

带边底水气藏的递减规律认识

王利刚, 董 双, 周永涛

中国石化西北油田分公司, 新疆 乌鲁木齐
Email: wlgaj@163.com

收稿日期: 2021年2月5日; 录用日期: 2021年3月11日; 发布日期: 2021年3月18日

摘 要

带边底水气藏, 水侵后产能下降快, 利用常规方法很难准确预测开发趋势。本文以雅克拉凝析气藏开发实践出发, 对气藏递减规律进行了研究, 分别采用水侵体积系数法、采气速度法和数值模拟法预测开发趋势。其中水侵体积系数法是本文首次提出, 将微观实验与矿场生产关联到一起, 用来定量描述水侵量与气藏递减特征关系。在长岩芯驱替实验中, 当注入水驱替体积达到0.35~0.4倍孔隙体积时, 天然气采出程度不再增加, 表明在水的作用下部分天然气被封存在孔隙内, 难以采出。水侵体积系数法是基于水驱气藏物质平衡方程提出来的, 通过物质平衡方程计算出水侵量及水侵体积系数, 是长岩芯水驱气实验的宏观表现。经矿场验证, 水侵体积系数达到0.35时, 气藏边部井相继见水, 进入快速递减期。该方法与数值模拟方法、采气速度方法所得结果一致。水侵体积系数法可推广应用到其它水驱气藏, 提前预测递减规律, 为气藏及早优化调控提供指导。

关键词

水驱气, 长岩芯实验, 水侵, 水侵体积系数, 采气速度, 数值模拟, 开发趋势, 递减规律, 边底水气藏

The Understanding of Decline Law of Gas Reservoir with Edge or Bottom Water

Ligang Wang, Shuang Dong, Yongtao Zhou

Northwest Oilfield Company, Sinopec, Urumqi Xinjiang
Email: wlgaj@163.com

Received: Feb. 5th, 2021; accepted: Mar. 11th, 2021; published: Mar. 18th, 2021

Abstract

For gas reservoirs with edge or bottom water, the productivity decreases rapidly after water invasion, so it is difficult to accurately predict the development trend by conventional methods. Based on the development practice of Yakela condensate gas reservoir, this paper studies the decline law of gas reservoir, and predicts the development trend by using water invasion volume coefficient

method, gas production rate method and numerical simulation method respectively. The water invasion volume coefficient method is proposed for the first time in this paper, which is used to quantitatively describe the relationship between water invasion and gas reservoir decline characteristics by combining microscopic experiments with field production. In the long core displacement experiment, when the displacement volume of injected water reaches 0.35~0.4 times of pore volume, the recovery degree of natural gas will not increase any more, indicating that a part of natural gas is sealed in the pores under the action of water, so it is difficult to recover. The water invasion volume coefficient method is proposed based on the material balance equation of water drive gas reservoir. The water influx and water invasion volume coefficient are calculated by the material balance equation, which is the macroscopic performance of long core water drive gas experiment. The field verification shows that when the water invasion volume coefficient reaches 0.35, the gas reservoir edge wells will see water one after another, and enter the fast decreasing period. The results obtained by this method are consistent with those obtained by numerical simulation method and gas production rate method. The water invasion volume coefficient method can be extended to other water drive gas reservoirs to predict the decline law in advance and provide guidance for the early optimization and control of gas reservoirs.

