

引用格式:蒋廷学,卞晓冰,左罗,等.非常规油气藏体积压裂全生命周期地质工程一体化技术[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):297-304.

JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, ZUO Luo, et al. Whole lifecycle geology-engineering integration of volumetric fracturing technology in unconventional reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3):297-304.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.03.004

# 非常规油气藏体积压裂全生命周期 地质工程一体化技术

蒋廷学<sup>1,2</sup>, 卞晓冰<sup>1,2</sup>, 左罗<sup>1,2</sup>, 沈子齐<sup>1,2</sup>, 刘建坤<sup>1,2</sup>, 吴春方<sup>1,2</sup>

(1.页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 100029;2.中国石化石油工程技术研究院,北京 100029)

**摘要:**基于地质工程一体化的理念,针对非常规油气藏体积改造技术的全生命周期的方案优化、实施控制及压后管理等环节,进行了系统的研究、论证和应用验证。主要技术系列包括:①由地质工程双“甜点”、双“甜度”到综合可压度的压前储层评价技术系列;②基于大数据和智能算法的“井网—裂缝—压裂工艺”多参数协同优化技术;③由现场施工数据实时反演储层地质参数的压裂实施控制技术;④考虑渗吸作用的压裂液返排优化;⑤压后综合评估技术及压裂有效期内的生产管理动态优化调整技术等。现场应用效果表明:考虑了全生命周期的地质工程一体化体积压裂技术,可最大限度地挖掘储层的增产、稳产潜力以及提高单井EUR(可采储量)的潜力,对非常规油气藏的“四提”和“降本”等目标的实现,具有十分重要的指导和借鉴意义。

**关键词:**体积压裂;地质工程一体化;动态优化;非常规油气藏;全生命周期

中图分类号:TE357

文献标识码:A

## Whole lifecycle geology-engineering integration of volumetric fracturing technology in unconventional reservoir

JIANG Tingxue<sup>1,2</sup>, BIAN Xiaobing<sup>1,2</sup>, ZUO Luo<sup>1,2</sup>, SHEN Ziqi<sup>1,2</sup>, LIU Jiankun<sup>1,2</sup>, WU Chunfang<sup>1,2</sup>

(1.State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100029, China;

2.Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100029, China)

**Abstract:** Based on the concept of geology-engineering integration, a systematic research, including theoretical study and field investigation, has been performed on design optimization, implement control and post-frac management of the whole lifecycle of volumetric fracturing technology in unconventional reservoir. The key technologies include: ① the series of pre-frac evaluation technologies regarding geology-engineering double “sweet spots”, double sweetness and comprehensive fracability; ② big data and AI algorithm based “well pattern-fracture-fracturing technique” multi-parameter collaborative optimization technology; ③ fracturing control technology based on formation geological properties obtained from inversion study of on-site fracturing operation data; optimization on fracturing fluid flowback scenarios with consideration of imbibition effect; ④ comprehensive post-frac evaluation technology; ⑤ progressive production management optimization and adjustment technology in effective period of fracturing treatment. Field applications demonstrate that the geology-engineering integration volumetric fracturing technology with consideration of whole lifecycle development can maximize the potential to increase production, stabilize production and improve single well EUR, which has enormous guidance and reference significance towards the achievement of the “Four Improvements” and “Cost Reducing” goals in unconventional reservoir development.

**Key words:** volumetric fracturing, geology-engineering integration, progressive optimization, unconventional reservoir, whole lifecycle

收稿日期:2021-03-09。

第一作者简介:蒋廷学(1969—),男,博士,正高级工程师,主要从事水力压裂机理、压裂酸化产能预测、设计方法及新工艺研究与试验等工作。地址:北京市昌平区沙河镇中国石化科学技术研究中心,邮政编码:102206。E-mail:jiangtx.sripe@sinopec.com

目前,随着油气勘探开发进程的加深,以页岩油气为代表的非常规油气藏获得了全球范围内的巨大成功<sup>[1-3]</sup>。2020年,由于地质工程一体化理念的深度应用,国内的页岩气产量首次超过 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。地质工程一体化的基础是区块、井组和单井地质模型这些精细地质模型的建立及后续的不断修正,必须适时地结合钻井资料和压裂施工资料,对地质模型进行更新。此外,钻完井及压裂技术的一体化也是必须高度重视的环节,且必须以逆向设计、正向施工的方式进行,即以压裂为核心,确定钻井的井筒方位与在储层中的纵向位置,同时还要综合考虑钻井液与压裂液的配伍性及全程储层保护问题。地质工程一体化的优化目标是最大限度地发挥储层改造的增产和稳产潜力,实现降本增效和稀井高产,其技术核心就是工程参数与地质参数的动态优化与适时匹配<sup>[4-6]</sup>。在非常规油气藏体积压裂技术方面,地质工程一体化是动态的过程,在压前、压中及压后有效期结束的全生命周期内,都要持续跟踪优化和动态调整,实现的难度很大,即压前地质参数评价的结论,需要通过压裂施工数据的反演分析(包括实时反演)以及压后评估分析,进行系统验证和适时修正。因此,与地质参数匹配的井网参数、裂缝参数及压裂施工参数也应进行适时的动态优化和调整。井网的适时调整难度比较大,只能在打加密井或开发不同层的“井工厂”井网部署时一并考虑,而裂缝参数及压裂施工参数的适时调整相对容易,可在后续施工及加密井与重复压裂井中实施,但压后有效期内的生产制度优化,也要考虑到因孔隙压力降低导致的地应力降低以及由此引发的裂缝内支撑剂的再次运移和出砂的风险。

