

引用格式:崔玉东,陆程,关子越,等.南海海域天然气水合物降压开采储层蠕变对气井产能影响[J].油气藏评价与开发,2023,13(6):809-818.

CUI Yudong, LU Cheng, GUAN Ziyue, et al. Effects of creep on depressurization-induced gas well productivity in South China Sea natural gas hydrate reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(6): 809-818.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.06.012

# 南海海域天然气水合物降压开采储层蠕变对气井 产能影响

崔玉东<sup>1,2</sup>, 陆程<sup>2</sup>, 关子越<sup>3</sup>, 罗万静<sup>1</sup>, 滕柏路<sup>1</sup>, 孟凡璞<sup>1</sup>, 彭越<sup>1</sup>

(1. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083; 2. 中国地质调查局油气资源中心, 北京 100083;

3. 中国石油新疆油田公司工程技术研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

**摘要:**南海海域天然气水合物储层岩性以弱固结泥质粉砂为主,此类储层在降压开采过程中会发生蠕变效应。针对泥质粉砂型海域天然气水合物降压开采过程中蠕变效应对储层物性、温度场、压力场、水合物饱和度场和气井产能影响不明的问题,结合室内岩心驱替实验数据,运用数值模拟方法,开展了考虑南海海域天然气水合物蠕变特征的直井降压法开采数值模拟研究。研究表明:直井降压法开采南海海域天然气水合物,蠕变效应降低了储层有效孔隙度和有效渗透率;压力降落主要发生在近井区域,井周温度降低幅度最大,且储层蠕变导致储层压力漏斗变得更加陡峭;水合物分解主要发生在近井区、水合物层A顶部和水合物层B底部区域。同时,蠕变效应导致水合物横向分解半径降低了66.7%;储层蠕变降低了气井产能,气井5 a累产降低了87%。当生产压差大于4 MPa时,储层蠕变效应占主导作用,气井累产增幅随压差的增大逐渐减小,因此长期开发南海海域蠕变储层水合物气井应控制在临界生产压差以下生产。研究为南海海域天然气水合物的高效开发提供了可靠的理论依据。

**关键词:**泥质粉砂;天然气水合物;储层蠕变;降压法;气井产能;数值模拟

中图分类号:TE37

文献标识码:A

## Effects of creep on depressurization-induced gas well productivity in South China Sea natural gas hydrate reservoirs

CUI Yudong<sup>1,2</sup>, LU Cheng<sup>2</sup>, GUAN Ziyue<sup>3</sup>, LUO Wanjing<sup>1</sup>, TENG Bailu<sup>1</sup>, MENG Fanpu<sup>1</sup>, PENG Yue<sup>1</sup>

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Oil & Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100083, China; 3. Engineering Technology Research Institute, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China)

**Abstract:** The South China Sea's natural gas hydrate reservoirs, primarily composed of clayey silt with non-diagenetic properties, undergo creep during depressurization development. The implications of this creep on key reservoir characteristics such as permeability, porosity, pressure, temperature, hydrate saturation distribution, and gas well productivity remain unclear. To address this, a combination of water seepage experiment data from clayey-silt cores and numerical simulation methods was employed to study the development of these hydrate reservoirs through depressurization-induced vertical wells. The simulation results show that the creep effects reduce the effective reservoir porosity and permeability while developing South China Sea natural gas hydrate reservoirs using a depressurization-induced vertical well. Specifically, the pressure drop is predominantly observed near the well,

收稿日期:2022-10-26。

第一作者简介:崔玉东(1995—),男,在读博士研究生,主要从事天然气水合物开采数值模拟研究。地址:北京市海淀区学院路29号,邮政编码:100083。E-mail:Cuiyudong1995@cugb.edu.cn

通信作者简介:罗万静(1980—),男,博士,教授,主要从事油气藏工程和渗流理论研究。地址:北京市海淀区学院路29号,邮政编码:100083。E-mail:luowanjing@cugb.edu.cn

基金项目:中国地质调查局项目“天然气水合物产能模拟与调控”(DD20211350)。

accompanied by a significant decrease in temperature around the well. Additionally, the reservoir creep results in a more pronounced pressure drop funnel within the reservoir. The hydrate decomposition mainly occurs at the regions of the near-well, the top of hydrate layer A, and the bottom of hydrate layer B, and the radius of hydrate decomposition is decreased by 66.7 % due to creep effects. The reservoir creep effects reduced the gas well productivity, and the cumulative production of the gas well in five years decreased by 87 %. The creep of the South China Sea natural gas hydrate reservoir dominates while the production pressure difference is greater than 4 MPa. As the production pressure difference is larger, the increasing degree of cumulative production gradually becomes smaller. A production pressure difference lower than 4 MPa is recommended for future long-term development. This study provides a reliable theoretical basis for developing South China Sea natural gas hydrate efficiently.

**Keywords:** clayey silt; natural gas hydrate; reservoir creep; depressurization-induced; gas well productivity; numerical simulation

天然气水合物是水和天然气在特定温度压力条件下形成的化合物,具有分布范围广、地质储量大等特点,被认为是一种潜力巨大的新型清洁能源。因此,国内外众多学者对天然气水合物勘探开发等方法展开了深入研究<sup>[1-3]</sup>。2017年,中国地质调查局在中国南海海域成功实施了首轮天然气水合物降压试采。虽然该次试采取得了累产气量超过 $30 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的历史性突破<sup>[4]</sup>,但试采过程中储层物性、水合物相变和气-水两相渗流机理仍是制约水合物分解产气的重要因素<sup>[5]</sup>。

