

油藏水驱后注天然气驱动态分析通用图版建立

熊钰¹,李亚梅¹,孙泽威¹,母丹¹,耿文爽²,袁立新²

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川成都610500; 2. 中国石油冀东油田分公司勘探开发研究院, 河北唐山063200)

摘要:水驱动态分析广泛应用童氏图版,但注气动态分析中却缺乏类似的通用图版,导致工程应用中难以判断气驱动态和措施有效性。基于二维实验建立了水驱后气驱通用特征曲线关系式及水驱后气驱通用图版,提出了针对具体油藏建立通用图版的方法和步骤。研究认为:①提出的水转气驱合理停注时机确定方法、利用停注气/油比确定理论图版常数方法和针对具体油藏不同注气方式时常系数($\tilde{b}$)确定方法,实例应用分析显示该方法科学合理。②采用所提出的图版常数确定法,对塔里木油田东河区块CⅢ1层段气驱控制储量预测的误差约为6%。③应用所建立的水驱转天然气驱通用图版,对强非均质性的X油田4油组进行评价,预测其水驱后顶部注天然气重力辅助驱的最终采收率。其结果与长岩心实验结果及数值模拟分析结果一致,表明利用基于理论图版敏感性所给出水驱转气驱主要控制因素,并与该通用图版结合,可有效分析注气动态、提升注气效果。④在塔里木油田东河区块CⅢ1层段顶部注气辅助混相驱和X油田4油组顶部注气非混相驱两类注天然气驱替油藏实际应用并开展预测,均取得较好效果,表明所提出方法对不同类型的水驱后气驱开发油藏具有较好的通用性。

关键词:采收率标定;气驱控制储量;注气稳定性判别;气驱动态图版;非均质性;高倾角油藏;油田开发

中图分类号:TE341

文献标识码:A

Establishing a universal chart for dynamic performance of gas flooding in water-flooded oil reservoirs

XIONG Yu¹, LI Yamei¹, SUN Zewei¹, MU Dan¹, GENG Wenshuang², YUAN Lixin²

(1. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan, Hebei 063200, China)

Abstract: The Tong's Chart is widely used in water flooding performance analysis, but a similar universal chart is lacking for gas injection performance analysis, making it difficult to evaluate the effectiveness of gas flooding and related measures in engineering applications. Through the momentum conservation equation in porous media, under steady-state flow conditions, the flow velocity of gas follows Darcy's fractional flow law, whether in miscible or immiscible flooding. The study indicates that: ① Based on the fundamental theory of gas-liquid fractional flow, and considering the comprehensive effects of capillary pressure, gravity segregation, injection-production driving forces, and reservoir heterogeneity on the stable migration of the gas-liquid interface during gas injection after water flooding in heterogeneous reservoirs, a theoretical chart with strict theoretical significance for analyzing the performance of gas injection after water flooding in heterogeneous reservoirs was derived and established; ② A method and procedure for developing corresponding universal charts for specific reservoirs were proposed. Two distinct case reservoirs—the Layer CⅢ1 of the Donghe Block, Tarim Oilfield and the 4 Oil Group in the X Oilfield, both transitioning from water flooding to gas injection—were selected for detailed comparative analysis. The application of this method achieved favorable results in predicting the performance of both miscible gas-assisted flooding in the top of the Layer CⅢ1 of the Donghe Block, Tarim Oilfield and immiscible gas injection in the top of the 4 Oil Group in the X Oilfield, demonstrating its good universality for different types of gas flooding after water flooding; ③ This chart possesses universal functions similar to

收稿日期:2025-08-07;修回日期:2025-12-22。

第一作者简介:熊钰(1968—),男,博士、教授、博士研究生导师,复杂油气藏开发、注气提高采收率和流体相态。E-mail: xiongyu-swpi@126.com。

通信作者简介:李亚梅(2000—),女,硕士研究生,注气提高采收率、开发动态预测和油藏数值模拟。E-mail: 2718193464@qq.com。

基金项目:中国石油-西南石油大学创新联合体项目(2020CX050201)。

those of the Tong's Chart. It can be used to analyze gas injection performance and assess the stability of the gas-liquid interface in gas injection reservoirs, thereby providing guidance for the regulation of gas injection development.

Key words: recovery efficiency calibration, reserves controlled by gas flooding, evaluation of displacement stability during gas flooding, chart for gas flooding performance, heterogeneity, high-dip-angle oil reservoir, oilfield development

引用格式:熊钰,李亚梅,孙泽威,等. 油藏水驱后注天然气驱动态分析通用图版建立[J]. 石油与天然气地质,2026,47(2):638-653. DOI:10.11743/ogg20260218.

XIONG Yu, LI Yamei, SUN Zewei, et al. Establishing a universal chart for dynamic performance of gas flooding in water-flooded oil reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 638-653. DOI: 10.11743/ogg20260218.

随着勘探与开发的不断深入,众多已开发油田逐步进入高含水或特高含水阶段^[1],其开发面临诸多挑战。在此背景下,探索新的提高采收率技术途径与方法显得尤为迫切^[2]。注气开发因其对地层的适应性强、注入程度高和储层伤害小等特点^[3-8],已成为目前高含水油田提高采收率的重要方法之一^[9],展现出广阔的应用前景^[10-14]。

水驱开发效果评价体系(经典的童氏图版^[15])在水驱油藏开发中发挥了重要作用。水驱特征曲线作为水驱效果评价的有效方法,在油田得到广泛应用^[16-21]。然而,在注气开发效果评价方面,目前仍以实验和数值模拟方法评价为主^[22-28],虽有一定尝试,但尚未形成成熟的、通用性强的油藏工程评价方法^[29-31]。

在气驱油藏方面,杨国绪^[32]等提出以累积产气量代替累积产水量,建立气驱特征曲线以分析油藏注气动态,但该方法直接使用地面产量数据,未考虑气体压缩性的影响,难以与水驱方法直接类比。顾桥元^[33]等针对注气开发凝析气藏,引入生产气/油比,对半对数气驱特征曲线进行变换整理,并利用气驱特征对可采储量计算进行了论证。袁士宝^[34]等提出利用气驱特征曲线研究火驱稠油油藏的开发动态,对稠油油藏可采储量进行了评价。然而,这些研究均未考虑油藏中多种驱动机制并存的情况,未将产水量和产气量同时纳入气驱特征曲线的构建中。

童凯军^[35]等在均质储层假设下,忽略毛细管力和重力作用、流体性质和流体参数的变化,并假设水相以束缚水形式存在时,将油-气两相分相渗流和物质平衡结合,绘制了无量纲气体分流量和采出程度之间的理论图版,但显然该图版不能用于水驱后注气开发油藏的动态分析。苑志旺^[36]等基于稳定渗流理论和单一驱替驱机理,并忽略毛细管力作用,推导出累积注气量-累积产油量之间的半对数关系,但水驱后气驱开发过程中驱替机理的变化会影响气驱特征曲线形态,限制了其适用性。李菊花^[37]等在甲型水驱曲线关系式中引入混相程度因子,提出了水-气交替驱特征曲

线关系式,但由于其产气量按地面体积计算,导致曲线含气率快速上升,采收率预测值显著偏低。孙雷^[38]等通过两种统计学的方法,提出气驱存在半对数关系,但未考虑油藏非均质性,且气窜量仍沿用地面体积,预测误差较大。汤勇^[39]等提出以含水气率替代含水率,将累积产气量纳入童氏水驱特征曲线,特征曲线中的系数采用实际生产数据进行回归得到,影响了图版的通用性。岳宝林^[40]等根据稳定渗流理论建立了气驱-水驱联合特征曲线,但该方法仅适用于气驱和水驱共同作用的油藏,对水驱后气驱油藏后期适用性较差。

总体而言,上述方法均认为驱替介质与累积产油量具有半对数关系,但均未考虑油藏非均质性对气驱特征曲线的影响,对应建立的气驱特征图版难以准确描述非均质油藏水驱后注气开发动态,缺乏通用性。

针对注气驱和不同非均质性条件下水驱后注气开发油藏,本文考虑油藏非均质性,基于达西流动基本理论和注采平衡原理,推导非均质条件下水驱后注气开发油藏的油井气窜方程,建立具有相对严格理论依据的非均质油藏水驱后注气驱动态分析通用图版,对水驱后转气驱油藏开发具有理论指导意义。

1 基于二维实验建立水驱后气驱通用图版关系式

1.1 水驱后气驱通用特征曲线关系式建立

为了解水驱后注气辅助驱替过程,本研究选取具有较大倾角油藏作为研究对象,开展水驱后顶部注气驱开发二维物理模拟实验,以体现重力辅助作用,并便于观测气驱前缘(图1)。

实验结果表明,在具有倾角的油藏中,气体和液相的分异作用会导致气相在高部位区域聚集,形成次生气顶,分异作用(重力分异)同时会对冲向低部位的扩散作用^[41-45]。对比突破之前和突破之后的前缘扩散形态,横向扩散程度明显高于纵向扩散。进一步比较驱

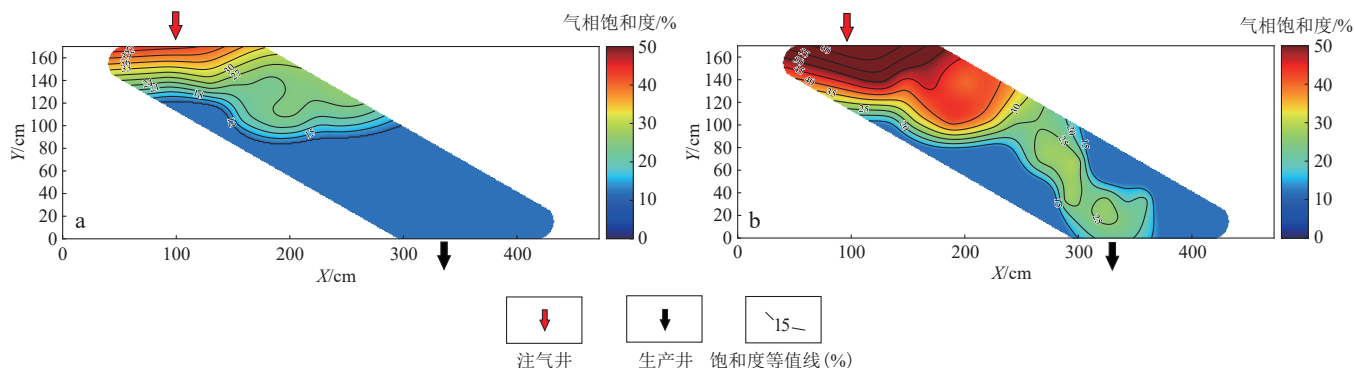


图1 X油藏4油组注气稳定阶段(a)和注入气突破后(b)气相饱和度在孔隙空间中的二维分相流动示意图

Fig. 1 Two-dimensional diagram of separate-phase flow showing gas phase saturation distribution in the pore space of the oil group 4 of oilfield X during (a) the steady-state gas injection phase and (b) after gas breakthrough (X和Y为坐标轴。)