通过对上述问题进行系统的研究、论证和试验应用,取得了较好的效果,为非常规油气藏的有效勘探与高效开发,奠定了坚实的基础。

## 1 体积压裂全生命周期的地质工程一体化技术

### 1.1 地质—工程的系列评价方法

在区块地质建模的基础上,单井地质建模重点对“甜点”“甜度”到可压度的系列评价方法进行了研究,并在评价模型上持续改进,评价结果由定性为主逐渐过渡到定量为主,由近井为主逐渐过渡到远井为主,

且评价结果与压后产量尤其是累产的正相关性程度逐渐提高。3种评价方法相互关联,双“甜点”和双“甜度”都是压前段簇优选的手段,地质工程双“甜点”指标可以作为段簇位置初选的依据,双“甜度”可以在双“甜点”的基础上进一步精选段簇位置,而可压度则是压裂中的实时分析手段,可以为其他具有相似双“甜度”的段簇位置的施工参数调整提供依据。

#### 1.1.1 地质工程双“甜点”评价方法

地质工程双“甜点”评价方法为:

$$S = S_{G_i} W_{G_i} + S_{E_i} W_{E_i} \quad (1)$$

式(1)中: $S$ 为“甜点”; $S_{G_i}$ 为地质“甜点”参数集中某个参数归一化后的结果; $W_{G_i}$ 为地质“甜点”参数集中某个参数的权重因子; $S_{E_i}$ 为工程“甜点”参数集中某个参数归一化后的结果; $W_{E_i}$ 为工程“甜点”参数集中某个参数的权重因子。 $W_{G_i}$ 和 $W_{E_i}$ 由灰色关联度评价方法作归一化处理得出。地质“甜点”的评价参数主要包括: $TOC$ (总有机碳含量)、 $R_o$ (热成熟度)、含气量、孔隙度、天然裂缝特性参数及孔隙压力。工程“甜点”的评价参数主要包括:地应力及岩石力学参数。

将上述“甜点”计算模型应用于现场实例井的验算,从试验井各段综合“甜点”指标和其产气贡献率的关系(图1)可知:地质工程双“甜点”指标与压裂施工后的各段出气程度有一定的正相关性,但整体相关性不高。因此,仅以“甜点”指标作为段簇划分依据仍具有不确定性。

#### 1.1.2 地质工程双“甜度”评价方法

双“甜度”是在上述双“甜点”中寻找更甜的“甜点”,并在评价模型上进一步量化,以提高段簇划分

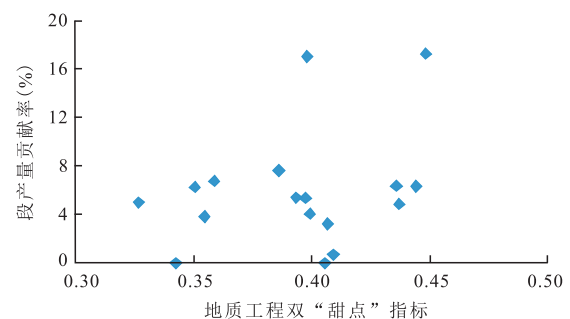


图1 试验页岩气井地质工程双“甜点”指标和产气贡献率的关系

Fig. 1 Relation between geology-engineering double “sweet spots” and gas production contribution in a shale gas well

的针对性和精准性,最大程度地挖掘单井开发潜力。以假设的最甜双“甜点”包含的参数集合为参照系,通过计算欧氏贴近度的方法,定量评价双“甜度”指标。压后产量与双“甜度”的正相关系数比双“甜点”进一步提升<sup>[7]</sup>。

用欧氏贴近度作为定量评价参数,即与最甜参照系的贴近度为待评价段簇位置的“甜度”。设 $a$ 为待评价区 $a_1, a_2, a_3, \dots, a_{n-1}$ 与参照系 $a_n^*$ 组成的集合,设 $P(P_1, P_2, P_3, \dots, P_m)$ 为与 $a$ 对应的 $m$ 个特征参数的集合,按最大最小法求取由集合 $a$ 到集合 $P$ 的模糊矩阵公式为:

$$R = [r_{ij}]_{n \times m} \quad (2)$$

$$r_{ij} = \begin{cases} 0 & x \leq a_1 \\ \frac{x - a_1}{a_2 - a_1} & a_1 \leq x \leq a_2 \\ 1 & x \geq a_2 \end{cases} \quad (3)$$

式(2)~(3)中: $R$ 为由集合 $a$ 到集合 $P$ 的模糊矩阵; $r_{ij} \in [0, 1], i=1, 2, 3, \dots, n; j=1, 2, 3, \dots, m, r_{ij}$ 为待评价区 $A_i$ 具有的特征参数 $P_j$ 的隶属度; $m$ 为每口井所对应的特征参数个数; $n$ 为待评价的井数,口; $x$ 为特征参数; $a_1$ 为特征参数的最小值; $a_2$ 为特征参数的最大值。

