

引用格式:孙秋分,秦佳正,冯乔,等.基于机器学习的裂缝水驱气藏采收率预测方法[J].油气藏评价与开发,2025,15(5):834-843.

SUN Qiufen, QIN Jiazheng, FENG Qiao, et al. A machine learning-based method for recovery rate prediction in fractured water-driven gas reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(5): 834-843.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.05.013

基于机器学习的裂缝水驱气藏采收率预测方法

孙秋分¹, 秦佳正², 冯乔¹, 乔宇^{2,3}, 刘雅昕², 赵启阳¹, 徐良¹, 闫春¹

(1. 中国石油杭州地质研究院, 浙江 杭州 310023; 2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610500; 3. 中国石油冀东油田分公司储气库建设项目部, 河北 唐山 063000)

摘要: X气藏为受背斜构造控制的块状裂缝性边水气藏,受边水水侵的影响,气藏见水迅速,严重降低采收率,亟待科学的理论与方法指导开发实践。为此,研究在系统分析关键参数对采收率的影响规律基础上,构建裂缝水驱气藏采收率预测方法,为动态优化开发方案提供科学依据。基于气藏基础地质与生产数据,运用EDFM(嵌入式离散裂缝模型)建立单井机理模型,通过单因素敏感性分析,揭示水体倍数、采气速度、基质渗透率、渗透率各向异性的作用规律:水体倍数与采收率呈负相关,随着水体倍数增加,气井水气比上升速率显著加快,稳产时间大幅缩短;采气速度对气藏稳产时间影响尤为突出,存在特定的最佳采气速度阈值,可使采收率达到最大值;基质渗透率与采收率呈正相关,基质渗透率越低,气藏采收率越低,水气比上升速度越快,稳产时间越短;渗透率各向异性过低时,由于渗流能力较差导致采收率降低,比值增大则加速水侵使采收率降低。在此基础上,设计125组交叉实验方案,通过数值模拟获取基础数据,进而建立裂缝性水驱气藏采收率预测模型。为提升模型预测精度,对原始数据进行离散化处理,并采用决策树算法构建预测模型。经参数优化后,模型预测精度达到96%。基于X气藏2口生产井的实际动态数据,将该模型预测结果与Blasingame产量递减分析法进行对比验证,结果表明:该模型预测结果与实际生产数据高度吻合,具有较高的可靠性与实用性,为裂缝性水驱气藏采收率预测提供了一种高效、精准的技术手段。

关键词: 机器学习;嵌入式离散裂缝模型;采收率预测;裂缝性水驱气藏;数值模拟

中图分类号:TE319

文献标识码:A

A machine learning-based method for recovery rate prediction in fractured water-driven gas reservoirs

SUN Qiufen¹, QIN Jiazheng², FENG Qiao¹, QIAO Yu^{2,3}, LIU Yaxin², ZHAO Qiyang¹, XU Liang¹, YAN Chun¹

(1. PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3. Gas Storage Construction Project Department, PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan, Hebei 063000, China)

Abstract: Gas reservoir X is a block-fractured edge-water gas reservoir controlled by anticline structures. Due to edge-water invasion, rapid water breakthrough severely reduced recovery efficiency, highlighting the urgent need for theoretical and methodological guidance for reservoir development. To address this, based on a systematic analysis of the influence patterns of key parameters on recovery rate, a recovery prediction model for fractured water-driven gas reservoirs was established. This model provides a scientific basis for the dynamic optimization of development schemes. Using basic geological and production data, a single-well mechanistic model was constructed with the embedded discrete fracture model (EDFM). Through single-factor sensitivity analysis, the influence patterns of water body multiple, gas production rate, matrix permeability, and permeability anisotropy were revealed. Recovery rate exhibited a negative correlation with water body multiple. As the water body multiple increased, the water-gas ratio of gas wells rose significantly faster, and the stable production time was greatly shortened. Gas production rate had a pronounced impact on the stable production time of the reservoir. An optimal gas production rate threshold existed that maximized the recovery rate. Matrix permeability was positively correlated with recovery rate. Lower matrix permeability led to lower recovery rate. The faster the increase in water-gas ratio, the shorter the stable production time. When permeability anisotropy was too low, poor seepage capacity resulted in a reduced recovery rate. An increased ratio accelerated water

收稿日期:2024-08-01。

第一作者简介:孙秋分(1981—),男,硕士,高级工程师,从事油气储量评估方面的工作。地址:浙江省杭州市西湖区西溪路920号,邮政编码:310023。E-mail:sunqf_hz@petrochina.com.cn

通信作者简介:秦佳正(1993—),女,博士,副研究员,从事储气库及CO₂埋存、人工智能在油气领域的应用等方面的工作。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:jqin_swpu@163.com

基金项目:中国石油科学研究与技术开发项目课题“国内已开发气田储采平衡分析与SEC增储评估技术研究”(2022DJ7902)。

invasion, further decreasing the recovery rate. Based on these findings, 125 sets of cross-experimental schemes were designed, and basic data were obtained through numerical simulations. A recovery rate prediction model for fractured water-driven gas reservoirs was established. To improve the prediction accuracy of the model, the original data were discretized, and a decision tree algorithm was used. After parameter optimization, the prediction accuracy of the model reached 96%. The model was validated using actual dynamic data from two production wells in the gas reservoir X. The prediction results were compared with those from the Blasingame production decline analysis method. The results showed high consistency between model predictions and actual production data, indicating high reliability and practicality of the model. This provides an efficient and precise technical method for recovery rate prediction in fractured water-driven gas reservoirs.

Keywords: machine learning; embedded discrete fracture model; recovery rate prediction; fractured water-driven gas reservoirs; numerical simulation

X气藏为受背斜构造控制的块状裂缝性边水气藏。随着气藏压力的下降,边底水的侵入使得气水矛盾愈发显著,见水井数、产水量和水气比逐年上升,裂缝性气藏中的水锁现象以及井筒中的气水两相流动严重制约气藏的产量并影响最终采收率,而采收率标定始终是气藏开发研究的关键内容之一。目前针对可采储量或采收率的标定方法较多^[1],水驱气藏常用的采收率标定方法包括容积法^[2]、物质平衡法^[3]、经验法^[4]、数值模拟法^[5]等。容积法主要用于早期评价中,由于对生产认识不全面,存在误差;物质平衡法需要有充足的地质资料与生产资料;经验法简单易行,但考虑参数有限,可靠性较差;数值模拟法的精确性依赖于废弃压力以及废弃产量的准确性^[6-8]。SIDLE等^[9]指出比较的参数应始终包括孔隙率、渗透率、渗透率分布、净厚度、连续性和含烃饱和度。谭晓华等^[10]、吕志凯等^[11]在物质平衡法的基础上进一步考虑水封气的影响,绘制了水驱气藏水侵特征曲线图版。将裂缝性气藏分为封隔和补给2种类型,并且根据2种类型划分4种水侵模式,体现裂缝的水封作用和补给作用,但该方法并未应用于可采储量的计算中。王国锋等^[12]研发了大型裂缝-孔隙型气藏二维大型物理模拟实验方法和装置,研究了水体倍数、配产高低对气藏水侵规律和采收率的影响,探索了排水时机、排水规模、排水方式等对提高气藏采收率的作用。刘念肖等^[13]、胡景涛等^[14]、李兴娟等^[15]基于川东石炭系H气藏的地质及生产特征,建立考虑水封气效应的数值模拟模型,明确了气藏采气速度、井网密度、加密时机、排水量等因素对有水气藏开发产生较大影响。