中国已发现的海域天然气水合物多属于未固结的泥质粉砂型储层,具有胶结性差、黏土矿物含量高和中值粒径低等特点<sup>[6-7]</sup>。泥质粉砂型水合物储层在降压开采过程中会发生蠕变效应,使水合物分解区孔喉空间被压缩,导致储层孔隙度和渗透率降低<sup>[8]</sup>。LU等<sup>[9]</sup>对南海海域泥质粉砂沉积物进行了不同驱替压差下的单相水驱渗流实验研究并利用CT扫描观察沉积物样品的孔隙体积变化,研究表明,在单相水驱过程中,随着泥质粉砂岩心样品两端渗流压差的增大,泥质粉砂样品岩心孔隙发生蠕变,孔隙度和渗透率逐渐减小,且该过程不可逆。CAI等<sup>[8]</sup>基于CT扫描技术和分形几何理论,建立了泥质粉砂水合物储层沉积物不同轴向应力下的蠕变渗透率模型,其模型结果表明水合物开采过程中蠕变会导致储层渗透率下降,且不同轴向应力下,蠕变对渗透率的影响程度不同。蔡建超等<sup>[10]</sup>系统总结了含水合物沉积物多相渗流特性及数值模拟技术研究进展,并阐明赋存于海底松散未固结沉积物中的水合物,在开采过程中储层极易发生结构变化从而导致物性演变,制约水合物的高效开采。ZHOU等<sup>[11]</sup>基于CT扫描和孔隙网络模型研究了水合物分解过程中气-水两相

相对渗透率变化规律。研究结果表明,受蠕变影响,水合物分解后储层狭窄孔隙数量增加,严重影响气-水两相相对渗透率。吴能友等<sup>[12]</sup>提出蠕变现象客观存在于天然气水合物开发过程中,且降压开采条件下的水合物相变、多相渗流和应力状态改变等均会对储层物性和气井产能产生影响。综合前人研究成果,目前针对水合物储层蠕变的研究还处于室内实验阶段,缺少蠕变效应对水合物降压开采气井产能的变化规律研究。

数值模拟是揭示气井产能变化、储层温压场时空演化规律和水合物相变特征的重要技术手段之一。当前模拟天然气水合物开发的模拟器主要包括:①Tough+Hydrate代码<sup>[13]</sup>;②日本的MH21代码<sup>[14]</sup>;③CMG数值模拟软件STARS模块<sup>[15]</sup>。MORIDIS等<sup>[16-17]</sup>利用Tough+Hydrate模拟器针对不同类型天然气水合物储层气井产能展开了深入研究,研究表明I类水合物储层温度压力条件接近水合物相平衡,微小的温度压力变化即可打破水合物相平衡,导致水合物快速分解,因此,被认为最具有开采潜力。SUN等<sup>[18]</sup>利用Tough+Hydrate模拟器,建立了考虑气井短期生产和长期生产的天然气水合物降压数值模型,研究表明在使用降压法长期开采天然气水合物的过程中,定压生产气井日产气存在先下降,后上升,随后又下降的变化规律。李淑霞等<sup>[19]</sup>利用Tough+Hydrate模拟器建立了南海海域天然气水合物开采数值模型,并综合分析了不同开发井型和开发方式下气井产能,研究表明水平井降压法开采为天然气水合物最佳开采方式。孙嘉鑫等<sup>[20]</sup>利用Tough+Hydrate模拟器模拟了水平井降压法开采南海海域天然气水合物,研究表明水合物分解受储层渗透率影响,低渗储层水合物有效分解范围局限于井

周。王静丽等<sup>[21]</sup>利用Tough+Hydrate模拟器研究了羽状多分支井分支参数对降压法开采气井产能的影响,研究结果表明分支长度、分支数目、分支角度和分支间距是影响分支井产能的关键参数。KURIHARA等<sup>[22]</sup>利用MH21水合物模拟代码建立了日本海域天然气水合物开采数值模型,对比分析了降压、井筒加热、热水吞吐和热水驱等不同开采方式下天然气水合物产气差异,研究结果表明在降压-注热联合开采天然气水合物能有效提高气井产能。SUN等<sup>[23]</sup>利用CMG数值模拟软件STARS模块建立了南海海域天然气水合物降压开采数值模型,研究了射孔间隔、井底流压、井型井距等因素对气井产能的影响,研究结果表明射孔间隔对产气量的影响最大。

综上所述,目前对南海海域天然气水合物气井产能的影响因素研究主要集中于开采方式、开发井型和相控制度,尚未厘清水合物分解和储层蠕变共同作用对南海海域泥质粉砂型储层气井产能的影响规律。因此,以南海海域2017年首轮试采矿体地质参数为基础,结合泥质粉砂储层单相水驱室内实验数据,建立考虑储层蠕变特征的水合物降压开采数值模型,并以南海海域水合物首轮试采累产数据进行数值模拟结果历史拟合,验证模型的可靠性。随后,深入探讨了蠕变作用下的储层物性、温度场、压力场、水合物饱和度场和气井产能的变化规律,研究了南海海域泥质粉砂型天然气水合物直井降压开采储层蠕变占主导作用时的临界生产压差,为后续中国海域天然气水合物高效开发提供理论依据。

## 1 南海海域天然气水合物直井降压开采数值模型的建立

### 1.1 地质模型的建立

以南海海域2017年首轮试采矿体地质参数为基础<sup>[4]</sup>,依托CMG数值模拟软件STARS模块,建立考虑储层蠕变的I类天然气水合物降压开采数值模型(图1)。如图1所示,为明确降压开采过程中井周水合物相变特征和蠕变导致的储层温压场、饱和度和孔渗参数等的变化规律,数值模型采用径向网格。整个数值模型离散为6 545个网格,其中 $r$ 方向77个, $z$ 方向85个。在模型中部部署一口垂直降压开采井,

并对井周网格采用局部网格加密处理。

结合南海海域首轮试采井测井解释和岩心测试结果,本次数值模拟建立的地质模型中,储层埋深1 500 m,半径100 m。储层自上而下依次为上覆盖层、水合物层A、水合物层B、气态烃层和下伏层,其中,水合物层A厚35 m,平均孔隙度35%,平均渗透率 $2.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;水合物层B厚15 m,平均孔隙度33%,平均渗透率 $1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;气态烃层厚27 m,平均孔隙度32%,平均渗透率 $7.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。水合物层A和水合物层B的水合物饱和度分别为35%和31%,气态烃饱和度为7.8%。此外,为保证水合物和盖层的热流交换与压力传播,建立地质模型中的上覆盖层与下伏层厚度均为30 m,渗透率 $1.5 \times 10^{-8} \mu\text{m}^2$ 。岩石、水合物、气和水的热传导系数分别为 $1.50 \times 10^5$ 、 $3.93 \times 10^4$ 、 $2.93 \times 10^3$ 、 $6.00 \times 10^4 \text{ J}(\text{m} \cdot \text{d} \cdot ^\circ\text{C})$ ,岩石、水合物、气和水的热容分别为 $8.40 \times 10^2$ 、 $1.54 \times 10^3$ 、 $2.40 \times 10^3$ 、 $4.20 \times 10^3 \text{ J}(\text{kg} \cdot \text{K})$ 。模型初始压力15.4 MPa,初始温度 $17.1 ^\circ\text{C}$ ,采用垂直开采井生产压差3 MPa,水合物层和下伏气态烃层全射孔,模拟生产5 a。

