

不同水平段井眼轨迹下气液运移特征及指示意义

赵彦伟¹,倪小明^{1,2},闫晋¹,郭盛强³

(1.河南理工大学,能源科学与工程学院,河南焦作 454000;2.煤炭安全生产与清洁高效利用省部共建协同创新中心,河南焦作 454000;3.山西蓝焰煤层气集团有限责任公司,山西晋城 048204)

[摘要]为查明不同形态水平段井眼轨迹下的气、液运移特征,以推动煤层气的高效开发,本次研究应用Fluent软件模拟不同水平段井眼轨迹下的气、液两相运移,得到四种水平段井眼轨迹(上倾形、下倾形、弓形、勺形)下的气、液运移特征,分析了四种井眼轨迹时水平段液体的滞留效应,提出了不同水平段井眼轨迹下气液高效产出的排采工艺。结果表明:不同气液流速比下,上倾形井眼轨迹内存在流态有气泡流、层流、环雾流;下倾形和弓形井眼轨迹内存在流态有气泡流、层流、段塞流、弥散流、环雾流;勺形井眼轨迹内存在流态有层流、段塞流、环雾流。上倾形、下倾形、弓形、勺形四种井眼轨迹液体滞留区间分别为670~700 m、0~300 m、0~180 m、650~700 m、0~320 m;滞留区占比分别为4.28%、42.86%、32.86%、45.71%。环雾流时,通过气体携液作用能促进液体产出、降低液体的滞留效应。气液流速比为6.667时,能从段塞流过渡到环雾流。煤层气井的产气阶段,在实际排采过程中,通过调节套压和井底流压,快速提高煤层气井日产气量,能够实现气体和液体的高效产出。该研究成果可为不同水平段井眼轨迹下煤层气井产气阶段排采工作制度提供理论依据。

[关键词]水平段井眼轨迹 气、液运移特征 液体的滞留效应 排采工艺 煤层气

[中图分类号] TE122.2 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 0495-5331(2025)02-0420-11

Zhao Yanwei, Ni Xiaoming, Yan Jin, Guo Shengqiang. Characteristics and significance of gas-liquid transport in different horizontal sections of borehole trajectories[J]. *Geology and Exploration*, 2025,61(2): 0420-0430.

0 引言

水平井是目前地面煤层气开发的主要井型之一,水平段井眼轨迹是研究的热点(高德利,2021;王小东等,2024)。受设计理念、现场施工条件、钻井技术等因素影响,水平段井眼轨迹有上倾形、下倾形、弓形、勺形等形态,形态差异导致气、液两相运移特征存在差异。气、液两相流时,气体可能占据部分水平井段的通道,增加了液体流动时的阻力,抑制了液体的产出,这种现象称为滞留效应(刘永辉等,2019;梁平等,2021)。不同井眼轨迹水平段中液体滞留效应存在差异,进而影响水压传播和气体产出。查明气液运移特征、滞留效应差异可为不同水平段井眼轨迹下煤层气

井产气阶段排采工作制度得制定提供理论依据。

目前,水平井的井眼轨迹主要从地质储层条件、钻具适配性等方面进行设计(东振等,2018;许耀波和郭盛强,2019)。一方面,通过裂缝性漏层识别与井漏防治技术优化井眼轨迹,避开裂缝尺度较大区域,避免钻井过程中产生严重井漏(吴德山等,2018;Lin et al., 2023;余朝毅,2024)。通过分析地质构造特征优化井眼轨迹,避免钻井过程中摩阻和扭矩过大,提高水平段钻井效率(张文华等,2001;何树山等,2008)。另一方面,结合现有钻具情况进行井眼轨迹优化使井眼轨迹与钻具适配性高(Mohammed et al., 2021;雍锐等,2023;桑树勋等,2024)。以往研究主要从地质因素、施工条件角度

[收稿日期] 2024-08-19; **[改回日期]** 2025-02-12; **[责任编辑]** 郝情情。

[基金项目] 山西省科技重大专项计划“揭榜挂帅”项目(编号:202101080301014)和国家自然科学基金项目(编号:42372198)联合资助。

[第一作者] 赵彦伟(2000年-),男,2021年毕业于河南理工大学,采矿工程(煤及煤层气)专业,获学士学位,主要从事煤系气地质与勘探开发方面的研究。E-mail:161253387@qq.com。

[通讯作者] 倪小明(1979年-),男,2008年毕业于中国矿业大学(北京),地球探测与信息技术专业,获博士学位,教授,主要从事煤系气地质与勘探开发方面的科研与教学工作。E-mail:nxm1979@126.com。

对水平井的井眼轨迹进行设计,不同水平段井眼轨迹对煤层气排采过程中的气、液运移的影响研究较少。

针对水平井眼轨迹下气液运移特征,国内外学者基于常规气液两相管流模型,结合质量守恒方程建立了管壁入流条件下水平井筒气液两相变质量流动的流型划分准则(Ke et al., 2023)、压降模型(薄启亮和吴宁, 2004)、水平井变质量流动预测模型(张琪等, 2002; 王小秋等, 2005; Yu et al., 2022)。近年来,研究人员通过搭建相似模拟实验平台和运用模拟软件(肖荣鸽等, 2013; Zeeshan et al., 2022),分析了气液流速、孔眼粗糙度、不同井眼轨迹等因素对水平段流动的影响,认为:随着流速及混合速度的增加,水平段压力损失明显增加,水平段末端下翘流动时的井筒积液最严重(彭壮等, 2015; 迟焕鹏等, 2018; Zhang et al., 2022)。以上学者对井筒内气液流动规律及影响因素进行了研究,但对水平段内气、液两相流时的运移特征认识不够清晰。基于此,为确定研究不同水平段井眼轨迹下气液运移特征,本次研究应用 Fluent 软件模拟了四种形态下气液运移和流态变化,分析了不同井眼轨迹下液体的滞留效应,以期对不同井眼轨迹下煤层气水平井排

采工作制度的优化提供依据。

1 不同水平井井眼轨迹下气液运移模拟

通过对一定相似比条件下的通道进行研究,发现气泡流和段塞流阶段存在气泡和气塞的合并现象,当通道足够长时,同一通道内或将存在两种或多种流态。为了消除相似比的影响,查明整个水平井段气液运移特征,采用 Fluent 软件分别模拟了四种形态下(上倾形、下倾形、弓形、勺形)水平段内的气液运移变化。

1.1 模型构建与控制方程

目前,煤层气井水平段长度一般为 700 m。针对四种井眼轨迹,分别建立了二维几何模型(王震和金志浩, 2007),四种井眼轨迹在水平方向的投影长度为 700 m。三角形网格能更好地适应不规则面,使得结果相对误差更小,本次使用三角形进行网格划分(刘寅等, 2018)。上倾形、下倾形、勺形、弓形所建模型的网格数量分别为 186704、186704、186992、187032。基于湍流标准 *k-epsilon* 模型(张赫铭等, 2021),考虑重力项作用并进行了瞬态模拟。入口端定义为水平井端的末端,直井筒端连接井筒。模型具体设置如图 1 所示。