油藏数值模拟方法尽管预测准确性高、应用范围广,却存在一些问题,如动态、静态数据准确提取难度大、计算工作量大和历史拟合不唯一性等问题^[16]。机器学习算法的种类较多,每种算法适宜解决的问题不同^[17]。决策树是一种广泛应用的数据挖掘分类方法^[18],能够从一系列带有特征和标签的数据集中提炼出决策规则,进而利用树状结构图对这些规则予以呈现,以此有效解决分类与回归问题,为相关研究提供有力的分析依据。决策树算法在油气藏描述、油藏实时动态监测、石油工程作业等方面都有广泛应用^[19]。

有关裂缝-孔隙型水驱气藏水侵对开发效果影响及采收率预测方面的研究文献较少,为此,针对X边水裂缝性气藏,基于EDFM(嵌入式离散裂缝模型)建立裂缝性边水水驱气藏机理模型,分析不同因素(水体倍数、采气速度、基质渗透率、渗透率各向异性)对采收率、水气比、稳产时间的影响规律,并基于机器学习方法建立采收率预测模型,为X气藏采收率预测提供有效手段。

1 基于嵌入式离散裂缝的水驱气藏数值模拟研究

1.1 嵌入式离散裂缝表征方法

油气藏数值模拟中,裂缝表征方法包括连续介质模型和离散裂缝模型。连续介质模型主要包括双重介质模型、多重相互作用连续体模型、局部网格加密模型;离散裂缝模型主要包括DFM(离散裂缝模型)和EDFM^[20]。EDFM已经在ZFRAC-RE、UNCONG、TNAVIGATOR等数值模拟软件中得到应用,因其计算精度较高,且模拟速度较快,因此被大量应用于致密油气藏压裂、裂缝性油气藏开发等数值模拟中^[21]。研究采用EDFM对气藏中发育的缝网进行了模拟,最早由LEE等^[22]、LI等^[23]提出,耦合了双重介质和离散裂缝模型的优点。该模型主要是通过离散方法来处理每一条裂缝,基质采用规则网格划分,裂缝通过“嵌入”的方式共同组成地层体系。通过耦合CMG数值模拟软件和EDFM能更加精准地描述裂缝性水驱气藏的渗流规律。此外,EDFM可以在保证精度的条件下,大幅提高运算速度,适用于裂缝性气藏数值模拟研究。在EDFM中,基质和裂缝是独立离散的,可以用无需符合裂缝几何形状和方向的结构化网格来模拟基质元素,从而有效地模拟复杂裂缝几何形状。

EDFM中引入NNC(非相邻连接)这一概念进行计算,通过为每一对NNC赋值一个传导系数,来实现物理域相邻但计算域不相邻的网格之间的计算。根据3种NNC关系,传导率计算公式见式(1)~式(3)^[24]。

基质网格与裂缝段间的传导率:

$$T_{f-m} = \frac{2A_f(\mathbf{K} \times \mathbf{n}) \times \mathbf{n}}{d_{f-m}} \quad (1)$$

其中

$$d_{f-m} = \frac{\int_V X_j dV}{V}$$

式中: T_{f-m} 为基质网格与裂缝段间的传导率, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$; A_f 为裂缝段一侧的面积, 单位 m^2 ; \mathbf{K} 为渗透率张量, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; \mathbf{n} 为裂缝平面法向量; d_{f-m} 为基质到裂缝的平均距离, 单位 m ; V 为裂缝网格体积, 单位 m^3 ; X_j 为基质单元到裂缝的距离 (j 为某一个基质单元), 单位 m 。

单个裂缝不同裂缝段间的传导率:

$$T_{\text{seg}} = \frac{T_{1D} T_{2D}}{T_{1D} + T_{2D}} \quad (2)$$

其中

$$T_{1D} = \frac{k_f A_c}{d_{\text{seg1}}} \quad T_{2D} = \frac{k_f A_c}{d_{\text{seg2}}}$$

式中: T_{seg} 为单个裂缝不同裂缝段间的传导率, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$; T_{1D} 、 T_{2D} 分别为裂缝段1和裂缝段2的传导率, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$; k_f 为裂缝渗透率, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; A_c 为2个裂缝段共同面的面积, 单位 m^2 ; d_{seg1} 为裂缝段1的中心到共同面的距离, 单位 m ; d_{seg2} 为裂缝段2的中心到共同面的距离, 单位 m 。

相交裂缝间的传导率:

$$T_{\text{int}} = \frac{T_1 T_2}{T_1 + T_2} \quad (3)$$

其中

$$T_1 = \frac{k_{f1} w_{f1} L_{\text{int}}}{d_{f1}} \quad T_2 = \frac{k_{f2} w_{f2} L_{\text{int}}}{d_{f2}}$$

$$d_{f1} = \frac{\iint_{S_1} x_n dS_1 + \iint_{S_3} x_n dS_3}{S_1 + S_3} \quad d_{f2} = \frac{\iint_{S_2} x_n dS_2 + \iint_{S_4} x_n dS_4}{S_2 + S_4}$$

式中: T_{int} 为相交裂缝间的传导率, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$; T_1 、 T_2 分别为裂缝1和裂缝2的传导率, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$; L_{int} 为交线的长度, 单位 m ; k_{f1} 、 k_{f2} 分别为裂缝1、裂缝2的渗透率, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; w_{f1} 、 w_{f2} 分别为裂缝1、裂缝2的宽度, 单位 m ; d_{f1} 、 d_{f2} 分别为裂缝1、裂缝2子段到裂缝交线的加权平均距离, 单位 m ; x_n 为裂缝上任意一点到裂缝交线的距离, 单位 m ; dS_1 、 dS_2 、 dS_3 、 dS_4 为子裂缝段的面积元, 单位 m^2 ; S_1 、 S_2 、 S_3 、 S_4 为子裂缝段的面积, 单位 m^2 。

EDFM具有较强的裂缝表征能力, 可以表征不同大小、走向、倾角、相交关系的裂缝, 适用于裂缝性气藏这类存在复杂天然缝网的情况。

1.2 裂缝性边水水驱气藏数值模拟模型

为了更深入研究边水裂缝性气藏水侵特征, 以X气藏为例, 基于实际储层及流体参数, 采用CMG数值模拟软件+EDFM建立了边水气藏水侵机理模型。生产井

为直井, 位置位于构造高部位, 射穿全部储层。模型I、J、K方向网格数分别为120、100、70, 网格步长分别为20、20、5 m。模型基础参数: 顶深为4 670 m, 基质孔隙度为4.28%, 基质渗透率(I方向)为 $0.966 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 岩石压缩系数为 $4.2 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$, 含水饱和度为0.206, 原始地层压力为76.012 MPa, 地层温度为141.4 °C, 射开地层厚度为64.5 m, 地层水密度为1 060 kg/m^3 , 井筒长度为4 800 m。

