

反卷积压力恢复试井分析方法在海上低渗透气藏的应用

王飞¹, 安宇²

1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249
2. 中国矿业大学(北京)资源与安全工程学院, 北京 100083

摘要 为保证试井解释出充足而准确的油藏信息, 需要足够长时间的测试数据。针对海上低渗透气藏压力恢复试井测试时间长、成本高的问题, 通过推导反卷积试井模型, 用 Matlab 编制反卷积算法, 提出基于反卷积处理的压力恢复试井分析操作步骤, 实现了用短期压力恢复数据和生产数据反演气藏压力响应历史的过程, 大幅度节省了时间并降低了成本。通过数值试井算例验证了此方法的正确性。研究表明, 对于渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 地层, 水力裂缝半长为 120 m 无限导流裂缝的压裂气井, 需要关井测试 22 h 才可以探测到地层径向流, 若使用反卷积压力恢复试井分析, 仅需要 1 h 的压力恢复数据即可合理计算压裂施工参数。最后, 东海低渗气田 1 口压裂井的现场应用证明了该方法的可行性。

关键词 试井分析; 压裂井; 反卷积; 压力恢复; 海上低渗

自 20 世纪 50 年代至今, 试井解释技术^[1-2]一直被用以获取地层信息和进行油藏描述。传统的压力导数分析是针对油气井的单个测试阶段进行分析, 由于获取信息量的多少和探测到油藏规模的大小是测试时间的函数, 通常选取试井测试的最长段压力恢复期或者压力降落期。然而其测试成本高昂, 特别是对海上油气井测试而言, 使得试井解释结果出现很多因测试时间不足而导致的问题。

近几年, 随着海上低渗透气藏开采力度的加大, 水力压裂已成为一种有效的增产措施^[3-4]。海上低渗压裂井的压后恢复测试需要消耗很长时间, 因为如果通过测试到的瞬态压力响应计算完井参数(如水力裂缝导流能力和裂缝半长), 需要首先获得地层有效渗透率, 然而渗透率的计算直接来自压力恢复或压力降落试井解释, 且只有当测试时间足够长以至能够探测到地层径向流动的情况下。海上关井测试作业数 10 天以探测到地层径向流动, 这显然是不现实的。

反卷积试井^[5-10]是 21 世纪初试井解释领域最主要的技术进展。利用反卷积方法, 可以获得全部时间范围内的油气藏真实的瞬态压力响应, 避免了变流量叠加效应的影响, 并可以探测到更远范围内的油藏信息, 弥补了单个测试期时间短的不足, 解释结果也比单个测试期可靠。为此, 本文推导了反卷积试井模型, 并求解出气藏瞬态压力响应。在此基础上, 针对海上压力恢复测试时间短的特点, 提出基于反卷积

处理的压力恢复试井分析操作步骤。数值试井算例将验证给出的反卷积算法的正确性, 现场应用将检验提出方法的可行性。

1 反卷积试井模型及求解

1.1 反卷积试井模型

在单井系统中, Duhamel 叠加原理给出了压力-流量卷积关系式, 即井底压降是流量和油藏冲量响应的卷积乘积, 其表达式为

$$\Delta p(t) = p_i - p(t) = \int_0^t q(\tau) g(t - \tau) d\tau \quad (1)$$

式中, $q(t)$ 和 $p(t)$ 为井筒内任意点测量的流量和压力; p_i 为原始地层压力; g 为油藏的冲量响应。

对于压力不稳定分析而言, 需要首先对 Bourdet 自然对数导数求解。在式(1)中, 单位流量下的压力自然对数导数是油藏冲量响应 g 与时间 t 的乘积: $\frac{d\Delta p}{d \ln t} = t g(t)$ 。

为保证压降和冲量响应 ≥ 0 , 使所求解具有物理意义, 式(1)中流量需要满足以下约束条件:

$$q(\tau) = \begin{cases} 0, & \tau \leq 0 \\ 1, & \tau > 0 \end{cases} \quad (2)$$

因此, 压力-流量反卷积过程就是求解卷积式(1), 以获得单位流量下的压力自然对数导数 $t g(t)$ 。定义:

收稿日期: 2015-10-20; 修回日期: 2016-01-05

基金项目: 国家自然科学基金项目(51504266); 北京市自然科学基金项目(3154038); 中国石油大学(北京)科研基金项目(2462015YQ0212)

