

水平井

优化设计与产能评价

SHUIPINGJING YOUHUA SHEJI YU CHANNENG PINGJIA

(美) 彭马特查 等著
万玉金 韩永新 孙贺东 刘晓华 译

石油工业出版社

水平井优化设计与产能评价

(美) 彭马特查 等著

万玉金 韩永新 孙贺东 刘晓华 译

石油工业出版社

内 容 提 要

本书为 SPE 和 JCPT 译文集,共收录历年论文 27 篇。系统介绍了水平井优化设计方法、水平井产能评价方法和现场应用实例分析。

本书可供从事油气田开发的矿场技术人员使用,也可作为高等院校相关专业师生参考使用。

图书在版编目 (CIP) 数据

水平井优化设计与产能评价/ (美) 彭马特查 (Penmatcha, V.R.) 等著; 万玉金等译. —北京: 石油工业出版社, 2008.12

ISBN 978-7-5021-6771-4

I.水…

II.①彭…②万…

III.①定向井-油气钻井-设计

②定向井-油气钻井-工业生产能力-评价

IV.TE243

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2008) 第 141031 号

水平井优化设计与产能评价

Shuipingjing Youhua Sheji Yu Channeng Pingjia

出版发行: 石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网址: www.petropub.com.cn

发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 河北省欣航测绘院印刷厂

2008 年 12 月第 1 版 2008 年 12 月第 1 次印刷

889×1194 毫米 开本: 1/16 印张: 21

字数: 617 千字 印数: 1—800 册

定价: 88.00 元

(如出现印装质量问题, 我社发行部负责调换)

版权所有, 翻印必究

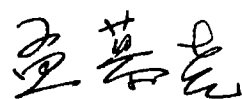
序 言

进入 21 世纪以来，水平井技术在全世界范围内都得到了广泛的重视与应用，美国 2006 年钻井 47000 口，水平井和大斜度井占 1/4；加拿大水平井和大斜度井的数量已经占到总井数的 65%，水平井成为当今油气田提高单井产量及开发效益最有效的技术手段。

我国水平井钻井始于 20 世纪 60 年代，以后分别在塔里木、胜利等一些油田进行水平井开发，取得了较好的效果。2003 年，中国石油勘探与生产分公司又适时推出“采用水平井技术实现塔里木油田不同类型油藏的高效开发”典型经验之后，进一步加大了水平井技术应用力度。2006 年，中国石油水平井比例已经接近 4.5%，其中冀东、辽河、西南、塔里木、大港 5 家油田水平井比例均超过 10%。与此同时，各大气区也开展了水平井先导试验，在不同类型气田开展了水平井钻井，见到了初步成效，积累了一定经验。

实践经验表明，在不同类型气田中进行水平井开发的一个重要因素是在对气藏地质准确认识的基础上，优选有效储层和井位，并形成地球物理、气藏工程、钻采工程和工艺、装备、工具的系统配套，进行优化设计和产能评价，才能对复杂类型气田进行有效开发。

本译文集就是针对上述问题广泛收集了国外的比较典型的文章，进行了翻译，较系统地介绍了水平井的优化设计方法、水平井的产能评价方法和水平井的现场应用实例分析，为从事水平井开发的单位和个人提供了一个方便的参阅材料，希望对今后的水平井开发实践起到借鉴和推动作用，逐步提高水平井开发的理论水平和实际能力，为推动我国天然气事业的发展贡献一份力量。



2007 年 11 月 18 日

前 言

世界石油工业早在 1927 年就开始打水平井了，但是直到 1980 年水平井才真正开始迅猛发展。随着随钻测井、随钻测量和地质导向技术的发展，也出现了多分支井、连续油管钻井、欠平衡钻井和采用旋转导向钻具组合打直井段技术。

水平井能够有效增大生产井段与地层的接触面积，降低生产压差，提高单井产能，减少钻井数，提高开发效果和开发效益。水平井技术已成为提高采收率的重要技术措施之一，它广泛应用于薄产层、天然裂缝发育、存在水锥或气顶问题的油藏、低渗油气藏、稠油油藏、气藏、水驱油藏的开发。但是，水平井技术也存在一些缺点及问题：一方面钻井成本大于直井；另一方面水平井项目也存在一定的风险性，由于地质和工程等方面的原因，都可能使水平井项目失败。为此，我们检索并筛选了近年来国外关于水平井优化设计、产能评价以及气藏水平井开发实例等方面的文献 27 篇，编译成《水平井优化设计和产能评价》一书，旨在向我国油气田开发的管理决策人员、工程技术人员和现场操作人员介绍国外在这些方面的发展动态、配套工艺技术和操作管理经验，为科学高效开发不同类型复杂油气田提供借鉴。

全书共分为三部分，一是水平井优化设计，共 11 篇；二是水平井产能评价与试井解释，共 10 篇；三是水平井应用实例，共 6 篇。由中国石油勘探开发研究院廊坊分院组织翻译，参加翻译工作的有孙贺东、刘晓华、罗瑞兰、胡勇、赵素平、黄伟岗、刘翔、王云、霍瑶、石石、姜艳东、胥洪成、康瑞芳等，最后由万玉金、韩永新、孙贺东和刘晓华对译文进行了审校。在此一并对给本书翻译工作做出贡献的有关人员表示衷心的感谢。

