

文章编号:1009-9603(2019)06-0129-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2019.06.017

CO₂和N₂对页岩气开采效果的影响

朱艳^{1,2},李义连¹,杨森¹,刘丹青¹,罗飞²

(1.中国地质大学(武汉)环境学院,湖北武汉430074; 2.深圳市环境科学研究院,广东深圳518000)

摘要:面对全球能源短缺问题,页岩气作为一种新兴的非常规资源成为研究热点。以鄂尔多斯盆地延长组页岩为例,采用数值模拟手段建立三维地质模型,研究不同CO₂或CO₂/N₂混合气体注入速率及混合气体中N₂占比对页岩气产量的影响。研究表明,以0.05,0.5和1 kg/s的速率注入CO₂或CO₂/N₂混合气体均能提高页岩气产量,注入混合气体效果优于单纯的CO₂。仅以0.05 kg/s的速率注入CO₂,30 a后甲烷生产井中不会出现气体突破现象,页岩气产量可提高13.21%。以0.05 kg/s的速率注入CO₂/N₂混合气体,甲烷生产井中会出现N₂突破现象,N₂质量分数越大,突破时N₂含量越多。实际工程中为了防止甲烷生产井中气体突破含量超过10%的限制值,需要严格控制CO₂或CO₂/N₂混合气体的注入速率以及混合气体中N₂的质量分数。

关键词:页岩气;CO₂;CO₂/N₂混合气体;数值模拟;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE32*8

文献标识码:A

Effect of CO₂ and N₂ on shale gas recovery

ZHU Yan^{1,2}, LI Yilian¹, YANG Sen¹, LIU Danqing¹, LUO Fei²

(1.School of Environmental Studies, China University of Geosciences(Wuhan), Wuhan City, Hubei Province, 430074, China;

2.Academy of Environmental Science, Shenzhen City, Guangdong Province, 518000, China)

Abstract: Facing global energy shortage, shale gas has become a research hotspot as new unconventional resources. A 3D geological model is established to analyze the effect of injection rate of CO₂ or mixture of CO₂ and N₂ as well as percentage of N₂ in mixed gas on shale gas production by numerical simulation of the Yanchang Formation shale in Ordos Basin. Results show that the injection of CO₂ or mixture of CO₂ and N₂ at the rate of 0.05, 0.5 and 1 kg/s can increase shale gas production, and the injection of mixed gas obtains better recovery than injection of CO₂ only. When CO₂ is only injected at the rate of 0.05 kg/s, shale gas production is increased by 13.21% after 30 years with no CO₂ breakthrough in methane production wells. When the mixture of CO₂ and N₂ is injected at the rate of 0.05 kg/s, N₂ will occur in the methane production wells. The ratio of N₂ is larger, the content of N₂ is higher after breakthrough. However, in order to avoid gas content in the methane production well exceeding the 10% when the breakthrough occurs, it is necessary to strictly control the injection rate of CO₂ or mixture of CO₂ and N₂ as well as percentage of N₂ in the mixed gas.

Key words: shale gas; CO₂; mixture of CO₂ and N₂; numerical simulation; Ordos Basin

面对全球能源短缺问题,页岩气作为一种新型清洁能源将打破传统的能源利用格局,开启全球“页岩气革命”时代^[1-2]。美国作为全球页岩气勘探开发最早最成功的国家,早在2000年就实现了页岩气的商业化开采,2008年页岩气产量为599×10⁸ m³,

仅占美国天然气产量的10.5%^[3];2016年页岩气产量达4 820.1×10⁸ m³,占美国天然气产量的64.3%^[3]。美国已经逐步摆脱天然气长期依赖进口的局面,由天然气进口国转变为出口国^[4-5],据英国石油公司(BP)预测,2015—2035年美国页岩气将成为全球天

收稿日期:2019-08-09。

作者简介:朱艳(1992—),女,湖北荆州人,硕士,工程师,从事CO₂地质封存与页岩气开采研究方面的工作。联系电话:13007115805, E-mail: yanzlyf333@126.com。

通信作者:李义连(1965—),男,湖北潜江人,教授,博导。联系电话:15671693076, E-mail: yl.li@cug.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目“低渗岩层中超临界CO₂的地球化学反应运移机理研究”(41572233)。

然气供应增长的主要来源^[6]。中国页岩气勘探开发虽然起步较晚,但据美国能源信息署(IEA)发布的数据,中国页岩气技术资源可采量却居全球首位,其值为 $36 \times 10^{12} \text{ m}^3$,约占全球页岩气总量的20%^[3]。国家能源局发布的《页岩气发展规划(2016年—2020年)》指出,中国2020年有望实现页岩气产量 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$,2030年实现页岩气产量 $800 \times 10^8 \sim 1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[3,7-9]。从长远看,页岩气资源也将改变中国能源利用结构,摆脱长期依赖煤、石油等常规资源的局面。

