

研究论文

DOI: 10.11949/0438-1157.

天然气水合物与浅层气合采产气特征的实验模拟研究

王晓辉¹, 李华^{2,3}, 彭小东^{2,3}, 唐宋军^{2,3}, 武屹威¹, 陈光进¹

(¹ 中国石油大学(北京) 化学工程与环境学院, 北京 102249; ² 海洋油气高效开发全国重点实验室, 北京 102209; ³ 中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海南海口 570100)

摘要: 勘探发现天然气水合物与浅层气存在区域共生的地质成藏特征, 对水合物及浅层气进行多气源合采可以提高单井产量, 降低开发成本。搭建了一套多管段组合式实验模拟系统, 创建了天然气水合物+浅层气多气源共存气藏的室内重塑方法。在此基础上, 开展了压力衰竭法开采浅层气+天然气水合物气藏的物理模拟, 研究了不同开采阶段各个储层的温度和压力演变规律, 考察了梯度降压过程中不同降压区间的产气量、产出气的气源构成、气体产出率随降压频率和降压步幅的变化规律。实验结果显示, 当采用梯度降压模式对水合物和浅层气进行合采时, 储层压力场受水合物分解供气影响大; 储层温度场主要受水合物分解吸热影响, 温度曲线呈V形演变; 水合物层气体的累计采出率随降压幅度呈S形, 而下伏气层的气体累计采出率随降压幅度呈线性升高。实验模拟条件下, 单位体积水合物层的气体采出量为 13.787 m³/m³。当水合物层的初始含水饱和度从 34.8% 降为 6.04%, 储层连通性好, 水合物分解气能够快速产出, 高产气阶段往高压区移动。当降压步幅从 2 MPa/步升至 3 MPa/步, 产气效率提升 40%, 但储层的最大温降从 1.8 °C 升到了 2.6 °C, 考虑一维模拟装置受外部传热影响大, 实际储层的降温幅度可能更加明显。因此, 对于含天然气水合物的气藏开发, 需要合理设置降压频率和步幅, 以抑制出砂和储层温度的快速降低引起的结冰、水合物二次生成等问题。

关键词: 水合物; 天然气; 浅层气; 合采; 传热; 产气特征

中图分类号: **文献标志码:** A

文章编号: 0438-1157 (XXXX) XX-0001-14

Experimental study on the gas co-production characteristics of natural gas hydrates and shallow gas

WANG Xiaohui¹, LI Hua^{2,3}, PENG Xiaodong^{2,3}, TANG Songjun^{2,3}, WU Yiwei¹, CHEN Guangjin¹

(¹ College of Chemical Engineering and Environment, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; ² State Key Laboratory of Offshore Oil and Gas Exploitation, Beijing 102209, China; ³ CNOOC Hainan Branch, Haikou 570100, Hainan, China)

Abstract: Exploration has found that natural gas hydrates (NGHs) and shallow gas exhibit regionally co-existing geological accumulation characteristics. The co-production of multiple gas sources, including NGHs and shallow gas, can enhance gas production of single-well and reduce development costs. This study established a combined multi-tube experimental setup and developed a laboratory reconstruction method for a multi-gas-source co-storage

收稿日期: 2026-02-12 修回日期: 2026-05-17

通信作者: 陈光进(1965—), 男, 博士, 教授, gjchen@cup.edu.cn

第一作者: 王晓辉(1987—), 男, 博士, 副教授, xh.wang@cup.edu.cn

基金项目: 国家自然科学基金项目(22278433, U25B20163); 国家油气重大专项(2025ZD1402700); 中国海洋石油有限公司未来产业重大科技专项项目(KJ20250200976-ZD1427-006-312)

引用本文: 王晓辉, 李华, 彭小东, 唐宋军, 武屹威, 陈光进. 天然气水合物与浅层气合采产气特征的实验模拟研究[J]. 化工学报, XXXX, XX(XX): 1-14

Citation: WANG Xiaohui, LI Hua, PENG Xiaodong, TANG Songjun, WU Yiwei, CHEN Guangjin. Experimental study on the gas co-production characteristics of natural gas hydrates and shallow gas[J]. CIESC Journal, XXXX, XX(XX): 1-14

reservoir comprising shallow gas and NGHs. On this basis, physical simulations for the exploitation of shallow gas + natural gas hydrates by pressure depletion method were carried out. The evolution laws of temperature and pressure in each reservoir at different exploitation stages were studied. The variation laws of gas production, gas source composition of produced gas, and gas production rate with pressure reduction frequency and pressure reduction step in different pressure reduction intervals during the gradient pressure reduction process were investigated. The experimental results show that when the gradient pressure reduction mode is adopted to jointly extract natural gas hydrates and shallow gas, the reservoir pressure field is greatly affected by the gas supply from the decomposition of gas hydrates. The reservoir temperature field is mainly affected by the heat absorption of hydrate decomposition, and the temperature curve evolves in a V shape. The cumulative recovery rate of gas in the hydrate layer shows an S shape with the amplitude of pressure drop, while the cumulative recovery rate of gas in the underlying gas layer increases linearly with the amplitude of pressure drop. Under the experimental simulation conditions, the gas yield per unit volume of the hydrate layer is $13.787 \text{ m}^3/\text{m}^3$. When the initial water saturation of the hydrate layer drops from 34.8% to 6.04%, the reservoir connectivity is good, the hydrate decomposition gas can be produced rapidly, and the high-gas production stage moves towards the high-pressure conditions. When the pressure drop step increased from 2 MPa/ step to 3 MPa/ step, the gas production efficiency increased by 40%, but the maximum temperature drop of the reservoir rose from 1.8°C to 2.6°C . Considering that the one-dimensional simulation device is greatly affected by external heat transfer, the cooling amplitude of the actual reservoir may be more obvious. Therefore, for the development of gas reservoirs containing natural gas hydrates, it is necessary to reasonably set the frequency and stride of pressure reduction to suppress problems such as sand production, freezing and secondary formation of hydrates caused by the rapid drop in reservoir temperature.

Keywords: hydrate; natural gas; shallow gas; co-production; heat transfer; gas production characteristics

引 言

气体水合物是由水分子和气体分子在一定温度和压力条件下形成的冰状笼型化合物。在气体分子的作用下,水分子通过氢键结合,形成大小不同的笼形孔穴,将适宜孔穴大小的气体分子通过范德华力包裹在笼子里^[1-2]。根据气体种类的不同,水合物的晶体结构主要分为四种,即I型、II型、H型和半笼型^[3]。在自然界中,天然气水合物广泛分布于永久冻土地区和外大陆边缘的海底^[4-5]。天然气水合物中的气体主要是由甲烷组成,可以被点燃,所以又俗称为可燃冰。据估计,全球技术上可回收的水合物资源约为 $3 \times 10^{14} \text{ m}^3$ ^[6-7]。因此,作为一种大规模赋存的非常规能源,天然气水合物的开发利用受到了各国的广泛关注。但由于水合物主要富集在海底浅层,同时开采过程中存在复杂的相态转化行为,使得开采过程中面临复杂地质工程难题和环境风险,所以实现天然气水合物的商业性开采面临巨大的工程挑战和相应的创新性开发理论。

已知的天然气水合物开采技术都是基于改变其热力学相平衡条件,然后分解出天然气和水,包括热激法^[8-10]、降压法^[11-13]、注入化学抑制剂法^[14-15]、

$\text{CO}_2\text{-CH}_4$ 置换法^[16-18]等。其中,降压法被认为是最具潜力和最经济的方法,尤其适用于含下伏气层的水合物储层。降压法通过抽取水合物储层的流体,降低体系压力,诱发水合物分解,再将水合物分解释放的分解气采出。通过调节气体的采出速率控制储层压力,进而控制地下水合物的分解速率。若天然气水合物储层下方存在常规油气藏资源、浅层气资源等,其开采方案是:钻穿含天然气水合物层至常规油气藏,先采出游离态天然气,待产量降低后,继续降低压力使上方的天然气水合物发生分解,分解释放的天然气补充给常规气藏。但降压过程中会引起储层温度和能量降低,引发结冰和水合物的二次生成等问题,抑制产气效率^[19-20]。为应对这一挑战,研究表明通过降低减压速率或实施逐步减压可以有效维持储层温度^[21-22],从而优化开采过程。

迄今为止,全球范围内已开展了一系列天然气水合物的现场试采实验,但也暴露出许多问题^[23-25]。首先,这些现场试采实验的累计产气量和单位时间的产气效率不足,尚未达到商业性开采的要求。目前取得的最大产气量为2019年至2020年在南海神狐区域实现的 $8.61 \times 10^5 \text{ m}^3$ ^[26]。现场试采实验持续了30天,日均产气量为 $2.87 \times 10^4 \text{ m}^3$,还达不到海上天

