

# 预热气体对油页岩自生热原位转化效果的影响

范存翰<sup>1,2,3,4</sup>, 朱超凡<sup>1,2,3,4</sup>, 刘召<sup>1,2,3,4</sup>, 水浩澈<sup>1,2,3,4</sup>,  
董光顺<sup>1,2,3,4</sup>, 李彦伟<sup>1,2,3,4</sup>, 郭威<sup>1,2,3,4\*</sup>

- (1. 吉林大学建设工程学院, 吉林 长春 130026;  
2. 油页岩地下原位转化与钻采技术国家地方联合工程实验室, 吉林 长春 130026;  
3. 页岩油气资源勘探开发省部共建协同创新中心, 吉林 长春 130026;  
4. 自然资源部复杂条件钻采技术重点实验室, 吉林 长春 130026)

**摘要:** 地下原位转化是油页岩工业化开发的必然趋势, 自生热法是实现油页岩地下原位转化的一种复合高效加热方法。为探究预热阶段不同高温载气对油页岩自生热原位转化效果的影响, 以我国吉林扶余地区油页岩为例, 分别在预热阶段注入氮气、空气、蒸汽、二氧化碳4种高温气体进行数值模拟分析, 对比最终油气产量和能量回收率的差异。以预热阶段注高温氮气组作为对照组, 结果表明注高温空气、蒸汽和二氧化碳完成开采所需时间分别降低22%、39%、12%, 最大能量回收率分别提高55%、86%、23%, 总油收量分别降低5%、提高18%和降低11%。从开采完成时间、能量回收率及总油收量角度来看, 注蒸汽预热效果最佳。因此, 综合对比可得, 注蒸汽预热的自生热开采方法可有效增大油收量、降低开采所需时间、提高能量利用率。

**关键词:** 油页岩开发; 原位转化; 自生热法; 预热气体; 能量回收率

中图分类号: P634; TE35 文献标识码: A 文章编号: 2096-9686(2024)06-0024-08

## Influence of preheated gas on the autothermic pyrolysis in-situ conversion process (ATS) for oil shale exploitation

FAN Cunhan<sup>1,2,3,4</sup>, ZHU Chaofan<sup>1,2,3,4</sup>, LIU Zhao<sup>1,2,3,4</sup>, SHUI Haoche<sup>1,2,3,4</sup>,  
DONG Guangshun<sup>1,2,3,4</sup>, LI Yanwei<sup>1,2,3,4</sup>, GUO Wei<sup>1,2,3,4\*</sup>

- (1. College of Construction Engineering, Jilin University, Changchun Jilin 130026, China;  
2. National-Local Joint Engineering Laboratory of In-situ Conversion, Drilling and Exploitation Technology for Oil Shale, Jilin University, Changchun Jilin 130026, China;  
3. Provincial and Ministerial Co-construction of Collaborative Innovation Center for Shale Oil & Gas Exploration and Development, Changchun Jilin 130026, China;  
4. Key Lab of Ministry of Natural Resources for Drilling and Exploitation Technology in Complex Conditions, Jilin University, Changchun Jilin 130026, China)

**Abstract:** Underground in-situ conversion is an inevitable trend of industrialized development of oil shale, and the autothermic pyrolysis in-situ conversion process (ATS) is a compound and efficient heating method to realize underground in-situ conversion of oil shale. In order to investigate the influence of different high-temperature carrier

收稿日期: 2024-03-29; 修回日期: 2024-09-10 DOI: 10.12143/j.ztgc.2024.06.003

基金项目: 国家重点研发计划项目课题(编号: 2019YFA0705502); 吉林省中青年科技创新卓越团队项目(编号: 20220508135RC); 吉林省发展和改革委员会自主创新能力建设项目(编号: 2022C021)

第一作者: 范存翰, 男, 汉族, 1999年生, 硕士研究生在读, 地质工程专业, 从事油页岩原位开采方面的研究工作, 吉林省长春市西民主大街938号, 1693861650@qq.com。

通信作者: 郭威, 男, 汉族, 1979年生, 教授, 博士生导师, 从事非常规地质能源钻采理论与技术研究工作, 吉林省长春市西民主大街938号, guowei6981@jlu.edu.cn。

引用格式: 范存翰, 朱超凡, 刘召, 等. 预热气体对油页岩自生热原位转化效果的影响[J]. 钻探工程, 2024, 51(6): 24-31.

FAN Cunhan, ZHU Chaofan, LIU Zhao, et al. Influence of preheated gas on the autothermic pyrolysis in-situ conversion process (ATS) for oil shale exploitation[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(6): 24-31.

gases in the preheating stage on the effect of autogenous thermal in-situ conversion of oil shale, this paper took the oil shale in Fuyu area of Jilin, China, as an example, and injected four high-temperature gases, namely, nitrogen, air, steam, and carbon dioxide, into the preheating stage to conduct numerical simulation analysis, and compared the differences in the final oil and gas yields and the energy recovery rates. Taking the high-temperature nitrogen injection group as the control group in the preheating stage, the results showed that the time needed to complete the extraction by injecting high-temperature air, steam and carbon dioxide was reduced by 22%, 39% and 12%, respectively, and the maximum energy recovery rate was increased by 55%, 86% and 23%, respectively, and the total oil production was reduced by 5%, increased by 18% and reduced by 11%. From the perspectives of mining completion time, energy recovery rate and total oil production, steam injection preheating had the best effect. Therefore, a comprehensive comparison showed that the autogenous thermal extraction method of steam injection preheating could effectively increase the oil production, reduce the time required for extraction, and improve the energy utilization rate.

