

引用格式:杨作亚,武晓敏.天然气水合物藏多层联合开采数值模拟研究[J].油气藏评价与开发,2023,13(3):393-402.

YANG Zuoya, WU Xiaomin. Numerical simulation study on multi-layer combined exploitation of natural gas hydrate reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(3): 393-402.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.03.015

天然气水合物藏多层联合开采数值模拟研究

杨作亚¹,武晓敏²

(1.重庆城市管理职业学院数智财经学院,重庆 401331;2.重庆城市管理职业学院民政与社会治理学院,重庆 401331)

摘要:海域天然气水合物藏往往伴随着大量游离气的存在,而储层的低渗透性限制了不同层系的气水流动,利用储层中的水合物分解气和游离气是提升水合物藏产气效率的关键。基于中国南海神狐海域的实际地质数据,使用 TOUGH+HYDRATE 模拟器,建立3种不同水合物储层垂直井联合开采的数值模型,分析了产气、产水、温度、压力场和水合物饱和度的空间变化,进而提出天然气水合物的优化降压开采策略。结果表明:降压开采过程中,气和水不断向开采井汇集,井周围的温度压力迅速下降;持续降压开采10 a,随着产气速率的减小,产水速率不断增大,三层联合开采方式的累计产气量最高可达 $4.59 \times 10^6 \text{ m}^3$,其累计产水量为 $8.31 \times 10^5 \text{ m}^3$;水合物的分解由降压的压力梯度控制,井周围的水合物优先分解,下伏层水的流动会加快储层水合物的分解。

关键词:天然气水合物;产气效率;联合开采;数值模型;神狐海域

中图分类号:TE53

文献标识码:A

Numerical simulation study on multi-layer combined exploitation of natural gas hydrate reservoirs

YANG Zuoya¹, WU Xiaomin²

(1. Chongqing City Management College, School of Smart finance and Economics, Chongqing 401331, China;

(2. Chongqing City Management College, School of Civil Affairs and Social Governance, Chongqing 401331, China)

Abstract: Offshore natural gas hydrate reservoirs are often accompanied by a large amount of free gas. However, the low permeability of the reservoir limits the flow of gas and water in different layers. Therefore, the fully exploitation of the hydrate-dissociation gas and free gas in the reservoir is the key to improve gas production efficiency. Based on the actual geological data in the Shenhu area of the South China Sea, the TOUGH+HYDRATE code is used to establish the numerical model of the combined exploitation of three different hydrate reservoirs with vertical wells. The spatial changes of gas production, water production, temperature, pressure field and hydrate saturation are analyzed, and then the optimized depressurization production strategy of natural gas hydrate is put forward. The results show that during the depressurization production, gas and water are continuously collected to the production well, and the temperature and pressure around the well drop rapidly. After continuous production for ten years, the water production rate continues to increase with the decrease of gas production rate. The cumulative gas production of three-layer combined mining method is up to $4.59 \times 10^6 \text{ m}^3$, and the cumulative water production is $8.31 \times 10^5 \text{ m}^3$. Hydrate dissociation is controlled by the depressurized gradient, hydrates around the well are preferentially dissociated, and the flow of underlying water will accelerate the dissociation of reservoir hydrates.

Keywords: natural gas hydrate; gas production efficiency; combined exploitation; numerical model; Shenhu area

收稿日期:2022-01-05。

第一作者简介:杨作亚(1982—),女,硕士,讲师,从事天然气水合物性质、安全技术、坝体稳定方面研究。地址:重庆市高新区虎溪大学城南二路151号,邮政编码:401331。E-mail:wuxiaomin_1@163.com

基金项目:重庆市教委科学技术研究项目“煤层水力压裂渐进损伤增透机理及优化可抽采范围研究”(KJQN202003302);重庆城市管理职业学院第三批创新团队项目“矸石资源化利用与力学分析”(KYTD202003)。

天然气水合物是由气和水组成,类冰状的固态化合物,主要成分为甲烷^[1]。天然气水合物在高压低温条件下能够保持稳定,在自然界中多存在于永久冻土和深海沉积物中^[2-3]。天然气水合物以其分布广、储量丰富、能量密度高等特点,被认为是一种能够替代传统能源的新型清洁能源。从海洋沉积物中开发高效的水合物资源对解决世界能源短缺问题具有重要意义,然而,在海洋环境中,90%以上的水合物存在于非成岩、渗透率极低的沉积物中^[4]。水合物在储层中受到外界刺激,使得水合物相态平衡破坏,会出现水合物分解现象,转变为天然气和液态水,产出的气和水经储层流动至井筒内并生产出来。与常规气藏开发不同,天然气水合物藏的开采涉及多种物理、化学反应,包括水合物生成、分解反应,相变潜热及相应的相态变化,气体和液体在多孔介质中的流动,伴随流动过程的热循环和运移等。目前水合物开采方法主要有:①降压^[5-6];②热激发^[7-9];③注入抑制剂^[10];④N₂/CO₂驱替^[11-12];⑤固态流态法^[13]。

世界上多个国家已经进行多次水合物的现场试采工作。2002年,加拿大在Mallik 5L-38区块的冻土层实施了试验,运用热激发开采法获得了468 m³甲烷气产量^[14]。2007年和2008年,加拿大对Mallik 2L-38区块的冻土层分别实施了两次降压开采:第一次,1.5 d连续产气830 m³;第二次,6.0 d连续产气1.3×10⁴ m³^[15-17]。2012年,美国在阿拉斯加的Ignik Sikumi区块,采用N₂/CO₂驱替与降压相结合的方法,从水合物沉积物中获得了2.44×10⁴ m³甲烷气和180.7 m³的水。从永久冻土层水合物开采的成功试验证明,自然沉积物中开采水合物的技术是可行的,降压法对于水合物藏开采是一种正确的方法。为获得长期稳定生产,2017年,中国在南海神狐海域利用垂直井降压技术对天然气水合物进行首次开采,实现了60 d的稳定生产,产气量达到30.90×10⁴ m³^[18]。中国南海神狐海域的天然气水合物藏具有稳定水合物层、非稳定水合物层和游离气层等多种层系,不同层系的渗透率、孔隙度、水合物饱和度均有不同。在开采过程中,若只选择某一水合物层作为靶区,产气速率会受到储层低渗透性的影响,且无法充分利用其余层系的气源,深海沉积物的低渗透率是影响水合物开采产气量的主要因素。为提高产气效率,2020年,中国的南海神狐海域第二轮海域水合物试采中首次采用了水平井技术,这次试采时间为30 d,

