

水驱油田合理注采压力系统

田选华^{1,2}, 陆正元¹, 胡 罡², 刘维霞³

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610059; 2. 广东石油化工学院 石油工程学院, 广东 茂名 525000; 3. 中国石化 胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要:合理注采压力系统优化研究是开发水驱油田关键环节之一。以往采用的算法均存在缺陷:①“吸水、产液指数法”未考虑注采不平衡问题、油水密度差异及体积系数;②“吸水、产液指数及注采比法”未考虑油水密度差异及体积系数;③“吸水、产液指数比及注采压差法”不具有理论和实际意义;④“考虑单井及地层压力变化法”未考虑注水井启动压力、采油井启动压力对油田开发效果的影响。为解决上述问题,基于水驱油田注采压力剖面,提出了优化研究水驱油田注采压力系统的新方法。与以往的算法相比,新方法综合考虑了注采不平衡、油水密度差异、体积系数、注水井启动压力、采油井启动压力梯度等方面的影响因素。结果显示,新方法可适用于水驱油田任何油藏类型、任何油层压力分布状况条件下的合理注采压力系统参数计算。运用新方法对胜坨油田胜一区沙河街组二段1—3砂组油藏进行了合理注采压力系统参数计算,得出了该油藏合理油、水井数比为1.42,合理地层压力保持水平为17.29 MPa,此时合理采液量为14 572.41 m³/d,比调整前增加12 452.41 m³/d,合理注水量为15 906.88 m³/d,比调整前增注13 566.88 m³/d,提液增注效果显著。研究结果表明,新方法具有较强的适用性和应用前景。

关键词:油层压力分布;注水井启动压力;采油井启动压力梯度;合理注采压力系统;水驱油田

中图分类号:TE341

文献标识码:A

Rational injection-production pressure system in water-drive oilfields

Tian Xuanhua^{1,2}, Lu Zhengyuan¹, Hu Gang², Liu Weixia³

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. School of Petroleum Engineering, Guangdong University of Petrochemical Technology, Maoming, Guangdong 525000, China; 3. Geological Scientific Research Institute, Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China)

Abstract: Optimization of rational injection-production pressure system is a key part of developing water flooding oilfield. However, the methods widely used previously have certain disadvantages. The water-absorption and fluid productivity index method does not take into consideration factors such as the imbalance between injection and production fluids, density difference between oil and water, and their volume factors. The method of ‘water absorption and fluid productivity index and injection-production ratio’ ignores density difference between oil and water and volume factor. The method of ‘index ratio of water-absorption to fluid-productivity and pressure difference between injection and production well’ has no theoretical and practical significances. The method of ‘considering single well and reservoir pressure variations pays no attention to the influences of start-up pressure of water injection well and start-up pressure of production well on oilfield development effects. To solve the above-mentioned problems, a new approach to optimize the injection-production pressure system in water flooding oilfield was proposed based on the pressure profile of injection-production. Compared with the previous ones, the new method is comprehensive, taking into account such factors as injection-production imbalance, density difference between oil and water, volume factor, start-up pressure gradient of injection wells and start-up pressure gradient of production wells. Experiments show that it can be applied to parameter calculation of all reservoir types and all reservoir pressure distributions in a water flooding oilfield. For example, it has been used to calculate the rational pressure system of injection-production of the No. 1 – 3 sandstone reservoirs in the 2nd Member of Shahejie Formation of Shengyi block, Shengtuo oilfield. And the result shows that the rational ratio of oil to water wells is 1.42, the rational formation pressure-keeping level is 17.29 MPa while the rational fluid-production volume and water-injection are 14 572.41 m³/d

收稿日期:2014-03-10;修订日期:2014-10-20。

第一作者简介:田选华(1981—)女,博士,油气藏开发地质。E-mail: xuanhua_cdut@163.com。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05011-003)。

and 15 906.88 m³/d respectively, with 12 452.41 m³/d and 13566.88 m³/d more than before, and with a remarkable increase of fluid production and water injection.

