

引用格式:何春艳,赵勇,李南颖,等.基于模糊逻辑控制的页岩气井智能化调产预警[J].油气藏评价与开发,2025,15(1):152-160.

HE Chunyan, ZHAO Yong, LI Nanying, et al. Intelligent production adjustment early warning for shale gas wells based on fuzzy logic control[J].

Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 152-160.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.01.019

基于模糊逻辑控制的页岩气井智能化调产预警

何春艳,赵勇,李南颖,杨建,曹海涛,唐荣林

(中国石化西南油气分公司勘探开发研究院,四川成都 610041)

摘要:在大数据技术不断发展的背景下,对油气田进行数字化、智能化生产管理已成为一种必然趋势。页岩气井存在积液、出砂和强应力敏感等问题,产量调整中需要考虑诸多因素。传统的方法存在人工工作量大、调产预警效率偏低等问题,无法综合考虑多重因素实施最优化调产。为解决这一问题,结合页岩气井典型生命周期特征,将其划分为排液输气、稳产降压和定压降产3个阶段,明确气井全生命周期差异化的调产规则,设定稳产期压降法、单位压降产气法、临界出砂流量法、临界携液流量法、经验图版法和间歇开关井法6项调产指标。根据调产规则、调产指标与现场经验建立了基于模糊逻辑控制的页岩气井智能化调产预警模型,并采用Python编程实现所有调产指标随气井生产动态变化的实时计算和模糊逻辑控制算法。该方法在威荣页岩气田百余口井调产预警时间仅需30s,而传统方法至少需要5d,气井的调产需求被及时预警,取得了较好的应用效果。未来可结合远程控制的油嘴或节流阀实现生产制度调节,为智能化油气田提供技术支撑。

关键词:页岩气井;模糊逻辑;智能化;调产预警;Python

中图分类号:TE33.2

文献标识码:A

Intelligent production adjustment early warning for shale gas wells based on fuzzy logic control

HE Chunyan, ZHAO Yong, LI Nanying, YANG Jian, CAO Haitao, TANG Ronglin

(Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Southwest China Oil & Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: Against the backdrop of continuously advancing big data technology, digitization and intelligent production management of oil and gas fields have become an inevitable trend. Shale gas wells face challenges such as liquid accumulation, sand production, and high stress sensitivity, necessitating the consideration of numerous factors during production adjustment. Traditional methods, which require extensive manual labor and exhibit low efficiency in production adjustment warnings, fail to consider multiple factors for optimal adjustment. To address this issue, considering the typical lifecycle characteristics of shale gas wells, the study divided the lifecycle into three stages: liquid unloading and gas transportation, stable production and pressure reduction, and fixed pressure and production reduction. Specific production adjustment rules tailored to different lifecycle stages were defined and six types of production adjustment indicators were proposed, including pressure drop method in stable production period, gas production per unit pressure drop method, critical sand-carrying flow rate method, critical liquid-carrying flow rate method, empirical chart method, and intermittent well-switching method. Based on these production adjustment rules and indicators, combined with field experience, an intelligent production adjustment early warning model for shale gas wells using fuzzy logic control was established. Implemented in Python, this model allows for real-time calculation of all production adjustment indicators and the fuzzy logic control algorithm as the well production dynamics change. This method has been applied in over a hundred wells in the Weirong shale gas field, reducing early warning times for production adjustments to just 30 seconds, compared to the traditional methods that require at least 5 days. The timely early warning of production adjustment needs has achieved good application results. In the future, combining remote control of oil nozzles or choke valves to adjust the production regime can provide technical support for intelligent oil and gas fields.

Keywords: shale gas wells; fuzzy logic; intelligent; early warning production adjustment; Python

合理调配产量是提高页岩气井开采效果、开发效益的有效途径之一。房大志等^[1]提出页岩气井具有强应力

敏感性,过高配产将导致裂缝闭合速度加快,影响气井可采储量;刘华等^[2]对涪陵页岩气田的实验分析研究表明,

收稿日期:2023-12-04。

第一作者简介:何春艳(1993—),女,本科,助理研究员,从事页岩气气藏工程方面的研究工作。地址:四川省成都市高新区吉泰路688号,邮政编码:610041。E-mail:hechunyan.xnyq@sinopec.com

通信作者简介:赵勇(1981—),男,本科,副研究员,从事页岩气气藏工程与数值模拟研究。地址:四川省成都市高新区吉泰路688号,邮政编码:610041。E-mail:zhaoyong.xnqy@sinopec.com

基金项目:中国石化科技部项目“威荣深层页岩气立体开发优化技术研究”(P22041)。

放压生产气井的稳产期累产气比控压生产减少约17%; KAINZ等^[3]对Haynesville地区11口页岩气井的研究显示,控压生产气井比放压生产气井的最终累产气量提高约30%,而过低配产将导致气井携液能力不足、市场需求产量不达标等问题。

国内外学者对气井合理调配产方法开展了广泛的研究,包括临界携液流量法、临界出砂流量法、无阻流量-配产系数经验关系法^[4]、解析法、数模法、稳产期法^[5]和基于长短期记忆网络自动间歇法^[6]等,但这些方法都无法同时兼顾预警效率和适用性。一方面,页岩气田生产井数多、动态变化快,动态调产预警工作量大且效率低,但解析法、数模法、人工智能法对地质-工程数据和历史拟合度要求高,工作量大且及时性低;另一方面,不同的理论方法在气井的不同阶段适用性和可信度不同。例如,无阻流量-配产系数经验关系法更适用于生产初期;解析法和数模法则更适用于生产历史较长的稳产阶段;而稳产期配产法和临界法在排液输气初期的可靠度相较于后期稳产阶段更低。现有的方法已无法满足气田在高效、可靠调产模型方面的迫切需求。

