

引用本文:高玉巧,郑永旺,张莉娜,等.南川常压页岩气田注 CO₂ 吞吐矿场实践[J].石油实验地质,2025,47(2):395-405.DOI:10.11781/sysydz2025020395.

GAO Yuqiao,ZHENG Yongwang,ZHANG Lina, et al.Field tests of CO₂ huff-n-puff technology in Nanchuan normal-pressure shale gas field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(2):395-405.DOI:10.11781/sysydz2025020395.

南川常压页岩气田注 CO₂ 吞吐矿场实践

高玉巧^{1,2}, 郑永旺^{1,2}, 张莉娜¹, 任建华¹, 张耀祖¹, 房大志³

1. 中国石化 华东油气分公司 勘探开发研究院, 南京 210019;

2. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 100083;

3. 中国石化 重庆页岩气有限公司, 重庆 408400

摘要:受吸附态甲烷占比高、地层能量弱等影响,常压页岩气藏采收率普遍不足 30%。中国石化率先在四川盆地南川常压页岩气田开展注 CO₂ 吞吐矿场试验,验证了海相页岩气注 CO₂ 提高采收率的可行性。为推广该技术,以南川常压页岩气田为研究对象,开展室内实验—数值模拟—吞吐动态分析全链条研究,分析 CO₂ 在不同页岩储层中竞争吸附差异性,探究矿场 CO₂ 注入、吞吐特征,明确页岩气注 CO₂ 吞吐提高采收率技术“增能+置换+解水锁”多机制协同机理,进而指导选井及方案优化。综合利用电镜扫描、测井解释、等温吸附实验等方法,揭示南川地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组常压页岩储层随埋深变浅、地层压力减小以及孔隙度、TOC 和黏土矿物含量的增加,CO₂ 竞争吸附能力增强,超临界态 CO₂ 吸附量最高可达 CH₄ 的 6~7 倍。现场页岩气井注 CO₂ 吞吐后,日产气可提高 3.5~6.5 倍,采收率提升 1.9%~3.1%。根据 2 井 3 轮次注入—焖井阶段压力监测,CO₂ 主要集中在近井地带微裂缝中,扩散距离与地层压力、压裂缝网导流能力有关,一般不超过 70 m。CO₂ 吞吐可划分为初期 CO₂ 快速返排、早期提产和中后期稳产 3 个阶段,增产机理分别为早期增能补能、中期膨胀助排+解水锁、后期吸附置换+分压促解吸。吞吐提产的主要影响因素为储层改造程度和采出程度。中深层压裂效果较差的井在吞吐中早期换气率高,浅层采出程度较高的井在吞吐中后期累增气量高。结合数值模拟,建议优选吸附能力强、采出程度 20%~30%、携液能力较差且关井压力尽可能达到 7 MPa 的井开展矿场先导试验。在低压低产阶段,中深层井可开展小规模多轮次注 CO₂ 吞吐以增能助排,浅层井可开展大规模注 CO₂ 吞吐以补充地层能量、吸附置换实现采收率提升。

关键词:常压页岩气;CO₂ 吞吐;矿场试验;采收率;选井;四川盆地

中图分类号:TE357

文献标识码:A

DOI:10.11781/sysydz2025020395

Field tests of CO₂ huff-n-puff technology in Nanchuan normal-pressure shale gas field

GAO Yuqiao^{1,2}, ZHENG Yongwang^{1,2}, ZHANG Lina¹, REN Jianhua¹, ZHANG Yaozu¹, FANG Dazhi³

1. Research Institute of Exploration & Production, SINOPEC East China Oil & Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210019, China;

2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Beijing 100083, China;

3. SINOPEC Chongqing Shale Gas Company, Ltd., Chongqing 408400, China

Abstract: Due to the high proportion of adsorbed methane and weak formation energy, the recovery rate of normal-pressure shale gas reservoirs is generally less than 30%. SINOPEC took the lead in conducting CO₂ huff-n-puff field tests in the Nanchuan normal-pressure shale gas field in the Sichuan Basin, verifying the feasibility of CO₂ injection for enhanced recovery of marine shale gas. To promote this technology, a comprehensive study was carried out on the Nanchuan normal-pressure shale gas field, involving laboratory experiments, numerical simulations, and dynamic huff-n-puff analysis. The study analyzed the CO₂ competitive adsorption differences in different shale reservoirs, explored the CO₂ huff-n-puff characteristics in the field, and clarified the synergistic effects of CO₂

收稿日期 (Received): 2024-08-27; 修订日期 (Revised): 2025-02-26; 出版日期 (Published): 2025-03-28.

作者简介:高玉巧 (1978—),女,博士,研究员,从事非常规油气藏勘探开发工作。E-mail: gaoyq.hdsj@sinopec.com.

通信作者:张莉娜 (1989—),女,硕士,副研究员,从事非常规油气藏开发工作。E-mail: 1273323406@qq.com.

基金项目:国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程” (2016ZX05061),中国石化“十条龙”重大科技攻关项目“南川复杂构造带页岩气勘探开发关键技术研究” (P19017-3) 和中国石化科技部项目“渝东南地区浅层页岩气勘探开发关键技术研究” (P24115) 联合资助。

huff-n-puff to enhance shale gas recovery (ESGR) technology through multi-mechanisms of energy enhancement, displacement, and water-unlocking, aiming to guide well selection and program optimization. Using techniques such as electron microscope scanning, well logging interpretation, and isothermal adsorption experiments, the study revealed that the CO₂ competitive adsorption capacity of normal-pressure shale reservoirs in the Upper Ordovician Wufeng and the Lower Silurian Longmaxi formations of the Nanchuan area increased with decreased burial depth and formation pressure, and with increased porosity, TOC, and clay mineral content. The adsorption capacity of supercritical CO₂ was found to be 6 to 7 times higher than that of CH₄. After CO₂ huff-n-puff operations in shale gas wells, the daily gas production increased by 3.5 to 6.5 times, and the recovery rate increased by 1.9% to 3.1%. Based on pressure monitoring during the injection and soaking stages of two wells over three rounds of CO₂ injection, CO₂ mainly concentrated in the near-well micro-fractures. The diffusion distance, generally not exceeding 70 m, was related to formation pressure and the conductivity of fracture network. The process of CO₂ huff-n-puff can be divided into three stages: early rapid CO₂ flowback, early production increase, and mid- to late-stage stable production. The production increase mechanisms include early energy enhancement and supplementation, mid-stage expansion and expulsion assistance + water lock removal, and late-stage adsorption displacement + desorption promotion by partial pressure. The main influencing factors for increased huff-n-puff production are the degree of reservoir modification and recovery. Wells with poor fracturing effects in medium and deep layers had a higher gas exchange rate during the early and middle stages of CO₂ huff-n-puff, while wells with high recovery rates in shallow layers had a higher cumulative gas increase in the middle and late stages. Based on numerical simulations, it is recommended to prioritize wells with strong adsorption capacity, a recovery rate of 20% to 30%, poor liquid carrying capacity, and a shut-in pressure as close to 7 MPa as possible for field pilot tests. In the low-pressure and low-yield stage, small-scale multiple rounds of CO₂ huff-n-puff can be carried out in medium-deep wells for energy enhancement and expulsion assistance, while large-scale CO₂ huff-n-puff can be conducted in shallow wells to replenish formation energy and achieve enhanced recovery through adsorption displacement.