然气商业化开采的产量。

多气源合采是将常规天然气(深部气源和浅层气)与天然气水合物进行一体化开发,以增加产气量 and 经济效益,适用于具有下伏气层的水合物藏^[27]。由于热力学条件接近平衡状态,这类储层被认为是最有前景的天然气水合物储层开采目标。此外,即使在天然气水合物分解贡献度较低的情况下,含下伏气层中的气体也能保持稳定的产气。Messoayakha 气田是一个含有大量下伏气层的天然气水合物藏,也是迄今为止第一个进行大规模开发的天然气水合物藏^[28]。因此,多气源合采引起了产业界和学术界的极大关注。Alp 等^[29]采用 TOUGH-HYDRATE 数值模拟软件研究了水合物储层与其下伏气层的共同产气行为。结果表明,在水合物区域的上部形成了第二个分解界面,对于加快水合物的分解有很重要的作用。Shu 等^[30]利用流动方程对多气源合采进行了数值模拟,分析了多层气开采的产气特点。研究结果表明,当天然气水合物储层和下伏气储层之间存在夹层时,地层压力是影响多气层混合开采产量的决定性因素;多气层联合开采效率将随着储层渗透率、水合物饱和度和下伏气体饱和度的增加而增加,为预测水合物储层的产气能力提供了理论基础,有助于选择最适合多层气联合开采的水合物藏。Zhao 等^[31-33]在合成的含水合物沉积物时,连接甲烷气瓶来模拟下伏气层。研究结果表示,下伏气的存在不仅可以提高天然气生产潜力,还可以有效地促进水合物分解和避免结冰,证明了底层天然气的重要性,对于进一步研究含有下伏气的海洋天然气水合物储层实现商业化开采具有重要意义。Sun 等^[34]开发了一种携带轴压和围压的水合物实验装置,提出了合成含下伏气的天然气水合物储层的新方法。通过改变水合物层和下伏气层的比例研究了储层传热和气体产出特性。实验结果表明,水合物层的比例增加时,气体产量提高,且下伏气与水合物分解气的产气行为不同。研究结果指导了储层开发方案设计,提出了提高生产井稳定性的开采方法。Nie 等^[35]利用压裂水平井结合注入热流体对含有下伏气层的天然气水合物储层生产潜力进行数值评价,结果表明组合方法能提升产气量,尤其在增强气体产出和控制水侵入方面。总体而言,上述研究已经证明天然气水合物与下伏气层的联合开采对产气量的重要性。但模拟的条件与实际储层特性有较大的差异,例如:下伏气层之所以没有

水合物,是因为水合物储层温度和下伏气层的温度存在差异。而目前的室内研究更多注重下伏气和水合物层在形式上的组合,对下伏气层与水合物储层的物理特性、气/水/水合物饱和度、储层温度等差异考虑得较少。因此,根据实际储层地质特征进行室内样品重塑,在此基础上物理模拟研究具有重要的实际意义。

在本研究中,搭建了一套多管道的组合式高压模拟装置,创建了天然气水合物层+含冰气层(过渡层)+下伏浅层气层的多气层样品的实验重塑方法,模拟研究了压力衰竭开发过程中不同气藏的温度、压力响应规律,考察了降压幅度与气藏开采程度、累计产气量、产出气的气源构成等之间的量化关系,为优化多气合采过程的传热传质行为,提高气藏的开采效率提供实验依据。

1 实验部分

1.1 实验装置

实验装置示意图如图1所示。核心装置为多管分段控温的高压反应釜。其中,一维高压反应釜内径为30 mm,高2500 mm,设计压力32 MPa。高压釜两侧设有16个3 mm的开孔,用于安装温度和压力传感器,以及进气和进水口。一维高压反应釜顶部设有可上下移动的活塞,活塞最大移动行程为300 mm,通过调控活塞上方压力压实下部沉积物,用于模拟海底沉积物埋深所承受的轴向应力。活塞移动段之下,分别为两段控温区域。此外,一维高压反应釜具备上下翻转功能,可以调整顶部和底部位置。一维高压反应釜的上半部分用于制备水合物沉积物层,下半部分用于制备含冰气层(中间过渡层)。一维高压反应釜底部与一个填砂管连接,填砂管设计压力为32 MPa,有效容积为500 mL,用于模拟下伏浅层气层。在水合物层和含冰气层中水合物生成结束后,将下伏气层顶部通过管线与含冰气层底部进行连接。

1.2 实验方案

多气源储层重塑的流程如图2所示,主要实验步骤如下:

(1)将粉砂与NaCl浓度为3.35 wt%盐水按照初始含水饱和度进行搅拌混合,待混合均匀后,分别装填至高压釜中。含冰气层和水合物层中的初始含水饱和度均设置为45%,下伏气层的初始含水饱

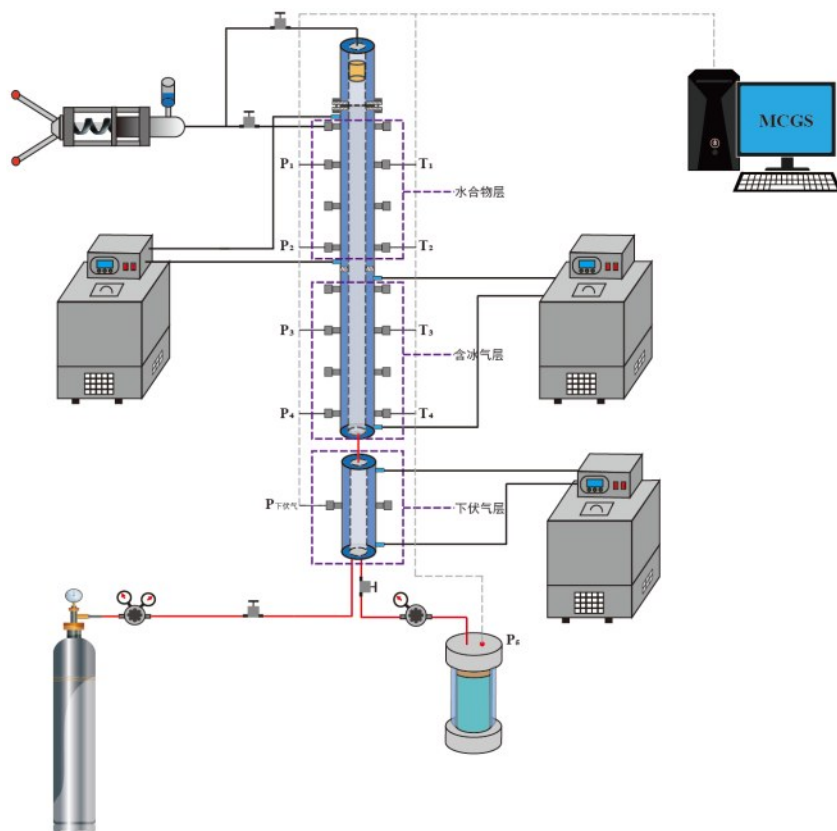


图1 实验装置示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the experimental apparatus

和度控制在21%。通过反应釜顶部的活塞增加轴压将反应釜内的沉积物压实,待轴压在1 h内无明显下降后,表明沉积物已被压实,活塞向下位移大约10 cm。随后,将温度传感器从反应釜侧壁插入,先压实后插入传感器可以避免温度传感器被挤弯。

(2)水砂混合物装填完毕后之后,开启低温循环水浴,将下伏气层的温度设定为17℃,含冰气层和水合物层的温度设定为3℃。

(3)抽真空后,从反应釜底部进CH₄气体,并甲烷吹扫三次,排除空气的影响。

(4)继续向反应釜中充入甲烷至10.0 MPa,经过一段时间后,水合物在一维高压釜中生成。当釜内压力降至水合物相平衡压力附近时再次补气至10.0 MPa,用于提升反应釜内的水合物饱和度。

(5)待水合物饱和度达到实验要求后,将反应釜内的压力补充至12.0℃对应的相平衡压力以上,随后将含冰气层、水合物层的温度升至地层模拟温度12.0℃。

(7)通过向水合物层内分批次补水,每次根据补水量对各层三相饱和度进行计算,直至其接近南海天然气水合物和下伏浅层气的实际储层性质。

需要注意的是,作为对比,在制备富气的水合物体系时无须向水合物层补水,而是补气至实验设定压力。

(8)通过旋转一维高压釜,调整一维高压釜底部和顶部的位置,将顶部的富气层和底部水合物层交换位置,然后将下伏气层装置顶部与一维高压反应釜底部相连,从而构建出下伏气层、含冰气层(中间过渡层)、水合物层的三气层模型,如图2所示。