针对上述问题,提出了基于模糊逻辑控制的页岩气井智能化调产预警^[7]。模糊逻辑控制是基于隶属度函数的模糊集合理论,通过模糊化输入、输出和设定模糊规则实现对非精确性系统的控制。模糊逻辑控制适用于处理非线性、无明确模型、动态变化大的系统^[8]。在过去的研究中,FROTA等^[9]提出了基于模糊逻辑的油井产出水回注流量控制;GORJIZADEH等^[10]提出了恒井底压力钻井在运行与物理约束下的模糊控制器设计。这些研究利用隶属度函数和模糊规则等工具,将一些模糊、概念性的专家经验转化为数值形式,从而更有效应用于实际问题中。根据页岩气井生产特征、调产规则和现场经验,考虑携液、防砂、控压等多项调产指标,通过Python编程技术连接SQL Server数据库,编码实现随着气井生产动态变化而即时计算调产指标,并采用模糊逻辑控制算法。在威荣页岩气田建立了智能化调产预警模型,成功应用于百余口井,结果表明该方法能在30s内完成大量井的调产预警计算,实现批量、多维、即时有效调产决策预警^[11]。这一技术的成功应用,为实现深层页岩气井的增产、气田的效益开发提供了坚实的技术支撑。

1 调产指标

1.1 页岩气井生产阶段划分及调产原则

页岩气井的主要生产过程可划分为排液输气、稳产降压和定压降产3个阶段^[12-14](图1),针对不同阶段的生产特征制定相应的调产原则。

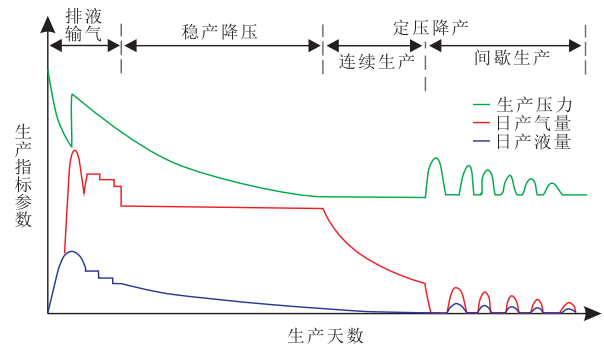


图1 页岩气井典型生产曲线示意图
Fig. 1 Schematic diagram of typical production curves of shale gas well

1) 在排液输气阶段,主要采用套管生产方式,排液量大、压降快速,调产的目标以排液防砂为主、控压为辅^[15-16]。以威荣气田典型气井为例,开井40d,通井扫塞产能不稳定;开井100d,压降速度、排液量达到拐点,保持相对较低且稳定。因此,40~100d定为排液输气阶段,并设置隶属函数(表1)来控制边界天数的不确定性。

2) 在稳产降压阶段,气井在压力适中时下油管生产,液量较小、产量稳定、压降较缓,此时应控压降稳产^[17-18]。

3) 在定压降产阶段,前期稳压降产,后期则间歇开关井生产,接近输气压力或积液明显则关井,压力恢复相对稳定则开井。

基于页岩气井全周期调产的需求,主要采用稳产期降压法、单位压降产气法、经验图版法、临界携液流量法、临界出砂流量法、间歇开关井法这6项调产指标。将调产指标数据对应成“低配”“合适”“高配”等模糊表述,结合实际调产经验,比如调产指标为高配,则下调产量,从而形成用于模糊逻辑控制的模糊规则^[19](表2)。

1.2 调产指标方法原理

1) 临界携液流量法

采用涪陵气田页岩水平井临界携液流量新模型^[20],该模型基于Tunner模型,考虑返排液量和井斜角的影响,对于水平井积液情况的预测精准度要优于传统模型。其模型公式为:

$$u_c = 4.667 \left[\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g) Q_{sl}}{\mu_g^{0.2} D^{1.8} \rho_g^{1.8}} \right]^{\frac{1}{4.8}} \frac{\sin^{0.38} 1.7\theta}{0.74} \quad (1)$$

换算成标况下的模型公式:

$$q_c = 2.5 \times 10^8 Au_c \frac{P}{ZT} \quad (2)$$

式(1)一式(2)中: u_c 为气井临界携液流速,单位 m^3/s ; σ 为气液表面张力,单位 N/m ; ρ_l 为液体密度,单位 kg/m^3 ; ρ_g 为

表1 输入参数、输出参数隶属函数统计
Table 1 Membership function statistics of input parameters and output parameters

参数	低配	中低配	合适	中高配	高配
临界携液流量法 (排液输气阶段)	S(-0.7,-40.0)	G(0.2,5.0,-0.6)	S(-0.4,40.0)		
临界携液流量法 (其他阶段)	S(-0.4,-100.0)	G(0.2,15.0,-0.2)	S(0,100.0)		
临界出砂流量法			S(0,-100.0)	G(0.2,15.0,0.2)	S(0.4,100.0)
稳产期压降法 (排液输气阶段)	S(-0.9,-40.0)	G(0.3,5.0,-0.6)	G(0.3,5.0,0)	G(0.3,5.0,0.6)	S(0.9,40.0)
稳产期压降法 (其他阶段)	S(-0.5,-60.0)	G(0.2,5.0,-0.3)	G(0.2,5.0,0)	G(0.2,5.0,0.3)	S(0.5,60.0)
单位压降产气法	S(-0.5,-60.0)	G(0.2,5.0,-0.3)	G(0.2,5.0,0)	G(0.2,5.0,0.3)	S(0.5,60.0)
经验图版法	S(-0.5,-60.0)	G(0.2,5.0,-0.3)	G(0.2,5.0,0)	G(0.2,5.0,0.3)	S(0.5,60.0)
间歇开关井法	S(-0.2,-10.0)		G(0.2,20.0,0)		S(0.2,10.0)
调产预警输出	S(-0.5,-60.0)	G(0.2,5.0,-0.3)	G(0.2,5.0,0)	G(0.2,5.0,0.3)	S(0.5,60.0)

表2 调产规则(模糊规则)示意表
Table 2 Schematic table of production adjustment rules (fuzzy rules)