由于译者水平有限，书中难免有不妥或不当之处，恳请读者批评、指正。

译者

2007 年 11 月 8 日

目 录

水平井中的压降效应及水平段长度优化.....	1
水平井油藏—井筒耦合模型	16
井筒压降对水平井产能的影响	31
裂缝性油藏水平水平段长度研究	52
水平井流入动态关系中摩擦压降的校正.....	62
水平井的成本与效益分析研究	70
长井段水平井的优化设计	78
水平井优化设计：影响水平井产能和井筒内流量分布的主要因素.....	92
水平井中井筒压降及地层伤害的相对重要性.....	100
井眼轨迹对水平井动态的影响	109
低渗透碳酸盐岩储层水平井完井和增产技术研究	120
稳态条件下水平井产能敏感性分析.....	138
水平井产能评价	146
如何使水平井达到预计的产量水平.....	157
凝析气藏直井、水平井和水力压裂井的产能对比研究	165
储层污染和高速流动对射孔完井水平井产能的影响	182
多层压裂水平气井产能预测	196
致密气藏压裂水平井产能及泄流面积.....	205
严格的水平井地层损害表皮系数和油藏流入模型	219
利用不稳定试井解释水平井表皮效应.....	236
水平井泄流面积的预测方法	260
气藏水平井应用情况调查	267
Zuidwal：一个用水平井开发的气田	272
致密砂岩气藏水平井应用实例	290
用不稳定试井、生产测井和地质数据确定致密砂岩气藏水平井动态特征.....	300
凝析气藏水平井动态特征研究——阿尔及利亚 Hassi R' Mel 气田	308
低渗透水平气井的生产测井和成像测井.....	320

水平井中的压降效应及水平段长度优化

V.R. Penmatcha, Khalid Aziz

黄伟岗译 万玉金校

摘要：随着水平段长度的增加，水平井与油藏的接触面积增加，与此同时，流动阻力也会增加，从而会直接影响水平井的产能，水平井的生产动态取决于这一组对立因素的平衡。本文建立了一个均质油藏半解析解模型，可定量描述单相流（油）和两相流（油/气）压降损失对水平井动态的影响。该模型非常灵活，可以使用任何一个摩擦系数计算方法。该模型提供了一种描述不同油藏、流体以及井参数对产能影响的方法。论证表明：忽略摩阻效应会得到与实际不符的较高的产能估算值，而且水或气的突破时间比实际时间长。由于井筒中存在压降，气水将首先在水平井的跟部突破。本文同时也提出了一种水平井长度优化计算的方法。

以往大多数关于水平井产能的文献，要么假设井为无限导流、要么假设整个水平段中为均匀流动。参考文献[1~6]中假设油藏中为稳态流动，文献[7、8]是针对拟稳态流，文献[9~16]针对不稳定流。为了计算方便，假设水平段中为均匀流动。只有当井筒压降远小于油藏压降时，无限导流的假设才成立，否则需考虑井筒压降。

前人所作的工作大致可以归纳为以下三个方面：

（1）无限导流模型，不考虑井筒压降的影响。文献[5]、[6]、[11~15]中提出了几个不考虑井筒压降影响的解析模型。

（2）单相流解析模型。Dikken、Novy、Ozkan、Landman 以及 Penmatcha 和 Aziz^[17~21]都致力于这类模型的研究。

（3）多相流基础模型。Stone 和 Kristoff、Islam 和 Chakma、Folefac 等人以及 Brekke 等人^[22~25]文献中有所介绍。

现有的文献中都没有对不同油藏、流体以及井筒变量对井筒摩阻压降和井产能的影响因素以及影响程度进行综合的解释，本文提出了一种评价各种因素对产能影响的方法。研究表明，影响水平井产能的因素主要有：水平段长度、井流量、井筒粗糙度、油藏压降、流体黏度、油藏渗透率等。本文的研究提供了一种方法，可以确定何时摩擦力为主要因素。

随着压力降低，井产量增加所带来的净收益不再随水平段长度的增加而增加，有些情况下这种附加净收益还不够抵消附加的钻井和维护费用。至今没有文献介绍水平井长度优化的计算方法。本文弥补了这个空缺，明确给出了均质油藏单相稳态流中的计算结果。

一、摩阻对产能的影响

文献中介绍了很多水平井产能的计算模型，唯一不足的是没有给出井筒摩阻对井产能的影响。本文建立了一种显式耦合的方法（用生产指数的概念来描述油藏流体）可以描述水平井井筒摩阻影响。显式耦合可以得到更简化的模型，这些模型可以用于许多常规计算。附录 A 中，通过该模型（一维显式耦合）和 Pennatcha-Aziz 精确模型（三维隐式耦合）计算结果的对比可知，显式模型计算更合理、更快捷。

图 1 是油藏水平井示意图。设 p_e 为油藏外边界压力， $p_w(x)$ 表示由于水平段摩阻影响而变化的井底流压，井流入方程为：

$$q_s(x) = J_s(x)[p_e - p_w(x)] \quad (1)$$

式中 $q_s(x)$ ——井筒中单位长度流入量；

$J_s(x)$ ——单位长度井筒的生产指数，随射孔密度、地层渗透率、渗流末端效应变化而沿井筒变化。

为简便起见，假设油藏是均质、稳态单相流体系。该假设可适用于油藏产油量与注水量相当的情况。既然为单相流，假设流体密度沿井筒变化可忽略不计。同时假设泄油区井的射孔率足够高，可忽略末端效应，因此可以假设 $J_s(x)$ 沿井筒为常数。

某些模型（如 Babu 和 Odeh 的模型^[9]）可以计算沿水平井任意点的 $J_s(x)$ ，而另外一些行业中常用的模型^[5,6]只是针对每口井给出了一个常数 J_s 。

