

考虑滑脱效应的致密气井压裂效果评价方法

窦祥骥, 廖新维, 赵晓亮, 陈志明, 祝浪涛

中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

摘要 提出一套适用于致密砂岩压裂气井的裂缝半长及滑脱因子确定新方法。首先对传统的线性流分析进行了误差分析, 并通过引入新的拟参数, 对相应的关系式进行了修正, 从而充分考虑气体物性变化及滑脱效应对动态反演过程的影响, 进一步结合迭代思想, 最终给出了裂缝半长及滑脱因子的确定流程。基于理论及实践应用研究表明, 新的校正方法和流程可有效控制传统方法所造成的压裂效果评价误差, 可为存在滑脱效应的致密砂岩气井动态反演研究提供参考。

关键词 致密气藏; 生产动态数据分析; 线性流分析; 滑脱效应; 裂缝半长

中图分类号 TE353

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.13.007

An evaluation method of evaluate fracturing efficiency for tight gas well considering slippage

DOU Xiangji, LIAO Xinwei, ZHAO Xiaoliang, CHEN Zhiming, ZHU Langtao

MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Abstract This paper proposes a new fracture half-length and slippage factor determination method for fractured wells in tight gas reservoirs. The tight gas reservoir is mainly developed with hydraulic fracturing. The traditional fracture half-length determination method based on production data analysis may lead to error in some tight gas wells due to ignoring the pressure-dependent gas properties and the existence of gas slippage. Besides, quick and accurate determination of slippage factor is also a problem that remains to be solved. To fulfill this target, relevant equations are modified based on linear flow analysis by introducing new pseudo-parameters so as to take the pressure-dependent properties and slippage flow into consideration. By combining the idea of iteration, a new procedure used to evaluate the fracturing efficiency as well as determine the slippage factor is proposed and validated by both synthetic and filed examples. The validation procedure shows that this method is convenient and accurate in fracture efficiency evaluation. Therefore, this method could provide reference for dynamic retrieval of tight sandstone gas reservoir struggling with slippage phenomenon.

Keywords tight gas reservoir; production data analysis; linear flow analysis; slippage ; fracture half-length

中国致密气藏资源量大, 分布广, 已获得了大规模开发^[1-3]。相对于常规气藏, 致密气藏孔喉半径较小, 可能会导致气体滑脱效应的出现, 引起表观渗透率随压力的变化, 而传统的气井动态反演假设渗透率为定值, 因此这一现象的出现

可能会对传统的气井动态反演过程提出挑战, 对压裂效果评价的准确性产生影响。20世纪40年代以来, klinkenberg等^[4-6]通过室内实验手段针对滑脱效应进行了一系列的研究, 在此基础上, Estes等^[7-9]建立了相应的数学模型并分析了滑脱效应

收稿日期: 2015-03-25; 修回日期: 2015-05-05

基金项目: 国家自然科学基金项目(U1262101)

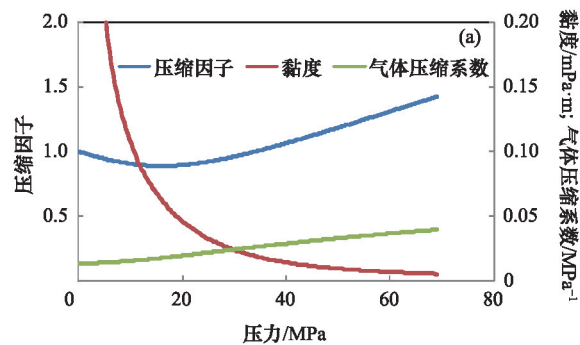
作者简介: 窦祥骥, 博士研究生, 研究方向为致密气藏渗流理论与应用, 电子邮箱: douxiangji@163.com; 廖新维(通信作者), 教授, 研究方向为致密气藏渗流理论与应用, 电子邮箱: xinwei@cup.edu.cn

引用格式: 窦祥骥, 廖新维, 赵晓亮, 等. 考虑滑脱效应的致密气井压裂效果评价方法[J]. 科技导报, 2015, 33(13): 46-51.

