

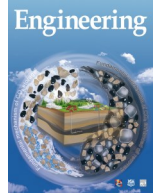


ELSEVIER

Contents lists available at ScienceDirect

Engineering

journal homepage: www.elsevier.com/locate/eng



Research
Unconventional and Intelligent Oil & Gas Engineering—Article

以净零排放为目标的封存驱动型 CO₂ 提高采收率方法

刘月亮^{a,b,c}, 芮振华^{a,b,c,d,*}

^a State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

^b College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

^c College of Carbon Neutrality Future Technology, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

^d Petroleum School, China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay 834000, China

ARTICLE INFO

Article history:

Received 8 December 2021

Revised 18 January 2022

Accepted 10 February 2022

Available online 22 March 2022

关键词

CO₂ EOR

CO₂ 净排放量

二甲醚 (DME)

封存驱动型 CO₂ EOR

CO₂ 封存

摘要

将全球气候变化控制在 1.5 °C 以内需要降低温室气体排放,主要是减少二氧化碳(CO₂)的排放。可通过驱油过程将 CO₂ 封存在油藏地质体中,因此,CO₂ 驱油与封存被视为降低 CO₂ 排放的重要手段之一。本研究提出了一种新型的 CO₂ 提高采收率(EOR)方法,即封存驱动型 CO₂ 提高采收率,其主要目标是通过在油藏中封存尽可能多的 CO₂ 来实现 CO₂ 净零排放甚至负排放,同时最大限度提高原油采收率。该方法以二甲醚(DME)作为一种高效化学助剂,用于辅助传统 CO₂ 驱提高原油采收率,同时提高 CO₂ 封存率。结果表明,DME 可提高 CO₂ 在原油中的溶解度,有利于 CO₂ 的溶解封存;可抑制因 CO₂ 的抽提作用造成的原油轻质组分“逃逸”,这对原油可持续开发至关重要。封存驱动型 CO₂ EOR 方法在提高波及效率方面优于传统的 CO₂ EOR,尤其是在采油后期更为明显;同时,封存驱动型 CO₂ EOR 比传统的 CO₂ EOR 可更有效提高原油采收率。此外,通过封存驱动型 CO₂ EOR 封存的 CO₂ 量远超采出原油燃烧产生的碳排放总量。通过优化开发方案,如水气交替注入,可实现更高的原油采收率和 CO₂ 封存率目标。

© 2022 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. 引言

随着人类对化石燃料的依赖不断增加,导致二氧化碳(CO₂)排放量激增[1–2]。据报道,2021年,人为 CO₂ 排放总量达到 3300 亿吨,其中,四分之三以上来自于化石燃料的燃烧[1,3–4]。CO₂ 排放引起的全球气候变化已成为世界范围内不容忽视的环境问题[5–6]。在过去的几十年里,大量 CO₂ 被封存在全球范围内的深层咸水层中[7–9]。近年来,枯竭油气藏被视为 CO₂ 封存的理想地质体,油气藏不仅地质特征明确,还拥有包括地面设施、注入井和运

输管道在内的必要基础设施[10–13]。当被注入枯竭的油气藏时,CO₂ 可作为驱油剂提高残余油采收率,这可抵消部分因 CO₂ 捕集和封存产生的成本[14–16]。

除地质封存外,CO₂ 因其在改善油藏方面表现出的流体特性而被广泛应用油气开发。CO₂ 提高采收率的基本机理在于降低界面张力 (IFT)、降低原油黏度、原油溶胀以及对轻烃组分的抽提作用[17–24]。与天然气、空气、氮气等其他传统气体相比,CO₂ 与原油的最小混相压力 (MMP) 较低。因此,CO₂ 被认为是实现油气混相驱的更好选择[25]。据报道,第一个商业化 CO₂ 驱油项目是由美

* Corresponding author.

E-mail address: zhenhuarui@gmail.com (Z. Rui).

国雪佛龙公司于1981年在得克萨斯州SACROC投资的Kelly-Snyder油田项目[26]。目前,常规油藏CO₂驱油技术已逐渐成熟,截至2021年,全球已实施了数百个CO₂驱油项目,仅在美国就贡献了每天超过300 000桶[bbl (1 bbl = 158.9873 L)]的累计原油产量[27]。随着水平井和多级水力压裂技术的发展,CO₂驱正在被广泛应用于提高致密油采收率[28–31]。在CO₂提高采收率技术用于开采致密油机理方面,大量的研究工作已经开展[32–35],部分研究发现由于储层中存在复杂的裂缝,会导致开发早期出现严重的气窜现象,因此,传统的CO₂提高采收率技术在致密储层中应用效果差[36–38]。

水气交替注入可有效控制流度比,比单一的CO₂驱具有更好的波及体积和驱替效率[39–41]。水气交替注入过程水是间歇性注入的,可以有效防止开发早期气窜[42]。前人研究已经全面考察了影响水气交替注入的因素,包括循环次数、段塞比和段塞尺寸等[43]。对于致密油藏,焖井时间是影响CO₂与原油之间的传质的主要控制参数之一[44–48]。

除了用于提高原油采收率外,CO₂ EOR还可将CO₂大量封存在油藏地质体中,从而缓解温室效应[49–53]。第一个CO₂ EOR和封存项目于2000年在加拿大Weyburn油田顺利实施[54–57],该油田的CO₂封存能力超过2500万吨[58]。CO₂地质封存最近已成为油气行业的热门话题。CO₂封存的基本机理包括矿化封存、溶解封存、束缚封存和构造封存[59]。尽管大多数研究只分析了非常有限的数据和简单的案例,但最近的研究已经着手解决原油采收率和CO₂封存协同优化问题[60–67]。因此,如何揭示CO₂提高采收率和地质封存间的协同优化难题仍然存在挑战。例如,在CO₂提采和封存过程中的一些现象会对最终原油采收率和CO₂封存能力产生负面影响,包括CO₂超覆、重力分异和黏性指进等[68–69]。在未来的研究中应重点关注CO₂提高采收率和封存间的协同作用机理,最大限度地提高油藏采收率和油藏地质体CO₂封存能力。

本文提出了新一代CO₂ EOR方法,即封存驱动型CO₂ EOR,其目标是在最大限度地提高石油采收率的同时,将CO₂封存在油藏地质体中,从而实现CO₂净零排放甚至负排放;采用DME作为一种新型的化学助剂,用来

辅助CO₂提高原油采收率,同时强化油藏地质体中的CO₂封存。本文系统阐述了封存驱动型CO₂ EOR方法的基本原理。未来CO₂ EOR技术不应只关注单一采收率目标,更应着眼于如何提高CO₂在油藏中的封存。

