



中国石化

非构造低渗透油藏开发 技术文集

(2004)

中国石化油田勘探开发事业部 编

中国石化出版社

中国石化 非构造低渗透油藏开发 技术文集

(2004)

中国石化油田勘探开发事业部 编

中国石化出版社

图书在版编目(CIP)数据

中国石化非构造低渗透油藏开发技术文集:
2004/中国石化油田勘探开发事业部编.
—北京:中国石化出版社,2005
ISBN 7-80164-834-X

I. 中… II. 中… III. 低渗透油层-油田开发-文集 IV. TE348-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2005)第 064220 号

中国石化出版社出版发行

地址:北京市东城区安定门外大街 58 号

邮编:100011 电话:(010)84271850

读者服务部电话:(010)84289974

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail:press@sinopec.com.cn

北京精美实华图文制作中心排版

河北天普润印刷厂印刷

新华书店北京发行所经销

*

787×1092 毫米 16 开本 16 印张 402 千字
2005 年 7 月第 1 版 2005 年 7 月第 1 次印刷

定价:50.00 元

前 言

石油行业重组以来，中石化股份公司高度重视上游企业油气勘探开发事业的发展，提出了“稳定东部，加快西部，准备南方，开拓海外”的发展战略。非构造油藏是一种重要的油藏类型，目前在东部几个油田已经发现的非构造和构造加岩性圈闭储量已经达到了相当的规模，近几年全国乃至全球新增探明储量中非构造油藏储量比重都在逐年增加。但是由于对非构造油藏的成藏机理的研究还很不深入，非构造油藏的滚动勘探还有很大的潜力，加强对非构造油藏成藏机理的研究，对进一步推动东部老油田的滚动勘探开发具有十分重要的意义。

低渗油藏是股份公司潜力最大的油藏类型之一，经过多年的开发实践，各油田紧密结合油藏实际，不断探索，摸索出了一套适合各自地区油藏特点的开发配套技术，取得了多项研究成果。使一些开发难度大的油藏开发指标不断改善、采收率和开发效益不断提高。但由于受油藏固有特征的影响，进一步提高低渗透油藏开发水平、改善开发效果等方面还面临着许多问题和技术瓶颈。近年来低渗油藏的动用储量、新增探明储量和年产油量在中石化股份公司的总储量、产量构成中所占比例逐步提高；而标定采收率、采出程度、综合含水等反映开发程度和开发水平的各项指标都比较低。低渗油藏既是中石化目前开发的主要油藏类型，也是今后一段时间稳产挖潜的主要对象。

2004年8月5日至8月6日中石化集团公司在北京召开了非构造油藏和低渗油藏开发技术交流会，来自中石化上游机关部门、研究院及各油田企业的领导和技术人员参加了会议，同时还邀请了石油大学的教授作了专题讲座。

“非构造油藏和低渗油藏开发技术交流会”交流了各油田在非构造、低渗透油藏开发方面的成功经验，介绍了当前国内、外低渗透油藏开发的最新技术成果，大家就低渗油藏开发技术配套、需要攻关的项目、管理体制和机制、技术政策等方面提出了很好的建议。通过会议的学习交流，使大家对非构造油藏、低渗油藏的开发状况、技术状况、发展前景有了更深入的了解，必将促进非构造油藏、低渗油藏开发水平的提高。

为了更好地学习、贯彻这次会议精神，便于进一步交流，特将这次会议材料汇编成册出版。

目 录

在非构造低渗透油藏开发技术交流会开幕式上的致词	王志刚(1)
正确认识低渗油藏开发地位努力推广新技术全面提高	
低渗油藏开发水平	张 勇(3)
中国石化低渗透油藏开发状况及前景	王光付 李江龙等(15)
加强基础研究 攻关配套技术 不断改善低渗透油藏开发	
效果	王端平 邴绍献等(33)
胜利油区非构造油气藏滚动勘探开发实践	刘显太 周英杰等(42)
中原油田低渗油藏开发实践与认识	陈 昊(60)
滨南油区超覆油藏勘探开发技术	谢风猛 李彦强等(83)
卫城油田沙四段特低渗油藏提高采收率技术	潘远基 周文耀等(93)
赤岸油田韦 2 断块高效注水开发实践	金忠康(107)
坪北油田开发实践与认识	何志祥 邹 皓(115)
飞雁滩油田埕 110 块不整合油藏开发实践	徐福刚 康仁华等(134)
皮带机连续杆深抽配套技术在低渗透油藏的应用	宋开利 黄 伟等(141)
深抽提液配套工艺技术	古小红 赵金献(152)
加强注水工艺技术配套提高低渗油田开发水平	孙江成 崔体江等(164)
胜利油田套管开窗侧钻技术	赵金海 韩忠义等(177)
侧钻井小套管采油工艺配套技术	景步宏 洪光明等(187)
低渗透砂岩油藏渗流机理及合理井距研究	时佃海 陈光梅等(196)
低渗透油藏开发配套技术研究及应用	陈恩虎 刘玉忠等(212)
低渗透砂岩双重介质储层压裂技术	唐汝众(222)
低渗油藏压裂工艺技术	李明志 李凤霞(229)

在非构造低渗透油藏开发技术 交流会开幕式上的致词

(股份公司)

王志刚

同志们：

按照股份公司的安排，经过长达半年的准备，中石化股份公司“非构造、低渗油藏开发技术交流会”今天正式召开了。首先我代表股份公司向来自生产一线的各位代表表示欢迎。

石油行业重组以来，中石化股份公司高度重视上游企业油气勘探开发事业的发展，提出了“稳定东部，加快西部，准备南方，开拓海外”的发展战略。牟书令高级副总裁也对上游企业的发展提出了具体目标。为了具体落实股份公司及牟总提出的战略部署和目标，我们在逐步地加深加细研究和实施，有计划的对分类油藏进行专题研究。去年9月召开了裂缝溶洞型油藏开发专题研讨会，今年元月召开了断块油藏开发专题会议，这次我们集中讨论交流非构造油藏、低渗油藏的开发问题。