对于气井产能的影响。然而,目前针对滑脱效应的研究主要集中于其对气井产能的影响,而针对其对致密气井压裂效果评价的影响研究相对较少。其中,2012年,Clarkson等^[6]曾给出针对定井底流压工作制度存在滑脱效应时裂缝半长确定结果的校正系数,这一研究成果对于分析滑脱效应对裂缝评价的影响有较大的借鉴意义。但是,该文并未针对该校正系数进行深入的理论探讨,也并未给出其他工作制度条件下的校正方法及流程。针对以上问题,本文基于线性流流态分析,在研究滑脱效应对压裂效果评价影响的基础上,针对传统的分析流程进行相应的改进,从而提出一套考虑气体物性变化及滑脱效应的致密气井压裂效果评价方法。

1 滑脱效应对压裂效果评价的影响

不同于常规气井,致密气井在衰竭开采过程中,地层压力的改变会导致气体物性及渗透性的不断变化。一方面,气体的压缩系数、压缩因子及黏度会表现为压力的函数,例如,当气体相对密度为0.7时,分别利用相关的关系式计算得到



的气体压缩因子、黏度及压缩系数随压力的变化规律如图1(a)所示;另一方面,对于致密气藏来说,由于气体分子与孔道固壁的作用使得气体在孔道固壁附近的各分子均处于运动状态,从而导致气体在孔道固壁面上的速度不为零,表现在渗透率上即气测渗透率大于液测渗透率,这现象称为滑脱效应。Klinkenberg等^[4]在前面所提到的实验过程中,确定了存在滑脱效应时的渗透率 k 与压力 p 的关系

$$k = k_w \left(1 + \frac{b}{p} \right) \quad (1)$$

其中, k_w 为等效液测渗透率; b 为滑脱因子,可用于表征滑脱效应的程度,与分子平均自由程等参数有关,其表达式为

$$b = \frac{4C\lambda\bar{p}}{r} \quad (2)$$

其中, C 为比例系数; λ 为分子平均自由程; r 为平均孔隙半径。滑脱因子直接影响气体表观渗透率随压力的变化特征,不同滑脱因子条件下,表观渗透率与压力的关系如图1(b)所示,便于比较,液测渗透率设定为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

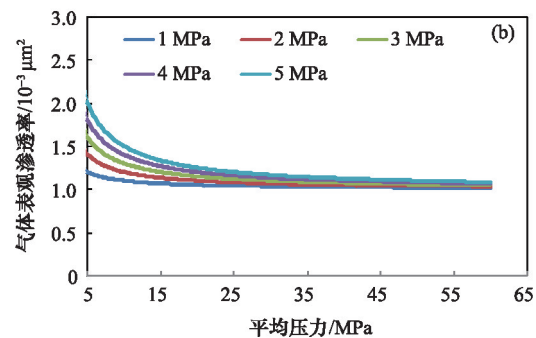


图1 致密气井动态参数特征

Fig. 1 Dynamic parameters for tight gas well

由于致密气藏渗透率较低,通常需要进行压裂才能产生工业气流^[10]。而裂缝半长对于评价压裂效果,制定合理工作制度具有十分重要的意义^[11]。当前,裂缝半长的确定主要包括微地震方法、试井分析方法(PTA)及生产动态数据分析方法(PDA)^[12];其中,试井分析方法及生产动态数据方法均可获得实际参与渗流的有效裂缝半长,对于气井生产的意义更大^[13]。而对于致密气藏来说,由于试井测试耗时较长,成本较高,因此基于日常数据(产量及井底流压)的PDA方法是确定裂缝半长最有效的手段^[14]。

流动阶段分析法又名直线分析法,是一种较为简单直观的一种PDA方法^[15],其核心思想是通过流动阶段进行划分和分析,利用该流动阶段所对应的数学关系反演储层或裂缝参数。对于储层较为致密且存在人工裂缝的致密气藏而言,地层线性流往往是其前期的主要流态。Wattenberger^[16]针对常规气井线性流过程进行了大量的研究,结果表明,线性流过

程中产量及压力满足

$$2 \int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{p}{\mu_g Z} dp = \frac{2.1 \times 10^{-4} T \sqrt{t}}{x_f h \sqrt{\phi \mu_g c_g k}} q \quad (3)$$

其中, p_{wf} 为井底流压; p_i 为原始地层压力; μ_g 为气体黏度; T 为温度; t 为生产时间; Z 为压缩因子; x_f 为裂缝半长; h 为气层厚度; ϕ 为孔隙度; c_g 为气体压缩系数; k 为渗透率; q 为产量。

若定义拟压力为

$$\psi = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu_g Z} dp \quad (4)$$