2. 建模方法

本文首先采用CMG-GEM组分模拟方法研究封存驱动型CO₂ EOR在Weyburn油藏的应用效果,评价指标包括提高原油采收率和CO₂地质封存率。Weyburn油藏位于加拿大萨斯喀彻温省东南部,储层深度为1310~1500 m [70]。油藏温度和压力分别为336.15 K和14.0 MPa。油藏平均渗透率、孔隙度和初始含油饱和度分别为20.0 mD、30%和0.8,渗透率在各个方向为各向同性。根据Pedersen分类原则,储层流体成分可分为12个拟组分[71]。采用经验公式[71]估算储层流体的临界性质,而其临界性质是分子量和密度的函数。采用CMG-WinProp回归工具,根据原始油藏条件设置流体性质来调整这种相关性。表1给出了流体样本和经验相关性之间的匹配结果,验证了这种经验相关性的可靠性。Weyburn油藏流体的物理性质和组分间的二元相互作用系数见附录A中的表S1和表S2,油藏的相对渗透率取自文献[72]。

基于表1中储层和流体样品的物理性质建立二维模型。模拟储层的网格尺寸为50×50×1,在x、y、z方向的尺寸分别为2500 ft、2500 ft、20 ft (其中,1 ft = 0.3048 m)。注水井位于油藏模型左侧的网格模块1,生产井位于模拟油藏的另一侧。生产井井底压力保持在10.0 MPa,注气速率恒定为700 m³·d⁻¹。模拟时间设定为10年,DME浓度设定为20.0 mol%。为进一步评估该模型的可靠性,采用细管实验模拟计算CO₂与油样之间的混相压力,对比发现模拟计算压力与实验数据(14.2 MPa) [70]非常接近,约为14.0 MPa,相对误差仅为-1.41%。

3. 相态特征测量

图1为采用相态测试装置测量平衡相组成和CO₂溶解度的流程图。其中,油样的黏度、密度、膨胀系数和饱和

表1 Weyburn油藏流体物理性质

	Saturation pressure (MPa)	Viscosity (mPa·s)	Density (kg·m ⁻³)	Swelling factor (m ³ ·m ⁻³)	Gas-oil ratio (m ³ ·m ⁻³)
Sample	4.92	1.76	806.4	1.085	32
Correlation	4.92	1.76	805.8	1.089	32
Relative error (%)	0	0	-0.07	0.37	0

压力分别为 $1.81 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 、 $810 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ 、 $1.072 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$ 和 4.90 MPa ，与数值模拟模型中使用的模拟油物性相似。首先，在给定的温度和压力下将原油注入PVT筒。然后，在较高压力下注入给定摩尔浓度的二甲醚（DME）。此后，在相同温度条件下将 CO_2 注入PVT筒中。在高压条件下，将原油-DME- CO_2 体系压缩成单相。

采用气相色谱（GC）测量原油-DME- CO_2 体系的组成。然后，将系统压力设置为实验压力并保持至少 24 h 以上，直到系统达到平衡。采用气液相色谱法测量气相和油相的组成，用于分析原油中 CO_2 的溶解度。实验装置耐压高达 100.0 MPa 和耐温 473.15 K 。温度和压力测量的误差分别控制在 $\pm 0.5 \text{ K}$ 和 $\pm 0.1 \text{ MPa}$ 以内，而溶解度误差控制在 $\pm 0.5\%$ 以内。

4. 结果与讨论

4.1. CO_2 在原油中的溶解度

CO_2 在原油中的溶解度对于 CO_2 提高原油采收率和封存至关重要。图2表示在不同压力条件下加入DME后 CO_2 在原油中的溶解度。研究发现， CO_2 的溶解度受系统压力的影响很大；随着压力的增加， CO_2 在原油中的溶解度增加。更有趣的是，当压力大于 4 MPa 时，DME 促进 CO_2 在原油中的溶解；随着DME浓度增加， CO_2 溶解度进一步提高。加入DME后，DME分子可与碳链形成氢键，导致长碳链重新形成更规则有序的排列，有利于 CO_2 在原

油中的进一步溶解。此外，溶解度的提高使更多的 CO_2 封存在原油中，这对于油藏地质体中 CO_2 封存至关重要。

图3表示在不同温度条件下 CO_2 -原油和 CO_2 -DME-原油体系气相中轻质组分（即 $\text{C}_1 \sim \text{C}_3$ ）的摩尔分数。为了验证模型的可靠性，我们将模型的预测结果与实验数据进行了对比。由图可见，预测结果与实验数据拟合度良好，验证了模型的可靠性。如图3所示，随着温度升高，气相中轻烃的摩尔分数增加，表明在较高温度条件下有更多的轻烃被 CO_2 抽提出来。此外， CO_2 -DME-原油体系气相中轻烃的摩尔分数小于 CO_2 -原油体系中轻烃的摩尔分数。这表明，DME 在很大程度上抑制了 CO_2 对轻组分的抽提作用，尤其是在高温条件下。在油藏中实施 CO_2 驱油项目时， CO_2 溶解到原油中，原油中的轻质组分由于 CO_2 抽提作用而“气化”。然而，随着DME的添加，大多数轻烃则被“固定”在油相中，这有利于原油的可持续开发。

4.2. 强化采收率

DME 有助于提高 CO_2 在原油中的溶解度，有利于 CO_2 提高原油采收率的潜力，同时有助于 CO_2 在油藏中的封存。在本节中，将传统 CO_2 EOR 与封存驱动型 CO_2 EOR 的性能进行了对比，评价DME在原油提采方面的潜力。图4展示了在不同注气速率下传统 CO_2 EOR 和封存驱动型 CO_2 EOR 原油采收率随时间的变化曲线。如图4所示，在传统 CO_2 EOR 初始阶段，原油采收率呈线性增加，直到生产井产出 CO_2 （约第1200天）。随着注气速率的增加，原油采收率增加，气窜后，产油速率降低，提采效率

