

引用格式: 陈学忠, 赵慧言, 陈满, 等. 海陆过渡相页岩储层合层开采数值模拟研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 382-390.

CHEN Xuezhong, ZHAO Huiyan, CHEN Man, et al. Numerical simulation of multi-layer co-production in marine-continental transitional shale reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 382-390.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.03.008

海陆过渡相页岩储层合层开采数值模拟研究

陈学忠¹, 赵慧言¹, 陈满¹, 徐华卿², 杨建英¹, 杨晓敏¹, 唐慧莹³

(1. 四川长宁天然气开发有限责任公司, 四川 成都 610051; 2. 中国石油西南油气田分公司成都天然气化工总厂, 四川 成都 610213; 3. 西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610500)

摘要: 由于沉积环境的不同, 海陆过渡相页岩与海相页岩存在较大差异。基于鄂尔多斯盆地东缘海陆过渡相页岩储层的特点, 建立了纵向多岩性叠置储层水平井产能数值模型, 分析了不同岩性组合模式下的气井单段生产动态特征, 研究了煤层渗透率、储层叠置关系等关键参数以及生产制度对生产特征的影响。研究表明: ①富煤型页岩储层合层开采初期气水同产, 采出气主要来自砂岩和页岩储层的游离气, 采出水主要来自压裂液及煤层水。煤层的渗透率越高, 合层开采的累计产气量越大, 累计产水量也随之提升。②含煤叠置组合类型进行合层开采最理想的空间叠置顺序为页—砂—煤, 在该叠置顺序下, 煤层产水对合层开采干扰最小。③煤层产气量受应力敏感的影响最大。

关键词: 海陆过渡相; 页岩; 合层开采; 数值模拟; 叠置关系

中图分类号: TE121.1

文献标识码: A

Numerical simulation of multi-layer co-production in marine-continental transitional shale reservoirs

CHEN Xuezhong¹, ZHAO Huiyan¹, CHEN Man¹, XU Huaqing², YANG Jianying¹, YANG Xiaomin¹, TANG Huiying³

(1. Sichuan Changning Natural Gas Development Co. Ltd., Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. Chengdu Natural Gas Chemical Plant of PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu, Sichuan 610213, China; 3. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: Distinct sedimentary environments lead to notable disparities between marine-continental transitional shale and purely marine shale. This study develops a numerical model to evaluate the productivity of horizontal wells in vertically multi-lithologic superimposed reservoirs, focusing on the marine-continental transitional shale reservoirs at the eastern margin of the Ordos Basin. The model analyses the dynamic characteristics of single-stage gas well production under various lithologic combination modes. It particularly investigates key parameters such as coal seam permeability, the superposition relationships of reservoirs, and the impact of the production system on output characteristics. The findings indicate that: ① In the early stages of combined extraction from coal-rich shale reservoirs, both gas and water are produced simultaneously. The gas primarily originates from the free gas in the sandstone and shale reservoirs, while the water is predominantly sourced from fracturing fluid and coal seam water. Notably, higher coal seam permeability correlates with increased cumulative gas and water production. ② The optimal spatial stacking sequence for combined layer mining in coal-bearing superimposed reservoirs is identified as page-sand-coal. This sequence minimizes the interference of coal seam water production on the overall mining process. ③ The production from coal seams exhibits significant stress sensitivity, impacting overall gas output.

Keywords: marine-continental transitional facies; shale; multi-layer co-production; numerical simulation; superimposition relation

收稿日期: 2023-08-29。

第一作者简介: 陈学忠(1968—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事油气田开发管理工作。地址: 四川省成都市成华区猛追湾横街99号, 邮政编码: 610051。E-mail: cxzhong@petrochina.com.cn

通信作者简介: 唐慧莹(1990—), 女, 博士, 副教授, 主要从事非常规储层压裂及一体化数值模拟研究。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学, 邮政编码: 610500。E-mail: tanghuiying@swpu.edu.cn

基金项目: 国家自然科学基金面上项目“井-射孔-缝协同密切割压裂三维非平面缝网竞争扩展机制研究”(52374043)。

海陆过渡相页岩储层的泥页岩规模相较海相页岩储层更小,且频繁与煤层和致密砂岩互层,导致海陆过渡相页岩具有储层岩性变化快、非均质性强、单层厚度小,累计厚度大的特点。

梁冰等^[1]将煤层气、页岩气以及致密砂岩气统称为“煤系三气”,并提出综合勘探开发“煤系三气”的观点,从而减少开发成本、增大可采储量。王蕊等^[2]建立了一套煤层与致密砂岩层合采的分层压裂均质机理模型,表明当煤层在上时适合射开两层生产,且层间距与产能呈正相关;当砂层在上应先采煤层再进行合采,从而避免煤层产出的气水发生倒灌,且层间距越小产能越大。申建等^[3]提出共采综合评价指数,该指数由合采层之间的厚度、孔隙度、储层压力、渗透率以及相对渗透率比值相乘得到,并定义单层贡献率高于20%且低于80%的储层较为适合合采开发。张二超等^[4]提出合采层间干扰现象的实质是各层段能量在储层物性、压力系统、流体性质差异以及压裂改造和排采过程影响下的重新分布或主动平衡。张先敏等^[5]根据煤层气多层合采流动机制,构建封闭边界条件下多层合采煤层气藏渗流产出数学模型,并绘制双层合采煤层气井的无因次井底压力动态响应和分层产气量曲线图版。确定各煤层的吸附系数、弹性储容比与窜流系数的差异是影响合采煤层气井分层产气贡献比例分配的主控因素。BI等^[6]对煤层和顶板粉质泥岩进行了分段射孔、增大压裂规模、开展“三气”合采等试验,获得了日产气量4 000 m³以上的高稳定工业流量。许江等^[7]认为施加井筒出口限定条件会产生压力扰动从而改变储层势能的空间分布形态。徐兵祥等^[8]发现在致密砂岩气和煤层气的合采过程中会出现持续时间较短的层间水倒灌现象,并且致密砂岩的水锁效应强度是影响合采效果的关键因素。邱凯旋等^[9-10]建立了考虑定压生产的陆相页岩气藏多层窜流产能模型,并对含砂岩薄互层陆相页岩气藏生产预测模型开展研究工作。CHAI等^[11]认为多层合采时,高压层的气会回到低压层;气层厚度对采收率的影响最大,层间压差对层间干扰的影响最大,气体饱和度对干扰时间的影响小于其他参数。

