

强非均质碳酸盐岩气藏开发早期气井产能评价方法

张 楷, 杨 山, 赵 翔, 严予晗, 彭小娟

(中国石油西南油气田分公司 勘探开发研究院, 成都 610041)

摘要:高磨灯影组气藏目前处于开发早期阶段,储层缝洞体分布复杂,非均质性强。由于测试井井底积液,同时大部分气井远井区储层物性较差,导致常规回压试井在较大产量制度下,流动状态未能达到稳定,产能测试结果与实际情况相差大。基于气井二项式产能方程,结合非达西系数的迭代运算方法,推导出适用于该目标区块的产能模型。该模型简单实用,适用条件范围明确,同时可以减少现场施工下压力计时间,降低安全风险,对气藏的合理开发,具有重要的指导意义。

关键词:气藏;非均质;气井产能;稳定点二项式产能方程;适用性

中图分类号:TE373 **文献标志码:**A **文章编号:**1671-1807(2021)01-0231-04

高石梯-磨溪灯影组气藏是中国石油西南油气田分公司近期内主要的产能增长点,具有储层缝洞体分布复杂、非均质性强的特点。目前,根据高石梯-磨溪区块灯四段储层孔洞缝搭配关系及其成因,已将储层分为孔隙型、孔洞型、裂缝—孔洞型三种储层类型。为评价新投产井产能及已投产井产能变化,现场施工通常采用回压试井法进行气井产能

评价^[1-2]。目前气藏共部署了 13 井次的常规回压试井(包含 3 口水平井),其中 8 口井二项式产能曲线出现负斜率,无法准确评价产能,出现这种现象主要有以下两个原因:①测试井井底积液,测压曲线形成倒尖峰形态,如图 1 所示;②储层物性较差,常规回压试井每个制度下,流动状态并未达到稳定,如图 2 所示。

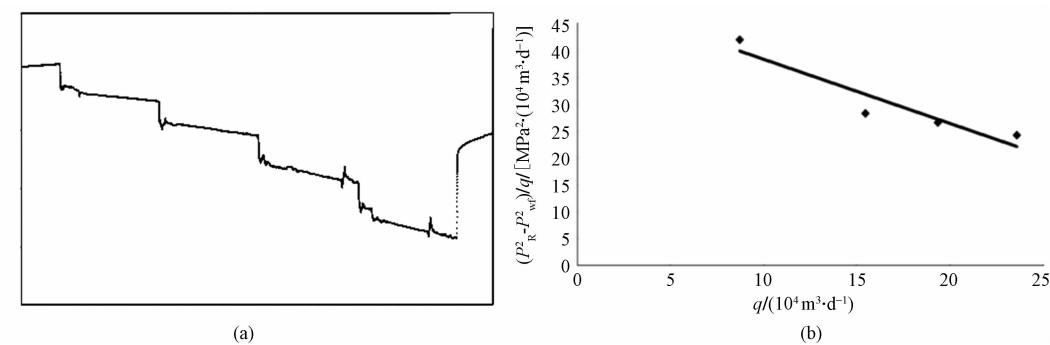


图 1 GS001-H2 井测压资料及二项式曲线图

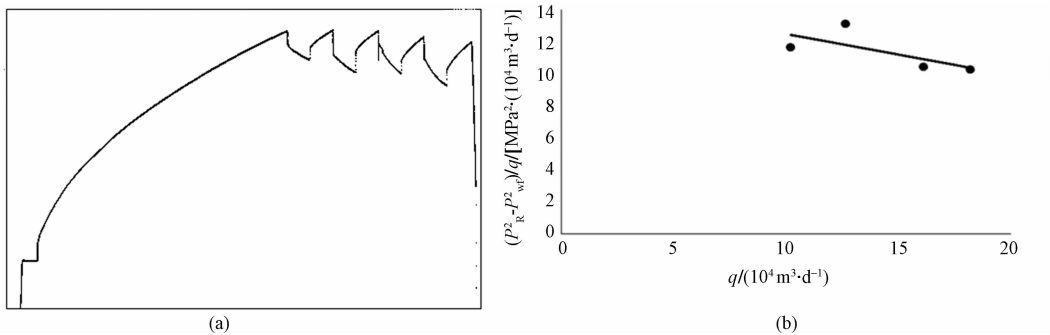


图 2 GS001-X35 井测压资料及二项式曲线图

收稿日期:2020-08-19

作者简介:张楷(1990—),男,四川成都人,中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院,工程师,油气田开发硕士研究生,研究方向:气田开发管理。

