

文章编号: 1000-3754 (2008) 03-0098-04

CO₂ 压裂技术在杏南试验区的应用研究

马 健^{1,2}, 张春龙²

(1. 中国石油大学 石油工程学院, 北京 102249; 2. 安东石油技术(集团)有限公司 营销中心, 北京 100102)

摘要: 与常规压裂技术相比, CO₂ 压裂技术具有低滤失、高返排、对油层伤害小、增产幅度大、有效期长等优点, 该技术在利用 CO₂ 作为介质造缝的同时, 还具备在地层温度下 CO₂ 快速气化、溶混于原油中、大幅度降低原油粘度和增加溶解气驱能量的独特增产机理。该文对该技术所适用的地质条件、压裂选井的原则及压裂施工的具体流程进行了阐述。杏南试验区 3 口井 CO₂ 压裂的现场应用效果表明, 该技术不仅适用于厚油层和老井的重复压裂, 而且对于表外储层和有效厚度小于 0.5 m 的薄差层也具有更好的增产效果。运用压裂有效期内最低增油模型, 计算出该技术比普通压裂可多创效 5.8~13.8 万元, 经济效益更为可观。CO₂ 压裂技术是低压、低渗油层的一项较好的增产改造措施, 它扩大了压裂选井选层的范围、提高了压裂效果, 在杏南试验区具有广阔的应用前景。

关键词: CO₂ 压裂; 机理; 地质条件; 应用效果; 经济效益

中图分类号: TE358

文献标识码: A

CO₂ fracturing technique applied in Xingnan test area

MA Jian^{1,2}, ZHANG Chun-long²

(1. *Petroleum Engineering Institute of China University of Petroleum, Beijing 102249, China;*

2. Marketing Centre of Andong Petroleum Technology Company Ltd., Beijing 100102, China)

Abstract: Compared with conventional fracturing technique, CO₂ fracturing technique has several advantages including low filtration, high flowback, small damage in reservoir, increasing production with a great degree and longer effective period. The technique has unique increasing-production mechanism when CO₂ is acted as medium to develop fracture, which makes CO₂ fast gasify, dissolve in crude oil, largely decline oil viscosity and increase capacity of solution gas drive. In addition, geologic condition, fracturing selected well principles and procedure for fracturing operation are described in this paper. Its application effects show that, this technique is not only adapted to thick oil layer and repeated fracturing for oil wells but also achieves better results for out-surface reservoir and thin and poor layers with the effective thickness of less than 0.5m. Lowest increasing oil model in effective period is used to calculate profits by using this technique, showing that more than RMB ¥5.8 × 10⁴ - 13.8 × 10⁴ are obtained. CO₂ fracturing technique is a better increasing production and reworked measures in low pressure and low permeable reservoirs. It enlarges the area for fracturing selected wells and layers and improves fracturing effects and has wide future in Xingnan development area.

Key words: CO₂ fracturing; mechanism; geologic condition; application effects; economic benefit

杏南试验区位于大庆油田第五采油厂杏树岗南部, 该区域的主要压裂改造对象是二次加密调整井, 此类井开采的主要对象是表外储层和有效厚度小于 0.5 m 的薄差层, 表外储层孔隙度为 20%, 渗透率为 14.7 × 10⁻³ μm², 以泥质细粉砂岩为主, 富含粘土矿物, 粘土颗粒总含量在 11%~20% 之间, 压裂区块的油层条件较差。此类油层应用常规压裂技术选层难度较大、增产效果较差, 为了拓宽压裂选井选层范围, 提高压裂