该气藏裂缝以高角度裂缝(倾角 $70^\circ \sim 90^\circ$)为主, 走向多为北西—南东向, 与当前水平最大主应力方位相一致。岩心裂缝描述表明: 裂缝开度普遍介于0.1~0.3 mm, 最大可达1.0 mm, 其贯穿长度受岩心断块影响, 介于0.05~0.95 m, 平均约0.30 m。

将模型中裂缝分为3个等级: 断裂、大裂缝、天然裂缝, 导流能力依次减弱, 采用嵌入式裂缝进行裂缝配置, 裂缝分布见图1。

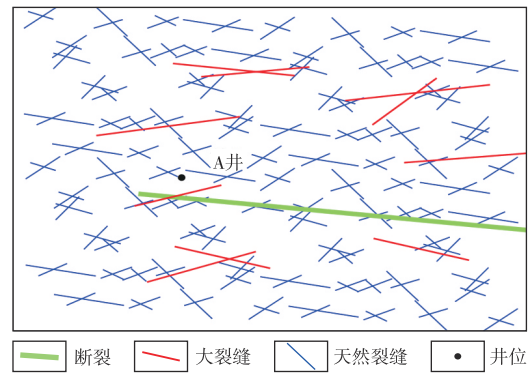


图1 数值模型裂缝分布

Fig. 1 Fracture distribution in numerical model

基于嵌入式离散裂缝方法的水驱气藏机理模型模拟了存在边底水的裂缝性气藏在开发过程中, 随着气藏压力的降低, 外部水体沿裂缝侵入气藏内部占据气体流动通道, 水窜封隔形成水封气见图2。此外, 地层水窜入井筒后导致积液形成, 显著降低气井产能, 影响开发效果, 对气藏采收率造成严重负面影响。

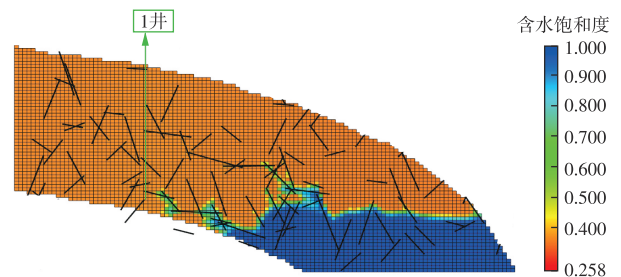


图2 裂缝性水驱气藏水侵模拟结果

Fig. 2 Simulation results of water invasion in fractured water-driven gas reservoir

2 水驱气藏采收率影响因素分析

2.1 水体倍数

水体能量的大小关乎水驱作用的强弱,在油气藏中通常利用水体倍数这一概念量化水体体积。水体倍数指的是水体体积与相连接的储层含烃孔隙体积的比值。对于裂缝性水驱气藏,气井产水将严重影响气藏的开发效果,在裂缝性水驱气藏中水体越大将对气藏生产产生更明显的影响。设置水体倍数分别为5倍、10倍、15倍、20倍,渗透率为 $0.966 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,采气速度为年产气6%。分析水体倍数对裂缝性边水气藏产水规律的影响。

计算结果见图3,水体倍数为5倍、10倍、15倍、20倍的情况下,气藏采收率分别为62.54%、52.08%、50.41%、49.05%,逐渐降低;相较于5倍水体,10倍、15倍和20倍水体条件下采收率分别降低16.73%、19.40%、21.57%。相同时间内,水体倍数越大,水气比上升越快;在采收率为30%时,对应的水气比分别为 1.54×10^{-4} 、 3.02×10^{-4} 、 3.99×10^{-4} 、 $4.78 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{m}^3$,水气比逐渐增大,相较于5倍水体,10倍、15倍和20倍水体条件下生产水气比分别增加96.10%、159.09%、210.39%;稳产时间分别为2 953.0、2 769.0、2 708.0、2 631.5 d,稳产时间逐渐变短,相较于5倍水体,10倍、15倍和20倍水体条件下稳产时间分别缩

短了6.23%、8.30%、10.89%。

边水水体倍数对裂缝性水驱气藏开发影响很大。水体倍数越大,气藏采收率越低,气井水气比上升越快,稳产时间越低;水体倍数相对较低时,水体倍数变化对气藏采收率影响越小,随着水体倍数增加,水体倍数对气藏采收率影响越大。

2.2 采气速度

采气速度对气藏开发尤为重要。设置采气速度分别为年产气4%、7%、10%和13%,分析采气速度对裂缝性边水气藏的产水规律的影响。计算结果见图4,在年产气4%、7%、10%和13%的情况下,气藏采收率分别为50.94%、50.44%、50.51%、50.61%,采收率先降低后升高;相同生产时间下,采气速度越快,水气比上升越快。在年产气4%、7%、10%和13%的情况下稳产时间分别为4 261.0、2 251.0、1 445.5、1 065.0 d,稳产时间逐渐变短,相较于4%的年采气速度,7%、10%和13%条件下稳产时间分别缩短了47.17%、66.08%、75.01%。

2.3 基质渗透率

对于裂缝性气藏而言,裂缝是主要的渗流通道,而基质是主要的储集空间。设置基质渗透率分别为 0.096×10^{-3} 、 0.960×10^{-3} 、 $9.600 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,模型水体倍数为15倍,以年产气4%的采气速度生产,分析基质渗透率对

