

走向新世纪的大庆油田开发

王德民院士报告论文集



石油工业出版社

登录号	J175366
分类号	TE32-53
种次号	003

走向新世纪的大庆油田开发

王德民院士报告论文集



石油大学 0182020

石油工业出版社

内 容 提 要

王德民院士在科研方面取得了许多重大成果。此外，在制定大庆油田长远规划、油田开发部署和油田科技规划方面也有重要的成果。这个报告文集汇总了他主持编制的长远规划和开发部署方面的一些论述、观点和有代表性的报告。

本书适合于从事油气田开发、采油工程的管理人员、规划人员和技术人员阅读。

图书在版编目 (CIP) 数据

走向新世纪的大庆油田开发/王德民著.

北京:石油工业出版社,2001.4

ISBN 7-5021-3228-7

I. 走…

II. 王…

III. ①油田开发-研究-大庆市

②气田开发-研究-大庆市

IV. TE 3

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2000) 第 79130 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)

石油工业出版社印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092毫米 16开本 27印张 682千字 印1—1000

2001年4月北京第1版 2001年4月北京第1次印刷

ISBN 7-5021-3228-7/TE·2448

定价: 60.00元

中国工程院院士王德民简介

王德民 1937 年 2 月出生于河北省唐山市林西区（原林西矿）的一个知识分子家庭，1955 年从北京汇文中学毕业后，怀着科技兴国的宏愿以优异的成绩考入北京石油学院钻采系采油专业。从此，他的命运就和祖国的石油工业紧紧的连在了一起。

60 年代，他推导出我国第一套不稳定试井方法“松辽法”，首次研制了一套钢丝起下的分层测试仪器；70 年代又分别研究了国内首创的偏心配产、偏心注水工艺和“限流法”压裂工艺技术，至今仍在服务于油田开发；80 年代初倡导并推广了“自喷转抽”工艺，成为降低注水压力、防止套管损坏、保持油田稳产的两大技术措施之一，80 年代中后期，他首次提出了具有弹性性质的流体可以提高微观驱油效率的机理，主持研究了“聚合物驱油技术”、“三元复合驱油技术”和“泡沫复合驱油技术”等提高原油采收率技术，使我国在化学驱提高石油采收率整体技术方面走在了世界前列，三次采油的年产油量超过了 1000 万吨；90 年代中期，他首次提出具有弹性性质的流体对地面和井下工艺的影响，并主持研究了“粘弹性流体注采工艺、技术、设备及流程”、“温度低于原油凝固点集输工艺技术”和“边界高凝油油田井口无电网、无注采管网流程工艺技术”等地面注采流程和工艺技术，取得了巨大的技术经济效益。

王德民院士作为国际石油工程师学会（Society of Petroleum Engineers）的杰出演讲人，先后赴印度、荷兰、沙特阿拉伯等 13 个国家作油田开发技术讲座，让世界了解了中国在多层非均质砂岩油藏水驱开发和提高采收率方面的先进技术。

他为祖国的石油工业的科技事业作出了卓越贡献，党和人民给了他很高的荣誉，1987 年在北戴河受到邓小平同志等党和国家领导人的亲切接见。1998 年荣获国际石油工程师学会（SPE）亚太地区贡献奖。

目前他正从事“四次采油”和“多元、多项驱油”等对石油工业有重大影响的理论和工艺技术的研究工作。

前 言

王德民院士在科研方面取得了很多重大成果。此外，在制定大庆油田长远规划、油田开发部署和油田科技规划方面也有重要的成果。这个报告文集汇总了他主持编制的长远规划和开发部署方面的一些主要论述、观点和有代表性的报告。

大庆在 1975 年提出要在 1976~1985 年实现“高产上五千、稳产再十年”的奋斗目标。这是一个世界油田开发史上高水平的目标，没有这方面的经验，很需要一个规划、部署来指导实践。1975 年制定的采油工艺规划首次以油层开发对象（而不是采油工艺本身类别）将采油工艺组合并制定出相应的发展规划；综合归纳并提出了未动用厚度（包括未划砂层和未算储量层）比动用厚度大 5 倍，因此解决层间矛盾是 10 年内采油工艺要解决的主要问题，论述和提出了从未划砂层产出的油在 10 年内应占全油田的六分之一以上的目标和所应研究、采取的工艺技术措施；首次预测套管损坏井数将大幅度上升并提出注水压力应控制在油层破裂压力的 0.8~0.9 倍以内；提出产液量低的井应该使用抽油机，产液量高的井应该使用潜油电泵并且 6 年后就应该开始批量下井；提出应该用游动稠化水段塞解决厚层的层内矛盾。这些内容大部分被采纳并已经实施，对油田稳产起到了很大的作用。

1980~1981 年重点论述和建议了为确保大庆油田长期高产、稳产，应在油井还有自喷能力的情况下逐步转为机械采油井（即“自喷转抽”），否则套损井数会大幅度上升，原油储量外流损失会增大，稳产也难以保证。同时提出了转抽步骤。被采纳后成为大庆油田稳产到 1995 年的两大技术措施之一。

