

石油工程学会

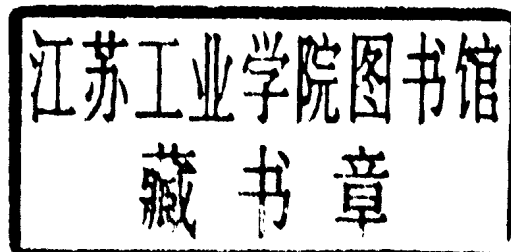
2001年度技术文集

中国石油学会石油工程学会 编

石油工业出版社

石油工程学会 2001 年度技术文集

中国石油学会石油工程学会 编



石油工业出版社

内 容 提 要

本书是中国石油学会石油工程学会 2001 年度组织召开的低渗透油藏增效开采技术研讨会、钻井技术研讨会、降低原油成本学术研讨会和青年论文发布会的优秀论文选集。共收集论文 60 多篇。这些论文集中反映了近期我国石油工业在油田开发、钻井、采油及降低原油成本等方面的最新成果和发展动向,具有较高的参考使用价值。可供从事石油勘探、开发的工程技术人员及院校师生学习参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

石油工程学会 2001 年度技术文集/中国石油学会
石油工程学会编. —北京: 石油工业出版社, 2002. 6
ISBN 7-5021-3794-7

I. 石…

II. 中…

III. 石油工程—学术会议—文集

IV. TE-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2002) 第 037683 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)
河北徐水县印刷厂排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 26.25 印张 675 千字 印 1—2000
2002 年 6 月北京第 1 版 2002 年 6 月河北第 1 次印刷
ISBN 7-5021-3794-7/TE·2766
定价: 58.00 元

《石油工程学会 2001 年度技术文集》编委会

主 任：沈平平

副主任：袁士义 闫存章 钟树德 刘玉章

委 员：岳登台 胡永乐 禹长安 周煜辉

王元基 崔亚民

前 言

中国石油学会石油工程专业委员会由油田开发、采油、钻井、装备、地面工程5个专业工作部和青年工作部组成。学会秘书处和各工作部每年都举办专业学术研讨会和技术交流会，会议积极为石油工程科技工作者提供展示研究成果、新技术、新方法的环境和机会。

为使会议成果得以广泛及时地传播，石油工程专业委员会将研讨会评选出的优秀论文正式出版。文集受到广大石油工程科技工作者的欢迎和好评，为此我们将更加努力地做好这项工作。2001年石油工程专业委员会召开了“低渗透油藏增效开采技术研讨会”、“2001年度钻井技术研讨会”、“依靠科技创新降低原油成本学术研讨会”、“青年论文发布会”以及采油、装备、地面工程共8个学术研讨会和技术交流会。为使石油工程技术人员增进对相关专业的了解，在大型系统工程的项目中更好地合作，我们将2001年开发、采油、钻井等几个学术研讨会的优秀论文结集出版，收集论文62篇，涉及的专业有：油藏地质、油藏工程、采油工艺、钻井工程、地面工程、项目管理等内容。这些论文反映了当前石油工程领域的部分最新研究成果。相信本书能对石油工程科技人员、石油院校师生有参考借鉴价值。本文集的出版得到了石油工程专业委员会开发工作部和钻井工作部的大力支持。在此，谨向这些单位和编审专家以及论文作者致以衷心的感谢。