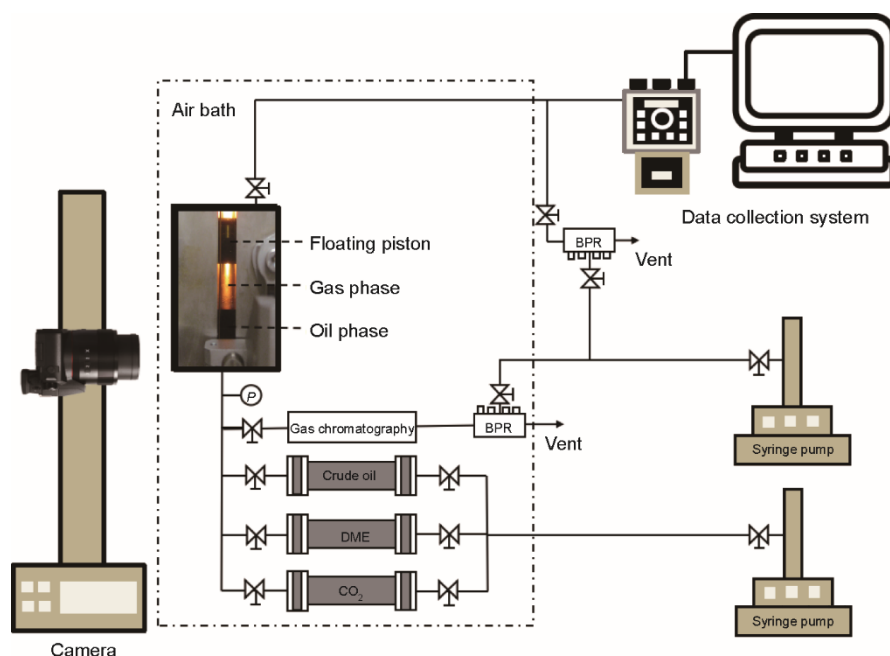


图1. PVT装置测量原油相组成及 CO_2 溶解度示意图。

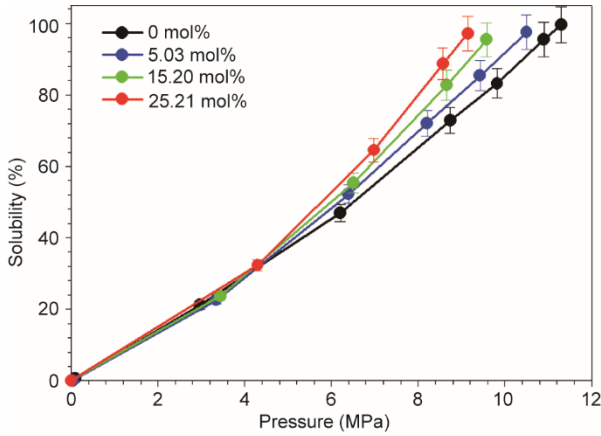


图2. 不同压力条件与DME浓度下CO₂在原油中的溶解度。

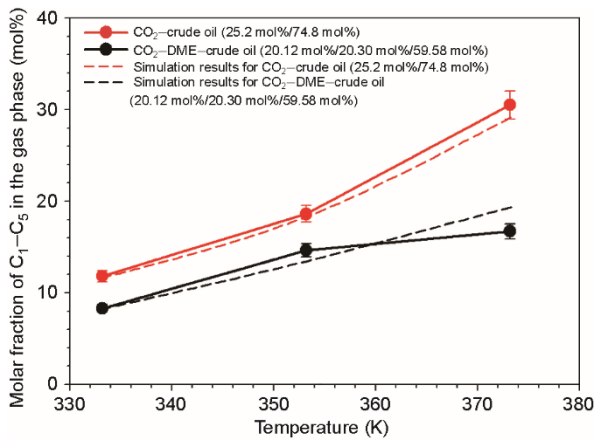


图3. 不同温度条件下CO₂-原油与CO₂-DME-原油混合物气相中的轻质组分(C₁~C₅)摩尔分数。

逐渐趋于稳定。加入DME后，开发初期采收率较低，而在开发后期，采收率持续增加，直至高于传统CO₂ EOR，表明封存驱动型CO₂ EOR有利于原油的可持续开发。

图5展示了传统CO₂ EOR和封存驱动型CO₂ EOR在注入孔隙体积(PV)数为0.5时油藏中含油饱和度的分布。可以看出，在主要渗流通道中，大部分原油被驱替，

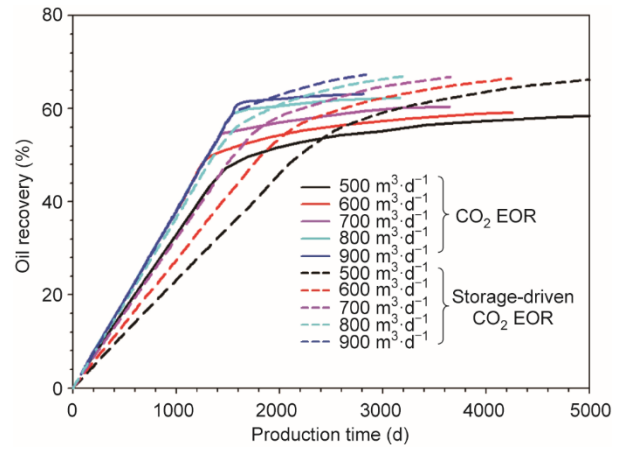


图4. 在不同注气速率下传统CO₂ EOR和封存驱动型CO₂ EOR采收率与生产时间的关系。

导致含油饱和度相对较低。对于传统CO₂ EOR，其主要渗流通道含油饱和度仍高于0.40。对比来看，加入DME后，主要渗流通道内的原油被有效动用，其含油饱和度普遍低于0.32。传统CO₂驱波及效率较低，导致大部分原油未被触及，而封存驱动型CO₂ EOR有效扩大了波及体积，在提高原油采收率方面具有明显优势。

为进一步提高原油采收率，转变开发方式，采用水气交替注入的开发方式。图6展示了在不同井底压力条件下采用水气交替注入时原油采收率随生产时间的变化曲线。对比图4和图6可以发现，水气交替注入比传统气驱具有更高的原油采收率。超临界态CO₂的黏度低，易发生重力分异作用，油藏内部油气接触前沿不稳定，导致传统注气开发驱油效率低。水气交替注入克服了上述缺点，在提高原油采收率方面具有明显优势。如图6所示，在开发后期，采用水气交替注入方式的封存驱动型CO₂ EOR的原油采收率高于采用传统的水气交替注入方式的CO₂ EOR。这表明，采用水气交替注入方式，封存驱动型CO₂ EOR可实现原油的可持续开发。