### 1.2 储层物性变化的定量表征

对于南海海域天然气水合物泥质粉砂储层蠕变导致的孔隙度和渗透率变化,LU等<sup>[9]</sup>选取南海海域天然气水合物分解后的泥质粉砂沉积物,进行4组柱塞岩心在不同驱替压力下的单一水相驱替实验,并在最后一组实验过程中同步进行CT扫描,得到天然气水合物储层不同驱替压强下柱塞岩心的孔渗参数(表1)。

根据MASUDA等<sup>[24]</sup>的研究成果,水合物储层孔隙度与渗透率的关系为:

$$\frac{K_e}{K_0} = \left( \frac{\varphi_e}{\varphi_0} \right)^n \quad (1)$$

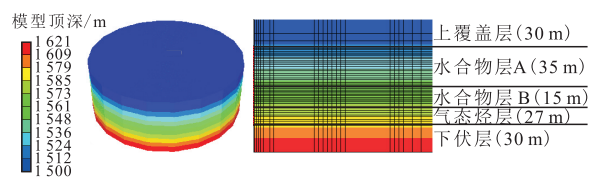


图1 南海海域天然气水合物开采地质模型

Fig. 1 Geological model for developing South China Sea natural gas hydrate reservoirs

式中: $K_e$ 为水合物层有效渗透率,单位 $\mu\text{m}^2$ ;  $K_0$ 为水合物层初始渗透率,单位 $\mu\text{m}^2$ ;  $\varphi_e$ 为水合物层有效孔隙度;  $\varphi_0$ 为水合物层初始孔隙度;  $n$ 为渗透率变化指数。

为将LU等人得到的实验数据应用于CMG数值模拟软件STARS模块,结合MASUDA等人提出的水合物储层孔隙度与渗透率的变化关系,对表1所示实验数据进行拟合,拟合结果如图2所示。由图2可知,式(1)中的 $n$ 值为2.76。

对于降压开采过程中蠕变导致的储层有效孔隙度的变化,当不考虑蠕变时,储层有效孔隙度与水合物饱和度间的关系可用下式表示:

$$\varphi_e = \varphi_0(1 - S_h) \quad (2)$$

式中: $S_h$ 为水合物饱和度。

由于泥质粉砂储层蠕变过程实质是水合物降压

表1 南海海域天然气水合物沉积物孔隙度与渗透率变化参数<sup>[9]</sup>

Table 1 Porosity and permeability of South China Sea natural gas hydrate sediment<sup>[9]</sup>

序号	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
1	18.62	
2	17.09	13.40
3	16.24	14.03
4	15.29	8.63
5	13.90	5.60
6	10.60	3.92

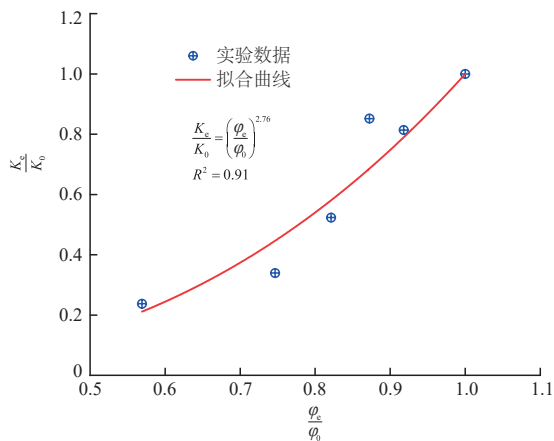


图2 泥质粉砂沉积物单相水驱实验孔渗变化数据拟合结果

Fig. 2 Fitting result of single-phase water flooding experimental data of clayey silt sediment

开采过程中储层孔隙体积被压缩,且随着驱替压差的变化,储层孔隙体积被压缩的程度不同<sup>[9]</sup>。对于水合物沉积物孔隙度的变化可以描述为,

$$\varphi_e = \varphi_0 e^{-C_p \Delta p} \quad (3)$$

式中: $C_p$ 为水合物储层压缩系数,单位 $\text{MPa}^{-1}$ ;  $\Delta p$ 为孔隙压力与参考压力的差值,单位 $\text{MPa}$ 。

结合式(2)和式(3)可知,同时考虑水合物分解和储层蠕变下的储层孔隙度变化为:

$$\varphi_e = \varphi_0(1 - S_h) e^{-C_p \Delta p} \quad (4)$$

对于下伏气态烃层,水合物饱和度为0,因此,式(4)可改写为:

$$\varphi_e = \varphi_0 e^{-C_p \Delta p} \quad (5)$$

由于随着驱替压差的变化,泥质粉砂储层孔隙体积压缩的程度不同<sup>[9]</sup>,为确定式(3)至式(5)中天然气水合物蠕变储层压缩系数的具体数值,通过调整 $C_p$ 的值,对比模型计算得到的60 d累产气量与天然气水合物首轮试采60 d累产气量差异,得到天然气水合物泥质粉砂型储层 $C_p$ 值。由试采井累产气量拟合结果(图3)可知,所建立的数值模型模拟60 d,累产气量为 $3.12 \times 10^5 \text{ m}^3$ ,与实际试采结果误差0.82%。基于模拟计算结果得到海域泥质粉砂型天然气水合物储层 $C_p$ 值为 $9.2 \times 10^{-2} \text{ MPa}^{-1}$ 。

通过将实验数据拟合得到的天然气水合物蠕变储层 $n$ 值与模拟计算得到的 $C_p$ 值输入至CMG数值模拟软件STARS模块,即可建立考虑天然气水合物储层蠕变特征的降压开采数值模型。