中国石油学会石油工程专业委员会

2002年5月

目 录

大庆外围低渗透油田开发实践与认识	徐正顺 曹瑞成 李 莉 (1)
应用开发配套技术实现牛心坨低渗高凝稠油油藏的有效开发	王海生 (7)
改善火烧山裂缝性低渗透砂岩油藏开发效果研究与实践	徐学成 秦旭升 韩 力 万文胜 (15)
低渗透油藏非达西渗流规律研究	李凡华 韩大匡 刘慈群 (21)
低渗透油藏的渗流规律及其应用	傅春华 (34)
牛庄油田牛 20 断块中高含水期开发技术对策	颜素娟 王丰文 黄鸿雁 郭志华 秦永辉 (45)
改善多层非均质低渗透砂岩油藏开发效果研究与实践	张家良 赵平起 段贺海 李晓良 熊 英 (58)
大庆油田精细地质研究新发展	李 洁 吕晓光 邵延坤 (67)
利用荧光显微图像技术预测储层流体性质	宋荣华 蒋艳红 丛玉梅 王金友 (72)
大庆油田萨中地区储层流动单元划分参数量化及评价研究	江淮友 刘颖萍 隋凤芝 李丽萍 (78)
三维地质建模技术在精细地质研究中的开发与应用	宋 静 韩永龙 杨伟民 金久玲 (83)
新疆油田六东区稠油油藏水驱后注蒸汽开发技术研究	于立君 吴淑红 邹正银 常毓文 (89)
冀中碳酸盐岩潜山裂缝性油气藏常规测井识别技术	陈曙光 卫香莉 刘晓虹 左占田 (96)
井间同位素自动监测技术研究及应用	谭河清 郭 亮 刘志慧 刘 静 (105)
大庆油田杏北地区嫩二段底部成片套损防治的方法研究	吕文君 罗 庆 姜贵璞 李 琴 (111)
二连低渗透砂岩油藏开发过程中的储集层伤害与防治	赫思杰 蒋 明 熊 铁 王胜雷 (118)
大庆外围低渗透油田增效开采工艺新进展	王 林 王文军 于生田 (131)
提捞采油工艺试验及认识	侯维前 谢桂茹 朱秀峰 (137)
长跨距、不同物性油层合采配套工艺技术研究	沈宝明 姬生柱 张宝忠 陶 冶 (144)
稠油分注分采工艺技术	张立萍 宋英男 杨淑英 (149)
蒸汽萃取开采稠油技术研究	马达波 马昌明 黄立信 郑德温 (155)
低浓度交联聚合物深度调剖技术研究	牛金刚 陈福明 王加滢 王冬梅 (163)
低成本低伤害注水井压裂工艺技术研究	王永辉 马学勇 杜长虹 石 磊 (169)
发展修井工艺技术 提高套损井修复率	王世贵 赵恩远 曲兆峰 田友仁 (173)

定向强闭抽油泵研制与应用	王少武	(181)
大型水力压裂在文东低渗透油田老井重复改造中的应用	窦让林 熊良淦 康利华 徐 龙	(185)
油井生产系统优化设计	张宝安 郭誉明 陈 涛 梁秋锦	(191)
辽河油田综合防砂配套工艺技术	赵 平 张建军 吴志勇 左秀石	(196)
精细油藏地质研究 提高水平井开发效果	蒋传新	(200)
柯深 101 井超深井配套技术	藤学清 张 斌	(205)
国产 CGDS-1 型地质导向钻井系统将提高我国油气井钻井效益	苏义脑 盛利民 周煜辉	(211)
长庆气田陕 242 井天然气钻井实践	赵业荣 丁世宣 袁孟嘉 刘硕琼 蒲建中 雷 桐	(218)
旋转自动导向钻井技术	孙铭新	(222)
大庆油田南二区西部高压调整井泄压钻井技术	纪宝华 郭 军 何礼君 杨民瑜 李万全	(227)
井底钻具组合力学分析的新进展	张 焱 刘坤芳 李 骥	(233)
一种新的钻头优选法——YH 钻头优选法	饶永久 王 力 李永胜 金晓玲 潘明霞	(238)
大庆油田通过减小层间压差提高调整井固井质量方法研究	杨民瑜 钟启刚 郭 军 纪宝华	(245)
大庆油田小井眼钻井与完井技术	钟 辉 朱红岩 赵录生 朱冬兰	(249)
塔河油田欠平衡钻井技术的应用	崔龙兵	(255)
塔里木山前构造深井钻井技术	唐继平 迟 军 梁红军 谢又新	(262)
哈得四油田深井薄油层阶梯水平井钻井	杨成新 孙海芳 王 琦 袁晓山	(267)
液动冲击旋转钻井技术在石油钻井中的应用研究	菅志军 张文华 胡国清 桑 路	(273)
天然气井钻井应重点考虑的几个技术问题	程常修	(279)
环空流动的壁面剪应力对提高顶替效率的影响	刘爱平 郑 毅 杨 华 张洪良	(285)
旋冲钻井技术发展	陶兴华	(291)
阳离子钻井液用膨润土的研究	刘 盈 沈丹青	(299)
粉体喷射搅拌法在钻机基础中的应用	靳明三 曹建新 常庆平	(306)
废钻井液固化处理技术及应用	刘四海 蔡利山	(312)
二连油田保护油层钻井完井液技术研究与应用	耿东士 李长荣 左凤江	(316)
大情字井地区油层保护技术	赵剑龙 何景岩 白相双 王金山 段俊凯	(323)
孤东大罐油砂自动处理装置设计与应用	董培林 张 炜 王 勇	(330)
滤料清洗技术研究	林 琳 赵海波 郭鹏宇 李泽勤 杨建平	(335)
中原油田套管损坏原因及预防	王德良 王永利	(342)
非活性硝酸粉末液酸化工艺技术的研究与应用	汤元春 李巧宁 程宇辉 沈晓翔	(348)
天然气地下储存的地面工艺技术探讨	崔红霞 纪良才 刘 颖 方永杰	(354)

