

涪陵焦石坝区块页岩气井产量递减典型曲线应用研究

沈金才, 刘尧文

(中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司, 重庆 408014)

摘要:为研究涪陵焦石坝区块页岩气井产量递减规律和影响产量递减典型曲线的主要因素,依据该区块典型页岩气井生产数据,采用拟合方法,建立了归一化拟产量与物质平衡时间的递减典型曲线,分析了气井初始产能、生产时间、配产、产水量、地层压力和井底流压对产量递减典型曲线和可采储量评价的影响,并研究了产量递减典型曲线在页岩气井可采储量评价、合理配产、流动阶段划分等3个方面的应用问题。研究表明,采用产量递减典型曲线评价可采储量时,既考虑了研究井目前的生产特征又可反映后期变化特征,因此该方法较常规的物质平衡法、弹性二相法、经验类比法更为可靠;页岩气井产能和生产规律是一个动态变化的过程,因此应动态合理配产,注意分区、分井、分阶段的差异性;对产量递减典型曲线取归一化拟产量和物质平衡时间的双对数曲线后,在完整的生产周期内可根据斜率判别页岩气井所处的流动阶段。该研究结果可为涪陵焦石坝区块页岩气井可采储量评价、合理配产和区块开发方案的设计提供参考和指导。

关键词:页岩气井;产量递减;典型曲线;可采储量;焦石坝区块;涪陵页岩气田

中图分类号:TE 33⁺2.3 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2016)04-0088-07

Application Study on Typical Production Decline Curves of Shale Gas Wells in the Fuling Jiaoshiba Block

SHEN Jincai, LIU Yaowen

(Sinopec Chongqing Fuling Shale Gas Exploration and Development Co., Ltd., Chongqing, 408014, China)

Abstract: To reveal the production decline pattern and the influencing factors of shale gas wells in Fuling Jiaoshiba Block, a typical decline curve of normalized quasi-production and material balance time by means of fitting method was developed on the basis of typical shale gas production data. At the same time, the impact of initial production capacity, production history, production allocation, water production, formation pressure and bottom hole flow pressure value accuracy on the typical production decline curve and recoverable reserve evaluation were also studied. In addition, applications of the typical production decline curve in recoverable reserve evaluation, reasonable production allocation and flow stage division were also analyzed. The results showed that the typical production decline curve used in recoverable reserve evaluation can take account of current production characteristics and production changes of the well, it demonstrates that this method is more reliable than the conventional material balance method, the elastic 2-phase method and empirical analogy method. Productivities and production patterns of shale gas wells change dynamically, so production is allocated in a rational manner. In addition, great attention should be paid to the difference among blocks, wells and production stages. By using the double logarithmic curve of normalized quasi-production and material balance time, the flow stage of shale gas wells can be determined based on the slopes in a complete production cycle. The results can provide references and guidance for evaluation of recoverable reserve, the rational production allocation and block development plan design of shale gas wells in the Fuling Jiaoshiba Block.

Key words: shale gas well; production decline; typical curve; recoverable reserves; Jiaoshiba Block; Fuling Shale Gas Field

页岩气区块在规模化开发前,通常选择在地质、工程甜点区进行开发试验,通过试验结果选择规模化开发的技术和工艺,其中气井试采特征、生产规律对开发技术和经济指标的确定至关重要。因此,确定目标区块的页岩气井产量递减典型曲线是页岩气开发方案设计中的一重要工作,其准确度直接决

定着开发方案的合理性。目前,国外普遍采用数值

收稿日期:2015-11-15;改回日期:2016-05-10。

作者简介:沈金才(1985—),男,重庆奉节人,2008年毕业于西安石油大学石油工程专业,工程师,主要从事气藏工程研究。E-mail:shenjincal@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“涪陵页岩气技术集成与示范体系建设”(编号:2016ZX05060006)资助。

模拟和生产数据拟合分析方法建立页岩气田产量递减模型^[1],国内除涪陵页岩气田外没有规模化投产的页岩气田,该项工作未得到实质性开展。为此,笔者在建立涪陵焦石坝区块页岩气井归一化拟产量与物质平衡时间的递减典型曲线的基础上,结合气井生产数据,分析了气井初始产能、生产历史、配产、产水量、地层压力、井底流压对产量递减典型曲线的影响,研究了产量递减典型曲线在页岩气井可采储量评价^[2]、气井合理配产^[3-4]、流动阶段划分等 3 方面的应用,以期为焦石坝区块页岩气井开发方案的设计提供参考和指导。

