

底水驱基岩气藏全生命周期产能预测方法

杜成良¹, 李琳琳¹, 徐凤兰¹, 赵利庆², 邵振鹏¹, 贾建军¹

1. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气井测试分公司 河北廊坊 065007

2. 中国石油华北油田分公司第一采油厂 河北任丘 062552

通讯作者: Email: xufenglan@cnpc.com.cn

项目支持: 中国石油集团渤海钻探工程有限公司指导性课题“底水驱基岩气藏开发对策研究与应用”(CS201711K)

引用: 杜成良, 李琳琳, 徐凤兰, 等. 底水驱基岩气藏全生命周期产能预测方法[J]. 油气井测试, 2019, 28(4): 64-69.

Cite: DU Chengliang, LI Linlin, XU Fenglan, et al. Full life-cycle productivity forecast for bedrock gas reservoir with bottom-aquifer drive [J]. Well Testing, 2019, 28(4): 64-69.

摘要 采用传统的无阻流量经验配产方法对储层物性复杂的底水驱基岩气藏进行产能预测时, 存在稳产难、产能递减速度大, 气井见水快等问题。为了能够延长气井的开采寿命, 提高气藏采收率, 提出一种针对底水驱基岩气藏的全生命周期产能预测方法。该方法利用气井的气水两相垂直管流方程、水驱物质平衡方程和二项式产能方程的相互影响和制约关系, 预测气井从投产初期稳产阶段到中期递减阶段, 再到生产末期增压阶段的整个生命周期内的产量、地层压力、井底流压、井口压力变化规律。采用该方法对东坪气田基岩气藏的15口气井进行产能预测, 预测结果与实际生产曲线相吻合, 说明该方法适用于底水驱基岩气藏的长期产能预测, 可以有效控制底水锥进速度。

关键词 底水驱基岩气藏; 全生命周期; 采收率; 产能预测; 东坪气田

中图分类号: TE353 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.04.011

Full life-cycle productivity forecast for bedrock gas reservoir with bottom-aquifer drive

DU Chengliang¹, LI Linlin¹, XU Fenglan¹, ZHAO Liqing², SHAO Zhenpeng¹, JIA Jianjun¹

1. Well Testing Branch of CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Langfang, Hebei 065007, China

2. No.1 Oil Production Plant of PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu, Hebei 062552, China

Abstract: The productivity forecast with empirical production allocation of traditional absolute open flow for the bedrock gas reservoir with complex reservoir properties and bottom-aquifer drive is usually challenged by no stable production, rapid production decline, water breakthrough in advance and other problems. A full life-cycle productivity forecast method for the bed rock gas reservoir with bottom-aquifer drive was proposed to extend the gas well production life and enhance gas reservoir recovery. This method can forecast the full life-cycle gas well production, formation pressure, bottom-hole flowing pressure and wellhead pressure from the initial stable production stage to the mid-term production decline stage and the late pressurization stage by making use of the mutual interaction and restriction between gas-water two-phase vertical pipe flow equation in gas well, the waterflooding material balance equation and the binomial productivity equation.. The productivities of 15 gas wells in the bedrock gas reservoir of Dongping gas field were forecasted by this new method and the forecast results are consistent with the actual production history. Therefore, it verifies the validity in the long-term productivity forecast for bedrock gas reservoir with bottom-aquifer drive and could effectively control the bottom-aquifer coning rate.

Keywords: bedrock gas reservoir with bottom-aquifer; full life-cycle; recovery factor; productivity forecast; Dongping gas field

近年来, 国内外学者针对各类气藏的合理配产方法均有不同程度的研究。1954年, Gilber M.^[1]优化了采气生产系统, 并把生产系统分为井下管柱垂直管流和地面管线水平流动两个部分, 确定了最优化方法。1969年, Turner R. G.等^[2]研究了圆球形携带液滴运动条件下的渗流模型和管壁液膜移动模

