

# 南翼山油田水平井产能影响因素分析

陈景华 白金莲 丁晓军 袁冬娇 赵海珠 (中国石油青海油田公司, 甘肃 敦煌 736200)

**摘要:** 南翼山油田储层岩性为陆源碎屑和碳酸盐岩混合沉积形成的混积岩, 岩性复杂, 研究区平均孔隙度 11.1%, 平均渗透率 2.43mD, 是典型的低孔特低渗油藏, 直井开发效果较差。2018 年开展水平井开发试验, 通过水平井体积压裂, 改善开发效果。但受储层品质、钻遇率、压裂规模等多因素影响, 水平井产量差异较大; 通过油藏地质及工艺参数等影响产量的各类因素分析, 表明储层品质及含油性等地质因素对产能的影响程度较大, 其次为压裂规模、焖井时间等工艺参数, 该结果对后期水平井部署、压裂参数选取、压后产能的提高具有重要指导意义。

**关键词:** 水平井; 体积压裂; 产能; 影响因素

## 1 区块生产概况

研究区 2010 年开始直井试采开发, 2013 年采用直井 + 短水平井井网注水开发, 低产、低采速、低采出, 平均单井日产 0.88t, 开发效果差。2018 年开展长井段水平井开发试验, 通过水平井蓄能体积压裂改造, 最高单井产量为直井的 6-7 倍, 油藏日产最高达 88.2t, 达到提高储量有效动用的目的。目前油藏共有长水平井 10 口, 平均水平段长度 1000m, 压裂后初期平均日产油 5.5t, 单井最高日产油 9.63t, 最低日产油 1.81t, 差异较大, 且生产递减特征也各不相同。

## 2 水平井产量影响因素分析

不同类型的油藏水平井开发效果存在差异, 其主要影响因素也各不相同。针对研究区内水平井产量差异影响因素进行分析时, 主要从地质和压裂工艺参数两个方面进行, 主要分析储层品质、水平段长度、压裂规模、焖井时间等对水平井产能的影响。

### 2.1 储层品质影响

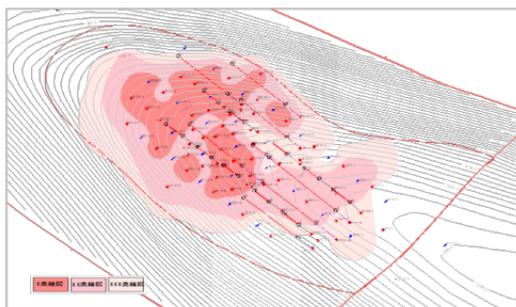


图 1 南翼山 V 油组储层分类平面图

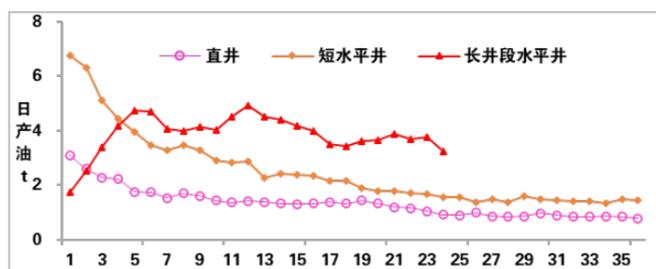


图 2 分井型单井平均单井日产量变化趋势对比图  
南翼山 V 油组为湖相沉积, 储层分布稳定, 但储层

非均质性强, 这是造成水平井产能差异较大的主要原因。根据储层物性及含油性特征, 平面上将储层分为三类, 根据分类结果, 对 I、II、III 类储层的水平井分布及生产特征进行统计, 整体表现出水平井生产效果整体优于直井, 储层品质越差时效果越明显的规律, I 类储层投产效果来看, 水平井是直井的 2.6 倍; 长水平段井与老水平井对比初期日产提升幅度不大, 但稳产效果更好。II、III 类储层投产效果来看, 水平井是直井的 4 倍; 长水平段井与老水平井对比初期日产提升较好, 但递减较快。

### 2.2 水平段长度及钻遇率影响

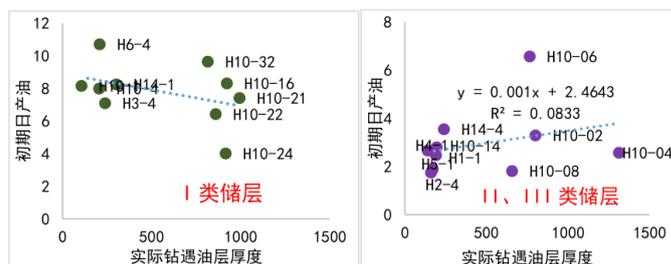


图 3 初期日产与钻遇厚度关系图



图 4 不同水平段长度采收率

水平段长度越长, 泄油面积越大, 压后产量就应该越高, 研究区储层分布稳定, 水平井油层钻遇率高, 从水平井初产和钻遇油层厚度对应关系图 (图 3) 上看, 水平井初期日产与实际钻遇油层厚度有一定相关性, 但并不是所有区域水平段都越长越好。分类储层来看, I

类储层有效水平段与日产油相关性较差,表明该类储层水平段不易过长,水平段长度还需进一步优化。II、III类储层有效水平段与日产油存在一定相关性,较长水平段有一定优势。

