

基于压裂液返排动态数据的页岩气井气 - 水相渗规律反演

于季灏, 谢晓惠, 王月荻, 杨丕辉, 封 奔, 张烜玮

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2025年2月12日; 录用日期: 2025年3月11日; 发布日期: 2025年3月25日

摘要

相对渗透率曲线是研究气 - 水两相渗流规律的基础, 在气田动态分析、气藏数值模拟和预测未来产水产气趋势有重要作用, 应用范围广; 为了页岩气的高效开采, 必须对储层进行压裂改造、形成复杂裂缝网络, 提高近井地带储层渗透率。由于当前室内模拟实验中, 无法准确模拟压裂对储层的影响, 导致对压裂液返排过程中气 - 水相渗规律研究准确度不足。本文通过理论公式, 推导了新的含水饱和度计算方法, 进而根据分形模型, 改进了平均含水饱和度的获取方式, 从而建立了页岩气井压后气 - 水相渗模型。根据最小二乘法, 反演了四川盆地某区块W1井的相渗曲线。研究表明, 基于动态数据反演的相渗曲线 $R^2 = 0.9785$, $RMSE = 0.1239$ 。拟合效果好, 准确率高。可以较好应用于气藏数值模拟中。

关键词

相对渗透率曲线, 数值反演, 含水饱和度, 分形模型

Inversion of Gas-Water Phase Seepage Law of Shale Gas Wells Based on Dynamic Data of Fracturing Fluid Flowback

Jihao Yu, Xiaohui Xie, Yuedi Wang, Pihui Yang, Ben Feng, Xuanwei Zhang

School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: Feb. 12th, 2025; accepted: Mar. 11th, 2025; published: Mar. 25th, 2025

Abstract

The relative permeability curve is the basis for studying the laws of gas water two-phase flow, and

文章引用: 于季灏, 谢晓惠, 王月荻, 杨丕辉, 封奔, 张烜玮. 基于压裂液返排动态数据的页岩气井气-水相渗规律反演[J]. 矿山工程, 2025, 13(2): 376-385. DOI: 10.12677/me.2025.132042

plays an important role in dynamic analysis of gas fields, numerical simulation of gas reservoirs, and prediction of future water and gas production trends. It has a wide range of applications; in order to efficiently extract shale gas, it is necessary to carry out fracturing transformation on the reservoir, form a complex fracture network, and improve the permeability of the reservoir near the wellbore. Due to the inability to accurately simulate the impact of fracturing on reservoirs in current indoor simulation experiments, the accuracy of studying the gas water phase permeability law during the fracturing fluid backflow process is insufficient. This article derives a new method for calculating water saturation through theoretical formulas, and improves the method of obtaining average water saturation based on fractal models, thus establishing a gas water permeability model for shale gas wells after pressure. According to the least squares method, the relative permeability curve of well W1 in a certain block of the Sichuan Basin was inverted. Research has shown that the permeability curve based on dynamic data inversion has $R^2 = 0.9785$ and RMSE = 0.1239. Good fitting effect and high accuracy. It can be well applied in numerical simulation of gas reservoirs.

Keywords

Relative Permeability Curve, Numerical Inversion, Water Saturation, Fractal Model

