

引用格式:邓美洲,牛娜,尹霜,等.各向异性致密砂岩气藏分段压裂水平井气水两相产能预测模型[J].油气地质与采收率,2024,31(3):99-111.

DENG Meizhou, NIU Na, YIN Shuang, et al. Gas-water two-phase productivity prediction model of multistage fractured horizontal wells in anisotropic tight sandstone gas reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(3): 99-111.

各向异性致密砂岩气藏分段压裂水平井 气水两相产能预测模型

邓美洲¹,牛娜¹,尹霜²,蒋燕聪³,何勇明⁴,韦帅⁵

(1. 中国石化西南油气分公司勘探开发研究院,四川成都610041; 2. 中国石化上海海洋油气分公司勘探开发研究院,上海200120; 3. 中国石油西南油气田公司川西北气矿,四川江油621799; 4. 成都理工大学能源学院,四川成都610059; 5. 中国石油渤海钻探工程有限公司定向井技术服务分公司,天津300457)

摘要:致密砂岩气藏具有储层物性差、孔喉结构复杂、各向异性强、初始含水饱和度覆盖范围大等特征,导致储层中流体的渗流机理复杂,为气井产能的准确预测及评价带来了巨大挑战。为此,基于气水两相非达西渗流理论,综合考虑储层各向异性、储层基质和裂缝不同程度的应力敏感性和两相启动压力梯度、高速非达西渗流效应、气体滑脱效应以及裂缝导流能力与缝间干扰等复杂因素,利用坐标变换、扰动椭圆理论、等价发展矩形理论、当量井径原理、压力叠加原理、水电相似原理等方法,建立了适用于各向异性致密砂岩气藏分段压裂水平井气水两相产能预测的新模型。通过矿场实例验证了新模型的准确性和实用性,并绘制了气水两相产能预测曲线,评价了敏感参数对产能的影响规律。研究结果表明:随着气体滑脱效应、裂缝导流能力、裂缝半长、裂缝条数、水平井井筒与地层主渗透率方向夹角的增大,压裂水平井的无阻流量增大;而随着储层各向异性、储层应力敏感性、裂缝应力敏感性、两相启动压力梯度、生产水气比增大,压裂水平井的无阻流量降低;水相对气相的流动具有抑制作用,且驱替压差越大,抑制作用越显著,因此需提前采取防水和治水措施。该研究成果进一步缩小了致密砂岩气藏产能预测结果与矿场实际产量的差距,有助于致密砂岩气藏的参数评估、动态预测以及产能评价和勘探开发决策制定。

关键词:致密砂岩气藏;分段压裂水平井;各向异性;气水两相;产能预测

文章编号:1009-9603(2024)03-0099-13

DOI:10.13673/j.pgre.202305012

中图分类号:TE32[·]8

文献标识码:A

Gas-water two-phase productivity prediction model of multistage fractured horizontal wells in anisotropic tight sandstone gas reservoirs

DENG Meizhou¹, NIU Na¹, YIN Shuang², JIANG Yancong³, HE Yongming⁴, WEI Shuai⁵

(1. Exploration and Development Research Institute, Southwest Oil & Gas Company, SINOPEC, Chengdu City, Sichuan Province, 610041, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Shanghai Offshore Oil & Gas Company, SINOPEC, Shanghai City, 200120, China; 3. Chuanxibei Gas Mine, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Jiangyou City, Sichuan Province, 621799, China; 4. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu City, Sichuan Province, 610059, China; 5. Directional Drilling Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Tianjin City, 300457, China)

Abstract: Tight sandstone gas reservoirs have the characteristics of poor physical properties of the reservoir, complex pore throat structure, strong anisotropy, and extensive coverage of initial water saturation, which lead to the complex flow mechanism of fluids in reservoirs and bring significant challenges to the accurate prediction and evaluation of gas well productivity. Therefore, based

收稿日期:2023-05-15。

作者简介:邓美洲(1980—),男,贵州兴义人,高级工程师,硕士,从事气藏评价及开发动态分析方面的研究工作。E-mail:1066010554@qq.com。

基金项目:中国石化科技计划项目“新场须二气藏气水分布与开采规律研究”(34450000-22-ZC0607-0032)。

on the theory of gas-water two-phase non-Darcy flow, this study comprehensively considers the complex productivity factors, such as reservoir anisotropy, different degrees of stress sensitivity between reservoir matrix and fracture, two-phase starting pressure gradient, high-speed non-Darcy flow effect, gas slippage effect, finite conductivity of fracture, and inter-fracture interference. A new gas-water two-phase productivity prediction model for multistage fractured horizontal wells in anisotropic tight sandstone gas reservoirs is established by using coordinate transformation, perturbation ellipse theory, equivalent development rectangle theory, equivalent well diameter principle, pressure superposition principle, and hydropower similarity principle. Field examples verify the accuracy and practicability of the model. The gas-water two-phase productivity prediction curve is drawn, and the influence of sensitive parameters on productivity is evaluated. The results show that the open flow capacity of a fractured gas well increases with the increase in slippage effect, fracture conductivity, fracture half-length, fracture number, and the angles between the wellbore of the horizontal well and the main permeability of the formation. The open flow capacity of the fractured horizontal well decreases with the increase in reservoir anisotropy, reservoir stress sensitivity, fracture stress sensitivity, two-phase starting pressure gradient, and water-gas volume ratio. Water has an inhibitory effect on the flow of gas, and greater displacement pressure difference indicates a more significant inhibitory effect, so it is necessary to take waterproof and water control measures in advance. The research results further narrow the gap between the productivity prediction results of tight sandstone gas reservoirs and the actual production of the field, which is helpful for parameter evaluation, dynamic prediction, productivity evaluation, and exploration and development decision-making of tight sandstone gas reservoirs.

Key words: tight sandstone gas reservoir; multistage fractured horizontal well; anisotropy; gas-water two-phase; productivity prediction

全球能源消费格局正发生着由以煤炭、石油为代表的传统化石能源向以天然气为代表的清洁能源转变的趋势^[1-3]。作为非常规天然气资源的重要组成部分,致密砂岩气藏在四川盆地分布广泛,开发前景广阔,是保障我国能源安全、助力川渝实现“气大庆”目标的关键举措^[4-8]。在开发过程中,致密砂岩气藏由于受到储层各向异性、气水两相渗流、应力敏感性、两相启动压力梯度、高速非达西渗流效应、气体滑脱效应、裂缝导流能力、缝间干扰等复杂因素的影响^[9-15],使得储层中流体的渗流机理更为复杂、渗流规律更加多样、气井产能的准确预测变得十分困难。目前,多数产能预测模型^[16-20]以单相渗流模型为主,难以准确评价气水两相渗流时的气井产能;部分学者虽然建立了气水两相产能预测模型,但仅适用于均质各向同性气藏的直井、水平井或压裂直井,并未强调储层各向异性和储层压裂后裂缝对气井产能造成的影响^[21-25];还有部分学者建立的压裂水平井产能预测模型仅考虑了部分地质或工程因素,忽略了气体高速非达西渗流效应和滑脱效应的影响^[26-29];另外还有部分学者通过常规的保角变换或位势理论等单一方法研究气井产能,存在一定的局限性^[30-33]。因此,亟需建立一种更为完善的致密砂岩气藏分段压裂水平井气水两相产能预测模型。

为此,综合运用坐标变换、扰动椭圆理论、等价发展矩形理论、当量井径原理、压力叠加原理、水电相似原理等方法,建立了适用于各向异性致密砂岩气藏分段压裂水平井气水两相产能预测的新模型。

该模型综合考虑了储层各向异性、基质及裂缝应力敏感性、两相启动压力梯度、高速非达西渗流效应、气体滑脱效应、气水两相渗流、裂缝导流能力以及缝间干扰对产能造成的影响。通过现场数据进行实例计算,验证了新模型的准确性和实用性。在此基础上,分别评价了9类产能影响因素的敏感性,以期为致密砂岩气藏分段压裂水平井产能的准确预测以及高效开发提供理论支撑。

1 压裂水平井产能预测新模型

1.1 模型假设

在等厚、等温、顶底边界封闭的各向异性致密砂岩气藏中心有一口分段压裂水平井,完井方式为射孔完井,其物理模型如图1所示。模型假设如下:①裂缝为与储层垂直、与井眼对称等间距等长分布的有限导流裂缝,其剖面为矩形,与气层厚度等高;②储层和裂缝内均为气水两相等温稳定渗流,流体不可压缩,流动顺序为基质—裂缝—井筒;③考虑储层基质以及压裂裂缝的应力敏感性、气水两相启动压力梯度、气体滑脱效应、高速非达西渗流效应以及缝间干扰对产能的影响;④忽略裂缝壁面污染、井筒压降、重力以及毛细管力的影响。

1.2 各向异性坐标变换

通过运用坐标变换法则^[34-35],将各向异性空间 $O-XYZ$ 内的渗流问题转化为各向同性空间 $O-X_1Y_1Z_1$ 内的问题。

在各向异性空间 $O-XYZ$ 下,定义变量 $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$:

