

引用格式:赵勇,李南颖,杨建,等.深层页岩气地质工程一体化井距优化——以威荣页岩气田为例[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):340-347.

ZHAO Yong, LI Nanying, YANG Jian, et al. Optimization of deep shale gas well spacing based on geology-engineering integration: A case study of Weirong Shale Gas Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3):340-347.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.03.008

深层页岩气地质工程一体化井距优化

——以威荣页岩气田为例

赵勇¹,李南颖¹,杨建¹,程诗胜²

(1.中国石化西南油气分公司勘探开发研究院,四川 成都 610041;

2.中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院,江苏 扬州 225100)

摘要:页岩气井距设计是气田开发技术政策设计的关键,关系到资源最大化利用,井距设计与地质特征和压裂工艺技术密切相关。威荣页岩气田开发方案初期设计400 m井距,随着产能建设主体压裂工艺由“控近扩远”向“密切割”工艺转变,微地震监测、压裂模拟以及动态分析均反映产建井间储量动用不充分,现有井距需进一步优化。为进一步提高气田的储量动用及采出程度,实现气藏效益开发,采用地质建模—数值模拟一体化技术方法,开展了不同改造工艺的单井数值模拟研究,明确了改造工艺转变带来的单井储量动用状况差异;在单井研究基础上建立了“密切割”工艺下的井组数值模拟模型,结合技术、经济指标对开发井距进行优化。研究表明:在现在工艺及经济条件下,推荐威荣气田最优井距由400 m调整为300 m,20年末采出程度可从22%提高到28%。

关键词:压裂工艺;井距优化;数值模拟;威荣页岩气田;地质工程一体化

中图分类号:TE334

文献标识码:A

Optimization of deep shale gas well spacing based on geology-engineering integration: A case study of Weirong Shale Gas Field

ZHAO Yong¹, LI Nanying¹, YANG Jian¹, CHENG Shisheng²

(1. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China;

2. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Jiangsu Oilfield Company, Yangzhou, Jiangsu 225100, China)

Abstract: The design of shale gas well spacing is the key to the technical policy of gas field development, which is related to the maximum utilization of resources. Well spacing design is closely related to geological characteristics and fracturing technology. The well spacing of Weirong Shale Gas Field designed at the initial development stage is 400 m. With the transformation of the fracturing technology of the main body of productivity construction from “controlling the fracture propagation and making longer hydraulic fractures” to “intensive perforating”, microseismic monitoring, fracturing simulation and dynamic analysis all reflect that the reserves between production and construction wells are still not fully utilized, and the existing well spacing needs to be further optimized. In order to further improve the reserve production and recovery degree of the gas field, and realize the beneficial development of gas reservoirs, the integrated technical method of geological modeling and numerical simulation is adopted to carry out the studies on single well numerical simulation with different fracturing technology. It is clear that the difference in the production status of single well reserves is caused by the fracturing process. On the basis of the researches of the single wells, the numerical simulation model of well groups under “intensive perforating” technology is established, and the development well spacing is optimized by combining technical and economic indexes. The study shows that under the current technological and economic conditions, it is recommended that the optimal well spacing in Weirong Gas Field could be adjusted from 400 m to 300 m, and the recovery degree can be increased from 22% to 28% at the end of 20 years.

Key words: fracturing technology, well spacing optimization, numerical simulation, Weirong Shale Gas Field, geology-engineering integration

收稿日期:2020-11-03。

第一作者简介:赵勇(1981—),男,本科,副研究员,从事页岩气气藏工程与数值模拟研究。地址:四川省成都市高新区吉泰路688号,邮政编码610500。E-mail: zhaoyong.xnyq@sinopec.com

通信作者简介:李南颖(1991—),女,硕士,助理研究员,从事页岩气气藏工程与数值模拟研究。地址:四川省成都市高新区吉泰路688号,邮政编码610500。E-mail: linanying.xnyq@sinopec.com

