

引用格式:邱小雪,钟光海,李贤胜,等.不同井斜页岩气水平井流动特征的CFD模拟研究[J].油气藏评价与开发,2023,13(3):340-347.

QIU Xiaoxue, ZHONG Guanghai, LI Xiansheng, et al. CFD simulation of flow characteristics of shale gas horizontal wells with different inclination[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(3): 340-347.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.03.009

不同井斜页岩气水平井流动特征的CFD模拟研究

邱小雪¹,钟光海¹,李贤胜²,陈猛³,凌玮桐¹

(1. 中国石油西南油气田公司页岩气研究院,四川成都610051; 2. 中国石油川庆钻探工程公司地质勘探开发研究院,四川成都610051; 3. 西南石油大学地球科学与技术学院,四川成都610500)

摘要:页岩气水平井流动特征的准确表征是定量评价生产动态及进一步指导开发方案优化设计的关键基础。为了探究页岩气水平井在不同井斜角下的气液两相流动规律,构建了管径为0.124 m,管长为10 m,井斜角依次为0°、5°、10°、15°、20°、30°、45°、-5°、-10°、-15°、-20°、-30°、-45°的三维立体仿真井筒模型,采用体积模型追踪气液界面,对井筒气液两相流动特征进行动态监测。模拟实验得到井下300 m³/d液量和500 m³/d气量在各井斜角下井筒的流型、平均流速和持率分布特征,深入分析井斜角对页岩气水平井气液两相流动特征的影响规律。结果表明:上倾管(井斜角大于0°)流型特征为段塞流,其流体平均速度随井斜角增加呈单峰式变化,在井斜角为15°时出现峰值,气液分界面处平均流速最低,且低井斜角较高井斜角时的底部持水率大,在井斜角为10°时达到最大值;下倾管(井斜角小于0°)流型特征为分层流,流体平均速度与井斜角呈线性递增关系,气液分界面处平均流速介于顶部和底部值之间,底部持水率随井斜角增加而减小。

关键词:页岩气;水平井;井斜角;体积模型;流型;平均流速

中图分类号:TE319

文献标识码:A

CFD simulation of flow characteristics of shale gas horizontal wells with different inclination

QIU Xiaoxue¹, ZHONG Guanghai¹, LI Xiansheng², CHEN Meng³, LING Weitong¹

(1. Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China;
2. Research Institute of Geological Exploration and Development, Chuanqing Drilling Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 3. School of Geosciences and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: Accurate characterization of the flow characteristics of shale gas horizontal wells is the key basis for quantitative evaluation of production performance and further guidance of development program optimization design. In order to explore the gas-liquid two-phase flow law of shale gas horizontal wells at different inclination angles, a three-dimensional simulation wellbore model with the pipe diameter of 0.124 m, pipe length of 10 m and inclination angles of 0°, 5°, 10°, 15°, 20°, 30°, 45°, -5°, -10°, -15°, -20°, -30°, -45° respectively is constructed. The volume model is used to track the gas-liquid interface. The characteristics of gas-liquid two-phase flow in wellbore are dynamically monitored. The flow pattern, velocity and holdup distribution characteristics of wellbore with 300 m³/d liquid volume and 500 m³/d gas volume are obtained by simulation experiments under various well inclination angles, and the influence law of well inclination angle on gas-liquid two-phase flow characteristics of shale gas horizontal wells is deeply analyzed. The results show that the flow pattern of up-dip pipe (well angle is larger than 0°) is characterized by slug flow, and the average fluid velocity changes in a single-peak form with the increase of well angle, and the peak appears when the well angle is 15°. The flow velocity at the gas-liquid interface is the lowest, and the bottom water holdup is larger with lower well angle is than that with higher well angle, and reaches the maximum value when the well angle is 10°. The

收稿日期:2022-03-24。

第一作者简介:邱小雪(1995—),女,硕士,助理工程师,从事页岩气测井解释评价及多相流动研究工作。地址:四川省成都市成华区建设北路一段83号,邮政编码:610051。E-mail: qiuxx_2021@petrochina.com.cn

基金项目:油气藏地质及开发工程国家重点实验室开放基金“致密气藏孔隙尺度多因素耦合作用渗吸机理研究”(PLN201933)。

flow pattern of down-dip pipe (well angle is less than 0°) is characterized by stratified flow, and the average fluid velocity is linearly increasing with well inclination angle. The flow velocity at gas-liquid interface is between the top and bottom value, and the bottom water holdup decreases with the increase of well inclination angle.

