

基于动态分析的致密气藏有效渗透率评价方法

张英魁¹, 李忠诚¹, 孙胜宇¹, 孙晓辉²

- 1. 中国石油吉林油田分公司勘探开发研究院 吉林松原 138000
- 2. 中国石油华北油田分公司华港燃气集团有限公司 河北任丘 062550

通讯作者: Email: zhangyk-jl@petrochina.com.cn

引用: 张英魁, 李忠诚, 孙胜宇, 等. 基于动态分析的致密气藏有效渗透率评价方法[J]. 油气井测试, 2022, 31(3): 73-78.

Cite: ZHANG Yingkui, LI Zhongcheng, SUN Shengyu, et al. Effective permeability evaluation method of tight gas reservoir based on dynamic analysis [J]. Well Tisting, 2022, 31(3): 73-78.

摘要 为准确预测吉林油田致密气藏不同压力条件下的单井产能,在压力恢复试井解释和 Topaze-生产数据动态分析解释基础上,应用试井半对数曲线直线段的斜率公式和气井平面径向流产量公式,取平均值求出有效渗透率,与动态分析解释的地层压力建立回归方程,得出不同压力下对应的有效渗透率剖面。基于对有效渗透率剖面的评价,通过地层压力与有效渗透率回归公式计算有效渗透率,利用变形的地层压力与有效渗透率回归公式预测地层压力。应用该方法,对 C 气田 A 井进行致密气藏压力敏感性评价,平均地层压力达到 26.80 MPa,有效渗透率平均相对误差仅为 8.74%。该方法可有效解决致密气藏试井渗透性评价难题,为致密气勘探开发提供理论依据。

关键词 致密气藏;试井解释;动态分析;地层压力;有效渗透率;产气量;敏感性分析

中图分类号: TE353 **文献标识码:** B **DOI:** 10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.03.013

Effective permeability evaluation method of tight gas reservoir based on dynamic analysis

ZHANG Yingkui¹, LI Zhongcheng¹, SUN Shengyu¹, SUN Xiaohui²

- 1. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Jilin Oilfield Company, Songyuan, Jilin 138000, China
- 2. Huagang Gas Group Company Limited, PetroChina Huabei oilfield Company, Renqiu, Hebei 062550, China

Abstract: To accurately predict the single well production capacity of tight gas reservoir in Jilin Oilfield with different pressure, based on the pressure buildup well testing interpretation and the dynamic analysis and interpretation of Topaz - production data, the effective permeability is calculated by taking the average value using the slope formula of the straight section of the well testing semi-logarithmic curve and the formula of plane radial flow of gas well. Then the effective permeability profile under different pressure is established according to the regression equation calculated by the formation pressure interpreted by dynamic analysis. Based on the evaluation of the effective permeability profile, the effective permeability is calculated by the regression formula of reservoir pressure and effective permeability under a certain reservoir pressure, and the daily gas production of a single well is predicted by using the deformed slope of the straight section of the semi-logarithmic curve of well testing and the formula of plane radial flow of gas well. After that, the effective permeability is obtained, and the formation pressure can be predicted by the deformed regression formula of reservoir pressure and effective permeability. Using this method to evaluate the pressure sensitivity of tight gas reservoir in Well A of C gas field, the average formation pressure of this reservoir is 26.80 MPa, and the average relative error of effective permeability is only 8.74%. This method can effectively solve the problems of well testing permeability evaluation of tight gas reservoir and provide a theoretical basis for tight gas exploration and development.

Keywords: tight gas reservoir; well testing interpretation; dynamic analysis; reservoir pressure; effective permeability; gas production; sensitivity analysis

近些年,常规、浅层及较易开采的气藏已经陆续开发,国内勘探、开发的重点已转向深层、超深层页岩气及致密气等较难开发的气藏^[1-2]。吉林油田 C 气田 D 层系岩性以大段流纹岩间夹薄层凝灰岩、

安山岩、玄武岩和流纹质角砾凝灰岩为主,复杂的岩性导致该区储层致密、渗透率低,为典型的致密火山岩气藏^[3]。针对此类储层,准确求取有效渗透率是储层评价和产能预测最基础的内容之一,