累计产气量86.14×10⁴ m³,获得了圆满成功^[19]。此轮试采工作实现了深海表层低渗水合物藏的单水平井开采技术的突破,但其连续采气结果显示产气量离实际商业化开采还有一定差距,虽然单水平井技术能够在一定程度上提高产气效率,但其产气效率受限于浅表地层的低渗透性及水合物堵塞孔隙通道的影响,且不能充分发挥海域天然气水合物藏多层系特性的产气潜能。南海天然气水合物藏表现为多层系共存状态,除了有稳定的天然气水合物层,还有大量的下伏游离气,这部分游离气可成为一个新的供给气源。为提高水合物藏采气效率,充分利用这部分游离气气源,多层系联合降压开采将成为一个新的海域水合物藏开发方案。

现场试采工作是一项高风险、高费用的作业工程,为验证水合物开采技术的可行性,数值模拟作为一种工程预测工具,为开采设计方案和生产评估提供重要的理论依据。KURIHARA等^[20]使用自研的MH模拟器对2008年美国阿拉斯加北坡Elbert山的试采数据进行历史耦合,并基于调整和耦合的地层相关物理化学参数,预测不同开采方法的长期开采效果,模拟结果表明,天然气产量关键在于储层的初始温度和开采方法。苏正等^[21]以南海北部陆坡神狐海域天然气水合物成藏特征为依据,利用TOUGH+HYDRATE程序模拟构建了对天然气水合物进行注热开采的物理模型,并研究了热激发与降压开采的效率对比分析,研究显示,热激发法对水合物分解的贡献很低,水合物分解主要由降压操作引起,而简单的垂直井降压法在该区域开采的经济效益比较低。BOSWELL等^[22]根据印度第二次天然气水合物勘探计划的孟加拉深水湾两个站点的调查数据,构建了全面的地质模型以研究单垂直井降压法开采水合物的地质响应,从模拟结果得到,在较厚储层中,天然气水合物解离前沿可能主要是沿着垂直井向四周扩张的,而在薄层储层中,解离前沿则是从垂直井出发,沿着上下储层边缘的水平方向进行扩展。实现对海域天然气水合物藏的商业化开采,主要有两个方面:第一,选择渗透率高、水合物饱和度高的水合物靶区;第二,针对水合物的开采区域采用适合的开采方法。神狐海域的水合物藏结构还富有大量游离气层,多层联合开采充分发挥储层产气潜力,发展水合物藏开采的多气源途径,有利于提高总产气量,确保产气的长期稳定。依据中国南海神狐海域的水

合物藏地质资料,利用TOUGH+HYDRATE模拟器,以多层联合开采为切入点,构建不同层系的垂直井开采模型,系统分析降压法开采下的产气和产水规律以及储层物性演化特征,为海域水合物藏开采的提产增效和安全开采提供理论依据和工程指导。

1 研究区域及开采方法

模拟区域位于中国南海北部的神狐海域东南部陆坡的W17站位,其属于珠江口盆地白云凹陷的一部分。该区域海底地形复杂,北高南低,有侵蚀海沟、海山、陡坡、倒坡等典型海底地质特征。由于地质构造运动,形成了倾斜大角度的裂缝及断裂带体系,为气体的运移提供了运移通道。神狐海域的W17站位具有良好的天然气水合物形成聚集条件,海水深度为1 266 m,模拟目标储层属于泥质粉砂型,其矿物成分主要为石英长石、碳酸盐和黏土矿物,其束缚水饱和度高达65%以上^[18]。开采方法选用降压法,在降压过程中,井筒和储层压力逐步降低,气和水不断向生产井内汇集并举升至地面。当储层压力降低至水合物相平衡的压力时,水合物开始分解,释放大量的天然气和水,进而提升产气效率(图1)。

2 数值模型

2.1 地质条件

根据W17站位获得的岩心数据,W17站位的水合物藏条件包括有:上盖层,埋深处于1 475~1 495 m(水深为1 266 m),孔隙填充液态水;第一层不含

游离气的稳定水合物层(水合物层 I),埋深处于1 495~1 530 m,孔隙只含有水合物和液态水;第二层含游离气的非稳定水合物层(水合物层 II),埋深处于1 530~1 545 m,孔隙含有水合物、游离气和液态水;第三层含游离气的游离气层,埋深处于1 545~1 572 m,孔隙存在游离气和液态水;下盖层,埋深处于1 572~1 592 m,孔隙充满液态水。上盖层&水合物层 I、水合物层 II和游离气层&下盖层的孔隙度 φ 分别为35%、33%和32%,渗透率分别为 2.9×10^{-3} 、 1.5×10^{-3} 、 $7.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;稳定水合物层和非稳定水合物层水合物饱和度 S_h 分别为34%和31%,非稳定水合物层和游离气层的气体饱和度 S_g 均为7.8%;非稳定水合物层和游离气层的边界也是水合物赋存的边界,上面的非稳定水合物层的温度压力满足水合物生成条件,而下面的游离气层不满足水合物生成条件。

2.2 模型初始化

模拟软件采用劳伦斯伯克利国家实验室开发的TOUGH+HYDRATE数值分析软件^[24]。针对W17站位的目标水合物藏特征,采用圆柱体水合物藏模型模拟单垂直井不同层系联合开采。地层的压力梯度和温度梯度分别为0.01 MPa/m和0.047 °C/m,地质模型参数及地层条件如表1所示。非稳定水合物层底部初始压力为15.50 MPa,初始温度为16.59 °C,其温度、压力处于水合物相平衡曲线之上,保证在储层中的水合物不发生分解。圆柱体水合物模型的储层特性,如本征渗透率、初始孔隙度和各相饱和度均如表1所述。稳定水合物层、非稳定水合物层和游离气层的厚度分别为35,15,27 m。模型上盖层和下盖层的厚度均为20 m,其储层特性分别与相邻的稳定水合物层和游离气层相同。

南海神狐海域W17站位天然气水合物藏网格模型(图2a),开发井近井周围的圆柱体模拟区域,径向和纵向深度分别为76 m和117 m。沿着井筒径向划分为31个网格,第一个生产井网格为0.1 m,纵向划分为42个网格,圆柱系统在径向,纵向上被离散为 $31 \times 42 = 1\,302$ 个网格块。开采井周边区域的气水流动和温度、压力变化较为剧烈,沿井周围的储层网格密集、精细化有助于分析井周围储层的特征参数变化,垂直井单元、上盖层的最上层单元和下盖层的最下层单元均为非活动单元,其温度、压力等储层特性参数保持恒定。

