



## 常压页岩气立体开发特征及缝网干扰规律研究

张莉娜 任建华 胡春锋

### Three-Dimensional Development Characteristics and Fracture Network Interference of Atmospheric Shale Gas Reservoir

ZHANG Lina, REN Jianhua, HU Chunfeng

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2023090>

## 您可能感兴趣的其他文章

### Articles you may be interested in

#### 南川地区页岩气水平井优快钻井技术进展及发展建议

Progress and Development Recommendations for Optimized Fast Drilling Technology in Shale Gas Horizontal Wells in the Nanchuan Area

石油钻探技术. 2020, 48(5): 15–20 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020057>

#### 滑脱和应力敏感效应对页岩气开发动态影响的数值模拟研究

Numerical Simulation on the Effects of Slippage and Stress Sensibility on the Performance of Shale Gas Development

石油钻探技术. 2017, 45(1): 83–90 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201701015>

#### 页岩气藏压裂动用程度及气体流动模拟研究

Study of a Simulation of Degree of Fracturing Production and Resulting Gas Flow in Shale Gas Reservoirs

石油钻探技术. 2018, 46(4): 96–103 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018058>

#### 四川盆地外缘常压页岩气水平井低成本钻井技术探讨

Discussion on Low-Cost Drilling Technologies of Normal Pressure Shale Gas in the Outer Margin of the Sichuan Basin

石油钻探技术. 2018, 46(6): 9–14 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018127>

#### 页岩油水平井压裂渗吸驱油数值模拟研究

Numerical Simulation of Oil Displacement by Fracturing Imbibition in Horizontal Shale Oil Wells

石油钻探技术. 2021, 49(4): 143–149 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021083>

#### 深水浊积岩油藏提高采收率方法研究

Study on Enhanced Oil Recovery Method in Deep-Water Turbidite Reservoirs—A Case Study of X Reservoir in Angola

石油钻探技术. 2021, 49(2): 79–89 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021025>



扫码关注公众号，获取更多信息！

doi:10.11911/syztjs.2023090

引用格式: 张莉娜, 任建华, 胡春锋. 常压页岩气立体开发特征及缝网干扰规律研究 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(5): 149-155.

ZHANG Lina, REN Jianhua, HU Chunfeng. Three-dimensional development characteristics and fracture network interference of atmospheric shale gas reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(5): 149-155.

# 常压页岩气立体开发特征及缝网干扰规律研究

张莉娜, 任建华, 胡春锋

(中国石化华东油气分公司勘探开发研究院, 江苏南京 210011)

**摘 要:** 为明确页岩气藏立体开发井的压裂施工特征和生产规律, 以南川常压页岩气藏为研究对象, 分析了压裂干扰现象、缝网沟通机理以及对老井生产的影响。分析结果表明, 立体开发井施工压力纵向上与地质静态参数具有一致性, 平面上与井距正相关, 与井间采出程度负相关; 受储层物性和保存条件的影响, 下部气层井产能优于中部气层井, 优于上部气层井; 同开发层系加密井压裂时, 根据老井套压变化特征, 可将新老井缝网干扰划分为高导流缝间沟通、高导流缝与低导流缝的沟通和低导流缝间沟通等多种方式。结合试井解释结果, 明确压裂干扰对同开发层系试采井 EUR、典型曲线的影响分为 4 类, 对不同开发层系井日产水平影响较小。其中, 当空间距离小于 200 m 的不同层系页岩气井进行拉链压裂时, 新井施工压力会大幅升高。研究结果为常压页岩气田方案部署、压裂设计和压裂过程中动态优化调整提供了理论依据。

**关键词:** 常压页岩气; 提高采收率; 立体开发; 缝网干扰; 数值模拟; 南川地区

中图分类号: TE349

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2023)05-0149-07

## Three-Dimensional Development Characteristics and Fracture Network Interference of Atmospheric Shale Gas Reservoir

ZHANG Lina, REN Jianhua, HU Chunfeng

(Research Institute of Exploration & Development, Sinopec East China Oil & Gas Company, Nanjing, Jiangsu, 210011, China)

**Abstract:** In order to clarify the characteristics of fracturing operation and the production dynamics of three-dimensional developing wells in shale gas reservoir, the Nanchuan atmospheric shale gas reservoir served as the subject for analyzing fracture interference phenomena, fracture network connectivity mechanisms, and their impact on the production of old wells. The statistics showed that the fracturing pressure of three-dimensional developing wells aligned vertically with geological static parameters, and exhibited a positive correlation with well spacing horizontally, while showing a negative correlation with the production degree. Affected by the reservoir's physical properties and preservation conditions, wells in the lower gas layer exhibited better productivity compared to those in the middle and upper gas layers. When infill wells in the same development layer were fractured, based on the characteristics of casing pressure changes in old wells, the fracture network interference between old and new wells could be classified into high-conductivity fracture connection, high-low conductivity fracture connection, and low-conductivity fracture connection. Based on the interpretation results of well tests, the influence on estimated ultimate recovery (EUR) and typical curves of old wells caused by fracturing interference were classified into 4 types, while minimal impact were caused on the daily production levels of wells in different development layers. However, when zipper fracturing was conducted on shale gas wells in different layers with a spatial distance of less than 200 m, the fracturing pressure of new wells significantly increased. These research results have provided a theoretical basis for the plan deployment, fracturing design, and dynamic optimization and adjustment during the fracturing process in atmospheric shale gas fields.

