

不同类型油气藏高效 开发技术文集

中国石油学会石油工程学会 编

石油工业出版社

内 容 提 要

本专集 31 篇论文是从 2000 年下半年召开的石油工程学会开发工作部征集的 90 篇学术论文中经相关专家评定优选出来的。该论文集涉及了不同类型油气藏高效开发技术研讨会上石油开发地质、石油工程、采油工艺等学科专业,反映了我国石油科技工作者近年来在石油科技诸多方面所取得的科研成果。

本书可作为石油科技工作者的参考书。

图书在版编目 (CIP) 数据

不同类型油气藏高效开发技术文集/ 中国石油学会石油工程学会编.
北京: 石油工业出版社, 2001. 4

ISBN 7 - 5021 - 3355 - 0

. 不...
. 中...
. 油气藏 - 油田开发 - 文集
. TE34 - 53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2001) 第 022979 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

河北省地勘局测绘院印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787 × 1092 毫米 16 开本 13 印张 320 千字 印 1—1500

2001 年 4 月北京第 1 版 2001 年 4 月河北第 1 次印刷

ISBN 7 - 5021 - 3355 - 0 TE·2514

定价: 35.00 元

《不同类型油气藏高效开发技术文集》 编委会

主 任 沈平平

副主任 闫存章 袁士义

委 员 岳登台 胡永乐 王元基 穆龙新 崔亚民

目 录

喇萨杏油田高含水后期进一步加密调整方法研究	张善严	何岁扬	黄伏生	(1)
高效开发喇嘛甸气顶油田的做法与认识	李彦兴	方 亮	姜喜庆	(12)
多层系砂岩油藏特高含水期保持高效开发途径分析	王 强	黄 芳		(19)
依靠科技进步, 努力降低成本, 实现沙漠油田高效开发	朱卫红	金 星		(26)
文中复杂断块油田老三块高含水后期剩余油挖潜技术	郭新军	熊良淦	耿兆华	孙全元 (34)
濮城油田沙一下油藏注水开发	赵良金	李中超	周 瑜	张东荣 王少军 (40)
任丘雾迷山组油藏高含水期改善开发效果的做法与认识	毛 琼	夏 彤	吕翠艳	孟宪军 (47)
双河油田改善水驱开发效果配套技术	吕连海	李联五	樊中海	孙建平 (53)
钟市油田高含水期高效开发调整的做法	汤春云			许发年 (60)
江苏“九五”期间新开发中低渗油田油藏稳产管理研究	刘 红	陈 坚	孔 红	刘家军 (69)
东海平湖油气田高效开发	李 欣	蔡 华		段胜楷 (76)
加强高压低渗油藏系统研究实现史深 100 断块高效开发	王丰文	焦红岩	全 宏	韩自修 (83)
超前注水在特低渗透储层开发中的应用	熊维亮	潘增耀	赵继勇	王永康 (88)
凝析气藏底水锥进机理研究	刘玉慧	袁士义	宋文杰	朱玉新 孙鹏霄 (92)
压敏介质油藏数值模拟器的开发	李凡华			朱玉新 (100)
并行算法在黑油油藏数学模型中的应用	袁士义	宋 杰	朱 焰	邓宝荣 (105)
大庆油田三元复合驱技术研究	廖广志	杨振宇	韩培慧	刘 奕 周 浩 (112)
交联聚合物系列提高采收率技术研究与应用	朱维耀			鞠 岩 (118)
胶态分散凝胶用于聚驱后进一步提高采收率研究	周万富	王贤君	李建阁	张丽梅 (123)
聚合物配注和采出液处理技术	李学军	杨殿民		孙东方 (130)
克拉玛依油田六东区克下组油藏注水后期转注蒸汽开发研究	钱根宝	杨生榛	邹正银	齐聪伟 李军民 (139)
稠油油藏开发中后期储层特征研究及应用——以高升莲花油藏为例	袁清秋	李树明	杨春梅	雷克辉 (146)
高凝油油藏注水开发及开采工艺新探索	于文英			王义刚 (151)
兴 212 块 M D 膜驱技术研究	刘其成	赵庆辉	范玉平	张 瑛 (155)

超稠油乳化降粘剂及注入方式优选研究	赵庆辉	刘其成	郑南方	李成琴	(160)
气—汽段塞驱改善中质稠油油藏开采效果	王德有	陈德民	何传兴	耿会英	(165)
采油工艺技术在吉林低渗透油田有效开发中的作用	陈喜田	李亚洲	黎政权	聂淑兰	(171)
玉门油田复杂岩性油藏增产改造技术研究与实践	胥 耘			刘永山	(177)
水处理用新型高效浮选柱的研制与开发	朱友益	张 强		牛亚斌	(184)
人工振动（弹性波）增产工艺技术在低渗透油田的应用				韩 军	(190)
对油气水三相分离规律及理论的新认识	李冬林			孙 睿	(195)

喇萨杏油田高含水后期进一步 加密调整方法研究

张善严 何岁扬 黄伏生

(大庆油田有限责任公司勘探开发研究院)

摘 要 本文以矿场试验结果为基础,通过对二次加密后宏观剩余油的分析,对三次加密的必要性和可行性进行了分析,给出了喇萨杏油田进一步加密的极限井网密度,通过对剩余油成因类型和特点的分析,搞清了三次加密调整对象的分布特点,据此研究了剩余油定量描述方法,给出了三次加密调整的步骤和方法,为大庆油田的三次加密调整提供技术储备,对非均质多层砂岩油田的加密调整具有借鉴意义。

一、前 言

喇萨杏油田属于非均质多层砂岩油田,通过近 40 年的开发实践,建立了“分阶段、多次布井、接替稳产”的开发模式,30 多年的开发实践证明该开发模式对多油层非均质砂岩油藏的开发是成功的。遵循这一开发模式,喇萨杏油田经历了基础井网阶段、一次井网加密调整阶段和二次井网加密调整阶段、二次加密后由于井网与开采对象的适应性问题、渗透率级差问题、层间干扰等问题,致使部分表内薄差层和表外储层仍然未动用,要高水平的开发,油田必将面临井网的三次加密,尽可能的使所有油层得到动用,不断增加可采储量,提高油田采收率。

为了探索油田进一步加密的可行性,从 1994 年开始,相继在中区西部、北二东、喇嘛甸北块和南六区中块开展了密井网试验和三次加密试验,并开展了合理井网密度研究、剩余油成因类型和特点研究、剩余油定量描述方法研究、三次加密对象分布特点研究和三次加密井开采特点研究,初步形成三次加密方法。

二、喇萨杏油田进一步加密调整的必要性

三次加密调整对象是薄差油层(有效厚度小于 0.5 m)和表外储层,这类储层的动用状况及储量潜力是三次加密调整的基础。通过对 1994 年以来的 13 口检查井资料并结合测试资料的分析,对薄差油层和表外储层的水淹状况有了比较清晰的认识,在二次加密井网条件下,物性较差的表内薄差油层和表外储层动用状况仍然较差。

1. 表内薄差油层和表外储层水淹状况

在 13 口检查井中,表内薄差油层水淹层数比例为 66.1%,水淹层砂岩厚度比例为 67.2%,水淹层有效厚度比例为 67.5%,这类油层总体已经水淹了三分之二,其中有效厚度 0.2 m 的表内储层水淹最差(表 1)。

表 1 表内薄差油层水淹状况

有效厚度 分级	层数 (层)	砂岩厚度 m	有效厚度 m	水淹层数		水淹层砂岩厚度		水淹层有效厚度	
				(层)	%	m	%	m	%
0.2 m	105	57.2	21.0	62	59.0	33.4	58.4	12.4	59.0
0.3 m	96	49.6	28.8	67	69.8	35.6	71.8	20.1	69.8
0.4 m	70	46.3	28.0	50	71.4	33.9	73.2	20.0	71.4
合计	271	153.1	77.8	179	66.1	102.9	67.2	52.5	67.5

在 13 口检查井中，独立型表外储层取心层数 851 个，水淹层数占 21.7%，水淹层厚度占 32.1%，总的来看已经水淹三分之一左右。随着表外储层单层厚度变薄，水淹状况变差。根据水淹状况，可将砂岩厚度划分为 0.1~0.4m、0.5~0.9m 和 1.0m 三个区间，其水淹厚度比例分别大致在 10%、30% 和 50%（表 2）。

表 2 独立型表外储层水淹状况

砂岩厚度 区 间	层数 (层)	厚度 m	水淹层数		水淹层厚度	
			(层)	%	m	%
0.1~0.4 m	531	118.7	67	12.6	16.3	13.7
0.5~0.9 m	227	149.0	73	32.2	47.7	32.0
1.0 m	93	130.0	45	48.4	63.6	48.9
合计	851	397.7	185	21.7	127.6	32.1

2 薄差油层及表外储层剩余潜力分析

对薄差油层及表外储层潜力分析，主要根据检查井资料并结合测试资料及试验区统计结果，其潜力厚度和储量代表各区块平均的潜力状况。

表 3 薄差油层和表外储层平均单井剩余厚度

区 块	表内薄差油层		表外储层 m	合 计	
	砂岩, m	有效, m		砂岩, m	有效, m
喇嘛甸	2.2	1.9	10.3	12.5	1.9
萨北	4.5	3.1	15.2	19.7	3.1
萨中	4.3	3.3	19.2	23.5	3.3
萨南	6.2	3.1	21.9	28.1	3.1
杏北	3.7	2.1	15.6	19.3	2.1
杏南	2.6	1.0	11.4	14.0	1.0
喇萨杏	3.9	2.4	15.6	19.5	2.4

表内薄差油层平均单井未动用砂岩厚度 3.9m，有效厚度 2.4m；表外储层平均单井未动用砂岩厚度 15.6m。两类厚度合计，平均单井未动用砂岩厚度 19.5m，有效厚度 2.4m（表 3）。

考虑隔层影响，进一步对薄差油层和表外储层可调潜力进行了分析。在隔层 2m 的条件下，平均单井可调砂岩厚度 12.3m，有效厚度 1.2m，其中表外厚度 10.4m（表 4）。

表4 隔层厚度 2m 条件下薄差油层和表外储层潜力厚度

区 块	表内薄差油层		表外储层 m	合 计	
	砂岩, m	有效, m		砂岩, m	有效, m
喇嘛甸	1.0	0.9	7.1	8.1	0.9
萨北	2.3	1.5	11.1	13.4	1.5
萨中	1.9	1.6	13.9	15.8	1.6
萨南	3.2	1.5	13.0	16.2	1.5
杏北	1.8	1.0	10.0	11.8	1.0
杏南	1.2	0.5	7.5	8.7	0.5
合 计	1.9	1.2	10.4	12.3	1.2

根据可调厚度估计结果,对三次加密可调储量进行了估算,平均储量丰度为 $49 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。以萨中和萨南地区相对较高,在 $60 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 以上;萨北和杏北地区其次,在 $50 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 左右;喇嘛甸和杏南地区相对较小,在 $30 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 左右(表5)。可以看出,三次加密调整是有物质基础的,油田有进一步加密调整的必要。

表5 各开发区薄差油层及表外储层剩余可调储量潜力估算

地 区	喇嘛甸	萨北	萨中	萨南	杏北	杏南	合 计
储量丰度, 10^4 t/km^2	35	51	67	60	48	28	49

三、三次加密调整的可行性及性质

1. 三次加密井具有一定的产能

从试验结果来看(表6),三次加密井初产能可达5t左右,最低的南六区中块也近4t,虽然初含水都较高,在60%以上,如果进行选择布井、搞好射孔选层和后期综合治理,三次加密是有可能的。

表6 密井网试验区初期产能

区 块		射孔厚度		初期产能	
		砂岩, m	有效, m	日产油, t	含水, %
中区 西部	厚层井	5.9	4.9	10.8	69.3
	薄油层	16.0	2.8	5.0	79.6
南六区中块		12.0	1.2	3.9	72.0
北二区 东部	南块	19.2	3.5	4.9	63.6
	北块	21.6	6.2	4.4	64.8
喇嘛甸北块		11.1	3.5	6.9	73.5

2 三次加密增加可采储量效果

与二次加密相比，有效厚度为 0.2~0.5m 的油层动用厚度提高 20 个百分点左右，表外储层的动用厚度则增加了 15 个百分点左右，完善了注采系统，这表明三次加密可改善表内薄油层和表外层的动用程度，中区西部试验区平均单井增加可采储量 0.75×10^4 t，北二东试验区平均单井增加可采储量 0.53×10^4 t，喇嘛甸北块试验区平均单井增加可采储量 0.34×10^4 t，三次加密起到了增加可采储量的目的。

3 三次加密调整的性质与特点

1) 三次加密调整对象的特点

三次加密调整对象中，表外储层占 70% 以上的储量比例。表外储层动用的程度将直接影响三次加密的调整效果。总体上具有颗粒细、泥质含量高的特点（表 7）。

表 7 取心井粒度分析数据

分类	中砂含量, %	细砂含量, %	粉砂含量, %	泥质含量, %	粒度中值, mm	
表内层 (有效 0.5~1.0m)	0.32	49.45	40.76	8.68	0.102	
表内薄差油层	0.16	48.39	41.31	9.21	0.100	
表外 储层	水淹层	0.02	21.37	61.68	17.33	0.064
	未水淹层	0.01	15.24	63.15	21.58	0.052
	合计	0.01	16.89	62.62	20.44	0.055

表外储层含油饱和度低。储层以油浸、油斑和油迹三种含油产状为主，其产状厚度占总厚度的 92.3%（表 8）。岩心中含油很不均匀，含油砂岩与泥岩呈搅混状或不连续条带状分布，多属“非实体”连通。

表 8 不同产状表外储层水淹状况

产状	厚度, m	厚度比例, %	水淹厚度, m	水淹厚度比例, %
饱含油	5.18	1.6	2.37	45.8
含油	19.20	6.1	5.99	31.2
油浸	89.95	28.5	22.52	25.0
油斑(迹)	201.45	63.8	7.60	3.8

表外储层渗透率低。统计表明：表外储层渗透率 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 及以下的厚度占 40.2%（表 9）。

2) 剩余油分布特点

剩余油分布从纵向上看，分布在萨、葡、高各个油层组内，据统计可调厚度分布在 300~400m 的井段上，100~160 个小层内，平均 100m 井段才有 3~4m 的可调砂岩厚度，不足 1m 的有效厚度，可见剩余油在纵向上十分分散。

剩余油分布从平面上看，分布面积比较小。从图 1 可以看出，剩余油分布面积低于 4 口

井控制的块数则高达 60.4%，1-2 口井的比例为 37.2%，说明剩余油在平面上分布非常零散。

表 9 不同渗透率表外储层水淹状况

渗透率 $10^{-3} \mu\text{m}^2$	表外储层			水淹表外储层		
	层数 (层)	厚度, m	比例, %	层数 (层)	厚度, m	比例, %
1~5	244	87.6	40.2	7	3.6	8.7
6~10	112	59.0		11	9.1	
11~15	78	50.6	20.4	16	13.7	27.4
16~20	44	23.9		9	6.7	
21~30	47	32.7	18.0	20	18.5	56.1
31~40	38	21.1		20	12.7	
41~50	25	11.8		10	5.6	
51~75	39	28.1	11.4	27	20.2	67.5
76~100	26	13.4		14	7.8	
> 100	69	36.4	10.0	51	29.7	81.6
总计	722	364.6		185	127.6	35.0

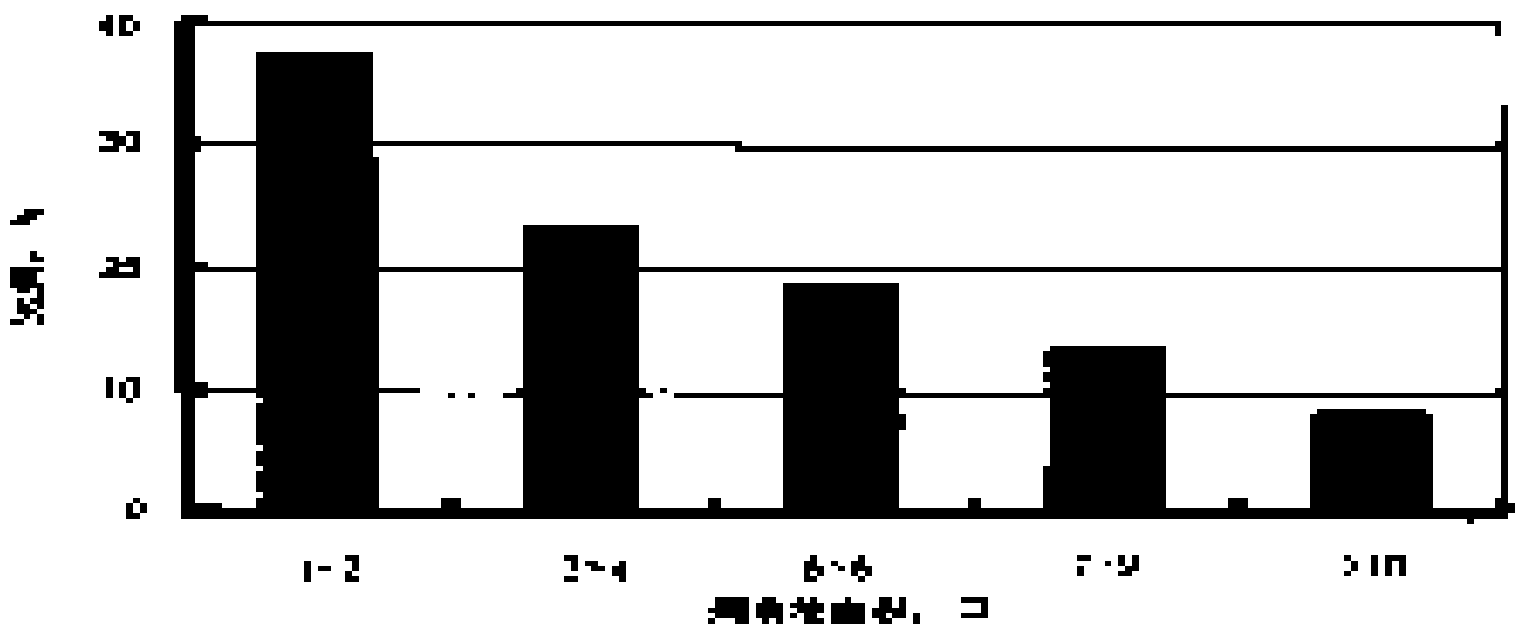


图 1 密井网试验区剩余油分布状况图

3) 三次加密的井网特点

由于三次加密是在二次加密的基础上进行，与一次加密和二次加密不同，开采对象与二次加密井开采对象相近，有相当比例的厚度与二次加密井在空间上相互连通，三次加密不可能构成独立的井网，因此三次加密只起到完善注采关系来挖掘剩余油的作用，其注采关系必须与二次加密井综合考虑，三次加密调整井网具有不独立性的特点。

二次加密后剩余油分布极不均衡，从北二区东部密井网试验区的剩余厚度分布图看出(图 2)，可调厚度变化很大，分布很不均衡。因此，三次加密应根据剩余油分布采用不均匀加密。试验结果表明三次加密的均匀布井会出现 30% 左右的低效井，这些低效井主要分布在原井网注采完善的区域，原井网注水井排附近以及二次加密井主流线上。如北二东试验区

12口低效井有9口分布于剩余厚度不发育的区域，假设当初不布这些井，低效井比例可降低到11.1%，三次加密井网有明显的均匀性。

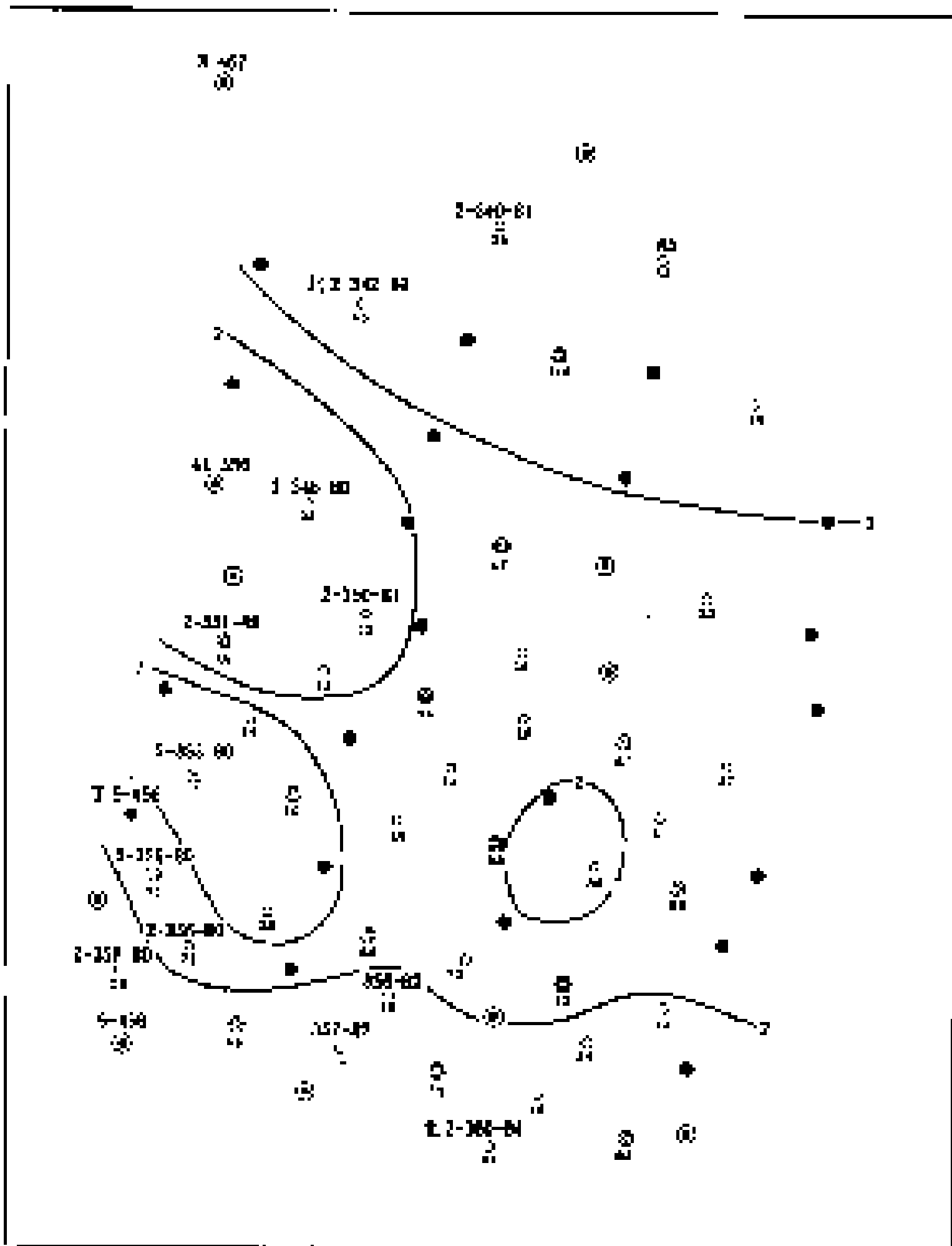


图2 北二东密井网剩余可调厚度分布图

四、三次加密调整方法

1. 表外储层特性及动用条件

1) 缩小注采井距

统计检查井资料表明，注采井距大于 250 m，表外储层水淹厚度比例明显变小（表 10）。因此，在经济允许的条件下，应尽量缩小三次加密的注采井距，最大不宜超过 250 m。

表 10 表外储层水淹状况与注采井距关系

注采井距, m	水淹层比例, %	水淹层厚度比例, %
< 150	58. 1	63. 5
150 ~ 200	51. 6	50. 0
200 ~ 250	50. 0	48. 7
> 250	34. 2	36. 0

2) 压裂完井能够提高表外储层产能

统计表明，压裂完井比 YD - 89 弹射孔完井表外储层采液强度提高 3 倍以上。更重要的是，通过压裂改造，使一些特低渗透的表外储层得以动用（表 11）。

表 11 试验区不同完井方式生产情况

试验区	分类	射开厚度		初期		
		砂岩, m	有效, m	日产油, t	含水, %	流压, M Pa
喇嘛甸	YD - 89	10. 5	3. 6	4. 1	87. 5	1. 7
	压裂	12. 4	2. 1	13. 6	63. 2	2. 2
北二区东	YD - 89	20. 2	4. 2	3. 5	74. 3	2. 15
	压裂	19. 0	3. 8	9. 0	46. 3	4. 80
中区西部	YD - 89	19. 2	3. 4	4. 2	77. 4	3. 20
	压裂	12. 5	1. 9	7. 8	79. 2	7. 32
南六区	YD - 89	12. 0	1. 4	2. 8	48. 8	1. 41
	压裂	12. 6	1. 1	9. 0	69. 4	5. 1

密井网试验区统计结果表明，压裂完井初期产油量是 YD - 89 弹完井的 2 ~ 3 倍，另外，表外储层动用厚度比例比 YD - 89 弹完井高 30 ~ 40 个百分点。

3) 严格确定射孔层位，减少层间干扰

表外储层与表内储层相比，岩性、物性变差，在合采条件下，因受表内储层干扰影响其动用。如萨北地区单采表外储层的 5 口井，表外储层动用占 75 %；而表内外储层合采的 4 口井，仅动用 30. 1 %，差别较大，因此，对三次加密调整井的射孔层位要严格控制，以表外储层为主，兼顾油层性质相近的表内薄差油层。

4) 增加表外储层注水井点，加大增注措施力度

对二次加密注水井吸水状况统计表明：表外储层吸水厚度比例在 40 % ~ 55 %，吸水状况较差（表 12）。由于受到层间干扰等因素的影响，靠目前井网注水（如补孔）来提高表外

储层动用程度，效果不大。例如南六区三次加密试验区补孔的 10 口注水井，补孔层吸水比例仅 33%。因此，三次加密调整应尽量形成完善的注采井网，增加注水井点，并要加大对注水井的措施改造力度，加强注水。

表 12 二次加密注水井表外储层吸水状况

地区	喇嘛甸	萨北	萨中	萨南	杏北	杏南
统计厚度, m	844.8	1007.5	499.8	748.3	77.2	935.0
吸水厚度, m	384.0	506.6	217.1	375.8	33.7	373.9
比例, %	54.5	50.3	43.4	50.2	43.7	40.0

2 三次加密的井网密度上限为 60 口/ km² 左右

先导性试验中井网密度与最终采收率关系表明，当井网密度达到 50 ~ 60 口/ km² 之后，随着井网加密水驱采收率增长幅度逐渐趋近于零（图 3）。经济评价结果表明，喇萨杏油田三次加密的井网密度上限为 60 口/ km² 左右。二次加密开发实践表明，对于薄差油层特别是表外储层来说，井距越大，动用难度越大。但通过密井网试验认识到井距太小（100m 左右）井间干扰加剧，而且经济效益变差。根据三次加密剩余可调厚度估计结果，经济有效的开采的注采井距应在 200 m 左右。

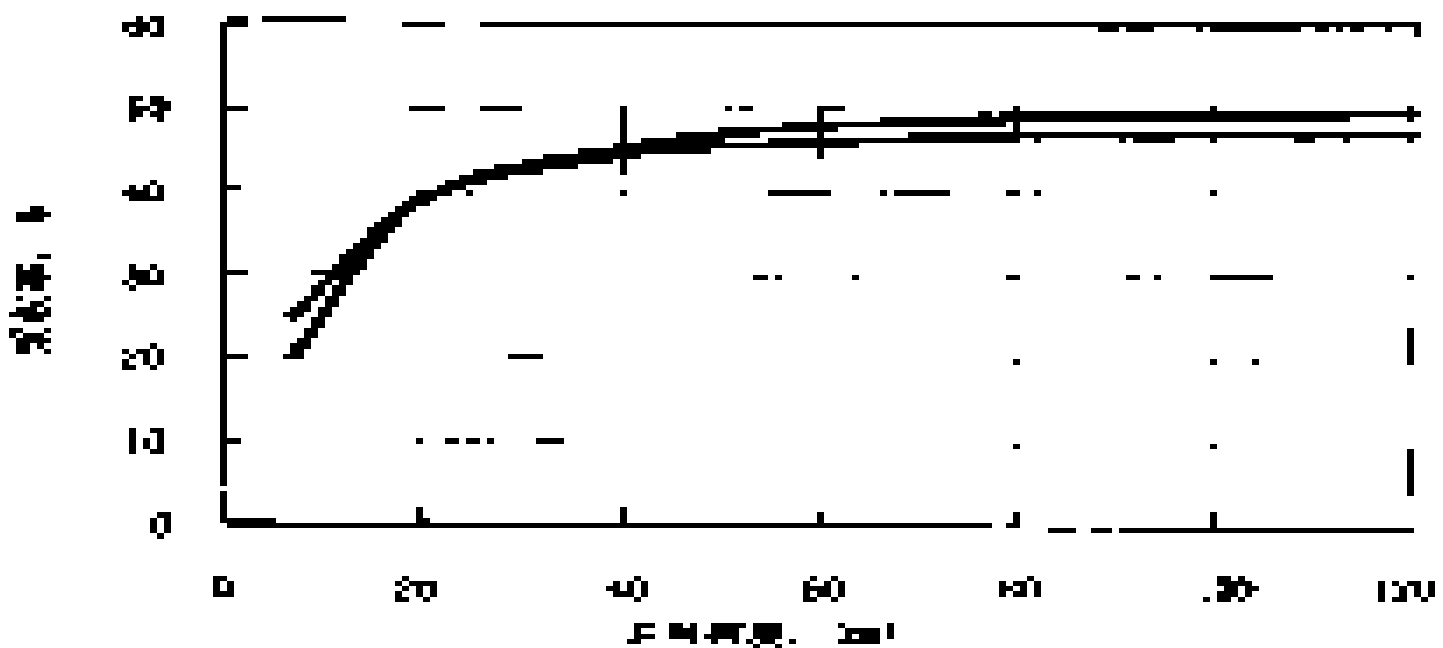


图 3 井网密度与采收率关系曲线

3 三次加密调整布井界限和原则

1) 三次加密调整布井界限

分析认为三次加密调整的规模应以经济效益为原则，尽可能地扩大布井范围，尽可能多的部署井网。优先在经济有效的区域内钻井，并从降低投资和成本入手，通过降低投资和成本可降低三次加密的产量、增储界限，扩大可布井的范围，用较多的井位形成规模效益。研究认为如三次加密单井投资可从 160×10^4 元/井降低到 125×10^4 元/井左右，三次加密单井控制经济可采储量降到 5000t 左右，平均单井日产量下限降到 3.0t。

2) 三次加密调整布井原则

通过试验和研究确定三次加密调整布井的主要原则为：(1) 三次加密应根据剩余油分布采用不均匀布井；(2) 三次加密经济合理井距在 200 m 左右；(3) 为改善表外储层的动用状

况应设计适当比例的注水井；(4) 为保证三次加密效果应严格射孔选层，应尽可能单独开采表外储层；(5) 为提高表外储层的生产能力，原则上采用压裂完井投产投注。

4 三次加密调整方案设计方法

三次加密调整的井位部署总体上要在精细地质描述的基础上，以剩余油描述结果为依据进行不均匀布井（图 4）。

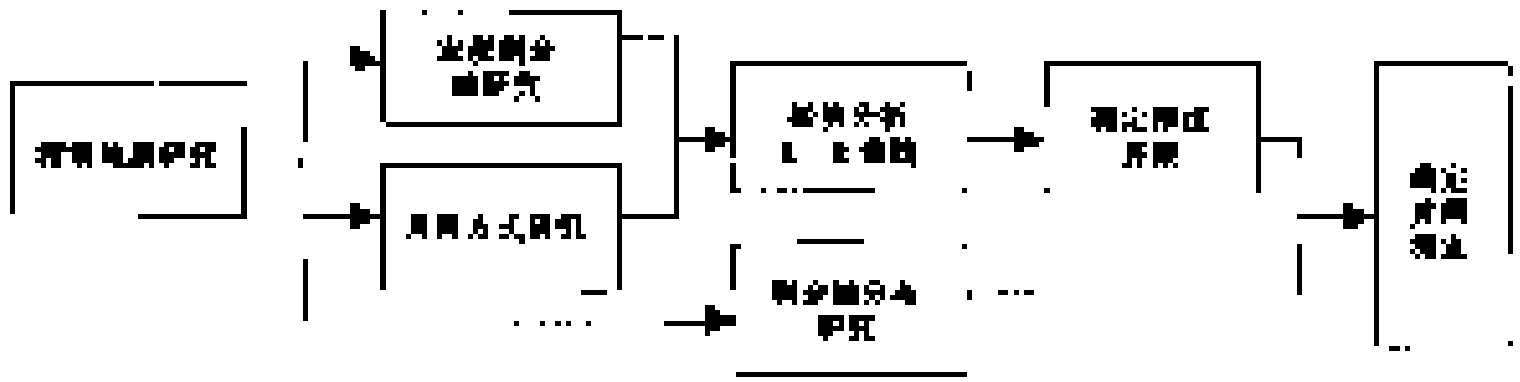


图 4 三次加密调整流程图

1) 以精细地质描述技术为基础

由于储层沉积格局的复杂性和成岩变化的多样性导致陆源碎屑沉积砂岩油田储层空间分布的复杂性是人所共知的。对大庆油田来说，储层平面上河道砂、薄层砂、表外层、泥岩区呈错综复杂的分布，储层不同部位厚度、渗透率等物性参数差别也很大。油田进入高含水期后，地下油水分布更加复杂，寻找剩余油相对富集部位成为高含水期调整挖潜工作的主要目标，在现有的井网条件下，砂体的各种非均质性、断层切割和构造起伏等是影响油水分布的主要因素。而过去一般性的地质研究工作已不能满足需要，因此必须深入地进行精细地质研究。

高含水期精细地质研究的重点仍是影响油水分布的油层非均质性及构造因素，其关键是确定井间砂体的边界位置及各砂体之间的连通关系，预测砂体内部的建筑结构及物性参数变化。大庆油田精细地质研究的主要内容包括：垂向上将油层细分成单层、平面上细分出沉积微相、详细解剖出单砂体的内部建筑结构、研究微幅度构造、识别出小断距断层。

2) 以剩余油描述为手段

近年来，在油田常规测井水淹层解释方法、生产剖面测试方法、密闭取心检查井分析方法、动静结合分析方法基础上，发展了功能模拟预测、油层储量动用状况定量描述、单油层剩余油模糊综合评判、神经网络模式识别方法，基本形成了一套能够适应高含水后期剩余油综合描述的系列方法。同时还发展了百万节点数值模拟预测剩余油技术，在杏 1~3 区乙块三次加密试验方案编制过程中，模拟区面积达 7km^2 ，模拟井数 285 口，模拟层 71 个，计算网格数超过 124×10^4 个，首次突破模拟节点 100×10^4 大关。百万节点数值模拟技术的引进和应用，使油田大规模描述区块单层剩余油分布成为现实。目前完成的杏 1~3 区乙块三次加密试验区单层剩余油计算结果，对神经网络剩余油描述方法是个补充，二者符合程度也较高，目前这些计算结果已应用于三次加密调整井射孔选层编制射孔方案中。

首先选择加密有利区：依据储量标定结果，利用动态测试资料，结合水驱控制程度，对各个区块按剩余储量大小排队，选择有利的调整挖潜区块。

然后选择有利加密井点：应用油层储量动用状况定量描述方法和单油层剩余油模糊综合

评判方法确定区块内井网间不同部位的剩余油厚度和储量，根据技术经济界限的要求，选择有利位置部署加密调整井。

最后选择射孔层位：根据单油层剩余油模糊综合评判、神经网络模式识别结合测井解释、测试等方法，不仅要搞清井点的纵向剩余油分布，而且要搞清剩余油的平面分布，使射孔层位的确定准确可靠。

3) 三次加密布井方法在试验区的应用

1999年首次在两个三次加密工业试验区应用该项技术进行不均匀布井，取得较好效果。以杏1~3区三次加密试验方案设计为例，在单层剩余油描述的基础上，得到试验区可调厚度分布（图5），按采油四厂目前钻井和基建投资及经营成本，计算出可调厚度与收益率的关系曲线（H-R）（图6），以此可将试验区划分为三种布井区域：

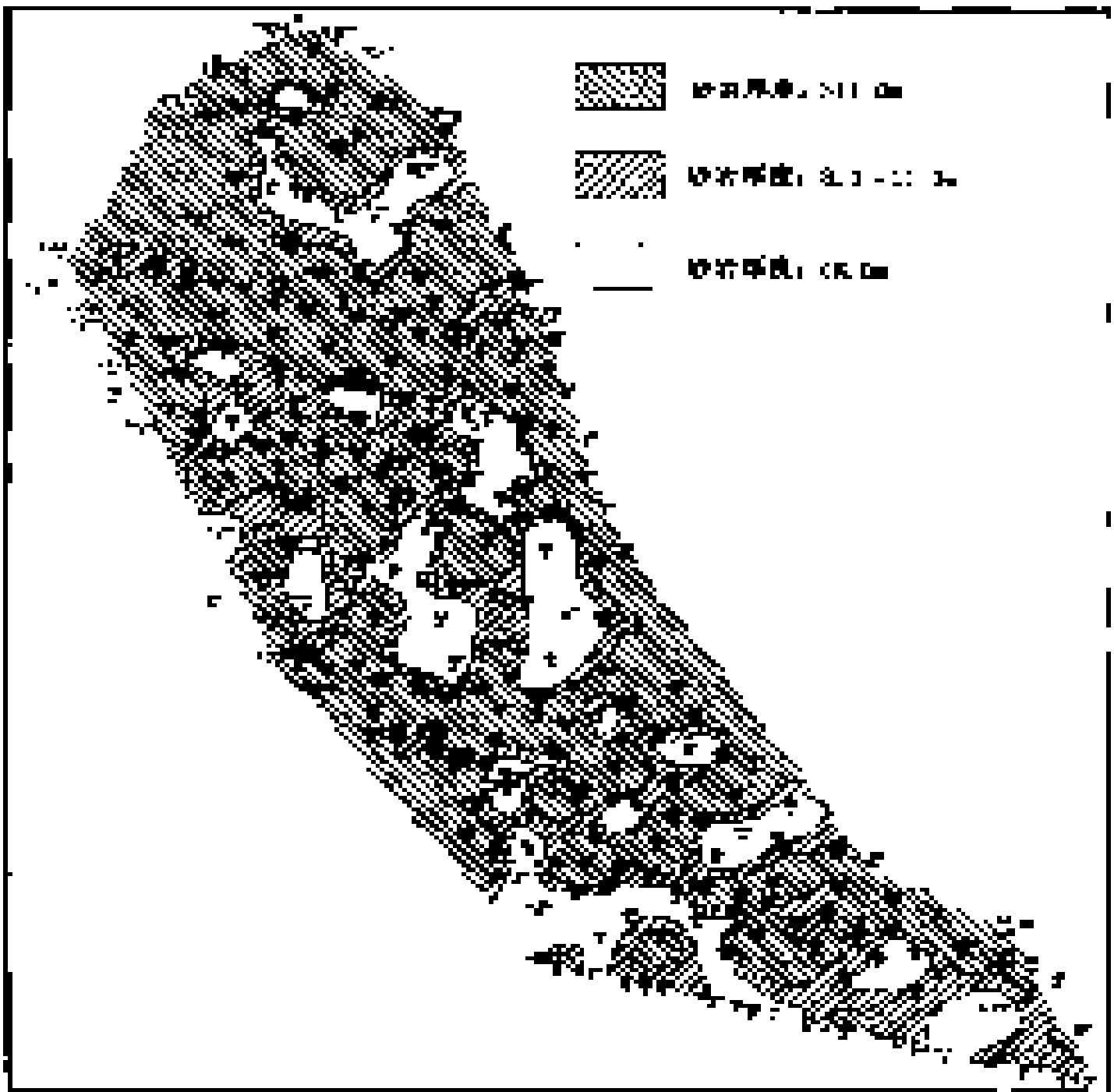


图5 杏1~3区乙块三次加密试验区剩余可调厚度分布图

(1) 有效布井区：在现有技术条件下，要保证经济效益上可行，即内部收益率大于12%，新钻井单井控制可采储量应在5000t以上，以此确定可调砂岩厚度11m以上区域为有效布井区。

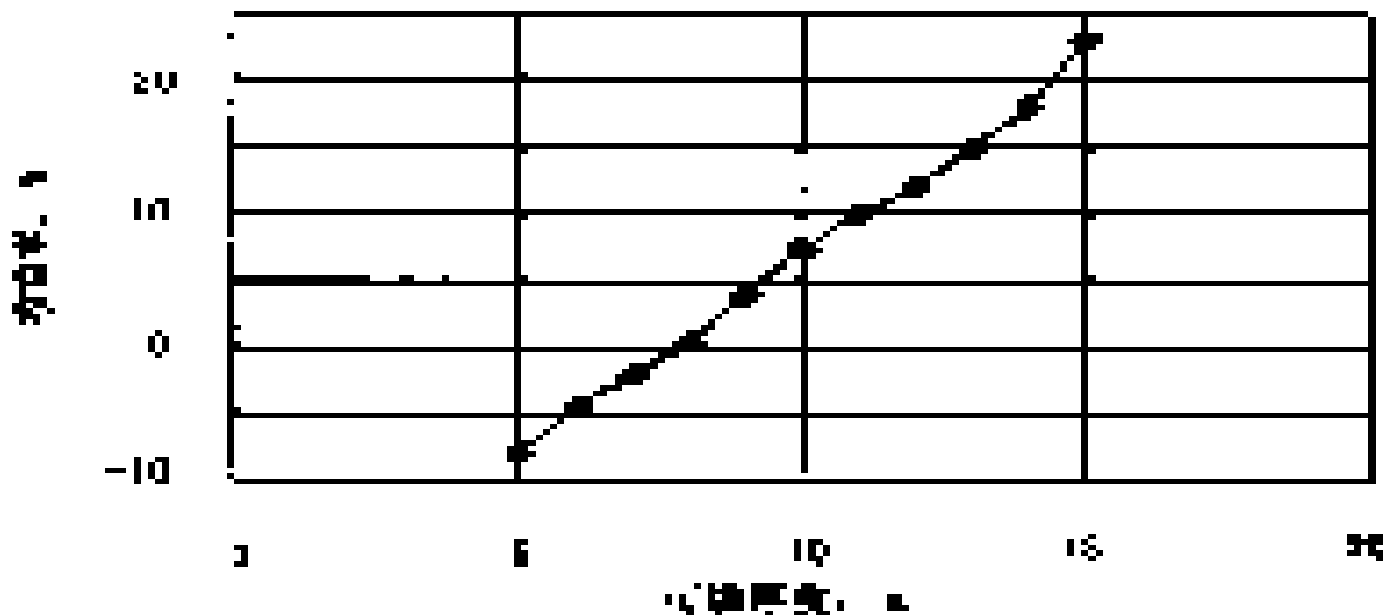


图 6 可调厚度与收益率关系曲线

(2) 风险布井区：内部收益率 0 ~ 12 % 之间时，尽管经济效益达不到行业标准，但经济上还是有效益的，考虑到今后从钻井、选择设备、简化工艺流程等方面降低投资和成本，还可提高经济效益，将其定为风险区，即布井区可调砂岩厚度下限可降至 8 m。

(3) 无效布井区：在可调厚度小于 8 m 的区域在目前经济条件下认为是无效布井区，暂时不布井。

五、结束语

通过对剩余油分布特点的研究，在认清三次加密性质的基础上，研究给出了三次加密调整的原则、界限、步骤和方法，通过北三东、中区东部、北一、二排等 5 个三次加密调整方案的设计证实了方法的实用性，初步形成了三次加密调整技术。但由于三次加密对象中表外储层占 70 % 以上的储量比例，表外储层含油饱和度低，含油产状很不均匀，含油砂岩与泥岩呈搅混状或不连续条带状分布，多属“非实体”连通，而且渗透率低，同时，剩余油分布在空间上分布的零散性和复杂性，给三次加密开采带来很大的难度；三次加密调整井网具有不独立性和不均匀性，给剩余油描述提出了更高的精度要求；射孔选准未动用层还要求更高的配套工艺技术保障等等这些在三次加密的开发实践中还要不断完善和发展。

高效开发喇嘛甸气顶油田的做法与认识

李彦兴 方 亮 姜喜庆

(大庆油田有限责任公司第六采油厂)

摘 要 喇嘛甸油田作为中国目前最大的气顶油田，在成功保持油气界面相对稳定的同时，油区获得高速开发，还利用气顶建成了中国第一座地下储气库，使天然气资源得到合理利用，20多年的油田开发实践形成了一套层状砂岩气顶油藏开发技术。本文回顾了油田开发历程及各阶段的主要做法，论述了油气界面调控技术、多层砂岩油藏的开采技术、气顶储气库储采技术等气顶油田的主要开发技术。

一、喇嘛甸气顶油田地质概况

喇嘛甸油田位于大庆长垣北端，是一个受背斜构造控制的层状砂岩气顶油田。油田面积 100km^2 ，原油地质储量 $8.1 \times 10^8\text{t}$ ；构造顶部存在气顶，气顶面积 32.3km^2 ，天然气地质储量 $99.7 \times 10^8\text{m}^3$ ，是中国目前最大的气顶油田。

油藏具有统一的水动力系统，油气水分布受构造控制，油水界面在海拔 -1050m ，油气界面在海拔 -770m 左右，海拔 -950m 以下为稠油段，构造的含油高度约 280m ，含气高度约 90m 。地下原油粘度 $10.3\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，气顶气为干气， CH_4 含量 95% 以上，边水不活跃。

储集层以砂岩和泥质粉砂岩为主，属于早白垩纪中期的湖相—河流三角洲相沉积。纵向上与泥质岩交互呈层状分布，自上而下共有萨尔图、葡萄花和高台子3套油层，划分为8个油层组，97个小层，特点是油层多，层间差异大，层内非均质严重。气顶主要分布在构造顶部的萨尔图油层中。

上部萨尔图、葡萄花油层的大部分储层为河流相沉积，单层厚度大，厚油层内以多段多韵律和正韵律为主，大部分为几个沉积单元叠加而成，层内非均质比较严重。

下部的高台子油层，以湖相—三角洲前缘相沉积为主，储层物性较差，砂体厚度一般在 2m 以下，纵向上与泥质岩交互呈层状或薄互层状分布，一般为均匀层、复合韵律层，层内非均质不严重。

其中，葡 1-2 为大面积分布的高渗透油层，以大型砂质辫状河道沉积为主，称为一类油层，平均有效厚度 14m 左右，有效渗透率 $0.4 \sim 0.5\mu\text{m}^2$ ，油层孔隙度 26.7% ；萨 1-3、萨 1-3 与萨 4-7 属于大面积分布的中渗透层，以低弯曲分流河道沉积为主，称为二类油层，各层平均有效厚度 $4 \sim 6\text{m}$ ，有效渗透率 $0.2 \sim 0.3\mu\text{m}^2$ ，油层孔隙度 26.4% ；其他油层发育相对较差，统称为三类油层。

二、气顶油田油气界面调控技术

开发气顶油田突出的问题，就是如何防止油区和气区之间的油气互窜。油田一投入开发，很容易造成油、气区压力的不平衡。如果气区压力高于油区压力将造成气窜，使油井生

产油气比升高，产油量下降；如果油区压力高于气区压力将造成油浸，使原油进入气顶，很难再采出来。用喇嘛甸油田天然岩样进行室内实验，开采进入气砂中的原油，先用 100 倍孔隙体积的气驱油，驱油效率只有 30 % 左右；再用 10 倍孔隙体积的水驱替，最终驱油效率只有 50 % 左右。

1. 油田开发对气顶的处理原则及方法

1) 开发原则的确定

喇嘛甸油田开发初期，为了争得原油生产的主动权，制定了油气藏开发分两步走的原则。第一步，先集中力量搞好油区开发，暂缓开采气顶气；第二步，在油田开发后期，根据国家需要合理开发利用气顶气资源。

根据开发设计要求，气顶气暂不开采，采用在油区注水保持压力开发的办法，维持油区和气顶之间的压力平衡，使油气界面保持相对稳定。为了研究这种方法的可能性，进行了电网模拟实验。模拟结果表明，利用油区统一的面积注水井网，通过分层调整油水井的工作制度来控制油气边界的运移是可行的。

2) 油气区射孔原则及方法

利用电网模拟实验，模拟了只在油区采油时反九点法面积井网的地下油气水分布及运动规律，实验表明，利用油区统一的面积注水井网，通过分层调整注水井和采油井的工作制度来控制油气边界的运动是可行的。根据实验结果制定了相应的射孔原则，除气区油水井不射孔外，距油气边界不足 300 m 的油水井一律不射孔，气顶外第一排射孔井必须是采油井，同时这些井必须与注水井连通。在开采过程中还将其单独用封隔器卡出，以便通过调整油水井的工作制度，调节气顶外第一排井的油层压力，尽可能保持各砂体油气区压力平衡。根据上述原则，气顶外留下一个未射孔油环，宽度 300 ~ 600 m，作为油气运移的缓冲带。

2 气顶动态监测方法

为掌握气顶和油区的压力变化趋势以及油气界面的变化情况，建立一套气顶动态监测系统是极为重要的。设计气顶动态监测系统方案时，针对喇嘛甸油田的具体特点，提出了如下原则：

(1) 选择那些气顶分布范围广，厚度大，对油区开发影响大的油气层作为主要观察对象，建立完善的监测系统，如萨 4+5 和萨 2+3 气顶；

(2) 观察井的布置要尽量利用已有的探井、资料井和开发井，把观察井布置在油气易于窜流的井区；

(3) 观察方法要利用多种手段，组成观察剖面，定期录取资料并进行综合分析。

依照上述原则，从 1974 ~ 1976 年，在全油田建立起一套气顶动态监测系统。这一系统主要由气区观察井、油区观察井和油气界面观察井 3 部分组成：气区观察井观察气顶内压力变化趋势，油区观察井观察气顶外生产井的压力变化，油气界面观察井用地球物理测井方法直接观察油气界面在纵向上的移动情况。同时，逐步完善了井温、流压梯度及流体密度测井、涡轮和浮子流量计测井、气体组分分析等一套测井分析方法。

这套动态监测系统建立以来，录取了大量的第一性资料，为观察了解油气界面的变化和气顶状况，调整油水井工作制度，认识油气运移规律，提供了可靠的资料。

还根据注采平衡原理，研究制定了整个压力系统的技术界限，将气区压力、油井流压、地层压力和水井注入压力作为一个压力系统统一考虑，采用注采平衡交汇图宏观控制油气区压力系统。

3 油气窜流的控制与调整

油田从 1973 年投入开发后, 气顶周围的地层压力开始下降, 平均低于原始地层压力 0.5 MPa 左右。在这一阶段中, 由于气顶压力高于油区压力, 出现了气顶向油区扩张的趋势, 局部地区出现了气窜井。针对这种情况, 加强了气顶外注水井的调整工作, 使油区的地层压力不断上升, 并接近于气顶的压力, 防止了由于气顶的扩张而引起的大面积气窜。

1979 年油田进入高含水采油阶段后, 一方面油区的地层压力逐步恢复到原始压力附近, 另一方面由于地下储气库的大量采气, 使气顶压力大幅度下降, 已低于原始压力 0.8 MPa, 这种油气区压力极不平衡的状态, 必然导致原油侵入气顶。自 1980 年以来, 先后在 7 口观察井中发现油气界面抬高, 经估算侵入气顶的原油可达 $20 \times 10^4 \text{ t}$, 造成了可采储量的损失。针对这一问题, 采取了一系列调整控制措施。从 1983 年开始北块地下储气库控制采气, 并回注天然气, 在发生油浸的井区停止注水, 禁止气顶外第一排油井堵水。这些措施实施后见到了一定效果, 气顶压力趋于稳定, 但是没有从根本上改变油区压力高于气顶压力的状况。为了防止油浸现象的继续发生, 1986 年开展了降压开采试验和全面转抽工作, 通过对采油井工作制度的调整, 实现了油气区压力相对平衡, 油气界面保持了相对稳定。从理论和实践结果看, 喇嘛甸油田油气界面调控技术在国内同类油田开发中处于领先水平。

4 利用气顶建设地下储气库技术

利用油田北块气顶, 建成我国第一座正规的地下储气库——喇嘛甸储气库。为解决大庆油田因化工生产和季节变化造成的用气量不均衡的矛盾, 合理利用天然气资源发挥了重要作用, 并形成了一套地下储气库储采技术。

1) 根据大庆化工生产及生活用气需要和季节变化特点, 确定储气库规模和运行方式

喇嘛甸储气库建成于 1975 年, 1999 ~ 2000 年进行了扩建。位于油田北块, 储气层位是气顶上部的萨零组和萨一组, 含气面积 18.1 km^2 , 天然气地质储量 $35.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。共布 12 口气井, 平均单井射开厚度 22.1 m, 一类气砂厚度 8.2 m; 老注气站共有国产注气压缩机 3 台, 每台额定注气能力 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 老站最大注气能力 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。新注气站共有进口注气压缩机 3 台, 联合使用注气能力 $10 \sim 72 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 并建设了注采气净化、过滤分离、脱硫工艺和单井管道电伴热、防冻堵及高压气体计量等配套设施, 于 2000 年 7 月 1 日正式投产; 全库最大注气能力 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。每年 4 月中旬至 10 月中旬注气, 11 月至次年 3 月采气, 构成一个运行周期。

2) 应用气藏工程原理评价储气库库容及调峰能力

利用历年生产数据绘制出压降曲线, 可以求出储气库目前动用储量在 $23.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上。根据非理想气体状态方程可求出, 在保持油气界面稳定的前提下, 地下储气库目前储气能力为 $2.06 \times 10^8 \text{ m}^3$, 供气能力 $0.81 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。油气区压力平衡后, 调峰能力可保持在 $1.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右。

3) 利用数值模拟、节点分析等技术预测单井注采能力, 编制配产配注方案, 优化注采气生产, 保证储气库高效运行

至 2000 年 10 月底, 储气库累积采气 $8.47 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累积注气 $2.39 \times 10^8 \text{ m}^3$, 绝对采出气量 (累积采气与累积注气差值) $6.08 \times 10^8 \text{ m}^3$, 地层压力 7.69 MPa, 总压差 -2.39 MPa, 同时保持了油气界面的相对稳定。

特别是 1997 年由大庆采油六厂管理以来, 至 2000 年共注气 $1.34 \times 10^8 \text{ m}^3$, 采气 $0.66 \times 10^8 \text{ m}^3$, 压力回升 0.3 MPa。考虑天然气季节差价和注采管理成本, 4 年创经济效益 $6030 \times$

10⁴ 元，为有效利用天然气资源，解决放空污染问题发挥了重要作用。

三、多层砂岩油藏的开发及调整技术

喇嘛甸油田自 1973 年投入开发以来，不断加深对地下油层的认识，及时准确地掌握油田动态和发展趋向，按照各个阶段的特点和存在问题，及早开展现场试验和科研攻关，提出和制定了油田开发方针和技术政策界限，适时采取了行之有效的调整方法，使开发效果不断改善。通过逐步调整，用接替稳产方式开发多油层非均质砂岩油藏，年产 1000 × 10⁴t 以上高产稳产 14 年。1999 年底，共投产油水井 4496 口，其中采油井 2546 口，注水井 1696 口；年产油 686 × 10⁴t，年注水 10508 × 10⁴ m³，12 月份油田综合含水 90.85%。至 1999 年年底，油田累积产油高达 2.56 × 10⁸t，采出程度 31.42%，年均采油速度 1.2%，实现了油田高效开发。

1. 开发初期采取稀井高产策略，首先依靠主力油层，使原油产量迅速达到较高水平

喇嘛甸油田 1973 年投入开发时，针对油藏特点，采用了早期内部注水、分层保持油层压力的油井自喷生产的开发方式；在层系划分和井网部署上，根据油层性质划分为葡 11 - 2 油层和萨尔图 + 葡 14 及以下油层两套开发层系，采用一套半井网反九点法面积注水方式开采，井距分别为 600m 和 300m。在 1973 ~ 1980 年自喷开采阶段，千方百计搞好分层注水，不断恢复油层压力，放大压差生产，同时针对油田厚油层发育、油层多等特点，采取了选择性压裂、油井堵水等工艺措施，充分挖掘主力油层的潜力，使年产油量从 1976 年起始终保持在 1200 × 10⁴t 以上，比原设计年产油 800 × 10⁴t 的能力高出 50% 以上。

2 开展层系细分调整，提高葡 4 及以下油层动用程度

自喷开采阶段，油田开发层系划分比较粗，不适应喇嘛甸油田油层多、非均质严重的特点，层间动用差异大的矛盾日益突出。靠当时的分层注采工艺，远不能解决这一问题。使油田综合含水上升率高达 5.8%，有三分之一的储量没动用起来，阶段末油田综合含水已达 60.70%。

因此，在 1981 ~ 1985 年，油田开展了全面层系调整工作，把原两套层系划分为 3 ~ 5 套，使全油田的开发形势明显好转，重点改善了葡 4 及以下差油层动用状况。调整期间，年产油量一直保持在 1140 × 10⁴t 左右，含水上升率下降至 2.1% 左右。水驱动用储量增加 2 × 10⁸t，可采储量增加近 6500 × 10⁴t。阶段末全油田综合含水为 76.8%。

3 通过自喷转抽和注采系统调整，延长油田高产稳产期

随着油井的含水上升，自喷能力减弱，使基础井网老井产量递减过快，年递减率达 11.71%。为了改善老井的开发效果，就必须改变生产方式，由自喷开采转为机械开采，以提高油井生产能力，减缓产量递减。

1986 ~ 1988 年的全面转抽阶段，油田自喷转机械采油共 554 口井，同时加强了葡 4 及以下差油层油井压裂改造措施工作量，平均每年压裂 200 口以上。在注水井上也实施了放大井下水嘴、简化注水井层段等一系列增注措施，以满足转抽后产液量迅速增加的需要，使年产原油一直保持在 1000 × 10⁴t 以上。

但随着转抽后油井采液能力的大幅度提高，原反九点法面积井网油水井比例大，使注水能力严重受限，不能满足产液量增长的需要，60% 以上的油井地层压力已低于饱和压力；由于在地层压力低于饱和压力下开采使油层脱气，采液采油指数明显下降，油田自然递减率达 12% 以上。为解决这一问题，1989 ~ 1992 年进行了注采系统调整，通过增加注水井点，把

压力系统调整合理，使之适应于高含水采油期，对合理恢复油层压力、减缓产量递减发挥了重要作用。

全油田油井转注 216 口，使油水井数比由调前的 3.23 降至 2.07，注水能力提高 40% ~ 50%。解决了油田注采关系失调的矛盾，改变了液流方向，提高了储量动用程度，进一步改善了油田的开发效果，油田含水上升率由 1988 年的 1.59% 降至 1992 年的 0.21%，是油田开发以来最低点。地层压力保持了稳定，产量自然递减率降至 80% 以下，全油田水驱采收率提高 20 个百分点，增加可采储量 $1600 \times 10^4 \text{t}$ 。喇嘛甸油田注采系统调整得到以下几点认识。

(1) 油田进入高含水采油期后，通过油井转注进行注采系统调整，可以实现油田在合理的压力系统下开采，提高油田产液量，减缓产量递减，增加可采储量，控制含水上升速度。

(2) 注采系统调整后要及时调整好分层配注，并搞好注水量转移。

(3) 调整后产油量上升程度与油井措施工作量多少紧密相关。

(4) 注采系统应根据含水阶段的变化逐步调整，不宜一步到位。

4 实施二次加密调整，使表外储层投入开发，差油层的动用程度明显得到改善

喇嘛甸油田低渗透薄差油层，分布较零散，开采难度大，在原层系井网条件下难以动用，于 1992 ~ 1995 年进行了二次井网加密调整。

1) 表外储层精细地质研究

首先对全油田 2400 多口油水井进行了表外厚度划分，通过研究表外储层与表内储层连通关系，认识到以油浸、油斑为主要含油产状的表外储层是与表内储层共生的连续沉积的统一体，是表内储层在空间上的自然延续。过去认为在油砂体中有很多尖灭区部位，实际多数被表外层充填。

从独立型表外储层与表内储层的平面接触关系看，表外储层主要有 4 种分布类型，即河流相砂体中的决口泛滥型、三角洲前缘相砂体中的局部变差型、三角洲内前缘相砂体中的充填连片型、三角洲边缘的稳定砂岩型表外储层。

2) 剩余油研究

研究发现有一部分较差的薄油层未动用或动用较差，有效厚度小于 1m 薄油层水淹厚度只有 10% ~ 30%，新增表外储层储量基本未动用。基于上述认识，进行二次加密调整时，将表外储层与低渗透薄油层组合为一套层系，实践证明效果很好。

3) 调整对象及层系井网组合

调整对象以有效厚度在 1.0m 以下的表内差油层和表外储层为主，各区块可调厚度砂岩 15 ~ 20m，有效 3 ~ 5m，可以均匀布井。根据层系组合的原则及可调厚度，同时考虑与原井网的协调关系，以及试验结果，将各地区分别划分组合为 1 ~ 2 套层系，采用 300m 行列布井，与原井网形成 150m × 300m 线状注水井网。

4) 二次加密方案实施的主要做法

在射孔方案编制上，针对电测曲线水淹层解释精度低，储层砂体变化大，接触关系复杂的实际问题，深入进行储层砂体、油水井注采对应关系、开采历史和开采现状的研究，采用了“动静结合”的水淹层综合分析方法，并逐步完善了射孔方案的编制原则及程序，较好地保证了射孔方案质量。根据综合分析，在 279 口井中射开了电测解释为中、高级水淹的 586 个层，厚度 1562.4m，投产后初期日产液 23t，日产油 10.8t，综合含水 53.0%，取得较好效果。

加密注水井的射孔层以新井为主，同时完善新老井的注采关系。加密注水井射开的差油层有 95 % 的厚度与老油井连通，其中与新井不连通只与老井连通的厚度占 23.5 %。因此开展了以补充老井中差油层能量、调整层间矛盾为主的注水量转移，通过注水结构调整，改善了老井的开发效果。

5) 二次加密调整效果

二次加密井投产初期单井日产油 10.5t，初期综合含水 41.4 %。从分层动用状况看，二次加密井吸水厚度达 70 % 以上，出油厚度接近 80 %。加密调整后，差油层的动用程度明显得到改善，使油田采收率提高 3.2 个百分点，对减缓油田产量递减，控制含水上升速度起到了重要作用。

5 实施以调整注水、产液、储采比三个结构为主要内容的“稳油控水”系统工程，改善高含水采油期总体效果

针对油田进入高含水期以后，高产液、高含水、高能耗、效益下降的“三高一降”情况，实施了“稳油控水”系统工程，实践证明“稳油控水”是油田进入高含水期以后，减缓产量递减、控制含水上升、提高综合效益的有效方法。

(1) 搞好注水结构调整，提高分层注水质量，夯实稳油控水基础。不断完善注采系统，适应高含水后期开发调整需要，充分利用油层非均质特点，抓住注采系统调整和二次加密井转注的有利时机，搞好注水量的转移，有效改善注水效果。

(2) 合理调整产液结构，深入研究剩余油分布特点，努力提高各类措施的增油降水效果，控制低效液量，保证“稳油控水”目标的实现。

(3) 搞好储采结构调整，千方百计挖掘储量潜力，减缓储采比下降幅度，增强稳产干劲。

6 对主力油层进行聚合物驱，依靠三次采油挖掘厚油层内部剩余油潜力

二次加密调整后薄差油层得到较好的动用，但在厚油层中，由于正韵律和重力影响，水淹厚度仅有 50 % ~ 60 %，其上部普遍存在剩余油。这部分剩余油靠水驱无法采出，必须进行三次采油。

从 1994 年起在油田南块开展了聚合物驱油矿场试验，并取得了较好的增油降水效果，最终采收率可提高 12 个百分点左右，吨聚合物增油 120t 以上。在此成果基础上，葡 1 - 2 油层分块投入注聚开采。1999 年聚驱产油 294×10^4 t，占油田总产量的 43 %。从几年来的聚驱开发认识到：

(1) 喇嘛甸油田葡 11 - 2 油层聚合物驱，采收率可提高 10 ~ 13 个百分点，阶段含水比水驱低 10 个百分点左右，最终采收率可达到 50 % 左右。

(2) 对于喇嘛甸油田葡 11 - 2 油层，高分子量聚合物驱油效果好，依靠较强的增粘性和较大的残余阻力系数，使注入井吸水剖面调整幅度大、油井见效后含水下降幅度大。喇南试验一区 and 喇南试验二区分别采用 1700×10^4 和 1200×10^4 分子量的聚合物，高分子量聚合物驱油含水下降幅度和提高采收率幅度大，分别相差 1.54 和 1.95 个百分点。

(3) 采用 212m 五点法面积井网在注入速度 0.17PV 时，聚合物驱全过程为 6 年，驱替液累计注入 1.0PV。聚驱采用 300m 行列井网可以满足 0.13PV 注入速度，投资比 212m 五点法面积井网少 40 %，但采收率提高幅度低 2 个百分点左右。

(4) 油层地质条件对聚驱效果影响较大，沉积单元砂体的连通状况决定聚驱增油效果，单砂体沉积韵律影响聚驱效果和油井动态变化，注聚前油井的含水率和油层的含油饱和度影

响聚驱增油效果。

(5) 聚合物驱过程中及时进行跟踪调整，可提高驱油效果：对注聚后注入压力上升幅度小、注入压力低的井上调浓度；对井间压力不均衡的井组，调整注入井的注入量及油井的产液量；对地层压力高、产液量下降幅度大的见效井采取压裂措施；对选射井选择适当时机在注聚后或见效后采取补孔等措施；对含水高、产液高、采出液浓度高的井控制产液量。

(6) 综合考虑井组的孔隙体积、剩余储量及注采平衡等因素，优化配产配注方法，剩余储量多的井组适当增加聚合物总用量。同时对非均质特别严重的油层，有必要先调剖后注聚合物。

总之，喇嘛甸油田获得了持续高效开发，油气界面保持了相对稳定，油气资源得到有效开发，同时在油田开发中还形成了一套层状砂岩气顶油藏开发技术。

四、几点认识

(1) 在气顶油田开发中，要慎重处理气顶与油区之间的关系。喇嘛甸油田开发实践证明，通过油区工作制度的调整，可以保持油气界面的相对稳定，合理开发气顶油田。

(2) 在多油层非均质砂岩油藏的开发过程中，要不断深化油层认识，积极开展先导性开发试验，适时进行油田开发调整。采用层系细分、注采系统调整、差油层井网加密、主力油层聚合物驱油等综合调整技术，用接替稳产方式开发多油层非均质砂岩油藏。

(3) 利用气顶可以成功建设地下储气库，开展天然气夏注冬采，有效利用天然气资源，解决放空污染问题，并创造较大的经济效益。

多层系砂岩油藏特高含水期保持 高效开发途径分析

王 强

黄 芳

(大港油田分公司勘探开发处)

(大港油田勘探开发技术研究中心)

摘 要 羊二庄油田储层为明化镇组和馆陶组的五个中高渗透砂层组,共发育 19 个一类含油层位,近百个含油砂体,含油井段达 1000 m。该油田 1974 年投入开发,1993 年进入特高含水开发期,产量出现明显递减。1997 年以来,在地质储量采出程度达到 40%,综合含水已近 93% 的情况下,为进一步改善开发效果,我们开展了有针对性的油藏地质研究,合理调整了开发技术路线。3 年来通过进行油藏精细描述,重建了原始地质模型,打好了治理基础;运用油藏工程方法和动态法准确评估动态潜力;进行剩余油动态监测和油藏数值模拟研究,搞清了剩余可采储量的分布特征;进行开发层系和开发方式的调整,实现了层间接替,提高了储量动用程度和水驱控制程度,使得油藏开发形势持续好转,主要表现在综合含水、油田递减逐年下降,年产量、注水利用率上升,油井措施有效率平均达 88.7%,新增可采储量 90.6×10^4 t。

总结羊二庄油田开发后期挖潜的成功经验,关键在于四点:(1)能够针对主要矛盾,有步骤、有侧重地展开地质研究工作;(2)地质研究和现场实践同步展开,相互促进;(3)及时应用新的研究方法和技术手段,提高对油藏的认识精度和深度;(4)能够合理进行井网和层系的综合调整,成功地实现了层间接替。

一、油田概况

羊二庄油田位于黄骅坳陷羊二庄构造带东北端,是赵家堡北断层下降盘的一个被断层切割的逆牵引背斜构造。构造轴向北东东,两翼地层倾角平缓,平均 3.8° 。油田被两组断层切割成 5 个断块,油气主要分布在一、二、五断块(图 1)。主力油层为明化镇组和馆陶组,共划分为 5 个油层组,21 个小层,富含油气井段在 1100 ~ 2000 m。油田探明含油面积 4.8 km^2 ,地质储量 1733×10^4 t。

羊二庄油田储层主要是棕褐色含油石英细砂岩,物性较好,孔隙度在 30% ~ 32% 之间,明化组平均有效渗透率为 $1233 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,馆陶组平均有效渗透率为 $126.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。原始地层压力 16.2 MPa,地饱差压 2.7 MPa。原油物性具有次生油气藏特点,地层水为 NaHCO_3 型。

该油田于 1974 年以三角形井网投入开发,1979 年正式投入注水开发,到 1984 年基本完成一次和二次井网部署工作,1985 年年产油量达到最高值 (47.8×10^4 t),阶段末油田综合含水 72%,地质采出程度 26%。之后油田出现一个递减高峰,含水在 2 年内突破 80%,年产量下降 12×10^4 t。由于及时进行了分层系开发、局部井网加密调整等工作,1989 ~ 1992 年油田递减有所减缓,阶段末采出程度近 40%。1993 年油田综合含水达到 90%,油田开发进入第三个阶段,出现第二个递减高峰,年产量在三年内下降近 9×10^4 t,含水上升到 93%。

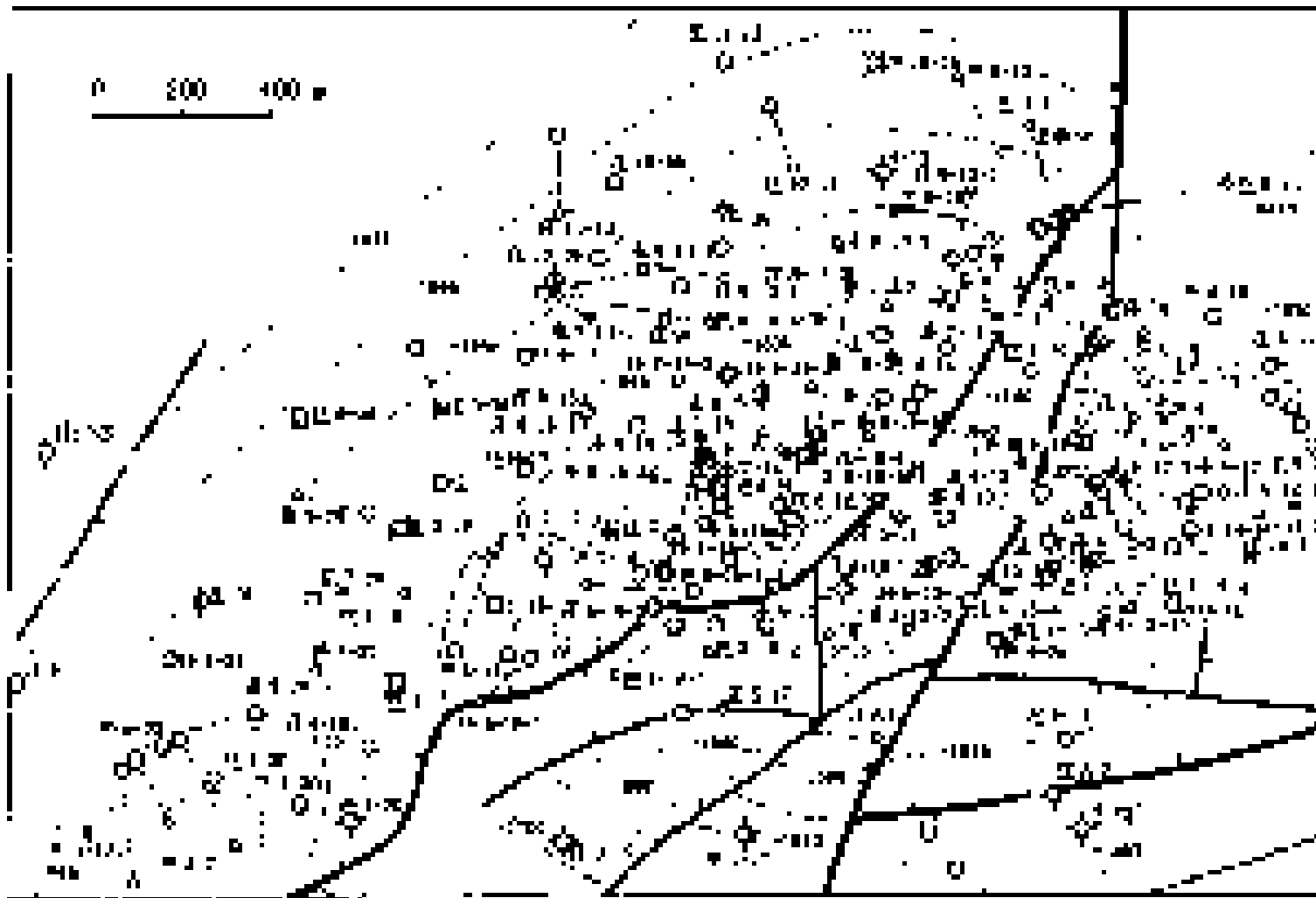


图 1 羊二庄油田构造井位图

截至 1996 年底，油田共有油井 89 口，日产水平 440t，综合含水 92.7%，采油速度 0.91%，采出程度 43.3%，可采储量采油速度 1.84%，可采储量采出程度达 84.6%。有注水井 18 口，日注水平 1453m³，累计注采比 0.32，地层总压降 3.03 MPa。

二、治理前油田开发基本形势

1994 年以来油田进入特高含水开发期后出现异常快速递减的主要因素有以下几点。

- (1) 没有新井接替，老井利用率下降。
- (2) 措施难度增大，结构单一，增产量下降。
- (3) 注水开发效果变差，稳产基础变差。

经综合分析认为，造成上述局面的根源在于我们对油藏原始状况及目前开发状况认识程度较低，而且没有及时针对油田进入特高含水期这一现实进行相应的开发方式和挖潜方向的调整。

三、改善开发效果的主要作法

借鉴国内外油田开发经验，我们在治理之初就认识到，油田进入特高含水开发期后保持稳产的关键是要有新储量投入开发，才能弥补老层的规律性递减。针对羊二庄油田多层系的特点，我们制定了整体部署、分步实施的研究思路，并把初期研究的主攻方向放在层间接替上。围绕这一工作目标，近年来有序展开了多方面的研究和实践。

1. 大力推进新技术应用，不断积累各种地质信息，为地质研究和动态分析打基础

(1) 1995 年投入近千万元进行三维地震资料的采集、处理和精细解释，结束了羊二庄油田地质研究仅靠测井信息、单腿走路的历史。

(2) 进行了老井测井曲线的标准化处理和重新解释，初步提高了解释精度。

(3) 开展大量的剩余油动态监测工作：为搞清天然、人工裂缝分布规律及平面注水方向、水驱速度，进行了电位法测井、地应力测井、同位素示踪迹测井；为监测底水油藏油水界面，进行了 C/O 的时间推移测井；为量化层间潜力，应用新技术，进行大量的水井吸水剖面 and 油井产出剖面的测试。

2 以细分单砂体和重新进行含油性评价为重点进行油藏描述工作

油藏精细描述是一项综合的地质研究方法，包含多种技术手段。我们针对羊二庄油田发育多套含油层系、油层连通状况和油水关系复杂的问题，以发现新的含油层系、新的含油砂体、准确核实油田储量为出发点，重点开展了以下工作。

1) 开展精细地层对比工作，将研究对象细化到单砂体

依据河流相沉积特点，以河流沉积学新理论为指导，采用 1 200 综合测井曲线进行高分辨率层序对比，对厚度大于 2m 的所有砂体进行层位的重新标定，将原 21 个含油小层细划分为 71 个含油砂体，绘制了单砂体分布图，重新编制了小层连通图。更正了 40 口井 92 个含油小层的层位及连通关系。

2) 三维地震解释与测井曲线对比有机结合，准确刻划构造形态

首先应用三维地震资料进行明化镇、馆陶组及东营油组底界构造解释，搞清了工区内主要断层的分布，从整体上控制构造格局和形态。在此基础上，进行精细的统层对比，找出了断距在 10m 以上的断层，从而精确落实了构造，新编制了主力油组明二、明三、馆一底界的构造图以及明三 5 等主力层顶、底界的微构造图，从中发现多个局部构造高点。

3) 细分储层沉积微相

通过建立岩心相和测井相，将庄一断块河流相沉积分为 5 种微相：河床底部滞留沉积、曲流河道砂坝、砂坝侧翼（边缘）、河道间（或天然堤）和泛滥盆地，绘制出明三 4、明三 5 等 8 个主力层的沉积微相图。

4) 进行储层物性和含油性复查，发现了 2 套低阻油层，核实了储量

首先，进行了本区注水开发前 40 口老井测井曲线标准化工作，然后再利用工区内取心井资料、动态监测资料和试油生产资料，重新建立了储层物性参数的解释模版。之后利用所建立的储层参数模式进行逐井逐点解释，绘制了 19 个主力含油砂体的孔、渗、饱等值图。通过与原认识进行对比，与动态情况进行拟合，取得了重大发现。

(1) 发现两套低电阻可疑油层。明三 3 和馆一 3 小层原认为在油田范围内均有砂层的稳定分布，测井解释仅在构造顶部零星井区发育两类油层，低部位大都解释为水层。通过精细对比发现，这两套层在纵向及平面上均由多个砂体叠加而成，其中明三 3 主要由 2 个砂体组成，而馆一 3 主要由 3 个砂体组成。另外，通过测井与生产资料对比，发现在同一砂体范围内，存在着油水关系上的矛盾，测井解释与录井资料的矛盾，测井解释与生产资料的矛盾。为搞清其原因，我们进行了测井和岩心分析，建立了储层物性解释图版，发现这两套储层与其他层有明显不同，主要表现在其岩性明显较细，且泥质含量明显较高，造成岩石亲水性较强，束缚水饱和度较高。分析认为，与较纯的砂岩相比，这两套层在较低的电阻率情况下，仍可能出油。实践证明这一判断是正确的。至 2000 年 9 月已先后优选 41 井次进行补层，其

中出油井 34 井次。统计出油井电性特征发现，这两套层油层声波时差低于标准油层 40 ~ 50 $\mu\text{s}/\text{m}$ ，感应电导率低 4 ~ 5 $\cdot\text{m}$ 。现已确定其有效厚度标准为：

	声波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$	感应电导率, $\cdot\text{m}$
油水同层	300	5.6
油层	310	8

按此标准对本区块 120 口井进行有效厚度复查，共 64 口井 90 层 378.3m 升级为油层或油水同层，对已实施的 59 层进行统计，符合率达 86.4%。通过容积法计算，这两套层增加地质储量 $126 \times 10^4 \text{t}$ 。

(2) 发现原标定的主力油层地质储量明显偏低。在进行单井含油性分析的基础上，我们以单砂体为单元，重新核实了含油面积、有效厚度、孔隙度和含油饱和度，并沿用 1982 年储量核算的原油密度和体积系数等参数，用容积法对一断块进行了精细储量复算，共计算老层石油地质储量 $1944 \times 10^4 \text{t}$ ，较标定高出 $702 \times 10^4 \text{t}$ ，储量增加的主要原因是含油体积增加。

5) 应用油藏工程方法和动态法预测采收率

正确评价油田采收率和可采储量是制定挖潜方案的前提，为力求准确，我们对庄一断块应用了多种方法进行互相验证。

(1) 应用经验公式进行静态法预测。主要采用了国家储委经验公式、陈元千经验公式和流管概算法等 6 种方法。采收率的平均值为 46.7%，可采储量 $932 \times 10^4 \text{t}$ 。

(2) 应用动态法进行预测。动态法反映的是油田按现有的开发状况最终能达到的开发效果。我们分别用油田、层系和单井的甲型水驱曲线，预测水驱储量和可采储量。平均水驱储量 $1831 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量 $797 \times 10^4 \text{t}$ 。

6) 开展数值模拟研究，搞清剩余资源的分布规律

油藏数值模拟能定量研究地下油气水分布规律，是剩余油研究的重要手段。为保证剩余油的研究精度，我们通过多方调研，选择了石油大学开发的软件，并将模拟层定位为主力砂体，网格步长定为 50m。

拟合结果表明，剩余储量在纵向上的分布主要由储层差异和动用状况决定，平面上主要由断层、微构造、沉积微相及注采井网所控制。

3 以层间接替为主要目标，进行开发层系和挖潜方向的综合调整

通过上述研究，我们认为羊二庄油田虽已进入特高含水开发期，但仍有着较丰富的物质基础。1997 年以来针对油藏地质特点和潜力分布特点，开展了一系列的治理工作。

1) 针对新发现的两套未动用油层，调整开发层系，力争实现层间接替

在不破坏原有层系的前提下，以低阻油层馆一 3 和明三 3 为主要目的层，通过报废井、长停井和低产井补层部署新的生产井网。到 2000 年 9 月共实施 41 井次，形成日产水平 357 t/d ，较治理前日增 241t，累计增油 $5.7 \times 10^4 \text{t}$ 。

另外，为保持其稳产，两套低阻层均实现了注水开发，共转注 5 口井，并利用原有水井补层分注 4 口，从而初步完善了注采井网，也见到了初步的效果。

2) 进一步简化开发层系，改善注水开发效果

(1) 庄一断块的馆陶层系由原来的 11 个小层笼统开发调整为以新层馆一 3 为重点，同时兼顾其他小层的开采井网，并通过采取简化注水管柱和层间间注等措施，实现了主力层注采井网的相对完善，有效地减缓了层间矛盾，夯实了稳产基础。

(2) 将一断块透镜状砂体组成的其他层系调整为以原主力层明二 8 为基础，兼顾复查层

明三 3 等其他小层的开发井网。同时也主要针对这 2 个油层进行了注采井点的调整及简化注水管柱等工作。

(3) 将原来不分层系的二断块开采井网由多层合采逐步调整为以生产 Ng - 3 复查层为主 (单采井数占断块总井数 36.4%)。

合计 1997 年以来, 该油田在进行开发层系的细化调整过程中, 共实施补孔、换层、卡堵水等油井措施 150 井次; 实施转注、分注、调水等水井工作 68 井次。

3) 主力油层优化挖潜技术路线, 降低自然递减

羊二庄油田主力开发层系明三 5 是一套天然能量充足的边底水油藏, 储量占全区的 61%。历史上开发技术路线几次调整。在开发后期, 综合含水上升到 80% 以后, 采取了水井全部停注, 油井严格控制射孔程度和降低生产压差的作法, 并对部分高含水井实施层内堵底水工作, 见到了一定效果: 共实施 21 井次, 有效率近 60%, 累计增油 5983t。但 1999 年以来由于堵水工艺难度增大, 又无未动层可补, 造成递减速度加大。

针对明三 5 的现状, 我们通过地质储量复算和可采储量预测, 发现分别高出标定 500×10^4 t 和 100×10^4 t。按此计算目前可采储量采出程度为 74.6%, 还有较大潜力。为此主要开展了两项老井挖潜可行性研究和试验: (1) 按层内夹层分布规律将该层分为 4 个砂体, 采用数模方法进行剩余油分布和单井底水上锥程度的研究, 提出了在剩余油富集区进行压制水锥和适当增加采液强度相结合的意见。(2) 在构造腰部和边部进行间注, 有规律的改变地下渗流力场, 达到扩大水驱波及体积的目的。目前这两项工作均已实施, 提液井实施了 8 口, 间注 3 口, 累计增油 6406t。

4) 合理加密井网, 提高储量控制程度和动用程度

在利用现有老井进行层系调整的同时, 针对主力层馆一 3 及明三 5, 我们还进行了加密可行性分析。通过采用胜利油田马氏公式计算, 油田目前井网密度偏小, 还可加密 5~10 口井。2000 年完钻井投产新井 4 口, 平均单井钻遇油层 74.8m。其中生产馆一 3 的庄 5-14-1 井 10 月份日产油 22.95t, 含水 34.5%; 生产明三 5 的庄 7-16-3 井自喷生产 3 个月, 10 月日产油 23.87t, 含水 86.5%。

四、调整治理效果评价

1. 油田生产状况明显好转

羊二庄油田通过上述治理工作后, 年均综合含水由 1996 年的 92.73% 逐步降到 1999 年的 88%, 年产油量由 16.04×10^4 t 增到 18.19×10^4 t, 平均年增产幅度近 5%, 采油速度由 0.91% 增到 1.03%, 采出程度由 43.3% 增到 47.4% (图 2), 3 年来纯增油 7.56×10^4 t。从而基本扭转了油田 1993 年进入特高含水期以来平均年递减产量 3×10^4 t 的被动局面。

2. 油藏开发形势得到改善

治理以来, 油田新动用地质储量 126×10^4 t, 储量动用程度提高 7.3%, 水驱储量增加 100×10^4 t, 多种方法综合预测新增可采储量 90.6×10^4 t。

3. 取得较好的经济效益

油田效益评价以 1998 年实际值进行评价, 其中原油价格为 1998 年的税后价格 754.7 元 (包括油田维护费 71.01 元, 操作费 307.54 元, 储量有偿使用费 81.63 元, 折旧费 6.88 元), 吨油成本 467.06 元, 1997~1999 三年实产油量 48.8025×10^4 t 计算, 则:

油田经营利润为 $48.8025 \times (754.7 - 467.06) = 14037.55 \times 10^4$ 元。

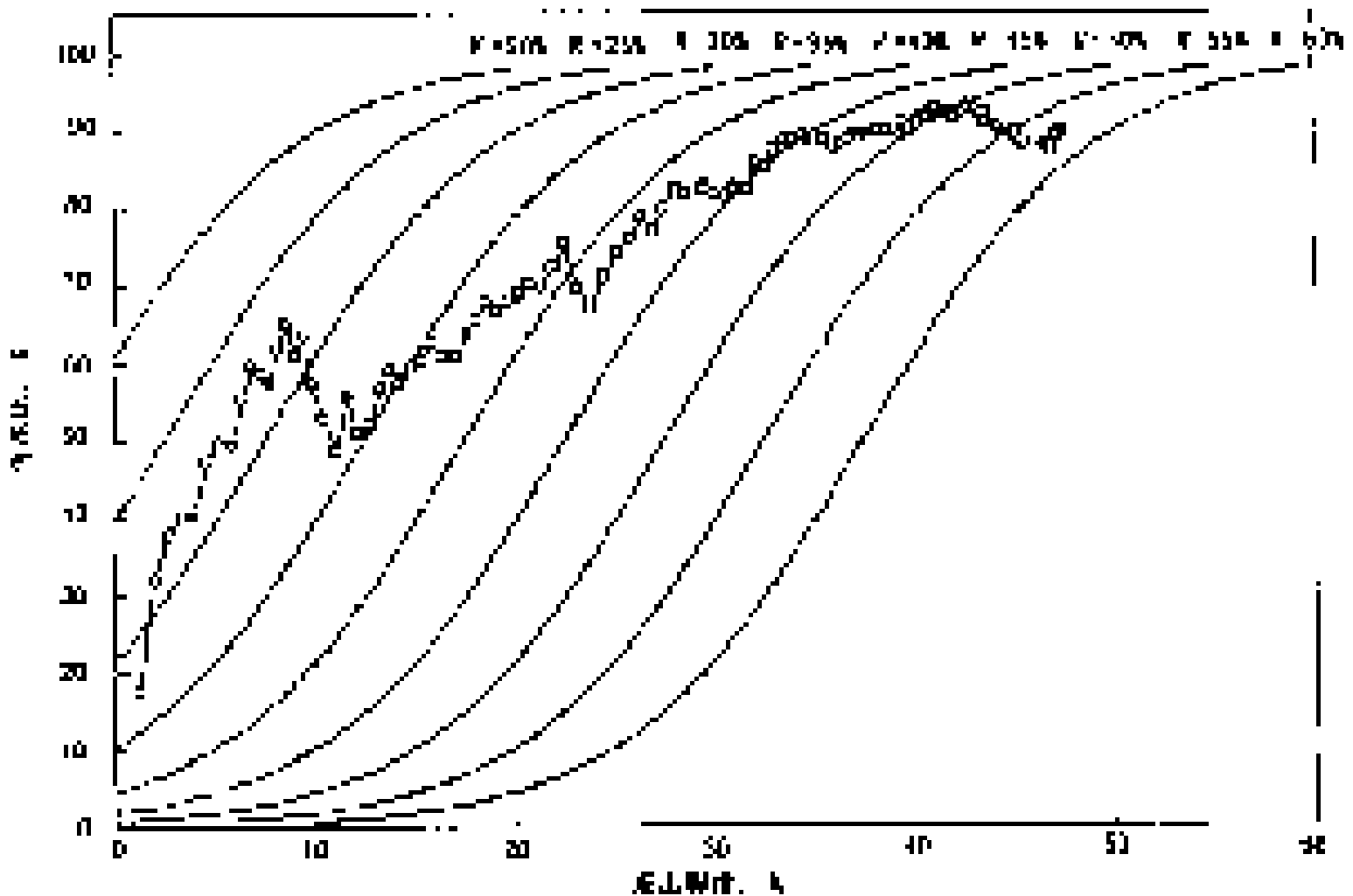


图2 羊二庄油田含水与采出程度曲线

按照中油集团 1999 年 3 月份制定的评价方法，该油田属效益一类开发油田。

五、几点启示

1. 在油藏认识上

(1) 多层系油藏后期挖潜应主要立足于层系、层间调整。由于沉积环境的不同、油源的不同，造成多层系油藏储层的多样性。开发初期认识上的局限性，为我们留下了广阔的研究空间。要加大低阻储层的研究，力争发现新的含油层系；要立足于层间挖潜，改善储层动用状况。

(2) 多层系油藏为尽量减小层间矛盾，在特高含水期可采取简化层系的办法。羊二庄油田采取的以一套主力层为主，进行注采井网部署的方法取得了较好效果。

(3) 底水油藏后期挖潜主要途径：局部加密井网，提高储量控制程度；要合理利用天然能量和层内夹层，水井进行间歇注水，油井周期性的改变采液强度，提水、控水、堵水相结合，提高水驱波及体积。

2. 在工作方法上

(1) 要大力加强新技术的推广应用，针对油田的主要矛盾有步骤的展开研究工作。羊二庄油田的成功治理主要得益于油藏描述技术的应用。目前正在与石油大学合作，应用数模方法建立单井地质模型，进行底水油藏底水锥进规律的定量研究；另外，还与江汉石油学院合作进行气相色谱指纹分析，定量进行多层合采井的产量分配。2001 年将进一步开展流动单元及单砂体沉积微相等研究工作。预计到 2001 年年底将完整的、精细的建立起羊二庄

