

华庆A油田高含水期合理注采比的确定

周全振

长江大学地球科学学院, 湖北 武汉

收稿日期: 2021年11月30日; 录用日期: 2021年12月17日; 发布日期: 2021年12月27日

摘要

注采比包括累积注采比和阶段注采比, 注采比受含水率、地层压力、产液量和注水量等多因素影响。合理注采比是油田保持较高采收率的重要保障, 所以对注采比的研究有着十分重大的意义。国内外油藏工程学者总结出, 累积注采比的确定方法主要有矿场统计、水驱特征曲线、物质平衡和Logistic模型, 前者主要靠油田动态资料和借鉴同类油藏开发经验确定, 后三者适用于中-高含水油藏, 各自有限制条件。文章以华庆A油田为例, 主要对阶段注采比进行研究, 通过建立多元回归模型, 运用SPSS和python编程求解多项式的系数, 并对模型进行验证, 验证结果符合实际生产。两种方法各有优缺点: SPSS多元回归 R^2 较小, 精度较低, 但满足长时间预测; python多元回归 R^2 接近于1, 精度高, 但只符合短时间预测。建立多元回归模型为未来各类油藏确定合理注采比提供很好的理论依据, 建议广泛采用。

关键词

累积注采比, 阶段注采比, 多元回归模型, SPSS, Python

Determination of Reasonable Injection-Production Ratio during High Water Cut Period in Huaqing A Oilfield

Quanzhen Zhou

School of Earth Sciences, Yangtze University, Wuhan Hubei

Received: Nov. 30th, 2021; accepted: Dec. 17th, 2021; published: Dec. 27th, 2021

Abstract

Injection-production ratio includes cumulative injection-production ratio and stage injection-production ratio. Injection-production ratio is affected by water cut, formation pressure, liquid

production and water injection volume. Reasonable injection-production ratio is an important guarantee to maintain high oil recovery, so it is of great significance to study injection-production ratio. Reservoir engineering scholars at home and abroad have concluded that the methods to determine cumulative injection-production ratio mainly include field statistics, water drive characteristic curve, material balance and Logistic model. The former is determined mainly by oilfield dynamic data and by referring to the development experience of similar reservoirs, while the latter three are suitable for medium-high water-cut reservoirs with their own restrictions. Taking Huaqing A oilfield as an example, this paper mainly studies the stage injection-production ratio, establishes multiple regression model, uses SPSS and Python programming to solve polynomial coefficients, and verifies the model, and verifies the results in line with the actual production. The two methods have their own advantages and disadvantages: SPSS multiple regression R^2 is small and the accuracy is low, but it can meet the long-term prediction; Python multiple regression R^2 is close to 1, with high accuracy, but only for short time predictions. The establishment of multiple regression model provides a good theoretical basis for determining reasonable injection-production ratio of various reservoirs in the future.

Keywords

Cumulative Injection-Production Ratio, Stage Injection-Production Ratio, Multiple Regression Model, SPSS, Python

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

注采比是油田注水开发中反映注水量、产液量和地层压力三者关系的综合性指数,合理的注采比是油田维持较高采收率的主要保障[1]-[6]。因此,合理注采比的研究在油田开发中具有非常重要的意义。国内外油藏工程工作者总结出来合理累积注采比的确定方法有很多种,其中最主要的有矿场统计法[7] [8] [9]、水驱特征曲线法[10] [11] [12] [13]、物质平衡法[14] [15] [16] [17]、Logistic 模型法[18] [19] [20]。笔者以华庆 A 油田为例,运用上述方法确定油藏的累积注采比,并建立多元线性回归模型确定油藏的阶段注采比。

2. 合理注采比的常用确定方法

2.1. 矿场统计法

一个油藏目前的注采比是否合理,一般是依据该油田注水开发过程中的动态资料决定,也即注采比、压力恢复速度与含水率上升三者间的关系[21]。这种确定合理的注采比往往要靠经验的方法,在不考虑地层压力和含水率条件下所得结果误差较大。