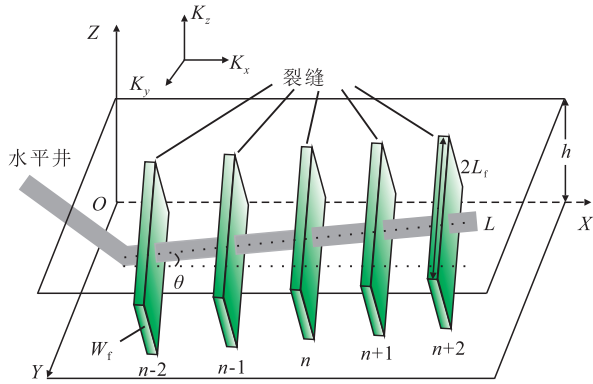


图1 致密砂岩气藏分段压裂水平井物理模型
Fig.1 Physical model of multistage fractured horizontal well in tight sandstone gas reservoir

$$\varepsilon_1 = \sqrt{\frac{K_y}{K_z}} \quad (1)$$

$$\varepsilon_2 = \sqrt{\frac{K_z}{K_x}} \quad (2)$$

$$\varepsilon_3 = \sqrt{\frac{K_x}{K_y}} \quad (3)$$

通过坐标变换,在各向同性空间 $O-X_1Y_1Z_1$ 下,各参数具体如下:

$$K_1 = \sqrt[3]{K_x K_y K_z} \quad (4)$$

$$h_1 = h \left(\frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \right)^{1/3} \quad (5)$$

$$L_1 = L \left(\frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \right)^{1/6} \sqrt{\frac{\cos^2 \theta}{\varepsilon_3} + \varepsilon_3 \sin^2 \theta} \quad (6)$$

$$r_{e1} = \frac{r_e}{2} \left(\frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \right)^{1/6} \sqrt{\frac{1}{\varepsilon_3} + \varepsilon_3} \quad (7)$$

$$r_{w1} = \frac{r_w}{2} \left[\left(\frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \right)^{1/6} \sqrt{\frac{\sin^2 \theta}{\varepsilon_3} + \varepsilon_3 \cos^2 \theta} + \left(\frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \right)^{1/3} \right] \quad (8)$$

$$L_{f1} = L_f \left(\frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \right)^{1/6} \sqrt{\frac{\sin^2 \theta}{\varepsilon_3} + \varepsilon_3 \cos^2 \theta} \quad (9)$$

$$W_{f1} = W_f \left(\frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \right)^{1/6} \sqrt{\frac{\cos^2 \theta}{\varepsilon_3} + \varepsilon_3 \sin^2 \theta} \quad (10)$$

$$\theta_1 = \arctan(L \varepsilon_3 \tan \theta) \quad (11)$$

1.3 储层椭圆流动阶段

根据分段压裂水平井的假设条件以及物理模型可知,流体先从储层基质以椭圆流形式流向压裂裂缝尖端,然后再以线性流和平面径向流的形式流向井筒。以其中一条裂缝为研究对象,其渗流过程如图2所示。

椭圆坐标与直角坐标二者间的转换如下:

$$\begin{cases} x = L_f \text{ch } \xi \cos \eta \\ y = L_f \text{sh } \xi \sin \eta \end{cases} \quad (12)$$

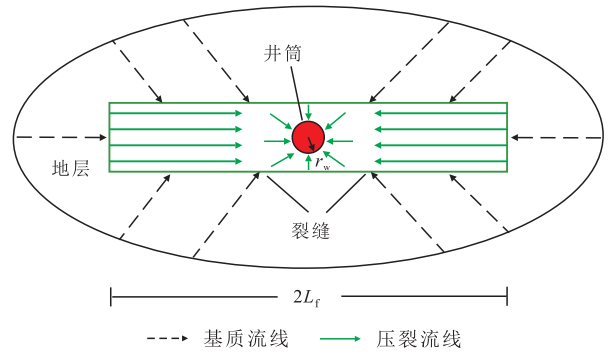


图2 压裂水平井任一裂缝渗流示意
Fig.2 Flow of any fracture in fractured horizontal wells

在扰动椭圆理论^[36]的基础上,等压椭圆簇可近似为发展的矩形簇:

$$\begin{cases} \bar{x} = L_f \text{ch } \xi \\ \bar{y} = \frac{2L_f}{\pi} \text{sh } \xi \end{cases} \quad (13)$$

则:

$$\frac{dp}{dy} = \frac{dp}{d\xi} \frac{d\xi}{d\bar{y}} = \frac{\pi}{2L_f \cdot \text{ch } \xi} \frac{dp}{d\xi} \quad (14)$$

在致密砂岩气藏中由于存在应力敏感性、启动压力梯度以及气体滑脱效应,气相的渗流方程组可以表示为:

$$\begin{cases} \frac{dp}{d\bar{y}} - \lambda_g = 11.574 \frac{\mu_g}{K_m K_{rg}} v_g \\ v_g = \frac{q_{gsc} \rho_{gsc}}{4\rho_g L_{f1} h_1 \text{ch } \xi} \\ K_m = K_1 \left(1 + \frac{b}{p} \right) \exp[-\alpha_m (p_i - p)] \end{cases} \quad (15)$$

类似地,储层中水相的渗流方程组为:

$$\begin{cases} \frac{dp}{d\bar{y}} - \lambda_w = 11.574 \frac{\mu_w}{K_m K_{rw}} v_w \\ v_w = \frac{q_{wsc} \rho_{wsc}}{4\rho_w L_{f1} h_1 \text{ch } \xi} \\ K_m = K_1 \exp[-\alpha_m (p_i - p)] \end{cases} \quad (16)$$

联立(15)和(16)式,可得:

$$\left[\rho_w \frac{K_{rw}}{\mu_w} + \rho_g \frac{K_{rg} \left(1 + \frac{b}{p} \right)}{\mu_g} \right] \exp[-\alpha_m (p_i - p)] dp = \left[1.843 \times \frac{\rho_{wsc} q_{wsc} + \rho_{gsc} q_{gsc}}{K_1 h_1} + 0.637 L_{f1} \left[\rho_w \frac{K_{rw}}{\mu_w} \lambda_w + (17) \right. \right. \\ \left. \left. \rho_g \frac{K_{rg} \left(1 + \frac{b}{p} \right)}{\mu_g} \lambda_g \right] \exp[-\alpha_m (p_i - p)] \text{ch } \xi \right] d\xi$$

在此,定义储层中气水两相拟压力为:

$$m_1(p) = \int_0^p \left(\rho_w \frac{K_{rw}}{\mu_w} + \rho_g \frac{K_{rg} \left(1 + \frac{b}{p}\right)}{\mu_g} \right) \exp[-\alpha_m(p_i - p)] dp \quad (18)$$

定义气水两相拟启动压力为:

$$\lambda_{gw}(p) = \left(\rho_w \frac{K_{rw}}{\mu_w} \lambda_w + \rho_g \frac{K_{rg} \left(1 + \frac{b}{p}\right)}{\mu_g} \lambda_g \right) \exp[-\alpha_m(p_i - p)] \quad (19)$$

定义地面条件下水气两相体积流量比值为生产水气比,则有:

$$\rho_{wsc} q_{wsc} + \rho_{gsc} q_{gsc} = \left(1 + \frac{\rho_{wsc} WGR}{\rho_{gsc}} \right) \rho_{gsc} q_{gsc} \quad (20)$$

将(18)—(20)式代入(17)式中,从裂缝尖端向储层边界积分,从而获得储层中分段压裂水平井考虑气水同产、两相启动压力梯度、应力敏感性、气体滑脱效应的产能计算公式为:

$$m_1(p_e) - m_1(p_f) = 1.843 \times \frac{\left(1 + \frac{\rho_{wsc} WGR}{\rho_{gsc}} \right) \rho_{gsc} (\xi_e - \xi_f)}{K_f h_1} q_{gsc} + 0.637 L_{fl} \int_{\xi_f}^{\xi_e} \lambda_{gw} d\xi \quad (21)$$

其中:

$$\xi_e = \operatorname{arcosh} \frac{r_{e1}}{L_{fl}} \quad (22)$$

$$\xi_f = \operatorname{arsinh} \frac{\pi W_{fl}}{4 L_{fl}} \quad (23)$$

1.4 裂缝渗流阶段

1.4.1 线性流阶段

流体从压裂裂缝尖端到压裂裂缝内线性流与径向流交界处的流动等价于长、宽、高分别为 L_{fl} , W_{fl} , h_1 的条状地层中的流动过程。

对于任意单一裂缝,考虑应力敏感性、高速非达西渗流效应的气相渗流方程组为:

$$\begin{cases} \frac{dp}{dx} = 11.574 \times \frac{\mu_g}{K_f K_{rg}} v_g + 1.339 \times 10^{-13} \beta_g \rho_g v_g^2 \\ v_g = \frac{q_{gsc} \rho_{gsc}}{2 \rho_g W_{fl} h_1} \\ K_f = K_{fi} \exp[-\alpha_f(p_{fi} - p)] \end{cases} \quad (24)$$