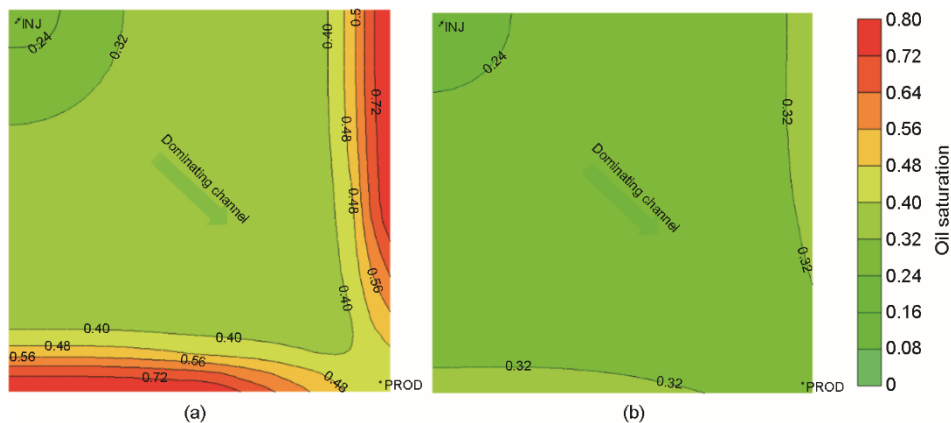


图5. 注入量为0.5 PV时的油藏含油饱和度分布。(a) 传统CO₂ EOR；(b) 封存驱动型CO₂ EOR (INJ: 注入井；PROD: 生产井)。

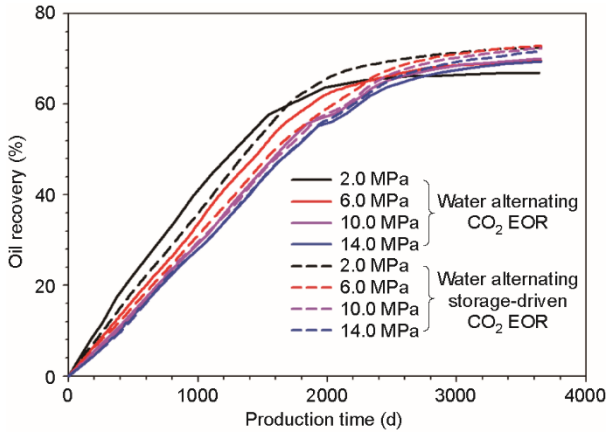


图6. 不同井底流动压力条件下水气交替注入时采收率与生产时间的关系。

4.3. 强化CO₂封存

本节研究CO₂ EOR过程中DME对CO₂封存率的影响。图7展示了传统CO₂ EOR和封存驱动型CO₂ EOR过程中CO₂封存率随生产时间的变化规律。其中，CO₂封存率定义为油藏内封存的CO₂与注入CO₂总量的比值。在开发初期(<1200天)，在低注气速率下，油藏地质体具有非常高的CO₂地质封存能力。在开发后期，CO₂在残余油、岩石孔隙中逐渐饱和，导致CO₂封存率逐渐降低。对于两种开发方案，CO₂封存率随气体注入速率的增加而降低。当注气速率较高时，容易发生气窜，CO₂流经主流道而产生，导致CO₂封存率降低。如图8所示，相同条件下（即相同注气速率和生产时间），封存驱动型CO₂ EOR的CO₂封存率明显高于传统CO₂ EOR。因此，可以合理地推断，DME可以作为一种高效助剂用于提高油藏中CO₂的封存率。

针对水气交替注入方式计算CO₂封存率。图8展示了不同井底压力条件下水气交替注入方式下传统CO₂ EOR和封存驱动型CO₂ EOR的CO₂封存率随生产时间的变化曲线。一般来说，水气交替注入方式比传统注气具有更高的CO₂封存率（图7和图8）。水气交替注入可以克服重力分异和气体的黏性指进效应，有利于提高CO₂在油藏内的波及体积和CO₂封存效率。采用水气交替注入开发方式，封存驱动型CO₂ EOR比传统CO₂ EOR具有更高的CO₂封存率，高达0.95，即使在生产3000天之后也是如此。图9表示井底压力为6.0 MPa、生产时间为2000天时，油藏分别进行封存驱动型CO₂ EOR和传统CO₂ EOR后，油藏中游离态与溶解态CO₂比值的分布图。可以看出，溶解态CO₂的量高于游离态CO₂。此外，距离生产井越近，溶解的CO₂的相对含量越少。然而，DME的加入会导致游离态与溶解态CO₂的比例降低，证明DME有助于提高CO₂在油藏地质体中的封存。

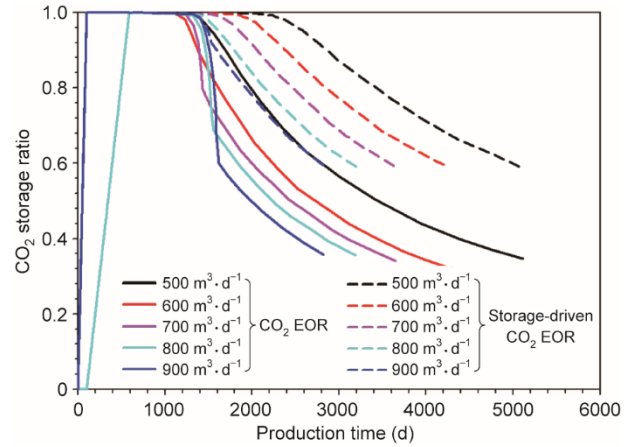


图7. 不同注气速率下传统CO₂ EOR与封存驱动型CO₂ EOR的CO₂封存率与生产时间的关系。

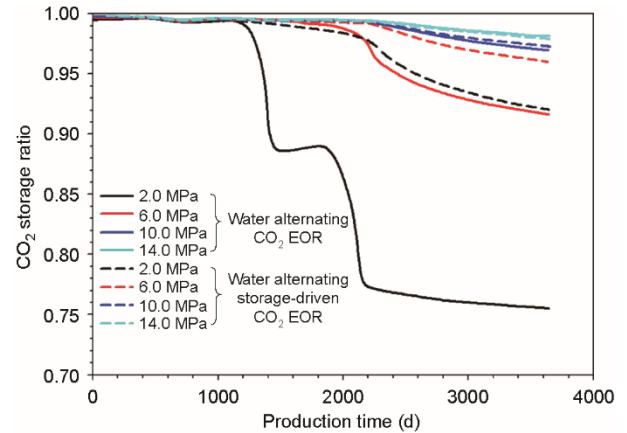


图8. 不同井底流动压力条件下以水气交替方式注入CO₂ EOR与封存驱动型CO₂ EOR的CO₂封存率与生产时间的关系。

4.4. 封存驱动型CO₂ EOR项目经济性分析

本文首次提出了封存驱动型CO₂ EOR概念，即在最大限度地提高原油采收率的同时，实现CO₂在油藏地质体中的封存，以实现CO₂净零排放甚至负排放的目标。此处，CO₂净排放的定义为原油燃烧所排放的CO₂（约0.0027 t·bbl⁻¹）与油藏地质体中封存的CO₂之差[73]。假设一次采油和二次采油的原油采收率为30%。根据本文模拟结果，传统CO₂ EOR的原油采收率可以达到60%，而封存驱动型CO₂ EOR和采用水气交替注入方式的封存驱动型CO₂ EOR提高原油采收率分别为68%和73%。CO₂ EOR项目的经济性很大程度上取决于项目周期内CO₂气源成本和油价[73]。本文假设以某个产油量为两亿桶的油田为例进行分析，如表2所示。

