

引用格式:刘佳,孟凡坤,徐云峰,等.高含水油藏CO₂驱油与封存联合优化研究[J].油气地质与采收率,2024,31(3):186-194.
LIU Jia, MENG Fankun, XU Yunfeng, et al. Collaborative optimization of CO₂ flooding and storage in high water cut reservoirs[J].
Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(3): 186-194.

高含水油藏CO₂驱油与封存联合优化研究

刘佳^{1,2}, 孟凡坤^{1,2}, 徐云峰^{1,2}, 温成粤^{1,2}, 李玉佳^{1,2}

(1. 油气钻采工程湖北省重点实验室, 湖北 武汉 430100; 2. 长江大学 石油工程学院, 湖北 武汉 430100)

摘要:为实现高含水油藏CO₂驱采收率最高、CO₂封存量最大的多重目的,考虑CO₂注入成本、驱油及封存收益等指标,建立基于经济净现值(NPV)的高含水油藏CO₂驱油与封存联合优化目标函数,结合油藏数值模拟方法,运用随机扰动近似梯度算法(SPSA)对优化目标函数进行迭代求解。以胜利油田某高含水油藏为例,根据不同时刻油藏含水率不同的特点,设置不同转注CO₂时机,分别开展注水和注CO₂方案优化,对比2种注入方式下生产动态及NPV差异,分析注CO₂时机对累积产油量及CO₂封存量的影响,并确定最优转注CO₂时机;此外,设置不同CO₂注入价格、封存补贴方案,分析其对经济效益的影响。研究结果显示,为使高含水油藏CO₂驱项目盈利,转注时含水率应低于0.97;当CO₂注入价格为1.2元/m³,封存补贴为0.114元/m³时,高含水油藏转注CO₂时机越早,收益越高。

关键词:CO₂驱油;联合优化;CO₂封存;实时优化;高含水油藏

文章编号:1009-9603(2024)03-0186-09

DOI:10.13673/j.pgre.202305023

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

Collaborative optimization of CO₂ flooding and storage in high water cut reservoirs

LIU Jia^{1,2}, MENG Fankun^{1,2}, XU Yunfeng^{1,2}, WEN Chengyue^{1,2}, LI Yujia^{1,2}

(1. Key Laboratory of Drilling and Production Engineering for Oil and Gas, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China;

2. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China)

Abstract: In order to achieve the multiple purposes of the highest CO₂ flooding recovery and the largest CO₂ storage in high water cut reservoirs, an objective function of collaborative CO₂ flooding and storage optimization for high water cut reservoirs based on economic net present value (NPV) was established by considering CO₂ injection cost, CO₂ flooding and storage benefits. Combined with the reservoir numerical simulation method, we used simultaneous perturbation stochastic approximation (SPSA) to solve the objective function iteratively. Taking a high water cut reservoir in Shengli Oilfield as an example, the different injection timings of water transferring to CO₂ were set according to the different characteristics of water cut in the reservoir at different times. The optimization of water injection and CO₂ injection schemes was carried out, respectively, and the differences in production behavior and NPV under the two injection methods were compared. The influence of gas injection timing on cumulative oil production and CO₂ storage was analyzed, and the optimal gas injection timing was determined. In addition, the effects of different gas injection prices and CO₂ storage subsidy schemes on their economic benefits were analyzed. The results show that the water cut should be lower than 0.97 during water transferring CO₂ injection to make the CO₂ flooding project profitable in high water cut reservoirs. The high project profit can be guaranteed as CO₂ is injected earlier when the CO₂ injection price is 1.2 yuan/m³, and the carbon subsidy is

收稿日期:2023-05-16。

作者简介:刘佳(1998—),男,湖北孝感人,在读硕士研究生,从事CO₂驱油与封存数值模拟方面的研究。E-mail:201704942@yangtzeu.edu.cn。

通信作者:孟凡坤(1990—),男,山东阳信人,副教授,博士。E-mail:mengfk@yangtzeu.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金青年基金项目“低渗透油藏CO₂驱气窜通道表征识别与调控优化方法研究”(52104018),中国石油天然气股份有限公司“十四五”前瞻性基础性重大科技项目“大型碳酸盐岩气田控水提高采收率关键技术研究”(2021DJ1505)。

0.114 yuan/m³.

Key words: CO₂ flooding; collaborative optimization; CO₂ storage; real-time optimization; high water cut reservoir

中国东部老油田(如大庆、胜利油田等)经过40多年的注水开发,目前已进入高含水、特高含水开发阶段,含水率普遍超过90%,后续水驱面临综合递减率高、可采储量难动用的问题^[1-2]。CO₂驱作为一种高效的提高采收率技术在中外广泛应用,该技术可扩大微观波及面积,并通过使原油体积膨胀、降低原油黏度与界面张力等作用机理提高驱油效率^[3-6]。研究表明,高含水油藏CO₂驱一般可将油藏开采寿命延长15~20 a,采收率提高8%~15%^[7]。从理论上讲,CO₂驱油效率可达90%以上,但非均质油藏CO₂驱前缘突破时间较早,宏观驱替效率较低,且复杂的压力系统导致混相困难,最终采收率低。为解决这一问题,必须进行CO₂驱注采优化,以扩大CO₂波及范围、延缓突破时间,达到采收率最大、经济效益最好的目的^[8-10]。

