

稠油水平井动用程度分析及分段注汽技术探究

刘佳

(胜利油田现河采油厂工艺研究所 山东 东营 257100)

[摘要]油田水平井热采规模不断扩大,是采油厂重要的上产阵地。目前A区块热采水平井大多处于1—5周期,个别井进入6—11周期,多轮次后周期产量递减大。高轮次热采水平井开井后油井能量迅速下降,周期变短,回采水率升高。热采水平井普遍存在水平段横向上吸汽不均匀的问题,严重影响了稠油油田的开发效果。受水平段储层渗透率差异、含水率上升过快和水平段长度较长温度压力变化大等因素的影响,根据近两年的温压剖面测试和相关的数模显示,水平段动用程度不均,水平井热采效果还具有较大的提升空间,对有效动用此类稠油和丰富完善稠油开发技术具有重要意义。

[关键词]温压剖面;优化调配;双管注汽;稠油堵水

[DOI] 10.12252/j.issn.2096-6288.2021.09.1815

一、概况

热采水平井是稠油油藏提高油井产能和采收率的有效挖潜手段,但实际生产中水平井长度的优势发挥不明显、水平井动用不均等问题日益突出。为此,我们通过运用微温差测试技术,调整优化配注位置及注汽参数,改善吸汽剖面,从而指导热采水平井开发,并在油藏认识清楚的前提下,针对水平段较长,油藏物质基础好的井实施双管注汽,以及低成本堵水等控水稳油新技术。实现水平井均匀动用。统计A区块前五周期井,产油量递减14.6%,油气比递减达到16.6%,平均油气比0.72,平均周期累油只有1866t,平均周期天数350天。

水平井分段注汽顾名思义就是将油井的水平段通过封隔器卡层,根据渗透率差异选择合理的注汽参数,将井筒内的蒸汽分成多个独立的蒸汽进入地层的通道,变成多个独立的蒸汽腔,这种方式加热原油开采,能够避免渗透率级差的影响,大幅度提高油藏采收率。这就需要我们在注汽前对油藏展开精细的评价,根据油藏特点选择合理的注汽管柱,进行注汽参数的优化,真正实现按需注汽,通过这种注汽方式的改变,提高调整吸汽剖面,改善注汽效果。根据开采方式不同,我们细分为以下三种形式。一是选层注汽,这种方式就是根据油井的生产矛盾,对汽窜层、出水层、动用差的层进行避让,选择潜力层,通过封隔器实现单层注汽,这种选取一段的注汽方式有利于缓解油井生产矛盾,进一步动用油层纵向上的采收率。二是多段注汽,这种方式也是通过封隔器来实现,采用一级两段、或者两级三段、多级多段的方式,目前两级三段应用日趋成熟,根据油藏纵向上渗透率的差异,选择合理的注汽量,通过下入注汽调配阀在稠油热采过程中能够实现动态调配。在地面采用一套注汽系统就能够实现,但是水平段渗透率差异过大也会导致注汽系统不稳定,所以能够实现的前提条件是各层差异较小的水平井。三是两段分别注汽的方式,这种方式是针对油层段渗透率差异过大,其他方式实现困难,根据油藏特点采用先注一段,在选择注另一段,在注汽过程中根据注汽量要求,将水平段分成两个独立单元,一段注汽量注完进行投球,接着注另一段。这种注汽方式需要有很好的封隔器位置,卡层也很重要,因为渗透率差异过大,会导致注汽压力差别较大,很容易窜层。

二、影响水平井均匀动用的因素分析

(一)水平段储层的非均质性

稠油油藏埋藏浅,储层物性较好,储层孔隙度32%;渗透率 $2500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于高孔、高渗储层。油层平面上非均质性严重,由于沿水平井水平段方向上油层物性存在差异,蒸汽沿水平段渗透率较高的部位容易突破,散热量大,热量利用率低,蒸汽在油层扩散效率低,有效动用水平低,生产周期短。严重影响了热采水平井的均匀动用效果。

(二)含水上升快,边底水水侵加剧

稠油油藏大都存在边水或底水,且边底水复杂,呈多样分布;油藏高轮次吞吐后,边底水水侵加剧,影响了吞吐效果。统计所有完整周期热采水平井周期含水,周期间含水上升速度为0.75%。目前区块含水大于90%以上共有116口,占总井数的50.4%,周期含水上升率已达到3.5%。高含水已成为制约油田开发的瓶颈。