1.3 实验材料

实验所用材料包括甲烷气体、氯化钠、粉砂和去离子水,相关的参数如表1所示。

1.4 计算方程

水合物生成过程消耗的CH₄摩尔量按照式(1)进行计算。

$$\Delta n_{\text{CH}_4, r} = \frac{1}{R} \cdot \left(\frac{P_{t_0} V_{\text{pore}}}{Z_{t_0} T_{\text{ave}, t_0}} - \frac{P_{t_1} V_{\text{pore}}}{Z_{t_1} T_{\text{ave}, t_1}} \right) \quad (1)$$

式中, $n_{\text{CH}_4, r}$ 为时间 $t=t_0$ 至 $t=t_1$ 期间反应釜中甲烷摩尔数的变化量。 P 和 T 分别为系统的压力和温度。下标 ave 表示平均值。 t_0 和 t_1 分别是水合物形成之前和形成之后的时间。 R 为通用气体常数, 8.314 J/(mol·K)。 Z 为气体压缩因子, 采用 BWRS 状态方

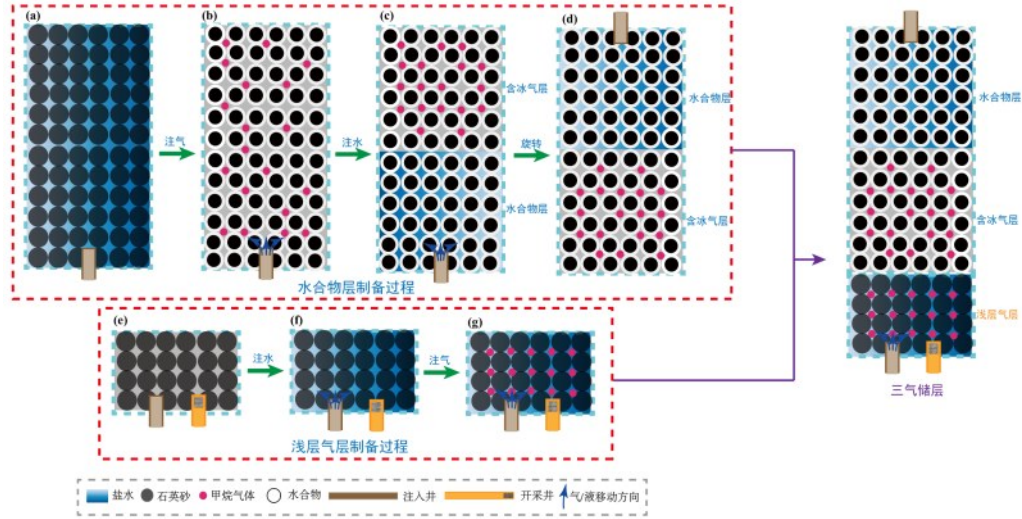


图2 多气源储层制备流程图

Fig. 2 The flowchart of multi gas reservoir preparation process

表1 实验材料及相关参数统计表

Table 1 The experimental materials and related parameters

材料名称	参数	生产厂家
甲烷气体	99.9%	北京氮普北分气体工业有限公司
氯化钠	分析纯	西陇化工股份有限公司
石英砂	250目	亿丰硅砂有限公司
去离子水	$<10^{-4}$ S/m	北京恒伟兴业科学仪器有限公司

程计算。 V_{pore} 为反应釜内孔隙中的气相体积,由式(2)计算得到:

$$V_{\text{pore}} = V_r - V_s - V_{w,s} \quad (2)$$

下标 r, s 和 w 分别代表反应釜、石英砂和水。

水合物饱和度可由式(3)计算:

$$S_h = \frac{\Delta n_{\text{CH}_4} M_h}{\rho_h V_{\text{pore}}} \quad (3)$$

式中, M_h 和 ρ_h 分别为甲烷水合物的摩尔质量和密度。

产气时,产出气 CH_4 的实时摩尔数由式(4)计算:

$$\Delta n_{\text{CH}_4, \text{product}} = \frac{1}{R} \cdot \left(\frac{P'_t V'_t}{Z'_t T'_t} - \frac{P'_t V'_t}{Z'_t T'_t} \right) \quad (4)$$

式中,上标'为产气收集系统的温度、压力和釜体积,下标 t 和 t_1 分别为不同产气时间。

产出气主要由两部分组成,一部分来自浅层气层,另一部分来自水合物层(包括含冰气层),如式(5)所示:

$$\Delta n_{\text{CH}_4, \text{product}} = \Delta n_{\text{CH}_4, \text{hr}} + \Delta n_{\text{CH}_4, \text{ugr}} \quad (5)$$

式中,hr表示水合物反应釜,ugr表示浅层气反应釜。

其中浅层气层的产气可以通过式(6)进行

计算^[36]:

$$\Delta n_{\text{CH}_4, \text{ugr}} = \frac{P_{\text{CH}_4, \text{ugr}, i} V_{\text{CH}_4, \text{ugr}, i}}{Z_{\text{CH}_4, \text{ugr}, i} R T_{\text{CH}_4, \text{ugr}, i}} - \frac{P_{\text{CH}_4, \text{ugr}} V_{\text{CH}_4, \text{ugr}}}{Z_{\text{CH}_4, \text{ugr}} R T_{\text{CH}_4, \text{ugr}}} \quad (6)$$

式中,下标 i 表示初始状态。联合式(4)–(6)可以得到来自水合物层的产气量。

2 实验结果与讨论

根据上述实验步骤,构建出了天然气水合物层+含冰气层+下伏气层的三元复合气藏,每个储层的具体特征参数如表2所示。其中,含冰气层为水合物层和下伏气层的中间过渡层,冰是指可燃冰(天然气水合物的俗称),含冰气层为现场惯用表述。在实验2和实验3中,水合物层和含冰气层是同时合成的,物性参数一致,未进一步做调整。

2.1 多气合采过程中各储层的温度和压力演变规律

实验模拟了梯度降压开采天然气水合物、含冰气层和常规气多气源储层的开采过程,考察了多气源合采过程中各储层的传热和流体流动规律。首先分析了水合物储层、含冰气层、下伏浅层气层在共同开采过程中各储层的温度和压力随时间的动态演变规律。其中,各个温度和压力探测点的位置如图1所示,压力 P_1 、 P_2 和温度 T_1 、 T_2 分别用于监测水合物层的温度和压力变化,压力 P_3 、 P_4 和温度 T_3 、 T_4 用于监测含冰气层的温度和压力变化, $P_{\text{下伏气}}$ 用于监测下伏气层的压力变化。常规连续降压法会引起储层较大的降温,导致结冰和水合物二次生成等抑制产气的问题^[37–38]。因此,本研究中采用了梯度降

表2 储层特征参数

Table 2 The experimental parameters of different gas reservoirs

	实验1	实验2	实验3
沉积物装填量	3.4884 kg	3.4884 kg	3.4884 kg
沉积物粒径	250 目	250 目	250 目
水矿化度	3.35 wt%	3.35 wt%	3.35 wt%
水合物层-水饱和度	34.8%	6.04%	5.91%
水合物层-气饱和度	21.36%	44.89%	44.85%
水合物层-水合物饱和度	43.84%	49.07%	49.24%
含冰气层-水饱和度	10.23%	6.04%	5.91%
含冰气层-气饱和度	45.93%	44.89%	44.85%
含冰气层-水合物饱和度	43.84%	49.07%	49.24%
浅层气层-水饱和度	21%	21%	21%
浅层气层-气饱和度	79%	79%	79%
水合物层温度	12.0 °C	11.9 °C	12.0 °C
浅层气层温度	17.1 °C	17.0 °C	17.0 °C
水合物层压力	15.6 MPa	14.4 MPa	14.3 MPa
浅层气层压力	15.6 MPa	14.0 MPa	12.5 MPa

压法。实验1-3分别对比分析了不同初始水饱和度和不同降压幅度对开采过程中储层温度和压力变化的影响。

实验1中水合物层初始水饱和度为34.8%、含冰气层初始水饱和度为10.23%，采用梯度降压法进行开采，降压幅度设为2 MPa/步。梯度降压步幅的设定综合考虑了水合物相平衡压力、产气阶段划分、产气速率、温度响应等因素，首要原则是覆盖高于相平衡压力阶段、接近并低于相平衡压力阶段、低压自由气产出三个阶段。图3为降压产气过程中各个储层的温度和压力变化情况。在水合物生成结束后，水合物储层平均压力为15.6 MPa，可以通过补气达到预设的初始压力。将背压阀调至设定压力进行采气，首次降压至14.2 MPa，每次降压持续时间约为1 h。然后再次降压至13.0 MPa，气体采出时间同样为1 h，根据相平衡数据分析知，该阶段会发生水合物分解。之后则以2.0 MPa/步的步幅进行降压，每次降压的时间间隔均为1 h，同时记录了每个降压阶段不同储层的温度、压力及产出气体量。产气量及气源构成的计算方程如式(4)~(6)所示。下伏气层和含冰气层的气体饱和度大，含有大量的自由气体，储层孔隙连通性较水合物层更好。如图3(a)所示，在开采过程中，下伏气层和含冰气层的压力变化与降压步幅一致，表明下伏气层和含冰气层的产气速率主要受降压幅度影响。对于天然气水

