

DOI:10.3969/j.issn.1003-5060.2026.08.009

基于非线性渗流方程数值解的 段间距优化方法研究

徐延涛^{1,2}, 郭布民^{1,2}, 王绪性^{1,2}, 陈玲^{1,2}, 曲喜墨^{1,2}, 王倩³, 李道伦³

(1. 中海油田服务股份有限公司, 天津 300459; 2. 天津市海洋石油难动用储量开采与低碳负碳重点实验室, 天津 300459; 3. 合肥工业大学 数学学院, 安徽 合肥 230601)

摘要:海上低渗油气藏渗透率一般为1~10 mD, 原始储层的流动能力对段间距优化有重要影响; 此外, 裂缝扩展模拟与实际压裂效果仍存在较大差距。为此, 文章基于海上油田已有压裂直井的开发数据, 开展段间距优化新方法研究。首先, 建立非线性渗流模型, 基于PEBI网格建立数值求解方法, 利用关井压力数据反演非线性渗流参数; 然后, 通过累积产油量拟合获取应力敏感性参数, 即拟合得到主裂缝导流能力与衰减系数以及压裂改造区域的渗透率与应力敏感性; 最后, 根据最优产量确定最优段间距; 同时, 还探讨了非线性参数与开发制度对产量的影响规律。海上某低渗油藏的应用案例表明, 文章方法在充分考虑瞬态压力和累积产量的条件下, 能为油田段间距优化提供有益指导。

关键词:非线性渗流; PEBI网格; 段间距; 开发制度; 数值试井

中图分类号: O241

文献标志码: A

文章编号: 1003-5060(2026)08-1059-08

Research on optimization method of fracture spacing based on numerical solution of nonlinear seepage equation

XU Yantao^{1,2}, GUO Bumin^{1,2}, WANG Xuxing^{1,2},
CHEN Ling^{1,2}, QU Ximo^{1,2}, WANG Qian³, LI Daolun³

(1. China Oilfield Services Limited, Tianjin 300459, China; 2. Tianjin Key Laboratory of Offshore Difficult-to-Recover Reserve Exploitation and Low/Negative Carbon, Tianjin 300459, China; 3. School of Mathematics, Hefei University of Technology, Hefei 230601, China)

Abstract: The permeability of offshore low-permeability oil and gas reservoirs generally ranges from 1 mD to 10 mD. The flow capacity of the original reservoir has a significant impact on the optimization of fracture spacing. Additionally, there remains a considerable gap between fracture propagation simulations and actual fracturing outcomes. Therefore, based on the development data from fractured vertical wells in offshore oilfields, a study on the optimization method for fracture spacing has been conducted. A nonlinear seepage model was established, and a numerical solution method was developed based on PEBI grids. Nonlinear seepage parameters were inverted using shut-in pressure data, while stress sensitivity parameters were obtained by matching cumulative oil production. This process yielded the main fracture conductivity and its decay coefficient, as well as the permeability and stress sensitivity of the fracturing-stimulated zone. Finally, the optimal fracture spacing was determined based on the optimal production rate. Additionally, the influence of nonlinear parameters and development systems on production was investigated. An application case from an offshore low-permeability

收稿日期: 2025-10-20; **修回日期:** 2025-11-10

基金项目: 国家科技重大专项资助项目(2016ZX05027-003-004); 中国海洋石油集团有限公司“十四五”科技重大专项资助项目(KJGG2022; KJGG2022-0704)

作者简介: 徐延涛(1983—), 男, 山东莱州人, 中海油田服务股份有限公司高级工程师;

李道伦(1972—), 男, 安徽合肥人, 博士, 合肥工业大学教授, 博士生导师, 通信作者, E-mail: ldao@hfut.edu.cn.

reservoir demonstrates that the proposed method, which fully considers transient pressure and cumulative production, can provide valuable guidance for optimizing fracture spacing in oilfields.

Key words: nonlinear seepage; PEBI grid; fracture spacing; development systems; numerical well test

0 引言

大规模体积压裂是非常规油气开发的核心技术。大量学者围绕裂缝间距优化开展了研究,主要思路分为 2 类,即基于流动数值模拟的优化研究和基于裂缝起裂与扩展规律的间距优化研究。

在流动数值模拟方面,文献[1]通过数值模拟研究了水力裂缝导流能力、簇间距等对产量的影响,认为裂缝间距存在经济合理值,不应过度追求过密簇间距;文献[2]基于快速模拟方法和遗传算法,开展了段间距优化研究;文献[3]采用解析方法,分析了生产数据所表现出的流动特征,若流动特征表现为线性流,则表明裂缝间距过大,应缩小段间距,同时也意味着今后可进行重复压裂或在附近钻探新井。