油田的地质模型。

(2) 地质研究工作要和现场实践紧密结合，同步展开，才能获得研究成果和实施效果的双丰收。羊二庄油田两套低阻油层的发现，是在原有出油井点的基础上全面展开的，后来也是边研究边实践。整个过程是用研究成果指导实践，用实践验证、提高认识的过程。

(3) 要不断更新观念，勇于创新，才能有新的发现。

油藏进入特高含水期后，要敢于否定历史上的一些经验、认识和作法，羊二庄油田两套低阻油层的发现、明三 5 挖潜方式的改变、馆陶油组开发层系的调整就是运用油藏描述新技术，突破传统思路的结果。

依靠科技进步，努力降低成本， 实现沙漠油田高效开发

朱卫红 金星

(塔里木油田分公司)

摘要 塔中 16 油田位于沙漠腹地，为深层、低幅度、特低丰度的沙漠油田。在油田滚动开发方案研究及实施中，以油藏精细描述为核心，大胆推广应用水平井开发新技术，扩大含油面积 11.9km^2 ，新增地质储量 $294 \times 10^4\text{t}$ ，12 口油井建成 $40 \times 10^4\text{t}$ 年产能，比原设计提高 $20 \times 10^4\text{t}$ ，实现了稀井高产的目标，在油田产能建设中低投入、快节奏、高效益，3 年来成效显著，油田总投资 1.6509×10^8 元，创纯利润 4.751×10^8 元，实现了高效开发，产生了巨大的经济效益。

一、油田简况

塔中 16 油田位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州且末县境内，地处塔里木盆地塔克拉玛干大沙漠腹地，距塔中 4 油田 22km，地表为复合型纵向沙垄，与油田长轴垂直，气候极端干旱。区域构造位置位于塔里木盆地塔中隆起北部斜坡带塔中 16 号构造，探明石油地质储量 $976 \times 10^4\text{t}$ 。1994 年 1 月钻探 TZ16 井，同年 6 月在石炭系油组获工业油流，发现了塔中 16 油田。开发早期介入后，从 1996 年底至 1999 年初，塔中 16 油田在两年多的滚动开发阶段又完钻 8 口开发井，老井侧钻 1 口，至 2000 年 9 月底，投产 12 口油井，井口日产油水平 1066t，综合含水 35.1%，采油速度 3.71%，累积核实产油 $140.6029 \times 10^4\text{t}$ (表 1)。

表 1 塔中 16 油田历年开发指标一览表

时间	油井数		井口日产		平均单井日产		综合含水 %	综合气 油比 m^3/t	采油速度 %	年产油 10^4t	累积产油 10^4t
	合计, 口	开井, 口	油, t/d	液, t/d	油, t/d	液, t/d					
1997.12	5	5	1022	$10^4 5$	204	209	2.2	19	3.82	19.1190	19.1190
1998.12	8	8	1994	2016	249	252	1.1	18	7.58	49.1146	68.2336
1999.12	11	11	1106	1550	101	141	28.7	20	4.21	42.5496	110.7832
2000.9	12	12	1066	1642	89	138	35.1	19	3.71	29.8197	140.6029

二、开展油藏精细描述技术攻关，建立三维地质模型

1. 构造精细描述

塔中 16 油田构造在勘探阶段由三维地震资料控制，由于沙漠地区地表条件复杂，地震资料信噪比分辨率低，构造圈闭幅度低，使得地震处理解释难度很大，几家研究单位的构造图在东部有差异，在西部原含油面积外的 TZ162 井发现了油气显示，也与原油藏认识存在矛盾。为此在滚动开发期间在开发井中增测了一口井的 VSP 资料，使之与电测资料相结合，

对层位进行精细标定，对构造进行精细三维解释，使得局部构造描述更精细，钻井符合程度更高。原构造认识是一个北西—南东向的无断裂切割的短轴背斜，构造上有三个次高点，构造幅度 25 m，是一个低幅度构造。经过重新解释，新构造图（图 1，表 2）与原构造图相比，高点由 3 个增加到 5 个（TZ16、TZ163、TZ161、TZ16 - 9、TZ16 - 10 高点），构造的最高点位于 TZ16 井以北 800 m，幅度为 28 m。构造南缓北陡，长轴向东西方向拉长，圈闭面积由原来的 29.4 km²（闭合线为海拔 - 2720 m）变为 27.2 km²（闭合线为海拔 - 2716 m），闭合线与油水边界线一致，叠合含油面积由原来的 24.2 km² 增加到 36.1 km²。

表 2 塔中 16 油田 C 油组背斜圈闭要素表

圈闭名称		层位	圈闭面积 km ²	圈闭幅度, m	高点埋深, m	闭合线, m	过圈闭测线
塔中 16 背斜	TZ16 高点	C	2.01	10	- 2688	- 2698	三维 测网 控制
	TZ163 高点	C	0.70	3	- 2695	- 2698	
	TZ161 高点	C	0.88	5	- 2697	- 2702	
	TZ16 - 9 高点	C	0.93	2	- 2707	- 2709	
	TZ16 - 10 高点	C	1.56	4	- 2707	- 2711	
	整个背斜	C	27.19	28	- 2688	- 2716	

2 储层精细描述

塔中 16 油田含油层系为石炭系东河砂岩，原地层划分为 3 个岩性段（上亚段、中亚段和下亚段）。在对储层进行深入研究后，根据地层层序学原理，参照塔中 4 油田东河砂岩段的地层对比，重新将主要储层划分为 3 个副层序组，由下向上依次为 C、D、E，对主要含油层段 E 副层序组根据沉积微相的研究成果，应用高分辨率层序地层学方法，划分为 1、2、3、4、5 个小层（表 3），平均小层厚度只有 3.8 m，对厚度大于 0.5 m 的夹层进行对比分析，划分出 5 个夹层。经过储层精细描述，认识到 1、2、3、4 小层的沉积表现为退覆沉积，5 小层的沉积形态表现为潮道侧向摆动和水下砂坝的特点，5 条夹层位于各小层的底面，其中 5 号钙质夹层横向分布最稳定，渗透率最大为 $18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，最小 $< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为 $6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，该夹层对 D 副层序组的底水锥进起极强的抑制作用，总体上 E 副层序组各小层分布成层状。

3 油藏类型再认识

塔中 16 油田在勘探阶段对油藏类型的认识是一个具有统一油水界面（海拔 - 2715 m）的底水块状背斜油藏，经过油藏精细描述后，油藏类型变为了 3 种：2~4 号小层为受构造控制的岩性上倾尖灭层状边水油藏；5 号小层为构造层状边水油藏；D 副层序组油藏为构造块状底水油藏（图 2），其中 2 小层的油水边界为海拔 - 2730 m，3、4、5 小层和 D 副层序组油层的油水界面为海拔 - 2716 m。

通过油藏精细描述，塔中 16 油田叠合含油面积由原来的 24.2 km² 扩大为 36.1 km²，增加了 11.9 km²，地质储量由 $976 \times 10^4 \text{t}$ 增加为 $1270 \times 10^4 \text{t}$ ，增加了 $294 \times 10^4 \text{t}$ 。

三、突破传统开发技术，主体采用水平井开发

1. 油藏工程优化设计

塔中 16 油田平均埋深 3815 m，油柱高度在 8~28 m 之间，油层有效厚度最大为 12.8

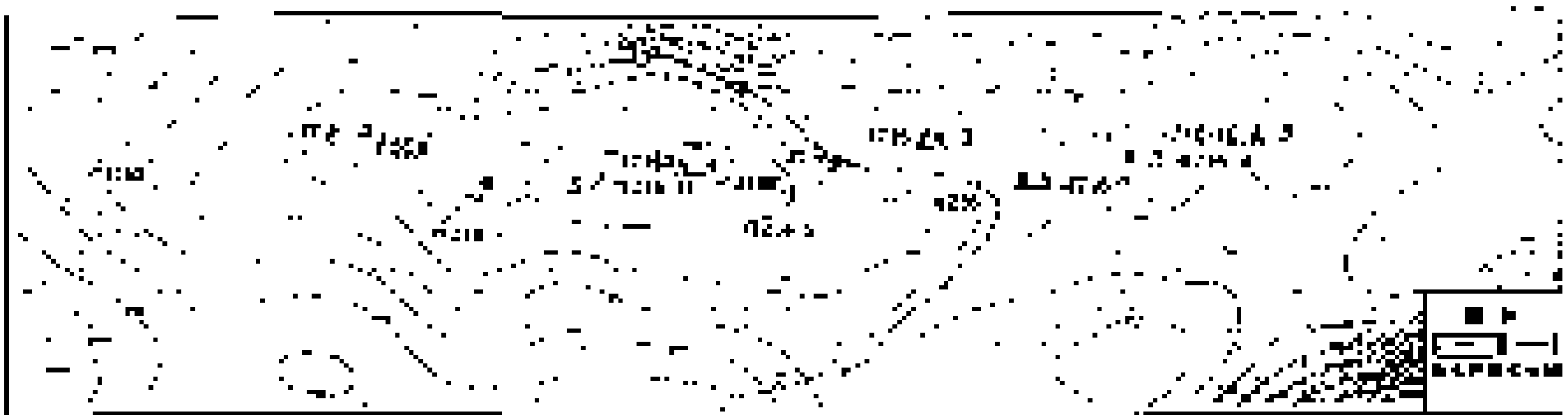


图 1 塔中 16 油田 C 油组顶面构造图

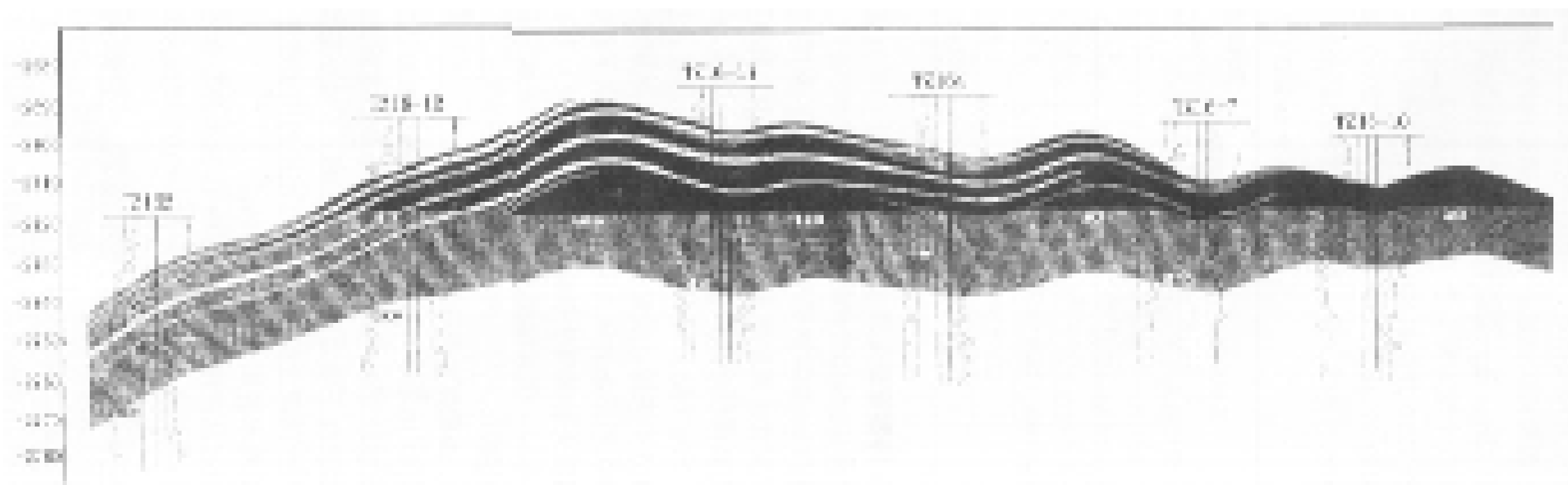


图 2 塔中 16 油田 C 油组 TZ162 - TZ16 - 10 井油藏剖面图

m, 最小为 4.2 m, 在这种大深度、低幅度、薄油层的沙漠油田采用传统直井开发方式, 其经济效益很低, 为此我们大胆突破传统思想, 积极推广应用水平井开发新技术, 进行油藏工程优化设计, 将油田设计年产能由 $20 \times 10^4 \text{t}$ 提高为 $40 \times 10^4 \text{t}$, 使得整体开发效益最优。

表 3 塔中 16 油田 E 副层序组小层分层数据表

小层 井号	C 油组 顶面深度, m	1	厚度 m	2	厚度 m	3	厚度 m	4	厚度 m	5	厚度 m
TZ162	3838.6	3841.4	2.8	3846.2	4.8	3850.5	4.3	3855.0	4.5	3858.4	3.4
TZ16-12	3862.2	3865.0	2.8	3868.0	3.0	3873.3	5.3	3878.9	5.6	3880.3	1.4
TZ16	3805.5	3808.5	3.0	3812.8	4.3	3816.6	3.8	3821.2	4.6	3826.0	4.8
TZ16-11	3810.9	缺失	0.0	3813.4	2.5	3820.0	6.6	3827.0	7.0	3829.0	2.0
TZ163	3802.2	缺失	0.0	3805.9	3.7	3811.1	5.2	3814.8	3.7	3818.5	3.7
TZ168	3814.4	缺失	0.0	3816.8	2.4	3822.8	6.0	3828.3	5.5	3831.4	3.1
TZ16-5	3802.3	缺失	0.0	3806.0	3.7	3811.4	5.4	3815.2	3.8	3821.2	6.0
TZ164	3833.5	缺失	0.0	3835.0	1.5	3841.0	6.0	3845.0	4.0	3849.0	4.0
TZ161	3807.8	缺失	0.0	3810.8	3.0	3816.6	5.8	3818.9	2.3	3821.9	3.0
TZ16-6	3809.5	缺失	0.0	缺失	0.0	3812.9	3.4	3816.9	4.0	3820.8	3.9
TZ16-7	3850.0	缺失	0.0	缺失	0.0	3853.0	3.0	3854.9	1.9	3859.6	1.7
TZ16-9	3809.0	缺失	0.0	缺失	0.0	缺失	0.0	缺失	0.0	3814.8	5.8
TZ16-10	3847.3	缺失	0.0	缺失	0.0	缺失	0.0	缺失	0.0	3853.9	6.6

首先根据直井和水平井系统试井结果以及试采情况进行产能评价。水平井平均采油指数为 $75.7 \text{ t} / (\text{d} \cdot \text{MPa})$, 米采油指数 $11.65 \text{ t} / (\text{d} \cdot \text{MPa} \cdot \text{m})$, 直井平均采油指数为 $29.07 \text{ t} / (\text{d} \cdot \text{MPa})$, 米采油指数 $4.04 \text{ t} / (\text{d} \cdot \text{MPa} \cdot \text{m})$, 水平井是直井的 2.88 倍, 考虑到油层打开不完善、油层污染等因素, 水平井产能是直井的 3 倍。从试采情况可看到, 水平井生产能力非常旺盛, TZ163 井 12 mm 油嘴生产, 日产油 $533 \text{ t} / \text{d}$, 生产压差只有 7.1 MPa , 采用水平井开发可达到稀井高产的设计目的。

塔中 16 油田天然水体为 60 倍左右, 地层能量充足, 岩石表面润湿性以偏亲水为主, 有利于水驱开发, 水平井在合理工作制度下的生产压差平均为 3.68 MPa , 直井为 7.69 MPa , 水平井生产有利于天然水体均匀侵入油藏, 能获得较高的采收率。在塔中 4 油田利用水平井开发取得成功经验的基础上, 塔中 16 油田全面引进水平井开发新技术, 主体采用 8 口水平井开发, 从而减少了开发井数, 节约了钻井投资。

布井方式上由于油田为长轴构造, 长轴长 14 km , 短轴只有 $2 \sim 3 \text{ km}$, 无法部署均匀完整的井网, 根据实际情况采用不规则井网, 水平井的水平段长 300 m , 方向与构造长轴基本平行, 井距在 $600 \sim 700 \text{ m}$ 之间, 控制油藏主体部位, 开发方式选择衰竭式开发, 充分利用天然能量。

在开发原则基本确定的情况下, 建立了精细三维地质模型, 模型节点总数为 26010 个, 设计了年产能 $25 \times 10^4 \text{ t}$, $30 \times 10^4 \text{ t}$, $35 \times 10^4 \text{ t}$, $40 \times 10^4 \text{ t}$, $45 \times 10^4 \text{ t}$, $50 \times 10^4 \text{ t}$ 六个开发对比方案, 经过数值模拟研究, 年产 $40 \times 10^4 \text{ t}$ 方案的开发指标优于其他方案, 它的稳产年限较长, 稳产期结束时累积产油量较多, 在 $800 \text{ 元} / \text{t}$ 的油价下, 内部收益率为 48% , 经济效益最优, 因此优先推荐采用 $40 \times 10^4 \text{ t}$ 方案。

2 水平井配套技术

水平井技术包括水平井设计参数的优选和水平井钻井完井工艺技术，在塔中 16 油田根据油藏特征，采用中曲率半径水平井，完井方式采用套管射孔完井和筛管完井，水平段长 300m，充分利用夹层对底水锥进的抑制作用，在油藏中以避水为主。水平井主要开采 4、5 小层，两个小层的油层厚度平均都为 4m 左右。为确保水平段钻在设计目的层中，在钻井过程中，加强现场跟踪，在造斜点钻至水平段 A 点过程中多次进行对比，发现与设计不符及时调整，最终确保达到地质设计目的。目前在塔里木油田水平井钻井技术日渐成熟，塔中 16 油田水平井的靶心位置可控制在上下摆动 2m，左右摆动 10m 的范围内，其中 TZ16 - 12 井为多目标双台阶水平井，水平段分为两段（图 3，表 4），分别开采 2 小层和 3 小层，油层厚度分别为 2.2m 和 4.2m，实施后也取得了成功。

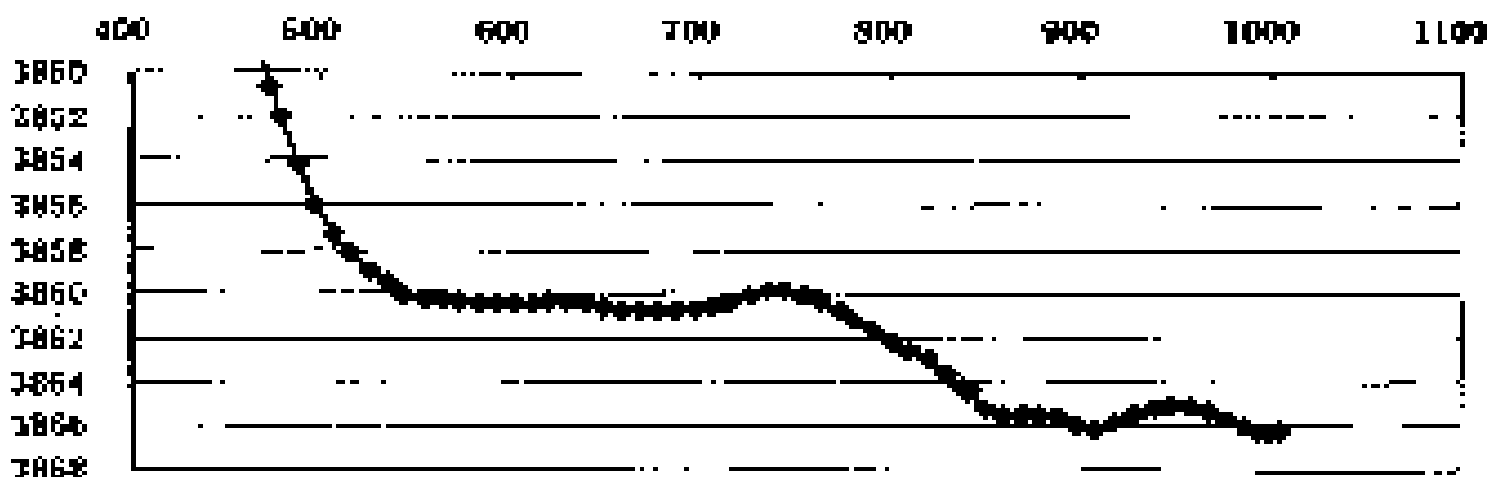


图 3 TZ16 - 12 井双台阶水平井轨迹示意图

表 4 塔中 16 油田水平井开发指标汇总表

井号	水平段长 m	投产 日期	投产初期生产情况				目前生产情况 (2000. 9)				累积产油 10 ⁴ t
			油嘴 mm	日产液 t/d	日产油 t/d	含水 %	油嘴 mm	日产液 t/d	日产油 t/d	含水 %	
TZ163	302	1997. 6. 2	12	537	537	0	7	169	84	50. 6	28. 1608
TZ16 - 6	311. 57	1997. 10. 8	8	355	355	0	6	207	108	47. 8	20. 7420
TZ16 - C1	202	1998. 4. 30	12	580	580	0	7	208	99	52. 4	20. 7140
TZ16 - 7	250	1998. 6. 19	12	517	517	0	6	195	175	10. 4	16. 5066
TZ16 - 9	301	1998. 11. 19	8	292	292	0	6	180	179	0. 4	11. 5306
TZ16 - 12	200. 1 / 150	1999. 1. 1	8	224	169	24. 6	8	162	36	77. 5	3. 1140
TZ16 - 10	301. 40	1999. 3. 11	8	303	303	0	6	194	132	31. 8	8. 6618
TZ16 - 11	303. 33	1999. 4. 29	5	138	138	0	6	172	169	1. 7	7. 4404
小计								1487	982	34. 0	116. 8702

通过大规模应用水平井开发新技术，塔中 16 油田取得很好的开发效果，全油田目前在

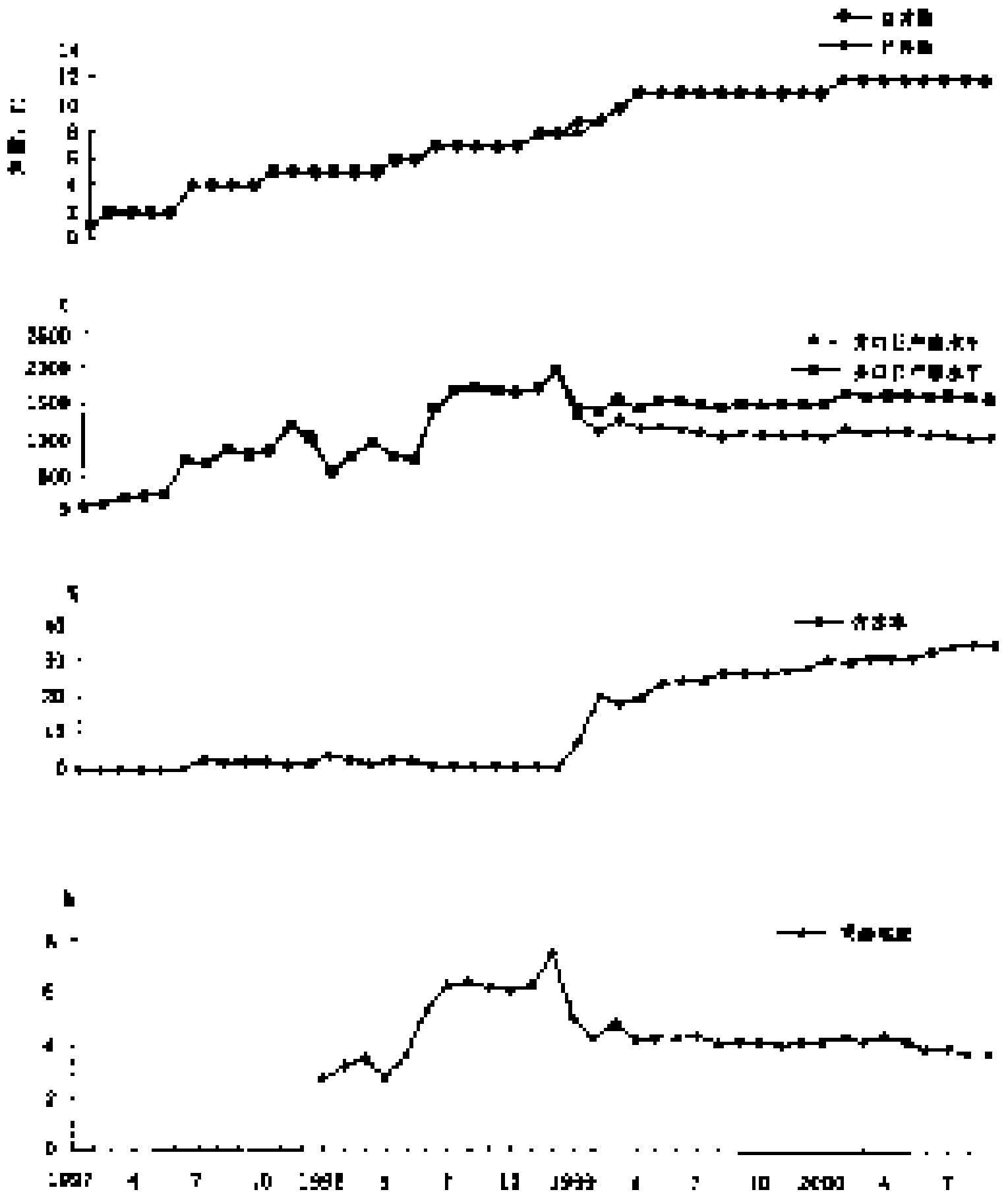


图4 塔中16油田综合采油曲线

4%左右的高采油速度下保持产量稳定，含水稳定（图4），低含水采油期采出程度比预测水平高（图5），地层压力43.065 MPa，保持程度96.9%，压力稳定。

8口水平井平均单井初期日产油361 t/d，目前为123 t/d，已累积产油 116.8702×10^4 t，全面应用水平井开发技术使塔中16油田建成了 40×10^4 t年产能，比最初设计产能提高 20×10^4 t。

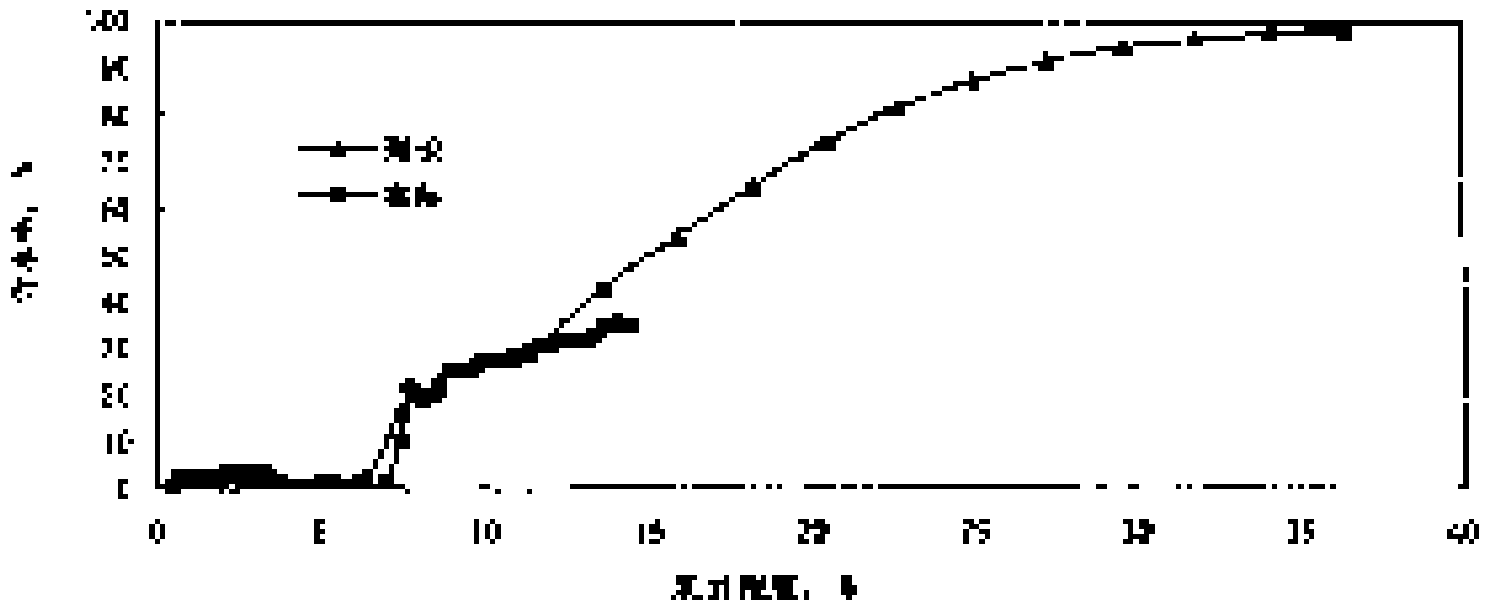


图 5 塔中 16 油田含水率与采出程度关系曲线

四、安全、简便、高效地实现了低成本发展战略

塔中 16 油田在产能建设过程中，本着以效益为中心的原则，提出了安全、简便、高效的指导思想。在地面建设中充分依托塔中 4 油田，不盲目求大求洋，全面推行撬装化、模块化、组装化施工技术，采用两相变压控制油气计量技术，压力密闭油气集输流程，仅设转油站一座，所产油气水全部输往塔中 4 联合站处理。油田不设生活后勤设施，生产生活用电由塔中 4 油田发电站采用 10kV 直配，油田与塔中 4 油田之间主干道为沥青路面，油田内部井场道路为砂石路。整个地面建设周期不到一年，实现了低投入、快节奏、高效益的目标。

油田生产管理职工 8 人，负责转油站日常生产运行以及巡井录取单井资料等任务。油藏动态管理按照油藏经营管理三级分析制度，研究院、开发事业部、作业区各负其责，在油田未设专人的情况下实现了油田超指标运行 3 年的高水平，走出了一条用人少、成本低的新路。

表 5 塔中 16 油田历年生产经营指标统计表

年份	年产量 10 ⁴ t	油价 元/ t	总成本 元/ t	操作费 元/ t	综合税金 10 ⁴ 元	销售收入 10 ⁴ 元	年利润 10 ⁴ 元
1997	19. 1190	1050	461. 06	164. 22	574	19071	9682
1998	49. 1146	750	436. 88	124. 96	1473	36846	12726
1999	42. 5496	900	398. 33	77. 19	1276	39129	15967
2000. 6	20. 4642	960	435. 59	127. 12	614	18663	9135
合计	131. 2474				3937	113709	47510

五、经济效益显著

塔中 16 油田总投资 1.6509×10^8 元，折合百万吨产能投资仅 4.1273×10^8 元，开发成本逐年下降，截至 2000 年 6 月，油田销售收入 11.3709×10^8 元，上缴税金 3937×10^4 元，创纯利润 4.751×10^8 元，产生了巨大的经济效益（表 5）。

塔中 16 油田在滚动开发过程中，由于大胆采用新技术、新方法，编制出科学合理的开发方案，因地制宜地进行产能建设，控制投资，降低成本，将一个最初评价为低效的沙漠油田建设成一个高效开发新油田，它的经验将对全国同类油田的开发具有较好的指导借鉴意义。

文中复杂断块油田老三块高含水后期 剩余油挖潜技术

郭新军 熊良淦 耿兆华 孙全元

(中原油田分公司采油一厂)

摘要 本文阐述了文中复杂断块油田老三块高含水后期剩余油挖潜的主要做法：“九五”期间在加强油藏精细研究，深化油藏认识，摸清剩余油分布规律的基础上，通过运用双靶定向井技术、老井侧钻技术、注水井更新、井网重组互换、注采完善、注水井调剖调驱等技术手段，挖掘油藏剩余油潜力，4年采收率提高3.46个百分点。老三块的成功做法为类似油田的后期开发具有一定的借鉴作用。

一、油藏基本概况

文中老三块区域构造位于东濮凹陷中央隆起带文留构造的中部，是受西倾的文西断层和东倾的文东断层所控制的复杂断块层状油藏，主断层呈北北东向展布，由构造上相对独立的文10块、文15块和文25东块3个断块组成，主要含油层系为下第三系沙河街组的沙二下、沙三上和沙三中地层。

油藏含油面积 $X \text{ km}^2$ ，动用石油地质储量 $X \times 10^4 \text{ t}$ 。全区共有44条大小断层将该区分割成35个断块，面积小于 0.1 km^2 的断块共19个， $0.1 \sim 0.5 \text{ km}^2$ 的断块共12个， $0.51 \sim 1.0 \text{ km}^2$ 的断块4个，不同断块有不同的油水系统，同一断块的不同砂层组油水关系也不相同，除文15西有一定边水能量补充外，其余断块的断层封闭性好，天然能量不足。

油藏平均油层中部深度2253 m，地面原油密度 $0.848 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$ ，地面原油粘度 $13 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ，原始地层压力系数 $1.03 \sim 1.26$ ，饱和压力 10.85 MPa ，油层温度 $85 \sim 100$ ，地层水总矿化度 $(28 \sim 32) \times 10^4 \text{ mg/L}$ ，氯离子含量 $18 \times 10^4 \text{ mg/L}$ ，水型 CaCl_2 。

二、开发简历及开发现状

文中老三块1979年正式投入注水开发，21年的开发历程大致可划分为4个大的开发阶段。

1. 初步开发阶段（1979～1984年）

该阶段以400～500 m井距，6个开发单元投入注水开发，油水井以大段合采合注为主。年均采油速度1.27%，水驱控制程度48.1%，水驱动用程度21.6%。

2. 全面细分调整及稳产阶段（1985～1989年）

针对初步开发阶段暴露出的井网控制程度低，注采系统不完善，油层大段合注合采、层间矛盾突出等问题，1985～1986年全面实施细分开发层系调整，开发层系由6个增加到13个，1987～1989年继续进行局部调整完善。5年采出地质储量的13.1%，平均年采油速度达到2.62%，实现了高产稳产；水驱控制程度提高到73.6%，水驱动用程度提高到

43.1%；平均自然递减为13.38%，综合递减1.44%。

3 产量递减阶段（1990～1995年）

1990年以来通过强化区块综合治理及钻部分高效调整井等措施，进一步提高水驱动用程度，控制含水上升速度，减缓产量递减幅度，使文中老三块继续保持了较好的开发效果。6年采出地质储量的14.6%，年采油速度1.93%；水驱控制程度提高到80.6%，水驱动用程度提高到53.2%；油藏采收率由1989年的37.07%提高到1995年的43.03%，增加可采储量 119×10^4 t。

4 高含水后期零星挖潜阶段（1996～目前）

1996年后文中老三块进入高含水后期开发阶段，到1995年末其地质采出程度为32.5%，综合含水为87.11%。随着开发时间的加长，油田开发面临的矛盾日益突出：主要表现为后备储量不足，油水井井下技术状况恶化，注采关系失调，剩余油分布零散且复杂等。1996年以来加大油藏地质研究力度，强化注采结构调整等，运用多种技术手段千方百计地挖潜剩余油。该阶段平均年采油速度仍保持在1.2%，阶段含水上升率为0.56%，4年增加可采储量 69×10^4 t。

至2000年9月油田标定采收率46.49%。共有油水井243口，其中油井133口，注水井110口。开油井107口，日产油水平574t/d，综合含水88.96%，采油速度1.05%，地质采出程度38.24%，工业采出程度82.25%。开水井71口，日注水平8277m³/d，平均单井日注117m³/d，累计注采比1.23。

三、文中老三块高含水后期剩余油挖潜技术

1. 强化油藏地质研究，运用油藏精细描述技术深化油藏认识，搞清复杂断块高含水后期油藏剩余油分布规律，为科学合理地开展油藏奠定基础

1) 精细构造研究

为进一步搞清该区的构造状况，近年通过运用地层倾角测井、调整井RFT资料、注示踪剂以及三维地震剖面等资料，对油藏构造进行精细研究，油田大的构造格局未变，而断块的边界及内部小断层有了新认识，共修改落实断层12条，对文10东、文15东及文25东块进行了扩边，发现了局部剩余油富集区，为油田后期开发调整奠定了坚实的基础。

2) 精细储层研究

(1) 利用趋势面分析法对油田各井的测井数据进行整体的分析，修正刻度的不精确性，达到全油田测井资料的标准化，保证储层参数计算的准确性。

(2) 利用地理物性测井进行储层参数解释，并建立储层物性解释模型，应用物性解释模型对非取心井进行二次解释，建立储层物性参数数据库，据此编制出孔、渗、饱等储层参数图件。

3) 精细油藏数值模拟研究

精细油藏数值模拟是定量描述油藏地下剩余油分布的重要手段。通过运用静态储量拟合及动态历史拟合，详细评价出老三块各流动单元的动用状况及含水状况，进一步搞清了该油藏的层间潜力，由原来的定性描述转变成定量描述。

通过以上研究认为该油藏剩余油主要分布在以下地区：

(1) 注采井网不完善造成的剩余油富集区。该地区注采井网不完善，地层能量低，采出程度低，剩余油饱和度高，这类储量为 127.7×10^4 t。

(2) 层间、层内干扰造成的差层剩余油。局部地区由于受井况影响，调整井网后合采井多，差层动用程度低、剩余油富集，这类储量 $99 \times 10^4 \text{t}$ 。

(3) 构造高部位和局部高点的水动力滞留区（这类储量 $152 \times 10^4 \text{t}$ ）。

(4) 内部封闭性断层附近的水动力滞留区（这类储量 $186.1 \times 10^4 \text{t}$ ）。

2 运用双靶定向井技术，精心部署高效调整井，努力挖掘剩余油富集区潜力

中原油田 1983 年在文中老三块实施了第一个丛式井组，1986 年又实施 4 口定向井，当时的定向井称为障碍定向井，只是出于工艺试验的目的，地质目的针对性差，未取得应有的地质效果。随着钻井工艺技术的进步，新井设计实现了由障碍定向井向地质定向井转移，1996 年开始将双靶定向井技术应用到油田开发调整中，在构造的高部位、断层的遮挡部位以及差层剩余油潜力区，沿断层面精心部署高效定向调整井，挖掘油藏潜力，取得了良好的地质效果。1996~1999 年共部署调整井 39 口，其中双靶定向井 30 口，占新井总数的 76.9%，其产量占新井总产量的 76.7%。近年新钻调整井单井年产均超过 2000t 以上，单井日产水平平均高于同期老井（表 1）。

表 1 文中老三块近年新井效果对比表

时间，年	调整井					老井	
	井数，口	年产油 10^4t	单井年产油 t	单井日产 t/d	综合含水 %	单井日产 t/d	综合含水 %
1996	7	1.46	2086	8.6	58.7	6.7	87.5
1997	5	1.03	2060	9.6	83.9	6.9	88.7
1998	15	3.84	2560	14.1	49.2	6.0	91.8
1999	12	2.76	2300	10.5	59.6	4.9	91.7

3 利用老井侧钻技术挖潜复杂区剩余油

文中老三块由于油水井井况逐年恶化，部分潜力区井况损坏严重无法动用，1999 年后通过对无法修复井、部分油层被断层断失的井以及部分报废井，进行套管内开窗或拔套侧钻，进一步挖掘二三类层及不完善区的剩余油潜力，取得了较好的效果。1999 年至今共投产侧钻井 5 口，投产初期日产油 50.2t/d ，综合含水 63.8%，平均单井日产 10t/d ，累计生产原油 $1.29 \times 10^4 \text{t}$ （表 2）。文中老三块侧钻技术的成功应用，为类似油田高含水后期的挖潜指明了方向。

表 2 文中老三块侧钻井投产效果表（截至 2000.9）

井号	投产日期	初期生产状况					累计产油，t	备注
		工作制度	日产液 t/d	日产油 t/d	含水 %	动液面 m		
W C10 - 50	1999.9	44 * 4.8 * 4	25.0	16.5	34.2	1420	2621	断层断失
W C15 - 52	1999.6	44 * 4.8 * 5	25.7	8.3	67.6	814	4628	差层剩余油
W C15 - 62	1999.7	D50	43.7	8.0	81.7	1166	2725	差层剩余油
W C15 - 1	2000.8	38 * 4.8 * 5	22.2	8.2	63.0	894	450	断层断失
W C25 - 23	1999.8	44 * 4.8 * 5	22.1	9.2	58.3	990	2466	差层剩余油
合计			138.7	50.2	63.8	1057	12890	

4 实施注采系统调整完善，努力实现开发对象向剩余油富集区转移

随着油田开发程度的加深，构造主体部位水淹严重，而构造边角及复杂区受注水波及较弱，剩余油相对较富集，近年调整井大多位于这些部位，为尽快完善其注采关系，加大了这些地区的构造研究力度，本着“认清一块完善一块”的原则及时搞好老井转注工作，提高水驱控制和动用程度。1996~1999年老井转注完善边部及复杂区的注水井32口，占转注井总数的54.2%，增加水驱控制储量 217.6×10^4 t，水驱动用储量 122.3×10^4 t。

5 充分利用现有井网实施层系井网重组互换，恢复完善注采关系，提高二三类层的动用程度

(1) 对套管损坏无法修复的重点注水井，积极寻找替代井转注，同时根据油藏开发历史及小层动用状况，结合井网调整、利用部分下层系井，通过上返专注二三类非主力层，形成一套单注、单采二三类的开发井网，使开发对象向二三层转移。

(2) 部分无法实施替代井转注的单元和井组，通过其他层系注水井的补孔完善，恢复该层系因井况损坏造成的损失水驱储量，对关键部位的重点水井，实施注水井更新。

1996~1999年文中老三块注水井更新4口，老井转注替代注水18口，差层注水井13口，注水井补孔完善增加注水井点21个，增加油井受控方向136个，有56口油井不同程度地见到注水效果，日增油能力 235.3 t/d ，见效期累计增油 3.88×10^4 t。受控油井比例由70.3%上升为83.2%，注水见效井比例由62.1%上升为71.3%，增加及恢复水驱控制储量 208.6×10^4 t，水驱动用储量 121.0×10^4 t。1996~1999年文中老三块增加可采储量 69×10^4 t。

6 对低效、无效特高含水井组实施治理，提高地下存水率

针对部分单元长期注水后造成井组平面矛盾大，注入水短路循环的突出问题，通过对特高含水井、层的封堵或关停，努力减少特高含水区的低效、无效注入量，提高地下存水率，改变注水方向，培养新的见效井点。1999年对5口特高含水油井实施了封堵、关停，其周围6口油井不同程度地见到调整效果，累计增油 0.68×10^4 t，减少无效注水 $9.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，取得了明显的控水稳油效果，1999年老三块的含水上升率为-1.43%，地下存水率由1998年的30%提高到1999年的32%。

7. 积极推广应用PI决策调剖以及低度预胶联聚合物驱油技术，探索高含水后期油田改善水驱效果的新路子

为进一步改善老三块的层间吸水状况，1997年开始全区推广应用PI决策整体深度调剖技术，利用不同类型的堵剂对高渗主力吸水层实施调剖，1997~1999年老三块共实施调剖井113井次，实施后全区吸水状况得到改善，吸水厚度百分数由1995年的48.8%增加到1999年的51.9%，区块累计增油 3.18×10^4 t，降水 $22.72 \times 10^4 \text{ m}^3$ （表3）。

表3 1997~1999年老三块PI决策调剖效果表

时间，年	井次	年增油， 10^4 t	年降水， 10^4 m^3
1997	36	1.03	7.23
1998	41	1.10	2.85
1999	36	1.05	12.64
合计	113	3.18	22.72

2000年5月在文10块S3中9~10单元及文25东块进行低度胶联聚合物驱技术先导试

验，文 10 块 S3 中 9~10 单元共选择 7 个井组试验，从目前已实施 3 个井组的情况看，3 口油井已见到调驱效果，日增油能力 18t/d，年累增油 1141t。文 10 块 S3 中 9~10 单元自然递减 1~9 月与 1999 年同期相比，减缓了 12.69 个百分点。该项技术对于高含水后期开发的油田提高油藏平面及纵向波及体积起到积极作用。

四、开发效果评价

文中老三块“九五”期间通过深化油藏地质研究，强化油藏认识，搞清剩余油分布状况，加强注采结构调整等卓有成效的工作，同时运用多种技术手段挖掘油藏潜力，使进入“三高”开发期的文中老三块继续保持了较好的开发效果。

(1) 4 年生产原油 98.75×10^4 t，平均年产油为 24.7×10^4 t，年均采油速度 1.24%，4 年平均综合递减 17.6%；

(2) 1996~1999 年阶段含水上升率为 0.56%，较“八五”期间阶段含水上升率 (1.19%) 下降了 0.63% (图 1)；

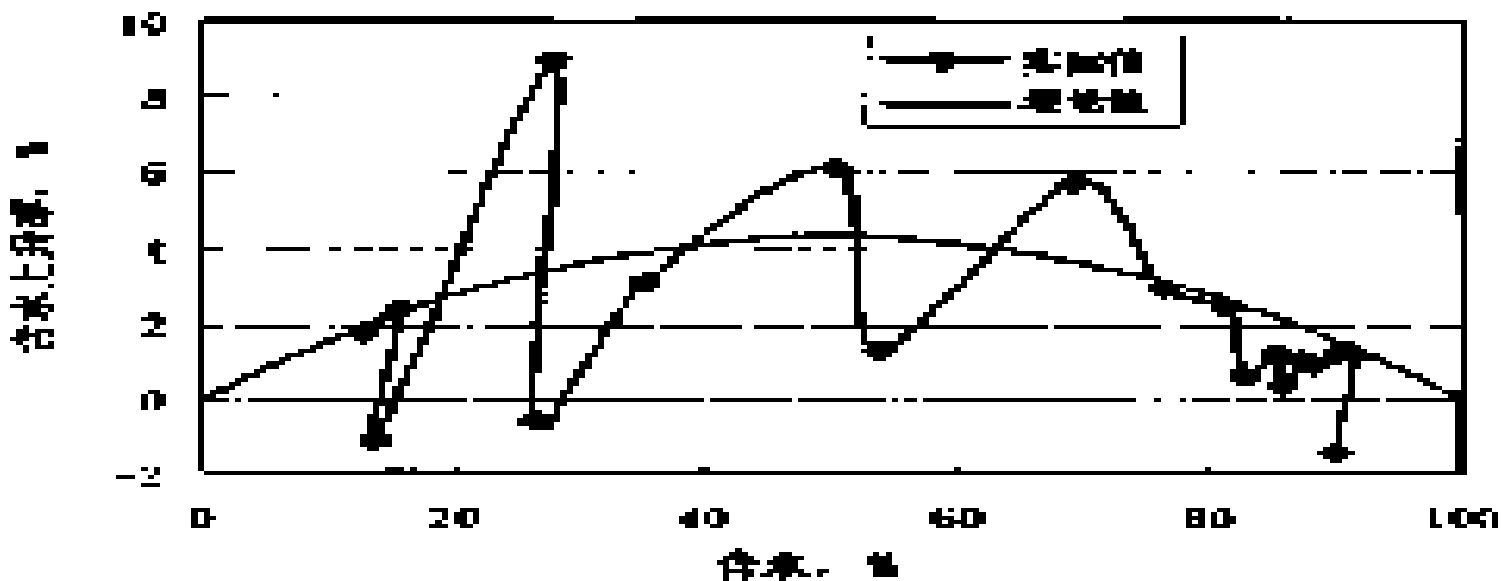


图 1 含水上升率与含水关系曲线

(3) 水驱控制程度由 80.6% 提高到 85.8%，水驱动用程度由 53.2% 提高到 68.4% (图 2)；

(4) 油藏采收率由 1995 年的 43.03% 提高到 1999 年的 46.49%，增加可采储量 69×10^4 t (图 3)。

五、几点认识

(1) 精细油藏地质研究，深化油藏认识，搞清剩余油分布状况，是改善高含水后期油藏开发效果的基础。

(2) 高含水后期油藏必须加强注采结构调整，改善平面及纵向注水效果，努力提高水驱动用程度，增加可采储量。

(3) 针对井下技术状况较差的单元，充分利用现有井网，整体实施层系井网重组，使开发对象向剩余油富集区转移，以保证油田正常合理地开发。

(4) 对于类似文中老三块高含水后期开发的油田，必须综合运用多种技术工艺手段，充分挖掘油藏潜力，促使油田持续高效开发。

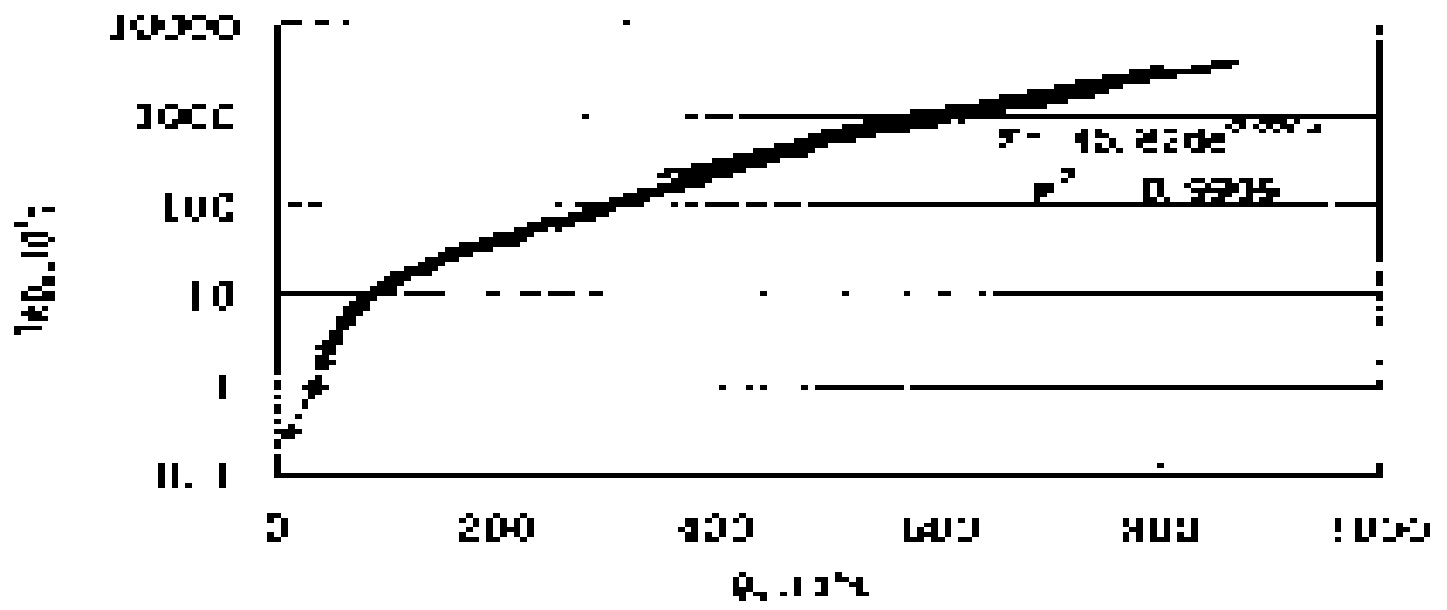


图2 老三块水驱特征曲线

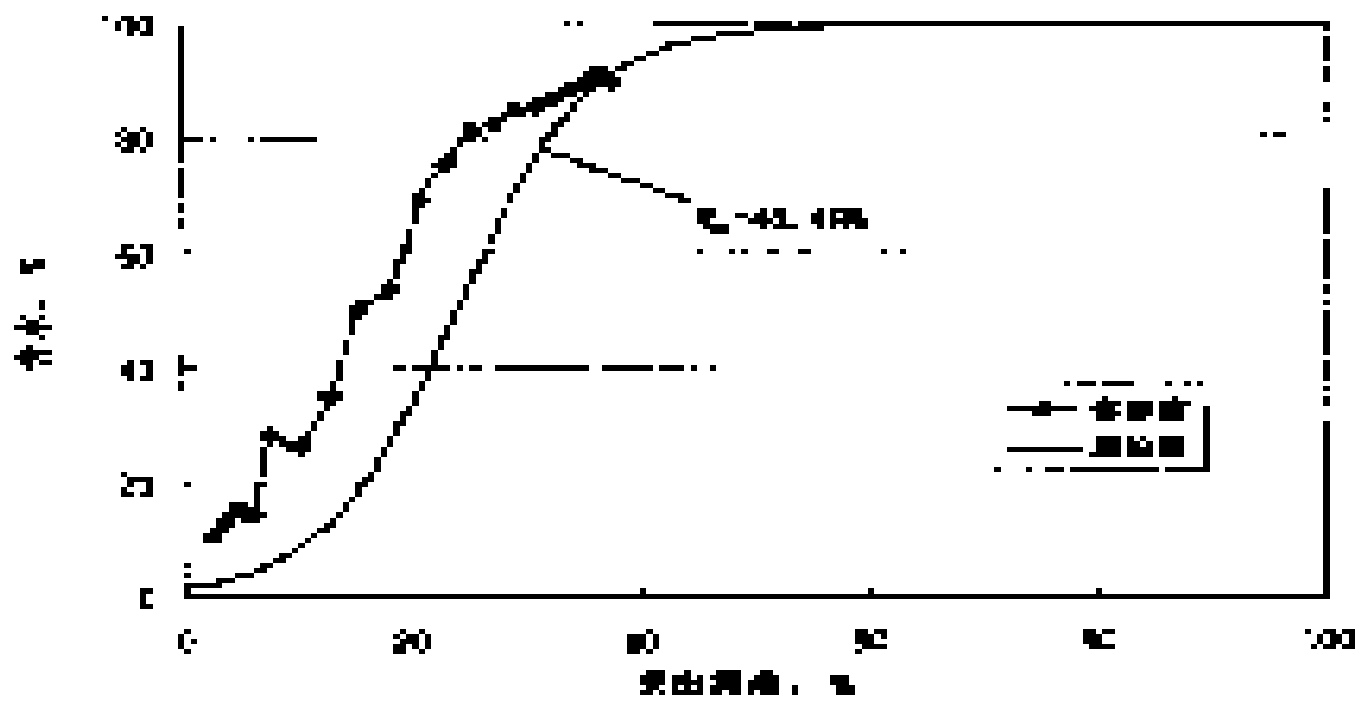


图3 老三块采出程度与含水关系曲线

濮城油田沙一下油藏注水开发

赵良金 李中超 周 瑜 张东荣

(中原油田分公司勘探开发科学研究院)

王少军

(中原油田分公司采油二厂)

摘 要 濮城沙一下油藏构造简单, 储层物性好, 原油性质好, 储量主要集中在两个主力小层。油藏高效开发的主要作法是: 早期注水、油井见效后适时放大生产压差、及时加密井网、边部差油层改造并加强注水强度、应用动态调配及多种工艺手段调整层间注水强度。油藏开发期仅 20 年, 采收率达到 50.3%。

一、油藏地质特点

1. 构造简单

濮城沙一下油藏位于濮城背斜构造的东北翼, 油藏埋藏深度 - 2280 ~ - 2430 m, 构造走向为北北东, 地层倾向为北、东方向, 地层倾角 $5^{\circ} \sim 8^{\circ}$, 东部和北部与边水相连, 油水界面为 - 2430 m。西部和南部为岩性尖灭, 走向北北东、倾向北西西的濮 31 断层和濮 25 断层将其分割为两大断块, 南部为文 35 块, 北部为濮 6 块, 整体上为一岩性构造油藏 (图 1)。

2 油层单一, 储量集中, 油层物性好

沙一下上报探明含油面积 14.5 km^2 , 平均有效厚度 5.3 m, 石油地质储量 $1135 \times 10^4 \text{ t}$ 。以盐层为界, 沙一下分为两个砂层组, 盐上为第一砂层组, 在盐层内部由于相变出现的泥质白云岩裂缝型储层 (东北部相变为白云质砂岩, 但处于油水边界以外) 为第二砂层组。第二砂层组含油面积为 2.8 km^2 , 平均有效厚度 1.5 m, 地质储量仅 $62 \times 10^4 \text{ t}$, 目前仅少数几口井开采该油层。第一砂层组为主力含油层位, 含油面积为 14.5 km^2 , 平均有效厚度 5.0 m, 地质储量 $1073 \times 10^4 \text{ t}$, 共有 5 个含油小层, 其主力小层是沙一下 1^2 和沙一下 1^3 , 两个小层均为全区分布, 其地质储量为 $998 \times 10^4 \text{ t}$, 占全油藏的 93%。

沙一下 1 储层为近物源的小型三角洲沉积, 物源来自于东北方向, 东北部油层厚度较大, 有效厚度一般 8 ~ 14 m, 濮 1—78 ~ 1—90 ~ 1—42 井区有效厚度较大, 一般为 10 ~ 16 m, 濮 1—42 井区有效厚度最大, 为 18.5 m。往西、南方向有效厚度逐渐变薄至 2 ~ 6 m。

储层岩性较细, 一般为粗粉砂岩, 碎屑成分以石英为主, 含量 58.3%, 次为长石, 含量 35.5%。胶结物含量较少, 泥质含量 6.8%, 碳酸盐含量 7.3%。胶结类型以接触式为主, 颗粒间支撑好, 孔隙连通程度高。根据岩心分析结果计算沙一下 1 油层平均孔隙度为 28.4%, 平均空气渗透率为 $690 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均孔道半径为 $8.6 \mu\text{m}$, 孔道半径在 $4 \mu\text{m}$ 以上孔隙体积占总孔隙体积的 75%, 说明油层内部结构均匀、油层物性好。从油层渗透率的变化看, 高渗透区位于上倾部位, 在尖灭线与厚度最大区, 而不是完全在厚度最大区, 主要原因是砂体的前缘受波浪作用影响较强, 淘洗较清洁。

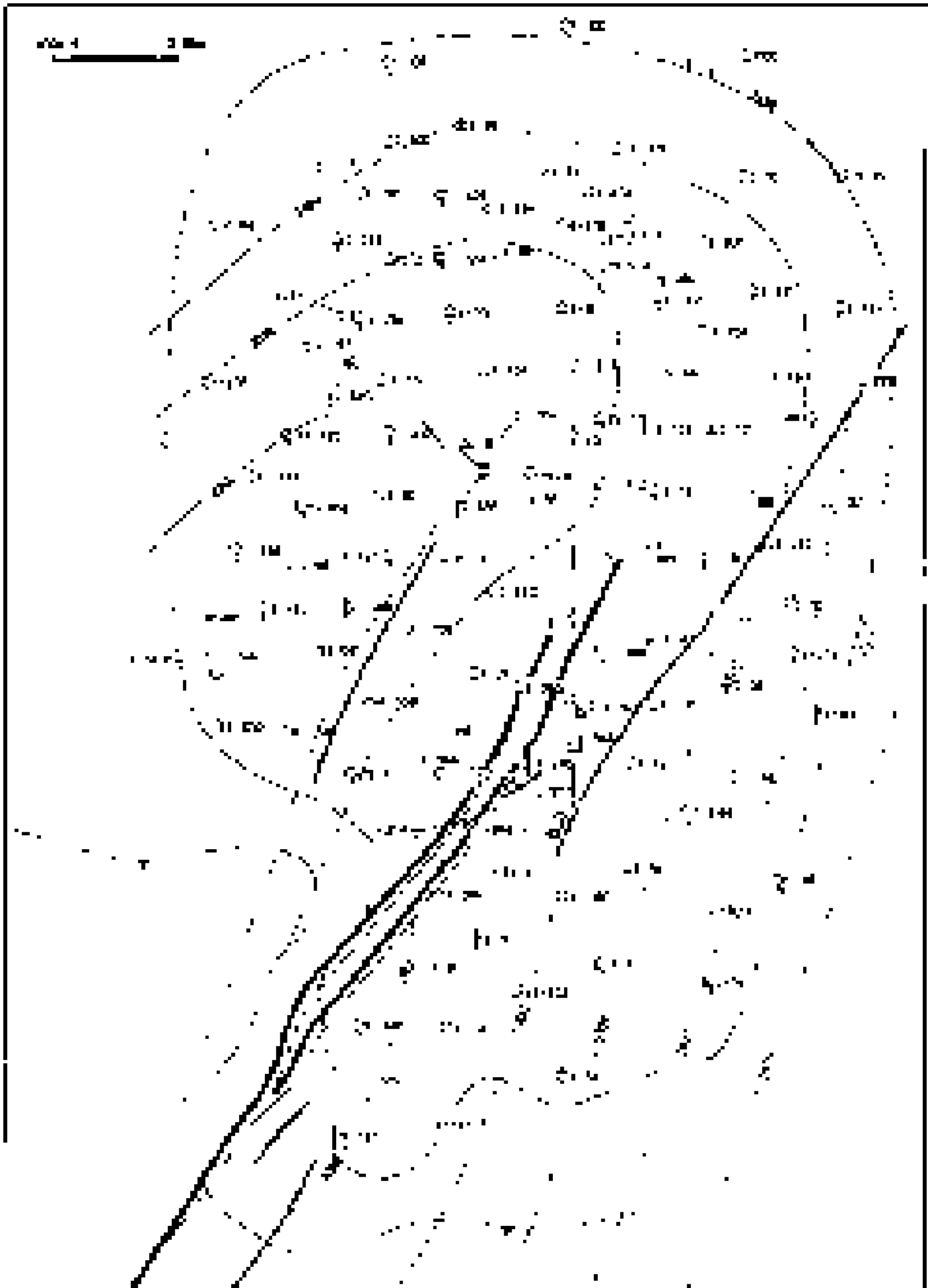


图 1 濮城油田沙一下构造井位图

3 原油物性好，地层水矿化度高

沙一下油藏平均地层原油粘度为 $1.82 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ，地层原油密度为 0.75 g cm^3 ，体积系数 1.257 ，地层温度 82.5 ，原始气油比为 $85 \text{ m}^3/\text{t}$ ，原始含油饱和度 0.80 ，残余油饱和度 0.329 ，原始地层压力 23.1 MPa ，压力系数 1.0 ，原始饱和压力 9.6 MPa ，原始地饱压差

13.5 MPa。平均地面原油粘度 11.12 mPa·s，地面原油密度 0.858 g/cm³，凝固点 27.2℃。溶解气相对密度 0.7171，甲烷含量 78.16%。

地层水矿化度 24 × 10⁴ mg/L，氯离子含量 16 × 10⁴ mg/L，水型为 CaCl₂，地层水粘度 0.5 mPa·s。

二、油藏开发简历

濮城沙一下油藏投入开发 20 年，大体上可以划分为四个开发阶段：

1. 产能建设阶段（1980～1983 年）

沙一下油藏于 1980 年 4 月投入开发，同年 5 月开始注水。方案计算含油面积 10.8 km²，地质储量 755 × 10⁴ t，设计采油井 38 口，注水井 11 口，采用 500～600 m 井距正方形井网，设计年产油能力 29.64 × 10⁴ t，采油速度 3.64%。到 1982 年底，方案设计油水井已全部投产、投注，投产油井 38 口，投注水井 11 口，年生产原油 35.6 × 10⁴ t，达到方案设计指标，1983 年由于油井普遍见效，产量上升，因而年产油量增加到 41.27 × 10⁴ t（图 2）。

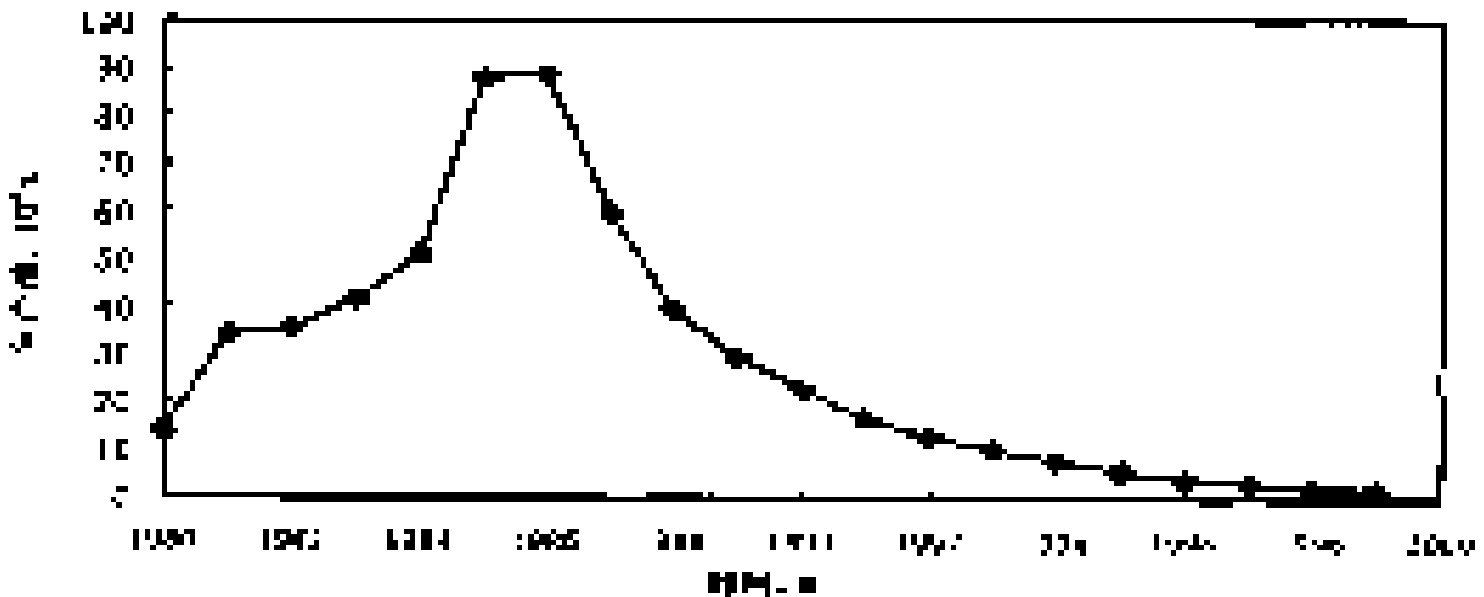


图 2 濮城沙一年产油变化曲线

2 第一次加密调整，高速开采阶段（1984～1987 年）

初步开发方案实施后，对油藏储层分布（含油面积）和储层含油性（原始含油饱和度）有了新的认识，1984 年底对地质储量进行复算，复算结果沙一下含油面积为 14.5 km²，地质储量 1135 × 10⁴ t。与初步开发方案相比，含油面积扩大 3.7 km²，地质储量增加了 380 × 10⁴ t。在此基础上对沙一下油藏进行第一次整体加密井网、扩建产能、完善注采系统调整，调整方案设计新钻加密井 30 口，其中油井 28 口，注水井 2 口；老井转注 7 口，注采井网调整为 450 m 井距的三角形井网，累积建成年产能力 72.9 × 10⁴ t。此阶段年采油速度都在 4.4% 以上，1985、1986 年采油速度分别高达 7.75% 和 7.83%，阶段采出程度 25.32%，阶段含水率上升了 55.6%（图 3），阶段含水上升率 2.2。

3 产量快速递减阶段（1988～1991 年）

沙一下油藏于 1988 年进入高含水开发期后，产量递减快，含水上升快，年产油从 1987 年的 59.52 × 10⁴ t 下降到 1991 年的 16.78 × 10⁴ t，采油速度从 5.25% 下降到 1.48%，油藏综合含水从 75.8% 上升到 95.04%，阶段采出程度 9.55%，含水上升 19.24%，阶段含水上升率 2.01。1989 年进行了第二次局部完善注采系统、加密调整，钻调整井、更新井 27 口，

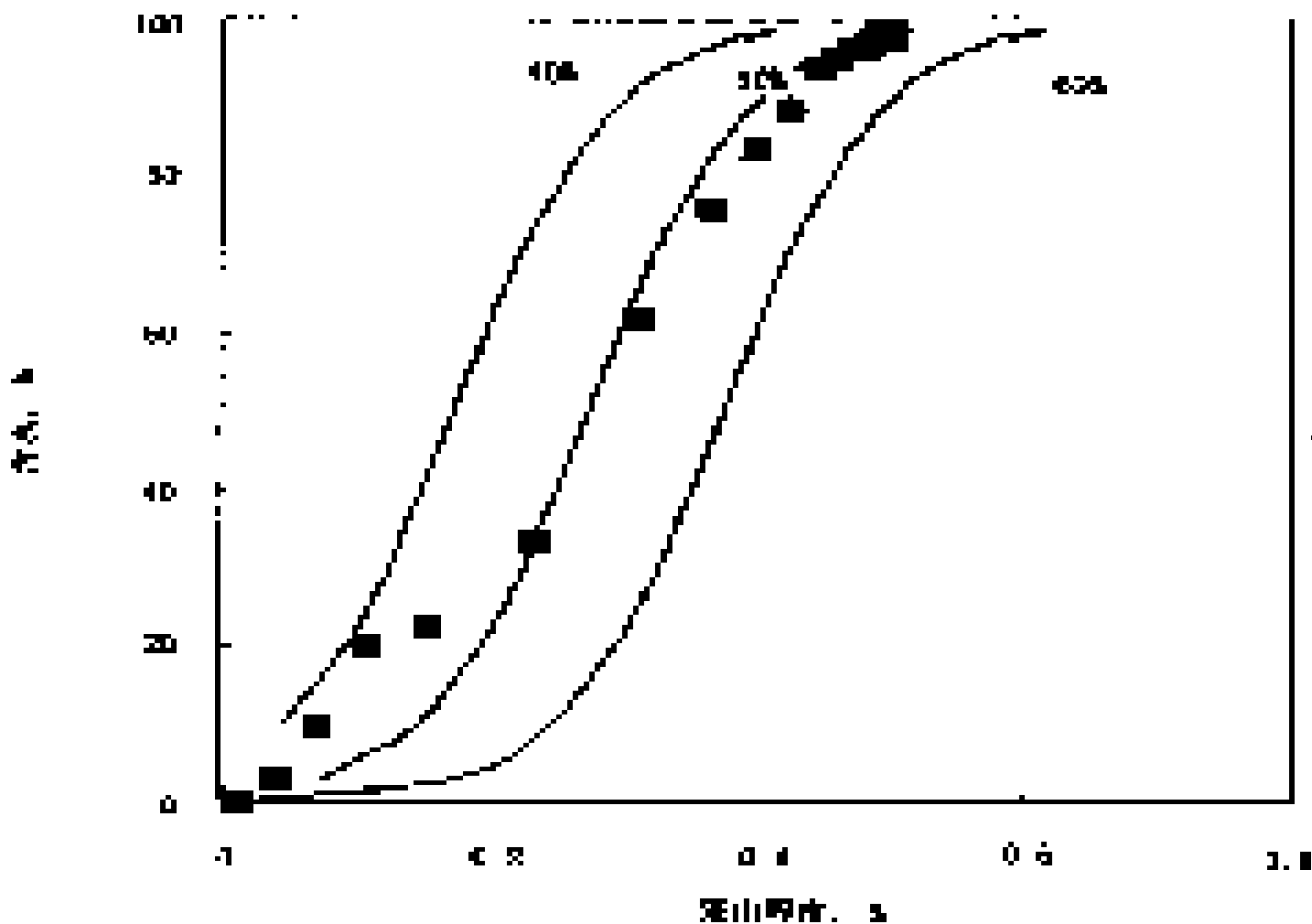


图3 濮城沙一含水与采出程度关系曲线

主要目的是完善注采井网，提高水驱动用程度，加强边部地区差层注采。通过调整，一定程度地减缓了产量递减速度，自然递减从 38.11% 下降到 26.12%，综合递减从 35.78% 下降到 23.8%，水驱采收率提高 0.75 个百分点。

4 特高含水开发阶段（1992～目前，开发末期）

此阶段为油藏开发末期，大部分油井含水达到 98%，并逐步关停部分水淹井或上返开采沙一上、中油藏。此阶段油藏挖潜的主要措施是调整油井不同方向注水井的注水强度（换向注水）、关停部分注水井降压开采和三次采油（注表面活性剂吞吐）试验。到 2000 年 9 月份，油藏综合含水 97.97%，地质采出程度 50.23%，工业采出程度 99.12%，二次采油已基本结束。

三、油藏高效开发的主要做法

1 早期注水保持能量开发

沙一下属于岩性—构造油藏，东、北部有边水供给，但西、南部为岩性尖灭，可供利用的天然能量不能满足开发的需要。沙一下油藏在油井投产的同时，开始注水，当年未投产油井 21 口，投注水井 6 口。注水井投注后，井口注水压力 8～15 MPa，日注水 100～200 m³。由于采取早期注水，沙一下地层压力系数一直保持在 0.85 以上，油井生产能力旺盛，油井投产后全部自喷，4～5 mm 油嘴生产，日产油 25～35t，油井在对应注水井投注 10～20d 后开始见效，油井见效后日产量逐渐上升到 30～40t。油藏顶部油井无水采油期一般在 600d 以上，平均无水采油期 657d，东、北受注入水和边水双重驱动的采油井无水采油期平均为 427d。位于构造中部的油井（约占 50%）自喷期在 3 年以上，西、南部油井自喷期一般为 1

~ 2a。

2 油井见效后适时放大生产压差，保持油藏整体高速开发

注水见效后油井适时放大生产压差，1981年到1983年平均油嘴从5.0mm逐步放大到8.1mm，日产水平由930t左右提高到1100t以上，年采油速度从3.05%提高到3.64%，如1982年有10口油井平均油嘴从4.7mm放大到6.1mm，生产压差从0.81MPa放大到1.55MPa，平均单井日产油从29.5t增加到45.2t。

油井见水后陆续停喷转抽，初期为有杆泵生产，1984年开始在油井供液能力充足的地区下水力活塞泵，或44mm、56mm泵改70mm泵，当年在油井开井数不变的情况下日产水平从1100t增加到1550t，采油速度从3.64%上升到4.49%，年增产 9.7×10^4 t。从1985年7月开始在中、东部下电泵23口（初期电泵排量为 $100 \sim 200 \text{ m}^3/\text{d}$ ），平均单井日产油从68.2t增加到138t，平均含水由24.4%上升到33.9%。油藏平均单井日产油从1984年12月的40t增加到1985年的58t。油井下电泵后虽然增产幅度大，但是含水上升快，产量下降也较快，稳产期一般只有4~6个月。含水上升后为了保持稳产，不断地改下大排量电泵，最高排量达到 $400 \text{ m}^3/\text{d}$ 。1986~1987年下大排量电泵21口，下大泵提液27口，累积增油 18.3×10^4 t。1990年以后油井几乎都改电泵生产，边部为 $50 \text{ m}^3/\text{d}$ 小排量电泵，顶部为 $200 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上大排量电泵。1995年平均单井日产液量曾高达200t/d。

3 及时加密井网，完善注采系统

1984~1985年根据对油藏地质的新认识，第一次对井网进行加密调整，新钻井30口，注采井距由500~600m缩小到450m。由于开发方式合理及注采完善调整，油藏以3.0%以上的采油速度开采了6年，1986年产量达到最高峰，年产油 88.83×10^4 t（图2），采油速度7.83%，综合含水61.6%。

根据童宪章院士1988年8月对濮城沙一下油藏研究结果，由于储层变化、局部注采井网不完善及油（水）井投产（注）时间上的差异，平面上单井控制地质储量、单井采油速度不均衡，单井剩余可采储量差别很大。单井控制地质储量最高的1—42井为 109×10^4 t，最低的是1—156井，两者相差30多倍；单井剩余可采储量最大的1—42井为 23.4×10^4 t，最小的1—156井仅 0.24×10^4 t，相差100倍；油藏平均采油速度为5.0%，而个别井高达10%以上。针对上述问题，1989年进行了局部加密完善注采系统调整，钻加密井、更新井27口，使油藏开发效果有了一定程度的改善，老井自然递减从38.11%下降到26.12%，综合递减从35.78%下降到23.8%，水驱采收率提高0.75个百分点。

4 对西、南部储层物性较差地区进行油层改造，同时加强注水强度

由于沉积环境的影响，沙一下油藏西、南部地区（图1）储层变薄、物性变差，开发效果与中、东部地区差别较大。因此，1984年至1987年先后对5口井进行酸化，酸化前平均单井日产油13.2t，酸化后单井日产油增加到21t；压裂改造7口井，压裂前平均单井日产油26t，压裂后增加到37.8t；水井增注3口，单井日注水量由 $30 \sim 50 \text{ m}^3/\text{d}$ 增加到 $100 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上。通过上述措施使西、南部地区开发效果得到较大程度的提高，对减缓全油藏产量递减速度、提高全油藏整体开发水平起到了较大的作用。

5 应用动态调配及多种工艺手段调整层间注水强度

沙一下油藏进入高含水开发期后，采取强注强采的开采方针，用动态调配及多种工艺手段调整平面和层间水洗油强度。

（1）分注和层间调配，控制强吸水层，加强低吸水层的注水，共分注10井次，动态调

配 80 井次；

(2) 部分高含水井转注，同时采用调整平面上注水强度、间歇注水、动态调配等水动力学采油方法，改善平面和层间水洗程度的差异。1992 ~ 1993 年采用水动力学采油方法，使油藏产量递减减缓，综合含水稳定，无效产水量和注水量减少，实现了“控水稳油”的目标。

四、开发末期的挖潜措施及三次采油试验

1. 停注降压开采，提高油藏开发的经济效益

1995 年以来，沙一下油藏进入注水开发末期，实行降低油层压力开采，可以进一步优化注入水体积，使高含水层转向水压和消耗相结合的混合驱动，可以降低能耗，提高经济效益。1995 ~ 1999 年注水井停注 41 口，减少无效注水量 $265 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，减少无效产液量 $118 \times 10^4 \text{ t}$ ，年产油稳定在 $(2 \sim 4) \times 10^4 \text{ t}$ ，综合含水稳定在 97% ~ 98%。2000 年 9 月全油藏仅有 3 口油井生产，日产油 41t，含水 97.97%。

2. 单井注表面活性剂吞吐试验

今年初开始先后对油井 1 - 310 井和 1 - 42 井进行注表面活性剂吞吐试验，均取得了很好的效果。

1 - 310 井于 2000 年 1 月 16 至 20 日进行吞吐试验，依次注入驱油剂（表活剂） 300 m^3 ，调剖剂（强冻胶和钙土水泥） 80 m^3 ，顶替液（聚丙烯乙胺） 140 m^3 ；1 - 42 井于 2000 年 9 月 20 ~ 23 日进行吞吐试验，依次注入驱油剂（表活剂） 410 m^3 ，调剖剂（强冻胶和钙土水泥） 200 m^3 ，顶替液（聚丙烯乙胺） 160 m^3 。

1 - 310 井 1 月份注入驱油剂后直到 6 月份才见效，日产油由原来的 1 t/d 逐渐增加到 10 t/d ，含水从 98.1% 下降到 90.7%，到 9 月底累计增油 1250t（图 4）。1 - 42 井 9 月 20 ~

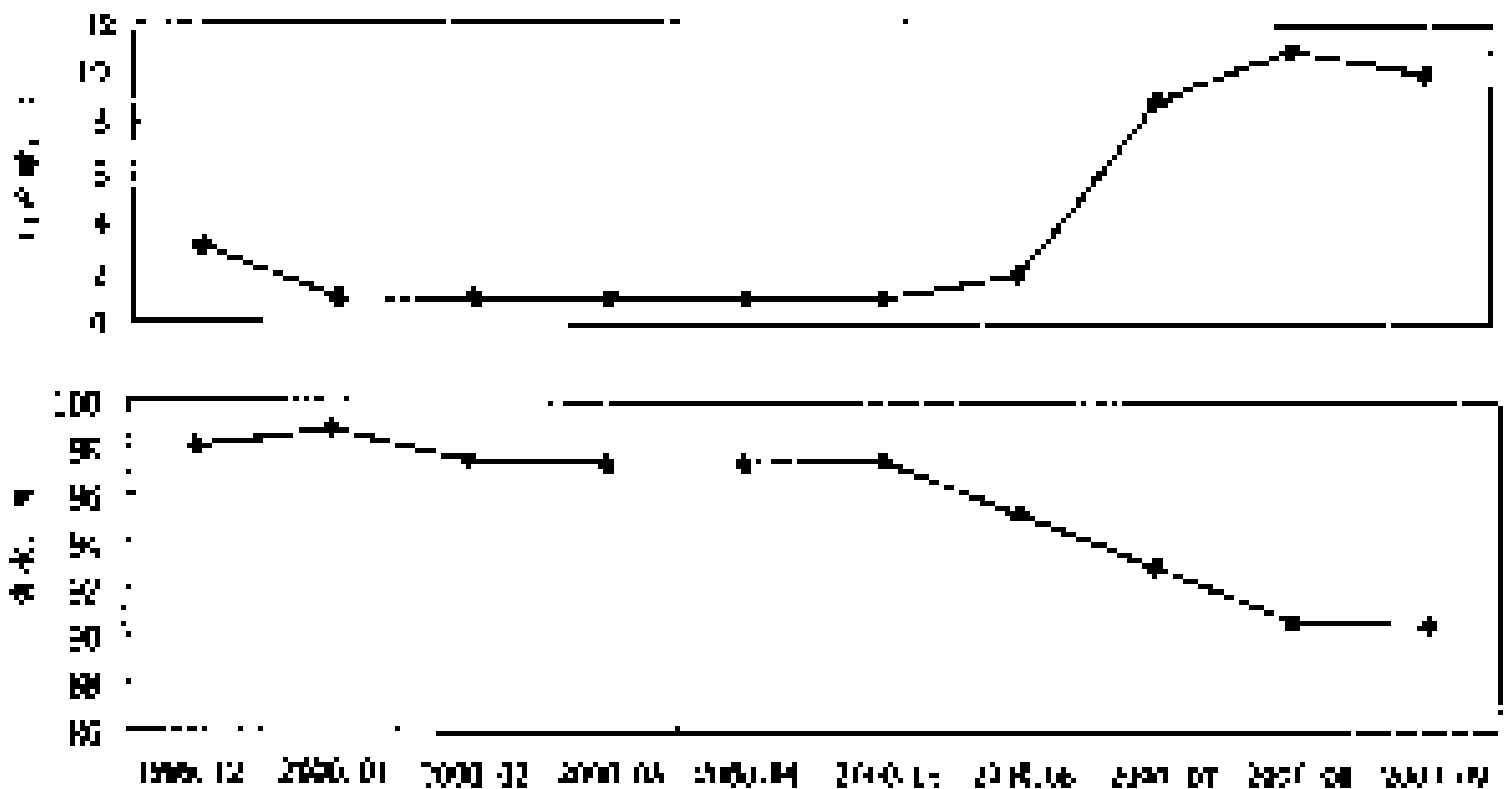


图 4 濮 1 - 310 井单井吞吐后日产量、含水变化曲线

23 日进行试验，10 月 3 日就见效，日产油从 2.7 t/d 上升到 14 t/d ，含水从 98.69% 下降到 93.2%（图 5）。

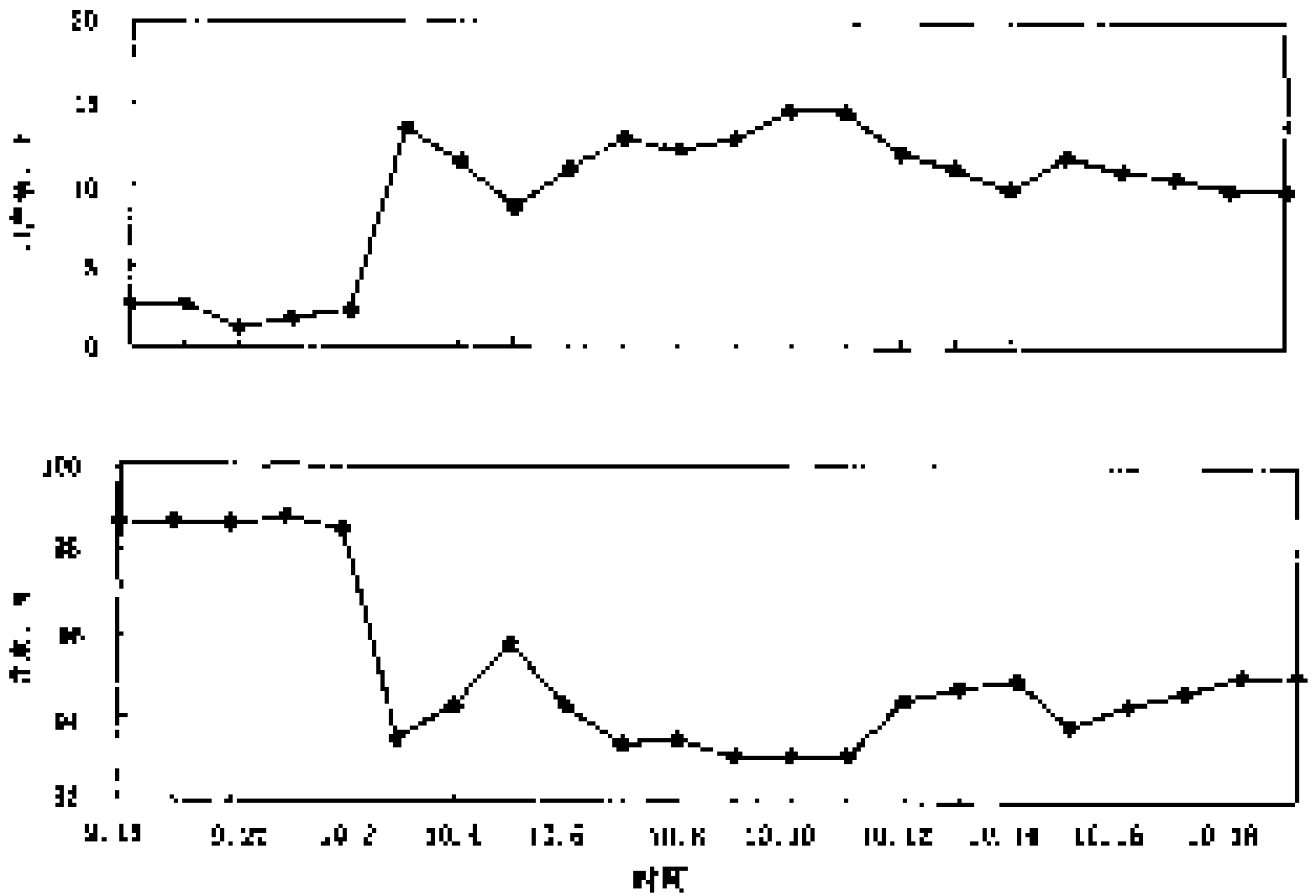


图5 濮1-42井单井吞吐前后日产量、含水变化曲线

1-310井、1-42井注表面活性剂吞吐试验获得成功，为沙一下油藏下一步全面开展三次采油提供了实践依据。

任丘雾迷山组油藏高含水期改善开发效果的做法与认识

毛 琼¹⁾ 夏 彤²⁾ 吕翠艳¹⁾ 孟宪军¹⁾

(1) 华北油田分公司第一采油厂； 2) 华北石油管理局物探公司)

摘 要 任丘雾迷山组油藏是我国最大的裂缝性碳酸盐岩块状底水低饱和油藏。在经历了 20 多年的开发以后，进入高含水期产量低速缓慢递减阶段。针对开发后期油藏暴露的主要矛盾，依靠科技进步，采用新技术、新方法，如不稳定注水、三维地震精细描述等技术，实现了油藏高含水期的相对高产稳产，被中国石油天然气总公司授予“八五”及“九五”期间高效开发老油田，其开发水平处于国际先进水平。

一、油藏概况

任丘雾迷山组油藏是我国最大的裂缝性碳酸盐岩块状底水油藏。1976 年正式投入开发，在经历了高产稳产、产量快速递减阶段以后，于 1988 年 6 月进入产量低速缓慢递减阶段，即高含水后期开发阶段，综合含水高达 90% 以上。针对不同开发阶段暴露出来的主要矛盾，进行了多次调整，如为控制油井采油强度和水锥高度进行的加密井网、配合高强度堵水进行了自喷井转抽；并为控制含水上升对油井进行了酸化、卡水、堵水等多种措施。1986 年以后开展了以裂缝堵水为主的油井措施，生产压差增大，开采方式由自喷逐渐转变为以抽油为主，并于 1991 年 8 月开始实施停注降压开采试验。

截至 1999 年 12 月，油藏共有采油井 205 口，注水井 27 口，观察井 15 口，采油井开井 191 口，核实日产油水平 1425t，总累积产油 11618.5701×10^4 t。采出原始地质储量的 30.9%，可采储量采出程度 96.4%，综合含水 91.7%，水淹体积系数 95.58%，累积存水率 0.57，油藏总压降 7.13 MPa。

二、高含水期油藏开发面临的主要矛盾

1. 油藏综合含水高，水淹体积大，采出程度高，剩余可采储量少

目前油井已全部见水，平均综合含水在 90% 以上，油藏经过长期水驱开发以后，油水界面的上升位置很高，水淹体积系数已达 95.87%，油水界面以上剩余含油厚度仅占原始含油厚度的 14.1%，地质储量采出程度 30.9%，可采储量采出程度 96.4%，剩余可采储量只有 480×10^4 t。

2 单井产油量低，水油比高，注入水利用系数低，驱替效果明显变差

油藏进入高含水开发后期，油井产能很低，平均单井井口日产油小于 10t，水油比高达 9。注入水利用系数在低含水期为 0.93，中含水期为 0.52，高含水期进一步降低到 0.1 以下，驱替效果明显变差，主要是由于水淹严重的高渗透缝洞系统大量产水所致，从而形成了注入采出的低效循环。

3 油藏内部裂缝系统油水分布复杂，潜力分布零星，挖潜难度很大

在油藏范围内，目前观察井测得的油水界面以上已经不是一个除水锥外完整的纯油带，而是一个被复杂化的油水混杂带。在这个带内高渗透缝洞水淹严重，但仍含有一定零星分布的可动油；而低渗透缝洞含油状况较好，含有较多的剩余可动油。取心资料表明缝宽大于 $100\mu\text{m}$ 的大裂缝基本水淹；缝宽 $50\sim 100\mu\text{m}$ 之间的中裂缝发生了水浸；缝宽小于 $50\mu\text{m}$ 的小裂缝含油状况仍然较好。由于含水饱和度较高的高渗透缝洞和含油状况较好的低渗透缝洞交织并存，从而导致挖潜难度增大，措施效果进一步变差。

4 在自然开采条件下，不同渗透性缝洞系统压差干扰更加严重

大量生产资料和理论分析证明，裂缝性潜山油藏开发过程中裂缝系统内部渗流的主要矛盾是不同裂缝之间的干扰。进入高含水后期，随着水淹程度的加剧，不同渗透性缝洞系统之间的干扰更加严重，主要是由于在自然开采条件下，不同渗透性缝洞系统所需要的启动压差不同，且相差悬殊，必然会出现高渗透出水缝洞对低渗透含油缝洞的干扰，从而导致含油状况较好的低渗透缝洞的生产潜力难以充分发挥。因此，减小裂缝系统内部的干扰，提高中小裂缝的波及程度，搞好不同渗透性裂缝系统的调整是开发后期治理挖潜的重点。

三、高含水期改善开发效果的主要做法

针对油藏后期开发的基本特点，为了控制含水上升及产量递减速度，发挥中小含油缝洞生产潜力，提高水驱波及程度和水驱采收率，“八五”以来，打破了传统的保持压力水平开采的做法，应用不稳定注水技术，开展了停注降压开采试验，同时，应用三维地震精细描述、数值模拟等新技术、新方法，研究剩余油分布规律，在油藏含油有利部位补钻井投产了一批高效调整井，获得了明显成效，有效改善了后期开发效果，扭转了“八五”中前期油藏产量持续下降的不利局面，实现了油藏高含水期连续3年产量相对稳定，为同类型油藏的后期开发提供了宝贵经验。

