



Y1876269

**The Research Of The Carbon Dioxide Complicated
Huff and Puff Technology Of DU 813 exploratory areas**

A Thesis Submitted for the Degree of Engineering Master

Candidate: Wu Yao

Supervisor: Prof. Li Shuxia

College of Petroleum Engineering
China University of Petroleum (EastChina)

关于学位论文的独创性声明

本人郑重声明：所呈交的论文是本人在指导教师指导下独立进行研究工作所取得的成果，论文中有关资料和数据是实事求是的。尽我所知，除文中已经加以标注和致谢外，本论文不包含其他人已经发表或撰写的研究成果，也不包含本人或他人为获得中国石油大学（华东）或其它教育机构的学位或学历证书而使用过的材料。与我一同工作的同志对研究所做的任何贡献均已在论文中作出了明确的说明。

若有不实之处，本人愿意承担相关法律责任。

学位论文作者签名： 武焱

日期： 年 月 日

学位论文使用授权书

本人完全同意中国石油大学（华东）有权使用本学位论文（包括但不限于其印刷版和电子版），使用方式包括但不限于：保留学位论文，按规定向国家有关部门（机构）送交学位论文，以学术交流为目的赠送和交换学位论文，允许学位论文被查阅、借阅和复印，将学位论文的全部或部分内容编入有关数据库进行检索，采用影印、缩印或其他复制手段保存学位论文。

保密学位论文在解密后的使用授权同上。

学位论文作者签名： 武焱

日期： 年 月 日

指导教师签名： 李深霞

日期： 年 月 日

摘 要

辽河油田是国内最大的稠油和超稠油生产基地,年产量占总原油年产量的 70%,超稠油在其中扮演着重要角色,蒸汽吞吐是目前开采的主要方式之一,由于蒸汽吞吐采油进入中后期,地层压力下降较大,油藏性质发生变化,近井地带含油饱和度下降,地下水存水量增加,原油采出越来越难,吞吐效果越来越差,导致油井回采水期长,油气比下降,甚至低于开采的经济界限值,严重制约了油田的持续发展。针对超稠油开发中后期出现的吞吐轮次高、开发效果逐渐变差等问题,研制了“CO₂ +表面活性剂+蒸汽三元复合吞吐”工艺技术,并且形成了一定的规模,该工艺技术效果显著。但在理论研究方面还较为欠缺,急需对其增油机理方面进行系统研究,以使用理论指导现场实施,进一步提高该工艺技术效果。

本文以杜 813 区块为例,针对超稠油油藏开发中后期出现的问题,通过物理模拟实验,开展 CO₂ 复合吞吐工艺技术增油机理研究,找出影响措施效果的关键因素。同时结合油藏特点,优化出最佳的注入方式、注入量、后期生产等一系列技术参数,进一步提高超稠油 CO₂ 复合吞吐工艺的效果。通过研究形成了“CO₂ +表面活性剂+蒸汽三元复合吞吐”工艺技术配套的理论,为该项技术在稠油超稠油油田的规模推广应用提供了理论基础和技术保障。

关键词:二氧化碳,稠油,超稠油,表面活性剂,三元复合吞吐

The Research Of The Carbon Dioxide Complicated Huff and Puff Technology Of DU 813 Exploratory Areas

WU Yao (Petroleum and Nature Gas Engineering)

Directed by Prof. Li Shuxia

Abstract

Liao He oil field is the biggest production base of heavy and super heavy oil in china. The annual output of heavy and supper oil is 70 percentage of the crude oil. The super heavy oil plays an important role in all products. One of the most important exploitation technologies is cyclic steam stimulation. In the late middle period of exploring, the formation pressure decreases obviously and the properties of reserved oil has changed. Meanwhile, the saturation distributed near the well has also decreased and the groundwater has increased. As result, it turns to be more and more difficult to explore the oil and the effect of cyclic steam stimulation turns to be worse and worse. So the water recovery period of oil well became longer and the ratio of oil and gas becomes lower, even it may below economic limited line. It is harm to the sustainable development of the oil field. Aiming at the worse of the stimulation and effect of exploring in the late middle period, a new technological process that is named "CO₂+ Surfactant + vapor three compound cyclic steam stimulation" method has been put forward. It has formed a certain scale, and the effect is obviously. But the theoretical research is few yet. So it is important to study the mechanism of the yield of oil in order to guide the construction and improved the effeteness further.

DU 813 exploratory areas is as an example in this paper. In order to research the problems during the late middle period of exploring of the reserved super heavy oil, a physical experiment is used for simulation. The key factors which are affecting the method have been found. A numeric simulation is given combined with the properties of the reserved oil. The predictions with the heating efficiency of vapor and CO₂ to the oil, period production and economic benefit are also given. The optimal technique parameters such as the infection method, the amount of infection and the later production are given to improve the effeteness of CO₂ compound cyclic steam stimulation method. The theory of "CO₂+ Surfactant + vapor three compound cyclic steam stimulation" method has formed through to the research. It provides a theoretical basis and technical support for large scale popularizing the technique to the heavy and supper heavy oil field.

Key words: carbon dioxide; heavy oil; super heavy oil; surfactant; three compound cyclic steam stimulation

目 录

第一章 引言.....	1
1.1 区块概况.....	1
1.2 开发概况.....	2
1.3 目前存在问题.....	3
1.4 研究意义.....	5
1.5 课题研究目标、研究内容、拟解决的关键问题.....	6
1.5.1 研究目标.....	6
1.5.2 研究内容.....	6
1.5.3 拟解决的关键问题.....	6
1.6 课题拟采取的研究方法、实验方案及可行性分析.....	6
1.6.1 研究方法.....	6
1.6.2 技术路线.....	6
1.6.3 实验方案及可行性分析.....	7
第二章 油藏地质特征.....	8
2.1 地层特征.....	8
2.2 构造特征.....	9
2.3 储层特征.....	9
2.3.1 层组划分.....	9
2.3.2 储层物性.....	9
2.3.3 砂体分布.....	9
2.3.4 储层岩性.....	10
2.4 隔层特征.....	12
2.5 油层分布及油藏类型.....	12
2.5.1 油层分布.....	12
2.5.2 油水分布.....	13
2.5.3 油藏类型.....	13
2.6 流体性质.....	13
2.6.1 油品性质.....	13
2.6.2 地层水性质.....	14
2.7 油层压力与温度.....	15
2.7.1 油层压力.....	15
2.7.2 油层温度.....	15
2.8 储量计算.....	15
2.9 蒸汽吞吐特点.....	16

第三章 三元复合吞吐室内模拟实验.....	17
3.1 二氧化碳、表面活性剂及超稠油相互作用机理研究.....	17
3.1.1 CO ₂ 物理和化学性质.....	17
3.1.2 二氧化碳采油作用机理.....	18
3.1.3 表面活性剂采油作用机理.....	20
3.1.4 二氧化碳对原油降粘研究.....	21
3.2 表面活性剂筛选与性能评价.....	22
3.2.1 表面活性剂的筛选.....	22
3.2.2 表面活性剂性能试验.....	24
3.3 模拟试验.....	27
3.3.1 岩芯模拟.....	27
3.3.2 不同周期采出程度模拟.....	28
3.4 三元复合吞吐采油机理.....	29
3.4.1 提高动用程度.....	29
3.4.2 溶解驱作用.....	29
3.4.3 降粘作用.....	30
3.5 施工参数优化.....	30
3.5.1 表面活性剂注入量.....	30
3.5.2 CO ₂ 注入量.....	31
3.5.3 蒸汽注入量.....	32
第四章 施工方案设计和效果评价.....	35
4.1 施工工艺.....	35
4.2 选井原则.....	36
4.3 施工方案设计.....	37
4.3.1 CO ₂ 注入量设计.....	37
4.3.2 表面活性剂用量设计.....	39
4.3.3 蒸汽注入量设计.....	39
4.4 直井实施效果.....	40
4.4.1 上下周期注汽参数对比.....	40
4.4.2 上下周期同期产油对比.....	40
4.4.3 与空白注汽效果对比.....	41
4.4.4 同层位效果对比.....	42
4.4.5 典型井.....	42
4.5 水平井实施效果.....	44
4.6 效果分析.....	46
第五章 认识与结论.....	50

参考文献..... 51
攻读硕士学位期间取得的学术成果..... 54
致 谢..... 55

第一章 引言

石油是重要的能源和化工原料，辽河油田主要以稠油和超稠油开采为主，年产量占总原油年产量的 70%，超稠油在其中扮演着重要角色，目前稠油和超稠油的开采主要以蒸汽吞吐为主，经历 20 多年的开发，由于蒸汽吞吐采油进入中后期，地层压力下降较大，油藏性质发生变化，近井地带含油饱和度下降，地下水存水量增加，原油采出越来越难，吞吐效果越来越差，导致油井回采水期长，油气比下降，甚至低于开采的经济界限值。套坏严重，套坏率已达总井数的 37%，造成选配选注工作无法实施。以辽河油田曙光杜 813 块为例，由于杜 813 块蒸汽吞吐开发产量递减快，套坏严重，严重制约区块产量的稳定及后期产量的接替，针对杜 813 块超稠油油藏开发中后期出现的问题，开展 CO_2 +表面活性剂+蒸汽三元复合吞吐的研究，对超稠油油藏的持续稳定开发具有重要意义及广阔的应用前景。

1.1 区块概况

辽河油田杜 813 块位于辽宁省盘锦市新生劳改农场境内，曙一区南部。构造上位于辽河盆地西部凹陷西斜坡中段。北部与杜 84 块相接，西部与曙 1-27-454 井区相连，南部与齐二区相毗邻，东临杜 80 块，见图 1-1。区内地势比较低洼，地面基本为稻田覆盖，区内公路纵横交错，交通特别便利，一般海拔在 2.6m。每年 7~8 月为雨水集中期，地表及地下水资源丰富，具有较好的油田开发条件。

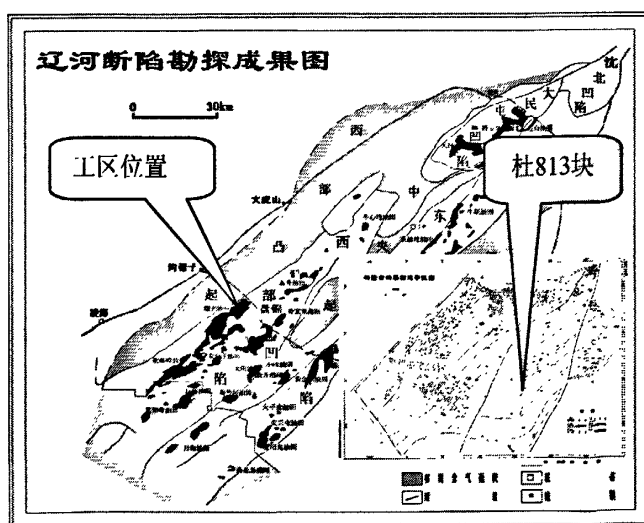


图1-1 工区位置示意图
Fig1-1 Location diagram work area

1.2 开发概况

该块于 1997 年开始进行老井上返吞吐试采, 生产效果较好, 典型井曙 1-7-02、曙 1-6-1 及杜 75 井等。杜 813 块于 2001 年 8 月第一次部署, 70m 井距一套层系共部署 35 口井 (其中控制井 1 口), 已完钻 29 口。

2002 年 6 月对该块进行了第二次部署 70m 井距 (41 口) 和 100m 井距 (332 口) 一套开发层系增加部署开发井 373 口 (其中控制井 4 口)。

2003 年杜 813 块计划实施新井 19 口, 目前已全部完钻, 正式投入生产 9 口, 其中有 4 口控制井。

截止 2003 年 6 月, 杜 813 块兴隆台井投产总井数为 62 口, 开井 28 口, 平均单井日产油 6.7t, 块日产油 187t, 综合含水 56.6%, 累产油 24.7×10^4 t, 累注汽 60.4×10^4 t, 累计油汽比 0.41, 采出程度 0.96%。

辽河油田杜 813 块开发目的层为兴隆台油层, 该油层埋深-765~-920 米。油层含油面积 4.6 平方公里, 平均油层有效厚度 26.8 米, 石油地质储量 2568 万吨。该块储层岩性主要为含砾砂岩、砂砾岩。储层物性较好, 孔隙度为 32.2%, 渗透率为 $1658 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属高孔、高渗储层。

杜 813 兴隆台油层属于超稠油区块, 当原油在 20℃ 时的密度为 1.0098g/cm^3 , 地面脱气原油粘度在 50℃ 时平均为 134600 mPa.s, 一般在 60000~180000 mPa.s 之间。凝固点 27℃, 含蜡量 1.6%, 胶质+沥青质含量 47.16%。

该块分析化验共 8 项 2212 块次, 具体项目见表 1-1。

表 1-1 分析化验明细表
Table 1-1 Analysis and test schedule

项 目	孔隙度	渗透率	粒度	薄片	水分析	重矿物	碳酸盐	油分析
块 数	635	635	612	37	3	72	183	35
成功率 (%)	18.6	6	90	100	100	100	100	100

截止 2003 年 6 月断块内共完钻各类井 113 口, 其中取心井 5 口, 累计取心进尺 700.3m, 岩心长度 628.72m, 平均收获率 74.15%。其中饱含油和富含油岩心长 181.11 m, 油浸岩心长 48.28m。试油井 4 口 9 次 50 层, 其中结论为含油水层的 3 层, 干层 37 层, 水层 10 层, 具体见表 1-2。

表 1-2 兴隆台油层试油成果表
Table1-2 Xinglongtai reservoir oil test results table

井号	射孔井段	厚度 m	层数	层号	工作制度	q m ³ .d ⁻¹	q _w m ³ .d ⁻¹	Np t	Wp m ³	试油结论
杜 42	844~836	8	1	11	D359.9m		3.3		18	水层
	771.6~832	37.2	5	1.2.6.9.10	抽		33.8		94.5	水层
	803.4~832	23.4	3	6.9.10	抽		7.8		21.2	水层
	814.8~829.6	14	2	9.10	D771.0m		1.42		0.5	干层
					抽		0.3		5.2	干层
	803.4~810.4	4	1	6	D729.5m		0.03		0.26	干层
771.6~810.4	27.8	3	1.2.6	D269.5m		5.04	0.005	16.72	含油水层	
杜 53	767~830.2	35.6	12	6.7.8.10.11.1 2.13.14.16.1 8.20	D775.5 挤油前	0.210				干层
				6.7.8.10.11.1 2.13.14.16.1 8.20	D683.9 挤油后	0.36		0.015		干层
齐 2-7-7	905.2~945.4	33.6	4	7.8.9.11	D829.0 挤油前	0.2				干层
				7.8.9.11	D829.0 挤油后	0.026		0.37		干层
杜 813	914~924	10	1		D171.65m	6.21			3.77	水层

1.3 目前存在问题

杜 813 兴隆台自开发以来共经历了两个开发阶段:

第一阶段(1997年~2001年)吞吐试采阶段:这一阶段共有 18 口老井先后进行了吞吐试采,获得了一定的产能。

第二阶段(2001年~目前)正式部署阶段:这一阶段共部署投产新井 193 口。截至到 2008 年 11 月底,平均单井日产油 5.5t,块日产油 850t,综合含水 64.7%,累产油 118.2×10⁴t,累注汽 314.3×10⁴t,累计油汽比 0.37,采出程度 16.6%,见表 1-3。

表 1-3 区块油井生产现状表
Table1-3 Block oil production status table

层位	油井		日产液 t	日产油 t	综合含 水%	累产油 10 ⁴ t	累产气 10 ⁴ m ³	累产水 10 ⁴ m ³	采油速 度%	采出程 度%	累计地 下亏空 10 ⁴ m ³
	总井	开井									
S ₁₊₂	211	154	2406	850	64.7	118.2	0	212.58	4.36	16.6	33.68

目前存在问题主要有以下几方面:

(1) 产能建设难以弥补老井递减, 区块面临较大幅度递减。

1997年杜813块开始建设, 主体部位产能建设在2003年基本完成, 边部的产能续建工作自此开始进行。边部油层相比主体部位总体厚度减薄、单层厚度也减薄, 射开厚度由20.27米, 下降到17.8米, 平均单层厚度由3.8米, 下降到2.84米。油水关系复杂, 造成单井产量较大幅度地下降, 年递减率达到20%左右。见图1-2。

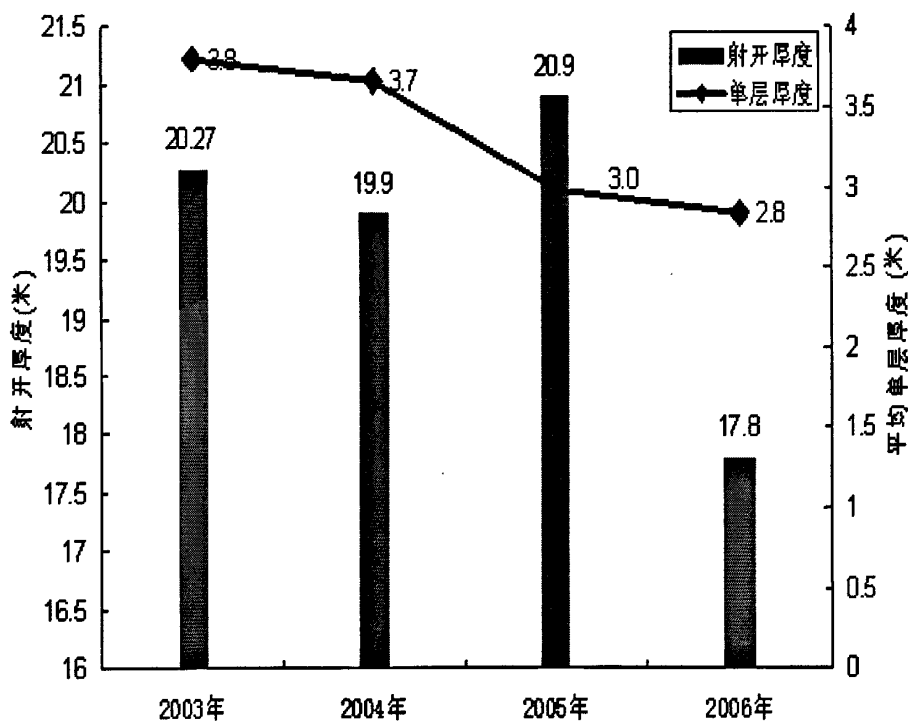


图 1-2 历年投产井油层厚度变化

Fig1-2 Calendar year production Wells reservoir thickness changes

2001年以后部署实施的开发井主要都分布在断块的北部, 个别井有出砂, 注汽压力高, 产能低等现象, 严重的有砂卡关井。2003年以后实施的新井主要都分布在杜813块的中南部, 生产效果不如北部井效果好。杜813块超稠油产量如果产能建设难以弥补老井递减, 该油田将进入快速递减阶段。而且由于特殊的油品性质, 蒸汽吞吐开发周期时间短, 产量递减快, 新井投入开发第二年即进入递减阶段, 递减率高达20%以上, 见表1-4。