1 焦石坝区块页岩气井产量递减典型曲线的建立

根据涪陵页岩气田焦石坝区块页岩气井储层物性、地化指标、井型、产能、投产时间、累计产量、生产制度、生产方式等,选取该区块的典型井,确定了归一化拟产量 q_n 和物质平衡时间 t 两个表征指标,并建立了该区块页岩气井归一化拟产量和物质平衡时间的递减典型曲线,其表达式为:

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = Aq + Bq^2 \quad (1)$$

$$q_n = 1/(A + Bq) = q/(p_e^2 - p_{wf}^2) \quad (2)$$

$$t = G_p/q \quad (3)$$

式中: p_e 为原始地层压力,MPa; p_{wf} 为井底流压,MPa; A 和 B 为二项式产能方程层流系数和紊流系数; q_n 为归一化拟产量, $m^3/(d \cdot MPa^2)$; q 为产量, m^3/d ; G_p 为累计产量, m^3 ; t 为物质平衡时间, d 。

矿场实践中,未经压裂改造的页岩气井不具备工业产能,一口页岩气井可等效为由压裂形成的有效裂缝体积控制的人工气藏,渗流通道主要为人工裂缝和基质孔缝。根据焦页 1 井岩心等温吸附试验结果,地层压力高于解吸压力 12 MPa 时吸附气解吸对产能贡献较小,为此笔者将页岩气井地层压力高于解吸压力之前的生产阶段,等效为定容弹性气驱气藏衰竭式开发。由式(2)可看出,在某一配产下,归一化拟产量 q_n 只受层流系数 A 和紊流系数 B 控制,最大程度上排除了配产、生产方式、关井等因素的影响,因此归一化拟产量的递减典型曲线具有客观性和规律性。

选取涪陵焦石坝区块的 9 口典型井(分别记为 A 井、B 井、C 井、D 井、E 井、F 井、G 井、H 井和 I 井),建立归一化拟产量 q_n 和物质平衡时间 t 的递减典型曲线,如图 1 所示。

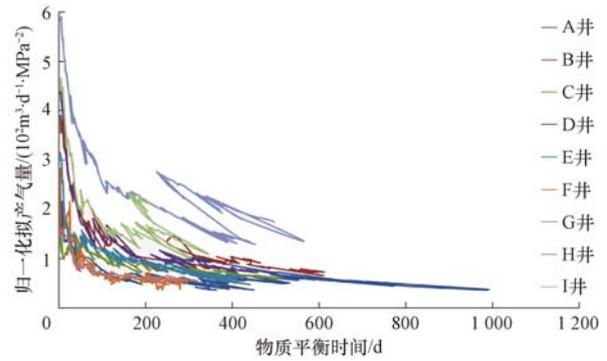


图 1 9 口典型井归一化拟产量与物质平衡时间的关系曲线
Fig. 1 Relation curves of normalized quasi-production and material balance time in 9 typical wells

对归一化拟产量做数学变换,定义归一化拟产量最大初始值为 q_{nmax} ,计算归一化拟产量相对于最大初始值的比例(即 q_n/q_{nmax}),建立与物质平衡时间的关系(见图 2),即为归一化拟产量递减率的变化。

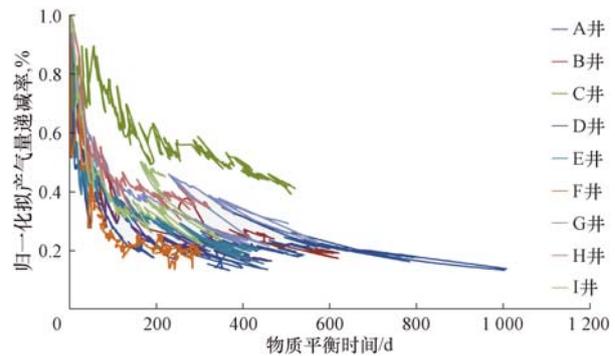


图 2 9 口典型井归一化拟产量递减率与物质平衡时间的关系曲线
Fig. 2 Relation curve of normalized quasi-production decline rate and material balance time in 9 typical wells