合物层，当储层压力降至9 MPa之前，储层压力变化与其它两个气层不同步，也与降压步幅不同步。水合物层压力随时间逐渐降低，而且高于下伏气层和含冰气层的压力。一方面，压力差由气体流动阻力引起。因为开采井口位于下伏气层，水合物层距离下伏气层最远，当流体流动时，沿程阻力更大，所以会与井口压力之间存在压力差，加之水合物层气体饱和度低，储层孔隙率低，造成该层的流动阻力更大。其次，降压会引起水合物分解，释放气体，从而减缓水合物层压力的下降速率。如图3(a)所示，当压力从13 MPa降至9 MPa之间时，水合物层的压力曲线下降得更加缓慢。因此，水合物层的压力变化受气体传质速率和水合物分解速率共同控制，在不同降压阶段主控因素会有所不同。

图3(b)为降压采出过程中水合物层和含冰气层的温度变化规律。实验结果显示：两个储层的温度变化趋势相似，含冰气层先降温，水合物层后降温，而且水合物层的温度下降幅度更大，表明含水合物层的温度变化主要受水合物分解次序和分解强度影响。图3(b)显示水合物层的温度 T_1 和 T_2 之间的变化差异较大， T_2 在200 min时降至最低温度10.1 °C，而 T_1 在190 min之前无明显降温，而在260 min和313 min时出现了显著的降温，最低温度分别为9.5 °C和9.4 °C。 T_1 比 T_2 降温时间更晚，原因是模拟的开采井口在浅层气层，降压开采过程中压力梯度由近及远逐渐波及， T_1 距离下伏浅层气井口位置最远，同时富水的水合物层气体渗透率较低，所以在储层连通性和流动阻力的共同作用下， T_1 处的压力最晚降至水合物相平衡压力以下，水合物分解速率和强度也滞后。因此，水合物分解次序受到储层传质速率的影响，进而影响最终产气速率。从图3(a)也可以发现，在250 min之前 P_1 总是高于 P_2 ， P_1 在250 min以后才降至开采压力。随着降压幅度的进一步增加， T_1 处以下的水合物大量分解，形成了气体渗流通道，导致 T_1 处压力降低，并诱发此处水合物发生分解。同时，水合物分解吸热导致储层温度在后期大幅降低。图3(b)显示水合物层和含冰气层的温度变化曲线包含多个“V”形， T_1 处的“V”形最后出现，下降幅度也最大。因为采用的是梯度降压，降压初期，由于快速降压导致储层内水合物迅速分解，水合物分解吸热导致储层的温度的快速降低。当储层压力趋于稳定时，同时储层温度快速降低的双重作用下水合物分解速率趋缓，加之外界传热的

影响,所以储层的温度又逐渐回升,这与大尺度数值模拟的结果是一致的^[39]。由于采用的是梯度降压,所以温度曲线包含重复的“V”形。其次,对比图3(a)和3(b)可以发现,当水合物完全分解之后,每次降压仍会引起储层温度小幅度的变化。因此,气藏压力衰竭开发,也会导致储层的温度降低。对于含水合物相变的复杂气藏,储层的温度变化更为显著和复杂,由降压幅度、水合物分解和外界传热共同控制。

因此,基于搭建的多管段高压实验模拟装置,

成功构建出了模拟南海天然气水合物伴生气田的多气储层,实验模拟压力大于15.0 MPa,模拟温度为12.0℃。物理模拟实验揭示了多气层合采时不同储层的温度和压力演变规律及关键控制因素。储层的传质速率影响储层压力的变化速率,并和水合物分解供气速率相互影响,而水合物分解速率又会进一步影响储层的温度演变。实验结果反映出了多气合采过程中不同储层的温度和压力的演变特征和相互影响规律,体现了实验装置、实验方案的合理性。

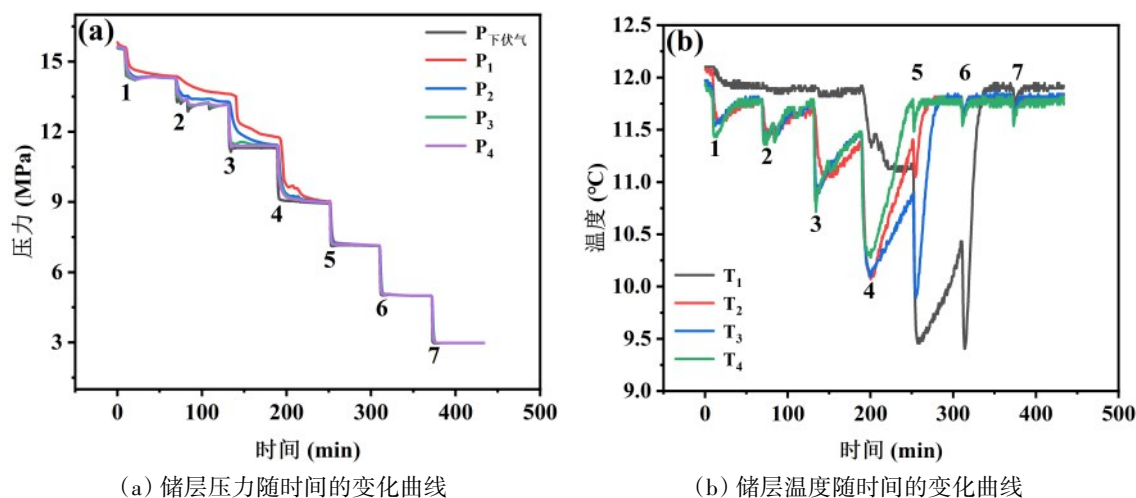


图3 实验1梯度降压开采天然气水合物和浅层气过程中储层的压力和温度随时间的变化曲线

Fig. 3 The variation curves of pressure-time and temperature-time during the co-production process of NGHs and shallow gas in run

1

与实验1相比,实验2中水合物层的水饱和度更低,从实验1的34.8%降为6.04%,而气饱和度从21.36%升至44.89%,水合物的饱和度比较接近。降压幅度依然采用2.0 MPa/次,产气阶段不同储层的压力随时间的变化曲线如图4(a)所示。当初始水饱和度更低时,在降压产气阶段,水合物层与含冰气层、下伏气层之间的压力差变得更小了,当储层压力降至9 MPa之后,各储层之间的压力曲线几乎重合了。图4(b)为实验2产气阶段水合物层和含冰气层的温度随时间的变化曲线。温度曲线显示:当体系压力降至9 MPa之前,前3次降压会引起储层的温度显著下降,说明此阶段存在水合物分解。每个降压阶段水合物层和含冰气层各位置的温度曲线依然呈现“V”形变化趋势。该现象主要是快速降压导致水合物分解和气体体积膨胀吸热,引起储层温度直线下降,而在后续恒压阶段,储层的温度又缓慢地恢复^[40]。当储层压力降至9 MPa及之下时,再

降压,储层温度会短时小幅下降,表明储层中的天然气水合物已经完全分解了,小幅度的降温主要是气体体积膨胀吸热引起。此外,由于水的导热速度远大于气体的导热速度,当储层的初始水饱和度更低时,外界热源向储层内的传热速率也会减慢,所以水合物分解引起的储层温度损失无法及时从外界热源得到补充,导致初始水饱和度更低的实验2中在降压阶段中出现了更大降温的温差。实验2中初始水饱和度降低之后,水合物分解产气的效率显著提高了,这与初始水饱和度更高的实验1明显不同。主要是储层内水饱和度越低,气体饱和度越高,储层的连通性更好,而且储层之间压力传导阻力更小。因此,储层中含水饱和度会显著影响水合物的分解速率,储层水饱和度越低,越有利天然气水合物开采和快速释气。

