文章编号:1673-5005(2020)03-0081-09

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2020.03.009

CO₂ 提高天然气采收率的重力效应与 气藏压力影响模拟

刘树阳1,2,孙宝江1,2,宋永臣3,张 毅3

(1.非常规油气开发教育部重点实验室(中国石油大学(华东)),山东青岛 266580; 2.中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 3.大连理工大学能源与动力学院,辽宁大连 116024)

摘要:利用 TOGUH2 开展均质天然气藏模型中实施 CO₂ 提高天然气采收率的模拟研究,分析重力效应作用机制和气 藏压力对 CO₂ 运移和 CH₄ 采收率变化规律的影响,为 CO₂ 提高天然气采收率的工程应用提供指导。模拟结果表明: 重力效应抑制 CO₂ 向上运移,减缓了 CO₂ 与天然气纵向方向的混相,间接促进水平方向运移,导致气藏内 CO₂ 水平 运移速率显著大于纵向运移速率,但是 CH₄ 采收率曲线不仅受重力效应影响,也受 CO₂ 注入流速和气藏压力的综合 影响;气藏内的 CH₄ 生产时间及最终采收率随气藏压力降低而增加,在枯竭状态的低气藏压力条件下实施 CO₂ 提高 天然气采收率能够获得更好的 CH₄ 采收率,但生产时间相对较长;较高气藏压力条件下,CO₂ 为超临界状态,重力效 应作用明显,CO₂ 快速沉降并优先驱替气藏底层 CH₄,但是容易从生产井底部自下而上突破至生产井,提高天然气采 收率效果不佳。

关键词:CO2 提高天然气采收率;重力效应;CO2 运移;气藏压力影响

中图分类号:TQ 28 文献标志码: A

引用格式:刘树阳,孙宝江,宋永臣,等.CO₂提高天然气采收率的重力效应与气藏压力影响模拟[J].中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(3):81-89.

LIU Shuyang, SUN Baojiang, SONG Yongchen, et al. Simulation on gravity effect and reservoir pressure influence analysis in CO_2 enhanced gas recovery [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(3):81-89.

Simulation on gravity effect and reservoir pressure influence analysis in CO₂ enhanced gas recovery

LIU Shuyang^{1,2}, SUN Baojiang^{1,2}, SONG Yongchen³, ZHANG Yi³

(1. Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Development (China University of Petroleum (East China)), Ministry of Education, Qingdao 266580, China;

School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;
 School of Energy and Power Engineering in Dalian University of Technology, Dalian 116024, China)

Abstract: In this study, TOGUH2 simulator was applied to simulate CO_2 enhanced natural gas recovery (CO_2 -EGR) with a homogeneous natural gas reservoir model, in which the gravity effect and influence of reservoir pressure on CO_2 migration and CH_4 recovery were studied in order to provide theoretical support for the application of the CO_2 -EGR technique. The simulation results show that the gravity effect can inhibit upward migration of CO_2 and slow down the vertical mixing of CO_2 and CH_4 , which can indirectly promote the horizontal migration and make the horizontal displacing rate significantly greater than the vertical one. However, the produced curve of CH_4 is not only determined by gravity effect, but also affected by CO_2 injection rate and reservoir pressure. The CH_4 production time and final recovery efficiency increase with the decrease of reservited reserves.

收稿日期:2019-06-10

基金项目:国家自然科学基金项目(U1762216);教育部"长江学者"创新团队项目(IRT_14R58)

作者简介:刘树阳(1990-),男,博士,研究方向为二氧化碳强化非常规油气开发。E-mail: shuyang_liu@126.com。

通信作者:孙宝江(1963-),男,教授,博士,博士生导师,长江学者特聘教授,国家"973"计划项目首席科学家,研究方向为海洋石油工程、

多相流理论及应用、非常规油气开发。E-mail: sunbj1128@ vip. 126. com。

voir pressure, and better CH_4 recovery efficiency can be achieved at the depleted reservoir pressure than other operation conditions, while the production duration can be relatively longer. When CO_2 is in a supercritical state at relatively high reservoir pressure, the gravity effect can have relatively significant effect on the displacement process. CO_2 can rapidly sink and preferentially displace CH_4 in the bottom layer of the gas reservoir, but it can break through vertically from the bottom of the production well, resulting in a poor natural gas recovery.

