

· 储层改造及完井技术 ·

文章编号: 1004-4388(2025)01-0043-06

大牛地气田分段压裂水平井裂缝参数优化 ——以大 66 井区山 2 层为例

张梦飞

中国石化华北油气分公司采气一厂 河南郑州 450006

通讯作者: Email: 1782580173@qq.com

引用: 张梦飞. 大牛地气田分段压裂水平井裂缝参数优化——以大 66 井区山 2 层为例[J]. 油气井测试, 2025, 34(1): 43-48.

Cite: ZHANG Mengfei. Optimization of fracture parameters for segmented fracturing horizontal wells in Daniudi gas field: a case study of Shan2 layer in Da66 well area[J]. Well Testing, 2025, 34(1): 43-48.

摘要 目前,大牛地气田大 66 井区山 2 储层水平井压裂主要面临着裂缝参数的选择及多段裂缝组合布局缺乏合理依据的难题,采用气藏数值模拟技术、单因素分析法以及多因素分析法相结合的方法,对裂缝段数、半长、导流能力和裂缝与水平井夹角、布缝方式等参数进行了优化,敏感性结果依次为:裂缝段数>半缝长>导流能力>裂缝夹角,优选出压开裂缝段数 11 段,半缝长 180 m,导流能力 25 D·cm,裂缝夹角 90°,“U”型布缝方式。通过山 2 储层 5 口水平井现场应用,压裂裂缝参数与模拟结果相似度较高,且 5 口井日均产气量 $4.64 \times 10^4 \text{ m}^3$,最高日产气量达到 $7.36 \times 10^4 \text{ m}^3$,开发效果较好。该研究结果为山 2 储层水平井的高效开发提供理论支撑。

关键词 大牛地气田;大 66 井区;低渗致密气藏;水平井;分段压裂;裂缝分布;参数优化;数值模拟

中图分类号: TE357

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2025.01.007

Optimization of fracture parameters for segmented fracturing horizontal wells in Daniudi gas field: a case study of Shan2 layer in Da66 well area

ZHANG Mengfei

Sinopec North China Oil and Gas Branch Gas Production Plant 1, Zhengzhou, Henan 450006, China

Abstract: At present, the horizontal well fracturing of Shan2 reservoir in Da66 well area of Daniudi gas field is mainly faced with the problem of the selection of fracture parameters and the lack of reasonable basis for multi-stage fracture combination layout. Using the combination of gas reservoir numerical simulation technology, single factor analysis method and multi-factor analysis method, the parameters such as the number of fracture segments, half-length, conductivity, the angle between fracture and horizontal well, and the way of fracture distribution were optimized. The sensitivity results are as follows: the number of fracture segments > half-length > conductivity > fracture angle. The number of fracture segments is 11, the half-length is 180 m, the conductivity is 25 D·cm, the fracture angle is 90°, and the “U” type is selected. Through the field application of 5 horizontal wells in Shan2 reservoir, the fracturing fracture parameters are highly similar to the simulation results, and the average daily gas production of 5 wells is $4.64 \times 10^4 \text{ m}^3$, and the maximum daily gas production is $7.36 \times 10^4 \text{ m}^3$. The research results provide theoretical support for the efficient development of horizontal wells in Shan2 reservoir.

Keywords: Daniudi gas field; Da66 well area; low-permeability tight gas reservoir; horizontal well; segmental fracturing; fracture distribution; parameter optimization; numerical simulation

目前,低渗致密砂岩气藏在世界范围内的油气资源和产量构成中占据着举足轻重的位置。世界上非常规天然气尚有 $(800 \sim 1\,000) \times 10^8 \text{ m}^3$,而其中致密砂岩气的资源量约为 $(75 \sim 100) \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[1]。一些国家已卓有成效的对这类气藏进行了有效开发,因此,此类气藏的勘探与开发成为了热点问题。

