

文章编号:1009-9603(2023)02-0153-09

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202203023

杂质气体对二氧化碳在废弃气藏咸水层埋存的影响

吕晓聪^{1,2},刘慧卿^{1,2},王敬^{1,2},东晓虎^{1,2},拜杰³,沈旭东^{1,2}

(1.中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249; 2.中国石油大学(北京)教育部重点实验室,北京 102249; 3.中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院,陕西 西安 710021)

摘要:废弃气藏是埋存二氧化碳的理想场所,但气藏中的杂质气体会影响二氧化碳在水中的溶解过程。针对此问题,建立了考虑逸度-活度的热力学模型,准确捕捉杂质气体-二氧化碳-咸水混合体系的热力学特征。在此基础上,采用基于算子的线性化数值方法,高效准确求解质量守恒方程,研究不同混合物对二氧化碳在咸水中扩散-对流的影响。以荷兰西佩尔尼斯气藏为例,分析并评价了废弃气藏二氧化碳埋存的可行性及潜力。研究结果表明,二氧化碳在咸水中的溶解度随压力的升高而增加,随温度及矿化度的升高而降低,相同压力下,25℃下的溶解度约为90℃下的2倍。不同杂质气体对二氧化碳溶解能力的影响不同,甲烷对二氧化碳溶解度降低程度最大,降低幅度约为12%。二维模拟结果表明,杂质气体会降低二氧化碳羽流指进的速度,延长对流触发的时间,5%的甲烷-二氧化碳混合体系对流触发时间是纯二氧化碳的2.5倍,但杂质气体对总的溶解量影响不大。西佩尔尼斯气藏模拟结果表明,废弃气藏开展二氧化碳埋存潜力巨大;短时间内,二氧化碳主要以游离气及束缚气形式存在,溶解气量较少。关井30a后,游离气占74.2%,残余气占19.1%,溶解气仅占6.7%。

关键词:杂质气体;废弃气藏;二氧化碳溶解度;咸水层;基于算子的线性化方法

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Effect of impurities on CO₂ sequestration in saline aquifers in abandoned gas reservoirs

LÜ Xiaocong^{1,2}, LIU Huiqing^{1,2}, WANG Jing^{1,2}, DONG Xiaohu^{1,2}, BAI Jie³, SHEN Xudong^{1,2}

(1.State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China; 2.MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China; 3.Research Institute of Oil/Gas Technology, Changqing Oilfield Branch Company, PetroChina, Xi'an City, Shaanxi Province, 710021, China)

Abstract: Abandoned gas reservoirs are ideal sites for carrying out carbon dioxide (CO₂) storage projects. However, impurities in gas reservoirs can affect the CO₂ dissolution in saline aquifers. To this end, a fugacity-activity thermodynamic model is constructed to capture the features of impurities, CO₂, and saline aquifers. On this basis, the operator-based linearization approach is implemented to solve the mass conservation equations accurately and efficiently. Then the effects of gas mixtures on CO₂ diffusion-convection are studied. With the Pernis gas reservoir in the Netherlands as an example, the storage potential of abandoned gas reservoirs is evaluated. The results show that the CO₂ solubility in saline aquifers increases with the rising pressure while decreases with higher temperature and salinity. At the same pressure, the CO₂ solubility at 25℃ is about twice that at 90℃. In addition, different impurities have different effects on CO₂ dissolution, and CH₄ reduces the CO₂ solubility by around 12%. 2D simulation results show that the fingering rate of CO₂ plume in saline aquifers is limited by the impurities. Meanwhile, the onset time of convection is extended due to the impurities. The onset time of CO₂ mixture with 5% methane is around 2.5 times that of pure CO₂. Considering the long timescale, the final dissolution is not affected

收稿日期:2022-03-23。

作者简介:吕晓聪(1989—),男,山东潍坊人,讲师,博士,从事二氧化碳泡沫提高采收率及二氧化碳埋存研究。E-mail:xiaocongcup@hotmail.com。

基金项目:中国石油大学(北京)科研基金“泡沫强化咸水层CO₂封存机理研究”(2462022BJRC003)和“CCUS/CCS埋存地质体选区评价及监测关键技术研究”(2021ZZ01-05),国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目“难采稠油多元热复合高效开发机理与关键技术基础研究”(U20B6003)。

by the impurities significantly. Through the studies of the Pernis gas reservoir, abandoned gas reservoirs have a large potential for CO₂ storage. In the short run, CO₂ exists in porous media as free gas and residual gas, while the amount of dissolved gas is relatively small. In 30 years after shutting the wells, the free gas accounts for 74.2%, and residual gas is 19.1%, while only 6.7% gas is dissolved into the aquifer.

Key words: impurities; abandoned gas reservoirs; CO₂ solubility; saline aquifers; operator-based linearization approach

二氧化碳(CO₂)排放是导致全球一系列气候问题的最主要影响因素^[1-4]。目前,为了降低CO₂排放带来的负面影响,中国政府积极推进“碳达峰-碳中和”政策,制定了一系列“双碳”行动方案^[5-7]。对于传统油气行业,废弃气藏CO₂地质埋存是实现“碳中和”经济化的重要途径^[6]。废弃气藏经过长期开发后存在稳定的地质结构,同时大量的地层水可以为CO₂提供充足的封存空间。

CO₂埋存是将空气中捕集的CO₂进行提纯处理后注入深部地层,通过封闭的地质构造体、束缚气、溶解气及地球化学反应,实现CO₂在地层中的永久埋存,也称为碳捕集与封存技术(CCS, Carbon Capture and Storage)^[8-10]。溶解气封存是CO₂埋存最重要机理之一^[11-12]。CO₂注入深部地层后,通过扩散作用逐渐溶解到咸水中,引起咸水密度发生变化,从而引发局部动力学不稳定,产生重力驱动的指进现象。与单纯的扩散相比,该对流过程可以大大地增加CO₂在咸水中的溶解度。