2.2. 水驱特征曲线法

砂岩油田注水开发的注采关系可用下式表达:

$$\lg(W_i - A) = B + CN_p \quad (1)$$

式中 W_i —— 累积注水量, 10^4 m^3 ; N_p —— 累积产油量, 10^4 t ; A , B , C —— 常数。

注采比的关系式:

$$R_{ip} = \frac{\frac{dW_i}{dt}}{\frac{dN_p}{dt} \left(\frac{B_o}{\gamma_o} + WOR \right)} \quad (2)$$

式中 R_{ip} ——注采比, 无因次; WOR ——水油比, 无因次; B_o ——地层油体积系数, 无因次; γ_o ——地面原油密度, t/m^3 。

甲型水驱特征曲线直线方程式:

$$\lg(W_p - D) = E + FN_p \quad (3)$$

式中 W_p ——累积产水量, $10^4 m^3$; D, E, F ——常数。

将(1-1)、(1-2)和(1-3)整理可得:

$$\lg \left[R_{ip} \left(\frac{B_o}{\gamma_o} + WOR \right) \right] = \lg G + H \lg WOR \quad (4)$$

其中 $\lg G = \lg \frac{2.3C}{(2.3F)^H} + B - \frac{EC}{F}$ 、 $H = \frac{C}{F}$ 和 $WOR = \frac{f_w}{1 - f_w}$ 。

该方法适用于较高含水期的油藏注水研究, 这样水驱特征曲线有明显的线性关系, 但该方法仅仅考虑了注采比与含水率之间的关系, 未考虑注采比对地层压力等因素的影响。

2.3. 物质平衡法

采用物质平衡法, 可以确定压力恢复速度和注采比、含水率之间得关系。

由物质平衡方程可得:

$$N_p B_o + W_p B_w - W_i B_w = NC_e B_{oi} \Delta p \quad (5)$$

对上式(5)进行求导:

$$\frac{dN_p}{dt} B_o + \frac{dW_p}{dt} B_w - \frac{dW_i}{dt} B_w = NC_e B_{oi} \frac{dp}{dt} \quad (6)$$

令 $\frac{dN_p}{dt} = q_o$, $\frac{dW_p}{dt} = qW_p$, $\frac{dW_i}{dt} = qW_i$, $R_{ip} = qW_i / (q_o + qW_p)$ 代入(6)中可得:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{B_o + \frac{(f_w - R_{ip}) B_w}{1 - f_w}}{NC_e B_{oi}} \quad (7)$$

式中 N ——地质储量, $10^4 t$; B_{oi} ——原油体积系数; B_w ——水体积系数; C_e ——地层综合压缩系数; q_o ——产油量, $10^4 t$; qW_p ——产水量, $10^4 m^3$; qW_i ——注水量, $10^4 m^3$ 。

这种方法考虑到无效注水现象, 因此必须对理论注采比进行矫正。了解该油田无效注水比例 S , 然后根据理论注采比除以(1-S)得到实际注采比 R_{ip} 。

2.4. Logistic 模型法

以翁文波的 Logistic 旋回理论为基础, 建立油田综合含水率与累积水的消耗量和累积水油比的数学模型, 推导出注采比与含水率的关系。

Logistic 旋回的数学模型为:

$$X = \frac{D}{1 + Ae^{Bt}} \quad (8)$$

式中： X ——系统； t ——系统的发展时间或过程； D ——生命过程的经验常量； A, B ——拟合常量。当 $B < 0$ 时，该旋回模型表示生命体系由兴起发展到 X 为 $\lim_{t \rightarrow \infty} X \rightarrow D$ 的过程。

累积水的消耗量 (H_{cum}) 表示采出 1 t 油所需要消耗的注水量，累积水油比 C_{WOR} 表示每采出 1 t 油的产水量，即： $H_{cum} = \frac{W_i}{N_p}$ ， $C_{WOR} = \frac{W_p}{N_p}$ 。

水驱油田随着开采时间增加，累积耗水量和累积水油比都会增加，综合含水率逐渐上升，且 $\lim_{t \rightarrow \infty} f_w \rightarrow f_{lim}$ ，可建立数学模型为：

$$f_w = \frac{f_{lim}}{1 + A_1 e^{-B_1 H_{cum}}} \quad (9)$$

$$f_w = \frac{f_{lim}}{1 + A_2 e^{-B_2 C_{WOR}}} \quad (10)$$

将公式 H_{cum} 和 C_{WOR} 分别带入公式(9)和(10)，再对时间求导，可得注采比计算公式：

$$R_{ip} = \frac{1}{\frac{f_w}{1-f_w} + \frac{B_o}{\gamma_0}} \left(\frac{\ln A_1 - \ln A_2}{B_1} + \frac{B_2}{B_1} \frac{f_w}{1-f_w} \right) \quad (11)$$

