

引用格式:张茜,苏玉亮,王文东,等.基于多段压裂缝-井筒耦合流动模型的页岩油水平井段长度优化研究[J].油气地质与采收率,2024,31(3):112-122.

ZHANG Qian, SU Yuliang, WANG Wendong, et al. Length optimization of shale oil horizontal wells based on multi-stage hydraulic fracture-wellbore coupled flow model[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(3): 112-122.

基于多段压裂缝-井筒耦合流动模型的 页岩油水平井段长度优化研究

张茜,苏玉亮,王文东,文嘉熠

(中国石油大学(华东)非常规油气开发教育部重点实验室,山东 青岛 266580)

摘要:长水平井段和大规模体积压裂是页岩油开发的关键技术,受储层特征、压裂规模的影响,不同区块的最佳水平井段长度存在差异,需综合考虑油藏渗流和长水平井筒流动来优选水平井段长度。北美海相页岩连续性好,相对均质,油层巨厚,长水平井段对提高单井生产效率起决定性作用,而中国陆相页岩非均质性强,平面变化快,薄互层发育,需确定合理水平井段长度实现单井提产,获得经济效益。因此,准确表征页岩油藏渗流-长水平段井筒流动对页岩油产能评价和合理水平井段长度的确定至关重要。在五区线性流的基础上,综合考虑页岩基质启动压力梯度、复杂裂缝网络非均质及应力敏感特征,建立了页岩油水平井多段压裂缝-井筒耦合流动模型,并利用摄动变换、Laplace变换对模型求解。基于多段压裂缝-井筒耦合流动模型,开展了产量评价与预测,实现了复杂裂缝网络参数反演,论证了储层厚度、裂缝条数对合理页岩油水平井段长度的影响规律,在此基础上构建了页岩油水平井段长度优化图版。结果表明,对于厚层页岩,裂缝条数是影响合理水平井段长度的主控因素。将上述模型应用于实际区块,确定了不同区块在目前储层条件下的合理水平井段长度,该研究为明确不同类型页岩油储层合理水平井段长度的确定提供理论依据。

关键词:页岩油;半解析模型;井筒流动;水平井段长度;非稳态

文章编号:1009-9603(2024)03-0112-11

DOI:10.13673/j.pgre.202305027

中图分类号:TE312

文献标识码:A

Length optimization of shale oil horizontal wells based on multi-stage hydraulic fracture-wellbore coupled flow model

ZHANG Qian, SU Yuliang, WANG Wendong, WEN Jiayi

(Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Development, China University of Petroleum (East China),
Ministry of Education, Qingdao City, Shandong Province, 266580, China)

Abstract: Long horizontal wells and large-scale volumetric fracturing are key technologies for shale oil development. Due to reservoir characteristics and the fracturing scale, the optimal length of horizontal wells varies in different fields. It is necessary to consider both reservoir flow and wellbore flow of long horizontal wells when the optimal length of horizontal wells is determined. North American marine shale has good continuity and is relatively homogeneous, with thick oil layers, where long horizontal wells play a decisive role in improving single-well oil production. In contrast, Chinese continental shale is highly heterogeneous, with rapid lateral changes and developed thin interbeds, and it requires the determination of reasonable lengths of horizontal wells to increase single-well oil production and economic benefits. Therefore, accurately characterizing shale oil reservoir flow and wellbore flow of long horizontal wells is crucial for the production capacity evaluation of shale oil and the determination of appropriate lengths of horizontal wells. This study, based on the five-zone linear flow, comprehensively considered the starting pressure gradi-

收稿日期:2023-05-20。

作者简介:张茜(1996—),女,甘肃酒泉人,在读硕士研究生,从事非常规油气渗流研究。E-mail:zhangqian_2123@163.com。

通信作者:苏玉亮(1970—),男,山东广饶人,教授,博士。E-mail:suyuliang@upc.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目“页岩混合润湿多尺度孔隙渗吸多相渗流模拟方法”(52274056)。

ent of the shale matrix, complex heterogeneous fracture networks, and stress sensitivity. It also established a multi-stage hydraulic fracture-wellbore coupled flow model of shale oil horizontal wells and solved the model using perturbation transformation and Laplace transformation. Based on this model, production capacity was evaluated and predicted, and complex fracture network parameter inversion was achieved. The influence of reservoir thickness and the number of fractures on the optimal length of shale oil horizontal wells was demonstrated. On this basis, a length optimization chart for shale oil horizontal wells was developed. The results show that the number of fractures is the main controlling factor affecting the optimal length of horizontal wells for thick shale. By applying the above model to actual fields, the study determined the optimal lengths of horizontal wells in different fields under current reservoir conditions. This research provides a theoretical basis for the determination of the optimal lengths of horizontal wells in different shale oil reservoirs.

Key words: shale oil; semi-analytical model; wellbore flow; length of horizontal well; unsteady state

页岩油作为中国接替资源的重要补充,其贡献日益增大。相比于北美海相页岩,中国陆相页岩储层地质特征复杂,产能低,有效开发存在诸多难题^[1-2];同时大规模压裂后,裂缝形态复杂^[3-4],储层存在较强的应力敏感性,页岩油产能评价及合理水平井水平段长度的确定需进一步研究。

页岩油储层微纳米孔缝发育^[1,5],具有超低孔/超低渗透、富含有机质的特点。储存空间尺度变化范围大、类型多样,导致页岩油渗流机理复杂^[6-7]。由于存在强烈的液固界面效应,页岩油易吸附在亚微米-纳米孔喉表面形成边界层,产生较大的流动阻力^[8];另一方面,水平井需要通过大规模压裂形成复杂裂缝网络才能实现储层有效动用^[9],而相比于基质,裂缝更容易闭合,因此,应力敏感特征不可忽略^[10]。

水平井段的长度是页岩油开发中的关键因素,中外在长水平井段开发页岩油方面做了大量的探索,例如长庆油田华H90-3页岩油水平井水平段长度达5 060 m^[11],国外页岩油水平井水平段长度主要集中在2 000~6 000 m^[12],其中北美页岩油水平井段长度超过2 400 m的水平井占比超过40%^[13],其中4 000 m长水平段水平井已广泛应用^[14],长水平段水平井为页岩油的高效开发提供了有力的支持。但在实际开发过程中,受到储层物性、压裂规模、井筒压力损失、成本等因素的影响,水平井水平段长度存在一个合理值,并不是越长越好^[15-16]。现场采用页岩油多段压裂水平井渗流模型对油井产能进行快速评价和分析,针对压后储层的非均质性以及渗流特征,目前中外已经取得了丰硕的成果。中外学者考虑了非线性渗流特征、应力敏感性以及缝网的非均质性,基于多区线性流模型建立了体积压裂水平井产能模型^[17-22],上述模型可进行产能评价预测和参数敏感性分析,但均未考虑井筒中的流动。

水平井水平段长度的优化需要综合考虑产能

和经济因素,同时当水平井水平段长度达到一定的限度时,井筒压降就不可忽略^[23]。中外学者结合经济评价和产能模型对最佳水平井水平段长度进行了研究^[24-28],但均仅从井筒流动和经济的角度进行了产量评价及水平井水平段长度确定,页岩油储层以非稳态渗流为主,需综合考虑油藏渗流和井筒流动。