Copyright © 2025 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/>



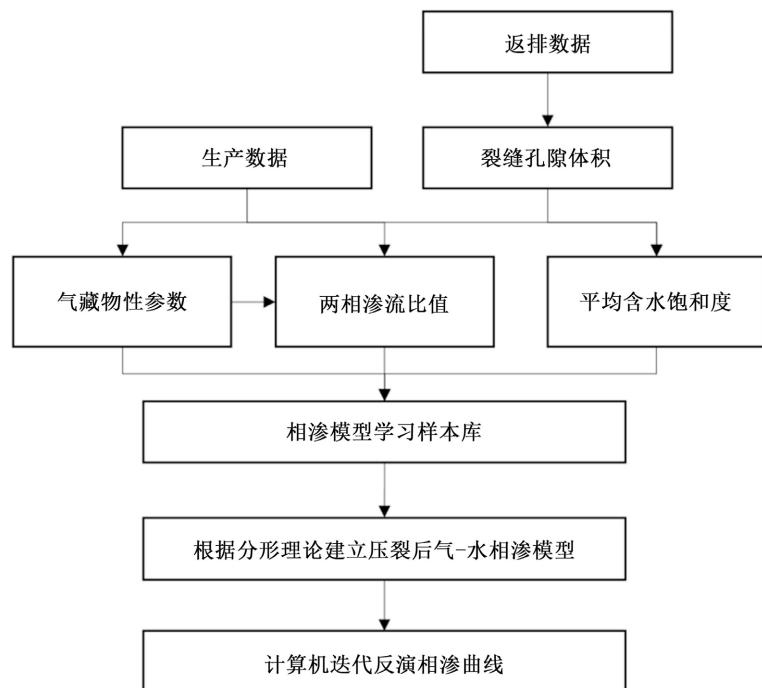
Open Access

1. 引言

2023 年中国天然气(含页岩气、煤层气)新增探明地质储量 $1.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。全国天然气产量 $2324 \times 10^8 \text{ m}^3$, 同比增长 5.6%, 增量 $123 \times 10^8 \text{ m}^3$, 连续 7 年增产超百亿立方米, 页岩气作为一种非常规天然气, 得到了国内外学者的广泛关注, 自 2005 年以来, 国内开始重视页岩气资源的开发。经过了 20 年的技术积累。中国页岩气已经经历了从无到有、从小到大的历史性突破。我国页岩气开发正处在快速发展阶段。2023 年全年页岩气产量 $250 \times 10^8 \text{ m}^3$ [1]。

常用的相对渗透率曲线的测定方法, 大多基于室内通过实验室取岩心测定。实验室测定相对渗透率的方法中比较有代表性的是稳态法和非稳态法[2]。但由于气藏的地层条件复杂、非均质强, 因此, 需要一条相渗曲线来反应气藏总体的平均渗流特征。基于生产数据反演相渗曲线已经在各个油藏中取得了广泛研究[3]-[5], 2009 年, 吕新东利用含水率和水气比的关系来计算相对渗透率曲线, 大大提高了该方法的应用范围[6]。2019 年, 崔传智等根据平均含水饱和度和油藏采出程度的关系, 结合水驱砂岩油藏的相对渗透率经验公式, 基于生产数据通过数值模拟拟合了经验公式参数, 得到了江苏油田高 6 断块的相渗曲线, 更加真实地反应了油水的流动能力[7]; 2022 年, 瞿博超基于岩心实验数据建立岩心尺度的数值模型, 并通过自动历史拟合技术调整相渗曲线来拟合岩心 CO_2 驱实验数据, 从而获得的气液相渗曲线。该方法不仅可获取油水相渗曲线, 还可有效地获取气液相渗曲线[8]。与油藏不同的是, 页岩气井在生产初期, 由于大量压裂液返排到地面, 其含水饱和度随时间而减小, 无法使用以上模型反演相渗曲线。

在前人的研究基础上, 本文通过假设储层流体温度不变, 气藏中只有气、水两相, 并忽略重力和毛管力的压力, 气藏开发中气相压力梯度和水相压力梯度相同; 根据返排数据, 计算裂缝孔隙体积, 进而计算不同时期的储层平均含水饱和度; 根据产气产水数据, 计算不同时期的气水两相渗流比值; 根据分形理论, 建立水平井压后气 - 水相渗模型; 运用数值计算方法, 反演页岩气井压后返排过程中的气 - 水相渗规律。反演流程图如图 1 所示:

**Figure 1.** Inversion process diagram**图 1.** 反演流程图

2. 反演模型建立

2.1. 平均含水饱和度公式推导

当储层岩石孔隙中同时存在多种流体(气、水)时, 岩石孔隙被多种流体饱和, 某一种流体所占的体积百分数称为该种流体的饱和度[9]。对于压裂后的储层, 平均含水饱和度指储层岩石孔隙空间中含水体积和岩石孔隙体积的比值, 即基质的含水饱和度与裂缝系统含水饱和度之和。

