

# 二氧化碳段塞辅助压裂技术在桩西油田的应用

马洪飞, 杜 勇  
曲丽丽

(胜利油田有限公司桩西采油厂, 山东 东营 257237)

**[摘要]** 针对低渗油藏开发过程中常规压裂增产效果有限、重复压裂后效果不理想的情况, 进行了二氧化碳段塞辅助压裂技术的研究试验和应用工作。在压裂前注入液态二氧化碳, 通过吸附与溶解气作用, 起到增产原油和压裂后助排的目的。通过室内试验研究和数值模拟, 确定了以桩74块为代表的低渗油藏原油与二氧化碳的最小混相压力为26MPa, 并优选了最佳焖井时间7~9d, 经优化压裂施工最佳支撑裂缝半长应在80m左右, 最优铺砂浓度为5.0~7.0kg/m<sup>2</sup>。现场应用5口井, 当年平均单井增油2278.8t, 而同期采用常规压裂技术的施工井, 平均单井增油仅812.2t, 取得了较好的试验效果和经济效益。

**[关键词]** 低渗透油气藏; 水力压裂; 二氧化碳; 段塞; 辅助

**[中图分类号]** TE357.1

**[文献标识码]** A

**[文章编号]** 1000-9752(2009)02-0339-04

桩西采油厂低渗油藏分布在五号桩和桩西两个油田, 开发单元26个, 含油面积74km<sup>2</sup>, 石油地质储量4986×10<sup>4</sup>t。该类油藏主要实施以水力压裂为主的改造工艺, 区块开发初期取得了较好的增产效果, 但由于特低渗油藏目前仍无有效的补充地层能量的手段, 随着地层压降的增大, 压裂和重复压裂的增产效果逐年变差。因此, 为提高以桩74块为代表的特低渗油藏压裂增油效果, 将水力压裂提高渗流能力与二氧化碳吞吐降低流度比、补充地层能量、提高压裂残液返排效果等机理结合起来, 进行二氧化碳段塞辅助压裂改造的试验<sup>[1~4]</sup>。主要思路是在压裂施工前注入设计量的液态二氧化碳, 焖井一段时间, 待充分气化和混相后, 再实施压裂改造。为此, 需要开展试验区块二氧化碳的最小混相压力、羟丙基瓜尔胶(HPG)与二氧化碳配伍性评价、焖井时间优化、压裂施工参数的优化等项研究, 于2007年进行现场试验, 取得了良好增产效果。

## 1 桩74块二氧化碳最小混相压力(MMP)试验

在进行二氧化碳段塞辅助压裂设计之前, 求取二氧化碳与试验区块原油的最小混相压力是必要的。利用细管试验装置, 可以比较准确地求取试验区块的最小混相压力。试验采用5种驱替压力(13、18、23、28、33MPa), 试验温度为油层温度(150℃), 分别向细管模型中注入二氧化碳对桩74块的原油进行驱油试验, 计量最终产油量。通过细管试验及数值模拟, 桩74块原油与二氧化碳的最小混相压力为26MPa, 而桩74块目前地层压力为28.83MPa, 证实该块原油与二氧化碳实现混相是可行的。

## 2 常用压裂液与二氧化碳配伍性评价

### 2.1 羟丙基瓜尔胶(HPG)与二氧化碳配伍性试验

二氧化碳溶解于水后, 由于其pH值呈酸性, 而HPG交联体系多为碱性, 因此在酸性溶液中会快速水解, 造成粘度大幅度下降, 影响压裂施工的正常进行。在实验室内, 配置500ml的HPG液体, 置于细口瓶中, 通入二氧化碳气体, 通入不同时间以后, 用FANN35粘度计测试HPG基液的粘度, 试