Key words: reservoir pressure distribution, start-up pressure of injection wells, start-up pressure gradient of production wells, rational pressure system of injection-production, water flooding oilfield

从水驱油田注采压力剖面看,注水井井底流压、注水井启动压力、注水井附近的平均地层压力、采油井附近的平均地层压力、采油井启动压力、采油井井底流压逐次降落,形成注采压力系统^[1](图1)。

在油田某一开发阶段,注采系统压力、产量、注入量之间存在着有条件的平衡关系^[1]。这样,合理注采压力系统可定义为水驱油藏能够最大程度地发挥出油层生产能力时的注采压力系统。那些通常用来描述或者表征合理注采压力系统的参数(例如合理油水井数比、合理地层压力保持水平、合理产液量等)称为合理注采压力系统参数,其中合理油水井数比计算是确定水驱油田其它合理注采压力系统参数的前提条件^[2-10]。现有的合理油水井数比算法前提要么是假定油田处于注采平衡条件下开发^[3-4,8],要么假定采油井的生产压差和注水井注水压差相等^[5],实际上它们常常是不平衡或不相等的,且存在以下缺陷:①“吸水、产液指数法”不能解决注采不平衡问题,且未考虑油水密度差异及体积系数^[3-4,8-10];②“吸水、产液指数及注采比法”未考虑油水密度差异及体积系数^[4,9-10];③“吸水、产液指数比及注采压差法”未从极值原理出发研究问题,仅能计算当前井网条件下的油水井数比,与“最大产液量”不存在对应关系,即不具有理论和实际意义^[6-10];④“考虑单井及地层压力变化法”虽然注意到了注水井、采油井附近的平均地层压力相同与不同问题,但遗憾的是未进一步考虑注水井启动压力、采油井启动压力对油田开发效果的影响^[9-10]。

鉴于以上原因,本文基于水驱油田油层压力分布规律^[11-16],运用极值原理^[9,17]推导出了考虑注水井启动压力、采油井启动压力梯度^[18-20]的水驱油田合理油

水井数比、合理地层压力保持水平,合理生产压差、油田合理产液量、采油井合理产液量、合理注水压差、油田合理注水量、注水井合理注水量等合理注采压力系统参数计算公式。该套算法为水驱油田的开发规划、综合调整及日常生产管理提供了重要的理论依据^[21]。

1 合理采液量计算公式推导

对于一个优化了合理井网密度^[5,10-11]的水驱油田来说,在注采工艺技术水平许可的情况下,注水井井底流压有一最大值,生产井井底流压有一最小值,在某一时间段内可以认为油田的总井数、采液指数、吸水指数、含水率、地层水体积系数、地层原油体积系数、注水井井底流压、注水井启动压力、采油井启动压力、采油井井底流压、注采比等注采压力系统参数一定,此时使得注水井能注水、注够水和单元产液量最大的注采井数比称为合理油水井数比,地层压力保持水平称为合理地层压力保持水平,采油井生产压差称为合理生产压差,最大产液量称为合理产液量,采油井平均单井最大产液量称为采油井合理产液量,注水井注水压差称为合理注水压差,单元注水量称为合理注水量,注水井平均单井注水量称为注水井合理注水量^[8-9]。

1.1 合理油、水井数比计算公式推导

1.1.1 当油水井附近的平均地层压力相同时

当油田平均含水率为 f_w 时,单井平均日产液量的地下体积可表示为:

$$q_L = J_L(p_R - p_\gamma - p_{wf})[(1 - f_w)B_o + f_w B_w] \quad (1)$$

式中: q_L 为平均单井日产液量(地层),m³/d; J_L 为采液指数,m³/(d·MPa); p_R 为平均地层压力,MPa; p_γ 为采油井启动压力(可由采油井启动压力梯度 γ 计算得到),MPa; p_{wf} 为采油井井底流压,MPa; f_w 为地面体积含水率,小数; B_o 、 B_w 分别为原油、水的体积系数,无因次。

如果油田采油井数为 n_o ,那么整个油田日产液量的地下体积为:

$$Q_L = n_o q_L = n_o J_L(p_R - p_\gamma - p_{wf})[(1 - f_w)B_o + f_w B_w] \quad (2)$$

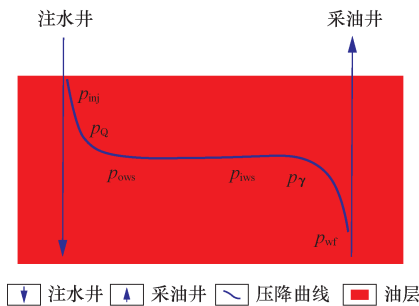


图1 水驱油田注采压力剖面示意图

Fig. 1 Schematic diagram showing injection-production pressure profile in a water flooding oilfield

p_{inj} 注水井井底流压; p_Q 注水井启动压力; p_{iws} 水井附近平均地层压力;
 p_{ows} 油井附近平均地层压力; p_γ 采油井启动压力; p_{wf} 采油井井底流压