充分考虑页岩油在基质中渗流的启动压力梯度,基于分形扩散理论定量描述体积压裂复杂裂缝网络空间的非均质性,考虑次生裂缝及水力裂缝的应力敏感特征,在五区线性流动的基础上,构建非稳态窜流多级压裂缝-井筒耦合流动模型(FWCM)。利用该模型反演了压裂水平井复杂裂缝网络参数,从储层厚度、裂缝条数和经济评价的角度充分论证实际区块水平井水平段长度对产能的影响,并结合这些因素明确了中国部分区块不同参数下页岩油合理水平井水平段长度,为页岩油合理水平井水平段长度的确定提供理论支撑。

1 多级压裂缝-井筒耦合流动模型

1.1 储层产能模型

基本假设:①油藏外边界封闭,均质盒状油藏中心一口压裂水平井;②主裂缝为有限导流的垂直缝,裂缝穿透地层;③储层流体沿人工主裂缝流入井筒;④水力裂缝(区域1)为对称缝,垂直于水平井筒分布,考虑缝间干扰;⑤未改造区域(区域3、区域4、区域5)考虑启动压力梯度;⑥改造区域(区域2)考虑基质的非稳态窜流和次生裂缝网络的非均质性;⑦仅考虑改造区域复杂裂缝网络和水力裂缝的应力敏感特征;⑧推导的模型适用于单相流。取压裂水平井单条裂缝的四分之一为研究单元,建立物理模型(图1)。

半解析模型中无因次压力、时间、长度、启动压力梯度、中间变量、产量以及应力敏感系数分别定

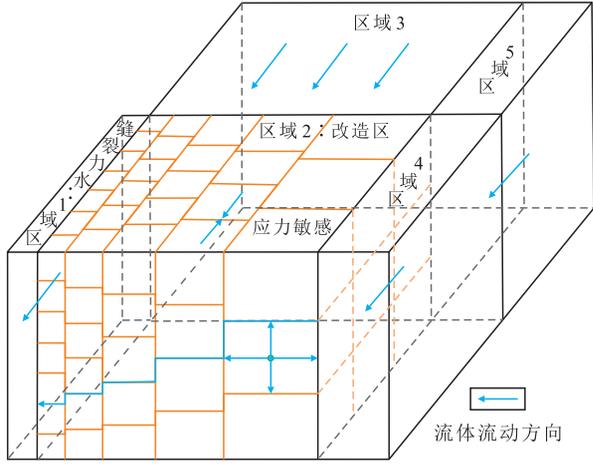


图1 多段压裂水平井物理模型

Fig.1 Physical model of multi-stage fractured horizontal well

义如下:

$$p_{nd} = \frac{p_i - p_n}{p_i - p_{wf}}, n = 1, 2, 3, 4, 5 \quad (1)$$

$$t_D = \frac{K_f t}{(\phi C_i)_2 \mu x_f^2} \quad (2)$$

$$x_D = \frac{x}{x_f} \quad (3)$$

$$y_D = \frac{y}{x_f} \quad (4)$$

$$G_D = GC_L x_f \quad (5)$$

$$g_D = -\frac{x_f G}{p_i - p_{wf}} \quad (6)$$

$$q_D = \frac{\mu B}{K_f h (p_i - p_{wf})} q \quad (7)$$

$$\gamma_{nd} = \gamma_n (p_i - p_{wf}) \quad (8)$$

1.1.1 非线性渗流特征及应力敏感性

综合考虑各个渗流区域的渗流特征,相比于大尺度渗流通道,以微纳米孔隙为主的基质具有明显的启动压力梯度^[29],建立流动方程:

$$v = -\frac{K}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial x} - G \right) \quad (9)$$

由于改造区域2具有复杂裂缝网络,随着压力变化,会发生闭合,张睿等研究表明,渗透率随压力的变化符合指数变化关系^[30],在该区域考虑应力敏感,建立改造区域渗透率及孔隙度数学表征模型分别为:

$$K_2 = K_f \left(\frac{x}{x_w} \right)^{D-2-\theta} e^{-\gamma_i (p - p_i)} \quad (10)$$

$$\phi_2 = \phi_f \left(\frac{x}{x_w} \right)^{D-2} e^{-C_i (p - p_i)} \quad (11)$$

建立区域1水力裂缝渗透率及孔隙度数学表征模型分别为:

$$K_{HF} = K_1 e^{-\gamma_i (p - p_i)} \quad (12)$$

$$\phi_{HF} = \phi_1 e^{-C_i (p - p_i)} \quad (13)$$

1.1.2 基本渗流方程

基于(9)–(13)式,分别建立各个区域数学模型,并对其进行无因次化、Laplace变换,区域3和5的基本渗流方程相同,没有其他区域流体流入,以区域3为例。

区域3 区域3的基本渗流方程为:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \bar{p}_{3D}}{\partial x_D^2} - G_D \frac{\partial \bar{p}_{3D}}{\partial x_D} = \frac{K_f \phi_m C_{im}}{K_m (\phi C_i)_2} s \bar{p}_{3D} \\ \frac{\partial \bar{p}_{3D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D = x_{D0}} = 0 \\ \bar{p}_{3D} \Big|_{x_D = 1} = \bar{\xi}_{D0} \Big|_{x_D = 1} \end{cases} \quad (14)$$

区域4 区域4需考虑区域5的流入:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \bar{p}_{4D}}{\partial y_D^2} - G_D \frac{\partial \bar{p}_{4D}}{\partial y_D} + \left(\frac{\partial \bar{p}_{5D}}{\partial x_D} - \frac{g_D}{s} \right) \Big|_{x_D = 1} = \frac{K_f \phi_m C_{im}}{K_m (\phi C_i)_2} s \bar{p}_{4D} \\ \frac{\partial \bar{p}_{4D}}{\partial y_D} \Big|_{y_D = y_{D0}} = 0 \\ \bar{p}_{4D} \Big|_{y_D = y_{D0}} = \bar{\xi}_{D0} \Big|_{y_D = y_{D0}} \end{cases} \quad (15)$$

区域2 区域2为改造区域,具有复杂裂缝网络,考虑双重介质的非稳态窜流,建立改造区域窜流方程。

基质非稳态窜流数学模型:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \bar{p}_{mD}}{\partial x_D'^2} - G_D \frac{h_m}{2x_f} \frac{\partial \bar{p}_{mD}}{\partial x_D'} = \frac{K_f \phi_m C_{im}}{K_m (\phi C_i)_2} \frac{h_m^2}{4x_f^2} s \bar{p}_{mD} \\ \frac{\partial \bar{p}_{mD}}{\partial x_D'} \Big|_{x_D' = 0} = 0 \\ \bar{p}_{mD} \Big|_{x_D' = 1} = \bar{\xi}_{D0} \Big|_{x_D' = 1} \end{cases} \quad (16)$$

区域2考虑非稳态窜流,建立数学模型并进行无因次化、摄动变换与Laplace变换:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \bar{\xi}_{D0}}{\partial y_D^2} + \frac{(D-2-\theta)}{y_D} \frac{\partial \bar{\xi}_{D0}}{\partial y_D} + \frac{K_m}{K_f} \left(\frac{\partial \bar{p}_{3D}}{\partial x_D} - \frac{g_D}{s} \right) \Big|_{x_D = 1} = c_2 \left(\frac{y}{w_f} \right)^\theta \bar{\xi}_{D0} \\ \bar{\xi}_{D0} \Big|_{y_D = y_{D0}} = \bar{p}_{4D} \Big|_{y_D = y_{D0}} \\ \bar{\xi}_{D0} \Big|_{x_D = 1} = \bar{p}_{3D} \Big|_{x_D = 1} \\ \frac{\partial \bar{\xi}_{D0}}{\partial y_D} \Big|_{y_D = y_{D0}} = a_4 \frac{\partial \bar{p}_{4D}}{\partial y_D} \Big|_{y_D = y_{D0}} \end{cases} \quad (17)$$

