

涪陵焦石坝区块页岩气井动态合理配产技术

沈金才

(中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司,重庆 408014)

摘要:涪陵页岩气田焦石坝区块页岩气井的渗流特征、产量递减特征和生产特征呈现分阶段变化和分区差异性,目前没有适用该类页岩气井的配产方法。借鉴国外页岩气生产经验,根据页岩储层应力敏感试验结果和实际生产情况,确定采用定产控压的生产方式。在此基础上,借鉴常规气藏配产方法,根据该区块页岩气井实际生产特征,选用采气指示曲线法和不稳定产量分析法确定不同产能页岩气井的合理配产系数。引进页岩气井分区、分阶段动态合理配产的理念,结合分区不同产能区间页岩气井产能的递减规律,按照页岩气井当前累计产气量对应产能的合理配产系数调整配产。按照此方法对涪陵焦石坝区块页岩气井的配产进行了调整,调整后既满足了该区块页岩气井稳产3年左右的需要,又使页岩气藏获得了较高的采收率和较好的经济效益。

关键词:页岩气井;配产;生产方式;焦石坝区块;涪陵页岩气田

中图分类号:TE33⁺.2 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2018)01-0103-07

The Technique of Rational and Dynamic Production Allocation of Shale Gas Wells in Jiaoshiba Block, Fuling Area

SHEN Jincai

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

Abstract: The characteristics of flow, productivity reduction and production of shale gas wells in the Jiaoshiba Block of Fuling Gas Field can be summarized as variations in different production stages and different regions. At present, a production allocation technique is not available for such shale gas wells. Under such circumstances, studies have been conducted for rational and dynamic production allocation of shale gas wells in Jiaoshiba Block, Fuling Area. With consideration to field practices of shale gas production around the world, stress sensitivity testing results of shale core and actual production of shale reservoirs in the block, the production mode with constant productivity under properly controlled pressures was developed. In addition, taking into consideration production allocation techniques for conventional gas reservoirs and field production features of shale gas wells in the Block, rational production allocation parameters for shale gas wells with various productivities were identified through application of production allocation method of gas production indication curve and the unsteady productivity analysis techniques. With the introduction of concepts related to rational and dynamic production allocation of shale gas wells in different zones and stages as well as patterns of gas well productivities in different zones, production allocation can be achieved by adjusting proper production allocation parameters in accordance with present cumulative productivity of the wells. The newly-developed technique has been applied in production allocation in the Jiaoshiba Block of the Fuling Gas Field. In addition to satisfying the three-year steady productivity requirements for shale gas wells in the Block by using production allocation, the technique can effectively enhance recovery rates and economic performances of shale gas reservoirs.

Key words: shale gas well; production allocation; production mode; Jiaoshiba Block; Fuling Shale Gas Field

现有气田的配产方法都是针对常规气田,而涪陵页岩气田是非常规气田,且该气田具有地质条件复杂、影响产能的主要因素多且各因素间相互影响、改造体积和裂缝的复杂程度决定页岩气井产能、页岩气井产能递减较快和单井开发成本高等特点。为

收稿日期:2017-05-25;改回日期:2017-10-30。

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,主要从事气藏开发工程研究。E-mail:shenjinca.jhyt@sinopec.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:2016ZX05060-006)资助。

保证科学高效地开发涪陵页岩气田,笔者在常规气田通用配产方法(类比法、节点分析法、稳产年限法等)的基础上^[1-2],采用采气指示曲线法和不稳定产量分析法综合确定页岩气井相对于无阻流量的合理配产系数,并结合页岩气井产能递减规律和生产特征的分区性,建立了页岩气井全生命周期的动态合理配产方法。目前涪陵焦石坝区块应用该方法进行了 260 多井次的配产,94% 页岩气井的稳产期达到了 3 年,同区相同产能页岩气井可采储量的差异小于 10%。