式中: Q_L 为油田日产液量(地层), m^3/d ; n_o 为生产井井数, 口。

如果注水井数为 n_w , 则整个油田日注水量的地下体积为:

$$Q_{\text{inj}} = n_w I_w (p_{\text{inj}} - p_Q - p_R) B_w \quad (3)$$

式中: Q_{inj} 为油田日注液量(地层), m^3/d ; n_w 为注水井井数, 口; I_w 为吸水指数, $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$; p_{inj} 为注水井井底流压, MPa ; p_Q 为注水井启动压力, MPa 。

由注采比(R_{IP})的定义:

$$R_{\text{IP}} = \frac{Q_{\text{inj}}}{Q_L} \quad (4)$$

将(2)式和(3)式代入(4)式, 整理得:

$$n_w I_w (p_{\text{inj}} - p_Q - p_R) B_w = R_{\text{IP}} n_o J_L (p_R - p_\gamma - p_{\text{wf}}) [(1 - f_w) B_o + f_w B_w] \quad (5)$$

油水井数比 R 定义为:

$$R = \frac{n_o}{n_w} \quad (6)$$

将(5)式两边同时除以 n_w 并进行求解, 可以得到平均地层压力的表达式:

$$p_R = \frac{I_w (p_{\text{inj}} - p_Q) + R_{\text{IP}} R J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] (p_{\text{wf}} + p_\gamma)}{R_{\text{IP}} R J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] + I_w} \quad (7)$$

将(7)式代入(2)式, 整理得到油田的日产液量为:

$$Q_L = n_o J_L \frac{I_w [(1 - f_w) B_o + f_w B_w] (p_{\text{inj}} - p_Q - p_\gamma - p_{\text{wf}})}{R_{\text{IP}} R J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] + I_w} \quad (8)$$

设油田的总井数为 n_t , 即 $n_t = n_o + n_w$, 结合(6)式, 可以得到:

$$n_o = \frac{R n_t}{1 + R} \quad (9)$$

将(9)式代入(8)式得:

$$Q_L = \frac{R}{1 + R} \frac{n_t J_L I_w [(1 - f_w) B_o + f_w B_w] (p_{\text{inj}} - p_Q - p_\gamma - p_{\text{wf}})}{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] R + I_w} \quad (10)$$

令

$$a = n_t J_L I_w [(1 - f_w) B_o + f_w B_w] (p_{\text{inj}} - p_Q - p_\gamma - p_{\text{wf}}) \quad (11)$$

$$b = R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] \quad (12)$$

$$c = I_w \quad (13)$$

则(10)式可简写为

$$Q_L = \frac{aR}{(1 + R)(bR + c)} \quad (14)$$

前面已提及, 在某一具体时刻, $n_t, J_L, I_w, f_w, B_o, B_w, p_{\text{inj}}, p_Q, p_\gamma, p_{\text{wf}}, R_{\text{IP}}$ 等参数都可看成常数, 因此对(14)式求 R 的导数, 有:

$$\frac{dQ_L}{dR} = \frac{a(c - bR^2)}{[(1 + R)(bR + c)]^2} \quad (15)$$

令 $\frac{dQ_L}{dR} = 0$, 可以得到油水井附近的平均地层压力相同时油田油水井数比的表达式为

$$R = \sqrt{\frac{I_w}{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]}} \quad (16)$$

根据极值原理^[16]可知, 由(16)式计算得到的油水井数比就是使油田产液量最大时的合理油水井数比。

1.1.2 当油水井附近的平均地层压力不同时

假设采油井附近的平均地层压力为 p_{ows} , 注水井和采油井附近的地层压力差为 Δp , 则注水井附近的平均地层压力 p_{iws} 可表示为

$$p_{\text{iws}} = p_{\text{ows}} + \Delta p \quad (17)$$

式中: p_{ows} 为采油井附近的平均地层压力, MPa ; p_{iws} 为注水井附近的平均地层压力, MPa ; Δp 为注水井和采油井附近的平均地层压力差值, MPa 。

那么, 油田日产液量、日注水量分别为:

$$Q_L = n_o J_L (p_{\text{ows}} - p_\gamma - p_{\text{wf}}) [(1 - f_w) B_o + f_w B_w] \quad (18)$$

$$Q_{\text{inj}} = n_w I_w B_w (p_{\text{inj}} - p_Q - p_{\text{ows}} - \Delta p) \quad (19)$$