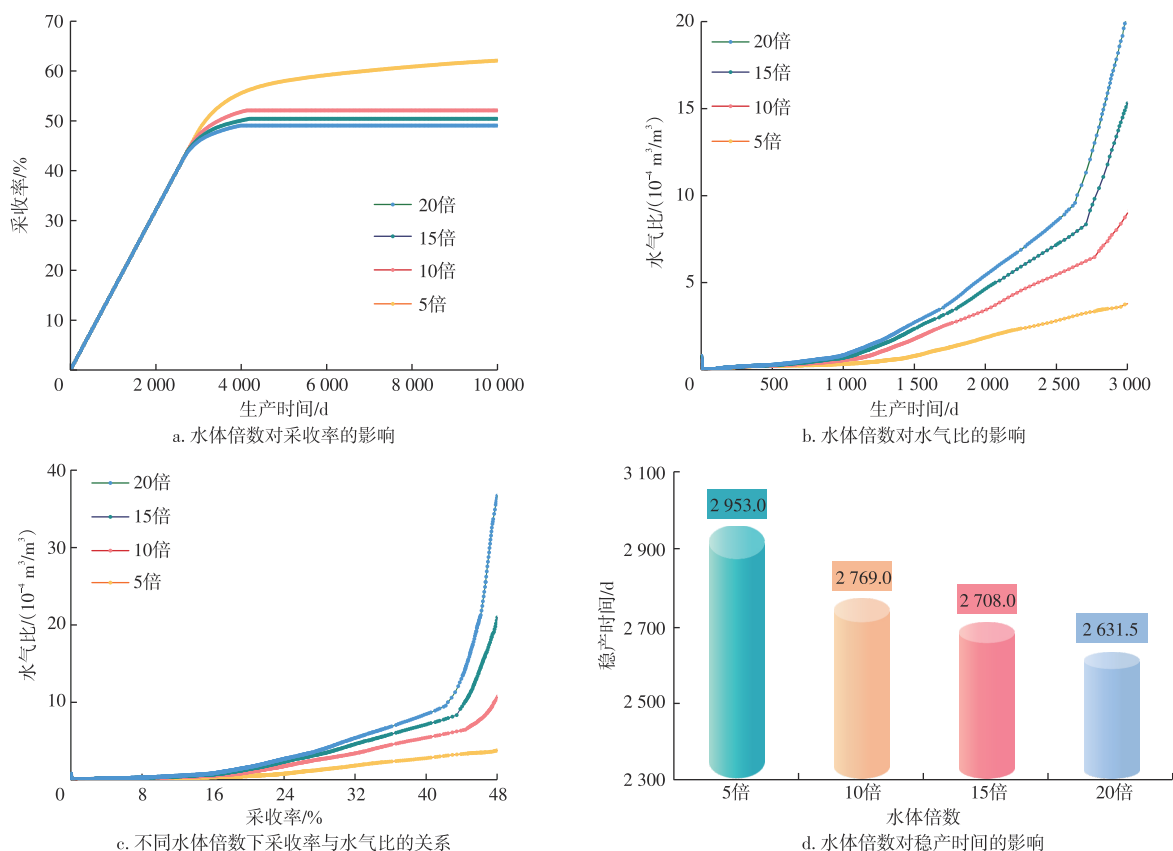


图3 水体倍数对采收率、水气比和稳产时间的影响

Fig. 3 Influence of water body multiple on recovery rate, water-gas ratio, and stable production time

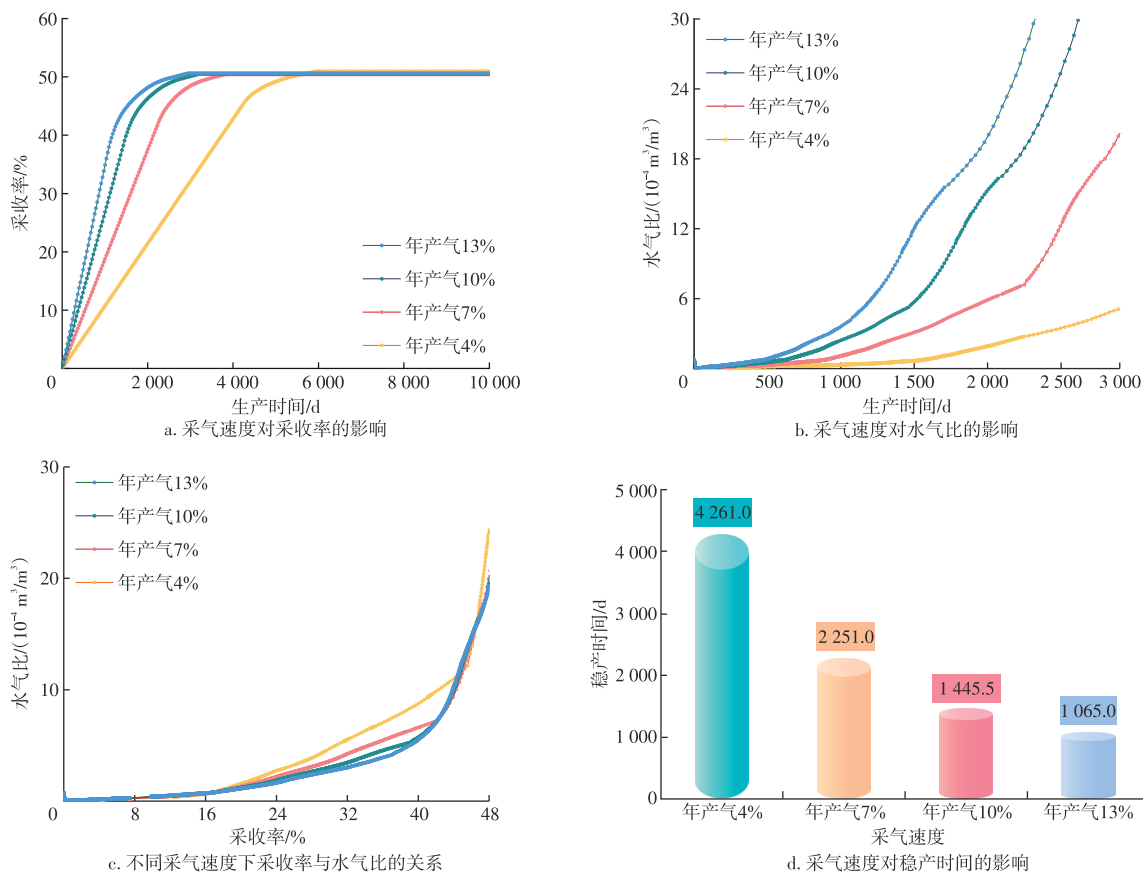


图4 采气速度对采收率、水气比和稳产时间的影响

Fig. 4 Influence of gas production rate on recovery rate, water-gas ratio, and stable production time

裂缝性边水气藏产水规律的影响。

如图5所示,在基质渗透率分别为 0.096×10^{-3} 、 0.960×10^{-3} 、 $9.600 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的情况下,气藏采收率分别是42.16%、50.94%、59.19%,逐渐增加;相较于基质渗透率 $0.096 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,基质渗透率为 $0.960 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $9.600 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 条件下采收率分别提高20.83%、40.39%。基质渗透率越低,裂缝的沟通的能力越强,发挥作用越明显,在采收率较低时水气比便快速上升;基质渗透率越高,无水期的采收率越高。3种渗透率下稳产时间分别是3490、4261、4992 d,稳产时间逐渐变短,相较于基质渗透率 $0.096 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.960 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $9.600 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 条件下稳产时间分别延长了22.09%、43.04%。

基质渗透率直接关乎地层物性,对气藏开发有着较大影响。基质渗透率越低,气藏采收率越低,气井水气比上升整体较快,稳产时间越低;随着基质渗透率提高,其对气藏采收率影响逐渐减小。

2.4 渗透率各向异性

垂向渗透率将影响天然气与地层水向上流动,通常情况下默认渗透率各向异性(垂直与水平渗透率比值)为0.10,设置渗透率各向异性分别为0.05、0.10、0.50、1.00,

分析渗透率各向异性对裂缝性边水气藏产水规律的影响。

在渗透率各向异性为0.05、0.10、0.50、1.00的情况下,气藏采收率分别是50.81%、50.94%、50.45%和50.39%,先增加后降低(图6);相较于渗透率各向异性为0.10,渗透率各向异性为0.05、0.50和1.00条件下采收率分别降低0.26%、0.96%、1.08%。渗透率各向异性较低时,纵向上渗透率较低,表面地层物性较差,影响纵向渗流,使得气井产能下降;当渗透率各向异性大于0.10时,采收率也呈现下降趋势,这是由于垂向渗流能力增强,地层水更容易向上窜进。采收率超过24%时,渗透率各向异性越高,水气比便上升越快。4种条件下稳产时间分别是4230、4261、4199、4190 d,稳产时间先升高后降低,相较于渗透率各向异性0.10,0.05、0.50和1.00条件下稳产时间分别缩短了0.73%、1.46%、1.67%。