Key words: normal-pressure shale gas; CO₂ huff-n-puff; field test; recovery rate; well selection; Sichuan Basin

“十四五”期间,随着勘探开发的持续深入,我国页岩气战场逐渐由盆内走向盆缘,由高压转向常压^[1-3]。据统计,我国常压页岩气资源丰富、分布广泛,累计提交探明储量 $0.58 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[4],年产气量 $36 \times 10^8 \text{ m}^3$,约占页岩气年产量的 15%,成为我国非常规资源新的增长点。与高压页岩气相比,常压页岩气具有地层能量弱(压力系数 0.9~1.3)、吸附气占比高等地质特征,导致常压页岩气井初产低(往往小于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)、低压低产期产量贡献高(占比超 40%)、最终可采储量(Estimated Ultimate Recovery, EUR)普遍低于 $0.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

针对常压页岩气井提产手段的局限性^[5-7],国内外研究学者开展了页岩气注 CO₂ 可行性研究。通过采用容量法^[8-10]、核磁共振法^[11-13]、分子模拟法^[14-15]等多种方法得出,在页岩干酪根上二氧化碳会比甲烷优先吸附,且吸附量更大。因此,向页岩储层中注入二氧化碳可以实现竞争吸附^[16-17],提高甲烷产出能力^[18-19]。国外也开展了一些矿场试验^[20-23],如 2012 年美国肯塔基州 Ohio 气田,计

划向一口埋深 390~510 m 的泥盆系页岩气直井注入二氧化碳 300~500 t,最终因封隔器故障只注入 87 t^[24]。2017 年美国田纳西州 Chattanooga 气田,向一口埋深 777~1 120 m 的页岩气水平井注入二氧化碳 510 t,关井 4 个月后,第一个月日产气是前期未吞吐水平的 8 倍,吞吐 17 个月结束生产时 CO₂ 返排率为 61%^[25]。

在我国,中国石化华东油气分公司首次实现海相常压页岩气井注 CO₂ 吞吐提高采收率技术攻关^[26]。优选 JY201-3HF、JY10-10HF 井开展矿场试验,单轮注入 CO₂ 708.3~2 009.8 t,受效时间 280~450 d,累增天然气 $(116 \sim 278) \times 10^4 \text{ m}^3$,换气率 2.7~3.2 m³/m³,提高采收率 1.9%~3.1%。试验井埋深大(最深 3 900 m)、CO₂ 注入量大,是国内外首例常压页岩气井大规模注 CO₂ 吞吐成功案例。本文总结南川常压页岩气田上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组注 CO₂ 吞吐提高采收率的成功经验,分析页岩气井注 CO₂ 吞吐典型生产阶段及主要提产机理,以期页岩气田开发中后期规模实施注 CO₂ 选

井及方案优化提供借鉴和指导。

1 五峰组—龙马溪组页岩储层吸附特性

1.1 页岩储层吸附能力及影响因素

南川页岩气田位于渝东南盆缘过渡带,埋深1 060~4 290 m,地层压力系数0.96~1.35,为典型的常压页岩气干气藏^[27-28]。区域研究资料证实,研究区五峰组—龙马溪组沉积时期主体为深水陆棚沉积环境,有机质均较为发育^[29-30],TOC含量为3.2%~6.0%(平均4.0%)。研究区页岩储集性能较好,孔隙类型以有机孔为主,孔径范围在2~200 nm之间,整体微孔(孔径小于2 nm)占比37.7%、中孔(孔径为2~50 nm)占比57.3%。比表面积分布在1.68~30.3 m²/g之间(平均11.5 m²/g),较大的比表面积为气体吸附提供有利条件。以平桥区块为例,由孔隙度分布和扫描电镜图(图1)可以看出,孔缝特征在平面上存在明显的区域性差异。

(1) 北部两翼 JY201 井区:埋深为 3 700~4 000 m,压力系数为 1.30~1.32,页岩以微孔为主,孔径小于 2 nm 的占比超过 40%。利用氩离子抛光—扫描电子显微镜观察,孔隙多呈不规则形状,且孔隙间连通性较差,孔隙度介于 0.9%~4.8%之间,平均 3.0%。五峰组—龙马溪组一段样品 BET 比表面积为 5.38~22.8 m²/g,平均 13.6 m²/g。

(2) 南部 JY10-10 井区:埋深为 2 000~3 000 m,压力系数为 1.00~1.12,页岩以中孔为主,孔径 2~50 nm 的占比超过 60%。孔隙多呈圆形、椭圆形,通过微裂缝、有机质收缩缝连通,有利于气体运移吸附。孔隙度介于 1.9%~5.3%之间,平均 3.8%,

比表面积为 12.1~27.8 m²/g,平均 18.5 m²/g。根据 JY10-10 井 FMI 成像测井可知,优质页岩段天然裂缝发育,裂缝密度为 0.71 条/m,相比平桥北部,两翼天然裂缝发育程度低、裂缝密度仅 0.28 条/m。

南川五峰组—龙马溪组页岩吸附气量可达 4.2 m³/t,吸附气占比普遍大于 40%,最高为 85%。测井解释 JY201 井区吸附气平均含量为 1.92 m³/t,吸附气占比为 30%;JY10-10 井区吸附气平均含量为 2.31 m³/t,吸附气占比 55%。根据吸附气散点图(图2)可以看出,平桥区块南部浅层 JY10-10 井区页岩储层吸附能力强于 JY201 井区,且随着 TOC、黏土矿物含量、孔隙度增加或地层压力降低,吸附气含量增加。综上所述,平桥区块从北往南,随构造抬升,埋深变浅,地层压力变小,孔隙度增加,吸附气含量增加。北部两翼埋深大,储层孔隙度明显低、天然裂缝不发育,是影响储层吸附性能的主要因素。

1.2 不同气体吸附能力差异

为探索五峰组—龙马溪组页岩储层 CO₂ 与 CH₄ 竞争吸附水平,评价 CO₂ 注入能力和强化采出机理,开展等温吸附特性实验。根据气体状态方程,页岩样品吸附量计算过程如下:

当页岩样品吸附过程第一次达到平衡时,页岩样品吸附的 CH₄ 体积可通过下列算式计算:

$$P_0^{(1)} V_s = Z_0^{(1)} n_0^{(1)} RT \quad (1)$$

$$P_1^{(1)} (V_s + V_\varphi) = Z_1^{(1)} n_1^{(1)} RT \quad (2)$$

$$V_1 = \frac{T_0}{m T P_1} \left[\frac{P_0^{(1)} V_s}{Z_0^{(1)} RT} - \frac{P_1^{(1)} (V_s + V_\varphi)}{Z_1^{(1)} RT} \right] \quad (3)$$

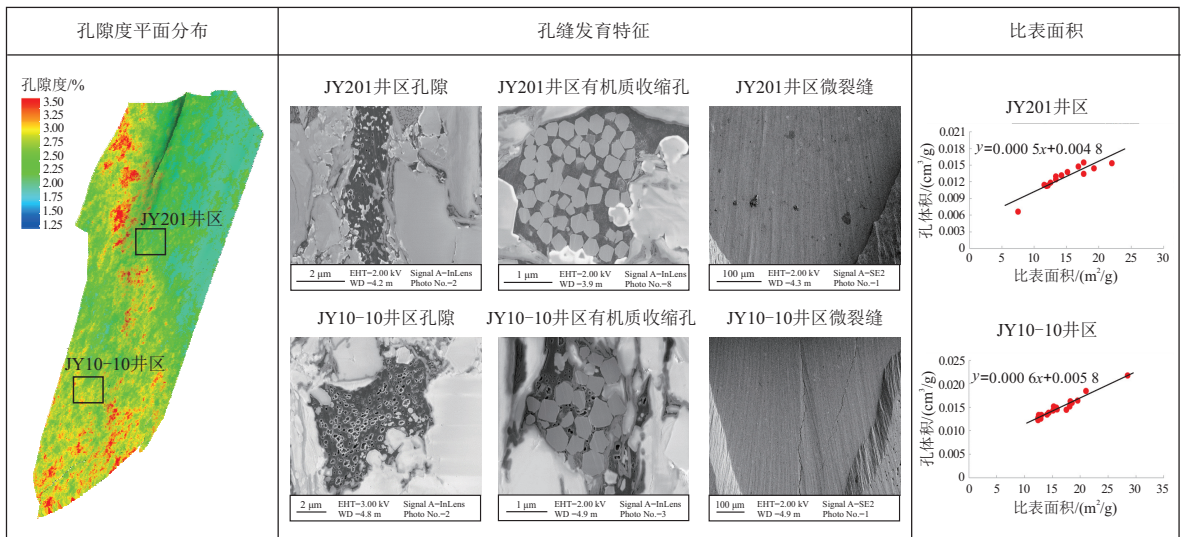


图1 南川气田研究区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩孔隙特征

Fig.1 Pore characteristics of shales in Ordovician Wufeng and Silurian Longmaxi formations in study area of Nanchuan gas field