结合储层分类,截取2个不同储层类型的局部模型开展水平段参数优化,按水平井井距200m、缝长、缝高50m,水平段200-1000m之间变化,模型内论证7套方案,得到不同方案的采收率如图4所示,随水平井水平段的增加,采收率先不断增大,后缓慢增加,I类储层水平段增至600m时,采收率增幅变缓,II、III类储层水平段增至1000m时,采收率增幅变缓。

根据优化结果及已钻水平井的生产情况分析来看,认为在I类储层采用相对较小规模的短水平井、II、III类储层较长水平段较大压裂规模可能是后期该油组井位优化部署的探索方向。因此,建议I类储层水平段长200-300m,II、III类储层水平段长600-800m。

### 2.3 压裂规模影响

研究区采用水平井体积压裂改造工艺,压裂规模整体较大,前期开展试验的两口井施工总液量>20000m<sup>3</sup>,总砂量>1000m<sup>3</sup>,压裂簇数>40簇,压裂后单井产量较好,但受井距影响对邻近油水井均有不同程度的响应,对部分油井有一定的提液增油效果,但就水井而言,后期更容易发生水窜;后期水平井降低压裂规模,优化段簇间距后,水平井产量整体有所下降,但就压裂成本而言,大规模压裂整体提产效果不理想。

综合用液强度、加砂强度与压裂段簇与日产对比分析,压裂规模与产液有一定相关性,与产油量相关性较差,水平井段、簇间距增大,施工规模减小,有效改造井段少,是造成单井产量偏低的原因之一;同时,压裂规模过大时,井间裂缝指端沟通造成压窜现象,因此,建议在裂缝密度保证的前提下,优化施工规模,进行差异化设计,提高施工效果是后期的主要工艺探索方向。

### 2.4 焖井时间影响

焖井时间决定了压裂后油水置换是否充分的决定因素,一般来说关井时间越长,前期日产油越高,日产水越低,这是由于在渗吸作用下,裂缝中含水饱和度逐渐降低,基质中含水饱和度珠江升高,使裂缝周围原油相对富集,开井时日产油较高;但根据不同油藏的储层特点,需根据实验室条件下测定的岩心自发渗吸与渗吸排驱时间,利用类比法,获取储层条件下渗吸与排驱所需时间,从而确定和优化压后合理焖井时间;对于不同储层压裂井来说,由于储层参数、压裂施工参数以及裂缝形态的不同,所需焖井时间也不同。通过研究区水平井不同焖井时间与开井压力、初产对比分析,第一阶段两口井焖井时间短、压裂规模大,第二阶段适当降低压裂规模,延长焖井时间后,初始开井压力明显增大,但产量变化不大,同时发现焖井时间超过35天后,开井压力基本不再变化。

对比不同焖井时间下的单井生产变化趋势,第一阶

段焖井时间<20天的2口井,产量递减快,随着焖井时间增加,递减趋势减缓,因此,表明在该区,焖井时间长短对提高初产影响不大,但能有效减缓递减趋势,增加油井累产,因此,推测最佳焖井时间为30-35天。

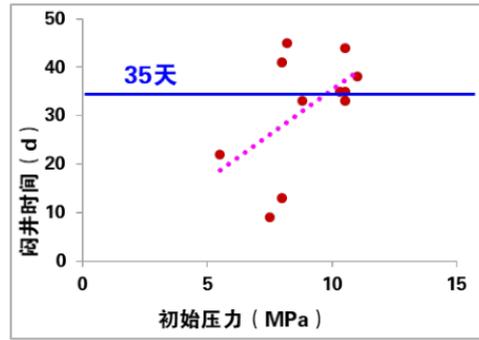


图5 焖井时间与开井压力关系图

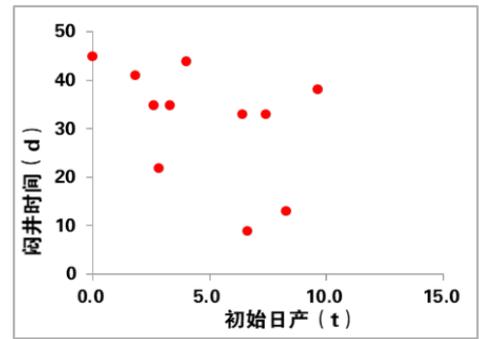


图6 焖井时间与初始产量关系图

## 3 结论与认识

①水平井产量主要受储层品质影响,物性、含油性较好的I类储层水平井产油好于II、III类储层;

②水平井初期日产与实际钻遇油层厚度有一定相关性,但并不是所有区域水平段都越长越好,分类储层及生产情况来看,I类储层水平段不易过长,II、III类储层长水平段有一定优势,整体水平段长度还需进一步优化;

③压裂规模与产液有一定相关性,与产油量相关性较差,且压裂规模过大时,井间裂缝指端沟通造成压窜现象,因此,建议在裂缝密度保证的前提下,优化施工规模,进行差异化设计,提高施工效果是后期的主要工艺探索方向;

④焖井时间长短对提高初产影响不大,但能有效减缓递减趋势,增加油井累产,推荐该区最佳焖井时间为30-35天。

### 参考文献:

[1] 张建军,赵宇渊,张南军.不同类型油藏水平井开发适应性分析[J].石油钻采工艺,2009(22).  
 [2] 孙琳琳.致密油蓄能体积压裂后关井蓄能方式及机理研究[J].石油知识,2017(04).  
 [3] 徐加祥,杨立峰,丁云宏等.致密油水平井体积压裂产能影响因素[J].大庆石油地质与开发,2020(02).