

油气藏地质及开发工程国家重点实验室资助

气井井筒温度

压力预测

QIJING JINGTONG WENDU
YALI YUCE

郭 肖 宋 戈 著



科学出版社



油气藏地质及开发工程国家重点实验室资助

气井井筒温度压力预测

郭 肖 宋 戈 著

科学出版社

北 京

内 容 简 介

复杂井况气井难以以下入测试仪器进行监测,主要通过井筒温度压力模型来模拟气井井筒温度压力分布,传统的稳态井筒温度压力模型难以解决复杂问题,需要建立井筒瞬态温度压力模型进行动态预测。本书内容主要涵盖传热学和热力学相关参数、井筒瞬态温度模型研究、井筒压力模型评价与优选、井筒温度与压力耦合模拟以及高含硫气井井筒压力温度分布等方面,理论与实际相结合,图文并茂,内容翔实。

本书可供油气田开发工程领域技术人员以及相关专业大专院校师生参考使用。

图书在版编目(CIP)数据

气井井筒温度压力预测 / 郭肖著. —北京: 科学出版社, 2015.12

ISBN 978-7-03-046921-2

I. ①气… II. ①郭… III. ①气井-井筒-温度-预测 ②气井-井筒-压力-预测 IV. ①TE37

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2015) 第 309549 号

责任编辑: 杨 岭 罗 莉 / 责任校对: 王 翔
责任印制: 余少力 / 封面设计: 墨创文化

科学出版社 出版

北京东黄城根北街16号

邮政编码: 100717

<http://www.sciencep.com>

四川煤田地质制图印刷厂印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2016年1月第 一 版 开本: 787×1092 1/16

2016年1月第一次印刷 印张: 9 3/4

字数: 228 千字

定价: 69.00 元

前 言

气井井筒压力温度动态监测方法通常有两种：一是下入井下压力计与温度计实测压力温度；二是依据井口数据和产出流体性质等相关数据，通过数学模型来计算井筒温度压力分布。由于复杂井况气井难以下入测试仪器进行动态监测，主要通过井筒温度压力模型来模拟气井井筒温度压力分布，传统的稳态井筒温度压力模型难以解决复杂问题，需要建立井筒瞬态温度压力模型进行动态预测。

本书在国内外研究基础上，改进两相管流理论模型，提出新的井筒瞬态温度计算模型，将井筒瞬态温度模型和井筒单相、两相管流压力模型耦合，通过程序计算进行模型对比和实例分析，验证模型正确性和适应性。具体内容主要包括：传热学和热力学相关参数、井筒瞬态温度模型、井筒压力模型评价与优选、井筒温度与压力耦合模拟以及高含硫气井井筒压力温度分布。

本书撰写过程中得到“十三五”国家油气科技重大专项课题“超深层复杂生物礁底水气藏高效开发技术”资助和“高含硫气藏安全高效开发四川省青年科技创新研究团队”(2014TD0009)的支持，本人研究生王彭参与整理稿件与校核工作，在此表示感谢。

笔者希望本书能为油气田开发研究和管理人员、油藏工程师，以及大专院校相关专业师生提供参考。限于编者的水平，本书难免存在不足之处，恳请同行专家和读者批评指正，以便今后不断对其进行完善。

作 者

2015 年 11 月

目 录

第1章 绪论	1
1.1 问题引出	1
1.2 国内外研究现状	1
1.2.1 井筒温度模型研究现状	1
1.2.2 单相流井筒压力模型研究现状	3
1.2.3 两相流井筒压力模型研究现状	4
参考文献	7
第2章 传热学和热力学相关参数	10
2.1 固体热物理性质	10
2.1.1 岩石比热	10
2.1.2 固体导热系数	10
2.1.3 热扩散系数	11
2.2 流体热物理性质	11
2.2.1 流体比热	11
2.2.2 流体导热系数	14
2.2.3 焦耳-汤姆逊系数	15
2.3 固体、流体相互作用热物理性质	16
2.3.1 对流换热系数	16
2.3.2 辐射传热系数	18
参考文献	19
第3章 井筒瞬态温度模型研究	20
3.1 热传导基本方程	20
3.1.1 直角坐标系导热微分方程	20
3.1.2 柱坐标系导热微分方程	22
3.1.3 定解条件	22
3.2 经典井筒和地层瞬态传热模型分析	22
3.3 基于复合介质的井筒和地层瞬态传热模型研究	24
3.3.1 新模型的假设条件	24
3.3.2 新模型的建立	24
3.3.3 新模型的无量纲化	26
3.3.4 新模型的求解	27
3.3.5 Stehfest 数值反演	28
3.3.6 敏感性参数分析	29

