

文章编号:1000-0747(2004)06-0112-03

深层稠油难动用储量压裂增产技术与试验

张坚平,牛瑞云

(中国石油吐哈油田钻采工艺研究院)

摘要:吐哈油田的玉1块属超稠油油藏,油层物性差,埋深为3328~3365m,不能投入正常生产。根据玉1块稠油油藏特点,应用小型压裂测试技术、高砂比宽短缝压裂技术、小排量低前置液的暂堵剂控制裂缝垂向延伸技术、防止水基压裂液进入地层造成稠油乳化及水敏伤害、压裂后气举快速排液等配套压裂工艺,开展了稠油油藏压裂增产探索性试验。对玉1块进行现场试验,施工排量 $2.6\text{m}^3/\text{min}$,前置液 34.8m^3 ,携砂液 56m^3 ,加砂 18.74m^3 ,平均砂比41.2%,最高砂比60%。稳定日产油量由压裂前的4t提高到压裂后的11t,不含水,证实没有压窜下部含油层,压裂效果明显。图2表1参8

关键词:深层稠油油藏;水基压裂液;高砂比压裂;控缝压裂;效果

中图分类号:TE357

文献标识码:A

0 引言

吐哈盆地的吐玉克油田的玉1块^[1]稠油油藏含油面积 4.1km^2 ,探明地质储量1596万t。由于该区块埋藏深、物性较差、稠油黏度较高,地层原油流动度低,导致单井自然产能低,不能实现经济开发,得不到有效动用。通过对稠油油藏压裂改造技术调研和反复论证,认为水力压裂可以作为有效的增产措施。针对玉1块油藏地质特征,开展了稠油油藏压裂增产探索性试验,优化压裂液体系,完善配套压裂工艺,取得明显效果,为玉1块深层难动用稠油储量投入动用提供了经济有效的开发手段。

1 油藏主要特征

1.1 储集层特征及隔层情况

油藏埋藏深3280~3420m,储集层岩性为细砂岩,油层厚达37m,孔隙度16%,渗透率25.97mD。

储集层上部隔层厚度在10m以上,隔层之上无水层,储集层与隔层的应力差约5MPa,可以起到控制裂缝向上延伸的作用。下部无明显隔层,储集层与隔层的应力差不足2MPa,油层距离下伏含油层仅3m,难以控制裂缝向下延伸,若压穿含油层,将导致水指进而无效。

1.2 地层原油性质

吐玉克油田原油具有高密度、高黏度、高凝固点、高非烃含量和中等含蜡量的特点(见表1),气油比 $12\text{m}^3/\text{t}$,饱和压力4.1MPa,体积系数为1.032。储集层温度 99°C ,地层压力30.52MPa,压力系数0.91,属中高温低压系统。

表1 吐玉克油田原油性质表

区块	密度 (g/cm^3)	黏度($\text{mPa}\cdot\text{s}$)		凝固点 ($^\circ\text{C}$)	含蜡量 (%)	非烃 (%)
		地面(50°C)	地下			
吐玉克	0.9646	12 708	153	31.4	5.8	19.4
玉东	0.9533	11 013	350	32.4	7.3	22.5
鲁克沁	0.9560	26 778	606	46	7.8	10.1

1.3 储集层敏感性

储集层胶结物含量较低(平均6.8%),以泥质胶结为主,胶结方式以孔隙式胶结为主。泥质含量平均为5.25%,碳酸盐胶结物含量为1.22%。泥质胶结物中,高岭石相对含量为42.1%,绿泥石相对含量为25.6%,伊/蒙混层相对含量为20.3%。储集层颗粒之间以点-线接触为主,其次为线接触。岩心试验分析结果表明,玉1区块水敏程度中等偏强,水敏指数0.47~0.71。需防止压裂液水敏伤害。