基金项目:国家科技重大专项“低丰度致密低渗油气藏开发关键技术”(2016zx05048)。

合理的开发井距是提高井控储量,实现气藏规模、效益开发的关键。井距偏大,井间储量动用不充分;井距偏小,井间干扰加剧、开发成本变高^[1-2]。页岩储层由于渗透性极差,均需压裂才能投产,工艺技术的差异也决定了开发井距的设计^[3-6]。随着威荣气田改造工艺技术的不断进步,主体压裂工艺由“控近扩远”向“密切割”工艺转变,通过微地震监测、压裂模拟等方法均表明,前期设计400 m井距需要进行针对性的调整。国内外目前通过现场小井距试验确定井间干扰,开展井距优化设计研究。APIWAT等^[7]在Bakken气藏开展现场先导实验,通过微地震监测、放射性元素及化学元素追踪等多种手段,确定了有效裂缝半长213~274 m,得出最优井距;BELYADI等^[8]考虑净现值(NPV)是评估最优井距的关键参数,得到Utica页岩气藏最优井距为366~396 m;而CRAIG等^[9]通过微地震监测及生产数据分析、数值模拟研究,认为Utica页岩气藏在251 m井距、9 m簇间距配合小规模压裂的情况下能去的更好的开发效益;LIANG等^[10]对比Delaware盆地不同压裂程度、不同井距模式下开发效果,得出大井距配合大规模压裂的开发模式更佳。近年来,国内页岩气开发也逐渐积累了一些经验;张珈铭等^[11]指出川南页岩气一次性布井到位、缩短建井及压裂周期可有效降本增效;雍锐等^[12]建立了地质—工程—经济一体化技术对四川长宁—威远页岩气区块开发井距进行了评价,得出区块最优井距在330~380 m。

以地质工程一体化思路为指导,采用地质建模—数值模拟一体化技术,通过经济技术评价相结合的手段,以实现储量动用程度最大、采出程度最高、经济效益最优为原则,开展了威荣气田开发井距的优化设计,支撑气田的合理、效益开发。

1 气藏概况

威荣页岩气田处于威远构造东南翼白马镇向斜内,目的层五峰组—龙马溪组一段发育了一套暗色富有机质富硅质泥页岩,埋深3 550~3 880 m,地层压力系数1.94~2.06,属深层、异常高压连续型页岩气藏。开发层系①—④号层页岩品质及含气性较优,厚25~39 m,分布稳定,具有高TOC(平均2.80%)、高孔隙度(平均6.07%)、高脆性(平均64%)、高含气量(平均3.15 m³/t)、低黏土(平均

34%)的“四高一低”特征。①—④号层泊松比平均0.21,杨氏模量平均21.6 GPa,力学脆性指数0.43,水平主应力差值10.7 MPa,工程地质参数呈现力学脆性指数偏低、水平应力差值较大的特征,压裂难于形成复杂缝网的特征。

2 开发井距适应性分析

开发评价阶段,威荣气田压裂工艺以“控近扩远”为总体思路,单段段长70~75 m,按“一段三簇”射孔,簇间距20 m,段间距32~35 m,针对性设计开发井距为400 m。产能建设阶段,随着工艺技术的不断进步,逐步形成以“密切割、强加砂、暂堵转向”为核心的二代改造工艺技术,新工艺主体按“一段六簇”射孔,簇间距10 m,段间距25~35 m。通过微地震监测、压降试井、压裂模拟等方法,对设计的400 m井距适应性进行了分析。

1) 微地震监测

W2井整体采用“一段六簇”改造工艺,部分段采用“一段三簇”改造工艺,从该井的微地震监测来看(图1、表1)，“一段六簇”的压裂工艺微地震波及长度140~245 m,平均182.4 m;“一段三簇”压裂微地震波及长度236~302 m,平均269 m。

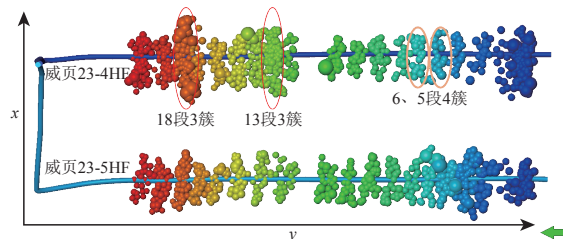


图1 威荣页岩气田W2、W3井微地震监测

Fig. 1 Microseismic monitoring of Well-W2 and Well-W3 in Weirong Shale Gas Field

表1 威荣页岩气田W2井微地震事件响应统计

Table 1 Response statistics of microseismic events of Well-W2 in Weirong Shale Gas Field

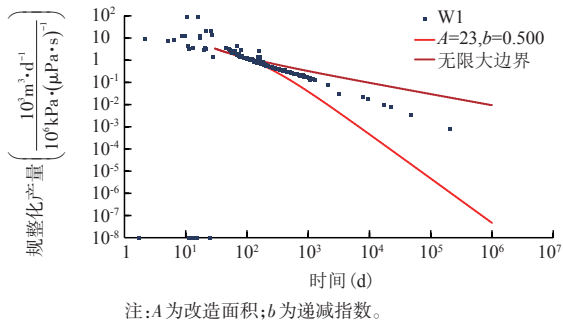
单段簇数(簇)	波及长度(m)	
	范围值	均值
3	236~302	269.0
4	156~187	173.0
5	183~198	191.0
6	140~245	182.4
7	142~164	153.0