Fig. 2 Relation curve of normalized quasi-production decline rate and material balance time in 9 typical wells

分析得出,图 2 所示曲线与自然对数函数具有最大相关系数,通过提取单井递减曲线,可知 9 口井归一化拟产量递减率集中分布在一个区间^[5-6],故分别定义第一年递减率 50%、70% 和 80% 的典型递减曲线为该区块低值(A_{50})、中值(A_{30})和高值(A_{20})产量递减典型曲线(见图 3、图 4)。其中, A_{30} 典型曲线表示该类型井在生产 1 a 后其归一化拟产量降至初始水平的 30%,为焦石坝区块页岩气井最大分布概率的产量递减典型曲线^[7-8]。

A_{50} 、 A_{30} 和 A_{20} 典型曲线是拟合相关系数最大的自然对数函数曲线,表示该区块气井归一化拟产量按照该函数规律递减。上述 3 类典型曲线对应物质平衡时间下剩余初始归一化拟产量的比例见表 1。

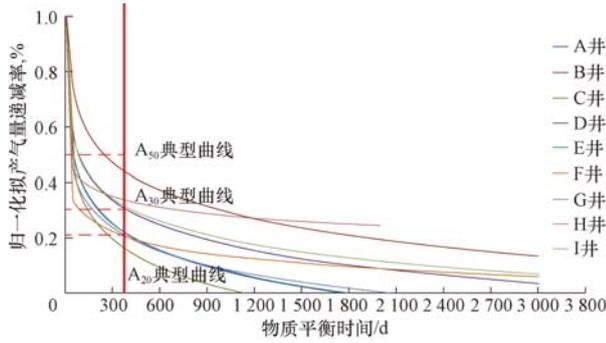


图 3 9 口典型井归一化拟产量递减率与物质平衡时间的拟合曲线

Fig. 3 Fitting curve of 9 typical wells for normalized quasi-production decline rate and material balance time

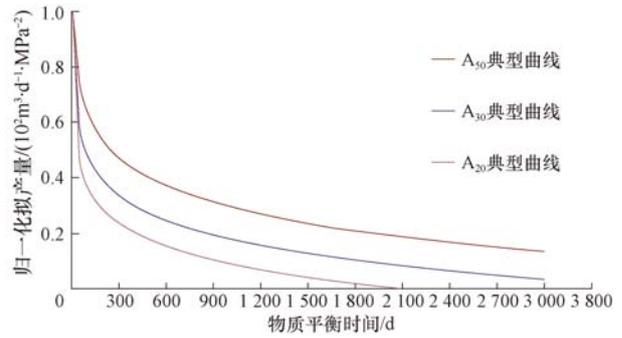


图 4 涪陵焦石坝区块页岩气井 A₅₀、A₃₀ 和 A₂₀ 典型递减曲线

Fig. 4 Typical production decline curve A₅₀, A₃₀ and A₂₀ of shale gas well in Jiaoshiba Block of Fuling Shale Gas Field

表 1 A₅₀、A₃₀ 和 A₂₀ 典型曲线对应物质平衡时间下剩余初始归一化拟产量的比例

Table 1 Proportion of residual initial normalized quasi-production under the material balance time corresponding to the typical curve A₅₀, A₃₀ and A₂₀

典型曲线	拟合公式	对应物质平衡时间下剩余初始归一化拟产量的比例, %								
		300 d	600 d	900 d	1 200 d	1 500 d	1 800 d	2 100 d	2 400 d	
A ₅₀	$y = -0.124 \ln x + 1.2263$	51.85	43.24	38.21	34.64	31.87	29.61	27.70	26.04	
A ₃₀	$y = -0.136 \ln x + 1.1032$	32.69	23.26	17.74	13.82	10.79	8.30	6.21	4.39	
A ₂₀	$y = -0.122 \ln x + 0.9286$	23.22	14.75	9.80	6.29	3.57	1.34	-0.54	-2.17	

2 产量递减典型曲线敏感性分析

选取涪陵焦石坝区块页岩气井最大分布概率 A₃₀ 产量递减典型曲线和焦页 1HF 井、焦页 X 井、焦页 Y 井、焦页 Z 井的实际生产数据,分析气井初始产能^[4]、生产时间^[7-9]、配产、产水量、地层压力^[10]、井底流压对产量递减典型曲线的影响^[11]。

