

页岩凝析气藏高效开发及碳埋存效率

陈辉^{1,2,3,4,5},曹小鹏^{1,2,3,4,5},孙强^{1,2,3,4,5},段建辉^{1,2,3,4,5},范菲^{1,2,3,4,5},贝君平^{1,2,3,4,5}

(1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 山东 东营 257015; 2. 国家能源页岩油研发中心, 山东 东营 257015; 3. 山东省陆相断陷盆地页岩油勘探开发重点实验室, 山东 东营 257015; 4. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 山东 东营 257015; 5. 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营 257015)

摘要:特高含凝析油凝析气藏(凝析油含量 $> 600 \text{ g/m}^3$) 在压力降至露点压力以下时, 会迅速发生反凝析现象, 导致近井地带凝析液积聚, 严重影响气井产能。以X区块特高含凝析油凝析气藏为研究对象, 考虑页岩凝析气藏的吸附-扩散机理, 研究注 CO_2 补能对降低凝析液含量及恢复产能的作用, 评估了不同 CO_2 封存机制的碳埋存效率。研究表明: 在衰竭开发过程中, 轻质组分不断采出, 地层流体体系逐渐由凝析气向挥发油转变。在低压阶段注入 CO_2 可有效降低地层凝析液含量, 恢复近井地带气体流动能力, 但在高压阶段注入 CO_2 会使体系呈现挥发油态, 反而增加凝析液量。与中-低含凝析油凝析气藏不同, CO_2 注入无法显著降低特高含凝析油凝析气藏的露点压力, 而中-低含凝析油凝析气藏可通过 CO_2 注入有效降低露点压力, 进一步缓解反凝析污染。 CO_2 在地下主要以构造封存和束缚空间封存形式存在, 二者占总封存量的主要部分, 溶解封存和吸附封存所占比例相对较小。此外, 优化后的 CO_2 单井吞吐注-采参数(注气时长、注气速率和焖井时间), 为特高含凝析油页岩凝析气藏的高效开发及碳封存提供了理论依据。

关键词:反凝析污染; 注气补能; 产能恢复; 碳埋存; 特高含凝析油; 气藏开发; 凝析气藏; 页岩

中图分类号: TE321

文献标识码: A

Efficient exploitation and carbon storage efficiency of shale condensate gas reservoirs

CHEN Hui^{1,2,3,4,5}, CAO Xiaopeng^{1,2,3,4,5}, SUN Qiang^{1,2,3,4,5}, DUAN Jianhui^{1,2,3,4,5}, FAN Fei^{1,2,3,4,5}, BEI Junping^{1,2,3,4,5}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Dongying, Shandong 257015, China; 2. State Energy Center for Shale Oil Research and Development, Dongying, Shandong 257015, China; 3. Shandong Provincial Key Laboratory of Shale Oil Exploration and Development in Continental Faulted Basins, Dongying, Shandong 257015, China; 4. Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production Technology, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China; 5. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China)

Abstract: Condensate gas reservoirs with ultra-high gas condensate content ($> 600 \text{ g/m}^3$) tend to undergo rapid retrograde condensation when reservoir pressure falls below the dew point pressure. This leads to condensate liquid accumulation in near-wellbore zones, thereby seriously impacting gas well productivity. In this study, we investigate the condensate gas reservoirs with ultra-high gas condensate content in block X. While considering the adsorption-diffusion mechanisms specific to shale condensate gas reservoirs, we investigate the role of CO_2 injection for energy replenishment on reducing condensate liquid content and restoring well productivity. It also evaluates the carbon storage efficiency across various CO_2 sequestration forms. The results indicate that during depletion recovery, continuous production of light components shifts the reservoir fluid system from a condensate gas state to volatile oil. Injecting CO_2 at the low-pressure production stage can effectively reduce condensate liquid content in the formation and restore gas mobility in the near-wellbore zone. In contrast, injecting CO_2 at the high-pressure production stage transforms the system into a volatile oil state, thereby increasing the condensate liquid volume instead. For condensate gas reservoirs with ultra-high gas condensate content, CO_2 injection fails to significantly reduce the dew point pressure. In contrast, in condensate gas reservoirs with medium or low gas condensate content, CO_2 injection can effectively lower the dew point pressure, thereby mitigating retrograde condensate pollution. CO_2 sequestered underground through structural and residual

收稿日期: 2025-08-26; 修回日期: 2025-10-20。

第一作者简介: 陈辉(1983—), 男, 副研究员, 非常规油气藏开发理论与技术。E-mail: chenhui955.slyt@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项(2024ZD1405106)。

trapping mechanisms constitutes the dominant proportion of total storage, while that sequestered via dissolution and adsorption trapping accounts for comparatively minor proportions. Additionally, the injection and production parameters, including injection duration, injection rate, and soaking time, for the single-well CO₂ huff-n-puff process are optimized, providing a theoretical basis for the efficient exploitation of and carbon sequestration in shale condensate gas reservoirs with ultra-high gas condensate content.

Key words: retrograde condensate pollution, CO₂ injection for energy replenishment, productivity restoration, carbon sequestration, ultra-high gas condensate content, gas reservoir development, condensate gas reservoir, shale

引用格式: 陈辉, 曹小鹏, 孙强, 等. 页岩凝析气藏高效开发及碳埋存效率[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 2059–2070. DOI: 10.11743/ogg20250620.

CHEN Hui, CAO Xiaopeng, SUN Qiang, et al. Efficient exploitation and carbon storage efficiency of shale condensate gas reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 2059–2070. DOI: 10.11743/ogg20250620.

特高含凝析油凝析气藏是指凝析油含量大于 600 g/m³ 的凝析气藏^[1]。在衰竭开采过程中, 当压力降至露点压力以下时, 储层中会迅速析出大量凝析液并滞留在孔隙中。这些凝析液以油膜形式附着在孔隙表面, 或以液滴形式堵塞较小孔喉, 阻碍气体渗流通道, 显著降低气相有效渗透率, 这种现象称为“反凝析现象”^[2]。反凝析现象首先发生在井底和近井地带地层, 反凝析液聚集不仅会造成井底积液, 还会堵塞近井地带地层渗流通道, 减少气相渗流空间。由于析出的凝析油含油饱和度往往未达到可动油饱和度, 导致储层油气难以被有效采出^[3–5]。与中–低含凝析油凝析气藏相比, 特高含凝析油凝析气藏具有凝析油含量高、反凝析污染更严重的特点。

单井吞吐注气是解除反凝析污染的重要措施, 已在国内外得到广泛应用^[6–19]。注入气体通过与凝析油多次接触, 在抽提、驱替和反蒸发作用下降低反凝析液量, 恢复近井地带含油饱和度^[20]。在各种注入气体中, CO₂ 因其易溶解和易混相等特性而具有显著优势。李鹏飞等^[21]对比研究了甲醇、干气和 CO₂ 对页岩凝析气藏反凝析污染的解除效果, 发现 CO₂ 的改善效果最佳。Odi 等^[22]研究表明, 在凝析气藏中注入 CO₂ 不仅能显著提升气藏压力, 还能有效抑制凝析油的大量析出。Huang^[23]等对页岩气藏中的 CO₂ 驱替与吞吐进行了比较分析, 认为在超致密地层中由于注入能力的限制使得连续驱替无效, 而周期性注入则能实现更高的采收率。此外, CO₂ 注入还具有环保效益, 在提高采收率的同时可实现碳封存^[24]。凝析气藏是 CO₂ 封存的理想场所^[25], 其封存机制主要包括构造封存、束缚空间封存、溶解封存和矿化封存 4 种。

值得注意的是, 吸附^[26–27]和扩散是页岩凝析气藏传质的重要机理, 但以往关于页岩凝析气藏注气补能

的研究往往忽略了吸附和扩散作用的影响。此外, 吸附封存作为页岩储层中碳封存的重要方式, 也应纳入考量。Enab 等^[28]研究了页岩中扩散和吸附的影响, 发现扩散在焖井过程中降低了油相密度, 而吸附则提高了页岩油藏的初次采收率。Song 等^[29]开发了一个考虑超临界吸附以及气体扩散的页岩气藏模型。研究结果表明, 吸附现象对表面扩散过程有着显著的控制作用, 从而影响气体的总扩散率。X 区块是一个典型的特高含凝析油页岩凝析气藏, 开发潜力巨大。该区块生产初期采用衰竭式开发, 表现出高生产气/油比的特征, 亟需对反凝析影响程度及后期补能方式开展深入研究, 并制定合理的开发调控对策。本文针对 X 区块单井吞吐注气补能开展相态分析及注气参数优化模拟, 创新性地考虑了分子吸附及扩散作用, 同时评估了 CO₂ 不同封存机制的封存效率。研究成果为页岩凝析气藏 CO₂ 注气补能解除反凝析污染及碳封存效率评估提供了重要的理论依据。