大牛地气田大 66 井区山 2 层以低渗致密砂岩储层为主,其非均质性较强,导致流体流动性差,不易开采。翟学宁^[2]提出:仅用水平井开发致密砂岩气藏已无法满足发展要求,因此需采取多段压裂措施,将多段压裂与水平井技术相结合。多段压裂可在水平井常规压裂基础上形成多条独立裂缝,互不

干扰。这一方法的优点在于,一方面它可以增大流域面积;另一方面,它增加了裂缝在纵向、横向的连通性。然而,对现有的大牛地气田水平井压裂技术的发展总结分析表明:致密气藏水平井分段压裂方法中,面临水力裂缝形态、裂缝参数的选择及多段裂缝优化组合等难题,水平井压裂参数优化时,往往仅作了单因素分析,而未全面的考虑各个因素之间的影响。不仅如此,压裂水平井裂缝参数的优选还应考虑成本和效益两方面的问题。本研究以大牛地气田大 66 井区山 2 层为例,利用数值模拟技术、单因素分析法、多因素分析法相结合的研究手段,优选裂缝段数和半缝长等裂缝参数,得出了山 2 储层水平井最优裂缝组合,为现场施工提供指导意义。

1 储层地质特征

D66 井区位于大牛地气田的中南部,水平井主要部署目的层位为下石盒子组、山西组及太原组,山西组三角洲平原是研究区的主要沉积环境分流通河道较发育,岩性主要为中粗岩 屑砂岩,少量中-粗粒岩屑石英砂岩^[3]。多数砂体在平面上和纵向上交替叠置,非均质性强,具体地质特征包括:①在平面上呈现砂体连续性较好的连片状或条带状^[4]。②气层段内隔夹层发育情况一般,没有起到很好的阻隔作用,压裂施工期间易穿层^[5]。③气层埋深 2 500~2 800 m,平均地厚 48 m,有效厚度 13 m 左右,平均压力系数为 0.91 MPa/100 m,孔隙度 5%~11%,平均 7.95%,渗透率 $(0.11\sim2.02)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均 $0.83\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均含气饱和度为 60%左右,属致密气范畴。山 2 段储层静态弹性模量为 27.50 GPa,泊松比为 0.21,地层压力为 26.50 MPa,气层中部温度为 84.05℃,平均地温梯度为 3.12℃/100 m,属常温常压系统。该区块的最大水平主应力方向为北偏东 75°,裂缝方向沿最大主应力延伸,其水平段方位约为 165°左右(即为最小水平主应力方向)。受储集层致密和强非均质性的影响,山 2 层单井产能低、井控储量小,气井稳产条件差。因此,需结合实际地质情况和水力压裂工艺,确定最佳裂缝参数,提升气藏开发经济效益。

2 裂缝参数优化

采用数值模拟的方法,依据该区块的流体性质、储层物性、模拟精度以及计算时间的需要,建立

气藏单井数值模型,运用单井模型对裂缝参数进行优选。

水平井压裂单井数值模型中一个重要的问题是如何模拟裂缝。本文利用 tNavigator 商业数值模拟软件中的局部网格加密 (LGR) 技术结合等效渗流能力解决上述问题,能更加容易的接近于边界形状,并能实现网格的加密^[6]。该技术可以较好的进行压裂井的单井数值模拟。单井模型水平段长度定为 1 200 m,其水平井压裂的产量主要受裂缝段数、缝长、导流系数、裂缝夹角等因素的影响。本文运用单因素分析法与多因素分析法。单因素分析法能够直观地反映各个因素对水平井产量的影响趋势,多因素分析法则可以将不同的裂缝参数组合对产量的影响规律表现出来,还可以对各裂缝基本参数对产量的影响程度进行分析^[7]。等间距等缝长分布,以累产气量为优选指标,对不同裂缝参数下的水平井产量进行了模拟,其基本参数为:水平段长度 1 200 m,裂缝段数 12 段,半缝长 100 m,导流能力 25 D·m,裂缝与水平井夹角 90°,缝间距 100 m,缝宽 0.01m。

