不为1的情况下如何确定平均油藏压力的资料还不多见。在很多情况下,特别是在强化采油工程项目中,工程师们常希望能够确定流体带的部位。虽然理论计算和直觉都说明,应用压力分析方法应该可以做到,但在实际作业中,应用压降试井方法来确定流体带部位确实是困难的。在下文中我们将把注意力局限在压降资料的分析方面。

关于用来分析注入井试井资料的模型,最普遍被推荐应用的是一种带有移动界面的组合式油藏模型。近年来在这一方面的成果大多来自 Ramey^[10]的研究报告。在图16中的a部分代表的是Ramey所提出的模型示意图。应用Ramey所提出的看法,Merrill等人^[11]曾对一个和图16a相似的系统的压降反应进行过研究。他们的工作成果说明,如果我们不考虑未受到影响的区域,而且试井时间足够长的话,那么就会明显地出现两条半对数直线段。其中第一直线段的斜率将反映“注入流体带”的流动能率。Merrill等人证明第二直线段的斜率既是两个带的流度—厚度差别的函数,也是两个带的孔隙率—弹性率差别的函数。图17是从参考文献[3]中复制的,其中的曲线表现的是Merrill等人所作的一个模拟试验的预计压降反应结果。从这一幅图也可看出孔隙率—弹性率差别对压降反应的影响。图中的 $p_{D,1}$ 是无量纲 Horner法^[32]压降,而 $\Delta t_{D,1}$ 则是无量纲关井时间。这两组无量纲参数都是根据注入流体带的性质和这个带的半径改变的。曲线的弯曲部分(A区)反映的是井筒储存影响。B区则相当于半对数直线段,它反映的是“注入流体带”(图16a的1区)的流度值。D区反映的是半对数直线段,它相当于图16a中的“油带”,而C区所反映的则是所有压降反应都有的典型的过渡段。需要注意的是,第二直线段的斜率既是 $(\phi c_t)_r = (\phi c_t)_1 / (\phi c_t)_2$ 的函数,也是 $(\lambda h)_r = (\lambda h)_1 / (\lambda h)_2$ 的函数。这里的1和2分别代表的是“注入流体带”和“油带”。如果两条直线都很明显而且 $(\phi c_t)_r$ 值是已知的话,那么第二区域的流度值就可以用