基于上述假设，式（1）可改写为：

$$q_s(x) = J_s [p_e - p_w(x)] \quad (2)$$

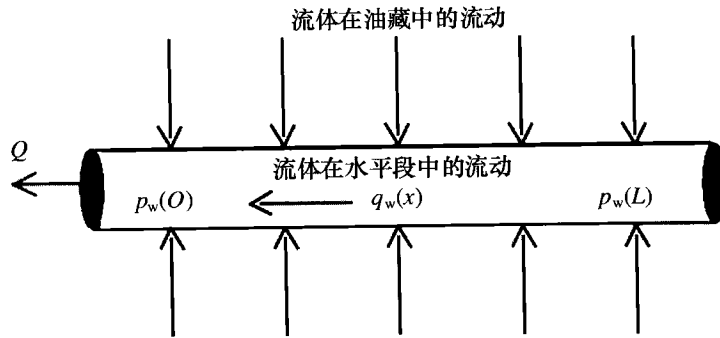


图1 油藏和井筒耦合

对上式积分，整个井筒流量描述如下：

$$\begin{aligned} Q_{w, \text{fric}} &= \int_0^L q_s(x) dx \\ &= \int_0^L J_s [p_e - p_w(x)] dx = J_s p_e L - J_s \int_0^L p_w(x) dx \end{aligned} \quad (3)$$

如果井筒中的压降可忽略，则：

$$Q_{w, \text{nof}} = \int_{x=0}^L q_s(x) dx = \int_0^L J_s (p_e - p_{w,0}) dx = J_s L (p_e - p_{w,0}) \quad (4)$$

其中 $p_{w,0}$ 为水平井跟部压力。定义变量 E_p 为产能误差，即产能计算中由于忽略了井筒摩阻压降引起的误差。 E_p 定义如下：

$$E_p = \frac{Q_{w, \text{nof}} - Q_{w, \text{fric}}}{Q_{w, \text{nof}}} \quad (5)$$

将式（3）、式（4）代入式（5）可以得到：

$$\begin{aligned} E_p &= \frac{J_s L (p_e - p_{w,0}) - J_s p_e L + J_s \int_0^L p_w(x) dx}{J_s L (p_e - p_{w,0})} \\ &= \frac{\frac{1}{L} \int_0^L p_w(x) dx - p_{w,0}}{p_e - p_{w,0}} = \frac{\frac{1}{L} \int_0^L [p_w(x) - p_{w,0}] dx}{p_e - p_{w,0}} \end{aligned} \quad (6)$$

于是

$$E_p = \frac{\text{平均井筒压降}}{\text{井跟部生产压差}} \quad (7)$$

式(7)表明,只有当井筒压降与井跟部压降相当时,井筒压降才有意义。该式将用于敏感性分析,研究各参数对井产能的影响。

二、流量与水平段长度

根据物质平衡方程得到如下井筒流量公式:

$$\frac{d}{dx}[q_w(x)] = -q_s(x) \quad (8)$$

其中 $q_w(x)$ 表示井筒流量,它沿水平段长度变化。已知井跟部生产压差和产量,经过一系列数学推导(附录B),可得到如下关系式:

$$L = \int_0^L \frac{dq_w(x)}{\sqrt{2J_s \int_0^{q_w} \left(\frac{dp_w}{dx} \right) dq_w(x) + (J_s \Delta p_0)^2}} \quad (9)$$

式(9)中, dp_w/dx 表示井筒中的压力梯度, L 为水平段长度, Δp_0 为水平井跟部生产压差。式(9)与水平段压降计算方法无关,因此可以采用单相或多相关式计算水平段压降。本文中,由摩阻引起的水平段压降可按下式计算:

$$\frac{dp_w(x)}{dx} = 1.079 \times 10^{-4} f \left(\frac{\rho U^2}{d} \right) = 7.294 \times 10^{-12} f \left(\frac{q_w^2 \rho}{\pi^2 d^5} \right) \quad (10)$$

其中 f 为莫氏摩阻系数。

用 Jain^[26] 的显式方程计算摩阻系数,一般情况下井筒流动趾部为层流,跟部为紊流。例如,只要方程(10)中的导数可以表示为式(9)中关于 q_w 的积分变量的函数,那么井筒径向流方程就可以用于该模型。

三、敏感性分析

用表1中的各参数和上述方程,可描述摩阻对井产能的影响。下述所有情况均基于油藏中是稳态流,井筒中是单相流。Economides 等人^[6]所建立的稳态方程可用于描述油藏流体流动,单位水平段长度生产指数(J_s)可通过水平井生产指数除以水平井长度得到,假设沿整个水平井段 J_s 为常数。

表1 实例数据

水平渗透率	3000 mD	天然气黏度	0.02 mPa · s
垂向渗透率	300 mD	原油密度	40.0 lbm/ft ³
储层厚度	50 ft	天然气密度	2.0×10^{-4} lbm/ft ³
外边界压力	5000 psi	泄油面积	650 acre
原油地层体积系数	1.18	井半径	3.0 in
天然气地层体积系数	0.0045	表皮因子	0.0
原油黏度	1.0 mPa · s	井筒粗糙度	0.0 ft

1. 井长度影响

图 2 表明了产量和水平段长度对摩阻的影响。图中实线表示在三个不同生产压差下，产量沿水平段长度的变化。由于油藏渗透率较大，因此生产压差较小。实线呈凹形表明随水平段长度增加，产量增量减小。如图 2 所示，对 5psi 生产压差而言，无论水平段有多长，产量永远达不到 8000 bbl/d。如果忽略水平段摩阻，则可以假设井产量随着水平段长度线性增加，而这是不可能实现的。

图 2 中表明产能误差 E_p 随压降比增加而增加。利用这一关系式，可进行敏感性分析。对于一个给定的水平井跟部生产压差，即式 (7) 中右边分母为常数，随水平段长度增加，其水平段压降由于流量增加而增加。于是，对于给定生产压差，水平井段越长则压降比越大，式 (7) 中 E_p 也越大。正如预料的那样，随水平井长度增加，摩阻效应更加明显。

2. 流速的影响

随着产量的增加，井筒中的压降比油藏中的压降增加得更快。水平井产量可以通过调节跟部的生产压差来改变。除井流量和跟部生产压差之外，设所有参数都为常数，可得到一些令人感兴趣的结果。