(三)水平段长度较长温度压力变化大

热采水平井水平段长度较长,注汽热采过的水平井水平段长度 ≥ 100 米的井占总井数的64%,在注蒸汽的过程中水平段温度场存在较大的差异,A或B靶点吸汽较多的情况占总井数的百分之六十。例如根据温压剖面测试显示,平2井水平段长102.18米,1342.45米之后,温度呈上升趋势,从81.4℃上升到93.2℃,温度上升了11.8℃。1462.62m-1559.64m温度明显偏低,此段动用状况较差

三、热采水平井均匀动用技术

(一)水平井温压剖面测试技术

1. 工艺原理

工艺原理就是针对水平井的特点,利用油管作为存储式三参数仪器携带工具,在作业过程中随油管下入,由于油管能够完全下入水平段,通过存储式三参数监测仪实现水平段全井段温度剖面测试。同时,根据油管下入的时间和深度的对应关系,能够对所测数据进行精确定位,从而得到水平井水平段井温剖面数据,进一步分析油层产出状况,为水平井的动态分析调整起到很好地指导作用。

2. 仪器结构

随管水平井井温剖面测试仪器主要包括绳帽、保温瓶、电池、电路主板、隔热体、紫铜垫密封面、压力传感器和进压孔、温度测量探头、导锥组成

3. 主要技术指标

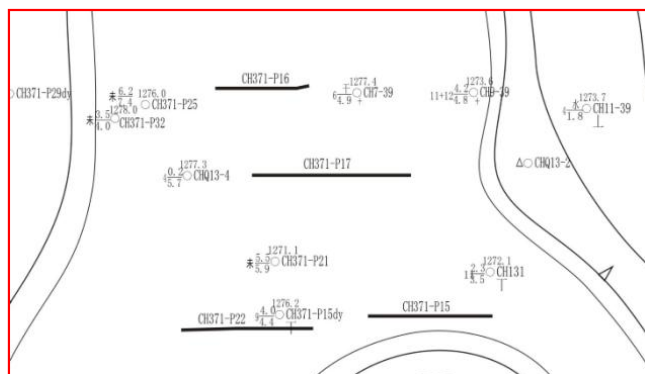
- (1) 温度采样点间隔0.5m;
- (2) 测温范围0-350℃,精度0.1℃;
- (3) 压力0MPa-40MPa,精度0.5%FS。

4. 作用

根据热采水平井的井温压剖面、油井静态资料及注采动态资料分析确定热采水平井的注汽、采油剖面及高含水井段。

(二)优化调配技术

推广温压剖面辅助动态调配技术,以降本增效为原则,配套低成本的温压剖面测试,优化配汽位置,调整吸汽剖面,提高潜力段动用。根据测试数据,结合油藏和工艺分析出水层位,优化调整配注器位置,同时通过井温及微差井温前后数据对比,可以分析调配后的注汽效果和堵调效果。A井,该井水平段筛管长124.97米,由井位图可以看出该井可控储量面积较大,含水达到88.9%,尚未水淹,且累采程度较低,挖潜潜力较大。



为了解水平井的动用状况。于2015年8月29日进行注汽前温压剖面测试。根据井温剖面结果，重新调整注汽位置：配注器1和配注器4位置保持不变，配注器2由原设计深度1630米调整到1620米，前移10米，配注器3由原设计深度1670调整到1690米，后移20米。同时合理分配注汽比例，注气量比例调整为2:3:3:2，对温度最低的区域加大配汽量。该井调整配汽位置和参数后，本轮次累计注汽2500t，于5月27日开井生产，产量由原来的38.6/3.8/90.2上升到51/8.7/93，平均日增油3.1t。油气比由0.36上升到0.48，单井累增油1006.1t，水平段动用得到进一步提高。

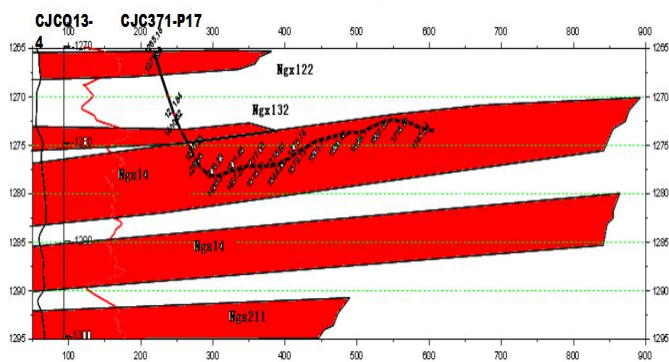
P井筛管段185米，已生产2个周期，目前该井产量为40/1.0/97.4%，已累油16694吨。我们对其进行了温压剖面测试根据温度、含水测试数据，结合前一周期生产情况，分析认为该井井温测试曲线差别小，水平段动用相对平均，1515m前端略好，后段略差，B靶点附近可能是主要的出水部分，因此把原来四个配注器（原配注器位置：1450m，1490m，1540m，1570m），调整为三个配注器（调整后配注器位置1433m，1510m，1560m），后段配置开口的引鞋改为闭口丝堵实施后峰值产量为62/15/75%，日增油14.0吨，目前产量仍为60.8/14.3/76%，保持稳定。实施后三个月累积产油1025吨，增油917吨。水平段动用得到进一步提高。总体：近年来在A区块薄层稠油应用措施18口，平均单井峰值日油7.26吨，累增油1.6万吨，油气比0.58，平均单井累增油1160吨。