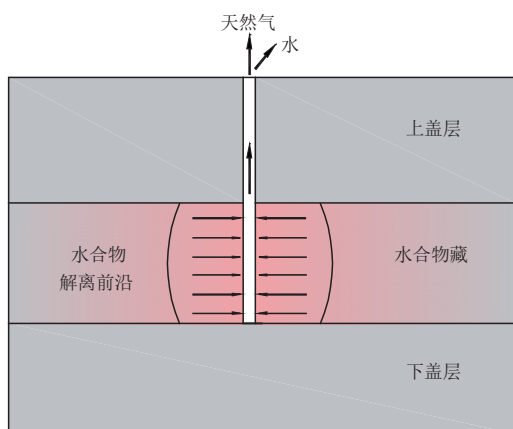


图1 天然气水合物开采过程

Fig. 1 Natural gas hydrate exploitation processes

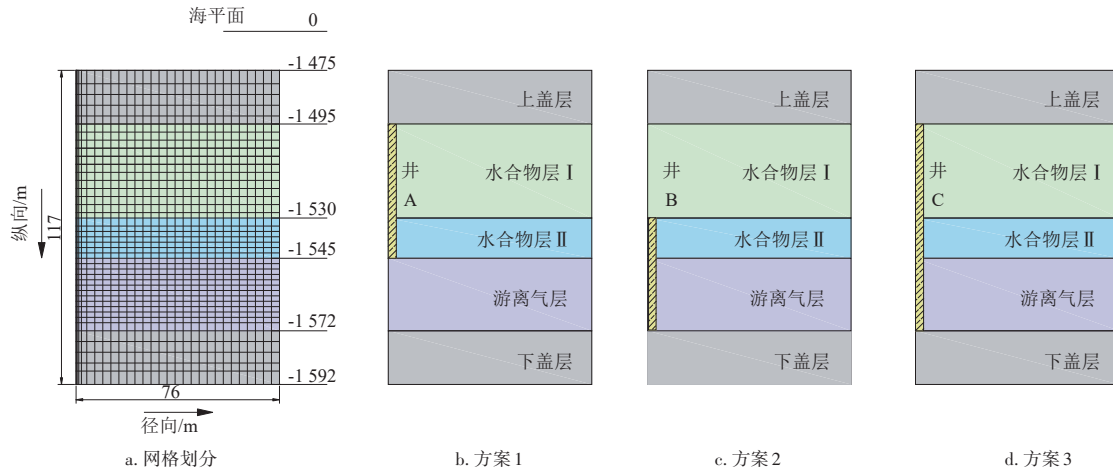


图2 模拟区域的网格划分及多层联合开采模型

Fig. 2 Grid model and multi-layer joint mining model of simulation area

表1 天然气水合物藏模型参数及地层条件
Table 1 Parameters and stratigraphic conditions of gas hydrate reservoir model

参数	数值
非稳定水合物层底部初始压力/MPa	15.50
非稳定水合物层底部初始温度/°C	16.59
初始孔隙度及各相饱和度/%	水饱和度 $S_A=100.0, \varphi=35$ (上盖层) $S_H=34.0, S_A=66.0, \varphi=35$ (水合物层 I) $S_H=31.0, S_A=61.2, S_C=7.8, \varphi=33$ (水合物层 II) $S_A=92.2, S_C=7.8, \varphi=32$ (游离气层) $S_A=100.0, \varphi=32$ (下盖层)
CH ₄ /%	100
地温梯度/(°C/m)	0.044 3
孔隙水盐度/%	3.05
本征渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	2.9(上盖层&水合物层 I) 1.5(水合物层 II) 7.4(游离气层&下盖层)
开采井内渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	1
湿导热率 $k_{\text{orw}}/[W/(m \cdot K)]$	1.7
干导热率 $k_{\text{ord}}/[W/(m \cdot K)]$	1.0
毛细压力模型 ^[20]	$p_{\text{cap}} = -p_0[(S)^{-1/\lambda} - 1]^{1-\lambda}$ $S = (S_A - S_{\text{irA}})/(S_{\text{mA}} - S_{\text{irA}})$
残余水饱和度 $S_{\text{irA}}/\%$	30
毛细管系数 λ	0.45
静水压力 p_0/Pa	10^5
相对渗透率模型 ^[20]	$k_{\text{rA}} = (S_A)^n, k_{\text{rC}} = (S_C)^{nG}$ $S_A = (S_A - S_{\text{irA}})/(1 - S_{\text{irA}})$ $S_C = (S_C - S_{\text{irC}})/(1 - S_{\text{irA}})$
水相相对渗透率衰减因子 n	3.572
气相相对渗透率衰减因子 nG	3.572
残余气饱和度 $S_{\text{irC}}/\%$	3

2.3 开采井设计

图2b—图2d为南海神狐海域W17站位天然气水合物藏多层联合开采模型。该文采用垂直井定压降压开采法,生产压力为5 MPa。天然气水合物解离前沿从垂直井出发,沿着上下储层边缘的水平方向进行扩张。垂直井位于圆柱体水合物模型的中心,半径 r_w 为0.1 m。假设开采井的流体流动为气液渗流过程,遵循达西定律,孔隙度为1.0,绝对渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,毛细管压力为0。针对多层联合开采的降压开采法,选用了3个不同层系多层联合开采的案例(表2)。

方案1为水合物层和含游离气的水合物层联合开采方式,垂直井贯穿了稳定水合物层和非稳定水合物层,井长度为50 m(图2b);方案2为含游离气的水合物层和游离气层联合开采方式,垂直井贯穿了非稳定水合物层和游离气层,井长度为42 m(图2c);方案3为3层联合开采方式,垂直井贯穿了稳定水合物层、非稳定水合物层和游离气层,井长度为77 m(图2d)。

表2 多层联合开采案例
Table 2 Multi-layer combined exploitation cases

案例	井位置	深度范围/m	长度/m
方案1	稳定水合物层+非稳定水合物层	1 495 ~ 1 545	50
方案2	非稳定水合物层+游离气层	1 530 ~ 1 572	42
方案3	稳定水合物层+非稳定水合物层+游离气层	1 495 ~ 1 572	77