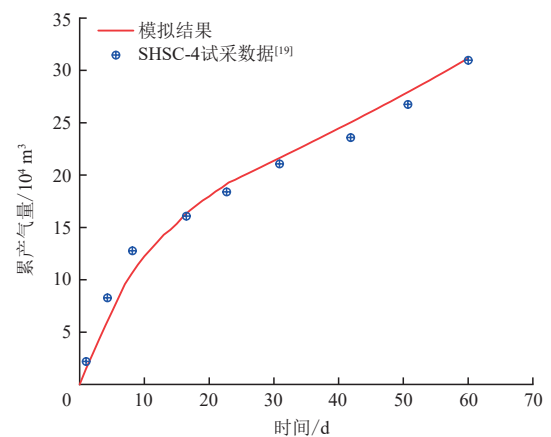


图3 南海海域天然气水合物首轮试采井历史拟合结果对比

Fig. 3 History match of first test of South China Sea natural gas hydrate production

## 2 天然气水合物储层蠕变的影响

### 2.1 蠕变对储层物性的影响

基于建立的天然气水合物直井降压开采数值模型,通过对比考虑蠕变和不考虑蠕变2种模拟方案下储层孔隙度和渗透率变化,分析了储层蠕变对储层物性的影响。通过对比不同模拟方案下水合物开采5 a后储层孔隙度和渗透率变化场(图4)可知,水合物分解对提高天然气水合物储层的渗流能力有积极作用,储层的孔隙度和渗透率逐渐增加。同时,由于蠕变效应,储层孔隙被压缩,储层的有效孔隙度较不考虑蠕变的模拟方案减小。不考虑蠕变模拟方案井周水合物分解区储层孔隙度为35%,储层渗透率为 $4.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;考虑蠕变模拟方案井周水合物分解区储层孔隙度为13.7%,储层渗透率 $0.685 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,较不考虑蠕变模拟方案分别降低了60.86%和82.92%。

### 2.2 蠕变对储层温压场和水合物饱和度场的影响

结合不同生产时间考虑和不考虑蠕变模拟方案

储层压力时空演化剖面(图5)与考虑蠕变和不考虑蠕变条件下气井开采1 a后BSR(拟海底反射层)处压力漏斗的变化情况(图6)分析可知,考虑蠕变模拟方案的储层压力横向传导半径小于不考虑蠕变的模拟方案。同时,当考虑蠕变时,储层压力漏斗变得更加陡峭,压力降落主要发生在近井区域。当不考虑蠕变时,储层压力分布较均匀,气井控制范围内地层压力均有较大幅度的压力降落。

由不同生产时期的温度分布(图7)可知,短期开采,考虑储层蠕变时,近井周储层温度下降幅度最大,井周温度最低,温度横向传导半径小于不考虑蠕变的模拟方案。长期来看,考虑储层蠕变时,远井端水合物储层温度高于不考虑蠕变的模拟方案,且考虑蠕变模拟方案的储层温度分布较不考虑蠕变方案更均匀。

对比不同模拟方案下水合物开采5 a后储层水合物饱和度变化场(图8),采用直井降压法开采I类水合物,近井区域水合物分解程度最高。同时,受下伏气态烃层压力垂向传导和上覆盖层传热的影响,水合物层A的顶部和水合物层B的底部水合物饱和度较低,水合物分解程度高于储层中部。不考虑蠕

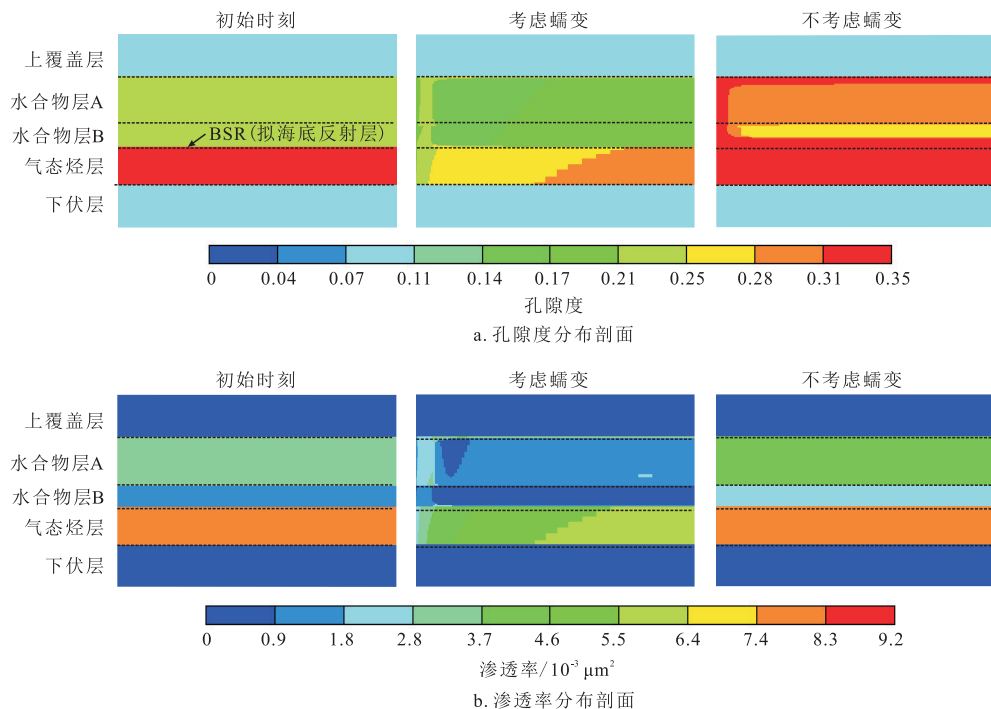


图4 不同时刻储层孔隙度和渗透率分布剖面

Fig. 4 Distributions of porosity and permeability at different simulation periods

