

致密油藏多层合采直井 稳态产能预测模型及影响因素分析

李兵兵^{1,2}, 闫振阳¹, 刘雅静³, 陈震⁴, 朱维耀⁵, 刘今子⁶

(1. 河南理工大学 安全科学与工程学院, 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. 河南理工大学 机械与动力工程学院, 河南 焦作 454000; 4. 辽宁工程技术大学 力学与工程学院, 辽宁 阜新 123000; 5. 北京科技大学 资源与安全工程学院, 北京 100083; 6. 东北石油大学 数学与统计学院, 黑龙江 大庆 163318)

摘要:致密油藏直井体积压裂后基质区域与裂缝区域之间流体流动行为呈非连续性,应用高斯分布函数对全区域渗透率分布的连续非均匀性进行表征。考虑储层开发过程中动态启动压力梯度和渗透率应力敏感性的影响,修正致密油藏直井单层的平面径向流产能公式,应用半数值半解析方法求解。基于纵向各层生产压差之间的关系,建立致密油藏多层合采直井稳态产能预测模型,分析裂缝半长、合采厚度和层间跨度等开发因素对致密油藏三层合采直井产能的影响。结果表明:致密油藏多层合采体积压裂开发过程中,生产压差与开发因素对三层合采直井产能影响显著。相邻上层的裂缝半长扩大1.3倍且相邻下层的裂缝半长缩减1/1.3,三层合采的产能可以提高15.2%。合采厚度从上至下逐层递减可获得最优合采产能,增大层间跨度使合采产能减小。该结果为致密油藏多层合采直井产能预测提供支持。

关键词:致密油藏; 体积压裂; 多层合采; 动态启动压力梯度; 应力敏感性; 渗透率分布; 产能预测模型

中图分类号: TE328 **文献标识码:** A **文章编号:** 2095-4107(2025)04-0089-09

0 引言

中国致密油地质储量约为 1.782×10^{10} t, 约占世界总储量的 50%, 为当前及未来原油储量的重要组成部分^[1-3]。致密油藏具有地质条件差、孔隙结构极微小的特点, 部分油藏油层呈纵向多层的特征, 导致油藏渗透率极低, 采用常规水平井压裂技术无法实现高效开发^[4-7]。这类储层配套的直斜井多级分段体积压裂技术通过提高纵向储量动用率而增加单井产能, 成为开发致密油藏的有效技术^[8-10]。目前, 对多层油藏体积压裂的技术开发、渗流特征等方面开展研究, 产能预测模型的建立对制定合理的开发方案至关重要^[11-13]。

致密油藏体积压裂形成基质—裂缝多尺度流动区域, 流体在全区域内的流动特征成为现场产能预测的关键, 尤其是复杂缝网内流体的流动规律。为了分析体积压裂后裂缝的分布形态, 可以建立非线性渗流的直井产能预测模型; SHI Juntao 等^[14]建立复杂边界条件下任意裂缝长度的压裂直井产能模型; CHEN Zhiming 等^[15]考虑直井压裂不对称裂缝, 建立低渗透各向异性非对称渗流压裂井的近似解析产能方程; DENG Jia 等^[16]建立直井压裂后呈多翼树状裂缝网络的致密气藏直井产能模型。将压裂后的多尺度流动区域进行区域划分, 可以建立非线性渗流的直井产能预测模型; 基于基质—裂缝作用规律和强非线性渗流特征, LI Bingbing 等^[17]和朱维耀等^[18]构建主裂缝—缝网—基质三区耦合渗流模型, 应用等值渗流阻力法建立直井产能预测模型; 朱维耀等^[19-20]提出三大区五小区的多尺度流动, 建立致密油藏水平井多级压裂开发的产能预测模型。以压裂直井为研究对象, 建立非线性渗流数学模型的关键是考虑全区域流场渗透率分布的连续非均匀性^[21]。这些模型只是分析体积压裂后裂缝的分布形态而建立非线性直井产能预测模型, 对于纵向多层的致密油藏需要考虑多层合采的情况^[8]。

根据致密油藏体积压裂直井周围流体渗流特征进行分区, 对压裂全区域流场渗透率分布进行连续非

收稿日期: 2024-08-24; 编辑: 蔡田田

基金项目: 河南省重点研发与推广专项(232102321143); 东北石油大学基础研究科研能力提升专项(2023JCYJ-01)

作者简介: 李兵兵(1988—), 男, 博士, 讲师, 主要从事渗流力学、油气田开发等方面的研究。

通信作者: 刘雅静, E-mail: liuyajing454000@163.com

均匀性表征,修正致密油藏平面径向流的产能公式。根据纵向各层之间的生产压差关系,建立致密油藏多层合采直井稳态产能预测模型,分析裂缝半长、合采厚度和层间跨度等因素对致密油藏多层合采直井稳态产能的影响,为致密油藏多层合采直井稳态产能预测提供参考。