2) 动态分析

W1井采用“一段三簇”工艺改造,通过双对数曲线图版识别W1井的流动阶段,如图2所示,斜率直线表明气井主体处于地层边界流动阶段。通过采用流动物质平衡方法,根据规整化累产气量与产量关系曲线(图3),可以计算该井平均有效裂缝长度为260 m左右。

3) 压降试井

通过对压裂停泵后的压降曲线进行精细分析,基于压降试井理论可以定量评价不同压裂簇数的改造裂缝长度^[13-15]。通过对W2井停泵压降数据分析,随着单段簇数的增加,单簇主裂缝长明显降低,“一段三簇”改造工艺裂缝长度为381 m,“一段六簇”改造工艺裂缝长度为225 m(表2)。



注:A为改造面积;b为递减指数。

图2 威荣页岩气田W1井流动阶段诊断

Fig. 2 Diagnosis of flow stage in Well-W1 in Weirong Shale Gas Field

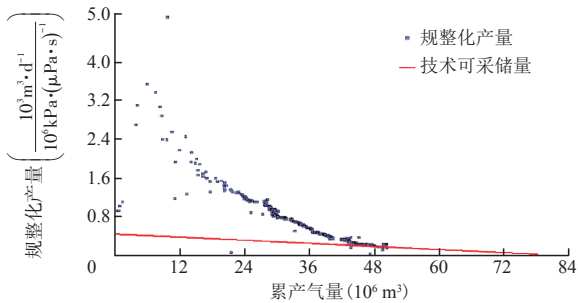


图3 威荣页岩气田W1井流动物质平衡曲线

Fig. 3 Flowing material balance curve of Well-W1 in Weirong Shale Gas Field

表2 裂缝参数解释结果

Table 2 Crack parameter interpretation results

簇数(簇)	单簇主裂缝长(m)	压裂段内裂缝密度(m ² /m ³)
3	381	0.276
4	307	0.667
5	259	0.731
6	225	1.208

4) 压裂模拟

基于压裂模拟方法,构建W平台压裂裂缝扩展模型,针对性的研究了不同压裂工艺条件下的裂缝扩展情况。模拟研究表明,密切割工艺提高压裂段内水力裂缝覆盖率,但改造段内各簇缝长降低,同时由于各簇裂缝分流作用强,纵向应力缝高扩展受限,“一段三簇”改造工艺裂缝长度为400 m,而“一段六簇”改造工艺裂缝长度为300 m,六簇比三簇压裂缝长降低25%,改造体积内水力裂缝密度增加近一倍(图4)。

综合上述,水平井井距与压裂工艺技术密切相关。前期采用“一段三簇”改造工艺裂缝长度240~400 m,而产建方案采用“一段六簇”工艺后裂缝长度只有140~300 m,如果沿用前期设计400 m井距,则会造成井间100~220 m储量无法动用,因此,有必要对开发井距进行优化调整。

3 地质工程一体化井距优化设计

地质工程一体化是页岩气开发工作的核心,也是指导开发技术政策制定的关键。页岩气地质建模—压裂模拟—数值模拟—一体化技术正是地质工程一体化研究的体现,而压裂模拟又是最关键的环节^[16-18]。在地质建模的基础上,结合微地震监测、动态分析、压裂模拟等成果,形成以裂缝长度、高度准确刻画和定量表征为核心的地质建模—数值模拟—一体化技术,实现了威荣气田页岩气储量动用及采出状况的定量评价,通过经济—技术一体化评价相结合的手段,开展井距最优化设计^[19-20]。

3.1 数值模拟模型的建立

参考威荣气田W1井岩心分析实验、高压物性实验等成果数据,结合新工艺气井微地震监测、广域电

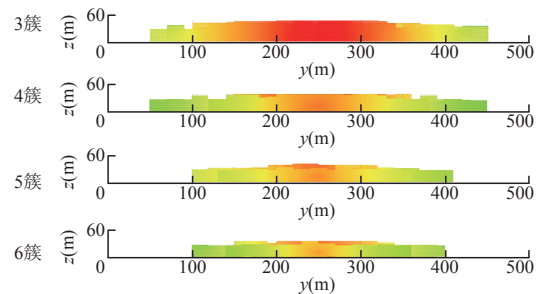
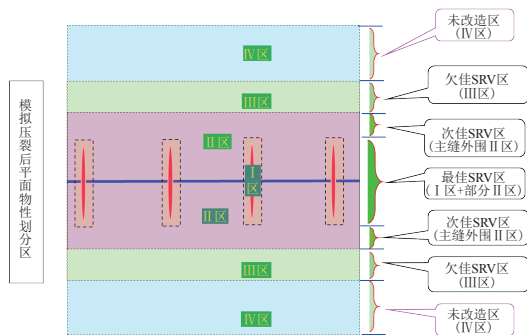