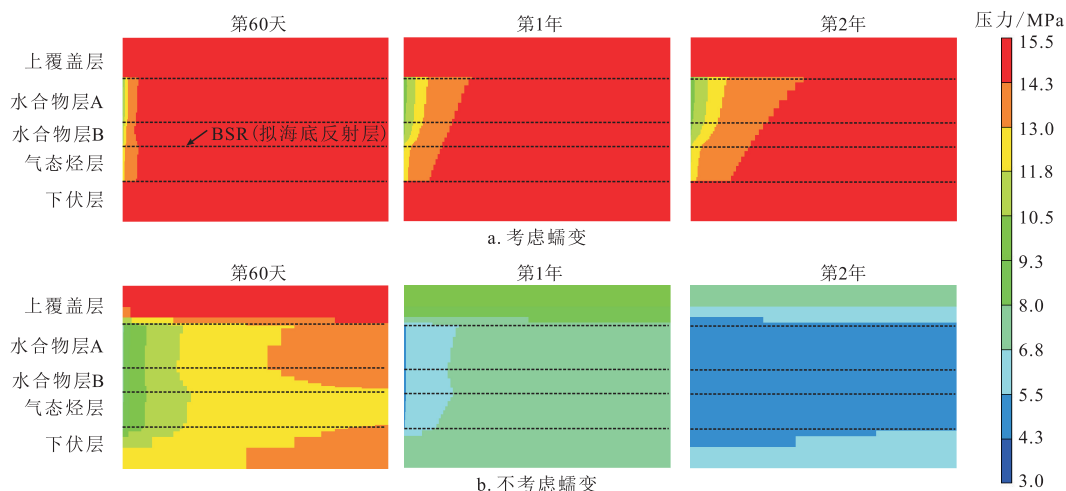


图5 不同时刻储层压力场分布剖面

Fig. 5 Pressure distribution at different simulation periods

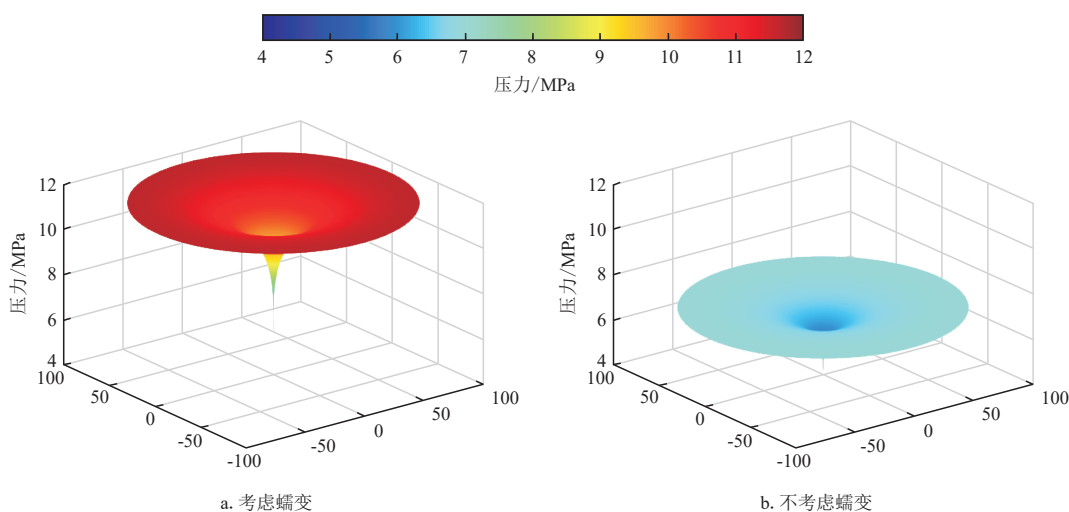


图6 生产1 a后 BSR 界面处压降漏斗

Fig. 6 Pressure drop at the location of BSR after 1 year production

层蠕变时,由于储层压力横向传导半径较小,远井端水合物饱和度仍然较高,水合物分解程度较考虑储层蠕变的模拟方案高。对比不考虑蠕变模拟方案,考虑蠕变模拟方案水合物分解半径由30 m减小至10 m,水合物分解半径降低了66.7%。

### 2.3 蠕变对气井产能的影响

由考虑蠕变和不考虑蠕变时气井生产5 a产气变化曲线(图9)可知,当不考虑储层蠕变时,气井5 a累产气量为 $0.18 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,为考虑蠕变气井5 a累产气

量的7.71倍。蠕变效应导致气井5 a累产气量降低了87%。同时,随着降压开采的进行,蠕变对气井产能的影响逐渐增大。此外,在考虑和不考虑蠕变效应的2种模拟方案中,气井日产气量变化趋势为先上升—后下降—再上升—最终缓慢下降,相应的累产气量增长速率也逐渐减小。

进一步绘制的考虑和不考虑蠕变时水合物层和气态烃层对气井产气量的贡献变化曲线(图10)表明,由于气井为定压生产,下伏气态烃层的日产气量逐渐降低。然而,水合物层的日产气量呈现“先上升