Keywords: CO2 enhanced gas recovery; gravity effect; CO2 migration; pressure effect of gas reservoir

CO,提高天然气采收率(CO₂ enhanced gas recovery, CO₂-EGR)技术既能提高天然气产量,又可 以地质封存 CO,,是一项潜力巨大的二氧化碳捕集、 利用与封存(CCUS)技术^[1-3]。自 20 世纪 90 年代 CO₂-EGR 技术概念^[4]提出至今,研究人员首先通过 大量模拟研究,证明了 CO2-EGR 技术及其经济可 行性^[5-9]。研究表明过早地注入 CO, 有增大产气速 率的效果^[10],而储层非均质性会导致快速流道的形 成,造成 CO, 过早突破^[4],地层水的存在,可以溶解 CO,,缓解非均质性引起的 CO, 过早突破不利影 响[11-13]。井网布局对采收率的提高也发挥重要作 用,增大 CO, 注入井与 CH₄ 产气井之间的距离,可 以增加天然气产量[13],注入井和生产井射孔均布置 在最低渗透率层中,有利于提高 CO, 埋存量^[14]。此 外,水驱型气藏中黏性重力比也是影响 CO, 驱替天 然气的重要因素[15]。上述研究探究了诸多因素的 影响,但是 CO, 驱替天然气过程中重力效应的作用 机制尚未研究透彻;不同气藏压力条件下实施 CO₂-EGR 技术的研究也较为缺乏。针对以上问题,笔者

通过开展均质气藏中 CO₂-EGR 模拟, 剖析重力效 应、CO₂ 注入时机对气藏内 CO₂ 运移规律及 CH₄ 采 收率的影响, 探究最佳注入压力, 为 CO₂-EGR 的实 施提供理论参考与数据支撑。

1 天然气藏模型与模拟方案

1.1 气藏模型

本研究选择文献[16]中的天然气藏模型作为模 拟对象,模拟区域为方形的五点井网布置(201.19 m× 201.19 m×45.72 m)的 1/4。CO₂ 注入井位于五点井 网气藏模型区域的中心,天然气(假定全部为 CH₄)生 产井位于4个角,模型的边界均绝热,且垂直边界方 向无流动,沿边界方向为对称流动,如图 1 所示。根 据前人研究经验^[5],CO₂ 注入气藏底部有利于 CO₂-EGR,因此本研究将 CO₂ 注入井设置于模型底层, CH₄ 生产井位于模型顶层,网格划分为 44×44×10,共 19 360个边长为 4.572 m 的正方体单元。模拟中,注 入井以恒定质量流量将 CO₂ 注入气藏底部,CH₄ 生产 井维持压力不变进行开采。





Fig. 1 Model of gas reservoir

气藏模型为均质储层模型,岩性数据取自美国 德克萨斯州北部的碳酸盐岩储层^[17],假设不含水, 孔隙度为0.23,水平渗透率为5.0×10⁻¹⁴ m²,垂向渗 透率为5.0×10⁻¹⁵ m²,温度为66.7 ℃,CO₂ 与天然气 之间扩散系数设定为6.0×10⁻⁷ m²・s⁻¹。在具体模 拟研究中,生产井产气中含有 CO₂ 质量分数超过 20%时,认为天然气被 CO₂ 大规模污染,不再具有 开采价值,为生产井关井时刻。为探究 CO₂ 注入对 CH₄ 采收率的影响,计算定义关井时刻的采收率 η 与产出率 θ 分别为

$$\eta = \frac{m_{\rm CH_4, prod}}{m_{\rm CH_4, orig}} , \qquad (1)$$

$$\theta = \frac{m_{\mathrm{CH}_4,\mathrm{prod}}}{m_{\mathrm{CO}_2,\mathrm{inj}}} \,. \tag{2}$$

式中, $m_{CH_4, prod}$ 为关井时 CH_4 累积产量; $m_{CH_4, orig}$ 为 CO_2 注入前气藏内 CH_4 的量; $m_{CO_2, inj}$ 为关井时 CO_2 累积注入量。

1.2 模拟软件选择与改进

针对 CO₂ 地质利用与封存,研究人员提出了许 多模拟器,如 COORES、DUMUX、FEHM、GPRS 及 TOUGH2 等^[16,18-20],其中 TOUGH2 被多个专业科研 机构应用于 CO₂ 地质封存数值模拟研究,如澳大利 亚联邦科学与工业研究组织(CSIRO)的 CO2CRC、 法国地质调查局的 BRGM 及德国亚琛大学的 E. ON ERC 等项目。因此本研究应用 TOUGH2 开展 CO,提高天然气采收率过程的模拟。