1 致密油藏压裂直井产能模型

致密油藏直井经过体积压裂后,形成由基质区、压裂改造区等构成的复杂缝网系统(见图1)。通过CT扫描确定岩样内部裂缝形态,结合体积压裂对储层进行改造,在形成一条或多条主裂缝的同时,次生裂缝与天然裂缝形成复杂的网络系统^[22]。油藏中不同位置的渗透率不同,考虑动态启动压力梯度和渗透率应力敏感性,对全区域流场渗透率分布进行连续非线性表征,建立压裂直井产能稳态预测模型。

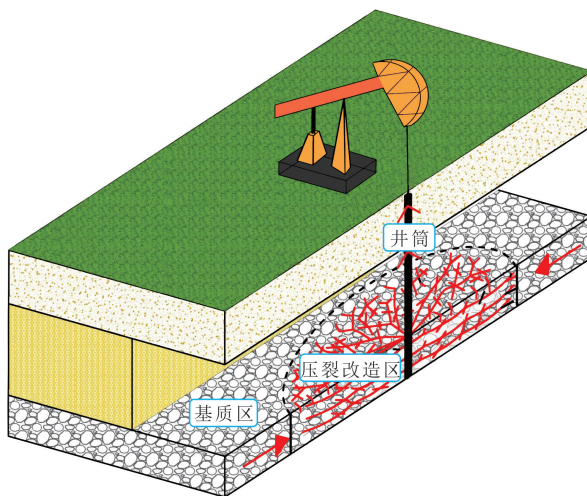


图1 致密油藏直井体积压裂物理模型

Fig. 1 Physical model of volumetric fracturing of vertical well in tight oil reservoirs

1.1 模型假设

为获得致密油藏压裂直井的产能,对复杂的开发过程进行简化处理。假设条件:(1)致密储层为上下封闭且无限大地层,体积压裂改造形成椭圆形的缝网;(2)基质渗透率和裂缝渗透率各向同性,且不考虑存在夹层;(3)基质和裂缝内流体为单相流体,不可压缩;(4)运动方程符合修正的广义达西定律;(5)忽略温度等因素对流体的影响;(6)渗流过程中考虑启动压力梯度和应力敏感性的影响。

1.2 模型建立

1.2.1 渗流微分方程

(1)连续性方程。根据质量守恒定律,流体的质量守恒方程为

$$-\nabla(\rho v) = \frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t}, \quad (1)$$

式中: ∇ 为哈密顿算子; ρ 为流体密度; v 为流体的渗流速度; ϕ 为孔隙度; t 为流体的渗流时间。

假设模型为稳态流动,式(1)可简化为

$$-\nabla(\rho v) = 0. \quad (2)$$

(2)运动方程。在致密油藏中,启动压力梯度是与有效应力有关的函数^[17]。考虑启动压力梯度的影响,流体的运动方程表示为

$$v = -\frac{K}{\mu}(\nabla p - G), \quad (3)$$

式中: K 为储层渗透率; μ 为流体的黏度; ∇p 为流体流动的压力梯度; G 为流体的启动压力梯度。

1.2.2 区域渗透率处理

为表征压裂全流场区域渗透率等物性分布,应用高斯分布函数,对压裂全区域流场渗透率分布进行连

续非线性表征,渗透率是在全区域内随位置坐标连续变化的函数^[21,23]。储层渗透率 K 与距井筒距离 r 的空间均匀分布关系见图 2。其中, K_m 为基质渗透率, K_f 为压裂区域渗透率, r_m 为基质区域半径, r_f 为压裂区域半径。

假设储层渗透率 K 沿 r 方向呈广义高斯分布, 表达式可简化为

$$K(r) = K_m \left(1 + A e^{-B \left(\frac{r-r_w}{r_c} \right)^n} \right), \quad (4)$$

式中: A 和 B 为待定参数; r_c 为压裂区域半径; r_w 为井筒半径。

渗透率在平面上满足约束条件为

$$K(r_w) = K_f, K(r_c) = K_{mf}, \lim_{r \rightarrow \infty} K(r) = K_m, \quad (5)$$

式中: K_{mf} 为微裂缝区域渗透率。

$$A = \frac{K_f - K_m}{K_m}, B = \left(\frac{r_c}{r_c - r_w} \right)^n \ln \frac{K_f - K_m}{K_{mf} - K_m}. \quad (6)$$

将渗透率方程转化为柱坐标系, 只考虑一维平面径向流, 将源汇项加入边界条件, 忽略重力影响, 考虑动态启动压力梯度和渗透率应力敏感性的稳态流动。由于启动压力梯度和渗透率随有效应力的变化而变化, 难以求得解析解, 采用半数值半解析方法进行求解^[24]。

将泄压半径 r_c 与井筒半径 r_w 之差平均分为 n 份, 每一份为 Δr , 即 $r_c - r_w = n\Delta r$ 。将储层在平面上分为 n 个环状地层, 当 n 足够大时, 每个环状地层可以视为均质地层。为满足精度需求, 取 $n \geq 10^5$ 。

第 i 个环状地层内侧圆到圆心的距离为 r_i , 则有 $r_1 = r_w, r_{n+1} = r_c, r_i = r_w + (i-1)\Delta r$; 类似地, 第 i 个环状地层压力和渗透率分别为 p_i 和 K_i , 供给压力为 p_c , 井底压力为 p_w , 地层压力和渗透率具有类似的离散性分布(见图 3)。