以鄂尔多斯盆地山西组山二、三亚段海陆过渡相页岩储层为研究背景,立足于海陆过渡相页岩储层的特点,采用双重介质模型开展合层开采研究,分析合层开采生产动态特征,明确不同因素对合层开

采效果的影响。

1 不同岩性赋存与流动特征

1.1 煤层气与页岩气

煤层气主要以吸附、游离和溶解3种形式赋存在煤层的割理系统和孔隙系统中。其中,大量的气体吸附于煤层孔隙^[12]。页岩气藏通常属于干气气藏,一般不含可动水。页岩气藏具有低孔隙度、低渗透率的特征^[13]。页岩气藏部分气体以吸附态赋存于有机质干酪根的微纳孔隙表面。同时,无机质宏孔隙和天然裂缝中还存在一定的游离气。溶解在干酪根和原始气藏束缚水中的溶解气含量则相对较少^[14]。随着储层压力降低,煤层以及页岩表面的吸附气开始解吸。吸附现象遵从Langmuir等温吸附理论的物理吸附,属于固气界面单分子吸附,且吸附解吸过程可逆^[15]。目前广泛采用Warren & Root双重介质模型^[14]描述基质中流体向裂缝流动的过程,该传质过程主要采用扩散^[16-17]与对流^[18]机理描述。

1.2 致密砂岩气

致密砂岩的孔隙度通常小于10%,且储层渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^{2[19]}$ 。常规砂岩储层以微米级孔喉为主,而致密砂岩储层的孔喉半径小于 $1 \mu\text{m}^{[20]}$ 。尽管微裂缝和溶孔的存在改善了流体渗流能力^[21-23],但致密砂岩中的流体流动仍然困难。因此,需要水力压裂提高致密砂岩气藏的气井产能和气藏采收率^[24-25]。致密砂岩孔喉关系复杂,流体流动阻力较大,可能表现出低速非达西效应^[26]。在压裂缝及井筒中,当压力梯度较大时,流速与压力梯度不再是线性关系,从而产生高速非达西流动^[27]。

2 合层开采模型

数值模型建立以及控制方程求解均通过软件PETREL开展。

2.1 控制方程

煤岩、页岩和致密砂岩中流体渗流由同一套控制方程描述。唯一不同的是致密砂岩的控制方程中不含吸附解吸项。

基质系统气相控制方程:

$$\begin{aligned} & \nabla \left[\frac{k_{gm} k_{rgm}}{\mu_{gm} B_{gm}} \nabla (p_{mg} - \rho_{gm} g z_m) \right] - q_{mfg} \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\varphi_m (1 - S_{mw})}{B_{gm}} + \rho_m (1 - \varphi_m) q_{des} \right] \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{cases} v_{gm} = \frac{k_{gm} k_{rgm}}{\mu_{gm}} \nabla (p_{gm} - \rho_{gm} g z_m) \\ k_{rgm} = k_{grm} (1 + b_{rgm}) \\ b_{rgm} = \frac{\mu_{gm} c_{gm} D_{gm}}{k_{gm}} \end{cases} \quad (2)$$

$$q_{des} = (1 - \varphi_m) \frac{\partial V_E}{\partial t} \quad (3)$$

式(1)一式(3)中: k_{gm} 为基质系统气相绝对渗透率,单位 m^2 ; k_{rgm} 为基质系统气相相对渗透率,单位 m^2 ; μ_{gm} 为基质系统气相黏度,单位 $Pa \cdot s$; B_{gm} 为基质系统气相体积系数; p_{mg} 为基质系统气相压力,单位 Pa ; ρ_{gm} 为基质系统气相密度,单位 kg/m^3 ; g 为重力加速度,取值为 $9.8 m/s^2$; z_m 为海平面基准下基质系统深度,单位 m ; q_{mfg} 为基质系统和天然裂缝系统间气相流量交换量,单位 m^3/s ; t 为时间,单位 s ; φ_m 为基质系统孔隙度; S_{mw} 为基质系统水相饱和度; ρ_m 为储层基质密度,单位 kg/m^3 ; q_{des} 为解吸量,单位 m^3/s ; v_{gm} 为基质系统中气相速度矢量,单位 m/s ; k_{grm} 为基质系统气相相对渗透率; b_{rgm} 为气体滑移项; C_{gm} 为基质气相压缩系数,单位 Pa^{-1} ; D_{gm} 为基质气相扩散系数,单位 m^2/s ; V_E 为基质吸附气量,单位 kg/m^3 。

水力裂缝系统气相控制方程:

$$\begin{aligned} & \nabla \left[\frac{k_{fg} k_{rgf}}{\mu_{fg} B_{fg}} \nabla (p_{fg} - \rho_{fg} g z_f) \right] + q_{ffg} - q_{FWg} \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\varphi_f (1 - S_{fw})}{B_{fg}} \right] \end{aligned} \quad (4)$$

式中: k_{fg} 为水力裂缝系统气相绝对渗透率,单位 m^2 ; k_{rgf} 为水力裂缝系统气相相对渗透率; μ_{fg} 为水力裂缝系统气相黏度,单位 $Pa \cdot s$; B_{fg} 为水力裂缝系统气相体积系数; p_{fg} 为水力裂缝系统气相压力,单位 Pa ; ρ_{fg} 为水力裂缝系统气相密度,单位 kg/m^3 ; z_f 为海平面基准下水力裂缝系统深度,单位 m ; q_{ffg} 为天然裂缝系统和水力裂缝系统间气相流量交换量,单位 m^3/s ; q_{FWg} 为经由井从地层产出气量,单位 m^3/s ; φ_f 为水力裂缝系统孔隙度; S_{fw} 为水力裂缝系统水相饱和度。

基质系统水相控制方程:

$$\begin{aligned} & \nabla \left[\frac{k_{mw} k_{rwm}}{\mu_{mw} B_{mw}} \nabla (p_{mg} - p_c - \rho_{mw} g z_m) \right] - q_{mfw} \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi_m S_{mw}}{B_{mw}} \right) \end{aligned} \quad (5)$$