2.1 气井初始产能的影响

气井初期无阻流量或者初期归一化拟产量均可代表气井初始产能,根据式(2)可建立气井无阻流量和归一化拟产量的换算关系:

$$q = q_a (p_c^2 - p_{wf}^2) \quad (4)$$

取 0.5 倍、2.0 倍、3.0 倍 A₃₀ 产量递减典型曲线初始产能,并根据产量递减典型曲线,采用面积积分法计算可采储量,结果如图 5 所示。

由图 5 可知,气井初始产能不影响气井产量整体的递减规律,但其影响气井生产相同时间后的产能保持水平和累计产量,决定气井最终可采储量。开发实践证明,地质条件相似的区块中,具备等同改造效率的页岩气井,初始产能的高低对气井可采储

量影响最大。

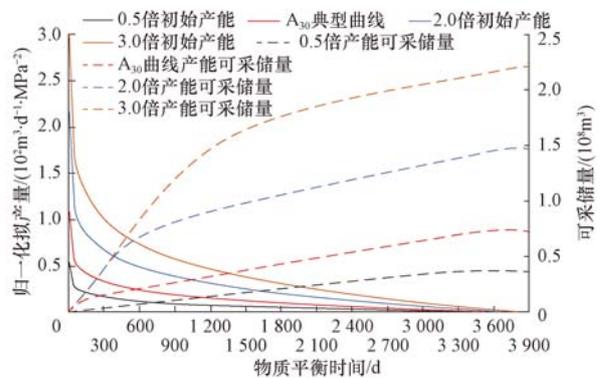


图 5 初始产能对产量递减典型曲线和可采储量的影响

Fig. 5 Effect of initial production capacity on the typical production decline curve and recoverable reserves

综上所述,在建立页岩气区块拟合产量递减典型曲线时,气井初期产能是否真实可靠至关重要。为真实反映气井生产能力和生产状态,使拟合的产量递减典型曲线更真实,计算的可采储量误差较小,尽量选择不产水、井筒无积液的气井。

2.2 气井生产时间的影响

归一化拟产量递减典型曲线是基于气井实际生产数据,通过数学拟合建立已有生产数据的最大相

关系数公式来描述该井后期产量递减规律,从原理上可知,生产时间越长,气井生产制度越稳定,获得的典型曲线越准确,其次页岩气井产量递减规律具有阶段性,生产时间短的气井初期呈现的产量递减规律不能准确代表后期变化。

以焦页 1HF 井生产数据为例,该井生产时间超过 660 d,分别研究该井生产时间为 100,300,500 和 660 d 时对应的典型曲线及可采储量,结果如图 6 所示。

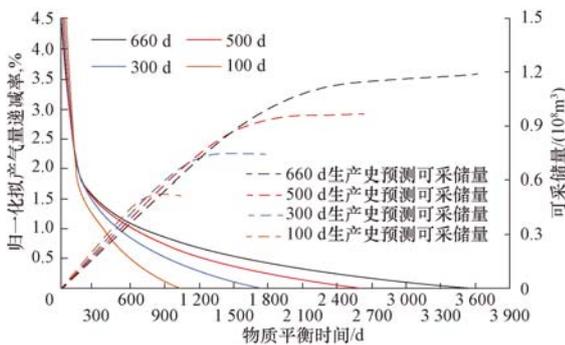


图 6 焦页 1HF 井产量递减典型曲线和可采储量与生产时间的关系

Fig. 6 Relationship of the typical production decline curve and recoverable reserve with production time of Well Jiaoye 1HF

由图 6 可知,生产时间为 100 d 和 660 d 的典型曲线具有较大差异,随着生产时间增加,典型曲线的精度逐渐增大。对于可采储量的影响,不同生产阶段可采储量的变化规律基本一致,但随着生产时间增加,依据典型曲线计算的可采储量逐渐增大,并更能真实反映该井的实际可采储量。总体来看,页岩气井生产时间超过 1.5 a 后典型曲线和可采储量的精度较为可靠,可指导实际生产。研究发现,在针对同一口页岩气井进行产量递减典型曲线分析时,气井生产时间的长短影响典型曲线的递减形态,从而影响最终可采储量的计算结果。