假设油藏在一次采油和二次采油之后，分别开展传统CO₂ EOR、封存驱动型CO₂ EOR和水气交替注入方式的封存驱动型CO₂ EOR。

图10展示了油田生命周期内CO₂净排放量与累计产

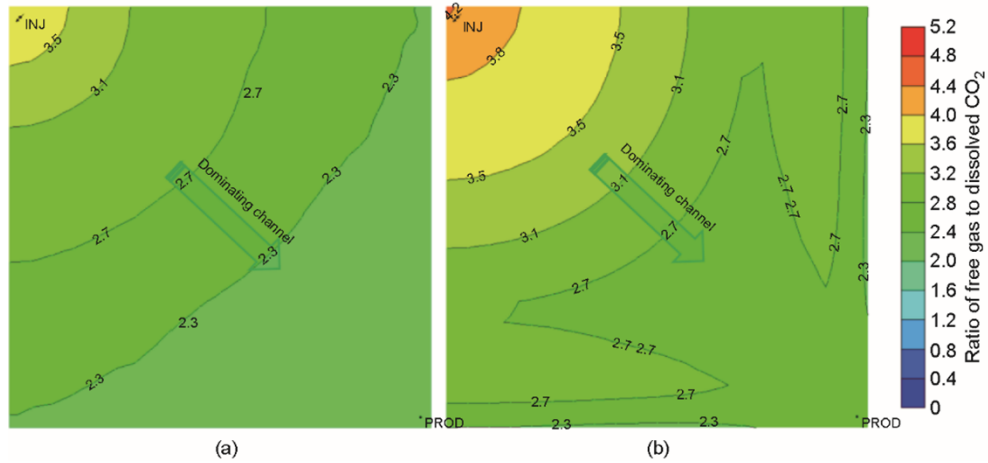


图9. 井底压力为6 MPa、生产2000天后油藏中游离态与溶解态CO₂比值。(a) 水气交替封存驱动型CO₂ EOR；(b) 水气交替CO₂ EOR。

表2 假设经济分析中的前提与物理性质

Development method	Total recovery (% OIP)	Total oil recovery ($\times 10^6$ bbl)	CO ₂ EOR oil recovery (million barrels)	CO ₂ injected (Mt)	CO ₂ emitted on use (Mt)	Net CO ₂ emitted (Mt)	CO ₂ emitted from incremental production (Mt)	Net CO ₂ emitted from incremental production (Mt)
Primary and secondary production	30	60	0	0	25.8	25.8	—	—
Conventional CO ₂ EOR ^a	60	120	60	12	51.6	39.6	25.8	13.8
Storage-driven CO ₂ EOR ^b	68	136	76	39	58.48	19.48	32.68	-6.32
Water alternating storage-driven CO ₂ EOR ^b	73	146	86	51	62.78	11.78	36.98	-14.02

Note: the initial OIP is assumed to be 200 million barrels.

^a At 2.5 bbl·t⁻¹ CO₂.

^b At 1.25 bbl·t⁻¹ CO₂.

油量间的关系曲线。在一次采油和二次采油过程中，CO₂排放量随着原油产量的增加而线性增加。随着传统CO₂ EOR的实施，部分CO₂注入油藏后被封存，抵消了部分由于原油燃烧产生的CO₂。如果采用封存驱动型CO₂ EOR，在油藏中封存的CO₂超过了由于原油燃烧所产生的CO₂，即油藏地质体中封存的CO₂不仅抵消了当前的CO₂排放量，还抵消了过去排放的CO₂排放量，导致CO₂净排放量呈线性下降趋势，如图10所示。当封存驱动型CO₂ EOR采用水气交替注入方式时，油藏地质体中的CO₂封存量进一步提高，累计产出原油燃烧所产生的CO₂净排放量下降幅度更明显。如图10（右）所示，采用传统CO₂ EOR技术增产时，CO₂净排放量为13.8 Mt，而封存驱动型和水气交替注入方式的封存驱动型CO₂ EOR所产生的CO₂净排放量均为负值，分别为-6.32 Mt和-14.02 Mt。可以看出，封存驱动型CO₂ EOR和水气交替注入方式的封存驱动型CO₂ EOR的CO₂封存量远超CO₂净排放量，这表明封存驱动型CO₂ EOR可同时实现原油增产和CO₂减排目标。

CO₂ EOR项目的经济性在很大程度上取决于当前油价、CO₂成本以及其他相关成本等[73]。表3是对传统CO₂ EOR项目和封存驱动型CO₂ EOR项目进行的经济分

析。假设整个EOR项目周期内低位油价、参考油价以及高位油价分别为40 USD·bbl⁻¹、60 USD·bbl⁻¹以及80 USD·bbl⁻¹。本次经济分析综合考虑了CO₂成本、油价及其他相关成本。尽管封存驱动型CO₂ EOR项目的原油产量高于传统CO₂ EOR项目，但就EOR项目利润率来说前者小于后者。通过调整EOR方案后，可以看出，封存驱动型CO₂ EOR，尤其是采用水气交替注入方式的封存驱动型CO₂ EOR项目利润最高。油价、CO₂成本以及CO₂排放征收费用均可显著影响项目的整体利润[73]。换言之，如果不对CO₂排放进行强制收费，封存驱动型CO₂ EOR项目可能不会对项目投资者产生经济方面的吸引力。分析表明，为了与传统CO₂ EOR项目达到收支平衡，封存驱动型CO₂ EOR项目所需的额外成本范围为56~60美元·Mt⁻¹，采用水气交替注入方式的封存驱动型CO₂-EOR项目所需的额外成本范围为15~22美元·Mt⁻¹。