直接关系到油田储量评估和后续的开发井部署与调整。

通过调研,常规实验、测井等方法难以实现对致密储层百分位到千分位数量级有效渗透率的准确计算和评价。近年来,随着电缆测试和MDT仪器技术的发展,地层电缆测试和MDT测试水平逐渐成熟。通过获取的地层测试资料,开展常规试井解释,可以实现储层单点有效渗透率准确计算^[4-5]。但随着气藏衰竭式开发,地层压力下降,储层有效渗透率下降,含气饱和度及单井产能也随之降低。如何利用有效渗透率,建立地层压力和产气量之间的关系方程,从而实现二者的相互转换,准确预测不同压力条件下的单井产能,成为吉林油田C气田目前面临的重大难题。

本文结合地质基础资料,通过压力恢复试井解释和Topaze-生产数据动态分析软件,解释地层压力剖面;采用试井半对数曲线直线段的斜率公式和气井平面径向流产量公式,求出有效渗透率剖面,在对地层压力剖面与有效渗透率剖面进行线性回归的前提下,得到回归数学模型,实现对产气量及地层压力的准确预测^[6]。此方法充分应用矿场软件资源,探索出致密气藏试井渗透性评价技术,为致密气层勘探开发提供科学理论依据。

1 压力恢复试井解释

C气田A井测试层位为HS组,井段2 733.60~2 850.00 m,厚度116.39 m,岩性为流纹岩,测井解释为气层。2009年6月11日~7月1日进行压力恢复测试(图1)。

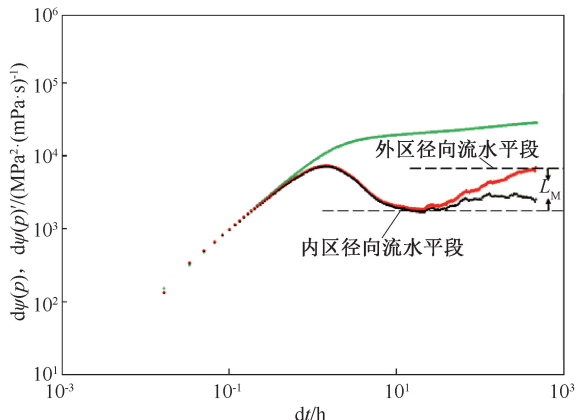


图1 A井双对数分析图

Fig.1 Double logarithmic analysis of Well A

在不稳定试井模型诊断中,该井双对数曲线压力和压力导数后期上翘,上翘趋势分析为两条

断层边界,或者是径向复合边界,存在明显多解性^[7-9]。为验证该信息是否为真实地层信息,使附加导数中的压降导数与压力恢复导数进行对比。从图1可以看出,后期压力恢复导数曲线和压降导数曲线分离严重,证明该井受到了开井时间短的影响。

1.1 模型诊断

在双对数分析图中(图1),压力导数曲线出现内区径向流段(图1虚线第一水平线)。曲线从拟合0.5水平直线段继续“爬升”到拟合0.5 M_c 水平线,标志着外区径向流段出现(图1虚线第二水平线)。内外区径向流之间,导数水平线存在一个高度差,表示为 L_M 。 L_M 除以纵坐标刻度 L_C (一个对数周期长),得到无量纲数,即

$$L_{MD} = L_M / L_C \quad (1)$$

用 L_{MD} 值可以计算内外区流度系数比 M_c ,即Arps。该井 $L_M = 6.4 \text{ mm}$ 、 $L_C = 11.9 \text{ mm}$,经计算, $L_{MD} = 0.5378$, $M_c = 3.44$ 。

在半对数分析图中(图2),井筒储集结束后,曲线呈现两条直线段,分别对应于压力导数的两个水平直线段;第一段和第二段的斜率分别为 m_1 和 m_2 ,即 $m_2 = M_c m_1$ 。当 $M_c > 1$ 时,曲线上翘。该井的 $m_1 = 4\,303 \text{ (MPa}^2 / (\text{mPa} \cdot \text{s})) / \text{cycle}$, $m_2 = 148\,52 \text{ (MPa}^2 / (\text{mPa} \cdot \text{s})) / \text{cycle}$, $M_c = 3.45$ 。

