

CO₂ 复合冷采技术的稠油油藏的应用

周宏斌

中国石油化工股份有限公司 胜利油田分公司工程技术管理中心

DOI:10.12238/jpm.v3i10.5396

[摘要] 近年来不断研究稠油开采工艺技术措施,采取科学的采油工艺程序,提高稠油油田开发的经济效益。不断优化稠油开采的工艺技术措施,降低稠油的黏度,提高稠油的流动特性,保持稠油井高产稳产,促进稠油油藏生产的进步,进而获得最佳的油气产能,达到油田开发的产能指标。目前稠油区块呈现液量与综合含水两极分化严重的问题,单元稳产难度越来越大,经历了多年的开发,稠油开发已进入高含水阶段,产量递减加大,措施效果越来越差。通过历史数据分析,氮气调剖调整吸汽剖面、二氧化碳复合吞吐增量成本偏高,CO₂冷采技术增量投入低增油效果较好。

[关键词] CO₂冷采;效益评价;氮气调剖;吸汽剖面

Application of CO₂ Composite Cold Production Technology

Zhou Hongbin

Engineering Technology Management Center of Sinopec Shengli Oilfield Company

[Abstract] In recent years, the technical measures of heavy oil exploitation process have been continuously studied, and the scientific oil production process procedures have been adopted to improve the economic benefits of heavy oil oil field development. Constantly optimize the technical measures of heavy oil exploitation, reduce the viscosity of heavy oil, improve the flow characteristics of heavy oil, maintain the high and stable production of thick oil Wells, promote the progress of heavy oil reservoir production, and then obtain the best oil and gas production capacity, and achieve the production capacity index of oilfield development. At present, the heavy oil block presents a serious problem of liquid quantity and comprehensive water content polarization, and it is more and more difficult to achieve stable unit production. After years of development, and the development of heavy oil has entered the high water content stage, the output decline is increasing, and the effect of measures is getting worse and worse. According to historical data analysis, the incremental cost of nitrogen regulating profile adjustment and steam absorption profile and carbon dioxide compound throughput is high, and the low incremental input of CO₂ cold production technology has a good effect.

[Key words] CO₂ cold mining; benefit evaluation; nitrogen regulating profile; steam suction profile

在目前低油价下油田开发靠规模扩张、高投入拉动的生产经营模式难以为继,需改变思路,以降本增效为依据,才能实现效益开发。针对目前稠油多轮次井吞吐效果变差、含水上升、注汽高压井多的开发现状,加大高效措施实施,提高增油效果,降低措施成本。结合采油厂稠油优化选井、效益开发的主题,H管理区对本单位所辖稠油区块进行综合分析,结合CO₂冷采增油原理,优化选井,2019年以来对所辖区块内采出程度低,原油黏度较大的油井实施下新型CO₂冷采技术,提高单井产量。

1、基本概况

S油田位于A油田东南部黄河入海口自然保护区内,主要油藏类型属于边底水常规稠油油藏,主要含油层系是上第三系

中新统馆陶组,含油面积9.0km²,地质储量1779×10⁴t。油藏渗透率高,胶结疏松,出砂严重,地面原油粘度6134~8610mPa·s。稠油具有粘度大、流动性差的特点,成本高、开采难度较大。主要开发方式是蒸汽驱和吞吐转周,少部分井采用CO₂伴注降粘剂冷采。

H管理区目前所辖区块包括4个稠油单元和2个断块单元,稠油单元动用地质储量399.59万吨,油井总井223口,开井140口,日液6890吨/天,日油248吨,占总产量的90.8%,综合含水96.4%。S油田稠油单元已进入高含水开发后期,面临着“两低一高”(采出程度低、采油速度低、综合含水高)的开发形势,稳产基础薄弱。

表1 S油田稠油单元吞吐井周期生产情况统计表

周期	井次 (口)	平均单井 生产周期 (d)	单井 周期产油 (t)	单井 峰值产量 (t/d)	周期注汽 (m ³)	平均单井 周期注汽 (m ³)	周期油汽比
1	287	567	2583	9.3	451737	1574	1.64
2	206	385	2195	8.8	361282	1754	1.25
3	163	404	1909	8.5	299014	1834	1.04
4	126	373	1803	7.6	254849	2023	0.89
5	95	331	1430	6.8	192454	2026	0.71
6	71	362	1402	6.7	143876	2026	0.69
7	46	318	1364	6.5	93526	2033	0.67
8	27	631	1217	6.2	50484	1870	0.65
9	20	241	1091	6.1	36966	1848	0.59
10	15	481	1018	5.7	27100	1807	0.56

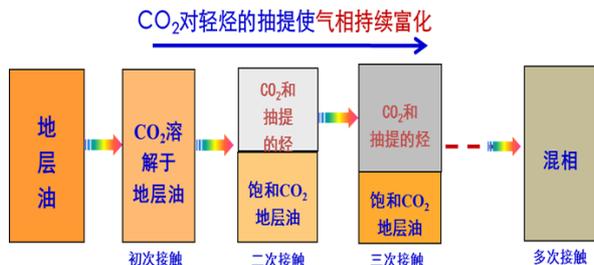
在目前形势下油田开发靠规模扩张、高投入拉动的生产经营模式难以为继,需改变思路,以降本增效为依据,加大高效措施的实施,降低增量成本,才能实现效益开发。