1.4 前期油基压裂效果

在吐玉克稠油油藏勘探试油阶段,1997年在玉东2井、玉101井投入试采前进行了油基压裂改造试验,由于砂比低,玉东2井日增产4.2t,玉101井日增产4t,有效期不足1month,没有取得预期的效果。

2 压裂主要难点及主要技术思路

2.1 玉1井压裂主要难点

玉1井储集层埋深3328~3365m,地层温度 99°C ,同时储集层较疏松,支撑剂嵌入较严重。压裂工艺要求高砂比压裂实现宽短裂缝,降低支撑剂嵌入对裂缝导流能力的影响,因此压裂液必须具有耐温性能好、携砂能力强的特性。

水敏性中等偏强,高含蜡和胶质、沥青质,水基压裂液进入地层易发生冷伤害。要求压裂液必须具有防

水敏及冷伤害的特性, 能实现快速返排。

储集层之下无明显隔层, 裂缝向下延伸将会失控, 压穿下伏含水层, 导致措施后水指进而无效。因此, 必须优化工艺参数和规模, 同时采用控缝技术, 避免压窜水层。

2.2 玉1井压裂主要技术思路

针对稠油油藏地质特点, 优化压裂液体系, 防止水敏及冷伤害问题。优化施工参数和裂缝规模, 压前进行小型压裂测试分析, 求取地层以及压裂液滤失系数, 修正正式加砂设计。选择合理的沉式压裂转向剂及施工工艺, 控制裂缝向下严重延伸。

3 配套压裂工艺技术

3.1 压裂规模的优化

玉1井压裂层段为 3328.4~3365.6m, 地层测试有效渗透率为 25.97mD。模拟计算油藏不同支撑半缝长及裂缝导流能力下稳定产量变化(见图1), 当支撑半缝长大于 50m 后, 裂缝导流能力在 60D·cm 以上时, 随着缝长及裂缝导流能力增加, 产量基本不增加。因此优化支撑半缝长为 50m, 裂缝导流能力为 60D·cm 以上^[2]。

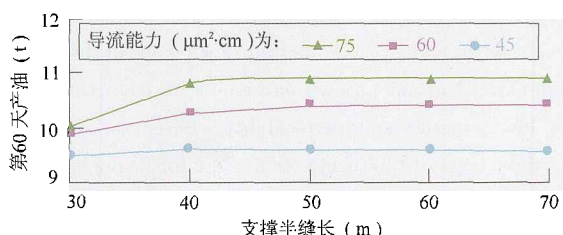


图1 玉1井不同支撑缝长及导流能力下产油曲线

3.2 防止水基压裂液造成冷伤害及稠油乳化的措施

水基压裂液进入地层后, 裂缝面附近温度降低, 水相与稠油接触易发生乳化, 导致稠油黏度较大幅度升高, 影响压裂后返排及增产效果。为防止水基压裂液对地层稠油冷伤害及乳化, 优选了苯类有机溶剂作为压裂液与稠油的隔离液, 在预前置液阶段, 向井筒注入 10m³ 有机溶剂, 对压裂目的层进行预处理^[3]。

3.3 控制裂缝向下延伸工艺

压裂目的层下部无明显隔层, 压裂目的层距含油水层仅 3m。为控制裂缝向下延伸, 主要采取了改善井筒状况(填砂, 砂面填至 3350m, 有利于裂缝在目的层上部起缝)及用沉式压裂转向剂进行控制的方法。

沉式转向剂控制裂缝向下延伸的基本原理是利用沉式转向剂形成人工隔层, 达到抑制裂缝向下延伸的目的。转向剂在加砂压裂前通过携带液注入, 然后下

沉聚集在产生的裂缝底部, 形成一个压实的低渗区。3 种玻璃球、粉砂及 X CJ 沉式转向剂的阻流试验表明, X CJ 沉式转向剂阻流效果最好, 达到 96%^[4]。其工艺过程为: ①预前置液造缝; ②采用携带液(一般为活性水)携带转向剂制造人工隔层; ③注入中顶液(一般为活性水)将携带液顶进裂缝; ④关井 10~15min, 使转向剂进入新生裂缝垂向尖端, 均匀分布和沉降, 形成遮挡层; ⑤开始正式加砂压裂^[5]。

