

油藏数值模拟技术应用成果集

中国石油天然气总公司开发生产局



石油工业出版社

油藏数值模拟技术 应用成果集

中国石油天然气总公司开发生产局

石油工业出版社

0P33/12

内 容 提 要

《油藏数值模拟技术应用成果》共收集了 26 篇优秀论文,叙述了各种黑油模型、组分模型、裂缝模型、热采模型、化学驱模型在各类油气藏数值模拟中的应用。本书供从事油气藏数值模拟技术研究的科研人员和矿场实际应用的油藏工程技术人员参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

油藏数值模拟技术应用成果集 / 中国石油
天然气总公司开发生产局—北京: 石油工业出版社, 1996.1
ISBN 7-5021-1602-8

I. 油…
II. 中…
III. 油藏—数值模拟—应用—地质模型—文集
IV. TE319

石油工业出版社出版
(100011 北京安定门外安华里 2 区 1 号楼)
石油工业出版社印刷厂排版
华北石油报社印刷厂印刷
新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开 $21\frac{3}{4}$ 印张 548 千字 印 1—1000

1996 年 1 月北京第 1 版 1996 年 1 月华北第 1 次印刷

定价: 30.00 元

前 言

油藏数值模拟技术是油田开发领域的一项重要技术。最近十多年来,随着计算技术的发展,计算速度越来越快,储存容量越来越大,特别是最近十年工作站发展迅猛,日前一台高性能的工作站相当于十年前超级巨型机的能力,而价格比超级机要便宜得多,这就为油藏数值模拟的普及创造了有利条件。

我国油藏数值模拟技术的发展始于 60 年代,但真正得到较快发展还是在最近十年,特别是通过“七五”油藏数值模拟技术攻关,取得了一大批成果,培养出一批油藏数值模拟专业人才。最近五年来,随着工作站的广泛应用,油藏数值模拟技术已经走出研究院,逐渐普及到采油厂,达到了工业化应用的规模,且应用范围越来越广,在生产中发挥的作用也越来越显著。

本论文集收集的 26 篇文章是 1995 年 3 月总公司在黄山召开的“油藏数值模拟成果交流会”上交流成果的一部分,从本论文集中可以看到当前油藏数值模拟技术的发展状况以及在各个方面应用所取得的成果。我国油藏类型众多,许多油田开发过程错综复杂,因此,如何开发能适应中国油藏特点的数值模拟软件是我们面临的重要任务之一。在数值模拟软件发展上仍有许多工作要做,特别是当前全国许多主力油田已进入高含水开采的中后期,如何挖掘老油田潜力,研究老油田剩余油分布和适应三次采油技术的发展,必须相应发展化学驱等三次采油软件和油藏精细数值模拟技术,还要加强新方法研究,特别是平行算法的研究。

我们相信,本论文集的出版将有助于推动油藏数值模拟技术的进一步发展,使它在生产上发挥更大的作用。为实现“九五”规划,加快石油工业发展作出贡献。

开发生产局 周成勋

1995.8.27

目 录

应用油藏数值模拟技术描述萨南油田二区东块剩余油分布	(1)
胜坨油田一区沙二段 1—3 砂层组精细数值模拟研究	(13)
油藏数值模拟技术在滨南油区的应用	(27)
油藏数值模拟技术在埕东油田特高含水期钻高效调整井中的应用	(36)
油藏数值模拟技术在彩南油田开发设计中的应用	(49)
油藏数值模拟在濮城油田调整中的应用	(64)
油藏数值模拟在马岭油田中一区调整中的应用	(81)
油藏数值模拟技术在小集油田官 938 断块控水稳油中的应用	(98)
碳酸盐岩油藏不稳定注水开采的数值模拟研究	(108)
应用三维三相油藏数值模拟技术研究双河油田 VII2, 3 大厚层油水分布规律 ..	(121)
油藏数值模拟技术在冀东油田柳 13—1 区块滚动勘探开发方案设计中的 应用	(138)
轮南油田轮二井区三叠系 II、III 油组油藏数值模拟研究	(149)
鄯善油田 J ₂ s 油藏东区注采系统优化研究	(162)
闵桥油田闵 7、闵 15—18 断块火山岩油藏数值模拟研究	(174)
王场油田跟踪数值模拟研究	(187)
曙 1—7—5 块蒸汽驱先导试验区跟踪数值模拟研究	(198)
杜 163 蒸汽驱先导试验区跟踪数值模拟研究	(209)
克拉玛依油田九区浅层稠油油藏改善蒸汽驱效果数值模拟研究	(219)
胜利乐安油田水平井热采数值模拟研究	(232)
复合化学驱数值模拟研究	(247)
应用油藏数值模拟技术指导喇嘛甸油田聚合物驱油试验	(264)
化学驱模型的引进、消化及在蒙古林油田的应用	(273)
胡七南沙三中 9~10 砂组生物聚合物驱油数值模拟研究	(292)
油藏数值模拟软件中应用的并行算法	(305)
平湖油气田八角亭构造数值模拟研究	(317)
卧龙河气田嘉五 ¹ ~嘉四 ³ 气藏数值模拟研究	(325)