5. 结论

本文提出了一种封存驱动型CO₂ EOR方法，将DME

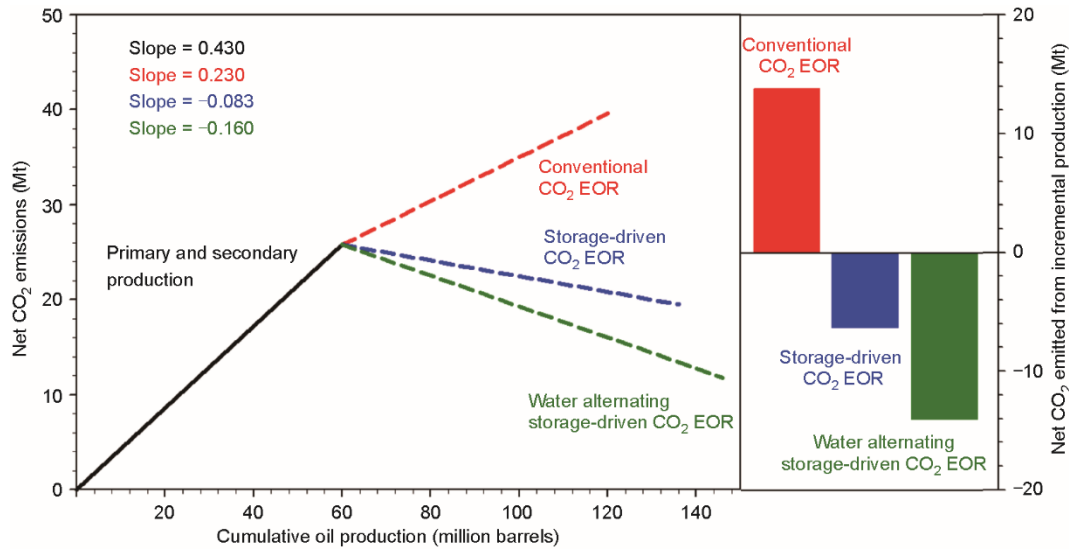


图 10. 油田生命周期内 CO₂ 净排放量与累计产油量间的关系曲线。

表 3 传统 CO₂ EOR 与封存驱动型 CO₂ EOR 的经济分析

Oil price (USD·bbl ⁻¹)	CO ₂ acquisition cost (USD·t ⁻¹)	CO ₂ acquisition cost (USD·bbl ⁻¹ production)	Other related costs (USD·bbl ⁻¹)	Net pretax margin (USD·bbl ⁻¹)	CO ₂ EOR production (million barrels)	EOR project margin (million USD)	CO ₂ injected (Mt)	CO ₂ price to break even (USD·Mt ⁻¹)	Project margin (million USD) ^a
80	-39	-15	-35	30	60	1800	12	—	—
		-12	-35	13	60	780	12	—	—
		-8	-35	-3	60	-180	12	—	—
60	-29	-31	-56	-7	76	-532	39	60	638
		-23	-56	-19	76	-1444	39	57	-274
		-15	-56	-31	76	-2356	39	56	-1186
40	-19	-25	-45	10	86	860	51	18	2390
		-15	-45	0	86	0	51	15	1530
		-10	-45	-15	86	-1290	51	22	240

^a If credited with the social cost of carbon (30 USD·t⁻¹) for incremental storage.

^b At 2.5 bbl·t⁻¹ CO₂.

^c At 1.25 bbl·t⁻¹ CO₂.

用作 CO₂ 驱的助剂，一方面辅助提高原油采收率，另一方面有助于 CO₂ 在油藏地质体中的封存。主要结论如下：

实验结果表明，DME 在很大程度上抑制了较轻组分从原油中的“逸出”，在高温条件下效果尤为显著；此外，DME 有利于提高 CO₂ 在原油中的溶解度，在高压 (> 4 MPa) 条件下效果尤为显著。

模拟结果表明，封存驱动型 CO₂ EOR 在扩大波及效率方面优于传统 CO₂ EOR，可显著提高原油采收率，尤其是在产油后期。结果表明，DME 通过辅助 CO₂ 驱有利于原油的高效可持续开发。此外，采用水气交替注入的方式进行开发，原油采收率远高于传统注气方案。

与传统 CO₂ EOR 相比，封存驱动型 CO₂ EOR 在油藏

地质体中的封存率更高。当采用水气交替注入方式时，CO₂ 封存率进一步提高。结果表明，DME 可用作 CO₂ 驱的化学助剂，用以提高原油采收率，同时有助于 CO₂ 在油藏地质体中的封存。

通过封存驱动型 CO₂ EOR 项目封存的 CO₂ 量远高于产出原油燃烧所产生的 CO₂ 排放。因此，通过该技术封存的 CO₂ 不仅抵消了当前的 CO₂ 排放量，还可以抵消过去的排放量。此外，与封存驱动型 CO₂ EOR 项目相比，采用水气交替注入形式的封存驱动型 CO₂ EOR 项目，在油藏地质体中封存的 CO₂ 总量更大。然而，如果对 CO₂ 排放不征收任何排放税，与传统 CO₂ EOR 相比，封存驱动型 CO₂ EOR 对投资者仍然没有经济吸引力。

致谢

感谢中国石油大学(北京)自然科学基金(2462021 QNXZ012和2462021YJRC012)的资助。本研究获得中央高校基本科研业务费资助。

Compliance with ethics guidelines

Yueliang Liu and Zhenhua Rui declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

Appendix A. Supplementary data

Supplementary data to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.eng.2022.02.010>.