对于油藏中的流体流动，因其为层流，故由式 (4) 可得：

$$\Delta p_0 \propto Q_{\text{nof}} \quad (11)$$

Blasius 公式表示了光滑管线中的紊流：

$$f = CN_{Re}^{-0.25} \quad (12)$$

联立式 (12) 及式 (10) 可得：

$$\Delta p_{\text{turbulent}} \propto q_w^{1.75} \quad (13)$$

我们考虑通过降低水平段跟部压力 $p_{w,0}$ 使生产压差增大的情况。据式 (11)，由于生产压差增大， Q_{nof} 线性增大。同时发现由于生产压差增大 Q_{fric} 增大，而且沿井筒的流量 $q_{w,x}$ 也增大。由于水平井筒中为紊流，水平段压降的增速大于跟部生产压差的增速。根据式 (3)，跟部生产压差增大将引起 Q_{fric} 次线性增大。于是，由式 (5) 跟部生产压差增大，式 (5) 中的分子超线性增大，而分母线性增大，这就导致 E_p 因压差的增大而增大。由于压差增大导致井产量增大，可以得出，井产量增大引起 E_p 增大，反之亦然。

图 2 可验证这一结论。假设水平段长度为定值 3000ft，井产量由于压差增大而增大。当压差为 5psi，产量约为 2600 标准桶/日， E_p 小于 5%。将压差增大到 15psi，产量增大到 7500 标准桶/日， E_p 也增加，介于 5%~10% 之间。当压差增大到 25psi 时， E_p 将大于 10%。因此，如果水平井长度一定，产量越高，井筒摩阻压降越明显。这也说明了开发早期产能最高时，摩阻影响比较大。

3. 井筒粗糙度影响

图 3 中描述了井筒粗糙度的影响。图中虚线是由表 1 中的参数计算而得。图中实线表示井筒相对粗糙度由 0.0 增大到 0.1，其他参数也是表 1 中的参数。这样一个高粗糙度值可以适用于裸眼完井或者流体流入井筒，图中生产压差为 25psi。

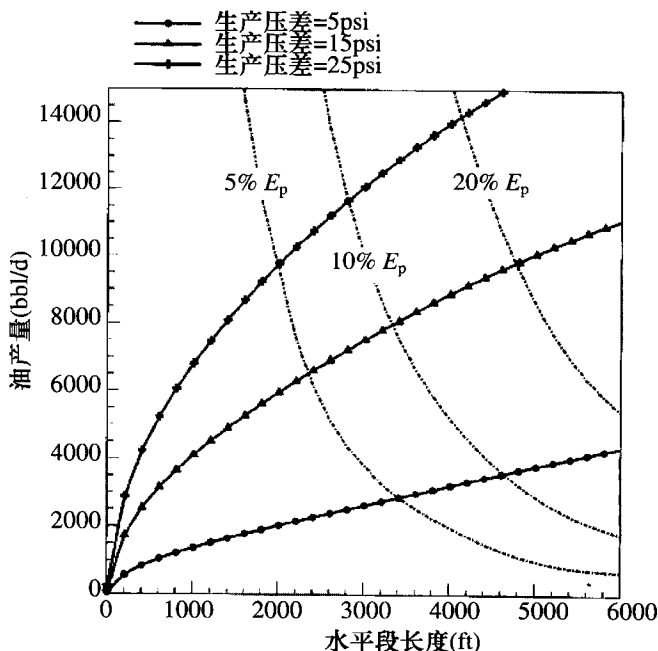


图 2 产量和水平段长度对摩阻的影响

水平段长度为 3000ft 时,井筒粗糙度增大会导致产量降低、 E_p 增大。本例中 E_p 从 11% 左右增大到 26%。由此也可以看出,产量不变时,随井筒摩阻增大需要增加水平段长度。

4. 流体黏度的影响

通常认为油藏中的流体流动是层流,而水平段中为紊流。因此,水平段中由流体黏度增加引起的压降比油藏中要小。由此可知,流体黏度越高, E_p 越小,见图 4。虚线是由表 1 中的参数计算而得,生产压差是 15psi。实线表示将表 1 中的黏度增加到 10 mPa·s、生产压差增大到 150psi 后的结果。如图 4 所示,产量为 8000 标准桶/日时,两种情况下水平段长度差别不大,但是黏度为 10 mPa·s 时, E_p 小于 2%,而黏度为 1 mPa·s 时, E_p 却高得多,达到 10%。