生产阶段	稳产期压降法	单位压降产气法	经验图版法	临界携液流量法	临界出砂流量法	间歇开关井法	调产结论
排液输气	高配 中高配 合适 中低配 低配			低配			大幅上调
				中低配			小幅上调
				合适	高配		大幅下调
				合适	中高配		小幅下调
				合适	合适		大幅下调
				合适	合适		小幅下调
稳产降压	2个及以上高配 2个及以上中高配 2个及以上合适 2个及以上中低配 2个及以上低配			低配			大幅上调
				中低配			小幅上调
				合适	高配		大幅下调
				合适	中高配		小幅下调
				合适	合适		小幅下调
				合适	合适		大幅下调
间歇开关井				合适	合适	合适	不调
						关井	大幅下调(关井)
						开井	大幅上调(开井)

气体密度,单位 kg/m³;Q_{sl}为排液流速,单位 m³/s;μ_g为气体黏度,单位 Pa·s;D为管柱直径,单位 m;θ为井筒与水平方向夹角,单位(°);q_c为标况下的携液临界产量,单位 m³/d;A为生产管柱横截面积,单位 m²;p为井筒当地压力,单位 MPa;Z为气体压缩因子;T为井筒当地温度,单位 K。

2) 临界出砂流量法

采用涪陵气田临界出砂流量模型^[21],该模型认为在临界流状态下,砂粒相对于井筒不动,砂粒的重力等于液滴对砂粒的拖曳力、浮力。其临界出砂流量模型公式为:

$$V_s = V_1 - \sqrt{\frac{4}{3}d_s g \frac{\rho_s - \rho_l}{\rho_l C_D}} \quad (3)$$

假设 $V_s = 0$, 则计算得到临界出砂对应的液体流量 V_{10} 。

换算成标况下的模型公式:

$$q_{sc} = 2.5 \times 10^8 AV_1 \frac{p}{ZT} \quad (4)$$

式(3)一式(4)中: V_s 为砂粒速度, 单位 m/s; d_s 为主体砂粒直径, 单位 mm; g 为重力加速度矢量, 单位 m/s²; ρ_s 为主体砂粒密度, 单位 g/cm³; C_D 为阻力系数, 取 0.45; V_1 为液体流速, 单位 m³/d; q_{sc} 为标况下的气井携砂临界产量, 单位 m³/d。

3) 稳产期压降法

根据气田开发方案和实际生产确定稳产期, 按排液输气阶段、试采阶段分别设置稳产期压降配产法参考值。

排液输气阶段, 气井主压裂缝流体弹性释放, 导致液量大、高压和压降速度较大, 随后返排液、压降速度逐渐减小并相对稳定。统计分析同工艺控压标杆井在该阶段的压降速度与天数的相关性得到压降速度经验公式, 从而获取压降速度参考值。

试采阶段, 根据当前压力和近期压降速度确定稳产期。为了预防气井工况的变动导致的压降异常, 可以在 7、15、30 个连续数据点的压降速度中, 选择最大的决定系数 R^2 对应的压降速度为近期压降速度。

4) 单位压降产气法

该方法侧重于压降与累产气量的关系, 与稳产期压降法相比, 能有效降低气井工况波动对计算结果的影响。筛选压力-累产气曲线近期线性拟合效果最好的 7、15、30 个连续数据点, 并计算单位压降产气值。在该方法中, 以相近地质-工程条件下的标杆井在试采阶段的单位压降产气量作为参考值, 取均值约为 55×10^4 m³/MPa。

5) 经验图版法

无阻流量与配产经验关系法在多个页岩气田已被广泛应用^[4-5], 威荣气田的经验公式为:

$$q = (0.0024Q_{aof} + 0.2792)Q_{aof} \quad (10 < Q_{aof} \leq 70 \times 10^4) \quad (5)$$

式中: Q_{aof} 为无阻流量, 单位 m³/d; q 为产气量, 单位 m³/d。

页岩气井因初期液量大引起的二项式产能曲线倒置, 需引入修正项^[22], 公式为:

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = aq + bq^2 + c \quad (6)$$

式中: p_e 为地层边界压力, 单位 MPa; p_{wf} 为井底流压, 单位 MPa; a 为气体高速非达西流动产生的惯性力附加压力损失对产量的影响程度的系数; b 为地层系数影响的系数; c 为考虑启动压力梯度、应力敏感等因素的修正系数。

针对未开展产能测试的气井需要进行井底流压折算。油管生产阶段采用平均温度-偏差系数法^[23], 公式为:

$$p_{wf} = \sqrt{p_{if}^2 e^{2s} + \frac{1.324 \times 10^{-18} f(qTZ)^2}{d^5} (e^{2s} - 1)} \quad (7)$$

$$s = \frac{0.03418r_g H}{\bar{T}\bar{Z}} \quad (8)$$

式(7)一式(8)中: p_{if} 为井口压力, 单位 MPa; f 为摩阻系数; s 为表皮系数; d 为管柱内径, 单位 m; r_g 为气体相对密度; H 为气层中部垂深, 单位 m; \bar{T} 为井筒平均温度, 单位 K; \bar{Z} 为井筒气体平均偏差因子。

套管生产阶段采用谭聪^[24]提出的 Hagedorn & Brown 修正简化模型, 公式为:

$$p_{wf} = \sqrt{p_{if}^2 e^{2s} + \frac{1.324 \times 10^{-18} f(q_{sc}\bar{T}\bar{Z})^2}{d^5} (e^{2s} - 1) + \frac{q_w}{q_g B_{gi} + q_w} H \rho g} \quad (9)$$

$$B_{gi} = \frac{3.447 \times 10^{-4} \bar{Z}\bar{T}}{p_{wf}} \quad (10)$$

式(9)一式(10)中: ρ 为液体密度, 单位 kg/m³; B_{gi} 为气体体积系数; q_w 为产液量, 单位 m³/d。

6) 间歇阶段开关井预警法

当井口压力接近输压或者有积液水淹风险时关井, 一旦压力恢复相对稳定且无积液水淹风险时开井^[6]。结合威荣气田典型井实例, 以日产液 5 m³ 来划分间歇阶段产液量较大井、产液较小井, 并设置隶属函数(表 1)来控制产液量大小判断值的不确定性。