效果, 需要应用油田高含水期挖潜的新型 CO₂ 压裂技术。与常规压裂技术相比, CO₂ 压裂技术颇具优势, 在国外已经取得了成功, 属于较为成熟的技术。

1 CO₂ 压裂技术机理及适用的地质条件

1.1 CO₂ 压裂技术机理

CO₂ 压裂工艺技术是以液态 CO₂, 或 CO₂ 与其他压裂液混合, 加入相应的添加剂, 代替普通压裂液完

收稿日期: 2007-09-28

作者简介: 马 健(1968-), 男, 湖北武汉人, 在读博士, 从事油气田开发研究及管理工作。

成造缝、携砂、顶替等工序的压裂工艺技术^[1]。杏南试验区采用的是比较常用的 CO₂ 液态压裂工艺。该技术的增产机理是:在油气层压裂改造过程中,将液态 CO₂ 作为介质注入地层,除形成裂缝外,在地层温度下 CO₂ 快速气化,溶混于原油中,能大幅度降低原油粘度,另一方面还增加了溶解气驱的能量,从而达到增产的目的。

CO₂ 溶解在油层中,与油层中的水生成碳酸,饱和 CO₂ 的水的 pH 值为 3.3~3.7,相对来说是无腐蚀的。当 pH 值升至 4.5 以上时,膨胀的粘土矿物就会减少,能保持地层的渗透性,还可解除裂缝面的堵塞。当储层中 CO₂ 过饱和时,能改变流体与毛细管或岩壁的接触角、毛细管的直径以及地层孔隙的化学吸附,能够有效地改变毛细管参数,有利于措施后的返排。

1.2 压裂增油量计算方法

根据达西定律,油层压裂增油量可以描述为

$$\Delta Q = \frac{2\pi h(1-f_w)}{\mu_1 \mu_2} \times \left[\frac{\mu_1 K_2 (p_{e2} - p_{w2})}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S_2} - \frac{\mu_2 K_1 (p_{e1} - p_{w1})}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S_1} \right] \quad (1)$$

式中 ΔQ ——压裂增油量, t; r_w ——井筒半径, m; r_e ——供油半径, m; f_w ——压裂层含水率, %; h ——油层压开厚度, m; K_1, K_2 ——压裂前、后压裂层的渗透率, μm^2 ; p_{e1}, p_{e2} ——压裂前、后距离油井 r_e 处的地层压力, MPa; p_{w1}, p_{w2} ——压裂前、后流动压力, MPa; μ_1, μ_2 ——压裂前、后原油粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; S_1, S_2 ——压裂前、后压裂层的表皮系数, 无因次。

如果采用 CO₂ 压裂与普通压裂对同一地层进行改造,压后的表皮系数分别为 S_2 和 S_2' ,原油粘度分别为 μ_2 和 μ_2' ,流动压力分别为 p_{w2} 和 p_{w2}' 。由 CO₂ 压裂的机理可知, $\mu_2 < \mu_2', S_2 < S_2', p_{w2} > p_{w2}'$,根据式(1), CO₂ 压裂增油量将比普通压裂多。而 CO₂ 压裂同时具有降低原油粘度,在低渗透油层中低滤失,高返排以及在压裂过程中对油层低伤害等优点,更适用于低压、低渗油气层、水敏性地层和稠油井的压裂。

2 CO₂ 压裂选井原则

CO₂ 压裂选井的原则包括:

- (1) 套管完好,固井质量较好或没有进行二次固井的井;
- (2) 井筒脏,泵效低,检泵周期短的井;
- (3) 近井地带堵塞,产量突降的井;
- (4) 地层压力相对较低,不足以采用其他大型

措施的井;

- (5) 层内、层间矛盾突出,地层非均质性严重的区块;
- (6) 水敏性较强的油水井;
- (7) 多次措施无效或造成污染堵塞的油井;
- (8) 井况恶化,无法卡封,分层压裂的油井。

