

底水油藏水平井临界产量确定新方法

袁 淋¹ 李晓平¹ 延懿宸²

1.西南石油大学“油气藏地质及开发工程国家重点实验室”，四川 成都 610500；

2.中国石油长庆油田分公司第十采油厂，甘肃 庆阳 745600

摘 要:底水油藏水平井临界产量作为确定油井合理生产制度、延长无水采油期、提高水平井开发效果的重要参考依据,是控制油井过早见水的一个重要指标,准确计算其大小在底水油藏开发中至关重要。以底水油藏底水脊进机理为基础,借助底水油藏直井底水锥进渗流理论,考虑水平井筒周围椭球形等压面,利用椭圆流原理以及发展矩形族方法推导了底水油藏水平井临界产量计算新方法。通过实例计算与对比,新公式计算结果与修正 Chaperon 模型临界产量计算结果相对误差较小,说明新公式准确性较高,而 Giger-Karcher 模型、程林松-范子菲模型、窦宏恩模型由于假设条件与底水油藏实际渗流模式不符,最终导致临界产量计算结果偏差较大。敏感性分析表明临界产量随着油层厚度、井筒位置与油层厚度之比的增大而增大,而随着各向异性系数的增大而减小。

关键词:底水油藏;水平井;临界产量;底水脊进;椭圆流

DOI: 10.3969/j.issn.1006-5539.2015.01.015

0 前言

由于水平井具有渗流面积大、生产压差小、能够有效延缓底水脊进等特点,目前已广泛运用于底水油藏开发中^[1-2],但底水油藏水平井井底见水是必然的,而临界产量是衡量水平井是否将过早见水的标志,因此其研究成为底水油藏开发过程中一个关键问题。目前,国内外学者对底水油藏水平井临界产量做了大量的研究^[3-7],但是其中一些方法在底水脊进物理模型的处理上存在较大的缺陷^[4,6],使得临界产量计算结果存在较大的偏差,无法运用于实际生产。本文以底水油藏水平井脊进机理为基础,考虑水平井筒周围椭球形等压面,利用椭圆流研究方法^[8]推导了底水油藏水平井临界产量计算的新公式,同时利用实例数据验证了新公式的准确性以及不同油藏参数对底水油藏水平井临界产量的影响,为底水油藏水平井临界产量的确定提供了新思路。

1 水平井底水脊进机理

底水油藏开采的能量来自于底水驱动,油藏未开发

之前,油水界面一般为水平,随着油井的投产,含油区压力下降,底水将突破含油区,当利用直井生产时,底水通常呈“锥形”上升^[9],而利用水平井生产时,由于水平井渗流的特点,底水通常呈“脊形”上升,见图1。若水平井以某一稳定产量生产时,“水脊”将稳定在一定的高度,当产量增加时,井筒周围的“水脊”高度也不断增加,直到井底见水。在底水脊进过程中,使油水界面发生变形以及使“水脊”不能突破井底的水平井产量皆称为“临界产量”,但只要油井一开井生产,即使很小的产量也会使得油水界面变形,因而前者临界产量将会很小,参考价值

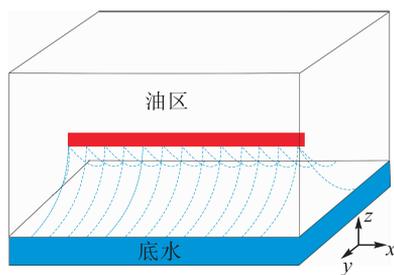


图1 底水脊进模型

收稿日期:2014-09-16

基金项目:国家杰出青年科学基金项目“油气渗流力学”资助(51125019)

作者简介:袁 淋(1990-),男,四川南充人,硕士研究生,主要从事油气藏工程以及渗流力学研究。

不大,本文中的“临界产量”为后者,若小于该产量,油井在稳定期内将不见水;若大于该产量,油井将过早见水,导致产油量下降。

2 底水油藏水平井临界产量公式推导

2.1 物理模型及假设条件

底水油藏水平井底水脊进模型见图1,假设水平井位于顶部封闭,水平方向泄油半径为 r_e 的底水油藏中,水平段长度为 L ,油层厚度为 h ,水平井避水高度为 Z_w ,水平井筒半径为 r_w ,原油与底水在地层中的渗流为稳态渗流,且“水脊”刚好达到水平井井底,但井筒未见水,忽略原油在地层中的压缩性以及井筒附近表皮对水平井产量的影响。

