

文章编号:1009-9603(2023)02-0044-09

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202212015

低渗透-致密油藏CO₂驱油与封存协同评价方法

曹小朋¹,熊英²,冯其红¹,赵乐坤³,张世明⁴,刘同敬⁵,王森¹,杨雨萱¹

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛266580; 2.中国石油大港油田分公司采油工艺研究院,天津300280;
3.中国石油大学(北京)石油工程学院,北京102249; 4.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,
山东东营257015; 5.中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油学院,新疆克拉玛依834000)

摘要:针对目前CO₂驱油与封存(CCUS-EOR)油藏工程理论缺少对CO₂驱油与封存协同评价指标及协同评价方法相关研究的问题,从CO₂驱油与封存双目标协同设计的角度出发,明确CO₂驱油与封存油藏工程方案设计原则,构建CO₂驱油与封存油藏工程评价指标体系。分析驱油与封存双目标评价指标间的内在联系,构建CO₂驱油指数和CO₂封存指数。在此基础上,构建CO₂驱油与封存油藏工程协同评价指标:CO₂驱油与封存协同指数,建立CO₂驱油与封存协同评价模型,形成CO₂驱油与封存协同评价方法。低渗透-致密油藏试验井区的应用实例表明,该协同评价方法有助于明确CO₂驱油与封存油藏工程方案中关键注采参数的技术政策界限,所推荐方案能够同时实现驱油效果好和埋存量大的双重目标。

关键词:CO₂驱油与封存;协同评价;评价指标;评价模型;评价方法

中图分类号:TE34

文献标识码:A

Collaborative evaluation method of CO₂ flooding and storage in low-permeability and tight reservoirs

CAO Xiaopeng¹, XIONG Ying², FENG Qihong¹, ZHAO Lekun³, ZHANG Shiming⁴,
LIU Tongjing⁵, WANG Sen¹, YANG Yuxuan¹

(1.School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China;
2.Oil Processing Research Institute, Dagang Oilfield Company, PetroChina, Tianjin City, 300280, China; 3.College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China; 4.Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 5.Petroleum Institute, China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: Research on collaborative evaluation indexes and methods of CO₂ flooding and storage technology (CCUS-EOR) in reservoir engineering theory of CO₂ flooding and storage is few. Therefore, from the perspective of collaborative design of CO₂ flooding and storage, the design principles of CO₂ flooding and storage reservoir engineering scheme were defined, and the evaluation index system of CO₂ flooding and storage reservoir engineering was constructed. The internal relationships between the evaluation indexes of CO₂ flooding and storage were analyzed, and two new indexes were constructed: CO₂ flooding index and CO₂ storage index. On this basis, the collaborative evaluation index of CO₂ flooding and storage reservoir engineering was constructed, namely the synergy index of CO₂ flooding and storage, the collaborative evaluation model of CO₂ flooding and storage was established, and the collaborative evaluation method of CO₂ flooding and storage was formed. The practical application in low-permeability and tight reservoir test wells shows that the collaborative evaluation method is helpful to clarify the technical policy limits of the key injection and production parameters in the CO₂ flooding and storage reservoir engineering scheme, and the recommended scheme can simultaneously achieve positive oil flooding effect and large storage volume.

收稿日期:2022-12-15。

作者简介:曹小朋(1983—),男,山东东营人,研究员,在读博士研究生,从事油气田开发与提高采收率研究。E-mail:caoxiaopeng.slyt@sinopecc.com。

通信作者:冯其红(1969—),男,四川南充人,教授,博导。E-mail:fengqihong@126.com。

基金项目:国家重点研发计划项目“CO₂驱油技术及地质封存安全监测”(2018YFB0605500)。

Key words: CO₂ flooding and storage; collaborative evaluation; evaluation indexes; evaluation model; evaluation method

2006年北京香山会议,中国专家学者首次提出了碳捕集、利用与封存(Carbon Capture, Utilization and Storage,简称CCUS)的概念^[1]。CCUS是基于联合国气候变化委员会提出的碳捕集与封存(Carbon Capture and Storage,简称CCS)技术,增加了对碳的利用(Utilization)概念^[1-2]。目前,油气行业针对碳利用的主要途径是CO₂强化采油和资源化利用^[1,3-4]。其中,CO₂驱油与封存技术(CCUS-EOR)是实现CO₂利用和封存有机统一的一种重要方式^[5-6],是将所捕集的CO₂通过注入井注入到目的层,以达到提高原油采收率的同时将CO₂进行有效地质封存的目的。CCUS-EOR可实现经济效益和环境保护的双赢,对控制全球温室效应和促进中国经济可持续发展具有极其重要的社会意义。

国外CO₂驱油技术始于20世纪50年代,驱油效果好、技术发展快,目前已逐渐成为北美地区提高原油采收率的主要手段^[7-9]。中国CO₂驱油技术受油藏条件、配套技术、经济效益等多方面因素的制约,发展相对缓慢。其中,大庆油田早在20世纪60年代开展了CO₂驱提高采收率方法探索,胜利、江苏等多个油田在90年代陆续开展了CO₂驱先导性试验,但都没有形成规模应用^[5]。2000年以来由于全球碳排放问题日益严重,国际社会把CCS-EOR作为碳减排的主要技术进行攻关和推广,从而促进了中国CCUS-EOR的研究和发展^[10-12]。近年来针对中国低渗透-致密油藏,CCUS-EOR在CO₂驱油理论、开发技术、注采工艺技术等方面都取得了重要进展,已经步入快速发展阶段,但总体上还处于基础研发和小规模示范阶段^[5]。

