

压力恢复异常资料试井分析方法

李洋¹, 柴德民¹, 罗水发¹, 高小明¹, 袁鸿飞², 何辉²

1. 中石化胜利油田分公司油藏动态监测中心 山东东营 257000

2. 西安华线石油科技有限公司 陕西西安 710065

通讯作者: Email: yhf_sol@126.com

项目支持: 陕西省重点研发计划项目“油气田开发方案优化设计云平台”(2019ZDLGY11-04)

引用: 李洋, 柴德民, 罗水发, 等. 压力恢复异常资料试井分析方法[J]. 油气井测试, 2024, 33(5): 1-7.

Cite: LI Yang, CHAI Demin, LUO Shuifa, et al. Well test analysis method for abnormal pressure build-up data[J]. Well Testing, 2024, 33(5): 1-7.

摘要 由于压力恢复异常资料的试井解释问题尚未得到合理解决, 对局部正常压力历史拟合难以准确评估关井期间地层压力变化, 因此, 基于胜利油田某页岩油区块两口油井压力恢复异常资料, 分别采用复合油藏压裂井及三线性压裂水平井模型进行试井解释。在常规拟合基础上, 通过定义附加压力函数, 对异常数据段理论压力进行校正, 最终形成了一套针对压力恢复异常数据的试井解释方法, 通过实例应用得到储层及裂缝参数, 参数解释结果较为合理, 同时实现了异常段压力曲线的准确拟合。经对比计算得到两实例井压力历史整体拟合平均误差分别为 0.31% 和 0.07%, 有效验证了校正方法可行性。该方法可有效应对关井后期压力异常升高问题, 准确预估地层压力恢复水平, 从而为异常压力资料解释问题提供了新思路。

关键词 井底压力; 压力恢复; 数据异常; 试井分析; 曲线拟合; 附加压力; 数据校正

中图分类号: TE353 **文献标识码**: A **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.05.001

Well test analysis method for abnormal pressure build-up data

LI Yang¹, CHAI Demin¹, LUO Shuifa¹, GAO Xiaoming¹, YUAN Hongfei², HE Hui²

1. Sinopec Shengli Oilfield Company Reservoir Dynamic Monitoring Center, Dongying, Shandong 257000, China

2. Xi'an Sinoline Petroleum Science & Technology Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710065, China

Abstract: The issue of interpreting well tests with abnormal pressure build-up data remains unresolved, making it difficult to accurately assess the changes in formation pressure during shut-in periods through localized normal pressure history matching. Therefore, based on the abnormal pressure build-up data from two shale oil wells in a block of the Shengli Oilfield, the well testing data were interpreted by respectively using composite reservoir fractured well model and trilinear fractured horizontal well model. On the basis of conventional matching, by defining an additional pressure function, the theoretical pressure of the abnormal data segments was corrected, finally forming a well test interpretation method specifically for abnormal pressure build-up data. The application of this method produced reasonable reservoir and fracture parameters, with accurate curve matching for the abnormal pressure segments. The overall average matching errors for the pressure history of the two case wells were 0.31% and 0.07%, respectively, effectively verifying the feasibility of the correction method. This approach can effectively address the issue of abnormal pressure rise during the late shut-in period, and can accurately predict the formation pressure build-up degree, providing a new perspective for interpreting abnormal pressure data.

Keywords: bottomhole pressure; pressure build-up; data exception; well test analysis; curve matching; additional pressure; data correction

试井领域中, 压力恢复资料是认识储层的重要依据。由于受储层复杂特性影响, 压力恢复双对数曲线呈现出不同的形态特征, 正确认识压力恢复响应特征对于计算地层参数、确定地质储量具有重要指导作用^[1-2]。

目前常规压力恢复数据在各类井型及储层类型中的处理与应用已相当成熟^[3-5], 但对于压力恢复异常数据需结合异常原因进行针对性处理解决。王秉合等^[6]结合地质特征, 发现了油、水分层供液会引起关井期间压力资料异常, 通过考虑油、水密

度差异造成的压差对数据进行了校正,并采用了多层油藏模型获得了较好的拟合结果。韩凤蕊^[7]、王杰等^[8]、韩红梅等^[9]针对常见的压力恢复曲线“驼峰”问题,从设备操作和数据校正等方面给出了处理方法。对于特低渗透油藏,王德安^[10]认为采用井底关井的方式,尽可能缩小测试井储,可大大避免数据异常问题。蒋裕强等^[11]提出可以利用续流量计算方法简化处理“水击现象”的压力恢复异常数据,从而求得地层参数。李建明^[12]分析了早期恢复期间突然下降、中期恢复极为缓慢并呈直线等异常现象产生的原因,提出了建议与措施。王坤等^[13]针对测试时间短、井底积液严重等因素造成的数据异常问题,利用校正后的产能模型来计算了气井产能。张麦云等^[14]分析了时间和压力误差对压力恢复曲线的影响,二者均会导致早期试井曲线异常。陈超峰等^[15]对压力恢复曲线中的压力异常抬升及直线段问题提出关井前测流压、关井压力恢复后测静压,以便于异常原因的