2.1 裂缝段数优化

一般情况下,压裂水平井的产量会随着裂缝段数的增大而相应的提高,但随裂缝段数的持续增多,在一定生产周期内,每段压裂裂缝之间的相互干扰会加剧,进而各裂缝段的产量会受到影响^[8-9]。因而,对于某一物性条件的储层,必然存在一个合理的裂缝段数与其适应。保持其他基本参数不变,分别设计裂缝段数为 9、10、11、12、13、14、15 段 7 种方案。衰竭式开采模拟生产 12 年,不同裂缝段数的预测结果如图 1 所示。

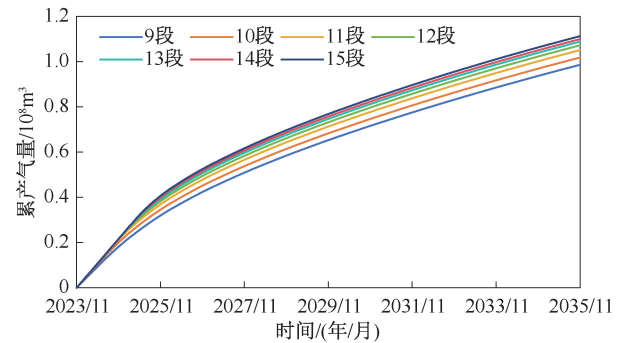


图 1 不同裂缝段数对累产气量的影响
Fig. 1 Effect of different crack segments on cumulative gas production

由模拟结果图 1 可以看出,当裂缝段数为 9 段增加到 11 段时,累产气量几乎呈线性增加趋势。当裂缝从 11 段增至 15 段时,单位裂缝的增产气量减

少。原因是随着裂缝段数的增加,裂缝间距变得更近,相互之间的干扰加重。即压裂 11 段裂缝的波及范围已足以达到气井区域内的储层,多增加的裂缝并不能使产量大幅提高,且会增加压裂施工成本^[10-11]。

2.2 裂缝半长优化

在低渗透气藏中,裂缝长度的增大可以有效地改造储层,因此裂缝长度对气藏产能的影响尤为重要^[12]。其他参数一定的情况下,模拟不同裂缝半长下的气藏开采效果,分别创建半缝长为 100 m、140 m、180 m、220 m、260 m、300 m 的数值模型。利用该模型对 6 种设计方案的 12 年开发指标进行模拟计算。

由图 2 得出,气井产量受半缝长的影响较大,并且随半缝长的持续增加,压裂水平井的累产气量呈现递增的趋势。当半缝长为 100~180 m 时,累计产气量大幅度递增,当半缝长大于 180 m 时累产气增幅变缓。由于缝长的增加会造成缝尖部的诱导应力干扰严重;且增加裂缝半长需加大施工规模,带来更大的施工风险和较高的施工成本,所以不能一味的造长缝。

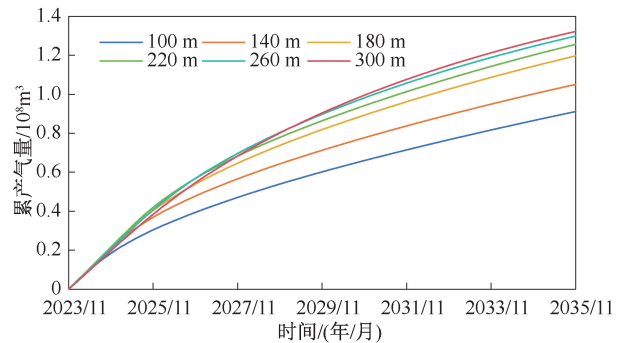


图 2 不同裂缝半长对累产气量的影响
Fig. 2 Effect of different crack lengths on cumulative gas production