国外石油公司依靠科技创新降低原油成本现状、发展动向及可供借鉴的经验

与技术	徐 博	张卫忠 (361)
国外稠油低成本开采新技术	张义堂	张朝晖 (368)
超稠油低成本开采配套技术	余五星 林 军 郑南方	杨立强 (375)
大庆低渗透油田提捞采油的技术经济评价	胡永祥 岳凯红	孙占河 (386)
对进一步降低建设投资控制生产成本的初步认识	赵兰水 杨昌玉	张雪琴 (390)
加大地震勘探力度提高地震勘探精度降低油气勘探成本	徐建斌 叶 林 青奎文 周阿波	付子云 (399)
对原油目标成本管理的探讨		孙振强 (404)

大庆外围低渗透油田开发实践与认识

徐正顺 曹瑞成 李 莉

(大庆油田有限责任公司)

摘要 本文在分析大庆外围低渗透油田开发状况和目前存在问题的基础上,系统阐述了开发中的主要做法、效果及取得的认识,这些做法对进一步提高中、高含水期低渗透油层水驱采收率、改善特低渗透油层开发效果以及提高“两特”储层的储量动用程度起到了重要的指导作用。

大庆外围油田为低渗、低产、低丰度的“三低”油藏,自1982年投入开发以来,通过优化开发方案、革新注采工艺、简化地面流程及科学精细管理等,已逐步形成了从油藏评价→开发设计→注采工艺→地面集输一整套较为成熟的技术系列,依靠这些技术,使外围油田形成年产油 $427 \times 10^4 \text{t}$ 的规模,成为今后弥补老区产量递减的重要后备力量。

概 况

大庆外围低渗透油田总体上是以岩性因素控制为主的复合油藏群,由于从整体上采用了滚动开发的原则,其开发经历了三个阶段:①开发可行性探索阶段(1981~1985年);②持续上产阶段(1986~1993年);③快速发展阶段(1994~2000年)。随着开发程度的逐步加深,如何提高已进入中高含水期的葡萄花油层的采收率,改善特低渗透扶杨油层的开发效果,提高单井产量和已探明储量的动用程度,已成为大庆外围低渗透油田开发中亟待解决的难题。

大庆外围低渗透油田开采状况主要有以下特点:

①通过开发前期评价,投入众多的开发区块,使产量连续三年超过 $400 \times 10^4 \text{t}$,近期上产的区块主要是长垣西部的葡萄花油层。

②萨葡油层储层物性好,开发效果较好,但投产较早的油田或区块含水上升加快,产量递减幅度加大,部分区块已进入中高含水期。

③扶、扬油层采油速度低、低效井比例大、套损严重,整体经济效益差。

④未开发储量主要集中在特低渗透扶杨和特低丰度葡萄花油层中,油层埋藏深、成本高,开发难度大。

开发过程中的主要做法及效果

一、发展地震、地质为核心的油藏综合描述技术,优选有利开发区块,提高“三低”油藏储量动用程度

1. 采取基于不同勘探阶段的三种一体化结合模式,加快新区产能建设步伐

为了降低外围油气田勘探开发成本,1997年以来,先后在永乐、新肇油田等几个地区

实行了勘探开发一体化。其主要做法是搞好“四个结合”，实现“两个延伸”。2001年针对所处的不同勘探阶段，研究采用了三种一体化结合模式，有效加快了新区产能建设步伐。