Keywords

Water Drive Gas, Long Core Experiment, Water Invasion, Water Invasion Volume Coefficient, Gas Production Rate, Numerical Simulation, Development Trend, Law of Decline, Edge Bottom Water Gas Reservoir

Copyright © 2021 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

我国有许多带边底水气藏，其开发生产特征不同于弹性驱气藏。现在对带边底水气藏产量递减分析的研究，都是基于传统理论，即单相油流动时的产量递减分析方法[1] [2]。常规产量递减方法主要以 Arps 产量递减方法为代表，该类方法只考虑了产量的一种变化趋势，而没有综合考虑其它变化所带来的影响。特别是对于水驱气藏，地层水水侵对产能影响明显[3]，利用常规方法很难准确预测开发趋势。孙雷、李继强[4] [5] [6] [7]等人开展长岩芯实验，研究气水相渗规律，微观实验表明，随着含水饱和度增加，相对可动气饱和度降低，气相渗透率降低，形成水封气难以采出。对于水体能量较强的水驱气藏[8]-[13]，未见水前生产平稳、递减很小；水侵后，相对可动气饱和度降低，气相阈压梯度上升，产能下降加快，所以递减规律研究需要先确定递减期。本文分别采用水侵体积系数法、采气速度法[14] [15]和数值模拟法确定递减期，三种方法预测结果一致，确定的递减期可靠。

2. 气藏开发概况

雅克拉气田位于塔里木盆地塔北隆起雅克拉 - 轮台断凸的雅克拉构造带上。含油气层系主要为白垩系，油气藏埋深 5300 m，圈闭面积 65 km²，含油气面积 38.6 km²，白垩系气藏分上、中、下气层，属背斜构造孔隙型砂岩层状边水凝析气藏。

气藏 2005 年投入开发，累产凝析油 236 万吨，累产气 110 亿方，凝析油采出程度 50.14%，天然气采出程度 42.22%。其中，中、下气层因开发早、采速高，均因水淹严重停产，目前生产井集中生产上气层。现需通过开发实践和理论分析开展递减规律研究，指导上气层高效开发。

3. 递减因素分析

通过雅克拉区块中、下气层历年递减因素统计,发现影响区块递减的主要因素是含水上升,占近7年下降产量的68%。原因主要有三方面:一是水体能量较强,中下气层水体倍数56~88,均为较活跃水体,易发生水侵;二是采出程度高,中下气层采出程度达到34%后,气层含水率开始上升,低部位生产井见水,新钻井解释气水界面抬升;三是采气速度快,下气层采气速度最高达到7.2%,高于方案设计采速3.5%,高采速导致非均衡水侵。

4. 递减规律研究

从上述分析可以看出,地层水水侵对气藏稳产至关重要。那么,地层水侵多少气藏才会递减,应当如何定量描述。针对这一问题,暂时未见过定量分析方法。本文从微观的长岩芯驱替实验出发,与气藏工程方法相关联,提出水侵体积系数法确定递减阶段,并利用采气速度法和数值模拟方法互为印证。

4.1. 水侵体积系数法

4.1.1. 长岩芯水驱气实验

选取YK1井和YK5H井的长岩芯,首先建立束缚水饱和度,将地层水注入岩芯充分饱和,再用脱气油驱替岩芯中的地层水,在岩芯中注入分离器油,再用凝析气驱替分离器油建立凝析油流动饱和度。建立起凝析气和束缚水饱和度后,先将岩芯由原始地层压力衰竭至目前地层压力,在目前地层压力条件下注水驱替,直至不出油。

从长岩芯水驱气实验可以看出(图1、图2),YK1井岩芯驱替体积到0.4倍孔隙体积时天然气采出程度不再增加;YK5H井岩芯驱替体积到0.35倍孔隙体积时天然气采出程度不再增加,实验说明雅克拉气藏水驱体积在0.35~0.4倍时进入递减期。

4.1.2. 水驱气藏物质平衡方程

带边底水的气藏开发过程与长岩芯驱替实验类似,驱替实验中的驱替体积与水侵体积系数是一致的。水侵体积系数法是基于水驱气藏物质平衡方程提出来的。对于一个天然的水驱气藏,随着开采压力下降,必然引起气藏内天然气的膨胀、地层束缚水和岩石的弹性膨胀,以及边水的侵入。气藏的总采出量等于天然气的膨胀量、气藏容积的压缩量与水侵量的总和。将动态参数确定,即可通过物质平衡方程计算出水侵量,从而计算出水侵体积系数。

