

文章编号: 1000-7393(2024)03-0317-09

DOI: 10.13639/j.odpt.202404043

矿场参数法优化陆相夹层型页岩油 水平井合理井距

马立军^{1,2} 柴慧强^{1,2} 冯立勇^{1,2} 赵晖^{1,2} 付继有^{1,2} 姜凯宁^{1,2} 罗锦昌^{1,2} 曹玉顺^{1,2} 张紫郁^{1,2}

1. 中国石油长庆油田页岩油开发分公司, 甘肃庆阳 745000; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西西安 710018

引用格式: 马立军, 柴慧强, 冯立勇, 赵晖, 付继有, 姜凯宁, 罗锦昌, 曹玉顺, 张紫郁. 矿场参数法优化陆相夹层型页岩油水平井合理井距 [J]. 石油钻采工艺, 2024, 46(3): 317-325.

摘要: 随着鄂尔多斯盆地庆城油田密切割体积压裂技术的应用, 页岩油藏压裂井比例增加, 页岩油水平井井距优化已成为亟需解决的问题。为确保鄂尔多斯盆地庆城油田长 7 页岩油油藏的开发效果, 基于理论计算和数值模拟研究结果, 进行了不同井距的矿场开发实践, 并对其近 3 年的生产数据进行统计分析, 利用单井评估最终可采储量、单井百米油层产量等参数, 确定了页岩油水平井合理开发井距。综合井下微地震法、产量不稳定分析法和试井解释方法研究结果, 确定了庆城页岩油压裂后有效裂缝半长应不超过 150 m, 通过实验分析得到有效基质渗流范围为 45 m, 根据缝网匹配理论, 确定合理井距为 400 m; 基于油藏数值模拟, 综合考虑单井产油量和区块累产油量, 优选该研究区块井距为 400~500 m; 根据矿场不同井距水平井实际生产数据统计分析结果, 400 m 井距时单井评估最终可采储量较 300 m 井距时提高了 9.6%, 区块采收率较 500 m 井距时提高了 20.8%, 综合分析认为 400 m 井距更适合庆城油田夹层型页岩油水平井开发。研究成果为庆城页岩油藏水平井网部署提供了技术支持。

关键词: 夹层型页岩油; 水平井; 井距优化; 矿场试验; 缝网匹配; 数值模拟; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE349 **文献标识码:** A

Optimization of reasonable well spacing for continental interbedding shale oil horizontal wells using field parameter method

MA Lijun^{1,2}, CHAI Huiqiang^{1,2}, FENG Liyong^{1,2}, ZHAO Hui^{1,2}, FU Jiyou^{1,2}, JIANG Kaining^{1,2}, LUO Jinchang^{1,2}, CAO Yushun^{1,2}, ZHANG Ziyu^{1,2}

1. Shale Oil Development Branch, PetroChina Changqing Oilfield, Qingyang 745000, Gansu, China;

2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil and Gas Fields, Xi'an 710018, Shaanxi, China

Citation: MA Lijun, CHAI Huiqiang, FENG Liyong, ZHAO Hui, FU Jiyou, JIANG Kaining, LUO Jinchang, CAO Yushun, ZHANG Ziyu. Optimization of reasonable well spacing for continental interbedding shale oil horizontal wells using field parameter method [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2024, 46(3): 317-325.

Abstract: With the application of close-spaced volume fracturing technology in Qingcheng oilfield in Ordos Basin, the proportion of fracture-driven interactions wells in shale oil reservoirs has increased, and thus, optimization of horizontal well spacing in shale oil has become a major concern. In order to develop Chang 7 shale oil reservoir in Qingcheng oilfield in Ordos Basin as expected, under the guidance of indoor theoretical calculations and numerical simulation studies, the field development practice with

基金项目: 国家科技重大专项“鄂尔多斯盆地致密油开发示范工程”(编号: 2017ZX05069); 中国石油天然气股份有限公司重大专项“鄂尔多斯盆地页岩油勘探开发理论与关键技术研究”(编号: 2021DJ1806)。

第一作者: 马立军 (1972-), 2010 年毕业于西安石油大学石油与天然气工程专业, 现从事页岩油生产经营和油田开发管理相关工作, 教授级高级工程师。通讯地址: (745000) 甘肃省庆阳市西峰区长庆油田页岩油开发分公司。E-mail: malj_cq@petrochina.com.cn

通讯作者: 柴慧强 (1980-), 2009 年毕业于西安石油大学油气田开发工程专业, 现从事页岩油水平井开发技术研究, 高级工程师。通讯地址: (745000) 甘肃省庆阳市西峰区长庆油田页岩油开发分公司。E-mail: chaihq_cq@petrochina.com.cn

various well spacings was carried out, and its 3-year production data were statistically analyzed. Using such parameters as ultimate recoverable reserves of single well and 100 m layer oil production capacity of single well, the optimal well spacing for reasonable development of the shale oil horizontal well is determined. Based on the research results with combination of bottom hole micro-seismic method, rate transient analysis method, and well test interpretation method, it is determined that the effective fracture half-length after fracturing should be no more than 150 m, and the effective matrix seepage range is 45 m. Therefore, the reasonable well spacing is finalized to be 400 m according to the fracture network matching theory. On the basis of numerical simulation of the reservoir, and taking the oil production of a single well and the cumulative oil production of the block into consideration, the well spacing of the studied block is preferred to be 400~500 m. Based on the actual production data analysis of horizontal wells with varying well spacings on site, the assessed ultimate recoverable reserves of a single well with 400 m well spacing is 9.6% higher than that with 300 m spacing, and the block recovery rate is 20.8% higher than that with 500 m spacing. Thus, it is considered that 400 m spacing is more suitable for the development of horizontal wells of interbedding shale oil in Qingcheng Oilfield.