**Key words:** atmospheric shale gas; enhanced recovery; three-dimensional development; fracture network interference; numerical simulation; Nanchuan Area

收稿日期: 2023-05-22; 改回日期: 2023-08-23。

**作者简介:** 张莉娜 (1989—), 女, 山东滨州人, 2012 年毕业于中国石油大学胜利学院石油工程专业, 2015 年获中国石油大学 (华东) 油气田开发工程专业硕士学位, 助理研究员, 主要从事非常规油气藏动态分析、数值模拟等工作。E-mail: 1273323406@qq.com。

**基金项目:** 中国石化“十条龙”重大科技攻关项目“南川复杂构造带页岩气勘探开发关键技术研究”(编号: P19017-3)、中国石化科技部项目“常压页岩气效益开发技术政策优化研究”(编号: P21087-4) 联合资助。

随着对清洁能源需求的日益增长和水力压裂技术的不断发展,页岩气在许多国家蓬勃发展,但绝大多数页岩气井均表现出初期递减率高、采收率较低的特征。B. Kurtoglu 等人<sup>[1-2]</sup>较先提出利用水力压裂提高页岩气采收率的手段。端祥刚等人<sup>[3]</sup>总结了提高页岩气井采收率面临的技术与科学问题。其中,立体开发调整是目前可行性最强的一种提高采收率手段<sup>[4-6]</sup>。但立体调整过程中,压裂干扰现象不可避免<sup>[7-8]</sup>,当井距较小时可能对老井生产造成负面影响<sup>[9-10]</sup>。专家学者已在井间干扰现象方面做了很多研究,J. P. Detring 等人<sup>[11-12]</sup>认为当老井附近出现明显压降时裂缝易连通,老井复产后加密井井口压力会下降;郭旭洋等人<sup>[13]</sup>介绍了国内外页岩油气藏的井间、层间干扰现象及诊断方法的研究进展;A. Ataci 等人<sup>[14]</sup>利用解析模型,采用 RTA、PTA 双对数曲线分析法判断干扰情况;Fang Sidong 等人<sup>[15]</sup>采用 EDFM 技术,模拟了3种缝网干扰下裂缝属性对生产特征的影响;王军磊等人<sup>[16]</sup>利用地质工程一体化技术,模拟研究了页岩气立体开发缝网延伸特征及生产规律。

以上调研可以看出,前人在页岩气立体开发方面的研究以机理研究和数值模拟为主<sup>[17-18]</sup>。基于这一局限,笔者以南川常压页岩气藏为研究对象,开展了页岩气立体开发井施工压力对比分析,明确了各开发层系施工特点,以指导立体开发方案部署顺序和压裂施工设计;对比分析了同开发层系加密、不同开发层系调整时压裂施工对老井的干扰现象,剖析缝网沟通机理,并结合干扰前后老井产能变化,完善了页岩气立体开发井压裂缝网干扰评价体系,以根据压裂期间老井套压变化或干扰后老井生产特征预测井间压裂改造效果,从而指导立体开发井动态优化调整。

## 1 常压页岩气立体开发特征研究

南川地区一次井网水平井钻遇层位以五峰组—龙马溪组①~③小层为主,生产5年,2020年开始出现递减,现处于低压低产阶段,单井平均累计产气量 $0.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,综合递减率24.6%。为保障老区的高效稳产,纵向上细分开发层系,不断探索立体开发的可行性。目前该区块已经按照“下部气层加密+中、上部气层调整”的模式实施了三层立体开发试验,3套层系评价井均取得较好的试采效果,预测可大幅提高老区剩余储量的均衡动用。

### 1.1 压裂施工参数分布特征

#### 1.1.1 纵向上与静态指标变化规律一致

根据测井解释、试验分析结果,南川地区五峰组—龙马溪组从上到下9个小层的孔渗、含气性逐渐变好<sup>[19-21]</sup>。综合地应力、静态指标,可以将五峰组—龙马溪组分为下部气层、中部气层和上部气层3套开发层系<sup>[22]</sup>。其中,下部气层埋深3 100 m,压力系数1.32,总有机碳含量2.8%~7.0%,孔隙度2.8%~4.8%,含气量 $4.2 \sim 7.2 \text{ m}^3/\text{t}$ ;中部气层埋深2 920 m,压力系数1.25,总有机碳含量1.5%~2.6%,孔隙度2.4%~4.5%,含气量 $1.8 \sim 4.6 \text{ m}^3/\text{t}$ ;上部气层埋深2 650 m,压力系数1.15,总有机碳含量0.9%~1.3%,孔隙度2.9%~4.4%,含气量 $1.6 \sim 2.1 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