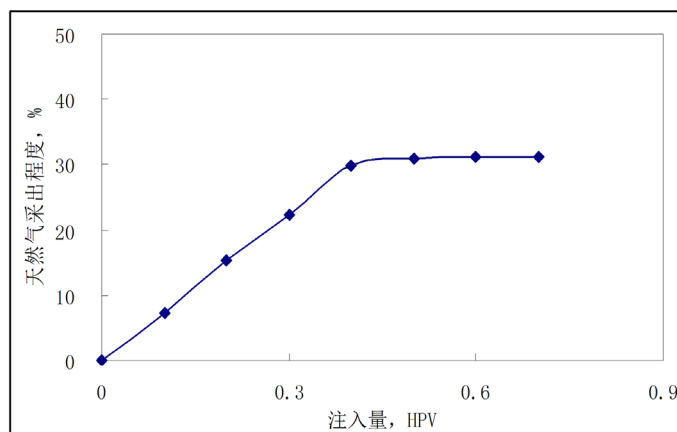


Figure 1. Recovery degree curve of natural gas displacement by water injection in YK1
图1. YK1井注水驱替天然气采出程度曲线

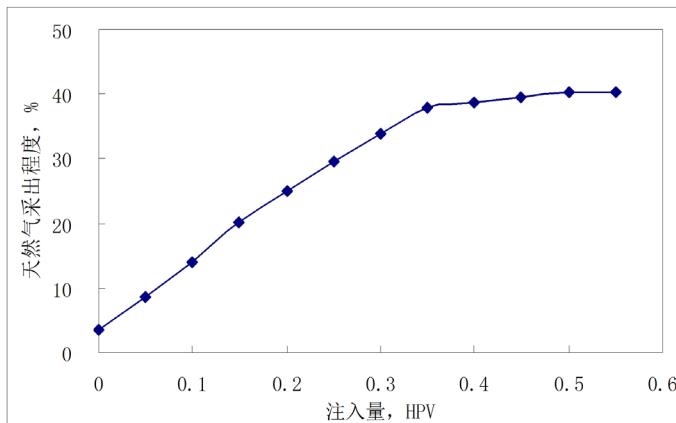


Figure 2. Recovery degree curve of natural gas displacement by water injection in YK5H
图 2. YK5H 井注水驱替天然气采出程度曲

$$G_p B_g + W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \left(\frac{C_p + S_{wc} C_w}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p + W_e \quad (1)$$

(引自《气田与凝析气田开发》)

式中： G_p ——气藏在地面标准条件下的累积产气量， 10^8 m^3 ；

B_g ——天然气体积压缩系数， m^3/m^3 ；

W_p ——累计产出水， 10^8 m^3 ；

B_w ——地层水体积压缩系数， m^3/m^3 ；

G ——气藏在地面标准条件下的原始地质储量， 10^8 m^3 ；

B_{gi} ——原始条件下天然气体积压缩系数， m^3/m^3 ；

C_p ——岩石压缩系数， 10^{-4} MPa^{-1} ；

C_w ——地层水压缩系数， 10^{-4} MPa^{-1} ；

C_w ——束缚水饱和度，%；

Δp ——压差，MPa；

W_e ——水侵量， 10^8 m^3 。

4.1.3. 实例分析

选取雅克拉中、下气层开始实例与实验结果对比，验证水侵体积系数法确定递减阶段的可靠性。

1) 雅克拉下气层开发实例

根据物质平衡方程，计算出雅克拉下气层水侵体积系数，作出水侵体积系数与时间关系曲线(图 3)。

从图中找到水侵体积系数 0.35 对应的的时间是 2011 年 9 月。从生产曲线(图 4)上找到该时间点，发现在 2011 年 9 月气层产能即下降，标志是 YK10 井水淹停喷，对应的水侵体积系数是 0.33。