综上所述,对页岩气区块进行产量递减典型曲线分析时,尽量选择生产时间较长的典型气井作为研究对象。这是因为在对生产数据进行拟合时,是以相关系数最大、总体数据误差最小作为标准来获取典型曲线参数,因此数据点的多少和质量的优劣直接影响典型曲线的精度。页岩气井在初期生产阶段,产量、压力递减较快,利用其数据拟合获得的典型曲线就会明显偏离以长期生产数据为基础获得的典型曲线,进而使计算出的可采储量精度偏低。

2.3 配产的影响

理论上讲,如果页岩气井产量和压力满足一定函数关系,在不伤害储层前提下的不同配产,其归一化拟产量递减典型曲线和可采储量是唯一的。假定单井可采储量一定,配产高时产量递减加快,生产至相同累计产量的生产时间较短;生产至相同时间后的产量保持幅度低。配产低时产量递减慢,生产至相同累计产量的生产时间长;生产至相同时间后的产量保持幅度高。由于气井的实际生产历史具备唯一性,无法找到两口可采储量相同的气井,采用不同配产的真实生产数据反演配产高低对归一化拟产量递减典型曲线和可采储量的影响。

综上所述,对页岩气区块进行归一化拟产量递减典型曲线分析时,配产高低对归一化拟产量递减典型曲线和可采储量影响较小,但前提是配产高低均不伤害储层,关于伤害储层的临界配产取决于气井储层地质条件和井筒参数。反之,也不是配产越低越好,存在生产时间成本和最佳经济效益的匹配问题。

2.4 产水量的影响

从涪陵页岩气田焦石坝区块开发实践可知,页岩气井产水时,从 4 个方面影响归一化拟产量递减典型曲线:1)产水时井筒呈现气液两相复杂流态,影响初期真实产能评价;2)井口流压不能真实反映产水气井井底流压的变化特征,掩盖气井真实的产量递减;3)液柱在井筒中的举升或液相回流后的重复举升额外消耗气井能量,加快了产量递减速度;4)产水气井生产后期产量降至不能满足携液的要求,井筒积液增加,缩短了页岩气井后期低压低产阶段的时间,导致气井过早衰竭。

以焦页 X 井和焦页 Y 井为例,2 口井完井测试无阻流量分别为 21.2×10^4 和 23.0×10^4 m^3/d ,其中焦页 X 井不产水,焦页 Y 井日产水 4.0 m^3 ,生产过程持续产水。2 口井归一化拟产量递减典型曲线(见图 7)表明,初始产能相同的产水气井和非产水气井相比,产水气井产量递减速度快,并导致可采储量偏低。

2.5 地层压力准确度的影响

根据式(2),地层压力 p_e 的准确度从 2 个方面影响气井的归一化拟产量递减典型曲线和可采储量:1)地层压力直接影响气井在某一产量下生产压差的

大小,进而影响初始产能;2)地层压力影响归一化拟产量递减典型曲线的递减率。以焦页 Z 井为例进行分析,结果见图 8,该井真实地层压力 37.88 MPa。

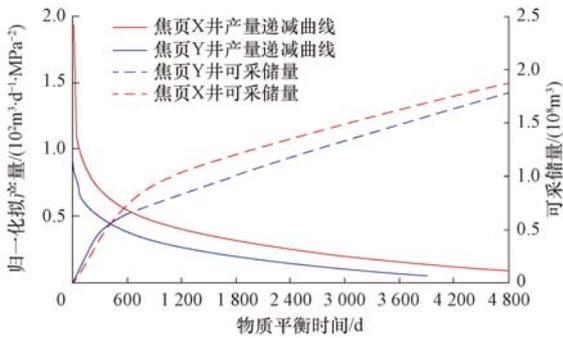


图 7 产量递减典型曲线和可采储量与产水的关系
Fig. 7 Relationship of the typical production decline curve and recoverable reserve with water production