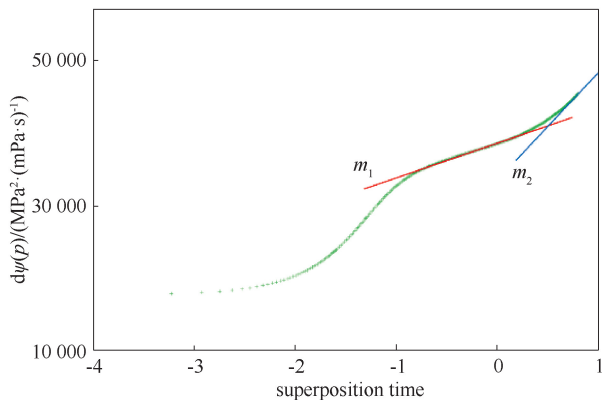


图2 A井半对数分析图

Fig.2 Semi-logarithmic analysis of Well A

1.2 试井解释结果

通过模型诊断和图形分析,本次试井解释选择内边界条件为井筒储存、表皮效应+复合模型^[10-11]。解释结果为: $p_R = 29.09 \text{ MPa}$ 、 $S = 1.31$ 、 $C = 0.084 \text{ m}^3 / \text{MPa}$ 、内区半径 $r = 8.0 \text{ m}$ 、流度比 $M_c = 3.13$ (图3~5)。从压力恢复解释结果上看,有效渗透率为 0.0462 mD ,属于致密低渗气藏^[12-13]。

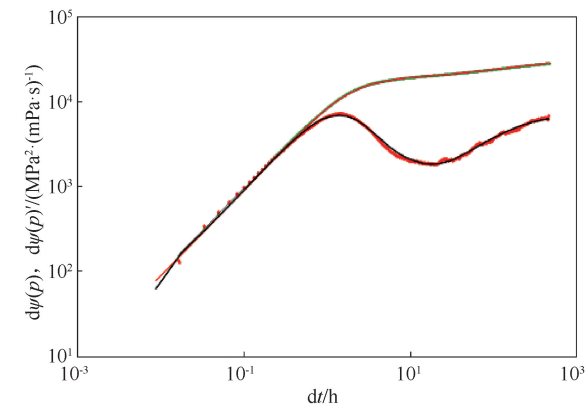


图 3 A 井双对数拟合图

Fig. 3 Double logarithmic fitting diagram of Well A

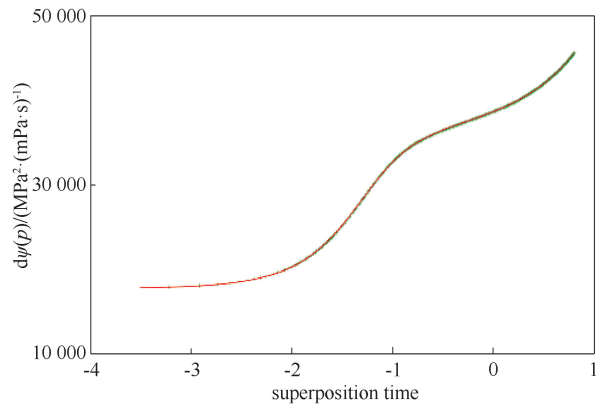


图 4 A 井半对数拟合图

Fig. 4 Semi-logarithmic fitting diagram of Well A

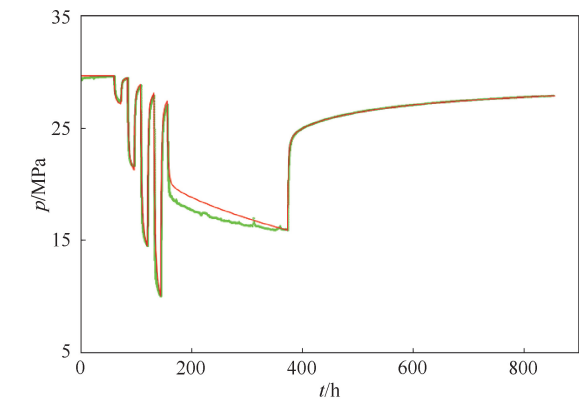


图 5 A 井压力史拟合图

Fig. 5 Fitting diagram of pressure history of Well A

2 Topaze-生产动态分析

气井动态分析方法有传统的 Arps 递减曲线法,经典 Fetkovich 典型曲线拟合法,现代的 Blasingame 典型曲线拟合法和 Agarwal-Gradner 典型曲线拟合法,在此基础上又增加了产量积分、产量积分导数、累积产量-时间、产量-累积产量标准曲线,作为辅助拟合分析曲线来降低多解性。