目前CCUS-EOR油藏工程理论研究主要集中在:CO₂驱油与封存潜力评估^[13-15]、CO₂驱油与封存协同机理^[16-18]、CO₂驱油与封存优化方法^[19-20]、CO₂驱油与封存渗流规律^[21-23]、CO₂驱油与封存油藏经济评价等方面^[24-26],缺少对CO₂驱油与封存协同评价指标及协同评价方法的研究。因此,从CO₂驱油与封存协同设计的角度出发,首先明确CO₂驱油与封存油藏工程方案设计原则,构建CO₂驱油与封存油藏工程评价指标体系,然后通过分析驱油与封存双目标评价指标间的内在联系,构建CO₂驱油与封存油藏工程协同评价指标,最终建立CO₂驱油与封存协同评价方法。研究成果可为低渗透-致密油藏CO₂驱油与封存油藏工程方案优化设计和协同评价提供理论依据,对完善CCUS-EOR油藏工程理论基

础具有非常重要的现实意义。

1 CO₂驱油与封存油藏工程评价指标体系

1.1 方案设计原则

单纯考虑CO₂驱油强化油藏开发时,更加重视驱油作用和驱油效果。因此,通常采用增油量、阶段产油量、增加采收率或者采收率作为核心评价指标,进行CO₂驱油方案设计。进行CCUS-EOR油藏开发设计时,既要考虑CO₂驱油效果,又要兼顾CO₂封存效果,即实现双目标下的CO₂驱油与封存协同设计。因此,CO₂驱油与封存油藏工程方案设计,不能仅以反映CO₂驱油效果的核心评价指标作为设计目标,还需结合CCUS-EOR在油藏开发以及CO₂埋存过程中各阶段物理化学过程时间上和空间上的相互作用,来综合考虑能够反映CO₂驱油与封存双目标的油藏工程评价指标体系。

基于近年来中国实施CCUS-EOR油藏开发的成功案例和经验总结,提出了CO₂驱油与封存油藏工程方案设计原则,其内涵主要包括3个方面:①油层物理、渗流力学、油藏工程、油田化学等多学科、多层次的有序融合。②优化油藏参数、流体作用、开发控制、过程调整、堵调配套等多种因素在时空域的相互作用。③同时实现驱油效果好和埋存比例高的双重设计目标。明确CO₂驱油与封存油藏工程方案设计原则,对科学建立CO₂驱油与封存油藏工程评价指标体系具有非常重要的指导意义。

1.2 评价指标

目前中外相关文献没有对埋存和封存这2个概念的区别给出具体的解释或说明,但在中国近年来CCUS-EOR油藏开发实践中,对埋存和封存这2个概念的理解和应用是存在一定区别的。因此,在建立CO₂驱油与封存油藏工程评价指标前,首先需要明确二者的具体内涵和区别。其中,埋存是指CO₂从地面到地下的注入过程,以及部分注入CO₂从地下产出或泄漏的过程,反映了CO₂注入地下后的动态变化过程;封存是指CO₂注入地下后不再有产出或泄漏的一种静态特征,反映了CO₂注入地下后的相对静止状态。由此可见,在CO₂驱油与封存油藏工程方案设计过程中,CO₂封存侧重于反映目的和目标,CO₂埋存侧重于反映方法和过程。

基于CO₂驱油与封存油藏工程方案设计原则,

建立了CO₂驱油与封存油藏工程评价指标体系,常用评价指标如图1所示。其中,阶段产油量、阶段采出程度、累积增油量、累油换油率、动态换油率、累积增油换油率这6项指标属于兼具驱油效果和埋存状况的评价指标,但阶段产油量、阶段采出程度、累积增油量(前3项)与累油换油率、动态换油率、累积增油换油率(后3项)在多数情况下又是互相背离的一对矛盾,即:从气驱过程控制的角度,推荐后3项作为驱油效果的评价指标,而前3项作为埋存状况的评价指标。若要实现CO₂驱油与封存的协同评价,必须合理选择双目标下单一的评价指标,来构建CO₂驱油与封存油藏工程协同评价指标。

场所,由于油藏自身的成藏特性决定了其具有良好的储层稳定性和密封性^[13]。因此,通过CCUS-EOR进行CO₂驱油与封存是中国兼顾经济生产和实现“碳达峰、碳中和”目标的有效方法之一^[7],然而地质特征的复杂性、生产设备的完整性以及工艺技术的先进性等都是制约CCUS-EOR能否实现CO₂驱油与封存油藏工程设计方案预期效果的影响因素。

CO₂通过CCUS-EOR注入到地下后,其埋存状况主要表现为产出、封存和泄漏3种类型^[10],详见表1。其中,有利于提高驱油效果的CO₂主要以溶解态和少量气态的形式随油气水等产出液从生产井产出;有利于封存效果的CO₂主要以地质构造俘获、束缚空间俘获、溶解俘获和矿化俘获4种方式封存于地下^[13];而生产井气窜以及各种情况引起的CO₂泄漏则均不利于CO₂驱油与封存,其中,前者对驱油的影响更大,后者对封存的影响更大,尤其是后者,不但直接影响CO₂封存效果,还会造成环境污染和安全隐患。因此,明确CO₂注入地下后的埋存状况对

