

引用本文:王益民,李继庆,万云强,等.基于返排数据计算页岩气井压裂有效体积的方法及应用[J].石油实验地质,2023,45(6):1215-1220.

DOI:10.11781/sysydz20230612150.

WANG Yimin, LI Jiqing, WAN Yunqiang, et al. Method and application of estimating effective fracture volume using flowback data for shale gas wells [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1215-1220. DOI: 10.11781/sysydz2023061215.

基于返排数据计算页岩气井 压裂有效体积的方法及应用

王益民¹, 李继庆², 万云强¹, 刘 莉¹, 张 谦¹, 朱朝光¹, 汤亚顽¹

1. 中国石化 江汉油田分公司 勘探开发研究院, 武汉 430223;

2. 中国石化 江汉油田分公司, 湖北 潜江 433124

摘要:页岩气多段压裂水平井的缝网参数通常利用产气数据解释获得。虽然对产气数据进行解释能得到裂缝参数,但很难获得压裂有效体积。为快捷地获取页岩气井压裂有效体积,该研究建立了页岩气多段压裂水平井压裂液返排数学模型,并结合水相物质平衡方程和渗流方程,推导获得了页岩气多段压裂水平井压裂有效体积表达式。通过分析模型解发现,在边界控制流阶段产量规整化压力与物质平衡时间双对数曲线为单位斜率直线,利用该阶段产量规整化压力及物质平衡时间数据,可以计算页岩气井压裂有效体积,从而形成了一套基于压裂液返排数据计算页岩气井压裂有效体积的方法。实例应用表明:(1)构建的页岩气多段压裂水平井压裂液返排模型能快速地计算页岩气井压裂有效体积,且计算结果可靠;(2)计算页岩气井压裂有效体积不能忽略试气期间的压裂液返排数据,否则计算结果偏小;(3)形成的页岩气井压裂有效体积计算方法还能识别邻井压裂干扰,并量化表征邻井压裂干扰对页岩气井压裂有效体积的影响。该研究成果为油田现场估算页岩气井压裂有效体积提供了一种新的方法,同时也为油田现场识别邻井压裂干扰提供了新的思路和方法。

关键词:边界控制流;双对数诊断图版;返排数据;压裂有效体积;页岩气

中图分类号:TE37

文献标识码:A

DOI:10.11781/sysydz2023061215

Method of estimating the effective fracture volume of shale gas wells using flowback data and its application

WANG Yimin¹, LI Jiqing², WAN Yunqiang¹, LIU Li¹, ZHANG Qian¹, ZHU Chaoguang¹, TANG Yawan¹

1. Exploration and Development Research Institute,

Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Wuhan, Hubei 430223, China;

2. Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Qianjiang, Hubei 433124, China

Abstract: The fracture network parameters of multiple-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs are usually obtained by interpretation of gas production data. However, it is difficult to obtain the effective fracture volume. In order to quickly obtain the effective fracture volume of shale gas wells, a fracturing fluid flowback model for multiple-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs was established. Combining the water phase material balance equation and seepage equation, the expression for the effective fracture volume of multiple-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs was derived. Analyzing the model solution, it was found that when water flowing enters the boundary dominated flow stage, the curve of the rate-normalized pressure and material balance time is a unit slope line in the double logarithmic coordinate. By using the rate-normalized pressure and material balance time data at this stage, the effective fracture volume of shale gas wells can be estimated. Based on this, a method for estimating the effective fracture volume of shale gas wells using fracturing fluid flowback data was proposed. The application examples showed that: (1) the fracturing fluid flowback model for multiple-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs can quickly and reliably estimate the effective fracture volume of shale gas wells, and the

收稿日期 (Received): 2023-08-31; 修订日期 (Revised): 2023-10-16; 出版日期 (Published): 2023-11-28.

作者简介:王益民(1991—),男,博士,副研究员,从事非常规油气田开发研究。E-mail: swpuwym@163.com。

基金项目:中国石油化工股份有限公司科技部项目“页岩气开发调整区动态分析方法与生产规律研究”(P21011)资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

results are credible; (2) the fracturing fluid flowback data during the gas testing period should be considered when estimating the effective fracture volume of shale gas wells, otherwise the results would be smaller than the actual results; (3) the proposed method can also be a means of recognizing and quantifying the fracturing interference effect of adjacent wells on the effective fracture volume of shale gas wells. The research results provide a new method for estimating the effective fracture volume of shale gas wells, and also provide a new idea and method for recognizing the fracturing interference of adjacent wells in oilfields.