**[收稿日期]** 2009-02-10

**[作者简介]** 马洪飞(1970-), 男, 1992年毕业于江汉石油学院, 高级工程师, 硕士生, 现主要从事油气地质开发研究工作。

验结果见表1所示。试验表明,混入二氧化碳后对 HPG 基液粘度影响较大,粘度由 82mPa·s降为 21mPa·s。

通入二氧化碳气体后,用 OBC-2、SB-2 和 BCL-400 等交联剂进行交联试验,结果基本不交联,或交联时间延长,证实二氧化碳形成的酸性环境对 HPG 的水解具有极大的促进作用,已无法满足携砂要求。因此,在实施二氧化碳段塞辅助压裂时,需要在注二氧化碳时混合注入活性水,起到隔离的作用。为了检验表面活性剂的影响,利用 RCV6300 流变仪进行流变试验,试验结果见表2。试验表明,加入活性水组分后,HPG 冻胶压裂液抗剪切性能明显提高,可满足压裂携砂要求。二氧化碳溶解于水后,对羟丙基瓜尔胶 (HPG) 基液流变性能和交联性能影响较大,需要在注二氧化碳时混合注入活性水,起到隔离的作用。

### 2.2 VES-SL 表面活性剂压裂液与二氧化碳的配伍性

VES-SL 压裂液形成最佳冻胶的 pH 值范围为 6~9,为了验证二氧化碳对 VES-SL 粘温性能的影响,利用 RCV6300 毛细管流变仪测试了二氧化碳对 VES-SL 压裂液的影响,试验结果如图1所示。表明,VES-SL 表面活性剂压裂液在高浓度使用条件下与二氧化碳配合以后,在 120℃情况下,压裂液剪切后粘度维持在 50mPa·s 以上。可见二氧化碳的掺入,对 VES-SL 表面活性剂压裂液的粘度,没有明显的影响。因此,利用 VES-SL 表面活性剂压裂液,进行二氧化碳辅助压裂是可行的。

表1 二氧化碳对 HPG 基液粘度的影响试验

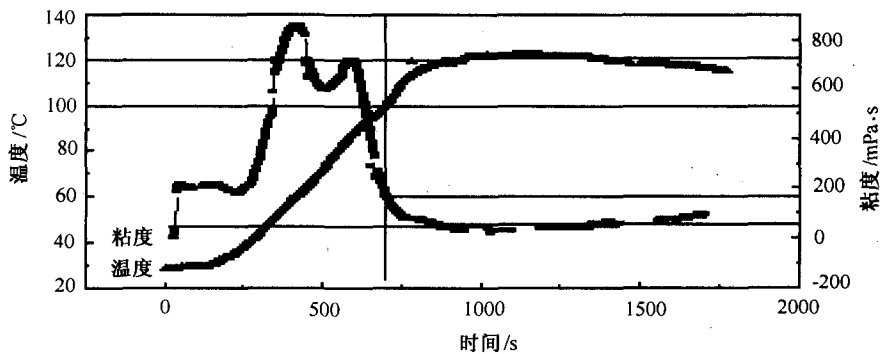
通 CO <sub>2</sub> 时间/min	HPG 基液粘度/mPa·s
0	82
20	66
40	39
60	33
80	27
100	21

注:试验温度 25℃。

表2 活性水配制的 HPG 压裂液粘度随时间的变化关系

交联剂类型	通 CO <sub>2</sub> 气体后剪切时间/min	未加活性水	加入活性水
		隔离液时压裂液粘度/mPa·s	隔离液后压裂液粘度/mPa·s
BCL-400	0	547	551
	15	516	620
	45	414	521
	60	332	452
	75	175	382
	90	63	212
	120	43	127

注:试验温度 175℃,剪切速度 170 s<sup>-1</sup>。



(压裂液配方: 6% VES-SL + 20% 的二氧化碳 + 1% 助剂 J; 测试方法: RCV 升温)

图1 VES-SL 表面活性剂压裂液粘度、温度随时间的变化曲线

## 3 二氧化碳段塞辅助压裂技术的优化

### 3.1 焖井时间优化

CO<sub>2</sub> 合理注入量可以借鉴返排盐水所用的 CO<sub>2</sub> 体积,利用相应的图版来近似计算。注入液态二氧化碳段塞以后,焖井时间应根据不同的油藏条件来确定。对焖井时间进行了数值模拟:取井深 3500m