则式(4)可改写为

$$\frac{\psi_i - \psi_{wf}}{q} = m_1 \sqrt{t} \quad (5)$$

其中

$$m_1 = \frac{2.1 \times 10^{-4} T}{x_f h \sqrt{\phi \mu_g c_g k}} \quad (6)$$

因此,对于常规气井来说,通过绘制 $\frac{\psi_i - \psi_{wf}}{q}$ 与 \sqrt{t} 的关系图,便可获得一条斜率为 m_1 的直线,从而求得 $x_r \sqrt{k}$ 的值,由此得到的曲线称为 \sqrt{t} 曲线。通常情况下,储层渗透率 k 可通过室内岩心实验或压前试井等手段提前确定,因此,利用该关系曲线即可确定裂缝半长的值。

以上方法已被证明对于常规气井较为适用^[7],但是对于致密气藏来说,气体物性随压力的变化及滑脱效应的存在均会导致传统的 \sqrt{t} 曲线偏离直线关系或发生斜率的变化^[8],从而导致压裂效果评价的误差。综合考虑气体物性变化及滑脱效应时的压力及产量满足

$$2 \int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{k p}{\mu_g Z} dp = \left(\frac{2.1 \times 10^{-4} T \int_0^t \frac{\bar{k}}{\bar{\mu}_g \bar{c}_g} dt}{x_r h \sqrt{\phi}} \right) q \quad (7)$$

其中, \bar{k} 、 $\bar{\mu}_g$ 、 \bar{c}_g 分别为平均压力条件对应的渗透率、气体黏度和气体压缩系数。

当在传统的 $\psi_i - \psi_{wf}$ 与 \sqrt{t} 的关系图上绘制该曲线时,得到的曲线斜率为

$$m_2 = \frac{2.1 \times 10^{-4} T \int_0^t \frac{\bar{k} dt}{\bar{\mu}_g \bar{c}_g} \int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{p}{\mu_g Z} dp}{x_r h \sqrt{\phi} \int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{k p}{\mu_g Z} dp} \quad (8)$$

将式(1)代入式(8)可得

$$m_2 = \frac{2.1 \times 10^{-4} T \sqrt{\int_0^t \left(1 + \frac{b}{\bar{p}}\right) dt}}{x_r h \sqrt{\phi k_{\infty}}} \frac{\int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{p}{\mu_g Z} dp}{\int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{\left(1 + \frac{b}{p}\right) p}{\mu_g Z} dp} \quad (9)$$

由式(9)可知,对气体物性随压力不断变化且存在滑脱效应的致密气井来说,传统 \sqrt{t} 曲线的斜率与常规气井有所不同。为进一步量化这一区别,分别针对定产及定压两种情况进行具体分析。

在定产条件下,调查半径可表示为

$$y = 0.66 \sqrt{\frac{k_{\infty} t}{\phi \mu_{gi} c_{gi}}} \quad (10)$$

其中, μ_{gi} 、 c_{gi} 分别为原始压力条件下的气体黏度和气体压缩系数。

定产条件下气井的累计产量为

$$G_p = \int_0^t q dt = qt \quad (11)$$

则调查半径控制范围内的储量为

$$G_{inv} = \frac{Ah\phi}{B_{gi}} = \frac{4yx_r h\phi}{B_{gi}} = \frac{2.64x_r h\phi \sqrt{k_{\infty} t}}{B_{gi} \sqrt{(\phi \mu_{gi} c_{gi})_i}} \quad (12)$$

其中, B_{gi} 为原始压力条件下的气体体积系数。

根据物质平衡方程

$$\frac{\bar{p}}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G_{inv}} \right) \quad (13)$$

其中, \bar{Z} 、 Z_i 分别为平均压力及原始压力条件下的气体压缩因子。

调查半径内的平均地层压力为

$$\frac{\bar{p}}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{0.379 B_{gi} \sqrt{\phi \mu_{gi} c_{gi}}}{x_r h \phi \sqrt{k_{\infty}}} \sqrt{t} \right) \quad (14)$$

可见,定产条件下调查半径内的平均地层压力随时间而不断变化,即调查半径内的平均压力、气体物性均为时间的函数,从而导致了 \sqrt{t} 曲线斜率随时间的变化,对传统流动阶段分析方法的应用造成了较大的挑战。