2) 雅克拉中气层开发实例

雅克拉中气层水侵体积系数 0.35 对应的的时间是 2011 年 12 月(图 5)。从生产曲线(图 6)上找到该时间点，发现在 2012 年 1 月气层产能下降，标志是 YK1 井含水快速上升，对应的水侵体积系数是 0.35。

水侵体积系数可以定量分析地层水侵程度。通过实验与实例的分析，气藏水侵量达到 1/3 倍孔隙体积时，气藏水侵较为严重，表现为边部或者低部生产井水淹。对水驱气藏，可以用该方法确定气藏递减期。

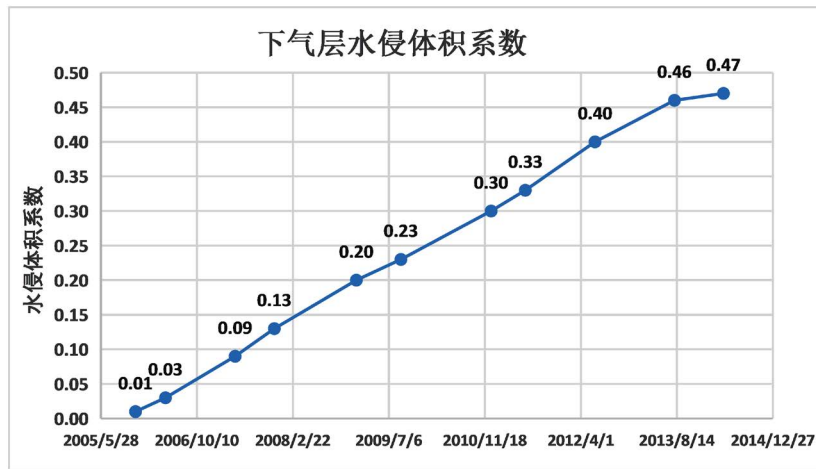


Figure 3. Water invasion volume coefficient curve of lower gas reservoir
图 3. 下气层水侵体积系数曲线