(实际深度 3450~3580m)、油层温度 141.5℃ (实际温度 132~151℃)、油层压力 35.7MPa (实际压力 35.54~35.86MPa)、孔隙度平均值 16.7%，渗透率平均值  $6.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。模拟注入不同体积的液态二氧化碳后，油层压力扩散情况见表 3。

表 3 注入二氧化碳后压力达到油藏压力所需时间

编号	注入液态二氧化碳体积 /m <sup>3</sup>	停泵时井底压力 /MPa	压力下降 10MPa 时所用时间/h
1	40	80.801	139
2	60	82.075	180
3	80	84.495	230
4	100	87.531	264
5	120	88.872	278

同时在桩 60-5 井下入井下压力温度计对注液态二氧化碳、焖井、压裂施工、返排和生产过程进行了全过程的实际测试。根据模拟结果和压力温度测试数据，优化得出最佳焖井时间应当控制在 7~9d 之间，从降低压裂液对裂缝和油层的伤害方面来考虑效果最好。若焖井时间太长，则二氧化碳的助排作用基本消失，只有膨胀原油和降低原油粘度的作用。

### 3.2 压裂裂缝半长优化

根据油藏方案反九点法面积注水井网、在注采井距 180m 条件下所压裂的油井在一定导流能力条件下，油井产量与裂缝长度关系进行模拟计算，选出最优的裂缝半长。结果见图 2。可以看出最佳支撑裂缝半长应在 80m 左右，超过该长度对油井的贡献值不大。

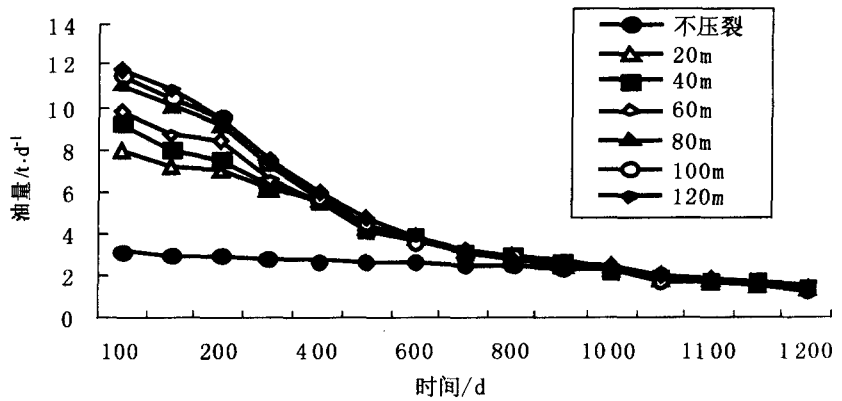


图 2 不同裂缝半长油井产量对比曲线

### 3.3 铺砂浓度优化

在裂缝半长确定的基础上，通过模拟计算不同铺砂浓度条件下单井日产油量关系曲线，结果见图 3。可以看出，最优的铺砂浓度为 5.0~7.0kg/m<sup>2</sup>。为达到以上优化设计参数，施工中适当提高砂液比及施工排量，以提高导流能力和压裂效果。

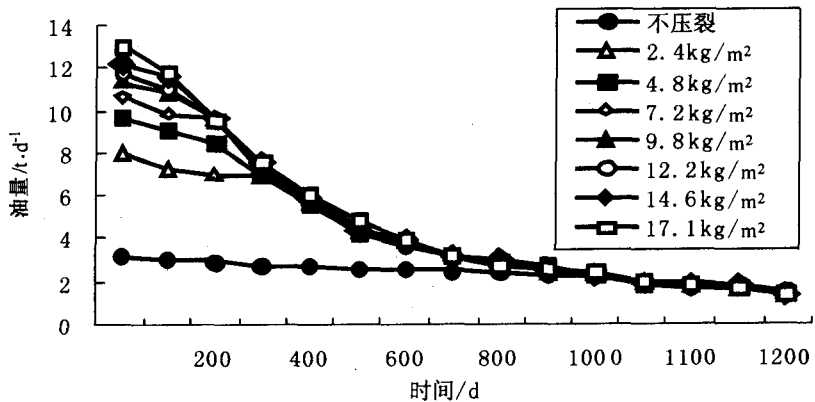


图 3 不同铺砂浓度下油井产量曲线

## 4 现场试验情况

2007 年以来，在室内研究和井下实际压温计监测结果的基础上，对桩 702-4 井、桩更 74-8-12 井、桩 74 井、桩 52-61 井、桩 60-5 井等 5 口井进行了井下管柱、焖井时间、压裂施工参数等方面的优化设计，并实施了二氧化碳段塞辅助压裂现场试验，取得了良好的增产效果。