**Key words:** oil shale exploitation; in-situ conversion; the autothermic pyrolysis in-situ conversion process (ATS); preheat gas; energy recovery rate

## 0 引言

我国油页岩资源量丰富,开发油页岩可缓解我国油气紧张问题。与传统油气资源相比,油页岩资源开发需借助人工加热等手段实现干酪根裂解成油气。目前,油页岩资源开发方式主要有2种:地面干馏和地下原位转化。地面干馏是指油页岩经露天开采或者井下开采运输至地面,在干馏炉中干馏热解,生成页岩油气。该技术具有投资低、建设快、产量大等优势,但是生产占地面积大、废弃物污染大<sup>[1]</sup>。地下原位转化则是通过人工加热地下油页岩储层,在高温作用下将其内部固体干酪根原位裂解成为油气,再通过采油工艺收集至地面<sup>[2]</sup>。相比于地面干馏技术,地下原位转化技术因其占地面积小、污染小、适用地层深等优势,从而成为油页岩资源开发的研究热点<sup>[3]</sup>。

近些年,国内外提出了10余种油页岩原位转化技术,包括壳牌ICP技术、雪佛龙公司原位裂解技术(CRUSH)和埃克森美孚电压裂技术等<sup>[4]</sup>。然而,这些技术由于地下设备复杂、加热成本高、速率慢等原因,尚未商业化应用。相比之下,自生热原位转化技术是利用油页岩热解残碳作为生热供体,通过注入含氧气体激发残碳与氧气的氧化放热反应,利用该反应热为有机质热解供能<sup>[5]</sup>。该技术具有工艺简单、能量投入少、成本低的优势,已成功完成野外先导试验并实现产油<sup>[6]</sup>。自生热法原位转化工艺实施包括地层预热阶段、反应热触发阶段和反应控制阶段<sup>[7]</sup>。其中,地层预热阶段是通过注入预热气体进行对流加热,将近井地层预热至200~350℃,达到后期自生热反应激发的临界条件<sup>[8-9]</sup>,被认为是深

层油页岩自生热原位开发中耗能最大的阶段。该过程需持续数月,是降低油页岩原位开采能耗的重点优化阶段。

现有研究通常采用氮气作为预热气体,经过模拟研究发现不同种类的预热气体会对开采效果产生影响,预热注入氮气的各项结果并非最优。为探究预热阶段注入不同预热气体的开采效果,本文以我国吉林扶余地区油页岩为例,采用CMG-STARs模块建立了该地区油页岩原位开采数学模型,模拟油页岩原位自生热法开采过程,并在预热阶段分别注入高温氮气、空气、蒸汽、二氧化碳,对比注不同预热气体条件下油气产量及能量回收率,为自生热法油页岩原位开采技术规模化应用提供理论依据。

## 1 油页岩自生热原位转化数值模拟

### 1.1 地质条件

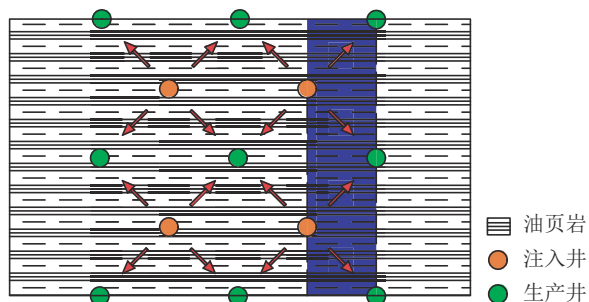
扶余—长春岭油页岩勘察区是松辽盆地油页岩发育的有利地带。该地区位于松辽盆地,结晶基底主要由绿片岩、片麻岩、花岗岩和花岗片麻岩组成,上覆有巨厚的中、新生代沉积岩。根据基底性质和盖层的区域地质特征,该地区探明的油页岩矿床资源储量为452.74亿t,折合油页岩18亿t,发现油页岩矿19层,模拟开采层段为477~488m。试验区油页岩埋深及品位如表1所示<sup>[10]</sup>。

利用CMG-STARs™油气藏热采开发模拟商业软件对油页岩的原位转化过程进行模拟。本模拟采用4注9采井网布置方式,如图1(a)所示,包括4口注入井和9口生产井。其中,4口注入井向地层中注入热流体,从周围的9口生产井中产出油气,具体气体流动方式见图1(b)。目前对油页岩热解反