实验3和实验2的气、水、水合物饱和度接近,但是在实验3中采用了更大的降压步幅进行梯度降

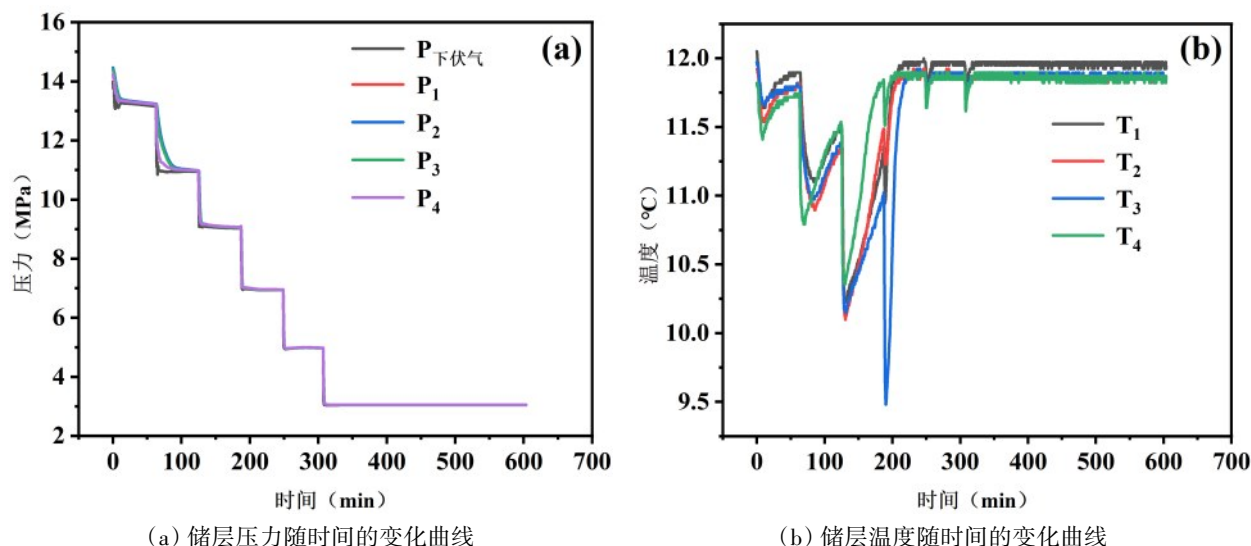


图4 实验2梯度降压开采天然气水合物-浅层气过程中储层的压力和温度随时间的变化曲线

Fig. 4 The variation curves of pressure-time and temperature-time during the co-production process of NGHs and shallow gas in run

2

压,降压幅度调整为3.0 MPa/次。实验3产气阶段不同储层压力随时间的变化曲线如图5(a)所示。当增大采气过程中的降压步幅,各存储之间存在明显压差的范围越小。例如,在实验3中,当储层压力降至9 MPa时,不同储层之间存在显著的压力梯度。主要是降压越快,不同储层之间的压差会增大,以及水合物层中水合物分解释气,所以在初始阶段不同储层之间的压力变化趋势相差比较大。当储层压力下降至9 MPa以下时,各储层之间的压力差非常小,几乎同步了,表明降压幅度越大,水合物分解时间越短。图5(b)为实验3产气阶段水合物层和含冰气层的温度随时间的变化曲线。如图5(b)所示,快速降压引起储层温度的下降时间和强度不同,越靠近开采井口的位置,储层温度越先下降。同时,当增大每次降压的幅度,每个降压阶段表现更大幅度的温度降低,温度最大一次下降了2.6 °C。而采用较小降压幅度的实验1,温度最大一次下降了1.8 °C。较小的降压幅度更能保障采气过程的安全性和连续性,但是在保障安全的情况下,可以在一定范围内适当增加降压幅度,提高产气效率。当水合物分解完全后,即使持续降压,储层温度也不会出现明显的变化。

不同储层之间的温差主要是由水合物分解吸热导致的。从水合物储层的温度变化情况可以看出,采用小幅度的阶段性降压开采,可以避免一次大幅度降压引起的储层温度大幅下降,尤其是在水

合物分解压力区间,不仅可以避免采气过程中结冰和水合物二次生成的现象发生,而且保障了采气过程的连续性。

2.2 产气规律

采用不同开采模式不仅会影响储层的温度、压力等能量参数的演变趋势,而且还会影响到产气效率。因此,进一步分析了不同降压模式下的产气情况。实验1中储层的初始平均压力为15.6 MPa,降压幅度为2.0 MPa/次,共进行了7步降压,每个降压区间获得的阶段产气量和累计产气量如图6所示。需要说明的是:水合物层和含冰气层处于同一个反应釜中,下伏气层在另一个连通的反应釜中。在产气来源分析时,水合物层产气量包含了水合物层和含冰气层的共同产气量。同时,水合物层和含冰气层的气体来源也由两部分构成,分别是孔隙中的自由气体和水合物相中的束缚气。甲烷在水中的溶解度小,忽略了溶解气部分的贡献。

从图6中可以看出,储层压力从15.6 MPa梯度降压至3.0 MPa过程中,水合物层在不同降压区间中的产气量先逐渐增加后减少,增加部分主要来自水合物分解气,表明不同降压区间的产气量与水合物分解释气量直接相关。其中,当储层压力从11 MPa降至9.0 MPa时,水合物层的阶段产气量达到最大值0.034 m³(标况,下同)。当储层压力从5.0 MPa降至3.0 MPa时,水合物层的阶段性产气量只有0.006 m³,此阶段主要是排出孔隙中的剩余自由气。

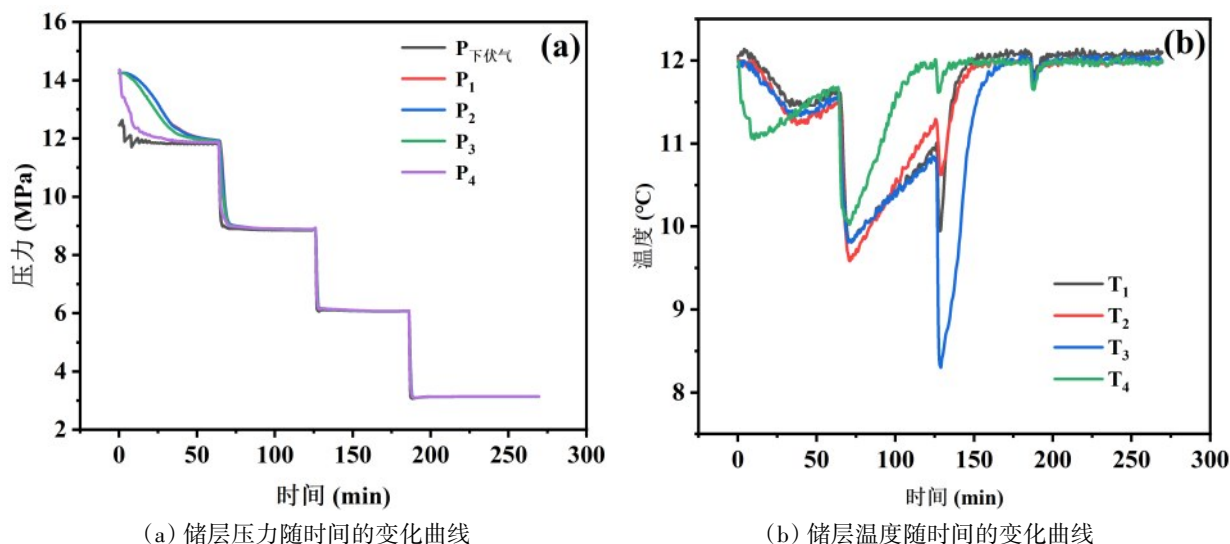


图5 实验3梯度降压开采天然气水合物-浅层气过程中储层的压力和温度随时间的变化曲线

Fig. 5 The variation curves of pressure-time and temperature-time during the co-production process of NGHs and shallow gas in run

3

下伏气层在每个降压区间的产气量分别为 0.00324 m^3 、 0.00196 m^3 、 0.00827 m^3 、 0.00336 m^3 、 0.00483 m^3 、 0.00518 m^3 、 0.00465 m^3 ，产气量主要在 0.00196 m^3 – 0.00827 m^3 范围内进行波动。第二阶段的产气量最低，主要是该阶段的压降幅度也最小，从 14.2 MPa 降至 13 MPa 。从图 6(a) 可以看出，累计产气量主要受储层水合物分解量的影响，而水合物层产气量与下伏气层产气量之间并没有明显的相互影响。图 6(b) 为实验 1 中的累计产气量随时间的变化曲线。基于 Chen-Guo 水合物模型^[41]，可以计算得到 NaCl 浓度为 $3.35 \text{ wt\%}$ 的孔隙水中甲烷水合物在 12°C 时的

相平衡压力为 11.7 MPa 。因此，将压力从 13 MPa 降至 11 MPa 区间，水合物会发生分解。从图 6(b) 可以看出， 13 MPa 降至 7 MPa 区间存在水合物分解供气，累计产气量曲线随着时间逐渐升高，而且升高幅度大。相比之下，当储层压力大于 13 MPa 或者低于 7 MPa ，降压主要是排出自由气，累计产气量曲线在每个降压区间很快就稳定不变了。所以，为了提高产气效率，需要根据不同产气阶段调整开采策略。当储层中水合物完全分解之后，应采用连续降压的方式更有利于提高产气效率。