式中 $\ln A_1$ 、 $\ln A_2$ 、 B_1 和 B_2 均为常数可由公式(9)和(10)进行线性拟合求出。

该公式适用于油田全面注水开发，中 - 高含水期开发阶段，同时并未进行重大调整，但公式同样只考虑到注采比与含水率的关系，未考虑其他因素得影响。

3. 注采比多元回归模型的建立

3.1. 多元回归模型建立

阶段注采比的变化会影响到月产液量、含水率、地层压力、累积注采比以及累积产液量的变化，因此可以将阶段注采比视为这些变量的函数，即：

$$IPR = f(Q_L, f_w, P_0, L_p, Z) \quad (12)$$

多元线性回归模型一般形式：

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_k x_k \quad (13)$$

式中， x_1, x_2, \dots, x_k 为自变量，代表影响因素； y 为因变量，代表预测目标； $\beta_i (i=1, 2, \dots, k)$ 为回归系数。

利用最小二乘法拟合回归模型求得 β_0 、 β_i ，然后再对模型进行检验而获得合理的分析模型，并使用模型加以分析或预测，针对注采比的实际情况，式(14)可以写为：

$$R_{ip} = a_0 + a_1 Q_L + a_2 f_w + a_3 P_0 + a_4 L_p + a_5 Z + a_6 K \quad (15)$$

式中， K 为添加项，可按照实际情况确定； $a_i (i=1, 2, \dots, 6)$ 为回归系数； Q_L ——月产液量， 10^4m^3 ； f_w ——含水率； P_0 ——地层压力，MPa； L_p ——累计产液量， 10^4m^3 ； Z 为累计注采比。

3.2. 模型验证

注采比的多元回归模型建立后，就必须进行科学理论检验和统计检验(拟合度 R^2 检验、模型显著性 F 检验及参数显著性等)，来验证建立的模型是否适合于理论实际，以及能否满足相应的精度条件，是否可

用于进行分析或预测[22]。

针对注采比的实际状况, 可以用水驱特征曲线来验证。在预测注采比回归模型过程中, 根据产量递减规律或者按照稳产要求可以预测出将来的累积产油量 N_p ; 由(1)和(3)可以分别求出累积注水量 W_i 和累积产水量 W_p , 从而可以预测出将来的月产油 Q_o 、月产水 Q_w 和月注水量 Q_i 。再按下式(16)计算出将来的注采比。如果式(15)预测的注采比与式(16)预测的注采比基本吻合, 说明回归模型是正确的。

$$R_{ip} = \frac{Q_i}{Q_w + \frac{Q_o B_o}{\gamma_o}} \quad (16)$$

4. 应用实例

以华庆 A 油田为例, A 油田目前为高含水期油藏, 地质储量 $801.95 \times 10^4 \text{ m}^3$, 原始地层压力 18.9 MPa, 目前地层压力 15.41 MPa, 地层综合压缩系数 $0.7 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$, 地层原油体积系数 1.053, 地面原油密度 0.84 g/cm^3 , 累积产油量 $17.3 \times 10^4 \text{ m}^3$, 累积产水量 $34.48 \times 10^4 \text{ m}^3$, 累积注水量 $130.7 \times 10^4 \text{ m}^3$, 综合含水 74.6%, 累积注采比为 2.52, A 油田开发特征曲线如下(见图 1)。