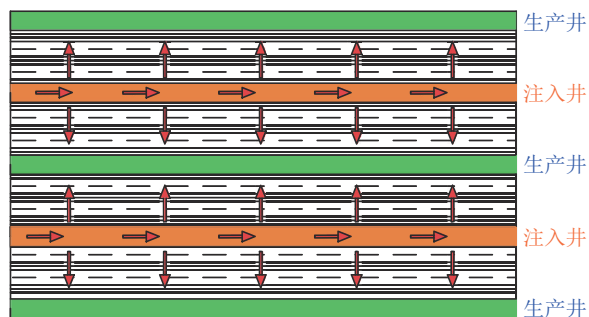
表1 扶余试验区油页岩埋深及品位<sup>[10]</sup>  
Table 1 Buried depth and grade of oil shale in Fuyu test area

油页岩层	顶深/ m	底深/ m	厚度/ m	含油率		
				最高	最低	平均
5	401.4	402	0.6	/	/	6.89
4	432	449	17	3.5	5.44	4.31
3	461	470	9	11.79	3.92	6.64
2	478	486	8	10.55	3.79	6.43
1	491	493	2	5.05	4.27	4.66

应的研究以实验为主,基于实验数据,总结了油页岩热解过程的主要反应方程式及动力学参数,利用反应热力学与动力学,对重要油气产物的产出过程进行数值模拟。



(a) 4注9采井网分布模型



(b) 水平井原位注采原理

图1 原位注采井网分布及原理

Fig.1 In-situ injection and extraction well network distribution and principle

根据图1所示的分布模型,本数值模型考虑1/4的井型,不考虑重力作用,注采模型水平图如图2所示。由于油页岩较致密,层理发育明显,且水力压裂后地层存在大量微裂缝,因此,可将油页岩层视为双重介质。本文假定压裂地层内原岩块体尺寸为0.1 m,将该地质体模型设为标准笛卡尔网格,模型油页岩垂直方向深度为60 m,横向宽度为15 m,

考虑到计算的便捷性和模拟的精确性,选取0.25 m作为水平井的水平延伸距离。综上,模型3个方向的空间分别为15、60、0.25 m。模型每个格的长宽均为1 m,网格高度为0.25 m。模型设置为定压注气,每口井注入气体压力均为5 MPa,产出井压力为0.2 MPa。预热温度设置为300 °C<sup>[8]</sup>。氮气作为稳定的惰性气体,这里主要用作对照实验,由注氮气300 °C加热干馏实验可知,若使注入井温度升高至300 °C左右反应需进行31 d。因此本模拟设置各组先注入31 d的300 °C不同高温预热气体,再注入25 °C常温空气进行自生热开采反应。

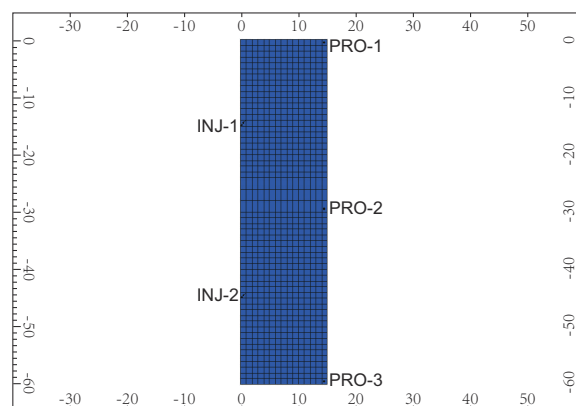


图2 注采模型水平图

Fig.2 Horizontal diagram of injection and mining model

## 1.2 反应模型

在油页岩热解过程中,内部干酪根和其他有机组分的热解可以通过 Braun 和 Burnham 模型来描述<sup>[11]</sup>。Zhu 等<sup>[12]</sup>简化农安地区油页岩干酪根的化学式模型(见表2),发现扶余地区和农安地区的油页岩相比有一定的共性,因此本模型可直接使用农安地区干酪根参数。贺文同<sup>[13]</sup>测得农安油页岩成熟度为0.226%,张海龙<sup>[14]</sup>分析农安油页岩有机物特征,发现其为腐泥型和腐植腐泥型,热解温度  $T_{\max} < 435$  °C,属于未成熟阶段,H/C与O/C原子比分别为0.65~1.75与0.01~0.12。

油页岩自生热原位转化主要发生10种反应,包括干酪根、半焦的热解,干酪根、半焦的氧化以及油气的氧化等(见表3),所有化学反应均为一级反应<sup>[15]</sup>。为简化和提高计算性,将产生的甲烷和碳氢化合物气体视为烃类气体计算,但不考虑烃类气体裂化反应。此外,本模型只选择2种焦炭代表实际反应中的4种焦炭,尽管这可能会导致残炭产出减

表2 拟组分的化学模型<sup>[12]</sup>

拟组分	分子式	标况下相态	分子量
干酪根	$\text{CH}_{1.45}\text{O}_{0.04}\text{N}_{0.02}\text{S}_{0.01}$	固相	14.7
重油	$\text{C}_{27.17}\text{H}_{56.34}$	液相	382.4
轻油	$\text{C}_{15.26}\text{H}_{8.33}$	液相	215.7
烃类气	$\text{C}_{3.16}\text{H}_{8.33}$	气相	46.3
预焦	—	固相	12.7
焦炭	C	固相	12