1 合理配产原则

影响页岩气井配产的因素众多,主要包括页岩气井的产能、流体性质、井筒条件、地面集输系统、稳产时间、开发方式、销售能力、经济效益等^[1]。由涪陵焦石坝区块页岩气藏的特征和页岩气井生产实践可知,判断该区块页岩气井配产是否合理的前提是,能否在气井能力、井筒和地面系统条件、销售能力相协调的前提下提高页岩气藏的采收率和经济效益。故对涪陵焦石坝区块页岩气井进行配产时,应遵循以下原则:1)充分利用地层能量,实现可采储量最大化;2)效益最大化;3)生产具备可持续性,满足一定时间内的稳定供气需求,满足稳产 3 年的要求;4)配产与井筒和地面系统条件相匹配;5)大于临界携液流量;6)小于井下管柱冲蚀流量;7)小于携砂流量。

2 合理生产方式的确定

进行配产时,首先要确定合理的生产方式。笔者借鉴国外页岩气生产方式,根据页岩储层应力敏感试验结果和涪陵焦石坝区块页岩气井的实际生产情况确定该区块合理的生产方式。

北美页岩气井主要采用 2 种生产方式:一种是为了快速收回成本,根据测试结果采用控产定压生产方式;另一种是为了提高单井的可采储量,采用控压定产生产方式^[2-3]。

对涪陵焦石坝区块页岩储层岩样进行了应力敏感测试,结果见表 1 和图 1。由表 1 和图 1 可以看出:涪陵焦石坝区块页岩存在应力敏感;在有效应力往复变化过程中渗透率的损失不可逆。

为探索控产定压和控压定产 2 种生产方式在涪陵焦石坝区块的适用性,选取焦页 6-2HF 井进行控

表 1 涪陵焦石坝区块页岩储层岩样应力敏感评价结果

Table 1 Evaluation result of stress sensitivity of shale reservoir rock samples in Jiaoshiba Block, Fuling Area

样品号	井名	初始渗透率/mD	损害率, %	应力敏感程度	备注
FY1-26	涪页 1 井	0.112×10 ⁻³	28.86	弱	平行层理钻取, 灰黑色含灰质页岩
FY1-26	(造缝) 涪页 1 井	1.060	36.17	中等偏弱	平行层理钻取, 灰黑色含灰质页岩
JY1-11	焦页 1 井	0.378	77.09	强	平行层理钻取, 灰黑色碳质页岩

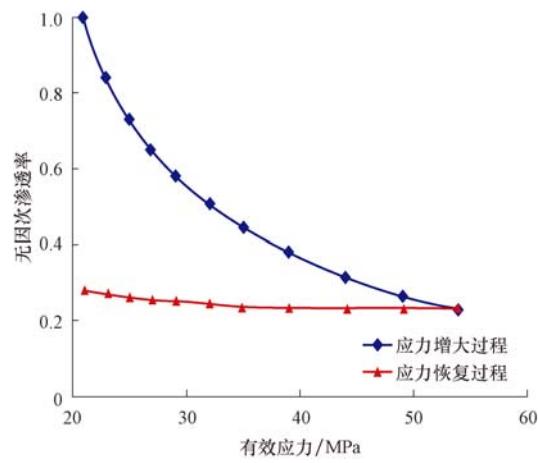


图 1 岩心在有效应力增大和恢复情况下的无因次渗透率与有效应力的关系

Fig. 1 Relationship between dimensionless permeability and effective stress when the effective stress increases and recovers

产定压生产,选取与焦页 6-2HF 井无阻流量相同的焦页 12-XHF 井进行控压定产生产,对比分析 2 口井的产量递减规律和累计产气量。焦页 6-2HF 井采用控产定压生产方式,初期产能得到充分释放,采气速度较快,有利于快速收回投资,但产气量递减较快(见图 2);焦页 12-XHF 井采用控压定产生产方式,产气量递减速度较慢,稳产期较长(见图 2),便于气田规模化管理。应用“RTA 软件的非常规模块”评价焦页 6-2HF 井和焦页 12-XHF 井的可采储量,2 口井 20 年的累计产气量分别为 3.46×10^8 和 $3.35 \times 10^8 \text{ m}^3$,差异较小,但采用控产定压生产方式生产时,生产压差较大,由于涪陵焦石坝区块页岩储层具有应力敏感性,生产压差较大会造成渗透率急剧下降,导致产气量迅速降低,对获得较高的可采储量不利。综上所述,确定采用定产控压生产方式。该生产方式既可获得较高技术可采储量,又便于现场管理。