而另外两种常用的产能试井方法等时试井法^[3-4]和修正等时试井法^[6],也存在较大的不适用性。等时试井一般采用3个以上不同工作制度生产,但是由于每次开井后都必须关井恢复至地层压力稳定,因此大大增加了测试时间^[6]。修正等时试井可以在每次改换工作制度开井前,不必关井恢复到原始地层压力,但由于存在延时开井制度,在一定情况下增加了现场施工作业的安全风险。

在常规测试手段无法求得产能的情况下,有必要考虑从渗流力学基础理论出发,建立稳定点二项式产能方程,通过求取层流系数 A 及湍流系数 B 的方式,评价单井无阻流量。

1 数学模型建立

对于一口处于拟稳态圆形有界地层中的直井,压力平方和产气量有如下关系式^[1]:

$$P_R^2 - P_{wf}^2 = AQ_g + BQ_g^2 \quad (1)$$

$$A = \frac{29.22 \overline{\mu_g} ZT}{Kh} \left(\lg \frac{0.472r_e}{r_w} + \frac{S}{2.302} \right) \quad (2)$$

$$B = \frac{12.69 \overline{\mu_g} ZT}{Kh} D \quad (3)$$

令

$$A' = 29.22 \overline{\mu_g} ZT \left(\lg \frac{0.472r_e}{r_w} + \frac{S}{2.302} \right) \quad (4)$$

$$B' = 12.69 \overline{\mu_g} ZTD \quad (5)$$

联立式(1)、式(4)、式(5)得:

$$P_R^2 - P_{wf}^2 = \frac{A'}{Kh} Q_g + \frac{B'}{Kh} Q_g^2 \quad (6)$$

将式(6)进行变换:

$$Kh = \frac{A' Q_g + B' Q_g^2}{P_R^2 - P_{wf}^2} \quad (7)$$

同理,对于水平井,有二项式产能方程^[7-11]:

$$P_R^2 - P_{wf}^2 = A_h Q_g + B_h Q_g^2 \quad (8)$$

令

$$A'_h = 12.69 \overline{\mu_g} ZT \left(\ln \frac{0.472r_{eh}}{r_{wh}} + S \right) \quad (9)$$

$$B'_h = 12.69 \overline{\mu_g} ZTD \quad (10)$$

根据何凯等^[12],可以得到有关水平井供气半径计算公式(11):

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{\pi r_e^2 + 2r_e L_e}{\pi}} \quad (11)$$

$$r_{wh} = \frac{r_{eh} L_e}{2\delta \left[1 + \sqrt{1 - (L_e/2\delta)^2} \right] (\beta h / 2\pi r_w)^{(\beta/L_e)}} \quad (12)$$

公式(12)中变量 δ 表示为

$$\delta = (L_e/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L_e)^4} \right]^{0.5}, \beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (13)$$

联立式(8)~式(13)得:

$$P_R^2 - P_{wf}^2 = \frac{A'_h Q_g}{Kh} + \frac{B'_h Q_g^2}{Kh} \quad (14)$$

$$Kh = \frac{A'_h Q_g + B'_h Q_g^2}{P_R^2 - P_{wf}^2} \quad (15)$$

式(1)~式(15)中: P_R 为地层压力,MPa; P_{wf} 为井底流压,MPa; Q_g 为井口产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; K 为有效渗透率,md; h 为有效厚度,m; $\overline{\mu_g}$ 为平均地层压力下气体黏度,MPa·s; Z 为偏差系数; φ 为储层孔隙度; S 为总表皮系数; D 为非达西系数, $(10^4 \text{ m}^3/\text{d})^{-1}$; r_w 为井筒半径,m; K_h 为水平渗透率,md; L_e 为水平段长度,m; r_{eh} 为水平井折算供气半径,m; r_{wh} 为水平井折算井底半径,m。

式(6)、式(7)和式(14)、式(15)则为直井和水平井的稳定点产能方程。这里需要说明,后续公式推导均以直井模型为主,水平井推导思路同理参考直井。

2 数学模型求解

从上述推导可以看出,如能求得 A' 、 B' ,则只需选定一个稳定的生产点(Q_0, P_{wf0}),即可求得产能系数 Kh 值。需要说明的是,该产能系数通过产能方程反推得出,不但反映了井底附近储层的实际渗透率和有效厚度情况,还有地层非均质影响,井底伤害等影响^[13-14]。

A' 、 B' 中大多参数都可从测井解释成果,压力恢复试井解释成果及流体、地质参数中获取,但非达西系数 D 的取值往往不好界定,因此,现提出该参数迭代计算的思路。

根据Jones^[15]提出的 D 值计算公式可知:

$$D = \frac{1.35 \times 10^{-7} \gamma_g}{K^{0.47} \varphi^{0.53} h r_w \mu_g} \quad (16)$$