Keywords: shale gas; horizontal well; well inclination angle; volume model; flow pattern; average flow velocity

水平井是页岩气开发增产提效的主要井型,部分井段受地形起伏或围压变化影响导致上下倾斜^[1],水平段及倾斜段的井筒流动特征较垂直井更为复杂^[2-4]。气井流动参数的动态监测是产出剖面解释评价技术的基础,对于常规生产井,密度和持水率测井资料可综合判断各相流体的持率和流量分布情况,但传统仪器只能测量井筒中心部位流体而不能实现全井眼测量^[5-6],而水平井和倾斜井筒中介质分布不均匀的特征将导致测量结果不准确,难以追踪和测量流动参数。戴家才等^[7]通过设定 0° 和 60° 的倾角对比实验,研究了井斜角对流型、速度剖面、滑脱速度、速度剖面校正系数、持水率的影响,但实验数据较少,不具有代表性;宋红伟等^[8]通过设置 0° 、 5° 、 15° 、 45° 的井斜角度,研究井斜角对滑差、相浓度分布和相间相对位置的影响,但未明确相分布特征与流速的关系;刘军锋等^[9]设置 0° 、大于 0° 、小于 0° 的井斜角,得到了完全水平流、上坡流和下坡流3种流态,阐述了介质分布不均匀性对测井响应的影响,但未能从各截面位置直观阐述介质分布特征。鉴于前人研究均缺乏对井筒横截面界面分布和平均流速分布特征进行监测和分析,且井斜角变化数据样本较少,无法连续观测到各形态、各时刻下的流动变化,结合有限元方法,进一步通过改变井斜角,从多角度直观分析井斜对流型、滑脱速度以及持水率等的影响。计算流体动力学(CFD)是采用离散化的数值方法对流体力学等现象进行数值模拟和分析研究的一门学科,相较于室内物理实验,数值模拟具有高效且可视化显示各井况的流动状态和参数变化细节等优点^[10],DEENDARLIANTO等^[11]通过实验观测到不同表观速度下的气塞的形状变化,与物理实验对比分析验证流体体积(VOF)模型在气液两相模拟中的可行性;PAN等^[12]同样利用VOF模型模拟了在低黏度水平井和倾斜井环状流中倾角、流量、含水率对流型、压降、持率、滑脱率的影响,展示了数值模拟方法的可行性和量化性。

基于VOF多相流模型数值模拟了同一气量和含水率的气液两相流在 0° 、 5° 、 10° 、 15° 、 20° 、 30° 、

45° 、 -5° 、 -10° 、 -15° 、 -20° 、 -30° 、 -45° 井斜角下的流动特征,分别研究页岩气水平井在水平段和倾斜段的流动规律,得到流型、平均流速、持率分布情况和流动参数之间的关系,进一步明确井斜角对气液两相流动特征的影响,对页岩气水平井预测井筒生产动态及排采技术水平提升具有较好的指导意义。

1 几何模型及数学模型

1.1 物理模型及网格划分

结合实际页岩气生产井结构,利用FLUENT软件中ICEM模块设计了井径为0.124 m的圆筒形井身结构,为避免入口效应^[13],管长设计为10 m的圆管可以观察到稳定发展的流态(图1)。水平井井身结构由水平段和倾斜段组成,设置井斜方向与水平方向的夹角 θ 为 -45° 到 45° 变化来分别研究倾斜管和水平管。为监测到受重力分异影响导致的非均质性流动界面,采用三维建模的方式进行各流体界面的追踪研究。通过网格无关性验证^[14],最终划分三维井筒结构为节点数380 760,单元数368 500的“O”型切分结构网格^[15],并进行边界层加密来克服井周摩擦。

1.2 控制方程及流动模型设置

1.2.1 多相流模型

FLUENT软件中的多相流模型遵循欧拉-欧拉方程原理,将不同相均视为相互贯穿的连续介质,遵循流体守恒方程^[10],如式(1)一式(3)。VOF是多相流模型中引入体积分数方程的体积模型,考虑各相体

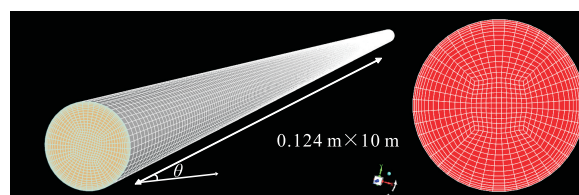


图1 几何模型及“O”型切分结构网格设置
Fig. 1 Geometric model and “O” structure grid setting

积分布互不干涉,当其中1种相占据了在领域内的体积,则该领域的体积部分无法被其他相所占有,使用1套动量方程来研究不同流体组分,可在流场中每个计算网格单元内计算并保存各相分别所占的体积分数,所以引入各相体积分数可以用来表征各相在流动领域内的体积分布情况,当各相体积分数总和为1时,即可控制固定范围的欧拉网格内的物理量来追踪各相介质表面,如式(4)和(5)^[10]。

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = S_m \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \mathbf{u}) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u} \mathbf{u}) = -\nabla \cdot p + \nabla \cdot \boldsymbol{\tau} + \rho \mathbf{g} + \mathbf{F} \quad (2)$$

$$\frac{\partial (\rho T)}{\partial t} + \text{div}(\rho \mathbf{u} T) = \text{div} \left(\frac{k}{c_p} \text{grad} T \right) + S_T \quad (3)$$