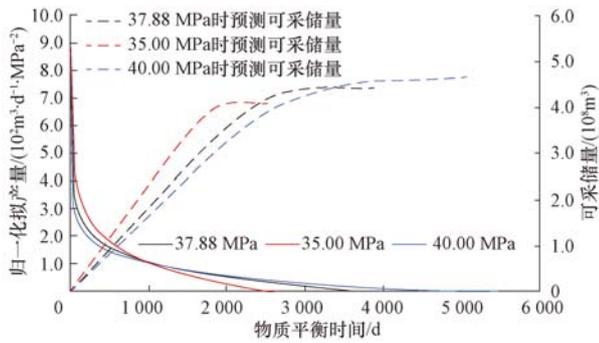


图 8 焦页 Z 井产量递减典型曲线和可采储量与地层压力的关系
Fig. 8 Relationship of the typical production decline curve and recoverable reserve with formation pressure of Well Jiaoye Z

由图 8 可知,地层压力为 35.00 和 40.00 MPa 时,归一化拟产量递减典型曲线的初始值和递减规律、可采储量均较大幅度偏离真实值。当低于真实地层压力时,单井的可采储量偏低;当高于真实地层压力时,单井的可采储量偏高。

在生产实践中,地层压力取值是否准确尤其重要,直接决定区块归一化拟产量递减典型曲线和可采储量的真实性,初期通过地层测试和不稳定试井可获得相对准确的地层压力,当偏离真实值小于 2.0 MPa 时,对归一化拟产量递减典型曲线和可采储量的影响相对较小。

2.6 井底流压准确度的影响

根据归一化拟产量计算公式,井底流压 p_{wf} 的准确度主要影响气井在某一产量下的生产压差进而影

响初始产能。由于气井的井底流压遵循真实的递减规律,如果取值与真实值产生偏差,则主要影响气井的可采储量评价值,不影响归一化拟产量递减典型曲线的形态。当井底流压取值高于真实值时,可采储量偏低,反之,则可采储量偏高。以焦页 Z 井为例进行分析,结果见图 9。由图 9 可看出,当井底流压取值高于或低于真实井底流压 2.0 MPa 时,可采储量相应偏低和偏高约 $0.75 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

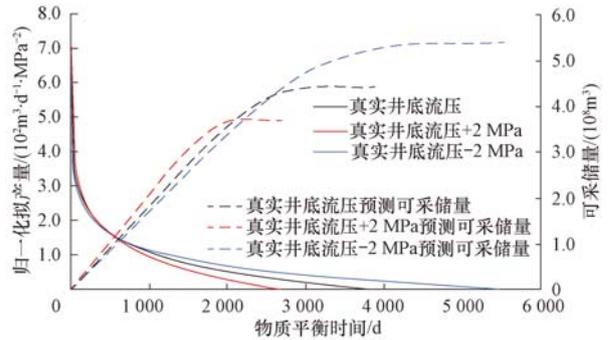


图 9 焦页 Z 井产量递减典型曲线和可采储量与井底流压的关系
Fig. 9 Relationship of the typical production decline curve and recoverable reserve with bottom hole flow pressure of Well Jiaoye Z

在生产实践中,井底流压采用点测,通常采用连续井口流压推算,当井筒里为纯气时,推算误差较小,而产水时推算误差较大。

3 产量递减典型曲线的应用

3.1 可采储量评价

评价页岩气井可采储量时,常将用于常规气井的物质平衡法、弹性二相法、经验类比法、产量递减法和用于非常规资源的数值模拟法、不稳定产量分析法相结合,在常用页岩气储量计算方法的基础上^[12-15],通过建立单井归一化拟产量递减典型曲线,根据气田的实际外输压力和气井等因素确定气井的废弃压力、废弃产量、经济极限产量,采用面积积分的方法便可计算经济可采储量和技术可采储量。

针对涪陵页岩气田焦石坝区块生产实际情况,以该气田最大概率的 A_{30} 典型曲线为例,取计算经济可采储量截止条件为井口废弃流压 6.0 MPa,经济极限产量 $0.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;计算技术可采储量截止条件为井口流压 6.0 MPa,经济极限产量 0;取区块主体构造区已试气井平均产能 $32.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,预测平均单井经济可采储量可达 $2.08 \times 10^8 \text{ m}^3$,平均单井

技术可采储量 $2.16 \times 10^8 \text{ m}^3$; 裂缝发育区已试气井平均产能 $16.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 预测平均单井经济可采储量可达 $1.02 \times 10^8 \text{ m}^3$, 平均单井技术可采储量 $1.03 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