2 CCUS-EOR 注入 CO₂ 埋存与赋存分析

2.1 注入 CO₂ 埋存状况分析

油藏是目前国际上公认的比较理想的CO₂封存

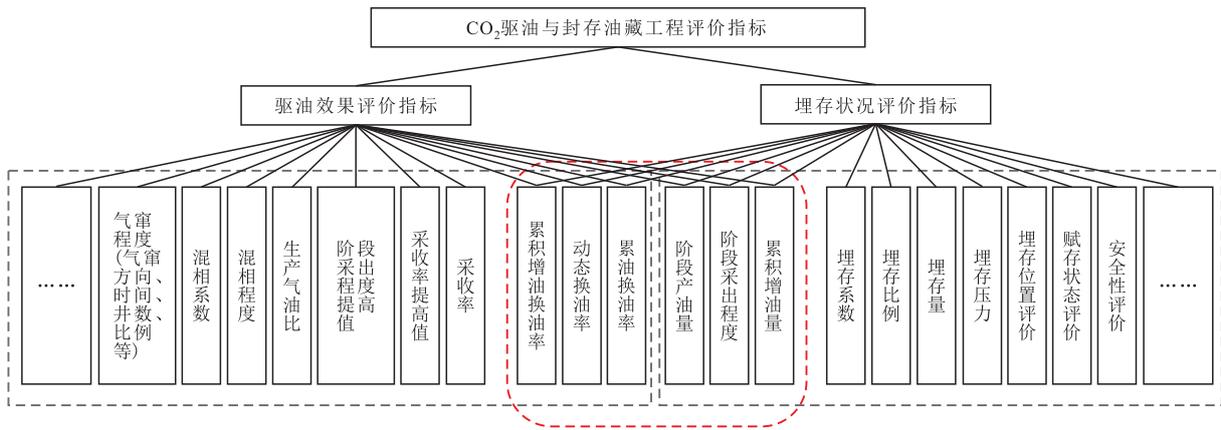


图1 CO₂驱油与封存油藏工程评价指标

Fig.1 Evaluation indexes of CO₂ flooding and storage reservoir engineering

表1 CCUS-EOR 的CO₂埋存状况
Table1 CO₂ storage status of CCUS-EOR

CO ₂ 埋存类型	CO ₂ 埋存方式	CO ₂ 封存机理及产出泄漏原因	CO ₂ 赋存状态	对CCUS-EOR贡献
产出	生产井产出	溶解于原油的CO ₂ 随原油从生产井产出	气态、溶解态	有利于驱油
	生产井气窜	注入CO ₂ 未溶解于原油,沿储层裂缝、裂隙、高渗透通道等部位从生产井快速产出	气态	对驱油与封存都不利
封存	地质构造俘获	CO ₂ 通过浮力运移并密封在盖层中	游离态	有利于封存
	束缚空间俘获	CO ₂ 通过毛管力作用填充岩石孔隙	游离态	有利于封存
	溶解俘获	CO ₂ 迁移并溶解于地层流体中	溶解态	有利于封存
	矿化俘获	CO ₂ 与岩石反应形成固态碳酸盐矿物	矿化态	有利于封存
泄漏	井筒泄漏	井筒破损或被CO ₂ 与水形成的弱酸腐蚀	气态、游离态	对驱油与封存都不利
	废弃井泄漏	废弃井破损或封闭不严导致CO ₂ 泄漏	气态、游离态	对驱油与封存都不利
	地质构造泄漏	储层裂缝、裂隙和地质断层等导致CO ₂ 窜逸	气态、游离态	对驱油与封存都不利

指导CO₂驱油与封存油藏工程评价非常重要。

2.2 注入CO₂赋存特征分析

赋存是指CO₂注入地下后的存在条件、存在形式和表现相态,现有研究表明,CCUS-EOR封存CO₂主要通过4种方式:地质构造俘获、束缚空间俘获、溶解俘获和矿化俘获。虽然每种方式对应的CO₂封存机理和CO₂埋存量各不相同,但CO₂在地层中的赋存状态并非一成不变^[27-28];随着时间推移,原本束缚空间封存的CO₂会变成残留气体并溶解于原油和地层水中,而残留和溶解的CO₂又会与岩石反应,并将部分CO₂转变为碳酸盐矿物^[13]。因此,通过CCUS-EOR封存CO₂后,CO₂在地层中的赋存状态和埋存比例都是动态变化的。CO₂在地层中的赋存状态及转化关系如图2所示。

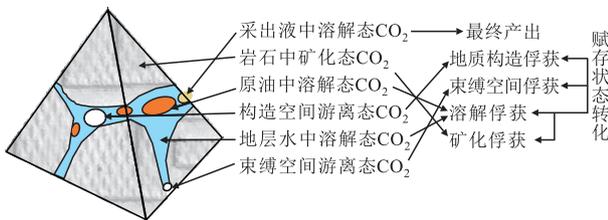


图2 CO₂在地层中的赋存状态及转化关系

Fig.2 Occurrence state and transformation relationship of CO₂ in reservoirs

鉴于通过CCUS-EOR注入的CO₂被封存后,赋存状态主要以游离态和溶解态为主,矿化态比例极少(可忽略不计),且其他赋存状态若转化为矿化态需要极其漫长的时间。因此,在CO₂驱油与封存油藏工程方案设计和评价过程中,主要考虑游离态和溶解态的CO₂比例和埋存量。以低渗透-致密均质油藏CO₂混相驱为例,利用数值模拟方法,得到混相驱条件下油藏中CO₂赋存状态和埋存比例的动态变化(图3),可以看出,随着注气量增加,CO₂突破后从生产井产出;虽然油藏的采出程度继续增加,但CO₂埋存比例下降,且CO₂在地层中的赋存状态由突破

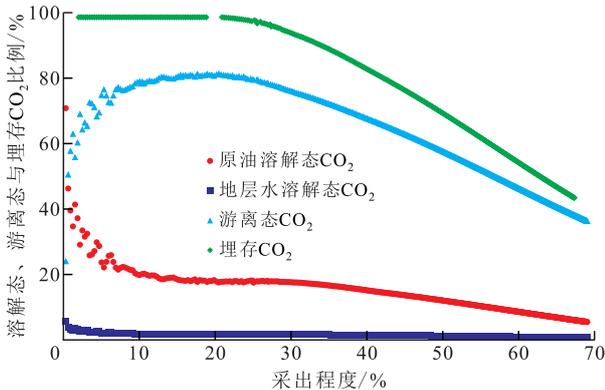


图3 油藏中CO₂赋存状态和埋存比例动态变化

Fig.3 Dynamic change of CO₂ occurrence state and storage rate in reservoirs

前的溶解态转变为以游离态为主、溶解态为辅。

3 CO₂驱油与封存协同评价方法

3.1 油藏工程评价指标分析

以低渗透-致密均质油藏CO₂混相驱为例,利用数值模拟方法,得到混相驱条件下油藏中CO₂埋存量与累油换油率的动态变化关系(图4),可以看出,随着采出程度(产油量)的增加,累油换油率和CO₂埋存量此消彼长,而CO₂埋存量与采出程度(或者累积增油量、阶段产油量)之间呈单调正相关的变化关系,且较为接近线性关系。因此,可以采用累油换油率(或者累积增油换油率)作为CO₂驱油效果评价指标,以累积增油量(或者阶段产油量、采出程度)作为CO₂埋存状况评价指标。