表 1-4 历年投产井一周期生产情况
Table 1-4 Put a cycle well throughout the production situation

投产时间	注汽参数				周期生产数据					
	压力 Mpa	干度	强度	注汽量 m ³	生产天数 d	周期产油 t	周期产水 t	日产油 t	油气比	返水率 %
2003	14.8	72	74	1487	22	151	121	7.1	0.1	8.14
2004	15.4	67	81	1554	34	130	132	4.1	0.08	8.52
2005	17.4	64	78	1552	35.7	107	385	2.8	0.07	24.83
2006	16.7	77.7	79	1411	24.8	84	108	3.2	0.06	7.65

(2) 套管损坏井增加，实施管柱类增油措施难度加大，甚至无法实施。

①固井质量差，多轮次高温蒸汽吞吐后水泥环破坏使得顶水下窜

目前，杜 813 块出水井 28 口，大修恢复 6 口，关井 22 口。

②套坏严重制约油井生产

由于老井都是以前生产杜家台油层然后上返到兴隆台油层试采的，生产时间长，部分井出现套管坏，高含水及出砂、低产能等现象，目前杜 813 块套坏 26 口，目前关井 14 口，带病生产 12 口。

1.4 研究意义

辽河油田主要以稠油、超稠油开采为主，蒸汽吞吐仍为稠油、超稠油开采的主要方式之一，经历 20 多年的开发，目前已进入中后期。以超稠油开采为主的曙光油田作为辽河油田的主产区，目前正面临着大多数稠油热采区块进入吞吐末期的严峻形势。由于高周期井增多，随着油井吞吐轮次增加，地层压力下降较大，油藏性质发生了较大变化，油井近井地带含油饱和度下降，地下存水量增加，油藏内的原油主要富集于低渗孔隙中，在超低油层压力和毛细管力作用下，原油很难被驱替出来，原油中的轻质组分被开采出后，原油粘度明显增加，再加上油层原油在蒸汽冷凝水的作用下，易形成油包水型乳状液，原油粘度迅速上升，进一步降低了渗流能力，致使部分原油吸附在岩石表面，注入蒸汽无法有效加热剥离这部分剩余油，这部分原油浪费了大量能量却无法采出；另外由于油层层间、层内存在非均质性和蒸汽的超覆作用，会出现吸汽差异，高渗层为强吸汽层，低渗层为弱吸汽层，甚至不吸汽，多轮注汽后高低渗透层矛盾突出，相互影响，以上情况使蒸汽吞吐效果差的问题变得越来越突出，严重制约区块产量的稳定及后期产量的接替，超稠油开采水平的高低决定了油田稳产的实现与否。因此，为减缓产量递减，寻求新的有效的稳产接替方式，拟通过 CO₂ + 表面活性剂 + 蒸汽的三元复合吞吐助采技术在杜 813 块的研究，提高该区块的蒸汽吞吐效果，增加油井产能，最终达到提高油藏

开发效果的目的。

1.5 课题研究目标、研究内容、拟解决的关键问题

1.5.1 研究目标

本课题研究目标就是通过对 CO₂ 三元复合吞吐技术增油机理的研究, 筛选出适合杜 813 块的高效表面活性剂, 并进行室内实验, 优化 CO₂ 三元复合吞吐技术注入参数、施工方式。真正使该技术达到减缓产量递减, 增加油井产能, 提高原油采收率的目的。

1.5.2 研究内容

- (1) 对曙光杜 813 块油藏自然概况、资料状况、开发概况及目前存在的问题作简要说明, 明确论文涉及油藏的总体状况
- (2) 通过构造、储层、隔层特征及流体性质、油层压力和温度说明目前对杜 813 区块油藏地质特征的研究认识成果。
- (3) 通过室内实验研究建立较为清晰的 CO₂+表面活性剂+蒸汽增油机理的概念。
- (4) 筛选高效表面活性剂、优化注入参数、施工方式。
- (5) 通过以上研究制定杜 813 块的整体适用方案。
- (6) 效果跟踪评价。

1.5.3 拟解决的关键问题

- 1) 对 CO₂ 溶解原油能力及地层原油粘度下降幅度等增油机理进行系统研究。
- 2) 高效表面活性剂的筛选。
- 3) 注入工艺的优选、施工参数的优化等。

1.6 课题拟采取的研究方法、实验方案及可行性分析

1.6.1 研究方法

通过对国内外有关超稠油油藏开发后期实施 CO₂ 三元复合吞吐增油的文献进行阅读。以曙光杜 813 块超稠油为例, 在综合开发状况及地质特征的基础上, 对 CO₂+表面活性剂+蒸汽增油机理进行系统研究。在结合稠油注汽开采的特点, 筛选高效表面活性剂, 优选合理的注入工艺, 优化施工参数, 编制出可行的具体实施方案。在实施过程中加以配合效果跟踪评价手段, 对实施后的总体效果进行总结评价。

1.6.2 技术路线

论文拟通过以下技术路线得以实现, 具体见图 1-3。

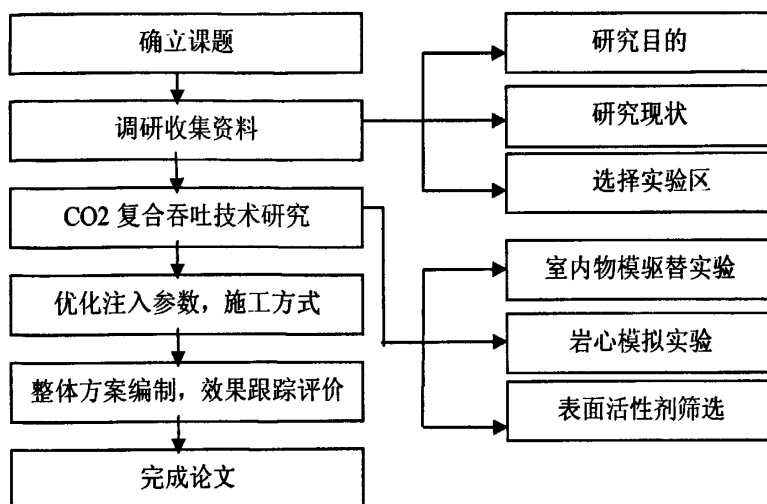


图 1-3 技术路线图
Fig1-3 Technology roadmap

1.6.3 实验方案及可行性分析

通过室内物模驱替实验和岩心模拟实验证明 CO_2 三元复合吞吐技术油井采出效果优于常规注汽。通过室内药剂筛选实验及性能检测实验，确定出适合杜 813 块状况的高效表面活性剂，室内实验室拥有多台专门用于表面活性剂分析评价的仪器设备，可满足实验的需要，跟踪评价手段已基本成熟，均可进入现场配合应用；以上条件都为本课题的顺利完成提供的坚实的基础。

综上所述由于高周期井增多，油井吞吐轮次增加，导致地层压力下降较大。新井及高效措施井减少，造成吞吐效果变差。套坏严重，套坏率已达总井数的 37%，造成选配选注工作无法实施，严重制约区块产量的稳定及后期产量的接替，断块产量递减速度明显加快，因此为解决以上问题，拟通过 CO_2 + 表面活性剂 + 蒸汽的三元复合吞吐助采技术在杜 813 块的研究，来减缓产量递减，提高该区块的蒸汽吞吐效果，增加油井产能，最终达到提高油藏开发效果。本文在综合杜 813 块超稠油区块开发状况及地质特征的基础上，对 CO_2 + 表面活性剂 + 蒸汽增油机理进行系统研究。在结合稠油注汽开采的特点，筛选高效表面活性剂，优选合理的注入工艺，优化施工参数，编制出可行的具体实施方案，为现场操作提供科学的技术指导。

第二章 油藏地质特征

2.1 地层特征

辽河油田曙光采油厂杜813块钻井之后, 所揭露的地层自下而上依次为下第三系沙河街组沙四段(ES₄)、沙三段(ES₃)、沙一、二段(ES₁₊₂)、上第三系馆陶组、明化镇组及第四系平原组。其中沙一、二段为开发目的层。其岩性特征见表2-1。

沙一、二段: 以灰白色、浅灰色、黑褐色含砾砂岩、不等粒砂岩为主, 夹灰色、灰绿色、棕黄色泥岩, 呈不等厚互层, 与下伏地层不整合接触。地层厚度一般在70m左右。

沙三段: 下部以深灰色泥岩为主, 夹黄褐色油页岩、棕黄色钙质页岩、棕黄色白云质灰岩及浅灰色砂岩; 中部为灰色、深灰色泥岩夹灰白色~浅灰色砂砾岩及浅灰色粉砂岩; 上部为灰白色、黄灰色厚层块状砂砾岩、含砾砂岩夹灰色、绿灰色、深灰色泥岩。地层厚度一般在150m左右。

沙四段: 棕黄色、黄灰色含油、油浸含砾砂岩夹深灰色泥岩、黄褐色白云质灰岩; 下部为紫红色、深灰色泥岩和灰白、黄灰色砂砾岩, 与下部地层不整合接触。地层厚度一般在50m左右。

平原组: 为棕色、棕黄色粘土与灰白色细砂、含砾中细砂互层。地层厚度一般在70m左右。

明化镇组: 为灰白色砂砾岩夹绿灰色泥岩。地层厚度一般在100m左右。

馆陶组: 主要为块状砂砾岩、砾岩、中粗砂岩和细砂岩呈不等厚互层。地层厚度一般在40m左右。

表2-1 地层特征一览表
Table2-1 Stratigraphic features list

地层名称	地层厚度 (m)	岩石性质
沙一、二段	70	含砾砂岩、不等粒砂岩为主, 夹泥岩, 呈不等厚互层
沙三段	150	下部以泥岩为主, 夹油页岩、钙质页岩、白云质灰岩及砂岩, 上部为厚层块状砂砾岩、含砾砂岩夹泥岩
沙四段	50	含油、油浸含砾砂岩夹泥岩、白云质灰岩。
平原组	70	棕色、棕黄色粘土与灰白色细砂岩。
明化镇组	100	灰白色砂砾岩夹绿灰色泥岩。
馆陶组	40	块状砂砾岩、砾岩、中粗砂岩和细砂岩

2.2 构造特征

杜 813 块构造形态整体为倾向南东的单斜构造，地层倾角 3~5°，断块面积约 6.9km²，S₁₊₂底界构造高点在曙 1-7-02 井附近，高点埋深 800m，圈闭高度 175m。

该块共发育4条断层，其主要参数见下表2-2。

表 2-2 兴隆台油层断层要素表

Table2-2 Xinglongtai reservoir fault element of the table

参 数 名 称	断层 性质	断 距	走向	倾向	倾 角 (°)	延伸 长度 Km	发育 时期	钻遇 井数 (口)	级 别	断层 作用
杜 79	正断 层	30~150	NE	SE	50~60	6	ES4~E d	2	III	控制 沉积
杜 406	正断 层	40~60	EW	S	75	1.5	Ed		IV	控制 油水
杜 74	正断 层	20~40	NNE	SE	75	5.4	Ed	3	IV	控制 油水
杜 84	正断 层	20~100	NEE	S	50~70	0.4	Ed		IV	控制 油水

2.3 储层特征

2.3.1 层组划分

杜 813 块层组的划分考虑整体的一致性，采用分层模式，以标志层作控制，进行层组划分。根据精细对比将本区目的层自上而下划分为兴 I、II、III、IV、V、VI 五个油层组。兴隆台油层发育 I-IV 油层组。兴 I 为水层，兴 II 为主力油层，兴 III 分为上、下两套，其中兴 III 上为油层，兴 III 下含有边底水，兴 IV 基本为水层，且部分地区不发育。射孔层位基本为兴 II+兴 III 上。

2.3.2 储层物性

兴隆台油层岩性主要为含砾砂岩、砂砾岩。储层埋藏浅，压实作用弱，结构疏松，储层物性较好，兴 I~IV 组平均孔隙度为 32.2%，渗透率为 1658×10⁻³μm²，属中孔、高渗储层。纵向上兴 IV 油组物性相对较好，其次为兴 III、II 油组，兴 II 油层组平均孔隙度 26.1%，渗透率 1600.2md，含油饱和度 53.07%，泥质含量 11.23%；兴 III 上油层组平均孔隙度 23.87%，渗透率 1284.6md，含油饱和度 42.26%，泥质含量 15.47%。

2.3.3 砂体分布

S₁₊₂ 段储层微相主要以辫状分流河道、河坝口为主，储层岩性较粗，以不等粒砂岩为主，占 62.8%，砾岩和粉砂岩分别为 15.4% 和 16.4%，碎屑颗粒分选中等，分选系数

1.87, 粒度中值 0.39mm。碎屑成分为长石为主, 碎屑次之, 属于岩屑质长石砂岩。

该储层为高孔隙度、高渗透率。平均孔隙度为 32.4%, 平均渗透率为 $1664 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.3.4 储层岩性

储层岩性主要为砾状砂岩、含砾砂岩、不等粒砂岩、粗~细砂岩和粉砂岩, 其中以不等粒砂岩为主。

杜813块取心井岩心岩石结构特征见表2-3及图2-1、图2-2。

表2-3 岩石结构特征表
Table2-3 Rock structure features list

油层组	结构特征					砾石特征			填隙物 %	孔隙类型
	分选系数	粒度中值	磨圆度	接触类型	胶结类型	最大直径 mm	一般直径 mm	支撑类型		
兴 I 组	1.912	0.4	次圆-次棱	点接触	孔隙式	3.8	0.25~0.5	颗粒	泥质	粒间孔
兴 II 组	1.686	0.378	次圆-次棱	点接触	孔隙式接触式	5.2	0.5~1.0	颗粒	泥质	粒间孔
兴 III 组	1.757	0.494	次圆-次棱	点接触	孔隙式接触式	4.0	0.5~1.55	颗粒	泥质	粒间孔
兴 IV 组	2.123	0.588	次圆-次棱	点接触	孔隙式	2.8	0.3~1	颗粒	泥质	粒间孔

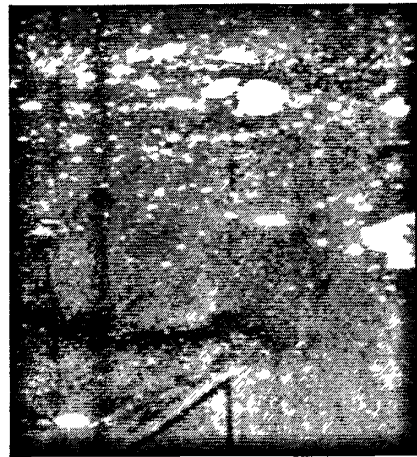
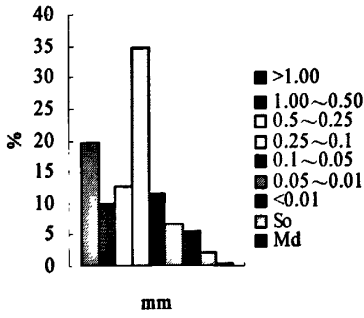


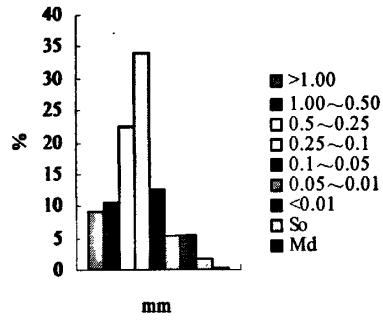
图2-1 杜813-46-59井岩心照片
Fig2-1 Du 813-46-59 well core photos

兴I组砂岩含量直方图



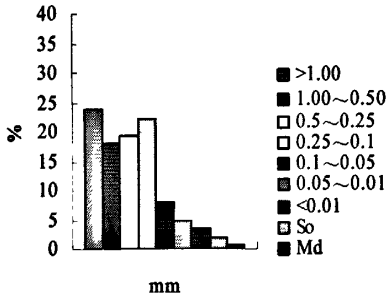
2-2(A)

兴II组砂岩含量直方图



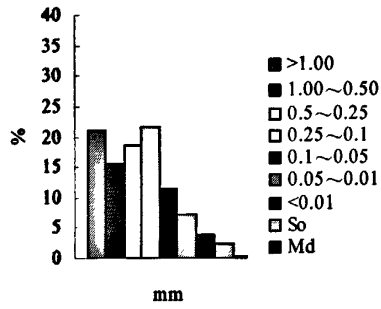
2-2(B)