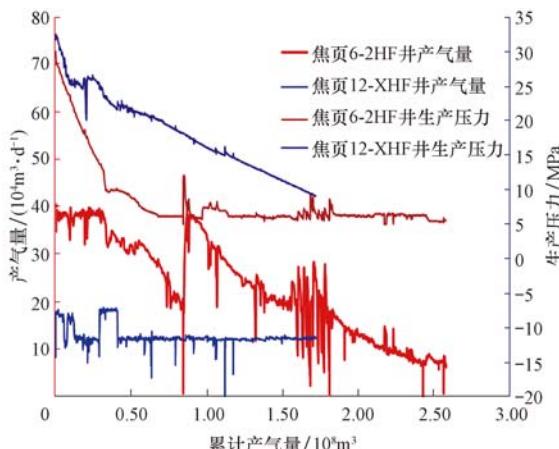


图 2 焦页 6-2HF 井(控产定压)和焦页 12-XHF 井(控压定产)的生产曲线

Fig. 2 Production curves of Well JY 6-2HF (constant pressure production) and Well JY 12-XHF (constant production rate)

3 合理配产制度的确定

3.1 合理配产系数

对于涪陵焦石坝区块可以达到临界携液流量的页岩气井,在借鉴常规气藏无阻流量经验配产系数法、节点分析法、数值模拟法、类比法的基础上,根据该区块页岩气井的实际生产特征,选用采气指示曲线法和不稳定产量分析法指导配产,并根据页岩气井配产试验不断修正合理配产系数。

3.1.1 采气指示曲线法

采气指示曲线法配产的原理:根据气井产能试井结果评价气井当前真实的产能,绘制生产压差和产量关系曲线,选取气井渗流中不产生非线性流动引起附加压降而损失地层能量的最大产气量为合理配产^[4]。

气井二项式产能方程为:

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = Aq_{sc} + Bq_{sc}^2 \quad (1)$$

式中, p_e 为地层压力, MPa; p_{wf} 为井底流动压力, MPa; q_{sc} 为产气量; $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; A 和 B 为方程的系数。

由式(1)可以看出,气井的产气量 q_{sc} 和生产压差 ($p_e^2 - p_{wf}^2$) 呈现二项式函数关系。利用式(1)对大量气井产气量与生产压差的计算结果表明^[2],在气井产气量较低时,生产压差和产气量呈线性关系,随着产气量增大,其与生产压差不再呈线性关系,而呈现曲线关系,这时气井出现了明显的非达西渗流。

即随产气量增大,生产压差和产气量呈曲线关系并且凹向生产压差轴,即惯性造成的附加阻力增大,造成地层能量损失。通常情况,如果气井配产合理,气体在渗流过程中不会出现湍流。

根据涪陵焦石坝区块焦页 1-2HF 井回压法产能试井资料确定该井二项式产能方程,并绘制该井的二项式产能曲线。该井二项式产能曲线上早期达西渗流直线段的延伸线与二项式产能曲线切点所对应的产量即为该井的合理配产(见图 3)。由图 3 可看出,焦页 1-2HF 井的合理配产为 $11.80 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,而该井产能试井确定无阻流量为 $46.30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,合理配产量为无阻流量的 25%。

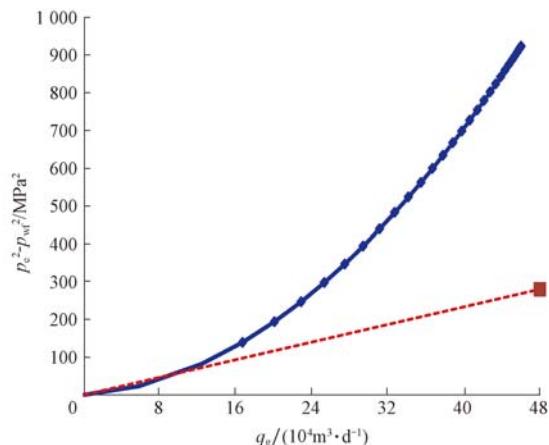


图 3 焦页 1-2HF 井采气指示曲线配产示意

Fig. 3 Schematic diagram of production allocation using gas production indication for Well JY 1-2HF