分析。此外还有部分学者也都根据曲线异常原因、曲线异常类型进行了分类,给出了相应处理措施,对正确认识测试信息,准确评价油气藏提供了有力帮助^[16-17]。

由于压力恢复异常资料受复杂地质条件、设备工艺等外部因素影响较大,需采用“因地制宜”策略,根据现场及实际地质情况,结合不同原因给出相应处理方案。根据调研整理了业界内常见的资料异常情况(见表1)。业内专家针对仪器设备、井筒内相态变化、储层性质等原因进行了操作工艺及数据处理方法改进。可以看出,针对异常数据的模型校正理论方法仍较为欠缺,为此针对胜利油田某区块多井出现的压力恢复过程中压力异常升高现象,制定了具有针对性的压力恢复数据分析方法,以两口实测井压力恢复资料为例,进行了资料解释,通过定义附加压力拟合了异常阶段压力曲线,得到拟合结果,同时可合理地计算异常曲线阶段后任意时间下压力。

表 1 压力恢复异常特征及处理措施

Table 1 Abnormal pressure buildup characteristics and remedial actions

序号	异常现象	异常原因	处理措施
1	压恢曲线跳跃、非点多	仪器受外界温度等环境影响大、测试工具未到产层中部	选择稳定性较强的测量仪器,尽量使仪器下至产层中部
2	压力恢复后期增快,出现拐点	近井附近污染	及时补孔、解堵 1. 减小生产压差 2. 采用井下关井
3	压恢试井曲线出现异常“驼峰”	井筒积液	3. 压力计下到液面以下 4. 异常驼峰段不参与拟合 5. 对驼峰前后数据分别用流压和静压折算
4	压力恢复曲线出现“驼峰”	井筒内相态重新分布	将“驼峰”结束点之前的压力数据用关井前井筒密度折算; “驼峰”结束点之后的用关井末期的井筒密度折算
5	关井后压力急剧上升,随后降低,逐渐恒定	“水击”现象	利用续流量计算方法简化处理异常数据
6	压力史后期出现异常升高	油水分层供液导致测试过程存在油水置换	通过后期段压力减去密度差异造成压力差值校正
7	压力曲线后期恢复缓慢,近乎水平	储层存在过渡带或受污染	正确认识储层物性,判断过渡带低渗透或污染严重
8	压力曲线异常波动	邻井干扰	测试过程中保持邻井工作制度不变

1 测试井基本概况

胜利油田 N 井和 F 井基本参数信息(见表 2)。两井压力曲线特征类似,以 N 井为例描述解释方法过程。其关井期间压力、温度变化(见图 1),可以看出明显区别于常规压力恢复曲线,后期压力出现异常升高,近似直线段,对应时间下温度也出现异常波动,有微小升高现象。以关井时间为起始点,绘制了 N 井压力恢复曲线(见图 2),总关井测试时间 924. 226 h,出现异常时间为 $\Delta t_0 =$

710. 476 h。相应压力恢复试井曲线(见图 3),可以看出试井导数曲线后期出现明显上翘,且斜率大于 45°。从一阶导数曲线(见图 4)可以看出,关井后起初压力随时间变化逐渐减小,后迅速增大。因此,确定曲线异常并非储层性质变化所导致,可能为关井期间井筒内相态变化导致(见图 5),关井期间,测压点与储层中部之间流体由油水混相逐渐过渡为油单相,由于流体密度减小,油藏中部与测压点之间压差减小从而导致测压点压力异常升高。

表2 测试井基本参数信息

Table 2 Basic parameter information of test wells

	N 井	F 井
井型	直井	水平井
井半径/m	0.069 85	0.069 85
关井前产量/(m ³ ·d ⁻¹)	13.84	11.400
关井前生产时间/h	1 916.782	2 000.00
总关井测试时间/h	924.226	190.125
有效厚度/m	29.45	33.00
孔隙度/%	5	5
综合压缩系数/(MPa ⁻¹)	0.001 949	0.002 185
地层压力/MPa	62.80	44.67
地层温度/℃	142.30	135.00
原油体积系数	1.233	1.45
原油粘度/(mPa·s)	1.89	1.08
原油压缩系数/(MPa ⁻¹)	0.001 12	0.001 75
原油密度/(g·cm ⁻³)	0.817 5	0.831 8