其中:

$$c_2 = \frac{\lambda_1 K_m r_{m1} r_{m2} (e^{r_{m2}} - e^{r_{m1}})}{3 K_f r_{m1} e^{r_{m2}} - r_{m2} e^{r_{m1}}} + (1 - \omega_1) s \quad (18)$$

$$r_{m1} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{3K_m}{\lambda_1 K_f} (G_D + \sqrt{G_D^2 + \frac{K_f}{K_m} \omega_1 s})} \quad (19)$$

$$r_{m2} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{3K_m}{\lambda_1 K_f} (G_D - \sqrt{G_D^2 + \frac{K_f}{K_m} \omega_1 s})} \quad (20)$$

$$a_4 = \frac{K_m}{K_f} \left(\frac{y_{D0}}{w_D} \right)^{-(D-2-\theta)} \quad (21)$$

区域2考虑拟稳态窜流,建立数学模型并进行无因次化、摄动变化与Laplace变换:

$$\begin{cases} \left. \frac{\partial^2 \bar{\xi}_{1D}}{\partial y_D^2} + \frac{(D-2-\theta)}{y} \frac{\partial \bar{\xi}_{1D}}{\partial y_D} + \frac{K_m}{K_f} \left(\frac{\partial p_{3D}}{\partial x_D} - \frac{g_D}{s} \right) \right|_{x=x_i} - \\ G_D M \lambda_1 \left(\frac{y}{w_f} \right)^\theta \left(\frac{\lambda_1}{\omega_1 s + \lambda_1} - \frac{1}{s} \right) = \left(\frac{y}{w_f} \right)^\theta c_2 \bar{\xi}_{1D} \\ \bar{\xi}_{1D} \Big|_{y_D=y_{D0}} = \bar{p}_{4D} \Big|_{y_D=y_{D0}} \\ \bar{\xi}_{1D} \Big|_{x_D=1} = \bar{p}_{3D} \Big|_{x_D=1} \\ \left. \frac{\partial \bar{\xi}_{1D}}{\partial y_D} \right|_{y_D=y_{D0}} = a_4 \left. \frac{\partial \bar{p}_{4D}}{\partial y_D} \right|_{y_D=y_{D0}} \end{cases} \quad (22)$$

其中:

$$c_2 = s \left(1 - \frac{\omega_1^2 s}{\omega_1 s + \lambda_1} \right) \quad (23)$$

弹性储容比为:

$$\omega_1 = \frac{(\phi C_t)_m}{(\phi C_t)_f + (\phi C_t)_m} \quad (24)$$

窜流系数为:

$$\lambda_1 = 12 \frac{x_f^2 K_m}{h_m^2 K_f} \quad (25)$$

区域1 对区域1数学模型进行摄动变换和Laplace变换:

$$\begin{cases} \left. \frac{\partial^2 \bar{\xi}_{1D}}{\partial x_D^2} + \frac{K_f}{K_1 w_D} \frac{\partial \bar{\xi}_{1D}}{\partial y_D} \right|_{y_D=w_D} = \frac{K_f \phi_1 C_{t1}}{K_1 (\phi C_t)_2} s \bar{\xi}_{1D} \\ \bar{\xi}_{1D} \Big|_{x_D=0} = \frac{1 - e^{-\gamma_{1D}}}{s \gamma_{1D}} \\ \left. \frac{\partial \bar{\xi}_{1D}}{\partial x_D} \right|_{x_D=1} = 0 \end{cases} \quad (26)$$

1.2 井筒流动模型

油藏流体通过裂缝流入水平井筒,水平井筒与人工主裂缝交汇处的井筒流动压力与裂缝渗流压力相等;储层与井筒中流动示意如图2所示。

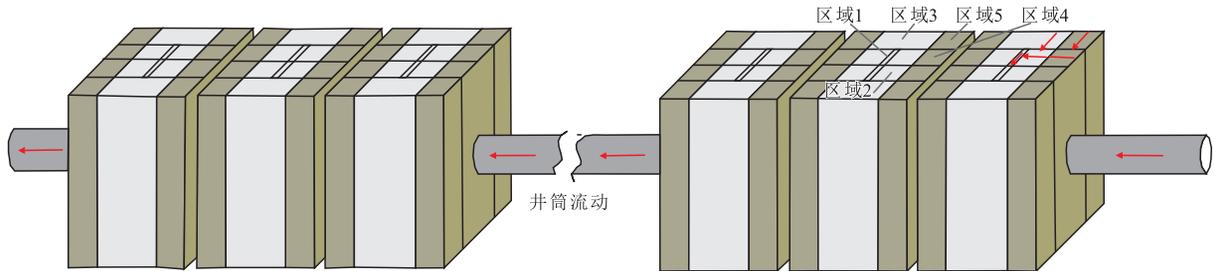


图2 储层与井筒中流动示意
Fig.2 Wellbore flow model in reservoir

相邻裂缝处的井底流压综合考虑井筒摩阻与加速度损失,建立三者之间的关系:

$$p_{wf,i} = p_{wf,i+1} + \Delta p_{ac,i} + \Delta p_{fi} \quad (27)$$

由于井壁剪切力造成压力损失的摩阻:

$$\Delta p_{fi} = f_i \frac{\rho_i v_i^2}{4r_w} L_i \quad (28)$$

其中:

$$\begin{cases} f_i = \frac{64}{Re_i} & Re_i < 2300 \\ f_i = \left[\frac{1}{1.14 - 2 \ln \left(\frac{\varepsilon}{2r_w} \frac{21.25}{Re_i^{0.9}} \right)} \right]^2 & Re_i \geq 2300 \end{cases} \quad (29)$$

$$Re_i = \frac{v_i \rho_i}{\mu} = \frac{2v_i r_w \rho_i}{\mu} \quad (30)$$

流体从第*i*条裂缝流入第*i+1*条裂缝时,动量的变化会造成加速度损失,对其进行推导简化得:

$$p_{ac,i} = \rho_{i+1} v_{i+1}^2 - \rho_i v_i^2 = \frac{\rho}{\pi^2 r_w^2} (2Q_i + q_{fi+1}) q_{fi+1} \quad (31)$$

由质量守恒定律可知,从裂缝中流出的流体之和与井筒中流体质量之和相等,求得:

$$Q_{总} = \sum_{i=1}^j q_{fi} \quad (32)$$

1.3 耦合流动模型求解

Laplace空间中无因次产量和压力导数之间的关系为:

$$\bar{q}_D = -2B \left. \frac{w_f K_1}{K_f x_f} \frac{\partial \bar{\xi}_{1D}}{\partial x_D} \right|_{x_D=0} \quad (33)$$

通过Stehfest数值反演求得真实空间下单条裂

缝的无因次产量。

基于储层产量的计算公式,已知水平井跟端井底流压为 p_{wf0} ,假设每条裂缝的产量初值 q_{i0} ,将这一组产量初值代入,逐次计算出每条裂缝与井筒相交处的一组流压值 $p_{wf,1}, p_{wf,2}, \dots, p_{wf,j}$,将这些流压值代入产能预测模型中求得产量 $q_{f1}, q_{f2}, \dots, q_{fj}$,每计算一条裂缝均需判断 $|q_{i0} - q_{fi}|$ 是否满足精度要求,若不满足,将计算 q_{fi} 设为初值,进行下次迭代,直到满足迭代精度,计算下一条裂缝的产量,将每条裂缝的产量累加,求得某一时刻水平井的产量。计算流程如图3所示。