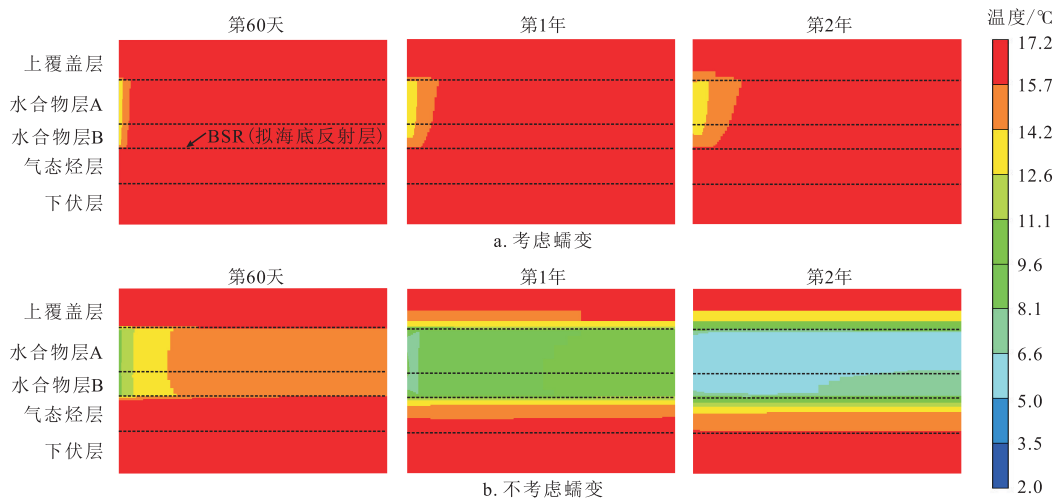


图7 不同时刻储层温度场分布剖面

Fig. 7 Temperature distribution at different simulation periods

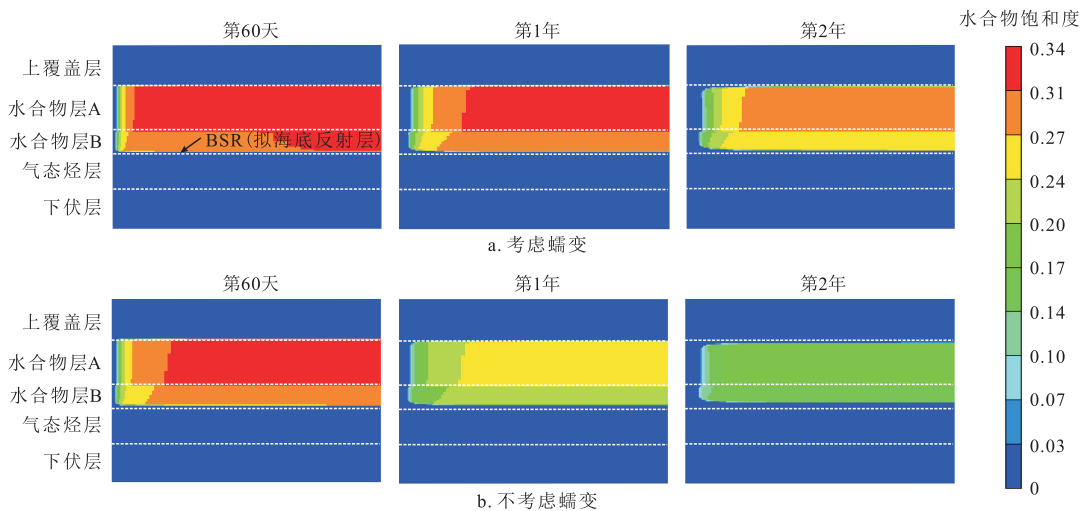


图8 不同时刻储层水合物饱和度分布剖面

Fig. 8 Hydrate saturation distribution at different simulation periods

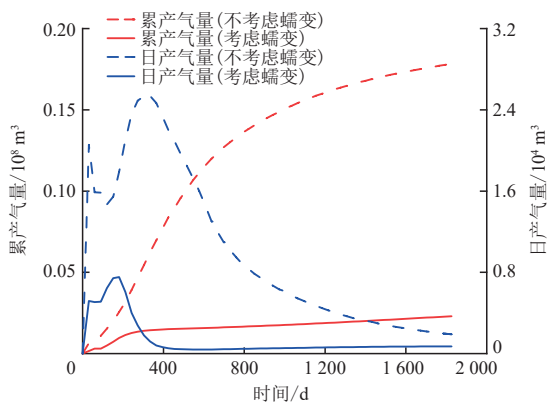


图9 不同模拟方案日产气和累产气量变化曲线  
Fig. 9 Daily gas production rate and cumulative gas production of different scenarios

后下降”的变化趋势。这是由于,水合物藏压力在开采初期由开采井逐渐沿径向不断向模型边界扩展,在开采井周附近形成低压区,井周水合物快速分解,水合物层对产气贡献迅速上升。随后,由于水合物分解吸热以及井周附近气体涌入引起的“焦耳汤姆逊效应”,储层温度逐渐降低,尤其是开采井周温度下降幅度最大,在井周形成低温区。在没有外部热量补给的情况下,受储层显热影响,天然气水合物分解速率逐渐降低,水合物层对气井产量的贡献逐渐降低,气井日产气量表现为下降趋势。此外,由于蠕变导致储层孔隙度渗透率降低,考虑蠕变模拟方案水合物层和气态烃层初期产气量贡献低于不考虑蠕变方案。

## 2.4 直井降压开采气井临界生产压差研究

水合物分解提高了储层的孔隙度和渗透率,这是水合物生产的有利因素,而蠕变降低了储层的孔隙度和渗透率的增加幅度。通过对比不同生产压差下气井开采5 a累产气量变化和储层井周水合物分解区孔隙度和渗透率的变化(图11),进一步明确天然气水合物直井降压法开采合理生产压差。由图11可知,当生产压差小于4 MPa时,水合物分解效应占主导作用,因此,随着生产压差的增大,储层孔隙度渗透率和气井产能均逐渐增大,但增幅逐渐减小;当

生产压差大于4 MPa时,泥质粉砂储层蠕变占据主导作用,因此,随着生产压差的增大,储层孔隙度渗透率下降幅度越大,气井产能增长幅度进一步减小。综上所述,建议南海海域天然气水合物应控制在降压开采的气井临界生产压差以下降压开采。

## 3 结论

以南海海域首轮试采矿体地质参数为基础,结合储层泥质粉砂单相水驱物模实验数据,建立了考虑水合物分解和储层蠕变的I类水合物降压开采数

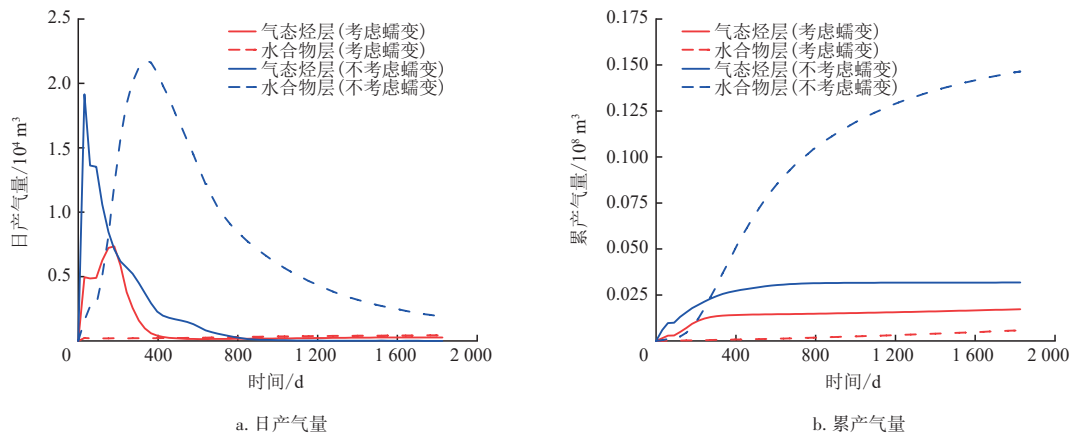


图10 不同模拟方案下水合物层和气态烃层产量贡献

Fig. 10 Contributions of hydrate and free hydrocarbon gas to the cumulative gas production of different scenarios