Key words: interbedding shale oil; horizontal wells; well spacing optimization; field experiment; fracture network matching; numerical simulation; Ordos Basin

0 引言

随着体积压裂技术的突破^[1],美国、加拿大等西方国家实现了页岩油气商业化开采,改变了国际能源格局^[2]。但是,中国油气对外依存度超过 70%^[3],并逐年上涨,常规油气上产空间较小^[4],因此开拓新的能源上产领域对保障国家能源安全至关重要^[5]。2023 年,国内页岩油产量 400×10^4 t,大庆古龙页岩油、新疆吉木萨尔页岩油、鄂尔多斯长 7 页岩油均已获得突破,页岩油已然成为接替常规油气资源的重要方向。

鄂尔多斯盆地页岩油储层主要发育在长 7 段^[6],其页岩油产量占全国页岩油产量 2/3 以上,其中最具有潜力的陇东地区页岩油探明储量 10×10^8 t^[7]。长 7 页岩油包括以长 7₁、长 7₂ 为主的夹层型页岩油和以长 7₃ 为主的纹层型页岩油。夹层型发育富有机质泥页岩夹多期块状细砂岩,单砂体厚 1~2 m(庆城地区可达 5 m),两期砂体叠合连片沉积,分布广、厚度较大,垂向上砂质碎屑流与浊流或多期砂质碎屑流叠加^[8],为页岩油的形成提供了良好储集条件^[9]。高初级生产力、适当的沉积速率、水体循环形成的贫氧环境以及火山活动的共同作用下形成了异常高有机质页岩(长 7₃),为页岩油成藏提供了良好的烃源岩^[10],长 7 页岩油资源潜力巨大。夹层型页岩油是鄂尔多斯盆地增储上产的现实目标,也是目前该盆地页岩油勘探开发的主要对象,近年来加强庆城油田外围勘探,需要通过井距优化持续攻关实现资源向储量、储量向产量的快速转化。

夹层型页岩油储层致密,单井自然产能低,但脆性指数相对较高,两向应力差小,易于形成缝网。小

井距开采,水平井体积压裂改造增加泄油面积的同时,可能由于压窜造成不利影响,但井距过大,井间储量开发不充分,采收率低,因此,页岩油水平井井距优化已成为亟需解决的工程实践问题。

2018 年以来,庆城油田实施水平井 513 口,平均井距 390 m,其中 300 m 井距油井 158 口,350 m 井距油井 45 口,400 m 井距油井 148 口,300~400 m 井距的油井数量占总井数的 68.4%。前期进行水平井注水开发,但能量补充效果不明显,见效难,且部分井裂缝性见水,见水比例大于 45%,递减仍然较大(大于 50%)。长水平井大井距体积压裂开发初期产量高(10~20 t/d),但采油速度较低(0.65%~0.81%)、采收率低(5.1%~6.3%),无法规模效益开发。上述两种开发方式,提升了页岩油开发效果,但不满足工业化开发需求。据统计,150~200 m 小井距水平井井间窜通比例达 73%,300~400 m 井距水平井井间窜通比例达 20%,500~600 m 井距水平井井间窜通比例达 8%,随着井距减小,压窜井比例明显增加,且井间窜通比例高。

目前井距优化设计主要依靠理论计算和数值模拟两种方法开展^[11],李硕轩在考虑压力的条件下,重新推导极限半径计算公式并计算了滨南油田不同区块的合理井距^[12];胡浩然等在数值模拟的基础上,应用大数据分析,综合考虑单井产能、平台采收率、经济效益等参数,优选出深层页岩气水平井最优井距为 300~350 m^[13];曹炜等在地质工程一体化的指导下,通过建立玛湖凹陷砾岩致密油藏三维地质模型、力学模型、裂缝扩展模型和油藏数值模型优选出该地区最优井距为 200~300 m,并利用矿场

试验验证了优化结果^[14];梁成钢等利用不稳定渗流方程建立了多段压裂水平井多井数值模型,在井间干扰小、储量动用充分的原则下,确定了吉木萨尔页岩油合理开发井距在 260~280 m 左右^[15];Zhang 等运用连续遗传算法对实际油田多分支水平井井型、井眼轨迹、分支数目进行了不同程度的优化,并且研究了不同参数对算法最终收敛性的影响规律^[16];Pei 等考虑技术和经济参数,分析了影响多级压裂水平井最佳井网的因素^[17];Liu 等根据油藏非均质性、典型的渗流特征以及有效砂体的规模和分布方向,制定了一套井网优化技术来提高油气井产量^[18]。

针对鄂尔多斯盆地长 7 页岩油的研究,郭俊利用 Petrel 软件建立了鄂尔多斯盆地长 7 地质模型,通过模拟优选出长 7 页岩储层最优开发井距为 320 m^[19];杨晋玉等建立了“基质—裂缝”双重介质数值模型,对不同生产年限的水平井开发区开展加密调整参数优化研究,研究的主要参数为加密时机、布缝方式、水平井井距和水力裂缝半长^[20];曾佳建立了致密油藏水平井复合三线性流产能计算模型,利用 CMG 软件对庆城油田 X233 井区 X 平台进行模拟,优选了该区块致密储层井网井距为 300 m^[21]。

前人针对页岩油水井井距的优化结果尚不统一,且大都利用室内计算和数值模拟的方法,矿场试验评价较少。笔者在理论计算和数值模拟研究的指导下,进行了不同井距的矿场开发实践,并对其 3 年的生产数据进行统计,利用单井评估最终可采储量(EUR)、单井百米油层产量等参数,确定了页岩油水平井网合理开发最优井距。