式(1)一式(3)中: ρ 为混合流体密度,单位 g/cm^3 ; t 为单位时间,单位 s ; \mathbf{u} 为速度矢量,单位 m/s ; S_m 为从分散相加入到连续相的质量,单位 g ; p 为静压,单位 Pa ; $\boldsymbol{\tau}$ 为应力张量; \mathbf{g} 为重力体积力,单位 N ; \mathbf{F} 为外部体积力,单位 N ; k 为流体传热系数; c_p 为比热容,单位 $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$; T 为温度,单位 K ; S_T 为黏性耗散项。

$$\frac{\partial \alpha_q}{\partial t} + v_q \nabla \alpha_q = \frac{S_{\alpha_q}}{\rho_q} + \frac{1}{\rho_q} \sum_{p=1}^n (m_{pq} - m_{qp}) \quad (4)$$

$$\sum_{q=1}^n \alpha_q = 1 \quad (5)$$

式(4)一式(5)中: α_q 为第 q 相的体积分数; v_q 为第 q 相的速度,单位 m/s ; S_{α_q} 为第 q 相所占面积,单位 m^2 ; ρ_q 为 q 相的密度,单位 g/cm^3 ; m_{pq} 为 p 相到 q 相的质量输送,单位 g ; m_{qp} 为 q 相到 p 相的质量输送,单位 g 。

1.2.2 湍流模型

湍流(紊流)是指各相间流体相互穿插影响而流动特征变化复杂的流动状态,在高雷诺数条件下(大于2 800),惯性力对流场的影响大于黏滞力,流体流动较不稳定,从层流转换为湍流^[16],13组流动实验的雷诺数 Re 计算为92 390.5,湍流强度 I 为0.038,即可判断为高雷诺数下的湍流特征^[17]。

$$Re = \frac{\rho u l}{\mu} \quad (6)$$

$$I = 0.16 Re^{-\frac{1}{8}} \quad (7)$$

式(6)一式(7)中: Re 为雷诺数; I 为湍流强度; ρ 为混合流体密度,单位 kg/m^3 ; u 为流体平均流速,单位 m/s ; l 为井筒直径,单位 m ; μ 为动力黏度,单位 $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

由于Standard k - ε 模型具有应用性强、计算量适中和参数合理的特点,故在湍流模型选择Standard k - ε 进行流体流动状态模拟^[18],该模型通过2个方程来对井下流动进行模拟,即结合湍流能量运输方程和能量耗散运输方程来构成湍流运输方程。

关于 k 的运输方程^[12]:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho k u) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_m + S_k \quad (8)$$

关于 ε 的运输方程^[12]:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho \varepsilon u) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} G_k - \rho C_{2\varepsilon} \frac{\varepsilon^2}{k} + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} C_{3\varepsilon} G_b + S_\varepsilon \quad (9)$$

式(8)一式(9)中: k 为湍动能,单位 J ; μ_t 为湍流黏度,单位 $\text{Pa} \cdot \text{s}$; G_k 为由层流速度梯度引起的湍动能,单位 J ; G_b 为由浮力而引起的湍动能,单位 J ; ε 为耗散率; Y_m 为由扩散波动引起的湍动能,单位 J ; x_i, x_j 为空间坐标; $C_{1\varepsilon}, C_{2\varepsilon}, C_{3\varepsilon}$ 均为常数; S_k, S_ε 为源项; $\sigma_k, \sigma_\varepsilon$ 为 k 方程和 ε 方程的普朗特数。

2 参数及边界条件设置

数值模拟操作环境设置在101 kPa的标准大气压和25 $^\circ\text{C}$ 的温度下进行。材料设置包括密度为1.225 kg/m^3 、黏度为 $1.789 \times 10^{-5} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ 的空气和密度为998.2 kg/m^3 、黏度为 $0.1 \times 10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ 的液态水,并保持气液表面张力为0.072 N/m 。假设气液两相为理想状态,CFD数值模拟边界条件包括速度入口和压力出口^[19],在速度入口设置参数包括0.767 m/s 的流体平均速度、37.5%的液相体积分数和62.5%的气相体积分数。在出口处设置压力出口边界条件来定义表压和操作压力,其中表压设置为0 kPa,使得井筒流体在标况下发展。井周设置为无滑移的壁面边界条件,定义一个切向速度分量或剪切应力作为边界条件来反映流体之间的黏性作用力。根据气液两相表面张力的相互作用,添加隐式体积力项,从而提高解的收敛性。由于三维数值模拟运算量较大,采用双精度求解器来保证计算精度,并使用基于压力瞬态求解器对非稳态问题进行求解^[20],在对控制方程的离散化处理中选择PISO耦合来求解压力和速度,可减少迭代过程中的收敛步数,提高模拟收敛效率。