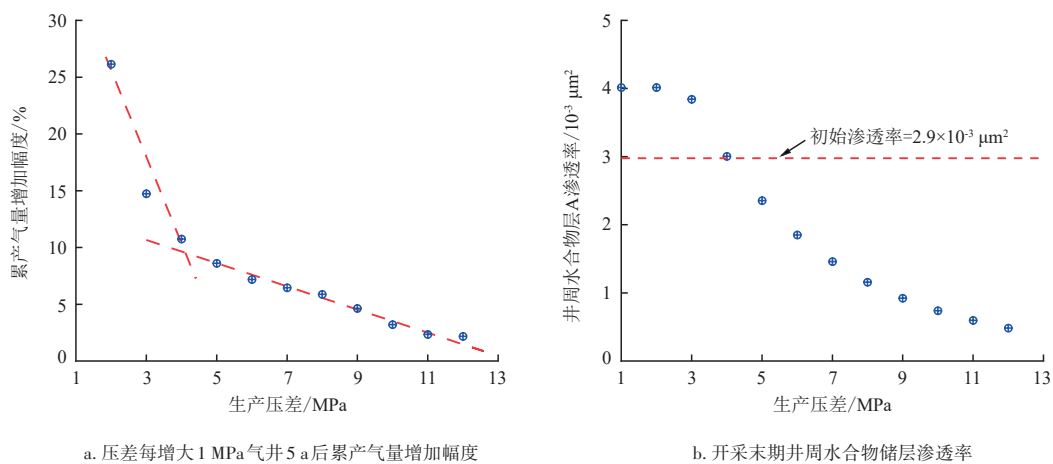


图11 不同生产压差气井累产气量增加幅度和储层渗透率变化

Fig. 11 Cumulative gas production increasing degree and hydrate layer permeability of different production pressure difference

值模型,并通过拟合了中国海域天然气水合物首轮试采井累产数据,获取了天然气水合物储层蠕变参数,详细分析了储层蠕变作用下储层物性温度场、压力场、水合物饱和度场和气井产能的变化规律,并得到了泥质粉砂型天然气水合物直井降压开采储层蠕变占主导作用时的临界生产压差。结合研究成果,可得到以下结论:

1) 水合物分解提高了储层的孔隙度和渗透率,这是水合物生产的有利因素,而蠕变降低了储层的孔隙度和渗透率,这是水合物生产的不利因素。考虑储层蠕变时,天然气水合物储层直井降压法开采储层孔隙度降低了60.86%,储层渗透率降低了82.92%。

2) 针对南海海域泥质粉砂型水合物储层直井降压法开采,压力降落主要发生在近井区域,井周温度降低幅度最大,且蠕变降低了压力横向传导半径,导致储层压力漏斗变得更加陡峭。

3) 南海海域天然气水合物降压法开采过程中,水合物分解主要发生在近井区域、水合物层A顶部和水合物层B底部,且蠕变效应降低了天然气水合物分解半径和分解程度。

4) 直井降压开采天然气水合物,受储层孔隙度和渗透率下降影响,蠕变降低了气井产能,气井5a累产降低了87%;同时,当直井生产压差大于4 MPa时,泥质粉砂储层蠕变占据主导作用,随着生产压差的增大,气井产能增加幅度减小。

#### 参考文献

- [1] BOSWELL R, COLLETT T. The gas hydrates resource pyramid[J]. *Natural Gas & Oil*, 2006, 304: 285-4541.
- [2] BOSWELL R, COLLETT T S, FRYE M, et al. Subsurface gas hydrates in the northern Gulf of Mexico[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, 34(1): 4-30.
- [3] KOH D Y, KANG H, KIM D O, et al. Recovery of methane from gas hydrates intercalated within natural sediments using CO<sub>2</sub> and a CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> gas mixture[J]. *ChemSusChem*, 2012, 5(8): 1443-1448.
- [4] 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.
- [5] 秦绪文, 陆程, 王平康, 等. 中国南海天然气水合物开采储层水合物相变与渗流机理: 综述与展望[J]. *中国地质*, 2022, 49(3): 749-769  
QIN Xuwen, LU Cheng, WANG Pingkang, et al. Hydrate phase transition and seepage mechanism during natural gas hydrate production tests in the South China Sea: A review and prospect[J]. *Geology in China*, 2022, 49(3): 749-769.
- [6] 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 Jianliang, QIN Xuwen, XIE Wenwei, 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.
- [7] 周守为, 李清平, 吕鑫, 等. 天然气水合物开发研究方向的思考与建议[J]. *中国海上油气*, 2019, 31(4): 1-8.  
ZHOU Shouwei, LI Qingping, LYU Xin, et al. Thinking and Suggestions on research direction of natural gas hydrate development[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2019, 31(4): 1-8.
- [8] CAI J C, XIA Y X, LU C, et al. Creeping microstructure and fractal permeability model of natural gas hydrate reservoir[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 115: 104282.
- [9] LU C, XIA Y X, SUN X, et al. Permeability evolution at various pressure gradients in natural gas hydrate reservoir at the Shenhu Area in the South China Sea[J]. *Energies*, 2019, 12(19): 3688.
- [10] 蔡建超, 夏宇轩, 徐赛, 等. 含水合物沉积物多相渗流特性研究进展[J]. *力学学报*, 2020, 52(1): 208-223.  
CAI Jianchao, XIA Yuxuan, XU Sai, et al. Advances in multiphase seepage characteristics of natural gas hydrate sediments[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2020, 52(1): 208-223.
- [11] ZHOU S S, WU P, LI M, et al. Effect of hydrate dissociation and axial strain on the permeability of hydrate-bearing sand during the creep process[J]. *SPE Journal*, 2021, 26(5): 2837-2848.
- [12] 吴能友, 李彦龙, 刘乐乐, 等. 海洋天然气水合物储层蠕变行为的主控因素与研究展望[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2021, 41(5): 3-11.  
WU Nengyou, LI Yanlong, LIU Lele, et al. Controlling factors and research prospect on creeping behaviors of marine natural gas hydrate-bearing strata[J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2021, 41(5): 3-11.
- [13] MORIDIS G J, KOWALSKY M B, PRIESS K. Depressurization induced gas production from Class 1 and Class 2 hydrate deposits[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2007, 10(5): 458-481.
- [14] KURIHARA M, SATO A, FUNATSU K, et al. 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.
- [15] UDDIN M, COOMBE D A, LAW D A, et al. Numerical studies of gas-hydrate formation and decomposition in a geological reservoir[C]// Paper SPE-100460-MS presented at the SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, May 2006.
- [16] MORIDIS G J. Numerical studies of gas production from class 2 and class 3 hydrate accumulations at the Mallik Site, Mackenzie Delta, Canada[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2004, 7(3): 175-183.
- [17] MORIDIS G J, KOWALSKY M B, PRUESS K. Depressurization-induced gas production from class-1 hydrate