除了提高油藏采收率,高含水油藏CO₂驱过程中还会将一部分CO₂封存在地层中,因而与传统水驱不同,CO₂驱还可获得封存收益^[11-16]。因此,如何综合考虑CO₂驱油和封存过程,达到驱油效果最好、封存量最大成为亟待解决的关键问题^[17-19]。将多目标转化为单目标是一种解决方法,Kovscek提出了带有权重的评价指标,权重表示强化采油和CO₂地质封存所占比重,在指定权重集合上最大化函数指标,但由于CO₂封存量是动态参数,因而难以较好表征CO₂的利用情况^[20];部分学者同时考虑CO₂驱油和封存效果,引入了综合效应因子,将多目标优化转化为单目标进行评价,但权重的选取往往带有盲目性,且以权重转化的静态指标无法反映强化采油与CO₂封存之间的比重随时间变化关系,也难以评价封存CO₂所需的成本与碳补贴带来的收益^[21-22]。为此,一些学者考虑碳补贴带来的经济效益,采用经济指标耦合CO₂-EOR和封存影响,开展项目的优化评价^[23-24]。针对单目标优化过程中存在的问题,有学者引入多目标全局优化算法^[25],通过在给定区域上求解,获取目标空间内一组靠近Pareto前沿(收敛性好)且均匀分布(多样性好)的解,但该方法通常要经历多个迭代搜索过程,要对目标函数进行多次评估,计算量大,难以满足实际现场模型求解的需要。

针对已有研究中存在的不足,笔者考虑了生产收益、注入成本(包括CO₂捕集、运输、回注成本)和封存补贴等因素,提出了基于经济净现值(NPV)的

高含水油藏CO₂驱油与封存联合优化模型,并采用SPSA算法优化注采参数,考虑油藏开发不同含水率时期,对比分析不同注CO₂时机下区块生产与封存动态的变化规律,评价了CO₂注入价格、封存补贴变化对经济效益的影响,获得了最优的注CO₂时机以及合理的CO₂注入价格、封存补贴,为制定最佳的高含水油藏CO₂驱油封存方案奠定了基础。

1 CO₂驱油与封存实时优化方法

1.1 目标函数

在CO₂驱油和封存(CCUS)项目中,评价标准主要包括产油量、换油率等^[26-27],但由于一部分CO₂被永久封存在地下,实现了温室气体减排的目的^[28-31],因此,必须要考虑CO₂封存量的环境效益。若政府部门可依据CO₂封存量进行补贴,则可抵消CO₂封存的部分成本,产生一定的经济效益。因而,通过考虑高含水油藏CO₂驱油、封存收益,可以建立CO₂驱油-封存的经济目标函数^[32-33],实现CO₂驱油与封存联合优化。

在此,首先规定注入井的最大井底流压和生产井的最小井底流压。假设产出的CO₂全部回收并用于回注,CO₂处理和回收成本设定为定值,CO₂回收量和回注量相等,即:

$$q_{re,CO_2} = \sum_n \sum_{t=0}^T q'_{CO_2,p} \quad n \in \text{producer wells} \quad (1)$$

假设注入的CO₂量减去产出的CO₂量即为油藏的CO₂封存量,可表示为:

$$V_{CCS} = \sum_{t=0}^T (\sum q'_{CO_2,i} - \sum q'_{CO_2,p}) \quad (2)$$

考虑折现率,通过现金流与生产投资的差值建立的NPV计算公式为:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

其中:

$$C_t = q'_{o,t} r_o - q'_{CO_2,i,t} r_{CO_2,i} - q'_{w,i,t} r_{w,i} - q'_{CO_2,p,t} r_{re,CO_2} + q'_{CO_2,p,t} r_{CO_2} - q'_{w,p,t} r_{re,w} + V'_{CCS,t} TAX_{CO_2} \quad (4)$$

(3)式适用于水驱、连续CO₂驱和CO₂水气交替驱油藏,在连续注入CO₂时,须忽略 $q'_{w,i}$;对于水驱过程,则忽略 $q'_{CO_2,i}$ 和 $q'_{CO_2,p}$ 。

1.2 SPSA 算法

SPSA (Simultaneous Perturbation Stochastic Ap-

proximation)算法是由 SPALL 在 1987 年根据 K-W 随机逼近算法改进而成的,并在 1992 年对该方法进行了完整的证明^[33]。SPSA 算法的关键是梯度估计,SPALL 证明了使用 SPSA 算法时的最佳分布为伯努利分布^[34]。1994 年 SPALL 和 CRISTION 提出在每步迭代中取平均梯度的改进方法^[34]。

SPSA 算法的计算过程大致如下:首先,生成 P 维扰动向量。在 L 迭代步中,目标函数基于 u_{opt}^l 附近产生的所有元素的同时扰动,随机扰动梯度估计公式为:

$$\hat{g}^l(u_{opt}^l) = \frac{J(u_{opt}^l + c_1 \Delta^l, x_k(u_{opt}^l + c_1 \Delta^l)) - J(u_{opt}^l, x_k u_{opt}^l)}{c_1 \Delta^l} \quad (5)$$

在实际油藏生产优化过程中,会出现新的搜索方向,产生多个梯度。为了提高算法的精度,将梯度的平均值作为新的搜索方向,对随机扰动梯度进行平均,平均随机扰动梯度估计公式为:

$$\hat{g}^l(u_{opt}^l) = \frac{1}{M} \sum_{j=0}^M \hat{g}_j^l(u_{opt}^l) \quad (6)$$