2.3 裂缝导流能力优化

裂缝导流能力指裂缝闭合压力条件下,裂缝渗透率和裂缝宽度的乘积,可用导流系数来表示。分析地层的导流能力时,导流系数并不一定是越大就越好。相同条件下,随着导流系数的增大,压裂工艺技术的要求也随之提高,同时作业成本就越高。其他参数保持不变的情况下,分别设计导流能力为 5 D·cm、15 D·cm、25 D·cm、35 D·cm、45 D·cm 五种方案,各方案模拟预测 12 年。

模拟结果如图 3 所示,导流能力从 5 D·cm 增至 25 D·cm,累产气量呈逐渐递增趋势,但由 25 D·cm 增加到 45 D·cm 时,累产气量虽仍有增长,但增加幅

度相对较小。这是由于低渗透致密储层的基质渗透率较低,油气资源的流动主要集中在裂缝的周围,当裂缝导流能力增大至某一程度时,其增产效果将变得不明显。如要获得高裂缝导流能力需进行高砂比压裂施工,砂堵风险大大增加,特别是长水平井段施工,一旦砂堵对后续施工带来很大麻烦。

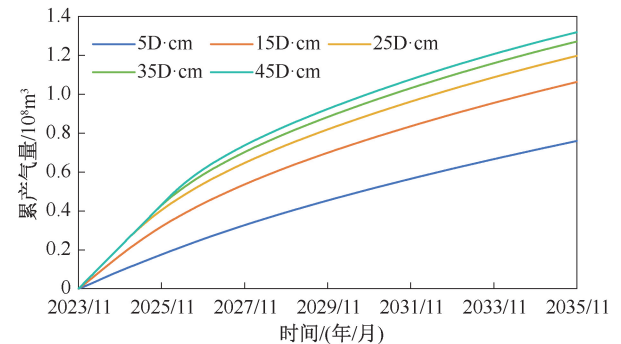


图 3 不同裂缝导流能力对累产气量的影响
Fig. 3 The impact of different fracture diversion capacities on cumulative gas production

2.4 裂缝与水平井夹角优化

水平井筒和横向裂缝之间受地应力作用会存在一定的角度。其他参数一定的情况下,假设分别为 30°、45°、60°、75°和 90°,分析裂缝夹角对产量的影响。12 年的模拟结果如图 4 所示。

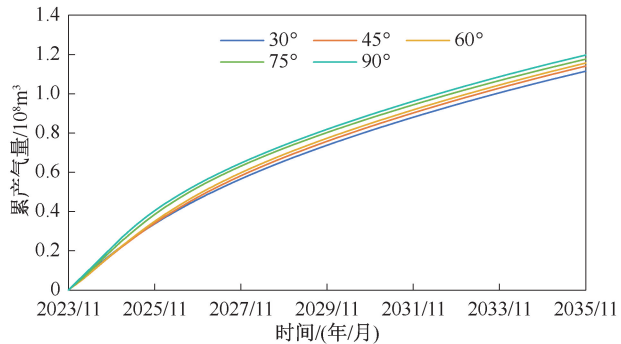


图 4 不同裂缝夹角对累产气量的影响
Fig. 4 Effect of different crack angles on cumulative gas production

模拟结果显示,裂缝与水平井筒夹角增大会提高压裂水平井产量,夹角 90°时产量最高达 $1.20 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。由于夹角越大,裂缝波及储层的范围越广。从累产量的增幅和不同裂缝角度的经济效益来看,水平井筒与裂缝之间的夹角成 90°时,开采效果最佳,产能最大。

2.5 正交试验设计

由以上分析得出了单因素对低渗致密气藏压裂水平井产量的影响规律,但仅限于单一因素的影响,因此,该方法具有一定的局限性。裂缝段数、半

缝长、导流能力、裂缝与水平井夹角这四个裂缝基本参数可以有很多种组合方式。利用正交试验设计法,探讨不同裂缝参数组合方式下压裂水平井的累产气量,并探究各参数对产气量的敏感性大小,从而得出最优的裂缝参数组合。