兴III组砂岩含量直方图

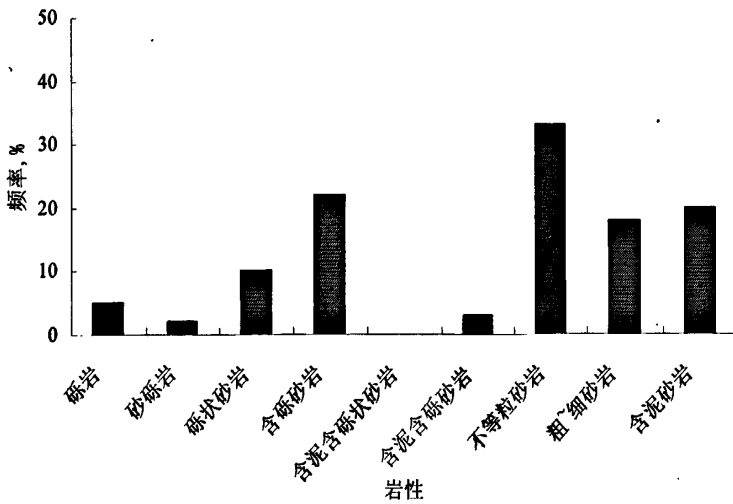


2-2(C)

兴IV组砂岩含量直方图



2-2(D)



2-2(E)

图2-2 杜813块岩性分析图
Fig2-2 DU 813 lithology map

2.4 隔层特征

依据杜 813 块取心井岩心观察及测井资料的综合分析：本块隔层相对较发育，隔层岩性主要为灰绿色、灰色泥岩和灰绿色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩。各油层组间的隔层厚度见表 2-4。

表 2-4 隔层参数表
Table 2-4 Interlayer parameter table

层位	最大/m	最小/m	平均/m	一般/m
I~II	4.2	0.4	1.67	1-2.5
II~III	16.7	0.8	3.4	1.5-6
III~IV	14	0.3	6.3	2-10
IV~V	53	0.8	8	2-12

2.5 油层分布及油藏类型

2.5.1 油层分布

依据杜813块地质情况，杜813块兴隆台油层埋深765~920m，含油井段在46-105m，油层钻遇率100%。杜813块纵向上油层主要集中在兴II组、兴III组、兴IV组及兴VI组顶部，兴I组仅在曙1-32-027井附近发育了7.8m~15.6m的油层，其余地区为水层。油层井段比较集中且连片分布，油层有效厚度平均26.8m，油层产状为中~厚层状。平面上，油层分布主要受构造控制，构造高部位的油层厚度大，向构造低部位油层减薄。

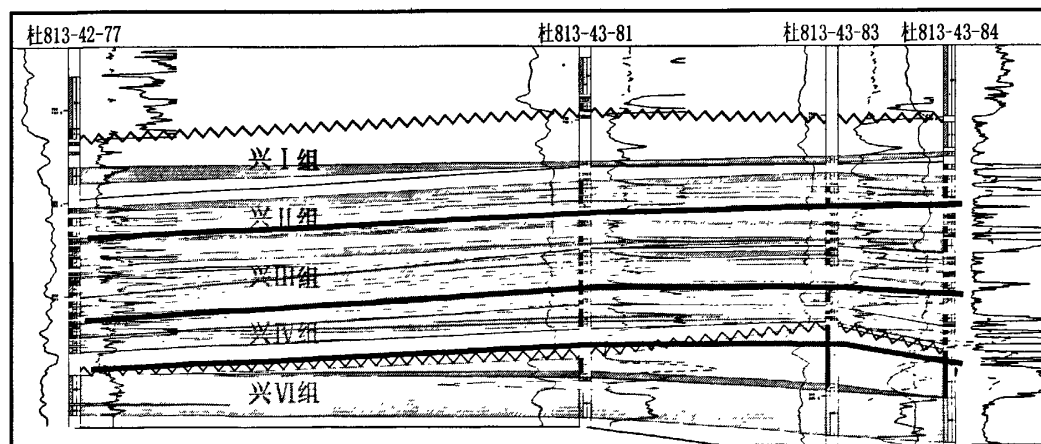


图2-3 杜813块兴隆台油层油藏剖面图
Fig 2-3 DU 813 profiles Xinglongtai oil reservoir

兴II油层厚度平均 22.49 米(最大 34.9 米, 最小 13.8 米), 兴III上油层厚度平均 7.48

米（最大 13.0 米，最小 1.3 米），兴 II+兴 III 上油层厚度 29.97 米。单层厚度最大 14.4 米，最小 0.8 米，平均 5-6 米，具体见表 2-5。

表2-5 有效厚度数据表
Table2-5 Effective thickness data table

项目 层位	最大 m	最小 m	平均 m	钻遇率 %
兴 I 组	18.7	8.6	13.26	16.8
兴 II 组	34.9	13.8	22.49	98.9
兴 III 组	13.0	1.3	7.48	88.8
兴 IV 组	15.8	1.2	7.72	48.3
兴 I~IV 组	50.2	4.8	27.66	100
兴 VI 组	55.7	1.8	27.76	58.4
兴 I~VI 组	101.2	10	38.77	100

2.5.2 油水分布

(1) 纵向分布特点

纵向上，油层集中分布在兴 II、兴 III、兴 IV 和兴 V 组，兴 I 和 VI 组为水层。含油井段长 60~185m，有效厚度一般为 20~30m，平均单层有效厚度小于 5m，油层产状以中厚层为主。各油层组间油层发育程度有差异，II 组油层比 III、IV、V 组分布范围广，厚度较大；到东南部构造低部位，IV 组油层厚度变薄，III 和 V 组变为水层。

(2) 平面分布特点

杜 813 块油层全区分布，平面上发育较为稳定，断块西北部构造高部位油层最厚，有效厚度一般大于 40m，最大厚度杜 813-31-48 井 60m；向东部和南部油层厚度逐渐减薄，厚度在 20m 左右。

2.5.3 油藏类型

沙一、二段：按油水关系分类为边、底水油藏

沙三段：按油水关系分类为底水油藏

2.6 流体性质

2.6.1 油品性质

杜 813 兴隆台油层属于超稠油区块，当原油在 20℃ 时的密度为 1.0098g/cm³，地面脱气原油粘度在 50℃ 时平均为 165405mPa.s，一般在 60000~180000 mPa.s 之间。凝固点 26.1℃，含蜡量 2.291%，胶质+沥青质含量 51.008%。见图 2-4 及表 2-6。

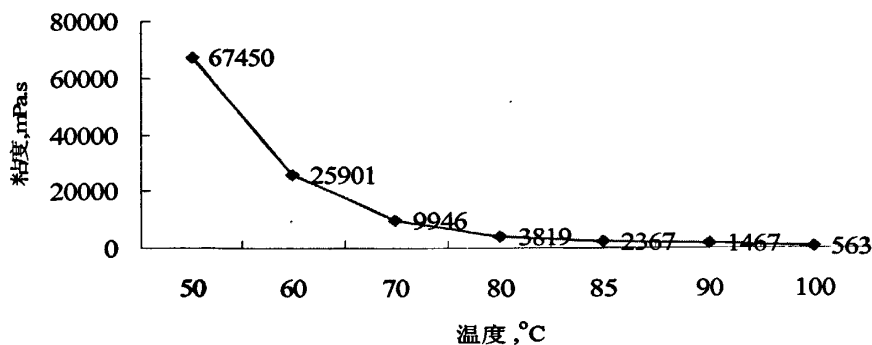


图2-4 杜813块粘温曲线

Fig2-4 Viscosity-temperature curves of DU 813

表2-6 原油性质数据表

Table2-6 Crude oil property data sheet

井号	井段 m	ρ g.cm ³			μ mPa.s		凝固点 °C	含蜡 %	胶+沥 %
		20°C	50°C	100°C	50°C	100°C			
杜75	784~825.6	1.0083	0.9927	0.9667	58160	572.3	20	2.63	44.52
		1.0068	0.9912	0.9652	70810	651.6	22	2.47	48.42
		1.0083	0.9927	0.9667	83090	707.9	22	1.47	46.29
		1.0077	0.9921	0.9661	81240	706.6	23	2.15	49.21
		1.0094	0.9938	0.9678	124000	856.2	25	2.47	46.34
		1.0087	0.9931	0.9671	67910	563.5	23	2.18	50.87
欢618	880.8~927.3	1.0110	0.9954	0.9694	230800	1265	29	2.52	52.41
杜813	850~875.7	1.0098	0.9870	0.9610	134600	1041	27	1.60	47.16
杜820	925.1~959.1	1.0136	0.9980	0.9720	151800	916.2	27	2.55	48.31
		1.0132	0.9976	0.9716	208100	1149	31	2.36	49.49
		1.0118	0.9962	0.9702	168000	966.2	28	2.52	47.07
		1.0106	0.9950	0.9690	122400	855.8	26	2.4	49.6
23-40	823~870.2	1.0112	0.9956	0.9696	227600	1194	27	2.04	53.48
		0.9993	0.9837	0.9577	187200	1051	25	1.98	54.13
		1.0133	0.9977	0.9717	264300	1243	30	2.46	56.83
		1.0118	0.9962	0.9702	209200	1120	28	2.32	54.82
		1.0127	0.9971	0.9711	261300	1400	29	2.48	51.85
		1.0134	0.9978	0.9718	231600	1274	27	2.18	51.75
		1.0125	0.9969	0.9709	211700	1318	27	2.6	53.32
1.0116	0.9960	0.9700	215500	1161	27	2.54	53.89		
	平均	1.0098	0.9942	0.9682	165405	1000.6	26.1	2.291	51.008

2.6.2 地层水性质

根据地层水分析结果,本块地层水为 NaHCO₃ 型,总矿化度为 1845~2742mg/L。具体见表 2-7。

表 2-7 杜 813 块地层水数据统计表
Table 2-7 Du 813 data statistics of formation water

井号	层位	井段 m	Na ⁺ +K ⁺ mg/L	HCO ₃ ⁻ mg/L	总矿化度 mg/L	水型	取样日期
杜 407	S ₁₊₂	988-1024.6	610	1053	2045	NaHCO ₃	96.11.04
杜 407	S ₁₊₂	974-961	873	1022	2742	NaHCO ₃	96.11.13
杜 407	S ₁₊₂	964.15-923	539	900	1845	NaHCO ₃	96.12.13
平均			674	992	2211		

2.7 油层压力与温度

2.7.1 油层压力

杜813块兴隆台油层压力统计见表2-8。

表 2-8 杜 813 兴隆台地层压力统计表
Table 2-8 DU 813 tables of Xinglongtai formation pressure

井号	层位	油层中部 深度 m	原始压力 MPa	地层压力 MPa	地层压力 系数
杜 813-39-56	S ₁₊₂	843	7.5	1.48	0.20
杜 813-39-62	S ₁₊₂	842	7.5	0.78	0.10
杜 813-41-62	S ₁₊₂	828	7.4	6.17	0.83
杜 813-42-63	S ₁₊₂	817	7.3	0.68	0.09
杜 813-44-61	S ₁₊₂	806	7.2	0.79	0.11
杜 813-46-57	S ₁₊₂	824	7.4	7.31	0.99

2.7.2 油层温度

杜 813 块兴隆台油层据临区杜 55 井的测温资料, 温度梯度为 3.8℃/100m, 油层中深 875m~925m 时, 折算地层温度为 42.1~44.0℃。

2.8 储量计算

杜813块探明石油地质储量 1788×10^4 t, 含油面积 3.3 km^2 。见表2-9。

表 2-9 储量计算表
Table 2-9 Reserve calculation table

单元	层组	类别	Ao km ²	H m	φ %	Soi %	ρoa g.cm ⁻³	Boi	N 10 ⁴ t
杜813块	S ₁₊₂ II	III	3.3	14	30	69	1.011	1.005	962
杜813块	S ₁₊₂ III、IV	III	3.3	12.8	29	67	1.011		826
合计		III	3.3	26.5	29.5	67.8	1.011		1788

2.9 蒸汽吞吐特点

试采井周期吞吐效果如表2-10所示，杜813块兴隆台油层的蒸汽吞吐符合超稠油的吞吐特点。

- (1) 周期生产时间短、产量递减快、周期产油量低、油气比低。
- (2) 吞吐产量高峰期在三四周期。
- (3) 随着吞吐周期的增加，油气比和周期产油量呈现抛物线变化。
- (4) 周期回采水率及周期生产时间随周期的增加而增大。

表 2-10 杜 813 兴隆台油层试采井周期吞吐统计表
Table2-10 DU 813 Xinglongtai cycle oil well production test throughput statistics

生产周期	井数	注汽量 t	生产天数 d	周期产油量 t	周期产水量 m ³	油气比	回采水率 %
1	17	1699.4	49.6	541.1	451.9	0.31	26.23
2	14	1738.5	67.7	777.0	420.4	0.45	24.18
3	9	2114.2	95.4	1472.7	838.5	0.70	39.66
4	6	1941.0	129.8	1375.2	1436.0	0.71	73.98
5	4	1950.0	112.1	1280.0	2642.5	0.66	135.51

通过新老井的蒸汽吞吐试采分析，杜813块蒸汽吞吐试采取得如下认识：

- (1) 杜 813 块兴隆台油层蒸汽吞吐生产具有一定的产能。
- (2) 初期生产时间短，只有42天，周期产油量低，只有396t，油气比低，只有0.25；
- (3) 初期产能低（1~3周期），有出砂现象，化学剂吞吐效果好。
- (4) 油藏地质认识有待加深，油水关系复杂。
- (5) 通过试采水层，证实该块有夹层水，而且水体能量较大。

第三章 三元复合吞吐室内模拟实验

3.1 二氧化碳、表面活性剂及超稠油相互作用机理研究

3.1.1 CO₂ 物理和化学性质

3.1.1.1 物理性质

CO₂ 通常状况下是一种无色、无臭、无味气体, 不可燃。二氧化碳具有很低的压缩系数, 固体 CO₂ 俗称干冰。

(1) 密度

在标准条件下, CO₂ 的密度为空气的 1.5 倍。液态时为 812.92kg/m³ 象大多数气体一样, 密度随着压力的上升而增加, 随温度的上升而下降。

(2) 三相点

CO₂ 可溶于水、不同成分和密度的原油中。其三相点的温度和压力分别为 -56.11°C 和 0.41MPa, 临界温度为 31.1°C, 标准的液态 CO₂ 温度为 -17°C, 压力为 2.1MPa; 临界压力 7.53MPa。

(3) 溶解度

CO₂ 相对较易溶于水, 常温常压下 CO₂ 的溶解度为 0.878, 在水中的溶解度随压力的升高而变大, 随温度升高而变小。在地层条件下, CO₂ 的溶解度在 30-60m³/m³ (3-5%), 随水中的矿化度的增加而减少。CO₂ 溶于水时, 水的粘度上升, 但上升幅度不大。CO₂ 溶于水时所生成的碳酸能够溶解岩石中的某些胶结物, 从而能够改善地层渗透率。CO₂ 更易溶解于原油中, 因此可以从水溶液中转移溶解到原油中去, 在此过程中油水界面张力逐渐降低。油中 CO₂ 的溶解度随压力增大而上升, 随温度上升而下降, 随原油分子量增大而增加。与环烷烃和芳烃相比, CO₂ 更易溶解在烷烃中。

(4) 压缩系数

CO₂ 的压缩系数为 0.00218 1/MPa, CO₂ 的地层体积系数随压力的增加而下降, 且体积系数较大, 所以在地层中, 注入一定体积的 CO₂, 能够驱替较多的油气。

3.1.1.2 化学性质

CO₂ 作为酸性氧化物, 与水反应易生成弱酸性的碳酸, 在施工和工程设计中应考虑减缓或抑制碳酸造成的腐蚀。当压力增大, 酸性水和钙盐、镁盐起反应生成重碳酸钙、重碳酸镁等。当地层压力降低时, 有沉淀生成, 会出现结垢现象。

3.1.2 二氧化碳采油作用机理

降低原油粘度并引起原油体积膨胀是 CO_2 吞吐的主要采油机理。当然还包括溶解气驱和油水相对渗透率的改变等机理。对于重质油藏, CO_2 注入地层后, 将显著的降低重质油的粘度, 改善原油流动能力, 这是 CO_2 吞吐的主要机理。对轻质油藏, CO_2 引起地层油的膨胀显得更加重要, 仅采出原油的膨胀部分就相当可观, 此时膨胀是 CO_2 吞吐的主要机理。在进入高含水期的油藏中, 注入 CO_2 溶于地层油后, 会把地层水挤出孔隙空间, 提高油的分相流量, 所以 CO_2 吞吐仍可以从扫油效率很差的底水油藏中采出残余油, 并显著降低含水率。

(1) CO_2 溶解气具有气驱及解堵能力

CO_2 进入油层后, 占据一定的孔隙空间。随着注入压力的不断增大, CO_2 在原油中的溶解量会越来越大。当油井经过 CO_2 吞吐施工后, 开井转抽生产, 地层压力将随之降低, CO_2 在原油中的溶解量也会随之减少, CO_2 就会从原油中分离出来, 为溶解气驱提供能量, 形成类似天然气驱的溶解气驱过程, 可以提高原油采出量。

同时在井下原油层中的 CO_2 溶解气随着温度的升高部分游离汽化, 以压能的形式储存部分能量。随着油层压力降低, 原油中大量的 CO_2 逸出, 将原油驱入井筒, 溶解气驱, 在原油中产生气体驱动力, 由于此时气体具有较高的运移速度, 从而使油层中的堵塞物返排出来, 从而达到提高驱油效果的目的。

(2) CO_2 增加原油体积

通过进行大量的室内实验表明, 在一定压力条件下将 CO_2 注入原油, 注入 CO_2 后原油的体积增加, CO_2 充分溶解在原油中, 会使原油体积膨胀 26%—45%。 CO_2 的溶解使原油的内动能增加, 原油流动过程中的毛管阻力和流动阻力减少。 CO_2 使地层孔隙中的残余油体积膨胀, 原油饱和度增加, 易于流动。

表 3-1 列出了注入 CO_2 后杜 813-41-62 井中原油体积膨胀系数与 CO_2 注入量的数据关系。注入 CO_2 前该井原油的相关参数为: 原油在地面的密度为 1.0098g/cm^3 , 粘度为 $134600\text{mPa}\cdot\text{s}$, 凝固点为 27°C 。从表中可以看出: 注入 CO_2 后, 压力、溶解气油比和原油的体积膨胀系数随之增加。