1 理论模型推导

1.1 多组分、多相流体流动模型

考虑页岩储层中分子吸附和扩散作用, 储层中流体组分满足物质平衡方程, 其中组分 i 的物质平衡方程见公式(1)。

$$\begin{aligned} \vec{\nabla} \left[\sum_{k=1}^{N_p} \left(\omega_{ik} \rho_k \frac{KK_{rk}}{\mu_k} \vec{\nabla} \varphi_k \right) \right] + \vec{\nabla} \sum_{k=1}^{N_p} J_{ik} + \sum_{k=1}^{N_p} Q_{ik} \\ = \frac{\partial}{\partial t} \left[\sum_{k=1}^{N_p} (\Phi S_k \omega_{ik} \rho_k + M_i) \right] \end{aligned} \quad (1)$$

式中: $\vec{\nabla}$ 为拉普拉斯算子; N_p 为相数, 无量纲; $k=1$ 和 $k=2$ 分别代表气相或者液相其中一相; ω_{ik} 为组分 i 在 k

相中的摩尔分数,无量纲; ρ_k 为 k 相的摩尔密度, mol/cm^3 ; K 为储层绝对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{rk} 为 k 相的相对渗透率,无量纲; μ_k 为 k 相的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; φ_k 为 k 相的势能, MPa ; J_{ik} 为组分 i 在 k 相中的扩散通量, $\text{mol}/(\text{m}^2\cdot\text{s})$; S_k 为 k 相的含气或者含油饱和度, 小数; Q_{ik} 为生产/注入速度源项, m^3/d ; t 为时间, d ; Φ 为孔隙度, 小数; M_i 为单位体积岩石中气相组分 i 的吸附量, kg/m^3 。在物质平衡方程中, 等号左边第一项是来自压力梯度的通量, 第二项是分子扩散通量, 第三项代表井项; 等号右边括号内的第一项是单位岩石体积中组分 i 的总质量随时间的变化率, 第二项是组分 i 通过吸附/解吸在气相中的积累量。

采用菲克定律^[30]计算扩散通量, 如公式(2)所示。

$$J_{ik} = \Phi S_k D_{ik}^* \nabla (\omega_{ik} \rho_k) \quad (2)$$

式中: D_{ik}^* 为组分 i 在相 k 中的扩散量, 采用 Sigmund^[31]方法计算分子扩散量, 如公式(3)所示。

$$D_{ik}^* = \frac{1 - \omega_{ik}}{\sum_{j \neq i} \left(\frac{\omega_{ij}}{D_{ij}} \right)} \quad (3)$$

式中: D_{ij} 为混合物中组分 i 和组分 j 之间的二元扩散系数(m^2/s), 如公式(4)所示。

$$D_{ij} = \frac{\rho_k^0 D_{ij}^0}{\rho_k} \cdot (0.995890 + 0.096016 \rho_{kr}^2 + 0.032874 \rho_{kr}^3) \quad (4)$$

式中: ρ_k^0 为在低压下 k 相的摩尔密度, mol/cm^3 ; D_{ij}^0 为低压下组分 i 和组分 j 之间的二元扩散系数, m^2/s ; ρ_{kr} 为 k 相的密度减少量, mol/cm^3 , 如公式(5)所示。

$$\rho_{kr} = \rho_k \left[\frac{\sum_{i=1}^{N_c} \left(y_{ik} \sqrt[3]{v_{ci}^5} \right)}{\sum_{i=1}^{N_c} \left(y_{ik} \sqrt[3]{v_{ci}^2} \right)} \right] \quad (5)$$

式中: N_c 为组分个数, 无量纲; v_{ci} 为组分 i 的临界体积, cm^3/mol ; y_{ik} 为组分 i 在 k 相中的摩尔分数, 小数。

采用扩展 Langmuir 模型^[32]计算吸附量和解吸附量, M_i 的计算公式见公式(6)。

$$M_i = (1 - \Phi) \rho_s \rho_g^{\text{sc}} \frac{V_{L,i} y_i \frac{p}{p_{L,i}}}{1 + \sum_{i=1}^{n_c} \left(y_i \frac{p}{p_{L,i}} \right)} \quad (6)$$

式中: ρ_s 为岩石密度, kg/m^3 ; ρ_g^{sc} 为岩石表面气体密度, kg/m^3 ; $V_{L,i}$ 为第 i 组分的 Langmuir 体积, m^3/kg ; y_i 为组分 i 在气相中的摩尔分数, 小数; p 为气体压力, MPa ; $p_{L,i}$ 为第 i 组分的 Langmuir 压力, MPa 。扩展 Langmuir 模型所使用的参数如表 1 所示。

表 1 吸附模型中的扩展 Langmuir 模型参数^[33]

Table 1 Parameters of the extended Langmuir model^[33]

组分	Langmuir 压力常数/ MPa^{-1}	最大吸附量/ (mol/kg)
CO_2	0.00792	56.21
N_2	0.00795	159.06
CH_4	0.00826	247.91
C_2H_6	0.62700	216.66
C_3H_8	9.66000	21.07

1.2 气-液相平衡计算模型

P-R 状态方程(彭-罗宾森方程)^[34]用于计算压缩系数 Z (无量纲), 如公式(7)所示。

$$Z^3 + (B - 1)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - [AB - B^2(B + 1)] = 0 \quad (7)$$

式中: B 为体积参数, 无量纲; A 为吸引力参数, 无量纲。通过求解 Rachford-Rice 方程^[35]得到气相的摩尔分数。通常, 平衡常数的初始值估计是由 Wilson 的经验方程推导出来的。

混合物中组分 i 的逸度系数计算公式见公式(8)。

$$\ln \phi_i = -\ln(Z - B) + \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{2 \sum_{j=1}^{N_c} (A_{ij} c_j)}{A} - \frac{B_i}{B} \right] \\ \ln \left[\frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z + (1 - \sqrt{2})B} \right] + \frac{B_i}{B} (Z - 1) \quad (8)$$

式中: ϕ_i 为组分 i 的逸度系数, 无量纲; A_{ij} 为组分 i 与组分 j 之间的相互作用参数, 无量纲; c_j 为组分 j 的摩尔分数, 小数; B_i 为组分 i 的吸附平衡常数, 无量纲。对于油、气两相共存的情况, 组分 i 在气相和液相中的逸度系数分别为公式(9)和公式(10)。

$$\phi_{gi} = \frac{f_{gi}}{y_i p} \quad (9)$$

$$\phi_{oi} = \frac{f_{oi}}{x_i p} \quad (10)$$

式中: ϕ_{gi} 为气相逸度系数, 无量纲; ϕ_{oi} 为液(油)相逸度系数, 无量纲; f_{gi} 为气相逸度, MPa ; f_{oi} 为油相逸度, MPa ; y_i 为组分 i 在气相中的摩尔分数, 小数; x_i 为组分 i 在油相中的摩尔分数, 小数。当油、气两相处于相平衡时, 组分 i 的逸度在油、气两相之间相等[公式(11)]。

$$f_{oi}(T, p, x_1, x_2, \dots, x_{N_c}) = f_{gi}(T, p, y_1, y_2, \dots, y_{N_c}) \quad (11)$$

式中: T 为储层温度, K ; x_i 代表组分 i 在液相中的摩尔组成; y_i 代表组分 i 在气相中的摩尔组成。

平衡常数(k_i , 无量纲)与油、气两相逸度系数的关

系见公式(12)。

$$k_i = \frac{\phi_{oi}}{\phi_{gi}} = \frac{f_{oi}/(x_i p)}{f_{gi}/(y_i p)} = \frac{y_i f_{oi}}{x_i f_{gi}} \quad (12)$$

采用逐次代入法和多元牛顿迭代法求解平衡常数。

1.3 碳封存计算模型

CO₂封存机制包括构造封存、束缚空间封存、溶解封存和矿化封存。Mwakipunda等^[36]发现,盐层CO₂封存中矿物捕获在15 a的生产期内仅占总CO₂储存能力的0.15%。因此,本文以10 a的生产周期为例,省略了矿化封存。