其中, γ_g 为气体相对密度。

由于完井工艺对 D 值影响很大,通过公式往往不能确切的表达,因此,此处采用迭代运算的方法,计算步骤如图3所示。

①在合理范围内赋予 D 初值;②计算 A' 、 B' ;③带入式(7),计算产能系数 Kh ;④将 K 值带入式(16)计算 D 值;⑤将计算 D 值与 D 初值对比,如果赋予的 D 初值大于计算的 D 值,则减小 D 初值,反之增加 D 初值,返回①重新计算,直到赋值和实际值在误差范围内,即为所求 D 值。

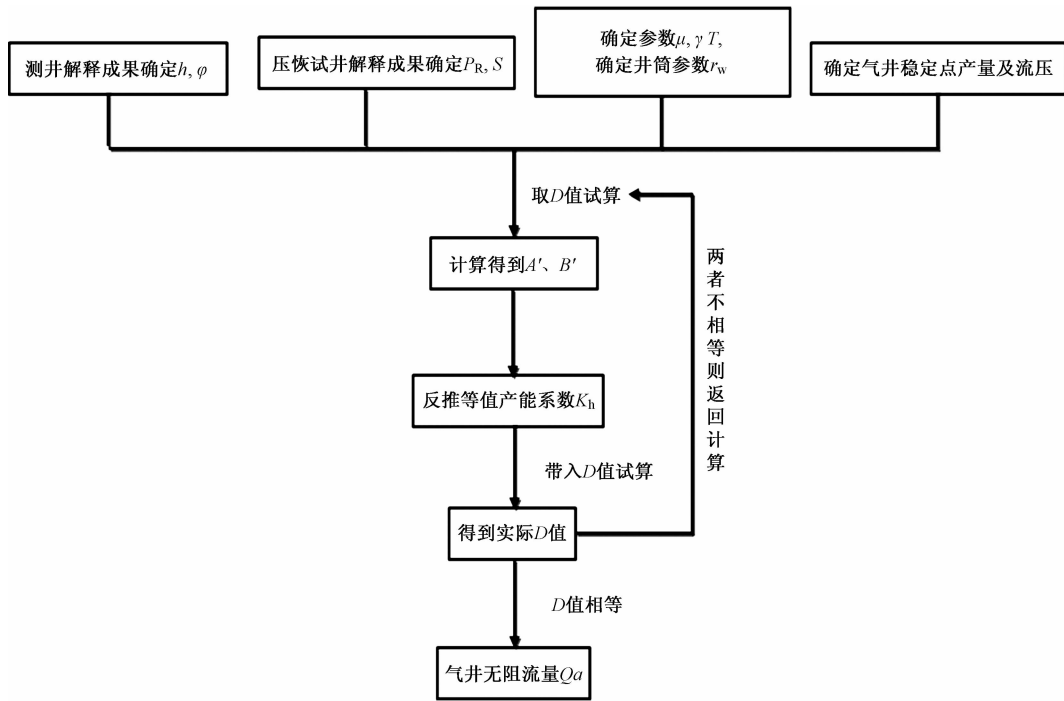


图3 D值迭代运算步骤

这里需要说明的是,可事先通过试井软件变表皮处理或不同产量条件下的S值与Q值回归得到一个较为准确的D值作为初值,可减少迭代次数。

3 数学模型应用

为了验证该方法在该区块的适用性,以该区块已通过产能测试建立了产能方程的气井为验证对象,以2口井为例,井1孔隙度3%,储层有效垂厚77.12 m,压缩因子1.245,温度423.16 K,表皮-2.85;井2孔隙度3.5%,储层有效垂厚55.67 m,压缩因子1.225,温度423.76 K,表皮5.6。

选定每口井相应的稳定生产点,其中井1稳定生产点产量 $20\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,地层压力58.17 MPa,稳定点流压56.17 MPa,井2稳定生产点产量 $22\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,地层压力53.88 MPa,稳定点流压46.21 MPa。赋予D初值,计算 A' , B' 及产能系数 Kh 值,进行迭代运算,建立稳定点二项式产能方程,将稳定点方程计算结果与常规回压试井产能计算结果进行对比,井1常规二项式产能方程计算无阻流量为 $108.03\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,稳定点二项式产能方程计算无阻流量 $116.29\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,误差6.12%,井2常规二项式产能方程计算无阻流量为 $79.57\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,稳定点二项式产能方程计算无阻流量 $74.9\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,误差5.87%,应用效果较好。因此,针对该区块仅开展压力恢复试井及产能试井解释失败的其余气井,采用该方法进行产能评价