3 CO₂ 压裂施工流程

CO₂ 压裂施工流程见图 1。

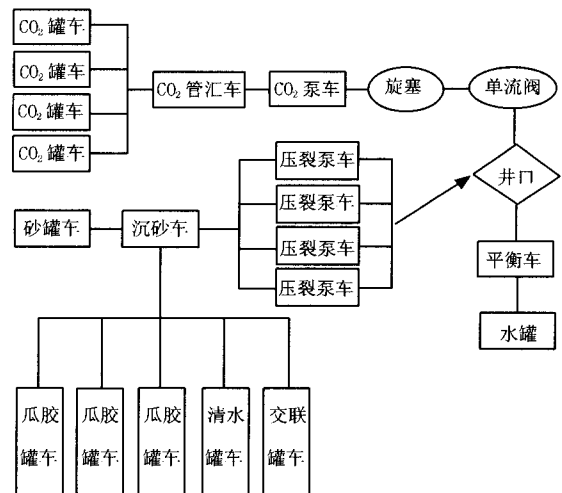


图 1 CO₂ 压裂施工流程图

Fig.1 Flow chart of CO₂ fracturing operation

4 现场应用效果分析

为探索 CO₂ 压裂增产效果,选择了 3 口井进行压裂。这 3 口井的特点是:①地层压力较低;②位于断层附近或油田边部,注采不够完善,只有 1 个注水井点;③压前产液强度小,含水较低。地质方案设计是平均单井 2 个层段,砂岩 7.1 m,有效 2.5 m,在进行 CO₂ 压裂后,取得了较好的初期效果,平均单井初期日增液 11 t,日增油 7 t(表 1)。与普通压裂井相比,压裂改造的层段、砂岩厚度和有效厚度分别减少 1.8 个、2.0 m 和 1.6 m,增液强度和增油强度分别提高 0.57 t/m 和 0.28 t/m,初期压裂效果更好。

薄差层压裂效果分析:杏 13-77-40 是 2000 年投产的扩边井,射开砂岩厚度 19.8 m,有效厚度 3.1 m,选择动用较差的薄差油层萨 II7—10 和葡 III₁—11₂ 层段压裂,萨 II7—10 层段中萨 II9₂ 表外储层中的薄层砂,萨 II7、8、9₂、10 均为成片表外储层,葡 III₁—11₂ 层段中葡 III₁ 和葡 III₂ 均为河间薄层砂。压后初期日增液 10 t,日增油 7.6 t,含水下降 29.3%。与杏十三区同期投产的相近地质条件采用普通压裂的 5 口井相比,压裂改造的层段、砂岩厚度和

有效厚度分别减少 1.9 个、1.2 m 和 2.2 m, 每日多 增油 3.4 t, 砂岩采液强度增加 1.14 t/m。

表 1 CO₂ 压裂初期效果对比统计

Table 1 Effects comparison in the early stage of CO₂ fracturing

井号	压裂			压前				压后				差值			
	层段 / 个	砂岩 / m	有效 / m	产液 / (t·d ⁻¹)	产油 / (t·d ⁻¹)	含水 / %	流压 / MPa	产液 / (t·d ⁻¹)	产油 / (t·d ⁻¹)	含水 / %	流压 / MPa	产液 / (t·d ⁻¹)	产油 / (t·d ⁻¹)	含水 / %	流压 / MPa
杏 13-77-40	2	6	1.6	4	1.4	65	1.21	14	9	36	3.39	10	7.6	-29	2.18
杏 13-丁 8-130	2	6.5	4.6	4	2.4	40	1.64	21	13	37	7.08	17	10.6	-3	5.44
高 31-21	2	8.9	1.3	4	2.3	43	2.04	10	6	43	1.88	6	3.7	0	-0.16
平均单井	2	7.1	2.5	4	2	50	1.63	15	9.3	39	5.8	11	7	11	2.49

厚层压裂效果分析: 杏 13-丁 8-130 是 2000 年投产的 1 口一次补充井, 射开砂岩厚度 12.3 m, 有效厚度 7.3 m, 主要选择了出液强度小的河道砂葡 I312 (砂岩 4.2m, 有效 3.5 m) 进行压裂, 压裂后日增液 17t, 日增油 10.6t, 增液幅度较大。

高 31-21 是高台子油田 1999 年投产的一次加密井, 投产初期因产液强度低, 因此对全井进行普通压裂, 压后初期日增液 6 t, 日增油 4 t。到 2002 年产量下降到压前水平, 应用精细地质研究成果, 选择已经压裂过的有单一河间注水的河道砂葡 I5 (砂岩 1.3 m, 有效 1.3 m) 和有单一河道注水的河间表外砂葡