1 应用不稳定注水技术，发挥弹性和重力作用，减少裂缝系统干扰，扩大水驱波及程度，是油藏后期改善水驱开发效果的重要途径

油藏开发的中前期采用边缘底部注水，保持了较高压力水平。但随着油藏进入开发后期，水淹状况日趋严重，注入水利用系数明显降低，形成了注入采出低效循环，针对这一现状，为了充分利用天然边底水能量，发挥岩石和流体的弹性作用，采出岩块中的剩余油，打破了保持压力开采的传统做法，创造性的开展了停注降压开采试验，并顺利实现了油井从自喷转为抽油开采，取得了显著成效。

1) 降压开采试验的基本做法

(1) 调整油藏的注水量和注采比。日注水量由1991年7月的 10696m^3 逐步降至1994年4月的 250m^3 ，月注采比由0.74降到0.01，从4月7日全面停注。

(2) 调整注水量的平面分布。根据油藏淡化程度的不同，对东部注水井全部停注，对西部和离油区较远的注水井逐步降注，调整了注水量的平面分布。

(3) 调整注水井吸水层段。为了提高油层纵向上的注水波及程度，共对4口（任30、任13、任29、任62）注水井进行了调剖和注灰补孔，将主要吸水层段由下部调整到上部注水。

(4) 调整油井生产方式。地层压力下降速度加快后，引起8口高产自喷井停喷，及时采取了堵抽、堵酸抽和下电泵等综合措施，使日产液量由停喷前的1209t增至2026t，日产油量从376t增至856t，含水从68.9%降至57.7%，实现了油藏生产方式由自喷向抽油的全面

转化和产量的平稳过度。

2) 降压开采取得的主要效果

油藏实施降压开采后，较大幅度地控制了注水量和注采比，地层压力明显下降，油藏总压降由降压开采前的 2.41 MPa 降至 1998 年 12 月的 7.13 MPa，阶段压降 4.72 MPa，平均月压降由 0.03 MPa 增至 0.053 MPa。降压开采试验 7 年多来，获得了明显的效果。主要表现在：

(1) 油藏自然产量递减速度明显减缓，平均月递减由降压前的 2.74% 减缓至目前的 1% 左右，根据油藏自然产量变化曲线计算出降压试验开展后由于产量递减速度减缓增加的产油量为 96.8031×10^4 t，约占油藏同期总产油量的 15.47% (图 1)。

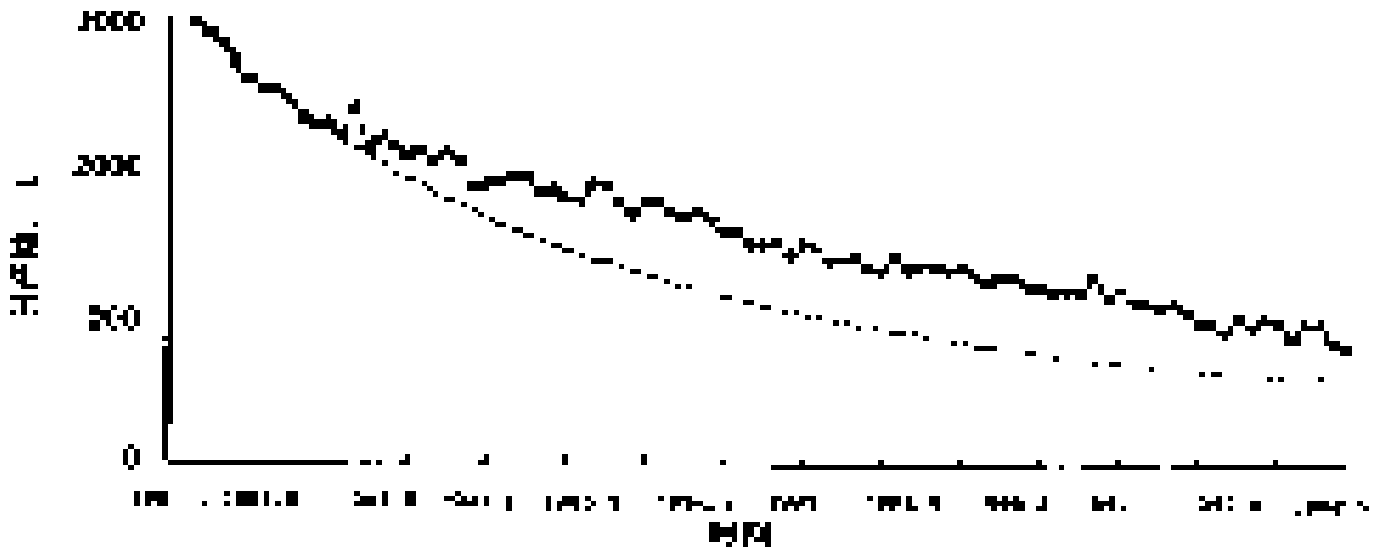


图 1 任丘潜山油藏降压开采自然产量变化曲线

(2) 油藏综合含水上升速度明显减缓，自然产量综合含水月上升速度由试验前的 0.32% 减缓至目前的 0.01%，少产水 136.3208×10^4 m³ 左右 (图 2)。

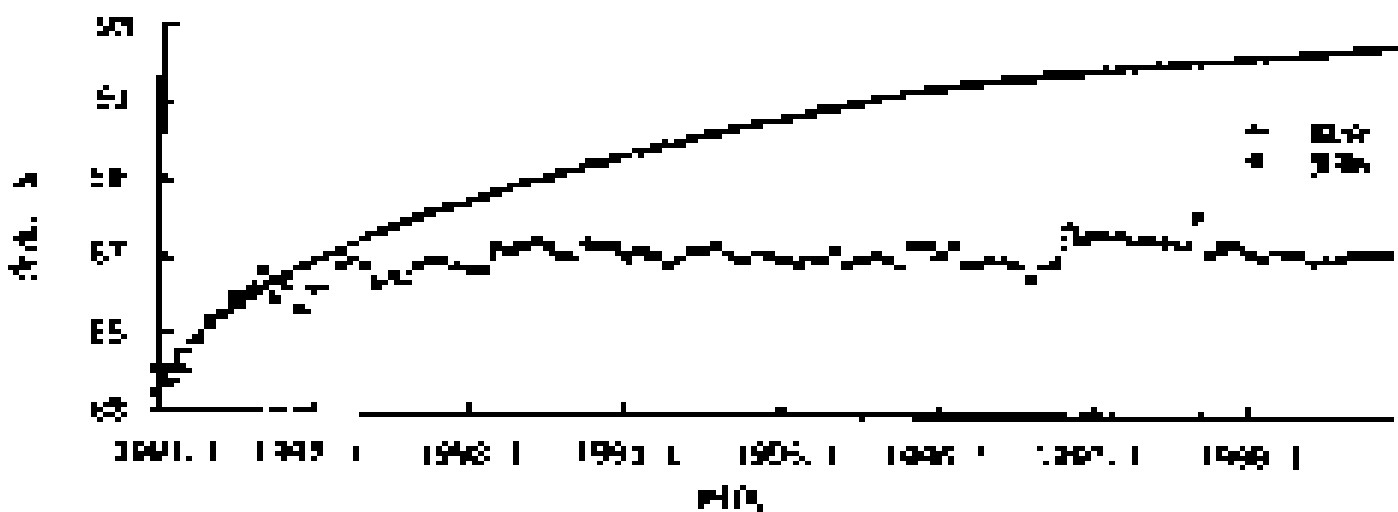


图 2 任丘潜山油藏自然产量含水变化曲线

(3) 发挥了底水的天然能量，大幅度地降低了人工注水量，底水进侵量增加 5207.1189×10^4 m³，减少注水量 3059.5603×10^4 m³。

(4) 油水界面上升速度明显减缓，降压试验前为 0.71 m/月，目前已基本趋于稳定。

(5) 提高了水驱波及程度，增加了水驱可采储量。降压开采试验以来，增加水驱可采储量 117.87×10^4 t，水驱采收率提高 0.31%。

任丘雾迷山组油藏降压开采试验有效控制了油藏含水上升速度和产量递减速度，提高了水驱采收率，是改善油藏后期开发效果行之有效的方法。

2 应用三维地震精细描述技术，开展潜山构造形态与潜力分布研究，指导部署高效调整井，是油藏开发后期调整挖潜的前提和重要技术手段

潜山油藏顶面构造形态是根据当时二维地震和部分钻井资料确定的。由于二维地震资料的精度所限和等深线间距过大等原因，对潜山顶面构造形态控制程度较低，对油藏剩余油分布规律的认识没有新的突破，认为在井距 250 ~ 300 m 的原构造格局上不能打井，形成了一定的被动局面。为此，1994 年以来对有三维地震资料的区块，重新进行了潜山顶面精细解释研究。其主要目的是：精细描述潜山构造形态的变化，研究潜山形态对剩余油分布的控制作用，寻找有利剩余油富集区块，为布钻高效调整井提供依据，并为开发后期油藏精细描述提供基础。

1) 潜山顶面形态三维精细解释方法

基础资料准备：主要包括统层对比，完善构造剖面，校正井斜，换算井底坐标；校正海拔补心距；解释数据体采用保幅处理纯波带；精细层位标定，实行分区速度分析。

剖面精细解释：在工作站上利用先进的软件功能提取多种信息与动静态资料联合解释；在剖面解释过程中特别突出以下几个方面。(1) 充分利用钻井资料，尽量排除多解性；(2) 反复对比分析，准确确定断层位置及断裂组合；(3) 加大解释密度，结合切片资料，重点落实小断块、微构造；(4) 利用联络线、任意线反复检查闭合情况及断层组合，保证成果可靠性。

2) 精细解释前后潜山构造形态变化

与二维钻井资料确定的潜山形态比较，三维精细解释成果在保持原有整体构造格局的基础上，进一步落实了各级断层的准确位置及展布，同时在局部构造形态细节上也发生了很大变化。

从总体构造形态看，其变化主要表现在：原构造形态图上 号断层已不存在；其他大型断层的位置也发生了改变。以 号任西大断层为例，三维区北界 号断层向西外移 850 m，南界在任 64 井北东 200 m 外， 号断层与之相交，而原构造图 号与 号断层相交处位于任 64 井以南 250 m。

从局部形态来看，其变化是：

(1) 小山包明显增多，由原构造图上显示的 6 个增多至 18 个，其中无井控制小山包 11 个，未动用含油面积 1.4km^2 ，未动用地质储量 $112.2 \times 10^4\text{t}$ 。

(2) 山梁山沟分布明显。总体上划分出 6 个山梁带和 5 个山沟带，其上又发育着多条小型山梁山沟，走向呈北东向。

(3) 搞清了二台阶低断块形态特征。主要受任西大断层和 号断层夹持，向北东向展布，未动用含油面积 1.32km^2 ，未动用地质储量 $128 \times 10^4\text{t}$ 。

3) 三维地震精细描述技术取得的主要成果

通过三维地震精细描述技术，对受潜山构造形态控制的剩余油分布规律有了突破性认识，建立了 6 种宏观剩余油分布模式，即小山包型、山梁带型、上翘带型、高断棱型、低断块型、外围小山包型（表 1），从而为部署调整井提供了科学依据。

1994 ~ 1999 年 12 月，在任丘雾迷山布钻调整井和侧钻井 64 口，成功率 92.2%，打破年度界限计算，新井核实累积产油 $87.1503 \times 10^4\text{t}$ ，占同期总产量的 22.1%，平均单井阶段

核实累积产油 1.3617×10^4 t，目前这批井核实日产油水平 613t，占油藏总产量的 36.5%，平均单井日产油 12.1t，高于油藏平均日产 8.8t。这批高效调整井的投产对实现潜山油藏后期产量稳定发挥了不可替代的作用（图 3）。

表 1 潜山油藏开发后期宏观剩余油分布模式

潜力类型	分布特征	控制因素	典型井
小山包型	分布于潜山主体高部位或外周高部位，成群成带分布，面积较小（ $<0.1\text{km}^2$ ），圈闭幅度低（ $<40\text{m}$ ），细分侵蚀残丘型和断层—侵蚀风化型	二维及钻井未能控制的古地形高，或潜山构造低部位的古地形高，无井开采，形成剩余油富集区	任 435 井 斜 254 井
山梁带型	伴生于构造带较大型断层的上升盘，或抗风化剥蚀作用能力强的岩层段出露地区，相对规模较大，与整体潜山构造走向一致	a 相对周边地区为高部位的稀井网区；b 岩性相对较纯，裂缝不太发育，储渗条件较差，水驱效果差的低动用区带；c 山梁带内存在泥质碳酸盐岩相对隔层	斜 441 井 斜 444 井
上翘带型	伴生分布于断层两盘的两侧，潜山面上翘部位，可划分为：上升盘地翘带型和下降盘上翘带型，在岩性上为较纯的碳酸盐岩区段	属无井控制的开发区块，下降盘上翘带型其断层多为封闭性质，两侧油水差异运动形成剩余油富集区	任 438 井
高断棱型	分布于大断层上升盘或断棱处	受潜山形态、隔层作用和开采层位等因素控制。剩余油分布于隔层之下的无井采油区	斜 225 井
低断块型	分布上多受次二级构造单元大断层控制，为断层夹持的台阶带的下降盘低断块内，规模较大	a 原始油柱高度较大；b 断块内存在相对隔层，与油藏高部位间分布有相对隔层；c 断块为开发注水区块，无采油井或稀井网区	任 449 井 任 439 井
外围小山包型	分布于潜山构造低部位或山梁带下倾端部，幅度低、面积小	潜山构造低部位的古地形高	任 453 井 斜 201 井

通过上述两项大的调整，减缓了油藏产量递减及含水上升速度，提高了水驱采收率，进一步改善了油藏后期开发效果。据统计，油藏年总递减由“七五”末的 21.73% 减缓至目前的 6.84%；含水上升速度由 0.42% 减缓至 0.06%；阶段新增可采储量 898.1453×10^4 t；提高水驱采收率 2.39%；净增产值 8.02×10^8 元；投入产出比 1:2.1。

四、几点认识

(1) 应用不稳定注水技术，可以充分利用天然边底水能量，有效发挥弹性和重力作用，减少裂缝系统干扰，扩大水驱波及程度，有利于提高最终采收率，是油藏后期开发改善水驱开发效果的重要途径。

(2) 应用三维地震资料连片处理及精细描述技术，搞清潜山构造形态，指导调整井部

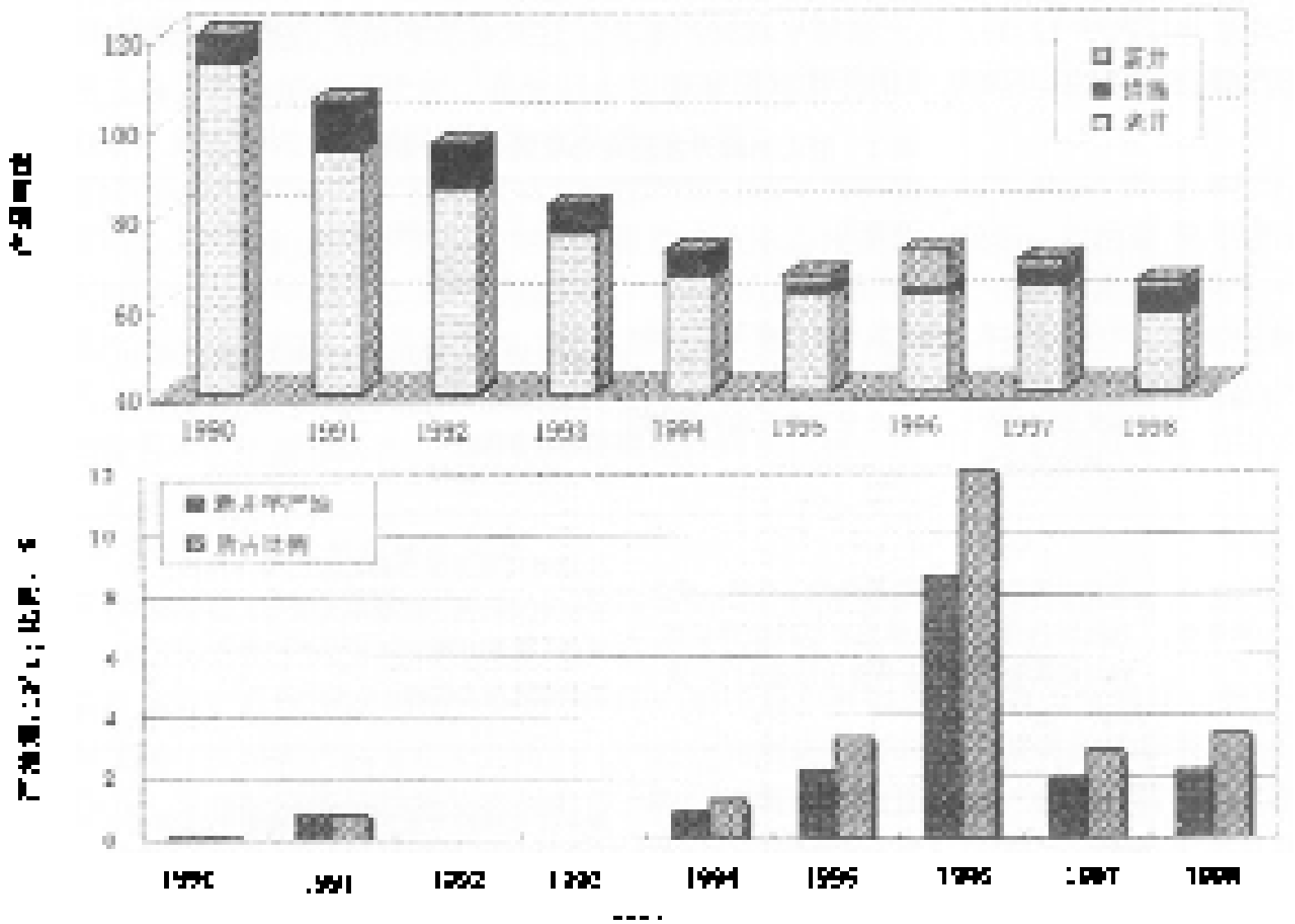


图3 任丘潜山油藏产量构成示意图

署，是油藏开发后期调整挖潜的前提和重要技术手段。

(3) 依靠科技进步，采用新技术、新方法，搞清剩余油的分布规律，选准新的突破口，是实现油藏开发后期一定阶段内产量稳定的关键所在。

双河油田改善水驱开发效果配套技术

吕连海 李联五 樊中海 孙建平

(河南石油勘探局)

摘要 针对双河油田砂砾岩厚油层油藏地质特征,运用层序地层学和储层建筑结构分析理论,对沉积露头 and 地下岩心进行了详细解剖,建立了扇三角洲储层露头和地下知识库;将双河扇三角洲储层划分为9个层次,识别出7种基本结构要素,建立了流动单元模型。针对特高含水期水型复杂的特点,通过岩电实验建立了混合水电阻率和剩余油饱和度解释新模型,解释符合率达到85%;对测井资料进行了高分辨率处理,薄层识别能力达到0.4m。研制开发了集流产液剖面测井仪、吸水剖面密闭测井技术及高精度解释软件,实现了厚油层层内吸水、产液剖面的定量解释,细分分辨率达到1m。从地质和井网两方面研究了剩余油形成机理和分布特征,确定了剩余油富集的6种类型,并进行了定量预测,符合率达到85%。针对特高含水期厚油层层内不同的剩余油类型,形成了相适应的井网调整技术和改善注水产液结构的工艺技术系列。这一配套技术应用后取得了显著的效果,增加可采储量 255.5×10^4 t,提高采收率2.8%。

一、前言

双河油田位于泌阳凹陷西南部,构造形态为一由西北向东南逐渐倾伏的鼻状构造,储层为扇三角洲沉积,以垂向加积为主,厚油层发育,有效厚度大于6m的油层占63.2%;岩性为由砾状砂岩、含砾中—细砂岩组成的砂砾岩复合体,分选差,结构成熟度和矿物成熟度低,非均质性十分严重,层间渗透率级差2~30倍,层内26~848倍,层内非均质性大于层间非均质性;厚油层层内夹层发育,可以将油层细分为若干个流动单元;这些地质特点决定了其开发的复杂性和艰巨性。

自投入开发以来,双河油田经历了上产期、稳产期(以2%的采油速度稳产12年),“八五”期间进入递减期,后期出现递减加大的趋势,开发形势非常严峻。“九五”期间,为保证油田开发生产的持续稳定发展,开展了改善水驱开发效果配套技术研究,内容涉及储层地质、地球物理测井、油藏工程和采油工艺技术等方面,形成了两大技术系列,现场试验和推广应用后取得了显著效果。

二、双河油田砂砾岩厚油层剩余油分布的监测和描述技术

1. 双河油田储层建筑结构要素与流动单元模型的建立

露头知识库的建立:经筛选,选择沉积特征与双河扇三角洲相似的河北滦平扇三角洲露头进行解剖,用于建立露头知识库。

运用高分辨层序地层学原理,对滦平扇三角洲露头剖面进行了层序、准层序和层组划分,划分出3类准层序组和15个准层序,建立了高分辨层序地层格架;用建筑结构要素分析法进行了内部层次划分,共划分出9级界面(表1),识别出3种沉积组合,即扇三角洲

平原组合、前缘组合和前扇三角洲—浅湖组合；识别出 21 种岩石相和 17 种成因相，建立了主要成因相的识别标准；对典型的沉积特征进行了研究，定量统计了主要成因砂体的展布规模和垂向发育频率（表 2），建立了扇三角洲前缘沉积模式。

表 1 扇三角洲体系主要砂体及界面划分

界面等级	主要砂体类型			尺度规模
	水下辫状河道	分流河口坝	前缘席状砂	
9 级	交错层系	交错层系	交错层系	中砂 尺体 度级
8 级	交错层系组（加积单元）	递变单元（储集岩性相）	递变单元（储集岩性相）	
7 级	河道单元	沉积事件单元	沉积事件单元	
6 级	水下辫状河道成因相	分流河口坝成因相	前缘席状砂成因相	
5 级	亚层组（Subbed set）			
4 级	层组（bed set）			大层 尺序 度级
3 级	准层序（Parasequence）			
2 级	层序（Sequence）			
1 级	段（Interval）			

表 2 滦平扇三角洲主要成因砂体展布规模

剖面	成因砂体	宽度, m	厚度, m	宽/厚
桑园营子剖面	辫状分流河道砂体	320	6.6	48.1
	水下分流河道砂体	216	4.7	46.1
	近端前缘席状砂	203	1.8	113.1
	分流河口坝	120	2.0	60.1
	决口水道	120	3.4	35.1
C _{VI} 旋回	水下分流河道复合砂体	> 300	3~5	80.1
	近端前缘席状复合砂体	100	1.1	> 90.1
西杨树 沟剖面	水下分流河道砂体（11 个）	150	1~1.5	> 50.1
	远端前缘席状砂（10 个）	204.9	0.5~1	> 100.1
	分流河口坝	100~150	1.5~2.5	50.1~70.1

双河油田地下储层知识库的建立：在露头知识指导下，对 8 口取心井的岩心进行了详细研究，识别出一系列沉积构造和 12 种岩石相，确立了水下分流河道、河口坝、前缘席状砂体、重力流砂体、水下溢岸砂体、水下决口扇砂体等 7 种基本建筑结构要素的岩性与电性识别标准；对结构要素的自然电位值、自然伽马值、厚度、电阻率及泥岩段自然伽马值和电阻率研究后，提出了用电性交绘图定量判别结构要素的新方法。

利用小井距资料确定了结构要素的宽厚比、长宽比（表 3），计算出双河油田河道密度为 1.5 条/km²，从而建立了地下知识库。

表 3 结构要素几何形态特征参数表

结构要素	几何形态特征参数平均值		
	长度/厚度	宽度/厚度	长度/宽度
CH	184.9	76.7	2.75
MB	159.8	119.0	1.39
GS	294.0	160.0	2.16
OB	202.4	84.9	3.86

双河砂砾岩厚油层流动单元模型的建立：结合露头成果，把双河油田储层划分为 9 级结构层次，并将厚油层内流动单元定义为受相对稳定的夹层封闭或不完全封闭的单体，即五级界面实体，平面上由不同的结构要素组成，并根据不同结构要素分布面积的相对大小把流动单元平面模型分为河道型、过渡型和席状砂型。

将流动单元内部由结构要素和储层物性划分出的渗流性能相似的单元定义为渗流单元。用聚类分析法对渗流系数、存储系数等 9 个参数进行聚类分析后确定了双河油田厚油层渗流单元类型和定量划分标准，把渗流单元划分为：G 型、E 型、F 型、P 型；并建立了主要流动单元的渗流单元分布模型，G 型、E 型、F 型渗流单元呈现出明显的拼合性，P 型渗流单元在流动单元边缘呈片状分布，个别部位出现 F 型和 G 型渗流单元镶嵌其中。

2 砂砾岩厚油层特高含水期测井细分解释技术

针对厚油层内纵向岩性变化大，注入水既有淡水又有污水，混合水电阻率难以求准；目前测井系列划分不出薄夹层、薄砂层；进入特高含水期，Archie 公式的适用条件已发生变化；从水淹机理实验入手，搞清水淹层电阻率、饱和度指数变化规律，提高混合水电阻率解释精度。

1) 水淹层电阻率的影响因素和变化规律

当注入水电阻率与原始地层水电阻率之比大于等于 2.5 倍时，水淹层电阻率随含水饱和度的变化出现非对称的“U”形或非对称的“ ”型变化，使测井解释出现多解。

当注入水电阻率与原始地层水电阻率之比小于 2.5 倍时，水淹层电阻率随含水饱和度的增加而单调下降，说明污水回注有利于水淹层的解释。

2) 双侧向电阻率测井资料的高分辨率处理技术

主要开发了正演和反演两种处理技术，正演方法采用的是有限元法 (FEM)，反演方法采用的是快速迭代法；并用假设模型数值模拟处理技术考查了双侧向电阻率反演法的可行性；考虑两界面地质模型和六界面地质模型，井眼半径为 0.1m，泥浆电阻率 R_m 为 1.0 $\Omega \cdot m$ ，反演结果与模型吻合较好，误差较小（最大相对误差为 4.44%）；用该方法处理了 50 口井的测井资料，反演后泥质夹层的电阻率明显降低，薄砂层的电阻率明显升高；处理后深侧向电阻率曲线的纵向分层能力更强，可以识别出 0.4m 以上的储层，从而找到了一批薄油层。

3) 剩余油饱和度解释模型

利用油田实际资料建立了自然电位影响因素校正图版，经过滤电位、厚度、井径、泥浆滤液侵入等因素校正后，建立了高精度混合水电阻率模型，相对误差达到 19.8%；对储层电阻率进行了岩性、粒度结构、地层水电阻率和含油性的影响校正，突出了含油性的影响，建立了高精度剩余油饱和度模型：

$$S_w = 10^{\frac{1}{B}} \cdot A \cdot \frac{R_t}{R_w \cdot F^{\frac{1}{K}}}$$

$$S_o = 1 - S_w$$

式中 S_o ——含油饱和度，小数；

S_w ——含水饱和度，小数；

R_t ——地层电阻率， $\cdot m$ ；

R_w ——地层水电阻率， $\cdot m$ ；

A、B——岩性系数；

K——电阻率校正系数；

F——地层因素。

该模型平均相对误差为 8.54%，适用于所有的砂砾岩储层以及油层被淡水水淹的复杂情况，具有很大的实际应用价值。自 1997 年 7 月起在测井解释中推广应用，解释符合率达 85%。

3 厚油层层内特高含水期剩余油分布的动态监测技术

1) 集流产液剖面测井技术

集流产液剖面测井仪由金属伞集流的涡轮流量计和超短波含水率仪组成。上部为磁定位和井温仪，下部为集流伞、涡轮流量计和持水率仪。测井时，井内流体由集流伞下的进液口进入仪器外壳内，流过装在其中的涡轮流量计和持水率探头，最后从持水率探头上部的出液口流回到井筒内。具有漏失量小、启动排量低（小于 $2 m^3/d$ ）、耐温 $150^\circ C$ 、耐压 $50 MPa$ 、对 40% ~ 100% 的高含水层具有较高测量精度的特点，细分分辨率达到 1.0m，特别适合高含水开发井的测井。

2) 同位素密闭测井解释技术

密闭测井就是在井口安装防喷装置，使测井仪器在正常注水情况下进行施工作业，为减少井下管柱的同位素玷污，采用了井下同位素释放技术。根据同位素密闭测井施工特点，研制了一套完整的解释软件，该软件具有：(1) 曲线预处理；(2) 注水管柱结构识别；(3) 污染层识别；(4) 污染校正；(5) 射孔井段吸水量计算；(6) 曲线及成果输出等功能。

1997 年底投入使用，测井 200 多井次，结果表明，密闭测井减小了同位素玷污的程度，使测井资料能更直观、更准确地反映地层的实际吸水能力，从而为大厚吸水层细分解释创造了条件；同时，玷污校正解释方法消除了同位素玷污的影响，提高了测井资料解释精度。

4 特高含水期剩余油富集部位的预测

从地质和井网两个方面对双河油田“八五”以来投产的高效调整井形成条件进行了分析研究，同时，参考国内外现行的剩余油富集部位划分方案，将双河油田剩余油富集部位划分为六种类型，即 (1) 边缘型；(2) 采油井间滞流区型；(3) 注水井间、注水井与边水之间的压力平衡区型；(4) 小砂体型；(5) 层间层内干扰型；(6) 韵律型。用数值模拟技术对前五种类型进行了定量研究，具体比例如下：(1) 边缘型，占 40.7%；(2) 采油井间滞流区型，占 5.94%；(3) 压力平衡型，占 22.76%；(4) 小规模砂体型，占 10.8%；(5) 层间或层内干扰型，占 20.17%。

可见，双河油田特高含水期剩余油富集部位以干扰型、井网控制差的边缘型和压力平衡型为主。矿场应用表明，预测符合率达到 85% 以上。

三、双河油田改善水驱开发效果挖潜技术

1. 双河油田特高含水期井网综合调整技术

在上述研究基础上，确立了以流动单元为调整对象，进行注采井网局部完善和注采井网重新细分优化组合为主要内容的特高含水期井网调整技术。

1) 以提高注采井数比、强化注采系统为主要内容的井网局部完善调整

双河油田要实现厚油层注水、产液结构的合理调整，油水井数比必须达到 1.0 ~ 1.3，油井两向以上受效率应大于 85%，其中三向以上受效率应大于 50%，而目前的油水井数比为 1.82，两向以上受效率为 63.7%，多向受效率只有 40% 左右，与注水、产液结构合理调整的要求相差较大。

因此，对于有采无注、油水井数比高或有注无采造成的压力结构不合理、流动单元边缘井网不完善所造成的剩余油富集区，通过新钻调整井、低效井转注井与其他层系井的上下返补孔相结合，按流动单元进行以提高注水井比例、强化注采系统为主要内容的井网局部完善调整；根据剩余油富集区的空间分布和物性特征，采用灵活的不规则井网，井距在 200 ~ 250m 之间，提高油井多向受效率，并将目前局部地区的强点弱面注水格局调整为弱点强面、温和注水格局。

2) 注采井网重新细分优化组合调整

在井网完善的主体区，针对生产层数多、厚度大，层间、层内矛盾严重而形成的剩余油富集区，充分利用现井网，按流动单元进行注采井网重新优化组合调整；平面上，尽可能使每一注采井组的注采关系达到最优配置；纵向上，生产层的渗透率级差不超过两倍、层数不超过三层、含水级别之差不超过 20%、地层压力保持水平接近；油井生产厚度控制在 8m 左右、注水井注水厚度不大于 15m；单井生产的油层产能及吸水能力不能相差两倍。

在重新细分优化组合后，同时封堵强水淹流动单元；在重新认识油层水淹状况及改变液流方向后，及时补孔开发中水淹层。

2 双河油田特高含水期改善注水产液结构的工艺技术

针对双河油田厚油层建筑结构特点和特高含水期注水产液结构现状，研制开发了注水井多功能分层注水技术、斜井分层注水技术、厚油层深度调剖技术、注水井细分酸化技术、注水井暂堵酸化技术、缓生酸深部酸化技术，形成了改善注水结构的工艺技术系列；研制开发了闭式机械找堵水技术、液力可取式机械堵水技术、油井酸化技术，形成了改善产液结构的工艺技术系列；封隔器最小座封距达 1.0m，最小卡封距达 1.8m；斜井分层注水技术可实现 3 ~ 5 层分注，卡封井段最大井斜达到 34°；细分酸化工艺技术具有定位、验封、不动管柱对 3 个层段分别进行酸化的特点。各项技术现场推广应用的工艺成功率 94% ~ 100%，有效成功率 88% ~ 97%。

3 双河油田砂砾岩厚油层特高含水期周期注水可行性研究

双河油田厚油层发育，层间层内非均质严重，层内非均质大于层间非均质，具有适宜开展周期注水的地质条件；因此，选择北块 IV4 层进行重点解剖，对影响周期注水效果的主要因素进行了研究，并对主要参数进行了优化，得出如下认识。

- (1) 采油井工作方式：低效低产井分组交替间歇采油；
- (2) 周期注水与常规注水的注水量之比 $Q_{周}/Q_{常} = 1.6 \sim 1.7$ ；
- (3) 油水井配合最佳组合为：采油井分组—注水井全部；

- (4) 注水井工作方式：全部注水井进行周期注水；
- (5) 周期注水的最佳半周期是 10 ~ 12d；
- (6) 对称周期比非对称周期的周期注水效果好。

根据上述认识，编制了周期注水方案，并进行了数模研究，预计可提高采收率 1.062 个百分点，缩短开采年限 1.5a。经济评价表明，油价为 1180 元/t 时，周期注水和常规水驱都经济可行，但前者优于后者；油价为 970 元/t 时，只有周期注水方案可行。

四、双河油田改善水驱开发效果配套技术应用先导试验

为检验各项技术的先进性、实用性，并使之配套形成规模效应，选择双河油田北块 1 ~ 3 单元为井网综合调整技术先导试验区、双河油田北块 1 ~ 3 单元 413² 以南井区为注水产液结构调整综合技术应用先导试验区、双河油田北块 4 单元为周期注水技术先导试验区，取得了较好的效果。

1. 井网综合调整技术先导试验

双河油田北块 1 ~ 3 开发单元面积 9.98km²，储量 1108.2 × 10⁴t，井网重新优化组合调整后，部署调整井 20 口，转注 6 口，利用外层系井 2 口，实施后井网密度由 13.07 口/km² 提高到 15.86 口/km²，油水井数比由 1.59 降至 1.22，局部地区集团注水，集团采油现象得以改善；新投产的 13 口局部完善井，初期单井日产油 6.5t，是同期老井的 1.3 倍；含水 54%，比同期老井低 36.8%，已累计增油 4.1 × 10⁴t，单元水驱采收率由 46.28% 提高到 49.5%，提高了 3.22%，增加可采储量 35.7 × 10⁴t。

2. 注水产液结构调整综合技术先导试验

在 413² 井以南试验区共进行先导试验 53 井次，其中油井转注 4 井次，注水井补孔 6 井次，注水井酸化 9 井次，超细水泥封堵 4 井次，油井补孔 8 井次，机堵 11 井次，调层细分注水 8 井次，深度调剖 3 井次，工艺成功率 100%，有效成功率 92%，效果显著。

(1) 通过区块注水产液结构调整，在“细分”上作文章，在“配套”上下功夫。注水结构的调整，控制了 3 个高渗透层的吸水量，累计减少注水量 3.8 × 10⁴m³；增加了 15 个中低渗透潜力层的吸水量，累计增注 14.37 × 10⁴m³。产液结构的调整，充分挖掘了中低渗透层的潜力，累计增油 9144t，累计降水 28848m³。

(2) 试验区的有效油水井数比由 2.67 降为 1.59，井区的单向及不受效厚度比例由 34.2% 下降到 15.8%，下降了 18.4 个百分点，集团采油状况得到改善。地层压力回升了 0.65MPa，压力保持水平达到 70.3%，提高了 5.9 个百分点。

(3) 试验区综合含水由 92.8% 降为 92.6%，日产油量曾由 90t/d 上升到 127t/d，上升了 37t/d，目前仍保持在 110t/d 以上，采油速度由 0.76% 提高到 0.82%，提高了 0.06 个百分点。

3. 4 单元周期注水先导试验

4 单元面积 2.41km²，储量 273.3 × 10⁴t，1999 年 10 月开始周期注水现场试验，已实施 9 个周期，增油降水效果明显，单元日产油量由试验前的 80t 最高上升到 101t，日增油 21t，累计增油 3200t；综合含水由 93% 下降到 91.7%，下降了 1.3 个百分点。

本着边研究边试验边应用的原则，及时将上述研究成果和试验成果推广应用于双河油田的调整与挖潜，增加可采储量 255.5 × 10⁴t，提高采收率 2.8 个百分点。

五、结 论

(1) 通过扇三角洲沉积露头、岩心及密井网解剖，建立了扇三角洲储层地质知识库；用高分辨率层序地层学原理和建筑结构要素分析法，将双河扇三角洲储层划分为 9 个层次，识别出 7 种结构要素，建立了流动单元骨架模型和渗流单元模型。

(2) 通过测井资料高分辨率处理技术研究，提高了测井资料的解释精度和纵向分辨率，薄层识别能力达到 0.4 m；建立了高精度剩余油饱和度模型，解释符合率达到 85%。

(3) 研制开发了集流产液剖面测井仪、吸水剖面密闭测井技术及高精度解释软件，实现了厚油层层内吸水、产液剖面的定量解释，分辨率达到 1.0 m。

(4) 将特高含水期剩余油富集部位划分为 6 种类型，定量预测符合率达到 85%。

(5) 形成了以流动单元为调整对象，进行注采井网局部完善和注采井网重新细分优化组合为主要内容的特高含水期井网综合调整技术。

(6) 形成了改善注水产液结构的工艺技术系列，封隔器卡封最小座封距 1.0 m，最小卡封距 1.8 m；斜井分层注水技术可实现 3~5 层分注；细分酸化工艺技术具有定位、验封、不动管柱对 3 个层段分别进行酸化的技术特点。

(7) 开展了配套技术的现场试验和推广应用，都取得了较好的效果，增加可采储量 255.5×10^4 t，提高采收率 2.8 个百分点。

钟市油田高含水期高效开发调整的做法

汤春云 许发年

(江汉油田分公司勘探开发研究院)

摘要 钟市油田地质条件异常复杂。开发上进入“高含水、高采出程度、高剩余可采储量采油速度”阶段，油田开发调整难度大。本文运用国内外油藏描述、油藏工程最新理论与成果，形成一套较完善的高含水期开发综合研究方法，指导了钟市油田开发综合调整，取得了较好的开发效果。

一、油藏地质特征及开发简况

钟市油田位于江汉盆地潜江凹陷潜北大断裂带前缘，是一个超覆在荆沙剥蚀面上的多层叠瓦状砂岩油藏。构造受荆沙断阶剥蚀面控制，地层被多个次级小断层复杂化；沉积环境受两个水系、三个物源方向交叉控制，形成盐湖陡坡三角洲与沿岸体系的复杂叠加沉积体，相带变化快而窄，储层非均质严重，层间渗透率变异系数 0.95，突进系数 3.4；油藏类型较多，以地层油藏和断鼻油藏为主，其次为岩性油藏。含油层系为下第三系潜江组，潜二、三、四段均有油层，共有 14 个油组 65 个含油小层，油层埋深 1240~2740 m，油层分布井段长 1300 m，平均油层厚度为 16.7 m；油砂体多而小，有 282 个；油藏天然驱动能量不足，弹性产量比 1.32，单储压降 0.21 MPa；储层物性为中低渗透，平均孔隙度为 21.5%，平均空气渗透率 $(267.8 \sim 318.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；油层具有弱水敏，强酸敏性；原油性质较好，地面原油相对密度 0.844~0.871，粘度 6.78~16.15 mPa·s；油层原始地层压力 13.78~29.52 MPa，地饱压差大为 11.91~22.41 MPa；地层水矿化度高，总矿化度为 $27.7 \times 10^4 \text{ mg/L}$ ， Cl^- 含量为 $17.1 \times 10^4 \text{ mg/L}$ ，水型为 Na_2SO_4 。

油田于 1965 年发现，经过初探、详探开发后于 1972 年制定了开发方案，方案设计年生产能力 $12.7 \times 10^4 \text{ t}$ ，上报国家地质储量 $845 \times 10^4 \text{ t}$ 。开采可分为 3 个阶段：1973~1981 年为扩建、完善、产量上升阶段，其间经历了以注水调整为主的局部调整和以完善注采系统为主的整体调整，1981 年年产油量最高为 $14.55 \times 10^4 \text{ t}$ 。1982~1989 年为高产稳产开发阶段，其间进行了第二次以完善注采系统为主的整体调整。1990~2000 年为高含水期产量递减阶段，受其特殊地质条件影响，该阶段开发后期在油藏精细描述、沉积微相、剩余油饱和度等研究方面取得一定的成效，实现了油田开发递减阶段的二次稳产。

二、高含水期高效开发调整的具体做法

1. 重建油藏构造模型

在新井资料补充和细致地层对比基础上，利用钻井、电测资料，结合三维地震、开发地震资料，采用 IES/IESX 构造交互解释系统，人机联作，放大剖面精细解释，对油藏构造、断层及断裂系统组合的认识发生了变化。

1) 局部区域荆沙剥蚀面北移, 扩大了圈闭面积

控制钟市油田油气分布的荆沙剥蚀面局部区域均不同程度向北偏移 50 ~ 150 m 左右, 与各层面的交线呈波纹状。构造东、西两高点向北东偏移 100 m 左右。计算圈闭面积增加 0.839 km², 为高含水期构造高部位调整部署提供了新的物质基础。

2) 断层对圈闭油气的富集及油水分布起控制作用

根据构造解释成果, 重新组合 19 条断层, 与老构造对比, 断层走向、倾向、断距基本不变, 但部分断层延伸距离发生了变化。如潜三段 8 号小断层原仅钟 8 - 9 井钻遇, 断距 30 m, 断层延伸 400 m 左右。利用高品质三维地震资料, 结合钻井资料解释成果则提高了断层解释精度, 断层两向延伸 800 m 左右, 使断层西南与北东附近延伸地带构造高部位成为剩余油富集区。控制了该区域油水分布。

3) 断裂系统重新组合形成有利储油区

根据解释成果, 重新组合断裂系统, 潜二段 16 号断层向北延伸, 与 15 号断层、1 号断层交叉闭合, 将钟 4 - 17 井区分成两个断裂系统。由于断层的遮挡作用, 钟 4 - 17 井区以西地带成为最有利的剩余油富集区。1999 年钻井 3 口, 平均单井日产油 22 t/d (图 1)。

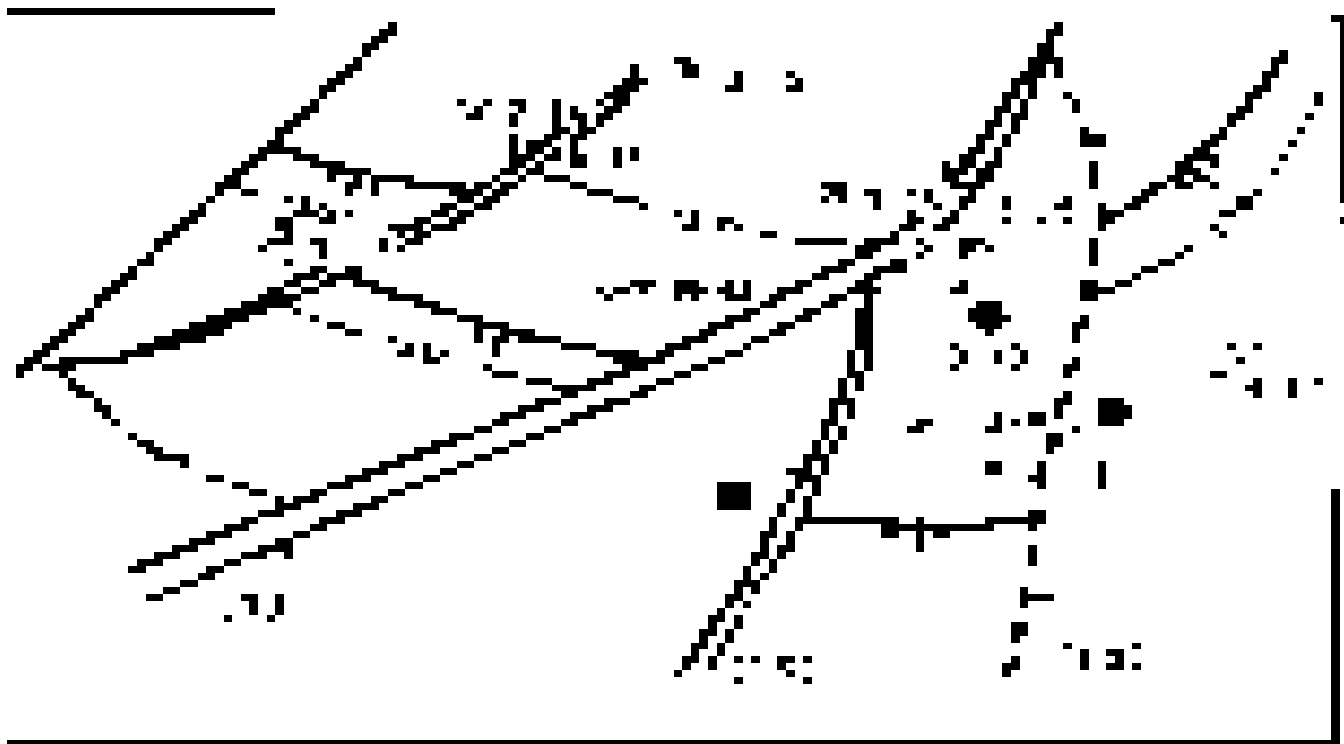


图 1 钟 4 - 17 井区井位构造图

2 重建油藏沉积模型

以计算机为手段, 地质统计学 (克里金插值、趋势面分析等) 为方法, 对工区内 130 口井重新进行小层对比、追踪。

1) 建立沉积模式

在区域沉积相研究基础上, 以取心井资料为基础, 对录井、测井资料对各种相标志进行比较分析, 结合油砂体形态、砂体剖面类型, 取心井所在位置极其与周围井的组合关系, 确定其沉积相、微相类型。根据各时期岩相类型的共生组合规律, 钟市油田沉积模式为盐湖陡坡三角洲相沉积模式和沿岸滩坝相沉积模式。盐湖陡坡三角洲相可划分和识别的沉积微相主要有: 水下分流河道、河口坝坝核心、河口坝坝主体、河口坝坝斜坡、支流间湾、三角洲侧翼及前缘滩砂、三角洲泥岩等沉积微相。沿岸滩坝相可划分和识别的沉积微相主要有沿岸坝

坝主体、沿岸坝坝斜坡及滩砂等沉积微相。

2) 各砂岩体微相展布特征

潜 4^3 —潜 4^2 油组物源方向主要是乐乡关地垒，注入水体能量较小，携带碎物质较少，作用时间较长，有多个入口处，形成小型朵状盐湖三角洲，砂岩分布面积较小，厚度较薄，但连续性较好，河口坝较发育，在平面上呈裙带状连片分布，沿岸滩坝不发育；潜 $4^{0中}$ —潜 3^1 油组有多个物源方向，盐湖陡坡三角洲与沿岸滩坝均较发育，砂岩分布面积大，沉积厚度大，表明碎屑物质供给较充分，其间潜 4^0 、潜 $3^{3下}$ 等几个沉积时期砂岩不发育或基本无砂岩；潜 2^3 —潜 2^1 油组物源主要是乐乡关地垒方向，荆门及汉水地堑方向物源明显减弱，乐乡关地垒方向携带碎屑物质丰富，造成盐湖陡坡三角洲发育，砂岩分布面积广，沉积厚度大，而沿岸滩坝相对不发育，此沉积时期有多个入口处，主要在钟45井一带。

3) 重新认识物源方向

研究认为乐乡关地垒方向物源是钟市油田的主要物源方向，在钟市油田形成垂直于岸线分布的小型朵状盐湖陡坡三角洲，各相带分布窄，变化快。并在荆沙剥蚀面附近划分出了大量的河口坝、水下分流河道等微相区，该区域控制井点少，有利于调整挖潜。如潜 3_{9-11}^2

(一

度2.2m，投产后与潜 2_{2+3}^2 合采，初期日产油22.9t(图2)。

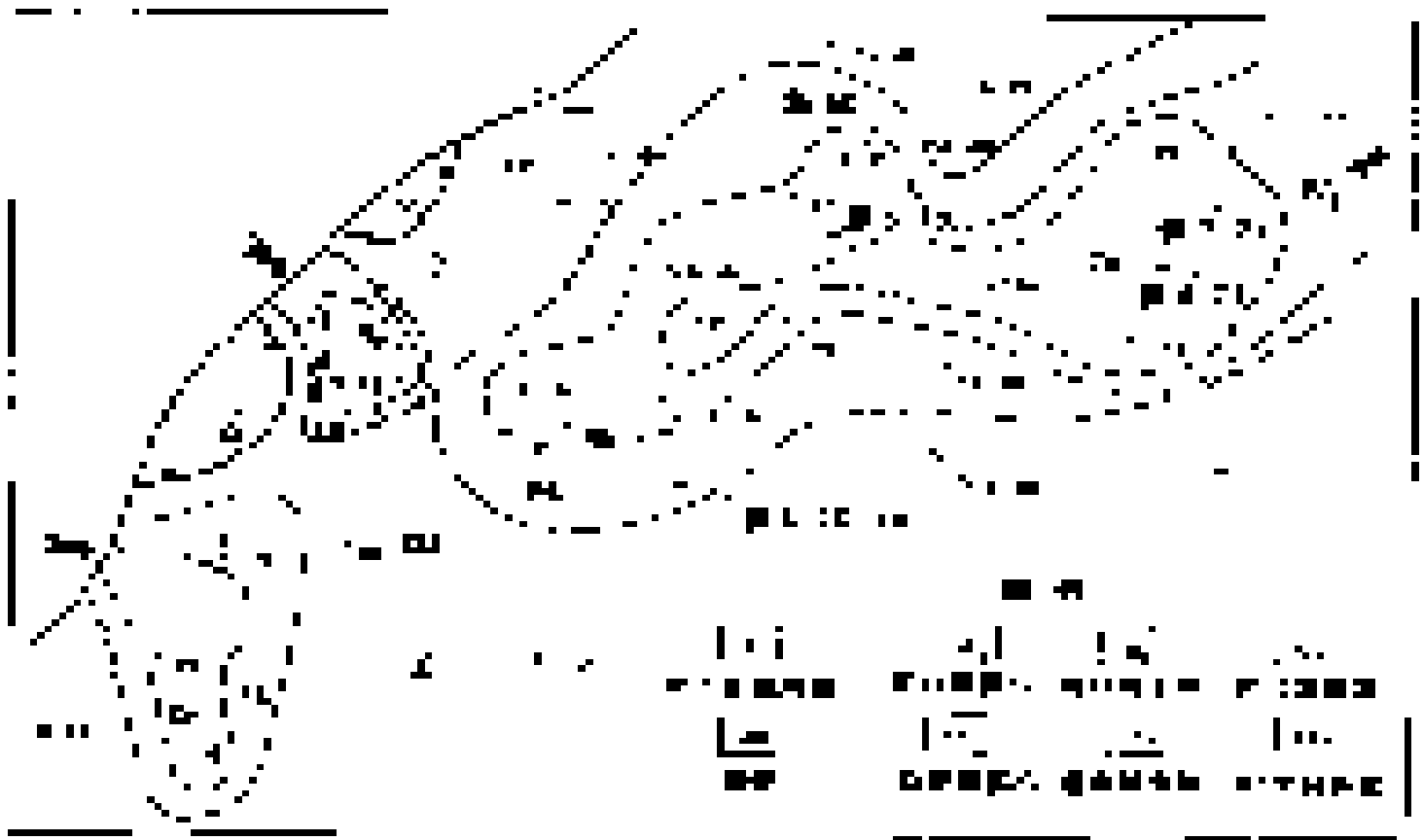


图2 潜 3_{9-11}^2 (一)

3 滚动扩边，寻找隐蔽油藏

岩性油藏是滚动扩边挖潜的重要场所。本次在构造解释基础上进行老井复查，同时应用BP-SOM神经网络技术和RM油藏描述技术对潜 2_2^3 、潜 3_4^4 等无井控制的岩性边界砂体进行砂体分布及含油性预测。落实砂体的分布范围和规律及其含油性。

通过钻探，有4个井区证实砂体边界向外延伸，含油面积扩大 0.644km^2 ，增加地质储

量 $41.15 \times 10^4 \text{ t}$ 。如采用样本法 (B - P) 和聚类法 (SOM) 对潜 2_2+3 油砂体南部含油气性进行预测。B - P 法中先沿目的层时窗提取特征参数, 选取钟 6 - 15 井为无油样本, 钟 3 - 15 井为有油样本, 部署井位于钟 6 - 15 井与钟 3 - 15 井之间, 输入神经网络进行判断检验, 同时聚类法中选取相同特征参数进行预测, 结果反映部署井储层分布及油气显示良好, 钻遇结果表明预测结论是正确的。该井在潜 2_2+3 钻遇油层厚度 $9.8 \text{ m}/2$ 层, 投产后初期日产油 22.9 t/d 。

4 建立储层地质建模系统

引进开发美国 SSI 公司的 Workbench 油藏描述软件, 将基础地质研究、测井处理技术, 静态数据库和计算机技术结合应用, 形成一套完善的油藏地质建模系统。该系统具有现代油藏描述先进处理技术以及输出成果的综合化、定量化。其技术原理是以数据库为支撑, 以单井砂岩模型、物性模型为骨架, 以计算机为手段, 以三维预测模型作为控制条件, 以先进的协克里金插值技术为方法, 建立储层三维定量地质模型, 精确地描述地下储层三维几何分布特征及储层参数空间分布, 以便更好为油藏数值模拟提供最直接、方便、快捷、精确的地质模型。

1) 建立井模型

以 $25 \text{ m} \times 25 \text{ m} \times 1.0 \text{ m}$ 的网格尺寸对砂岩体进行网格化, 平面上划分为 $84 \times 44 = 3696$ 个网块。在此基础上建立单井砂岩模型与单井属性模型。

(1) 单井砂岩模型。

通过对井数据从顶界到底界依次按 1.0 m 步长连续离散插值, 得到的数据串, 其长度等于三维网块垂向上的厚度。修改的过程主要是确定夹层的位置, 夹层厚度大于或接近网块厚度时占据一个步长, 小于网块厚度时, 若其在层间连续性好, 则适当夸大夹层厚度。

(2) 单井属性模型。

将测井解释的储层孔隙度、渗透率与砂岩模型套合而得到。

2) 建立储层构造模型

输入砂体经过校正的顶底界海拔深度, 对建立的地质数据进行验证和检查, 在此基础上建立本地区断层系统模型, 精确的断层格架模型是建模过程中关键性的工作, 因为地质模型及油藏数模的边界主要为断层控制。在 Workbench 中直接将断点标注在断面上, 可很快鉴别由于数据问题而造成的断面形态的异常。在精确的断层结构模型基础上, 调用分层数据库建立了该区各小层的顶面构造模型。构造高点的变化与精细构造解释结果相吻合。在输出构造中, 将构造线加密至 5 m 或 10 m , 可迅速确定局部小构造圈闭, 为确定高效调整井提供依据。应用美国应用电脑工程公司的 Gridstatpro 软件可实现模型三维可视化, 图 3 为潜 $3_4-4_{1+2}^3$ 叠合小层的顶面构造图。从图中可以看出钟 9 - 6 井西北方向为局部小高点, 且井网较稀, 具有钻加密调整井的潜力。

3) 建立砂体空间分布模型

钟市油田岩相变化大, 砂体空间变化急剧, 砂层厚度 $0.6 \sim 30 \text{ m}$, 利用该模型进行人机联作, 完成全部井的对比分层工作。自动换算垂深, 进行深度校正, 确定储层砂体厚度。根据测井曲线的对比和研究, 采用各砂体顶、底面深度数据库, 以及在砂层尖灭处所加控制点, 参照每个砂层相应的构造模型, 建立砂体的三维空间格架模型, 直接观察砂层空间分布状况。研究砂层的连通情况, 进行小层对比, 在此基础上优化注采井网。

4) 建立储层属性模型

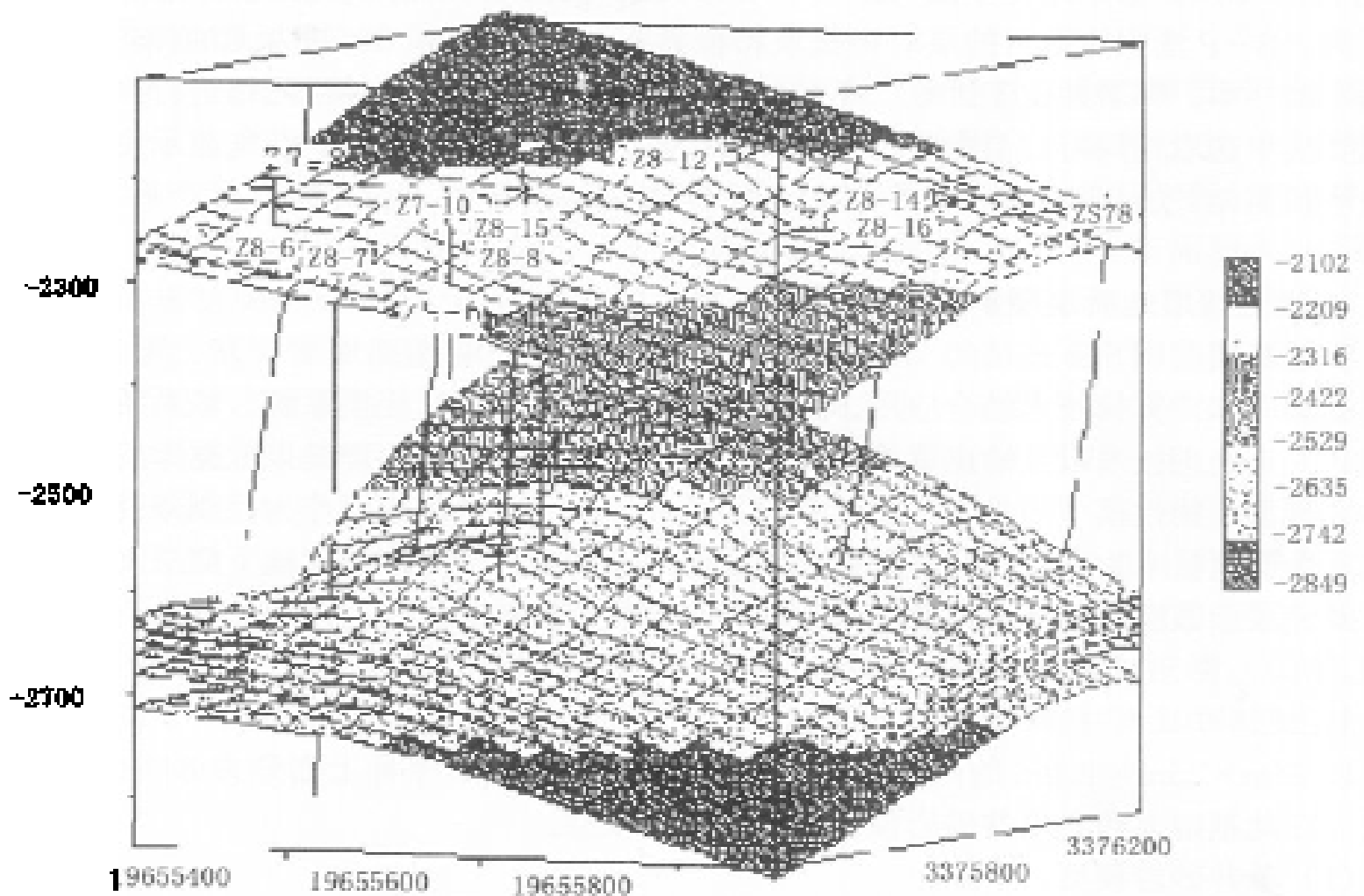


图3 潜四段西部小层顶面构造图

调用储层物性数据库，建立各小层储层属性模型，包括孔隙度模型、渗透率模型、有效厚度模型、砂岩厚度模型等。应用 Gridstatpro 软件可实现储层属性模型三维可视化，如渗透率 3D 模型、孔隙度 3D 模型、饱和度 3D 模型等。可观察储层属性在三维空间的变化及剩余油饱和度的分布，多方位准确地确定调整井井位，沿荆沙剥蚀面附近钻“多层聪明井”。

5) 地质模型应用特点

- (1) 基本改变了油田手工地质研究工作手段，极大地提高了劳动工作效率。
- (2) 构造细化到每一小层，避免了大波段油组构造起伏的变化。
- (3) 从多角度以数字形式较完整地定量反映储层特征。
- (4) 形成一套完善的适合陆相非均质储层油藏地质建模系统工作流程。

5 油藏数值模拟研究

根据钟市油田油藏地质、开发特点，选用 WorkBench 油藏数值模拟软件，选择黑油模型。

1) 建立精细的网格系统

采用直角坐标网格系统，平面上以控制构造的荆沙剥蚀面为横轴方向，垂直方向为纵轴建立网格系统。根据油、水井的分布状况，采用非均匀网格，油区最小网格步长为 30 m，最大网格步长为 100 m。潜二段网格数为 $85 \times 39 \times 2 = 6630$ 个，潜三段网格数为 $85 \times 39 \times 13 = 43095$ 个，潜四段网格数为 $76 \times 26 \times 15 = 29640$ 个，网格总数为 79365 个。

2) 地质建模网格数据场输出

将油藏描述输出的各模拟层的中部深度、有效厚度、砂岩厚度、孔隙度、渗透率等网格数据场作为数值模拟的初始静态数据场，实现了油藏地质建模与数值模拟一体化。

3) 全方位、多指标、高精度历史拟合

历史拟合是为了使建立的计算模型能反映实际情况，历史拟合的调整过程是使模型与油田实际生产及地下状况逐步符合的过程。该油田压力拟合主要是调整压缩系数和水油体积系数。在全区压力拟合的基础上，进行单井压力拟合，单井压力主要受渗透率的影响，对局部地区的渗透率进行修改时要照顾到对含水的影响，保证单井压力在监测压力附近。潜四段压力拟合较好，与实际测量值较吻合，潜二段压力拟合较差，主要与压力测试资料较少有关；含水率主要受相对渗透率曲线、局部渗透率及层间连通性的影响，在拟合区块含水率时主要调整油水相对渗透率曲线及局部渗透率。单井拟合主要是以调整局部渗透率和方向渗透率场，对局部压力较高，含水偏大的部位降低渗透率或修改方向渗透率。在拟合中还参考分层测试资料和吸水剖面资料，调整污染系数，修改分层的方向渗透率来达到调整分层的产量比例目的。该油田单井含水率有 80 % 以上的井拟合得较好。因此可以认为钟市油田模拟的地下剩余油的分布是可信的。

6 剩余油分布规律研究

以主力油砂体为基本单元，在精细地质研究基础上以沉积微相为定性基础，以油藏工程原理和油藏数值模拟为定量手段，采用定性分析与定量计算相结合的研究思路，充分运用各种测井、测试资料，确定油藏剩余油 (S_{or}) 分布特征。

1) 不同沉积微相剩余油分布特征

(1) 水下分流河道。

油井单层厚度大，油层物性好，渗透率高，具有典型的正韵律沉积特征。平面上看，一线油井水淹程度高，油井见水快，水淹严重，平面剩余油饱和度很低；纵向上看，油层水淹过程一般为底部水淹型，底部剩余油饱和度较低，而顶部剩余油饱和度较高。

(2) 河口坝坝主体。

油层上部渗透率高，具有典型的反韵律沉积特征。平面上看，剩余油多在构造高部位富集；纵向上看，油层水淹过程首先由顶部开始，在毛管力和重力的共同作用下，油层中下部逐渐水，为中上部水淹型，中上部剩余油饱和度低，而底部仍存在少量的剩余油。

(3) 河口坝坝斜坡。

油井单层厚度较小，物性较差，初期产量较低，目前水淹程度较低，剩余油相对富集。

2) 剩余油分布规律综合评价

截至 1998 年 12 月，钟市油田剩余可采储量还有 51.3×10^4 t，占可采储量 336.9×10^4 t 的 15.23 %。虽然剩余油分布愈来愈零散、复杂，但仍然存在着剩余油相对富集的部位。根据地质综合分析技术、水淹层测井解释技术、油藏精细数值模拟技术、油藏工程综合分析技术研究了油砂体平面、纵向剩余油饱和度分布规律。

(1) 平面剩余油饱和度分布规律。

就平面而言，各单元剩余油分布规律如下：潜二、三段油藏以岩性为主，剩余油主要分布在断层，岩性尖灭区附近。潜四段油藏以构造为主，剩余油主要分布在构造高部位的断层及荆沙剥蚀面附近。与 1995 年研究成果对比，总的变化趋势是剩余油饱和度逐年变小，1995 年含油饱和度大于 60 % 的面积占 26.5 %，2000 年仅占 10.38 %，潜三段虽然剩余油饱和度大于 50 % 的面积占 30.13 %，但其分布主要在一些油砂体尖灭区附近，剩余储量小，油层厚度小，调整难度大。潜四段主力油层构造中低部位大部分水淹，油井目前基本上都含水(图 4、图 5)。

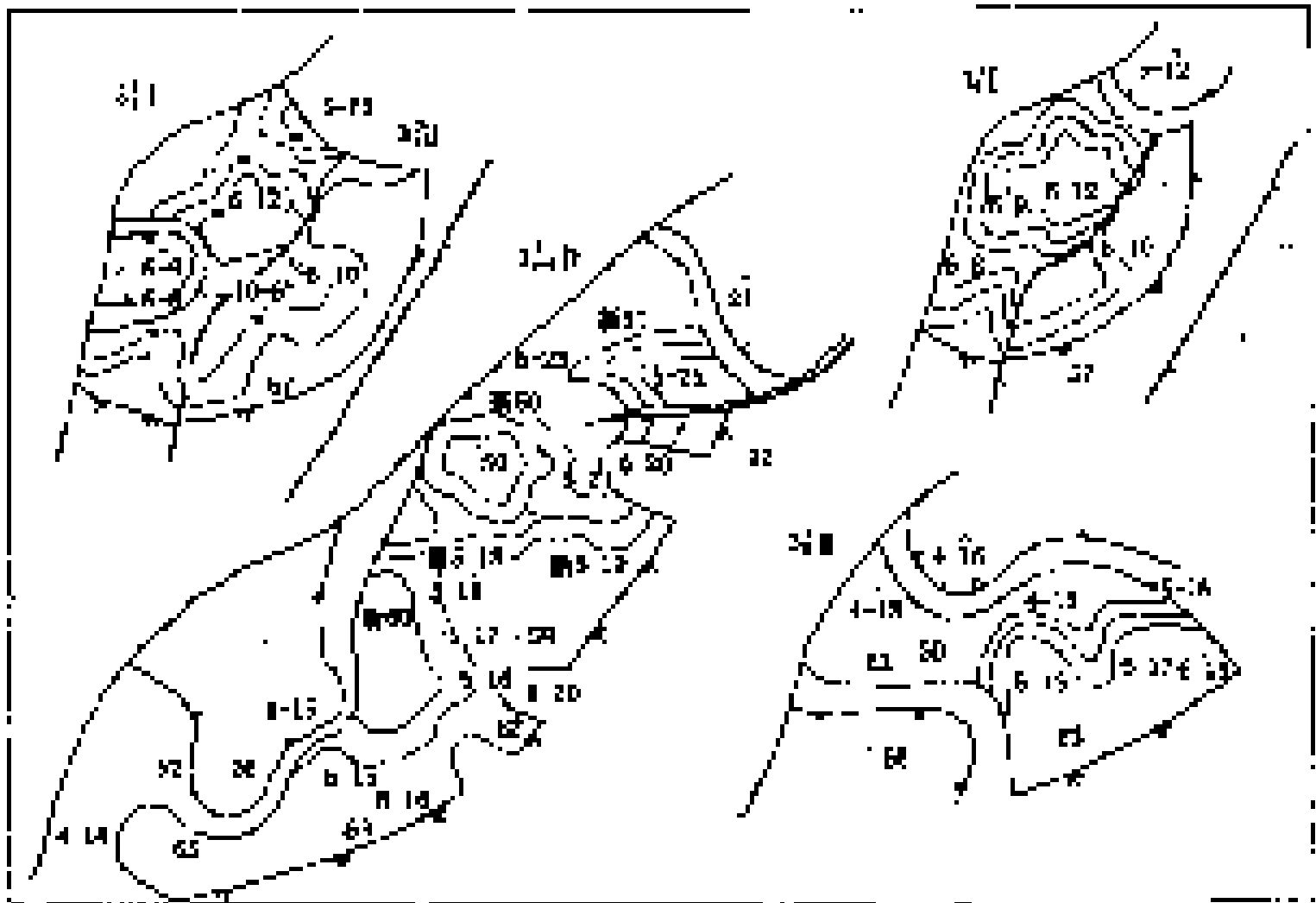


图 4 钟市油田潜三段剩余油饱和度图

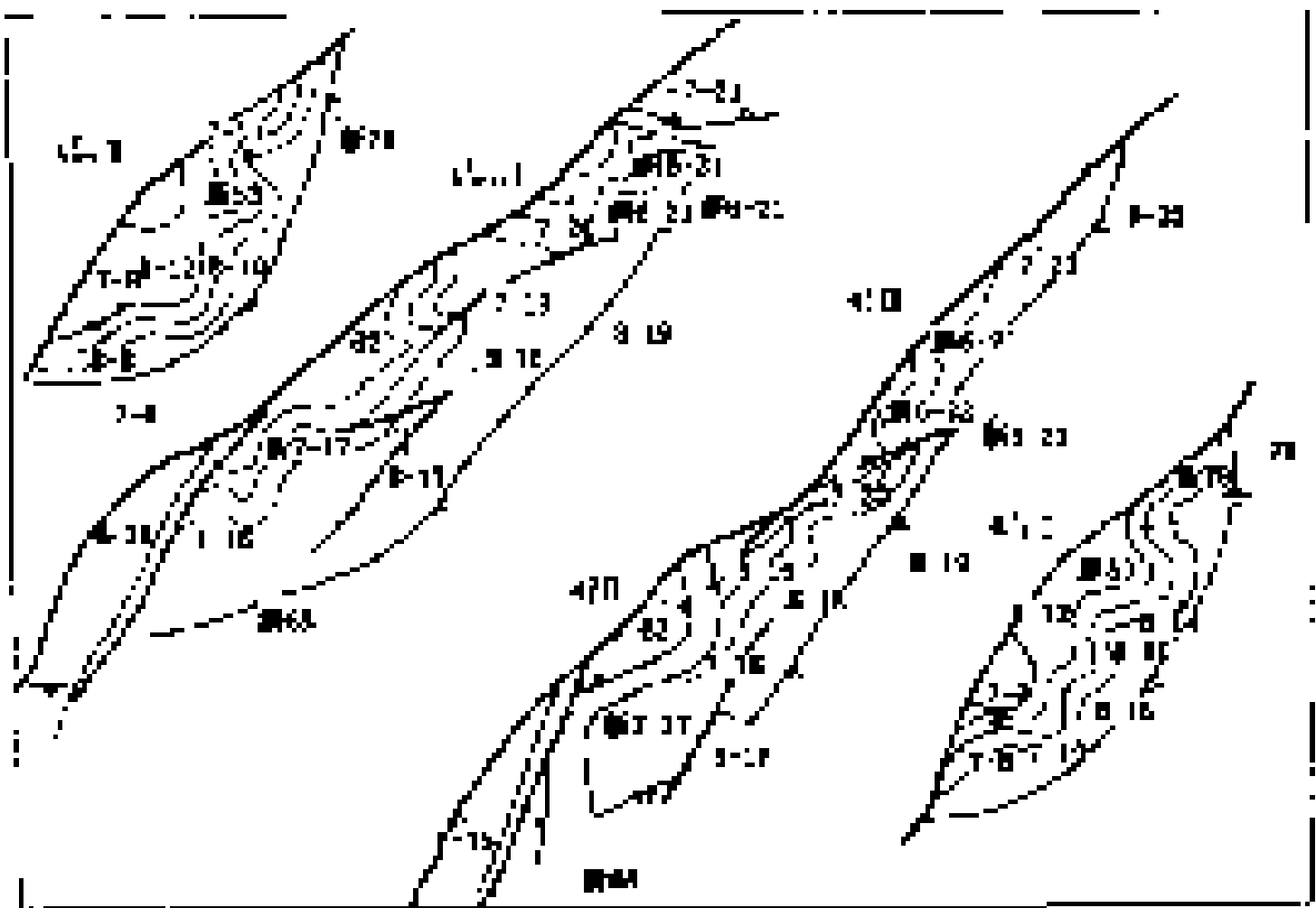


图 5 钟市油田潜四段剩余油饱和度图

(2) 纵向剩余油饱和度分布规律。

利用测井资料结合油井生产现状，测试资料，通过计算确定油层纵向剩余油分布，对油田水淹状况有了一定的认识。纵向水淹特征归纳起来有 4 种类型。

正韵律油层：渗透率级差大时，注入水沿着油层底部高渗透层段突进，造成下部水淹程度高，而中上部水淹程度低，仍留有较多的剩余油，如钟 6 - 20 井潜 4_3^2 油层；

反韵律油层：油层上部渗透率高，在驱动力作用下，油层顶部首先见水，随着注入水的增加，在毛管力和重力的共同作用下，油层中下部逐渐见水，从而形成中上部水淹型，这类油层最终采收率较高，含水采油时间长，如钟 6 - 19 井潜 4_4^2 油层；

均匀油层：这类油层层内渗透率级差小，物性较好，注入水在油层中均匀推进，高含水时，含水饱和度高，如钟 6 - 20 井潜 4_1^2 油层；

叠加韵律油层：这类油层厚度大，为水动力不稳定形成，油层内渗透率级差大，有夹层，注入水推进不均匀，多种水淹类型在油层内迭加形成复杂的水淹类型，如钟 6 - 15 潜 4_1^2 油层（图 6）。

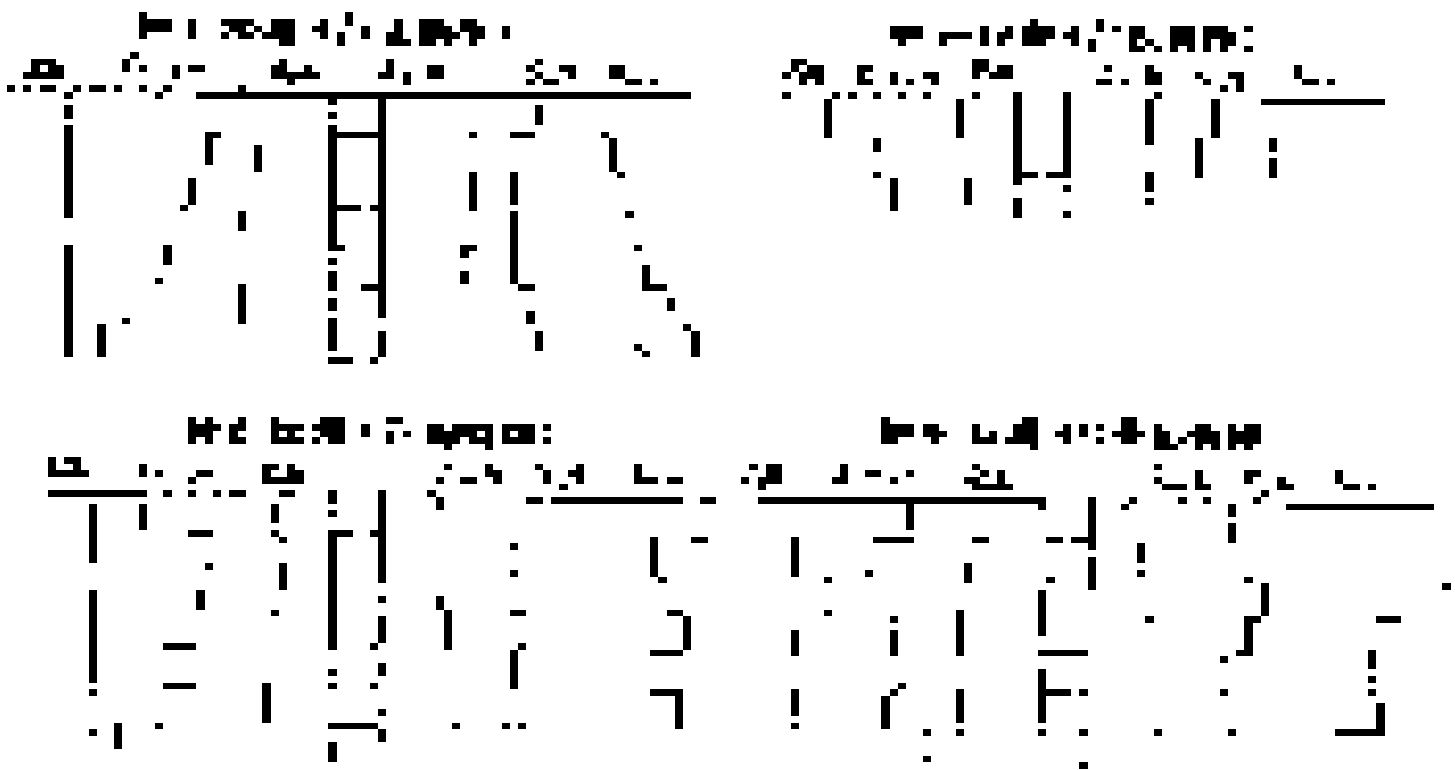


图 6 钟市油田不同韵律典型井水淹剖面示意图

三、调整挖潜效果及建议

钟市油田综合开发调整研究在 1998 ~ 2000 年取得了较好效果：

(1) 新钻调整井 19 口，钻井成功率 100%；投产油井 16 口，平均单井初期日产油 15t/d ，为该油田单井平均产量 (5.5t/d) 的 2.8 倍，新井累积采油 $2.86 \times 10^4\text{t}$ 。

(2) 老井实施补孔、压裂、酸化、堵水等调整措施 23 井次，增产原油 $1.64 \times 10^4\text{t}$ 。补孔是高含水期开发调整的主要增产措施之一，1999 ~ 2000 年仅补孔措施增油即达 $0.99 \times 10^4\text{t}$ ；低渗区油层压裂引效亦为显著，1999 年 5 月对钟新 6 - 15 井潜 4_{1-5}^2 层压裂，日产油由 3.4t/d 上升到 12t/d ，累积增油 1473t ，是高含水阶段压裂增油最多的一口井，该井压裂后亦见到对应水井钟 6 - 15 井注水效果。

(3) 开发指标明显改善, 年产油量在高含水期开发递减阶段保持 $(8 \sim 9) \times 10^4 \text{ t}$ 水平; 综合含水由 1994 年的 86.4% 下降到目前的 75.5%, 下降了 10 个百分点; 可采储量逐年增加, 水驱采收率由 1995 年标定的 35.7% 提高到 41.8%, 提高了 6.1 个百分点, 1998 ~ 2000 年增加可采储量 $64.2 \times 10^4 \text{ t}$, 实现了高含水期的高效开发。使“高效开发调整油田”在高含水开发后期依然焕发光彩。

江苏“九五”期间新开发中低渗油田 油藏稳产管理研究

刘 红 陈 坚 孔 红 刘家军

(江苏油田分公司)

摘 要 江苏“九五”以来陆续发现的三个中低渗油田，经过具有江苏油田特色的高效滚动勘探开发后，形成了一套完善的中低渗油藏管理研究方法。本文在充分分析了码头庄、赤岸、高集油田的地质和开发特征的基础上，重点介绍了江苏油田新开发的中低渗透油藏开发研究技术思路。

一、前 言

江苏油田已探明的石油地质储量中，属于低渗透的Ⅱ类地质储量所占的比重愈来愈大，累计探明Ⅱ类地质储量占全油田的51.6%。中低渗油田的开发对江苏油田的作用愈来愈大。

码头庄、高集、赤岸3个中低渗油田均采用了适合江苏特点的高速高效高水平的滚动勘探开发方法和配套技术，实现了勘探开发一体化，增储上产一体化，分别在1995、1996、1997年当年发现当年完成产能建设。3个油田开发初期注采井网基本一次性完善，均采用早期注水开发，合计新建产能 32×10^4 t。

为延长码头庄、高集、赤岸油田3个中低渗油藏的稳产期，改善开发条件，也为今后油田开发中后期调整打下良好的基础，本着科学规范化管理油藏的精神，经过近几年的研究和实践，系统性地提出了江苏“九五”期间新开发中低渗油田油藏稳产管理研究技术思路：在地质研究中深入地了解地质特征，建立可长期使用的精细三维地质模型，坚持动静态结合认识油田地质特征，不断修正和完善地质模型；在开发研究中进行从微观到宏观的低渗透储层渗流机理研究，在数值模拟技术的基础上开展以含油饱和度为主要关注对象的综合研究；在生产管理中加强以注水为中心的油田管理工作，并建立起一套严格的以定点碳氧比测井为核心的动态监测体系；在研究工作中根据含油饱和度的分布及变化，即可对油藏实施必要的开发调整，含油饱和度跟踪是一个监测、研究、调整不断循环的过程，是有效地量化认识油藏的重要手段，它有机地贯穿于油田开发的全过程。

目前，3个油田都处于稳产开发阶段，因此现阶段研究工作中中心是油田稳产期开发研究。

二、油田地质研究

1. 油藏地质基本特征

码头庄、高集、赤岸油田在油藏地质特征上有许多相近之处：3个油田均为在斜坡构造背景上被断层切割形成的断鼻、断块构造；主要含油层系为下第三系阜二段和阜一段；储层都属于滨浅湖滩坝、三角洲前缘亚相沉积；储集层以砂岩为主，阜二段含油层系包括部分灰岩；砂岩均为中低孔、中低渗、中—细喉性储层；油藏自然产能均为中等偏低（表1）。

表 1 高集、码头庄、赤岸油田地质基本特征表

油田名称	高集		码头庄		赤岸 (韦 2 断块)	
油藏类型	构造层状油藏					
含油层系	E ₁ f ₂	E ₁ f ₁	E ₁ f ₂	E ₁ f ₁	E ₁ f ₂	E ₁ f ₁
主要沉积微相类型	滨浅湖滩坝	三角洲前缘水下分流河道、河道侧缘、席状砂	滨浅湖滩坝	三角洲前缘水下分流河道、河口坝、席状砂	滨浅湖滩坝	三角洲前缘水下分流河道、河口坝、席状砂
孔隙度, %	17.4	16.9	18.3	18.7	18.3	19.5
渗透率 10 ⁻³ μm ²	40.8	90.3	30.4	62.8	9.5	10.7
初期采油强度 t (d·m)	1.06		1.202		1.35	

2 油田地质特殊性

1) 码头庄油田

受主控断层活动强弱的不均一性影响, 构造存在多处系统性的扭动, 油藏内部存在多条可疑的小断层; 油藏存在构造成因的高角度斜交缝、网状剪切缝和沉积成因的水平裂缝; 流体分布规律性较明显, 由高部位到低部位原油性质变差, 油水边界附近存在稠油环。

2) 高集油田

地面处于泻洪道内, 给油田日常生产管理和开发中后期实施加密调整井带来很大的困难; 纵向上主力层系的主力砂体储层性质较好; 在阜一段的油层和水区之间存在一定规模的氧化油。

3) 赤岸油田

属特低渗油藏; 受主控断层、局部地层形变和区域拉张应力及纵向上岩性频繁互层导致岩石抗拉张强度不同的影响, 存在区域性的网状微裂缝。

3 动静态结合对地质重新认识

油田经过一段时间的开发, 根据生产和调整井资料对地质进行重新认识, 为开发研究做准备。

1) 构造重新认识

根据钻探的调整井和注采对应井生产情况对油田的构造和层位进行了重新认识。对地震资料无法分辨的内部小断层, 采用动态验证, 如庄 2 - 12 井与对应注水井的砂体对比关系和连通性较好, 不存在沉积微相类型突变现象, 注水后采油井庄 2 - 12 井 (井距 240 m) 产量、动液面一直呈下降趋势, 而庄 2 - 36 井 (井距 180 m) 产量、动液面一直呈上升趋势, 由此可以推测在两井之间存在小断层。

2) 原油性质对开发的影响

江苏小断块油藏油水边界常存在稠油环, 赤岸油田有稠油化的现象, 码头庄油田具有明显的稠油环, 高集油田存在规模较大的氧化油环, 在油水边界处原油性质变化对注水开发的影响较大, 在动态上, 对边水、边外注水方式造成影响, 具体表现为:

(1) 注水井吸水剖面资料表明, 稠油层相对吸水比较差。庄 2 - 29 井的 11 号层物性比其下的 12 号层好, 但 11 号层试油证实为稠油层, 12 号层电测解释为纯水层, 吸水剖面上反映出稠油层相对吸水比只有 23.1%, 而纯水层相对吸水比可达 64.3%; 高 6 - 14 井氧化

油层吸水比只有 18.3%，而水层相对吸水比高达 81.2%。

(2) 稠油环对边水及注入水具有明显的遮挡作用。如庄 2 - 29 井距对应一线收效油井仅 250m 左右，累计注水达 $7.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 之多，油井仍不受效；高 6 - 14 井累计注水达 $7.1 \times 10^4 \text{ m}^3$ 之多，受氧化油层的遮挡，几乎是无效注水。

3) 沉积微相与注水开发

沉积微相与注水开发紧密相关，受砂体沉积类型的影响，三角洲前缘水下分流河道主体产液、吸水性最好，河口坝及较均质的席状砂相对较好，河道侧缘、湖滩沉积砂体较差。高 6 断块在纵向上沉积差异较大，主力砂体数只占总砂体数的 20%，主力小层产液、吸水均明显好于非主力小层；韦 2 断块在纵向上沉积差异不大，各砂体产液、吸水量均较匹配；码头庄油田介于两者之间。

4) 裂缝对开发的影响

对码头庄、赤岸油田有双重介质特征的岩心和试井资料分析：裂缝主要以网状隐裂缝形式存在，其渗透性并没有起到绝对主导作用。江苏典型均质砂岩储层的空气渗透率与有效渗透率的比值基本在 4 倍左右，码头庄油田 10 口测试井有 7 口井比值在 2.8 ~ 8.3 之间，仅 3 口井比值在 1.25 ~ 1.52 之间，部分取心有裂缝的油井一般表现为生产第一个月采油强度高，但第二、三个月急剧下降，表明裂缝的有效作用期短，只是在局部起作用；赤岸油田 13 口测试井平均比值为 1.37，裂缝的存在大大提高了低渗储层的渗流能力，从根本上改变了特低渗油藏的面貌。

目前而言，裂缝存在未对开发造成不利的影 响，但随着油田开发调整、注水方式的改变、注采井网的调整，裂缝问题应引起高度关注。

4 三维精细地质建模

1) 模型分层

为使所建模型可长期使用，按照地质上对砂体分层，采用油砂体为单位建模。对今后是否需要层内细化建模，对 3 个断块油藏不同沉积微相的单层韵律分析表明：储层层内相对比较均质，层内水驱油比较均匀。其次中低渗油藏产能较低，层内剩余油难以开采。因此，这种分层方式可以作为长期研究所用。

2) 含油饱和度研究

在实际油藏开发管理的大部分时间，主要以压力、产量、含水的变化来认识、评价油藏，而含油饱和度这个参数却被遗忘了或被淡化了，含油饱和度的时空变化也只是在油藏开发的后期才予以关注。中低渗油藏受储层物性影响，含油饱和度差异较大，如果采用同一原始饱和度值，无法准确描述储层的实际情况。为了实现油藏的科学化管理和效益化经营，从油田投入开发的初期就高度重视含油饱和度及其变化，开展以含油饱和度为主要关注对象的跟踪监测和综合研究。

码头庄、高集、赤岸 3 个中低渗油田平均含油饱和度值中等，多数含油层段原始含油饱和度值在 50% ~ 70% 之间，基本反映出中低渗油藏原始含油饱和度值偏低的特点。原始含油饱和度分布基本反映了储层沉积相带分布特点，实际上就是储层原始含油饱和度与物性关系的间接反映。

三、中低渗储层渗流机理研究

3 个油田均采用了室内水驱油、微观水驱油、两相渗流特征、核磁共振、井区试井及精

细油藏数值模拟水驱油规律的多种研究方法。研究结果如下：(1) 孔隙结构非均质性越强，驱油效率越低；(2) 油水粘度比越小、渗透率越高，驱油效率越好；(3) 低速注水水线推进均匀，驱油效率高，高强度注水，易水窜；(4) 非均质模型实验表明：水主要沿高中渗带突进，低渗带主要以水带油的形式驱替，采收率也最低；(5) 水相相对渗透率都不高；(6) 低含水阶段含水上升较慢，油井提液难度较大；(7) 初期井网较合理，平面水驱油效果好，内部和边内注水效果好于边外注水；(8) 纵向上，主力砂体与非主力砂体之间层间矛盾较大，在主力砂体与主力砂体之间由于渗透率的高低也存在单层突进现象；(9) 中低渗油藏和裂缝性油藏具有较强的应力敏感性。

四、稳产期开发研究

1. 影响稳产期因素分析

除地质上的影响因素外，3个油田井距基本一致，井网较为合理，因此初期注水开发方式、油田产液量和含水上升规律是影响油田稳产最为关键的因素。

1) 注水开发方式的影响

在江苏油田中低渗油藏开发过程中，注水时机上经历了较晚—早期—同步注水过程，通过赤岸油田（同步）、高集油田高6断块（早期）、高集油田高7断块（较晚）单井日产油进行对比（图1），表明同步好于早期注水，早期好于较晚注水；在注水方式上经历了边外—边缘—内部结合边部，尽可能多采用内部注水方式的过程，码头庄油田内部注水明显好于边部注水。