表 3-1 不同 CO₂ 注入量下的原油体积膨胀
Table3-1 The amount of CO₂ into the different volume expansion of crude oil under

注入 CO ₂ 的摩尔比	压力 MPa	溶解气比 m ³ /t	膨胀系数
0.34815	2.123	18.161	1.1385
0.85767	4.565	43.956	1.1836
1.38864	6.6	71.17	1.2529
1.83018	8.668	93.83	1.2914
2.77871	16.94	144.1	1.3717

(3) 汽化和萃取原油中的轻质组分

CO₂ 吞吐浸泡期间,CO₂ 与轻质烃具有较好的互溶性, CO₂ 可促使原油中的轻质烃类 (C₂~C₃) 被抽提出来, 从而使残余油饱和度明显降低。在不同原油的成分、温度和压力下, 二氧化碳具有无限制地与原油混相的能力, 实际上可以达到很好的驱油目的。这种现象在轻质原油中效果尤其明显。在萃取和汽化作用下, 形成 CO₂ 富气相, 从而减小注入气体与原油之间的界面张力, 减小原油的流动阻力, 使原油更易于流动, 提高波及效率, 达到明显的增油效果。

(4) 降低原油粘度

在地层条件下, 随之压力的增大, CO₂ 在原油中的溶解度随之增加, CO₂ 溶解气在原油中饱和后, 将会使原油的体积膨胀, 密度减小, 原油粘度显著下降。原油的原始粘度越高, 粘度降低的幅度越大, 尤其对重质油的降粘作用明显。表 3-2 列出了试验中一口井注入 CO₂ 的摩尔比例与原油粘度之间的关系。从表 3-2 中数据可以看出: 当注入 CO₂ 摩尔比不断增大时, 原油的粘度会随之不断降低。当原油粘度降低时, 原油的流动能力增强, 可以提高单井原油产量。

表 3-2 不同 CO₂ 注入量下原油粘度的变化
Table3-2 The amount of CO₂ into the different variations of crude oil viscosity

注入 CO ₂ 的摩尔比	压力 MPa	原油粘度 mPa.s
0	0	42.11
0.3522	2.08	25.44
0.8211	4.22	15.78
1.2542	6.23	11.19
1.9128	9.22	7.288
2.5333	14.10	6.143
3.4450	33.49	3.246

(5) 对油层的酸化解堵作用

CO₂ 溶解于水后略呈弱酸性, 与地层基质相应地发生反应, 从而溶解一部分杂质, 尤其在碳酸岩中能将部分岩石溶解, 生成易溶于水的碳酸氢盐, 从而提高碳酸岩层的渗透性。在页岩中, 由于地层水 pH 值降低, 可以抑制储层的粘土膨胀, 可见 CO₂ 对粘土有一定的稳定作用; 在碳酸岩和砂岩中, 碳酸水会与储层矿物发生反应, 溶解部分油层孔隙矿物质, 起到疏通原油流动通道的作用, 从而大大改善储层渗透性。由于注入 CO₂ 的酸化作用导致油层渗透性提高。另外, 在一定压力差下, 一部分游离气对油层的堵塞物具有较强的冲刷作用, 可有效地疏通因二次污染造成的地层堵塞。

(6) 改善了原油和水的流度比

由于大量注入的 CO₂ 在原油和水中溶解, 导致地层水酸化, 使原油的粘度降低, 流度增大, 使水的粘度有所增加, 流度下降。由于水的流动性降低, 从而使水油粘度比例随着油的流动性增大而减少, 二者逐渐趋于接近, 使水的驱油能力提高, 提高了扫油效率。

3.1.3 表面活性剂采油作用机理

在油井注汽之前, 把以复合型表面活性剂为主的化学药剂一次性挤入油层。由于药剂具有良好的耐温、抗盐、乳化等性能, 在蒸汽的作用下, 可以显著改善油井吞吐效果, 起到降粘、助排、润湿的作用, 延长生产周期。其作用机理如下:

(1) 注汽后, 在蒸汽的高温作用下, 药剂将地层孔隙中的原油及沉积在岩石表面的胶质、沥青质及其它重质成份迅速剥离下来, 并将其分散溶解, 最后采出地面。

(2) 表面活性剂中的无机成分可对岩石胶结物起到一定地收缩作用, 增大储层岩石的渗流孔道, 降低渗流阻力, 从而延长油井生产周期, 提高油井产液能力。

(3) 表面活性剂为助排剂, 因此可显著降低油水界面张力, 从而可减小毛管阻力, 有利于冷凝水的返排。

(4) 由于蒸汽的热能与表面活性剂双亲分子影响, 大大降低了油水界面张力, 便于形成粘度较低的水包油乳状液, 减少渗流过程中原油的流动阻力。

(5) 吸附于岩石表面的表面活性剂, 可以改变油藏岩石的润湿性能, 便于原油流出。

活性剂对非均质地层的调剖作用是明显的。蒸汽在吞吐过程中, 易因重力差异导致“超覆”和“汽窜”, 使蒸汽波及系数变小。三元复合吞吐过程中, 表面活性剂注入后, 由于蒸汽泡沫的形成, 可以有效地封堵蒸汽驱所产生的“舌进”和“汽窜”通道。泡沫在油层中可均匀推进, 波及系数高, 有效地克服了非均质油层中常见的舌进和重力分异等问题。表

面活性剂注入后，形成大量泡沫，物性好的层段产生泡沫的量比物性差的层段产生泡沫的量要多，蒸汽和 CO_2 进入物性好的层段的渗流阻力增大，使物性差的层段蒸汽和 CO_2 的注入量增加，调整了蒸汽和 CO_2 吸收剖面，提高蒸汽和 CO_2 的波及系数，提高原油的采收率。

3.1.4 二氧化碳对原油降粘研究

注入 CO_2 ，在原油中充分溶解，使原油的体积膨胀 26%—45%， CO_2 的溶解使原油的内动能增加，原油流动过程中的毛管阻力和流动阻力减少。 CO_2 使地层孔隙中的残余油体积膨胀，原油饱和度增加，从而提高原油的流动能力，降低原油的粘度。对不同温度压力条件下，溶解不同量 CO_2 后原油的粘度变化规律进行对比，可以找出 CO_2 的合理注入比例，以提高原油采收率。测试样品用杜 813-39-64 实验井的脱水油样； CO_2 气样纯度 99.9%。测试温度为 80°C ，测试压力为 0-15MPa。

见图 3-1，由实验结果可以看出： CO_2 溶入超稠油，可以改善原油的流动性能，使原油粘度随压力变化增大而降低。在 80°C 、0MPa 条件下，杜 813-39-64 井原油粘度为 3545mPa.s。保持温度不变，将 CO_2 压力增加到 3MPa 时，原油粘度下降到 2056mPa.s，下降了 42%；将 CO_2 压力增加到 10MPa 时，原油粘度下降到 1696mPa.s，下降了 52.2%。这是由于压力不同时， CO_2 在原油中总的溶解度不同。 CO_2 溶解气在原油中饱和后，将会使原油的体积膨胀，密度减小，原油粘度显著下降。原油的原始粘度越高，粘度降低的幅度越大，尤其对重质油的降粘作用明显。在地层条件下，保持温度不变，随着压力地不断增大， CO_2 在原油中的溶解度也随之增加，原油的粘度随之不断降低。压力越大，溶解度越高，粘度下降越明显。

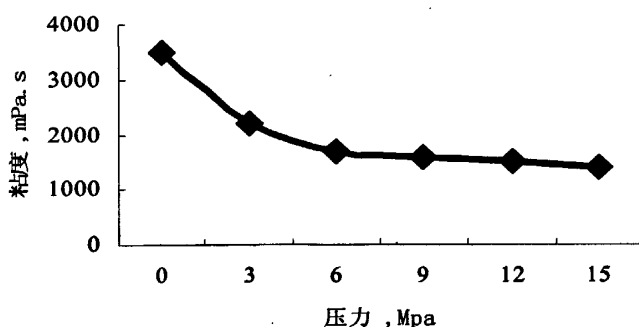


图 3-1 不同压力条件下原油溶解二氧化碳后粘度
Fig3-1 Under different pressure conditions the viscosity of crude oil after the dissolved carbon dioxide

3.2 表面活性剂筛选与性能评价

表面活性剂能有效降低油水与地层岩石之间的界面张力，减少流动阻力，增加原油流动性，原油更易于从束缚孔隙中排出；便于形成粘度较低的水包油乳状液，减少渗流过程中原油的流动阻力。从而延长油井生产周期，提高油井产油能力。

3.2.1 表面活性剂的筛选

试验评价磺酸盐、高温防乳破乳剂、驱油剂三种表面活性剂性能，从而筛选适合的表面活性剂。

(1) 界面张力

测试不同浓度磺酸盐、高温防乳破乳剂、驱油剂水溶液的界面张力，将三种药剂分别用蒸馏水配制成不同浓度水溶液，利用 BZY-2 全自动表面张力仪，测溶液界面张力，实验结果见图 3-2:

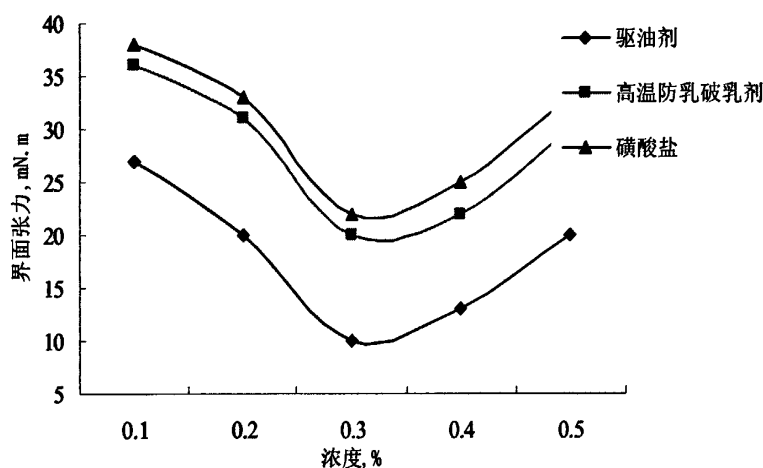


图 3-2 不同表面活性剂不同浓度水溶液界面张力

Fig3-2 Different surfactant surface tension of aqueous solutions of different concentrations

由试验结果可知，磺酸盐、高温防乳破乳剂虽然也能降低界面张力，但不如驱油剂，驱油剂浓度为 0.3% 时界面张力可降到 10mN·m 以下。

(2) 泡沫半衰期试验

表面活性剂在二氧化碳和蒸汽作用下，可以产生大量细致缜密的泡沫。利用泡沫在地层中的贾敏效应，来封堵高渗透油层，控制蒸汽窜流，克服重力超覆，减少粘滞指数，降低蒸汽流度，调整油井吸汽剖面。因此，复合助采技术形成的泡沫是否稳定是技术的关键，在室内对形成的泡沫进行半衰期试验，见表 3-3。

表 3-3 不同表面活性剂发泡性能试验

Table 3-3 Different surfactant foaming performance tests

试样	发泡体积, mL	泡沫半衰期, s
磺酸盐	625	4562
高温防乳破乳剂	778	5782
驱油剂	1210	9123

从表 3-3 中可以看出，驱油剂的泡沫半衰期比其他两种表面活性剂发泡体积大，泡沫半衰期长，泡沫稳定。

(3) 降粘率试验

取杜 813-3964 井原油，保证恒温 80℃。分别将磺酸盐、高温防乳破乳剂、驱油剂配制成 0.1%、0.2%、0.3%、0.4%、0.5% 不同浓度水溶液备用。用烧杯分别称取原油和配好的某一浓度药剂溶液各 40g，并搅拌均匀。用塑料膜封好烧杯口，在 80℃ 条件下恒温 1h，测混合液粘度，并计算降粘率，实验结果见图。降粘率计算方法：

$$\phi = \frac{n_0 - n_1}{n_0} \times 100\% \quad (3-1)$$

式中 ϕ ——降粘率，%；

n_0 ——50℃ 空白原油粘度，mPa·s；

n_1 ——80℃ 乳状液粘度，mPa·s。

实验结果见图 3-3。

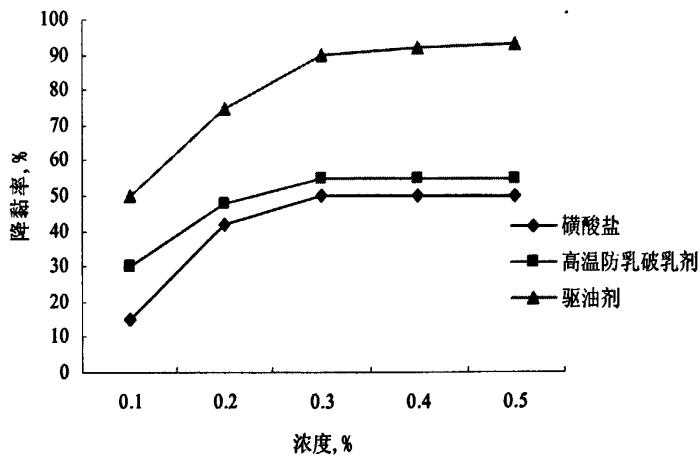


图 3-3 不同表面活性剂降粘率
Fig3-3 Different surfactant drop sticky rates

由试验结果可知,浓度为 0.3%时驱油剂降粘率可达到 94.7%,高于其他两种表面活性剂。

通过上述试验可以看出,驱油剂性能要好于磺酸盐和高温防乳破乳剂,因此复合表面活性剂选用驱油剂,并对其性能进行进一步试验。

3.2.2 表面活性剂性能试验

(1) 油水界面张力

在表面活性剂驱油时,显著降低原油和地层水之间的界面张力可以极大地促进地层孔道中被捕集的原油流动,界面张力 $\leq 10^{-3}$ mN/m 数量级时,可以获得良好的驱油效果。因此,能否达到超低界面张力成为衡量表面活性剂界面活性的标准,而研究表面活性剂的界面张力则成为筛选优良的表面活性剂的方法。

测定油水界面张力的常用方法有吊环法、滴体积法、悬滴法,但这些方法有其局限性,即只适用于较高的平衡界面张力的测定,对于低于 10^{-3} mN/m 数量级的超低界面张力值的测定和动态界面张力值的测定上述方法并不适用,此时需要用旋转滴界面张力仪进行测量。旋转滴法测量界面张力,就是将高密度的液体和低密度的液体一起倒入测量毛细管,并作高速旋转,若忽略重力、浮力,则离心力与液滴单位面积上所受的曲面压力相平衡,然后测量液滴的形状,即可确定界面张力。在毛细管转速较高时可认为体系的界面张力不受转速和油滴体积的影响。

利用 TX-550A 型旋转滴界面张力仪测定表面活性剂与超稠油间的界面张力随时间的变化,每个样品的测量时间为 2h,以达到其平衡界面张力。用清水配制成质量百分含量分别为 0.1%、0.2%、0.3%、0.4%、0.5%的表面活性剂溶液,摇匀静置待用。试验测试了不同质量分数驱油剂与杜 813-3964 井原油间的界面张力,试验结果见表 3-4 及图 3-4。

表 3-4 不同质量分数化学剂与原油间的界面张力表
Table3-4 Different concentration of chemical agent and the interfacial tension between crude oil

质量分数 (%)	0.0	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50
界面张力 (mN/m)	5.06	1.38	0.011	0.00018	0.019	0.382

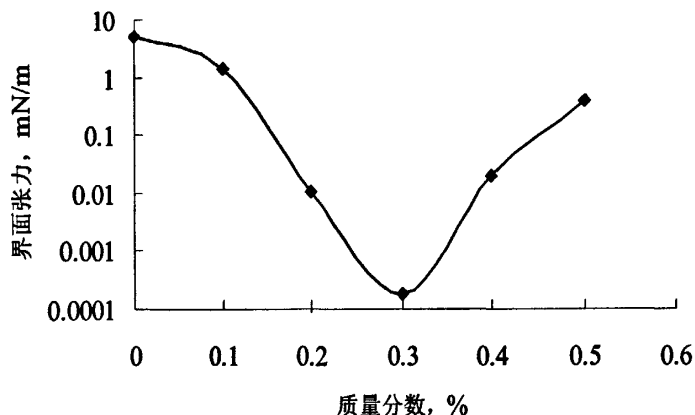


图 3-4 不同质量分数驱油剂与原油间的界面张力
Fig3-4 Different mass displacing agent and the interfacial tension between crude oil

由试验结果可以看出，界面张力随着活性物质量分数的增加先下降，达到最低点后回升。这是因为在低表面活性剂质量分数下，表面活性剂分子吸附在油-水界面上，如果增加表面活性剂质量分数，则油-水界面上吸附的分子增多，界面张力减小。直达到某一特定质量分数，即临界胶束质量分数（cmc）时，界面张力达到最低。此后质量分数继续增大时表面活性剂形成胶束，表面活性剂在油-水界面上质量分数下降，界面张力反而升高。所以表面活性剂质量分数在适宜范围内时，界面张力曲线会随着表面活性剂质量分数的增加出现一最低点。如图 3-4 所示，在活性物质量分数为 0.3% 时界面张力达到 10^{-4} mN/m 数量级。

(2) 驱油剂耐温试验

由于曙光油田蒸汽吞吐注入蒸汽温度在 300℃ 以上，因此驱油剂必须耐温 300℃，性能不发生大的变化，以满足现场试验需要。取适量 0.3% 驱油剂溶液，在高压反应釜中加热至 300℃，恒温 24h 后，冷却至室温，分别测表面张力和降粘率，并与耐温前数据进行对比，试验结果见表 3-5。

表 3-5 驱油剂表面张力
Table3-5 The driving agent surface tension

项目	表面张力 (mN/m)	降粘率 (%)
耐温前	9.3	94.7
耐温后	15.7	91.4
标准指标	≤35	≥90

由试验结果，驱油剂经 300℃ 高温处理后，表面张力有所增加，降粘率有所下降，但仍然能够满足现场试验需要，耐温性能好。

(3) 驱油剂与地层水的配伍性

利用杜 813 块地层水配制质量分数为 2.0% 和 0.3% 的驱油剂溶液，置于恒温箱内，在油层温度条件下 (60℃)，定期观察试验现象，并测定溶液的透光率，定性观察驱油剂与地层水的配伍性。试验结果表明驱油剂与地层水配伍性好，放置 15 天以上，溶液无絮状物、沉淀生成。透光率变化不明显，试验结果见表 3-6。