将模糊矩阵 $R$ 划分为 $n$ 个次级模糊矩阵 $R_1, R_2, R_3, \dots, R_{n-1}$ 及 $R_n^*$ ,由式(4)计算各次级模糊矩阵与 $R_n^*$ 的贴近度,公式为:

$$SS = \rho(R_j, R_n^*) = 1 - \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m [R_j(i) - R_n^*(i)]^2} \quad (4)$$

式中: $SS$ 为地质或工程“甜度”; $\rho$ 为各次级模糊矩阵与 $R_n^*$ 的贴近度; $R_j$ 是模糊矩阵的次级模糊矩阵。

初步筛选的独立的地质参数有:石英及碳酸盐岩等脆性矿物含量、页岩厚度、总孔隙度、有机质孔隙度、热演化程度、总含气量、游离气比例、基质渗透率、天然裂缝发育程度、压力系数、杨氏模量和泊松比。工程参数有:施工曲线、施工排量、施工液量及压裂液类型、施工砂量及支撑剂类型。

计算了现场多口实例井的页岩“甜点”和“甜度”结果(图2),由计算结果可知:该气田页岩气“甜度”与单段产量的正相关性较“甜点”指标和产量指标的相关性更强,且其相关系数高于“甜点”计算结果。因此,可用该模型对目标区块页岩段簇压裂潜力进行综合评价。

### 1.1.3 可压度评价方法

#### 1) 近井筒可压度

如果储层岩石是纯塑性材料,其破裂后压力将

长时间保持峰值,此时,形变匀速增加,消耗的能量最大,设其近井筒可压度为0;如果是纯脆性材料,其破裂后压力将直线下降,此时,消耗的能量最小,设其近井筒可压度为1。因此,真实储层岩石的脆性应介于两者之间,表达式为:

$$I_b = \frac{E - E_b}{E_p} \quad (5)$$

式中: $I_b$ 为近井筒可压度; $E$ 为实际页岩破裂后消耗的能量, $J$ ;  $E_b$ 为纯脆性页岩破裂后消耗的能量, $J$ ;  $E_p$ 为纯塑性页岩破裂后消耗的能量, $J$ 。

水力压裂时能量可用施工压力与排量的积分来计算:

$$E = \int_{T_0}^{T_c} (p(t) + p_h - p_f) Q(t) dt \quad (6)$$

式中: $E$ 为压裂消耗的能量, $10^6 J$ ;  $T_c$ 为地层破裂变形后压力下降到最低值时的时间, min;  $T_0$ 为地层变形后压力上升到最高值时的时间, min;  $p(t)$ 为井口施工压力, MPa;  $p_h$ 为静液柱压力, MPa;  $p_f$ 为井筒摩阻压力, MPa;  $Q$ 为压裂施工排量,  $m^3/min$ ;  $d$ 是表示积分的数学符号,表示对时间 $t$ 进行积分; $t$ 为施工时间, min。

如果破裂变形期间的排量保持恒定,则式(5)可变为:

$$I_b = \frac{(T_c - T_0)(p_{max} + p_h - p_f) - \int_{T_0}^{T_c} [p(t) + p_h - p_f] dt}{(T_c - T_0)(p_{max} + p_h - p_f)} \quad (7)$$

式中: $p_{max}$ 为页岩塑性形变过程中井口压力的最高值, MPa。

#### 2) 远井筒可压度

考虑压裂施工参数的综合影响,提出了利用施工时支撑剂及压裂液参数来定量表征远井筒可压度<sup>[8]</sup>,但由于进入地层的液体类型及黏度组合较多,须首先将各类压裂液体积统一折算,计算公式为:

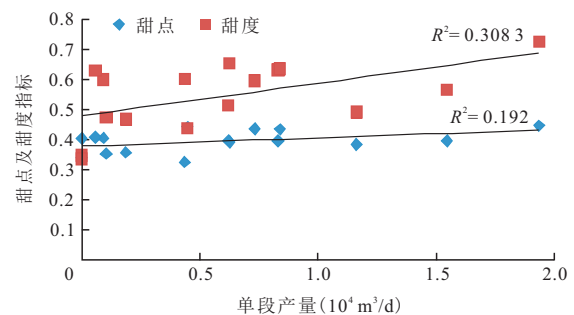


图2 试验井单段产量与页岩气“甜点”和“甜度”的关系  
Fig. 2 Relation between single stage production and shale gas “sweet spot”/“sweetness” of example well

$$V'_r = V_r \frac{R_1}{R_s} \quad (8)$$

式中:  $V'_r$  为等效压裂液体积,  $m^3$ ;  $V_r$  为某种压裂液体积,  $m^3$ ;  $R_1$  为某种压裂液砂液比;  $R_s$  为滑溜水砂液比。