替区域和前缘扩散区面积,驱替区域远大于扩散区。在气驱前缘或注入气突破后,其横向扩散前缘与水驱油区域之间界面清晰,显示注入气流动以驱替作用为主导。

事实上,即使在混相驱条件下,从注入井到生产井的连续驱替过程,也是后续的注入气推动混相段塞向生产井的运动。由于生产井需要保持一定的产量,井底压力难以维持在混相压力之上,因此在靠近生产井的某一范围内仍为非混相,混相带仅存在于注采井间一段有限区域内。因此,相较注采井间的体积,非混相驱替渗流的空间占比较大,即大部分流动空间中都是分相的。若非如此,油藏实现混相驱的理论采收率会达到90%以上。

根据多孔介质动量守恒方程,可得流体组分在储层多孔介质流动过程中的受力方程为:

$$\rho \frac{dl_i}{dt} = -\nabla p - \rho g \sin \theta + \nabla(\mu \nabla l_i) + \nabla(D \nabla l_i) - \frac{\mu}{K} l_i \quad (1)$$

式中: $\rho \frac{dl_i}{dt}$ 表示作用在流体上的惯性力, N; $\rho g \sin \theta$ 表示重力, MPa/m; $\nabla(\mu \nabla l_i)$ 表示黏性速度扩散力, N; $\nabla(D \nabla l_i)$ 表示弥散力, N; $\frac{\mu}{K} l_i$ 表示达西阻力, N。

在水驱后气驱过程中,流体处于稳态流动阶段,速度变化很小,因此作用在流体上的惯性力很小,惯性力对流体的作用可以忽略,则:

$$0 = -\nabla p - \rho g \sin \theta + \nabla(\mu \nabla l_i) + \nabla(D \nabla l_i) - \frac{\mu}{K} l_i \quad (2)$$

在非混相驱替过程中,界面张力会阻碍扩散,导致扩散通量远低于混相带的扩散通量。非混相过程受界面面积和接触时间的限制,主要由对流(浮力、压力驱动)和界面现象(毛细管力)主导,在界面处仅发生有限的跨界面扩散。一般来讲,即使在混相驱中,混相段塞

也常由非混相溶剂推动,混相带并非在注采井间全程有效。混相带前缘的扩散和弥散作用,与生产井采出端压降漏斗耦合,会导致混相带大幅度减薄。水转气驱后,水的阻碍和屏障作用会降低气相和油相的接触,从而进一步降低扩散和黏性力作用。因此,在气驱液过程中,与压力梯度和对流作用相比,扩散力和黏性力作用对流体的影响可以忽略,从而有:

$$0 = -\nabla p - \rho g \sin \theta - \frac{\mu}{K} l_i \quad (3)$$

对上式进行移项并考虑气相流动时,得到水驱后气驱速度关系式与达西渗流运动方程一致,为:

$$v_g = -\frac{K_g}{\mu_g} (\nabla p + \rho_g g \sin \theta) \quad (4)$$

因此,水驱后注气混相驱和非混相驱速度模型与达西分相流动速度公式一致。这进一步说明,混相驱替过程中混相带仅是注采井间一段较小的范围,大部分流动空间中都处于分相流动。

在气体没有向生产井突进之前,注入气体驱替水和油时的前缘界面是相对稳定的,而当生产井突破以后,气体具有自己的流动渠道。因此考虑非混相驱主体为气液分相流动,根据达西定律,油和注入气的运动方程可为:

$$v_o = -\frac{K_o}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} + \rho_o g \sin \theta \right) \quad (5)$$

式中: $\partial p_o / \partial z$ 表示油相压力梯度, MPa/m; $\rho_o g \sin \theta$ 表示油相重力, MPa/m。

$$v_{gi} = -\frac{K_g}{\mu_g} \left(\frac{\partial p_g}{\partial z} + \rho_g g \sin \theta \right) \quad (6)$$

式中: $\partial p_g / \partial z$ 表示注采压力梯度, MPa/m; $\rho_g g \sin \theta$ 表示气相重力, MPa/m。

在渗流上,考虑压力梯度、过水断面面积是相等

的,因此采出端液相含水率可考虑为水相速度和油水两相速度和的比值,即有公式(7):

$$v_w = v_o \frac{f_w}{1 - f_w} \quad (7)$$

设采出端气体流出的地下速度为 v_g ,若定义气窜率为采出端气体的产出速度与注入速度之比,在注采比为1的条件下,根据注采平衡原理,存在公式(8):

$$\frac{v_g}{v_{gi}} = f_g = 1 - \frac{v_w + v_o}{v_{gi}} \quad (8)$$

将公式(5)、(6)和(7)带入公式(8)中,则水驱转注气驱以后的气窜率可表示为公式(9):

$$f_g = 1 - \frac{1}{1 - f_w} \frac{\frac{K_o}{\mu_o} \cdot \frac{\mu_g}{K_g} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} + \rho_o g \sin \theta \right)}{\frac{\partial p_g}{\partial z} + \rho_g g \sin \theta} \quad (9)$$

公式(9)变形,可得公式(10):

$$\ln \frac{f_g}{1 - f_g} = \ln \left[(1 - f_w) \frac{\mu_o}{\mu_g} \cdot \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \right] - \ln \left(\frac{\frac{\partial p_o}{\partial z} + \rho_o g \sin \theta}{\frac{\partial p_g}{\partial z} + \rho_g g \sin \theta} \right) \quad (10)$$

一般来讲,油、气两相渗流中,气和油的相对渗透率与饱和度具有半对数关系。例如,塔里木油田东河区块CⅢ1层段数据统计 $\frac{K_{rg}}{K_{ro}}$ (气相相对渗透率与油相相对渗透率的比值)- S_o (含油饱和度)关系如图2所示。即 $\frac{K_{rg}}{K_{ro}}$ - S_o 满足指数函数关系式^[46-47]:

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = ae^{-bS_o} \quad (11)$$

事实上,油藏普遍具有非均质性。因此,针对不同物性的岩心测试,公式(11)所表述的半对数关系中的

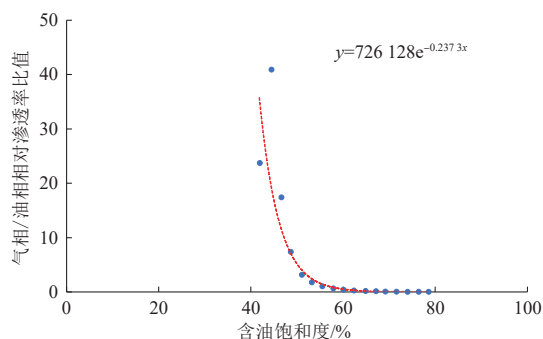


图2 塔里木油田东河区块CⅢ1层段相渗回归曲线

Fig. 2 Relative permeability regression curve of layer CⅢ1, Donghe Block, Tarim Oilfield
(图中红色虚线表示趋势线。)

回归系数(a 和 b)值将会不同。参数 b 与物性及其非均质程度有关。这意味着,在实际油藏的注气开发过程中,气和油的相对能力差异平均效果与其波及范围内的物性有关。当储层非均质性强时,气体的波及体积会降低,注气驱油过程中易发生气窜^[48-51],此时参数 b 的值会相应增大。对于高倾角油藏,较低的渗透率虽不利于形成稳定的气顶,但可以在垂向上有效抑制气窜,使得吸气剖面较为均匀。假设油藏含油面积为 A ,受储层非均质性影响,每口井的控制面积并不相同,考虑各单井控制面积为 A_k 、对应控制面积内的平均气驱后含油饱和度为 S_{ok} ,则整个油藏的平均含油饱和度可通过公式(11)结合面积进行加权求得:

$$S_{ok} = \frac{\sum_{k=1}^m A_k}{A} S_o \quad (12)$$

于是,考虑公式(11)用于全油藏时,使用公式(12)所示的平均含油饱和度,则公式(11)可表示为:

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = ae^{-b \frac{A}{\sum_{k=1}^m A_k} S_{ok}} \quad (13)$$

根据一维相渗驱替定义考虑压力变化,利用岩心驱替分流理论关系,设采收率为 R ,则有公式(14):

$$S_{ok} = (1 - S_{wc}) \left(1 - \frac{B_o}{B_{oi}} R \right) \quad (14)$$

从而考虑油藏非均匀驱替影响的气驱相渗关系可表示为(15):

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = ae^{-b \frac{A}{\sum_{k=1}^m A_k} (1 - S_{wc}) \left(1 - \frac{B_o}{B_{oi}} R \right)} \quad (15)$$

当岩心尺度驱替跨度到油藏尺度时,宏观非均质会进一步降低理论分流条件下的气驱采收率。考虑油藏储层平面非均质性用平面物性变异系数 V_k 来表示,用流度比来表达驱替流体与被驱替流体黏度差异所导致的影响时,可引入克雷格(Craig)系数 $C_v = \frac{1 - V_k^2}{M}$ 来表达,从而可得到公式(16):

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = ae^{-b \frac{A}{\sum_{k=1}^m A_k} (1 - S_{wc}) \left(1 - \frac{B_o}{B_{oi}} \frac{(1 - V_k^2)}{M} R \right)} \quad (16)$$

把上式考虑非均质条件的油藏尺度等效油气相对渗透率公式(16)带入公式(10),则水驱转顶部注气辅助重力驱的气窜理论公式(17):

$$\ln \frac{f_g}{1 - f_g} = \ln \left[(1 - f_w) \frac{\mu_o}{\mu_g} ae^{-b \frac{A}{\sum_{k=1}^m A_k} (1 - S_{wc}) \left(1 - \frac{B_o}{B_{oi}} \frac{(1 - V_k^2)}{M} R \right)} \right] - \ln \left(\frac{\frac{\partial p_o}{\partial z} + \rho_o g \sin \theta}{\frac{\partial p_g}{\partial z} + \rho_g g \sin \theta} \right) \quad (17)$$