Key words: boundary dominated flow; double logarithmic diagnostic chart; flowback data; effective fracture volume; shale gas

页岩气藏具有“低孔隙度、低渗透率”的特点,需要通过水力压裂才能进行经济开采^[1-2]。在大多数情况下,页岩气水平井经过多段压裂后,沿着水平井方向会形成复杂缝网。表征裂缝参数对评价压裂效果具有重要意义。目前大多数学者利用产气数据解释得到裂缝参数^[3-6]。虽然利用产气数据能有效地解释获得裂缝参数,但是很难表征完整的裂缝网络,这是因为改造缝网最初充满的是压裂液而不是气体^[7]。鉴于改造缝网在放喷前被压裂液填充,研究认为利用压裂液返排数据可以获取压裂缝网信息^[8-10]。

利用压裂液返排数据可以解释获得人工缝网导流能力^[11]、裂缝渗透率及裂缝半长^[12],还可以解释获得压裂有效体积。ABBASI 等^[13]构建了水相渗流模型,该模型能利用返排液数据计算压裂有效体积,因模型未考虑气体压缩性对返排液量的影响,且该模型计算压裂有效体积需要确定裂缝渗透率,造成使用该模型计算得到的压裂有效体积误差较大。CLARKSON 和 WILLIAMS-KOVACS^[14]假设地层流体为单相水流动,结合流动物质平衡法,给出了利用返排液数据计算压裂有效体积的方法。但该计算方法也未考虑气体压缩性对返排液量的影响,造成计算的压裂有效体积偏离实际情况。

本文基于页岩气水平井压裂返排特征,考虑页岩中气体压缩性对返排液量的影响,建立并求解了页岩气多段压裂水平井压裂液返排模型,并绘制了产水量规整化压力与物质平衡时间双对数曲线,形成了一套基于双对数诊断图版计算页岩气井压裂有效体积的方法。此外,尽管页岩压裂改造效果受地质条件的影响,但其改造后形成的压裂有效体积均可利用本文提出的方法进行计算,即本文形成的页岩气井压裂有效体积计算方法对不同地质条件下页岩储层具有普遍适用性。本文的研究成果为油田现场估算页岩气井压裂有效体积提供了一种新的方法,同时也为油田现场识别邻井压裂干扰提供了新的思路和方法。

1 压裂液返排机理

页岩气井压裂完成后,缝网内充满压裂液。根据能否形成气体流动通道,将裂缝分为两类:①有效裂缝,气体能进入该裂缝,并在其中流动;②无效裂缝,因裂缝闭合,气体无法进入其中。在有效裂缝内,气体进入其中,并驱替出压裂液。故利用返排数据可以计算得到有效裂缝体积。

在返排初期,有效裂缝内只有单相水流动,压裂液处于不稳定流动阶段。随着时间的推移,部分有效裂缝被气体突破,在被突破的裂缝内压裂液流动进入边界控制流阶段,而在未被突破的裂缝内压裂液仍处于不稳定流动阶段;当所有的有效裂缝被气体突破后,此时压力波传播到有效裂缝边界,在 SRV 改造区内压裂液流动进入边界控制流阶段。

2 多段压裂水平井压裂液返排模型

2.1 物理模型

对页岩气藏中一口水平井进行多段水力压裂,其物理模型如图 1 所示,模型假设如下:

- (1) 水平井被 m 条不可变形裂缝穿透,裂缝半长为 x_f 、缝宽为 w 、缝高为 h_f (图 1);
- (2) 压裂改造形成的裂缝面为矩形,且裂缝内为单相水线性流动(图 2);
- (3) 页岩气井压裂有效体积内空间视为恒温定容器;

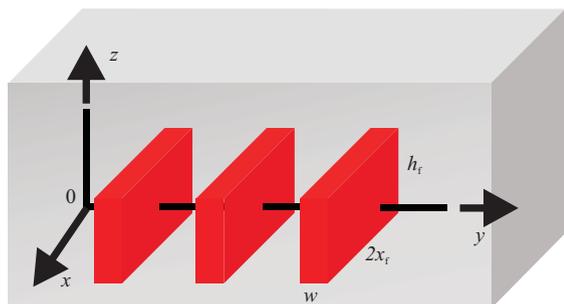


图 1 页岩气多段压裂水平井物理模型
Fig.1 Physical model for multiple-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs

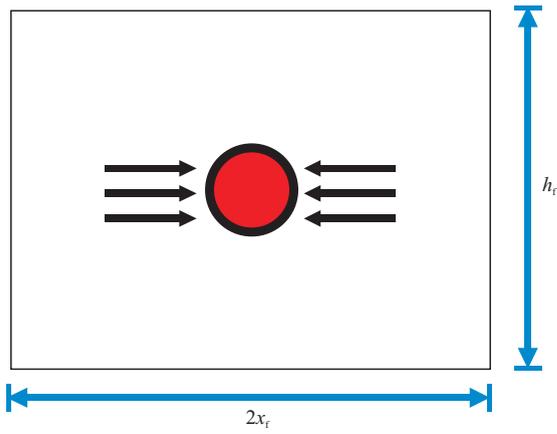


图2 裂缝内流体流动示意
Fig.2 Fluid flow in fractures

(4)忽略重力的影响,地层岩石及流体均微可压缩,流体作等温达西渗流;

(5)不考虑基质向裂缝的流体补给。

2.2 数学模型

2.2.1 水相物质平衡方程

在没有能量补给条件下,地层主要依靠岩石骨架和流体的弹性能驱替压裂液,故累产水的地下体积等于地层压力下降引起的地下气体、水的膨胀量以及气藏孔隙体积减小量之和。由于 dV_p 与 dV_g 、 dV_w 方向相反,以体积增大方向为参考,则有:

$$q_w dt B_w = -dV_p + dV_g + dV_w \quad (1)$$

式中: q_w 为产水速率, m^3/d ; B_w 为压力 p 下水相的体积系数; V_p 为页岩气井压裂有效体积, m^3 ; V_g 为气体体积, m^3 ; V_w 为水的体积, m^3 。

根据水、气及岩石等温压缩系数的定义,可分别得到如下公式:

$$dV_w = -V_w C_w dp \quad (2)$$

$$dV_g = -V_g C_g dp \quad (3)$$

$$dV_p = V_p C_p dp \quad (4)$$

式中: C_w 、 C_g 、 C_p 分别为水、气体、岩石的等温压缩系数, $1/MPa$ 。

联立公式(1)-(4)得:

$$q_w dt B_w = -(V_p C_p + V_g C_g + V_w C_w) dp \quad (5)$$

对上式进行整理得:

$$\frac{q_w B_w}{V_p C_t} = \frac{dp}{dt} \quad (6)$$

其中, $C_t = C_p + S_g C_g + S_w C_w$, 对公式(6)进行积分,

则得:

$$p_i - \bar{p} = \frac{W_p B_w}{V_p C_t} \quad (7)$$

式中: p_i 为原始地层压力, MPa ; \bar{p} 为平均地层压力, MPa ; W_p 为累计产水量, m^3 ; C_t 为总压缩系数, $1/MPa$ 。

2.2.2 水相渗流方程

模型假定裂缝为矩形,压裂液在裂缝中的流线为一组互相平行的直线,则页岩气多段压裂水平井水相渗流微分方程为:

$$\frac{\partial^2 p_f}{\partial x^2} = \frac{\mu \varphi_f C_t}{k_f} \frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{\mu \varphi_f}{k_f} \frac{B_w q_w}{2m x_f w h} \quad (8)$$

式中: μ 为水的黏度, $mPa \cdot s$; k_f 为裂缝渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; φ_f 为裂缝孔隙度; m 为裂缝条数; x_f 为裂缝半长, m ; w 为裂缝宽度, m ; h 为裂缝高度, m 。

井底边界条件:

$$p_f \Big|_{x=0} = p_{wf} \quad (9)$$

裂缝末端边界条件:

$$\frac{\partial p_f}{\partial x} \Big|_{x=x_f} = 0 \quad (10)$$

联立公式(8)-(10),获得裂缝压力分布表达式:

$$p_f(x, t) = p_{wf} - \frac{\varphi_f \mu}{k_f} \frac{B_w q_w}{2m x_f w h} \left(\frac{x^2}{2} - x_f x \right) \quad (11)$$