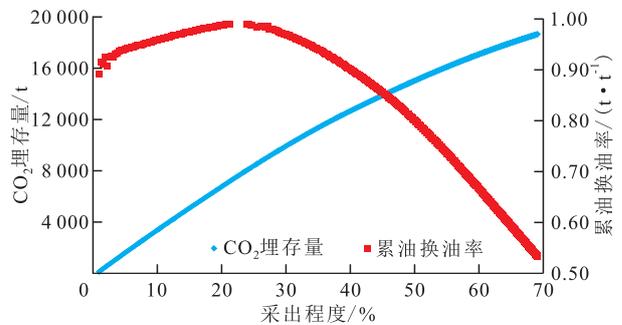


图4 油藏中CO₂埋存量与累油换油率的动态变化关系

Fig.4 Dynamic change of CO₂ storage volume and cumulative oil change rate in reservoirs

3.2 协同评价模型

基于CO₂驱油与封存油藏工程评价指标体系,以及兼具驱油效果和埋存状况的评价指标的内在关系,采用累积增油量(评价CO₂埋存状况)和累积增油换油率(评价CO₂驱油效率),构建CO₂驱油指数和CO₂埋存指数。在此基础上,构建CO₂驱油与封存油藏工程协同评价指标:CO₂驱油与封存协同指数,建立CO₂驱油与封存协同评价模型。

CO₂驱油指数的定义及表达式为:

$$CO_2\text{驱油指数} =$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\text{单一方案累积增油换油率}-\text{方案组累积增油换油率最小值}}{\text{方案组累积增油换油率最大值}-\text{方案组累积增油换油率最小值}} \\ \text{或} \\ \frac{\text{单一方案累油换油率}-\text{方案组累油换油率最小值}}{\text{方案组累油换油率最大值}-\text{方案组累油换油率最小值}} \end{array} \right. \quad (1)$$

CO₂埋存指数的定义及表达式为:

$$CO_2\text{埋存指数} =$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\text{单一方案累积增油量}-\text{方案组累积增油量最小值}}{\text{方案组累积增油量最大值}-\text{方案组累积增油量最小值}} \\ \text{或} \\ \frac{\text{单一方案阶段产油量}-\text{方案组阶段产油量最小值}}{\text{方案组阶段产油量最大值}-\text{方案组阶段产油量最小值}} \end{array} \right. \quad (2)$$

CO₂驱油与封存协同评价模型的函数表达式为:

$$\text{CO}_2\text{驱油与封存协同指数} = \text{CO}_2\text{驱油指数}^m \times \text{CO}_2\text{封存指数}^n \quad (3)$$

一般情况下,(3)式中 $m=1, n=1$ 。从CO₂驱油与封存协同设计的角度考虑,若CO₂驱油与封存协同指数越大则该方案越可取,具体方案设计参数可以通过数值模拟得到。如果想突出埋存的重要性,则增大 n 值;反之,如果想突出驱油的重要性,则增大 m 值,一般取值为0.3~2。

以低渗透-致密均质油藏CO₂混相驱为例,利用数值模拟方法,得到混相驱条件下CO₂驱油与封存协同指数变化规律(图5),可以看出,最优推荐方案应选CO₂驱油与封存协同指数的最大值所对应的方案,然而在理想状态下,CO₂驱油与封存协同指数的最大值正好对应CO₂驱油指数和CO₂封存指数变化曲线的交汇点。

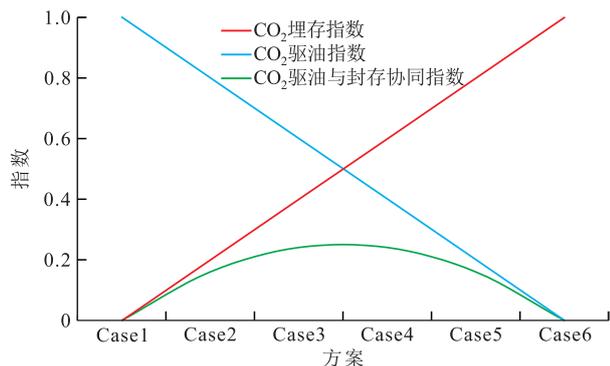


图5 CO₂驱油与封存协同指数变化规律

Fig.5 Change law of synergy index of CO₂ flooding and storage

4 CO₂驱油与封存协同评价实例

基于所建立的CO₂驱油与封存协同评价方法,针对中国低渗透-致密油藏,开展CO₂驱油与封存油藏工程方案设计与协同评价研究,确定关键注采工艺参数对CO₂驱油与封存协同效果的影响规律及技术政策界限,为低渗透-致密油藏CO₂驱油与封存油藏工程方案优化设计和协同评价提供科学依据。

4.1 试验井区概况

试验井区为中国中西部地区典型的低渗透-致密油藏,孔隙度主要为7%~12%,平均值为9.6%,渗透率主要为0.1~5 mD,平均值为0.94 mD。该油藏于1991年投入试采,先后经历了试油试采、规模建产、注水开发3个开发阶段。2003年投入开发,2006年年产油量达到 12.3×10^4 t后,产能呈现快速