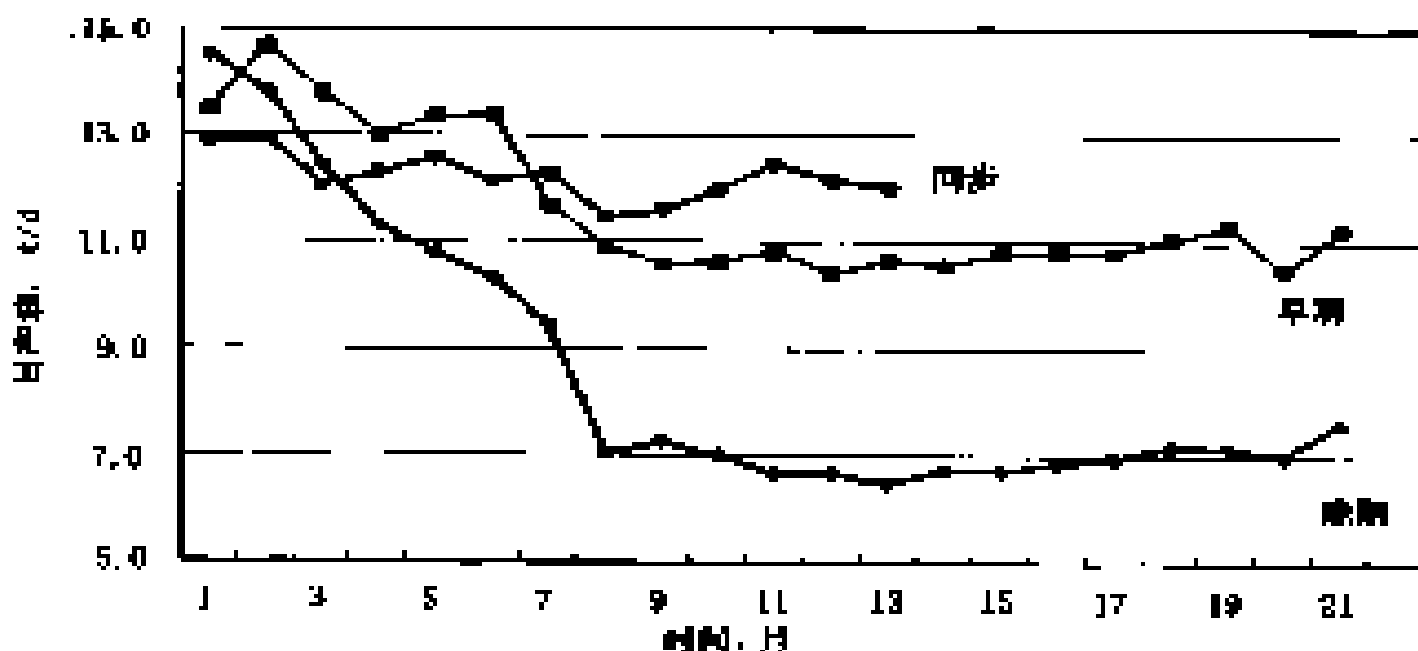


图1 不同注水时机油井平均单井产量对比图

2) 含水上升的影响

以高集油田高6断块主力层系 $E_1 f_2^3$ 为例，采用定液量预测了层系年综合含水，中低含水期油田含水上升较快，平均年综合含水上升约为10%，到含水达到60%后，平均年综合含水上升开始减缓。1999年底因含水上升日产油较1998年减少约25t，预测2000年底层系折算日产油较1998年减少约50t，可以说该层系2000年开始进入了递减期。

3) 油田产液量的影响

码头庄油田主力开发层系 $E_1 f_1^1$ 初期以边缘注水为主，内部注水井较少，开发效果较

差，进行了9口井的调补层，只是起到了拉均水线，降低含水的作用，由于产液量不能有效保证，稳产形势较差。

2 稳产潜力分析

通过上面分析，可以看出随生产时间的增加，3个油田的稳产难度越来越大，必须进行开发调整。为此针对影响中低渗油藏稳产因素进行潜力分析。

1) 控制含水上升速度，延长中低含水阶段

宏观上，控制油田总的注水量。对此类中低渗油藏而言，初期提液会影响最终的开发效果，因此必须严格控制平稳注水，必要时还会通过适量减少个别注水井的注入量来控制油井含水的上升。

纵向上，提高水驱波及体积。目前3个油田还处于主力层开发阶段，过多减少主力层段的注水量必会影响油井产液量。因此，进一步加强以调控主力层之间存在的矛盾为主，适量增加非主力层动用的分层配注工作，必定会对降低油田含水上升速度、提高开发效果、延长稳产期起到十分重要的作用。

平面上，提高水驱波及面积。注采调整过程中，适量调整注水井井点，改变或增加注入水的液流方向，同时适当进行层系间的调补层措施，也可起到拉匀水线的作用。

2) 改善注水效果，提高产液量

进一步完善注采井网是目前提高油田产液量最重要手段，通过进一步完善注采井网，增加边内注水井，有效提高地层压力水平，提高层系日产油量；另外对部分低产油井及注水状况差的注水井进行措施改造。

3 稳产期开发模式研究

依据目前江苏油田油藏地质开发特征，稳产模式大致可分为4大类：(1) 高效高速长期稳产型（代表油田真武）；(2) 高效高速非稳产型（代表油田宋家垛）；(3) 低速低效稳产型（代表油田黄珏）；(4) 高效中高速中稳产型。其中高效中高速中稳产型是本文研究的重点，这种稳产模式是随着江苏油田开发水平的不断提高，自“九五”以来通过跟踪研究而逐步确定的。代表油田是码头庄、高集、赤岸油田，在油田开发初期，根据江苏油田早期对中低渗油田的开发认识，认为这3个油田受开发初期井网一次性完善的影响，其稳产模式应是：采油速度在1.5%~1.8%之间稳产2~3a，之后进入递减期，这些观点在油田的开发方案中可体现出来。经过对这3个油田3~5a注水开发实践及相关研究，认为这类油田理想开发模式应是高效中高速中稳产型，主要特点是稳产期较长（6~8a左右）、经济效益好（在较低油价下，投资回收期短，内部收益率高于20%）、稳产期采油速度较高（一般在1.5%以上）。

高效中高速中稳产型与其他3种稳产模式油藏比较：油藏储层特性与低速低效稳产型基本相同，都属中低渗透油藏；油井不具备高效高速非稳产型的高产能；开发层系相对高效高速长期稳产型单一（一般以两套为主，不超过三套），不具备多次调补层余地，也没有断块接替的条件。

不过该类型油藏自身也具备一定的有利条件：油藏较整装，构造相对简单；各油田油井产能较平均；具备良好的注水条件，注采井组连通率基本在90%以上，经注采调整后码头庄、高集、赤岸油田水驱控制程度分别为60.8%，66.5%，68.8%，主力开发单元可达80%左右。

五、稳产工作主要内容

近几年江苏油田的管理水平有了较大的提高，主要表现以下几个方面：

(1) 稳产研究的力度加大，通过逐步摸索，建立了一套完善的油藏稳产管理研究思路，对油田开发全过程进行跟踪研究。

(2) 加强注水管理工作，实施整体分层配注及动态配注。

(3) 建立动态监测体系。在开发过程中建立了以含油饱和度跟踪监测为中心的动态监测体系，根据含油饱和度的变化及分布，即可对油藏实施必要的开发调整。近年3个油田动态监测力度进一步加大，合计共完成油井测压115井次，MFE测试26口井，测吸水剖面82井次，测产液剖面32井次，测碳氧比24井次，FMT测井9井次。

六、开发中后期特点及建议

油藏进入中后期开发阶段，该阶段工作重点应是：适当钻加密调整井，提高水驱控制储量；增加注水井点，提高水驱波及面积；局部层系调整进行控水稳油；对局部含水较高、注采关系较好的注采井组实施逐步温和放差提液；注水井尽可能多的采用多级多段分注，提高非主力砂体的动用程度。通过这些工作努力减缓油田递减。

油田进入中高含水期，该阶段工作重点可分为三步：

(1) 通过近几年研究认为江苏“九五”新开发油田注水效果较好，可采用加大注水量、加深泵挂、下大泵等手段，对油井适当提液；

(2) 以寻找剩余油为主，全面层系调整；

(3) 稳油控水，尽可能卡封出水层段，以非主力砂体、产能接替层及灰岩动用为主。通过以上工作，油田开发后期产量递减幅度开始减小，会出现为一个时间较长的低速稳产阶段。

七、开发效果评价

自1997年6月赤岸油田全面投入开发至今，码头庄、高集、赤岸油田整体稳产形势较好，基本实现了在较高采油速度下日产液量、日产油量、综合含水保持平稳的良好态势。3个油田合计日产油在850~950t/d之间，平均为865t/d，采油速度在1.58%~2.00%之间，平均为1.80%，日产液量在1000~1050t/d之间，平均为1015t/d，年末综合含水为20.2%，主力开发层系地层压力水平平均保持0.7以上。

采用数值模拟方法对3个油田产量进行了预测，预测8年指标如下：在采油速度保持1.5%以上稳产7~8a，2007年评价期末采出程度18.6%，综合含水69.6%，3个油田砂岩的平均采收率为28.5%。

八、结论和建议

(1) 要开发好中低渗油藏必须首先建立起一套科学规范化的研究体系，这是现代油藏管理研究的需要，在动态监测的基础上，坚持动、静态结合认识油藏、以注水工作为中心，并建立含油饱和度三维精细地质模型结合连续跟踪的三维精细油藏数值模拟技术，是此类油藏开发管理研究的主要工作技术思路。

(2) 加强对低渗透油田的油藏描述工作，加深油藏地质特征的再认识。编制适应油藏地

质特点的开发方案和调整方案，是油田实施稳产方案的基础。

(3) 油藏地质特点、渗流规律及开发方式决定了此类油田开发属高速中高效中稳产型。采液速度和含水率上升的变化规律是影响油田稳产的主要因素。延长中低含水开发阶段是延长稳产期的关键。

(4) 多级多段分层配注工艺，是最有效提高注水开发油田注水效果的方式，也是我们今后发展的方向。

东海平湖油气田高效开发

李欣 蔡华

段胜楷

(中海石油(中国)有限公司上海分公司)

(中海石油研究中心东海所)

摘要 为了确保达到 ODP 报告的各项技术指标, 高效开发平湖油气田, 我们在油藏描述, 层系划分, 井网部署, 钻完井工艺, 采气工程, 油气藏动态分析等诸方面作了大量的工作。本篇力图全面而系统地总结平湖油气田油藏和气藏的地质情况, 开采特征, 剖析其开发的历程, 总结近两年开发的经验。

一、前言

平湖油气田是中国东海海域第一个发现并投入开发的以天然气为主的复合型油气田, 该油气田按项目管理模式开展建设, 经历了陆地工程建造阶段, 预钻井实施阶段, 海上安装、连接、调试阶段和投产准备阶段。建成海上钻采综合平台一座, 原油中转站一个, 天然气处理厂一个, 海底长距离 10 输油管线一条 305km、14 输气管线一条 365km, 生产指挥中心一个。

二、概况

1. 地理及构造位置

平湖油气田位于上海市南汇嘴东南方向约 365km, 东经 $124^{\circ}50' \sim 125^{\circ}00'$, 北纬 $29^{\circ}02' \sim 29^{\circ}10'$, 构造位置位于西湖凹陷西部斜坡带中段, 西靠平湖主断裂, 东临三潭凹陷。整个构造带由放鹤亭、八角亭、望湖亭等 3 个主要局部构造组成, 工区面积 240km^2 。第一期开发面积 20km^2 。

2. 油气田评价历程及开发简况

1) 评价历程

平湖油气田放鹤亭构造发现于 1981 年, 1982 年钻探 PH1 井, 完钻井深 4651m, 完钻层位为平湖组。完井电测发现油气层 37.5m, 经测试平湖组获日产天然气 $40.85 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 凝析油 $114 \text{m}^3/\text{d}$; 花港组获日产原油 $66.6 \text{m}^3/\text{d}$, 从而发现了平湖油气田。

1983 年在工区内又钻探了 PH2、PH3 井, 油气层发育程度相对较差。1985 年完成 $1\text{km} \times 1\text{km}$ 的地震详查。1985~1989 年开展三维地震勘探, 覆盖面积 55.55km^2 。

1988 年在 PH1 井西侧 800m 处钻 PH4 井, 完钻井深 3750.14m, 电测解释油气层 165.4m, 经测试花港组获日产原油 $1593.1 \text{m}^3/\text{d}$, 平湖组获日产天然气 $148.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 为本油气田的开发奠定了基础。

1990 年 6 月原地矿部向国家矿产储量委员会申报该油气田的地质储量, 其中主力含油气构造——放鹤亭构造, 其花港组含油面积 5.7km^2 , 探明级石油地质储量 $597 \times 10^4 \text{t}$; 平湖组含气面积 8.73km^2 , 探明级天然气储量 $146.5 \times 10^8 \text{m}^3$, 凝析油储量 $239 \times 10^4 \text{t}$ 。

2) 开发简况

平湖油气田于 1994 年一季度完成了放鹤亭构造总体开发方案编制，1995 年获国家计委批准。在编制总体开发方案过程中，在新钻 PH5 井的基础上，对放鹤亭构造重新进行了地质油藏研究工作，并重新计算储量，1996 年方案开始实施，1998 年 11 月平湖油气田花港组油藏正式投产，1999 年 3 月平湖气藏正式投产，截至 2000 年 9 月 30 日共有油气井 14 口，其中油井 7 口 (A1、A2、A3、A4、A5、A7、A8 井)，气井 7 口 (B1、B2、B3、B5、B6、B7 井)。截至 11 月 30 日年累计生产原油 $114.53 \times 10^4 \text{ t}$ (其中原油 $108.73 \times 10^4 \text{ t}$ ，凝析油 $5.8 \times 10^4 \text{ t}$)，累计向上海输送天然气 $4.24 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，折算采油速度 $7\% \sim 8\%$ 。油田见水井 4 口，综合含水率 40.2% 。

三、油田地质特征

1. 地层及层组划分

平湖油气田放鹤亭构造目前钻井钻遇的地层自上而下有：第四系东海群，上第三系三潭组、柳浪组、玉泉组、龙井组，下第三系的花港组、平湖组。下第三系的花港组、平湖组是平湖油气田主要含油气层段，其中花港组地层以含油为主，平湖组以含气为主。根据平湖组岩性、电性、含油气性等特征，将花港组油藏划分为 8 个砂组，其中 H2、H3、H62、H63 和 H7 有油，H2、H62 和 H63 是主力含油砂层组；平湖组划分为 12 个砂组，其中 P1、P3、P4、P6、P8、P10 为主要含气层段。

2 构造特征

平湖油气田放鹤亭构造为一被断层切割背斜。构造顶部平缓，两翼变陡，F1、F2 断层为油田主体区块内的主要断层，花港组上段背斜形态完整，下段 H6 和 H7 以及平湖组被断层分割，构造主体部位位于 F1、F2 断层夹持部位。平湖组被 19 条北东向或北北东向的大小正断层所切割，形成大小不等的断块、断背等，构造格局相对复杂。

3 沉积特征

花港组为陆相沉积，由下向上由河流相演变至滨湖相沉积。平湖组气储层由半封闭海湾环境的滨浅海相及河控三角洲相沉积砂体组成。

4 储层特征

1) 岩性及储层物性特征

花港组储油层大多为中、粗长石石英砂岩为主的块状砂岩，孔隙类型以粒间孔和溶蚀孔为主，储渗体发育，孔隙度平均大于 18% ，一般 20% ，最高可达到 30% ，渗透率平均值在 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}$ 以上，最高可达 $1 \mu\text{m}$ 以上，且砂地比高、厚度大、砂岩泥质含量低、岩石物性好，基本属一类储层。平湖组砂岩 P8 以上以细、中粒岩屑长石石英砂岩为主；P8 以下以粉砂或细粒岩屑长石砂岩或长石岩屑砂岩为主。P6 层之上孔隙度 $14\% \sim 19\%$ ，渗透率 $(35 \sim 240) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间；P6 以下孔隙度为 $10\% \sim 13\%$ 。储层多为薄层—中厚层状，属中孔、中低渗储层，同时储层物性自上至下呈变差的趋势。

2) 储层分布特征

花港组油层埋藏深，含油井段长，从 $2287 \sim 2827 \text{ m}$ 均有油层分布，油层井段长达 500 m ，各油组平均储层厚度在 $40 \sim 106 \text{ m}$ 之间变化。储层具有砂厚、泥薄，砂多泥少的沉积特点，且连续稳定分布。平湖组气藏埋深 $2850 \sim 3500 \text{ m}$ ，地层厚度较大，含气井段较长，约 500 m ，各气组平均储层厚度范围 $2 \sim 30 \text{ m}$ ，多为 $10 \sim 20 \text{ m}$ 。

该段地层中砂岩百分含量低，在 25% 左右，储层不发育，表现为典型的“泥包砂”的

特征。含气富集程度差异大，主力气层厚度大，且纵向上分布不集中。

5 流体性质

1) 花港组油藏原油 PVT 性质

根据探井、评价井和生产井多组油藏流体样品的高压物性及现场测试和生产数据分析，花港组油藏原油属低粘度、低凝固点、中—低溶解油气比、欠饱和轻质原油。由于原油的油水粘度小，油井的无水采油期限长，水驱油效果好。

2) 地面天然气性质

根据探井、评价井和生产井多组气藏流体样品的高压物性及现场测试和生产数据分析，表明平湖组气藏天然气质量好， C_1 含量高，含量在 79.76% ~ 90.09% 之间。非烃含量低，不含 H_2S 。地面天然气相对密度在 0.613 ~ 0.738 之间，平均为 0.694， N_2 和 CO_2 含量低。

3) 凝析油性质

根据探井、评价井和生产井多组气藏流体样品的高压物性及现场测试和生产数据分析，具有粘度、含硫量、含蜡量、胶质沥青质含量低的特点。

4) 凝析气高压物性

平湖组气藏具有地层压力高 (29.41 ~ 36.90 MPa)，地露压差小 (0.5 ~ 2 MPa) 的特征，凝析油含量变化大，多数气层为中等含量水平，平均 $175g\ m^{-3}$ 。

5) 地层水性质

花港组地层水为 $CaCl_2$ ，总矿化度 21385 mg/L。平湖组地层水为 $NaHCO_3$ 型，总矿化度 17630 mg/L。

6 油气藏类型

花港组具有多期构造块状底水油藏、构造岩性油藏、岩性油藏叠加组合的特征。

平湖组气藏气水关系较为复杂，不同气组其气水界面不同，具有独立的气水系统。气藏类型主要为构造层状气藏。

四、开发方案要点

根据 ODP 方案的开发部署，平湖油气田一期开发共有开发井 13 口，其中采油井 6 口，采气井 7 口。花港组油藏属块状底水油藏，初期采用自喷开采，后期转为电潜泵举升，高峰期采油速度 6% ~ 7%，开采期 10 年，采出程度 36.3%；平湖组凝析气藏采用枯竭式开采，稳定供气 16 年，天然气采出程度 61.2%，凝析油采出程度 51.1%。

五、开发措施优化

1. 花港组油藏开发措施优化

1) 井位的调整

为了争取时间和改善开发经济效益，先用半潜式钻井船在水下基盘上钻 7 口井，然后再采用平台钻井方式完成其他生产井的钻进。边钻边采，油气并举是平湖油气田的一大特色。油气藏研究则根据已完钻的开发钻井地质信息，结合已投产井的开发动态，动静结合，加深地质认识，不断补充和完善地质模型，对原井位设计进行了若干成功的调整。如，每完钻一口井，就根据新井的情况，进行构造、储层、油层、成藏条件等全方位的地质研究，选择最佳的方案进行调整。如 A4 井在完井后，H2 油层的物性变差，油层变薄。根据这一情况，在重新对构造、储层和油层进行分析的基础上，认为构造高点可能向东南方向偏移，储层向

东变好。因此决定 A1 井向东移 300m，结果 H2 打出了 20.2m 的油层。又如 A2 的原设计目的层是 H3，但在 B2 气井打过之后，H2 和 H3 的油层变好，分别是 20.8m (H2)，14.6m (H3)，根据地质综合分析油层向南变好，因此 A2 井加深到 H7 进一步探明下部地层的变化情况，结果 H2 获得油层 18.8m，H6 获得 23m 油层的结果。在 B5 气井完井后，发现 B5 井的 H62 有 1.2m 油干层，可能与 PH5 井 H62 油层为同一层，又根据约束反演及砂体追踪绘制出 H62 的砂体埋深图及砂体厚度图，发现原设计并非最佳位置，因此 A5 井向西移动了 300m，打在比原设计高 5~10m，砂层厚 2~5m 的砂体轴向上，结果获得了 H62 油层 20m 未见水的好结果。A5 井自 1998 年 11 月 18 投产以来，一直自喷生产，无水采油期 137d，无水采油量 $6.7175 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，平均日产油 490 m^3 ，高峰日产油 618 m^3 。见水后，含水上升较缓慢，含水上升率为 1.83%，生产一年半后井底流压仅下降了 1.2503 MPa，表明 H62 油藏边水能量充足，有较强的产油能力。

2) 采用滑套技术，实现层间“轮换开采”

纵向上钻遇多个油藏的 4 口油井均采用滑套技术一次射开几个油层完井，实行层间“轮换开采”，保证了多油藏调整的灵活性和生产的主动性，从而达到产能接替和提高原油采收率的目的。为了保证油田的高产和稳产，目前，无论是初采井还是调整井均采用单层开采的模式，一方面避免层间干扰，另一方面能更全面更系统地掌握各油藏的动态变化，减少将来合采的盲目性。

油井中所采用的滑套技术已给我们的措施调整提供了方便。比如，A4 井开始生产的 H7 层在生产期间一直维持自喷，高峰日产量 292 m^3 。累积采油 $7.343 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，年平均采油速度 12% 左右，但由于油气比太高，而平台的溶解气处理能力有限，每天大量的天然气被放空。因此封堵 H7 层，拉开 H3 层的滑套上返生产，溶解气量大大减少，避免了资源白白浪费。

3) 主力油藏改钻水平井，抑制底水上升

为了尽快回收投资，提高经济效益，多期采用约束反演方法主要针对 H2 砂体岩性、属性、形态及空间展布方式等多方面的研究获得以砂体为单元的精细整体静态模型，对 H2 砂体的认识更加明确：

- 横向分布稳定、规模大、与外部水体相通；
- 砂体内部连通连片，均质性好；
- 叠瓦状砂体接触方式增加了单砂体相互沟通的机会；
- 河道侵蚀充填是沉积局部沟通各个砂体；
- 随机发育多层致密夹层，能有效地控制底水锥进；
- 以砂体为单元的储量核实结果与油组结果一致，说明现储量基础可靠。
- 另外通过研究发现 H2 砂体中的泥岩夹层发育情况较好：
- 纵横向随机分布，局部有密集区带；
- 厚度小，一般小于 2m；
- 密度大，层速度高，致密， $K < 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；
- 单砂体波阻抗高值区与之相关，一般平面分布小于 300~500m。

为了提高主力油层的采收率，防止活跃底水的快速锥进，于是将 ODP 报告中设计的 H2 油藏的直井改为水平井，A3 水平井投产以后日产原油 1000 m^3 以上的速度自喷开采，采油速度按地质储量计算为 8.8%，按动用储量计算为 18% 以上。油井无水采油期 274d 以上，

无水期采出程度为 6.7%，如果按动用储量计算则无水期采出程度为 13%，保持较好的开采状态。A3 井在无水采油期和低含水采油期间生产稳定，保持其工作制度，尽量不激动。目前含水 37.6%。含水 40% 以后再根据油藏和泵的情况，增大液量，逐步放大压差生产。

4) 安装永久式井下压力监测系统，随时掌握主力油藏的地下动态

主力油藏中的高产井安装永久式井下压力监测系统，及时掌握油藏的地下动态，降低油藏开发和试井作业的风险，收到了非常好的效果。海上的试井作业经常受到诸多条件的限制，平台上油气同采，钢丝作业也存在一定的危险性。通过安装永久式井下压力计，不但能省去昂贵的测试费用，更为重要的是随时监测井下压力的变化，跟踪油藏动态，及时掌握油井采油（液）指数的变化，为产量预测提供可靠的依据。目前仅在油井中安装了永久式井下压力监测系统，现正考虑在气井中也安装，以随时监控气藏能量的变化。

5) 充分利用天然能量，保持高速开发

花港组油藏的开发充分体现了海上开发的特点，从 1998 年 11 月投产以来，花港组油藏保持了高速开发的态势，平均采油速度为 6.9%，近一年来一般保持在 7% ~ 8.5% 之间。尽管采油速度较高，但边水、底水油藏天然能量充足，地层压力基本保持稳定。在含水率高达 70% 以上时，单井仍具有自喷的能力，从数模结果看，只要开采方式得当，在高含水的情况下仍能采出大量的油。

6) 打调整补充井，实现产量接替，进一步提高采收率

从 1999 年 4 月份，油井开始陆续见水，目前油田属中含水，约 40.42%，稀油的开发井一旦见水，采液指数有明显的下降，约为初期采油指数的 0.55 倍。产量递减时的工作重点：贯彻实施开发技术政策，多上措施。根据我们的经验，仅通过提液开采远不能跟上产量递减的速度，而且提液还受到平台液处理能力的限制，只有通过打开发补充井的办法增产和弥补自然递减，进一步提高采收率。在开发过程中，水平井的作用“功不可没”，因此又在北高点上打了两口水平井，能有效地提高油田动用储量和驱油效率。从目前的生产情况看，由于措施积极，产量递减有所遏制。水平井的钻井过程中随钻随测，随钻测井实时接收，及时调整水平段的位置，避开泥岩段，尽可能增加有效水平井段的长度。采用油藏描述和油藏数值模拟手段，对主力油藏中水平井动态规律的精细研究，并及时了解和掌握各水平井的动用情况，因为正确预测油田的生产很大程度上将依赖对各水平井的动态数据的分析，对此采用油藏数模与生产动态相比较分析，判别与油井动态相关的原因，为水平井产量的优化和油藏管理提供依据。

2 平湖组气藏开发措施优化

平湖组气藏在试采期间，平台钻井仍在进行，而且上海市下游用户的需求有限等原因，气井分期分批投产，气田产量呈阶梯上升，生产能力还没能得到充分发挥。但从试采阶段气藏的生产状况看，气田生产比较正常，随着气井的陆续投产，气藏月产气量、采气速度不断增加，气油比基本上保持稳定。今年又有两口气井投产，气田产量平稳，月产气量为 $(2300 \sim 2400) \times 10^4 \text{ m}^3$ ，采气速度为 2.5% ~ 2.7%。随着平湖扩建工程的进行，产量将进一步增加，平湖组气藏的开发效果将直接取决于优化措施的恰当。我们在平湖气藏的开发上主要采取了以下的措施。

1) 开发层系的划分

平湖组气藏的储量、生产能力在纵向上差别较大，如果层系划分过细，部分单井控制储量少、产能低，开发效果差；但平湖组气藏的含气井段长，气藏之间的压力差别较大，在开

发层系的划分上还必须考虑到要有效地减少气藏之间的相互干扰，基于上述两点考虑，将气藏划分为上下两套层系，两套井网进行开发。

2) 开发基础井网的建设

以三维地震资料为基础，坚持“稀井高产”的原则，以较少的井控制较多的储量。上层系气藏厚度大，且全区分布，横向上砂体厚度存在变化，因此开发井的布局遵循占高点沿长轴规律。对于下层系，在大部分地区发育，局部缺失，则采用“一井多层开采”，以实现“少井高产，提高气藏储量运用程度和经济效益”的目标。

3) 滚动勘探开发

勘探开发交叉进行，采用约束反演方法针对砂体岩性、属性、形态及空间展布方式等多方面的研究，获得以砂体为单元的精细整体静态模型，对全气藏砂体的总体分布状况作到心中有数，少打空井，少打低产井，最大限度地提高开发效果。此外开发工作的深化为勘探工作提供了新的依据，评价井同时又是开发井，采取这种方式在放一断块邻近的放二断块上又新增了储量 $22 \times 10^8 \text{t}$ ，为平湖油气田扩大供气规模打下了基础。

4) 动态分析结合试井，实现气井的合理配产

平湖组凝析气藏的地露压差小，近井区和井筒存在反凝析现象，而且个别的气藏还存在油环，反凝析液在井底和井附近的积聚使气井产能下降。取全取准资料对于及时掌握气井、气藏的开采动态，合理的气藏开发措施，提高气藏开发经济效益就显得格外重要。为了随时监测气藏的变化，各井每半年取凝析气体（新井取原始凝析气体）进行了 PVT 基本特征分析，每月坚持一次油、气、水样品性质分析，了解油、气、水计量及气油比的变化以掌握反凝析作用的规律，一年两次对单层开采的气井进行系统试井和关井测压力恢复以求取产能方程、地层参数、单井控制储量。我们的研究表明平湖气井无论是单层开采的井，还是合采井，无阻流量均在 $100 \times 10^4 \text{m}^3$ 以上，属高产井的范畴。气井在开采过程中在井筒内还应保持一定的气流速度，即气井以最小带液产量生产（附录 1），能把这些反凝析液带出至地面，以减少气井近井区的污染，通过实测井筒流压梯度，证实了井筒内无积液存在。

5) 多层合采加大动态监测的力度

虽然在多产层气藏中，合理划分层组进行多层合采是提高气井开采经济效益的重要措施之一，但是从压力恢复试井的结果看：层间干扰现象严重，高压低渗层向低压高渗层倒灌，因此常规的二项式、指数式的产能计算公式不适用于合采井的产能计算。因此，在开采过程中进行多生产制度下的生产测井，以了解和掌握各层的贡献大小，搞清各开发层所具有的不同储集和产气性能，制定合理的开采方式，提高气藏采收率。在实际操作中严格控制合采井的生产管柱，油管尺寸在 2 ~ 3 ；生产管柱下至最高一层产层顶部；使得油管柱的结构保证安全地把生产测井仪下出油管进行生产测井。

综上所述，虽然平湖油气田在高效开发方面取得了一定的成绩，但平湖油田正面临着产量递减的严峻形势，下一步还要以地质研究为基础，在措施调整上下功夫，以弥补由于含水上升而导致的产量递减；气藏的研究工作也不能放松，要切实加强动态资料的录取和研究工作，监控气井产能和气藏动态储量的变化情况。总之，平湖油气田的高效开发任重而道远。

致 谢 非常感谢中海石油开发研究中心和胜利地科院的大力支持。

附录

气井最小带液产量主要与井底压力、温度和生油管管径有关。其计算公式如下：

$$Q_{MIN} = 8.64 \times 10^{-4} \frac{g}{g_s} \cdot A \cdot V$$

$$V = 0.2069 \cdot \frac{[(\rho_L - \rho_g)]^{0.25}}{\rho_g^{0.5}}$$

$$\rho_g = 3.484 \cdot \frac{g}{ZT}$$

$$g_s = 1.205 \times 10^{-3} g$$

- 式中 Q_{MIN} ——最小带液产量， $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ；
 V ——井内计算点最小带液流速， m/s ；
 P ——井内计算点流动压力， MPa ；
 T ——井内计算点流动温度， $^{\circ}\text{K}$ ；
 Z —— P 、 T 条件下气体偏差系数；
 ρ_g —— P 、 T 条件下气体密度， g/m^3 ；
 ρ_{gs} ——标准条件下气体密度， g/m^3 ；
 ρ_L ——井内凝析液密度， g/m^3 ；
 ρ_g ——计算点气体相对密度， g/m^3 ；
 A ——采气油管截面积， cm^2 ；
 σ ——井内气液之间的界面张力， mN/m 。

在实际计算中对凝析油一般取 $\rho_L = 0.721 \text{ g/cm}^3$ ， $\sigma = 20 \text{ mN/m}$ 。

加强高压低渗油藏 系统研究实现史深 100 断块高效开发

王丰文 焦红岩 全宏 韩自修

(胜利石油股份有限公司现河采油厂)

摘要 史深 100 断块为一深层高压低渗岩性油藏, 在开发前期开展了精细构造、储层、地应力及裂缝系统、渗流特征、储层伤害机理等方面的研究, 对油藏主要生产参数、油水井改造措施进行了优化, 形成了一套适用于深层高压低渗油藏开发管理的配套技术, 实现了断块的高速高效开发。

一、前言

史深 100 断块位于济阳拗陷东营凹陷中央隆起带西段, 为一深层异常高压低渗岩性油藏, 油层原始地层压力 50.74 MPa, 压力系数 1.54。主要含油层系为下第三系沙河街中段, 含油面积为 9.6 km², 地质储量 886 × 10⁴ t。动用面积 4.0 km², 动用储量 736 × 10⁴ t。

由于该区为深层异常高压油藏, 地应力集中, 微裂缝发育, 且具有弹—塑性形变特征, 具有特殊的开发规律。因此在开发前期对油藏地质特征、渗流机理、井网部署、储层伤害机理、注水开发适应性进行系统评价, 是完善油藏工程设计, 优选注采工艺, 实现油藏高效开发的基础。

二、综合质地研究, 建立精细地质模型

1. 构造特征

史深 100 地区构造背景较为简单, 为一被三条 NEE 走向北掉断层所切割的大型鼻状构造, 东翼地层南倾, 倾角约 20°, 西翼地层西南倾, 倾角约 8°。

2. 沉积特征

史深 100 储油砂体形成于东营凹陷沙三中晚期, 为深湖相滑塌浊积沉积体系, 砂体呈透镜状分布, 在纵向展布上有明显的前积特征, 平面形态近扇形, 长宽比为 2:1, 其长轴与物源方向平行。根据砂体发育程度及距物源的远近, 可细分为核部 (大于 15 m), 中部 (5 ~ 15 m), 边部 (小于 5 m)。核部砂体电相特征为箱型; 中部多为钟形, 并存在箱形、漏斗形; 边部呈指形、齿形。

3. 储层特征

储层岩性较细, 一般为粉砂岩和细砂岩。矿物成分以石英、长石为主。胶结物以泥质为主, 含量一般为 8%, 个别可达 18%。粘土矿物成分中高岭石含量 45% 左右, 伊蒙混层 30% 左右, 伊利石含量 11% ~ 19%, 绿泥石含量 5% ~ 18%。

储层平均孔隙度为 18.5%, 孔隙类型以原生粒间微孔为主, 孔喉半径小, 最大孔喉半径分布为 1.40 ~ 3.60 μm, 平均值为 2.6 μm。

储层微裂缝发育, 裂缝形态呈“X”型, 角度为 101°。裂缝最长 0.1 m, 宽 0.001 m, 缝

内含油。微裂缝的特点是原始地层压力状态下，裂缝开启，地层压力降至静水柱以下时，裂缝闭合，且这种趋势不可逆。

渗透率分布范围为 $(1 \sim 200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$ ，平均值为 $13.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。束缚水饱和度为 $30\% \sim 45\%$ ，平均值 34.3% ，残余油饱和度为 $25\% \sim 50\%$ ，平均值 38.7% 。

三、储层渗流特征及主要油藏参数论证

1. 储层渗流特征

1) 矿场试井特征

根据史 102 井试井资料做出的采油指数与井底流压关系曲线，可以看出，在生产压差相对稳定的条件下，单井产能随地层压力下降呈指数递减，回归曲线的递减指数为 0.08，相关系数 0.98，说明地层有效渗透率随压力下降是变化的。

根据无因次压力导数诊断曲线，储层具有明显的双重介质特征，曲线在峰值后出现明显“低凹平”现象，压力恢复初期裂缝起主导作用，压力恢复快，梯度较大，无因次导数逐渐增加到峰值后，由于井筒周围岩块压力低于裂缝压力，岩块起到汇的作用，使压力梯度变小，导致无因次压力导数下降。最后系统渐趋稳定，无因次导数开始回升。

2) 相渗特征

储层平均相渗等渗点饱和度为 0.55% ，具有亲水特征，最大汞饱和度为 $60.46\% \sim 81.5\%$ ，最大退汞效率为 $36.47\% \sim 46.12\%$ ，说明水驱采收率较高，水驱最终采收率为 $22.6\% \sim 24.6\%$ 。

2 主要油藏参数论证

1) 地层压力保持及转注时机

初期自喷生产时，不考虑含水的变化，当井底附近地层压力降至 32 MPa 时，无因次流度比为 0.13，下降 7.7 倍；当压力降至 20 MPa 时，无因次流度比只有 0.025，下降 40 倍，即当压力降至静水柱压力后，继续降压开采，会造成油井产能的大幅度下降，因此该区确定地层压力 32 MPa 为油藏自喷开采的低限压力，当压力降至该水平时，即进行整体转注。

2) 合理生产压差选择

保持地层压力 32 MPa ，产液指数不是随压差增大而呈线性增加，而是达到峰值后开始递减，合理生产压差为 12 MPa ，过大或过小都影响油井的正常产能。

3) 油井产能确定

根据双重介质储层采油指数递减规律及试验区实际生产资料分析，地层静压 32 MPa ，井底流压 20 MPa 时，平均采油指数为 $0.085 \text{ t} / (\text{d} \cdot \text{MPa} \cdot \text{m})$ ，按平均油层厚度 10 m ，保持生产压 12 MPa ，油井单井配产 $10.2 \text{ t} / \text{d}$ 。

四、开展现代构造应力场研究，优化井网部署

1. 现代构造应力场研究

主要采用岩心试验，通过磁定向、差应变分析、波速各向异性测量及凯塞效应等技术对地应力大小及方向进行研究；利用地层倾角测井、声波测井及常规岩心资料，分析井壁椭圆变形，确定最大水平主应力的方向；以常规声波测井结合密度等，计算分层地应力的大小；利用无源地震测量方法，测定水力压裂裂缝扩展轨迹，确定最大主应力方向，根据破裂压力计算地应力大小，对注水井注入过程行监测，确定渗流主方向；在单井地应力测量分析的基

基础上，以三维地震剖面资料为依据，结合外围地区构造特征及该断块开发特征，建立二维及三维地质模型，采用有限元分析技术对地应力场进行数值模拟。

2 现代构造应力场在油田开发中的应用

1) 注采井网部署

通过三维有限元模拟，现场实测资料验证，史深 100 地区最大水平主应力方向，北部为北东 70°，西部为南西 120°，东部断层近 200m 范围内，主应力垂直断层。因此该区采用五点法面积井网，北部水井井排方向应为近东西向，西部则为北西—南东向，避免油水井改造后油井出现暴性水淹，扩大水驱波及体积，提高水驱效率及采收率。

2) 高压注水

低渗透油田在高压注水时，当井底注入压力接近或高于地层的破裂压力时，会产生微裂隙或导致地层中隐裂缝的开张，微裂隙的产生会导致夹层吸水量增大并引起水窜，降低油层的水驱效果，因此必需确定合理的注水上限压力。该块地层破裂压力梯度介于 0.017 ~ 0.023 MPa/m 之间，以平均深度 3250m，破裂压力梯度 0.020 MPa/m 计算，考虑井筒摩阻及近井地带污染造成压力损失，注水压力上限应为 38 ~ 39.5 MPa (井口)。

3) 油层改造

通过二维二相油藏模拟，对五点及反九点井网的压裂参数进行优选，确定最佳缝长区间在 0.2 ~ 0.3 井距左右，裂缝导流能力在 $0.20 \times 10^{-4} \mu\text{m}^2$ 左右。

五、综合研究储层伤害机理，合理保护油井产能

通过对蒸馏水、本地区油田污水、卤水、标准酸液及酸化液进行的室内配伍性实验，发现该区岩石与本区污水配伍性较好，其次为矿化度大于 40000 mg/L 以上的标准盐水，蒸馏水、生活用水、油区两处的原样卤水及矿化度低于 25000 mg/L 的地层水配伍性较差，而酸液可有效提高岩心渗透率。

在大量实验评价的基础上，提出开发全过程的油层保护措施：

- (1) 严格按平衡钻井的原则，使用正电交泥浆，采用屏蔽暂堵技术打开油层。
- (2) 油井射孔采用深穿透，大孔眼，低密度负压射孔。
- (3) 压井液采用深度处理后的本区史南污水。
- (4) 油井转注前进行防膨处理，注水水质精细过滤。
- (5) 优选酸液配方，有效改善储层渗透率。

六、开展数值模拟研究，优选注水参数

1. 注采井距的优选

采用三维三相黑油模型数模软件，定流压进行方案预测，根据低渗透油藏注水开发经验，进行了五点、七点及九点面积井网的模拟计算。通过方案对比，最终采用五点法井网，油井井距 400m，油水井井距 283m。

2 注水方式的优选

采用“全隐式裂缝三维三相黑油模型”软件，应用双孔隙介质模型，分别针对反九点面积注水、排状注水及现井网，改变注水方向、裂缝夹角与注水量等进行数值模拟。结果选择排状注水，注水方向与裂缝方向正交。该方案地层压力恢复快、采油量高、含水上升慢，到 2002 年底采出程度 15%，综合含水 38.1%，地层压力 35.1 MPa。但考虑裂缝发育的复杂性

和调整的灵活性，初期按九点面积井网试注，在搞清应力场分布后按方案全面转注。

七、开辟注水实验井组，实施方案转注

根据方案要求选择了地下亏空较大，油层连通较好的史3-8-11、史8-107两个井组进行注水试验，取得以下认识。

(1) 油层连通较好，在压力传播较快的方向，可能存在天然裂缝。

(2) 转注时机对油层吸水性影响较大，压力降至28~30 MPa时，转注较好，转注压力过高时，油井注水较困难。

(3) 注水井的吸水好坏，对油井改造效果影响较大。注水较好的史8-107，在对应油井史3-7-13实施压裂后，初增液21 t/d；但水吸较差的史3-8-11井，其对油井史3-7-10压裂后因产能低而不能正常生产。

(4) 油井转注后，对应井不同程度地见到注水效果。井组平均单井日产液由6.4 t/d上升到9.3 t/d，动液面由1013 m回升到887 m。

八、优化配套技术措施，实现区块高效开发

1. 加强水质精细处理，改善注入水水质

史深100的注入水来自史南污水处理系统提供的污水，在精细处理前水质严重超标，悬浮固体含量达64 mg/L，总铁为6.56 mg/L，含油13.98 mg/L，为改善水质，在原处理系统的基础上增加了核桃壳二级处理、DFX三级过滤及金刚砂高效四级过滤，使注入水水质得到明显改善，悬浮固体含量下降为1.0 mg/L，总铁0 mg/L，含油1.6 mg/L，各项指标均低于方案要求。

2. 优选增注措施，确保水井注水能力

由于局部储层物性较差，导致部分水井吸水量偏低，影响了区块的开发效果。为提高注水能力，分别对水力压裂、深度酸化、增压注水进行了优选评价，最终选用单体增压泵进行增压注水。目前区块已实施增压注水7口，井口平均压力由25 MPa提高到32 MPa，单井注水量由27 m³/d提高到45 m³/d。区块注采比由0.46提高到0.93。

3. 适时压裂引效，提高油井产能

由于平面物性差异较大，注水压力传导不均衡，表现为水井井底憋压，吸水量下降，而部分油井见效缓慢，产能较低。为提高压力传播速度，协调注采关系，我们适时对部分油井实施压裂引效，取得了明显效果。如史3-6-7井组，对应4口油井压裂前日产液24.6 t/d，压裂后日产液提高到55.8 t/d，注水井史3-6-7的注水压力由38.5 MPa下降到28 MPa，吸水量由40 m³/d上升到74 m³/d。

4. 开发效果评价

区块1994年投入开发以来，连续5年稳产 12×10^4 t，采油速度保持在1.3%以上。到2000年9月共投产油井45口，当月开井44口，日液能力457 t，日油能力399 t，单井日油能力9.1 t，综合含水12.7%，年产油 13.4×10^4 t，累积产油 73×10^4 t，采出程度9.75%。

九、认识与结论

(1) 油藏开发前期进行系统配套研究，是搞好方案编制的基础。

(2) 综合油层保护是提高高压低渗油藏开发水平的基本保障。

(3) 完善注水配套工艺技术，搞好油藏注水是高压低渗油藏高效开发的基础，而改善注水水质又是搞好油藏注水的关键。

(4) 井口增压技术对提高高压低渗油藏注水能力具有较好的效果。

(5) 油层适时改造引效，不仅能提高油井产能，同时在一定程度上也能够改善注水井的吸水状况。

超前注水在特低渗透储层开发中的应用

熊维亮 潘增耀 赵继勇 王永康

(长庆油田分公司勘探开发研究院)

摘要 鄂尔多斯盆地三叠系特低渗透储层岩性致密、物性差、油井产量低。通过分析储层岩性、物性及流体性质,阐述对该类储层同步或超前注水开发的必要性和可行性。总结矿场不同注水时机试验效果,结合数值模拟技术,确定低渗储层合理注水时机为同步或超前注水。同步或超前注水已在安塞、靖安等低渗透油田推广应用,对低渗透油田开发具有重要的借鉴意义。

一、前言

长庆油田针对低渗透储层的地质特征,通过前期大量的理论研究和现场开发试验,确定合理有效的开发技术政策,使安塞、靖安等大型三叠系特低渗透油田,从地质、经济上的“边界”油田步入有效甚至高效开发行列。为探索低渗透油田合理注水开发的时机,经过安塞试采区不注水、先导和工业化试验区晚注、全面开发区注采同步和靖安油田超前注水等4个阶段的试验,不断研究分析,总结出同步或超前注水是目前提高低渗透储层效果的有效开发方式。

二、低渗透储层特征

低渗透储层具有岩性致密、渗透率低、裂缝较发育等共同的特征。以安塞油田三叠系长6储层为例:

(1) 储层渗透率低,平均空气渗透率 $1.29 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,有效渗透率 $0.49 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,且地下微细闭合裂缝较发育,大注水量强注将导致裂缝张开,形成注入水窜进的被动局面。如塞6-71井在注水量油 30m^3 提高到 70m^3 后,对应的塞6-9油井很快开裂缝性水淹,说明先采油、后强化注水补充能量的开发方式,对低渗透储层的适应性较差。

(2) 由于储层渗透率低,孔喉细微,平均喉道半径 $0.43 \mu\text{m}$,中值半径 $0.25 \mu\text{m}$,孔隙结构复杂,因此在注水、采油过程中渗流阻力大,采油时地层压力下降快,而注水时地层压力恢复很慢。如安塞油田试采区自然能量开发初期,地层压力由 9.1MPa 降至 6.3MPa 时,采出程度仅 0.71% ,采出 1% 的地质储量地层压力下降 3.94MPa ;注水两年后累计注采比达到 1.44 时,地层压力为 6.7MPa ,仅恢复 0.28MPa 。为了保持较高的压力水平,克服地层压力不易恢复的困难,避免地层压力下降很低时才注水,应早期注水保持地层压力。

(3) 储层岩性致密、物性差,而且压力系数低,故油井产能低。前期实践证明,储层常规钻井无初产,油基和泡沫负压钻井中途测试初产仅 $0.3 \sim 0.5 \text{t/d}$;压裂改造后,试采单井产能提高到 $1 \sim 2 \text{t/d}$;针对油层特点,通过不断试验,注水后,单井产能达到 4.0t 以上,可见低渗透储层必须注水开发,否则,达不到经济开采的条件。

(4) 储层胶结物以酸敏矿物绿泥石 ($4.54\% \sim 5.28\%$)、浊沸石 ($1.14\% \sim 2.56\%$)、方

解石 (1.04% ~ 2.94%) 为主, 绝对含量达 9% 左右, 占敏感矿物的 80% 左右; 水敏矿物较少, 主要为自生水云母及伊蒙混层矿物 (一般小于 1%, 油层部位小于 0.5%)。中性—弱亲水的混合润湿、弱水敏、以及低粘易于流动的原油性质, 有利于注水开发, 保证了注水开发是可行的。

储层的上述特征决定了同步或超前注水开发的必要性和可行性, 表明低渗透储层开发必须采取人工注水补充能量、保持地层压力的开发方式, 而且合理的注水时机为同步或超前注水。

三、数值模拟研究

数值模拟结果: 三叠系油藏采用 250 ~ 300m 井距, 单井产能初期 3 ~ 4t/d, 自然能量开采第一年递减 25% ~ 40.0%, 注水开发第一年递减 13% ~ 18.5%, 以后年递减在 4% ~ 9%; 从地层压力保持水平和产量两方面反映出 (图 1、2), 由于超前注水提前将地层压力提高到原始地层压力水平, 油井生产后压力保持水平和产量均较高, 而滞后注水由于地层能量缺乏, 压力下降快、产量递减快, 不利于稳产。

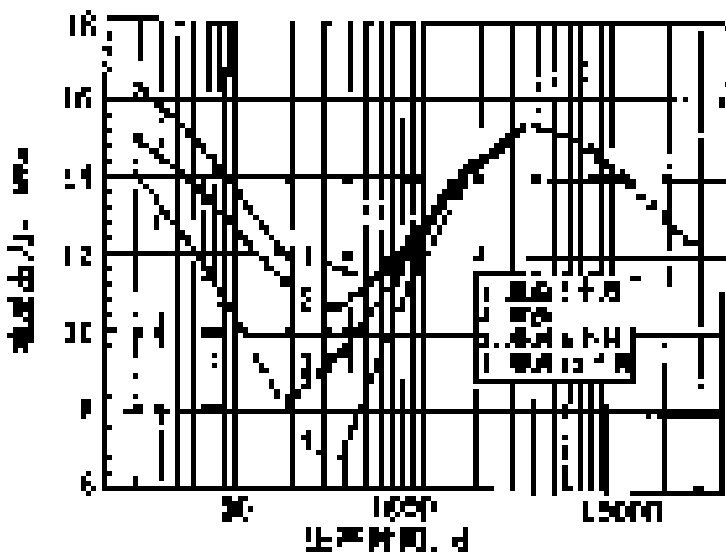


图 1 靖安南区长 6 油层不同注水时机地层压力与时间关系曲线

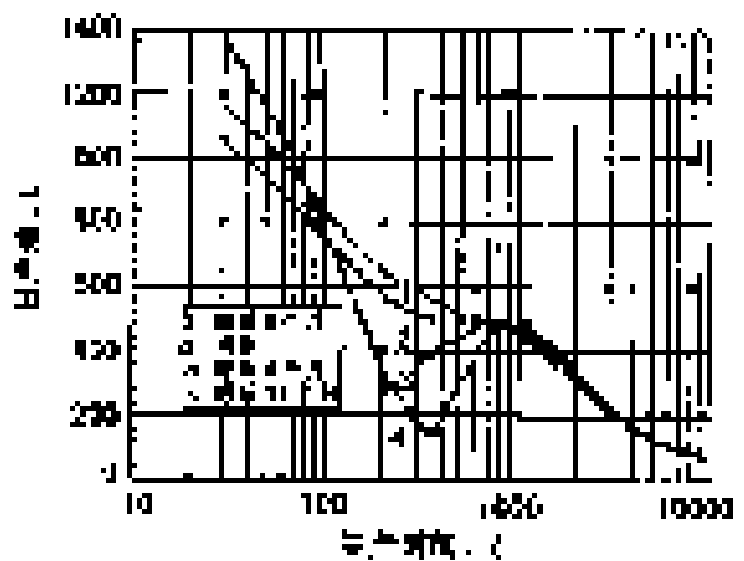


图 2 靖安南区长 6 油层不同注水时机产量与时间关系曲线

四、不同注水时机效果分析

长庆三叠系低渗透油田注水开发时机, 经历了安塞试采区不注水、先导性和工业化试验区晚注、全面开发区注采同步和靖安油田超前注水等 4 个阶段。

1. 安塞油田试采初期自然能量开发

1984 ~ 1987 年为自然能量开采期, 塞 6 井区 9 口长 6 油层试采井初期平均单井日产油 4.14t, 一年后下降到 1.89t, 年递减达 54.3%; 塞 5 井区 4 口长 6 油层试采井, 初期井均日产油 3.62t, 一年后下降到 1.58t, 年递减达 56.4%, 经过近 4 年的持续递减期后, 产量在低水平状态下基本稳定, 该井组自然能量开发至今, 目前日产油不到 1.0t (图 3)。可见, 低渗透储层自然能量开发特征为: 初期产量递减快, 长期处于低产低速开采。

2 先导性和工业化开发试验区滞后注水开发

试验区分别于 1989 年初、1990 年初投产, 对应年底投注, 注水滞后不到一年。试验区总体特征为: 投产后产量持续下降, 由初期的 5.18t 下降到一年后的 3.31t, 年递减

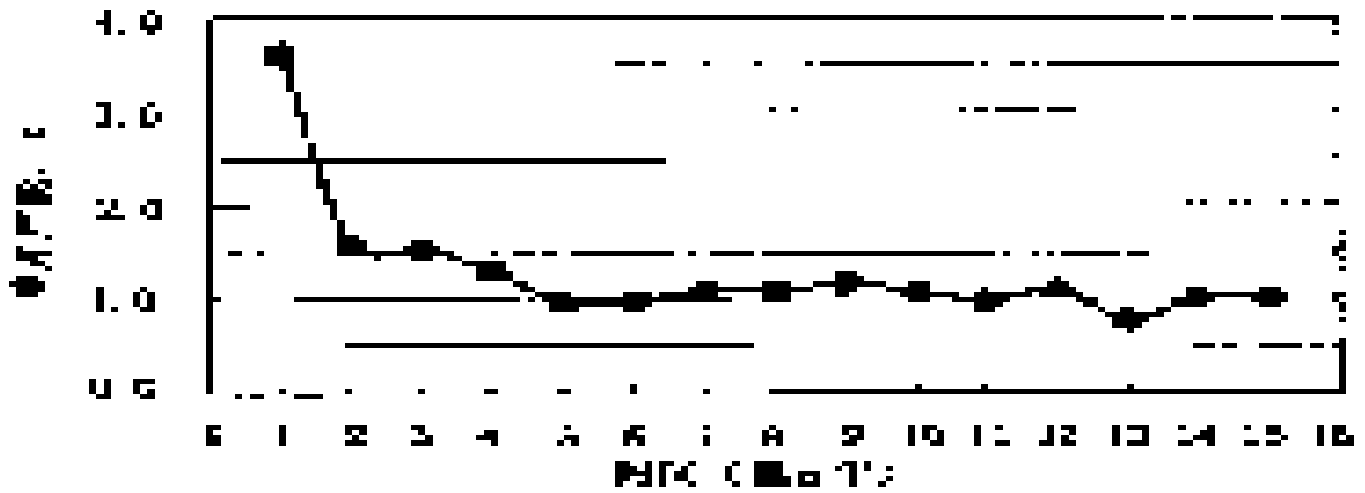


图3 安塞油田自然能量开发（长6）产量变化图

36.1%，第15个月时达到最低（3.11t），注水6~8个月后逐步见效，见效期平均单井产能3.5t左右，为初期产量的67.6%。

3 安塞油田注采同步全面投入注水开发

统计1991年投产的97口注采同步井产量，初期产量为4.93t，第5个月时降至最低3.65t，由于注采同步，5~6个月后开始见效，产量回升并保持稳产，见效稳产期平均产量为3.8t，达到初期产量的77.1%。

对比分析安塞油田不同注水时机的效果（表1、图4），晚注的井初期递减大，递减期长，一年半后产量小幅上升，整个生产过程产量明显低于注采同步和超前注水井，而超前注水和注采同步井初期递减明显小于晚注井，且生产半年后超前注水和注采同步井开始见到注水效果，产量回升到较高的水平并稳产近两年时间；超前注水与注采同步对比，早注井初期产量下降幅度小，见效后产量上升幅度大，稳产期长，稳产期平均产量达到初产的83.7%，部分井甚至超过初期水平，且单井产能在整个对比过程中明显高于注采同步。可见，实施超前注水的开发效果最好。

表1 安塞油田不同注水时机效果对比表

注水时机	初产, t	见效前产量, t	与初产比, %	见效稳产产量, t	与初产比, %	见效周期, 月
超前	5.14	4.1	79.8	4.3	83.7	4~6
同步	4.93	3.65	74.0	3.8	77.1	5~6
晚注	5.18	3.11	60.0	3.5	67.6	6~8

4 靖安油田超前注水

借鉴安塞油田试采区不注、先导试验区晚注、建产注采同步和部分井超前注水的成功经验，靖安油田主要采用超前或同步注水开发，效果更加显著。图5为靖安油田不同注水时机效果对比分析图，分析表明：同步注水和超前注水由于地层能量及时补充，油井生产后，地层压力保持水平高、产量较高而且稳定，初期递减期短，个别井甚至无递减期，投产约半年后开始见效，产量稳中有升，见效井产量稳定在7.0t/d左右，注水开发区内，注采同步油井158口，见效井104口，生产两年后，单井产量仍保持在5.5t/d以上，超前注水开发的油井有37口，见效19口，到目前为止，单井产量保持在6.3t/d以上。而滞后注水井，压力下降很快，地下亏空较大，形成低压区，初期产量递减大，递减期长，而且由于压力恢复

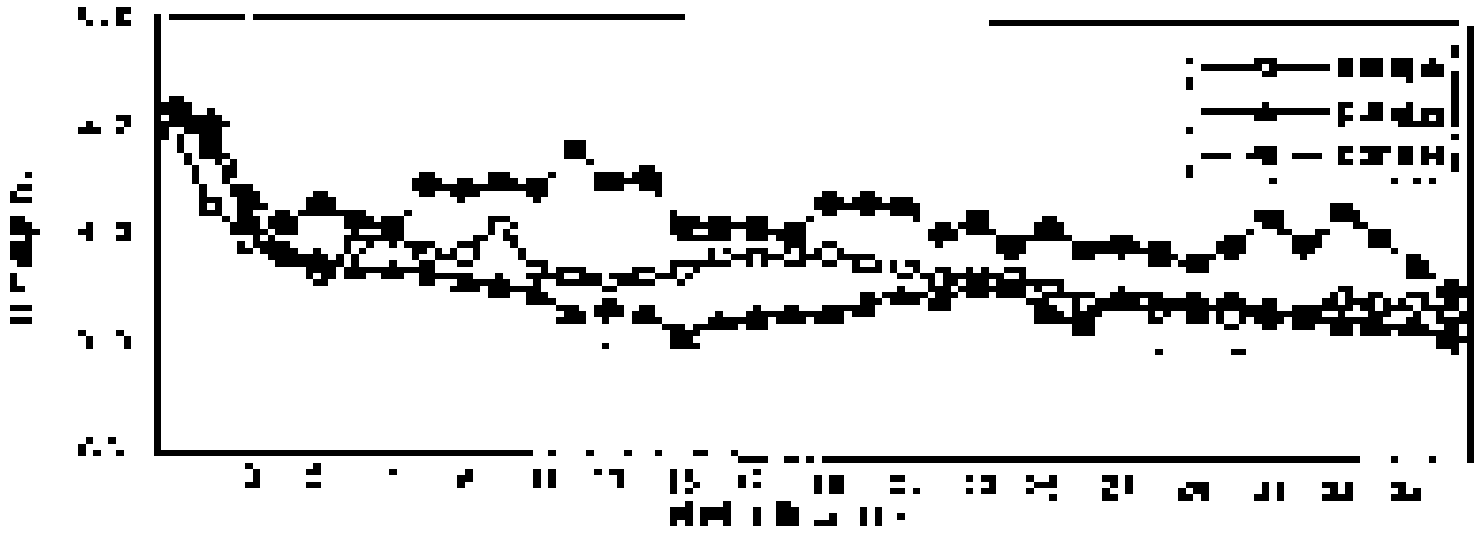


图 4 安塞油田不同注水时机效果对比图

较慢，见效后产量上升幅度较小（平均单井 0.9t/d），见效井产量稳定在 5.0t/d 左右。

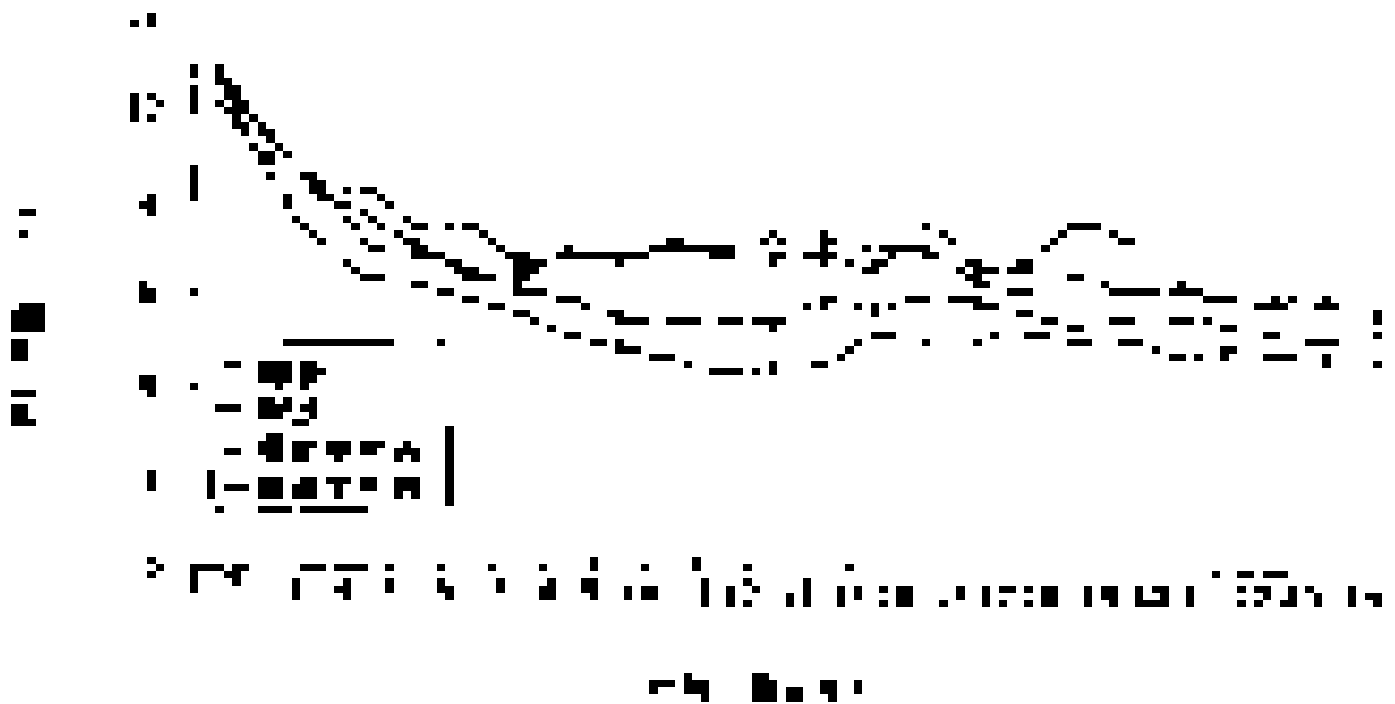


图 5 靖安油田不同注水时机效果对比图

上述分析表明，注采同步与超前注水明显优于晚注，超前注水开发效果最好。

五、结 论

(1) 低渗透油田岩性、物性及流体性质等特征，决定了同步或超前注水开发是十分必要的、而且也是可行的。

(2) 低渗透油田同步或超前注水有利于保持地层压力，提高单井产量，特别是减缓油井产量早期递减，提高开发效果。

凝析气藏底水锥进机理研究

刘玉慧¹⁾ 袁士义¹⁾ 宋文杰¹⁾ 朱玉新¹⁾ 孙鹏霄²⁾

(1) 北京石油勘探开发科学研究院；2) 海洋石油研究中心开发设计院)

摘要 底水的锥进对凝析气藏的产能和生产动态影响严重，主要是由于相对渗透率的影响降低了气相的产能及含水的较重流体导致废弃压力增大，从而最终导致采收率的降低。如何控制水锥、延缓其对气井的锥进时间，提高气井的利用率，是开发好底水气藏的重要问题。本研究先应用油藏工程理论分析实例中的见水时间和影响水锥进的因素，再以某凝析气藏 Y7 井的单井径向流模型为例，系统地进行包括渗透率、射开程度、底水体积、气层厚度、油环厚度、夹层等影响底水锥进因素的机理研究和敏感性分析。研究结果表明抑制底水锥进的有利条件有：
(1) K_v/K_h 小，储层特别是气层水平渗透率大；
布，特别是夹层位于射孔段底部附近，且夹层半长大于 30m 时；

一、引言

在底水锥进这一研究领域，前人自马斯凯特 (Muskat) 1935 年提出水体锥进的近似理论以来，对水体动态作过大量研究。但不论各理论的假设条件如何都以产生不锥进的下式为基础：

$$P < (p_w - p_g) h_c \quad (1)$$

要使式 (1) 成立，往往必须以减少产量来降低压降。对于水锥的形成来说，临界产量通常是相当小的，只有在非常特殊的情况下（厚而且渗透高的气藏），我们才能够指望采出不含水的气体；所以一般来说必然会出现水的突破，其突破时间 t_{bt} ：

$$t_{bt} = M_{gw} \frac{K_h}{K_v} \frac{2}{3} \frac{(1 - S_{wi} - S_{gr}) h_{ge}^3}{q_{sc} B_g} \quad (2)$$

(2)

一个数量级。

将达西定律与平行流的假设及忽略毛管压力假设相结合，对于在排泄边界 r_e 处流入的气和水，我们分别求得：

$$q_{sc} = - 2 \pi r_e \frac{K_{giw} h_{ge}}{(\mu_g B_g)_{r_e}} \left(\frac{dP_g}{dr} \right)_{r_e} \quad (3a)$$

$$q_w = - 2 \pi r_e \frac{K_{wrg} h_{we}}{\mu_w B_w} \left(\frac{dP_w}{dr} \right)_{r_e} \quad (3b)$$

$$\left(\frac{dP_w}{dr} \right)_{r_e} = \left(\frac{dP_g}{dr} \right)_{r_e} \quad (3c)$$

由上三式有：

$$WGR = \frac{q_w}{q_{sc}} = \frac{(\mu_g B_g)_{r_e}}{\mu_w} \frac{K_{wrg}}{K_{giw}} \frac{h_{we}}{h_{ge}} \quad (4)$$

按照方程 (4)，WGR 正比于水层的厚度和水层中的流量。由于气体粘度和气体的地层体积系数与压力有关，因此 WGR 也与地层压力有关。通常气体粘度与气体地层体积系数的乘积随压力的减小而增大，因此其他条件相同时，较低的地层压力导致较高的 WGR。这意味着，即使在衰减期内比值 h_{gw}/h_{ge} 不再增加，压力较近，WGR 仍然会增加。

下面以单井径向流模型进一步模拟研究水体锥进机理及各种重要影响因素。

二、机理研究模型建立

本研究以某凝析气藏 Y7 单井地质模型为基础建立 Y7 单井径向流模型。考虑到地层非均质可能掩盖某些参数变化所产生的影响，研究中使用了渗透率均质模型。机理研究的基础模型 YEM 基本特征如下 (图 1)：

(1) 以生产井为中心的均质径向流模型；

(2) $NR = 15$ ，按几何级数划分，最外层外边界 $R_e = 1000\text{ m}$ ；

(3) $NZ = 17$ ，其中气层 10 层，下部水层 7 层。气层网格厚度均为 2.7 m ，水层网格 11 和 12 层厚为 3.5 m ，13~17 层厚为 50 m ；

(4) 孔隙度 $\phi = 13.4\%$ ； $K_h = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ， $K_v/K_h = 0.3$ ；

(5) 射孔段为气层顶部 50%；

(6) 模型所包括的储量为：凝析油 $57.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，干气 $7.55 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；

(7) 开采速度为 5%；

(8) 水体倍数为 8 倍。

其余各主要算例的基本特征见表 1。

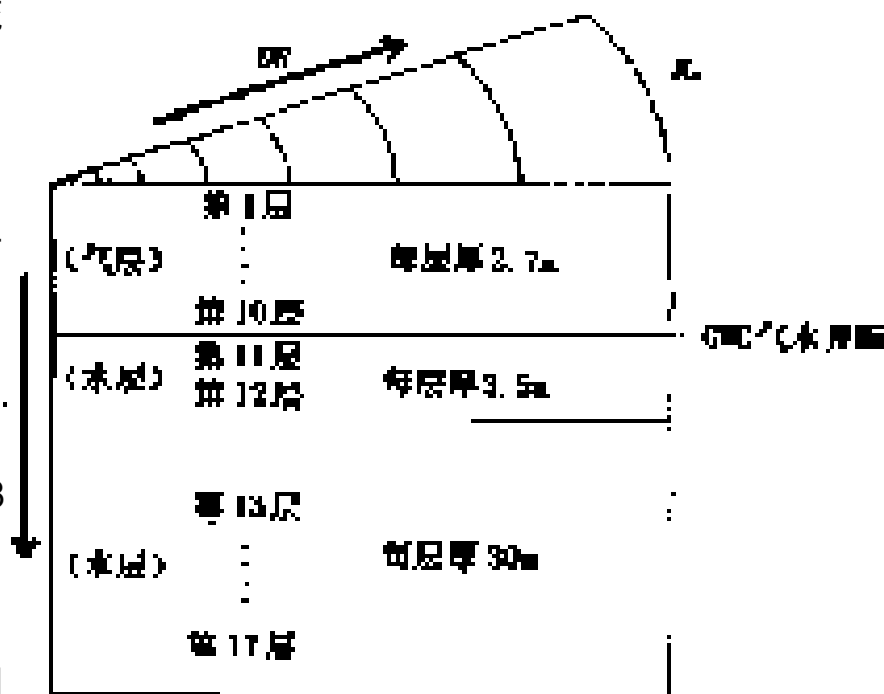


图 1 Y7 单井径向流模型剖面示意图

三、底水锥进机理研究

在底水锥进研究中，衡量开发效果的主要指标是生产含水随采出程度的变化。由于在气层衰竭开采过程中，随着地层压力的下降，产液量将大幅度下降，因而生产水油比的变化难以真正反映出产水的情况，因此在讨论中将生产水气比随采出程度的变化作为主要参考指标，另外也适当参考生产气油比的变化，以反映反凝析液出现和随底水一起上升的情况。

1. 地层渗透率对底水锥进的影响

地层渗透率对底水锥进的影响情况见图 2、图 3 和图 4，整理后的采出程度为 15% 时的数值模拟结果见图 5。

可以看出，当增加地层渗透率时，底水上升明显减缓；当地层渗透率增加 1 倍 ($100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 时，在相同的采出程度下，生产水气比下降至原来的 1/2 左右，这种变化主要是生产压力梯度的变化引起的，是底水油气藏生产的一般规律。如只有水层渗透率增加 1 倍

时，生产水气比增大为原来的 1.5 倍；如只有气层渗透率增加 1 倍时，生产水气比则减少为原来的 1/3 左右。这说明气层渗透率升高加以对底水的上升起抑制作用，但水层渗透率的升高却将使底水上升加快，这是因为当水层渗透率提高时，对降低生产压力梯度几乎不产生什么作用，但却提高了底水层的流动能力，使底水上升加快。

表 1 底水锥进机理研究算例基本特征表

研究类别	算例编号	基本特征描述
	TEM (基础算例)	基础对比算例。 $K_h = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $K_v / K_h = 0.3$, 开采速度 5%, 射开程度 50%
渗透率	KK—G 系列 KK—W 系列 KK—ALL 系列 Kv—Kh 系列	气层渗透率改为 $12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 水层渗透率改为 $32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 储层渗透率改为 $12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $240 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ K_v / K_h 改为 0.2, 0.1, 0.01, 0.001
储层厚度	G 系列 W 系列 O 系列	气层厚度改为 13.5, 27, 54, 135, 270m 水体倍数改为 1, 2, 4, 8, 16, 32 倍 油环厚度改为 0, 3, 6, 18, 27m
打开程度	RERF 系列	打开程度分别为 10%, 20%, 40%, 50%, 60%, 80%
开采速度	V 系列	开采速度改为 1%, 3%, 5%, 7%, 10%, 15%
夹层	L 系列	考虑夹层在不同位置 (射孔段上部、中部、下部, 气水过渡带顶部、底部) 和不同夹层半长 30m, 100m, 230m 的组合

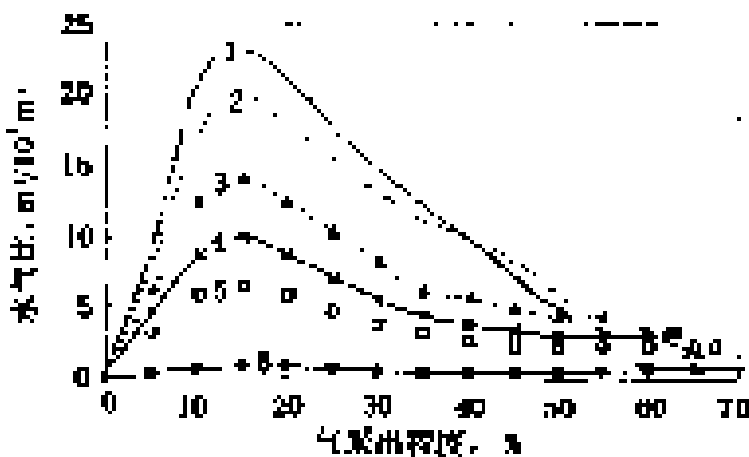


图 2 储层渗透率对底水锥进的影响

1— $K = 12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 2— $K = 24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 3— $K = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 4— $K = 72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 5— $K = 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 6— $K = 240 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

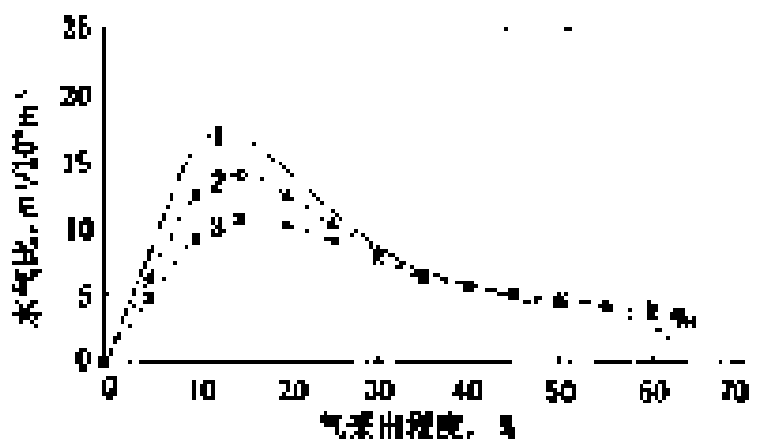


图 3 水层渗透率对底水锥进的影响

1—气层 $K = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 水层 $K = 72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 2—气层 $K = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 水层 $K = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 3—气层 $K = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 水层 $K = 32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

由汇总图 5 可知：相对于水层，气层渗透率的变化对整个储层水气比变化的贡献更大，在中、高渗透层 ($K > 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)，一般可以基本忽略 (水) 层渗透率变化对水气比的贡献。

K_v / K_h 的变化对底水上升的影响数值模拟结果见图 6。由图中可以看出当 K_v / K_h 增大时，在相同采出程度下，生产水气比升高，这也符合底水锥进一般规律。当垂向渗透率增大时，降低了底水向上运动的阻力，有利于底水锥进；尽管同时也降低了生产压差，延缓了底水向上运动的速度，但由于生产压差减小的幅度不足以弥补阻力小的效果，因此生产水气比

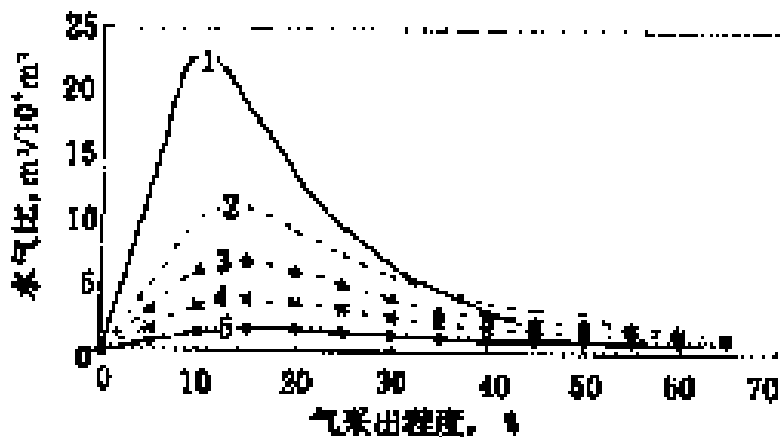


图4 气层渗透率对底水锥进的影响

1—气层 $K = 12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 水层 $K = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 2—气层 $K = 32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 水层 $K = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 3—气层 $K = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 水层 $K = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 4—气层 $K = 72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 水层 $K = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 5—气层 $K = 120 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 水层 $K = 48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

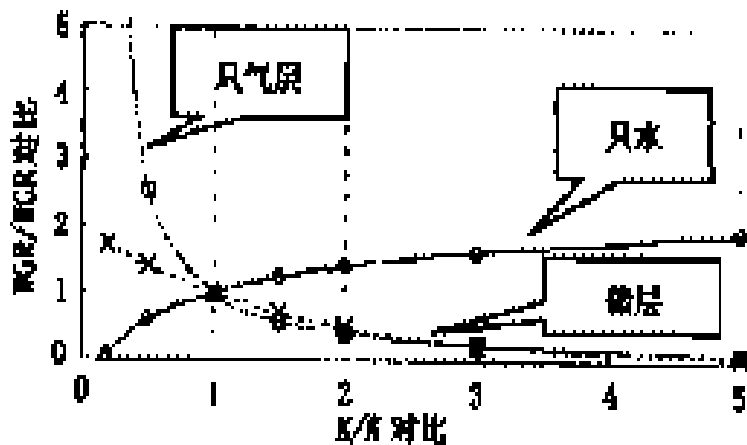


图5 渗透率对底水锥进的影响各结果对比

增大。

综合上述讨论可知：地层水平渗透率，特别是油气层水平渗透率对底水锥进影响程度较大，射孔段水平渗透率的提高有利于降低生产压力梯度，减缓底水锥进，而 K_v / K_h 值的增大则底水锥进有促进作用。

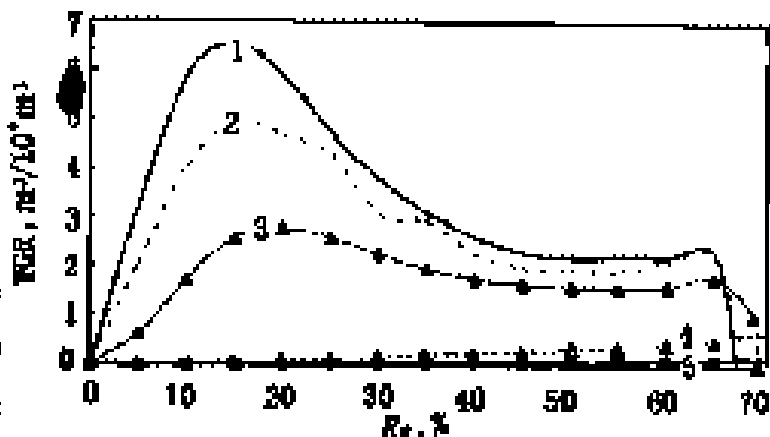


图6 K_v / K_h 的变化对底水上升的影响

1— $K_v / K_h = 0.30$; 2— $K_v / K_h = 0.20$; 3— $K_v / K_h = 0.10$; 4— $K_v / K_h = 0.01$; 5— $K_v / K_h = 0.001$

2 气层、油层、水层厚度对底水锥进的影响

图7反映了气层厚度对底水锥进的影响。

由于气层储量增加，为保持相同的开采速度，各算例单井日产量也相应调整。由图中可以看出，对于厚气层来说，其开发效果明显优于薄气层，厚气层单井见水后生产水气比明显降低。这种变化主要是由于射孔段至底水界面的距离发生变化所引起的。这说明，在射开程度及开采速度均不发生变化的情况下，气层厚度增大，将使开发效果明显变好。

图8是底水体积对底水锥进影响的数值模拟结果。由图中可见底水体积的增加，可以加快底水的上升。当底水体积大于烃类体积的4倍时，就要考虑底水对开发动态的影响。

在保持气层和水层参数以及产量不变的情况下，改变底油段的厚度，其对开发效果的影响分别见图9a和图9b。由图中可以看出，若底油段厚度增加，则无水生产期延长（表2），见水后在相同采出程度下比较，生产水气比降低；反之，则无水生产期缩短，见水后相同采出程度下的生产水气比提高。当底油消失时，为降低油层厚度的极限情况，这时的无水生产期最短，生产水气比最高。上述事实说明，底油的存在可对气层开采过程中底水的锥进起一定的遮挡作用，有利于气藏开发效果的提高；这种遮挡作用是以底油采出程度降低为代价的（图9b），若想底油的采出程度提高，避免不了要增大水的产量，即底油开发效果的增大是以更严重的水的锥进为代价的。具体情况还需综合考虑气和油的开发效果及实际需要情况而定。

3 打开程度对底水锥进的影响

气层打开程度对底水锥进的影响见图10。由图中可以看出，随着打开程度的提高，无

水生产期缩短（由于对比算例的无水生产期短仅 30d，故由图中反映不出来，但从数模结果中可看出这个规律）；在相同采出程度下，生产水气比随射开程度的增大而增大；当打开程度超过 50% 时，这种增大的趋势加快。在底水存在的情况下，气层打开程度不宜超过 50%，兼顾打开程度对产能的影响，最好的 30% ~ 40% 之间。

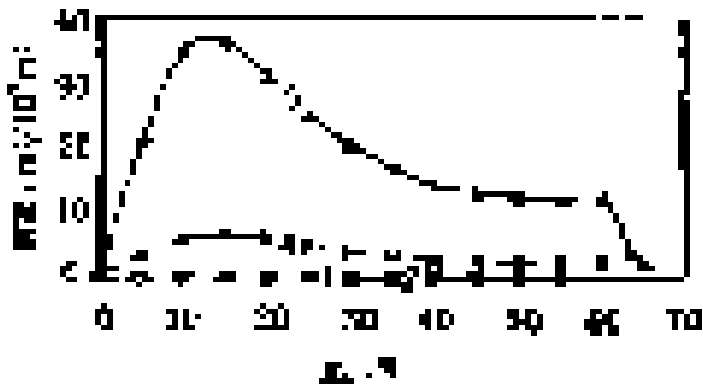


图 7 气层厚度对底水锥进的影响

1—g1 (270m); 2—g2 (135m); 3—g3 (54m);
4—TEM (27m); 5—g5 (13.5m)

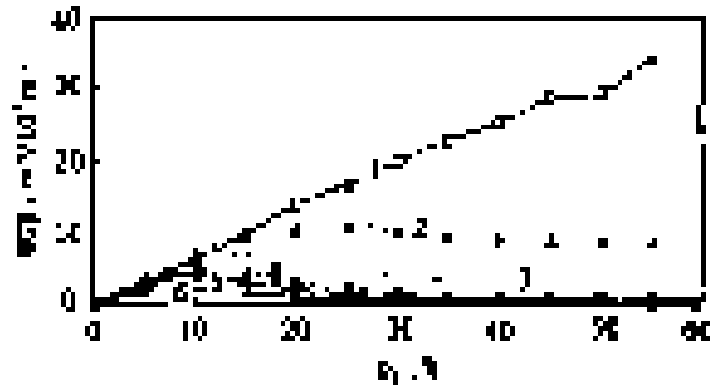


图 8 水体大小对底水锥进的影响

1—W1 (32 HCPV); 2—W2 (16 HCPV); 3—TEM (8 HCPV); 4—W4 (4 HCPV); 5—W5 (2 HCPV); 6—W6 (1 HCPV)

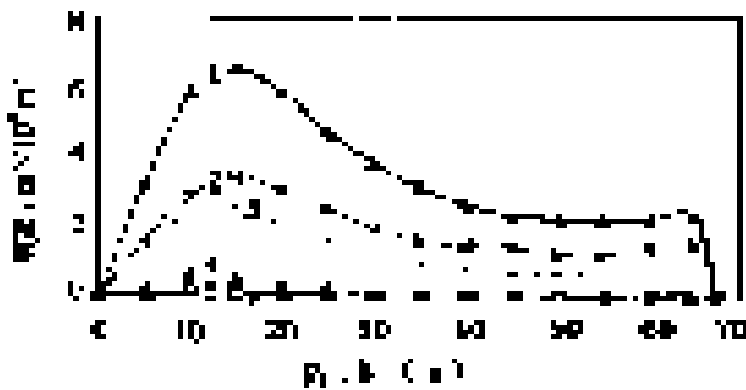


图 9 油环厚度对凝析油气藏底水锥进的影响

1—27m; 2—18m; 3—6m; 4—3m; 5—0m

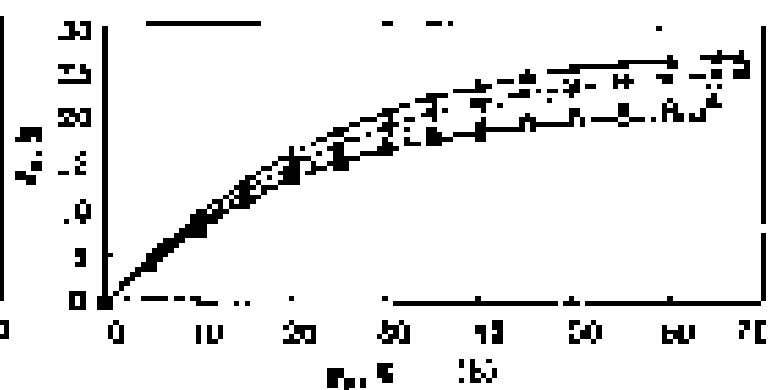


表 2 不同底油厚度的无水生产期

算例编号	TEM	01	02	03	04
底油厚度, m	0	3	6	18	27
无水生产期, d	32	74	114	300	390
无水期气采出程度, %	0.44	1.01	1.56	4.11	5.34

4 开采速度对底水锥进的影响

图 11 是开采速度对底水锥进的影响数模结果汇总。该图说明，若提高开采速度，将使底水上升加快，这种影响的本质是提高了开采速度后加大了生产井压力梯度，这与在相同开采速度后加大了生产井压力梯度，这与在相同开采速度下渗透率值的变化对底水锥进的影响机理是一致的。可以看出，随开采速度增加，在某一固定的采出程度下的生产水气比增加；这种变化的趋势，在不同的开采速度变化区间内有所不同。在本研究条件下，当开采速度比较高

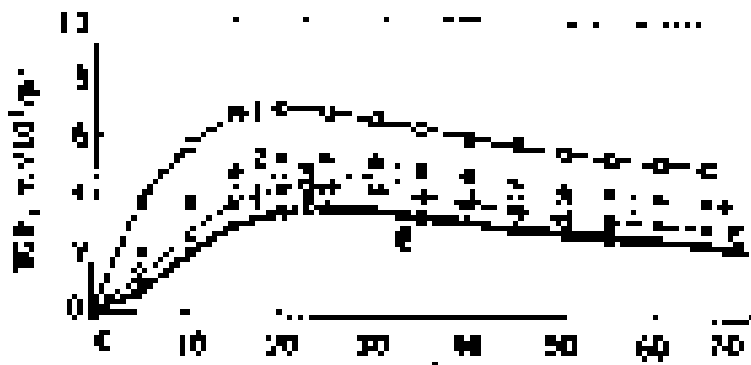


图 10 打开程度对底水锥进的影响

1—80% ; 2—60% ; 3—50% ; 4—40% ;
5—20% ; 6—10%

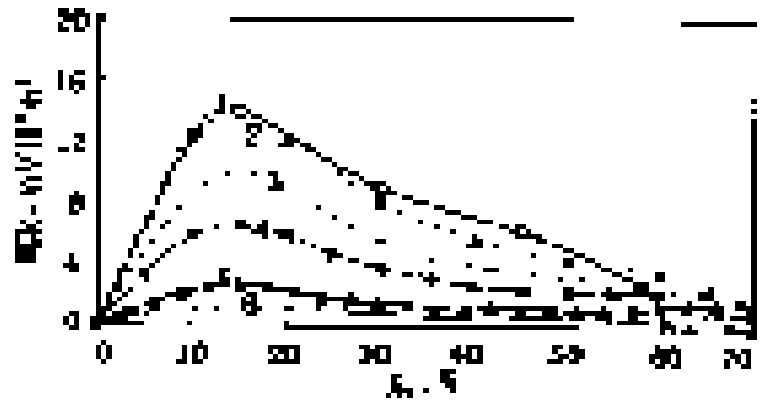


图 11 开采速度对底水锥进的影响

1—15% ; 2—10% ; 3—7% ; 4—5% ; 5—3% ; 6—1%

采速度敏感度不大，底水锥进对最敏感的开采速度区域是 3% ~ 5%，故建议在有底水存在（特别是有充足底水）的情况下，凝析气藏的开采速度不宜超过 5%，开采速度以 3% ~ 5% 比较合理；当然，要制定合理的开采速度还要综合考虑经济因素（如水处理费用等）、开发周期、采出程度等因素。

5 夹层对底水锥进的影响

本研究所考虑的夹层都是以井为中心的圆盘型（模型示意图见图 12），大小以夹层半长（ R_1 ）为量度。具体算例设计是分别将对对比算例的射孔段上部（第 2 层）、中部（第 4 层、下部（第 6 层）和气水过渡带顶部（第 9 层）、底部（第 11 层）的一定的径向网格的水平渗透率改为 0。

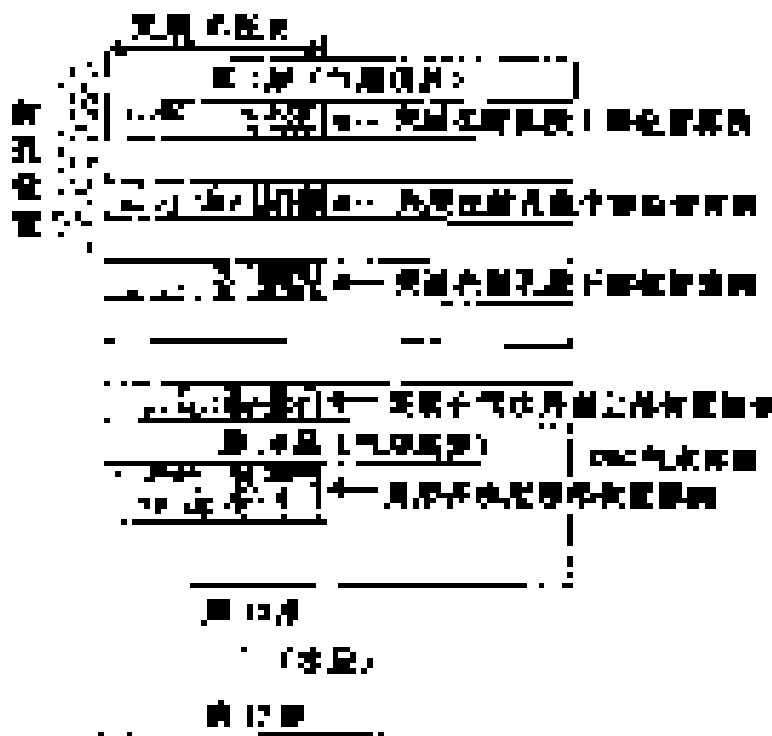


图 12 夹层对底水锥进影响机理研究模型设计简图

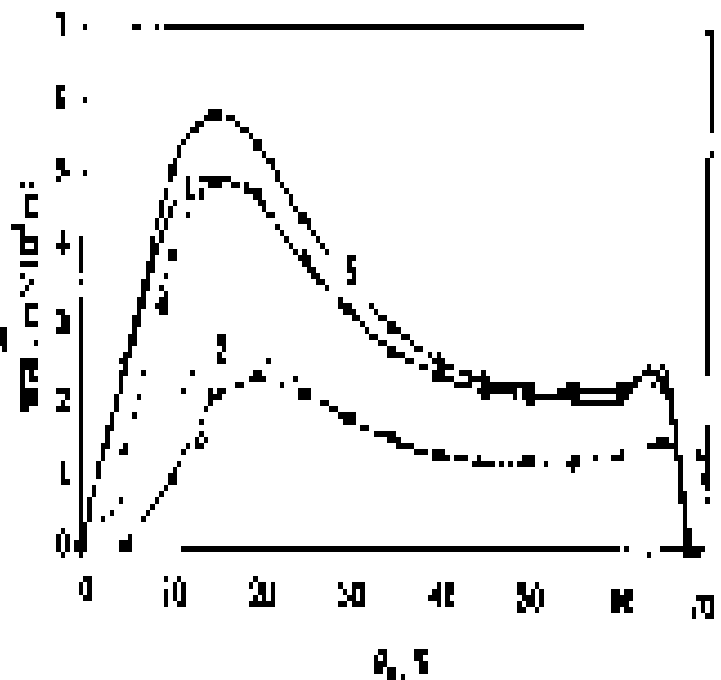


图 13 不同位置夹层对凝析气藏底水锥进的影响

1—夹层半长 30m，位置在第 2 层；2—夹层半长 30m，位置在第 4 层；3—夹层半长 30m，位置在第 6 层；4—夹层半长 30m，位置在第 9 层；5—夹层半长 30m，位置在第 11 层