根据前人研究[10], 水平井压裂液返排数据, 符合 Arps 产量递减规律中的调和递减, 公式如下:

$$q(t) = \frac{q_i}{1 + D_i t} \quad \text{式 1.1}$$

式中:

q_i 为压裂液初始返排量; D_i 为递减速率; t 为时间; q 为返排量;

忽略基质中流出的压裂液, 对产量递减模型进行积分, 则基质中的孔隙体积与裂缝体积近似等于累产水体积, 计算公式为:

$$V_a = \int_0^{+\infty} \frac{q_i}{1 + D_i t} dt \quad \text{式 1.2}$$

$$V_w = V_{in} - W_p \quad \text{式 1.3}$$

式中:

V_w 为裂缝和基质中水的体积, m^3 ; V_{in} 为压裂液注入体积, m^3 ;

W_p 为累计产水量, m^3 。

对于压裂后页岩气气井, 普遍认为压裂液注入之前储层中没有底水。所以页岩气井压后平均含水饱和度计算公式为压裂液注入体积减累产水的体积比上基质孔隙体积与裂缝体积之和减去支撑剂体积。

$$s_w = \frac{V_{in} - W_p}{V_a - V_z} \quad \text{式 1.4}$$

式中：

s_w 为地层平均含水饱和度； V_z 为支撑剂体积， m^3 。

2.2. 气 - 水两相渗流比值公式

气井在产气的同时，也生产水。气井日产水量占日产水和日产气量之和的百分数，定义为气井的含水率，需要注意的是，气井一般使用万方含水率来表示。计算地层条件下的含水率，还需要根据体积系数换算，具体公式如下[11]：

$$f_w = \frac{\frac{q_w}{B_w}}{\frac{q_w}{B_w} + \frac{q_g}{B_g}} \quad \text{式 1.5}$$

式中：

f_w 为含水率， 1；

q_w 为月产水量， m^3 ；

q_g 为月产气量， 10^4 m^3 。

1941 年， Leverett 根据气、水的运动方程[12] [13]，推导出了分流量方程，其整理后的表达式为：

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_{rg}}{\nu_t \cdot \mu_g} \left(\frac{\partial p}{\partial x} - g \Delta p \cdot \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_g} \frac{k_{rg}}{k_{rw}}} \quad \text{式 1.6}$$

式中：

k_{rg} 为气相相对渗透率， 1；

k_{rw} 为水相相对渗透率， 1；

ν_t 为总流速， cm^3/s ；

g 为重力加速度， cm^3/s ；

$\frac{\partial p}{\partial x}$ 为毛管压力梯度。 Pa/cm ；

Δp 为密度差， g/cm^3 ；

α 为地层倾角， $^\circ$ 。

在不考虑重力和毛管力的情况下，该方程可以简化表示为：

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_g} \frac{k_{rg}}{k_{rw}}} \quad \text{式 1.7}$$

将式 1.5 和式 1.7 联立，即可推导出气井两相渗流比值公式：

$$\frac{k_{rg}}{k_{rw}} = \frac{q_w B_g(p) \cdot \mu_g(p)}{q_g B_w(p) \cdot \mu_w(p)} \quad \text{式 1.8}$$

2.3. 模型建立

设储层流体温度不变, 气藏中只有气、水两相, 气藏无底水, 反排液体全部为压裂液, 压裂液全部作用于裂缝中, 忽略从基质流出的压裂液; 通过反排动态数据计算两相渗流比值和推导平均含水饱和度公式。

2000 年, 何谈根据分形几何学, 建立毛管压力曲线分形模型, 进而建立了可以精确计算相对渗透率的分形模型[14]。

$$k_{rw} = (\tau_{rw})^{\frac{11-3D}{3-D}} \quad \text{式 1.9}$$

$$k_{rg} = (1 - \tau_{rw})^2 \left(1 - (\tau_{rw})^{\frac{5-D}{3-D}} \right) \quad \text{式 1.10}$$