1985~1986 年首次从系统学角度总结了配套技术（包括地质、测井、油藏、钻井、采油和地面等工程）对促进大庆油田不断发展所起到的重大作用。总结了大庆每 6~8 年就会开发和推广一套新的配套技术系列并成为油田持续高产稳产的技术保障，从中可以看到科学技术对生产发展的重要促进作用。提出在编制、论审、协调、验收和推广科研计划时应以配套技术为主。提出了第二个稳产 10 年期间应主攻的 8 个系统工程，包括表外储层的开发、聚合物驱油技术和二次加密井配套技术等，同时论述和提出了套损井数上升的原因及预防、大修措施等。规划内容大部分被采纳并实施了，这些配套技术已成为大庆油田目前阶段稳产的主要技术保障。

1990 年论述和提出了应从 1996 年起在大庆油田部分区块实施聚合物驱油以确保大庆油田在 2000 年的产量仍在 5000 万吨以上的规划设想。同时建议在大庆 1995 年前建成世界上最大的年产 5 万吨聚合物干粉的化工厂。可行性研究报告被总公司和国家计委批准并基本上是按规划运行的。1996 年至今的聚合物驱油效果与规划指标很接近。2000 年聚合物驱油的年产量已达到 880 万吨，是目前大庆油田保持稳产的重要措施之一。

1995~1999 年论述和提出大庆油田要进一步持续发展，就必须增加经济开采储量并且在产能建设和生产中必须降投资、降成本。工作作好了，大庆油田已经发现的地质储量还可较大幅度的提高采收率，是增加经济可采储量的重点研究和方向，可为油田的持续发展提供物质保障；论述了降低投资和成本可以增加经济可采储量的观点。为此提出目前要加强对多元复合驱、泡沫复合驱和三次加密与三次采油结合的研究，要在边界油藏加强“两活”

注采工艺的研究，对集输流程应加流动改进剂以便实现不加热集输以及应该用“现值”来优选和衡量各种稳产和增产措施。论述了为改善开发效果必须加强分层检测系统、必须降低注水压力到破裂压力以下以及防止为了完成短期生产任务而使注采比过高的倾向等。论述了注水压力超过破裂压力以及注采比过高容易产生注入水携带着油流到油藏以外的地层而使储量损失，采收率降低等对油田开发不利的影 响。这些技术正在攻关之中，有的已接近完成，有的已开始推广使用。

2000 年提出了油田聚合物驱油以后的“四次采油”问题。论述和提出了大庆过去 40 年来是靠发展新理论和创新技术不断持续发展的，今后还必须发展新理论和创新技术才能长期持续发展。为此提出应重点探索的方向，如多元多相驱油理论和技术，自发乳化采油理论和技术，残余油变气理论和技术以及超低界面张力体系理论和技术等。这些方向正在攻关之中。

王德民院士所主持和提出的规划部署所依据的基础数据和论述是系统的、可靠的和科学的，因此所制定的规划部署对工作有很好的指导作用。这本报告文集汇总了很多为制定规划部署所依据的基础数据及为得到规划建议所进行的论述。从规划部署中已经实施的部分可以看到规划的预见性很强，许多都是提前 5 年（甚至 10 年）以上预见到的并且是首次提出的；科学性很强，所提出的主攻方向和技术路线许多被证实是可行的、实用的和先进的；准确性很高，所预测的定量趋势与后来发生的现实情况较接近；实施率很高，所提出的规划内容后来被大规模实施的、效益好的并成为油田战略措施的很多。

目 录

大庆油田“高产上五千、稳产再十年”采油工艺规划初步意见·····	(1)
采油工艺技术进展情况及在油田稳产中的作用·····	(39)
大庆油田分层开采工艺的发展与实践·····	(62)
降低注水压力,将油井转抽,确保“高产上五千、稳产再十年”任务的完成·····	(70)
在低含水地区和油井加速实施强化开采的一些意见·····	(73)
如何在油田上实现强化开采以及对套损防护和大修工艺的认识·····	(85)
采油工艺对采收率的影响·····	(99)
依靠科学技术进步,实现油田长期稳产·····	(105)
依靠油田开发配套技术,实现油田长期高产稳产·····	(135)
大庆油田聚合物工程预可行性研究报告·····	(155)
努力挖掘可采储量潜力延长油田稳产期·····	(172)
对大庆油田年产5000万吨跨入21世纪的几项关键技术·····	(215)
大庆油田可采储量潜力分析·····	(259)
对油田地层压力、套损、三次采油和降投资等问题的分析·····	(293)
油田开发中几个问题的探讨·····	(326)
对三次加密与三次采油结合实施以及推广流动改进剂等问题的意见·····	(351)
发展新理论,搞好有战略意义的技术创新,确保大庆持续稳定发展·····	(403)

大庆油田“高产上五千、稳产再十年” 采油工艺规划初步意见^①

【摘要】 此报告在总结国内外采油工艺现状和进展的基础上，首先将今后油田不同阶段的开发对象（厚层、薄层、未算储量层、过渡带等）所需要的配套采油工艺进行了分析；然后对每个工艺本身如何系列化发展进行分析；首次提出在五年内要攻下未算储量层（即现在的表外储层）的采油工艺问题并使其产量达到全油田产量的1/6的目标；提出动用不好的油层厚度比动用好的大5倍以上，因此层间矛盾是十年内采油工艺要先解决的问题，5年内要解决细分改造问题（即后来的限流法压裂和选择性压裂）；首次提出若不采取措施，套损井数将以对数规律上升，提出注水压力应为破裂压力的0.8~0.9倍；提出5年内要解决机械采油的工艺技术问题，六年后油田需要逐步推广使用，小排量用抽油机，大排量用电潜泵；提出厚层应采取层内堵水，主要是稠化水游动塞堵水工艺（即后来的聚合物堵水、驱油工艺）。上述规划内容及建议指导了10~15年的采油工艺发展，大部分被证实是正确的，对大庆油田稳产10年，乃至20年起到了很大的作用。