实际压裂缝网与天然裂缝、页岩层理、应力场、压裂工艺等因素密切相关,导致裂缝间距优化方法十分复杂。为此,许多学者以最大缝网波及体积为目标,基于裂缝扩展起裂模型,通过数值模拟开展裂缝间距优化研究。文献[4]基于弹性力学和位移不连续方法,提出缝间距优化方法;文献[5]根据目标区块的地质与工程资料,模拟了密切割工艺下不同缝间距和基质渗透率对动用程度的影响,建立了考虑天然裂缝的缝间距优化方法;文献[6]基于位移间断法和多重裂缝节理扩展的竞争机制,建立缝间距优化模型,并研究了不同位置的裂缝扩展规律;文献[7]基于测井、录井、岩石力学等数据描述储层非均质性,通过数值模拟计算获得储层改造体积,并依据微地震数据修正压裂改造模型,进而进行缝间距优化。

由于地质构造、地应力分布及天然微裂缝分布等条件的复杂性,当前裂缝扩展模拟与实际工况差异较大,需要探索新的段间距优化方法。

实际压裂井可视为一次现场试验,基于已有的压裂井数据进行段间距优化研究具有重要实际意义。此外,海上油田多段压裂水平井较少,现有压裂井多为直井,因此本文重点研究基于已有压裂井的段间距优化方法。

基于压裂直井进行段间距优化,关键在于:
① 开展压裂效果评价,获取主裂缝半长、压裂改

造体积及非线性渗流流动规律等参数;② 获取应力敏感性参数。压裂改造后,地层渗透率随着应力变化急剧衰减,这是影响产能的关键因素。

压裂效果评价方法较多,包括微地震法^[8-9]和生产数据分析法^[10-11]等。然而,现有生产数据分析方法通常只能对一段时间内的生产数据进行粗略估计,难以获取低渗储层的非线性流动规律与应力敏感性参数。海上低渗油气藏原始地层渗透率多为 1~10 mD,其流动能力对裂缝间距有显著影响,因此需采用更精确的关井压力数据来反演非线性流动规律。

低渗储层关井压力导数曲线普遍上翘的现象开启了低渗油气藏流动机理研究的序幕。针对低渗非线性渗流的成因,中外学者开展了大量研究^[12]。多数学者认为,低渗非达西渗流是由边界层及细微喉道等因素共同形成的。边界层的成因主要源于吸附液相分子与固体表面分子的相互作用以及吸附分子之间的作用力。在低渗透油藏中,由于孔隙半径与边界层厚度几乎处于同一数量级,甚至更小,加之多孔介质及黏土的影响,流体流动阻力除黏滞力外,还受固-液界面分子作用力的影响,从而产生了低渗储层特有的非线性流动规律^[13-14]。

在研究过程中,绝对启动压力梯度、非线性渗流等流动机理相继被提出。随着实验精度的提高及数值模拟方法的改进,低渗储层非线性渗流观点逐渐占据主导地位。绝对启动压力梯度使压力导数曲线下掉,而拟启动压力梯度则使其后期上翘^[15-16],从宏观层面验证了非线性渗流的正确性。这也表明,基于叠加原理求解所产生的误差,会使关井压力数据呈现不同规律,进而误导研究结论^[17]。

压裂改造井一旦进入开发阶段,孔隙压力降低,许多开启的天然裂缝与水力压裂裂缝将闭合,压裂改造效果急剧降低,半年后可能仅剩原来的 1%^[18]。应力敏感系数越大,产量越低,裂缝应力敏感系数的影响越显著^[19]。

应力敏感性与表皮系数对气井产量及压力响应影响显著,而井储效应与相变效应主要影响初期产量与压力响应,对累积产量影响较小。该模

型可有效评估阈值压力梯度和应力敏感性对产能与压力的影响,为致密砂岩气藏压裂井技术措施的制定提供指导^[20]。

因此,应力敏感性是段间距优化不可或缺的因素。通常,试井解释与短时间生产数据分析难以获得应力敏感性参数。压裂后,主裂缝周围会发育一些分支缝,且二者均存在强烈的应力敏感性。应力敏感性参数包括主裂缝导流能力、衰减系数、最小导流能力以及压裂改造区域的大小、渗透率、应力敏感系数、最小渗透率。这些参数只有通过整个生产周期的累积产量拟合才能获得,尤其是初期的产量数据不可忽略。

为此,本文建立流动模型并进行数值求解,首先基于井底压力数据获取非线性渗流参数,再基于累积产量获得应力敏感性参数,最后基于产量进行段间距优化研究。最终本文提出一种基于压裂直井数据的段间距优化新方法。

1 低渗储层获取方法

1.1 非线性渗流方程及求解方法

由于实际油藏中不存在非零最小启动压力梯度,且二次项具有较强的描述能力,因此对低速非线性渗流模型进行改进^[15],忽略最小启动压力梯度,可得:

$$u = \begin{cases} -\frac{K}{\mu} \left(\nabla p - \frac{\nabla p}{|\nabla p|} \lambda_{\text{pesudo}} \right), & |\nabla p| > \lambda_{\text{max}}; \\ -\frac{K}{\mu} (\lambda_{\text{max}} - \lambda_{\text{pesudo}}) \frac{\nabla p - \frac{\nabla p}{|\nabla p|} \lambda_{\text{min}}}{(\lambda_{\text{max}} - \lambda_{\text{min}})^2}, & \lambda_{\text{max}} \geq |\nabla p| \geq 0 \end{cases} \quad (1)$$

$$u = -\beta \frac{K}{\mu} \left(\nabla p - \frac{\nabla p}{|\nabla p|} \lambda \right) \quad (2)$$