表 3-6 配伍性试验结果表
Table 3-6 Compatibility test results table

试验结果 时间间隔 d	体系	0.3% 化学剂		2.0% 化学剂	
		透光率 %	试验现象	透光率 %	试验现象
0		93.4	白色透明液体	63.1	白色半透明液体
1		94.5	同上	62.5	同上
3		97.2	同上	61.5	同上
5		98.0	同上	61.5	同上
8		98.5	同上	61.2	同上
11		96.2	同上	61.0	同上
15		97.0	同上	61.5	同上

(4) 驱油剂与破乳剂配伍性

取杜 813-41-62 井原油 (油样含水 36%)，在比色管内倒入 100ml 油样，加入 50ppm 破乳剂，再分别加入不同质量分数驱油剂，脱水温度 75℃，脱水时间 240min，考察驱油剂对原油脱水的影响，试验数据见表 3-7:

表 3-7 化学剂与破乳剂配伍性
Table 3-7 Chemical compatibility with the demulsifier

驱油剂加入量	原油含水	破乳剂名称	加药质量分数 (ppm)	脱水量 (ml)						脱水率 (%)
				15'	30'	60'	90'	120'	240'	
0%	36%	LH-II	50	0	2	6	26	26	32	88.9
0.1%	36%	LH-II	50	0	2	4	26	27	33	91.7
0.3%	36%	LH-II	50	0	2	6	24	26	33	91.7
0.6%	36%	LH-II	50	0	2	6	23	28	34	94.4
1%	36%	LH-II	50	0	3	6	25	27	34	94.4

由试验数据得出，驱油剂对原油脱水无影响。

(5) 驱油剂对污水处理的影响

污水取自联合站水处理前污水样，取 A、B 两支比色管，分别倒入 100ml 污水样，置于恒温水浴中预热到温度 80℃，在 B 比色管污水样中加入 0.3%驱油剂，再在 A、B 两支比色管中加入一定量的净水剂（无机：400 mg/l，有机：75 mg/l），充分振荡后在置于恒温水浴中静止观察，30min 后测下层澄清液含油、机杂。试验结果见表 3-8。

表 3-8 驱油剂对污水处理影响
Table3-8 Impact of sewage flooding agent

药剂名称	加药量 (mg/l)	现象	含油 mg/l	机杂 mg/l
净水剂	无机：400 有机：75	悬浮颗粒上浮，下层水澄清	261.5	35.16
驱油剂 0.3%+净水剂	无机：400 有机：75	悬浮颗粒上浮，下层水澄清	259.9	34.33

试验结果表明，驱油剂对处理后污水水质无影响。

3.3 模拟试验

3.3.1 岩芯模拟

岩芯模拟吞吐实验方法：将模型抽空饱和地层水，模型数据见表 3-9，模拟原油运移进行油驱水，建立束缚水饱和度；模拟油藏条件--压力（4MPa）、温度（80℃），先进行水蒸汽吞吐 2 轮，再进行 CO₂+水蒸汽吞吐 2 轮，最后进行表面活性剂+CO₂+水蒸汽（三元复合，下同）吞吐 2 轮。实验结果见表 3-10。

表 3-9 三管模型基础数据表
Table3-9 Three models based on the data sheet

样号	长度 (cm)	直径 (cm)	孔隙体积 (cm ³)	孔隙度 (%)	渗透率 (10 ⁻³ μm ²)
1	80	3	190	33.6	1742
2	80	3	119.9	21.2	536
3	80	3	103.5	18.3	118

表 3-10 三管模型吞吐实验数据表
Table3-10 Three models of experimental data throughput table

样号	水蒸汽吞吐 %	水蒸汽+二氧化碳吞吐 %	三元复合吞吐 %
1	6.7	20.3	26.8
2	3.4	13	23
3	1.2	5.4	14.3

三管模型经 3 种不同方式各两个周期的吞吐实验结果表明：与水蒸汽+CO₂ 吞吐相比，蒸汽+CO₂+助剂吞吐 1、2、3 岩芯原油采出程度分别提高了 6.5%、10.0%、8.9%。

3.3.2 不同周期采出程度模拟

三元复合助采技术主要采用表面活性剂、二氧化碳、蒸汽的方式来提高油井的产能，这种吞吐方式与常规注汽的实施效果见表 3-11：

表 3-11 不同吞吐方式采出程度对比
Table3-11 Different way recovery degree steam contrast

样号	水蒸汽吞吐 采出程度 (%)	水蒸汽+二氧化碳 (%)	水蒸汽+表面活 性剂 (%)	水蒸汽+二氧化碳+表 面活性剂 (%)
1	6.7	20.4	20.8	26.9
2	3.4	12	12.3	22
3	1.2	5.5	5.9	14.4

通过上表可以看出，利用二氧化碳复合助采技术可以提高油井的采出程度，效果优于常规注汽。

用不同介质与蒸汽吞吐配合，研究油井的采出情况，见图 3-5，从图中可以看出，在周期相对较高的油井，采取表面活性剂+二氧化碳+蒸汽的方式，采出程度高，油井产能高，因此，此技术适合蒸汽吞吐中高轮吞吐油井。

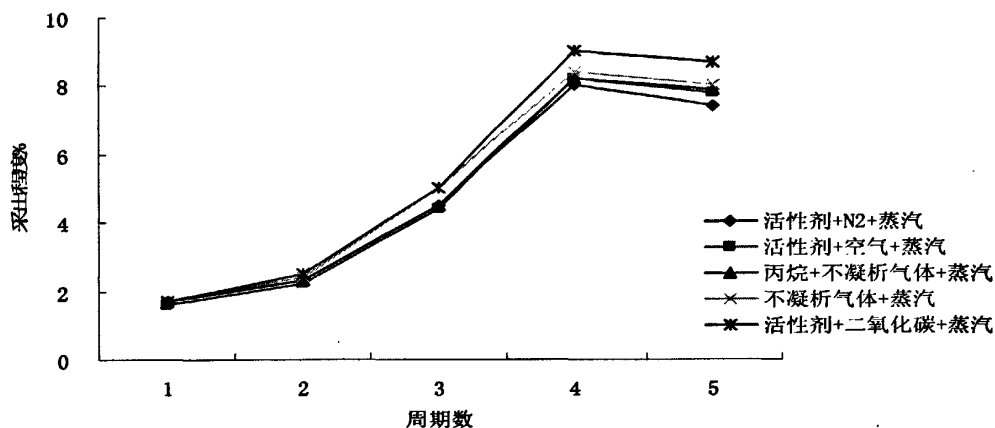


图 3-5 不同吞吐方式周期采出程度对比
Fig3-5 Throughput manner different degree of recovery period compared

3.4 三元复合吞吐采油机理

3.4.1 提高动用程度

通过注入气体或在油层产生气体的方式，与发泡剂在油层条件下形成泡沫，首先进入吸汽高渗层，由于气阻效应，并且气阻效应具有叠加性，高渗层地流动阻力逐渐提高，起到调整吸液剖面、封堵窜流作用，迫使蒸汽和气体进入低渗层，调整油层纵向上吸汽剖面，扩大蒸汽波及体积，提高动用程度。

3.4.2 溶解驱作用

(1) 原油体积膨胀。原油溶解 CO_2 后，体积膨胀，为油在孔隙介质中流动提供了有利条件。二氧化碳气体进入油层后，占据一定的孔隙空间，提高吞吐井转抽后的返排能力。生产过程中随压力的下降，溶于原油的二氧化碳气体逸出，在液体内产生气体驱动力，提高驱油效果。

(2) 原油粘度降低。原油溶解 CO_2 后，粘度的降低促使原油流动性提高，汽化萃取，改善超稠油的性质，促进原油回采。

(3) 界面张力降低。 CO_2 在油和水中都有一定的溶解度， CO_2 使油、水界面张力降低，油相相对渗透率提高，水相相对渗透率下降，提高吞吐效果。残余油饱和度随油水界面张力的降低而减小，大量二氧化碳气体进入油层与轻质烃类混合互溶，协同表面活性剂可大幅度的降低油水界面张力，残余油饱和度也得到显著降低，达到增油效果。

(4) 其它作用。 CO_2 在降压回采时能加速地层中原油的迴排，提高采液速度； CO_2 溶入地层水可起到稳定粘土、改善储层渗透性的作用。注入压缩状态的 CO_2 ，可以挤占

大量的孔隙空间,之后就会膨胀从而促进原油回采。由于大量注入的 CO_2 在原油和水中溶解,导致地层水酸化,使原油的粘度降低,流度增大,使水的粘度有所增加,流度下降。由于水的流动性降低,从而使水油粘度比例随着油的流动性增大而减少,二者逐渐趋于接近,使水的驱油能力提高,提高了扫油效率。

3.4.3 降粘作用

二氧化碳易溶于原油,原油体积膨胀,密度减小,粘度显著下降,原油原始粘度越高,粘度降低的幅度越大。加入的活性剂也能有效降低原油粘度。超稠油经三元复合吞吐后,原油组份中轻质组份明显增加、沥青质含量下降;超稠油粘度、密度也有不同程度的下降。

3.5 施工参数优化

3.5.1 表面活性剂注入量

参考杜 813 块平均渗透率和孔隙度资料,建立 3 组松散砂线性物理模型,将模型抽空饱和地层水,模拟油运移,进行油驱水,建立束缚水饱和度。模拟油藏压力和温度条件,进行吞吐实验 5 个周期,各模型同一周期的蒸汽和 CO_2 注入量保持相同,注入压力为 15MPa,模型的表面活性剂注入质量分数分别为水蒸汽注入量的 0.1%, 0.3%, 0.5%。通过对 3 个模型进行二氧化碳复合吞吐生产特征分析,研究活性剂质量分数对吞吐生产的影响规律,实验结果见图 3-6。

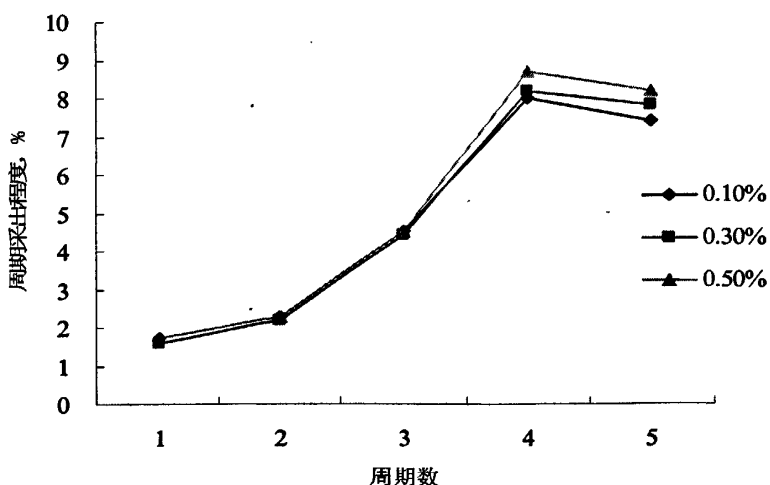


图 3-6 周期采出程度与表面活性剂质量分数关系

Fig3-6 The degree of recovery cycle of surfactant concentration relationship

实验结果表明,蒸汽、 CO_2 注入量保持恒定,从0.1%到0.5%增大表面活性剂的质

量分数，各周期的采出程度随之不断增高，周期汽油比提高。从图中趋势线可以看出，表面活性剂质量分数越高，曲线越平缓，最后趋于水平。由此可知随着表面活性剂质量分数的增大，采出程度的增幅也增大，并会在质量分数值达到某一数值时使采出程度达到峰值。但随着表面活性剂用量增加，成本也相应增加，经济效益下降。综合考虑认为，表面活性剂质量分数采用0.5%比较合适。

表面活性剂浓度提高，一方面可以降低原油渗流的阻力，具体表现为改善界面性能，降低界面张力，提高降粘效果；另一方面可以更好地提高吞吐过程中蒸汽的波及系数，采出更多的原油，具体表现为，改善发泡性，在CO₂和蒸汽注入时稳定形成的泡沫相的性质，加强其调剖作用。但考虑到表面活性剂与地层原油接触的体积限制，表面活性剂浓度增大到一定值时其利用效率会降低。可见，对于表面活性剂存在一个适宜浓度，参考实验数据，可知反应表面活性剂浓度在5‰较为合适。同样，5‰浓度的活性剂与蒸汽的比值也存在一个最佳值，参考现场的实际生产数据（图3-7），普通直井表面活性剂注入量对于蒸汽的比值在1.5%较为合适，水平井表面活性剂注入量对于蒸汽的比值在1.2%较为合适。

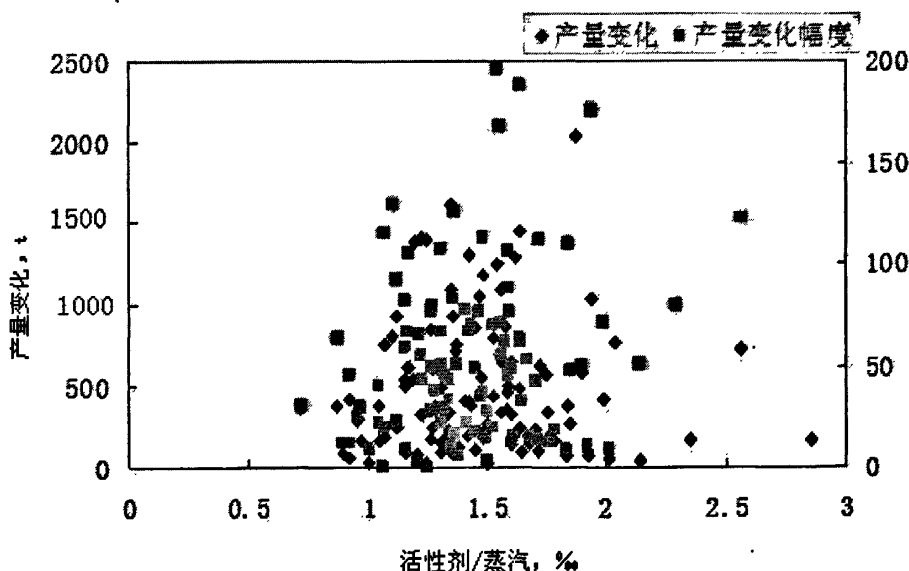


图 3-7 表面活性剂注入量与产量变化关系曲线

Fig3-7 Surfactant volume and production change relation curve

3.5.2 CO₂ 注入量

在三元复合吞吐过程中，CO₂ 注入量是一个关键参数，注入量达到一定水平前，产油量会随注入量增加而增加，当注入量达到一定水平后，产油量的增加变缓，甚至由于热量损失出现产油量下降。因此存在一个最佳注入量。根据物模结果，当 CO₂ 注入量为

蒸汽注量的 1/10、1/5、3/10 和 1/40 (图 3-8), 且蒸汽注入量一定的条件下, CO_2 注入量过小, 对原油的作用有限, CO_2 注入量越大, 原油的采出程度越高。当 CO_2 的注入量达到一定值时, 再增加 CO_2 的注入量对原油性质的改善会变得不明显。 CO_2 注入量过大, 将使过多的热量进入深部地层而消耗掉。

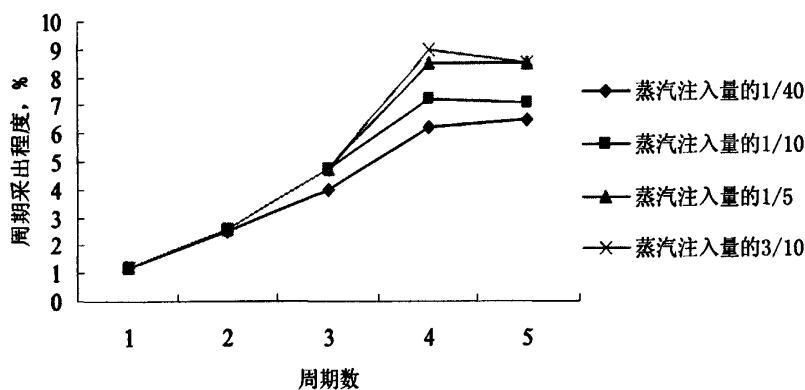


图 3-8 CO_2 注入量与周期采出程度关系曲线

Fig 3-8 The amount of CO_2 injection and extent of recovery cycle curve

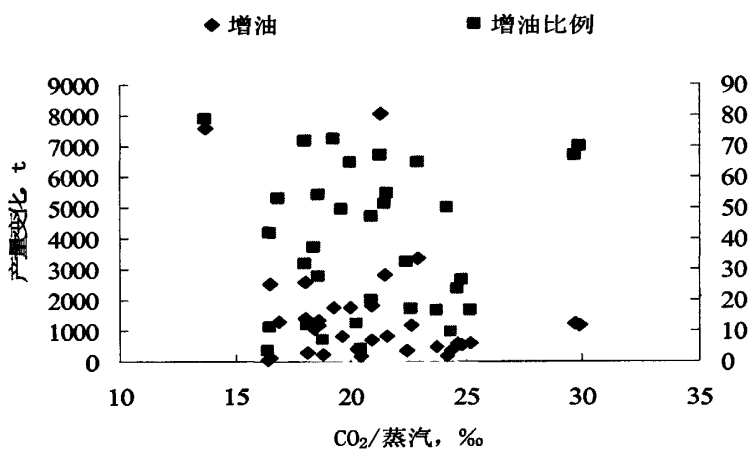


图 3-9 CO_2 注入量与产量变化关系图

Fig 3-9 The amount of CO_2 injection and production curve

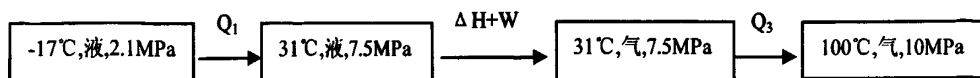
综上, 见图 3-9, 考虑到措施成本, 普通直井使用 CO_2 应按注汽比例 1/40, 水平井应按注汽比例的 1/50 较为合适。

