

新疆准东地区场地尺度二氧化碳地质封存联合深部咸水开采潜力评估

马 鑫, 李旭峰, 文冬光, 罗兴旺, 刁玉杰, 杨国栋, 尹书郭, 曹 伟

A study of the potential of field-scale of CO₂ geological storage and enhanced water recovery in the eastern Junggar area of Xinjiang

MA Xin, LI Xufeng, WEN Dongguang, LUO Xingwang, DIAO Yujie, YANG Guodong, YIN Shuguo, and CAO Wei

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.16030/j.cnki.issn.1000-3665.20201043>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

非饱和带二氧化碳入侵对表生植物及土壤的影响

Influence of carbon dioxide invasion in the unsaturated zone on vegetation and soil

潘颖, 赵晓红, 王文科, 邓红章, 韩枫, 罗平平, 杨雨萌, 张徽 水文地质工程地质. 2021, 48(4): 180-189

第二松花江干流傍河开采潜力评价

Potential evaluation of river bank infiltration along the Second Songhua River

崔瑞娟, 冶雪艳, 杜新强, 王丽雪, 陆向勤 水文地质工程地质. 2019, 46(1): 35-35

中试尺度下可渗透反应墙位置优化模拟——以铬污染地下水场地为例

A numerical simulation study of the position optimization of a pilot-scale permeable reactive barrier: a case study of the hexavalent chromium contaminated site

吕永高, 蔡五田, 杨骊, 边超, 李敬杰 水文地质工程地质. 2020, 47(5): 189-195

二维条件下颗粒柱体崩塌入水堆积过程

A study of the process of particle column collapsing into water under 2D condition

冯万里, 黄波林, 张全, 王健, 郑嘉豪 水文地质工程地质. 2020, 47(4): 90-96

贵州洪家渡盆地泉水水化学和碳同位素特征及成因

Characteristics and controls of the hydrochemistry and carbon isotope of the spring water in the Hongjiadu Basin of Guizhou

任坤, 潘晓东, 焦友军, 黄宇, 曾洁, 彭聪, 梁嘉鹏 水文地质工程地质. 2019, 46(3): 9-9

承德坝上高原东部月亮湖湖面萎缩原因及应对建议

Shrinkage reasons and countermeasures of Moon Lake area in the eastern part of Bashang Plateau, Chengde City

殷志强, 赵磊, 刘文波, 李瑞敏, 邵海, 彭超, 田钰琛 水文地质工程地质. 2020, 47(6): 57-64



关注微信公众号, 获得更多资讯信息

DOI: 10.16030/j.cnki.issn.1000-3665.20201043

新疆准东地区场地尺度二氧化碳地质封存联合深部咸水开采潜力评估

马 鑫^{1,2}, 李旭峰^{1,2}, 文冬光¹, 罗兴旺³, 刁玉杰^{1,2}, 杨国栋^{4,5}, 尹书郭⁴, 曹 伟⁶

(1. 中国地质调查局水文地质环境地质调查中心, 河北 保定 071051; 2. 中国地质调查局二氧化碳地质封存重点实验室, 河北 保定 071051; 3. 中国石油新疆油田公司准东采油厂勘探开发研究所, 新疆 阜康 831511; 4. 武汉科技大学资源与环境工程学院, 湖北 武汉 430081; 5. 武汉科技大学冶金矿产资源高效利用与造块湖北省重点实验室, 湖北 武汉 430081; 6. 中国石化中原油田濮东采油厂地质研究所, 河南 濮阳 457001)

摘要: 二氧化碳地质封存联合深部咸水开采技术(CO₂-EWR)被认为是有效的碳减排途径之一。在新疆准东地区率先开展 CO₂-EWR 技术, 可在实现 CO₂ 减排的同时获得咸水, 在一定程度上缓解当地的水资源短缺问题, 取得环境经济双重效益。以往研究大多以概化模型为主, 缺乏工程实践依托, 根据准噶尔盆地东部 CO₂ 源汇匹配适宜性评价结果, 基于我国首个 CO₂-EWR 野外先导性工程试验场地资料, 构建拟选 CO₂-EWR 场地西山窑组三维(3D)非均质模型开展了场地尺度 CO₂-EWR 技术潜力研究。研究表明, 拟选场地 CO₂ 理论封存量为 1.72×10⁶(P₅₀)t, 动态封存量为 2.14×10⁶t。采用 CO₂-EWR 技术可实现 CO₂ 动态封存量 11.18×10⁶t, 较单独 CO₂ 地质封存提升 5.22 倍, 同时可增采咸水资源 10.17×10⁶t, CO₂ 采水比率为 1:0.91。同时, 该技术可有效缓解因 CO₂ 大量注入引起的储层压力累积, 提高 CO₂ 封存效率, 增加咸水开采潜力。本研究可为新疆准东地区实施规模化 CO₂ 地质封存联合深部咸水开采工程提供理论依据和技术支撑。

关键词: 深部咸水层; 二氧化碳联合深部咸水开采; 场地尺度; 潜力评估; 准噶尔盆地

中图分类号: P641.5

文献标志码: A

文章编号: 1000-3665(2021)06-0196-10

A study of the potential of field-scale of CO₂ geological storage and enhanced water recovery in the eastern Junggar area of Xinjiang

MA Xin^{1,2}, LI Xufeng^{1,2}, WEN Dongguang¹, LUO Xingwang³, DIAO Yujie^{1,2},
YANG Guodong^{4,5}, YIN Shuguo⁴, CAO Wei⁶

(1. Center for Hydrogeology and Environmental Geology Survey, CGS, Baoding, Hebei 071051, China; 2. Key Laboratory of Carbon Dioxide Geological Storage of China Geological Survey, Baoding, Hebei 071051, China; 3. Exploration and Development Research Institute of Zhundong Oil Production Plant, Petro China Xinjiang Oilfield Company, Fukang, Xinjiang 831511, China; 4. School of Resource and Environmental Engineering, Wuhan University of Science and Technology, Wuhan, Hubei 430081, China; 5. Hubei Key Laboratory for Efficient Utilization and Agglomeration of Metallurgic Mineral Resources, Wuhan University of Science and Technology, Wuhan, Hubei 430081, China; 6. Institute of Geology of Pudong Oil Production Plant, Sinopec Zhongyuan Oilfield, Puyang, Henan 457001, China)

收稿日期: 2020-10-05; 修订日期: 2021-01-14

基金项目: 国家重点研发计划项目(2019YFE0100100); 国家自然科学基金项目(41702284; 41602272); 中国地质调查局地质调查项目(DD20160307); 湖北省自然科学基金项目(2019CFB451); 冶金矿产资源高效利用与造块湖北省重点实验室开放基金项目(2020zy003)