应用油藏数值模拟技术

描述萨南油田二区东块剩余油分布

赵晓明 任正江

大庆石油管理局

摘 要

为评价萨尔图油田南二区东块三年“稳油控水”的开发效果,研究该区的剩余油分布状况及其分布规律,在对该区进行三年跟踪数值模拟的基础上,本文结合数值模拟的成果,着重对南二区东块面积井网开采的萨尔图油层加葡二油层动用状况、潜力分布做了分析。指出了剩余油主要分布于油层物性差、注采系统不完善、未经历过挖潜措施的油层和地区。主要潜力在于,有近 20% 的储量含水在 40% 以下,是今后调整的主要对象。

一、模拟区概况

南二区东块位于萨尔图油田的中南部,上邻萨中,模拟区面积 10.15km^2 ,储量 $5040 \times 10^4\text{m}^3$ 。该模拟区东西边界为 139、140 两条南北走向大断层,南北边界不密封,边界条件比较复杂。

南二区东块于 1965 年分两套井网投入开发,葡一组油层采用行列井网开采,萨加葡二组油层,采用四点法面积井网注水开采。我们把萨加葡二组油层作为模拟的研究对象。其面积井网平均注采井距为 520~540m。该区块于 1987 年底开始一次加密调整,仍采用四点法注水开采,又于 1990 年底该区定为“稳油控水”示范区,目前全区共有 173 口油水井(其中水井 69 口,油井中存在一口更新井),基本上实现水井分注,但仍存在调整井与同井场老井同采的问题,同时存在部分井射开高一组油层的情况,但仅射开原有效厚度中的一类厚度。截止到 1993 年底,全区累积产油 $1498 \times 10^4\text{t}$ (核实),累积产水 $2351 \times 10^4\text{t}$,累积注水 $5657 \times 10^4\text{t}$,综合含水 71.5%。

二、模拟过程简介

1.地质模型的建立

根据模型和模拟的需要,我们首先收集了该区所有的静态数据,在对其严格检查,反复核实的基础上建立该模拟区的数学模型。

网格划分过程中,基于油田开发和模拟的需要,主要采用纵向细分的方法,把萨加葡二组油层分成 23 个模拟层,又基于该区面积大、井多的实际情况,网格采用 $45 \times 35 \times 23 = 36225$ 的划分方式,其中有效节点 24990 个;边界处理上采用定压与断层边界的方法,

并在一部分网格中设置虚拟井；流体性质参数选取萨南油田高压物性资料的平均值；相对渗透率曲线，参考南 1-检 6-37 井资料；该井位于模拟区内；时间阶段的划分主要考虑油水井工作制度变化及生产史描述的简化，限定最短一个月，最长一年，截止 1993 年底共划分了 64 个时间步；数据流的形成是以程序提取加工而成；在历史拟合的资料准备中组织了压力、含水、见水时间、油水井各种措施等资料，并参考分层测试资料和水淹对比资料等，且对各种资料加以整理。

2. 历史拟合概述

(1) 拟合指标的确定。

根据该区块的实际情况，我们选择了单井及全区的综合含水、地层压力作为拟合指标，同时还考虑储量、见水时间及累积产量的拟合。

(2) 总体思考。

根据模型大、井多、分层多、层间及平面关系异常复杂和曾进行过一次加密调整的特点，我们采用整个阶段的历史拟合，即大趋势、初始地层压力、见水时间和见水层位的拟合。在这个过程中确定模型中各网格的平均渗透率水平，在此基础上分阶段进行单井综合含水与压力的拟合。而全区指标的拟合是通过单井指标的完成自然促成的，此外含水与压力的拟合是同时进行的。

(3) 油水井工作制度。

根据模拟区的特点，对生产井采用定液量的方法，因而累积产液量得到自然拟合；只要含水拟合得好，累积产油量也得到较好的拟合；对于注水井，我们采用定压与定液并存的方法，既内部定液量、边界定压注水。这样即保证了累积注水量的拟合，也自动地调解了水量，保证压力和含水的拟合，同时保证模拟计算的稳定性。

(4) 历史拟合过程中各种参数的修改。

在历史拟合过程中，我们特别注重对各种参数调整的慎重性，针对整个生产史上调整与挖潜措施的情况，通过加强动态分析，不但提高了拟合精度，也减少了模拟次数，且使之更符合实际情况，总之通过这些工作，既提高了历史拟合的质量，也为其在油田的应用打下良好基础。

3. 历史拟合结果

南二区东块面积井网的历史拟合是一项工作量大、高难度的工作。由于该模拟区存在井网密度大、油层条件比较复杂、生产史长、实际的挖潜措施与动态调整多的情况和模拟层多造成的层间矛盾远远超过平面矛盾的问题，因此，在拟合过程中，为避免这些情况导致一动万变的局面，不盲目地修改各种参数，而是通过加强动态分析努力使该区的历史拟合达到较高水平。

(1) 综合含水与压力拟合。

全区共有油水井 173 口，目前参加拟合的井有 104 口。全区的拟合指标达到设计要求，全区综合含水的绝对误差为 0.89%。在转抽后实际资料存在较大问题的情况下，压力指标的拟合效果仍较好，压力拟合点绝对误差小于 0.5MPa 的点占总点数的 81.7%，其绝对误差 0.36MPa。