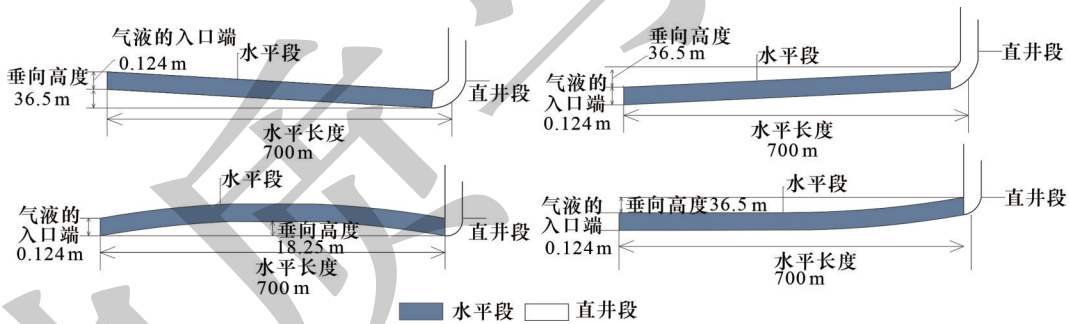


图 1 不同水平井眼轨迹模型示意图

Fig. 1 Schematic diagrams of different horizontal borehole trajectory models

a-上倾形; b-下倾形; c-弓形; d-勺形

a-upward inclined shape; b-downward inclined shape; c-bow shape; d-spoon shape

气液两相流运移时体积分数连续性方程为:

$$\begin{cases} \frac{\partial(\alpha_g \rho_g)}{\partial t} + \nabla \cdot (\alpha_g \rho_g \vec{v}_g) = 0 \\ \frac{\partial(\alpha_l \rho_l)}{\partial t} + \nabla \cdot (\alpha_l \rho_l \vec{v}_l) = 0 \\ \nabla^2 f = \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 f}{\partial y^2} \\ \alpha_g + \alpha_l = 1 \end{cases} \quad (1)$$

式中: α_g 和 α_l 分别为气相体积分数和液相体积分

数,无量纲; ρ_g 和 ρ_l 分别为气相密度和液相密度, kg/m^3 。

动量方程为:

$$\frac{\partial(\rho_p)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_p \vec{v}_p) = 0 \quad (2)$$

$$\frac{\partial(\rho_p \vec{v}_p)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_p \vec{v}_p \vec{v}_p) = -\nabla_p + \nabla \cdot [\mu(\nabla \vec{v}_p + \nabla \vec{v}_p^T)] + \rho_p g + F \quad (3)$$

式中: ρ_p 为液相或气相密度, kg/m^3 ; \vec{v}_p 为 p 相的

液相流速, m/s , g 为重力加速度, 取 $9.8, g/s^2$; μ_p 为动力粘度, $Pa \cdot s$; F 为作用在流体上的曳力、升力、壁面润滑力、湍流扩散力共同作用的合力, N 。

1.2 参数控制与初始条件

初始时, 设水平段内充满了水。气相为甲烷气体且可压缩, 液相为水且不可压缩相。甲烷气体的动力粘度 $\mu_a = 1.79 \times 10^{-5} Pa \cdot s$ 、密度 $\rho_g = 0.716 kg/m^3$; 水的动力粘度 $\mu_l = 1.005 \times 10^{-3} Pa \cdot s$ 、密度 $\rho_l = 1000 kg/m^3$ 。

1.3 实验方案

为了验证数值模拟结果的准确性, 将孔径为 $5 mm$ 、长度为 $100 mm$ 的通道等比例放大为孔径为 $124 mm$ 、长度为 $2480 mm$, 使得物理模拟实验的通道直径等于数值模拟实验的通道直径。气体和液体在煤层气水平井段的流速不同, 会表现出不同的流态。为了使数值模拟具有针对性, 首先通过气-液运移产出流态观测装置进行不同气/液流速比下物理模拟实验, 确定数值模拟参数。气-液运移产出流态观测装置如图 2 所示。

实验装置主要包括: 为实验提供恒定流速的气体容器和恒速恒压泵、液体容器和恒速恒压泵, 为实验提供裂隙通道内流态的高速摄像显微镜和模型板实验台, 回收实验废气、废液的回收皿, 以及单向阀、回压阀等。

气-液两相流态的判别方法主要有观测法、数学模型法、流型图法等。本文采用观测法对气泡流、段塞流、环雾流等流态进行区分(李书磊等, 2014; 倪小明等, 2024)。实验采用高透有机玻璃制作出直径为 $5 mm$ 的裂隙通道模型板, 放置于模型板实验台。考虑现场水平井的实际气、液相流速, 通过多次试测试, 当液相流速为 $0.03 m/s$ 时, 气相流速

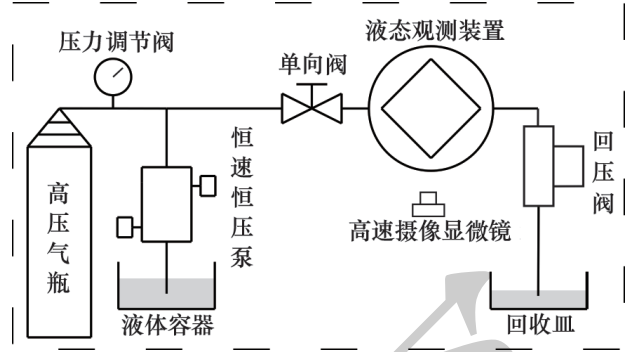


图 2 气-液运移产出流态观测装置

Fig. 2 Observation device of gas-liquid transport output flow

在 $0.02 \sim 0.08 m/s$ 时, 随着气相流速增加, 依次出现气泡流、段塞流、环雾流。

根据物理模拟实验结果, 随着气液流速比的增加, 裂隙通道内流态逐渐由气泡流向环雾流转化。并将模板以一定比例放大来对比数值模拟的结果从而验证数值模拟的可行性。

目前, 煤层气井水平段的套管内径一般为 $0.124 m$; 气液两相流阶段的日产水量一般为 $0 \sim 30 m^3$, 日产气量一般为 $0 \sim 20000 m^3$; 井筒倾角通常为 $0 \sim 5^\circ$; 考虑最大日产水量, 设置液体注入速度为 $0.03 m/s$ 。将气体流速分别设置为 $0.025, 0.05, 0.1, 0.2, 0.4 m/s$, 当气液流速比为 13.333 时, 气液运移稳定后井筒内表现为环雾流。随着气液流速比的增加, 井筒内气液运移稳定后流态未发生明显变化(耿新中, 2019; 王镜惠等, 2020)。实验方案见表 1。

1.4 模拟结果的验证

计算相似模拟实验下和数值模拟实验下气塞长度、段塞频率等参数, 对比物理模拟实验结果与数值模拟实验结果来验证数值模拟结果可靠。实验结果对比, 如图 3 所示。

表 1 模拟实验方案

Table 1 Simulated experimental programmer

方案	水平段形态	井筒直径 (m)	进出口端压差 (MPa)	倾角 (°)	液体流速 (m/s)	气体流速(m/s)	初始气体体积分数
1						0.025	
2						0.05	
3	上倾形	0.124	-0.7	3	0.03	0.1	0
4						0.2	
5						0.4	
6						0.025	
7						0.05	
8	下倾形	0.124	0.7	3	0.03	0.1	0
9						0.2	
10						0.4	