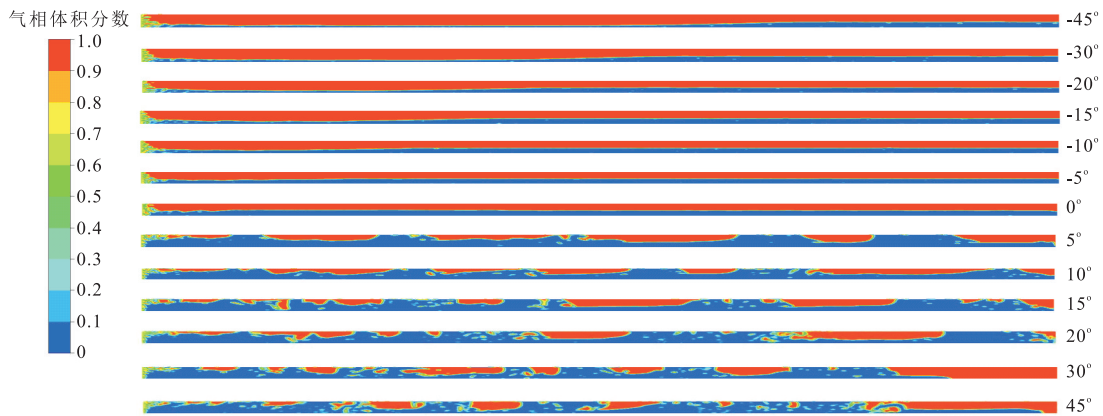


图2 不同井斜角下的气液两相流型分布

Fig. 2 Distribution of gas-liquid two-phase flow patterns under different well inclination angles

3 模拟结果及分析

通过建模和参数设置,动态模拟了在同一入口条件下(井下 300 m³/d 液量和 500 m³/d 气量,流体速度为 0.767 m/s,含水率为 37.5%),流体在井斜角 0°、5°、10°、15°、20°、30°、45°、-5°、-10°、-15°、-20°、-30°、-45° 共计 13 组的水平管和上下倾斜管的流动情况,获得不同角度气液两相的流型、平均流速和持率分布特征。

3.1 井斜角对流型的影响

流型是描述多相流动的重要参数,可直观反映井筒流动特征^[21]。模拟气液两相均从井筒底部(左端)流向井口(右端),通过监测气相体积分数绘制出不同井斜角下的气液两相流型图(图2),其中红色代表气相分布,蓝色代表液相分布。当井斜角为 0° 时,气液两相流动稳定,受重力分异的影响,保持为分层流^[22],为典型水平管流动特征;下倾管(井斜角小于 0°)流型特征保持为分层流,当井斜角达到 -45° 时井筒局部出现气泡,出口处气液分布情况保持一致,气液界面波动不明显;在上倾管(井斜角大于 0°)中,当井斜角略微增加时,井筒液膜出现回流,分层结构被破坏,气液界面混合复杂且出现气塞状,为典型段塞流特征^[23]。当井斜角大于 20° 时,随着井斜角的增加,流动特征变化进一步加剧,尾部出现扰动特征,出口处液相含量变化复杂,而当井斜角大于 30° 时液相无法被气相携带排出,这是由于气相携液能力随井斜角的增加而减弱,液相回流加剧。

3.2 结果验证对比

为验证几何模型、网格及数学模型参数设置的可行性,将数值模拟的流型结果与气液两相流的流型图版^[24]进行对比分析。分别统计了上倾管(井斜角为 5° ~ 45°)中段塞流的气相和液相表观速度情况(表1),并以气相表观速度为横轴、液相表观速度为纵轴将数值在流型图版上进行拟合,发现数据点均落在流型图的段塞流区域(图3),说明数值模拟实验

表1 上倾管流气液表观速度情况

Table 1 Gas-liquid superficial velocity of upward inclined pipe flow

井斜角/(°)	气相表观速度/(m/s)	液相表观速度/(m/s)
5	0.822	0.097
10	0.819	0.115
15	1.153	0.314
20	0.997	0.210
30	0.949	0.190
45	1.029	0.214

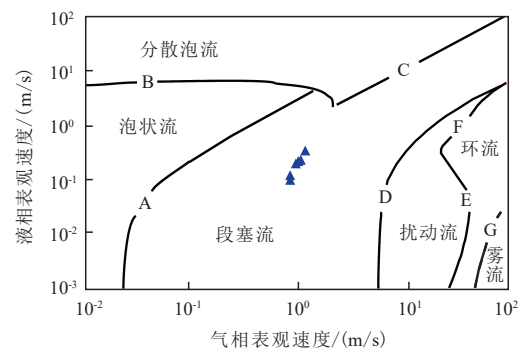


图3 气液两相流的流型验证

Fig. 3 Flow pattern verification of gas-liquid two-phase flow

结果与理论结果吻合,定性定量地验证了数值模拟参数设置的可靠性。

3.3 井斜角对流体平均速度的影响

3.3.1 平均流速分布特征

通过分别截取各井斜角下典型流动特征的横截

面获得不同流动特征的平均流速剖面分布图(图4),深入研究井斜角对井筒平均流速的影响。从速度剖面分布图可以发现,上倾管(井斜角大于0°)气液界面处平均流速最低,剖面特征表现为“双峰”特征;当井斜角为5°和10°时,上部气相速度远高于底部液相,平均流速剖面分布呈均匀递增变化;当井斜角超