TOUGH2 由美国劳伦斯伯克利国家实验室开发^[20],是一款适用于研究地层多孔介质内多组分多相流动过程的通用型模拟器。TOUGH2 中,采用积分有限差分法对空间进行离散,而时间则使用隐式的一阶有限差分法离散。在 TOUGH2 软件架构中,针对不同的 CO₂ 地质封存过程使用不同的流体属性模块进行模拟。选择 EOS7C^[22]模块模拟器,该模块具有专门计算 CO₂—CH₄ 流体属性的热力学性质的部分,适用于 CO₂ 提高天然气采收率模拟研究。

1.3 控制方程

1.3.1 质量守恒方程

地下流体多组分—多相流体质量守恒方程^[21] 为

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \int_{V_n} M_{\kappa} \mathrm{d}V_n = \int_{V_n} F_{\kappa} \boldsymbol{n} \mathrm{d}\boldsymbol{\Gamma}_n + \int_{V_n} q_{\kappa} \mathrm{d}V_n.$$
(3)

式中, V_n 为任意的控制体积; Γ_n 为控制体积 V_n 的闭 合表面;n为指向体积 V_n 的表面元素 d Γ_n 的法向矢 量; M_{κ} 为单位体积中的质量积累; F_{κ} 为控制体积的 净质量通量; q_{κ} 为控制体积内的质量源/汇。

式(3)中任意组分的质量积累项[23]表示为

$$M_{\kappa} = \varphi \sum_{\alpha} S_{\beta} \rho_{\beta} X_{\kappa,\beta}.$$
(4)

式中, φ 为多孔介质的孔隙度; S_{β} 和 ρ_{β} 分别为 β 相 的饱和度和密度; $X_{\kappa,\beta}$ 为 β 相中 κ 组分的质量分数。

质量通量的广义形式也表示为各相的总和,

$$F_{\kappa} = \sum_{\beta} X_{\kappa,\beta} F_{\beta}.$$
 (5)

其中

$$F_{\beta} = \rho_{\beta} \boldsymbol{v}_{\beta} = -k \frac{k_{\beta} \rho_{\beta}}{\mu_{\beta}} (\nabla p_{\beta} - \rho_{\beta} \boldsymbol{g}) , p_{\beta} = p + p_{\text{cap}\beta}.$$

式中, F_{β} 为 β 相的质量通量; v_{β} 、 μ_{β} 和 p_{β} 分别为 β 相的达西流速、黏度和压力;k为绝对渗透率; k_{β} 为对于 β 相的相对渗透率;g为自由落体加速度;p和 $p_{cap\beta}$ 分别为参考相压力和毛细管压力。

1.3.2 能量守恒方程

地下流体多组分—多相流体能量守恒方程^[21] 为

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \int_{V_n} E_{\kappa} \mathrm{d}V_n = \int_{\Gamma_n} D_{\kappa} \boldsymbol{n} \mathrm{d}\Gamma_n + \int_{V_n} r_{\kappa} \mathrm{d}V_n.$$
(6)

式中, E_{κ} 为单位体积中的能量积累; D_{κ} 为控制体积的能量通量; r_{κ} 为控制体积内的能量源/汇。

式(6)中任意组分的能量积累项[23]表示为

$$E_{\kappa} = (1 - \varphi) \rho_{\rm R} C_{\rm R} T + \varphi \sum_{\beta} S_{\beta} \rho_{\beta} u_{\beta}.$$
(7)

式中, $\rho_{\rm R}$ 和 $C_{\rm R}$ 分别为岩石颗粒密度和比热容;T为温度; $u_{\rm R}$ 为 β 相的比内能。

热通量 D_κ 由导热和对流热流组成:

$$D_{\kappa} = -\lambda \nabla T + \sum_{\beta} h_{\beta} D_{\beta}.$$
(8)

式中, λ 为热导率; ∇T 为温度梯度; h_{β} 和 D_{κ} 分别为 β 相的比焓和热通量。

1.4 模拟可靠性验证

文献[16]中的天然气藏储层模型被广泛作为 基准模型用于 CO₂ – EGR 过程的模拟研究, CO2CRC^[16]、Luo 等^[14]和 Patel 等^[22]都应用基准模 型进行过 CO₂ – EGR 模拟研究,本研究也采用该基 准模型进行模拟,并与以上研究结果进行对比,验证 本研究中 CO₂ – EGR 模拟的可靠性。

