

引用格式:何封,冯强,崔宇诗. W页岩气藏气井控压生产制度数值模拟研究[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(1): 91-99.

HE Feng, FENG Qiang, CUI Yushi. Production schedule optimization of gas wells in W shale gas reservoir under controlled pressure difference based on numerical simulation[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 91-99.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.01.010

## W页岩气藏气井控压生产制度数值模拟研究

何封,冯强,崔宇诗

(中国石油集团川庆钻探工程有限公司,四川成都610051)

**摘要:**页岩气藏大规模体积压裂形成复杂裂缝网络,开发过程中应力敏感效应导致页岩气井产量迅速降低。因此,需要开展应力敏感对页岩气井产量的影响规律及控压生产制度研究,进而确定合理生产压差,并优化生产制度。首先,基于嵌入式离散裂缝模型,对压裂后页岩气藏天然裂缝和压裂裂缝进行精确表征,建立页岩气井复杂裂缝网数值模拟模型。然后,分别研究了裂缝及基质不同应力敏感条件下的页岩气井产气量变化规律。最后,开展控压生产制度优化数值模拟研究,设定40组不同的生产压差方案,厘清生产压差与页岩气井产气量的规律,建立W页岩气藏A区块累产气量与生产压差的关系图,确定该区块最佳控压生产压差为14 MPa。研究表明,控压生产对优化页岩气井产量十分重要,可以降低应力敏感对产量的影响,控压生产制度优化方法及结果能够为页岩气井生产提供指导。

**关键词:**页岩气;嵌入式离散裂缝;应力敏感;控压生产;数值模拟

中图分类号:TE122

文献标识码:A

### Production schedule optimization of gas wells in W shale gas reservoir under controlled pressure difference based on numerical simulation

HE Feng, FENG Qiang, CUI Yushi

(Shale Gas Exploration and Development Department, CNPC Chuangqing Drilling Engineering Co., Ltd.,  
Chengdu, Sichuan 610051, China)

**Abstract:** The complex fracture networks are often formed after large-scale hydraulic fracturing in shale gas reservoirs, and the shale gas production rates decrease quickly due to the stress sensitivity. Therefore, it is necessary to study the influence of the stress sensitivity and production schedule under the controlled pressure for shale gas wells to determine the reasonable pressure drop and optimize the production schedule. Firstly, the natural and hydraulic fractures in shale gas reservoir are accurately characterized based on the embedded discrete fracture model (EDFM), and the numerical simulation models of the shale gas wells based on the complex fracture networks are established. Then, the gas production performance of shale gas wells under different stress sensitivity conditions of fractures and matrix are analyzed. Finally, the numerical simulation on the production schedule optimization under the controlled pressure is performed. Forty groups of different production pressure schemes are designed to clarify the relationship between production pressure and performance of shale gas wells. The relationship curves of the accumulative gas and production pressure are established for Block A of W shale gas reservoir, and the optimal production pressure drop under controlled pressure is determined to be 14 MPa. The results show that the production under the controlled pressure is important for enhancing the production of shale gas wells and can reduce the influence of stress sensitivity on gas production. The optimization method and results of the production schedule under the controlled pressure can provide guidance for the production optimization of the shale gas wells.

**Keywords:** shale gas; embedded discrete fracture; stress sensitivity; production schedule optimization; numerical simulation

收稿日期:2021-10-22。

第一作者简介:何封(1986—),男,硕士,工程师,主要从事南方海相页岩气储层改造技术与应用研究工作。地址:四川省成都市成华区猛追湾街6号,邮政编码:610056。E-mail: 691226708@qq.com

基金项目:川庆科技项目“基于嵌入式离散裂缝模型威远页岩气井开发参数优化研究”(CQXN-2020-09)。

随着常规天然气资源的减少和开发技术的进步,非常规天然气的开采逐渐成为热点<sup>[1-3]</sup>。其中,页岩气储量丰富,相当于致密砂岩气和煤层气资源量的总和,约占3种非常规天然气(煤层气、致密砂岩气、页岩气)总资源量的50%左右,中国探明储量已超 $1.0 \times 10^{12} \text{ m}^3$ <sup>[4]</sup>。

页岩储层是一种超致密的纳达西渗透率级别的岩层<sup>[5]</sup>,页岩气开发主要靠大规模水力压裂形成复杂体积缝网,并以裂缝作为主要渗流通道<sup>[6-8]</sup>。由于裂缝的稳定性较基质更差,且现场生产过程中,为追求高产量而以较低的井底流压生产,支撑剂极易出现变形,从而裂缝闭合,表现出较强的应力敏感效应,导致产气量下降<sup>[9]</sup>。想要避免应力敏感的影响,首先需要厘清应力敏感对页岩气井产量的影响规律。目前已有学者在此方面做出了相关研究,但这部分学者所使用的裂缝表征方法大多为传统的双渗模型,此类模型在表征复杂裂缝时精度较低<sup>[10-11]</sup>。

目前,裂缝表征方法主要有4种方法:嵌入式离散裂缝模型(EDFM)、非结构离散裂缝模型、局部加密模型、双重介质模型<sup>[12-13]</sup>。其中,双重介质模型计算精度低,局部加密模型无法模拟复杂裂缝特别是与网格相交的裂缝,非结构离散裂缝模型虽然精度较高,但计算时间长,往往无法满足实际气藏的大规模运算。嵌入式离散裂缝模型可对不同走势、不同倾角的裂缝进行精确表征,相比双重介质模型和局部加密模型具有更高的精度,可满足矿场精度要求,同时相比于非结构网格模型可节约大量计算时间,更适合页岩气藏数值模拟<sup>[14]</sup>。