(表1),以求取拟稳定条件下的气井无阻流量。

表1 气井无阻流量计算表

井号	$(P_R - P_{wf})/P_R$	稳定点二项式产能/ ($10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)
井3	4.80	147.07
井4	18.24	16.46
井5	5.45	95.06
井6	4.15	93.81
井7	7.38	99.18
井8	19.9	32.42
井9	34.03	31.32
井10	30.54	23.64
井11	37.07	20.93

值得说明的是,该方法的建立可以大大减少现场测试施工流程,只需要在气井压恢测试结束后,让气井以一定产量稳定生产一段时间,得到稳定点的井底流压即可。这样可以减少现场施工下压力计时间,降低安全风险。

4 结论

- 1)高石梯一磨溪灯影组气藏储层的非均质性强,受井底积液和现场测试条件限制,气井产能测试资料难以在较短时间内达到稳定,直接利用常规二项式产能分析曲线往往呈现负斜率情况。
- 2)稳定点二项式产能方程针对性及适用性较强,针对复杂缝洞型碳酸盐岩气藏能有效地开展气

井产能评价。同时可以大大减少现场测试施工流程,只需要在气井压恢测试结束后,让气井以一定产量稳定生产一段时间,得到稳定点的井底流压即可。这样可以减少现场施工下压力计时间,降低安全风险。

参考文献

[1] 张宏逵. 水平井油藏工程基础(续)[J]. 油气田开发工程译丛,1991(9):7—12.

[2] 杨景海,何风珍,邹艳华. 利用不稳定试井资料确定气井动态产能方法研究[J]. 天然气工业,2007,27(3):95—96.

[3] 李允,李治平. 气井及凝析气井产能试井与产能评价[M]. 北京:石油工业出版社,2000:35—42.

[4] 张宗林,赵正军,张歧. 靖边气田气井产能核实及合理配产方法[J]. 天然气工业,2006,26(9):106—108.

[5] CORNELL D, KOBAYASHI R, POETTMANN F H. Handbook of natural gas engineering [M]. New York: McGraw-Hill Book Co,1959:55-62.

[6] 庄惠农. 气藏动态描述和试井[M]. 北京:石油工业出版社,2003:75-85.

[7] 潘昭才,阳广龙,孙红海. 确定气井二项式产能系数的新方法[J]. 西南石油学院学报,2006,28(6):40-41.

[8] JOSHI S D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells[J]. Journal of Petroleum Technology, 1988,40(6):729-739.

[9] 张茂强,李晓平,袁淋. 非达西渗流对低渗透气藏气水同产水平井产能的影响[J]. 岩性油气藏,2014,26(6):120-125.

[10] 黄全华,童凯,陈冲. 厚层气藏气井拟稳态产能研究[J]. 岩性油气藏,2017,29(6):148-153.

[11] 陈军,刘太雷,任洪明. 考虑非达西流动影响的底水气藏产能新方法[J]. 特种油气藏,2019,26(2):91-95.

[12] 何凯,李洪忠. 气井产能评价资料在水平井优化设计中的应用[J]. 天然气工业,2003,23(S1):118-119.

[13] 李汤,王卫红,王爱华. 水平井产量公式分析[J]. 石油勘探与开发,1997,24(5):76-79.

[14] 袁淋,李晓平,赵萍萍. 非均匀污染下水平气井二项式产能公式推导及应用[J]. 特种油气藏,2013,20(4):85-87.

[15] JONES S C. Using the inertial coefficient, B, to characterize heterogeneity in reservoir rock[J]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1987, September:27-30.

Evaluation Method of Gas Well Productivity in Early Development Stage of Strongly Heterogeneous Carbonate Gas Reservoir

ZHANG Kai, YANG Shan, ZHAO Xiang, YAN Yu-han, PENG Xiao-juan

(Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Southwest Oil and Gas Field Company, PetroChina, Chengdu 610041, China)

Abstract: At present, the gas reservoir of Dengying Formation in Gaomo is in the early stage of development. The distribution of fracture cavity body is complex and the heterogeneity is strong. Due to the liquid accumulation at the bottom of the test well and the poor physical properties of the reservoir in the far well area of most gas wells, the flow state of conventional back pressure test well can not reach stability under the larger production system, and the productivity test results are greatly different from the actual situation. Based on binomial deliverability equation of gas well and iterative operation method of non Darcy coefficient, the deliverability model suitable for the target block was derived. The model is simple and practical, with clear application conditions. At the same time, it can reduce the time of pressure gauge under construction, reduce the practice risk, and has important guiding significance for the rational development of gas reservoir.

Key words: gas reservoir; heterogeneity; gas well productivity; binomial productivity equation of stable point; applicability