式中: k_{mw} 为基质系统水相绝对渗透率,单位 m^2 ; k_{rwm} 为基质系统水相相对渗透率; μ_{mw} 为基质系统水相黏度,单位 $Pa \cdot s$; B_{mw} 为基质系统水相体积系数; p_c 为毛管压力,单位 Pa ; ρ_{mw} 为基质系统水相密度,单位 kg/m^3 ; q_{mfw} 为基质系统和天然裂缝系统间水相流量交换量,单位 m^3/s 。

水力裂缝系统水相控制方程:

$$\begin{aligned} & \nabla \left[\frac{k_{fw} k_{rff}}{\mu_{fw} B_{fw}} \nabla (p_{fg} - p_c - \rho_{fw} g z_f) \right] + q_{ffw} - q_{FWw} \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi_f S_{fw}}{B_{fw}} \right) \end{aligned} \quad (6)$$

式中: k_{fw} 为水力裂缝系统水相绝对渗透率,单位 m^2 ; k_{rff} 为水力裂缝系统水相相对渗透率; μ_{fw} 为水力裂缝系统水相黏度,单位 $Pa \cdot s$; B_{fw} 为水力裂缝系统水相体积系数; ρ_{fw} 为水力裂缝系统水相密度,单位 kg/m^3 ; q_{ffw} 为天然裂缝系统和水力裂缝系统间水相流量交换量,单位 m^3/s ; q_{FWw} 为水力裂缝系统和井筒间水相流量交换量,单位 m^3/s 。

2.2 模型建立

针对富煤型页岩储层(煤—砂—页)以及贫煤型页岩储层(砂—页)开展生产动态分析。数值模型主要包含煤层、页岩层以及致密砂岩层。采用双孔单渗模型建立数值模型,并通过相渗分区、参数取值等方式区分煤岩、页岩、致密砂岩。模型共分为煤层、页岩层和致密砂岩层,不同岩层之间无隔层。水平井位于模型中部,单段设置8条裂缝。特别地,水力裂缝通过局部网格加密的方式表征。此外,假设压裂液初始位于压裂缝内。模型参数如表1所示。不同储层的相渗曲线如图1所示。

3 合层开采生产动态

如图2所示,合采过程存在2个阶段:持续时间较短的日产气量、日产水量快速递减阶段与持续时间较长的较小递减速率的低产阶段。

结合各层产气贡献情况(图3、表2)、储层压力传播以及含水饱和度变化情况进行分析。

表 1 数值模拟模型基础参数
Table 1 Basic parameters of numerical simulation

数值模型参数	煤层	页岩层	致密砂岩层
网格尺寸/m	5×1×1	5×1×1	5×1×1
模型尺寸/m	600×180×3	600×180×9	600×180×3
储层厚度/m	3	9	3
基质孔隙度/%	6	3	4
天然裂缝孔隙度/%	1	1	
基质渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.1	0.001	0.01
天然裂缝渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	1	0.01	
兰氏体积/(m^3/t)	13.98	2.35	
兰氏压力/MPa	2.3	3.6	
基质初始含水饱和度/%	0	0	40
天然裂缝初始含水饱和度/%	100	30	
水力裂缝开度/m	0.01	0.01	0.01
水力裂缝渗透率/ μm^2	1	1	1
等效水力裂缝开度/m	1	1	1
等效水力裂缝渗透率/ μm^2	0.01	0.01	0.01
等效水力裂缝孔隙度	0.01	0.01	0.01

1) 第一阶段:在压差作用下,煤层水沿着水力裂缝高渗通道快速产出。该阶段累计产水量占总累计产水量的50.41%,累计产气量占总累计产气量的38.28%,气源主要是致密砂岩赋存的游离气以及页岩裂缝系统存在的少量游离气。

2) 第二阶段:随着生产持续进行,储层中的游离气与水被大量产出,储层压力也下降到较低水平,此时吸附在煤层以及页岩层表面的气体逐渐解吸参与供气。

从3种储层的产气贡献率可知,生产初期主要由致密砂岩赋存的大量游离气与页岩赋存的少量游离气参与供气。随着生产进行,致密砂岩和页岩的产气贡献率呈现出相反的变化趋势:页岩贡献率持续上升到峰值然后下降,最后出现回升;致密砂岩则是先降后升再降。由于页岩的渗流能力较差,产量递减更慢,而总日产气量持续递减,因此,初期会出现页岩贡献率上升,致密砂岩贡献率下降的现象。