将(18)式、(19)式、(6)式代入(4)式, 整理后可得到采油井附近的平均地层压力为:

$$p_{\text{ows}} = \frac{I_w (p_{\text{inj}} - p_Q - \Delta p) + R_{\text{IP}} R J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] (p_{\text{wf}} + p_\gamma)}{R_{\text{IP}} R J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] + I_w} \quad (20)$$

将(20)式、(9)式代入(18)式, 可以得到油田日产液量的表达式

$$Q_L = \frac{R}{1 + R} \frac{n_t J_L I_w [(1 - f_w) B_o + f_w B_w] (p_{\text{inj}} - p_Q - p_\gamma - \Delta p - p_{\text{wf}})}{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] R + I_w} \quad (21)$$

令

$$d = n_i J_L I_w [(1 - f_w) B_o + f_w B_w] (p_{inj} - p_Q - p_\gamma - \Delta p - p_{wf}) \quad (22)$$

则有

$$Q_L = \frac{dR}{(1 + R)(bR + c)} \quad (23)$$

对(23)式求 R 的导数:

$$\frac{dQ_L}{dR} = \frac{d(c - bR^2)}{[(1 + R)(bR + c)]^2} \quad (24)$$

令 $\frac{dQ_L}{dR} = 0$, 可以得到油水井附近的平均地层压力不等时水驱油田合理油水井数比的表达式为:

$$R = \sqrt{\frac{I_w}{R_{IP} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]}} \quad (25)$$

由(16)式、(25)式可以看出:①无论注水井启动压力、采油井启动压力、油水井附近的平均地层压力差别等存在与否,水驱油田合理油水井数比计算公式都是相同的,而且与“考虑单井及地层压力变化法”中的计算公式相同,推导过程相似^[9];②注水井启动压力、采油井启动压力、油水井附近的地层压力差别的存在与否对合理生产压差、合理注水压差等参数的计算有影响,进而会影响到吸水指数和采液指数的计算,最终会影响到合理地层压力保持水平,合理生产压差、合理产液量、合理注水压差、合理注水量等合理注采压力系统参数的计算上^[9];③合理油水井数比与采油井产液指数、注水井吸水指数、注采比、含水率、原油体积系数、地层水体积系数等参数有关,其中采油井产液指数、注水井吸水指数、注采比、含水率、原油体积系数等在油田开发过程中常常是变化的,因而在油田开发的不同阶段,合理油水井数比也是变化的,这说明了在水驱油藏开发过程中注采井网需要不断调整完善的必要性^[8]。

1.2 水驱油田其他合理注采压力系统参数计算公式推导

1.2.1 当油水井附近的平均地层压力相同时

将(16)式代入(7)式得地层压力合理保持水平计算公式

$$p = \frac{(p_{inj} - p_Q) \sqrt{I_w} + (p_{wf} + p_\gamma) \sqrt{R_{IP} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]}}{\sqrt{R_{IP} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] + \sqrt{I_w}}} \quad (26)$$

式中: p 为地层压力合理保持水平, MPa。则采油井合理生产压差计算公式为

$$\Delta p_o = \frac{(p_{inj} - p_Q - p_\gamma - p_{wf}) \sqrt{I_w}}{\sqrt{R_{IP} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] + \sqrt{I_w}}} \quad (27)$$

式中: Δp_o 为采油井合理生产压差, MPa。

将(16)式代入(10)式得油田合理采液量计算公式

$$Q_{Lmax} = \frac{n_i J_L I_w [(1 - f_w) B_o + f_w B_w] (p_{inj} - p_Q - p_\gamma - p_{wf})}{\left(\sqrt{R_{IP} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] + \sqrt{I_w}} \right)^2} \quad (28)$$

式中: Q_{Lmax} 为油田合理日产液量(地层), m^3/d 。

那么,采油井单井合理日产液量为

$$q_{Lmax} = \frac{J_L [(1 - f_w) B_o + f_w B_w] (p_{inj} - p_Q - p_\gamma - p_{wf}) \sqrt{I_w}}{\sqrt{R_{IP} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] + \sqrt{I_w}}} \quad (29)$$