由五峰组—龙马溪组应力剖面可知,下部气层最大水平主应力67.3~76.4 MPa、中部气层最大水平主应力73.1~82.7 MPa、上部气层最大水平主应力76.8~82.9 MPa,局部存在⑤、⑦小层2个应力高峰。据调研,压裂液难以突破高应力层实现裂缝纵向延伸<sup>[23-25]</sup>。统计已实施的50余口立体开发井压裂施工情况可知,在埋深、地应力等因素作用下,从上至下各层系开发井的施工压力逐渐升高<sup>[26-27]</sup>。下部气层破裂压力梯度2.5 MPa/100m,停泵压力32.3~57.4 MPa;中部气层破裂压力梯度2.4 MPa/100m,停泵压力30.1~56.0 MPa;上部气层破裂压力梯度2.3 MPa/100m,停泵压力25.5~41.2 MPa。

#### 1.1.2 平面上与井距、采出程度相关性明显

平面上,井间加密施工难易程度受埋深、井间距离、老井采出程度、局部应力等多重因素综合影响。对比不同井距、采出程度时加密井施工压力可以看出,当井距大于450 m或老井动态控制储量的采出程度低于60%时,加密井施工压力受老井的影响相对较小,此时破裂压力比老井略低5~10 MPa;当老井井距小于450 m时,加密井破裂压力比老井低9~20 MPa(见表1)。

对比加密井与老井破裂压力梯度差值散点图也可以看出,随着井距增加或老井采出程度降低,新老井破裂压力梯度差值减小(见图1和图2)。这一规律符合现场实践,随着新老井距离减小、井间储量动用程度提高,加密时的地层压力较原始地层压力小很多,加密井施工相对更容易,表现为破裂压力低、停泵压力低。如果地层亏空严重时,加密井在钻井、连续油管钻塞过程中还会发生漏失。

表 1 不同加密类型下的施工压力对比

Table 1 Fracturing pressure comparison of different infill types

| 加密类型   | 老井间距/m  | 加密前老井累计<br>产气量/ $10^8 \text{ m}^3$ | 井间采出程度, % | 破裂压力/MPa  | 破裂压力梯度/<br>(MPa·(100 m) $^{-1}$ ) |
|--------|---------|------------------------------------|-----------|-----------|-----------------------------------|
| 下部气层老井 | 350~550 |                                    |           | 57.1~86.4 | 1.9~3.0                           |
| 大井距加密  | 450~550 | 0.9                                | 58.0      | 56.8~85.1 | 2.0~3.0                           |
| 大井距加密  | 450~550 | 1.0                                | 64.5      | 54.2~81.3 | 1.8~2.9                           |
| 小井距加密  | 350~450 | 0.7                                | 54.7      | 51.8~76.6 | 1.8~2.8                           |
| 小井距加密  | 350~450 | 0.8                                | 62.5      | 46.3~65.5 | 1.6~2.5                           |

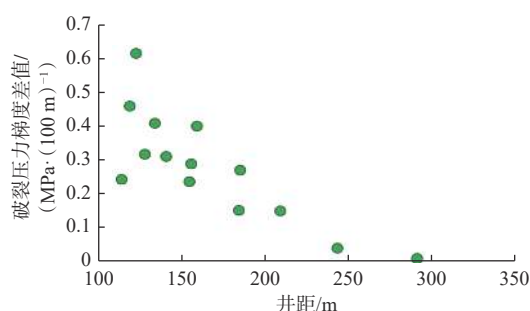


图 1 加密井与老井破裂压力梯度差值随井距变化散点图

Fig.1 Scatter plot of fracture pressure gradient difference of infill and old wells with well spacing

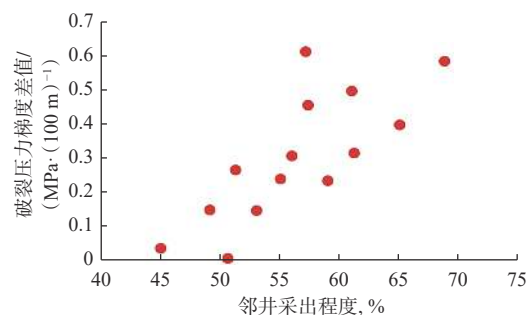


图 2 加密井与老井破裂压力梯度差值随采出程度变化散点图

Fig.2 Scatter plot of fracture pressure gradient difference of infill and old wells featuring the recovery degree