除部分井外，单井拟合均比较好，部分井误差较大的原因是射开高 I 组或葡 I 组的结果，但从总体上看，均达到设计要求。综合含水平均绝对误差为 1.23%，压力拟合点绝对误差为 0.45MPa。

(2) 累积产液量、累积注水量及地质储量的拟合。

累积产液量计算值为 $3256 \times 10^4 \text{m}^3$ ，实际为 $4098 \times 10^4 \text{m}^3$ (核实)，扣除射开高 I 组或葡 I 组和井组不完善的影响，全区累积产液量达到很好的拟合。

累积注水量计算为 $3407 \times 10^4 \text{m}^3$ ，实际为 $5657 \times 10^4 \text{m}^3$ ，扣除边界和井组不全的影响，也达到设计要求。地质储量计算值为 $5041.3 \times 10^4 \text{m}^3$ ，实际值为 $5040 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

4. 水淹对比资料评价

在对南二区东块面积井网数值模拟的水淹对比资料评价过程中，统计了模拟区中 105 口井的水淹对比资料，并根据油田地质上水淹程度的确定方法统计出对比井在距其测试时间附近的模拟时间步上的水淹程度数据，在此基础上，确定实际与计算值的符合程度 (表 1)。

表 1 23 个模拟层水淹对比统计表

种 类 \ 水淹程度	未 水淹 (个)	低 水淹 (个)	中 水淹 (个)	高 水淹 (个)	合计 (个)
实 际	1752	36	199	428	2415
计算符合数	945	14	80	85	1124
符 合 率	54%	39%	40%	20%	54%

从表 1 可以看出，总符合率为 54%，未水淹的符合率也为 54%，中、低水淹符合率在 40% 左右，只有高水淹的符合率最低，为 20%。符合率低的原因在于测试精度与模拟中合层的影响。此外，由单层组成的模拟层水淹对比统计值 (表 2) 可以看出，低、中、高水淹、未水淹的总符合率均高于由所有模拟层统计的符合率，而由单层组成的模拟层水淹对比统计的符合率说明该区块的模拟效果比较好，能够满足对该区块剩余油分布状况的分析。

表 2 单一油层组成模拟层水淹对比统计表

种 类 \ 水淹程度	未 水淹 (个)	低 水淹 (个)	中 水淹 (个)	高 水淹 (个)	合计 (个)
实 际	840	14	89	130	1073
计算符合数	545	10	48	51	654
符 合 率	65%	71%	54%	39%	61%

三、剩余油分布状况分析

根据油田生产需要，对南二区东块进一步加密调整，为更加清楚地了解地下情况、了解剩余油分布状况，为同类区块的加密调整提供经验，在加密调整前对该区剩余油的分布状况进行分析。一般分析方法只能给以定性的结论，而应用油藏数值模拟方法，不但可以定性地概括，而且可以定量地描述剩余油的分布状况。

在本文中主要应用 1990 年底与 1993 年底历史拟合结果输出的井报告与含水饱和度数据。下面说明通过对南二区东块面积井网“稳油控水”跟踪模拟所得到的三点认识：

1.“稳油控水”示范区时期各模拟层油水分布状况的变化

该模拟区为南二、三区东块面积井网的一部分，三年中在示范区做了大量的工作，完成了“稳油控水”的目标，截止 1993 年底综合含水控制在 71.5%左右。下面就从两个方面来说明示范区时期该区各油层的油水分布是如何变化的：

(1) 各模拟层纵向上油水分布的变化。

①两类油层含水差异变小。主力油层指 SⅡ 7—9、10—11、12—13。通过三年的稳油控水工作，主力油层含水从 1990 年底的 89.13%降至 1993 年的 86.02%，非主力油层则从 1990 年的 70.94%上升至 1993 年的 71.14%，而从含水级差上来看，从 1990 年底的 1.26 降为 1993 年底的 1.21，这些都说明主力油层与非主力油层间的层间矛盾减小，含水差异变小（表 3）。

表 3 两类油层含水对比表

层 类别	1990 年底			1993 年底			含水变化
	日产液 t	日产油 t	含水 %	日产液 t	日产油 t	含水 %	
主力油层	1506.411	163.721	89.13	946.179	132.279	86.02	-3.11%
非主力油层	5038.904	1464.185	70.94	5304.373	1530.644	71.14	+0.2%
含水级差	89.13 ÷ 70.94 = 1.26			86.02 ÷ 71.14 = 1.21			

②以平均含水 70%来分类，需含水差异变小。根据 1990 年底与 1993 年底各分层含水的统计可知，含水 70%以上油层的（SⅡ 1—21、22+3、4—6、7—9、10—11、12—13、14、SⅢ 3、5—6、PⅡ 1—2、3、5—6、7—8）含水从 80.18%降至 78.99%，共下降 1.19%，含水 70%以下的油层含水由 57.90%上升到 61.02%，共上升 3.12%。另外，从含水级差上分析（含水级差为 1993 年底与 1990 年底含水比值），其含水级差从 1990 年底的 1.38 降为 1.29。所以，同样可以证明各层的层间含水差异变小（表 4）。