3.4	井筒流体热力学模型	33
3.5	井筒瞬态温度模型	34
3.6	相关参数计算方法	35
3.6.1	系统总传热系数	35
3.6.2	单位体积热容	36
3.6.3	特定参数	36
	参考文献	36
第4章	井筒压力模型评价与优选	37
4.1	单相、拟单相管流井筒压力模型	37
4.1.1	管流压力梯度模型	37
4.1.2	参数求取	38
4.1.3	求解方法	39
4.2	气液两相管流井筒压力模型	39
4.2.1	漂移模型	39
4.2.2	Hasan-Kabir 气液两相管流模型的改进	40
4.2.3	常用气液两相管流模型介绍	43
4.2.4	两相管流模型评价	43
	参考文献	47
第5章	井筒温度与压力耦合模型程序实现及其应用	48
5.1	模型程序编译	48
5.1.1	程序编译器选择	48
5.1.2	井筒瞬态温度压力模型耦合思路	48
5.1.3	程序流程及流程图	49
5.1.4	程序界面介绍及功能介绍	51
5.2	模型对比与验证	55
5.2.1	与商业软件的对比验证	55
5.2.2	模型耦合的必要性验证	58
5.2.3	与其他常用模型的对比验证	60
5.3	敏感性分析	62
5.3.1	模型基础参数及运算结果	62
5.3.2	生产参数的影响	67
5.3.3	流体热物性参数的影响	69
5.3.4	敏感性分析小结	73
第6章	高含硫气井井筒压力温度分布预测	75
6.1	高含硫天然气物性参数计算模型优选	75
6.1.1	天然气偏差因子计算及校正	75
6.1.2	天然气黏度计算及校正	78
6.2	天然气中元素硫溶解度预测模型	81

6.2.1	相平衡预测模型	81
6.2.2	经验公式模型	82
6.2.3	拟合的 Chrastil 经验关联式	83
6.2.4	高含硫气体硫溶解度缔合模型研究	86
6.3	高含硫气井井筒压力温度分布预测	93
6.3.1	单相气井的井筒温度压力分布预测	94
6.3.2	多相气井井筒温度压力预测	110
6.4	高含硫气井井筒硫沉积预测	122
6.4.1	高含硫气井井筒硫液滴运移沉积模型	122
6.4.2	高含硫气井井筒硫颗粒沉积模型	125
6.4.3	井筒硫沉积量和位置确定	131
6.5	实例分析	135
	参考文献	143
	索引	145

第 1 章 绪 论

1.1 问题引出

天然气气藏在我国分布广泛。实现气藏的高效开发，应做好对气藏的动态监测，最基础的是对单井井筒压力、温度数据的监测。获得数据的方法有两种：一是下入井下压力计、温度计实测压力温度分布；二是通过井口数据和产出流体性质等相关数据，通过井筒温度压力模型来计算井筒温度、压力分布。

对高温、高压、高含硫气田的开发，在工艺上普遍存在着难以将压力计下入产层中部的的问题，因此通常采用第二个方法来获得井筒数据。但该方法面临着一些问题：在开展常规油气井测试工作时，许多测试资料仅能从井口获取。实践发现，通过井筒稳态温度压力模型处理井口资料，以获得相应的井底资料，从而进行相应的解释评价工作，这种适应于常规油气藏的测试分析方法运用到此处可能会得到异常结果，究其原因是此类测试过程通常都是非稳态的，需要通过井筒瞬态理论进行解释。同时，在现场实践过程中，也发现有一系列异常高压气井出现关井压力异常现象，通过常规井筒稳态温度压力模型无法解释该种现象。

综上所述，井筒瞬态温度压力模型是解决一系列气井井筒复杂问题的根本。本书在前人对井筒瞬态温度压力模型研究的基础上，提出一种新的井筒瞬态温度模型，同时对一个两相管流理论模型做了相应改进，并将井筒瞬态温度模型和井筒单相、两相管流压力模型耦合，通过程序实现其功能，最后进行模型对比验证、敏感性分析和实例应用等相关研究，证明了提出的井筒瞬态温度压力耦合模型具有很高的计算精度和一定的现场适用性。

1.2 国内外研究现状

1.2.1 井筒温度模型研究现状

1. 国外研究现状

最早对井筒温度分布展开学术研究的是 1937 年 Schlumberger M. 等发表的关于井筒流体温度测试的文章，自此许多学者开始了针对井筒温度分布的研究^[1]。

1959 年，Carslaw 和 Jaeger 在其专著中介绍了各种条件下固体中的热传导问题的解法，其中详细阐述了关于无限大圆柱形热源在恒定温度、恒定热损失量或辐射边界条件下的热传导模型。该热传导模型为一个一维径向模型，温度仅是径向距离和时间的函数，