1) 对处于详探评价阶段的油田，采取开发设计与探明储量评价的整体结合模式

新肇油田是2001年详探评价的重点区块，为了缩短从发现到建成能力的周期，推行了勘探开发一体化的做法。1999年对只交预测储量的地区进行了“整体评价、重点解剖”，优选出古634区块，将开发设计与探明储量详探评价工作相结合。在一体化评价过程中，采用评价井与开发控制井部署相结合，勘探二维地震测网与三维开发地震工区相结合，评价井与开发井采用同一套测井系列，做到资料的统一与延续等做法，实现开发设计与探明储量评价的整体结合，降低勘探开发投资。目前，该区已完钻开发井213口，建成产能 $17.57 \times 10^4 \text{t}$ ，累积产油达 $10 \times 10^4 \text{t}$ 以上。

2) 对于有发现，但仍处于预探评价阶段的地区，采取开展开发可行性评价的提前介入结合模式

海拉尔盆地是大庆探区较大的含油气盆地之一，为了加快该盆地勘探开发工作进程，优选苏仁诺尔地区的苏131区块与呼和诺仁地区的贝301区块，开展了前期滚动开发试验和开发前期评价工作。2001年先后完成贝301区块 40.0km^2 的开发地震精细解释工作，部署开发试验井48口，开发控制井5口，并选取贝301井岩心开展室内水驱油实验。主要目的是试验复杂岩性、复杂油水分布、小断块油田的合理注水方式，同时针对该区储层胶结疏松、粘土含量高，具有较强的水敏性的特点，探索该区开发的可行性及落实可开发面积。

3) 对于已开发区的新层系，采取平面扩边、上下兼顾的立体结合模式

葡萄花油田葡31区块上部的葡萄花油层已投入开发，下部扶杨油层处于详探评价阶段，本着以实施未开发层位详探评价和已开发层位滚动开发的原则，2000年同时针对扶杨油层和葡萄花油层部署三维地震 262.5km^2 ，部署评价井18口，开发控制井4口；同时，优选葡、扶油层均发育的有利区块，开辟18口井的葡、扶油层合采试验区，为下一步该区储量经济有效开发奠定基础。

2. 发展“三低”油藏综合描述技术，提高石油富集区优选的可靠性

1) 高分辨率开发地震技术已形成一套全过程的质量保障体系

这套全过程质量保障体系，有效提高了小砂体、微幅度构造的解释精度：长垣东部老资料处理解释实现大连片，为区域地质规律的深化再认识提供了基础。

高分辨率开发地震技术在大庆外围油田开发中发挥了重要作用。2000年为了加深对长垣东部地区构造特征及储层分布特征的整体认识，特别是落实工区拼接部位的构造、储层发育特征，寻找有利油气富集区块，同时为老区扩边、加密调整提供依据，以葡萄花油层、扶余油层为主要目的层，同时兼顾深层气资源评价的需要，对1991年以后施工的芳深2等7个三维地震工区进行连片处理和解释，指导了三肇地区油藏地质研究，主要目的层构造图的平均相对误差为 $0.32\% \sim 0.43\%$ ，共优选确定葡萄花油层含油有利区块12个，扶余油层优选含油有利富集区块5个，落实了长垣东部地区开发井位；同时， T_4 、 T_5 资料品质较以往也有了大幅度的提高，也有效地指导了该区深层气资源的评价。

2) 以成藏规律为指导，发展油藏综合描述技术，地震—地质综合优选含油富集区

研究认为，大庆外围油田含油富集区的形成具备以下条件：

①丰富的油源；②继承性发育的隆起；③岩性非均质性、储层上倾方向的早期封闭性断层、坡折带下部；④高地温场；⑤异常压力分布区。

在此基础上,根据已开发区块的地质特征及产能动态,结合测井识别储层流体性质、地震预测砂岩结果,优选出单层有效厚度、单井有效厚度、渗透率、储量丰度、产能等五项参数,采用模糊判别方法进行石油富集区评价优选,并建立了区块评价标准。

大庆外围油田开发过程中,制定了“分批部署、滚动实施、跟踪研究、及时调整”的原则,使开发井设计与实施过程合理,自“九五”以来,新区开发始终保持了98%以上的钻井成功率。

二、利用精细地质描述成果指导老油田调整挖潜,提高已开发油田采收率

萨尔图、葡萄花油层开发时间较长,已进入中高含水期,在经历了笼统注水、细分注水、措施改造挖潜等工作后,主力油层含水、压力已经较高,层间矛盾大,高含水井数增加,油田自然递减加快,油井措施效果变差。为此,在精细地质研究基础上,研究发展了提高水驱采收率的技术。