式中: τ_{rw} 为迂曲度的比值。

本文根据推导的平均含水饱和度计算公式和分形理论模型, 将式 1.4、式 1.8、式 1.9、式 1.10 联立建立水平井压后气 - 水相渗模型, 模型为:

$$\frac{\left(\frac{V_{in} - W_p}{V_a - V_z} - s_{wi} \right)^2 \left(1 - \left(\frac{V_{in} - W_p}{V_a - V_z} - s_{wi} \right)^{\frac{5-D}{3-D}} \right)}{\left(\frac{V_{in} - W_p}{V_a - V_z} - s_{wi} \right)^{\frac{11-3D}{3-D}}} = \frac{q_w B_g(p) \cdot \mu_g(p)}{q_g B_w(p) \cdot \mu_w(p)} \quad \text{式 1.11}$$

式中:

D 为分维数, 需要通过计算机拟合; s_{wi} 为束缚水饱和度。

2.4. 拟合与评价方法

2.4.1. 拟合方法

最小二乘法(Least Squares Method)是一种数学优化技术, 它通过最小化误差的平方和来寻找数据的最佳函数匹配[15]-[18]。最小二乘法的基本原理是选择一个模型(或函数), 使得该模型在所有观测数据上的预测值与实际观测值之间的差异(通常称为残差或误差)的平方和最小。这个差异可以量化为一个损失函数, 最小二乘法的目标就是最小化这个损失函数。最小二乘法拟合过程如图 2 所示。

2.4.2. 评价方法

验证模型评价标准, 是拟合曲线不可或缺的一部分, 要验证拟合程度, 可用是用均方根误差(RMSE)和决定系数(R^2)。

1) 均方根误差(RMSE)

均方根误差是预测值与真实值偏差的平方与观测次数 n 比值的平方根[19]。衡量的是预测值与真实值之间的偏差, 并且对数据中的异常值较为敏感。其公式为:

$$RMSE = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(y'_i - y_i)^2}{n}} \quad \text{式 1.12}$$

式中：

y'_i ——预测值； y_i ——真实值； n ——观察值；

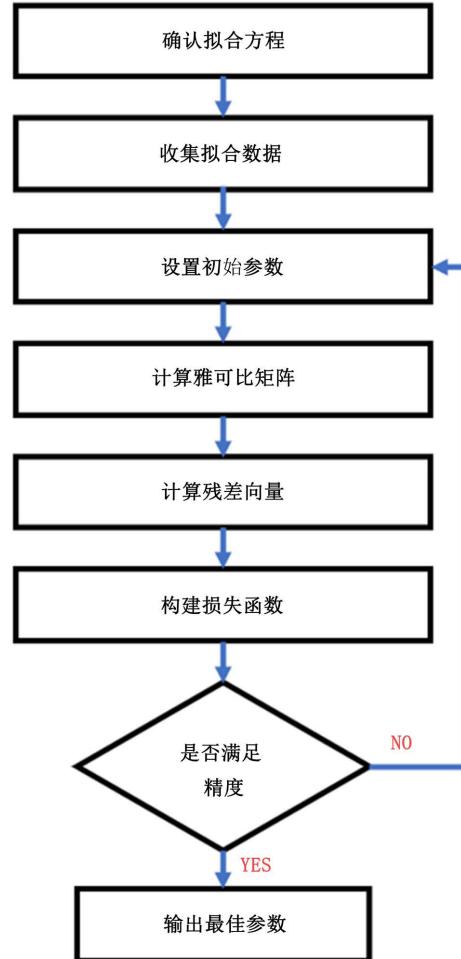


Figure 2. Process diagram of least squares fitting
图 2. 最小二乘法拟合流程图

2) 决定系数(R^2)

决定系数(R^2)是一种常用的统计指标，用于评估回归模型对观测数据的拟合程度。它表示拟合模型能够解释观测数据方差的比例[20]，取值范围在0到1之间。其计算公式为：

$$\tilde{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i \quad \text{式 1.13}$$

$$SST = \sum_i (y_i - \tilde{y})^2 \quad \text{式 1.14}$$

$$SSR = \sum_i (y_i - y'_i)^2 \quad \text{式 1.15}$$

$$R^2 = 1 - \frac{SSR}{SST} \quad \text{式 1.16}$$

式中：

\tilde{y} ——平均观察值； y'_i ——预测值； y_i ——真实值；

SST ——真实数据的总平方和; SSR ——残差平方和。

3. 模型应用

选用四川盆地某页岩气井的压裂返排数据及生产数据进行模型应用, 该区块平均地层压力 21 MPa, 地层温度为 90°C。已知该区块某页岩气井采用水平井分段压裂措施进行增产, 采用滑溜水作为压裂液, 入地液量 26826.83 m³, 加砂量 4562 m³。采用上文推导的模型进行反演。