型, 并基于此理论推导出了气井最小临界携液气量计算公式。1981年, Ilobi M. I.等^[3]考虑液膜厚度和流动的负相关线性关系, 进一步优化了临界携液流量公式, 指出气体黏度和油管直径是影响该值大小的关键参数。1983年, Greend W. R.^[4]利用数学运算方法, 建立了气水两相条件下井口流压与产量的

关系式,并将该关系式绘制的曲线与井口流压曲线的交叉点作为合理配产量。1989年,Smith R. V.^[5]提出了无阻流量配产法、稳定井底流压配产法,以及恒定回压配产法,但因受计算复杂程度控制,国内目前主要沿用无阻流量百分比配产,配产比例为无阻流量的0.11~0.25倍。1992年,Hagoort J.^[6]提出一种既计算快速又能提高精度的新方法,称之为消耗式模拟方法。2000年,Nosseir M. A.等^[7]以真实数据为基础,对Turme公式进行误差20%的校正,但计算结果依然与实际情况存在出入。

国内的研究方向首先集中在低渗透砂岩气藏的产能预测方面。2014年,孟令强^[8]建立了生产数据不同时期段分别拟合配产法,解决了低渗透气藏彩31井区稳产难、递减快的问题。同年,张春雨等^[9]建立了低渗非均质气藏压裂水平井新的配产指标,并在苏里格气田应用,取得了很好的效果。2015年,张茂强^[10]在总结经验配产法、曲线分析法等方法的优缺点基础上,建立了考虑产能预测和井筒压力条件下新的配产方法,实现了压裂气井的合理配产。2016年,王凤彪^[11]在考虑苏里格低渗产水气井动静态特征基础上,采用配产产量高于携液量的方式,使得产水气井获得了相对稳定的产量。2017年,姜超^[12]通过实际论证,筛选出了流动物质平衡法作为大牛地气田直井的主要配产方法,有效减小了配产产量与实际差距。近几年,研究重点逐渐转向非常规气藏。如在页岩气的合理开采中,2018年,邓佳琪^[13]通过焦石坝地区样本井稳产3年的合理配产值与无阻流量的关系,建立了不同产能的页岩气井无阻流量与配产产量的关系图版,实现了配产简单、直观的目的。同年,张莉娜等^[14]利用平桥区块页岩气藏双重介质压裂水平井模型,建立了压裂改造效果与合理配产产量的关系,为实现制定高效、稳定的气藏开发方案提供数据支持。同年,肖寒^[15]运用灰色关联分析方法建立多元线性回归产能预测模型将四川威远页岩气水平井产能预测结果误差控制在10%以内。2019年,湛小红^[16]为了获得涪陵页岩气田合理配产方法,通过对比优选,提出了考虑最小携液量和携砂量的修正系数配产方法。同年,祝元宠等^[17]引入大数据分析方法,利用长期生产数据建立判别模型,检验结果表明预测能力得到大幅度提高。最后,针对非均质较强的缝洞型碳酸盐岩气藏,2018年,聂权等^[18]以高石梯区块灯四缝洞型气藏为例,重点考虑该类气藏缝洞

体分布复杂及非均质性强的特点,采用数值试井方法,对该气藏早期试采阶段的单井进行配产,并提出了各渗流物理模型的单井合理配产原则。

上述文献在进行配产方法研究时,仅考虑气井产水或者非均质性的某一方面,且集中在气井稳产阶段的合理配产方法研究,对于存在底水驱动的基岩气藏配产方法的研究鲜有提及,更对气井稳产时间长短、气井不同生产阶段产量、压力的变化规律无法给予准确的解答。因此,笔者提出了一种针对底水驱基岩气藏的全生命周期产能预测方法。该方法充分利用气井的气水两相垂直管流方程、水驱物质平衡方程和二项式产能方程的相互影响和制约关系,预测气井从投产初期的稳产阶段到中期的递减阶段,再到生产末期的增压阶段的整个生命周期内的产量、地层压力、井底流压,以及井口压力变化规律。

1 全生命周期产能预测方法

在进行全生命周期产能预测时,应首先认识气田从投产到废弃所采用的主要生产方式;其次,根据各个生产方式的特点、影响产量的关键因素,并考虑各个生产方式结束时的约束条件,建立各个阶段的产能预测模型。