- deposits[J]. Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation And Engineering, 2007, 10(5): 458-481.
- [18] SUN Y H, MA X L, GUO W, et al. Numerical simulation of the short- and long-term production behavior of the first offshore gas hydrate production test in the South China Sea[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 181: 106196.
- [19] 李淑霞, 于笑, 李爽, 等. 神狐水合物藏降压开采产气量预测及增产措施研究[J]. 中国海上油气, 2020, 32(6): 122-127.  
LI Shuxia, YU Xiao, LI Shuang, et al. Prediction of gas production of Shenhu hydrate reservoir by depressurization and its stimulation treatment[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(6): 122-127.
- [20] 孙嘉鑫, 赵洪宝, 曹鑫鑫, 等. 南海荔湾区域水合物水平井降压开采模拟研究[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(24): 10246-10256.  
SUN Jiaxin, ZHAO Hongbao, CAO Xinxin, et al. Numerical simulation on depressurization-induced gas production from hydrate reservoirs in the Liwan Area, South China Sea using horizontal well[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(24): 10246-10256.
- [21] 王静丽, 万庭辉, 李占钊, 等. 分支参数对天然气水合物羽状多分支井降压开采产能的影响规律[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(23): 9747-9757.  
WANG Jingli, WAN Tinghui, LI Zhanzhao, et al. Influences of branch parameters on depressurized productivity of nature gas hydrate pinnate multilateral well[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(23): 9747-9757.
- [22] KURIHARA M, SATO A, OUCHI H, et al. Prediction of gas productivity from Eastern Nankai Trough methane-hydrate reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009, 12(3): 477-499.
- [23] SUN Z X, XIN Y, SUN Q, et al. Numerical simulation of the depressurization process of a natural gas hydrate reservoir: An attempt at optimization of field operational factors with multiple wells in a real 3D geological model[J]. Energies, 2016, 9(9): 714.
- [24] MASUDA Y. Numerical calculation of gas production performance from reservoirs containing natural gas hydrates [C]// Annual Technical Conference, Society of Petroleum Engineers, San Antonio, Texas, October, 1997.
- (编辑 顾丽媛)

(上接第 808 页)

- [27] 卢艳, 杨清山, 刘传平. 水驱油岩石物理响应特征实验研究[J]. 测井技术, 2018, 42(4): 371-376.  
LU Yan, YANG Qingshan, LIU Chuanping. Experimental study on petrophysical response characteristics of water flooding[J]. Well Logging Technology, 2018, 42(4): 371-376.
- [28] 屈信忠, 唐文生, 姜明忠, 等. 高盐油藏开发期饱和度计算的矿化度驱替-交换模型[J]. 测井技术, 2018, 42(2): 186-192.  
QU Xinzong, TANG Wensheng, JIANG Mingzhong, et al. Petrophysical model of salinity displacement-ion exchange for saturation calculation during the development of high salinity reservoirs[J]. Well Logging Technology, 2018, 42(2): 186-192.
- [29] LIU Renqiang, DUAN Yonggang, TAN Fengqi, et al. Evaluation on an original resistivity inversion method of water flooding a conglomerate reservoir based on petrophysical analysis[J]. Journal of Geophysics and Engineering, 2015, 5: 780-792.
- [30] 朱学娟, 单沙沙. 不同注水开发阶段水淹层混合地层水电阻率计算方法[J]. 地质与资源, 2017, 26(6): 620-624.  
ZHU Xuejuan, SHAN Shasha. Calculation of mixed formation water resistivity in water flooded layer at different waterflood stages[J]. Geology and Resources, 2017, 26(6): 620-624.
- [31] 赵军, 袁淞珊, 李维, 等. 基于离子交换的水淹层地层水电阻率计算方法[J]. 地球物理学进展, 2019, 34(2): 676-680.  
ZHAO Jun, YUAN Songshan, LI Wei, et al. Computation method of formation water resistivity for water-out reservoir based on ion-exchange[J]. Progress in Geophysics, 2019, 34(2): 676-680.
- [32] 秦敏, 申辉林, 丁磊, 等. 基于微元动态物质平衡法模型确定水淹层混合液电阻率[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2020, 50(3): 919-928.  
QIN Min, SHEN Huilin, DING Lei, et al. Determining mixed liquid resistivity of water flooded reservoir based on micro element dynamic material balance model[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2020, 50(3): 919-928.
- [33] 么忠文, 张剑风, 何凯, 等. 低孔低渗泥质砂岩水淹层岩电参数及定量评价标准的研究[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(6): 97-102.  
YAO Zhongwen, ZHANG Jianfeng, HE Kai, et al. Study on electrical parameters and quantitative evaluation standard of low porosity and low permeability argillaceous sandstone[J]. Journal of Petroleum and Natural Gas, 2010, 32(6): 97-102.
- [34] 孙游雪, 高齐明, 魏玉梅, 等. 水淹层评价中  $R_w$ 、 $m$ 、 $n$  值的确定[J]. 山东理工大学学报(自然科学版), 2018, 32(3): 57-60.  
SUN Youxue, GAO Qiming, WEI Yumei, et al. Determination of  $R_w$ ,  $m$  and  $n$  values in water-flooded zone evaluation[J]. Journal of Shandong University of Technology (Science & Technology Edition), 2018, 32(3): 57-60.
- (编辑 尹淑容)