References

- O'Neill S. Global CO₂ emissions level off in 2019, with a drop predicted in 2020. *Engineering* 2020;6(9):958–9.
- Jiang G, Sun J, He Y, Cui K, Dong T, Yang L, et al. Novel water-based drilling and completion fluid technology to improve wellbore quality during drill. *Engineering*. In press.
- IPCC. The IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Report. Montreal: IPCC, 2005 Sep.
- Xie H, Yue H, Zhu J, Liang B, Li C, Wang Y, et al. Scientific and engineering progress in CO₂ mineralization using industrial waste and natural minerals. *Engineering* 2015;1(1):150–7.
- Wang K, Xu T, Wang F, Tian H. Experimental study of CO₂-brine-rock interaction during CO₂ sequestration in deep coal seams. *Int J Coal Geol* 2016; 154:265–74.
- He X. Polyvinylamine-based facilitated transport membranes for postcombustion CO₂ capture: challenges and perspectives from materials to processes. *Engineering* 2021;7(1):124–31.
- Kimbrel EH, Herring AL, Armstrong RT, Lunati I, Bay BK, Wildenschild D. Experimental characterization of nonwetting phase trapping and implications for geologic CO₂ sequestration. *Int J Greenh Gas Control* 2015;42:1–15.
- Li H, Zheng S, Yang D. Enhanced swelling effect and viscosity reduction of solvent(s)/CO₂/heavy-oil systems. *SPE J* 2013;18(4):695–707.
- Liu Y, Rui Z, Yang T, Dindoruk B. Using propanol as an additive to CO₂ for improving CO₂ utilization and storage in oil reservoirs. *Appl Energy* 2022;311: 118640.
- Pham V, Halland E. Perspective of CO₂ for storage and enhanced oil recovery (EOR) in the North Sea. *Energy Procedia* 2017;114:7042–6.
- Farajzadeh R, Eftekhari A, Dafnomilis G, Lake L, Bruining J. On the sustainability of CO₂ storage through CO₂-enhanced oil recovery. *Appl Energy* 2020;261:114467.
- Kramer D. Negative carbon dioxide emissions. *Phys Today* 2020;73(1):44–51.
- Bhown AS, Bromhal G, Barki G. CO₂ capture and sequestration. In: Malhotra R, editor. *Fossil energy*. Berlin: Springer; 2020. p. 503–17.
- Gaspar Ravagnani A, Ligerio E, Suslick S. CO₂ sequestration through enhanced oil recovery in a mature oil field. *J Petrol Sci Eng* 2009;65(3–4):129–38.
- Stewart RJ, Johnson G, Heinemann N, Wilkinson M, Haszeldine RS. Low carbon oil production: enhanced oil recovery with CO₂ from North Sea residual oil zones. *Int J Greenh Gas Control* 2018;75:235–42.
- Núñez-López V, Gil-Egui R, Hosseini SA. Environmental and operational performance of CO₂-EOR as a CCUS technology: a cranfield example with dynamic LCA considerations. *Energies* 2019;12(3):448.
- Zhao D, Liao X, Yin D. Evaluation of CO₂ enhanced oil recovery and sequestration potential in low permeability reservoirs, Yanchang Oilfield, China. *J Energy Inst* 2014;87(4):306–13.
- Wei B, Gao H, Pu W, Zhao F, Li Y, Jin F, et al. Interactions and phase behaviors between oleic phase and CO₂ from swelling to miscibility in CO₂-based enhanced oil recovery (EOR) process: a comprehensive visualization study. *J Mol Liq* 2017;232:277–84.
- Jiang J, Rui Z, Hazlett R, Lu J. An integrated technical-economic model for evaluating CO₂ enhanced oil recovery development. *Appl Energy* 2019;247: 190–211.
- Bon J, Sarma HK, Theophilos AM. An investigation of minimum miscibility pressure for CO₂-rich injection gases with pentanes-plus fraction. In: *Proceedings of the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*; Kuala Lumpur, Dec 5–6. Malaysia; 2005.
- Emera MK, Sarma HK. Use of genetic algorithm to predict minimum miscibility pressure (MMP) between flue gases and oil in design of flue gas injection project. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*; Mar 12–15. Kingdom of Bahrain; 2005.
- Liu Y, Li HA, Okuno R. Measurements and modeling of interfacial tension of CO₂-CH₄-brine system at reservoir conditions. *Ind Eng Chem Res* 2016;55(48): 12358–75.
- Huang X, Gu L, Li S, Du Y, Liu Y. Absolute adsorption of light hydrocarbons on organic-rich shale: an efficient determination method. *Fuel*, 308. p. 121998.
- Kong S, Huang X, Li K, Song X. Adsorption/desorption isotherms of CH₄ and C₂H₆ on typical shale samples. *Fuel* 2019;255:115632.
- Tang Y, Hou C, He Y, Wang Y, Chen Y, Rui Z. Review on pore structure characterization and microscopic flow mechanism of CO₂ flooding in porous media. *Energy Technol* 2021;9(1):2000787.
- Langston MV, Hoadley SF, Young DN. Definitive CO₂ flooding response in the SACROC unit. *SPE Repr Ser* 1988;51:34–9.
- Koottungal L. 2014 worldwide EOR survey. *Oil Gas J* 2014;112(4):79–91.
- Kotlar HK, Wentzel A, Throne-Holst M, Zotchev S, Ellingsen T. Wax control by biocatalytic degradation in high-paraffinic crude oils. In: *Proceedings of the International Symposium on Oilfield Chemistry*; Houston, Feb 28–Mar 2. USA; 2007.
- Matlach WJ, Newberry ME. Paraffin deposition and rheological evaluation of high wax content altamont crude oils. In: *Proceedings of the SPE Rocky Mountain Regional Meeting*; Salt Lake City, Mar 22–25. USA; 1983.
- Zhang K, Sebakhy K, Wu K, Jing G, Chen N, Chen Z, et al. Future trends for tight oil exploitation. In: *Proceedings of the SPE North Africa Technical Conference and Exhibition*; 2015 Sep 14–16; Cairo. Richardson: SPE; 2015.
- Mahdi S, Wang X, Shah N. Interactions between the design and operation of shale gas networks, including CO₂ sequestration. *Engineering* 2017;3(2):244–56.
- Ghedan SG. Global laboratory experience of CO₂-EOR Flooding. In: *Proceedings of the SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference*; 2009 Oct 19–21; Abu Dhabi. Richardson: SPE; 2009.
- Arshad A, Al-Majed AA, Menouar H, Muhammadain AM, Mtawaa B. Carbon dioxide (CO₂) miscible flooding in tight oil reservoirs: a case study. In: *Proceedings of the Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition*; Kuwait City, Dec 14–16, 2009.
- Liu YL, Jin Z, Li HZ. Comparison of Peng-Robinson equation of state with capillary pressure model with engineering density-functional theory in describing the phase behavior of confined hydrocarbons. In: *Proceedings of the SPE J* 2018;23(5):1784–97.
- Liu YL, Hou J, Wang C. Absolute adsorption of CH₄ on shale with the simplified local-density theory. *SPE J* 2020;25(01):212–25.
- Wang H, Liao X, Zhao X, Ye H, Dou X, Zhao D, et al. The study of CO₂ flooding of horizontal well with SRV in tight oil reservoir. In: *Proceedings of the SPE Energy Resources Conference*; Port of Spain, Jun 9–11. Trinidad and Tobago; 2014.
- Mansour A, Gamadi T, Emadibaladehi H, Watson M. Limitation of EOR applications in tight oil formation. In: *Proceedings of the SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*; Kuwait City, Kuwait; Oct 15–18. Kuwait; 2017.
- Liu Y, Li H, Tian Y, Jin Z, Deng H. Determination of absolute adsorption-desorption isotherms of CH₄ and n-C₄H₁₀ on shale from a nanopore-scale perspective. *Fuel* 2018;218:67–77.
- Ghahfarokhi RB, Pennell S, Matson M, Linroth M. Overview of CO₂ injection and WAG sensitivity in SACROC. In: *Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Conference*; Tulsa, Oklahoma; Apr 11–13. USA; 2016.
- Christensen JR, Stenby EH, Skauge A. Review of WAG Field Experience. In: *Proceedings of the International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*; 1998 Mar 3–5; Villahermosa, Mexico, 1998.
- Jin Lu, Pekot LJ, Hawthorne SB, Salako O, Peterson KJ, Bosshart NW, et al.