2、CO₂冷采增油机理及现场应用

针对上述S油田稠油开采现状,加强地质分析,针对各单元、单井开发中存在的矛盾和问题,有针对性地分析讨论,对地层发育状况、剩余油分布、稠油含水上升的原因、历次措施效果及问题做深入的了解,再运用三线四区模型,探索实施了新型CO₂冷采技术,加强稠油低效井治理,实现稠油长效开发。

2.1 增油机理

CO₂可看作为一种有效的高效驱油剂,非常容易溶于稠油中,可以降低原油粘度,及时补充地层能量,提高地层渗透性。在地层温度和地层压力条件下,1t液态CO₂可以产生480m³气体CO₂,其同稠油之间良好的亲合性是提高开采效果的重要机理。

图1 CO₂降粘机理图

常规的稠油降粘剂,一般药剂分水基和油基两种,水基降粘剂是以水做为载体,主要成分是水溶性的表面活性剂和相关水溶剂;油基降粘剂是以油溶性的溶剂做载体,含有部分油溶表面活性剂的复合药剂。

油滴在油溶性降粘体系中可以快速扩散,活性体系破坏稠油的聚集结构,实现自发解聚降粘。油溶性的降粘药剂,在溶解沥青等重质成分,清洁速度要比水溶性的好,渗透、分散直至剥离,速度快。

利用油溶性降粘体系比水溶性降粘体系降粘效果更好的特点,2019年以二氧化碳伴注油溶性降粘剂,继续扩大CO₂冷采的应用力度,特别是针对部分稠油井受完井方式、井筒情况和注汽能力限制,无法实现注汽吞吐增效,地层能量低,导致油井长期低效生产的状况,加大CO₂冷采工艺应用力度。该措施不动管柱实施,投入少,占井时间短。

2.2 现场实施

H管理区紧盯低成本发展,突出创新驱动,实现CO₂冷采技术的新突破。现场实施过程中,采用井筒内油套环空反注的方式,单井CO₂注入量100吨,油溶性降粘剂15吨,注热水打顶替,焖井7-10天开井。截至目前,共实施新型CO₂冷采体系4井次,其中D单元非主力层2口井(H-44、HC3),D53单元主力层1口(H-16),非主力层1口(HN10)。

2.3 实施效果统计及效益评价

2019年以来共实施4口井,措施前产量5.3吨/天,措施后高峰期增油15.1吨/天,目前产量10吨/天,截至5月底累增油量1159.5吨,取得了较好的增油效果。

表2 H管理区CO₂冷采井效果统计表

序号	井号	生产层位	开井日期	措施前生产情况			目前生产情况			高峰产量			累增油
				日液	日油	含水	日液	日油	含水	日液	日油	含水	
1	H-44	5561	2020-11-29	5.1	2.2	55.5	6.4	3.6	43.5	10.2	6	41	698
2	HC3	53	2019-2-13	7.6	1.1	85	8.9	2.1	76	19.5	7.4	62	367
3	H-16	NGX2	2019-5-9	8.2	0.4	92.4	9.4	1.2	87	11.3	3.1	72.5	37.4
4	HN10	43	2019-5-9	2.3	1.6	26.5	3.9	3.1	20	4.9	3.9	20	57.1
合计	4口			23.2	5.3	77.2	28.6	10	65.0	45.9	20.4	55.56	1159.5

根据单井增油效果,油价2350元/吨计算,冷采井投入产出比为6.12。

表3 H管理区CO₂冷采井投入产出比统计表

序号	井号	措施内容	增量成本投入(万元)				产出			产出投入比
			CO ₂ 材料费	工艺劳务费	油溶性降粘剂(万元)	合计	已增油(吨)	预计增油(吨)	销售收入(万元)	
1	H-44	注CO ₂ 冷采	7.06	0.24	15.0	22.30	698	1000	235	10.54
2	HC3	注CO ₂ 冷采	8.82	0.24	15.0	24.1	367	600	141	5.86
3	H-16	注CO ₂ 冷采	8.82	0.24	10.0	19.1	37.4	300	70.5	3.70
4	HN10	注CO ₂ 冷采	8.82	0.24	10.0	19.06	57.1	300	70.5	3.70
合计	4口		33.52	0.96	50	84.48	1159.5	2200	517	6.12

3、结论与认识

3.1 稠油区块因边底水侵入,含水上升快,符合常规注汽条件的井越来越少。以H-44井为例,该井2020.11.29日冷采开井,累增油量698吨,预计冷采周期增油量1000吨,效果较好。

3.2 从经济角度分析:氮气调剖注汽和CO₂复合吞吐工艺,作业+注汽+氮气调剖费用需90万元,按周期增油量800吨计算,增量投入产出比为1/2.0,故下CO₂冷采经济效益较好。

3.3 H管理区目前油井套变80口,带病生产41口,已更新14口;汽驱井套变13口,已更新2口。油井套变的主要原因是多轮次吞吐地层亏空导致油层部位套变。统计近三年套变井可以看出平均每年套变5口,影响日油水平5.5吨/天,影响年产量2000吨左右,严重影响了管理区的稳产基础。不动管柱注CO₂冷采措施的实施为稠油上产稳产提供了工艺支持。

[参考文献]

- [1]盖平原《胜利油田稠油黏度与其组分性质的关系研究》.《油田化学》,2011,03
- [2]朱静,李传宪,杨飞,辛培刚《稠油降黏新技术的研究进展》.《西安石油大学学报(自然科学版)》,2012,01