

doi:10.3799/dqkx.2017.556

致密油大规模多段压裂水平试井解释及 外区渗透率对试井曲线的影响

李道伦¹, 杨景海², 闫 术², 查文舒^{1*}, 卢德唐³, 曾亿山¹

1. 合肥工业大学数学学院, 安徽合肥 230009

2. 中国石油大庆油田测试技术服务分公司, 黑龙江大庆 163453

3. 中国科学技术大学工程科学学院, 安徽合肥 230026

摘要: 多段压裂水平井试井解释能对压裂规模、主裂缝半长等参数进行有效评价, 为产能评价等提供基础参数。然而当前缺少针对实际井例数据进行的深入分析。基于 PEBI(perpendicular bisector)网格对油水两相渗流方程进行数值求解, 利用无限导流的主裂缝与分支缝导致的区域渗透率扩大来描述 SRV(stimulated reservoir volume), 建立了致密油大规模多段压裂水平井瞬态压力分析方法。基于大庆油田的实测数据进行解释并进行渗透率敏感性分析, 研究了复合区域下的参数调整方法。研究表明, 当外区渗透率变小时, 早期的压力导数变小, 后期的压力导数变大, 而不是所有的压力导数值都变大。压力导数由小到大的转折点时间与渗透率大小相关。因而, 当前期的压力导数曲线拟合效果好、后期的压力导数拟合效果差时, 不能仅通过调整外区的渗透率来拟合, 还应调整其他参数。另外, 大庆致密油藏多段压裂水平井实测曲线中的启动压力梯度特征不明显。相关研究结果对致密油大规模多段压裂水平井实测数据解释具有重要的指导意义。

关键词: 多段压裂水平井; 压裂改造区域; 裂缝半长; PEBI 网格; 数值求解; 油水两相; 石油地质。

中图分类号: P313

文章编号: 1000-2383(2017)08-1324-09

收稿日期: 2017-01-03

Numerical Well Test Interpretation of Massive Multistage Fractured Horizontal Wells in Tight Oil Reservoirs and Effect of Permeability of Exterior Region on Well Test Curves

Li Daolun¹, Yang Jinghai², Yan Shu², Zha Wenshu^{1*}, Lu Detang³, Zeng Yishan¹

1. School of Mathematics, Hefei University of Technology, Hefei 230009, China

2. Logging and Testing Services Company, Daqing Oilfield Company, PetroChina, Daqing 163453, China

3. School of Engineering Science, University of Science and Technology of China, Hefei 230026, China

Abstract: Numerical well test interpretation of massive multistage fractured horizontal wells can be used for the fracturing effect evaluation, which is very important for productivity evaluation. However, few field case studies have been conducted. Numerical solution of oil-water two-phase flow based on PEBI grid and description of stimulated reservoir volume (SRV) by main fractures with infinite conductivity and improved permeability of the region with minor fractures are used in combination to interpret the transient pressure of massive multistage fractured horizontal wells in tight oil reservoirs in Daqing oilfield. The interpretation and sensitivity analysis of permeability of exterior region show that the value of pressure derivative becomes smaller at early time and becomes larger at late time when the permeability of exterior region decreases, compared with pressure derivative without permeability modification, which indicates a turning point on the curves of pressure derivative. Prior to the turning point, the pressure derivative with smaller permeability in exterior region is relatively smaller, while after the

基金项目: “十三五”国家重大科技专项(No.2017ZX05009005-002); 中石油-中科院战略合作项目(No.2015A-4812)。

作者简介: 李道伦(1972-), 男, 教授, 主要从事多孔介质流动机理研究、油藏数值模拟、油藏历史拟合研究。ORCID: 0000-0002-9078-7729。

E-mail: ldaol@hfut.edu.cn

* 通讯作者: 查文舒, ORCID: 0000-0003-1705-3478. E-mail: varest@163.com

引用格式: 李道伦, 杨景海, 闫术, 等, 2017. 致密油大规模多段压裂水平试井解释及外区渗透率对试井曲线的影响. 地球科学, 42(8): 1324-1332.

point, the pressure derivative is larger. The time of appearance of the turning point is related to the magnitude of permeability between those of exterior and interior regions. Therefore, when good fitting of pressure derivative curves achieves at early time and bad fitting of pressure derivative curves at late time, adjustment of permeability of exterior region cannot wholly improve the fitting effect, and other parameters need to be adjusted to improve the fitting. This study can facilitate future transient pressure analysis for massive multistage fractured horizontal wells in tight oil reservoirs.

Key words: multistage fractured horizontal well; stimulated reservoir volume; fracture half length; perpendicular bisector grid; numerical solution; oil-water two-phase; petroleum geology.

0 引言

致密油气储层经过较强的演化改造发育,形成低孔/特低孔、超低渗的致密砂岩储层(郭迎春等, 2016;任大忠等, 2016;杨永飞等, 2016).大庆油田于2013年开始在龙虎泡、高台子等开始致密油气开发,至今钻井已达84口.岩心分析孔隙度主要分布在11%~16%,平均孔隙度为13.9%;渗透率主要分布在0.1~1.5 mD,平均渗透率为1.23 mD.

水平井大规模压裂效果,如SRV(stimulated reservoir volume)面积、主裂缝半长等对开发方案制定、压裂方案评价及重复压裂等十分关键.瞬态压力分析是获取这些参数的重要方法之一.然而,水平井大规模多段压裂使得解析解受到了挑战.

首先,大规模压裂改造后的地层非均质性严重.由于水平井往往有1千多米长,水平井压裂多在10段以上,每段往往压裂2~4簇,压裂后存在主裂缝、分支裂缝,支撑剂分布亦不均匀.这些因素使得压裂段周围的渗透率分布不均匀,不同段的渗透率也有差异,例如主裂缝与分支缝的渗透率差异可达数百倍.