1.4 模型验证与对比

根据长庆油田某区块一口页岩油水平井的实际情况,选定相关参数,验证模型准确性,并进行模型的对比。

1.4.1 模型验证

该区块储层平均孔隙度为9.1%,渗透率为0.15 mD,有效层厚为23.3 m,原始地层压力为15.8 MPa,水平井水平段长度为2 038 m,压裂36段,共136簇裂缝,次生裂缝网络应力敏感系数取 0.01 MPa^{-1} ,水力裂缝的应力敏感系数取 0.03 MPa^{-1} ,启动压力梯度取 0.1 MPa/m ,利用FWCM计算日产油量,与实际产油数据进行对比,拟合效果良好(图4)。

根据拟合结果可求得体积压裂水平井复杂裂缝网络渗透率为0.1 D,单条裂缝的改造半带宽为4 m(图5)。

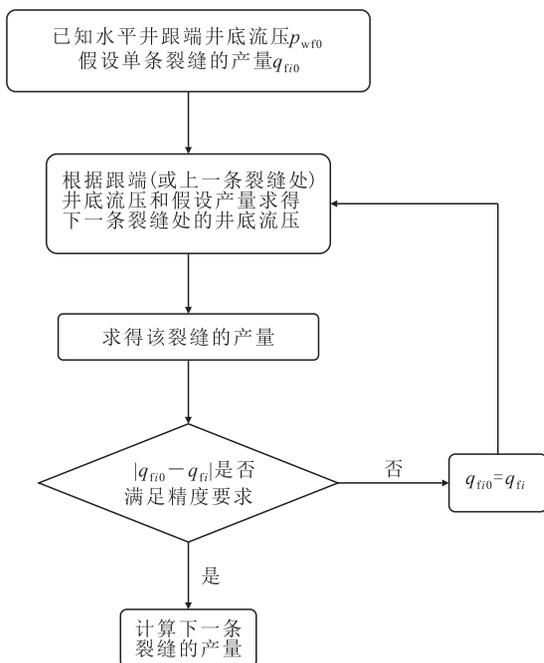


图3 产量计算流程

Fig.3 Calculation of production capacity

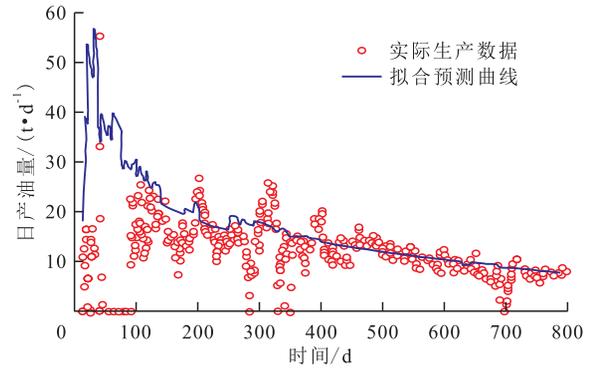


图4 生产动态拟合曲线

Fig.4 Fitting curves of production dynamics

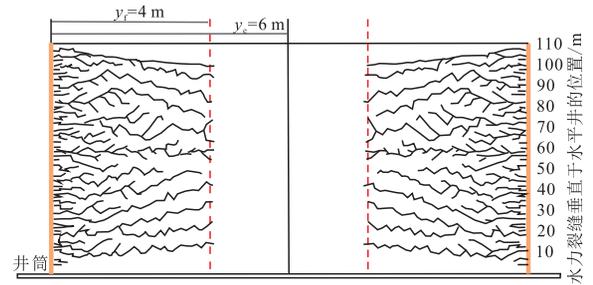


图5 次生裂缝分布示意

Fig.5 Induced fracture distribution

1.4.2 模型对比

根据图5反演缝网参数对比所提出的FWCM模型和典型水平井五区线性流模型^[31]。假设水平井水平段长度为2 000 ~ 5 000 m,簇间距为10 m,压裂30段,共120簇裂缝。FWCM模型①仅考虑次生裂缝的非均质性,分形维数为1.8,启动压力梯度为 0 MPa/m ,应力敏感系数为 0 MPa^{-1} ;FWCM模型②在①的基础上考虑基质的启动压力梯度为 0.1 MPa/m ;FWCM模型③在②的基础上,考虑次生裂缝网络应力敏感系数为 0.01 MPa^{-1} ,水力裂缝的应力敏感系数为 0.03 MPa^{-1} ;FWCM模型④在③的基础上考虑井筒耦合流动,结果如图6所示。

FWCM模型不考虑次生裂缝网络的非均质性、

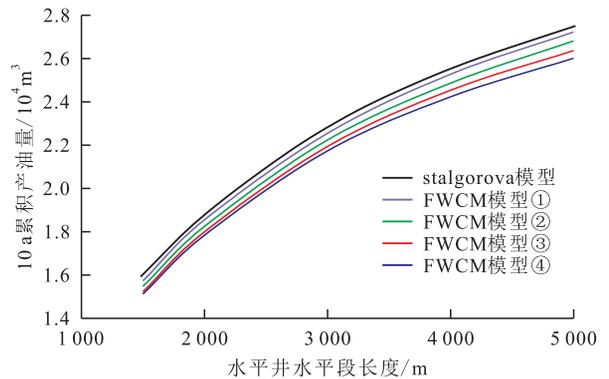


图6 不同模型累积产油量对比曲线

Fig.6 Comparison of cumulative oil production in different models

基质启动压力梯度、裂缝系统的应力敏感性以及井筒压力损失时可退化成 stalgorova 模型。

FWCM 模型①基于分形理论表征次生裂缝的非均匀特性,随着与水力裂缝距离的增大,次生裂缝网络孔隙度、渗透率会逐步减小,忽略次生裂缝的非均质性会高估产量。

FWCM 模型②累积产油量明显低于 FWCM 模型①,启动压力梯度的存在限制了压力的传播,会明显影响产能。

FWCM 模型③累积产油量低于 FWCM 模型②,其近井地带缝网发育,产油速度快,导致压降较快,会使裂缝系统的渗透率明显损失,影响最终的累积产油量。

在水平井水平段长度较长时,FWCM 模型④累积产油量明显低于 FWCM 模型③,说明随着水平井水平段长度的增加,流量增大,井筒压力损失不可忽略。

从整体来看,计算页岩油压裂水平井产能时需考虑油藏多段压裂缝及复杂裂缝网络应力敏感特征、基质启动压力梯度以及井筒压力损失,其中启动压力梯度和应力敏感对产能影响最大,次生裂缝网络的非均质性和井筒压力损失影响次之。

2 模型应用

2.1 页岩油水平井水平段长度优选与评价

理论上,在页岩油体积压裂水平井的生产过程中,水平井水平段长度越长越好,但中国页岩油优质储层存在厚度小、非均质性强的特点^[32],在确定合理水平井水平段长度时,需充分考虑断层发育情况、横向连续性、钻井成本等因素的影响。