非构造油藏是一种重要的油藏类型，目前在东部几个油田已经发现的非构造和构造加岩性圈闭储量已经达到了相当的规模(初步统计探明储量 $9.9 \times 10^8 \text{t}$)，近几年全国乃至全球新增探明储量中非构造油藏储量比重都在逐年增加。但是由于对非构造油藏的成藏机理的研究还很不深入，非构造油藏的滚动勘探还有很大的潜力，比如东濮凹陷至今还没有发现一个比较典型的非构造油藏。同时，对于角度不整合等非构造油藏在开发井设计上也有其特殊的一面。所以，加强对非构造油藏成藏机理的研究，交流非构造油藏滚动勘探开发的经验，对进一步推动东部老油田的滚动勘探开发具有十分重要的意义。

低渗油藏是股份公司潜力最大的油藏类型之一，近年来低渗油藏的动用储量、新增探明储量和年产油量在中石化股份公司的总储量、产量构成中所占比例逐步提高；而标定采收率、采出程度、综合含水等反映开发程度和开发水平的各项指标都比较低。(低渗油藏目前的标定采收率只有23%，比断块油藏低10个百分点，有些单元和区块采收率甚至只有百分之十几。)所以，低渗油藏既是中石化目前开发的主要油藏类型，也是今后一段时间稳产挖潜的主要对象。

在低渗油藏开发上，经过多年的开发实践，以胜利油田为代表的东部各油田紧密结合油藏实际，不断探索，不断总结，摸索出了一套适合各自地区油藏特点的开发配套技术，在开发规律、开发研究手段、开发政策界限等方面取得了多项研究成果。如渗流机理及合理井距研究，储层描述技术，低渗透油藏整体压裂改造，注水水质改造、细分注水、增压增注，(水平井、侧钻井、大斜度定向井等)复杂结构井挖潜，深抽提液等技术方面都取得了长足的进步，使一些开发难度大的油藏开发指标不断改善、采收率和开发效益不断提高。

但由于受油藏固有特征的影响，进一步提高低渗透油藏开发水平、改善开发效果等方面还面临着许多问题和技术瓶颈。一是在低渗油藏认识上还有待继续深入。如渗流机理的研

究、微裂缝的认识、压力场的变化对储层孔隙结构的影响、合理井距及井网研究、剩余油的分布规律等方面的研究开展的还远远不够。二是各项配套工艺技术还不能满足低渗油藏开发的需要。主要表现在低渗油藏水驱动用程度低,各种压力条件下的分注技术、水质处理技术、监测技术等还需要进一步提高。三是在低渗透油藏压裂改造技术上虽然取得了进展,但总体上还不能满足开发的要求。这些问题都制约着低渗透油藏开发效果的进一步改善。

此外,不同油藏的开发技术经济政策研究还没有得到应有的重视。如何针对各类油藏的特点制定经济合理的开发方案、努力提高油田开发的经济效益,是摆在我们各级领导和工程技术人员面前的一个重大课题,必须引起足够的重视。

召开“非构造油藏和低渗油藏开发技术交流会”,一是交流各油田在非构造、低渗透油藏开发方面的成功经验,达到互相借鉴、共同提高的目的。二是邀请专家介绍当前国内、外低渗透油藏开发的最新技术成果,以解放思想、开阔思路,为我们制订下一步的开发对策提供参考;三是部署低渗透油藏和非构造油藏“十一五”期间的开发重点工作,明确主攻方向和任务。开好这次会议,将为“十一五”期间的增储、增产,实现低渗油藏的稳产开发,进而实现股份公司“稳定东部”的战略目标发挥重要作用。

最后祝大家在会议过程中交流好、生活好。预祝大会圆满成功。

正确认识低渗油藏开发地位

努力推广新技术

全面提高低渗油藏开发水平

(股份公司油田勘探开发事业部)

张 勇

同志们:

石油行业重组以来,中石化股份公司高度重视上游企业油气勘探开发事业的发展,在组织领导、资金投入、技术研究等方面给予倾斜,勘探开发思路越来越清晰,提出了“稳定东部,加快西部,准备南方,开拓海外”的发展战略。牟书令高级副总裁在2001年5月召开的提高采收率技术座谈会上提出了提高采收率两步走设想,第一步把采收率提高到35%,第二步把采收率提高到45%。为了具体落实股份公司及牟总提出的战略部署和目标,股份公司有计划的对分类油藏进行专题研究。去年9月召开了裂缝溶洞型油藏开发专题研讨会,今年元月召开了断块油藏开发专题会议。这次我们集中讨论交流非构造油藏、低渗油藏的开发问题。会议的主要目的有三点,一是交流各油田在非构造油藏、低渗油藏开发方面的成功经验,达到互相借鉴、共同提高的目的;二是邀请国内专家介绍当前国内外低渗油藏开发的最新技术成果,开阔我们的思路,为我们制定下一步的开发对策提供参考;三是部署非构造油藏、低渗油藏“十一五”期间开发重点工作,明确主攻方向和目标。

三天来,各油田和两位专家都做了很好的发言,内容很丰富。今天上午进行了分组讨论,大家就低渗油藏开发技术配套、需要攻关的项目、管理体制和机制、技术政策等方面提出了很好的建议。通过会议的学习交流,使大家对非构造油藏、低渗油藏的开发状况、技术状况、发展前景有了更深入的了解,也学到了很多新的东西,必将促进非构造油藏、低渗油藏开发水平的提高。何生厚副总师还要就低渗油藏开发问题作重要的发言,会后要认真学习 and 理解,把提高非构造油藏、低渗油藏开发水平工作抓紧、抓实。

一、统一思想,充分认识搞好非构造油藏、低渗油藏开发的重要意义

非构造油藏与低渗油藏在开发上的共性特征是有效储层的预测问题。非构造油藏储层分布研究的精度是制约油田开发水平的主要因素;低渗油藏储层性质是影响开发水平的主要原因。由于这两类油藏性质的特殊性,对开发研究和开发技术手段提出了更高的要求。尤其是低渗油藏,其储层性质特殊、开发特征突出,对开发技术的要求更高。从当前勘探开发形势来看,非构造油藏和低渗油藏在新增探明储量方面、已开发油藏提高采收率方面都占有十分重要的位置,是油田勘探开发的重要组成部分,必须引起我们的高度重视。