废弃气藏中存在一定量的不具备经济效益的残余气,如氮气(N₂)、甲烷(CH₄)及硫化氢(H₂S)等。空气中捕集的CO₂提纯后往往也存在微量的杂质气体。CO₂埋存过程中,往往将这些杂质气体一起注入地层,从而降低提纯的经济成本。相关研究表明,杂质气体的存在会影响CO₂在咸水层中的溶解度^[13]。目前,鲜有定量评价不同杂质气体对CO₂溶解度影响的相关研究报道。针对该问题,研究了不同杂质气体对CO₂扩散能力的影响,定量评价了不同混合体系的溶解速率。笔者首先建立了一种考虑逸度-活度的热力学模型,准确捕捉气水混合体系的相态行为;进而通过基于算子的线性化方法高效准确地求解质量守恒方程,计算不同杂质气体对CO₂溶解速率的影响;最后基于荷兰鹿特丹西佩尔尼斯气藏,开展废弃气藏CO₂埋存的可行性分析。该研究成果为废弃气藏及深部咸水层CO₂埋存提供了一定的技术支持。

1 热力学模型

热力学模型用来描述液相与非液相之间的热

力学平衡状态。液相可溶解部分气体,气相为多组分混合物,主要以气态、超临界态或者凝析态存在。数值模拟的过程中,通常假设局部瞬时平衡,因此相态的计算独立于流动及传质过程。在多相体系求解过程中,牛顿迭代的过程需要准确求解热力学模型,即:

$$z_c - \sum_{j=1}^{n_p} v_j x_{cj} = 0 \quad (1)$$

$$f_c^g(p, T, x_g) - f_c^w(p, T, x_w) = 0 \quad (2)$$

$$\sum_{c=1}^{n_c} (x_{cg} - x_{cw}) = 0 \quad (3)$$

$$\sum_{j=1}^{n_p} v_j - 1 = 0 \quad (4)$$

传统的Peng-Robinson状态方程仅适用于油气系统,无法准确捕捉CO₂在水中的溶解。因此,采用逸度-活度模型来求解热力学模型:气组分在气相中采用逸度方程表达,气组分在液相中采用活度表达,即:

$$f_c^g = p\psi_c y_c \quad (5)$$

$$f_c^w = h_c \kappa_c x_c \quad (6)$$

在热力学平衡系统中需要满足 $f_c^g = f_c^w$,则组分 c 的相平衡常数为:

$$K_c = \frac{y_c}{x_c} = \frac{h_c \kappa_c}{p\psi_c} \quad (7)$$

热平衡条件下,水组分的平衡常数通过Spycher模型^[14]表示:

$$K_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{y_{\text{H}_2\text{O}}}{x_{\text{H}_2\text{O}}} = \frac{K_{\text{H}_2\text{O}}^0}{p\Phi_{\text{H}_2\text{O}}} \exp\left[\frac{(p-1)V_{\text{H}_2\text{O}}}{RT}\right] \quad (8)$$

采用逐次替换迭代法求解热力学模型,通过不断更新逸度系数获取新的 K 值^[15]。当热力学模型收敛后,即可求得相应的与质量守恒方程相关的热物性参数(如黏度、密度等)。运行CO₂埋存模型的过程中,每个网格在牛顿迭代的过程中都需要运行该过程。研究表明,对于多组分复杂系统,求解热力学模型所消耗的时间超过总模拟时间的50%。因此,对于多组分模拟,需要寻求一种提高效率且能满足精度的高效数值模拟方法。

2 多组分数学模型建立及离散求解过程

2.1 数学模型的建立

对于多组分混合物,其质量守恒方程为:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \sum_{j=1}^{n_p} x_{cj} \rho_j S_j \right) + \operatorname{div} \sum_{j=1}^{n_p} (x_{cj} \rho_j u_j + S_j \rho_j J_{cj}) + \sum_{j=1}^{n_p} x_{cj} \rho_j \tilde{q}_j = 0 \quad c = 1, 2, \dots, n_c \quad (9)$$

采用达西定律来描述重力及毛管力存在情况下两相体系的流动:

$$u_j = -K \frac{K_{vj}}{\mu_j} (\nabla p_j - \rho_j g \nabla D) \quad (10)$$

$$p_w = p_n - p_c \quad (11)$$

$$\sum_{j=1}^{n_p} S_j = 1 \quad (12)$$

$$J_{cj} = -\phi D_{cj} \nabla x_{cj} \quad (13)$$

对于可压缩岩石,孔隙度的变化通过岩石的压缩系数描述:

$$\phi = \phi_0 [1 + c_r (p - p_{ref})] \quad (14)$$

2.2 数值模型的建立及求解方法

为准确捕捉 CO₂ 在咸水层中的溶解过程,往往需要建立精细的网格模型。ELENUS 通过一系列敏感性研究发现^[16],油藏网格尺度在 1 m 时可以获得数值上收敛的结果。那么对于大尺度模型来讲,高精度会导致模型计算量大大增加,因此需要采用高效的数值模拟方法。采用基于算子的线性化方法 (Operator - Based Linearization approach, 简称 OBL)^[17],即将质量守恒方程中仅取决于物理状态的物理量组合为一个整体算子。因此(9)式离散之后的算子形式为:

$$V \phi_0 [\alpha_c(\omega) - \alpha_c(\omega_n)] - \Delta t \sum_{l \in L(i)} \sum_{j=1}^{n_p} [\Gamma^l \beta_{cj}^l(\omega) \Delta \Phi_j^l + \Gamma_d^l \gamma_j^l(\omega) \Delta \chi_{cj}] = 0 \quad (15)$$