根据质量守恒原理, 每个环状地层的径向流量相同。每个环状地层的产能计算公式为

$$q = \frac{2\pi K_i h (p_{i+1} - p_i - G_i \Delta r)}{\mu \ln(r_{i+1}/r_i)}, \quad (7)$$

式中: q 为每个环状地层的产能; h 为油藏有效厚度; G_i 为第 i 个环状地层的启动压力梯度。 K_i, G_i 取值参考文献[17]。

n 个圆环公式相加, 可得储层产能公式:

$$\frac{q\mu}{2\pi h} \sum_{i=1}^n \frac{\ln(r_{i+1}/r_i)}{K_i} = p_{n+1} - p_1 - \Delta r \sum_{i=1}^n G_i = p_c - p_w - \Delta r \sum_{i=1}^n G_i. \quad (8)$$

$$q = \frac{2\pi h (p_c - p_w - \Delta r \sum_{i=1}^n G_i)}{\mu \sum_{i=1}^n \frac{\ln(r_{i+1}/r_i)}{K_i}}. \quad (9)$$

p_{i+1} 环状地层压力计算公式为

$$p_{i+1} = \frac{q\mu}{2\pi h} \frac{\ln(r_{i+1}/r_i)}{K_i} + p_i + G_i \Delta r. \quad (10)$$

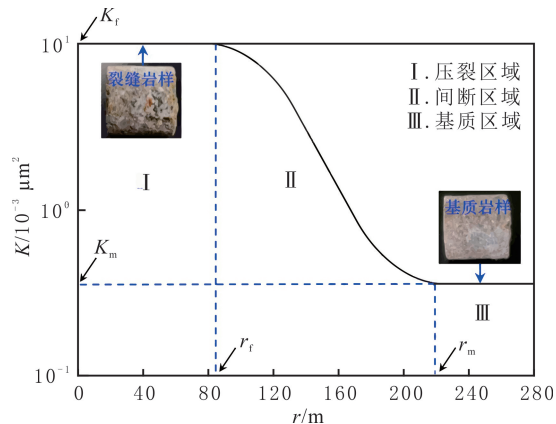


图 2 储层渗透率与距井筒距离的空间均匀分布关系

Fig. 2 The spatial uniform distribution relationship between reservoir permeability and the distance from the wellbore

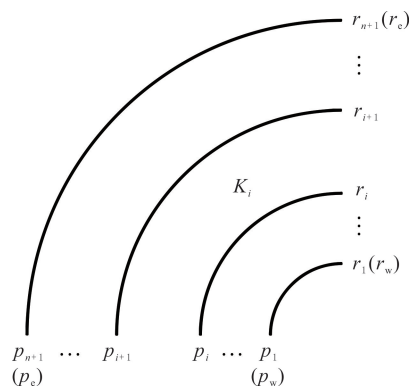


图 3 储层压力和渗透率分布示意

Fig. 3 Distribution diagram of reservoir pressure and permeability

根据迭代计算方法,可得不同 r 处的地层压力。若 $p_1 = p_w$,则根据式(10)可计算 p_2 ,以此类推,得到每个环状地层的压力。

由于渗透率和启动压力梯度与有效应力呈函数关系, $\sum_{i=1}^n \frac{\ln(r_{i+1}/r_i)}{K_i}$ 、 $\sum_{i=1}^n G_i$ 为未知量,可以通过迭代计算逐渐逼近结果^[25]。迭代计算步骤:(1)设置 K 和 G 的初始值;(2)按照 K 和 G 的取值,计算每个环状地层的产能 q 及压力 p ;(3)根据环状地层的压力 p 计算新的 K 和 G ;(4)重复步骤(2-3),直至计算的 q 、 p 与上一次迭代结果的差值足够小。为达到一定精度,应满足迭代差值小于初始值的 0.01%。

2 多层合采直井稳态产能预测模型

2.1 模型建立

假设各层之间无越流存在,各层有效厚度、孔隙度和地层压力等可以相同或不同。以三层合采直井压裂开发为例,开发效果见图4。其中 Z_{12} 、 Z_{23} 分别为第1层与第2层、第2层与第3层之间的跨度。