目前全球页岩气可采资源量非常可观,但页岩的低孔低渗特性导致实际开采过程却不容乐观。开采工程面临压裂技术不成熟、资金不足、环境影响等一系列难点问题^[10-13]。因此,为了持续顺利开发页岩气资源,必须在页岩气开采技术上寻求新的突破。近年来兴起的 CO_2 地质封存联合页岩气开采技术,可以同时满足页岩气开采和 CO_2 地质封存,解决了新能源开发和温室气体减排两大世界性难题。中外已有学者研究证实 CO_2 或 N_2 注入确实有助于提高页岩气的产量^[14-20],但大部分研究仅限于室内实验探究和单组分气体模拟。因此,在已有研究的基础上,以鄂尔多斯盆地富县区长延组页岩为例,采用数值模拟方法研究 CO_2 或 CO_2/N_2 混合气体注入对页岩气产量的影响,为以后联合技术的持续发展提供更多科学依据,也为实际工程应用提供更多技术支持。

1 研究区概况

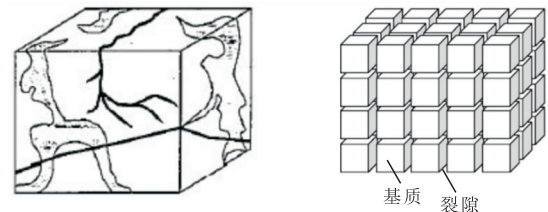
富县区位于鄂尔多斯盆地东南部,坐标为东经 $108^\circ 40' \sim 109^\circ 50'$ 和北纬 $35^\circ 40' \sim 36^\circ 05'$,位于陕西省延安市富县及其邻县境内^[21];构造上属于陕北斜坡东南部,整个区域地层平缓,地层倾角小于 1° 。富县区发育中生界延长组页岩,有机质含量高,成熟度较高,分布范围广,具有良好的勘探开采前景^[22]。经现场钻孔揭示,延长组从新到老依次为:长1油层组、长2油层组、长3油层组、长4+5油层组、长6油层组、长7油层组、长8油层组以下未钻穿^[23]。

2 数值模拟方法

2.1 页岩储层中气体的流动特性

由于页岩本身的致密性且发育很多不均匀的裂隙,通常不能采用常规的等效连续介质来刻画,

因此采用经典的双重孔隙介质(裂隙系统和基质系统)来刻画页岩模型(图1)。页岩被多组相互垂直的裂隙切割,被分割的中间六面体为页岩基质,由于页岩基质致密且发育大量孔隙,因此基质孔隙度高、渗透率低,而裂隙孔隙度低、渗透率高。页岩气开采过程中全局流动仅发生在与井相连的裂隙系统中,而基质和裂隙间的物质、能量交换靠两者间的压力差来实现。



a—实际页岩储层示意 b—双重孔隙介质页岩模型

图1 实际页岩储层和双重孔隙介质页岩模型

Fig.1 Diagram of shale reservoir and shale model with dual porous medium

目前普遍认为页岩气流动过程为:解吸—扩散—渗流^[24-25]。开采页岩气首先采出的是裂隙中的游离气;随着开采的进行,裂隙中的压力减小,裂隙和基质间的压力差会使基质表面的吸附气解吸出来流入裂隙网络;基质内部的气体会在浓度差的作用下扩散到基质表面,再通过解吸流入裂隙中;最终裂隙网络中的气体通过渗流作用流入井筒。

2.2 页岩储层中气体的吸附特性

模拟采用的软件TOUGH+,是一款由美国劳伦斯伯克利国家实验室研发的非等温多介质多组分多相流体及热量运输模拟软件^[26]。与常规的TOUGH家族软件相比,TOUGH+可以刻画 CH_4 、 CO_2 、 O_2 、 N_2 等12种真实气体在低渗透裂隙岩层中的运移过程,其在TOUGH2的基础上增加了气体吸附模型,可以用于模拟页岩气的开采过程。

CO_2 和 N_2 注入到页岩中将会和原位的 CH_4 发生竞争性吸附,使页岩基质上吸附态的 CH_4 解吸变为游离态,流入裂隙网络中易于被产出。因此,准确描述气体吸附特性对页岩气开采尤为重要。页岩对气体的吸附特性采用普遍适用的Langmuir等温吸附模型进行刻画,其表达式为^[27-28]:

$$C = \frac{C_L P}{P_L + P} \quad (1)$$

郭平等对 50°C 不同压力下鄂尔多斯盆地延长组页岩对 CH_4 、 N_2 、 CO_2 的吸附特性进行了室内测试,得出了不同压力下气体的吸附量^[29]。采用Langmuir等温吸附方程对实验数据进行拟合。拟合结果(图2)显示3条曲线的相关系数分别为0.999 9,