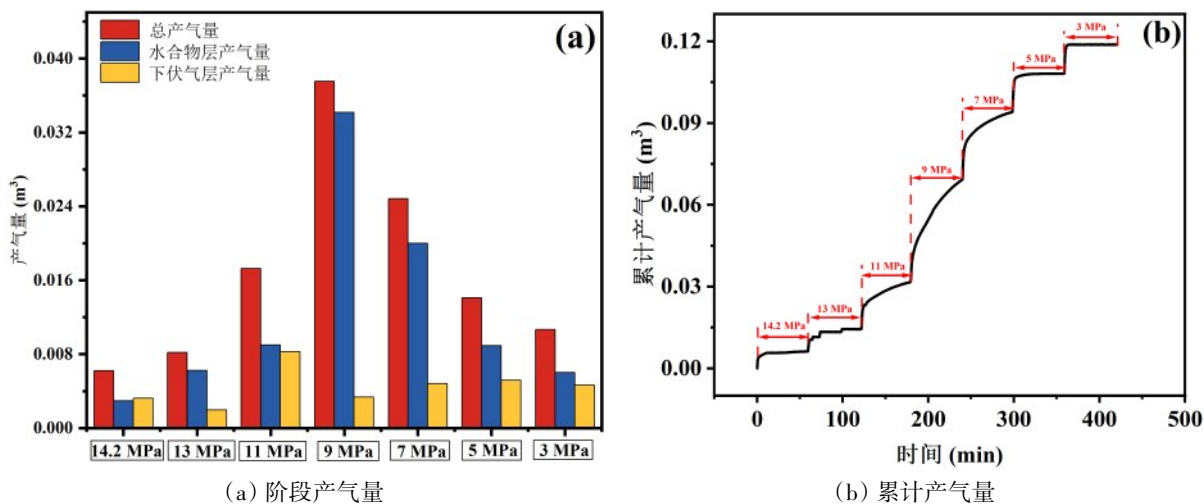


图6 实验1降压采出过程不同压力区间的阶段产气量和累计产气量

Fig. 6 The staged and cumulative gas production under different pressure reduction ranges in Run 1.

实验2共进行了6次降压,降压幅度为2.0 MPa/次,每个降压区间的阶段产气量和累计产气量如图7所示。实验2将水合物层的水饱和度从实验1的34.8%降为6.04%,储层的渗透性更好。与实验1相似,当储层压力从13 MPa降至7 MPa之间时,存在水合物分解供气,累计产气量曲线也随着时间逐渐升高。当储层压力大于13 MPa或者低于7 MPa,降压之后累计产气量曲线很快就平了,意味着孔隙中的自由气很快排完之后就没有产气了。此外,每个降压区间的产气规律与实验1也类似,呈现先增大

后降低的趋势,主要是在13 MPa-7 MPa之间存在水合物分解供气,其余压力范围内主要是排出自由气。当储层压力从11 MPa降至9.0 MPa,该压力曲线获取了最大的阶段产气量为0.04 m³。下伏气层在每个降压区间的产气量基本稳定,在0.002 m³-0.006 m³范围内波动。相较于实验1,实验2中的高产气阶段更偏向于9-11 MPa高压区间。对于初始水饱和度低、储层渗透性好的气藏,开采井的布井位置选择上还可以进一步优化。

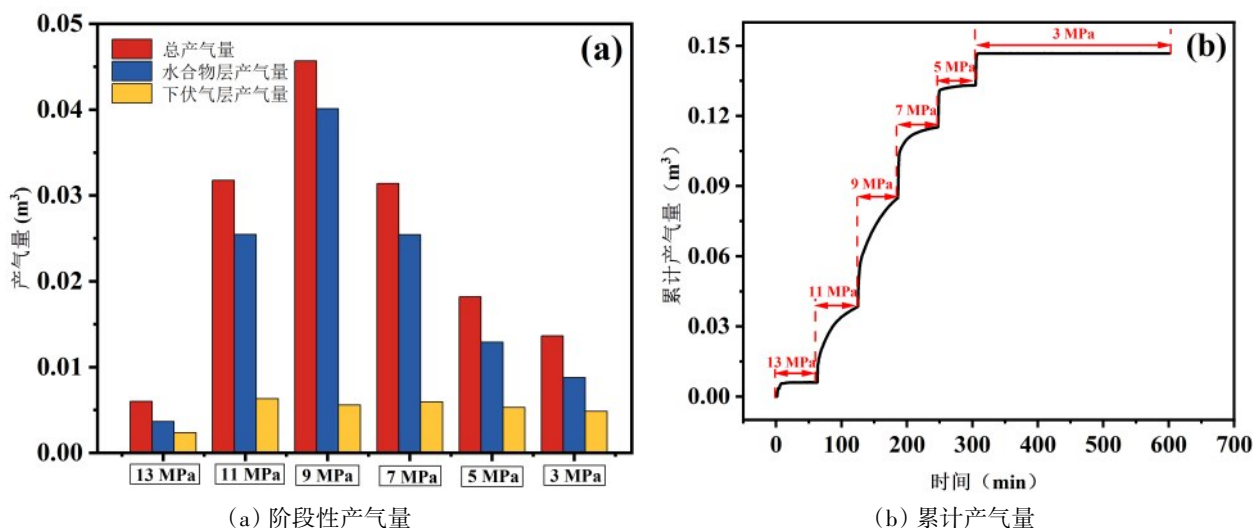


图7 实验2降压采出过程不同压力区间的阶段产气量和累计产气量

Fig. 7 The staged and cumulative gas production under different pressure reduction ranges in Run 2.

图8为实验3中梯度降压对应的阶段产气量和累计产气量随时间的变化关系。与实验1和实验2相比,实验3将降压步幅从2.0 MPa/次调整为3.0 MPa/次。如图8所示,阶段产气量和累计产气量的整体变化规律与实验1和实验2基本一致,分为排自由气阶段和排自由气+水合物分解气阶段,水合物分解阶段的产气量大和累计产气量曲线随着时间在持续升高,而非台阶式上升。与实验1和实验2的差异在于实验3的产气时间缩短了,实验1总耗时420 min,实验2总耗时约350 min,而实验3总耗时约250 min,增大降压步幅可以显著缩短开采周期。其次,如图3~5所示,在梯度降压阶段实验1中储层的最低温度降至9.3 °C,实验2中储层的最低温度降至9.4 °C,而实验3中储层的最低温度降至8.3 °C,降压步幅越大,储层的温度下降也越明显。本实验采用的是内径为30 mm一维反应釜,周围恒温水浴向反应釜内的传热效应非常强,在尺寸更大

的实际储层中,降压开采引起的储层温度下降效应将会更加显著。在不同产气阶段采用合适的降压模式对安全、高效产气将至关重要。

2.3 气体采出率与储层降压压力的关系

气体采出率是指每个阶段的产气量与总储气量之间的比值,可以用来衡量气藏的开发程度。此外,气体采出率也与操作条件相关,通过对比气体采出率和操作成本可以评估开采制度的经济性。为了评价不同降压压力下的气体采出程度,以及采出气中不同气源的贡献占比,分别计算了气体总采出率,以及水合物层和下伏气层分别对应的采出率,结果如图9所示。需要指出的是,所有采出率均是相比于系统总气量计算得到。实验1为模拟海南气田的储层条件,因此分析了实验1中每个降压阶段水合物层气体采出率和下伏气层气体采出率。当储层压力从15.6 MPa依次降至14.2 MPa、13.0 MPa、11.0 MPa、9.0 MPa、7.0 MPa、5.0 MPa、3.0 MPa、

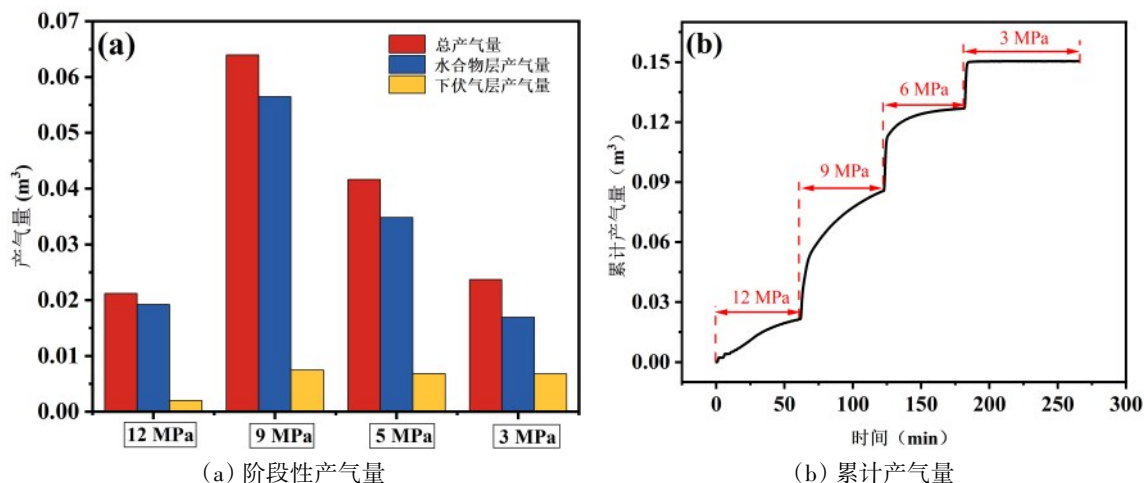


图8 实验3降压采出过程不同压力区间的阶段产气量和累计产气量

Fig. 8 The staged and cumulative gas production under different pressure reduction ranges in Run 3.