一般认为页岩气井返排液体全部来源于压裂液, 那么页岩气井整个生产周期都属于压裂液返排阶段, 该区块 W1 井在开井排液 60 天后开始正式投产, 截止到目前投产 390 天, 返排数据如下图 3 所示。

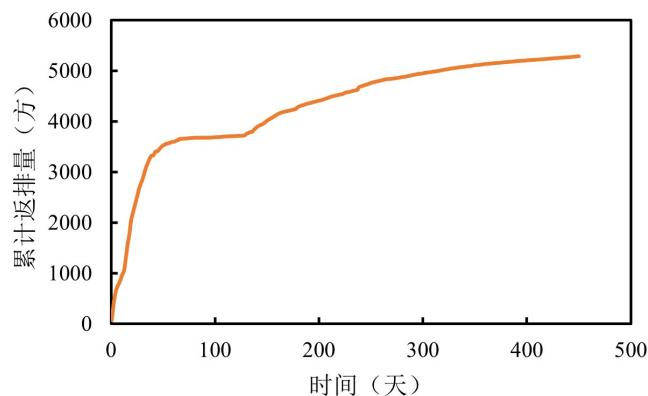


Figure 3. Backflow data

图 3. 返排数据

通过产水数据绘制该井的 Arps 产量递减曲线并进行积分, 求得 W1 井压裂后孔隙体积和裂缝体积之和为 16,382 m³, 产量递减图如图 4 所示。

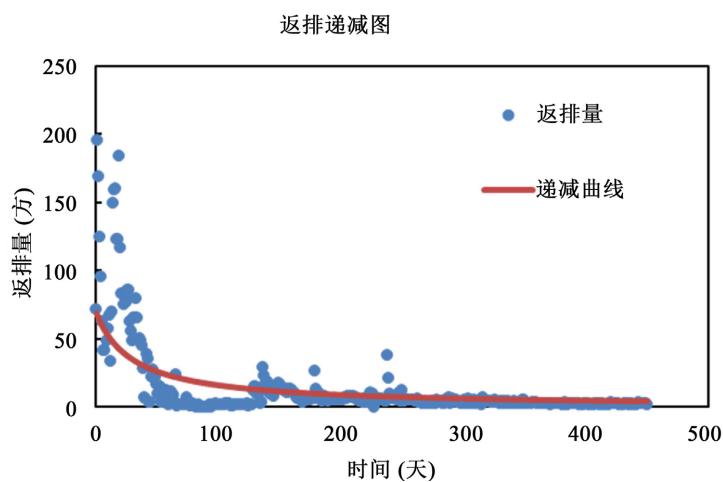


Figure 4. Production decline chart

图 4. 产量递减图

气田的实际生产数据包括日产气、日产水、套压等, 将生产数据按月汇总得到模型需要的参数包括月产气、月产水等, 如表 1 所示:

Table 1. Production data for different periods
表 1. 不同时期的生产数据

时间	月产气($\times 10^4 \text{ m}^3$)	月产水(m^3)
30	78.00	337.27
60	112.02	254.79
90	116.53	220.86
120	116.44	213.58
150	117.65	156.77
180	38.40	140.33
210	117.29	106.00
240	114.76	103.55
270	113.18	78.39
300	113.97	57.00
330	111.82	48.75
360	118.83	45.00
390	49.46	37.50

利用式 1.8, 根据经验公式计算在地层压力为 21 Mpa 和地层温度为 90℃时天然气及水的体积系数和粘度, 计算得到生产 390 天时间内两相渗流比值数据, 如表 2 所示, 根据表中数据可以看出, 两相渗流比值最大为 1.67, 最小为 0.15; 同时, 两相渗流比值随开采时间的增加而减小。