由于水相不存在高速非达西渗流效应,所以任一单条裂缝考虑应力敏感性的水相渗流方程组为:

$$\begin{cases} \frac{dp}{dx} = 11.574 \frac{\mu_w}{K_f K_{rw}} v_w \\ v_w = \frac{\rho_{wsc} q_{wsc}}{2 \rho_w W_{fl} h_1} \\ K_f = K_{fi} \exp[-\alpha_f(p_{fi} - p)] \end{cases} \quad (25)$$

定义裂缝中气水两相拟压力为:

$$m_2(p) = \int_0^p \left(\rho_w \frac{K_{rw}}{\mu_w} + \rho_g \frac{K_{rg}}{\mu_g} \right) \exp[-\alpha_f(p_{fi} - p)] dp \quad (26)$$

联立(24)—(26)式,从压裂裂缝尖端到压裂裂缝内线性流与径向流交界处 r_x 积分,获得分段压裂水平井单一裂缝在线性流阶段中存在应力敏感性及紊流效应时的产能计算方程为:

$$m_2(p_f) - m_2(p_x) = 5.787 \times \frac{\left(1 + \frac{\rho_{wsc} WGR}{\rho_{gsc}} \right) \rho_{gsc} (L_{fl} - r_x)}{K_{fi} W_{fl} h_1} q_{gsc} + q_{gsc}^2 \int_{r_x}^{L_{fl}} \left\{ 1.339 \times 10^{-13} \beta_g \frac{K_{rg}}{\mu_g} \frac{\rho_{gsc}^2}{4 W_{fl}^2 h_1^2} \exp[-\alpha_f(p_{fi} - p)] \right\} dx \quad (27)$$

1.4.2 径向流阶段

裂缝内流体径向流阶段等价于在供给半径为 r_x , 供给边界压力为 p_x , 裂缝宽度为 W_{fl} 的圆形地层中由边界向井眼半径为 r_{w1} 的井筒中流动。在前文的基础上,同理可得气相在裂缝径向流阶段考虑高速非达西渗流效应及应力敏感性的渗流方程组和水相在裂缝径向流阶段中考虑应力敏感性的渗流方程组,分别为:

$$\begin{cases} \frac{dp}{dr} = 11.574 \times \frac{\mu_g}{K_f K_{rg}} v_g + 1.339 \times 10^{-13} \beta_g \rho_g v_g^2 \\ v_g = \frac{q_{gsc} \rho_{gsc}}{2 \pi r \rho_g W_{fl}} \\ K_f = K_{fi} \exp[-\alpha_f(p_{fi} - p)] \end{cases} \quad (28)$$

$$\begin{cases} \frac{dp}{dr} = 11.574 \times \frac{\mu_w}{K_f K_{rw}} v_w \\ v_w = \frac{\rho_{wsc} q_{wsc}}{2 \pi r \rho_w W_{fl}} \\ K_f = K_{fi} \exp[-\alpha_f(p_{fi} - p)] \end{cases} \quad (29)$$

联立(28)和(29)式,从压裂裂缝中径向流边界处 r_x 到井筒 r_w 积分,获得分段压裂水平井单一裂缝在径向流阶段中存在应力敏感性及紊流效应时的产能计算方程为:

$$m_2(p_x) - m_2(p_{wf}) = 1.843 \times \frac{\left(1 + \frac{\rho_{wsc} WGR}{\rho_{gsc}} \right) \rho_{gsc} q_{gsc}}{K_{fi} W_{fl}} \ln \frac{r_x}{r_{w1}} +$$

$$q_{\text{gsc}}^2 \int_{r_w}^{r_x} \left\{ 1.339 \times 10^{-13} \beta_g \frac{K_{\text{rg}} \rho_{\text{gsc}}^2 \exp[-\alpha_f(p_f - p)]}{\mu_g 4\pi^2 W_{\text{fl}}^2 r^2} \right\} dr \quad (30)$$

1.5 分段压裂水平井产能方程的建立

由于储层是通过储层椭圆渗流阶段、裂缝内线性流和径向流阶段的串联关系来供气,可知这3个渗流阶段的流体流量相等。所以基于水电相似原理^[37-38],联立(21),(27)和(30)式可得综合致密砂岩气藏分段压裂水平井单一裂缝考虑气水两相、渗透率非均质性、两相启动压力梯度、储层基质和裂缝应力敏感性、高速非达西渗流效应、气体滑脱效应的产能预测模型:

$$\begin{cases} m_1(p_e) - m_1(p_f) = 1.843 \times \frac{\left(1 + \frac{\rho_{\text{wsc}} WGR}{\rho_{\text{gsc}}}\right) \rho_{\text{gsc}} (\xi_e - \xi_f)}{K_1 h_1} q_{\text{gsc}} + \\ \quad 0.637 L_{\text{fl}} \int_{\xi_f}^{\xi_e} \lambda_{\text{gw}} d\xi \\ m_2(p_f) - m_2(p_x) = 5.787 \times \frac{\left(1 + \frac{\rho_{\text{wsc}} WGR}{\rho_{\text{gsc}}}\right) \rho_{\text{gsc}} (L_{\text{fl}} - r_x)}{K_{\text{fl}} W_{\text{fl}} h_1} q_{\text{gsc}} + \\ q_{\text{gsc}}^2 \int_{r_x}^{L_{\text{fl}}} \left\{ 1.339 \times 10^{-13} \beta_g \frac{K_{\text{rg}} \rho_{\text{gsc}}^2 \exp[-\alpha_f(p_f - p)]}{\mu_g 4W_{\text{fl}}^2 h_1^2} \right\} dx \\ m_2(p_x) - m_2(p_{\text{wf}}) = 1.843 \times \frac{\left(1 + \frac{\rho_{\text{wsc}} WGR}{\rho_{\text{gsc}}}\right) \rho_{\text{gsc}} q_{\text{gsc}}}{K_{\text{fl}} W_{\text{fl}}} \ln \frac{r_x}{r_{\text{wf}}} + \\ q_{\text{gsc}}^2 \int_{r_{\text{wf}}}^{r_x} \left\{ 1.339 \times 10^{-13} \beta_g \frac{K_{\text{rg}} \rho_{\text{gsc}}^2 \exp[-\alpha_f(p_f - p)]}{\mu_g 4\pi^2 W_{\text{fl}}^2 r^2} \right\} dr \end{cases} \quad (31)$$

为了简化计算,采用当量井径等效的概念^[39],即当求得的单条裂缝产能公式与储层考虑非均质性、启动压力梯度、应力敏感性及气水同产时的普通直井产能公式产量相等时,所计算得到的直井筒半径被称为当量井径,则有:

$$m_1(p_e) - m_1(p_{\text{wf}}) = 1.843 \times \frac{\left(1 + \frac{\rho_{\text{wsc}} WGR}{\rho_{\text{gsc}}}\right) \rho_{\text{gsc}}}{K_1 h_1} q_{\text{gsc}} \ln \frac{r_{\text{e1}}}{r_{\text{equ}}} + \lambda_{\text{gw}}(\bar{p})(r_{\text{e1}} - r_{\text{equ}}) \quad (32)$$

联立(31)和(32)式,即可求出分段压裂水平井任一裂缝所对应的当量井径。

由于裂缝存在相互干扰现象,通过运用当量井径原理、压降叠加原理^[40-41],将 n 条裂缝分别等效转换为 n 口直井,使得多条裂缝相互干扰的渗流问题转化为多口直井相互干扰的渗流问题,即:

$$\begin{cases} m_1(p_e) - m_1(p_{\text{wf1}}) = \Delta m_1(p)_{11} q_{\text{gsc1}} + \Delta m_1(p)_{21} q_{\text{gsc2}} + \\ \quad \dots + \Delta m_1(p)_{n1} q_{\text{gscn}} \\ m_1(p_e) - m_1(p_{\text{wf2}}) = \Delta m_1(p)_{12} q_{\text{gsc1}} + \Delta m_1(p)_{22} q_{\text{gsc2}} + \\ \quad \dots + \Delta m_1(p)_{n2} q_{\text{gscn}} \\ \vdots \\ m_1(p_e) - m_1(p_{\text{wfn}}) = \Delta m_1(p)_{1n} q_{\text{gsc1}} + \Delta m_1(p)_{2n} q_{\text{gsc2}} + \\ \quad \dots + \Delta m_1(p)_{nn} q_{\text{gscn}} \end{cases} \quad (33)$$

由(32)和(33)式构成的非线性方程组,可以推导出 n 条垂直裂缝的分段压裂水平井的总产量为:

$$q_{\text{total}} = q_{\text{gsc1}} + q_{\text{gsc2}} + q_{\text{gsc3}} + \dots + q_{\text{gsci}} + \dots + q_{\text{gscn}} \quad (34)$$