0 MPa 时,水合物层的气体采出率分别为 2.25%、6.98%、13.82%、39.75%、54.93%、61.69%、66.25%、73.91%,对应的下伏气层气体采出率为 2.46%、3.94%、10.21%、12.76%、16.42%、20.35%、23.88%、26.09%。可以发现下伏气层的气体采出率几乎随降压压力成线性变化,这主要是下伏气层以采出孔隙中的自由气为主。对于水合物层,在降压初期阶段,储层压力高于水合物相平衡压力,水合物层和下伏气层的气体采出率相近,均是以采出孔隙中的自由气为主。当储层压力从 13 MPa 依次降至 11 MPa、9 MPa、7 MPa 时,水合物层气体采出率从

6.98% 升至 54.93%,远高于下伏气层的气体采出率。随着压力的逐渐降低,水合物分解推动力越来越大,水合物层的气体采出速度迅速升高。当储层压力从 7 MPa 依次降至 5 MPa、3 MPa、0 MPa 时,水合物层的气体采出率分别从 61.69% 升至 73.91%,水合物层的气体采出率增幅变缓,且随降压幅度成线性变化,所以水合物储层的气体采出率曲线呈 S 形。实验结果反映了对多气源合采时,不同储层产气特征与降压幅度之间的对应关系,对实际开采过程中的产气制度优化具有重要的指导意义。

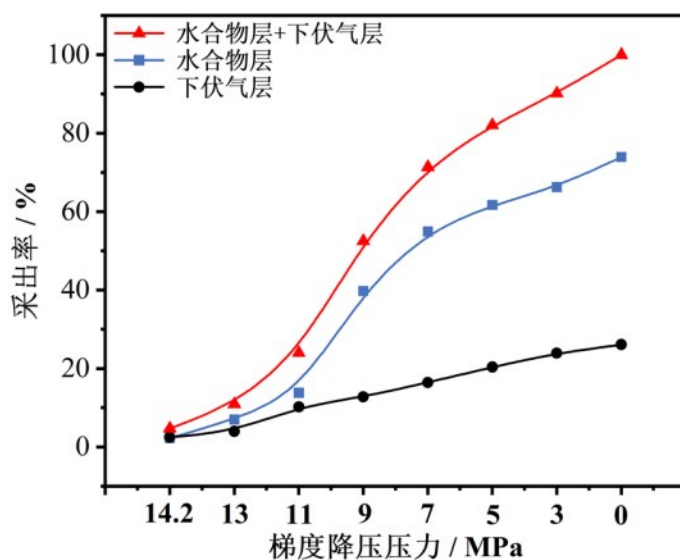


图9 实验1中水合物层和下伏气层的累计气体采出率随降压幅度的变化关系

Fig. 9 The cumulative gas recovery ratio of the hydrate layer and the underlying gas layer in run 1 as a function of pressure reduction magnitude

上述实验结果显示:在多气源合采中,天然气水合物对累计产气量具有重要的贡献,尤其在高压产气阶段的占比影响更大,这与俄罗斯麦索雅哈气田的产气规律是一致的^[28]。为了进一步深化多气合采过程中水合物层产气规律的认识,将水合物层在不同降压区间的累计产气量除以水合物储层的总体积(也就是水合物层反应釜的总体积)得到单位体积储层的累计产气量,计算结果图如10所示。当储层压力从15.6 MPa依次降至14.2 MPa、13.0 MPa、

11.0 MPa、9.0 MPa、7.0 MPa、5.0 MPa、3.0 MPa、0 MPa时,单位体积水合物层的气体采出量分别为0.420、1.302、2.577、7.415、10.246、11.509、12.359、13.787 m^3/m^3 ,对应的水合物层的气体采出程度分别为3.05%、9.45%、18.69%、53.78%、74.32%、83.47%、89.65%、100%。这为评估多气合采时水合物层的产气贡献,以及评估天然气水合物藏的产气量提供了必要的基础数据。

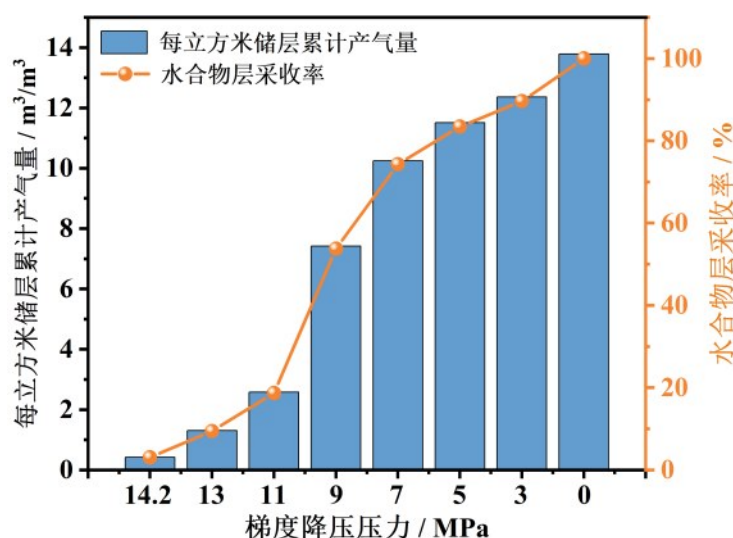


图10 实验1中单位水合物层的产气量和气体采收率随降压幅度的变化关系

Fig. 10 The relationship between gas production and gas recovery ratio per cubic meter hydrate layer and the magnitude of pressure reduction in run 1

3 结 论

本研究搭建了一套多管段组合式实验模拟装置,创建了一种制备天然气水合物储层+含冰气层(过渡层)+下伏气层多气源共存气藏的实验方法。在此基础上,开展了梯度降压开采天然气水合物层+过渡气层+常规气层多源气藏的物理模拟实验,考察了梯度降压过程中储层的温度、压力、阶段产气量、累计产气量和产气气源构成等随降压频次和降压幅度的变化规律。取得以下结论:

(1)在梯度降压开采过程中,不同气藏的压力变化主要受储层流动阻力和水合物分解供气共同影响。下伏浅层气层的压力变化与降压步幅几乎同步,而水合物层在降压初期因水合物分解供气,导致水合物层的压力逐渐下降,且高于下伏气层的压力。当水合物分解完成后,不同气层的压力变化趋于一致,揭示了多气源合采过程中储层气体的产

出次序。

(2)水合物分解和降压气体膨胀会吸收热量,储层温度会随排气而下降;但储层发生水合物分解时,储层温度下降会更加迅速,下降幅度与降压幅度成正比;在本研究中当降压步幅从2 MPa/步升至3 MPa/步时,产气效率提升40%,水合物层的最大温降从1.8 $^{\circ}\text{C}$ 升到了2.6 $^{\circ}\text{C}$ 。在恒压阶段,水合物层会从外界吸热,温度得以回升,储层温度呈现多个V形变化。因此,调控降压频率和幅度对抑制储层温度持续降低引起的结冰、水合物二次生成和保障持续产气十分重要。

(3)下伏气层的气体累计产出率随降压幅度呈线性增加,水合物储层的累计产气率随降压幅度呈S形增加。本实验条件下,单位体积水合物层产气量约为13.787 m^3/m^3 。