少,但模拟结果表明这种影响可以忽略,并且对碳氢化合物的处理与对焦炭的处理互补,可以减小误差<sup>[16]</sup>。

## 2 结果与讨论

为了分析预热阶段注入不同气体的开采效果,模拟设置了4组对比实验,分别是预热注高温氮气、空气、蒸汽以及二氧化碳。氮气作为稳定的惰性气体,主要作为对照实验。

本研究中,生产井油页岩油收量降低至 $0.01 \text{ m}^3$ 时认为反应结束,开采完成,在此之前生产出的油和气分别计算为油页岩油总产量和天然气总产量(本文油气水相关计算数值均为标准状况下)。各组模拟的总油收量、天然气总产量以及能量回收率如表4所示。由表4可得,在相同注采条件下,对比自生热反应预热阶段注入4种不同高温气体(氮气、空气、蒸汽、二氧化碳),总油收量最高为预热注蒸

汽组,油收量约 $7.31 \text{ m}^3$ ;天然气总产量最高为预热注氮气组,总产量约 $2074.71 \text{ m}^3$ ,能量回收率最高为预热注蒸汽组的2.97;完成开采所需时间最短为蒸汽组的49 d。从总油收量、能量回收率及开采完成时间角度来看,预热注蒸汽组为4组模拟最优;从天然气总产量来看,预热注氮气组产量最高,但其开采完成时间最长,能量回收率最低。

### 2.1 油收量对比

油收量变化如图3所示,对油收量数据进行分析,预热阶段注入蒸汽组最先完成产油,原因是同样温度的气体,蒸汽所含热值更高,加热油页岩地层时加快了地层干酪根的完全分解速度。

蒸汽组在初期油收量升高较为缓慢,第20~35 d产油效率不如36~45 d高,是因为在生产前期,蒸汽注入地层后,热量从蒸汽传到地层,蒸汽气体液化,产生的水使地层流体渗透率降低<sup>[17]</sup>。因此需要注入更多热量传递给液态水及对周围地层加热<sup>[18]</sup>。当地层温度全部升高到水沸点以后,水再全部转化为气态存在。地层温度上升,气态水相比液态水更容易在地层裂缝及孔隙中流动,且蒸汽热值较大。因此地层加热效率迅速升高,地层产油效率剧烈增大。同时,注意到蒸汽组油收量最高,原因可能是因为蒸汽较高的热值使热解范围更大,导致油收量更多<sup>[17]</sup>。

预热注空气组加热效率较高,原因是由于空气中含有氧气成分,高温下氧气参与有机质的裂解,

表3 干酪根热解的反应模型<sup>[15]</sup>Table 3 Reaction modeling of casein pyrolysis<sup>[15]</sup>

反应方式	化 学 式	频率因子/ $\text{s}^{-1}$	活化能/ $(\text{kJ}\cdot\text{mol}^{-1})$	反应焓/ $(\text{kJ}\cdot\text{mol}^{-1})$
干酪根的热解	$1 \text{ KEROGEN} \rightarrow 0.0071 \text{ HC GAS} + 0.0097 \text{ LO} + 0.0108 \text{ HO} + 0.6411 \text{ PRECHAR}$	$3.0 \times 10^{13}$	213.50	-4.20
重油的热解	$1 \text{ HO} \rightarrow 1.503765 \text{ HC GAS} + 0.661282 \text{ LO} + 13.4175 \text{ PRECHAR}$	$1.0 \times 10^{13}$	226.09	-46.50
轻油的热解	$1 \text{ LO} \rightarrow 3.2378 \text{ HC GAS} + 5.1822 \text{ PRECHAR}$	$5.0 \times 10^{11}$	226.09	-46.50
半焦的热解	$1 \text{ PRECHAR} \rightarrow 0.01718 \text{ HC GAS} + 0.9902 \text{ CHAR}$	$1.0 \times 10^{13}$	226.09	-46.50
半焦的氧化	$1.1723 \text{ O}_2 + 1 \text{ PRECHAR} \rightarrow 0.5750 \text{ WATER} + 0.78152 \text{ CO}_2 + 0.19538 \text{ CO}$	$6.02 \times 10^8$	133.91	454.84
轻油的氧化	$1 \text{ LO} + 21.864 \text{ O}_2 \rightarrow 16.26 \text{ WATER} + 12.208 \text{ CO}_2 + 3.052 \text{ CO}$	$2.61 \times 10^5$	72.68	7794.69
重油的氧化	$1 \text{ HO} + 38.5359 \text{ O}_2 \rightarrow 28.164 \text{ WATER} + 21.7368 \text{ CO}_2 + 5.4342 \text{ CO}$	$2.57 \times 10^7$	118.44	13735.40
碳氢化合物的氧化	$1 \text{ HC GAS} + 4.9296 \text{ O}_2 \rightarrow 4.164 \text{ WATER} + 2.5312 \text{ CO}_2 + 0.6328 \text{ CO}$	$2.61 \times 10^5$	72.68	1758.46
焦炭的氧化	$0.9 \text{ O}_2 + 1 \text{ CHAR} \rightarrow 0.8 \text{ CO}_2 + 0.2 \text{ CO}$	$6.02 \times 10^8$	133.91	315.80
干酪根的氧化	$0.1052 \text{ O}_2 + 1 \text{ KEROGEN} \rightarrow 1.4225 \text{ PRECHAR}$	$6.47 \times 10^4$	64.32	27.89