一、大庆油田开发十五年来各种采油 工艺措施的效果

1. 分层均衡注水工艺

根据国内外油田开发的经验和教训，大庆油田从1960年横切割内部早期注水，保持了地层压力，油井自喷能力旺盛，油田长期高产稳产。注水以后解决了油田能量不足这一矛盾，但又出现了新的矛盾即地下三大矛盾（层间矛盾、层内矛盾和平面矛盾）。在三大矛盾中首先暴露出来的是由于渗透率的差异所造成的水在各层之间及平面上各个方向上流动的很不均匀，形成了水串。针对地下这种情况研究出了一套以分层注水为中心的“六分四清”采油工艺。当时的配水管柱是以745型配水器和475—8型封隔器为中心的固定式配水管柱，为提高中、低渗透层的吸水量，主要的增注措施是土酸排酸酸化工艺及二氧化碳土酸酸化工艺，这套工艺很快就在油田推广使用，到1966年在萨杏油田已经有89%的注水井实现了分层配水，20%的注水井进行了酸化，当时的开发效果很明显。1964年全油田含水上升率是6.37%，进行“101”、“115”两个配水大会战之后到1966年含水上升率下降为2.8%，水井酸化后基本上都能满足配注要求。

但是，这套工艺还有不足之处，例如为了提高注水合格率，全油田的配注井每年平均都要进行一次以上的调整配注工作（见表1），但合格率只有40%~45%，在不合格的55%~60%中有25%左右是油层吸水能力差；30%~35%是由于水嘴选择不合理。酸化效果也逐渐变差，1972年单井平均增注量只有25m³/d，有效期半年。

① 参加人：谢平安；时间：1975年。

表 1 历年来注水井作业施工工作量表

时 间 年	分层配水井数 口	水井施 工次数	平均每口井 施工次数	合格率 %
1970	826	758	0.92	30.1
1971	928	859	0.93	34.1
1972	992	1162	1.17	40.0
1973	1272	875	0.69	46.1
1974	1444	1840	1.13	42.6
1975.8	1570	1660	1.06	47.9

针对上述情况，研究成功了偏心配水工艺，采用了防腐油管并改进了增注工艺，提高了增注效果，至 1975 年 9 月底，偏心配水器已下 411 口井，基本上实现了“五化”（配水活动化、投捞钢丝化、测试仪表化、增注系列化、油管防腐化），配水合格率提高（偏心井可达 70% 以上）。水井增注幅度提高一倍（单井平均增注 50m³/d 左右）（见表 2），开发效果很好（见表 3），采油量提高了，平均增加了 29.6%，全队日产量提高了 277t/d，含水上升率下降了，从 2.67% 降到 1.47% 左右，这套工艺在全油田推广使用后，必将进一步提高油田的开发效果（见表 4）。

表 2 历年来水井酸化增注幅度对比表

对比时间 年	平均单井增注幅度 m ³ /d	主要工艺措施
1972	25	水泥车挤，排量低，速度慢，加络合剂对比为单层酸化
1973	39.4	水泥车和压裂车挤都有，加络合剂部分井为一次多层酸化
1974	46	压裂车挤，排量高，速度快，单层酸化不加络合剂
1975.6	45.5	同上

表 3 活动配水工艺综合效果表

队 别	采油量, ×10 ⁴ t/mon					合格率, %			含水上率, %			采油速度, %			综合含水 %	采出程度 %	
	配前	初期	目前	增值 值	%	配前	目前	增值	配前	初期	目前	配前	初期	目前			
北二队	2.75	3.00	3.42	0.67	24.2	22.0	91.4	69.4	5.47	1.53	1.14	1.43	1.57	1.71	36.2	17.8	
四十九队	面积	1.83	1.92	2.40	0.57	31.1	40	83	43	2.92	1.76	-0.20	2.70	2.95	4.02	26.9	19.4
	行列	2.25	2.90	3.50	1.25	55.6				2.71	2.32	-1.45	2.14	2.76	3.32	17.2	19.4
南二队	2.19	2.53	2.88	0.69	31.5	40	70	30	3.22	2.91	1.45	2.18	2.50	3.00	40.0	21.0	
四十八队	2.96	3.37	4.80	1.74	58.8	65.5	85.5	20.0	1.24	1.24	2.26	2.34	2.55	3.07	21.0	19.5	
302 队	4.54	6.64	5.34	1.01	22.2	29.2	71.4	42.2	1.68	1.30	0.19	2.44	3.54	2.87	23.4	16.8	
南七队	3.22	3.55	3.15	-0.07	-2.2	30.00	62.9	32.9	1.62	0.68	3.70	2.05	2.25	2.00	44.5	21.5	