上式中,气驱油过程中毛细管压力为阻力。考虑毛细管压力与油相和水相压力关系 $p_o - p_g = p_c^{[52]}$,从而可获得公式(18)的半对数理论关系式。其截距包含水转气驱时的含水率、气驱控制面积、毛细管梯度、注气梯度和重力辅助等方面的影响。半对数斜率则充分体现了气驱控制面积、储层非均质性和气驱流量差异等宏观性质对驱替效率的影响。因此,通用图版关系式包含气驱油、非均质性、波及系数和油品性质的变化。公式(18)隐含油、气和水三相流动,包含水驱后转气驱的所有油藏类型,是具有通用形式的气驱理论图版。从斜率 $\tilde{b}$ 的表达式可知,它不涉及各种压力梯度,只与气驱控制面积有关,储层非均质性和对驱替效率的影响体现了气驱控制程度。

$$\ln \frac{f_g}{1-f_g} = \left\{ \ln \left[(1-f_w) \frac{\mu_o}{\mu_g} a \right] - b \frac{A}{\sum_{k=1}^m A_k} (1-S_{wc}) \right\} - \ln \left(1 + \frac{\frac{\partial p_c}{\partial z} + \Delta \rho_{og} g \sin \theta}{\frac{\partial p_g}{\partial z} + \rho_g g \sin \theta} \right) + \left[b \frac{A}{\sum_{k=1}^m A_k} \frac{1-V_k^2}{M} \frac{B_o}{B_{oi}} (1-S_{wc}) \right] R \quad (18)$$

令

$$\tilde{a} = \left\{ \ln \left[(1-f_w) \frac{\mu_o}{\mu_g} a \right] - b \frac{A}{\sum_{k=1}^m A_k} (1-S_{wc}) \right\} - \ln \left(1 + \frac{\frac{\partial p_c}{\partial z} + \Delta \rho_{og} g \sin \theta}{\frac{\partial p_g}{\partial z} + \rho_g g \sin \theta} \right) \quad (19)$$

$$\tilde{b} = b \frac{A}{\sum_{k=1}^m A_k} \frac{1-V_k^2}{M} \frac{B_o}{B_{oi}} (1-S_{wc}) \quad (20)$$

则:

$$\ln \frac{f_g}{1-f_g} = \tilde{a} + \tilde{b} R \quad (21)$$

式中: $\Delta \rho_{og} g \sin \theta$ 表示浮力,MPa/m。

1.2 水驱后气驱实用图版建立方法

公式(14)因包含参数过多,难以直接应用于实际油藏的非混相驱。解决方案是将该式表征的地下井底气窜率与采出程度的关系转化为一种通用图版。构建此图版的核心在于科学地确定气窜界限。现有研究常类比水驱经验,将极限气窜条件设定为气/油比达98%,但此法未能充分考虑注气经济效益最优化的停注时机。当关井气/油比增大时,生产后期大量注入气

从油井产出,导致注入气利用率下降,换油率降低。提高关井气/油比虽然可以延后关井时间,延长生产时间,提升采收率,但98%的极限气窜条件往往已经超过了注气最佳经济效益窗口。

关井时机过早不能充分发挥油井产能,关井时机过晚则会降低注气开发效果。注气的目的是在经济效益最优下提高油藏采收率。为确保注入气驱油效果,有效增大换油率,本文提出选取采收率与换油率曲线的交点位置作为实施关井的最佳时机。例如,根据X油田实际生产数据,不同关井气/油比条件下的采收率和换油率表明(图3),该油藏水驱后转气驱,在整体气/油比为2 500时关井较为合理。

需指出,不同油藏流体性质和物性不同,因此最佳关井气/油比可能不同,可根据油藏实际情况和经济效益对常数项进行调整。对于轻质油藏,可以适当提高此界限以获得更好的气驱开发效果。此界限调整不影响图版形式,只影响常数项,这正是图版通用性的体现。下面文利用X油田实例,阐述通用图版的建立过程。

针对X油田整体水驱后气驱的开发过程,根据图3关井气/油比与采收率和换油率的关系曲线,确定曲线交点处对应的气/油比为停注气/油比,其对应值为2 500,换算气窜率为90%,即 $\ln \frac{f_g}{1-f_g} = 2.197$,并令此时停注气/油比确定的采出程度 R 为X油田的最终采收率 E_R 。因此,由公式(21)得到(22), $\tilde{a}$ 和 $\tilde{b}$ 此时待定。

$$2.197 = \tilde{a} + \tilde{b} E_R \quad (22)$$

公式(21)是具有通用形式的气驱理论图版,适用于非混相驱的各个阶段。其中,参数 $\tilde{a}$ 总体上与气驱实施的时机、驱替动力、注采井驱替面积(相当于与注采井网相关)和气驱油相渗透等客观因素有关。对于一个确定的注气开发方案,这些因素在方案实施后即基

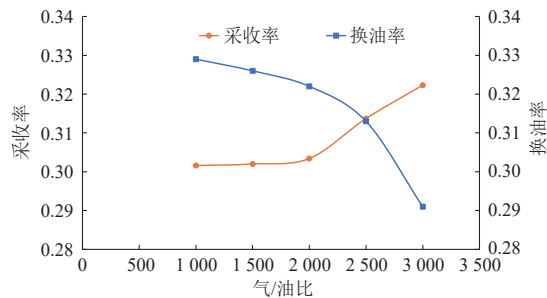


图3 X油藏4油组不同关井气/油比方案采收率和换油率

Fig. 3 Recovery factor and oil exchange rate for different shut-in GOR scenarios in the oil group 4, X oilfield

本固定,因此参数 $\tilde{a}$ 可被消除。于是,公式(21)减去公式(22)可获得针对X油田选择停注生产气/油比为2 500时的通用气窜动态分析图版公式(23)。

$$\ln \frac{f_g}{1-f_g} = \tilde{b}(R - E_R) + 2.197 \quad (23)$$

在实际应用中,当不同油藏的最佳换油率和采收率交点不同时,即具有不同气窜关井气/油比,可依据图3所示方法,利用实验数据对图版中的常数项进行相应调整。

如前所述, $\tilde{b}$ 与储层非均质性影响下气驱波及面积有关,即与注气驱控制程度有关。因此,在实际应用中,可利用生产动态曲线拟合得到的 $\tilde{b}$ 分析储集层波及情况,进而求取气驱控制储量。

公式(23)中,储层倾角和注气方式的不同可能导致 $\tilde{b}$ 项不同。当该系数已知时,根据给定的不同最终采收率数值,可利用该式计算相应的阶段采出程度与含气率的关系曲线,从而绘制出气驱特征曲线图版。对于具体油田而言,可通过井网控制面积、渗透率变异系数、平均相渗曲线、流度比和原油体积系数与压力的关系,求取 $\tilde{b}$ 值。然后,设定不同采收率,根据公式(23)就可获取该油藏非混相气驱的不同采收率与地下井底气窜率关系理论图版。实际应用该图版开展动态分析和评价注气开发效果时,将油藏气窜率和采出程度的对应曲线放置到理论图版上即可,其步骤与水驱童氏图版的开发动态分析方法相同。

2 图版应用与影响因素

通用图版理论公式(21)中包含影响水驱转气驱的各种因素,下面将结合高角度X油田4油组这一实例,进行图版应用和各种影响因素的讨论。

2.1 气驱控制储量计算

除上述在注气动态分析与采收率标定方面的应用外,该理论图版还可进一步用于计算气驱控制储量。对于气驱开发油藏,定义 N_g 为气驱控制储量, N_p 为累积产油量,则气驱采出程度可采用公式(24)计算:

$$R = \frac{N_p}{N_g} \quad (24)$$

利用地面气/油比求取气驱储量,将公式(24)代入公式(21),并令 $\tilde{b} = dN_g$,则有公式(25):

$$\ln \frac{f_g}{1-f_g} = \tilde{a} + dN_p \quad (25)$$

采用地面计量数据时,设油田生产气/油比为

GOR,它与气窜率的关系可表示为公式(26):

$$GOR = \frac{f_g}{1-f_g} \quad (26)$$

可以看到气/油比与气驱累积产油量的关系也呈半对数直线关系,即公式(27):

$$\ln GOR = \tilde{a} + dN_p \quad (27)$$

显然,公式(27)中的参数 d 与地质条件、井网部署、油田管理措施和气驱动态储量有关。为证实这一关系,选取塔里木油田东河区块CⅢ1层段水驱转高部位气驱的生产数据进行分析。其实际生产气/油比(GOR)与累积产油量(N_p)关系如图4所示。这表明公式(27)能够反映非混相气驱的统计规律,且与前述的分相流动关系对应。对于气驱油藏,利用GOR和 N_p 数据绘制半对数关系,通过拟合曲线斜率得到与地质条件、井网部署和油田管理措施有关参数 d 为 3.6×10^{-7} ,利用公式(25)即可求得气驱控制储量。

2.2 气驱含气率影响因素分析

1) 含水率对注气动态图版的影响

根据公式(21)和表1中的X油藏矿场实际参数,通过改变水驱后气驱含水率,绘制不同含水率条件下气驱采出程度与地下井底气窜率关系图版(图5)。对高角度的4油组来讲,随着含水率增加,气窜总体上是逐步滞后的。在含水率低于60%前转注气,效果相差不大;而在含水率大于60%以后转注气,气窜滞后现象则非常明显。

这主要是因为气驱过程中,气/油流度比大于气/水流度比。当含水率高时,气-液界面流动能力小,

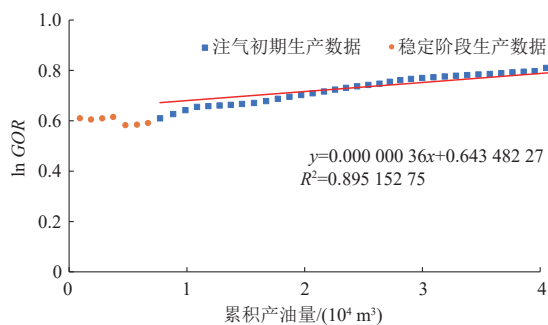


图4 塔里木油田东河区块CⅢ1层段水驱后气驱累积产油量与生产气油/比关系曲线

Fig. 4 Relationship curve between cumulative oil production and producing gas-oil ratio after water flooding for follow-up gas flooding in layer CⅢ1, Donghe block, Tarim oilfield
GOR. 生产气/油比
(图中红色直线表示趋势线。)