定压条件下,调查半径可表示为

$$y = 0.93 \sqrt{\frac{k_{\infty} t}{\phi \mu_{gi} c_{gi}}} \quad (15)$$

则此时调查半径内的储量为

$$G_{inv} = \frac{Ah\phi}{B_{gi}} = \frac{4yx_r h\phi}{B_{gi}} = \frac{3.72x_r h\phi \sqrt{k_{\infty} t}}{B_{gi} \sqrt{\phi \mu_{gi} c_{gi}}} \quad (16)$$

定产条件下的日产量与时间满足式(17)关系

$$\frac{1}{q} = m \sqrt{t} \quad (17)$$

则累计产量可表示为

$$G_p = \int_0^t q dt = \frac{2}{m} \sqrt{t} \quad (18)$$

代入式(13),得到调查半径内的平均地层压力为

$$\frac{\bar{p}}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{0.53 B_{gi} \sqrt{\phi \mu_{gi} c_{gi}}}{mx_r h \phi \sqrt{k_{\infty}}} \right) \quad (19)$$

可见,定压条件下调查半径内的平均地层压力为定值,不随生产时间发生变化,即调查半径内的平均储层渗透率及气体物性均保持不变。因此,此时获得的 \sqrt{t} 曲线表现为一条直线,但斜率已发生变化,若利用该斜率结合式(6)进行压裂半长评价,也会导致误差的出现。

致密气井 \sqrt{t} 曲线斜率的偏离程度受多种因素影响,其中,滑脱因子及配产量/井底流压是影响这一误差的主要因素。本文对这一影响进行了量化及分析,模型原始地层压力设定为 30 MPa,气层厚度为 10 m,裂缝半长为 200 m,气层温度为 100℃,液测渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,所得不同情况下的 \sqrt{t} 曲线如图 2 所示。

由图 2 可知,滑脱因子越大, \sqrt{t} 曲线偏离越显著,这是由于相同工作制度条件下,滑脱因子越大则滑脱现象越严重;而随着定产条件下配产量的增加或定压条件下井底流压的降低,曲线的偏离情况也会加剧,这是由于工作制度的变化会导致压力的下降速度加快,从而加速了滑脱效应和气体物性的变化。

值得注意的是,虽然定产条件下的传统 \sqrt{t} 曲线会偏离直线关系,但是在生产前期,由于储层内的压降较小,因此前期偏离可以忽略,早期的 \sqrt{t} 曲线近似为一条直线,斜率与气体物性恒定且不存在滑脱效应的情况较为接近。这一特点使未知滑脱因子时进行线性流分析成为了可能。