## 1.2 产能对比分析

非稳态产能分析方法以气藏不稳定渗流与井筒流动耦合为理论基础, 利用气井生产数据, 实现对气井产量、压力、无阻流量及采出程度等随时间变化的预测, 并可拟合气井的地层参数, 求取页岩气动态储量<sup>[28-29]</sup>。国内外研究表明, 对于低渗气藏的大型加砂压裂气井, 会出现较长时间的地层线性流动, 在忽略表皮效应的理想状态下, 压裂井不稳定产能方程为:

$$\frac{p_R^2 - p_{wf}^2}{q} = A\sqrt{t} + C \quad (1)$$

$$\text{其中} \quad A = \frac{\mu Z T}{78.489 K h} \sqrt{\frac{3.6 K}{\phi \mu C_t x_f^2}} \quad (2)$$

$$C = G(F_{cd}) - \ln \frac{x_f}{r_w} \quad (3)$$

式中:  $p_R$  为原始地层压力, MPa;  $p_{wf}$  为井底流压, MPa;  $q$  为产气量,  $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;  $t$  为时间, d;  $A$  为产能系数;  $C$  为与人工缝导流性相关的附加值;  $\mu$  为黏度, mPa·s;  $Z$  为气体偏差系数;  $T$  为地层热力学温度, K;  $K$  为渗透率, mD;  $h$  为气层有效厚度, m;  $\phi$  为孔隙度;  $C_t$  为综合压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $r_w$  为井筒半径, m;  $x_f$  为裂缝半长, m;  $G(F_{cd})$  为裂缝导流能力  $G$  函数。

$A$  值越大, 表明储层流动系数越大, 产能越高;  $C$  值越大, 表明人工裂缝越短, 流体渗流阻力越大。

不稳态产能拟合结果表明: 1) 下部气层老井与下部气层加密井的  $A$  值均为 12.3, 中部气层井  $A$  值为 11.6, 上部气层井  $A$  值为 5.2; 2)  $C$  值关系为: 上部气层井 >> 下部气层老井 > 中部气层井 > 下部气层加密井 (见图 3)。因此, 下部气层井产能优于中部气层井, 上部气层井产能最差; 就改造效果而言, 下部气层加密井受井间动用影响, 改造难度小, 相同压裂规模下改造效果最佳。

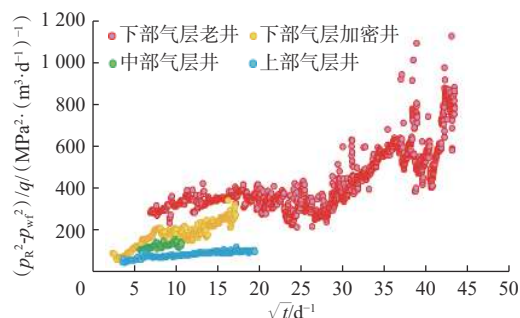


图 3 不同类型立体开发井不稳态产能拟合曲线

Fig.3 Unsteady productivity curves of different three-dimensional development wells

## 2 立体开发缝网干扰分析

立体开发缝网干扰主要包括平面和纵向缝网干扰。平面缝网干扰,即同一开发层系新井或加密井与相邻老井的缝网沟通、干扰;纵向缝网干扰,即某一开发层系新井压裂时,与上、下开发层系老井之间的干扰。

### 2.1 平面干扰特征

#### 2.1.1 压裂干扰现象

为防止加密井压裂时与老井形成主缝窜通,影响加密井正常施工,现场在加密井压裂施工期间一般采取老井关井处理。据统计,老井关井期间套压变化可归为3种类型,可以通过对比压力变化,粗略预测老井改造效果。

1) 平稳上升型。伴随加密井压裂施工,老井套压逐步增大,增大幅度平稳,且套压增大到一定数值后基本稳定。此现象通常发生在老井各段改造均衡情况下,当加密井与老井空间距离大于280 m时,老井套压增大2.0~6.5 MPa;当加密井与老井空间距离在240~280 m时,老井套压增大5.1~13.2 MPa。这种类型的老井,往往在加密井压裂结束后开井复产时日产气量、套压高于关井前生产水平,随着关井期间压力增幅的不同,压裂受效时间(即恢复原日产油量时间)有所不同。

2) 迅速上升型。加密井压裂施工一开始,老井套压先迅速升高,然后呈小幅度增长趋势,并伴有上、下波动。此情况多发生在中小井距加密方式下,或老井改造效果好、缝网复杂时。由于老井压后形成的缝网渗透性好,加密井在进行压裂时压力传播速度加快,所以老井的套压会迅速达到一定高值(压力增幅一般不低于4.0 MPa),后续套压的波动主要是压差作用下SRV内的水流入井底造成液面波动。这种类型的老井,开井复产后产液量有小幅增大。

3) 升降型。加密井压裂施工周期内,老井套压一直增长且增幅较大,后续下降至平稳。此种类型的老井主缝相对较长,且套压波动现象越早,表明老井主缝越长,施工压力波及时间越短,积液越快。重新开井后,产液量由0~10 m<sup>3</sup>/d明显增加至50~65 m<sup>3</sup>/d。