表1 X油田4油组具体生产参数

Table 1 Detailed production parameters table for the oil group 4, X oilfield

参数	值	参数	值
$\mu_o/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	1.730	$V_k/\text{无量纲}$	0.550
$\mu_g/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	0.023	$\Delta\rho_{og}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	0.775
$f_w/\text{小数}$	0.850	$\rho_o/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	0.776
$a/\text{无量纲}$	2787.900	$\rho_g/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	0.001
$b/\text{无量纲}$	23.795	$M/(10^{-3}\frac{\mu\text{m}^2}{\text{mPa}\cdot\text{s}})$	1.400
$S_{wc}/\%$	0.300	$\theta/(\text{°})$	30°
A/m^2	1.900	$B_o/\text{无量纲}$	1.170
$\sum_{k=1}^m A_k/\text{m}^2$	1.400	$B_{oi}/\text{无量纲}$	1.184
$\frac{\partial p_c}{\partial z}/(\text{MPa}/\text{m})$	0.065	$\frac{\partial p_g}{\partial z}/(\text{MPa}/\text{m})$	0.040

注: μ_o , 油相黏度; μ_g , 气相黏度; f_w , 含水率; a , 岩石和流体性质参数; b , 岩石和流体性质参数; S_{wc} , 束缚水饱和度; A , 油层总面积; $\sum_{k=1}^m A_k$, 单井控制的总泄油面积; $\frac{\partial p_c}{\partial z}$, 毛细管压力梯度; V_k , 渗透率变异系数; $\Delta\rho_{og}$, 油气密度差; ρ_o , 油相密度; ρ_g , 气相密度; M , 流度比; θ , 储集层倾角; B_o , 地层原油体积系数; B_{oi} , 原始条件下原油体积系数; $\frac{\partial p_g}{\partial z}$, 注采压力梯度。

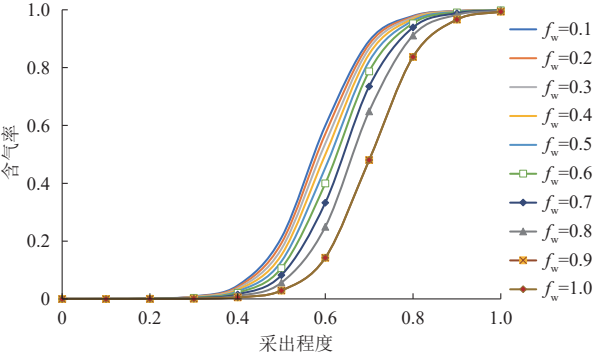


图5 X油藏4油组不同含水饱和度下的气驱动态图版

Fig. 5 Gas flooding performance chart for the oil group 4 of oilfield X at different water saturations
 f_w , 含水率

抑制了黏性指进,提高了气驱油波及效率,使采油井不易气窜,与WAG(水气交替)注入方式改善黏性指进的作用相似。但需强调,这并非表示含水率越高的油藏转气驱效果越好,因为含水率越高,地下剩余油越少,气驱可采出油量就越少。

2) 储集层倾角对注气动态图版的影响

地层倾角是油藏基础地质参数之一,也是重力辅助气驱油的重要影响因素。一般认为,由于原油与注入气自身的黏度和密度差异,注入气会向油层顶部聚集。当储集层带有一定倾角时,沿着储集层下倾方向的重力分力会作为原油向下流动的动力。倾角越大,

该分力越大,重力分异作用越明显,形成的气顶也越稳定,能更有效地将高部位原油均匀驱向构造低部位^[53],从而提高水驱后气驱的油驱油效率和波及效率,最终提高采收率。

本研究考虑油藏储集层倾角在0°~90°变化,每间隔15°取值。根据公式(21)和表1中的X油藏矿场实际参数,绘制不同地层倾角下的水驱后气驱采出程度与井底气窜率关系图版(图6)。结果显示,地层倾角从0°向50°变化时,重力的辅助作用体现较为明显;而当地层倾角大于50°时,重力在非混相中的重力辅助作用增加幅度较小。这一规律与二维实验显示的驱替作用为主体的结论相符。

3) 毛细管压力梯度对注气动态图版的影响

基于X油田单井岩心压汞测试数据,将其换算至油藏条件后,获得储层岩心毛细管压力随含水饱和度变化范围为0~3 MPa。每间隔0.5 MPa取值,得到毛细管压力梯度(表2)。利用水转气驱地下井底气窜率图版公式(21),结合表1的X油藏矿场实际参数和表2中的毛细管压力梯度,绘制不同毛细管压力梯度下的采出程度与地下井底气窜率图版(图7)。

结果表明,不同毛细管压力梯度下的注气动态曲线几近重合,表明毛细管压力梯度对注气动态图版的

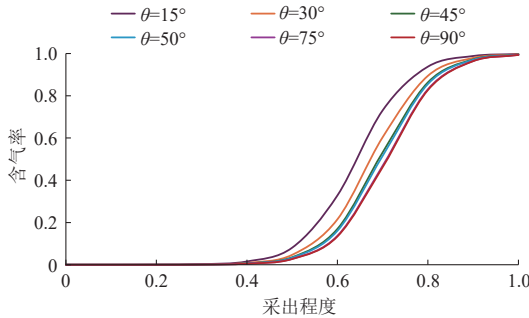


图6 X油藏4油组不同储集层倾角下的气驱动态图版

Fig. 6 Gas flooding performance charts for the oil group 4 of oilfield X under different reservoir dip angles
 θ , 储集层倾角

表2 X油藏4油组毛细管压力梯度

Table 2 Capillary pressure gradient table for Oil Group 4 of X reservoir

毛细管压力/MPa	毛细管压力梯度/(MPa/m)
0	0
0.5	0.02
1.0	0.03
1.5	0.05
2.0	0.07
2.5	0.08

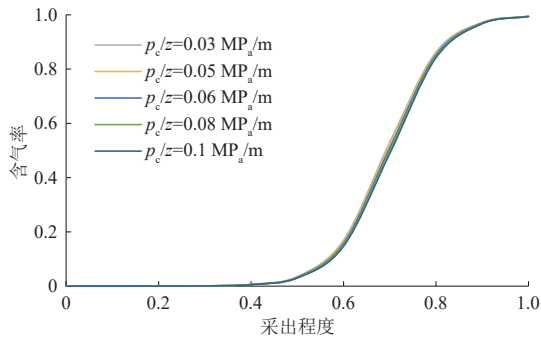


图7 X油藏4油组不同毛细管压力梯度下的气驱动态图版

Fig. 7 Gas flooding performance charts for the oil group 4 of oilfield X under different capillary pressure gradients
 p_c/z . 毛细管压力梯度

影响不敏感。这与其作用方向是一致的。当油藏中存在气、液两相时,液为润湿相,气为非润湿相,毛细管压力梯度指向非润湿气相,有效抑制气在不同渗透带的地层中出现的黏性指进现象。

4) 注采压力梯度对注气动态图版的影响

X油田4油组注水井压力为30 MPa,采油井压力介于20~29 MPa,每间隔1 MPa取值,得到注采压力表(表3)。基于公式(21),结合表1中的X油藏矿场实际参数和表3中的注采压力梯度,绘制不同注采压力梯度下含气率与采出程度关系图版(图8)。

结果表明,注采压力梯度越小,相同采出程度下的气窜率越小,采收率越高,效果越好。气驱油时黏性指进程度受到驱替前缘压力和溶解降黏作用双重影响。当注采压差逐渐增加,黏性指进增强,气窜率增加。当注采压差进一步增加(达到7 MPa后),气窜率的增加将减缓,这是气窜通道形成后的气窜率增加减缓的真实反应。

表3 X油藏4油组注采压力梯度

Table 3 Injection-production pressure gradient for the oil group 4, oilfield X

注水井压力/ MPa	采油井压力/ MPa	注采井距/m	注采压力梯度/ (MPa/m)
30	29	165	0.01
30	28	165	0.01
30	27	165	0.02
30	26	165	0.02
30	25	165	0.03
30	24	165	0.04
30	23	165	0.04
30	22	165	0.05
30	21	165	0.05
30	20	165	0.06

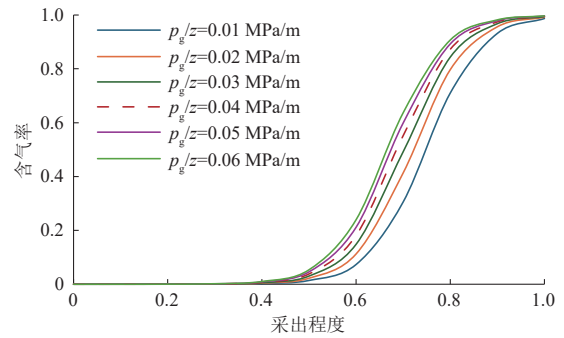


图8 X油藏4油组不同注采压力梯度下的气驱动态图版

Fig. 8 Gas-driven state diagrams of the oil group 4 of oilfield X under different injection-production pressure gradients
 p_g/z . 注采压力梯度

5) 影响因素权重

前述研究推导了综合考虑多种影响因素的通用图版形式。由公式(21)可知,水转气驱地下井底气窜率受含水率、储集层倾角、注采压力梯度和毛细管压力梯度的综合影响,但不明确各影响因素之间的相对重要程度。量化其相对重要程度,有助于深化对图版的理解与应用,特别是在动态分析中调控次生气顶或气窜时,能够聚焦于气-液界面调控的主要控制因素,排除次要因素的干扰。

为明确各指标之间的所属关系,筛选有用指标,摒弃影响不明显的指标,本文采用模糊层次分析法分析了含水率、储集层倾角、注采压力梯度和毛细管压力梯度对采收率的影响,在此基础上进一步研究水驱后重力辅助气驱提高采收率方法。

为定量描述任意两个参数重要程度的相对关系,基于前述敏感性分析定性感知,引用广泛应用的九标度法^[54]进行量化,建立模糊矩阵^[55]。通过影响因素间的两两比较,利用模糊矩阵的性质,建立模糊判断矩阵以计算各因素权重。引用九标度法确定权重^[56],求取九标度法矩阵如下所示:

$$\begin{bmatrix} 1.00 & 1.25 & 2.00 & 3.33 \\ 0.80 & 1.00 & 1.25 & 2.00 \\ 0.50 & 0.80 & 1.00 & 1.25 \\ 0.30 & 0.50 & 0.80 & 1.00 \end{bmatrix} \quad (28)$$