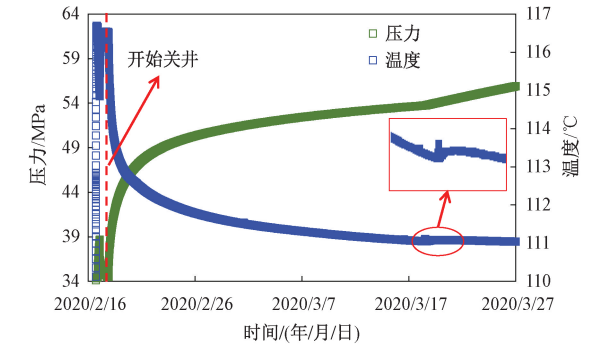


图1 N井关井压力、温度测试曲线

Fig.1 N well shut-in pressure and temperature test curves

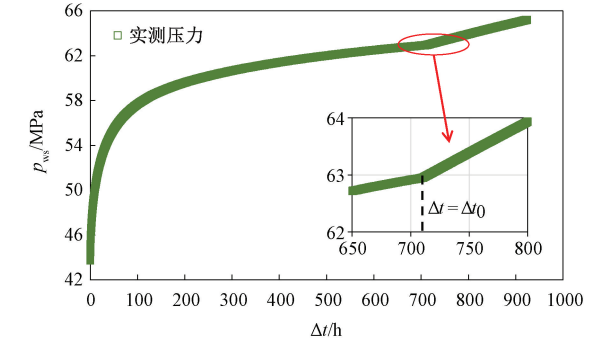


图2 N井压力恢复曲线

Fig.2 N well pressure buildup curve

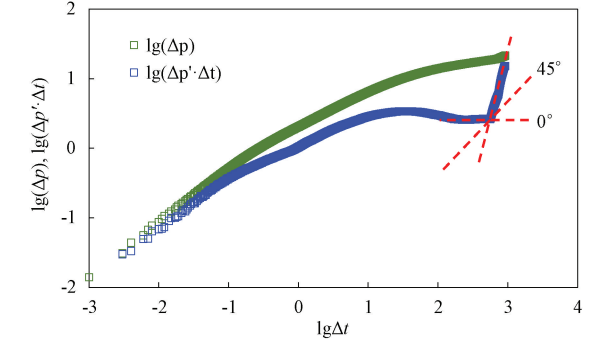


图3 N井压力恢复试井曲线

Fig.3 N well pressure buildup well test curve

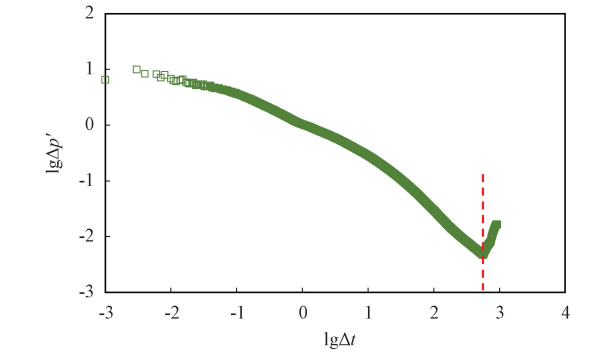


图4 N井压力一阶导数曲线

Fig.4 N well first derivative curve

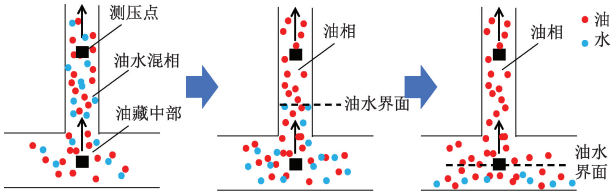


图5 关井期间井筒相态变化示意图

Fig.5 Schematic diagram of wellbore phase change during shut-in

2 压力恢复数据分析

根据选择的压裂井试井解释模型进行常规试井解释,在此基础上结合异常压力数据,通过线性回归方式确定附加压力函数,从而计算异常阶段理论压力,最后实现压力恢复阶段全段压力历史的准确拟合。

2.1 试井模型选择

根据实例井情况选择适当试井解释模型(见图6)。

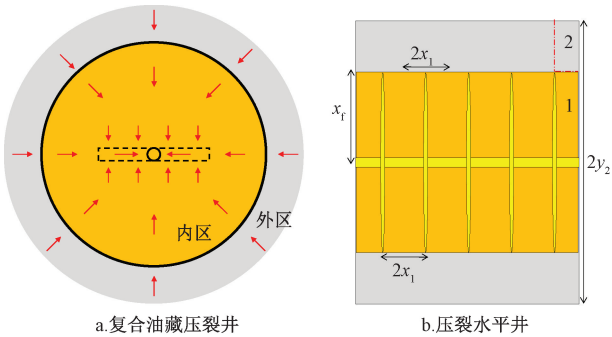


图6 物理模型示意图

Fig.6 Schematic diagram of the physical model

针对N井采用复合油藏压裂井模型^[18],模型假设:①井位于两区径向复合油藏中心,产量恒定;②裂缝关于井筒对称,地层水平等厚,两区域流体物性和岩石参数不同,外边界封闭;③流体为单相、弱可压缩,忽略重力和毛管力影响;④流体流动符合

达西渗流规律。针对 F 井采用压裂水平井模型^[19], 模型假设:①根据渗流能力差异,油藏整体分为水力裂缝区、1 区和 2 区;②裂缝之间间隔相等,裂缝关于井筒对称,储层整体关于水平井筒对称且外边界封闭;③各区流体均为一维线性渗流,流体流经区域依次为 2 区、1 区、水力裂缝区、井筒;④流体流动符合达西渗流规律。