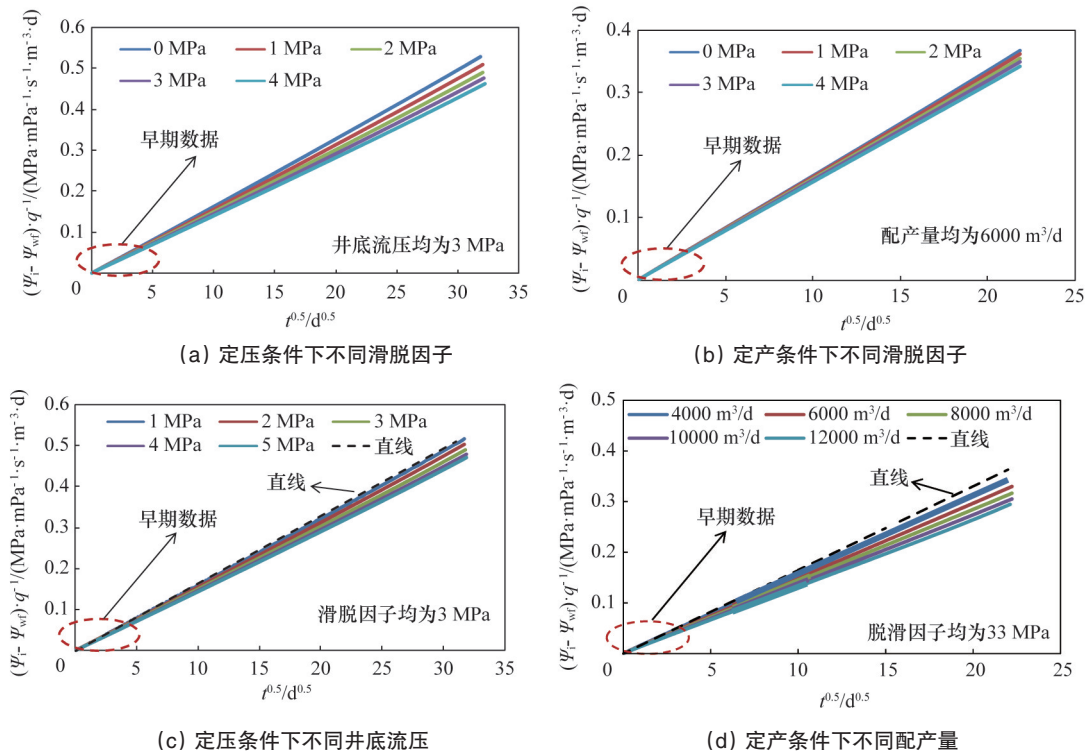


图2 传统 \sqrt{t} 曲线偏离情况影响因素分析

Fig. 2 Deviations of traditional square root of time plot

2 考虑滑脱效应的线性流分析方法

针对传统线性流分析方法所造成的压裂效果评价误差, 可通过修正传统的拟压力及拟时间考虑气体物性变化及滑脱效应的影响。修正后的滑脱效应拟压力及拟时间为

$$\psi_{slip} = \frac{2}{k_z} \int_0^p \frac{kp}{\mu_g Z} dp \quad (20)$$

$$t_{slip} = \frac{(\mu_g c_g)_i}{k_z} \int_0^t \frac{\bar{k}}{\bar{\mu}_g \bar{c}_g} d\tau \quad (21)$$

将式(1)代入式(20)可得

$$\psi_{slip} = 2 \int_0^p \frac{\left(1 + \frac{b}{p}\right) p}{\mu_g Z} dp \quad (22)$$

实际生产过程中, 气井的产量与压力往往均不断变化。为将线性流分析方法推广至变产量生产条件, 可将滑脱效应拟时间进一步修正为滑脱效应物质平衡拟时间

$$t_{slipa} = \frac{\mu_{gi} c_{gi}}{q_i k_z} \int_0^t \frac{q \bar{k}}{\bar{\mu}_g \bar{c}_g} d\tau \quad (23)$$

其中, q_i 为初期产量。

同理, 将式(1)代入式(23)可得

$$t_{slipa} = \frac{\mu_{gi} c_{gi}}{q_i} \int_0^t \frac{q \left(1 + \frac{b}{p}\right)}{\bar{\mu}_g \bar{c}_g} d\tau \quad (24)$$

利用式(22)~(24), 便可综合考虑气井变产量生产、气体滑脱效应及气体物性随压力变化等多种复杂因素, 此时, 式

(7)可改写为

$$\frac{\psi_{slipi} - \psi_{slipwf}}{q} = m_3 \sqrt{t_{slipa}} \quad (25)$$

其中

$$m_3 = \frac{2.1 \times 10^{-4} T}{x_f h \sqrt{\phi(\mu_g c_g)_i k_z}} \quad (26)$$

因此, 若计算得到 ψ_{slip} 与 t_{slipa} , 并绘制 $\frac{\psi_{slipi} - \psi_{slipwf}}{q}$ 与 $\sqrt{t_{slipa}}$ 的关系曲线, 便可在直角坐标系上获得一条直线, 利用该直线的斜率即可确定 $x_f \sqrt{k_z}$ 的值, 继而获得裂缝半长。若滑脱因子已通过实验测定, 则定压及定产两种情况下的分析流程如下。

1) 绘制 $\frac{\psi_i - \psi_{wf}}{q}$ 与 \sqrt{t} 的关系图, 定压条件下得到的直线斜率记为 m_a , 利用该斜率计算得到一个 $x_f \sqrt{k_a}$, 定产条件下曲线整体偏离直线, 但前期数据呈现近似的线性关系, 其斜率记为 m_i , 利用 m_i 计算得到 $x_f \sqrt{k_i}$ 。

2) 将 $x_f \sqrt{k_a}$ (定压) 或 $x_f \sqrt{k_i}$ (定产) 代入式(19)计算出调查半径内的平均地层压力, 进而确定出平均地层压力所对应的平均气体物性及气测渗透率。