按照此类方法将不同粒径的入地支撑剂体积统一折算为40/70目支撑剂体积,计算公式为:

$$V'_s = V_s \frac{\bar{\varphi}}{\varphi_{40/70}} \quad (9)$$

式中:  $V'_s$  为等效支撑剂量,  $m^3$ ;  $V_s$  为某粒径支撑剂量,  $m^3$ ;  $\bar{\varphi}$  为某支撑剂平均粒径,  $mm$ ;  $\varphi_{40/70}$  为40/70目支撑剂平均粒径,  $mm$ 。

等效砂液比计算公式为:

$$T = \frac{V'_s}{V'_r} \quad (10)$$

式中:  $T$  为等效砂液比。

远井筒可压度计算公式为:

$$S_r = \frac{T_i - T_{\min}}{T_{\max} - T_{\min}} \quad (11)$$

式中:  $S_r$  为远井筒可压度;  $T_i$  为区块各井或各压裂段的等效砂液比;  $T_{\min}$  为最小等效砂液比;  $T_{\max}$  为最大等效砂液比。

综合可压度可按式(1)进行计算。

上述成果在试验页岩气田的30多口井获得应用验证,产剖测试结果证明无效段簇占比由33%降为13%~20%,平均单井产量提高了35.6%。

## 1.2 基于大数据和智能算法的井网—裂缝—压裂工艺多参数协同优化技术

要实现地质工程一体化的降本增效和稀井高产目标,以“井工厂”为开发单元,建立了基于大数据和智能算法为基础的3类参数(井网—裂缝—压裂工艺)的协同优化模型,以“井工厂”平台的投入产出比或采收率最大化为目标,综合考虑各参数的限定条件,可同步优化出上述3类参数优化结果,且可基于

蒙特—卡洛随机分析方法,对上述优化结果下的经济效益进行概率分布分析。

井工厂平台的经济净现值优化模型(含各参数限定条件约束)为:

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i(L_h, D_h, L_r, CON_r, D_r) p_i}{1 + I_i} - C_d - C_r$$

$$1\ 000 \leq L_h \leq 2\ 000$$

$$50 \leq D_h \leq 600$$

$$20 \leq L_r \leq 300$$

$$0.5 \leq CON_r \leq 10 \quad (12)$$

$$5 \leq D_r \leq 40$$

$$100 \leq V_r \leq 2\ 500$$

$$5 \leq V_p \leq 120$$

$$5 \leq Q_p \leq 20$$

式中:  $NPV$  为平台的经济净现值,元;  $n$  为评价年限,一般为20 a;  $Q_i$  为第  $i$  年的平台产量,  $m^3$ ;  $L_h$  为水平井筒长度,  $m$ ;  $D_h$  为相邻水平井筒间距离,  $m$ ;  $L_r$  为水力裂缝支撑半长,  $m$ ;  $CON_r$  为裂缝导流能力,  $\mu m^2 \cdot cm$ ;  $D_r$  为相邻裂缝间距离,  $m$ ;  $p_i$  为第  $i$  年油价,元/t;  $I_i$  为第  $i$  年贴现率;  $C_d$ 、 $C_r$  分别为钻井及压裂的成本,元;  $V_p$  为单井支撑剂总量,  $m^3$ ;  $Q_p$  为注入排量,  $m^3/min$ 。

钻井费用与  $L_h$  有关,压裂费用与  $V_r$ 、 $V_p$ 、 $Q_p$  有关,而  $V_r$ 、 $V_p$ 、 $Q_p$  又与  $L_r$ 、 $CON_r$  有关。当然,实际应用中各参数的范围可根据实际情况进行随时调整。

试验平台的优化结果(表1)显示:在气价较低时,应适当加大井间距和缝间距。

## 1.3 由现场施工数据实时反演地质参数的压裂实施控制技术

考虑到裂缝监测及压后产剖测试费用昂贵,且多解性严重,绝大部分井没有采用上述技术,因此,如何最大限度地利用压裂施工本身的曲线及数据,对储层地质参数进行定性或半定量的实时分析尤为重要。通过对现场数据的反演,能实时分析或反演的储层地质参数主要包括:岩石脆性指数、渗透率、

表1 井工厂参数优化结果(气价1.5元/ $m^3$ )

Table 1 Optimization results of well factory parameters (gas price of 1.5 RMB/ $m^3$ )

井式	水平井筒长度 (m)	井间距 (m)	导流能力 ( $\mu m^2 \cdot cm$ )	缝间距 (m)	单段液量 ( $m^3$ )	单段支撑剂量 ( $m^3$ )	注入排量 ( $m^3/min$ )	平台经济净现值 (亿元)
4井式	1 205	472	2.9	22	1 820	62	14.6	2.1
6井式	1 015	317	3.1	18	1 526	95	15.0	3.2

岩石力学、地应力及水平应力差、天然裂缝的位置与发育程度等。其中,岩石脆性指数的计算可参照式(5)~(7)进行计算,该方法可以对每段裂缝的破裂特征及脆塑性特征进行实时的分析,如脆性指数高,可降低滑溜水的黏度及施工砂液比,反之,则用较高的压裂液黏度及施工砂液比。