渗透率各向异性较低时,由于渗流能力较差导致采收率降低。当渗透率各向异性增大,储层垂向渗流能力增强,从而边底水更易于向上推进,导致气井产水提前,水气比增大,产气量降低,气藏最终采收率偏低。当渗透率各向异性为0.10时,采收率最高,渗透率各向异性在偏低与偏高时,采收率都会降低。

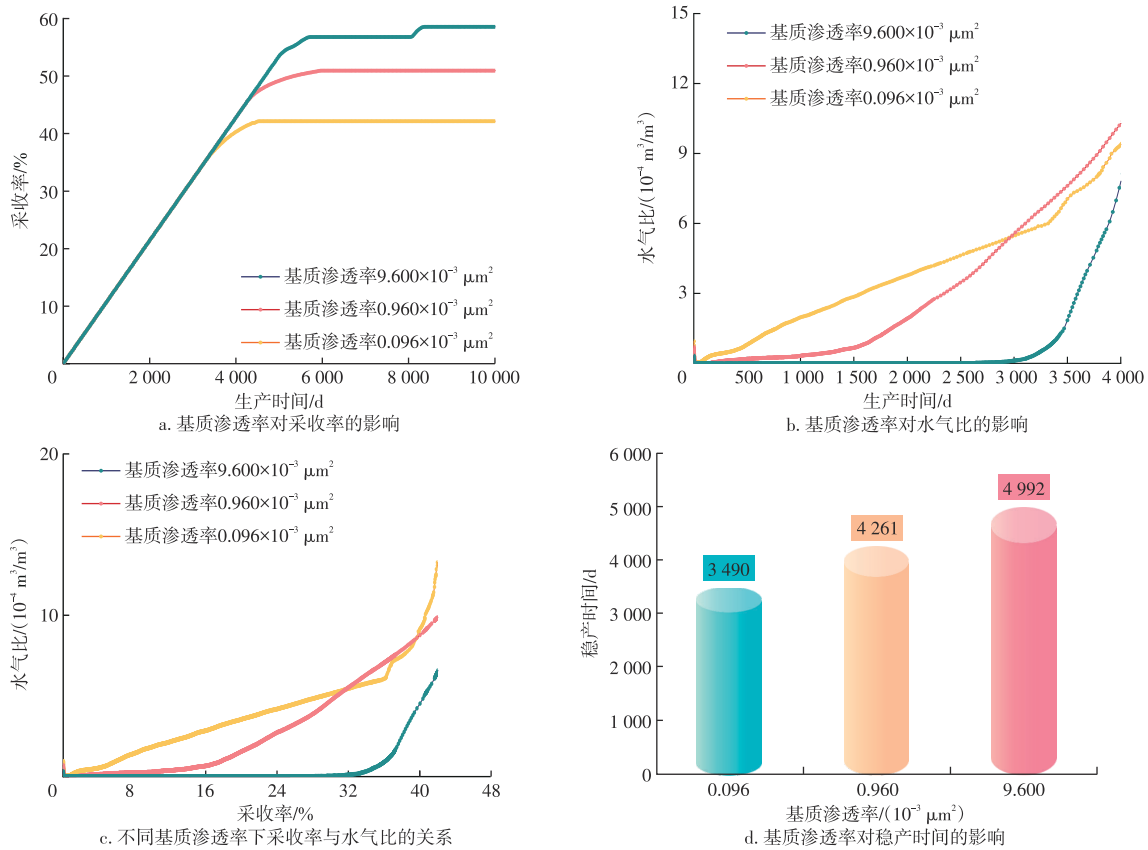


图5 基质渗透率对采收率、水气比和稳产时间的影响

Fig. 5 Influence of matrix permeability on recovery rate, water-gas ratio, and stable production time

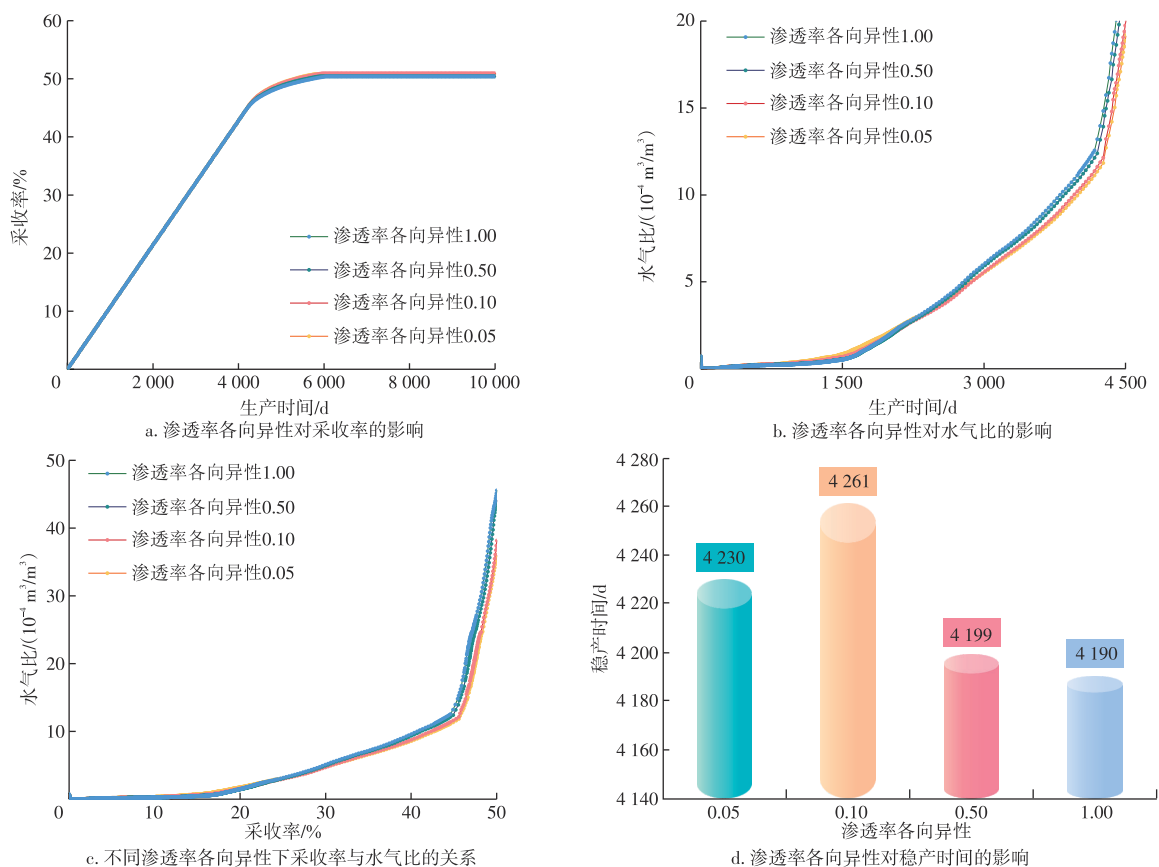


图6 渗透率各向异性对采收率、水气比和稳产时间的影响

Fig. 6 Influence of permeability anisotropy on recovery rate, water-gas ratio, and stable production time