表 4 油层含水对比表

层 类别	1990 年底			1993 年底			含水变化
	日产液 (t)	日产油 (t)	含水 (%)	日产液 (t)	日产油 (t)	含水 (%)	
1993 年底含水 70%以上	5060.460	1002.776	80.18	4303.774	904.144	78.99	-1.19%
1993 年底含水 70%以下	1484.899	625.131	57.90	1946.778	758.799	61.02	+3.12%
含 水 级 差	80.18 ÷ 57.90 = 1.38			78.99 ÷ 61.02 = 1.29			

因此，可以说明该模拟区经过三年的“稳油控水”工作，使得层间差异变小，即层间矛盾变小。

(2) 各层平面上的含水变化。

从 1990 年与 1993 年底各模拟层含水分类的统计表中可以看出, 各级含水占面积比例的变化 (表 5)。其中含水 40% 以下面积和比例, 各层都有不同程度的降低, 说明各模拟层的

表 5 1990 年底与 1993 年底分布对比表

层号	总面积 (km ²)	含水 < 40%				40% < 含水 < 70%				含水 > 70%			
		1990 年底		1993 年底		1990 年底		1993 年底		1990 年底		1993 年底	
		面积 (km ²)	比例 (%)	面积 (km ²)	比例 (%)	面积 (km ²)	比例 (%)	面积 (km ²)	比例 (%)	面积 (km ²)	比例 (%)	面积 (km ²)	比例 (%)
SI1—4+5	10.4158	5.6658	54.396	3.1994	30.717	1.1147	10.702	1.5320	14.708	3.6353	34.902	5.6844	54.575
SII 1—21	10.3052	3.6766	35.671	2.3427	22.733	1.6144	15.666	1.6426	15.940	5.0142	48.657	6.3199	61.327
22+3	9.9652	2.5818	25.908	1.3418	13.485	1.7837	17.899	1.6602	16.660	5.5997	58.193	9.9832	89.875
4—6	10.1211	4.4947	44.409	1.9289	19.058	1.8270	18.051	2.0458	20.213	3.7994	37.540	6.1464	60.729
7—9	10.4481	0.1608	1.539	0.0728	0.697	0.8970	8.585	0.5728	5.480	9.3903	89.876	9.8027	93.823
10—11	9.9501	1.1605	11.663	0.7908	7.948	1.5072	15.148	1.1897	11.957	7.2824	73.189	7.8896	80.095
12—13	9.9574	3.4490	34.638	2.2617	22.714	1.4185	14.245	1.6295	16.385	5.0899	51.117	6.0662	60.921
14	9.9833	2.3517	23.558	1.3324	13.346	1.1589	11.608	1.0664	10.682	6.4727	64.836	7.5845	75.972
15—18	8.9265	6.0175	67.412	3.5457	39.721	0.9346	11.030	1.5066	16.378	1.9244	21.558	3.8742	43.401
SIII 1	7.1651	5.1947	72.500	3.8522	53.764	0.7288	10.143	0.8855	12.079	1.2436	17.357	2.4474	34.157
2	8.2021	4.9751	60.658	3.2711	39.881	0.9246	11.273	1.1877	14.480	2.3024	28.071	3.7433	45.689
3	9.2100	4.8728	52.908	2.9924	32.491	1.1479	12.462	1.2647	13.732	3.1894	34.630	4.9529	53.777
4	10.1273	6.0140	59.884	4.1605	41.082	1.1563	11.418	1.5153	14.963	2.9570	29.198	4.4515	43.955
5—8	10.4092	1.2694	12.195	0.6775	6.509	1.3378	12.852	0.9872	9.484	7.8020	74.953	8.7445	84.007
7—8	8.4312	5.1628	61.235	3.3799	40.088	1.0322	12.242	1.2132	14.390	2.2362	26.523	3.8381	45.522
9—10	9.1400	5.6657	61.988	4.1470	45.372	0.9061	9.914	1.2460	18.632	2.5682	28.098	3.7470	40.996
P II 1—2	10.3429	3.8577	37.298	2.4535	23.722	1.1668	11.281	1.2994	12.563	5.3184	51.421	6.5900	63.715
3	10.2889	1.9178	18.640	1.0265	9.977	1.2069	11.730	1.0609	10.311	7.1642	89.830	8.2015	79.712
4	8.7179	7.1724	82.272	5.8752	67.392	0.5608	6.433	0.9165	10.513	0.9847	11.295	1.9262	22.095
5—8	10.2699	4.2958	41.827	2.5574	24.902	1.2602	12.271	1.4736	14.349	4.7141	45.902	6.2389	60.749
7—8	10.3773	3.3158	31.952	1.2527	12.072	2.0763	20.008	1.7671	17.028	4.9852	48.040	7.3875	70.900
9	6.8573	5.2672	76.811	3.9045	56.940	0.7011	10.225	0.9535	13.905	0.8890	12.964	1.9993	29.155
10	9.1132	5.7138	62.698	2.9680	32.568	1.2379	13.584	2.0860	22.890	2.1615	23.718	4.0592	44.542
合计	218.7250	94.2532	43.092	59.3346	27.127	27.7477	12.686	30.6820	14.028	96.7241	44.222	128.7084	58.845