续表

队别	采油量, $\times 10^4\text{t}/\text{mon}$				合格率, %			含水上升率, %			采油速度, %			综合含水 %	采出程度 %	
	配前	初期	目前	增值 值 %	配前	目前	增值	配前	初期	目前	配期	初期	目前			
平均数				0.83 (277) t/d	29.6	37.8	77.4	39.6	2.67	1.62	1.32	2.14	2.54	2.72		

表 4 配水合格率与综合含水上升率关系表

对比阶段	时间, 年	合格率, %	含水上升率, %
笼统注水	1960~1964		6.37
固定式配水器分注	1965~1973	30~45	2.31
活动式配水器分注	1974~1975	77.4	1.47

2. 分层采油工艺

1964年开始研究分层配产工艺,至1972年已下井900多口井,目前有757口井。分层配产在1966年以前主要是为了解决由于渗透率差异而造成的层间上和平面上产能的不均匀,以达到均衡开采的目的。1969年以前现场共下井367井次,因工艺未过关(封隔器寿命短),配产管柱很快失效,因而未能推广使用。1969年后,研究成功851型封隔器,其平均寿命可达3年左右,较以前有很大提高,再加上部分地区已进入中含水期,由于含水差异而产生的层间矛盾和平面矛盾尖锐起来,需要用封隔器堵水,控制高含水层,发挥低含水层的作用,因此从1969年到1973年共施工998井次,根据1972年“146”地区186口配产井资料,平均单井日增产原油2.8t,日产水量下降 7.15m^3 ,含水下降13%。中区西部1972年全面实现了分层配产,据20口配产井统计资料,平均单井日增产原油6.6t,开发上见到了很明显的效果。但也暴露了一些问题:(1)由于高含水层往往又是高压层和高产层,因此层间矛盾十分激烈,有一半以上的井不能拔堵塞器,不能测试,否则会出现“清水压井”现象;(2)施工效率低(2~5口井/(队·月));(3)一次成功率低(25%~90%);(4)封隔器寿命短,平均只有3年左右,目前已有211口井不密封,占27.9%;(5)多层高含水后被堵死的层段越来越多。

针对上述问题,在三方面进行了工作:(1)研制成功了752型封隔器,下井12口,成功率100%(见表5);(2)偏心配产工艺工业性试验过关,可以细分层,提高了时效,消灭了“清水压井”现象;(3)双管采油现场试验6口井,彻底消除了层间干扰,平均单井日增产原油10t(见表6)。这三项工艺、工具都可以在现场推广使用。

表 5 752 和 851 型封隔器性能对比表

胶筒类型	适 应 性		油 浸 寿 命		现场成功率 %
	绝对值, mm	提高倍数	绝对值, d	提高倍数	
851 胶筒	3		10		25~90
752 胶筒	10	3.3	50	5	100

表 6 双管井分采效果表

分采阶段	笼统采油	单管配产		双管分采	
		配嘴	堵死	初期	1974年底
单井平均产油量, t/d	40.7	46.0	60.7	70.7	65.0
单井平均产水量, t/d	57.3	20.7	2.0	54.0	59.0

3. 分层压裂工艺

大庆油田是从 1966 年开始在现场搞压裂试验的, 至 1975 年 9 月底, 已累积压裂 2189 (1547) 井次, 4312 (3102) 层次, 1966 年开始研究压裂的时候, 全油田的采油速度还小于 1% (只有 0.65%), 靠限制主力油层, 调整层间矛盾, 适当发挥中、低渗透层的作用即可稳产。当时压裂工艺研究还只是一个储备项目。在 1973 年萨、杏油田的采油速度超过了 2%, 这就要求各类油层都发挥作用, 不能用过去限制主力油层, 使“先进”层向“后进”层看齐的办法, 而是要改造中、低渗透层, 使“后进”层赶上“先进”层, 采油工艺不能只搞防守性措施, 必须向油层进攻。因此, 从 1973 年起, 开始大规模的搞压裂, 同时完善了一套以“两条龙”“三配套”为中心的压裂工艺。1973 年压裂 609 口井, 1974 年 803 口井, 1975 年已压 800 口井, 见到了很好的效果, 单井平均增产幅度为 12~14.8t/d, 各类油层都见到了明显的增产效果, 改善了出油剖面, 为使老区递减的局面变滩老区稳产增产的新局面作出了一定的贡献。

4. 机械采油工艺

1965 年研制成功了电热电缆, 目前已下 150 口井。电缆平均寿命 3~5 年, 可使过渡带 2 条带及部分 3, 4 条带井由非自喷井变为自喷井, 每采一吨油耗电 24~55 度 (玻璃油管耗电 4~9 度/t)。1972 年油田采油速度超过 2% 后, 在过渡带大上了抽油机, 使已投入开发的过渡带的采油速度超过了 2%。目前有 182 口井装抽油机生产。

5. 清蜡、防蜡工艺

为了解决大庆特高含蜡原油的清蜡、防蜡工艺, 先后试制并推广使用了电动清蜡绞车, 清蜡电缆、玻璃油管、涂料油管及和防蜡油管配套的热洗管柱。

玻璃油管的清蜡周期为普通油管的 8 倍 (见表 7)。在喇嘛甸油田取消了刮蜡片, 人员减少了一半。

表 7 各区玻璃油管防蜡效果表

地区	对比井数 口	平均清蜡次数, 次/(井·d)		延长清蜡周期 倍
		下玻璃油管前	下玻璃油管后	
喇嘛甸	287	0.25	小于 0.03	大于 8
萨北	153	2.2	0.36	6
萨中	106	3.0	0.22	14
萨南	67	2.7	0.3	9
杏树岗	9	1.2	0.18	6.6