表4 各组开采效果比较

**Table 4 Comparison of mining effects among groups**

预热加热气体载体类型	总油收量/m <sup>3</sup>	天然气总产量/m <sup>3</sup>	能量回收率	完成开采所需时间/d
预热注高温氮气	6.21	691.57	1.6	80
预热注高温空气	5.89	486.95	2.48	62
预热注高温蒸汽	7.31	472.65	2.97	49
预热注高温二氧化碳	5.55	660.58	1.96	70

使反应更加剧烈,产油速率升高<sup>[18-19]</sup>。氮气和二氧化碳作为惰性气体,热解过程中不参与任何反应。因此作为加热气体,预热注氮气和二氧化碳开采不会影响油的产收量。同时,由于二氧化碳具有降低原油粘度,气驱原油,提高注入能力的物理化学特性<sup>[20]</sup>,使二氧化碳热解产油效率高于氮气组。

为探究注蒸汽油收量迅速升高的原因,选择反应时间为加热第36 d,观察地层各相流体此时的分布(图4)。此时注蒸汽预热热采组注入井处油水的

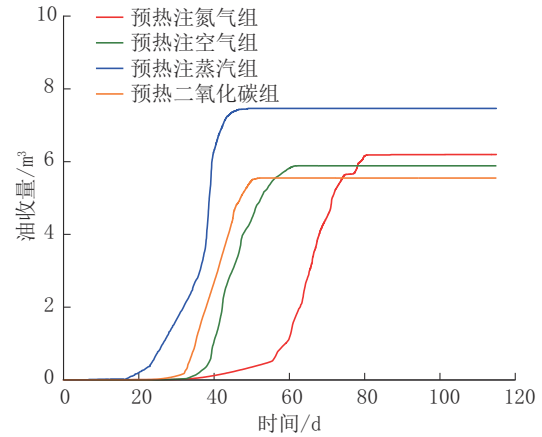


图3 总油收量随时间变化曲线  
Fig.3 Curve of total oil production over time

浓度仍然较低,气相饱和度较高。油相物质朝生产井运移且接近生产井,生产井周围以油气混合相为主,水相逐渐消失。说明裂缝孔隙已没有液态水阻塞,此时是油收量高峰前的时刻。预热注蒸汽加热组产生的油气在40 d左右运移至产出井收集。