解析解对非均质性描述能力有限.解析解只能使用径向复合来描述非均质性,且在求解区域内只能有一个径向复合区域,不能对每个裂缝周围的非均质性进行描述.从而,解析方法对大规模压裂地层流动的描述能力大大受限.在常规油气藏中,由于普遍采用直井或直井压裂的方式进行开发,渗透率或饱和度的非均质性对流动的影响可近似用径向复合来描述.从而,解析解可对常规油气藏的流动规律进行描述,但水平井大规模压裂的开发方式对解析解的应用提出了挑战.

基于以上两点,虽然很多学者提出了种种对大规模压裂后的地层参数解释的解析模型,但仍有部分学者倾向于数值解.在解析解方面,Brown *et al.* (2009)、Nobakht and Clarkson(2011)、Ozkan *et al.* (2011)、姚军等(2011)研究了多段压裂水平线性流

模型;李树松等(2006)、王本成等(2013)也对压裂水平井试井模型进行了研究;Medeiros *et al.* (2010)采用半解析模型,Cipolla *et al.* (2010)、Li *et al.* (2014)则直接采用数值方法进行求解.Li *et al.* (2014)对多段压裂水平井进行了数值模拟研究,发现利用吸附气与渗透率对井底压力曲线的转折点与其上下位置的差异,可快速解释出吸附量.很多学者对致密油气的生产数据进行了分析研究,如Clarkson and Pedersen(2010)基于低于泡点压力的黑油模型研究了经典的瞬态流量分析方法在致密油中的应用;Clarkson and Beierle(2011)利用直线段分析方法将直井与水平井相结合,提出了新的解释流程,并充分利用微地震检测数据进行约束.

同时,由于多段压裂水平井的开发方式,PEBI(perpendicular bisector)网格被普遍使用(Clarkson and Pedersen, 2010; Clarkson and Beierle, 2011; Li *et al.*, 2016a).PEBI网格被普遍认为是油藏数值模拟的第三代网格,具有能描述复杂油藏特征、同时又具有局部正交而导致的与差分格式很相似的数值计算格式,在瞬态压力模拟中得以广泛使用(李道伦和查文舒, 2013).在布井时,渗透率分布、断层等影响着井的位置,因而一个区块中的水平井不会全部平行或垂直,因而细分的矩形网格已难以解决此问题,进而PEBI网格得到更大规模的推广与应用.

很多学者研究了启动压力梯度(Pascal, 1981; Prada and Civan, 1999;李爱芬等, 2008;李传亮和杨永全, 2008;邓英尔和刘慈群, 2011; Cai, 2014).Li *et al.* (2016b)发现绝对启动压力梯度使后期的压力导数曲线下跌,拟启动压力梯度使后期的压力导数曲线后期上翘.在压裂改造后的致密油储层中,微裂缝导致启动压力梯度特征不明显.这在大庆油田的实测曲线中表现明显.大庆目前开发的致密油区块不存在天然裂缝,地层的压敏性所导致的渗透率变化往往是微达西量级的,笔者的计算表明其对流动影响几乎可以忽略.简洁起见,本文模型没包含应力敏感性部分.

为此,本文采用常规的油水两相模型,基于

PEBI网格研发数值模拟器,并基于数值模拟器研究渗透率非均质性对瞬态压力响应特征的影响,并给出拟合建议。

1 数学模型

本文所采用的流动模型就是黑油模型中的油水两相模型.油组分方程:

$$\nabla \cdot \left[\frac{KK_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla Z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi S_o}{B_o} \right) - q_{osc}, \quad (1)$$

水组分方程:

$$\nabla \cdot \left[\frac{KK_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla Z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi S_w}{B_w} \right) - q_{wsc}, \quad (2)$$

油产量方程:

$$q_{osc} = \frac{2\pi KK_{ro} h}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) + S]} (p_i - p_{wf}), \quad (3)$$

水产量方程:

$$q_{wsc} = \frac{2\pi KK_{rw} h}{\mu_w B_w [\ln(r_e/r_w) + S]} (p_i - p_{wf}), \quad (4)$$

其中, r_e 为裂缝网格点到相邻网格的距离, m; r_w 为主裂缝开度的半长, m; P_{wf} 为井底流压, Pa; K 为网格的渗透率, m^2 ; K_{rl} 为相对渗透率, 无量纲量; h 为网格的厚度, m; p_i 为位于 m 层且网格编号为 i 的网格压力, Pa; μ_l 为 l 相的流体粘度, $Pa \cdot s$; B_l 为 l 相的流体体积系数, m^3/m^3 ; S_l 为 l 相的饱和度, 无量纲量; S 为表皮系数, 无量纲量; 下标 $l = o, w$, 表示油相与水相。

在试井解释中, 流量是已知的, 因而, 定油水总产量的约束方程为:

$$\sum_{l=o,w} \frac{2\pi kh}{\mu_l B_l [\ln(r_e/r_w) + S]} (p_i - p_{wf}) - \frac{C}{\Delta t} (p_{wf}^{n+1} - p_{wf}^n) = Q, \quad (5)$$

其中, C 为井筒存储常数, m^3/MPa ; Q 为地面流量, m^3/s . 加上外边界条件与初始条件, 式(1)~(5)就可模拟地层流动规律。

PEBI 网格的对偶网格是 Delaunary 三角网格, 相邻网中心点的连线与邻边垂直平分(李道伦和查文舒, 2013). 多段压裂水平井的非结构 PEBI 网格划分可参见 Li *et al.* (2014). 这里以油相为例, 给出数值计算格式推导过程. 设网格 i 为当前网格, 采用控制体积法, 对强非线性项采用线性隐式化, 对弱非线性

项采用显式线性化, 采用上游加权方式, 则有:

$$\sum_j T_{ij,o}^n (\delta p_j - \delta p_i + p_j^n - p_i^n) + \sum_j \left(\frac{\partial T_{ij,o}}{\partial S_w} \right)_+ (p_j^n - p_i^n) \delta S_{w,+} = (C_{op} \delta p_i + C_{ow} \delta S_{w,i}) + q_{osc}^{n+1}, \quad (6)$$