6. 不压井、不放喷工艺

在油田上已全面推广使用，提高了施工时效，减少了对油层的污染，提高了各种工艺措施的开发效果。

7. 分层测试工艺

油管内的分层测试工艺：1966年前搞成了与625型配产器配套的分层测试工艺（压力、含水、产量）。1971年以后研制了与偏心配产器配套的分层测试工艺，油管综合测试仪，71型压力计，振弦压力计和测井下示功图的办法。

套管内的分层测试工艺：1969年后研制成功了69型找水仪，73型找水仪和井下电视，套管综合测试仪。可以在产量低于120t/d的井中分层段测出含水量、产量及液体密度，井下电视可检查套管内壁情况（射孔情况，是否有裂纹等）。

由于上述工艺措施在油田上大量推广使用，对大庆油田15年来长期高产稳产起了一定的作用。这套工艺还需要进一步的完善、发展和提高，但是已经基本上适应油田中含水期的地下情况，可以在整个中含水期运用。最近，上级对大庆又提出了新的更高的要求，要“上五千、稳十年”，目前的工艺满足不了这样高的要求，必须进一步加速发展，再搞出一系列新的更先进的工艺，与现有工艺配套使用。使油田进入中高含水阶段后能够高产稳产10年以上，完成上级交给我们的任务。

二、国外采油工艺技术水平（中深井）

1. 注水工艺

美国在1971年执行的注水方案达9000个以上，日注水量为 $322 \times 10^4 \text{t}$ （年注 $11.7 \times 10^8 \text{t}$ ），注水开发油田产油量占美国总产量的28.2%（ $1.4 \times 10^8 \text{t}$ ），注水后的平均采收率（按孔隙体积算）为23.3%，（按含油体积算为33.3%），在美国注水开发主要是一种二次采油措施。

前苏联在1974年有220多个油田注水开发，它们的产量占全国总产量的81%（ $3.2 \times 10^8 \text{t}$ ），日注水量为 $220 \times 10^4 \text{t}$ （年注水 $8 \times 10^8 \text{t}$ ），注水后的平均采收率预计在50%以上，在前苏联注水开发主要是一种保持压力一次采油措施。

美国的注水工艺水平，绝大部分井是笼统注水，但也有各种分注井，如多管分注（在一个井筒中下2~3根油管），油套分注和单管分注，在单管分注井中有固定式配水器和活动式（偏心）配水器，但美国下偏心配水器后不能搞分层测试，因而限制了其应用。用封隔器分层注水的井都不能在油层部位洗井。美国已试验成功井下自动调节配水器，但使用规模不大。为了提高水质采取各种杀菌、除氧、除杂质的措施，并且使用防腐注水管线及油管。为了提高低渗透层的吸水能力采取高压注水（美国蒙克里夫油田注入压力可达440atm，文图拉油田注入压力可达351atm），加砂压裂和各种化学增注措施。

前苏联的注水工艺水平，绝大部分井是笼统注水，也有油套分注井和单井分注2~3层的井，但总的来讲单井分注工艺未过关，分层注水后也不能洗井，低渗透油田注水压力可达150~200atm。

大庆在分层注水的规模和工艺配套水平超过美国、前苏联，在绝大部分工具方面也超过美国、前苏联，只有在高压注水方面，水质处理方面（杀菌、除氧）和自动调节配水器方面仍需进一步的做工作，以便早日赶上和超过世界先进水平。

2. 分层采油工艺

国外绝大多数油井都是笼统采油，分层采油井不到5%。美国在40年代开始搞多管采油，其目的是使一个井筒允许采出几口井的定额，以便牟取暴利，因开发效果不理想，从50年代起多管采油使用规模减少。1960年以后开始现场试验单管分采，但因美国只有个别地区（州）允许提高单管分采井的产量定额，因而使用范围不大，从这个角来说美国根本没有分采工艺，只有多层采油工艺。

前苏联由于单管分采井下工具未过关，因而在现场未推广使用。

大庆分层采油无论是在指导思想方面，使用规模方面或工艺配套水平上均超过美国、前苏联，在绝大部分工具方面也超过美国、前苏联，只有在封隔器方面当井内出砂后美国的封隔器较易于起出。

3. 分层改造工艺

美国每年压裂2.5~5万井次左右，其特点是规模大（1965年的平均排量为 $3.1\text{m}^3/\text{min}$ ，大型压裂时的排量为 $51\text{m}^3/\text{min}$ ）；适应性强（可用于油井和水井，深井和浅井，高渗透油层和特低渗透油层，厚油层和薄油层，砂岩、泥岩、页岩和石灰岩，单层压裂和多层压裂，可作为一种增产措施，也可作为一种完井措施），并且进行了大量的理论研究工作。其酸化工艺、增注工艺也有同样的特点。