Table 2. Two phase seepage ratio in different periods
表 2. 不同时期两相渗流比值

时间	月产气($\times 10^4 \text{ m}^3$)	月产水(m^3)	krw/krg
30	78.00	337.27	1.67
60	112.02	254.79	0.88
90	116.53	220.86	1.41
120	116.44	213.58	0.71
150	117.65	156.77	0.51
180	38.40	140.33	0.63
210	117.29	106.00	0.35
240	114.76	103.55	0.35
270	113.18	78.39	0.27
300	113.97	57.00	0.19
330	111.82	48.75	0.17
360	118.83	45.00	0.15
390	49.46	37.50	0.24

利用式 1.4, 根据该井的压裂数据, 可以计算不同时期的含水饱和度, 如表 3 所示, 可以看出, 生产初期气井的含水饱和度为 0.697。随着时间的增加, 含水饱和度不断减小, 在生产 390 天后, 气井的含水饱和度降低至 0.522。

Table 3. Average water saturation corresponding to two phase seepage ratios at different stages
表 3. 不同时期两相渗流比值对应平均含水饱和度

时间	月产气($\times 10^4 \text{ m}^3$)	月产水(m^3)	krw/krg	S_w
30	78.00	337.27	1.67	0.697
60	112.02	254.79	0.88	0.669
90	116.53	220.86	1.41	0.663
120	116.44	213.58	0.71	0.656
150	117.65	156.77	0.51	0.651
180	38.40	140.33	0.63	0.637
210	117.29	106.00	0.35	0.644
240	114.76	103.55	0.35	0.611
270	113.18	78.39	0.27	0.598
300	113.97	57.00	0.19	0.576
330	111.82	48.75	0.17	0.555
360	118.83	45.00	0.15	0.533
390	49.46	37.50	0.24	0.522

根据上文计算, 对于式 1.8, 模型中的未知数仅剩 D 分维数, 利用最小二乘法迭代, 来求取分维数的最优解, 经过迭代后 $D = 2.26$ 。反演的相渗曲线如图 5 所示。

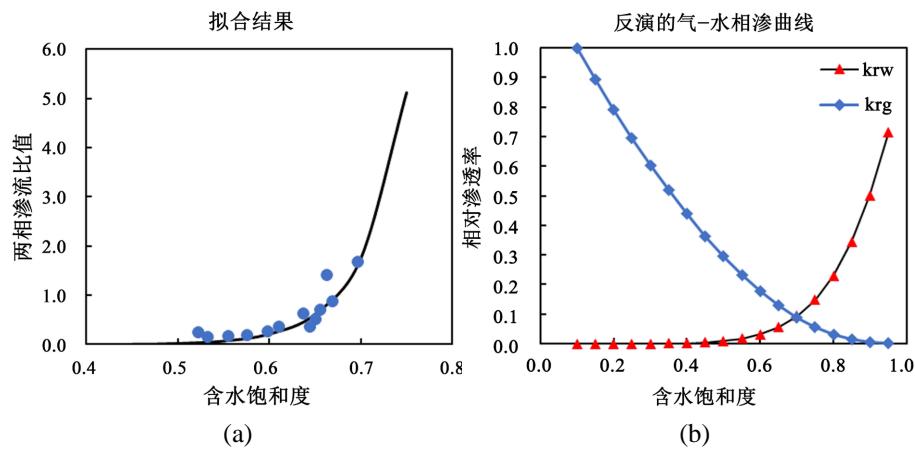


Figure 5. Inversion results
图 5. 反演结果

使用前文提到的评价方法, 对反演的相渗数据进行评价验证, 经计算该曲线 $R^2 = 0.9785$, $RMSE = 0.1239$ 。拟合效果好, 准确率高。从图 5 中可以看出, 由于返排阶段大量的压裂液从地层流出, 其水相渗

透率在返排初期有明显的升高。同时,其等渗点也有明显的右移趋势。导致含水饱和度低于0.7时水相渗透率会逐渐降低甚至为0,这是因为页岩气藏的束缚水饱和度较高,大量的压裂液通过渗吸进入基质中,无法返排,这是页岩气井返排率低的原因之一。