在向储层注入CO₂的过程中,一部分注入的CO₂溶解在含水层中。气体在水中的溶解是相平衡过程,该过程表现为气相和水相的逸度相等[公式(13)]。

$$f_{gi} = f_{ai} \quad (13)$$

式中: f_{ai} 是组分*i*在水相中的逸度,MPa,本文采用了亨利定律^[37]计算,见公式(14)。

$$f_{ai} = H_i w_{ai} \quad (14)$$

式中: w_{ai} 为组分*i*在水相中的摩尔分数,小数; H_i 是组分*i*的亨利常数,MPa,其为压强(p ,MPa)、温度和盐度的函数[公式(15)]。

$$\ln H_i = \ln H_i^* + \frac{1}{RT} \int_p^p \bar{V}_i dp \quad (15)$$

式中: H_i^* 为参考压强和温度下的组分*i*的亨利常数,MPa; R 为通用气体常数,8.314 J/(mol·k); p^* 为蒸汽压,MPa; $\bar{V}_i$ 为溶液中组分*i*的偏摩尔体积,单位cm³/mol。

束缚空间封存(也称残余气封存)依赖于毛细管力和润湿滞后来固定多孔介质中的气相。采用经典的Land's模型^[38]计算束缚空间封存量。将残余气饱和度与排-吸过程之间的滞后联系起来。图1显示了存在滞后时的气体相对渗透率。随着含气饱和度的增加,相对渗透率遵循一次排水曲线(图1中的黑色曲线)。当含气饱和度降低时,由于被困气体流动路径减少,相对渗透率向吸胀曲线(图1中的红色曲线)偏移。Land's系数*C*(无量纲)表示为公式(16)。

$$C = \frac{1}{S_{g, \max}} - \frac{1}{S_{g, \max}^*} \quad (16)$$

式中: $S_{g, \max}$ 为可达到的最大气体饱和度,小数; $S_{g, \max}^*$ 为最大捕获气饱和度,小数。根据给定的吸胀过程中的有效气体饱和度(S_{gi}^* ,小数)计算残余气饱和度[公式(17)]。

$$S_{gi}^* (S_{gi}^*) = \frac{S_{gi}^*}{1 + CS_{gi}^*} \quad (17)$$

式中: S_{gi}^* 为排水过程中的有效气体饱和度,小数。

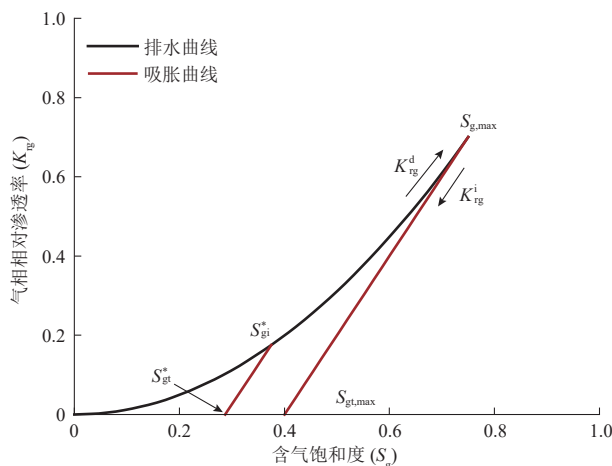


图1 X区块应用Land's模型计算的束缚空间封存量

Fig. 1 Land's model-based calculation of the volume of CO₂ sequestered by residual trapping in block X

S_{gi}^* , 排水过程中的有效气体饱和度; S_{gi}^* , 吸胀过程中的有效气体饱和度; $S_{g, \max}$, 最大捕获气饱和度; $S_{g, \max}^*$, 最大气体饱和度; K_{rg}^d , 排水过程中的气相相对渗透率; K_{rg}^i , 吸胀过程中的气相相对渗透率

2 地层流体性质

2.1 原始流体性质

根据X区块水平井生产初期的凝析气藏流体*pVT*(压力-体积-温度)实验数据(实验室按气/油比=1 000 m³/m³配制地层样品),采用CMG软件的WinProp模块拟合*pVT*实验数据,从而获得C₁₁₊(碳原子数≥11的烃类)组分的临界温度、临界压力、偏心因子和摩尔体积等参数(表2)。

根据WinProp模块拟合得到的参数来绘制地层流体的*p-T*相图(图2)。凝析气藏露点压力为55.13 MPa,与地层压力(77.60 MPa)相差较大,开发历程曲线靠近临界点右侧,压力低于露点压力时迅速出现凝析液。图3绘制了定容衰竭过程中的采出井流物气相、液相的密度和黏度变化图版,从图中可以看出压力升到露点压力(55.13 MPa)时,实验测得的气相与液相的密度和黏度十分接近,该特高含凝析油凝析气藏流体具有近临界流体性质。

表2 X区块水平井C₁₁₊(碳原子数≥11的烃类)组分特征参数
Table 2 Characteristic parameters of C₁₁₊ component in the horizontal well in block X

参数	分子量/ (g/mol)	临界压力/ MPa	临界 温度/°C	偏心因子	体积偏移量
值	217.04	1.509 6	603.29	0.771	0.029

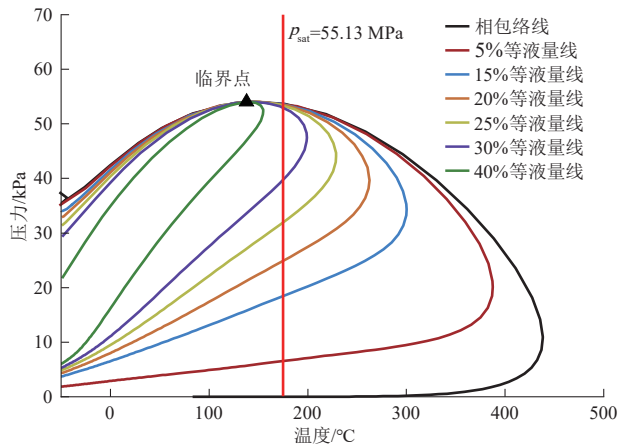


图2 X区块凝析气藏 p - T (压力-温度)相图

Fig. 2 Pressure-temperature (p - T) phase diagram of condensate gas reservoirs in block X (p_{sat} 为露点压力。)

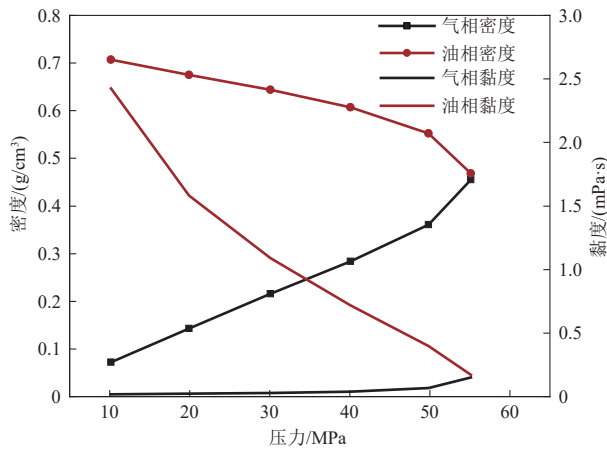


图3 X区块采出井流体性质的变化

Fig. 3 Variations in the properties of fluids from the recovery well in block X

2.2 地层剩余流体组分变化

为得到开发过程中地层剩余流体组分变化特征,采用CMG软件的组分模拟器(GEM)来模拟衰竭开采

过程中地层剩余流体在不同衰竭压力下的组成(表3),并根据衰竭开发过程中地层剩余流体组分数据绘制了不同压力下组分的 p - T 相图(图4)。从图中可以看出随着地层压力的下降,相包络线逐渐向右下方偏移,地层流体由凝析气藏体系向挥发油藏体系转变。图5绘制了轻质组分 C_1 (甲烷)以及重质组分 C_{11+} 含量随压力的变化图版,可以看出随着压力的降低地层剩余流体的轻质组分含量逐渐减少,重质组分含量逐渐增加。

3 注气补能相态研究

3.1 注气补能 p - T 相图变化

采用上述衰竭模拟过程中地层压力为30 MPa时的地层剩余流体组分数据开展注气相态模拟研究。在该地层剩余流体体系中连续注入 CO_2 达到不同浓度时,绘制了注气补能后油-气体系的 p - T 相图(图6),其