采用 Laplace 变换消去时间参数, 得到原微分方程的 Laplace 空间解。他们的工作为后人进行井筒热传导研究提供了理论基础^[2]。

1962 年, Ramey 提出了著名的 Ramey 模型, 这是石油行业学术界公认的井筒温度模型的奠基之作。Ramey 以解决向井筒中注入流体的井筒温度剖面为目的, 将整个井筒热传导过程分为三个系统, 包括: 井简单相流体、井筒和地层。通过假设热量在井筒内传导为稳态过程, 在地层内传导为非稳态过程, 对井筒流体采用能量守恒、动量守恒方程, 从而建立了井筒热传导理论模型。Ramey 在表征井筒稳态传热的过程中, 引入了“系统总传热系数”概念, 将多个热阻的共同作用效果用一个参数来表示, 大大简化了方程的结构。在表征地层非稳态传热过程中, Ramey 在解析解的基础上引入了无因次时间函数 $f(t)$, 使得复杂的地层非稳态传热模型变得直观、易于计算; 最后通过实例证明了该模型的适用性, 并且通过计算表明系统总传热系数在井筒瞬态温度分布计算中的重要性。Ramey 模型是至今运用最为广泛的井筒瞬态温度模型之一^[3]。

1965 年, Satter 在研究注蒸汽井的井筒热传导问题时, 认为井筒传热系数不能被考虑为常数, 同时认为流体性质与温度密切相关, 从而提出了一个新的井筒瞬态温度模型^[4]。

1966 年, Holst 在对 Ramey 模型、Satter 模型充分肯定的基础上, 提出了一种新的井筒瞬态温度模型。该模型与 Ramey 模型相比, 主要的不同点在于考虑了流体的摩擦和动能改变项对井筒温度分布的影响, 同时考虑系统总传热系数不再是一个常数。而对于地层非稳态导热问题, Holst 沿用了 Ramey 的解法^[5]。

1967 年, Willhite 对 Ramey 模型中提出的系统总传热系数进行了详细的讨论, 着重讨论了关于辐射换热系数和对流换热系数的估算: 辐射换热系数是由 Stefan-Boltzmann 方程以及热辐射百分比系数的公式所决定; 对流换热系数是以平行垂直板的自然对流来近似处理平行圆管柱的自然对流^[6]。

1980 年, Shiu 和 Beggs 通过对现场 370 口油气井的现场测温资料回归出了松弛距离 A 的统计公式, 极大地简化了井筒温度剖面的计算过程, 并且易于现场运算。但该模型仅能计算稳态条件下的井筒温度分布, 无法运用该模型处理井筒瞬态温度分布问题^[7]。

1991 年, Chiu 等针对 Ramey 模型中的无因次时间函数 $f(t)$ 在较短的注入时间内计算误差较大的情况, 对 Carslaw 和 Jaeger 提出的相应的热传导解析解重新拟合出新的无因次时间函数 $f(t)$ 。该无因次时间函数形式较为简洁, 且在整个时间范围内具有较高的计算精度^[8]。

同年, Sagar 等分析了两相条件下焦耳汤姆逊效应的特征, 提出了相关的简化求取方法。Sagar 将井筒温度模型中的焦耳汤姆逊系数与流体内能合并为一项, 通过对 392 口井的资料处理, 回归出了该合并项的统计公式, 以此简化了井筒瞬态温度模型的复杂性, 同时也保证了计算的精度^[9]。

Hasan 和 Kabir 于 1991 年和 1994 年提出一个新的井筒瞬态温度模型。该模型较 Ramey 模型的不同之处在于: ①Hasan 首次将两相流引入井筒温度模型之中, 拓宽了井筒温度模型的适用范围; ②Hasan 在该模型中提出焦耳汤姆逊效应对井筒温度的影响; ③Hasan 就 Ramey 模型的无因次时间函数的局限性, 对温度在地层中做非稳态传导的过程进行重新计算, 得到新的无因次时间函数 $f(t)$, 该函数对无因次时间做了分段处理, 从而大大提高了函数的计算精度^[10,11]。

1992年, Alves 等对 Ramey 模型进行了改进, 考虑了焦耳汤姆逊效应对能量方程的影响, 同时考虑了井斜角、单相流、两相流等的影响, 从而建立了一个综合的温度模型。同时, Alves 就两相热容和焦耳汤姆逊系数的计算方法进行了一些简化处理^[12]。

2004年, Hagoort 在没有使用 Ramey 的假设条件的情况下, 提出了一个由无因次参数构成的热传导模型, 并给出该模型的严格解, 并与 Ramey 模型的解进行了对比。同时, Hagoort 在他的论文中也讨论了系统总传热系数对模型的影响情况^[13]。