3) 利用步骤(2)中所确定的平均气体物性及气测渗透率, 结合前期实验所确定的滑脱因子值, 代入式(20)及(21)中计算考虑滑脱效应的修正拟压力及拟时间。

4) 再次绘制 $\frac{\psi_{slipi} - \psi_{slipwf}}{q}$ 与 $\sqrt{t_{slipa}}$ 的关系曲线, 定压条件下可得到一条直线, 其斜率为 m_b , 计算得到的 $x_f \sqrt{k_b}$ 即为 $x_f \sqrt{k_z}$, 定产条件则记斜率为 m_{ii} , 计算得到 $x_f \sqrt{k_{ii}}$, 若 $x_f \sqrt{k_{ii}}$ 的值与 $x_f \sqrt{k_i}$ 的值较为接近, 则 $x_f \sqrt{k_{ii}}$ 即为 $x_f \sqrt{k_z}$, 否则需要进一步调整 $x_f \sqrt{k_i}$, 并重复步骤2)~4)。

5) 将通过岩心测试或压前试井所获得的 k_z 代入 $x_f \sqrt{k_z}$, 即可获得裂缝半长值 x_f , 实现对压裂效果的评价。

对于产量及流压均不断变化的气井, 可参照定产条件的步骤进行分析, 并将考虑滑脱效应的拟时间改为物质平衡拟时间。

以上流程均建立在滑脱因子已知的基础上。但是对于一些致密气藏来说, 出于控制成本的考虑, 往往难以满足对每口井均进行相关实验以确定其滑脱因子, 且该因子的影响因素较为复杂, 利用一般的经验方法也难以对其进行量化。针对这一问题, 本文基于迭代的思想, 提出了滑脱因子未知时的裂缝评价方法。

考虑到致密气藏前期通常采用定产或变产的方式进行开发, 定井底流压的工作制度较为少见, 因此主要分析定产及变产量的分析过程。如图2所示, 在实际储层所对应的滑脱因子及工作制度范围内, 前期曲线的偏离程度通常较小, 且其斜率与未考虑气体物性及渗透率动态变化时较为接近。因此, 可利用传统的 \sqrt{t} 曲线分析早期数据, 以获得初步的 $x_f \sqrt{k_i}$ 值, 再通过一系列的迭代过程, 最终得到较为准确的滑脱因子及裂缝半长, 具体流程如下。

1) 针对前期数据应用传统的线性流分析方法, 获得一条近似的直线, 并利用其斜率确定一个裂缝半长与根号下渗透率的乘积初值记为 $x_f \sqrt{k_1}$ 。

2) 利用 $x_f \sqrt{k_1}$ 计算调查半径内的平均地层压力, 进而确定该压力对应的平均气体物性及滑脱效应。

3) 根据该储层的渗透率水平, 假设一个滑脱因子初值, 结合步骤2)中的平均参数, 计算拟压力及拟时间, 绘制 $\frac{\psi_{slipi} - \psi_{slipwf}}{q}$ 与 $\sqrt{t_{slipa}}$ 的关系图。

4) 不断调整滑脱因子的值, 直至在该关系图上能获得一条直线, 且由该直线所确定的 $x_f \sqrt{k_z}$ 与 $x_f \sqrt{k_1}$ 较为接近, 则所得到的 $x_f \sqrt{k_z}$ 较为准确, 否则, 根据曲线特征不断调整输入的滑脱因子值。

5) 将通过岩心测试或压前试井所获得的 k_z 代入 $x_f \sqrt{k_z}$, 即可获得裂缝半长值 x_f , 实现对压裂效果的评价。

利用以上流程, 可在进行压裂评价的同时确定滑脱因子, 为进一步预测气井生产动态奠定了基础。

3 实例应用

为了检验本文所提出方法的准确性, 分别利用数值模拟

数据(例1)及苏里格气田实际生产数据(例2)进行了验证。

例1 本例中的基本模型及假设与表1中的参数相同, 输入滑脱因子为3 MPa, 且在实际分析过程中, 假设滑脱因子已知。气井以0.6万 m³/d定产生产。由于气井为定产生产, 因此可直接利用式(14)确定气井影响范围内的平均地层压力, 进而分别计算对应的拟压力及拟时间, 绘制 $\frac{\psi_{slipi} - \psi_{slipwf}}{q}$ 与 $\sqrt{t_{slipa}}$ 的关系图, 可获得一条斜率为0.165的直线, 如图3所示。利用式(26), 可得到裂缝半长为200 m, 与输入值相同。