平面矛盾在变小，尤其是 1990 年底动用的较差的层，经过三年的调整与挖潜，动用状况得到很好的改善。从合计数据看，40%以下的面积三年中动用了 15.965%，折合面积为 34.9186km²。另外从含水 40%以下的面积比例分级对比表（表 6）可以看出，各模拟区层含水 40%以下的面积在缩小，其中含水 40%以下面积比例小于 30%的模拟层，由 1990 年底的 6 层增加到 1993 年底的 12 层，而且这些层占总含水 40%以下面积的比例也由 1990 年底的 10.018%上升为 1993 年底的 30.402%。反之，由含水 40%以下面积比例在 50%以上的层，即动用得不好的模拟层由 11 个降为 3 个，面积比例由 65.485%降至 22.975%，这些都同样说明，经过 1990~1993 年示范区调整与挖潜工作，各模拟层平面矛盾变小。

表 6 1990 年底与 1993 年底含水 40%以下面积分级对比表

分类	含水 40%以下面积比例 ≤30%			含水 40%以下面积比例 在 30%~40%			含水 40%以下面积比例 在 40%~50%			含水 40%以下面积比例 在 50%以上		
项 目	层数	面积 (km ²)	比例 (%)	层数	面积 (km ²)	比例 (%)	层数	面积 (km ²)	比例 (%)	层数	面积 (km ²)	比例 (%)
1990 年底	6	9.4420	10.018	4	14.2991	15.171	2	8.7903	9.326	11	61.7218	65.485
1993 年底	12	18.0387	30.402	5	15.9766	26.926	3	11.6874	19.697	3	13.6319	22.975

2.目前油水分布状况

(1) 纵向各模拟层含水分布及潜力。

①根据历史拟合出的 1993 年底油井分层数据分析可以看出，主力油层日产液 946.179t，日产油 132.279t，综合含水 86.02%，而非主力油层日产液 5304.373t，日产油 1530.644t，综合含水 71.14%（表 3），说明主力油层含水高，产液量低的现象为调整控制的原因；从下表（表 7）各模拟层数据表可以看出，含水低于 70%的层有 10 个，分别为 SⅠ1—4+5、SⅡ15—16、SⅢ1、SⅢ2、SⅢ4、SⅢ9—10、PⅡ4 和 PⅡ10，它们均为油层物性较差的油层，日产液 1946.778t，日产油 758.779t，综合含水 61.02%，比含水 70%以上的各层的综合含水低 17.97%。因此，纵向上含水高的模拟层为油层性质较好的油层，而含水低的模拟层存在于油层性质较差的油层中（表 7）。

②从含水饱和度分布分析看，由分流曲线统计 1993 年底含水饱和度场，可以得出各含水级别在网格中占有的平均有效厚度及其比例（表 8），从中可以看出 SⅠ1—4+5、SⅡ15—16、SⅢ9—10、PⅡ1—2、PⅡ10 其有效厚度比例均超过 5%，而 SⅡ1—2、SⅡ22+3、SⅢ1、SⅢ4、SⅢ7—8、PⅡ4、PⅡ5—6、PⅡ7—8 则在 4%~5%之间，说明前者为纵向上潜力较大的油层，而后者为潜力较小的油层，其余各油层由纵向上的有效厚度知属于潜力小的油层。

总之，从历史拟合结果分析得出，截止到 1993 年底，低含水主要分布于油层物性相对较差的油层，如 SⅠ1—4+5、SⅡ15—16、SⅢ1、2、4、7—8、9—10、PⅡ4、9、10 这 10 个层。生产井分层数据上反映为综合含水低于 70%，而就潜力而言，由纵向的有效厚度比例分析看出，潜力较大的油层有 SⅠ1—4+5、SⅡ4—6、15—16、SⅢ9—10、PⅡ1—2、10 共 6 个层。

表 7 1993 年底含水分类表

含水小于 70%				含水小于 70%			
层 号	日产液 (t)	日产油 (t)	含 水 (%)	层 号	日产液 (t)	日产油 (t)	含 水 (%)
SⅠ1—4+5	488.975	186.115	61.94	SⅡ1—21	356.227	78.467	78.00
SⅡ15—16	247.034	103.654	58.04	SⅡ22+3	325.982	74.962	77.00
SⅢ1	111.705	49.175	55.98	SⅡ4—6	535.716	134.986	74.80
SⅢ2	174.804	59.604	65.90	SⅡ7—9	415.221	46.981	88.69
SⅢ4	194.080	59.030	69.58	SⅡ10—11	305.875	41.205	86.53
SⅣ7—8	206.206	62.475	69.70	SⅡ12—13	225.083	44.093	80.41
SⅣ9—10	185.984	78.964	57.54	SⅡ14	321.232	45.952	85.69
PⅡ14	79.682	47.812	40.13	SⅢ13	189.430	50.760	73.20
PⅡ9	56.261	25.941	53.89	SⅢ5—6	267.445	53.245	80.09
PⅡ10	241.868	86.009	64.44	PⅡ1—2	298.859	75.699	74.67
				PⅡ3	285.387	52.517	81.60
				PⅡ5—6	263.236	67.626	74.31
				PⅡ7—8	513.581	137.651	73.20
合 计	1946.778	758.779	61.02	合 计	4303.774	904.144	78.99