相应的算子表达式分别为:

$$\alpha_c(\omega) = [1 + c_r (p - p_{ref})] \sum_{j=1}^{n_p} x_{cj} \rho_j S_j \quad c = 1, 2, \dots, n_c \quad (16)$$

$$\beta_{cj}(\omega) = \frac{x_{cj} \rho_j K_{vj}}{\mu_j} \quad c = 1, 2, \dots, n_c \quad j = 1, 2, \dots, n_p \quad (17)$$

$$\gamma_j(\omega) = [1 + c_r (p - p_{ref})] S_j \quad j = 1, 2, \dots, n_p \quad (18)$$

$$\chi_{cj}(\omega) = \rho_j D_{cj} x_{cj} \quad c = 1, 2, \dots, n_c \quad j = 1, 2, \dots, n_p \quad (19)$$

传统的数值模拟需要计算每个时间步下每次牛顿迭代的物理属性及相应的导数,该过程往往计算效率较低。基于算子的线性化方法提供了一种新的高效线性化方法,如图 1 所示。数值模拟运行之前,将连续的未知变量空间(本研究采用压力 p 及组分 c 、总摩尔分数 z_c)进行离散。由于各个算子仅取决于状态变量,因此可以计算各个算子在未知变量空间的离散分布,即离散空间内未知变量交点的算子值。数值模拟的过程中,根据当前未知状态,在算子空间内线性插值得到算子值及相应的导数。该方法大大地简化了雅克比矩阵的构建过程,同时提高了数值模拟的效率。

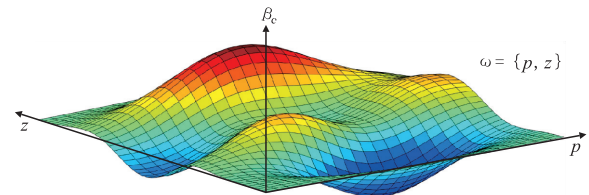


图 1 算子在未知变量空间内的分布示意^[17]

Fig.1 Schematic distribution of operators in unknown parameter space^[17]

2.3 数值模型参数

采用荷兰代尔夫特理工大学开发的基于 OBL 方法的开源软件 DARTS^[17-19],建立 CO₂ 在咸水中溶解的模型。二维数值模型网格步长 (dx, dz) = (0.5 m, 0.5 m), 网格总数为 200×100=2×10⁴。模型横向长度为 100 m, 纵向厚度为 50 m, 埋深为 2 475 m。孔隙度为 0.25, 渗透率为 100 mD, 温度为 75 ℃, 纵向温度梯度忽略不计。二维数值模型如图 2 所示, 模型初始饱和纯水, 底部及侧面为封闭边界, 顶部为饱和 CO₂ 的定浓度边界 (饱和 CO₂ 的单一液相, z_c 为常数)。图 3 为模型所用的相对渗透率曲线。

三维模型参考荷兰鹿特丹西佩尔尼斯气藏(图 4), 底部存在大量的水体, 顶部为一气藏, 主要含甲烷气。为简化模型, 假设该气藏为纯甲烷气藏。工区长度为 1 395 m, 宽度为 4 500 m, 厚度为 161.8~221.7 m, 埋深为 2 610~3 206 m。渗透率为 0.24~1 600 mD, 孔隙度为 1×10⁻⁴~0.27, 模型中部存在层状泥页岩。自 2002 年开始生产, 气藏原始地质储量为

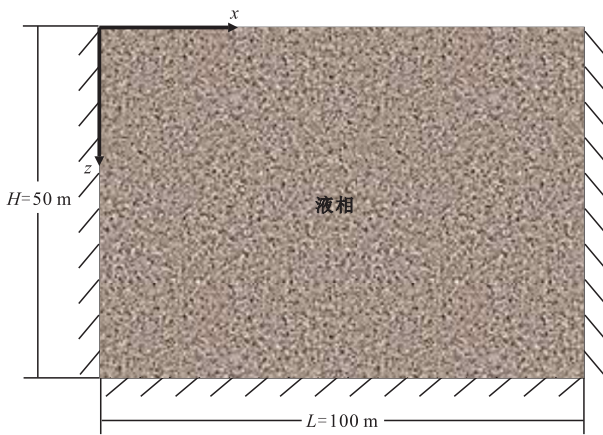


图2 二维数值模型示意

Fig.2 Demonstration of numerical model

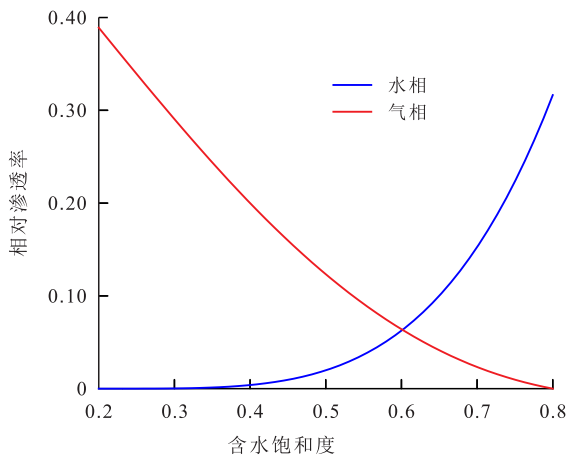


图3 相对渗透率曲线

Fig.3 Relative permeability curves

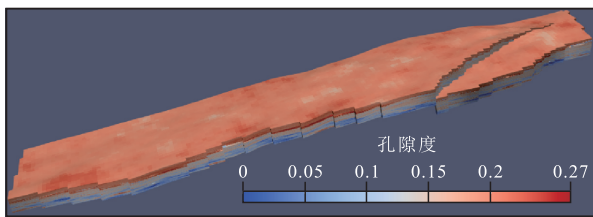


图4 西佩尔尼斯气藏孔隙度分布

Fig.4 Porosity distribution of Pernis gas reservoir

6 226×10⁶ m³。为减少模拟时间,数值模型采用45.0 m×30.0 m×2.0 m的网格,网格总数为31×150×87=404 550。首先采用衰竭式开发将油藏压力降至废弃压力,然后从底部水体注入CO₂,监测CO₂运移规律及相应的埋存量。相对渗透率模型使用Corey模型^[20],具体参数见表1。