其中, $\delta p = p^{n+1} - p^n$, $\delta S_w = S_w^{n+1} - S_w^n$, n 为时间步。

当生产制度为定油水总产量、井为内边界时, 若认为周围网格的压力近似相等、忽略井筒中的重力项、单层, 则有流量公式:

$$q_o = \frac{WI_{oi} \lambda_{oj}^{n+1}}{\sum_j WI_j (\lambda_{oj}^{n+1} + \lambda_{wj}^{n+1}) + \frac{C \cdot f_o}{\Delta t}} \left[\frac{C \cdot f_o}{\Delta t} p_i^{n+1} - \frac{C \cdot f_o}{\Delta t} p_{wf}^n + Q \right], \quad (7)$$

其中, f_o 为油产量分数。

将井的产量进行线性隐式化离散, 有

$$q_o^{n+1} = q_o^n + \frac{\partial q_o^n}{\partial p} \delta p_i + \frac{\partial q_o^n}{\partial S_{w,i}} \delta S_{w,i}, \quad (8)$$

并将式(8)带入式(5), 有

$$\sum_j T_{ij,o}^n (\delta p_j - \delta p_i + p_j^n - p_i^n) + \sum_j \left(\frac{\partial T_{ij,o}}{\partial S_w} \right)_+ (p_j^n - p_i^n) \delta S_{w,+} = (C_{op} \delta p_i + C_{ow} \delta S_{w,i}) + C_{wop} \delta p_i + C_{wop} \left[(p_i^n - p_{wf}^n) - Q \frac{\Delta t}{C \cdot f_o} \right] + \frac{\partial q_o}{\partial S_w} \delta S_{w,i}, \quad (9)$$

其中:

$$C_{wop} = \frac{WI_{oi} \lambda_{oi}^n}{\sum_j WI_j (\lambda_{oj}^n + \lambda_{wj}^n) + \frac{C \cdot f_o}{\Delta t}} \frac{C \cdot f_o}{\Delta t};$$

$$\frac{\partial q_o}{\partial S_w} = \frac{WI_i \lambda_{oi}^n \left(\sum_j WI_j (\lambda_{oj}^n + \lambda_{wj}^n) + \frac{C \cdot f_o}{\Delta t} \right) - \sum_j WI_j \lambda_{oj}^n \left(\sum_j WI_j (\lambda_{oj}^n + \lambda_{wj}^n) + \frac{C \cdot f_o}{\Delta t} \right) \cdot WI_i \lambda_{oi}^n}{\left(\sum_j WI_j (\lambda_{oj}^n + \lambda_{wj}^n) + \frac{C \cdot f_o}{\Delta t} \right)^2}$$

$\left[\frac{C \cdot f_o}{\Delta t} (p_i^{n+1} - p_{wf}^n) + Q \right]$ 方程(9)中, 若网格 i 与井不相邻, 则所有与井相关的项都为 0, 即 C_{wop} 与 $\frac{\partial q_o}{\partial S_w}$ 皆为 0。

2 压裂改造区域描述方法

水平井受大规模体积压裂改造后, 主裂缝受到支撑剂良好支撑, 其导流能力强, 分支缝因为缝开度小、支撑剂少或没有等原因, 其导流能力差. 鉴于二者导流能力的巨大差异, 本文用无限导流来描述主

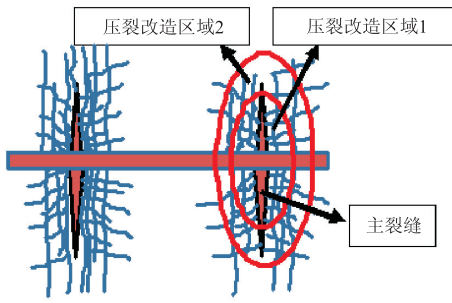


图 1 等效主裂及渗透率提高的区域示意

Fig.1 Schematic of equivalent main fracture and permeability improved region

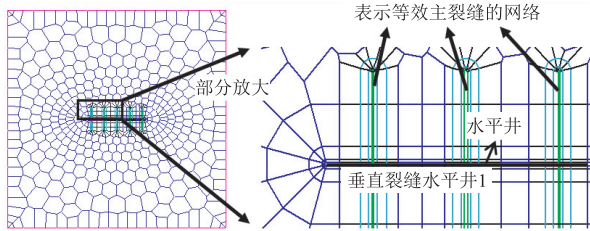


图 2 PEBI 网格划分与主裂缝

Fig.2 PEBI gridding and equivalent main fracture

裂缝,用增大的渗透率来描述分支缝(Clarkson and Beierle, 2011).Medeiros *et al.*(2010)也指出,对常规油藏的高流量井,有限传导与无限传导对流动结果有较大的影响,但对低渗透油气藏,有限传导造成的压力降落对流动影响很小.Cho *et al.*(2012)认为相对于页岩的基质渗透率,非常小的裂缝也会引起无限传导的特征。

图 1 为缝网压裂示意,其中标识了主裂缝、压裂改造区域 1、压裂改造区域 2。压裂改造区域 1 的渗透率与孔隙度应大于压裂改造区域 2 的渗透率与孔隙度。SRV 区域外的渗透率与孔隙度应是地层的原始参数。

水平井往往是多段多簇压裂的,一段中可能有 2~4 簇,每簇的裂缝扩展又会相互干扰,缝网结构十分复杂,因而这里的等效主裂缝既可以是一段多簇的开度较大的裂缝等效,也可以是每簇裂缝的等效。一段多簇的等效就意味着将多个开度较大的裂缝合并为一条等效主裂缝。

在网格划分中,笔者将主裂缝划分为网格,认为其具有无限导流能力,如图 2 所示。将等效的主裂缝流动能力近似为无限传导的原因有两点:(1)方便区分主裂缝与分支裂缝,在数据解释中应将其区分;(2)当基质的渗透率与裂缝的渗透率相差倍数大时,裂缝可近似为无限传导。另外,由于画出水平井会导