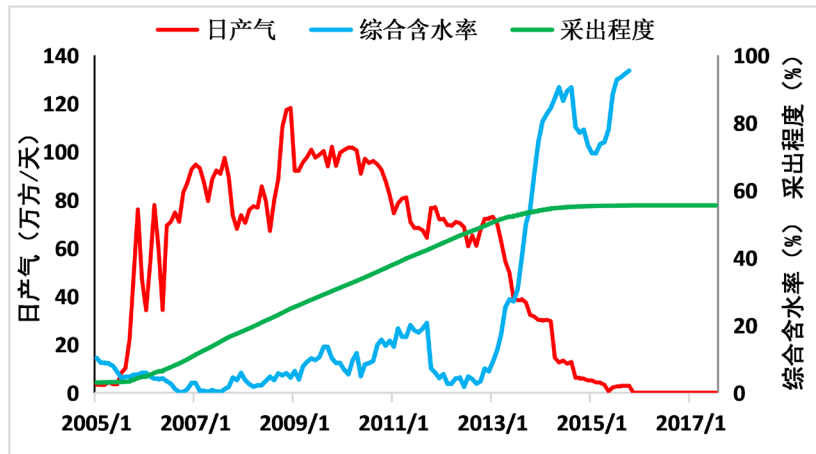


Figure 4. Production curve of lower gas reservoir
图 4. 下气层生产曲线

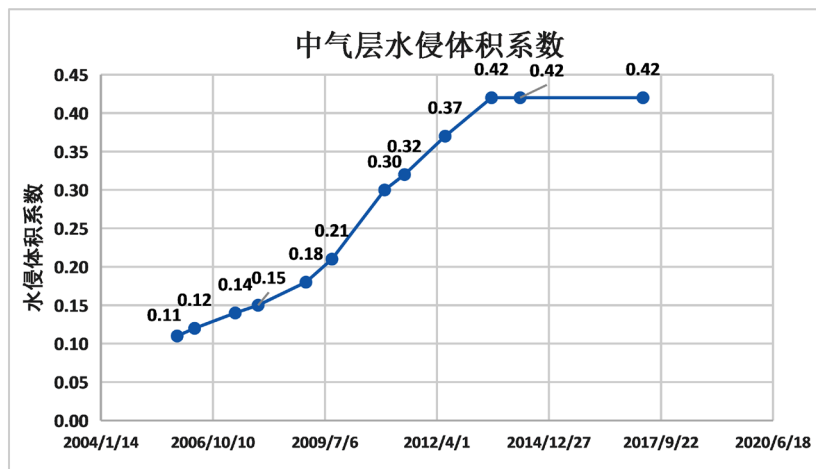


Figure 5. Water invasion volume coefficient curve of middle gas reservoir
图 5. 中气层水侵体积系数曲线

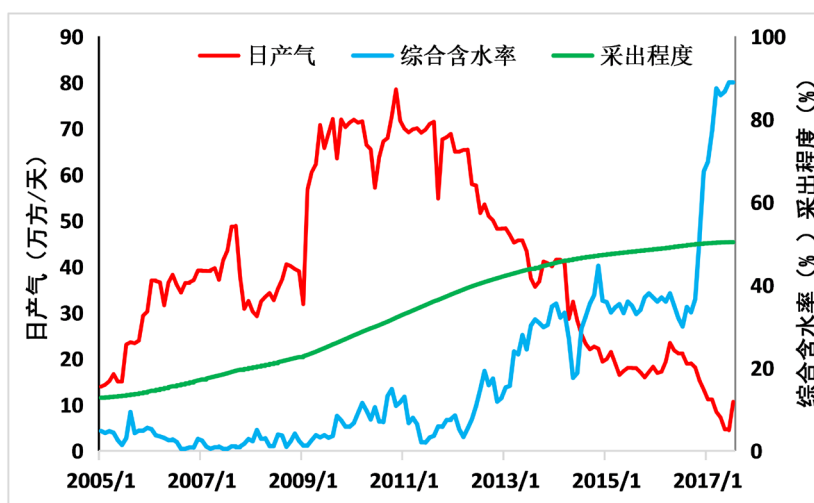


Figure 6. Production curve of middle gas reservoir
图 6. 中气层生产曲线

将该方法应用到上层。这里需要确定 3 个参数，产液量通过气液比计算，含水率通过曲线拟合，地层压力利用单位压降采气量计算。这样得出在当前采速下的水侵体积系数曲线(图 7)，上层水侵体积系数 0.33，对应时间 2019 年 8 月，天然气采出程度 42.7%；水侵体积系数 0.35，对应时间 2019 年 12 月，天然气采出程度 44.2%。保持当前采速，预测雅克拉上层 2019 年下半年水侵加剧，从而导致产能快速递减。

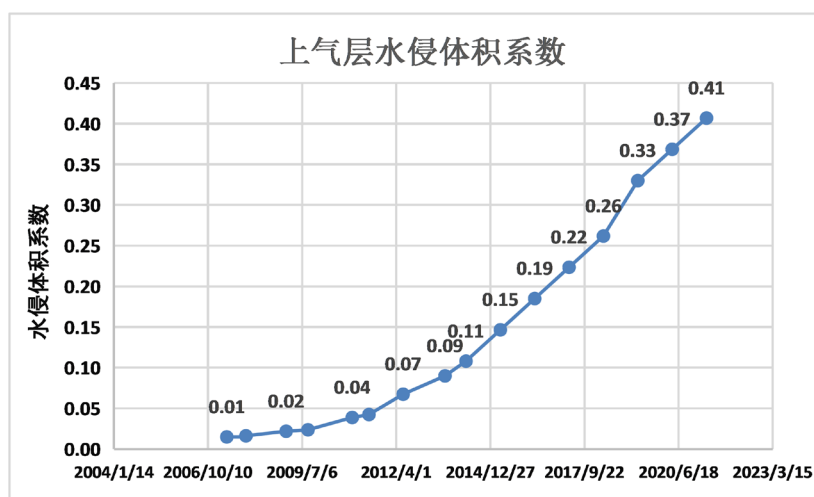


Figure 7. Water invasion volume coefficient curve of upper gas reservoir
图 7. 上层水侵体积系数曲线