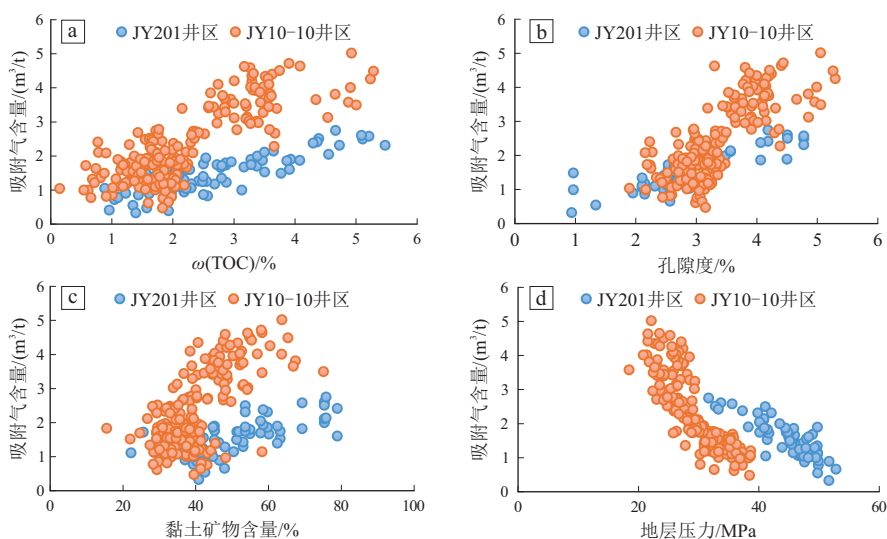


图 2 南川气田 JY201 井区和 JY10-10 井区吸附气含量散点图

Fig.2 Scattered plots of adsorbed gas content in JY201 and JY10-10 well blocks of Nanchuan gas field

式中: $P_0^{(1)}$ 为标准室的初始压力, 单位 MPa; $P_1^{(1)}$ 为第一次达到平衡时的压力, 单位 MPa; $Z_0^{(1)}$ 为压力 $P_0^{(1)}$ 对应的气体压缩因子; $Z_1^{(1)}$ 为压力 $P_1^{(1)}$ 对应的气体压缩因子; n_0 和 n_1 分别为初始和第一次达到平衡时物质的量, 单位 mol; V_s 为标准室的体积, 单位 cm^3 ; R 为摩尔气体常数, 取 $8.3145 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; V_φ 为自由空间的体积, 单位 cm^3 ; T 为恒温箱的温度, 单位 K; T_0 为标准温度, 单位 K; m 为页岩样品质量, 单位 g。

吸附过程第 N 次达到平衡时页岩样品吸附的 CH_4 体积为:

$$V_N = \frac{T_0}{mT P_1} \left[\frac{P_0^{(N)} V_s}{Z_0^{(N)} RT} + \frac{P_1^{(N-1)} V_\varphi}{Z_1^{(N-1)} RT} - \frac{P_1^{(N)} (V_s + V_\varphi)}{Z_1^{(N)} RT} \right] \quad (4)$$

式中: $Z_0^{(N)}$ 为压力 $P_0^{(N)}$ 对应的气体压缩因子; $Z_1^{(N)}$ 为压力 $P_1^{(N)}$ 对应的气体压缩因子。

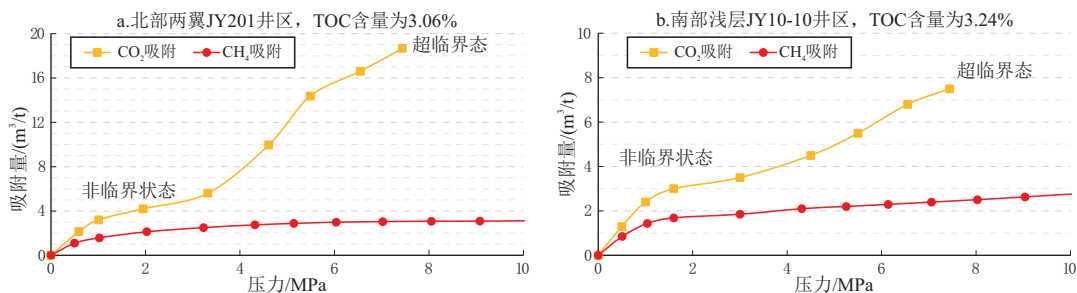
CO_2 、 CH_4 吸附规律与 Langmuir 等温吸附线变化趋势一致 (图 3)。由图 3 可知, 相同压力条件下, 不同分区页岩样品中 CO_2 吸附量均高于 CH_4 ,

且随着有机质增加, 岩样吸附能力增强, CO_2 竞争吸附优势越明显。 CO_2 相态不同, 竞争吸附能力略有差异, 非临界态 CO_2 吸附量约为 CH_4 的 1.5~5 倍, 超临界态 CO_2 吸附量为 CH_4 的 6~7 倍。 CO_2 敏感解吸压力低于 CH_4 , 介于 0.9~1.5 MPa, 即当压力下降至 1.5 MPa 后, CO_2 开始快速解吸。综合评价, 南川页岩气田具备注 CO_2 吸附置换 CH_4 的潜力, 且浅层高吸附的 JY10-10 井区 CO_2 置换封存潜力更大。

2 注 CO_2 吞吐矿场实践

2.1 CO_2 注入特征

在 JY201、JY10-10 井区选取采出程度相近的 JY201-3HF 井和 JY10-10HF 井, 开展注 CO_2 吞吐矿场试验。根据实际气藏地质参数, 利用嵌入式离散裂缝网格技术^[29], 建立页岩气注 CO_2 吞吐数值模型, 模拟确定最佳 CO_2 注入速度为 100 t/d。 JY201-3HF 井首轮次注入 CO_2 708.3 t, 最高注入压力 15.6 MPa (图 4)。由图 4 可知, 初期注入压力

图 3 南川气田 JY201 井区 (a) 和 JY10-10 井区 (b) CH_4 、 CO_2 等温吸附曲线Fig.3 Isothermal adsorption curves of CH_4 and CO_2 in JY201 well block (a) and JY10-10 well block (b) of Nanchuan gas field

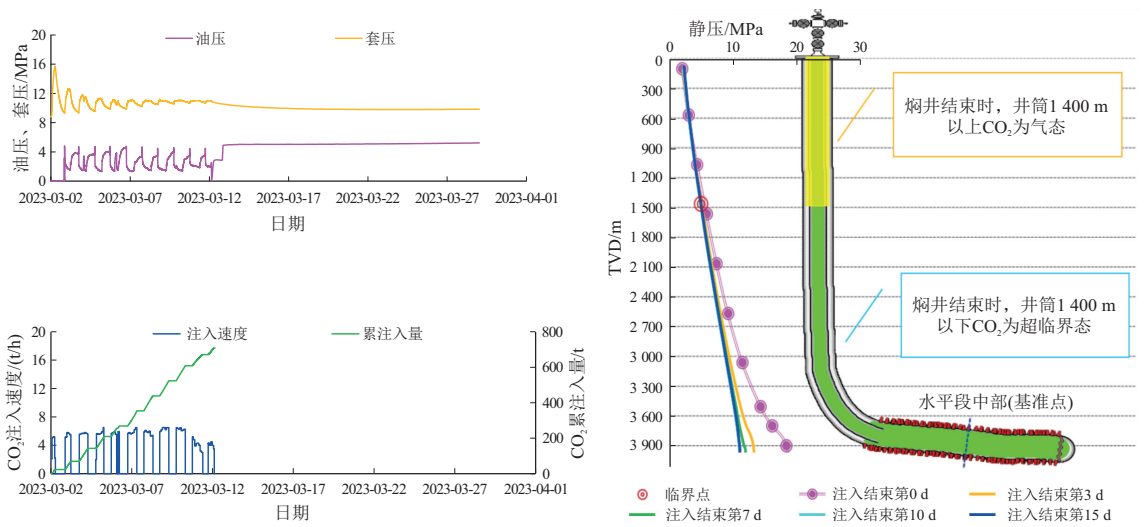


图 4 南川气田 JY201-3HF 井 CO₂注入量、注入压力及井底压力监测

Fig.4 CO₂ injection volume, injection pressure, and bottom hole pressure monitoring in well JY201-3HF of Nanchuan gas field