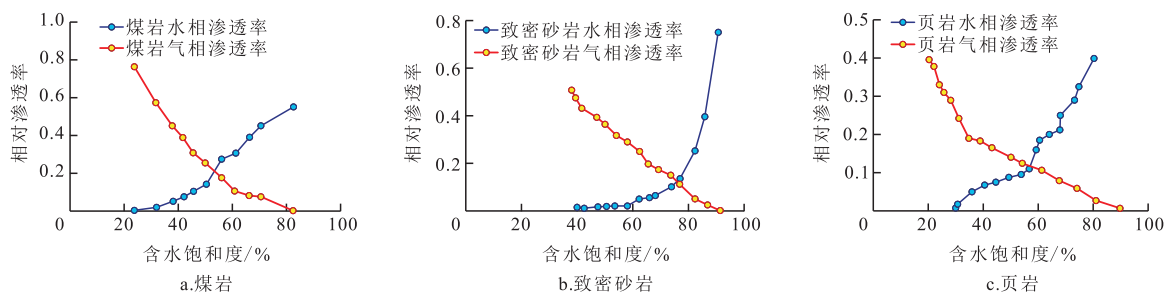


图1 煤岩、致密砂岩、页岩相渗曲线

Fig. 1 Relative permeability curves of coal bed, tight sandstone, and shale

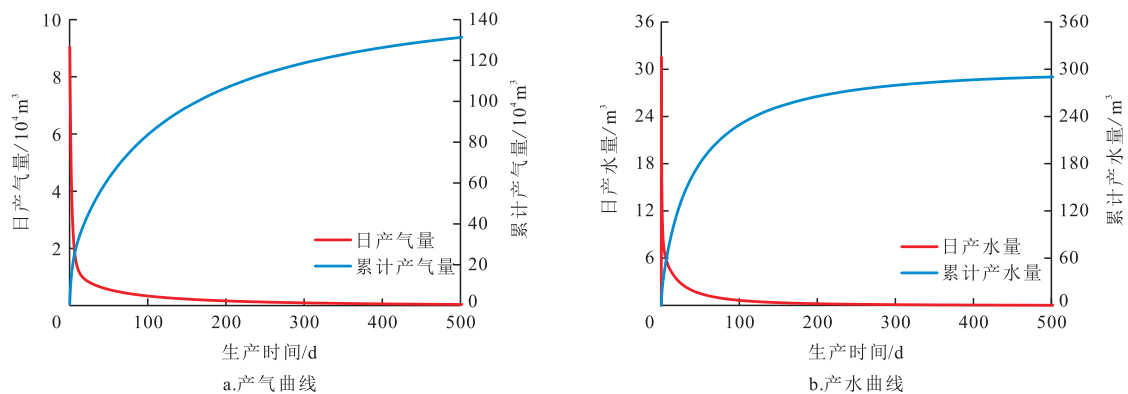


图2 合层开采生产曲线

Fig. 2 Production curves of multi-layer co-production

随着生产进行,页岩赋存的少量游离气被产出,此时页岩层与煤层的吸附气开始参与产气,因此,页岩的贡献率持续下降;随着生产的进一步进行,储层压力持续降低,吸附在页岩层与煤层表面的气体开始大量参与供气,页岩的贡献率开始上升。裂缝切面图中(图4)的含水饱和度变化也佐证了上述观点,在生产的第一阶段,煤层水通过裂缝快速产出,煤层含水饱和度快速下降;在生产30 d后产出了储层中近3成的水,同时,可以看出采出水的另一个主要来源为缝网内压裂液;生产末期的含水饱和度分布情

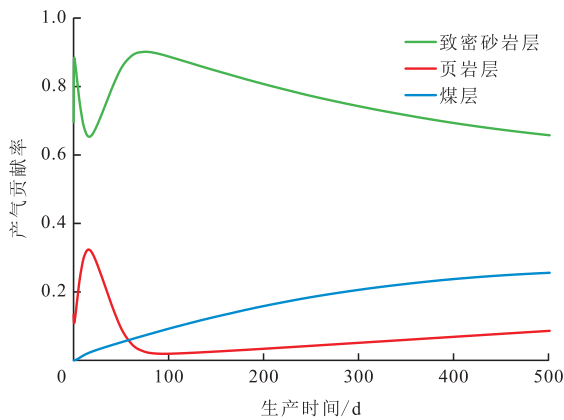


图3 各层产气贡献率

Fig. 3 Gas production contributions of each layer

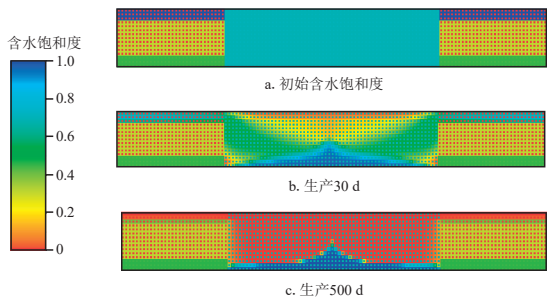


图4 不同生产时间模型裂缝切面含水饱和度示意图

Fig. 4 Water saturation of fracture section at different production time

况表明,随着生产的进行,裂缝底部会出现水体堆积情况,即使在生产末期裂缝底部也有较高的含水饱和度。

4 合层开采影响因素

从煤层渗透率、储层空间叠置顺序、生产制度等方面开展研究。数值模拟参数煤层渗透率分别为 0.05×10^{-3} 、 0.08×10^{-3} 、 0.10×10^{-3} 、 0.30×10^{-3} 、 0.50×10^{-3} 、 0.80×10^{-3} 、 $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 储层空间叠置顺序分别为煤—页—砂、砂—页—煤、煤—砂—页、砂—煤—页、页—煤—砂和页—砂—煤; 日产气量分别为 3 000、4 000、5 000、6 000、7 000、8 000、9 000 m^3 。

4.1 煤层渗透率

如图5所示,随着煤层渗透率的增大,累计产气量持续增大,合层开采效果得到提升。随着煤层渗透率的进一步增大,累计产气量提升的幅度降低。同时,随着煤层渗透率的增大,煤层中水的流动能力提升,因此,储层的累计产水量也得到了提升。

煤层渗透率对各小层的产气能力也有较大影响。对于煤层来说,煤层渗透率越大,煤层前期排水速度越快,储层压降速度越快,从而煤层吸附气能够更早解吸参与生产。如图6a所示,煤层渗透率越大,煤层产气峰值越大,产气峰值到达时间更早,对煤层气的开采较为有利。图6b表明,煤层渗透率越高,储层压降越快,页岩的游离气产出更加顺利,第一阶段的结束时间更早。但是,随着生产持续进行,在第二阶段后期,即主要由页岩储层中吸附气参与供气的阶段,煤层渗透率越大,页岩储层的累计产气量反而下降。

煤层渗透率越高,煤层累计产气量越大,合层开采的最终效果也呈上升趋势,储层产水量也随之增大;当煤层渗透率处于一个较高水平后,渗透率较小的页岩产气能力将受到抑制。因此,合层开采中渗

表2 不同生产阶段产气、产水统计

Table 2 Statistics of gas and water production at different production stages

阶段	累计产气量/ 10^4m^3	占总累计产气量比例/%	累计产水量/ m^3	占总累计产水量比例/%
第一阶段	50.28	38.28	146.31	50.41
第二阶段	81.08	61.72	143.91	49.59

透率引发的层间干扰主要发生在渗透率差异最大的储层之间。

4.2 空间叠置顺序

为了探究煤层、页岩、致密砂岩的空间叠置顺序对合采效果的影响,以页岩的空间位置为分类标准,建立页岩分别处于上、中、下时与煤层、致密砂岩排列组合形成的3大类共6种模拟方案。

如图7a所示,当空间叠置顺序为页—砂—煤时,合层开采累计产气量最大;空间叠置顺序为煤—页—砂时,合层开采累计产气量最小。6种空间叠置顺序的合层开采效果由好到差的排序为:页—砂—煤、页—煤—砂、砂—煤—页、煤—砂—页、砂—页—煤、煤—页—砂。

如图7b所示,煤层越靠近上部,储层的产水量越高。其中,煤—砂—页型叠置顺序的产水量最大;砂—页—煤型叠置顺序的产水量最少。因为当煤层位于上层时,在重力作用下储层水更易沿着裂缝高渗通道向下渗流,从而提升了产水能力,同时也增大了对下部储层生产造成干扰的可能性。