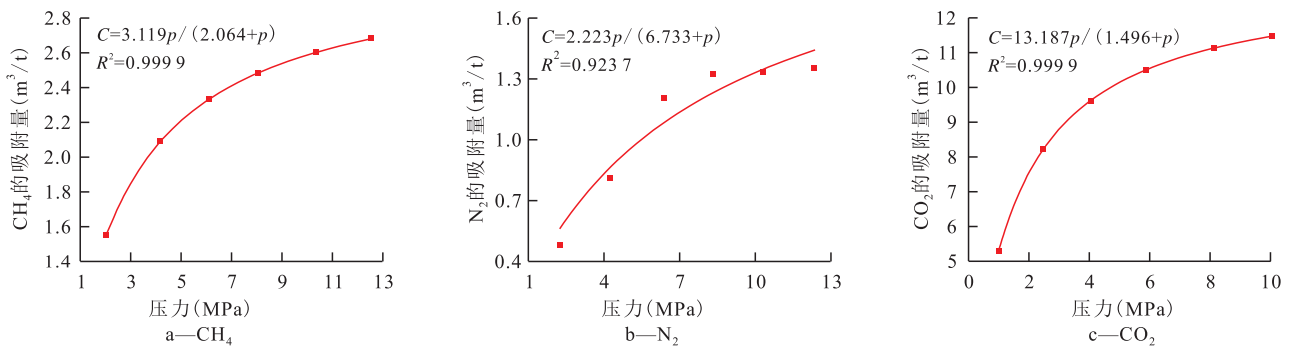


图2 延长组页岩对CH₄,N₂,CO₂的吸附特性曲线

Fig.2 Adsorption characteristics curves of CH₄,N₂ and CO₂ in Yanchang Formation shale

0.923 7和0.999 9,说明Langmuir等温吸附方程能非常好地描述延长组页岩对CH₄,N₂,CO₂的吸附特性。根据拟合结果可知,CH₄,N₂,CO₂的最大吸附量分别为3.119,2.223和13.187 m³/t,Langmuir压力分别为2.064,6.733和1.496 MPa。

2.3 地质模型的建立

富县区延长组长7油层组页岩埋藏深度为650~1 200 m^[30],选取页岩埋藏深度为1 200 m建立三维地质模型(图3)。模型X,Y,Z轴方向总长度分别为154,100和90 m。模型剖分情况如下:X轴两侧为对称水力压裂区,压裂范围均为15 m,采用对数剖分方式进行网格剖分,中间区域采用均匀剖分方式进行网格剖分;Y轴方向全部进行水力压裂,沿井两侧15 m范围采用对数剖分方式进行网格剖分,向外采用均匀剖分方式进行网格剖分;Z轴方向全部进行水力压裂,采用均匀剖分方式进行网格剖分。

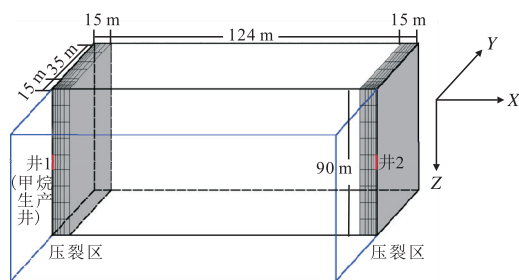


图3 三维地质模型示意

Fig.3 Schematic diagram of 3D geological model

水力压裂过程除了会产生渗透率非常大的裂缝外,还会对周围一定范围内的岩层产生扰动,使其水力传导系数变大。据DUAN等的报道,研究区延长组页岩的实际水力裂缝宽度为1.6 mm^[30],本模型中假定水力裂缝的传导系数为16 mD·m,通过对水力压裂裂缝周边15 m范围内的网格的渗透率进行离散,使其更符合实际情况。

2.4 模型参数设置

富县区延长组目标页岩层埋藏深度为1 200 m,

根据页岩埋深计算可得初始静水压力为11.87 MPa。富县区地表平均温度约为12.5 ℃,地温梯度为2.8 ℃/100 m^[31],经计算,延长组页岩初始温度为46.1 ℃。根据文献[26],页岩孔隙度设置为3.52%,页岩基质渗透率设置为2.53×10⁻⁴ mD,天然裂隙渗透率设置为3.33×10⁻⁴ mD,气体饱和度设置为65%。其他物性参数设置参考经验值(表1)。