4. 结论

- 1) 假设储层流体温度不变,气藏中只有气、水两相,气藏无底水,返排液体全部为压裂液,用产量递减法与物质平衡法推导出平均含水饱和度计算方法,该方法对压裂后平均含水饱和度的计算有较高的适用性。
- 2) 本文通过严格的公式推导,根据分形模型,建立压裂后水平井气-水相渗模型,使用气井返排动态数据,采用最小二乘法,反演了水平井压裂后气-水渗流规律。
- 3) 模型的高拟合度和准确性表明了反演的相渗数据是可靠的,而返排阶段的水相渗透率变化和等渗点的右移趋势为页岩气井的开采提供了重要的地质信息。这些信息对于优化页岩气井的开采策略和提高返排率具有重要的工程意义。

参考文献

- [1] 马新华,张晓伟,熊伟,等.中国页岩气发展前景及挑战[J].石油科学通报,2023,8(4): 491-501.
- [2] 贾秀芬.计算相对渗透率的自动历史拟合方法[D]:[硕士学位论文].北京:中国地质大学(北京),2013.
- [3] 宋泽章,吕明阳,赵力彬,等.基于分形理论的致密砂岩渗透率预测模型[J].沉积学报,2023,41(6): 1847-1858.
- [4] 甘庆明,黎晓茸,牛彩云,等.利用相渗曲线预测油井流入动态的新方法[J].油气井测试,2007(6): 1-3, 72.
- [5] 王辉,李春香,沙荣,等.一种利用生产数据计算地层压力的方法[J].石化技术,2016,23(1): 51, 41.
- [6] 吕新东,冯文光,杨宇,等.利用动态数据计算相渗曲线的新方法[J].特种油气藏,2009,16(5): 65-66+75+108.
- [7] 崔传智,郑文乾,李立峰,等.基于动态数据反演的相渗曲线及应用效果 [J].石油钻采工艺,2019,41(4): 516-520.
- [8] 瞿博超.基于自动历史拟合方法的相对渗透率曲线研究[D]:[硕士学位论文].西安:西安石油大学,2022.
- [9] (美)L·约翰,(美)罗伯特 A·沃特恩伯格.气藏工程[M].王玉普,等,译.北京:石油工业出版社,2007.
- [10] 虞绍永.基于早期返排历史数据的水平井分段压裂效果评价方法[J].石油钻探技术,2021,49(6): 1-7.
- [11] 左胜杰,马丽,单学军.利用煤层气田生产数据计算相渗的新方法[C]//2013 年煤层气学术研讨会论文集.北京:地质出版社,2013: 217-225.
- [12] Bai, B., Goodwin, S. and Carlson, K. (2013) Modeling of Frac Flowback and Produced Water Volume from Wattenberg Oil and Gas Field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **108**, 383-392. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.05.003>
- [13] 王怒涛,陈浩,王陶等.用生产数据计算油藏相对渗透率曲线[J].西南石油学院学报,2005(5): 36-38+6.
- [14] 何琰,伍友佳,吴念胜.相对渗透率定量预测新方法[J].石油勘探与开发,2000(5): 66-68+16-6+5.
- [15] 刘启国,刘振平,王宏玉,陈星,蔡儒帅,秦柯.利用生产数据计算气井控制储量和水侵量[J].石油钻探技术,2015,43(1): 96-99.
- [16] 王英圣,石成方,王继强.特高含水期油田新型水驱特征曲线公式推导[J].石油与天然气地质,2020,41(6): 1282-1287.
- [17] 王鸽.基于分形理论的相对渗透率预测模型建立[D]:[硕士学位论文].北京:中国石油大学(北京),2022.
- [18] 梁倚维,王东,李霆钧,等.致密气井 Arps 产量递减指数变化特征[J].西安石油大学学报(自然科学版),2018,33(2): 77-81.
- [19] 周玉辉,张烈辉,闫玉乐,等.页岩气藏相渗规律研究[J].新疆石油地质,2013,34(4): 445-447.
- [20] 吕浙江,唐海,吕栋梁,等.利用相渗曲线研究低渗气藏水锁效应的新方法[J].天然气勘探与开发,2008(3): 49-52+86.