第一作者: 马鑫(1986-), 男, 高级工程师, 主要从事二氧化碳地质封存与利用技术研究。E-mail: maxin@mail.cgs.gov.cn

通讯作者: 杨国栋(1986-), 男, 博士, 讲师, 主要从事二氧化碳地质封存与资源化利用、土壤与地下水污染调查与修复研究。

E-mail: ygdguodong@126.com

Abstract: CO₂ geological storage combined with saline recovery (CO₂-EWR) is considered to be one of the effective storage methods. Taking the lead in carrying out CO₂-EWR technology in the eastern Junggar of Xinjiang can achieve CO₂ emission reduction and mean while produce saline water, which can alleviate the local water resources shortage problem to a certain extent, and obtain dual benefits of environment and economy. Previous research mainly focused on generalized models, and the support of engineering practices is lacking. Based on the evaluation results of the suitability of CO₂ source - sink matching in the eastern Junggar Basin and the geological data of the first CO₂-EWR field pilot test site in China, a 3D heterogeneous model of the Xishanyao Formation of the CO₂-EWR test site in the eastern Junggar Basin is constructed to study the potential of the CO₂-EWR technology. The results show that the the oretical storage capacity of CO₂ at the test site is 1.72×10^6 (P₅₀) tons, and the dynamic storage capacity is 2.14×10^6 tons. When the CO₂-EWR technology is adopted, the CO₂ dynamic storage capacity can reach 11.18×10^6 tons, which is 5.22 times the CO₂ geological storage only, and may increase the production of the saline water resources by 10.17×10^6 tons with a mass ratio of 1 to 0.91 of CO₂ sweeping out saline water. Meanwhile, the CO₂-EWR technology can effectively slow down the accumulation of reservoir pressure caused by the massive injection of CO₂, improve the efficiency of CO₂ storage, and increase the saline water production potential. This study can provide theoretical basis and technical support for the implementation of large-scale CO₂ geological storage combined with deep saline water production project in the eastern Junggar of Xinjiang.

Keywords: deep saline aquifers; CO₂-EWR; field-scale; potential assessment; Junggar Basin

以 CO₂ 为主的温室气体效应已引起了一系列全球环境问题。大气中 CO₂ 的平均浓度由工业革命前 (1750 年) 的 0.028% 增加到目前的 0.037%, 如不加以限制, 预计到 2100 年将达到 0.110%^[1-3]。CO₂ 减排已成为人类共同关注的热点问题^[4-6]。CO₂ 深部咸水层封存被认为是最有效的碳减排途径之一^[7], 国内外学者结合 CO₂ 深部咸水层封存已经开展了大量的研究工作^[8-13]。我国深部咸水层分布广泛, 主要咸水含水层 1~3 km 的 CO₂ 封存潜力可达 1.44×10^{11} t^[7]。但是大规模 CO₂ 深部咸水层封存会引起储层压力急剧积累, CO₂ 泄露风险大, 因此有学者提出了 CO₂ 地质封存联合咸水开采技术 (CO₂-EWR)^[14-15]。该技术不仅可以实现 CO₂ 安全封存, 还可以获取大量的卤水资源^[16]。

国内外学者针对 CO₂-EWR 技术开展了大量研究。Li 等^[17] 结合我国准噶尔盆地利用均质模型研究了储层孔隙度、渗透率以及咸水溶解性总固体对 CO₂ 封存容量和咸水开采量的影响。Heath 等^[18] 研究表明 CO₂ 注入与咸水开采过程中, 储层物性参数、盐度、边界条件都会影响压力变化和 CO₂ 封存效率, 而压力是限制 CO₂ 封存量的重要因素^[19]; CO₂-EWR 注采模式不同, CO₂ 最大注入量与咸水最大开采量有很大差异^[20-21]。前人多聚焦于 CO₂-EWR 技术的初期研究, 结合实际场地开展工程尺度 CO₂-EWR 的研究较少^[22]。

新疆是我国主要能源输出地, 特别是煤炭资源, 新疆有准东、吐哈、伊犁、库拜以及和丰-克拉玛依 5

大煤炭开发和加工基地。但是煤化工企业是高污染、高耗水的行业, 对水资源的需求非常大。同时, 新疆是我国西部水资源最短缺的地区之一, 仅准东能源基地 2015 年就缺水 2×10^8 t。水资源已经成为制约西部经济发展, 尤其是煤化工企业发展的主要瓶颈^[15]。

规模化二氧化碳地质封存工程主要通过管道将排放源释放的 CO₂ 输送至封存场地。准噶尔盆地 CO₂ 源汇匹配情况较好。适宜性良好的咸水层封存场地基本分布在盆地中北部, 源汇直线路径一般在 70 km 以内 (管道运输 CO₂), 例如克拉玛依、富蕴县的喀拉布勒根乡和准东五彩湾工业园区的排放源。采用 CO₂-EWR 技术获取的深部咸水通过反渗透法、反向电渗析法、结晶法、蒸馏法等技术处理后, 可直接用于工农业生产, 处理成本约 4~7 元/t^[15]。准东五彩湾工业园区附近分布有大面积的咸水层封存场地, 同时也是多个大型油田所在地, 在该区域开展 CO₂-EWR 技术示范具有重要的战略意义和现实意义。

鉴于新疆准东能源基地水资源短缺现状和 CO₂ 减排的迫切要求, 2018 年自然资源部中国地质调查局联合中国石油新疆油田公司率先在新疆准东地区实施了国内首个 CO₂-EWR 野外先导性试验。本研究主要以此次野外先导性试验为依托, 以准东地区侏罗系西山窑组下段砂岩储层为研究对象, 开展场地尺度 CO₂ 理论封存量计算以及不同情景下 CO₂ 地质封存联合咸水开采潜力研究, 获取了 CO₂ 驱水封存的关键

技术参数,验证了 CO₂ 地质封存联合深部咸水开采技术的可行性与安全性,可为新疆准东地区实施规模化 CO₂ 地质封存联合深部咸水开采工程提供理论依据和技术支撑。

1 研究区概况

拟选准东 CO₂-EWR 场地位于新疆准噶尔盆地东

部能源基地,交通便利(图 1),区域地质构造位于准噶尔盆地中央隆起带东段白家海凸起东斜坡带上,受基底构造活动的影响和控制。研究区东临五彩湾凹陷,北临东道海子北断陷,西南为阜康凹陷,西北为漠区凹陷,为一被断裂切割的低幅度背斜构造。区域东南侧被东道海子断裂及次级断裂夹持形成断鼻构造,轴部地层平缓,两翼地层倾角 2°~3°^[23-24]。