1. 非构造油藏、低渗油藏新增探明储量比例增加, 在增储中的作用越来越突出

一个探区的勘探过程一般都要经过储量发现期、储量快速增长期、中后期储量增长期等三个主要阶段。储量发现期和储量快速增长期发现的多是构造明显、规模较大的油藏, 这些油藏一般构造简单, 储层发育好, 易于识别。中后期, 勘探主要方向将逐步转移到隐蔽性强、识别难度大、储量规模小、储量品位差的油藏类型。我国的一些含油盆地, 尤其是东部高成熟勘探期的含油气盆地, 在新增探明储量中, 低渗油藏和非构造油藏储量比例明显增加。据有关文献统计, 我国陆上新增探明储量中低渗油藏所占比例 1989 年为 27.1%, 1990 年为 45.9%, 1995 年为 72.7%。近年来, 中石化新增探明储量中非构造油藏、低渗油藏所占比例增加的也很明显。1995~2003 年, 非构造油藏(不包括低渗)当年探明储量占砂岩油藏探明储量的比例由 11.3% 上升到 18.6%, 九年累计新增储量 $18915 \times 10^4 \text{t}$, 阶段探明储量占砂岩油藏探明储量的 12.3%; 低渗油藏更是近年来新增探明储量的主要类型, 1995~2003 年, 低渗油藏当年探明储量占砂岩油藏探明储量的比例由 23.2% 上升到 28.9%, 九年累计新增储量 $41896 \times 10^4 \text{t}$, 阶段探明储量占砂岩油藏探明储量的 27.34%。两类油藏合计阶段探明储量占新增砂岩油藏探明储量的 39.7%。

非构造油藏和低渗油藏不仅探明储量明显增加, 而且勘探潜力也很大。据胜利油田同志的报告介绍, 2000 年以来, 济阳坳陷在新增超覆油藏储量 1 亿吨的基础上, 还落实了预测、控制储量 $1.5 \times 10^8 \text{t}$, 发现 9 个超覆油藏有利区带, 工区面积达到 5000km^2 , 可供勘探的远景资源量在 $10 \times 10^8 \text{t}$ 以上, 近期可能拿到的储量在 $(2.5 \sim 3) \times 10^8 \text{t}$, 如果加上岩性油藏, 勘探前景更为可观。中石化所属的东濮凹陷、南襄盆地、江汉盆地、苏北盆地具有类似的地质特点, 在隐蔽油气藏、深层低渗油气藏也应该有较大的增储潜力。

2. 低渗油藏动用储量、原油产量比例增加, 在开发中的地位越来越重要

随着低渗油藏探明储量的增加, 动用储量也呈增加的趋势, 原油产量也逐步上升。1994 年全国低渗油藏动用储量和原油产量分别占总动用储量、总产量的 8% 和 5%, 2000 年这一比例分别上升到 25.5% 和 23.8%。大庆外围油田原油产量的增加、陕北长庆油田原油产量的快速增长主要是低渗油藏发挥的作用。尤其是长庆油田, 近年来原油产量每年以 $100 \times 10^4 \text{t}$ 左右的速度增长, 绝大部分是依靠新增动用低渗油藏储量实现的。截止 1995 年, 中石化东部老油区累计动用低渗油藏储量 $45417 \times 10^4 \text{t}$, 占动用储量的 12.88%, 当年低渗油藏产油 $366.4 \times 10^4 \text{t}$, 占当年总原油产量的 9.6%; 到 2003 年, 东部老油区累计动用低渗油藏储量 $73947 \times 10^4 \text{t}$, 占动用储量的 16.18%, 当年低渗油藏产油 $513.2 \times 10^4 \text{t}$, 占当年总原油产量的 14.8%。截止 2003 年, 中石化总体累计动用低渗油藏储量 $74493 \times 10^4 \text{t}$, 占总动用储量的 15.6%, 低渗油藏总产量 $527.8 \times 10^4 \text{t}$, 占总原油产量的 13.8%。

中石化近年来成功的投入开发了几个储量规模比较大的低渗油藏, 对低渗油藏原油产量的稳步增长发挥了重要作用。

江汉油田“九五”后期投入开发了坪北特低渗油藏, 动用石油地质储量 $3448 \times 10^4 \text{t}$, 平均渗透率只有 $1.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该油田 1999 年在油价低迷时启动产能建设, 地面等配套系统遵循简单实用的原则, 取得了较好的开发效果和开发效益。2001 年年产油量达到 $18 \times 10^4 \text{t}$, 已稳产了 3 年。自然递减逐年减缓, 2003 年自然递减只有 11.68%。三年含水只上升了 1.7 个百分点, 含水上升率只有 1.09。

江苏赤岸油田韦 2 块 1997 年投入开发, 采用注采同步进行, 动用石油地质储量 $619 \times 10^4 \text{t}$, 储层平均渗透率 $(6.1 \sim 9.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该区块投入开发以来, 原油产量稳定在

$(9 \sim 13) \times 10^4 \text{t}$, 连续七年采油速度保持在 $1.5\% \sim 2.1\%$ 。

同时, 胜利、中原等油田也有一些低渗油藏或区块投入开发。

3. 低渗油藏现井网下采收率低、开发程度低, 是油田挖潜的主要方向之一

中石化要实现“十一五”期间原油产量的基本稳定, 除了依靠一定的新储量投入、保持新增产能规模以外, 已开发油田提高采收率、控制产量递减也是非常重要的方面。从油藏类型来看, 占总储量 $1/3$ 的中高渗整装油田已经进入中后期开发阶段, 可采储量采出程度达到 84.7% , 综合含水达到 93.7% , 适合化学驱三次采油的一、二类储量基本覆盖, 高温高盐三类储量正在攻关三采技术, 总体产量将呈下降的趋势; 另外 $1/3$ 储量的中高渗断块油藏, 通过细分层系、精细注水开发, 可以实现原油产量的基本稳定。低渗油藏是三种主要油藏类型中标定采收率最低、采出程度最低的油藏类型。低渗油藏目前标定采收率为 22.2% , 比中高渗整装油藏、断块油藏低 13.3 和 8.5 个百分点; 低渗油藏目前可采储量采出程度为 59.9% , 比中高渗整装油藏、断块油藏低 24.8 和 15.0 个百分点; 从当前储采比来看, 中高渗整装油藏、断块油藏、低渗油藏分别为 8.0 、 12.2 、 13.3 , 低渗油藏也是比较高的。