续表 1

Continued Table 1

方案	水平段形态	井筒直径 (m)	进出口端压差 (MPa)	倾伏角 (°)	液体流速 (m/s)	气体流速(m/s)	初始气体体积分数
11						0.025	
12						0.05	
13	弓形	0.124	0	3	0.03	0.1	0
14						0.2	
15						0.4	
16						0.025	
17						0.05	
18	勺形	0.124	0.7	3	0.03	0.1	0
19						0.2	
20						0.4	

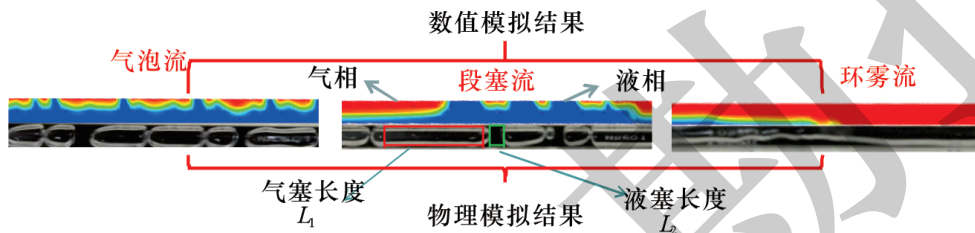


图 3 实验结果与模拟结果对比

Fig. 3 Comparison between experimental and simulation results

为了验证模拟结果的可靠性,分别用气塞长度系数 L_a 和 L_b 、段塞频率系数 T_a 和 T_b 、含气饱和度系数 P_a 和 P_b 表征物理模拟实验和数值模拟实验结果(图 4)。按照每隔 2 m 布置一个测线来计算模拟条件下气塞长度系数、段塞频率系数、含气饱和度系数等相关参数,与等比例缩放下的物理模拟实验参数进行对比(表 2)。其中段塞频率和含气饱和度计算公式为(倪小明等, 2024):

$$\begin{cases} T = \frac{\bar{v}_l}{60 \times (L_1 + L_g)} \\ P = \frac{L_g}{(L_1 + L_g)} \end{cases} \quad (4)$$

式中: T 为段塞单元的周期, s; \bar{v}_l 为液相折算流速, m/s; L_1 为液相段塞的长度, m; L_g 为气相段塞的长度, m; P 为含气饱和度, 无量纲。

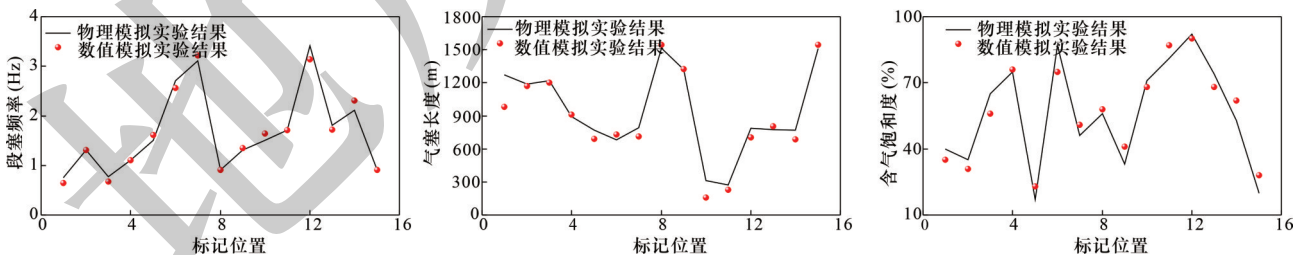


图 4 计算结果对比

Fig. 4 Comparison of calculation results

对比物理模拟实验和数值模拟实验结果中的气塞长度系数、段塞频率系数、含气饱和度等参数,得出不同通道位置,物理模拟实验和数值模拟实验结果中各个参数相差较小,数值模拟结果可靠。

2 不同水平井眼轨迹下气液运移特征与分析

不同的水平段井眼轨迹导致气液两相在运移过程中所受的力不同,引起气液运移差异。随着气液流速比的逐渐增加,井筒内流态转化位置发生改

表2 物理模拟与实验测试主要参数对比

Table 2 Comparison of main parameters of physical simulation and experimental tests

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	相关性系数
L_a	1271	1189	1221	893	772	681	792	1512	1321	311	275	786	774	769	1511	0.84
L_b	981	1171	1201	913	692	731	713	1544	1324	158	227	706	804	687	1543	
T_a	0.75	1.31	0.77	1.11	1.51	2.71	3.11	0.91	1.31	1.51	1.71	3.41	1.81	2.11	0.91	0.87
T_b	0.65	1.31	0.67	1.11	1.61	2.56	3.22	0.91	1.35	1.64	1.71	3.14	1.72	2.31	0.91	
P_a	40	35	65	75	17	87	46	56	33	71	81	92	74	53	20	0.91
P_b	35	31	56	76	23	75	51	58	41	68	87	90	68	62	28	

变。通过模拟得出井筒内体积分数场、流态转化位置,进而分析其运移特征。由于上倾型井眼轨迹和弓型井眼轨迹内气液运移稳定后井筒内主要显示为环雾流,不同气液流速比之间无明显区别,为了研究不同气液流速比下井筒内流态变化特征,选取20000步时下井筒内运移特征进行分析。而其他井眼轨迹针对气液运移稳定后进行分析。

根据不同流态间的数学模型来确定井眼轨迹内流态转化位置(闫晋等,2024)。

(1)气泡流发生的临界状态的数学模型为:

$$\begin{cases} v_g > 0 \\ D_f > 1.06 \times \sqrt[3]{\frac{6D_0\sigma}{(\rho_1 - \rho_g)g}} \times v_r^{0.036} \\ \varphi = \frac{V_g}{V_g + V_l} = \frac{v_g}{v_g + v_l} < 30\% \end{cases} \quad (5)$$

(2)段塞流发生的临界状态的数学模型为:

$$\begin{cases} D_f \leq De \\ v_r > C \sqrt{(\rho_1 - \rho_g)g \frac{D_f}{\rho_g}} \\ \frac{1}{2} C_D \rho_g v_r^2 < \frac{40\sigma g}{v_g^2 \rho_g} (\rho_1 - \rho_g) \end{cases} \quad (6)$$

(3)环雾流发生的临界状态的数学模型为:

$$\frac{1}{2} C_D \rho_g v_r^2 \geq \frac{40\sigma g}{v_g^2 \rho_g} (\rho_1 - \rho_g) \quad (7)$$

式中:De为初始初生气泡的直径,m; D_0 为注气

通道的直径,m; σ 为液相的表面张力,N/m; v_r 为两相流体的相对速度,m/s; v_l 为液相的流速,m/s; v_g 为气相的流速,m/s; D_f 为裂隙通道的直径,m; φ 为局部持气率,无量纲; V_g 为局部气相体积, m^3 ; V_l 为局部液相体积, m^3 。

首先根据通道内气液体积分数进行流态转换区间的确定,然后将区间内气液运移速度带入流态转换临界数学模型进行流态转换具体位置的确定。通过对比不同井型下的流态转换,分析不水平井段气液运移特征。