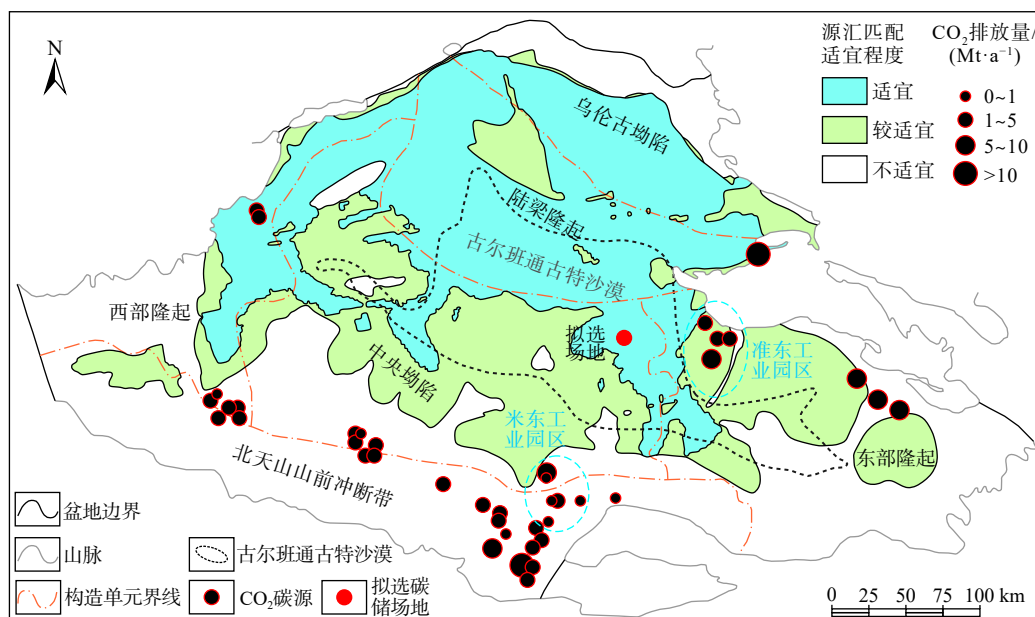


图 1 准噶尔盆地 CO₂ 源汇匹配

Fig. 1 Matching of CO₂ source and sink in the Junggar Basin

准东地区侏罗系西山窑组属湖成三角洲前缘亚相沉积,以煤层为标准层,根据沉积旋回和电性特征,自上而下分为 2 段(J₂x₂、J₂x₁)。西山窑组上段(J₂x₂)岩性主要以泥岩和致密砂岩为主,在整个研究区均有分布,沉积厚 8~22 m,孔隙度一般小于 5.0%,渗透率一般小于 1.0 mD,该段可以作为区域盖层。西山窑组下段(J₂x₁)砂体为储层,属砂质分流河道沉积,该套砂体在拟选碳储区域分布较稳定,属叠加沉积的块状储集体。该区自上而下分为 6 小层,沉积厚度 33~60 m,储集层平均孔隙度为 14.6%,平均渗透率为 2.81 mD,高程约-1 550 m^[23-25]。研究区为低幅度背斜构造,圈闭性较好。

2 研究方法

2.1 模型构建

基于野外地质勘查、二维地震、钻探等数据,构建准东地区拟选碳储场地侏罗系西山窑组三维非均质

地质模型。目标层有效厚度约为 15 m,垂向网格划分为 6 层,平面网格为 30 m×30 m,共有 158 622 个网格。模型平均海拔高程约为-1 550 m(图 2)。目标储集层顶部埋深 2 194 m,底部埋深 2 337 m。

2.2 参数设置

储层的非均质性受砂体发育程度及展布方向控制。根据测井数据,研究区西山窑组储层孔隙度范围为 0.1%~25.7%,平均孔隙度为 14.6%。渗透率范围为 0.02~232 mD,平均渗透率为 2.81 mD^[23-24]。利用测井数据开展协同模拟,得到拟选场地孔隙度与渗透率分布情况,如图 3 所示。其中 X、Y 方向渗透率相同,Z 方向渗透率为 X 方向的 0.3 倍。地层温度为 76 ℃,注入层位地层破岩压力约为 50 MPa。目标层地下水水化学类型为 HCO₃-Na 型,pH 值约为 8.3,平均溶解性总固体为 10.21 g/L,其中 Cl⁻浓度为 4.83 g/L^[25]。

采用亨利定律计算 CO₂ 在咸水中的溶解与析出^[26]:

$$f_{iW} = x_{iW} \times H_i \quad (1)$$

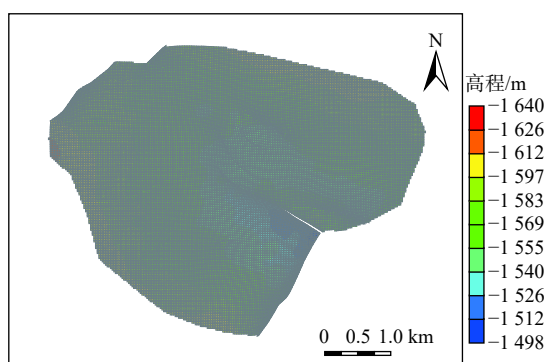
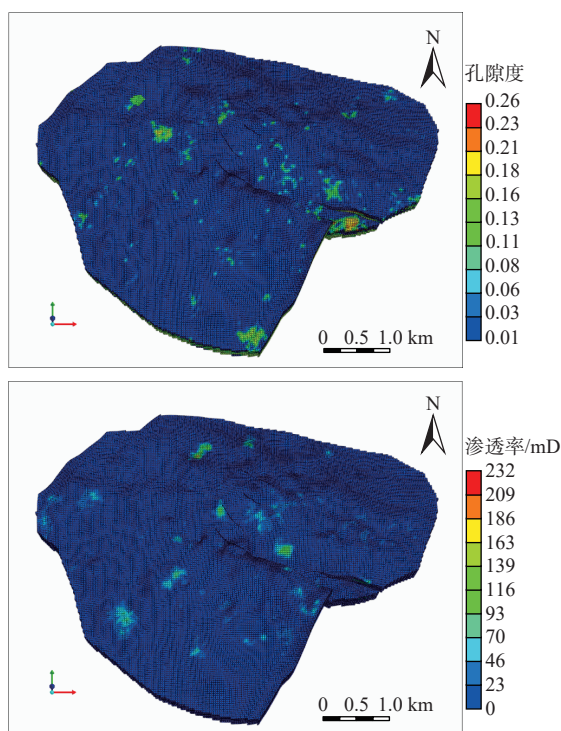
图2 拟选准东 CO₂-EWR 工程场地模型Fig. 2 The proposed site model for the CO₂-EWR project in eastern Junggar of Xinjiang

图3 研究区三维静态地质模型

Fig. 3 Static reservoir models of the study area

孔隙度模型渗透率模型(X、Y方向)

式中: f_{iW} ——组分 i 在气相中的逸度/kPa; x_{iW} ——组分 i 在水相中的摩尔分数; H_i ——组分 i 的亨利定律常数/kPa。

其中每个组分的亨利常数受压力与温度的影响。

计算 CO₂ 气体逸度采用 Peng-Robinson 状态方程^[27-28]:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)} \quad (2)$$