采用构建出的模糊判断矩阵,利用和积法求权重。在和积法求权重过程中,首先对数据进行规范化处理。在规范化过程中,由于数据分别对应与地下井底气窜率呈正相关关系的因素和与地下井底气窜率呈负相关关系的因素,采用平移极差变换法进行分类处理^[57]。极差变换后,求取权重,可通过一级、二级和三级权重采用式(29)求取综合权重值:

$$w_i = w_{1i} w_{2i} w_{3i} \quad (29)$$

对于单因素评价系数,考虑用获取的综合权重与因素的参数相乘的方法求取,如式(30)所示:

$$M_i = w_{li}x_i \tag{30}$$

将不同单因素评价求和,可以得到对应的综合评价系数:

$$\bar{M} = \sum_{i=1}^n (w_i x_i) \tag{31}$$

将各影响因素的单因素评价系数进行排序,分析不同调控影响因素对水转气驱后采收率的影响(表4)。结果表明,选择含水率相对较低的层位或区块进行转气驱效果最好。对于一个选定的区块,水驱后注气驱开发采收率主要受水驱后含水率和注采压力梯度的影响,倾角引起的重力辅助作用低于注采井间的压力梯度作用。在注气非混相驱中,提高气驱效果的关键在于注采参数之间的配套性。结合地质条件,优化注采参数可有效抑制生产井的气窜。

表4 X油藏4油组调控影响因素层次分析

Table 4 Hierarchical analysis of control/adjustment factors for the oil group 4 of oilfield X

项目	特征向量	权重值/%	排名
含水率	1.572	39.308	1
注采压力梯度	1.101	27.516	2
倾角	0.781	19.513	3
毛细管压力梯度	0.547	13.663	4

3 油藏实例应用

3.1 塔里木油田东河区块CⅢ1层段注气开发研究

为验证所提出通用图版的适用性与可靠性,选取中国目前规模最大的水驱后注天然气开发油藏塔里木油田东河区块CⅢ1层段作为实例进行分析。塔里木油田东河区块CⅢ1层段位于塔北隆起中段东河塘断裂背斜构造带上,是以砂岩为主的底水油藏,平均埋深近6 000 m,平均渗透率为 $68.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均孔隙度为15.1%,地层倾角为 $4^{\circ} \sim 12^{\circ}$,可采地质储量 $2\,821 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。选择海拔线-4 475 m以上、含油面积为 2.98 km^2 的部分作为注气试验区,构造高点至试验区底界海拔幅度60 m,气驱控制储量为 $2\,398 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。油藏剖面 and 注气构造井位如图9所示。

塔里木油田东河区块CⅢ1层段1994年5月开始注水开发,至2014年6月水驱结束,综合含水率为82.2%,水驱结束时采收率为35%。2014年起实施顶部注天然气重力辅助混相驱。由于油层存在多个非均质层段和隔夹层“天窗”,垂直混相带相对较薄,局部区域同样存在非混相情况。截至2024年,累计注气量 $12.1 \times 10^8 \text{ m}^3$,累存气 $5.4 \times 10^8 \text{ m}^3$,以 $20 \times 10^4 \text{ t}$ 的年产

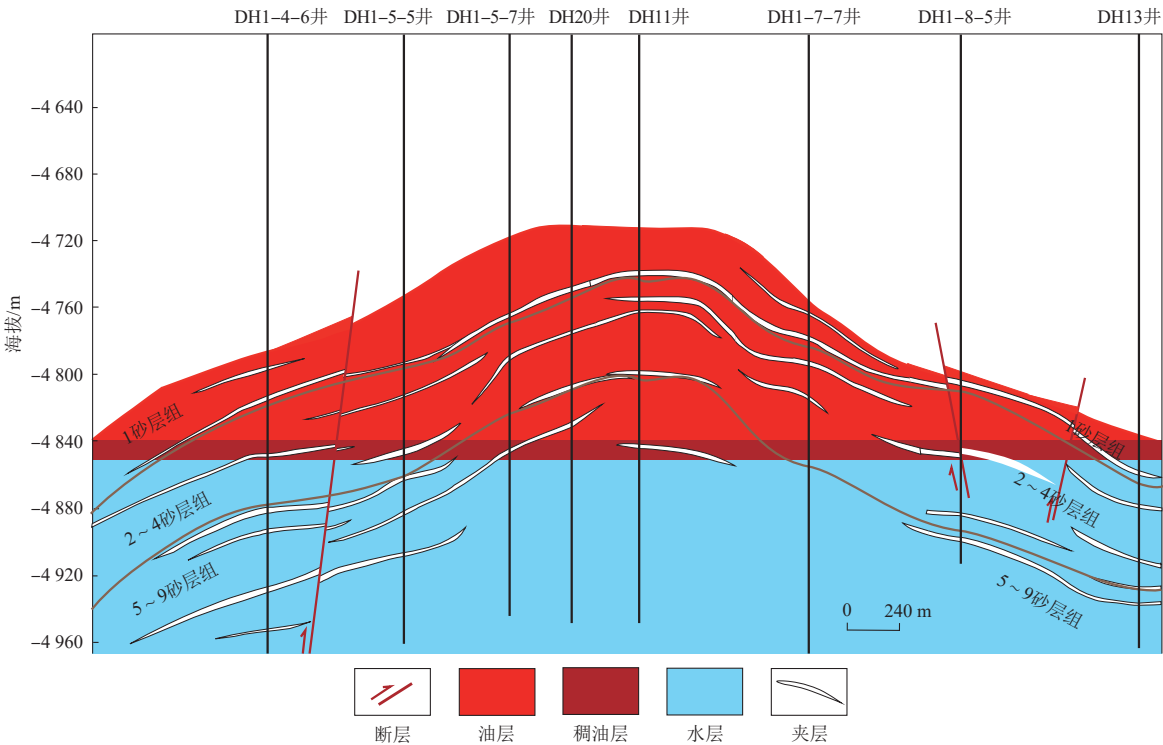


图9 塔里木油田东河区块CⅢ1层段石炭系油藏剖面图

Fig. 9 Carboniferous reservoir profile of layer CⅢ1, Donghe Block, Tarim Oilfield

量稳产 $7 \text{ a}^{[58]}$ 。目前该区块已转储气库建库开发阶段,评价认为水转气驱后的采收率最高可达55%。

首先利用塔里木油田东河区块CⅢ1层段水驱后气驱实际相渗数据回归半对数关系,获取对应的 a 和 b 值(图2)。其他具体参数见表5。

将表5中的具体参数带入通用图版关系式(23),考虑其停注气/油比与X油田相同,建立的塔里木油田东河区块CⅢ1层段水驱后重力辅助气驱特征曲线图版关系式为:

$$\ln \frac{f_g}{1-f_g} = 9.146(R - E_R) + 2.197 \quad (32)$$

根据公式(32)绘制的该区块水驱后重力辅助气驱特征曲线图版(图10)。在图版上放上塔里木油田东河区块CⅢ1层段实际气驱曲线,从主体曲线拟合图版,对应的采收率为52%。从曲线特征来看,转储气库后还具有少量提高采收率的效果。利用该图版继续跟踪注气动态,预计最终采收率和现场评价采收率相一致,表明本文所提出的水驱转气驱理论分析图版和图版制作方法具有良好的适用性。

同时,采用本文提出的水转气驱控制储量预测方法,根据图4中矿场实际生产数据拟合得到斜率 $d = 3.6 \times 10^{-7}$,结合由通用图版计算得到岩石流体力学参数 $\tilde{b} = 9.146$,根据公式(25)的定义 $N_g = \frac{\tilde{b}}{d}$ 计算其气驱储量为 $2540 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。该结果与文献[39]提出的气驱控制地质储量($2398 \times 10^4 \text{ m}^3$)相比,相差仅为6%,从另一角度验证了本文所提理论图版的可靠性。

3.2 X油田4油组水驱后气驱采收率预测

为进一步证明上述方法的可靠性,选用近期水驱

表5 塔里木油田东河区块CⅢ1层段具体生产参数
Table 5 Detailed production parameters table for layer CⅢ1, Donghe Block, Tarim Oilfield

参数	值	参数	值
$a/\text{无量纲}$	726 128	$V_k/\text{无量纲}$	0.679 8
$b/\text{无量纲}$	23.620	$M/(\frac{10^{-3} \mu\text{m}^2}{\text{mPa} \cdot \text{s}})$	1.066
A/m^2	2.980	$S_{wc}/\%$	0.300
$B_o/\text{无量纲}$	1.071	$B_{oi}/\text{无量纲}$	1.090
$\sum_{k=1}^m A_k/\text{m}^2$	2.670	$\tilde{b}/\text{无量纲}$	9.146

注: a . 岩石和流体性质参数; b . 岩石和流体性质参数; A . 油层总面积; B_o . 地层原油体积系数; $\sum_{k=1}^m A_k$. 单井控制的总泄油面积; V_k . 渗透率变异系数; M . 流度比; S_{wc} . 束缚水饱和度; B_{oi} . 原始条件下原油体积系数; $\tilde{b}$. 气驱控制面积,储层非均质对驱替效率影响参数。

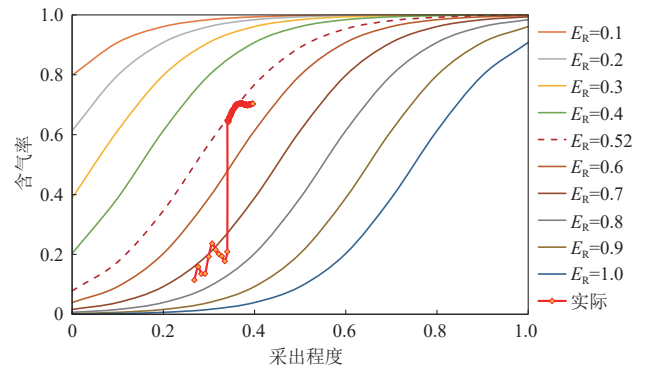


图10 基于水驱后气驱数据的塔里木油田东河区块CⅢ1层段气驱开发特征曲线图版

Fig. 10 Gas flooding performance characteristic chart for layer CⅢ1, Donghe Block, Tarim Oilfield (based on post-water-flooding data)
 E_R . 采收率