式中: q_{Lmax} 为采油井合理日产液量(地层), m^3/d 。

由(3)式得注水井合理注水压差计算公式

$$\Delta p_w = \frac{(p_{inj} - p_Q - p_\gamma - p_{wf}) \sqrt{R_{IP} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]}}{\sqrt{R_{IP} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] + \sqrt{I_w}}} \quad (30)$$

式中: Δp_w 为注水井合理注水压差, MPa。

由(4)式、(28)式得油田合理日注水量计算公式

$$Q_{injmax} = \frac{n_i R_{IP} J_L I_w [(1 - f_w) B_o + f_w B_w] (p_{inj} - p_Q - p_\gamma - p_{wf})}{\left(\sqrt{R_{IP} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] + \sqrt{I_w}} \right)^2} \quad (31)$$

式中: Q_{injmax} 为油田合理日注水量(地层), m^3/d 。则注水井单井合理日注水量计算公式为

$$q_{injmax} = \frac{I_w B_w (p_{inj} - p_Q - p_\gamma - p_{wf}) \sqrt{R_{IP} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]}}{\sqrt{R_{IP} J_L \left[\frac{(1 - f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] + \sqrt{I_w}}} \quad (32)$$

式中: q_{injmax} 为注水井合理日注水量(地层), m^3/d 。

1.2.2 当油水井附近的平均地层压力不同时

将(25)式代入(20)式、(10)式得地层压力合理保持水平计算公式

$$p = \frac{(p_{\text{inj}} - p_Q - \Delta p) \sqrt{I_w} + (p_{\text{wf}} + p_\gamma) \sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]}}{\sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]} + \sqrt{I_w}} \quad (33)$$

则采油井合理生产压差计算公式为

$$\Delta p_o = \frac{(p_{\text{inj}} - p_Q - \Delta p - p_\gamma - p_{\text{wf}}) \sqrt{I_w}}{\sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]} + \sqrt{I_w}} \quad (34)$$

将(25)式代入(21)式得油田合理日采液量计算公式

$$Q_{\text{Lmax}} = \frac{n_i J_L I_w [(1-f_w) B_o + f_w B_w] (p_{\text{inj}} - p_Q - \Delta p - p_\gamma - p_{\text{wf}})}{\left(\sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]} + \sqrt{I_w} \right)^2} \quad (35)$$

则采油井单井合理日采液量为

$$q_{\text{Lmax}} = \frac{J_L [(1-f_w) B_o + f_w B_w] (p_{\text{inj}} - p_Q - \Delta p - p_\gamma - p_{\text{wf}}) \sqrt{I_w}}{\sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]} + \sqrt{I_w}} \quad (36)$$

由(3)式得注水井合理注水压差计算公式

$$\Delta p_w = \frac{(p_{\text{inj}} - p_Q - \Delta p - p_\gamma - p_{\text{wf}}) \sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]}}{\sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]} + \sqrt{I_w}} \quad (37)$$

由(4)式、(28)式得油田合理日注水量计算公式

$$Q_{\text{injmax}} = \frac{n_i R_{\text{IP}} J_L I_w [(1-f_w) B_o + f_w B_w] (p_{\text{inj}} - p_Q - \Delta p - p_\gamma - p_{\text{wf}})}{\left(\sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]} + \sqrt{I_w} \right)^2} \quad (38)$$

则注水井单井合理日注水量计算公式为

$$q_{\text{injmax}} = \frac{I_w B_w (p_{\text{inj}} - p_Q - \Delta p - p_\gamma - p_{\text{wf}}) \sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]}}{\sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]} + \sqrt{I_w}} \quad (39)$$

严格地讲, (16)式、(25)式—(39)式等合理注采

压力系统参数理论计算公式中出现的含水率为油田采出液的地面体积含水率。这就是说, 上述公式为地面体积含水率条件下的合理注采压力系统参数计算公式。为了求取地面质量含水率条件下的合理注采压力系统参数, 应将公式中的地面体积含水率换算成地面质量含水率, 其换算公式为:

$$f_w = \frac{f_{\text{wm}} \rho_o}{(1-f_{\text{wm}}) \rho_w + f_{\text{wm}} \rho_o} \quad (40)$$