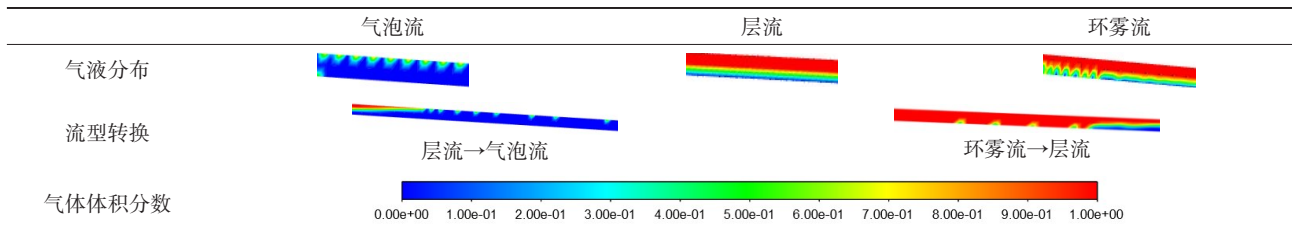
2.1 上倾形水平井眼段气液运移特征

不同气液流速比在上倾形水平段内依次会出现气泡流、层流、环雾流等三种流态(表3)。

随着气液流速比的增加,环雾流所占比例增加,气泡流所占比例减小(表4)。气液流速比为0.833时,气液运移流态以气泡流为主,占比约为90%左右。气液流速比分别为3.333、6.667、13.333时,仅出现环雾流和气泡流两种流态,其中,气液流速比为13.333时,气泡流占比约为65%。这是因为,气液流速比相对较小时,气泡在水平段合并聚集。随着气液流速比的增加,气团逐渐扩大,达到稳定阶段后表现为层流。气液流速比继续增加,气泡汇集成大的气团后,把液相吹散为液滴形成环雾流。随着气液流速比的增加,环雾流区域占比逐渐增加。

表3 上倾形井眼轨迹流态

Table 3 Flow regimes for upward inclined borehole trajectories



2.2 下倾形水平井眼段气液运移特征

不同气液流速比在下倾形水平段内依次会出现气泡流、层流、段塞流、弥散流、环雾流等五种流态。下倾形井眼轨迹流态见表 5。

表 4 不同气液流速比下流态占比

Table 4 Percentage of flow states at different gas-liquid flow rate ratios

气液流速比	环雾流占比 (%)	层流占比 (%)	气泡流占比 (%)
0.833	9.5	3.1	87.4
1.667	12.5	3.6	83.9
3.333	17.5	0	82.5
6.667	24.2	0	75.8
13.333	34.3	0	65

当气液流速比为 0.833 时,井筒内气液两相流

态以段塞流为主占比约为 70%(表 6)。气液流速比为 1.667 时,井筒内气液两相流态以层流和段塞流为主,各占比约为 50%。气液流速比分别为 3.333、6.667、13.333 时,环雾流所占比例超过了 99%。这是因为,气液流速比相对较小时,开始以气泡流运移;运移过程种随着气液流速比逐渐增加,液相流速逐渐降低,气泡流开始向段塞流转化。初始气液流速比较大时,气相运移过程中形成层流,并随着气液运移逐渐转化为段塞流。随着初始气液流速比增加,气液进入水平段直接为层流,随着气液逐渐运移,水平段顶部和底部出现小液滴,形成环雾流。初始气液流速比继续增加,气液进入水平段直接形成弥散流,并随着气液在井筒内逐渐运移转化为环雾流,此时的环雾流中小液滴消失。

表 5 下倾形井眼轨迹流态

Table 5 Flow patterns of downward inclined borehole trajectories

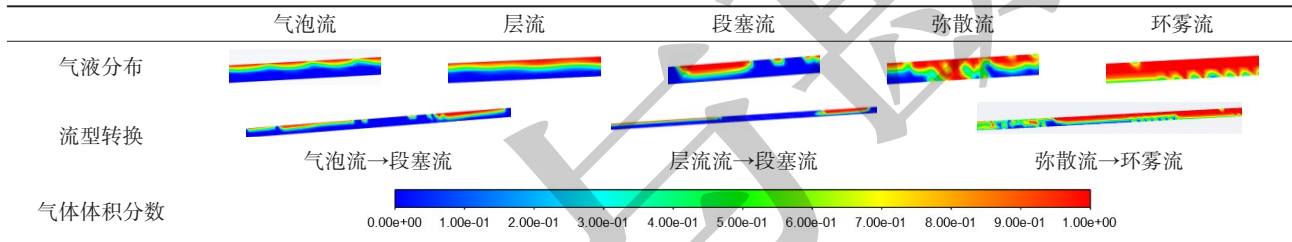


表 6 不同气液流速比下流态占比

Table 6 Percentage of flow states at different gas-liquid flow rate ratios

气液流速比	气泡流占比 (%)	层流占比 (%)	段塞流占比 (%)	弥散流占比 (%)	环雾流占比 (%)
0.833	30.5	0	69.5	0	0
1.667	1.4	47.8	49.2	0	0
3.333	0	6.7	0	0	99.3
6.667	0	0	0	0.6	99.4
13.333	0	0	0	0.3	99.7

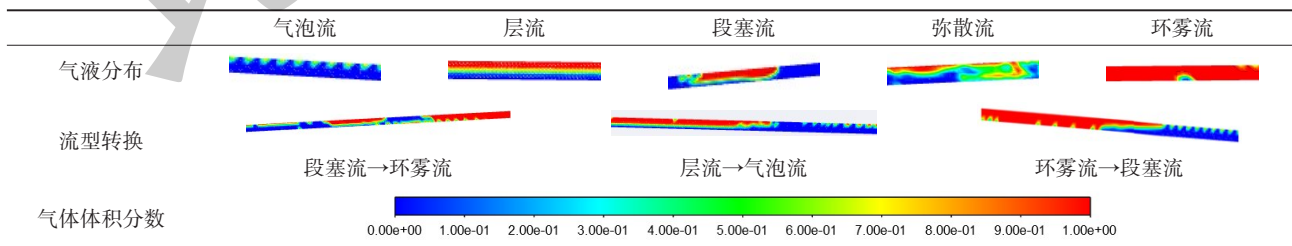
2.3 弓形井水平井眼段气液运移特征

不同气液流速比在弓形水平段内依次会出现

气泡流、层流、段塞流、弥散流、环雾流等五种流态。弓形井眼轨迹流态见表 7。

表 7 弓形井眼轨迹流态

Table 7 Flow regimes of bowed borehole trajectory



弓形井前半部分存在主要流态为层流、段塞流、弥散流、环雾流;不同气液流速比下在弓形井眼

轨迹后半部分均显示出气泡流(表 8)。相同时刻,随着气液流速比的逐渐增加,弓形井眼轨迹内气泡

流占比依次为 45.8%、48.1%、42.1%、32.8%、27.7%，占比呈现出下降趋势。随着气液流速比的逐渐增加，水平段中间部分出现环雾流，且由其他流态转

变为环雾流的位置更靠近入口端，由环雾流转换为气泡流的位置更靠近直井筒端，环雾流所占比重逐渐增加。

表 8 不同气液流速比下流态占比

Table 8 Percentage of flow states at different gas-liquid flow rate ratios

气液流速比	气泡流占比 (%)	层流占比 (%)	段塞流占比 (%)	弥散流占比 (%)	环雾流占比 (%)
0.833	44.3	55.7	0	0	0
1.667	46.5	0	47.1	0	6.4
3.333	41.5	0	41.4	0	17.1
6.667	33.0	0	0	34.2	32.8
13.333	27.2	0	0	0	72.8