2 实例计算及应用

四川盆地某致密砂岩气藏内水平井H1和H2井采用大规模体积压裂改造,其支撑剂类型为70/140目石英砂与40/70目覆膜砂混合。2023年6月,H1和H2井的地面水气流量比处于较为稳定的状态,约为 $0.3 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。假设 $K_x = K_y = K_h$, $K_z = K_v$,气藏基本参数见表1。储层和裂缝的气水两相相对渗透率曲线如图3所示。

基于表1中的数据对(34)式进行求解,并绘制出分段压裂水平井H1和H2井的IPR曲线(图4)。从表2可知,所建立各向异性致密砂岩气藏压裂井气水两相产能预测新模型的计算结果与产能试井结果吻合性较好,其最大误差不超过5.46%,表明本文模型具有良好的准确性及实用性。

3 产能影响因素分析

储层性质和裂缝参数是影响分段压裂水平井产能的主要因素。以H2分段压裂水平井为研究对象,开展各向异性、应力敏感性、气体滑脱效应、两相启动压力梯度、生产水气比以及压裂参数等一系列敏感性研究,以预测分段压裂水平井的产能,并评价出各敏感参数对产能的影响程度,从而为致密砂岩气藏压裂井的高效开发提供理论指导。

3.1 各向异性

致密储层由于受沉积环境、物源方向、压实作用等因素的影响,储层渗透率呈各向异性特征,其水平方向的渗透率一般大于垂直方向。为了研究各向异性对产能造成的影响,分别设置不同的各向

表1 目标致密砂岩气藏基本参数
Table1 Basic parameters in target tight sandstone gas reservoir

参数	H1井	H2井	参数	H1井	H2井
供给半径/m	325	410	视临界温度/K	204.26	199.57
井筒半径/m	0.12	0.12	地层水总矿化度/(10 ⁴ mg·L ⁻¹)	4.33	1.95
气藏厚度/m	10.64	33.52	水相启动压力梯度/(MPa·m ⁻¹)	0.004	0.004
原始地层压力/MPa	19.12	24.57	气相启动压力梯度/(MPa·m ⁻¹)	0.000 5	0.000 5
储层温度/°C	66.03	70.87	裂缝半长/m	310	371
储层应力敏感系数/MPa ⁻¹	0.028	0.028	裂缝渗透率/mD	30	30
水平渗透率/mD	0.36	0.68	裂缝宽度/m	0.002 2	0.002 2
垂直渗透率/mD	0.18	0.35	裂缝应力敏感系数/MPa ⁻¹	0.08	0.08
非均质系数	1.4	1.4	裂缝条数/条	11	10
滑脱因子/MPa	0.5	0.5	水平井长度/m	1 058	502
天然气相对密度	0.632 3	0.61	水平井段与主渗透率方向夹角/(°)	45	45
视临界压力/MPa	4.59	4.6			

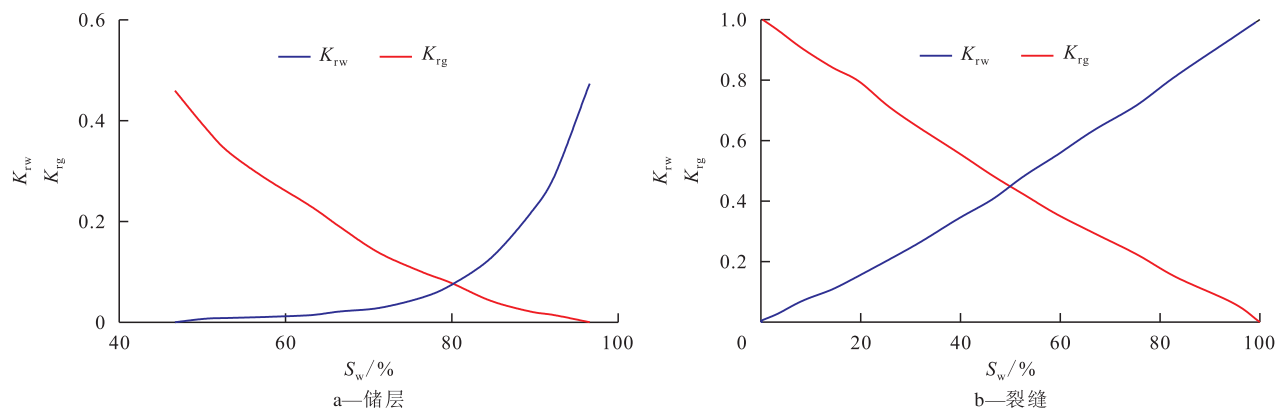


图3 气水两相相对渗透率曲线
Fig.3 Gas-water two-phase relative permeability curves

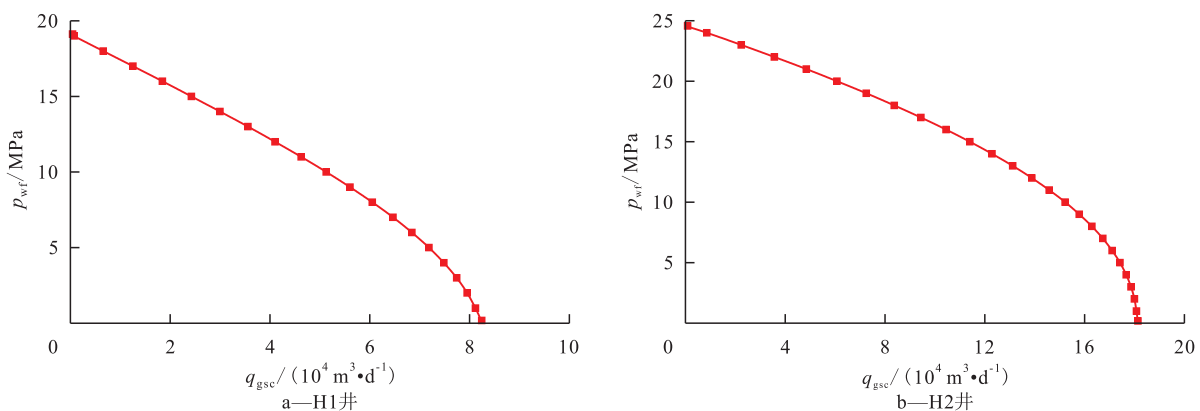


图4 分段压裂水平井IPR曲线
Fig.4 IPR curve of multistage fractured horizontal wells

异性系数(β),计算H2分段压裂水平井的产能情况(图5)。观察图5可以发现,当各向异性系数分别为1.4,1.5,1.6,1.7时,气井的无阻流量分别为 18.20×10^4 , 17.58×10^4 , 17.02×10^4 , 16.56×10^4 m³/d;当各向异性系数每增加0.1时,产能递减幅度分别为3.44%,

3.17%,2.69%。随着各向异性系数的增大,产能曲线逐渐向横坐标轴负向移动,分段压裂水平井的产能逐渐递减,但产能递减的幅度有所减弱。分析认为,储层垂直方向渗透率减小导致该方向的渗流阻力增大,从而造成气井产能降低。

表2 分段压裂水平井产能评价结果
Table2 Productivity evaluation results of multistage fractured horizontal wells

井名	压裂水平井无阻流量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)		误差/%
	预测模型	产能试井	
H1	8.24	7.90	4.30
H2	18.14	17.20	5.46

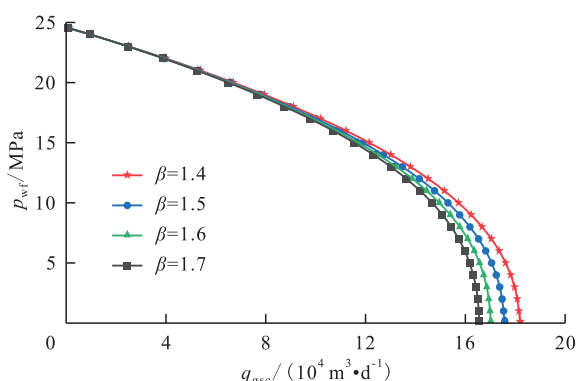


图5 不同各向异性系数下压裂水平井 IPR 曲线

Fig.5 IPR curves of fractured horizontal wells with different anisotropy coefficients

3.2 应力敏感性

3.2.1 基质应力敏感性

在致密砂岩气藏开发过程中,由于储层压力降低引起施加在多孔介质上的有效应力增大,造成基质岩石发生弹性变形、渗透率下降,进而影响压裂水平井开发效果。为了研究基质应力敏感性对产能的影响,设置不同的基质应力敏感系数,计算H2分段压裂水平井的相应产能(图6)。由图6可知,当基质应力敏感系数分别为0,0.01,0.02,0.03 MPa⁻¹时,压裂水平井的无阻流量分别为20.55×10⁴,19.62×10⁴,18.91×10⁴,18.29×10⁴ m³/d;当基质应力敏感系数每增加0.01 MPa⁻¹时,产能递减幅度分别为4.53%,3.64%,3.26%。基质不考虑应力敏感性时,压裂水平井产能最大,并且随着基质应力敏感系数