式中: f_{wm} 为质量含水率, 小数; ρ_o, ρ_w 分别为地面原油、水的密度, g/cm^3 。

由(40)式可以看出, 如果使用地面质量含水率计算水驱油田合理注采压力系统参数的话, 地面原油、水的密度将会是影响其计算结果, 即油水密度也是其影响因素。

2 应用实例

胜坨油田胜一区沙(沙河街组)二段1—3砂组油藏储层平均渗透率为 $2100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均孔隙度为30.0%, 地面原油密度为 $0.924 \text{ g}/\text{cm}^3$, 原油体积系数为1.158。2012年12月份, 采油井开井数53口, 日产液 2120 m^3 , 综合含水95.6%, 注水井开井数36口, 日注水量 2340 m^3 。根据当前注采工艺条件可知, 采油井产液指数为 $36 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$, 生产井最小井底流压为9.6 MPa, 采油井附近的地层静压为16.8 MPa, 水井吸水指数 $80 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$, 注水井最大井底流压53.4 MPa, 注水井附近地层的静压为18.1 MPa, 注水井启动压力为29.4 MPa。

考虑到胜一区沙二段1—3砂组为高渗透油藏, 生产井不存在启动压力梯度, 即可取 $p_\gamma = 0$ 。在油藏工程计算中, 通常可以认为水密度为 $1.0 \text{ g}/\text{cm}^3$, 水体积系数为1.0。据(4)式, 计算得到胜一区沙二段1—3砂组油藏2012年12月份注采比为1.09, 为超平衡注采开发状态。据(40)式计算到胜一区沙二段1—3砂组油藏2012年12月份地面体积含水率为95.3%。

据计算, 该油藏注水井附近的地层压力与采油井附近的地层压力之间存在着一个明显的压力差, 且 $\Delta p = 1.3 \text{ MPa}$ 。于是, 可选用(25)式、(33)式—(39)式, 计算胜一区沙二段1—3砂组油藏合理注采系统参数。计算结果见表1。

表1 合理注采压力系统参数计算结果

Table 1 Calculation results of parameters of rational injection-production pressure system

合理油水井数比	合理地层压力保持水平/MPa	合理生产压差/MPa	合理产液量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	采油井合理产液量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	合理注水压差/MPa	合理注水量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	注水井合理注水量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)
1.42	17.29	7.69	14 572.41	278.92	5.41	15 906.88	432.79

合理注采压力系统研究结果表明,当胜一区沙二段1—3砂组油藏合理油水井数比为1.42(合理采油井井数为52口,合理注水井井数为37口即需增加1个注水井井点),合理地层压力保持水平为17.29 MPa时,合理采液量为14 572.41 m³/d,比调整前增加12 452.41 m³/d,合理注水量为15 906.88 m³/d,比调整前增注13 566.88 m³/d,油藏提液增注效果显著。

3 结论

1) 基于水驱油田油层压力分布规律,运用极值原理首次推导出了考虑注水井启动压力、采油井启动压力梯度的油田合理油水井数比、合理地层压力保持水平、合理生产压差、合理产液量、合理注水压差、合理注水量比等合理注采压力系统参数计算公式,提出了优化研究水驱油田注采压力系统的新方法,为油田的开发规划、综合调整及日常生产管理提供了重要的理论依据。

2) 水驱油田注水井启动压力、采油井启动压力梯度及其引起的油层压力分布状态对于合理注采压力系统参数的计算结果影响较大,因此矿场应用时应尽可能获取注水井启动压力、采油井启动压力梯度、注水井和采油井附近的地层静压等数据,以免影响到计算结果的准确性。需要注意的是,地面体积含水率与地面质量含水率之间的换算关系对计算结果有一定的影响,其根源在于油水密度差异。

3) 由于水驱油田合理注采压力系统参数计算公式在推导过程中不设定任何前提条件,因此该套算法可以适用于水驱油田任何油藏类型、任何油层压力分布状况条件下的合理注采压力系统参数计算,且更合理、实用、可靠。换言之,与以往的算法相比,新方法在应用范围、计算精度等方面有较大改进。