表1 气水相对渗透率模型参数
Table1 Parameters of water and gas relative permeability models

过程	n_g	n_w	S_{gr}	S_{wc}	K_{rge}	K_{rwc}
驱替过程	2	2	0.09	0.24	1	0.48
渗吸过程	3	2	0.25	0.33	1	0.12

3 结果分析

3.1 不同杂质气体对CO₂在咸水中溶解度的影响

CO₂在咸水中的溶解度受压力、温度及矿化度的影响。由不同温度及矿化度条件下CO₂溶解度随压力的变化(图5)可见,压力越高,CO₂越充分地溶解于咸水,溶解度相应地越高。但是不同温度条件下,CO₂溶解度差异较大。室温(25℃)时,CO₂以气态存在,随着压力的升高,CO₂压缩后与水作用变强,因此其在水中的溶解度迅速增加;一旦压力高于超临界压力,CO₂溶解度出现拐点,溶解度增速变缓。当温度升高到90℃时,CO₂溶解度急剧降低,主要是由于温度升高加速了水中CO₂分子的运动能力,导致溶解的CO₂从水中再次逸出。25℃下的溶解度约为90℃下的2倍(图5)。当压力高于超临界压力时,拐点消失,呈现平滑的过渡曲线,说明在高温条件下,压力的变化不会对CO₂-咸水系统产生剧烈的影响。矿化度是影响CO₂溶解度的另一重要因素。相同温度条件下,矿化度为2 mg/L时,CO₂在咸水中的溶解度大大降低,且随着压力的升高,降低幅度越大(图5)。

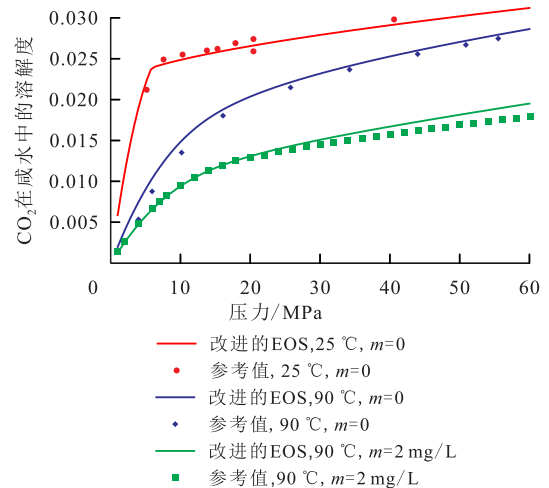


图5 CO₂在咸水中溶解度随压力的变化 (参考值取自NIST^[21])

Fig.5 Variations of CO₂ solubility with pressure in saline (Reference values are taken from NIST^[21])

由不同杂质气体对CO₂在纯水中(矿化度为0)溶解度的影响(图6)可见,低压状态下,杂质气体对CO₂溶解度影响较小,可忽略不计;随着压力的升高,杂质气体的存在使CO₂的溶解度逐渐降低,尤其是CO₂处于超临界状态之后。在相同浓度下,H₂S的存在对CO₂的溶解度影响较小,其次为N₂,CH₄降低CO₂溶解度幅度最大,降低幅度约为12%。从结果

可以看出,少量的杂质气体对CO₂溶解度影响幅度较小,因此在实际实施过程中,允许少量的杂质气体,从而可以降低CO₂提纯的经济成本。

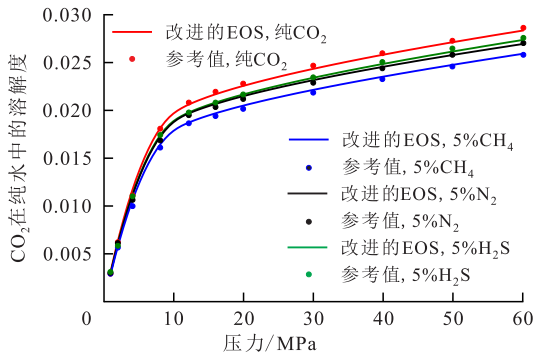


图6 50 °C时不同杂质气体对CO₂在纯水中溶解度的影响 (参考值取自文献[22])

Fig.6 Effect of impurities on CO₂ solubility in saline at 50 °C (Reference values are taken from Reference[22])

图5与图6分别对比了改进的EOS与NIST^[21]和Mao/Duan模型^[22]。新的模型可以相对准确地预测CO₂溶解度随不同影响因素的变化。图5表明,在高矿化度及高压下,该模型与参考值存在一定的差距。AAVATSMARK等研究指出,在高压条件下, Mao/Duan模型低估了超临界CO₂的热力学参数^[23]。本研究所选模型压力不超过30 MPa,该范围内不同模型差异较小,因此并未对此做详细探讨。

3.2 CO₂在咸水层中的指进现象

CO₂注入地层水后涉及复杂的动力学机理:扩散与对流。由于气水密度差异,CO₂会超覆到顶部,从而形成CO₂富气区。一部分CO₂逐渐溶解到下部

咸水层,导致密度分层及局部密度差异(扩散过程)。溶解了CO₂的咸水密度增大,会触发重力不稳定效应,从而产生有重力主导的对流现象,即溶解了CO₂的重咸水向下运移,未溶解CO₂的轻咸水向上运移。该对流过程可以大大提高CO₂的溶解速率。