I1a 层采用 CO₂ 压裂技术进行重复压裂。在压裂厚度减小的情况下, 压后通过调参放产初期日增油达到 3.7 t, 和第一次普通压裂初期日增油相当, 取得了较好的效果。

综上所述, CO₂ 压裂技术对薄层和厚层都有较好的压裂效果, 尤其是对薄差层的压裂效果更为突出。

5 油井压裂最低增油界限及经济效益分析

5.1 油井压裂最低增油界限

$$N_p = \frac{T_z \cdot (1 - f_w)}{(0.8625 \cdot R \cdot P_c - C_{bo} - f_y - 24) \cdot (1 - f_w) - C_{bl} - (1.74 - 0.41 \cdot f_w) \cdot C_{bz}} \quad (2)$$

油井压裂措施有效期内增油量所得收益与压裂投入、因增产额外所负成本 (变动成本) 及税金三者之和相抵, 此时增油量是压裂有效期内最低增油下限模型^[2]。

式中 T_z ——措施投资, 万元; P_c ——油价, 元/t; R ——商品率, %; C_{bo} ——吨油成本, 元; C_{bl} ——吨液

成本, 元; C_{bz} ——注入费, 元; N_p ——增油量, t; f_w ——含水, %; f_y ——销售、财务、管理费, 元/t。

由式 (2) 得到不同油价和措施费用下油井 CO₂ 压裂最低增油下限 (表 2)。

在操作成本一定的情况下, 油井压裂最低增油界限与油价、压裂费用、压裂层含水有关。当油价和压

表 2 不同油价和措施费用下油井 CO₂ 压裂最低增油下限表

Table 2 Lowest increasing oil lower limit under various oil price and measure cost

分 类	油价 / (元·t ⁻¹)	1 200					1 000					800					
		含 水 / %	40	50	60	70	80	40	50	60	70	80	40	50	60	70	80
压裂 一段	CO ₂	6 万元	195	196	198	201	207	242	244	247	251	261	320	323	328	336	354
	用量费用	8 万元	218	220	222	225	232	271	273	276	282	292	359	362	367	376	396
		10 万元	242	243	245	249	257	300	303	306	312	324	397	401	407	417	439
压裂 二段	CO ₂	12 万元	304	306	309	314	323	378	381	385	393	408	500	505	512	525	552
	用量费用	16 万元	351	353	356	362	373	437	440	445	453	470	577	582	591	605	637
		20 万元	398	400	404	410	422	495	498	504	513	533	653	660	669	686	722

裂层含水一定时, 压裂费用越高, 最低增油界限越高; 在压裂费用、压裂层含水一定的情况下, 油井压裂最低增油界限随油价上升而下降。

5.2 经济效益分析

按 1 口井 CO₂ 压裂二段, 比普通压裂四段日多增油 1 t, 以有效期为 1 a 计算, 可多增油 360 t, 油价按 1 200 元/t, 增收 41.9 万元, 消耗成本费用为 16.1 万元, 销售税金及附加 6.6 万元, 普通压裂二段

措施费为 14.06 万元, 普通压裂四段措施费为 20.64 万元, 根据利润公式^[3] (利润 = 增产收入 - 措施投入 - 变动成本 - 销售税金及附加) CO₂ 压裂二段与普通压裂四段利润对比见表 3。

6 结论及认识

(1) 与普通压裂技术相比, CO₂ 压裂对油层的伤

表3 CO₂ 压裂二段与普通压裂四段利润对比表
Table 3 Benefits comparison between CO₂ fracturing II phase and common fracturing IV phase

CO ₂ 用量费用/万元	12	16	20
1口井可多获利润/万元	13.8	9.8	5.8

害更小, 增油幅度更大, 有效期更长, 更适用低压、低渗油层的改造。

(2) 在操作成本一定的情况下, 油井压裂最低增油界限与油价、压裂费用、压裂层含水有关。油价越高, 可投入开发的油层越多, 经济效益越好。

(3) 从杏南开发区目前采用 CO₂ 压裂技术的效

果来看, 虽然 CO₂ 压裂技术改造的层段数较少, 但增油幅度较大, 经济效益较好, 因此, 可以加大应用力度, 进一步探索选井选层的条件。

参考文献:

- [1] 蒋廷学, 汪永利, 丁云宏, 等. 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.
- [2] 丁云宏, 丛连铸. CO₂ 泡沫压裂液的研究与应用 [J]. 石油勘探与开发, 2002, 29 (4): 103-105.
- [3] 王凤江, 丁云宏, 路勇, 等. 水力压裂对边际油藏经济开采下限的影响 [J]. 石油勘探与开发, 1999, 26 (6): 65-67.