沧东凹陷断层发育,页岩油水平井在确定合理水平井水平段长度时需充分考虑断层的影响。为避免穿过断层,水平井需部署在一个断块内^[33],因此水平井水平段长度优化范围受限。目前已有研究表明,在断块的影响下相同角度增加水平井水平段长度,累积产油量增加幅度更大。薛婷等分析了鄂尔多斯盆地庆城油田页岩油产能主控因素^[32],结果表明在一定的压裂规模下,单井产能受单砂体油层厚度和水平井油层钻遇长度影响大,但当水平井水平段长度超过 1 500 m 时,产量增加幅度变缓;当水平井水平段长度超过 2 000 m 时,虽然单砂体的长度可达 4 000 m,但是钻井试油成本明显提高,合理水平井水平段长度受钻井成本等因素的影响。

上述 2 个页岩油区块水平井水平段长度受地质、经济因素的影响,在一定范围内存在一个合理的长度。

相对上述区块,部署在吉木萨尔页岩油示范区的 JHW00421 井、JHW00422 井和 JHW00423 井水平段长度达 3 000 ~ 3 500 m^[34]。同时古龙页岩油产能研究结果表明,单井要达到较高的产能,水平井水平段长度须大于 2 000 m^[35]。对于上述超长水平井段,须综合考虑经济和井筒压力损失,否则高估产能。因此,需要同时结合多段压裂缝-井筒耦合流动模型和经济评价模型确定合理水平井段的长度。

2.2 合理水平井水平段长度综合分析

由于水平井筒内存在压力损失,随水平井水平段长度增加,产量增长速度放缓,但钻井成本会明显提高。结合经济评价,可确定水平井在储层厚度与裂缝条数综合影响下的最佳水平井段长度。利用长庆油田某区块的数据,以一段四簇的方式布缝,明确在储层厚度增加一倍时,不同裂缝条数下的合理水平井水平段长度变化规律。其中总裂缝条数取值 44 ~ 124 条,水平井水平段长度取值 1 500 ~ 5 000 m,簇间距为 12 m,段间距根据水平井水平段长度变化。

经济评价方法表达式为:

$$NPV = \sum_{i=1}^m \frac{Q_{\text{总}i} \times P}{(1 + \alpha)^i} - \text{cost} \quad (34)$$

假设钻井成本为 1 000 元/m,试油成本为 14.062 5 × 10⁴ 元/段,压裂成本为 19.312 5 × 10⁴ 元/段,固井、录井等其他费用为 455.703 × 10⁴ 元/口。

储层有效厚度为 23.3 m 时,累积产油量、净现值随不同裂缝条数与水平井水平段长度的变化曲面(图 7)表明,在目前储层参数和原油物性下,不同裂缝条数下水平井水平段长度的最优解存在差异。由累积产油量三维曲面图(图 7a)可以看出,在裂缝条数较少时,最佳水平井水平段长度已达到 4 000 ~ 4 500 m,可见不考虑经济效益的情况下,水平井水平段长度越长累积产油量越高。但由 NPV 三维曲面图(图 7b)可知,裂缝条数对应最佳水平井水平段长度不同,当裂缝条数大于 76 条时,合理水平井水平段长度呈线性增加,但裂缝条数从 44 条增加至 60 条,可通过大幅增加水平井水平段长度获得较好的经济效益。

基于上述假设,绘制储层有效厚度为 46.6 m(厚度增加一倍)时的累积产油量与 NPV 变化三维曲面图。在储层厚度为 46.6 m 情况下,由累积产油量三

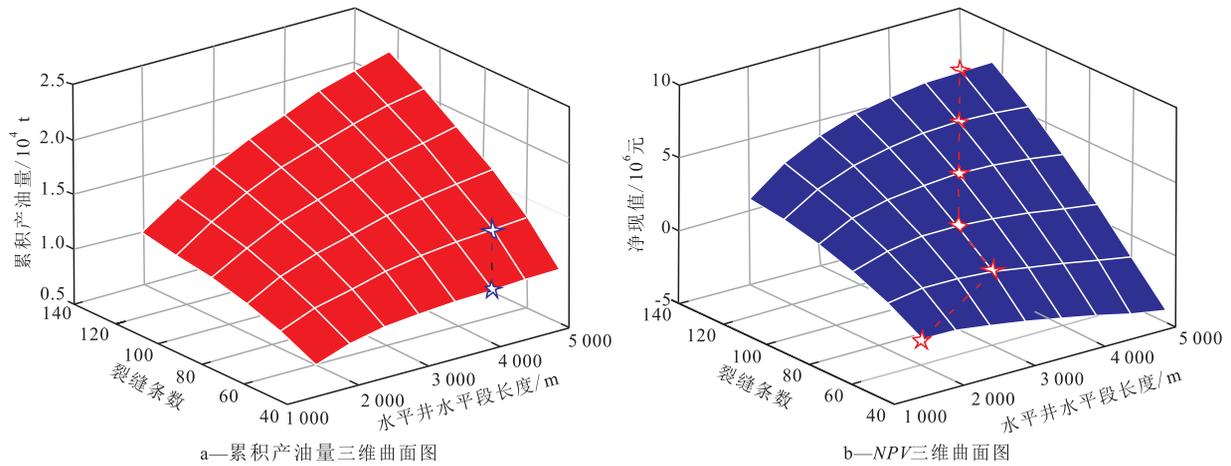


图7 有效厚度为 23.3 m 时多参数下累积产油量及 NPV 三维曲面图
Fig.7 Production and NPV surface by multiple parameters when effective thickness is 23.3 m

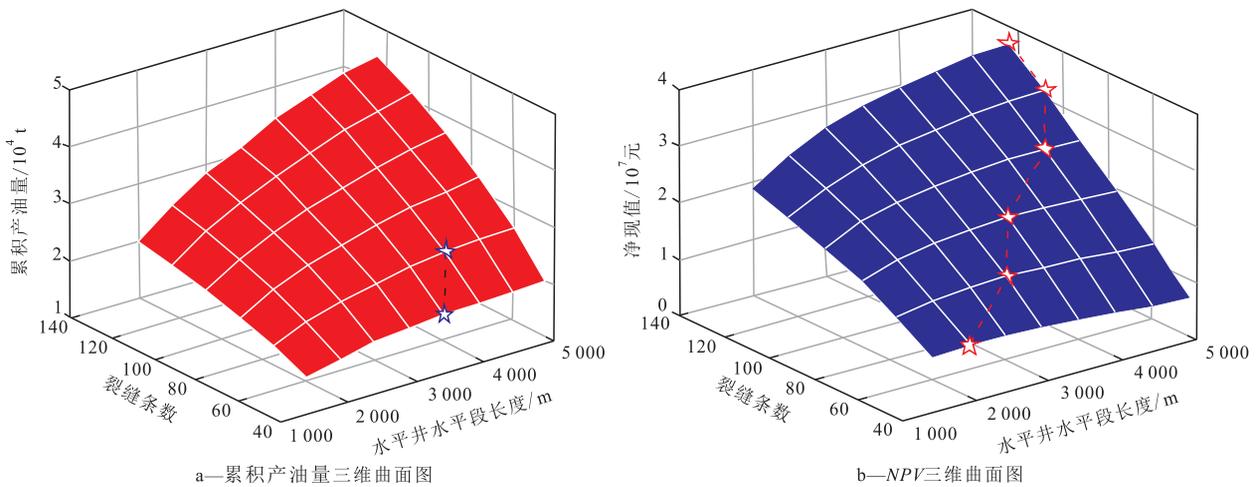


图8 有效厚度为 46.6 m 时多参数下累积产油量及 NPV 三维曲面图
Fig.8 Production and NPV surface by multiple parameters when effective thickness is 46.6 m