式中: P ——压力/kPa; T ——热力学温度/K;

R——通用气体常数,为 8.314 J/(K·mol);

 V ——偏摩尔体积/(L·mol⁻¹); a 、 b ——状态方程式参数。计算气水相对渗透率 Corey 模型^[29-30]:

$$k_{rl} = \widehat{S}^4 \quad (3)$$

$$k_{rg} = (1 - \widehat{S})^2 (1 - \widehat{S}^2) \quad (4)$$

$$\widehat{S} = (S_1 - S_{lr}) / (S_1 - S_{lr} - S_{gr}) \quad (5)$$

式中: k_{rl} ——液相的相对渗透率; k_{rg} ——气相的相对渗透率; S_1 ——液体饱和度; $\widehat{S}$ ——方程参数; S_{lr} ——残余液体饱和度; S_{gr} ——残余气体饱和度。

模型中液体饱和度 (S_1) 设置为 0.999, 残余液体 (S_{lr})、气体 (S_{gr}) 饱和度分别设置为 0.200 和 0.060, 最大残留气体饱和度设为 0.200。根据测井数据设定模型中部储层初始压力为 25.0 MPa。

2.3 注采方案

本文采用多井注入模式, 注采井在模型范围内均匀布设, 主要设计 2 种注采情景, 如图 4 所示。模型边界条件设置为封闭边界。

方案 1(单纯的咸水层 CO₂ 地质封存): 5 口注入井, 模拟时间为 50 a。注入井射孔位置在储层中下部, 单井 CO₂ 设计注入量为 10×10^4 t/a, 最大注入压力 50 MPa (不大于注入层破岩压力), 连续注入 30 a, 后续持续模拟 20 a。

方案 2(CO₂-EWR 技术): 5 注 5 采, 模拟时间为 50 a。注入井射孔位置在储层中下部, 单井 CO₂ 设计注入量为 10×10^4 t/a, 最大注入压力 50 MPa, 连续注入 30 a, 后续持续模拟 20 a。生产井主要设置在注入井下方(构造面较低的位置), 生产井单井设计产水量为 500 m³/d, 井底最大压降为 10 MPa, 气体(抽出水中的 CO₂ 气体)累计产出量达到 500 m³/d 时, 停止产水。

3 结果分析与讨论

3.1 静态理论封存潜力评估

USDOE 提出了单纯的咸水层 CO₂ 地质封存计算方法。在相同边界条件限定下, 对于一套固定的咸水层, CO₂-EWR 技术的 CO₂ 封存量要比单纯的咸水层 CO₂ 地质封存量大的多。但由于目前尚无成熟的 CO₂-EWR 技术封存潜力评估公式, 本文仅对单纯的咸

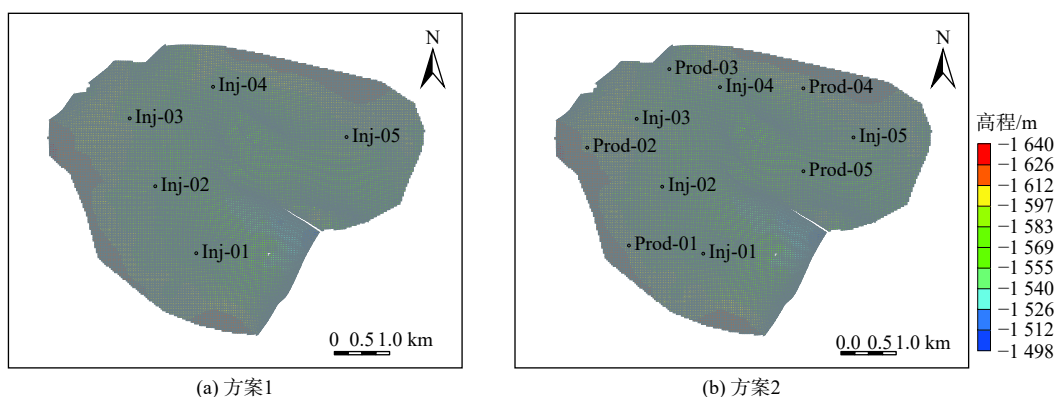


图 4 情景设置

Fig. 4 Scenario settings

水层 CO_2 地质封存潜力进行了评价。静态地质建模结果显示岩石总体积为 $9.16 \times 10^8 \text{ m}^3$, 孔隙体积为 $1.01 \times 10^8 \text{ m}^3$, 即为理论地下水资源量。

计算单纯的咸水层 CO_2 地质封存潜力采用 USDOE 潜力评估公式^[31]:

$$G_{\text{CO}_2} = A \cdot h \cdot \varphi_e \cdot \rho_{\text{CO}_2} \cdot E_{\text{saline}} \quad (6)$$

式中: A ——咸水层有效分布面积/ m^2 ;

h ——咸水层有效厚度/ m ;

φ_e ——咸水层平均有效孔隙度;

ρ_{CO_2} ——地层条件下 CO_2 密度/ $(\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$;

E_{saline} ——封存效率(有效系数)/%。

根据地层条件(温度 76°C 以及压力 25.0 MPa)下, CO_2 密度大约为 707 kg/m^3 。计算结果见表 1。

表 1 基于静态地质建模的 CO_2 埋存量Table 1 CO_2 storage capacity from static geological modeling

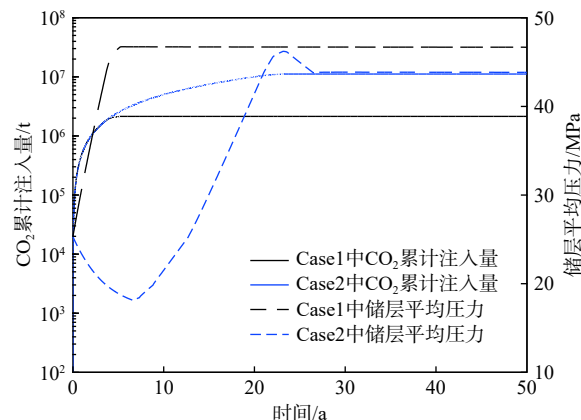
计算参数	P_{10}	P_{50}	P_{90}
封存系数 $E_{\text{saline}}/\%$ ^[32]	1.2	2.4	4.1
封存体积/ (10^6 m^3)	1.22	2.43	4.16
封存质量/ (10^6 t)	0.86	1.72	2.94

注: 基于蒙特卡罗模型计算的深部咸水层 CO_2 有效封存系数可信度为 90% 时定义为 P_{10} , CO_2 有效封存系数可信度为 50% 时定义为 P_{50} , CO_2 有效封存系数可信度为 10% 时定义为 P_{90} 。不同的可信度对应不同的 CO_2 有效封存系数。