1. 剩余油分布的描述由小层深化至沉积单元,较好地指导了油田综合调整

通过精细微幅度构造与储层物性研究相结合,合理划分沉积单元及流动单元,精细刻划砂体的几何形态及内部结构,结合油水井动态注入产出状况,研究剩余油富集区,指导油田注水结构调整,为油水井措施选井选层提供可靠的依据。升平油田升132井区加密调整试验中,开展了储层精细描述工作,动静结合研究加密区剩余油分布特征。54口加密井实施结果与方案预测指标相比,平均单井日产液由5.6t提高到6.1t,日产油由3.1t提高到3.5t,综合含水为42.8%,比方案预计低2.2%。因此,充分应用精细地质研究成果指导油田调整挖潜工作,是提高老油田水驱采收率的重要手段。

2. 进一步丰富细分注水技术,积极探索低渗透油田中高含水期进一步提高采收率的技术手段

在细分注水方面,对于层间矛盾大,但因隔层太薄($<1\text{m}$),机械式细分层注水无法解决的情况,研究发展了注水井化学浅调剖技术。采油九厂2000年共对14口注水井进行了化学调剖,调剖前后对比,平均单井差油层吸水层数增加1.4个,吸水厚度增加0.7m,差油层吸水百分数由36.6%增加到58.7%,调剖层吸水百分数由45.1%下降到11.4%。统计调剖井周围9口未措施采油井,调剖前后对比,日产油由24.5t增加到28.9t,综合含水由74.0%下降到72.5%。

三、研究渗流机理,优化方案设计,改善特低渗透油藏开发效果

大庆外围典型的特低渗透油层是扶杨油层和高台子油层,为了改善其开发效果,对储层有效驱动体系进行了深入地探讨,提出了相应的治理方法。

1. 特低渗透储层非达西渗流特征及有效动用条件

1) 渗流特征

特低渗透储层平均孔隙半径小、比表面积大,石油中含有的表面活性物质被吸附在岩石表面而成为原油边界层。随着压力梯度或渗流速度的增大,原油边界层被破坏越多,渗透率随之增大。榆树林油田天然岩心单相渗流结果表明,扶杨油层具有典型的非达西渗流特征,主要表现在存在启动压力,且启动压力梯度随储层渗透率下降而增加,当渗透率低于某一值后,启动压力梯度急剧增加。

2) 有效动用条件

由于启动压力梯度的存在,特低渗透储层水驱开发中存在附加阻力,储层能够有效驱动的最大距离即为技术极限井距,在一定的技术经济条件下,能够经济有效开发的最小井距为

经济极限井距,有效动用的条件就是设计井距大于经济极限井距,且小于技术极限井距。当技术极限井距与经济极限井距相等时,即达到技术上可行,经济上有效,对应的渗透率即为有效动用界限。计算表明,榆树林油田扶杨油层在目前技术经济条件下,只有渗透率大于 $1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层才能动用。特低渗透储层有效动用条件研究结果已成功地应用于大庆外围未探明储量的经济评价、已探明未动用储量的优选以及已开发区块的井网加密调整之中。

2. 适合不同渗透率级别和不同裂缝发育程度的油藏井网部署方法研究

1) 大庆外围油田特低渗透油层井网的适应性分析

大庆外围已开发的特低渗透油层初期主要采用了 300m 正方形反九点注水井网,这种井网虽然具有后期调整灵活等特点,但对特低渗透油层的适应性较差。主要表现在:

①原井网密度小,井网控制程度低。

②原井网井距过大,整体上难以建立起有效的驱动体系。

③井排方向与裂缝走向处于不利方位,加剧了储层油水运动的不均匀,极大地降低了油田的开发效果。

大庆外围油田现代最大水平主应力方位为 $\text{NE}80^\circ \sim \text{NE}110^\circ$,由于方向性裂缝存在,造成油水运动不均匀。开发实践表明,部分区块注水开发后具有明显方向性见水特征。如榆树林油田东 16 区块,1994 年注水到 1998 年,水井排油井平均单井产量为 3.5t/d 左右,含水近 60%,而同期排油井产量水平大于 6t/d,含水仅为 15% 左右。