3.4 宽短裂缝高砂比压裂技术

对中等渗透率地层, 压裂主要改善裂缝的导流能力, 如片面追求缝长而导流能力较低, 反而得不到较好效果。玉1井稠油油层为中等渗透率, 主要提高施工砂比来提高裂缝导流能力^[6]。采取的主要做法是: 压前进行小型压裂测试, 求取地层参数及压裂液滤失系数等设计关键数据。

依据小型压裂解释结果, 采用 FracProPT 拟三维压裂设计软件优化施工排量、砂量及泵注程序。地层预处理后, 进行控缝高压裂, 排量 2.5m³/min, 用 10m³ 压裂液造缝, 然后用 10m³ 活性水携带 4t 沉式转向剂, 用 15.4m³ 压裂液基液顶替, 停泵 10min 以形成人工隔层。正式加砂压裂时排量优化为 2.5m³/min, 前置液 30m³, 加砂 18.9m³, 平均砂比 41%, 最高 60%^[7]。

3.5 压裂后气举快速排液技术

为减少压裂液在地层滞留的时间和残留量, 降低对地层产生伤害, 采用气举阀不动压裂管柱, 利用制氮拖车气举强排, 提高了压裂液的返排率, 缩短了排液周期。

4 现场试验及效果

玉1井于 2003 年 3 月 26 日进行了压裂施工。该井采用中温水基压裂液体系, 考虑到稠油与水基液会发生冷伤害, 施工前泵入预前置液(10m³ 有机溶剂), 隔离压裂液与原油, 并防止蜡析出, 预防发生冷伤害。

4.1 施工分析

施工前小型压裂测试时压力降落非常平缓, 表明地层滤失较低; 注转向剂阶段关井后压力降落平缓也证明了这点。在加砂过程中, 砂比 45% 前, 套压缓慢上升, 裂缝正常延伸, 当后续高砂比注入时, 施工压力持续下降, 同时套压也稍有下降, 预示裂缝进入低地应力层或物性变好, 显示没有压穿下部含油水层。顶替阶段压力持续上升, 说明支撑剂基本充满裂缝, 达到近脱砂状态。对压裂后施工数据进行压力历史拟合, 解释压裂液滤失系数 $6.67 \times 10^{-1} \text{ m/min}^{1/2}$, 闭合压力 51.4MPa, 闭合压力梯度为

0.016MPa/m,净压力 3.1MPa,液体效率 41.3%,3322~3366m 井段造缝高度 44m,支撑缝长 55m,支撑缝高 42m,支撑缝宽 4.9mm^[8]。

4.2 试验效果

玉 1 井压裂前采用空心抽油杆泵上掺稀,泵深 2500m,平均日产油 4t,供液不足,只能间开生产。压裂后泵深 2750m,平均日产油提高到 11t,增产 2.75 倍,有效期达到 270d,增产稠油 1320t(见图 2)。通过水基压裂液高砂比控缝压裂,玉 1 井压裂后增产效果显著,为该区块建产提供了有效的增产技术体系。