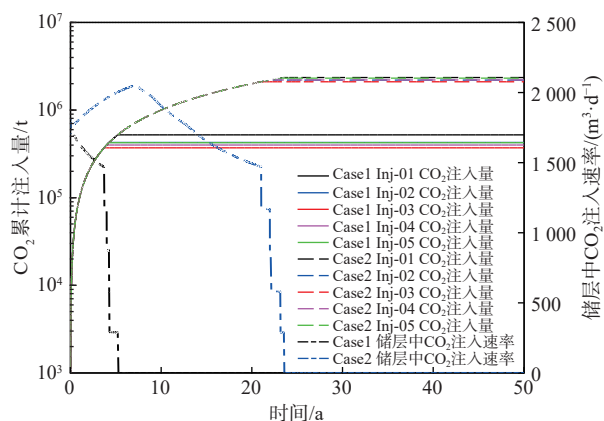
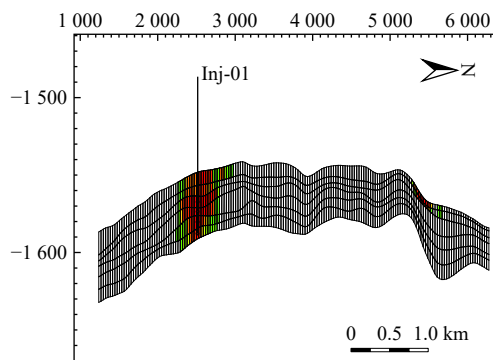
3.2 CO_2 注入量

方案 1 与方案 2 中 CO_2 由注入井以 $10 \times 10^4 \text{ t/a}$ 的设计量持续注入 30 a, 最大注入压力设置为 50 MPa 。从图 5 中可以看出, 方案 1 中 CO_2 累计注入量为 $2.14 \times 10^6 \text{ t}$, 累计注入时间约 5 a; 方案 2 模型中 CO_2 累计注入量为 $11.18 \times 10^6 \text{ t}$, 累计注入时间约 23 a。模拟 50 a 之后方案 1 储层中平均压力达到了 46.70 MPa , 方案 2 储层中平均压力达到了 43.85 MPa 。由此可以看

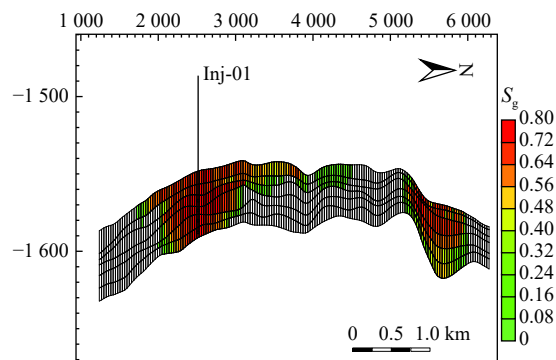
出, 单纯注入情景下, 注入井井底压力在较短时间内就达到了设计关井压力, CO_2 注入量仅为 $2.14 \times 10^6 \text{ t}$; 在注采结合的情景下, 生产井抽取储层咸水可以有效腾出储层空间, 减缓了 CO_2 注入过程中储层压力增速, CO_2 可累计注入 $11.18 \times 10^6 \text{ t}$, 注入总量为方案 1 的 5.22 倍。

图 5 CO_2 累计注入量与储层平均压力变化Fig. 5 Variation of the cumulative amount of CO_2 injection and the average reservoir pressure

不同情景下, CO_2 单井注入量存在很大差异。方案 1 中 CO_2 单井累计注入量均低于 $0.60 \times 10^6 \text{ t}$, 方案 2 中 CO_2 单井累计注入量均在 $2.00 \times 10^6 \text{ t}$ 以上。从 CO_2 注入速率可以明显看出, 方案 1 储层中 CO_2 的总体注入速率呈持续下降趋势, 方案 2 储层中 CO_2 的总体注入速率呈现先上升后下降的趋势, CO_2 的注入速率与储层平均压力变化(图 5、图 6)呈现极好的负相关关系。由此可见 CO_2 注入过程中, 注入井井底压力的变化对 CO_2 注入量起着关键性作用, 这与 Buscheck 等^[19]的研究结果是一致的。

图6 单井CO₂注入量与整体注入速率的变化Fig. 6 Variation of the cumulative amount of CO₂ injection in a single well and the overall injection rate

(a) 方案1



(b) 方案2

图7 气相CO₂饱和度空间分布Fig. 7 Distribution of CO₂ (g) saturation

不同注入井气相CO₂羽的空间分布特征也不相同,局部岩体渗透性以及地形差异导致CO₂进入储层空间后的迁移途径与分布差异显著。从空间分布上可以明显看出,方案1中气相CO₂的空间分布范围明显小于方案2(水平分布与垂向分布范围),进一步印证了注采结合的CO₂咸水封存方式可以充分利用储层空间,增大CO₂咸水封存量,同时获取丰富的地下水资源^[22]。与此同时,CO₂注入过程中方案2中气相CO₂始终没有扩散至生产井,表明注采结合的CO₂咸水封存方式安全系数较高。

CO₂进入咸水层后另外一种赋存形式是溶解态。咸水层中溶解态CO₂主要在浓度差的驱动下向周围运移,主要受储层温度、压力、溶解性总固体、渗透率等因素的影响。储层中溶解态CO₂的分布与气相CO₂的分布趋势大体相同,但其分布范围大于气相CO₂。从图8可以看出,方案1中两翼的溶解态CO₂

3.3 CO₂空间分布

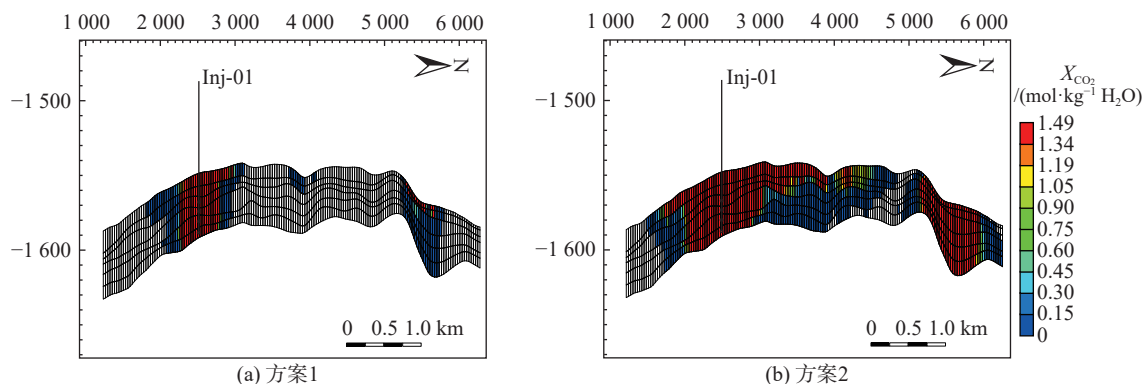
CO₂进入咸水层后,在注入压力与地层压力的共同作用下主要沿着岩体层面向上部、周围扩散。单井注入条件下,底部岩层气相CO₂封存量明显少于上部,主要是因为CO₂密度明显小于咸水,在注入压力、浮力等作用下会快速向上部运移,同时也向周围扩散,Wen等^[33]的研究也证实了这一点。CO₂向上扩散的过程中遇到渗透率较低的岩层时,会减缓垂向扩散速度而向周围加速扩散。从图7可以看出,储层中的CO₂主要沿着岩体层面发育方向向地势高的地方扩散运移,垂向最大扩散距离已达到整个储层。气相CO₂主要由下部向上部扩散、由两翼向轴部扩散,扩散过程中受地层物性参数的影响较大,气相CO₂优先进入渗透性较好的区域^[34]。