作者简介: 王飞, 讲师, 研究方向为油气井测试评价及非常规油气藏开发等, 电子邮箱: wangfei@cup.edu.cn

引用格式: 王飞, 安宇. 反卷积压力恢复试井分析方法在海上低渗透气藏的应用[J]. 科技导报, 2016, 34(24): 106-109; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2016.24.015

$$z(\sigma) = \ln\{tq(t)\}, \quad \sigma = \ln t \quad t \in [0, T] \quad (3)$$

则式(1)转化为

$$\Delta p(t) = \int_{-\infty}^{\ln t} e^{-z(\sigma)} q(t - e^{\sigma}) d\sigma \quad (4)$$

因此,求解转化后的卷积公式(4),可以直接获得对数坐标下的 Bourdet 自然对数导数 $z(\sigma)$, 即压力不稳定分析特征曲线。

1.2 模型求解

不同的反卷积算法依据求解过程中建立的不同的约束条件而定,其中非线性最小二乘反卷积的解^[6]最为稳定。因此,在非线性回归的目标函数中,考虑了压力和流量数据的测量误差,并令误差目标函数由压力拟合约束、流量拟合约束与光滑度约束组成:

$$\min(\nu, \lambda) = \frac{\|\varepsilon\|_2^2}{\|\Delta p\|_2^2} + \nu \frac{\|\sigma\|_2^2}{\|q\|_2^2} + \lambda \frac{\|Dz\|_2^2}{\|z\|_2^2} \quad (5)$$

式中, ε 为测量井底压力值与计算压力值之间的误差; σ 为测量井底流量值与计算流量值之间的误差; Dz 为绘制出 $z(\sigma)$ 的导数序列; z 为相对光滑度系数; ν 为流量测量误差所占权重; λ 为光滑度系数所占权重, λ 基于绘制出 $z(\sigma)$ 的整体曲率,目的是强化光滑效果。

在实际求解过程中,由于流量标准化后的压力拟合权重值为0,求解式(4)主要依靠两个默认权重值,即流量拟合默认权重:

$$\nu_d = \frac{N}{m} \frac{\|\Delta p\|_2^2}{\|q\|_2^2} \quad (6)$$

光滑度默认权重

$$\lambda_d = \frac{\|\Delta p\|_2^2}{m} \quad (7)$$

式中, N 为非零值流量数据个数, m 为压力数据个数。

运用卷积公式(4)和非线性最小二乘方法(5),求解出 $z(\sigma)$ - σ 曲线,使之能够很好地拟合实测和理论压力导数曲线,拟合时间范围可以从生产时间开始到测试最后的时间点,也可以是实测压力数据的时间段。在此反卷积过程中,未知量为 $z(\sigma)$ - σ 曲线,可选变量为原始地层压力 p_i 和产量容许误差。最优化过程就是不断调整这3个未知变量,使误差目标函数最小。

2 反卷积压力恢复试井分析步骤

本文研究的反卷积压力恢复试井分析使用上述最小二乘反卷积算法,将短期的压力恢复测试数据和恢复测试前的生产历史结合在一起反演出气藏整个压力响应历史,并将其应用于常规的试井分析。基于反卷积处理的压力恢复试井分析步骤如下。

1) 数据准备。压力历史:对于气藏、凝析气藏,需要将压力转化为拟压力使满足线性化的卷积公式要求;流量历史:调整流量历史与压力历史同步;原始地层压力 p_i : p_i 初试值可

由重复地层测试等独立信息源确定,或用压力恢复段的 Horner 曲线外推折算原始地层压力。

2) 算法校正。调整压力拟合约束、流量拟合约束和光滑度约束误差权重至合理范围,使反卷积结果 $z(\sigma)$ 不会出现过度光滑的失真效果。

3) 数据处理。若有多个压力恢复段,可分别对压力恢复段做反卷积处理,不断调整 p_i 值,直到全部反卷积压力导数的晚期重合。此时的 p_i 为真实原始地层压力值。若各个压力恢复段之间没有较大的井筒储集和表皮系数变化,可做整个数据历史的反卷积。