致最小网格的尺度小、网格数量增加、井与地层的连通可近似为裂缝与井的联通;为了节省计算时间,水平井的网格可以略去。在后面的算例中,水平井的网格没有画出来。

3 正确性验证

数值计算部分代码的正确性已得到验证(Li *et al.*, 2014;李道伦等,2015)。这里通过实际井例来验证模型的有效性。该井是大庆油田某致密油井。水平井长 2 010 m,共压裂 15 段。油藏厚度为 1.7 m,相渗曲线如图 3 所示。

该井周围有断层,如图 4 所示。在压力拟合的过程中,须不断调整裂缝半长、渗透率区域大小及相应的渗透率等参数。所解释的渗透率如图 4b 所示,裂缝周围的区域的渗透率为 4.8 mD,其他地区的渗透率为 0.8 mD,其他地区的渗透

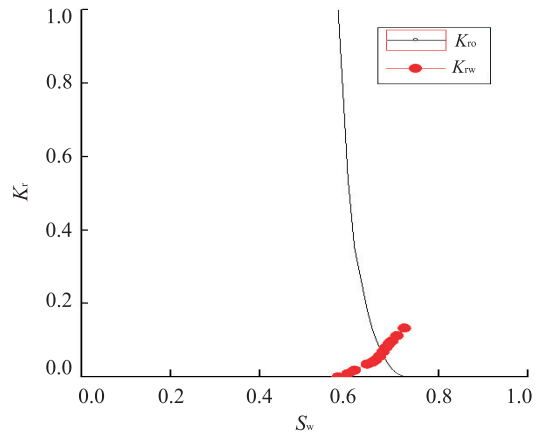


图 3 相渗曲线

Fig.3 Curves of relative permeability

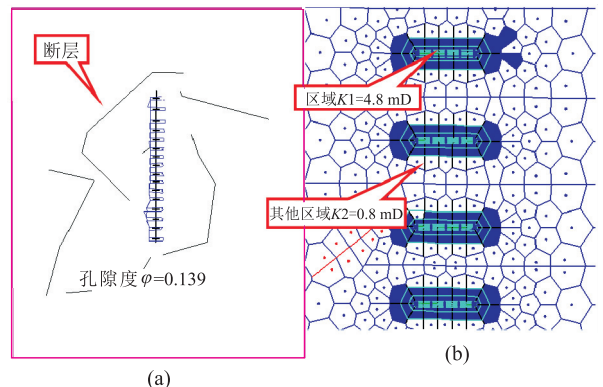


图 4 所解释的油藏示意

Fig.4 The sketch of the interpreted reservoir
a.油藏面积约为 4 640 m×3 900 m;b.油藏厚度为 1.7 m

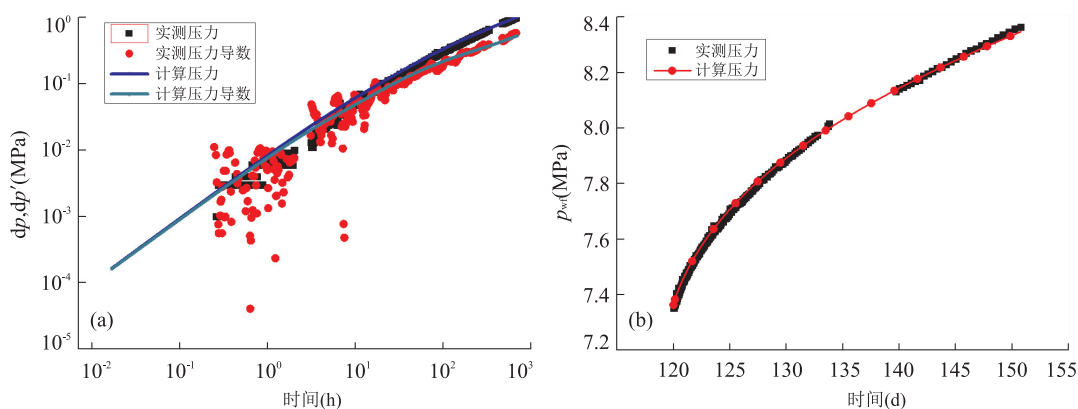


图 5 压力拟合结果

Fig.5 Pressure fitting result

a. 压力变化及其导数拟合情况; b. 压力史拟合情况

表 1 所解释油藏的相关参数

Table 1 The related parameters

名称	数值
气藏大小(m×m)	4 640×3 900
初始压力(MPa)	13.15
初始水饱和度	0.633
气藏厚度(m)	1.7
岩石压缩性(1/MPa)	0.000 58
油相粘度(mPa·s)	0.6
油相体积系数	1
油相粘度(mPa·s)	1.45
油相体积系数	1.23
孔隙度	0.139
SRV 面积(m ²)	115 716
水平井表皮因子	0
水平井井储(m ³ /MPa)	25

率为 0.8 mD. 实测的孔隙度为 0.139. 所解释的 15 条裂缝的半长分别为 46、43、36、47、42、47 m, 其余的 9 条裂缝半长皆为 42 m. 所解释的渗透率为 4.8 mD 的区域就是压裂改造的区域, 其体积即为 SRV. SRV 的面积达 1.1×10^5 m². 压力拟合情况如图 5 所示; 最终的相关参数如表 1 所示. 可见, 计算压力与实测压力拟合的效果很好.

在拟合的过程中, 需要调整的参数有: 压裂改造区域的大小及渗透率、未改造区域的渗透率、每条裂缝的长度、表皮因子、井储. 调整不同区域的渗透率及其区域大小是拟合的难点. 在数值试井的解释过程中, 解释员根据拟合情况进行手动调整参数, 目前还没有自动拟合方法. 因而, 整个解释过程工作量巨大, 同时也是对解释人员的巨大挑战.

在拟合的过程中, 笔者发现看似正确的“外区的渗透率越小, 相应的压力导数值就越大”的规律, 其

实是不正确的, 往往将拟合引入歧途. 下面将对此进行阐述.