图 2 为 CO2CRC^[16]、Luo 等^[14]、Patel 等^[22]和本 研究对基准模型模拟的产气中 CO₂ 与 CH₄ 质量流



图 2 基准模拟的产气中 CO₂ 与 CH₄ 质量流量变化 Fig. 2 CO₂ and CH₄ mass flow rates at production well in benchmark model

量变化。CO2CRC 与本研究均应用 TOUGH2 软件

开展模拟研究, Luo 等^[14] 和 Patel 等^[22] 分别应用 FLUENT 和 COMSOL 进行模拟研究。结果比较表 明,基准模型模拟中 Luo 等^[14] 的 CO₂ 突破最早而 Patel 等^[22] 的 CO₂ 突破最晚。本研究的模拟结果与 CO2CRC 基本相似,产气中 CH₄ 的质量流量在初期 略有不同,可能由于基准模型储层的迂曲度并未明 确规定,导致结果稍有差异。

1.5 模拟方案

重力效应对 CO₂-EGR 过程中驱替运移规律、 提高天然气采收率发挥着重要作用。超临界 CO₂ 与 CH₄ 之间存在较大的密度、黏度差异,受重力作 用,CO₂-EGR 中超临界 CO₂ 会向气藏储层下部沉 降,即在较轻的天然气下形成"垫气"^[4],在垂直方 向上减缓混合、延迟突破,进而增加 CH₄ 的采收率, 但具体过程仍需深入探究。通过是否考虑重力的对 比模拟,探究重力效应对驱替运移的作用,并且分析 不同气藏压力条件下注入 CO₂ 对天然气采收率的 影响,为 CO₂-EGR 实施提供指导。

开展 CO₂ 提高天然气采收率模拟的详细参数 如表1 所示。其中根据 Biagi 等^[23]模拟结果,3.55 MPa 枯竭状态下均质气藏模型的最优注入流速为 4.67×10⁻³ m³ · s⁻¹,本研究中除基准模拟及其对应 的不考虑重力模拟,其他模拟均采用此体积注入 速率。体积注入速率和质量注入流速换算时用到 的 CO₂ 密度数据通过 NIST 中专门用于 CO₂ 热力 学性质预测的 Span 和 Wagner 状态方程^[24]计算得 到。

表1 气藏模型中 CO₂-EGR 模拟参数

Table 1 Simulation cases of CO₂-EGR in

homogeneous gas reservoir model

编	考虑	气藏压	注入流速/	关井时	采收率	产出率
号	重力	力/MPa	$(10^{-3} \mathrm{m}^3 \cdot \mathrm{s}^{-1})$	间/d	$\eta/\%$	$\theta / \%$
1#	是	3.55	1.59	1972	59.6	31.1
2#	是	3.55	4.67	778	62.9	28.3
3#	是	6.00	4.67	730	62.1	27.1
4#	是	9.00	4.67	667	59.0	23.9
5#	是	15.00	4.67	522	55.3	19.6
6#	是	18.00	4.67	524	55.2	19.7
7#	否	3.55	1.59	2080	63.3	31.3
8#	否	3.55	4.67	757	61.3	28.3
9#	否	9.00	4.67	713	63.6	24.1

2 重力效应

2.1 产气流量对比

图 3 为不同条件下是否考虑重力模拟的产气中 CO₂ 与 CH₄ 流量曲线对比。由图 3 可知:不考虑重 力,模拟 7[#]参数组合条件下产气中 CO₂ 出现较晚,并 且 CH₄ 流量在产气后期下降幅度也较小,此时的 CH₄ 采收率达到 63.3%,明显高于普通模拟 1[#]参数组合 条件下的 59.6%;相较于普通模拟 2[#],不考虑重力模 拟的 8[#]产气中 CO₂ 出现更早,且上升幅度更大,同 时,CH₄ 流量在产气后期下降也更早,此时 8[#]的 CH₄ 采收率(61.3%)明显低于 2[#](62.9%);压力为 9.0 MPa、注入流速为 4.67×10⁻³ m³ · s⁻¹条件下,CO₂ 为超 临界态,相比于普通模拟 4[#],不考虑重力模拟的 9[#]参 数组合条件下的产气中 CO₂ 出现较晚,产气后期 CH₄ 流量曲线下降趋势也相应的推迟了,造成 9[#]的 CH₄ 采收率(63.6%)大于 4[#]的采收率(59.0%)。