4) 数据分析。分析反卷积压力导数响应 $z(\sigma)$, 选择匹配的试井解释模型,用常规的试井分析方法计算井和地层的动态参数、判断边界类型及确定边界位置。

3 算例分析

为验证反卷积算法的正确性,进行了数值试井算例分析。数值模型的建立参考了海上压裂井的实际情况,模拟了原始压力为 34 MPa,厚度为 30 m,渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的地层中的一口压裂直井,位于两条平行断层中间,井到断层的距离分别为 610 和 605 m;水力裂缝半长被设置为 120 m,具有无限导流能力。

图1展现了该模拟井压裂后 680 d 的生产历史,其中3段压力恢复段有试井测试数据。对此3段压力恢复数据做双对数曲线,如图2所示。第3段压力恢复时间最短,仅为 1 h,其

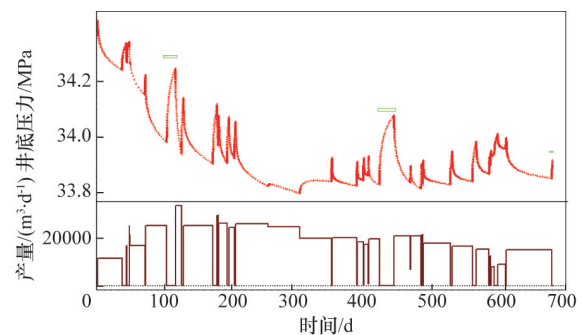


图1 模拟井生产历史

Fig. 1 Production history of the simulated well

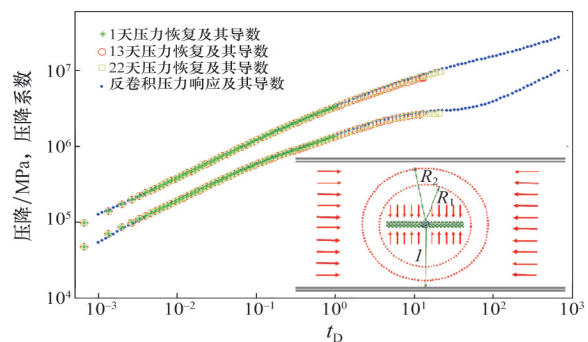


图2 压力恢复双对数曲线

Fig. 2 Pressure buildups on log-log plot

压力导数(绿色星点表示)显示了地层向裂缝的线性流动特征(导数曲线早期呈现1/2斜率段);第1段压力恢复测试时间为13 h,其压力导数(红色圆圈表示)也只显示了地层向裂缝的线性流动,之后导数曲线稍微平缓,但没有明显径向流特征(导数曲线中期呈现0斜率段);第2段压力恢复时间最长,为22 h,其压力导数(黄色方块表示)显示线性流后趋于平缓,可以由最后一个恢复点预测径向流的开始。图2蓝色圆点表示用第3段压力恢复数据和整个生产历史反卷积后得到的瞬态压力响应及其导数。反卷积压力导数曲线在早期不仅与3段压力恢复曲线保持重合,表现出地层向裂缝的线性流特征,在中期表现出径向流动特征,还表现出晚期平行断层边界影响下的地层线性流动特征(导数曲线晚期呈现1/2斜率段)。由此可见,反卷积后的压力响应可以探测到更远范围内的气信息。如果不使用反卷积方法,则需要关井测试22 h才可以探测到地层径向流,仅仅满足压裂施工参数计算的需要,如果想要探测到气藏边界情况,则需要关井测试更长的时间。

4 现场应用

现场应用选A井所在区域构造位置位于东海陆架盆地浙东坳陷西湖凹陷中央反转构造带南部,是春晓气田群的一部分。储层岩性以细砂岩为主,储层结构成熟度较高,分选较好,磨圆度以次圆为主,长石风化程度中等。储层流体以干气为主,凝析油含量低。由测井及岩心实验获得地层基本参数如下:地层厚度23.0~30.4 m,孔隙度11.4%~12.5%,渗透率 $2.7 \times 10^{-3} \sim 4.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总压缩系数 $3.4 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$,天然气黏度 $0.0248 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。A为该区域内完钻的1口开发井,完钻井深为4100 m,射孔井段为3980~4000 m,投产日期为2010年7月11日。为了提高单井产量,于2011年9月11日对A井进行了水力压裂改造,压后生产历史如图3所示。A井于2012年4月10日关井,同时进行压力恢复测试,恢复历史曲线如图3蓝色部分所示。