高,随着 CO₂不断向缝网远端扩散,注入压力逐渐下降,注入第 6 天时压力基本稳定在 11.0 MPa。

根据“注入—压裂—返排”全过程的 CO₂相态特征^[31]及焖井阶段压力监测可知,CO₂注入结束时井底静压为 20.8 MPa,即整个注入过程中 CO₂处于超临界态。随着焖井时间的增长,压力逐渐下降,焖井第 10 d 井底压力降至 12.8 MPa 后变化微小,表明 CO₂沿着高导流能力主缝逐步向远井地带扩散,浓度达到平衡时扩散作用减弱^[32]。此时井筒 1 400 m 以浅 CO₂为气态,井筒 1 400 m 以深 CO₂为超临界态。

采用朱维耀等^[33]建立的考虑解吸、压力作用下气体膨胀扩散渗流模型,确定 CO₂注入后在储层中的有效运移距离(x),计算模型为:

$$\begin{cases} \frac{\partial c}{\partial t} = D \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} - \frac{k}{\mu} \left(1 + \frac{3\pi a \mu D}{16k P}\right) \left(\frac{dP}{dx}\right) \frac{\partial c}{\partial x} + f(P) \\ \eta \Delta P = \frac{\partial P}{\partial t} \end{cases} \quad (5)$$

$$\text{其中: } f(P) = G \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial V_a}{\partial t} \rho_s, V_a = V_L \left(\frac{P}{P_L + P}\right)$$

式中: c 为物质的体积浓度或质量浓度,单位 % 或

g/m³; t 为时间,单位 s; D 为流体扩散系数,单位 m²/s; k 为渗透率,单位 10⁻³ μm²; μ 为流体黏度,单位 Pa·s; a 为与努森数有关的修正系数,无量纲; P 为压力,单位 Pa; η 为导压系数,单位 m²/s; G 为流体膨胀扩散系数,单位 m²/(Pa·s); ρ_s 为岩石的密度,单位 kg/m³; V_L 为 Langmuir 体积,单位 m³/kg; P_L 为 Langmuir 压力,单位 Pa。

其中基本参数设置如下:气藏岩石密度为 2 400 kg/m³,储层渗透率为 5×10⁻⁷ μm²,孔隙度为 3.5%,岩石压缩系数为 1.82×10⁻⁴ MPa⁻¹,超临界 CO₂ 密度为 515 kg/m³, V_L 为 10.66 m³/kg, P_L 为 3.81 MPa,扩散系数为 1.6×10⁻⁸ m²/s,膨胀扩散系数为 9.5×10⁻³ m²/(mPa·s),黏度为 0.07 mPa·s,页岩储层中 a 取 1.34。利用式(5)计算得到的气体质量浓度变化拐点,即为 CO₂ 扩散距离,JY201-3HF 井首轮次 CO₂ 扩散距离为 20 m。

由 2 井 3 轮次注入和焖井阶段压力变化(表 1)可知,注气后井底压力均有明显增加,增加幅度在 2.7~8.6 MPa。CO₂ 注入压力与注气前地层压力呈正相关,与采出程度呈负相关;焖井阶段平衡时间、井底压力涨幅和 CO₂ 扩散距离由 CO₂ 注入量、压裂改造后的孔缝体积共同决定。JY201-3HF 井注入

表 1 南川气田试验井注 CO₂前后压力变化

Table 1 Pressure changes before and after CO₂ injection in test wells of Nanchuan gas field

| 井号(轮次) | 注气前 | | 裂缝半长/m | CO ₂ 注入量/t | 注入压力/MPa | 焖井阶段 | | | 扩散距离/m | |
|------------------|--------|----------|--------|-----------------------|----------|--------|--------|--------|--------|----------|
| | 采出程度/% | 地层压力/MPa | | | | 套压/MPa | 平衡时间/d | 套压/MPa | | 井底压力/MPa |
| JY201-3HF(第 1 轮) | 18.3 | 27.6 | 1.18 | 89 | 708.3 | 11.0 | 10 | 9.8 | 12.8 | 20 |
| JY201-3HF(第 2 轮) | 21.7 | 23.8 | 1.20 | 89 | 1 307.7 | 8.9 | 15 | 8.0 | 10.0 | 35 |
| JY10-10HF(第 1 轮) | 26.2 | 12.5 | 0.70 | 113 | 2 009.8 | 3.8 | 2 | 3.4 | 4.2 | 70 |

表 2 南川气田试验井注 CO₂ 前后生产指标对比Table 2 Comparison of production indicators before and after CO₂ injection in test wells of Nanchuan gas field

| 井号(轮次) | 吞吐前 | | | 吞吐后 | | | |
|----------------|--------|------------------------------------|------------------------------------|--------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | 套压/MPa | 日产气/10 ⁴ m ³ | 累产气/10 ⁴ m ³ | 套压/MPa | 日产气/10 ⁴ m ³ | 累产气/10 ⁴ m ³ | 累增气/10 ⁴ m ³ |
| JY201-3HF(第1轮) | 1.18 | 0.96 | 3 006 | 5.8 | 3.3 | 359 | 116 |
| JY201-3HF(第2轮) | 1.20 | 1.02 | 3 429 | 5.6 | 4.2 | 336 | 195 |
| JY10-10HF(第1轮) | 0.70 | 0.90 | 4 375 | 2.7 | 5.8 | 615 | 278 |

前地层压力高、采出程度低、压裂改造后的孔缝体积仅 $22 \times 10^4 \text{ m}^3$, 导致超临界 CO₂ 注入后主要在压裂形成的主缝中缓慢扩散, 焖井 10~15 d 压力平衡, 计算 CO₂ 扩散距离 20~35 m。JY10-10HF 井地层压力低、压后孔缝体积 $26 \times 10^4 \text{ m}^3$, CO₂ 流动所需驱动压力低, 有利于 CO₂ 扩散波及到中高导流能力的微裂缝, 焖井 2 d 压力基本平衡, 计算扩散距离 70 m。

值得关注的是, 在 JY201-3HF 井 CO₂ 注入期间, 空间距离 400 m 处的老井 JY201-1HF、JY201-4HF 井正常生产, 日产气、油套压差均无明显变化。表明正常情况下, 页岩储层形成 CO₂ 连续驱替的难度较大。若要开展页岩气井注 CO₂ 驱提高采收率^[34] 试验, 需优选天然缝网发育区且明显存在缝网沟通^[35] 的井。

2.2 CO₂ 吞吐效果

矿场试验表明, 页岩气井注 CO₂ 吞吐后均取得了显著效果(表 2)。JY201-3HF 井试验前处于低压低产阶段, 第 1 轮受效时间 280 d, 累产天然气 $359 \times 10^4 \text{ m}^3$, 第 2 轮已受效 340 d, 累产天然气 $336 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。JY10-10HF 井吞吐前为携液困难的间歇生产状态, 首轮次受效时间 450 d, 累产天然气 $615 \times 10^4 \text{ m}^3$, 实现了浅层常压气井中后期连续稳定生产。

2.3 CO₂ 吞吐阶段及特征

按照 CO₂ 返排、CH₄ 日产递减规律, 可以将页岩气井注 CO₂ 吞吐阶段划分为初期 CO₂ 快速返排、早期 CH₄ 提产、中后期 CH₄ 稳产 3 个阶段(图 5)。