气液流速比为 0.833 时，气体在最顶端发生聚集，由于初始气量较小，在最高处井筒底部仍有液体出现。气液流速比为 1.667、3.333 时，气液两相以段塞流进入井筒，在最高处形成环雾流，然后以气泡流形式向直井筒端运移。气液流速比为 6.667、13.333 时，气液两相以弥散流进入井筒，直接转化为环雾流，并在井筒后半部分转化为气泡流运移产出。

达到稳定状态后，弓形井后半部分主要以环雾流为主。由于直井筒端存在一定压力，使得在直井筒端

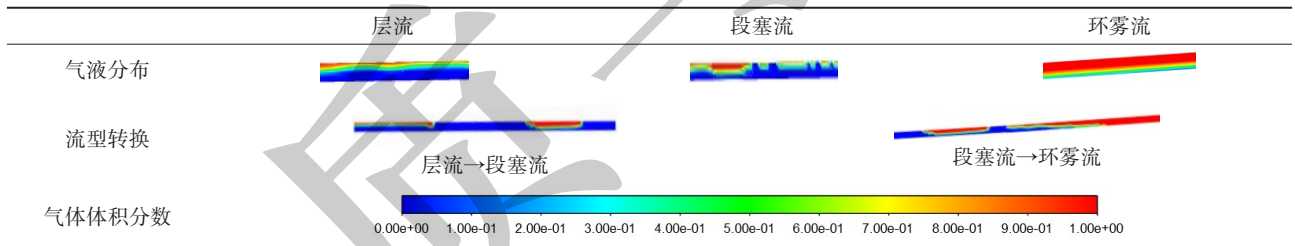
存在一定积液。在积液段气液两相以气泡流运移，并且随着气液流速比的逐渐增加，气泡流区域减小。气液两相进入井筒后在最高处产生聚集，并不断向两边从扩展。因此，弓形井前部分气液运移稳定后，表现为由其他流态转化为环雾流，其中气液流速比为 13.333 时整体均变现为环雾流。

2.4 勺形井水平井眼段气液运移特征

不同气液流速比在勺形水平段内依次会出现层流、段塞流、环雾流等三种流态。勺形井眼轨迹流态见表 9。

表 9 勺形井眼轨迹流态

Table 9 Flow regimes of spoon-shaped borehole trajectories



气液流速比为 0.833 时，井筒内气液两相流流态主要以段塞流为主，占比约为 70% (表 10)。气液两相进入到井筒内，开始以层流运移，运移过程中随着气体流速的逐渐增加，液体流速的逐渐降低，层流开始向段塞流转化，随着气液两相的不断运移气液塞逐渐扩大并产出。气液流速比为 1.667、3.333、6.667 时，气液两相以段塞流进入井筒，并随着气液流速比的增加气塞长度明显增加。其中气液流速比为 1.667 时，井筒内部段塞流占比为 100%，气液流速比为 3.333、6.667 时，气液两相由段塞流逐渐转化为环雾流，环雾流占比显著增加为 90%。气液流速比为 0.4 m/s 时，井筒内环雾流占比为 100%。

表 10 不同气液流速比下流态占比

Table 10 Percentage of flow states at different gas-liquid flow rate ratios

气液流速比	层流占比 (%)	段塞流占比 (%)	环雾流占比 (%)
0.833	28.5	71.5	0
1.667	0	100	0
3.333	0	14.1	85.9
6.667	0	5.4	94.6
13.333	0	0	100

不同气液流速在井筒内运移稳定后流态几乎不发生改变。其中气液流速比 1.667 时，井筒只出现段塞流。当气液流速比大于 13.333 时，井筒内只出现环雾流。随着气液流速比的逐渐增加，流态变

化位置更靠近入口端。

3 不同水平段井眼轨迹下指示意义

水平井段液体滞留区的存在会影响气体在其中的流动速度,使得煤层气难以顺利排出,增加了排采难度,降低了产气效率(Sun et al., 2019; Chen et al., 2021; 张宇豪等, 2023)。段塞流会导致井筒内气体和液体存在波动,从而导致气体排采受阻,降低排采效率。并且由于段塞流的存在导致井筒内压力不稳定致使井筒受到冲击(任美鹏等, 2011; 朱红钧等, 2023; Qin et al., 2023)。选择合适的井眼轨迹可以有效降低水平段内的积液。不同的水平段井眼轨迹,气液两相在其中运移时液体的滞留区也不同。

不同井眼轨迹下气液运移稳定后流态几乎不变,由于流态变换波动期时间较短,选取气液相流速均为 0.05 m/s,其气液运移稳定后不同水平段井眼轨迹内滞留区和压力变化为研究对象,对水平段内液体滞留效应进行分析(图 5、6)。

气相流速小于 0.05 m/s 时,下倾形和勺形井水平段均存在液体的滞留情况,当气相流速大于 0.4 m/s 时,气体可携带液体产出,由于以上原因产生部分突变点,导致拟合度相对较低(图 5)。

上倾形、下倾形、弓形、勺形四种井眼轨迹液体主要滞留区间分别为 670~700 m、0~300 m、0~180 m、650~700 m、0~320 m;滞留程度分别为 4.28%、42.86%、32.86%、45.71%(图 6)。下勺形和弓形井眼轨迹滞留区的变化近似相同。气液流速比较小时,几乎水平段整体均存在滞留区,但随着气液流速比的逐渐增加,滞留区发生骤降。由于勺形井在入口端接近水平,井眼轨迹倾斜程度较高,液体越不容易排出,因此当气液流速比为 3.333、6.667 时,勺形井眼轨迹滞留区域要比下倾形井眼轨迹较大。随着气液流速比的增加,勺形井眼轨迹滞留区变化较小,呈降低趋势。当气相流速远大于液相流速时,井筒内为气携液的流动过程,气相将液相吹散为小液珠,并携带液体产出,因此,不同形态井眼轨迹下,当气液流速比为 13.333 时,滞留区均几乎消失。随着气液流速比的增加,上倾形井眼轨迹、下倾形井眼轨迹、弓形井眼轨迹、勺形井眼轨迹均呈幂函数降低。其中,上倾形井眼轨迹滞留区最小。