图4 不同簇数条件下裂缝扩展模拟结果

Fig. 4 Simulation results of fracture propagation under different cluster numbers

磁法监测、RTA分析等成果,开展了分区属性设置,建立了W平台数值模拟模型。模型采用角点网格,研究工区范围:1 600×1 200×38.7 m,网格步长:20×10×(2.5~16.8)m,网格节点数:80×120×16=115 200(个)。水平井水平段长度1 500 m,采用20段压裂,每段3~6簇(等间距)。裂缝模型采用嵌入式裂缝网络模型,裂缝半长参考微地震监测资料,裂缝宽度0.015 m,导流能力(30~75)×10⁻³μm²,分支缝采用等效处理,有效渗透率数量级(10⁻²~10⁻³)×10⁻³μm²。模型中吸附气的解吸符合Langmuir等温吸附定律和Fick扩散定律,兰式压力8 MPa,兰式体积2.1 m³/t,气体扩散系数0.65 m³/d。



注: I区—压裂片主缝区; II区—压裂主缝附近支缝发育区; III区—主缝远端支缝欠发育区; IV—未改造区。

图5 单井裂缝模型设计

Fig. 5 Design of single well fracture model

为了精细描述不同流动区域的差异性,将模型划分为四个不同流动能力区域:最佳SRV区、次佳SRV区、欠佳SRV区、未改造区(图5)。其中最佳SRV区为I区主裂缝(压裂片)两侧各5~10 m;次佳SRV区为I区两侧之间以及顶端外延40~60 m的支裂缝较发育区;欠佳SRV区为II区外围受压裂影响不明显区以及气井远端压裂无法改造的IV区。

分区属性设置如下:

1) 渗透率分区设置:主裂缝渗透率(2 000~5 000)×10⁻³ μm²; I区网格渗透率范围(10¹~10⁻¹)×10⁻³μm²; II区受压裂改造影响较为明显,渗透率范围(10⁻²~10⁻³)×10⁻³μm²; III区受压裂改造影响不明显,渗透率范围(10⁻³~10⁻⁴)×10⁻³μm²; IV区未受改造影响,渗透率范围10⁻⁵×10⁻³μm²数量级。

2) 相对渗透率分区设置(图6):模型划分为3个渗流分区,其中渗流I为压裂未改造IV区,采用基质气水相渗数据;相渗2区为欠佳SRV区(III区)和次佳SRV区(II区),采用裂缝气水相渗数据;相渗3区为主缝区(压裂片+I区),采用有支撑剂裂缝气水相渗数据。

3) 应力敏感分区设置(图7):根据不同岩样的应力敏感实验数据划分为3个区,其中应力1区为压裂未改造IV区,采用基质应力敏感数据;应力2区为欠佳SRV区(III区)和次佳SRV区(II区),采用裂缝