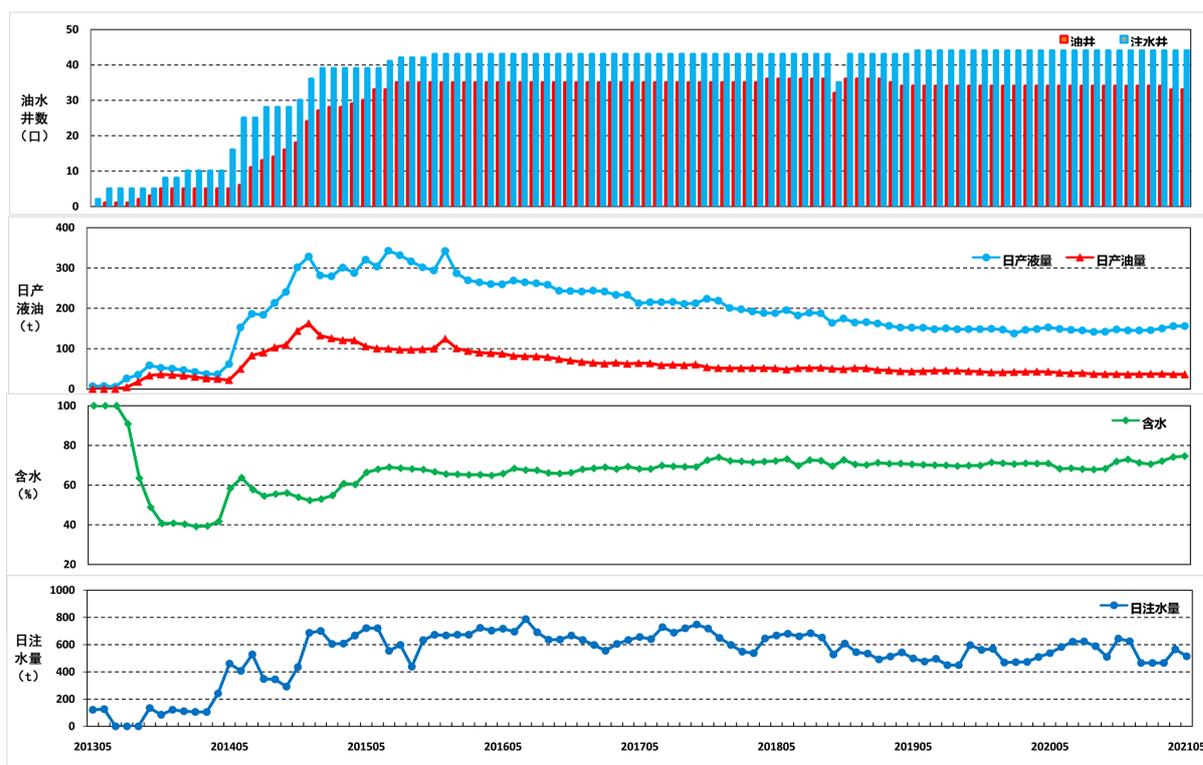


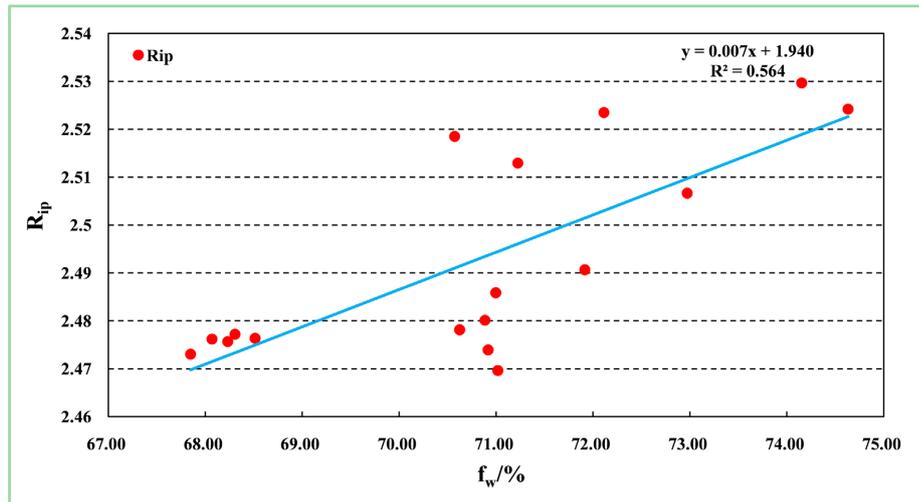
Figure 1. Production curve of Huaqing A reservoir