当 $q_w \leq 5$ 时, 满足下式:

$$p_{井口} \leq p_{输压} + 0.3 \quad (11)$$

当 $q_w > 5$ 时, 则为:

$$p_{井口} \leq p_{输压} + 0.3 \text{ 或 } q < q_c \quad (12)$$

开井分为 2 种情形, 当 $q_w \leq 5$ 时, 需满足连续 2 d 的 $p_{井口}$ 不变, 或者满足下述条件:

$$p_{井口} \geq p_{输压} + 3 \quad (13)$$

当 $q_w > 5$ 时, 增加压力恢复条件, 防止开井后积液淹井, 需满足连续 2 d 的 $p_{井口}$ 不变, 或者满足下述条件:

$$p_{井口} \geq p_{输压} + 3 \text{ 且 } |p_{井口} - p_{上一次开井最大值}| < 1 \quad (14)$$

式(11)一式(14)中: $p_{井口}$ 为井口压力, 单位 MPa; $p_{输压}$ 为外输压力, 单位 MPa; $p_{上一次开井最大值}$ 为上一次间歇生产最大压力, 单位 MPa。

2 调产预警模糊逻辑控制模型

2.1 调产指标代码实现

利用 SQL Server 数据库和 Python 编程来实现调产指标的方法适用数据筛选、即时计算。具体如下:

1) 通过 Python 的 pyodbc 库连接到 SQL Server 数据库, 注意提前对关键指标开展别名、缩放、调序等数据保密措施。

2) 滚窗筛选适用于近期内没有明显产量调整且具有较好相关性气井的数据区间。滚窗的大小可参考7、15、30个数据点来确定,以威荣气田为例,对于间歇阶段开关井预警法的重点筛选指标是生产天数大于600 d,近30天内关井次数超过4次的数据。针对其他调产指标计算方法,筛选生产天数小于600 d,平均压力大于输压,日均产气量大于 $3 \times 10^4 \text{ m}^3$,产气变幅不超过10%和 R^2 大于0.6的数据,此外,经验图版法还需满足气井初期相对稳定的条件,即平均压力大于30 MPa,日均产气量大于 $5 \times 10^4 \text{ m}^3$,日均产液量小于 120 m^3 。

使用pandas、numpy、LinearRegression等库来实现数据筛选。算法实现为常见的数学运算函数,以实现滚动窗口筛选一段套压基本匀速下降的数据为例,思路为按井号分组数据段且滚动窗口计算的决定系数 R^2 。首先,定义函数,滚窗计算套压与天数线性相关性`group['套压'].rolling(window=滚动窗口).corr(group['天数'])`;然后,使用`groupby('井号').apply`调用该函数。

3) 使用pandas、numpy、LinearRegression等库中常见的数学运算函数,对每一种方法的流程算法进行编码。以实现计算数据段的单位压降产气为例,可以使用`groupby('井号').apply(lambda x: np.polyfit(x['压力'], x['累产气'],1)[0])`进行计算。

4) 编码运算实际产量相对于每个方法参考值的偏

差比例,参考下式:

$$\text{偏差比例} = (\text{实际产量} - \text{参考值}) / \text{参考值} \quad (15)$$

2.2 输入参数、输出参数模糊化

依据气井生产特征及调产原则,通过设置隶属函数,将精确的调产指标数据映射为“低配”“合适”“高配”等模糊的自然语言(图2)。隶属函数主要采用了gbellmf(钟型)、sigmf(S型)^[25]函数。为简化描述,gbellmf函数和sigmf函数分别简称为G函数、S函数。例如,sigmf(-0.7,-40.0)将表示为S(-0.7,-40.0)。由于计算方法和理论适用性不同,临界携液流量法、稳产期压降法在排液输气阶段调产精准度较低,因此增加1套隶属函数,使其“合适”对应的核更宽。同理,根据现场经验,利用生产天数划分生产阶段并设置对应隶属函数,利用日产液区分间歇阶段产液量大与小的井,并设置对应隶属函数。

2.3 模型推理及解模糊化

根据模糊输入参数、模糊规则(表2),利用Python软件的scikit-fuzzy库建立模糊模型,其基本原理如下:

1) 设置输入、输出模糊集合和模糊规则。

2) 模糊推理。依据最大最小原则(Max-Min Principle)^[7]建立调产影响输入量到调产输出量之间的模糊关系。举例说明如下:

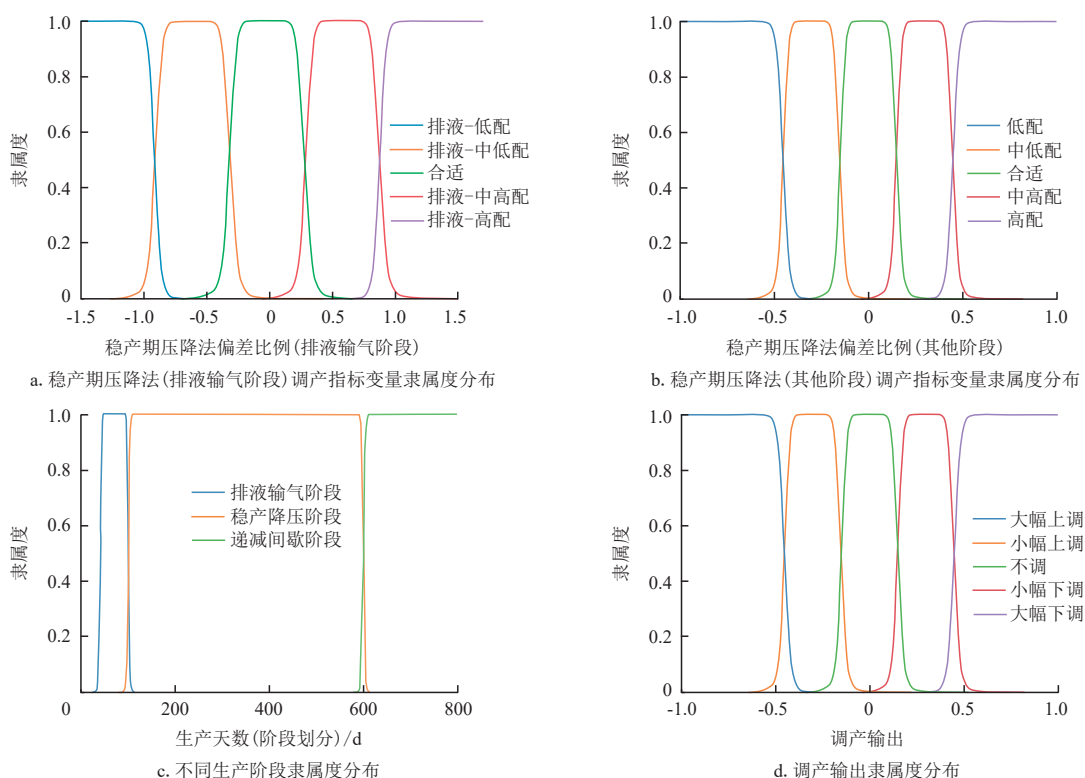


图2 部分调产指标隶属度设置

Fig. 2 Membership settings for some production adjustment indicators

规则1:如果指标1与指标2高配,那么大幅下调 y 。

规则2:如果指标1或指标2低配,那么大幅上调 y 。

规则3:如果指标1高配且指标2不低配,那么大幅上调 y 。

令指标1取值 x_1 ,指标2取值 x_2 。

首先,对于每一条规则的条件部分分别进行相应的交集、并集、补集运算。然后,对于每条规则的条件部分的运算结果与结论部分取交集运算。最后,汇总 n 条规则的结果,即对每种调产结果及其隶属度取并集运算。公式如下:

$$\mu_{\text{规则1}}(y) = \min\{\min[\mu_{\text{高配}}(x_1), \mu_{\text{高配}}(x_2)], \mu_{\text{大幅下调}}(y)\} \quad (16)$$

$$\mu_{\text{规则2}}(y) = \min\{\max[\mu_{\text{低配}}(x_1), \mu_{\text{低配}}(x_2)], \mu_{\text{大幅上调}}(y)\} \quad (17)$$

$$\mu_{\text{规则3}}(y) = \min\{\min[\mu_{\text{高配}}(x_1), 1 - \mu_{\text{低配}}(x_2)], \mu_{\text{大幅上调}}(y)\} \quad (18)$$

$$\mu_{\text{汇总}}(y) = \max_{i=1}^n \mu_{\text{规则}i}(y) \quad (19)$$

式(17)~式(19)中: y 为解模糊化后的清晰值; n 为模糊规则数量; i 是从1~ n 依次取值的索引; $\mu_{\text{低配}}(x_i)$ 、 $\mu_{\text{高配}}(x_i)$ 分别为指标 i 取值 x_i 时在低配、高配隶属函数中对应的隶

属度; $\mu_{\text{规则}i}(y)$ 、 $\mu_{\text{汇总}}(y)$ 分别为第 i 条规则、所有规则的结论 y 对应的隶属度。

3) 解模糊化。前面步骤得到的是1个离散论域的模糊集合,需要采用重心解模糊法^[7]输出1个清晰值 y ,公式如下:

$$y = \frac{\int y_j A_j}{\int A_j} \quad (20)$$

式中: y_j 为第 j 个隶属函数在其质心处的隶属度; A_j 为第 j 个隶属函数曲线的权重面积。

根据气田现场需求,可将输出从标准论域缩放到具有真实调产意义的单位或语言。

3 实例应用与分析

3.1 实例概况

威荣页岩气田位于四川盆地南部低陡构造带白马镇向斜构造,目的层上奥陶统五峰组—龙马溪组一段,

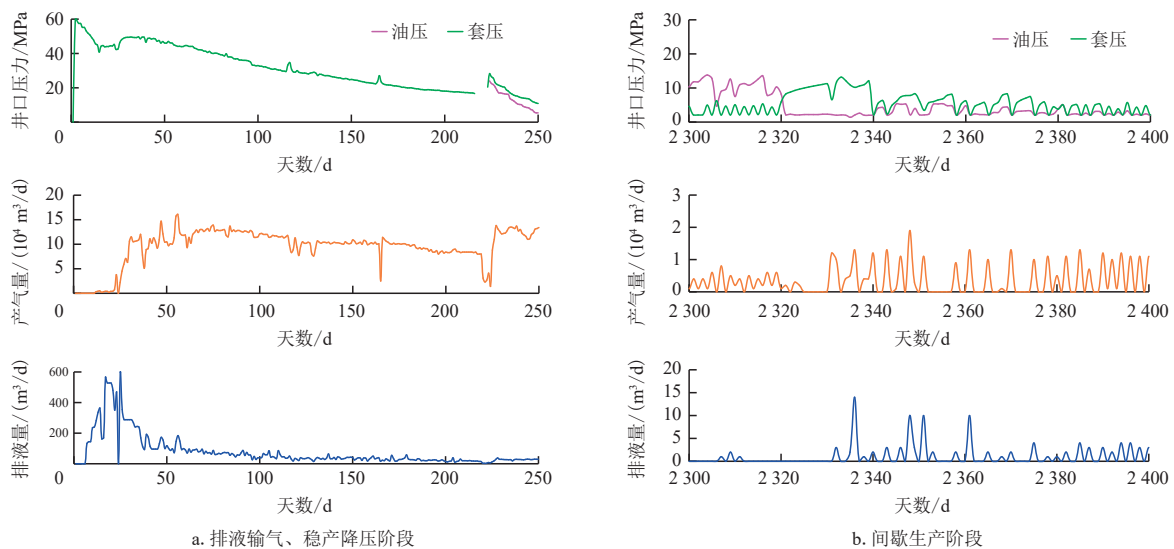


图3 四川盆地威荣页岩气田A井生产曲线

Fig. 3 Production curves of well A in Weirong shale gas field, Sichuan Basin

表3 模糊模型输入、输出表

Table 3 Input and output tables of fuzzy model

生产天数/ d	经验图 版法	临界携液 流量法	临界出砂 流量法	稳产期 压降法	单位压降 产气法	间歇开关 井法	模型 输出值	调产输出	目前产气量/ (10 ⁴ m ³ /d)	调产幅度 参考值
45		-0.12	-0.71	-0.31	0.57		-0.17	小幅上调	10	10%
90	0.86	0.04	-0.62	0.32	0.07		0.20	小幅下调	12	-10%
200	0.69	-0.25	-0.65	-0.03	-0.09		0	不调	9	0
2 340		0.04	-0.63			0.5	0.68	大幅下调	1	关井

