

水平井井筒气两相流动规律及积液特征研究

黄晶晶, 石恒进, 周伟博, 杨航, 陈庆猛

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2024年5月13日; 录用日期: 2024年6月20日; 发布日期: 2024年6月30日

摘要

由于气田开发中出水气井所占比例逐年增加, 明确水平井井筒气两相流动规律及积液特征对于解决气井出水问题具有重要意义。然而, 水平气井出水特征规律复杂、无法准确预测积液风险, 导致水平井井筒气两相流动规律及积液特征尚不清楚。因此, 从水平气井气水两相流动规律研究入手, 通过建立水平井气水两相渗管耦合流动模型, 我们可以对水平井复杂完井段的积液过程进行深入的数值模拟分析。并在总结前人成果的基础上, 深入探讨了水平气井的气水两相流动规律, 同时研究了积液过程的携液模型和积液模型。研究结果表明, 水平井筒内的气两相流动有多种流型, 有分层流、间歇流、环雾流等。这些流型受多种因素影响, 如管径, 倾角, 流体性质等。特别是影响空气和水流类型最显著的是管径和倾斜度。积液过程受到各种因素的影响, 如气量、水量、轨迹上的倾角以及轨迹的起伏程度等。

关键词

水平井井筒气, 两相流动规律, 积液特征, 数值模拟

Study on the Two-Phase Flow Patterns and Liquid Loading Characteristics in Horizontal Wellbore Gas

Jingjing Huang, Hengjin Shi, Weibo Zhou, Hang Yang, Qingmeng Chen

School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: May 13th, 2024; accepted: Jun. 20th, 2024; published: Jun. 30th, 2024

Abstract

As the proportion of water-producing gas wells in gas field development increases year by year, clarifying the gas two-phase flow pattern and liquid accumulation characteristics in horizontal

wellbores is of great significance for addressing the issue of water production in gas wells. However, due to the complex and unpredictable nature of water production characteristics in horizontal gas wells, which makes it difficult to accurately predict the risk of liquid accumulation, the gas two-phase flow pattern and liquid accumulation characteristics in horizontal wellbores remain unclear. Therefore, starting from studying the gas-water two-phase flow pattern in horizontal gas wells, by establishing a coupled flow model for gas-water two-phase percolation in horizontal wells, we can conduct in-depth numerical simulation analysis of the liquid accumulation process in the complex completion section of horizontal wells. Based on a summary of previous research, this study delves into the gas-water two-phase flow pattern in horizontal gas wells, while also examining the liquid carrying and accumulation models in the liquid accumulation process. The results show that there are multiple flow patterns of gas two-phase flow in horizontal wellbores, including stratified flow, intermittent flow, annular-mist flow, etc. These flow patterns are influenced by various factors such as pipe diameter, inclination, and fluid properties. Among them, pipe diameter and inclination have the most significant impact on the gas-water flow patterns. The liquid accumulation process is influenced by various factors, including gas volume, water volume, inclination angle along the trajectory, and the degree of fluctuation in the trajectory.

Keywords

Horizontal Wellbore Gas, Two-Phase Flow Law, Liquid Loading Characteristics, Numerical Simulation

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

水平井作为一种新技术已经在各种不同类型的油藏的油气田开发中被广泛应用，并获得了良好的开发效果[1]。近年来，火山岩气藏已经成为一种重要的天然气资源。在火山岩气藏开发中，水平井技术因其能穿越多个火山，增加控制储量，提高生产能力，扩大泄流面积等显著优势而得到普遍应用[2]。然而，水平井的井身结构相较于常规直井更为复杂，井眼轨迹的变化使得对井筒内气水两相流动和积液特征的监测与管理变得更为困难。对水平井的渗水机理，尤其是压裂后造成预测水平井产能准确度不高，进一步加大了水平井设计难度的认识还不够全面[2]。同时，由于缺乏结合气藏渗水情况的井筒流动模型，使气藏容量受气流影响、压降变化等问题无法得到真实反映[3]。水平井技术的应用在火山岩气藏开发中还面临着以下挑战：

(1) 储层参数变化快，压裂参数不确定，出水等因素，使得水平井在钻前、钻后产能的预测有待于进一步的优化和完善[4]，这是水平井技术在火山岩储层中应用的难题。这需要对水平井的渗流机理有更深入的理解，并建立更准确的产能预测模型。