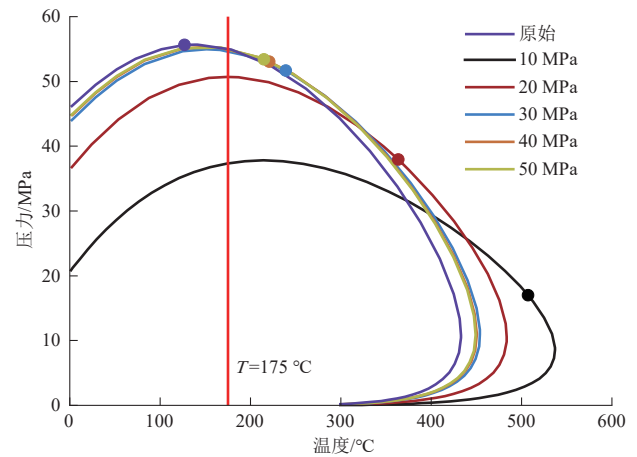


图4 X区块不同压力下地层剩余流体组分的 p - T (压力-温度)相图

Fig. 4 p - T phase diagram of residual fluid components in block X under different reservoir pressures

表3 X区块衰竭开发过程中地层剩余流体组分变化特征

Table 3 Variations in the composition of residual fluids in block X during depletion recovery

压力/MPa	组分摩尔分数/%														
	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	nC ₆	nC ₇	nC ₈	nC ₉	nC ₁₀	C ₁₁₊
55.13	7.07	0.27	65.96	11.96	4.9	0.56	0.91	0.15	0.22	0.34	0.43	0.62	0.95	1.04	4.62
50.00	6.88	0.26	64.43	11.95	4.97	0.57	0.94	0.16	0.23	0.36	0.46	0.67	1.03	1.14	5.96
40.00	6.87	0.26	64.3	11.95	4.97	0.57	0.94	0.16	0.23	0.36	0.46	0.67	1.04	1.15	6.07
30.00	6.83	0.25	63.87	11.91	4.97	0.58	0.94	0.16	0.23	0.37	0.47	0.69	1.09	1.22	6.43
20.00	6.38	0.23	59.61	11.64	5.05	0.6	1.00	0.17	0.26	0.42	0.56	0.85	1.38	1.59	10.26
10.00	5.33	0.18	49.05	9.95	4.43	0.54	0.9	0.16	0.24	0.41	0.57	0.89	1.49	1.78	24.08

注:i表示异构烷烃;n表示正构烷烃。

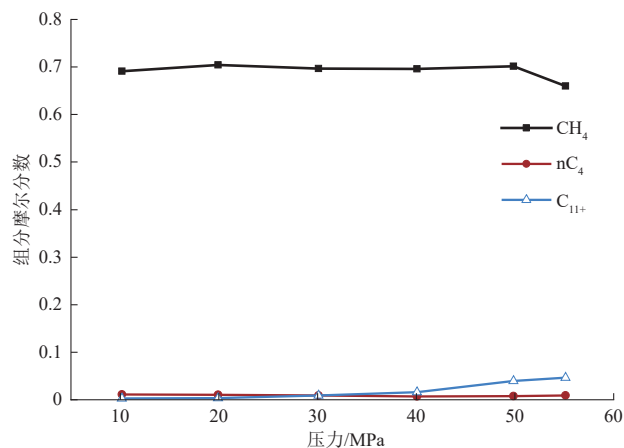


图5 X区块地层压力变化对地层剩余流体不同组分含量的影响

Fig. 5 Changes of contents of different residual fluid components with reservoir pressure in block X

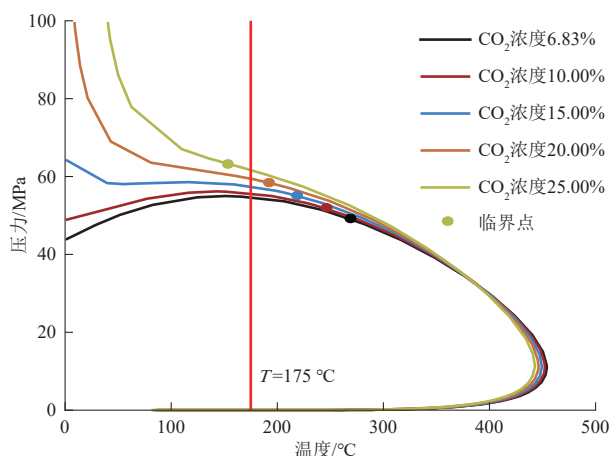


图6 X区块地层压力30 MPa下地层剩余凝析油-气体系连续注入CO₂达到不同浓度时的p-T相图

Fig. 6 p-T phase diagram of the residual gas condensate-gas system in block X after continuous CO₂ injection under a reservoir pressure of 30 MPa

结果显示随着CO₂注入量的升高,在油藏温度(175℃)下,地层凝析油-气体系的饱和压力不断上升,临界点向左上方移动(临界温度降低、临界压力升高),呈现挥发油体系向凝析气体系转变的趋势。

3.2 注气补能凝析液量变化

在油藏温度下,对地层压力为30 MPa时的地层剩余凝析油-气体系连续注入CO₂,并绘制凝析液量随压力的变化图版(图7)。可以看出在CO₂注入量较低时,随着CO₂的注入凝析液量呈现降低趋势。随着CO₂注入量的升高,凝析液量在较低压力时呈现降低趋势,在较高压力时反而急剧上升,这是由于

随着CO₂注入量的不断增加,临界点左移,抑制了体系凝析液量的析出;但是当CO₂注入量较高时,油-气体系呈现挥发油状态,在高压下凝析液量急剧上升。

将压力为30.00 MPa的地层剩余流体与摩尔分数为40%的CO₂混合,计算混合后新体系的反凝析液量随压力的变化(图8),可以看出注入气体后凝析液量明显降低;原始地层剩余流体为挥发油体系,而在注入气体之后,地层流体由挥发油体系向凝析气体系转变;与40%摩尔分数的CO₂混合后的体系其露点压力为76.40 MPa,高于原始地层凝析气体系的露点压力

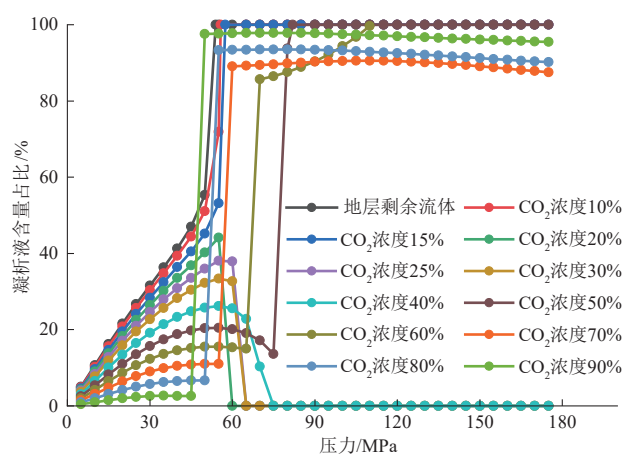


图7 X区块地层压力30 MPa下地层剩余凝析油-气体系连续注入CO₂达到不同浓度时的凝析液量变化趋势

Fig. 7 Variation trends in condensate liquid content in the residual condensate oil-gas system in block X after continuous CO₂ injection under a reservoir pressure of 30 MPa

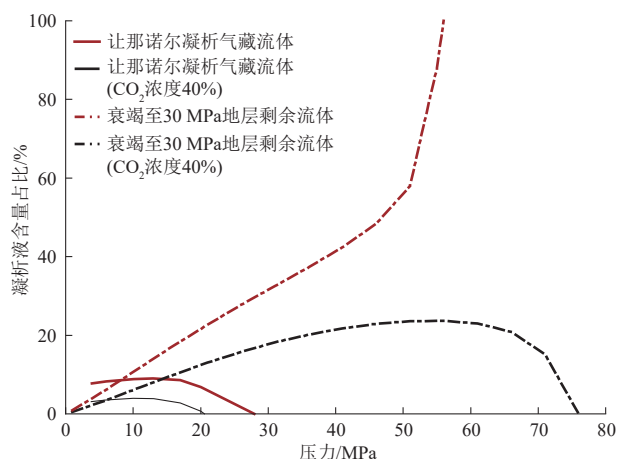


图8 X区块衰竭地层剩余流体(30 MPa下)与让那诺尔原始凝析气藏流体注入CO₂浓度达到40%时凝析液量变化对比

Fig. 8 Variations in condensate fluid yield upon CO₂ injection with a molar ratio of 40% mixed with residual fluid depleted to 30 MPa in block X and mixed with original fluids from condensate gas reservoirs in the Zhanarol oilfield