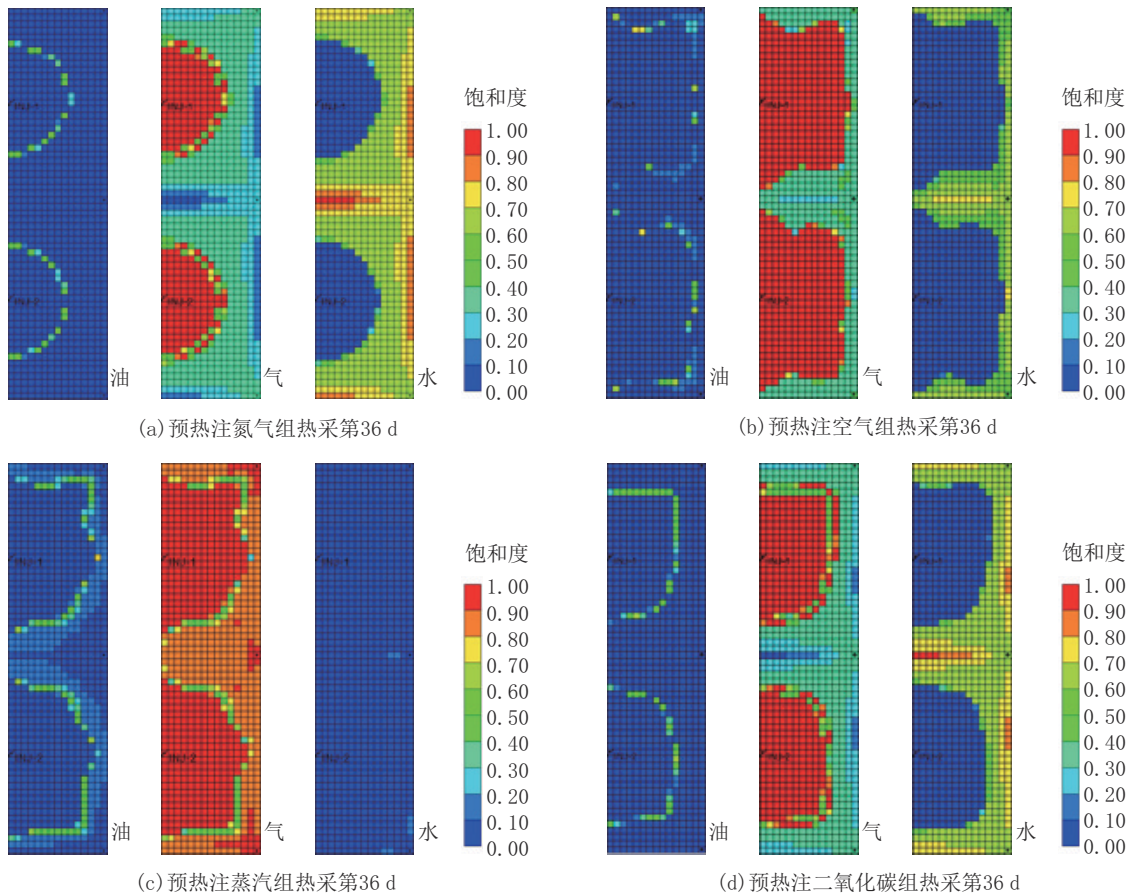


图4 地层油、气、水三相流体饱和分布

Fig.4 Saturation distribution of fluids in each phase of the formation

对比其他 3 组, 从图 4(a) 可得第 36 d 注氮气热采组其油圈较小, 符合图表中预热注氮气组产油时间较晚这一现象。此时地层中水相和气相混合且以水相为主。注二氧化碳组与氮气组云图相似, 但注二氧化碳组进程明显比注氮气热采组快, 是由于二氧化碳驱油的化学特性起到促进产油作用。观察注空气热采组加热 36 d 云图, 可以看出注空气预热油圈扩散较快, 是因为空气的氧化作用使有机质裂解反应更容易进行。但由于空气中氧气成分氧化部分轻质油类产物, 导致预热注空气组产生的油圈饱和度较低。

### 2.2 天然气产量对比

天然气产量随时间变化曲线如图 5 所示。在本模型相同参数情况下, 对比 4 组反应, 预热阶段注入高温氮气及二氧化碳加热油页岩地层的天然气总产量较高, 预热阶段注入空气组和蒸汽组的天然气总产量较低, 且 4 组反应速率出现差异, 分析原因如下:

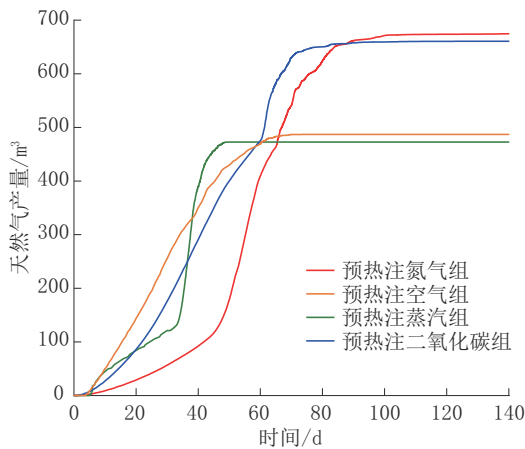


图 5 天然气产量随时间变化曲线

Fig.5 Natural gas production curve over time

(1) 氮气及二氧化碳属于惰性气体, 作为预热气体加热油页岩不参与有机质的分解反应, 不会对油气产量造成影响。因此, 采用高温氮气和二氧化碳预热开采时天然气产量较高。空气中氧气成分会和半焦及部分油气产物发生氧化反应, 导致空气组天然气产量较低。由于地层有机质含量确定, 蒸汽组油收量较高, 导致天然气生成量较低。

(2) 同样温度的不同气体, 蒸汽所蕴含热能更高, 造成有机质裂解产生有机气体速度较快, 产气效率较高。同时, 由于空气中含有氧气成分, 会氧

化部分有机质发生放热反应, 增加油页岩地层温度, 加速有机质的裂解<sup>[9]</sup>, 导致天然气生成速率较高。

预热注蒸汽组 0~35 d 产气效率低于 36~40 d 产气效率, 原因是前期蒸汽热量传递给地层后蒸汽液化成水, 地层发生粘土膨胀, 导致渗透率降低, 影响天然气的生成与运输<sup>[20]</sup>。更多蒸汽量注入导致地层温度升高, 当地层温度升高到水沸点以后, 水再全部转化为气态存在。蒸汽比液态水更易在地层流动加热地层, 且蒸汽热值较大。因此, 地层加热效率迅速升高, 地层产气效率迅速增大。同时, 预热阶段注高温蒸汽组完成开采所需要的时间小于其余 3 组, 节省时间效果明显。可得, 在相同注入气体压力下, 自生热反应预热阶段注入蒸汽加热能够缩短采集时间, 节约经济成本。