- Evaluation of recycle gas injection on CO₂ enhanced oil recovery and associated storage performance. *Int J Greenh Gas Control* 2018;75:151–61.
- [42] Xiao P, Yang Z, Wang X, Xiao H, Wang X. Experimental investigation on CO₂ injection in the Daqing extra/ultra-low permeability reservoir. *J Petrol Sci Eng* 2017;149:765–71.
- [43] Kulkarni MM, Rao DN. Experimental investigation of miscible and immiscible water-alternating-gas (WAG) process performance. *J Petrol Sci Eng* 2005;48(1–2):1–20.
- [44] Zhao H, Chang Y, Feng S. Influence of produced natural gas on CO₂-crude oil systems and the cyclic CO₂ injection process. *J Nat Gas Sci Eng* 2016; 35: 144–51.
- [45] Wei B, Lu L, Pu W, Wu R, Zhang X, Li Y, et al. Production dynamics of CO₂ cyclic injection and CO₂ sequestration in tight porous media of Lucaogou formation in Jimsar sag. *J Petrol Sci Eng* 2017;157:1084–94.
- [46] Fernandez Righi E, Royo J, Gentil P, Castelo R, Del Monte A, Bosco S. Experimental study of tertiary immiscible WAG injection. In: *Proceedings of the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*; Tulsa; Apr 17–21. Oklahoma; 2004.
- [47] Figuera L, Al-Hammadi KE, Bin-Amro A, Al-Aryani F. Performance review and field measurements of an EOR-WAG project in tight oil carbonate reservoir- Abu Dhabi onshore field experience. In: *Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*; Abu Dhabi, Nov 10–13. UAE; 2014.
- [48] O'Brien WJ, Moore RG, Mehta SA, Ursenbach MG, Kuhlman MI. Performance of Air-Vs. CO₂-water injection in a tight, light oil reservoir: a laboratory study. In: *Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Conference*; Tulsa; Apr 14–18. Oklahoma; 2018.
- [49] Enick RM, Olsen DK, Ammer J, Schuller W. Mobility and conformance control for CO₂-EOR via thickeners, foams, and gels-A literature review of 40 years of research and pilot tests. In: *Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, USA, April. Oklahoma; 2012.
- [50] Ampomaha W, Balcha R, Willb R, Cathera M, Gundaa D, Dai Z. Co-optimization of CO₂-EOR and storage processes under geological uncertainty. *Energy Procedia* 2017;114:6928–41.
- [51] Clark JA, Santiso E. Carbon sequestration through CO₂ foam-enhanced oil recovery: a green chemistry perspective. *Engineering* 2018;4(3):336–42.
- [52] Zhao X, Rui Z, Liao X. Case studies on the CO₂ storage and EOR in heterogeneous, highly water-saturated, and extra-low permeability Chinese reservoir. *J Nat Gas Sci Eng* 2015;29:275–83.
- [53] Zhao X, Liao X, Wang W, Chen C, Rui Z, Wang H. The CO₂ storage capacity evaluation: methodology and determination of key factors. *J Energy Inst* 2014; 87(4):297–305.
- [54] Malik M, Islam MR. CO₂ injection in the Weyburn field of Canada: optimization of enhanced oil recovery and greenhouse gas storage with horizontal wells. In: *Proceedings of the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*; Tulsa, Apr 3–5. Oklahoma; 2000.
- [55] Gozalpour BTF, Ren SR, Tohidi B. CO₂ EOR and storage in oil reservoirs. *Oil Gas Sci Technol* 2005;60(3):537–46.
- [56] Ma J, Wang X, Gao R, Zeng F, Huang C, Tontiwachwuthikul P, et al. Study of cyclic CO₂ injection for low-pressure light oil recovery under reservoir conditions. *Fuel* 2016;174:296–306.
- [57] Preston C, Monea M, Jazrawi W, Brown K, Whittaker S, White D, et al. IEA GHG Weyburn CO₂ monitoring and storage project. *Fuel Process Technol* 2005; 86(14–15):1547–68.
- [58] Brown K, Whittaker S, Wilson M, Srisang W, Smithson H, Tontiwachwuthikul P. The history and development of the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ monitoring and storage project in Saskatchewan, Canada (the world largest CO₂ for EOR and CCS program). *Petroleum* 2017;3(1):3–9.
- [59] Benson SM, Orr Jr FM. Carbon dioxide capture and storage. *MRS Bull* 2008; 33(4):303–5.
- [60] Van't Veld K, Mason CF, Leach A. The economics of CO₂ sequestration through Enhanced Oil recovery. *Energy Procedia* 2013;37:6909–19.
- [61] Ashgari K, Al-Dliwe A. Optimization of carbon dioxide sequestration and improved oil recovery in oil reservoirs. In: *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*; 2004 Sep; Vancouver, Canada. p. 381–9.
- [62] Leach A, Mason CF, van't Veld K. Optimization of CO₂ injection for sequestration/enhanced oil recovery and current status in Canada. In: Lombardi S, Altunina LK, Beaubien SE, editors. *Advances in the Geological Storage of Carbon Dioxide*. Dordrecht: Springer; 2006. p. 261–70.
- [63] Babadagli T. Co-optimization of enhanced oil recovery and carbon sequestration. *Resour Energy Econ* 2011;33(4):893–912.
- [64] Jessen K, Kovscek AR, Orr Jr FM. Increasing CO₂ storage in oil recovery. *Energy Convers Manage* 2005;46(2):293–311.
- [65] Forooghi A, Hamouda AA, Eilertsen T. Co-optimization of CO₂ EOR and sequestration in a North Sea chalk reservoir. *SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference*; Abu Dhabi, Oct 19–21. UAE; 2009.
- [66] Eittehadavakkol A, Lake LW, Bryant SL. CO₂-EOR and storage design optimization. *Int J Greenh Gas Control* 2014;25:79–92.
- [67] Zhao X, Liao X, Wang W, Chen C, Liao C, Rui Z. Estimation of CO₂ storage capacity in oil reservoir after waterflooding: case studies in Xinjiang oilfield from West China. *Adv Mat Res* 2013;734–737:1183–8.
- [68] Dellinger SE, Patton JT, Holbrook ST. CO₂ mobility control. *SPE J* 1984;24(2): 191–6.
- [69] Liu Y, Hou J. Selective adsorption of CO₂/CH₄ mixture on clay-rich shale using molecular simulations. *J CO₂ Util* 2020;39:101143.
- [70] Srivastava RK, Huang SS, Dong M. Laboratory investigation of Weyburn CO₂ miscible flooding. *J Can Pet Technol* 2000;39(2):41–51.
- [71] Pedersen KS, Christensen PL, Shaikh JA. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. 2nd ed Raton: CRC/Taylor & Francis; 2007.
- [72] Meyer RF, Attanasi ED, Freeman PA. *Heavy oil and natural bitumen resources in geological basins of the world*. Report. Denver: US Geological Survey; 2007. Report No.: 2007–1084.
- [73] Benson SM, Deutch J. Advancing enhanced oil recovery as a sequestration asset. *Joule* 2018;2(8):1386–9.