矿场一般采取控压生产的方式来降低应力敏感的影响,从而提高页岩气井的产气量。目前相关的一些研究只局限于控压生产的有效性以及大致影响趋势,还需进一步研究生产压差与产量的关系,优化控压制度<sup>[15-16]</sup>。

基于嵌入式离散裂缝模型,使用W页岩气藏A区块部分区域蚂蚁体结果,以实际天然裂缝分布建立单井模型,并使用该模型进行应力敏感研究,得出了应力敏感对页岩气藏生产的影响规律<sup>[17-18]</sup>。同时,在此基础上进行控压生产模拟,分析了应力敏感存在下,生产压差对页岩气产量的2种不同影响,并进一步研究了不同生产压差下,产气量的变化趋势,通过40组方案绘制出累产气量与生产压差的关系图,

得出了W页岩气藏A区块控压生产的最佳生产压差,可对矿场应用提供参考。

## 1 嵌入式离散裂缝模型

### 1.1 嵌入式离散裂缝模型表征原理

嵌入式离散裂缝与非结构离散网格相同,可以表征任意形态的裂缝,不同之处为EDFM采用结构网格处理基质和裂缝,模拟过程无须加密,减少了模型所需的网格数,从而在牺牲少量精度的情况下,大幅提高计算速度<sup>[19-20]</sup>。

在对裂缝进行表征的过程中,使用笛卡尔网格对储层进行离散,并在裂缝处引入附加网格,同时定义非邻连接对,通过给非邻连接对间赋值传导率来实现物理域相邻而计算域不相邻网格间的流体流动模拟(图1)。模型中裂缝与井相交处,通过为每个与井眼轨迹相交的裂缝段指定有效井指数来计算。

### 1.2 数值模型参数

W页岩气藏A区块页岩气藏、水平井及裂缝基础参数见表1。作为典型的页岩气藏,具有特低渗、

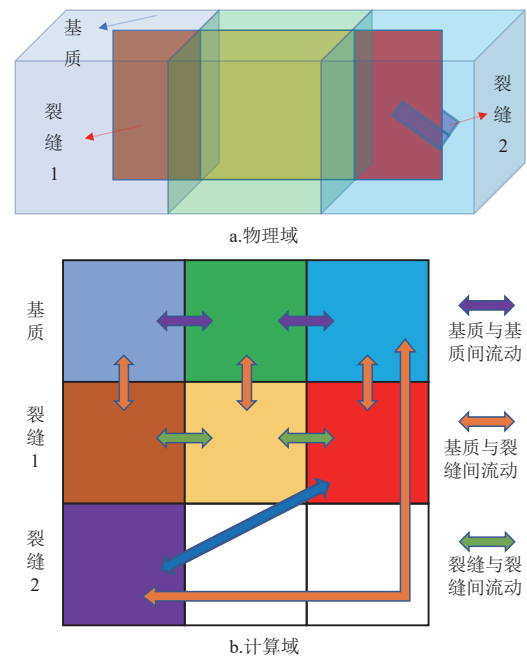


图1 嵌入式离散裂缝基质网格与裂缝网格非邻连接示意图<sup>[19]</sup>

Fig. 1 No-neighboring connections between matrix grids and fracture grids in EDFM<sup>[19]</sup>

低孔等特性,其天然裂缝发育,长短不一,走势复杂。

根据矿场天然裂缝蚂蚁体结果,基于嵌入式离散裂缝模型,参数如下:储层渗透率 $0.0003 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙度0.06,储层厚度43 m,压缩系数 $1.0 \times 10^{-7} (\text{kPa})^{-1}$ ,初始地层压力43.9 MPa,最大水平主应力77.5 MPa,最小水平主应力63.2 MPa,储层深度2 819 m,储层温度106.5 °C,压裂裂缝条数80条,压裂裂缝导流能力 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ ,天然裂缝导流能力 $(4 \sim 20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ ,水平井井径0.1 m,水平井长度2 100 m,建立数值模型,模型俯视图如图2所示。其中图2a为未布井前的地质模型,该区域天然裂缝形态各异,分布不均,裂缝之间间存在较多交叉,气层具有较强非均质性<sup>[21-22]</sup>。图2b为单井模型,模型中央有一口压裂水平井,该水平井共有80簇压裂裂缝,根据现场监测所得数据,裂缝半长主要分布在80~150 m,随机生成裂缝长度,裂缝长短不一,与天然裂缝相互交错,形成一套复杂缝网。由于该地区地水平主应力差达14.3 MPa,差值较大,裂缝形态基本近似为直缝。

### 1.3 页岩应力敏感规律

模型所使用的应力敏感参数通过使用W页岩气藏收集的岩心进行岩心实验测得,所使用的岩心包

括含开启缝页岩和块状页岩2种,分别对应压裂改造区域页岩与基质页岩,每种岩心各进行了2组测试,测试结果如图3。有效应力越大,应力敏感越强,渗透率变化率越大,且有效应力增加至15 MPa之前,渗透率变化率处于剧增阶段;当有效应力达到15 MPa之后,渗透率变化率增加趋势逐渐趋于平缓,不再有较大变化。

应力敏感实验得到不同有效应力下的渗透率变化规律,知道初始地层压力和初始地层渗透率后便可算出地层压力下降至不同值时的渗透率值,通过在模型中加入不同压力下的渗透率取值表,便计算得到每个网格在不同孔隙流体压力下的渗透率值。

不同生产制度下,裂缝闭合程度不同。如果使用同一套应力敏感曲线,数值模拟最终得到的结果与现场生产结果不符,在有限时间内表现为压降越大,累产气量越高<sup>[23]</sup>。