### 2.3 能量回收率及开采时间对比

为分析预热阶段注不同气体的自生热反应在能量方面的效果, 引入能量回收率对各组进行评价<sup>[21]</sup>。能量回收率等于产出物质总能量与注入物质总能量的比值。注入物质总能量包括注入气体的热能与压缩能; 产出物质的总能量包括产出油气的化学能与压缩能<sup>[15]</sup>。计算公式如式(1)所示:

$$\left\{ \begin{aligned} f_{og} &= \frac{\sum_{t=0}^n N_{og}}{\sum_{t=0}^n 10^3 p_{sc} q \ln \frac{p_{in}}{p_{sc}} + \sum_{t=0}^n (Cq\rho\Delta T)^{in}} \\ f_h &= \frac{\sum_{t=0}^n (Cq\rho\Delta T)^{out}}{\sum_{t=0}^n 10^3 p_{sc} q \ln \frac{p_{in}}{p_{sc}} + \sum_{t=0}^n (Cq\rho\Delta T)^{in}} \end{aligned} \right. \quad (1)$$

式中:  $\sum_{t=0}^n N_{og}$ ——天然气和石油的所有天数热功率的累计和, kJ/d;  $p_{sc}$ 、 $p_{in}$ ——分别为大气压和气体注入压力, MPa;  $q$ ——气体体积流量, m<sup>3</sup>/d;  $C$ ——比热容, J/(kg·°C);  $\rho$ ——气体密度, kg/m<sup>3</sup>;  $\Delta T$ ——反应时间, d;  $\sum_{t=0}^n (Cq\rho\Delta T)^{in}$ 、 $\sum_{t=0}^n (Cq\rho\Delta T)^{out}$ ——分别为注入气体和产出气体的热能;  $f_{og}$ 、 $f_h$ ——分别为油气能效和热能能效, 能量回收率即为二者之和。

石油与天然气的热值分别为  $40.0 \times 10^6$  J/m<sup>3</sup> 和  $35.6 \times 10^3$  J/m<sup>3</sup>。

4 组模拟整体均为随油页岩层开采出油气, 能

量回收率先增加到峰值,而后地层有机物开采消耗殆尽,产出油气能量减少,而注入井源源不断注入气体产生能耗,能量回收率逐渐降低。随反应进行到200 d以后,4组能量回收率下降曲线几乎重合,是因为随着反应越往后进行,反应开始时注入不同气体阶段占总反应进程的比例越来越小,因反应刚开始注入不同气体产生的差异也越来越小。

根据上述公式,计算可得能量回收率随时间的变化曲线(图6),由图6可得,完成开采所需时间越短,能量回收率越早达到峰值。预热注蒸汽组的能量回收率最高,主要原因是预热注蒸汽组完成地层开采所需时间较短,且产出油气总能量较高。虽然注氮气开采天然气产量较大,但注氮气预热组完成开采所需时间最长,投入生产能量最多,从而能量回收率最低。

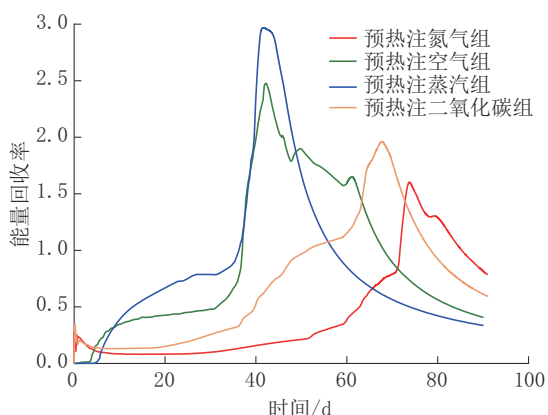


图6 能量回收率随时间变化曲线

Fig.6 Curve of energy recovery rate with time

### 3 结论

为探究预热阶段不同高温载气对油页岩自生热原位转化效果的影响,以我国吉林扶余地区油页岩为例,分别在预热阶段注入氮气、空气、蒸汽、二氧化碳4种高温气体进行CMG数值模拟分析。结果表明:

