

CO₂封存数值模拟研究

——以西部某油田驱油为例

马英瑞^{1,2}, 陈晨^{*1,2}, 刘祥^{1,2}, 张永田^{1,2}, 赵振辉³

(1. 吉林大学建设工程学院, 吉林 长春 130026; 2. 自然资源部复杂条件钻采技术重点实验室, 吉林 长春 130026;
3. 中国石化西北油田分公司采油四厂, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要: 针对CO₂捕集、利用与封存(CCUS)问题, 将CO₂注入油藏驱油, 提高原油采收率的同时封存CO₂, 是一种绿色经济高效的生产模式。本研究建立了油藏开采三维三相多组分数值模型, 研究了开采和封存效果。结果表明, CO₂能够有效降低原油粘度, 大幅度提升产油速率和累积产油量。另外, 开采结束时, 有大量CO₂封存至储层。由此可见, 注入CO₂的开采手段具有广阔的前景。本文的研究进一步提高了对CCUS的认识, 为实现中国的碳达峰、碳中和战略目标具有重要意义。

关键词: CO₂驱油; CO₂封存; 原油开采; 数值模拟

中图分类号: TE355; X701 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2023)S1-0498-04

Numerical simulation study of CO₂ Sequestration: Taking a western oil field as an example

MA Yingrui^{1,2}, CHEN Chen^{*1,2}, LIU Xiang^{1,2}, ZHANG Yongtian^{1,2}, ZHAO Zhenhui^{1,2}

(1. College of Construction Engineering, Jilin University, Changchun Jilin 130026, China;

2. Key Laboratory of Drilling and Exploitation Technology in Complex Conditions of Ministry of Natural Resources, Changchun Jilin 130026, China;

3. Oil Production Plant 4, Sinopec Northwest Oilfield Branch, Urumqi Xinjiang 830011, China)

Abstract: To address the problem of CO₂ utilization and storage (CCUS), injecting CO₂ into reservoirs to enhance crude oil recovery while storing CO₂ is a green, economical and efficient production model. In this study, a three-dimensional three-phase multi-component numerical model for reservoir extraction was developed to study the extraction and storage effects. The results show that CO₂ can effectively reduce the viscosity of crude oil and significantly promote the recovery rate. The cumulative oil production at 400 d with CO₂ injection is 32 times higher than that with water injection. This shows that the extraction means of CO₂ injection has a promising future. The research in this paper further understands CCUS, which is of great significance for achieving China's strategic goals of carbon peaking and carbon neutrality.

Key words: CO₂ oil drive; CO₂ sequestration; oil exploitation; numerical simulation

收稿日期: 2023-05-31; 修回日期: 2023-08-10 DOI: 10.12143/j.ztgc.2023.S1.081

基金项目: 国家自然科学基金项目“高压低温水射流作用下海底天然气水合物储层破岩过程与机理研究”(编号: 41672361); 吉林省科技厅国际合作项目“海洋天然气水合物置换开采关键技术研究”(编号: 20170414044GH); 吉林省省校共建项目—新能源专项“油页岩地下原位开发利用示范工程”(编号: SXGJSF2017-5)

第一作者: 马英瑞, 男, 汉族, 1995年生, 博士研究生在读, 地质工程专业, 从事非常规能源钻采研究工作, 吉林省长春市西民主大街938号, mayr20@mails.jlu.edu.cn.

通信作者: 陈晨, 男, 汉族, 1965年生, 教授, 博士生导师, 地质工程专业, 主要从事地下非常规能源勘探开发、极地科学钻探、岩石破碎等方面的理论与技术以及岩土工程施工的教学和科研工作, 吉林省长春市西民主大街938号, chenchen@jlu.edu.cn.

引用格式: 马英瑞, 陈晨, 刘祥, 等. CO₂封存数值模拟研究——以西部某油田驱油为例[J]. 钻探工程, 2023, 50(S1): 498-501.