参 考 文 献

- [1] 才汝成,李阳,孙焕泉. 油气藏工程方法与应用[M]. 东营:石油大学出版社,2002:302-317.
Cai Rucheng, Li Yang, Sun Huanquan. Reservoir engineering method and application[M]. Dongying: University of petroleum press, 2002: 302-317.
- [2] Tong Xianzhang. A comparative study of the characteristics and susceptibility of pattern-type water-injection well networks from the viewpoint of balanced waterfloods[J]. SPE 10567, 1982.
- [3] 方凌云,万新德. 高含水中后期砂岩油田的强化注水[J]. 石油勘探与开发,1993,20(2):47-54.
Fang Lingyun, Wan Xinde. Enhanced water injection in the development of a sandstone reservoir in its later high water-cut stage[J]. Petroleum Exploration and Development, 1993, 20(2): 47-51.
- [4] 齐与峰,李炎波. 采注井数比对水驱采收率影响研究[J]. 石油勘探与开发,1995,22(1):52-54.
- Qi Yufeng, Li Yanbo. Effects of production-injector ratio on oil recovery improvement[J]. Petroleum Exploration and Development, 1995, 22(1): 52-54.
- [5] 贾自力,高文君,赵晓萍. 水驱油田合理井网密度和注采井数比的确定[J]. 新疆石油地质,2005,26(5):562-564.
Jia Zili, Gao Wenjun, Zhao Xiaoping. Determination of reasonable well spacing density and injection-to-production-well ratio in waterflooding field[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2005, 26(5): 562-564.
- [6] 王吉彬,周锡生,韩德金,等. 大庆外围油田合理油水井数比确定[J]. 低渗透油田,2005,10(2):48-50.
Wang Jibin, Zhou Xisheng, Han Dejin, et al. Determination of reasonable injection-production well number ratio in Daqing peripheral oil-fields[J]. Low Permeability Oil & Gas Field, 2005, 10(2): 48-50.
- [7] 张威,梅冬,李敏,等. 裂缝性低渗透油藏注采系统调整技术研究[J]. 大庆石油地质与开发,2006,25(6):43-46.
Zhang Wei, Mei Dong, Li Min, et al. Research on injection-production system adjustment technique in fractured and low permeable reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006, 25(6): 43-46.
- [8] 李留仁,袁士义,胡永乐. 合理注采井数比与合理压力保持水平的确定[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2011,26(3):59-61.
Li Liuren, Yuan Shiyi, Hu Yongle. Determination of reasonable ratio of injectors to producers and reasonable pressure maintenance level[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2011, 26(3): 59-61.
- [9] 邹存友,常毓文,王国辉,等. 水驱开发油田合理油水井数比的计算[J]. 石油勘探与开发,2011,38(2):211-214.
Zou Cunyou, Chang Yuwen, Wang Guohui, et al. Calculation on a reasonable production-injection well ratio in waterflooding oilfields[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(2): 211-214.
- [10] 许家峰,倪学锋,甯波,等. 海上油田合理油水井数比计算新方法[J]. 石油天然气学报,2012,34(11):109-113.
Xu Jiafeng, Ni Xuefeng, Ning Bo, et al. A new method for calculating the proportion of production and injection wells in offshore oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(11): 109-113.
- [11] 方凌云,万新德. 砂岩油藏注水开发动态分析[M]. 北京:石油工业出版社,1998:112-118.
Fang Lingyun, Wan Xinde. Dynamical analysis for sandstone reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 112-118.
- [12] 钟德康,李伯虎. 朝阳沟油田注采系统调整效果[J]. 石油勘探与开发,1998,25(5):53-56.
Zhong Dekang, Li Bohu. Adjustment effects of injection production system in Chaoyanggou oil field[J]. Petroleum Exploration and Development, 1998, 25(5): 53-56.
- [13] 王乃举. 中国油藏开发模式总论[M]. 北京:石油工业出版社,1996:84-94.
Wang Naiju. General reservoir development models in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 84-94.
- [14] 李松泉,程林松,李秀生,等. 特低渗透油藏非线性渗流模型[J]. 石油勘探与开发,2008,35(5):606-612.
Li Songquan, Cheng Linsong, Li Xiusheng, et al. Non-linear seepage flow models of ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5): 606-612.