把 C 气田 A 井 2009 年 8 月 29 日至 2011 年 5

月 10 日生产动态数据(包括日产气量、井口套压、气体组分、射开厚度及气层中部等)录入到软件中,以压力恢复结果 $p_R=29.09\text{ MPa}$ 、 $K=0.046\text{ 2 mD}$ 为解释标准,进行 Topaze 气井生产动态数据分析。

2.1 Blasingame 曲线拟合图

Blasingame 曲线即是把重整流量与物质平衡拟时间在双对数坐标上作图,在边界控制流动阶段会出现斜率为-1 的直线段。重整流量就是把产量变化到单位压差条件下进行分析,这样就可以处理压力变化的情况。实际上,Blasingame 曲线就是采气指数、采气指数积分及采气指数积分导数图,它主要是根据 Blasingame 提出的物质平衡拟时间方程,充分利用现代压力不稳定测试技术的最新成果,综合考虑压力变化、地质模型进行生产历史的拟合,最终进行动态储量计算(图 6)。

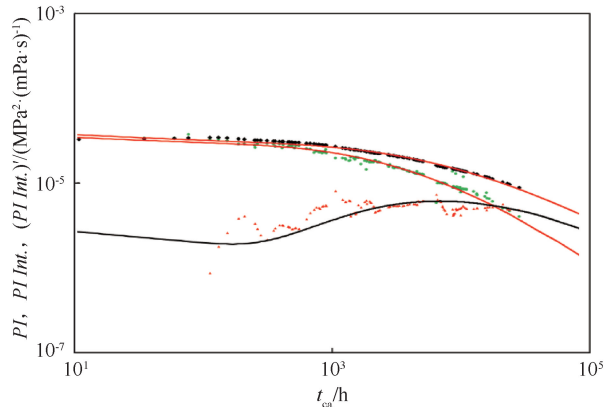


图 6 A 井 Blasingame 正曲线拟合图

Fig. 6 Blasingame curve fitting diagram of Well A

2.2 流量重整压力双对数拟合图

重整压力双对数曲线几乎就是 Blasingame 曲线的倒转(图 7),同样是用物质平衡拟时间作横坐标,纵坐标为重整压力^[14],即用产量来修正压力。

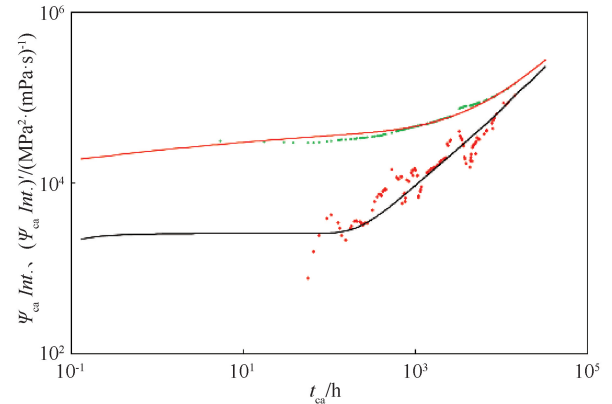


图 7 A 井流量重整压力双对数拟合图

Fig. 7 Double logarithmic fitting diagram of flow reforming pressure for Well A

在边界控制流动段出现斜率为1的直线段,等同于试井解释中的拟稳定流状态,据此可以计算获得动用的地层范围边界大小。同时绘制重整(拟)压力的导数曲线,不稳定段将会出现水平线,对应于试井解释中的径向流段。因此,可以计算获知储层流体的流度 K/μ ,从而得到渗透率 K 值,通过重整压力双对数曲线和重整(拟)压力的导数曲线之间差距可计算出表皮系数。

