

文章编号:1001-6112(2012)S1-0133-04

碳酸盐岩缝洞型油藏 大型压裂的地质选井及配套工艺研究

蒋林,任文博,曾清勇,吴学东,刘刚波,张燕

(中国石化西北油田分公司塔河采油三厂,新疆轮台 841604)

摘要:塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏经过多期岩溶,埋藏深,具有储层非均质性强、储层温度高、没有统一的油水界面、地层情况极其复杂的特征。多数油井需要沟通远端储集体才能获得高产,常规酸压沟通距离有限,难以取得较好的效果,需要大型压裂对储层进行改造,油井才能获得高产。该文通过已实施大型压裂油井的效果分析,研究得出大型压裂地质选井方法及配套实施工艺技术。

关键词:地质选井;配套工艺;关键因素;大型压裂;塔河油田

中图分类号:TE35

文献标识码:A

Geologic well selection and matching technology of large-scale fracturing in carbonate fracture and vug reservoir

Jiang Lin, Ren Wenbo, Zeng Qingyong, Wu Xuedong, Liu Gangbo, Zhang Yan

(Tahe No. 3 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841604, China)

Abstract: Through stages of karstification, the fracture and vug carbonate reservoirs in the Tahe Oil Field are deep buried and are characterized by strong heterogeneity, high temperature, non-united oil/water interface and complex formation condition. In most wells, it is necessary to connect the distant reservoirs so as to achieve high yields. The conventional acid fracturing fails to connect for long distance. Only with the large-scale fracturing can we modify reservoirs and obtain high yields. The methods of choosing large-scale fracturing wells and the matching technologies have been developed by analyzing the effects of finished large-scale fracturing wells.

Key words: geological well selection; matching technology; key factor; large-scale fracturing; Tahe Oil Field

随着塔河油田开发的不断推进,开发区域外扩,储集体发育程度变差,再加上缝洞型碳酸盐岩油藏经过多期岩溶,埋藏深,具有储层非均质性强、储层温度高、没有统一的油水界面、地层情况极其复杂的特点,70%的油井都需经过酸压改造。但部分油井由于埋藏深、地温高^[1],原有酸压规模小,裂缝穿透距离有限,不能有效沟通储集体,导致油井供液不足,低产低效。目前已优选出一批井实施了大型压裂,取得了显著的效果。但大型压裂措施风险大,成本高,所以需要在地质选井上作出准确的判断,工艺上不断优化才能取得较好的效果。本文主要从大型压裂的地质选井及其配套工艺进行研究。

1 大型压裂选井的方法

1.1 构造位置

1.1.1 位于油气富集的区域,邻井累产高

通过对大型压裂后初期日油能力及累产进行

统计分析,效果较好的井均位于油气富集程度较高的井区。如TK1078井位于T739高产缝洞带南部,深大断裂西部,断裂与储集体发育,油气富集程度高,大型压裂效果显著^[1],其邻近的TP6-1X、TP110X井和北部的TK1001CH、TK1063X井日产油均在80 t以上,累计产油均达到 6×10^4 t以上;而TP12-5X井所处井区油气富集程度相对较差,因此大型压裂效果一般(图1)。

1.1.2 位于构造高点上,水体不发育

位于水体不发育区的油井,都具备一定的储层改造的潜力,因为即使在水体发育的单元,在构造高点上也能富集一定的原油。如:TH10411井位于局部高点上,邻井多为水层,但大型酸压后效果较好,截止目前累计增油 0.9×10^4 t。

1.2 储集体发育特征

大型压裂针对有增油潜力的油井,所以要求被改造井具备较好的地质改造潜力。从地震反射特

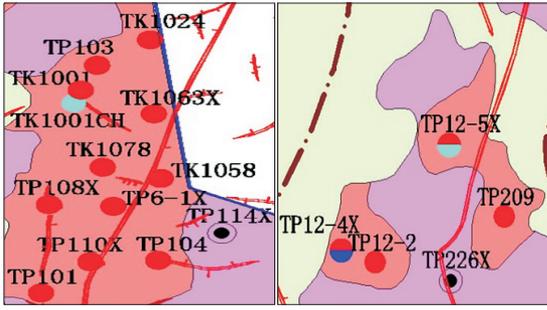


图1 塔河油田 TK1078 和 TP12-5X 井油气富集程度

Fig. 1 Degrees of hydrocarbon accumulation in wells TK1078 and TP12-5X, Tahe Oil Field