3 结果与讨论

3.1 储层物性参数演化特征

随着开采时间的增加,压力变化趋势主要是沿着开采井逐渐向四周扩散,但到开采后期,储层的压力变化趋势不会有太大变化(图3a—图3e为方案1,图3f—图3j为方案2,图3k—图3o为方案3)。降压开采10 a,方案3的压力扰动区域(压力小于13 MPa)要明显大于方案1和方案2,主要原因是地层的低渗透性和后期上下盖层的水侵入,导致压降无法有效扩散到更大的区域,从而对水合物的分解影响较为有限。从方案3的压力场分布变化来看,稳定水合物层和非稳定水合物层的压力扰动范围远大于游离气层。从图4(图4a—图4e为方案1,图4f—图4j为方案2,图4k—图4o为方案3)可以看出:在水合物藏

开采前期,上下盖层的水侵入,在井与储层的压力梯度作用下,气和水会不断向井内汇集,井周边储层的水合物分解也需要吸收大量热量,导致温度发生变化,因此,方案1和方案3的稳定水合物层和非稳定水合物层开采井周边储层的温度下降明显。

在模拟降压开采的10 a,多层联合开采的水合物饱和度空间分布及演化情况说明:孔隙度和渗透率均随着水合物饱和度的降低而减小,由于开采井的压降是驱动水合物分解的控制因素,储层水合物的分解主要存在于井周边储层的压力扰动区域。水合物分解是沿开采井逐步向井周边储层移动,但不同层系联合开采对水合物分解的影响有所不同(图5)。开采10 a,方案1(图5a—图5e)的水合物分解范围达到距离生产井20 m左右;方案2(图5f—图5j)的水合物分解,随着时间推移呈现一个“裙摆状”,由于降压过程向井内汇集的水携带的热量有所不同,且降压