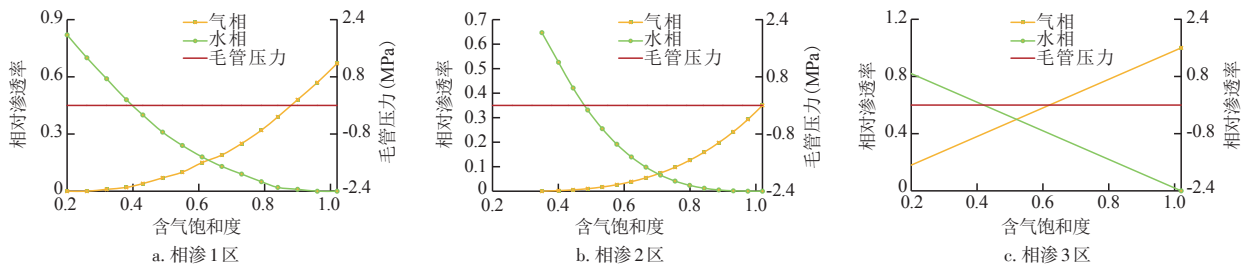


图6 不同相渗区域相对渗透率曲线

Fig. 6 Relative permeability curves of different phase permeability regions

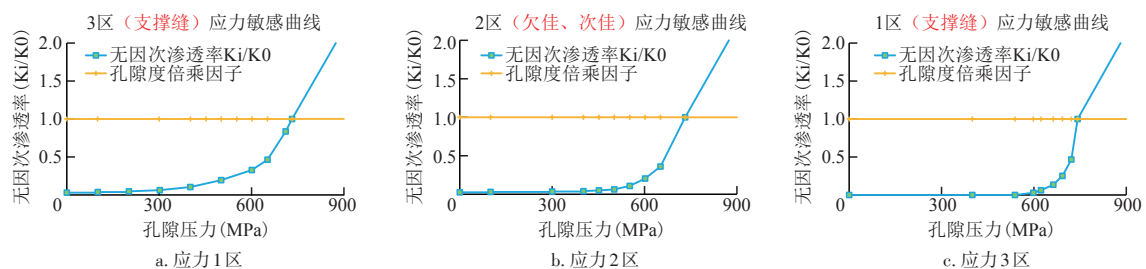


图7 不同应力敏感区域应力敏感曲线

Fig. 7 Stress sensitivity curves of different stress sensitive regions

应力敏感数据;应力3区为主缝区(压裂片+I区),采用有支撑剂裂缝应力敏感数据。

3.2 不同改造工艺的单井数值模拟研究

根据压裂工艺差异对嵌入式裂缝网络模型进行等效处理,“一段三簇”中单段等效为1个虚拟压裂缝;“一段六簇”中单段等效为2个虚拟压裂缝,压裂缝半长、缝高根据压裂规模即支撑量和压裂液量,结合微地震、压裂模拟、动态分析综合设置,建立不同改造工艺的单井数值模拟模型(图8)。

根据W1、W2井实际的生产数据,开展历史拟合研究,修正数值模拟模型,通过生产预测,评价气井储量动用及采出状况(表3、图9),以此来研究合理井距。

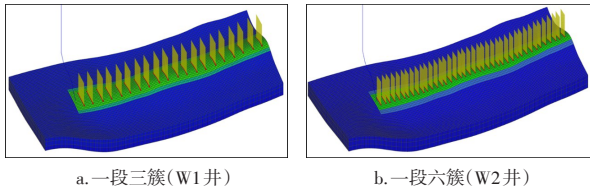


图8 不同工艺单井数值模拟模型

Fig. 8 Numerical simulation models of single wells with different processes

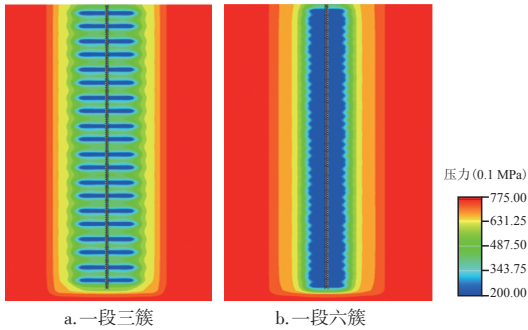


图9 预测期末地层压力平面分布

Fig. 9 Distribution of formation pressure at the end of the forecast period

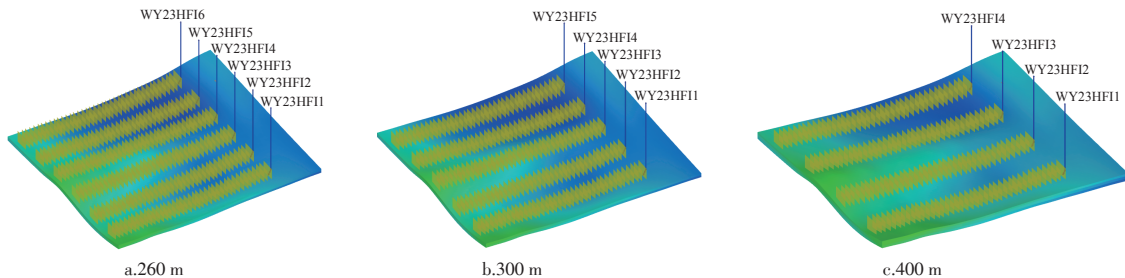


图10 威荣页岩气田W平台不同井距方案数值模拟模型

Fig. 10 Numerical simulation model of different well spacing schemes on platform-W in Weirong shale gas field

1) “一段三簇”工艺气井压降漏斗呈现“广而浅”的特点,供给半径110 m内,整体压降幅度42.4%,动用储量采出程度30.58%,但段间压力保持水平相对较高(大于50 MPa)。

2) “一段六簇”工艺气井压降漏斗呈现“窄而深”的特点,供给半径70 m内,整体压降幅度近60%,动用储量采出程度高达62.86%;在供给半径150 m内,平均压降幅度37%,动用储量平均采出程度在32.7%;在供给半径150 m以外,地层压力保持水平较高,压降幅度普遍不足20%,采出程度不足12%。

3.3 井组数值模拟模型

基于建立的W平台井组“一段六簇”的数值模拟模型,开展了260 m,300 m,400 m井距的三种井网部署方案设计(图10),预测了三种不同井距方案在20年预测期末的地层压力及采出程度。

从不同井距方案预测期末地层压力平面分布来看(图11),三种不同井距方案井筒周围小于60 m,地层压力差异较小,平均地层压力12~15 MPa,地层压

表3 不同改造工艺下气井生产指标数值模拟预测结果统计

Table 3 Statistics of numerical simulation prediction results of gas well production index under different fracturing processes