由纯CO₂及不同混合体系下CO₂指进发育模式(图7)可见,在重力主导的对流过程中,CO₂羽流逐渐扩展并向下移动,逐渐与周围的羽流混合形成大的羽流。在100 a时,纯CO₂指进速度最快,羽流已经达到模型底部,说明CO₂的溶解能力最强。溶解少量H₂S时,CO₂羽流也接近模型底部,但羽流相对细小。溶解少量N₂时,移动最快的CO₂羽流并未到达模型底部,上部羽流相对较粗,但彼此间混合速度慢。当CO₂羽流中含有少量CH₄时,其降低了CO₂在水中的溶解度,减缓了CO₂的指进过程,因此羽流移动速度最慢。

将CO₂的溶解速率定义为单位时间内单位面积CO₂溶解到单一液相中的质量,其表达式为:

$$F = h\phi \frac{\partial \bar{c}}{\partial t} \quad (20)$$

由纯CO₂及不同混合体系下CO₂溶解速率随时间的变化(图8)可以看出,不同混合体系的成分影响对流触发时间(即溶解速率开始增加时的拐点)。初始时刻,传质过程主要由浓度差引起的扩散主导,CO₂摩尔浓度呈现层状分布。随着扩散的进行,层与层之间的浓度差逐渐变小,扩散作用变弱,表现为溶解速率逐渐降低(黑色箭头)。由于扩散作

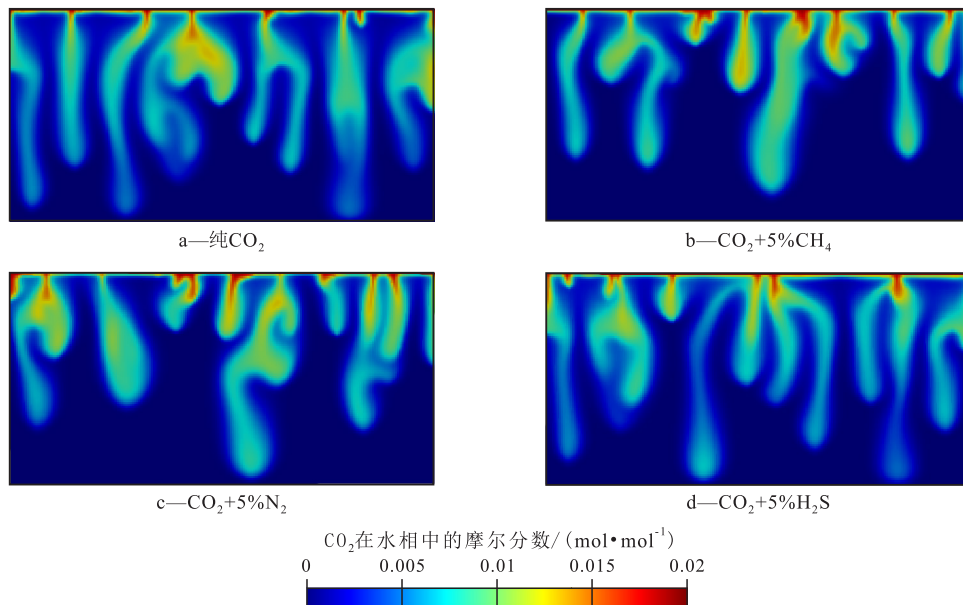


图7 100 a时CO₂在咸水层中指进发育模式

Fig.7 Distribution of CO₂ fingering in saline aquifers in 100 years

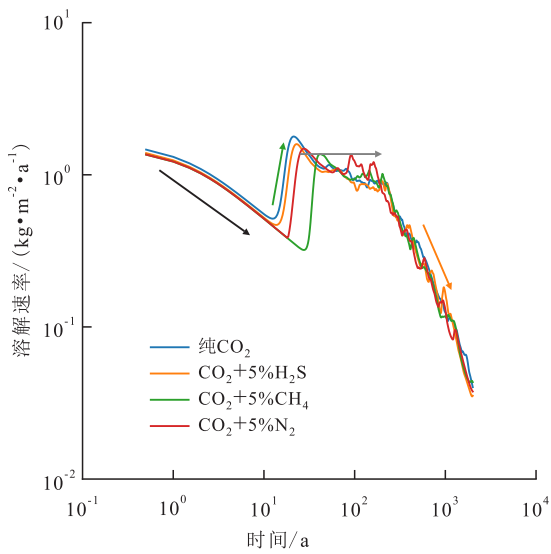


图8 CO₂溶解速率随时间的变化
Fig.8 CO₂ dissolution rates with time

用,导致局部咸水密度差异,从而引发由重力主导的对流,CO₂溶解速率开始逐渐增加(绿色箭头)。由于CH₄的存在,降低了CO₂在水中的溶解度,因此少量CH₄气体的存在会延长对流触发时间;少量H₂S的存在几乎不影响对流触发时间,N₂次之。由图8可以看出,CO₂+5%CH₄混合体系对流触发时间是纯CO₂的2.5倍。当对流作用主导传质过程时,CO₂羽流逐渐发育并与相邻羽流相互融合。该过程中,CO₂溶解速率相对较为稳定(灰色箭头);同时可以看出,不同杂质气体对CO₂溶解速度影响相对较小。由于模型底部为封闭边界,当CO₂羽流到达底部边

界时,开始横向扩展,模型内CO₂浓度逐渐升高,咸水密度差异降低,对流作用变弱,呈现出CO₂溶解速率降低的规律(深黄色箭头)。总体来说,少量杂质气体的存在影响CO₂指进过程,延长了对流触发时间,但是对最终溶解量影响不大。

4 废弃气藏CO₂埋存可行性分析

西佩尔尼斯气藏部署PW W2, PW W4及PW W5三口生产井,采取降压开发,平均日产量分别为10.2×10⁴, 15.5×10⁴, 54.3×10⁴ m³/d。PW W1为注水井,日注水量为111 m³/d。经现场评价,当地层压力降至3.5 MPa时,该气藏将失去经济效益。图9a和9c为原始状态下含气饱和度分布及压力分布。模拟至2024年,全区压力降至废弃压力,此后停止生产,含气饱和度及压力分布见图9b和9d。由于气体的膨胀,全区含气饱和度相对较高,但油藏压力较低,此时总体残余含气已无经济价值。废弃时,整体累积采收率达到95%。