4 复合区域渗透率对曲线的影响

解释人员在大庆油田进行拟合的过程中, 往往根据“外区的渗透率越小, 压力导数值就越大”的规律进行参数调整, 往往误入歧途. 下面根据第 3 部分实际解释结果进行敏感性分析, 并给出参数调整的相关建议. 表 2 给出了基于实测数据解释结果所进行的 3 个敏感性分析算例.

图 6 给出了不同 K_1 与 K_2 组合下的压力降落及其导数对比曲线. 这说明, 当其他参数相同, 仅 K_2 的渗透率有变化时, 瞬态压力响应特征的规律不尽相同. 首先, 井储段有差异, 当外区渗透率 K_2 不同时, 反映井储大小的直线段的斜率略有差异. K_2 渗透率越小, 直线段越右移. 这是因为渗透率越小, 流动越困难, 压力恢复越慢, 从而早期的压力导数值小. 其次, 后期的压力导数曲线也有很大差异, 如图 6b 所示.

图 6b 表明, 外区渗透率 $K_2 = 4.8$ mD、0.8 mD 的瞬态压力导数曲线与其他情形的压力导数曲线相交的时间与外区的渗透率相关, 渗透率越小, 相交的

表 2 每种情形的裂缝半长

Table 2 Fracture half-length of each case

算例	裂缝周围区域的渗透率 K_1 (mD)	其他区域的渗透率 K_2 (mD)
解释的结果	4.8	0.8
敏感性分析算例 1	4.8	0.1
敏感性分析算例 2	4.8	0.01
敏感性分析算例 3	4.8	4.8

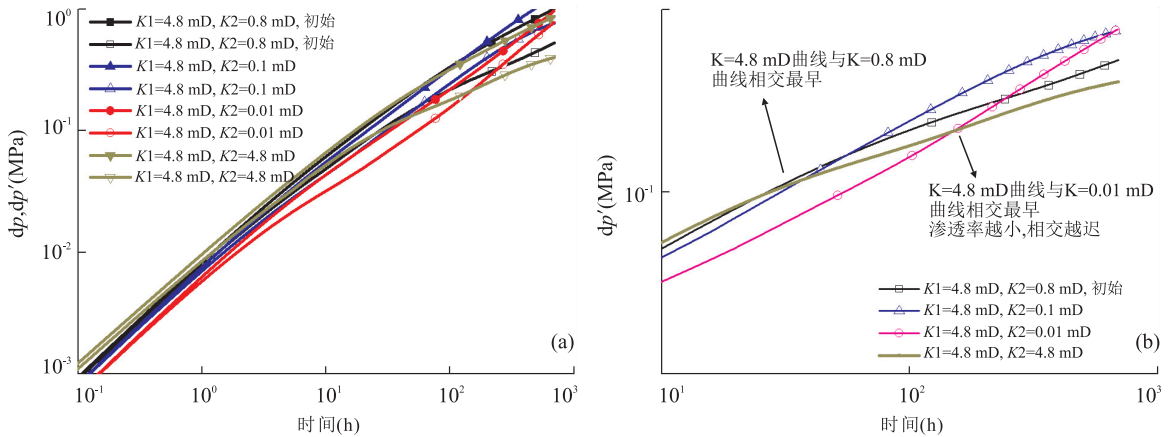


图 6 不同 K1 与 K2 组合下的瞬态压力响应特征

Fig.6 Characteristics of pressure transient response under different combination of K1 and K2

a.全局图;b.压力导数曲线局部放大

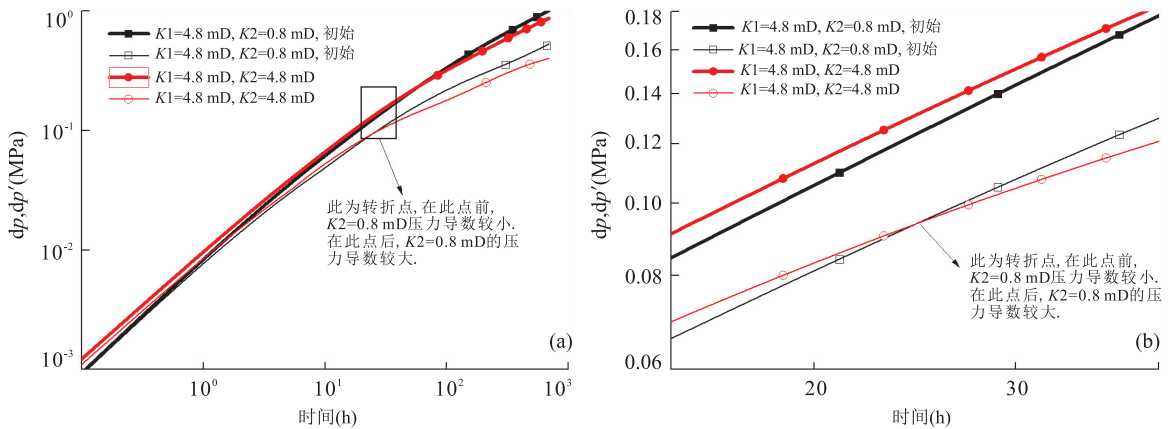


图 7 外区渗透率 K2=4.8 mD 与 K2=0.8 mD 的瞬态压力曲线对比

Fig.7 Comparison of pressure transient curves between permeability of exterior region K2=4.8 mD and K2=0.8 mD