为暗色富有机质泥页岩,埋深超3 500 m,压力系数介于1.7~2.1,属于超高压、深层页岩气藏。气井主体初期配产介于 $(6\sim 22)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,目前不同生产阶段的气井都有一定占比。

3.2 单井多阶段预警应用

分别选取威荣气田典型井A井的排液输气、稳产降压、间歇生产阶段(图3),利用调产模型运行A井4个生产区间(表3),得到预警结果与生产认识一致。结果显示第45天,模型预警小幅上调(图4a),与初期提产排液需求一致,其中经验图版法无数据,即表明该方法在此阶段不适用,被调产指标算法自动筛选;第90天,模型预警小幅下调,与该控压需求一致(图4b);第200天,模型预警不调,表示主体调产指标满足配产原则(图4c);第2 340天,此时处于间歇阶段,模型预警大幅下调表示预警关井,与当日实际关井操作一致(图4d)。

结合现场需求,调产幅度计算具体分3类设置如下:

- 1) 超出临界流量限值的,调产至“合适”隶属范围。
- 2) 间歇阶段大幅上、下调即分别指开井、关井。

3) 其他情况下分为2种方法:①加权平均值调产指标为调产幅度,并以主体指标合适、现场操作精度为修正;②结合现场经验,直接固定小幅、大幅调产比例值,威荣气田调产固定幅度分别为10%、20%。

3.3 多井调产预警应用

调用调产指标算法程序对威荣气田百余口井进行筛选、计算,得到44口井的调产指标,建立气井编号与调产指标散点分布(图5)。编号前33口气井处于排液输气、稳产降压阶段;编号后11口气井处于间歇开关井阶段。临界携液流量法指标显示配产偏低;临界出砂流量法显示配产合适;经验图版法、稳产期压降法、单位压降产气法显示配产偏高。图中调产指标与现场生产认识一致。

调用模糊模型对调产指标进行模糊推理,结果显示排采阶段应该上调井5口、不调井17口、下调井11口;递减的间歇推荐关井5口,开井6口。

百余口井调产预警时间仅需30 s,而1名熟练技术人员采用传统方法计算需要5~7 d,在有限的人力资源下,通过提升效率,气井的调产需求被及时预警,生产效果也有一定提升,取得了较好的应用效果。

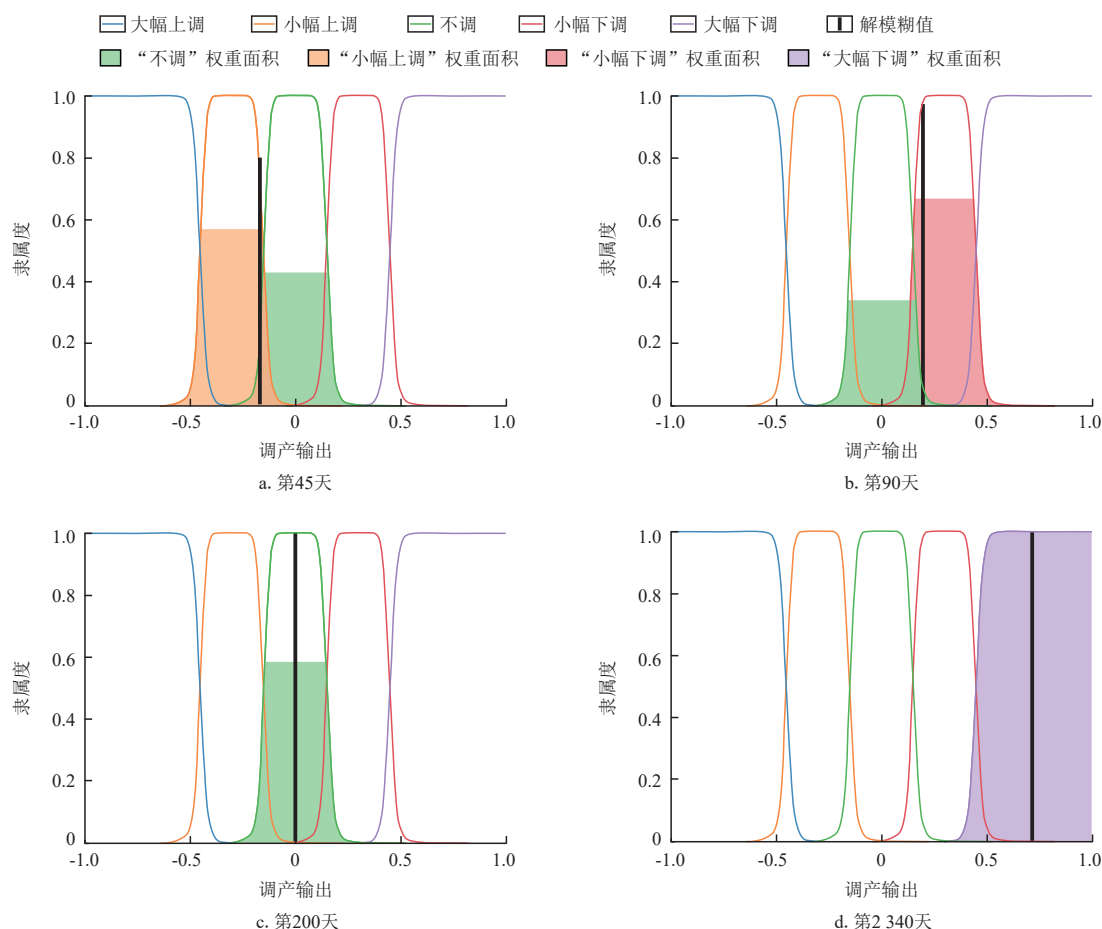


图4 四川盆地威荣页岩气田A井在不同生产时期模型输出结果隶属函数分布

Fig. 4 Membership function distribution of output results for well A in Weirong shale gas field of Sichuan Basin at different production stages