2.2 临界产量公式推导

水平井周围等压线为一簇簇椭球形,那么在 $x-y$ 平面内,等压线为一簇簇共焦椭圆,且焦点为水平井筒趾端与跟端,因此建立如图2所示椭圆坐标系。

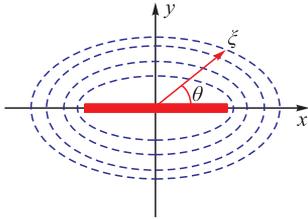


图2 椭圆坐标系

在 $x-y$ 平面内,流体在水平井筒周围的渗流可以看成是椭圆流,选取任一椭圆形等压线 ξ ,则椭圆坐标与直角坐标的关系为:

$$\begin{cases} x=a \cos \theta \\ y=b \sin \theta \end{cases} \quad (1)$$

其中

$$\begin{cases} a=(L/2)ch \xi \\ b=(L/2)sh(\xi+C) \end{cases} \quad (2)$$

式中: a 为任一椭圆形等压线的长半轴,m; b 为任一椭圆形等压线的短半轴,m; L 为水平段长度,m; C 为与水平井筒有关的常数,对于固定的水平井筒, C 为固定值。

目前椭圆流的描述通常借助发展矩形族^[10],则:

$$\bar{x}=(L/2)ch \xi \quad (3)$$

$$\bar{y}=\frac{2}{\pi} \int_0^{\pi/2} y \cdot d\theta = \frac{2b}{\pi} = \frac{Lsh(\xi+C)}{\pi} \quad (4)$$

对式(4)求导:

$$\frac{d\bar{y}}{d\xi} = \frac{Lch\xi}{\pi} = \frac{2a}{\pi} \quad (5)$$

在椭圆形渗流场中,渗流速度为:

$$v=8.64 \times 10^{-2} \frac{K_h}{\mu_o} \frac{dp}{dy} \quad (6)$$

式中: v 为椭圆形渗流场中任一点渗流速度,m/d; K_h 为油藏水平渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ_o 为地下原油黏度,mPa·s。

将式(6)进一步转化为:

$$v=8.64 \times 10^{-2} \frac{K_h}{\mu_o} \frac{dp}{d\xi} \frac{d\xi}{dy} = 8.64 \times 10^{-2} \frac{K_h}{\mu_o} \frac{dp}{d\xi} \frac{1}{dy/d\xi} \quad (7)$$

将式(5)代入式(7)得

$$v=8.64 \times 10^{-2} \frac{K_h}{\mu_o} \frac{\pi}{2a} \frac{dp}{d\xi} \quad (8)$$

在 $y-z$ 平面内,底水脊进见图3。

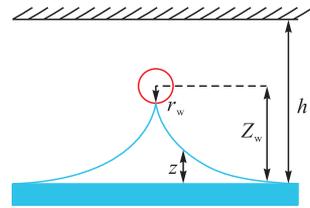


图3 $y-z$ 平面底水脊进示意图

$x-y$ 平面上任一椭圆形等压线对应 $y-z$ 平面内底水脊进高度为 z ,则该椭圆形等压线的周长为 S 可表示为:

$$S=2\pi a \left[1 - \left(\frac{1}{2} \right)^2 \varepsilon^2 - \left(\frac{1}{2} \cdot \frac{3}{4} \right)^2 \frac{\varepsilon^4}{3} - \left(\frac{1}{2} \cdot \frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \right)^2 \frac{\varepsilon^6}{5} - \dots \right] \quad (9)$$

当水平段较长时, S 可以简化为:

$$S \approx \frac{45\pi a}{32} \quad (10)$$

因此任一椭圆形等压线处水平井渗流面积可以简化为一等高椭圆柱的面积为:

$$A \approx \frac{45\pi a}{32} (h-z) \quad (11)$$

式中: h 为油层厚度,m; z 为任一位置处底水脊进高度,m。

根据流量公式得:

$$q_o B_o = Av = 8.64 \times 10^{-2} \frac{K_h}{\mu_o} \frac{45\pi^2}{64} (h-z) \frac{dp}{d\xi} \quad (12)$$