为了使模拟结果与真实情况一致,需对应力敏感曲线进行修正<sup>[16,24]</sup>。应力敏感存在时,地层压力降至某一压力时的渗透率与原始地层压力下的渗透率比值的表达式见式(1)<sup>[23]</sup>:

$$\frac{k}{k_i} = e^{-\gamma(p_i - p)} \quad (1)$$

式中: $k$ 为地层压力为 $p$ 时,对应的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;

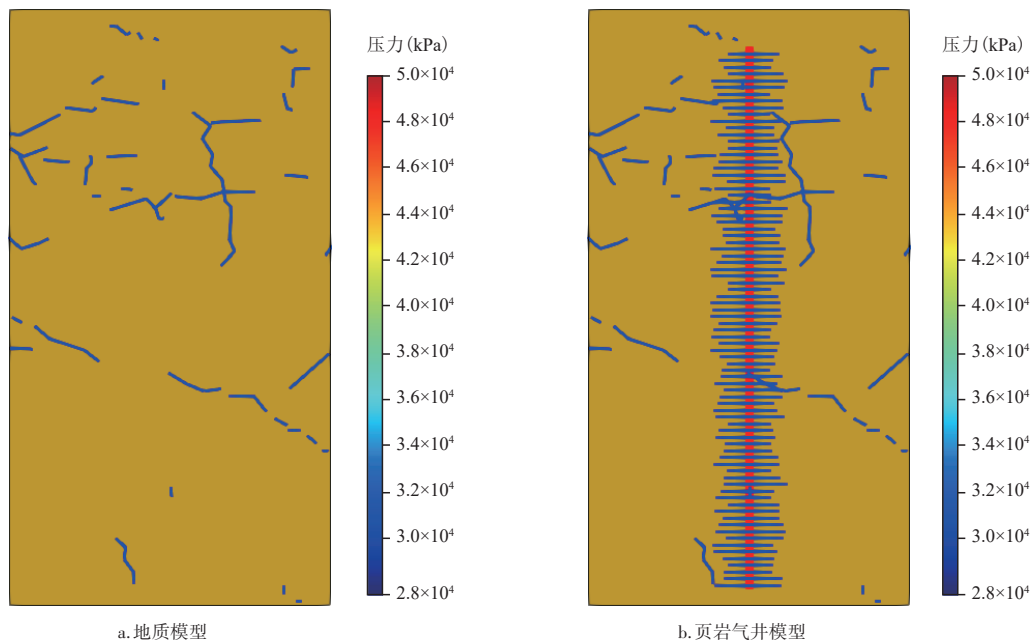


图2 模型俯视图  
Fig. 2 Top view of model

$k_i$ 为原始地层压力下的渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $\gamma$ 为应力敏感系数;  $p_i$ 为原始地层压力, MPa;  $p$ 为某一地层压力, MPa。

在定井底压力为  $p_w$  时, 需将应力敏感系数  $\gamma$  修正为  $\gamma_D$ , 此时渗透率与原始地层压力下的渗透率比值的表达式见式(2):

$$\frac{k_w}{k_i} = e^{-\gamma_D(p_i - p)} \quad (2)$$

$\gamma_D$ 与井底流压关系见式(3)<sup>[16, 24]</sup>:

$$\gamma_D = (p_i - p_w)\gamma \quad (3)$$

式中:  $p_w$ 为井底流压, MPa;  $\gamma_D$ 为定井底流压为  $p_w$  生产时的应力敏感系数。

代入式(2)可得:

$$\frac{k_w}{k_i} = e^{-\gamma(p_i - p)(p_i - p_w)} \quad (4)$$

式中:  $k_w$ 为定井底流压为  $p_w$  生产时, 地层压力为  $p$  时的渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

实验测试所得应力敏感曲线对应井底流压 34.9 MPa 下的应力敏感特征, 此时不同地层压力下渗透率与原始地层压力下的渗透率比值为:

$$\frac{k_{w1}}{k_i} = e^{-\gamma(p_i - p)(p_i - p_{w1})} \quad (5)$$

由式(5)可得:

$$e^{-\gamma(p_i - p)} = \left( \frac{k_{w1}}{k_i} \right)^{\frac{1}{(p_i - p_{w1})}} \quad (6)$$

当井底流压变为  $p_{w2}$  时, 不同地层压力下渗透率与原始地层压力下的渗透率比值为:

$$\frac{k_{w2}}{k_i} = e^{-\gamma(p_i - p)(p_i - p_{w2})} \quad (7)$$

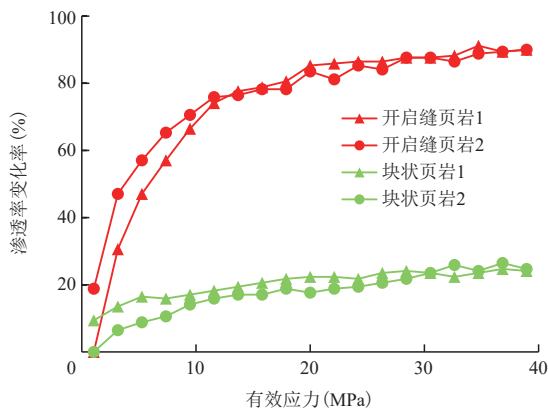


图3 不同有效应力下的渗透率变化率

Fig. 3 Change rate of permeability in different effective stress

将式(6)代入式(7)可得不同井底流压下生产, 地层压力降低至不同程度时的渗透率与原始地层压力下的渗透率比值:

$$\frac{k_{w2}}{k_i} = \left( \frac{k_{w1}}{k_i} \right)^{\frac{(p_i - p_{w2})}{(p_i - p_{w1})}} \quad (8)$$