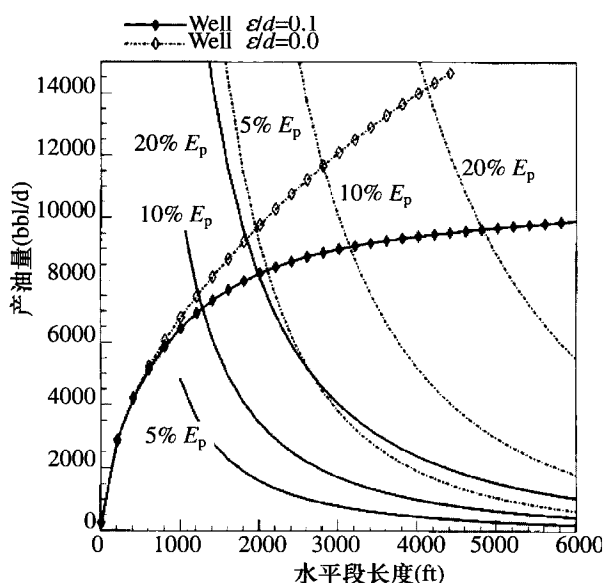


图 3 井筒粗糙度对产量的影响

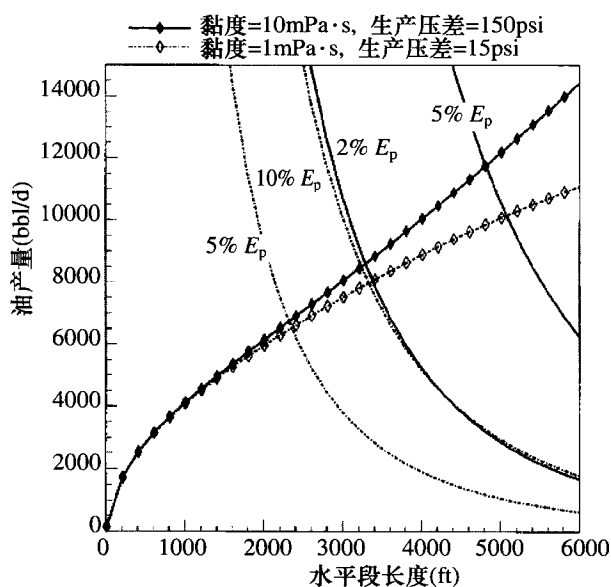


图 4 黏度对产量的影响

5. 油藏渗透率影响

油藏渗透率的影响见图 5。虚线描述的是单相流情况,参数见表 1,压差为 15psi。实线描述了水平渗透率从 3000mD 降到 300mD,生产压差增大到 150psi 时的情况。垂向渗透率与水平渗透率比值都为常数 0.1。图 5 清楚地说明了 E_p 随油藏渗透率增大而增大。

四、井筒两相流

两相流时井筒摩阻效应表现得更加明显。下面将举例说明两相流的影响。气油比 (GOR) 为 1000ft³/bbl, 气体为游离气,假设沿整个水平段长度 GOR 为常数。图 6 给出了油藏压差为 15psi 时四种情况的对比。四种情况分别为: (1) 井简单相流 (忽略气相); (2) 井筒两相流,压降计算采用均质流动模型; (3) 井筒两相流,压降计算采用 Beggs-Brill^[27]模型; (4) 忽略井筒摩阻。经计算发现,当产量为 8000 bbl/d 时,如果不考虑井筒摩阻,水平井长度 3000ft 就足以满足产量要求;但是考虑井筒摩阻时,则需要 4500ft。既然摩阻是不可避免的,那么 3000ft 的井只能达到 6700 bbl/d 的产量。从图中可以看出,井筒中为两相流时,摩阻效应更加明显。用采用 Beggs-Brill 模型关系式时得到的 E_p 比采用均质流动模型时得到的 E_p 更大。如果采用考虑井筒径向流影响的新模型,将得到不同的结果。

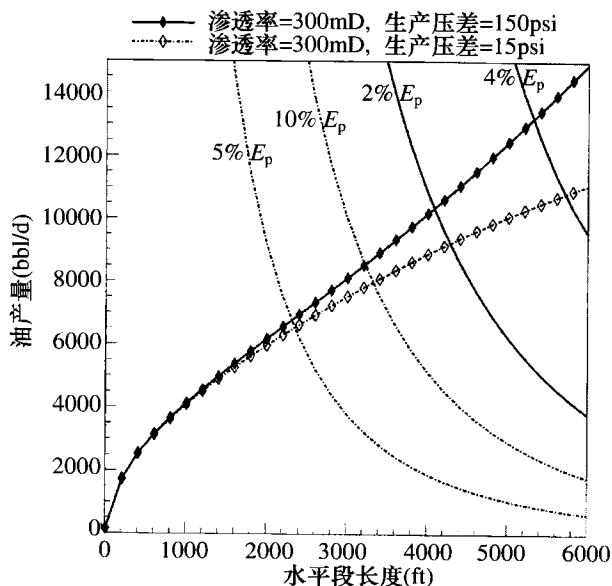


图5 渗透率对产量的影响

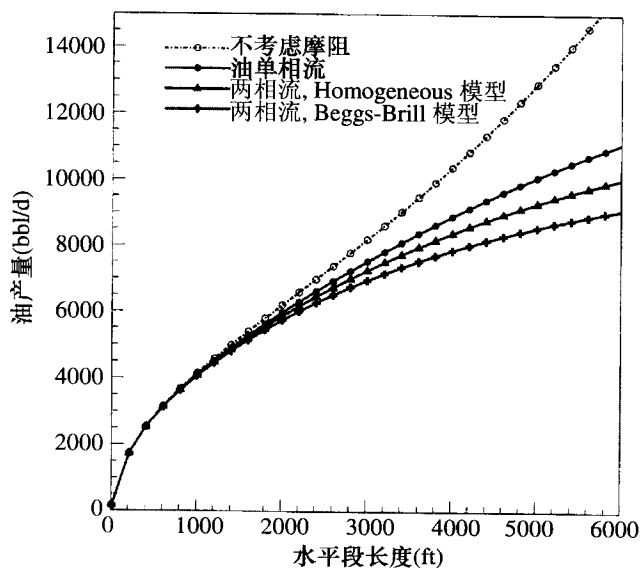


图6 两相流对产量的影响

五、摩阻对气/水突破的影响

图7描述了摩阻对井跟部突破趋势的影响。图7显示了流体从油藏流入水平段长度为3000ft的水平井筒的情况。如果摩阻影响不大，流量沿井身均匀分布。但是如果当摩阻影响随管壁粗糙度增加而增大时，井跟部流量最大，向趾部逐渐减小。由图7可知，当摩阻很大时忽略摩阻，得到流量沿井身均匀分布，由此计算的气/水突破时间是不准确的。

六、水平井长度优化

本文中定义最优的水平井长度为考虑井筒摩阻压降时达到最大经济效益的水平段长度。由于摩阻影响，原油采收率增量随水平段长度的增加而减小，而钻井、完井费用随水平井长度的增加几乎呈线性增加。因此，水平段长度存在一个最优值。

井的总收益由原油价格和井产量决定。

$$\text{总收益} = \sum_{j=1}^i P_{\text{oil}}^j Q_{\text{w,fric}}^j \frac{1}{(1+i)^j} \quad (14)$$