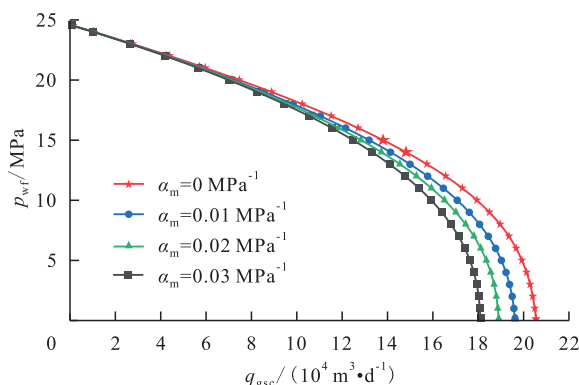


图6 不同基质应力敏感系数下压裂水平井 IPR 曲线

Fig.6 IPR curves of fractured horizontal wells with different matrix stress sensitivity coefficients

增大,产能曲线逐渐向横坐标轴负向移动,产能逐渐减小,但产能递减的幅度逐渐减弱。分析认为,随着压裂水平井的不断开采,基质岩石越来越不容易发生弹塑性变形,所以基质渗透率降低的幅度逐渐减小。在同一基质应力敏感系数下,随着井底流压不断降低,产能曲线的弯曲程度愈加严重,说明基质应力敏感性在生产中后期的影响更显著。分析认为,生产压差越大,使得基质岩石的弹塑性形变更严重,基质应力敏感现象越明显,从而造成基质渗透率和压裂水平井产能大幅度降低。当井底流压为20 MPa时,基质应力敏感系数为0.03 MPa⁻¹与0 MPa⁻¹时相比,产能递减幅度为6.33%;当井底流压为0.101 MPa时,基质应力敏感系数为0.03 MPa⁻¹与0 MPa⁻¹相比,产能递减幅度为11.89%。因此,在致密砂岩气藏的实际生产过程中,不应忽略基质应力敏感性对产能造成的影响。

3.2.2 裂缝应力敏感性

高导流能力的人工裂缝,扩大了储层流体进入水平井筒的接触面积,是致密砂岩气藏高效开发的重要渗流通道。与储层基质相比,人工裂缝具有更强的应力敏感性。为了研究裂缝应力敏感性对产能造成的影响,设置不同的裂缝应力敏感系数,计算H2分段压裂水平井的相应产能(图7)。当裂缝应力敏感系数为0,0.04,0.08,0.12 MPa⁻¹时,压裂水平井的无阻流量分别为22.29×10⁴,20.12×10⁴,18.14×10⁴,16.56×10⁴ m³/d;当裂缝应力敏感系数每增加0.04 MPa⁻¹时,产能递减幅度分别为9.73%,9.82%,8.73%。储层不考虑裂缝应力敏感性时,压裂水平井产能最大,并且随着裂缝应力敏感系数增大,产能曲线逐渐向横坐标轴负向移动,压裂水平井的生产效果逐渐变差,但产能递减的幅度逐渐减小。分析认为,在持续的致密砂岩气藏开发过程

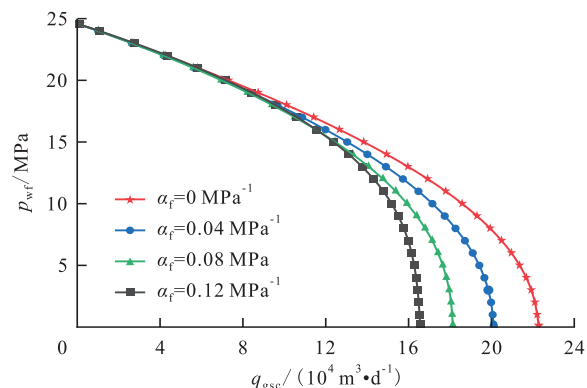


图7 不同裂缝应力敏感系数下压裂水平井 IPR 曲线

Fig.7 IPR curves of fractured horizontal wells with different fracture stress sensitivity coefficients

中,裂缝的变形程度越来越弱,引起的裂缝渗透率降低的程度越来越小。在低井底流压阶段,产能曲线较分散,表明裂缝应力敏感性在生产中后期的影响更为明显。当井底流压为20 MPa时,裂缝应力敏感系数为0.12 MPa⁻¹与0 MPa⁻¹相比,产能递减幅度为1.81%;当井底流压为0.101 MPa时,裂缝应力敏感系数为0.12 MPa⁻¹与0 MPa⁻¹相比,产能递减幅度为25.70%。

3.3 气体滑脱效应

致密砂岩气藏由于孔隙喉道细小,气体在小孔隙中流动时,气体壁面处流动速度不为0,表现为气体滑脱效应。为了研究滑脱效应对产能造成的影响,设置滑脱因子分别为0, 0.5, 1.0, 1.5 MPa, 计算H2分段压裂水平井的产能情况(图8)。不考虑储层气体滑脱效应时,压裂水平井产能最小,并且随着滑脱因子增大,产能曲线逐渐向横坐标轴正向移动,压裂水平井的产能逐渐变大。分析认为,气体滑脱效应使得气相视渗透率增大,导致压裂水平井产能增大。在较高的井底流压条件下,滑脱因子的变化对压裂水平井产能的影响不显著,所以在开发初期,可以忽略气体滑脱效应。

3.4 两相启动压力梯度

在致密砂岩气藏中,启动压力梯度是影响压裂水平井生产效果的重要参数。为了研究两相启动压力梯度对产能造成的影响,设置气相启动压力梯度分别为0, 0.01, 0.02, 0.03 MPa/m, 水相启动压力梯度分别为0, 0.02, 0.04, 0.06 MPa/m, 计算H2分段压裂水平井的产能(图9)。不考虑储层两相启动压力梯度时,压裂水平井的产能最大,并且随着两相启动压力梯度的增大,产能曲线逐渐向横坐标轴负向移动,压裂水平井的无阻流量逐渐变小。分析认为,两相启动压力梯度越大,气体在储层中的渗流

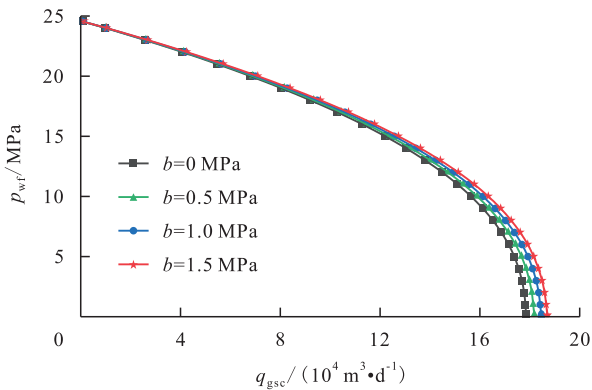


图8 不同滑脱因子下压裂水平井 IPR 曲线
Fig.8 IPR curves of fractured horizontal wells with different slippage factors

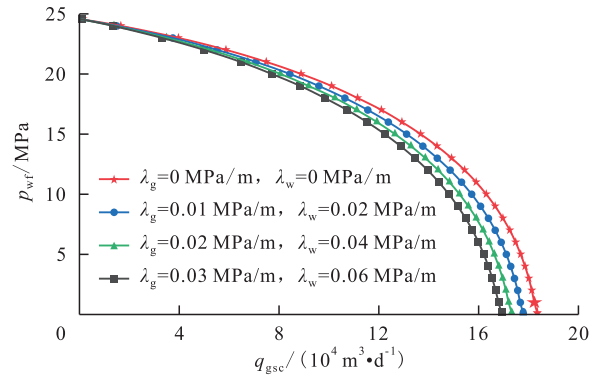


图9 不同两相启动压力梯度下压裂水平井 IPR 曲线
Fig.9 IPR curves of fractured horizontal wells with different two-phase starting pressure gradients

阻力越大,压裂水平井的生产效果随之变差。并且,当井底流压较小时,两相启动压力梯度对压裂水平井产能的伤害更明显,但从整个开发过程来看,压裂水平井的产能曲线变化幅度不大。因此,可以将本文提出的产能预测模型中的气水两相启动压力梯度作简化处理。

3.5 生产水气比

由生产水气比分别为0, 1×10⁻⁴, 2×10⁻⁴, 3×10⁻⁴ m³/m³时的压裂水平井产能变化(图10)可见,储层不考虑气井产水时,压裂水平井的产能最大,并且随着生产水气比增大,产能曲线逐渐向横坐标轴负向移动,压裂水平井的无阻流量逐渐减小。分析认为,当气井开始产水时,水相逐渐侵入原来气相所占据的大孔隙、大喉道,使得大量的气体呈现不连续状态,气相渗透率降低,从而影响气井的产能。因此,在致密砂岩气藏实际的生产过程中,应该采取合理的生产措施,延缓气井见水的时间或者避免气井产水。