Fig. 3 Effect of CO₂ and CH₄ mass fluxes between normal case and no-gravity case

3 组对比模拟结果表明,气藏中是否考虑重力的 CO₂-EGR 模拟产气中的 CO₂ 和 CH₄ 流量曲线之间并没有一致性变化规律,其不仅受重力效应作用,同时也受 CO₂ 注入速率和气藏压力的综合影响。

 CH_4 采收率的变化规律则与产气中 CO_2 和 CH_4 流量的变化密切相关。

此外,对比普通模拟 1[#]和 2[#]发现,相同气藏压 力条件下,CO₂注入流速增大,CH₄流量在产气前期 增长速度变慢。对比普通模拟 2^{*}和 4^{*},相同的体积 注入流速条件下,高压(CO₂ 超临界)时, CH₄ 流量 在产气前期增长速度加快,产气速率提高,主要原因 是超临界 CO₂ 与 CH₄ 之间的密度、黏度差异远大于 气态 CO₂ 与 CH₄ 差异, CO₂ 沉降明显,形成"垫气", CH₄ 在浮力驱动下向上流动加快,因而产气前期 CH₄质量流量增长速度加快。

2.2 气藏内气体组分分布对比

图 4 为气藏压力 3.55 MPa、不同 CO₂ 注入速率 条件下,考虑重力普通模拟(1*和 2*)和不考虑重力 模拟(7*和 8*)的气藏内 CO₂ 和 CH₄ 三维分布。其 中,w_{CO2}和 w_{CH4}分别为 CO₂ 和 CH₄ 的质量分数。



Fig. 4 Effect of gravity and injection rate on CO₂ and CH₄ distribution in gas reservoir

由图 4(a)、(b)可以看出,注入流速 1.59×10⁻³ m³·s⁻¹条件下不考虑重力模拟 7[#]中 CO₂ 在纵向扩散速度比普通模拟 1[#]更快,500 d 时 CO₂ 已经运移至注入井上部的顶层区域,而此时 1[#]的该区域仍为纯 CH₄,7[#]中 CO₂ 水平运移明显落后于 1[#],且随着时间的推移,这种现象越发明显。2000 d 时,7[#]内 CO₂ 从气藏顶层流动至生产井实现突破,但生产井下部区域仍然由未产出的 CH₄占据,且 CO₂ 驱替过渡带前缘甚至未到达模拟区域的底层侧边界;1[#]中 CO₂ 从生产井底部向上运移至生产井实现突破,模拟区域内底层 CH₄全部被 CO₂ 驱替产出,但是顶层大量CH₄未能产出。1[#]和 2[#]模拟中 CO₂ 驱替未波及到的顶层区域或生产井下部底层区域的体积影响最终采收率,前者的体积大于后者,所以模拟 1[#]的 CH₄

与图 4(a)、(b)中 1[#]与 7[#]相似,图 4(c)主要区 别在于 2[#]顶层区域内被驱替产出的 CH₄ 量更多,2[#] 的 CH₄ 采收率大于 8^{*}和 1^{*}。这说明较大的注入速 率增大 CO₂ 在气藏顶层的驱替波及区域面积,提高 天然气采收率。

图 5 和图 6 分别为气藏压力大于 CO₂ 临界压力 条件下是否考虑重力模拟 4[#]与 9[#]中气藏内 CO₂ 与 CH₄ 分布的三维视图和注入井所在的二维 *x*-*z* 纵向 视图。与图 4(c)、(d)中气藏压力 3.55 MPa 条件下 模拟 2[#]与不考虑重力模拟 8[#]相比,图 5 中普通模拟 4[#]中气藏底层的 CH₄ 被超临界 CO₂ 驱替产出的更 加彻底,这主要是由于超临界 CO₂ 密度、黏度与 CH₄ 差异更大,受重力影响 CO₂ 沉降至气藏底部的 速度更快,抑制 CO₂ 垂直向上运移的作用更大,促 进 CO₂ 优先驱替气藏底部 CH₄。图 5 中 9[#]与图 4 (d)中 8[#]的表现极为类似,即在不考虑重力效应时, 不同压力条件下模拟的 CO₂ 运移规律相似。图 6 二维 *x*-*z* 纵向视图中,重力分异的影响表现得更为 明显。800 d 时,不考虑重力模拟 9[#]气藏底层 CH₄ 仍未完全被 CO₂ 驱替,驱替过程中的混相过渡带呈 近似球形弧面,与底层水平面呈近似直角,CO₂ 运移 的纵向分量与水平分量相近。普通模拟 4^{*}中,受重 力效应作用,纵向运移受到抑制而远小于水平运移。 400 d 时,气藏底层 CH₄ 已经完全被 CO₂ 驱替,混相 过渡带与底层水平面呈小于 30°倾角。此外,不考 虑重力模拟 9^{*}的混相过渡带厚度均匀一致,且较 厚;考虑重力模拟 4^{*}的混相过渡带在左上顶部位置 较薄,而在右下位置较厚,且明显薄于不考虑重力模 拟 9^{*},说明重力效应起着抑制 CO₂ 扩散运移、减小 混相的作用。