式中: $p_f(x, t)$ 为裂缝内 t 时刻 x 处的压力, MPa ; p_{wf} 为井底流压, MPa 。

为构建平均地层压力与井底流压之间的关系,首先计算平均地层压力。模型假设裂缝形状为矩形,则平均地层压力可以表示为:

$$\bar{p} = \frac{\int_0^{x_f} p_f dV_f}{\int_0^{x_f} dV_f} \quad (12)$$

$$dV_f = w h \varphi_f dx \quad (13)$$

式中: V_f 为单翼缝有效体积, m^3 。

联立公式(11)-(13),则得:

$$\bar{p} = \frac{1}{x_f} \left\{ \int_0^{x_f} \left[p_{wf} - \frac{\varphi_f \mu}{k_f} \frac{B_w q_w}{2m x_f w h} \left(\frac{x^2}{2} - x_f x \right) \right] dx \right\} \quad (14)$$

对上式进行整理,则平均地层压力与井底流压

的关系如下:

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{\varphi_i \mu B_w q_w}{3k_f mwh} x_f \quad (15)$$

2.2.3 模型的解

联立公式(7)和公式(15),可以获得原始地层压力与井底流压关系,如下所示:

$$p_i - p_{wf} = \frac{W_p B_w}{V_p C_t} + \frac{\varphi_i \mu B_w q_w}{3k_f mwh} x_f \quad (16)$$

对式(16)进行变形,得:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_w} = \frac{B_w W_p}{V_p C_t q_w} + \frac{\varphi_i \mu B_w}{3k_f mwh} x_f \quad (17)$$

定义 2 个变量,产量规整化压力: $RNP = \frac{p_i - p_{wf}}{q_w}$; 物质平衡时间: $t_m = \frac{W_p}{q_w}$, 则式(17)可表示为:

$$RNP = \frac{B_w}{V_p C_t} t_m + \frac{\varphi_i \mu B_w}{3k_f mwh} x_f \quad (18)$$

式中: RNP 为产量规整化压力, $\text{MPa}/(\text{m}^3/\text{d})$; t_m 为物质平衡时间, d 。

从公式(18)中可以看出,在边界控制流阶段,产量规整化压力与物质平衡时间双对数曲线为单位斜率直线;直角坐标系中,在边界控制流阶段产量规整化压力与物质平衡时间是线性关系,利用直线的截距可以获得裂缝渗透率、裂缝半长及裂缝条数之间的关系,同时利用直线的斜率可以计算页岩气井压裂有效体积,则压裂有效体积表达式为:

$$V_p = \frac{B_w}{m_{ps} C_t} \quad (19)$$

式中: m_{ps} 为直角坐标系中产量规整化压力与物质平衡时间关系曲线的斜率。

3 实例应用

3.1 页岩气井压裂有效体积计算方法

利用本文构建的页岩气多段压裂水平井压裂液返排模型,拟合实测压裂液返排液数据和压力,可以解释得到页岩气多段压裂水平井压裂有效体积,具体计算方法如下:

- (1) 收集产水数据及压力数据;
- (2) 绘制产量规整化压力 (RNP) 及物质平衡时间 (t_m) 双对数诊断图版;
- (3) 在双对数坐标中做单位斜率直线,并与实测 $RNP-t_m$ 双对数曲线拟合,识别边界控制流;

(4) 提取边界控制流阶段产量规整化压力及物质平衡时间数据,在直角坐标系中绘制 $RNP-t_m$ 曲线,通过线性回归确定最佳匹配的斜率 m_{ps} ;

(5) 计算综合压缩系数 C_t ;

(6) 计算页岩气多段压裂水平井压裂有效体积 V_p 。

3.2 实例应用

以涪陵页岩气田 2 口典型井为例,利用返排液数据计算页岩气多段压裂水平井的压裂有效体积。实例 1 分考虑试气期间压裂液返排数据和不考虑试气期间压裂液返排数据 2 种情况,讨论试气期间返排数据对页岩气井压裂有效体积的影响,并将计算结果与微地震结果对比,验证模型的可靠性。实例 2 中 X2 井周围有新的压裂井 X3,通过实例 2 展示利用页岩气井压裂有效体积计算方法识别邻井压裂干扰,并计算邻井压裂干扰对页岩气井压裂有效体积的影响。