其中  $\left( \frac{k_{w1}}{k_i} \right)$  可由应力敏感实验数据获得, 以井底

流压 42.9, 34.9, 23.9 MPa 为例, 分别对应最大生产压差 1, 9, 20 MPa, 修正后的应力敏感曲线见图4。

对于每一种压降模式, 根据其井底流压, 使用上述方法得到新的应力敏感曲线, 最后将修正后的应力敏感曲线应用到对应的压降模式中。

## 2 考虑应力敏感的页岩气井产量影响规律分析

使用图3中的应力敏感关系曲线, 在数值模型中引入应力敏感模型, 分析应力敏感对页岩气井产气量的影响。分别设置4组对比模型, 即同时考虑基质及裂缝应力敏感、只考虑裂缝应力敏感、只考虑基质应力敏感、不考虑应力敏感。除应力敏感参数外, 其他参数相同, 且4组模型均定井底流压(3 913.6 kPa), 生产7 a。

生产末期, 不同应力敏感下的压力分布见图5。几种情况的压降范围大小为: 同时考虑基质及裂缝应力敏感 < 只考虑裂缝应力敏感 < 只考虑基质

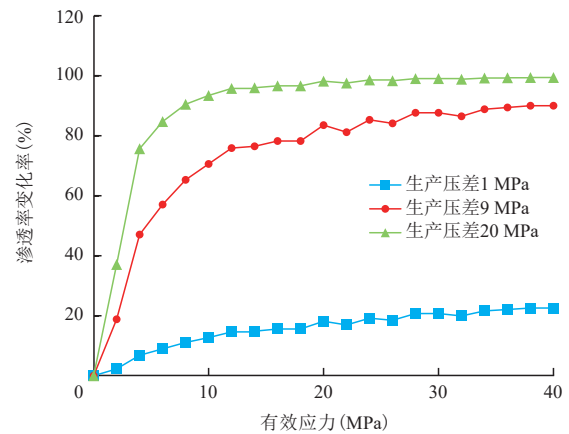


图4 不同生产压差下的渗透率变化率

Fig. 4 Change rate of permeability in different differential pressure

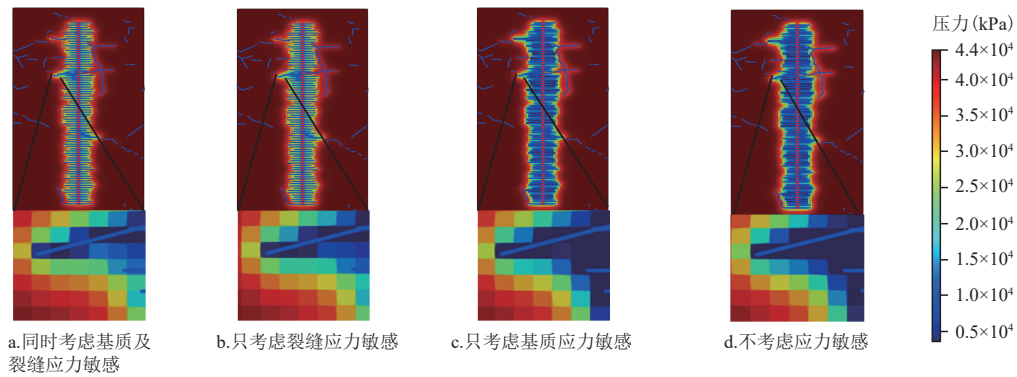


图5 不同应力敏感条件下压力分布

Fig. 5 Pressure distribution in different stress sensitivity conditions

应力敏感小于不考虑应力敏感。说明应力敏感存在的情况下,随着生产的进行,会阻碍压降漏斗的传递,从而使得井的控制范围减小。其中考虑裂缝的应力敏感时,压力分布与同时考虑基质及裂缝的应力敏感时基本一样,说明裂缝的应力敏感对压力分布的影响起主导作用。

日产气量曲线如图6所示,在页岩气生产前期,产出的主要是裂缝中的游离气。因此,在此阶段考虑裂缝应力敏感时,日产气量会有所下降,而只考虑基质应力敏感时,此阶段的日产气量基本不发生改变。随着生产的进行,裂缝中的游离气被大量采出,基质中的吸附气开始解吸,逐渐取代游离气成为主要的气源。在此阶段,只考虑裂缝应力敏感,日产气量相比同时考虑基质和裂缝应力敏感略微提高,而考虑基质应力敏感相比不考虑应力敏感,日产气量有所下降,说明此阶段基质应力敏感起主要作用。因此,在模拟页岩气生产的过程中,前期产出游离气的过程必须考虑裂缝的应力敏感,后期产出吸附气的过程必须考虑基质的应力敏感。

累产气量曲线如图7所示,不考虑应力敏感较考虑应力敏感或部分考虑应力敏感,累产气量均有明显上升。其中,较同时考虑基质及裂缝应力敏感时,累产气量提高93.71%,说明在页岩气藏数值模拟过程中,如果不考虑应力敏感,计算结果会与实际情况存在较大偏差。部分考虑应力敏感较同时考虑基质及裂缝应力敏感时,累产气量也有不同程度的上升。只考虑裂缝应力敏感,累产气量提高5.89%;只考虑基质应力敏感,累产气量提高78.38%,说明在页岩