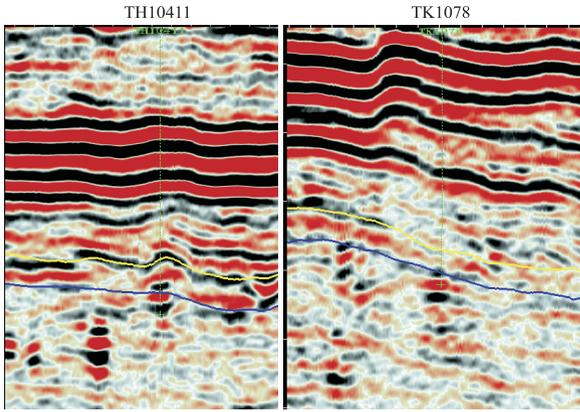


图2 塔河油田 TH10411 和 TK1078 井地震剖面

Fig. 2 Seismic section of wells TH10411 and TK1078

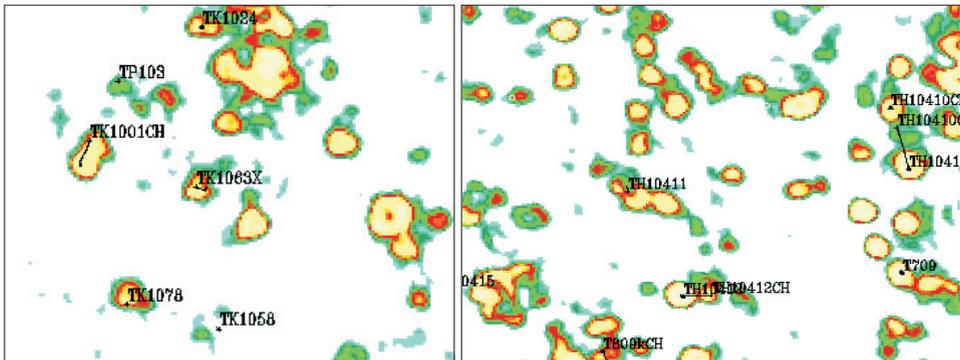


图3 塔河油田 TK1078 和 TH10411 井振幅变化率

Fig. 3 Amplitude change rate contour of wells TK1078 and TH10411, Tahe Oil Field

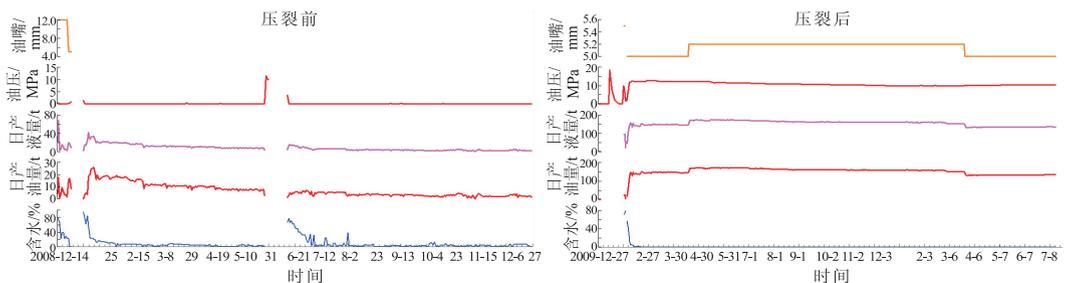


图4 塔河油田 TK1078 大型压裂前、后生产特征

Fig. 4 Production features before and after large-scale fracturing in well TK1078, Tahe Oil Field