根据径向渗流理论,利用破裂前的压裂液注入量可对渗透率进行实时计算<sup>[9]</sup>;根据压裂施工参数,可求取杨氏模量与泊松比随施工时间的变化曲线,实时计算岩石力学参数<sup>[10]</sup>;地应力尤其是最小水平主应力的求取方法比较多,也相对成熟,如小型测试压裂及压后压力降落曲线的G函数分析等。两向水平应力差的模型为:

$$\Delta\sigma_h = 2\sigma_h - p_i - p_f + \sigma_f \quad (13)$$

式中:  $\Delta\sigma_h$  为两向水平应力差,MPa;  $p_i$  为储层孔隙压力,MPa;  $p_f$  为储层岩石地下破裂压力,MPa;  $\sigma_f$  为储层岩石抗张强度(可通过室内岩石实验或现场一次瞬时停泵测试获取)。

天然裂缝的位置与发育程度,可基于压裂施工时的井底压力曲线的剧烈波动时机及波动幅度等进行描述。描述每个天然裂缝(假设为张开型天然裂缝)的长度及宽度的一个重点就是确定流量在各裂缝的动态分配,多条裂缝同时存在和延伸时满足Kirchoff第一定律和Kirchoff第二定律,即物质平衡和压力连续准则。

假设在时间段  $n-1$  的时间末,主裂缝延伸至第  $k+1$  条天然裂缝且天然裂缝开启,缝口闭合压力为  $\sigma_{c(k+1)}$ ,则第  $k+1$  条天然裂缝的缝口压力计算公式为:

$$\sum_{i=1}^{k+1} Q_i + Q = Q_T \quad (14)$$

$$p_0 = \Delta p_{cfi} + \Delta p_{wi} + \sigma_{ni} = \Delta p_{cf(k+1)} + \sigma_{c(k+1)} (i=1, 2, \dots, k) \quad (15)$$

$$\frac{dp_{wi}}{ds} = (-2k) \left( \frac{2n+1}{n} \right)^n Q_i \frac{1}{H_i W_i^{2n+1} \xi}; \quad (16)$$

$$p_{wi}(x_i) = p_{cfi}; \quad p_{wi}(tip) = \sigma_{ci}^{tip} (i=1, 2, \dots, k)$$

$$\frac{dp_{cf}}{ds} = (-2k) \left( \frac{2n+1}{n} \right)^n Q^n \frac{1}{H^n W^{2n+1} \xi}; \quad (17)$$

$$P_{cf(x_0)} = \sigma_{c(k+1)}; \quad P_{cf(x_0)} = p_0$$

在随后时间段,仍然只有  $k+1$  条天然裂缝,则分配流量为:

$$\sum_{i=1}^{k+1} Q_i + Q = Q_T \quad (18)$$

$$p_0 = \Delta p_{cfi} + \Delta p_{wi} + \sigma_{ni} (i=1, 2, \dots, k+1) \quad (19)$$

$$\frac{dp_{wi}}{ds} = (-2k) \left( \frac{2n+1}{n} \right)^n Q_i \frac{1}{H_i W_i^{2n+1} \xi}; \quad (20)$$

$$p_{wi}(x_i) = p_{cfi}; \quad p_{wi}(tip) = \sigma_{ci}^{tip} (i=1, 2, \dots, k+1)$$

$$\frac{dp_{cf}}{ds} = (-2k) \left( \frac{2n+1}{n} \right)^n Q^n \frac{1}{H^n W^{2n+1} \xi}; \quad p_{cf(x_0)} = p_0 \quad (21)$$

$$w_{imax}(x) = 2\alpha \left[ \left( \frac{1}{60} \right) \frac{(1-\nu^2) Q_i \mu L_i}{E} \right]^{1/4}; \quad \bar{w}_i = \frac{\pi}{4} w_{maxi} \quad (22)$$

$$L_i = \frac{Q_i \bar{w}_i}{4\pi H_i C^2} \left[ e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (23)$$

$$x = \frac{2C\sqrt{\pi t}}{\bar{w}}$$

式(14)~(23)中:  $Q_T$  为压裂液总排量,  $m^3$ ;  $Q_i$  为第  $i$  条天然裂缝的压裂液流量,  $m^3/s$ ;  $p_{cf}$  及  $p_{cfi}$  为主缝中的压力和主缝中对应第  $i$  条天然裂缝位置处的压力, MPa;  $p_{wi}(x_i)$  为主缝中相对于第  $i$  条裂缝  $x_i$  位置处的压力;  $\Delta p_{cfi}$  为主缝中从缝口到第  $i$  条天然裂缝的缝中沿程压降, MPa;  $p_{wi}$  为第  $i$  条天然裂缝中的压力, MPa;  $p_{wi}(tip)$  为第  $i$  条天然裂缝尖端压力, MPa;  $p_{wi}(inlet)$  为第  $i$  条天然裂缝缝口压力, MPa;  $\Delta p_{wi}$  为第  $i$  条天然裂缝中的压力降;  $\sigma_{ci}$  及  $\sigma_{ci}^{tip}$  为第  $i$  条裂缝闭合应力和尖端闭合应力;  $p_0$  为主缝缝口压力, MPa;  $x_0$  及  $x_i$  分别为主缝缝口位置和主缝中相对于第  $i$  条天然裂缝的位置;  $C$  为压裂液滤失系数,  $m/s^{0.5}$ ;  $W_i$  为缝宽,  $m$ 。