其中: λ_{max} 为最大启动压力梯度; λ_{pesudo} 为拟启动压力梯度; β 为非线性因子,即

$$\beta = \begin{cases} 1, & |\nabla p| > \lambda_{\text{max}}; \\ \frac{\left| \nabla p - \frac{\nabla p}{|\nabla p|} \lambda_{\text{min}} \right|}{(\lambda_{\text{max}} - \lambda_{\text{min}})^2} (\lambda_{\text{max}} - \lambda_{\text{pesudo}}), & \lambda_{\text{max}} \geq |\nabla p| \geq 0 \end{cases} \quad (3)$$

$$\lambda = \begin{cases} \lambda_{\text{pesudo}}, & |\nabla p| > \lambda_{\text{max}}; \\ \lambda_{\text{min}}, & \lambda_{\text{max}} \geq |\nabla p| \geq 0 \end{cases} \quad (4)$$

基于式(2),可得如下非线性渗流方程:

$$\nabla \cdot \left[\frac{\beta k}{\mu B} \left(\nabla p - \frac{\nabla p}{|\nabla p|} \lambda \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi}{B} \right) + q \quad (5)$$

令 Q 为地面流量,则考虑井储 C 与表皮井流动方程为:

$$Q = q_{\text{sc}} - \frac{C}{\Delta t} (p_{\text{wf}}^{n+1} - p_{\text{wf}}^n) \quad (6)$$

井流动方程为:

$$Q = J_{\text{w}} (p - p_{\text{wf}}) - \frac{2\pi K h}{\mu B} \lambda (r_{\text{e}} - r_{\text{w}}) - \frac{C}{\Delta t} (p_{\text{wf}}^{n+1} - p_{\text{wf}}^n) \quad (7)$$

其中, $J_{\text{w}} = \frac{\theta K h}{\mu B \ln(r/r_{\text{w}}) + S}^{\circ}$

PEBI网格用于空间离散,有限体积法用于方程离散,并采用全隐式线性化方法,设当前网格编号为 i ,相邻网格编号为 j ,有:

$$\begin{aligned} & \sum_j T_{ij+}^{(v)} [p_j^{n+1} - p_i^{n+1} - d_{ij} (\lambda_j - \lambda_i)] + \\ & \sum_j T_{ij+}^{(v)} (\Delta p_j - \Delta p_i) + \\ & \sum_j \left(\frac{\partial T_{ij}}{\partial p} \right)_{+}^{n+1} [p_j^{n+1} - p_i^{n+1} - d_{ij} (\lambda_j - \lambda_i)] \Delta p_{+} = \\ & C_p^{(v)} \Delta p_i + C_p^{(v)} (p_i^v - p_i^n) + q_{\text{sc}}^{(v)} + \\ & \frac{\partial q_{\text{sc}}^{n+1}}{\partial p_i} (p_i^{(v+1)} - p_i^{n+1}) + \frac{\partial q_{\text{sc}}^{n+1}}{\partial p_{\text{wf}}} (p_{\text{wf}}^{(v+1)} - p_{\text{wf}}^{n+1}) \end{aligned} \quad (8)$$

其中: p_i 、 p_j 为网格 i 和 j 的压力;下标“+”表示上

有加权因子; $C_p^{(v)} = \frac{V_i}{\Delta t} \left[\frac{1}{B^n} \frac{\partial \varphi}{\partial p} + \varphi^{n+1} \frac{\partial (1/B)}{\partial p} \right]$,

V_i 为网格 i 的体积; $\Delta p_i = p_i^{(v+1)} - p_i^{(v)}$; $T_{ij} = \left(\frac{\beta k G}{\mu_o B_o} \right)_{ij}$, G 为相邻网格的几何因子。

联立式(8)与井流动方程(7),即可求解每个网格的压力与井底流压,详见文献^[15]。

1.2 参数反演步骤

基于关井压力数据的反演方法是通过双对数曲线拟合反演非线性渗流参数,参数反演主要步骤如下:

1) 输入流体属性参数(如黏度、体积系数、流体压缩系数)及油藏属性数据(如孔隙度、渗透率、厚度、地层压缩系数)。

2) 调整井储系数、渗透率和表皮系数,以拟合早期压力响应特征。

3) 调整最大启动压力梯度和拟启动压力梯度,以拟合中后期的压力响应特征。

4) 重复步骤2)和步骤3),直至满足精度要求。

2 段间距优化方法

2.1 应力敏感性相关模型

段间距优化方法的核心在于压裂效果评价,即如何基于早期生产数据获取压裂效果参数,如压裂改造体积(stimulated reservoir volume, SRV)及其应力敏感性、裂缝导流能力及其衰减规律。获得相关参数后,即可开展段间距优化研究。