征分析,地震反射特征都是呈“串珠状”反射特征,规模较大,振幅变化率明显,控制范围较大,具有一定的连片性,如 TH10411 和 TK1078 井(图 2,3)。

1.3 前期生产特征

(1)生产动态特征表现为“累产低、能量不足、注水困难”。前期“累产低、能量不足、注水困难”说明储集体不发育,连通规模小,能通过大型压裂有效地沟通远端及周围储集体。如果前期累产较高,证明储集体已经具备一定的连通规模,进一步沟通远端储集体的工艺难度比较大,且风险较高。

(2)前期生产中“压力、产液快速下降、含水缓慢上升”。油井投产后压力、产液快速下降,无水生产期长,且见水后含水缓慢上升,说明这种井存在一定的“定容”特征,且水体不发育,通过大型压裂改造后能很好的增加缝洞的控制范围,沟通大的水体的可能性不大,此类井大型压裂后一般都能不同程度的增油,如 TK1078 井(图 4)。

1.4 前期酸压情况

伴随着酸压工艺的进步,在压力和排量的控制上都取得了长足的进步,这给储层的再次大型压裂^[2]提供了强有力的技术支持,也让我们在排查此类井时有了更大的空间。

1.4.1 地质条件好,前期酸压规模小

从 TH10411 井的两次酸压的情况来看,第一次

酸压规模小,注入井筒总液量为 592 m^3 ,第二酸压规模达到 $2\ 000 \text{ m}^3$;从酸压曲线上分析,第二次大型压裂明显压开地层面沟通了新的储集体,大型压裂后该井累计增油 $1 \times 10^4 \text{ t}$ 左右。

1.4.2 前期酸压井段较长且钻井时存在漏失

(1)前期酸压规模小,如果长井段进行笼统酸压,压开地层效果差,受效地层不明确,所以后期选取潜力大的井段进行大规模的精细化压裂改造,一般都能不同程度的增油。如 S115-1 井前期酸压完井时,对 $5\ 930 \sim 6\ 060 \text{ m}$ 井段进行笼统酸压完井,从酸压曲线看,压降小,显示酸压裂缝未能沟通有效储集体。2010年9月11日 $5\ 927 \sim 5\ 940.6 \text{ m}$ 井段进行大型压裂,从酸压曲线看,压降大,显示酸压裂缝沟通有效储集体,大型压裂后累计增油 $1.8 \times 10^4 \text{ t}$ 。

(2)前期酸压井段存在漏失情况,漏失井段吸入能力强,如进行大段笼统酸压,会导致其它潜力井段不能很好的受效,影响酸压的整体效果。随着现在酸压工艺的进步,可以重新认识地层,对潜力井段进行卡封酸压、分段酸压,充分挖掘地层潜力。

1.4.3 储集体不在前期酸压裂缝发育的方位角上

酸压的方向不可控,可以通过裂缝检测判断大型压裂后裂缝的发育方向和高度,通过这种手段能够判断此次大型压裂是否沟通目的储集体。如果通过裂缝检测判断前期酸压效果欠佳,形成裂缝未明显沟通目的储集体,那么随着转向酸化技术的日趋成熟,后期对此类井进行定向酸压的潜力较大。

1.5 完钻井点与设计靶点的距离远

对于地质条件较好的井,如果完钻井点与设计储集体的中心有一定的距离^[1],由于酸压方向的不可控性,小规模酸压可能无法沟通储集体中心,通过大型压裂可进一步沟通储集体,取得较好的措施效果。如 TK1078 和 TH10411 井分别位移 22 m 和 56 m ,截止目前分别累计增油 $8 \times 10^4 \text{ t}$ 和 $1 \times 10^4 \text{ t}$ 左右;TH10424X 虽然地质条件较好,但位移仅 11.45 m ,基本位于储集体中心,分析认为前期酸压基本沟通了本井储集体,故产能提高不会太多。