大庆在不压井不放喷一次多层分层压裂工艺水平方面超过了美苏，在新型压裂液方面赶上了美国的水平。但在压裂装备上未赶上，压裂机理还未开发研究。

4. 机械采油工艺

美国、前苏联的机械采油规模大，美国机械采油井占总井数的92%，年产 $4\times 10^8\text{t}$ 油以上。前苏联机械采油井占85%，年产 $2\times 10^8\text{t}$ ；工艺水平较高，可以用抽油机，潜油泵，水力活塞泵，气举，射流泵等多种方法采油，扬程高（可达4500m），排量大（达 $200\sim 4100\text{m}^3/\text{d}$ ）；工艺配套，可以测出压力，产量及泵的井下工作状况，并且适应性强，可适应高含砂井，高粘度原油，高含水井及高含硫井的工作环境。

大庆的机械采油工艺水平差距较大，抽油泵已用于现场，但泵效低，产量低，工艺不配套；其他机械采油方法还正在试验阶段中。

5. 测试工艺

美国、前苏联可以在套管及油管内用递减法测出分层产量（注水量）及含水量，但不能测分层压力，不能分层取样，也不能验证多级封隔器的密封性。其单项仪表精度较高，如压力计精度可达0.05%以上。

大庆在油管内可以测出分层产量及含水量的绝对值，并且可以测出分层压力，分层取样，并验证多级封隔器的密封性，在这方面超过美国、前苏联，但单项仪表的精度不如美国高，如压力计精度只有0.2%。

6. 作业装备及机械化程度

美国、前苏联绝大部分井都是井口敞开起下井下管柱（高压井用泥浆压井，水井放喷起下，低压井抬掉井口即可起下）。美国在个别井上搞不压井不放喷起下，可以在井口压力200atm情况下起下管柱，但美国全国也只有几套这种装置，在井上安装一套就得3~5d时间。

大庆在油井上已普遍使用不压井不放喷起下工艺（井口压力可达30atm），在使用规模上超过国外。

美国已普遍使用各种液动和气动管钳，可以起下各种油管 and 抽油杆。每个作业队平均 12~18 人，每班 3~4 人，个别队每班 2 人。

大庆正在试验液动油管钳。每个作业队平均 50 人。

7. 防蜡清蜡工艺技术

美国在油田上采用机械刮蜡办法，热清蜡法，化学防蜡清蜡法和涂料防蜡技术，以前二者为主，基本可以解决油田上的防蜡清蜡问题。

大庆属于特高含蜡油田，除化学防蜡方法外，其他方法均已在油田推广使用，效果很好，基本解决特高含蜡油田的防蜡、清蜡问题。对化学防蜡方法进行过试验，因原油性质与国外不同，效果不好。

8. 保持井况良好及油水井大修工艺技术

国外一般用挤放射性元素找串；用挤水泥封串，封串后往往还要上钻机钻掉水泥塞并重新射孔。大庆的找串封串工艺水平超过国外，工序简单，施工速度快，但在油井上作的工作较少。

为了保护套管国外采取各种办法，如阴极保护，下封隔器，套管内外充满惰性液体等。套管断裂后也有各种大修手段，但总起来说国外是以防止套管坏为主，以大修为辅。

大庆只在少数井上进行了大修措施，还未开展防止套管坏保持井况良好的工艺技术研究工作。

9. 堵水工艺

在没有隔层的厚层内堵水以解决厚层层内矛盾的工艺技术，国内外都未过关，只在少数井上作过试验，效果不稳定。

10. 提高水洗程度工艺技术

国内外都未过关，都处于现场试验阶段。美国有某些现场试验规模较大，如美国 1971 年在克利——斯奈德油田 200 口井上开始注二氧化碳，油田地质储量 $1 \times 10^8 \text{t}$ ，注二氧化碳后预计可多采出 $3180 \times 10^4 \text{m}^3$ 油，采收率由 18.8% 提高到 44%。

总起来讲，对应于象大庆油田这样一个中深、多层、非均质、渗透率一般大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、特高含蜡原油、处于中低含水期的大油田，我们所采用的采油工艺技术达到和超过了世界先进水平，但是在高含水强化排液工艺技术及特低渗透层的强化注采工艺技术方面，国外的工艺技术暂时处于领先地位。

三、今后十年内地下及采油工艺的主要矛盾

1. 地下的主要矛盾

影响油田稳产地下的主要矛盾是含水上升过快。要注水，就必然会在油井出水，油井出水后也就必然要注更多的水，这是一个客观规律。现在的问题不是不允许油井含水上升，而是为了高速度高水平的开发好大油田，油田综合含水上升速度不能过快。目前油田综合含水基本上是按 2—3—2 的速度上升（低含水期含水上升率 2%，中含水期含水上升率 3%，高含水期含水上升率 2%），（见图 1）。11 年后（1986 年）全油田将采出 $9 \times 10^8 \text{t}$ 油，采出程度 37%~39%（依井口产量算），按上述含水上升速度，综合含水将为 90% 左右，为保持注采平衡需年注水 $5.67 \times 10^8 \text{m}^3$ ，在不打加密井的条件下，单井平均采液 345t/d，单井平均注水 729t/d。