2011年, Cheng 等认为, Ramey 在进行地层非稳态导热方程建立时没有考虑到井筒热容对温度分布的影响, 从而引入了井筒热容以建立新的井筒瞬态温度模型。通过计算, Cheng 认为无因次时间函数 $f(t)$ 实则是井筒热容和无因次时间的函数关系, 从而采用该无因次时间函数 $f(t)$ 的井筒瞬态温度模型具有更高的精度。Cheng 针对解析解的复杂性, 将该解析解在长时间条件下进行了化简, 得到了一个易于求解的无因次时间函数 $f(t)$ 。同时, 在无因次时间小于 0.5 时, Cheng 指出通过化简的无因次时间函数来求取无因次时间仍然具有较大的误差, 在无因次时间大于 0.5 时, 化简的无因次时间函数具有较高的计算精度, 当无因次时间大于 20 时, 该函数被再次化简, 其形式与 Ramey 所提出的无因次时间函数形式十分类似^[14]。

2011年, Zhang 等研究了在注入、生产制度不断变化条件下的井筒瞬态温度模型。他们首先对比了由 Carslaw 和 Jaeger 于 1959 年、Mishra 和 Guyonnet 于 1992 年分别提出的圆柱形无限大地层的热传导半解析解, 考虑了井筒流体在热交换过程中由于温度变化引起的径向热通量变化, 通过叠加原理得到了热通量的表达式, 并将该理论与 TOUGH2 油藏模拟器相耦合, 用于预测井筒温度变化情况^[15]。

2. 国内研究现状

1994年, 王弥康阐述了现有的几种井筒瞬态温度模型, 并对其进行了计算, 并与采用严格解的井筒瞬态模型进行了比较, 最后推荐采用 Hasan 提出的井筒瞬态温度模型来进行井筒温度分析^[16]。

2011年, 杨亚认为, 在气井井筒中的温度变化会引起井筒中天然气性质的变化, 在基于井筒温度变化对气井不稳定试井的影响情况基础上, 建立了考虑井筒温度变化与变井筒存储和表皮系数的均质气藏试井解释数学模型, 并进行了敏感性分析和实例分析^[17]。

2013年, 杨谋等考虑在钻井过程中钻井液的轴向导热问题, 建立了相应的井筒瞬态温度模型, 通过有限差分法建立其数值模型; 最后通过求解模型, 得出了是否考虑钻井液的轴向导热对于井筒温度分布影响不大的认识^[18]。

1.2.2 单相流井筒压力模型研究现状

1. 国外研究现状

Reynolds 于 1883 年开展了圆管单相流实验, 证实了压降与流速间的相关规律是由黏性流体的流型所制约的, 由此提出了一个无量纲参数——雷诺数。雷诺数是惯性力与黏

滞力作用的对比关系,是表征流体流动情况的无量纲数,可以通过该无量纲数值来反映流体的流型。Reynolds 通过实验研究,确定了单相流流体雷诺数小于 2300 时流型为层流,大于 2300 时流型为紊流^[19]。

对于层流流型和紊流流型下流体流动的摩阻系数的计算,最早是 Nikuradse 在进行相关实验后提出的。实验管道为人工粗糙管,即在圆形管道的内壁,人为地黏贴上分选好的等径砂粒。砂粒的直径称为管道的绝对粗糙度 D 。用不同直径的砂粒黏贴,可以得到不同的绝对粗糙度的人工粗糙管。通过实验测量了摩阻系数随相对粗糙度和雷诺数的变化,并将曲线绘制成 Nikuradse 曲线^[20]。

1939 年,Colbrook 提出了比较完善的摩阻系数计算公式,该公式是隐式方程,需要通过迭代计算求解^[21]。

1944 年,Moody 绘制了各种自然粗糙管道的摩阻系数曲线。Moody 图与 Nikuradse 图形态相同,但 Moody 图的数据取自真实管道,因此符合实际情况^[22]。

1956 年,Cullender 和 Smith 发表数值积分法以计算井筒压力分布,是计算方法的一次里程碑式突破。该方法将气体稳定流动能量方程式中的积分项全部作为变量考虑,采用分段迭代的方法进行求解,以达到更高的计算精度^[23]。

1976 年,Jain 发表了计算工业管道摩阻系数 f 的公式,这是一个显式公式,方便计算,并覆盖了 Moody 图上的光滑管区、过渡区和全部完全粗糙区。李士伦^[24]在《天然气工程》中对该式进行详细的说明。