为研究渗透率与有效应力之间的具体关系,很多学者在实验的基础上提出了经验公式。

裂缝导流能力受众多因素影响,实验表明,导流能力与时间满足的对数直线下降关系^[21]为:

$$k_f w = k_{f0} w_0 [1 - \beta \lg(t+1)] \quad (9)$$

其中: k_{f0} 、 w_0 分别为裂缝的初始导流能力、初始宽度;衰减系数 β 与支撑剂相关,一般为 0.2~0.3。

文献[22]给出了花岗岩(有效应力小于 50 MPa)的渗透率与有效应力关系:

$$k = k_0 \exp[-\gamma(p_e - p_0)] \quad (10)$$

其中, γ 为常数。式(10)是现在常用的渗透率随压力变化的指数形式。

在计算过程中,式(9)、式(10)均在迭代求解过程中更新。

2.2 基于产量的应力敏感性参数拟合

段间距优化的重要前提是准确获取主裂缝和压裂改造区域的应力敏感参数,包括 SRV 的应力敏感参数、裂缝导流能力的应力敏感参数。主要步骤如下:

1) 预估裂缝的初始导流能力、初始宽度、衰减系数、最小导流能力。

2) 设置主裂缝半长、SRV 区域,预估不同 SRV 区域的应力敏感性参数、最小渗透率。这里的最小渗透率为原始渗透率。

3) 调整上述相关参数以拟合产量。

4) 重复步骤 1)~步骤 3),直至满足精度要求。

其他相关步骤(如根据地质构造确定油藏区域大小及边界类型)在此不再赘述。

在应力敏感性参数中,拟合参数虽多,但实际拟合并非困难。只要充分考虑不同参数对曲线不同位置的影响,即可较快完成拟合。例如:最小渗透率、最小导流能力主要影响后期曲线形态;而应力敏感性参数、衰减系数则主要影响早期曲线形态。

段间距优化功能已集成至自主研发的数值试

井系列软件中。该软件自 2004 年研发至今,已能对水驱、聚驱、表活剂驱、页岩油气及致密油气等井组进行模拟计算。段间距优化为新增功能,本文基于累积产量最大化原则开展段间距优化研究。

3 不考虑应力敏感性的段间距优化

3.1 C13 井的压力恢复数据分析

C13 井于 2007 年 1 月投产,初期日产油接近 100 m³,1 个月后至约 40 m³,第 2 个月左右降至约 8 m³。该井的关井压力恢复数据与产量数据如图 1 所示。

由图 1 可知,产油量从 43 m³ 迅速衰减至 5 m³ 以下。测试前 170 d 内的平均日产油量低于 5 m³/d,关井测试持续 3 d。

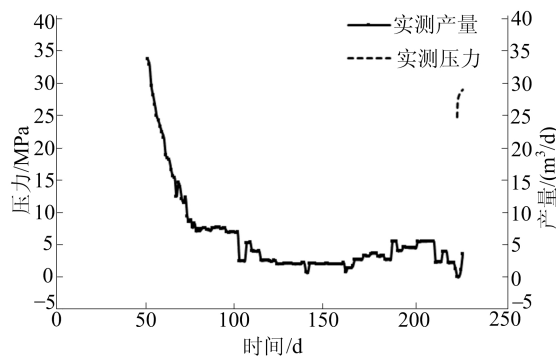


图 1 C13 井的关井压力恢复数据与产量数据

所建的油藏形状如图 2 所示。

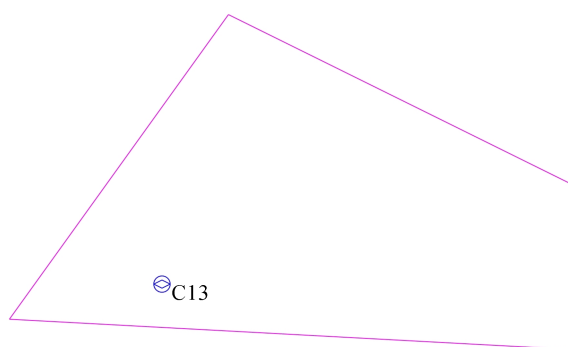


图 2 油藏形状

输入的油藏已知参数见表 1 所列。在封闭的边界条件下,拟合的参数见表 2 所列。C13 井的压力及其导数拟合情况如图 3 所示。

由表 2 可知,裂缝半长只有 2 m,说明经过 170 d 的开发,由于应力敏感性,压裂改造的裂缝多已闭合。

表 1 油藏已知参数	
参数	数值
孔隙度	0.13
岩石压缩系数/ $(10^{-4} \cdot \text{MPa}^{-1})$	1.5
油压缩系数/ MPa^{-1}	0.000 4
油藏厚度/m	42
黏度/ $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	3
体积系数	1.05

表 2 拟合的参数	
参数	数值
油藏渗透率/mD	0.9
初始压力/MPa	23.26
裂缝半长/m	2
最大启动压力梯度/ (MPa/m)	0.38
拟启动压力梯度/ (MPa/m)	0.22
井储系数/ (m^3/MPa)	0.1
表皮系数	5