表1 水文地质参数设置

Table1 Hydrogeological parameters of numerical model

参数名称	参数取值	参数名称	参数取值
厚度(m)	90	最大气体吸附量(CH ₄)(m ³ /t)	3.119
岩石颗粒密度(kg/m ³)	2 249	Langmuir压力(CH ₄)(MPa)	2.064
岩层热传导率(W/(m·℃))	3.1	最大气体吸附量(N ₂)(m ³ /t)	2.223
岩石颗粒比热(J/(kg·℃))	1 000	Langmuir压力(N ₂)(MPa)	6.733
气体扩散系数(m ² /s)	1.00×10 ⁻⁹	最大气体吸附量(CO ₂)(m ³ /t)	13.187
基质压缩系数(1/Pa)	4.5×10 ⁻¹⁰	Langmuir压力(CO ₂)(MPa)	1.496
裂隙压缩系数(1/Pa)	4.5×10 ⁻⁸		

2.5 模拟场景设置

为研究注入CO₂或CO₂/N₂混合气体对页岩气产量的影响,分别设置以下2种模拟场景。

场景1:0~30 a,井1为甲烷生产井,采用定压2.068 MPa方式开采页岩气30 a。0~5 a,井2为甲烷生产井,采用定压2.068 MPa方式开采页岩气5 a;5~10 a,井2转变为CO₂注入井,采用定速方式注入;10~30 a,关闭井2。在该场景中,通过改变CO₂的注入速率,探讨其对页岩气产量的影响。

场景2:0~30 a,井1为甲烷生产井,采用定压2.068 MPa方式开采页岩气30 a。0~5 a,井2为甲烷

生产井,采用定压2.068 MPa方式开采页岩气5 a;5~10 a,井2转变为CO₂/N₂混合气体注入井,采用定速方式注入;10~30 a,关闭井2。在该场景中,保持气体总的注入速率不变,改变混合气体中N₂的质量分数,探讨其对页岩气产量的影响。

3 页岩气增产的影响因素

3.1 CO₂注入速率

当CO₂注入速率分别为0.05,0.5和1 kg/s时,由甲烷生产井中页岩气产量随时间的变化曲线(图4a)可知,当CO₂注入后页岩气产量明显增加,CO₂注入速率越大,页岩气产量增加的幅度越大。单纯页岩气开采30 a产量为1.59×10⁶ kg,当CO₂注入速率为0.05 kg/s时,30 a页岩气产量达1.80×10⁶ kg,产量提高了13.21%。当CO₂注入速率为0.5 kg/s时,30 a页岩气产量为3.75×10⁶ kg,产量提高了135.85%。当CO₂注入速率为1 kg/s时,30 a页岩气产量达4.61×10⁶ kg,产量提高了191.82%。这是因为页岩

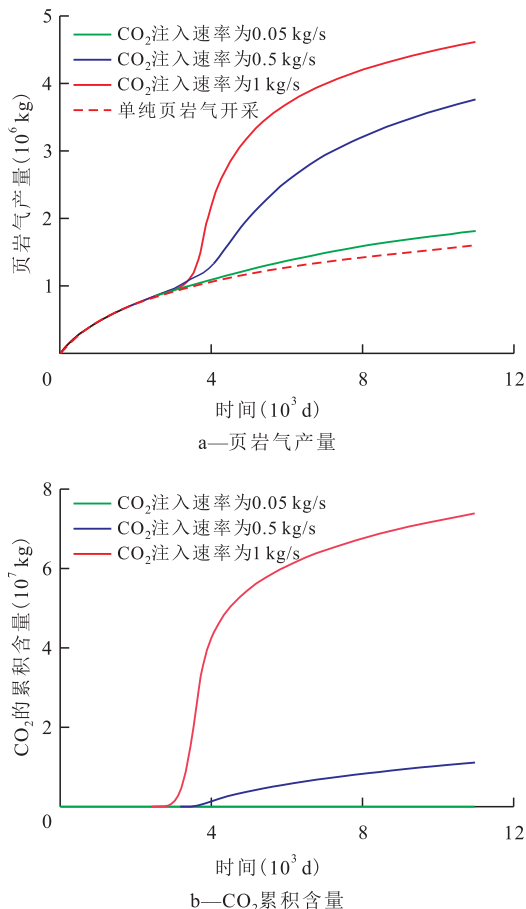


图4 不同CO₂注入速率下甲烷生产井中页岩气产量和CO₂累积含量随时间的变化曲线

Fig.4 Curves of shale gas content and cumulative CO₂ content in methane production well with time at different CO₂ injection rates

基质对CO₂的吸附能力强于CH₄,当注入大量CO₂后,CO₂可以直接置换出页岩基质中的CH₄,使其解吸到裂隙网络中变成游离态CH₄,从而容易产出。与此同时,CO₂注入后会引引起储层压力抬升形成巨大的压力差,这种压力差也有助于CH₄从页岩基质中解吸出来。