低渗油藏通过精细注水开发, 采收率可以达到较高的水平。胜利油区渤南五区 $S3^4$ 油藏, 平均渗透率 $34 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 标定采收率达到 41.4% ; 中原油区濮城油田沙三上 $1-4$ 油藏, 平均渗透率 $27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 标定采收率达到 34.9% ; 江汉王场油田一个断块, 平均渗透率 $48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 标定采收率达到 45.7% 。

以上这些资料都说明了低渗油藏具有较大的提高采收率潜力。同时, 非构造油藏、低渗油藏开发风险大, 投资效益低, 也给开发界提出了巨大的挑战。

胜利的渤南油田是一个储量上亿吨级的低渗透大油田, 其低渗储量 $10963 \times 10^4 \text{t}$, 占油田总储量的 79.4% 。沙三段主要是低渗储层, 埋深 $3000 \sim 3300 \text{m}$, 储层渗透率 $(18 \sim 48) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 地下粘度 $0.52 \sim 3.06 \text{mPa} \cdot \text{s}$, 属于深层、低渗、低粘度油藏。该油田开发总体上可以划分为四个主要阶段。

1973 ~ 1986 年为局部投产、低速开发阶段。1973 年以 $800 \sim 1000 \text{m}$ 的大井距投入开发储量 $6180 \times 10^4 \text{t}$, 1975 年转入点状井网注水。该阶段历时 14 年, 开发井网极不完善, 储量控制程度低, 平均单井控制储量 $73 \times 10^4 \text{t}$, 年产油量 $(23.3 \sim 40) \times 10^4 \text{t}$, 采油速度仅 $0.38\% \sim 0.65\%$, 阶段采出程度只有 4.55% 。

1987 ~ 1990 年为全面调整、高速开发阶段。针对渤南油田井网不完善、储量控制程度低等问题, 在本开发阶段采取了一系列开发措施。一是进行了 250m 小井距高速开采试验, 油水井整体压裂投产投注, 试验区采油速度从 1.8% 提高到 10% ; 二是根据试验成果, 对已投产区全面进行了加密井网和细分层系调整, 井网采用 $250 \sim 400 \text{m}$ 井距的四点法面积井网, 平均单井控制储量由 $73 \times 10^4 \text{t}$ 下降到 $20 \times 10^4 \text{t}$, 使注采系统得到很大改善, 并适时采取二次压裂引效措施, 开发状况明显好转, 老区年产油由 $36 \times 10^4 \text{t}$ 增加到 $128 \times 10^4 \text{t}$; 三是通过滚动勘探开发, 新增动用储量 $3463 \times 10^4 \text{t}$, 新建产能 $91 \times 10^4 \text{t}$ 。通过以上措施, 使渤南油田保持了 4 年高速开发, 平均年产油 $157.5 \times 10^4 \text{t}$, 开采速度达到 1.72% , 阶段末含水 50.7% 。

1991 ~ 1994 年为快速递减阶段。1991 年以后, 油田开发到了中高含水阶段, 稀油低渗透油田的开采特征明显地表现出来。随着综合含水的上升(含水由 50.7% 上升到 71.8% , 阶段含水上升率 7.18), 产液量下降(年产液量由 $318.3 \times 10^4 \text{t}$ 下降到 $244.6 \times 10^4 \text{t}$), 注水井吸水能力下降(年注水量由 $648.9 \times 10^4 \text{m}^3$ 下降到 $460.8 \times 10^4 \text{m}^3$), 致使油田产量递减较快, 年自然递减率在 30% 左右。与 1989 年对比, 5 年原油产量下降 $119.1 \times 10^4 \text{t}$, 年均降产 $23.9 \times 10^4 \text{t}$,

阶段降产 64.1%，阶段末含水 71.8%。

1995 年～目前为低速开发阶段。1995 年以后，运用油藏精细描述技术，改善主力区块开发效果。同时，加强老油田周边滚动勘探开发，保持了渤南油田低速稳产。阶段原油产量基本稳定在 $(50 \sim 60) \times 10^4 \text{t}$ ，采油速度在 0.4%～0.56%，其中低渗区采油速度只有 0.21%。目前，低渗区采出程度 15.1%，含水 89.1%。

渤南油田目前标定采收率为 20.1%，总体开发水平不高。影响油田开发效果的主要因素有四个：一是水淹规律认识难度大，调整挖潜方向不明确。渤南油田储层平面和纵向非均质严重，大部分区块在开发中经过油水井对应压裂，人工和天然裂缝发育，造成水淹规律复杂，剩余油分布状况不清楚；二是纵向上动用程度差异大，挖潜技术不成熟。渤南油田含油层系多，采用多层合采合注，层间层内矛盾突出。受封堵工艺影响，上部油层高含水的井，下部油层的潜力得不到很好的发挥。厚油层内部注入水的突进得不到有效控制，注入水波及系数小；三是地层吸水能力逐年下降，增注效果差。渤南油田注入水为油田污水，水质不达标，对储层造成一定伤害，地层吸水能力逐年下降，视吸水指数由 $6 \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 下降到 $2.1 \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 。基本不吸水的井数增加到 50 口。虽然实施了水井增注措施，初期有一定效果，但受水质影响有效期短，单井累计增注只有 3000m^3 ；四是有效注水井点减少，平面注采矛盾突出。渤南油田有 65 口注水井由于井况原因停注，造成正常注水井点由 1992 年的 202 口减少到 2003 年的 133 口，注采对应率由 87.9% 下降到 66.3%。