3.6 裂缝导流能力

裂缝导流能力反映了流体在裂缝内渗流的难

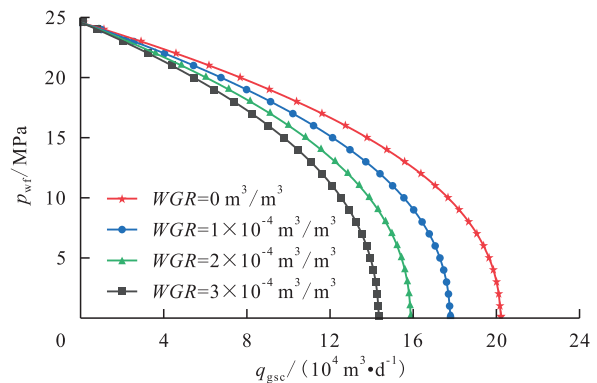


图10 不同生产水气比下压裂水平井 IPR 曲线
Fig.10 IPR curves of fractured horizontal wells with different water-to-gas ratios

易程度,对分段压裂水平井井筒的供液能力具有较大的影响。为了研究裂缝导流能力对产能造成的影响,设置裂缝导流能力分别为30,60,90,120 mD·m,计算H2分段压裂水平井的产能(图11)。观察图11可以发现,随着裂缝导流能力的增大,产能曲线逐渐向横坐标轴正向移动,压裂水平井的无阻流量逐渐增大,但产能的增长幅度逐渐减小。分析认为,裂缝导流能力越大,使得气体在裂缝内流动的阻力越小,越来越多的气体从储层基质经裂缝流入井筒被采出。但当裂缝导流能力过高,与储层基质渗透率存在较大差异时,会导致出现储层供液不足,水平井的增产效果减弱。

3.7 裂缝半长

由裂缝半长分别为290,310,330,350 m时压裂水平井的产能变化(图12)可见,随着裂缝半长的增大,产能曲线逐渐向横坐标轴正向移动,压裂水平井的无阻流量逐渐增大,但产能的增长幅度逐渐减小。分析认为,裂缝半长增加,使得裂缝延伸范围更广,压裂改造所控制的范围大大增加,但随着裂缝半长的持续增加,在两端压差相同的条件下,裂缝单位长度压差逐渐减小,如果该生产压差不足以

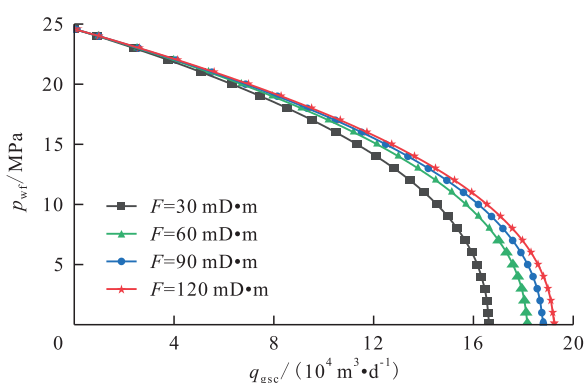


图11 不同裂缝导流能力下压裂水平井IPR曲线
Fig.11 IPR curves of fractured horizontal wells with different fracture conductivity

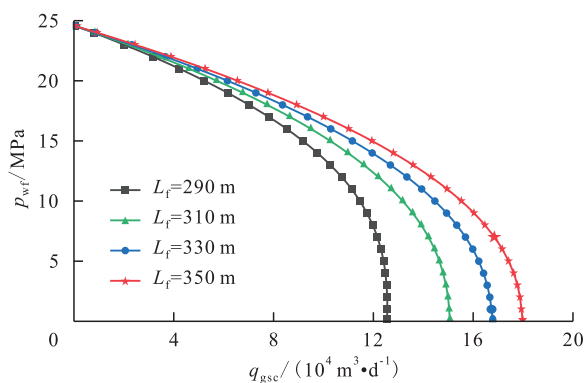


图12 不同裂缝半长下压裂水平井IPR曲线
Fig.12 IPR curves of fractured horizontal wells with different fracture half-lengths

支撑流体流动时,那么气体渗流就会受到阻碍,进而对气井产能产生负面影响。

3.8 裂缝条数

由裂缝条数分别为9,10,11,12条时压裂水平井的产能变化(图13)可见,随着裂缝条数的增多,产能曲线逐渐向横坐标轴正向移动,压裂水平井的无阻流量逐渐增大,但产能增加的速率逐渐降低。分析认为,在一定条件下,裂缝增多会增加气井的渗流通道,有利于产能的提高,但随着裂缝数量的增加,裂缝之间的距离在水平井井筒长度不变的条件下逐渐减小,裂缝之间的相互干扰现象逐渐严重,单条裂缝的产能贡献逐渐减小,所以压裂水平井总产能的增长速度变慢。

3.9 水平井井筒与K_x方向夹角

由水平井井筒与K_x方向夹角分别为0°,15°,30°,45°,60°,75°,90°时压裂水平井的产能变化(图14)可见,随着夹角的增大,压裂水平井的无阻流量逐渐增大,产能增加幅度表现出缓慢-快速-缓慢增加的特征。并且当水平井井筒与K_x方向垂直时,压裂水平井的产能最大,分析认为此时气体流入水平井井筒的方向与K_x方向一致,流体的渗流阻力最

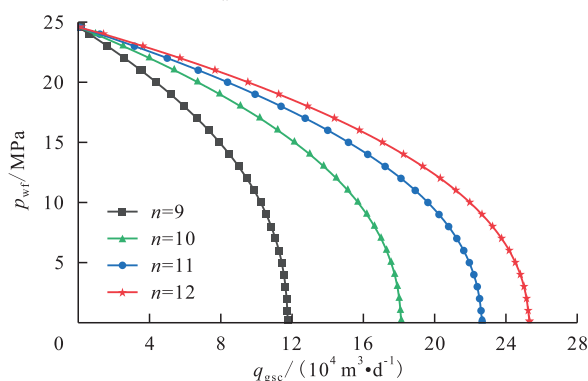


图13 不同裂缝条数下压裂水平井IPR曲线
Fig.13 IPR curves of fractured horizontal wells with different fracture numbers

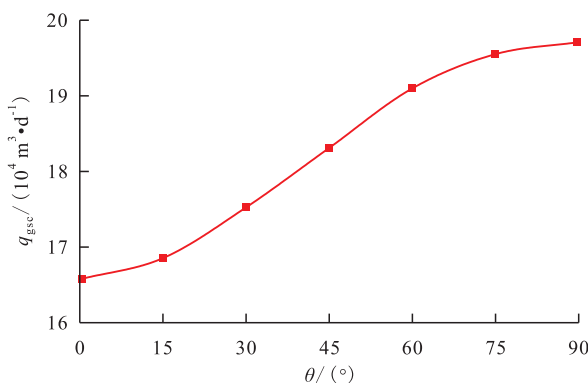


图14 夹角与压裂水平井气相体积流量的关系
Fig.14 Relation between included angle and open flow rate of fractured horizontal well

小,所以无阻流量最大。

4 结论

针对储层基质和裂缝内气水两相不同的渗流规律,充分考虑储层各向异性、气水两相渗流、两相启动压力梯度、储层基质应力敏感性、裂缝应力敏感性、气体滑脱效应和高速非达西渗流效应、裂缝导流能力以及缝间干扰的影响,建立了适用于各向异性致密砂岩气藏分段压裂水平井气水两相产能预测的新模型。基于实例验证,所提出的产能新模型的计算结果与产能试井结果吻合度较高,满足工程误差6%的要求,准确性和实用性较高。通过产能影响因素分析,取得如下认识:

随着气体滑脱效应、裂缝导流能力、裂缝半长、裂缝条数、水平井井筒与地层主渗透率间夹角的增大,有利于气井产能的增加;而随着储层各向异性、储层基质应力敏感性、裂缝应力敏感性、两相启动压力梯度、生产水气比的增大,不利于气井产能的增产。

产水对压裂水平井的产能影响较大,水相对气体流动具有抑制作用,且驱替压差越大,抑制作用越显著,应提前采取防水和治水措施;裂缝应力敏感性对压裂水平井产能的影响与储层基质相比更为严重,应合理控制生产压差;气体滑脱效应和两相启动压力梯度对压裂水平井产能影响较小,可作简化处理;裂缝导流能力、裂缝半长、裂缝条数在有限的压裂成本中均存在最佳值,满足气井的增产效果。

符号解释

b ——滑脱因子,MPa;
 F ——裂缝导流能力,mD·m;
 h ——在各向异性空间下气层厚度,m;
 h_1 ——在各向同性空间下气层厚度,m;
 K_1 ——在各向同性空间下平均渗透率,mD;
 K_f ——裂缝绝对渗透率,mD;
 K_{fi} ——裂缝初始渗透率,mD;
 K_m ——气测渗透率,mD;
 K_h ——水平渗透率,mD;
 K_{rg} ——气相相对渗透率;
 K_{rw} ——水相相对渗透率;
 K_x, K_y, K_z ——在各向异性空间下 x, y, z 轴方向渗透率,mD;
 K_v ——垂向渗透率,mD;
 L ——在各向异性空间下水平井长度,m;
 L_1 ——在各向同性空间下水平井长度,m;