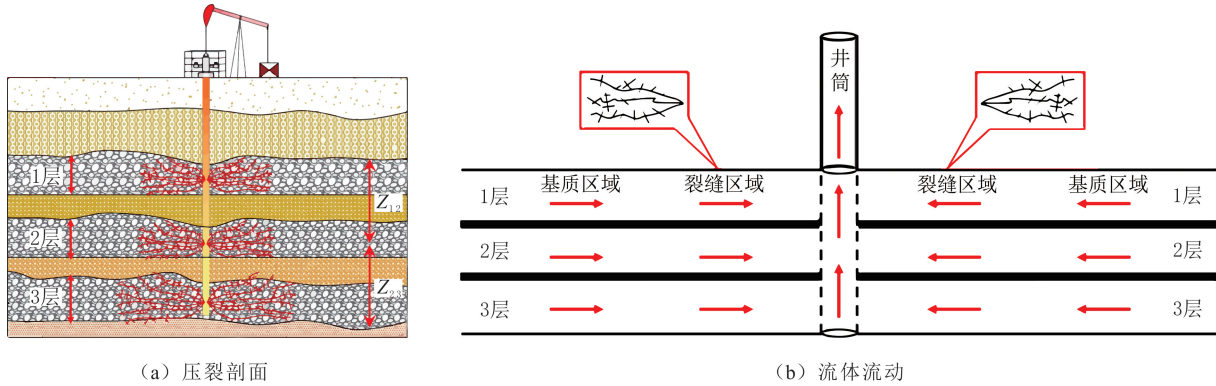


图4 三层合采直井压裂开发效果

Fig. 4 Development effect of three-layer combined production in fracturing vertical well

为获得三层合采直井渗流模型,先以两层合采为例逐层推导。当管流流量较小,忽略流量变化和阻力水头影响^[26]的井底压力和供给压力为

$$p_{w2} = p_{w1} + \rho_o g Z_{12}, \tag{11}$$

$$p_{e2} = p_{e1} + \rho_w g Z_{12}, \tag{12}$$

式中: p_{w1} 和 p_{w2} 分别为第1层和第2层的井底压力; p_{e1} 和 p_{e2} 分别为第1层和第2层的供给压力; ρ_o 和 ρ_w 分别为油相和水相的密度; g 为重力加速度。

根据式(11-12),可得各层生产压差之间的关系为

$$\Delta p_1 = p_{e1} - p_{w1} = \Delta p_2 - \Delta \rho g Z_{12}. \tag{13}$$

联立式(9)和式(13),可得两层合采产能 Q_2 :

$$Q_2 = \frac{2\pi h_1}{\mu_o} \frac{\Delta p_1 - \Delta r \sum_{i=1}^n G_{1i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln(r_{i+1}/r_i)}{K_{1i}}} + \frac{2\pi h_2}{\mu_o} \frac{\Delta p_1 + \Delta \rho g Z_{12} - \Delta r \sum_{i=1}^n G_{2i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln(r_{i+1}/r_i)}{K_{2i}}}. \tag{14}$$

基于两层合采的产能公式,可以推导三层合采产能 Q_3 :

$$Q_3 = \frac{2\pi h_1}{\mu_o} \frac{\Delta p_1 - \Delta r \sum_{i=1}^n G_{1i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln(r_{i+1}/r_i)}{K_{1i}}} + \frac{2\pi h_2}{\mu_o} \frac{\Delta p_1 + \Delta \rho g Z_{12} - \Delta r \sum_{i=1}^n G_{2i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln(r_{i+1}/r_i)}{K_{2i}}} + \frac{2\pi h_3}{\mu_o} \frac{\Delta p_1 + \Delta \rho g Z_{13} - \Delta r \sum_{i=1}^n G_{3i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln(r_{i+1}/r_i)}{K_{3i}}}, \tag{15}$$

式中: Z_{13} 为第1层与第3层之间的跨度。

对于合采层数 $m(m \geq 2)$, 多层合采直井的产能公式为

$$Q_m = \sum_{j=1}^m \frac{2\pi h_j}{\mu_o} \frac{\Delta p_1 + \Delta \rho g Z_{1j} - \Delta r \sum_{i=1}^n G_{ji}}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln(r_{i+1}/r_i)}{K_{ji}}}, \quad (16)$$

式中: h_j 为第 j 层合采厚度; Z_{1j} 为第 1 层与第 j 层油层之间的跨度; K_{ji} 、 G_{ji} 分别为第 j 层的第 i 个环状地层的渗透率和启动压力梯度。

2.2 模型验证

以某致密油藏盐 222 区块 X10 体积压裂三层合采直井为例, 纵向上从上至下三层基质的渗透率分别为 1.40×10^{-3} 、 1.28×10^{-3} 和 $0.77 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度分别为 7.76%、6.04% 和 5.88%; 三层合采厚度分别为 18.88、48.25 和 82.00 m; 三层裂缝区域平均渗透率分别为 6.50×10^{-3} 、 6.20×10^{-3} 和 $5.80 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 地层裂缝半长为 175 m; 边界压力和井底压力分别为 78、40 MPa; 地层原油黏度和密度分别为 $8.26 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 和 0.818 g/cm^3 。

为验证多层合采直井稳态产能预测模型的可靠性, 应用 CMG 软件进行对比。CMG 软件离散储层网格分布见图 5(a), 网格密集部分表示裂缝。三维径向网格模型参数: 径向网格步长设置为 1、1、3、10、10、10、20、20、20、20、20、20、20(直至距井筒距离 175 m)、20、80(基质后延伸 100 m), 径向为角坐标, 以 20° 为单位划分 18 个网格, 共计 $14 \times 18 \times 3$ 个网格。将产能预测模型与 CMG 软件多层直井数值模拟结果进行对比, 二者模拟结果基本重合(见图 5(b))。