渤南油田开发实践表明，开发好低渗油藏难度很大，要遵循低渗油藏的固有点，建立一套科学的开发系统，才可能最大限度的发挥其潜能。渤南油田开发可以给我们四点启示。

第一，低渗油藏开发井网要适应储层地质特点。稀井高产不适应低渗油藏开发，四点法面积注水井网适应性差，井网不好转换，水窜后无法调整，也不适合裂缝性油藏对注采井网的要求。

第二，中低含水期，通过开发措施，可以明显改善开发效果，尽可能延长无水 and 低含水采油期是开发好低渗油藏的关键。中高含水期开发难度明显加大，含水采油稳产难度大。

第三，油层保护工作对低渗油藏开发至关重要，应贯穿到钻井、完井、射孔、油层改造、采油、注水等油田开发全过程。

第四，配套采油工艺，即整体压裂、分层注水、分层测试、小泵深抽等工艺技术要适应低渗油藏特点。

二、低渗油藏开发技术水平有所提高，为改善开发效果提供了必要的技术支撑

多年来，尤其是近几年，非构造油藏、低渗油藏勘探开发越来越得到重视，开发技术取得了一定的进步，一些油藏达到了较高的开发水平，取得了很多成功的经验，可以总结为八大成果。

1. 储层研究已形成比较规范的模式和相应的技术系列

储层研究是低渗油藏地质基础研究的重点，目前在成岩作用研究、储层宏观性质与微观特征研究、裂缝分布研究等方面形成了比较规范的研究模式和研究技术。

在成岩作用研究方面，针对后期改造对低渗油藏形成的重要性，主要利用岩心分析资料，从成岩作用事件和成岩作用史入手，以原生孔隙的消亡和次生孔隙的分布规律研究为重

点,研究成岩作用的非均质性、成岩模式与沉积相带的关系,从而预测有利储层带。

在岩性、储层微观结构、储层性质研究方面,室内实验研究技术方法成熟,实验设备配套。包括:岩石矿物成分研究,尤其是粘土矿物及其敏感性研究在低渗油藏开发中广泛应用;孔隙特征研究,孔隙类型、孔隙形态、喉道描述、孔喉配位数能够得到定量描述;常规孔渗饱研究、高压孔渗研究等也能得到很好的实现。

在裂缝研究方面,已初步形成了以地应力及裂缝研究为核心,以随机建模为手段的低渗透储层表征技术,包括:采用现场测试技术研究地应力分布,利用地震资料研究储层裂缝形成的构造背景,应用区域露头地质调查和岩心资料,通过古地磁恢复研究裂缝特征,利用测井资料解释裂缝,采用数值模拟和随机模拟等方法预测裂缝发育分布规律等。

2. 渗流机理研究取得了一些进步

除常规岩心渗流实验研究之外,胜利油田低渗油藏渗流机理研究在合理井距设计上取得了比较好的应用效果,中原油田长岩心驱替在低渗油藏层系细分中起到了基础支持作用。

胜利油田利用低渗油藏室内实验,研究了单相非达西渗流启动压力梯度、低速非达西渗流规律、启动压力梯度和临界压力梯度的求取、平面径向渗流流态分布等,并应用实验结果,研究了合理井距确定方法。利用理论研究成果,胜利油田开展了营11厚层低饱和高压异常低渗油藏、纯62薄互层高压异常低渗油藏、桩74常压低饱和低渗油藏三个单元的加密井网调整试验。试验区原井距在300~400m,加密后井距为180~210m,通过井网加密,开发状况明显改善。

中原油田以长岩心驱替实验为依据,对桥口油田桥29块进行低渗层挖潜,开发效果进一步提高,水驱采收率达到42.4%。文东盐间文13-128块进行了逐层段上返注水开发试验,实际采出程度比原井网提高10.5个百分点。

3. 井网优化部署技术在开发实践中逐步得到应用

低渗透油藏井网布置方式以及与裂缝的匹配关系是影响开发效果的主要因素。对行列注采井网的数值模拟证实,当压裂裂缝与主流线正交时,面积波及系数最大。近年来,井网优化部署技术在开发实践中逐步得到应用。

胜利油田史深100块,根据储层研究和数值模拟优化,初期采用 400×283 反九点法面积井网,后期调整为五点法井网,并论证了地层压力保持水平、注水时机、合理注采压差等技术界限。开发方案实施取得了很好的效果,开发10年年产油量一直稳定在 $12 \times 10^4 \text{t}$ 以上,平均采油速度达到1.5%。

江汉坪北特低渗油藏在井网部署中采用沿裂缝方向合理井排距布井,通过优化研究,采用排距150m、井距450m的行列注采井网,这一井网部署方式在开发实践中取得了较好的注水效果。三年产量稳定在 $18 \times 10^4 \text{t}$,自然递减逐年下降到11.68%,含水上升率只有1.09。

4. 数值模拟技术适应程度有所提高

低渗透油藏既有储层喉道细小的一面,也有天然裂缝、人工裂缝等较大尺度的流动通道,具有多重介质的性质。传统的数值模拟模型都以达西定律为基础,忽略了多重介质系统中流态多变性的存在,既没有考虑低速非达西渗流现象,也没有考虑高速非达西紊流现象,数值模拟结果对油田开发的指导作用受到限制。胜利油田在本次会议提供的交流材料《低渗多介质油藏自适应渗流模拟技术》,考虑了流态的多样性,对岩块、天然裂缝、人工裂缝分别进行数学表征,并建立了自适应渗流模拟模型和求解方法。目前,该项技术已经进行了低速非达西渗流、高速非达西渗流实例运算,发现了与传统数值模拟模型计算结果的差异,改