2.3.1 初期 CO₂ 快速返排阶段

焖井结束后, CO₂ 在地层、裂缝、井筒中达到平衡状态。开井后井筒内、近井筒高导流能力主缝中的 CO₂ 会快速返排出井口, 换气率一般小于 $1.0 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。主要提产机理为注入外来流体增能补能、关井憋压作用。

阶段生产特征为: 一开井日产气量、日产天然气量(CH₄) 瞬间达到峰值, 之后快速递减, 递减率为 40%~60%; 吞吐 5 h, 产出气中 CO₂ 占比由 100% 快速下降至 50%, 吞吐 3.5 d, CO₂ 占比降至 30%, 吞吐 7 d, CO₂ 占比降至 25%, 之后 CO₂ 占比随

吞吐时间的增加缓慢降低。

2.3.2 早期 CH₄ 提产阶段

在流动压差作用下, 远端的 CO₂ 开始扩散运移, 并且随着井底压力降低, CO₂ 会从超临界态转变为气态。生产特征为: 日产气量、日产天然气量会出现第二个峰值; 递减率低于吞吐初期, 约为 20%~40%; 产出气 CO₂ 占比降至 7%~10% 后趋于平稳。第二阶段持续时间约 100~200 d, 随着吞吐进行, 油套压差逐渐降低至 0.5 MPa 以内, 换气率范围介于 $1.5 \sim 2.5 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。主要提产机理为膨胀助排、CO₂ 解水锁^[36]。

膨胀助排作用: JY201-3HF 井 CO₂ 吞吐后套压由 1.2 MPa 升至 5.8 MPa, 压力恢复水平为 383%; 日产气由 $0.96 \times 10^4 \text{ m}^3$ 提升至 $3.3 \times 10^4 \text{ m}^3$, 日产气涨幅 244%; 阶段累产液 460 m^3 , 水气比为 $1.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{m}^3$; 吞吐前 2 个月递减率为 20.4%, 单位压降产气 $320 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 。

邻井 JY201-4HF 改造规模和累产气相近, 关井 40 d 重新开井后, 压力恢复水平为 290%, 日产气由 $1.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 提升至 $2.8 \times 10^4 \text{ m}^3$, 日产气涨幅 133%; 阶段累产液 200 m^3 , 水气比为 $1.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{m}^3$; 前 2 个月递减率为 48.1%, 单位压降产气 $166 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 。对比归一化生产曲线(图 6) 可知, 页岩气井注 CO₂

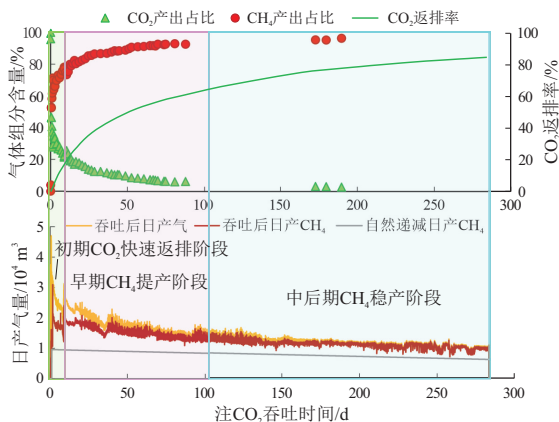


图 5 南川气田试验井注 CO₂ 吞吐典型生产曲线及吞吐阶段划分

Fig.5 Typical production curves and stage divisions of CO₂ huff-n-puff in test wells of Nanchuan gas field

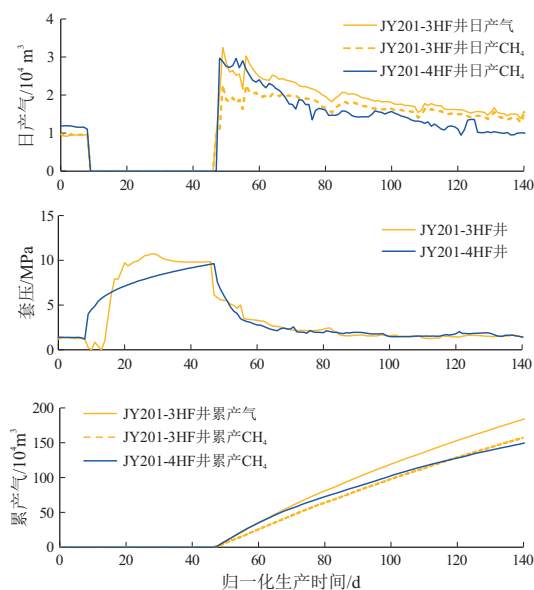


图6 南川气田试验井注CO₂吞吐与压恢生产归一化生产曲线对比

Fig.6 Comparison of normalized production curves between CO₂ huff-n-puff and pressure recovery production in test wells of Nanchuan gas field

吞吐具有压力恢复水平高、日产气涨幅大、递减缓慢、水气比高的特点。

解水锁作用:根据研究区采出水化验分析知,页岩气井投产初期返排液水型一般为氯化钙型或碳酸氢钠型,pH值小于7.5,矿化度介于10 000~15 000 mg/L。由于矿化度远高于压裂液矿化度,表明试采初期以压裂液和地层水的混合物返排为主。生产中后期一般为氯化钙水型,矿化度多高于20 000 mg/L,以地层水返排为主。对比注CO₂吞吐后,返排液矿化度由29 625 mg/L最低下降至500 mg/L,水型以碳酸氢钠型为主(图7)。矿化度和水型的变化说明注CO₂吞吐解除了部分压裂液造成的水锁效应。

2.3.3 中后期CH₄稳产阶段

根据页岩气井注CO₂流固耦合模型^[37]可知,

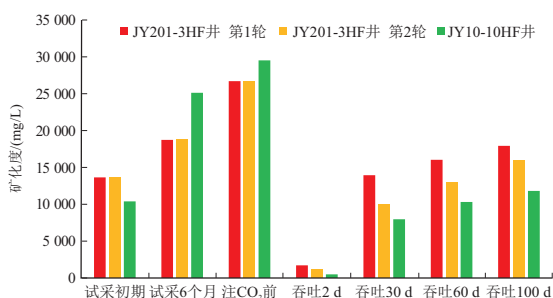


图7 南川气田试验井注CO₂吞吐前后采出水矿化度柱状图

Fig.7 Bar chart of produced water salinity before and after CO₂ huff-n-puff in test wells of Nanchuan gas field

在吞吐受效范围内,CO₂存在竞争吸附、分压促进CH₄解吸等作用,气井会表现出长期稳产特征。第三阶段增产效果受井筒积液影响有所差异,总体上可持续200~300 d,井底流压小于2.5 MPa,递减率为10%~20%,产出气中CH₄占比高于90%,最终换气率可达2.5 m³/m³及以上。该阶段仍会有CO₂持续返排,一部分来自页岩气藏原始流体系统,另一部分来自近井筒主缝吸附的CO₂在较低井底压力下快速解吸。

根据井底流压监测资料发现,注CO₂吞吐生产100 d后井底流压由注入结束的12.8 MPa降至3 MPa,吞吐生产150 d后井底流压降至2.5 MPa,达到CH₄敏感解吸压力,快速解吸后井底流压下降速度变缓(图8)。根据流动物质平衡方法计算得到,JY201-3HF井CO₂吞吐后EUR由0.61×10⁸ m³提高至0.66×10⁸ m³,采收率提高3.1个百分点。

2.4 吞吐影响因素

2.4.1 储层改造效果

JY201-3HF井埋深大、两向应力差异系数大(>0.23),储层改造后以主缝为主(占比66.7%)、裂缝半长89 m,且生产过程中应力敏感出砂后,气水渗流能力明显下降,SRV渗透率由2×10⁻⁶ μm²降至1.3×10⁻⁶ μm²(图9a)。CO₂注入后主要聚集在近井地带20 m范围内,井底压力上涨8.6 MPa。吞吐生产时井筒内1 400 m以深CO₂为超临界态,中早期膨胀增能效果显著,SRV渗透率提升至2.5×10⁻⁶ μm²,阶段换气率高达2.7 m³/m³。由于CO₂