2.3 生产历史拟合图

生产历史图有日产量、累产量、井底流动压力及地层压力剖面图^[15]。通过拟合求出历年地层压力剖面。

以该井2009年6月11日-7月1日关井压力恢复试井测试,解释地层压力 $p_R = 29.09$ MPa 为解释标准,如果选定的模型和数据拟合一致,也就是当压力、产量和累计产量拟合好而得到最终结果,从而拟合出历年地层压力剖面(图8),其中2009年8月29日地层压力为29.04 MPa,解释相对误差0.17%。

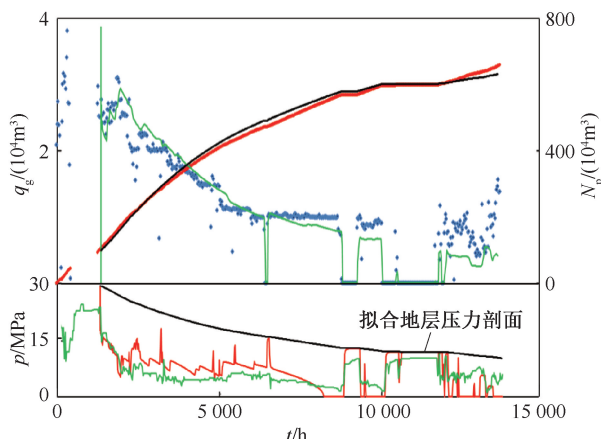


图8 A井生产历史拟合图

Fig. 8 Fitting diagram of production history of Well A

2.4 Topaze 软件气井动态解释结果

通过压力、产量和累计产量图的拟合得到最终结果:地层系数 $Kh = 2.74$ mD·m,渗透率 $K = 0.0409$ mD;压力剖面 $p_{20090829} = 29.09$ MPa, $p_{20091231} = 23.29$ MPa, $p_{20100630} = 15.91$ MPa, $p_{20101231} = 13.07$ MPa, $p_{20110510} = 11.08$ MPa。可以利用物质平衡方法计算气井控制地质储量,即井控地质储量 $G = 0.104 \times 10^8$ m³;还可以探讨致密性气藏有效渗透率随地层压力的相关关系。

3 有效渗透率计算方法

有效渗透率计算方法与产气量有密切关系。

在试井解释中,可以根据径向流动阶段直线段的斜率公式求出有效渗透率;也可以通过气井平面径流产量公式反求出有效渗透率。

3.1 假设条件

(1)如果A井开井生产相当长,产量在一定范围内不发生变化,符合试井基本微分方程对地层、流体和井的假设条件。

(2)应用径向流动直线段的斜率公式,假设压力恢复曲线斜率固定不变(实际是有细小变化的),那么只要已知气井的产量,就能求出有效渗透率;另外,应用气井平面径流产量公式也可以反求出有效渗透率。

3.2 有效渗透率计算公式

(1)以压力恢复解释结果有效渗透率 $K = 0.0462$ mD 为计算标准,应用径向流动阶段直线段的斜率公式求出有效渗透率^[16],即

$$K = \frac{14.66q_g T_f}{m_\psi h} \quad (2)$$

式中: K 为气井有效渗透率,mD; q_g 为气井日产气量, 10^4 m³/d; T_f 为地层温度,K; m_ψ 为半对曲线斜率,(MPa²/(mPa·s))/cycle; h 为气层厚度,m。

(2)气体在地层流动时,服从线性渗流定律,即气体平面径向稳定渗流规律。已知气井的气日产量(动态分析中实际产量)和生产压力平方差(Topaze软件解释地层压力平方与套压折到井底流动压力平方之差),以压力恢复解释结果有效渗透率 $K = 0.0462$ mD 为计算标准,应用气井平面径流产量公式也可以反求出有效渗透率^[17],即

$$K = \frac{36846\mu_g Z T_{sc} p_{sc} q_g}{(p_R^2 - p_{wf}^2) h T_{sc}} \left(\ln \frac{0.472r_e}{r_w} + S \right) \quad (3)$$