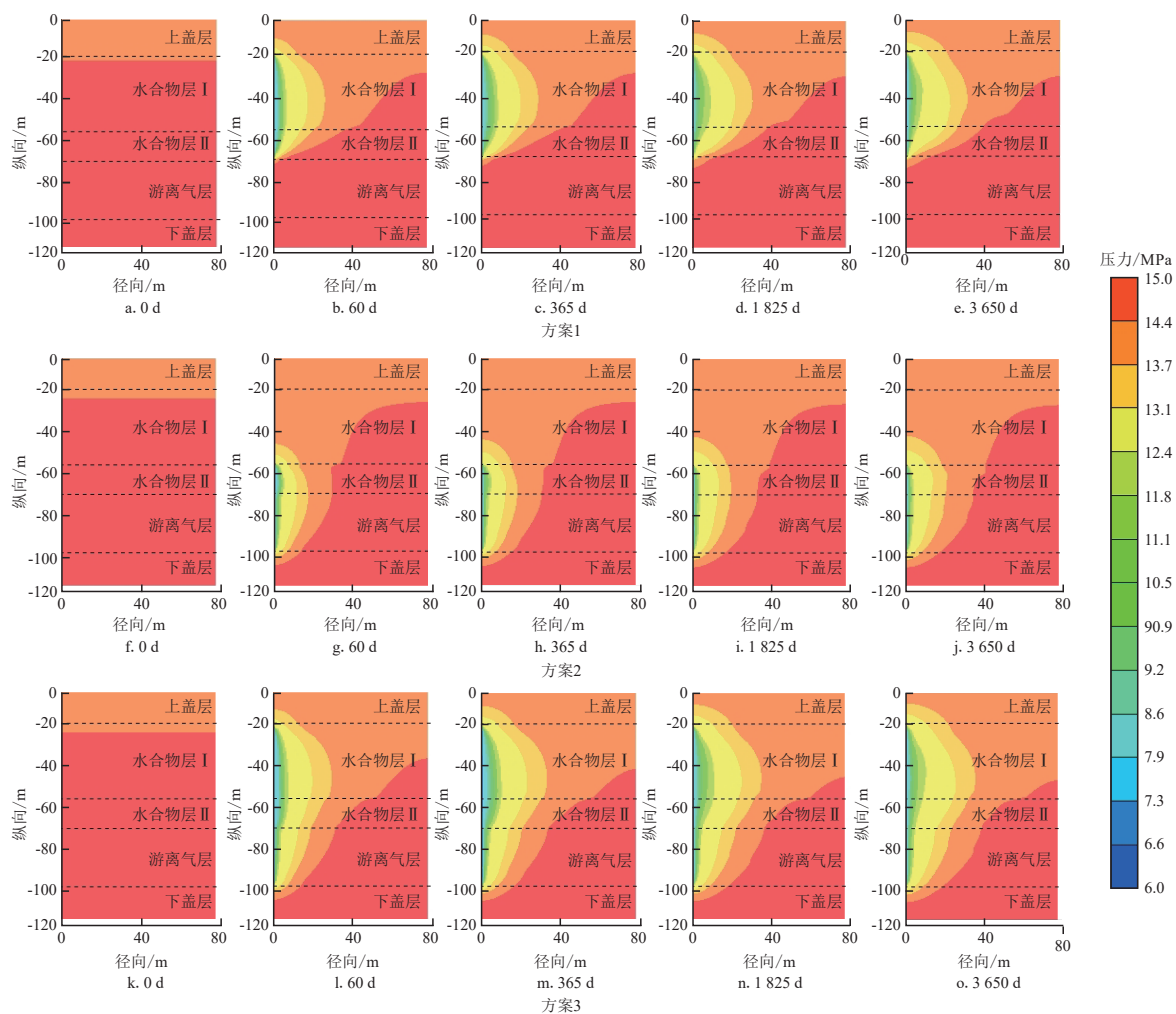


图3 多层联合开采的压力分布及演化情况

Fig. 3 Pressure distribution and evolution of multi-layer combined exploitation

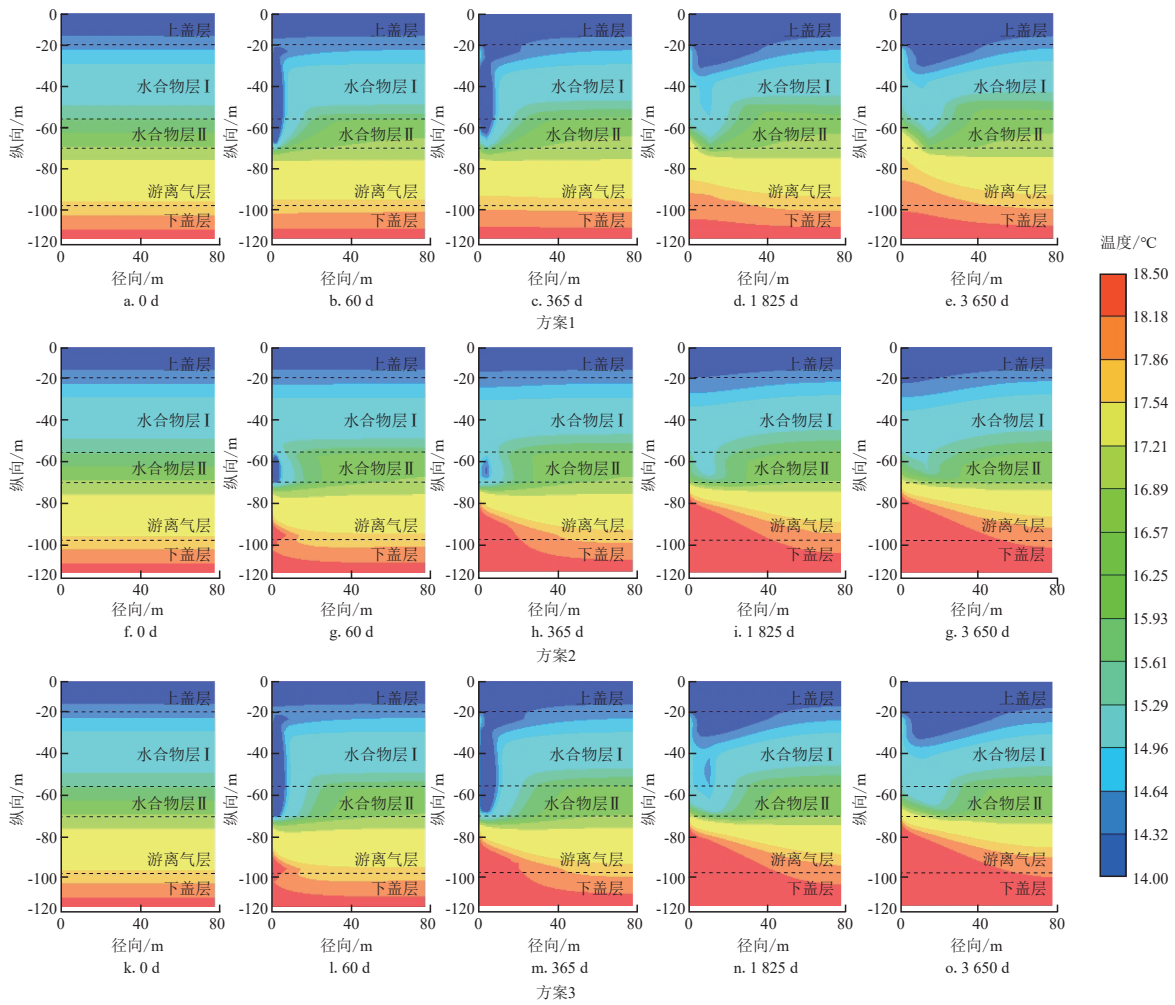


图4 多层联合开采的温度分布及演化情况

Fig. 4 Temperature distribution and evolution of multi-layer combined exploitation

过程的压力扰动,游离气层温度较高的水向井内汇集,能够促进井周边水合物的分解;方案3(图5k—图5o)的水合物分解区域最大,水合物分解范围达到距离生产井30 m左右,因此,其沿着非稳定水合物层和游离气层的分解范围逐步增大,而上部稳定水合物层和非稳定水合物层的水合物分解范围较小。综上所述:3种多层联合开采的水合物分解范围都受到低渗透性和上下盖层水侵入的限制影响,后期水合物的分解范围扩散较慢,对游离气层的联合开采,会促使下部温度较高的水流向井内,其水流动携带的热量可以促进非稳定水合物层下边界的水合物分解。

3.2 产气与产水情况

由于采用定压降压开采方式(开采井压力为5 MPa),随着开采过程的持续,井筒周围的天然气逐步消耗,

产气量逐步降低(图6)。开采初期开采井单元和靠近井眼储层之间的压降较高,造成井周围的气体迅速向井内汇集,其瞬时产气速率为整个生产周期中最大(图7)。3种不同的开采方案10 a生产期内,方案1、2和3的累计产气量 V_c 、单位井长产水量(V_w/L)、累计产水量 V_w 、单位井长的产气量(V_c/L)如表3所示。方案3的日均产气量始终高于方案1和方案2,而方案1的日均产气量较为稳定,在10 a的开采时间中,其范围在500~1 000 m³/d内。10 a的累计产气量 V_c 的大小依次是方案1<方案2<方案3,该累计产气量除了和开采目标储层有关外,还和井身长度有关。在10 a开采过程中,方案2的单位井长的产气量最高,说明其联合开采的产气效率最好。从累计产气曲线来看,游离气层的游离气对开采过程的总产气量有极大的促进作用。10 a生产期内,方案2的单