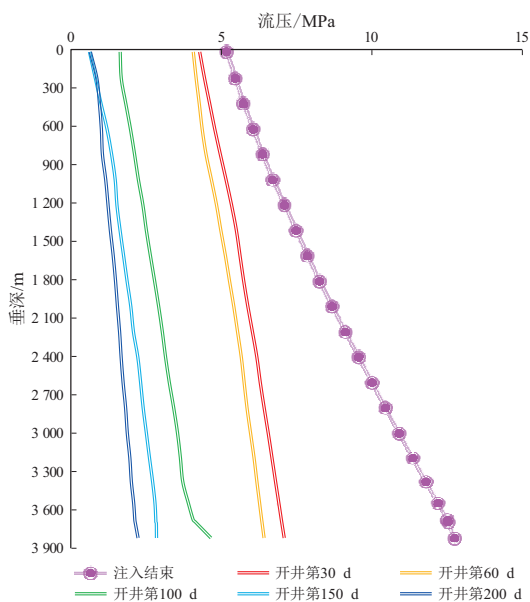


图8 南川气田JY201-3HF井注CO₂吞吐后井底流压变化

Fig.8 Variations of bottom hole pressure after CO₂ huff-n-puff production in well JY201-3HF of Nanchuan gas field

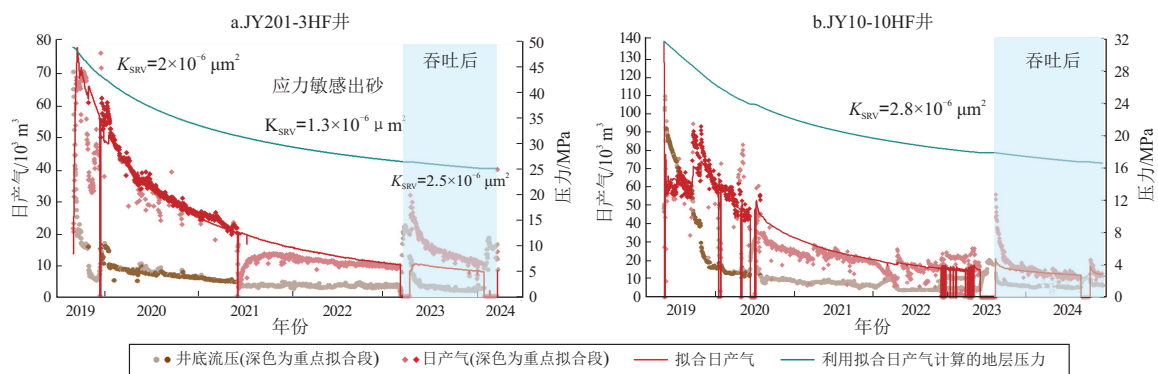


图 9 南川气田试验井注 CO₂ 吞吐前后生产拟合曲线

Fig.9 Fitting curves of production before and after CO₂ huff-n-puff in test wells of Nanchuan gas field

有效作用范围有限,吞吐中后期增产效果减弱,最终换气率为 3.2 m³/m³。

JY10-10HF 井地应力低 (60~65 MPa)、储层改造效果好、复杂缝网占比高 (75%)、裂缝半长 113 m,CO₂ 在地层中波及范围广,扩散距离达到 70 m,井底压力仅上涨 2.7 MPa。且吞吐生产时井底压力仅 4.2 MPa,即 CO₂ 在井筒中以气相形式存在,吞吐前后 SRV 渗透率变化不大 (图 9b)。中早期增能换气效果不明显,换气率仅 1.8 m³/m³,低于 JY201-3HF 井。但该井 CO₂ 扩散范围大,可置换甲烷潜力大,故后期仍能保持长期稳定生产,吞吐有效期 450 d,远超 JY201-3HF 井的 280 d,累增产气量达到 615×10⁴ m³。

2.4.2 采出程度

综合考虑竞争吸附^[38]、CO₂ 分压^[39]、传质扩散^[40]等多种效应,建立常压页岩气注 CO₂ 多组分渗流模型,模拟不同采出程度注 CO₂ 吞吐的效果。由图 10 知,在相同注气参数下,随着注 CO₂ 前采出程度的增加,地层压力恢复程度降低,日产水平受 CO₂ 注入相态的影响有所降低。

对比 JY201-3HF 井 2 轮吞吐效果,也有类似规律,并且换气率、CO₂ 返排率与采出程度呈反比。第 1 轮注 CO₂ 前采出程度为 18.3%、地层压力为 27.6 MPa,平均日产气为 1.4×10⁴ m³,CO₂ 返排率为 83.6%。第 2 轮注 CO₂ 前采出程度为 21.7%、地层压力为 23.8 MPa,相同吞吐天数,平均日产气为 1.18×10⁴ m³,换气率为 2.5 m³/m³,CO₂ 返排率为 60.9%。

3 页岩气井 CO₂ 吞吐选井建议

综合矿场吞吐规律及增产主控因素分析,确定页岩气井注 CO₂ 吞吐选井标准:(1)有利区构造简单、稳定性好、储层物性和渗透性较好;(2)气井压裂改造效果适中,表现为初期开井压力低、液量大,套压与地层压力差值大于 20 MPa;(3)注 CO₂ 前长期处于低压低产阶段,日产气低于临界携液流量或气井携液能力较差,采出程度介于 20%~30%之间;(4)气井关井时井口压力不宜过低,尽量在 7 MPa 左右,保证 CO₂ 注入井底为超临界态;(5)受排采过快引发出砂、应力敏感的井,可优先开展注

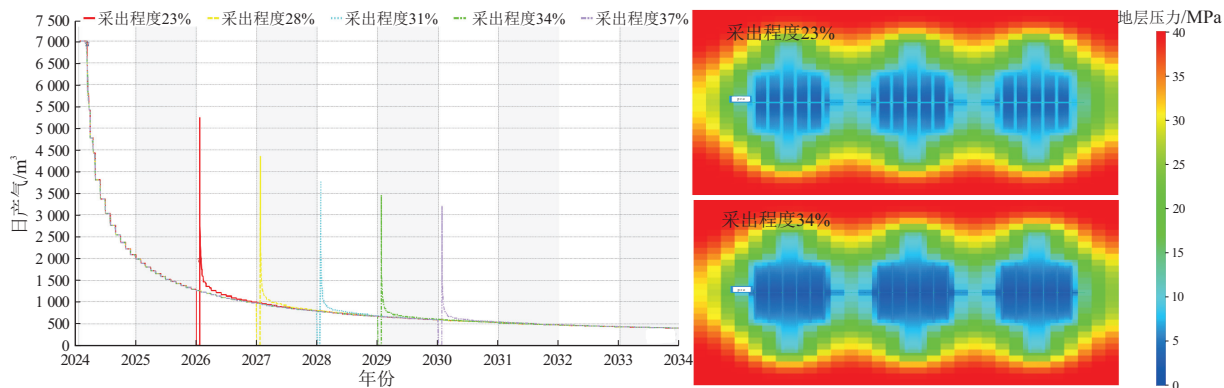


图 10 不同采出程度注 CO₂ 吞吐日产气曲线及地层压力恢复

Fig.10 Daily gas production curves and formation pressure recovery of reservoirs at different recovery degrees after CO₂ huff-n-puff operations

表3 常压页岩气井注 CO₂吞吐选井评价指标Table 3 Well selection evaluation criteria for CO₂ huff-n-puff operations in normal-pressure shale gas wells

| 评价原则 | 评价指标 | 适用范围 |
|------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 可注入性 | 孔隙度/% | ≥3.5 |
| | 渗透率/10 ⁻³ μm ² | ≥2×10 ⁻⁴ |
| | 压裂改造效果 | 效果好,裂缝半长大于 100 m |
| 可增产性 | 吸附气 | 含量大于 2.5 m ³ /t,或占比大于 30% |
| | 生产特征 | 初产高、递减快、低产期长,或存在应力敏感现象 |
| | 最佳注入阶段 | 低压低产,采出程度介于 20%~30%之间 |
| 可封存性 | 顶底板岩性 | 致密,有效盖层厚度大于 10 m |
| | 压裂对盖层影响 | 无 |
| | 断层发育水平 | 开启性断层不发育或断层封闭 |
| | 裂缝发育情况 | 压裂沟通天然裂缝,形成大型、复杂缝网系统 |
| | 最佳注入阶段 | 生产末期,采出程度大于 70% |