其中,控制变量的迭代方程为:

$$u_{opt}^{l+1} = u_{opt}^l + a_l \hat{g}^l(u_{opt}^l) \quad (7)$$

最后,当 2 次迭代值的结果差异较小或达到最大迭代步长时终止计算。在 CMG-GEM 中设定井底流压上、下限后,以注入井和生产井的注采参数作为优化变量,井底流压约束作为硬约束(任一时刻内产量必须满足井底流压约束)进行优化。在优化过程中,直接采用未处理的约束条件作为模型参数的上、下边界进行优化可能会影响优化的性能,因此,需对约束条件进行处理。对于边界约束,采用对数变换法^[35]进行处理。对数变换法的原理为:对于一个模型优化控制变量,基于变量的上下限,将 m_i 转化为对数的数值,在对数域中求取最优解,计算公式为:

$$s_i = \ln \frac{m_i^{up} - m_i}{m_i - m_i^{low}} \quad (8)$$

当迭代完成后,对 s_i 进行逆对数变换,求出 m_i 。

1.3 优化流程

设定注 CO_2 和注水 2 种注入方式,由于单井生产受到油田设备工作能力的限制,设置注入井的最大注入压力以及生产井的最小井底流压,规定注入井注入量和生产井产液量约束。将注入井和生产井的工作参数作为优化变量,基于 SPSA 算法和 CMG-GEM 数值模拟,根据 CO_2 驱油与封存优化方法及求解算法,将优化过程写成完整的程序。优化流程如图 1 所示,具体为:①针对每一个时间步,设

定初始生产制度,运用 CMG-GEM 模块计算输出得到产油量、产水量等动态数据,读取输出的结果文件,基于 NPV 公式计算目标函数值;②利用 SPSA 优化算法计算近似梯度、扰动向量等参数,将目前控制变量与变化系数相乘求得更新后的控制变量(生产制度),开始下一次迭代计算,直到达到最大迭代次数,获得单井最优注采制度及对应 NPV,该时间步迭代计算结束;③重复上述迭代计算步骤,当完成最后一个时间步迭代计算后,整个计算过程结束,输出不同时间步最优的注采制度及 NPV,制定最优注采方案。

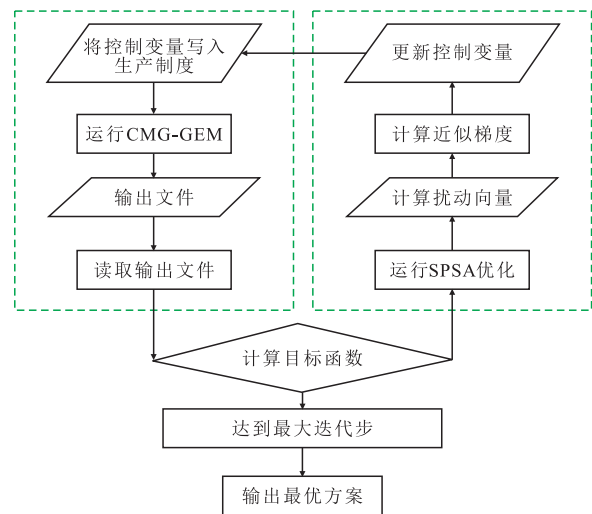


图1 CO_2 驱油与封存实时优化流程
Fig.1 Real-time optimization process of CO_2 flooding and storage

2 实际区块高含水油藏模型建立

胜利油田某区块位于滨南油田滨一区北部,构造位置位于滨县凸起南端,主要含油层系为沙河街组沙二段,属于中孔隙度、高渗透率、常温、常压油藏。区块含油面积为 3.8 km^2 ,地质储量为 $399 \times 10^4 \text{ t}$,采收率为 42%,构造深度为 $2040 \sim 2260 \text{ m}$ 。该油藏经过几十年的注水开发,含水率不断增加,目前含水率为 0.86,属于高含水油藏。该油藏共有 15 口生产井和 9 口注水井,测试分析显示注水井和生产井之间具有良好的连通性。具体油藏参数如表 1 所示。

根据区块地质资料,建立三维油藏模型,有效网格数为 $47 \times 169 \times 21$,共计 166 803 个,如图 2 所示。

原油组分中 C_5 至 C_{19} 的占比较高(表 2)。由于其轻质组分较多,使得 CO_2 和原油的混相压力较低。

表1 油藏参数
Table1 Reservoir properties

参数	数值	参数	数值
初始油藏压力/MPa	21.5	平均孔隙度	0.277
油藏温度/°C	87	小层数	15
油藏中深/m	2 150	油藏含水率	0.86
黏度/(mPa·s)	1.44	注水井数/口	9
油水界面/m	2 260	生产井数/口	15
平均渗透率/mD	250	岩石压缩系数/10 ⁻⁴ MPa ⁻¹	8.4

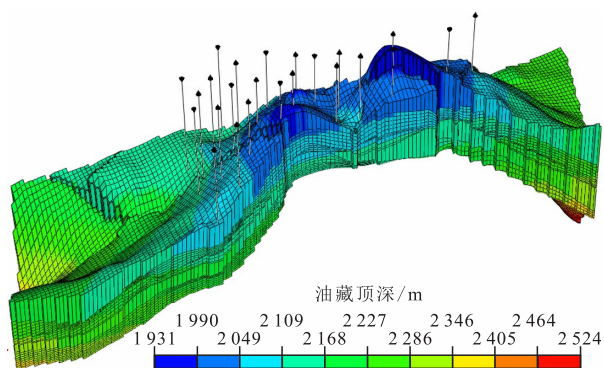


图2 三维油藏模型
Fig.2 3D reservoir model

表2 原油组分组成
Table2 Crude oil components

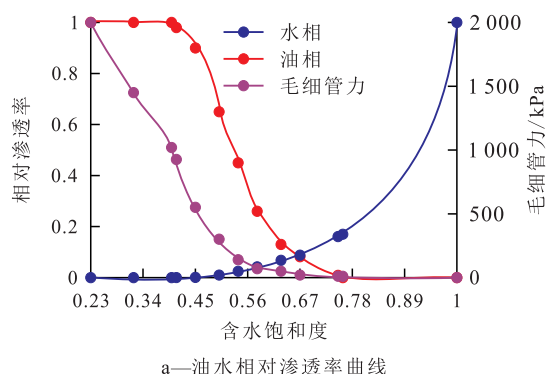
组分	含量
N ₂	0.003
CO ₂	0.004
CH ₄	0.244
C ₂ -C ₄	0.083
C ₅ -C ₉	0.257
C ₁₀ -C ₁₉	0.309
C ₂₀ -C ₂₉	0.099
C ₃₀₊	0.001