从图可 6 看出:气液流速比较小时,勺形井眼轨迹和弓形井眼轨迹段塞流阶段较高,并且随着气液流速比的增加,段塞流发生阶段逐渐降低。在气液

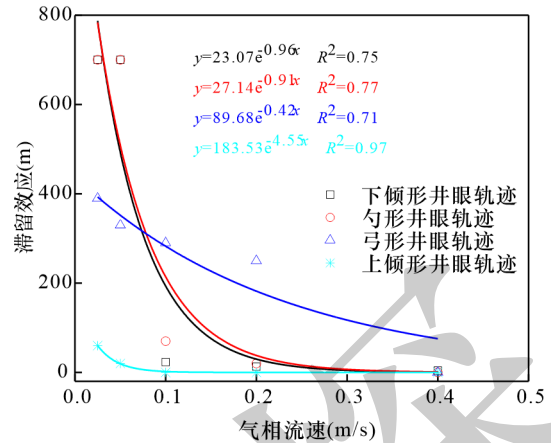


图 5 不同井形下液体滞留区变化

Fig. 5 Variation of liquid stagnation zone in different well types

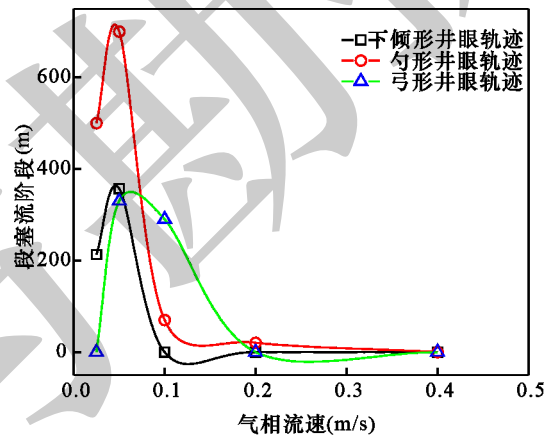


图 6 不同井形下段塞流区域变化

Fig. 6 Variation of plug flow in the lower section of different well types

流速比为 1.667 时,段塞流阶段最大。气液流速比较大或较小均可抑制段塞流的发生。

针对不同形态水平井煤层气排采过程中液体的滞留效应和段塞效应,提出不同形态水平段排采阶段防控对策。针对上倾形井眼轨迹,应通过调节套压和井底流压,快速提高煤层气井日产气量,使气液流速比达到 3.333,并使气液流速比保持 3.333 进行排采;针对下倾形井眼轨迹,初始排采阶段,通过控制动液面下降速度,延长煤层气井的产液时间,当气液流速比为 1 左右时,快速提高日产气量,抑制段塞流的发生,降低井筒内滞留效应;针对弓形和勺形井眼轨迹应通过控制动液面下降速度,缩短煤层气井的产液时间,避免井筒末端产生大量积液,稳产阶段,适当提高日产气量,使得部分液体被携带产出。钻井设计时应尽量避免使用该井形。

对比不同井眼轨迹下不同流速下液体的滞留

区和段塞流区域发现:上倾形井眼轨迹中滞留区较小并且不存在段塞流阶段,上倾形井眼轨迹更有助于煤层气的产出。同时,还需考虑现场环境、施工条件、钻井技术等因素的影响,来选取合适的井眼轨迹进行煤层气的开发。

4 结论

本文应用Fluent软件模拟研究了不同井眼轨迹下不同流速的气液运移特征,在此基础上基于水平段内液体滞留区和段塞流区域对不同形态水平段井眼轨迹煤层气排采提供指导,得出以下主要结论:

(1)不同的水平段井眼轨迹导致气/液共存时液体在其中运移时正、负效应和排液效率的差异。下倾形中,液体受到压力梯度负效应和气泡流的双重夹持;弓形中,液体主要受段塞流和最高处气体聚集的影响;勺形中,液体受段塞流和液体滞留负效应影响;排液效率低四种井眼轨迹水平段内排液效率由大到小依次为:上倾形>弓形>下倾形>勺形。

(2)不同的水平段井眼轨迹导致气、液的流态占比、聚集位置、滞留效应差异。下倾形中,气泡容易在直井筒端聚集并容易形成段塞流、液体滞留区较大。弓形中,入口到弓形的顶端处容易形成液体滞留区。勺形中,相同的气、液流速下,段塞流区域最长。

(3)降低液体的滞留效应和提高气、液两相流时的气/液比是提高排液效率和产气效率的重要措施。上倾形、下倾形、弓形、勺形四种井眼轨迹内液体滞留区间占比分别为4.28%、42.86%、32.86%、45.71%。气液流速比为6.667时,能从段塞流过渡到环雾流,促使液体的高效产出,滞留区明显下降。

[References]

Bo Qiliang, Wu Ning. 2004. Experimental research on flow pattern transition of gas-liquid two-phase variable flow in horizontal wellbore [J]. *Acta Petrolei Sinica*, (3): 83-85 (in Chinese with English abstract).

Chen Ming, Sun Junyi, Gao Ersi, Tian Haonian. 2021. A summary of wellbore fluid accumulation and drainage gas production technology in gas wells [J]. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 621(1): 12113-12127.

Chi Huanpeng, San Yansheng, Li Kui, Hu Zhifang, Bi Caiqin. 2018. Coupled flow model and influence rule of hydra-jet micro-hole horizontal well [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 39(8): 947-954 (in Chinese with English abstract).

Dong Zhen, Bao Qing Ying, Zhang Jidong, Sun Qinpeng, Chen Shanshan, Dong Huisi, Xiong Tao. 2018. Research on drilling along steep coal seam: A case study of Changji area in area in southern margin of

Junggar Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 43(4): 1041-10511 (in Chinese with English abstract).

Gao Deli. 2021. Some research advances in well engineering technologies for unconventional hydrocarbon [J]. *Natural Gas Industry*, 41(8): 153-162 (in Chinese with English abstract).

Geng Xinzong. 2019. Diagnostic model of gas wellbore fluid-carrying conditions based on the law of energy conservation [J]. *Natural Gas Industry*, 39(9): 65-72 (in Chinese with English abstract).

He Shushan, Yue Fahui, Zhou Mingxin. 2008. Study and practice of ERD well drilling technology in Dagang oilfield [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Natural & Science Edition)*, (2): 104-108, 194 (in Chinese with English abstract).

Ke Wenqi, Luo Wei, Miao Shiyu, Chen Wen, Hon Yaodong. 2023. A transient productivity prediction model for horizontal wells coupled with oil and gas two-phase seepage and wellbore flow [J]. *Processes*, 11(7): 124.

Li Shulei, Cai Weihua, Li Fengchen. 2014. Numerical simulation of vapour-liquid two-phase flow pattern and heat transfer characteristics in a horizontal tube [J]. *Journal of Harbin Institute of Technology*, 46(8): 57-64 (in Chinese with English abstract).

Liang Ping, Zhao Weidong, Yang Ying, Liu Shu, Huang Huirong, Xiong Minglin. 2021. Study on two phase flow pattern judgement of shale gas pipeline [J]. *Petrochemical Technology*, 50(7): 680-685 (in Chinese with English abstract).

Liu Yin, Gong Yadong, Sun Yao, Zhang Huan. 2018. Temperature field simulation of block metal glass microgrinding machining [J]. *Journal of Northeastern University (Natural Science)*, 39(6): 828-833 (in Chinese with English abstract).

Liu Yonghui, Luo Chengcheng, Liu Tong, Ren Guirong, Wang Zhongwu. 2019. Prediction of gas-liquid two-phase flow pattern in horizontal gas wells [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 41(3): 107-112 (in Chinese with English abstract).

Mohammed A, Khalid A S, Stuart C, Stuart W. 2021. Combined stochastic and discrete simulation to optimise the economics of mixed single-horizontal and multilateral well offshore oil developments [J]. *Petroleum Exploration & Development*, 48(5): 1023-1034 (in Chinese with English abstract).

Ni Xiaoming, Zhao Yanwei, Guo Shengqiang, He Qinghong, Yan Jin, Song Jingxing. 2024. Experimental study on flow pattern of two-phase slug (gas and liquid) in fractures [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 31(3): 98-105 (in Chinese with English abstract).

Peng Zhuang, Wang Guoqin, Xu Lei, He Xianrong, Wang Chunyan, Hu Song. 2015. Study on pressure drop regularity of gas/water two-phase flows in horizontal well [J]. *Natural Gas and Oil*, 33(3): 74-78, 11 (in Chinese with English abstract).