式中 $Q_{\text{w,fric}}^j$ ——井产量，bbl/d；

P_{oil} —— j 时刻原油价格，美元/bbl；

i ——利率；

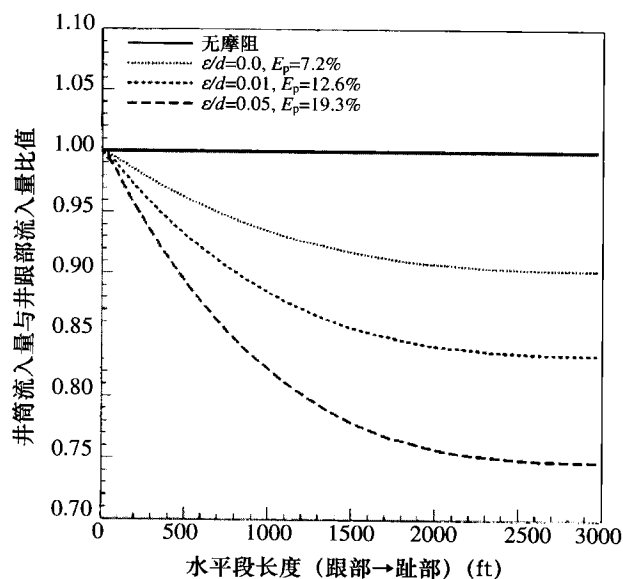


图7 由于井筒摩阻井跟部出现早期突破

t ——生产时间, d。

在这种简化形式下, 井的总费用为钻井完井费用和操作费用之和。

$$\text{总费用} = C_F + C_H L + C_M t \quad (15)$$

式中 C_F ——垂直段固定的钻井费用;
 C_H ——单位长度水平段钻井费用;
 C_M ——每天的操作费用。

净收益 $R = \text{总收益} - \text{总费用}$

$$R = \left[\sum_{j=1}^t P_{\text{oil}}^j Q_{\text{w,fric}}^j \frac{1}{(1+i)^j} \right] - C_F - C_H L - C_M t \quad (16)$$

为简便起见, 假设为稳态流, 流量不随时间改变 (常数), 油价也为常数, 则式 (16) 可变为:

$$R = P_{\text{oil}} Q_{\text{w,fric}} F(t, i) - C_F - C_H L - C_M t \quad (17)$$

$$\text{其中} \quad F(t, i) = \sum_{j=1}^t \frac{1}{(1+i)^j} \quad (18)$$

当利率 $i = 0$ 时的特殊情况下, $F(t, i) = t$, 两边同时除以 C_F , 有:

$$\frac{R}{C_F} = \frac{P_{\text{oil}} Q_{\text{w,fric}} F(t, i)}{C_F} - 1 - \frac{C_H L}{C_F} - \frac{C_M t}{C_F} \quad (19)$$

将上述公式无因次化:

$$\text{无因次净收益 } R_D = R / C_F$$

$$\text{无因次产量 } Q_D = P_{\text{oil}} Q_{\text{w,fric}} F(t, i) / C_M t$$

$$\text{无因次水平井长度 } L_D = C_H L / C_F$$

$$\text{无因次生产时间 } t_D = C_M t / C_F$$

可以得到

$$R_D = Q_D t_D - 1 - L_D - t_D \quad (20)$$

两边对 L_D 求导, 得:

$$\frac{dR_D}{dL_D} = t_D \frac{dQ_D}{dL_D} - 1 \quad (21)$$

得到最优的水平井长度, 设 $dR_D / dL_D = 0$, 则

$$t_D \frac{dQ_D}{dL_D} = 1 \quad (22)$$

根据上述公式, 可以得到井筒中层流和紊流情况下最优水平段长度。

对井筒层流, 最优水平段长度可由下式求得 (详见附录 C):

$$L_{\text{opt}} = \frac{1}{\sqrt{J_s R_w}} \operatorname{arccosh} \left[\sqrt{\frac{P_{\text{oil}} J_s \Delta p_0 F(t, i)}{C_H}} \right] \quad (23)$$

其中 R_w 根据式 (C-2) 得到, 为井筒阻力。

由式 (23) 可知, 当井筒阻力增大, 最优水平段长度减小, 同时最优水平段长度随油价增加而增加, 因为油价较高时, 增加水平段长度可以提高产量, 增加收益。

当井筒中紊流时, 最优的水平段长度可以由式 (8) 计算:

$$\frac{dQ}{dL} = \left[\frac{1}{J_s \Delta p_0} + J_s \frac{d p_w}{d x} (Q) M' \right]^{-1} \quad (24)$$

其中

$$M' = \int_0^Q \frac{1}{\left[2J_s \int_0^{q_w} \frac{d p_w}{d x} d \varepsilon + (J_s \Delta p_0)^2 \right]^{3/2}} d q_w \quad (25)$$

结合式(24)和式(22),可以计算最优水平段长度对应的井产量,将该产量代入式(9)可以得到 L_{opt} 。

图8举例说明了摩阻对最优水平段长度的影响。忽略摩阻时,随水平段长度的增加,井产量以恒定的速度增加。但是考虑井筒中的紊流时,水平段长度超过一定值后,收益开始下降。本例中最优水平段长度为1600ft。