3.2.1 实例 1

X1 井为涪陵页岩气田一口多段压裂水平井,该井于 2022 年 10 月 30 日完成压裂,试气期间返排液量为 $13\ 012\ \text{m}^3$ 。X1 井于 2022 年 1 月 1 日正式投产,水平井长度 $2\ 718\ \text{m}$,气层中部垂深 $3\ 617\ \text{m}$,初始地层压力 $39.79\ \text{MPa}$,总压缩系数为 $0.015\ \text{MPa}^{-1}$ 。

分考虑试气期间压裂液返排数据和不考虑试气期间压裂液返排数据 2 种情况,利用 X1 井产水数据及压力数据绘制产量规整化压力及物质平衡时间双对数曲线(图 3)。从图 3 中可以看出,2 种情况下的产量规整化压力与物质平衡时间双对数曲线均出现了斜率为 1 的直线段,说明 2 种情况下压裂液都进入了边界控制流阶段。此外,2 种情况

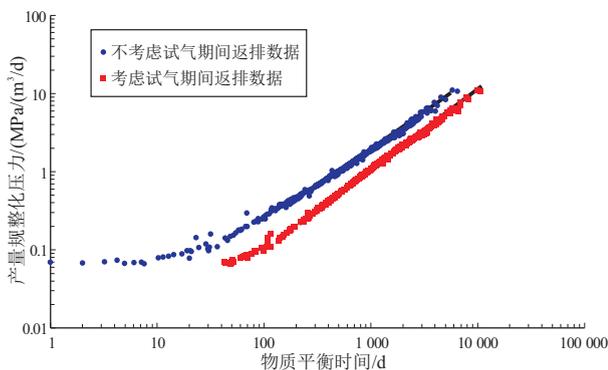


图 3 涪陵页岩气田 X1 井产量规整化压力与物质平衡时间双对数诊断图版

Fig.3 Double logarithmic diagnostic chart of rate-normalized pressure and material balance time of well X1 in Fuling shale gas field

下的产量规整化压力与物质平衡时间双对数曲线出现了明显的偏移,说明试气期间压裂液返排数据对计算页岩气井压裂有效体积存在较大的影响。

提取边界控制流阶段的产量规整化压力与物质平衡时间数据,在直角坐标系中绘制产量规整化压力与物质平衡时间关系曲线(图4)。图4中离散数据点为现场实测数据,虚线(趋势线)为拟合结果。从图4可以看出,拟合结果很好,因此可以将趋势线看成产量规整化压力与物质平衡时间关系曲线,利用直线的斜率可以计算页岩气井压裂有效体积。利用公式(19)计算不考虑试气期间压裂液返排数据情况下X1井压裂有效体积为39 215.7 m³,而考虑试气期间压裂液返排数据情况下X1井压裂有效体积计算结果为66 666.7 m³。对比X1井微地震监测结果(64 658.6 m³)发现,在不考虑试气期间压裂液返排数据情况下,模型计算的页岩气井压裂有效体积结果偏小,且误差较大(39.3%);而在考虑试气期间压裂液返排数据情况下,模型计算的页岩气井压裂有效体积结果可靠,误差仅为3.1%。

以上结果表明:①计算页岩气多段压裂水平井的压裂有效体积需要考虑试气期间的压裂液返排数据,若忽略该阶段的返排数据,模型计算结果偏小;②在考虑试气期间压裂液返排数据情况下,利用本文提出的数学模型可较可靠地计算页岩气井压裂有效体积。

3.2.2 实例2

X2井为涪陵页岩气田一口多段压裂水平井,该井于2020年9月10日完成压裂,试气期间返排液量为6 921 m³。X2井于2020年10月26日正式投产,水平井长度1 615 m,气层中部垂深3 331 m,初始地层压力35.97 MPa,总压缩系数为0.017 9 MPa⁻¹。