圆流阶段;480 d 后,两井间的最低压力区域开始相互连通。

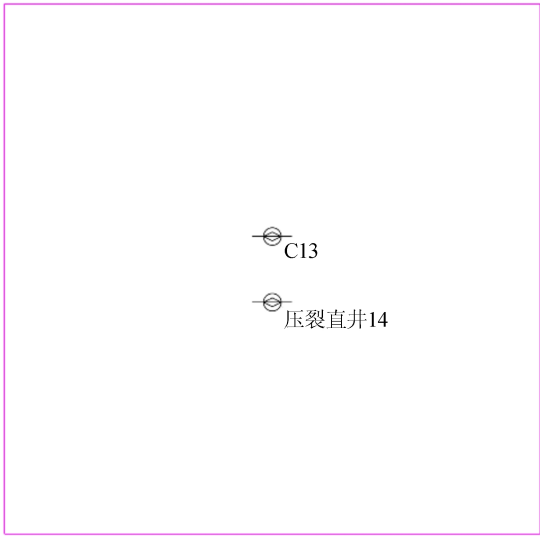


图 4 油藏及井分布

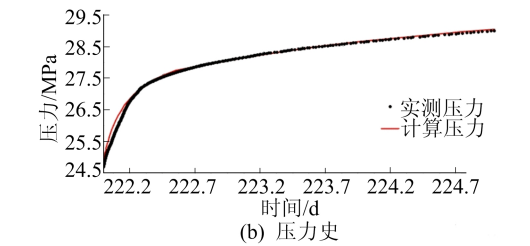
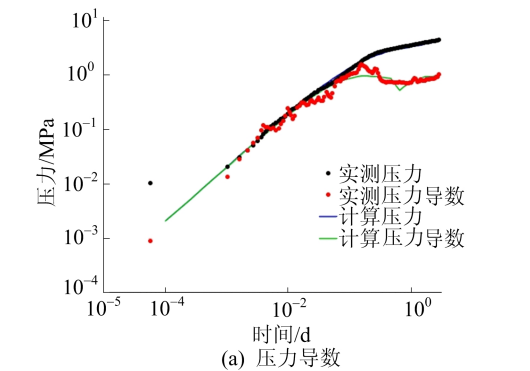


图 3 C13 井的压力及其导数拟合情况

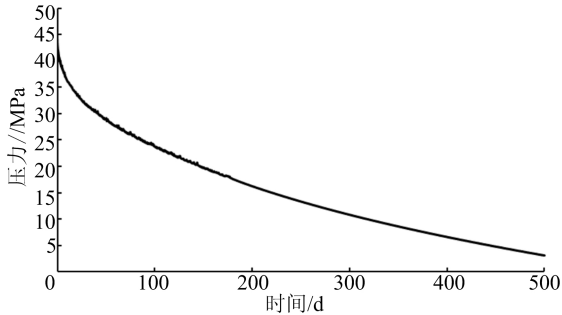


图 5 井底流压

3.2 生产制度对段间距优化的影响

本文基于反演得到的非线性参数开展段间距优化研究。为使研究具有一般性,设定油藏为边长 1 600 m 的正方形,中心布设 2 口压裂直井,裂缝半长为 60 m,两井的距离为 200 m,两井均以 20 m³/d 的产量生产,如图 4 所示。

生产 500 d 后的井底流压曲线如图 5 所示。地层压力分布如图 6 所示。由图 6 可知:生产 60 d 后两井未见干扰;120 d 后开始出现干扰;180 d 后干扰加剧;240 d 和 360 d 后,流动进入椭

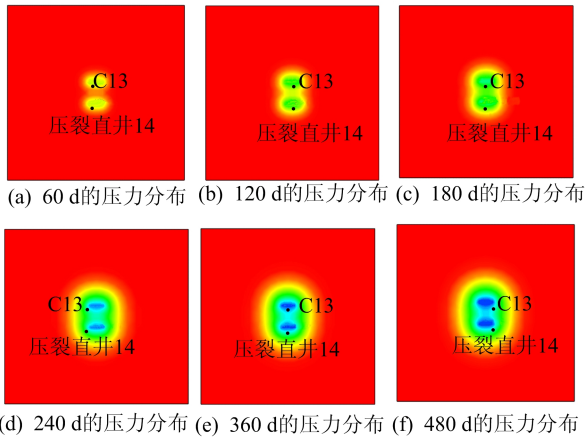


图 6 20 m³/d 产量下不同时间下的压力分布

当两井的产量均提高至 40 m³/d 时,井底压力迅速降至 0 MPa,如图 7 所示。

从图 7 可以看出,生产 136 d 时,井底流压已与图 5 中 500 d 对应的压力(4.2 MPa)相同,对应总产量为 5 440 m³;而以 20 m³/d 生产时,500 d