4.2. 采气速度法

雅克拉凝析气藏随采气速度增加地层压力下降速度加快，水侵速度和水侵量呈上升趋势。关于气田采气速度对稳产期影响，前人通常只是定性认为采气速度越大，稳产期越短，而缺少定量关系描述。郭春秋、李方明[3]等人提出了利用产能公式和气藏物质平衡方程计算定容气藏稳产期的方法，其计算结果经数值模拟方法验证是可靠的。从理论上证明了定容气藏采气速度 q_D 与 $(1-R_{psp})^2$ 近似成直线关系，利用该定量关系可预测气藏稳产期。

这里利用中、下气层的平均采气速度和稳产期末采出程度的关系(表 1), 将上气层采气速度输入计算得到上气层稳产期末采出程度为 44.54%, 与水侵体积系数 0.35 预测结果基本一致, 确定的稳产期可靠。

Table 1. Prediction of recovery degree of upper gas layer in stable production period by gas production rate method
表 1. 采气速度法预测上气层稳产期采出程度

	平均采速(%)	稳产期末采出程度(%)	$(1-R_{psp})^2$
下气层	6.38	40.3	0.36
中气层	5.25	42.3	0.33
上气层	4.03	44.54	0.31
水侵体积系数法		42.7/44.2	

4.3. 数值模拟法

利用数值模拟法对上气层开发趋势研究(图 8、图 9), 结果显示上气层水侵速度快, 2019 年将有 3 口井相继见水。其中构造位置相对较高的 YK1 井和 YK12 井于 2019 年半年左右见水, 导致上气层产能递减。