工艺技术	供给半径 (m)	井控储量 (10^8m^3)	评价期末地层压力 (MPa)	压降幅度 (%)	采出程度 (%)
一段三簇	110	2.051 4	44.7	42.40	30.58
	150	2.813 6	49.0	36.86	25.68
	200	3.777 8	53.6	30.93	20.93
一段六簇	70	1.300 3	31.3	59.67	62.86
	130	2.430 8	45.8	40.98	36.83
	150	2.813 6	48.9	36.99	32.74
	200	3.777 8	54.5	29.77	24.66

力的压降幅度80.6%~84.5%,该部分储量均能实现很好的动用和采出;在井筒周围60~100 m,地层压力差异逐渐增大,平均地层压力36~47 MPa,地层压力的压降幅度39.3%~53.5%,该部分储量能有效动用,但采出程度稍低;而在井筒周围100~200 m,地层压力差异较大,平均地层压力53~70 MPa,地层压力的压降幅度4.3%~26.4%,表明400 m井距时井间存在部分储量动用不充分。

3.3.1 技术指标评价

从不同井距方案预测期末EUR(最终采收率)和采出程度对比来看(图12、图13),260 m井距方案20年末累计产气 $5.15 \times 10^8 \text{ m}^3$,整体采出程度31.77%,为方案最高。但从采出程度的增幅以及单井EUR对比来看,260 m井距方案存在一定的井间干扰现象,300~400 m井距方案单井EUR为 $0.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右,而260 m井距方案单井EUR只有 $0.86 \times 10^8 \text{ m}^3$,且井距小于300 m后,采出程度的增幅显著降低(由6.3%下降

至3.4%)。因此,从技术效果上来看,300 m井距方案井间干扰较小,采出程度28.4%相对较高。

3.3.2 经济指标评价

考虑不同气价、不同单井投资成本的影响,对不同井距方案进行经济评价(图14、图15)。根据经济评价结果可知,在当前的开发投资(单井6 050万元)和气价水平下(气井1.4元/ m^3),气井的合理井距以300 m为宜。

1) 在相同的单井投资成本(6 050万元)下,气价越高,可实施的经济极限井距越小,财务净现值越大;当气价为1.4元/ m^3 ,经济最优井距为300 m;当气价为1.6元/ m^3 ,经济最优井距为260 m。

2) 当气价1.4元/ m^3 、单井成本为6 500万元时,260 m井距方案净现值低于300~400 m方案。由此可见,单井成本上升,小井距方案投入大幅增加,净现值小于大井距方案;即单井成本上升,经济最优井距将增大。

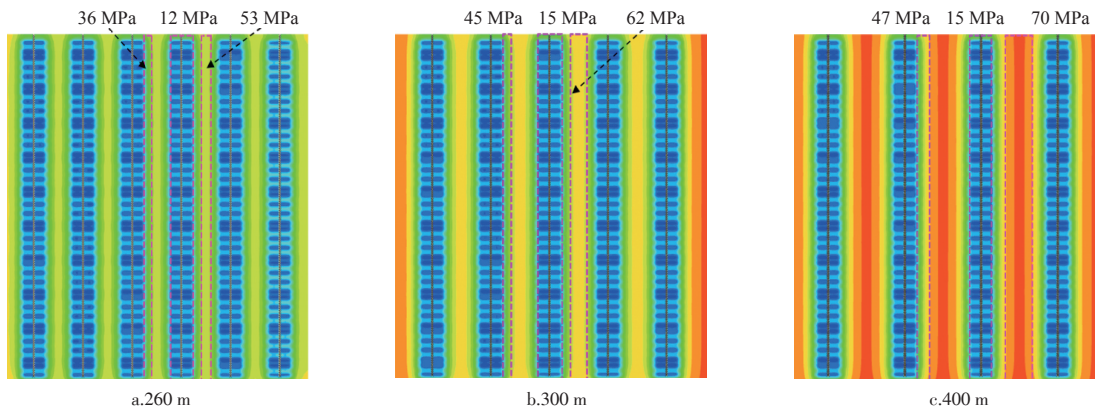


图11 威荣页岩气田W平台不同井距预测期末地层压力分布

Fig. 11 Distribution of formation pressure at the end of the prediction period for different well spacing on platform-W in Weirong Shale Gas Field