图 1. 华庆 A 油藏开采曲线图

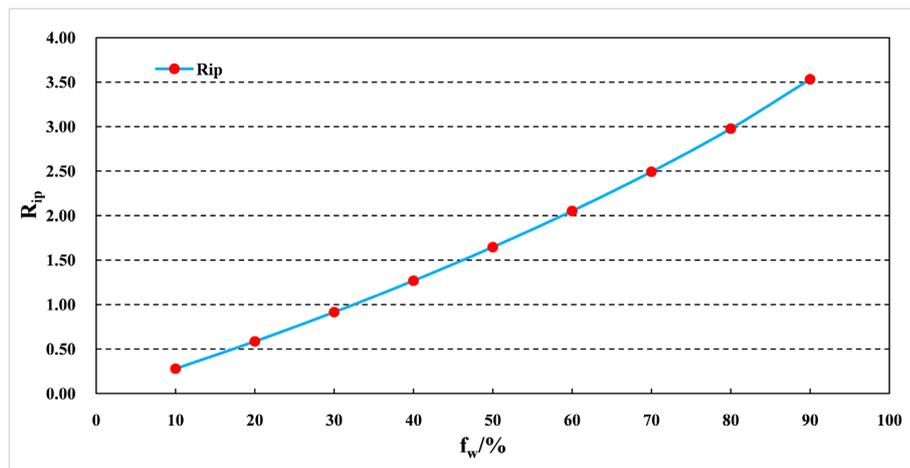
4.1. 常用确定方法

根据矿场统计法和水驱特征曲线法得到 A 油田含水率和注采比之间的关系; 采用物质平衡法所得理论注采比, 考虑到无效注水的比例, 确定实际注采比; 采用 Logistic 模型法运用线性拟合求出相关参数, 再根据含水率确定注采比。根据上述 4 种计算方法分别确定注采比与含水率的关系(见图 2), 目前 A 油田

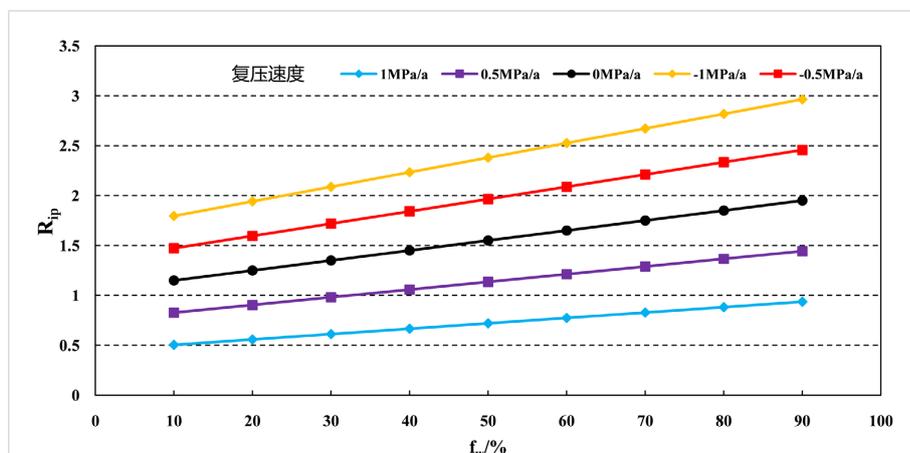
含水率为 74.6%，压力变化为 0.5 MPa/a，运用四种方法分别得出合理的注采比为 2.51、2.71、2.74 和 2.68，平均为 2.66，实际注采比为 2.52。