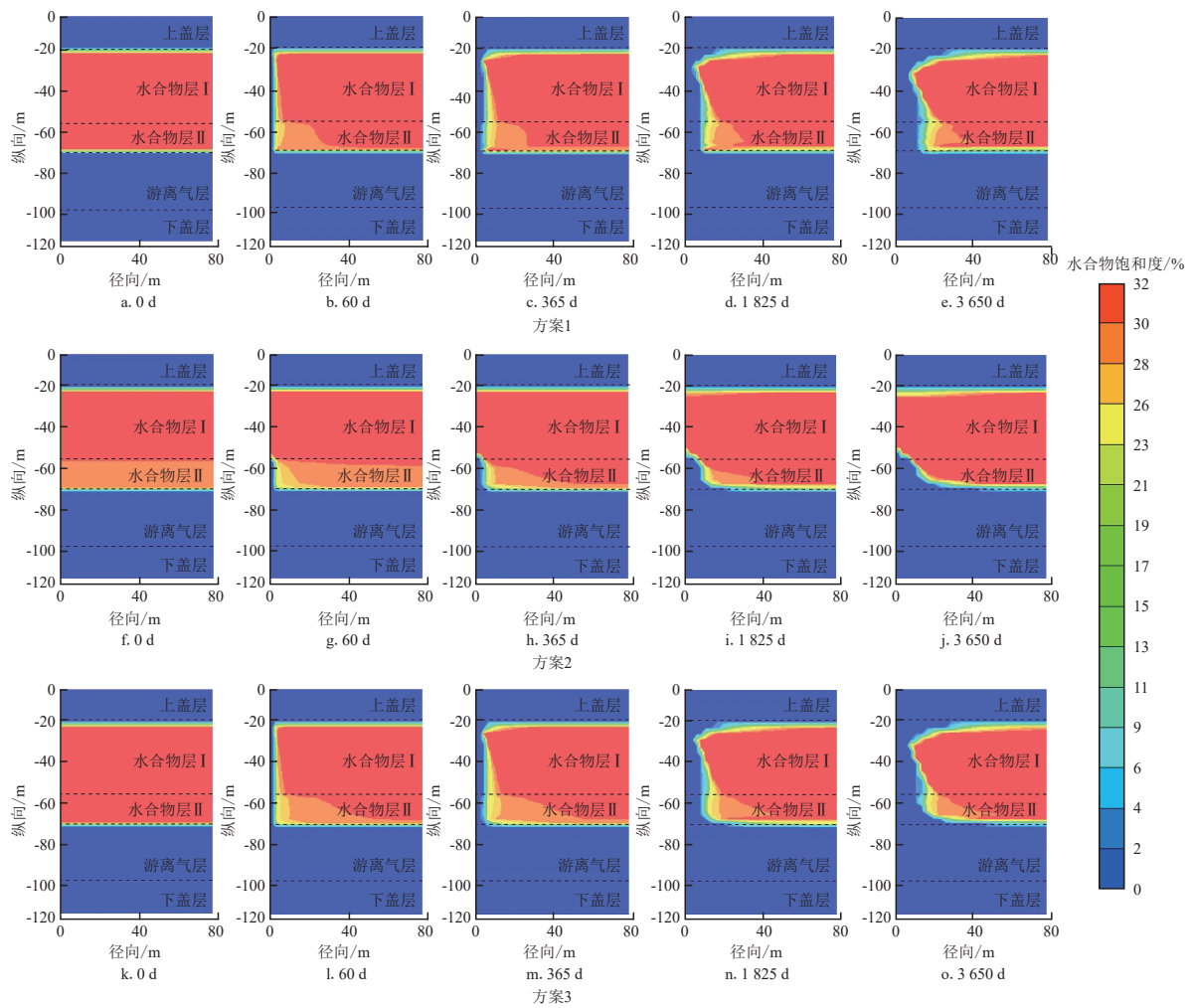


图5 多层联合开采的储层水合物饱和度空间分布及演化情况

Fig. 5 Spatial distribution and evolution of reservoir hydrate saturation in multi-layer combined exploitation

表3 三种不同联合开采方法的产气、产水量

Table 3 Gas and water production of three different combined exploitation methods

案例	累计产气量/ 10 ⁴ m ³	单位井长 产气量/10 ⁴ m ³	累计产水量/ 10 ⁴ m ³	单位井长 产水量/m ³
方案1	220	44	22	4 300
方案2	397	94	61	14 500
方案3	459	60	83	10 800

位井长产水量也是最高,说明其所需要的降压能耗最大。由于游离气层的渗透性及水饱和度比两个含水合物层更大,游离气层的开采会伴随着较大的出水。对距海平面较深的水合物藏,需要将产出的水从储层泵送至海上平台,该过程需要消耗大量的能量。

生产气水比是相同时间内,累计产气量与累计

产水量的比值(图8)。开采前200 d,方案1、方案2和方案3的生产气水比均呈现急剧下降,200 d后生产气水比随时间下降变化趋势变得缓慢。方案1的生产气水比分别在开采836 d和435 d时超过方案2和方案3,而方案2的生产气水比一直比方案3的更大。在短期内来看,游离气层的水饱和度较高,可能会导致产水量的增大。连续降压开采10 a,方案1、方案2和方案3的生产气水比数值为9.95、6.50和5.52。当开采过程的生产气水比低于20时,说明水合物藏开采的产水量较大,不具有开采价值,这是由于储层游离气的持续产出以及上下盖层的水的侵入。在短时间内,方案2的产气效率最高,能够获得最佳的经济效益;从长远来看,方案3天然气总产量最大,但伴随着产水量的增大,其经济效益明显下降。

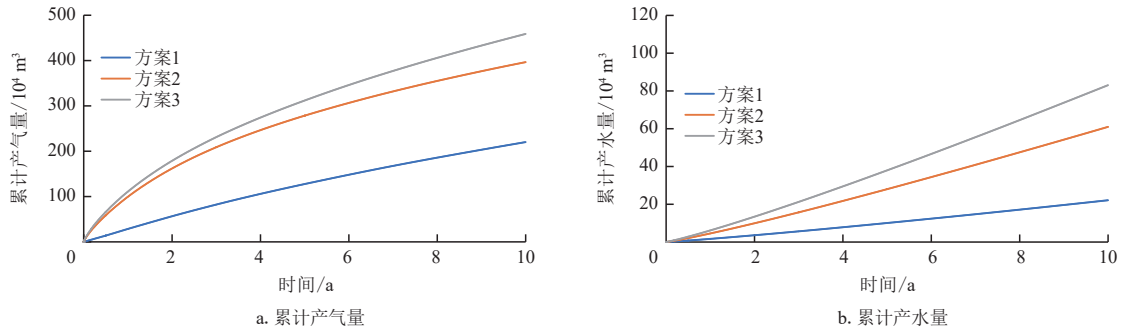


图6 多层联合开采的累计产气、产水量随时间变化情况

Fig. 6 Cumulative gas production/water production of multi-layer combined exploitation over time

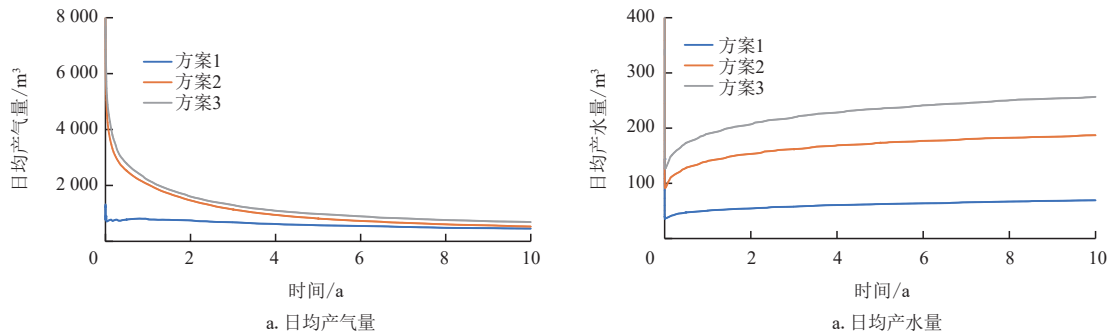


图7 多层联合开采的日均产气、产水量随时间变化情况

Fig. 7 Daily gas production/water production of multi-layer combined exploitation over time