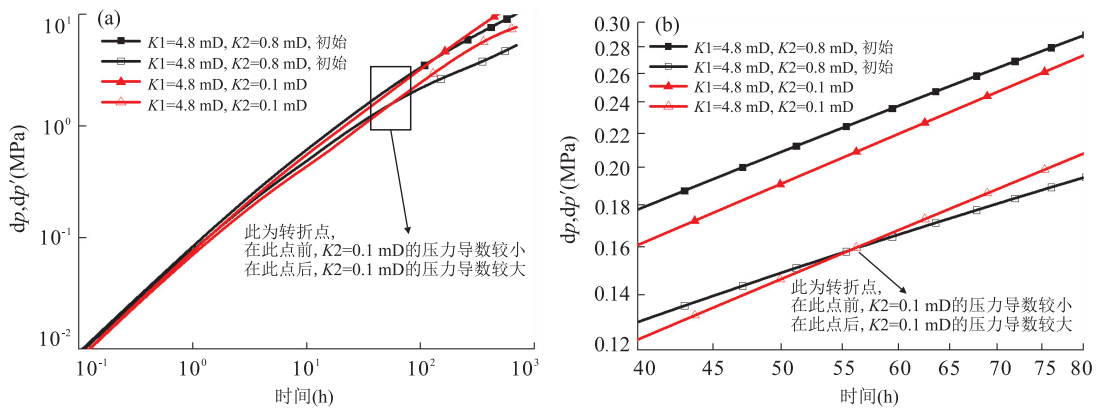
a.全局图;b.对方形框的局部放大

时间就越晚.图 7 给出了外区渗透率 $K_2 = 4.8 \text{ mD}$ 与 $K_2 = 0.8 \text{ mD}$ 的瞬态压力曲线对比.由于 $K_2 = 4.8 \text{ mD}$ 时, $K_2 = K_1$, 为叙述方便, 称此情形为均质情形.图 7 中的压力导数曲线存在一个转折点, 在转折点前后, 压力导数出现反转: 在转折点前, 外区渗透率 $K_2 = 0.8 \text{ mD}$ 的压力导数值比均值情形小, 在转折点后, $K_2 = 0.8 \text{ mD}$ 的压力导数值比均值情形大.刚关井时, 外区渗透率越小, 井底压力恢复速度就越慢, 从而 $K_2 = 0.8 \text{ mD}$ 的压力导数在初期较小.但外区渗透率越小, 压力恢复持续的时间就越长, 从而在后期井底压力上升的速度会更快.这导致了后期的压力导数值更大, 即 $K_2 = 0.8 \text{ mD}$ 的压力导数在后期更大.这也可以这样解释: 由于是定量生产, 因而地层总的压力损耗是相同的, 外区域较小的渗透率使得压力恢复慢, 但持续时间长, 从而压力导数先相对较小, 然后相对较大.也可以更为直观地理解

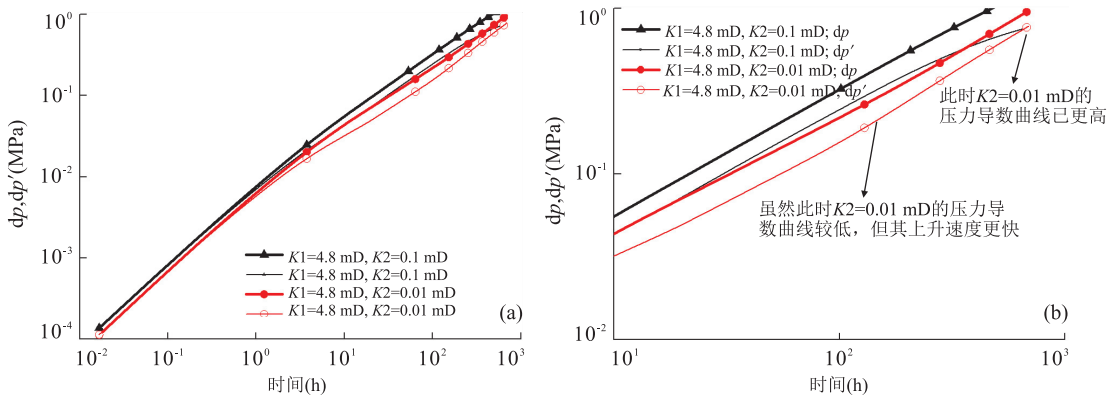
为: 外区渗透率不一样, 当然会导致压降漏斗分布不一样, 从而导致压力导数曲线不一样.图 7 中的时间转折点约为关井后 24 h.

图 8 给出了外区渗透率 $K_2 = 0.8 \text{ mD}$ 、 0.1 mD 的瞬态压力曲线对比.压力导数的转折点约为关井后的 60 h.在 60 h 前, 外区渗透率小, 压力导数值小.在 60 h 后, 外区渗透率小, 压力导数值大.与图 7 相比, 图 8 的外区平均渗透率降为其 1/7 时, 转折点出现时间约为以前的 3 倍.

图 9 给出了外区渗透率 $K_2 = 0.01 \text{ mD}$ 、 0.1 mD 的瞬态压力曲线对比.图 9a 表明, 外区渗透率 $K_2 = 0.01 \text{ mD}$ 时, 压力导数一直较小, 为了看清细节, 图 9b 进行了局部放大, 从中可以看出 690 h 是两种情形下压力导数值大小的转折点.在 690 h 前, 外区渗透率 $K_2 = 0.01 \text{ mD}$ 时的压力导数值小, 在 690 h 后, 该压力导数值变大.与图 8 相比, 图 9 外区平均

图 8 外区渗透率 $K_2=0.8$ mD 与 $K_2=0.1$ mD 的瞬态压力曲线对比Fig.8 Comparison of pressure transient curves between permeability of exterior region $K_2=4.8$ mD and $K_2=0.1$ mD

a.全局图;b.对方形框的局部放大

图 9 外区渗透率 $K_2=0.01$ mD 与 $K_2=0.1$ mD 的瞬态压力曲线对比Fig.9 Comparison of pressure transient curves between permeability of exterior region $K_2=0.01$ mD and $K_2=0.1$ mDa.外区渗透率 K_2 对瞬态压力响应的影响;b.局部放大

渗透率降为其 $1/9$ 时,转折点出现时间为以前的 11.5 倍.这说明,外区的渗透率越小,转折点出现的时间就越晚,且转折时间与渗透率不是比例关系.以上说明,当外区的渗透率变小时,不能保证所有的压力导数值都变大,只是在一定的时间后才变大.而这个时间点与相应的渗透率相对大小相关.将图 6 略加改造,删去 $K_2=0.01$ mD 的压力导数曲线,并假定 $K_1=4.8$ mD, $K_2=0.8$ mD 的曲线为实测曲线,就得到图 10.