3 基于机器学习的裂缝性水驱气藏采收率预测方法

3.1 模型建立思路

裂缝性水驱气藏采收率预测是复杂的多参数问题(水体倍数、基质渗透率、采气速度、渗透率各向异性和渗透率级差等),机理模型模拟过程复杂,难以直接在现场应用。机器学习方法在处理多参数综合问题时具有建模机制简单、数据处理能力强、计算速度快等优点,已广泛应用于能源行业,因此使用机器学习算法建立裂缝性水驱气藏采收率预测模型。

决策树算法能够获得可视化结果,直观展示分类过程及结果,易于理解和解释,减小了机器学习的黑箱属性。为提高决策树模型的精度,需要先将数据集中连续数据离散化处理。在离散化数据结果的基础之上对特征数据进行分类,然后基于决策树算法原理建立水驱气藏采收率预测模型。此外,为了防止模型过拟合,需要对决策树超参数进行优化。

3.2 模型建立及优化

通过决策树模型分析,筛选出影响裂缝性水驱气藏采收率的主要因素^[25]。决策树是BREIMAN等^[26]提出的一种解决分类和回归问题的非参数监督学习方法。决策树是一棵二叉树,以自顶向下的方式生长,其原理为:每条从树根至树叶的路径可定义一条规则,路径内部节点的特征为规则条件,叶节点的类别即为规则结论。

通过建立典型边水裂缝气藏数值模拟模型,研究裂缝性边水气藏中关键参数对采收率的影响规律。考虑5个影响因素(水体倍数、基质渗透率、采气速度、渗透率各向异性和渗透率级差)在合理取值范围内,进行多变量方案设置,研究边水裂缝性气藏中各因素共同作用时对采收率的影响,具体参数设置见表1。

表1 边水裂缝性气藏5种关键影响参数取值
Table 1 Values of five key influencing parameters controlling fractured edge-water gas reservoirs

井名	M	$k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	$v/\%$	A	B
水平1	1	0.1	3	0.10	1
水平2	5	0.5	6	0.50	5
水平3	10	1.0	9	1.00	10
水平4	15	5.0	12		
水平5	20	10.0			

注: M 为水体倍数; k 为基质渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; v 为采气速度, $\%$; A 为渗透率各向异性; B 为渗透率级差。

根据参数取值表1,设计125组计算方案,方案中各因素(M 、 k 、 v 、 A 、 B)的取值及采收率(R)部分模拟结果见表2。

表2 对比方案采收率计算结果

Table 2 Calculation results of recovery rates for comparative schemes

方案	M	$k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	$v/\%$	A	B	$R/\%$
方案1	1	5.0	3	0.10	1	54.71
方案2	1	1.0	12	0.10	10	47.94
方案3	1	10.0	9	0.50	10	49.00
方案4	1	0.1	12	1.00	1	22.10
方案5	1	10.0	6	0.10	5	53.28
方案6	1	0.5	12	0.50	5	50.26
方案7	1	0.1	3	1.00	5	25.12
方案8	1	0.5	6	1.00	5	43.74
方案9	1	5.0	12	0.10	10	52.77
方案10	5	1.0	3	0.10	1	60.10
方案11	5	0.1	6	1.00	5	23.01
方案12	5	10.0	3	0.50	1	64.19
方案13	5	0.5	9	0.10	10	60.38
方案14	5	5.0	6	1.00	1	52.85
方案15	5	0.1	12	0.10	10	36.59
方案16	5	10.0	12	0.50	5	63.54
方案17	5	10.0	3	1.00	10	61.92
方案18	5	0.1	9	0.50	1	25.33
方案19	10	0.1	3	0.10	5	35.12
方案20	10	5.0	9	1.00	5	67.12
方案21	10	1.0	6	0.50	10	67.11
方案22	10	1.0	12	0.50	5	66.47
方案23	10	0.5	6	0.10	1	56.43
方案24	10	10.0	9	1.00	1	66.84
方案25	10	5.0	9	1.00	10	67.05
...
方案122	20	0.5	9	0.10	10	61.07
方案123	20	1.0	12	0.50	5	61.65
方案124	20	5.0	3	0.10	1	61.67
方案125	20	0.5	3	0.50	5	57.33

通过模拟得到了不同水体倍数、不同基质渗透率、不同采气速度、不同渗透率各向异性、不同渗透率级差下的采收率。采气速度在同一水体倍数以及同一地层渗透率下对采收率的影响并不大,并且不同参数下对应的最佳采气速度也不同,计算结果显示在地层渗透率较低以及水体倍数较大的情况下,采取较低的采气速度可以适当提高采收率。水体倍数和地层渗透率对其影响较大,随着水体倍增大和地层渗透率的降低,采收率降低。渗透率越大,水体倍数能量变化对采收率影响越强;水体倍数越小,渗透率变化对采收率影响越大。

利用机器学习方法建立裂缝性水驱气藏采收率预测模型,为提高模型精度,将建模数据集(表2)中的连续数据处理为离散数据,即根据现场经验将特征数据分类,分类准则见表3。

使用处理过后的数据,以1:4的比例分割建模数据集,基于决策树算法,建立裂缝性水驱气藏采收率预测模型。在模型建立过程中,参数调整是必不可少的步骤。在模型构建之初,先采用基础参数建立模型,得到基础模

表3 数据离散化准则

Table 3 Data discretization criteria

数据类型	参数	分类规则	分类结果
建模特征	M	$M < 10$	1
		$10 \leq M < 20$	2
		$M \geq 20$	3
	$k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	$k < 1$	1
		$1 \leq k \leq 5$	2
		$k > 5$	3
	v/%	$v \leq 6$	1
		$v > 6$	2
	A	$A < 0.5$	1
		$A \geq 0.5$	2
	B	$B < 5$	1
		$B \geq 5$	2
建模标签	R/%	$R < 35$	1(低)
		$35 \leq R \leq 55$	2(中)
		$R > 55$	3(高)

型预测准确率为70.51%。随后,以网格搜索法优化关键参数(评估指标、决策树最大深度、叶节点存在所需的最小样本数和节点分枝策略),模型准确率逐步提升至96%(25口井中24口预测正确),调参结果见表4。