MA Yingrui, CHEN Chen, LIU Xiang, et al. Numerical simulation study of CO₂ Sequestration: Taking a western oil field as an example[J]. Drilling Engineering, 2023, 50(S1): 498-501.

0 引言

二氧化碳捕集、利用与封存(简称CCUS)^[1-3]是在CO₂捕集、封存技术(简称CCS)基础上发展起来的,是在有效利用CO₂的同时封存CO₂^[4-6]。在油田开发过程中,目前针对碳利用的主要途径是CO₂强化采油和资源化利用(CCUS-EOR)^[7-9],注入CO₂是一种重要的驱油手段,该方法已成为国际公认的低渗透油藏提高采收率技术^[10]。

对于世界范围内CO₂驱油的研究可追溯到1958年,Shell公司率先在美国二叠纪盆地开展了CO₂驱油先导试验,证明了CO₂驱油的可行性^[11]。20世纪80年代,由于石油危机的影响,美国大范围采用CO₂驱油作为应对危机的解决手段,完成了大规模商业化应用^[12-13]。之后,加拿大、澳大利亚和中东等国家陆续进行CO₂驱油的开采方式^[14-17]。

我国CO₂驱油技术研究开始于20世纪60年代,由于初期气源缺乏、气窜严重和管线腐蚀等问题,CO₂驱油应用一直处于先导试验阶段^[18]。近些年来,随着天然气田在松辽、渤海湾、苏北等盆地的发现和碳捕集技术的进步,在国家科技支撑项目的支持下,CO₂驱油研究在国内得到了快速发展^[19-21]。胜利油田建成了国内最大的CO₂捕集和纯化装置,计划建成全球最大的CO₂驱油项目^[22]。

综上所述,CO₂驱油广泛应用,并且有大量现场生产试验,但是研究主要集中于实验室尺度和矿场尺度的试验。本文拟建立三维三相多组分数值模型,研究CO₂驱油过程中储层物性空间分布规律和封存结果。

1 数值模拟

本文中的数值模拟研究采用CMG-GEM数值模拟软件。CMG-GEM能够模拟多组分多相流,且能够准确分析多组分的混合的问题,因此适合研究CO₂的驱油与封存过程。另外,经过前人研究,该软件模拟得到了有效的验证^[23-26]。

1.1 组分特征

根据西部某油田的组分特征,本研究采用的原油各个组分比例如表1所示。

应用CMG-WINPROP将原油中30多种组分整合为7种,分别为N₂、CO₂、CH₄、C2-C4、C5-C12、C13-C20、C21-C30。组分之间可以相互溶解。

表1 原油各个组分质量分数

组分名称	质量分数/%	组分名称	质量分数/%
N ₂	0.301	CO ₂	0.453
C1	24.4	C16	1.937
C2	2.257	C17	2.127
C3	3.113	C18	2.224
C4	2.951	C19	2.245
C5	3.757	C20	1.495
C6	6.941	C21	1.365
C7	4.287	C22	1.187
C8	6.248	C23	1.011
C9	6.499	C24	0.748
C10	6.072	C25	0.484
C11	5.169	C26	0.291
C12	3.066	C27	0.21
C13	2.996	C28	0.087
C14	2.872	C29	0.021
C15	3.152	C30+	0.034

1.2 地质模型

本研究中,建立了一个3D笛卡尔储层模型(见图1),其长度为100 m,宽度为100 m,厚度为20 m。整个模型被离散为50000个单元,其中X、Y方向剖分为50个网格,Z方向20个网格。生产井和注入井在模型对角开采,井距141 m。注入井和生产井均为恒定压力生产,生产井压力为静液柱压力,注入压力为60 MPa,注入流体为CO₂。根据西部某油田的现场地质资料,储层基本物性参数如表2所示。