上述外区渗透率对压力导数的敏感性分析表明,当外区的渗透率变小时,前期的压力导数值变小,后期的压力导数值变大.因而,只有当计算的压力导数曲线与实测的压力导数曲线在前后期都不重合时,才能有望仅调整外区的渗透率来完成拟合.

在图 10 中,假定 $K_1=4.8$ mD 和 $K_2=0.8$ mD 为实测曲线后, $K_2=4.8$ mD 的压力导数曲线前期比实测高、后期比实测低,因而可以调小 K_2 的渗透

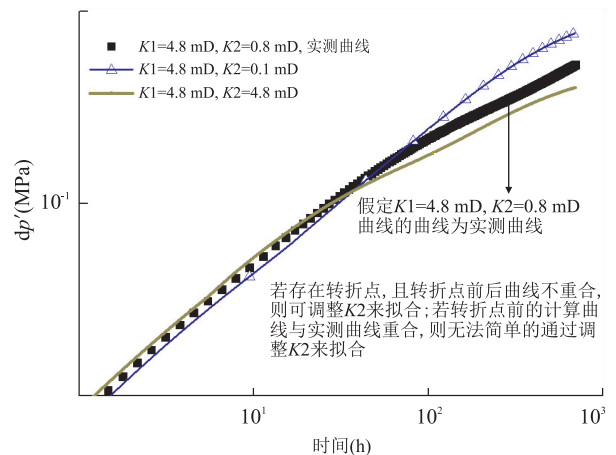


图 10 可通过调整外区渗透率来拟合的情形

Fig.10 Enable to fit by adjusting permeability of exterior region

率,使计算曲线与实测曲线吻合的更好.同样, $K_2=0.1$ mD 的压力导数曲线前期比实测低、后期比实测高,可以调大 K_2 的渗透率,使计算曲线与实测曲线

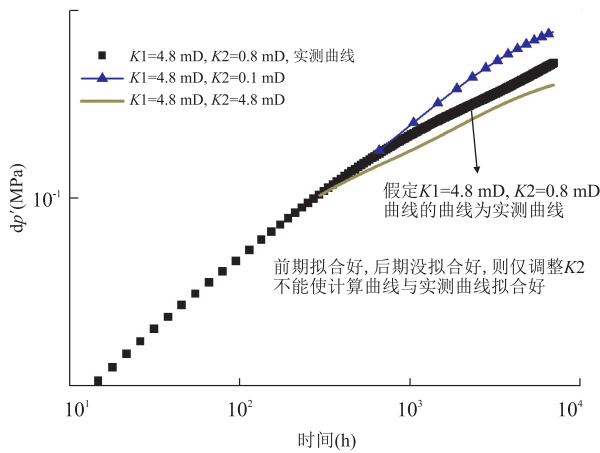


图 11 可通过调整外区渗透率来拟合的情形

Fig.11 Fitting by adjusting permeability of exterior region

吻合的更好。但是,如果拟合的结果如图 11 所示,即前期压力导数拟合的很好,但后期压力导数拟合的差,则仅调整 K_2 的渗透率虽然把后期拟合的更好,但前期拟合的效果就变差了,即无法仅通过调整渗透率 K_2 使曲线拟合好,还要调整其他参数。

5 结论

基于 PEBI 网格,建立油水两相数值试井模型,给出了大规模体积压裂 SRV 的描述方法,基于数值模拟器对实测数据进行解释,并进行相应的敏感性分析,研究了致密储层下复合区域内外区渗透率对试井曲线的影响。相关结论如下所示:(1)从实测数据的解释结果看,压裂导致的 SRV 可用无限导流的主裂缝、渗透率扩大的区域来共同描述。(2)当外区渗透率变小时,早期的压力导数变小,后期的压力导数变大,而不是所有的压力导数值都变大。压力导数由小到大的转折点时间与渗透率大小相关。(3)当前期的压力导数曲线拟合效果好、后期的压力导数拟合效果差时,不能仅通过调整外区的渗透率来拟合,还应调整其他参数。(4)相关研究结果对致密储层试井曲线拟合有指导意义。

另外,虽然人们普遍认为低渗透油气藏存在启动压力梯度,但从大庆油田的大规模体积压裂水平井的压力恢复曲线看,启动压力梯度特征不够明显。

References

Brown, M., Ozkan, E., Raghavan, R., et al., 2009. Practical Solutions for Pressure-Transient Responses of Fractured Horizontal Wells in Unconventional Shale Reser-

voirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14 (6): 663–676. doi:10.2118/125043-PA

Cai, J. C., 2014. A Fractal Approach to Low Velocity Non-Darcy Flow in a Low Permeability Porous Medium. *Chinese Physics B*, 23(4): 044701. doi:10.1088/1674-1056/23/4/044701

Cho, Y., Ozkan, E., Apaydin, O. G., 2013. Pressure-Dependent Natural-Fracture Permeability in Shale and Its Effect on Shale-Gas Well Production. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 16(2): 216–228. doi:10.2118/159801-PA

Cipolla, C. L., Lolon, E. P., Erdle, J. C., et al., 2010. Reservoir Modeling in Shale-Gas Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 13(4): 638–653. doi:10.2118/125530-pa

Clarkson, C. R., Beierle, J. J., 2011. Integration of Microseismic and Other Post-Fracture Surveillance with Production Analysis: A Tight Gas Study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 3(2): 382–401. doi:10.1016/j.jngse.2011.03.003

Clarkson, C. R., Pedersen, P. K., 2010. Tight Oil Production Analysis: Adaptation of Existing Rate-Transient Analysis Techniques. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, Calgary. doi:10.2118/137352-ms

Deng, Y. E., Liu, C. Q., 2001. Mathematical Model of Nonlinear Flow Law in Low Permeability Porous Media and Its Application. *Acta Petrolei Sinica*, 22(4): 72–77 (in Chinese with English abstract).