如图8所示,在生产相同时间后,当渗流能力较好的煤层与致密砂岩相邻叠置时,储层压力变化传播速度更快,储层产气能力更强。当页岩位于中间时,由于页岩的渗流能力最差,使得储层压力传播受到一定影响,从而使合层开采效果下降。

渗透率较低的页岩若处于中间层时,会影响合层开采过程的压力传播,导致合采效果变差;煤层与致密砂岩相邻叠置时,合层开采的效果更好,且煤层

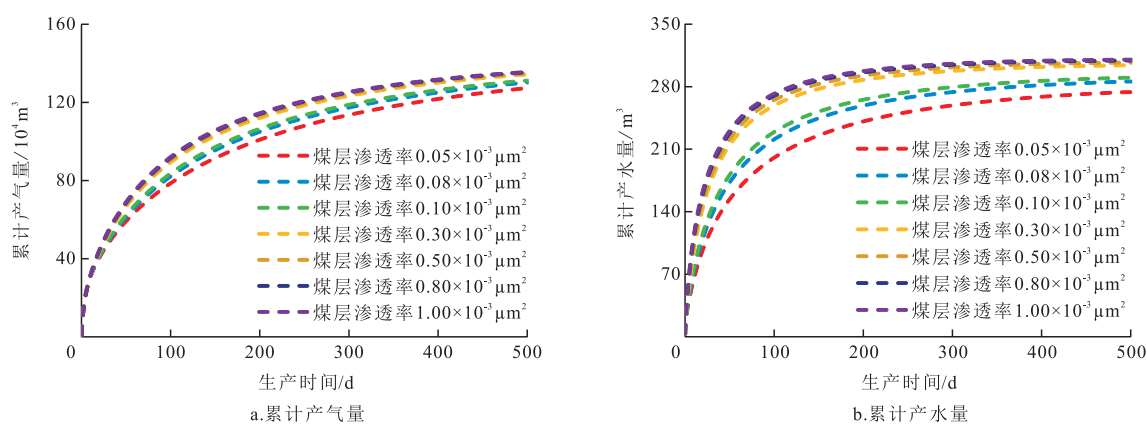


图5 不同煤层渗透率下的合层开采累计产量对比

Fig. 5 Comparison of cumulative multi-layer production under different coal bed permeabilities

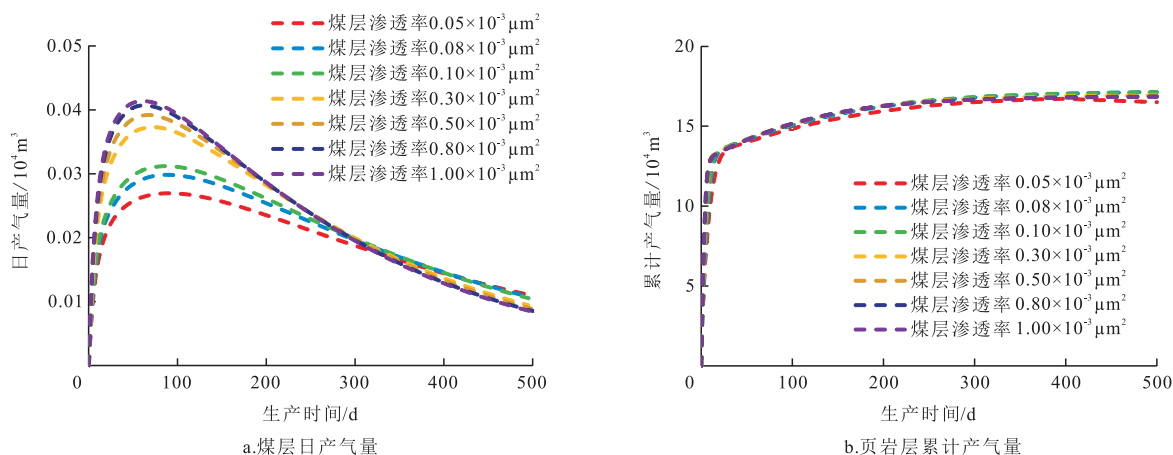


图6 不同煤层渗透率下的煤层与页岩层产气情况

Fig. 6 Gas production of coal bed and shale under different coal bed permeabilities

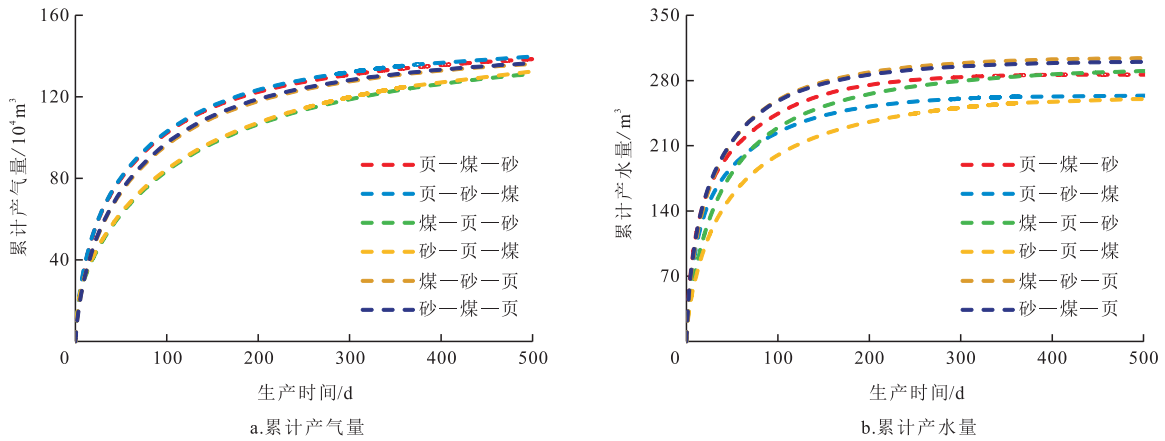


图7 不同空间叠置顺序对合层开采影响

Fig. 7 Influence of different spatial superposition sequences on multi-layer production