其中1口试验井压裂段天然裂缝反演的计算结果见表2。

## 1.4 考虑渗吸作用的压裂液返排建议与压后综合评估技术

### 1.4.1 考虑渗吸作用的压后返排建议

在不考虑渗吸作用的情况下,压后一般应立即进行返排。但考虑了渗吸作用后,裂缝壁附近的压

表2 基于压裂适当曲线反演的天然裂缝位置(距离井筒)及尺寸

Table 2 Position and size of natural fracture obtained from inversion study of fracturing operation curves for example well

压裂段	排量 ( $m^3/min$ )	单段液量 ( $m^3$ )	天然裂缝位置 ( $m$ )	天然裂缝半缝长 ( $m$ )
A	10~12	1 331	10.0	12.5
B	12~14	1 545	12.6	15.7

裂液滤液会溶蚀一部分孔隙吼道,导致孔隙度和渗透率的增大,尤其在毛细管力的作用下,压裂液滤液会深入到储层深部位置,也避免了近井筒裂缝区域的水锁效应,因此,可进行适度焖井,更有利于油气的顺畅产出<sup>[11-13]</sup>。

从渗吸前后核磁  $T_2$  谱流体分布特征分析可知:对页岩气储层而言,束缚水饱和度低,天然具有自吸能力,渗吸作用增强压裂液与储层的剪切润滑作用,产生诱导微裂隙,有利于页岩气产出;对致密油及页岩油储层而言,渗吸作用以油水置换方式为主,通过增大滞留流量能起到增能提采的目的。

#### 1.4.2 压后综合评估技术

通过大量的压后 G 函数分析及分类研究,实现了不同裂缝形态压裂段占比及压裂效果的定量分析<sup>[14-15]</sup>。其中,I 类型 G 函数曲线波动大,体现了支、微裂缝形成,是较为理想的多尺度缝典型曲线。4 类 G 函数的特征见表 3。

多尺度裂缝参数优化设计方法以有效改造体积最大化为目标函数,形成了以定向射孔、“变黏

度+变排量”多级交替注入、强制裂缝转向(多级暂堵、交替注酸)等为主要特征的多尺度缝压裂现场实施与控制技术,部分典型井的压后 G 函数分析结果见图 3。通过工艺优化,G 函数图版反演微裂缝特征明显增强,单井 I 型 G 函数曲线占比由 36% 增加至目前的约 60%。

#### 1.5 压裂有效期内的生产管理动态优化调整技术

压裂有效期内的生产动态管理主要包括压后返排及后期生产制度的动态优化。压后返排优化模型是在油气藏精细地质建模的基础上,利用 Meyer 等裂缝扩展模拟软件,模拟不同时间内的裂缝扩展几何尺寸,再用 Eclipse 数值模拟软件,模拟不同时间压裂液注入的压力分布与含水饱和度分布等,然后再以此为油气藏的初始输入参数,模拟压后返排期间的返排液产出量及油气峰值情况等,通过改变压后返排时机及返排制度等,可以压后油气峰值出现周期最短的情况为目标函数,进行相应的返排参数优化。压后有效期内生产制度的动态优化,应当考虑压后生产引起的孔隙压力降低和裂缝闭合压力降

表 3 压后 4 类 G 函数分布特征  
Table 3 Distributional properties of four types of G function after fracturing treatment

类型	特征描述	裂缝形态
I	前期爬升后,后期波动大	多尺度网络裂缝(微缝、支缝改造较为充分)
II	前期呈爬升形态,后期平稳、波动小	复杂裂缝(支缝改造较为充分)
III	前期快升—快降,后期波动较大	一般复杂裂缝(支缝改造程度低)
IV	前期快升—快降,后期波动较小	简单双翼裂缝(主缝为主)