后注天然气开发的X油田4油组进行分析。该油组地质储量为 $993 \times 10^4 \text{ t}$,储层以扇三角洲水下分流河道和辫状分流河道砂体为主,储层以正韵律和复合韵律为主,地层非均质性强。地层倾角介于 $30^\circ \sim 50^\circ$ (图11),油藏埋深为 $2\,700 \sim 3\,200 \text{ m}$,为中孔-中渗透储层,平均孔隙度为19.5%,平均渗透率为 $265 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。上述地质条件有利于实现气顶重力稳定驱^[60]。平均油层厚度为31 m,为常规轻质油,是具有正常温度压力系统(原始平均地层压力为30 MPa,平均地层温度为 101.8°C)的断块岩性构造油藏^[61]。受储层非均质性和优势通道发育影响,水驱动用状况较差,水驱动用程度仅为23.73%。剩余油以滞留型分布为主,占剩余地质储量的67.2%,主要分布在构造高部位和油层顶部物性差的区域,剩余油饱和度较高。

X油田4油组于2022年6月进入水驱转注天然气。目标层位细分为两个砂组共9小层,注气层位主要集中在第一小层,旨在通过顶部注气开发形成次生气顶,推动油气界面平稳运移,从而有效提高采收率^[40]。本研究选取X油田4油组2022年6月—2024年3月的实际生产数据进行采收率预测,4油组具体参数如表6所示。

将表6中的具体参数带入公式(23),则X油田4油组水驱后重力辅助气驱特征曲线图版关系为公式(33),对应的水驱后重力辅助气驱特征曲线图版如图12所示。

$$\ln \frac{f_g}{1-f_g} = 11.262(R - E_R) + 2.197 \quad (33)$$

将4油组实际生产数据代入图版,其主体阶段与

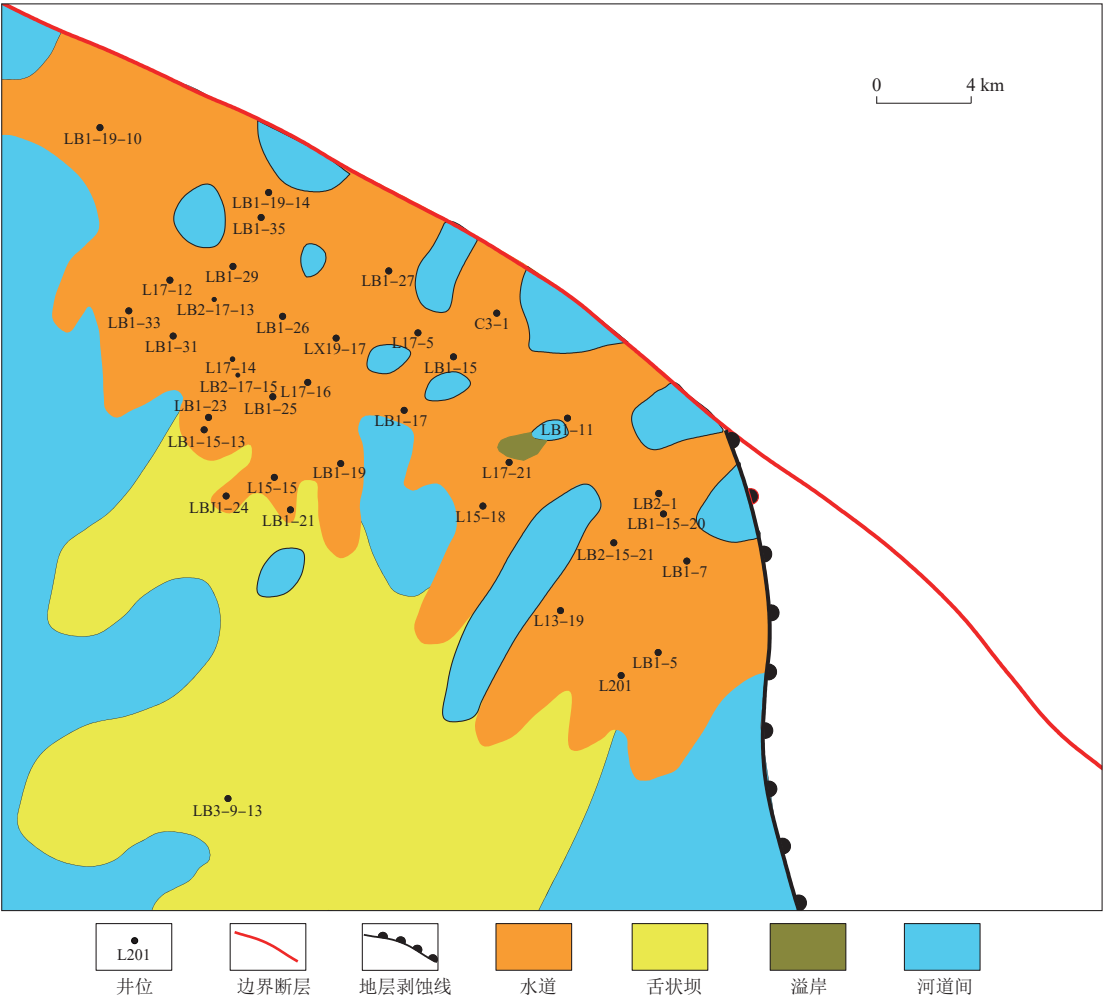


图 11 X 油田 4 油组沉积微相平面分布

Fig. 11 Map showing sedimentary microfacies of the oil group 4, oilfield X

表 6 X 油田 4 油组具体生产参数

Table 6 Detailed production parameters table for the oil group 4, oilfield X

参数	值	参数	值
$a/\text{无量纲}$	2 787.9	$V_k/\text{无量纲}$	0.550
$b/\text{无量纲}$	23.795	$M/(\frac{10^{-3} \mu\text{m}^2}{\text{mPa}\cdot\text{s}})$	1.400
A/m^2	1.900	$S_{wc}/\%$	0.300
$B_o/\text{无量纲}$	1.170	$B_{oi}/\text{无量纲}$	1.183
$\sum_{k=1}^m A_k/\text{m}^2$	1.400	$\tilde{b}/\text{无量纲}$	11.262

注: a . 岩石和流体性质参数; b 岩石和流体性质参数; A . 油层总面积; B_o . 地层原油体积系数; $\sum_{k=1}^m A_k$. 单井控制的总泄油面积; V_k . 渗透率变异系数; M . 流度比; S_{wc} . 束缚水饱和度; B_{oi} . 原始条件下原油体积系数; $\tilde{b}$. 气驱控制面积, 储层非均质对驱替效率影响参数。

采收率为 47.5%~50.0% 的曲线吻合较好。预测结果表明, 该油组的水驱后顶部注天然气辅助驱可获得 47.0%~50.0% 的整体采收率。作为对比, 4 油组

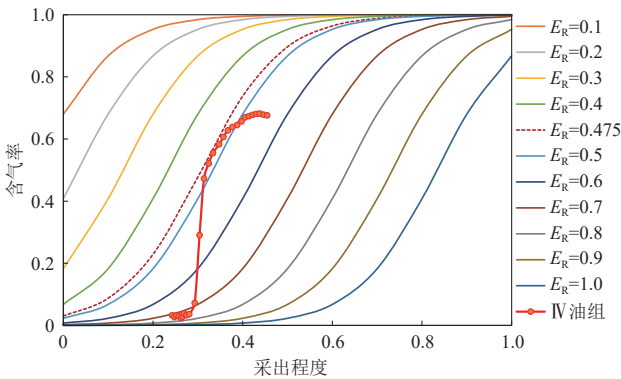


图 12 基于水驱后气驱数据的 X 油田 4 油组气驱特征曲线图版

Fig. 12 Characteristic chart of gas flooding performance for the oil group 4, oilfield X based on post-water-flooding gas injection data
 E_R . 采收率

水驱转气驱长岩心室内实验显示最终采收率可达 54.43%, 数值模拟预测值为 51.50%。考虑到一维长

岩心实验难以反映平面非均质的影响,其结果相对偏高。因此,本图版方法的预测结果更为可信,进一步证明了本文所提理论通用图版具有良好的适用性。

4 结论

1) 通过二维实验观察和达西渗流理论,推导建立了具有严格理论意义的油藏水转气驱特征曲线关系式,并提出了水驱转气驱动态分析通用图版的基本步骤和方法。敏感性分析表明各项表达式合理,通过实例油藏动态验证其具有较好的适用性和推广应用效果。

2) 明确提出了水转气驱合理停注时机的确定方法,提出了利用停注气/油比确定理论图版常数方法和针对具体油藏不同注气方式时常系数 $\tilde{b}$ 的确定方法。实例应用分析显示该方法科学合理。采用所提出的图版常数确定法,对塔里木油田东河区块CⅢ1层段气驱控制储量预测的误差约为6%。

3) 应用所建立的水驱转天然气驱通用图版,对强非均质性的X油田4油组进行评价,预测其水驱后顶部注天然气重力辅助驱的最终采收率。其结果与与长岩心实验结果和数值模拟分析结果一致。表明利用基于理论图版敏感性所确定的水驱转气驱主要控制因素,与该通用图版结合,可有效分析注气动态、提升注气效果。

致谢:本文以中国石油-西南石油大学创新联合体项目(2020CX050201)为依托,在此致以衷心感谢!