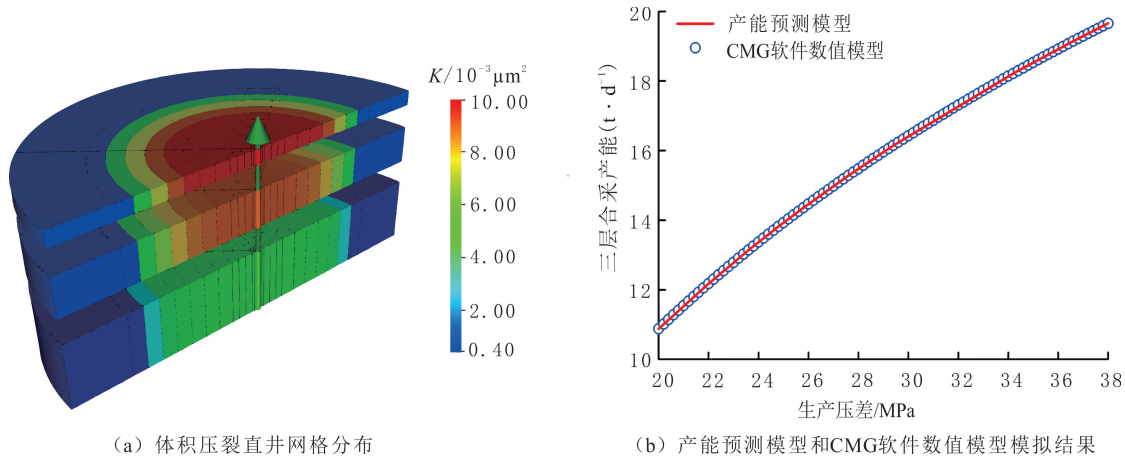


图 5 某致密油藏多层合采直井网格分布、产能预测模型与数值模型模拟结果

Fig. 5 Grid distribution, predicted production and numerical production of a multilayered vertical well in a tight oil reservoir

3 产能影响因素

致密油藏体积压裂开发过程中, 裂缝半长、合采厚度和层间跨度等开发因素对直井合采产能的影响较突出^[27-28]。目标油藏中三层合采直井占比较多, 采用多层合采直井稳态产能预测模型和现场生产数据, 分析裂缝半长、合采厚度和层间跨度对三层合采直井产能的影响。设定油藏深度为 4 000 m, 原始地层压力为 68 MPa, 井底压力为 30 MPa, 供给半径为 330 m, 井筒半径为 0.1 m, 压裂区域半径为 175 m, 基质渗透率为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 裂缝渗透率为 $10.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 地层平均有效厚度为 10 m, 三层地层平均层间跨度为 20 m, 其他模拟参数采用盐 222 区块 X10 井的基础数据。

3.1 裂缝半长

设计 5 组不同裂缝半长的组合, 分析裂缝半长对三层合采直井产能的影响。其中, 第 1 组各层的裂缝半长相同, 其他 4 组为不同裂缝半长的组合(见表 1)。

表 1 三层合采直井不同层裂缝半长组合

Table 1 Arrangement combination of half-length fractures in different layers of three-layer commingled vertical well

层号	裂缝半长/m				
	第 1 组	第 2 组	第 3 组	第 4 组	第 5 组
第 1 层	175	125	225	125	225
第 2 层	175	175	175	225	125
第 3 层	175	225	125	175	175

不同裂缝半长组合对三层合采直井产能的影响见图 6。生产压差控制在 20~38 MPa 之间,随生产压差的增大,各组合产能的差异逐渐明显。由图 6 可知,各层裂缝半长相同的第 1 组的产能最低,产能最高的组合为第 3 组,多层合采中非均匀压裂的开发效果优于均匀压裂的。以现场初始生产压差 38 MPa 和各层的裂缝半长 175 m 为量化条件,第 1 层裂缝半长扩大 1.3 倍且第 3 层裂缝半长缩减 1/1.3,三层合采直井的产能增加 15.2%。在现场开发过程中,从上至下压裂强度依次减弱,非均匀裂缝半长组合可以获得最优产能。这主要是由于各层初始地层压力越高,三层合采直井产能贡献率越高,为均衡开采,压裂强度从上至下应依次减弱。

3.2 合采厚度

合采厚度是影响多层合采直井稳态产能的关键因素之一,设计 5 组不同合采厚度的排列方案^[29]。其中,第 1 组的各层合采厚度相同,其他 4 组为不均匀合采厚度的组合(见表 2)。

表 2 三层合采直井不同合采厚度组合

Table 2 Arrangement combination of different reservoir thickness in three-layer commingled vertical well

层号	合采厚度/m				
	第 1 组	第 2 组	第 3 组	第 4 组	第 5 组
第 1 层	10	5	15	5	15
第 2 层	10	10	10	15	5
第 3 层	10	15	5	10	10