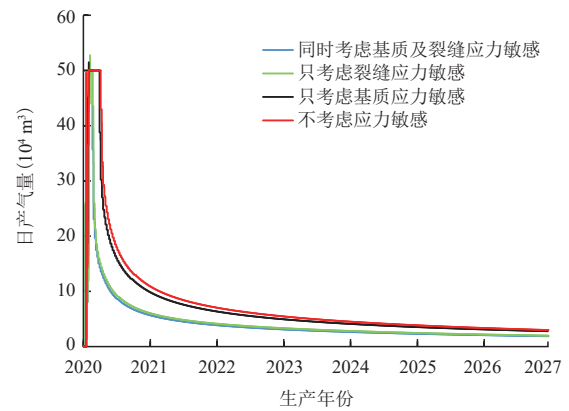


图6 不同应力敏感条件下日产气量

Fig. 6 Daily gas rate in different stress sensitivity conditions

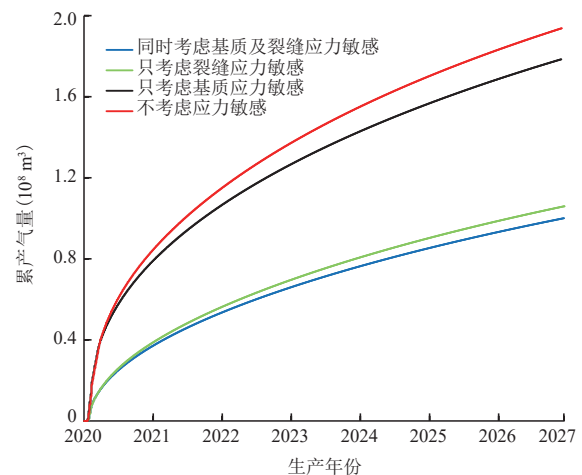


图7 不同应力敏感条件下累产气量

Fig. 7 Cumulative gas rate in different stress sensitivity conditions

气生产过程中,裂缝的应力敏感对累产气量的影响起主导作用。

### 3 页岩气井控压生产制度模拟

应力敏感的存在会导致渗流通道的闭合,且这种作用会随着有效应力的上升而加剧,适当的控压生产,能够产出更多的页岩气。为了找到合理的控压方式,需对控压生产进行模拟优化,得到最优生产压差。

为了更清楚地得到生产压差与应力敏感间的关系,需排除地层能量动用量的影响,保证变量的单一性,采用控压差生产,逐级降压至同一井底流压。降压过程中,保证每次降压最大不超过控制压差,排除地层能量动用量不同的影响。共设置40组生产方案,生产压差为1~40 MPa,每组递增1 MPa。

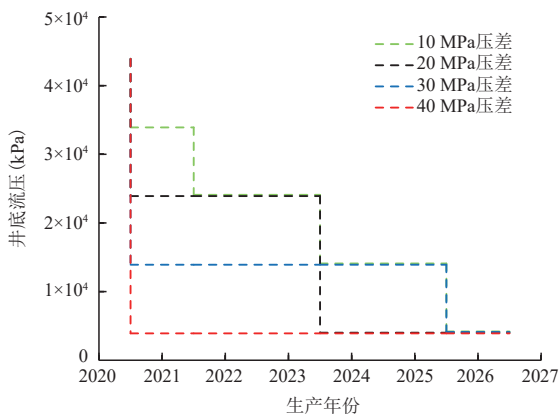


图8 不同方案的压降方式

Fig. 8 Pressure drop methods of different schemes

#### 3.1 方案及结果分析

以生产压差分别为10, 20, 30, 40 MPa的4组模型为例,详细介绍模拟过程及结果。生产过程中的具体压降方式如图8所示。每次压降不超过生产压差,每次压降所持续时间与压降值呈正比。

以新的方案进行控压差生产7 a后,压力分布如图9所示。由图9可知,随着生产压差的增大,产出的页岩气越少,压力波及范围越小,波及区域压降幅度也越小。

不同生产压差下的日产气量如图10所示。由图10可知,生产初期,高压差对生产的促进作用强于所造成应力敏感对产量的降低作用,导致10 MPa的生产压差下产量最低。但由于压差过大,裂缝闭合,应力敏感强烈,且裂缝压力也快速下降,随着生产的进行,高压差生产制度下,日产气量明显开始比低压差生产更低。

不同生产压差下的累产气量如图11所示,累产气量与压差的关系总体上满足压差越低,累产气量越高,但其增幅逐渐降低。因此,随着压差的进一步降低,可能存在某一拐点,以该压差生产,可得到最高累产气量。

#### 3.2 生产压差与累产气量关系图

其余36组模型均以上述相同方法进行逐级降压控压生产7 a,将累产气量与对应压差绘制成图(图12)。生产压差小于14 MPa时,随着生产压差上升,累产气量总体呈上升趋势,但增幅不大。生产压差为14 MPa时,达到拐点,累产气量最大,相比不控压时,累产气量可增加42.82%。生产压差大于