递减趋势;2007—2012年,该油藏的阶段产量递减率为11.2%。因此,2011年后进行了注采井网完善、注采系统建立等开发调整策略,使产量递减情况得到明显改善。至2019年,该油藏通过注水开发已不能解决地层能量补充困难的问题,亟需采取合适的EOR技术改善油藏开发效果。

鉴于该油藏靠近气源且运输便利,具备良好的CCUS-EOR适应性和可行性。因此,在该油藏选取了19个井组,作为CO₂驱油与封存试验井区。试验井区为不规则反七点井网,共有注气井19口(含3口注水井转注气和16口设计注气井),采油井69口(含65口采油井和4口未投产新井),井网密度为17.2口/km²,井距为150~350 m。针对各井组生产状况差异大的情况,需要对试验井区内的所有井组进行分类,以便为后续注采参数优化奠定基础。将试验井区的井组依据油井类型分为3类(图6):含水稳定且含水率低的油井(一类油井)属于一类井组、全程中-特高含水率的油井(二类油井)属于二类井组、水窜油井(三类油井)属于三类井组。

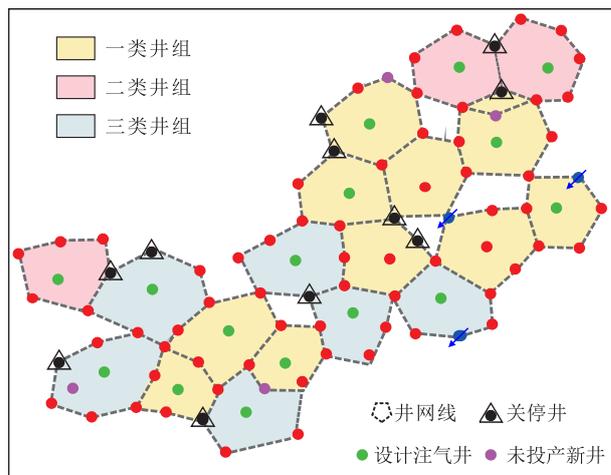


图6 试验井区井组类型平面分布示意

Fig.6 Plane distribution of well group types in test well area

4.2 试验井区油藏工程方案设计

基于所建立的CO₂驱油与封存协同评价方法,利用油藏数值模拟方法对试验井区的3类注气井组进行CO₂驱油与封存油藏工程方案关键注采参数优化研究,主要包括:注气方式、注气速度、合理注气时机(控制注气前的注水时间)、初期采油速度(控制采油井的井底流压)、压力恢复方式(控制采油井的关井时间),各参数的水平取值详见表2。

根据油藏实际地质特征和流体特征参数,首先建立试验井区地质模型,然后根据试验井区的实际开发生态数据建立油藏数值模拟模型。模型三维网格尺寸为30 m×30 m×2 m,网格总数为133×102×

表2 关键注采参数优化设计方案
Table2 Design schemes for optimizing key injection and production parameters

参数水平	注气方式	注气速度/(t·d ⁻¹)	合理注气时机/a	井底流压/MPa	压力恢复方式/月
1	连续注气(GAS)	0	0	0.5	0
2	注水3个月+注气3个月(WAG1:1)	10	0.5	1.5	3
3	注水3个月+注气6个月(WAG1:2)	20	1	3	
4	注水6个月+注气3个月(WAG2:1)	30	3		
5	连续注气2 a后 WAG1:1(2GASWAG1:1)	40	5		
6	连续注气2 a后 WAG1:2(2GASWAG1:2)				
7	连续注气5 a后 WAG1:1(5GASWAG1:1)				

55 共计 746 130 个。利用该油藏数值模拟模型进行开发历史拟合,拟合结果如图 7 所示,其中,区块日产液量误差为 3.4%,区块日产油量误差为 1.89%。试验井区的整体拟合效果较好,因此认为该模型能够真实反映试验井区的开发历史,可以满足后续方案优化设计需求。

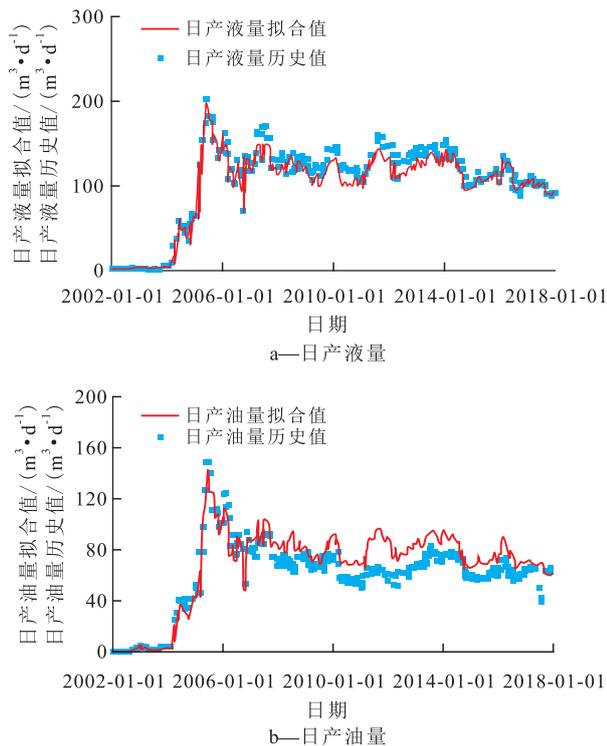


图7 试验井区全区拟合结果
Fig.7 Fitted results of whole test well area

4.3 注采参数优化与协同评价

注采参数优化以注气井组为基本单元,采用井组累积增油量与井组累积增油换油率作为 CO₂ 驱油与封存油藏工程评价指标。相关指标计算公式如下:

$$\text{井组累油换油率 } (t/t) = \frac{\text{井组累积产油量 } (t)}{\text{井组累积注气量 } (t)} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \text{井组累积增油量 } (t) &= \text{井组气驱累积产油量 } (t) - \\ &\quad \text{井组继续水驱累积产油量 } (t) \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \text{井组累积增油换油率 } (t/t) &= \\ &\quad \frac{\text{井组累积增油量 } (t)}{\text{井组累积注气量 } (t)} \end{aligned} \quad (6)$$