3.1.2 不稳定产量分析法

不稳定产量分析法配产的原理:根据气井产气量递减规律^[5-6],对气井产量和压力进行历史拟合后,评价气井稳产期的累计产气量,根据稳产期的累计产气量和稳产 3 年的要求,反算 3 年稳产期内的产气量作为合理配产。

根据页岩气井生产历史资料,应用“RTA 软件的非常规模块”^[5]计算改造区的渗透率、裂缝半长和导流能力,未改造区的渗透率等参数,建立压后裂缝解析模型,对压力和产量进行历史拟合,并进行趋势预测。根据变流压条件下的规整化压力- \sqrt{t} 曲线判断该井所处的流动阶段,选取线性流结束点,即规整化压力- \sqrt{t} 曲线中,斜率为 1/2 的特征曲线的结束点,计算出基质渗透率、裂缝半长、SRV 面积和裂缝导流能力,并结合流动物质平衡曲线初步计算出目前该井的控制储量^[6-9]。建立等效双翼裂缝解析

模型,通过对产量和井底流压进行历史拟合,校正改造区的渗透率、裂缝半长和裂缝导流能力,最终确定该井控制储量、稳产期的累计产量,再根据稳产期要求反算配产。

焦页 1HF 井初期无阻流量 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,按照配产 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 控压生产时,采用不稳定产量分析法预测井口流压降至外输管网压力时的累计产气量为 $0.82 \times 10^8 \text{ m}^3$,如果要求该井稳产 3~4 年,则合理配产为 $(6.4 \sim 8.5) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,配产量为无阻流量的 32%~42%。

对涪陵焦石坝区块初期产能为 $(10 \sim 100) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的 37 口页岩气井进行回压法产能试井,求取采气指示曲线法的合理配产和合理配产系数(见图 4),进行定产控压试采,获取生产数据后进行不稳定产量分析,预测页岩气井在配产下稳产期内的累计产气量,再依据稳产 3 年的要求,反算稳产期的配产和配产系数(见图 5)。

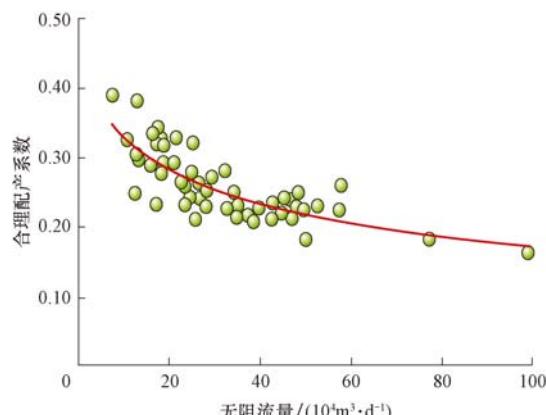


图 4 无阻流量与合理配产系数的关系(采气指示曲线法)

Fig. 4 Relationship between open flow rate and production allocation coefficient (using gas production indication curve method)

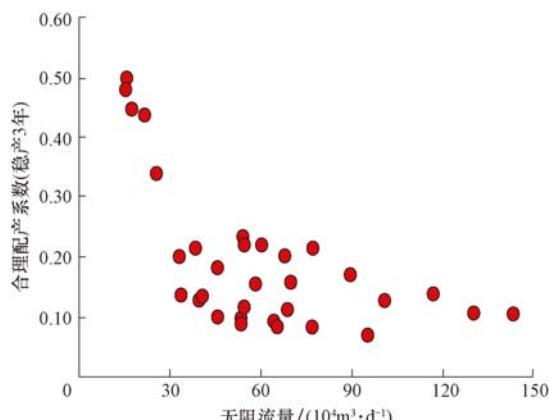


图 5 无阻流量与合理配产系数的关系(不稳定产量分析法)

Fig. 5 Relationship between open flow rate and production allocation coefficient (using RTA method)