式中: μ_g 为气体平均黏度,mPa·s; Z 为地层条件下气体偏差系数; p_{sc} 为气体标准状态下压力(一般值取0.1013),MPa; T_{sc} 为气体标准状态下温度(一般值取293.16),K; p_R 为地层压力,MPa; p_{wf} 为井底流动压力,MPa; r_e 为供气半径,m; r_w 为井折算半径,m; S 为表皮系数,无因次。

3.3 计算标准

如果以上两个假设条件都成立,那么可以用(2)式和(3)式计算出一系列有效渗透率,之后取两个公式计算结果的平均值。

以该井2009年6月11日-7月1日关井压力恢复试井测试解释有效渗透率 $K = 0.0462$ mD 为计算标准,(2)式计算有效渗透率为0.04696 mD,(3)

式计算有效渗透率为 0.045 89 mD,二者平均计算有效渗透率为 0.046 42 mD,与试井解释有效渗透率的相对误差 0.48%。那么,可以利用这两个公式计算有效渗透率剖面(表 1)。

表 1 两公式计算有效渗透率对应表

Table 1 Corresponding table of effective permeability calculated by two formulas

日产气/ (10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	地层压力/ MPa	流压/ MPa	计算有效渗透率/mD		
			(2)式	(3)式	平均
2.519 3	30.00	21.53	0.047 54	0.025 74	0.036 64
2.514 2	29.82	22.74	0.047 44	0.030 10	0.038 77
2.424 3	29.64	22.74	0.045 74	0.029 90	0.037 82
2.546 6	29.49	22.74	0.048 05	0.032 17	0.040 11
2.435 3	29.24	24.53	0.045 95	0.042 92	0.044 44
2.488 6	29.04	24.53	0.046 96	0.045 89	0.046 42
2.621 3	28.98	22.86	0.049 46	0.036 86	0.043 16
2.423 5	28.70	22.86	0.045 73	0.035 90	0.040 81
2.445 5	28.50	22.86	0.046 14	0.037 67	0.041 91
2.720 0	28.43	22.86	0.051 32	0.042 47	0.046 90
...

4 致密气藏有效渗透率评价

利用试井解释及生产资料(动态资料)对地层压力敏感性进行评价分析。

4.1 地层压力与有效渗透率评价

地层压力剖面是通过 Topaze 动态分析软件解释取得的;有效渗透率剖面是由生产动态数据中的产气量,通过试井分析中的径向流动直线段的斜率公式和平面径向流产量公式反求的平均值。地层压力剖面和有效渗透率剖面见图 9。

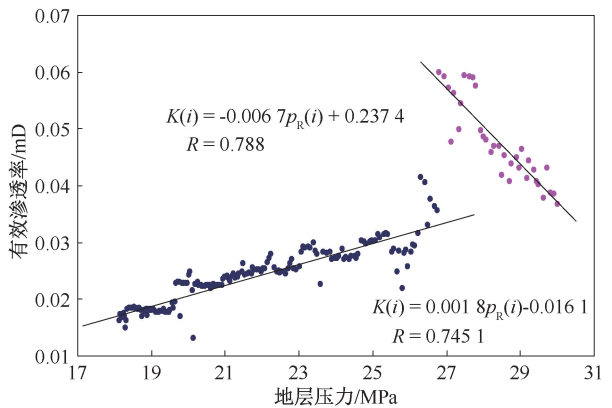


图 9 有效渗透率与地层压力关系图

Fig. 9 Relationship between effective permeability and formation pressure

从图 9 中可以看出,地层压力在 26.80 MPa 时,有效渗透率达到最高值 0.059 9 mD。以 26.80 MPa 为一个分界点,地层压力在 26.80~31.05 MPa 区间,有效渗透率以斜率-0.006 7 变小,地层压力升高 30.00 MPa,有效渗透率下降到 0.036 64 mD。地