(2) 由于火山岩气藏主要集中在需要压裂投产、产量影响因素较多的 II、III 类储层，使得产量预测难度进一步加大。我们需要考虑在有限导流和无限导流条件下，建立更全面的产能评估模型，如裂缝的一孔隙型储渗方式等多种影响参数[5]。

(3) 气井出水是气井生产中的重要问题。底水气主要是由于底水锥进引起的藏气井出水[6]。气井出水后，气藏能量充足的情况下，气能把出水的水都从井筒里提出来；但在气藏能量不足的情况下，积液就会出现在井筒内，从而对生产造成影响。

在含水气藏的后期开发阶段,产水现象普遍出现在气井中。这一现象导致了渗流机理、产能动态、渗流特征与单相渗流产生显著区别。气井出水的原因很多,包括地层水以及凝析水等,对于底水气藏来说,底水的锥进是气井出水的主要原因是底水的锥进[7]。

为了评估水对气井生产能力的影响,研究通过建立水平井气水两相渗管耦合流动模型,对复杂井段的积液过程进行数值模拟分析,研究出一套水平井生产能力和积液动态识别方法,适用于火山岩气藏。通过这一方法,我们能够预见潜在的积液风险,合理选择治水时机,从而避免水淹带来的产能损失和气层伤害。

2. 气水两相流动规律研究

火山岩气藏因其独特的储层地质特征而备受关注。这些特征包括多样化的储集空间、与生油岩的特定关系以及显著的非均质性,这些因素共同塑造了火山岩储层的油气藏形成条件和开采潜力[7]。在火山岩气藏的开发过程中,采出水主要源自压裂液及页岩气地层,这些水主要包括凝析水、层间水、可动水及边底水[8]。这些水相与气相在水平井中的流动规律对气藏的开采效率具有重要影响。随着低渗透火山岩气藏的开发深入,一个显著的现象是有效上覆压力与孔隙压力之间的差值逐渐增大。这是由于储集层和孔隙压力的降低导致的,进而使得储层的微孔隙受到压缩,渗透率随之下降。这一现象被称为应力敏感性,尤其在低渗透火山岩储层中表现明显[9]。值得注意的是,裂缝的应力敏感性往往大于储层本身的应力敏感性,这对气藏的开发和管理提出了更高的挑战。因此,深入理解火山岩气藏水平井气水两相流动规律,以及应力敏感性对储层渗透率的影响,对于优化开采策略、提升气藏开采效率具有重要意义。研究气水两相渗流规律主要是基于实验的方法。选择吴宁等建立的兼顾管壁入流影响的机制模型,在对现有模型特征进行比较分析的基础上,预测水平井筒气水两相流态和压力分布规律,分析水平井筒气内部在入流条件下的气液流动规律。对于应力 m 敏感方程,通常采用下指数表达式

$$K = K_i \exp[-a(p_i - p)]$$

式中 K ——储层原始渗透率, mD;

a ——应力敏感系数, MPa^{-1} 。

通过调研分析可得低渗透火山岩气藏的渗流机理:储层一般存在应力敏感效应,且裂缝应力敏感大于基质应力敏感;当压力降到露点压力之下后,地层中出现油气两相流动,油气两相流动考虑启动压力梯度;在近井地带考虑奈流对气体流动的影响[10]。

火山岩气藏因其低孔、低渗的特性,导致气井射孔完井后自然产能较低。为了提高气井的开采效率和产量,大部分气井需要进行压裂改造以优化储层结构,进而促进流体的流动。在火山岩气藏中,流体的流动特点使得储层和压裂井中的流体流动可以分为两个部分进行详细分析:

第一部分为地层流向裂缝的低速非达西流动:由于火山岩储层的低渗透性,地层中的流体在流向裂缝时,流速相对较低,流动过程受到非达西效应的影响。非达西流动是指流体在低速流动时,由于岩石的孔隙结构和流体性质,流体流动不再遵循达西定律所描述的线性关系。在这一部分流动中,流体受到地层压力、岩石渗透率和流体性质等多种因素的共同影响。为了提高这一部分流体的流动效率,可以通过压裂改造增加裂缝的数量和连通性,降低流体流动的阻力[11]。

第二部分为裂缝流向井筒的高速非达西流动:当流体从裂缝流向井筒时,由于裂缝的导通性和井筒的直径较大,流体流速较高,流动过程同样受到非达西效应的影响。在这一部分流动中,流体受到裂缝宽度、裂缝连通性和井筒压力等多种因素的共同影响。为了提高这一部分流体的流动效率,可以通过优