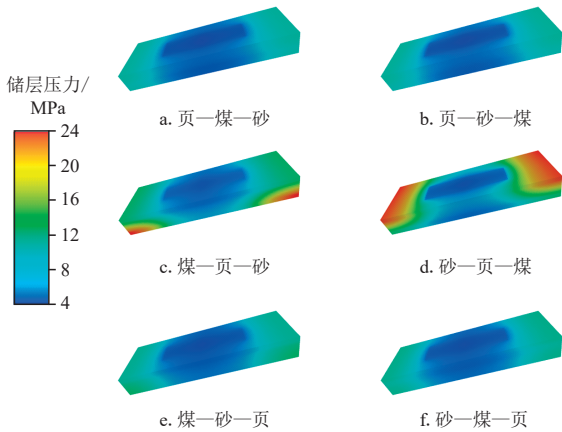


图8 不同空间叠置顺序对合采生产末期压力传播影响
Fig. 8 Influence of different spatial superposition sequences on pressure propagation at the end of co-production

在叠置组合关系中的位置越靠下,煤层产出水对合层开采效果影响越小。因此,理想合层开采的空间叠置顺序为页-砂-煤。

4.3 生产制度

煤层气的开采需要排水降压,与页岩气和致密砂岩气的开采机理存在较大差异。此外,合层开采可能存在层间干扰。因此,合理的生产制度显得尤为重要。

如表3所示,储层合层开采累计产气量随着气井日产气量的增大而增大,但增长幅度逐渐减小。对比应力敏感影响前后的储层合采累计产气量发现,

表3 不同日产气量时的生产数据

Table 3 Production data at different gas production rates

日产气量/ m ³	无应力敏感下 储层累计 产气量/10 ⁴ m ³	应力敏感下 储层累计 产气量/10 ⁴ m ³	累计产气量 下降值/ 10 ⁴ m ³	累计产气量 下降率/ %
3 000	119.14	107.31	11.84	9.94
4 000	123.40	109.93	13.47	10.92
5 000	125.19	111.07	14.12	11.28
6 000	126.15	111.68	14.47	11.47
7 000	126.66	112.04	14.62	11.54
8 000	126.97	112.26	14.71	11.59
9 000	127.24	112.44	14.80	11.63

日产气量越大,应力敏感对于储层产气量的影响越大;气井日产气量从3 000 m³增至9 000 m³,合采累计产气量受应力敏感影响导致的下降幅度由9.94%升至11.63%。

如表4—表6所示,煤层产气受应力敏感的影响最大:当气井日产气量从3 000 m³增至9 000 m³时,煤层、页岩层、致密砂岩层累计产气量受应力敏感影响导致的下降幅度分别由31.37%、2.16%、9.37%升至35.28%、3.56%、10.57%。

如表7所示,在无应力敏感影响时,日产气量越大,生产末期的累计产水量越高。当日产气量从3 000 m³增至9 000 m³时,储层累计产水量受应力敏感影响导致的下降幅度由24.48%升至30.77%。在应力敏感影响下,越大的日产气量造成储层压力越

表4 不同日产气量下储层应力敏感对煤层
累计产气量影响

Table 4 Effect of reservoir stress sensitivity on
cumulative gas production of coal bed under different
gas production rates

日产 气量/ m ³	无应力敏感下 储层累计产气量/ 10 ⁴ m ³	应力敏感下储层 累计产气量/ 10 ⁴ m ³	累计产气量 下降值/ 10 ⁴ m ³	累计产气量 下降率/ %
3 000	8.14	5.58	2.55	31.37
4 000	9.12	6.04	3.08	33.75
5 000	9.55	6.25	3.30	34.57
6 000	9.78	6.36	3.42	34.97
7 000	9.91	6.43	3.48	35.12
8 000	9.99	6.47	3.51	35.19
9 000	10.05	6.50	3.55	35.28

表5 不同日产气量下储层应力敏感对页岩层
累计产气量影响

Table 5 Effect of reservoir stress sensitivity on
cumulative gas production of shale under different gas
production rates

日产 气量/ m ³	无应力敏感下 储层累计产气量/ 10 ⁴ m ³	应力敏感下储 层累计产气量/ 10 ⁴ m ³	累计产气量 下降值/ 10 ⁴ m ³	累计产气量 下降率/ %
3 000	14.98	14.65	0.32	2.16
4 000	15.22	14.80	0.43	2.82
5 000	15.35	14.87	0.48	3.15
6 000	15.42	14.91	0.51	3.33
7 000	15.46	14.93	0.53	3.44
8 000	15.49	14.95	0.54	3.51
9 000	15.51	14.96	0.55	3.56

表6 不同日产气量下储层应力敏感对致密砂岩层
累计产气量影响

Table 6 Effect of reservoir stress sensitivity on
cumulative gas production of tight sandstone under
different gas production rates

日产 气量/ m ³	无应力敏感下 储层累计产气量/ 10 ⁴ m ³	应力敏感下储层 累计产气量/10 ⁴ m ³	累计产气量 下降值/ 10 ⁴ m ³	累计产气量 下降率/ %
3 000	95.64	86.68	8.96	9.37
4 000	98.67	88.71	9.97	10.10
5 000	99.91	89.57	10.34	10.35
6 000	100.56	90.02	10.54	10.48
7 000	100.90	90.29	10.61	10.51
8 000	101.11	90.46	10.65	10.54
9 000	101.30	90.59	10.71	10.57

表7 不同日产气量下储层应力敏感对储层
累计产水量影响

Table 7 Effect of reservoir stress sensitivity on
cumulative water production under different gas
production rates

日产 气量/ m ³	无应力敏感下 储层累计产水量/ m ³	应力敏感下储层 累计产水量/ m ³	累计产水量 下降值/ m ³	累计产水量 下降率/ %
3 000	277.65	209.67	67.97	24.48
4 000	283.30	207.28	76.03	26.84
5 000	285.71	205.06	80.66	28.23
6 000	286.99	203.32	83.67	29.15
7 000	287.63	201.83	85.80	29.83
8 000	287.97	200.62	87.34	30.33
9 000	288.33	199.60	88.73	30.77

快下降,煤层以及水力裂缝受应力敏感影响导致渗透率降低。因此,日产气量与生产末期累计产水量呈反比,即日产气量越大,生产末期的最终累计产水量反而越少。

5 结论

1) 富煤型页岩气藏合层开采初期气水同产,采出气主要来自砂岩和页岩储层的游离气,采出水主要来自缝网内压裂液及煤层水。中间煤层的渗透率越高,合层开采的累计产气量越大,储层产水量也随之提升。由渗透率差异引发的层间干扰主要发生在渗透率差异最大的储层之间。