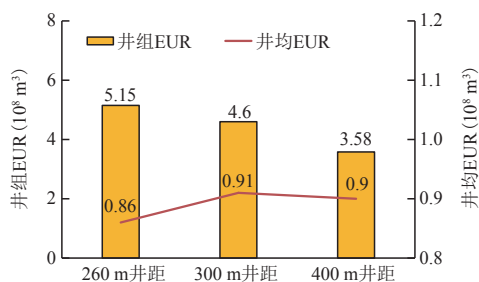


图12 不同井距方案EUR对比

Fig. 12 EUR comparison of different well spacing schemes

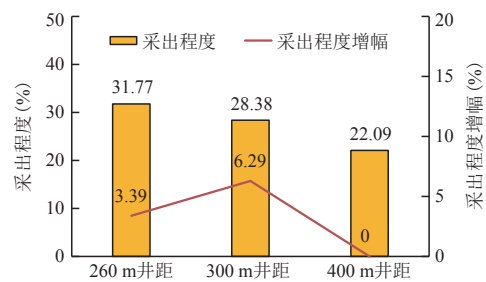


图13 不同井距方案采出程度及增幅对比

Fig. 13 Comparison of recovery degree and increase rate of different well spacing schemes

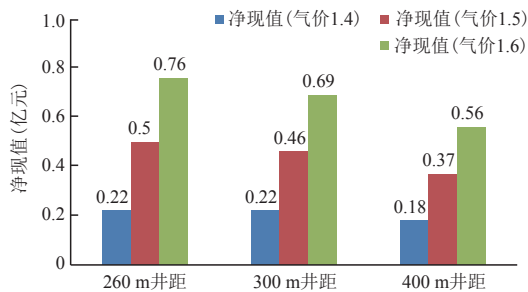


图14 不同井距方案经济指标对比(单井投资6050万元)
Fig. 14 Comparison of economic indexes of different well spacing schemes (When investment of a well is 60.5 million yuan)

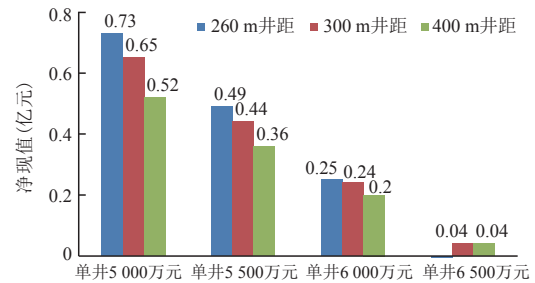


图15 不同井距方案经济指标对比(气价1.4元/m³)
Fig. 15 Comparison of economic indexes of different well spacing schemes (When gas price is 1.4 yuan per cubic meter)

综合上述分析,在同时考虑技术指标以及经济效益的情况下,采用“密切割”工艺后,威荣页岩气田的最优井距可优化为300 m,井位部署可根据裂缝发育情况适当调整。

4 结论与认识

1) 页岩气田合理开发井距与压裂改造工艺技术密切相关。威荣气田评价井主要采用“一段三簇”改造工艺裂缝长度240~400 m;产建井采用“一段六簇”改造工艺裂缝长度140~300 m,方案设计400 m井距偏大,需要进行优化调整。

2) 地质工程一体化是指导开发技术政策制定的关键。在地质建模的基础上,结合微地震监测、动态分析、压裂模拟等成果,形成了以裂缝定量表征为核心的深层页岩气地质建模—数值模拟一体化技术,支撑了威荣气田开发井距的优化设计。

3) 基于威荣气田地质建模—数值模拟一体化技术,采用经济、技术评价相结合的手段,以实现储量动用最大、采出程度最高、经济效益最优为目标,综合优化气井井距为300 m。

参考文献

- [1] 何东博,贾爱林,冀光,等.苏里格大型致密砂岩气田开发井型井网技术[J].石油勘探与开发,2013,40(1):79-89.
HE Dongbo, JIA Ailin, JI Guang, et al. Well type and pattern optimization technology for large scale tight sand gas, Sulige Gas Field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40 (1): 79-89.
- [2] 位云生,贾爱林,何东博,等.中国页岩气与致密气开发特征与开发技术异同[J].天然气工业,2017,037(011):43-52.
WEI Yunsheng, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Comparative analysis of development characteristics and technologies between shale gas and tight gas in China[J]. Natural Gas

Industry, 2017, 37(11): 43-52.