自2025年开始,在底部水层设置一口CO₂注入井。经现场报告分析,常温下当注入压力达到29.82 MPa时可能诱发岩石破裂。现场CO₂注入温度为40℃,同时考虑到焦耳-汤普森冷却效应,近井地带所能承受的注入压力低于常温下的破裂压力。研究表明,当CO₂冷却参数为6℃/MPa时,该模型运行10 a后,近井端压力降低0.9 MPa,温度降低

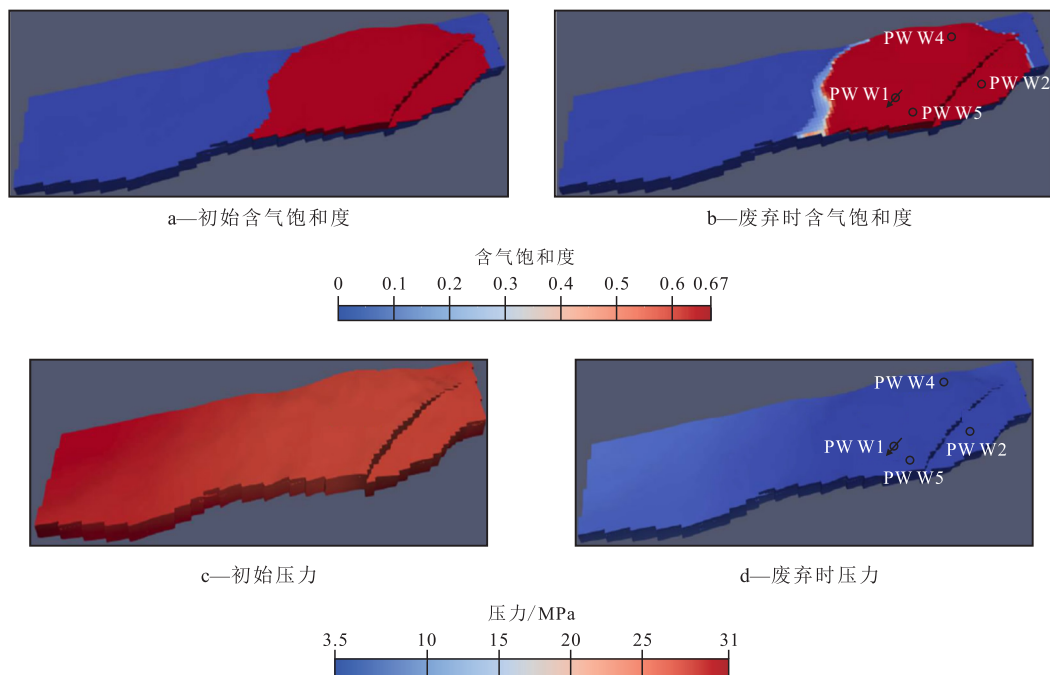


图9 西佩尔尼斯气藏生产前后含气饱和度及压力变化

Fig.9 Gas saturation and pressure variation in Pernis gas reservoir before and after production

5.4 ℃,因此,CO₂实际的注入温度仅为34.6 ℃,此时实际压力降为5.3 MPa,实际的岩石破裂压力仅为24.52 MPa。将此破裂压力作为模型的约束压力,第10 a时,CO₂注气量接近0,总的注气量为14.69×10⁶ t,此时关闭注入井,监测CO₂的运移规律。

由CO₂羽流随时间的运移规律(图10)可见,第2 a时(图10b),CO₂未到达气区,因此呈现CO₂驱替地层水,地层水驱替甲烷气的现象。随着CO₂的不断注入,第10 a时,CO₂与气驱剩余气混合,含气面积大大增加(图10c)。关井后30 a时(图10d),CO₂主要以游离气的形式存在,并出现一部分残余气与少量溶解气。经计算,关井30 a后,游离气占74.2%,残余气占19.1%,溶解气仅占6.7%。

5 结论

相同温度及矿化度条件下,压力越高,CO₂溶解度越高;但溶解度随温度及矿化度的升高而降低;少量H₂S对CO₂溶解度影响较小,N₂次之,CH₄降低CO₂溶解度的幅度最大。杂质气体的存在会影响CO₂羽流扩散及对流作用。少量的杂质气体会减缓CO₂羽流在咸水中的移动速度,延长对流触发时间。主要是由于杂质气体的存在一定程度上降低了CO₂的溶解度。从长时间尺度来看,杂质气体对总的CO₂溶解量影响不大。废弃气藏开展CO₂埋存潜力巨大,是CO₂地质封存的理想场所之一。短时间内,CO₂在水体中主要以游离气及束缚气的形式存在,但随着时间的推移,溶解量会逐渐增多。

符号解释

- c ——组分, $c=1,2,\dots,n_c$;
- \bar{c} ——CO₂在水相中的平均物质的量浓度, mol/mol;
- c_r ——岩石的压缩系数, 1/Pa;
- dx, dz —— x 和 z 方向的网格步长, m;
- D ——埋藏深度, m;
- $D_{c,j}$ ——组分 c 在 j 相的扩散系数, m²/d;
- f_c ——组分 c 在气液两相中的逸度;
- f_c^g, f_c^w ——组分 c 在气相和液相中的逸度和活度;
- F ——CO₂溶解速率, kg/(m²·a);
- g ——加速度常数, m/s²;
- h ——亨利溶解常数;
- h_c ——组分 c 的亨利溶解常数;
- j ——体系内的相数, $j=1,2,\dots,n_p$,可表示非润湿相(超临界CO₂气相)和润湿相(水相);
- $J_{c,j}$ ——组分 c 在 j 相内非克扩散流量, m³/d;
- K ——渗透率张量, mD;
- K_c ——组分 c 的相平衡常数;
- K_{H_2O} ——水组分的平衡常数;
- $K_{H_2O}^0$ ——水组分在参考压力为1×10⁵ Pa下的平衡常数;
- $K_{g,c}, K_{w,c}$ ——气相和水相相对渗透率端点值;
- $K_{r,j}$ —— j 相相对渗透率;
- l ——离散单元界面;
- $L(i)$ ——离散单元界面集合;
- m ——咸水质量浓度, mg/L;
- n_c ——体系内组分数;
- $n_{g,c}, n_{w,c}$ ——气相和水相渗透率模型指数;
- n_p ——体系内相数;