式中: q_o 为任一位置处的产量, m^3/d ; B_o 为原油体积系数, m^3/m^3 。

当底水脊进高度为 z 时,微元段驱动压差可表示为:

$$dp = -0.001 \times \Delta \rho_{wo} g \cdot dz \quad (13)$$

式中: $\Delta \rho_{wo}$ 为油水密度差, g/cm^3 ; g 为重力加速度,本文取 9.8 m/s^2 。

将式(13)代入式(12)中得:

$$-d\xi = 8.64 \times 10^{-5} \frac{\Delta \rho_{wo} g K_h}{q_o B_o \mu_o} \frac{45\pi^2}{64} (h-z) \cdot dz \quad (14)$$

当水平井以临界产量 q_c 生产时,井筒处水脊高度为 $Z_w - r_w$,式(14)两边同时在对应区间上积分得到:

$$-\int_{\xi_c}^{\xi_w} d\xi = 8.64 \times 10^{-5} \frac{\Delta\rho_{wo} g K_h}{q_c B_o \mu_o} \frac{45 \pi^2}{64} \int_0^{Z_w - r_w} (h - z) \cdot dz \quad (15)$$

因此底水油藏水平井临界产量为:

$$q_c = \frac{3 \times 10^{-4} K_h \Delta\rho_{wo} g (Z_w - r_w) (h - \frac{Z_w - r_w}{2})}{\mu_o B_o (\xi_c - \xi_w)} \quad (16)$$

式中: q_c 为水平井临界产量, m^3/d ; Z_w 为井筒在油层中的位置, m ; r_w 为井筒半径, m 。

由椭圆坐标系与直角坐标系的关系得^[11]:

$$\begin{aligned} \xi_c &= \sinh^{-1} \left(\frac{\pi r_c}{L} \right) \\ \xi_w &= \sinh^{-1} \left(\frac{\pi r_w}{L} \right) \end{aligned} \quad (17)$$

式中: r_c 为泄油半径, m 。

若考虑地层各向异性的影响,则临界产量 q_c 可以修正为:

$$q_c = \frac{3 \times 10^{-4} \sqrt{K_h K_v} \Delta\rho_{wo} g (Z_w - r_w) (h - \frac{Z_w - r_w}{2})}{\mu_o B_o (\xi_c - \xi_w)} \quad (18)$$

式中: K_v 为油藏垂直渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3 实例分析

某底水油藏一水平井基本参数:地下原油密度 ρ_o 为 0.65 g/cm^3 ,地层水密度 ρ_w 为 1.06 g/cm^3 ,地下原油黏度 μ_o 为 $0.29 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,原油体积系数 B_o 为 $1.615 \text{ m}^3/\text{m}^3$,水平渗透率 K_h 为 $164 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,垂直渗透率 K_v 为 $49.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,井筒距油层底部距离 Z_w 为 22.75 m ,井筒半径 r_w 为 0.11 m ,泄油半径 r_c 为 300 m ,油层厚度 h 为 44.4 m ,水平段长度 L 为 444.4 m 。

将实例数据代入式(18)计算得到底水油藏中该水平井临界产量,并与常用临界产量计算模型进行对比,见表 1。

表 1 不同临界产量模型计算结果对比

临界产量计算模型	临界产量计算结果 / ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	本文模型与常用模型相对误差 / (%)
本文模型	115.77	0
Giger-Karcher 模型	200.21	42.07
修正 Chaperon 模型	153.10	24.38
程林松 - 范子菲模型	614.64	81.16
窦宏恩模型	85.39	35.58

由表 1 可以看出,利用本文模型计算底水油藏水平井临界产量与修正 Chaperon 模型计算结果相近,相对偏

差较小,说明利用本文模型计算底水油藏水平井临界产量具有较高的实用性和准确性,而利用 Giger-Karcher 模型、程林松-范子菲模型计算临界产量结果偏差较大,这是因为 Giger-Karcher 模型中所选的锥进形状函数不能真正描述水平井水脊形状,程林松-范子菲模型在处理边界时将供油半径视为无限大,因此结果远远偏大,不能很好地用于实际临界产量计算^[12],窦宏恩模型中的临界产量定义为使油水界面发生变形时的产油量,因而计算结果偏小^[7]。