2. 国内研究现状

1999 年,毛伟、梁政考虑到井筒温度和井筒压力模型都会调用很多共同的参数,因此提出了井筒温度压力耦合模型。该模型也考虑了气体和油管内壁的摩擦生热问题和气体的焦耳汤姆逊效应问题^[25]。

2008 年,朱得利、梅海燕等针对酸性气藏井筒温度压力计算展开了研究。井筒温度模型采用考虑焦耳汤姆逊效应的 Ramey 井筒温度模型,地层非稳态热传导无因次温度函数采用 Hasan 的研究结果;井筒压力模型采用 Cullender-Smith 模型,并结合酸性气体的性质对气体的偏差系数及黏度进行校正^[26]。

2010 年,郭肖、杜志敏针对酸性气田的开发问题,分别针对多相管流数学模型、流体相态和元素硫沉积、井筒温度-压力模型的研究进行调研,并提出今后酸性气田井筒温度压力分布预测模型的研究方向^[27]。

1.2.3 两相流井筒压力模型研究现状

气液两相流动是指在同一流动体系中,同时存在气相和液相两种流动介质的流动现象,它是多相流动现象中最为常见的类型之一。气液两相管流(即管内气液两相流)在工业过程中更为常见、应用更为广泛,特别是在石油行业中,对气液两相管流问题的研究具有重要意义。总的来讲,对于气液两相井筒压力模型的研究,先后经历了经验模型、理论模型阶段,现一一介绍。

1. 经验模型研究现状

1963年, Duns 和 Ros 根据实验室模拟数据, 结合现场数据进行修正后, 提出一个可以预测气液两相管流的压力模型, 通过研究将流型图划分为三个区域, 并以无因次气相速度数、液相速度数、管径数和液相黏度数四个无因次量来划分管流型。虽然该模型是基于不含水的气、油混合液体所归纳出的, 但部分情况下也可用于含水的气油混合管流压降计算^[28]。

1965年, Hagendorn 和 Brown 提出了气液两相管流的压力模型, 该模型的核心是解决气液混合物摩阻系数和持液率问题。对于气液混合物摩阻系数, 通过结合雷诺数和 Moody 图版进行计算; 对于持液率, Hagendorn 和 Brown 通过实验数据建立了三条与持液率相关的曲线, 通过适当的无因次参数辅助计算。该模型虽是建立在较多实验数据的基础上, 但其计算精度可靠^[29]。

1967年, Orkiszewski 在对比前人提出的两相流压降模型的基础上, 结合现场的 148 口油井的实际数据对这些压降模型进行了综合评判, 提出了一种新的压降计算方法。该方法首先通过无因次量来划分管流的流动型态, 不同流型下采用不同的压降模型做相关计算。Orkiszewski 提出的按流型划分以计算井筒压降的方法是建立在统计基础上的, 但具有很高的计算精度^[30]。

1973年, Beggs 和 Brill 将空气和水混合物在长度为 15m 的倾斜透明管中进行大量的实验, 总结出气液两相倾斜管流的摩阻系数和持液率的求取方法, 从而得到一个适用于气液两相倾斜管流压降模型^[31]。

1978年, Shell Group of Companies 的工程师 Gray 针对凝析气垂直管流问题进行研究。该模型考虑管流流体为单相气流, 气体中的冷凝水和凝析油附着在管壁上, 并引入四个无因次参数。虽然该模型的各项经验参数是根据对凝析气井数据拟合而得, 但同样可以将该模型运用到垂直、倾斜多相流井筒压降计算之中^[32]。

1985年, Mukherjee 和 Brill 等提出了针对井筒压降模型、持液率计算和流型判断的经验公式。他们的模型是基于倾斜两相管流实验数据而得到的, 也可以运用到垂直两相管流之中。对于泡流和段塞流流型, 压降模型中的混合摩阻系数是通过 Moody 曲线计算出的无滑移摩阻系数来表征的; 对于下坡管道分层流动流型, 则是考虑气、液两相具有光滑界面, 对该两相分别采用动量守恒方程进行计算; 对于环雾流, 则是考虑混合摩阻系数是持液率和无滑移 Moody 摩阻系数的函数关系^[33,34]。

2005年, 李媚等提出凝析气井筒动态分析方法, 对于高气液比条件采用修正的 Cullender-Smith 模型计算井筒压降, 对于低气液比条件采用 Beggs 和 Brill 模型计算井筒压降, 并运用相态方程对井筒流体做相平衡热力学闪蒸计算, 大大提高了低气液比井筒压力计算的精度^[35]。

2010年, 张仕强等针对出水气藏井筒气液两相流压降问题进行了研究, 对比了五种常用的两相流压降模型, 发现不同模型计算出的井筒压力分布差异很大。总体而言, 对于低气液比条件, 采用 Hagedorn-Brwon 模型具有较高的计算精度, 而对于高气液比条件, 宜采用 Mukherjee-Brill 模型进行井筒压降计算^[36]。