根据现场实际情况及前人理论研究,本研究选取 4 个因素:裂缝段数、裂缝夹角、半缝长和导流能力,各因素选取 3 个水平,不同配比方案有 $3^4=81$ 种,然而,通过正交试验设计仅需进行 9 次试验,便能全面揭示 81 种不同组合的趋势规律。因此,采用正交试验设计的方法在实践中显示出极高的效率和便捷性。即采用 $L_{9(3^4)}$ 型正交试验表。利用前 4 小节各裂缝参数的单因素分析结论得出各个参数的优化值区间,然后依据优化值设定各因素、各水平的参数值。组合出正交试验表,见表 1 所示。按照正交试验所设计的方案,模拟计算压裂水平井生产 12 年的累产气量,重点探讨影响累产气量的各种因素,得出最优的裂缝参数组合。

表 1 正交试验设计方案表					
Table 1 Orthogonal experimental design scheme table					
实验 编号	裂缝段 数/N	裂缝半 长/m	裂缝导 流能力/ (D·cm)	裂缝与水平 井夹角/ (°)	累产气量/ (10^8 m^3)
test1	10	140	15	30	0.96
test2	10	180	35	60	1.06
test3	10	220	25	90	1.08
test4	11	140	35	90	1.11
test5	11	180	25	30	1.17
test6	11	220	15	60	1.14
test7	12	140	25	60	1.07
test8	12	180	15	90	1.09
test9	12	220	35	30	1.05

由正交方案表和直观分析表,见表 1、表 2 所示,可以得出各个因素的最优值所构成的方案,裂缝段数 11 段、半缝长 180 m、裂缝导流能力 25 D·m、裂缝与水平井夹角 90°。而最优方案的参数组合不在 9 个方案内,却在单因素分析法中。其通过数值模拟计算最优参数组合得到累产气为 $1.20\times10^8\text{ m}^3$ 。

表 2 直观分析表				
Table 2 Visual analysis table				
	裂缝段数/ N	裂缝半长/ m	裂缝导流能力/ (D·cm)	裂缝与水平 井夹角/(°)
均值 1	1.03	1.04	1.06	1.06
均值 2	1.14	1.11	1.11	1.09
均值 3	1.07	1.09	1.07	1.09
极差	0.11	0.06	0.04	0.03

对 9 种试验方案下 12 年的水平井累产气量进行了计算,其中试验 5 的累产量达到最高为 $1.17\times10^8\text{ m}^3$ 。根据直观分析表中各因素所对应的极差可以判别出各压裂参数对水平井产量的敏感性大小,依次为:裂缝段数>半缝长>导流能力>裂缝夹角。效应曲线如图 5 所示,描述了 4 个因素 3 个水平的累产气量均值,通过对比其均值的大小,可以判别出各个因素水平的优劣。根据裂缝段数因素的均值 1、均值 2、均值 3 计算结果可知,均值 3 为 $1.14\times10^8\text{ m}^3$ 最大,所以裂缝段数因素的第 2 水平最好,即最优裂缝段数为 11。同理,可以得出裂缝半长、裂缝导流能力均为第 2 水平最好,裂缝与水平井夹角为第 3 水平最好。所以,优选出目标区块压裂水平井的最优裂缝参数组合为:裂缝段数 11 段、半缝长 180 m、裂缝导流能力 25 D·cm、裂缝与水平井夹角 90°。