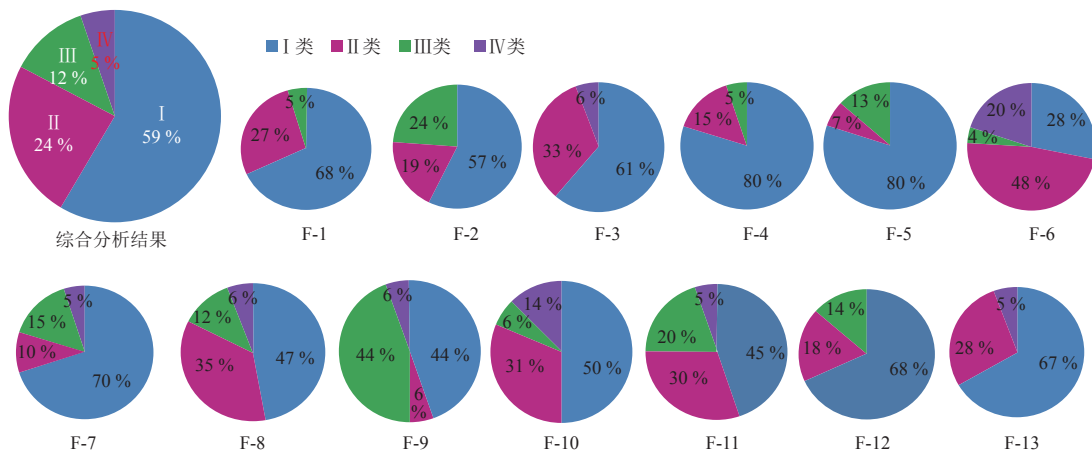


图 3 部分典型井的 G 函数分析结果

Fig. 3 Results of G function analysis of typical wells

低,对裂缝内支撑剂再次运移分布的影响。采用简化表示方法,缝高方向仅示意了3层支撑剂,而缝宽方向仅示意了1层,其单颗粒支撑剂的受力分布示意图4。

根据力矩平衡原理的计算公式为:

$$p_{wf} \frac{1}{2} D_p \cos \theta + (G' + G'') \cos \theta \frac{1}{2} D_p \sin \theta \leq G \frac{1}{2} D_p \sin \theta + p_{wf} \frac{1}{2} D_p \cos \theta \quad (24)$$

可进一步简化为:

$$p_{wf} + 2 \sin \theta (G' + G'') \leq G \tan \theta + p_{wf} \quad (25)$$

假设裂缝端部的压力为油藏压力 $p_i$ ,且按比例到井筒处递减为 $p_{wf}$ ,则 $p_{wf}$ 和 $p_{wf}$ 的关系为:

$$p_{wf} = p_{wf} + \frac{p_i - p_{wf}}{L_p} D_p \quad (26)$$

式(25)可转化为:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{L_p} D_p \leq G \tan \theta - 2 \sin \theta (G' + G'') \quad (27)$$

(24)~(27)式中: $p_{wf}$ 为压裂液对支撑剂的携带力,MPa; $D_p$ 为单颗粒支撑剂的直径,m; $\theta$ 为3个相邻单颗粒支撑剂中,上边的支撑剂颗粒与底下支撑它的支撑剂颗粒圆心的连线与重力方向的夹角,(°); $G'$ 和 $G''$ 为支撑剂所受支撑力与压裂液对其上举力的合力, $10^6$  N; $G$ 为支撑剂单颗粒的重力, $10^6$  N; $p_{wf}$ 为井底流动压力,MPa; $p_i$ 为储层孔隙压力,MPa; $L_p$ 为缝长,m。

综上所述,影响压后裂缝内支撑剂稳定的主要因素有:井底流压、油藏压力、闭合应力及支撑剂颗

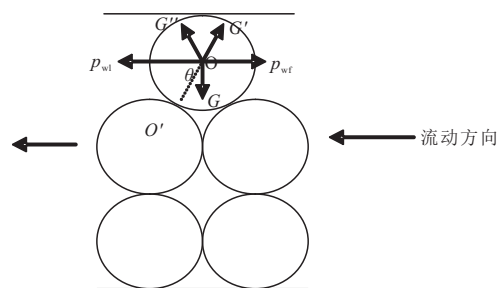


图4 裂缝内单颗粒支撑剂受力分布示意图

Fig. 4 Schematic of force distribution on proppant in fracture

粒直径等。井底流压和油藏压力越小,且闭合压力和支撑剂颗粒直径越大时,裂缝内的支撑剂就越稳定,长导的保持率及增产潜力也越高。

根据数值模拟优化结果,提出渝东南试验区常压页岩气水平井的压后排采控制原则:①压裂施工及钻塞作业结束后立即采取返排措施;②在不出砂前提下逐步增大放喷油嘴,尽量提高压差返排(12 MPa以上),且初期日排液量不小于 $50 \text{ m}^3$ 。采取该方法的试验区块2口页岩气水平井压后排采措施均取得了较好的效果(表4)。

## 2 现场应用情况分析

在川东南页岩油气、鄂尔多斯致密砂岩气藏及东北碎屑岩及火山岩凝析气藏等不同类型的非常规油气藏中,研究成果获得了应用验证,效果显著。

双“甜度”及综合可压度评价方法、井网—裂缝压裂工艺多参数协同优化技术、生产管理动态优化调整技术及压后综合评估技术在页岩气压裂改造中获得应用。其中,川东南中浅层页岩气区块应用30余口井,单段加砂量提高35%以上;加砂强度 $1.5 \sim 2 \text{ t/m}$ ,较之前提高40%;单段改造体积 $(200 \sim 240) \times 10^4 \text{ m}^3$ ,提高20%;新井年累产量提高幅度超过50%;产出投入比提高30%。深层页岩气区块应用5口井,单井试获日产气量最高为 $31.18 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,实现了4000 m深层页岩气产量突破。新探区某湖相页岩气井压后获日产页岩气 $7.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,页岩油 $9.8 \text{ m}^3$ ,实现了湖相页岩油气新层系勘探重大突破。

基于现场施工数据实时反演的压裂实施控制技术,在鄂尔多斯盆地致密砂岩油气藏累计应用20余口井,单段加砂规模提高46%,液量提高60%以上,单段改造体积扩大57%,平均气产量 $4.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,压后平均产量提高38%,应用效果显著。