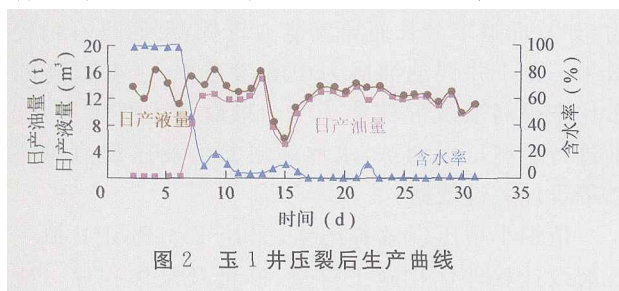


图 2 玉 1 井压裂后生产曲线

5 结论

在施工前,采用苯类有机溶剂作为水基压裂液与稠油之间的隔离液,对压裂目的层进行预处理,可有效防止稠油与水基压裂液接触发生乳化和冷伤害,保证压裂效果。

对于新区块压裂,压裂前进行小型压裂测试,可以准确认识地层及压裂液性能,对正式加砂压裂设计进行修正,从而实现优化压裂。

优选的沉式转向剂实现了控制裂缝向下延伸,压裂后生产表明,没有压穿下部含油层。

由于稠油油藏物性好于低渗透稀油油藏,储集层较疏松,必须实施高砂比压裂,才能取得较理想的效果。应以高砂比压裂为基础,继续做好稠油油井端部脱砂压裂研究与试验,进一步提高支撑裂缝的导流能力,提高稠油油井压裂效果。

参考文献:

- [1] 刘彦军,孙玉凯,等.吐玉克超深稠油油田开发技术研究与试验[R].哈密:吐哈石油勘探开发研究院,1998.
- [2] 蒋廷学.压裂优化设计的一些实用分析方法[A].低渗透油气田研究与实践(卷四)[C].北京:石油工业出版社,2002.
- [3] 蔡国华,王先荣.浅薄互层普通稠油油藏水力压裂的实践与认识[J].特种油气藏,2002,9(4):59-62.

- [4] 彭建成,等.克拉玛依八区下乌尔禾组油藏控缝高压裂及其应用效果低渗透油气田研究与实践(卷三)[C].北京:石油工业出版社,2001.
- [5] 王冬梅,等.吐玉克深层稠油油藏压裂改造技术研究与实践[R].哈密:吐哈石油勘探开发指挥部,2003.
- [6] 蒋廷学.高砂比压裂与裂缝强制闭合技术的现场应用[A].低渗透油气田研究与实践(卷四)[C].北京:石油工业出版社,2002.
- [7] 王鸿勋.压裂工艺参数选择方法[J].石油勘探与开发,1978,5(4):44-60,90.
- [8] 刘翔鹤,张景和,余建华,等.水力压裂裂缝形态和破裂压力的研究[J].石油勘探与开发,1983,10(4):37-44.

第一作者简介:张坚平(1968-),男,江西人,工程师,1992年毕业于江汉石油学院采油工程专业,从事油田采油工艺技术研究工作。地址:新疆哈密市石油基地,吐哈油田钻采工艺研究院,邮政编码:839009;电话:(0995)8371204。E-mail: zhangjp@tuha.net

收稿日期:2003-12-15 修回日期:2004-10-12

(编辑、绘图 郭海莉)

Fracturing technology research and test for deep heavy oil reservoirs

ZHANG Jian-ping, NIU Rui-yun (Drilling & Recovery Technology Research Institute, Tuha Oilfield Company, Xinjiang 839009, China)

Abstract: Block Yu 1, Tuha Oilfield, is a super heavy oil reservoir with poor reservoir properties and buried depth of 3328-3365m. Normal production cannot be maintained because of its low porosity and permeability. Based on the reservoir properties, tests of fracturing technology for heavy oil reservoirs were carried out by applying minitype fracturing and testing technology, high sand concentration and wide-short fracture fracturing technology, the technology of vertical fracture extension control using the temporary blocking agent with low-displacement pad fluid, and the technology preventing layers from water base fracturing fluid, etc. The displacement is 2.6 m³/min, pad fluid is 34.8 m³, sandcarrier is 56 m³, sand volume is 18.74 m³, the average sand ratio is 41.2%, and the maximum sand ratio is 60%. The daily production increased from 4t to 11t with no water production. The success of fracturing in Well Yu 1 improved the development effect and provided an economical and effective means for the future development of heavy oil reservoir in deep zone.

Key words: deep heavy oil reservoir; water base fracturing fluid; high sand ratio fracturing; fissure control fracturing; effect