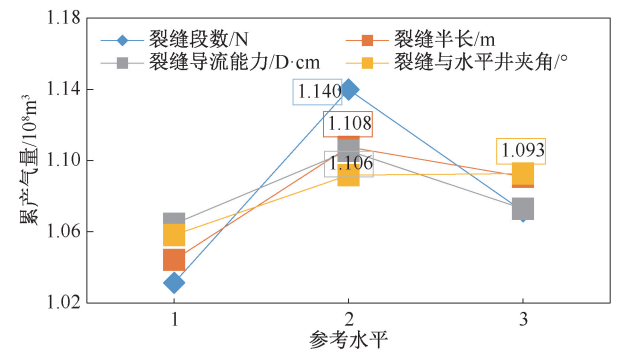


图 5 效应曲线图
Fig. 5 Effect curve

3 裂缝分布方式优化

通过以上优化设计,确定了合理的裂缝参数,即裂缝段数为 11 段、半缝长为 180 m、导流能力为 25 D·cm、裂缝与水平井筒之间的夹角为 90°。基于以上结论,再进行水平井压裂裂缝布缝方式的优选。常规压裂裂缝在水平井中是均匀分布的,由于裂缝半长的影响,导致均匀型布缝方式的增产效果未必能达到最好。在水平井生产中,采用 5 种不同的布缝方式,其中包括“U”型、反“U”型、均匀型、哑铃型及“M”型布缝方式,分析不同的布缝方式对产气量的影响。每一种布缝方式的裂缝总长度为 1 980 m,且为定值,但每条裂缝长度分布是有差异的。

从图 6 可以看出:五种不同的布缝方式下的累产气量均随开采时间的延长而逐渐增加,但“U”型布缝累气产量达到最高。五种布缝方式下的累产

量从高到低依次为:“U”型>均匀型>哑铃型>“M”型>反“U”型,整体趋势是位于水平段外侧的裂缝长于内侧裂缝时,产量相对较高。因而,该井区水平井最优的裂缝布缝方式为“U”型。

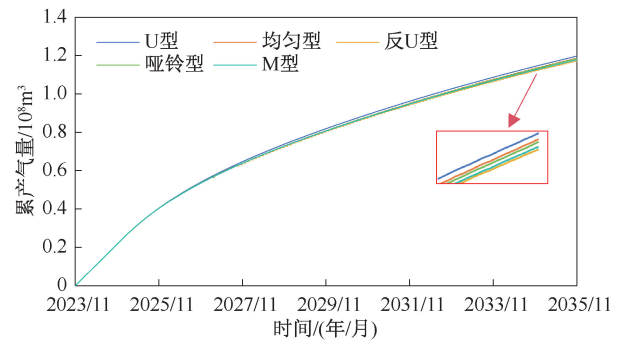


图 6 不同裂缝布缝方式对累产气量的影响
Fig. 6 The effect of different crack layout methods on cumulative gas production

4 裂缝簇间距优化

为探究簇间距对水平井分段压裂产量的影响,进行段内 2~4 簇的储层改造效果评估,其他裂缝参数与前文模拟结果一致。设计簇间距分别为 52 m、44 m、38 m、32 m、28 m 五种方案,对比不同簇间距累计产量,12 年的模拟结果如图 7 所示。

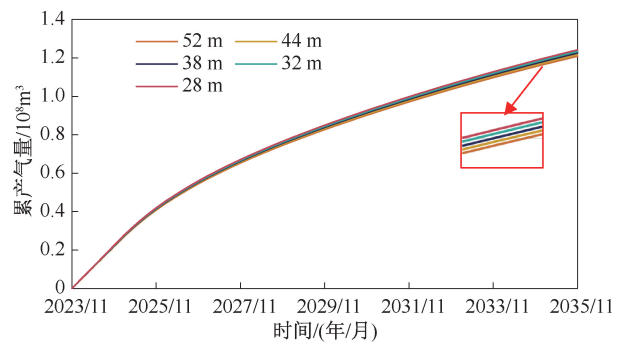


图 7 不同簇间距对累产气量的影响
Fig. 7 Effects of different cluster spacing on cumulative gas production