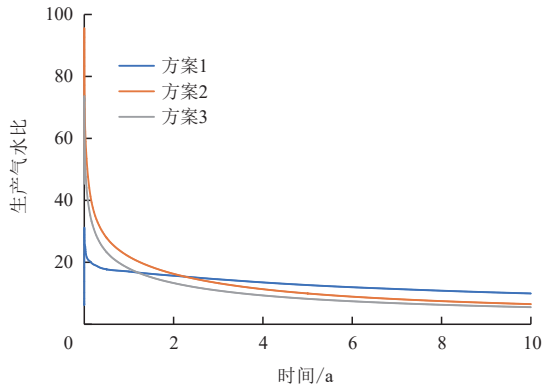


图8 多层联合开采生产气水比随时间变化情况

Fig. 8 Variation of production gas-water ratio of multi-layer joint production over time

3.3 渗透率分析

渗透率是水合物储层开采的提升产气量的关键要素(图9),而在神狐海域的天然气水合物藏均为低渗透率的泥质粉砂型储层,开采难度极大。为了解本征渗透率对产气效率的影响,我们采用相同的三

层联合开采方式,并选取不同混合层本征渗透率 k : 1.5×10^{-3} (方案3), 15.0×10^{-3} (方案4)和 $100.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (方案5),进行5 MPa的降压开采10 a。10 a生产期内,方案3、4和5的累计产气量和日均产气量如表4所示。从结果可以得出, k 上升过程中,累计产气量和日均产气量不断增大。

4 结论

根据中国南海神狐海域W17站位天然气水合物矿藏地质资料,采用TOUGH+HYDRATE软件建立了3种多层联合开采数值模型,以降压法对储层开采进行了长期产气产水评估,分析了开采过程中的储层物性参数演化特征。

1) 持续降压开采10 a,稳定水合物层和非稳定水合物层联合开采方式(方案1)的累计产气量,比非稳定水合物层和游离气层联合开采方式(方案2)和三层联合开采方式(方案3)的更大,说明方案1的联合开采方式可获得最佳的长期产气效率。

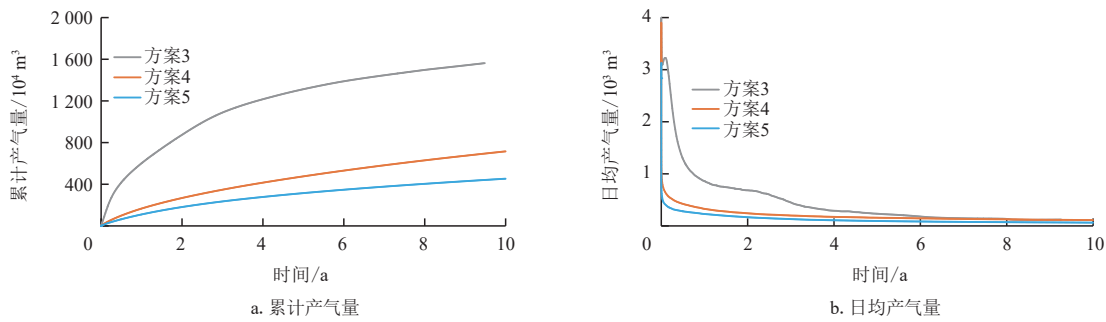


图9 非稳定水合物层的不同本征渗透率的累积产气量和日均产气量随时间变化情况

Fig. 9 Variation of cumulative and daily gas production under different intrinsic permeability in unstable hydrate layer over time

表4 非稳定水合物层的不同本征渗透率的累积产气量和日均产气量

Table 4 Cumulative and daily gas production under different intrinsic permeability in unstable hydrate layer

案例	本征渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	累计产气量/ 10^4m^3	日均产气量/ m^3
方案3	1.5	459	1 258
方案4	15.0	716	1 962
方案5	100.0	1 585	4 343

2) 压降作为水合物分解的驱动因素,开采后期效果受到储层的低渗透性和上下盖层的水侵入的影响,游离气层温度较高的流体经储层不断流向生产井内,这过程会促进流经储层的水合层分解。

3) 在降压过程中,随着开采时间的延续,开采井的产气速率逐渐减小,而产水速率不断增大,游离气层的高水饱和度极大地促进了降压过程的产水量。

参考文献

[1] YIN Z Y, LINGA P. Methane hydrates: A future clean energy resource[J]. Chinese Journal of Chemical Engineering, 2019, 27 (9): 2026-2036.

[2] ZHANG R W, LU J A, WEN P F, et al. Distribution of gas hydrate reservoir in the first production test region of the Shenhu area, South China Sea[J]. China Geology, 2018, 1 (4): 493-504.

[3] 邹才能, 赵群, 丛连铸, 等. 中国页岩气开发进展、潜力及前景[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 1-14.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas, 2021, 41(1): 1-14.

[4] REN X, GUO Z Y, NING F L, et al. Permeability of hydrate-bearing sediments[J]. Earth-Science Reviews, 2020, 202: 103100.

[5] YIN Z Y, MORIDIS G, TAN H K, et al. Numerical analysis of experimental studies of methane hydrate formation in a sandy

porous medium[J]. Applied Energy, 2018, 220: 681-704.

[6] 刘树根, 焦堃, 张金川, 等. 深层页岩气储层孔隙特征研究进展——以四川盆地地下古生界海相页岩层系为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 29-41.
LIU Shugen, JIAO Kun, ZHANG Jinchuan, et al. Research progress on the pore characteristics of deep shale gas reservoirs: An example from the Lower Paleozoic marine shale in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 29-41.

[7] FENG J C, WANG Y, LI X S, et al. Production behaviors and heat transfer characteristics of methane hydrate dissociation by depressurization in conjunction with warm water stimulation with dual horizontal wells[J]. Energy, 2015, 79(1): 315-324.

[8] WANG Y, FENG J C, LI X S, et al. Experimental investigation of optimization of well spacing for gas recovery from methane hydrate reservoir in sandy sediment by heat stimulation[J]. Applied Energy, 2017, 207(1): 562-572.

[9] 郭建春, 赵志红, 路千里, 等. 深层页岩缝网压裂关键力学理论研究进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 102-117.
GUO Jianchun, ZHAO Zhihong, LU Qianli, et al. Research progress in key mechanical theories of deep shale network fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 102-117.

[10] YIN Z Y, MORIDIS G J, CHONG Z R, et al. Numerical analysis of experimental studies of methane hydrate dissociation induced by depressurization in a sandy porous medium[J]. Applied Energy, 2018, 230: 444-459.