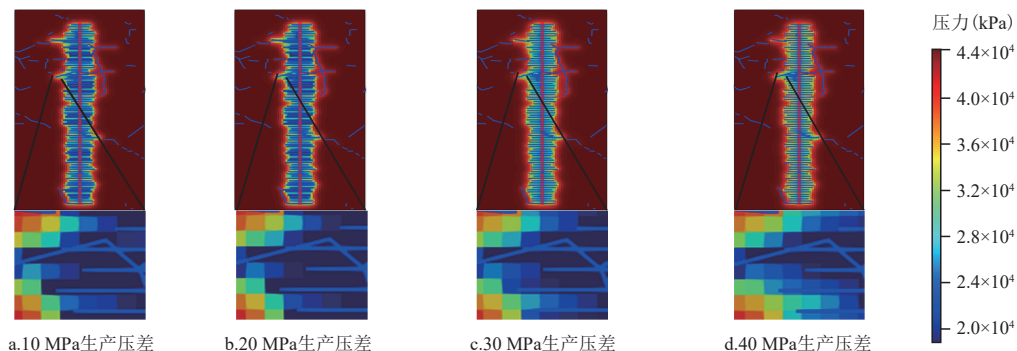


图9 不同生产压差下压力分布

Fig. 9 Pressure distribution in different differential pressure

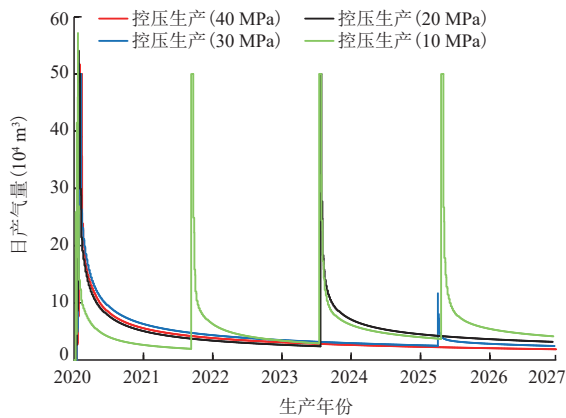


图10 不同生产压差下的日产气量

Fig. 10 Daily gas rate in different differential pressure

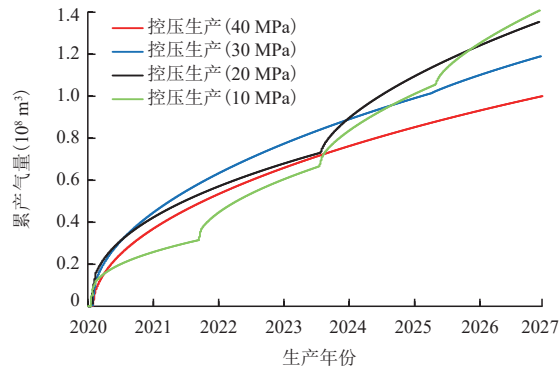


图11 不同生产压差下的累产气量

Fig. 11 Cumulative gas rate in different differential pressure

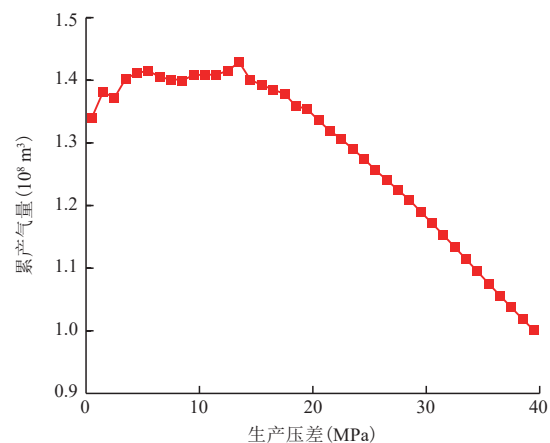


图12 生产末期时不同压差下的累产气量

Fig. 12 Cumulative gas rate in different differential pressure at the end of recovery

14 MPa时,随着生产压差上升,累产气量呈大幅下降趋势。因此,W页岩气藏A区块在生产过程中,控制生产压差不高于14 MPa。

## 4 结论

采用嵌入式离散裂缝的方法,对W页岩气藏A区块部分区域天然裂缝及压裂裂缝进行表征,建立了应力敏感模型,研究应力敏感存在下,生产压差对页岩气井产量的影响规律,并在此基础上进行页岩气井控压生产研究,厘清了生产压差与产量的关系,对控压生产时的生产压差进行了优化,通过研究得出以下结论:

1) 通过对比4种情况下(同时考虑基质及裂缝应力敏感、只考虑裂缝应力敏感、只考虑基质应力敏感、不考虑应力敏感)的累产气量,发现考虑应力敏感时,页岩气井的日产气量比不考虑时降低48.38%,说明页岩气藏数值模拟过程中,必须考虑应力敏感的影响,不然计算结果将与实际情况产生较大偏差。

2) 通过对比4种情况下(同时考虑基质及裂缝应力敏感、只考虑裂缝应力敏感、只考虑基质应力敏感、不考虑应力敏感)的日产气量可知,只考虑裂缝应力敏感时,主要导致生产前期的压裂裂缝产气量降低;只考虑基质应力敏感时,主要导致生产后期的页岩基质产气量降低。因此,数值模拟过程中,可根据所模拟页岩气井的生产阶段,选择应力敏感的重点目标。

3) 通过设置控压生产与不控压生产的对比模型,发现应力敏感存在时,生产压差越小,对气层的伤害越低;压差越大,短期内地层能量释放越多,可快速获得较大产量。因此,与不控压生产相比,控压生产,前期地层能量释放较少,日产气量和累产气量偏低,但随着生产的进行,最终累产气量却更高,最高可比不控压生产高出42.28%,证明页岩气井生产适合逐级降压控压生产。

4) 通过模拟40种不同生产压差下页岩气藏的生产,建立了W页岩气藏A区块生产压差与累产气量的关系图。W页岩气藏控压生产最优生产压差为14 MPa,低于14 MPa时,产量下降幅度较小;当生产压差高于14 MPa时,产气量随着生产压差上升而大幅下降。