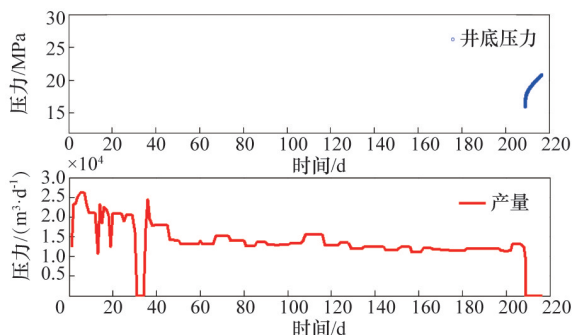


图3 A井压后生产历史

Fig. 3 Post-fracturing production history of well A

从图4的双对数诊断曲线上可以看出,将近7.5 d的压力恢复数据只反应了早期井筒储集效应和随后的地层线性流动,压力恢复导数没有任何径向流动特征的反映,晚期的导

数曲线有上翘趋势,但由于时间太短,尚不能明确判断是哪一种储层模型。用压力恢复和产量历史反卷积获得的压力响应导数探测到地层径向流动并证明了压裂井A所处地层为复合性地层,A井所在的内区具有较高的流度和储集性能,远离A井的外区地层流度和储集性能大大降低。

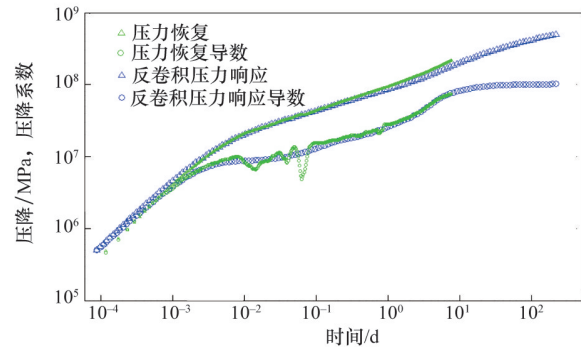


图4 压力恢复及反卷积压力响应双对数曲线

Fig. 4 Pressure buildup and deconvolved pressure-transient response on log-log plot

图5为选择井筒储集+有限导流裂缝+两区径向复合地层的组合模型拟合A井整个压力响应历史获得的拟合效果。拟合获得A井探测范围内的关键参数如下:井筒储集系数 $0.28 \text{ m}^3/\text{MPa}$,表皮系数0.05,渗透率 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,裂缝导流能力 $19.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,复合地层内区半径91.1 m,流动系数比1.39,储容系数比10。反卷积后的气藏压力响应与整个产量历史卷积,可以恢复A井的整个井底流压史(图6)。

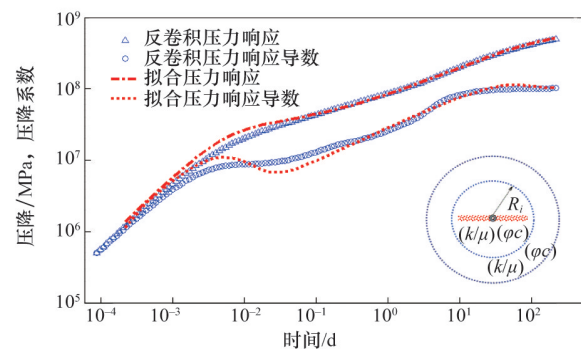


图5 反卷积压力响应双对数及模型拟合曲线

Fig. 5 Deconvolved pressure-transient response and model matching on log-log plot

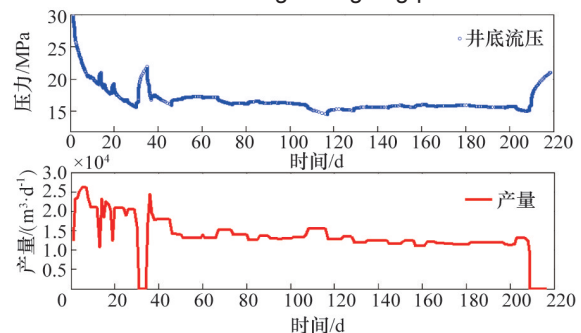


图6 A井井底压力恢复

Fig. 6 Bottomhole pressure recovery of well A

5 结论

1) 为处理压力恢复测试时间不足的实际问题,提出了基于反卷积变换的压力恢复试井分析的算法和操作步骤,并用数值模拟算例验证了该方法的正确性。结果证明,在低渗气藏压裂井的试井解释中使用该方法,能够很好地处理压力恢复时间不足的解释难题。