综合可压度评价方法、生产管理动态优化调整技术及压裂实施控制技术,在东北某碎屑岩及火山岩凝析气藏先导试验应用7口井,压后均获得了较好

表4 示例井压后排采效果

Table 4 Flowback and production performance of example wells

井号	水平段长(m)	压裂段数(段)	累计排采时间(月)	目前排液量( $\text{m}^3/\text{d}$ )	累产气量( $10^4 \text{ m}^3$ )	返排率(%)
A	1 280	22	18	15 ~ 30	540	53.51
B	1 400	12	8	32 ~ 65	150	59.52

的增产稳产效果。试验井初产达到 $(7 \sim 12) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,单段液量提高27%,加砂强度提高21%,地面台产裂缝监测压裂改造体积提高34%,裂缝复杂性提高32%,压后同比产量提高26%,同周期产量递减率降低17%。

### 3 讨论

上述地质工程一体化研究对关键的技术问题进行了研讨,但还有一些问题需要深入分析,主要为:地质工程一体化中地质模型的及时修正和更新,但其正确与否与精度如何,难以有效验证。此外,如何实时分析和判断多簇裂缝起裂与延伸的非均衡程度,如何确保多簇裂缝支撑剂分布的均衡性,深层高水平应力差储层如何产生复杂缝网和高效充填等,都有待今后进一步深入研究。

### 4 结论及建议

1) 初步建立了地质工程一体化的体积压裂全生命周期的技术链与工作流程,涵盖长周期3个时间阶段,包括压前、压裂中和压裂后直到有效期结束。其核心是裂缝参数、压裂工艺参数、压后返排与生产参数的动态优化和适时调整,其中,利用压裂施工参数进行地质参数的实时分析反演不仅是基础,更是难点和技术关键。

2) 在区块精细地质建模和单井地质力学模型的基础上,为提高段簇有效性,进行了从地质—工程双“甜点”、双“甜度”到综合可压度等的递进评价分析,评价的精度越来越高,且与压后累计产量的正相关性程度也越来越高。

3) 基于大数据和人工智能算法,在考虑各参数的限定范围及油气价格的随机波动的情况下,建立了“井工厂”开发模式下的井网参数、裂缝参数及压裂施工参数的多参数协同优化模型。另外,可依据蒙特卡洛模型,对以“井工厂”为单元的经济效益或内部收益率进行概率分析。

4) 建立了基于压裂施工曲线及数据对储层地质参数的系列化反演分析模型,模型参数包括渗透率、岩石力学、地应力及两向水平应力差、天然裂缝的位置及发育程度等。模型为地质参数的实时修正和压裂施工参数的适时调整,提供了强力技术基础

和保障。

5) 基于渗吸实验方法,综合应用裂缝扩展模拟软件和油气藏数值模拟软件,模拟了示例井压后返排时机及返排制度,提出的排采原则有利于加快压后油气峰值的出现。

6) 基于支撑剂受力模型,建立了压后有效期内生产制度的动态优化模型,有利于最大限度地延迟裂缝的失效和提高单井EUR。

7) 模型的现场应用效果表明:以体积压裂为核心的地质工程一体化设计及实施,极大地提高了非常规油气藏的开发效益,值得今后进一步推广应用。

#### 参考文献

- [1] 胡进科,李皋,陈文可,等.国外页岩气勘探开发综述[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2011,13(2):72-75.  
HU Jinke, LI Gao, CHEN Wenke, et al. Review on overseas exploration and exploitation of shale gas[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2011, 13(2): 72-75.
- [2] 唐颖,张金川,张琴,等.页岩气井水力压裂技术及其应用分析[J].天然气工业,2010,30(10):33-38.  
TANG Ying, ZHANG Jinchuan, ZHANG Qin, et al. An analysis of hydraulic fracturing technology in shale gas wells and its application[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 33-38.
- [3] 高大统.“页岩气革命”:美国进一步接近“能源独立”目标[J].资源与人居环境,2017,24(11):71-75.  
GAO Datong. Shale gas revolution: U.S. closer to energy independence target[J]. Resources and Habitant Environment, 2017, 24(11): 71-75.
- [4] 孙焕泉,周德华,蔡勋育,等.中国石化页岩气发展现状与趋势[J].中国石油勘探,2020,25(2):14-26.  
SUN Huanquan, ZHOU Dehua, CAI Xunyu, et al. Progress and prospect of shale gas development of Sinopec[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 14-26.
- [5] 郭旭升,胡东风,魏志红,等.涪陵页岩气田的发现及勘探技术[J].中国石油勘探,2016,21(3):24-37  
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24-37.
- [6] 路保平,丁士东.中国石化页岩气工程技术新进展与发展展望[J].石油钻探技术,2018,46(1):1-9.  
LU Baoping, DING Shidong. New progress and development prospect in shale gas engineering technologies of Sinopec[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 1-9.
- [7] 蒋廷学,卞晓冰.页岩气储层评价新技术——“甜度”评价方法[J].石油钻探技术,2016,44(4):1-6.  
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing. The novel technology of shale gas play evaluation: sweetness calculation method[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(4): 1-6.

(下转第339页)