## 参考文献

- [1] HAN K X, SONG X D, YANG H J. The pricing of shale gas: A review[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 89: 103897.
- [2] ZHANG J C, SI L L, CHEN J G, et al. Stimulation techniques of coalbed methane reservoirs[J]. *Geofluids*, 2020, 2020: 1–23.
- [3] YAO S S, WANG Q, BAI Y F, et al. A practical gas permeability equation for tight and ultra-tight rocks[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 95: 104215.
- [4] 天工. 我国页岩气储量突破1万亿立方米[J]. *天然气工业*, 2018, 38(7): 119.  
TIAN Gong. China's shale gas reserves have exceeded 1 trillion cubic meters[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(7): 119.
- [5] 何佑伟, 贺质越, 汤勇, 等. 基于机器学习的页岩气井产量评价与预测[J]. *石油钻采工艺*, 2021, 43(4): 518–524.  
HE Youwei, HE Zhiyue, TANG Yong, et al. Shale gas well production evaluation and prediction based on machine learning [J]. *Oil Drilling and Production Technology*, 2021, 43 (4): 518–524.
- [6] 刘玉章, 杨立峰, 王欣, 等. 页岩气水力压裂裂缝网完善程度概论[J]. *天然气工业*, 2017, 37(7): 34–39.  
LIU Yuzhang, YANG Lifeng, WANG Xin, et al. Introduction to the completion degree of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(7): 34–39.
- [7] 冯雪磊, 马凤山, 赵海军, 等. 断层影响下的页岩气储层水力压裂模拟研究[J]. *工程地质学报*, 2021, 29(3): 751–763.  
FENG Xuelei, MA Fengshan, ZHAO Haijun, et al. Numerical simulation of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs under fault influence[J]. *Journal of Engineering Geology*, 2021, 29(3): 751–763.
- [8] 辛翠平, 白慧芳, 张磊, 等. 不同裂缝形态页岩气多级压裂水平井产能预测模型应用研究[J]. *非常规油气*, 2020, 7(3): 65–71.  
XIN Cuiping, BAI Hui Fang, ZHANG Lei, et al. Application study of multistage fracturing horizontal well production forecasting models for shale gas with different fracture forms[J]. *Unconventional Oil and Gas*, 2020, 7(3): 65–71.
- [9] 郭为, 熊伟, 高树生. 页岩气藏应力敏感效应实验研究[J]. *特种油气藏*, 2012, 19(1): 95–97.  
GUO Wei, XIONG Wei, GAO Shusheng. Experimental study on stress sensitivity of shale gas reservoirs[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2012, 19(1): 95–97.
- [10] 田冷, 肖聪, 顾岱鸿. 考虑应力敏感与非达西效应的页岩气产能模型[J]. *天然气工业*, 2014, 34(12): 70–75.  
TIAN Leng, XIAO Cong, GU Daihong. A shale gas reservoir productivity model considering stress sensitivity and non-Darcy flow[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(12): 70–75.
- [11] 熊也, 张烈辉, 赵玉龙, 等. 应力敏感页岩气藏水力压裂直井试井分析[J]. *科学技术与工程*, 2014, 14(16): 221–225.  
XIONG Ye, ZHANG Liehui, ZHAO Yulong, et al. Pressure transient analysis of hydraulic fractured vertical well in stress-sensitive shale gas reservoirs[J]. *Science Technology and Engineering*, 2014, 14(16): 221–225.
- [12] FIALLOS Mauricio, MORALES Adrián, YU Wei, 等. 基于嵌入式离散裂缝建模的Eagle Ford页岩油复杂水力裂缝综合表征[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 613–619.  
FIALLOS Mauricio, MORALES Adrián, YU Wei, et al. Characterization of complex hydraulic fractures in Eagle Ford shale oil development through embedded discrete fracture modeling[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48 (3): 613–619.
- [13] 刘勇, 彭小龙, 杜志敏. 裂缝性油藏非结构四边形网格数值模拟研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2018, 40(4): 105–115.  
LIU Yong, PENG Xiaolong, DU Zhimin. Study of quadrilateral unstructured grids in a numerical simulation of fractured reservoirs[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2018, 40(4): 105–115.
- [14] 位云生, 王军磊, 于伟, 等. 基于三维分形裂缝模型的页岩气井智能化产能评价方法[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(4): 787–796.  
WEI Yunsheng, WANG Junlei, YU Wei, et al. A smart productivity evaluation method for shale gas wells based on 3D fractal fracture network model[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(4): 787–796.
- [15] 齐亚东, 贾爱林, 位云生, 等. 页岩气控压生产的理论认识与现场实践[C]//第31届全国天然气学术年会(2019)论文集(03非常规气藏). 北京: 中国石油学会天然气专业委员会, 2019: 9.  
QI Yadong, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Theoretical understanding and field practice of shale gas controlled pressure production[C]. *Proceedings of the 31st National Natural Gas Academic Annual Conference (2019) (03 Unconventional Gas Reservoir)* Beijing: *Natural Gas Professional Committee of China Petroleum Society*, 2019: 9.
- [16] 贾爱林, 位云生, 刘成, 等. 页岩气压裂水平井控压生产动态预测模型及其应用[J]. *天然气工业*, 2019, 39(6): 71–80.  
JIA Ailin, WEI Yunsheng, LIU Cheng. A dynamic prediction model of pressure control production performance of shale gas fractured horizontal wells and its application[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(6): 71–80.
- [17] 李蕾, 郝永卯, 王程伟, 等. 页岩油藏单相流体低速渗流特征[J]. *特种油气藏*, 2021, 28(6): 70–75.  
LI Lei, HAO Yongmao, WANG Chengwei, et al. Low-velocity seepage characteristics of single-phase fluid in shale reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(6): 70–75.
- [18] 范明涛, 李社坤, 李军, 等. 深层页岩气水泥环界面密封失效机理研究[J]. *石油机械*, 2021, 49(1): 53–57.  
FAN Mingtao, LI Shekun, LI Jun, et al. Study on the sealing failure mechanism of cement sheath interface in deep shale gas wells[J]. *China Petroleum Machinery*, 2021, 49(1): 53–57.
- [19] XU F, YU W, LI X L, et al. 2018. A fast EDFM method for production simulation of complex fractures in naturally fractured reservoirs[C]// Paper SPE-191800-18ERM-MS Presented at the the SPE/AAPG Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, October 2018.