维曲面图(图 8a)可以看出在裂缝条数为 44~60 时,对应最佳水平井水平段长度为 3 500~4 000 m,由 NPV 三维曲面图(图 8b)可知,不同的裂缝条数对应最佳水平井水平段长度不同,其中 60~108 条对应合理的水平井水平段长度均不同(表 1)。最佳水平井水平段长度为 2 000~5 000 m,但裂缝条数较多时,需要较长的水平井水平段长度获得较高的经济产能。

综上,从累积产油量三维曲面图可看出,在储层厚度较小时,流量较小,井筒压力损失对产能的影响较小,因此,在相同的裂缝条数下对应的合理水平井水平段长度大于厚度较大的页岩油储层。

从 NPV 三维曲面图可见,在目前的储层条件下,对于厚层页岩油储层,单条裂缝纵向的有效动用体积大,合理水平井水平段长度越大,经济效益越好,所以合理水平井水平段长度整体大于薄层页岩油储层。

表 1 不同厚度储层的压裂水平井不同裂缝条数对应的最佳水平段长度

Table 1 Optimal length of fractured horizontal wells with different fracture numbers in reservoirs with different thicknesses

| 裂缝条数 | 最佳水平井水平段长度/m | |
|------|--------------|--------------|
| | 有效厚度为 23.3 m | 有效厚度为 46.6 m |
| 44 | 1 500 | 2 000 |
| 60 | 3 000 | 3 000 |
| 76 | 3 000 | 3 500 |
| 92 | 3 500 | 4 500 |
| 108 | 4 000 | 5 000 |
| 124 | 4 500 | 5 000 |

2.3 实际区块水平井水平段长度优选

3 个典型页岩油区块在目前储层条件下(表 2),研究最佳水平井水平段长度,并进行对比。长庆区块在目前储层条件下,水平井水平段长度取 1 000~5 000 m,通过经济评价确定合理的水平井水平段长度,结果表明(图 9),在相同厚度下,由 NPV 经济评

表2 典型页岩油区块储层物性和原油属性参数
Table2 Physical properties and oil properties of reservoirs in typical shale oil fields

| 区块 | 孔隙度/% | 含油饱和度/% | 渗透率/mD | 有效层厚/m | 基质压缩系数/MPa ⁻¹ | 原始地层压力/MPa | 原油密度/(g·cm ⁻³) | 原油黏度/(mPa·s) | 平均压裂段数 | 平均簇间距/m | 平均压裂簇数/簇 | 裂缝半长/m |
|----|---------|-----------|-----------|--------|--------------------------|------------|----------------------------|--------------|--------|---------|----------|--------|
| 长庆 | 9.1~9.4 | 56.1~61.0 | 0.11~0.17 | 23.3 | 6.3892×10 ⁻⁴ | 15.8 | 0.74 | 1.27 | 23~30 | 15 | 4~6 | 100 |
| 大港 | 7.258 | 36.66 | <0.001 | 46 | / | 50 | 0.876 | 10.4 | 21 | 15~18 | 3~4 | 111.56 |
| 巴肯 | 5~12 | 60 | 0.01~0.5 | 26 | 1.45×10 ⁻⁴ | 23.1 | 0.815 | 0.36 | 4~20 | / | 0.5~1 | 157.28 |

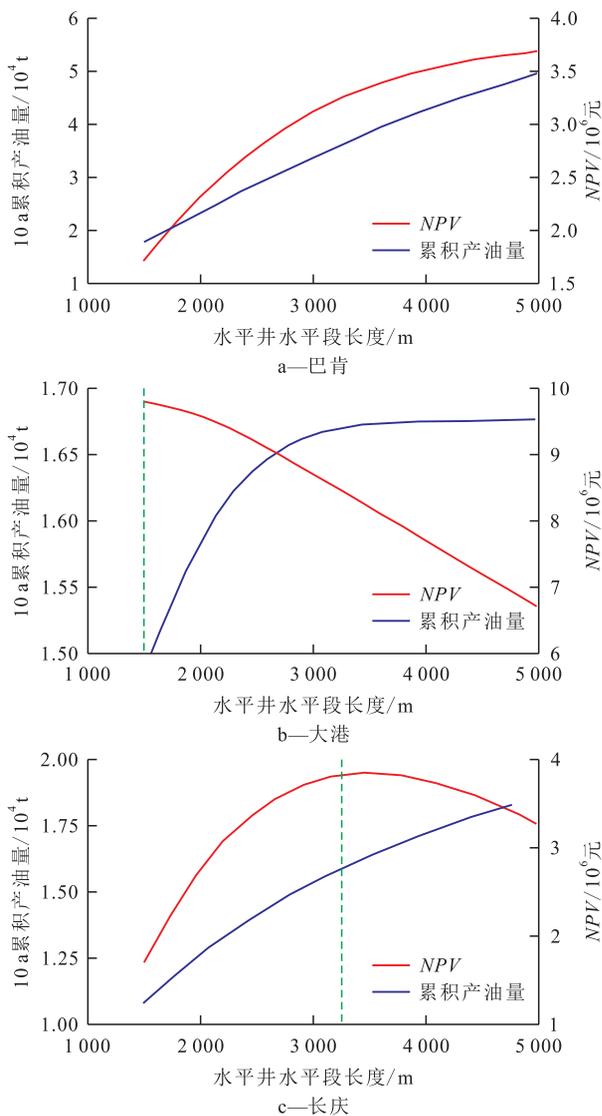


图9 典型页岩油区块最佳水平井水平段长度优选
Fig.9 Optimal length of horizontal wells in typical shale oil fields

价可知,长庆区块页岩油单井合理水平井水平段长度为3 250 m,大港区块为1 500 m,巴肯区块为5 000 m,这是因为合理水平井水平段长度取决于单条裂缝的改造范围,巴肯区块储层物性好,压裂改造效果好,可充分改造裂缝间的区域,因此越长越好,但是,对于大港区块,单条裂缝的改造范围有限,虽然水平井水平段长度的增加会增加产量,但长水平井段(>2 000 m)增产的盈收无法弥补钻井等资金的投

入,因此不适合长水平井段生产。

3 结论

考虑储层改造区域复杂裂缝网络及其应力敏感特征,在基质非线性渗流特征的基础上,建立非稳态窜流方程,构建页岩油多段压裂缝-井筒耦合流动模型,通过生产动态拟合验证了模型的准确性,并反演得到缝网参数。模型对比结果表明,当水平井水平段长度超过一定界限,井筒压力损失就不可忽略。

基于储层物性参数、施工参数、缝网参数反演结果,构建了页岩油水平井水平段长度优化图版,井筒压力损失会随流量的增大而增加,长水平井段对厚层页岩油储层开发更加经济有效。

基于数学模型对中外物性差异较大的3个页岩油区块合理水平井水平段长度进行评价,对于物性相对较好的储层采用长水平井段生产更加经济有效。

结合经济评价,考虑页岩油储层渗流及井筒流动等多种因素数学模型为合理水平井水平段长度的优选提供了理论方法。针对物性参数较好的厚层页岩油储层,在技术允许的条件下,钻长水平段水平井对单井提产和经济开采具有十分重要的意义。