累计产量为 $10\,000\text{ m}^3$, 两者相差约 1.8 倍。

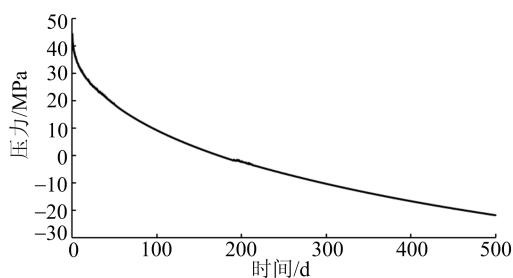


图 7 井底压力

井底压力降至 4.2 MPa 时的油藏压力分布如图 8 所示。由图 8 可知, 当日产量提高, 油藏的动用面积明显降低, 表明合理的段间距必须考虑生产制度。

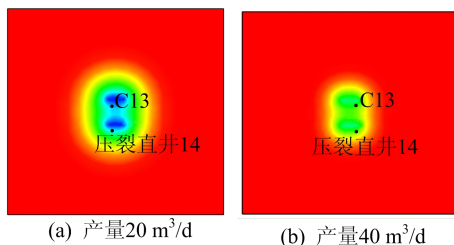


图 8 井底压力降至 4.2 MPa 时的油藏压力分布

3.3 非线性参数对段间距优化的影响

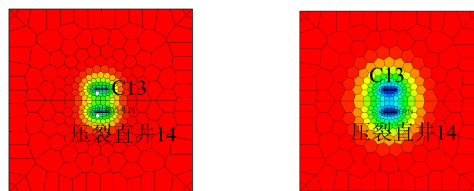
改变非线性参数, 其余条件与上节相同, 研究拟启动压力梯度对段间距优化的影响, 结果见表 3 所列。

表 3 中, 两井间距设为 200 m , 各以 $20\text{ m}^3/\text{d}$ 的产量生产 500 d 。

表 3 算例 1 与算例 2 的非线性参数

算例	参数	数值
算例 1	最大启动压力梯度/(MPa/m)	0.38
	拟启动压力梯度/(MPa/m)	0.32
算例 2	最大启动压力梯度/(MPa/m)	0.38
	拟启动压力梯度/(MPa/m)	0.20

算例 1 生产 260 d 后, 井底流压已下降至 1.00 MPa ; 而算例 2 生产 500 d 后, 井底流压仍为 4.64 MPa 。此时, 两者的动用面积差异显著, 如图 9 所示, 表明非线性渗流对段间距有显著影响。图 9 中: 图 9a 的拟启动压力梯度为 0.32 MPa/m ; 图 9b 的拟启动压力梯度为 0.20 MPa/m 。



(a) 算例 1 在 260 d 的压力分布 (b) 算例 2 在 480 d 的压力分布

图 9 不同非线性参数对动用面积的影响

当最大启动压力梯度为 0.38 MPa/m 时, 拟启动压力梯度为 0.32 、 0.20 MPa/m 下的非线性因子如图 10 所示。由图 10 可知: 在相同压力梯度下, 非线性因子越小, 流体流动得越慢。因此在给定流量下, 井底流压下降得越快, 会导致最优段间距减小; 而拟启动压力梯度越大, 非线性因子就越小, 流动阻力增大, 动用面积减小。

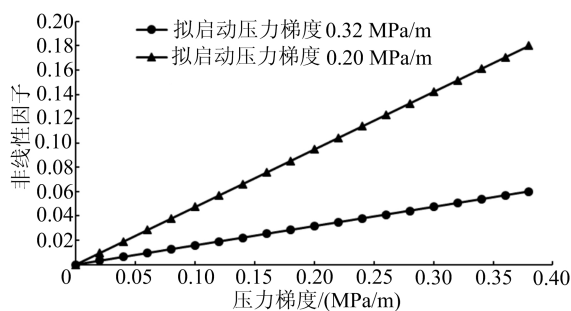
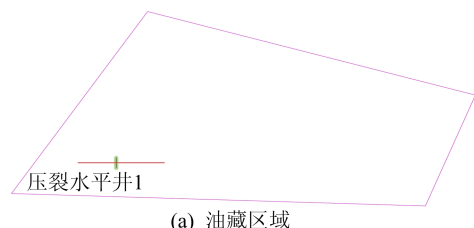


图 10 不同拟启动压力梯度下的非线性因子

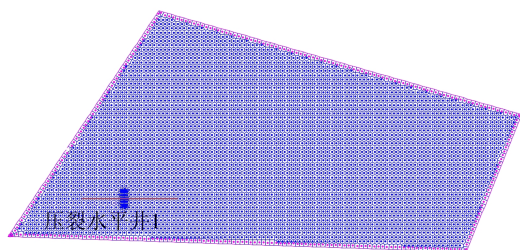
4 考虑应力敏感性的段间距优化

上述分析均未考虑应力敏感性, 仅具有理论价值, 而实际应用中需考虑应力敏感性。尽管该井为直井, 但为便于进行段间距优化分析, 在累积产量拟合过程中采用一段压裂水平井模型, 仅裂缝与地层沟通。此时, 一段压裂水平井等效于直井压裂。油藏、井及网格如图 11 所示。图 11b 是图 11a 的局部放大图, 其中绿色部分是复合半径为 10 m 、渗透率为 800 mD 的改造区域。