1.1 气井生产方式

气井生产方式是气井在不同的开采阶段压力与产量的变化关系。选择合理生产方式,要考虑许多因素,主要有:储层特征、采气工艺、产能建设任务、经济效益等。如何确定气井的合理生产方式,在充分利用地层能量的前提下达到最高的采收率,这对于整个气田的开发意义重大。一般气井的整个开采过程要经历稳产、递减、增压时期三个阶段。

1.2 稳产阶段产能预测

通过配产分析,确定稳产阶段的合理产量,引用气田开发方案中提出的气井废弃产量及废弃压力作为稳产阶段结束的约束条件。

1.2.1 稳产阶段时间

根据已知的稳产阶段产量、井口输压,应用井筒垂直管流公式,计算出稳产期结束时的井底流压。

单相气体管流方程如下^[6]:

$$p_{wf} = \sqrt{p_{if} e^{2S} + \frac{1.32 \times 10^{-18} f(q_{sc} T Z)^2}{d^5} (e^{2S} - 1)} \quad (1)$$

式中: p_{wf} 为井底流动压力,MPa; p_{if} 为井口流动压力,

MPa; T 为流动管柱内气体平均温度, K; Z 为特定 T 、 p 条件下的气体压缩系数; f 为摩阻系数; q_{sc} 为标准状态下日产气量, m^3/d ; d 为油管内径, m; S 为表皮系数, 无因次。

对于多相管流, 采用以下计算方法, 即雷诺系数:

$$R_{em} = \frac{\rho_m v_m D}{\mu_m} \quad (2)$$

用 Jain 公式, 求两相流摩阻系数, 即

$$\frac{1}{\sqrt{f_m}} = 1.14 - 2 \lg \left(\frac{e}{D} + \frac{21.35}{R_{em}^{0.9}} \right) \quad (3)$$

压力梯度:

$$\left(\frac{dp}{dz} \right)_i = \rho_m g + f_m \frac{G_m^2}{2DA^2 \rho_m} \quad (4)$$

$\Delta p = 1.0$ MPa 相应的井段长度:

$$\Delta Z = \frac{\Delta p}{dp/dz} \quad (5)$$

井底流压:

$$p_{wf} = p_{wh} + H/\Delta z \quad (6)$$

式中: R_{em} 为雷诺系数, 无因次; ρ_m 为无滑脱混合物密度, kg/m^3 ; v_m 为混物流速, m/s ; μ_m 为混合物黏度, $Pa \cdot s$; D 管子内径, m; dp/dz 为压力梯度, MPa/m; g 为重力加速度, m/s^2 ; f_m 为两相流摩阻系数, 无因次; e 为管柱粗糙度, mm; Δp 为压力增量, MPa; Δz 为压力增量下管长, m; G_m 为混合物质量流量, kg/s ; A 为管子流通截面积, m^2 ; p_{wf} 为井底流压, MPa; p_{wh} 井口流压, MPa; H 为气层中部深度, m。

稳产阶段结束时的地层压力:

根据已知的合理产量、井底流压, 应用二项式产能方程进行稳产期末的地层压力求取, 即

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = a q_g^2 + b q_g^2 \quad (7)$$

式中: p_R 为平均地层压力, MPa; p_{wf} 为井底流压, MPa; q_g 为气产量, $10^4 m^3$; a, b 分别为二项式产能方程系数。

由地层压力, 根据气藏物质平衡方程^[8], 计算稳产期末的累积产量。

定容气藏物质平衡方程如下:

$$\frac{\bar{p}_R}{Z} = \frac{p_{Ri}}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (8)$$

式中: p_{Ri} 为平均地层压力, MPa; Z 为目前压力对应的偏差系数, 无因次; Z_i 为原始地层压力下的偏差系数, 无因次; G_p 为累积产气量, $10^4 m^3$; G 为气藏可动储量, $10^4 m^3$ 。