复合油藏压裂井数学模型

$$\left\{ \begin{aligned} & \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\Delta \bar{p}_1}{\partial r_D} \right) + \frac{\partial^2 \Delta \bar{p}_1}{\partial z_D^2} = u \Delta \bar{p}_1 \\ & (1 \leq r_D \leq r_{mD}) \\ & \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\Delta \bar{p}_2}{\partial r_D} \right) + \frac{k_1}{k_2} \frac{\partial^2 \Delta \bar{p}_2}{\partial z_D^2} = \eta_{12} u \Delta \bar{p}_2 \\ & (r_{mD} \leq r_D) \\ & \lim_{\varepsilon \rightarrow 0} 4\pi L^3 \left(r_D^2 \frac{\Delta \bar{p}_1}{\partial r_D} \right)_{r_D=\varepsilon} = -\bar{q} \\ & \left. \frac{k_1}{\mu_1} \frac{\Delta \bar{p}_1}{\partial r_D} \right|_{r_D=r_{mD}} = \left. \frac{k_2}{\mu_2} \frac{\Delta \bar{p}_2}{\partial r_D} \right|_{r_D=r_{mD}}, \\ & \Delta \bar{p}_2|_{r_D \rightarrow \infty} = 0 \\ & \left. \frac{\Delta \bar{p}_1}{\partial r_D} \right|_{z_D=0} = \left. \frac{\Delta \bar{p}_2}{\partial r_D} \right|_{z_D=0} = 0, \\ & \left. \frac{\Delta \bar{p}_1}{\partial r_D} \right|_{z_D=\frac{h}{L}} = \left. \frac{\Delta \bar{p}_2}{\partial r_D} \right|_{z_D=\frac{h}{L}} = 0 \\ & \bar{p}_{wHD1} - \bar{p}_{\xi D} = \frac{\pi}{u C_{FD}} \left(x_D - u \int_0^{x_D} \int_0^{x'} \bar{q}_D dx_D dx' \right) \\ & \int_0^1 \bar{q}_D dx_D = \frac{1}{u} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

式中: $\Delta \bar{p}_1, \Delta \bar{p}_2$ 分别为 Laplace 空间内区与外区的压差, Pa; k_1, k_2 分别为内区与外区储层渗透率, m^2 ; ϕ_1, ϕ_2 分别为内区与外区储层孔隙度; μ_1, μ_2 分别为内区与外区储层流体黏度, Pa·s; C_{11}, C_{12} 分别为内区与外区储层综合压缩系数, $1/\text{Pa}$; η_{12} 为内外区导压系数比, $\eta_{12} = \frac{k_1/(\phi_1 \mu_1 C_{11})}{k_2/(\phi_2 \mu_2 C_{12})}$; r_D 为无因次半径; r_{mD} 为内区无因次半径; h 为储层厚度, m; z_D 为 z 方向无因次坐标; L 为参考长度, 取裂缝半长, m; C_{FD} 为裂缝无因次导流系数; \bar{q}_D 为 Laplace 空间单位长度裂缝流量, m^2/s ; \bar{q} 为 Laplace 空间瞬时流量, m^3/s ; u 为 Laplace 变量; \bar{p}_{wHD1} 为 Laplace 空间有限导流垂直裂缝无因次井底压力; $\bar{p}_{\xi D}$ 为 Laplace 空间无限导流垂直裂缝无因次压力, 下标 ξ 为 w1, 1, 2; x' 为积分

变量。

井底压力解为

$$\bar{p}_{w1D} = \frac{1}{2} \int_{-1}^1 \bar{q}_D [K_0(\varepsilon_0 \sqrt{(0.732 - \alpha)^2}) + A_{k0} I_0(\sqrt{u} \sqrt{(0.732 - \alpha)^2})] d\alpha \quad (2)$$

式中: \bar{p}_{w1D} 为 Laplace 空间无因次井底压力; \bar{q}_D 为 Laplace 空间无因次产量; $I_0(x), K_0(x)$ 分别为零阶第一类、第二类 Bessel 函数; A_{k0} 为渗流微分方程解相关系数。

压裂水平井数学模型

$$\left\{ \begin{aligned} & \left. \frac{\partial^2 \bar{p}_{FD}}{\partial y_D^2} + \frac{2}{F_{CD}} \frac{\partial \bar{p}_{1D}}{\partial x_D} \right|_{x_D=\frac{w_D}{2}} = \frac{u}{\eta_{F1}} \bar{p}_{FD} \\ & \left. \frac{\partial \bar{p}_{FD}}{\partial y_D} \right|_{y_D=0} = -\frac{\pi}{u F_{CD}}, \quad \left. \frac{\partial \bar{p}_{FD}}{\partial y_D} \right|_{y_D=1} = 0 \\ & \left. \frac{\partial^2 \bar{p}_{1D}}{\partial x_D^2} + \frac{K_2}{K_1} \frac{\partial \bar{p}_{2D}}{\partial y_D} \right|_{y_D=1} = u \bar{p}_{1D} \\ & \bar{p}_{1D} \left(x_D = \frac{w_D}{2} \right) = \bar{p}_{FD}, \quad \left. \frac{\partial \bar{p}_{1D}}{\partial x_D} \right|_{x_D=x_{1D}} = 0 \\ & \frac{\partial^2 \bar{p}_{2D}}{\partial y_D^2} = \frac{u}{\eta_{21}} \bar{p}_{2D} \\ & \bar{p}_{2D}(y_D = 1) = \bar{p}_{1D}, \quad \left. \frac{\partial \bar{p}_{2D}}{\partial y_D} \right|_{y_D=y_{2D}} = 0 \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