符号说明

a —岩石和流体性质参数,无量纲;
 A —油层总面积, m^2 ;
 A_k —单井所控制的泄油面积, m^2 ;
 b —岩石和流体性质参数,无量纲;
 B_{oi} —原始条件下原油体积系数,无量纲;
 B_o —地层原油体积系数,无量纲;
 E_R —采收率,小数;
 f_w —含水率,小数;
 f_g —含气率,小数;
 GOR —生产气/油比, m^3/m^3 ;
 K_o —油相渗透率, $10^{-3} \mu m^2$;
 K_{ro} —油相相对渗透率, $10^{-3} \mu m^2$;
 K_g —气相渗透率, $10^{-3} \mu m^2$;
 K_{rg} —气相相对渗透率, $10^{-3} \mu m^2$;

l_i —油、气、水的运移速度, $10^{-3} m/s$;
 M —油气流度比, $10^{-3} \mu m^2/(mPa \cdot s)$;
 $\bar{M}$ —综合评价系数,无量纲;
 M_i —单因素评价系数,无量纲;
 N_g —气驱控制储量, m^3 ;
 N_p —累积产油量, m^3 ;
 p_o —油相压力, MPa ;
 p_g —气相压力, MPa ;
 p_c —毛细管压力, MPa ;
 ∇p —压力梯度, MPa/m ;
 R —采出程度,小数;
 S_o —含油饱和度, %;
 S_{ok} —单井平均饱和度, %;
 S_{wc} —束缚水饱和度, %;
 V_k —渗透率变异系数,无量纲;
 v_o —油相渗流速度, $10^{-3} m/s$;
 v_g —采出气地下渗流速度, $10^{-3} m/s$;
 v_{gi} —注入气渗流速度, $10^{-3} m/s$;
 v_w —水相渗流速度, $10^{-3} m/s$;
 w_i —各参数的最终权重值,无量纲;
 w_{1i} —各参数一级指标权重值,无量纲;
 w_{2i} —各参数二级指标权重值,无量纲;
 w_{3i} —各参数三级指标权重值,无量纲;
 x_i —各参数取值,无量纲;
 θ —储集层倾角, °;
 μ —黏度, $mPa \cdot s$;
 μ_o —油相黏度, $mPa \cdot s$;
 μ_g —气相黏度, $mPa \cdot s$;
 ρ_o —油相密度, $mPa \cdot s$;
 ρ_g —气相密度, $mPa \cdot s$;
 $\Delta \rho_{og}$ —油气密度差, $mPa \cdot s$ 。

参 考 文 献

- [1] 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.
WANG Yingsheng, SHI Chengfang, WANG Jiqiang. New equations for characterizing water flooding in ultra-high water-cut oilfields[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6): 1282-1287.
- [2] 袁士义, 王强, 李军诗, 等. 注气提高采收率技术进展及前景展望[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1623-1632.
YUAN Shiyi, WANG Qiang, LI Junshi, et al. Technology progress and prospects of enhanced oil recovery by gas injection [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1623-1632.
- [3] 胡伟, 徐婷, 杨阳, 等. 超深断控凝析气藏注气提高凝析油采收率实验评价——以塔里木盆地顺北4号断裂带为例[J]. 石

- 油与天然气地质, 2025, 46(2): 586–598.
- HU Wei, XU Ting, YANG Yang, et al. Experimental assessment of enhanced gas condensate recovery by gas injection in ultra-deep fault-controlled condensate gas reservoirs: A case study of the No. 4 fault zone in the Shunbei area, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(2): 586–598.
- [4] 李威, 徐建永, 刘志峰, 等. 幔源CO₂对渤海海域秦皇岛29构造带油气成藏的影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 418–428.
- LI Wei, XU Jianyong, LIU Zhifeng, et al. Influence of mantle-derived CO₂ on hydrocarbon accumulation in Qinhuangdao 29 tectonic zone, Bohai Sea [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 418–428.
- [5] 胡伟, 徐婷, 杨阳, 等. 塔里木盆地超深油气藏流体相行为变化特征[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 1044–1053.
- HU Wei, XU Ting, YANG Yang, et al. Fluid phases and behaviors in ultra-deep oil and gas reservoirs, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 1044–1053.
- [6] 黄越义, 廖玉宏, 陈承声, 等. 塔里木盆地顺南1井和顺南4井油气相态演化的数值模拟与预测[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 138–149.
- HUANG Yueyi, LIAO Yuhong, CHEN Chengsheng, et al. Numerical simulation and prediction of hydrocarbon phase evolution of wells Shunnan 1 and 4, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 138–149.
- [7] 孙焕泉, 杨勇, 方吉超, 等. 提高油气田采收率技术协同方法与应用[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 600–608.
- SUN Huanquan, YANG Yong, FANG Jichao, et al. Technological synergy for enhancing hydrocarbon recovery and its applications [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 600–608.
- [8] 刘忠群, 贾英, 梁彬, 等. 致密砂岩储层微观气水滞留机理及注CO₂提高采收率研究——以鄂尔多斯盆地大牛地气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(1): 261–272.
- LIU Zhongqun, JIA Ying, LIANG Bin, et al. Microscopic analysis of gas and water retention mechanisms and CO₂ injection for enhanced gas recovery of tight sandstones: A case study of the Daniudi Gas Field, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(1): 261–272.
- [9] YPMA J G J. Analytical and numerical modeling of immiscible gravity-stable gas injection into stratified reservoirs [J]. SPE Journal, 1985, 25(4): 554–564.
- [10] ALMOBARAK M, WU Zangyuan, ZHOU Daiyu, et al. A review of chemical-assisted minimum miscibility pressure reduction in CO₂ injection for enhanced oil recovery [J]. Petroleum, 2021, 7(3): 245–253.
- [11] BEALESSIO B A, BLÁNQUEZ ALONSO N A, MENDES N J, et al. A review of enhanced oil recovery (EOR) methods applied in Kazakhstan [J]. Petroleum, 2021, 7(1): 1–9.
- [12] 齐春民, 李瑞冬, 朱世东, 等. 鄂尔多斯盆地油沟区长4+5¹低渗透油藏二氧化碳驱先导试验[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(2): 249–253.
- QI Chunmin, LI Ruidong, ZHU Shidong, et al. Pilot test on CO₂ flooding of Chang 4+5¹ oil reservoir in Yougou region of the Ordos Basin [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(2): 249–253.
- [13] 田鸿照. “三低”油藏CO₂水气交替驱可行性研究[J]. 非常规油气, 2020, 7(5): 96–101.
- TIAN Hongzhao. Feasibility study of CO₂ WAG flooding for “three low” reservoir [J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, 7(5): 96–101.
- [14] HE Youwei, QIAO Yu, QIN Jiazheng, et al. A novel method to enhance oil recovery by inter-fracture injection and production through the same multi-fractured horizontal well [J]. Journal of Energy Resources Technology, 2022, 144(4): 043005.
- [15] 童宪章. 天然水驱和人工注水油藏的统计规律探讨[J]. 石油勘探与开发, 1978, 5(6): 38–67, 79.
- TONG Xianzhang. On exploration of statistical regularity in naturally flooded and artificially water flooded reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 1978, 5(6): 38–67, 79.
- [16] 王柏力, 冯乔, 江海英, 等. 水驱特征曲线在低渗透油藏开发中的应用[J]. 特种油气藏, 2019, 26(6): 82–87.
- WANG Baili, FENG Qiao, JIANG Haiying, et al. Application of waterflooding characteristic curve in the development of low-permeability oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(6): 82–87.
- [17] 谷建伟, 任燕龙, 张以根, 等. 一种改进的乙型水驱特征曲线研究及应用[J]. 特种油气藏, 2020, 27(1): 102–107.
- GU Jianwei, REN Yanlong, ZHANG Yigen, et al. Research and application of an improved type-B water-flooding characteristic curve [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(1): 102–107.
- [18] 张利军, 赵林, 谭先红. 潜山裂缝型凝析气藏注气开发机理[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(2): 357–365.
- ZHANG Lijun, ZHAO Lin, TAN Xianhong. Research on the mechanism of gas-injection development for buried-hill fractured condensate gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(2): 357–365.
- [19] LUO Xianbo, ZHAO Chunming, LIU Ying. Study on evaluation method of water flooding development in offshore heavy oilfield of semi-depletion reservoir: A case study in Bohai Bay [C]//SPE Heavy Oil Conference Canada, Calgary, 2012. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2012: SPE-146542-MS.
- [20] FU Libing, NI Jun, FAN Zifei, et al. Evaluation method and application of different development stages in waterflooding reservoirs [C]//SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference, Kuwait City, 2017. Richardson: Society of Petroleum Engineers,

- 2017: SPE-187633-MS.
- [21] 常涛,程大勇,李振鹏,等. 新型水驱效果评价图版建立及应用[J]. 断块油气田, 2019, 26(1): 66-69.
- CHANG Tao, CHENG Dayong, LI Zhenpeng, et al. Establishment and application of evaluation chart of new water flooding effect[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(1): 66-69.
- [22] MOORTGAT J, FIROOZABADI A, LI Zhidong, et al. CO₂ injection in vertical and horizontal cores: Measurements and numerical simulation[J]. SPE Journal, 2013, 18(2): 331-344.
- [23] TOVAR F D, EIDE Ø, GRAUE A, et al. Experimental investigation of enhanced recovery in unconventional liquid reservoirs using CO₂: A look ahead to the future of unconventional EOR [C]//SPE Unconventional Resources Conference, The Woodlands, 2014. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2014: SPE-169022-MS.
- [24] 鹿克峰,苏畅,程超逸. 挥发性油藏原油采收率预测的改进方法[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(5): 995-1003.
- LU Kefeng, SU Chang, CHENG Chaoyi. An improved oil recovery prediction method for volatile oil reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(5): 995-1003.
- [25] ZHANG Ke. Experimental and numerical investigation of oil recovery from Bakken Formation by miscible CO₂ injection [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, 2016. Dubai: Society of Petroleum Engineers, 2016: SPE-184486-STU.
- [26] CUI Maolei, WANG Rui, LUN Zengmin, et al. Characteristics of water alternating CO₂ injection in low-permeability beach-bar sand reservoirs[J]. Energy Geoscience, 2024, 5(1): 100119.
- [27] LIU Zhongqun, NIU Jun, GUO Yabing, et al. Mechanisms of CO₂ enhanced gas recovery in tight-sand gas reservoirs[J]. Energy Geoscience, 2025, 6(2): 100393.
- [28] TANG Ying, LI Zhao, YIN Shuai, et al. Characteristics of pore-throat structures in volatile oil reservoirs and strategies for optimal development[J]. Energy Geoscience, 2025, 6(3): 100430.
- [29] 郝永卯,薄启炜,陈月明. CO₂驱油实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 110-112.
- HAO Yongmao, BO Qiwei, CHEN Yueming. Laboratory investigation of CO₂ flooding [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(2): 110-112.
- [30] 朱金起,杨朝强,杨燕,等. 海上稀疏井网油田储层连通性研究——以北部湾盆地涠西南凹陷A油田涠三段为例[J]. 石油实验地质, 2025, 47(3): 680-692.
- ZHU Jinqi, YANG Chaoqiang, YANG Yan, et al. Reservoir connectivity of offshore oilfields with a sparse well pattern: A case study of the third member of Weizhou Formation of Oilfield A in Weixinan Sag, Beibuwan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(3): 680-692.
- [31] 马勇新,张乔良,朱金起,等. 考虑微观特征的低渗油藏注气能力研究[J]. 石油实验地质, 2025, 47(4): 913-920.
- MA Yongxin, ZHANG Qiaoliang, ZHU Jinqi, et al. Gas injection capacity of low permeability reservoirs considering microscopic characteristics[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2025, 47(4): 913-920.
- [32] 杨国绪,甄鹏,赵爱婷. 气驱特征曲线在油田开发中的应用[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21(1): 71-74, 127.
- YANG Guoxu, ZHEN Peng, ZHAO Aiting. Application of gas drive characteristics curve in oil field development[J]. Petroleum Exploration and Development, 1994, 21(1): 71-74, 127.
- [33] 顾乔元,唐兆青,鲜波,等. 气驱特征曲线在凝析气藏开发中的应用[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(6): 724-727.
- GU Qiaoyuan, TANG Zhaoqing, XIAN Bo, et al. Application of gas-drive characteristic curve in condensate gas reservoir by dry gas injection development process [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(6): 724-727.
- [34] 袁士宝,杨凤祥,师耀利,等. 气驱特征曲线在稠油油藏火驱开发中的应用[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(3): 318-320.
- YUAN Shibao, YANG Fengxiang, SHI Yaoli, et al. Application of gas-drive type curves to fire-flooding development of heavy oil reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(3): 318-320.
- [35] 童凯军,张迎春,戴卫华,等. 天然气驱油藏开发动态评价及可采储量预测新方法[J]. 石油学报, 2015, 36(6): 740-747.
- TONG Kaijun, ZHANG Yingchun, DAI Weihua, et al. A new method for evaluation of development performance and recoverable reserves estimation in natural gas flooding reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(6): 740-747.
- [36] 苑志旺,杨宝泉,杨莉,等. 注气驱油藏新型气驱特征曲线推导及应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2018, 40(2): 135-141.
- YUAN Zhiwang, YANG Baoquan, YANG Li, et al. Derivation and practice of the new gas flooding characteristic curve of reservoir with gas injection flooding [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2018, 40(2): 135-141.
- [37] 李菊花,康凯锋,高文君,等. 水气交替驱特征曲线关系式的理论推导及应用[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(5): 139-142.
- LI Juhua, KANG Kaifeng, GAO Wenjun, et al. Application and derivation of water-alternating-gas drive characteristic curves[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(5): 139-142.
- [38] 孙雷,冯乔,陈国利,等. CO₂混相驱拟含气率与采出程度图版的建立[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(1): 83-88.
- SUN Lei, FENG Qiao, CHEN Guoli, et al. Establishment of the