运用CMG-WINPROP模块拟合实验数据,计算得到原油和CO₂的初始混相压力为31 MPa,多次接触混相压力为24.5 MPa。通过室内实验得到油水相对渗透率和油气相对渗透率曲线(图3)。

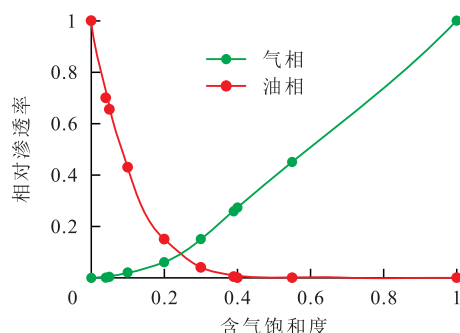
3 CO₂驱油与封存联合优化结果分析

3.1 CO₂注入时机评价

CO₂-EOR是提高高含水油藏采收率的有效方法,但由水驱转注气的时机是一个尚需探讨的问题。注入时机过早,易发生气窜,经济效益差,注入时间过晚会影响采油效率。因此,亟须研究不同转CO₂注入时机对油藏生产动态以及CO₂封存效果的



a—油水相对渗透率曲线



b—油气相对渗透率曲线

图3 油水和油气相对渗透率曲线

Fig.3 Oil-gas-water relative permeability curves

影响。经过一定时间注水开发后,油藏状态场会发生一定变化,通过模拟器重启动,将此状态设置为转向气驱的初始状态。合理设置了6个注入时机,生产时间分别为22,23,24,27,31和36 a,此时含水率分别为0.68,0.75,0.82,0.86,0.93,0.97。

在优化过程中,设定注入井注入量变化范围为0~2,生产井产液量变化范围为0.5~2;注入井最大注入压力为50 MPa,生产井最小井底流压为5 MPa, r_o 为3 800元/m³, $r_{re,w}$ 为1.5元/m³, $r_{w,i}$ 为5.56元/m³, r_{CO_2} 为0.65元/m³, r_{re,CO_2} 为0.15元/m³, TEX_{CO_2} 为0.114元/m³。在连续注气时, NPV 函数中忽略 $q'_{w,i0}$ 。

以含水率为0.68时转注CO₂为例,将生产时间900 d划分为10个时间步,即每个时间步为90 d(3个月),在每一个时间步内,采用SPSA优化算法进行10次迭代,进而求得每一时间步对应的注采制度方案(图4)。

值得注意的是,仅通过分析 NPV 来确定联合优化注入时机是不够合理的,因为随着油藏注水开发,剩余油必会减少,从而影响采油速度。此外,注入时机的选择也会影响CO₂突破的时间。因此,需结合 NPV 、累积产油量和CO₂封存量来评价最佳注入时机。不同含水率时期转注CO₂后生产动态表明,累积产油量曲线接近线性,注CO₂时间越早,累

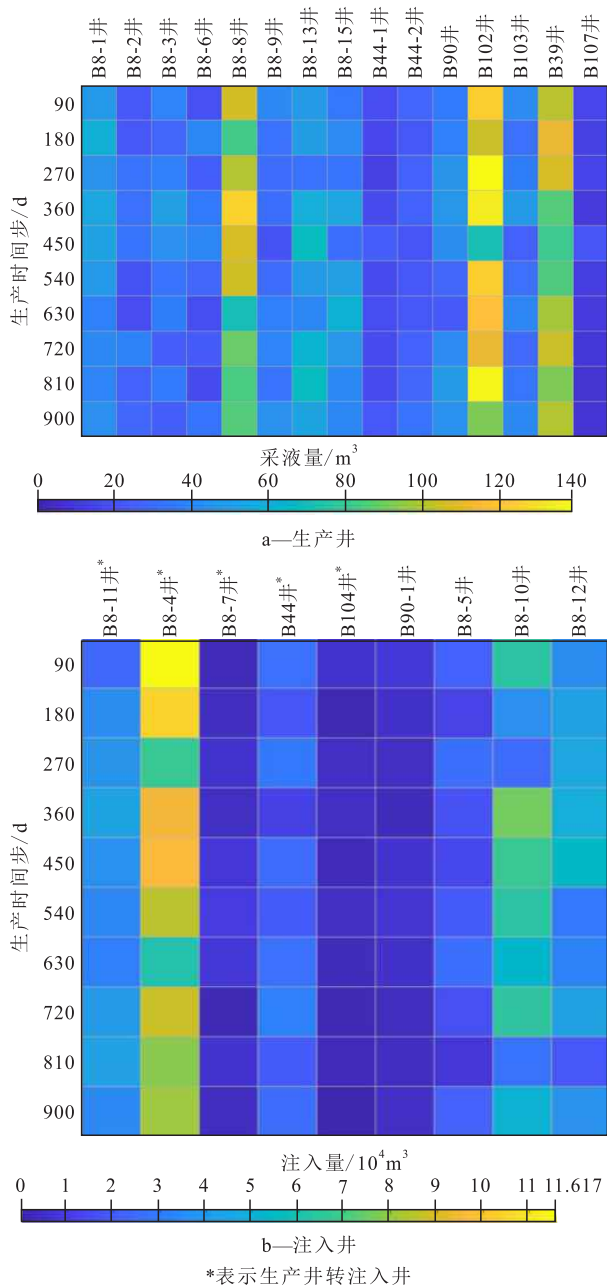


图4 优化后注采制度方案

Fig.4 Optimized injection and production scheme

积产油量越大(图5a);对于任一CO₂注入时刻,含水率都会在注CO₂后0~100 d缓慢上升,然后持续下降(图5b);含水率为0.68时累积CO₂封存量最大(图5c),不同含水率转注时累积CO₂封存量相近,这说明在高含水油藏中注CO₂开始时间对累积CO₂封存量的影响较小。不同含水率下注入CO₂突破时间基本在200~300 d,而最终累积CO₂产出量较为接近(图5d)。综合分析可知,在含水率为0.68时有着最高累积产油量与CO₂封存量,并且含水率的下降值、气窜速度与其他方案也较为接近,因此,含水率为0.68时注入CO₂,生产动态表现最优,即转注CO₂时间越早、效果越好。