- 1999,4(1):45-48.
- [14] 张礼貌,杨凤波. 海外勘探项目最小经济储量规模盈亏平衡模型研究[J]. 中外能源,2011,(10):55-60.
- Zhang Limao, Yang Fengbo. The break-even model study of the minimum economic reserves size for overseas oil & gas exploration projects [J]. Sino-Global Energy, 2011, (10): 55-60.
- [15] 郭元岭,王学军,高磊. 最小经济规模石油地质储量确定方法[J]. 大庆石油地质与开发,2002,(1):57-59.
- Guo Yuanling, Wang Xuejun, Gao Lei. Method for petroleum geologic reserve of minimum economic size [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2002, (1): 57-59.
- [16] 李玉喜. 圈闭的经济评价与平均单井日产量和油田最小规模的关系[J]. 国际石油经济,2003,(5):34-35.
- Li Yuxi. The relationship of trap economic evaluation and the average single well production and oil field between the minimum size [J]. International Petroleum Economics, 2003, (5): 34-35.
- [17] 张树林,黄耀琴. 用盈亏平衡法建立最小经济储量规模模型[J]. 地质科技情报,2003,(2):72-78.
- Zhang Shulin, Huang Yaoqin. Least economic of reserves model based on break even method [J]. Geological Science and Technology Information, 2003, (2): 72-78.
- [18] 王雅春,卢双舫,庞雄奇. 油气资源经济评价指标体系[J]. 油气田地面工程,2005,24(5):32-35.
- Wang Yachun, Lu Shuangfang, Pang Xiongqi. Oil and gas resources economic evaluation index system [J]. Oil-gasfield Surface Engineering, 2005, 24(5): 32-35.
- [19] 许进进,任玉林,凡哲元,等. 油价和成本对证实储量的影响[J]. 石油与天然气地质,2012,33(4):646-649.
- Xu Jinjin, Ren Yulin, Fan Zheyuan, et al. Impacts of oil prices and operation costs on proved reserves reporting [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 646-649.
- [20] 李洁梅,谭学群,许华明,等. 概率法储量计算在 CLFS 项目中的应用[J]. 石油与天然气地质,2012,33(6):944-950.
- Li Jiemei, Tan Xuequn, Xu Huaming, et al. Application of probabilistic method in reserve calculation for the CLFS oilfield project [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 944-950.
- [21] 刘波涛,尹虎,王新海,等. 修正岩石压缩系数的页岩气藏物质平衡方程及储量计算[J]. 石油与天然气地质,2013,34(4):471-474.
- Liu Botao, Yin Hu, Wang Xinhai, et al. Material balance equation with revised rock compressibility for shale gas reserve calculation [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 471-474.

(编辑 李 军)

(上接第147页)

- [15] 熊伟,雷群,刘先贵,等. 低渗透油藏拟启动压力梯度[J]. 石油勘探与开发,2009,36(2):232-236.
- Xiong Wei, Lei Qun, Liu Xiangui, et al. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(2): 232-236.
- [16] 杨正明,于荣泽,苏致新,等. 特低渗透油藏非线性渗流数值模拟[J]. 石油勘探与开发,2010,37(1):94-98.
- Yang Zhengming, Yu Rongze, Su Zhixin, et al. Numerical simulation of the nonlinear flow in ultra-low permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(1): 94-98.
- [17] 同济大学数学教研室. 高等数学[M]. 北京:高等教育出版社,1993:190-200.
- Mathematical Teaching and Research Section of Tongji University. Advanced mathematics [M]. Beijing: Higher Education Press, 1993: 190-200.
- [18] 宫清顺,寿建峰,姜忠朋,等. 准噶尔盆地乌尔禾油田三叠系百口泉组储层敏感性评价[J]. 石油与天然气地质,2012,33(2):307-313.
- Gong Qingshun, Shou Jianfeng, Jiang Zhongpeng, et al. Reservoir sensitivity evaluation of the Triassic Baikouquan Formation in Wuerhe oilfield, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 307-313.
- [19] 廖纪佳,唐洪明,朱筱敏,等. 特低渗透砂岩储层水敏实验及损害机理研究——以鄂尔多斯盆地西峰油田延长组第8油层为例[J]. 石油与天然气地质,2012,33(2):321-328.
- Liao Jijia, Tang Hongming, Zhu Xiaomin, et al. Water sensitivity experiment and damage mechanism of sandstone reservoirs with ultra-low permeability: a case study of the eighth oil layer in the Yanchang Formation of Xifeng oilfield, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 321-328.
- [20] 刘峰,王裕亮,陈小凡,等. 考虑应力敏感性的低渗透油藏油井产能分析[J]. 石油与天然气地质,2013,34(1):124-128.
- Liu Feng, Wang Yuliang, Chen Xiaofan, et al. Analysis on oil well productivity of low-permeability reservoirs with stress-sensitivity being taken into considerations [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(1): 124-128.
- [21] 钱德富,殷代印. 确定区块合理注采井数比、合理注采比的数学模型及应用[J]. 大庆石油地质与开发,1994,13(4):37-41.
- Qian Defu, Yin Daiyin. Mathematical model of determining reasonable injection-production well ratio and injection-production ratio [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1994, 13(4): 37-41.

(编辑 张亚雄)