当其他参数一定时,作不同油层厚度 h 条件下临界产量 q_c 随井筒位置 Z_w 与油层厚度 h 之比变化的关系曲线,见图 4。由图 4 可以看出,一方面,当油层厚度 h 一定时,随着井筒位置 Z_w 与油层厚度 h 之比的不断增加,临界产量 q_c 也不断增加,但增加的幅度越来越平缓,这是因为当油层厚度 h 一定时,井筒位置 Z_w 与油层厚度 h 之比越大,井筒距离底水越远,水平井以较大的产量生产时才能导致油井见水,因而临界产量 q_c 越大;另一方面,当井筒位置 Z_w 与油层厚度 h 之比一定时,随着油层厚度 h 的增加,临界产量 q_c 也越大,原因在于当井筒位置 Z_w 与油层厚度 h 之比一定时,油层厚度 h 越大,井筒距底水距离越远,较大的产量才能导致井底见水,因而临界产量越大。因此,在利用水平井开发底水油藏过程中,若只考虑临界产量的影响,最优井筒位置应在井筒中上部,但考虑到井筒偏心距对水平井产量的影响,因此最佳位置应为井筒中部,既能保持水平井较高的产量,又能延缓井底见水。

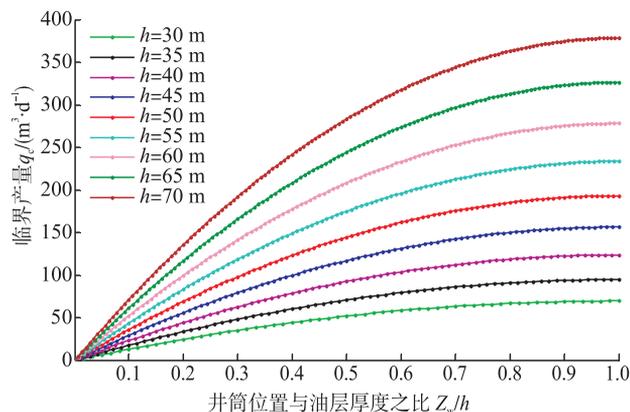


图 4 井筒位置与油层厚度之比对临界产量的影响

当其他参数一定时,作不同油层厚度 h 条件下临界产量 q_c 随油藏各向异性系数 β 变化的关系曲线,见图 5。由图 5 可以看出,随着油藏各向异性系数 β 的增大,临界产量 q_c 逐渐减小,且油层厚度 h 越小,临界产量 q_c 越低,但减小的趋势越来越平缓,即对于各向同性储层,临界产量总是高于各向异性储层。这是因为在各向同性储层中,底水脊进较均匀,波及面积较广,脊进速度小于各向

异性储层,因而临界产量较高,而在各向异性储层中,同一生产压差下,底水沿高渗透储层脊进较快,低渗透储层脊进较慢,形成底水的突进,波及面积较小,因而临界产量较小。因此,在各向异性较严重的储层中,水平井生产时应合理控制产量或生产压差,以免底水脊进速度较快,井底见水较早,最终使油井减产。

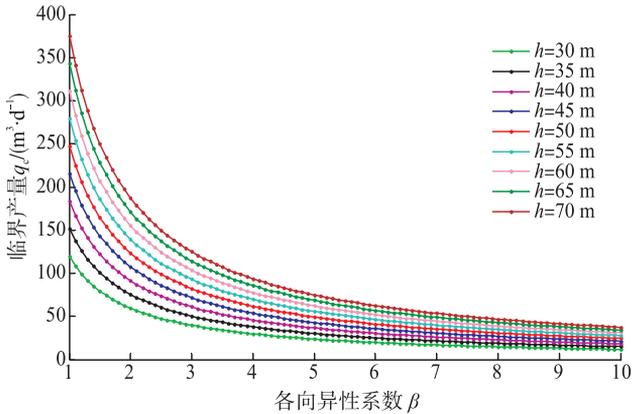


图5 各向异性系数对临界产量的影响

4 结论

1) 基于椭圆流方法,结合底水油藏水平井脊进机理,推导了计算底水油藏水平井临界产量的新方法。

2) 通过实例计算与对比,利用新公式计算临界产量的结果与修正 Chaperon 模型、窦宏恩模型计算结果相对误差较小,说明新公式准确性较高。敏感性分析表明,随着油层厚度、井筒位置与油藏厚度之比的逐渐增大,临界产量也逐渐增大,而随着各向异性系数的增大,临界产量逐渐减小。