1.6 测井资料

通过测井资料分析,对生产层段的高阻、低阻层、固井质量等有一个清楚的认识,结合地质工程分析,最终判断出合适的下步改造的潜力井段,为后期制定大型压裂方案提供依据。

TK1078 井前期光管柱酸压完井,由于总液量少,排量较小,后期通过对测井曲线深侧向、浅侧向分电阻率分析,酸压段较为致密,前期酸压完井时可能没有有效地沟通井筒周围储集体,后期优化工

艺,加大排量进行大型压裂,取得了很好的增油效果。2010年1月大型压裂至今累计增产 $8 \times 10^4 \text{ t}$,目前较措施前日增产 134 t 。

2 配套大型压裂工艺研究

塔河油田部分油井因常规酸压未能建产或低产低效,说明储集体距离井筒较远,所以大型压裂改造必须尽可能突破前期酸压改造的规模,增加酸蚀裂缝长度,以沟通更多天然裂缝和溶洞,扩大油气渗流面积,连通更多的油流通道。但是裂缝-溶洞型碳酸盐岩储层的非均质性、储层分布的纵横向差异,加上前期改造已经沟通近井地带的部分缝洞,加剧了大型压裂酸液的滤失,从而增加了改造难度。因此实施大型酸压改造必须大幅提高改造规模及施工排量,以克服和摆脱前期酸压工艺实施过程中的不足,使酸蚀裂缝长度更长,沟通更远。

2.1 预处理——注水补充能量

对于前期已有较大规模产出井,大型复合酸压前通过注入油田水补充地层亏空,恢复地层压力,然后实施大型复合压裂改造,使第一次酸压形成的人工裂缝向前延伸,沟通新的缝洞储集体^[3],达到提高采收率的目的。现场应用中在 TK1078 和 TK829 等井取得较好效果。

2.2 大型压裂的规模、酸液体系

2.2.1 施工规模

地质研究成果表明,井筒周围存在一个油气富集带。根据振幅变化率、地震时间剖面等资料可初步确定有利储集体展布的范围及井筒与储集体分布边界的距离,由此确定大型酸压需要形成的缝长;结合前期酸压施工情况、酸压后生产情况、注水情况等进行分析,作为施工规模优化的依据。

根据油井压裂所需沟通的有利储集体距离,再输入相应油藏及工艺施工参数,利用 Fracpropt 模拟计算软件,计算出所需缝长、缝高、酸蚀缝长及宽度对应的施工规模(图5)。

由图5可见,在可控的滤失范围下,压裂液规

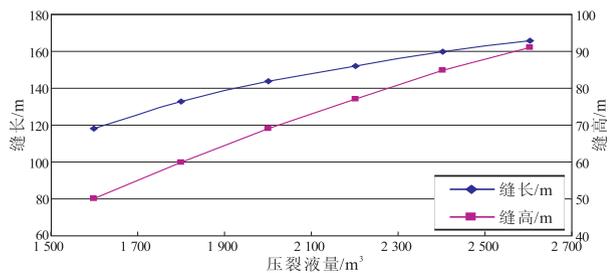


图5 压裂液用量优化曲线

Fig. 5 Optimization curves of fracturing fluid amount

模在一定程度上决定了沟通储集体的成功率,大型压裂规模一般应高于 2 500 m³。

2.2.2 酸液体系

大型压裂施工过程中,随着压裂液向目标储集体逐渐前移,形成网状压裂缝,后续通过注入酸液与岩石不断反应形成不规则接触面,防止裂缝闭合,形成渗流通道。

在现有酸液条件下,首先在保证大排量注酸,使酸液随压裂液压开的裂缝尽可能向原井地带深入形成最大规模的酸蚀缝。其次,酸液用量根据地层温度、储集体距离等因素进行优化,在保证压裂效果的同时,尽可能节省酸液用量,减少由于地层复杂条件导致的过多酸液浪费。

由图6可以看出,随着酸液规模的增大,酸岩反应速度增加的倍比小于酸液流速增加的倍比,即酸液在从井筒向目标储集体流动的过程中,大多数酸液来不及反应完就已经流入地层深处,提高注酸排量可以增加酸液深入地层的距离。