3.5.3 蒸汽注入量

(1) CO_2 吸热量计算

根据现场生产实际, 注入前 CO_2 的相态为液态, 温度为 -17°C , 压力为 2.1MPa, 注入油层后的最终相态为气态, 计算设定相态变化后的温度为 100°C , 压力为 10MPa, 由

CO₂ 相态变化特征，可用如下变化过程来计算 CO₂ 注入过程中的热量变化情况。



(1) 液体升温所需热量 Q_1 :

$$Q_1 = \Delta H_1 = \int_{256}^{304} n\bar{C}_p dt = \frac{2.38 + 2.84}{2} \times 1 \times (304 - 256) \quad (3-2)$$

$$= 2.61 \times 48 = 125.28 \text{ (kJ/mol)}$$

(2) 蒸发热 ΔH :

$$\Delta H = 0 \quad (\text{临界温度时蒸发潜热为零}) \quad (3-3)$$

(3) 气体所做体积功 W :

$$W = -nRZT = -0.69 \times 304 \times 8.314 = -1743.94 \text{ (J/mol)} = -1.744 \text{ (kJ/mol)} \quad (3-4)$$

(4) 气体升温所需热量 Q_3 :

$$Q_3 = \Delta H_3 = \int_{304}^{373} n\bar{C}_p dt = \frac{64.5524 + 71.5453}{2} \times (373 - 304) \quad (3-5)$$

$$= 68.0489 \times 69 = 4695.374 \text{ (J/mol} \cdot \text{K)} = 4.695 \text{ (kJ/mol} \cdot \text{K)}$$

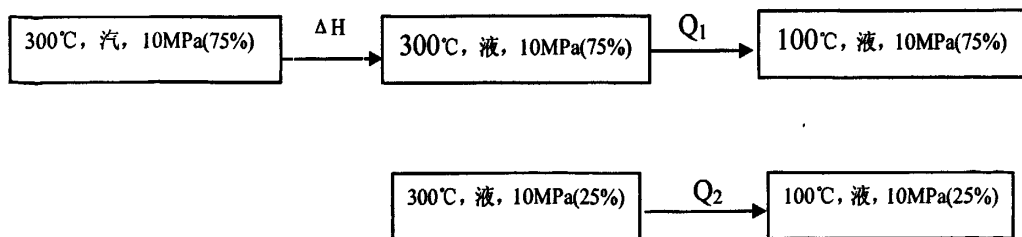
(5) 总共所需热量:

$$Q = Q_1 + \Delta H + W + Q_3 = 2914.341 \text{ (KJ/kg)} \quad (3-6)$$

通过以上研究认为：目前现场注入的 CO₂ 为液态，注入开始阶段在井筒快速气化成气态，注入后期，井筒内 CO₂ 为液态；当蒸汽注入时，井筒内的液态 CO₂ 气化成气态。现场所注入的液态 CO₂，温度为 -17°C，压力为 2.1MPa，当它注入地层，最后变成 10MPa，100°C 的气态 CO₂，这个变化过程要吸收的热量为 2914.341KJ/kg。

(2) 水蒸汽放热量计算

根据现场生产实际，注入蒸汽干度为 75%，温度为 300°C，压力为 10MPa，最后的相态为液态，计算设定相态变化后的冷凝水温度为 100°C，压力为 10MPa，由 H₂O 相态变化特征，可用如下变化过程来计算 H₂O 注入过程中的热量变化情况。



(1) 蒸汽液化放出的热量:

$$\Delta H = (H_{\text{汽}} - H_{\text{水}}) \times 75\% = (2728.5 - 1399.2) \times 75\% = 996.975 \text{ kJ/kg} \quad (3-7)$$

(2) 温度由 300℃ 降到 100℃ 放出的热量

$$Q_1 + Q_2 = (H_{\text{水}300^\circ\text{C}} - H_{\text{水}100^\circ\text{C}}) = 1399.2 - 415.29 = 983.91 \text{ kJ/kg} \quad (3-8)$$

$$Q = Q_1 + Q_2 + \Delta H = 1980.885 \text{ kJ/kg} \quad (3-9)$$

$$Q_{\text{CO}_2} / Q_{\text{H}_2\text{O}} = 2914.341 / 1980.885 = 1.47 \quad (3-10)$$

现场注入前的 CO₂ 为温度 -17℃，压力 2.1MPa 的液态，注入之后为温度 100℃，压力 10 MPa 的气态时，则需要吸收热量为 2914.34KJ/kg。因此，CO₂ 转变成气态后，会消耗地层一定的热量，所以在注汽量设计时必须考虑这部分热量消耗。水的汽化潜热 1980.89KJ/kg，从数据计算需要 1.47 倍 CO₂ 质量的水蒸气，考虑到热损失，建议蒸气注入量为 CO₂ 质量的 1.5 倍。

第四章 施工方案设计和效果评价

4.1 施工工艺

杜 813 块经过多年的蒸汽吞吐，近井地带含油饱和度低，因此选取何种施工工艺是决定现场试验成功与否的关键，主要施工工艺有：

① 表面活性剂+液态二氧化碳+蒸汽

优点是对地层进行预处理，可以进入深部油层，降低毛细管力，驱替孔隙内束缚油。

② 液态二氧化碳+表面活性剂+蒸汽

液态二氧化碳在地层温度下，气化成近 500 倍的二氧化碳气体，虽二氧化碳气体具有降粘的作用，但其不能有效降低油层深部孔隙的毛细管力，不能驱替束缚内孔隙内的剩余油。

③ 表面活性剂+液态二氧化碳+表面活性剂+蒸汽

液态二氧化碳形成气态二氧化碳后，作为发泡剂的汽相，形成泡沫，再加入表面活性剂无法进入油层深部，无疑是浪费，成本高，施工繁琐。

鉴于以上分析，现场施工工艺优选表面活性剂+液态二氧化碳+蒸汽的复合助采技术，可以有效补充地层能量，降低原油粘度，有效驱替油层深部原油，解决杜 813 块多轮吞吐后油井的存在的低产低效问题。通过技术创新，提高措施效果，降低措施成本。随着生产轮次的增加，部分井由于纵向矛盾的加剧，导致二氧化碳三元复合吞吐措笼统实施效果变差，为了提高措施的针对性和有效性，通过多功能稠油井热采管柱技术，实现了选层注 CO₂ 和蒸汽一次管柱，其中冷热双作用封隔器是该管柱的技术关键。在注汽前，通过打压封隔器第一次坐封，这时就可以实施选层注 CO₂，注汽时，封隔器第二次坐封，两道密封完全可以保证高温高压下的密封。

表 4-1 CO₂+配注措施效果统计表
Table4-1 Effect of CO₂ with injection measures tables

井数	注汽参数				同期		CO ₂ 用量	
	周期	排量	注汽压力(MPa)	注汽量(t)	同期产油(t)	同期产水(t)	油层厚度/处理厚度	应设计量/实际设计量(t)
9	10	15	13.5	2089	424	1307	286	641
	11	15.6	13.1	2069	430	1552	153	387
对比		0.6	-0.4	-20	6	245	-133	-254

由于改变了以往笼统实施方式，实现了选层施工方式，所以提高了措施的针对性，减少了措施用料。例如见表 4-1，CO₂+配注 2008 年实施 9 井次，CO₂ 用量比笼统实施节约 254 吨，节省 40%，表面活性剂节约 20 吨。

4.2 选井原则

除了出砂、出水等不能正常生产的井外，二氧化碳三元复合吞吐技术在各类超稠油井都能应用，为了经济高效地应用该技术，特制定杜 813 块经济选井条件。

(1) 周期产油量

一是通过 3 周期以上的生产判断油井的产能情况。二是通过统计已经实施的措施井平均单井注汽 2000 吨，措施投入 6 万元，合计费用 28 万元，每吨油按 850 元计算，需产油 329 吨，目前统计措施井周期对比增油为 129 吨，如果周期增油按 100 吨计算，则选择措施井的最低标准是周期产油 230 吨。

(2) 累计产油量

为了分析累产油与周期对比增油幅度的关系（没有考虑递减），分别对 105 井次的兴隆台油井措施（平均 9.3 周期）进行了统计分析，当兴隆台井累产油超过 1×10^4 吨，措施效果开始变差，为了保证措施效果，选井条件定为兴隆台油井累计产油 1×10^4 吨以下。

(3) 累计采注比

当兴隆台井累采注比超过 1.2，措施效果开始变差，为了保证措施效果，选井条件定为兴隆台油井 1.2 以下。

(4) 油层数

随着油层数的增加，层间差异增强，措施效果变差，油层数小于 7 层时，措施效果较好。

由于二氧化碳三元复合吞吐技术适用范围广，措施效果从有明显增油到只改善了吞吐效果，变化范围宽，不同的井投入差异也大，因此造成不同的措施井存在不同的措施风险。为了降低风险，见图 4-1，将措施井也按每米油层累产油与增油幅度关系进行了分类，具体分类见表 4-2。

表 4-2 兴隆台油层措施井分类表
Table4-2 classification table of XingLongTai reservoir measure well

分类	划分标准	效果描述
一 类 井	油层平均每米产油量 $\leq 400t$, 累采注比 < 1.2	增油效果好, 投入产出比高, 措施风险最低。
二 类 井	油层平均每米产油量 $\leq 400t$, 累采注比 > 1.2	增油效果好, 措施投入产出比较高, 措施风险低。
三 类 井	油层平均每米产油量 $> 400t$, 累采注比 < 1.2	增油效果一般, 措施投入产出低, 措施风险较高。
四 类 井	油层平均每米产油量 $> 400t$, 累采注比 > 1.2	增油效果差, 措施投入产出比低, 措施风险高。

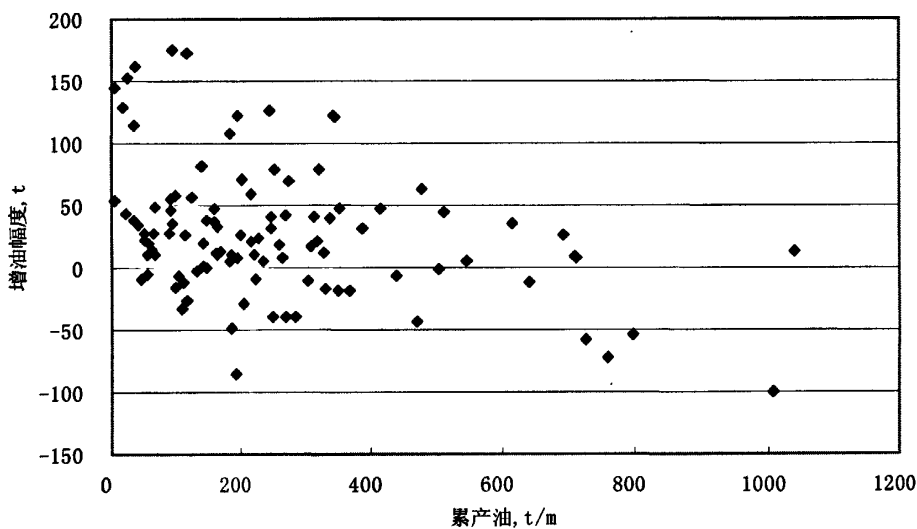


图 4-1 油层累产油与增油幅度关系
Fig4-1 Oil reservoir tiredand increased oil amplitude relations

4.3 施工方案设计

4.3.1 CO₂ 注入量设计

通过分析 CO₂ 强度和增油幅度图 4-2 的关系, 可以看出 CO₂ 设计量在 2-4t/m 之间, 措施效果好。

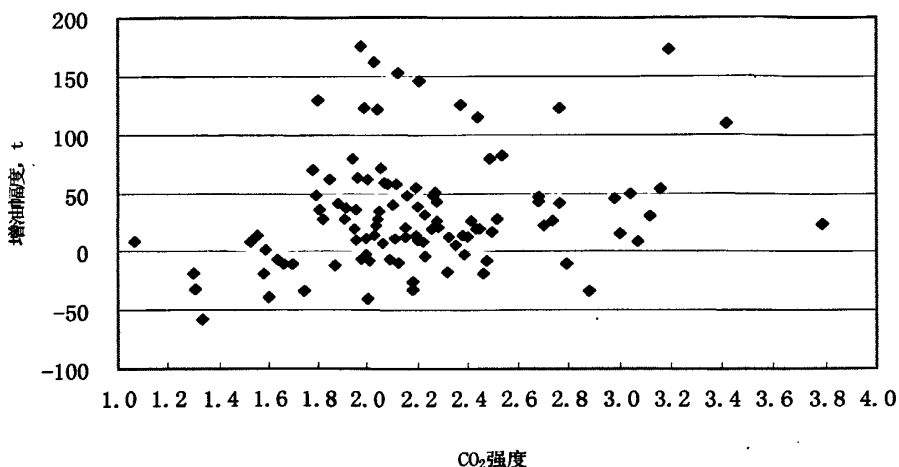


图 4-2 CO₂ 强度与增油幅度关系
Fig4-2 CO₂ strength and increased oil amplitude relations

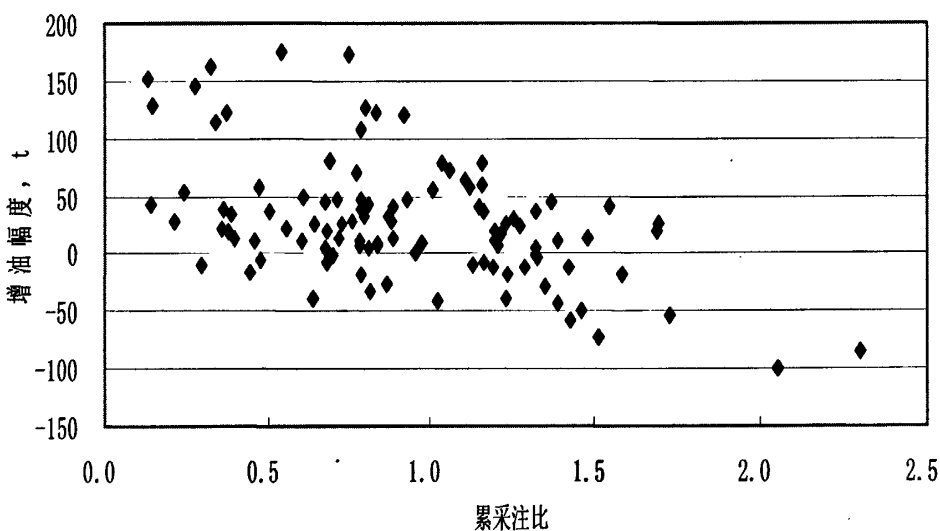


图 4-3 累采注比与增油幅度关系
Fig4-3 injectionwithdrawal ratioand increased oil amplitude relations

同时，结合措施效果与累采注比的关系图 4-3，CO₂ 注入量设计要求：

兴隆台油井：

①当累采注比 ≤ 1.2 时，CO₂ 注入设计量为 2 t/m。

②当累采注比 > 1.2 时，CO₂ 注入设计量在 2-4 t/m 之间，随累采注比增加适当加大设计量。

表 4-4 CO₂ 设计参数表

Table4-4 CO₂ design parameters table

分类	参数设计	设计目的
一类井	CO ₂ : 2t/m	提高原油流动性, 加强油层流体返排。
二类井	CO ₂ : 2-4t/m	提高地层能量, 加强油层流体返排。
三类井	CO ₂ : 2-4t/m	扩大三元复合吞吐的波及体积, 提高剩余油的采出程度。
四类井	CO ₂ : 大于 4t/m	扩大三元复合吞吐的波及体积, 提高地层能量和剩余油的采出程度。

注: CO₂ 注入设计量随着采出程度的增加或累采注比增加适当加大设计量。

4.3.2 表面活性剂用量设计

表面活性剂具有一定的调剖作用, 其作用随着浓度的增加而增强。在具体实施中, 一般要求 CO₂ 和表面活性剂的质量比在 10~16 之间。同时结合措施效果与油层数的关系图 4-4 分析,

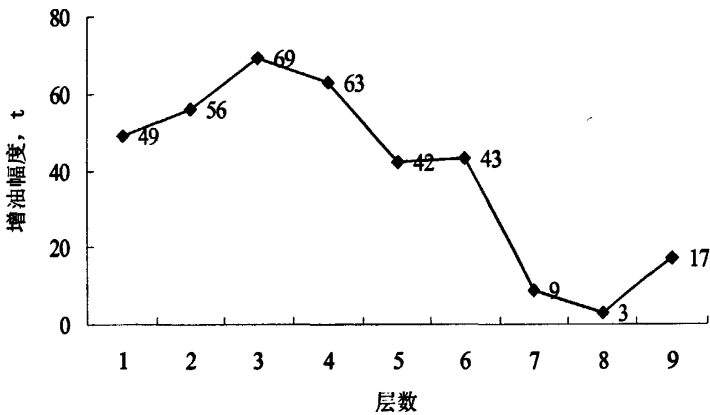


图 4-4 油层数与增油幅度关系

Fig4-4 oil layers and increased oil amplitude relations

表面活性剂用量的设计要求是:

- ①. 当油层数 ≤ 4 时, 表面活性剂用量设计质量比为 16。
- ②. 当油层数 > 4 时, 在表面活性剂用量设计质量比 10~16 之间, 逐渐加大表面活性剂的设计量。

4.3.3 蒸汽注入量设计

现场注入前的 CO₂ 为温度 -17℃, 压力 2.1MPa 的液态, 注入之后为温度 100℃, 压

力 10 MPa 的气态, 需要吸收热量为 2914.34KJ/kg。因此, CO₂ 转变成气态后, 会消耗地层一定的热量, 所以在注汽量设计时必须考虑这部分热量消耗。水的汽化潜热 1980.89KJ/kg, 从数据计算需要 1.47 倍 CO₂ 质量的水蒸气, 考虑到热损失, 建议蒸气增加量为 CO₂ 质量的 1.5 倍。