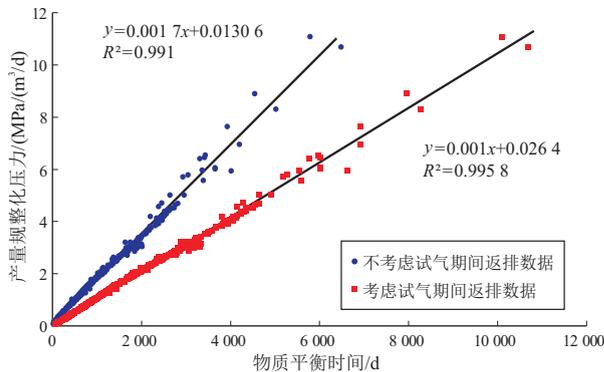


图4 涪陵页岩气田X1井边界控制流阶段产量规整化压力与物质平衡时间关系曲线

Fig.4 Relationship curves between rate-normalized pressure and material balance time during the boundary dominated flow stage of well X1 in Fuling shale gas field

2022年4月8日,X2井周边压裂了一口新井——X3井,X3井试气期间返排液量为5 809 m³,X3井于2022年5月18日投产。

对X2井的渗流过程分为2个阶段展开研究:阶段1为从X2井投产到X3井压裂前;阶段2以X3井开始压裂为起始点。利用X2井2个阶段的产水数据及压力数据,在双对数坐标中分别绘制阶段1和阶段2的产量规整化压力及物质平衡时间双对数诊断图版(图5)。从图5中可以看出,双对数曲线均出现了斜率为1的直线段,说明2个阶段的压裂液都进入了边界控制流阶段。此外,阶段2的单位斜率直线向右下方偏离阶段1的单位斜率直线,说明X3井压裂对X2井产生了压裂干扰,X3井形成的裂缝与X2井的裂缝形成了连通,造成X2井的压裂有效体积增大。根据现场动态监测资料显示,X3井压裂的确对X2井造成了压裂干扰。

X3井压裂对X2井压裂有效体积的影响可以利用图5中2条单位斜率线上的数据进行量化。提取边界控制流阶段的产量规整化压力与物质平衡时间数据,在直角坐标系中绘制产量规整化压力与物质平衡时间关系曲线(图6)。图6中离散数据点为现场实测数据,虚线(趋势线)为拟合结果。从图6可以看出,拟合结果很好,因此可以将趋势线看成产量规整化压力与物质平衡时间关系曲线,利用直线的斜率可以计算页岩气井压裂有效体积。在X3井压裂前、后,利用公式(19)计算X2井的压裂有效体积分别为50 787.2 m³和62 073.2 m³。受X3井压裂影响,X2井的压裂有效体积在原始体积上增加了22.2%。通过实例2不难发现,利用页岩气井压裂有效体积计算方法,可以识别邻井压裂干扰,并定量计算出邻井压裂干扰对页岩气井压裂有效体积的影响。

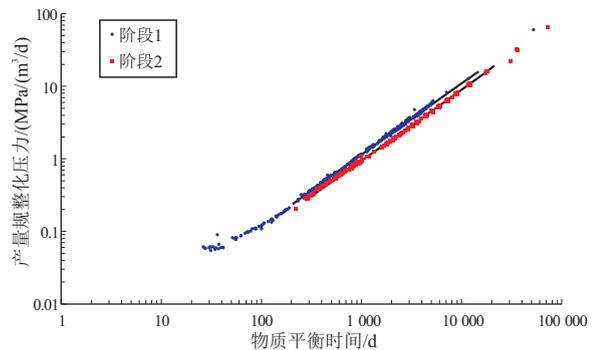


图5 涪陵页岩气田X2井产量规整化压力与物质平衡时间双对数诊断图版

Fig.5 Double logarithmic diagnostic chart of rate-normalized pressure and material balance time of well X2 in Fuling shale gas field

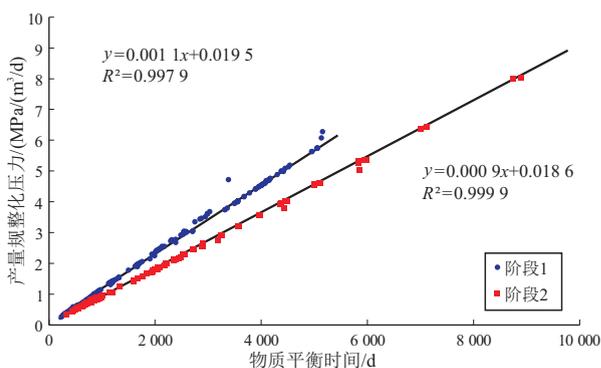


图 6 涪陵页岩气田 X2 井边界控制流阶段产量规整化压力与物质平衡时间关系曲线

Fig.6 Relationship curves between rate-normalized pressure and material balance time during the boundary dominated flow stage of well X2 in Fuling shale gas field