化压裂设计和井筒结构,提高裂缝的导通性和井筒的集输能力。同时,合理控制生产压差和采气速度,避免流体流动过程中产生过大的压力损失和能量消耗。总的来说,火山岩气藏中的流体流动是一个复杂的过程,需要综合考虑储层特性、压裂改造效果和生产操作等多种因素。通过深入研究流体流动规律和优化开采技术,可以实现火山岩气藏的高效开采和可持续发展。

在生产条件下的管径和轨迹倾角对气液流分布的影响因素进行比较,比较流型分布的影响因素更为显著。管壁的流入虽然在流入位置对流型的影响较小,但对整个井筒的流型的影响仍然不可忽视,这会造成流速和流质在下游的增加。而压力和温度对流型的影响程度相对较小。考虑到实际井道的波动,层流、段塞流、环雾流等多种流态可能会出现在水平井筒中。因此,通过优化管径和流动轨迹倾角,改善气水流态,提高油气采收率,可以在水平井设计或措施管理中得到改善。

3. 携液模型研究

携液量在数字化气田的应用中的重要指标数据,井筒的汇合段压降随着井筒直径的增加而下降,随着井筒入流角度的增加而上升[12]。有些典型气井从 45~50 个月以后开始积液,积液量可达几十米,而有些气井生产状态良好,双分支水平井一般在倾斜段底部积液。对气井的正常生产和优选管柱设计,出水型气井临界携液流量的确定具有十分重要的意义。因此,出水气井的携液模型在国内外研究中一直被视为一大热点问题。有些典型气井从 45~50 个月以后开始积液,积液量可达几十米,而有些气井生产状态良好,双分支水平井一般在倾斜段底部积液。对气井的正常生产和优选管柱设计,出水型气井临界携液流量的确定具有十分重要的意义。因此,出水气井的携液模型在国内外研究中一直被视为一大热点问题。原始 Turner 临界携液流速模型用国际单位制基本单位表示为

$$v_c = C \left[\frac{g\sigma(\rho_w - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{0.25} \quad (1)$$

临界携液流量为

$$q_c = 86400A \frac{[\sin(1.7\Theta)]^{0.38}}{0.74} \times \frac{T_o p}{p_o Z T} v_c \quad (2)$$

将(1)带入(2)中得 $C = \frac{q_c}{86400A \frac{[\sin(1.7\Theta)]^{0.38}}{0.74} \times \frac{T_o p}{p_o Z T} v_c \times \left[\frac{g\sigma(\rho_w - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{0.25}}$, 式中 q_c 为折算到标准状

况下临界携液流量, m^3/d ; A 为流通截面面积, m^2 ; p 为井下计算点压力, MPa ; T 为井下计算点温度, K ; Z 为井下计算点气体压缩因子, 其与井下计算点温度、压力和气体组成有关。Turner 的液滴模型通过计算气井临界的液滴流速和流量, 假定高速气流运载的液滴为圆球形[13]。

本研究考虑到井筒的造斜段, 建立相应的两相管流模型, 以模拟流体在倾斜井筒中的流动特性; 对于井筒的垂直段, 同样建立两相管流模型, 以模拟流体在垂直井筒中的流动。对于井筒的垂直段, 同样建立两相管流模型, 以模拟流体在垂直井筒中的流动, 结合垂直段的模型, 建立整个复杂完井段的两相流动模型。使用 Fluent 软件作为数值模拟工具, 选择 3D 模型以更准确地模拟井筒和裂缝的三维结构, mixture 多相流模型来模拟气液两相的混合流动, Realizable $k-\epsilon$ 湍流模型来描述流体的湍流特性, 选用 Simplec 作为求解方法, 以提高求解的稳定性和效率。设置井筒中流动介质的一相为甲烷(CH_4), 另一相为水。裂缝四周设置为入口边界, 模拟流体从裂缝进入井筒。垂直段顶端设置为出口边界, 入口压力设

为 20 MPa。模拟流体从井筒流出。根据气体组分检测结果, 设置每条裂缝入口的甲烷体积分数为 99.9%, 水相质量流量为 0.1%。

根据水平井完井管柱内管径, 分别设置了 20 mm, 40 mm, 60 mm, 80 mm 管径进行模拟计算, 绘制了不同井段持液率随管径的变化曲线如图 1、图 2 所示。