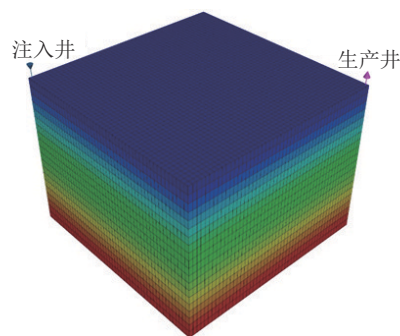


图1 地质模型

2 结果和讨论

2.1 储层物性空间分布

图2显示了不同注入方式下地层压力分布。结果表明,注入CO₂的压力传播更为明显,这是由于

表2 主要地质参数

参数	取值	参数	取值
储层压力/MPa	42.38	储层温度/°C	126
储层深度/m	3000	渗透率/m ²	2.65×10^{-14}
孔隙度	0.108	初始水饱和度	0.6
初始含油饱和度	0.4	初始含气饱和度	0
孔隙压缩系数/ MPa ⁻¹	10^{-3}	岩石密度/ (kg·m ⁻³)	3000

CO₂粘度较小,且能够溶于原油中,因此促进了压力的传播。另外可以看出,生产井周围的压力较低,这是由于持续开采,储层流体不断从生产井流出,最终导致生产井周围压力降低。

图3显示了不同注入方式下原油饱和度分布。结果表明,由于CO₂溶解于原油中,形成了大范围混相带,并且随着开采的进行,原油逐渐被驱替至生产井并采出。

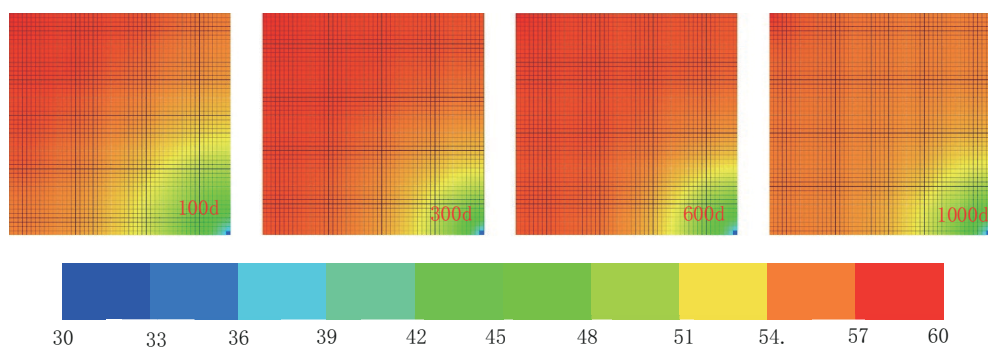


图2 不同时间储层中部压力平面分布特征(单位:MPa)

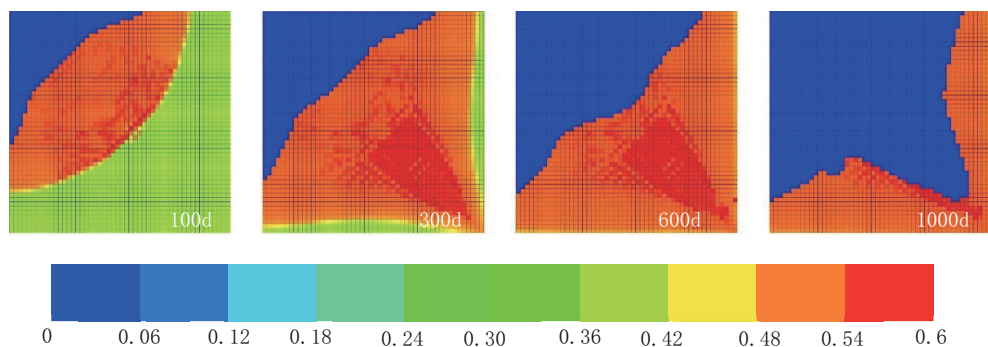


图3 不同时间储层油饱和度平面分布特征

2.2 开采与封存结果

图4显示了不同注入方式下产油速率和累积产油量变化曲线。结果表明,注入CO₂大幅度促进了产气速率和累积产气量。在1000 d时,注CO₂的累积产气量达到了 6.4×10^6 kg,因此可以看出,CO₂是一种高效的开采手段。