当稳产期的配产高于采气指示曲线求取的配产时,取采气指示曲线求得的配产系数作为合理配产系数;当稳产期的配产低于采气指示曲线求取的配产时,取稳产期的配产系数作为合理配产系数(见表 2)。根据取得的合理配产系数,指导该区块页岩气井的配产。对于完成试气的页岩气井准确评价产能后,均可参照合理配产系数进行配产试采,在试采过程中通过分析页岩气井的产能递减规律,对配产进行动态调整,目前涪陵焦石坝区块应用该技术进行了 260 多井次的配产,94% 页岩气井的稳产期达到了 3 年,同区相同产能页岩气井可采储量的差异小于 10%。

表 2 涪陵焦石坝区块无阻流量与配产系数及配产的关系

Table 2 Relationship between open flow rate, production allocation coefficient and production allocation in Jiaoshiba Block, Fuling Area

无阻流量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	配产系数	配产/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)
$Q_{AOF} < 10$	1/2	<5
$10 \leq Q_{AOF} < 20$	1/2~1/3	5~6
$20 \leq Q_{AOF} < 30$	1/3~1/4	6~8
$30 \leq Q_{AOF} < 50$	1/4~1/5	8~10
$50 \leq Q_{AOF} < 80$	1/5~1/6	10~12
$80 \leq Q_{AOF} < 120$	1/7~1/8	12~15
$Q_{AOF} \geq 120$	1/8	>15

3.2 分阶段优化配产

多段压裂页岩气水平井的生产根据流动特征可以分为压裂裂缝线性流、裂缝-基质双线性流、基质线性流(细分外区基质、内区-外区基质、外区基质)和拟稳态流 4 个阶段^[10-13]。根据压力和产量变化可分为定产压力递减阶段(即稳产期)、定压产量递减阶段 2 个阶段。压裂裂缝线性流阶段出现在页岩气井生产初期,通过页岩气井规整化产量和物质平衡时间曲线的斜率可以识别出。

裂缝线性流阶段具有以下特征^[14-16]:一是裂缝线性流阶段的产气量主要由改造的近井地带裂缝贡献,具有压力递减快的特点,且配产的高低对递减趋势影响较小;二是气井初期产能越高,近井地带改造越充分,裂缝体积越大,对应裂缝线性流阶段的累计产气量越大。由于该阶段配产对压力的降低趋势影响较小,因此,该阶段在合理配产系数上可提高一档配产。分析涪陵焦石坝区块实际生产数据发现,不同产能页岩气井裂缝线性流阶段的累计产气量为 $(300 \sim 1500) \times 10^4 \text{ m}^3$,其中高产井裂缝线性流阶段的累计产气量较大,低产井裂缝线性流阶段的累

计产气量较小。例如,初期无阻流量小于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 页岩气井裂缝线性流阶段的累计产气量为 $500 \times 10^4 \text{ m}^3$ 左右,无阻流量 $(50 \sim 80) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 页岩气井裂缝线性流阶段的累计产气量为 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

3.2.1 定产压力递减阶段(稳产期)

页岩气井产能随累计产气量不断递减,递减幅度与页岩气井无阻流量和累计产气量相关。随着页岩气井生产的进行,IPR 曲线向下方移动,地层压力不断下降,地层能量不断衰竭,页岩气井产能不断降低,因此应根据不同产能页岩气井累计产气量的变化,进行动态配产^[17-18]。

选取焦石坝区块相同产能区间的页岩气井按照累计产气量 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 为间隔进行产能试井,获取产能随累计产气量的递减规律。根据页岩气井不同阶段的产能保持水平,追求不同阶段最大单位压降产量与气井产能变化相匹配的合理配产,优化页岩气井全生产周期合理配产。

1) 对于无阻流量小于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的页岩气井,由于完井测试时产能相对准确,产能试井资料证实,页岩气井产能随累计产气量增大变化较小(见图 6)。因此,在稳产期,对于裂缝线性流阶段,即累计产气量小于 $500 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时合理配产系数提高一档配产,之后不考虑产能递减,参照合理配产系数进行配产。