以试验井区中的一类井组为例,说明应用 CO₂ 驱油与封存协同评价方法对注气方式这项参数进行注采参数优化与协同评价的具体过程。首先根据表 3 中注气方式的水平取值,对 7 个水平方案进行数值模拟运算;然后根据数值模拟得到的各单井开发期内的产出数据,与连续水驱方案(沿用之前注水制度)进行对比,应用(4)–(6)式分别计算出井组的累积产油量、累油换油率、累积增油量、累积增油换油率等综合评价指标;接着应用(1)–(3)式分别计算出井组的 CO₂ 驱油指数、CO₂ 封存指数以及 CO₂ 驱油与封存协同指数;最后根据上述计算结果绘制出不同注气方式情况下,一类井组 CO₂ 驱油与封存协同评价指标关系曲线(图 8)。

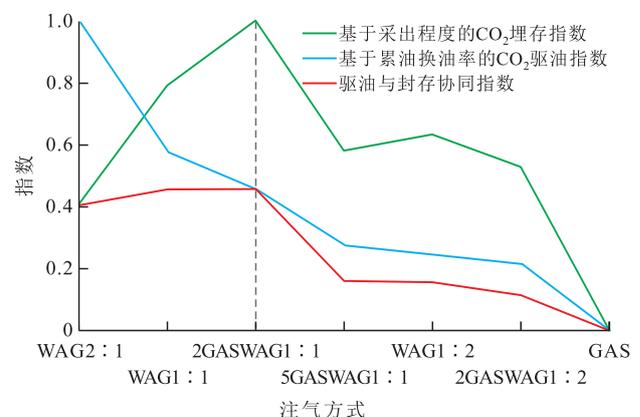


图8 一类井组 CO₂ 驱油与封存协同评价指标关系曲线 (注气方式优选)

Fig.8 Collaborative evaluation index relationship curves of CO₂ flooding and storage in the first type of well group(gas injection method preferred)

从图8中可以看出,CO₂驱油指数最大时对应的方案是WAG2:1,CO₂封存指数最大时对应的方案是2GASWAG1:1,从2个指标对应曲线的交汇关系判断,最优注气方式偏向于推荐WAG1:1,该结论与目前很多文献的研究结论一致。但这个结论存在很大的不确定性,因为这2个指标在不同方案条件下数值差距较大,交汇点不一定是CO₂驱油与封存协同效果的最优结合点,因此需要结合CO₂驱油与封存协同指数进行判断。在m=1且n=1的情况下,一方面,方案WAG1:1和2GASWAG1:1对应的CO₂驱油与封存协同指数虽然比较接近,但方案2GAS-

WAG1:1的指标值更大;另一方面,方案2GASWAG1:1对应的CO₂封存指数最大且能够兼顾驱油与封存双目标。因此,推荐一类井组的最优注气方式为2GASWAG1:1,即连续注气2 a后WAG1:1。

采用同样的方法可以得到其他注采参数,以及其他类型井组对应注采参数的优化评价结果。由于低渗透油藏采油速度难以维持稳定,因此,采用井底流压作为初期采油速度优化的控制参数。试验井区CO₂驱油与封存油藏工程方案关键注采参数优化设计结果详见表3。

根据表3中关键注采参数的优化设计结果,编

表3 关键注采参数优化设计结果
Table3 Optimized design results of key injection and production parameters

井组类型	注气方式	注气速度/(t·d ⁻¹)	合理注气时机/a	井底流压/MPa	压力恢复方式
一类井组	2GASWAG1:1	10		偏向于0.5	
二类井组	5GASWAG1:1	20	直接注CO ₂	偏向于0.5~1.5	关井恢复压力 3个月或暂不考虑
三类井组	2GASWAG1:1	10~20		偏向于1.5~3	

制了试验井区CO₂驱油与封存油藏工程推荐方案,并通过油藏数值模拟对方案进行了开发效果预测。其中,由试验井区CO₂驱油效果和封存率预测结果(图9)可以看出,开发20 a后试验井区采收率为22.46%,CO₂驱阶段采出程度为14.05%,CO₂封存率为78.8%,阶段平均采油速度为0.69%,比水驱提高

采收率8.1%。

由试验井区推荐方案CO₂驱油与封存协同评价结果(图10)可以看出:推荐方案实施20 a时,能够同时实现驱油效果好、封存体量大双重目标,表明CO₂驱油与封存协同评价方法具有良好的可靠性和实用性。

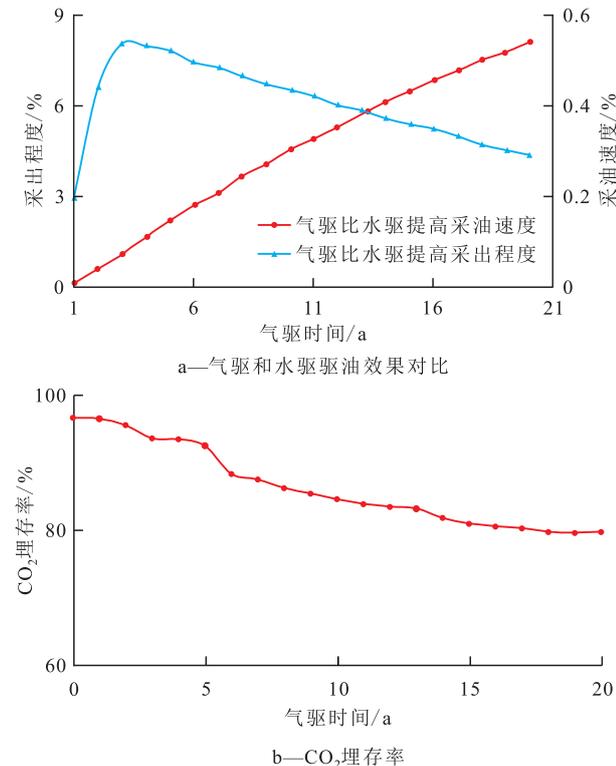


图9 试验井区推荐方案CO₂驱油效果和封存率预测结果
Fig.9 Prediction results of CO₂ flooding effect and storage rate by recommended scheme in test well area