Fig. 6 Two-dimensional x-z portrait view of CO₂ and

CH₄ distribution in gas reservoir of normal case

and no-gravity case at 9.0 MPa

综上所述,不考虑重力模拟中,CO2向上运移速 率增大,最终水平方向和纵向方向的运移速率相似, 驱替混相过渡带呈近似球形弧面;考虑重力的普通 模拟中,CO₂与 CH₄之间较大的密度和黏度差异造成了重力分异,在重力效应作用下 CO₂向气藏底部 沉降,抑制向上运移,减缓 CO₂与天然气纵向混相, 气藏内 CO₂ 纵向运移速率远小于水平运移速率;此 外,重力效应间接促进 CO₂ 在水平方向的运移,尤 其在超临界条件下优先完成底层水平驱替,最终将 驱替过程演变为类似垂向驱替。

3 气藏压力影响

探讨气田不同开采时期(即不同气藏储层压力)注入 CO₂ 对天然气采收率的影响,开展天然气 生产阶段(气藏压力为 18、15、9 和 6 MPa)及气田枯 竭阶段(气藏压力为 3.55 MPa) CO₂ 提高天然气采 收率模拟研究,对应表 1 中的 2[#]~6[#]模拟。

3.1 产气曲线与 CH₄ 采收率变化规律

图 7 为不同气藏压力、相同 CO₂ 体积注入流速 条件下 CO₂-EGR 模拟产气中 CO₂ 与 CH₄ 流量变化 曲线。随气藏压力升高,产气初期 CH₄ 流量增长速 度加快,流量达到稳定的时间减少,产气后期 CH₄ 流量下降前移,与此同时 CO₂ 突破时间也相应地提 前。最大体积流量随着气藏压力增大而增大,增大 的幅度在 3.55~9.0 MPa 情况下不明显,但是 15.0 和 18.0 MPa 情况下的最大体积流量要远大于低压 情况。



cases at different reservoir pressures

图 8 为生产井关井时间、采收率及产出率随气 藏压力的变化。可以发现,虽然 CO₂ 体积注入速率 相同,但是随着气藏压力增大,生产时间变短,关井 时刻提前;CH₄ 采收率和产出率与生产井关井时间 变化规律一致,随气藏压力增大而降低。采收效果



图 8 关井时间、采收率及产出率随注入压力变化

Fig. 8 Well shut-in time, recovery efficiency and production efficiency at different reservoir pressures

气藏内 CO₂和 CH₄分布 3.2

图 9 和图 10 分别为不同气藏压力模拟中的气



Three-dimensional CO₂ and CH₄ distribution in gas reservoir of cases with different reservoir pressure Fig. 9



Fig. 10 Two-dimensional x-z portrait view of CO₂ and CH₄ distribution in gas reservoir of cases with different reservoir pressures

对于气藏压力为 15 和 18 MPa 的模拟 5* 和 6*, 生产井关井时间均小于600 d,所以本研究只分析其 在注入 CO, 后 600 d 的气藏内 CO, 分布;其他模拟 的生产井关井时间均为600~800 d,因此也对800 d 时气藏内 CO, 分布进行描述。从图 9 可以看出,体 积注入速率相同的模拟2[#]~6[#]中,随着气藏压力下 降,CO2 驱替 CH4 到达生产井的速度变慢,并且模 拟2[#]~6[#]中的CO₂均从底部自下向上突破至生产 井,顶层中部区域内的 CH, 均未能被有效驱替产 出。在模拟4[#]~6[#]中,注入的CO₂为超临界状态,4[#] 中气藏底层的 CH₄在 800 d 时几乎全部被 CO, 驱替 产出,5[#]和6[#]中藏底层的CH₄在600 d内均被驱替 产出:而气藏压力为 3.55 和 6.0 MPa 的 2* 和 3* 中, CO₂ 为气态,直至到达关井时刻生产井下部区域仍