稳产时间:

$$t_s = G_p / q_s \quad (9)$$

式中: t_s 为稳产时间, d; q_s 为合同产量, $10^4 m^3/d$ 。

1.2.2 稳产阶段各时间产能预测

假设时间步长为 Δt , 具体计算步骤如下:

(1) 具体生产时间确定

$$t^{k+1} = t^k + \Delta t \quad (10)$$

式中: t^{k+1} 为第 $k+1$ 时步生产时间, d; t^k 为第 k 时间步生产时间, d。

(2) 时步末累积产量确定

$$G_p^{k+1} = G_p^k + q_s \Delta t \quad (11)$$

式中: G_p^{k+1} 为第 $k+1$ 时步的累积产量, $10^4 m^3$; G_p^k 为第 k 时间步的累积产量, $10^4 m^3$ 。

(3) 由已知参数, 结合物质平衡方程, 计算地层压力;

(4) 依据二项式产能方程, 计算井底流压;

(5) 由已知的井底流压, 根据管流方程, 计算井口压力。

(6) 如生产时间未达到稳产阶段总时间, 重复上述步骤。

1.3 递减期和增压期产能预测

气井处于递减期和增压期时, 产量随着生产时间是下降的。假设在较短的生产时间内, 产量递减规律符合指数递减的特征, 那么就能得到这两个阶段的产能预测^[19]。

(1) 求取一定时间内的产量递减率

$$q = q_i e^{-Jt} \quad (12)$$

(2) 计算一定时间步长的累积产量

$$\Delta G_p = (q_i - q) / J \quad (13)$$

式中: q 为计算时步末产量, $10^4 m^3/d$; q_i 为计算时步初产量, $10^4 m^3/d$; ΔG_p 为累积产量, $10^4 m^3$; t 为时间, d; J 为计算时步内的递减率, %。

(3) 已知累积产量, 应用物质平衡方程, 计算时步末地层压力。

(4) 根据管流方程, 已知井口压力、产量, 计算对应的井底流压。

(5) 依据产能方程, 由已知的参数, 计算该时步结束时的产量。

(6) 选择一个合理的精度系数, 通过计算, 确定所求得的产量是否满足条件, 进一步确定该时步的相关产能参数。

(7) 以废弃压力和废弃产量为气井报废的条件, 重复上述步骤, 直至该井报废。

2 应用实例

新近勘探(2012)的东坪气田位于柴达木盆地西北部阿尔金山前东段,自发现以来,无论其规模还是气藏储量都被业界一致认可为国内外罕见的基岩古潜山块状气藏^[20]。区内发育基岩风化壳、中生代与新生代三套地层。其中,基岩风化壳发育区域主要为断鼻基底构造,新生代地层主要发育于东坪鼻隆和牛东鼻隆区域,主要为第三系地层,包括路乐河组、下干柴沟组下段与上段、上干柴沟组地层,因剥蚀原因下油砂山组与上油砂山组、狮子沟组地层缺失。中生代地层主要发育在早中侏罗系地层。其中,主要的产层为基岩层。

截至2015年12月,东坪气田有气井31口,日产气 $360.2 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产油 78.88 m^3 ,累积产气 $13.93 \times 10^8 \text{ m}^3$,累积产油 $2.23 \times 10^4 \text{ m}^3$;现阶段东坪气田年产能 $8.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

东坪气田在产能预测方面存在许多问题:基岩储层埋藏较深,岩性主要为致密花岗岩和片麻岩^[5],储集体内非均质性较强,同时区域内气水分布关系不明确;该气田在开发过程中累积了较多动态监测数据,但未被充分的利用;现场对于产能预测方法的要求是高时效性及可操作性,同时要获得尽可能详细的预测结果。

2.1 单井应用

以东坪气田的一口气井ES102井为例,应用气井系统分析方法,预测该井稳产阶段的合理配产,以及在稳定阶段和降产阶段的采收率。ES102井相关参数:单井控制储量 $6.63 \times 10^8 \text{ m}^3$,井口输压 7.60 MPa ,经济极限产量 $1.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,井口废弃压力 1.0 MPa 。要求该井稳产时间为6年,预测该井各个阶段的生产动态数据及最终采收率。