气试验。具体指标见表3。

4 结论

(1)南川常压页岩气田五峰组—龙马溪组页岩储集性能较好、比表面积大、TOC 含量高、吸附气含量高。工区从北向南,随埋深变浅、地层压力变小,孔隙度增加,岩样吸附能力增强,CO₂竞争吸附水平也更明显。在相同压力下,CO₂吸附量更大(最高 18.7 m³/t)、敏感解吸压力更低(0.9~1.5 MPa),表明常压页岩气具备注 CO₂吞吐提高采收率的可行性。

(2)页岩气井注 CO₂吞吐后,受效时间多大于 250 d,日产气提高 3.5~6.5 倍,套压上涨 2~4.6 MPa,产液能力明显增强,且采出水矿化度降至 1 000 mg/L 以下,采收率提高 1.9%~3.1%。根据生产指标,可将吞吐阶段划分为初期快速返排阶段、早期大幅提产阶段、中后期稳产阶段。早期提高采收率机理主要表现为增能补能、膨胀助排和解水锁协同作用,吞吐换气率为 1.5~2.5 m³/m³。中后期提高采收率机理主要为吸附气的释放,表现为长期连续稳定生产,最终换气率一般高于 2.5 m³/m³。

(3)CO₂吞吐提高页岩采收率幅度,主要与单井压后缝网复杂程度、缝网导流能力、采出程度、CO₂注入量及相态等有关。对于中深层压裂效果较差的井,越早实施 CO₂吞吐,增产效果越明显、换气率越高;对于浅层吸附气占比高且采出程度高的井,中后期稳产效果越显著、CO₂封存率越高。

(4)现场推广应用时,建议结合室内吸附实验、数值模拟等研究手段,从 CO₂可注入性、可增产性、可封存性等方面智能化选井。对于四川盆地海相常压页岩气井,可选择储层吸附能力强、试采初期开井压力低,采出程度介于 20%~30%之间,气

井携液能力较差且关井压力 7 MPa 左右的井,优先开展先导试验。

致谢:对审稿专家提出的修改意见和编辑部的大力支持,在此致以衷心感谢!

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors declare no relevant conflict of interests.

作者贡献/Authors' Contributions

高玉巧、任建华完成室内实验设计及分析评价;房大志、郑永旺完成矿场试验及选井评价;张莉娜完成数值模拟研究及吞吐生产动态分析;张耀祖参与论文写作和修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

The laboratory experiments and analyses were designed and evaluated by GAO Yuyao and REN Jianhua. The field tests and well selection evaluations were carried out by FANG Dazhi and ZHENG Yongwang. Numerical simulation research and huff-n-puff production dynamics analyses were conducted by ZHANG Lina. The manuscript was written and revised by ZHANG Yaozu. All authors have read the final version of the paper and consented to its submission.

参考文献:

- [1] 蔡勋育,周德华,赵培荣,等.中国石化深层、常压页岩气勘探开发进展与展望[J].石油实验地质,2023,45(6):1039-1049.
CAI Xunyu, ZHOU Dehua, ZHAO Peirong, et al. Development progress and outlook of deep and normal pressure shale gas of SINOPEC[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1039-1049.
- [2] 张培先,聂海宽,何希鹏,等.渝东南地区古生界天然气成藏体系及立体勘探[J].地球科学,2023,48(1):206-222.
ZHANG Peixian, NIE Haikuan, HE Xipeng, et al. Paleozoic gas accumulation system and stereoscopic exploration in southeastern Chongqing[J]. Earth Science, 2023, 48(1): 206-222.
- [3] 姚红生,王伟,何希鹏,等.南川复杂构造带常压页岩气地质工程一体化开发实践[J].油气藏评价与开发,2023,13(5):537-547.

- YAO Hongsheng, WANG Wei, HE Xipeng, et al. Development practices of geology-engineering integration in complex structural area of Nanchuan normal pressure shale gas field[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(5): 537-547.
- [4] 周德华, 何希鹏, 张培先. 渝东南常压与高压页岩气典型差异性分析及效益开发对策[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(6): 1109-1120.
- ZHOU Dehua, HE Xipeng, ZHANG Peixian. Typical difference analysis and benefit-oriented development countermeasures of normal and high pressure shale gas in southeastern Chongqing[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(6): 1109-1120.
- [5] 何希鹏, 张培先, 任建华, 等. 渝东南南川地区东胜构造带常压页岩气勘探开发实践[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(6): 1057-1066.
- HE Xipeng, ZHANG Peixian, REN Jianhua, et al. Exploration and development practice of normal pressure shale gas in Dongsheng structural belt, Nanchuan area, southeast Chongqing[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(6): 1057-1066.
- [6] 王光付, 李凤霞, 王海波, 等. 四川盆地不同类型页岩气压裂难点和对策[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1378-1392.
- WANG Guangfu, LI Fengxia, WANG Haibo, et al. Difficulties and countermeasures for fracturing of various shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1378-1392.
- [7] 王纪伟, 宋丽阳, 康玉柱, 等. 中美典型常压页岩气开发对比与启示[J]. *特种油气藏*, 2024, 31(4): 1-9.
- WANG Jiwei, SONG Liyang, KANG Yuzhu, et al. Comparison and implications of typical normal pressure shale gas development between China and the United States[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2024, 31(4): 1-9.
- [8] 邓佳, 吕子健, 张奇, 等. 页岩储层纳微米孔隙 CO₂/CH₄ 吸附及驱替特性研究进展[J]. *力学学报*, 2021, 53(10): 2880-2890.
- DENG Jia, LÜ Zijian, ZHANG Qi, et al. Review on CO₂/CH₄ adsorption and displacement characteristics of micro-nano pores in shale reservoir[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2021, 53(10): 2880-2890.
- [9] KLEWIAH I, BERAWALA D S, WALKER H C A, et al. Review of experimental sorption studies of CO₂ and CH₄ in shales[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 73: 103045.
- [10] SUN Ying, LI Shuxia, SUN Renyuan, et al. Study of CO₂ enhancing shale gas recovery based on competitive adsorption theory[J]. *ACS Omega*, 2020, 5(36): 23429-23436.
- [11] 郑永旺, 崔轶男, 李鑫, 等. 深层高阶煤层 CO₂-ECBM 技术研究与应用启示: 以沁水盆地晋中地区为例[J]. *石油实验地质*, 2025, 47(1): 143-152.
- ZHENG Yongwang, CUI Yanan, LI Xin, et al. Research and insights for application of CO₂-ECBM technology in deep high-rank coal seams: a case study of Jinzhong block, Qinshui Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2025, 47(1): 143-152.
- [12] 贾连超, 刘鹏飞, 袁丹, 等. 注 CO₂ 提高页岩吸附气采收率实验: 以鄂尔多斯盆地延长组长 7 页岩气为例[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(2): 153-159.
- JIA Lianchao, LIU Pengfei, YUAN Dan, et al. Experiment of enhancing the recovery of the shale adsorbed gas by CO₂ injection: taking Yanchang-Formation Chang-7 shale gas in Ordos Basin as an example[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(2): 153-159.
- [13] 张添锦, 王延峰, 李军, 等. 注 CO₂ 提高页岩吸附甲烷采收率核磁共振实验[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(5): 113-120.
- ZHANG Tianjin, WANG Yanfeng, LI Jun, et al. Nuclear magnetic resonance experiment for enhanced recovery of adsorbed methane from shale through carbon dioxide injection[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(5): 113-120.
- [14] WANG Yingnan, JIN Zhehui. Hydrocarbon mixture and CO₂ adsorptions in a nanopore-bulk multiscale system in relation to CO₂ enhanced shale gas recovery[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2021, 415: 128398.
- [15] 周宇, 孙乾, 张娜, 等. 页岩油-CO₂、CH₄、N₂ 混合物界面性质的分子动力学模拟研究[J]. *油气地质与采收率*, 2024, 31(6): 109-117.
- ZHOU Yu, SUN Qian, ZHANG Na, et al. Molecular dynamics simulations of interfacial properties of shale oil-CO₂, CH₄, N₂ mixtures[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2024, 31(6): 109-117.
- [16] 赵玉龙, 黄义书, 张涛, 等. 页岩气藏超临界 CO₂ 压裂—提采—封存研究进展[J]. *天然气工业*, 2023, 43(11): 109-119.
- ZHAO Yulong, HUANG Yishu, ZHANG Tao, et al. Research progress on supercritical CO₂ fracturing, enhanced gas recovery and storage in shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(11): 109-119.
- [17] MANSI M, ALMOBARAK M, LAGAT C, et al. Statistical analysis of controlling factors on enhanced gas recovery by CO₂ injection in shale gas reservoirs[J]. *Energy & Fuels*, 2023, 37(2): 965-976.
- [18] QIN Chao, JIANG Yongdong, CAO Mengyao, et al. Experimental study on the methane desorption-diffusion behavior of Longmaxi shale exposure to supercritical CO₂ [J]. *Energy*, 2023, 262: 125456.
- [19] 刘军. 四川盆地页岩储层初步评价及注 CO₂ 提高采收率潜力评价[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2018.
- LIU Jun. Preliminary evaluation on shales in Sichuan Basin and potential for enhancing gas recovery by CO₂ injection[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2018.
- [20] KELES C, TANG X, SCHLOSSER C, et al. Sensitivity and history match analysis of a carbon dioxide ‘huff-and-puff’ injection test in a horizontal shale gas well in Tennessee[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 77: 103226.
- [21] YU Wei, AL-SHALABI E W, SEPEHRNOORI K. A sensitivity study of potential CO₂ injection for enhanced gas recovery in Barnett shale reservoirs [C]//SPE Unconventional Resources Conference. The Woodlands: SPE, 2014: SPE-169012-MS.
- [22] PRASAD S K, SANGWAI J S, BYUN H S. A review of the supercritical CO₂ fluid applications for improved oil and gas production and associated carbon storage[J]. *Journal of CO₂ Utiliza-*