式中: $\bar{p}_{FD}, \bar{p}_{1D}, \bar{p}_{2D}$ 分别为 Laplace 空间裂缝区、1 区、2 区无因次压力; x_D, y_D 分别为 x 方向、 y 方向无因次坐标; w_D 为裂缝无因次宽度; x_{1D} 为裂缝无因次半间距; y_{2D} 为 2 区无因次边界距离; F_{CD} 为无因次导流能力; η_{F1} 为裂缝与 1 区导压系数比; η_{21} 为 2 区与 1 区导压系数比; u 为 Laplace 变量。

井底压力解为

$$\bar{p}_{wD} = \frac{\pi}{u F_{CD} \sqrt{c_4} \tanh(\sqrt{c_4})} \quad (4)$$

其中

$$c_1 = u + \frac{K_2}{K_1} \sqrt{\frac{u}{\eta_{21}}} \tanh \left[\sqrt{\frac{u}{\eta_{21}}} (y_{2D} - 1) \right]$$

$$c_2 = \cosh \left[\sqrt{c_1} \left(\frac{w_D}{2} - x_{1D} \right) \right]$$

$$c_3 = \sqrt{c_1} \frac{\sinh \left[\sqrt{c_1} \left(\frac{w_D}{2} - x_{1D} \right) \right]}{c_2}, \quad c_4 = \frac{u}{\eta_{F1}} - \frac{2}{F_{CD}} c_3$$

式中: \bar{p}_{wD} 为 Laplace 空间无因次井底压力; c_1, c_2, c_3, c_4 均为中间变量。

2.2 常规压力段试井解释

解释过程以N井为例,首先对N井正常压力恢复段进行试井解释,采用复合油藏压裂井模型,关井阶段数据压力计算公式为

$$p_{\text{BUD}}(\Delta t_{\text{D}}) = p_{\text{D}}(t_{\text{pD}}) - p_{\text{D}}(t_{\text{pD}} + \Delta t_{\text{D}}) + p_{\text{D}}(\Delta t_{\text{D}}) \quad (5)$$

式中: p_{BUD} 为压力恢复阶段无因次井底压力,无因次; p_{D} 为定产条件下无因次井底压力,无因次; Δt_{D} 为无因次关井时间,无因次; t_{pD} 为关井前无因次生产时间,无因次。

双对数拟合曲线如图7所示。正常压力恢复段拟合效果较好,异常段实测导数曲线急剧上升,常规理论曲线无法出现该特征,难以准确拟合,且曲线差异较大。

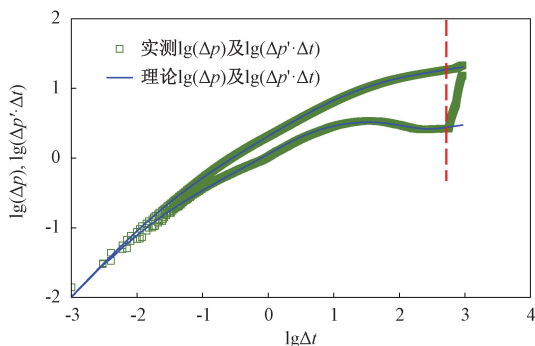


图7 N井常规双对数拟合曲线

Fig.7 Conventional double logarithmic matching curve of N well

2.3 异常段数据分析

对于异常压力恢复段曲线,可以看作正常储层压力响应及其他外部因素干扰叠加而成。因此受干扰下压力表达式可写为

$$\Delta p_{\text{w}}(\Delta t) = \Delta p_{\text{w1}}(\Delta t) + m(\Delta t) \quad (6)$$

式中: Δp_{w} 为受干扰条件下总体压力变化,MPa; Δp_{w1} 为未受干扰条件下压力变化,MPa; $m(\Delta t)$ 为附加压力函数,表示外界干扰引起压力降,MPa。

结合曲线异常形态特征,定义由外部因素干扰造成的压差为 $m(\Delta t) = k\Delta t + b$,即实际压力与理论压力之差(见图8)。因此压力变化可写为

$$\Delta p_{\text{w}}(\Delta t) = \Delta p_{\text{w1}}(\Delta t) + (k\Delta t + b) \quad (7)$$