从模拟结果可以看出,水平段长度为定值时,簇间距越小,簇数越多。随簇间距的减小,累产气量逐渐增加,其增加幅度较小。原因有两方面:一方面是簇间距减小,各簇裂缝之间相互作用力增强,中间缝的延伸受到限制,缝与缝之间的重复改造区增大。另一方面是同样的施工规模条件下,压裂液多簇分流,降低单簇缝内进液量,易形成短而窄的裂缝。对比“U”型布缝方式,“U”型布缝的 12 年累产气量 $1.197 \times 10^8 \text{ m}^3$ 略微低于簇间距为 52 m 的 $1.208 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。由于目的层位物性参数相对较

好,“U”型布缝的泄气半径近似于密切割布缝,且簇数增多会增加射孔工具成本。综合考虑,选用“U”型布缝方式经济效果最好。

5 现场应用

依据大 66 井区压裂水平井裂缝参数优化结果,并统计现场 D66 井区山 2 储层 5 口水平井的水平段长为 1 200 m,平均裂缝段数 10.6 段,平均裂缝半长 183 m,裂缝夹角 90° ,平均裂缝间距 110 m。平均无阻流量 $5.97 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,最大单井无阻流量达到 $17.67 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,日均产气量 $4.64 \times 10^4 \text{ m}^3$,最高日产气量达到 $7.36 \times 10^4 \text{ m}^3$,总体开发效果很好。分析认为 5 口水平井的现场压裂裂缝参数与模拟的裂缝形态相似度较高,能够证明本研究优选参数的准确性。

其中:D66-P 井于 2024 年 4 月压裂完成,目的层位:山 2 储层。设计水平段长 1 200 m,实钻 1 003 m,钻遇砂岩段 860 m,占水平段总长度的 85.74%;钻遇泥岩段 143 m,占水平段总长度的 14.26%。钻遇显示全烃 672 m,占水平段总长度的 67.00%,钻遇情况显示较好。

该井使用了可溶桥塞分段压裂工艺技术,压开 11 段裂缝,裂缝与水平井筒的夹角为 90° 。通过裂缝形态监测显示:平均缝高 21 m,半缝长 187 m,压后 15 d 内见气,初期平均日产气量稳定在 $4.78 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产水量为 1.5 m^3 ,开发经济效益较为优越。有力验证了本文裂缝优选参数在大牛地气田大 66 井区山 2 层的适用性。

6 结论

(1)针对大 66 井区山 2 层的物性特征,利用数值模拟技术、单因素分析法以及多因素分析法相结合的研究手段,得出该区块水平井压裂的主要裂缝参数,即裂缝段数 11 段左右,裂缝半长 180 m 左右,裂缝导流能力 $25 \text{ D} \cdot \text{cm}$ 左右,裂缝夹角 90° ,“U”型布缝方式。

(2)对于致密砂岩气藏,水平段长为定值的情况下,压裂参数对水平井产量的敏感性大小为:裂缝段数>半缝长>导流能力>裂缝夹角。

(3)大牛地气田大 66 井区山 2 储层水平段的裂缝参数优化研究,为该区块其他层位的裂缝参数的选择提供了有效的技术手段。

致谢:感谢华北油气分公司采气一厂同意本论文公

开发表,感谢论文编撰过程中各位领导、同事的悉心指导和辛勤付出。

参考文献

[1] 赵阳. 八屋致密砂岩气藏压裂水平井开发技术对策研究[D]. 成都:成都理工大学, 2013: 1-2.
ZHAO Yang. Study on policy of fractured horizontal well development technique for Bawu tight gas reservoirs [D]. Chengdu:Chengdu University of Technology, 2013: 1-2.

[2] 翟学宁. 苏里格水平井压裂参数优化设计研究[D]. 青岛:中国石油大学(华东), 2013: 1-2.
ZHAI Xuening. The research of fracturing parameters optimization of horizontal well in Sue's [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013: 1-2.