(55.13 MPa),说明针对特高含凝析油凝析气藏,注入 CO_2 未能有效降低体系的露点压力。以让那诺尔凝析气藏^[8]为例,通过对比其注气降低反凝析液量的表现,进一步了解了特高含凝析油凝析气藏注气解除反凝析污染的能力。让那诺尔凝析气藏原始凝析油含量为 250 g/cm^3 ,属于中含凝析油凝析气藏,露点压力为25.20 MPa,随着压力下降,最高凝析液量为9%(图8)^[9]。将原始凝析气藏流体与40%摩尔分数的 CO_2 混合并绘制不同压力下的凝析液量。对于该中含凝析油凝析气藏,注入 CO_2 可以显著降低体系的凝析液量。注入 CO_2 后体系露点压力显著下降,由25.20 MPa降低到21.53 MPa,有助于进一步解除反凝析污染。通过对比可知,注 CO_2 可以有效降低中含凝析油凝析气藏露点压力和凝析液量,但未能降低特高含凝析油凝析气藏的露点压力,且随着注入比例的升高,反而增加了特高含油凝析气藏的凝析液量。对于特高含凝析油凝析气藏,其地层流体富含重质组分,注入的 CO_2 降低了体系的平均分子量,促使流体相包络线向左偏移,整体表现为从挥发油向凝析气转变。但是 CO_2 溶于液相并与重质组分发生相互作用,促进重烃析出,从而导致体系的露点压力升高。

4 注 CO_2 补能及碳埋存效率

本文的模型采用的是CMG软件的双孔-双渗模型,地层温度为 $175\text{ }^\circ\text{C}$,地层压力为77.60 MPa,基质的渗透率为 $1 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,天然裂缝的渗透率为 $5 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,基质的孔隙度为5.000%,天然裂缝的孔隙度为0.001%,基质和天然裂缝的含水饱和度均为40%。X区井水平井长度为1 645 m,压裂段22段,油藏数值模拟模型如图9所示。

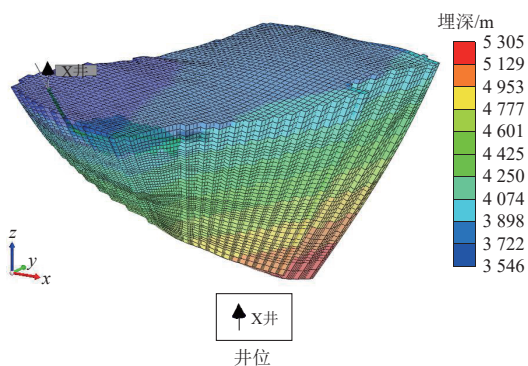


图9 X区块油藏数值模拟模型示意图

Fig. 9 Schematic diagram of the numerical simulation model for oil reservoirs in block X
(x, y, z 为坐标轴方向。)

4.1 生产历史拟合

凝析气井在生产过程中当压力降到露点压力以下之后,随着地层压力的进一步下降,凝析油含量会大大增加,导致单井产能降低,并使气/油比显著增加。X区块水平井于2024年4月开始投产,采用已建立的模型对其至2025年8月的生产动态数据(日产油量、日产水量、日产气量和气/油比)进行了拟合(图10),拟合精度达到了90%以上,与生产实际情况基本吻合,表明所建立的模型可用于生产预测。

X区块水平井生产至2025年8月时压力降至60 MPa,未达到露点压力,地层未有凝析油析出,为探究注 CO_2 补能降低反凝析液含量以及恢复产能的能力,开展衰竭式开发数值模拟,使井底压力降低至53 MPa(略低于露点压力),进行注气补能模拟研究,并针对注-采参数提出注气补能优化方案。为考虑启动压力的影响,设置凝析油的临界流速饱和度为25%,当凝析油饱和度低于此临界值时,凝析油不具有流动能力。

4.2 注气时长

基于CMG软件的GEM模拟器开展注气补能数值模拟研究,在生产至第4年开展 CO_2 吞吐模拟研究,并生产至第10年。在注气速度和焖井时间相同、注气时长不同情况下,分别模拟了注气后凝析油饱和度及气相相对渗透率随距水平井的径向距离的变化。注气速度设定为 $5 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,焖井时间为6 d,注气时间分别为6,30,60和90 d,开井再生产时间为6个月。注 CO_2 不同时长凝析油饱和度及气相相对渗透率随距水平井的径向距离的变化如图11和图12所示。注气时间为6 d时,近井地带的凝析油饱和度略有下降、气相相对渗透率略有回升。在注气时间大于30 d时,近井地带凝析油饱和度反而上升、气相相对渗透率下降,这是由于注入 CO_2 比例相对较高时,提高了反凝析液量,油-气体系呈现凝析油状态。

在上述注-焖-采生产制度下计算不同注气时长关键参数。①生产指标:累增油量、累增气量;②效率指标:换油率、换气率;③封存指标: CO_2 埋存率(定义为生产末期滞留 CO_2 量与总注入量之比)。计算结果及变化特征如图13所示。可以看出, CO_2 在注气时长为90 d时累增油量达到最高,换油率在30 d时达到最大值,随着注气时长的增加累增气量不断增加、换气率不断减小、 CO_2 埋存率不断增大。

不同注气时长条件下 CO_2 封存机制的分布特征如

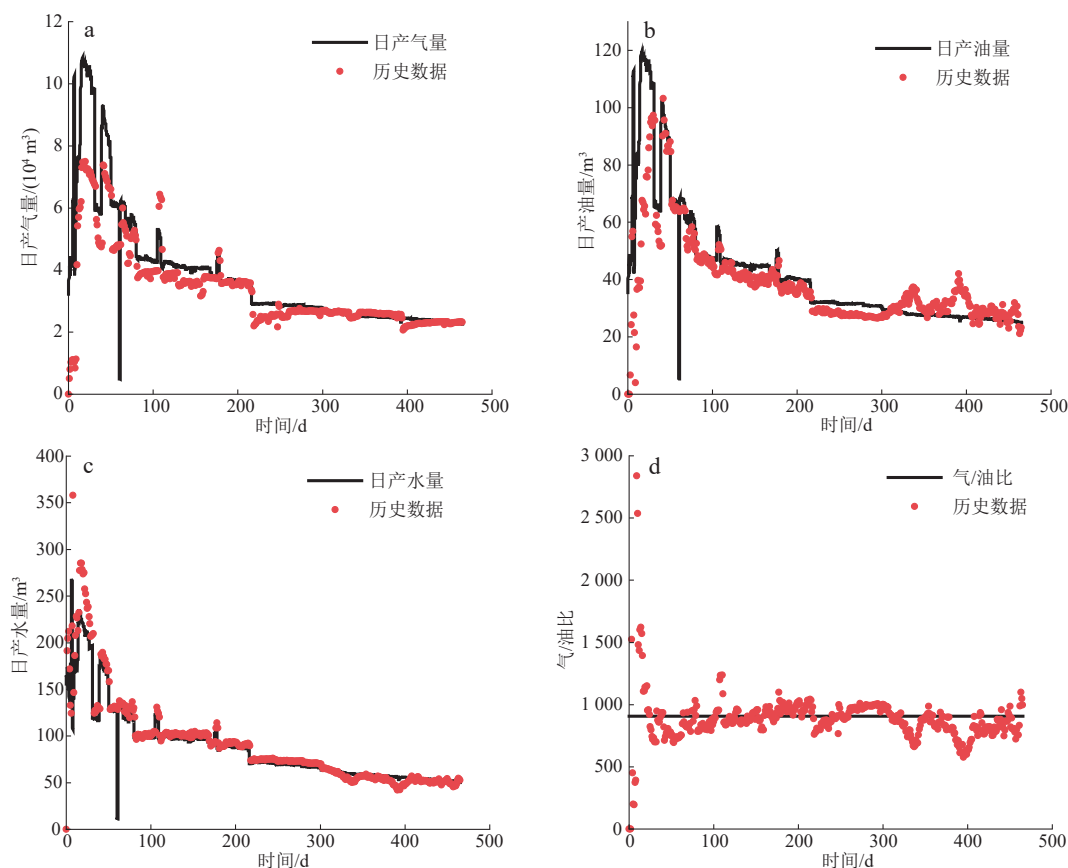


图10 X区块水平井生产历史拟合结果

Fig. 10 Results of fitting between production history and daily production for the horizontal well in block X

