

'94 国际石油与石油
化工科技研讨会论文

油田注采比对油井地层压力 的影响及其确定方法

袁庆峰 计秉玉
(大庆石油管理局勘探开发研究院)

1994 年 9 月 北京

油田注采比对油井地层压力的影响及其确定方法

摘 要

在阐述油、水井地层压力的差别及其影响因素基础上,导出了油井地层压力和累积注采比之间的关系式,在理论上解释了大庆油田开发近年来所出现的注采比和油井地层压力变化趋势,建立了一套物理意义明确、可根据矿场生产数据确定油田注采比的实用方法。

油、水井地层压力差别的 影响因素分析

油层开采后各点地层压力受油、水井工作制度、井网类型与井距、油层发育状况及流体性质等多种因素控制,常常会出现较大的差异。因此,确切地描述地层压力状态应该用压力场或压力分布的概念,但为了工程上的实用方便,通常使用某种特征值来描述油层压力状态与油层能量状况。这样的特征值一般是油井地层压力、水井地层压力和全区平均地层压力。目前常常将油井地层压力定义为供油半径内压力积分平均值。本文认为,对于注水开发油田,油、水井组成一个统一的系统,来自单井模型的供油半径根本不存在,因此可将油、水井地层压力分别定义为以油、水井为中心,井距之半范围内各处压力面积积分平均值。大庆油田推算地层压力所用的“松 I 法”实质上就是采用了这种做法,所得到的压力值也就是油井平均地层压力。全区平均地层压力可以定义为所有油、水井地层压力的平均值。

研究油、水井地层压力的差别及影响因素是进行注采平衡分析的一个重要基础。不失一般性,运用等产量一源一汇径向流叠加原理,可得到油、水井间压力分布(取油井为极坐标原点,水力学单位制)

$$P(r) = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{2a-r} + P_e \quad (1)$$

式中: a ——井距之半;

P_e ——井距之半处地层压力。

近似地,分别取油、水井附近井距之半的线积

分平均代替面积积分平均,可得到油、水井地层压力及其差分别为

$$P_o = P_e - \ln 2 \times \frac{q\mu}{\pi kh} \quad (2)$$

$$P_w = P_e + \ln 2 \times \frac{q\mu}{\pi kh} \quad (3)$$

$$P_w - P_o = 2 \ln 2 \times \frac{q\mu}{\pi kh} \quad (4)$$

容易看出,一定井网条件下决定油、水井地层压力及其差的主要因素就是参数团 $\frac{q\mu}{kh}$ 。这个参数团越大,油、水井地层压力差也越大,即油井地层压力越低,水井地层压力越高。具体地可概括如下:

1. 其它条件不变情况下,产液量越高,油、水井地层压力差越大,油井地层压力越低。
2. 产能系统越高,油、水井地层压力差越小,油井地层压力相对较高。
3. 原油粘度越大,油、水井地层压力差越大。
4. 对于开采过程中油层里存在油水两相情形,式(4)中 $\frac{k}{\mu}$ 应该是 $\frac{kk_{ro}}{\mu_o} + \frac{kk_{rw}}{\mu_w}$,说明含水的存在减小了产液阻力(大庆油田 μ_o 远大于 μ_w)。含水越高,油、水井地层压力差越小;相反,含气则降低 $\frac{kk_{ro}}{\mu_o} + \frac{kk_{rw}}{\mu_w}$,使一定产液量下油、水井地层压力差增大。

人们通常所用的物质平衡方程式中的地层压力是整个油层系统的平均地层压力,而开发过程中监测的是油井地层压力。无疑,两者之间存在着一定的差异,并且参数团 $\frac{q\mu}{kh}$ 越大,这种差异也越大,从而使油井地层压力直接套用物质平衡方程式将会产生很大的偏差。例如,喇萨杏油田调整井