1 研究方法过程

通过井下微地震、产量不稳定分析、试井分析确定人工裂缝有效长度,结合基质有效渗流距离计算最优井距;建立不同井距的数值模型,通过单井累产油和区块累产油情况确定最优井距。在上述研究的基础上,进行 200 m、300 m、400 m、500 m 和 600 m 井距的矿场试验,通过单井 EUR、单井百米油层产量等参数,确定庆城长 7 夹层型页岩油合理开发井距。

1.1 室内研究

1.1.1 基于缝网匹配理论计算合理井距

页岩油水平井体积压裂形成的人工缝网为油气

有效流动提供了基础,当水平井井距等于人工裂缝有效半长与可动用基质范围之和时即为合理井距。

1.1.1.1 人工裂缝有效长度

人工裂缝为原油从储层向井筒流动提供了渗流通道,裂缝长度在一定程度上决定了储层的改造体积,所以它对水平井产能的影响很大,本文首先采用多种方法确定有效压裂缝长并进行验证。

(1) 井下微地震法。页岩油前期人工裂缝参数的认识主要是借助井下微地震监测技术。微地震监测是通过微地震监测仪器采集、记录水力压裂过程中岩石发生破裂以及裂缝扩展过程中所产生的微小地震事件,并通过反演推断和分析裂缝长度、宽度、高度和方位角的技术^[22]。长庆油田页岩油水平井压裂工艺共经历 3 个阶段,井下微地震监测资料显示,不同压裂工艺下压裂半缝长存在明显差异。2011 年以来,庆城油田长 7 水平井共开展 29 井次 381 段微地震监测,通过对微地震解释结果分析,得到了不同压裂方式的裂缝半长范围,并通过矩张量反演确定了有效压裂缝半长。阶段一(2011—2015 年):水力喷砂分段压裂,压裂半缝长 240~440 m;阶段二(2015—2017 年):分段多簇压裂,压裂半缝长 200~320 m;阶段三(2018—2023 年):细分切割体积压裂,压裂半缝长 150~340 m。

统计不同压裂工艺井的井下微地震检测缝长和矩张量反演有效缝长结果,从图 1 可以看出,水力喷砂分段压裂井的有效裂缝半长平均 113 m,分段多簇压裂井有效裂缝半长平均 122 m,细分切割体积压裂井有效裂缝半长平均 86 m,且有效裂缝长度大约是微地震事件长度的 50%,因此,可结合微地震监测的半缝长确定裂缝有效半长。

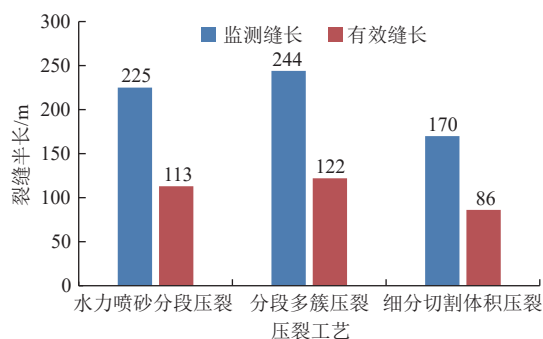


图 1 不同压裂工艺井平均监测裂缝半长与平均有效裂缝半长对比

Fig. 1 Average monitored fracture half-length and average effective fracture half-length for wells with different fracturing processes

将 3 种压裂方式划分为水力喷砂分段压裂与可溶球座细分切割体积压裂, 对比分析入地液量和加砂量与有效裂缝半长之间的关系: 水力喷砂压裂, 随着单段入地液量和加砂量增加, 有效裂缝长度先增大后平稳, 当单段入地液量 1 100 m³、加砂量 150 m³ 时, 有效裂缝长度最优, 有效裂缝半长约 135 m; 可溶球座细分切割体积压裂有效裂缝半长与单段入地液量、单段砂量及排量关系不明显, 有效裂缝半长集中在 75~108 m 之间, 平均 92 m, 中位数 90 m。对于目前所采用的细分切割体积压裂技术可暂不考虑加砂量与入地液量对裂缝长度的影响。

(2) 产量不稳定分析法。产量不稳定分析法 (Rate Transient Analysis, RTA) 主要通过分析产量和压力变化来获取储层、裂缝关键属性和控制储量^[23]。对于页岩油水平井主要采用 Blasingame 典型曲线拟合方法^[24] 和分析模型进行拟合。首先, 运用 Blasingame 方法基于双对数曲线对渗流阶段进行识别, 初步确定动态储量、渗透率、表皮因数等参数; 其次参考这些参数进行流动阶段特征曲线拟合、双对数曲线拟合、递减曲线拟合以及生产历史数据拟合, 开展不稳定流阶段数据拟合分析与试井解释结果相互参考、相互验证, 最终得到裂缝半长、实际控制储量、设计控制储量、实际井控储量、设计井控储量等数据。为提高拟合精度, 选取了投产时间较长的 21 口水平井进行 RTA 分析, 结果显示, 水力喷砂分段压裂有效裂缝半长主要分布在 73~152 m, 平均 99 m; 细分切割体积压裂有效裂缝半长主要分布在 55~131 m, 平均 94 m。RTA 解释结果与井下微地震监测结果基本一致。

(3) 试井解释。水平井试井是指采用油藏动态条件下的试井资料, 通过引入无因次变量重新组合参数、简化控制方程, 将多阶段变化的试井数据转化为同阶段稳定的生产动态, 对典型曲线进行线性拟合用以诊断井下工况的方法^[25]。通过对试井结果解释最终获得储层改造效果、孔渗特征等参数。

以 GP41-68 井为例, 该井目的层长 7₁, 水平段长 1 529 m, 井距 1 250 m, 采用水力喷砂分段压裂, 改造 15 段 30 簇, 2014 年 7 月 16 日投产。对该井进行了跟踪试井, 从表 1 投产 5 年、7 年和 8 年后的试井解释结果可以看出, 投产 5 年、7 年和 8 年的有效裂缝半长仅为 38.7 m、27.3 m 和 21.2 m。随着投产年限的增加, 页岩油水平井有效裂缝半长呈递减趋势。