编辑: 何先华

(上接第 88 页)

考虑结构的对称性, 在求齿顶接触应力时, 将切片 1 与 3 同点应力取平均后再作相似转换, 即:

$$\sigma_r^R = \left(\frac{\sigma_{r1}^M + \sigma_{r3}^M}{2} \right) k_\sigma \quad (15)$$

$$\sigma_y^R = \left(\frac{\sigma_{y1}^M + \sigma_{y3}^M}{2} \right) k_\sigma \quad (16)$$

由于第 2 切片齿顶条纹 $n=0$, 所以在真实构件中相应部位的接触应力也为 0。

对于齿根, 将切片 1、2 及 3 中同点应力取平均后再进行相似转换

$$\sigma_y^R = \left(\frac{\sigma_{y1}^M + \sigma_{y2}^M + \sigma_{y3}^M}{3} \right) k_\sigma \quad (17)$$

各点计算结果列在表 2 中。

从表 2 中可以看出, 卡瓦与套管的接触应力在齿面上的分布是完全不均匀的。从轴向分布看, 上下两

表 2 60° 齿形卡瓦构件齿顶及齿根处的转换应力

Table 2 Conversion stress located in tooth top and bottom in slip part of 60° profile angle

齿形号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
齿顶径向 - $\sigma_r^R/10^3$ MPa	0.345	0.283	0.167	0.145	0.102	0.05	0.127	0.160	0.183	0.280	0.43
齿顶轴向 - $\sigma_y^R/10^3$ MPa	0.515	0.425	0.252	0.225	0.155	0.073	0.195	0.24	0.275	0.425	0.653
齿根轴向 - $\sigma_y^R/10^3$ MPa	0.115	0.097	0.065	0.060	0.020	0.020	0.033	0.048	0.078	-	-

端齿牙的接触应力比接近中间部齿牙的接触应力大; 同一齿牙上, 左右两侧的接触应力比中间的接触应力大。

4 结论

(1) 三维光弹性模拟实验可以用于研究卡瓦与套管的接触应力分析研究, 对于构件内部应力的分析以及接触应力的分析, 三维光弹性模拟实验是一理想的实验检测技术。

(2) 三维光弹性模拟实验结果表明: 对于卡瓦同一个齿的齿尖应力分布主要在齿面的两侧, 中间部位基本不接触, 接触应力为 0。这表明卡瓦齿面与套管内表面的接触不均匀, 在卡瓦的优化设计时应该充分考虑这一点。

(3) 三维光弹性模拟实验结果还表明: 在同一轴

向剖面内, 卡瓦上下两端齿尖的应力比接近结合部区域的应力大得多, 在进行卡瓦结构的优化设计时也充分考虑这一点。

参考文献:

- [1] 窦益华, 胡宏涛. 井下工具零件应力分析 [J]. 石油矿场机械, 1995, 24 (2): 32-37.
- [2] 邵立国, 岳澄. 卡瓦与套管咬合力的实验与计算混合研究 [J]. 力学与实践, 1998, 20 (6): 37-38.
- [3] 伍开松. 封隔器卡瓦的三维接触有限元分析 [J]. 石油矿场机械, 2005, 34 (6): 47-49.
- [4] 阚淑华. 卡瓦式封隔器支撑卡瓦有限元分析 [J]. 石油矿场机械, 2005, 34 (1): 62-64.
- [5] 李桐, 马庆贤. 封隔器卡瓦咬合过程受力模拟研究 [J]. 石油矿场机械, 2004, 33 (增刊): 11-13.

编辑: 何先华