- tion, 2023, 72: 102479.
- [23] WANG Dong, LI Yongming, WANG Bo, et al. Re-fracturing vs. CO₂ huff-n-puff injection in a tight shale reservoir for enhancing gas production [J]. *Frontiers in Energy Research*, 2023, 10: 922860.
- [24] NUTTALL B C, EBLE C F, DRAHOVZAL J A, et al. Analysis of Devonian black shales in Kentucky for potential carbon dioxide sequestration and enhanced natural gas production [R]. Amsterdam: Elsevier Science Ltd, 2005.
- [25] LOUK K, RIPEPI N, LUXBACHER K, et al. Monitoring CO₂ storage and enhanced gas recovery in unconventional shale reservoirs: results from the Morgan County, Tennessee injection test [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 45: 11–25.
- [26] 姚红生, 房大志, 卢义玉, 等. 南川常压海相页岩气注 CO₂ 吞吐提高采收率工程实践 [J]. *天然气工业*, 2024, 44(4): 83–92.
- YAO Hongsheng, FANG Dazhi, LU Yiyu, et al. Engineering practice of CO₂ EGR in Nanchuan normal-pressure marine shale gas reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(4): 83–92.
- [27] 倪锋, 朱峰, 孟庆利. 渝东南地区南川区块膝折构造模式解析 [J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(3): 373–381.
- NI Feng, ZHU Feng, MENG Qingli. Analysis of knee fold structure model in Nanchuan block of southeastern Chongqing [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(3): 373–381.
- [28] 张培先, 高全芳, 何希鹏, 等. 南川地区龙马溪组页岩气地应力场特征及对产量影响分析 [J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(4): 55–65.
- ZHANG Peixian, GAO Quanfang, HE Xipeng, et al. Characteristics of in-situ stress field and its influence on shale gas production from Longmaxi Formation in Nanchuan area [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(4): 55–65.
- [29] 云露. 四川盆地东南缘浅层常压页岩气聚集特征与勘探启示 [J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(6): 1140–1149.
- YUN Lu. Accumulation characteristics and exploration enlightenment of shallow normal-pressure shale gas in southeastern Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(6): 1140–1149.
- [30] 侯大力, 韩鑫, 唐洪明, 等. 龙马溪组页岩干酪根表征初探及干酪根吸附特征研究 [J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(5): 636–646.
- HOU Dali, HAN Xin, TANG Hongming, et al. Primary research on expression of kerogen in Longmaxi shale and its adsorption characteristics [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(5): 636–646.
- [31] 汤勇, 胡世莱, 汪勇, 等. “注入—压裂—返排”全过程的 CO₂ 相态特征: 以鄂尔多斯盆地神木气田致密砂岩气藏 SH52 井为例 [J]. *天然气工业*, 2019, 39(9): 58–64.
- TANG Yong, HU Shilai, WANG Yong, et al. Phase behaviors of CO₂ in the whole process of injection-fracturing-flowback: a case study of well SH52 in a tight sandstone gas reservoir of the Shenmu Gas Field, Ordos Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(9): 58–64.
- [32] 卓亭妤. 二氧化碳在页岩上的吸附动力学及驱替页岩气的研究 [D]. 重庆: 重庆大学, 2020.
- ZHUO Tingyu. Study on adsorption kinetics of carbon dioxide on shale and the shale gas displacement by carbon dioxide [D]. Chongqing: Chongqing University, 2020.
- [33] 朱维耀, 沙玉博, 孔德彬, 等. 深层致密气藏气体扩散渗流数学模型及影响因素 [J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(5): 695–702.
- ZHU Weiyao, SHA Yubo, KONG Debin, et al. Mathematical diffusion-filtration model of gas in deep and tight gas reservoir and analysis of influencing factors [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(5): 695–702.
- [34] 商慧敏. 页岩气藏注 CO₂ 提高采收率可行性实验研究 [D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2017.
- SHANG Huimin. Feasibility experimental studies of potential CO₂ injection for enhanced gas recovery in shale gas reservoirs [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2017.
- [35] 张莉娜, 任建华, 胡春锋. 常压页岩气立体开发特征及缝网干扰规律研究 [J]. *石油钻探技术*, 2023, 51(5): 149–155.
- ZHANG Lina, REN Jianhua, HU Chunfeng. Three-dimensional development characteristics and fracture network interference of atmospheric shale gas reservoir [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2023, 51(5): 149–155.
- [36] 张志超, 柏明星, 杜思宇. 页岩油藏注 CO₂ 驱孔隙动用特征研究 [J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(1): 42–47.
- ZHANG Zhichao, BAI Mingxing, DU Siyu. Characteristics of pore dynamics in shale reservoirs by CO₂ flooding [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(1): 42–47.
- [37] KUANG Nianjie, ZHOU Jumping, TIAN Shifeng, et al. Fluid-solid coupling model with the multiple flow mechanism for CO₂-enhanced shale gas recovery and CO₂ sequestration [J]. *Energy & Fuels*, 2024, 38(8): 7068–7084.
- [38] 王志坚. CO₂ 相态变化致裂对煤层吸附性影响机理研究 [J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(6): 967–974.
- WANG Zhijian. Mechanism study on effect of CO₂ phase transition fracturing on methane adsorption in coal [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(6): 967–974.
- [39] 周敏琪. 页岩气注 CO₂ 吞吐的研究 [D]. 重庆: 重庆大学, 2021.
- ZHOU Minqi. Research on huff and puff of shale gas CO₂ injection [D]. Chongqing: Chongqing University, 2021.
- [40] ZHAO Peng, XIE Lingzhi, HE Bo, et al. Anisotropic permeability influencing the performance of free CH₄ and free CO₂ during the process of CO₂ sequestration and enhanced gas recovery (CS-EGR) from shale [J]. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 2021, 9(2): 914–926.