L_f ——在各向异性空间下裂缝半长,m;
 L_{fi} ——在各向同性空间下裂缝半长,m;
 $m_1(p)$ ——基质区气水两相拟压力,(g·MPa)/(cm³·mPa·s);
 $m_1(p_e)$ ——基质区供给边界气水两相拟压力,(g·MPa)/(cm³·mPa·s);
 $m_1(p_f)$ ——基质区裂缝尖端处气水两相拟压力,(g·MPa)/(cm³·mPa·s);
 $m_1(p_{wf})$ ——基质区井底处气水两相拟压力,(g·MPa)/(cm³·mPa·s);
 $m_1(p_{wfn})$ ——第 n 条裂缝井底处气水两相拟压力,(g·MPa)/(cm³·mPa·s);
 $\Delta m_1(p)_{1n}$ ——第1条裂缝在第 n 条裂缝处产生的压力降,MPa;
 $\Delta m_1(p)_{2n}$ ——第2条裂缝在第 n 条裂缝处产生的压力降,MPa;
 $\Delta m_1(p)_{mn}$ ——第 n 条裂缝在第 n 条裂缝处产生的压力降,MPa;
 $m_2(p)$ ——裂缝区气水两相拟压力,(g·MPa)/(cm³·mPa·s);
 $m_2(p_f)$ ——裂缝区裂缝尖端处气水两相拟压力,(g·MPa)/(cm³·mPa·s);
 $m_2(p_x)$ ——裂缝径向流与裂缝线性流交界处气水两相拟压力,(g·MPa)/(cm³·mPa·s);
 $m_2(p_{wf})$ ——裂缝区井底处气水两相拟压力,(g·MPa)/(cm³·mPa·s);
 n ——裂缝条数;
 p ——地层压力,MPa;
 \bar{p} ——供气边界与当量井径间平均压力,MPa;
 p_e ——气藏供给边界处压力,MPa;
 p_f ——压裂裂缝尖端处压力,MPa;
 p_{fi} ——初始裂缝尖端压力,MPa;
 p_i ——原始地层压力,MPa;
 p_{wf} ——井底流压,MPa;
 p_x ——裂缝中线性流和径向流交界处的压力,MPa;
 q_{gsc} ——地面标准状况下的气相体积流量,m³/d;
 q_{gsci} ——分段压裂水平井第 i 条裂缝在地面标准状况下的日产气量, $i=1, 2, \dots, n$,m³/d;
 q_{total} ——分段压裂水平井在地面标准状况下的日产气量,m³/d;
 q_{wsc} ——地面标准状况下水相体积流量,m³/d;
 r ——裂缝中径向流距离,m;
 r_c ——在各向异性空间下泄气半径,m;
 r_{e1} ——在各向同性空间下泄气半径,m;
 r_{equ} ——当量井径,m;
 r_w ——在各向异性空间下井眼半径,m;
 r_{w1} ——在各向同性空间下井眼半径,m;
 r_x ——裂缝中线性流与径向流交界处的径向半径,m,其值为 $h_1/2$;

v_g ——气相流速, m/d;
 v_w ——水相流速, m/d;
 W_f ——在各向异性空间下裂缝宽度, m;
 W_{f1} ——在各向同性空间下裂缝宽度, m;
 WGR ——生产水气比, m^3/m^3 ;
 x, y ——直角坐标;
 \bar{x}, \bar{y} ——发展的矩形簇坐标, m;
 α_f ——裂缝应力敏感系数, MPa^{-1} ;
 α_m ——基质应力敏感系数, MPa^{-1} ;
 β ——各向异性系数;
 β_g ——气体紊流系数, m^{-1} ;
 ξ, η ——椭圆坐标;
 ε_1 —— y 与 z 方向渗透率比值系数, 无量纲;
 ε_2 —— z 与 x 方向渗透率比值系数, 无量纲;
 ε_3 —— x 与 y 方向渗透率比值系数, 无量纲;
 θ ——在各向异性空间下水平井井筒与 K_x 方向夹角, $(^\circ)$;
 θ_1 ——在各向同性空间下水平井井筒与 K_x 方向夹角, $(^\circ)$;
 λ_g ——气相启动压力梯度, MPa/m ;
 λ_{gw} ——气水两相启动压力, $(g \cdot MPa)/(cm^4 \cdot mPa \cdot s)$;
 λ_w ——水相启动压力梯度, MPa/m ;
 μ_g ——气相黏度, $mPa \cdot s$;
 μ_w ——水相黏度, $mPa \cdot s$;
 ξ_c ——椭圆坐标系下气藏供给边界坐标, 无量纲;
 ξ_f ——椭圆坐标系下压裂裂缝尖端坐标, 无量纲;
 ρ_g ——地层条件下气相密度, g/cm^3 ;
 ρ_{gsc} ——地面标准状况下气相密度, g/cm^3 ;
 ρ_w ——地层条件下水相密度, g/cm^3 ;
 ρ_{wsc} ——地面标准状况下水相密度, g/cm^3 。

参考文献

- [1] 贾爱林, 闫海军, 郭建林, 等. 全球不同类型大型气藏的开发特征及经验[J]. 天然气工业, 2014, 34(10): 33-46.
 JIA Ailin, YAN Haijun, GUO Jianlin, et al. Characteristics and experiences of the development of various giant gas fields all over the world [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(10): 33-46.
- [2] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1 015-1 026.
 SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1 015-1 026.
- [3] 王永祥, 杨涛, 徐小林, 等. 中国新增油气探明经济可采储量特征分析[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(5): 13-26.
 WANG Yongxiang, YANG Tao, XU Xiaolin, et al. Characteristics of the proved new addition economic recoverable oil and gas reserves in China [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(5): 13-26.
- [4] 贾爱林, 位云生, 郭智, 等. 中国致密砂岩气开发现状与前景展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(1): 83-92.
 JIA Ailin, WEI Yunsheng, GUO Zhi, et al. Development status and prospect of tight sandstone gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(1): 83-92.
- [5] 张道伟, 杨雨. 四川盆地陆相致密砂岩气勘探潜力与发展方向[J]. 天然气工业, 2022, 42(1): 1-11.
 ZHANG Daowei, YANG Yu. Exploration potential and development direction of continental tight sandstone gas in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(1): 1-11.
- [6] 邹才能, 马锋, 潘松圻, 等. 世界能源转型革命与绿色智慧能源体系内涵及路径[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 633-647.
 ZOU Caineng, MA Feng, PAN Songqi, et al. Global energy transition revolution and the connotation and pathway of the green and intelligent energy system [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 633-647.
- [7] 孙大陆. “双碳”背景下中国天然气发电战略思考及中国海上油气实践[J]. 中国海上油气, 2023, 35(5): 232-242.
 SUN Dalu. Strategic thinking of natural gas power generation development under the background of “double carbon” of China and the practice of CNOOC [J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(5): 232-242.
- [8] 郭辉. 致密含水气藏气井提高配产对开发效果影响研究[J]. 非常规油气, 2023, 10(4): 79-85, 94.
 GUO Hui. Study on the influence of gas wells in tight water-bearing gas reservoir on the development effect of increasing production [J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(4): 79-85, 94.
- [9] 何吉祥, 姜瑞忠, 毛瑜, 等. 致密气藏气水两相压裂水平井产能计算方法[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(4): 154-161.
 HE Jixiang, JIANG Ruizhong, MAO Yu, et al. Productivity calculation method for gas-water two phase fractured horizontal wells in tight gas reservoir [J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29(4): 154-161.
- [10] 林魂, 宋西翔, 罗超, 等. 致密砂岩油藏裂缝与基质间渗吸特征及主控因素[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(5): 133-140.
 LIN Hun, SONG Xixiang, LUO Chao, et al. Dynamic imbibition characteristics between fractures and matrix in tight sandstone reservoirs and main controlling factors [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(5): 133-140.
- [11] 杜勋, 赵立强, 刘平礼, 等. 多因素影响下的水平井产能模型[J]. 天然气勘探与开发, 2014, 37(4): 43-48.
 DU Xun, ZHAO Liqiang, LIU Pingli, et al. Horizontal-well productivity model influenced by multiple factors [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2014, 37(4): 43-48.
- [12] 黄仕林, 杨博文, 张娟, 等. 元坝气田不同类型储层气水两相渗流特征[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(4): 122-127.
 HUANG Shilin, YANG Bowen, ZHANG Juan, et al. Study on gas-water two-phase flow characteristics in different types of reservoirs of Yuanba gas field [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(4): 122-127.
- [13] 雷刚, 董平川, 杨书, 等. 致密砂岩气藏拟稳态流动阶段气井产能分析[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(5): 94-97, 117.