a. 日产气量; b. 日产油量; c. 日产水量; d. 气/油比

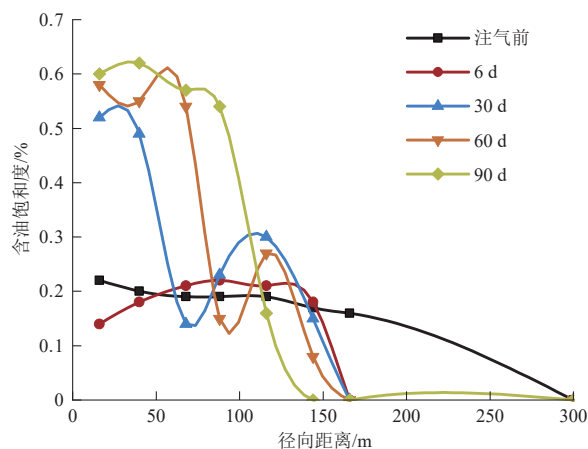
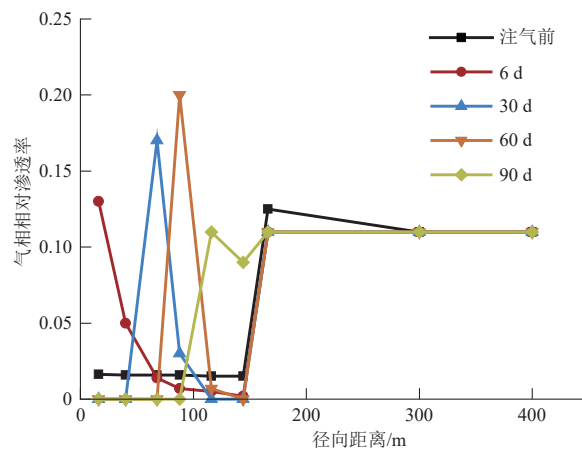
图11 X区块不同CO₂注气时长对凝析油饱和度的影响Fig. 11 Influence of CO₂ injection duration on gas condensate saturation in block X图12 X区块不同CO₂注气时长对气相相对渗透率的影响Fig. 12 Influence of CO₂ injection duration on the relative permeability of the gas phase in block X

图14所示。研究结果表明,CO₂在地下主要以构造封存和束缚空间封存形式存在,二者占总封存量的主要部分;溶解封存和吸附封存所占比例相对较小。随着注气时间的延长,吸附封存和溶解封存的相对贡献量呈现逐渐增加的趋势,这主要是由于:①长期注气促进

了CO₂在地层水中的溶解扩散;②持续的CO₂注入增强了与储层岩石表面的吸附作用。

4.3 注气速率

注气速率是影响单井吞吐开发效果的关键参数。

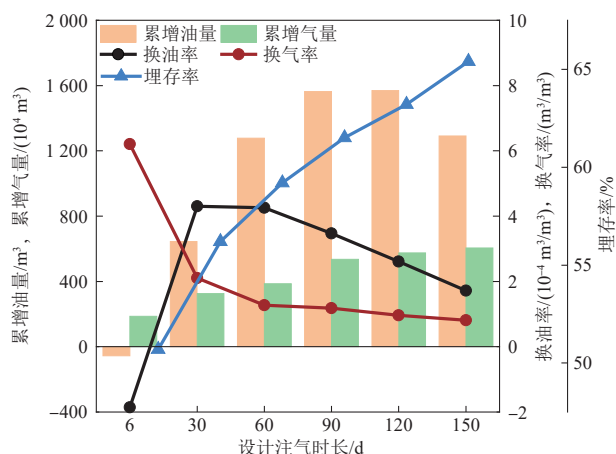


图13 X区块不同注气时长下的关键参数变化趋势

Fig. 13 Variation trends in key parameters with CO₂ injection duration in block X

本文设置了7种注气速度方案(1×10^4 , 3×10^4 , 5×10^4 , 8×10^4 , 10×10^4 , 12×10^4 和 15×10^4 m³/d),通过与不注气方案对比,系统评价了CO₂注入对反凝析污染的解除效果。模拟采用固定注气时长60 d、焖井6 d和生产期6个月的开发方案,以累增油量和换油率作为主要评价指标。图15展示了不同注气速度下的开发

效果参数。研究结果表明:随着注气速率提高,累增油量、换油率和换气率均呈现下降趋势,而累增气量则持续上升。注气速度与CO₂埋存率呈正相关关系,增速越快、埋存率越高。提高注气速度可显著提升储层压力,这一方面有效地抑制了反凝析现象,另一方面促进了已析出的凝析油发生再汽化,故储层累增油量呈现负值。这些发现表明,在CO₂单井吞吐开发过程中,注气速率的选择需要在提高原油采收率和优化CO₂埋存效果之间进行权衡。较低的注气速率有利于提高原油采收率,而较高的注气速率则更有利于CO₂的地质封存。

4.4 焖井时间

焖井时间是调控注气吞吐效果的关键参数之一。本文通过设置6组焖井时间方案(6, 15, 30, 40, 50和60 d),在固定注气周期60 d和生产期6个月的条件下,系统评价了焖井时间对CO₂解堵效果的影响。基于累增油量和换油率等关键指标,对比分析了不同焖井方案解除反凝析污染的效果。图16展示了不同焖井时间下的开发动态。①生产表现:累增油量从6 d方案的

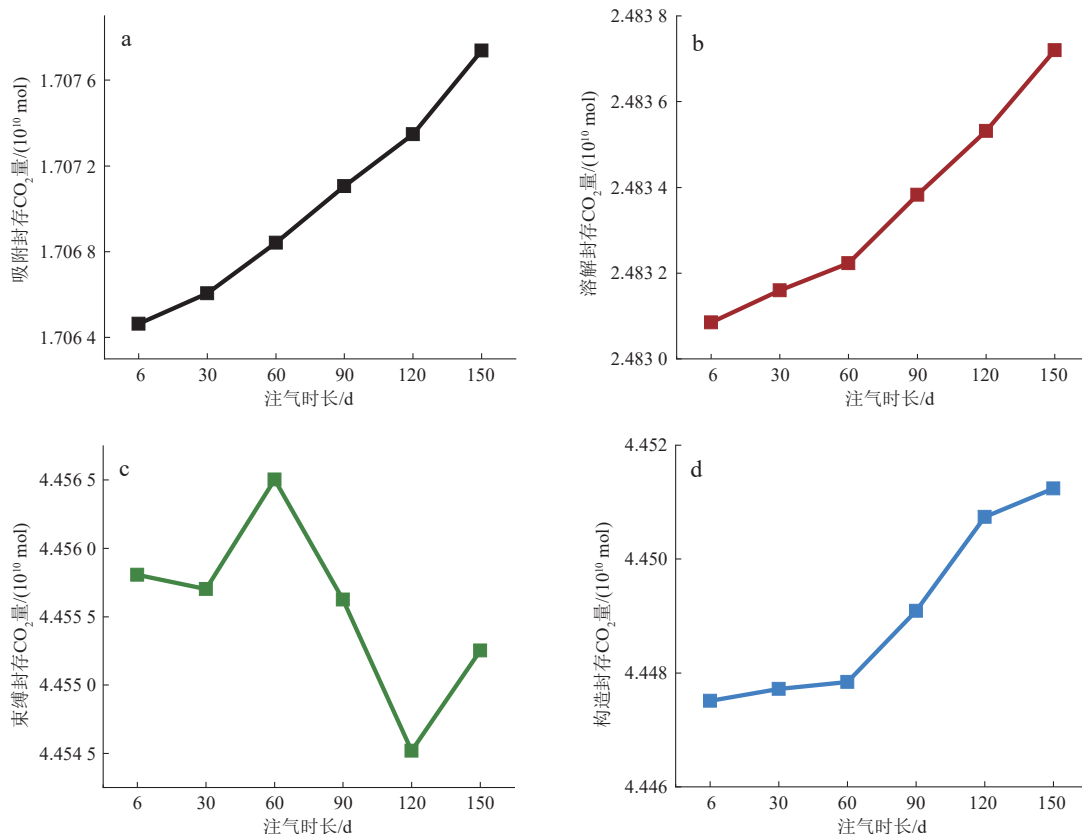


图14 X区块不同注气时长、不同封存机制下的埋存量变化趋势

Fig. 14 Variation trends in the volume of CO₂ sequestered through different trapping mechanisms with CO₂ injection duration in block X