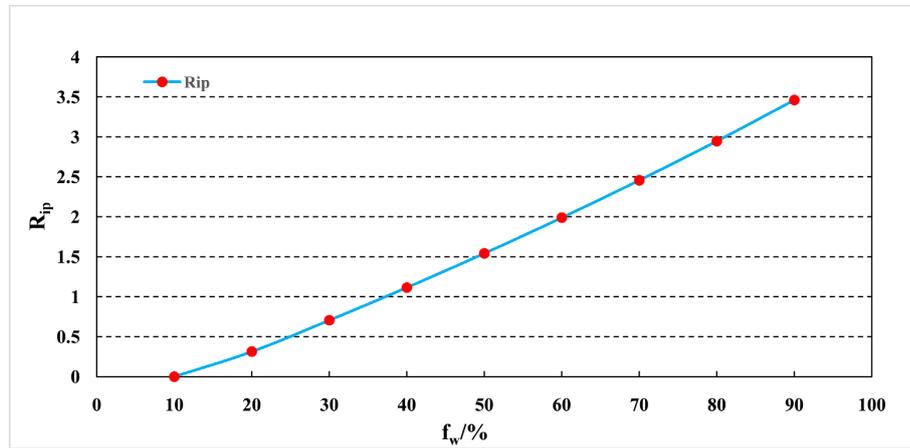
(a) 矿场统计法



(b) 水驱特征曲线法



(c) 物质平衡法



(d) Logistic 模型法

Figure 2. Diagram of cumulative injection-production ratio, water cut and repressure rate
图 2. 累积注采比、含水率和复压速度关系图

考虑到该研究区地层压力不断下降，为了保持压力下降持续过快，因此该区注采比应从当前的 2.52 提高至 2.66 较为合理。

4.2. 多元回归模型

根据该研究区阶段注采比与含水率及平均地层压力的关系(见图 3)，可以得出，阶段注采比与平均地层压力和含水率呈正相关性，能够弥补油藏压力和亏空。

运用多元回归模型(式 15)要满足基本要求，即：

$$\frac{\partial R_{ip}}{\partial f_w} > 0, \frac{\partial R_{ip}}{\partial P_0} > 0 \tag{17}$$

为了确保模型准确性，添加一项自变量 P_0Z 进行多元回归。

4.2.1. 用 SPSS 多元回归求解

运用 SPSS 软件求得结果为：

$$R_{ip} = -61.779 + 0.175Q_L + 0.058f_w + 3.11P_0 - 0.006L_p + 0.002Z + 0.36P_0Z \tag{18}$$

拟合结果如下(见图 4)，拟合平均误差 1.62%， $R^2 = 0.946$ ，回归效果显著。因 $Z > 0$ ， $\frac{\partial R_{ip}}{\partial f_w} = 0.058 > 0$ ，

所以 $\frac{\partial R_{ip}}{\partial P_0} = 0.36Z + 0.058 > 0$ ，这说明随着注采比 R_{ip} 增加，地层压力和含水率也会逐渐增加，这与实际生产相符。

4.2.2. 用 Python 多元回归求解

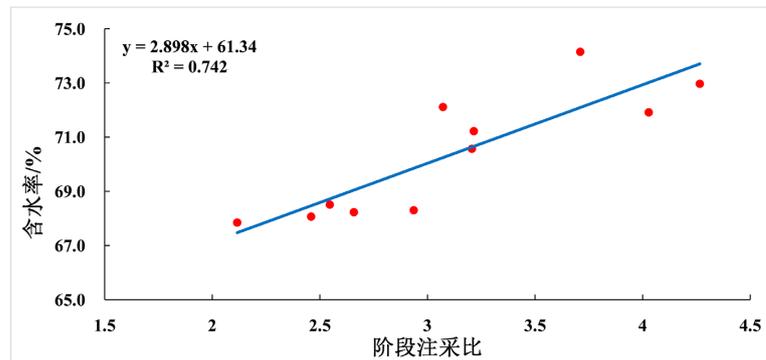
运用 python 编写代码，求解线性方程为：

$$R_{ip} = -3912.1384 - 1.6905Q_L + 0.0068f_w + 253.6808P_0 - 0.0458L_p + 1541.8435Z - 99.7345P_0Z \tag{19}$$

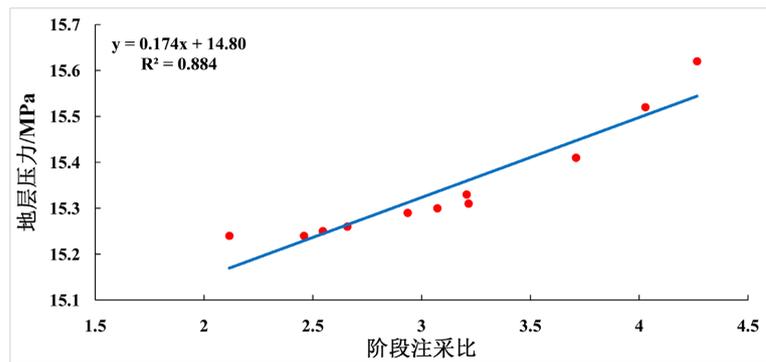
拟合结果如下(见图 4)，拟合平均误差 0.33%， $R^2 = 0.970$ ，回归效果显著。当 $Z < 2.5436$ ，