例如，桩 702-4 井注入二氧化碳 100t，焖井 7d 后成功实施压裂。桩 702-4 等 5 口井二氧化碳辅助

压裂后平均单井日增油能力 15.92t/d, 截止 2007 年底累计增油 11394t, 平均单井当年增油 2278.8t。同期采用常规压裂技术的施工井, 平均单井日增油能力 2.72t/d, 平均单井当年增油仅 812.2t。与常规压裂对比, 二氧化碳辅助压裂增油效果明显。

## 5 结 论

1) 为补充地层能量、提高压裂液返排能力, 在常规压裂之前注入液态二氧化碳段塞实施辅助压裂是可行的, 从试验井的效果看, 均取得良好增油效益, 具有良好推广应用前景。

2) 通过细管试验及数值模拟方法, 桩 74 块原油与二氧化碳的最小混相压力为 26MPa; 桩 74 块地层压力为 28.83MPa, 因此该块储层原油与二氧化碳实现混相是可行的。

3) 二氧化碳溶解于水后, 对 HPG 基液流变性能和 BCL-400 等碱性交联剂交联性能影响较大, 因此需要在注二氧化碳时混合注入活性水, 起到隔离的作用; 而加入二氧化碳后对 VES-SL 压裂液的粘度, 没有明显的影响。

4) 桩 74 块焖井时间控制在 7~9d 为最佳, 根据井下压温计实际测试表明, 低排量注入液态二氧化碳不会对地层造成冷伤害。

5) 根据数值模拟油井压裂的最佳支撑裂缝半长应在 80m 左右, 超过该长度对油井的贡献值不大; 通过模拟优化最优铺砂浓度值为 5.0~7.0kg/m<sup>2</sup>, 施工中适当提高砂液比及施工排量, 以提高导流能力和压裂效果。

### [参考文献]

- [1] 王振铎, 王晓泉, 卢拥军. 二氧化碳泡沫压裂技术在低渗透低压气藏中的应用 [J]. 石油学报, 2004, 25 (3): 66~70.  
 [2] 丁云宏, 丛连铸. 二氧化碳-泡沫压裂液得研究与应用 [J]. 石油勘探与开发, 2002, 29 (4): 103~105.  
 [3] Harris PhilliP C, Kiebenow D E, Kundert P D. Constant-internal-phase design improves stimulation results [J]. SPE 17532, 1991.  
 [4] 蒋廷学, 汪永利, 丁云宏. 压裂方案经济优化的智能专家系统研究 [J]. 石油学报, 2004, 25 (1): 66~69.

[编辑] 萧 雨

(上接第 333 页)

一口井采用人工地震采油的成本是 30 万元, 按 1t 原油市场价格为 0.35 万元计算, 效益金额为 558.06 万元, 投入产出比 1:18.6。

## 5 结论及取得的认识

1) 人工地震采油技术是一种简便易行, 投入少, 效益高、见效快的油田增产措施, 为提高油田整体开发效益提供了一个有效途径。

2) 人工地震采油技术不污染地层, 并能清除油层堵塞, 从生态上讲是处理油层的最清洁的技术。

3) 振动波及半径大, 一点振动可使多井受益。

4) 适用于油层上覆盖层平缓, 断层较少, 构造简单的区块。

5) 距离震源较近的井, 人工地震后见效快, 增油幅度大。

6) 断层发育少的区块效果好于断层发育复杂的区块。

7) 粘度大的井见效好于粘度小的井。

8) 该技术适用范围广, 适应性强, 对低产、中产和高产井都有效。

### [参考文献]

- [1] 杨宝君, 曹广胜. 物理法增产增注原理与技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003. 61~64.

[编辑] 萧 雨