式中: k 、 b 均为干扰相关系数。

进一步对附加压差进行拟合(见图9),拟合优度 R^2 为 0.9998,拟合程度较高,可以看出曲线近似为一条直线段,由此得到线性回归函数。因此可以得到整体试井曲线拟合结果(见图10)。其中异常数据段压力恢复计算公式为

$$p_{\text{w}}(\Delta t) = p_{\text{w1}}(\Delta t) + m(\Delta t) \quad (\Delta t > \Delta t_0) \quad (8)$$

$$m(\Delta t) = 0.0075\Delta t - 5.1729 \quad (\Delta t > \Delta t_0) \quad (9)$$

式中: p_{w} 为考虑附加压差的压力恢复阶段井底压力,MPa; p_{w1} 为未受干扰条件下压力恢复阶段井底压力,MPa; Δt 为关井时间, h; Δt_0 为异常点出现时间, h。

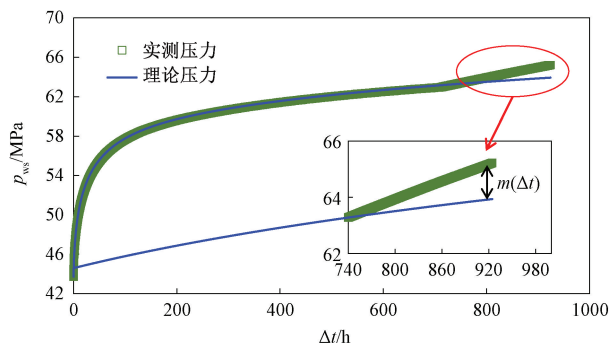


图8 N井附加压差示意图

Fig.8 Additional differential pressure diagram of N well

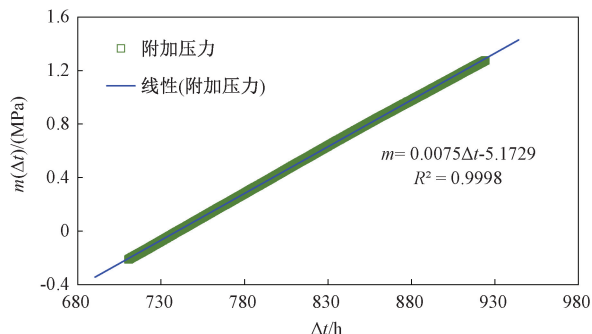


图9 N井附加压差拟合曲线

Fig.9 Additional pressure difference matching curve of N well

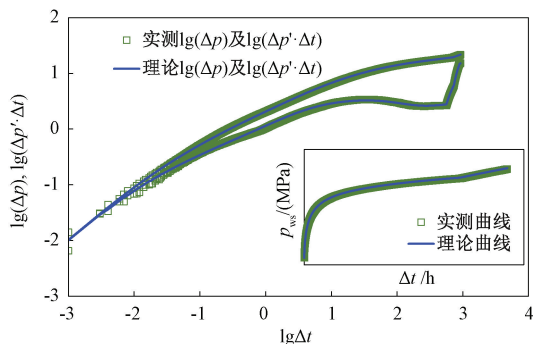


图10 N井考虑附加压差试井拟合曲线

Fig.10 Considering additional differential pressure well test matching curve in N Well

为更好保证曲线连续性,根据曲线连续的特点,在异常点刚出现时刻应有 $m(\Delta t) = k\Delta t_0 + b = 0$,可以得到 $b = -k\Delta t_0$,因此附加压力函数中仅有斜率 k 为新增变量,单位为 MPa/h,可以看作影响程度系

数,即单位时间下外部干扰造成的额外压力响应(见图 11), k 值越大,曲线异常程度越大,压力恢复上翘也会越严重。 k 为 0 时, $m(\Delta t)$ 为 0,此时曲线不存在任何干扰。

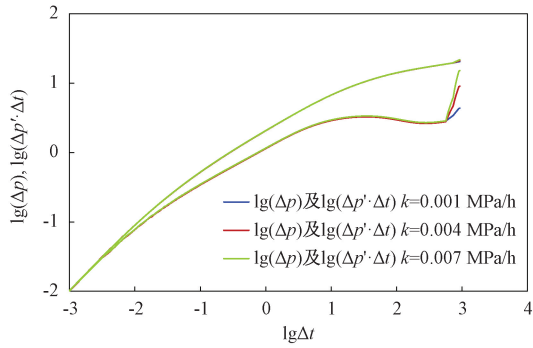


图 11 k 值对试井曲线的影响

Fig. 11 Influence of k value on well test curve

N 井压差函数曲线为直线段并非特例,F 井对应曲线存在类似特征。同理可得到 F 井拟合曲线(见图 12)。两井的附加压差曲线都表现出了良好的线性相关性。因此该方法可在此类异常情况中普遍应用。两井解释结果(见表 3),均得到了较为合理的曲线拟合及解释结果。