(a) 油藏区域

(b) 图 11a 的局部放大图



(c) 采用六边形网格的PEBI网格划分

图 11 油藏区域、SRV 及网格示意图

需要说明的是,复合半径为 10 m、渗透率为 800 mD 的改造区域为生产史拟合的结果,如图 12 所示。从图 12 可以看出,单条裂缝计算所得的累积产量与实测累积产量基本重合,表明累积产量拟合效果良好。

拟合过程中:改造区域应力敏感指数为 0.2;主裂缝缝网导流能力为 60 000 mD·m;衰减指数为 0.3。

其中,改造区域的最小渗透率取原始渗透率,

主裂缝缝网导流能力最小值为 3 mD·m。

在段间距优化过程中,裂缝数量从 1 至 10 等距划分。图 12 中:裂缝数量为 5、6、7、8、9、10 时,对应的段间距分别为 92.81、74.24、61.87、53.03、46.40、41.25 m。

裂缝数量从 1 增至 10 (即段间距逐步降至 41.25 m) 时,生产 100 d 后的累积产量变化情况如图 13 所示。

从图 13 可以看出:当裂缝数量大于 5 后,继续增加裂缝数量所带来的产量增量几乎相等且逐渐减小;当裂缝数量为 5 时,后续产量的增量基本趋于一个常数。因此,最优裂缝数介于 5 至 10 之间,对应段间距介于 41~92 m。

具体段间距的确定,需结合海上油气开发的特点进行选择,如可根据每新增 1 段的压裂成本来决定压裂段数。但仅依据单一因素进行决策尚欠科学。

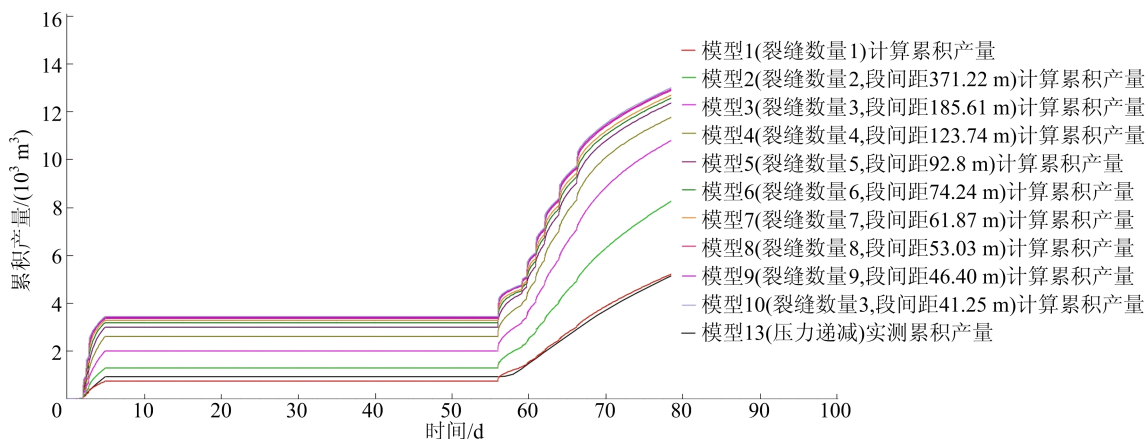


图 12 C13 井累积产量拟合及不同段间距下的累积产量变化情况

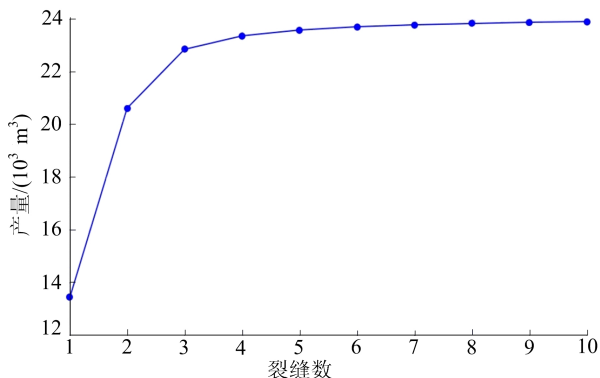


图 13 不同裂缝数量(段间距)下生产 100 d 时的累积产量

5 结 论

本文基于海上油田已有压裂直井开发数据,提出了一种段间距优化方法。通过建立非线性渗

流模型并采用数值方法求解,研究了瞬态压力分析与累积产量分析获取地层参数的方法以及段间距优化方法。主要结论如下:

1) 试井分析可为低渗油藏段间距优化提供基础参数。无最小启动压力梯度的非线性渗流方程能较好地表征低渗储层流动规律。本文所建的非线性渗流模型能有效反演关井压力数据,获取地下非线性渗流等参数,为段间距优化提供了基础数据。