4.4 直井实施效果

根据选井原则, 有针对性地选取了 3 口井: 杜 813-39-64、杜 813-40-51、杜 813-41-58 分别进行了不同注汽实验和三元复合吞吐实验, 之后逐一对各项实验结果进行了对比。

4.4.1 上下周期注汽参数对比

通过对杜 813-39-64、杜 813-40-51、杜 813-41-58 上下周期注汽进行对比, 具体见表 4-5, 看出注汽压力前后平均上升了 0.4MPa, 说明三元复合助采技术有效封堵吸汽高渗层, 动用低渗层, 调整纵向上吸汽剖面。

表 4-5 上下周期注汽参数对比
Table4-5 Comparison of steam injection parameters up and down cycle

井号	周期序号	注汽时间	注汽参数			注汽压力变化情况
			温度(°C)	压力(MPa)	干度(%)	
3964	上周期 6	07.7.20	333	12.7	76	上升了 1.2MPa
	本周期 7	08.8.25	334	13.9	75.7	
4051	上周期 4	99.3.6	339.4	14.6	77.1	下降了 0.3MPa
	本周期 5	08.9.30	327	14.3	75.5	
4158	上周期 7	01.10.25	343.1	14.38	76.6	上升了 0.22MPa
	本周期 8	08.10.5	336	14.6	75.5	

4.4.2 上下周期同期产油对比

现场实施的 3 井次转抽了 3 井次: 杜 813-39-64、杜 813-40-51、杜 813-41-58。

转抽的 3 井次目前累增油 243.8 吨, 平均单井增油 81.3 吨, 日增油 2.8 吨, 均位于杜 813 块低压区(油层压力 0.95MPa), 见表 4-6。

对措施井的上下周期同期产油进行统计, 并进行对比, 从图 4-5 中可以看出, 本轮实施三元复合助采技术后, 产油明显高于上轮吞吐, 分别高 56.1t、74.5t、68.7t, 分别增加了 1.5、2.5、5.3 倍, 措施效果显著, 增油幅度大。

表 4-6 上下周期同期产油对比
Table4-6 Fluctuation cycle period compared Oil

序号	井号	轮次	措施前日产		措后平均日产		措后平均日增		生产天数(d)	累增油(t)
			液(t/d)	油(t/d)	液(t/d)	油(t/d)	液(t/d)	油(t/d)		
1	3964	7/4	1	0.8	5.1	2	4.1	1.2	62.5	50.7
2	4051	5	0	0	10.2	4	10.2	4	29.2	108.6
3	4158	8	0	0	6.7	3.3	6.7	3.3	26.4	84.6
	合计		1	0.8	22	9.2	21	8.4	118.1	243.8
	平均	4	0.3	0.3	7.3	3.1	7	2.8	39.4	81.3

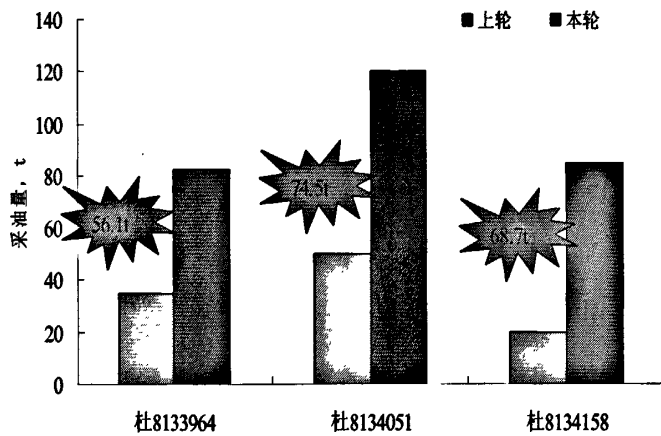


图 4-5 上下周期同期产油对比

Fig4-5 Fluctuation cycle period compared Oil

4.4.3 与空白注汽效果对比

对三元复合助采技术增油效果同 08 年空白注汽在杜 813 块实施的油井进行对比，取与三元复合助采技术相同的生产天数的吞吐井进行对比分析：

表 4-7 三元复合与空白注汽效果对比表
Table4-7 ASP compared with the blank sheet of steam injection effects

措施内容	井次	平均轮次	措前日产		措后日产		日增油		平均生产天数/d	平均有效天数/d	平均单井增油/t	平均单井产油/t
			液/t	油/t	液/t	油/t	液/t	油/t				
空白注汽	30	5.7	0.9	0.5	6.5	2.1	5.6	1.6	39	22	46.8	56.8
三元复合	3	6.7	0.3	0.3	7.3	3.1	7	2.8	39	32	81.3	94

从表 4-7 中可以看出,三元复合助采技术辅助蒸汽吞吐能有效增加油井的供液能力,提高油井产能。

4.4.4 同层位效果对比

三元复合助采技术增产效果较好的两井次为杜 813-40-51、杜 813-41-58 井,生产层位均为 S_{1+2} ,因此对 08 年空白注汽中生产层位为 1、2 砂体合采的油井吞吐情况进行效果对比,见表 4-8。

表 4-8 同层位效果对比表
Table4-8 A comparison of effects namely watch

措施内容	井次	平均厚度	平均轮次	措前日产		措后日产		日增油		平均生产天数/d	平均有效天数/d	平均单井增油/t	平均单井产油/t
				液/t	油/t	液/t	油/t	液/t	油/t				
空白注汽	15	74.8	6.4	1.3	0.6	6.0	1.7	4.7	1.0	28	16	24.8	31
三元复合	2	66.1	6.5	0	0	8.5	3.7	8.5	3.7	28	26.5	96.6	96.6

从 15 口空白注汽井中选取和三元复合措施井相同层位、油层厚度相当的吞吐井进行效果对比。

表 4-9 同层位效果井对比表
Table4-9 A comparison of effects namely watch

措施内容	井号	厚度	层位	轮次	措前日产		措后日产		日增油		生产天数/d	单井增油/t	单井产油/t
					液/t	油/t	液/t	油/t	液/t	油/t			
空白注汽	4263	68.9	S_{1+2}	4	2.6	0.5	7.4	0.8	4.8	0.3	28.5	1	4.7
	4461	77.2	S_{1+2}	8	1.6	0.8	4.5	1.9	2.9	1.1	28.8	29.9	52.7
	4657	58.8	S_{1+2}	9	0.7	0.6	2.8	0.6	2.1	0.0	28	0	2.1
三元复合	4051	65.7	S_{1+2}	5	0	0	10.2	4	10.2	4	29	108.6	108.6
	4158	66.5	S_{1+2}	8	0	0	6.7	3.3	6.7	3.3	26.4	84.6	84.6

从上表 4-9 中可以看出,地层基本相当的空白注汽井和三元复合助采措施井,三元复合助采技术措施井增油效果较好,其中杜 813-42-63 井的油层厚度、注汽轮次均与三元复合措施井的条件相当,而其增油仅有 1 吨,产油仅有 4.7 吨,吞吐效果差。

4.4.5 典型井

在实施三元复合吞吐措施后，与普通注汽相比，效果明显，现针对效果明显的典型井进行分析总结。

1) 杜 813-40-51 井

该井位于杜 813 块中部，注汽轮次为 5 轮，上轮注汽时间为 1999 年，注汽压力为 14.6MPa，本轮与上轮间隔长达 9 年，而杜 813 块地层压力下降较快，有的部位油井地层压力只有 0.28MPa，本轮实施三元复合助采技术后，注汽压力基本持平，说明该技术有效补充了地层能量，扩大了蒸汽的波及体积，保证了注汽质量。

该井于 11 月 1 日开抽，见图 4-6，最高日产油达到了 5.6 吨，生产了 29 天，产油达到 121.8 吨，平均日产油为 4 吨。而上轮同期产油为 47.3 吨，同期增长 74.5 吨，说明三元复合助采技术能有效提高低压区块油井的产能，提高油井的蒸汽吞吐效果。

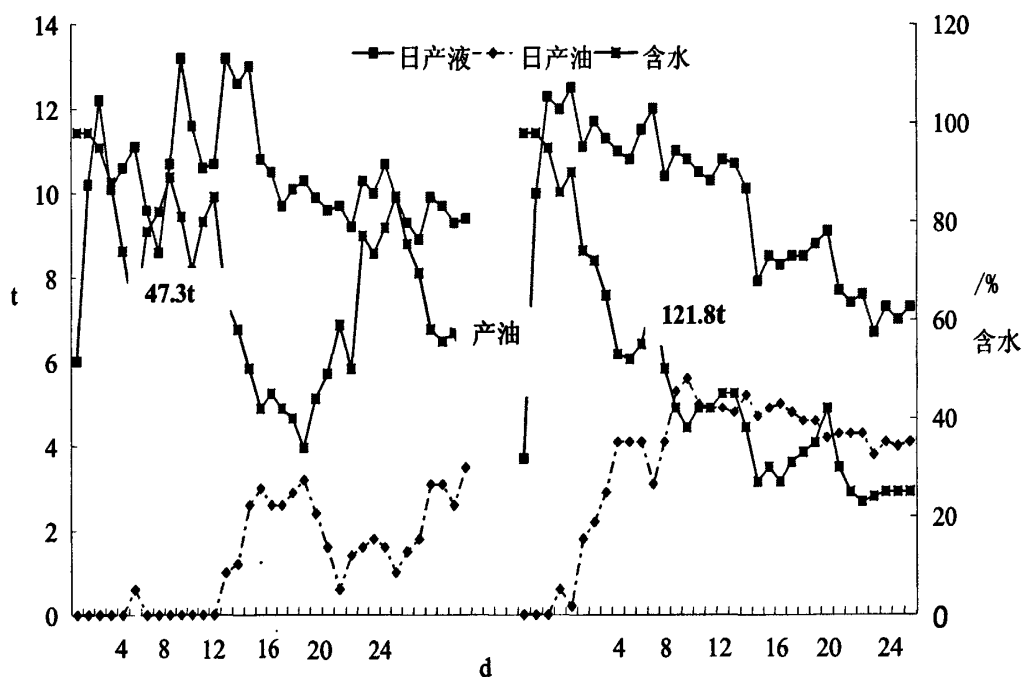


图 4-6 杜 813-40-51 井上下周期同期采油曲线

Fig4-6 DU 813-40-51 Inoue oil production curve over the same period of the Periodic

2) 杜 813-41-58 井

该井本轮注汽为第 8 轮，位于杜 813 块北部，上轮吞吐时间为 2001 年，本轮注汽压力较上轮提高了 0.25MPa，见图 4-7，说明三元复合助采技术有效封堵了吸汽高渗层，提高了注汽压力。

对该井上下周期同期生产情况进行对比：

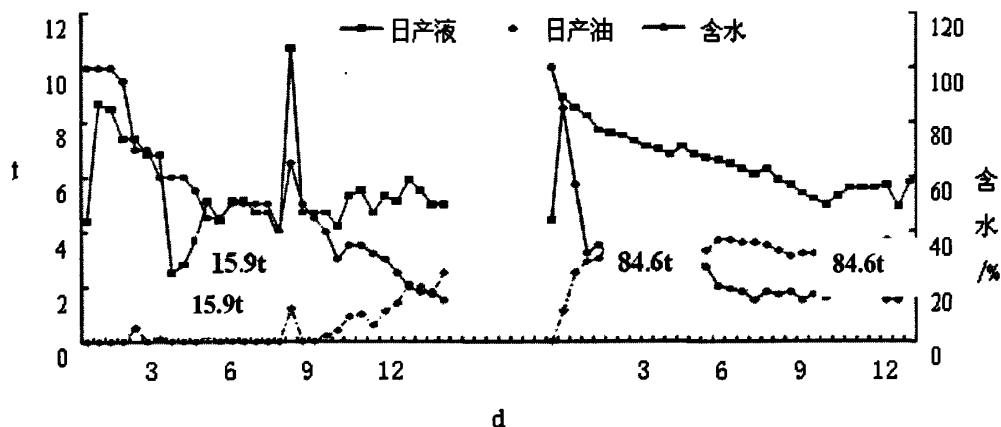


图 4-7 杜 813-41-58 井上下周期同期采油曲线

Fig4-7 DU 813-41-58 Inoue oil production curve over the same period of the Periodic

从上面曲线可以看出,本轮转抽后油井日产油明显增加,平均日产油为 3.3 吨,共产油 84.6 吨,而上轮同期共产油 15.9 吨,同期增加 68.7 吨,实施效果较好。

4.5 水平井实施效果

水平井生产井段长、注汽量大,非常容易造成生产井段的动用不均,随着开发的深入,部分水平井进入中后期开采阶段,逐渐暴露出油井吞吐效果变差、油气比下降、成本增加等问题。

通过对超稠油蒸汽吞吐规律和影响因素的分析,三元复合吞吐技术可以有效改善水平井的吞吐效果。 CO_2 首先进入水平段的高渗段,通过和活性剂作用产生的泡沫首先填充亏空较大的井段,使后续 CO_2 和蒸汽优先加热动用程度较低的井段,从而有效改善水平井水平段动用程度。另一方面水平井实施 CO_2 三元复合吞吐可以产生大量的泡沫,泡沫在油层中推进,更有效地提高蒸汽的波及系数,在一段时间内保持油层压力,再次水平井实施 CO_2 三元复合吞吐可抑制气体的返排速度,提高渗流能力。起到助排、提高动用程度和降低粘度的作用,达到改善油井开发效果的目的。对改善超稠油吞吐效果,减缓超稠油产量递减提供一条方法和技术途径。通过近几年的科研攻关,目前,已初步研制成功超稠油水平井三元复合吞吐开采技术,现场试验取得显著的增油效果。

针对以上 CO_2 三元复合吞吐措施具有提高油层能量,增强原油流动性和提高蒸汽波及体积作用,为了提高水平井的开采效果,2008 年针对地层能量低,原油粘度高的稠油和超稠油水平井实施了 CO_2 三元复合吞吐措施,目前已经实施 19 井次,周期结束 8 井次,单井 26 万元预算,费用为 494 万元,阶段措施增油 8261 吨。

表 4-10 CO₂ 水平井注汽数据统计表
Table4-10 CO₂ horizontal steam injection data TAB

井号	层位	上周期注汽数据				本周期注汽数据		
		周期	排量 (t/h)	注汽压力 (MPa)	注汽量 (t)	排量 (t/h)	注汽压力 (MPa)	注汽量 (t)
杜 813-H204	DJ	2	17.4	13.7	4091	14.3	11.3	4500
杜 813-H206	DL	1	16.3	13	6000	17.8	13.9	6000
杜 813-H208	DI	2	8.1	17.3	2423	7.5	16.2	2600
杜 813 馆 H60	GT	4	26.2	12.8	3371	20.1	14.8	4500
杜 813-H247	XL	4	18	14.1	8144	18.4	12.9	7000
杜 813-H274	XL	3	24	14.8	9000	17.6	15.8	8000
杜 813-H285	XL	3	18	16.2	8000	18.2	16.4	7000
杜 813-H214	XL	1	14.3	15.7	3500	18	15.3	4500
平均		3	17.8	14.7	5566	16.5	14.6	5513

表 4-11 CO₂ 水平井生产数据统计表
Table4-11 CO₂ horizontal well production data tables (period end)

井号	层位	上周期生产情况					本周期生产情况			
		周期	平均日产油 (t/d)	周期生产天数	周期产油 (t)	周期产水 (t)	平均日产油 (t/d)	周期生产天数	累计产油 (t)	周期产水 (t)
杜 813-H204	DJ	2	7.2	99	708	657	1.5	168	249	1938
杜 813-H206	DL	1	9.0	267	2410	7158	7.2	140.2	1013	2773
杜 813-H208	DI	2	14.3	49	703	463	14.9	97	1449	809
杜 813-馆 H60	GT	4	16.3	174	2848	6024	25.3	132	3342	3800
杜 813-H247	XL	4	13.4	255	3421	8981	10.7	173	1850	4644
杜 813-H274	XL	3	12.4	86	1065	2144	12.5	175	2183	3782
杜 813-H285	XL	3	14.6	88	1288	1451	11.1	167	1861	2685
杜 813-H214	XL	1	13.7	53	733	528	16.6	79	1312	1143
平均		3	12.3	134	1647	3426	13.5	141	1657	2697
合计				1071	13176	27406		1131	13259	21574

从表 4-10 中注汽数据看,注汽压力与措施前持平,说明措施对补充地层能量起到一定作用。

杜 813-H201 井为 2003 年新钻兴隆台水平井,生产层位兴 VI 组。井段 915.35-1287.83m, 342.5 米/3 层。在第 3、4、5 轮连续实施了三元复合吞吐技术,累计注汽 39900 吨,累计采油 20187 吨,综合油汽比 0.51,采注比 1.4,回采水率 94.7。具体数据见表 4-12。

表 4-12 杜 813-H201 井生产情况

Table 4-12 Du 813 - H201 well production situation

层位	层位	厚度	注汽压力 (MPa)	注汽排量 (t/h)	注汽量 (t)	周期累 液(t)	周期累 油(t)	周期累 水(t)	周期油 汽比	周期回 采水(%)	辅助措施类型
1	VI	342.5	11.2	15	6000	11092	3441	7651	0.57	127.5	
2	VI	342.5	11.1	17	6000	12439	4208	8231	0.7	137.2	
3	VI	342.5	10	17	8000	10648	4022	6626	0.5	82.8	三元复合吞吐
4	VI	342.5	10.7	16.7	10000	11837	4616	7222	0.46	72.2	三元复合吞吐
5	VI	342.5	10.6	16.8	9900	9217	3900	5317	0.39	53.7	三元复合吞吐
合计			10.7	16.5	39900	55233	20187	35046	0.53	94.7	