开发实践中, 建立相对准确的归一化拟产量递减典型曲线后, 采用典型曲线面积积分方法评价可

采储量, 既考虑到该井目前的生产特征又反映出后期变化特征, 与常规的物质平衡法, 弹性二相法、经验类比法相比, 评价结果更为可靠, 与不稳定产量分析法、数值模拟方法较为匹配。采用不同方法计算涪陵页岩气田焦石坝区块的可采储量, 结果见表 2。

表 2 涪陵页岩气田焦石坝区块多方法可采储量评价结果

Table 2 Multi-method evaluation results of recoverable reserves in Jiaoshiba Block of Fuling Shale Gas Field

方法	单井技术可采储量/(10^8 m^3)	平均单井技术可采储量/(10^8 m^3)
行业标准 ^[15]	产量递减法	0.26~2.08
	流动物质平衡法	0.36~4.37
	数值模拟法	0.35~4.22
常规气藏工程	弹性二相法	0.73~4.31
	产量累积法	0.39~1.60
	压降法	0.42~2.96
非常规方法	不稳定产量分析法	0.64~3.40
	典型曲线法	1.03(裂缝区) 2.16(主体区)
国外经验法	SEC 上市储量评估法	0.33~2.55

3.2 气井合理配产

目前页岩气井的配产方法主要有测试产量经验法、无阻流量经验法、采气曲线法、压降产量法、产量递减典型曲线法等 5 种, 其追求的最终目标都是单井经济可采储量最大化, 需要建立页岩气井产能、配产、经济可采储量三者的协调关系。产量递减典型曲线法通过气井实际的生产规律, 反算单井稳产可采储量、经济可采储量, 按照产销实际情况确定气井不同稳产期的配产, 实际吻合率较高。

以涪陵页岩气田焦石坝区块为例, 选取该区块最大分布概率的 A_{30} 典型曲线, 建立归一化拟产

量与气井初始产能的关系(式(2)), 当 p_{wf} 取大气压时, 即可建立气井无阻流量和归一化拟产量的关系, 再给定稳产期结束条件, 即井口压力降至 6.0 MPa、产量 $6.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 准确计算稳产结束以前的累计产量, 根据气田开发预期稳产年限, 反算合理的配产。其中稳产期预期原则为: 低产井追求 2~3 a 的稳产期, 中产能井追求 3~4 a 的稳产期, 高产能井追求 5~6 a 的稳产期。配产基本原则为: 产能较低的气井, 适当低配产; 产能较高的气井, 适当高配产。据此建立了涪陵页岩气田不同无阻流量气井产量递减典型曲线合理配产比例(见表 3)。

表 3 涪陵页岩气田焦石坝区块不同无阻流量气井产量递减典型曲线合理配产方案

Table 3 Rational production allocation scheme of typical production decline curve for different AOF gas wells in Jiaoshiba Block of Fuling Shale Gas Field

序号	无阻流量/($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	稳产期累计产量/(10^4 m^3)	技术可采储量/(10^4 m^3)	推荐配产/($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	相对无阻流量比例
1	10	302	5 168	3	1/3
2	20	3 475	10 337	6	1/3
3	30	8 555	15 505	8	1/4
4	40	14 160	20 673	8	1/5
5	50	19 859	25 842	10	1/5
6	60	25 535	31 010	12	1/5
7	70	28 352	33 594	13	1/6
8	80	33 945	38 763	15	1/6
9	90	36 720	41 347	16	1/6
10	100	42 234	46 515	17	1/6
11	>110	44 974	49 100	18	1/7

开发实践中,气井产能和生产规律是一个动态变化的过程。具体操作中,需树立动态合理配产的理念,注意并重视分区、分井、分阶段的差异性。

3.3 页岩气井流动阶段划分

根据 Eagle Ford 页岩气藏生产数据研究成果^[16-18]、页岩气产量数据分析方法及产能预测结论^[10],认为分段压裂页岩气井的生产可能经历4个流动阶段^[13]。

阶段1:裂缝线性流。早期裂缝内气体流动到井筒,属线性流动,对应产量和时间的双对数曲线斜率为-0.50。

阶段2:双线性流动。裂缝线性流未达到 SRV 边界之前,裂缝内气体流动到井筒,基质内气体流动到裂缝,两种线性流动共同作用,对应产量和时间的双对数曲线斜率为-0.25。