2.2.3 顶替液用量优化

通过对不同顶替液量对动态裂缝形态、酸蚀裂缝长度及导流能力影响分析(图7),可以看出动态缝长、缝高及缝口导流能力随着顶替液量的增加变化不大,而有效酸蚀裂缝长度却随顶替液量的增加有很明显的增长趋势。但这一增长趋势在顶替液达

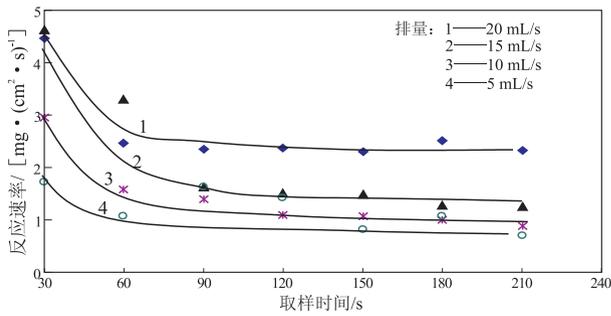


图6 排量对酸岩反应速率的影响

Fig. 6 Influence of delivery volume on acid and rock reaction rate

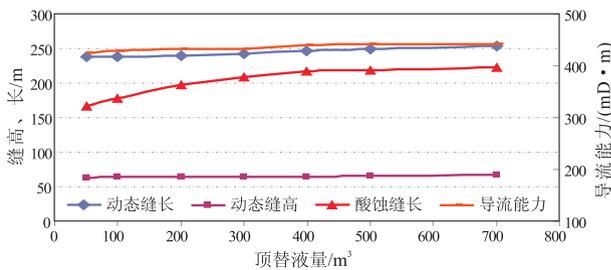


图7 不同顶替液规模对裂缝形态的影响

Fig. 7 Influence of different replacement fluid scales on crack features

到 400 ~ 500 m³ 以后增加效果不再明显^[4],所以顶替液一般控制在 400 ~ 500 m³。

2.3 泵注程序优化

2.3.1 大通径注入:降摩阻

为了提高压裂改造效果,经过工艺技术分析研究,在保障井口施工安全的基础上,尝试在7寸套管回接的情况下,通过采用油套混注的方式来降低摩阻,减低施工泵压的同时提高了井底有效压力,促进井底人工裂缝大幅度延伸。

2.3.2 支撑剂:降滤失、防止裂缝闭合

在前置液中加入一定浓度的粉陶(100目),粉陶一方面在天然裂缝与水力裂缝相交处形成桥堵,降低天然裂缝滤失量^[5];另一方面支撑远端的微裂缝,提高裂缝的沟通能力;部分粉陶的下沉,还可有效地控制裂缝的高度。

2.3.3 泵注程序:前置液+酸液+顶替液

通过前置液^[6]的不断降温可以冷却地层,降低裂缝内温度,减缓酸岩反应速度,从而延长酸液作用时间;同时酸液在前置液中指进,可以进一步提高酸液有效作用距离。

由于酸压大多数情况下是在酸液进入地层后通过酸蚀蚓孔沟通新的储集体,因此为了提高酸液进入远端后沟通新储集体的几率,同时增加裂缝远端的导流能力,泵注程序设计时在酸液进入地层后采用顶替液大排量将酸液顶至裂缝远端,以提高酸液在裂缝远端沟通储集体的几率。

上述表明,在工艺进步的基础上,利用更大施工用量及更高的施工排量,并适时加入支撑剂,可获得更长的酸压动态缝长;合理增加酸液用量及顶替液规模可以获得更长的酸蚀作用距离,设计参数时需结合单井储层发育情况及地质特征,并利用模拟软件进一步细化。