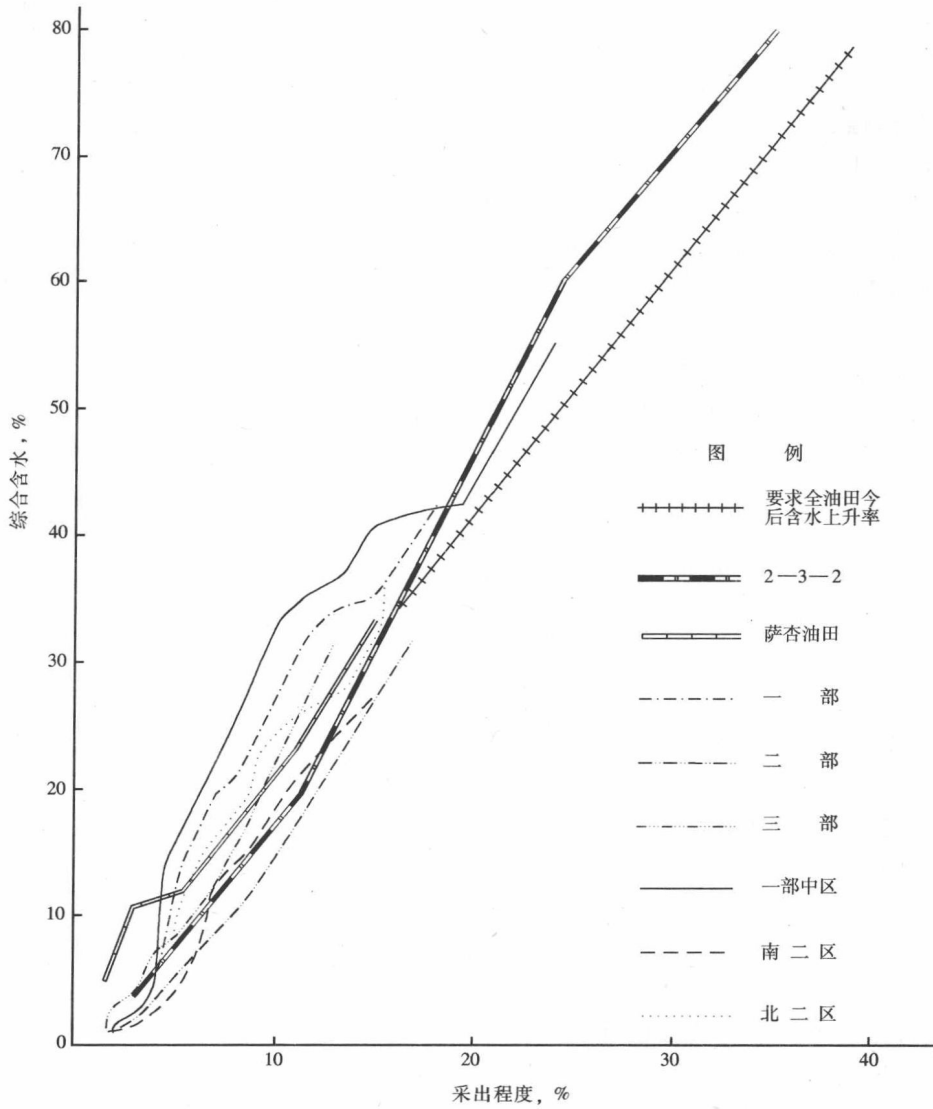


图1 综合含水与采出程度关系曲线

综合含水值越高，每年因综合含水上升所需增加的注水能力越多（见图2和图3及表8），即综合含水越高，为保持稳产所需作的工作越多，工作量要成倍增加。为使1986年全油田注水能力达到 $5.67 \times 10^8 \text{t}$ ，从明年起，每年需增加注水量 $4 \times 10^7 \text{m}^3$ 。每年增加 $4 \times 10^7 \text{m}^3$ 的注水、采液、输液、脱水、污水处理能力超过我们油田现有建设能力，为达到 $5.67 \times 10^8 \text{t}$ 的注水能力，需大量的钢材，设备和电力。例如，达到 $5.67 \times 10^8 \text{t}$ 的注水能力，单高压注水这一项就需要 $100 \times 10^4 \text{kW}$ 的电力，为此用原油发电就得每年用 $(150 \sim 200) \times 10^4 \text{t}$ 油。再加上大泵抽油、输液、脱水及其他方面用电，用电量还要增加1倍左右。若每年注水能力增长幅度小于 $4 \times 10^7 \text{m}^3$ 水，则油田稳产时间将缩短（见图2及表9）；要使注水能力增长幅度小于 $4 \times 10^7 \text{m}^3/\text{年}$ ，而又稳产10年，就必须使全油田的含水上升速度减慢。