- [3] 丁麟,程峰,于荣泽,等.北美地区页岩气水平井井距现状及发展趋势[J].天然气地球科学,2020,31(4).
DING Lin, CHENG Feng, YU Rongze, et al. Current situation and development trend of horizontal well spacing for shale gas in North America[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31 (4): 559-566.
- [4] 贾爱林,位云生,金亦秋.中国海相页岩气开发评价关键技术进展[J].石油勘探与开发,2016,43(6):949-955.
JIA Ailin, WEI Yunsheng, JIN Yiqiu. Progress in key technologies for evaluating marine shale gas development in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43 (6): 949-955.
- [5] 刘尧文,廖如刚,张远,等.涪陵页岩气田井地联合微地震监测气藏实例及认识[J].天然气工业,2016,36(10):5662.
LIU Yaowen, LIAO Rugang, ZHANG Yuan, et al. Application of surface-downhole combined microseismic monitoring technology in the Fuling Shale Gas Field and its enlightenment [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(10): 56-62.
- [6] TRENT J. Three trends shaping global production: us well spacing, argentine shale, and middle east conventionals[EB/OL]. (2018-11-20) <https://www.spe.org/en/jpt/jptarticle-detail/?art=4827.2018-11-2>.
- [7] APIWAT O L, CRAIG C, CHRISTIAN G, et al. Multidisciplinary data gathering to characterize hydraulic fracture performance and evaluate well spacing in the Bakken[C]// Paper SPE-194321-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, February 5-7, 2019, The Woodlands, Texas, USA.
- [8] BELYADI H, YUYI J, AHMAD M, et al. Deep dry utica well spacing analysis with case study[C]// Paper SPE-184045-MS presented at the SPE Eastern Regional Meeting, September 13-15, 2016, Canton, Ohio, USA.
- [9] CIPOLLA C, GILBERT C, SHARMA A, et al. Case history of completion optimization in the Utica[C]// Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, January 23-25, 2018, The Woodlands, Texas, USA.
- [10] LIANG B, DU M, YANEZ P P. Subsurface well spacing optimization in the Permian Basin[J]. Journal of Petroleum

- Science and Engineering, 2019, 174: 235-243.
- [11] 张珈铭,郭晓霞,何文渊.川南地区页岩气开发对比研究及降本增效途径[J].国际石油经济,2018,26(9):39-46.
ZHANG Jiaming, GUO Xiaoxia, HE Wenyuan. Comparative study on shale gas development in southern Sichuan and the ways to reduce costs & increase efficiency[J]. International Petroleum Economics, 2018, 26(9): 39-46.
- [12] 雍锐,常程,张德良,等.地质-工程-经济一体化页岩气水平井井距优化[J].天然气工业,2020,40(7):42-48.
YONG Rui, CHANG Cheng, ZHANG Deliang, et al. Optimization of shale-gas horizontal well spacing based on geology-engineering-economy integration: A case study of Well block Ning 209 in the National Shale Gas Development Demonstration Area[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(7): 42-48.
- [13] 周珺,邓睿,韩旭,等.基于停泵压降分析的致密砂岩压裂效果评价[J].特种油气藏,2017,24(2):166-169.
ZHOU Jun, DENG Rui, HAN Xu, et al. Evaluation on the fracturing effects of tight sandstones based on pump-off pressure drop analysis[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2017, 24(2): 166-169.
- [14] 邹顺良.页岩气微注压降测试方法[J].油气井测试,2018,27(1):37-41.
ZHOU Shunliang. Shale gas injection/fall off testing method[J]. Well Testing, 2018, 27(1): 37-41.
- [15] 张逸群,余刘应,张国锋.基于微注入压降测试的页岩气储层快速评价方法[J].石油钻探技术,2017,45(3):106-111.
ZHANG Yiqun, YU Liuying, ZHANG Guofeng. Rapid Evaluation of shale reservoirs based on pre-frac injection/falloff diagnostic test[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(3): 106-111.
- [16] 王妍妍,王卫红,胡小虎,等.基于压裂效果评价的页岩气井井距优化研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2018,40(5):131-139.
WANG Yanyan, WANG Weihong, HU Xiaohu, et al. Study on the optimization of shale gas well spacing based on assessment of the fracturing performance[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2018, 40(5): 131-139.
- [17] LALEHROHE F, BOUMA J. Well spacing optimization in EagleFord[C]// SPE/CSUR Unconventional resources conference-Canada, 30 Septembe, 2014, Calgary, Alberta, Canada.
- [18] PANKAJ P, SHUKLA P, KAVOUSI P, et al. Hydraulic fracture and reservoir characterization for determining optimal well spacing in the Marcellus shale[C]// Paper SPE-191802-MS presented at the SPE Liquids-Rich Basins Conference-North America, September 5-6, 2018, Midland, Texas, USA.
- [19] 位云生,王军磊,齐亚东.页岩气井网井距优化[J].天然气工业,2018,38(4):129-137.
WEI Yunsheng, WANG Junlei, QI Yadong. Optimization of shale gas well pattern and spacing[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 129-137.
- [20] 胡文瑞.地质工程一体化是实现复杂油气藏效益勘探开发的必由之路[J].中国石油勘探,2017,22(1):1-5.
HU Wenrui. Geology-engineering integration-a necessary way to realize profitable exploration and development of complex reservoir[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(1): 1-5.

(编辑 徐佩)