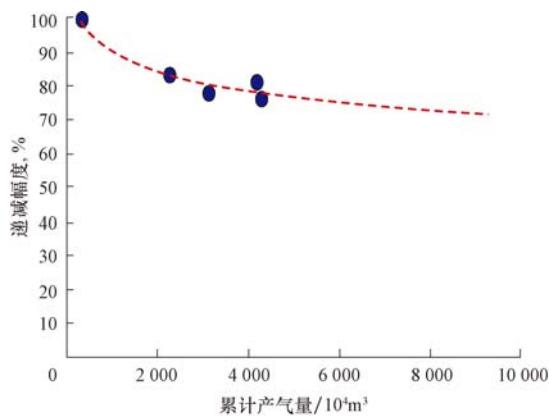


图 6 初期无阻流量 $<20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 页岩气井产能递减幅度与累计产气量的关系

Fig. 6 Relationship between cumulative gas and decreasing scope of shale gas well productivity when initial open flow rate is less than $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$

2) 对于无阻流量 $(20 \sim 50) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的页岩气井,其处于裂缝线性流阶段时,即累计产气量小于

$800 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时合理配产系数提高一档配产;累计产气量为 $(800 \sim 2000) \times 10^4 \text{ m}^3$ 时按合理配产系数配产;累计产气量达到 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后参照 80% 无阻流量的合理配产系数配产;累计产气量达到 $4000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后参照 60% 无阻流量的合理配产系数配产;累计产气量大于 $7000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时参照 40% 的合理配产系数配产,即定产 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产至定压阶段,如图 7 所示。

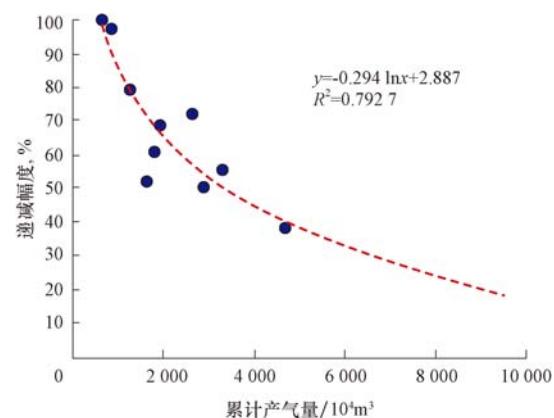


图 7 初期无阻流量 $(20 \sim 50) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 页岩气井产能递减幅度与累计产气量的关系

Fig. 7 Relationship between cumulative gas and decreasing scope of shale gas well productivity when initial open flow rate is between $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ and $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$

3) 对于无阻流量 $(50 \sim 80) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的页岩气井,其处于裂缝线性流阶段时,即累计产气量小于 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时合理配产系数提高一档配产;累计产气量为 $(1000 \sim 3000) \times 10^4 \text{ m}^3$ 时按合理配产系数配产;累计产气量达到 $3000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后参照 60% 无阻流量的合理配产系数配产;累计产气量达到 $6000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后参照 40% 无阻流量的合理配产系数配产;累计产气量大于 $9000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时参照 30% 无阻流量的合理配产系数配产,即定产 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产至定压阶段,如图 8 所示。

4) 对于无阻流量大于 $80 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的页岩气井,其处于裂缝线性流阶段时,即累计产气量小于 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时合理配产系数提高一档配产;累计产气量为 $(2000 \sim 5000) \times 10^4 \text{ m}^3$ 时按合理配产系数配产;累计产气量达到 $5000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后参照 50% 无阻流量的合理配产系数配产;累计产气量达到 $1.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 后参照 40% 无阻流量的合理配产系数配产;累计产气量大于 $2.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 时参照 30% 无阻流量的合理配产系数配产,即定产 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产至定压阶段,如图 9 所示。

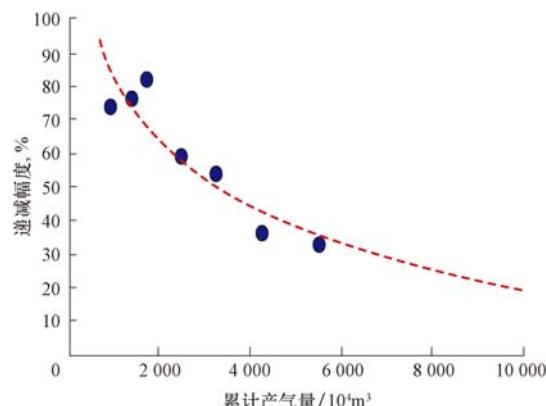


图 8 初期无阻流量($50\sim80\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$)页岩气井产能递降幅度与累计产气量的关系