3.2 注水与注CO₂结果对比

与注水相比,注CO₂可采出更多的原油,且注CO₂时间越早,即含水率越小,累积增油量越高(图6a);不同注入时机含水率降低值不同,由于CO₂的流动能力远高于水,因此当含水率较高时,注入CO₂后大大降低了水的流动能力,导致含水率降低值较大(图6b)。相比于CO₂驱,传统水驱的优势主要在于注入成本低,为此,对比了不同注入时间下注CO₂与注水的NPV(图7),两者均会随注入时间的滞后(即含水率越高)而降低,但注CO₂开发的NPV下降速度明显高于注水开发。当含水率为0.68时,注CO₂开发的NPV明显高于注水开发;但当含水率大于0.82时,注水开发的NPV大于注CO₂开发。因此,为确保高含水油藏CO₂注入有一定的收益,注气时机应早于含水率为0.82对应的时刻。

3.3 CO₂注入价格敏感性分析

为分析优化结果对CO₂注入价格的敏感性,设置了不同CO₂注入成本,求得不同注入时机下NPV优化结果。从图8可看出,当CO₂注入价格在合理区间(0.8~1.6元/m³)波动时,NPV变化幅度较大,例如,当含水率为0.82时,注入价格为0.8和1.2元/m³时的NPV相差0.8亿元,表明注入价格对注CO₂开发经济效益影响较大。CO₂注入成本降低,则CO₂驱油经济效益越高,在注水成本不变的前提下,注水经济效益高于注CO₂经济效益的时刻(或注入时机对应含水率)不断滞后。当CO₂注入价格为0.8元/m³,两者在含水率为0.97附近存在交点。这表明,当注入价格为0.8元/m³时,只要含水率小于0.97,注CO₂比注水有更好的经济效益;而当注入价格为1.6元/m³时,对于任意时机或含水率,注CO₂的经济效益均低于注水,且当含水率高于0.93时,注CO₂经济效益为负,即产生亏损,因此注CO₂时机应早于含水率为0.93对应的时刻。而对于注入价格为1.2元/m³时,当含水率低于0.82时,注CO₂比注水有更好的经济效益,为避免产生经济效益亏损,转注CO₂时机应早于含水率为0.97对应的时刻。

3.4 CO₂封存补贴敏感性分析

除注入价格外,政府补贴的碳封存收益也对NPV有着重要影响。随着含水率的上升,生产获得的NPV逐渐下降,但CO₂封存带来的经济效益则会随封存量的增加而上升,因此,对于高含水油藏后期CO₂封存带来的效益更为关键。为此,设定不同的封存补贴,获得NPV随不同CO₂注入时机变化曲线(图9)。从图9可看出,由于CO₂的封存收益相对

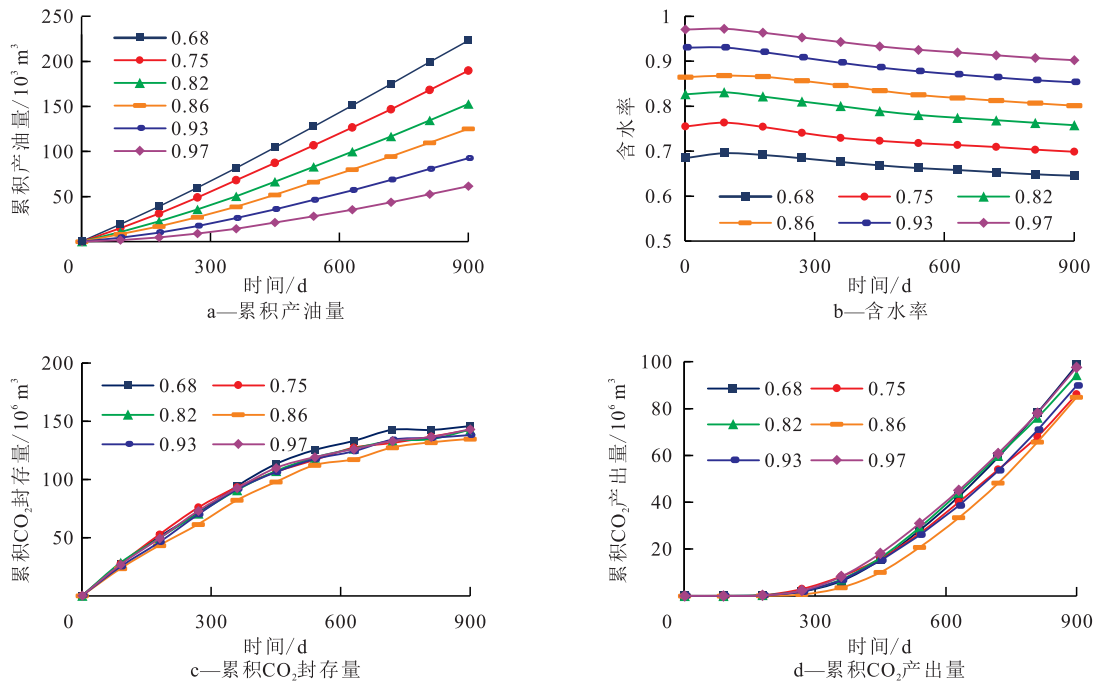
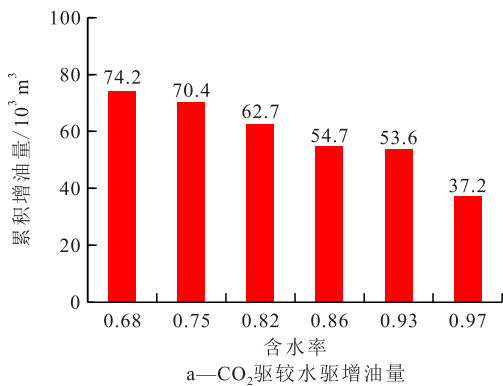
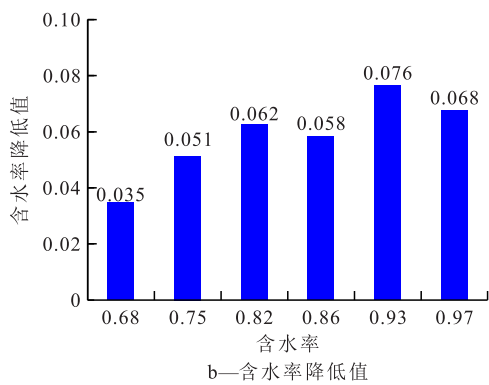