藏内 CO, 与 CH₄ 分布的三维视图和二维纵向 x-z

然存在一些未被驱替的 CH4。如图 10 所示, CO2 的 水平运移距离显著大于纵向,气藏压力越高,该现象 越明显。生产井关井前,低气藏压力条件下 CO, 与 CH,之间的驱替过渡带为倾斜面,而高气藏压力条 件下则为近似水平面。这表明 CO, 超临界条件下, 优先完成气藏底层 CH₄ 的水平驱替,然后形成近似 垂直向上驱替过程,能够更加彻底地将气藏底层中 的天然气驱替产出。这主要是由于超临界 CO, 的 密度及黏度远大于气藏内天然气,重力效应明显,超 临界 CO, 向气藏底层沉降的速度更快, 水平运移速 率显著大于纵向运移速率,优先将气藏底层的 CH₄ 驱替至生产井产出,最终形成形似自下向上的垂向 驱替过程。但是气藏压力较高时,CO,沿气藏底层 驱替 CH₄ 从而更早地运移至生产井下部区域,受压 力驱动自下向上突破至生产井的时间更早,使靠近 注入井上部区域内 CH₄ 未能被有效驱替,造成高气 藏压力模拟的 CH₄ 采收率小于低气藏压力模拟。

综上所述,生产井关井时间、CH₄ 采收率和产出 率均随气藏压力降低而增加,在气藏枯竭状态下实 施 CO₂-EGR 能够获得更好的 CH₄ 采收率,但生产 时间相对较长。较高气藏压力下的 CO₂-EGR 模拟 中,注入气藏的 CO₂ 为超临界状态,重力效应作用 明显,CO₂ 快速向气藏底层沉降,优先完成气藏底层 CH₄ 的水平驱替,最终形成形似自下向上的垂向驱 替过程,但是针对本研究中的气藏区块,易从生产井 底部自下而上突破至生产井,进而导致高压情况下 CO₂-EGR 的天然气采收效率效果相对低压情况下 略差。

4 结 论

(1)是否考虑重力 CO₂-EGR 模拟的产气中 CO₂和 CH₄流量曲线之间并没有一致性的变化规 律,受 CO₂注入速率及气藏压力的综合影响,而 CH₄采收率变化与产气中 CO₂和 CH₄流量的变化 规律密切相关。

(2)不考虑重力模拟中,CO₂纵向与水平运移 速率相近,驱替混相过渡带呈近似球形弧面;考虑重 力模拟中,重力效应抑制 CO₂向上运移,减缓与天 然气纵向混相,间接促进水平运移,CO₂水平运移速 率显著大于纵向运移速率。

(3) 生产井关井时间、CH₄ 采收率和产出率随 气藏压力降低而增加, 在气藏枯竭状态下实施 CO₂-EGR 能够获得更好的 CH₄ 采收率, 但生产时间相对 较长。 (4)较高气藏压力条件下实施 CO₂-EGR, CO₂ 为超临界状态,重力效应作用明显, CO₂ 快速沉降并 优先水平驱替气藏底层 CH₄, 但是容易从生产井底 部自下而上突破至生产井, 造成提高天然气采收率 效果不佳。

参考文献:

- [1] CONINCK H C, CARBO M C, MIKUNDA T, et al. Carbon capture and storage in industrial applications: technology synthesis report [R/OL]. (2010-12-09) [2019-03-27]. https://publications. tno. nl/publication/34632076/JT069c/o10043. pdf.
- [2] 孙宝江,王金堂,孙文超,等.非常规天然气储层超临界 CO₂ 压裂技术基础研究进展[J].中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(5):82-91.
 SUN Baojiang, WANG Jintang, SUN Wenchao, et al. Advances in fundamental research of supercritical CO₂ fracturing technology for unconventional natural gas reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019,43(5):82-91.
- [3] 任韶然,张莉,张亮. CO₂ 地质埋存:国外示范工程及其 对中国的启示[J].中国石油大学学报(自然科学版), 2010,34(1):93-98.
 REN Shaoran, ZHANG Li, ZHANG Liang. Geological storage of CO₂: overseas demonstration projects and its implications to China[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010,34(1): 93-98.
- [4] van der BURGT M J, CANTLE J, BOUTKAN V K. Carbon dioxide disposal from coal-based IGCC's in depleted gas fields [J]. Energy Conversion and Management, 1992,33(5/6/7/8):603-610.
- [5] OLDENBURG C M, BENSON S M. CO₂ injection for enhanced gas production and carbon sequestration [R]. SPE 74367-MS,2002.
- [6] OLDENBURG C M, PRUESS K, BENSON S M. Process modeling of CO₂ injection into natural gas reservoirs for carbon sequestration and enhanced gas recovery [J]. Energy & Fuels, 2001,15(2):293-298.
- [7] OLDENBURG C M, STEVENS S H, BENSON S M. Economic feasibility of carbon sequestration with enhanced gas recovery (CSEGR) [J]. Energy, 2004,29(9/10): 1413-1422.
- [8] GANZER L, REITENBACH V, PUDLO D, et al. Experimental and numerical investigations on CO₂ injection and enhanced gas recovery effects in Altmark gas field (Central Germany) [J]. Acta Geotechnica, 2013, 9:39-47.
- [9] HUSSEN C, AMIN R, MADDEN G, et al. Reservoir