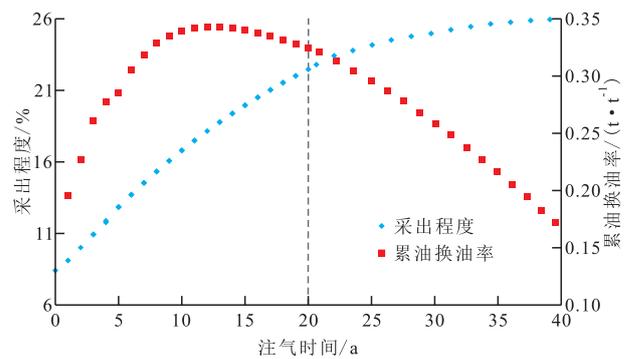


图10 试验井区推荐方案CO₂驱油与封存协同评价结果
Fig.10 Collaborative evaluation results of CO₂ flooding and storage by recommended scheme in test well area

5 结论

基于CCUS-EOR油藏工程开发方案的成功案例和经验总结,明确了CO₂驱油与封存油藏工程方案设计原则的基本内涵:多学科多层次有序融合,多因素时空域的相互作用,兼顾驱与存的双目标。

基于CO₂驱油与封存油藏工程方案设计原则,

建立了 CO₂驱油与封存油藏工程评价指标体系,明确了兼具驱油效果和埋存状况的评价指标的内在关系:此消彼长,互相背离的一对矛盾。

基于 CO₂驱油与封存油藏工程评价指标体系,构建了 CO₂驱油指数、CO₂埋存指数、CO₂驱油与封存协同指数,建立了 CO₂驱油与封存协同评价模型(CO₂驱油与封存协同指数)。

低渗透-致密油藏 CO₂驱油与封存油藏工程方案设计与协同评价实例表明,CO₂驱油与封存协同评价方法具有良好的可靠性和实用性,能够同时实现驱油效果好和埋存量大的双重目标。

参考文献

- [1] 秦积舜,李永亮,吴德斌,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.
QIN Jishun, LI Yongliang, WU Debin, et al. CCUS global progress and China's policy suggestions[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 20-28.
- [2] 刘石慧.基于CCUS的二氧化碳价值链评价体系研究[J].中国国土资源经济,2021,34(12):84-89.
LIU Shihui. Research on evaluation system of carbon dioxide value chain based on CCUS[J]. Natural Resource Economics of China, 2021, 34(12): 84-89.
- [3] 张烈辉,张安安,陈怡男,等.钻完井电气化“电代油”技术助力油气行业实现“双碳”目标[J].油气藏评价与开发,2022,12(5):703-710.
ZHANG Liehui, ZHANG An'an, CHEN Yinan, et al. Electricity substitution technology of drilling and completion electrification promote petroleum and gas industry to achieve “carbon peak and neutrality” targets [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5): 703-710.
- [4] 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.
SANG Shuxun, LIU Shiqi, LU Shijian, et al. Engineered full flow-sheet technology of CCUS and its research progress [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5): 711-725, 733.
- [5] 李阳.低渗透油藏 CO₂驱提高采收率技术进展及展望[J].油气地质与采收率,2020,27(1):1-10.
LI Yang. Technical advancement and prospect for CO₂ flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 1-10.
- [6] 向勇,侯力,杜猛,等.中国CCUS-EOR技术研究进展及发展前景[J/OL].油气地质与采收率:1-17[2022-06-16].DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/TE.202112048.
XIANG Yong, HOU Li, DU Meng, et al. Research progress and development prospect of CCUS-EOR technologies in China [J/OL]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency: 1-17 [2022-06-16]. DOI: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/TE.202112048.
- [7] 李嘉豪,王怀林,肖前华,等.全球CO₂驱油及封存技术发展现状[J].重庆科技学院学报:自然科学版,2022,24(4):103-108.
LI Jiahao, WANG Huailin, XIAO Qianhua, et al. Development status of global CO₂ flooding and storage technology [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Science Edition, 2022, 24(4): 103-108.
- [8] 钱伯章,朱建芳.世界封存CO₂驱油的现状与前景[J].能源环境保护,2008,22(1):1-4.
QIAN Bozhang, ZHU Jianfang. Present situation together with foreground that CO₂ sequester and drive oil in the world [J]. Energy Environmental Protection, 2008, 22(1): 1-4.
- [9] 李海峰,王强.CCUS中CO₂利用和地质封存研究[J].现代化工,2022,42(10):86-90,95.
LI Haifeng, WANG Qiang. Study on utilization and geological storage of CO₂ in CCUS [J]. Modern Chemical Industry, 2022, 42(10): 86-90, 95.
- [10] 姜睿.二氧化碳封存技术在油气行业应用进展[J].当代石油石化,2022,30(2):34-38.
JIANG Rui. Progress of CO₂ sequestration technique application in oil and gas industry [J]. Petroleum & Petrochemical Today, 2022, 30(2): 34-38.
- [11] 肖筱瑜,谷娟平,梁文寿,等.二氧化碳捕集、封存与利用技术应用状况[J].广州化工,2022,50(3):26-29.
XIAO Xiaoyu, GU Juanping, LIANG Wenshou, et al. Application of carbon dioxide capture, storage and utilization technology [J]. Guangzhou Chemical Industry, 2022, 50(3): 26-29.
- [12] 刘辰,王中原,于方.二氧化碳的综合利用技术及应用状况概述[J].绿色科技,2013,15(5):225-227.
LIU Chen, WANG Zhongyuan, YU Fang. Overview of the comprehensive utilization technology and application status of carbon dioxide [J]. Journal of Green Science and Technology, 2013, 15(5): 225-227.
- [13] 叶航,刘琦,彭勃.基于二氧化碳驱油技术的碳封存潜力评估研究进展[J].洁净煤技术,2021,27(2):107-116.
YE Hang, LIU Qi, PENG Bo. Research progress in evaluation of carbon storage potential based on CO₂ flooding technology [J]. Clean Coal Technology, 2021, 27(2): 107-116.
- [14] 梁凯强,王宏,杨红,等.延长油田CO₂非混相驱地质封存潜力初步评价[J].断块油气田,2018,25(1):89-92.
LIANG Kaiqiang, WANG Hong, YANG Hong, et al. Preliminary evaluation of CO₂-EOR geological sequestration potential for Yanchang Oilfield [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(1): 89-92.
- [15] 唐良睿,贾英,严瑾,等.枯竭气藏CO₂埋存潜力计算方法研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(6):858-863.
TANG Liangrui, JIA Ying, YAN Jin, et al. Study on calculation method of CO₂ storage potential in depleted gas reservoir [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 858-863.
- [16] 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.
- [17] 郑玉飞,李翔,徐景亮,等.渤海P油田层内生成CO₂调驱技术