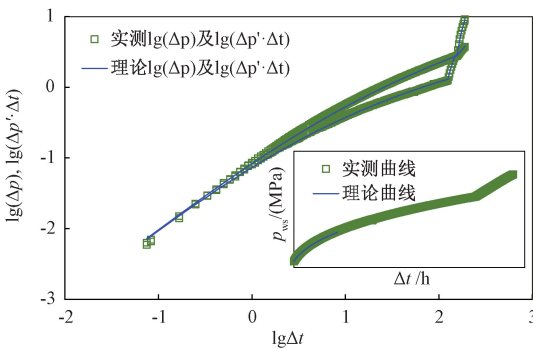


图 12 F 井考虑附加压差试井拟合曲线

Fig. 12 Considering additional differential pressure well test matching curve of F Well

表 3 试井解释结果

Table 3 Results of well test analysis

	N 井	F 井
试井模型	复合油藏压裂井	压裂水平井
平均有效渗透率/ mD	0.302	0.202
井筒储集系数/ $(\text{m}^3 \cdot \text{MPa}^{-1})$	0.37	3.94
表皮因子	-5.87	0.001
裂缝半长/ m	19.50	48.5
导流能力/ $(\text{mD} \cdot \text{m})$	均匀流量	78.247
流度比	1.45	/
影响程度系数	0.007 5	0.021 4
压力历史拟合误差/ $\%$	0.31	0.07

2.4 数据分析流程

针对压力恢复数据出现异常情况,理论压力计

算流程(见图 13),具体为:

- ① 绘制实测压力历史曲线,确定压力异常时间段及异常点出现时间 t_0 ;
- ② 根据地质资料选用适当试井模型对正常数据段($t < t_0$)曲线进行拟合,确定拟合参数;
- ③ 基于拟合参数,绘制全段压力恢复曲线,包括异常数据段($t > t_0$);
- ④ 结合③中计算的异常段压力数据及异常段实测数据,绘制附加压差曲线,确定线性回归函数即附加压差函数 $m(\Delta t)$,得到相关参数值 k, b ;
- ⑤ 对③中计算的异常段压力数据进行校正,拟合参数下异常段计算压力加上附加压差即为校正后压力。

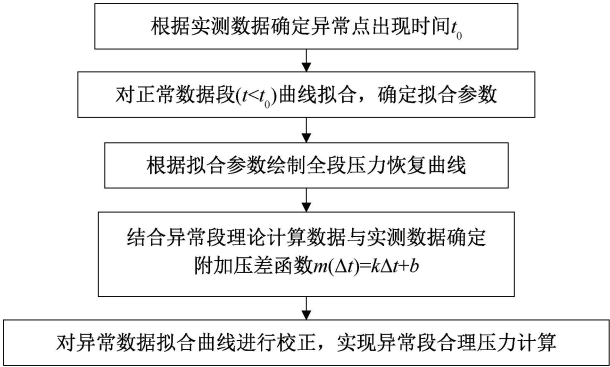


图 13 异常段数据计算流程

Fig. 13 Abnormal data stage calculation process

3 结论

(1) 对胜利油田某页岩油区块两口油井压力恢复异常资料进行了试井解释,分析了异常原因。分别采用复合油藏压裂井和压裂水平井试井模型,经拟合得到渗透率、裂缝半长、表皮因子等参数,同时计算出校正前压力恢复理论曲线。

(2) 根据两实例井曲线异常特征,结合校正前压力恢复理论曲线,构造了附加压差函数,通过回归拟合实际压力与常规理论压力差值曲线,得到曲线影响程度系数,进而拟合整体压力恢复曲线及双对数曲线,得到了良好的拟合效果,可准确预测异常数据段中任意时刻下井底压力。最后给出了针对异常数据段拟合的具体模型校正方法。

(3) 该方法针对于胜利油田同类异常资料适用性较好,说明了该异常情况也并非特例。对于不同的试井模型均可考虑附加压差函数,压力恢复曲线存在类似特征均可采用该方法,对于其他曲线异常类型应采用类似方法,定义其它类型压差函数。采