simulation for enhanced gas recovery: an economic evaluation [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2012,5:42-50.

- [10] JIKICH S A, SMITH D H, SAMS W N, et al. Enhanced gas recovery (EGR) with carbon dioxide sequestration: a simulation study of effects of injection strategy and operational parameters [R]. SPE 84813, 2003.
- [11] REBSCHER D, OLDENBURG C M. Sequestration of carbon dioxide with enhanced gas recovery-case study altmark, North German Basin [R]. LBNL-59033 (2005-12-10) [2019-03-27]. https://www.escholarship.org/uc/item/7sj298mc.
- [12] AL-HASAMI A, REN S, TOHIDI B. CO₂ injection for enhanced gas recovery and geo-storage: reservoir simulation and economics[R]. SPE 94129,2005.
- [13] HOU Z, GOU Y, TARON J, et al. Thermo-hydro-mechanical modeling of carbon dioxide injection for enhanced gas-recovery (CO₂-EGR): a benchmarking study for code comparison [J]. Environmental Earth Sciences, 2012,67(2):549-561.
- [14] LUO F, XU R N, JIANG P X. Numerical investigation of the influence of vertical permeability heterogeneity in stratified formation and of injection/production well perforation placement on CO₂ geological storage with enhanced CH₄ recovery [J]. Applied Energy, 2013,102: 1314-1323.
- [15] REGAN M. A numerical investigation into the potential to enhance natural gas recovery in water-drive gas reservoirs through the injection of CO₂ [D]. Adelaide: The University of Adelaide, 2010.
- [16] CLASS H, EBIGBO A, HELMIG R, et al. A benchmark study on problems related to CO₂ storage in geologic formations [J]. Computational Geosciences, 2009,

13(4):409-434.

- [17] SEO J G, MAMORA D D. Experimental and simulation studies of sequestration of supercritical carbon dioxide in depleted gas reservoirs [J]. Journal of Energy Resources Technology, 2005,127:1-6.
- [18] ROBINSON B A, VISWANATHAN H S, VALOCCHI A
 J. Efficient numerical techniques for modeling multicomponent ground-water transport based upon simultaneous solution of strongly coupled subsets of chemical components [J]. Advances in Water Resources, 2000, 23 (4):307-324.
- [19] JIANG Y. Techniques for modeling complex reservoirs and advanced wells [D]. Palo Alto: Stanford University, 2007.
- [20] PRUESS K. The TOUGH codes—a family of simulation tools for multiphase flow and transport processes in permeable media [J]. Vadose Zone Journal, 2004,3:738-746.
- [21] PRUESS K, OLDENBURG C M, MORIDIS G J. TOUGH2 user's guide version 2.0[Z/OL]. Rep LBNL-43134(1999-11-01) [2019-03-27]. https://escholarship.org/uc/item/ 4df6700h.
- [22] PATEL M J, MAY E F, JOHNS M L. High-fidelity reservoir simulations of enhanced gas recovery with supercritical CO₂[J]. Energy,2016,111:548-559.
- BIAGI J, AGARWAL R, ZHANG Z. Simulation and optimization of enhanced gas recovery utilizing CO₂[J].
 Energy, 2016,94:78-86.
- [24] SPAN R, WAGNER W. A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple-point temperature to 1100 K at pressures up to 800 MPa
 [J]. Journal of Physical and Chemical Reference Data, 1996,25(6):1509-1596.

(编辑 李志芬)