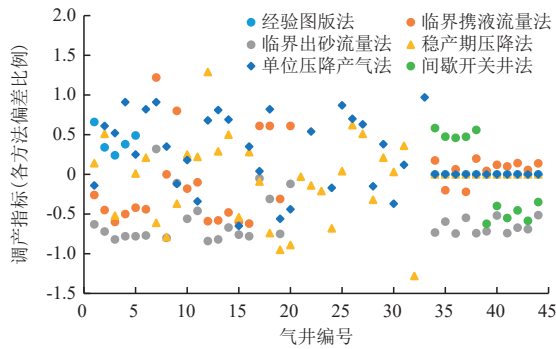


图5 气井编号与调产指标散点分布

Fig. 5 Scatter distribution of gas well numbers and production adjustment indicators

4 结论

1) 以威荣页岩气田为例,详细分析了典型页岩气井的生产特征和调产规则,评估了多种调产指标计算方法的适用性。

2) 利用SQL Server数据库和Python编程实现了调产指标的适用性筛选和计算,气井动态变化快时多项调产指标的即时计算,大幅提升效率。

3) 采用模糊逻辑控制算法处理多项调产指标和调产规则,多井预警输出实现了30 s内完成数百口井调产决策,与现场实际认识一致,实现批量、即时、多维调产预警。未来可结合远程控制的油嘴或者节流阀实现自动决策调产,为智能化油气田提供调产技术支撑。

参考文献

[1] 房大志,曾辉,王宁,等.从Haynesville页岩气开发数据研究高压页岩气高产因素[J].石油钻采工艺,2015(2):58-62.
FANG Dazhi, ZENG Hui, WANG Ning, et al. Study on high production factors of high-pressure shale gas from Haynesville Shale Gas development data[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015 (2): 58-62.

[2] 刘华,王卫红,陈明君,等.涪陵龙马溪组页岩储层应力敏感实验研究[J].石化技术,2019,26(5):155-158.
LIU Hua, WANG Weihong, CHEN Mingjun, et al. Research on the stress sensitivity experiment of Fuling Longmaxi shale reservoirs[J]. Petrochemical Industry Technology, 2019, 26(5): 155-158.

[3] KAINZ S, SNYDER J, MCCULLAGH A, et al. Haynesville midstream: Capacity constraints and differential pressures[C]// Paper URTEC-2019-607-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, July 2019.

[4] 湛小红.涪陵页岩气田合理配产方法对比优选研究[J].石油地质与工程,2019,33(1):67-71.
ZHAN Xiaohong. Comparative optimization of reasonable production allocation methods in Fuling shale gas field[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(1): 67-71.

[5] 胡浩,汪敏,隆辉,等.一种页岩气井全生命周期合理配产新方法:以泸州地区页岩气为例[J].复杂油气藏,2023,16(2):137-143.

HU Hao, WANG Min, LONG Hui, et al. A new method of rational production allocation in the whole life cycle of shale gas wells: A case from shale gas in Luzhou[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(2): 137-143.

[6] 祝启康,林伯韬,杨光,等.低低压产页岩气井智能生产优化方法[J].石油勘探与开发,2022,49(4):770-777.
ZHU Qikang, LIN Botao, YANG Guang, et al. Intelligent production optimization method for a low pressure and low productivity shale gas well[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 770-777.

[7] WANG L X. A course in fuzzy systems and control[M]. Englewood Cliffs: Prentice-Hall International, Inc, 1996.

[8] BELYADI H. Machine learning guide for oil and gas using python [M]. Cambridge, United States: Gulf Professional Publishing, 2021.

[9] FROTA R A, RICARDO T, MARLEY V. Fuzzy logic for control of injector wells flow rates under produced water reinjection[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 215: 110574.

[10] GORJIZADEH H, GHALEHNOIE M, NEGAHBAN S, et al. Fuzzy controller design for constant bottomhole pressure drilling under operational/physical constraints[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 212: 110335.

[11] 熊亮,赵勇,魏力民,等.威荣海相页岩气田页岩气富集机理及勘探开发关键技术[J].石油学报,2023,44(8):1365-1381.
XIONG Liang, ZHAO Yong, WEI Limin, et al. Enrichment mechanisms and key exploration and development technologies of shale gas in Weirong marine shale gas field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(8): 1365-1381.

[12] 唐建明,何建华,魏力民,等.川东南林滩场地区五峰组—龙马溪组页岩气藏压力演化及其地质意义[J].石油实验地质,2023,45(4):739-750.
TANG Jianming, HE Jianhua, WEI Limin, et al. Pressure evolution of shale gas reservoirs in Wufeng-Longmaxi formations, Lintanchang area, southeast Sichuan Basin and its geological significance[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(4): 739-750.

[13] 沈金才,董长新,常振.涪陵页岩气田气井生产阶段划分及动态特征描述[J].天然气勘探与开发,2021,44(1):111-117.
SHEN Jincai, DONG Changxin, CHANG Zhen. Classifying and describing the production stage and dynamic characteristics of gas wells, Fuling shale gas field[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2021, 44(1): 111-117.

[14] 刘莉,郑爱维,包汉勇,等.涪陵气田焦石坝区块页岩气持续稳产技术政策优化[J].天然气工业,2023,43(6):96-104.
LIU Li, ZHENG Aiwei, BAO Hanyong, et al. Optimization of strategies for sustainable and stable gas production in the Jiaoshiba Block of the Fuling Shale Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(6): 96-104.

[15] 杨永华,宋燕高,王兴文,等.威荣页岩气田压裂实践与认识[J].石油实验地质,2023,45(6):1143-1150.
YANG Yonghua, SONG Yangao, WANG Xingwen, et al. Practice and understanding of fracturing in Weirong shale gas field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1143-1150.

[16] 郭建林,贾爱林,贾成业,等.页岩气水平井生产规律[J].天然气工业,2019,39(10):53-58.
GUO Jianlin, JIA Ailin, JIA Chengye, et al. Production laws of shale-gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 53-58.

[17] 陈学忠,郑健,刘梦云,等.页岩气井精细控压生产技术可行性研究与现场试验[J].钻采工艺,2022,45(3):79-83.