Guo, Y. C., Song, Y., Pang, X. Q., et al., 2016. Characteristics and Genetic Mechanism of Near Source Accumulated Accumulation for Continuous Type Tight Sand Gas. *Earth Science*, 41(3): 433–440 (in Chinese with English abstract).

Li, A. F., Liu, M., Zhang, S. H., et al., 2008. Experimental Study on the Percolation Characteristic of Extra Low-Permeability Reservoir. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 23(2): 35–39 (in Chinese with English abstract).

Li, C. L., Yang, Y. Q., 2008. There is not a Starting Pressure Gradient in Low-Permeability Reservoirs at All. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 30(3): 167–170 (in Chinese with English abstract).

Li, D. L., Xu, C. Y., Wang, J. Y. L., et al., 2014. Effect of Knudsen Diffusion and Langmuir Adsorption on Pressure Transient Response in Shale Gas Reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 124: 146–154. doi:10.1016/j.petrol.2014.10.012

Li, D. L., Yang, J. H., Zha, W. S., et al., 2015. Unsuitability of

- Using Superposition Principle to Solve Equation Incorporating with Threshold Pressure Gradient. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 37(4): 81–89 (in Chinese with English abstract).
- Li, D.L., Zha, W.S., 2013. Theory and Method of Numerical Well-test. China Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Li, D.L., Zhang, L.J., Wang, J.Y.L., et al., 2016a. Effect of Adsorption and Permeability Correction on Transient Pressures in Organic Rich Gas Reservoirs: Vertical and Hydraulically Fractured Horizontal Wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 31: 214–225. doi: 10.1016/j.jngse.2016.02.033
- Li, D.L., Zha, W.S., Liu, S.F., et al., 2016b. Pressure Transient Analysis of Low Permeability Reservoir with Pseudo Threshold Pressure Gradient. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147: 308–316. doi: 10.1016/j.petrol.2016.05.036
- Li, S.S., Duan, Y.G., Chen, W., et al., 2006. Well Testing Analysis of Fractured Horizontal Well. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 25(3): 67–69, 78 (in Chinese with English abstract).
- Medeiros, F., Kurtoglu, B., Ozkan, E., et al., 2010. Analysis of Production Data from Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Shale Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 13(3): 559–568. doi: 10.2118/110848-pa
- Nobakht, M., Clarkson, C.R., 2011. A New Analytical Method for Analyzing Production Data from Shale Gas Reservoirs Exhibiting Linear Flow: Constant Rate Production. North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, Woodlands. doi: 10.2118/143990-ms
- Ozkan, E., Brown, M.L., Raghavan, R., et al., 2011. Comparison of Fractured-Horizontal-Well Performance in Tight Sand and Shale Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(2): 248–259. doi: 10.2118/121290-pa
- Pascal, H., 1981. Nonsteady Flow through Porous Media in the Presence of a Threshold Gradient. *Acta Mechanica*, 39(3–4): 207–224. doi: 10.1007/bf01170343
- Prada, A., Civan, F., 1999. Modification of Darcy's Law for the Threshold Pressure Gradient. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 22(4): 237–240. doi: 10.1016/S0920-4105(98)00083-7
- Ren, D.Z., Sun, W., Huang, H., et al., 2016. Formation Mechanism of Chang 6 Tight Sandstone Reservoir in Jiyuan Oilfield, Ordos Basin. *Earth Science*, 41(10): 1735–1744 (in Chinese with English abstract).
- Wang, B.C., Jia, Y.L., Li, Y.Q., et al., 2013. A New Solution of Well Test Model for Multistage Fractured Horizontal Wells. *Acta Petrolei Sinica*, 36(6): 1150–1156 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Y.F., Wang, C.C., Yao, J., et al., 2016. A New Method for Microscopic Pore Structure Analysis in Shale Matrix. *Earth Science*, 41(6): 1067–1073 (in Chinese with English abstract).
- Yao, J., Yin, X.X., Fan, D.Y., et al., 2011. Trilinear-Flow Well Test Model of Fractured Horizontal Well in Low Permeability Reservoir. *Well Testing*, 20(5): 1–5 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 邓英尔, 刘慈群, 2001. 低渗油藏非线性渗流规律数学模型及其应用. *石油学报*, 22(4): 72–77.
- 郭迎春, 宋岩, 庞雄奇, 等, 2016. 连续型致密砂岩气近源累计聚集的特征及成因机理. *地球科学*, 41(3): 433–440.
- 李爱芬, 刘敏, 张少辉, 等, 2008. 特低渗透油藏渗流特征实验研究. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 23(2): 35–39.
- 李传亮, 杨永全, 2008. 启动压力其实并不存在. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 30(3): 167–170.
- 李道伦, 杨景海, 查文舒, 等, 2015. 叠加原理不能求解含启动压力梯度渗流方程. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 37(4): 81–89.
- 李道伦, 查文舒, 2013. 数值试井理论与方法. 北京: 石油工业出版社.
- 李树松, 段永刚, 陈伟, 等, 2006. 压裂水平井多裂缝系统的试井分析. *大庆石油地质与开发*, 25(3): 67–69, 78.
- 任大忠, 孙卫, 黄海, 等, 2016. 鄂尔多斯盆地姬塬油田长致密砂岩储层成因机理. *地球科学*, 41(10): 1735–1744.
- 王本成, 贾永禄, 李友全, 等, 2013. 多段压裂水平井试井模型求解新方法. *石油学报*, 36(6): 1150–1156.
- 杨永飞, 王晨晨, 姚军, 等, 2016. 页岩基质微观孔隙结构分析新方法. *地球科学*, 41(6): 1067–1073.
- 姚军, 殷修杏, 樊冬艳, 等, 2011. 低渗透油藏的压裂水平井三线性流试井模型. *油气井测试*, 20(5): 1–5.