不同合采厚度组合的生产压差与三层合采直井产能的关系见图 7。由图 7 可知,不同于合采厚度对产能的影响,合采厚度均等的第 1 组的产能所有组合中处于中等。5 组合采厚度组合中,三层合采直井产能最高的是第 3 组,其次是第 5 组。以现场初始生产压差 38 MPa 和各层合采厚度 10 m 为量化条件,第 1 层合采厚度扩大 1.8 倍且第 3 层合采厚度缩减 1/1.8,三层合采直井的产能可以增加 3.2%。同等裂缝导流条件下,合采厚度与压裂井的产能呈正相关关系^[15]。在直斜井纵向多级分段压裂过程中,从上至下合采厚度逐层递减,可以获得最优合采直井产能。这主要是由于各层合采厚度越大,产能越大;各层的初始地层压力越高,产能贡献率越高。合采厚度从上至下应依次递减,可以实现均衡开采。

3.3 层间跨度

设计 5 组不同层间跨度的组合(见表 3),分析层间跨度对三层合采直井产能的影响。

表 3 三层合采直井不同层间跨度组合

Table 3 Arrangement combination of different interlayer spans in three-layer commingled vertical well

层号	层间跨度/m				
	第 1 组	第 2 组	第 3 组	第 4 组	第 5 组
第 1 层与第 2 层	20	20	20	40	60
第 2 层与第 3 层	20	40	60	20	20

不同层间跨度组合的生产压差与三层合采直井产能的关系见图 8。由图 8 可知,层间跨度与三层合采直井产能呈负相关关系。其中,第 5 组的产能最低,第 1 组的产能最高。当第 1 层与第 2 层跨度固定时,增加第 2 层与第 3 层的跨度,三层合采直井的产能逐渐减小。以现场初始生产压差 38 MPa 和第 2 层

与第3层跨度20 m为量化条件,第1层与第2层跨度增加至原始的3倍,三层合采直井的产能减少1.8%。

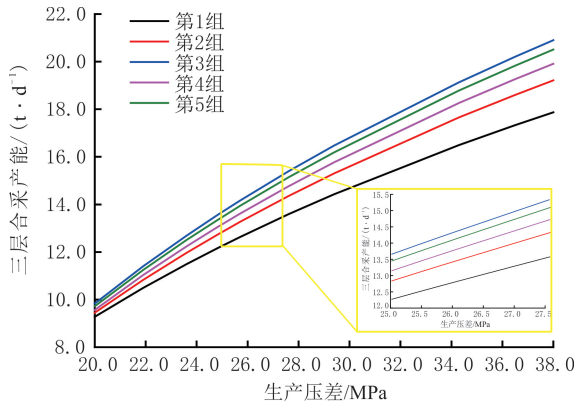


图6 不同裂缝半长组合的生产压差与三层合采直井产能的关系

Fig. 6 Relationship between production pressure difference and three-layer commingled production capacity of vertical wells under different fracture half-length combinations

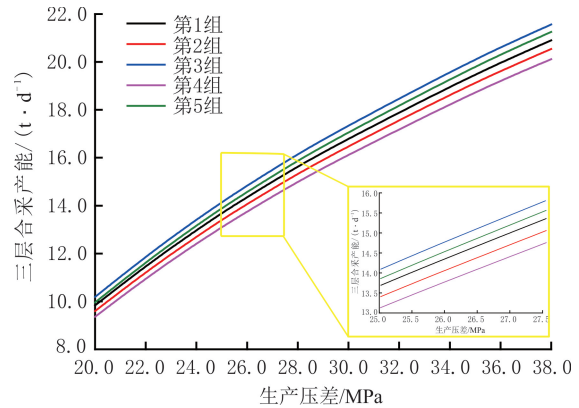


图7 不同合采厚度组合的生产压差与三层合采直井产能的关系

Fig. 7 Relationship between production pressure difference and three-layer commingled production capacity of vertical wells under different reservoir thickness combinations

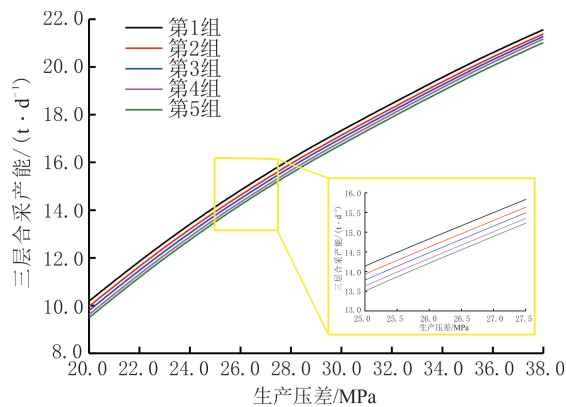


图8 不同层间跨度组合的生产压差与三层合采直井产能的关系

Fig. 8 Relationship between production pressure difference and three-layer commingled production capacity of vertical wells under different interlayer span combinations