由甲烷生产井中CO₂的累积含量随时间的变化曲线(图4b)可知,当CO₂注入速率为0.05 kg/s时,30 a甲烷生产井中没有出现CO₂突破现象;当CO₂注入速率为0.5 kg/s时,30 a甲烷生产井中CO₂累积含量为1.11×10⁷ kg;当CO₂注入速率为1 kg/s时,30 a甲烷生产井中CO₂累积含量为7.38×10⁷ kg。实际工程中规定,甲烷生产井中CO₂突破含量超过产气量的10%时就应该闭井处理,避免增加后续处理过程的费用^[32]。虽然CO₂的注入速率越大,越有利于增加页岩气的产量,但同时CO₂的突破时间越早,综合分析得出最优CO₂注入速率为0.05 kg/s。

3.2 CO₂/N₂混合气体注入方式

在保证气体突破可能性最小的前提下,选取CO₂/N₂混合气体的注入速率为0.05 kg/s。改变混合气体中N₂的注入质量分数依次为0%,20%,50%和80%,得到甲烷生产井中页岩气产量随时间的变化曲线(图5)。从图5可以看出,注入CO₂/N₂混合气体比单独注入CO₂更有利于提高页岩气产量,混合气体中N₂质量分数越大,页岩气增产效果越明显。当单独注入CO₂时,页岩气最高产量为1.80×10⁶ kg;当注入质量分数分别为20%,50%和80%的N₂时,页岩气最高产量分别为2.04×10⁶,2.43×10⁶和2.74×10⁶ kg。这是因为CO₂和N₂同时注入页岩中,N₂的迁移速率比CO₂快,能在更短的时间迁移到甲烷生产井附近形成压力差,这种压力差有助于CH₄从页岩基质中解吸出来。

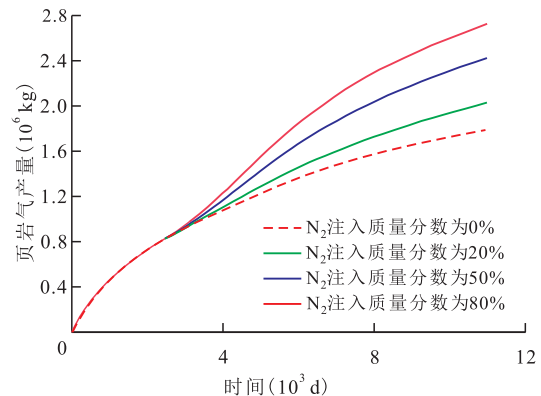


图5 甲烷生产井中页岩气产量随时间的变化曲线

Fig.5 Curves of shale gas content in methane production well with time

为更加清晰地观察CO₂/N₂混合气体注入后沿水平方向的迁移情况,选取甲烷生产井和气体注入井所在平面(Z=-45 m)进行气体饱和度刻画。由各时段气体饱和度分布情况(图6)可知,N₂的迁移速率

比CO₂快,30 a后N₂均能从注入井迁移到甲烷生产井中发生突破,而CO₂均未迁移到甲烷生产井附近。混合气体中N₂的质量分数越大,甲烷生产井中发生气体突破的时间越早,最终突破的N₂含量越大。