参考文献

- [1] Sloan E D, Koh C A. Clathrate hydrates of natural gases[M]. 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2008.
- [2] Chen Y, Zhou X B, Tang C P, et al. Molecular insight into the dual effect of salts: Promoting or inhibiting the nucleation and growth of carbon dioxide clathrate hydrates[J]. Chemical Engineering Journal, 2024, **498**: 155097.
- [3] Cui J, Sun Z, Wang X, et al. Fundamental mechanisms and phenomena of clathrate hydrate nucleation[J]. Chinese Journal of Chemical Engineering, 2019, **27**(9): 2014–2025.
- [4] Yu Y S, Zhang X W, Liu J W, et al. Natural gas hydrate resources and hydrate technologies: a review and analysis of the associated energy and global warming challenges[J]. Energy & Environmental Science, 2021, **14**: 5611–5668.
- [5] 宁伏龙, 梁金强, 吴能友, 等. 中国天然气水合物赋存特征[J]. 天然气工业, 2020, **40**(8): 1–24.
- Ning F L, Liang J Q, Wu N Y, et al. Reservoir characteristics of natural gas hydrates in China[J]. Natural Gas Industry, 2020, **40**(8): 1–24.
- [6] Boswell R, Collett T S. Current perspectives on gas hydrate resources[J]. Energy & Environmental Science, 2011, **4**: 1206–1215.
- [7] Boswell R. Is gas hydrate energy within reach [J]. Science, 2009, **325**: 957–958.
- [8] 阮徐可, 李小森, 徐纯刚, 等. 天然气水合物降压联合井壁加热开采的数值模拟[J]. 化工学报, 2015, **66**(4): 1544–1550.
- Ruan X K, Li X S, Xu C G, et al. Numerical simulation of gas production from hydrate by depressurization combined with well-wall heating[J]. CIESC Journal, 2015, **66**(4): 1544–1550.
- [9] Feng J C, Wang Y, Li X S, et al. Investigation into optimization condition of thermal stimulation for hydrate dissociation in the sandy reservoir[J]. Applied Energy, 2015, **154**: 995–1003.
- [10] Pang W X, Sun C Y, Chen G J, et al. Methane hydrate dissociation experiment in a middle-sized quiescent reactor using thermal method[J]. Fuel, 2009, **88**(3): 497–503.
- [11] 王令颂, 孙漪霁, 卜禹豪, 等. 大尺度扇柱形反应釜内甲烷水合物降压开采规律研究[J]. 化工学报, 2025, **76**(6): 2958–2973.
- Wang L B, Sun Y F, Bu Y H, et al. Study on the methane hydrates exploitation by depressurization in a large-scale fan column-shaped reactor[J]. CIESC Journal, 2025, **76**(6): 2958–2973.
- [12] 李淑霞, 李杰, 靳玉蓉. 不同饱和度的天然气水合物降压分解实验[J]. 化工学报, 2014, **65**(4): 1411–1415.
- Li S X, Li J, Jin Y R. Depressurizing dissociation of natural gas hydrate with different saturation[J]. CIESC Journal, 2014, **65**(4): 1411–1415.
- [13] 杨明军, 巩广军, 郑嘉男, 等. 泥质低渗水合物降压开采特性与模型研究[J]. 化工学报, 2024, **75**(8): 2909–2916.
- Yang M J, Gong G J, Zheng J N, et al. Production characteristics and model of muddy hydrates with low permeability by depressurization[J]. CIESC Journal, 2024, **75**(8): 2909–2916.
- [14] Dong F H, Zang X Y, Li D L, et al. Experimental investigation on propane hydrate dissociation by high concentration methanol and ethylene glycol solution injection[J]. Energy & Fuels, 2009, **23**: 11563–11567.
- [15] Yuan Q, Sun C Y, Yang X, et al. Gas production from methane-hydrate-bearing sands by ethylene glycol injection using a three-dimensional reactor[J]. Energy & Fuels, 2011, **25**(7): 3108–3115.
- [16] 徐纯刚, 李小森, 蔡晶, 等. 二氧化碳置换法模拟开采天然气水合物的研究进展[J]. 化工学报, 2013, **64**(7): 2309–2315.
- Xu C G, Li X S, Cai J, et al. Advance on simulation exploitation of natural gas hydrate by replacement with CO₂[J]. CIESC Journal, 2013, **64**(7): 2309–2315.
- [17] 王晓辉, 许强, 郑华星, 等. 天然气水合物置换开采的能源效率研究[J]. 化工学报, 2020, **71**(12): 5754–5762.
- Wang X H, Xu Q, Zheng H X, et al. Energy efficiency analysis of natural gas hydrates production method[J]. CIESC Journal, 2020, **71**(12): 5754–5762.
- [18] Wang X H, Sun Y F, Wang Y F, et al. Gas production from hydrates by CH₄-CO₂/H₂ replacement[J]. Applied Energy, 2017, **188**: 305–314.
- [19] Feng Y, Han Y Z, Gao P, et al. Study of hydrate nucleation and growth aided by micro-nanobubbles: probing the hydrate memory effect[J]. Energy, 2024, **290**: 130228.
- [20] Wang X H, Xu X J, Cai J, et al. Effect of residual guest concentration in aqueous solution on hydrate reformation kinetics [J]. Fuel, 2023, **339**: 126923.
- [21] Yin Z Y, Wan Q C, Gao Q, et al. Effect of pressure drawdown rate on the fluid production behavior from methane hydrate-bearing sediments[J]. Applied Energy, 2020, **271**: 115195.
- [22] Yang L, Wang Z F, Shi K J, et al. Upward migration of the shallow gas enhances the production behavior from the vertical heterogeneous hydrate-bearing marine sediments[J]. Energy, 2024, **307**: 132612.
- [23] 李楠, 王晓辉, 吕一宁, 等. 天然气水合物开发面临的挑战及关键技术[J]. 石油科学通报, 2016, **1**(1): 171–174.
- Li N, Wang X H, Lv Y N, et al. Challenges and key technologies in development of natural gas hydrates[J]. Petroleum Science Bulletin, 2016, **1**(1): 171–174.
- [24] Dallimore S R, Collett T S. Scientific results from the Mallik 2002 gas hydrate production research well program, Mackenzie Delta, Northwest Territories[J]. Bulletin of the Geological Survey of Canada, 2005, **585**: 1–8.
- [25] Tamaki M, Fujii T, Suzuki K. Characterization and prediction of the gas hydrate reservoir at the second offshore gas production test site in the eastern Nankai Trough, Japan[J]. Energies, 2017, **10**: 1678.
- [26] 叶建良, 秦绪文, 谢文卫, 等. 中国南海天然气水合物第二次试采主要进展[J]. 中国地质, 2020, **47**(3): 557–568.
- Ye J L, Qin X W, Xie W W, et al. Main progress of the second gas hydrate trial production in the South China Sea[J]. Geology in China, 2020, **47**(3): 557–568.
- [27] Li R, Cao B J, Chen H N, et al. Experimental study on the dual-gas co-production from hydrate deposit and its underlying gas reservoir[J]. Energy, 2022, **258**: 124847.
- [28] Makogon Y F, Holditch S A, Makogon T Y. Russian field illustrates gas-hydrate production[J]. Oil & Gas Journal, 2005, **103**: 43–47.
- [29] Alp D, Parlaktuna M, Moridis G J. Gas production by depressurization from hypothetical Class 1G and Class 1W hydrate reservoirs[J]. Energy Conversion and Management, 2013, **48**(6): 1864–1879.
- [30] Shu J, Jin Y, Sun T, et al. Multilayer commingled production

- effects in hydrate reservoirs with underlying gas[J]. Processes, 2024, **12**(6): 1225.
- [31] Zhao J, Zheng J, Dong S, et al. Gas production enhancement effect of underlying gas on methane hydrates in marine sediments by depressurization[J]. Fuel, 2022, **310**: 112415.
- [32] Zhao J, Zheng J N, Kang T Q, et al. Dynamic permeability and gas production characteristics of methane hydrate-bearing marine muddy cores: experimental and modeling study[J]. Fuel, 2021, **306**: 121630.
- [33] Zhao J, Zheng J N, Wang X R, et al. Effects of underlying gas on formation and gas production of methane hydrate in muddy low-permeability cores[J]. Fuel, 2022, **309**: 122128.
- [34] Sun X, Wang X H, Xiao P, et al. Dual-gas co-production behavior for hydrate-bearing coarse sediment with underlying gas via depressurization under constrained conditions[J]. Gas Science and Engineering, 2023, **116**: 205038.
- [35] Nie S S, Li J F, Liu K, et al. Numerical evaluation of commingled production potential of marine multilayered gas hydrate reservoirs using fractured horizontal wells and thermal fluid injection[J]. Journal of Marine Science and Engineering, 2024, **12**(3): 365.
- [36] Li S J, Zhang J D, Ge Y, et al. Effects of bottom-hole pressure on energy recovery from three-phase hydrate-bearing sediments with underlying free-gas reservoir via depressurization[J]. Energy & Fuels, 2025, **39**: 5391–5405.
- [37] Jiang S, Sun Y, Zhang G, et al. Dynamics and mechanisms of methane hydrate reformation near wellbores: Investigating heat and mass transfer processes. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2024, 231:125826.
- [38] Chen Y, Li S, Wang Z, et al. A numerical evaluation of hydrate reformation risk during gas flow in porous media. Fuel, 2026, 406: 136804.
- [39] Kan J, Sun Y, Dong B, et al. Numerical simulation of gas production from permafrost hydrate deposits enhanced with CO₂/N₂ injection. Energy, 2021, 221: 119919.
- [40] Zhang J D, Yin Z Y, Li Q P, et al. Comparison of fluid production between excess-gas and excess-water hydrate-bearing sediments under depressurization and its implication on energy recovery[J]. Energy, 2023, **282**: 128315.
- [41] Cai J, Wang X H, Xiao P, et al. Modeling on the phase equilibrium of gas hydrate in electrolytes containing system. Fuel, 2023, 333: 126282.