- CHEN Xuezhong, ZHENG Jian, LIU Mengyun, et al. Feasibility study and field trial of precise managed pressure production technology for shale gas wells[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(3): 79–83.
- [18] 王兴文, 缪尉杰, 何新星, 等. 川南威荣气田深层页岩气工程技术进展[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(6): 1170–1177.
- WANG Xingwen, MIAO Weijie, HE Xinxing, et al. Progress in deep shale gas engineering technology in Weirong gas field in southern Sichuan[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(6): 1170–1177.
- [19] 陆奎, 汤培榕, 杨为民. 用简化模糊规则数的方法设计模糊PID控制系统[J]. *石油大学学报(自然科学版)*, 2004, 28(5): 126–130.
- LU Kui, TANG Peirong, YANG Weiming. Design of fuzzy proportional-integral-derivative control system by simplifying fuzzy rules[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2004, 28(5): 126–130.
- [20] 赵胜兰, 刘承佚. 涪陵气田页岩气井临界携液流量计算新模型[J]. *云南化工*, 2019, 46(5): 167–170.
- ZHAO Shenglan, LIU Chengyi. The new calculation model of critical liquid carrying flow rate in Fuling Gas Field[J]. *Yunnan Chemical Technology*, 2019, 46(5): 167–170.
- [21] 李小益. 涪陵页岩气井出砂机理研究及合理工作制度确定[J]. *中国石油和化工标准与质量*, 2020, 40(11): 153–154.
- LI Xiaoyi. Study on sanding mechanism of shale gas wells in Fuling District and determination of reasonable working system[J]. *China Petroleum and Chemical Standard and Quality*, 2020, 40(11): 153–154.
- [22] 张修明, 李晓平, 张健涛, 等. 靖边古潜台东侧气田气藏产能评价方法研究[J]. *海洋石油*, 2009, 29(2): 65–68.
- ZHANG Xiuming, LI Xiaoping, ZHANG Jiantao, et al. Productivity evaluating methods for gas reservoir in eastern part of Jingbian Paleozoic buried platform gas field[J]. *Offshore Oil*, 2009, 29(2): 65–68.
- [23] 岳三琪, 付玉, 伍勇, 等. 地下储气库注采井井底压力计算研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2017, 7(3): 28–33.
- YUE Sanqi, FU Yu, WU Yong, et al. Bottom hole pressure calculation of injection and production wells of underground gas storage[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2017, 7(3): 28–33.
- [24] 谭聪. 焦石坝区块页岩气井井底流压计算方法评价[J]. *江汉石油职工大学学报*, 2022, 35(4): 14–17.
- TAN Cong. Evaluation of calculation methods of bottomhole flow pressure in shale gas wells: A case study of Jiaoshiba block[J]. *Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers*, 2022, 35(4): 14–17.
- [25] 袁力, 姜琴. 隶属函数确定方法探讨[J]. *南阳师范高等专科学校学报*, 2009, 29(6): 44–46.
- YUAN Li, JIANG Qin. A study on the determination of membership function[J]. *Journal of Yunyang Teachers College*, 2009, 29(6): 44–46.

(编辑 郭群)

(上接第151页)

- [19] ZHANG D X, CHEN Y T, MENG J, et al. Synthetic well logs generation via Recurrent Neural Networks[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(4): 629–639.
- [20] 冯明洁. 含天然裂缝页岩水力压裂缝网的形貌演化及神经网络预测模型研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2022.
- FENG Mingjie. Study on morphology evolution and neural network prediction model of hydraulic fracture network in shale with natural fracture[D]. Chongqing: Chongqing University, 2022.
- [21] 常德宽, 雍学善, 王一惠, 等. 基于深度卷积神经网络的地震数据断层识别方法[J]. *石油地球物理勘探*, 2021, 56(1): 1–8.
- CHANG Dekuan, YONG Xueshan, WANG Yihui, et al. Seismic fault interpretation based on deep convolutional neural networks[J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2021, 56(1): 1–8.
- [22] ZHANG M Z, LIU Z Y, JIANG Q, et al. Influence of natural caves on hydraulic fracturing pressure curves: Numerical modeling and ANNs[J]. *Arabian Journal of Geosciences*, 2021, 14(20): 1–22.
- [23] 刘宝锋. 基于人工神经网络的超深井储层敏感性预测[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2009.
- LIU Baofeng. The sensitivity prediction of the ultra-deep reservoir based on artificial neural network[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2009.
- [24] LIU Y Y, MA X H, ZHANG X W, et al. A deep-learning-based prediction method of the estimated ultimate recovery (EUR) of shale gas wells[J]. *Petroleum Science*, 2021, 18(5): 1450–1464.
- [25] 王兴文, 缪尉杰, 何新星, 等. 川南威荣气田深层页岩气工程技术进展[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(6): 1170–1177.
- WANG Xingwen, MIAO Weijie, HE Xinxing, et al. Progress in deep shale gas engineering technology in Weirong gas field in southern Sichuan[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(6): 1170–1177.
- [26] 刘庆. 水平井体积压裂井底净压力计算及分析[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.
- LIU Qing. Net pressure calculation and analysis of horizontal well volume fracturing[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.
- [27] 卞晓冰, 蒋延学, 贾长贵, 等. 基于施工曲线的页岩气井压后评估新方法[J]. *天然气工业*, 2016, 36(2): 60–65.
- BIAN Xiaobing, JIANG Tingxue, JIA Changgui, et al. A new post-fracturing evaluation method for shale gas wells based on fracturing curves[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(2): 60–65.
- [28] 彭勇民, 董世雄, 边瑞康, 等. 四川盆地东部页岩气水平井裂缝识别方法及应用[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(6): 1196–1203.
- PENG Yongmin, DONG Shixiong, BIAN Ruikang, et al. Method for identification of fractures in shale gas horizontal wells in eastern Sichuan Basin and its application[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(6): 1196–1203.
- [29] SACCENTI E, HENDRIKS M H W B, SMILDE A K. Corruption of the Pearson correlation coefficient by measurement error and its estimation, bias, and correction under different error models[J]. *Scientific Reports*, 2020, 10(1): 438.

(编辑 柳超超)