- [20] XU Y, YU W, SEPEHRNOORI K. Discrete-fracture modeling of complex hydraulic-fracture geometries in reservoir simulators [J]. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2017, 20(2): 403-422.
- [21] 朱维兵, 庞青松, 张朝界. 页岩气旋转式井壁取心器转向机构设计与优化[J]. 石油机械, 2021, 49(4): 51-57.  
ZHU Weibing, PANG Qingsong, ZHANG Chaojie. Design and optimization of steering device for shale gas rotary sidewall coring[J]. China Petroleum Machinery, 2021, 49(4): 51-57.
- [22] 何畅, 万玉金, 耿晓燕, 等. 页岩气水平井高产主控因素定量评价及应用[J]. 特种油气藏, 2021, 28(5): 113-119.  
HE Chang, WAN Yujin, GENG Xiaoyan, et al. Quantitative evaluation and application of main control factors for high production of horizontal shale gas wells[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(5): 113-119.
- [23] 杨波, 罗迪, 张鑫, 等. 异常高压页岩气藏应力敏感及其合理配产研究[J]. 西南石油大学学报, 2016, 38(2): 115-121.
- YANG Bo, LUO Di, ZHANG Xin, et al. A study of stress sensitivity of abnormal high pressure shale gas reservoir and reasonable productivity allocation[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science and Technology Edition), 2016, 38(2): 115-121.
- [24] 王军磊, 贾爱林, 位云生, 等. 页岩气井控压生产分析模型建立及应用[C]//2018年全国天然气学术年会论文集(03非常规气藏). 北京: 中国石油学会天然气专业委员会, 2018.  
WANG Junlei, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Analysis of drawdown-management strategy of shale well with stress-sensitive conductivity fractures using semianalytical flowing model[C]. 2018 China Natural Gas Academic Conference Proceedings (03 Unconventional Gas Reservoirs). Beijing: Institute of Petroleum and Gas Professional Committee of China, 2018.

(编辑 常燕)

(上接第63页)

- [30] 李志清, 孙洋, 胡瑞林, 等. 基于核磁共振法的页岩纳米孔隙结构特征研究[J]. 工程地质学报, 2018, 26(3): 758-766.  
LI Zhiqing, SUN Yang, HU Ruilin, et al. Study on nano pore structure characteristics of Shale Based on nuclear magnetic resonance[J]. Journal of Engineering Geology, 2018, 26(3): 758-766.
- [31] EVERETT D H. Manual of symbols and terminology for physicochemical quantities and units, appendix II: Definitions, terminology and symbols in colloid and surface chemistry[J]. Pure and Applied Chemistry, 1972, 31(4): 577-638.
- [32] 姜振学, 唐相路, 李卓, 等. 川东南地区龙马溪组页岩孔隙结构全孔径表征及其对含气性的控制[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 126-134.  
JIANG Zhenxue, TANG Xianglu, LI Zhuo, et al. Full aperture characterization of pore structure of shale of Longmaxi formation in Southeast Sichuan and its control on gas bearing property[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 126-134.
- [33] MILAD S, MANIKA P. Effect of mineralogy on nuclear magnetic resonance surface relaxivity: A case study of Middle Bakken and Three Forks formations[J]. Fuel, 2015, 161: 197-206.
- [34] CHEN F W, ZHENG Q, DING X, et al. Pore size distributions contributed by OM, clay and other minerals in over-mature marine shale: A case study of the Longmaxi shale from Southeast Chongqing, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 122: 104679.
- [35] 曹涛涛, 宋之光. 页岩有机质特征对有机孔发育及储层的影响[J]. 特种油气藏, 2016, 23(4): 7-13.  
CAO Taotao, SONG Zhiguang. Influence of shale organic matter characteristics on organic pore development and reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(4): 7-13.
- [36] 仰云峰, 鲍芳, 腾格尔, 等. 四川盆地不同成熟度下志留统龙马溪组页岩有机孔特征[J]. 石油实验地质, 2020, 42(3): 387-397.  
YANG Yunfeng, BAO Fang, BORJIGIN Tenger, et al. Characteristics of organic pores in shale of Lower Silurian Longmaxi formation with different maturity in Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(3): 387-397.
- [37] 罗小平, 吴飘, 赵建红, 等. 富有机质泥页岩有机质孔隙研究进展[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2015, 42(1): 50-59.  
LUO Xiaoping, WU Piao, ZHAO Jianhong, et al. Progress in the study of organic matter pores in organic matter-rich mud shale [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Natural Science Edition), 2015, 42(1): 50-59.
- [38] 谢昭涵, 罗静爽, 刘中亮, 等. 松辽盆地徐家围子断陷的断裂复活演化特征及控藏作用[J]. 地质论评, 2015, 61(6): 1332-1346.  
XIE Zhaohan, LUO Jingshuang, LIU Zhongliang, et al. Fault reactivation evolution characteristics and reservoir control of Xujiaweizi fault depression in Songliao Basin[J]. Geological Review, 2015, 61(6): 1332-1346.
- [39] 侯中帅, 陈世悦. 东营凹陷沙四段上亚段—沙三段下亚段泥页岩成岩演化及其对储层发育的影响[J]. 油气地质与采收率, 2019, 16(1): 119-128.  
HOU Zhongshuai, CHEN Shiyue. Diagenetic evolution of shale from upper member of Es<sub>4</sub> to lower member of Es<sub>3</sub> in Dongying depression and its impact on reservoir development[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 16(1): 119-128.

(编辑 李青)