- [J].石油钻探技术,2020,48(2):108-112.
ZHENG Yufei, LI Xiang, XU Jingliang, et al. In-situ CO₂ generation technology in Bohai P Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(2): 108-112.
- [18] 王高峰, 廖广志, 李宏斌, 等. CO₂ 驱气机理与提高采收率评价模型[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(5): 734-740.
WANG Gaofeng, LIAO Guangzhi, LI Hongbin, et al. Mechanism and calculation model of EOR by CO₂ flooding [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5): 734-740.
- [19] 丁帅伟, 席怡, 刘广为, 等. 低渗透油藏 CO₂ 驱不同注入方式对提高采收率与地质封存适应性[J/OL]. 油气地质与采收率: 1-8 [2022-09-27]. DOI: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/TE.202106030.
DING Shuaiwei, XI Yi, LIU Guangwei, et al. Adaptability of different injection methods of CO₂ flooding in low permeability reservoirs to enhanced oil recovery and geological storage [J/OL]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency: 1-8 [2022-09-27]. DOI: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/TE.202106030.
- [20] 丁帅伟, 席怡, 刘骞, 等. 基于粒子群算法的低渗透油藏 CO₂ 驱油与封存自动优化[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2022, 46(4): 109-115.
DING Shuaiwei, XI Yi, LIU Qian, et al. An automatic optimization method of CO₂ injection for enhanced oil recovery and storage in low permeability reservoirs based on particle swarm optimization algorithm [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2022, 46(4): 109-115.
- [21] 吕利刚, 张涛, 李杰, 等. 储层矿物类型对致密油藏 CO₂ 驱替效果的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(1): 159-168.
LÜ Ligang, ZHANG Tao, LI Jie, et al. Influence of reservoir mineral types on CO₂ displacement effect of tight reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(1): 159-168.
- [22] 赵习森, 杨红, 陈龙龙, 等. 延长油田化子坪油区长 6 油层 CO₂ 驱油与封存潜力分析[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2019, 34(1): 62-68.
ZHAO Xisen, YANG Hong, CHEN Longlong, et al. Analysis of CO₂ flooding and storage potential of Chang6 reservoir in Huaziping area of Yanchang Oilfield [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science, 2019, 34(1): 62-68.
- [23] 张宗標, 吕广忠, 王杰. 胜利油田 CCUS 技术及应用[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(6): 812-822.
ZHANG Zonglin, LÜ Guangzhong, WANG Jie. CCUS and its application in Shengli Oilfield [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 812-822.
- [24] 柏明星, 张志超, 白华明, 等. 二氧化碳地质封存系统泄漏风险研究进展[J]. 特种油气藏, 2022, 29(4): 1-11.
BAI Mingxing, ZHANG Zhichao, BAI Huaming, et al. Progress in leakage risk study of CO₂ geosequestration system [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(4): 1-11.
- [25] 黄飞, 张慕真, 雷占祥, 等. 能源转型背景下国家石油公司动态与启示[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(6): 80-87.
HUANG Fei, ZHANG Muzhen, LEI Zhanxiang, et al. Trends of national oil companies in the context of energy transition and enlightenments [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(6): 80-87.
- [26] 胡永乐, 郝明强. CCUS 产业发展特点及成本界限研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 15-22.
HU Yongle, HAO Mingqiang. Development characteristics and cost analysis of CCUS in China [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 15-22.
- [27] 王志兴, 侯吉瑞, 杨宇昊, 等. 缝洞型油藏填充介质含水饱和度对 CO₂ 和 N₂ 溶解扩散影响实验[J]. 特种油气藏, 2022, 29(1): 91-98.
WANG Zhixing, HOU Jirui, YANG Yuhao, et al. Experiment on the effect of water saturation of filling medium on the dissolution and diffusion of CO₂ and N₂ in fractured-vuggy reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(1): 91-98.
- [28] 金昉钧, 陈乃安, 盛溢, 等. 地质封存条件下 CO₂ 在模拟盐水层溶液中的溶解度研究[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(3): 77-81, 88.
JIN Yangjun, CHEN Naian, SHENG Yi, et al. Study on the solubility of CO₂ in simulated saline solution under geological storage condition [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(3): 77-81, 88.

编辑 刘北羿