（三）双管注汽技术

推广双管注汽技术，针对水平段长动用不均，配套温压剖面测试技术，调整配汽位置和配汽量，改善吸汽剖面，实施动态调控，同时双管延伸也保证了末端的温度和干度。双管注汽，采用同心式双管注汽，该技术就是在内径为76mm的4 1/2真空隔热管内下入2"无接箍油管，利用2"油管和小环空分别对水平井段的B点和A点注汽，井口实现配汽量的动态调整。该井调整内管、外管注汽位置后，于2011年12月开井生产，产量由5.7/1.0/86上升到48.2/7.2/85，平均日增油6.2t。单井累增油767t该井调整内管、外管注汽位置后，于2011年12月开井生产，产量由8.1/0.5/92.2上升到29.4/3.2/88.8，平均日增油2.1t。单井累增油720.6t

（四）低成本堵水技术

针对稠油热采水平井高含水问题，我们采用了氮气泡沫堵水调剖技术，温敏凝胶堵调技术、热固堵剂等，均因堵剂成本高、有效期少，增油量少而没有进一步的推广应用，为了突破这一难题，提出了以固相颗粒即超细水泥进行封堵，同时配套温压剖面测试技术，调整优化配注器位置和配汽量，改善吸汽剖面，提高水平井的均匀动用程度，达到降水增油的目的。低成本固相颗粒堵水技术特点：近井地带堵剂——超细水泥，并在其溶液中添加膨润土、自扩散等，使其具有更好地悬浮性，



随固相颗粒的浓度变化，有效控制悬浮时间，注入近井地带后，在可控时间内，快速失水，形成高强封口，从而起到堵水目的。

（五）温压剖面指导中心管采油技术

平段插入1根直径较小的生产管，将水平段井筒流动分为环空流动、井眼流动和中心管流动，降低跟端处的压降，重新分布水平段流动压差，抑制跟、趾端出水，提高中间段产量，防止底水脊进，均衡水平段压差分布，达到控水增油的目的。研究了入液口位置与累采油关系表明：入液口在水平段中间位置时的累采油量高于其它位置，因此入液口位于水平段中间位置。但工程设计时还要根据实际井眼轨迹和油水界面位置具体确定。研究了跟端产量、趾端产量、中间段产量及总产量，与中心管内径关系表明：跟、趾端产量下降明显中间段产量上升明显总产量变化不大达到了抑制跟、趾端出水，提高中间段产量，防止底水脊进的目的。最优内径为 $\phi 62$ mm油管。筛管完井，最大生产压差出现在跟端，底水最先从跟端锥进；采用中心管技术后，无论中心管长短，最大生产压差出现在中心管末端，底水最先从中心管末端锥进；中心管长度越长，最大生产压差出现的位置离跟端越远。

四、社会效益

各项挖潜措施在A区块薄层稠油油藏的成功运用，提高了油井产量、延长了油井生产时率，有效改善了油藏开发效果，形成了完整的配套技术储备，为生产决策提供了技术支持。

五、结论及认识

（1）热采水平井微差井温测试技术，定性判明水平井各层段吸汽情况，产液情况，定性分析水平段动用程度。通过调整优化配注位置及注汽参数，改善吸汽剖面，实现水平井均衡动用。该技术可在超稠油块、普通稠油等区块进行应用，该技术简单、成本低必有广阔的应用前景。

（2）在油藏认识较为清楚的前提下，水平段较长、油藏物质基础好的井，在累采程度较低，含水不是很高的情况下可优选双管注汽。

（3）对于含水较高、累采程度较高，还有挖潜潜力的井可以进行机械卡封或化学堵调等手段提高水平井的均匀动用程度，进一步提高最终采收率。

（4）高含水水平井中应用中心管采油技术，可以平衡水平段生产压差，延缓水平井含水上升速度，为水平井控水稳油探索出了一条新的技术途径。

参考文献

- [1]胡宏山.大斜度井及水平井的MFB测试[J].油气井测试,1999(03).
- [2]熊友明.水平井井筒内与渗流耦合的流动压降计算模型,2000(02).