阶段3:基质线性流阶段。裂缝线性流到达 SRV 边界之后,基质内气体向裂缝流动占主要作用,对应产量和时间的双对数曲线斜率为-0.50。

阶段4:拟稳态流动(边界效应)。基质线性流动到达基质块流动边界且外围未压裂区无产气贡献时,出现拟稳态流动,此时双对数曲线骤降,该阶段为基质线性流到拟径向流的过渡阶段^[19],对应产量和时间的双对数曲线斜率为-1。

通过数据拟合得到涪陵页岩气田焦石坝区块归一化拟产量递减典型曲线后,取归一化拟产量和物质平衡时间的双对数曲线,在完整的生产周期内可根据斜率判别页岩气井所处的流动阶段。以焦页 H 井为例,其归一化拟产量递减双对数曲线如图 10 所示,该井真实生产数据显示目前流动阶段为基质线性流阶段,对应产量和时间的双对数曲线斜率为-0.50。

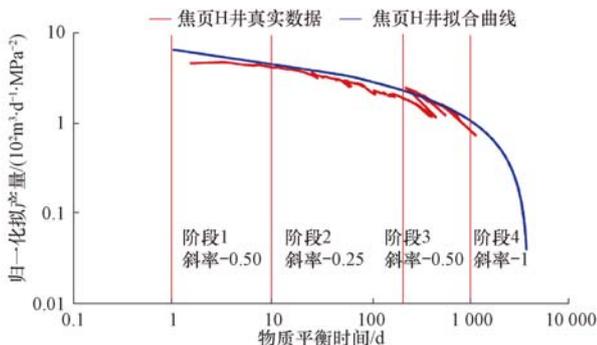


图 10 焦页 H 井归一化拟产量双对数曲线

Fig. 10 Double logarithmic curve of normalized quasi-production in Well Jiaoye H

由图 10 可知,该井拟合得到的归一化拟产量递减典型曲线显示其生产全周期会出现斜率不同的 4 个流动阶段,证实归一化拟产量递减典型曲线在页岩气井生产阶段划分应用上具备适应性。

4 结论与建议

1) 页岩气井的初始产能、生产时间、配产、产水量、地层压力和井底流压是影响页岩气井归一化拟产量递减典型曲线准确性的主要因素。

2) 应用区块归一化拟产量递减典型曲线可相对准确地评价气井可采储量,指导气井合理配产、识别页岩气井流动阶段,预测涪陵页岩气田焦石坝区块主体构造区平均单井技术可采储量可达 $2.16 \times 10^8 \text{ m}^3$,裂缝发育区平均单井技术可采储量为 $1.03 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

3) 建立了涪陵页岩气田稳产年限法配产比例,产能较低的气井追求 2~3 a 稳产期,适当低配产;产能较高的气井,追求 4~5 a 稳产期,适当高配产。

4) 开发实践中,需采用多方法准确评价气井初始产能,采用地层测试和压力恢复试井准确获取原始地层压力,选取典型井进行连续井底流压监测等措施获得准确的气井资料,方可建立相对准确的产量递减典型曲线。利用产量递减典型曲线评价可采储量和配产时,需分区对待,确定低、中、高产能区的吻合度,建立分区应用调节系数,以提高评价精度。

参考文献

References

- [1] 李新景,胡素云,程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发,2007,34(4):392-400.
LI Xinjing, HU Suyun, CHENG Keming. Suggestions from the development of fractured shale gas in North America[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 392-400.
- [2] 罗伯特 L J,沃特恩伯格 A. 气藏工程[M]. 王玉普,郭万奎,庞颜明,等译. 北京:石油工业出版社,2007:21-24.
ROBERT L J, WATTENBARGER A. Gas reservoir engineering[M]. Translated by WANG Yupu, GUO Wankui, PANG Yanming, et al. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 21-24.
- [3] 孙赞东,贾承造,李相方,等. 非常规油气勘探与开发[M]. 北京:石油工业出版社,2011:72-76.
SUN Zandong, JIA Chengzao, LI Xiangfang, et al. Unconventional oil and gas exploration and development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 72-76.
- [4] 黄炳光,冉新权,李晓平,等. 气藏工程分析方法[M]. 北京:石油工业出版社,2004:81-83.