综合生产压差与不同开发因素对三层合采直井产能的影响程度,对三层合采直井产能的影响由强到弱依次为裂缝半长、合采厚度和层间跨度。

4 结论

(1) 体积压裂直井周围流体渗流特征可以划分为基质区域和压裂区域,考虑致密油藏渗透率分布特征,应用广义高斯分布函数对压裂全区域场流渗透率分布进行连续非线性表征。

(2) 考虑动态启动压力梯度和渗透率应力敏感性的影响,修正致密油藏直井平面径向流的产能公式,利用半数值半解析方法求解,基于各层生产压差之间的关系,建立致密油藏多层合采直井稳态产能预测模型,分析产能影响因素。

(3) 对于三层合采直井产能,第1层的裂缝半长扩大1.3倍且第3层的裂缝半长缩减1/1.3,从上至下裂缝半长依次减小的三层合采产能可增加15.2%;从上至下合采层厚逐层递减可获得最优合采直井产能;层间跨度与合采直井产能呈负相关关系。对三层合采直井产能的影响由强到弱依次为裂缝半长、合采

厚度和层间跨度。

参考文献(References):

- [1] 蒲春生,康少飞,蒲景阳,等.中国致密油藏水平井注水吞吐技术进展与发展趋势[J].石油学报,2023,44(1):188-206.
PU Chunsheng, KANG Shaofei, PU Jingyang, et al. Progress and development trend of water huff-n-puff technology for horizontal wells in tight oil reservoirs in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023,44(1):188-206.
- [2] 姜伟,王志维,刁志龙,等.准噶尔盆地中拐凸起东斜坡上乌尔禾组常规一致密油藏主控因素及成藏模式[J].东北石油大学学报,2024,48(2):1-15.
JIANG Wei, WANG Zhiwei, DIAO Zhilong, et al. Main controlling factors and accumulation model of conventional-tight oil reservoirs in the Upper Uerhe Formation of the eastern slope of Zhongguai Uplift, Junggar Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024,48(2):1-15.
- [3] 贾承造.中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战[J].石油学报,2024,45(1):1-14.
JIA Chengzao. Prospects and five future theoretical and technical challenges of the upstream petroleum industry in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024,45(1):1-14.
- [4] 魏兵,刘江,张翔,等.致密油藏提高采收率方法与理论研究进展[J].西南石油大学学报(自然科学版),2021,43(1):91-102.
WEI Bing, LIU Jiang, ZHANG Xiang, et al. Advances of enhanced oil recovery method and theory in tight reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2021,43(1):91-102.
- [5] 崔传智,王俊康,吴忠维,等.致密油藏压驱动态裂缝模型建立及应用[J].特种油气藏,2023,30(4):87-95.
CUI Chuazhi, WANG Junkang, WU Zhongwei, et al. Establishment and application of pressure drive dynamic fracture model for tight oil reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023,30(4):87-95.
- [6] 朱维耀,岳明,高英,等.致密油层体积压裂非线性渗流模型及产能分析[J].中国矿业大学学报,2014,43(2):248-254.
ZHU Weiyao, YUE Ming, GAO Ying, et al. Nonlinear flow model and productivity of stimulated reservoir volume in tight oil reservoirs[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2014,43(2):248-254.
- [7] CAI Meng, WANG Wei, WANG Xianjun, et al. Characteristics of hydraulic fracture penetration behavior in tight oil with multilayer reservoirs[J]. Energy Reports, 2023,10:2090-2102.
- [8] 张全胜,李明,张子麟,等.胜利油田致密油储层体积压裂技术及应用[J].中国石油勘探,2019,24(2):233-240.
ZHANG Quansheng, LI Ming, ZHANG Zilin, et al. Application of volume fracturing technology in tight oil reservoirs of Shengli Oilfield[J]. China Petroleum Exploration, 2019,24(2):233-240.
- [9] TANG Jizhou, WANG Xiaohua, DU Xianfei, et al. Optimization of integrated geological-engineering design of volume fracturing with fan-shaped well pattern[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023,50(4):971-978.
- [10] 王家航,王树平,王晓冬,等.矩形致密油藏直井体积压裂不稳态压力半解析方法[J].东北石油大学学报,2017,41(2):103-113.
WANG Jiahang, WANG Shuping, WANG Xiaodong, et al. Semi-analytical approach to model pressure transients of volume-fractured vertical wells in rectangular tight oil reservoirs[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2017,41(2):103-113.
- [11] 张安顺,杨正明,李晓山,等.低渗透油藏直井体积压裂改造效果评价方法[J].石油勘探与开发,2020,47(2):409-415.
ZHANG Anshun, YANG Zhengming, LI Xiaoshan, et al. An evaluation method of volume fracturing effects for vertical wells in low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020,47(2):409-415.
- [12] 张建中,高树生,熊伟,等.基于致密砂岩储层气水渗流阻力系数的产能新模型[J].天然气工业,2023,43(1):177-187.
ZHANG Jianzhong, GAO Shusheng, XIONG Wei, et al. A new productivity model based on gas-water seepage resistance coefficient for tight sandstone reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2023,43(1):177-187.
- [13] ZHANG Qiangui, YAN Yuxuan, LI Weitao, et al. A mathematical model for predicting the productivity of fractured horizontal wells of tight sandstone gas: a case study in the Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry B, 2024,11(2):170-184.
- [14] SHI Juntao, WANG Shan, XU Xianglin, et al. A semianalytical productivity model for a vertically fractured well with arbitrary fracture length under complex boundary conditions[J]. SPE Journal, 2018,23(6):2080-2102.
- [15] CHEN Zhiming, LIAO Xinwei, HUANG Chenghui, et al. Productivity estimations for vertically fractured wells with asymmetrical multiple fractures[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014,21:1048-1060.
- [16] DENG Jia, HE Jiujiu, ZHANG Lan, et al. Investigation into contributions of fracture geometry characterization and interference to productivity of multi-fractured vertical gas well[J]. Gas Science and Engineering, 2024,121:205202.
- [17] LI Bingbing, ZHU Weiyao, LIU Yajing, et al. Experimental study and production model of multiscale stress sensitivity in tight oil reservoirs[J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2025,47(1):6465-6476.
- [18] 朱维耀,元倩.页岩气多尺度复杂流动机理与模型研究[J].中国科学:技术科学,2016,46(2):111-119.