数值模拟部分结果见图 13、图 14 和图 15，其中图 13 是不同位置夹层对生产水气比的影响结果，图 14 是不同夹层半长对生产水气比的影响结果，图 15 是夹层在射孔段底部、采

出程度是 30% 时的含水饱和度场图。由图中可得，半长 $R_1 = 1\text{ m}$ 的夹层不论在地层中何位置对底水锥进都没有影响，半长 $R_1 = 3\% R_e$ (约 30 m) 的夹层对底水有明显的遮挡作用，特别是当 $R_1 = 10\% R_e$ (约 100 m) 时对底水有很大的遮挡作用。相同的夹层有不同的位置对底水锥进的影响差异也很大，对底水遮挡作用从强到弱依次为：射孔段底部的夹层 > 射孔段与底水顶水顶界之间的夹层 > 射孔段中部的夹层 > 水层顶部的夹层 > 射孔段顶部的夹层，而且从数值模拟结果可以看出，夹层离射孔段底界越近，遮挡作用就越明显。当射孔段底部有大的连通夹层 ($R_1 = 10\% R_e$) 时，基本可以不用考虑底水影响。

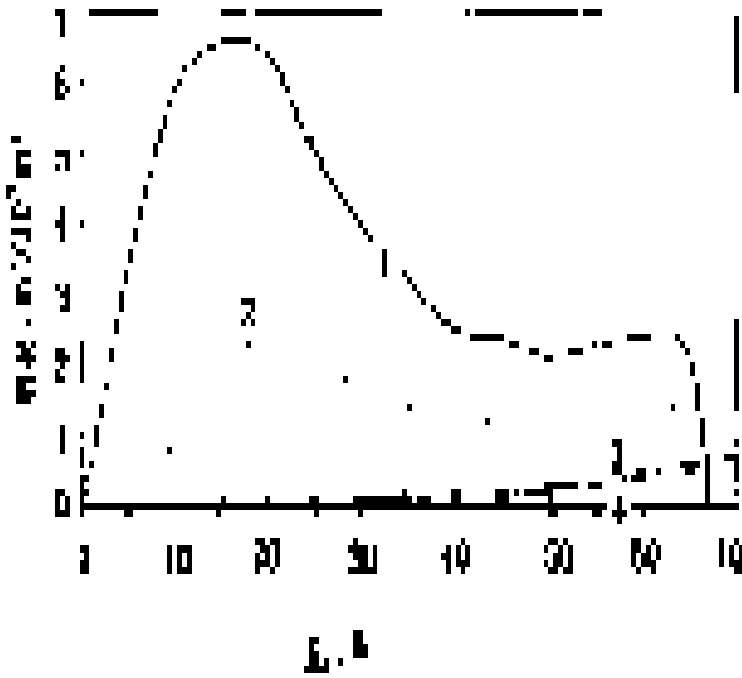


图 14 不同长度夹层对凝析气藏底水锥进的影响
1—夹层半长 1 m，位置在第 6 层；2—夹层半长 30 m，位置在第 6 层；3—夹层半长 100 m，位置在第 6 层；4—夹层半长 230 m，位置在第 6 层

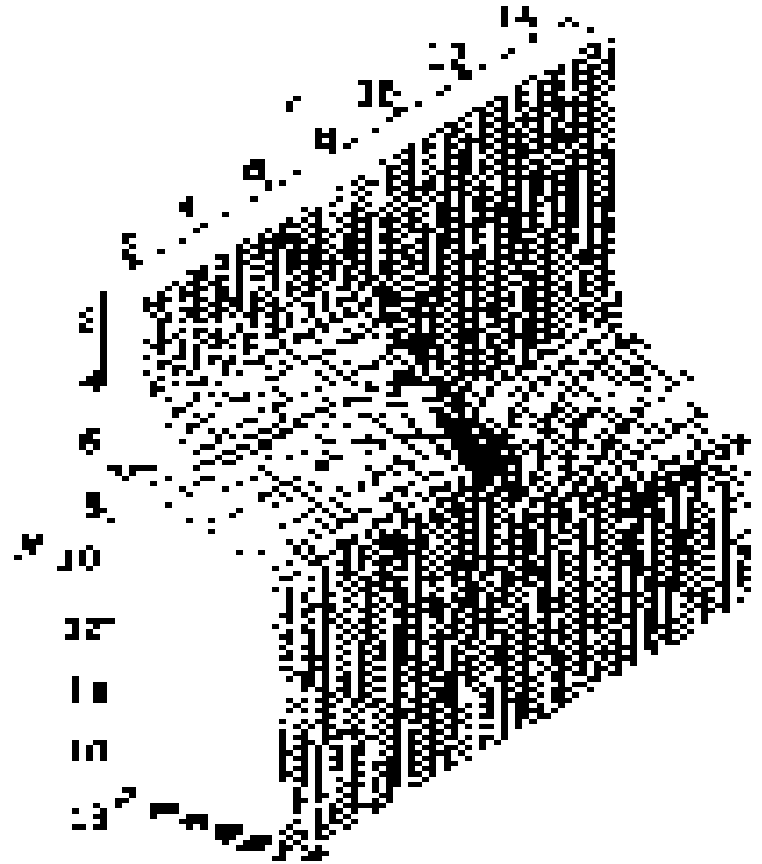


图 15 采出程度为 30% 时的 S_w 剖面图
(夹层半长 $R_1 = 30\text{ m}$ ，位于射孔段底部)

四、认识和结论

根据以上研究及分析，可得以下结论。

(1) K_H / K_V 对底水锥进影响重大，比值越小越有利于抑制底水的锥进。地层水平渗透率，特别是油气层水平渗透率对底水锥进影响程度较大，射孔段水平渗透率的提高有利于降低生产压力梯度，减缓底水锥进；而水层渗透率大则底水上升将加快。研究表明，相对于水层，气层渗透率的变化对整个储层水气比变化的贡献更大，在中、高渗透层，一般可以基本忽略水层渗透率变化对水气比的贡献。

(2) 气层厚度增大，将使开发效果明显变好，单井见水后厚气层生产水气比明显比薄气层降低。底水体积的增加，可以加快底水的上升。当底水体积大于烃类体积的 4 倍时，就要考虑底水对开发动态的影响。底油的存在可对气层开采过程中底水的锥进起一定的遮挡作用，有利于气藏开发效果的提高；这种遮挡作用是以底油采出程度降低为代价的；而提高底油开发效果是以更严重的水的锥进的代价的。

(3) 随着打开程度的提高，无水生产期缩短，底水上升也明显加快。建议在有活跃底水

存在的情况下，气层打开程度不宜超过 50%，开采速度在 3% ~ 5% 比较合理。

(4) 半长 $R_1 = 3\% R_e$ 的夹层对底水有明显的遮挡作用，特别是当 $R_1 = 10\% R_e$ 时对底水有很大的遮挡作用。相同大小夹层，离射孔段底界越近，越有利于抑制水的锥进。

(5) 研究表明抑制底水锥进的有利条件为：储层，特别是气层渗透率大，储层 K/K_h 小；气层厚度大或有底油；储层中有夹层分布，且夹层半长于 30 m；气层打开程度小于 50%；开采速度小于 5%。

综上所述，有许多影响底水锥进的因素，为了抑制或延缓底水锥进，需针对实际情况对各种有利和不利因素综合考虑，以给出合理优化的方案设计。

压敏介质油藏数值模拟器的开发

李凡华 朱玉新

(中国石油勘探开发研究院)

摘要 在微裂缝发育的低渗透油藏、裂缝油藏、异常高压油藏的开发中存在孔隙度、渗透率随压力降低而变化的现象，据此文中提出了压敏介质油藏的数学模型，并根据数学模型开发了油藏数值模拟器。

一、引言

在我国低渗透油田的开发中，遇到过这样一些问题，降压开采导致对储层的伤害，补充地层压力以后，伤害无法解除，这个问题不仅低渗透油藏中有，中高渗透油藏中也有，因为低渗透油藏的孔隙度、渗透率本来就低，相对来说对低渗透油藏的伤害程度大；低渗透裂缝油藏降压开发后，部分微裂缝闭合导致渗透率的降低也比较明显；再就是异常高压油藏，开采降压后孔渗结构的变化对油气藏的开发会有一些影响。前苏联由于石油开发时间长，对这类问题有很多的研究，A. T. 戈尔布诺夫详细地研究了弹塑性介质油藏的渗流力学问题，前几年我国东北大学的徐小荷教授对煤炭工业中的流固耦合问题进行过研究，西南石油学院的冉其全博士对石油工业中低渗透油藏的流固耦合问题也进行过研究，都取得了不错的成果，这类问题渐渐引起了我国石油工业界的重视。

在“九五”科技攻关中，渗流所在对多孔介质储层结构的流固耦合渗流规律的研究中取得了较大的进展。在传统的渗流力学计算中，一般假设多孔介质是刚性的，流体是微可压缩的，但实际的储层介质具有弹塑特性，表现在孔隙度、渗透率等物性参数随压力的改变而发生变化，而低渗透介质尤甚。如图 1、2、3、4 所示，孔隙度、渗透率随上覆压力的降低而降低，但随上覆压力的恢复却不能恢复原来状况。一般来说，孔隙度的变化不是十分显著，渗透率的变化则比较明显，渗透率的不可逆变化对低渗透性泥质砂岩最高可达 60%，对裂缝性储层的不可逆变化最高可达 75%。图 5 是克拉 2 气田无因次渗透率随上覆压力变化的曲线图，纵坐标是上覆压力下的渗透率与地面条件下的渗透率的比值，横坐标是上覆压力，克拉 2 气藏是异常高压气藏，气藏埋深 3600 ~ 3900 m，原始气藏压力 74.3469 MPa，压力系数 2.02。图 5 中四条曲线分别对应渗透率 $k > 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 > k > 3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 > k > 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $k < 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心实验结果，岩心渗透率越低，上覆压力对渗透率的影响越大， $k < 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心的渗透率在 50 MPa 的时候只剩下 1/2。

如何描述这些情况下的孔隙度、渗透率的变化规律呢？可用下面的公式描述： $\sigma = \sigma_0 e^{-\alpha(p_0 - p)}$ ， $k = k_0 e^{-\beta(p_0 - p)}$ ， α 、 β 是参数， P_0 是参考压力。有了这些公式，我们可以在油藏工程计算、油藏数值模拟的时候考虑降压对孔隙度、渗透率的影响。

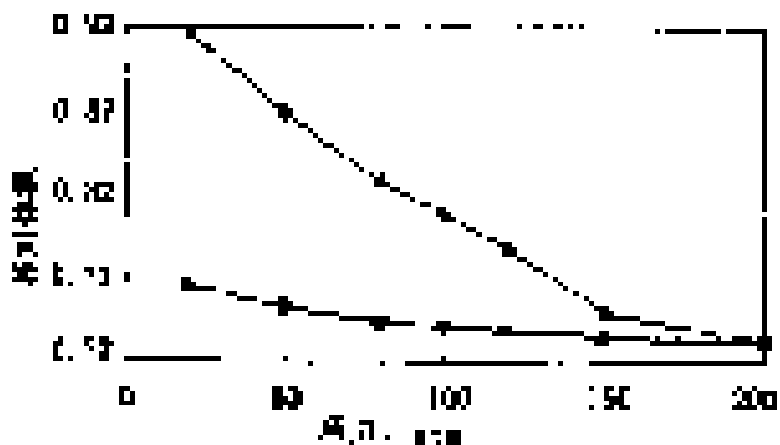


图1 上覆压力对裂缝性岩心孔隙度的影响

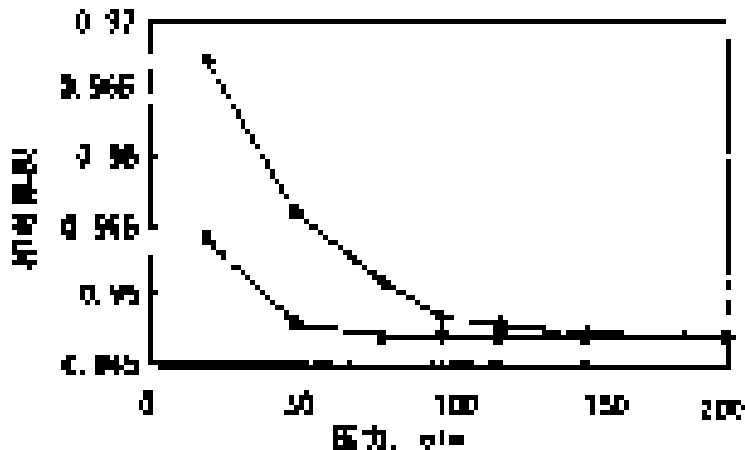


图2 上覆压力对基质性岩心孔隙度的影响

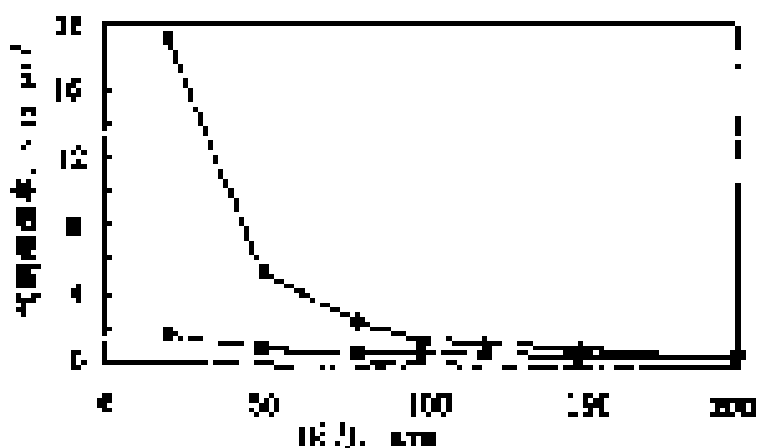


图3 上覆压力对裂缝性岩心渗透率的影响

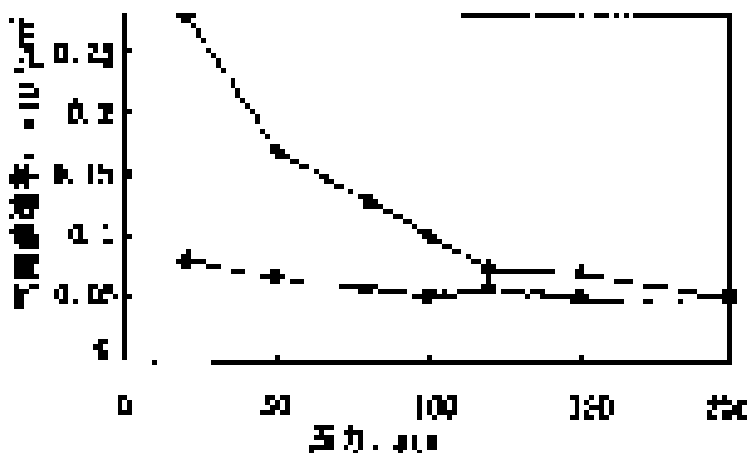


图4 上覆压力对基质性岩心渗透率的影响

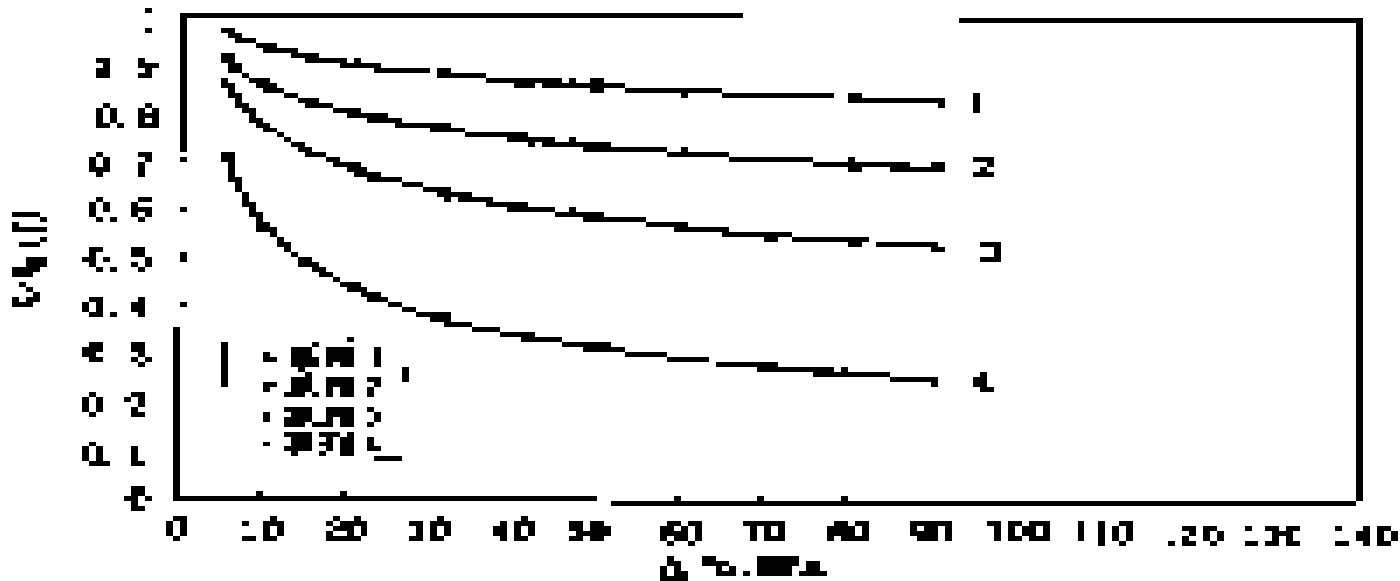


图5 克拉2气田无因次渗透率随上覆压力变化的曲线图

1— $K_D = 1.0640 (P_e)^{-0.0546}$, $K_S = 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 2— $K_D = 1.0756 (P_e)^{-0.0978}$, $3n K_S < 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 3— $K_D = 1.1573 (P_e)^{-0.1728}$, $1n K_S < 3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 4— $K_D = 1.3379 (P_e)^{-0.3674}$, $K_S = 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

二、压敏介质油藏的数学模型

有了压敏介质油藏中孔隙度、渗透率的变化规律公式，我们可以建立压敏介质油藏的数学模型，由于孔隙度的变化比较小，在模型中我们暂时不考虑孔隙度的变化，为处理方便，

只考虑基质与裂缝的渗透率的变化，且渗透率降低后压力如果恢复渗透率也可恢复。双渗压敏介质油藏的数学模型如下。

基质中的油相物质守恒方程：

$$\partial_t \cdot \{ T_{om} k_{om} (\partial p_{om} - \rho_o h) \cdot \exp[-\alpha_m (p_0 - p_{om})] \} + T_{omf} (p_{of} - p_{om}) = -\frac{1}{t} \left(\frac{m}{B_{om}} S_{om} \right) \quad (1)$$

基质中的水相物质守恒方程：

$$\partial_t \cdot \{ T_{wm} k_{mo} (\partial p_{wm} - \rho_w h) \cdot \exp[-\alpha_m (p_0 - p_{wm})] \} + T_{wmf} (p_{of} - p_{om}) = -\frac{1}{t} \left(\frac{m}{B_{wm}} S_{wm} \right) \quad (2)$$

基质中的气相物质守恒方程：

$$\partial_t \cdot \{ R_{sm} T_{om} k_{mo} (\partial p_{om} - \rho_o h) \cdot \exp[-\alpha_m (p_0 - p_{om})] + T_{gm} k_{mo} (\partial p_{gm} - \rho_g h) \exp[-\alpha_m (p_0 - p_{om})] \} + T_{omf} R_{smf} (p_{of} - p_{om}) + T_{gmf} (p_{gf} - p_{gm}) + R_{sm} q_p = -\frac{1}{t} \left[\alpha_m \left(\frac{R_{sm}}{B_{om}} S_{om} + \frac{S_{gm}}{B_{gm}} \right) \right] \quad (3)$$

裂缝中的油相物质守恒方程：

$$\partial_t \cdot [T_{of} k_{fo} (\partial p_{of} - \rho_o h)] \cdot \exp[-\alpha_f (p_0 - p_{of})] + q_o - T_{omf} (p_{of} - p_{om}) = -\frac{1}{t} \left(\frac{f_m}{B_{of}} S_{of} \right) \quad (4)$$

裂缝中的水相物质守恒方程：

$$\partial_t \cdot \{ T_{wf} k_{fo} (\partial p_{wf} - \rho_w h) \cdot \exp[-\alpha_f (p_0 - p_{of})] \} - T_{wmf} (p_{of} - p_{om}) + q_w = -\frac{1}{t} \left(\frac{f_m}{B_{wf}} S_{wf} \right) \quad (5)$$

裂缝中的气相物质守恒方程：

$$\partial_t \cdot \{ R_{sf} T_{of} k_{fo} (\partial p_{of} - \rho_o h) \cdot \exp[-\alpha_f (p_0 - p_{of})] + T_{gf} k_{fo} (\partial p_{gf} - \rho_g h) \cdot \exp[-\alpha_f (p_0 - p_{of})] \} - T_{omf} R_{smf} (p_{of} - p_{om}) - T_{gmf} (p_{gf} - p_{gm}) + R_{sf} q_p + q_g = -\frac{1}{t} \left[f_m \left(\frac{R_{sf}}{B_{of}} S_{of} + \frac{S_{gf}}{B_{gf}} \right) \right] \quad (6)$$

基质中的油气毛管压力方程：

$$p_{cgom} = p_{gm} - p_{om} \quad (7)$$

基质中的油水毛管压力方程：

$$p_{cowm} = p_{om} - p_{wm} \quad (8)$$

基质中的饱和度方程：

$$S_{om} + S_{wm} + S_{gm} = 1 \quad (9)$$

裂缝中的油气毛管压力方程：

$$p_{cgo f} = p_{gf} - p_{of} \quad (10)$$

裂缝中的油水毛管压力方程：

$$p_{cow f} = p_{of} - p_{wf} \quad (11)$$

裂缝中的饱和度方程：

$$S_{of} + S_{wf} + S_{gf} = 1 \quad (12)$$

传导率: $T_{ls} = \frac{k_{rls}}{\mu_l B_{ls}}$, ($l = o, w, g; s = m, f$)

窜流系数: $T_{lmf} = 4 \left(\frac{k_x}{L_x^2} + \frac{k_y}{L_y^2} + \frac{k_z}{L_z^2} \right) x y z \frac{k_{rl}}{\mu_l B_l}$ ($l = o, w, g$)

下标:

o——油, w——水, g——气, m——基质, f——裂缝。

参数:

——渗透率变化参数;

$\alpha_o, \alpha_g, \alpha_w$ ——油、气、水体积系数;

k——渗透率;

h——砂厚;

L_x, L_y, L_z ——基质块在三个方向上的长度;

R_s ——溶解气油比;

S_o, S_g, S_w ——油、气、水的饱和度;

P_o, P_g, P_w ——油、气、水相的压力;

P_c ——毛管压力;

q_o, q_g, q_w ——油、气、水产率;

∇ ——算子;

$\phi = \phi_l$ ($l = o, g, w$);

——孔隙度;

μ ——粘度。

三、压敏介质油藏算例

根据上面的数学模型我们在以前工作的基础上开发了油藏数值模拟器, 在输入文件中增加了一个关键字 LG, 在关键字后输入 3 个数: 参考压力, 基质渗透率变化参数, 裂缝渗透率变化参数。在主程序中加了一个全局变量, 在子程序中增加了若干局部变量和一个数组, 程序运行的稳定性和收敛性良好。

我们以我国西部一个低渗透裂缝油藏的实际数据为基础, 实际油藏的模型是双孔介质模型, 这里借用了实际油藏的数据, 用之于双渗介质模型, 所以下面的计算结果第一年的采出程度高达百分之十几, 这里举这个例子的目的是为了验证模拟器开发的成功与否。参考压力取油藏的原始地层压力 $P_o = 39100 \text{ kPa}$, 基质、裂缝渗透率变化参数由于没有实测值, 采用文献中的值, $\alpha_m = 0.01 \text{ MPa}^{-1}$, $\alpha_f = 0.19 \text{ MPa}^{-1}$, 作为算例 1, 算例 2 的 $\alpha_m = 0.01 \text{ MPa}^{-1}$, $\alpha_f = 0.29 \text{ MPa}^{-1}$ 。下面是刚性介质与压敏介质的计算结果的对比。

从图 6 中可以看出渗透率下降后, 油的采出程度减少了, 从图 7 中可以看出气相采出程度也降低了。一般来说, 降压开采对油藏的开发是不利的, 算例以每天 10 m^3 的工作制度下生产, 计算结果表明, 降压导致基质、裂缝的渗透率损失, 最终影响采出程度, 从中也可看出采出程度对渗透率变化参数的敏感程度。

四、结 论

本文提出了压敏介质油藏的数学模型, 这种模型可以描述微裂缝发育的低渗透油藏、裂

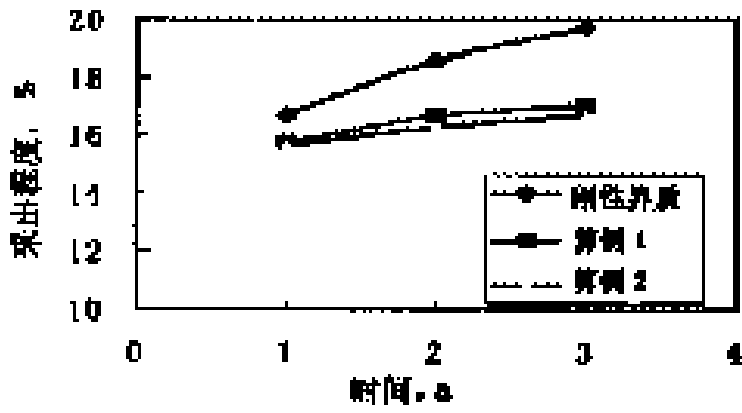


图 6 油相采出程度的对比

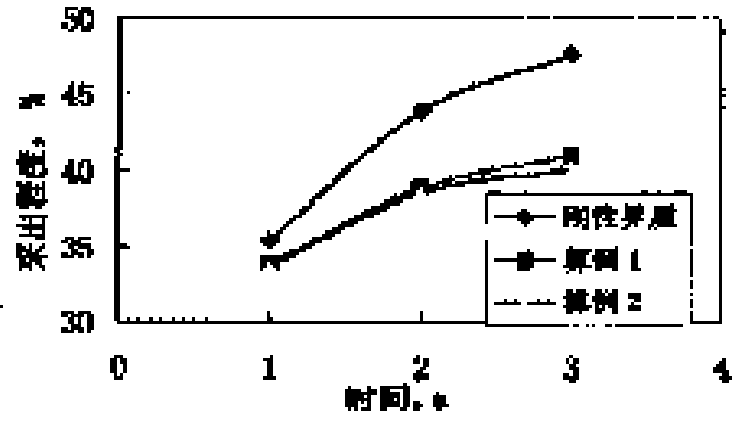


图 7 气相采出程度的对比

缝油藏、异常高压油藏中孔隙度、渗透率随压力降低而变化的规律；根据数学模型开发了油藏数值模拟器，通过算例的计算验证了模拟器运行稳定、收敛速度快的特点。

惟一不足是没有全套的实际油藏的数据进行验证、实际应用，进而为我国的特殊类型油藏的开发服务。

并行算法在黑油油藏数学模型中的应用

袁士义 宋 杰 朱 焰 邓宝荣

(勘探开发研究院)

摘 要 研制并行油藏模拟软件，关键在于研制出好的并行算法。本文对并行软件开发环境做了简单介绍，就并行油藏模拟软件中使用的关键算法做了一些讨论，并给出了我们的油藏并行软件的测试结果。

一、前 言

计算机技术的飞速发展使油藏数值模拟进入了新的发展阶段，即朝着高精度、高效率、大规模的方向发展。而计算机并行处理技术的出现，为大规模油藏数值模拟技术的实现打下了良好的物质基础。但是，并行计算机的体系结构和编程方式与原有的串行机有明显不同，原有的油藏数值模拟软件和一些计算处理方法，在并行计算机需要进行较大规模的修改，同时要研究适合于并行计算机的一些处理方法，才能在并行计算机上保证大规模油藏数值模拟软件的运行效率和计算结果的正确性。

早在 70 年代末，80 年代初美国的一些科学家就开始了并行处理技术的基础理论研究工作。至今一些大石油公司如：Land mark、Geoquest 都已拥有成熟的并行商业版油藏数值模拟软件。90 年代初，国内开始研究油藏数值模拟软件并行化工作。1994 年北京石油勘探开发科学研究院开始启动并行油藏数值模拟软件研究项目，现在已经研制出适合不同机型的能模拟百万网格的并行数模软件系列。

二、并行软件开发环境

1. 硬件环境

并行软件开发环境的硬件环境，即为并行计算机。并行计算机大体可分为两种类型，一种是单指令流多数据流（Single Instruction Stream & Multiple Date Stream）并行计算机，简称 SIMD；另一种是多指令流多数据流（Multiple Instruction Stream & Multiple Data Stream）并行计算机，简称 MIMD。SIMD 并行计算机的各处理器同一时刻执行相同的指令，但数据不同。MIMD 并行计算机的各处理器可以对不同的数据进行独立操作。现代的并行计算机主要以 MIMD 型为主。

2 软件环境

1) PVM (Parallel Virtual Machine): 并行虚拟机

PVM 是一个在异构型网络环境中模拟一个通用的分布式存储多处理机的软件系统。是网络计算的支撑软件，有了它即使在不具备真正意义上的多处理机的情况下，也可以进行并

行计算。由于它的适应性和它简单但完全的编程界面，PVM 系统在高性能科学计算中获得了广泛的应用。自 1989 年在美国的 OakRidge 国家实验室开始开发以来，目前已发展到 3.4.3 版本。

2) MPI (Message Passing Interface): 消息传递界面

为了统一不兼容的界面，1992 年成立了 MPI 委员会，负责制定消息传递界面的新标准，支持最佳的可移植平台。MPI 最主要的优点有：(1) MPI 能实现完全的异步通信，立即发送与接收完全能与计算覆盖进行；(2) 由于 MPI 本身对硬件不作任何要求，因此具有良好的可移植性；(3) 大量的通信原语能满足科学与工程计算的需要；(4) MPI 在异步执行时能够保证用户的其他软件不受影响；(5) 具有高度的可重构性，允许多个用户同时使用并行处理设备。

三、并行算法

并行算法是伴随着并行计算机的产生而产生的，是近十几年发展起来的新技术和新方法。并行计算机上算法研究的潜力远超过串行机，因为并行机上一个好算法效率的提高经常是以数量级计的，而对于串行机效率提高几倍的算法已经是很有效了。在目前并行化自动识别与自动编译系统水平较低的情况下，并行算法及其实现就显得更为重要。

不同类型的计算机使用的并行技术是不一样的。共享内存的并行计算机，不同的 CPU 使用同一个内存，不必要进行信息传递。而分布内存的并行计算机，每个 CPU 配置一个存贮器，计算时只能存取本存贮器的数据，当第一个 CPU 计算需要第二个存贮器的数据时，就要第二个处理器把第二个存贮器的信息传到第一个存贮器，这样第一个处理器才能使用这些数据。

对共享内存的并行计算机，只能对“DO”循环语句进行并行处理，而且要求 DO 循环体对不同的循环参数是不相关的。比如一个循环体，计算 A

要 A 就难以实现并行化。因此，对共享内存的计算机而言，就是怎样改变不能并行的 DO 循环体为不相关，然后，对 DO 循环体实现并行。

对分布内存的并行计算机，完全去掉了上述的约束，循环体可以并行，子程序级可以并行，模块也可以并行，只要不相关就可以做。所以，并行的粒度可以很大，所谓并行算法也主要指这方面的应用和研究。

并行算法用的最多的方法是区域分裂法，由此，产生了块雅可比方法，块高斯赛德尔迭代法，块 SOR 方法。在偏微分方程并行求解方面，为了使得偏微分方程离散化得到的线性系统容易分裂，又产生了各种分区和结点排序的方法，如窄条区域分裂，双路次序，多色排序等。不管什么方法其宗旨都是：并行粒度尽可能大；信息传递尽量少；存贮量尽量减少；负载均衡。这些是矛盾的统一体，处理好才能产生高效的并行算法。

下面谈谈在油藏模拟并行软件中使用的并行算法和技术。

1. 计算 n 个数之和

在油藏模拟中常常要计算 n 个数之和，比如每个时间步长都要计算当前油、气、水的储量，以便于用户输出和计算物质守恒的误差。当 n 很大时，计算量是很大的，用并行计算很有必要。例如算油的当前储量，公式是：

$$OIP = \sum_{i=1}^n PV(i) * So(i)$$

其中 n 是网块数, $PV(i)$ 是 i 网块的孔隙体积, $So(i)$ 是 i 网块油的饱和度。

其并行算法是: 设有 np 个处理器, 我们把 n 分成 np 部分, 即:

$$n_i(j) = \text{int}(n / np), j = 1, 2, \dots, np$$

$$nom = n - \sum_{j=1}^{np} n_i(j)$$

DO $j = 1, nom$

$$n_i(j) = n_i(j) + 1$$

ENDDO

这样 n 被分成了 $1 \sim n_i(1)$, $n_i(1) + 1 \sim n_i(2)$, $n_i(2) + 1 \sim n_i(3)$, $n_i(3) + 1 \sim n_i(np-1)$, $n_i(np-1) + 1 \sim n_i(np)$, 程序变成:

DO $J = 1, np$

$$SUBOIP(J) = \sum_{i=n_i(J-1)+1}^{n_i(J)} PV(i) * So(i)$$

ENDDO

$$OIP = \sum_{j=1}^{np} SUBOIP(J)$$

显然, 上面的循环体是完全可以并行计算的。并行计算好之后, 可以都传给一个进程做总和, 也可以每个进程都接收, 同时都做总和。

2 计算最大值

在油藏模拟中常常找压力和饱和度变化的最大值, 以便调整下一个时间步的步长, 这一工作也可以用并行计算。如:

$$V_{max} = \max_{i=1}^n (a_i)$$

像 1 中所讲一样, 把 n 分成 np 份, 得到 $n_i(j)$, $j = 1, 2, \dots, np$

DO $J = 1, np$

$$amax(j) = \max_{i=n_i(j-1)+1}^{n_i(j)} (a_i)$$

ENDDO

$$max = \max\{amax(1), amax(2), \dots, amax(np)\}$$

这个循环体也是互相独立的, 不同的 J 没有依赖关系, 实现了并行处理。

3 块雅可比方法

对于线性系统 $AX = b$ 的求解, 最简单的迭代方法是雅可比方法, 它的迭代公式是:

$$x_i^{k+1} = \frac{1}{a_{ii}} [b_i - \sum_{j=1, j \neq i}^n a_{ij} x_j^k]$$

其中 b_i 是 b 的分量, $b = [b_1, b_2, \dots, b_n]^T$, n 是 A 矩阵的阶数, a_{ij} 是矩阵 A 的元素

$$A = \begin{matrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \dots & & & \\ \dots & & & \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{matrix}$$

x_i 是解向量 X 的分量, $X = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$, k 表示迭代步。

从迭代公式看, 计算迭代值, 只需要 A , b 和上一次的迭代值 x_i^k , 所以可以分块进行把区域进行划分, 相应的线性系统也可以写成:

$$\begin{matrix} A_{11} & A_{12} & \dots & A_{1M} & X_1 & B_1 \\ A_{21} & A_{22} & \dots & A_{2M} & X_2 & B_2 \\ \dots & & & & * & \dots = \dots \\ \dots & & & & & \dots \\ A_{M1} & A_{M2} & \dots & A_{MM} & X_M & B_M \end{matrix}$$

其中: $X_1 = (x_1, x_2, \dots, x_{n_1})^T$

$X_2 = (x_{n_1+1}, x_{n_1+2}, \dots, x_{n_1+n_2})^T$

...

$X_M = (x_{n_{(M-1)}+1}, x_{n_{(M-1)}+2}, \dots, x_{n_{(M-1)}+n_M})^T$

$B_1 = (b_1, b_2, \dots, b_{n(1)})^T$

.....

$B_M = (b_{n_{(M-1)}+1}, b_{n_{(M-1)}+2}, \dots, b_{n_{(M-1)}+n_M})^T$

于是可以把方程组写为:

$$A_{ii} X_i^{k+1} = B_i - \sum_{j=1, j \neq i}^M A_{ij} X_j^k$$

当 A_{ii} 是正定时, 该系统有解, 而且每一次 X_i^{k+1} 求解只依赖于上一次的迭代值, 可以分块求解, 其算法是:

FOR $k = 0, 1, \dots$ 直到收敛做:

FOR $i = 1, 2, \dots$ 到 M 做:

解 $A_{ii} X_i = B_i$

ENDDO

ENDDO

显然这是一个可并行的 DO 循环。

4 系数计算的加边处理

所谓系数计算是指偏微分方程离散化产生线性系统 $AX = b$ 中, A 和 b 元素的计算, 这部分的计算量仅次于线性系统的求解, 占总 CPU 的 20% 左右, 所以, 并行计算也是很重要的。

它分为几个部分, 一部分是达西项的展开, 即计算 $\sum_{l=1}^m T(P, S)^{n+1} * (P_l^{n+1} - P_i^{n+1})$,

这里 m 是邻点数目, l 表示邻点中 P_l^{n+1} 和 P_i^{n+1} 的系数。第二部分是累积项 $\frac{d}{dt}(s)$ 的离散

化。第三部分是产（注）量的离散化。其中第一部分的计算，总要涉及到相邻 6 个点的值，就是要用到邻点的压力，毛管压力，体积系数，相对渗透率等等。为了均衡，我们把 x 和 y 方向都等分，而且重叠一排，这样在计算不同分区相邻的边界网格的值时，就可以避免信息传递，减少了大量的通信，当然，损失是增加了一些内存量。经过实际运用，这样做的效果是不错的。

5 尽量减少全局数组

研制并行油藏模拟软件的一个重要的目的是模拟百万以上网格的大规模的问题。以 100×10^4 网格为例，在串行程序中需要 250 个以上的数据场，每一个需要百万个双精度的字，即 800×10^4 个字节，250 个场需要 2 GB 的内存，在一般的机器上是做不了这样大规模的油藏模拟计算的。因此，为了做大规模的油藏模拟，除了实现并行计算外，仍需要尽量节省存贮空间，而节省存贮空间，最有效的办法是尽量减少全局数组的使用。要认真分析哪个全局数组可以不用，能取消的尽量取消。局部使用的全局数组不必在全过程都占用存贮空间，需要全局数组时，把子区数组数据合起来，使用后释放。这样虽然增加了一些传输，但全局数组只保留了一个，大大减小了存贮，实现了算百万网格的目标。

6 组合预条件方法

所谓组合预条件是几种预条件方法组合使用，预条件方法有 ILU，约束压力剩余，Watt 校正。在我们程序中有 4 种方式：不用预条件；用不完全 LU 分解（可以有 10 种选项）；用约束压力剩余；用 Watt 校正。可以根据问题的困难程度决定用什么预条件，通过输入参数进行控制。

7. 正交极小化方法

正交极小化方法（ORTH MIN），是解线性方程组的迭代方法之一。解线性方程组的所有迭代法都是确定迭代方向和步长的过程，即给一个初始近似值，在确定下一次的更好的近似值时，是向哪个方向走（迭代方向）？走多远（迭代步长）？这两个参数确定好了，就可能比较快的接近真解，否则，可能总是远离真解，或者速度非常慢。

ORTH MIN 方法确定这些参数的原理是：

(1) 设要解的线性方程组是 $AX = b$ ，初始值 $X^0 (x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0)^T$ ，剩余 $r^0 = b - AX^0$ ，假设 $V^{k+1} = X^{k+1} - X^k$ ，求解时变成： $A \cdot r$ 用 ILU 方法找到 M 满足 $M = A$ ，求出预条件解 $V^{k+1} = X^{k+1} - X^k$ 。

(2) 找迭代方向：假设已迭代了 K 次，前 K 次的迭代方向是 Aq^k, \dots, Aq^0 ，这是一组正交向量，现在找 $K + 1$ 次的迭代方向 Aq^{k+1} ，使得 $(Aq^i, Aq^{k+1}) = 0, i = 1, 2, \dots, k$ 。

假设 $q^{k+1} = r^{k+1} - \sum_{l=1}^k a_l^k \cdot q^l$ 则：

$$(Aq^i, Aq^{k+1}) = (Aq^i, A^{k+1}) - \sum_{l=1}^k a_l^k (Aq^i, Aq^l) = 0$$

由于 $(Aq^i, Aq^l) = 0, l = 1, 2, \dots, k, l \neq i$

则： $(Aq^i, Aq^{k+1}) = (Aq^i, A^{k+1}) - \sum_{l=1}^k a_l^k (Aq^i, Aq^l) = 0$ ，推出：

$$a_i^k = \frac{(Aq^i, Aq^{k+1})}{(Aq^i, Aq^i)}, i = 1, 2, \dots, k + 1$$

(3) 找迭代步长：迭代步长的选取是使得剩余模极小，即 $r^{k+1} = r^k - w^k \cdot$

$$Aq^{k+1} \text{ 极小也就是: } \frac{1}{w} \| r^k - w^k \cdot Aq^{k+1} \|^2 = 0$$

$$\text{即 } \frac{1}{w} [(r^k, r^k) - 2w^k \cdot (r^k, Aq^{k+1}) + (w^k)^2 \cdot (Aq^{k+1}, Aq^{k+1})] = 0$$

$$\text{即: } 2(r^k, Aq^{k+1}) - 2w^k (Aq^{k+1}, Aq^{k+1}) = 0$$

$$\text{推出: } w^k = (r^k, Aq^{k+1}) / (Aq^{k+1}, Aq^{k+1})$$

(4) 根据以上原理写出 ORTHMIN 的迭代公式:

给出初始近似值 $(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0)$, 初始 $q^0 = X^0$;

计算剩余 $r^0 = b - AX^0$;

对 A 作不完全 LU 分解, 得 $M = LU$, 算 $q^0 = M^{-1} r^0$, 对 $K = 0, 1, \dots$ 直到收敛;

解 $M^{k+1} = r^k$, 得到预条件解 q^{k+1} ;

计算 $a_i^{k+1} = \frac{(Aq^i, A^{n+1})}{(Aq^i, Aq^i)}$, $i = 1, 2, \dots, k+1$ (注意: 这时前边 K 个 Aq^i 是已知的);

计算 $q^{k+1} = q^{k+1} - \sum_{i=1}^k a_i^{k+1} \cdot q^i$;

计算 $w^{k+1} = \frac{(r^k, Aq^{k+1})}{(Aq^{k+1}, Aq^{k+1})}$;

计算新的迭代值 $x^{k+1} = x^k + w^{k+1} \cdot Aq^{k+1}$;

算新的剩余: $r^{k+1} = r^k - w^{k+1} \cdot Aq^{k+1}$ 。

从 ~ 重复直到收敛。

值得一提的是: 上述公式中的正交向量组 Aq^i 是随着迭代次数的增加而增加的, 这样正交向量组越来越大, 占内存越来越多。为了解决这一问题, 可以将正交向量的个数取一定值, 比如 20, 多于 20 时, 就把前边的丢掉, 称为截断法; 或者多于 20 时, 就又重新开始, 称为重新启动方法, 这些方法都是可行的。

四、测试结果

在中国石油勘探开发研究院 6 个 CPU 的 Power Challenge 共享内存并行计算机上, 我们

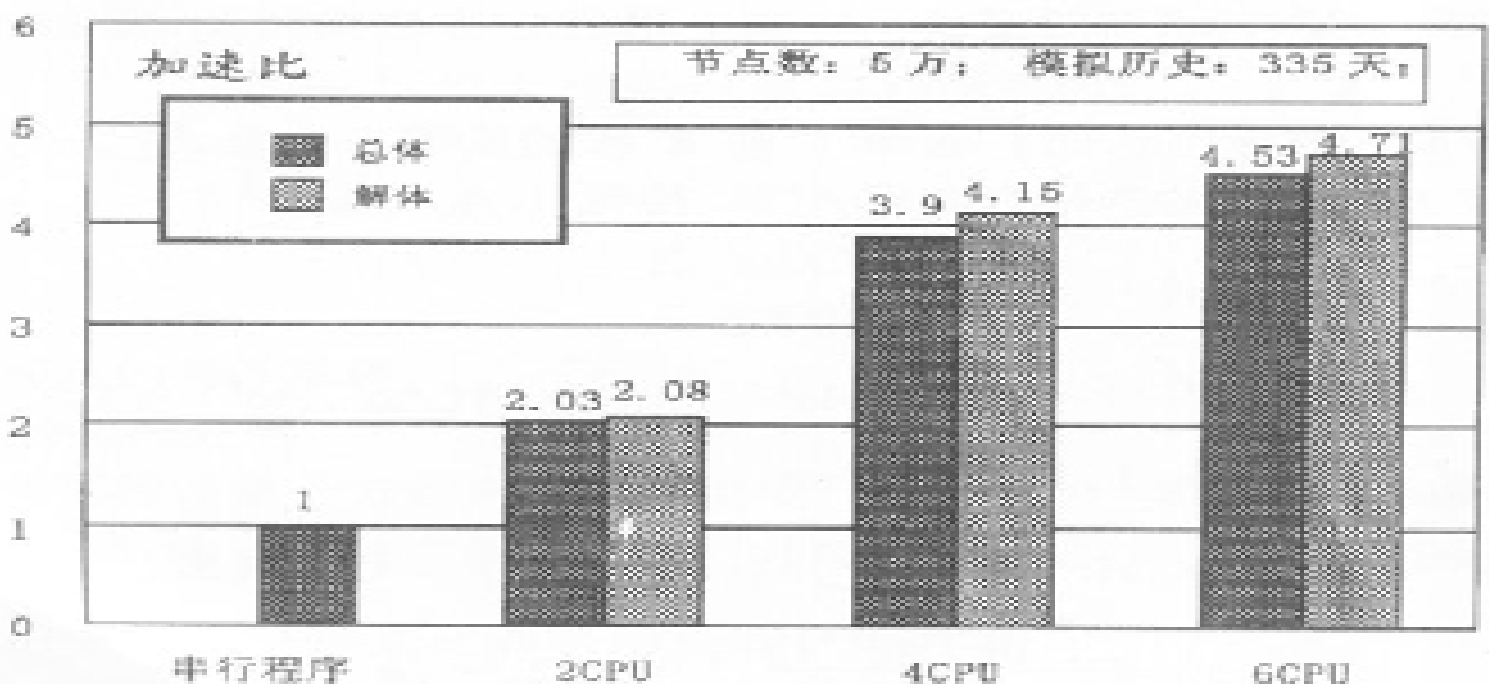


图 1 加速比

安装了 PVM，所有测试工作都是在这一环境下进行的。需要引进的两个定义是：加速比 = 串行程序 CPU 时间 / 并行程序 CPU 时间；并行效率 = 加速比 / CPU 个数。

我们将研制的油藏模拟并行软件对实际油田资料、美国 SPE 协会测试题目和实际资料加密而来的数据资料，分别进行了测试。测试中分别记录了总体和解法部分的加速比（如图 1 所示），测试计算结果表明，并行计算效率通常在 60% 以上，从而达到了快速求解大规模油藏模拟问题的目的。

大庆油田三元复合驱技术研究

廖广志 杨振宇 韩培慧 刘奕 周浩

(大庆油田有限责任公司勘探开发研究院)

摘要 大庆油田三元复合驱技术经过“八五”和“九五”期间的攻关,已经在三元复合驱机理研究、三元复合驱矿场试验以及表面活性剂的国产化方面取得了重要进展,为即将开展的杏二中和北三西两个大的工业性应用奠定基础。本文论述了目前所开展的典型三元复合驱试验情况,结果表明,三元复合驱最终采收率可比水驱提高采收率18%以上;阐述了三元复合驱国产表面活性剂研制进展情况,认识了石油磺酸盐和烷基芳基磺酸盐配制的三元体系,都能不同程度与大庆原油形成超低界面张力。本文所研究的三元复合驱技术有可能对大庆油田可持续发展产生重要的影响。

一、三元复合驱典型矿场试验取得了重要认识

大庆油田三元复合驱在“八五”期间开展两个先导性矿场试验的基础上,进入“九五”以来,又在杏二区西部PI3³层水驱残余油的条件下开展了放大井距的矿场试验,试验已经取得了很好的效果,为水驱后期三次采油提高原油采收率展示良好的前景。

杏二区三元复合驱扩大井距的矿场试验,试验区位于杏二区西部PI3³层,平均砂岩厚度7.0m,有效厚度5.8m,采用四注九采五点法面积井网,注采井距200m,面积0.3km²,孔隙体积43.5×10⁴m³,地质储量24.01×10⁴t(表1)。

表1 试验区基础数据表

范围	面积, km ²	砂岩厚度, m	有效厚度, m	有效渗透率 μm ²	孔隙体积 10 ⁴ m ³	地质储量 10 ⁴ t
全区	0.3	7.0	5.8	0.6275	43.5	24.01
中心井区	0.0665	8.8	6.4	0.966	10.63	5.87

为了形成单注单采试验目的层的三元复合驱四注九采的五点法面积井网,在试验区新钻8口试验井。

8口测井解释资料表明,油层水淹厚度大,采出程度高,剩余油饱和度低,平面上已100%水淹,纵向上水淹厚度达93%,其中水淹厚度为66.2%,中心井水淹厚度为100%,其中高水洗厚度为63.6%,中水洗厚度为24.3%,弱水洗厚度为12.1%。

从水驱空白开采阶段来看,全区9口生产井投产后,综合含水已达98%,其中5口生产井(含中心井)含水已高达100%,而且中心井在长达9个月的开采阶段,含水仍保持100%居高不下,这充分说明,该区不仅纵向上水淹厚度大,水淹程度高,而且在平面上也是如此。

上述资料表明,试验目的层剩余油已处于水驱形象残余油状态。进入水驱开采无经济效益阶段。在这种情况下,开展三元复合驱试验还能否取得好的效果是众所关心的问题。

该试验于 1996 年 5 月开始水驱，共注入 0.087PV，1996 年 9 月至 11 月 2 日注聚合物前置段塞，共注入 0.0376PV，11 月 3 日正式注入三元体系主段塞。至 1998 年 2 月 10 日结束，共注入 0.351PV，2 月 11 日 9 月 30 日进行三元体系副段塞注入，共注入 0.105PV，目前正在注入聚合物后续保护断塞。

试验区注入三元体系采油井陆续开始见效，主入 0.33PV 时，已有 8 口生产井见到增油降水效果，且 5 口含水 100% 的井均已见效。

其中中心井杏 2-2-试 1 井见效最为明显。含水由 100% 下降到 50.7%，下降了 49.3 个百分点，产油量由 0t/d 增加到 29t/d，含水在 50%~70% 间稳定 12 个月。

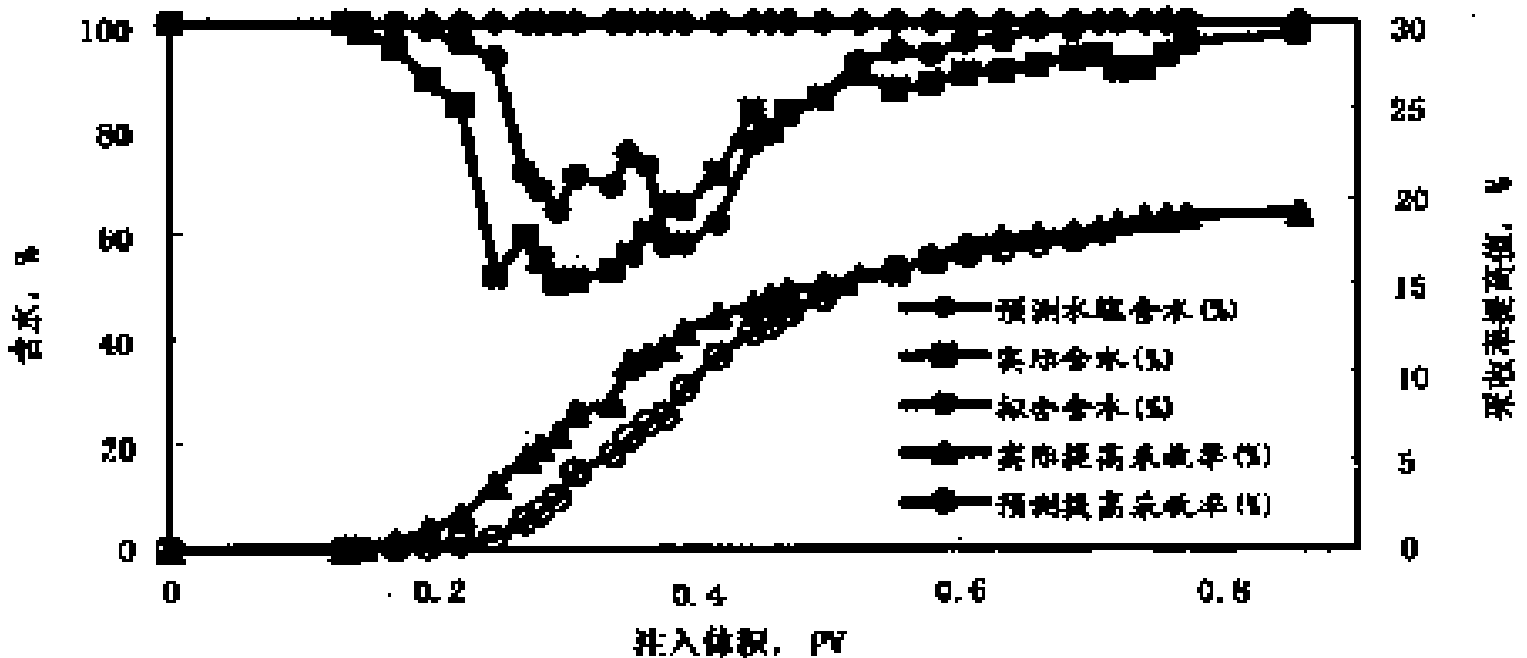


图 1 杏二区西部三元复合驱中心井实际及拟合预测曲线

目前含水 97%，日产油 1t，截至 2000 年 10 月底全区累计产油 51506t，累计增油 32384t，提高采收率 19.16 个百分点 (图 1)。

这一试验结果，不仅对大庆油田三元复合驱试验研究工作有重要的现实意义，而且为油田进入水驱开发无经济效益阶段采用三次采油确保油田可持续发展展示了光明的前景。

二、影响复合体系与原油间形成超低界面张力因素研究

在复合驱中，油/水间界面张力是一项非常重要的参数，它决定着化学驱的驱油效率。针对低酸值原油的特点，开展了原油性质、表面活性剂和注入污水水质对界面张力的影响研究。

1. 原油性质对界面张力的影响研究

大庆油田从南到北原油的平均分子量由 350 增加到 430，分子量分布的峰值向高碳移动，胶质、沥青质含量增加，饱和烃含量降低 (表 2)。

1) 原油族组成对界面张力的影响

为了弄清原油族组成对三元体系界面张力的影响，我们对原油进行了族组成分离，分别评价其界面活性，见图 2。由图中我们可以看出，族组成降低界面张力能力的次序依次为胶质 > 沥青 > 芳烃 > 饱和烃，可见，原油中胶质沥青的含量是影响油水界面张力的一个重要因素。

表 2 大庆长垣族组成表

地区	饱和烃	芳烃	总烃	非烃 + 沥青质
七厂	70.1	18.9	89.0	11.0
四厂	70.25	13.78	84.03	15.97
二厂	69.86	16.90	86.76	13.76
一厂	69.12	12.71	81.83	18.17
三厂	64.84	12.13	76.97	23.03
六厂	57.1	24.8	81.9	18.1

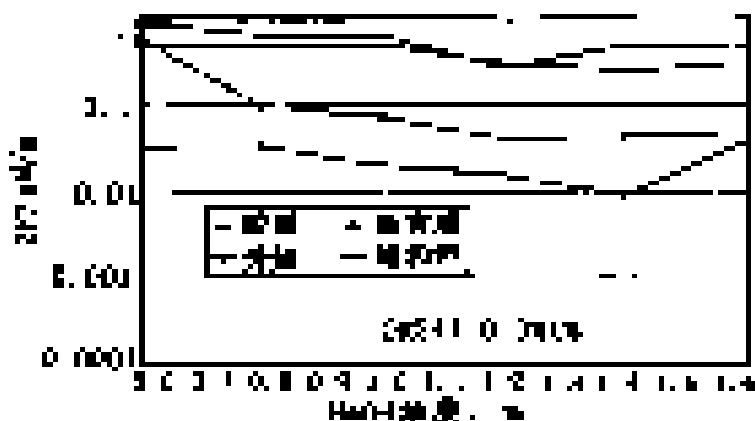


图 2 萨南纯油区各组分与 ORS41 复合体系界面张力关系



图 3 直链烷基苯磺酸盐平均分子量与界面张力

2) 原油中轻质组分含量对界面张力的影响

通过 3 种不同除水方法对原油进行除水，开展了轻质组分含量对界面张力的影响研究。对除水后原油分析发现，对于同一复合体系、同一原油，不同的除水方法得到的原油的界面活性能力是不同的，轻质组分含量保留多的脱水方式得到的原油的界面活性明显低于轻质组分含量保留少的原油。由此可见轻质组分含量对低界面张力的形成是有利的。

2 表面活性剂的平均分子量和其分布

针对不同性质原油，所需表面活性剂的性质也不同。实验发现窄当量直链烷基苯磺酸盐的界面张力都在 10^{-1} mN/m 左右，不能形成超低界面张力，对上述不能形成超低界面张力的窄当量烷基苯磺酸盐进行复配发现，在合适的混合比例下，平均分子量在 415 左右，都得到了很低的界面张力，说明分子量有一定分布的表面活性剂才能在油水界面上形成低界面张力 (图 3)。若原油中碳数呈现某种正态分布，表面活性剂必呈现某种对应的分布才能得到较好的界面张力。

3 水质对界面张力的影响

实验中发现，大庆油田不同区块注入污水对体系界面张力存在较显著的影响，针对这一现象，我们从无机盐、有机物等因素考察了水质对界面张力的影响。

不同矿化度配制水的界面张力行为变化较小，说明污水中对界面张力影响的主要因素不是无机离子。

大庆油田污水中主要有机物包括脂肪烃、芳香烃、酚类、脂肪酸。

高碳脂肪酸 (六碳以上) 的加入使体系界面张力明显上升，且随加入浓度的升高而上升；同时，碳数越高，界面张力效果越差；混合脂肪酸 (乙酸：六碳酸：九碳酸：十二碳酸

= 1 1 1 1) 与高碳脂肪酸有相同的表现形式，即随浓度升高，界面张力变差（图 4）。

脂肪烃、低碳脂肪酸和芳烃的加入对界面张力的影响不大，混合甲酚和高碳醇的加入在很低的加入浓度下（5ppm）就可使界面张力显著变差。

此外还探讨了通过污水的延时存放，加入掩蔽剂，碱复配等改善污水水质的方法，确定了改进措施。

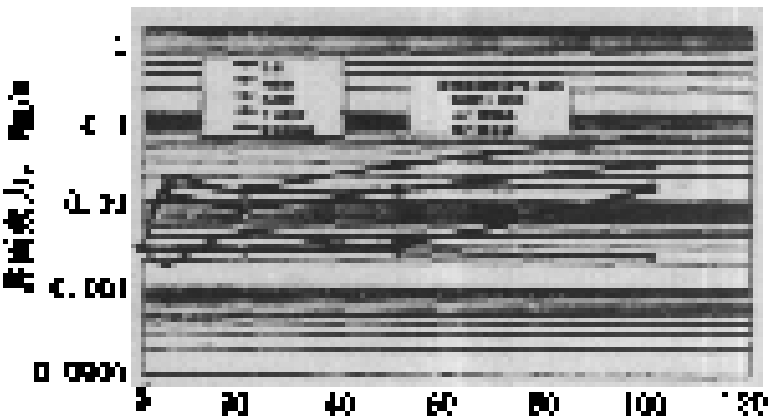


图 4 有机酸浓度对界面张力的影响

三、国产表面活性剂研究取得了较大进展

近两年，我们针对大庆油田石蜡基原油的特殊性，以活性剂的来源广、价格便宜为出发点和最终目标，加大了国产活性剂的研制和评价工作步伐，取得了较大进展，为今后确定活性剂生产路线提供了重要依据。

1. 石油磺酸盐

1) 合成工艺路线

石油磺酸盐合成工艺路线简述如下：将原料油用发烟硫酸一次磺化和深度磺化后，分别经老化和中和后，将产物合并即为最终产品。

2) 产品评价

分别对利用上述工艺合成的中试产品进行了界面性能评价，具体评价结果见图 5、6，由图中可以看出，在碱为 Na_2CO_3 、 $\text{NaOH} = 3:1$ 的复合碱，碱浓度在 0.6wt% ~ 1.4wt% 范围内，活性剂浓度在 0.1wt% ~ 0.4wt%（商品）范围内时，石油磺酸盐三元体系能够与大油田三厂原油形成超低界面张力，说明石油磺酸盐产品具有很好的界面性能。

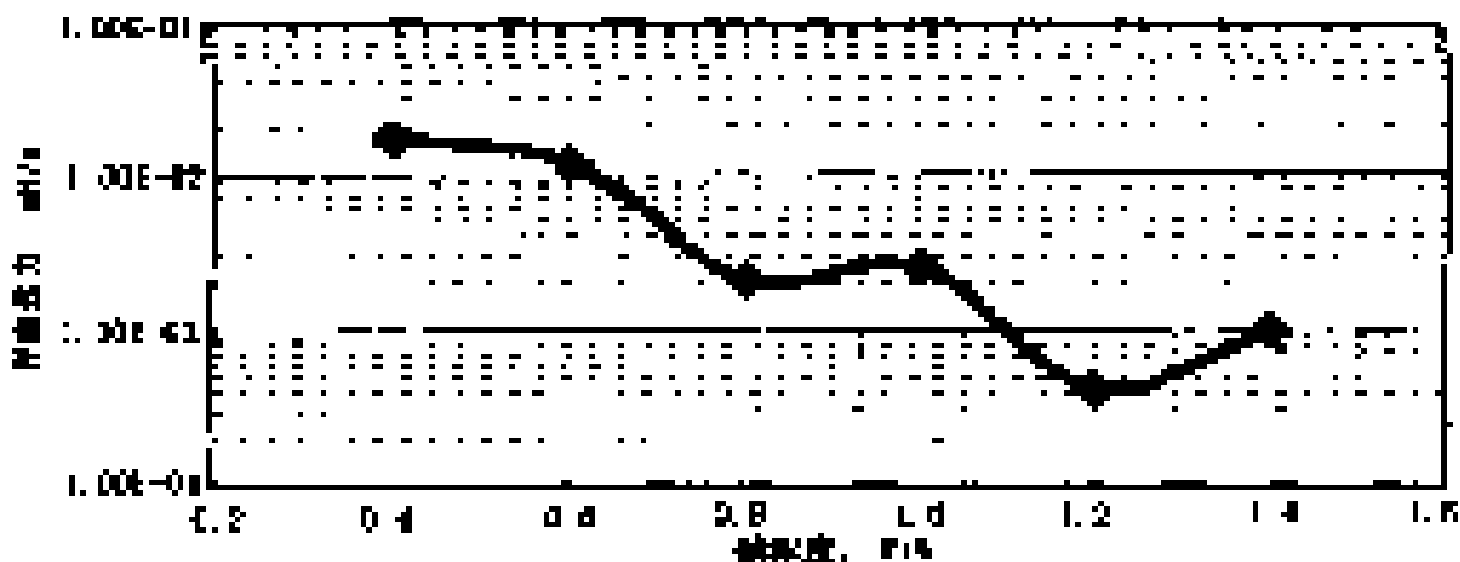


图 5 石油磺酸盐检测结果

为了确保三元体系在地下运移过程中能够保持长时间的超低界面张力，我们考察了石油磺酸盐三元体系的稳定性。实验结果发现，其三元体系在 45 条件下能够维持超低值 1

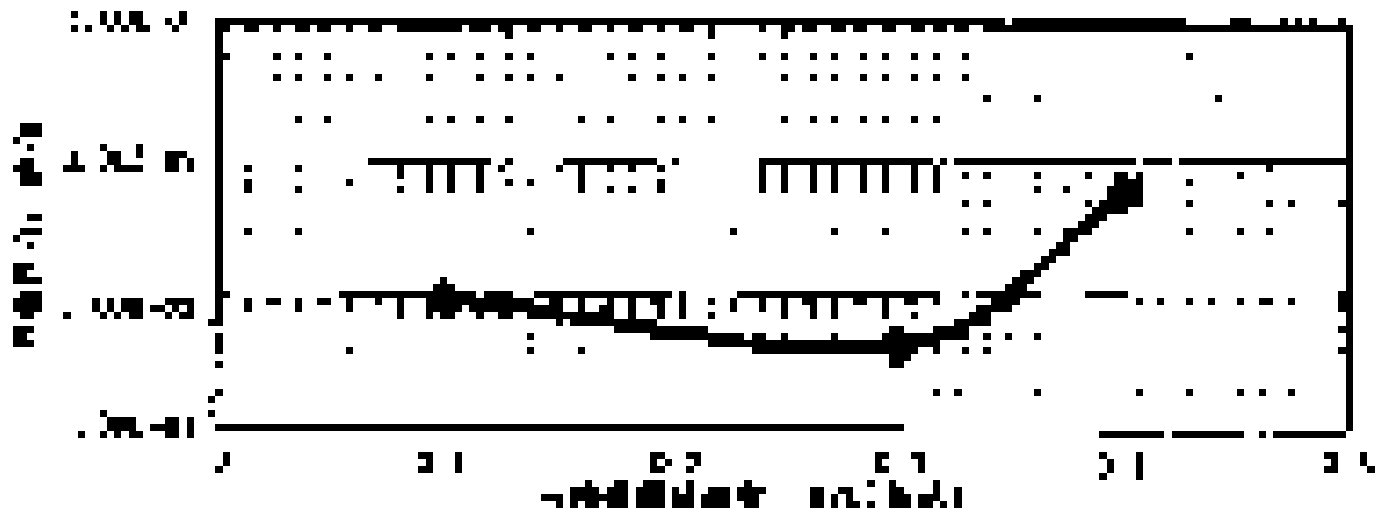


图6 石油磺酸盐检测结果

个多月。

2 烷基芳基磺酸盐

1) 合成工艺路线

烷基磺酸盐合成工艺路线如下：将塔底油用发烟硫酸磺化后，经水化和老化后，进行游离酸分离，最后用 NaOH 溶液进行反中和即得到产物——烷基芳基磺酸盐。

2) 产品评价

实验结果表明，NaOH、 Na_2CO_3 和 $\text{NaOH} : \text{Na}_2\text{CO}_3 = 1 : 1$ 的复合碱，碱浓度在 0.2 wt% ~ 1.2 wt% 范围内，活性剂浓度在 0.05 wt% ~ 0.3 wt% 范围内，烷基芳基磺酸盐三元体系都能够与四厂原油形成较宽的超低界张力区，具有很好的界面活性。实验结果见图 7、8。

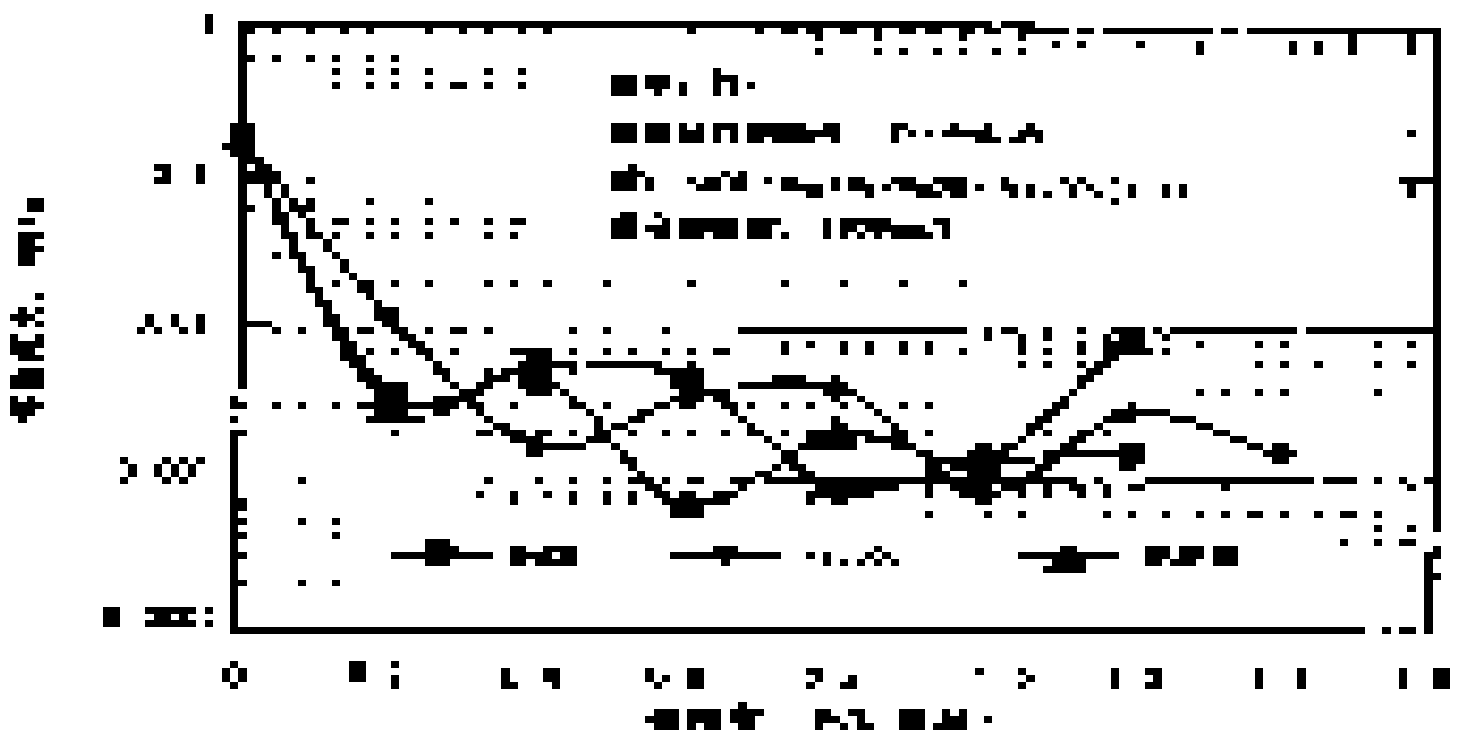


图7 碱浓度对 T4 - 4 体系界面张力的影响

四、三元复合驱需进一步研究的几个问题

1. 关于三元复合驱提高采收率的幅度问题

室内实验表明，三元复合驱可比水驱提高采收率 18% 以上。但对于四注九采五点法面

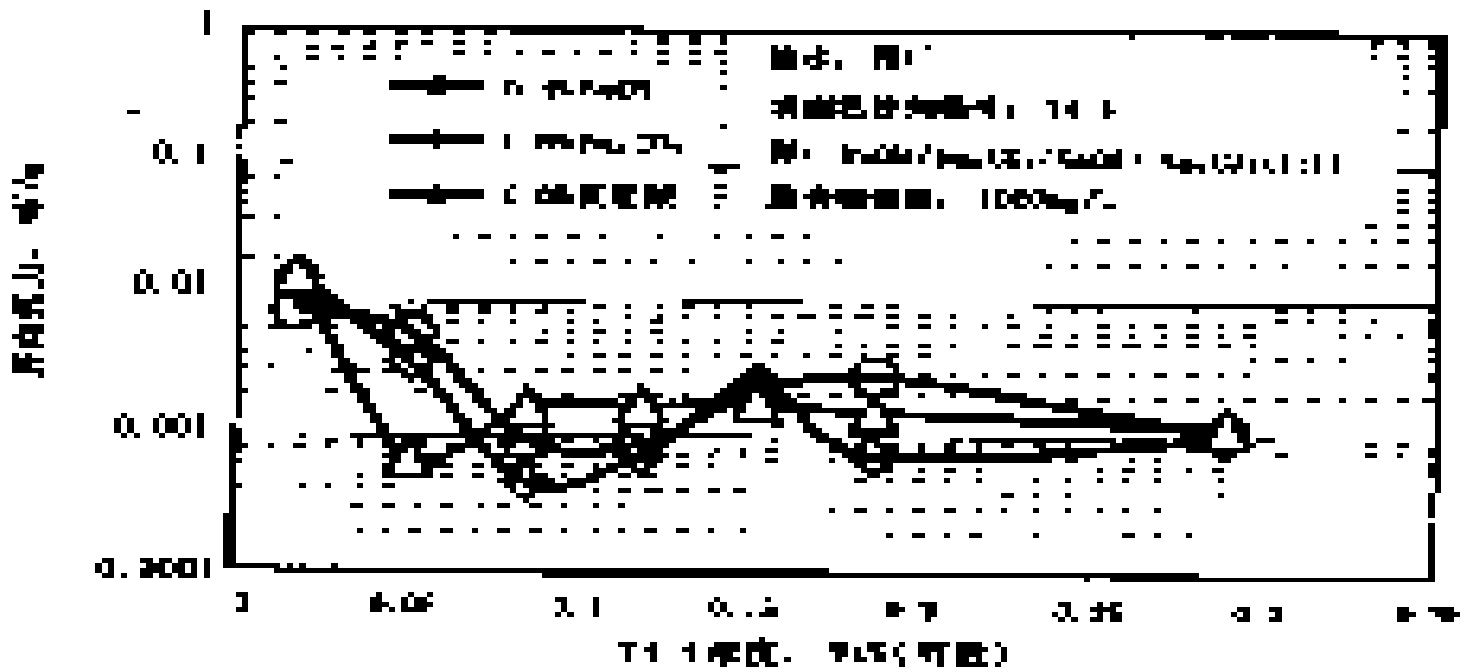


图 8 T4-4 浓度变化地界面张力的影响

积井网中心只有一口采油井，给我们准确评价提高收率来了很大的困难。为此，我们采用了四边面积法、累计注采比法、流线法和剩余油饱和度差值法，但这几种方法的评价结果各不相同都存在一定的误差。因此，要准确地评价三元复合驱的效果，需进行多井组的矿场试验。目前正准备进行的杏二区中部和北三西两个三元复合驱工业性矿场试验，则可进一步验证三元复合驱提高采收率的幅度。

2 关于降低三元复合驱化学剂用量的问题

目前三元复合驱在技术上已经取得了长足的进展，但是，由于化学剂的价格较贵，在经济效益上和聚合物驱相比没有明显的优势，尤其是在原油价格较低时，这一问题显的尤为突出。

为此，我们在进一步降低三元复合驱化学剂用量的同时，也在加大力度开发研制耐盐耐高温的新型聚合物；从原料和工艺上进一步降低活性剂的成本；同时降低碱的用量，从而从总体上改善三元复合驱的经济效益。

交联聚合物系列提高采收率技术研究与应用

朱维耀

(中国石油天然气股份有限公司)

鞠岩

(中国科学院渗流流体力学研究所)

摘要 本文对交联聚合物系列体系驱油问题,开展了体系配伍和渗流数学理论研究,运用室内分析、物理模拟方法筛选来评价交联聚合物体系如:阴、阳离子交联聚合物、缓交联聚合物、悬浮可动性凝胶聚合物(即CDG)体系。根据室内物理模拟结果和质量、动量守恒原理,建立起了完备的交联聚合物系列驱油组分模型。利用先进的数值模拟理论,研制了适合于多种交联聚合物体系的三维两相水、油、聚合物、总阴离子、钙镁二价离子、瞬时交联剂、缓交联剂、钠钾一价阳离子、氧、pH值、聚合物分子量、助剂共12个组分的组分模型模拟器。从而为系列交联聚合物体系驱油油田的开发提供了理论方法和数值模拟工具。我们利用该模拟器对各种交联聚合物防窜、缓交联聚合物、CDG、聚合物驱油、堵水调剖矿场试验进行模拟研究,准确地提出了适合于各自实验区的交联聚合物体系驱油的开发方案,并对开发历史进行拟合。在实验区还进行了多种配方多个方案的优化筛选。室内进行物理实验评价分析、数值模拟实验,推荐出了最合理的现场实施方案。矿场应用结果表明:交联聚合物体系驱油是可行的,它优于单纯聚合物驱油。交联聚合物体系驱油具有更大的产出投入比。提高了聚合物溶液在油层的利用率,增长了聚合物在油层的滞留时间,使波及程度增大,驱油效果增加,采出程度提高。交联聚合物体系驱油控制了地层中流体的窜流,具有主动可控制性。油层非等温过程影响着交联聚合物系列驱油的效果,对单纯聚合物驱油效果的影响最大。对于高温性油藏建议必须要考虑温度对交联聚合物系列/聚合物驱油效果的影响。现场应用示例如:大港油田港西四区阴、阳离子交联聚合物放窜驱油,1990年开始注阴、阳离子交联聚合物,1994年注完,到1996年12月已累计增油 5×10^4 t;胜利油田孤东馆上六3层缓交联聚合物驱油,1992年10月开始注缓交联聚合物1995年注完,到1996年累计增油 4×10^4 t以上;河南双河油田437块II33层CDG驱油也取得了非常显著的增产效果。

一、前言

交联聚合物/聚合物驱油是目前三次采油中比较有效的方法,已经历了几十年的发展。在实验方面,早在1954年,Dyes等人在一维岩心实验上对聚物流度比进行了驱油效率研究。1974年Tunn在研究聚合物浓度与粘度关系的基础上,又研究了驱油剂粘度与采收率的关系。1989年Sandiford B. B研究了多孔介质中各种聚合物驱油效率的关系。1994年Gogarty W. B.研究了多孔介质中聚物流动的粘弹效应。1988年Mccool C. S.对凝胶调剖渗透率下降机理进行了研究。1995年田根林等对聚合物凝胶防窜进行了实验研究。1994年鞠岩对各类交联聚合物的剪切特性进行了实验研究。

在渗流理论、数学模型方面,早在六七十年代,聚物流动仅处理为简单的非牛顿流体模型。如单相或两相不可压缩有限差分模型和三相流管模型,1968年Zeito提出的一个聚合物驱三维模型。这些模型均忽略了扩散效应,聚合物特性仅与水相粘度有关。早在1972年

Bondor P. L 等人建立了简易的聚合物驱油流动模型。1977年 Todd B. J 和 Chase C. A 提出了一个考虑聚合物的不可及孔隙体积和滞留的模型。1987年, Pope 和 Nelson 研制了一个一维多组分模型。1990年 Todd B. J 提出了凝胶聚丙稀酰胺的一维数学模型。1987年 Pope G. A 建立了化学剂驱油组分模型, 1992年朱维耀博士提出了化学驱理论的有关新观点, 建立了一个改进的的化学剂驱油组分模型, 并发展了交联聚合物系列驱油渗流理论和数学模型。

在现场应用方面, 美国五六十年代就开始了矿场试验, 70年代有了较大发展, 80年代开始了规模实验。如美国得克萨斯 Eliasvill Caddu 油田 1980年 12月开始了 54口井注聚合物驱油。德国的 Hankens Burttle 油田 1977年开展了聚合物驱油。1980年美国在北布尔班克油田进行了交联聚合物实验。在我国从 1980年开始了规模聚合物驱油, 1993年大庆油田大面积注聚合物。1986年大港油田注聚合物, 1991年注交联聚合物驱油。1994年河南油田在高温油田注胶态分散凝胶聚合物驱油。这些矿场试验均获得了成功, 采收率提高大于 5%。

交联聚合物 聚合物驱油是一个理论性、应用性、技术性较强的课题, 本文工作是根据多年的研究经验和目前三次采油的特点和要求, 自 1987年以来开展的系列研究工作, 内容有: 交联聚合物防窜驱油研究、延迟交联聚合物、可动性凝胶聚合物驱油研究、堵水调剖研究、非等温油藏聚合物和交联聚合物驱油研究等等。研究的理论形成了相应的数值模拟技术, 并在相关油田得到了矿场实际应用, 从而形成了配套的成果。它包括了渗流理论、渗流规律、数值模型、模拟方法、软件技术和应用技术。

二、交联聚合物系列驱油渗流数学模型

聚合物驱油和交联聚合物驱油是目前三次采油中比较成功的方法。近年来在室内物理模拟理论和油藏数值模拟理论以及矿场实验技术方面均取得了很大发展, 工业扩大实验也已经展开。对于低温油藏这种技术已基本成熟, 而对于高温油藏, 这种技术不够配套, 还缺少对非等温过程聚合物驱油的诸多因素的数学描述。因此, 聚合物驱油技术在高温因素及不等温油藏的推广存在困难和盲目性, 所以未能给出定量的认识和决策上的指导。为此, 本文将根据高温油藏聚合物驱油的渗流规律, 系统地建立非等温油藏聚合物驱油各类渗流数学模型, 研究油藏数值模拟组分模型软件, 进一步为非等温油藏聚合物驱油和交联聚合物驱油提供优化的开发决策方案和理论指导。

1. 基本假设

考虑等温和非等温油藏中交联聚合物系列驱油中多相和多组分流体输运过程的相互转换, 即对流、扩散、液相间质量、动量、能量的转换和液固间的转换, 以及流体流动、流体性质改变等特点, 流体视为水、油两相, 流体组分有: 水、油、聚合物、总阴离子、钙镁二价阳离子、瞬时交联剂、缓交联剂、钠、钾一价离子、氧、pH 值、聚合物分子量、助剂共 12 个组分。其中离子被看做示踪剂, 忽略其体积。反映的聚合物特性有聚合物和多种交联剂的非牛顿特性、盐敏效益、吸附、热氧降解、机械降解、毛管压力、渗透率下降、相黏度、不可及孔隙体积、聚合物与各种交联剂反映、离子交换、离子作用等等。根据问题的描述我们作下列假设:

- (1) 体积可加 (即各组分混合时总体积不变);
- (2) 各相间平衡瞬间建立;
- (3) 推广的达西定律适合于多相流系统。

2 质量守恒方程

$$\frac{\partial}{\partial t} [\sum_{i=1}^{n_c} C_i] + \text{div}[\overline{u} + \overline{u}'] = Q_i \quad i = 1, 2, 3, \dots, n_c \quad (1)$$

这里

$$\overline{u}_i = \sum_{j=1}^{n_p} \overline{U}_j C_{ij} \quad (2)$$

$$\overline{u}' = - \sum_{j=1}^{n_p} \sum_{i=1}^{n_c} \epsilon_{ij} S_j (\sum_{k=1}^{n_c} D_{kj}^i \text{grad} C_i) \quad (3)$$

3 动量守恒方程

$$\overline{U}_j = - \frac{m_j}{\mu_j} (\text{grad} P_j - \overline{u}''_j) \quad (4)$$

$$m_j = \frac{K \cdot K_{rB} \cdot R_{kk}}{\mu_j R_k} \quad (5)$$

式中 μ_j ——阻力系数；

R_k ——调剖引起渗透率下降系数。

4 能量守恒方程

$$\begin{aligned} & \left[\sum_{j=1}^{n_p} S_j C_{fj} + (1 - \sum_{j=1}^{n_p} S_j) C_s \right] \frac{\partial T}{\partial t} + \left[\sum_{j=1}^{n_p} S_j C_{fj} \right] \text{div}(\overline{u}_j T) \\ & = - \text{div} \left[\sum_{j=1}^{n_p} S_j E_j \overline{u}_j T \right] + \text{div} \left[\left(\sum_{j=1}^{n_p} \epsilon_{fj} S_j + (1 - \sum_{j=1}^{n_p} S_j) \epsilon_s \right) \overline{u} T \right] \end{aligned} \quad (6)$$

其中等式左边第二项为热对流部分，等式右边第一项为热弥散项，第二项为热传导项。

5 黏度方程

溶液黏度与温度、聚合物浓度、剪切速率、一价、二价离子含量有关。其方程为：

$$\mu_p = \mu_0 + \frac{\mu_0 - \mu}{1 + \frac{\dot{\gamma}}{\dot{\gamma}_a} P_a^{-1}} \quad (7)$$

$$\mu_0 = \mu [1 + AP_{1i} \cdot C_{pi} + AP_{2i} \cdot C_{pi}^2 + AP_{3i} \cdot C_{pi}^3] C_{sep}^{sp} R_\mu \quad (8)$$

$$C_{sep} = C_{4j} + \frac{C_{5j}}{C_i} \quad (9)$$

6 粘度保留率

实验结果表明聚合物水溶液的粘度与聚合物的水解度密切相关。粘度保留率应为水解度、温度的函数。粘度为：

$$\mu_0 = \mu_0 \cdot \exp(-W_a \cdot s) \quad (10)$$

式中 s ——水解度；

W_a ——方程系数。

$$s = \frac{a \cdot t}{1 + b \cdot t} \quad (11)$$

$$W_a = W_a \cdot \frac{T}{T_0}^{W_a} \quad (12)$$

方程中 a 、 b 、 W_a 、 W_a 均为系数，由实验确定。t 为时间，T 为温度。

7 聚合物溶液渗透率下降

$$R_{k_{oi}} = 1 + \frac{(R_{k, \max} - 1) \cdot b_{ki} \cdot C_{pi}}{1 + C_{ki} \cdot C_{pi}} \quad (13)$$

8 相对渗透率

相对渗透率与溶液温度、聚合物浓度、水相饱和度有关，可表示为：

$$K_{rp} = (C_p) \cdot S_n^{n(C_p)} \quad (14)$$

$$K_{ro} = (C_p) \cdot (1 - S_n)^{m(C_p)} \quad (15)$$

$$(C_p) = 1 + \frac{2 C_p}{3 + C_p} \quad (16)$$

$$n(C_p) = 4 + 5 C_p + 6 C_p \quad (17)$$

9 吸附

$$\hat{C}_i = \frac{i C_{p i}}{1 + b_i C_{p i}} \quad (18)$$

式中 a_i 、 b_i 为吸附参数。

10. 瞬时交联防窜反应模型

$$R_k = f, C_3 C_6 = \frac{2 (1 + b_3 C_3)}{C_3 \cdot \exp(x_{12} - x_{c3})} \quad (19)$$

11. 缓交联凝胶增黏

$$R_\mu = \frac{1}{2} \exp(x_{37} - x_c) \cdot \frac{7 \cdot C_p}{1 + b_7 \cdot C_p} \cdot \frac{t_i \cdot i}{1 + b_{t i} \cdot i} \quad (20)$$

12. 微凝胶残余阻力系数

微凝胶驱油过程除了阻力系数、相黏度变化外，残余阻力系数也是变化的，公式归纳为：

$$R_{fr} = R_{fr}(\overline{C_7}, C_7) \quad (21)$$

式中 $\overline{C_7}$ ——微凝胶的滞留浓度。

13. 可及孔隙体积系数

$$e_i < o \quad (22)$$

三、现场应用

1. 港西四区交联聚合物防窜驱油

大港油田港西四区非均质性严重，水窜现象明显，1986~1989年聚合物驱后，聚合物利用率不高。根据这些特点，考虑实验区地质、开发现状，建立了选择防窜井的原则和交联聚合物防窜物理模拟、数值模拟方法，提出了优化的交联聚合物防窜驱油方案。于1990年开始注阴、阳离子交联聚合物，1994年注完，到1996年12月已累计增油 5×10^4 t。增油效果显著，水窜、聚合物窜流得到了抑制，提高了采收率。

2. 孤东油田缓交联聚合物驱油

试验区位于孤东油田七区西部馆上63层，1992年10月21日至11月29日先导试验起到了明显的效果，产油量比水驱、单纯聚合物增加，1994年8月12日扩大试验区也取得了显著的效果。到1996年12月全试验区累计增油 4×10^4 t，到2001年1月比单纯聚合物驱还提高采出程度4.45%。

3 双河油田 437 块 II3 层微凝胶聚合物驱油

试验区 1998 年 10 月进行了矿场试验，方案优选和实施效果表明，吨等量聚合物增油 182.3 t，增油效果十分明显。预计提高采收率大于 9%。

四、结 论

(1) 本文提出了一个完善的交联聚合物系列驱油的组分模型模拟器，形成了多功能的三维两相多组分油藏数值模拟技术。并为三次采油提供了一个新的理论方法和数值模拟工具。

(2) 模拟器中反映了各组分的相互作用和物理化学渗流传输传热机制，可应用于各种非等温油藏、等温油藏的交联聚合物防窜、缓交联聚合物、CDG、聚合物、水驱油的各类方案模拟、历史拟合、动态预测及各类综合性研究，它是一个应用性强、反映机理透彻的新型三次采油组分模型模拟器。

(3) 非等温过程影响交联聚合物/聚合物驱油的效果，当注入液温度与油藏温度差较大时，这种影响十分明显，不能忽略。非等温过程影响交联聚合物/聚合物溶液特性，在较低温度区域，聚合物的效能作用增大。考虑非等温作用比不考虑非等温作用的交联聚合物/聚合物驱油效果好，模拟结果准确，符合实际。

(4) 交联聚合物防窜、缓交联聚合物、CDG 驱油明显比聚合物驱油提高采收率，且技术经济指标优于单纯聚合物驱油。

(5) 现场实际应用表明，交联聚合物防窜、缓交联聚合物、CDG 驱油是成功的，可以推广应用。

胶态分散凝胶用于聚驱后进一步 提高采收率研究

周万富 王贤君 李建阁 张丽梅

(大庆油田有限责任公司采油工艺研究所)

摘要 本文概述了大庆油田近年来发展起来的胶态分散凝胶 (CDG) 深度调剖技术的成胶机理、各种因素对 CDG 形成的影响、胶态分散凝胶渗流特征、驱油机理研究及现场试验效果。岩心模拟试验、数值模拟试验结果表明: CDG 具有液流改向能力; 同时 CDG 具有象聚合物一样的流动性, 聚驱后进行 CDG 调驱采收率可以提高 3.9~5.81 个百分点, 因而其作为聚合物驱后进一步提高采收率的配套技术之一具有广阔应用前景。

一、前言

聚合物驱以其技术简单、提高采收率幅度大和经济效益好等特点, 成为当前国内外具有发展潜力的三次采油方法之一。但从已开展的聚合物驱井动态反映特点看, 由于厚层的非均质性, 聚合物常常沿高渗透层突进, 很少波及中、低渗透层。近几年来, 随着研究的深化, 认为深度调剖技术可进一步提高聚驱采收率。胶态分散凝胶是 80 年代后期国外发展起来的深度调剖技术, 在此类凝胶中聚合物和交联剂浓度均较低, 聚合物的交联主要发生分子内。为此, 我们开展了胶态分散凝胶 (即 CDG) 深度调剖的研究。3 年来在调剖剂配方、性能评价、物理模拟等方面做了大量的工作, 已取得了一定的阶段成果, 1999 年 8 月, 为评价 CDG 用于聚驱后进一步提高采收率的可行性和有效性, 在采油一厂北一断西葡 I1-4 组开展聚驱后 CDG 调驱试验。