$\frac{\partial R_{ip}}{\partial f_w} = 0.0068 > 0$ ，所以 $\frac{\partial R_{ip}}{\partial P_0} = 253.6808 - 99.7335Z > 0$ ，这说明当累积注采比不超过 2.5436 时，随着阶

段注采比 R_{ip} 增加, 地层压力和含水率也会逐渐增加, 目前累积注采比为 2.52, 所以该式可以适用于目前实际生产。



(a) 阶段注采比与含水率的关系



(b) 阶段注采比与地层压力的关系

Figure 3. Diagram of relationship between injection-production ratio and water content and formation pressure
图 3. 阶段注采比与含水率和地层压力关系图

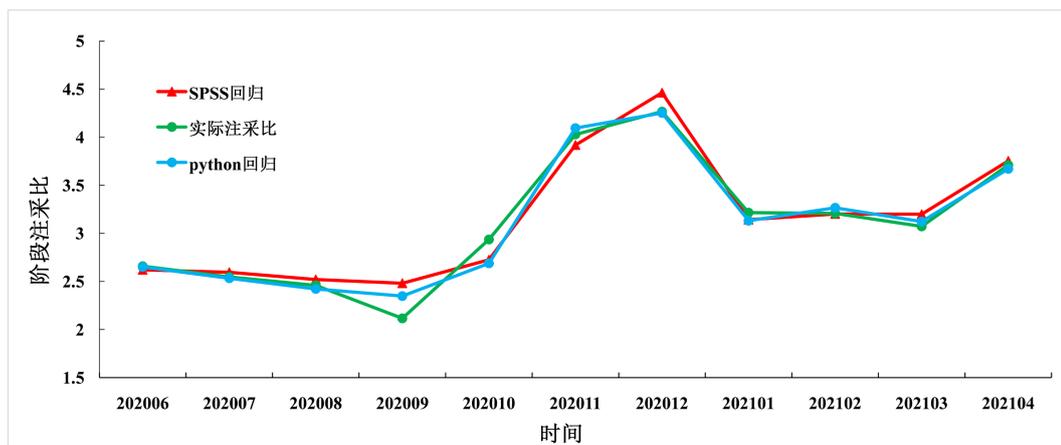


Figure 4. Multiple regression results of stage injection-production ratio
图 4. 阶段注采比多元回归结果

用式(18)和(19)预测某种递减规律下今后 3 个月内地层压力保持在 15.4 MPa 时预测阶段注采比分别为 3.7573、3.8186、3.8619 和 3.7178、3.7701 和 3.8234, 而式(15)预测阶段注采比为 3.7113、3.7587、3.8061,

式(13)和(14)预测误差分别为 1.24%、1.59%、1.44%，平均误差为 1.42% 和 0.18%、0.30%、0.45%，平均误差为 0.31%。

两种方法求得线性方程各有优缺点，SPSS 多元回归优点：得到的多元回归模型更满足适用条件，同样更符合实际生产需求，能满足长时间的预测；缺点：模型拟合误差较大， R^2 较小。python 多元回归优点：模型拟合误差很小， R^2 接近于 1；缺点：适用条件苛刻，只能适用于短期内的预测。

5. 结论

1) 目前累积注采比的确定方法主要有矿场统计、水驱特征曲线、物质平衡和 Logistic 模型，前者主要靠油田动态资料确定，后三者适用于中 - 高含水油藏。水驱特征曲线和 Logistic 模型法只考虑了注采比与含水率的关系，并未考虑地层压力等因素的影响；物质平衡法需要考虑油田无效注水井比例。

2) 阶段注采比可以通过建立多元回归模型确定，阶段注采比决定因素包括产液量 Q_L 、含水率 f_w 、地层压力 P_0 、累积产液量 L_p 和累积注采比 Z 有关。