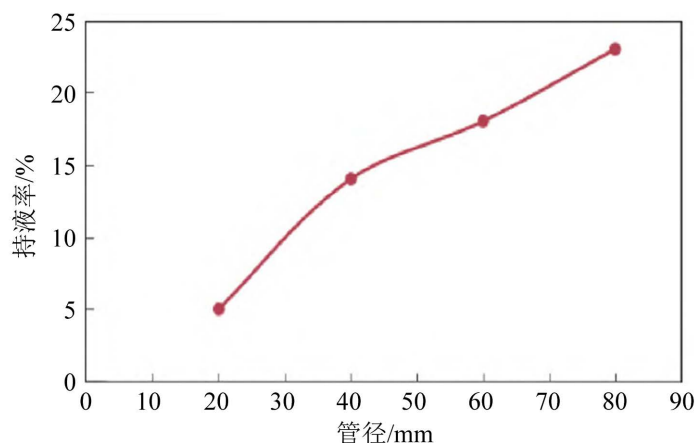


Figure 1. Variation curve of liquid carrying rate in vertical section with pipe diameter

图 1. 垂直段携液率随管径的变化曲线

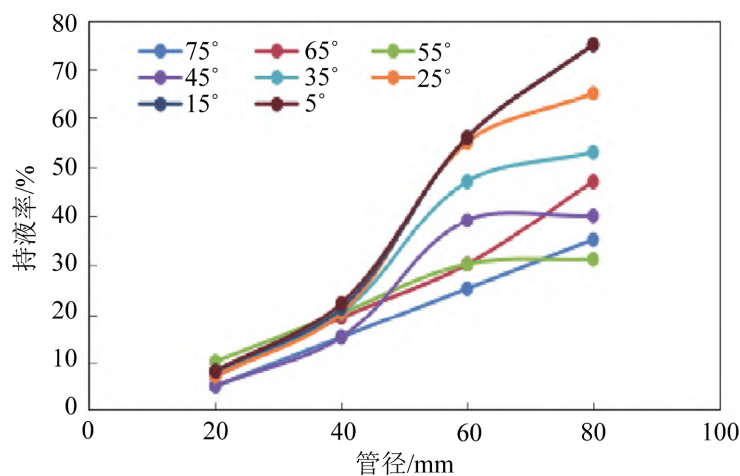


Figure 2. Variation curve of liquid carrying rate in inclined section with pipe diameter

图 2. 倾斜段携液率随管径的变化曲线

结果分析

(1) 当管径在 0~0.4 m 范围内时, 持液率基本保持不变[14]。这可能是因为在这个管径范围内, 气液两相流的流动特性相对稳定, 没有发生显著的变化。管径的变化不足以显著影响气液两相的分布和流动状态, 因此持液率保持相对稳定。当管径大于 0.4 m 时, 持液率随管径的增加逐渐增大。垂直管段持液率变化平稳, 在 40 mm 管径处出现峰值;

(2) 不同倾角的倾斜管段持液率随管径的增加而增大, 增加幅度和趋势基本不变; 当管径大于 0.4 m 时, 持液率增大的幅度(曲线斜率)表现出明显增大的趋势。需要注意的是, 在实际应用中, 持液率的变化可能受到多种因素的影响, 如气液两相的流量、压力、温度、管道材质和表面特性等。因此, 在进行具

体的模拟计算和分析时, 需要综合考虑这些因素。

4. 积液模型研究

井底积液问题成为制约产量的重要因素, 因为气井进入后期生产, 严重时可能造成停产。气井积液是复杂的两相流动过程, 准确预测对维持天然气生产稳定性和效率至关重要。油套压差大、气体产量不稳定等等, 目前大部分的积液判断都是在经验的基础上进行的。

对这个问题, 国内外学者都深有研究。N. Douzi 观察, 当井底压强超过油库压强时, 油库中的积液就会发生回流现象; 当回喷量与井底液产出量达到平衡时, 积液高度就会保持稳定, 这时气井的生产状态达到了亚稳定。于是他在 2005 年提出了气井积液模型, 揭示了当井底压力超过油藏压力时, 积液会在回注量和产出量平衡的情况下, 通过对积液高度变化的详细分析, 使气井达到亚稳态所需的时间, 以及此时的积液高度等关键参数, 使气井达到生产亚稳态[15]。Frank Van Cool 随后改进了 Douzi 的模型, 提高了预测精度和适用性。在 2005 年发表的《动态分布气井积液》一文中, 穆林等人在气井关井后利用载液临界流速和真实流速沿井筒分布确定了油套积液段塞在生产过程中的位置, 并对油套间的积液高度差进行了计算。