图5 不同含水率油藏注CO₂后的生产动态

Fig.5 Production behavior reservoirs with different water cuts after CO₂ injection



a—CO₂驱较水驱增油量



b—含水率降低值

图6 不同含水率油藏注水与注CO₂生产动态对比

Fig.6 Comparison of production behavior between water injection and CO₂ injection in reservoirs with different water cuts

占比较小,当封存补贴在合理区间(0.114~0.5元/m³)波动时,对NPV的影响不大。封存补贴增加,则CO₂封存经济效益越高,在注水成本不变的前提下,注水经济效益高于注CO₂经济效益的时刻(或注入时机对应含水率)不断滞后。当封存补贴为0.114

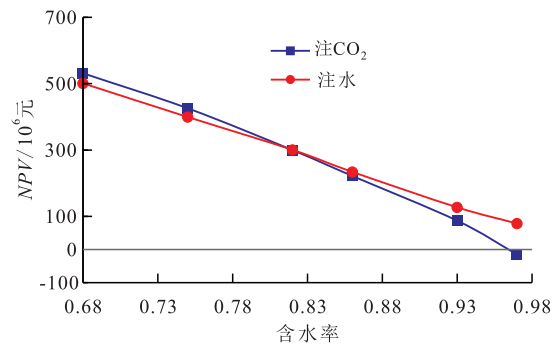


图7 不同含水率下注水和注CO₂的NPV对比

Fig.7 Comparison of NPV in water injection and CO₂ injection under different water cut

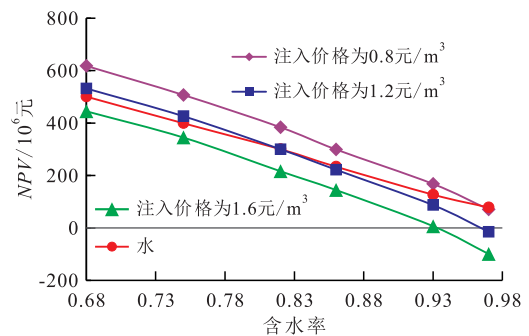


图8 不同CO₂注入价格的NPV对比

Fig.8 Comparison of NPV under different CO₂ injection prices

元/m³时,在含水率低于0.82之前注CO₂较注水收益更高,而随着封存补贴提升到0.2元/m³时,则表现为在含水率低于0.86前注CO₂,其经济效益优于注水;封存补贴提高为0.5元/m³时,在含水率低于0.93前注CO₂较注水收益更高。此外,当封存补贴小于

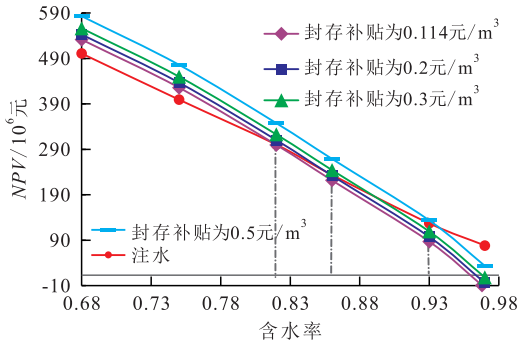


图9 不同封存补贴下的NPV对比
Fig.9 Comparison of NPV under different CO₂ storage subsidies

0.5元/m³时,含水率为0.97时注CO₂均会亏损;但当封存补贴等于或高于0.5元/m³时,即使含水率高于0.97,由于CO₂封存收益的增加,虽然使得注入CO₂仍有一定的收益,但其低于注水带来的收益。

4 结论

建立了CO₂驱油与封存协同优化的目标函数,并将其应用于实际高含水油藏,设计了不同的基础生产方案,经过SPSA算法优化后,得到转注CO₂的最佳注采方案。

在油藏高含水期,转注CO₂生产时间越早,油藏累积产油量越高、经济效益越好;当含水率超过0.97时,注CO₂收益为负,而水驱仍有一定的经济效益。

注气成本对项目NPV更为敏感,当CO₂注入价格较低(0.8元/m³)时,在含水率为0.68~0.97时注CO₂经济效益均优于注水,适用时间范围较广,而与其相比,封存补贴对项目NPV的敏感性较低。