(1)预热注蒸汽组总油收量最高,为 $7.31 \text{ m}^3$ ;开采完成时间最短,为49 d;能量回收率最高,达到了2.97。

(2)天然气产量最高的是预热注氮气组,达到了 $691.57 \text{ m}^3$ 。但该组完成开采时间最长,为80 d,能量回收率最低,为1.6。

(3)综合对比可得,预热注蒸汽的自生热开采

方法可有效增大油收量、缩短采集所需时长、提高能量利用率。

### 参考文献(References):

- [1] 刘招君,杨虎林,董清水,等.中国油页岩[M].北京:石油工业出版社,2009.  
LIU Zhaojun, YANG Hulin, DONG Qingshui, et al. Oil Shale in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [2] 孙友宏,郭威,邓孙华.油页岩地下原位转化与钻采技术现状及发展趋势[J].钻探工程,2021,48(1):57-67.  
SUN Youhong, GUO Wei, DENG Sunhua. Current status and development trend of underground in-situ transformation and drilling technology of oil shale[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(1):57-67.
- [3] Guo H F, Peng S Y, Lin J D, et al. Retorting oil shale by a self-heating route[J]. Energy & Fuels: an American Chemical Society Journal, 2013,27(5):2445-2451.
- [4] Zhu J Y, Yi L P, Yang Z Z, et al. Three-dimensional numerical simulation on the thermal response of oil shale subjected to microwave heating[J]. Chemical Engineering Journal, 2021, 407: 127197.
- [5] Guo W, Shui H, Liu Z, et al. Reliability analysis of elastic graphite packer in heat injection well during oil shale in-situ conversion[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2023, 7(1): 28-38.
- [6] Wang D, Liu Y Y, Zhang T, et al. Structural and quantitative evolution of organic matters in oil shale during two different retorting processes[J]. AIChE Journal, 2021,67(8):e17278.
- [7] Guo H F, Pei Y S, Wang K K, et al. Identifying the reaction mechanism of oil-shale self-heating retorting by thermal analysis techniques[J]. Fuel, 2015,160:255-264.
- [8] 杨秦川.自生热法原位裂解油页岩的理论及室内实验研究[D].长春:吉林大学,2022.  
YANG Qinchuan. Theoretical and indoor experimental studies on in situ fracturing of oil shale by autogenous heat[D]. Changchun: Jilin University, 2022.
- [9] Xu S T, Sun Y H, Guo W, et al. Regulating the oxidative assisted pyrolysis of Huadian oil shale by preheating temperature and oxygen flow rate[J]. Energy, 2023,262, Part B:125602.
- [10] 宋青磊,刘招君,胡菲,等.松辽盆地扶余—长春岭地区上白垩统青山口组油页岩品质特征及意义[J].世界地质,2016,35(2):487-494.  
SONG Qinglei, LIU Zhaojun, HU Fei, et al. Oil shale characteristics of upper cretaceous Qiangshankou Formation in Fuyu-Changchunling area of Songliao Basin and its significance[J]. Global Geology, 2016,35(2):487-494.
- [11] Braun R L, Burnham A K. PMOD: A flexible model of oil and gas generation, cracking, and expulsion[J]. Organic Geochemistry, 1992,19(1/3):161-172.
- [12] Zhu C F, Guo W, Sun Y H, et al. Reaction mechanism and reservoir simulation study of the high-temperature nitrogen injection in-situ oil shale process: A case study in Songliao Basin, China[J]. Fuel, 2022,316:123164.

- [13] 贺文同. 油页岩原位转化条件下热解产物演化规律与反应进程研究[D]. 长春: 吉林大学, 2021.  
HE Wentong. Study on the evolution law and reaction process of pyrolysis products under the conditions of oil shale in-situ conversion[D]. Changchun: Jilin University, 2021.
- [14] 张海龙. 东北北部区油页岩资源评价及评价方法研究[D]. 长春: 吉林大学, 2008.  
ZHANG Hailong. Research on oil shale resource evaluation and evaluation methods in Northern of Northeast China [D]. Changchun: Jilin University, 2008.
- [15] Guo W, Li Q, Deng S H, et al. Mechanism and reservoir simulation study of the autothermic pyrolysis in-situ conversion process for oil shale recovery [J]. *Petroleum Science*, 2022, 20(2):1053-1067.
- [16] 董光顺, 朱超凡, 厉家宗, 等. 黄陵矿区富油煤对流加热原位转化开发效果数值模拟[J]. *煤田地质与勘探*, 2023, 51(4): 57-67.  
DONG Guangshun, ZHU Chaofan, LI Jiazong, et al. Numerical simulation on development effect of tar-rich coal through in-situ conversion by convective heating in Huangling Mining Area[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(4): 57-67.
- [17] 王磊, 赵阳升, 杨栋. 注水蒸汽原位热解油页岩微观特征研究[J]. *岩石力学与工程学报*, 2020, 39(8): 1634-1647.  
WANG Lei, ZHAO Yangsheng, YANG Dong. Investigation on meso-characteristics of in-situ pyrolysis of oil shale by injecting steam [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2020, 39(8): 1634-1647.
- [18] 刘召. 油页岩原位开采气驱止水特征实验和数值模拟及应用研究[D]. 长春: 吉林大学, 2021.  
LIU Zhao. Experimental and numerical simulation and application research on gas-driven water-stopping characteristics of oil shale in-situ mining[D]. Changchun: Jilin University, 2021.
- [19] 孙友宏, 徐绍涛, 杨秦川, 等. 桦甸油页岩有氧热解反应及其产物分布[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2021, 45(2): 149-156.  
SUN Youhong, XU Shaotao, YANG Qinchuan, et al. Oxidizing pyrolysis of Huadian oil shale and its product distribution [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2021, 45(2): 149-156.
- [20] 高慧梅, 何应付, 周锡生. 注二氧化碳提高原油采收率技术研究进展[J]. *特种油气藏*, 2009, 16(1): 6-12.  
GAO Huimei, HE Yingfu, ZHOU Xisheng. Research progress on CO<sub>2</sub> EOR technology [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2009, 16(1): 6-12.
- [21] Brandt A R. Converting oil shale to liquid fuels: Energy inputs and greenhouse gas emissions of the shell in situ conversion process[J]. *Environmental Science & Technology*, 2008, 42(19): 7489-7495.

(编辑 周红军)