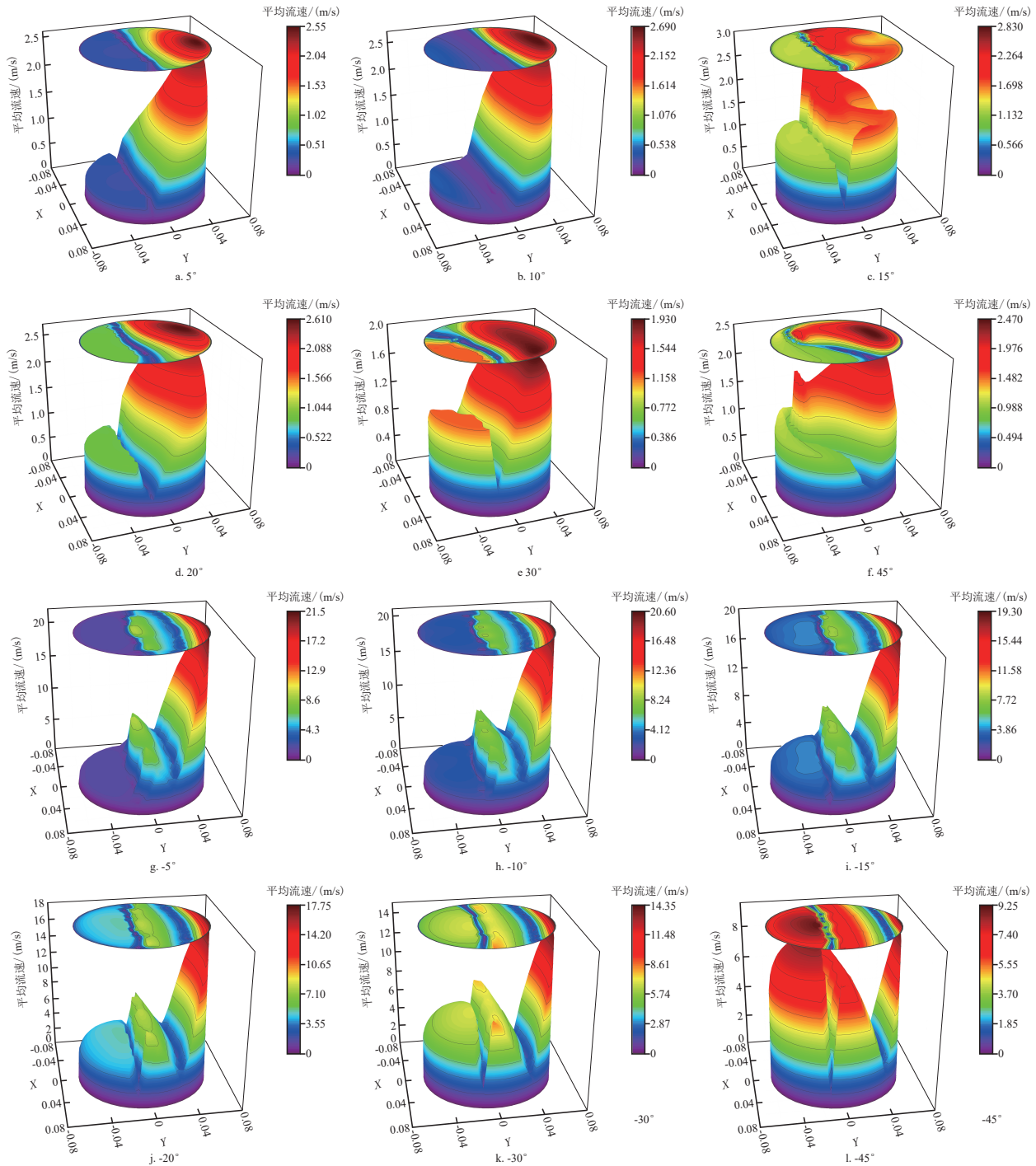


图4 不同井斜角下井筒平均流速剖面

Fig. 4 Profile of average velocity of wellbore under different well inclination angles

过15°时,气相携液能力随井斜角增加而减小,部分液相受重力影响造成回流,在20°时平均流速降低;随着井斜角增加,井筒液膜减小,气相携带部分液相使得底部平均流速增加,在30°井斜角时携液能力达到最高;当井斜角为45°时,气液混合明显,界面平均流速剖面变化复杂。在下倾管中,当井斜角在-5°~-30°时,底部平均流速低于顶部,而气液分界面平均流速介于两者之间且随井斜角的增加而增大,其平均流速剖面表现为“三峰”特征;随着井斜角的进一步增加,底部平均流速逐渐增大,当井斜角增至-45°时,底部平均流速增大至顶部平均流速的峰值,即在较大井斜角下,液相受重力加速,下倾管底部液相流速可高于气相。