同样的分析可以得到最优水平井长度下的最优井半径。

七、结 论

(1)提出了考虑水平井摩阻压降的灵活的油藏/井筒耦合模型。

(2)井筒压降与油藏压差的比值很好地说明了摩阻对井产能的影响。

(3)忽略井筒压降得到的井产能偏高,估算的突破时间偏晚。

(4)因忽略摩阻压降影响引起的产能误差随水平井长度、产量、井筒粗糙度、油藏渗透率增加而增大,随压差和流体黏度增加而减小。

(5)提出了一种计算最优水平井长度的方法。

八、致 谢

本文受美国能源部资助,项目编号为DF-FG22-93BC14862,也受斯坦福大学水平井联合项目资助。

符号说明

C_F ——垂直部分的固定钻完井费用,美元;
 C_H ——水平部分单位长度钻完井费用,美元/ft;
 C_M ——每日操作费用,美元/d;
 d ——井直径,ft;
 E_p ——产能误差;
 f ——莫氏摩擦系数;
 F ——一个指定的函数;
 i ——年利率;

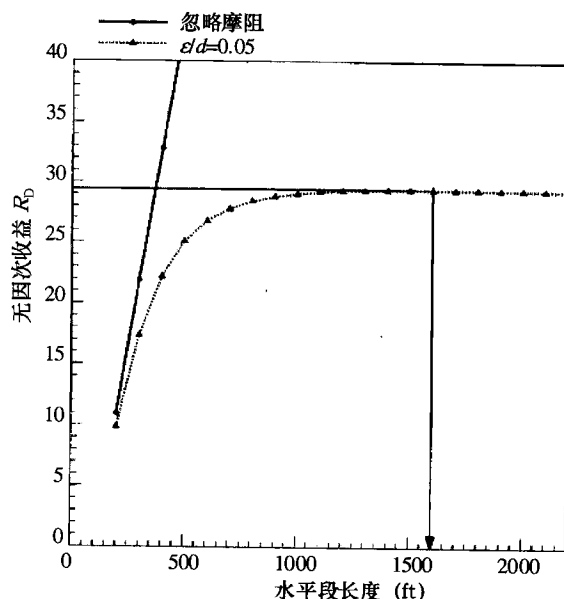


图8 水平段优化计算

J_s ——单位水平井长度生产指数, bbl/d/psi/ft;

k ——油藏渗透率, mD;

L ——水平井长度, ft;

p ——压力, psi;

P_{oil} ——原油价格, 美元/bbl;

p ——油藏平均压力, psi;

q_s ——单位井长度流入量;

Q ——油产量, bbl/d;

q_w ——井筒流量, bbl/d;

t ——生产时间, d;

U ——井中表层流量, ft³/s;

x ——沿井筒坐标距离, ft;

希腊字母

ρ ——油密度, bbl/ft³;

Δp_0 ——井跟部压差, psi。

下标

H——水平;

V——垂直;

w——井;

e——外边界;

s——指定的;

fric——考虑摩阻影响;

nof——不考虑摩阻影响;

opt——优化。

参考文献

- [1] Giger, F.: "Reduction du Nombre de Puits par l'Utilisation de Forages Horizontaux," Rev. Inst. Pet. (May-June 1983) 38.
- [2] Borisov, Ju.P.: Oil Production Using Horizontal and Multiple Deviation Wells, Nedra, Moscow (1964), translated by J. Stauss, S.D. Joshi (ed.), Phillips Petroleum Co., the R&D Library translation, Bartlesville, Oklahoma (1984).
- [3] Giger, F.M., Reiss, L.H., and Jourdan, A.P.: "The Reservoir Engineering Aspect of Horizontal Drilling," paper SPE 13024 presented at the 1984 SPE 59th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 16-19 September.
- [4] Renard, G.I. and Dupuy, J.M.: Formation Damage Effects on Horizontal-Well Flow Efficiency, JPT (July 1991) 786.
- [5] Joshi, S.D.: "Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells," JPT (June 1988) 729; Trans., AIME, 285.
- [6] Economides, M.J., Hill, A.D., and Economides, C.E.: Petroleum Production Systems, PTR Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey~1994! 33.
- [7] Mutalik, P.N., Godbole, S.P., and Joshi, S.D.: "Effect of Drainage Area Shapes on the Productivity of Horizontal Wells," paper SPE 18301 presented at the 1988 SPE 63rd Annual Technical Conference, Houston, 2-5 October.
- [8] Kuchuk, F.J., Goode, P.A., Brice, B.W., Sherrard, D.W., and Thambynayagam, R.K.M.: "Pressure-Transient Analysis for Horizontal Wells," JPT (August 1990) 974; Trans., AIME, 289.
- [9] Babu, D.K. and Odeh, A.S.: "Productivity of a Horizontal Well," SPERE ~November 1989! 417.