[3] 刘双莲, 李浩, 周小鹰. 大牛地气田大12-大66井区沉积微相与储层产能关系[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 45-49.
LIU Shuanglian, LI Hao, ZHOU Xiaoying. Relationship between sedimentary microphase and reservoir capacity in the Da 12-Da 66 well area of Daniudi gas field[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 45-49.

[4] 戚家振, 孔为, 李晶晶, 等. 大牛地气田山西组山2段致密砂岩气藏特征及控制因素[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2015, 17(2): 1-4.
QI Jiazhen, KONG Wei, LI Jingjing, et al. Characteristics and controlling factors of dense sandstone gas reservoirs in Shan 2 section of Shanxi formation, Daniudi gas field[J]. Journal of Chongqing Institute of Science and Technology (Natural Science Edition), 2015, 17(2): 1-4.

[5] 孔为. 大牛地气田山2段低渗透气藏储层特征研究[D]. 成都:成都理工大学, 2013: 46-47.
KONG Wei. Reservoir Characteristics of low-permeability gas deposit in the Group Shan xi 2 of Daniudi gas field [D]. Chengdu:Chengdu University of Technology, 2013: 46-47.

[6] 闫文华, 暴赫, 司想, 等. 基于灰色关联法的水平井压裂参数优化研究[J]. 数学的实践与认识, 2021, 51(2): 145-151.
YAN Wenhua, BAO He, SI Xiang, et al. Optimization of fracturing parameters for horizontal wells based on grey correlation method [J]. Mathematics in Practice and Theory, 2021, 51(2): 145-151.

[7] 刘应红, 李宗田, 赵碧华. 利用正交试验设计方法优选低渗油藏整体压裂方案[J]. 断块油气田, 2000, 7(3): 46-49.

LIU Yinghong, LI Zongtian, ZHAO Bihua. Optimization of overall fracturing scheme for low-permeability reservoirs using orthogonal experimental design method [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2000, 7(3): 46-49.

[8] 朱世琰, 李海涛, 阳明君, 等. 低渗透油藏分段压裂水平井布缝方式优化[J]. 断块油气田, 2013, 20(3): 373-376.
ZHU Shiyan, LI Haitao, YANG Mingjun, et al. Optimization of fracturing method for horizontal wells in segmented fracturing of low permeability reservoirs [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2013, 20(3): 373-376.

[9] SHI W, GUO M, HUANG Z, et al. Study on development of shale gas horizontal well with time-phased staged fracturing and refracturing: follow-up and evaluation of well R9-2, a pilot well in Fuling shale gas field [J]. IEEE Access, 2021, 9: 117027-117039.

[10] 姜汉桥, 赵玉云, 陈强, 等. 致密油藏水平井压裂裂缝参数优化方法[J]. 中国海上油气, 2020, 32(3): 77-85.
JIANG Hanqiao, ZHAO Yuyun, CHEN Qiang, et al. Optimization method for fracturing parameters of horizontal wells in tight oil reservoirs [J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(3): 77-85.

[11] 王大为, 吴婷婷, 高振南, 等. 压裂水平井水平段长度及裂缝参数优化[J]. 新疆石油天然气, 2021, 17(2): 59-63.
WANG Dawei, WU Tingting, GAO Zhennan, et al. Optimization of horizontal section length and fracture parameters in fractured horizontal wells [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2021, 17(2): 59-63.

[12] 曲占庆, 赵英杰, 温庆志, 等. 水平井整体压裂裂缝参数优化设计[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(4): 106-110.
QU Zhanqing, ZHAO Yingjie, WEN Qingzhi, et al. Optimization of fracture parameters for horizontal well fracturing [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(4): 106-110.

编辑 方志慧

第一作者简介:张梦飞,男,1996年出生,助理工程师,硕士,2023年毕业于西南石油大学石油与天然气工程专业,现主要从事油气藏开发数值模拟研究。电话:19938160173, Email:1782580173@qq.com。通信地址:河南省郑州市中原区秦岭路街道6厂前街18号院,邮政编码:450007。