表 8 1993 年底含水分级有效厚度统计表

含水 分级	40% 以下		40% ~ 70%		70% 以上	
	有效厚度 (m)	比 例 (%)	有效厚度 (m)	比 例 (%)	有效厚度 (m)	比 例 (%)
SⅠ1—4+5	0.7486	12.658	0.3672	8.285	1.2692	5.831
SⅡ1—21	0.2893	4.982	0.2839	6.406	1.1816	5.455
SⅡ22+3	0.2583	4.368	0.2749	6.203	1.1928	5.507
SⅡ4—6	0.2964	5.012	0.3348	7.554	0.9221	4.257
SⅡ7—9	0.0330	0.558	0.2337	5.273	3.8464	17.759
SⅡ10—11	0.1338	2.263	0.2007	4.528	1.8317	8.457
SⅡ12—13	0.2144	3.626	0.1789	4.036	0.7631	3.525
SⅡ14	0.0944	1.597	0.0957	2.159	0.9906	4.574
SⅡ15—16	0.3319	5.612	0.16011	3.613	0.4356	2.011

续表

含水 分级	40%以下		40%~70%		70%以上	
	有效厚度 (m)	比 例 (%)	有效厚度 (m)	比 例 (%)	有效厚度 (m)	比 例 (%)
SⅢ1	0.2538	4.292	0.0880	1.986	0.2234	1.031
SⅢ2	0.2032	3.436	0.1313	2.962	0.4497	2.076
SⅢ3	0.1872	3.166	0.1034	2.333	0.4612	2.129
SⅢ4	0.2855	4.828	0.1479	3.337	0.3924	1.812
SⅢ5—6	0.1232	2.084	0.2046	4.616	1.4479	6.685
SⅢ7—8	0.2704	4.572	0.1203	2.714	0.4411	2.037
SⅢ9—10	0.4231	7.154	0.1752	3.953	0.5713	2.638
PⅡ1—2	0.3079	5.207	0.1832	4.134	1.0053	4.641
PⅡ3	0.1255	2.114	0.1517	3.423	1.2079	5.577
PⅡ4	0.2938	4.968	0.0723	1.631	0.1315	0.607
PⅡ5—6	0.2832	4.789	0.1988	4.485	0.9013	4.161
PⅡ7—8	0.2701	4.567	0.3799	8.572	1.2655	5.843
PⅡ9	0.1619	2.738	0.0624	1.408	1.1201	0.555
PⅡ10	0.3252	5.499	0.2832	6.390	0.6139	2.834
合 计	5.9141	18.478	4.4321	13.848	21.6539	67.674

(2) 平面各层含水分布及潜力。

表 9 为 1993 年底含水分级统计表, 可知各含水级别所占层的面积及各模拟层的水淹程度, 同时也说明其潜力。含水 40% 以下的面积分级统计见表 10, 可以看出按面积比例确定的潜力大小, 其中潜力大的有: SⅢ1、PⅡ4、PⅡ9; 潜力较大的有: SⅢ4、SⅢ7—8、SⅢ9—10; 潜力较小的有: SⅡ1—4+5、SⅡ15—16、SⅢ2、SⅢ3、PⅡ10; 其余模拟层为潜力小的油层。而面积比例的分级为 30%、40%、50%。因此可以说明油层物性较差的油层低含水大面积分布, 且潜力大。

3. 剩余油分布规律

根据模拟区内的油水分布状况, 下面分析影响剩余油分布的原因。

(1) 油层性质的影响。

从表 11 可以看出, 1993 年底含水低于 40% 的模拟层其面积与有效厚度的比例均大于 30% 的有: SⅡ1—4+5, SⅡ15—16, SⅢ1、4、7—8、9—10, PⅡ4、9 共 8 个模拟层, 且其油层性质在所有层中属于差的一类, 因此从总体上说, 油层性质差则剩余油分布广而且多数厚度大。

表 9 1993 年底含水统计表

层 号	总面积 (km ²)	含水<40%		40%<含水<70%		含水>70%	
		面积(km ²)	比例(%)	面积(km ²)	比例(%)	面积(km ²)	比例(%)
SI1—4+5	10.4158	3.1994	30.717	1.5320	14.708	5.6844	54.575
SII 1—21	10.3052	2.3427	22.733	1.6426	15.940	6.3199	61.327
22+3	9.9652	1.3418	13.465	1.6602	16.660	6.9632	69.875
4—6	10.1211	1.9289	19.054	2.0458	20.213	6.1464	60.729
7—9	10.4481	0.0728	0.697	0.5726	5.480	9.8027	93.823
10—11	9.9501	0.7908	7.948	1.1897	11.957	7.9696	80.095
12—13	9.9574	2.2617	22.714	1.6295	16.365	6.0662	60.921
14	9.9833	1.3324	13.346	1.0664	10.682	7.5845	75.972
15—16	8.9265	3.5457	39.721	1.5066	16.878	3.8742	43.401
SIII 1	7.1651	3.8522	53.764	0.8655	12.079	2.4474	34.157
2	8.2021	3.2711	39.881	1.1877	14.480	3.7433	45.639
3	9.2100	2.9924	32.491	1.2647	13.732	4.9529	53.777
4	10.1273	4.1605	41.082	1.5153	14.963	4.4515	43.955
5—6	10.4092	0.6775	6.509	0.9872	9.484	8.7445	84.007
7—8	8.4312	3.3799	40.088	1.2132	14.390	3.8381	45.522
9—10	9.1400	4.1470	45.372	1.2460	13.632	3.7470	40.996
P II 1—2	10.3429	2.4535	23.722	1.2994	12.563	6.5900	63.715
3	10.2889	1.0265	9.977	1.0609	10.311	8.2015	79.712
4	8.7179	5.8752	67.392	0.9165	10.513	1.9262	22.095
5—6	10.2699	2.5574	24.902	1.4736	14.349	6.2389	60.749
7—8	10.3773	1.2527	12.072	1.7671	17.028	7.3575	70.900
9	6.8573	3.9045	56.940	0.9535	13.905	1.9993	29.155
10	9.1132	2.9680	32.568	2.0860	22.890	4.0592	44.542
合 计	218.7250	59.3346	27.127	30.6820	14.028	128.7084	58.845