层压力在 26.80~18.14 MPa 区间有效渗透率以斜率 0.001 8 减小,随着地层压力下降,有效渗透率也在下降,说明地层压力对于一口油气井十分重要。又因该井采用衰竭式开采,所以选择小于 26.80 MPa 的数据进行线性回归分析^[18],得出回归公式,即

$$K(i)=0.001\ 8p_{\text{R}}(i)-0.016\ 1\quad (4)$$

式中: $K(i)$ 为气井有效渗透率,mD; $p_{\text{R}}(i)$ 为气井地层压力,MPa。

4.2 有效渗透率检验

对(4)式计算预测结果进行评估,与实际有效渗透率((2)式和(3)式)进行对比,检验(4)式预测有效渗透率合理性,平均相对误差为 8.74%(表 2)。

表 2 有效渗透率评估表

Table 2 Evaluation table of effective permeability

日产气量/ (10 ⁴ m ³ /d)	地层压力/ MPa	有效渗透率 ^① /(mD)	预测有效渗透率 ^② /(mD)	相对误差/ %
2.550 5	26.74	0.035 52	0.032 03	9.82
2.529 4	26.68	0.036 26	0.031 92	11.99
2.536 2	26.55	0.037 54	0.031 69	15.58
2.220 5	26.49	0.032 96	0.031 58	4.17
2.722 3	26.43	0.040 53	0.031 47	22.35
2.773 1	26.30	0.041 54	0.031 23	24.81
2.099 6	26.24	0.031 55	0.031 13	1.34
2.046 1	26.13	0.029 45	0.030 94	5.05
2.051 1	26.08	0.029 58	0.030 85	4.28
1.987 7	26.03	0.028 33	0.030 76	8.59
...	8.74

注:①((2)式+(3)式)/2 计算而得;②(4)式计算而得。

4.3 致密气藏试井渗透率应用

无论是地层压力还是产量,都与气藏试井有效渗透率相关。

(1)已知气井日产量,可通过((2)式+(3)式)/2 求出有效渗透率,再利用变形的(4)式预测地层压力(表 3)。

表 3 日产气量预测表

Table 3 Prediction of daily gas production

地层压力/MPa		相对误差/ %	日产气/(10 ⁴ m ³ /d)		相对误差/ %
实际	预测		实际	预测	
18.10	18.56	2.52	0.999 8	0.965 9	2.65
18.07	18.56	2.63	0.998 5	0.958 9	4.27
18.05	18.60	2.93	1.001 1	0.955 3	4.52
18.01	18.59	3.09	0.997 3	0.951 7	5.19
17.99	18.60	3.25	0.997 2	0.944 6	5.58
17.95	18.57	3.34	0.991 9	0.941 2	5.95
17.93	18.63	3.75	0.996 5	0.933 9	6.21
17.91	18.58	3.62	0.990 4	0.930 4	7.10
17.87	18.68	4.37	0.998 6	0.926 9	6.85
17.85	16.87	5.78	0.812 0	0.920 0	8.55