符号解释

- a_t —— 搜索步长,此处取 SPALL^[34]推荐值0.602;
- C_t —— 时间 t 内现金流,元;
- c_1 —— 扰动步长;
- \hat{g} —— 平均后扰动梯度;
- \hat{g}^t —— 平均扰动梯度;
- \hat{g}_j^t —— 序数为 j 的扰动梯度;
- j —— 扰动梯度序数;
- J —— 关于 u_{opt}^t 的目标函数;
- L —— SPSA 算法迭代次数;
- m_i —— 优化控制变量, m³;
- m_i^{up} —— 控制变量上限, m³;
- m_i^{low} —— 控制变量下限, m³;
- M —— SPSA 梯度的样本容量;
- n —— 生产井个数;

- NPV —— 经济净现值,元;
- P —— 扰动向量维数;
- q_{re,CO_2} —— CO₂回收量, m³;
- $q_{CO_2,p}^t$ —— 从生产井中分离CO₂的量, m³;
- $q_{CO_2,i}^t$ —— 生产时间内累积注入CO₂的量, m³;
- q_o^t —— 原油在时间 t 产量, m³;
- $q_{w,i}^t$ —— 时间 t 内的总注水量, m³;
- $q_{w,p}^t$ —— 时间 t 内的总产水量, m³;
- r —— 折现率,取值为0.1;
- r_o —— 原油价格,元/m³;
- r_{CO_2} —— CO₂的生产收益,元/m³;
- $r_{CO_2,i}$ —— 注入单位CO₂的总成本,包括CO₂捕集、压缩、运输、注入和监测成本,取决于捕获过程、CO₂体积、气源到注入井距离等,元/m³;
- $r_{re,w}$ —— 生产井采出水处理成本,元/m³;
- r_{re,CO_2} —— 从产出气中回收CO₂的成本,元/m³;
- $r_{w,i}$ —— 注水成本,元/m³;
- s_i —— 变换后的控制变量;
- t —— 生产初始时间, d;
- T —— 生产结束时间, d;
- TAX_{CO_2} —— 政府相关部门对碳封存的补贴,元/m³;
- u_{opt}^t —— L 迭代步中的最佳控制变量;
- V_{CCS} —— CO₂封存量, m³;
- V_{CCS}^t —— 时间 t 内CO₂封存量, m³;
- x_k —— 系统的状态变量;
- Δ^t —— P 维随机扰动向量;
- Δ_i^t —— 符合伯努利分布的+1和-1值。

参考文献

- [1] 李阳. 陆相高含水油藏提高水驱采收率实践[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 396-399.
LI Yang. Study on enhancing oil recovery of continental reservoir by water drive technology [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 396-399.
- [2] 王吉涛, 李俊键, 张博文, 等. 高含水老油田剩余油再富集质量评价及影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(1): 153-160.
WANG Jitao, LI Junjian, ZHANG Bowen, et al. Quality evaluation of remaining oil re-enrichment in high water-cut mature oil reservoirs and its influencing factors [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(1): 153-160.
- [3] 崔传智, 苏鑫坤, 姚同玉, 等. 低渗透油藏CO₂混相驱注采耦合波及特征及气窜阶段定量划分方法[J]. 特种油气藏, 2022, 29(4): 90-95.
CUI Chuazhi, SU Xinkun, YAO Tongyu, et al. Sweep characteristics of CO₂ miscible flooding with injection-recovery coupling in low-permeability reservoirs and quantitative classification of gas channeling stages [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(4): 90-95.