2) 通过累积产量拟合,可获得主裂缝导流能力与衰减系数、压裂改造区域渗透率与应力敏感性等关键参数,这些是段间距优化的基础依据。

3) 非线性渗流显著影响渗流距离,进而影响段间距。非线性渗流使得相同产量下井底压力降低,应相应减小渗流距离。

4) 开发制度是段间距优化的重要影响因素。高产量开发时地层压力下降快,易较快达到极限压力;低产量开发时压力下降慢,渗流距离增大,有利于更多油气储量动用。

实际算例表明,本文针对海上油田特点提出的段间距优化方法具有重要的应用价值。

[参 考 文 献]

- [1] Cipolla C L, Lolon E, Mayerhofer M J. Reservoir modeling and production evaluation in shale-gas reservoirs[C]//International Petroleum Technology Conference. [S. l.]: SPE, 2009; SPE-13185-MS.
- [2] Yang C D, Vyas A, Datta-Gupta A, et al. Rapid multistage hydraulic fracture design and optimization in unconventional reservoirs using a novel fast marching method[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 156: 91-101.
- [3] Mahmood M N, Guo B. An analytical method for optimizing fracture spacing in shale oil reservoirs[C]//SPE Liquids-Rich Basins Conference; North America. [S. l.]: SPE, 2019; SPE-197083-MS.
- [4] 赵金洲, 许文俊, 李勇明, 等. 低渗透油气藏水平井分段多簇压裂簇间距优化新方法[J]. 天然气工业, 2016, 36(10): 63-69.
- [5] 何小东, 张景臣, 王俊超, 等. 考虑天然裂缝条件下水平井压裂簇间距优化: 以吉木萨尔页岩油为例[J]. 深圳大学学报(理工版), 2022, 39(2): 134-141.
- [6] Han X, Feng F P, Zhang X C, et al. An unequal fracturing stage spacing optimization model for hydraulic fracturing that considers cementing interface integrity[J]. Petroleum Science, 2023, 20(4): 2165-2186.
- [7] 贺沛, 吴金桥, 刘安邦, 等. 陆相页岩气水平井压裂分簇参数优化及应用: 以延长探区山西组陆相页岩为例[J]. 非常规油气, 2023, 10(6): 123-130.
- [8] 李政, 常旭, 姚振兴, 等. 微地震方法的裂缝监测与储层评价[J]. 地球物理学报, 2019, 62(2): 707-719.
- [9] 李颖涛, 杨国旗, 冯洋, 等. 基于井中微地震监测方法的压裂效果评价: 以延安探区 YP5-1 井为例[J]. 非常规油气, 2022, 9(6): 114-120.
- [10] 张忠林, 申峰, 徐栋哲, 等. 利用压裂停泵数据的大规模体积压裂改造区域反演方法及其应用[J]. 非常规油气, 2020, 7(6): 81-89.
- [11] Dai T, Liu Z, Li W, et al. Application of large language models in intelligent data analysis for oil and gas production[C]//2025 10th International Conference on Intelligent Computing and Signal Processing. [S. l. : s. n.], 2025: 1280-1285.
- [12] 刘中春, 岳湘安, 王正波. 低渗透油藏岩石物性对渗流的影响分析[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(6): 39-41.
- [13] 刘德新, 岳湘安, 侯吉瑞, 等. 吸附水层对低渗透油藏渗流的影响机理[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(6): 40-42.
- [14] 徐绍良, 岳湘安, 侯吉瑞, 等. 边界层流体对低渗透油藏渗流特性的影响[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2007, 22(2): 26-28.
- [15] 李道伦, 杨景海, 查文舒, 等. 叠加原理不能求解含启动压力梯度渗流方程[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2015, 37(4): 81-89.
- [16] Li D L, Zha W S, Liu S F, et al. Pressure transient analysis of low permeability reservoir with pseudo threshold pressure gradient[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 147: 308-316.
- [17] 李道伦, 齐银, 达引朋, 等. 低速非线性是低渗油藏的流动机制[J]. 非常规油气, 2020, 7(4): 1-8.
- [18] 李道伦, 查文舒, 王磊. 非常规油气流动机理研究与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2018.
- [19] Xiao L, Yue P, Yang H, et al. Coupled productivity prediction model for multi-stage fractured horizontal wells in low-permeability reservoirs considering threshold pressure gradient and stress sensitivity[J]. Energies, 2025, 18(9): 3654.
- [20] Tian L, Tan Z, Zhou D, et al. Pressure transient and production analysis of fractured vertical wells in tight sand gas reservoirs considering threshold pressure gradient, phase-change phenomenon, and stress sensitivity[J]. Processes, 2024, 12(7): 1357.
- [21] 杨正明, 杨惟文, 王学武. 分段压裂水平井非稳态渗流产能分析[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(1): 65-69.
- [22] Evans J P, Forster C B, Goddard J V. Permeability of fault-related rocks, and implications for hydraulic structure of fault[J]. Journal of Structural Geology, 1997, 19(11): 1393-1404.

(责任编辑 胡亚敏)