二、胶态分散凝胶配方研究

通过对聚合物、交联剂、稳定剂等筛选, 以及各种因素对成胶性能影响程度的评价, 已确定了由大庆化学助剂厂生产的 $(1100 \sim 1400) \times 10^4$ 分子量聚丙烯酰胺, 外加少量自制交联剂配制而成的调剖剂的配方。该体系具有原料易得、成本低、配制简单、成胶前粘度低、成胶时间长等特点。

1. 聚合物浓度及交联比的影响

选用大庆产聚合物, 在大庆配制水 (矿化度 $500 \sim 1000 \text{ mg/L}$) 中, 考察不同 HPAM 浓度和交联比下形成 CDG 的情况。研究表明, 用大庆产聚合物, 在大庆配制水中能够形成 CDG。聚合物浓度在 $300 \text{ mg/L} \sim 600 \text{ mg/L}$ 之间, 交联比 $10:1 \sim 80:1$ 范围内, 可形成转变压达 $20 \sim 90 \text{ kPa}$ 的 CDG。

2 pH 值的影响

在反应前配制聚合物 HPAM、交联剂的混合溶液时用盐酸调节并测定 pH 值, 作为反应的起始 pH 值。试验结果表明: pH 值为 3 时, 大庆聚合物所配制的溶液在实验的观察时间

内没有形成 CDG。pH 值为 5~6 时，形成 CDG 的强度大，但成胶速度过快，而在 pH 值处于 7~8.5 范围内，随 pH 值的升高形成 CDG 的时间延长，转变压也可达 86kPa，由于大庆的配制水 pH 值在 6.0~8.5 之间，故对大庆配制水配制的 CDG，可以不调整体系的 pH 值。

3 剪切的影响

由于部分水解聚丙烯酰胺溶液的粘度受矿化度、配制及注入过程中的炮眼、地层孔隙的剪切作用影响较大，为了考察剪切对 CDG 形成的影响，我们对 CDG 溶液进行了不同程度的剪切，试验结果可见，即使聚合物的粘度损失 61.7%，成胶后仍然可以达到较高的粘度，对调剖效果影响较小。

4 油藏环境对成胶的影响

室内分别考察了配方在采油一、三、六厂配制水，矿化度为 385.16~1193.61 mg/L 条件下形成 CDG 的能力，试验结果表明：在一、三、六厂的配制水中可以形成较好的 CDG。

5 胶态分散凝胶渗流特征研究

如何证实流动凝胶的渗流特征是认识该项技术的关键之一。我们进行了一系列探索性的凝胶渗流实验，以便了解成胶体系在流动状态下的成胶情况及复杂的渗流机理。

1) 人造岩心

以平行三管实验装置进行 CDG 体系液流改向能力的测定。三个岩心管的水相渗透率分别为 $0.171\mu\text{m}^2$ 、 $0.645\mu\text{m}^2$ 、 $2.280\mu\text{m}^2$ 。首先，测定三块岩心的流量，大约 89.6% 水由高渗透岩心通过，6.0% 由中渗透岩心通过，4.4% 通过低渗透岩心。然后用恒速泵注入 CDG，共注入 CDG 溶液 474 mL。放置一个月后，再测三块岩心的水相渗透率，8.7% 水溶液流过高渗透岩心，58.0% 的水溶液流过中渗透岩心，33.3% 的水溶液流过低渗透岩心。说明 CDG 确实具有液流改向能力，

2) 天然岩心

为了考察地层矿物质及原油对 CDG 的影响，分别取一、三、六厂试验区天然岩心，用此岩心砸制非胶结岩心，实验用水为试验区注入水，向岩心中挤入 10PV 孔隙体积 CDG 或 HPAM 溶液后，置于 45℃ 恒温箱中放置一个月，测其渗透率变化。从实验结果中可以看出，CDG 在天然岩心中的残余阻力系数可达 10~15，而聚合物溶液的残余阻力系数只有 2~3，说明地层矿物和原油的存在对 CDG 的形成影响很小，并验证了 CDG 提高流动阻力的能力比聚合物溶液大得多。

3) 带三测压点填砂模型凝胶渗流实验

为了考察胶态分散凝胶的流动特性，采用侧面带三个测压点的填砂模型，其内充填不同数目的石英砂，进行了聚驱后胶态分散凝胶渗流实验。

聚合物浓度为 600 mg/L、交联剂浓度为 30 mg/L 的成胶体系的渗流曲线见图 1。从图 1 可以看出，聚驱前注入流动凝胶体系，当前部测压点压力逐渐上升，中、后部压力变化幅度不大；随着转注聚合物溶液的倍数增加，前部压力继续上升，此时中部压力开始逐渐上升，后部压力也随之上升。转注盐水后，前部测压点压力逐渐上升到一定程度后，则出现下降趋势，此时中部压力出现波动，模型的这种压力变化说明：在多孔介质的前部已经开始形成凝胶，成胶过程中由于胶粒的形成引起前部渗流通道一定程度的堵塞，因此造成前部体系压力急剧上升。当前部体系压力继续升高，胶粒在较高的压力驱动下，挤压变形向模型中部移动，此时前部堵塞逐渐解除，体系前部压力随之下降。由于凝胶流动到中部，造成中部孔喉一定程度的堵塞，因此，表现出中部压力上升。当凝胶又流向后部时，中部压力也随之下

降。这种实验充分表明：流动凝胶具有一定程度的流动性，波及范围较远。

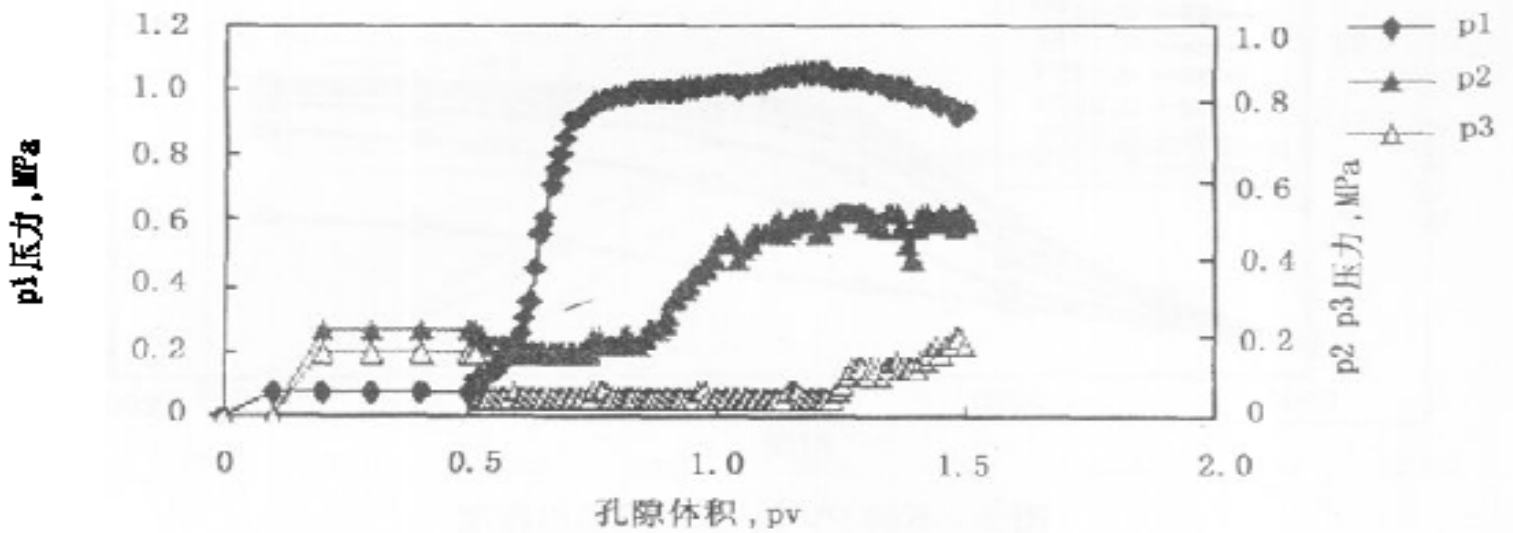


图 1 胶态分散凝胶渗流特征

6 胶态分散凝胶驱油机理及效果研究

胶态分散凝胶体系通过改善驱替介质的纵向或平面上波及效率来达到提高采收率的目的。我们采用三只渗透率不同的填砂模型，以并联的形式形成平行三管模型进行了胶态分散凝胶驱油实验。模型的渗透率变异系数为 0.72 左右。选取聚合物浓度为 600mg/L，交联剂浓度为 30mg/L 的凝胶体系，注入量为 0.57PV 在三管并联非均质模型中进行了驱油实验，从模型整体来看即将三管模型视为一个整体的非均质模型，该非均质模型水驱采收率达 34.19%、含水 98%，注入整体模型的 0.57PV 的流动凝胶成胶体系，结果表明：凝胶具有明显的提高采收率的能力，凝胶驱后采收率比聚驱后提高的程度为 5.81%。

上述的配方和岩心试验说明胶态分散凝胶与配制水、地层具有良好的配伍性，且提高采收率的幅度较大，适宜在大庆的地质条件下做聚驱后深度调剖剂使用。

三、数值模拟

为了考察聚驱后采用流动凝胶 (CDG) 体系进一步提高采收率的可行性，我们开发了适合于 CDG 体系驱油的三维两相七组分渗流数学模型。利用该驱油软件对北一段西 1-4 组聚驱后 CDG 体系深度调剖进行模拟和研究。

1. CDG 注入断塞设计

为确定合理的注入段塞量，我们采用数值模拟方法进行设计。设计聚合物的浓度为 600mg/L 的 C 0.4PV。计算到 2007 年的阶段采出程度见表 1、图 2。

表 1 相同聚合物浓度不同 CDG 段塞尺寸对 CDG 驱替效果的影响

段塞尺寸	0.10PV	0.15PV	0.20PV	0.25PV	0.30PV	0.40PV
采出程度	60.8%	61.5%	61.76%	61.90%	61.97%	62.02%

从表 1、图 2 的结果可以看出，随着 CDG 段塞尺寸的增加，CDG 的驱油效果变好。但当 CDG 段塞尺寸增加到一定程度时，CDG 的增油幅度减少，因此，存在着最佳段塞尺寸。我们采用经济评价的方法确定合理的断塞尺寸。

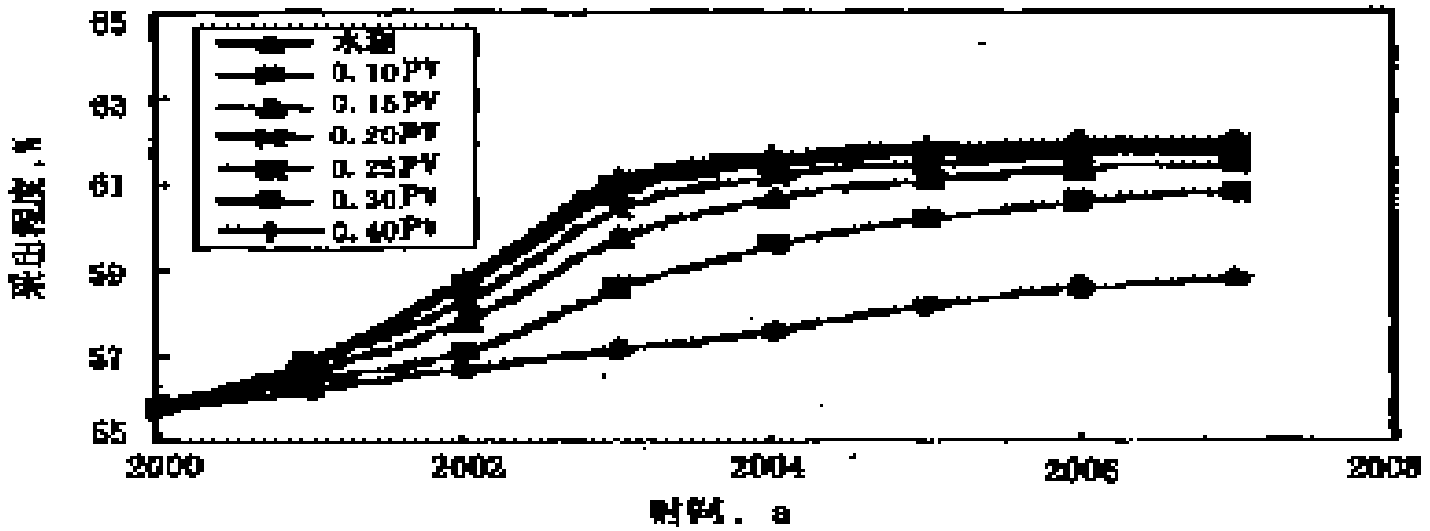


图 2 不同 PV 数 CDG 的采出程度

2 经济评价

CDG 注入方案的经济评价是采用增油量方法来进行计算的，通过计算出财务净现值、财务内部收益率、投资回收期等经济指标来优选注入方案。不同的注入 PV 数的 CDG 方案的经济评价结果见表 2。表 2 列出不同的注入 PV 数的 CDG 方案的财务净现值、财务内部收益率、投资回收期。

表 2 不同 PV 数的 CDG 方案的经济评价

注入 PV 数	税前经济动态指标			税后经济动态指标		
	财务内部收益率	财务净现值, 10^4 元	投资回收期, a	财务内部收益率	财务净现值, 10^4 元	投资回收期, a
0.10PV	30.72%	430.594	3.60	13.10%	21.352	3.90
0.15PV	64.73%	1231.353	3.00	40.42%	547.235	3.21
0.20PV	82.39%	1588.619	2.62	53.87%	787.402	2.98
0.25PV	89.26%	1726.427	2.51	59.31%	881.733	2.78
0.30PV	90.86%	1783.796	2.49	60.64%	918.849	2.75
0.40PV	71.27%	1405.823	2.81	45.11%	639.392	3.08
0.50PV	62.06%	1138.171	2.84	36.59%	452.134	3.11

从财务内部收益率和财务净现值来看，注 0.30PV CDG 方案为最佳。若不采用 CDG 调剖水驱至 2007 年的采出程度为 58.79%，如果选择 0.3PV 的 CDG 段塞调剖后其采出程度为 61.97%，内部收益率 90.86%，投资回收期 2.75a，净现值 918.849×10^4 元，比水驱可提高阶段采出程度 3.18 个百分点。因此，我们推荐的现场实施方案为聚合物浓度为 600 mg/L，交联剂浓度为 20 mg/L 的 CDG 体系的段塞尺寸为 0.30PV 在经济上是可行的。

3 注入速度对 CDG 方案驱油效果的影响

设计了 3 种注入速度，即注入速度分别为 0.15PV/a、0.18PV/a、0.20PV/a。计算结果

见图 3，经济分析见表 3。

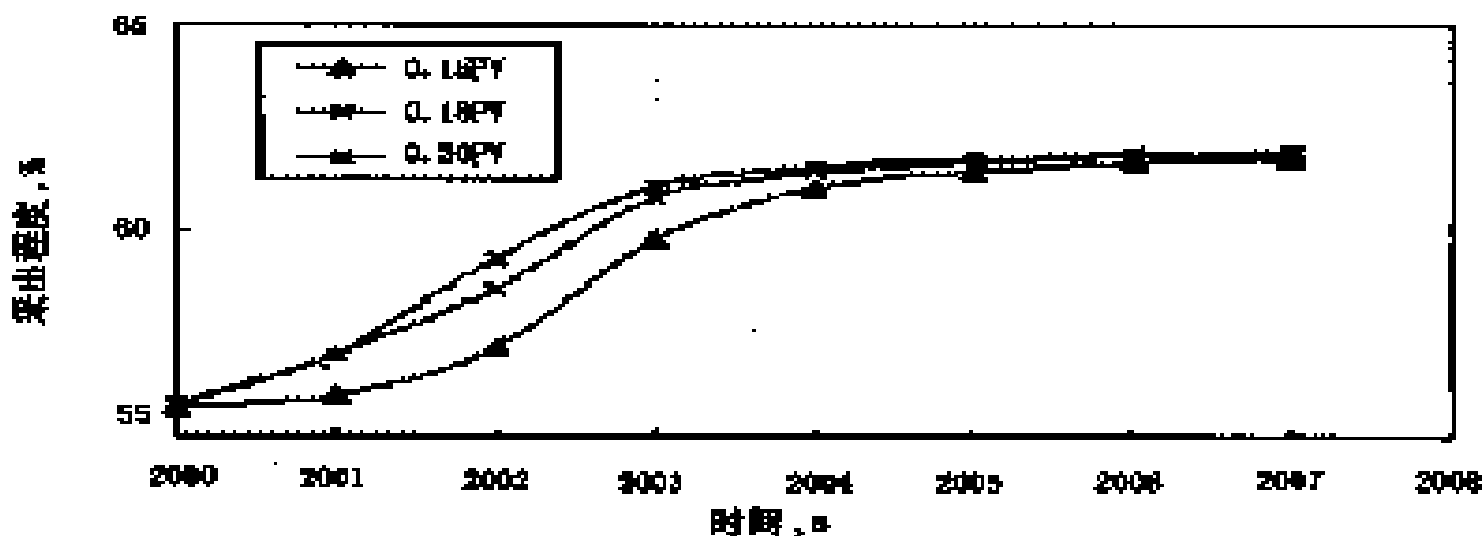


图 3 不同注入速度的 CDG 方案的采出程度

表 3 不同注入速度的 CDG 方案的经济评价

注入速度	税前经济动态指标			税后经济动态指标		
	财务内部收益率	财务净现值, 10^4 元	投资回收期, a	财务内部收益率	财务净现值, 10^4 元	投资回收期, a
0.15PV/a	32.10%	751.962	3.51	10.62%	-41.841	3.81
0.18PV/a	46.59%	864.788	3.01	20.97%	173.696	3.27
0.20PV/a	44.13%	823.315	2.70	7.05%	-84.560	3.03

从图 3、表 3 中可以看出，这三种注入速度的采出程度相差不大，但从经济表中可以看出，以 0.18PV/a 的注入效果为最佳。虽然 0.20PV/a 的投资回收期短，但其税后内部收益率低于国家标准，且财务净现值为负值。因此，选择 0.18PV/a 的注入速度，即推荐方案。

四、现场试验情况

为了考察流动凝胶聚驱后深度调剖进一步提高采收率的效果，1999 年 8 月，在北一段西葡 1-4 组开展了聚驱后 CDG 体系深度调剖矿场试验。

1. 试验区的概况

试验区位于北一区断西聚合物驱工业性试验区内，以采出井北 1-J5-P23、北 1-5-更 31 为对角线的长方形面积井网内。采出井北 1-J5-P24、北 1-5-29 井为试验区中心井，采用 6 注 12 采五点法井网组成，平均注采井距 250m，试验面积 0.75km^2 ，目的层葡 1-4 砂岩组，平均射开砂岩厚度 16.11m，有效厚度 13.29m，有效渗透率 $0.841\mu\text{m}^2$ ，孔隙体积 $262.1453 \times 10^4 \text{m}^3$ ，地质储量 $152.5028 \times 10^4 \text{t}$ ，中心井区地质储量 $49.3425 \times 10^4 \text{t}$ 。

2. 现场配制工艺及设备

CDG 所用聚合物为大庆化学助剂厂生产的聚合物，原料易得，且配方组成简单，故现场配制工艺简便易行，仅需在原注聚设备基础上外加一个交联剂注入泵和储液罐即可。

3. 注入情况

该试验区 1999 年 8 月 27 日开始注入，截至 2000 年 10 月已累计注入 CDG 溶液

430614 m³，占地下孔隙体积的 0.160PV，6 口注入井，平均注入压力 10.98 MPa，与注 CDG 初期相比：注入压力上升 3.9 MPa，日实注上升了 378 m³。到目前为止压力上升幅度大于 4.0 MPa 的有 3 口，大于 3.0 MPa 的有 2 口。注入压力变化见表 4。

表 4 注入压力变化表

井号	注 CDG 初期		目前 (10 月)		压力上升值, MPa
	压力, MPa	日注入量, m ³	压力, MPa	日注入量, m ³	
北 1 - 4 - P123	8.10	144	11.99	202	3.89
北 1 - J5 - P124	6.60	168	12.25	239	5.65
北 1 - J5 - P123	6.10	180	10.34	243	4.24
北 1 - 5 - P28	7.20	148	9.12	249	1.92
北 1 - 5 - P30	7.90	123	12.06	169	4.16
北 1 - J6 - P24	6.60	151	10.10	190	3.50

4 采出情况

截至 2000 年 10 月底，试验区 12 口采油井，日产液 2020t，日产油 140t，综合含水 93.1%，流动压力 5.41 MPa。与注前对比：日产液下降 204t，日产油上升 41t，综合含水下降 2.4 个百分点，流动压力上升 0.44 MPa，见表 5，全区的含水、采出程度拟合与实际对比见图 4。

表 5 采出井生产数据

井号	砂岩厚度, m	有效厚度, m	注 CDG 前			2000 年 10 月		
			日产液, t	日产油, t	含水, %	日产液, t	日产油, t	含水, %
北 1 - 丁 5 - P24	15.7	12.7	194	2	99.0	146	4	97.3
北 1 - 5 - 29	16.0	12.5	135	4	97.0	54	4	92.6
中心井平均	15.85	12.6	164.5	3	98.2	100	4	96.0
北 1 - 4 - P23	16.7	15.9	140	12	91.4	132	19	85.6
北 1 - 4 - P24	14.6	11.6	318	10	96.9	319	10	96.9
北 1 - 丁 5 - P23	18.6	16.5	133	18	86.5	119	18	84.9
北 1 - 丁 5 - P25	17.7	16.2	219	5	97.7	198	15	92.4
北 1 - 5 - 27	16.0	12.0	208	6	97.1	173	5	97.1
北 1 - 丁 4 - P25	11.8	10.2	239	7	97.1	253	8	96.8
北 1 - 丁 6 - P123	19.0	17.3	154	7	95.5	139	4	97.1
北 1 - 5 - 更 31	11.9	10.7	149	6	96.0	158	16	89.9
北 1 - 丁 6 - P124	16.8	14.4	222	9	95.9	207	11	94.7
北 1 - 6 - P28	13.6	11.3	113	13	88.5	122	26	78.7
总平均	15.7	13.44	185	8.25	95.5	168.3	11.7	93.1

从图 4 中可以看出：目前全区实际综合含水采出程度的变化趋势均好于数模的变化趋势均好于数模的变化趋势。

1) 中心井见效情况

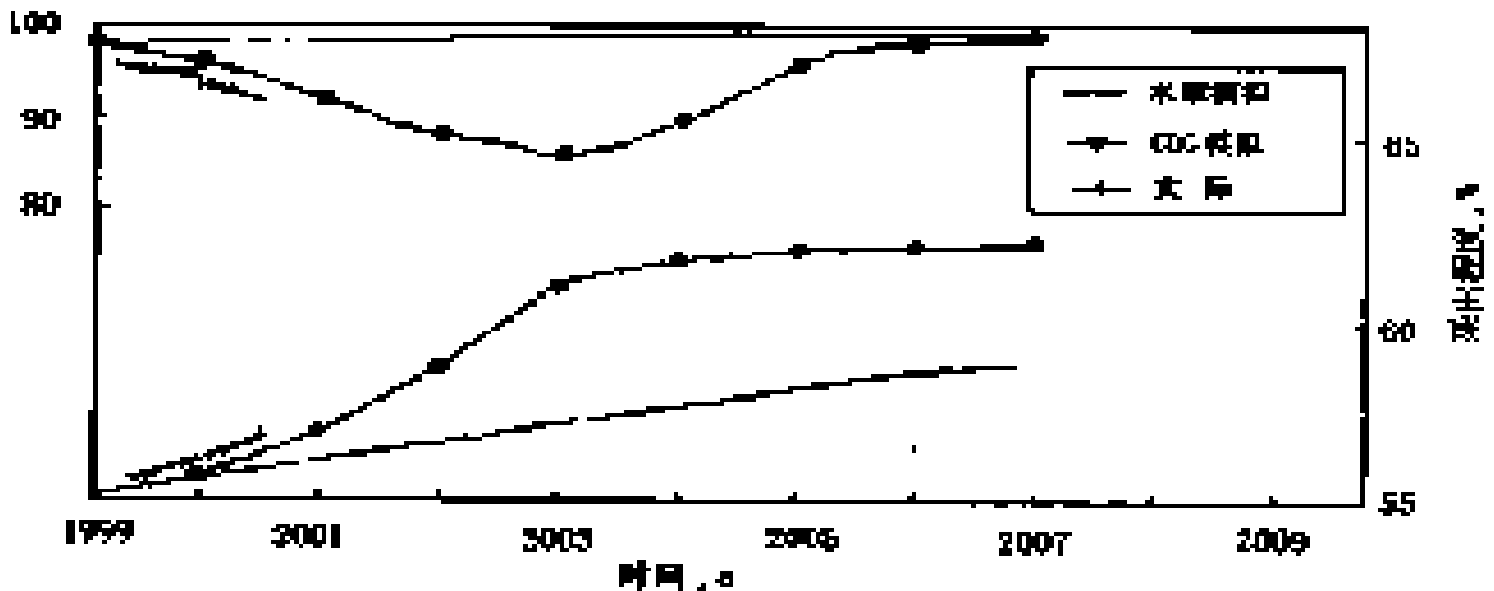


图4 全区的含水、采出程度拟合与实际对比图

2口中心井，目前日产液200t，日产油8t，综合含水96.0%，流动压力5.10MPa。与注前对比：日产液下降129t，日产油上升2t，综合含水下降2.2个百分点。两口中心井累计产油 13.0459×10^4 t，采收率55.9389%，与数模相比采收率增加0.1529个百分点。

2) 边井见效情况

10口边井日产液1820t，日产油132t，含水92.7%，与注前对比：日产液下降404t，日产油增油39t，综合含水下降3.1个百分点。

五、结论及认识

根据目前的室内试验结果及现场试验初期效果分析，我们得出以下结论及认识。

(1) 大庆化学助剂厂生产的HPAM在大庆配制水中能够形成CDG，聚合物浓度范围300~600mg/L，交联比10:1~40:1。所确定配方具有原料易得、成本低、配制简单、不调pH值、胶前粘度低、延迟时间长等特点。

(2) 岩心试验结果表明：CDG体系在孔隙介质中可提高流动阻力，其残余阻力系数可达10~15，而HPAM溶液提高流动阻力的能力有限，其残余阻力系数只有2~3。

(3) CDG在多孔介质中的流动性较好，可以起到调剖和驱油的双重作用。

(4) CDG深度调剖现场施工工艺简单，动用设备较少，且安装方便，适合于大剂量的深度调剖。

(5) 现场试验的初期效果表明：聚驱后进行CDG调驱全区实际综合含水、采出程度的变化趋势均好于数模的变化趋势。截至10月底提高采收率0.66个百分点。但试验时间较短，效果还有待进一步观察。

聚合物配注和采出液处理技术

李学军 杨殿民 孙东方

(大庆油田建设设计研究院)

摘要 本文较系统地介绍了大庆油田聚合物驱配注和采出液处理技术, 聚合物驱油与水驱相比, 其地面工艺具有以下特点: (1) 为了取得良好的驱油效果, 对驱替液中的聚合物浓度、注入量及体系粘度都有严格的要求。(2) 聚合物水溶液在输送过程中容易产生机械、化学降解。(3) 聚合物驱采出液因含聚合物, 使油水界面膜强度增加, 水相粘度增大, 加大了原油乳状液的稳定性和油水分离的难度。

针对上述特点, 在“引进”、“消化”、“吸收”国外先进技术的基础上, 通过不断的研究和创新, 形成了以保持注入液粘度为核心的, 包括分散、熟化、计量、升压和自动控制在内的配注系统工艺配套技术, 建立了聚合物溶液管输压降计算方法, 确定了防止降解的技术界限, 使集中配制、分散注入的聚合物配注优化方案得以实施。针对聚合物驱采出液含聚合物后对采出液的油水界面膜强度、界面膜电性和油包水型乳状液导电特性的影响进行了研究, 开发了 FPW-320 新型破乳剂。在试验研究的基础上, 开发了适合于聚合物驱采出液的游离水脱除技术和电脱水技术。通过对多种含油污水处理技术进行对比试验研究, 形成了适合大庆油田的聚合物驱含油污水处理工艺技术。目前已在大庆油田聚合物驱产能工程上全面推广应用。

一、聚合物配注系统工艺技术

1. 聚合物驱配注系统工艺流程

大庆油田注聚合物(部分水解聚丙烯酰胺 PAM)驱工业化采用的配注工艺流程如图 1 所示, 该流程是在“中区西部”和“厚层”注聚试验站配注合一流程的基础上, 解决了 5000 mg/L 聚合物母液管输技术以后, 经过方案优化, 形成的“集中配制, 分散注入”工艺流程, 与配注合建流程相比大幅度地降低了工程投资。

在集中配制站, 将聚合物干粉配制成浓度为 5000 mg/L 的水溶液, 然后用外输泵输至注入站的高架供液储罐, 由罐直接向注聚泵供液, 升压后注入注水管道, 经过静态混合器与注入水混合后, 再计量进入井口。

后经研究发现当注入管道长度大于 100m 时, 可以取消静态混合器, 靠管道的混配作用可以完成由 5000 mg/L 母液向注入浓度的稀释。

2. 聚合物溶液管输压降计算方法

要实现集中配制分散注入工艺, 必须解决聚合物母液的管输问题, 研究表明, 在剪切速率相同时, 其视粘度随 PAM 浓度的增加而增加; 在浓度相同时, 视粘度随剪切速率的增加而下降, 其流变特性符合幂律特性, 属非牛顿流体范畴。

通过试验研究确定了管输压降计算方法, 表 1 是用计算预测的 5000 mg/L 溶液管输压降与实测压降对比表, 从表中可以看出: 预测误差小于 10%, 同时还测得在 5km 的输送范围内, 管输粘损小于 3.04%。由于建立了计算方法, 使“集中配制, 分散注入”总体方案得

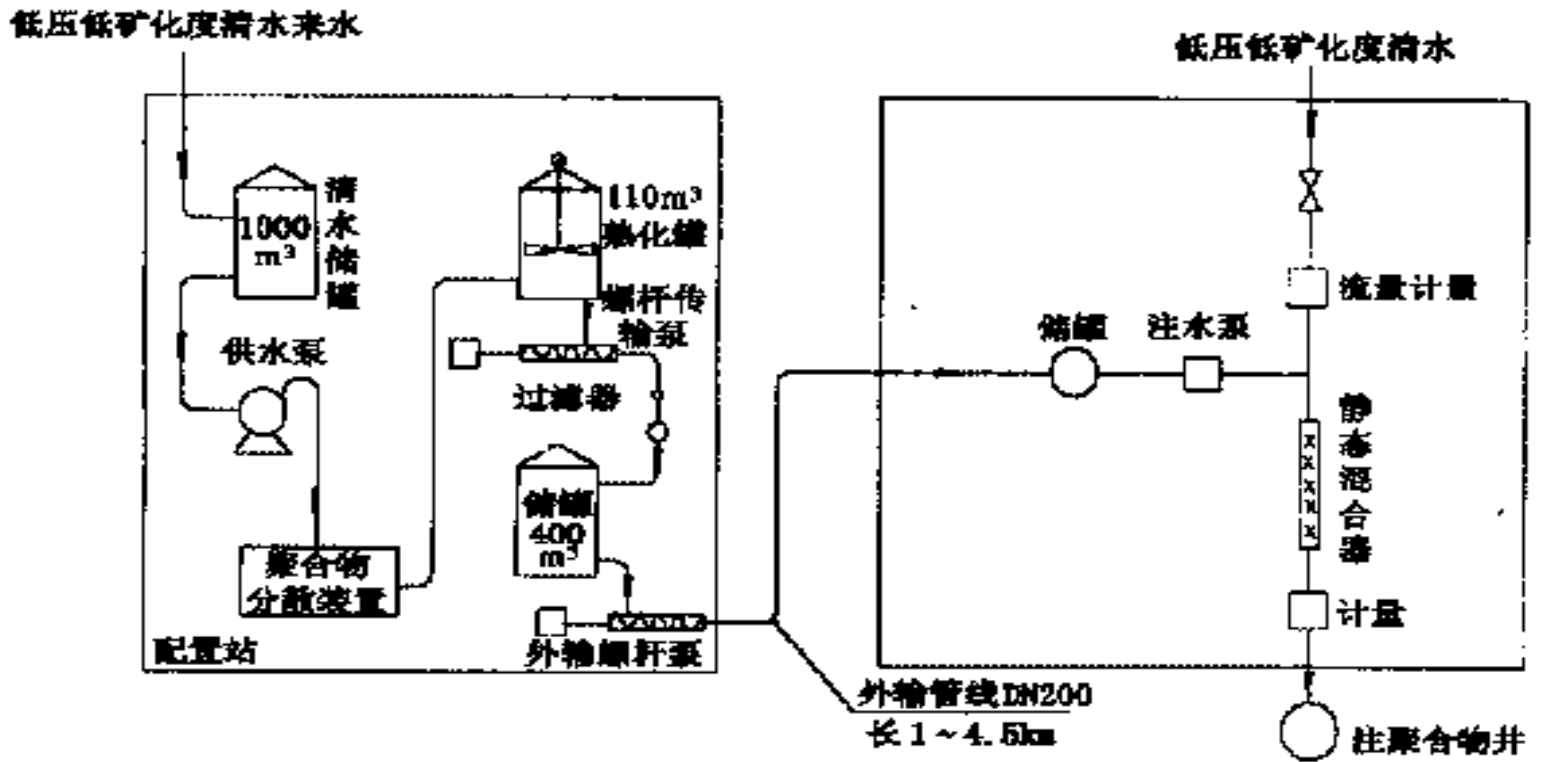


图1 集中配置分散注入聚合物站原理工艺流程图

以顺利实施，配注系统工程投资较配注合一工艺方案降低了39%。

表1 PAM 输送管道压降测试结果对比表

管道名称		测试压降, MPa	计算压降, MPa	相对误差, %
萨北16号站母液输送管道		0.73	0.81	9.90
		0.71	0.77	7.80
		0.72	0.79	8.90
萨北16号站母液输送管道		0.50	0.55	9.10
		0.55	0.59	6.80
		0.52	0.57	7.95
喇一站	1-1注水站	1.00	0.98	1.32
	1-2注水站	0.52	0.48	8.30
中101站母液输送管道		0.665	0.65	2.30

3 注聚泵供液方式研究

聚合物注入泵的供液方式，对其运行稳定性影响很大，在开展注聚试验初期，采用螺杆泵供液汇管分流方式，有以下缺点：

(1) 由于PAM溶液具有一定拉伸粘度，使其不易由汇管进入支管，因而时常造成供液不足；

(2) 螺杆泵为连续流，而柱塞式注聚泵为脉动流，造成吸入管压力脉动变化，供液不稳，且严重时容易形成谐振；

(3) 供液压力过高，易造成入口凡尔关闭不严，导致泵效降低。

以上缺点使泵振动过大（表2），易于损坏。经过多次试验对比，确定了静压上供液方

式。该供液方式可减小注聚泵运行过程中的吸空、机械振动、水力冲击等问题，从而增加了泵的运行可靠性和寿命。

表 2 不同供液方式泵振动情况对比表

注入井号	注入泵型号	泵排量 m ³ /h	泵供液			高位静压供液			采用静止供液方式振动减少程度	
			入口压 MPa	A 点振 mm	B 点振 mm	入口压 MPa	A 点振 mm	B 点振 mm	入口 %	出口 %
5 - P ₂₆	K M 3250	2.3	0.12	0.075	0.102	0.06	0.031	0.064	57	37
5 - 更 ₂₅	K M 3250	2.3	0.12	0.500	0.470	0.06	0.045	0.087	90	82
7 - P ₂₄	KP3300	2.3	0.35	0.091	0.044	0.06	0.025	0.037	72	16

注：测点 A 为泵出口管，测点 B 为泵入口管；采用 IRD808 型测震仪。

大庆油田在 1995 年以后的聚合物驱产能工程中，全部采用了静压上供液方式，由于改善了供液条件，增强了注聚泵运行的可靠性，注聚泵由原来的在线运三备一甚至运一备一，改为每个注入站离线备用一、二台，仅此一项每口注入井节省基建投资 $(5 \sim 10) \times 10^4$ 元。

4 主要工艺设备

可靠的设备，是实现有效注入的保证，大庆油田在市场缺乏相应设备的条件下，经过自己的努力，开发完善了一系列工艺设备，实现了聚合物驱配注设备国产化。

1) PAM 干粉分散装置

PAM 干粉经过分散装置按比例均匀地与水混合，其单套处理能力必须适应配制站的规模。由于大庆油田注聚规模巨大，所以没有合适的设备选用，后来经过攻关，制造了分散能力为 50 m³/h，适于浓度为 5000 mg/L 的分散装置。但是由于分散能力较低，造成管线多、阀门仪表多，占地面积大，投资高。为减少投资又开发了分散能力分别为 60，70，80，100 m³/h 的系列产品。

为了适应分散细粉比例大的干粉的需要，又开发了相应的分散装置，使大庆生产的细粉得以全部利用。

2) PAM 溶液的仪表计量

为筛选计量聚合物溶液的流量计，对电磁流量计、容积式流量计（如刮板流量计）、速度式流量计（如涡轮流量计、螺翼式流量计）等计量仪表进行了试验。测定出不同流量条件下，PAM 水溶液通过不同类型流量计的粘度损失及准确度。

试验结果表明：1000 mg/L 的 PAM 水溶液以 15 m³/h 通过电磁流量计，粘度损失 0.4%，流量计的准确度是 ±2%。同样，当以 2.2 m³/h 通过 5000 mg/L PAM 水溶液时，粘度损失平均为零，流量计的准确度为 ±4%。容积式刮板流量计的测试结果，与电磁流量计近似，两者均可用于 PAM 溶液流量计量。其他类型的流量计达不到注聚要求。

3) 注聚泵

PAM 溶液的升压过程普遍使用柱塞式注聚泵，由于 PAM 溶液具有机械降解的特性，使用常规的柱塞泵为 PAM 溶液升压，造成的粘度损失在 15% 以上。通过研究，将原有的泵进行了改造，使 PAM 溶液在经过柱塞泵时流速始终保持是一个渐变的过程，测试结果表明，经改造的柱塞泵的粘度损失在 5% 以下。

4) 过滤器

为避免堵塞地层，对聚合物溶液进行严格过滤是很必要的，为了减轻过滤器的负荷，大

大庆油田采用二级过滤技术，在 25 μm 精滤器之前，又增加了粗滤器。开始时采用 60 目粗滤器，因精滤器堵塞过快，将粗滤器加密到 100 目。后来又发现配制用清水中有细小悬浮物，加重了 PAM 的过滤负荷，又增加了 5~10 μm 清水过滤器。

聚合物溶液在过滤过程中会受到剪切而降粘。但降粘程度则是由聚合物溶液浓度、流量和过滤器的孔径、过滤面积等诸多因素决定的。通过增大过滤器的面积，降低过滤器前后压差，使粘度损失不大于 1%，满足生产需要。

5 水源选择

用化学组分不同的水配制聚丙烯酰胺水溶液，其体系粘度通常是不同的，有时甚至差异很大，所以要保持相同的体系粘度，聚丙烯酰胺的用量亦不相同。为获得最佳经济效益，我们从分析影响 PAM 溶液粘度的因素入手，完成了水源水的选择和处理技术的试验研究工作，确定了适用于大庆油田配置聚合物的水源。

二、聚合物驱采出液油水分离特性

因采出水相含有一定浓度的聚合物，采出液的性质不同于水驱采出液，我们采用试验研究的方式，研究了聚合物对油水界面膜强度、界面电性质和油包水型乳状液导电特性的影响。

1. 聚合物对油水界面膜强度的影响

应用膜强度分析仪研究了聚合物对人工配制的模拟采出液膜强度的影响。测定油水界面膜击穿电压 V 和膜电容 C ，根据 $E = CV^2$ 计算出破点能 E ， E 即为膜强度的定量表征值， E 值越大，膜强度愈高。图 2 是聚合物浓度为 200 mg/L 和 600 mg/L 时，不同分子量的聚合物对界面膜强度的曲线。

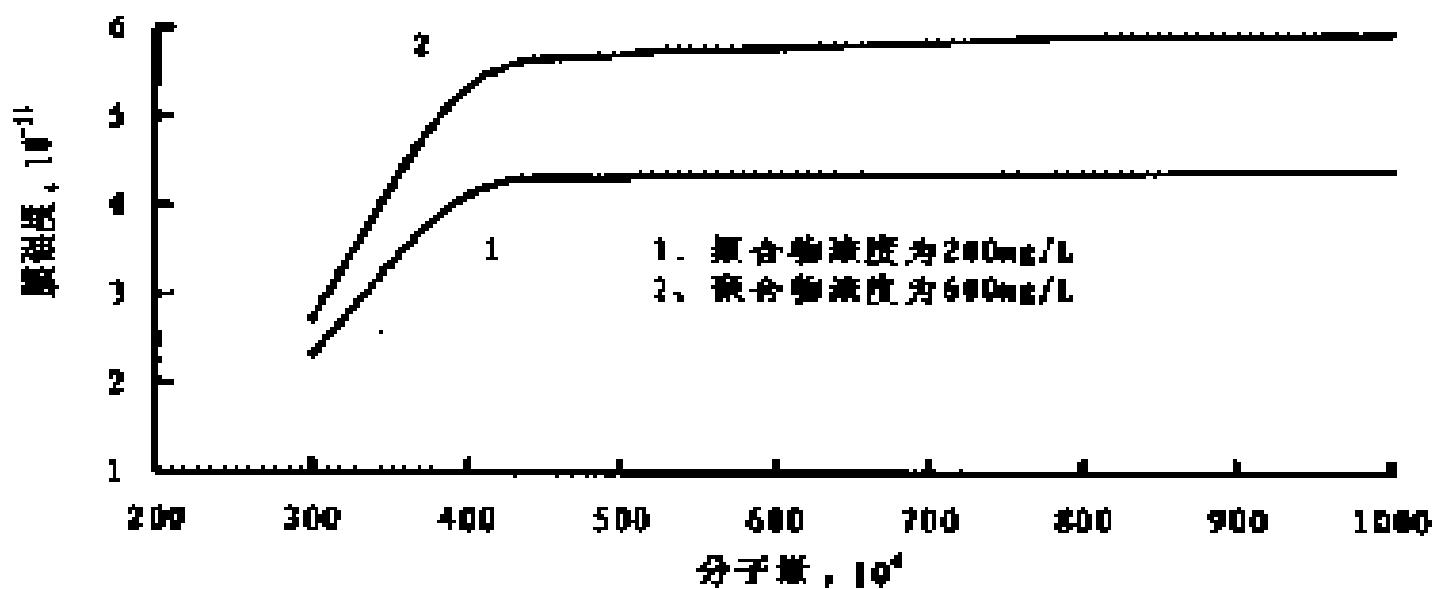


图 2 聚合物分子量与膜强度的关系曲线

试验表明：在聚合物浓度相同情况下，油水界面膜强度随着聚合物相对分子量的增加而增加，随聚合物浓度的增加而增加，这说明由于聚合物的存在，使乳状液的稳定性增强，给破乳带来了一定的困难。

2 聚合物对水包油型乳状液界面电性的影响

水包油体系油水界面电性，即水中油珠表面的电性可用 Zeta 电位来衡量的，Zeta 电位的绝对值愈大，油珠表面电荷愈高，油珠间的聚并难度也就愈大。

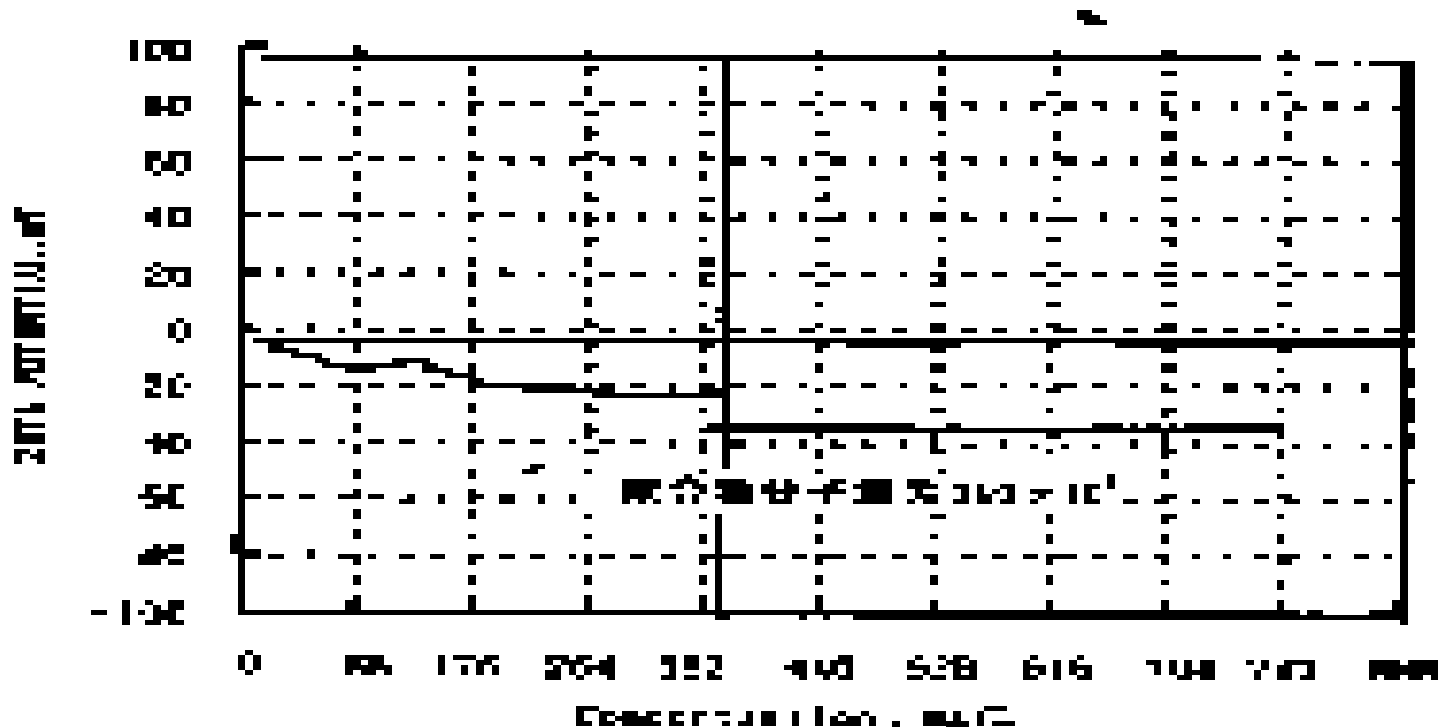


图3 聚合物浓度与 Zeta 电位的关系曲线

在室温下，聚合物分子量为 393×10^4 ，不同溶液浓度的 Zeta 电位测试结果如图 3 所示。试验结果表明：含聚合物体系 Zeta 电位值与不含聚合物体系相比负值增加。这一方面使油珠或颗粒间静电斥力增加难以聚并和絮凝，另一方面聚合物的存在使得颗粒间空间位阻变大，聚并更困难，这是含聚合物体系难以处理的重要原因之一。

3 聚合物对油包水型乳状液导电特性的影响

图 4 是不同聚合物含量样品在电场作用下的导电特性曲线，从图中可以看出，含聚合物乳状液与不含聚合物的原油乳状液，在同一电场强度下电流峰值不同，聚合物含量越多，电流峰值越大，达到电流峰值所需的时间相对延长。说明含有聚合物的原油乳状液比不含聚合物的乳状液导电性增大。

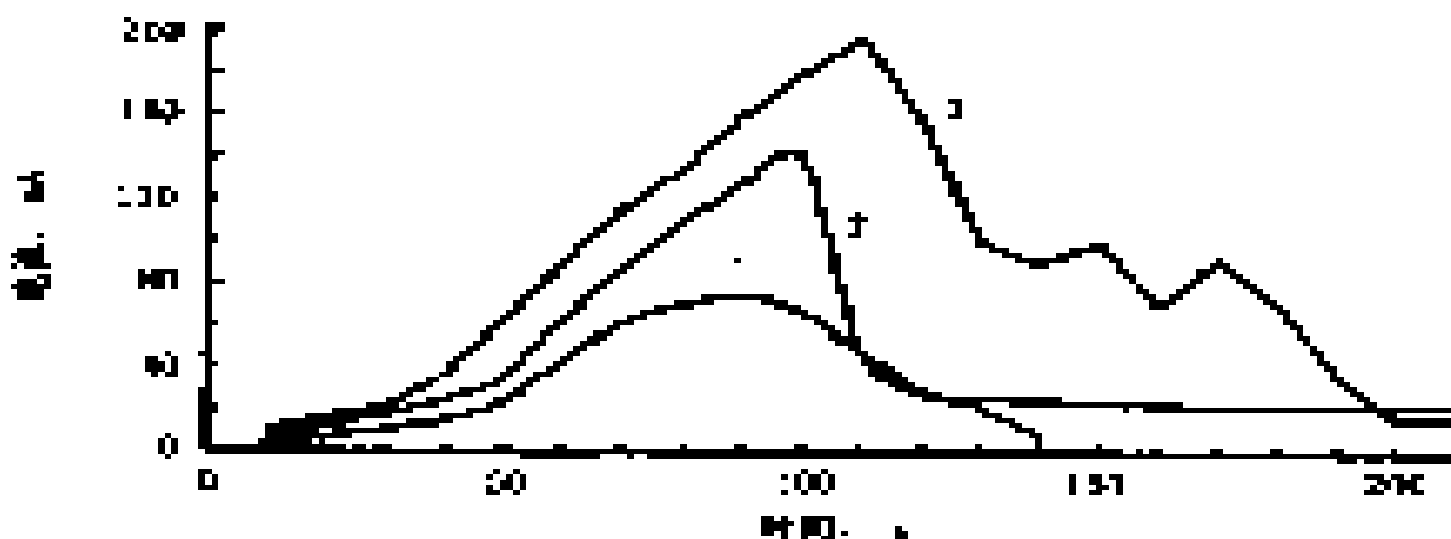


图4 加电压时间与电流的变化关系曲线

1—不含聚合物；2—聚合物含量 400 mg/L；3—聚合物含量 600 mg/L

(含水 20% 原油乳状液；电场强度 500 V/cm)

4 聚合物对采出液油水沉降分离特性影响因素分析

为了摸清采出液含有不同浓度的聚合物后沉降温度、沉降时间、破乳剂等因素对沉降分

离效果的影响规律及寻求解决问题的途径，开展了模拟试验，取得以下几点认识。

1) 不同 PAM 浓度条件下，沉降时间对游离水脱除效果的影响

图 5 是利用大庆油田中区西部采出井采出液，测得的不同聚合物浓度条件下，不同沉降时间沉降效果的试验曲线。

试验结果表明：在相同沉降时间条件下，随采出液中聚合物含量增加脱后污水含油量明显增加；随着沉降时间延长脱出水含油量逐渐降低。当聚合物含量较高时（如 500 mg/L 以上），随着沉降时间延长，脱出水质量有明显的改善，而聚合物含量较低时（如 200 mg/L 以下），沉降时间超过 20 min 以后，随着沉降时间延长对水质产生的影响越来越小。

2) 加药量对沉降脱水效果的影响

试验表明：随着破乳剂用量增加，脱后污水含油量迅速下降，当破乳剂用量增加到一定程度时，破乳剂用量进一步增加就没有明显效果，即达到临界用量。破乳剂的临界用量随聚合物浓度的增加而增加。

3) 沉降温度对脱水效果的影响

沉降温度在 35 ~ 45 范围内：温度越高，沉降后的污水含油量越低；当沉降时间小于 20 min 时，将脱水温度由 35 提高到 40，对脱水效果影响较大；随着沉降时间的延长，升温的效果越来越小。而将脱水温度由 40 升至 45，在沉降时间小于 20 min 条件下，对脱水效果影响较小，而随沉降时间的增长，升温的效果越来越明显。

4) 填料的作用效果

添加填料改善游离水脱除器内的聚结条件，是提高沉降脱水效率的有效方法之一。由于填料具有吸附粗粒化和浅池效应两种作用机理，所以用于游离水脱除效果比较显著，对含聚合物采出液仍然有比较明显的效果。

表 3 是试验结果对比，试验在 62 × 340 mm 的玻璃模拟脱水器上进行，试验介质是中区西部 Pt - 5 井产出液，填料为亲油填料，共选用了两种，分别为 1[#] 填料和 2[#] 填料，试验所用破乳剂为 SP - 169，加药量 30 mg/L，沉降时间 20 min。

5 静态电场脱水特性

试验结果表明：当原油乳状液含有聚合物后，在脱水时间相同的情况下，脱后油中含水增加，脱水效果变差，脱水电流也增加。

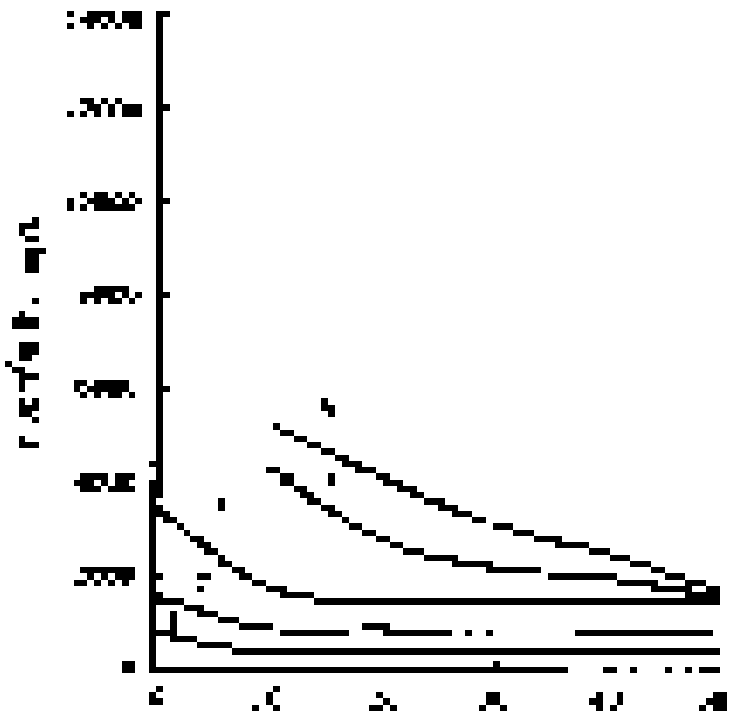


图 5 不同聚合物含量下沉降时间—效果关系曲线

1—曲线 1, PAM 含量: 106 mg/L, 井号 Pt - 8 井;
2—曲线 2, PAM 含量: 193 mg/L, 井号 Po - 5 井;
3—曲线 3, PAM 含量: 225 mg/L, 井号 Pt - 5 井;
4—曲线 4, PAM 含量: 530 mg/L, 井号 Pt - 5 井;
5—曲线 5, PAM 含量: 700 mg/L, 井号 Pt - 5 井;
曲线 4 和曲线 5 为填加 PAM 提高聚合物浓度而测得的分层曲线; 注: 投加 SP - 169, 30 mg/L, 沉降温度 40

三、原油脱水技术

在基本弄清聚合物驱采出液特性的基础上，经过多年的科研攻关，开发了新型破乳剂

FPW - 320, 其综合性能优于多家外国化学公司提供的破乳剂系列样品, 与大庆油田现用破乳剂 SP - 169 相比, 投药量可降低 35 %; 开发了新型脱水填料, 研制了新型的游离水脱除器, 并针对含聚合物采出液的游离水脱除后污水含油指标偏高的特点, 对填料装填方式、沉降结构都做了相应的改进, 对水相进行了加强聚结处理, 与新研制的破乳剂 FPW - 320 配套应用后取得了令人满意的处理效果, 与采用常规游离水脱除技术处理聚合物驱采出液相比, 处理温度降低 5 °C, 沉降效率提高一倍; 研制了新型的电脱水器, 改进了电极布置及部分结构, 取得了明显的处理效果。与常规技术相比, 脱水效率提高 20 % ~ 30 %, 并降低了处理温度。

表 3 试验结果

序号	填 料		
	污水含油, mg/L	空罐	1# 填料
1	3877.1	3264.3	943.4
2	3508.5	2349.3	844.2

注: PAM 含量为 286mg/L。

1. 脱水流程

目前大庆油田聚合物驱采出液原油脱水采用两种模式:

(1) 注聚区块单独建脱水站, 如北十三和北十五联合站, 采用的是两段脱水工艺流程。游离水脱除的沉降时间 30min, 沉降温度为 40 °C, 破乳剂 FPW - 320 加入量为 20 ~ 30 mg/L 电脱水温度 50 °C, 聚合物含量高峰期 4m × 16m 的电脱水器纯油处理量为 80m³/h。

(2) 在注聚区块建放水站, 聚合物驱采出液在放水站进行沉降脱水, 放出游离水, 然后含水率小于 30% 的低含水油, 泵输至处理水驱采出液的联合站, 与水驱采出液混合后再进行电脱水处理, 混合后的聚合物浓度一般比较低, 不大于 50 mg/L, 充分利用了已建设施的能力, 有效地降低了工程投资。

2 竖挂电极电脱水器的开发

从电器特性和现场运行来看, 随着采出液聚合物浓度的增加, 脱水电流增加较大; 由于平挂电极脱水电场的电力线方向与重力沉降方向平行, 以及聚合物溶液的粘弹性增强, 电极间的水链现象可能增强, 短路现象有可能越来越频繁, 致使电器设备经常出现问题。竖挂电极脱水电场的电力线方向与重力沉降方向垂直, 可减轻或避免这种现象, 为解决聚合物驱采出液的电脱水问题开辟一条新路。

为了摸清适合大庆原油物性的竖挂电极电脱水器的内部电极布置、供电电压等参数, 于 1996 年在北一断西聚北一站研制了一台 1.4m × 4m 竖挂电极电脱水试验装置, 并开展了现场小型试验, 基本弄清了适合大庆油田的脱水场强及电极布置方式, 在此基础上研制了一台 4m × 16m 竖挂电极电脱水工业性生产试验装置。安装在北十三联合站, 投产试验结果表明: 在试验条件下, 在来液含水 5% ~ 11%, 脱水温度 50 °C, 聚合物浓度 260mg/L, 破乳剂 FPW - 320 加入量 30mg/L, 采用直流供电方式, 处理油量最高时达 100m³/h 左右, 脱后油中含水小于 0.3%, 水中含油小于 2000mg/L, 达到了设计指标。

四、含油污水处理技术

1. 目前的聚合物驱含油污水处理工艺

大庆油田已建的聚合物驱采出液含油污水处理站，都采用了两级沉降、一级压力过滤流程；由于聚合物的存在，增加了含油污水处理的难度，总沉降时间聚驱比水驱增加了一倍多，由 7.5h 增加到 15.5h。

初期一次沉降罐沉降时间 10.3h，二次沉降罐沉降时间 5.2h，总沉降时间为 15.5h。经过一段时间的运行，根据现场跟踪测试结果，大罐流程的沉降时间降至 12h，主要有以下几个方面的考虑。

(1) 采出水中的聚合物综合浓度没有原来预计的高：中心井浓度高，边缘井浓度低，综合浓度没有预测的高。一个处理站同时接收几个区块的含油污水，PAM 浓度的高峰期可能不同时出现。中心井的聚合物浓度高峰期也不同步出现。污水中的聚合物浓度比预测的低，其处理难度也相对下降。

(2) 聚合物含量高峰期和水量高峰期是错开的，开始注入聚合物时，水驱开发含水率较高，半年后采出井开始见聚合物，第 2.5a 至第 3.5a 是聚驱见效高峰期，在高峰期，含水率最低，产油量最高，聚合物浓度也最高。也就是说，含油污水中聚合物浓度最高时，含油污水量最小。

2 聚合物驱含油污水除油新技术研究

多年来，为了减少聚合物驱含油污水处理工程投资，我们一直致力于新技术的研究开发，在 1997 年确定了聚合物驱采出水回注指标，并列为局企业标准（表 4）。近年来又开发了聚合物驱含油污水“横向流聚结除油技术”。

表 4 含聚合物污水注水水质控制指标

序号	指 标 项 目	注入层渗透率, μm^2		
		< 0.1	0.1 ~ 0.6	> 0.6
1	含油量, mg/L	5.0	15.0	30.0
2	悬浮固体含量, mg/L	5.0	15.0	30.0
3	悬浮物颗粒直径中值, μm	2.0	3.0	5.0

1) 横向流聚结除油技术

开发了横向流含油污水除油新设备，在聚合物浓度不大于 450mg/L ，有效处理时间为 2.86h 的条件下，处理后污水含油小于 100mg/L 。满足了过滤进水的水质要求，该项技术已推广应用在采油四厂杏十三一聚驱工程中。

2) 水力旋流器除油技术

在旋流管型优选试验的基础上，开展了日处理量为 5000m^3 工业试验，采用螺杆泵作为供液提升泵，进口压力为 0.56MPa ，出口压力为 0.21MPa ，排油口压力为 0.17MPa ，排泄比为 10%，进口流量为 $208\text{m}^3/\text{h}$ ，出口流量为 $198\text{m}^3/\text{h}$ 的条件下，以水力旋流器和二级双向过滤器组成的处理系统滤后含油量、悬浮固体含量和悬浮颗粒粒径中值达到了大庆石油管理局企业标准 Q/DQ 1127 - 1998 《大庆油田油藏含聚合物污水注水水质控制指标》低渗透

注水水质指标。

五、结束语

虽然大庆油田聚合物驱地面工艺技术，经过多年卓有成效的攻关，形成了适合大庆油田特点的，从注入到采出，系统配套的聚合物驱地面工艺技术，满足了聚合物驱油技术推广的需要，使聚合物驱产能工程得以顺利实施。但对我们来说注聚合物驱地面工艺技术，仍是一个较新的技术领域，还有许多问题尤其在简化工艺降低投资方面和一些机理性问题上，仍需进一步的研究。

克拉玛依油田六东区 克下组油藏注水后期转注蒸汽开发研究

钱根宝 杨生榛 邹正银 齐聪伟 李军民

(新疆油田分公司勘探开发研究院, 克拉玛依 834000)

摘要 针对克拉玛依油田六东区克下组油藏原油粘度较高、水驱效果差的状况, 从开采机理、国内外实例、油藏地质条件等方面对其转注蒸汽开发进行了可行性分析; 应用油藏工程方法和数值模拟技术, 对转注蒸汽开发层序、合理井网井距、开采方式、注采参数以及不同油层厚度转注蒸汽开发效果进行了研究, 提出了转注蒸汽开发方案; 经现场实施, 目前取得了吞吐平均单井周期产油 872t, 日产油 4.9t, 油气比 0.543 的良好效果, 表明对类似克拉玛依油田六东区克下组的注水开发普通稠油油藏, 注水后期转注蒸汽是可行的, 是改善其开发效果的有效途径。

一、油藏概况

1. 地质特征

克拉玛依油田六东区克下组油藏位于克拉玛依市以东约 30km, 是一个三面受断层切割的断块油藏, 其构造形态为北部被断裂切割的半个隆起, 向东南和西南方向倾斜, 平均埋深 480m。克下组超覆沉积在石炭系风化壳之上, 属山麓洪积相沉积, 沉积厚度 10~65m, 平均沉积厚度 42m, 具有西厚东薄的变化特征。根据剖面上岩性组合及沉积旋回特征, 该区克下组自下而上可分为 S_7 和 S_6 两个砂层组, 进一步可细分为 S_7^4 、 S_7^3 、 S_7^2 、 S_7^1 和 S_6^3 、 S_6^2 、 S_6^1 7 个砂层。其中 S_7^3 和 S_7^2 为本区的主力油层, 其地质储量占克下组总储量的 88%。含油岩性以砂砾岩和小砾岩为主, 岩石颗粒磨圆、分选差, 颗粒间以泥质胶结为主, 胶结程度中—疏松, 胶结类型以接触—孔隙式为主, 孔隙类型以次生粒间溶孔为主, 有少量的原生孔隙和微裂缝。克下组平均油层厚度 7.7m, 油层平均孔隙度 18.5%, 渗透率 $524 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 原始地层温度为 20℃, 原始地层压力为 5.87MPa, 原始地层原油粘度 210 mPa·s, 20℃ 时地面脱气油粘度 800 mPa·s, 地面原油密度 0.901g/cm^3 , 原始溶解气油比 $21\text{m}^3/\text{t}$, 饱和压力基本等于原始地层压力。该油藏为一受构造和岩性控制的砂砾岩普通稠油油藏。

2 开发简况

六东区克拉玛依组油藏 (包括克上组和克下组) 于 1976 年 4 月采用一套井网 (井网形式为反九点)、以克上组和克下组合采的方式投入注水开发, 并根据该区东西部油层发育和原油性质的差异, 分别采用了不同的开发方式。东部 (六东 1 区) 井距 500~650m, 采用合层注水合层采油的方式开采, 西部 (六东 2 区) 井距 450~500m, 采用分层注水合层采油的方式。1981~1983 年针对该区原油粘度较高, 在该区西部开辟了六东 2 试验区对克下组进行注蒸汽热采试验。

截至 1996 年 12 月底, 该区共有各类开发井 106 口, 累积产油 $81.1 \times 10^4\text{t}$, 累积产水

33.7 × 10⁴t, 综合含水 29.4%, 采出程度 9%。其中热采试验区 38 口井, 累积产油 32.9 × 10⁴t, 综合含水 34.9%, 累积油汽比 0.297, 采出程度 21.6%; 注水开发区累积产油 48.2 × 10⁴t, 综合含水 25.0%, 采出程度 6.7%。

1996 年 12 月该区大部分井由于产量低, 已不能正常生产, 全区仅有 45 口井在生产, 而且一半以上的井属于六东 2 热采试验区。月产油 1841t, 平均单井日产油 1.6t, 折算采油速度仅 0.25%。由此可见, 六东区克拉玛依组油藏由于原油粘度高, 注水开发不适应, 水驱效果较差, 预计水驱最终采收率不会超过 10%。因此, 利用新的工艺技术改善该区开发效果、提高油藏最终采收率具极其重要的现实意义。

二、转注蒸汽开发可行性分析

1. 开采机理

据研究分析, 注水后期转注蒸汽提高采收率的机理主要有 4 个方面。

1) 蒸馏作用

注入蒸汽对地下原油的蒸馏作用使原油中的可蒸馏组分发生汽化, 并向油井方向运移, 沿途驱油并逐渐冷凝, 凝析部分与冷油混合, 起稀释和降粘的作用, 从而提高原油采收率。六东区克下组油藏目前原油密度为 24 (API, 根据公式计算, 其原油蒸馏率为 50.5%, 原油性质与之相近六中区克下组油藏在 200 ~ 300 时实测蒸馏率达 52.8% ~ 71.6%。而据国外有关文献介绍, 当原油蒸馏率大于 40%, 一般注水开发油田中、后期转注蒸汽开发即可获得较好的效果。

2) 加热降粘

随着蒸汽的注入, 油层温度升高, 可大大降低注水后期业已升高的原油粘度, 提高地下原油的流动能力, 改善开发效果。六东区克下组经过多年的注水开发, 随着其中轻质组分的优先采出和溶解气量的减少, 无论是地层油还是脱汽油, 其粘度均已大幅度升高。据取样分析, 目前六东区克下组油藏的主体部分即油藏中、西部, 20 时平均地面脱气油粘度已达 2900 mPa·s, 继续注水开发不会获得好的效果, 而注蒸汽则可以显著地降低原油粘度, 当温度从 20 升高到 100, 原油粘度可从 2997 mPa·s 降到 18.3 mPa·s, 而且注蒸汽也是目前稠油油藏降粘开采提高采收率为现实和有效的方法。

3) 提高波及体积

由于重力分异作用, 注水主要冲洗油层的中下部, 注蒸汽则由于蒸汽的超覆作用, 蒸汽主要沿油层的上部运移, 从而弥补了水驱之不足, 提高了波及体积。

4) 提高驱油效率

随着蒸汽的注入, 地下流体和岩石受热膨胀, 一方面增加油层的弹性能量, 另一方面增加油相渗透率, 降低残余油饱和度, 提高驱油效率。国内外实验结果表明, 对注水开发的稠油油藏, 一般水驱残余油饱和度在 40% ~ 50%, 而蒸汽驱残余油饱和度均在 15% 以下, 较水驱降低 25% 以上。

2 国内外实例

60 年代以来, 国外许多油田便开展了注水后期转注蒸汽室内实验研究和矿场试验, 而且在一些水驱中、后期开发油藏中已投入了工业化应用, 并取得了显著效果。其中最为典型的是前苏联济布扎—深谷油田, 其油藏埋深 200 ~ 900m, 属洪积相沉积, 含油岩性为角砾岩, 油层孔隙度 17% ~ 36%, 渗透率 0.05 ~ 0.3 μm², 原油粘度 1000 mPa·s。该油田注水开

发 18 年，虽经酸化、压裂、堵漏等措施，而采收率只有 10%，转注蒸汽开发后，提高原油采收率 40% ~ 50%，油汽比达 0.48，取得了极好的效果。

国内克拉玛依油田于 1992 年在六中区克下组油藏注水开发区内，采用注采井距为 120 m 的五点法井网，开辟了一个四井组 13 口井的注水后期转注蒸汽开发的热采试验区，1995 年 4 月陆续投入注蒸汽试验，截至 1997 年 4 月底，共投产 12 口井，累积注汽 91718t，累积产油 21730t，累积油汽比 0.237，采出程度 6.7%。其中，12 口井共吞吐 22 井次，注汽 58775t，产油 20929t，油汽比 0.356，采出程度 6.5%，平均单井周期产油 951t，取得了较好的初步效果。

六东区克下组油藏地质条件与济布扎 - 深谷油田和六中区克下组油藏相近，并与六中区毗邻，且由于注水开发井距大、采出程度低，转注蒸汽条件优于六中区热采试验区。

3 油藏条件评价

国外根据多年来的室内和矿场试验结果，研究制定了一套注水后期转注蒸汽开发的油层条件筛选标准，与该筛选标准的对比发现（表 1），六东区克下组油藏适合水驱后转注蒸汽开发。同时，据从美国引进的注水开发油田提高采收率潜力评价模型（EORPM）对该区进行提高采收率方法筛选及潜力评价，结果表明，在众多提高采收率的三次采油方法中，六东区只适合注蒸汽开发。

表 1 六东区克下组油层参数与国外筛选标准对比表

地质参数	筛选标准	六东区克下组油层参数
油藏埋深, m	900	480
油层厚度, m	6	7.7
孔隙度, %	20	18.5
渗透率, μm^2	0.1	0.52
起始含油饱和度, %	45	59
地层油粘度, mPa·s	> 30	210
油层压力, MPa	< 10	3.89
单位体积含油量, f	> 0.1	0.11

4 注蒸汽试验效果

六东区于 1983 ~ 1985 年在其原油粘度较高的西部便开展了蒸汽吞吐试验，共计吞吐 40 井次，注汽 76988t，产油 34424t，平均单井周期产油 860t，油汽比 0.447。试验区自 1985 年 5 月陆续转入汽驱生产，截至 1995 年结束注汽转入注水开发，汽驱累积注汽 81.3×10^4 t，累积产油 23×10^4 t，油汽比 0.283。虽然该试验区由于种种原因，致使注蒸汽试验时断时续，且注汽干度低、注采井距偏大，但也见到了较好的效果。

目前，注蒸汽开采技术已较为成熟，工艺简单，易于施工。而且，六东区克下组油藏实施转注蒸汽开发除自身油藏条件较好外，其上覆地层中还发育有适合注蒸汽开发的克上组和齐古组油藏，潜力也较大，可作为开发接替层，因此，该区实施水驱后转注蒸汽开发风险小。

三、转注蒸汽方案设计

1. 开发层序

根据六东区克拉玛依组油藏地质特点和前期开发实践，鉴于：

(1) 克上组和克下组油藏之间有稳定的泥岩隔层，且均具备单独开采的条件。

(2) 实际生产效果表明，该区克上组与克下组之间由于油层跨度大、分散以及非均质性严重，合层开采效果较差，不利于总体开发效果的提高。

(3) 克下组 S_6 、 S_7^1 、 S_7^4 砂层含油性差，油层薄、含油面积小，连通性差。而 S_7^2 、 S_7^3 层油层较厚且相对集中，分布范围广，连通性好，其地质储量占克下组储量的 88%。

因此，该区克拉玛依组油藏转注蒸汽开发宜选择先克下、后克上的分层开采方式。本次研究目的层为克下组，主要考虑其中的 S_7^{2+3} 层。

2 井网井距

根据六东区热采试验区实际生产资料，运用产量特征法、蒸汽驱优化设计法和数模法分别对该区注蒸汽开发合理井网井距进行了研究。结果表明，3 种方法的研究结果基本一致，其合理井距分别为 94.3 m、95.9 m 和 100 m，最佳井网形式均为反九点（图 1、图 2 为数模研究结果图）。鉴于该油藏地层油粘度不是很高，且已注水开发多年，地面已有多套井网，井网密度较大，因此，综合考虑，选择了注采井距为 100 m × 140 m 反九点井网。

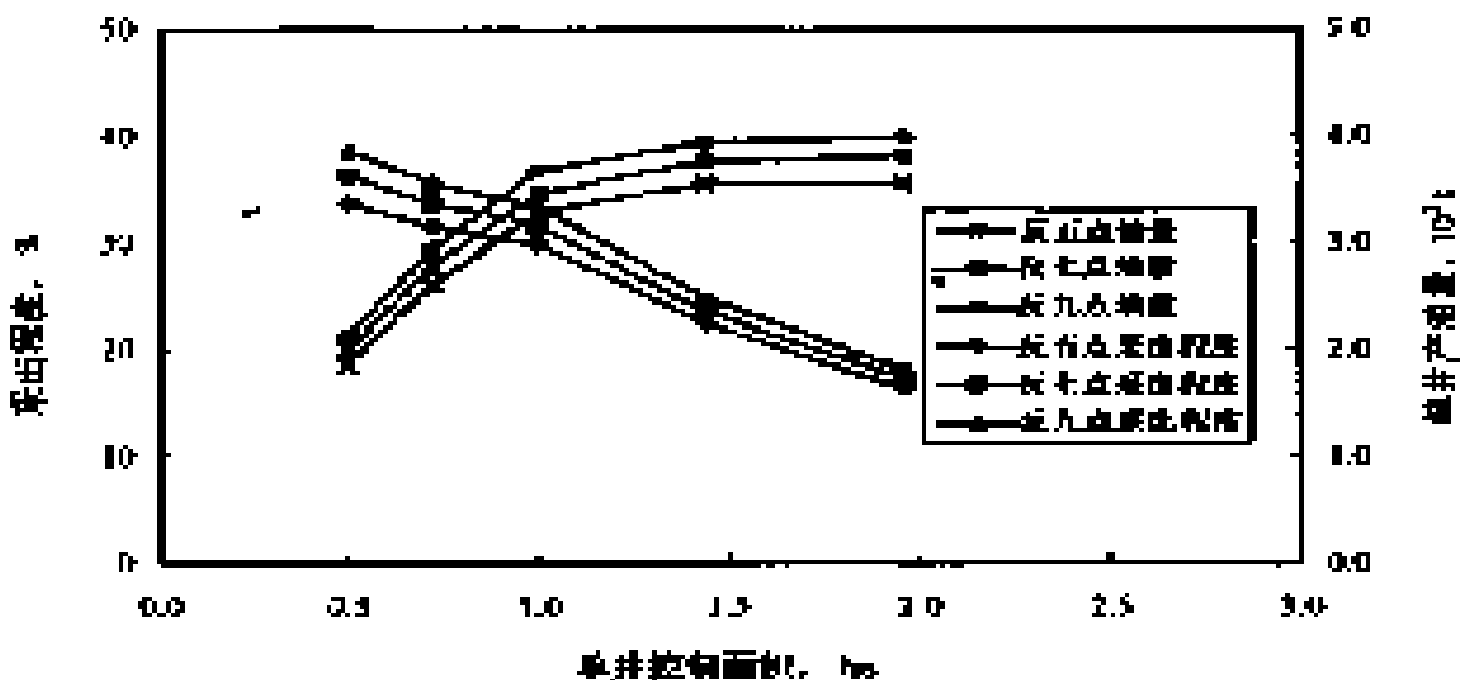


图 1 不同井网采出程度及单井产油量与单井控制面积关系图

3 开采方式

1) 统计类比

据我国 19 个注水开发的稠油油藏资料统计，对于地层原油粘度大于 100 mPa·s 的油藏，常规水驱不会获得好的开发效果，一般采收率不到 15%。六东区克下组油藏原始地层油粘度 210 mPa·s，地面脱气油粘度 800 mPa·s，经过 20 年的注水开发，其原油粘度又大幅度升高，显然不适合常规注水开发。

2) 室内实验研究

六中区克下组热采试验区取心井 64016 井岩心驱替实验表明（图 3），用 20 时粘度为

383 mPa·s 原油饱和后进行常规水驱 (20), 残余油饱和度 40.9%, 200 热水驱残余油饱和度 31.6% ~ 37.5%, 200 蒸汽驱残余油饱和度 10.1% ~ 11.9%。与常规水驱相比, 虽然热水驱也可获得一定的效果, 但效果不明显, 而蒸汽驱则可显著降低残余油饱和度, 大幅度提高原油采收率。六东区克下组储层特征与六中区克下组相近, 原油粘度更高, 因此, 进行热水驱也不会获得好的效果。

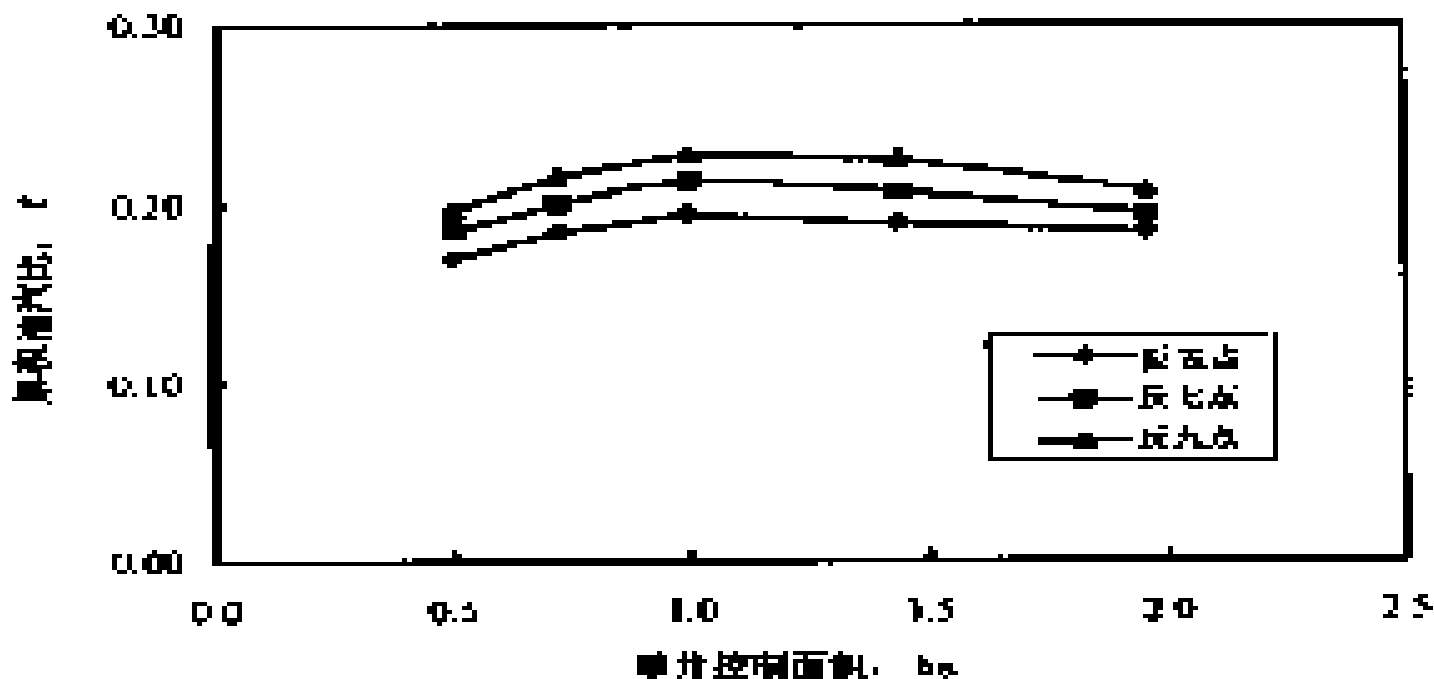


图2 不同井网油汽比与单井控制面积关系图

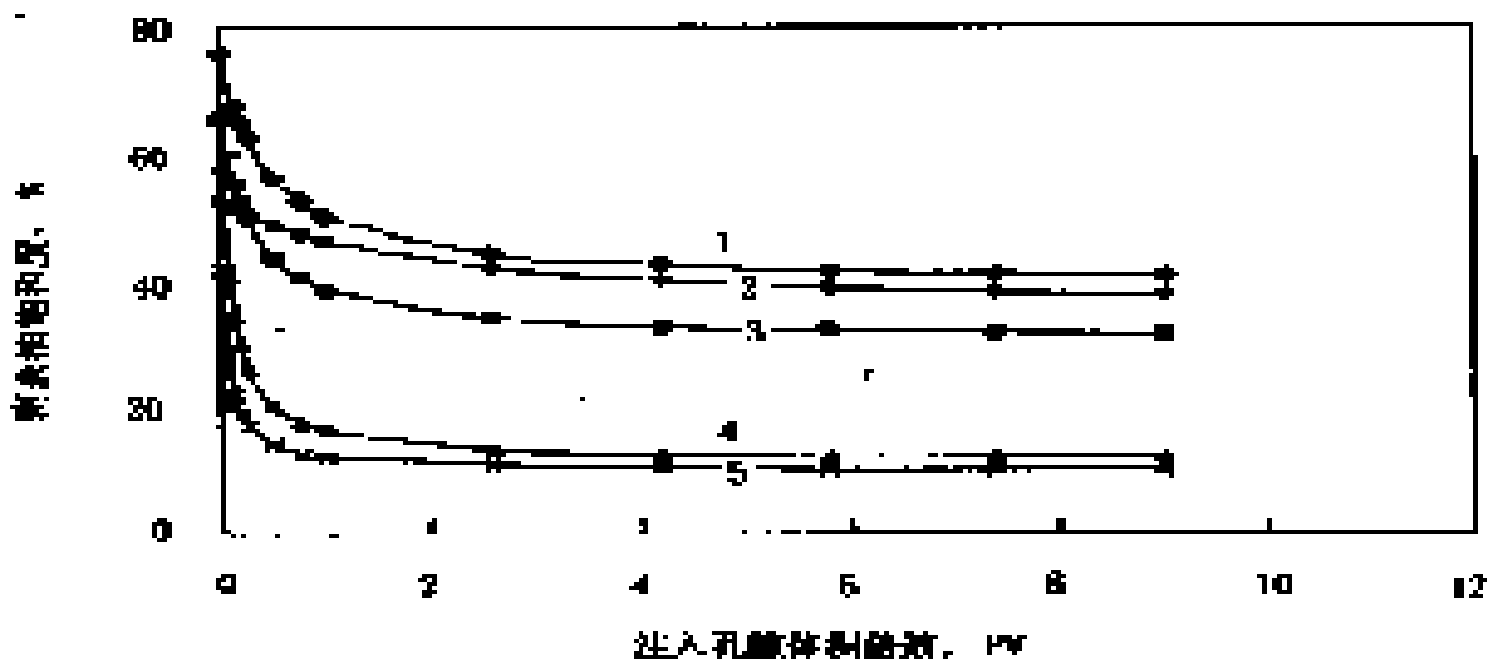


图3 六中区克下组 64016 井剩余油饱和度与注入孔隙体积倍数关系图

1—20 水驱, $S_{oi} = 75.3\%$; 2—200 水驱, $S_{oi} = 52.4\%$; 3—200 水驱, $S_{oi} = 65.4\%$; 4—200 汽驱, $S_{oi} = 57.7\%$; 5—200 汽驱, $S_{oi} = 41.7\%$

3) 数模研究

模拟对比了该区加密后采用冷水驱、热水驱和注蒸汽等 3 种方式的开采效果。结果表明, 该区在冷水驱和 100 热水驱的情况下, 生产效果较差, 采收率低, 不到 15%, 且大部分时间油井高含水。而注蒸汽则可以显著改善开发效果, 且以采用采油井吞吐两轮、注汽井吞吐一轮后转汽驱的生产方式较好。

因此，该区加密后的开采方式以注蒸汽吞吐加汽驱最佳。

4 注、采参数

运用油藏数值模拟技术，对该区注蒸汽开发主要注采参数进行了优化研究，根据研究结果，该区注蒸汽开发合理注采参数分别为：

- (1) 吞吐周期注汽量：第一周期 150t/m，第二周期 180t/m；
- (2) 吞吐注汽速度：150~180t/d；
- (3) 焖井时间：3~5d；
- (4) 汽驱注汽速度：每米油层每天注汽 6t；
- (5) 汽驱采注比：1.2。

5 油层厚度敏感性研究

为了了解该区油层厚度对该区注蒸汽开发效果的影响，模拟对比了油层厚度为 4m、6m、8m、10m、12m 和 15m 等六种情况，结果表明，随着油层厚度的减小，油井产油量急剧降低，当油层厚度降到 6m 时，单井产油量仅有 2000t 左右，油气比也低，效果较差。考虑到上覆地层中尚有克上组和齐古组也具有一定的潜力，可作为接替层，因此，该区实施水驱后转注蒸汽开发油层厚度下限暂定为 6m。

6 方案制定及开发指标测算

根据上述研究结果，针对该区注水开发存在的问题，制定了该区水驱后转注蒸汽开发方案：在该区克下组油藏油层厚度大于 6m 范围内，将现井网加密为 100m × 140m 反九点井网，采用蒸汽吞吐加蒸汽驱（以蒸汽驱为主）的开采方式，对克拉玛依组油藏进行先克下组、后克上组的分层注蒸汽开发。

该区水驱后转注蒸汽开发可钻新井 415 口，依据数模研究结果测算，预计该区克下组油藏转注蒸汽开发可生产 7 年，累积产油 176.9×10^4 t，获累积油气比 0.220，使实施区域在目前基础上提高采出程度 26.2%；全部投资税后内部收益率为 12.43%，财务净现值为 453×10^4 元，投资回收期 4.47a。

四、注蒸汽开发效果

1. 新井效果良好，达到了设计指标

六东区克下组油藏转注蒸汽开发于 1997 年 9 月陆续投入现场实施，1998 年 5 月开始投产，到 2000 年 9 月底，415 口井已全部投产。累积注汽 191.8×10^4 t，累积产油 57.5×10^4 t，累积产水 52.1×10^4 t，平均单井产油 1385t，井日产油 4.1t，综合含水 47.5%，累积油气比 0.30，采出程度 10.0%。其中有 89 口井冷采出油，累积产油 1.8×10^4 t，累积产水 0.6×10^4 t，平均单井产油 203.7t，日产油 4.8t，综合含水 25.0%。

据完成一轮吞吐或一轮吞吐生产时间大于 150d 的 265 口井统计，其第一周期平均单井产油 872t，日产油 4.9t，油气比 0.543，生产效果达到了设计指标（表 2），取得了良好的初步效果。

2 新井投产显著改善了老井生产效果

该区新井投入注蒸汽开发后，在转注蒸汽开发范围内，老井产量普遍提高，部分长期关停井也恢复了生产。据统计，加密范围内老井月产油量由新井投产前的 1500t 左右，提高到了 2000t 以上，最高达 2755t，按保持新井投产前的水平不递减计算，已累积增产原油 9210t。由此可见，该区新井投产显著地改善了老井生产效果。

表 2 蒸汽吞吐第一周期生产效果与设计指标对比表

对比项目	平均井注汽量, t	平均井产油量, t	生产天数, d	平均井日产油, t	油汽比
设计指标	1500	800	200	4.0	0.533
实际效果	1606	872	179.2	4.9	0.543

五、结 论

研究和实践表明,对类似克拉玛依油田六东区克下组的注水开发普通稠油油藏,注水后期转注蒸汽开采是可行的,可以获得较好的效果,是改善该类油藏开发效果的有效途径。

稠油油藏开发中后期储层特征研究及应用

——以高升莲花油藏为例

袁清秋 李树明 杨春梅 雷克辉

(辽河油田分公司勘探开发研究院)

摘 要 本文根据莲花油藏沉积特点,在精细地层划分的基础上对莲花油藏储层特征、储层敏感性、隔夹层及热采前后储层特征的变化进行了深入细致的研究,结合开采过程中所暴露出来的问题,提出了注蒸汽开发所需采取的储层保护和开发调整措施,现场应用取得了较好的效果。

一、前 言

高升油田是辽河油区储量上亿吨的大型油气田之一,位于下辽河拗陷西部凹陷北段,莲花油层是高升油田的主要含油层系,油藏埋深 1450~1750 m,含油井段 80~200 m,内部发育有 50~110 m 的油层,平均有效厚度 67.7 m,油水界面为 -1690 m、油气界面为 -1510 m,为典型的气顶底水油藏。脱气原油密度 0.92~0.96 g/cm³、50 时地面脱气原油粘度 2000~4000 mPa·s、地层原油粘度 74~605 mPa·s,自 1977 年投入开发以来,至今已有 23 年的历程,先后经历了稠油开发准备、产能建设、稳产和产量递减 4 个大的开发阶段,目前已处于产量递减逐年加快、油田开发的中后期,综合含水率已高达 37%,注蒸汽热采地下动态日趋复杂,随吞吐轮次的不断增加,增产效果越来越差,回采水率低,地下存水不断增多,油层压力下降缓慢,油层纵横向受效不均,储层物性变差,部分井出砂。因此,有必要对莲花油藏储层特征进行深入细致的研究。

二、储层特征

1. 沉积特征

辽河盆地是华北陆台东北部的一个中生代沉积盆地,其主成盆期发生于早第三纪,盆地的形成受区域性拉张断裂活动控制成为断陷,先后经历了三次大的构造运动,相应形成三个沉积旋回。沙河街组三段时期为第一旋回的水进—高位期,湖盆可容空间的增大远远大于沉积物的供给,盆地处于欠补偿状态,在深大断裂(台安—大洼断裂)一侧形成了多个近岸水下扇,高升莲花油藏就是其中的一个,由 8 个大型水下扇砂岩体叠加而成,两扇体之间夹有一定厚度和分布范围的深湖相泥岩,根据这一特点将莲花油层划分为 8 个砂体,同时由于五、六砂体是莲花油藏的主力油层,厚度较大,因此据砂体内部次级旋回特征,将五、六砂体分别再分成 3 个小层。

近岸水下扇是断陷湖盆发育过程中的一种普遍的沉积类型,由内扇、中扇和外扇三个亚相构成。其中内扇亚相发育有主水道微相,中扇亚相由辫状水道微相、辫状水道间微相和中扇前缘微相构成。其中中扇辫状水道微相形成莲花油藏的主要储集体。储层岩石成分成熟度