用校正方法后更能反映地层压力恢复程度,对于压力恢复异常资料的应用具有重要意义。

致谢:感谢中石化胜利油田分公司油藏动态监测中心同意本文公开发表。

参考文献

- [1] ACUNA, JORGE A. Pressure buildup interpretation in unconventional wells[R]. SPE 3842757, 2023.
- [2] QI D, NIE, SHI R, JIA, et al. A new method of pressure buildup analysis for a well in a multiwell reservoir[R]. SPE 175866, 2015.
- [3] OLABI, PAUL, STEVE A. Pressure buildup test analysis procedure of a vertical well completed within a pair of inclined sealing faults[R]. SPE 211907, 2022.
- [4] MICHAEL P, MENESES L L P, FERNANDO S V, et al. Pressure buildup in a well produced at constant pressure[J]. *Plastics Engineering*, 2020, 25 (4): 1578-1598.
- [5] USECHE, MARCOS, FRANCY F. Alternative method to horner's approximation for multirate analysis of pressure buildup[R]. SPE 197233, 2019.
- [6] 王秉合, 杨沛林, 李景, 等. 压力恢复异常资料精细二次试井解释方法[J]. *油气井测试*, 2021, 30 (6): 66-70.
WANG Binghe, YANG Peilin, LI Jing, et al. Secondary fine well test interpretation method of abnormal data of pressure recovery[J]. *Well Testing*, 2021, 30 (6): 66-70.
- [7] 韩凤蕊. ZX165井压力恢复曲线异常分析与处理[J]. *油气井测试*, 2011, 20 (4): 27-28.
HAN Fengrui. Analysis for the abnormal build up pressure curve at ZX165 well and its process[J]. *Well Testing*, 2011, 20 (4): 27-28.
- [8] 王杰, 于伟杰, 韩凤蕊, 等. 存在井筒积液气井试井问题处理方法[J]. *油气井测试*, 2011, 20 (6): 33-36.
WANG Jie, YU Weijie, HAN Fengrui, et al. Handling method to gas well testing problems existing borehole fluid[J]. *Well Testing*, 2011, 20 (6): 33-36.
- [9] 韩红梅, 周波, 王景. 重力分离现象对压力恢复试井资料的影响[J]. *油气井测试*, 2006, 15 (1): 16-18.
HAN Hongmei, ZHOU Bo, WANG Jing. Influence on pressure renew test data by gravity separate phenomenon[J]. *Well Testing*, 2006, 15 (1): 16-18.
- [10] 王德安. 特低渗储层异常压力恢复测试曲线分析[J]. *油气井测试*, 2011, 20 (1): 27-28.
WANG De'an. Analysis of abnormal pressure build-up curve in reservoirs with extraordinary low permeability[J]. *Well Testing*, 2011, 20 (1): 27-28.
- [11] 蒋裕强, 李成勇, 曹成惠, 等. 高产气井试井压力资料异常原因分析[J]. *天然气工业*, 2008 (7): 90-92.
JIANG Yuqiang, LI Chengyong, CAO Chenghui, et al. Reason analysis on abnormal pressure data from high-productivity gas well testing[J]. *Natural Gas Industry*, 2008 (7): 90-92.

- [12] 李建明. 深层气井测试初关井压力曲线异常原因分析[J]. *新疆石油天然气*, 2011, 7 (2): 36-39.
LI Jianming. Analysis of reasons for abnormal curves of the beginning of shut in pressure in deep gas well test[J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2011, 7 (2): 36-39.
- [13] 王坤, 陈明强, 曹宝格, 等. 气井系统试井异常资料分析及处理方法[J]. *油气井测试*, 2008 (4): 29-31.
WANG Kun, CHEN Mingqiang, CAO Baoge, et al. Analysis and process method for abnormal data of systematic well testing in gas well[J]. *Well Testing*, 2008 (4): 29-31.
- [14] 张麦云, 刘克云, 宋黎明, 等. 时间和压力误差对压力恢复曲线早期的影响[J]. *油气井测试*, 1999 (2): 29-30.
ZHANG Maiyun, LIU Keyun, SONG Liming, et al. The impact of time and pressure errors on the early stage of pressure buildup curves[J]. *Well Testing*, 1999 (2): 29-30.
- [15] 陈超峰, 陈玲. W1井压力恢复资料异常分析[J]. *油气井测试*, 2009, 18 (1): 38-39.
CHEN Chaofeng, CHEN Ling. Analysis of abnormal buildup pressure data of well W1[J]. *Well Testing*, 2009, 18 (1): 38-39.
- [16] 高绍琨, 王杰. 试井测试曲线异常原因分析[J]. *油气井测试*, 2014, 23 (6): 22-24.
GAO Shaokun, WANG Jie. Analyzing causes of abnormal well testing curve[J]. *Well Testing*, 2014, 23 (6): 22-24.
- [17] 孙士东. 几种异常压力恢复曲线分析[J]. *油气井测试*, 2002 (2): 35-36.
SUN Shidong. Analysis of several abnormal pressure build-up curves[J]. *Well Testing*, 2002 (2): 35-36.
- [18] 姬安召, 王玉凤. 封闭断层复合油藏压裂井压力动态特征[J]. *油气藏评价与开发*, 2019, 9 (6): 35-41.
JI Anzhao, WANG Yufeng. Pressure transient characteristics of fractured wells in closed fault composite reservoirs[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9 (6): 35-41.
- [19] 刘启国, 岑雪芳, 李隆新, 等. 多段压裂水平井三线性流模型适用性研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2018, 8 (2): 63-67.
LIU Qiguo, CEN Xuefang, LI Longxin, et al. Study on applicability of trilinear flow model for multistage fractured horizontal well[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2018, 8 (2): 63-67.

编辑 程莹

第一作者简介:李洋,男,1984年出生,高级工程师,2008年获得中国石油大学(华东)资源勘查工程专业学士学位,从事中石化胜利油田分公司油藏动态监测管理工作。电话:0546-8680067;Email:liyong986.slyt@sinopec.com。通信地址:山东省东营市东营区菏泽路197号,邮政编码:257000。