进的模型还考虑了渗透率压敏效应,使之更符合低渗油藏的储层特征。虽然该项研究成果还有待于改进完善,但研究方向是可取的。

5. 水质处理技术基本成熟

注入水水质是实现低渗油藏长期稳定注水开发的关键,各油田都非常重视水质处理技术。中原油田针对低渗储量比例高、产出水腐蚀性强等实际问题,提出了清水和污水先混合后处理的思路,逐步完善配套了污水处理自动化控制技术、加药混合技术、逆向流沉降技术、多级精细过滤等技术,形成了一套以“多级除油—混合杀菌—加药沉降—加压过滤—稳定外输”为主线的水处理工艺流程。通过以上流程和技术的应用,1998年以来,中原油田注入水水质保持了较高的水平。固体悬浮物保持在 $1.8 \sim 2.7 \text{ mg/L}$,低于 3 mg/L 的标准;滤膜系数保持在 $27 \sim 37$,远高于15的标准;腐蚀速率保持在 $0.013 \sim 0.068 \text{ mm/a}$,低于 0.076 mm/a 的标准。

胜利油田近年来开发研制了新型高效污水处理装置及小型精细污水处理装置,在原有水处理系统上建立了第二水处理系统,试验与发展了金属膜过滤技术,经牛庄凹陷河135、史深100等现场应用,过滤后水质达到A2标准。目前已建立了23套精细水处理装置。胜利油田的临盘、滨南、纯梁等采油厂水质处理上都取得了很大的进步,在开发中已经见到了效果。

目前水质处理上还需要研究高质量水质和注水成本的矛盾,研究全流程水质保持问题,避免出站高质量,到井口不达标的现象。

6. 压裂已成为低渗油田开发的重要手段

压裂是低渗油藏开发必备技术手段,经过不断的发展完善,在压裂优化设计、压裂液、支撑剂、压裂储层保护、重复压裂、分层压裂、压前压后处理等方面已初步形成了技术系列。

胜利油田发展了全三维压裂设计,提高了压裂设计水平与复杂条件下施工成功率。在工艺技术方面,发展了适合不同类型油藏的压裂工艺,包括薄互层、多层新井完井压裂、控制缝高的转向压裂、双重介质的分步加砂、暂堵压裂、低压地层增能助排压裂等工艺技术。在利85块特低渗透砂砾岩油藏,采用油溶性暂堵、分步加砂等工艺技术,配合采用人工转向剂、限流技术,2003年压裂13口井,工艺成功率100%,单井初期日增油达到11t。

中原油田低渗油藏比例较高,始终重视储层改造技术,在油田开发中发挥了重要作用。每年压裂施工在600井次以上,新老井压裂年增油达 $20 \times 10^4 \text{ t}$ 以上。

7. 增注技术基本配套

注上水、注好水是提高低渗油藏开发效果的重要前提。目前,降压增注、高压增注等技术已经在低渗油藏注水开发中得到广泛的应用。

在降压增注方面,初步形成了化学降压增注、压裂降压增注、层内自生气降压增注等技术措施,降低注水井启动压力,达到增注的目的。2000年以来,中原油田累计实施化学降压增注1284井次,累计增注 $541 \times 10^4 \text{ m}^3$,对应油井增油 $8.2 \times 10^4 \text{ t}$ 。近年共实施注水井压裂增注38口,其中16口井为短宽裂缝增注,平均注水压力由 34.1 MPa 下降到 27.9 MPa ,日增注 749 m^3 。文东实施了18口井的层内自生气降压增注,平均注水压力由 29.3 MPa 下降到 24 MPa ,单井日注由 69.5 m^3 上升到 110 m^3 。

在高压增注方面,胜利油田为了解决系统压力低、边远单井欠注问题,推广应用 40 MPa 压力等级的增压泵,实施超高压注水,建立第二压力系统,减少建站规模。目前已有增压泵

292 台, 日注入能力达到 $1.46 \times 10^4 \text{m}^3$, 月增油 3050t; 中原油田以增压站为单元进行单站系统提压, 将井口注水压力提高到接近于地层破裂压力水平, 使地层产生微裂缝, 提高注入量。三年来, 共实施高压增注 120 口井, 日增注量 7238m^3 , 累计增注 $88 \times 10^4 \text{m}^3$, 见效井已增油 $1.5 \times 10^4 \text{t}$ 。

高压增注虽然是低渗油藏注水的重要手段之一, 但也会带来安全隐患, 不利于注水剖面的调整, 对井的损坏也可能产生一定的影响, 从思路上来说, 应该重点发展降压增注技术。

8. 举升技术基本能够满足提液的需要

低渗油藏油井液面低、单井产液量低是普遍规律, 因此, 在举升技术上有别于其它类型油藏。根据低渗油藏特点, 目前发展了有杆泵深抽工艺配套技术、小排量电泵采油技术、气举采油技术等, 基本能够满足不同能量井提液的需要。

有杆泵抽油发展了玻璃钢杆、高强度杆、防腐杆等特种抽油杆, 配套了抽油杆扶正器、加长活塞、加重杆等工艺技术, $\phi 32 \text{mm}$ 抽油泵最大下深 3000m, $\phi 38 \text{mm}$ 抽油泵最大下深 2700m, $\phi 44 \text{mm}$ 抽油泵最大下深 2600m, $\phi 56 \text{mm}$ 抽油泵最大下深 2000m, 检泵周期可以达到 450d 以上, 泵效可以达到 40% 以上。

在无杆泵方面, 发展了 30、50、 $70 \text{m}^3/\text{d}$ 的小排量、高扬程电泵深抽提液技术, 可以实现耐温 180°C 、3500m 的深抽需要。

中原油田针对文东深层高气油比油藏, 发展了气举采油技术, 目前有气举井 104 口, 平均举深 2500m, 平均单井日产液 25m^3 。

三、正视问题, 研究制定非构造油藏、低渗油藏开发对策

虽然我们在低渗油藏的开发技术上取得了进步, 在实践中积累了一些经验, 也取得了一定的开发效果, 但一些研究技术和工艺技术推广应用程度还不够, 一些技术还需要研究和攻关, 低渗油藏总体开发水平还不高, 油田开发中还存在着许多现实问题需要研究解决。

(一) 低渗油藏开发中存在八个突出问题

1. 已探明未动用低渗储量品位低, 高效动用难度大

截止 2003 年, 中石化共有已探明未开发储量 $118890 \times 10^4 \text{t}$, 其中低渗储量 $36988 \times 10^4 \text{t}$ 。对低渗未动用储量初步分析结果, 不落实储量 $19790 \times 10^4 \text{t}$, 落实可评价储量 $17198 \times 10^4 \text{t}$ 。从落实储量分类结果来看, 品位比较低, 高效动用难度大, 主要表现在四个方面。