#### 2.1.2 缝网干扰机理及数值模拟研究

加密井与老井产生压裂干扰形式多样,如加密井压裂缝与老井天然缝、改造缝沟通等,具体是哪

种缝网沟通起主要干扰作用,取决于气藏天然缝发育程度及页岩气井压裂改造水平,大致可以总结归纳为以下4种干扰机理:

1) 干扰机理1。老井与加密井压裂缝直接沟通,即新老井的高导流缝沟通,干扰形式为加密井压裂期间施工压力异常低,老井套压变化类型为升降型。

2) 干扰机理2。老井压裂缝与加密井微裂缝沟通,即老井高导流缝与加密井低导流缝沟通,加密井压裂期间老井套压类型为平稳增大型,增幅较大。

3) 干扰机理3。老井天然缝或改造微裂缝与加密井压裂缝沟通,即老井低导流缝与加密井高导流缝沟通,加密井压裂期间老井套压类型为迅速上升型。

4) 干扰机理4。老井微裂缝与加密井微裂缝沟通,即新老井低导流缝进行沟通,加密井压裂期间老井套压类型为平稳增大型,增幅较小。

选取南川页岩气藏实际地质参数,利用Compass数值模拟软件建立双重介质水平井分段压裂模型,包括同层系开发的2口老井和1口加密井。模型尺寸2 500 m×1 000 m×110 m,网格数量250×100×27,平面I/J方向网格步长10 m,纵向K方向网格步长4 m。模型基础参数为:埋深3 200 m,孔隙度2.9%~4.4%,渗透率0.18 μD,含气饱和度0.6%~0.7%,形状因子 $1.0\times 10^{-5}$ ,井距500 m,水平段长度2 000 m,裂缝半长120~180 m,定产量 $6.5\times 10^4$  m<sup>3</sup>/d,生产时长15年。数值模型中,缝网沟通机理可简化为FRAC-FRAC、FRAC-SRV、SRV-FRAC、SRV-SRV和无沟通等5种形式,模拟结果见图4—图5。

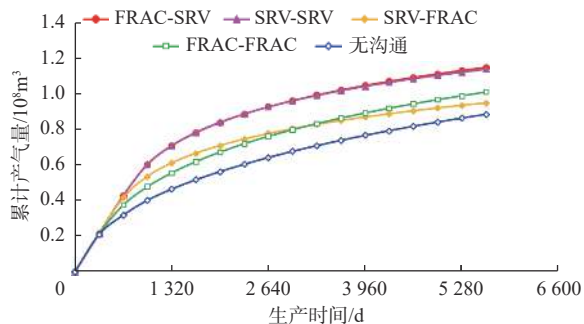


图4 加密前后老井累计产气量曲线

Fig.4 Cumulative gas production curve of old wells before and after infilling

从图4可以看出,无论是老井与加密井低导流缝间(SRV-SRV)的沟通,还是老井高导流缝与加密

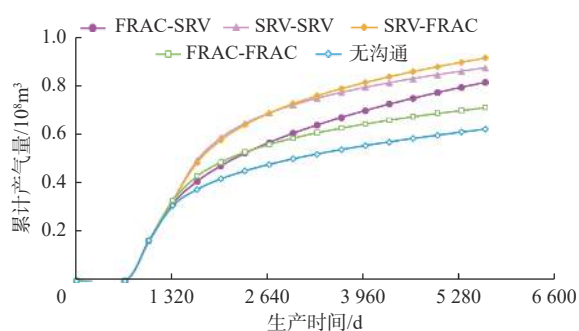


图 5 加密井累计产气量曲线

Fig.5 Cumulative gas production curve of infill well

井低导流缝沟通 (FRAC-SRV), 受压降漏斗影响, 老井都会抢夺加密井的井控储量, 累计产气量从大到小依次为: SRV-SRV > FRAC-SRV > FRAC-FRAC > SRV-FRAC > 井间无沟通。

根据加密井累计产气量曲线 (见图 5) 可知, 与老井不同的是, 当加密井高导流缝与老井低导流缝沟通 (SRV-FRAC) 时, 可以适当抵消老井压降影响进而抢气。对于井组而言, 低导流缝间的沟通 (SRV-SRV) 为最佳方案, 此时储量动用最充分, 井组累计产气量最高。

### 2.1.3 缝网干扰对老井生产的影响

综合缝网干扰类型, 利用现代试井解释成果和递减规律, 可将不同干扰机理对老井生产水平的影响分为以下 4 类情况。

1) 老井最终可采储量 (estimated ultimate recovery, EUR) 增加。可能存在裂缝沟通或压裂改造体积重叠 (干扰机理 1 或 2), 既补充驱动能量, 又改善了老井渗流条件, 典型曲线平行上移。若老井复产后日产气量大幅上升, 老井液量很快恢复至压裂干扰前水平, 则为机理 2; 若复产初期产液量大幅上升, 则为机理 1。