图5显示了注气速率和累积封存量曲线,其中累积封存量是指累计注入体积减去累计采出体积。可以看出,注入速率逐渐增加,这是由于随着原油的采出,整体流动能力和气相相对渗透率增加,相同压力下能够注入更多的气体,因此注气速率逐渐增加。但是CO₂主要储存于孔隙以及原油中,随着开采的进行,地下CO₂逐渐趋于饱和,因此封存量基本趋于不变。

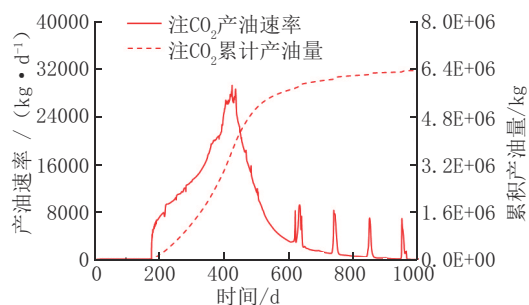


图4 不同注入方式的产油速率和累积产油量随时间变化曲线

图6显示了封存率随时间变化曲线,其中封存率是注入CO₂速率和产出CO₂速率的差值除以注入CO₂的速率,可以看出400 d以内时封存率为1,此时注入的CO₂全部储存于地层中,但随后封存率迅速

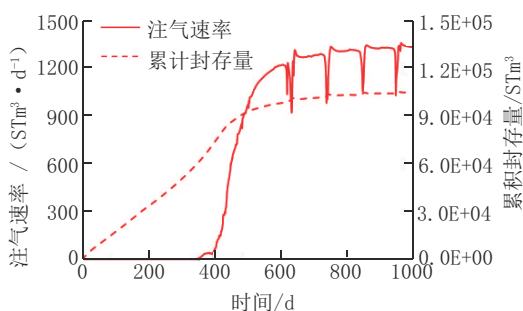


图5 注气量与累积封存量随时间变化曲线

下跌,并在600 d时封存率趋于0,此时注气量基本等于产气量,此时应当停止注入CO₂。

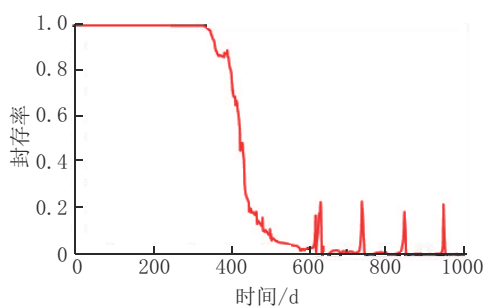


图6 封存率随时间变化曲线

3 结论

本研究根据西部某油田的原油组分特征和地质特征,建立三维三相8组分数值模型,研究了注入CO₂的开采过程,得到如下几个结论:

(1)注入CO₂压力传播效果较好,储层压力上升较快,有利于原油开采。

(2)注入CO₂能够大幅度提升产油速率和累积产油量。

(3)注入CO₂能够有效封存CO₂,但超过400 d时,封存效果大幅下降,此时应考虑停止注入CO₂。

由此可见,注入CO₂的开采手段具有广阔的前景,本文的研究进一步提高了对CCUS的认识,对实现中国的碳达峰、碳中和战略目标具有重要意义。

参考文献:

- [1] 韩桂芬,张敏,包立.关于CCUS技术发展与标准建设的思考[J].电力科技与环保,2013,29(5):28-31.
- [2] 聂立功.气候目标下中国煤基能源与CCUS技术的耦合性研究[J].中国煤炭,2017,43(10):10-14.
- [3] 李志鹏,卜丽侠.二氧化碳驱油及封存过程中的地质安全界限体系[J].特种油气藏,2017,24(2):141-144.
- [4] 吴忠宝,甘俊奇,曾倩.低渗透油藏二氧化碳混相驱油机理数值模拟[J].油气地质与采收率,2012,19(3):67-70,115.
- [5] 沈平平,黄磊.二氧化碳-原油多相多组分渗流机理研究[J].