表4 决策树方法调参结果

Table 4 Parameter adjustment results of decision tree method

参数	最优值
评估指标	基尼系数
决策树最大深度	6
叶节点存在所需的最小样本数	1
节点分枝策略	最佳随机分枝

3.3 模型验证

使用X气藏2口气井生产动态数据(图7)以及Blasingame产量递减分析方法获得这2口气井采收率,并

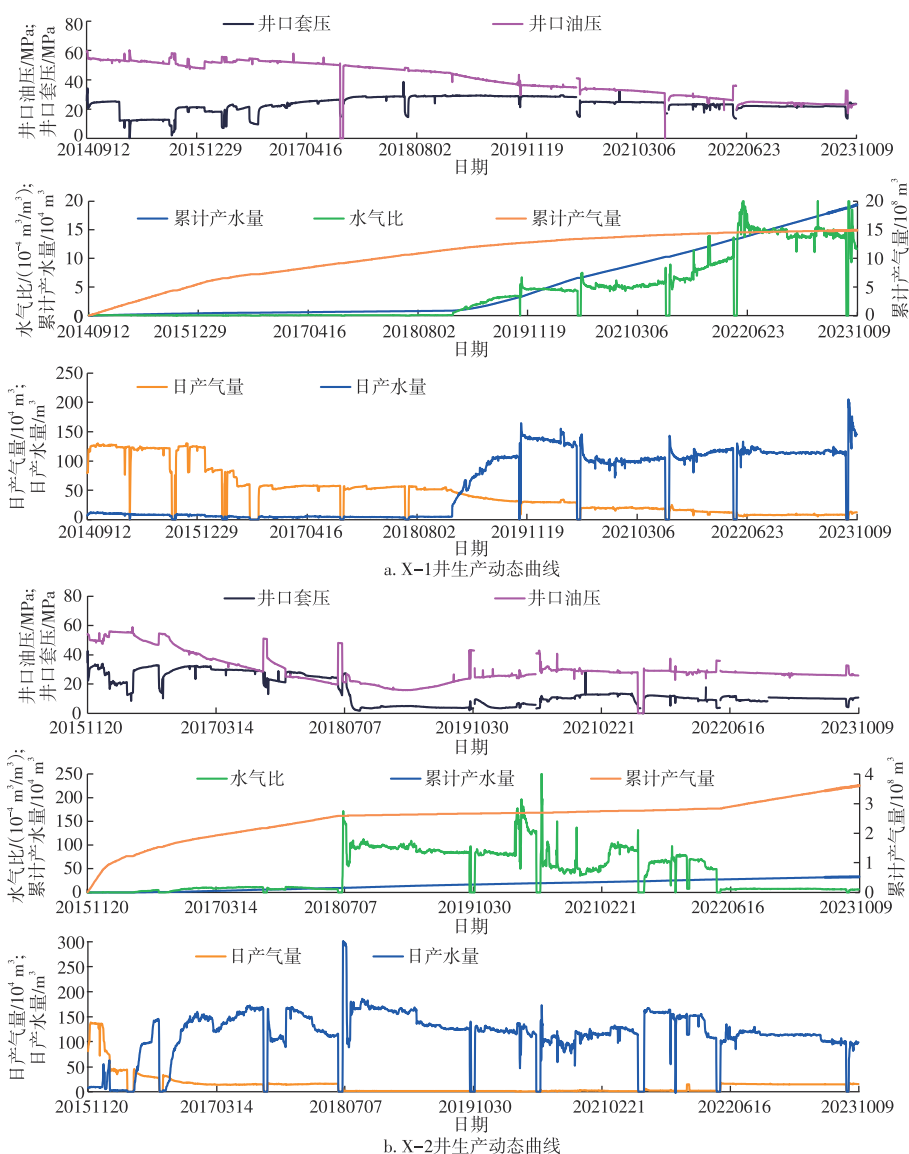


图7 X气藏2口井生产动态曲线

Fig. 7 Production dynamic curves of two wells in gas reservoir X

将其作为验证样本,检验基于机器学习算法的裂缝性水驱气藏采收率预测模型的准确性。

由生产动态资料可知X-1井目前累计产气量 $14.93 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计产水量 $19.37 \times 10^4 \text{ m}^3$;X-2井目前累计产气量 $3.61 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计产水量 $33.04 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。对X-1井和X-2井实际生产数据进行典型图版拟合(图8),拟合得到X-1井和X-2井原始地质储量分别为 $37.89 \times 10^8 \text{ m}^3$ 和 $5.73 \times 10^8 \text{ m}^3$,经计算采收率为39.4%和63%。

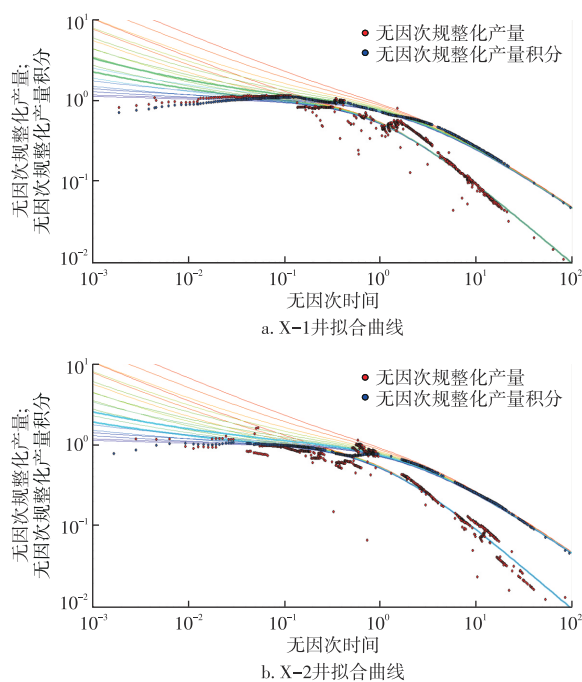


图8 Blasingame模型拟合曲线

Fig. 8 Blasingame model fitting curves

将验证井(X-1井、X-2井)的基础数据输入裂缝性水驱气藏采收率预测模型,X-1井和X-2井采收率预测结果分别为中和高,与现场经验以及Blasingame产量递减分析方法计算结果一致,裂缝性水驱气藏采收率预测模型可以快速准确地预测裂缝性水驱气藏采收率。

4 结论

基于X气藏基础数据,采用嵌入式裂缝模型建立典型边水裂缝性气藏单井模型,在该单井机理模型基础上,运用单因素分析方法,研究边水气藏中水体倍数大小、采气速度、基质渗透率、渗透率各向异性4个影响因素对采收率的影响规律。

1) 边水水体倍数越大,气藏采收率越低,气井水比上升越快,稳产时间越低;水体倍数相对较低时,水体倍数变化对气藏采收率影响越小,随水体倍数增加,水体倍数对气藏采收率影响越大。

2) 采气速度严重影响气藏的稳产时间,并且存在一

个最佳采气速度得到最大采收率。边水裂缝性气藏开发过程中需要合理控制产气速度,能够提高气藏采收率。

3) 基质渗透率越低,气藏采收率越低,水气比上升整体较快,稳产时间越低;随着基质渗透率提高,其对气藏采收率影响逐渐减小。

4) 采用机器学习方法,基于交叉实验125组案例数据,建立裂缝性水驱气藏采收率预测模型。调参后模型精度达到96%,表明模型精度较高。基于X气藏中2口井实际数据,对比采用Blasingame产量递减方法计算结果,验证了模型的可靠性,为裂缝性水驱气藏采收率预测提供高效可靠的手段。