3 结论

通过多井次大型压裂井地质条件及其配套工艺分析后认为,大型酸压能够得到较好效果的因素有:(1)油井位于油气富集区,构造位置高、水体不发育;(2)储层发育好;(3)生产特征表现为“累产低,能量不足,注水困难”;(4)前期酸压规模小,沟通裂缝不在目的储集体方位角上,酸压井段致密或存在漏失,酸压后取得效果与储层特征不匹配;(5)完钻井点与设计靶点的距离远;(6)施工规模应尽量高于 2 500 m³,顶替液应保持在 400 ~ 500 m³,适时加入支撑剂;(7)优化泵注程序为前置液+酸液+顶替液,选择大通径管柱或油套连通注入,降低摩阻。

(下转第 141 页)

远大于 40.20 m/min 才导致固井过程中井漏。

由图 4 可知下套管 1 个立柱 27.432 m 的最短时间是 0.80 min 即下套管速度是 34.29 m/min (即下套管 1 个立柱耗时 48 s) 时,在接近 177.8 mm 套管管鞋的 6 579 m 处,激动压力是 $(1.346-1.256) \times 6 579 \times 0.009 81 = 5.81$ MPa (在实际的给定地层压力和破裂压力条件下不会导致井漏)。

由于 TPX 井的地层压力和破裂压力能够代表塔河油田主体区块,故 5.81 MPa 是托甫台不对地层做承压堵漏试验的最大的下套管时地层承压的极限值。即要保证三开下钻和固井过程中不因下钻速度大于 0.571 5 m/s (即下 1 个立柱耗时 48 s) 而导致井漏,应对地层做承压试验,承压值不小于 5.81 MPa。

由于在实际施工过程中不好控制下钻或者下套管的速度,因此塔河油田主体区块二叠系地层井做承压堵漏试验时应考虑附加的当量密度 0.05 g/cm^3 ,承压值不小于 $5.81 + 0.05 \times 6 579 \times 0.009 81 = 9.037$ MPa。

3 结论

1) 塔河油田主体区块二叠系地层坍塌压力

大,钻井过程中易剥落掉块;地层受断裂带发育影响,属裂缝型地层,钻进过程中易发生井漏。

2) 塔河油田主体区块含二叠系地层承压堵漏值要满足后续钻进和固井的需要,确保钻井过程中和三开结束后固井不发生井漏。

3) 为了保证塔河油田主体区块三开中完井深 6 600 m (垂深)、含二叠系地层井钻进过程中和固井过程中不因下套管或下钻速度过大而导致井漏,应做地层承压试验,承压值应不小于 9.037 MPa。

4) 多次实践形成桥浆+水泥浆复合堵漏工艺,取得一定成功;但二叠系堵漏技术仍然存在较大困难,建议引用目前国内较新堵漏工艺技术进行现场实验。

参考文献:

- [1] 杨金龙,罗静兰. 塔河地区二叠系火山岩储集层特征[J]. 石油勘探与开发,2004,31(4):44-47.
- [2] 李金锁,王宗培. 塔河油田玄武岩地层垮塌、漏失机理与对策[J]. 西部探矿工程,2006(5):137-139.
- [3] 于培志,苏长明. 中国石化近几年钻井液技术发展[J]. 钻井液与完井液,2009,26(2):113-114.

(编辑 徐文明)

(上接第 136 页)

参考文献:

- [1] 中石化西北油田分公司工程技术研究院. 塔河油田超大规模酸压施工总结报告[R]. 乌鲁木齐:编者,2010.
- [2] 张焯,赵文娜. 塔河油田缝洞型碳酸盐储层重复酸压实践[J]. 新疆石油科技,2009,2(19):34-36.
- [3] 杨亚东. 塔河油田酸化压裂工艺现状及研究[J]. 内蒙古石油

化工,2006(1):72-73.

- [4] 程洪,任文博,张玉婵,等. 影响大型酸压储层改造效果的主要因素分析[J]. 石油实验地质,2011,33(S1):107-111.
- [5] 黄燕飞. 塔河油田托甫台地区奥陶系油藏深度酸压技术应用[J]. 天然气勘探与开发,2010,32(4):68-71.
- [6] 李国华,王素荣. 多级注入下沉剂控缝高压裂工艺优化及应用[J]. 石油化工应用,2011,30(4):35-39.

(编辑 徐文明)