2. 理论模型研究现状

1972年, Aziz等从理论出发, 提出了基于流型判断基础上的井筒压降模型、持液率计算的理论模型。该方法对 Govier 提出的流型图做了相应修改, 采用五个无因次量来控制划分流型, 并从理论角度推导了在泡状流和段塞流流型下的持气率计算方法, 给出了相应的摩阻系数计算方法, 对其他流型的持气率和摩阻系数则采用 Duns-Ros 方法进行计算^[37]。

1986年, Kabir 和 Hasan 从 Taitel 等提出的气液两相流动流型过渡机理出发, 针对垂直两相管流展开了研究。他们将两相管流流型划分为泡状流、段塞-搅动流和环形流三种, 并按流型分别提出了持气率计算公式和摩阻系数计算公式, 从而按流型计算其压降^[38,39]。

1987年, Barnea 研究了任意倾角条件下的气液两相管流流型转换条件, 针对不同的流型, Barnea 融合、优选了相关的流型形成机理, 从而提出了一种用于判断气液两相管流流型的综合模型。Barnea 所做的研究为后续研究者提供了借鉴思路^[40]。

1990年, Ansari 等在 Taitel 等的研究基础上, 将向上任意倾角气液两相管流流型划分为泡状流、分散泡状流、段塞流-搅动流和环状流四种, 并在 Barnea 等的流型过渡理论上, 建立了以上四种流型的转换条件, 并给出不同流型下的持气率、摩阻系数计算方法及相应的井筒压降计算模型。同时, Ansari 将该模型与六个常用的井筒压力经验模型做了相关对比, 证明提出的理论模型具有较高的计算精度。但该模型不能很好地处理搅动流流型下的相关持气率计算、摩阻计算以及压降模型问题^[41]。

2000年, Gomez 等建立了一个水平/垂直两相流的完整理论模型, 该理论模型可以解决水平/垂直两相流的流型划分、持液率计算和压降计算问题。Gomez 将整个两相流流型划分为了分层流、段塞流、环形流、搅动流、分散泡状流和泡流 6 种, 其中关于流型预测采用 Barnea 提出的理论, 并提出消除流型转换不连续现象的方法。对分层流压降模型, 采用 Taitel-Dukler 模型, 并对液相摩阻系数和气液界面摩阻系数做了相关修正; 对段塞流压降模型, 采用的是 Taitel-Barnea 模型; 对环形流压降模型, 则是对适用于垂直和大斜度管流的 Alves 模型做了扩展使用; 对泡流压降模型, 采用 Hansan-Kabir 模型。可以说, Gomez 提出的模型是在优选、修正前人的两相流模型基础上得到的, 具有很强的理论性和计算精度^[42]。

2005年, Shi 等采用漂移流模型来处理井筒两相、三相流井筒温度压力分布问题。相对于常规的温度模型而言, 该模型具有连续、可微、易于快速求解的优点。同时, Shi 也指出模型参数具有一定的使用范围^[43]。

2007年, Hasan 和 Kabir 通过对 Ansair 模型的计算, 发现采用该模型计算的液膜厚度通常较小, 这就导致采用 Ansair 模型计算两相流井筒压力分布具有较大误差。Hasan 主要从液膜厚度和摩阻系数确定两个方面入手, 建立了一个均相的两相环形流压力模型。虽然该模型并没有像其他模型一样通过复杂的流型划分后进行压降求解, 但通过计算验证, 该模型的计算精度与复杂的理论模型的计算精度相当^[44]。

2008年, 梁毅、刘启国等针对目前水平管与倾斜管中段塞流特性的研究进展进行总

结与分析,并提出了以后研究的方向^[45]。

2010年,Hasan等以漂移流理论为基础,建立了一个简化的两相流模型,将气液两相管流划分为泡状流、段塞流、搅动流和环状流四种流型;引入考虑井斜、气液相对流动方向和流动通道几何形状的修正因子,并在段塞流和搅动流中引入平滑参数以增加计算的平滑性;最后与常用的经验模型进行对比验证^[46]。

2014年,Bhagwat和Ghajar针对一个广泛的气液两相流参数域建立了一个不基于流型判断而计算持气率的气液两相漂移流模型,对提出的多种漂移流模型在广泛的数据基础上通过计算证明了该模型用于计算持气率的精确性^[47]。