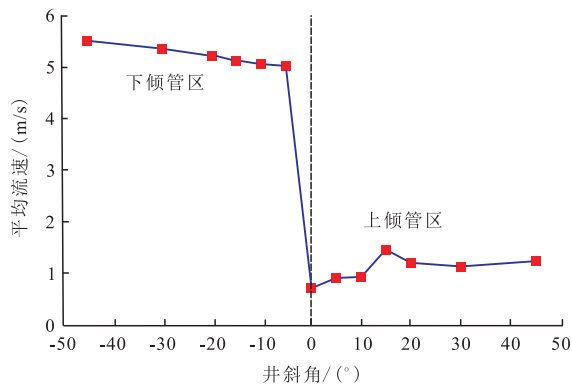


图5 井斜角与平均流速的关系
Fig. 5 Relationship between well deviation angle and average flow rate

3.3.2 井斜角与流体平均流速的关系

为进一步分析井斜角与井筒流体平均速度的关系,通过拟合13组实验数据点得到二者关系图。如图5所示,下倾管流体平均流速值整体远高于上倾管,且随井斜角增加而线性增加,这是由于液相受重力的影响,沿井筒方向的重力加速度随井斜角增大而增加,液相流动速度变化明显高于气相,井筒流速以液相速度为主。在上倾管中,平均流速在井斜角为15°时最大,在0°~10°和20°~45°时较低,呈“单波峰”变化特征;在井斜角为5°~10°时,井筒平均流速基本不变,即低角度井斜角变化对井筒平均流速影响较小;当井斜角超过10°后,井筒平均流速明显增大,在15°井斜角时出现峰值;随着井斜角进一步增加,平均流速值却出现反转而降低,说明当井斜角超过15°时,气相携液能力减弱,井筒部分液相受到重力影响而往井底掉落,产生与流体运动方向相反的加速度,从而减弱气塞平均速度;当井斜角超过20°时,井筒气塞变化较稳定,且平均速度随着井斜角的增加缓慢递增,即在高井斜角下井筒平均流速变化稳定。

3.4 井斜角对持率的影响

3.4.1 持率分布特征

持率是表征各相态分布情况的参数,可定义为井筒截面各相所占的面积与井筒截面面积的比

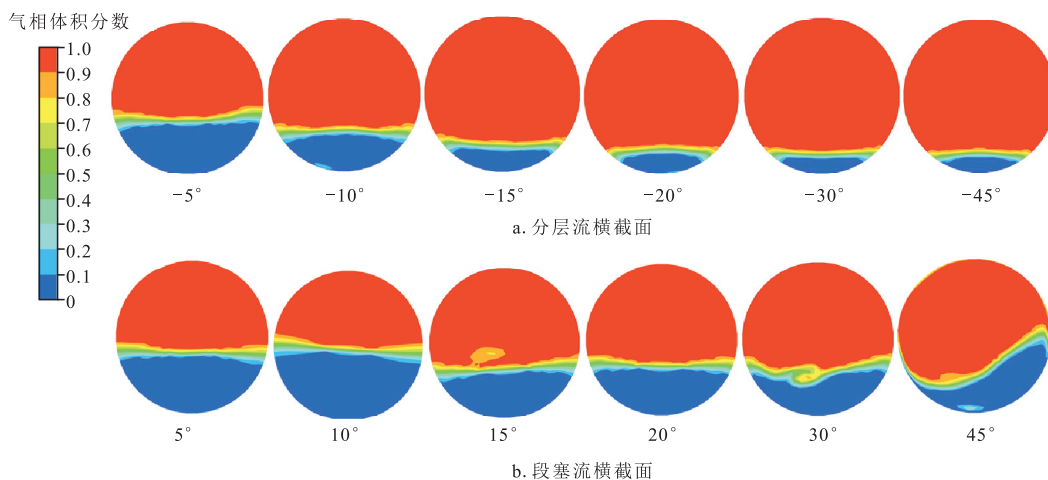


图6 不同井斜角下横截面相态分布
Fig. 6 Phase distribution of cross section under different well inclination angles

值^[25],在气井动态监测中主要应用是为准确确定各射孔层的产气量提供技术支持^[5]。通过分别截取下倾管中分层流和上倾管中段塞流的横截面相态分布图(图6),可得到井筒的持率分布情况。下倾管中分层流的气液分界面稳定,其中液相沿井筒方向的重力分量随井斜角增加而增大,液相流出井口的速度逐渐增加,底部液相分布逐渐减小。上倾管中段塞流的相态分布随着井斜角增加变化较复杂,气液分界面发生扰动,底部液相分布不一,当井斜角达到45°时,流体发生剧烈动荡,出现波动幅度较大的动液面。

3.4.2 井斜角与持水率的关系

通过统计各流型截面的液相分布面积,得到井斜角与持水率的关系(图7)。分层流和段塞流的持水率分布情况有差异,其中分层流中持水率与井斜角呈单一线性关系,随井斜角的减小持水率逐渐增加;当井斜角为0°时,井筒持水率达37.5%,与入口初始条件的含水率值一致。段塞流的持水率随井斜角增加变化复杂,低井斜角下的持水率值较大且变化剧烈,在井斜角为10°时持水率达到最高值,当井斜角超过10°后,持水率随井斜角的增加而降低且变化趋于稳定。通过定量分析井斜角与持水率的关系,进一步说明上倾管受井斜角的影响更复杂,这也是造成倾斜井难以动态监测和解释评价的原因之一。