分布范围已基本相连,而方案2中溶解态CO₂几乎分布于整个储层融为一体,远远大于方案1中溶解态CO₂的分布范围,储层空间得到高效利用。

模拟结束后,方案1中CO₂累计注入 2.14×10^6 t,其中气相CO₂为 1.94×10^6 t,溶解态CO₂为 0.21×10^6 t,分别占注入总量的90.41%、9.61%。方案2采用注采结合模式,CO₂累计注入 11.18×10^6 t,其中气相CO₂为 10.36×10^6 t,溶解态CO₂为 0.82×10^6 t,分别占注入总量的92.71%和7.31%,溶解态CO₂所占比例略低于方案1。但从CO₂的溶解总量看,远大于方案1。

3.4 CO₂驱水封存可行性讨论

上文基于静态模型,计算了研究区西山窑组单纯的咸水层CO₂静态理论储量为: $P_{10}=0.86 \times 10^6$ t, $P_{50}=1.72 \times 10^6$ t, $P_{90}=2.94 \times 10^6$ t(表1)。通过开展2种注采情景模式的动态封存潜力评估得出,单纯的咸水层CO₂地质封存(方案1),CO₂的累计注入量为 2.14×10^6 t,

图 8 溶解态 CO_2 空间分布Fig. 8 Distribution of dissolved CO_2

略高于理论储量 P_{50} 。采用 CO_2 -EWR 技术(方案 2), CO_2 累计注入量可达 $11.18 \times 10^6 \text{ t}$, CO_2 的封存潜力大幅提升,同时可以获取深部咸水资源 $10.17 \times 10^6 \text{ t}$ (图 9), CO_2 吨采水率达到 0.91。方案 1 中 CO_2 注入井压力持续上升至 50 MPa 后停止注入,而方案 2 由于采用 CO_2 -EWR 技术,咸水开采大幅降低储层压力, CO_2 注入前 10 a 井底压力一直小于地层初始压力(图 10),注入井压力增速大幅减缓,这与 Hosseini 等^[35]的结果是一致的,注入结束后,方案 2 中各注入井井底压力平均增幅比方案 1 低 11.28%。由此可见, CO_2 -EWR 技术可以有效降低注入井井底压力,增加 CO_2 注入量,提升 CO_2 地质封存的安全性,同时获取大量咸水资源。

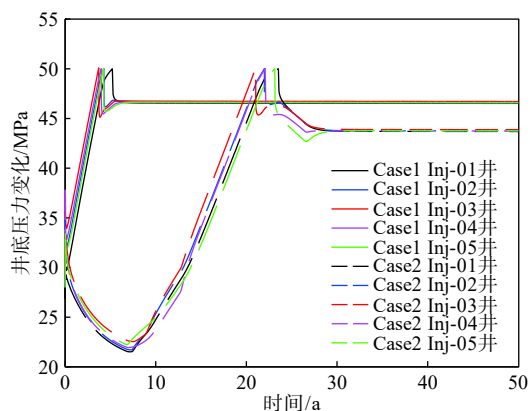
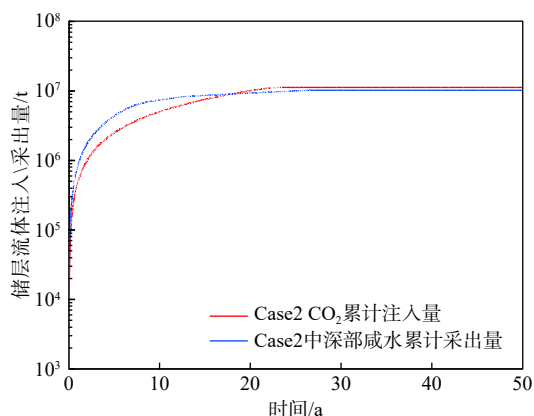


图 10 方案 1 和 2 中各注入井井底压力

Fig. 10 Bottom-hole pressure of injection well in Case 1 and Case 2

图 9 方案 2 中 CO_2 累计注入量与产水量Fig. 9 Cumulative amount of CO_2 injection and water production in Case 2

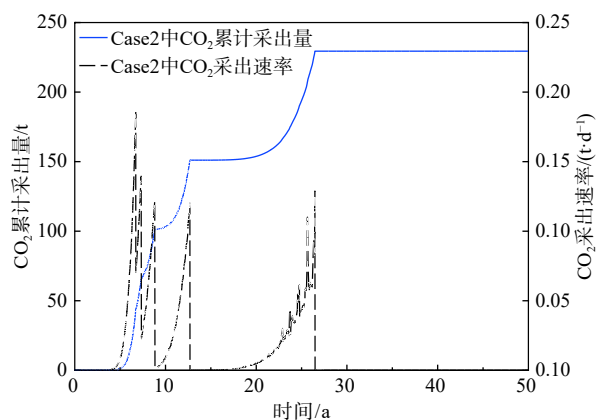
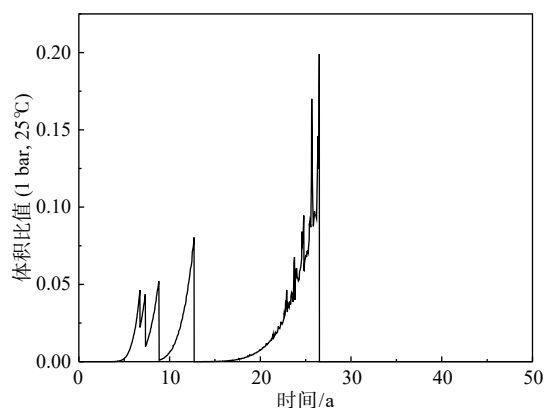
3.5 环境影响分析

CO_2 进入深部咸水后溶于水,除引起短暂水环境 pH 值减小外(长期 CO_2 -水-岩相互作用后将趋于平衡),对深部地下水影响较小。拟选碳储场地盖层封闭性较好,注入的 CO_2 不会通过地层发生泄漏,但有