(2)已知地层压力,可通过(4)式求出有效渗透率,再利用变形的((2)式+(3)式)/2 预测日产量(表 3)。

5 结论

(1)首次提出并建立一套压力恢复试井解释+

生产数据动态分析二位一体的致密气藏试井渗透性评价技术,使致密气藏试井渗透性评价更精确。

(2)进行致密气藏压力敏感性评价,求出C气田A井平均地层压力达到26.80 MPa时,它的有效渗透率达到最大值。该项新技术对近期产量、地层压力有预测作用。

(3)该方法的提出,打开了致密气藏试井渗透性评价技术新局面,解决了致密气藏试井渗透性评价技术难题。为致密气层勘探开发提供科学理论依据。

致谢:感谢吉林油田勘探开发研究院同意本文公开发表;对论文撰写过程中,勘探开发研究院教授级高级工程师张国一博士在试井解释方法上给予的指导和帮助,表示感谢。

参考文献

- [1] 姜鑫民,田磊,刘琪,等. 我国非常规天然气发展战略研究[J]. 中国能源,2017,39(6):8-11,7.
JIANG Xinmin, TIAN Lei, LIU Qi, et al. Research on development strategy of unconventional natural gas in China [J]. Energy of China, 2017,39(6):8-11,7.
- [2] 杨光,朱华,黄东,等. 四川超级富气盆地特征及油气勘探潜力[J]. 天然气勘探与开发,2020,43(3):1-7.
YANG Guang, ZHU Hua, HUANG Dong, et al. Characteristics and exploration potential of the super gas-rich Sichuan basin [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2020,43(3):1-7.
- [3] 张英魁. 试井技术在吉林油区发展历程及应用前景[J]. 石油科技论坛,2011(1):15-17.
ZHANG Yingkui. Development and applications of well testing techniques in Jilin oil province [J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2011,30(1):15-17.
- [4] 李纪智,关利军,吴明录,等. 基于单探针MDT资料的气井产能计算新方法[J]. 油气井测试,2021,30(3):64-69.
LI Jizhi, GUAN Lijun, WU Minglu, et al. A new productivity calculation method for gas wells based on single probe MDT data [J]. Well Testing, 2021,30(3):64-69.
- [5] 罗健豪. MDT试井解释方法研究[D]. 成都:西南石油大学,2018.
LUO Jianhao. Research on well test interpretation method of MTD [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [6] 中国石油天然气股份公司. 一种致密气藏储层应力敏感性的测量方法[P]:ZL 201410549776.9,2014-10-16.
- [7] 孙艳波. JL气田HS组气藏产水气井压力恢复试井解释[J]. 油气井测试,2020,29(2):75-78.
SUN Yanbo. Well test interpretation of pressure bulid-up for water-producing gas wells in HS group gas reservoir of JL gas field [J]. Well Testing, 2020,29(2):75-78.
- [8] 刘能强. 实用现代试井解释方法[M]. 第5版. 北京:石油工业出版社,2008:251-260.
- [9] 孙达. 油气井压力恢复试井解释关键技术[J]. 油气井测试,2018,27(6):73-77.
SUN Da. Key technologies for oil and gas well pressure buildup test interpretation [J]. Well Testing, 2018, 27(6):73-77.
- [10] 刘振宇,赵春森,殷代印. 油藏工程基础知识手册[M]. 北京:石油工业出版社,2002:173-174.
- [11] 张洪峰. 吉林探区压力监测资料解释技术[J]. 油气井测试,2019,28(6):73-77.
ZHANG Hongfeng. Pressure monitoring data interpretation technology in Jilin prospecting area [J]. Well Testing, 2019,28(6):73-77.
- [12] 张英魁. 试井解释技术与应用[M]. 北京:石油工业出版社,2019:153-158.
- [13] 李传江. 试井解释方法探讨[J]. 油气井测试,2017,26(3):39-41.
LI Chuanjiang. Discuss on Well Testing Interpretation Method [J]. Well Testing, 2017,26(3):39-41.
- [14] 李美逸,王晓冬,沈宝明. 气井控制储量评价方法[J]. 大庆石油地质与开发,2010,29(4):32-35.
LI Meiyi, WANG Xiaodong, SHEN Baoming. An evaluation method of gas well controlled reserves [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2010, 29(4):32-35.
- [15] 孙达,夏平,张英魁,等. 坨17井生产数据动态分析与井控储量计算[J]. 油气井测试,2010,19(5):20-23.
SUN Da, XIA Ping, ZHANG Yingkui, et al. Analysis of performance and calculation of reserves controlled by the well from production data of Well Tuo17 [J]. Well Testing, 2010,19(5):20-23.
- [16] 庄惠农. 气藏动态描述和试井[M]. 北京:石油工业出版社,2004:362-363.
- [17] 孙利国,王玉梅,何石. 利用平面径向流公式预测油层自然产能的方法[J]. 测井技术,2000,24(S1):527-530.
SUN Ligu, WANG Yumei, HE Shi. A method to predict natural productivity in oil zones with the plane radial flow formula [J]. Well Logging Technology, 2000,24(S1):527-530.
- [18] 田时芸. 石油天然气数学地质[M]. 北京:中国地质大学出版社,1991:95-103.

编辑 王 军

第一作者简介:张英魁,男,1965年出生,高级工程师,1996年毕业于长春地质学院油田地质勘查专业,现从事试井解释及油气田开发研究工作。电话:0438-6274078,13894909693; Email:zhangyk-jl@petrochina.com.cn。通信地址:吉林省松原市宁江区锦江大街1号吉林油田分公司勘探开发研究院,邮政编码:138000。