2) 老井 EUR、典型曲线均不变。井间连通性弱 (干扰机理 4), 老井复产后日产气量和套压有一定增大, 但典型曲线仍在原趋势线上。

3) 老井 EUR 不变、典型曲线先增后降至原水平。仅增大驱动压差 (无沟通), 典型曲线为先增大、后以较大斜率回落至原趋势线。

4) 老井 EUR 有减小趋势。老井低导流缝与加密井高导流缝沟通 (干扰机理 3), 老井日产气量增幅大、递减快, 典型曲线逐渐低于原趋势。老井复产初期受加密井压裂后地层能量的补充, 日产气量也会增大, 但最终预测的 EUR 降低。

以上分析可以得出, 对于同开发层系, 大井距加密时, 可以适当提高老井 EUR 或采气速度; 而小

井距加密时需严格论证施工参数, 控制压裂规模, 既要满足井间剩余储量的充分动用, 又要防止主缝过长, 影响气井采收率。

## 2.2 纵向干扰特征

立体开发纵向干扰, 主要指不同开发层系井压裂时与邻近层系井的缝网沟通现象。

### 2.2.1 压裂干扰现象

微地震监测结果显示, 人工改造裂缝主要在平面上扩展, 纵向上扩展有限, 有效裂缝高约 15~25 m。区块上部气层井压裂时, 下部气层老井 (空间距离 180~340 m) 套压增幅低于 3.0 MPa; 中部气层井压裂时, 下部气层老井 (空间距离 160~190 m) 套压明显波动, 套压增大 2.5~6.0 MPa。据统计, 不同开发层系井压裂对老井生产无明显影响, 老井复产后短期内出现日产气量、套压上升现象, 但很快回落至压裂关井前的生产水平。

### 2.2.2 2 套层系立体开发井拉链压裂

研究表明, 页岩气井压裂对正钻井施工有显著影响<sup>[30]</sup>, 但对压裂施工相互影响的研究相对较少, 且层间干扰无法忽略<sup>[31]</sup>。近期, 南川地区实施了中部气层井焦页 206-Z1HF 和下部气层加密井焦页 195-M2HF 拉链式压裂。2 口井空间距离 150~190 m, 压裂段对应关系与最小水平主应力方向基本平齐, 压裂过程中 2 口井的施工压力均高于同开发层系邻井水平。其中, 焦页 195-M2HF 井平均破裂压力 82.0 MPa, 破裂压力梯度 2.8 MPa/100m, 比下部气层老井高 0.1~0.6 MPa/100m; 同期施工的焦页 206-Z1HF 井平均破裂压力 80.9 MPa, 比同开发层系井高 10.0~12.0 MPa, 破裂压力梯度 2.9 MPa/100m, 比同开发层系井高 0.8~1.0 MPa/100m。不同层系井拉链压裂对缝网复杂程度的影响, 还有待进一步验证。

## 3 结论与建议

1) 不同层系立体开发井施工压力纵向上与储层孔渗、压力系数等参数规律具有良好的一致性, 下部气层井破裂压力梯度高于中部气层井, 上部气层井破裂压力梯度最低。同开发层系加密井施工压力一般低于相邻老井, 且随井距增加或井间采出程度减小, 加密井与老井破裂压力梯度差值减小。

2) 立体开发井产能主要受地层能量、储量丰度影响, 下部气层井产能优于中部气层井, 上部气层井产能最差。综合立体调整井压裂改造难易程度, 建议优先动用下部气层, 其次实施下部气层加密井

和中部气层井,最后实施上部气层井。

3)同层系加密施工时,当老井套压平稳上升,若复产后EUR增加,表明老井高导流缝和加密井低导流缝沟通;若EUR不变,则新老井之间为低导流缝间的沟通。当老井套压迅速上升并伴随波动,复产后老井EUR减小,干扰机理为老井低导流缝与加密井高导流缝沟通。当老井套压表现为升降型,复产后EUR增加,则新老井之间为高导流缝间的沟通。数值模拟研究表明,老井和加密井低导流缝沟通时的采出程度最高,储量动用最充分。

4)建议在实施立体调整前利用建模数模一体化落实区块三层立体开发潜力,根据一次井网井距和改造效果优化调整加密井压裂规模,深化立体开发技术适应性分析,为方案整体部署提供依据。