可能通过生产井进入地表环境^[36]。单纯注入(方案 1)模式,无 CO_2 逸出地表。注采(方案 2)模式,整个过程中 CO_2 累计注入 $11.18 \times 10^6 \text{ t}$,随深部咸水累计采出地表的溶解态 CO_2 为 229.44 t(约合 $98.19 \times 10^4 \text{ m}^3$, 1 bar, 25 $^\circ\text{C}$),约占 CO_2 注入总量的 0.002 05%, CO_2 最大采出速率为 186.84 kg/d(约 $104.70 \text{ m}^3/\text{d}$),一般低于 100.00 kg/d(约 $56.04 \text{ m}^3/\text{d}$)(图 11), CO_2 逸出率远小于 0.01%^[37]。由于采出 CO_2 与采出咸水体积比最大不超过 0.2(图 12),而地表环境(1 bar, 25 $^\circ\text{C}$)下 1 体积水可溶解约 0.734 体积的气相 CO_2 ^[38],因此采出的 CO_2 可以全部溶解在水中,不会进入大气中。由此可见, CO_2 地质封存联合咸水开采对地表环境的影响也微乎其微。

3.6 经济效益分析

在新疆准东地区开展 CO_2 地质封存联合咸水开采,在减排 CO_2 的同时可以获取大量地下水资源,其中白垩系东沟组地层 CO_2 采水率(封存 1 t CO_2 与驱出深部咸水质量的比率)可达 1.3^[22],准东地区侏罗系西

图 11 CO₂ 累计采出量与采出速率Fig. 11 Cumulative production amount and production rate of CO₂图 12 采出 CO₂ 与采出咸水体积比 (1 bar, 25 °C)Fig. 12 Volume ratio of produced CO₂ to produced saline water (1 bar, 25 °C)

山窑组地层 CO₂ 采水率可达 0.91。准东地区工业用水价格约 10 元/t, 而 CO₂-EWR 采出地下水处理费用约为 4~7 元/t, 可获得巨大经济效益, 为企业减负, 同时还可获取大量盐类资源(每吨采出水可获得盐类资源 30~35 kg)用于工业生产。CO₂ 的注入成本约 300 元/t, 由于需要抽采地下水, CO₂ 注采结合的能耗成本略高于 CO₂ 只注不采模式, 但是 CO₂-EWR 技术可获得大量的深部地下水资源以及盐类资源, 从而获取额外的经济效益, 降低 CO₂ 注采结合的综合成本。CO₂-EWR 技术相对于单纯的 CO₂ 地质封存技术经济效益明显, 或将成为未来准东工业园区有发展前景的碳中和技术。

4 结论

(1) CO₂-EWR 可有效提高 CO₂ 封存效率。单纯注入模式(方案 1) CO₂ 累计注入量为 2.14×10^6 t, 累计注

入时间约 5 a; 注采模式(方案 2) CO₂ 累计注入量为 11.18×10^6 t, 累计注入时间约 23 a, CO₂ 注入量增大 5.22 倍。

(2) CO₂-EWR 可高效利用地下储层空间, 大幅减缓 CO₂ 注入过程储层压力积累, 提高 CO₂ 注入性和安全性。方案 2 中储层平均压力增幅较方案 1 降低 15.0%, 注入井井底压力增幅平均降低 11.28%。

(3) 注采模式(方案 2) 可获取深部咸水资源 10.17×10^6 t, 累计开采 26 a, CO₂ 采水率可达 0.91, 不仅可以实现碳减排, 同时可获取大量地下水资源, 可在一定程度上解决新疆准东地区的缺水问题与碳减排任务。

(4) 准东拟选碳储场地开展 CO₂-EWR 的潜力巨大, 安全性较高, 对地下、地表环境影响较小, 可行性强。

参考文献 (References) :

- [1] BACHU S, ADAMS J J. Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: capacity of deep saline aquifers to sequester CO₂ in solution[J]. *Energy Conversion and Management*, 2003, 44(20): 3151–3175.
- [2] SCOTT V, GILFILLAN S, MARKUSSON N, et al. Last chance for carbon capture and storage[J]. *Nature Climate Change*, 2013, 3(2): 105–111.
- [3] CHAUDHRY R, FISCHLEIN M, LARSON J, et al. Policy stakeholders' perceptions of carbon capture and storage: a comparison of four US states[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2013, 52: 21–32.
- [4] DALGAARD T, OLESEN J E, PETERSEN S O, et al. Developments in greenhouse gas emissions and net energy use in Danish agriculture - How to achieve substantial CO₂ reductions?[J]. *Environmental Pollution*, 2011, 159(11): 3193–3203.
- [5] TOLÓN-BECERRA A, PÉREZ-MARTÍNEZ P, LASTRA-BRAVO X, et al. A methodology for territorial distribution of CO₂ emission reductions in transport sector[J]. *International Journal of Energy Research*, 2012, 36(14): 1298–1313.
- [6] MC GEOUGH E J, LITTLE S M, JANZEN H H, et al. Life-cycle assessment of greenhouse gas emissions from dairy production in Eastern Canada: a case study[J]. *Journal of Dairy Science*, 2012, 95(9): 5164–5175.
- [7] 李小春, 刘延锋, 白冰, 等. 中国深部咸水含水层 CO₂ 储存优先区域选择[J]. *岩石力学与工程学报*, 2006, 25(5): 963–968. [LI Xiaochun, LIU Yanfeng,