2) 含煤叠置组合储层进行合层开采最理想的空间叠置顺序为页一砂一煤。在该空间叠置顺序下,煤层产水对合层开采干扰最小。

3) 随着日产气量的增大,气井稳产时间显著缩短;煤层、页岩层与致密砂岩层累计产气量均受应力敏感影响而下降,且煤层产气受应力敏感的影响最大。

参考文献

- [1] 梁冰,石迎爽,孙维吉,等.中国煤系“三气”成藏特征及共采可能性[J].煤炭学报,2016,41(1):167-173.
LIANG Bing, SHI Yingshuang, SUN Weiji, et al. Reservoir forming characteristics of “the three gases” in coal measure and the possibility of commingling in China[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 167-173.

- [2] 王蕊,石军太,王天驹,等.不同叠置关系下煤层气与致密气合采方案优化研究[J].中国煤炭地质,2016,28(6):42-46.
WANG Rui, SHI Juntao, WANG Tianju, et al. Study on different superimposed CBM and tight gas joint exploitation schemes optimization[J]. Coal Geology of China, 2016, 28(6): 42-46.
- [3] 申建,张春杰,秦勇,等.鄂尔多斯盆地临兴地区煤系砂岩气与煤层气共采影响因素和参数门限[J].天然气地球科学,2017,28(3):479-487.
SHEN Jian, ZHANG Chunjie, QIN Yong, et al. Effect factors on co-mining of sandstone gas and coalbed methane in coal series and threshold of parameter in Linxing Block, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(3): 479-487.
- [4] 张二超,吴财芳,党广兴,等.滇东老厂区块多煤层煤层气合采层间干扰分析[J].河南理工大学学报(自然科学版),2020,39(1):10-17.
ZHANG Erchao, WU Caifang, DANG Guangxing, et al. Interlayer interference analysis of the multi-layer drainage for multiple seams CBM in Laochang mining area of eastern Yunnan province[J]. Journal of Henan Polytechnic University (Natural Science), 2020, 39(1): 10-17.
- [5] 张先敏,吴浩宇,冯其红,等.多层合采煤层气井动态响应特征[J].中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(6):88-96.
ZHANG Xianmin, WU Haoyu, FENG Qihong, et al. Dynamic characteristics of commingled coalbed methane production in wells with multi-layer coal seams[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(6): 88-96.
- [6] BI C Q, ZHANG J Q, SHAN Y S, et al. Geological characteristics and co-exploration and co-production methods of Upper Permian Longtan coal measure gas in Yangmeishu Syncline, Western Guizhou Province, China[J]. China Geology, 2020, 3(1): 38-51.
- [7] 许江,李奇贤,彭守建,等.定产定压条件下叠置含气系统煤层气合采试验研究[J].煤炭学报,2021,46(8):2510-2523.
XU Jiang, LI Qixian, PENG Shoujian, et al. Experimental study on CBM coproduction in superposed gas-bearing systems under constant gas production rate and constant wellbore pressure[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8): 2510-2523.
- [8] 徐兵祥,白玉湖,陈岭,等.致密气-煤层气合采可行性分析及优选方法[J].天然气技术与经济,2021,15(1):38-44.
XU Bingxiang, BAI Yuhu, CHEN Ling, et al. Feasibility analysis on coproduction between tight gas and CBM and optimizing method[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2021, 15(1): 38-44.
- [9] 邱凯旋,李恒,张丽霞,等.考虑定压生产的陆相页岩气藏多层窜流产能模型[J].非常规油气,2023,10(1):104-110.
QIU Kaixuan, LI Heng, ZHANG Lixia, et al. Continental shale gas reservoir interlayer crossflow production model considering constant pressure condition[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(1): 104-110.
- [10] 邱凯旋,李恒,郝世彦,等.含砂岩薄互层陆相页岩气藏生产预测模型研究[J].非常规油气,2023,10(1):111-121.
QIU Kaixuan, LI Heng, HAO Shiyuan, et al. Study on production model prediction of continental shale gas reservoir with thin interbedded sandstone[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(1): 111-121.
- [11] CHAI X L, TIAN L, DONG P, et al. Study on recovery factor and interlayer interference mechanism of multilayer co-production in tight gas reservoir with high heterogeneity and multi-pressure systems[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 210: 109699.
- [12] 侯宛宜,张吉,马志欣.煤层气成藏机理概论[J].地下水,2016,38(2):231-234.
HOU Wanyi, ZHANG Ji, MA Zhixin. The occurrence and accumulation of the coal-bed methane[J]. Ground Water, 2016, 38(2): 231-234.
- [13] 于建国,韩响身,金艳.页岩气压裂返排液生物处理技术研究进展[J].石油与天然气化工,2022,51(5):131-138.
YU Jianguo, HAN Xushen, JIN Yan. Biological treatment of shale gas flowback and produced water: A review[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2022, 51(5): 131-138.
- [14] 张芮茜.基于多尺度渗流理论的页岩气藏多级压裂水平井数值模拟研究[D].成都:西南石油大学,2019.
ZHANG Ruihan. Numerical simulation of multi-stage fractured horizontal well in shale gas reservoir based on multi-scale flow theory[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019.
- [15] MOHANTY M M, PAL B K. Sorption behavior of coal for implication in coal bed methane an overview[J]. International Journal of Mining Science and Technology, 2017, 27(2): 307-314.
- [16] GRAY I. Reservoir engineering in coal seams: Part 1 the physical process of gas storage and movement in coal seams[J]. SPE Reservoir Engineering, 1987, 2(1): 28-34.
- [17] THIMONS E D, KISSELL F N. Diffusion of methane through coal[J]. Fuel, 1973, 52(4): 274-280.
- [18] ZHU S Y, PENG X L, DU Z M, et al. Modeling of coal fine migration during CBM production in high-rank coal[J]. Transport in Porous Media, 2017, 118(3): 65-83.
- [19] SANDER R, PAN Z, CONNELL L D. Laboratory measurement of low permeability unconventional gas reservoir rocks: A review of experimental methods[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2017, 37(3): 248-279.
- [20] 由凯.鄂尔多斯盆地中北部盒8段致密砂岩气成藏特征段[D].成都:成都理工大学,2014.
YOU Kai. The analysis of the tight-gas-sandstone reservoir of He-8 stratum in north-central Ordos basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2014.
- [21] FALL A, EICHHUBL P, BODNAR R J, et al. Natural hydraulic fracturing of tight-gas sandstone reservoirs, Piceance Basin, Colorado[J]. Geological Society of America Bulletin, 2015, 127(1-2): 61-75.
- [22] STROKER T M, HARRIS N B, ELLIOTT W C, et al. Diagenesis of a tight gas sand reservoir: Upper Cretaceous Mesaverde Group, Piceance Basin, Colorado[J]. Marine & Petroleum Geology, 2013, 40: 48-68.