2.1.1 预测结果

根据上述预测方法,得到ES102井的预测结果如图1、图2所示。由此可知,该井稳产阶段配产 $16.58 \times 10^4 \text{ m}^3$,可采年限为18年,最终采收率为86.21%。

2.1.2 效果评价

为了进一步验证气井系统分析法预测结果的可靠性,选用ES102井现阶段(2016年4月1日~6月30日)的实际生产动态数据与预测结果进行对比分析(图3、图4)。

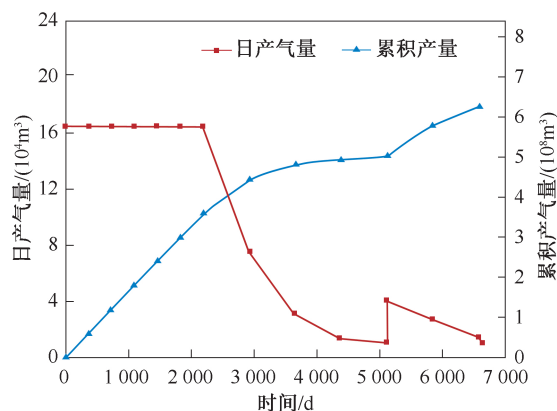


图1 ES102井日产气量及累积产量预测成果图
Fig.1 Forecast of daily and cumulative gas production of Well ES102

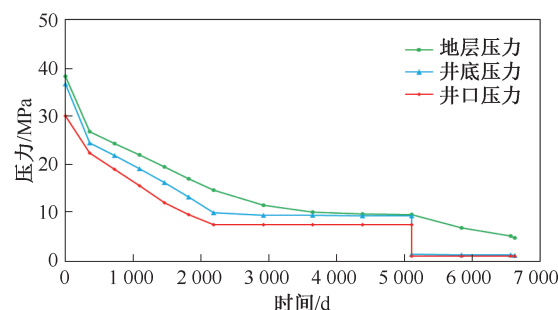


图2 ES102井压力变化预测成果图
Fig.2 Pressure forecast of Well ES102

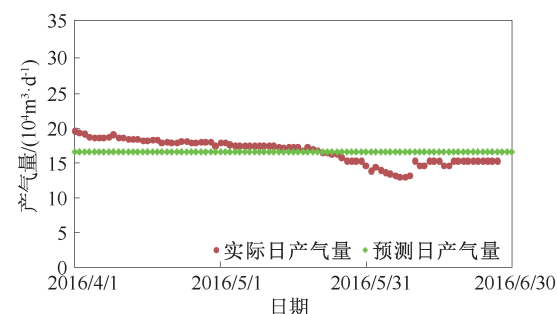


图3 ES102井实际产气量-预测产气量对比图
Fig.3 Comparison between actual and forecast gas productions in Well ES102

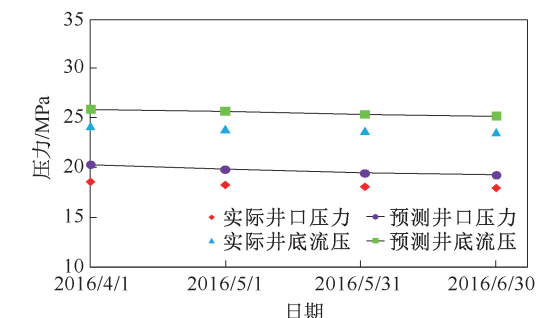


图4 ES102井实际压力-预测压力对比图
Fig.4 Comparison between actual and forecast pressures in Well ES102

对比分析得到,该井现阶段实际日产气 $15.95 \times 10^4 \text{ m}^3$,预测结果是 $16.58 \times 10^4 \text{ m}^3$,误差 3.79%;实际井口、井底压力与预测结果对比,误差分别为 4.52%、3.26%。误差值在合理范围内,表明预测结