3) 运用 SPSS 和 python 编程求解多元回归方程，并对模型进行验证，验证结果符合实际生产。SPSS 求得多元回归模型 R^2 较小，但满足长时间预测；python 编程求得多元回归模型 R^2 接近 1，精度高，但只能适用于短时间预测。

参考文献

- [1] 王莹莹, 王旭东, 尚翠娟, 王新颖, 杨凯, 王晓芸, 张凌德. 挥发油油藏合理开发技术政策研究[C]//西安石油大学、陕西省石油学会. 2018 油气田勘探与开发国际会议(IFEDC 2018)论文集. 2018: 1849-1855.
- [2] 房娜, 张占女, 程明佳, 朱志强, 程奇. 基于不同裂缝发育程度下周期注水注采参数优化研究[J]. 特种油气藏, 2019, 26(1): 131-135.
- [3] 王元银. 高含水油藏注采调配优化方法研究[D]: [硕士学位论文]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2018.
- [4] 曹勋臣, 喻高明, 邓亚, 万青山, 王朝. 基于地层压力恢复时间的注采比数值模拟优化方法——以肯尼亚克某亏空油藏为例[J]. 断块油气田, 2016, 23(2): 193-196.
- [5] 张辉登, 李春兰, 黄世军, 魏绍蕾, 韩建亭. 直平组合 SAGD 注采井网及参数影响研究[J]. 断块油气田, 2015, 22(1): 94-97.
- [6] 吴琼, 韩玲, 王玉英, 方雪莲, 马跃明. 新立油田注采比变化规律研究[J]. 特种油气藏, 2013, 20(3): 68-71+154.
- [7] 赵金水. 特高含水期井网及注采系统适应性评价体系研究[D]: [硕士学位论文]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.
- [8] 张晴. 低渗透油藏合理注采比研究[J]. 石化技术, 2016, 23(9): 188.
- [9] 王刚. 安塞油田王家湾区块油藏动态分析及合理注采比研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2014.
- [10] 杨国红, 尚建林, 王勇, 贾永禄, 周霞. 水驱特征曲线注采比法优化配注计算[J]. 新疆石油地质, 2013, 34(1): 59-62.
- [11] 郑伟, 姜汉桥, 陈民锋, 朱龙权, 白晓虎. 中高含水期油藏注采有效性研究[J]. 特种油气藏, 2011, 18(4): 66-69+138.
- [12] 史鹏涛, 陈朋刚. 王家湾长 2 油藏合理注采比研究[J]. 石油化工应用, 2017, 36(4): 82-83+93.
- [13] 周学金. 沈 84-安 12 块高含水期合理注采比的确定[J]. 内蒙古石油化工, 2016, 42(3): 89-90.
- [14] 彭得兵, 唐海, 朱健辉, 吕栋梁, 吕浙江, 王永刚. 注采比与产水率的关系研究[J]. 断块油气田, 2010, 17(5): 593-595+604.
- [15] 吴琼. 水驱合理注采比调整探究[J]. 石化技术, 2019, 26(2): 219.
- [16] 廖占山, 韦燕兰, 刘磊, 王鹏. 油藏开发合理地层压力确定方法研究[J]. 广东化工, 2015, 42(17): 48-49.
- [17] 王雨, 陈存良, 杨明, 刘美佳, 黄琴. 复杂断块 BZ 油田合理注采比研究[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(2): 92-94+100.
- [18] 吴琼. 低渗透油田高注采比机理研究[J]. 特种油气藏, 2012, 19(5): 82-85+155.

- [19] 杨国红, 尚建林, 王勇, 王福升, 汤传意, 李建国. 油田注水配注合理注采比计算方法研究[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(1): 44-49.
- [20] 张凯, 路然然, 张黎明, 张龙, 姚军. 基于序列二次规划算法的油藏动态配产配注优化[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(1): 45-50+113-114.
- [21] 王小梅, 胡建荣. 靖安油田 XIV油藏中高含水期的合理注采比优化[J]. 石油化工应用, 2014, 33(9): 27-29.
- [22] 袁迎中, 张烈辉, 何磊, 王健. 注采比多元回归分析及合理注采比的确定[J]. 石油天然气学报, 2008(1): 299-302+398.