## 参 考 文 献

### References

- [1] KURTOGLU B, SALMAN A. How to utilize hydraulic fracture interference to improve unconventional development[R]. SPE 177953, 2015.
- [2] MALPANI R, SINHA S, CHARRY L, et al. Improving hydrocarbon recovery of horizontal shale wells through refracturing[R]. SPE 175920, 2015.
- [3] 端祥刚, 吴建发, 张晓伟, 等. 四川盆地海相页岩气提高采收率研究进展与关键问题[J]. 石油学报, 2022, 43(8): 1185–1200.  
DUAN Xianggang, WU Jianfa, ZHANG Xiaowei, et al. Progress and key issues in the study of enhanced recovery of marine shale gas in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(8): 1185–1200.
- [4] 魏绍蕾, 黄学斌, 李军, 等. 基于概率法的页岩气单井最终可采量评估: 以焦石坝页岩气田加密井为例[J]. 石油实验地质, 2021, 43(1): 161–168.  
WEI Shaolei, HUANG Xuebin, LI Jun, et al. Shale gas EUR estimation based on a probability method: a case study of infill wells in Jiaoshiba shale gas field[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(1): 161–168.
- [5] 高健. 四川盆地威远区块页岩气立体开发技术与对策: 以威202井区A平台为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(2): 93–99.  
GAO Jian. Three-dimensional development technologies and countermeasures for shale gas in Weiyuan Block of the Sichuan Basin: a case study on Wei 202A platform[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(2): 93–99.
- [6] 余凯, 鲜成钢, 文恒, 等. 昭通国家级示范区浅层页岩气立体开发探索: 以海坝背斜南翼YS203H1平台为例[J]. 地球科学, 2023, 48(1): 252–266.  
YU Kai, XIAN Chenggang, WEN Heng, et al. Stereoscopic development exploration of shallow shale gas in Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area: case study of YS203H1 pad of Haiba anticline southern limb[J]. Earth Science, 2023, 48(1): 252–266.
- [7] 张东清, 万云强, 张文平, 等. 涪陵页岩气田立体开发优快钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(2): 16–21.  
ZHANG Dongqing, WAN Yunqiang, ZHANG Wenping, et al. Optimal and fast drilling technologies for stereoscopic development of the Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(2): 16–21.
- [8] 何乐, 袁灿明, 龚蔚. 页岩气井间压窜影响因素分析和防窜对策[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(5): 63–69.  
HE Le, YUAN Canming, GONG Wei. Influencing factors and preventing measures of intra-well frac hit in shale gas[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5): 63–69.
- [9] 袁建强. 济阳拗陷页岩油多层立体开发关键工程技术[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(1): 1–8.  
YUAN Jianqiang. Key engineering technologies for three-dimensional development of multiple formations of shale oil in Jiyang Depression[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(1): 1–8.
- [10] 刘方圆. 定量分析邻井压裂对页岩气井生产的影响[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2018, 15(11): 60–63.  
LIU Fangyuan. The influence of quantitative analysis of adjacent fracturing well on the production of shale gas wells[J]. Journal of Yangtze University(Natural Science Edition), 2018, 15(11): 60–63.
- [11] DETRING J P, GREALLY M. Using microseismicity to understand subsurface fracture systems and to optimize completions: Eagle Ford Shale, TX[R]. URTEC-1922814-MS, 2014.
- [12] EJOFODOMI E A, BAIHLY J D, SILVA F. Using a calibrated 3D fracturing simulator to optimize completions of future wells in the Eagle Ford Shale[R]. URTEC-2172668-MS, 2015.
- [13] 郭旭洋, 金衍, 黄雷, 等. 页岩油气藏水平井井间干扰研究现状和讨论[J]. 石油钻采工艺, 2021, 43(3): 348–367.  
GUO Xuyang, JIN Yan, HUANG Lei, et al. Research status and discussion of horizontal well interference in shale oil and gas reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(3): 348–367.
- [14] ATAEI A, MOTAEI E, YAZDI M E, et al. Rate transient analysis RTA and its application for well connectivity analysis: an integrated production driven reservoir characterization and a case study[R]. SPE 192046, 2018.
- [15] FANG Sidong, XIONG Hao, WANG Baohua, et al. The influence of infill well-caused fracture interference on shale gas production and recovery: A comprehensive numerical simulation study[R]. URTEC-208382-MS, 2021.
- [16] 王军磊, 贾爱林, 位云生, 等. 基于复杂缝网模拟的页岩气水平井立体开发效果评价新方法: 以四川盆地南部地区龙马溪组页岩气为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 175–189.  
WANG Junlei, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. A new method for evaluating tridimensional development effect of shale gas horizontal wells based on complex fracture network simulation: a case study of Longmaxi Formation shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 175–189.
- [17] 周德华, 戴城, 方思冬, 等. 基于嵌入式离散裂缝模型的页岩气水平井立体开发优化设计[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(3): 113–120.  
ZHOU Dehua, DAI Cheng, FANG Sidong, et al. Optimization of 3D development in shale gas horizontal wells based on embedded discrete fracture model[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(3): 113–120.
- [18] 孙海成, 汤达祯, 蒋廷学. 页岩气储层裂缝系统影响产量的数值