- 石油学报,2009,30(2):247-251.
- [6] 刘学伟,梅士盛,杨正明.CO₂非混相驱微观实验研究[J].特种油气藏,2006(3):91-93,110.
- [7] 秦积舜,李永亮,吴德彬,等.CCUS全球进展与中国对策建议[J].油气地质与采收率,2020,27(1):20-28.
- [8] 桑树勋,刘世奇,陆诗建,等.工程化CCUS全流程技术及其进展[J].油气藏评价与开发,2022,12(5):711-725,733.
- [9] 曹小朋,熊英,冯其红,等.低渗透-致密油藏CO₂驱油与封存协同评价方法[J].油气地质与采收率,2023,30(2):44-52.
- [10] 王强.厚油层CO₂驱油效果及其影响因素量化分析[D].北京:中国石油大学(北京),2021.
- [11] QIN Jishun, HAN Haishui, LIU Xiaolei. QApplication and enlightenment of carbon dioxide flooding in the United States of America[J].Petroleum Exploration & Development, 2015,42(2):232-240.
- [12] 徐婷,杨震,周体尧,等.中美二氧化碳捕集和驱油发展状况分析[J].国际石油经济,2016(4):6.
- [13] 李士伦,孙雷,陈祖华,等.再论CO₂驱提高采收率油藏工程理念和开发模式的发展[J].油气藏评价与开发,2020,10(3):14.
- [14] KUMAR N, AUGUSTO SAMPAIO M, OJHA K, et al. Fundamental aspects, mechanisms and emerging possibilities of CO₂ miscible flooding in enhanced oil recovery: A review[J]. Fuel, 2022,330:125633.
- [15] WANG T, WANG L, MENG X, et al. Key parameters and dominant EOR mechanism of CO₂ miscible flooding applied in low-permeability oil reservoirs[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023,225:211724.
- [16] SAMBO C, LIU N, SHAIKU R, et al. A Technical review of CO₂ for enhanced oil recovery in unconventional oil reservoirs [J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023,221:111185.
- [17] PRASAD S K, SANGWAI J S, BYUN H-S. A review of the supercritical CO₂ fluid applications for improved oil and gas production and associated carbon storage[J]. Journal of CO₂ Utilization, 2023,72:102479.
- [18] 俞宏伟,杨思玉,李实,等.低渗透油藏CO₂驱过程中含水率变化规律[J].吉林大学学报:地球科学版,2011,41(4):6.
- [19] 章星,寇根,王子强,等.吉林特低渗透油藏CO₂驱油开发效果探讨[J].钻采工艺,2019,42(2):6.
- [20] 谢尚贤,韩培慧,钱昱.大庆油田萨南东部过渡带注CO₂驱油先导性矿场试验研究[J].油气地质与采收率,1997(3):13-19.
- [21] 陈祖华.苏北低渗透油藏CO₂驱油开发模式探讨[C]//二氧化碳捕集利用与封存产业技术创新战略联盟,2014.
- [22] 王一冰,于佳.CCUS项目对构建“绿色、韧性”能源体系意义重大——专访集团公司高级专家兼胜利油田CCUS项目部经理陈军[J].中国石化,2022(10):3.
- [23] 马英瑞.神狐水合物藏降压开采影响因素研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2020.
- [24] MA Y, ZHONG X, LI X, et al. Numerical simulation of gas extraction from marine hydrate sediments using sodium chloride injection[J]. Fuel, 2023,342:127910.
- [25] 马英瑞,陈晨,李曦桐,等.神狐海域水合物储层地质沉降数值模拟研究[J].钻探工程,2021,48(S1):296-302.
- [26] 马英瑞,陈晨,赵豪,等.油页岩原位开采井距影响数值模拟研究[J].钻探工程,2021,48(S1):309-315.

(编辑 李艺)