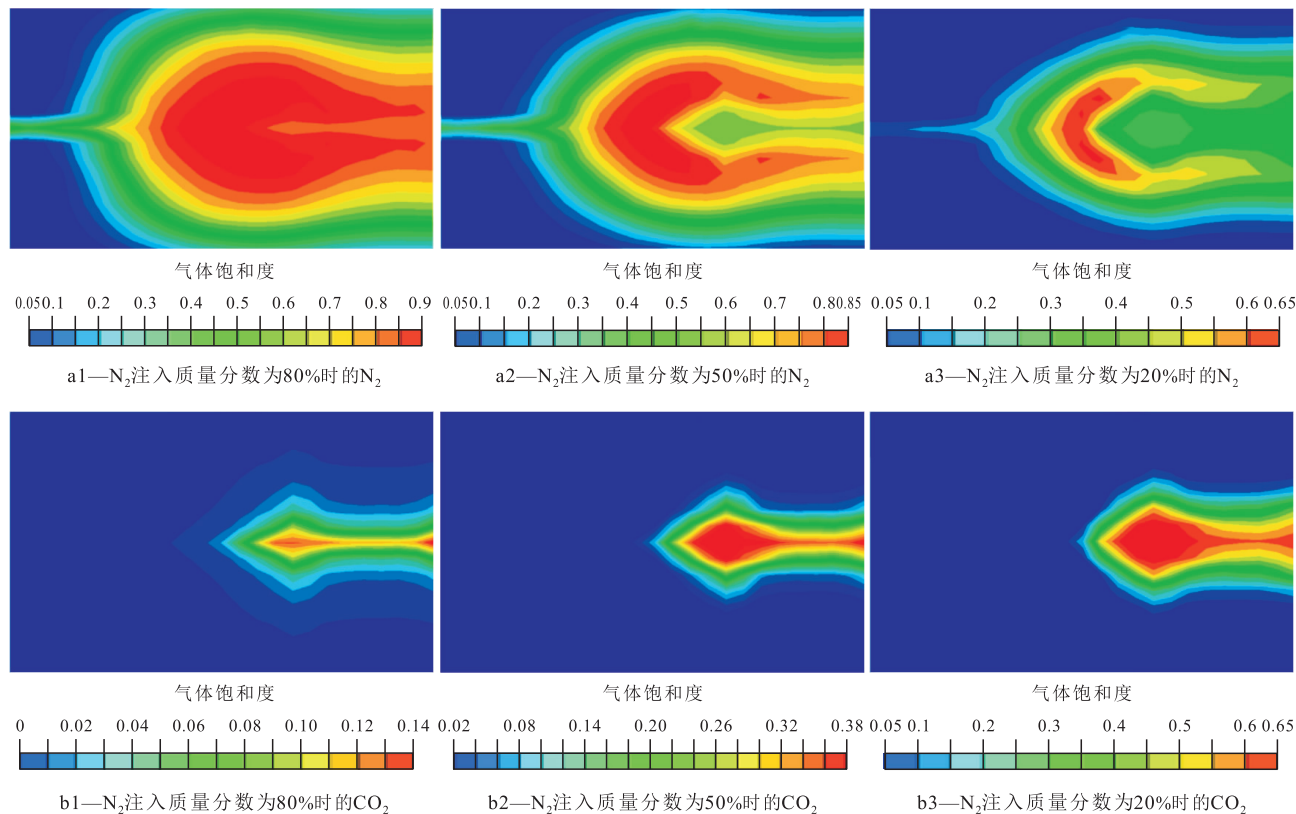


图6 30 a后(Z=-45 m)平面上气体饱和度分布情况

Fig.6 Gas saturation distribution on plane(Z=-45 m)after 30 years

从不同N₂注入质量分数下甲烷生产井中N₂累积含量随时间的变化曲线(图7)可以看出,当注入质量分数为20%的N₂时,30 a甲烷生产井中N₂的累积含量达0.050 4×10⁶ kg,为页岩气产量的2.47%;当注入质量分数为50%的N₂时,甲烷生产井中N₂的累积含量达0.484×10⁶ kg,为页岩气产量的19.92%;当注入质量分数为80%的N₂时,甲烷生产井中N₂的累

积含量达1.34×10⁶ kg,为页岩气产量的48.91%。结果显示,混合气体中N₂的质量分数为50%和80%时,甲烷生产井中N₂的累积含量均超过了10%的页岩气产量,不满足实际工程的需求。因此,工程实践中需要严格控制混合气体中N₂质量分数,来达到提高页岩气产量的目的。

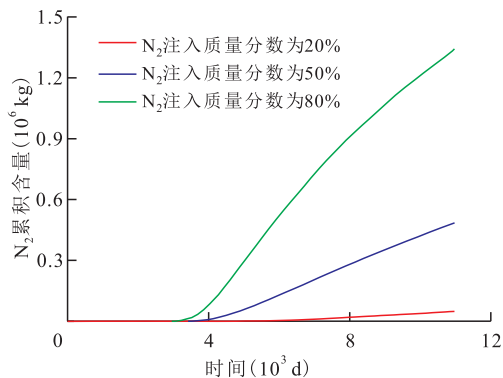


图7 甲烷生产井中N₂累积含量随时间的变化
Fig.7 Curves of cumulative N₂ content in methane production well with time

4 结论

注入CO₂有利于提高页岩气的产量,CO₂注入速率越大,页岩气产量增加幅度越大。在0.05,0.5和1 kg/s这3种速率下,仅以0.05 kg/s的速率注入CO₂,30 a后甲烷生产井中不会出现气体突破现象,此时页岩气产量可提高13.21%;以0.5和1 kg/s的速率注入CO₂,30 a后甲烷生产井中突破的CO₂含量均超过页岩气产量的10%,不符合实际工程规定。

同等注入速率条件下,注入CO₂/N₂混合气体比单独注入CO₂更有利于提高页岩气的产量,混合气体中N₂质量分数越大,页岩气产量增加的幅度越

大,但同时甲烷生产井中越容易发生气体突破现象。当混合气体中 N_2 质量分数为20%、50%和80%时,甲烷生产井中均会出现气体突破现象,30 a后 N_2 突破含量百分比分别为2.47%、19.92%、48.91%,仅当 N_2 质量分数为20%,甲烷生产井中突破的 N_2 含量未超过产气量的10%。

注入 CO_2 或 CO_2/N_2 混合气体均能提高页岩气的产量。但出于安全和成本考虑,工程实践中应注意合理设计气体注入速率和混合气体中 N_2 质量分数来达到提高页岩气产量的目的。