- 模拟研究[J]. *石油钻探技术*, 2011, 39(5): 63–67.
- SUN Haicheng, TANG Dazhen, JIANG Tingxue. Numerical simulation of the impact of fracture system on well production in shale formation[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2011, 39(5): 63–67.
- [19] 高玉巧, 蔡潇, 何希鹏, 等. 渝东南盆缘转换带五峰组—龙马溪组页岩压力体系与有机孔发育关系[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2020, 50(2): 662–674.
- GAO Yuqiao, CAI Xiao, HE Xipeng, et al. Relationship between shale pressure system and organic pore development of Wufeng-Longmaxi Formation in marginal conversion zone of southeastern Chongqing Basin[J]. *Journal of Jilin University(Earth Science Edition)*, 2020, 50(2): 662–674.
- [20] 何希鹏, 何贵松, 高玉巧, 等. 常压页岩气勘探开发关键技术进展及攻关方向[J]. *天然气工业*, 2023, 43(6): 1–14.
- HE Xipeng, HE Guisong, GAO Yuqiao, et al. Progress in and research direction of key technologies for normal-pressure shale gas exploration and development[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(6): 1–14.
- [21] 何希鹏. 四川盆地东部页岩气甜点评价体系与富集高产影响因素[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 59–71.
- HE Xipeng. Sweet spot evaluation system and enrichment and high yield influential factors of shale gas in Nanchuan area of eastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 59–71.
- [22] 房大志, 钱劲, 梅俊伟, 等. 南川区块平桥背斜页岩气开发层划分及合理井距优化研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(2): 212–218.
- FANG Dazhi, QIAN Jin, MEI Junwei, et al. Layer series division for development of shale gas of Pingqiao anticline in Nanchuan Block and reasonable well spacing optimization[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(2): 212–218.
- [23] 陈作, 李双明, 陈赞, 等. 深层页岩气水力裂缝起裂与扩展试验及压裂优化设计[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(3): 70–76.
- CHEN Zuo, LI Shuangming, CHEN Zan, et al. Hydraulic fracture initiation and extending tests in deep shale gas formations and fracturing design optimization[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(3): 70–76.
- [24] 李传亮, 庞彦明, 周永炳, 等. 地层产生体积压裂缝网的条件分析[J]. *断块油气田*, 2022, 29(1): 101–106.
- LI Chuanliang, PANG Yanming, ZHOU Yongbing, et al. Analysis on forming conditions of fracture network in volume fracturing of formation[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29(1): 101–106.
- [25] 吕斐, 缪新婷, 周昌玉. 结构内局部高应力区对裂纹扩展路径的影响[C]//压力容器先进技术: 第九届全国压力容器学术会议论文集. 合肥: 合肥工业大学出版社, 2017: 231–239.
- LYU Fei, MIU Xinting, ZHOU Changyu. Effect of local high stress zone on crack propagation path[C]//Advanced Technology of Pressure vessel-Proceedings of the 9th National Pressure Vessel Academic Conference and Pressure Vessel Branch Conference of Chinese Mechanical Engineering Society. Hefei: Hefei University of Technology Publishing House, 2017: 231–239.
- [26] 周博成, 熊炜, 赖建林, 等. 武隆区块常压页岩气藏低成本压裂技术[J]. *石油钻探技术*, 2022, 50(3): 80–85.
- ZHOU Bocheng, XIONG Wei, LAI Jianlin, et al. Low-cost fracturing technology in normal-pressure shale gas reservoirs in Wulong Block[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(3): 80–85.
- [27] 盛广龙, 黄罗义, 赵辉, 等. 页岩气藏压裂缝网扩展流动一体化模拟技术[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2021, 43(5): 84–96.
- SHENG Guanglong, HUANG Luoyi, ZHAO Hui, et al. Integrated simulation approach for fracture network propagation and gas flow in shale gas reservoirs[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2021, 43(5): 84–96.
- [28] 王怒涛, 黄炳光. 实用气藏动态分析方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 186–192.
- WANG Nutao, HUANG Bingguang. Applied gas reservoir dynamic analysis method[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 186–192.
- [29] 赵光宇. 页岩气藏压裂动用程度及气体流动模拟研究[J]. *石油钻探技术*, 2018, 46(4): 96–103.
- ZHAO Guangyu. Study of a simulation of degree of fracturing production and resulting gas flow in shale gas reservoirs[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(4): 96–103.
- [30] 刘建彬. 页岩气压裂对正钻井施工的技术研究[J]. *中国石油和化工标准与质量*, 2020, 40(2): 239–240.
- LIU Jianbin. Research on shale gas fracturing technology for normal drilling construction[J]. *China Petroleum and Chemical Standard and Quality*, 2020, 40(2): 239–240.
- [31] 唐海, 张铠漓, 唐瑞雪, 等. 层间干扰实质与再认识[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 44(5): 113–124.
- TANG Hai, ZHANG Kaili, TANG Ruixue, et al. The essence and re-recognition of interlayer interference[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2022, 44(5): 113–124.

[编辑 滕春鸣]