- LEI Gang, DONG Pingchuan, YANG Shu, et al. Productivity analysis of tight sandstone gas reservoir in pseudo-steady state [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(5): 94-97, 117.
- [14] 丁景辰, 杨胜来, 史云清, 等. 致密气藏动态启动压力梯度实验研究[J]. *油气地质与采收率*, 2017, 24(5): 64-69.
DING Jingchen, YANG Shenglai, SHI Yunqing, et al. Experimental study on dynamic threshold pressure gradient of tight gas reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(5): 64-69.
- [15] 梁卫卫, 党海龙, 刘滨, 等. 特低渗透油藏注水诱导动态裂缝实验及数值模拟[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(3): 566-575.
LIANG Weiwei, DANG Hailong, LIU Bin, et al. Experiment and numerical simulation of water injection induced dynamic fractures in ultra-low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(3): 566-575.
- [16] GIGER F M. Horizontal wells production techniques in heterogeneous reservoirs [C]//Middle East Oil Technical Conference and Exhibition. OnePetro, 1985.
- [17] SOLIMAN M Y, HUNT J L, EL RABAA A M. Fracturing aspects of horizontal wells [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1990, 42(8): 966-973.
- [18] 王宏, 赖枫鹏, 张伟, 等. 非均质低渗透气藏压裂直井产能计算[J]. *断块油气田*, 2019, 26(6): 728-733.
WANG Hong, LAI Fengpeng, ZHANG Wei, et al. Productivity calculating study of fracturing vertical well in low-permeability heterogeneous gas reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2019, 26(6): 728-733.
- [19] 王平, 沈海超. 加拿大M致密砂岩气藏高效开发技术[J]. *石油钻探技术*, 2022, 50(1): 97-102.
WANG Ping, SHEN Haichao. High-efficient development technologies for the M tight sandstone gas reservoir in Canada [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(1): 97-102.
- [20] 张希胜, 杨胜来, 张政, 等. 应力敏感对高石梯-磨溪区块灯四段气藏开发的影响[J]. *断块油气田*, 2022, 29(5): 673-679.
ZHANG Xisheng, YANG Shenglai, ZHANG Zheng, et al. Influence of stress sensitivity on gas reservoir development of the 4th Member of Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi Block [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29(5): 673-679.
- [21] 孙永鹏, 王传熙, 戴彩丽, 等. 致密砂岩气藏自支撑裂缝损伤机理及导流能力研究[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(3): 81-87.
SUN Yongpeng, WANG Chuanxi, DAI Caili, et al. Study on damage mechanism and conductivity of unpropped fractures in tight sandstone gas reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(3): 81-87.
- [22] 张友强, 雷霄, 张乔良, 等. 低渗透气藏产水压裂水平井产能评价[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(12): 1 701-1 708.
ZHANG Jiqiang, LEI Xiao, ZHANG Qiaoliang, et al. Productivity evaluation of water-producing fractured horizontal wells in low permeability gas reservoir [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(12): 1 701-1 708.
- [23] 胡之华, 李树新, 王建君, 等. 复杂人工裂缝产状页岩气藏多段压裂水平井产能评价[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(4): 459-466, 483.
- HU Zhijian, LI Shuxin, WANG Jianjun, et al. Productivity evaluation of multi-stage fracturing horizontal wells in shale gas reservoir with complex artificial fracture occurrence [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(4): 459-466, 483.
- [24] 刘志强, 杨婧. 低渗透气藏压裂井气水两相产能计算方法[J]. *油气井测试*, 2019, 28(3): 67-73.
LIU Zhiqiang, YANG Jing. Calculating method of gas-water two-phase productivity in fractured wells of low permeability gas reservoirs [J]. *Well Testing*, 2019, 28(3): 67-73.
- [25] 罗静, 耿惠丽, 邓波, 等. 异常高压气藏水平井气水两相产能模型建立及应用[J]. *特种油气藏*, 2020, 27(3): 125-130.
LUO Jing, GENG Huili, DENG Bo, et al. Development and application of horizontal well gas-water two-phase productivity model in abnormal high-pressure gas reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2020, 27(3): 125-130.
- [26] 熊健, 邱桃, 郭平, 等. 非线性渗流下低渗气藏压裂井产能评价[J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(3): 92-96.
XIONG Jian, QIU Tao, GUO Ping, et al. Production evaluation of fractured wells in low permeability reservoirs with nonlinear flow [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(3): 92-96.
- [27] 王苏冉, 白玉湖, 徐兵祥, 等. 致密砂岩气井气水两相产能预测半解析模型[J]. *科学技术与工程*, 2022, 22(21): 9 105-9 114.
WANG Suran, BAI Yuhu, XU Bingxiang, et al. Semi-analytical model of production prediction for tight sandstone gas wells considering gas-water two phase flow behavior [J]. *Science Technology and Engineering*, 2022, 22(21): 9 105-9 114.
- [28] 傅建斌. 考虑多因素影响的致密气藏压裂井产能预测方法[J]. *断块油气田*, 2021, 28(2): 156-161.
FU Jianbin. Productivity prediction method of fractured wells in tight gas reservoir considering multi factors [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(2): 156-161.
- [29] 宋彦志, 杨倩, 任哲雨, 等. 页岩气藏压裂水平井产能计算及其影响因素[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 42(3): 158-166.
SONG Yanzhi, YANG Qian, REN Zheyu, et al. Productivity calculation and its influencing factors of fractured horizontal well in shale gas reservoir [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(3): 158-166.
- [30] 郎兆新, 张丽华, 程林松. 压裂水平井产能研究[J]. *石油大学学报: 自然科学版*, 1994, 18(2): 43-46.
LANG Zhaoxin, ZHANG Lihua, CHENG Linsong. Investigation on productivity of fractured horizontal well [J]. *Journal of the University of Petroleum, China*, 1994, 18(2): 43-46.
- [31] 王涛, 于海洋, 赵鹏飞, 等. 基于不稳定压力试井分析的致密气井压裂后产能评估[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(4): 122-130.
WANG Tao, YU Haiyang, ZHAO Pengfei, et al. Productivity assessment of tight gas wells after fracturing based on unstable pressure well test analysis [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(4): 122-130.
- [32] 李波, 贾爱林, 何东博, 等. 低渗致密气藏压裂水平井产能预测新方法[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(9): 1 793-1 802.
LI Bo, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. A new method for predict-

- ing productivity of fractured horizontal wells in low-permeability tight gas reservoir [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(9): 1 793-1 802.
- [33] 王新杰. 致密气藏压裂水平井产能计算方法[J]. *岩性油气藏*, 2018, 30(5): 161-168.
WANG Xinjie. Calculation method for productivity of fractured horizontal well in tight gas reservoir [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2018, 30(5): 161-168.
- [34] SPIVEY J P, JOHN Lee W. Estimating the pressure-transient response for a horizontal or a hydraulically fractured well at an arbitrary orientation in an anisotropic reservoir [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1999, 2(5): 462-469.
- [35] 贾晓飞, 雷光伦, 孙召勃, 等. 三维各向异性油藏水平井产能新公式[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(2): 113-119.
JIA Xiaofei, LEI Guanglun, SUN Zhaobo, et al. A new formula for predicting productivity of horizontal wells in three-dimensional anisotropic reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(2): 113-119.
- [36] 郝明强, 王晓冬, 胡永乐. 压敏性特低渗透油藏压裂水平井产能计算[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2011, 35(6): 99-104.
HAO Mingqiang, WANG Xiaodong, HU Yongle. Productivity calculation of multi-fractured horizontal well in ultra-low permeability pressure-sensitive reservoirs [J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2011, 35(6): 99-104.
- [37] 牛栓文, 崔传智, 陈翰. 低渗透油藏压裂水平井产能预测研究[J]. *科学技术与工程*, 2013, 13(3): 584-587.
NIU Shuanwen, CUI Chuazhi, CHEN Han. Study on productivity of fractured horizontal well in low permeability reservoir [J]. *Science Technology and Engineering*, 2013, 13(3): 584-587.
- [38] 朱维耀, 高英, 岳明, 等. 薄互层低渗透油藏水平井压裂产能模型[J]. *应用基础与工程科学学报*, 2014, 22(6): 1 140-1 149.
ZHU Weiyao, GAO Ying, YUE Ming, et al. Productivity equation of multi-fractured horizontal well in thin interbedded low permeability reservoirs [J]. *Journal of Basic Science and Engineering*, 2014, 22(6): 1 140-1 149.
- [39] YUAN H, ZHOU D. A new model for predicting inflow performance of fractured horizontal wells [C]//SPE Western Regional Meeting, SPE, 2010: SPE-133610-MS.
- [40] 魏漪, 冉启全, 童敏, 等. 致密油压裂水平井全周期产能预测模型[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2016, 38(1): 99-106.
WEI Yi, RAN Qiquan, TONG Min, et al. A full cycle productivity prediction model of fractured horizontal well in tight oil reservoirs [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2016, 38(1): 99-106.
- [41] 王强, 童敏, 武站国, 等. 致密火山岩气藏压裂水平井产能预测方法[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2014, 36(4): 107-115.
WANG Qiang, TONG Min, WU Zhanguo, et al. An unsteady productivity prediction method of multi-fractured horizontal well in tight volcanic rock reservoir [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2014, 36(4): 107-115.

编辑 刘北羿