表 1 GP41-68 井试井解释结果

Table 1 Well test interpretation results of Well GP 41-68			
参数	2019年	2021年	2022年
地层系数/(10 ⁻³ μm ² ·m)	6.56	6.58	6.21
流动系数/(10 ⁻³ μm ² ·m·(mPa·s) ⁻¹)	5.73	5.67	5.36
井筒储集系数/(m ³ ·MPa ⁻¹)	0.38	1.40	0.65
平均地层有效渗透率/10 ⁻³ μm ²	0.32	0.321	0.303
总表皮因数	-5.30	-5.40	-5.83
有效裂缝半长/m	38.7	27.3	21.2

1.1.1.2 基质有效渗流距离

室内岩心渗透模拟实验结果显示, 在稳态渗流的情况下, 鄂尔多斯盆地页岩中牛顿流体非饱和渗流的指示曲线偏离经典的达西线性定律 (过原点直线) 特征^[26], 这时可以用带有启动压力梯度的非达西渗流规律近似地描述^[27]。根据鄂尔多斯盆地岩心渗流实验的结果, 绘制了储层渗透率与启动压力梯度的关系曲线 (如图 2 所示), 与不同储层渗透率、压差下最大渗流距离曲线 (如图 3 所示)。

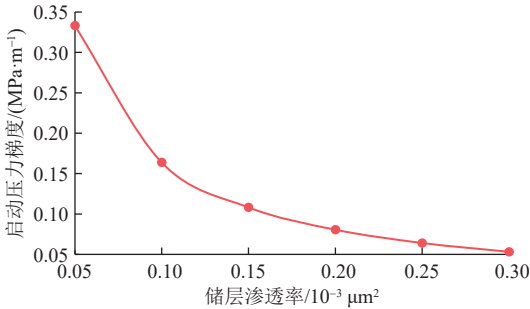


图 2 储层渗透率与启动压力梯度的关系
Fig. 2 Relationship between reservoir permeability and initiation pressure gradient

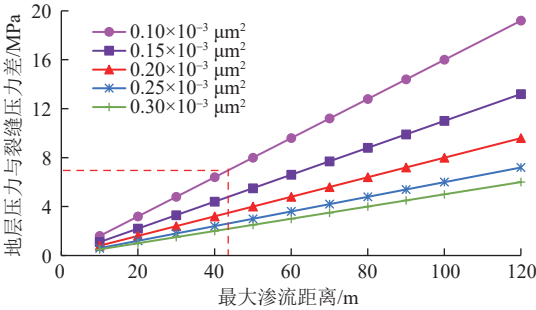


图 3 最大渗流距离与地层压力和裂缝压力差值的关系
Fig. 3 Relationship of the maximum seepage distance with the formation pressure and fracture pressure at different differential pressures

目前长 7 页岩油动用储层渗透率主要在 0.1×10⁻³ μm² 附近, 从图 2 可看出, 鄂尔多斯盆地页岩

页岩启动压力梯度约为 0.15 MPa/m。根据实测水平井资料, 地层压力 16 MPa, 裂缝压力使用根据动液面折算出的井底流压 (9 MPa), 地层压力与裂缝压力差值 7 MPa, 对应最大有效渗流距离在 45 m 左右。

基于井下微地震、试井分析、RTA 分析等多种方法论证, 压裂后有效裂缝半长不超过 150 m, 并随开发时间延长有效裂缝长有缩短趋势; 基于启动压力梯度论证, 裂缝之外可动用基质距离 45 m, 根据缝网匹配理论, 压裂后单井动用半径不超过 200 m, 合理井距应为 400 m 左右。

1.1.2 数值模拟方法确定合理井距

以长 7 页岩油为研究对象, 根据庆城油田页岩油藏压裂的基本参数, 假设相同面积内, 油层孔隙度、渗透率、含油饱和度、油层厚度、地层压力、原始气油比、原油黏度、水平井水平段长度、改造段数和采油井工作制度相同, 采用非常规复杂缝网模型 (UMF) 建立水平井细分体积压裂模型, 根据其模拟结果, 将其转化为基于非结构化网格的油藏数值模型。分别设计井距为 150 m、300 m、400 m、600 m 和 1 200 m 的模型, 考虑人工裂缝有效半长、可动用基质范围与启动压力梯度的影响, 采用自然能量开发的方式进行生产, 同时根据油水两相在基质与裂缝中的渗流特征, 结合油水两相的相对渗透率, 采用差异性相对渗透率曲线作为油藏数值模拟的核心参数。

模拟得到了不同井距下流线场与压力场分布特征, 结果显示, 井距越小流线图中流线越均匀, 地层压力下降越快, 动用程度越高。相同气油比 (100 m³/t) 下不同井距、不同油层厚度下单井累产油变化见图 4, 可以看出, 随着井距的增大, 单井累产油增加, 且累产油上升拐点发生在 400 m 井距处, 在 600 m 井距后每百米井距增油量很小。

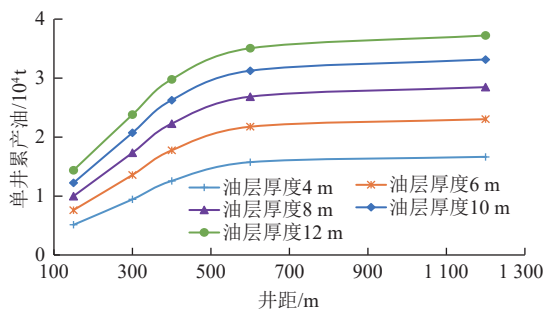


图 4 不同井距、不同油层厚度条件下单井累产油
Fig. 4 Cumulative oil production from a single well under different well spacings and reservoir thickness