网以及长垣南部、外围低渗透油田,尽管累积注采比已远大于1.0,油井地层压力仍低于原始地层压力2.0MPa以上,这是用传统物质平衡方程式是无论如何也解释不了的。

油田注采比与油井地层压力的关系

如果一个开发区块与外界无物质交换,则其物质平衡方程式为

$$V\Phi C_i(P_i - P_{av}) = -(\text{cipr} - 1)\Sigma Q_L \quad (5)$$

式中: P_{av} ——整个油层平均地层压力;

P_i ——原始地层压力;

ΣQ_L ——累积产液量;

cipr ——累积注采比。

由于在矿场上所测试到和开发分析中更直接使用的是油井地层压力,所以应该用油井地层压力代换上式中全层平均地层压力。

根据前面研究结果,有

$$P_w - P_o = \frac{C_1 \mu}{kh} Q_L \quad (6)$$

$$P_{av} = \frac{n_w P_w + n_o P_o}{n_w + n_o} \quad (7)$$

式中: C_1 可视为与井网有关的常数;

n_w, n_o ——分别为水、油井数。

(6)、(7)两式结合,有

$$P_{av} = \frac{n_w}{n_w + n_o} \frac{C_1 \mu}{kh} Q_L + P_o \quad (8)$$

将式(8)代入式(5),合并有关参数,有

$$P_o - P_i = \frac{1}{V\Phi C_i} (\text{cipr} - 1) \Sigma Q_L + C \frac{\mu}{kh} Q_L \quad (9)$$

在此基础上可推导出年注采比与油井地层压力年变化值的关系

$$\Delta P_o = \frac{1}{V\Phi C_i} (\text{ipr} - 1) Q_L + C \Delta \left(\frac{\mu}{kh} Q_L \right) \quad (10)$$

式中: ipr ——年注采比。

式(9)表明,考虑了油井地层压力后的物质平衡方程式比传统物质平衡方程式多了一个附加项,说明了油井地层压力变化除累积注采比外,还受到产液量和流动系数的影响。具体地可以归纳为如下几点结论。

1. 其它因素不变情况下,产液量越高,满足一定压力水平所需注采比也越高,因此,油井转抽提液后只有提高注采比才能将地层压力保持在所

需要的水平上。

2. 油层流动系数越低,为保持一定的产液水平和油井地层压力水平,应该保持较高的注采比,这一点已被大庆油田开发实践所证实,如图1,葡北开发区,喇嘛甸调整井网注采比明显高于渗透率较高的喇嘛甸基础井网。

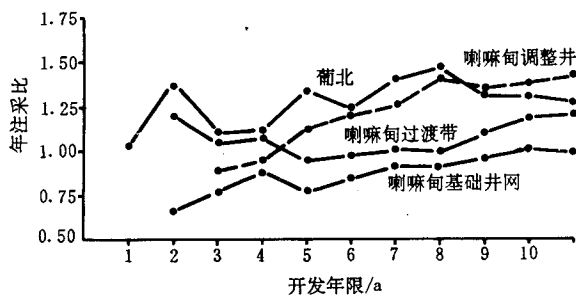


图1 不同类型油田或油层注采比变化势

3. 油层体积越大,恢复一定压力所需注采比越高。因此说小油田地层压力容易控制,而大油田则比较困难。

4. 油层含水越高,保持一定油层压力所需注采比相对降低,相反,含气则注采比将增高。

5. 产液量的增大或差油层的不断投入,完全会出现累积注采比大于1,油井地层压力呈下降趋势,远低于原始地层压力那种所谓“反常”现象。

需强调指出的是,随着产液量不断增大和注采比的逐渐提高,油井流压不断下降,注水井流压不断上升,最终达到各自的技术界限。在此种情况下油田将处于定压开采方式。数值模拟计算表明在该方式下初期注采比取决于油水井数比例、吸水产液指数比例及注水、生产压差,油、水井地层压力呈非稳定变化。而经过一段时期后通过油层本身的调节,瞬时注采比将趋近于1.0。地下亏空体积不再发生变化,但随着液量不断增大,累积注采比也逐渐向1.0靠近。如有新井投产,上述表现将大大减缓。