- chart of equivalent gas ratio-recovery degree for CO₂ miscible flooding[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2014, 36(1): 83-88.
- [39] 汤勇, 张皓川, 何佑伟, 等. 一种新型油藏气驱采收率预测图版[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(3): 530-537.
- TANG Yong, ZHANG Haochuan, HE Youwei, et al. A novel type curve for estimating oil recovery factor of gas flooding [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49 (3) : 530-537.
- [40] 岳宝林, 王双龙, 祝晓林, 等. 气驱-水驱联合特征曲线在气顶边水油藏中的应用[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(2): 99-104.
- YUE Baolin, WANG Shuanglong, ZHU Xiaolin, et al. Application of a gas and water drive combined characteristic curve in reservoirs with gas cap and edge water[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(2): 99-104.
- [41] 肖志朋, 齐恒, 张艺桢, 等. 葡北油田三间房组油藏天然气重力驱特征及影响因素[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(3): 334-340.
- XIAO Zhipeng, QI Huan, ZHANG Yizhen, et al. Characteristics and influencing factors of natural gas gravity drainage in Sanjianfang Formation reservoir of Pubei Oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(3): 334-340.
- [42] 何海燕, 辛春彦, 商琳, 等. 堡古2油藏改建储气库有效库容空间实验[J]. 特种油气藏, 2025, 32(1): 127-134.
- HE Haiyan, XIN Chunyan, SHANG Lin, et al. Experiment on effective capacity of gas storage reconstructed from Baogu-2 reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2025, 32 (1) : 127-134.
- [43] 陈小龙. 混相性与重力作用对CO₂驱提高采收率及储存潜力的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2025, 44(1): 114-120.
- CHEN Xiaolong. Influence of miscibility and gravity on CO₂ flooding for oil recovery enhancement and storage potential [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2025, 44 (1): 114-120.
- [44] 罗波波, 高辉, 王志宝, 等. 高含水气顶油藏不同分区注气驱液扩容效果评价实验[J]. 断块油气田, 2025, 32(4): 642-651.
- LUO Bobo, GAO Hui, WANG Zhibao, et al. Evaluation experiment of storage capacity expansion effect of gas flooding in different zones of high-water-cut gas-cap oil reservoirs[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2025, 32(4): 642-651.
- [45] 汤勇, 袁晨刚, 何佑伟, 等. 注入介质和注入方式对致密油提高采收程度影响实验研究——以大庆扶余储层为例[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(4): 554-563.
- TANG Yong, YUAN Chengang, HE Youwei, et al. Experimental study on injection media and methods for enhanced oil recovery in tight oil reservoirs: A case study of Fuyu reservoir in Daqing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(4): 554-563.
- [46] WARNER H R Jr, MCGREGOR D S, LAIEB K, et al. Analysis of gasfloods using semilog graphs of free-gas gas/oil ratio vs. cumulative oil production [J]. Journal of Petroleum Technology, 2010, 62(9): 85-91.
- [47] HAMEED M, KONWAR L, ALANAISI I, et al. Reservoir performance analysis of eighty-four years of immiscible gas injection in a matured carbonate reservoir, Bahrain Field [C]// ADIPEC, Abu Dhabi, 2022. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2022: SPE-211348-MS.
- [48] 梅青燕, 邹成, 杨山, 等. 孔隙结构特征和非均质性对碳酸盐岩气藏开发的影响[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(12): 1757-1765.
- MEI Qingyan, ZOU Cheng, YANG Shan, et al. The influence of pore structure and heterogeneity on development of carbonate gas reservoir [J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(12): 1757-1765.
- [49] 路研, 刘宗宾, 廖新武, 等. 低渗透砂岩油藏水驱渗流特征[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2025, 55(4): 1077-1090.
- LU Yan, LIU Zongbin, LIAO Xinwu, et al. Fluid flow characteristics in low-permeability sandstone reservoirs [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2025, 55 (4): 1077-1090.
- [50] 孙焕泉, 杨勇, 王海涛, 等. 特高含水油藏剩余油分布特征与提高采收率新技术[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(5): 90-102.
- SUN Huanquan, YANG Yong, WANG Haitao, et al. Distribution characteristics of remaining oil in extra-high water cut reservoirs and new technologies for enhancing oil recovery [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 90-102.
- [51] 刘仁静, 陆文明. 断块油藏注采耦合提高采收率机理及矿场实践[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(3): 180-188.
- LIU Renjing, LU Wenming. Mechanism and field practice of enhanced oil recovery by injection-production coupling in fault block reservoirs [J]. Lithologic Reservoirs, 2024, 36 (3) : 180-188.
- [52] JERAULD G R. Timing of miscible hydrocarbon gas injection after waterflooding [C]//SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 2000. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2000: SPE-59341-MS.
- [53] 雷梦, 屈亚光, 万翠蓉, 等. CO₂辅助重力驱油开发效果影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2022, 29(6): 133-140.
- LEI Meng, QU Yaguang, WAN Cuirong, et al. Analysis of influencing factors on the development effect of CO₂ assisted gravity flooding[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(6): 133-140.
- [54] 李东晖, 田玲钰, 聂海宽, 等. 基于模糊层次分析法的页岩气井产能影响因素分析及综合评价模型——以四川盆地焦石坝

- 页岩气田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(3): 417-428, 454.
- LI Donghui, TIAN Lingyu, NIE Haikuan, et al. Factor analysis and comprehensive evaluation model of shale gas well productivity based on fuzzy analytic hierarchy process: Taking Jiaoshiba shale gas field in Sichuan Basin as an example[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(3): 417-428, 454.
- [55] PASSALACQUA H, QUBIAN A. Improving the decision making for heavy oil field development projects using the fuzzy analytical hierarchy process FAHP [C]//SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, 2018. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018: SPE-193719-MS.
- [56] 熊钰, 郭美娟, 王羚鸿, 等. 四川盆地侏罗系大安寨段页岩油特征及可动性评价[J]. 石油学报, 2024, 45(5): 817-843.
- XIONG Yu, GUO Meijuan, WANG Linghong, et al. Characteristics and movability evaluation of shale oil in Jurassic Da'anzhai Member, Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(5): 817-843.
- [57] ZHOU Wei, ZHOU Daiyu, FAN Kun, et al. EOR technology practice of natural gas flooding: A case study on Donghe I Carboniferous reservoir with the characteristics of ultra-deep, very thick and 3 highs [C]//International Petroleum Technology Conference, Dhahran, 2020. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2020: IPTC-19744-Abstract.
- [58] WEN Xiaocheng, TONG Fanwen, YI Zhu, et al. Revolution of horizontal well formation evaluation to promote the deep and complex reservoir development-case studies from Tarim Basin, China [C]//SPWLA 19th Formation Evaluation Symposium of Japan, Chiba, 2013. Houston: Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, 2013: SPWLA-JFES-2013-S.
- [59] 盖长城, 王森, 张雪娜, 等. 高倾角油藏气顶重力驱技术研究及应用[J]. 复杂油气藏, 2022, 15(4): 71-75.
- GE Changcheng, WANG Miao, ZHANG Xuena, et al. Research and application of gas-cap gravity flooding technology in high-inclination reservoirs [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2022, 15(4): 71-75.
- [60] 盖长城, 王森, 罗福全, 等. 冀东浅层高孔高渗油藏多段塞吞吐提高采收率技术[J]. 复杂油气藏, 2021, 14(3): 81-85.
- GE Changcheng, WANG Miao, LUO Fuquan, et al. Multi-stage slug huff and puff EOR technology for shallow high-porosity and high-permeability reservoirs in Jidong Oilfield [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2021, 14(3): 81-85.
- [61] 曹亚明, 郑家朋, 李晨毓, 等. 柳赞北区中低渗油藏CO₂驱技术研究与应用[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(10): 157-160.
- CAO Yaming, ZHENG Jiapeng, LI Chenyu, et al. Numerical simulation and scheme design of CO₂ flooding in shallow heterogeneous reservoirs of Jidong Oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(10): 157-160.

(编辑 王 迪)