- [10] Gringarten, A.C., Ramey, Jr., H.J., and Raghavan, R.: "Unsteady State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture," SPEJ ~August 1974! 300; Trans., AIME, 257.
- [11] Clonts, M.D. and Ramey, Jr., H.J.: "Pressure Transient Analysis for Wells With Horizontal Drainholes," paper SPE 15116 presented at the 1986 SPE California Regional Meeting, Oakland, 2-4 April.
- [12] Goode, P.A. and Thambynayagam, R.K.M.: "Pressure Drawdown and Buildup Analysis of Horizontal Wells in Anisotropic Media," SPEFE (December 1987) 683; Trans., AIME, 283.
- [13] Kuchuk, F.J., Goode, P.A., Wilkinson, D.J., and Thambynayagam, R.K.M.: "Pressure-Transient Behavior of Horizontal Wells With and Without Gas Cap or Aquifer," SPEFE(March 1991) 86; Trans., AIME, 291.
- [14] Daviau, F., Mouronval, G., Bourdarot, G., and Curutchet, P.: "Pressure Analysis for Horizontal Wells," SPEFE~December 1988! 716.
- [15] Ozkan, E., Raghavan, R., and Joshi, S.D.: "Horizontal-Well Pressure Analysis," SPEFE (December 1989)567; Trans., AIME, 287.
- [16] Odeh, A.S. and Babu, D.K.: "Transient Flow Behavior of Horizontal Wells: Pressure Drawdown and Buildup Analysis," SPEFE (March 1990) 7; Trans., AIME, 289.
- [17] Dikken, B.J.: "Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effects on Production Performance," JPT (November 1990) 1426; Trans., AIME, 289.
- [18] Novy, R.A.: "Pressure Drop in Horizontal Wells: When Can They Be Ignored?," SPERE (February 1995) 29; Trans., AIME, 299.
- [19] Ozkan, E., Sarica, C., and Haciislamoglu, M.: "Effect of Conductivity on Horizontal-Well Pressure-Behavior," SPE Advanced Technology Series (March 1995) 85.
- [20] Landman, M.J.: "Analytical Modeling of Selectively Perforated Horizontal Wells," J. Pet. Sci. Eng. (1994) 10, 179.
- [21] Penmatcha, V.R. and Aziz, K.: "A Comprehensive Reservoir/Wellbore Model for Horizontal Wells," paper SPE 39521 presented at the 1998 SPE India Oil and Gas Conference and Exhibition, New Delhi, 17-19 February.
- [22] Stone, T.W. and Kristoff, B.J.: "A Comprehensive Wellbore/Reservoir Simulator," paper SPE 18419 presented at the 1989 SPE Symposium on Reservoir Simulation, Houston, 6-8 February.
- [23] Islam, M.R. and Chakma, A.: "Comprehensive Physical and Numerical Modeling of a Horizontal Well," paper SPE 20627 presented at the 1990 SPE 65th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 23-26 September.
- [24] Folefac, A.N., Archer, J.S., and Issa, R.I.: "Effect of Pressure Drop Along Horizontal Wellbores on Well Performance," paper SPE 23094 presented at the 1991 Offshore Europe Conference, Aberdeen, 3-6 September.
- [25] Brekke, K., Johansen, T.E., and Olufsen, R.: "A New Modular Approach to Comprehensive Simulation of Horizontal Wells," paper SPE 26518 presented at the 1993 SPE 68th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 3-6 October.
- [26] Jain, A.K.: "Accurate Explicit Equation for Friction Factor," J. Hydraul. Div. ASCE (1976) 102, 674.
- [27] Beggs, H.D. and Brill, J.P.: "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes," JPT (May 1973) 607; Trans., AIME, 255.

附录 A：一维（常生产指数 J_s ）模型和三维（变生产指数 J_s ）耦合流动模型结果对比

在此将讨论一维和三维模型计算结果的差异。一维耦合模型（本文采用）假设油藏中流体均垂直于井筒流入井中。一维耦合模型需已知井生产指数（用于计算水平段流量及模型压降）。这类显式耦合模型可能会导致油藏到井筒流量的计算出现误差。采用更精确的 Penmatcha-Aziz^[21]三维耦合模型计算的结果与一维模型结果进行了对比。Dikken^[17]和 Novy^[18]也采用了这种耦合。

采用表 A-1 中的参数，在拟稳态条件下按照一维和三维耦合模型进行了计算。在一维模型种，需通过 Penmatcha-Aziz 无限导流模型计算生产指数 J_s ，模型中产量为 Q ，采用了 10 天的油藏平均压力 $\bar{p}$ （此时油藏中流体可达到拟稳态），井底压力 p_{wf} ，井生产指数 $J_s = Q/[L(\bar{p} - p_{wf})]$ ，求得的 J_s 用于一维模型。图 A-1 给出了 $t=10$ 天时一维和三维无限导流耦合模型的产油量。表 A-2 对比了三个模型得到的生产指数，可见，忽略模型压降，假定为无限导流时，得到的井产能高估了 3 倍。也表明，虽然一维耦合模型没有三维耦合模型精确，但结果也可以接受。因此，一维模型远远优于无限传导模型，可用于快速计算。

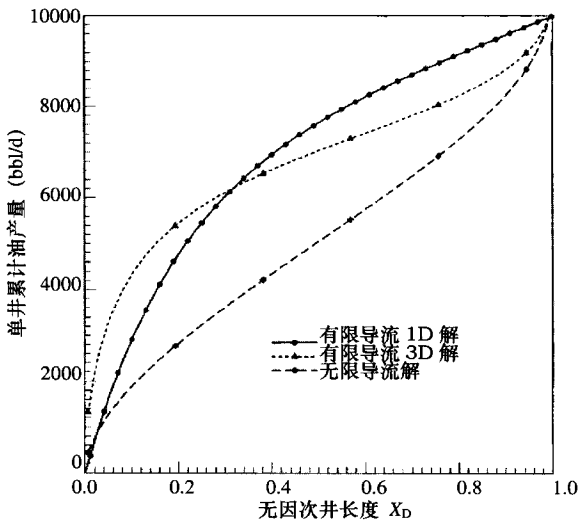


图 1

表 A-1 计算实例数据

泄油体体积长度	6000 ft	油黏度	1 mPa · s
泄油体体积宽度	12000 ft	地层条件下的原油密度	49 lbm/ft ³
泄油体体积高度	50 ft	最大油产量	10000 bbl/d
X 方向渗透率	3000 mD	最小井底压力	1200 psi
Y 方向渗透率	3000 mD	井位在 x 方向的坐标	3000 ft
Z 方向渗透率	3000 mD	水平井跟部在 y 方向坐标	3000 ft
孔隙度	0.3	水平井趾部在 y 方向坐标	9000 ft
油藏原始压力	4000 psi	井位在 z 方向的坐标	25 ft
总压缩系数	$3 \times 10^{-5} \text{psi}^{-1}$	井径	4 in
地层体积系数	1.05	井筒相对粗糙度	0.0005

表 A-2 维耦合与三维耦合对比

模 型	$\bar{p}$ (psi)	$p_{wf,跟部}$ (psi)	井生产指数 (bbl/d · psi)
无限导流	3981.8	3975.10	1492.54
一维模型	3981.8	3956.82	400.32
二维模型	3981.8	3961.37	489.48