符号解释

- $a_4, c_2, g, r_{m1}, r_{m2}, M, Mg_D$ —— 中间变量;
- B —— 原油体积系数, cm^3/cm^3 ;
- C_1 —— 水力裂缝的压缩系数, MPa^{-1} ;
- C_L —— 流体压缩系数, MPa^{-1} ;
- C_f —— 次生裂缝的压缩系数, MPa^{-1} ;
- C_i —— 综合压缩系数, MPa^{-1} ;
- C_{i1} —— 水力裂缝的综合压缩系数, MPa^{-1} ;
- C_{m2} —— 改造区域2基质团块综合压缩系数, MPa^{-1} ;
- $cost$ —— 总成本, 10^4 元;
- d —— 特征长度, m ;
- 下标D —— 无因次;

D ——分形维数;
 f_i ——摩擦系数;
 G ——启动压力梯度, MPa/cm;
 h ——储层厚度, cm;
 h_m ——改造区域2基质团块厚度, cm;
 K ——渗透率, D;
 K_1 ——水力裂缝的初始渗透率, D;
 K_2 ——改造区域2渗透率, D;
 K_f ——改造区域2次生裂缝渗透率, D;
 K_{HF} ——水力裂缝的渗透率, D;
 K_m ——改造区域2基质团块渗透率, D;
 L_i ——第 i 条裂缝至 $i+1$ 条裂缝间距, m;
 m ——总的生产时间, 月;
 n ——区域序号, $n=1, 2, 3, 4, 5$, 其中 $n=1$ 表示水力裂缝;
 NPV ——净现值, 元;
 p ——压力, MPa;
 p_1 ——水力裂缝的压力, MPa;
 $p_{ac,i}$ ——加速度损失造成的井筒压降, MPa⁻¹;
 p_r ——改造区域2次生裂缝的压力, MPa;
 p_i ——原始地层压力, MPa;
 p_{mD} ——基质无因次压力;
 p_n ——区域1, 2, 3, 4, 5的压力, MPa;
 p_{wf} ——井底流压, MPa;
 p_{wf0} ——水平井跟端井底流压, MPa;
 $p_{wf,i}$ ——第 i 条裂缝处的井底流压, MPa;
 $\Delta p_{ac,i}$ ——第 i 条裂缝加速度损失, MPa;
 $\Delta p_{f,i}$ ——第 i 条裂缝至第 $i+1$ 条裂缝井筒摩阻损失, MPa;
 P ——油价, 美元/bbl;
 q ——水平井单条裂缝地面产量, cm³/s;
 $q_{\bar{i}}$ ——第 i 条裂缝的产量, $i=1, 2, \dots, j$, m³/s;
 q_{i0} ——裂缝的产量初值, m³/s;
 $Q_{总}$ ——总产量, cm³/s;
 Q_i ——第 i 条裂缝处总流量, m³/s;
 $Q_{总,i}$ ——第 i 个月产油量, t;
 r_w ——水平井井筒半径, m;
 Re_i ——第 i 条裂缝处雷诺数;
 s ——Laplace 变量;
 t ——时间, s;
 v ——渗流速度, cm/s;
 v_i ——第 i 条裂缝处流体流速, m/s;
 w_f ——水力裂缝的宽度, cm;
 x ——水力裂缝长度方向位置, cm;
 x_D' ——基质团块的无因次位置;
 x_f ——水力裂缝长度, cm;
 x_{eD} ——水力裂缝方向的无因次渗流外边界;
 x_w ——参考点的位置, cm;
 y ——垂直于水力裂缝方向位置;

y_e ——裂缝半间距, m;
 y_f ——改造半带宽, m;
 y_{eD} ——垂直于水力裂缝的无因次渗流外边界;
 y_{fD} ——垂直于水力裂缝的改造区域2的无因次外边界;
 α ——贴现率, 小数;
 γ_1 ——水力裂缝的应力敏感系数, MPa⁻¹;
 γ_f ——改造区域2次生裂缝的应力敏感系数, MPa⁻¹;
 γ_n ——应力敏感系数, MPa⁻¹;
 ε ——水平管壁粗糙度, 小数;
 θ ——连通性指数;
 λ_t ——窜流系数;
 μ ——原油黏度, mPa·s;
 ξ_{iD} ——水力裂缝摄动变换后的无因此压力;
 ξ_{fD} ——经摄动变换的改造区域2无因次压力;
 ρ ——原油密度, kg/m³;
 ρ_i ——第 i 条裂缝处流体密度, kg/m³;
 ϕ ——孔隙度, 小数;
 ϕ_1 ——水力裂缝的初始孔隙度;
 ϕ_2 ——改造区域2孔隙度;
 ϕ_f ——改造区域2原始孔隙度;
 ϕ_{HF} ——水力裂缝的孔隙度;
 ϕ_m ——改造区域2基质团块孔隙度;
 ω_t ——弹性储容比。

参考文献

- [1] 李阳, 赵清民, 吕琦, 等. 中国陆相页岩油开发评价技术与实践 [J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 955-964.
LI Yang, ZHAO Qingmin, LÜ Qi, et al. Evaluation technology and practice of continental shale oil development in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 955-964.
- [2] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等. 中国陆相页岩油地质特征与勘探实践 [J]. 地质学报, 2022, 96(1): 155-171.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. Geological characteristics and exploration practices of continental shale oil in China [J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(1): 155-171.
- [3] 张矿生, 薛小佳, 陶亮, 等. 页岩油水平井体积压裂缝网波及体积评价新方法及应用 [J]. 特种油气藏, 2023, 30(5): 127-134.
ZHANG Kuangsheng, XUE Xiaojia, TAO Liang, et al. New method for evaluating the volume fracturing fracture network sweep volume in shale oil horizontal wells and its application [J]. Special Oil & Gas Reservoir, 2023, 30(5): 127-134.
- [4] 陈志明, 赵鹏飞, 曹耐, 等. 页岩油藏压裂水平井压-闷-采参数优化研究 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(2): 30-37.
CHEN Zhiming, ZHAO Pengfei, CAO Nai, et al. Fracturing parameters optimization of horizontal wells in shale reservoirs during "well killing soaking-producing" [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(2): 30-37.
- [5] 刘巍, 曹小朋, 徐耀东, 等. 页岩油井生产数据分析与产能评