符号解释

C ——气体吸附量, m^3/t ; C_L ——Langmuir体积,代表最大气体吸附量, m^3/t ; p ——当前压力, MPa; p_L ——Langmuir压力,为气体吸附量达到最大吸附量50%对应的压力, MPa。

参考文献

- [1] 张奥博,汤达祯,陶树,等.中美典型含油气页岩地质特征及开发现状[J].油气地质与采收率,2019,26(1):37-45.
ZHANG Aobo, TANG Dazhen, TAO Shu, et al. Analysis of geological background and development situation of typical oil/gas-bearing shales in China and America[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 37-45.
- [2] 赵全民,张金成,刘劲歌.中国页岩气革命现状与发展建议[J].探矿工程:岩土钻掘工程,2019,46(8):1-9.
ZHAO Quanmin, ZHANG Jincheng, LIU Jingge. Status of Chinese shale gas revolution and development proposal[J]. Exploration Engineering: Rock & Soil Drilling and Tunneling, 2019, 46(8): 1-9.
- [3] 美国、中国页岩气的发展[J].煤化工,2018,46(3):69.
Development of shale gas in the United States and China[J]. Coal Chemical Industry, 2018, 46(3): 69.
- [4] 门晓溪,韩志辉,王磊.页岩气资源勘探开发历史及现状[J].新疆石油地质,2018,39(3):372-376.
MEN Xiaoxi, HAN Zhihui, WANG Lei. History and current situation of shale gas exploration and development[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(3): 372-376.
- [5] 孙霞.美国页岩气开发与全球能源结构的再平衡[J].国际石油经济,2013,21(12):21-24.
SUN Xia. Shale gas development in the U.S. is rebalancing of the global energy mix[J]. International Petroleum Economics, 2013, 21(12): 21-24.
- [6] 周庆凡,杨国丰.美国页岩油气勘探开发现状与发展前景[J].国际石油经济,2018,26(9):39-46.
ZHOU Qingfan, YANG Guofeng. Status and prospects of shale oil&gas exploration in the United States[J]. International Petroleum Economics, 2018, 26(9): 39-46.
- [7] 顾场.我国页岩气产业的现状和对策研究[J].中国市场,2018,(4):72-75.
GU Yang. Study on status and countermeasures of China's shale gas industry[J]. China Market, 2018, (4): 72-75.
- [8] 曾妍.页岩革命助推我国能源结构转型[J].天然气与石油,2018,36(5):105.
ZENG Yan. Transformation of China's energy structure promoted by shale revolution[J]. Natural Gas and Oil, 2018, 36(5): 105.
- [9] 赵群,杨慎,王红岩,等.中国页岩气开发现状及前景预判[J].环境影响评价,2019,41(1):6-10.
ZHAO Qun, YANG Shen, WANG Hongyan, et al. China's shale gas development and its prospects[J]. Environmental Impact Assessment, 2019, 41(1): 6-10.
- [10] 杨德敏,喻元秀,梁睿,等.我国页岩气重点建产区开发进展、环保现状及对策建议[J].现代化工,2019,39(1):1-6.
YANG Demin, YU Yuanxiu, LIANG Rui, et al. Development progress and environmental protection status in China's key shale gas construction areas and suggestions[J]. Modern Chemical Industry, 2019, 39(1): 1-6.
- [11] 韩伟.浅谈页岩气压裂开采及环境保护[J].化工管理,2019,(3):153.
HAN Wei. Brief discussion on shale gas fracturing and environmental protection[J]. Chemical Enterprise Management, 2019, (3): 153.
- [12] 王进超,胡勇,汤路.页岩气开采工艺技术探讨[J].化工设计通讯,2017,43(9):36.
WANG Jinchao, HU Yong, TANG Lu. Discussion on technology of shale gas exploitation[J]. Chemical Engineering Design Communications, 2017, 43(9): 36.
- [13] 孙军,李原杰,陶俊亦,等.页岩气开采中遇到的问题[J].新疆石油科技,2012,22(3):18-21,37.
SUN Jun, LI Yuanjie, TAO Junyi, et al. Problems encountered in shale gas exploitation[J]. Xinjiang Petroleum Science Technology, 2012, 22(3): 18-21, 37.
- [14] SUN Hai, YAO Jun, GAO Sunhua, et al. Numerical study of CO_2 , enhanced natural gas recovery and sequestration in shale gas reservoirs[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013, 19(11): 406-419.
- [15] LI Xiang, ELSWORTH Derek. Geomechanics of CO_2 , enhanced shale gas recovery[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2015, 26: 1 607-1 619.
- [16] LIU Faye, ELLETT Kevin, XIAO Yitian, et al. Assessing the feasibility of CO_2 storage in the New Albany Shale (Devonian - Mississippian) with potential enhanced gas recovery using reservoir simulation[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013, 17: 111-126.
- [17] 王福顺,牟珍宝,刘鹏程,等.超稠油油藏 CO_2 辅助开采用机理实验与数值模拟研究[J].油气地质与采收率,2017,24(6):86-91.
WANG Fushun, MOU Zhenbao, LIU Pengcheng, et al. Experiment and numerical simulation on mechanism of CO_2 assisted mining in super heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(6): 86-91.
- [18] 李向良.温度和注入压力对二氧化碳驱油效果的影响规律实验[J].油气地质与采收率,2015,22(1):84-87,92.
LI Xiangliang. Experimental study on the effect of temperature