Qin Linjie, Zhang Min, Wang Yansen. 2023. Analysis of anisotropic strength and wellbore unstable zone in shale formation relating to water content [J]. *Geofluids*, (1): 1444009-1444021.

Ren Meipeng, Li Xiangfang, Liu Shujie, Gen Yanan, Zhu Lei, Yin Bangtang. 2011. The characteristics and identification method of gas-liquid two-phase overflow in deepwater drilling [J]. *Journal of Engineering*

- Thermophysics, 32(12):2068–2072.
- Sang Shuxun, Li Ruiming, Liu Shiqi, Zhou Xiaozhi, Wei Bo, Han Sijie, Zheng Sijian, Huang Fansheng, Liu Tong, Wang Yuejiang, Yang Shuguang, Qin Dapeng, Zhou Zixin. 2024. Research progress and breakthrough direction of key technical fields for large scale and efficient exploration and development of coalbed methane in Xinjiang[J]. Journal of China Coal Society, 49(1):563–585 (in Chinese with English abstract).
- She Chaoyi. 2024. New progress and development prospect of key technologies for drilling of deep shale gas drilling in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 44(3):1–9(in Chinese with English abstract).
- Sun Fengrui, Yao Yanbin, Gao Zhenli. 2019. Comments on heat and mass transfer characteristics of steam in a horizontal wellbore with multi-point injection technique considering wellbore stock liquid [International Journal of Heat and Mass Transfer 127 (2018) 949–958][J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 132:1319–1321.
- Wang Jinghui, Yin Yuhan, Mei Minghua, Liu Juan, Wang Huajun. 2020. Quantitative characterisation of desorption curve and desorption parameters of high-rank coalbed reservoirs [J]. Geology and Exploration, 56(5):1096–1104(in Chinese with English abstract).
- Wang Xia, Jin Zhihao. 2007. Comparative study of two-dimensional and three-dimensional model results in numerical simulation of fluids[J]. Journal of Shenyang University of Chemical Technology, (2):121–123, 128(in Chinese with English abstract).
- Wang Xiaodong, Shi Juntai, Hao Pengling, Wang Yuchuan, Cao Jingtian, Wang Tao, Fan Qianwen, Zhang Yafei. 2024. Optimal design of rational drainage schedule for deep coalbed methane wells: Taking the Shenfu block in eastern Ordos Basin as an example [J]. Geology and Exploration, 60(4):850–862 (in Chinese with English abstract).
- Wang Xiaoqiu, Xu Jing, Wang Zhiming. 2005. Progress in the research on variable mass flowing law in horizontal wellbore [J]. Natural Gas Industry, (4):92–94, 15(in Chinese with English abstract).
- Wu Deshan, Dong Zhenguo, Cui Chunlan. 2018. Optimisation drilling design of high directional wells and its application [J]. Coal Science and Technology, 46(4):58–64(in Chinese with English abstract).
- Xiao Rongge, Wang Yonghong, Pan Jie, Wei Bingkun, Cheng Gang. 2013. Transition between stratified and nonstratified flow pattern for gas-liquid flow in horizontal porous pipe [J]. CIESC Journal, 64(10):3606–3611(in Chinese with English abstract).
- Xu Yaobo, Guo Shengqiang. 2019. Technology and application of staged fracturing coalbed methane horizontal well of soft and hard coal composite coal seam [J]. Journal of China Coal Society, 44(4):9(in Chinese with English abstract).
- Yan Jin, Ni Xiaoming, Guo Shengqiang, He Qinghong, Zhao Yanwei, Song Jinxing. 2024. Mathematical modelling of flow transition conditions for gas-liquid two-phase flow in natural gas reservoir fractures [J]. Coal Science and Technology, 52(6):155–164 (in Chinese with English abstract).
- Yong Rui, Hu Yong, Peng Xian, Mei Qingyan, Qi Tao, Yang Jian, Li Longxin, Zheng Wei, Chen Yingli, Li Tao, Zhang Li. 2023. Progress and prospect of enhanced gas recovery technology in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 43(1):23–35 (in Chinese with English abstract).
- Yu Lei, Wu Zhenghua, Wang Wei, Wu Jian, Ma Bin. 2022. Study on the flow pattern and transition criterion of gas-liquid two-phase flow in the annular of shale gas fractured horizontal wells [J]. Processes, 10(12):2630–2630.
- Zeeshan Ahmad, Ahmad Naseem, Sattar Mariyam, Anul Haq Mohd, Khan Ilyas, Hamid Ganie Abdul. 2022. Cell alternation algorithm for simulating bubble growth in boiling flows through volume of fluid (VOF) method in fluent [J]. Alexandria Engineering Journal, 61(12):13051–13066.
- Zhang Heming, Li Wenhao, He Xinlin, Liu Ningning, Jin Jin. 2021. Numerical simulation of gas-liquid two-phase flow in horizontal pipelines with different diameters [J]. Journal of Drainage and Irrigation Machinery Engineering, 39(5):488–494 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Hongtao, Guo Tianyue, Zhang Yongping, Wang Fengshan, Fu Cheng, Zhu Tingting, Huang Bin, Li Qingyuan. 2022. Judgment of horizontal well liquid loading in fractured low-permeability gas reservoirs [J]. Petroleum Science and Technology, 40(12):1512–1533.
- Zhang Qi, Zhou Shengtian, Wu Ning, Li Mingzhong. 2002. Laws of gas-liquid two-phase variable mass flow in horizontal wellbore [J]. Journal of China University of Petroleum University (Edition of Natural Science), (6):46–49, 6(in Chinese with English abstract).
- Zhang Wenhua, Hu Guoqing, Sang Lu, Xin Xiuqin. 2001. Study on frictional torque & drag reduction while drilling [J]. Petroleum Drilling Techniques, (4):22–24(in Chinese with English abstract).
- Zhang Yuhao, Wang Zhibin, Jiang Qi, Liu Yuelong, Li Kezhi. 2023. Prediction model for pressure drop in foam drainage gas recovery well based on drift theory [J]. Acta Petrolei Sinica, 44(5):862–872 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Hongjun, Li Yang, Liu Peng, Li Wei. 2023. Experimental investigation on vibration response of flexible jump induced by severe slugging [J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 38(6):987–995 (in Chinese with English abstract).

[附中文参考文献]

- Almedallah Mohammed, Altaheini Suleiman Khalid, Clark Stuart, Walsh Stuart. 2021. 海上油田单水平井和多分支井组合开发方案优选方法 [J]. 石油勘探与开发, 48(5):1023–1034.
- 薄启亮, 吴宁. 2004. 水平井筒气液两相变质量流动流型转变实验研究 [J]. 石油学报, (3):83–85.
- 迟焕鹏, 单衍胜, 李奎, 胡志芳, 毕彩芹. 2018. 水力喷射微小井眼水平井流动耦合模型及影响规律 [J]. 石油学报, 39(8):947–954.
- 东振, 鲍清英, 张继东, 孙钦平, 陈姗姗, 董荟熊, 熊涛. 2018. 高陡倾斜煤层沿煤层钻井研究——以淮南昌吉地区为例 [J]. 煤炭学报, 43(4):1041–1051.
- 高德利. 2021. 非常规油气井工程技术若干研究进展 [J]. 天然气工业, 41(8):153–162.
- 耿新中. 2019. 基于能量守恒定律的气井井筒携液工况诊断模型 [J]. 天然气工业, 39(9):65–72.