和结构成熟度均较低，岩石成分中长石、岩屑含量高，其中长石含量最高 49.8%，最低 30.5%，一般 36%~42%，岩屑含量不稳定，下部五~七砂体含量较高，18%~24%，上部一~四砂体含量较低，8%~11%；岩石结构特征主要表现为颗粒较粗、大小混杂，由砂砾岩、砾状砂岩、含砾砂岩和砂岩等组合而成，最大粒径大于 10cm，一般 0.2~3.5mm，粒度中值 0.65mm，颗粒磨圆中等，为次圆一次棱角状，胶结物主要为泥质，局部钙质胶结，胶结类型主要为孔隙式和接触孔隙式。

2 物性特征

莲花油层储层物性较好，有效孔隙度平均为 23.3%、渗透率平均为 $1.9 \mu\text{m}^2$ 。纵向上，八~五砂体储层物性逐渐变好，五砂体物性最好，孔隙度平均为 25%、渗透率平均为 $2.2 \mu\text{m}^2$ ；五~一砂体物性逐渐变差；平面上储层物性受沉积微相控制，主水道和辫状水道砂体物性好，平均有效孔隙度分别为 23% 和 26%、平均渗透率分别为 1.7 和 $1.9 \mu\text{m}^2$ ，主流线附近砂体物性较好，孔隙度一般大于 30%、渗透率一般大于 $2.0 \mu\text{m}^2$ ，储层厚度及物性向边部变差；水道间及中扇前缘砂体物性较差，平均有效孔隙度分别为 20% 和 21%、平均渗透率分别为 1.3 和 $1.5 \mu\text{m}^2$ 。

3 储层非均质性

由于莲花油藏是由多期阵发性高密度重力流砂岩体叠加而成，储层非均质性较严重，比较而言，五、六砂体较其他砂体非均质性弱，变异系数分别为 0.68 和 0.64，而其他砂体变异系数为 7.2~8.7。五、六砂体内部三个小层的 2、3 小层均比 1 小层非均质性弱，变异系数平均为 0.52。实践证明储层非均质性是影响注采效果和油藏动用程度的重要因素。蒸汽吞吐生产井在注汽时，蒸汽往往优先进入渗流阻力较小的高渗层，只有少量蒸汽进入低渗层，使高渗层产油量高、亏空量大、压降快，低渗层则相对产油量低、亏空量小、压降慢，多轮次吞吐注汽，蒸汽更易进入亏空量大、压力低的高渗层。因此层间非均质性是影响油藏纵向动用程度的重要因素，同理厚层油藏蒸汽易进入渗透性较好的部位，由于莲花油藏在沉积过程受重力分异作用，储层下部物性一般要好于上部，在注蒸汽开发过程中蒸汽往往优先进入渗流阻力较小的下部油层，使上部油层很难得到动用。因此着重对薄互层进行了层间非均质性研究，对厚油层进行了层内非均质性研究，编制层内和层间非均质性平面图，根据不同地区储层非均质性强弱及纵向上物性分布特征采取不同的开发调整措施。

三、隔夹层特征

隔夹层研究是稠油油藏开发中后期重要的研究内容之一，是开发层系调整、提高油藏动用程度的重要依据。

1. 隔夹层类型及分布特征

高升莲花油层发育有三种类型的隔夹层：泥质隔夹层、物性隔夹层和钙质隔夹层。泥质隔夹层是莲花油层主要的隔夹层类型，岩性主要泥岩、粉砂质泥岩；物性隔夹层岩性主要为泥质砂岩和泥质砂砾岩，泥质分布不均，局部形成泥质条带和团块，岩石物性差，渗透率低，一般小于 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。普遍油斑、油浸产状；钙质隔夹层岩石类型主要是钙质砂岩、砂砾岩，物性差，不含油，单层厚度小，一般几厘米至十几厘米。

高二、三区莲花油层的形成主要为八次大型重力流活动的结果，相邻两次重力流活动的间歇期形成具有一定厚度和分布范围的隔夹层。其中一~五砂体间的隔层发育较好，主要为泥质隔层，平面分布稳定，一般厚 2~8m，最大可达 20m，能较好地分隔上下油层；五、六

砂体间隔层厚度较大，最大可达 30 m，一般 2~12 m，以泥质隔层为主，物性隔层次之，隔层封隔能力强；六、七砂体间隔层发育较差，厚度较小，一般 1~4 m，以泥质隔层为主，物性隔层次之，钙质隔层少见，隔层封隔能力弱；五、六砂体内部各小层之间具有平面分布稳定的隔夹层，厚度一般 1~3 m，具有一定的封隔能力。

2 隔夹层对油藏动用程度的影响

由高检 1 井密闭取心分析可知，其六砂体 2、3 小层均受到不同程度的水洗，这是由于距该井 40 m 处的高 3 - 4 - 092 井的生产井段为六砂体 2、3 小层，蒸汽吞吐 5 轮次，累计产油 60564t，同时由于本区 6 砂体 1、2 小层间发育有 1 m 左右的隔夹层（图 1），使 1 小层保持了原始含油饱和度。这说明蒸汽吞吐热采的蒸汽波及程度在纵向上受隔夹层控制，未射开井段难以动用，尤其是层系上部的隔夹层影响更为严重。

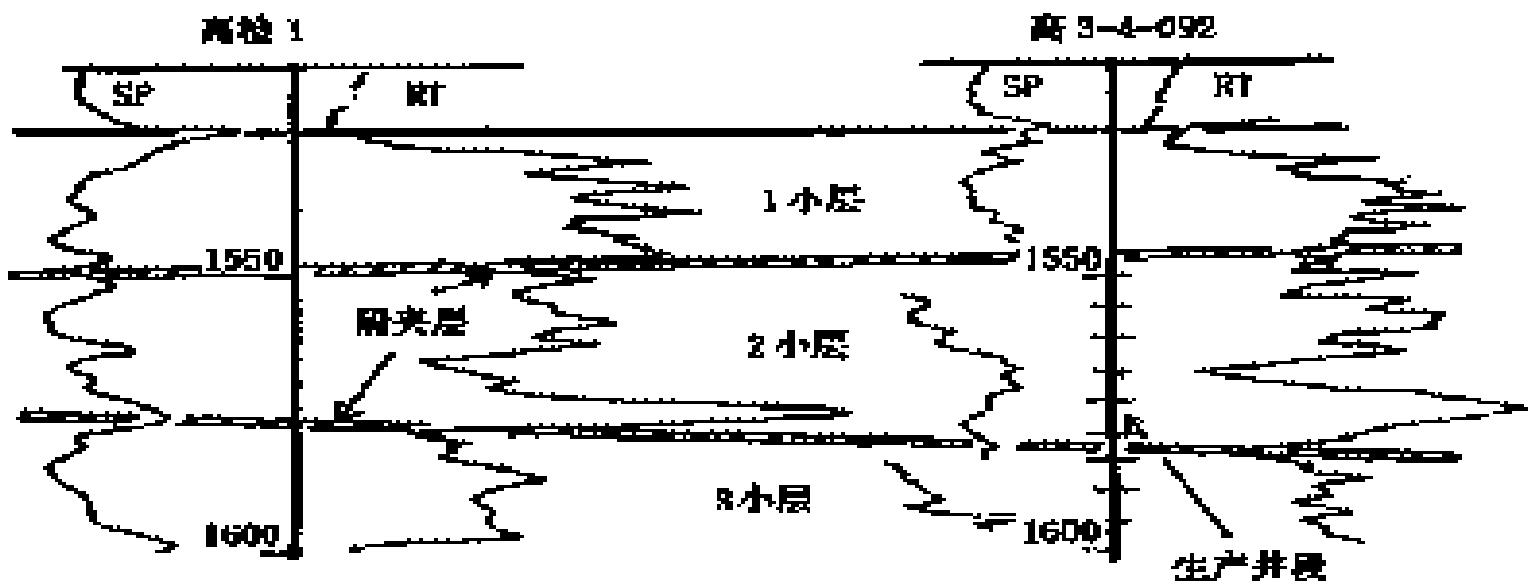


图 1 高检 1 井 ~ 高 3 - 4 - 092 井六砂体内小层间隔夹层发育剖面图

四、储层敏感性及热采前后储层特征变化

1. 储层敏感性分析及储层保护措施

由储层敏感性实验可知，莲花油层具有强碱敏和强水敏的特点，这是由于储层粘土矿物含量高，平均 8.4%，其中蒙皂石含量最高，其相对含量平均为 75%，其次是高岭石和伊利石，相对含量平均为 12% 左右。它们以胶结物的形式分布于粒间或附着在颗粒表面。粘土矿物遇水膨胀是它的本性，其膨胀率一般在 50%~800%，同时由于莲花油藏喉道分布不均，且以细喉为主，在注蒸汽热采过程中注入的流体对储层的影响较大，因此在注汽过程中注入的流体矿化度应适当高一些，最好用本区采出的地层水，以避免因水敏作用而造成的储层伤害。同时随 pH 值的升高粘土膨胀率增大，且当 pH 值 > 9 时快速增大。这是由于 pH 值的变化改变了粘土矿物的电荷和结构。储层中粘土矿物膨胀是引起储层渗透率降低的主要原因。同时在高温（250℃）、碱性（pH = 9）条件下，高岭石可转化成伊利石、管状埃洛石和碎屑状地开石，导致喉道变细引起渗透率降低。因此，在开发过程中，特别是高温条件下，应严格控制注入流体的 pH 值，禁止不合格的化学剂溶液入井，锅炉出口处 pH 值应小于 9。

2 热采前后储层结构变化及原因分析

据离生产井较近的侧钻井和离生产井较远的检查井岩心分析可知，侧钻井水洗段与未水洗段比较，平均孔宽和喉宽分别增加了 112.7μm 和 3.6μm，孔喉比增加了 0.1；检查井水洗

段与未水洗段比较，平均孔宽增加了 $23\mu\text{m}$ ，平均喉宽减小了 $1.8\mu\text{m}$ ，孔喉比增加了 2.2，配位数降低，孔隙结构变差；侧钻井水洗段物性明显变好，孔隙度增加 25%、渗透率增加 47%，而检查井水洗段孔隙度下降了 14%、渗透率下降了 41%，见表 1。

表 1 水洗前后孔隙结构参数对比表

	类别	孔隙度, %	渗透率, μm^2	平均喉宽, μm	平均孔宽, μm	孔喉比	配位数
侧钻井	未水洗段	22.3	2.37	19.0	119.6	5.9	2.5
	水洗段	27.9	3.48	22.6	222.3	6.0	2.6
检查井	未水洗段	29.4	2.12	20.3	149.6	4.3	2.8
	水洗段	25.3	1.24	18.5	172.6	6.5	2.6

热采前后出现这样的变化是由于蒸汽吞吐生产时，近井筒部位溶解作用占主导地位，使孔、喉变宽，同时流体的流动将细粒物质带走也可使孔隙变大、喉道变宽，孔隙连通性变好，储层的物性变好；而远离井筒部位溶解作用减弱、流体流动能力减弱细粒物质沉淀及粘土膨胀使喉道变细，使孔隙度和渗透率下降。在吞吐开采过程中，第一周期增产，第二周期开始变差，第三周期出现注得进、采不出的状况，就是由于细粒物质沉淀、粘土膨胀使喉道变细直至堵塞的结果。由此可知，生产井的近井地带油藏动用好，而远井地带油藏动用差，因此有必要在井距较大的地区钻加密井。在时机成熟时转为蒸汽驱。

五、开发调整措施及效果

由以上分析，结合生产中存在的问题提出如下改进措施。

1. 开发层系调整

根据莲花油藏内部砂体间隔层及五、六砂体内部小层间隔夹层发育特点及蒸汽驱试验过程中六砂体注汽，七砂体串流，对五、六及七砂体三套开发层系进行调整，根据不同地区砂体内部隔夹层发育特点，结合砂体的沉积特征，同时考虑整体开发背景，进一步细分开发层系，对产层进行调整。1999年本区对 20 口老井进行了调整，调前日产油 34.8t，调后初产油 74t/d，初期日增油 32.1t，目前日产油 57.9t，目前日增油 22.5t，年增油 9374 t，增油率 100%，增油量高达 75% 以上。其中高 3-3-096 井先射开 6 砂体 2、3 小层生产一段时间后，日产油递减为 0t，1999 年初补射上部一小层，初期日产油 5t，目前日产油稳定在 3t 左右。

2 提高储层动用程度措施

由于蒸汽吞吐生产井在注汽时，蒸汽往往优先进入渗流阻力较小的高渗层，只有少量的蒸汽进入低渗层，使高渗层产油量高，油藏动用好，低渗层产油量低，油藏动用不充分；因此在沉积微相和储层非均质性研究的基础上，通过对吸汽剖面分析，进行选层注汽的方法，对动用程度差的油层实施强制注汽，改善其动用状况；对于新完钻生产井的厚油层若上部渗透性差，最好先射开上部低渗段，吞吐 2~3 个周期后再补射其下部高渗段，使油藏均匀地得到动用，若油层下部物性差，可以将油层全部射开，由于受重力分异作用下部差油层亦可受到蒸汽波及，从而使油藏均匀地得到动用；对因多次注汽造成套管断裂或井下落物堵塞而停产的井，进行侧钻，将侧钻井侧井解释资料与原井对比，避开原井高渗层，而只射动用差的油层。目前该区共钻侧钻井 58 口，初期平均单井日产油 4.1t；对储层发育且井距较大的

地区钻加密井，在油层厚度大、连通性好、6~7砂体油层发育的高升鼻状构造轴部高3-4-092井组钻加密井5口，地层压力为9.4MPa，比原始地层压力降低6.7MPa，井筒附近含油饱和度、地层压力近似于原始状态，初期单井日产油12t，高于老井产油量8t，之后又钻加密井50余口，初期单井日产油9~10t。

六、结 论

(1) 莲花油藏储层是由断陷盆地深陷期形成的多个近岸水下扇砂岩体叠加而成，粒度大、粒级分散，储层物性较好，储层非均质性较强，隔夹层发育。

(2) 储层非均质性是影响注蒸汽开发效果的重要因素，因此储层非均质性研究是稠油油藏开发中后期储层研究的重要内容，根据储层非均质性采取相应的开发调整措施。

(3) 受沉积作用的影响莲花油藏隔夹层较发育，隔夹层的发育影响蒸汽波及范围，因此根据隔夹层的纵向及平面分布情况细分开发层系，对现行的开发层系进行适当的调整。

(4) 莲花油层具有强碱敏和强水敏的特点，这是由于这是由于储层粘土矿物含量高，且以蒙皂石为主，因此注蒸汽时应注意蒸汽的质量，尽量避免油层伤害。

高凝油油藏注水开发及开采工艺新探索

于文英 王义刚

(辽河油田分公司勘探开发研究院)

摘要 在细致研究静 35 块地质特征和开发工艺特点的基础上,应用“生态平衡”和有机相容原理提出两种新的采油工艺方法,以期提高地下原油采收率。地下环境生态平衡有助于保持储层的渗透条件,改善后期注水开发中的水驱动能量;而采用有机溶剂采油方法则可以持续提供充足的热能,降低原油析蜡、冷凝程度及原油粘度,本文从理论上论述了这两种方法在高凝油油藏开发中的可行性。

一、前言

众所周知,“生态平衡”在自然环境中起着至关重要的作用,环境保护渐成为一个不可忽视的问题。同样的道理,地下也需要一个稳定的“生态环境”。怎样维护好这样一个“生态环境”,并使之能够有利于油田开发,是一个值得探讨的问题。

温度是高凝油油藏开采中的关键因素,而在油田开发中,为解决这个问题常常需要花费较高的代价。本文提出一种新的采油工艺方法,这种方法能持续不断地提供热能,满足开发需求,又能保护储层及流体性质不受破坏。

同时,真诚地希望这些想法能够得到专家们的指点和认可,并在实际开发过程中得到应用。

二、油藏特征

1. 地质特征

1) 构造特征

静 35 块在构造上位于大民屯凹陷边台法哈牛构造带的北部,西为静安堡构造带,东为曹台潜山。探明含油面积 4.8km^2 ,地质储量 $967 \times 10^4\text{t}$ 。该区共发育大小七条沙三早期断层,其中南北两条,主干断层呈北向,基本平行,断距大于 100m ,平面延伸长度超过 5km ,对整个构造面貌和油气聚集起重要的控制作用。受主干断层限制,内部发育次一级断层 5 条,断距小于 50m ,延伸小于 2km ,整个断块呈断鼻构造。

2) 储层特征

本区基底为太古界鞍山群变质岩,沙四段不整合于基底之上,沙三段为沙泥岩不等厚岩层,按沉积特点可分为四个岩性段,其中 S_3^3 是主要含油层位,为扇三角洲平原亚相。本区岩石成分成熟度低,岩性以硬质砂岩和混合砂岩为主,其碎屑成分见表 1。

3) 储层物性

该储层颗粒以点接触,空隙间的连通性变化较大,致使储层的渗透性变化较大。孔喉均质系数是 0.342 ,空隙平均半径 $13\mu\text{m}$,喉道半径平均 $2.83\mu\text{m}$,非均质性严重。孔喉类型为

高渗大孔细喉不均匀型和中渗大孔细喉不均匀型，储层物性较好。该储层为泥质胶结。储层物性见表 2。

表 1 静 35 块碎屑成分表

层位	碎屑成分, %				填隙物, %
	石英	长石	岩屑	合计	泥质 + 方解石
S ₃ ³	41.1	34.2	18.8	94.1	5.3
S ₃ ⁴	37.8	32.6	23.7	94	5.4

表 2 静 35 块储层物性

层位	, %	K, 10 ⁻³ μm ²	CO ₃ ²⁻ , %	泥质, %	粒度中值, mm	分选系数
S ₃ ³	22.7	1368.4	4.5	8.6	0.311	2.518
S ₃ ⁴	19.6	644.13	7.1	6.7	0.331	11.692

4) 流体性质

原油表现为高凝油，物性有分区性，具体数值如表 3。地层水矿化度较高，总矿化度 5223.74，属碳酸氢钠型。

表 3 静 35 块分区原油物性数据表

区块	油层中深, m	(50)	μ (50)	含蜡量, %	胶质 + 沥青质, %	凝固点 (50)	地温 (50)	析蜡温 (50)	溶蜡温 (50)
静 35 北部	1550.0	0.8556	73.47	33.88	26.46	46.5	51.95		59.2
静 35 西部	1551.5	0.8707	76.38	35.2	22.58	46.8	51.42	50.25	59.5
静 35 中部	1472.0	0.8723		29.4	24.96	43.7	49.55		
静 35 东部	1224.9	0.8822	233.03	27.35	30.23	42.7	43.75	43.3	55

2 开发特点

1) 初期产能好，单井自然递减率快

静 35 块 1994 年至 1995 年先后对 5 口井进行试采油，初期采用单体水力泵进行生产，平均单井日产油 11t，这些井主要集中在西部和北部地区，1995 年 2 月开始正式投入开发。至 1995 年 9 月，投产 68 口井，开 46 口井，核实日产液最高值 516t，日产油 357t，平均单井日产油 6t。递减率最低时综合递减率 14.249%，自然递减率 14.542%，最高值 40.18% (综合 = 自然)，一般在 34% 左右。

到 1996 年 6 月又投产 28 井，但日产液却由 516t 下降到 126t，含水开始呈上升趋势，最大值 45.6%。断块平均液面持续下降，由 -800m 降至 -900m。1997 年单井日产只有 1t 左右。

2) 注冷水开发不见效，热采持效时间短，其他工艺措施不见效

静 35 块在产能下降初期即先后转注 15 口井，初期注水压力 8~9 MPa，平均单井日注水

120 m³，但注水压力上升快，地层吸水能力不断下降，1~2 个月后压力上升 16~17 MPa，注采关系不对应，单井组 f_w 上升趋势与断块 f_w 上升一致，说明含水上升并非水淹。液面下降至 -1000 m。日产油由 126t 下降到 50t，单井日产油只有 1t 左右。东部第一轮次蒸汽吞吐效果较好，但时间短，第二轮次基本不见效。其他工艺措施不见效。

3 开采过程中出现的问题及原因分析

开采过程中出现的问题：(1) 地层能量损耗快，热力采油方式不见效果；(2) 热采持效时间短；(3) 西部注冷水，注采关系不对应。

原因分析：

(1) 地层能量损耗快。原因是油层埋藏浅，地温低，原始地温近与原油凝固点和析蜡温度，温差小，随着开采进行，热能不断损失，西部原油伴随析蜡现象由液体转为凝固状态；而东部则由半凝固降为凝固状态。热采方式提供的热能不足以熔蜡和降凝。

(2) 热采持效时间短。静 35 块蒸汽吞吐主要集中在东部，第一轮次见效而第二轮次不见效，原因是初期日产低，热能损失少，原油呈半凝状态，析蜡程度低，第一轮次蒸汽吞吐效果好，而到第二轮次时，随着原油熔蜡、冷凝程度提高，同样的热能不足以熔蜡、降凝，中部电磁加热等热采无效也缘于此，提供的热能消耗在地层预热上，余温不足以起到熔蜡、降凝的作用。

(3) 注水不见效，主要是因为近油井周围原油呈凝固状态，注入水推不进，而在近水井周转周围又存在注水冷伤害总是问题。

(4) 其他工艺措施失效。微生物、化学解堵等技术，存在剂量小，提供能量远远小于工业采油所需。

三、高凝油开采工艺新探索

1. 生态平衡式注水开发

1) 地层环境“生态平衡”的重要性

我们知道，原始地层条件下，粘土矿物以相对稳定形式存在，储层有个相对稳定的渗透率。进入开发阶段后，地层温压等条件发生变化，直接导致地层能量不足，使开采难度增大。温压改变，也会造成原油物性、储层颗粒结构的变化，使地层相对渗透率降低。进入注水开发阶段以后，一方面，注水在一定程度上弥补了地层能量的亏损，另一方面，却由于注入水同地层水水质成分存在差异，导致粘土矿物膨胀，地层渗透率降低，出现注入水层面和层间矛盾、油层出砂等一系列问题，给注水开发增加许多负面影响。这在所有粘土矿物含量较高油藏中都会出现的问题。像静 35 块这种特殊高凝油区块（埋藏浅，地温低，凝固点高，含蜡量高），水驱难度较大，这就要求更低的渗流阻力。为尽可能的减少人为因素对储层破坏程度和有效地补充地层能量，我们设想在保护地层条件的情况下，模拟该区块地层水条件进行注水开发，以期取得良好的开发效果。

2) 模拟一定条件下的地层水进行注水开发的合理性

原始地层条件下，储层各种矿物、元素以相对稳定形式存在，在水质不发生变化的情况下，水量的变化不会改变其稳定存在状态。因而，模拟地层条件进行注水开发，既能有效补充地层能量，又能较好地保护储层和原油物性。

另外，由粘温曲线知，高于一定温度，原油粘度降低，且变化不大，而低于一定温度，粘度就会急剧增加，降低原油流动性。因此，保证油层注水温度在粘温曲线拐点处，有利于

降低注水压力。在静 35 块，60 为各曲线的拐点，当温度小于 60 ，原油粘度大，温度上升曲线曲率较大；高于 60 ，粘度随温度改变变化不大，由此，保证油层中的注水温度在 60 左右，将有利于降低原油粘度，改善水驱效果；同时，60 注水温度接近地层温度，不会改变原油的性能；再次，60 注水温度高于析蜡点和原油凝固点，有利于预防近水井方向原油析蜡、冷凝现象的发生，改善水驱方向。

2 有机相溶原理在开采中的设想

温度是高凝油油藏开采中的关键因素，像静 35 块这种原始地层能量异常低的断块，单井点小面积热采、化学解堵、注微生物等，难以形成规模效益，除非大面积长时间多井次同时给地层加热。这对开发来说存在一定难度。

由此，我们来探寻一种新的采油工艺。这种工艺使油田在开发过程中能量能自给自足，同时又能广泛适用于各种高凝油气藏。我们知道，烃类是一种有机质，储层多半是无机物，为在采油同时更好地保护储层，根据有机相溶原理，无机不溶于有机的特性，以及热化学反应中溶解放热特性，寻找一种满足这种条件的有机溶剂。这种溶剂使原油在地下呈溶解状态，且在溶解过程中释放溶解热。这种溶解释放出来的巨大热能，既可以更深层地溶解地下呈半凝至凝固状态的原油，又可以防止开采过程中原油析蜡，同时可以有效降低原油粘度。原油在输送到地面以后，经过吸热分离器处理，使其与有机溶剂分离，分离后的有机溶剂再重新注入地下进行原油开采，这样一直循环往复下去。如果能找到这种有机溶剂，高凝油区块开采将会带来可观的经济收益。

兴 212 块 M D 膜驱技术研究

刘其成 赵庆辉

(辽河油田分公司勘探开发研究院)

范玉平 张 瑛

(辽河油田分公司兴隆台采油厂)

摘 要 本文从室内物理模拟实验和数值模拟两方面对膜驱现场试验膜剂注入浓度和注入方式开展了研究,给出了膜驱的有效浓度范围和最佳注入方式,最终确定的膜驱现场试验 M D 膜剂注入浓度为 150ppm,注入方式为连续式注入。现场试验结果表明 M D 膜驱可提高此类高含水区块的采收率,到 2000 年 11 月,兴 212 块净增产原油 3025.6 t,天然气 $22.9 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

一、前 言

兴 212 块主要地层为下第三系沙河街组及东营组,主要含油层系是沙一段下部和沙二段兴隆台油层。断块含油气面积为 1.12 km^2 ,原油地质储量 $325 \times 10^4 \text{ t}$,天然气储量为 $10.95 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。兴 212 块自 1973 年 5 月到 1998 年 12 月底共经历了 25 年的开发历程。全断块累积产油 $138.2 \times 10^4 \text{ t}$,采出程度 42.5%,综合含水 93.3%,已经进入水驱开发后期。但是针对该块标定的水驱最终采收率 48% 而言,兴 212 块仍有一定的可采潜力。

M D 膜驱油技术是一种新型的提高原油采收率方法。M D 膜驱的驱油机理有别于传统的化学驱(聚合物驱、表面活性剂驱等),它是以水溶液为传递介质,通过膜剂分子在岩石表面形成单分子层超薄膜来提高原油采收率。室内试验结果表明,膜驱较水驱相比驱油效率可提高 7%~12%。为了配合兴 212 块 M D 膜驱现场试验开展了 M D 膜驱室内实验和数值模拟研究。

二、概 况

1. 地质特点

兴 212 块油藏构造位置为辽河断陷西部凹陷东部斜坡的南部,为一个被 3 条断层所夹持而成的断鼻状构造,构造面积大约为 2.2 km^2 。兴 212 块油气水分布明显受构造控制,基本上按重力分布而形成,在构造高部为气顶,中部为纯油,低部位为边水。构造高点在兴 212 井附近,闭合幅度 50 m 左右。

2 储层物性

从岩心实测物性来看,兴 212 块物性较好,为高孔隙中渗透层。平均孔隙度为 21.2%,平均空气渗透率为 $990.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。根据压汞资料分析,该块的孔隙结构类型以高渗大孔细喉型为主。

3 流体性质

根据兴隆台兴检 1 - 06 井油气、油水资料，在油水系统中原油在 58 时，其粘度平均为 6.71 mPa·s，油气系统中原油在 18 时，其粘度平均为 23 mPa·s。地面原油粘度 (50) 25.20 mPa·s，凝固点为 -18 ，密度平均为 0.90 g/cm³，天然气密度 0.6004 g/cm³，水粘度 0.6 mPa·s，水密度 1.0422 g/cm³。

三、室内实验研究

1. 注入浓度研究

表 1 中给出了不同浓度 MD 膜驱室内岩心模型驱油效率实验结果。表中数据表明，不同浓度膜驱均能较水驱提高驱油效率，低浓度下膜驱驱油效率较低；当膜剂浓度在 100 ~ 300ppm 之间变化时，驱油效率增加幅度最大。

表 1 不同浓度 MD 膜驱驱油效率数据表

浓度, ppm	10	50	100	150	300	500
较水驱驱油效率增幅, %	7.86	8.28	10.99	12.23	12.54	13.08

2 注入方式优选

从表 2 中结果可以看到，不同注入方式膜驱效果不一样。对于小段塞（即 0.1Vp、0.3Vp）其驱油效果不理想；膜驱 1Vp 后岩心闷 2h 和 48h 方案驱油效率有较大幅度提高，这说明膜剂在岩心中发挥作用需要一定的作用时间；连续驱替方案的膜驱效果要好于段塞式驱替方案，150ppm 浓度连续驱替室内驱油效率提高幅度为 12.23%。

表 2 不同注入方式 MD 膜驱（150ppm）驱油效率实验结果

注入方式	0.1Vp	0.3Vp	1Vp 后闷 2h	1Vp 后闷 48h	连续
驱油效率增幅, %	2.35	4.01	6.14	9.21	12.23

四、数值模拟研究

1. 历史拟合

1) 静态拟合

区块静态拟合包括原始地质储量和原始压力的拟合。表 3 中列出了兴 212 块原始油气储量、地层平均压力和拟合的储量与压力结果。

表 3 兴 212 块油气储量和压力拟合结果

类别	原油储量 10 ⁴ t	气顶气储量 10 ⁸ m ³	溶解气储量 10 ⁸ m ³	天然气储量 10 ⁸ m ³	平均压力 M Pa
原始	325	8.61	2.34	10.95	19.3
拟合	331.07	6.68	2.35	9.03	19.1

2) 动态拟合

对全区油气水产量进行了 25 年历史拟合（到 1998 年 12 月 31 日），历史拟合结果见表 4。

表 4 兴 212 块开发现状及历史拟合结果

类别	累积产油 10 ⁴ t	累积产气 10 ⁸ m ³	累积产水 10 ⁴ m ³	采出程度 %	含水率 %
开发现状	138. 2	5. 32	579. 86	42. 5	93. 3
拟合结果	139. 4	4. 98	528. 23	42. 9	92. 5

同时模拟计算出了兴 212 块分层储量和 1998 年底地下剩余油、气的量，结果见表 5。

表 5 兴 212 块油气水分层数据 (原始及 1998 年 12 月)

层序	原油 10 ⁴ t	天然气 10 ⁸ m ³	气顶气 10 ⁸ m ³	地层水 10 ⁴ m ³	剩余油 10 ⁴ t	剩余气 10 ⁸ m ³
1 (S _{1下} ^{IV})	9. 5	3. 31	3. 17	285. 69	5. 4	3. 51
2 (S _{1下} ^V)	8. 6	1. 15	1. 04	143. 05	3. 41	1. 32
3 (S _{1下} ^{VI})	0. 71	0. 0493	0. 3942	4. 04	0. 68	0. 64
4 (S _{1下} ^{VII})	17. 45	0. 899	0. 773	43. 72	13. 21	0. 128
5 (S _{1下} ^{VIII})	49. 4	1. 592	1. 234	84. 7	27. 43	0. 341
6 (S _{1下} ^{IX})	36. 1	0. 78	0. 07	55. 21	22. 7	0. 051
7 (S _{1下} ^X)	152. 4	1. 1	0	401. 85	85. 72	0. 163
8 (S _{1下} ^{XI})	48. 9	0. 148	0	544. 66	28. 98	0. 046
9 (S _{1下} ^{XII})	8. 1	0. 0066	0	664. 3	2. 95	0. 00093
合计	331. 07	9. 03	6. 68	2227. 2	190. 48	6. 19

研究中还给出了截至 1998 年 12 月 31 日的地下剩余油、气分布规律。图 1 是第 7 模拟层 (S_{1下}¹⁰) 剩余油分布图，从图中可以看出该层剩余油主要分布在中间大部分区域内，剩余油饱和度在 0. 35 左右，同时也可以看到该层的东部和西部已经开始水淹，剩余油饱和度很低。

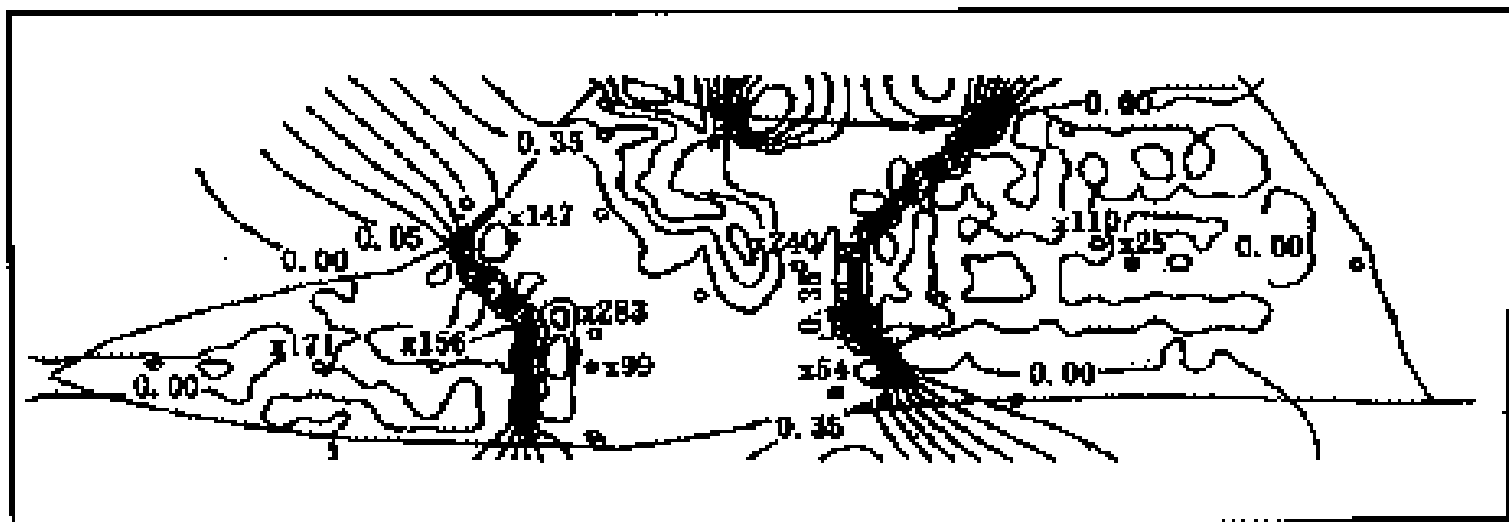


图 1 第 7 模拟层 (S_{1下}¹⁰) 剩余油分布图

根据对各层剩余油和剩余气分布规律统计可知，历史拟合末期的油气剩余情况是第一到第四模拟层的含油饱和度低于 0. 4，而其气区的含气饱和度较高，大部分高于 0. 4。从第五层到第八层含气饱和度明显减少，剩余油区较大，含油饱和度都在 0. 3~0. 5，大部分区域

在 0.4 以下，其中第八层水淹严重，只有兴 212 井西部附近的一小块区域含油饱和度大于残余油饱和度，第九模拟层全部水淹。

2 MD 膜驱参数优选及动态预测

1) 注入方式优选研究

围绕室内实验确定的最佳膜剂注入浓度开展了连续注入和段塞式注入方式评价，结果见表 6。

表 6 水驱和不同注入方式膜驱方案预测结果

时 间 方 案	1999 年 t	2000 年 t	2001 年 t	2002 年 t	累积产油 t
水 驱	21354.0	13547.0	11936.4	13319.2	60156.6
方 案 1	21755.1	16387.7	16998.5	18144.7	73286.0
方 案 2	21754.5	16985.1	16985.1	18125.2	73258.4
方 案 3	21762.1	16439.0	16936.0	18075.9	73213.0

注：方案 1—总药量一定，注入浓度保持在 150ppm，注完药剂后注水；

方案 2—150ppm 浓度膜剂注入 100d，剩余药剂以 120ppm 浓度注入；

方案 3—150ppm 浓度膜剂注入 100d，120ppm 浓度注入 50d，剩余药剂以 80ppm 浓度注入。

从表 6 中预测结果来看，兴 212 块若按照 1998 年底生产状况继续常规水驱开采，产量递减较快，4 年内，年产油将由 21354 t 降至 13319.2 t；不同注入方式对最终采收率均有影响，方案 1 累积产油量最大，到 2002 年较水驱提高的累积产油量为 13129.4 t，因此较佳注入方式为高浓度连续注入方式。

2) 注入浓度对膜驱效果影响

根据现场 MD 膜驱实际情况，在总药剂量不变的条件下，选择了 120ppm，150ppm，250ppm 和 350ppm 4 个注入浓度方案对膜驱效果进行了研究，结果见表 7。

表 7 不同膜剂注入浓度方案与水驱开发效果对比表

时 间 方 案	1999 年 t	2002 年 t	累积产油 t	产油量增幅 t	采收率增幅 %
水 驱	21354.0	13319.2	60156.6	0	0
方 案 4	21758.7	18092.0	73249.0	13092.4	0.395
方 案 1	21755.1	18144.7	73286.0	13129.4	0.397
方 案 5	22207.28	17803.16	73977.61	13821.01	0.417
方 案 6	22094.4	18032.07	74005.04	13848.44	0.418

注：方案 4—120ppm 注入浓度；方案 5—250ppm 注入浓度；方案 6—350ppm 注入浓度。

从表 7 中的结果可以看出，4 个方案与水驱结果相比均能较大幅度提高原油采收率，其中方案 5 和方案 6 膜驱后采收率提高幅度较大，分别为 0.417% 和 0.418%。图 2 是膜驱累积产油量增幅随注入浓度变化曲线，图中曲线变化趋势表明，当注入浓度在 150~250ppm 范围内变化时，累积产油量增加的幅度最大。

五、膜驱现场试验

1. 试验方案

根据室内物理模拟和数值模拟研究结果，设计兴 212 块 MD 膜驱方案如下：

(1) 注入时间：1999 年 5 月 6 日；

(2) 注入浓度：150ppm 巨能 MD - A100；

(3) 注膜剂量：72 t；

(4) 注入方式：在各试验井组现有生产方式和条件下，连续注入膜剂。

2 现场试验效果

从观察井的生产动态分析来看，膜驱现场试验已见到了效果，部分观察井出现含水率降低，日产油气量上升的趋势。截至 2000 年 11 月底，区块净增产原油 3025.6 t，天然气

$22.9 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。从整个现场试验情况来看，MD 膜驱与常规化学驱（聚合物驱、碱/聚合物驱等）相比，区块产量上升规律不同，MD 膜驱区块产油量是缓慢上升趋势，短期内生产曲线上不会出现明显的产油量增幅，但随着试验时间的增加，膜驱效果将会越来越明显。

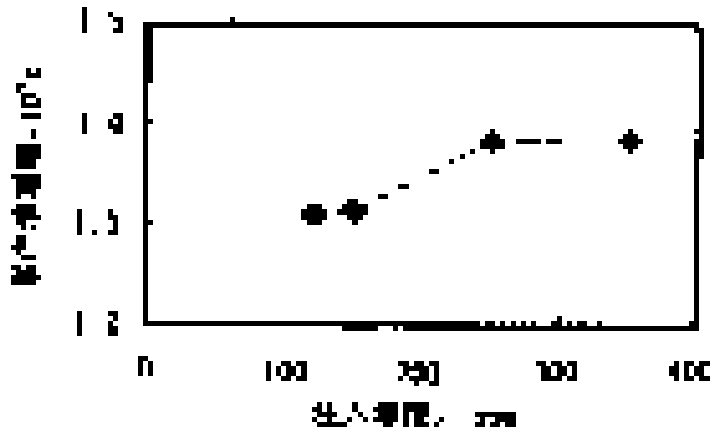


图 2 累积产油量增幅随注入浓度变曲线

六、结 论

(1) 膜驱前 (1998 年底) 兴 212 块地下剩余油主要分布在第 5、第 6 和第 7 模拟层内，局部区域的剩余油饱和度最高可达 0.5 左右。

(2) MD 膜驱效果好于水驱，高浓度连续注入方式增油效果最为理想。

(3) 综合物模和数模结果，膜剂最佳注入浓度范围在 150 ~ 250ppm。

(4) 现场试验情况表明，MD 膜驱能够提高兴 212 块类型的高含水区块水驱采收率，但区块产油量增加幅度较缓慢。

超稠油乳化降粘剂及注入方式优选研究

赵庆辉 刘其成

(辽河油田分公司勘探开发研究院)

郑南方 李成琴

(辽河油田分公司特种油公司)

摘 要 本文根据杜 84 块超稠油区块的油层特点、油品性质等因素,从配伍性、降粘效果、吸附损失、洗油能力以及驱油效率等方面对乳化降粘剂进行筛选评价。确定出适合于超稠油区块的最佳降粘剂为 CSL - 1,降粘剂最佳注入浓度在 1‰~2‰之间。注入方式优选研究结果表明前置式注入方式吞吐效果最好。CSL - 1 型乳化降粘剂具有耐高温性能,在 300 ℃ 下其降粘特性不失效,完全适合于蒸汽吞吐井的井底降粘。

一、引 言

曙一区超稠油是辽河油田目前已发现的主要后备资源,其中杜 84 块是储量集中最大的整装区块。当前世界各国对高粘原油的开采主要是依靠传统的热力方法,即蒸汽吞吐和蒸汽驱开采。目前我局对超稠油的开发主要依靠技术改造后的蒸汽吞吐方式,但是由于曙一区原油粘度大、地层温度低以及原油可流动温度高等原因,使得常规蒸汽吞吐生产周期短、周期产量低、开采成本高。这在客观上决定了要改善超稠油区块开发效果,必须密切结合该区块油藏的实际特点,建立起一套适合于超稠油开发切实可行的工艺技术。

近几年来不断有文献报道利用向粘稠原油中添加降粘剂降低原油粘度,达到降低原油开采成本目的。虽然化学乳化降粘技术已经在我局超稠油区块上得到应用,但是措施有效率较低。因此有必要针对杜 84 块超稠油优选出最佳的降粘剂配方,优化降粘措施参数,为提高超稠油井降粘措施效率奠定基础。

二、室内实验简介

1. 实验用油

本次实验用油取自杜 84 - 59 - 81 井地面脱气新鲜原油。油层温度 (38 ℃) 下原油粘度为 55×10^4 mPa·s。地面 70 ℃ 下,实测脱水原油粘度为 28400 mPa·s。

2. 岩心

降粘剂静态吸附实验和驱油效率实验所用岩心取自杜 84 - 65 - 67 井天然油砂。

3. 化学配方

本次实验的降粘剂配方一部分是收集的,另一部分为根据杜 84 块油品性质室内自行合成产品,表 1 中给出了各种降粘剂代号。

表 1 乳化降粘剂一览表

编号	代号	编号	代号
1#	DB - 1	6#	SL - 1
2#	TM - 1	7#	TM - 2
3#	SY - 1 (收集)	8#	YG - 1
4#	SY - 2 (收集)	9#	CSL - 1 (自行研制)
5#	SL - 1	10#	CSL - 2 (自行研制)

4 实验方法

(1) 降粘剂的静态吸附实验。将洗油的天然油砂和降粘剂配方溶液以 1:10 的固液比混合，分装在 100 mL 塑料瓶中，充分振荡后置于地层温度下的水浴中，每 2h 充分振荡一次，以一定的时间间隔取出样品，补足挥发的溶剂量，用高速离心机将溶液离心处理，取上层清液，测定溶液中降粘剂浓度，由初始浓度与平衡浓度的差值计算出静态吸附量。

(2) 界面张力测定。依据行业标准 SY/T 5545 - 92，采用旋转滴界面张力仪进行测定。

三、乳化降粘剂筛选评价实验

1. 配伍性研究

实验中分别考察了各种降粘剂与自来水、地层水以及锅炉水的配伍性。试验结果表明，1#、3#、6# 和 7# 降粘剂与相关流体配伍性能不好，分别在不同的时间间隔内生成粉尘或絮状沉淀物，其他几种降粘剂与相关流体的配伍性相对要好。

2 降粘效果评价

全部试验在 $10s^{-1}$ 转速、8:2 油水比、60 及 70 条件下进行，各种降粘剂浓度均为 2%。从表 2 中可以看出各种降粘剂与原油混配以后，均能降低原油粘度，其中 2#、4#、8#、9# 和 10# 降粘效果比较明显，降粘效果最好的为 9# 降粘剂，70 下油水乳状液粘度为 332.6 mPa·s。

表 2 不同温度下降粘剂降粘效果

温 度	类 型	空白原油	2#	4#	5#	8#	9#	10#
	60	超量程		15500	1687	28200	3331	369.3
70		28400	8678	780	13440	1033	332.6	985.2

3 吸附损失研究

降粘剂随蒸汽注入地层以后，其吸附损失主要有以下两方面作用造成：(1) 有可能与岩石表面阳离子发生离子交换作用；(2) 可能会与岩石和地层中的二价阳离子反应，生成不溶性沉淀物。这些作用将会降低降粘剂在地层中有效作用浓度，严重影响降粘剂降粘效果。

图 1 是 8#、9# 和 10# 降粘剂溶液静态吸附量曲线。从图中可以看出，各溶液在与杜 84 块油砂接触后前几个小时降粘剂的吸附速率较大，一般在 4 个小时左右达到了平衡状态，吸附量变化较小。这说明在实施降粘措施时，如果不采取一些辅助措施，降粘剂分子有可能大量吸附在近井地带，不能发挥其应有的作用。

4 高温老化实验

因为在措施过程中，降粘剂配方长期处于一种高温环境中，所以药液的耐温性显得尤其重要。考虑到蒸汽吞吐初期放喷温度为 260 左右，所以试验中主要考察降粘剂在 300 下的稳定性，研究对象主要是配伍性较好的几种降粘剂。结果表明，几种降粘剂在 300 高温下老化 3h 后均出现不同程度的变化。4[#] 溶液出现黄色浑浊，5[#] 溶液老化后出现颗粒状沉淀，2[#]、8[#]、9[#] 和 10[#] 溶液变化较小，略显浑浊，其中 9[#] 溶液比较清亮。

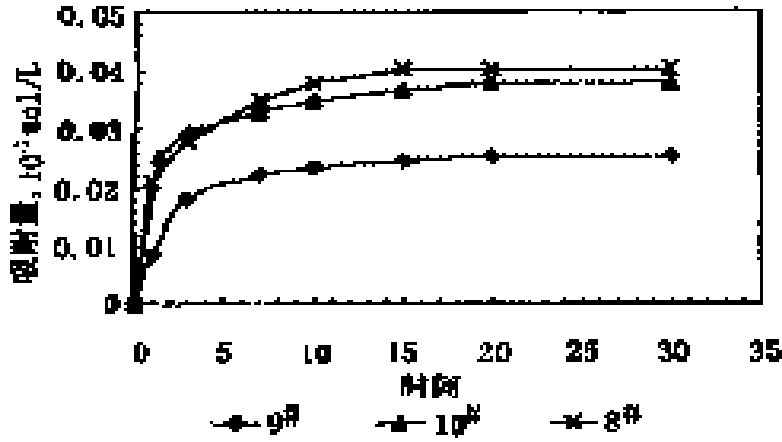


图 1 降粘剂静吸附量曲线

为了了解降粘剂老化前后性质的变化情况。对配伍性及降粘效果最好的 9[#] 样品进行高温老化试验，测定了老化前后体系的油水界面张力，结果见表 3。

从表 3 可知，老化前后对应相同时间的界面张力相差不多。这表明老化前后 9[#] 样品在洗油能力方面变化不大。同时我们还测定了老化后 9[#] 样品乳状液的粘度，从表 4 中数据来看，老化前后乳状液粘度值变化不大。这两方面研究结果表明 9[#] 降粘剂降粘性能受高温影响小，性质较稳定。因此，筛选出效果最好的耐高温乳化降粘剂为 9[#]。

表 3 9[#] 降粘剂自来水溶液老化前后界面张力对比

老化前 mN/m		老化后 mN/m	
时间, min	IFT	时间, min	IFT
3.16	7.22	3.05	> 10
7.20	5.95	7.92	4.13
10.58	2.13	10.15	2.37
21.1	1.83	23.69	1.39

表 4 9[#] 乳状液老化前和老化后粘度对比

样号	温 度	老化前乳状液粘度, mPa·s			老化后乳状液粘度, mPa·s		
		50	60	70	50	60	70
9 [#]		750.2	369.3	332.6	865.6	386	338

四、降粘效果的影响因素

1. 降粘剂浓度对降粘效果影响

根据以往经验和现场措施情况，选择了 3 个浓度方案开展试验研究，即 2‰、1‰ 和 0.5‰。表 5 给出了 9[#] 降粘剂在油水比为 8:2 条件下，不同浓度下所形成乳状液的粘度。乳状液粘度随浓度变化的总体趋势是，随着降粘剂浓度的增加，乳状液粘度下降。

表 5 9[#] 降粘剂浓度对降粘效果影响

温度 \ 浓度	50	55	60	65	70
2‰	750.2	561.2	369.3	337.7	332.6
1‰	5468	4592	2650	1514	1465
0.5‰	超量程	超量程	29730	25440	16891

注：测定时剪切速率为 10S^{-1} 。

在确定降粘剂最佳浓度时，我们考虑到降粘剂在注入油层以后要受到两方面作用：(1) 受到地层水和蒸汽冷凝水的稀释；(2) 注入的降粘剂会与油层岩石发生一定反应。这两方面作用结果最终导致降粘剂有效浓度降低，有可能达不到预期效果。因此，在现场设计降粘剂注入浓度时，应将浓度适当地提高。建议降粘剂注入浓度范围应在 2‰ ~ 3‰ 之间。

2 油水比对降粘效果影响

此次选取了 7:3 和 8:2 二种油水比进行研究，结果见表 6。

表 6 油水比对降粘效果影响

温度 \ 油水比	50	55	60	65	70
8:2	750.2	561.2	369.3	337.7	332.6
7:3	130.5	142.6	134.4	149.0	142.6

注：测定时剪切速率为 10s^{-1} 。

从表 6 中可以看出，在油水比为 7:3 条件下，9[#] 降粘剂在各温次下的降粘效果均要好于油水比为 8:2 的情况。分析认为油水比 7:3 的乳状液要比油水比为 8:2 的情况含有降粘剂有效成分多，生成乳状液比较稳定。

3 温度对降粘效果影响

经过研究可知温度对超稠油粘度影响相当大，在剪切速率为 10S^{-1} 条件下，60 原油粘度超出粘度计有效量程，而当温度升高仅 10 时，粘度值为 $28400\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。通过对比分析超稠油和普通稠油生产数据和采油成本可知，造成超稠油成本相对较高的一个重要因素就是超稠油的可流动温度太高，也就是说，注入蒸汽相当大一部分热能用于将超稠油加热到可流动状态。这就触使人们思索是否能够寻找到一种较便宜的化学剂配方，充分降低超稠油的临界流动温度，降低采油成本。因此，在室内开展了大量试验研究，结果见表 7。

表 7 温度对降粘效果影响

温度 \ 样品	50	55	60	65	70
原油	超量程	超量程	超量程	超量程	28400
9 [#]	130.5	142.6	134.4	149	142.6

注：测定时油水比为 7:3，剪切速率 10S^{-1} ，降粘剂浓度 2‰。

从表 7 数据可以看出，当超稠油与降粘剂配方混合形成乳状液后，原油的可流动温度明显下降，这有利于延长超稠油的有效吞吐周期，提高热能利用率。

五、注入方式优选研究

1. 吞吐实验

图 2 为蒸汽吞吐与 9[#] 降粘剂化学吞吐周期产油量对比，从图中可以看出，实施化学降粘措施的周期产油量明显高于蒸汽吞吐相应周期产油量。增产的主要原因是由于这种降粘剂耐温性能较好，随高温蒸汽注入模型过程中降粘剂活性损失小，注入的降粘剂在岩心中与超稠油在岩心中形成较稳定的乳状液，有效地降低了超稠油的可流动温度，延长了吞吐的自喷期和采油期。另外，从图中周期产油量变化规律可以看到，3 种注入方式中，前置式注入方式吞吐效果最好。2‰ 浓度的 9[#] 降粘剂的化学吞吐比同等条件下相同周期的蒸汽吞吐产油量高 21.6%。

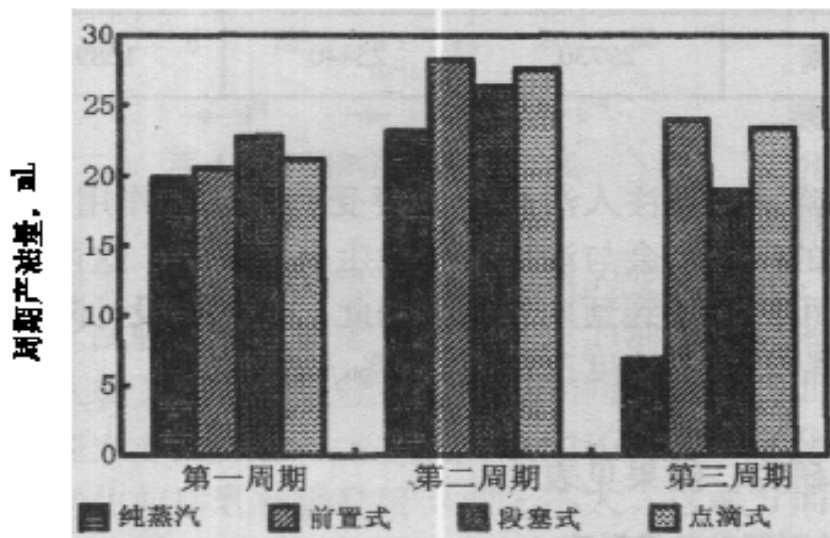


图 2 蒸汽吞吐与 9[#] 降粘剂化学吞吐周期产油量对比

2. 驱替实验

由表 8 中可以看出，对于 3 种注入方式，效果最佳的方式是前置式注入方式。在蒸汽驱基础上，驱油效率增加幅度最大的方案是 9[#] 降粘剂前置式注入方案，该方案与蒸汽驱相比，提高驱油效率 12%。

表 8 杜 84 块化学降粘措施驱替实验结果

配方体系		9 [#]		
注入方式		前置式	段塞式	点滴式
驱油效率	蒸汽驱, %	32.3	31.4	31.6
	降粘剂驱, %	12.0	8.9	9.2
	最终驱油效率, %	44.3	40.3	40.8

六、结 论

(1) 通过对 10 种乳化降粘剂的实验研究，筛选出降粘效果最好的为 9[#]，70 时油水乳状液的粘度为 332.6 mPa·s，降粘率为 98.8%。

(2) 温度是影响降粘剂降粘效果的主要因素，当超稠油与 9[#] 降粘剂配方混合形成乳状液后，原油的可流动温度大幅度下降。

(3) 实验结果表明，降粘剂最佳注入浓度范围是 2‰ ~ 3‰，最佳注入方式为前置式，同等条件下与纯蒸汽吞吐相比，提高产油量 21.6%，与蒸汽驱相比，提高驱油效率 12%。

气—汽段塞驱改善中质稠油 油藏开采效果

王德有 陈德民 何传兴 耿会英

(辽河油田分公司采油工艺研究院)

摘 要 气—汽段塞驱工艺是中质稠油蒸汽吞吐热采方式后期由降压开采向保持压力开采方式转换的一项技术, 气—汽发生器装置由中油辽河油田分公司采油工艺研究院与航天总公司111厂共同研制, 该装置可产生压力 16 MPa, 温度 250 ~ 300 的烟道气与蒸汽混合物, 1998 年以来在曙光油田杜 66 块进行 5 个井组现场试验累计增产原油 6038t, 见到明显的开采效果。

一、气—汽段塞驱工艺

1. 开采原理

稠油热采主要依赖于两个主要因素: 热量和压力 (热能和势能)。热量可使原油粘度降低, 增加原油流动性, 提高油井产能。压力更是保证油井产能的根本条件。而对中质稠油而言, 由于原油粘度不很大, 压力因素尤其显得重要, 因此选择由气—汽发生器产生的热流体作为工作介质。它具有的特点是除具有一定的热能而外, 体积非常大, 可较快提高地层压力, 并具有弹性, 驱替作用强。但由于气体与稠油流度比很大, 不可能采取连续注入方法。因此采用段塞注入方式, 在气—汽段塞后注入一个热水段塞来实现流度控制, 从而使得此种开采方式更为合理。气—汽段塞驱的优点如下。

1) 注入体积大, 可较快提高地层压力

一台气—汽发生器产生的混合物的体积为 $2.16 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ (不计柴油与水的体积), 折算成地下状态 (3 MPa, 70) 体积为 $843 \text{ m}^3/\text{d}$ 。一台 23t 蒸汽发生器 (锅炉) 按满负荷计算产生的蒸汽在地层状态下的体积为 $552 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

可见一台 3t 气—汽发生器产生的混合气注入地下形成的体积是一台 23t 蒸汽发生器产生汽量形成体积的 1.5 倍。

同时, 由于大量气体存在, 它具有弹性势能, 增加对地层流体的驱动能力。

2) 大幅度降低成本

采用气—汽发生器降低成本有两个主要因素:

(1) 一台气—汽发生器的成本约为一台 23t 蒸汽发生器的三分之二;

(2) 一台气—汽发生器每小时耗燃油 104kg, 燃油单价为 2300 元/t, 费用为 239.2 元。

而 23t 蒸汽发生器燃原油为 1.242t/h, 原油单价为 939 元/t (人民币), 费用为 1166 元, 燃料费节省五分之四。

其他如增产油量、材料消耗等因素的影响都会使成本大幅度降低。

3) 气体在地层内的重力分异作用, 扩大波及体积, 提高采收率

气—汽混合物的主体为 N_2 和 CO_2 气体, 在地层状态下仍保持气体状态。由于气体和储层内稠油的比重差, 产生重力分异作用, 再加之辽河油田地层均为正韵律地层, 经历多次蒸

汽吞吐热采后，剩余油主要分布在油层顶部中低渗透部位，通过这种重力分异作用就可以扩大气体的波及范围，挖掘这部分剩余油，从而达到提高采收率的目的。

4) 气—汽混合物中 CO₂ 的存在改善开采效果

气—汽混合物中 CO₂ 的存在具有多种改善开采效果的作用。如它可以弱酸改善孔隙结构，CO₂ 与稠油混相可以改变流体性质。同时 CO₂ 具有洗油作用，因此可以有效地改善开采效果。

中国某油田采油工艺研究院在这方面已有初步研究成果。室内物模结果见图 1。

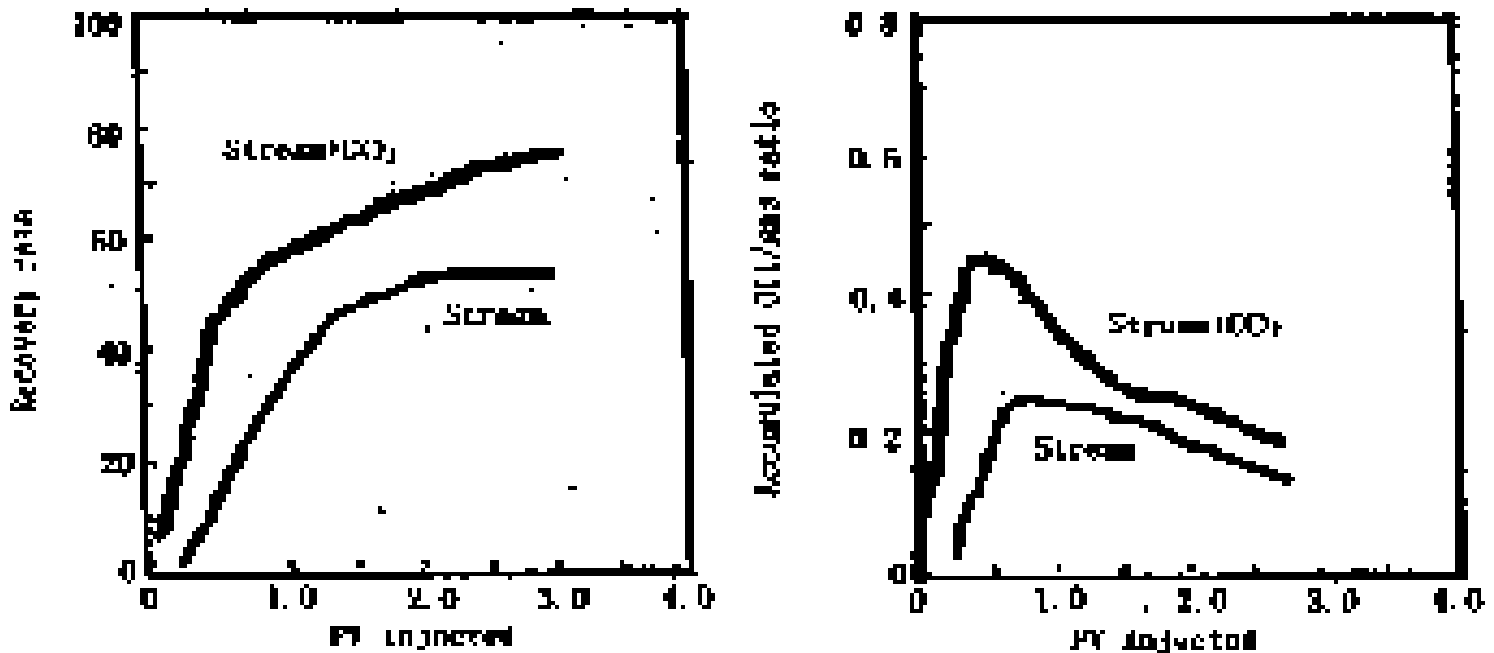


图 1 原油采收率与油气比对比

物模结果表明采收率提高 25 个百分点，最终采收率可达 80 %。

2 工艺过程

气—汽发生器产生的气—汽混合物，其中包含的主要气体为 N₂、CO₂ 和水蒸汽。试验以井组为单元，由气—汽发生器装置通过中心注入井向地层注入 0.15PV 体积的混合气段塞，而后按合理配注量注入 60 以上的热水，保证其注入量与生产井的产液量相当，从而保持一定的地层压力。经过一定生产周期后，再进行一次或若干次上述工艺过程。经历多次重复以后，油藏在保持一定压力水平下开发，实现开采方式转换，从而油田可以获得一个较高的采收率。

二、气—汽发生器

1 气—汽发生器的研制

气—汽发生器是一套可产生压力 16 MPa、温度 250 ~ 300 的烟道气和水蒸汽混合物的装置，气—汽混合物的主要成分为 N₂、CO₂ 和水蒸汽。

该装置由辽河油田钻采工艺研究院与航天总公司某一研究单位共同研制。自 1995 年至 1998 年，先后在该厂试验基地进行 40 多次点火试验，于 1998 年 5 月试验成功。1999 年 1 月通过航天总公司部级鉴定。

2 气—汽发生器的结构

发生器外形尺寸：长 2.5m，最大外径 130mm。

工作参数：压力 16 MPa，排量 15N m³/min (压风机排量)，温度 250 ~ 300 。

配套设备有：高压压风机、高压油水泵、控制监测系统及油水罐等。
运行中的气—汽发生器如图 2。

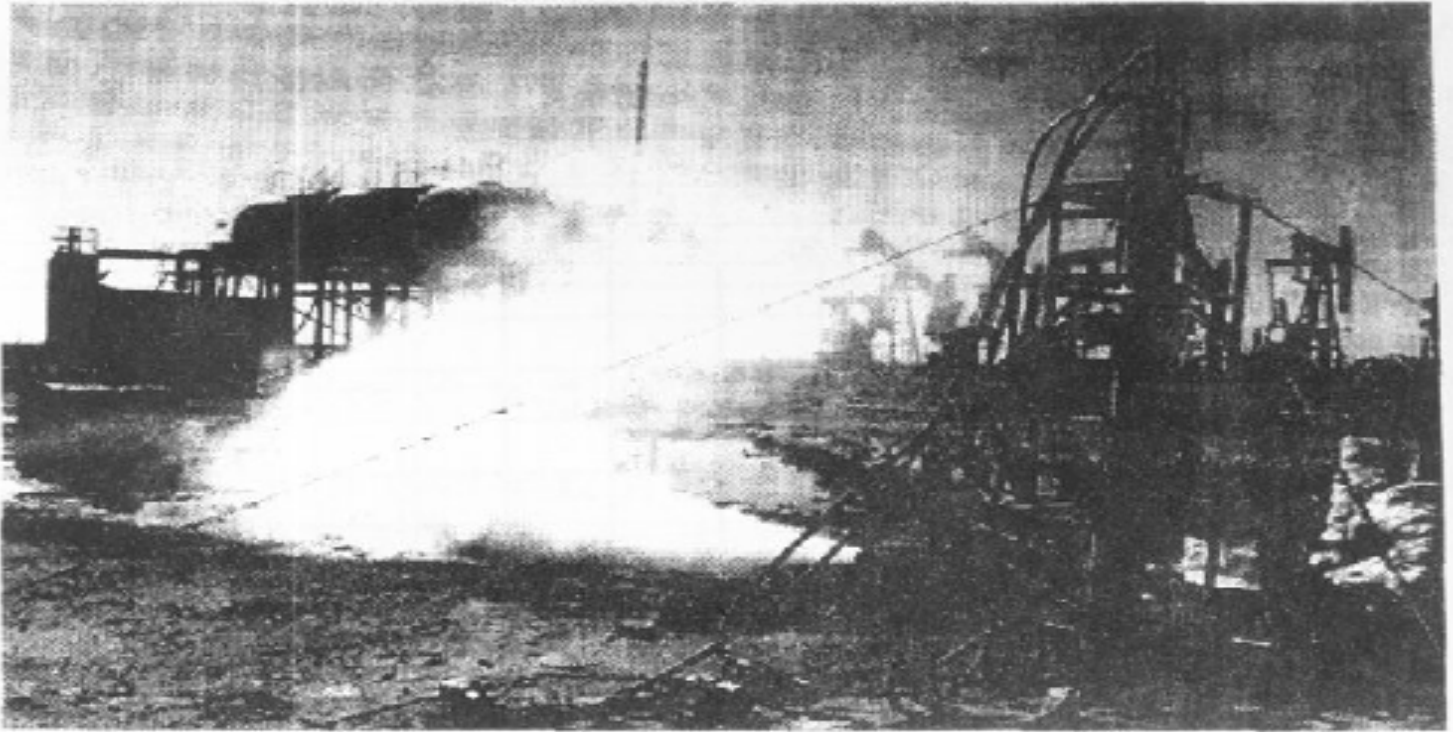


图 2 运行中的气—汽发生器

3 气—汽发生器产生混合物所需物质量

水 1340kg/h。

燃油 104kg/h。

空气 1556kg/h。

合计设备发生能力 3t/h。

3 经理论计算，燃油完全燃烧状态产出物重量比

H₂O, 50.91% ;

N₂, 41.35% ;

CO₂, 7.24% ;

O₂, 0.51% ;

三、气—汽段塞驱先导性试验情况

自 1998 年 12 月以来，先后在曙光油田杜 66 块的曙 1 - 43 - 530 井组、曙 1 - 45 - 036 井组、杜 163 井组、曙 1 - 43 - 532 井组、曙 1 - 43 - 530 井组（第二轮段塞驱试验）进行了 5 个井组的气—汽段塞驱试验。5 个井组累计注气—汽 $277 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。此外，在金马油田洼 38 - 4035 井组进行了气—汽热采试验，累计注汽 6830 m^3 ，注氮气 405111 m^3 。在冷东油田雷 46 块的雷 38 - 154 井、雷 30 - 150 井进行了两井次的气—汽吞吐试验，累计注气—汽 $31 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

1. 曙 1 - 43 - 530 井组

1998 年 12 月 7 日至 1999 年 2 月 10 日在该井组进行了气—汽段塞驱试验。试验共进行 65d。段塞驱试验结束后，1999 年 4 月 18 日开始注水，注水参数为：

注水温度 80 ~ 90 ；

日配注量 $100\text{ m}^3/\text{d}$;

注水压力 $0\sim 2\text{ MPa}$ 。

气—汽段塞驱试验过程中录取如下几项资料：

(1) 1998年12月16日进行四参数测试，测试曲线见图3。

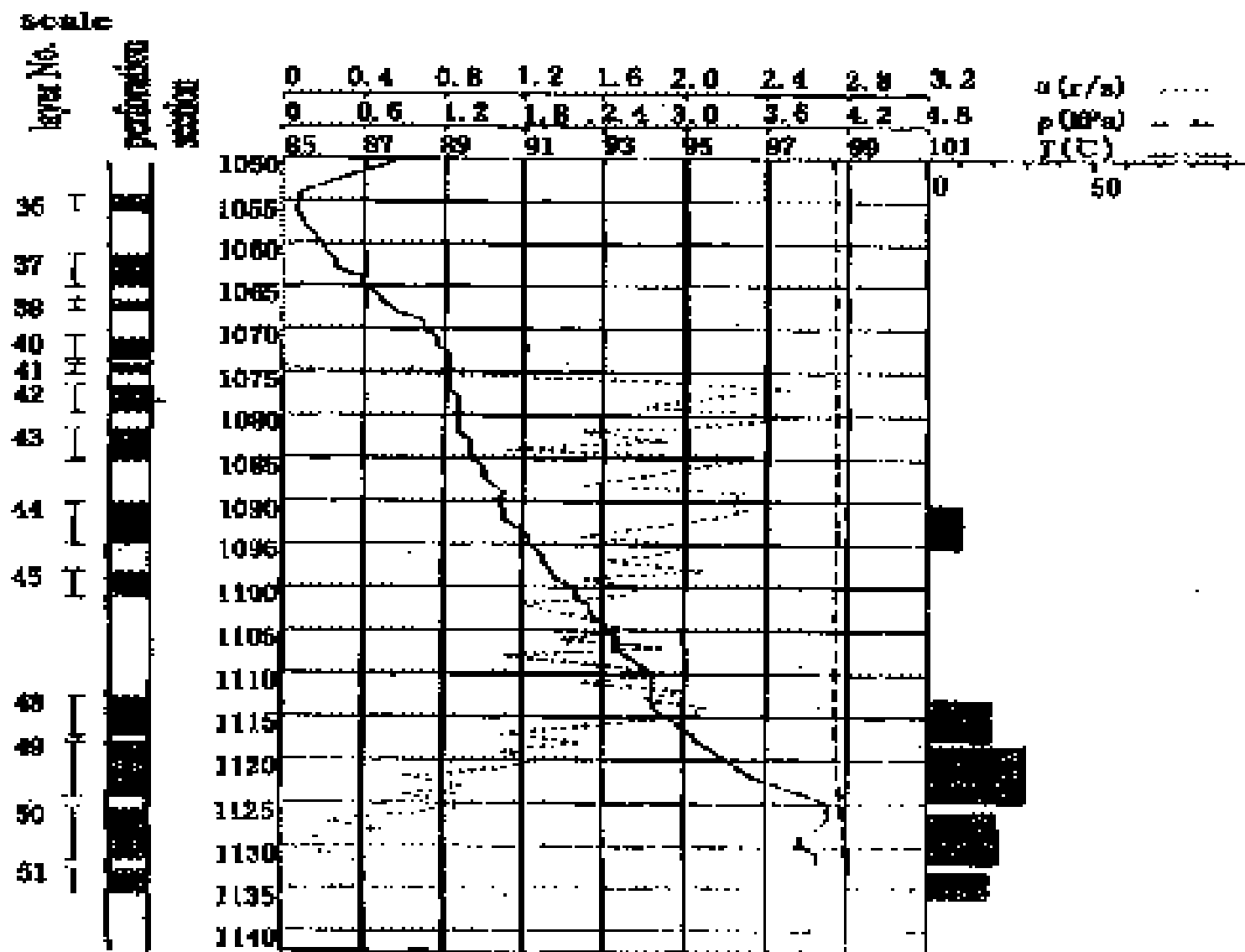


图3 测试曲线

测试结果表明900m管柱以下是气—水混相带，温度曲线出现明显拐点。吸气好的层位为油层底部条件好的油层，层号为49、50、51、48、44，吸气厚度15.4m，占油层总厚度的33.6%。

(2) 地层压力。试验前测得地层压力为1.01MPa，试验后，由于管柱问题测压未成。在距中心注入井43-530井100m处的停产井43-0530在恢复生产作业前测压为2.47MPa，说明气—汽段塞驱过程提高了地层压力。

(3) 油井液面测试（表1）。

表1 油井液面测试结果

井号	实测液面, m	液面升高, m	测试日期
43-0530	650	+264	1999.1.3
43-0529	755	+388	1999.1.3
43-0531	703	+309	1999.1.5
43-531	698	+178	1999.1.5
43-030	950	+16	1999.1.3
44-0529	1018	+115	1999.1.3

注：带号的三口井为停产井，测得的是静液面。

(4) 生产井气组分分析。

试验进行到后期，3口井发现有气窜现象，为此共取得9个井次的气样进行分析，结果见表2。

表2 气—汽组分分析结果

井号	N ₂ , %	O ₂ , %	CO ₂ , %	CO, %	CH ₄ , %	C ₂ H ₆ 以上, %
43 - 0530	75.02	1.4	9.21	—	14.18	0.19
44 - 030	26.69	1.15	1.68	—	68.74	1.73
44 - 0531	69.31	0.67	6.15	—	23.27	0.32

四、气—汽段塞驱试验井组效果分析

经测试，曙1-43-530井1998年12月试验前地层压力只有1.01MPa。井组的九口生产井中由于井底压力低，不出液而关井4口。试验前（1998年11月）井组产液14.2t，产油1.7t。第一轮65d试验结束后，地层压力由试验前的1.01MPa上升至2.47MPa，4口停产井（1-43-0530、1-43-0529、1-43-0531、1-43-531）陆续恢复生产，井组产液最高上升至48.3t/d，产油上升至29.2t/d，同时含水下降。经历一年生产后，1999年12月3日至2000年1月20日进行了第二轮注气—汽段塞驱试验。试验井组生产曲线如图4所示。

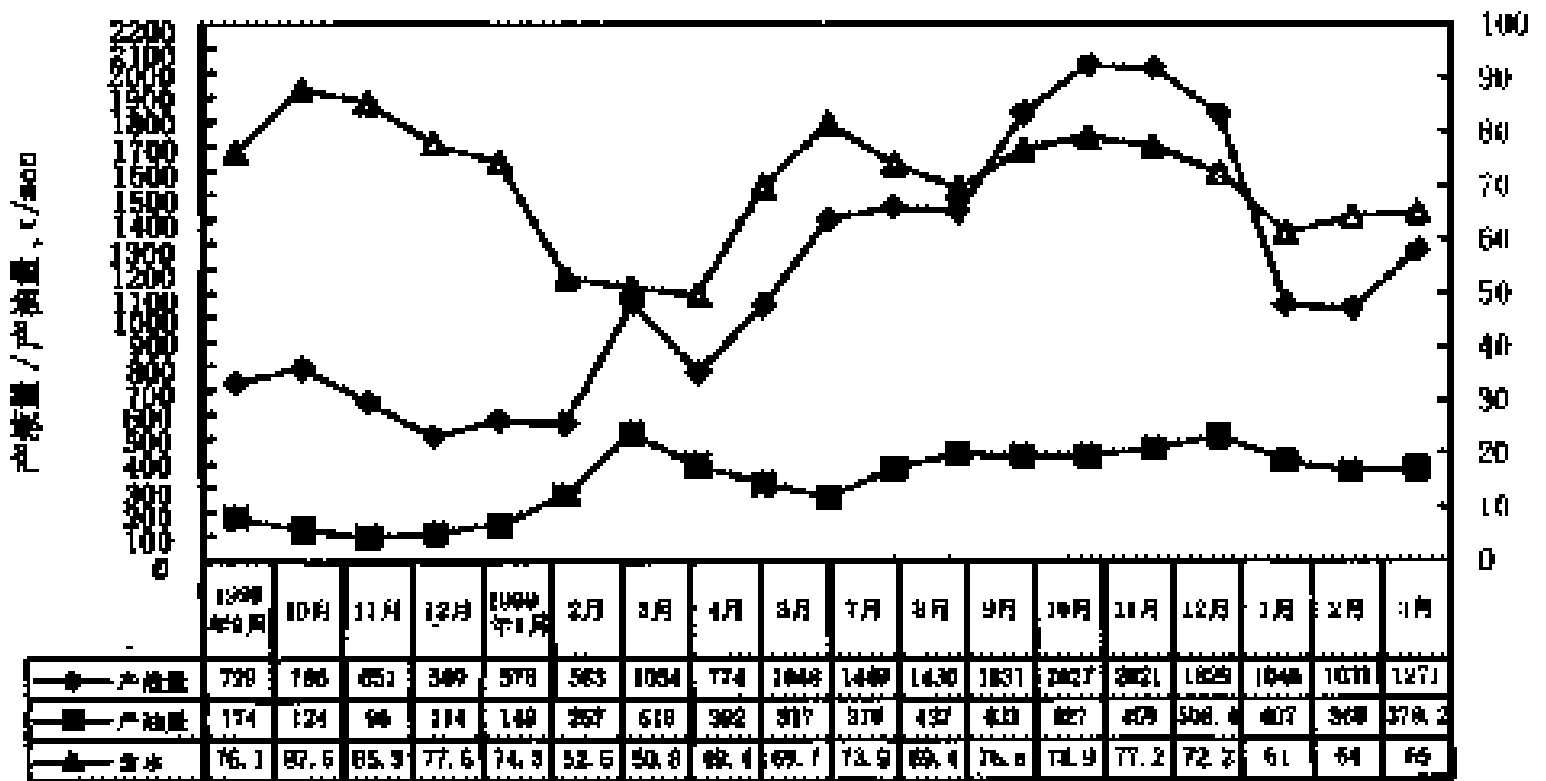


图4 曙1-43-530井组生产曲线

注：第一轮注气—汽时间为1998年12月7日至1999年12月10日；

第二轮注气—汽时间为1999年12月3日至2000年1月20日。

由生产曲线可以看出，井组开采方式转换后，井组恢复正常生产。第一轮注气—汽后，1999年3月产量达到高峰。因采油厂未能在注气—汽后及时注水，导致产量4月份呈下降趋势。4月8日注水后下降趋势减缓，7月以后产量稳定上升。1999年12月3日开始第二轮注气—汽后产量迅速上升，再次出现高峰产量。

除油井明显增产外，井组地层压力也得到提高。1998年12月第一轮注气—汽结束时井口注入压力为6MPa，1999年12月第二轮注气—汽时开始井口注入压力最高达13MPa，后

稳定在 9 MPa，比第一轮压力升高 3 MPa。由此可以看出，经历第一轮注气—汽及 8 个月的注水以后，地层压力已大幅度回升。反映到生产曲线上可以看出，井组产液量、含水及产油量都保持稳定。第二轮注气—汽至今，油井产量稳定上升。同时井组未见明显气窜、水窜现象发生。产量目前表现为产油量平稳，含水下降。

截至 2000 年 1 月 31 日，该井组累计增产原油 4215.8t，取得了明显的增产效果。

15 个月的生产表明该井组已成功的实现了由蒸汽吞吐降压开采向气—汽段塞驱保持压力开采方式的转换。

五、气—汽段塞驱工艺技术试验过程中存在的问题及解决方法

1. 设备方面

1) 气—汽发生器

1998 年度试验的气—汽发生器因结构上存在问题，使用普通水试验，由于结垢严重，出现发生器本体过热现象，装置不能连续稳定运行。1999 年 1 月 4 日改用软化水后设备运行稳定。但是，使用软化水不仅增加了运行成本，同时也限制了气—汽发生器的推广应用。此外，原发生器的自动控制系统仍有不完善之处。为解决这一问题，我们提出在原型发生器的基础上研制可使用普通水的型气—汽发生器。

研制型气—汽发生器主要是改善发生器本体及配套调控系统。保证在使用普通水做汽化水源时，雾化室部位既要充分雾化，又要不结垢。同时，设备的自动控制系统更安全可靠。

2) 空气压缩机

本试验所用的空气压缩机是我院的闲置设备，经维修后投入使用，且该空气压缩机本身产品质量就存在问题。不仅达不到设计指标，而且试验中故障频出，维护检修费用高，严重影响了试验的进度和试验效果。为适应该试验的推广应用，我们将对空气压缩机厂家进行进一步筛选，选择质量可靠的产品。

2 生产方面

1) 气窜问题

曙 1 - 45 - 036 井组试验中，因地层非均质性严重造成气窜。针对这种情况，我们采取了泡沫调剖 + 气—汽段塞驱的试验方案。在段塞驱试验前先用三相泡沫进行调剖，封堵蒸汽窜流通道，以缓解气窜问题。通过杜 163 井组的试验证明，在开发中后期，油层动用极不均衡的条件下，采用泡沫调剖 + 气—汽段塞驱方案是可行的。

2) 高温高压干气密封问题

在冷东油田雷 46 块 32 - 154 井的中间试验期间，因地层压力过高，地面管线多次出现泄漏，致使试验无法正常进行。后经过解剖分析发现，普通地面管线的密封钢圈无法满足干气在高温高压下的密封问题。为此，我们迅速展开市场调查，经过严格筛选，最终采用球形接头 + 石墨的连接形式，且一次性获得成功，解决了干气在高温高压下的密封问题。

六、结束语

气—汽段塞驱工艺试验成功，为中质稠油油藏实现开采方式转换提供了有效的途径。根据此项工艺技术原理，此项工艺对于注水开发高凝油藏，也将是一项有利的提高采收率技术，我们相信此项技术的开发应用将具有十分广泛的前景。

采油工艺技术在吉林低渗透油田有效开发中的作用

陈喜田 李亚洲 黎政权 聂淑兰

(吉林油田分公司采油工艺研究院)

摘要 低渗透油田因自身的特点,决定了应用常规采油工艺技术及方法开发,单井产量低、投资规模和操作成本高、增产和稳产难度大、经济效益差。近年来吉林在低渗透油田开发过程中,认真研究分析制约与影响低渗透油田开发效果的主要因素、应用简单适用的采油工艺技术,最大限度地提高油井产量、降低采油工程投资规模和生产操作成本,使一批难动用的低渗透储量得以有效开发。

一、综 述

低渗透油田因自身的低渗透、低产能、低丰度的特点,决定了应用常规技术及方法开发,其单井产量低、投资规模和操作成本高、增产和稳产的难度大、经济效益差。吉林油田近年来一直以开发低渗透油田为主,采油工艺技术以最大限度地提高油井产量、降低油田开发生产建设中的采油工程初期投资规模、降低原油生产操作成本,有效地改善了低渗透油田开发的经济效益,使一部分未动用的低渗透储量得以经济有效动用,为吉林油田持续高产稳产提供技术保障和作用。

二、制约和影响低渗透油田开发效果的主要因素分析

1. 储层物性因素的影响

1) 油层孔喉细小,比表面积大,渗透能力差

低渗透储层在成岩过程中,近物源沉积碎屑物质分选程度差,远物源沉积岩石颗粒细,而且由于成岩的压实和胶结作用差,使储层有效孔隙小,喉道半径细。吉林低渗透最典型的新庙油田储层孔隙一般 $0.1 \sim 4 \mu\text{m}$,利用累计渗透率贡献值得到最小喉道半径仅 $0.1 \mu\text{m}$ 。岩石颗粒细小,造成比表面积达到 $15 \sim 2 \text{cm}^2/\text{g}$ 。由于微细孔道固液界面分子以及电荷作用的增强和渗透速度的减小,又会导致低渗透储层中渗流附加阻力相对增强,这是造成低渗透油田产量低的主要物性因素。

2) 渗透规律不遵循达西定律的原则

低渗透储层孔隙细小,比表面积大,造成了液体流动的表面分子力作用和贾敏效应十分强烈,其渗流规律不遵循达西定律关于直线段的延长线通过坐标原点的基本法则。而且液体流动的启动压力梯度随着渗透率的降低而加大,形成孔隙内液体很大难流动。

3) 油井自然产能低,需要经过油层改造后才能投产

吉林已探明的低渗透油田储层的物性都很差,特别是储层渗透率很低。最具典型的是吉林“八五”初期开发的亿吨级的新民油田,储层渗透率只有 $(5.4 \sim 8.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,造成

油井自然产能非常低，多数井几乎没有自然产能。因此，油层压裂改造成为油井投产的必经程序。

4) 地层压力和产量下降速度快

低渗透油田的普遍现象是储层连通性差，大部分能量消耗在注水井近井地带和克服沿途阻力上，储层能量得不到及时补充的情况下地层压力大幅度下降。

新民油田油井投产半年时间地层压力由 12.3 MPa 下降到 6 MPa，流动压力只有 2.3 ~ 3.4 MPa。单井产量也急剧的递减，由投产初期的平均 6t 下降到第 8 个月时的 3.6t，一年后稳定在 2.5t 水平，目前单井日产油 1.6t。

乾安油田投产初期每降低 1 MPa 地层压力累计产油量 730t，新民油田每降低 1 MPa 地层压力累计产油量 176t，新庙油田试油试采井投产 3 个月日产油由 3t 下降到 0.5t，是初期产量的 15%，每降低 1 MPa 地层压力累计产油量更低。

2 储层裂缝、人工裂缝与井网的匹配关系对油田开发的影响

1) 人工裂缝方位与注采井网的匹配对油层压裂改造规模的影响

穿透比是油层改造规模的具体量化指标。对于低渗透油田开发从理论上讲在满足缝宽的条件下穿透比应该尽可能的大，通过增加人工裂缝导流能力和产层的泄油面积达到提高油井产量的目的。所以，储层裂缝方位与注采井网的匹配是直接影响油层改造规模的首要条件。

新民油田投产初期井网采用 NE135°方向反九点法面积注水开发方式。由于人工裂缝方向为 NE110°，这样就形成了人工裂缝与注采井网具有 25°方位的夹角，人工裂缝与注采井网处于有利条件，裂缝穿透比 70%，压裂增产比达到十几倍甚至更高。

2) 沿裂缝方向油井水淹水窜十分严重

低渗透砂岩油藏其基质岩块多数都属于裂缝型，而且具有一定的方向性。注水井投注后容易沿裂缝方向水淹水窜，严重的注水井投注很短时间内相邻油井即遭到暴性水淹。新民油田民 7-3 井累计注水量仅 $0.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，第 4 个月后位于注水井东西向 300 m 的民 7-5 井含水由 30% 上升到 79.4%，类似于这样的水淹水窜井很多。

三、采用新工艺、新技术提高油井产量，改善低渗透油田的开发效果

1. 应用油层保护技术，防止油层污染和伤害

1) 油层敏感性分析

低渗透油层最容易受到伤害，而且伤害是多种因素造成的，对油层进行敏感性分析和研究是保护油层技术的关键。

2) 油层伤害的类型分析

通过研究和现场实践证明，油层伤害的原因除油层固有的敏感性以外，主要是外来入井物体与油层发生了复杂的物理化学作用，破坏了原来油层的多相动态平衡。伤害的种类以内部固相伤害为主，外来固相次之。

3) 转变保护油层的观念

建立多学科、多技术类别的综合性工程与地质相结合、微观与宏观相结合、室内与现场相结合的保护油层技术体系；承认油层与入井物体之间是一个复杂的多相动态平衡体系；做到首先是一切入井物体首先要满足不能对油层造成伤害，其次才是满足工程的需要；对低渗透油田形成以配伍性为核心的油层保护技术的新概念。

2 采用高效射孔技术，提高油井产能

射孔完井是解决油层与井筒间油流通道的有效方法。常规的射孔完井作业虽然起到了沟通油层和井筒的作用，但瞬间高温、高压、高速刺穿作用又在射孔孔眼周围形成挤压效应，使渗透能力很低的油藏油流到射孔孔眼附近时流动更加困难。因此，低渗透油层射孔完井要新工艺、新技术，最大限度地提高完善程度和因射孔作业造成的油层伤害。

1) 深穿透、高强度（密度）、无杵堵的负压射孔技术

如何提高射孔对油层的完善程度，减少因射孔完井对油层造成的伤害，提高油井产量，通过油层性质和射孔方式论证选择完井方式。大安北、大情字井低渗透油田采用负压射孔技术。新民、新立外围 108 区、大老爷府油田采用射孔液加防膨剂方法。射孔工艺上采用深穿透、高强度（密度）、无杵堵射孔弹（枪）技术，提高了储层的完善程度。通过对每个油田进行射孔后地层测试参数评价，基本上表皮系数为零，流动系数为 1，这对提高低渗透油田的产能比具有直接作用。

2) 复合射孔技术

复合射孔是在常规射孔作业的同时，利用高能气体二次燃爆对井筒近井地带进行，在射孔孔眼附近形成网状微裂缝，以提高近井地带的渗透能力，同时还能降低水力压裂的施工压力。大情字井油田常规水力压裂施工压力较高，采用复合射孔技术后水力压裂施工压力下降 3 ~ 4 M Pa。

3 采用整体压裂工艺技术，最大限度地提高单井产量

国内外的压裂实践表明，开采低渗透油田离不开压裂技术。换句话说压裂技术对低渗透油田开发至关重要。采用整体压裂工艺技术，就是综合运用水力压裂的裂缝方位、几何形状、导流能力等因素对油藏生产动态可能造成的影响。通过研究开发井网系统和水力裂缝系统的优化组合，以获得提高单井产油量、提高油藏扫油效率、提高最终采收率、提高最大经济收益的目标。使水力压裂与油藏工程结合的更加紧密，使低渗透油田的高效开发成为可能。

1) 以油藏为单元优化设计水力压裂的施工参数

总体压裂开发技术是以油藏（区块）为一个单元进行优化水力压裂的缝长、缝宽、支撑剂渗透率以及裂缝方位与油层分布、预测它在低渗透油田开发过程中的一系列动态影响因素、注采井网和油水运动的合理配置。

新庙油田庙 3 区块生产试验区采用地层评估技术、压裂液、支撑剂优选与评估技术、裂缝几何形状和特性诊断技术以及现场施工与效果评价的整体压裂技术，预计开发效果好与常规方式。

2) 在优化压裂设计中使用三维模型

常规的油田开发多数是采用二维延伸模型（PKN、KGD 和 Penng），其裂缝高度是保护不变的，只考虑缝宽和延伸长度。这种设计方法已经不能完全适应低渗透油田开发的要求。因此，近年来吉林在低渗透油层改造中不但使用三维模型，其裂缝高度是可变的，而且还要应用拟三维模型，可以很好地解决平面的应变问题。它包括拟三维裂缝几何模型、压裂液滤失模型、温度模型、支撑剂输送模型以及产量和经济评价模型等等。

3) 油层重复改造中应用压裂新工艺、新技术、新方法

针对吉林低渗透油田开发生产的特点，在油层改造中不断应用新工艺、新技术、新方法，在注重新油田开发投产初期达到较高的产能的同时，还在低渗透油田注水开发以后的重

复压裂中，也能不断挖掘油层生产能力，取得了非常明显的经济效益。

(1) 振动压裂工艺技术。振动压裂工艺技术突出的特点是将水击原理与普通水力压裂相结合的新型工艺技术。在低渗透油田累计进行 22 口井的现场先导性试验和推广，取得了较好的增产效果和经济效益，展示了其良好的应用前景，是低渗透油田注水开发以后提高单井产量的有效方法。

振动压裂工艺增产机理。对于吉林开发的低渗透砂岩油藏来说，常规油层压裂改造产生的人工裂缝基本上是具有明显方向性的两条对称裂缝。振动压裂工艺技术是在对油井目的层压裂之前首先进行水击振动处理，然后再实施正常的水力压裂。由于振动所产生的水击压强大于地层的破裂压力和井筒周围地层的最大主应力，使井筒近井地带产生微裂缝。振动后进行正常的水力压裂施工，这样将这些裂隙延伸、扩展并可能被保留下来，这些振动产生的微裂缝对井底导流能力的提高无疑将产生积极的作用。