一是单块储量规模小。 $17198 \times 10^4 \text{t}$ 储量分布在 174 个断块内, 平均单块储量 $98.8 \times 10^4 \text{t}$, 储量规模小于 $50 \times 10^4 \text{t}$ 的断块数占断块总数的 54.0%。由于储量规模小, 制约注采井网的部署, 给实现高效水驱开发带来了难度。

二是储量丰度低。平均储量丰度只有 $55.4 \times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$ 。小于平均丰度的储量占 39.8%。

三是埋藏深度较大。平均埋藏深度 2612m, 埋深大于 3000m 的深层储量占 24.2%。

四是渗透率低。平均渗透率 $14.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 渗透率低于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低渗储量占 45.3%。

2. 注采井网完善程度低, 不适应低渗油藏开发的需要

低渗油藏对注采井网要求更严格, 但由于受油藏认识、经济效益、储量丰度、技术适应程度等因素的影响, 目前井网完善程度低, 不适应低渗油藏开发的需要。

一是注采井距过大。胜利油田三个试验区计算极限井距为 244m、124m、162m, 对应的渗透率值分别为 $31.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $5.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $3.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 说明低渗油藏极限井距是比较小的。通过压裂等工艺措施, 一定程度上可以增大井距, 但总体上极限井距在 150 ~ 250m 左右。根据胜利油田的统计, 目前多数单元注采井距在 300 ~ 500m, 平均 327m。其它油区低渗油藏的注采井距多数在 300m 左右, 与理论极限井距都有差距。

二是注采井数比低。低渗油藏注水井吸水能力低, 裂缝等原因造成的储层非均质性需要温和注水, 因此, 一般需要比较高的注采井数比。目前实际注采井数比 1:3.4, 股份公司东部砂岩油田平均注采井数比 1:2.7。由于注采井数比低, 造成注采对应率低。胜利油田低渗油藏静态注采对应率只有 70% 左右。

三是单井控制储量偏大。低渗油藏储量丰度低, 在密井网下, 单井控制储量必然比较低, 但实际上, 低渗油藏目前单井控制储量为 $18.6 \times 10^4 \text{t}$ /口井, 平均比东部陆上砂岩油藏单井控制储量高 $3.2 \times 10^4 \text{t}$ /口井。其中, 胜利油田低渗油藏单井控制储量 $18.8 \times 10^4 \text{t}$, 比整装油藏高 $2.4 \times 10^4 \text{t}$ /口井。

3. 井况问题突出, 进一步恶化了注采井网

低渗油藏由于高压注水、大压差生产、压裂措施、粘土矿物膨胀等因素, 井更容易损坏, 井况问题是开发中一个突出的问题。近年虽然实施了老油田技术改造工程, 对井网恢复和稳定发挥了重要作用, 但井况问题依然突出。

中石化东部油田水井平均开井率 71.2%, 而低渗油藏水井开井率为 65.9%, 低 5.3 个百分点。开井率间接反映了低渗油藏井况问题更为突出。由于开井率的影响, 降低了注采井网的完善程度, 胜利油田动态注采对应率只有 46.7% ~ 68.8%, 平均比静态注采对应率下降近 14 个百分点。

4. 水驱动用程度低, 注采剖面调整难度大

胜利油田统计 88 个低渗开发单元, 实施注水开发的储量只占 68.5%; 中原的文南低渗油藏有效水驱控制程度只有 50%。

实现注水开发的储量, 由于注水压力高, 分层工艺技术不适应, 注采剖面调整难度大。如中原油田多数低渗油藏注水压力在 25MPa 以上, 文东、文南等油田注水压力可以达到 35MPa 左右, 在这么高的注水压力下, 注水井层间可调配能力弱, 基本处于自然注水状态, 从而造成剖面吸水程度低。中原文东油田吸水剖面统计, 吸水厚度只占射开厚度的 45%; 胜利临盘油田分层注水合格率只有 29.5%, 商河只有 23.3%, 纯化也只有 48.6%。

5. 注水系统配套能力弱, 影响注水开发效果

低渗油藏开发除了井网问题、剖面调整问题以外, 在注水系统配套上也存在一定问题, 突出表现在两个方面。

一是注入水水质处理发展不均衡, 部分井站水质差, 还没有实现站站达标、口口合格的程度。如胜利油田部分注水站水质状况调查结果, 大部分注水站水质未能达到行业标准的 A3 级, 特别是悬浮固体含量、含油等严重超标。东辛营 11 块 8 号注水站、现河庄现 50 注水站的注入水中悬浮固体含量高达 31 ~ 34mg/L, 超出 A3 标准 10 倍以上。

二是部分地面干线压力系统不能满足高压注水的需要。随着低渗油藏开发工作的深入, 高压注水区的比例会越来越高, 一些早期以中高渗油藏开发为主建立起来的干线压力会越来越不适应。

6. 部分认识油藏的技术满足不了精细开发的需要

一是储层分布预测精度有待于提高。多数非构造油藏、低渗油藏储层变化比较大,在早期井网比较稀的情况下,主要依靠地震进行储层预测,对砂泥岩间互储层预测精度往往满足不了开发布井的需要,尤其是有效储层的预测问题还没有很好的方法;

二是裂缝分布的定量研究和表征技术有待于提高。虽然研究裂缝分布的方法很多,但都有一定的局限性,对天然裂缝、人工裂缝定量研究和表征技术方面还存在着较大的差距。尤其是压裂裂缝的监测技术、裂缝可控技术等;

三是基岩、天然裂缝、人工裂缝系统流动特征研究有待于加强。尤其是多重介质的组合系统,对注采井网、开发政策界限影响较大,在这方面的研究还比较薄弱;

四是含油饱和度测井精度不高。由于低渗油藏储层性质和低电阻的特殊性,无论是完井电测还是生产过程中的剩余油监测都比中高渗砂岩油藏难度大,目前含油饱和度测井解释精度不高。