Fig. 8 Relationship between cumulative gas and decreasing scope of shale gas well productivity when initial open flow rate is between $50\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ and $80\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$

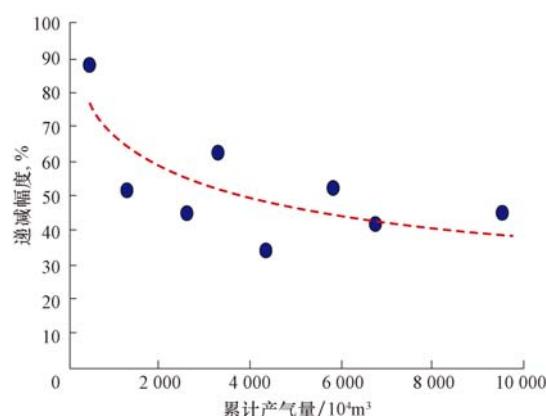


图 9 初期无阻流量大于 $80\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 页岩气井产能递降幅度与累计产气量的关系

Fig. 9 Relationship between cumulative gas and decreasing scope of shale gas well productivity when initial open flow rate is more than $80\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$

3.2.2 定压产量递减阶段

产能递减至井筒连续携液流量前转为定压生产,合理压力应高于该平台输气压力 $0.5\sim1.0\text{ MPa}$,以有利于气井平稳生产;产能递减至连续携液至临界携液流量之间时采取间歇开采,以充分利用天然能量,延长自喷期;产能递减至临界携液流量后应采用排水采气工艺或增压工艺采气;低产阶段提高采出程度的关键是解决井筒积液问题。

3.3 分区优化合理配产

上述分阶段合理配产制度优化的依据主要是焦

石坝区块中北部页岩气井产能试井资料,但是同一个区块由于受地质和压裂效果的影响,相同产能区间页岩气井的产能递减规律存在差异性,例如焦石区块北部和南部区域,即使是初期无阻流量相同的页岩气井,产能递减规律也存在差异性。目前焦石坝区块的生产实践显示,由于受产水的影响,在分阶段优化合理配产的基础上,对于该区块中南部区域无阻流量小于 $20\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的页岩气井,在其处于裂缝线性流阶段之后时,即累计产气量达到 $500\times10^4\text{ m}^3$ 且累计产水量大于 5000 m^3 的阶段,参照 70% 无阻流量的合理配产系数配产;其余产能区间页岩气井的产能递减规律暂未出现明显的差异性。

3.4 低于临界携液流量的高产水井

对于低于临界携液流量的高产水井,应提高产量加快排液,达到返排率拐点后,以建立稳定的水气比为目标进行配产,探索保持气液平衡,低产连续稳定生产的制度。

4 结论与建议

1) 页岩气井采用控压定产生产方式,既可获得较高技术可采储量,又便于现场管理。

2) 在常规气藏通用配产方法的基础上,结合采气指示曲线法和不稳定产量分析法,确定了涪陵焦石坝区块页岩气井相对于无阻流量的合理配产系数。

3) 页岩气井的合理配产是动态变化的,需建立不同产能区间页岩气井产能随累计产气量递减的模型,分阶段和分区优化配产。

4) 稳产期结束应根据产能以有利于气井平稳生产和充分利用天然气的原则进行配产。

5) 页岩气井配产是否合理受多因素共同影响,页岩气井进行配产时需考虑以下 3 方面的影响:一是页岩气井的产能递减规律;二是考虑页岩气井产能和生产特征差异性的影响;三是页岩气开发成本较高,要降低开发成本,提高开发经济效益。因此,判断页岩气井配产时是否合理,要看其是否将地质合理、工程合理和效益合理三者统一。

参 考 文 献

References

- [1] 石兴春,曾大乾,张数球.普光高含硫气田高效开发技术与实践[M].北京:中国石化出版社,2014:237~238.