振动压裂现场试验效果评价分析。新民油田采用常规压裂工艺进行重复压裂，平均单井日增油 1 t，有效期 4 个月，累计增油量 120t。采用振动压裂工艺单井初期日增油 3.13 t，统计期内平均单井日增油 1.29 t，有效期 5 个月，累计增油 193.8t。同常规压裂方法相比平均单井多增产 73.8t，增产幅度提高 38.1%，为新民油田重复压裂效果，提高增产量和经济效益提供新的油层改造工艺技术手段。新立油田 4 口井采用振动压裂工艺，平均单井增油 278t，同常规压裂工艺相比，平均单井多增产 93t，增产幅度为 30%。红岗油田 1996 年重复压裂平均单井日增油 1.46t，有效期 65d，累计单井增油 95t。1997 年红岗油田 9 口井采用振动压裂工艺，投产初期平均单井日增油量 2.77t，统计期内平均单井日增油 1.98t，累计增油 237.6t，取得非常好的增产效果，为红岗油田重复压裂找到一条行之有效的增产方法。

(2) 前置酸化压裂工艺技术。对于含有少量的碳酸岩的低渗透砂岩油层，采取常规酸化只能改善裂缝近井地带的基质渗透率，如果能把油层酸化和压裂有机结合起来，在注前置液时加入酸液，就可以在改善近井地带的同时也改善远井地带。目前的前置酸化压裂在普通压裂的基础上实现稠化酸前置液粘度、缓速、助排等 3 个方面的突破。

前置酸化压裂作用机理。稠化酸体系因其具有一定粘度，所以它具有高缓速、深穿透能力。从缓速曲线中可以看出，稠化酸与砂岩反应 2h 后，酸液仍具有一定活性，而常规酸与岩石反应 15min 后酸液便失去活性。经试验稠化酸缓速率是常规酸 10 倍，可保证稠化酸与岩石有较持久的反应能力。

现场应用综合效果分析及对比。新木油田是典型的低渗透断块砂岩油藏，碳酸岩含量平均 4.5%。随着开发的不断深入和油田综合含水不断升高，在产油量递减的同时，重复压裂效果也逐渐变差，普通压裂增产已经降到临界增产以下的水平。自应用前置酸化压裂工艺以后，压裂增产效果和压裂形象逐渐变好。木 110 区块前置酸化压裂 9 口井，有效率 100%，平均单井增油 137 t。同区块普通压裂 15 口，措施有效率 81%，平均单井增油 106 t，前置酸化压裂比常规压裂相比净增油 31 t。

4) 早期注水保持地层压力，提高单井产量

吉林开发的大安北低渗透砂岩油田采取早期注水补充地层能量方式，在大 26 井区块生产试验区方案设计中，采取先钻注水井的方法，使区块内全部 4 口注水井提前抽油 1~2 个月排液生产。在周围油井投产时，4 口注水井已经全面开始注水，通过早期注水补充地层能量，使油井保持了较高的生产水平。大 26 井区油井到投产半年时，单井日产油仍然保持在初产的 60% 的水平，这在吉林开发的低渗透砂岩油田中属于高水平的，真正做到低渗透油

田开发中的注采同步进行。

同样是特低渗透的新民油田由于各种原因，有两个没有注采同步的井组，油井投产一年后才注水，其结果是周围油井的产量已经下降到初产的 25%，尽管已经连续注水开发几年了，但油井产量仍然没有恢复到初产的 30%，地层压力也在很低的水平线上。

5) 利用地应力理论设计油层段套管

在认真研究和总结低渗透油田套管变形机理及经验的基础上，提出了应用地应力理论设计油层段套管，增强防止套管变形的能力。其地应力理论即通过进行地应力及岩石力学参数的测试，求取井筒最大周向应力和应力剖面，为套管选择提供依据，与此同时还要辅助其他配套措施。90年代初新民油田整体利用地应力理论设计油层段套管，注水开发已经 10 年，上千口油水井没有发生套管变形，这将是低渗透油田高效开发的基础和保证。

(1) 早期就地应力测试与研究。同一油田的不同区块，同一区块的不同油层深度都有其自身的井筒最大周向应力。因此，在低渗透油田整体开发之前利用已经完钻的探井、试油试采井或部分生产井资料，早期进行地应力和岩石力学参数的测试研究以及人工裂缝方位的识别，通过岩心室内差应变测试和现场就地应力的大小、方位、人工裂缝形态等测试，搞清不同油层深度下的三轴应力剖面，特别是油层段的地应力参数，通过理论计算求取井筒最大周向应力或油层段最大周向应力，为套管柱结构设计提供科学的依据。

新民油田民 29 井地应力测试结果

井段, m	σ_H , MPa	σ_h , MPa	$\sigma_H - \sigma_h$, MPa
1120 ~ 1140	31.2	21.8	9.4
1170 ~ 1190	32.6	22.7	9.9
1245 ~ 1260	34.5	24.2	10.3

(2) 注水井早期防膨处理。对投转注的注水井进行早期注防膨剂处理，防止储层粘土矿物接触注入水后其自身的晶格发生变化，产生膨胀，特别是井筒附近粘土膨胀对套管构成一定的威胁。注防膨胀剂的计算公式：

$$V = \frac{1}{4} D^2 H$$

式中 V ——注入地下体积， m^3 ；

D ——处理直径， m ；

H ——处理油层厚度， m ；

——油层孔隙度，%。

四、切实采取降低投资规模和生产成本的措施与途径

1. 钻小井眼开发井

钻小井眼开发井的目的主要是降低投资费用。据国外资料介绍，小井眼开发井与常规井相比，单钻井费用就可以降低 30% ~ 40%。在目前原油销售价格的情况下，国外有的石油公司采用钻小井眼开发井技术可以成功的开发低渗透和低产能的边际油田。吉林油田 60 ~ 70 年代曾经在浅层油田中钻过油层段套管直径小于 5 的小井眼井，并且大面积的应用于扶余油田的开发生产，取得了小井眼井注水、举升、油层改造等完善配套的主体采油工艺技术，为后期应用小井眼开发低渗透油田积累了经验。近年来吉林油田相继在新木油田木 G1

- 1 区块、新庙油田庙 3 区块开展了中深井钻小井眼开发低渗透油田的理论研究和现场试验工作。

(1) 新木油田木 G1 - 1 区块含油面积 1.5km^2 ，油层埋藏深度 1000m，单井试采平均稳定日产油 0.7t，属于典型的低渗透、低产能断块砂岩油藏。在木 G1 - 1 区块采用 4 套管小井眼井整体开发试验，整体上钻井成本比常规井眼降低 87.6%，采油工艺技术基本满足油田开发生产需要，单井日产油稳定在 1.3t。

(2) 新庙油田庙 3 区块属于典型的低渗透、低丰度、低产能砂岩油藏。采用钻 4 口 4 套管小井眼井丛式井组开发试验，最大水平位移 675 m，油井全部采用分层压裂投产，其中投球压裂 1 口井，封隔器分层压裂 3 口井，压后油井捞油生产，吨油成本 200 元/t。综合计算降低钻井投资费用 15%，降低举升投资费用 57%。应该说这是低渗透油田高效开发的有效途径。

2 简化举升工艺

1) 采用捞油方式生产

对于抽捞油举升方式以其较小的投入、简单的操作和机动灵活性强的特点起到降低采油费用而受到关注。捞油法举升与其他举升方式一样，主要是利用捞油机械（捞油车、运油车及配套设备）将井筒中的油举升到地面。但与其他举升方式相比，具有一机采多井的特点，同时可阶段性捞油作业，称为可移动的抽油机。要捞油作业过程中，由于能产生负压，对油层的近井地带进行解堵处理，将起到疏通油流通道的作用。吉林油田 1997 年不但边远探井、低产井进行捞油作业，而且对大安油田大 206 区块、新庙油田庙 3 区块和伊通油田伊 45 区块建立捞油开发生产试验区，取得十分可观的经济效益。

2) 无油管采油工艺

无油管举升是将深井泵固定在油层套管上，用空心抽油杆传递动力能源，又为流体流动和上升提供通道。这样可以节省油管投资，一般可降低采油工程投资 30% 左右。无油管举升不仅能节省投资费用，而且减少井下作业的工作量，由于没有油管伸缩，还能提高抽油泵效。

五、结 论

(1) 低渗透油田高效开发的核心是经济效益，其影响和制约的主要因素是油井产量和投资规模。所以，低渗透油田高效开发必须千方百计地提高油井产量和降低油田开发的投资规模。

(2) 低渗透油田的高效开发是一项复杂的系统工程，需要开发系统的各个环节共同努力，其中某一项工作不到位将导致整体开发效果不理想或失败。

(3) 要不断增强低渗透油田开发基础理论研究的投入，还要加强油藏工程与采油工艺以及地面建设的密切结合，更要积极地开发采油新技术、新工艺、新方法，充分发挥低渗透油层的生产能力，有效地提高单井产量，降低开发投资和生产成本，使低渗透油田高效开发成为可能。

玉门油田复杂岩性油藏增产改造 技术研究与实践

胥 耘

刘永山

(石油勘探开发研究院廊坊分院)

(玉门油田分公司采油厂)

摘 要 岩矿学分析表明,玉门油田青西试采区白垩系下沟组油藏岩性复杂,储层矿物由陆源碎屑岩、碳酸盐岩类、粘土矿物组成,且各类矿物成分约占矿物总量的三分之一。储集类型为裂缝孔隙型,基质低渗,天然裂缝发育,平均油层中深 4200 m,平均温度 120 。针对这种复杂岩性储层,通过薄片鉴定、X 衍射、环境扫描电镜等分析,结合酸蚀导流能力模拟试验,油藏数值模拟及优化设计等研究成果,建立了既不同于纯碳酸盐岩储层的深度酸压,又不同于砂岩储层基质酸化的组合技术,即“稠化酸深度酸压+多组分酸闭合酸化”的特殊增产技术方法,优选了适合储层改造的液体体系。通过柳 102、窿 101、柳 1、窿 1 等井的现场实践,取得了显著的增产效果。柳 102 井酸压前产油 7.49 t/d,酸压后产量达到 99.64 t/d,增产 10 倍以上。截至 2000 年 5 月 31 日,柳 102 井仍然产油 75 t/d,有效期已达 480d,其余井平均仍然有效。4 口井累计产油超过 44000t,创造纯经济效益 3642×10^4 元。

一、前 言

玉门油田青西试采区主要包括柳沟庄鼻状构造及窟窿山构造两个区域,含油层段主要为白垩系下沟组 (K_1g),平均中部深度 4200 m,砂泥岩与碳酸盐岩互层严重,结构致密,裂缝为主要储集空间,开采及增产改造的难度较大。针对该油藏特征,研究在不同储层条件下适合采用的增产技术方法,以及相应的优化设计参数,确定适合该油藏深度酸压使用的液体体系是该油藏实现有效增产改造的关键。

二、酸压前的储层评估研究

1. 储层岩性分析研究

通过 X 衍射、薄片鉴定、环境扫描电镜、全岩分析等研究表明,该试采区下沟组油藏以陆源碎屑岩、碳酸盐岩类、粘土矿物各占三分之一为主要岩性特征。储层粘土矿物约占总量的 30%~37%,其中伊利石含量最高,为 20%左右,其次为伊/蒙混层和绿泥石各占二分之一。由于该储层矿物组分如此复杂,采用的深度酸压改造技术必然既不同于纯碳酸盐岩储层的深度酸压技术,又不同于砂岩储层的酸化解堵技术。

2 储层物性分析研究

对青西试采区主要生产井(窿 1 井、柳 1 井)进行的岩心分析表明,其岩心分析孔隙度在 5%~7%之间,渗透率平均小于 $0.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,裂缝孔隙度 0.2%~0.5%,试井有效渗透率较岩心分析渗透率高 2~3 倍,局部 10 倍以上,表明裂缝对储层的渗流能力贡献较大。天然裂缝发育井如柳 102 井,岩心分析渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,测试渗透率 $47.41 \times$

$10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，表皮系数 38，显然天然裂缝对储层的渗透性贡献较大，伤害严重，该类型储层具备了进行增产改造获得较好效果的地质条件；致密储层井如隆 3 井等，岩心分析孔隙度加权平均值 1.041%，渗透率小于 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；表皮系数 -1.8032，属超完善井，有效渗透率仅为 $0.004987 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，储层垂向渗透率为 $0.0027 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，表明储层岩石致密，基本上没有污染，其储层物性明显要比隆 1 井、柳 1 井差。这种特低储层进行酸压改造要取得好的效果难度相对较大。

三、油藏数值模拟分析

储层有效渗透率是储层岩石通过流体能力的重要度量，是酸化设计中的关键参数之一。

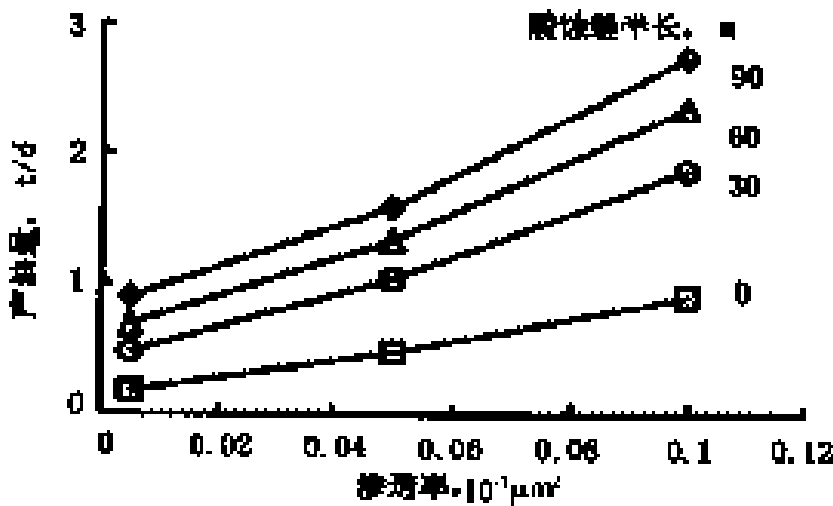


图 1 不同缝长下日产量随渗透率的变化

利用三维三相黑油模拟作为油藏模拟器，对实际生产动态进行历史拟合分析，由此确认储层的有效渗透率。模拟计算表明，几口生产井的有效渗透率在 $(0.4 \sim 0.6) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间，表明在该试采区具有一定稳定生产能力的储层其有效渗透率仍然很低，属于特低渗油藏。而对致密储层的隆 3 井进行的油藏模拟研究表明，若储层有效渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，采用深度酸压获得 90m 长的人工裂缝，其产量不会超过 3 t/d (图 1)；若储层有效渗透率

小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，采用深度酸压获得 90m 长的人工裂缝，其产量不会超过 1 t/d (图 1)。可见，储层有效天然裂缝系统的渗透性及沟通状况对获得较好的产量极为重要，而单纯的酸压人工裂缝对这种致密储层来说获得的增产效果有限。可见油藏模拟研究成果确定了该类型油藏增产改造有效渗透率的极限条件。

四、室内模拟试验研究及增产技术方法优选

1. 不同条件下酸液溶蚀后的矿物成分分析

分析表明，储层粘土矿物以伊利石为主，其次为绿泥石和伊/蒙混层。试验表明，在反应温度 25℃，盐酸浓度 3% 时，可使碳酸盐类几乎全部溶解。伊利石，绿泥石和高岭石几乎都不溶解。当试验温度达到 90℃ 时，仍用 3% 盐酸。绿泥石和高岭石全部溶解，而伊利石不完全溶解。因此，若使用单纯的盐酸溶液进行施工，粘土矿物（主要是伊利石）的微粒运移可能会对采用酸压技术形成的人工裂缝造成二次伤害的潜在可能，因此，需要考虑在采用闭合裂缝酸化时，选用可以防止粘土矿物微粒运移、堵塞裂缝的酸液体系和相应的添加剂。

2 酸蚀裂缝导流能力模拟试验研究

使用从 (美) STIM - LAB 公司引进的酸蚀裂缝导流试验装置进行模拟试验。岩样为白云质泥岩，条带夹层为白云质石英粗粉砂岩和白云质泥岩。试验温度 90℃，第一次试验，前置酸和闭合酸均为盐酸酸液体 (HCl + 添加剂)；第二次试验，前置酸和闭合酸均为多组分酸 (HCl + HAc + HF + HBF₄ + 添加剂) 等。试验结果见图 2。

从图 2 中曲线可以看出，由于岩性特殊，单纯使用盐酸酸化导流能力高，但裂缝闭合后导流能力急剧下降；采用多组分酸酸化导流能力差，但在裂缝闭合后多组分酸可以明显提高

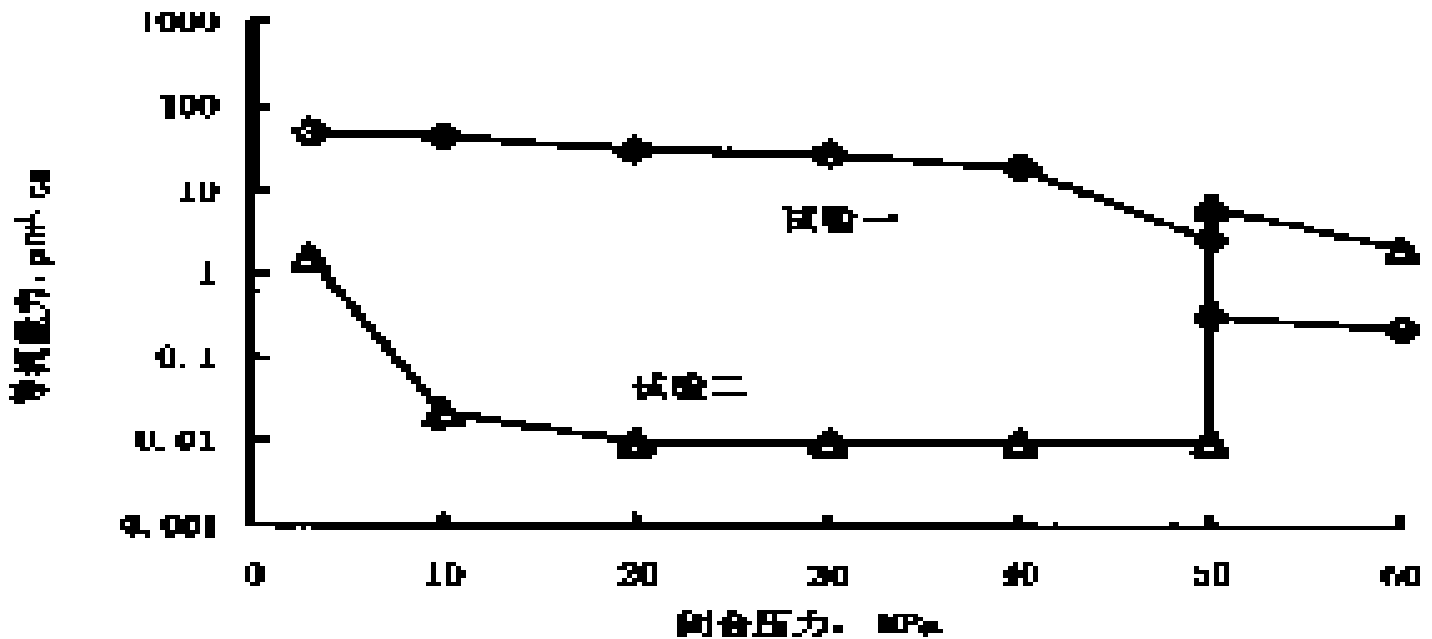


图2 酸蚀裂缝导流能力试验结果

闭合裂缝的有效导流能力。由于岩性的特殊性，该类储层获得的导流能力没有纯白云岩储层获得的导流能力大，要想在酸压施工结束之后保持闭合裂缝还有一定的渗流能力，在采用闭合裂缝酸化中，需要相应加大酸液量，并保证一定的关井反应时间。模拟试验表明，采用“稠化酸体系酸压+多组分酸体系闭合酸化”的组合技术是适合储层岩性特征的增产技术方法。

五、深度酸压液体体系的筛选研究

1. 液体体系的筛选原则

(1) 储层温度高，施工层段深，压力系数低，要求液体具有高温缓蚀、降阻、助排的良好性能；

(2) 储层粘土含量较高，酸敏性较强，需要重点防止粘土膨胀，控制酸化后 Fe^{2+} 、 Fe^{3+} 的二次沉淀伤害；

(3) 酸压施工时间较长，要求前置液具有很好的耐温耐剪切性能，第一级前置液具有足够的粘度以满足压开地层产生人工裂缝的需求。

2 深度酸压液体体系的选择

根据青西试采区的储层评估分析以及室内模拟试验研究，结合大量的各种液体性能的评价筛选，确定了下述液体体系。

(1) 前置液：0.3% ~ 0.4% HPG + 4.0% A + 0.5% B + 0.5% C；

(2) 主体酸：12% HCl + 3.0% D + 5% ~ 10% VY102 + 0.5% B + 1.5% E + 0.5% C + 4% A；

(3) 闭合酸：9% 多组分酸 + 3.0% D + 0.5% B + 1.5% E + 0.5% C + 4.0% A。

该液体体系配方的配伍性良好，加入5%的VY102具有显著的降阻（降阻率40% ~ 60%）、缓速的性能，形成的稠化降阻酸液体系能够满足酸化对缓蚀和返排的要求，同时对乏酸中的铁离子稳定性能良好，满足破乳，粘土防膨等性能要求。

六、深度酸压优化设计模拟研究及初步认识

1. 组合技术的基本原理

通过前述有关研究，建立了适合白垩系储层岩性特征的“稠化酸深度酸压 + 多组分酸闭合酸化”的组合技术，其主要的技术原理是：通过盐酸酸压形成长的人工裂缝，并沟通储层的天然裂缝系统；通过多组分酸闭合酸化稳定裂缝壁面上的粘土矿物，控制粘土矿物的微粒运移，同时进一步溶解裂缝壁面上的砂质组分，实现人工裂缝深部的基质酸化，并进入天然裂缝系统进行反应，提高整个裂缝系统的有效导流能力。选择的稠化酸体系，能够满足降低井筒摩阻，提高排量的要求，同时粘度相对较低，具有一定的滤失能力，能够进入天然裂缝系统进行反应，实现对天然裂缝的沟通。

2 不同缝高对有效缝长的影响

模拟研究表明，随着缝高的增加有效酸蚀作用距离明显缩短，多级注入技术形成的酸蚀作用距离最长。显然，当施工规模一定时，若处理层段太厚，用酸强度一般不能满足酸岩反应的要求。以 80 m^3 酸液量计，缝高 20 m ，用酸强度为 $4\text{ m}^3/\text{m}$ ，若缝高为 45 m ，用酸强度为 $1.78\text{ m}^3/\text{m}$ ，则达不到深度酸压的要求。因此，当施工层段因为没有固井或缝高控制不力而增加了施工厚度时，酸化时就需要相应地增大施工规模，酸液有效作用距离也会大大缩短。可见，优选增产改造的技术方法和施工参数，有效控制裂缝高度是获得长的酸蚀裂缝的技术关键。

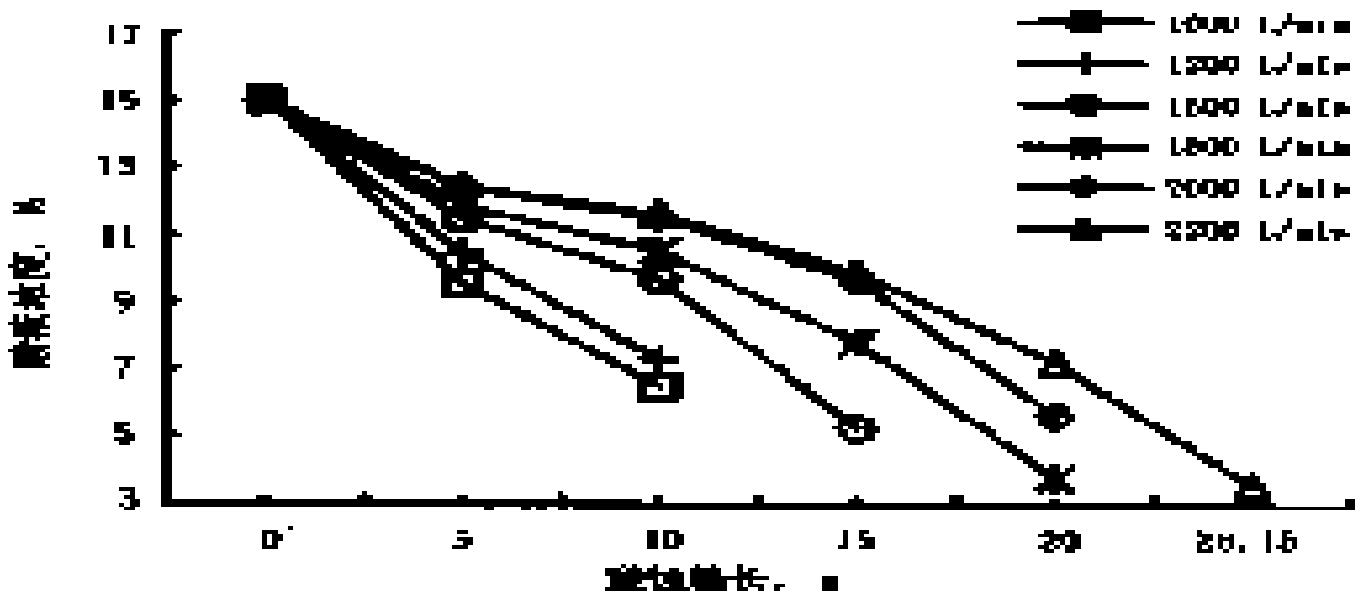


图3 不同排量下的酸液浓度剖面

3 酸液浓度优选与返排时间控制

从模拟计算看（图3），排量小，酸蚀作用距离短，更由于酸液滤失，酸液在裂缝前缘不能完全反应，乏酸浓度较高；随着排量的提高，酸蚀作用距离延长，酸液得到较为充分的反应，裂缝前缘的乏酸浓度可以变的很低，发挥了酸液的溶解作用。因此，在现场施工中，要进行如下考虑：

(1) 在优化排量的前提下，应根据设备能力尽可能地提高排量，以获得较长的酸蚀作用距离；

(2) 若排量受限，首先选择初始浓度较低的鲜酸作为工作液，如能选 15% 的盐酸，就不更高浓度的盐酸，既可以降低施工费用，又可以让酸液在有限的裂缝中完全发挥作用。

(3) 根据模拟计算时的乏酸浓度大小，推算将酸液注入地层后的最佳关井反应时间，不仅可以让具有较高浓度的“乏酸”在裂缝内与裂缝壁面岩石继续反应，有效地提高裂缝前缘酸蚀导流能力，还可以防止没有活性的乏酸在裂缝壁面的过度滤失，以及裂缝内的压力过度耗散给返排造成的困难。

七、现场实践及效果分析

1. 柳 102 井下沟组储层基本概况

柳 102 井是酒西盆地青西坳陷青南凹陷柳沟庄向斜构造上的一口评价井，位于柳 1 井西北 700.5 m。施工层中部深度 4234.5 m，缝高 30 m。储层岩性主要为深灰色泥质白云岩，少量深灰色白云质泥岩，浅灰色粉砂，天然裂缝发育。碳酸盐类平均含量 27.3%，最高含量 66.5%，其余为陆源碎屑岩和粘土矿物。研究优选盐酸体系的降阻酸深度酸压 + 多组分酸闭合酸化组合技术进行施工，实现解除堵塞，沟通天然裂缝系统，形成长的酸蚀裂缝和高的导流能力。

2 基本施工参数及效果分析

1999 年 1 月 27 日在柳 102 井进行了现场应用。施工时间 162 min，最高排量 2000 L/min，最小 300 L/min；井口施工压力最高 63 MPa，关井 90 min。施工中共注入溶剂油 10 m³，稠化酸 85 m³，闭合酸 42 m³。施工后返排率 100%。该井在进行深度酸压之前平均产液 9.33 m³/d，酸压后平均产油约 10⁸ m³/d，增产倍数 10 倍以上。

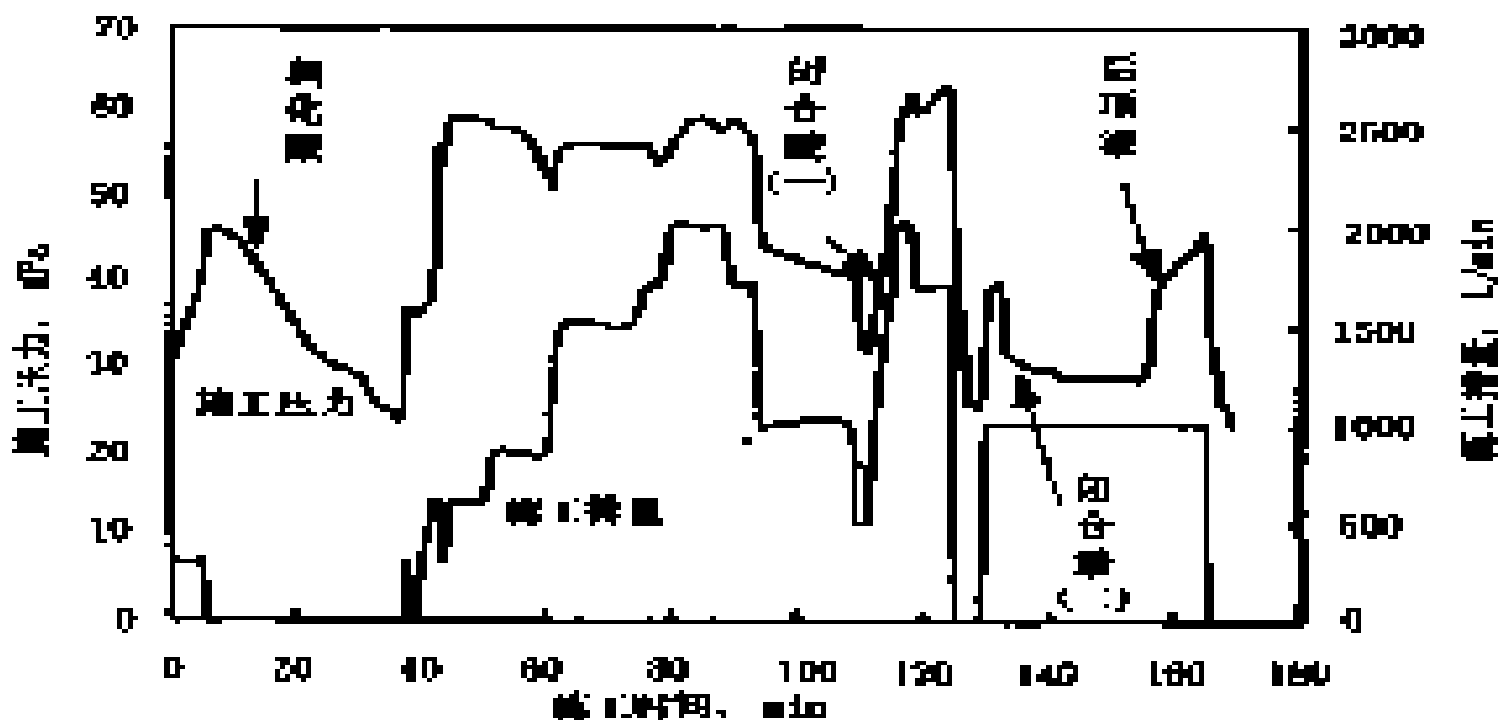


图 4 柳 102 井深度酸压施工曲线

3 施工曲线初步分析

从施工曲线看 (图 4)，注入降阻酸，排量 2000 L/min 时最高压力 59 MPa，注入未加降阻剂的闭合酸(-)时，在 1700 L/min 时井口压力达到 63 MPa。可见降阻酸具有明显的降低摩阻，提高排量的作用。当注入闭合酸(二)进行酸化时，在排量恒定在 1000 L/min 的情况下，施工压力逐渐下降，可见闭合酸化充分改善了储层的渗透性，有明显的改造效果。

4 其他井施工概况及效果分析

在 1999 年 5 月 20 ~ 29 日期间，运用该技术继续在隆 101 井、隆 1 井、柳 1 井进行深度

酸压施工，同样取得了明显的增产效果。

截至 2000 年 5 月 31 日，柳 102 井产油 $89\text{ m}^3/\text{d}$ ，累计产油已经超过 35000t，有效期已达 480d；柳 1 井有效期 357d，目前产量为 $13.26\text{ t}/\text{d}$ ，继续有效。窿 1 井有效期截至 2000 年 2 月 29 日，月平均产油 $10.36\text{ t}/\text{d}$ ，有效期 265d，目前月平均产油 $8.84\text{ t}/\text{d}$ 。窿 101 井有效期截至 1999 年 12 月 31 日，有效期 208d，月平均产油 $19.16\text{ t}/\text{d}$ ，2000 年 1 月对上部产层进行了深度酸压，第二次酸压后，该井总产量从 1999 年 12 月的平均 $19.16\text{ t}/\text{d}$ 达到 $34.63\text{ t}/\text{d}$ ，目前产油量为 $22.43\text{ t}/\text{d}$ ，继续有效。

根据实际产量计算每口井第一次酸压后的经济效益，净增产量计算时，不考虑酸压前的产量递减，窿 101 井有效期计算到进行第二次酸压前，计算结果见表 1，若原油价格按照 1000 元/t 计算，净增经济效益 3642×10^4 元。

表 1 酸压施工效果分析

井号	酸压前, t	酸压后, t	有效期, d	累计产油, t	累计净增, t	净增产值 10^4 元	投资 10^4 元	投资回 收期, d	经济效益 10^4 元
柳 102	7.49	99.65	480	35599	32004	3200.4	58.55	6.35	3141.85
柳 1	11.07	23.59	357	5301	1349	134.9	65.03	59.01	69.87
窿 1	9.16	22.41	265	3484	1057	105.7	65.40	56.43	40.30
窿 101	0	36.18	208	4489	4489	448.9	58.78	16.25	390.12
总计				48873	38899	3889.9	247.76		3642.14

八、初步研究结论

1. 储层的特殊性决定了增产技术的复杂性和增产的难度

该试采区储层岩性为陆源碎屑岩、碳酸盐岩类、粘土矿物基本上各占三分之一的复杂岩性储层，根据国内外的科技查新，目前尚未见到类似储层及相应的增产改造技术的报道，因此，优选适合该类储层的最佳增产改造技术有相当的难度，同时也具有开创性。

2. 建立的组合技术适合储层的岩性特点

根据酸蚀导流能力模拟研究的成果，建立了采用“稠化酸深度酸压（直接酸压或多级注入方式）+多组分酸闭合酸化”的组合技术。该技术根据储层碳酸盐岩含量超过 20% 的特点，在深度酸压时优选盐酸进行施工，有利于获得长的酸蚀裂缝；考虑到碎屑岩和泥质含量问题，在闭合裂缝酸化中使用多组分酸酸液体系，溶解泥质中的硅酸盐，以及酸岩反应后剥蚀在裂缝中的泥质微粒，稳定裂缝壁面裸露的粘土矿物，并与天然裂缝中的充填物等反应，提高整个裂缝系统的有效导流能力。

3. 有效天然裂缝系统是取得明显增产效果的关键

储层研究表明，该区域储层的储集类型为裂缝孔隙型，裂缝作为储油空间来说，当人工裂缝对天然裂缝进行沟通时，沟通的还必须是具有一定含油丰度的有效天然裂缝，而不是不含油的无效裂缝，这对受方位限制的单一方向的人工裂缝来说，无疑加大了改造难度，因此，选择具有一定初产的储层进行改造，至少可以确定近井带的天然裂缝系统是属于有效裂缝系统，利用较高的施工压力和形成的人工裂缝将该裂缝沟通时，除了可以提高储层的渗流能力之外，就还可以获得明显的增产效果。

4 合理有效的选井选层是获得增产效果的关键因素

油藏模拟研究表明,在该油藏的储层条件下,当储层的有效渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,通过深度酸压建立一条 90 m 长的人工裂缝,其获得的最大增产效果也超不过 3% d。如 隆 3 井有效渗透率仅为 $0.005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,显然不适合通过酸压改造来获得增产效果,而柳 102、隆 101 等井则具备进行增产改造的储层条件。这类井经过深度酸压改造均获得了明显的改造效果,可见,合理有效的选井选层是有效增产的关键。

5 优选的深度酸压液体体系适合储层岩性特点

通过室内酸岩反应试验,并根据储层碳酸盐岩含量超过了 20% 特点,在多级注入施工时优选盐酸进行施工;考虑到泥质含量问题,在闭合裂缝酸化中使用多组分酸液体系,溶解泥质中的硅酸盐,以及在酸压中因盐酸反应后,剥蚀在裂缝中的泥质微粒,同时稳定裂缝壁面上裸露的粘土矿物,降低二次伤害的潜在可能性。该酸液体系适合储层的岩性特征。

6 特殊组合技术在柳 102 等井试验成功意义重大

柳 102 等井深度酸压改造取得的成功,验证了建立的“稠化酸深度酸压 + 多组分酸闭合酸化”的组合技术是有效的,标志着国内对复杂岩性储层进行酸压改造的技术方法上有了新的突破;其次,由于柳 102 井为一口探井,创造了酸压增产 99.65% d,稳产有效期已经超过了 480d,其他 3 口井酸压后也取得了显著的增产效果,这不仅为老油田的稳产创造了明显的经济效益,并为在今后的勘探中寻找新的有利含油气区域指明了方向。

水处理用新型高效浮选柱的研制与开发

朱友益¹⁾ 张强²⁾ 牛亚斌¹⁾

(1) 北京石油勘探开发科学研究院; 2) 北京科技大学资源工程学院)

摘要 介绍了一种新型、高效浮选柱, 进行了充气性能及气泡尺寸测试研究。采用该设备对胜利油田含油污水进行处理, 分离效率达到 97%。

一、前言

浮选柱是固液、液液、固固分离的有效设备之一。与传统浮选机相比, 浮选柱具有以下特点: (1) 浮选效率高; (2) 投资费用和生产费用低; (3) 占地面积少, 安装费用低; (4) 药剂用量少; (5) 更适于微细粒的分选; (6) 易于自动控制。

有关浮选柱和气泡发生器的专利现已有约 100 个。从两届国际浮选柱会议及新近研究反映出, 其研究侧重点主要是针对原浮选柱的两大缺点上加以改进创新的。一是气泡发生器, 二是柱体高度。大量研究工作表明, 浮选柱总的发展趋势是: 由内部充气型向外部充气型发展; 由高柱型向矮柱型发展。从浮选柱的发展趋势来看, 高效、易操作控制的低高度浮选柱是目前研究的方向。

二、新型高效浮选柱的研制

北科大浮选柱研究组, 两年多来在 Jameson 浮选柱等的基础上, 研制出了新结构低高度射流浮选柱 (LHJ)。其结构见图 1。

该柱特点是:

(1) 采取了矿化与分离分体进行的浮选策略, 使颗粒与气泡矿化发生在下导管内, 分离在外部柱体内进行, 实现了理想的湍流矿化和静态分离, 矿化效率高、分离效果好;

(2) 采用水射流技术, 用射流泵作为充气器部件, 以射流泵的原理优化其结构, 使矿浆与气体混合更充分, 混合效率高;

(3) 由于颗粒矿化发生在下导管中, 由射流产生强烈的湍流大幅度提高了矿化效率, 使矿浆在浮选柱内的停留时间大大缩短, 浮选效率提高;

(4) 浮选柱不设传动部件, 使浮选柱结构简化, 柱体高度大大降低, 操作维修十分方便。

为了优化 LHJ 浮选柱结构参数及操作参数, 进行了充气性能及气泡尺寸测试研究。

三、LHJ 浮选柱充气性能研究

含气率或溶气率是评价浮选柱性能的一个主要指标。提高含气率可提高矿粒与气泡的碰撞几率, 增加运载矿粒的面积, 同时可缩短矿化时间。普通浮选机内的溶气率由于受搅拌速

度和液面稳定性的限制，溶气率有限。传统浮选柱由于受层流流态的制约，含气率仅为 4% ~ 16%。这就影响了浮选的效率。因而要提高 LHJ 浮选柱的浮选性能或效率，首先必须从研究含气率开始。

1. LHJ 浮选柱的充气特点

LHJ 浮选柱突破了传统浮选柱设计的基本概念：

(1) 第一在充气方式上，它利用射流将空气直接引入下导管并将其劈分成气泡。这一外部充气方式克服了常规浮选柱采用内部充气器经常出现的发泡器堵塞问题。

(2) 不同于其他类外部充气型浮选柱，它无需专门的发泡器系统，而是巧妙地利用了液气射流泵的自吸原理，通过矿浆将空气吸入，并利用射流的能量同时将吸入的气体劈分成气泡，将充气与矿化相结合，使下导管内形成强烈紊动的两相或三相泡沫流，为实现矿化提供了良好的条件。

(3) LHJ 浮选柱采取矿化与分离分体进行的方式。在下导管内实现矿化，在外部柱体内实现分离，这样下导管内在流态上不受限制，从而为提高 LHJ 浮选柱下导管内含气率提供了极有利的条件。

正是因为 LHJ 浮选柱不设单独的充气器，而是采取液气射流泵封闭射流的方式，其吸气量与多种因素有关。不仅与射流泵及下导管的结构参数有关，还与操作参数，流体物化参数有关。

2 试验装置和试验方法

浮选柱内为三相混合流。为了研究方便，简化为气—液两相流来研究其空气吸入量，矿浆看做为密度增大的均匀液相。试验装置如图 1 所示。

试验时，通过水泵将搅拌槽中的水或矿浆经喷嘴打入射流泵，由于射流的作用在下导管上部吸气室内形成局部真空，空气由进气管吸入，由空气流量计计量。液—气混合流经射流泵的混合扩散作用在下导管内形成泡沫流，泡沫流从下导管进入分离柱，气泡在分离槽内上升至液面，形成溢流水。底流经柱底尾矿口排出，溢流和底流的水返回水槽。用量桶测出水流的流量，由气量和水量之比可得到进入下导管或浮选柱内的空气含量：

$$= Q_g / (Q_L + Q_g)$$

式中 ——容积含气率，%；

Q_g ——气体流量， m^3/h ；

Q_L ——液体流量， m^3/h 。

本测试各条件下的吸气量均以下导管充满时的最高吸气量来计算。

3 结构参数和操作参数对含气率的影响

1) 含气率与射流泵面积比的关系

射流泵是利用射流紊动扩散作用，来传递能量和质量的混合反应装置。它由喷嘴、喉管、扩散管和吸气室等部件组成。射流泵在 LHJ 浮选柱中起着吸入空气，并将空气劈分成

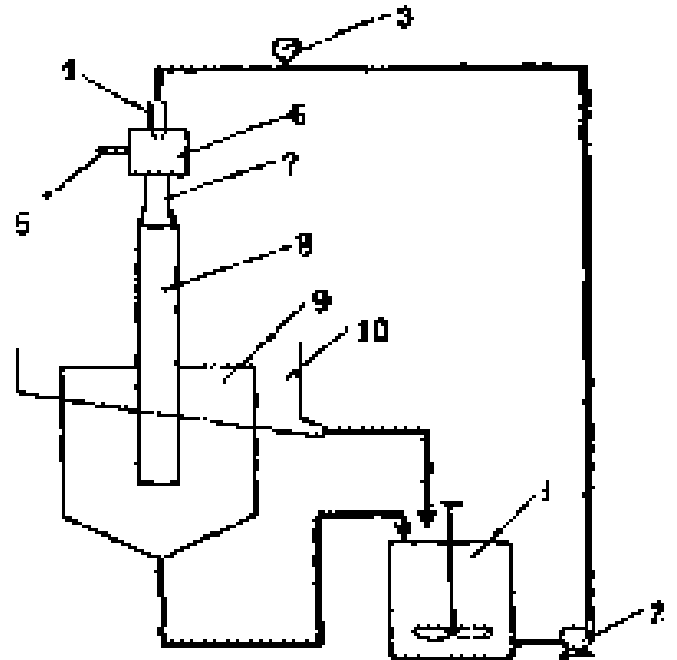


图 1 LHJ 浮选柱试验装置

- 1—搅拌槽；2—水泵；3—压力表；4—喷嘴；
5—空气入口；6—吸气室；7—喉管及扩散管；
8—下导管；9—分离柱；10—溢流槽

气泡，从而在下导管形成泡沫流的重要作用。射流经喷嘴喷出后，射流表面与周围相对静止的空气产生摩擦，射流液体质点与空气质点进行换位，空气被射流卷入，进入喉管并被射流高速带走，从而在吸气室形成空洞，并造成负压，又把更多的空气卷吸进射流作用区。射流泵的一个重要参数是喉管与喷嘴的面积比，它直接影响空气吸入量，本文采用变换不同喷嘴大小进行了不同面积比的吸气量试验。图 2 给出了射流泵面积比对含气率的影响关系。由图 2 可见随面积比增大开始含气率上升，达到最高点后，又随面积比增大而减小。喉管增大有助于提高射流对空气的卷吸量，但过大时会使卷吸力减小，起不到射流泵的作用。其效果只相当于一般的文丘里管了。不同的流体压力下均有一最佳的面积比。在所作的压力范围内，可认为最佳面积比在 6~10 范围内。

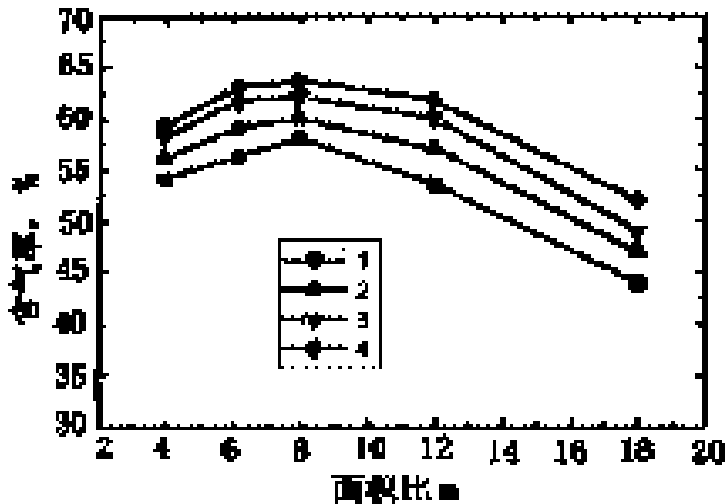


图 2 含气率与射流泵面积比的关系

1—液体压力 0.14 MPa; 2—液体压力 0.16 MPa;
3—液体压力 0.18 MPa; 4—液体压力 0.20 MPa

图 3 含气率与液体压力的关系

1—一级射流泵; 2—二级射流泵

2) 射流泵级数及流体压力对含气率的影响

图 3 给出了一级射流泵及二级射流泵在不同液体压力下的含气率。一级射流泵面积比为 6.25，二级射流泵是由两段与空气混合的吸气室及喉管段组成，面积比总和为 11.3。

由图 3 可见，不论是一级射流泵或二级射流泵，含气率均随液体压力上升而增加。开始上升较快，压力高时上升较慢，压力达到一定值时，含气率趋于平稳。一级射流泵在压力大于 1.8atm、二级射流泵在压力大于 1.6atm，含气率几乎不再增加。说明此时含气率已达到最高点，再增加压力对含气率来说已无意义。从一级射流泵与二级射流泵对比来看，二级射流泵对流体压力的利用率高，在低压时其含气率就较高，相当于一级射流泵较高压力时的含气率。因而采用二级射流泵能较大地提高吸气效率。这是因为流体与气体的接触面积增加了，从而能降低液体压力，但二级射流泵生产设计较复杂。实际生产设计中，处理量大时可采取设多个喷嘴的方法来增加矿浆与气体的接触面积，提高流体吸气效率。

此外，还进行了下导管尺寸、流体物化参数对含气率的影响。相对而言，对含气率的影响比上述因素要小。

四、浮选柱内气泡尺寸测定

在浮选过程中，气泡的大小在很大程度上决定了气泡和颗粒的碰撞和附着几率，自然它是决定浮选效果的主要因素。许多研究者研究表明，矿粒与气泡的碰撞几率 P 与矿粒直径及气泡直径的关系由下式描述：

$$P \propto \frac{d_p}{d_b}^n$$

式中 n 为常数，大多数情况下 $n = 2$ 。因而当矿粒直径减小时，若要保持碰撞几率不下降，或者说在选细粒物料时，若保证一定的碰撞几率，就必须减小气泡的直径。浮选柱主要用于细粒物料的分选，对于 L H J 浮选柱，下导管内气泡直径大小直接影响碰撞几率。在一定的含气率下，减小气泡尺寸就意味着增加下导管内气泡的浓度，并且小气泡的活性较大，因而有助于提高气泡与颗粒的碰撞矿化几率。

1. L H J 浮选柱形成气泡的特点及气泡测试方法

一般浮选柱中产生气泡的方法有电解法、压力溶解法、机械诱导法和联合法等。L H J 浮选柱利用液气射流泵的原理将空气引入喉管与扩散管，并通过液体射流对气体进行抽吸和压缩，最后劈分成泡沫。通过闪频仪对有机玻璃液气射流泵内两相流体运动过程的观察，气泡形成过程大致可分为 3 个阶段：

- (1) 液体射流与气体相对运动段；
- (2) 液滴运动段（喉管段）；
- (3) 泡沫流运动段（扩散管段）。

第 1 段的主要作用是液体对气体的抽吸作用。第 2、第 3 阶段是气泡形成的主要阶段，通过液体质点的紊动扩散作用将气体粉碎成气泡，尤其是第 3 段，它决定液体对气体的劈分过程。

液气两相泡沫流进入下导管后，下导管内气泡的大小又会受制于下导管内流体的运动特性，经直观观察认为下导管内两相流体处于较强烈的紊动态。由上述分析表明，L H J 浮选柱内的气泡尺寸必定与多种因素有关。本研究将通过测试手段对 L H J 浮选柱下导管内气泡尺寸进行实测研究，以找出影响气泡尺寸的主要因素，为优化和控制浮选过程提供依据。

目前测试两相流中气泡尺寸的方法有以下几种：(1) 照相机法；(2) 摄相—图像处理法；(3) 双电极导电探针法；(4) 光学探针法及一些经验计算方法等。但各种方法都有一定的局限性。对于气泡尺寸变化范围宽、气泡密度大的场合，上述方法测试误差大，有的根本无法采用。为此本文根据光—电原理开发改进了一种新的气泡尺寸及含气率的测试技术。该法测试气泡尺寸范围和精度高。光—电法测试气泡尺寸的基本原理是：在恒定真空度下采用一毛细管吸取被测系统中泡沫流的两相流体，气泡在毛细管中呈柱状，在毛细管的两边设置两对光—电发射接收回路，当气柱进入光电发射区时，相对于液体引起更强的光散射，使接收光晶体管上的光密度降低，从而在电压上也相应有明显的变化。将这一电压随时间变化的信号，经电子系统进行滤波、放大，获得近似矩形的信号。由此可得到气泡的体积，再经换算可获得气泡的直径。

对 L H J 浮选柱下导管内气泡测试的测点布置为，在轴向布置五个截面，由于下导管内两相泡沫流流动形式为轴对称流动，预测表明气泡尺寸分布呈轴对称分布。因而在径向取半边布置测点，以轴中心为起点，等距步长测 4 个点。这样形成网络状的测点布置。气泡平均直径由对径向及纵向的数值积分获得。

2 结构参数、操作参数及流体物化参数对下导管内气泡尺寸的影响

1) 喉管长度及液体压力对气泡尺寸的影响

由上节知，喉管段是射流泵内形成气泡的主要阶段，喉管长度决定液体对气体的劈分过程。按射流泵的设计原理，有短喉管和长喉管二种形式的射流泵，试验分别设计了短喉管射

流泵 ($L_H = 45\text{ mm}$) 和长喉管射流泵 ($L_H = 159\text{ mm}$)。短喉管与长喉管射流泵在不同液体压力下气泡平均尺寸的变化关系分别见图 4。由图 4 可见, 在所作的液体压力范围内, 采用长喉管均比采用短喉管形成的气泡尺寸要小。这也反过来证明了喉管段对形成气泡大小的影响作用。因而在 LHJ 浮选柱设计中宜采用长喉管射流泵的方案。以下试验、测试均采用长喉管射流泵。

对于液体压力对气泡尺寸的影响, 从图中可见, 不论是长喉管射流泵或短喉管射流泵, 气泡平均直径开始随压力上升而有所增加, 压力到达一定值时 (长喉管 $P = 0.2\text{ MPa}$, 短喉管 $P = 0.18\text{ MPa}$) 又随之有所下降。对照不同压力下含气率的变化 (图 3), 我们不难发现, 含气率在该点处不再增加而是趋于平稳。因而可以这样解释, 在液体压力到达转折点之前, 此范围内压力的提高主要使下导管内含气率得以提高, 而含气率高时气泡间相互的兼并作用强烈, 故而导致下导管内气泡平均直径有所增大。而当压力超过这一转折点后, 此后含气率不再增加, 则液体压力大, 流体对气泡的劈分作用增强, 故而气泡平均直径有所下降。

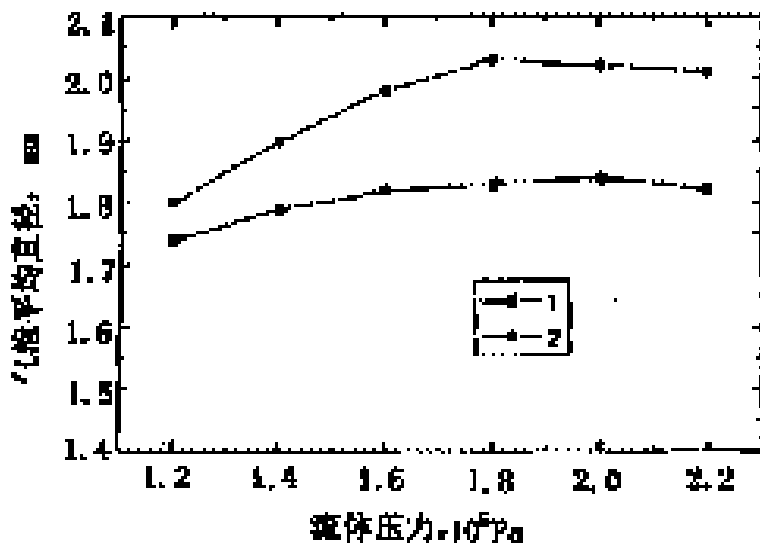


图 4 气泡尺寸与液体压力的关系
1—长喉管射流泵; 2—短喉管射流泵

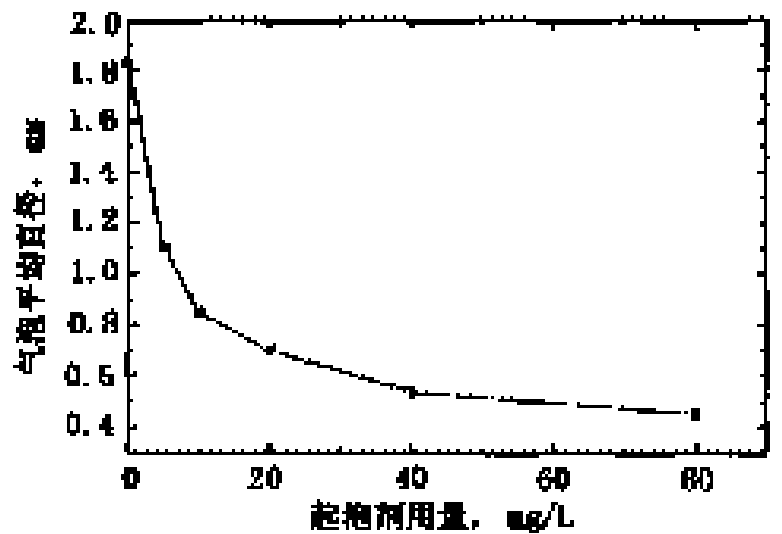


图 5 起泡剂对气泡尺寸的影响

由上可知, LHJ 浮选柱中气泡尺寸与液体压力或流速的关系与普通射流下的不同, 因为其流体能量除用于劈分气泡外, 还用于将气体吸入下导管中, 即起提高含气率的作用。

2) 起泡剂对气泡尺寸的影响

不同起泡剂用量下的气体平均直径与局部含气率的变化见图 5。由图可见, 随着起泡剂用量增加, 气泡直径大幅度下降, 用量加到 $40 \times 10^{-6}\text{ mol/L}$ 时基本趋于平缓, 其变化关系类似于指数变化曲线。这是因为起泡剂的添加显著地降低了液—气界面张力, 有利于小气泡的形成和稳定; 此外起泡剂能在气泡表面形成一层水化层保护膜, 防止了气泡兼并。

因此可知, LHJ 浮选柱下导管内形成稳定小气泡的关键在于添加一定量的起泡剂或其他表面活性剂, 这将大大提高气体利用率, 增加气泡密度, 形成大量小气泡, 使气泡活性增大, 从而提高气泡与矿粒的碰撞矿化几率。在处理微细粒物料时这一措施显得尤为重要。

五、含油污水浮选试验

由于环境及经济的要求, 含油污水的处理显得尤为迫切。以前油田产出污水外排, 造成环境污染, 现在油田注水开发进入中后期, 产出污水量增加, 大部分油田实施产出污水回注。油田产出污水中通常含有许多游离油、乳化油珠及固体微粒。油珠和固体微粒表面带有

负电荷，能长期悬浮在水中。污水若不经处理注入地下，固体颗粒和油珠将堵塞油层毛孔喉道，降低油层渗透率，使注水井的吸水能力下降，最终导致驱油效率下降。

胜利油田（孤岛）产出水量约 $6000\text{ m}^3/\text{d}$ ，水中含油量约 1000 mg/L ，固体颗粒含量 63 mg/L ，水质远远超过部颁标准（水中含油量 30 mg/L ，固体颗粒含量 3 mg/L ）。3年前油田采用二段沉降处理措施，处理水质不能满足要求，采样实测结果表明，水中含油量为 172 mg/L ，固体颗粒含量为 23 mg/L 。连续回注不合格水质3年后，水质不良给油田带来的危害明显暴露出来：结垢、腐蚀严重、注水井吸水指数下降。为了解决这一问题，必须采用新的污水处理工艺，为此我们进行了污水浮选处理。浮选试验装置如图1示。搅拌槽中加入污水 25 L ，加入表面活性剂约 50 mg/L ，调浆 3 min ，由泵打入 LHJ 浮选柱中分选，分别集取溢流及底流，一次分选后底流分析表明，水中含油量为 26 mg/L ，固体含量为 1.8 mg/L ，达到了回水质量要求。除油率达到 97% 。

六、结 论

(1) LHJ 浮选柱采用射流泵作为充气器，当射流泵面积比在 $6\sim 10$ 之间，液体压力控制大于 0.13 MPa 时，浮选柱含气率达到 $50\%\sim 62\%$ ，含气率是传统浮选设备的 $4\sim 5$ 倍。这是 LHJ 具有高效率的原因之一。

(2) LHJ 浮选柱下导管内气泡尺寸测试表明，气泡平均直径受流体压力、射流泵结构因素等影响，其中添加起泡剂的影响最大，这是浮选柱在高含气率下获得小气泡的关键因素。

(3) 胜利油田含油污水浮选试验表明，采用 LHJ 浮选柱一次分选，水中含油量由 1000 mg/L 降至 26 mg/L ，固体含量由 63 mg/L 降至 1.8 mg/L 。水质达到了回水质量要求。

人工振动（弹性波） 增产工艺技术在低渗透油田的应用

韩 军

(大庆油田有限责任公司第七采油厂)

摘 要 本文应用人工振动（弹性波）增油技术原理，在葡萄花油田南部开展了油层深度在 1000m 的振动现场试验，通过试验，研究了在低渗透油田振动后的增产效果及激振参数的优化，取得了较好的实际应用效果。

一、前 言

人工振动法采油技术（弹性波）是一种物理法采油技术，其实质是在不影响油水井正常生产的情况下，利用地面人工振源所建立起来的波动场，以频率很低的机械波的形式传到油层，引起储层物性和原油物性发生变化，提高油层的渗透率，从而达到增产目的。国内外的现场试验和室内研究表明，用振动法技术处理过的油层，油井具有明显的增油、降水、解堵、降粘等效果，适用于不同深度，不同开发阶段的油井，特别是低渗透高含水期油井的增产挖潜。该项技术具有对油层，地面环境无污染、投资少、见效快、设备简单、操作方便等特点。

二、振动增油的基本机理

人工地震法处理油层技术是利用地面大功率的地面震源所建立起来的波动场，以一定频率的机械波形式传到油层，使油层与震源之间产生谐振动，油层在这种振动力的作用下，改善了渗流性能，减弱了储层毛细管力及孔隙流体表面张力对流体在孔道中的阻碍作用，降低了原油粘度，加快了流体的流动速度，从而提高了油藏动用程度。主要有以下几点。

1. 振动作用后流体的表面张力下降

据有关文献介绍，在振动频率为 200 ~ 800 Hz 的波动场中，油水界面上的表面张力降低三分之二，原油含油饱和度增加，变死油区为活油区。在弹性波的作用下，油水界面上表面张力可降低到原来的数百分之一，甚至数千分之一。

2 振动作用后，原油的粘度下降，改善原油的流动性能

在超过原油极限切应力的弹性震动波的作用下，原油连续不断的受到拉伸和压缩，原油的结构被破坏，原油粘度降低，流动性增强。另一方面也因拉伸、压缩产生压力梯度，使难于流动的原油开始流动，将“死”油变为“活”油。从室内实验（表 1）中可以看出，振动比不振动时的流体动力粘度下降 10.31% ~ 23.53%。

3 振动作用后，地层应力发生变化，岩石孔隙体积结构

快速改变，地层应力重新分布，从而提高了原油的渗流速度。地表强振动产生的穿透力

很强的振动波，通过地下介质传播到油层，在油层横向产生微小的附加压力梯度，这种压力梯度会促进油层内的液体流动。另外，超低频简谐振动对油层这种粘弹介质反复作用的结果造成其应变积累。在停振后，油层介质的应变积累回松弛而转变为应力，其应力的释放过程会继续使液体流速的增加保持一段时间。所以，振动期间及停振后的一段时间内均会促进液体向油井低压区流动。在频率为 3 ~ 10 Hz 和强度达到 200k W/ m³ 的简谐振动场内，水和原油通过胶结砂岩心的渗流速度增加了 19 倍。说明振动作用后油层中流体性质，孔道的流变结构发生了变化，从而降低了原油粘度，增加了渗流通道有效截面积，根据达西定律这将有利于增加原油产量。

表 1 不同温度下振动与不振动原油粘度变化表

温度，	密度， g cm ³	粘度， m Pa·s		粘度下降率， %
		不振动	振动	
30	0.858	48.50	43.50	10.31
40	0.847	35.40	29.10	17.80
50	0.840	22.30	19.30	13.45
80	0.820	11.90	9.10	23.53

4 振动有利于清除油层堵塞，提高油层的渗透率

由于钻井时泥浆造成的污染，或因采取某些增产措施时造成的油层污染及堵塞使渗透率相对降低影响液体渗流，造成油井产能低。振动作用不仅不污染油层，还可使空隙表面附着的污染物慢慢剥离，分散在液体中并被携带走，可以起到疏通孔道、清除油层堵塞、提高油层相对渗透率的作用。

5 室内实验表明：振动可以降低驱动压力，提高采收率从而提高原油产量（略）

三、振采机系统工艺简介

1 振采机及其配套系统简介

目前所应用的振采机为 CQ - 型低频可控起振机，对地面最大惯性作用力可以达到 800kN，工作频率可以控制在 5 ~ 15 Hz。振采机系统是由振采机及其配套设备—速度调节系统（调速电机、转速控制仪）、电控制系统（控制箱）、振采机基础（60 钢筋混凝土基础）等组成。

2 振采机工作原理

CQ - 型起振机为 4 组对称偏心结构，其输出的振动力值除与转速有关外，还与偏心块重量有关。激振力可以由下式计算：

$$F = m r^2 \sin t$$

式中 F——激振力， N；

m——偏心块重量， kg；

r——偏心质量重心到回转中心的距离， m；

——偏心块转动的圆频率， ω s；

t——偏心块转动时间，s。

四、现场试验及效果

1. 试验区简介

葡南试验区位于采油七厂葡萄花油田南部 40km 处的葡南断块，油层埋藏深度 900 ~ 1100m，开发目的层为中生界下白垩纪姚家组葡萄花一组油层，葡组顶面平均深度 1032m，油层以薄层为主、砂体平面分布广，油层物性差，渗透率低，区块平均空气渗透率为 $156 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，有效渗透率 $46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，有效孔隙度 23%，原油粘度为 10.29 MPa·s。

振源位于葡萄花油田南部断块葡 170 - 34 井附近，距离振源中心 700 ~ 1500m 范围内有油井 28 口，注水井 10 口，平均单井日产油 4.0t，综合含水 71.45%，平均动液面 536m。平均油层中部深度 1072.0m，平均砂岩厚度 6.3m，平均有效厚度 4.3m。

2 试验开展情况

葡南油田低渗透人工振动增产试验从 1996 年 10 月 12 日进行，分四个周期进行，累计激振时间为 930h，主要做了变力试验和振后增产持续时间的研究。各周期的激振参数见表 2。

表 2 葡南油田振动采油周期振动参数表

振动周期	激振力 kN	频率, Hz	振动时间, h	振动日期	停振日期
1	400	6~8	240	1996. 10. 12 ~ 1996. 11. 12	1996. 11. 13 ~ 1996. 11. 19
2	480	6~8	150	1996. 11. 20 ~ 1996. 12. 4	1996. 12. 5 ~ 1996. 12. 24
3	500	6~8	320	1996. 12. 25 ~ 1997. 1. 28	1997. 1. 29 ~ 1997. 2. 4
4	550	6~8	220	1997. 2. 5 ~ 1997. 2. 26	1997. 2. 27 ~ 1997. 4 月末

3 试验效果分析

葡南油田低渗透人工振动现场试验效果主要体现在下面两个方面。

(1) 振动后产油量增加，综合含水下降。在 4 个周期的现场试验过程中，距振源 1500m 以内的 26 口正常生产的油井（可对比井）有 17 口见到了增产效果，油井受效率为 65.4%。累计增产原油 1082t，原油平均增产幅度为 12.1%，平均含水下降 5.9 个百分点，据停振后观察，油井能保持振动增产效果一个月至一个半月。表 3 为振动前后的增产效果对比表。

表 3 葡南地区振动前后增油效果对比表

项目时间	月产液, t	月产油, t	月增油		含水, %	
			增油, t	增幅, %	平均含水	差值
1996. 9	6797. 3	2229. 5			67. 2	
1996. 11	6891. 9	2391. 5	162	7. 27	65. 3	- 1. 9
1996. 12	7561. 1	2661. 5	270	12. 11	64. 8	- 2. 4
1997. 1	7669. 6	3006. 5	345	15. 47	60. 8	- 6. 4
1997. 2	8556. 8	3311. 5	305	13. 68	61. 3	- 5. 9

振后油井主要见效特点是：产油量增加，含水下降；产油量增加，含水稳定；

产油量稳定，含水下降。

(2) 油井的产液剖面得到了调整，增加了出油层数，提高了油层的动用程度。据对一口油井（葡 170 - 32）振动前后的产液剖面对比情况分析，由表 4 看到，葡 170 - 32 在振动前只有葡 16 层及以上 4.3m 的厚度产液，而油层下部葡 17 层 葡 110 层不产液，经过振动处理后，油层下部葡 17 层（有效厚度 0.4m）和葡 110 层（有效厚度 0.4m）相继产液，产液量分别增加为 12.6m³/d 和 3.1m³/d，且这两个层与注水井不连通。为了更好的了解振动对油层产液剖面影响，在停振一个月后再次进行了一次产液剖面测试，第二次测试结果显示，这两个层的产液量明显减少。葡 17 层的产液量由 12.6m³/d 减少到 1.5m³/d，葡 110 层的产液量由 3.1m³/d 减少到 0.7m³/d。振动后的产液剖面变化说明振动能够改善油层的出油状况，增加了油井的产液层数，提高了油层的动用程度，对油井有较为明显的增产效果。葡 170 - 32 井单井日产液由振前的 27t 增加到振后的 34t，日产油也由振前的 6.0t 增加到振后的 9.0t，综合含水由振前的 77.78% 下降到振后的 73.53%。

表 4 葡 170 - 32 井产液剖面振动前后对比表

层位	井段深度, m	有效厚度, m	振前测试结果		振后测试结果			
			1996.9.18		1997.2.17		1997.4.7	
			产液量 m ³ /d	含水 %	产液量 m ³ /d	含水 %	产液量 m ³ /d	含水 %
葡 11	1051.6 ~ 1053.2	1.6	7.5	61.3	3.9	82.1	3.1	25.8
葡 13	1065.1 ~ 1065.8	0.7	0.6	83.3	2.4	87.5	5.9	83.1
葡 16	1080.8 ~ 1083.8	2.1	18.0	86.1	9.5	85.3	16.5	92.1
葡 17	1089.5 ~ 1090.1	0.4			12.6	84.9	1.5	46.7
葡 110	1101.1 ~ 1101.7	0.4			3.1	83.9	0.7	71.4
全井		5.2	26.1	77.4	31.5	84.7	27.7	79.8

(3) 大庆葡萄花油田于 1993 年 7 月至 1994 年 11 月曾在葡萄花油田南部的葡 166 - 82 井组和葡萄花油田北部的葡 64 - 69 井组开展过振动采油试验，取得了较好的效果。

葡萄花油田南部的葡 166 - 80 井组试验区。葡萄花油田南部的葡 166 - 80 井组试验区位于葡南油田三断块葡 166 - 80 井组附近，在波及半径 700m 的范围内，有采油井 10 口，平均油层中部深度为 947m，平均砂岩砂岩厚度 8.8m，有效厚度 6.1m。葡南地区平均空气渗透率 156 μm²，有效渗透率 46μm²。振动前 10 口井日产液 193t，日产油 41t，含水 78.7%，沉没度 323.3m。该试验区分两个阶段进行。

第一阶段试验采用 CQ - 型振采机，以 350kN 激振力，9 ~ 11Hz 振动频率，从 1993 年 7 月 9 日开始，累计振动 150h，在波及半径内的 10 口井中有 9 口油井见到了效果。9 口井日降液 16t，日增油 9t，综合含水下降了 7 个百分点，平均沉没度上升 64m。降液幅度 8.2%，增油幅度 21.9%。振动效果有效期为 1 个月。振动后见效的主要特点是：产油量增加，含水下降，动液面上升。

第二阶段从 1994 年 3 月开始进行了两种不同激振参数的试验。第一种参数用 8 ~ 10Hz 的振动频率，从 1994 年 3 月 12 日至 3 月 16 日，累计振动 70h，激振力 350kN，振后 10 口油井都有效，日降液 2.9t，日增油 8.3t，综合含水下降 3.9 个百分点，平均沉没度上升

38 m, 降液幅度 1.3%, 增油幅度 18.8%, 振动增产效果有效期为一个月。第二种参数采用 5~7 Hz 的振动频率, 从 3 月 30 日至 4 月 15 日, 激振力 350 kN, 累计振动 150 h, 10 口油井中有 9 口井见到了效果, 日降液 3.3 t, 日增油 10.3 t, 含水下降 4.8 个百分点, 平均沉没度上升 61.8 m, 降液幅度 1.4%, 增油幅度 23.4%, 振动有效期一个月。振动后见效的主要特点是: 产油量增加, 含水下降, 动液面上升。

葡萄花油田北部的葡 64 - 69 井组试验区。葡萄花油田北部的葡 64 - 69 井组试验区位于葡北油田三断块葡 64 - 69 井组附近, 在波及半径 1000 m 的范围内, 有采油井 20 口, 平均油层中部深度为 1029 m, 平均砂岩砂岩厚度 8.9 m, 有效厚度 6.7 m。葡北地区平均空气渗透率 $298 \mu\text{m}^2$, 有效渗透率 $105 \mu\text{m}^2$ 。从 1994 年 9 月开始采用 CQ - 型振采机, 以激振力 600 kN, 振动频率 5~7 Hz, 累计振动 160 h。试验效果可对比井 16 口, 有效井 10 口, 有效率 62.5%。振动后日降液 27 t, 日增油 5 t, 含水下降 6.5 个百分点, 平均沉没度下降 16.6 m。降液幅度 14.4%, 增油幅度 12.8%, 振动有效期为 20 d 左右。振动后见效的主要特点是: 产油量增加、含水下降、动液面上升。从这两个试验区的效果看, 振动增油试验取得了较好增油降水效果。

五、经济效益

试验总投入 14.1×10^4 元, 在为期四个周期的现场试验中, 累计增油 1082 t, 每吨原油按 754 元计算, 产值 81.58×10^4 元。试验期间共投入 14.1×10^4 元, 投入产出比为 1.58。每吨原油成本按 330 元计算, 投入盈利比为 1.22。葡南地区低渗透人工振动法增产工艺技术试验获得了较好的社会效益与经济效益。

六、认识和结论

(1) 人工振动法增产工艺技术 (弹性波) 对低渗透、深度在 1000 m 的井有较好的增油、降水效果。

(2) 振动有效时间一般为振动后的 5~15 d; 停振后大部分油井可保持增产效果 1~1.5 个月, 然后逐渐恢复到振前的水平。

(3) 经过人工振动法增产工艺处理后的油层可以改善其出油状况, 原未动用的层得到了动用, 提高了油层的动用程度。

(4) 对低渗透、深度在 1000 m 的油层振动频率在 5~7 Hz, 激振力在 500 kN 以上增产效果更好, 振动时间最好在 10~20 d。

(5) 振动所产生的弹性波对振源 100 m 以外的地面、地下设备以及人体不会造成伤害。

(6) 振动采油可以获得较好的经济效益和社会效益。

对油气水三相分离规律及理论的新认识

李冬林 孙 睿

(河南油田设计院)

摘 要 本文介绍了原油脱水、脱气的基本原理，并着重阐述了对油气水三相分离规律及理论的新认识：综合运用旋流预脱气、活性水强化水洗破乳、填料聚结和界面自控等新技术，可大大提高原油脱水、脱气的效率和质量。研制的 HNS 型分离器，使含水原油经一次处理即达净化油标准。设备具有效率高、能耗低、控制稳定和分离效果好以及自动化程度高等特点，单位体积处理能力为传统设备的 6~8 倍，在脱水效率、脱水质量和容积负荷方面达到了国际同类设备先进水平，已先后在河南、冀东等油田推广应用 130 多台（套），节省工程投资及配套费用 1.4×10^8 多元，年节约能耗 4000×10^4 多元。

一、前 言

随着我国东部油田相继进入中、后期开采阶段，注水强驱技术逐步在各油田大规模推广应用，并取得了巨大的经济和社会效益。该技术的广泛应用，在采收率提高的同时，也伴随着地面采出液液量增大，含水不断升高。大量的高含水采出液给油田地面生产带来了一系列问题，比如：加大了集输管线负荷；原油脱水系统不断改造、扩建等。其中，突出的是原油脱水，许多油田采用二段或三段，甚至有采用四段流程进行脱水。传统的脱水工艺，不仅流程复杂、工程建设投资高，而且运行能耗大，同时由于这种多段流程，自动化水平低，也给油田的安全生产带来了难题。因此各油田为降低成本，节约能耗，提高竞争力，对研制新型高效、节能原油脱水、脱气设备，采用新工艺、新技术日益重视起来。

二、三相分离原理

油气水三相分离主要依靠三者的密度差，在稳定的流场条件下，由于所受离心力或重力不同而分离。通常地下采出液是一种比较复杂的混合物，是由原油和水以及部分固体杂质等组成，而原油和水又分别呈游离状态和乳化状态两种。一般情况下，游离状态的原油和水容易分离，而乳化状态的原油和水分离比较困难。乳化的油/水混合液是一种相的微滴弥散于另一相中，称为分散相和连续相，这种混合液常常因为管件的节流、连续相的粘度和两相的密度差以及水滴所带的电荷等多种因素的影响，一般是比较稳定的。分散相的周围形成有一种非常坚韧的膜，使得分散相在流动过程中很难发生聚结。根据 Stokes 定律知道，分散相粒径的大小对其沉降速度的影响是非常重要的，所以对乳化液进行破乳，实现分散相有效聚结，就成为原油脱水处理工艺的关键所在。

三、三相分离规律及理论新认识

影响油气水三相分离的因素是多方面的，本文所述是在前人研究的基础上，通过从不同

角度对油气水三相分离的规律和理论做进一步的探索。通过优化设备结构和采用旋流预脱气等技术，可大大提高设备的运行效率，并对油气水三相分离的规律和理论产生了新的认识。

1. 设备结构优化

分析研究表明：同一设备分离效果的好坏不仅与填料聚结有关，同时与设备内流动特性也密切相关。流动特性好，则停留时间长，反之则停留时间短。在遵循多相流体力学及流体相似理论的基础上，采用粒子图像测速（PIV）和液滴动态粒径分析等技术，通过进行停留时间分布、分离特性试验和液滴动力学分析，分别对设备各功能段不同构件进行了优选，最后提出油气水三相分离设备根据各构件的不同作用可分为入口、布液、聚结和集液四个主要部分组成。研究结果表明，优选过的设备流场特性（图 1）比 C—E Natco 游离水脱除器的流场特性（图 2）好的多。C—E Natco 游离水脱除器存在着明显的短路流和返混现象，设备运行效率比较差，而优化设备的流场特性已较接近于塞状流，已经形成了稳定的流场，为油水分离创造了良好的内部环境。

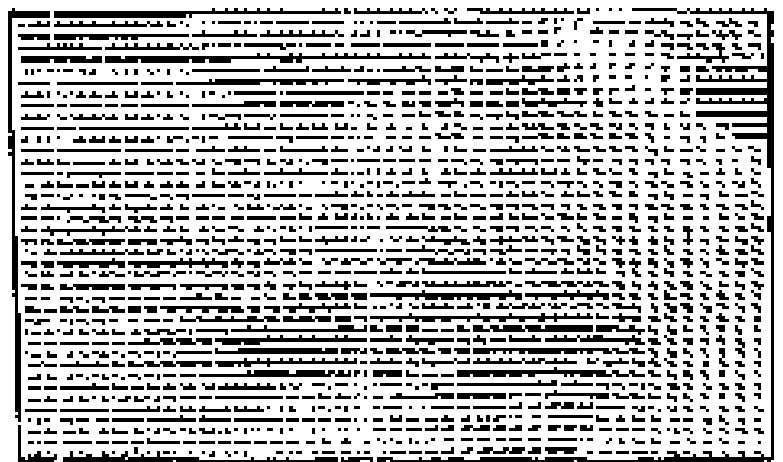


图 1 优化设备内流场速度向量图

图 2 C - E Natco 设备内流场速度向量图

2 旋流预脱气

油气水三相分离，气—液之间比较容易进行，而液—液困难。据调查，大多三相分离设备，气—液和液—液的分离都在设备内部进行，气相空间约占设备有效容积的 50% 左右。气—液分离靠重力进行，效率比较低。

随着近几年旋流技术的发展，气—液之间的分离逐步由重力转变到靠离心力进行，效率得到了大幅度提高。通过对气—液旋流预脱气的研究，认为：气—液分离是介于气—固旋风分离和液—液旋流分离之间。室内进行试验，在模拟设备进口处引入预分离旋流器的情况下，基本可脱出 95% 以上的气体，脱出的气体经旋流器内的捕雾器后直接进入二级捕雾而不进入设备内部空间，这样进行油—水分离的液相容积由原来的 50% 左右可提高到 95% 以上。旋流预脱气不仅能够提高设备的有效液相容积，而且对平衡设备压力，稳定流态，消泡吸能也有一定的作用。事实上该技术对处理高油气比原油、易起泡原油的油气分离是非常有效的。另据文献，预脱气后原油中剩余的少量溶解气对乳化液进一步破乳也有一定好处。

3 活性水强化水洗破乳

油水混合物经入口构件到分离器底部水层内，当油水混合物向上通过水层时，由于水的表面张力较大，使原油中的游离水、破乳后粒径较大的水滴、盐类和亲水固体杂质等并入水层，这一过程称为水洗。以往水洗在原油脱水中的应用主要是在沉降罐中进行游离水分离，HNS 型分离器在引入水洗过程以后，经现场测试，设备分离效果有较大程度上的提高。分

析认为是：水洗不仅能使游离水快速分离，使大部分水量从原油中分出，原油从油水界面处沿分离器截面上流动的流速减慢，为原油中较小粒径的水滴沉降创造了有利条件；同时由于油水混合物在水洗室里进行碰撞、磨擦、翻滚和搅拌等作用，还能够起到二次强化破乳的效果。目前，对水洗破乳机理方面的研究仍处于经验阶段，以后有待作更进一步的研究。

4 油水分离模式转化

研究原油脱水的规律通常用 Stokes 公式 (式 1) 来进行描述，

$$V = 2g(\rho_w - \rho_o) r^2 / 9\mu_o \quad (1)$$

沉降速度 V 的提高，就意味着原油脱水效率的提高。沉降速度 V 与连续相粘度 μ_o 成反比，为提高沉降速度，传统的作法之一是对连续相进行加热，以降低连续相粘度 μ_o ，这种作法虽能收到一定效果，但能耗较大。

而 HNS 型分离器的做法是，采用油水分离模式转化技术，用特定的入口、布液装置，变传统分离的“原油脱水”为“水中除油”，水作为连续相，油滴作为分散相从连续相中分离出来。经测定在同一条件下，水的粘度要远小于原油的粘度 ($\mu_o / \mu_w > 1$)，所以油滴在水中的上浮速度要远大于水滴在油中的沉降速度 (式 2)，

$$V_o / V_w = \mu_o / \mu_w > 1 \quad (2)$$

经测算，同颗粒直径的水滴在油中的沉降速度 (V_w) 约是油滴在水中浮升速度的 $1/ (18 \sim 180)$ ，即“水中除油”的效率要大于“原油脱水”的效率。

5 填料聚结

由设备的粒级效率 $\eta_i = L (P - F) g_i^2 / (18 H V_o \mu)$ 知， η_i 与流道高度 H 成反比，与液滴粒径 d_i 平方成正比。根据这一原理，HNS 型分离器在入口段和沉降室分别采用了粗粒化技术和多层板技术，大大的提高了设备的分离效率。

(1) 多层板技术 (浅池原理)。即在原流道中加入 N 层隔板，对每一层而言，其有效沉降高度变为 $H / (N + 1)$ ，这时粒级效率相应变为原来的 $(N + 1)$ 倍，此外由于多层板的引入，相当于把原流道分成许许多多的子流道，从雷诺数 $N_{Re} = VD / \mu$ 看，由于子流道的当量直径大幅度减小，所以有效地抑制了湍流的发生，提高了设备的处理能力。

(2) 粗粒化技术。粒级效率与液滴粒径的二次方成正比，因此设法增大液滴粒径，是继多层板技术外，又一个强化油水分离过程效果显著、经济可靠的措施。例如，若把进入流道的液滴粒径由 $150\mu m$ 增加到 $500\mu m$ ，就可在其他条件不变的情况下，提高设备处理能力近 11 倍。表 1 是大庆油田对聚结填料所进行的测试结果。

表 1 大庆油田对聚结填料的实验数据

试验方案	项 目 内 容	停留时间 min	沉降温度	原油含水，%		处理后，%	
				总水	乳化水	油中含水	水中含油
方案 I	有聚结填料	6.13	34.5	90.1	23	9.7	1.1524
	无聚结填料	6.13	34.5	90.1	23	36.0	3.4993
方案 II	有聚结填料	33.0	44.0	60.0	34	9.8	0.3050
	无聚结填料	33.0	44.0	60.0	34	28.0	0.3050

注：加入破乳剂 30ppm。

6 来液单相加热

在对稠油的脱水中，往往需进行加热来降低原油粘度，以提高脱水效率。以往的加热方

式是对油气水三者混合加热，由于水的比热是 1.0kcal/ kg· ，油是 0.5kcal/ kg· ，如果在来液含水较高时，大部分热量实际上是给水进行升温，造成很大的浪费。

在对设备经过分析后认为，设备内来液经水洗后，基本已形成子午面以上以油为主的油相；子午面以下以水为主的水相。如果采用在子午面以上设加热盘管进行加热，这种加热基本上是给油相升温，现场实测，对水相温升的影响约是油相的十分之一。比如：以含水 85 % 的来液，升高相同温度，采用两种加热方式为例，来计算热效率（式 3）。

$$= \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} \times 100\% = \frac{C_1 M_1 + C_2 M_2}{(C_1 M_1 + C_2 M_2 \times 0.1)} \frac{T - (C_1 M_1 + C_2 M_2 \times 0.1) T}{T} \times 100\% = 82.7\% \quad (3)$$

式中 ——油相加热比混合加热节约的热耗；

Q_1 ——混合加热热耗；

Q_2 ——油相加热热耗；

C_1 、 C_2 ——油、水比热；

M_1 、 M_2 ——油、水质量；

T ——温差。

在高含水来液情况下，两种加热方式相比，单相加热可节约热耗 80 % 左右。

7. 界面自控

传统设备对界面的控制一般是通过界面检测仪来进行的，这种控制方式要么不稳定，要么系统复杂，难以操作和维护。而 HNS 型分离器通过采用可调“U”型管，将沉降室油、水“界面控制”转化为油、水室“液面控制”，用微机进行控制，较好的解决了油水界面自控问题。如图 3 所示，根据水力学原理，近似有（式 4）：

$$\rho_1 \times H_1 + \rho_2 \times H_2 = \rho_2 H_3 \quad (4)$$

式中 ρ_1 、 ρ_2 ——油、水密度；

H_1 ——油层高度；

H_2 ——水层高度；

H_3 ——导水管高度。

根据公式（4），界面高度 H_2 转化成了导水管高度 H_3 。根据现场实际需要，导水管可做成高度可调节型的，当原油物性或来液组成发生变化时，只需通过调节导水管高度 H_3 就可实现对界面高度 H_2 的控制。

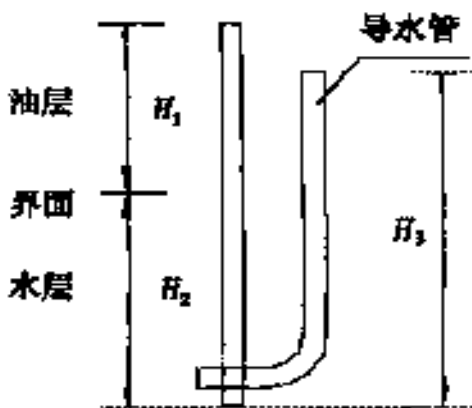


图 3 “U”型管结构原理图

四、工业应用

1. 高效设备的研制

通过在以上理论研究的基础上，综合运用设备结构优化、旋流预脱气、活性水强化水洗破乳、油水分离模式转化、填料聚结、来液单相加热和界面自控等技术，所研制的 HNS 型分离器（图 4）主要由罐体、预脱气旋流器、布液器、聚结器、除砂器、油水室、可调“U”型管及捕雾器等组成。

新设备经现场应用，能使含水原油经一次处理即达净化油标准。设备具有效率高、能耗低、控制稳定和分离效果好以及

自动化程度高等特点，单位体积处理能力为传统设备的6~8倍，对于一般的含水原油，脱水率达99%，含水原油经一次处理，出口原油含水0.5%，污水含油1000mg/L，在脱水效率、脱水质量和容积负荷方面达到了国际同类设备先进水平。

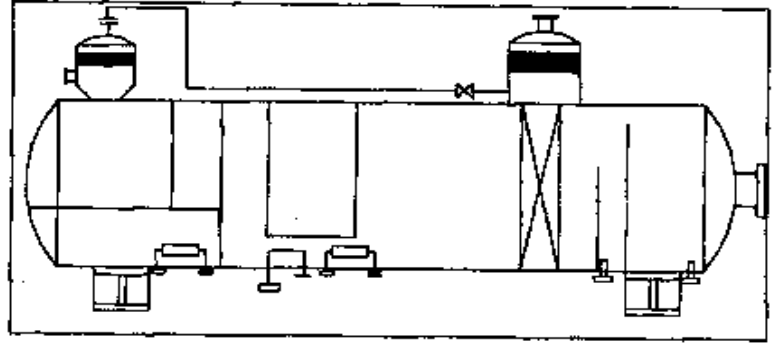


图4 HNS型三相分离器结构简图

2 典型应用实例 (冀东油田高一联)

冀东油田高尚堡联合站担负着油田各转油站、计量站和车拉油等的处理任务，1995年处理净化油 55×10^4 t，平均综合含水60%。原油脱水流程采用来液预脱气(4台缓冲罐)，一段加热(2台加热炉)后进陶粒脱水器(4台)，然后进大罐沉降(一座 3000 m^3 罐)，再经泵(2台离心泵)提升后进三段加热炉(1台)，再进电脱水器(4台)脱水，最后获合格净化原油。该系统存在流程不密闭，脱水环节多、加热能耗大等问题。

同年由河南院对其实施密闭脱水改造，采用2台HNS型高效三相分离器(3000×14600mm，1台备用)，在结构设计上针对该油田原油的具体情况，在分离器沉降室油相内设加热器，采用蒸气加热。改造后的流程为各转油站(计量站)来液直接进高效三相分离器，经一次处理后分离器出口净化油含水只有0.3%~0.45%，污水含油<800mg/L，实现了一段密闭脱水使原油含水降至0.5%以下，使高一联脱水工艺提高到了一个新水平。

改造后的脱水系统比原系统减少3台加热炉、4台缓冲罐、4台陶粒脱水器、4台电脱水器、1座 3000 m^3 大罐、2台提升泵共18台设备，简化了工艺流程、提高了自动化水平、降低了油气损耗，技术经济效益十分明显。

3 应用分析

HNS型分离器在河南油田应用成功后，由于其具有脱水质量高、处理能力大、效率高、能耗低等优点，适合我国油田注水开发特点的需要，先后又在冀东等油田推广130多台(套)。根据测算，推广一台HNS型高效分离器，与老的脱水流程相比可节约工程建设投资 200×10^4 元，年节约热耗 50.5×10^4 元，电耗 17×10^4 元。

在应用过程中也发现，在处理含砂较高的原油时，除砂效果不理想，这有待以后做进一步的研究工作。

五、结 论

(1) 对油气水三相分离，综合运用旋流预脱气、活性水强化水洗破乳、填料聚结和界面自控等新技术，能大幅度提高原油脱水、脱气的效率和质量。

(2) 研制的HNS型分离器具有效率高、能耗低、控制稳定和分离效果好以及自动化程度高等特点，使含水原油经一次处理即达净化油标准，单位体积处理能力为传统设备的6~8倍，在脱水效率、脱水质量和容积负荷方面达到了国际同类设备先进水平。

(3) 该技术是适合我国油田注水开发特点需要的，已在河南、冀东等油田推广130多台(套)，节省工程投资及配套费用 1.4×10^8 多元，年节约能耗 4000×10^4 元多。