4 结论

对页岩气水平井的上下倾斜段进行三维数值模拟,分析在同一初始条件下气液两相在不同井斜角

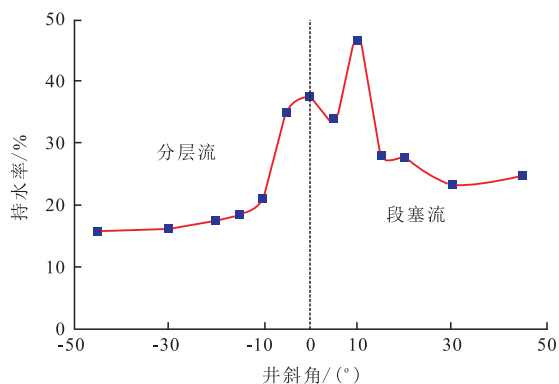


图7 井斜角与持水率的关系

Fig. 7 Relationship between well deviation angle and water holdup

下的流动特征,得到以下结论:

1) 上倾管流型较下倾管复杂。下倾管流型随井斜角变化稳定保持为分层流,出口处气液分布情况基本保持一致;上倾管流型随井斜角增加从分层流快速变化为段塞流,且气塞长度随着井斜角增加而减小,井口液相含量变化复杂,当井斜角大于30°时液相无法被气相携带排出。

2) 下倾管平均流速高于上倾管。上倾管气液界面处平均流速达最低,平均流速剖面表现为“双峰”特征,在高井斜角下井筒平均流速变化稳定;下倾管气液分界面介于上部和下部之间,平均流速剖面表现为“三峰”特征,平均流速随井斜角增加逐渐增大。

3) 分层流中井斜角对持水率的影响规律性更明显。下倾管中分层流的气液分界面稳定,底部持水率随井斜角增加而逐渐减小;上倾管中段塞流的气液分界面变化复杂,在低井斜角时底部持水率较大且变化剧烈,在井斜角为10°时持水率达到最高值。

参考文献

- [1] 代理震,蔡凌,张兴凯,等.水平井小角度起伏管段积液规律的数值模拟[J].断块油气田,2019,26(6):747-750.
DAI Lizhen, CAI Ling, ZHANG Xingkai, et al. Numerical simulation of liquid loading of small angle hilly-terrain tube in horizontal gas well[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2019, 26(6): 747-750.
- [2] 张好林,李根生,黄中伟,等.倾斜井筒岩屑运移实验研究评述[J].钻采工艺,2013,36(5):13-17.
ZHANG Haolin, LI Gensheng, HUANG Zhongwei, et al. Review on experimental research on cuttings migration in inclined wellbore[J]. Drilling and Production Technology, 2013, 36(5): 13-17.
- [3] 郭布民,敬季响,王杏尊.气井临界携液流量计算方法的改进[J].断块油气田,2018,25(4):484-487.
GUO Bumin, JING Jiyun, WANG Xingzun. Calculation improvement of critical liquid-carrying flow rate for gas well[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(4): 484-487.
- [4] 杜殿发,张耀祖,张莉娜,等.页岩气藏渗流机理研究进展与展望[J].非常规油气,2021,8(3):1-9.
DU Dianfa, ZHANG Yaozu, ZHANG Lina, et al. Research progress and prospect of seepage mechanism in shale gas reservoirs[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(3): 1-9.
- [5] 戴家才,郭海敏,秦明君,等.GHT在气井生产动态监测中的应用[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2006,28(2):69-71.
DAI Jiakai, GUO Haimin, QIN Minjun, et al. Application of GHT for detecting production performance of gas wells[J]. Journal of Oil and Gas Technology (J.JPI), 2006, 28(2): 69-71.