参 考 文 献

- [1] Schlumberger M, Perebinosoff A A, Doll H G. Temperature measurements in oil wells[J]. Journal of Petroleum Technologists, 1937, 23: 159.
- [2] Carslaw H S, Jaeger J C. Conduction of Heat in Solids[M]. Oxford: Clarendon Press, 1959: 327—353.
- [3] Ramey H J. Wellbore heat transmission[J]. Journal of Petroleum Technology, 1962, 14(04): 427—435.
- [4] Satter A. Heat losses during flow of steam down a wellbore[J]. Journal of Petroleum Technology, 1965, 17(07): 845—851.
- [5] Holst P H, Flock D L. Wellbore behaviour during saturated steam injection[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1966, 5(04): 184—193.
- [6] Willhite G P. Over-all heat transfer coefficients in steam and hot water injection wells[J]. Journal of Petroleum Technology, 1967, 19(05): 607—615.
- [7] Shiu K C, Beggs H D. Predicting temperatures in flowing oil wells[J]. Journal of Energy Resources Technology, 1980, 102(1): 2—11.
- [8] Chiu K, Thakur S C. Modeling of wellbore heat losses in directional wells under changing injection conditions[J]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1991, 350: 1.
- [9] Sagar R, Doty D R, Schmidt Z. Predicting temperature profiles in a flowing well[J]. SPE Production Engineering, 1991, 6(4): 441—448.
- [10] Hasan A R, Kabir C S. Heat transfer during two-Phase flow in Wellbores; Part I—formation temperature[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1991: 469—478.
- [11] Hasan A R, Kabir C S. Aspects of wellbore heat transfer during two-phase flow (includes associated papers 30226 and 30970)[J]. SPE Production & Facilities, 1994, 9(03): 211—216.
- [12] Alves I N, Alhanati F J S, Shoham O. A unified model for predicting flowing temperature distribution in wellbores and pipelines[J]. SPE Production Engineering, 1992, 7(4): 363—367.
- [13] Hagoort J. Ramey's wellbore heat transmission revisited[J]. SPE Journal, 2004, 9(04): 465—474.
- [14] Cheng W L, Huang Y H, Lu D T, et al. A novel analytical transient heat-conduction time function for heat transfer in steam injection wells considering the wellbore heat capacity[J]. Energy, 2011, 36(7): 4080—4088.
- [15] Zhang Y, Pan L, Pruess K, et al. A time-convolution approach for modeling heat exchange between a wellbore and surrounding formation[J]. Geothermics, 2011, 40(4): 261—266.
- [16] 王弥康. 注蒸汽井井筒热传递的定量计算[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1994, 18(4): 77—82.
- [17] 杨亚. 考虑井筒温度变化的气井不稳定试井[D]. 中国石油大学, 2011: 9—21.
- [18] 杨谋, 孟英峰, 李皋, 等. 钻井液径向温度梯度与轴向导热对井筒温度分布影响[J]. 物理学报, 2013, 62(7): 1—10.
- [19] Reynolds O. An experimental investigation of the circumstances which determine whether the motion of water shall