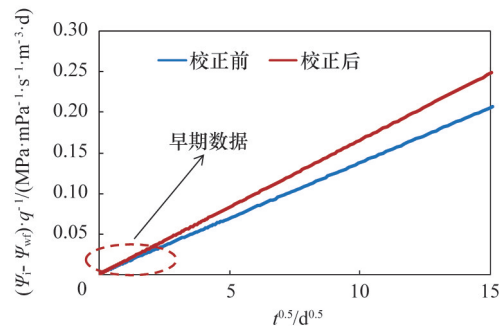


图3 校正前后的 \sqrt{t} 时间曲线

Fig. 3 Square roots of time plot before and after correction

例2 SU-A 是苏里格气田一口多段压裂水平井, 裂缝条数为5条。该井原始地层压力为31.6 MPa, 储层温度为103℃, 孔隙度为0.087, 有效气层厚度为8.3 m。气井以变产量/变压力条件生产, 由于苏里格气田气井下入了井下节流器, 因此井底流压数据由套压折算得到, 该井工作制度如图4所示。通过对该井取心并进行实验测试, 确定该井储层渗透率为 $0.023 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 滑脱因子为2.69 MPa, 但在分析过程中假设滑脱为未知量, 以验证本方法的准确性。同时, 实验结果表明该岩心的应力敏感性较为微弱, 其影响可忽略不计。

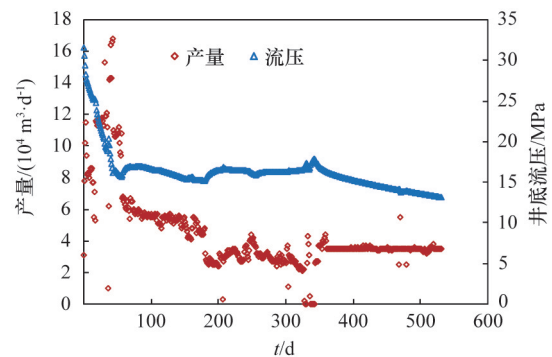


图4 SU-A日产量及井底流压数据

Fig. 4 Gas rate and flowing pressure for SU-A

通过针对早期数据的传统直线分析方法, 得到一条近似的直线, 如图5所示, 计算得到 $x_f \sqrt{k_1}$ 为 $41.06 \times 10^{-3} (\text{m} \cdot \mu\text{m}^2)^{0.5}$ 。进而利用试凑法确定滑脱因子, 当输入滑脱因子2.76 MPa

时,可在修正的直线分析法曲线上得到一条直线,此时计算得到的 $x_f \sqrt{k_f}$ 为 $40.15 \times 10^{-3} (\text{m} \cdot \mu\text{m}^2)^{0.5}$,与早期数据所确定的结果较为接近,滑脱因子与实验测定结果之间的差异也较小,说明分析结果较为准确。值得注意的是,此时的 x_f 为5条裂缝的半长总和,因此单条裂缝的平均半长为73 m。

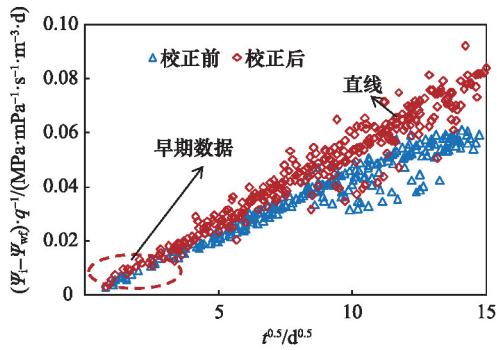


图5 SU-A井校正前后的 \sqrt{t} 曲线

Fig. 5 Square roots of time plot before and after correction for SU-A

4 结论

1) 由于滑脱效应的存在,利用传统的流态分析方法评价压裂效果时常出现一定的误差,其误差的程度与滑脱因子的大小及工作制度有关。

2) 定产及定压条件下,利用传统 \sqrt{t} 曲线进行线性流分析时的曲线特征有所不同,定产条件曲线会偏离直线关系,定压条件则会出现不同斜率的直线。

3) 当已知滑脱因子时,可通过修正传统的拟时间及拟压力获得相应的直线关系,从而求取裂缝半长,而当滑脱因子未知时,则需要给出相应的初值,并结合试凑法和迭代思想,方能确定滑脱因子并完成压裂效果评价。