果可靠性较高。

2.2 东坪气田 X 井区产能预测

应用气井系统分析法,对东坪气田 X 井区进行了产能预测,产能预测成果如图 5 所示。

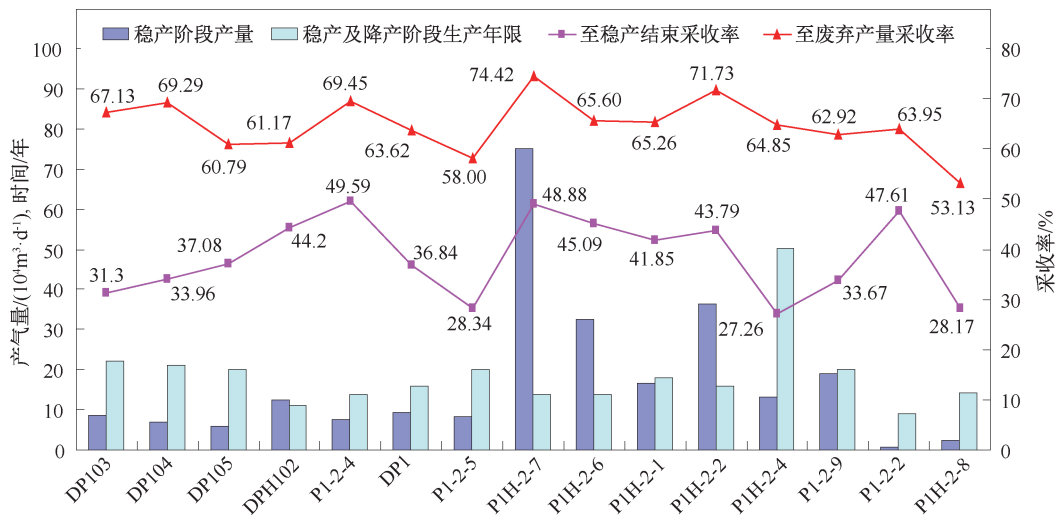


图 5 东坪气田 X 井区产能预测成果图

Fig.5 Productivity forecast of well block X in Dongping gas field

获得了该井区的相关产能参数:稳产阶段日产气量 $17.0 \times 10^4 \text{ m}^3$,年产能将达到 $10.0 \times 10^8 \text{ m}^3$;投产至稳产阶段结束,平均采收率为 38.51%;投产至产量降到废弃产量,平均采收率为 64.75%。

3 结论

(1)针对传统的无阻流量经验配产方法进行产能预测时,存在稳产难、产能递减速度大、气井见水快等问题,提出了一种针对底水驱基岩气藏的全生命周期产能预测方法。可靠性评价结果表明,该方法可以准确预测气井在各个生产时期的压力及产量变化规律。

(2)东坪气田的 15 口井的应用结果表明,全生命周期产能预测法完善了对于气水同出气井的产能预测,所需的生产动态数据易获取,具有很强的可操作性。

致谢:感谢青海油田东坪气田采气一厂对本项目提供的技术支持。

参考文献

- [1] GILBERT W. Flow and gas-lift well performance [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1954,32(9):26-43.
- [2] TURNER R G, HUBBARD M G, DUKLER A E. Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1969,21(11):1476-1482.

- [3] ILOBI M I, IKOKU C U. Minimum gas flow rate for continuous liquid removal in gas wells [J]. Society of Petroleum Engineers, 1981,45(5):15-34.
- [4] GREEND W R. Analyzing the Performance of Gas Well [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1983,19(3):1378-1384.
- [5] SMITH R V. 实用天然气工程[M]. 北京:石油工业出版社,1989:96-112.
- [6] HAGOORT J. 气藏工程原理[M]. 北京:石油工业出版社,1992:36-45.
- [7] NOSSEIR M A, DARWICH T A, SAYYOUH M H, et al. A new approach for accurate prediction of loading in gas wells under different flowing conditions [J]. SPE Production & Facilities, 2000,15(4):241-246.
- [8] 孟令强. 彩 31 井区低渗透气藏产能评价及合理配产方法研究[D]. 成都:西南石油大学,2014.
- [9] MENG Lingqiang. Study on productivity evaluation and rational production allocation method of low permeability gas reservoir in Cai31 wellblock [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [9] 张春雨,金大权,刘刚果,等. 低渗砂岩气藏水平井产量递减规律分析与合理配产——以苏里格气田某区块为例[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报),2014,36(11):223-227.
- ZHANG Chunyu, JIN Daquan, LIU Gangguo, et al. Analysis of production decline rules of horizontal wells in low-permeability sandstone gas reservoirs and rational production allocation——By taking a block in Sulige gas field for example [J]. Journal of Oil and Gas Technology