a. 吸附CO₂量; b. 溶解CO₂量; c. 束缚封存CO₂量; d. 构造封存CO₂量

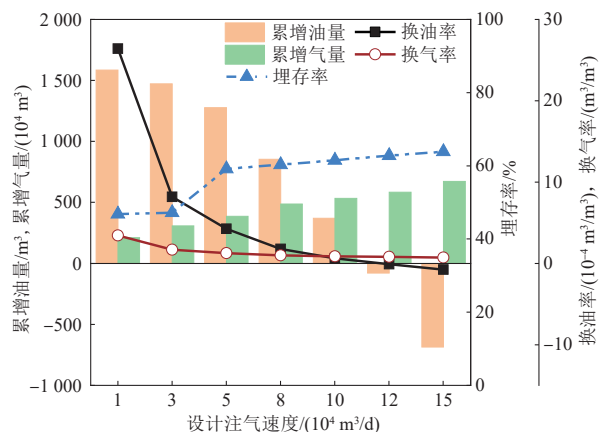


图15 X区块不同注气速度下的单井吞吐开发效果关键参数变化趋势

Fig. 15 Variation trends in key parameters of single-well development performance achieved via CO₂ huff-n-puff injection at different rate in block X

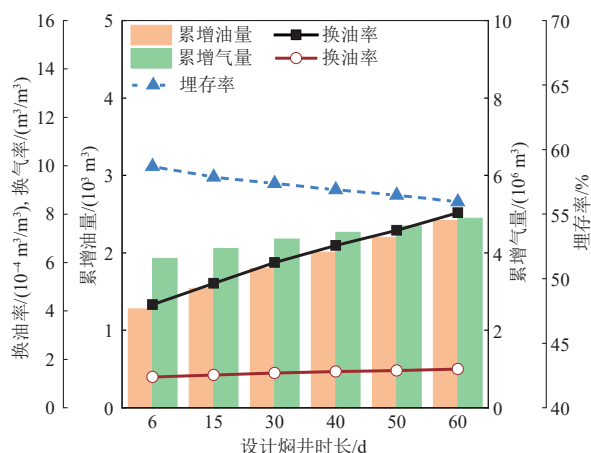


图16 X区块不同焖井时间下的单井吞吐开发效果关键参数变化趋势

Fig. 16 Variation trends in key parameters of single-well development performance during CO₂ huff-n-puff injection in block X at different soaking durations

1 277.5 t 提升至 60 d 方案的 2 419.3 t, 增幅达 89.43%; 累增气量相应增加 27.01%。②开发效率: 换油率由 4.26% 提升至 8.06%, 换气率由 1.27% 提高至 1.60%。③封存特征: CO₂ 埋存率从 59.2% 下降至 55.6%。研究发现: ①生产效果与焖井时间呈正相关关系, 延长焖井时间显著提升累增油量和换油率; ②封存效率与焖井时间负相关关系, 每延长 10 d 焖井时间, 埋存率平均降低 0.067%。作用机理表明, 延长焖井时间促进 CO₂ 与地层流体充分接触, 增强抽提和反蒸发作用, 更长的扩散时间改善 CO₂ 在储层中的分布均匀性, 但同时也增加了 CO₂ 与产出气的混合程度, 导致更多注入气被采出。

5 结论

1) 衰竭开发后地层流体轻质组分减少, 剩余体系由凝析气向挥发油转变。向地层剩余流体连续注入 CO₂, 随着 CO₂ 比例的升高, 凝析液量在较低压力时呈现降低趋势, 在较高压力时反而急剧上升。注 CO₂ 后近井地带凝析油饱和度有回升现象, 这是由于注入 CO₂ 比例相对较高时, 提高了体系的反凝析液量, 油气体系呈现凝析油状态。

2) 对于特高含凝析油凝析气藏, 提高注气时长, 累产油和换油率呈先上升、后下降的趋势; 注气时长相同时, 注气速度越大, 换油率越低; 焖井时间与累产油和换油率呈正相关关系。CO₂ 埋存率与注气时长呈正相关关系, 与注气速率和焖井时间呈负相关关系。

3) 总体 CO₂ 埋存率为 46.8% ~ 65.2%, CO₂ 在地下主要以构造封存和束缚空间封存形式存在, 二者占总封存量的主要部分, 占比约为 68%; 溶解封存和吸附封存所占比例相对较小, 溶解封存占总封存量的 18%, 吸附封存占总封存量的 13%。随着注气时间的延长, 吸附封存和溶解封存的相对贡献量呈现逐渐增加的趋势, 这主要是由于长期注气促进了 CO₂ 在地层水中的溶解扩散, 同时持续的 CO₂ 注入通过吸附置换作用提升了储层中吸附 CO₂ 量。

参 考 文 献

- [1] 李金霞, 刘野, 郑起君, 等. 气藏分类指标体系的研究[J]. 内蒙古石油化工, 2008, 34(12): 106-107, 125.
LI Jinxia, LIU Ye, ZHENG Qijun, et al. Study on the index system of gases storages classification [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2008, 34(12): 106-107, 125.
- [2] 毕建霞, 戚志林, 郭平, 等. 降压开采过程中凝析油气相渗实验研究[J]. 天然气工业, 2006, 26(10): 108-110.
BI Jianxia, QI Zhilin, GUO Ping, et al. Experiment research on condensate oil/gas phase permeability during pressure dropping production[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(10): 108-110.
- [3] AL-ANAZI H A, POPE G A, SHARMA M M, et al. Laboratory measurements of condensate blocking and treatment for both low and high permeability rocks [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 2002. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2002: SPE-77546-MS.
- [4] 冯强汉, 邓宝康, 杨映洲, 等. 致密砂岩凝析气藏反凝析伤害评价及解除方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(2): 139-146.
FENG Qianghan, DENG Baokang, YANG Yingzhou, et al. Evaluations and removing methods of the retrograde condensate damage for the gas condensate reservoirs in the tight sandstone