模拟气油比 100 m³/t、油层厚度 10 m 条件下, 不同井距单井累产油与 1 000 m 井距单井累产油比值 (单井累产油比值)、不同井距区块累产油与 200 m 井距区块累产油比值 (区块累产油比值), 如图 5 所示。

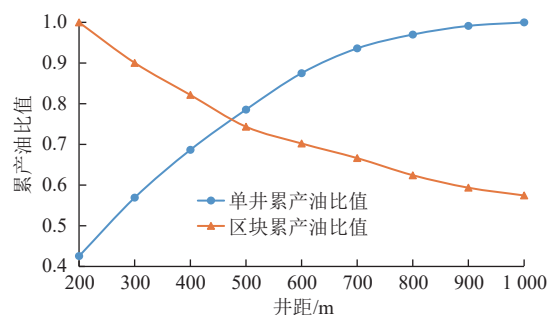


图 5 单井累产油比值和区块累产油比值的变化趋势
Fig. 5 Trends in change of cumulative oil production ratio of single wells and cumulative oil production ratio of blocks

从图 5 中可以看出, 随着井距的增加, 单井累产油比值呈上升趋势, 而区块累产油比值则呈下降趋势。分析其原因, 一方面, 井距过小会造成井间干扰, 影响井区内平均单井产油量, 另一方面, 适当增加井距可以增大单井的控制面积和单井产量, 但会降低井区整体的采油井数进而降低油藏的采出程度。为提高油藏整体采收率, 综合考虑单井累产油量和区块累产油量, 优选研究区井距为 400~500 m。

1.2 矿场试验

2018 年以来在庆城油田按照同层平行布井、偏转布井、不等距布井和立体布井等模式部署的不同井距油井共 513 口。基于上述分析, 对这些油井的生产数据进行统计分类, 扣除异常生产平台、角度偏转较大平台后, 满足条件井 433 口, 分为 7 类: 150 m 井距油井 8 口、200 m 井距油井 12 口、300 m 井距油井 156 口、350 m 井距油井 45 口、400 m 井距油井 144 口、450 m 井距油井 27 口、500 m 井距油井 41 口。为去除水平段长度对产能的影响, 以百米日产液、百米日产油、百米累产油等指标对不同井距的油井产能进行分析对比。

同时, 为了综合前述研究结果, 论证同等油藏规模条件下, 不同井距下开发指标, 在 M 区块部署不同井距水平井, 井网布置模式如图 6 所示, 200 m、300 m、400 m、500 m 和 600 m 井距试验的布井数量分别为 6 口、4 口、3 口、2 口和 2 口。根据实际单井投资、折算地面投资, 按照阶梯油价计算, 以 15 年内部收益率作为经济考核指标, 对比相同区块

不同井距下的区块整体指标与单井指标,优选页岩油开发合理井距。

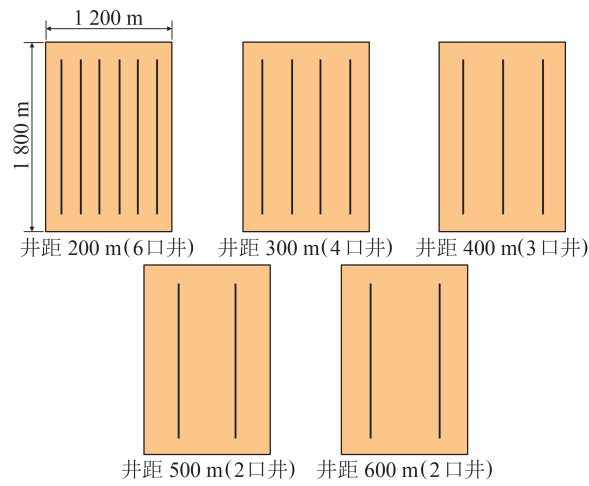


图 6 M 区块长 7 油藏不同井距布井
Fig. 6 Schematic diagram of well array with various well spacing in Chang 7 reservoir in Block M

以 HH6 平台为例,该平台北部 7 口井采用 200 m 井距立体开发、东南部 2 口井采用 200 m 同层开发,平均水平段长度 1 548 m、改造 20.6 段,目前生产 46.4 个月,累产油 9 645 t;西南部 3 口井采用 400 m 井距立体开发,平均水平段长度 1 855 m、改造 25.3 段,目前生产 48.6 个月,累产油 13 820 t。

通过对 HH6 平台 200 m 及 400 m 井距单井日产油进行分析,200 m 井距水平井第 1 年递减率 42.8%,单井 EUR 2.14×10^4 t,采收率 15.9%,采油速度 1.1%,初期百米产量高,但初期递减大;400 m 井距水平井第 1 年递减率 25.7%,单井 EUR 2.37×10^4 t,采收率 8.7%,采油速度 0.6%,初期产量较高,初期递减小,能较长时间保持高产。

表 2 M 井区不同井距条件下指标对比

Table 2 Comparison of indicators under different well spacing conditions in M well zone

井距/ m	布井数/ 口	单井EUR/ t	区块累产油/ t	采油速度/ %	区块采收率/ %	利润总额/ 万元	净利润/ 万元	内部收益/ %	净现值/ 万元
200	6	21 124	126 742	0.73	14.7	6 261.97	5 281.29	5.85	659.03
300	4	24 394	97 576	0.56	11.3	7 061.93	5 871.52	8.16	1 853.85
400	3	26 731	80 193	0.53	9.3	6 700.21	5 536.99	10.49	1 979.28
500	2	27 831	66 794	0.51	7.7	7 380.76	6 080.81	11.48	2 279.83
600	2	30 215	60 429	0.35	7.0	5 426.27	4 514.76	12.23	2 073.53

从表 2 可以看出,随着井距增大,单井 EUR 由 200 m 时的 21 124 t 增加至 600 m 时的 30 215 t,井距越大,单井 EUR 越大;内部收益率也由 200 m 时