参考文献

- [1] 国家能源局. 天然气可采储量计算方法: SY/T 6098—2022[S]. 北京: 石油工业出版社, 2022.
National Energy Bureau of the People's Republic of China. Natural gas recoverable reserves calculation method: SY/T 6098—2022[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2022.
- [2] 尹涛, 杨屹铭, 靳锁宝, 等. 概率法在岩性气藏储量风险评估中的应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2020, 42(3): 60–68.
YIN Tao, YANG Yiming, JIN Suobao, et al. Application of probability method in the reserves risk evaluation of lithologic gas reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2020, 42(3): 60–68.
- [3] 孙贺东, 王宏宇, 朱松柏, 等. 基于幂函数形式物质平衡方法的高压、超高压气藏储量评价[J]. 天然气工业, 2019, 39(3): 56–64.
SUN Hedong, WANG Hongyu, ZHU Songbai, et al. Reserve evaluation of high pressure and ultra high pressure reservoirs with power function material balance method[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(3): 56–64.
- [4] 付斌, 李进步, 张晨, 等. 强非均质致密砂岩气藏已开发区井网完善方法[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(1): 143–149.
FU Bin, LI Jinbu, ZHANG Chen, et al. Improvement of well pattern in development area of tight sandstone gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(1): 143–149.
- [5] 郑玲丽, 朱冰倩, 张宇豪, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱特征曲线类型及适应性: 以塔河油田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(6): 899–907.
ZHENG Lingli, ZHU Bingqian, ZHANG Yuhao, et al. Types and applicability of waterflooding characteristic curves in fractured-cavity carbonate reservoirs: A case study of Tahe Oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(6): 899–907.
- [6] 崔传智, 李怀亮, 吴忠维, 等. 考虑压驱注水诱发裂缝影响的注水井压力分析[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(5): 686–694.
CUI Chuazhi, LI Huailiang, WU Zhongwei, et al. Analysis of pressures in water injection wells considering fracture influence induced by pressure-drive water injection[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(5): 686–694.
- [7] 梁运培, 张怀军, 王礼春, 等. 连续加载应力下真实裂缝流场和渗透率演化规律数值研究[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(6): 834–843.
LIANG Yunpei, ZHANG Huaijun, WANG Lichun, et al. Numerical

- simulation of flow fields and permeability evolution in real fractures under continuous loading stress[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(6): 834–843.
- [8] 陈祥,王冠,刘平礼,等.四川盆地灯影组酸压裂缝导流能力实验和模拟研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(4): 569–576.
CHEN Xiang, WANG Guan, LIU Pingli, et al. Experimental and simulation study on fracture conductivity of acid-fracturing in Dengying Formation of Sichuan Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(4): 569–576.
- [9] SIDLE R E, LEE W J. An update on the use of reservoir analogs for the estimation of oil and gas reserves[C]//SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. SPE, 2010: 1–9.
- [10] 谭晓华,彭港珍,李晓平,等.考虑水封气影响的有水气藏物质平衡法及非均匀水侵模式划分[J]. *天然气工业*, 2021, 41(3): 97–103.
TAN Xiaohua, PENG Gangzhen, LI Xiaoping, et al. Material balance method and classification of non-uniform water invasion mode for gas reservoirs with water considering the effect of water sealed gas[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(3): 97–103.
- [11] 吕志凯,唐海发,刘群明,等.塔里木盆地库车坳陷超深层裂缝性致密气藏水封气动态评价方法[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(11): 1874–1882.
LYU Zhikai, TANG Haifa, LIU Qunming, et al. Dynamic evaluation method of water sealed gas for ultra-deep fractured tight gas reservoir in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(11): 1874–1882.
- [12] 王国锋,周梦飞,胡勇,等.裂缝—孔隙型边底水气藏提高采收率大型物理模拟实验[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(1): 96–103.
WANG Guofeng, ZHOU Mengfei, HU Yong, et al. Large-scale physical simulation experiment for enhanced gas recovery in fractured-porous water-drive gas reservoirs[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(1): 96–103.
- [13] 刘念肖,雷登生,黄小亮,等.考虑水封气的水驱气藏开发因素数值模拟研究[J]. *重庆科技学院学报(自然科学版)*, 2022, 24(2): 31–36.
LIU Nianxiao, LEI Dengsheng, HUANG Xiaoliang, et al. Numerical simulation research on development factors of water drive gas reservoir considering water-sealed gas[J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition)*, 2022, 24(2): 31–36.
- [14] 胡景涛,王本成,王勇飞,等.基于试井分析方法的元坝气田水侵早期识别[J]. *非常规油气*, 2023, 10(3): 89–97.
HU Jingtao, WANG Bencheng, WANG Yongfei, et al. Early identification of water invasion in Yuanba Gas Field based on well test analysis method[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(3): 89–97.
- [15] 李兴娟,姜应兵,丁立明.塔河油田AD4单元流场变化及水侵规律认识[J]. *非常规油气*, 2022, 9(5): 123–128.
LI Xingjuan, JIANG Yingbing, DING Liming. Understanding of flow distribution and water intrusion rule in AD4 well area of Tahe Oilfield [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(5): 123–128.
- [16] 侯亚伟,刘超,徐中波,等.多层水驱开发油田采收率快速预测方法[J]. *石油钻探技术*, 2022, 50(5): 82–87.
HOU Yawei, LIU Chao, XU Zhongbo, et al. A method for rapidly predicting recovery of multi-layer oilfields developed by water-flooding[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(5): 82–87.
- [17] 盖建.基于自动机器学习的采油井压裂效果预测方法[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(1): 161–170.
GAI Jian. Prediction method for hydraulic fracturing effect of oil production well based on automatic machine learning technology[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(1): 161–170.
- [18] 尚福华,郑伟.基于决策树的注采连通关系判别研究[J]. *计算机应用研究*, 2013, 30(7): 2051–2054.
SHANG Fuhua, ZHENG Wei. Study on inferring interwell connectivity of injection-production system based on decision tree [J]. *Application Research of Computers*, 2013, 30(7): 2051–2054.
- [19] 张世昆,陈作.人工智能在压裂技术中的应用现状及前景展望 [J]. *石油钻探技术*, 2023, 51(1): 69–77.
ZHANG Shikun, CHEN Zuo. Status and prospect of artificial intelligence application in fracturing technology[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2023, 51(1): 69–77.
- [20] 徐帅.致密油藏注水吞吐数值模拟及开发制度优化[D].北京:中国石油大学(北京), 2022.
XU Shuai. Numerical simulation and development system optimization of water injection huff and puff in tight oil reservoirs[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2022.
- [21] 窦凯文.致密油水平井体积压裂参数优化研究[D].东营:中国石油大学(华东), 2018
DOU Kaiwen. Optimization of volumetric-fracturing parameters for horizontal wells in tight oil reservoirs[D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2018.
- [22] LEE S H, LOUGH M F, JENSEN C L. Hierarchical modeling of flow in naturally fractured formations with multiple length scales[J]. *Water Resources Research*, 2001, 37(3): 443–455.
- [23] LI L, LEE S H. Efficient field-scale simulation of black oil in a naturally fractured reservoir through discrete fracture networks and homogenized media[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, 11(4): 750–758.
- [24] XU Y, CAVALCANTE FILHO J S, YU W, et al. Discrete-fracture modeling of complex hydraulic-fracture geometries in reservoir simulators[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2017, 20(2): 403–422.
- [25] 王平,沈海超.加拿大M致密砂岩气藏高效开发技术[J]. *石油钻探技术*, 2022, 50(1): 97–102.
WANG Ping, SHEN Haichao. High-efficient development technologies for the M tight sandstone gas reservoir in Canada[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(1): 97–102.
- [26] BREIMAN L, FRIEDMAN J, OLSHEN R A, et al. Classification and regression trees[M]. Belmont California: Wadsworth, 1984.
(编辑 尹淑容)