- BAI Bing, et al. Ranking and screening of CO₂ saline aquifer storage zones in China[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2006, 25(5): 963 – 968. (in Chinese with English abstract)]
- [8] BACHU S, BONIJOLY D, BRADSHAW J, et al. CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007, 1(4): 430 – 443.
- [9] XU T F, PRUESS K, APPS J. Numerical studies of fluid-rock interactions in Enhanced Geothermal Systems (EGS) with CO₂ as working fluid[EB/OL]. 2008.
- [10] 张二勇. 澳大利亚Otway盆地二氧化碳地质封存示范工程[J]. 水文地质工程地质, 2012, 39(2): 131 – 137. [ZHANG Eryong. Introduction to the CO₂ geosequestration demonstration project in the Otway basin in Australia[J]. *Hydrogeology & Engineering Geology*, 2012, 39(2): 131 – 137. (in Chinese with English abstract)]
- [11] TAPIA J F D, LEE J Y, OOI R E H, et al. Optimal CO₂ allocation and scheduling in enhanced oil recovery (EOR) operations[J]. *Applied Energy*, 2016, 184: 337 – 345.
- [12] DE SILVA P N K, RANJITH P G. A study of methodologies for CO₂ storage capacity estimation of saline aquifers[J]. *Fuel*, 2012, 93: 13 – 27.
- [13] 张伟, 吕鹏. 二氧化碳地质封存中“对流混合”过程的研究进展[J]. 水文地质工程地质, 2013, 40(2): 101 – 107. [ZHANG Wei, LV Peng. Density-driven convection in carbon dioxide geological storage: a review[J]. *Hydrogeology & Engineering Geology*, 2013, 40(2): 101 – 107. (in Chinese with English abstract)]
- [14] BERGMO P E S, GRIMSTAD A A, LINDBERG E. Simultaneous CO₂ injection and water production to optimise aquifer storage capacity[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(3): 555 – 564.
- [15] 李琦, 魏亚妮. 二氧化碳地质封存联合深部咸水开采技术进展[J]. 科技导报, 2013, 31(27): 65 – 70. [LI Qi, WEI Yani. Progress in combination of CO₂ geological storage and deep saline water recovery[J]. *Science & Technology Review*, 2013, 31(27): 65 – 70. (in Chinese with English abstract)]
- [16] 杨国栋, 李义连, 马鑫, 等. 超临界CO₂增强热卤水开采模型研究[J]. 地质科技情报, 2014, 33(6): 233 – 240. [YANG Guodong, LI Yilian, MA Xin, et al. Modeling study of enhanced thermal brine extraction using supercritical CO₂[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2014, 33(6): 233 – 240. (in Chinese with English abstract)]
- [17] LI Q, WEI Y N, LIU G Z, et al. Combination of CO₂ geological storage with deep saline water recovery in Western China: insights from numerical analyses[J]. *Applied Energy*, 2014, 116: 101 – 110.
- [18] HEATH J E, MCKENNA S A, DEWERS T A, et al. Multiwell CO₂ injectivity: impact of boundary conditions and brine extraction on geologic CO₂ storage efficiency and pressure buildup[J]. *Environmental Science & Technology*, 2014, 48(2): 1067 – 1074.
- [19] BUSCHECK T A, SUN Y W, HAO Y, et al. Combining brine extraction, desalination, and residual-brine reinjection with CO₂ storage in saline formations: Implications for pressure management, capacity, and risk mitigation[J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 4283 – 4290.
- [20] FANG Q, LI Y L. Exhaustive brine production and complete CO₂ storage in Jiangnan Basin of China[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2014, 72(5): 1541 – 1553.
- [21] LIU D Q, AGARWAL R, LI Y L. Numerical simulation and optimization of CO₂-enhanced water recovery by employing a genetic algorithm[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2016, 133: 994 – 1007.
- [22] MA X, LI X F, YANG G D, et al. Study on field-scale of CO₂ geological storage combined with saline water recovery: a case study of east Junggar basin of Xinjiang[J]. *Energy Procedia*, 2018, 154: 36 – 41.
- [23] 万青山, 赵辉, 喻高明. 彩南油田彩9井区西山窑组油藏井间动态连通性研究[J]. 石油化工应用, 2013, 32(2): 41 – 43. [WAN Qingshan, ZHAO Hui, YU Gaoming. Research on interwell dynamic connectivity for Xishanyao reservoir wellblock Cai-9 Cainan oilfield[J]. *Petrochemical Industry Application*, 2013, 32(2): 41 – 43. (in Chinese with English abstract)]
- [24] 董雪梅, 徐怀民, 马迪娜·马吾提, 等. 彩9井区西山窑组特低渗油藏高含水期加密调整试验[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(5): 558 – 561. [DONG Xuemei, XU Huaimin, MADINA Mawutihan, et al. Well infill adjustment test of Xishanyaultra-low permeability reservoir in high water cutstage in wellblock Cai-9 of Cainan oilfield, Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2014, 35(5): 558 – 561. (in Chinese with English abstract)]
- [25] 李旭峰, 刁玉杰, 马鑫, 等. 准噶尔等盆地二氧化碳地质储存综合地质调查成果报告[R]. 北京: 中国地质调查局, 2019. [LI Xufeng, DIAO Yujie, MA Xin, et al. Report on comprehensive geological survey of carbon

- Dioxide storage in Junggar Basin[R]. Beijing: China Geological Survey, 2019. (in Chinese)]
- [26] 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.
- [27] PENG D Y, ROBINSON D B. A new two-constant equation of state[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 1976, 15(1): 59 – 64.
- [28] PENG D Y, ROBINSON D B. Two- and three-phase equilibrium calculations for coal gasification and related processes[C]//*Thermodynamics of Aqueous Systems with Industrial Applications*. WASHINGTON, D. C.: AMERICAN CHEMICAL SOCIETY, 1980: 393-414.
- [29] COREY A T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities[J]. *Producers Monthly*, 1954, 19: 38 – 41.
- [30] AHMED T K, NASRABADI H. Case study on combined CO₂ sequestration and low-salinity water production potential in a shallow saline aquifer in Qatar[J]. *Journal of Environmental Management*, 2012, 109: 27 – 32.
- [31] GOODMAN A, HAKALA A, BROMHAL G, et al. U.S. DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide at the national and regional scale[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(4): 952 – 965.
- [32] BACHU S. Review of CO₂ storage efficiency in deep saline aquifers[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 40: 188 – 202.
- [33] WEN D G, MA X, WANG L Q, et al. Combined study of static and dynamic reservoir modelling for the CO₂ storage project in deep saline aquifer in Zhundong, Xinjiang, China[J]. *Social Science Electronic Journal*, 2019: 1 – 8.
- [34] DEMPSEY D, O'MALLEY D, PAWAR R. Reducing uncertainty associated with CO₂ injection and brine production in heterogeneous formations[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 37: 24 – 37.
- [35] HOSSEINI S A, NICOT J P. Scoping analysis of brine extraction/re-injection for enhanced CO₂ storage[J]. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2012, 2(3): 172 – 184.
- [36] 许志刚, 陈代钊, 曾荣树. CO₂地质埋存渗漏风险及补救对策[J]. *地质论评*, 2008, 54(3): 373 – 386. [XU Zhigang, CHEN Daizhao, ZENG Rongshu. The leakage risk assessment and remediation options of CO₂ geological storage[J]. *Geological Review*, 2008, 54(3): 373 – 386. (in Chinese with English abstract)]
- [37] 马鑫, 李义连, 杨国栋, 等. 盖层不确定性对CO₂地质封存安全性的影响[J]. *安全与环境工程*, 2013, 20(4): 45 – 50. [MA Xin, LI Yilian, YANG Guodong, et al. Impact of the uncertainties of caprocks on the security of CO₂ geological storage[J]. *Safety and Environmental Engineering*, 2013, 20(4): 45 – 50. (in Chinese with English abstract)]
- [38] YASUNISHI A, YOSHIDA F. Solubility of carbon dioxide in aqueous electrolyte solutions[J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 1979, 24(1): 11 – 14.

编辑: 张若琳