2 结果与讨论

2.1 单井最终可采储量

不同井距水平井对应储层物性差异较小,平均孔隙度 8.8%,含油饱和度 55.6%,根据不同井距水平井平均目标油层厚度、水平段长度、井距等参数,采用体积法计算得到不同井距水平井井控储量,结果如图 7 所示,可以看出,该区块单井控制储量在 $10.66\times 10^4\sim 26.1\times 10^4$ t 之间,平均 20.57×10^4 t。当井距小于 400 m 时,井距越大,单井控制储量越大,而井距大于 400 m 时单井控制储量并未增加。

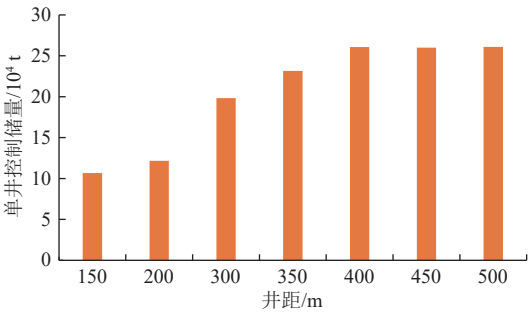


图 7 不同井距水平井井控储量
Fig. 7 Well control reserves of horizontal wells with various well spacings

综合前述基于缝网匹配的合理井距优化、数值模拟方法以及矿场实验统计分析,在 M 井区部署不同井距油井 17 口,论证了同等油藏规模条件下,不同井距下开发指标。按照平均单井投资 3 300 万元、阶梯油价 (85 美元/桶) 计算,以 15 年内部收益率作为经济考核指标,对比相同区块不同井距下的区块整体指标与单井指标,结果见表 2。

的 5.85% 增加至 600 m 时的 12.23%,井距越大,内部收益率越高。
与之相反,区块采收率与区块累产油与井距呈

负相关关系, 200 m 井距时的区块采收率与累产油分别为 14.7% 和 126 742 t, 而 600 m 井距时的区块采收率仅 7.0%, 区块累产油 60 429 t, 井距越大, 区块采收率与区块累产油越小。

因此, 在考虑单井 EUR 大于 2.4×10^4 t、内部收益率大于 6.0%、区块采收率大于 9.1% 的条件下, 400 m 井距最为合理。400 m 井距下, 单井 EUR 较 300 m 井距时提高了 9.6%, 区块采收率较 500 m 井距时提高了 20.8%。

2.2 单井百米油层产量

对 423 口井的生产数据进行统计, 不同井距水平井的平均百米产液量如图 8 所示, 可以看出, 生产初期, 450 m、500 m 井距的油井百米日产液量最高, 分别为 3.1 m^3 、 3.3 m^3 , 300 m、350 m 井距次之, 200 m、400 m 井距的油井的百米日产液量较低, 均为 2.3 m^3 ; 生产 12 个月后, 500 m 井距的油井的百米日产液量递减率为 57.6%; 生产两年后, 200 m、300 m、350 m 和 400 m 井距的油井的百米日产液量分别为 0.8 m^3 、 0.9 m^3 、 0.8 m^3 和 1.0 m^3 , 4 种井距中 400 m 递减率最小, 为 57.5%; 随着生产时间的持续延长, 400 m 井距油井的百米日产液量最大。

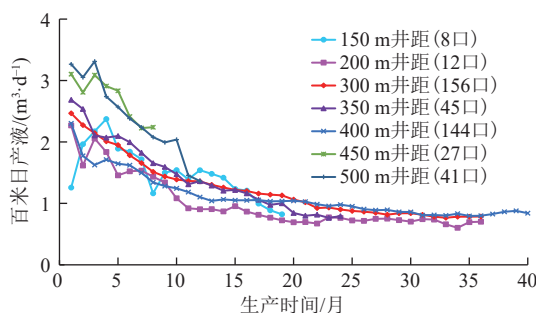


图 8 不同井距水平井平均百米日产液统计

Fig. 8 Statistics of average 100 metres fluid production per day of horizontal wells with various well spacings

对不同井距油井百米日产油进行统计, 结果见图 9, 可以看出, 大井距 (450 m、500 m) 的油井在初期百米日产油快速上升, 生产 4 个月后开始出现下降趋势, 且 500 m 井距的油井在生产 10 个月后百米日产油量快速下降, 递减率达到 33.6%; 其余井距的油井百米日产油均在生产后 6~8 个月达到峰值, 之后缓慢下降, 与产液量规律相似, 在生产满 2 年后, 400 m 井距的油井日产油量高于其他井距油井。

不同井距油井百米累产油随生产时间的变化情况如图 10 所示, 可以看出, 500 m 井距油井在生产满 12 个月后累产油明显高于其他井距, 但由于无更

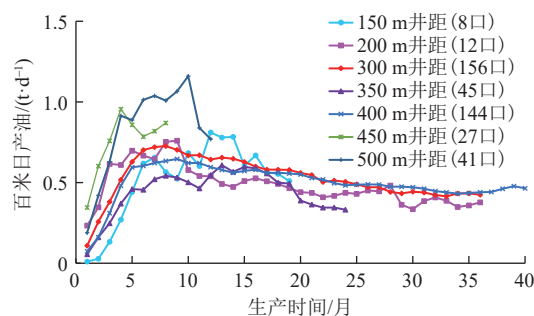


图 9 不同井距水平井平均百米日产油统计

Fig. 9 Statistics of average 100 metres oil production per day of horizontal wells with various well spacings

多生产数据, 后期生产情况需要持续观察; 150 m 和 350 m 井距油井百米累产油始终较低; 200 m 井距油井在生产 24 个月内, 百米累产油均高于 300 m 和 400 m 井距油井, 但在生产 28 个月后, 400 m 井距的油井百米累产油逐渐高于其他井距油井。综上所述, 400 m 井距油井百米油层产能情况最好。