4 结论

(1) 水相进入边界控制流阶段后,产量规整化压力与物质平衡时间呈线性关系,在直角坐标系中,利用拟合线的斜率可以计算页岩气井压裂有效体积,拟合线的截距反映了裂缝渗透率、裂缝半长及裂缝条数之间的关系。

(2) 计算页岩气井压裂有效体积需要考虑试气期间的压裂液返排数据,若忽略该阶段的返排数据,模型计算的页岩气井压裂有效体积会比实际值小。

(3) 通过实例应用,将模型计算的页岩气井压裂有效体积与微地震监测结果对比,误差仅为 3.1%,验证了本文构建的数学模型计算页岩气井压裂有效体积的可靠性。

(4) 利用页岩气井压裂有效体积计算方法,可以识别邻井压裂干扰,并计算邻井压裂干扰对页岩气井压裂有效体积的影响。

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

作者贡献/Authors' Contributions

王益民参与模型建立及推导;王益民、李继庆、万云强、刘莉、张谦、朱朝光、汤亚顺参与论文写作和修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

The model was established and solved by WANG Yimin. The manuscript was drafted and revised by WANG Yimin, LI Jiqing, WAN Yunqiang, LIU Li, ZHANG Qian, ZHU Chaoguang, and TANG Yawan. All the authors have read the last version of paper and consented for submission.

参考文献:

[1] 王永胜.页岩气水平井产能评价方法研究[D].成都:西南石油大学,2015.

WANG Yongshen. Research on productivity evaluation of shale gas horizontal well [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.

- [2] 纪国法,张公社,许冬进,等.页岩气体积压裂支撑裂缝长期导流能力研究现状与展望[J].科学技术与工程,2016,16(14):78-88.
- Ji Guofa, ZHANG Gongshe, XU Dongjin, et al. Research and prospect of long-term fracturing conductivity in volumetric fracturing for shale gas reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(14): 78-88.
- [3] BELLO R O. Rate transient analysis in shale gas reservoirs with transient linear behavior [D]. Texas: Texas A & M University, 2009.
- [4] EL-BANBI A H. Analysis of tight gas well performance [D]. Texas: Texas A & M University, 1998.
- [5] MEDEIROS F, OZKAN E, KAZEMI H. Productivity and drainage area of fractured horizontal wells in tight gas reservoirs [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008, 11(5): 902-911.
- [6] OZKAN E, RAGHAVAN R, APAYDIN O G. Modeling of fluid transfer from shale matrix to fracture network [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy: SPE, 2010.
- [7] ABBASI M A, EZULIKE D O, DEHGHANPOUR H, et al. A comparative study of flowback rate and pressure transient behavior in multifractured horizontal wells completed in tight gas and oil reservoirs [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014, 17: 82-93.
- [8] ILK D, ANDERSON D M M, STOTTS G W J, et al. Production data analysis: challenges, pitfalls, diagnostics [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2010; 13(3): 538-552.
- [9] ALKOUH A, WATTENBARGER R A. New advances in shale reservoir analysis using flowback data [C]//SPE Eastern Regional Meeting. Pittsburgh, Pennsylvania, USA: SPE, 2013.
- [10] ZOLFAGHARI A, DEHGHANPOUR H, GHANBARI E, et al. Fracture characterization using flowback salt-concentration transient [J]. SPE Journal, 2016, 21(1): 233-244.
- [11] CRAFTON J W, GUNDERSON D W. Stimulation flowback management: keeping a good completion good [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Anaheim, California, USA: SPE, 2007.
- [12] CLARKSON C R. Modeling 2-phase flowback of multi-fractured horizontal wells completed in shale [C]//SPE Canadian Unconventional Resources Conference. Calgary, Alberta, Canada: SPE, 2012.
- [13] ABBASI M A, DEHGHANPOUR H, HAWKES R V. Flowback analysis for fracture characterization [C]//SPE Canadian Unconventional Resources Conference. Calgary, Alberta, Canada: SPE, 2012.
- [14] CLARKSON C R, WILLIAMS-KOVACS J D. A new method for modeling multi-phase flowback of multi-fractured horizontal tight oil wells to determine hydraulic fracture properties [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, USA: SPE, 2013.