- (J. JPI), 2014, 36(11): 223-227.
- [10] 张茂强. 致密气藏压裂井合理配产及稳产能力研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
ZHANG Jiqiang. Study on rational production allocation and stability of fractured wells in compact gas reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [11] 王凤彪. 含水致密气藏生产动态特征及合理配产方法研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016.
WANG Fengbiao. The research on production dynamics and rational allocation of water tight sandstone gas reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016.
- [12] 姜超. 大牛地气田 D66 井区气井合理配产确定方法研究 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2017, 37(9): 19-21.
JIANG Chao. Study on the method for determining reasonable production allocation of gas wells in D66 well area of Daniudi gas field [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2017, 37(9): 19-21.
- [13] 邓佳琪. 一种确定页岩气井合理配产的方法 [J]. 江汉石油职工大学学报, 2018, 31(5): 48-51.
DENG Jiaqi. A method to determine optimal production rate of shale gas wells [J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2018, 31(5): 48-51.
- [14] 张莉娜, 刘欣, 张耀祖. 平桥区块页岩气藏合理配产及关井恢复研究 [J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(4): 73-76.
ZHANG Lina, LIU Xin, ZHANG Yaozu. Formulation of production plan in overpressure shale gas reservoir [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(4): 73-76.
- [15] 肖寒. 威远区块页岩气水平井基于灰色关联分析的产能评价方法 [J]. 油气井测试, 2018, 27(4): 73-78.
XIAO Han. Production evaluation method based on grey correlation analysis for shale gas horizontal wells in Weiyuan block [J]. Well Testing, 2018, 27(4): 73-78.
- [16] 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.
- [17] 祝元宠, 咸玉席, 李清宇, 等. 基于大数据的页岩气产能预测 [J]. 油气井测试, 2019, 28(1): 1-6.
ZHU Yuanchong, XIAN Yuxi, LI Qingyu, et al. Shale gas productivity forecast based on big data [J]. Well Testing, 2019, 28(1): 1-6.
- [18] 聂权, 段希宇, 唐愈轩, 等. 缝洞型碳酸盐岩气藏的单井试采配产方法研究——以高石梯灯四气藏为例 [J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2018, 20(5): 38-41.
NIE Quan, DUAN Xiyu, TANG Yuxuan, et al. Study on early production and allocation method of single well in fractured-vuggy carbonate gas reservoirs: Taking Dengsi gas reservoir in Gaoshiti block as an example [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2018, 20(5): 38-41.
- [19] 疏壮志, 杜志敏, 刘建仪, 等. 气井生产动态预测方法研究 [J]. 天然气工业, 2004, 24(8): 78-81.
SHU Zhuangzhi, DU Zhimin, LIU Jianyi, et al. Prediction method of production performance of gas wells [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(8): 78-81.
- [20] 黄建红, 张冲, 吴颜雄, 等. 柴达木盆地东坪地区下第三系储层特征与控制因素 [J]. 特种油气藏, 2013, 20(6): 25-29.
HUANG Jianhong, ZHANG Chong, WU Yanxiong, et al. Reservoir characteristics and controlling factors in lower tertiary of Dongping area in the Qaidam basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(6): 25-29.

编辑 穆立婷

第一作者简介:杜成良,男,1973 年出生,博士,高级工程师,2012 年获得西南石油大学研究生院博士学位,现主要从事油气井测试、试油、地面计量等研究和管理的工作。电话:0317-2551573, 15903161963; Email: duchengliang@cnpc.com.cn。通信地址:河北省廊坊市广阳区万庄石油矿区油气井测试公司,邮政编码:065007。