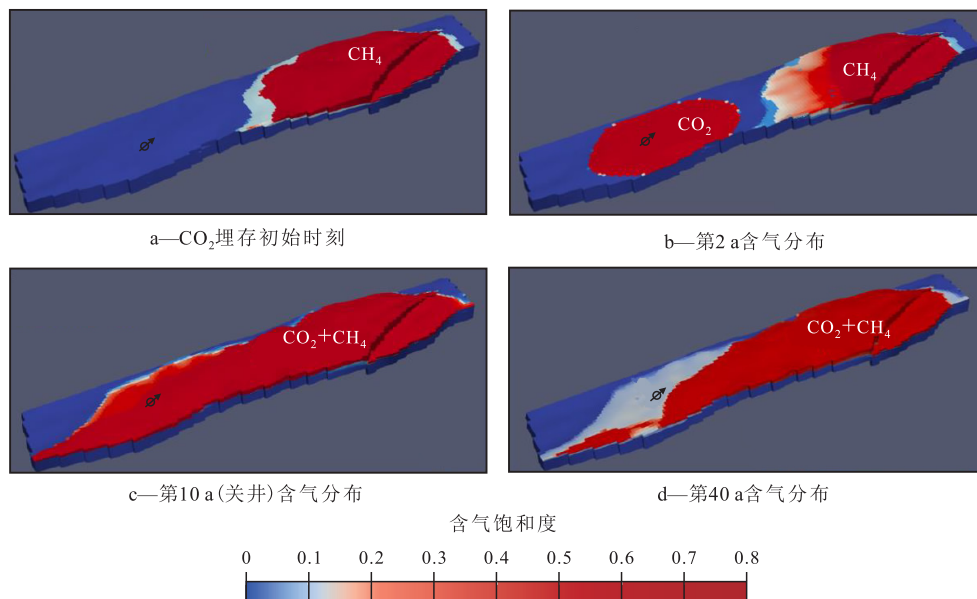


图10 CO₂埋存阶段含气饱和度随时间分布
Fig.10 CO₂ distribution with time during storage process

p ——系统压力,MPa;
 p_c ——毛管力,Pa;
 p_j —— j 相压力,Pa;
 p_n ——非润湿相压力,Pa;
 p_{ref} ——参考压力,Pa;
 p_w ——润湿相压力,Pa;
 q_j —— j 相体积流量, m^3/d ;
 R ——气体摩尔常数, $J/(kg \cdot K)$;
 S_{gr} ——残余气饱和度;
 S_j —— j 相饱和度;
 S_{wc} ——束缚水饱和度;
 t ——时间,d;
 T ——温度,K;
 u_j ——达西速度, m/d ;
 v_j —— j 相在多相体系中的摩尔分数;
 V ——单元体体积, m^3 ;
 V_{H_2O} ——水的摩尔体积, L/mol ;
 x_c, y_c ——组分 c 在液相和气相中的摩尔分数;
 x_{cg} ——组分 c 在气相中的摩尔分数;
 x_{cj} ——组分 c 在 j 相中的摩尔分数;
 x_{cw} ——组分 c 在水相中的摩尔分数;
 x_g ——气相总摩尔分数;
 x_{H_2O} ——水组分在水相中的摩尔分数;
 x_w ——液相总摩尔分数;
 y_{H_2O} ——水组分在气相中的摩尔分数;
 z ——某一组分总摩尔分数;
 z_c ——多相体系中组分 c 总摩尔分数;
 $\alpha_c(\omega)$ ——当前时间步的累积项算子, mol/m^3 ;
 $\alpha_c(\omega_n)$ ——前一时间步的累积项算子, mol/m^3 ;
 $\beta_c, \beta_{cj}(\omega)$ ——流动项算子, $mol/(m^3 \cdot mPa \cdot s)$;
 $\gamma_j(\omega)$ ——饱和度状态算子, $1/MPa$;
 κ_c ——活度系数;
 μ_j —— j 相黏度, $mPa \cdot s$;
 ρ_j —— j 相摩尔密度, mol/m^3 ;
 ϕ ——孔隙度;
 ϕ_0 ——油藏的原始孔隙度;
 Φ_{H_2O} ——水组分在气相中的逸度系数;
 $\Delta\Phi_j^l$ ——离散单元界面 l 上的压力差,Pa;
 Γ^l ——离散单元界面 l 传导系数, mD/m^3 ;
 Γ_d^l ——离散单元界面 l 的扩散传质系数, l/m^3 ;
 $\chi_j(\omega)$ ——扩散状态算子, $mol/(m \cdot d)$;
 $\Delta\chi_{cj}$ ——离散单元界面上组分 c 在 j 相中扩散状态算子差, $mol/(m \cdot d)$;
 ψ_c ——组分 c 在气相中的逸度系数;
 ω ——表示物理状态的量,表示压力、饱和度及温度;
 ω_n ——前一时间步的物理状态。