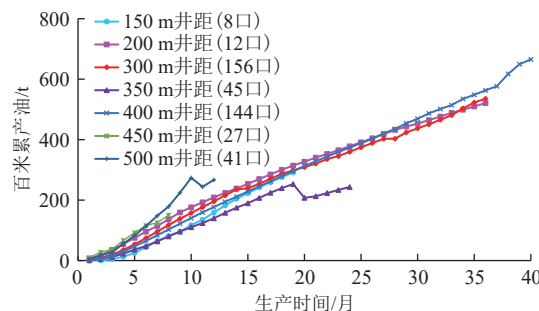


图 10 不同井距百米累产油情况

Fig. 10 100 metres cumulative oil production of horizontal wells with various well spacings

3 结论

(1) 通过室内研究和矿场试验, 确定了庆城长 7 陆相夹层型页岩油合理开发井距为 400 m, 解决了页岩油水平井部署井距过小会造成井间干扰、井距过大油藏采油速度较低的问题。

(2) 研究表明, 井距越大, 单井控制储量越大, 而井距大于合理井距时单井控制储量并未增加。同时, 井距越大, 单井最终可采储量越大, 内部收益率越高, 但区块采收率与区块累产油越小。

(3) 400 m 井距是在庆城油田大量现场数据统计的基础上所得出, 具有局限性, 页岩油储层非均质性强, 在后续研究中, 不同区块、不同地区的最优井距可进一步细化; 同时, 针对纹层型页岩油原位加热的井网井距优化是下一步研究的重点。

参考文献:

- [1] 焦方正. 陆相低压页岩油体积开发理论技术及实践——以鄂尔多斯盆地长 7 段页岩油为例 [J]. 天然气地球科学, 2021, 32(6): 836-844.
JIAO Fangzheng. Theoretical technologies and practices concerning "volume development" of low pressure continental shale oil: Case study of shale oil in Chang 7 member, Ordos Basin, China [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(6): 836-844.
- [2] 付茜, 刘启东, 刘世丽, 等. 中国“夹层型”页岩油勘探开发现状及前景 [J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(1): 63-70.
FU Qian, LIU Qidong, LIU Shili, et al. Exploration & development status and prospect of sandwich-type shale oil reservoirs in China [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(1): 63-70.
- [3] 施锡林, 尉欣星, 杨春和, 等. 中国盐穴型战略石油储备库建设的问题及对策 [J]. 中国科学院院刊, 2023, 38(1): 99-111.
SHI Xilin, WEI Xinxing, YANG Chunhe, et al. Problems and countermeasures for construction of China's salt cavern type strategic oil storage [J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences, 2023, 38(1): 99-111.
- [4] 付茜. 中国页岩油勘探开发现状、挑战及前景 [J]. 石油钻采工艺, 2015, 41(4): 58-62.
FU Qian. The status, challenge and prospect of shale oil exploration and development in China [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 41(4): 58-62.
- [5] 邹才能, 杨智, 何东博, 等. 常规-非常规天然气理论、技术及前景 [J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 575-587.
ZOU Caineng, YANG Zhi, HE Dongbo, et al. Theory, technology and prospects of conventional and unconventional natural gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 575-587.
- [6] 刘长春, 杨永兴, 方铁园, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油优质储层评价方法 [J]. 录井工程, 2023, 34(3): 49-52.
LIU Changchun, YANG Yongxing, FANG Tiejuan, et al. Evaluation method of high-quality shale oil reservoir in Ordos Basin [J]. Mud Logging Engineering, 2023, 34(3): 49-52.
- [7] 付金华, 王龙, 陈修, 等. 鄂尔多斯盆地长 7 页岩油勘探开发新进展及前景展望 [J]. 中国石油勘探, 2023, 28(5): 1-14.
FU Jinhua, WANG Long, CHEN Xiu, et al. Progress and prospects of shale oil exploration and development in the seventh member of Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(5): 1-14.
- [8] 梁晓伟, 鲜本忠, 冯胜斌, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长 7 段重力流砂体构型及其主控因素 [J]. 沉积学报, 2022, 40(3): 641-652.
LIANG Xiaowei, XIAN Benzong, FENG Shengbin, et al. Architecture and main controls of gravity-flow sandbodies in Chang 7 Member, Longdong Area, Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2022, 40(3): 641-652.
- [9] 张冕, 陶长州, 左挺. 页岩油华 H100 平台储层改造关键技术及实践 [J]. 钻采工艺, 2023, 46(6): 53-58.
ZHANG Mian, TAO Changzhou, ZUO Ting. Key technologies and practices for reservoir stimulation of shale oil Hua H100 platform [J]. Drilling & Production Technology, 2023, 46(6): 53-58.
- [10] 刘翰林, 邹才能, 邱振, 等. 陆相黑色页岩沉积环境及有机质富集机制——以鄂尔多斯盆地长 7 段为例 [J]. 沉积学报, 2023, 41(6): 1810-1829.
LIU Hanlin, ZOU Caineng, QIU Zhen, et al. Sedimentary depositional environment and organic matter enrichment mechanism of lacustrine black shales: A case study of the Chang 7 member in the Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2023, 41(6): 1810-1829.
- [11] 谢军, 鲜成钢, 吴建发, 等. 长宁国家级页岩气示范区地质工程一体化最优化关键要素实践与认识 [J]. 中国石油勘探, 2019, 24(2): 174-185.
XIE Jun, XIAN Chenggang, WU Jianfa, et al. Optimal key elements of geoengineering integration in Changning National Shale Gas Demonstration Zone [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 174-185.
- [12] 李硕轩. 滨南地区低渗透油藏井距优化研究 [D]. 青岛: 中国石油大学 (华东), 2015.
LI Shuoxuan. The optimization study of well space for low permeability reservoir in Binnan oil field [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2015.
- [13] 胡浩然, 吴建发, 杨学锋, 等. 基于大数据分析的深层页岩气水平井井距优化新技术——以四川盆地南部泸州区块阳 101 井区为例 [J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 202-211.
HU Haoran, WU Jianfa, YANG Xuefeng, et al. Spacing optimization technology for deep shale gas horizontal wells based on big data analysis: A case study of Well Block Yang 101 in the Luzhou Region, South Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 202-211.
- [14] 曹炜, 鲜成钢, 吴宝成, 等. 砾岩致密油地质工程一体化井距优化——以玛 131 小井距立体开发示范区为例 [J]. 石油科学通报, 2024, 9(1): 103-116.
CAO Wei, XIAN Chenggang, WU Baocheng, et al. Integrated well spacing optimization for geological engin-