油田注采比确定方法及应用实例

根据油田开发状况,有的放矢地调节注采比,对地层压力水平进行能动地控制,是油田开发规划和管理的一项重要内容,对油田的科学开发具有重要意义。本文在前面油井地层压力和注采比关系基础上,建立矿场上确定注采比的实用方法。

1. 注采比确定方法

对(9)式稍加整理,可写成以下直线形式

$$\frac{P_o - P_i}{Q_L} = m_1 \frac{\Sigma Q_L(\text{cipr} - 1)}{Q_L} - m_2 \quad (11)$$

所以,由开发生产数据,考虑到输差和地面地下产液换算系数得出 $\frac{P_o - P_i}{Q_L}$ 与 $\frac{\Sigma Q_L(\text{cipr} - 1)}{Q_L}$ 关系图后,通过直线回归可确定出参数 m_1, m_2 ,从而得到具体油田的油井地层压力和累积注采比的关系式。根据油井地层压力恢复要求,即可计算出所需要的累积注采比,然后运用下式求出年注采比。

$$\text{ipr}(t) = [\Sigma Q_L(t) \times \text{cipr}(t) - \Sigma Q_L(t-1) \times \text{cipr}(t-1)] / Q_L(t) \quad (12)$$

由于地层含水减小了液流阻力,其作用相当于增大了地层产能系数。经验表明运用下式对含水影响进行校正效果较好。

$$\frac{(P_o - P_i)e^{-bf_w}}{Q_L} = m_1 \frac{\Sigma Q_L(\text{cipr} - 1)e^{-bf_w}}{Q_L} - m_2 \quad (13)$$

对于外界有一定流体交换的区块,还应应对(10)式做进一步修正:

$$P_o - P_i = m_1 \Sigma Q_L(\text{cipr} - 1) - m_2 \frac{Q_L}{f_w} + m_3 \quad (14)$$

上式很难化成一元线性关系进行回归,作者曾运用求解无约束非线性最优化方法——修正 Powell 方法和多元回归方法确定有关系数,效果较好。

对于地质开发条件复杂的区块,还应选择流压、油水井数比等多个指标对(10)式进行经验修正,采用逐步回归方法或最优化方法(主要对非线性情形)确定出拟合精度高、物理意义正确的关系式。细节问题本文不再阐述。

2. 应用实例

根据喇嘛甸纯油区南块生产历史数据,以 $\Sigma Q_L(\text{cipr} - 1)$ 、 $\frac{q_i}{f_w}$ 等因素为自变量,油井地层压力为因变量,采用逐步回归技术,确定出该区块现井网条件下油井地层压力与累积注采比的数学关系式为

$$P_o = 16.6 + 2.726 \times 10^{-3} \Sigma Q_L(\text{cipr} - 1) - 3.23 \frac{q_i}{f_w} \quad (15)$$

上式具有明确的物理意义。 $\Sigma Q_L(\text{cipr} - 1)$ 项实质上代表亏空情况,其系数与该区域的弹性大小有关。 $\frac{q_i}{f_w}$ 项表明了油、水井间压力差别的影响。含水的存在降低地层内液流阻力,起到减小油、水井地层压力的作用,所以分母项,压力历史拟合结果精度较高(见图2)。

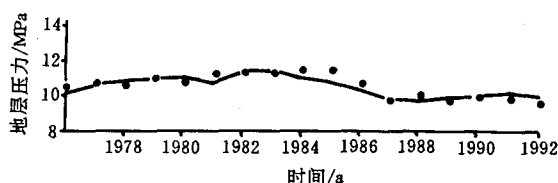


图2 喇嘛甸油田南块地层压力历史拟合图

以“八五”开发规划为依据,根据(15)式计算表明,即使该区块注采比达到1.1,“八五”后期油井地层压力每年还要下降0.07~0.1MPa。而当注采比上升到1.15时,油井地层压力才能得到较好的保持,大约每年上升0.1~0.16MPa,与规划指标相近。因此该区注采比应该保持在1.15以上。该结果为1994年度开发规划提供了依据

石油物探局制图印刷厂
照排印刷