参考文献

- [1] 沈平平,廖新维,刘庆杰.二氧化碳在油藏中埋存量计算方法[J].石油勘探与开发,2009,36(2):216-220.
SHEN Pingping, LIAO Xinwei, LIU Qingjie. Methodology for estimation of CO₂ storage capacity in reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(2): 216-220.
- [2] 胡永乐,郝明强,陈国利,等.中国CO₂驱油与埋存技术及实践[J].石油勘探与开发,2019,46(4):716-727.
HU Yongle, HAO Mingqiang, CHEN Guoli, et al. Technologies and practice of CO₂ flooding and sequestration in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 716-727.
- [3] XU Tianfu, TIAN Hailong, ZHU Huixing, et al. China actively promotes CO₂ capture, utilization and storage research to achieve carbon peak and carbon neutrality[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2022, 6(1): 1-3.
- [4] 邹才能,何东博,贾成业,等.世界能源转型内涵、路径及其对碳中和的意义[J].石油学报,2021,42(2):233-247.
ZOU Caineng, HE Dongbo, JIA Chengye, et al. Connotation and pathway of world energy transition and its significance for carbon neutral[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(2): 233-247.
- [5] 李阳,黄文欢,金勇,等.双碳愿景下中国石化不同油藏类型CO₂驱提高采收率技术发展与应用[J].油气藏评价与开发,2021,11(6):793-804,790.
LI Yang, HUANG Wenhuan, JIN Yong, et al. Different reservoir types of CO₂ flooding in Sinopec EOR technology development and application under "dual carbon" vision[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 793-804, 790.
- [6] 张海龙.CO₂混相驱提高石油采收率实践与认识[J].大庆石油地质与开发,2020,39(2):114-119.
ZHANG Hailong. Practice and understanding of enhancing the oil recovery by CO₂ miscible flooding[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(2): 114-119.
- [7] 陈志豪,郝永卯,季迎春,等.CO₂-原油混相带形成机理与表征方法[J].油气地质与采收率,2020,27(1):57-61.
CHEN Zhihao, HAO Yongmao, JI Yingchun, et al. Formation mechanism and characterization method of CO₂-crude oil miscible zone[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 57-61.
- [8] 于志超,杨思玉,刘立,等.饱和CO₂地层水驱过程中的水-岩相互作用实验[J].石油学报,2012,33(6):1 032-1 042.
YU Zhichao, YANG Siyu, LIU Li, et al. An experimental study on water-rock interaction during water flooding in formations saturated with CO₂[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(6): 1 032-1 042.
- [9] 蒋永平.CO₂复合驱油分子动力学模拟及微观机理研究[J].石油实验地质,2019,41(2):274-279.
JIANG Yongping. Molecular dynamics simulation and microscopic mechanism of CO₂ composite flooding[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(2): 274-279.
- [10] 赵凤兰,宋黎光,冯海如,等.厚层砂岩油藏原油密度影响下的CO₂驱重力超覆实验[J].断块油气田,2021,28(6):842-847.
ZHAO Fenglan, SONG Liguang, FENG Hairu, et al. Experimental

- study of CO₂ gravity segregation effected by oil density in thick sandstone reservoirs[J].Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(6):842-847.
- [11] 刘苗苗, 孟令东, 王海学, 等. 二氧化碳地质封存中盖层力学完整性数值模拟研究综述[J]. 特种油气藏, 2020, 27(2):8-15.
LIU Miaomiao, MENG Lingdong, WANG Haixue, et al. Review on mechanical integrity simulation of caprock in the geological storage of CO₂[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(2):8-15.
- [12] 崔国栋, 张亮, 任韶然, 等. 油藏CO₂驱及封存过程中地化反应特征及埋存效率[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2017, 41(6):123-131.
CUI Guodong, ZHANG Liang, REN Shaoran, et al. Geochemical reactions and CO₂ storage efficiency during CO₂ EOR process and subsequent storage[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Sciences, 2017, 41(6):123-131.
- [13] WANG Jinsheng, WANG Zhiyu, RYAN David, et al. A study of the effect of impurities on CO₂ storage capacity in geological formations [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2015, 42:132-137.
- [14] SPYCHER N, PRUESS K, ENNIS-KING J. CO₂-H₂O mixtures in the geological sequestration of CO₂. I. Assessment and calculation of mutual solubilities from 12 to 100 °C and up to 600 bar[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2003, 67(16):3 015-3 031.
- [15] IRANSHAHR A, VOSKOV D, TCHELEPI H A. Generalized negative-flash method for multiphase multicomponent systems[J]. Fluid Phase Equilibria, 2010, 299(2):272-284.
- [16] ELENIUS M T, VOSKOV D V, TCHELEPI H A. Interactions between gravity currents and convective dissolution[J]. Advances in Water Resources, 2015, 83:77-88.
- [17] VOSKOV D V. Operator-based linearization approach for modeling of multiphase multi-component flow in porous media[J]. Journal of Computational Physics, 2017, 337:275-288.
- [18] LYU X C, KHAIT M, VOSKOV D. Operator-based linearization approach for modeling of multiphase flow with buoyancy and capillarity[J]. SPE Journal, 2021, 26(4):1 858-1 875.
- [19] LYU X C, VOSKOV D, ROSSEN W R. Numerical investigations of foam-assisted CO₂ storage in saline aquifers [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2021, 108:103314.
- [20] BROOKS R H, COREY A T. Hydraulic properties of porous media [D]. Fort Collins, Colorado: Colorado State University, 1964.
- [21] National Institute of Standard and Technology[Z]. <https://doi.org/10.18434/T4D303>.
- [22] MAO S D, DUAN Z H. The viscosity of aqueous alkali-chloride solutions up to 623 K, 1 000 bar, and high ionic strength[J]. International Journal of Thermophysics, 2009, 30(5):1 510-1 523.
- [23] AAVATSMARK I, KOMETA B K, GASDA S E, et al. A generalized cubic equation of state with application to pure CO₂ injection in aquifers [J]. Computational Geosciences, 2016, 20(3):623-635.

编辑 刘北羿