参考文献 (References)

- [1] 杨朝蓬, 沙雁红, 刘尚奇, 等. 苏里格致密砂岩气藏单相气体渗流特征[J]. 科技导报, 2014, 32(28/29): 54-58.
Yang Chaopeng, ShaYanhong, Liu Shangqi, et al. Flow behavior of single-phase gas in sulige tight sandstone gas reservoir[J]. Science & Technology Review, 2014, 32(28/29): 54-58.
- [2] 蔡振华, 廖新维, 尚宝兵, 等. 致密砂岩气井的应力敏感效应渗流模型[J]. 科技导报, 2014, 32(31): 50-54.
Cai Zhenhua, Liao Xinwei, Shang Baobing, et al. Analytical model in elliptical flow period of tight sand gas well considering stress-sensitivity[J]. Science & Technology Review, 2014, 32(31): 50-54.
- [3] 王礼常, 王志章, 陶果, 等. 致密砂岩气藏储层分类新方法[J]. 科技导报, 2011, 29(24): 47-50.
Wang Lichang, Wang Zhizhang, Tao Guo, et al. A novel classification method for tight sandstone reservoir[J]. Science & Technology Review, 2011, 29(24): 47-50.

- [4] Klinkenberg L J. The permeability of porous media to liquids and gases [C]//Drilling and production practice. Washington D C: American Petroleum Institute, 1941.
- [5] Sampath K, Keighin C W. Factors affecting gas slippage in tight sandstones of cretaceous age in the Uinta basin[J]. Journal of Petroleum Technology, 1982, 34(11): 2715-2720.
- [6] Clarkson C R, Nobakht M, Kaviani D, et al. Production analysis of tight-gas and shale-gas reservoirs using the dynamic-slippage concept [J]. SPE Journal, 2012, 17(1): 230-242.
- [7] Estes R K, Fulton P F. Gas slippage and permeability measurements[J]. Journal of Petroleum Technology, 1956, 8(10): 69-73.
- [8] Rushing J A, Newsham K E, Van Fraassen K C. Measurement of the two-phase gas slippage phenomenon and its effect on gas relative permeability in tight gas sands[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, October 5-8, 2003.
- [9] Civan F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media[J]. Transport in Porous Media, 2010, 82(2): 375-384.
- [10] 苏玉亮, 袁彬, 李硕轩, 等. 盒8致密气储层水平井体积压裂增产影响因素[J]. 科技导报, 2013, 31(19): 20-25.
Su Yuliang, Yuan Bin, Li Shuoxuan, et al. Influencing factors of horizontal well volume fracturing productivity in He 8 tight gas reservoir[J]. Science & Technology Review, 2013, 31(19): 20-25.
- [11] 谢远伟, 李军亮, 廖锐全, 等. 压裂井裂缝参数优化研究[J]. 断块油气田, 2010, 17(6): 762-764.
Xie Yuanwei, Li Junliang, Liao Ruiquan, et al. Study on fracture parameter optimization of fractured wells[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010, 17(6): 762-764.
- [12] Clarkson C R. Production data analysis of unconventional gas wells: Review of theory and best practices[J]. International Journal of Coal Geology, 2013, 109(2): 101-146.
- [13] Nobakht M, Clarkson C R. A new analytical method for analyzing linear flow in tight/shale gas reservoirs: Constant-flowing-pressure boundary condition[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2012, 15(3): 370-384.
- [14] Nobakht M, Clarkson C R. A new analytical method for analyzing linear flow in tight/shale gas reservoirs: Constant-rate boundary condition[J]. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2012, 15(1): 51.
- [15] Nobakht M, Clarkson C R. Analysis of production data in shale gas reservoirs: rigorous corrections for fluid and flow properties[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2012, 8(8): 85-98.
- [16] Wattenbarger R A, El-Banbi A H, Villegas E A, et al. Production analysis of linear flow into fractured tight gas wells[C]. SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, April 5-8, 1998.
- [17] Qanbari F, Clarkson C R. Production data analysis of multi-fractured horizontal wells producing from tight oil reservoirs-bounded stimulated reservoir volume[C]. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Vienna, Austria, February 25-27, 2014.
- [18] Qanbari F, Clarkson C R. Analysis of transient linear flow in stress-sensitive formations[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2014, 17(1): 98-104.

(责任编辑 刘志远)