- earing of conglomerate tight oil [J]. Petroleum Science Bulletin, 2024, 9(1): 103-116.
- [15] 梁成钢, 陈昊枢, 徐田录, 等. 页岩油藏多段压裂水平井井距优化研究——以新疆吉木萨尔油田为例 [J]. 陕西科技大学学报, 2020, 38(3): 87-93.
- LIANG Chenggang, CHEN Haoshu, XU Tianlu, et al. Spacing optimization of multiple fractured horizontal well in shale oil reservoirs: A case study from Xinjiang Jimusar oilfield [J]. Journal of Shaanxi University of Science & Technology, 2020, 38(3): 87-93.
- [16] ZHANG Y, LV C Y, LUN Z M, et al. Horizontal well spacing optimization and gas injection simulation for the ultra-low-permeability Yongjin reservoir [J]. Energy Geoscience, 2024, 5(1): 100105.
- [17] PEI Y L, WU J F, CHANG C, et al. Parent-child well spacing optimization in deep shale gas reservoir with two complex natural fracture patterns: A Sichuan basin case study [J]. Transport in Porous Media, 2023, 149(1): 147-174.
- [18] LIU L F, RAN Q Q, KONG J P, et al. Spacing optimization of horizontal wells in Pu 34 tight oil reservoir of Daqing oilfield [J]. Earth and Environmental Science, 2020, 467: 012008.
- [19] 郭俊. 鄂尔多斯盆地长 7 段页岩气储层井网优化研究 [D]. 西安: 西安石油大学, 2023.
- GUO Jun. Study on well pattern optimization of Chang 7 shale gas reservoir in Ordos Basin [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2023.
- [20] 杨晋玉, 陈晓平, 李超, 等. 基于经济效益评价的页岩油水平井加密调整参数优化——以鄂尔多斯盆地 XAB 油田长 7 页岩油藏为例 [J]. 中国石油勘探, 2023, 28(4): 129-138.
- YANG Jinyu, CHEN Xiaoping, LI Chao, et al. Optimization of infill adjustment parameters of horizontal shale oil wells based on economic benefit evaluation: A case study of shale oil reservoir in the seventh member of Yanchang Formation in XAB Oilfield, Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(4): 129-138.
- [21] 曾佳. 长 7 致密油藏井网井距优化研究 [D]. 北京: 中国地质大学 (北京), 2021.
- ZENG Jia. Research on well pattern and spacing optimization of Chang 7 tight reservoir [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2021.
- [22] 宋慧娟, 李硕, 李云迪, 等. 微地震监测技术在页岩气开发过程中的应用——以四川泸州地区为例 [J]. 东华理工大学学报 (自然科学版), 2022, 45(5): 437-442.
- SONG Huijuan, LI Shuo, LI Yundi, et al. The application of micro-seismic monitoring in shale gas development: A case study of Luzhou, Sichuan province [J]. Journal of East China University of Technology (Natural Science), 2022, 45(5): 437-442.
- [23] 荀威, 王本成, 杨丽娟, 等. 产量不稳定分析在元坝气田的应用 [J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(4): 652-658.
- XUN Wei, WANG Bencheng, YANG Lijuan, et al. Application of rate-transient analysis in Yuanba Gas Field [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 652-658.
- [24] 林旺, 范洪富, 王少军, 等. 致密油藏压裂水平井 Blasingame 曲线分析 [J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(6): 122-128.
- LIN Wang, FAN Hongfu, WANG Shaojun, et al. Blasingame curve analysis of fractured horizontal well in tight oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(6): 122-128.
- [25] 吴明录, 李涛, 赵高龙, 等. 双重孔隙介质三区复合油藏水平井试井模型 [J]. 油气井测试, 2022, 31(4): 6-12.
- WU Minglu, LI Tao, ZHAO Gaolong, et al. Well test model for horizontal well in dual-porosity three-zone composite reservoir [J]. Well Testing, 2022, 31(4): 6-12.
- [26] 王晓东, 王一航, 王永田, 等. 利用矿物含量计算砂岩脆性指数——以鄂尔多斯盆地合水地区长 6 段致密砂岩储层为例 [J]. 成都理工大学学报 (自然科学版), 2018, 45(3): 367-373.
- WANG Xiaodong, WANG Yihang, WANG Yongtian, et al. A method of computing brittleness index of sandstone by mineral content: A case study of Chang-6 tight sandstone reservoir in Heshui, Ordos Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2018, 45(3): 367-373.
- [27] 史瑞娜, 王晓冬, 罗二辉, 等. 低渗透地层压力扰动传播规律 [J]. 特种油气藏, 2011, 18(4): 80-82.
- SHI Ruina, WANG Xiaodong, LUO Erhui, et al. Propagation of pressure disturbance in low permeability formation [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(4): 80-82.

(修改稿收到日期 2024-04-26)

[编辑 朱伟]