两轮吞吐后油层动用程度较低,为提高动用程度,从第3轮到第5轮连续实施了三元复合吞吐技术,从表4-6可以看出该井第2轮整个井段动用程度较低,水平段中间温度高于其他井段,通过第3、4、5轮的三元复合措施,整个水平段动用逐轮改善,为该井今后转SAGD开采提供了有利条件。

通过以上分析得出水平井二氧化碳三元复合吞吐技术在解决的问题和措施的作用机理方面与直井二氧化碳三元复合吞吐技术相同。不同之处有以下三点:

(1) 水平井井段长, CO_2 和表面活性剂用量大,措施成本高,因此措施风险大,估算单井措施费用为26万元,如果吨油按850元计算,单井增油达到765吨,投入产出比为1:2.5。

(2) CO_2 强度比直井小,一般为0.5-1t/m, CO_2 和表面活性剂的质量比大,一般为25:1。

(3) 由于低温液态 CO_2 用量大,对管柱和油层的冷伤害较大。

二氧化碳三元复合吞吐技术在水平井实施取得了一定的效果,由于投入高,风险大,因此在选井方面还将加大论证力度。

4.6 效果分析

在杜813块区块,针对地层能量低、原油粘度高的稠油和超稠油井实施了 CO_2 三元复合吞吐措施,选择对2-6周期的19口油井实施二氧化碳三元复合吞吐措施,数据统计见表4-13,取得较为显著的效果。

表 4-13 杜 813 三元复合吞吐前后效果对比
Table4-13 Du 813 the effect of three compound cyclic steam stimulation

井次	周期	分类	注汽压力 (MPa)	注汽量 (t)	平均日产油 (t/d)	平均日产水 (t/d)	周期生产天数	周期产油 (t)	周期产水 (t)
19	4	措施前	15.4	1752.0	7.7	10.1	53.8	402.2	573.7
		措施后	15.7	1731.2	7.9	12.5	118.0	757.5	1886.3
		对比	0.3	18.8	0.19	2.41	64.25	355.37	1312.58

通过以上在杜 813 块各井现场实施效果分析, 可以得出:

- (1) 二氧化碳三元复合吞吐技术适合在杜 813 这样开发高周期区块进行规模实施, 能补充地层能量, 减缓区块递减。见表 4-14。
- (2)

表 4-14 三元复合吞吐效果统计表
Table4-14 the effect of three compound cyclic steam stimulation

区块	不可对比井	可对比井	周期	分类	注汽 MPa	注汽量(t)	平均日产油 (t/d)	平均日产水 (t/d)	周期生产天数	周期产油 (t)	周期产水 (t)
杜 813 兴隆台	19	99	99	措施前	11.77	2206	4.9	12.3	136.5	665	1743
				措施后	12.18	2113	5.7	12.8	150.1	857	1985
				对比	0.41	-92.6	0.8	0.5	13.55	192	242

- (2) 二氧化碳复合吞吐技术能够提高超稠油油井的生产能力, 适用于杜 813 区块。
- (3) 油井产能大幅度提高

这些实施二氧化碳三元复合吞吐的杜 813 块油井平均生产周期 10, 已经进入中后期生产, 实施二氧化碳三元复合吞吐后, 见表 4-14。注汽压力提高 0.41MPa, 平均单井日产油提高 0.8 吨, 生产时间延长 13.55 天, 周期产油提高 192 吨, 油井产能大幅度提高。

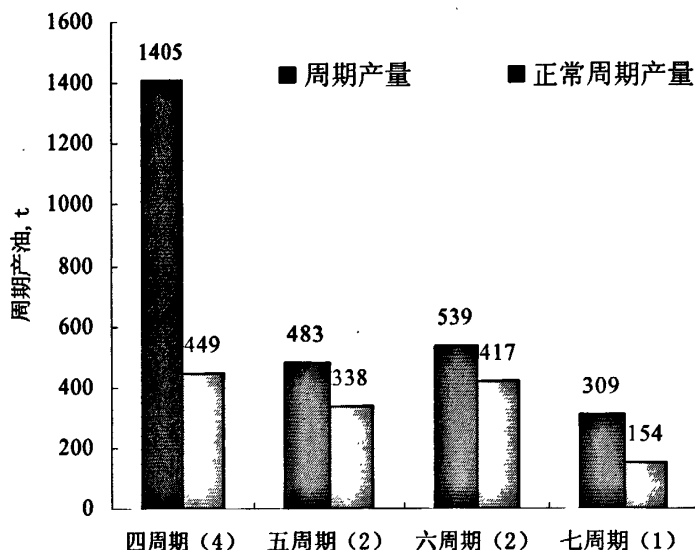


图 4-8 杜 813 块油井三元复合吞吐效果图
Fig4-8 DU 813 well stimulation effect of ASP

(4) 提高回采水率

由于大幅度提高了平均周期产水，回采水率提高达到 18.6%，这能够大幅减少地层存水，提高注汽质量。

(5) 单井连续应用效果明显

由于连续应用该项措施，CO₂ 压缩势能释放的部分游离气对油层的堵塞物具有较强的冲刷作用，可有效地疏通因二次污染造成的地层堵塞。所以连续应用该措施效果好。

(6) 提高整体开发效果

从 2006 年开始，二氧化碳三元复合吞吐工艺在杜 813 兴隆台区块集中规模实施，区块递减率 2006 年为 6.27%，2007 年为 6.15%，2008 年为 2.58%。2006-2008 年二氧化碳三元复合吞吐工艺在杜 813 兴隆台区块集中规模实施后，区块整体开发效果得到提高，区块递减得到延缓。

(7) 调剖作用

通过注入气体与发泡剂在油层中形成泡沫，首先进入吸汽高渗层，由于气阻效应，并且气阻效应具有叠加性，高渗层流动阻力逐渐提高，起到调整吸汽剖面，封堵窜流作用，迫使蒸汽和气体进入低渗层，调整油层纵向上吸汽剖面。通过图 4-9 措施前后吸汽剖面对比，说明二氧化碳三元复合吞吐工艺有纵向调剖作用。

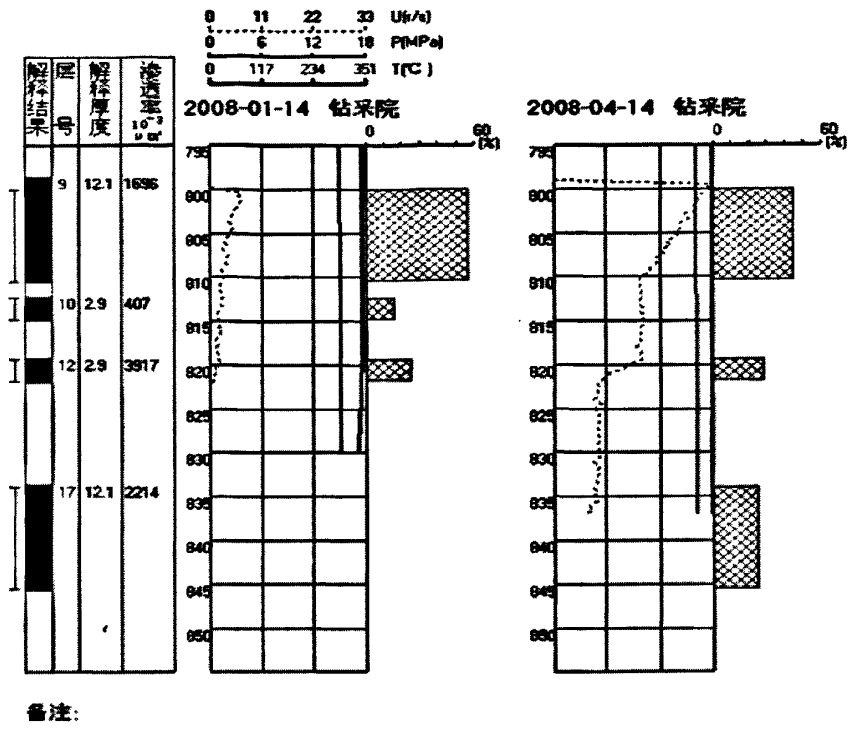


图 4-9 吸气剖面对比图
Fig4-9 Inspiratory profile contrast diagram

第五章 认识与结论

针对辽河油田杜 813 区块超稠油的油藏特点及油品性质, 通过研究和应用, 得出以下主要认识与结论:

(1) CO_2 复合吞吐技术能补充地层能量, 有效降低原油粘度, 能够缩短排水期, 回采水率大幅度提高; 有一定的纵向调剖作用; 提高了油井周期产量、油汽比, 改善油井吞吐效果; 能大幅提高采收率。

(2) 配套加入表面活性剂在气态 CO_2 和蒸汽的作用下, 能够产生大量泡沫, 封堵高渗层, 调整油层纵向上吸汽剖面, 提高蒸汽的波及体积和油层的动用程度。

(3) 通过研究, 确定超稠油 CO_2 复合吞吐技术施工参数: 表面活性剂注入量为蒸汽注入量的 1.5%; CO_2 注入量为蒸汽注入量的 2.5%。

(4) 该技术单井连续实施可以保证效果的连续性, 单井连续实施效果明显。

(5) CO_2 复合吞吐技术在杜 813 块成功应用, 为同类油藏改善吞吐效果, 提高超稠油油井的生产能力, 提高采收率, 提供了可借鉴的方法和技术, 普遍适用于超稠油各区块, 可在同类油藏进行推广应用。

参考文献

- [1] 黄琴, 郭平, 张俊. 国内外稠油油藏 CO₂ 吞吐提高采收率的应用现状[J]. 承德石油高等专科学校学报, 2008, 10(2): 4-6
- [2] 马涛, 汤达祯, 蒋平, 齐宁. CO₂ 提高采收率技术现状[J]. 油田化学, 2007, 24(4): 380-383
- [3] 孙家国, 邵国峰, 田华. 二氧化碳三元复合吞吐采油技术在杜 84 区块的应用[J]. 渤海大学学报, 2008, 29(1): 19-21
- [4] 陈德春, 石志敏, 张鸿文. 超稠油化学助排增油剂研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(5): 51-53
- [5] 李向良, 李振泉, 郭平, 等. 二氧化碳后续驱的长岩心物理模拟[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(5): 102-104
- [6] 李士伦, 郭平, 戴磊等. 发展注气提高采收率技术[J]. 西南石油学院学报, 2000, 22(3): 41-46
- [7] 罗瑞兰, 程林松. 稠油油藏注 CO₂ 适应性研究[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(5): 67-73.
- [8] 杨胜来, 李新民, 郎兆新. 稠油注 CO₂ 的方式及其驱油效果的室内实验[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2001, 25(2): 62-64
- [9] 郭平, 孙雷, 孙良田, 等. 不同种类气体注入对原油物性的影响研究[J]. 西南石油学院学报, 2000, 22(3): 57-62
- [10] 朱志宏, 周惠忠. 吉林新立油田 CO₂ 非混相驱模拟研究[J]. 清华大学学报(自然科学版), 1996, 36(11): 58-64
- [11] 王天明, 王春燕, 樊万鹏. 大港油田开展二氧化碳驱油的前景分析[J]. 油气地面工程, 1999, 18(5): 17-18
- [12] 徐家业, 陈茂涛. 注蒸汽同时添加化学剂提高石油采收率[J]. 油田化学, 1987, 4(3): 225-231
- [13] 成东键, 钱卫明. 苏 88 井二氧化碳吞吐试验, 油气地面工程, 1995, 5: 6-7.
- [14] 程诗胜, 刘松林, 朱苏青. 单井 CO₂ 吞吐增油机理及推广应用[J]. 油气地面工程, 2003, 22(10): 16-17
- [15] 周正平. 稠油井 CO₂ 吞吐采油技术[J]. 海洋石油, 2003, 23(3): 72-75
- [16] 王守岭, 孙宝财, 王亮. CO₂ 吞吐增产机理室内研究与应用[J]. 钻采工艺, 2004, 27(1): 91-94

- [17] 刘涛. 茨 21-133 井 CO₂ 吞吐技术初步试验[J]. 特种油气藏, 2003, 10(3): 82-84
- [18] 沈德煌, 张义堂, 张霞, 等. 稠油油藏蒸汽吞吐后转注 CO₂ 吞吐开采研究[J]. 石油学报, 2005, 26(1): 83-86
- [19] 钱卫明. 应用 CO₂ 吞吐法提高油藏采收率[J]. 试采技术, 1989, 10(4): 29-35
- [20] 王福勇, 王宏宇. 注二氧化碳提高原油采收率技术[J]. 国外石油地质, 1997, 19(2): 55-61
- [21] 刘文章. 热采稠油油藏开发模式. 北京: 石油工业出版社[M], 1998. 78-124
- [22] 张修文, 张丽萍等. 曙光油田杜 66 热采稠油油藏开发配套技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 76-79
- [23] 李大榕等. 高温堵剂的研制及应用. 第三届中加稠油技术讨论会论文集[J], 1995. 11: 62-68
- [24] 王进安等. 长岩心注二氧化碳驱油效果的室内实验. 石油大学学报 (自然科学版) [J], 2001, 25(2): 112-137
- [25] 王利生. 江汉油藏油及其注二氧化碳体系高压粘度的实验测定. 石油大学学报 (自然科学版) [J], 1994, 18(4): 43-46
- [26] 谢尚贤. 泡沫对二氧化碳驱的流度控制[J]. 油田化学, 1990, 7(3): 54-58
- [27] 王利生. 对重质原油注二氧化碳减粘的研究. 石油勘探与开发[J], 1989, 8(6): 33-36
- [28] 候健. 基于模糊综合评判模型的蒸汽吞吐注采参数优化设计方法的研究. 特种油气藏[J], 1997, 4(3): 45-49
- [29] 陈福增. 稠油油藏蒸汽吞吐开发中注汽工程的优化[J]. 系统工程理论与实践, 1997, 11: 45-50
- [30] 杨彪. CO₂ 驱对油藏的伤害及其保护措施[J]. 石油钻采工艺, 2002, 4: 34-40
- [31] 彭朴等. 采油用表面活性剂[J]. 北京: 化学工业出版社, 2003, 4. 35-39
- [32] 霍刚. 超稠油及深层稠油开采关键技术研究[D]. 中国石油大学, 2007. 43-46
- [33] 张红梅, 安九泉, 吴国华, 王水生. 深层稠油油藏 CO₂ 吞吐采油工艺试验[J]. 石油钻采工艺. 2002, (04): 21-26
- [34] 王克兢, 姚兰芳. 数值模拟技术在蒸汽吞吐中的热损失研究[J]. 内江科技. 2009, (01): 40-44
- [35] 曾玉强, 刘蜀知, 王琴, 任勇, 鲁小会. 稠油蒸汽吞吐开采技术研究概述[J]. 特种油气藏. 2006, (06): 62-66

- [36] 付美龙, 张鼎业, 刘尧文, 张书平. 二氧化碳对高凝油物性影响实验研究[J]. 钻采工艺. 2004, (04) : 43-48
- [37] 王远明. 注水开发稠油油藏转蒸汽驱提高采收率[J]. 河南石油. 2000, (05): 65-67
- [38] 欧阳传湘, 闫利恒, 岳雷. 辽河油田超稠油三元复合吞吐影响因素研究[J]. 断块油气田. 2008, (02) : 45-51
- [39] M. R. Simpson. 底水油藏应用二氧化碳吞吐法提高油井的原油产量, SPE16720
- [40] Ben W. Wiseman, Jr: 油井的 CO₂ 吞吐方法, 试采技术, 1987, 2: 56-58
- [41] Baudoin D A, Barbin D K, Skogsberg J. Experiences With 13Cr for Mitigation CO₂ Corrosion in the Oilfield Case Histories: The Gulf of Mexico and Inlan Gas Wells. [J] CORROSION/ 95, Paper. No639. 28-34
- [42] Arnold M D. Screening Criteria Decide Best Process for Enhanced Oil Recovery[J]. Southwestern Petroleum Short Course-94.36-41
- [43] S.M. Farouq Ali. Effect of Temperature and pressure on Viscosity of steam and Other Gases[J], Producers Monthly(March 1967):22-6.71-76
- [44] Willnan, B. et al. Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection[J], J. Pet. Tech.(July 1961), Trans: AIME.222, 681-690.35-4
- [45] G C Bank, D Riestenberg, G JKoperna. CO₂-Enhanced Oil Recovery Potential of the Appalachian Basin[J]. SPE111282-MS, 2007.
- [46] Spivak A, Allan Spivak, Karaoguz D, Issever K. Simulation of Immiscible CO₂ Injection in a Fractured Carbonate Reservoir[J]. SPE18765-MS, 1989
- [47] Hammershaimb E C.. Recovery efficiency of enhanced oil recovery methods: A review of significant field tests[J]. SPE12114, 1983
- [48] Moritis G. Special report enhanced oil recovery [J]. Oil Gas J, 2002,(Apr): 53-65

攻读硕士学位期间取得的学术成果

武垚.欢北杜家台低渗油藏高效开发的主要做法.管理观察, 2009, 11: 257-258

致 谢

在我攻读硕士学位期间,得到了中国石油大学石油工程学院各位老师的悉心指导和帮助。各位老师严谨的治学态度,求实的学风,谦和的为人将使我终生受益。在此向各位老师表示我深深地谢意。

在论文研究完成期间,李淑霞导师在我论文每一步研究工作的完成中都倾注了心血,给了许多学术性指导,李淑霞导师谦和的为人和孜孜不倦的为学精神直接感染了我,对我的论文研究及今后的学习、工作和生活,乃至我的人生,将会产生深刻的影响。对此,我表示深深地谢意。

同时,也真挚地感谢现场导师辽河油田曙光工程技术处的顾宏伟高级工程师,以及其他领导和同事们,他们在我学习期间,提出了许多有益的指导和帮助。

最后,我深深感受到集体的力量,没有导师、领导、同事、同学和朋友的鼓励和支持,就没有我的进步,更不可能顺利完成本文的研究工作。我将会谨记各位老师教导和同学朋友们的鼓励支持,以自己的智慧和努力去不断奋斗,锐意进取,用行动报答所有关心和支持我的人!