将 SIII 4 与 P II 1—2 对比来看, SIII 4 的渗透率普遍较差, 且岩性尖灭较多, 而 P II 1—2 属于非主力油层中渗透率较高且岩性尖灭较少的油层, 虽然它们均属于非主力油层, 但剩余油的厚度和面积比例 P II 1—2 均小于 SIII 4, 分别为厚度比例 $20.577\% < 34.563\%$, 面积比例 $23.772\% < 41.082\%$ 。所以, 油层性质越差, 则剩余油的有效厚度比例及面积比例越大。

表 10 1993 年底含水 40%以下面积分级统计表

面积比例小于 30%			面积比例在 30%~40%之间			面积比例在 40%~50%之间			面积比例大于 50%		
层号	面积 (km ²)	比例 (%)	层号	面积 (km ²)	比例 (%)	层号	面积 (km ²)	比例 (%)	层号	面积 (km ²)	比例 (%)
SⅡ1—21	2.3427	22.733	SⅡ1—4+5	3.1994	30.717	SⅡ4	4.1605	41.082	SⅡ1	3.8522	53.764
SⅡ22+3	1+3418	12.465	SⅡ15—16	3.5457	39.721	SⅢ7—8	3.3799	40.088	PⅡ4	5.8752	67.392
SⅡ4—6	1.9289	19.058	SⅡ2	3.2711	39.881	SⅢ9—10	4.1470	45.372	PⅡ9	3.9045	56.940
SⅡ7—9	0.0728	0.697	SⅡ3	2.9924	32.491						
SⅡ10—11	0.7908	7.948	PⅡ10	2.9680	32.568						
SⅡ12—13	2.2617	22.714									
SⅡ14	1.3324	13.346									
SⅢ5—6	0.6775	6.5090									
PⅡ1—2	2.4535	23.722									
PⅡ3	1.0265	9.977									
PⅡ5—6	2.5574	24.902									
PⅡ7—8	1.2627	12.072									
合 计	18.0387	30.402	合 计	15.9766	26.926	合 计	11.6874	19.687	合 计	13.6319	22.975

表 11 1993 年底含水低于 40%的模拟层统计表

层 号	总有效厚度 (m)	含水<40%		总面积 (km ²)	含水<40%	
		有效厚度(m)	比例(%)		面积(km ²)	比例(%)
SⅡ1—4+5	2.2370	0.7044	31.491	10.4158	3.1994	30.717
SⅡ1—21	1.6658	0.2746	16.484	10.3052	2.3427	22.733
22+3	1.7075	0.2556	14.969	9.9652	1.3418	13.465
4—6	1.5131	0.2886	19.076	10.1211	1.9289	19.058
7—9	3.8646	0.0309	0.800	10.4481	0.0728	0.697
10—11	2.1431	0.1324	6.176	9.9501	0.7908	7.948
12—13	1.1390	0.2112	18.546	9.9574	2.2617	22.714
14	1.1600	0.0929	8.006	9.9833	1.3324	13.346
15—16	1.0231	0.5657	35.741	8.9265	3.5457	39.721
SⅢ1	0.7792	0.3498	44.892	7.1651	3.8522	53.764
2	0.9495	0.2461	25.918	8.2021	3.2711	39.881

续表

层 号	总有效厚度 (m)	含水<40%		总面积 (km ²)	含水<40%	
		有效厚度(m)	比例(%)		面积 km ²	比例(%)
3	0.8003	0.1992	24.894	9.2100	2.9924	32.491
4	0.8014	0.2770	34.563	10.1273	4.1605	41.082
5—6	1.6740	0.1161	6.932	10.4092	0.6775	6.509
7—8	0.9612	0.3126	32.520	8.4312	3.3799	40.088
9—10	1.2496	0.4523	36.194	9.1400	4.1470	45.372
PⅡ1—2	1.4155	0.2913	20.577	10.3429	2.4535	23.722
3	1.4156	0.1196	8.447	10.2889	1.0265	9.977
4	0.5608	0.3308	58.992	8.7179	5.8752	67.392
5—6	1.3200	0.2702	20.469	10.2699	2.5574	24.902
7—8	1.8092	0.2550	14.093	10.3773	1.2527	12.072
9	0.4959	0.2331	47.010	6.8573	3.9045	56.940
10	1.3201	0.3513	26.609	9.1132	2.9680	32.568
合 计	32.0055	6.1607	19.249	218.7250	59.3346	27.127