- 价方法[J].断块油气田,2023,30(4):572-578.
- LIU Wei, CAO Xiaopeng, XU Yaodong, et al. Production data analysis and productivity evaluation method for shale oil wells [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(4): 572-578.
- [6] 陈挺,吕琦,孙志刚,等.济阳坳陷页岩油储层渗流特征非稳态实验[J/OL].大庆石油地质与开发:1-8[2023-12-29].<https://doi.org/10.19597/J.ISSN.1000-3754.202303023>.
- CHEN Ting, LÜ Qi, SUN Zhigang, et al. Unsteady experiment of flow characteristics of shale oil reservoirs in Jiyang Depression [J/OL]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*: 1-8 [2023-12-29]. <https://doi.org/10.19597/J.ISSN.1000-3754.202303023>.
- [7] 李蕾,郝永卯,王程伟,等.页岩油藏单相流体低速渗流特征[J].特种油气藏,2021,28(6):70-75.
- LI Lei, HAO Yongmao, WANG Chengwei, et al. Low-velocity seepage characteristics of single-phase fluid in shale reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(6): 70-75.
- [8] 杨术刚,张坤峰,刘双星,等.页岩渗透率测定方法及影响因素研究进展[J].油气地质与采收率,2023,30(5):31-40.
- YANG Shugang, ZHANG Kunfeng, LIU Shuangxing, et al. Research progress on measurement methods and influencing factors of shale permeability [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(5): 31-40.
- [9] 金凤鸣,韩文中,时战楠,等.黄骅坳陷层型页岩油富集与提产提效关键技术[J].中国石油勘探,2023,28(3):100-120.
- JIN Fengming, HAN Wenzhong, SHI Zhannan, et al. Enrichment characteristics and key technologies for production and efficiency enhancement of laminated shale oil in Huanghua Depression in Bohai Bay Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(3): 100-120.
- [10] HAN G, BARTKO K. Stress-sensitivity of fractured tight reservoirs [C]//Dhahran, Saudi Arabia: International Petroleum Technology Conference, 2020.
- [11] 孙欢,朱明明,王伟良,等.长庆页岩油水平井H90-3井超长水平段防漏堵漏技术[J].石油钻探技术,2022,50(2):16-21.
- SUN Huan, ZHU Mingming, WANG Weiliang, et al. Lost circulation prevention and plugging technologies for the ultra-long horizontal section of the horizontal shale oil well Hua H90-3 in Changqing Oilfield [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(2): 16-21.
- [12] 陈作,刘红磊,李英杰,等.国内外页岩油储层改造技术现状与发展建议[J].石油钻探技术,2021,49(4):1-7.
- CHEN Zuo, LIU Honglei, LI Yingjie, et al. The current status and development suggestions for shale oil reservoir stimulation at home and abroad [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(4): 1-7.
- [13] 吕建中,刘嘉,张焕芝,等.技术组合是油气上游增产降本提效的关键——美国页岩油气开发的成功实践与启示[J].国际石油经济,2019,27(7):34-38.
- LÜ Jianzhong, LIU Jia, ZHANG Huanzhi, et al. Technology combination: The key to achieve “increase production, decrease cost and improve efficiency” in upstream-Successful practice and enlightenments of the US shale oil and gas development [J]. *International Petroleum Economics*, 2019, 27(7): 34-38.
- [14] 张锦宏.中国石化页岩油工程技术新进展[J].油气藏评价与开发,2023,13(1):1-8.
- ZHANG Jinhong. Progress in Sinopec shale oil engineering technology [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(1): 1-8.
- [15] 王大为,吴婷婷,高振南,等.压裂水平井水平段长度及裂缝参数优化[J].新疆石油天然气,2021,17(2):59-63.
- WANG Dawei, WU Tingting, GAO Zhenan, et al. Optimization of horizontal section length and fracture parameters in fractured horizontal wells [J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2021, 17(2): 59-63.
- [16] 何畅,王玉金,王南,等.考虑技术经济条件下的威远页岩气田水平井长度优化[J].大庆石油地质与开发,2021,40(3):158-166.
- HE Chang, WAN Yujin, WANG Nan, et al. Optimization of the horizontal well length in Weiyuan shale gas field under technical and economic conditions [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(3): 158-166.
- [17] GAO Y, RAHMAN M M, LU J. Novel mathematical model for transient pressure analysis of multifractured horizontal wells in naturally fractured oil reservoirs [J]. *ACS Omega*, 2021, 6(23): 15 205-15 221.
- [18] BROWN M, OZKAN E, RAGHAVAN R, et al. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2011, 14(6): 663-676.
- [19] ZHU L, LIAO X, CHEN Z. Pressure transient analysis of vertically fractured well in tight oil reservoirs with rectangle stimulated reservoir volume [C]//Dammam, Saudi Arabia: SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, OnePetro, 2017.
- [20] WU Z, CUI C, LÜ G, et al. A multi-linear transient pressure model for multistage fractured horizontal well in tight oil reservoirs with considering threshold pressure gradient and stress sensitivity [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 172: 839-854.
- [21] SHENG G, JAVADPOUR F, SU Y, et al. A semianalytic solution for temporal pressure and production rate in a shale reservoir with nonuniform distribution of induced fractures [J]. *SPE Journal*, 2019, 24(4): 1 856-1 883.
- [22] ZHANG Q, WANG W D, SU Y L, et al. A semi-analytical model for coupled flow in stress-sensitive multi-scale shale reservoirs with fractal characteristics [J/OL]. *Petroleum Science*, 2023 [2023-10-05]. <http://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.10.003>.
- [23] NOVY R A. Pressure drops in horizontal wells: When can they be ignored? [J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1995, 10(1): 29-35.
- [24] HU J, ZHANG C, RUI Z, et al. Fractured horizontal well productivity prediction in tight oil reservoirs [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 151: 159-168.
- [25] CZARNOTA R, STOPA J, JANIGA D, et al. Semianalytical horizontal well length optimization under pseudosteady-state

- conditions [C]//Kuala Lumpur, Malaysia: 2018 2nd International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC), IEEE, 2018: 68-72.
- [26] LUO W, TANG C, FENG Y. A semianalytical model for horizontal-well productivity with pressure drop along the wellbore [J]. *SPE Journal*, 2018, 23(5): 1 603-1 614.
- [27] 曾晓晶, 同登科. 水平井水平段最优长度设计方法改进[J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(2): 216-220.
ZENG Xiaojing, TONG Dengke. An improvement of the design method of optimal horizontal wellbore length [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(2): 216-220.
- [28] FADAIRO A, VAMEGH R, KEGANG L, et al. Modelling flow for finite conductivity in long horizontal oil wells [J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2021, 39(5): 1 697-1 712.
- [29] 曾旭, 卞从胜, 沈瑞, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷古近系沙三段页岩油储层非线性渗流特征[J]. *岩性油气藏*, 2023, 35(3): 40-50.
ZENG Xu, BIAN Congsheng, SHEN Rui, et al. Nonlinear seepage characteristics of shale oil reservoirs of the third member of Paleogene Shahejie Formation in Qikou Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2023, 35(3): 40-50.
- [30] 张睿, 宁正福, 杨峰, 等. 页岩应力敏感实验与机理[J]. *石油学报*, 2015, 36(2): 224-231, 237.
ZHANG Rui, NING Zhengfu, YANG Feng, et al. Shale stress sensitivity experiment and mechanism [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(2): 224-231, 237.
- [31] STALGOROVA E, MATTAR L. Analytical model for unconventional multifractured composite systems [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2013, 16(3): 246-256.
- [32] 薛婷, 黄天镜, 成良丙, 等. 鄂尔多斯盆地庆城油田页岩油水平井产能主控因素及开发对策优化[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(12): 1 880-1 888.
XUE Ting, HUANG Tianjing, CHENG Liangbing, et al. Dominating factors on shale oil horizontal well productivity and development strategies optimization in Qingcheng Oilfield, Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(12): 1 880-1 888.
- [33] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 湖相页岩型页岩油勘探开发理论与实践——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(3): 616-626.
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Theories, technologies and practices of lacustrine shale oil exploration and development: A case study of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong sag, Bohai Bay Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(3): 616-626.
- [34] 陈海宇, 王新东, 林晶, 等. 新疆吉木萨尔页岩油超长水平段水平井钻井关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2021, 49(4): 39-45.
CHEN Haiyu, WANG Xindong, LIN Jing, et al. Key drilling techniques for horizontal wells with ultra-long horizontal section in the shale oil reservoir in Jimusar, Xinjiang [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(4): 39-45.
- [35] 庞彦明, 张元庆, 蔡敏, 等. 松辽盆地古龙页岩油水平井开发技术经济界限[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(5): 134-143.
PANG Yanming, ZHANG Yuanqing, CAI Min, et al. Technical and economic limit of horizontal well development for Gulong shale oil in Songliao Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(5): 134-143.

编辑 刘北羿