- be direct or sinuous, and of the law of resistance in parallel channels[J]. Proceedings of the royal society of London, 1883, 35(224-226): 84-99.
- [20] Nikuradse J. Strömungsgesetze in rauhen Röhren[J]. Journal of Applied Mathematics and Mechanics, 1931, 11(6): 409-411.
- [21] Colebrook C F. Turbulent Flow in Pipes, with particular reference to the Transition Region between the Smooth and Rough Pipe Laws[J]. Journal of the ICE, 1939, 11(4): 133-156.
- [22] Moody L F. Friction factors for pipe flow[J]. Trans. ASME, 1944, 66(8): 671-684.
- [23] Cullender M H, Smith R V. Practical solution of gas-flow equations for wells and pipelines with large temperature gradients[J]. Petroleum Transactions, AIME, 1956(207): 281-287.
- [24] 李士伦. 天然气工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 110-112.
- [25] 毛伟, 梁政. 气井井筒压力, 温度耦合分析[J]. 天然气工业, 1999, 19(6): 66-69.
- [26] 朱得利, 梅海燕, 张茂林, 等. 酸性气藏井筒温度压力计算[J]. 天然气勘探与开发, 2008, 31(3): 42-45.
- [27] 郭肖, 杜志敏. 酸性气井井筒压力温度分布预测模型研究进展[J]. 西南石油大学学报, 2010, 32(005): 91-95.
- [28] Duns H, Ros N C J. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells[C]. 6th World Petroleum Congress. World Petroleum Congress, 1963: 451-465.
- [29] Hagedorn A R, Brown K E. Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits[J]. Journal of Petroleum Technology, 1965, 17(04): 475-484.
- [30] Orkiszewski J. Predicting two-phase pressure drops in vertical pipe[J]. Journal of Petroleum Technology, 1967, 19(06): 829-838.
- [31] Beggs D H, Brill J P. A study of two-phase flow in inclined pipes[J]. Journal of Petroleum Technology, 1973, 25(05): 607-617.
- [32] Schlumberger. Pipesim 2009 Help Text[CP/DK], 2009.
- [33] Mukherjee H, Brill J P. Pressure drop correlations for inclined two-phase flow[J]. Journal of Energy Resources Technology, 1985, 107(4): 549-554.
- [34] Mukherjee H, Brill J P. Empirical equations to predict flow patterns in two-phase inclined flow[J]. International Journal of Multiphase Flow, 1985, 11(3): 299-315.
- [35] 李媚, 常志强, 孙雷, 等. 凝析气井井筒动态分析方法及软件研制[J]. 天然气工业, 2005, 25(7): 92-95.
- [36] 张仕强, 李祖友, 周兴付. 深层产水气井井筒压力预测研究[J]. 钻采工艺, 2010, 33(4): 28-31.
- [37] Aziz K, Govier G W. Pressure drop in wells producing oil and gas[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1972, 11(03): 38-48.
- [38] Kabir C S, Hasan A R. A study of multiphase flow behavior in vertical oil wells; part II-field application[C]. SPE California Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 1986: 479-487.
- [39] Taitel Y, Dukler A E. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas - liquid flow[J]. AIChE Journal, 1976, 22(1): 47-55.
- [40] Barnea D. A unified model for predicting flow-pattern transitions for the whole range of pipe inclinations[J]. International Journal of Multiphase Flow, 1987, 13(1): 1-12.
- [41] Ansari A M, Sylvester N D, Shoham O, et al. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1990: 143-152.
- [42] Gomez L E, Shoham O, Schmidt Z, et al. Unified mechanistic model for steady-state two-phase flow; horizontal to vertical upward flow[J]. SPE Journal, 2000, 5(03): 339-350.
- [43] Shi H, Holmes J A, Durlofsky L J, et al. Drift-flux modeling of two-phase flow in wellbores[J]. SPE Journal, 2005, 10(01): 24-33.
- [44] Hasan A R, Kabir C S. A simple model for annular two-phase flow in wellbores[J]. SPE Production & Operations, 2007, 22(02): 168-175.

- [45] 梁毅, 刘启国, 钟英. 水平管与倾斜管中段塞流的特性研究现状[J]. 内蒙古石油化工, 2008 (2): 4-6.
- [46] Hasan A R, Kabir C S, Sayarpour M. Simplified two-phase flow modeling in wellbores[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 72(1): 42-49.
- [47] Bhagwat S M, Ghajar A J. A flow pattern independent drift flux model based void fraction correlation for a wide range of gas-liquid two phase flow[J]. International Journal of Multiphase Flow, 2014, 59: 186-205.

第 2 章 传热学和热力学相关参数

进行井筒传热学相关研究，首先需要研究在传热过程中传热介质的热物理性质。在井筒传热过程中，传热介质包括：油管内流体、油管、环空流体、套管、水泥环以及地层岩石等。热物理性质包括：比热容、导热系数、热扩散系数等。

2.1 固体热物理性质

2.1.1 岩石比热

单位质量的物体在某一过程中温度升高 1K(1℃)所吸收的热量，称作该物体在该过程中的比热容。相同质量的不同物体，升高 1K(1℃)所需要的热量不同，比热容便是表示物体吸收热量后温度升高的热物性参数。

针对物体吸收热量时的状态不同，比热容可分为比定压热容 c_p 和比定容热容 c_v 。在工程运用中，通常采用的是比定压热容 c_p ，其定义式如下：

$$c_p = \frac{dQ}{m dT} \tag{2-1}$$

式中， c_p ——比定压热容(J · kg⁻¹ · K⁻¹)；

dQ ——物体温度升高所吸收的热量(J)；

m ——物体的质量(kg)；

dT ——物体升高的温度(K)。

表 2-1 是各种岩石在常温下的定压比热值。

表 2-1 各种岩石在常温下的比定压热容(单位：J · m⁻³ · K⁻¹)

岩石矿物	比热容	岩石矿物	比热容	岩石矿物	比热容
黄铁矿	0.54	玄武岩	0.63~0.89	石灰岩	0.88~1.04
云母	0.87	辉长岩	0.172	硅岩	0.22
硫磺	0.72~0.74	片麻岩	0.174	大理石	0.42
泥岩	00	花岗岩	0.55~0.79	砂岩	0.84
细砂岩	0.95	辉绿岩	0.17	蛇纹岩	0.95

2.1.2 固体导热系数

温度沿法线单位长度下降 1K(1℃)时单位时间内从单位面积传过的热量即为导热系数，其定义式如下：