- (4): 211-213.
- [31] 孔祥伟, 严仁田, 许洪星, 等. 基于真三轴物理模拟多簇裂缝均衡起裂及延伸规律实验[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(7): 1123-1136.
KONG Xiangwei, YAN Rentian, XU Hongxing, et al. Experiment on equilibrium initiation and extension of multiple clusters of fractures based on true triaxial physical simulation [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(7): 1123-1136.
- [32] 冯欣雨, 肖晖, 李泉辉, 等. 致密砂岩水力裂缝特征实验研究[J]. 非常规油气, 2023, 10(4): 132-138.
FENG Xinyu, XIAO Hui, LI Quanhui, et al. Experimental study on hydraulic fracture characteristics of tight sandstone[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(4): 132-138.
- [33] 张旭, 蒋廷学, 贾长贵, 等. 页岩气储层水力压裂物理模拟试验研究[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 70-74.
ZHANG Xu, JIANG Tingxue, JIA Changgui, et al. Physical simulation of hydraulic fracturing of shale gas reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 70-74.
- [34] 汪道兵, 周福建, 葛洪魁, 等. 纤维强制裂缝转向规律实验及现场试验[J]. 东北石油大学学报, 2016, 40(3): 80-88.
WANG Daobing, ZHOU Fujian, GE Hongkui, et al. Experimental study on the fiber-based diverting fracturing technology of artificial fractures and its field application[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2016, 40(3): 80-88.
- [35] 吴越, 侯冰, 韩慧芬, 等. 高水平应力差下水平井螺旋射孔参数优化研究[J]. 地下空间与工程学报, 2019, 15(1): 226-231.
WU Yue, HOU Bing, HAN Huifen, et al. Study on the optimization of helical perforation parameters for horizontal wells in the condition of high horizontal stress difference[J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2019, 15(1): 226-231.
- [36] 李越, 牟建业, 揭琼, 等. 碳酸盐岩缝内暂堵转向压裂裂缝扩展规律实验[J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(2): 204-210.
LI Yue, MOU Jianye, JIE Qiong, et al. Experimental study on fracture propagation during in-fracture temporary plugging and diverting fracturing in carbonate rock[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(2): 204-210.
- [37] 马尚伟, 魏丽, 王一军, 等. 鄂尔多斯盆地南部盒8段致密砂岩储层微观孔隙结构表征与评价[J]. 地质与勘探, 2022, 58(6): 1321-1330.
MA Shangwei, WEI Li, WANG Yijun, et al. Characterization and evaluation of microscopic pore structures of tight sandstone reservoir in the 8th member of Shihezi Formation in southern Ordos Basin[J]. Geology and Exploration, 2022, 58(6): 1321-1330.
- [38] 赵金洲, 赵金, 胡永全, 等. 水力压裂裂缝应力场变化规律[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(12): 1677-1683.
ZHAO Jinzhou, ZHAO Jin, HU Yongquan, et al. Study on stress field distribution of hydraulic fracturing[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(12): 1677-1683.
- [39] 蒲春生, 郑恒, 杨兆平, 等. 水平井分段体积压裂复杂裂缝形成机制研究现状与发展趋势[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1734-1743.
PU Chunsheng, ZHENG Heng, YANG Zhaoping, et al. Research status and development trend of the formation mechanism of complex fractures by staged volume fracturing in horizontal wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1734-1743.
- [40] ENGLAND A H, GREEN A E. Some two-dimensional punch and crack problems in classical elasticity[J]. Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society, 1963, 59(2): 489.
- [41] 张滨海, 张朝举, 陈峥嵘, 等. 东海低渗储层压裂高起裂压力规律分析[J]. 应用力学学报, 2022, 39(2): 403-408.
ZHANG Binhai, ZHANG Chaoju, CHEN Zhengrong, et al. Analysis of high fracturing initiation pressure in low permeability reservoirs in the East China Sea[J]. Chinese journal of applied mechanics, 2022, 39(2): 403-408.
- [42] 罗天雨, 刘元爽. 应力诱导对压裂裂缝延伸的复杂影响研究[J]. 广东石油化工学院学报, 2019, 29(6): 10-15.
LUO Tianyu, LIU Yuanshuang. Study on the complex influence of stress induction on fracture extension in fracturing[J]. Journal of Guangdong University of Petrochemical Technology, 2019, 29(6): 10-15.

(编辑 尹淑容)

(上接第390页)

- [23] OLSON J E, LAUBACH S E, LANDER R H. Natural fracture characterization in tight gas sandstones: Integrating mechanics and diagenesis[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(11): 1535-1549.
- [24] 王历历, 李宪文, 何平, 等. 致密砂岩变黏滑溜水体系的研制与应用[J]. 石油与天然气化工, 2022, 51(5): 87-91.
WANG Lili, LI Xianwen, HE Ping, et al. Research and application of a variable viscosity slick water fracturing system in tight sandstone gas reservoirs[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2022, 51(5): 87-91.
- [25] MA X H, JIA A L, TAN J, et al. Tight sand gas development technology and practices in China[J]. Petroleum Exploration & Development, 2012, 39(5): 611-618.
- [26] 曹丽娜. 致密气藏不稳定渗流理论及产量递减动态研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
CAO Lina. Research on unsteady percolation theory and rate transient analysis in tight gas reservoirs[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [27] 袁淋. 致密砂岩气藏气水同产水平井稳态产能研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
YUAN Lin. Study on steady-state productivity of gas-water horizontal well in tight sandstone gas reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.

(编辑 李青)