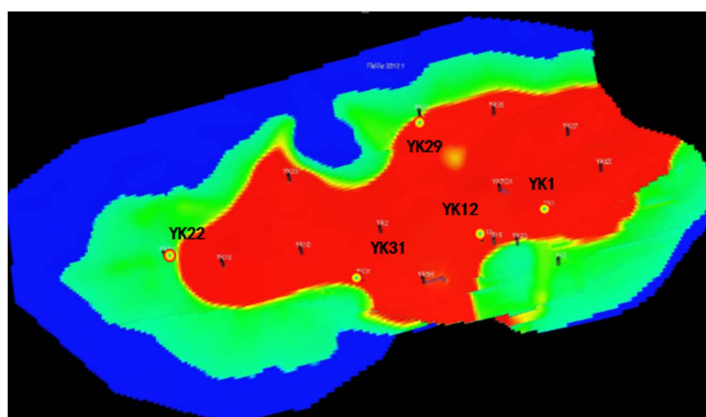


Figure 8. Gas saturation of upper gas reservoir in 2018
图 8. 2018 年上气层含气饱和度图

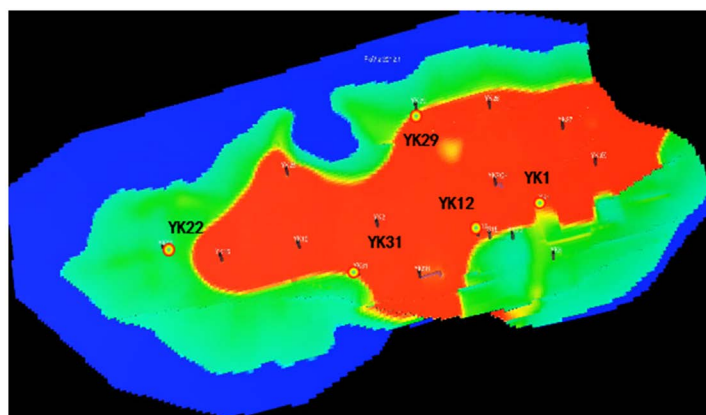


Figure 9. Gas saturation of upper gas reservoir in 2019
图 9. 2019 年上气层含气饱和度图

5. 结论

- 1) 对于水驱凝析气藏, 水侵对气藏产能影响较大, 递减规律研究需要先确定递减期。
- 2) 通过长岩芯水驱气实验与开发实例, 提出利用水侵体积系数法确定气藏稳产期的方法。
- 3) 利用采气速度与稳产期的关系、数值模拟方法预测递减期与水侵体积系数法结果一致, 说明雅克拉凝析气藏水侵体积系数达到 0.35 倍孔隙体积将进入递减期。
- 4) 水侵体积系数法判断气藏递减期结果可靠, 同样也适用于其它水驱气藏的递减期预测。

参考文献

- [1] 李勇, 李保柱, 胡永乐, 唐明龙, 肖香姣, 张芬娥. 现代产量递减分析在凝析气田动态分析中的应用[J]. 天然气地质科学, 2009, 20(2): 304-308.
- [2] 李晓平, 李允, 张烈辉, 刘启国. 水驱气藏气井产量递减分析理论及应用[J]. 天然气工业, 2004, 24(11): 92-93.
- [3] 王晓东, 王东旭, 赵宏民. 气井稳产条件影响因素分析[J]. 低渗透油气田, 2000, 5(2): 42-45.
- [4] 李继强, 杨琴垚, 戚志林, 严文德, 袁迎中, 黄小亮. 水驱气藏气相阈压梯度预测模型[J]. 天然气工业, 2019, 39(12): 66-73.
- [5] 李继强, 胡世莱, 杨琴垚, 雷登生, 徐放. 水驱气藏产水气井产能计算数学模型[J]. 特种油气藏, 2018, 25(5): 89-92.
- [6] 孙雷, 闫成海, 潘毅, 等. 长岩芯驱替中不同位置的相渗曲线计算[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(2): 139-144.
- [7] 田文忠, 赵华, 孙雷, 易敏. 通过地层水渗吸实验建立水驱气藏气井产量递减模型[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(6): 79-80.
- [8] 杨琨, 王怒涛, 张建民. 水驱气藏水侵量及水体参数计算方法研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2005, 24(5): 48-50.
- [9] 李勇, 张晶, 李保柱, 夏静, 郭凯, 胡云鹏, 王代刚. 水驱气藏气井见水风险评价新方法[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(1): 128-133.
- [10] 王怒涛, 唐刚, 任洪伟. 水驱气藏水侵量及水体参数计算最优化[J]. 天然气工业, 2005, 25(5): 75-77.
- [11] 郑永建, 段永刚, 魏明强. 水驱气藏生产数据分析方法研究及应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(4): 99-106.
- [12] 李江涛, 孙凌云, 项效伟, 李润彤, 王海成, 陈芳芳. 水驱气藏水淹风险描述及防控对策[J]. 天然气工业, 2019, 39(5): 79-84.
- [13] 邓成刚, 李江涛, 柴小颖, 陈汾君, 杨喜彦, 王海成, 连运晓, 涂加沙. 涩北气田弱水驱气藏水侵早期识别方法[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(1): 128-134.
- [14] 石兴春, 胡文革. 雅克拉凝析气田高效开发技术与实践[M]. 北京: 中国石化出版社, 2017: 86-88.
- [15] 郭春秋, 李方明, 刘合年, 夏朝辉, 刘雄伟, 范海亮, 刘玲莉. 气藏采气速度与稳产期定量关系研究[J]. 石油学报, 2009, 30(6): 908-911.