另外, 根据 PⅡ1—2 的 1993 年底含水分布, 在一个层的平面上, 将南 2—1 丙 035 井区与南 2—1 丙 039 井区对比, 从油层性质上来看, 前一井区油层性质较差, 主要反映为低渗透性较差, 而后一井区渗透性较好, 油层性质好。从含水分布上看, 南 2—1 丙 035 井区大多为含水 40% 以下的网格节点, 而南 2—1 丙 039 井区则多为含水 70% 以上的网格节点。从中可以得出, 油层性质差的地区为剩余油的主要分布区。

(2) 注采系统的影响。

根据该区块 1993 年底模拟含水分布来看, 注采系统的影响又分为注采强度的影响和注采系统不完善的影响, 而该区注采强度不足主要是由于油层性质差造成的。一是岩性尖灭, 它属于油层性质差; 二是有效厚度低于 0.2m 而未射孔。根据 1993 年底主力油层含水低于 40% 的面积与有效厚度的形成原因统计表 (表 12) 可以看出, 有效厚度低于 0.2m 未射造成

表 12 主力油层含水 40% 以下面积有效厚度形成原因统计表

形成原因	面 积(km ²)	比 例 (%)	有效厚度 (m)	比 例 (%)
岩性尖灭造成	2.8155	90.0874	392.912	91.885
有效厚度低	0.3098	9.9126	34.700	8.115
合 计	3.1253	100	427.612	100

的影响要比岩性尖灭小得多。以下主要针对有效厚度小于 0.2m 造成的注采系统不完善来谈。

将 SⅠ1—4+5 与 SⅡ4—6 两个模拟层对比, 这两层油层性质比较接近, SⅡ4—6 层注采系统的完善程度要好于 SⅠ1—4+5。SⅠ1—4+5 油层存在着该井区北面南一区丁四丙排两口井未射孔, 而南面南一丁五水 135 也未射, 并且北面一区三排只有老水井射孔, 但多因套损而不能注水, 使得该井区存在明显的注采系统不完善的问题, 且是含水低的地带, 而 SⅡ4—6 油层这种现象不太明显。因该区存在一区三排新井射孔使得模拟层 SⅠ1—4+5 的剩余油的厚度大于 SⅡ4—6, 如 SⅠ1—4+5 层为 0.7044m, SⅡ4—6 层为 0.2886m, 且占各层有效厚度的比例为 31.491% 和 19.076%。因此, 剩余油主要分布于注采系统相对不完善的油层。

此外, 如果以 PⅡ1—2 油层中南 2—丁 1 丙 145 井区及其周围 5 口井南 1—6 丙 137、138、南 2—丁 1 丙 144、146、南 2—1 丙 37 该层均射了孔, 而南 2—丁 1 丙 145 井未射, 低含水主要分布于南 2—丁 1 丙 145 及其附近, 所以说注采不完善区剩余油主要分布于缺少注采井点附近。

(3) 挖潜措施的影响。

从 1990 年底至 1993 年底对各模拟层进行挖潜措施的次数来看, SⅠ1—4+5, SⅡ15—16, SⅢ2、3、7—8、9—10, PⅡ1—2、5—6、7—8、10 几个油层较多, 三年中动用的幅度也较大, 如 PⅡ10 油层, 1990 年底含水 40% 以下的有效厚度和面积占本层的比例分别为 56.400% 和 62.698%, 而 1993 年底则变为 26.609% 和 32.568%, 三年中含水 40% 以下的动用了 29.791% 的有效厚度与 30.130% 的面积, 使它们含水上升至 40% 以上。三年中实施挖潜措施的井区有南一区丁四丙与一区四丙排的西半部、南 1—丁 6 丙 137、南 1—6 丙 35 井区、南 1—5 丙 135 井区和南 2—丁 1 丙 153 井区等, 三年中这些井区油层含水发生了明显的变化, 说明了挖潜措施提高了油层的动用程度, 使其潜力变小。

综合上面的论述可以得出如下结论:

(1) 剩余油主要分布在油层性质较差的油层中, 且多分布于各油层中油层性质较差, 而又未经过挖潜措施的井区;

(2) 剩余油主要分布于注采系统不完善的油层和各油层中的不完善区。

四、小 结

通过对南二区东块面积应用数值模拟方法进行剩余油分布状况分析, 对该区有如下认识:

(1) 南二区东块面积经过三年“稳油控水”示范区的大量调整与挖潜工作, 大大地改善了开发效果和动用状况, 缓解了平面与层间矛盾, 含水 40% 以下的有效厚度与面积分别动用了 14.426% 和 15.956%, 良好地完成了稳油控水的目标。

(2) 南二区东块面积截止 1993 年, 从剩余油厚度上, 潜力大的有 SⅠ1—4+5, SⅡ4—6、15—16, SⅢ9—10, PⅡ1—2、10; 从分布面积上, 潜力大的有 SⅢ1、4、7—8、9—10, PⅡ4 和 PⅡ9。根据模拟结果看, 各层间潜力不小, 在现井网基础上进行调整与挖潜还可以进一步改善开发效果。截止 1993 年底含水 40% 以下的有效厚度与面积占全区的比例分别是 19.249% 和 27.127%。因此, 油层潜力较大, 以层间潜力为主, 是加密调整的主要对象。