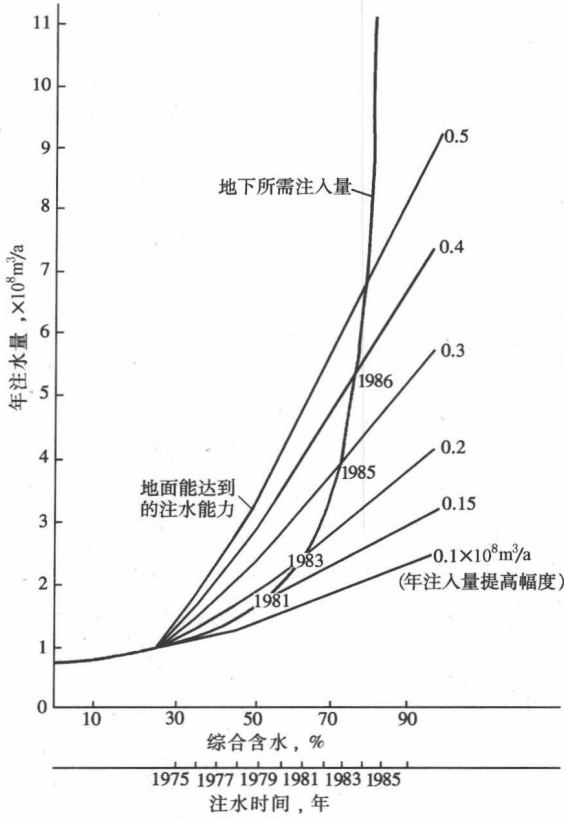


图2 注水量与综合含水注水时间关系曲线

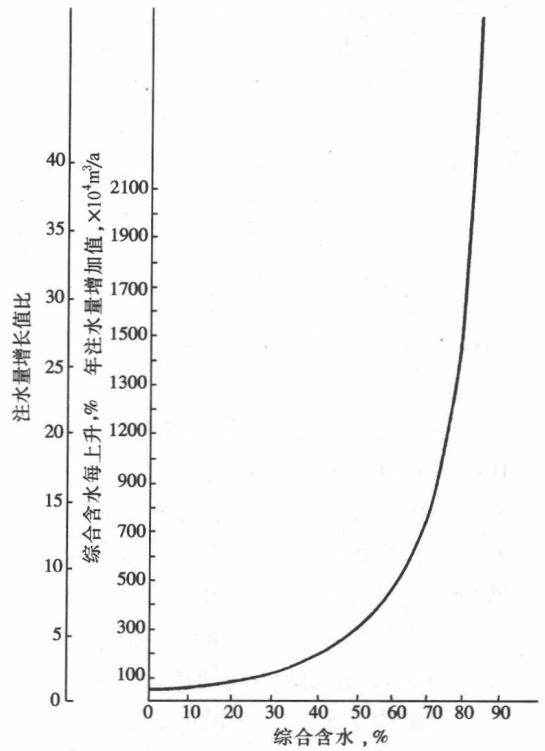


图3 综合含水与注水量上升速度关系曲线

表8 综合含水与注水量上升速度关系表

综合含水范围 %	含水每上升1%年注水量增加值 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	增值比 倍
0~1	55	1
1~10	60	1.09
10~20	77	1.4
20~30	99	1.8
30~40	134	2.44
40~50	180	3.27
50~60	275	5.0
60~70	455	8.27
70~80	911	16.55
80~90	2750	50.0
90~95	11360	206

表9 每年注水能力增长幅度与油田稳产时间关系表^①

每年注水能力增加幅度 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	油田可稳产至 年	稳产时间 年
1000	1976	0
1500	1981	5
2000	1983	7
3000	1985	9
4000	1986	10
5000	1986年6月	10.5

^①表中油田含水按2—3—2速度上升计算。

从下述三个方面确定油田综合含水上升速度必须减慢的程度：根据全油田每年增加 $1000 \sim 1500 \times 10^4 \text{t}$ 注水能力，1986年的注水能力可达 $(2 \sim 2.5) \times 10^8 \text{t}$ （其对应的综合含数值是70%~76.5%）；从综合含水与注水量关系曲线可看出，综合含水达75%以后，曲线上上升很快；根据国外油田资料，可看出美国是依据含水70%~75%时全部生产井预计的总产液量来设计油田的总注水量，根据上述几方面情况，我们认为为保持油田稳产，1986年的综合含水应低于75%，即全油田每年平均含水上升4.1%（相当于综合含水上升率为1.8%~1.95%），这要比原来预测的平均含水上升（每年5.5%）低25%。

要解决上面提出来的问题就得：

(1) 使目前算储量的油层（有效厚度）开发的更好一些，改变2—3—2含水上升率，使含水上升速度减慢。

(2) 把过去不算储量，未动用的油层也动用起来，力争使今后10年内有1/6的产量（依井口产量计共 $1 \times 10^8 \text{t}$ 油），是从这些不算储量的层中采出来的，使目前算储量油层的采出程度降到33%~35%，这样力争使综合含水小于75%，就更有把握了（依2—3—2上升率推算，采出程度33%~35%时，综合含水为77%~82%）。

含水上升快的主要原因是随着含水的升高，地下三大矛盾进一步激化，表现在：

(1) 层间矛盾：

层间矛盾激化将表现在下述几个方面：

①层间采出程度相差越来越大。

目前油田上大致有1/3的有效厚度动用的好；1/3动用差；1/3基本未动用。例如采油二部48队目前采出程度已达20%，但还有27.4%的有效厚度采油速度小于1%（平均只有0.2%）基本未动用。又如中检4—4井距注水井排只有300m，注水已14年，但仍有15个层未见水（15个层的有效厚度为18.1m占总有效厚度的41%）。

②层间的渗透率差异越来越大。

今后砂层和未划砂层逐渐会被动用起来，这会进一步加剧层间矛盾，同一井筒中各层的渗透率差异从现在的10倍会增加到100倍，即比目前还要增加3~10倍。

③层段内各小层的矛盾突出了。

目前各层段间的含水差异较大，为减少层间矛盾所作的工作，实质上只是减少了层段间的矛盾，发挥了各层段的作用。今后进入中高含水阶段后，各层段都会见水，各层段间的含水差异会减少，但同一层段内的各小层的含水状况相差很大（见图4和图5），必须挖掘这