- and injection pressure on CO₂ flooding[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 84-87, 92.
- [19] 侯吉瑞, 张丽, 李海波, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏氮气驱提高采收率的影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(5): 64-68.
HOU Jirui, ZHANG Li, LI Haibo, et al. Influencing factors on EOR nitrogen flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 64-68.
- [20] 孙浩洋. 二氧化碳提高页岩气采收率的微观机制探究[D]. 济南: 山东大学, 2018.
SUN Haoyang. Molecular insight into the enhanced shale gas recovery by carbon dioxide[D]. Jinan: Shandong University, 2018.
- [21] 王辛. 鄂尔多斯盆地富县地区长7段页岩储层评价[D]. 成都: 成都理工大学, 2012.
WANG Xin. The evaluation of Chang7 shale gas reservoir characteristics of Yanchang formation in Fuxian area, Ordos basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2012.
- [22] 周文, 苏媛, 王付斌, 等. 鄂尔多斯盆地富县区块中生界页岩气成藏条件与勘探方向[J]. 天然气工业, 2011, 31(2): 29-33.
ZHOU Wen, SU Yuan, WANG Fubin, et al. Shale gas pooling conditions and exploration targets in the Mesozoic of Fuxian Block, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(2): 29-33.
- [23] 张惠. 鄂尔多斯盆地南部富县地区长6浊积岩特征及成藏条件研究[D]. 西安: 西北大学, 2012.
ZHANG Hui. Study on characteristics and accumulation conditions of Chang6 turbidite in Fuxian area, southern Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2012.
- [24] 郭为, 胡志明, 左罗, 等. 页岩基质解吸-扩散-渗流耦合实验及数学模型[J]. 力学学报, 2015, 47(6): 916-922.
GUO Wei, HU Zhiming, ZUO Luo, et al. Gas desorption-diffusion-seepage coupled experiment of shale matrix and mathematic model[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2015, 47(6): 916-922.
- [25] 束青林, 郭迎春, 孙志刚, 等. 特低渗透油藏渗流机理研究及应用[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(5): 58-64.
SHU Qinglin, GUO Yingchun, SUN Zhigang, et al. Research and application of percolation mechanism in extra-low permeability oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(5): 58-64.
- [26] 刘丹青. 鄂尔多斯盆地CO₂地质封存联合页岩气开采技术研究[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2017.
LIU Danqing. Study on the CO₂ enhanced shale gas recovery technology in Ordos Basin, China [D]. Wuhan: China University of Geosciences(Wuhan), 2017.
- [27] 夏道应. 页岩气藏流固耦合模型数值模拟研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2018.
XIA Daoying. Study on the model of fluid-solid coupling of the numerical simulation on shale gas reservoirs[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2018.
- [28] 隋宏光, 姚军. 页岩黏土矿物CH₄/CO₂吸附规律的分子模拟[J]. 东北石油大学学报, 2016, 40(2): 90-98.
SUI Hongguang, YAO Jun. Molecular simulation of CH₄/CO₂ adsorption in clay minerals[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2016, 40(2): 90-98.
- [29] 郭平, 张伟, 李赞, 等. 鄂尔多斯盆地陆相页岩吸附规律研究[J]. 地质科技情报, 2017, 36(5): 54-59.
GUO Ping, ZHANG Wei, LI Yun, et al. Rules of continental shale adsorption in Ordos basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2017, 36(5): 54-59.
- [30] DUAN Hui, FANG Haoqing, ZHAO Chenyun, et al. Study on adaptability of shale gas network fracturing in Fuxian, Ordos Basin [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(28): 8 434-8 439.
- [31] 于强, 任战利, 倪军, 等. 鄂尔多斯盆地富县地区中生界热演化史探讨[J]. 西北大学学报: 自然科学版, 2012, 42(5): 801-805.
YU Qiang, REN Zhanli, NI Jun, et al. The thermal evolution history of Mesozoic, Fuxian exploratory area of Ordos Basin [J]. Journal of Northwest University: Natural Science Edition, 2012, 42(5): 801-805.
- [32] LIU Danqing, AGARWAL Ramesh, LI Yilian. Numerical simulation and optimization of CO₂-enhanced water recovery by employing a genetic algorithm [J]. Journal of Cleaner Production, 2016, 133(Complete): 994-1 007.

编辑 刘北羿