参考文献:

- [1] 窦宏恩. 水平井开采底水油藏的消锥工艺及证明[J]. 石油钻采工艺, 1998, 20(3): 56-59.
Dou Hongen. Deconing Technology and Testifying of Using Horizontal Well to Exploit Bottom Water Reservoir [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1998, 20(3): 56-59.
- [2] 饶富培, 董云龙, 吴杰生, 等. 大港油田底水油藏水平井控水完井工艺[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(3): 107-109.
Rao Fupei, Dong Yunlong, Wu Jiasheng, et al. Technology of Water Control and Well Completion of Horizontal Wells in Bottom Water Reservoir of Dagang Oilfield [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(3): 107-109.
- [3] Chaperon I. Theoretical Study of Coning toward Horizontal and Vertical Well in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates [C]. Paper 15377 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October 1986, New Orleans, Louisiana, USA. New York: SPE, 1986.
- [4] Giger F M. Analytic Two-dimension Models of Water Cresting before Breakthrough for Horizontal Wells [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1989, 4(4): 409-416.
- [5] 范子菲, 林志芳. 底水驱动油藏水平井临界产量公式及其变化规律研究[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21(1): 65-70.
Fan Zifei, Lin Zhifang. A Study of Critical Rate of a Horizontal Well in a Reservoir with Bottom-water Drive [J]. Petroleum Exploration and Development, 1994, 21(1): 65-70.
- [6] 程林松, 郎兆新, 张丽华. 底水驱动油藏水平井锥进的油藏工程研究[J]. 石油大学学报, 1994, 18(4): 43-47.
Cheng Linsong, Lang Zhaoxin, Zhang Lihua. Reservoir Engineering Problem of Horizontal Wells Coning Bottom-water Driven Reservoir [J]. Journal of the University of Petroleum, 1994, 18(4): 43-47.
- [7] 窦宏恩. 水平井开采底水油藏临界产量的计算[J]. 石油钻采工艺, 1997, 19(3): 70-75.
Dou Hongen. Calculation of Critical Flow Rate for Horizontal Well in Bottom-water Oil Reservoir [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1997, 19(3): 70-75.
- [8] 宋付权, 刘慈群. 水平井椭圆渗流模型分析与应用[J]. 油气井测试, 1996, 5(2): 25-29.
Song Fuquan, Liu Ciqun. Analysis and Application of Ellipsoid Flow Model of Horizontal Well [J]. Well Testing, 1996, 5(2): 25-29.
- [9] 章 威, 李廷礼, 刘 超, 等. 底水油藏直井水锥形态的定量描述新方法[J]. 天然气与石油, 2014, 32(3): 34-37.
Zhang Wei, Li Tingli, Liu Chao, et al. A New Method for Quantitative Description of Water Cone Shape of Vertical Well in Bottom Water Reservoir [J]. Natural Gas and Oil, 2014, 32(3): 34-37.
- [10] 罗天雨, 赵金洲, 郭建春. 求取压裂后气井产能的椭圆流方法[J]. 天然气工业, 2005, 25(10): 94-96.
Luo Tianyu, Zhao Jinzhou, Guo Jianchun. Elliptical Flow Method to Calculate Productivity of Gas Wells after Fracturing [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(10): 94-96.
- [11] 熊 健, 于路军, 郭 平. 非线性渗流低渗气藏压裂井的产能方程[J]. 天然气与石油, 2012, 30(6): 42-45.
Xiong Jian, Yu Lujun, Guo Ping. Analysis on Productivity Equation of Fractured Well in Low Permeability Gas Reservoir with Non-Linear Seepage [J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(6): 42-45.
- [12] 周代余, 江同文, 赵金洲, 等. 底水油藏水平井临界产量及其不确定性分析[J]. 钻采工艺, 2004, 28(1): 33-36.
Zhou Daiyu, Jiang Tongwen, Zhao Jinzhou, et al. The Uncertainty and Prediction of Critical Output of Horizontal Wells in Bottom Water Reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2004, 28(1): 33-36.