- [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(2): 139–146.
- [5] 侯大力, 罗平亚, 孙雷, 等. 近临界凝析气藏动态相态行为[J]. *大庆石油地质与开发*, 2014, 33(1): 86–91.
HOU Dali, LUO Pingya, SUN Lei, et al. Dynamic phase behaviors of a near-critical condensate gas reservoir [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2014, 33(1): 86–91.
- [6] 张磊, 于海洋, 黄涛, 等. CO₂吞吐提高其埋存率及页岩油采收率的影响因素[J]. *华南师范大学学报(自然科学版)*, 2024, 56(5): 16–26.
ZHANG Lei, YU Haiyang, HUANG Tao, et al. Factors influencing CO₂ huff-and-puff for increasing its storage capacity and shale oil recovery [J]. *Journal of South China Normal University(Natural Science Edition)*, 2024, 56(5): 16–26.
- [7] 汪周华, 王记俊, 杨洪志, 等. 安岳低渗凝析气藏单井干气吞吐参数优化[J]. *特种油气藏*, 2013, 20(6): 84–88.
WANG Zhouhua, WANG Jijun, YANG Hongzhi, et al. Parameters optimization of single well gas huff and puff for Anyue low-permeability condensate gas reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2013, 20(6): 84–88.
- [8] 蒙春. 低渗透砂岩凝析气藏凝析油污染机理及解除方法研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2014.
MENG Chun. Research on the mechanism and relief methods of condensate oil pollution in low-permeability sandstone condensate gas reservoirs [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [9] 李俞虹. 让那若尔凝析气藏反凝析伤害评价及解除方法[D]. 成都: 西南石油大学, 2019.
LI Yuhong. Evaluation and relief methods for reverse condensation damage in Nalofel gas reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019.
- [10] 魏云峰, 刘同振, 王新裕, 等. 单井注干气吞吐技术在柯克亚凝析气田的应用[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2007, 29(1): 92–94.
WEI Yunfeng, LIU Tongzhen, WANG Xinyu, et al. Application of the technology of the dry gas injection huff and puff on single well in Kekeya gas condensate field [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2007, 29(1): 92–94.
- [11] 吕栋梁, 唐海, 李胜杰, 等. CO₂解除低渗气藏反凝析液伤害研究[J]. *海洋石油*, 2007, 27(3): 89–92.
LYU Dongliang, TANG Hai, LI Shengjie, et al. The study of using CO₂ puff-huff to eliminate damage due to retrograde condensed liquid in low permeability gas reservoir [J]. *Offshore Oil*, 2007, 27(3): 89–92.
- [12] 舒梅. 白庙凝析气井反凝析伤害机理及CO₂吞吐解除反凝析伤害的方法研究[D]. 成都: 西南石油学院, 2004.
SHU Mei. Research on the mechanism of reverse condensation damage in white Temple condensate gas wells and the method for resolving reverse condensation damage by CO₂ injection [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2004.
- [13] 王瑞, 王倩, 魏芳. 注氮气在塔河油田凝析气藏的应用及效果[C]//重庆市科学技术协会, 重庆市石油与天然气学会, 中科院重庆绿色智能技术研究院, 等. 第三届全国特殊气藏开发技术研讨会优秀论文集, 重庆, 2014. 乌鲁木齐: 中石化西北油田分公司工程技术研究院, 2014: 106–113.
WANG Rui, WANG Qian, WEI Fang. Application and effect of nitrogen injection in condensate gas reservoirs of Tahe Oilfield [C]//Chongqing Association for Science and Technology, Chongqing Petroleum and Natural Gas Society, Chongqing Institute of Green and Intelligent Technology, et al. Proceedings of the Third National Symposium on Special Gas Reservoir Development Technology, Chongqing, 2014. Urumqi: Engineering Technology Research Institute of Sinopec Northwest Oilfield Company, 2014: 106–113.
- [14] 王建海, 李娣, 曾文广, 等. 塔河缝洞型油藏注氮气工艺参数优化研究[J]. *断块油气田*, 2015, 22(4): 538–541.
WANG Jianhai, LI Di, ZENG Wenguang, et al. Parameter optimization of N₂ injection technology in fractured-vuggy reservoirs of Tahe Oilfield [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2015, 22(4): 538–541.
- [15] 高奕奕, 孙雷, 张庆生, 等. 低渗凝析气井反凝析、反渗吸伤害及解除方法[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2005, 27(2): 45–49.
GAO Yiyi, SUN Lei, ZHANG Qingsheng, et al. Low permeability condensate gas well, retrograde condensate, reverse imbibition damage and removing methods [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2005, 27(2): 45–49.
- [16] 汤勇, 孙雷, 杜志敏, 等. 注干气吞吐提高凝析气井产能研究[J]. *石油天然气学报*, 2006, 28(5): 85–87, 103.
TANG Yong, SUN Lei, DU Zhimin, et al. Study on improving gas-condensate well productivity by huff and puff dry gas injection [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2006, 28(5): 85–87, 103.
- [17] 郭平, 邓垒, 杨学峰, 等. 低渗富含凝析油凝析气藏气井干气吞吐效果评价[J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(3): 354–357.
GUO Ping, DENG Lei, YANG Xuefeng, et al. Dry gas huff and puff effect evaluation of gas wells in low-permeable condensate gas reservoir with rich condensate oil [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(3): 354–357.
- [18] 王小雨, 任皓洁, 广怡初, 等. CO₂吞吐提高凝析气藏凝析油采收率实验研究[J]. *石油钻探技术*, 2025, 53(1): 86–93.
WANG Xiaoyu, REN Haojie, AN Yichu, et al. Experimental study on improving condensate oil recovery by CO₂ huff and puff in condensate gas reservoirs [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2025, 53(1): 86–93.
- [19] 崔凯, 陈强, 刘德生, 等. 白莲枯竭凝析气藏CCUS-EOR控制机制[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2025, 47(2): 115–126.
CUI Kai, CHEN Qiang, LIU Desheng, et al. Control mechanism of CCUS-EOR for CO₂-rich gas injection in bailian condensate reservoir [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2025, 47(2): 115–126.

- Technology Edition), 2025, 47(2): 115–126.
- [20] MOTT R, CABLE A, SPEARING M. A new method of measuring relative permeabilities for calculating gas-condensate well deliverability [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 1999. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1999: SPE-56484-MS.
- [21] 李鹏飞, 王爱方, 张成林, 等. 注CO₂改善页岩凝析气藏反凝析伤害效果评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(6): 151–158.
- LI Pengfei, WANG Aifang, ZHANG Chenglin, et al. Effect evaluation of CO₂ injection on mitigat retrograde condensate damage of condensate gas in shale gas reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(6): 151–158.
- [22] ODI U. Analysis and potential of CO₂ huff-n-puff for near wellbore condensate removal and enhanced gas recovery [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 2012. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2012: SPE-160917-STU.
- [23] HUANG Jingwei, JIN Tianying, BARRUFET M, et al. Evaluation of CO₂ injection into shale gas reservoirs considering dispersed distribution of kerogen [J]. Applied Energy, 2020, 260: 114285.
- [24] 王光付, 李阳, 王锐, 等. 二氧化碳地质封存与利用新进展[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1168–1179.
- WANG Guangfu, LI Yang, WANG Rui, et al. Recent advances in geological carbon dioxide storage and utilization [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 1168–1179.
- [25] 何奇, 宋维宾, 韩颖. CO₂驱油封存研究与应用现状综述[J]. 矿业科学学报, 2024, 9(5): 668–677.
- HE Qi, SONG Weibin, HAN Ying. Research progress and application of CO₂ flooding oil storage: A review [J]. Journal of Mining Science and Technology, 2024, 9(5): 668–677.
- [26] 宋平, 崔晨光, 张记刚, 等. 玛湖凹陷上乌尔禾组强敏感油藏CO₂同步吞吐试验[J]. 新疆石油地质, 2024, 45(3): 355–361. doi:10.7657/XJPG20240313.
- SONG Ping, CUI Chenguang, ZHANG Jigang, et al. Simultaneous CO₂ Huff-n-Puff Test in Highly Sensitive Reservoirs in Upper Wuerhe Formation, Mahu Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2024, 45(3): 355–361. doi:10.7657/XJPG20240313.
- [27] 冉令博, 王佳, 鲁文婷, 等. 复杂岩性低渗透凝析气藏地质工程一体化设计[J]. 特种油气藏, 2024, 31(6): 159–164.
- RAN Lingbo, WANG Jia, LU Wenting, et al. Integrated Geological Engineering Design for Complex Lithology Low-Permeability Condensate Gas Reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(6): 159–164.
- [28] ENAB K, EMAMI-MEYBODI H. Effects of diffusion, adsorption, and hysteresis on huff-n-puff performance in ultratight reservoirs with different fluid types and injection gases [J]. Energies, 2021, 14(21): 7379.
- [29] SONG Haosheng, LI Bobo, YE Pingping, et al. A shale apparent gas diffusion model under the influence of adsorption effects to analyze microscopic gas diffusion behavior [J]. Physics of Fluids, 2024, 36(7): 072021.
- [30] ALHARTHY N, TEKLU T, KAZEMI H, et al. Enhanced oil recovery in liquid-rich shale reservoirs: Laboratory to field [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2018, 21(1): 137–159.
- [31] SIGMUND P M. Prediction of molecular diffusion at reservoir conditions. Part II – estimating the effects of molecular diffusion and convective mixing in multicomponent systems [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1976, 15(3): 53–62.
- [32] YAN Bicheng, MI Lidong, WANG Yuhe, et al. Multi-porosity multi-physics compositional simulation for gas storage and transport in highly heterogeneous shales [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 160: 498–509.
- [33] DONG Xiaohu, LIU Huiqing, HOU Jirui, et al. Phase equilibria of confined fluids in nanopores of tight and shale rocks considering the effect of capillary pressure and adsorption film [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2016, 55(3): 798–811.
- [34] PENG Dingyu, ROBINSON D B. A new two-constant equation of state [J]. Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, 1976, 15(1): 59–64.
- [35] RACHFORD H H Jr, RICE J D. Procedure for use of electronic digital computers in calculating flash vaporization hydrocarbon equilibrium [J]. Journal of Petroleum Technology, 1952, 4(10): 19.
- [36] MWAKIPUNDA G C, NGATA M R, MGIMBA M M, et al. Carbon dioxide sequestration in low porosity and permeability deep saline aquifer: Numerical simulation method [J]. Journal of Energy Resources Technology, 2023, 145(7): 073401.
- [37] LI Y K, NGHIEM L X. Phase equilibria of oil, gas and water/brine mixtures from a cubic equation of state and henry's law [J]. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 1986, 64(3): 486–496.
- [38] LAND C S. Calculation of imbibition relative permeability for two- and three-phase flow from rock properties [J]. SPE Journal, 1968, 8(2): 149–156.

(编辑 许诺)