2) 东海低渗气田压裂井 A 的实例应用,证明将反卷积理论应用到海上低渗气藏压裂井的试井分析中,对气井-气藏模型的选择、动态参数的计算以及对其他评价方法得出结果的检验,都具有重要意义。

参考文献(References)

- [1] 刘能强. 实用现代试井解释方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 1-6.
Liu Ningqiang. Practical modern well test interpretation method[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 1-6.
- [2] Gringarten A C. Practical use of well test deconvolution[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September 19-22, 2010.
- [3] 朱伟林, 米立军, 高阳东, 等. 领域性突破展现中国近海油气勘探前景——2011年中国近海油气勘探回顾[J]. 中国海上油气, 2012, 24(1): 1-5.
Zhu Weilin, Mi Lijun, Gao Yangdong, et al. Territoriality breakthrough show China's offshore oil and gas exploration prospects: 2011 annual review of China's offshore oil and gas exploration[J]. China Offshore Oil & Gas, 2012, 24(1): 1-5.
- [4] 郭少儒, 张晓丹, 薛大伟, 等. 海上低渗油气藏平台压裂工艺研究与应用[J]. 中国海上油气, 2013, 25(2): 56-60.
Guo Shaoru, Zhang Xiaodan, Xue Dawei, et al. The research and application of platform fracturing technology for offshore low permeability reservoirs[J]. China Offshore Oil & Gas, 2013, 25(2): 56-60.
- [5] Schroeter T V, Gringarten A C. Analysis of well test data from permanent downhole gauges by deconvolution [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September 29- October 2, 2002.
- [6] Levitan M M. Practical application of pressure-rate deconvolution to analysis of real well tests[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2005, 8(2): 113-121.
- [7] Llk D, Anderson D M, Valko P P, et al. Analysis of gas well reservoir performance data using B spline deconvolution[C]. SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, May 15-17, 2006.
- [8] Zheng S Y, Wang F. Application of deconvolution and decline-curve analysis methods for transient pressure analysis[C]. Europec/EAGE Conference and Exhibition, Rome, Italy, June 9-12, 2008.
- [9] Zheng S Y, Wang F. Multi-well deconvolution algorithm for the diagnostic, analysis of transient pressure with interference from permanent down-hole gauges[C]. Europec/EAGE Conference and Exhibition, June 8-11, Amsterdam, The Netherlands, 2009.
- [10] Onur M, Kuchuk F J. A new pressure-rate deconvolution technique based on pressure derivatives for pressure transient test interpretation [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September 19-22, 2010.

Application of deconvolution-based pressure buildup analysis to offshore low-permeability gas reservoirs

WANG Fei¹, AN Yu²

1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China
2. College of Resources & Safety Engineering, China University of Mining & Technology, Beijing 100083, China

Abstract Current well test analysis techniques are mainly based on the analysis of individual flow periods, usually the longest build-up period in the test. They provide limited reservoir information and sometimes an incorrect diagnosis of the reservoir model. In this paper, a deconvolution-based pressure buildup analysis method evolved with our deconvolution algorithms is proposed to solve the costly test issue of offshore low-permeability gas reservoirs. The proposed method utilizes short-term pressure buildup and long-term flowrate history to recover the true reservoir pressure response. The workflow for the proposed method is provided, and a synthetic case is used to verify the correctness of the method. It is shown that for fractured gas wells with 1md permeability formation, 120m fracture half-length and infinite conductivity, it takes 22 hours of buildup testing to detect the formation radial flow regime, while using the proposed method, it only takes 1 hour to finish the fracturing parameters calculation as long as production history before the test is available, which greatly saves time and cost. A field case in China East Sea is further presented to prove the feasibility of the proposed method.

Keywords well test analysis; fractured wells; deconvolution; pressure buildup; offshore low-permeability

(责任编辑 刘志远)