- ZHU Weiyao, QI Qian. Study on the multi-scale nonlinear flow mechanism and model of shale gas[J]. *Scientia Sinica Technologica*, 2016,46(2):111-119.
- [19] 朱维耀,岳明,刘响枫,等. 中国致密油藏开发理论研究进展[J]. *工程科学学报*,2019,41(9):1103-1114.
ZHU Weiyao, YUE Ming, LIU Yunfeng, et al. Research progress on tight oil exploration in China[J]. *Chinese Journal of Engineering*, 2019,41(9):1103-1114.
- [20] 朱维耀,刘响枫,李忠兴,等. 致密油多尺度渗流数学模型及影响因素分析[J]. *中南大学学报(自然科学版)*,2022,53(6):2347-2360.
ZHU Weiyao, LIU Yunfeng, LI Zhongxing, et al. Mathematical model of multi-scale flow in tight oil reservoirs and analysis of influential factors[J]. *Journal of Central South University(Science and Technology)*, 2022,53(6):2347-2360.
- [21] 刘嘉璇. 页岩气储层非线性非稳态渗流理论研究及数值计算[D]. 北京:北京科技大学,2018:26-29.
LIU Jiaxuan. Theoretical investigation and numerical computation of nonlinear unsteady percolation in shale gas reservoirs[D]. Beijing: University of Science and Technology Beijing, 2018:26-29.
- [22] 朱维耀,马东旭,亓倩,等. 复杂缝网页岩压裂水平井多区耦合产能分析[J]. *天然气工业*,2017,37(7):60-68.
ZHU Weiyao, MA Dongxu, QI Qian, et al. Multi-zone coupling productivity of horizontal well fracturing with complex fracture networks in shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2017,37(7):60-68.
- [23] LIU Jiaxuan, SHANG Xinchun, ZHU Weiyao. Investigation on nonlinear multi-scale effects of unsteady flow in hydraulic fractured horizontal shale gas wells[J]. *Applied Mathematics and Mechanics*, 2018,39(2):181-192.
- [24] 李兵兵. 低渗致密油藏多层压裂直井渗流规律研究[D]. 北京:北京科技大学,2022:84-88.
LI Bingbing. Study on seepage law of multilayer fractured vertical well in low permeability tight oil reservoir[D]. Beijing: University of Science and Technology Beijing, 2022:84-88.
- [25] 高英,朱维耀,岳明,等. 体积压裂页岩油储层渗流规律及产能模型[J]. *东北石油大学学报*,2015,39(1):80-86.
GAO Ying, ZHU Weiyao, YUE Ming, et al. Seepage law and productivity model of stimulated reservoir volume in shale oil reservoirs[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2015,39(1):80-86.
- [26] YUDIN E, LUBNIN A. Simulation of multilayer wells operating[C]//SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition. Moscow: Society of Petroleum Engineers, 2011:SPE-149924-MS.
- [27] 李素珍,曾思云,邓效国,等. 福山复杂断块油气藏大型压裂工艺技术[J]. *油气井测试*,2019,28(1):60-66.
LI Suzhen, ZENG Siyun, DENG Xiaoguo, et al. Large-scale fracturing technology for Fushan complex fault block oil and gas reservoir[J]. *Well Testing*, 2019,28(1):60-66.
- [28] 何永宏,薛婷,李桢,等. 鄂尔多斯盆地长7页岩油开发技术实践:以庆城油田为例[J]. *石油勘探与开发*,2023,50(6):1245-1258.
HE Yonghong, XUE Ting, LI Zhen, et al. Development technologies for Triassic Chang 7 shale oil in Ordos Basin: a case study of Qingcheng Oilfield, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023,50(6):1245-1258.
- [29] 彭龙仕,乔兰,龚敏,等. 煤层气井多层合采产能影响因素[J]. *煤炭学报*,2014,39(10):2060-2067.
PENG Longshi, QIAO Lan, GONG Min, et al. Factors affecting the production performance of coalbed methane wells with multiple-zone[J]. *Journal of China Coal Society*, 2014,39(10):2060-2067.