- [6] 戴家才,郭海敏,何亿成,等.水平井、斜井集流式生产测井实验研究[J].测井技术,2005,29(6):493-495.
DAI Jiakai, GUO Haimin, HE Yicheng, et al. On experiments of packed production logging in horizontal or deviated wells[J]. Well Logging Technology, 2005, 29(6): 493-495.
- [7] 戴家才,郭海敏,王界益,等.多相流生产测井井斜影响试验研究[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2006,28(3):69-71.
DAI Jiakai, GUO Haimin, WANG Jieyi, et al. Experimental study of well deflection influence in multi-phase production logging[J]. Journal of Oil and Gas Technology (J.JPI), 2006, 28(3): 69-71.
- [8] 宋红伟,郭海敏,戴家才.水平井生产测井气水-两相流流型试验分析[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2011,33(12):96-101.
SONG Hongwei, GUO Haimin, DAI Jiakai. Experimental analysis of gas-water flow pattern during production well logging in horizontal wells[J]. Journal of Oil and Gas Technology (J.JPI), 2011, 33(12): 96-101.
- [9] 刘军锋,郭海敏,彭原平,等.大管径水平管油水两相流动特性试验研究[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2012,34(7):90-93.
LIU Junfeng, GUO Haimin, PENG Yuanping, et al. Experimental study of flow behaviors for oil-water two-phase in large diameter horizontal pipe[J]. Journal of Oil and Gas Technology (J.JPI), 2012, 34(7): 90-93.
- [10] 胡坤,李振北. ANSYS ICFM CFD 工程实例详解[M].北京:人民邮电出版社,2014.
HU Kun, LI Zhenbei. ANSYS ICFM CFD engineering example details[M]. Beijing: People's Posts and Telecommunications Press, 2014.
- [11] DEENDARLINATO, ANDRIANTOM, WIDYAPARAGA A, et al. CFD studies on the gas-liquid plug two-phase flow in a horizontal pipe[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 147(2): 779-787.
- [12] PAN Y X, ZHANG H B, XIE R H, et al. modeling of low viscosity oil-water annular flow in horizontal and slightly inclined pipes: Experiments and CFD simulations[J]. Korean Journal of Chemical Engineering, 2016, 33(10): 2820-2829.
- [13] 赵金印.圆管湍流及入口挡环对圆管湍流影响的实验研究和数值模拟[D].大连:大连理工大学,2002.
ZHAO Jinyin. Experimental investigation and numerical simulation of turbulent pipe flow and the tripping effects[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2002.
- [14] EKAMBARA K, SANDERS R S, NANDAKUMAR K, et al. CFD simulation of bubbly two-phase flow in horizontal pipe[J]. Chemical Engineering Journal, 2008, 144(2): 277-288.
- [15] ABDULKADIR M, HERNANDEZ-PEREZ V, LO S, et al. Comparison of experimental and Computational Fluid Dynamics (CFD) studies of slug flow in a vertical riser[J]. Experimental Thermal and Fluid Science, 2015, 68: 468-483.
- [16] 严瑾.气液两相流动的机理及影响因素[D].成都:西南石油大学,2005.
YAN Jin. Mechanism and influencing factors of gas-liquid two-phase flow[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2005.
- [17] 邱小雪,戴家才,陈猛,等.基于VOF对低产积液气井流动特征的数值模拟[J].断块油气田,2020,27(5):619-623.
QIU Xiaoxue, DAI Jiakai, CHEN Meng, et al. Numerical simulation of flow characteristics of low-yield and liquid loading gas well based on VOF[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(5): 619-623.
- [18] AHMADPOUR A, ABADI S M A N R, KOUHIKAMALI R. Numerical simulation of two-phase gas-liquid flow through gradual expansions/contractions[J]. International Journal of Multiphase Flow, 2016, 79: 31-49.
- [19] 边晓航,刘军锋,叶天明,等.大管径不同井斜油水两相流流型数值模拟[J].测井技术,2016,40(4):399-403.
BIAN Xiaohang, LIU Junfeng, YE Tianming, et al. Numerical simulation of oil-water two-phase flow pattern in large diameter and different inclined wells[J]. Well Logging Technology, 2016, 40(4): 399-403.
- [20] 王克林,刘洪涛,程红伟,等.存在岩屑床的水平环空钻井液紊流CFD模拟[J].断块油气田,2017,24(1):116-119.
WANG Kelin, LIU Hongtao, CHENG Hongwei, et al. CFD simulation of turbulent drilling fluid flow in horizontal annuli with cuttings bed[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(1): 116-119.
- [21] 阎昌琪.气液两相流[M].黑龙江:哈尔滨工程大学出版社,2007.
YAN Changqi. Gas liquid two phase flow[M]. Heilongjiang: Harbin Engineering University Press, 2007.
- [22] 宋红伟,郭海敏,戴家才.倾斜及水平井气液两相流层状流流动模型试验分析[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2013,35(6):86-92.
SONG Hongwei, GUO Haimin, DAI Jiakai. Experimental analysis of flow model for gas-water stratified flow in deflecting and horizontal wells[J]. Journal of Oil and Gas Technology (J.JPI), 2013, 35(6): 86-92.
- [23] 宋红伟,郭海敏,唐小梅.水平井及大斜度井油水两相流动模型研究[J].测井技术,2014,38(4):384-390.
SONG Hongwei, GUO Haimin, TANG Xiaomei. Study on unified model for oil-water two-phase flow in horizontal and highly deviated wells[J]. Well Logging Technology, 2014, 38(4): 384-390.
- [24] 韩丹岫,李相方,尹克涛,等.倾斜井筒气液段塞流识别与压降模型研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2009,31(4):117-121.
HAN Danxiu, LI Xiangfang, YIN Ketao, et al. Study on gas-liquid slug flow identification and pressure drop model for deviated wellbore[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009, 31(4): 117-121.
- [25] 郭海敏,戴家才,陈科贵.生产测井原理与资料解释[M].北京:石油工业出版社,2007.
GUO Haimin, DAI Jiakai, CHEN Kegui. Production logging principles and data interpretation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.

(编辑 李颖洁)