5. 结论

1) 通过火山岩凝析气藏典型气井的产能影响因素分析表明, 压裂气井的产能与储层厚度、裂缝半长、裂缝导流能力及裂缝条数成正相关性关系, 而与启动压力梯度、地层及裂缝应力敏感指数成负相关。

2) 通过对储层构造地质特征, 产出水出水来源以及产水规律的分析, 进行气井分类以及产水情况分析。水平井筒内气液流型分布受生产条件下管径、轨迹倾角影响明显。管壁流对流过位置的流过影响较小, 但对整个井筒的流过产生不可忽视的影响, 从而导致下游流过速度和质量的提高。相对来说, 气压和气温的作用要小一些。由于实际井道的起伏, 层流、段塞流、环雾流等多种流态可能在水平井筒中呈现。

3) 使用多相流数值模拟软件对水平井复杂完井段的积液过程进行了模拟分析。由于重力的影响, 造斜段的临界携液气量较大, 因此在气井产量不变的条件下, 积液更容易集中在造斜段[16]。

4) 研究了气井携液规律以及气井积液形成机理。通过建立造斜段两相管流模型、垂直段两相管流模型得到复杂完井段模型并利用数值模拟对复杂完井段积液过程进行初步模拟, 计算不同井段持液率等, 分析气水两相流在井筒内的流态变化。

5) 水平井中的流动为变质量流动, 具有与普通水平圆管不同的流动特性, 水平井的径向流入导致水平井从指端到跟端的流量逐渐增大, 流体的速度也不断增大, 井筒内的加速度不为零。

资金资助

重庆科技学院大学生科技创新训练计划项目(项目编号: 2023129); 国家自然科学基金青年科学基金项目(项目编号: 52304024); 重庆市自然科学基金面上项目(项目编号: CSTB2023NSCQ-MSX0264); 重庆科技学院人才引进科研启动资助项目(项目编号: ckrc2022025)。

参考文献

- [1] 李丽, 汪雄雄, 刘双全, 刘建仪, 高仪君, 李超. 水平井筒气水流动规律及影响因素[J]. 石油学报, 2019, 40(10): 1244-1254.
- [2] 彭壮, 汪国琴, 徐磊, 何显荣, 王春燕, 胡松. 水平井筒气水两相流动压降规律研究[J]. 天然气与石油, 2015, 33(3): 74-78.

-
- [3] 付美龙, 陈刚, 唐善法, 文守成. 油田化学原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015.
- [4] 刘东伟, 杨保健, 张文博, 薛宪波. 水平井井筒气液两相流流动特性分析[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2023, 43(15): 81-84.
- [5] 郭松林, 于绍辉, 方萌. 页岩气水平井气水两相流流型数值模拟[J]. 石油化工应用, 2017, 36(4): 18-23.
- [6] 杨川东. 采气工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001: 96-101.
- [7] 张琪, 周生田, 吴宁. 水平井气液两相变质量流的流动规律研究[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2002, 26(6): 46-49.
- [8] 李聪, 王勇, 李韬, 等. X 气田出水类型判断[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2014, 16(6): 52-54.
- [9] 袁淋, 李晓平. 低渗透气藏水平井气水两相产能研究[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(9): 55-61.
- [10] 任桂蓉. 川西水平气井井筒两相管流流型实验研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2016.
- [11] 聂延波, 李晓平, 王金明. 水平井筒压降计算理论与方法综述[J]. 国外油田工程, 2010, 26(12): 32-36.
- [12] 刘晓丽, 等. 多孔介质中水气二相流动力学行为分析[J]. 中国科学技术大学学报, 2004, 34(z1): 462-469.
- [13] 刘慈群. 双重孔隙介质中水平井两相渗流[J]. 水动力学研究与进展 A 辑, 1994(5): 588-592.
- [14] Muskat, M. (1950) Some Theoretical Aspects of Cycling-Part2: Retrograde Condensation about Well Bores. *Oil and Gas Journal*, **48**, 53-55.
- [15] O'Dell, H.G. (1967) Successfully Cycling a Low-Permeability, High-Yield Gas Condensate Reservoir. *Journal of Petroleum Technology*, **19**, 41-47. <https://doi.org/10.2118/1495-PA>
- [16] Roebuck Jr., I.F., Ford, W.T., et al. (1968) The Compositional Reservoir Simulator: Case IV the Linear Model. *Proceedings of the Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, Houston, 29 September-2 October 1968, 125-130. <https://doi.org/10.2118/2235-MS>