[11] QIN X W, LU J A, LU H L, et al. Coexistence of natural gas hydrate, free gas and water in the gas hydrate system in the Shenhu Area, South China Sea[J]. China Geology, 2020, 3 (2): 210-220.

[12] BOSWELL R, SCHODERBEK D, COLLETT T S, et al. The Ignik Sikumi Field experiment, Alaska North Slope: Design, operations, and implications for $\text{CO}_2\text{-CH}_4$ exchange in gas hydrate reservoirs[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(1): 140-153.

[13] 周守为, 陈伟, 李清平, 等. 深水浅层非成岩天然气水合物固态流化试采技术研究及进展[J]. 中国海上油气, 2017, 29 (4): 1-8.
ZHOU Shouwei, CHEN Wei, LI Qingping, et al. Research on the solid fluidization well testing and production for shallow non-diagenetic natural gas hydrate in deep water area[J]. China

- offshore oil and gas, 2017, 29(4): 1-8.
- [14] HANCOCK S H, COLLETT T S, DALLIMORE S R, et al. Overview of thermal-stimulation production-test results for the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well[C]// Paper presented at the 2002 Mallik International Symposium on Gas Hydrate Production Research Well Program, Makuhari, Japan, December 2003.
- [15] DALLIMORE S R, WRIGHT J F, NIXON F M, et al. Geologic and porous media factors affecting the 2007 production response characteristics of the JOGMEC/NRCan/Aurora Mallik gas hydrate production research well[C]// Paper ICGH-5829 presented at the proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates, Vancouver, Canada, July 2008.
- [16] RUTQVIST J, MORIDIS G J, GROVER T, et al. Geomechanical response of permafrost-associated hydrate deposits to depressurization-induced gas production[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, 67(1-2): 1-12.
- [17] KURIHARA M, FUNATSU K. Analysis of Production Data for 2007/2008 Mallik gas hydrate production tests in Canada[C]// Paper SPE-132155-MS presented at the International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, June 2010.
- [18] LI J F, YE J L, QIN X W, et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea[J]. *China Geology*, 2018, 1(1): 5-16.
- [19] YE J L, QIN X W, XIE W W, et al. The second natural gas hydrate production test in the South China Sea[J]. *China Geology*, 2020, 3(2): 197-209.
- [20] KURIHARA M, SATO A, FUNATSU K, et al. Analysis of formation pressure test results in the Mount Elbert methane hydrate reservoir through numerical simulation[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 502-516.
- [21] 苏正, 何勇, 吴能友. 南海北部神狐海域天然气水合物热激发开采潜力的数值模拟分析[J]. *热带海洋学报*, 2012, 31(5): 74-82.
- SU Zheng, HE Yong, WU Nengyou. Numerical simulation on production potential of hydrate deposits by thermal stimulation[J]. *Journal of Tropical Oceanography*. 2012, 31(5): 74-82.
- [22] BOSWELL R, MYSHAKIN E M, MORIDIS G J, et al. India National Gas Hydrate Program Expedition 02 summary of scientific results: Numerical simulation of reservoir response to depressurization[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 108: 154-166.

(编辑 郭群)

(上接第378页)

- black shales from Northwestern Hunan[J]. *Geochimica*, 2020, 49(5): 516-527.
- [26] 李艳芳, 邵德勇, 吕海刚, 等. 四川盆地五峰组-龙马溪组海相页岩元素地球化学特征与有机质富集的关系[J]. *石油学报*, 2015, 26(12): 1470-1483.
- LI Yanfang, SHAO Deyong, LYU Haigang, et al. A relationship between elemental geochemical characteristics and organic matter enrichment in marine shale of Wufeng Formation-Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 26(12): 1470-1483.
- [27] CHANG S Q, LONG W Q, YING C C, et al. Sedimentary environment and the controlling factors of organic-rich rocks in the Lucaogou Formation of the Jimusar Sag, Junggar Basin, NW China[J]. *Petroleum Science*, 2019, 16(4): 763-775.
- [28] 程浩, 王起琮, 杨奕华, 等. R-Q因子分析在海相石灰岩相识别中的应用——以塔里木盆地巴楚一塔中地区奥陶系石灰岩为例[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2020, 35(4): 1-10.
- CHENG Hao, WANG Qicong, YANG Yihua, et al. Application of R-Q factor analysis in lithofacies identification of marine limestone: Taking the Ordovician limestone in Bachu-Tazhong area of Tarim Basin as an example[J]. *Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition)*, 2020, 35(4): 1-10.
- [29] 刘惠民, 王勇, 杨永红, 等. 东营凹陷细粒混积岩发育环境及其岩相组合: 以沙四上亚段泥页岩细粒沉积为例[J]. *地球科学*, 2020, 45(10): 3543-3555.
- LIU Huimin, WANG Yong, YANG Yonghong, et al. Sedimentary environment and lithofacies of fine-grained hybrid sedimentary in Dongying Sag: A case of fine-grained sedimentary system of the Es₄[J]. *Earth Science*, 2020, 45(10): 3543-3555.
- [30] 朱明, 施辉, 袁波, 等. 淮南四棵树一凹陷沉积古环境与物源研究——来自侏罗系一下白垩统元素地球化学的指示[J]. *沉积学报*, 2022, 40(4): 1122-1136.
- ZHU Ming, SHI Hui, YUAN Bo, et al. Palaeoenvironment and provenance of the Sikesu Sag in the Junggar Basin: Indications from element geochemical records[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2022, 40(4): 1122-1136.
- [31] 毛瑞勇, 张杰, 冷济高, 等. 岑巩页岩气区块牛蹄塘组黑色页岩稀土元素地球化学特征及沉积环境分析[J]. *矿物岩石*, 2016, 36(4): 66-73.
- MAO Ruiyong, ZHANG Jie, LENG Jigao, et al. Geochemical characteristics of rare earth elements and depositional environments of the Niutitang Formation black shale in Cengong Shale Gas Block[J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 2016, 36(4): 66-73.
- [32] 夏威, 于炳松, 孙梦迪. 渝东南YK1井下寒武统牛蹄塘组底部黑色页岩沉积环境及有机质富集机制[J]. *矿物岩石*, 2015, 35(2): 70-80.
- XIA Wei, YU Bingsong, SUN Mengdi. Depositional setting and enrichment mechanism of organic matter of the black shales of Niutitang Formation at the bottom of Lower Cambrian, in Well Yuke 1, southeast Chongqing[J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 2015, 35(2): 70-80.

(编辑 常燕)