- 何树山, 岳发辉, 周明信. 2008. 大港油田大位移钻井技术研究与实践[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), (2): 104-108, 194.
- 李书磊, 蔡伟华, 李凤臣. 2014. 水平管内气液两相流流型及换热特性数值模拟[J]. 哈尔滨工业大学学报, 46(8): 57-64.
- 梁平, 赵伟东, 杨颖, 刘姝, 黄辉荣, 熊明林. 2021. 页岩气管道两相流型判断研究[J]. 石油化工, 50(7): 680-685.
- 刘寅, 巩亚东, 孙瑶, 张唤. 2018. 块体金属玻璃微磨削加工的温度场仿真[J]. 东北大学学报(自然科学版), 39(6): 828-833.
- 刘永辉, 罗程程, 刘通, 任桂蓉, 王中武. 2019. 水平气井井筒气液两相流型预测[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 41(3): 107-112.
- 倪小明, 赵彦伟, 郭盛强, 何庆宏, 闫晋, 宋金星. 2024. 气液两相段塞流在裂隙中流动规律实验[J]. 特种油气藏, 31(3): 98-105.
- 彭壮, 汪国琴, 徐磊, 何显荣, 王春燕, 胡松. 2015. 水平井筒气水两相流动压降规律研究[J]. 天然气与石油, 33(3): 74-78, 11.
- 桑树勋, 李瑞明, 刘世奇, 周效志, 韦波, 韩思杰, 郑司建, 皇凡生, 刘统, 王月江, 杨曙光, 秦大鹏, 周梓欣. 2024. 新疆煤层气大规模高效勘探开发关键技术领域研究进展与突破方向[J]. 煤炭学报, 49(1): 563-585.
- 余朝毅. 2024. 四川盆地深层页岩气钻井关键技术新进展及发展展望[J]. 天然气工业, 44(3): 1-9.
- 王镜惠, 尹宇寒, 梅明华, 刘娟, 王华军. 2020. 高煤阶煤储层解吸曲线定量表征及解吸参数研究[J]. 地质与勘探, 56(5): 1096-1104.
- 王霞, 金志浩. 2007. 流体数值模拟中二维、三维模型结果比较研究[J]. 沈阳化工学院学报, (2): 121-123, 128.
- 王小东, 石军太, 郝鹏灵, 王宇川, 曹敬添, 王涛, 范倩雯, 张亚飞. 2024. 深部煤层气井合理排采制度优化设计研究——以鄂尔多斯盆地东缘神府区块为例[J]. 地质与勘探, 60(4): 850-862.
- 王小秋, 徐静, 汪志明. 2005. 水平井筒变质量流动规律的研究进展[J]. 天然气工业, (4): 92-94, 15.
- 吴德山, 董振国, 崔春兰. 2018. 大斜度定向井钻井设计优化及应用实践[J]. 煤炭科学技术, 46(4): 58-64.
- 肖荣鸽, 王永红, 潘杰, 魏炳坤, 陈刚. 2013. 水平管气液两相变质量流型从分层流向非分层流的转变[J]. 化工学报, 64(10): 3606-3611.
- 许耀波, 郭盛强. 2019. 软硬煤复合的煤层气水平井分段压裂技术及应用[J]. 煤炭学报, 44(4): 9.
- 闫晋, 倪小明, 郭盛强, 何庆宏, 赵彦伟, 宋金星. 2024. 天然气储层裂隙中气-液两相流的流态转变条件数学模型[J]. 煤炭科学技术, 52(6): 155-164.
- 雍锐, 胡勇, 彭先, 梅青燕, 戚涛, 杨建, 李隆新, 郑伟, 陈颖莉, 李滔, 张理等. 2023. 四川盆地天然气藏提高采收率技术进展与发展方向[J]. 天然气工业, 43(1): 23-35.
- 张赫铭, 李文昊, 何新林, 刘宁宁, 金瑾. 2021. 不同管径水平管道气液两相流动数值模拟[J]. 排灌机械学报, 39(5): 488-494.
- 张琪, 周生田, 吴宁, 李明忠. 2002. 水平井气液两相变质量流的流动规律研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), (6): 46-49, 6.
- 张文华, 胡国清, 桑路, 辛秀琴. 2001. 钻进扭矩与摩阻分析及减扭措施[J]. 石油钻探技术, (4): 22-24.
- 张宇豪, 王志彬, 蒋琪, 刘岳龙, 李克智. 2023. 基于漂移理论的泡沫排水采气井筒压降预测模型[J]. 石油学报, 44(5): 862-872.
- 朱红钧, 李扬, 刘朋, 李威. 2023. 严重段塞流诱导的柔性跳接管振动响应实验研究[J]. 水动力学研究与进展 A辑, 38(6): 987-995.

Characteristics and Significance of Gas-Liquid Transport in Different Horizontal Sections of Borehole Trajectories

ZHAO Yanwei¹, NI Xiaoming^{1,2}, YAN Jin¹, GUO Shengqiang³

(1. School of Energy Science and Engineering, Henan Polytechnic University, Jiaozuo, Henan 454000; 2. Collaborative Innovation Center of Coal Work Safety and Clean High Efficiency Utilization, Jiaozuo, Henan 454000; 3. Shanxi Lanyan CBM(Group) Co., Ltd., Jincheng, Shanxi 048204)

Abstract: This work attempts to identify the characteristics of gas and liquid transport under different horizontal borehole trajectories in order to promote the efficient production of coalbed methane (CBM). The software Fluent was applied to simulate the two-phase gas and liquid transport under different horizontal sections of borehole trajectories, and the gas-liquid transport features under four types of horizontal section borehole trajectories (upward inclined, downward inclined, bow shaped, and spoon shaped) were obtained. We also analyzed the retention effects of liquids in the horizontal section under the four types of borehole trajectories, and proposed the drainage and production technology for efficient gas and liquid production. The results show that under different gas-liquid flow rate ratios, there were flow states in the upward inclined wellbore trajectory, including bubble flow, laminar flow, and annular mist flow. These flow states such as bubble flow, laminar flow, slug flow, dispersed flow, and annular mist flow were observed in the downward inclined and bow shaped wellbore trajectories. There were laminar flow, slug flow, and annular mist flow in the trajectory of the spoon shaped wellbore. The liquid retention intervals for the four types of wellbore trajectories, namely upward inclined, downward inclined, bow shaped, and spoon shaped, were 670-700 m, 0-300 m, 0-180 m, 650-700 m, and 0-320 m, respectively. The proportions of retention areas were 4.28%, 42.86%, 32.86%, and 45.71%, respectively. During annular mist flow, the gas carrying effect can promote liquid production and reduce the retention effect of liquid. When the gas-liquid flow rate ratio was 6.667, it can transition from slug flow to annular mist flow. During the gas production stage of coalbed methane wells, by adjusting the casing pressure and bottomhole flow pressure in the actual production process, the daily gas production of coalbed methane wells can be rapidly increased, which can achieve efficient production of gas and liquid. This research result can provide a theoretical basis for the CBM drainage and production wells in different horizontal wellbore trajectories during the gas production stage.

Key words: horizontal section borehole trajectory, gas and liquid transport characteristics, retention effects of liquids, drainage and production technology, coalbed methane