7. 部分工艺技术有待于攻关完善

一是全过程油层保护技术有待于提高。目前,钻井过程中油层保护技术得到了普遍重视,完井过程中的油层保护也取得了一些进展,但在投产、增产措施、油水井维护作业、注水等生产全过程油层保护方面的技术和意识有待于提高;

二是高压分注技术还处于攻关阶段。在高压分注上我们做了很多工作,但技术的稳定性、有效期、经济性、规模性等方面还制约着大面积普及应用;

三是水平井储层改造技术需要攻关。低渗透油藏的生产压差集中耗损在近井地带,水平井与地层的接触面积大,近井带压降比直井小,可投产性要强。另外,水平井可以有效连通高角度裂缝,可以增强油井实际产液面,能提高单井产量与采油速度。但由于水平井压裂改造技术还没有很好的解决,限制了推广应用。尤其要研究裸眼水平段分段压裂技术。

8. 技术需求与经济指标矛盾突出,制约油田开发水平的提高

前面提到的低渗油藏开发问题,很大程度上都是受经济指标的制约。提高储量动用程度、提高剖面吸水程度、改善水质、改造地面管网系统等都需要投入实质性的工作量,可以说,提高低渗油藏开发水平的根本问题是技术需求与经济指标之间的矛盾,这是一个值得深入研究和论证的问题。

(二) 提高低渗油藏开发水平和效益的主要对策

低渗油藏开发存在着以上谈到的现实问题,但问题就是潜力。正是因为低渗油藏开发中存在着这样那样问题,要求我们开发界正视困难,提出针对性的对策解决问题。从大的方面说,解决低渗油藏开发问题,一靠基础研究,二靠技术进步,三靠政策导向。在这里提出低渗油藏开发的六点概念性措施。

1. 解放思想,努力提高低渗油藏储量动用率

我们目前有 $17198 \times 10^4 \text{t}$ 基本落实、可供评价的已探明未动用低渗储量,以后随着勘探的深入,这类储量还会增加。要使这部分储量投入开发,除了必须配套的技术之外,一个很重要的方面是要解放思想,转变观念。

一是要树立攻坚啃硬的思想。勘探的同志在努力寻找优质储量,在千方百计的提高勘探综合效益,但探明储量品位的下降存在一定的必然性,我们不能仅仅善于开发好优质储量,也要善于攻坚啃硬、开发好低品位储量,这是我们的历史责任。

二是正确理解效益第一的原则。效益第一是我们企业必须坚持的发展准则，我们的一切工作都必须围绕经济效益这个中心。对低渗油藏来说，不可能获得优质储量那么高的效益，但在一定社会经济环境下是可以获得经济利益的，只要有利益就值得开发动用。

三是要树立区别对待的思想。所说的区别对待，就是低渗油藏开发不要刻意追求地面系统的配套、储量的整体动用、管理层次的齐全，一切要以效益最大化为原则，能简化的就简化，能局部的就局部，能优化的就优化，要精打细算。

2. 拓宽低渗油藏概念，全面评价研究，正确评估潜力

我们前面提到的低渗油藏都是以油藏为基本单元的，实际上，在中高渗油藏中也存在低渗储量，这些储量地质和开发特征与低渗油藏是相当的。因此，我们要拓宽低渗油藏概念，对所有的低渗储量进行评价研究，正确的评估低渗储量的潜力，便于开发决策。

对已探明未动用储量要从正反两个方向评价，正方向评价是要逐块评价出投入开发的技术经济条件，条件具备时有计划的投入开发；反方向评价是每一个区块要经济有效的投入开发，需要投资控制在什么水平？成本要控制在什么水平？然后再论证投资、成本要求的可行性，从而制定出开发策略。

对已开发整体低渗油藏的评价，研究院的报告作了很好的分析，提出了一套分类办法。各油田要根据各自的特点，细化分类，提出每类油藏提高开发水平的技术经济潜力，作为开发井网调整、开发系统改造决策的依据。

对中高渗油藏中的低渗储量这次会议涉及的不多，这也是低渗储量的重要组成部分，各油田要开展一次系统的调查，调查低渗储量潜力，调查现井网对低渗储量的适应性，调查组成单独井网的可能性，调查地面注水系统的适应性，从而提出挖潜层次和措施。

3. 建立一套适应低渗油藏开发，能注得进、采得出的井网系统

在井网形式上，要考虑以矩形井网沿裂缝方向线状注水为主，采用大井距、小排距。目前应用比较多的是将井排方向与裂缝走向错开45°的正方形反九点注采井网，这种井网容易造成角井水窜，更使压裂规模受到限制，应该合理进行优化。

在井距论证上，要以低渗油藏渗流阻力研究为基础，通过数值模拟计算等手段进行优化。据研究，低渗油藏注水见效时间主要与启动压力梯度有关，与井距的3次方成正比，合理井距对实现注水起着关键的作用。在井距的论证中也要考虑压裂改造措施对适当放大井距的作用。

在井网的形成上，既要注重新钻井的部署，也要注重老井的应用。充分应用老井侧钻技术、膨胀管技术合理应用现有老井，控制钻井工作量。

4. 拓宽思路，努力推广应用先进实用的工程技术

低渗油藏的高效开发很大程度上取决于工艺技术的配套性，工程技术界对改善低渗油藏开发效果肩负有重要的使命，尤其是对那些技术极限井网密度与经济极限井网密度有矛盾的单元。衡量工艺技术是否适应，不能仅从一个或几个应用实例来看，而是要从推广应用规模来评价，要深刻分析攻关多、典型应用效果好，但就是不能规模推广的原因。

在成熟技术的推广中，要特别注重以下四项技术的推广应用：一是以水平井、分支井为主体的复杂结构井的应用。低渗油藏技术井网需求与经济井网限制是一对突出的矛盾，水平井、分支井可能会成为解决低渗油藏井网问题的有效手段；二是老井侧钻技术和膨胀管修井技术，提高老井利用率，降低井网调整的投资；三是井网与工艺协调统一技术。这不是单一技术问题，但却是低渗油藏科学开发的关键技术。一方面，井距论证要考虑储层改造的贡