- SHI Xingchun, ZENG Daqian, ZHANG Shuqiu. High efficient development technology and practice of Puguang high sulfur gas field [M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2014: 237–238.
- [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]. WANG Yupu, GUO Wankui, PANG Yanming, et al, translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 21–24.
- [3] 孙贊东, 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] 王志刚, 孙健. 涪陵页岩气田试验井组开发实践与认识 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2014: 133–177.
- WANG Zhigang, SUN Jian. Practice and understanding of the development of test wells in Fuling Shale Gas Field [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014: 133–177.
- [5] 徐兵祥, 李相方, HAGHIGHI M, 等. 页岩气产量数据分析方法及产能预测 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(3): 119–125.
- XU Bingxiang, LI Xiangfang, HAGHIGHI M, et al. Production data analysis and productivity forecast of shale gas reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2013, 37(3): 119–125.
- [6] 白玉湖, 杨皓, 陈桂华, 等. 页岩气产量递减典型曲线应用分析 [J]. 可再生能源, 2013, 31(5): 115–119.
- BAI Yuhu, YANG Hao, CHEN Guihua, et al. Application and analysis of yield decline type curve of shale gas [J]. Renewable Energy Resources, 2013, 31(5): 115–119.
- [7] 张志敏, 王俊魁. 预测油气藏可采储量的一种简易方法 [J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(3): 87–90.
- ZHANG Zhimin, WANG Junkui. A simple method for predicting recoverable reserves of reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2007, 26(3): 87–90.
- [8] 李艳丽. 页岩气储量计算方法探讨 [J]. 天然气地球科学, 2009, 20(3): 466–470.
- LI Yanli. Calculation methods of shale gas reserves [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(3): 466–470.
- [9] DZ/T 0254—2014 页岩气资源/储量计算与评价技术规范 [S]. DZ/T 0254—2014 Regulation of shale gas resources/reserves estimation [S].
- [10] 沈金才, 刘尧文, 葛兰, 等. 四川盆地涪陵焦石坝区块页岩气井产量递减典型曲线建立 [J]. 天然气勘探与开发, 2016, 39(2): 36–40.
- SHEN Jincai, LIU Yaowen, GE Lan, et al. The typical production decline curves established of Fuling Jiaoshiba shale gas well [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2016, 39(2): 36–40.
- [11] 沈金才, 刘尧文. 涪陵焦石坝区块页岩气井产量递减典型曲线应用研究 [J]. 石油钻探技术, 2016, 44(4): 88–95.
- SHEN Jincai, LIU Yaowen. Application study on typical production decline curves of shale gas wells in the Fuling Jiaoshiba Block [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(4): 88–95.
- [12] MOGHADAM S, MATTAR L, POOLADI-DARVISH M. Dual porosity type curves for shale gas reservoirs [R]. SPE 137535, 2010.
- [13] SESHDARDI J N, MATTAR L. Comparison of power law and modified hyperbolic decline methods [R]. SPE 137320, 2010.
- [14] STEGENT N A, WAGNER A L, MULLEN J, et al. Engineering a successful fracture-stimulation treatment in the Eagle Ford Shale [R]. SPE 136183, 2010.
- [15] INAMDAR A A, OGUNDARE T M, MALPANI R, et al. Evaluation of stimulation techniques using microseismic mapping in the Eagle Ford Shale [R]. SPE 136873, 2010.
- [16] MULLEN J. Petrophysical characterization of the Eagle Ford Shale in South Texas [R]. SPE 138145, 2010.
- [17] 孙贺东. 油气井现代产量递减分析方法及应用 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2013: 54–55.
- SUN Hedong. Advanced production decline analysis and application [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013: 54–55.
- [18] 阿普斯 J J. 生产动态分析理论与实践 [M]. 雷群, 万玉金, 孙贺东, 等译. 北京: 石油工业出版社, 2008: 22–39.
- ARPS J J. Production dynamic analysis theory and practice [M]. LEI Qun, WAN Yujin, SUN Hedong, et al, translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 22–39.

[编辑 刘文臣]