- [4] YANG D, GU Y. Determination of diffusion coefficients and interface mass-transfer coefficients of the crude oil CO₂ system by analysis of the dynamic and equilibrium interfacial tensions [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2008, 47(15): 5 447-5 455.
- [5] 刘建仪,杨雪,刘勇.低渗砂岩油藏CO₂驱相态及组分变化规律[J].*特种油气藏*,2022,29(6):91-96.
LIU Jianyi, YANG Xue, LIU Yong. Phase state and component change law of CO₂ flooding in low-permeability sandstone reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(6): 91-96.
- [6] 宋兆杰,李治平,赖枫鹏,等.水驱油藏转注CO₂驱油参数优化与效果评价[J].*西安石油大学学报:自然科学版*,2012,27(6): 42-47.
SONG Zhaojie, LI Zhiping, LAI Fengpeng, et al. Parameter optimization and effect evaluation of CO₂ flooding after water flooding [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition*, 2012, 27(6): 42-47.
- [7] DAVIDSON J E, BECKNER B L. Integrated optimization for rate allocation in reservoir simulation [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2003, 6(6): 426-432.
- [8] YANG D, QI Z, GU Y. Integrated optimization and control of the production-injection operation systems for hydrocarbon reservoirs [J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2003, 37(1/2): 69-81.
- [9] 王子强,葛洪魁,郭慧英,等.准噶尔盆地吉木萨尔页岩油不同温压CO₂吞吐下可动性实验研究[J].*石油实验地质*,2022,44(6):1 092-1 099.
WANG Ziqiang, GE Hongkui, GUO Huiying, et al. Experimental study on the mobility of Junggar Basin's Jimsar shale oil by CO₂ huff and puff under different temperatures and pressures [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(6): 1 092-1 099.
- [10] TABER J J, MARTIN F D, Seright R S. EOR screening criteria revisited-Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects [J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1997, 12(3): 189-198.
- [11] LIU Y, WANG P, YANG M, et al. CO₂ sequestration in depleted methane hydrate sandy reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 49: 428-434.
- [12] LI H, LAU H C, WEI X, et al. CO₂ storage potential in major oil and gas reservoirs in the northern South China Sea [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 108(10): 103328.
- [13] 陈欢庆.CO₂驱油与封存技术新进展[J].*油气地质与采收率*, 2023,30(2):18-26.
CHEN Huanqing. New progress of CO₂ flooding and storage technology [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(2): 18-26.
- [14] 米立军.全球海上CO₂封存现状及中国近海机遇与挑战[J].*中国海上油气*,2023,35(1):123-135.
MI Lijun. Current status of global CO₂ ocean sequestration and opportunities and challenges in China offshore areas [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(1): 123-135.
- [15] 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.
SANG Shuxun, LIU Shiqi, LU Shijian, et al. Engineered full flowsheet technology of CCUS and its research progress [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(5): 711-725.
- [16] 张烈辉,杨军,熊钰,等.不同注采方式下CO₂埋存与驱油效果优化评价[J].*天然气工业*,2008,28(8):102-104.
ZHANG Liehui, YANG Jun, XIONG Yu, et al. Optimizing evaluation of CO₂ storage and flooding effect under different injection-production modes [J]. *Natural Gas Industry*, 2008, 28(8): 102-104.
- [17] 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 Science*, 2017, 41(6): 123-131.
- [18] YOU J, AMPOMAH W, SUN Q, et al. Machine learning based co-optimization of carbon dioxide sequestration and oil recovery in CO₂-EOR project [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 260(1): 120866.
- [19] 周邦邦,王锐,赵淑霞,等.CO₂封存过程中“适应性”地质建模方法及案例[J].*非常规油气*,2022,9(6):1-8.
ZHOU Yinbang, WANG Rui, ZHAO Shuxia, et al. "Fit to purpose" geological modeling methods and cases in the process of CO₂ storage [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(6): 1-8.
- [20] 高冉,吕成远,伦增珉.CO₂驱油-埋存一体化评价方法[J].*热力发电*,2021,50(1):115-122.
GAO Ran, LÜ Chengyuan, LUN Zengmin. Integrated evaluation method of CO₂ flooding and storage [J]. *Thermal Power Generation*, 2021, 50(1): 115-122.
- [21] 鞠斌山,杨怡,杨勇,等.高含水油藏CO₂驱油与地质封存机理研究现状及待解决的关键问题[J].*油气地质与采收率*,2023,30(2):53-67.
JU Binshan, YANG Yi, YANG Yong, et al. Present research situation and key pending issues of CO₂ flooding and geological storage mechanism in high water-cut reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(2): 53-67.
- [22] JAHANGIRI H R, ZHANG D. Optimization of carbon dioxide sequestration and enhanced oil recovery in oil reservoir [C]. SPE-133594-MS.
- [23] GHOMIAN Y, SEPEHRNOORI K, POPE G A. Efficient investigation of uncertainties in flood design parameters for coupled CO₂ sequestration and enhanced oil recovery [C]. SPE-139738-MS.
- [24] YOU J, AMPOMAH W, SUN Q, et al. Multi-objective optimization of CO₂ enhanced oil recovery projects using a hybrid artificial intelligence approach [C]. SPE-196182-MS.
- [25] KASHKOOLLI S B, GANDOMKAR Asghar, RIAZI Masoud, et al. Coupled optimization of carbon dioxide sequestration and CO₂ enhanced oil recovery [J]. *Journal of Petroleum Science*

- and Engineering, 2022, 208: 109257.
- [26] 田树宝,何永宏,冯沙沙,等.低渗透油藏气水交替驱不同注入参数优化[J].断块油气田,2012,19(5):612-614.
TIAN Shubao, HE Yonghong, FENG Shasha, et al. Parameters optimization of water alternating gas injection in low permeability reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2012, 19(5): 612-614.
- [27] 潘焱如.碳捕集CO₂驱油利用与封存项目资源与环境效益评价与预测研究[D].北京:华北电力大学,2019.
PAN Yaoru. Study on evaluation and prediction of resource and environment benefits of carbon capture, CO₂-EOR and storage project [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019.
- [28] 李毓,卢祥国,李鸿儒,等.基于底水仿真模型油藏化学驱后CO₂吞吐增油效果:以大港油田底水油藏为例[J].大庆石油地质与开发,2022,41(5):101-111.
LI Yu, LU Xiangguo, LI Hongru, et al. Study on CO₂ huff and puff effect of increasing oil production after chemical flooding based on bottom water reservoir simulation model: Take bottom water reservoir of Dagang Oilfield as an example [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(5): 101-111.
- [29] 翟明洋.二氧化碳捕集、利用与封存全流程系统优化模型的开发及应用[D].北京:华北电力大学,2018.
ZHAI Mingyang. Development and application of a full-chain carbon capture, utilization and storage system optimization model [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2018.
- [30] 邹乐乐,张九天,魏一鸣.二氧化碳封存技术相关国际法规与政策的回顾与分析[J].中国能源,2010,32(4):15-18.
ZOU Lele, ZHANG Jiutian, WEI Yiming. Reviews and analysis of international policies related to CCS technologies [J]. Energy of China, 2010, 32(4): 15-18.
- [31] JAHANGIRI H R, ZHANG D. Optimization of the net present value of carbon dioxide sequestration and enhanced oil recovery [C]. Houston: Offshore Technology Conference, 2011.
- [32] LEACH A, MASON C F, VAN 'T VELD K. Co-optimization of enhanced oil recovery and carbon sequestration [J]. Resource and Energy Economics, 2011, 33(4): 893-912.
- [33] SPALL J C. Multivariate stochastic approximation using a simultaneous perturbation gradient approximation [J]. IEEE Transactions on Automatic Control, 1992, 37(3): 332-341.
- [34] SPALL J C. Adaptive stochastic approximation by the simultaneous perturbation method [J]. IEEE Transactions on Automatic Control, 2000, 45(10): 1 839-1 853.
- [35] GUO Z, REYNOLDS A C. Robust life-cycle production optimization with a support-vector-regression proxy [J]. SPE Journal, 2018, 23(6): 2 409-2 427.

编辑 经雅丽