2) 矩形线状注采井网最佳几何参数设计方法

理论与实践都表明正方形井网难以适应储层的非均质性,研究适合不同储层物性、不同天然裂缝发育程度及人工压裂缝规模的井网,对于新油田开发或对已开发区块加密调整都具有重要的意义。

①合理井排方向。

井排方向优选的实质就是使各方向驱替更为均匀,尽量使不同方向油井见水时间趋于一致。裂缝和孔隙基质渗透率的高低,即 $m = k_x/k_y$ 比值的大小是设计井排方向的关键。而裂缝的渗透率可以通过油井压裂前后的油井产能的变化来确定。运用优化数学模型,可以计算出不同 m 值下的最佳井排与裂缝方向间夹角。

如果 $k_x \gg k_y$,即裂缝渗透率远远大于基质渗透率,或 m 较大的情况下,应该沿裂缝方向布置注水井排。裂缝基质渗透率比值大于 10 以上,井排与裂缝间夹角较小,而实际低渗透油藏裂缝基质渗透率比值一般远大于 10,再考虑到注水后裂缝可能进一步开启和裂缝发育方向难以精确确定这一情况,可以按照裂缝方向布井。

②合理井距与排距。

设排距为 l ,井距之半为 a ,井排距之比 $R = \frac{2a}{l} = 2\text{ctg}\alpha$,令 $m = k_x/k_y$,为使平面波及系数最大,要求 $t_a = t_0$,则

$$R = 2 \sqrt{m - 2}$$

分析表明,渗透率方向性差异越大,要求井距越大,排距越小。因此,为保证油井不同方向均匀见水,对于储层渗透率方向性差异比较明显的油藏,要求采用不等距井网。

矩形线状井网合理排距与渗透率和井排距比值有关,认为当储层渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,合理井排距比值为 4 左右;储层渗透率为 $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时合理井排距比值为

3 左右；储层渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时合理井排距比值小于 2.5。对于储层渗透率各向异性差异较大时，可参考以上界限确定低渗透油藏的井距和排距。朝阳沟油田朝 503 区块、长气 2-6 区块井位设计应用了此项研究成果。

3. 适合低、特低渗透裂缝性油藏的井网加密与注采系统调整相结合以及井网加密与渗吸采油相结合的注水开发综合调整技术

针对特低渗透裂缝性油藏注水开发过程中暴露出的问题，依据已开发各区块不同的地质特点和动态特征，对朝阳沟和头台油田进行综合调整，取得了较好的调整效果。

1) 井网加密与注采系统调整相结合的注水开发综合调整方法

朝阳沟油田现有井网主要有井排方向与裂缝走向成 11.5° 和 22.5° 两种形式。这种井网在注水开发过程中，一方面由于注水井与油井连线与裂缝走向成一定的夹角，难以进行注采系统调整；另一方面，油水间距离过大难以建立起有效的驱动体系，即使转成线状注水，油井仍然难以受效。因此，采用井网加密与注采系统调整相结合的调整方法，既缩小了井距，又实现了线状注水，可以达到综合调整目的。

朝 1-55、朝 631 两个试验区加密结果：一是增加了井网控制储量和水驱控制储量；二是提高了采油速度和最终采收率；三是降低了注水压力、启动压力，减缓了层间和平面矛盾，提高了水驱效果。

2) 井网加密与渗吸采油相结合的注水开发综合调整方法

头台油田储层基质渗透率特低，油水井排距离过大，难以建立起有效的驱动体系，只能采用井网加密，缩小注采井排距离的办法，改善油田开发效果。由于储层裂缝发育，该油田渗吸采油效果较好，先后有 11 口水井转油井，有 9 口有效，有效率达 81.8%；3 口高含水井重开产油，并已分别累计产油 $(0.7 \sim 1.4) \times 10^4 \text{t}$ 。因此，采取排间加密水井的方式，开辟了茂 11 和茂 8-13 井网加密与渗吸采油综合调整试验区。2001 年 7 月按试验方案设计共完钻了 12 口井，其中茂 11 试验区 8 口，茂 8-13 试验区 4 口。加密井初期单井平均日产液 19.2t、日产油 13.4t，而老油井单井平均日产液 5.52t、日产油 4.64 t，加密井分别是老井的 3.5 倍和 2.9 倍。目前加密井单井日产油 8.8 t，是老油井的 1.92 倍，取得了初步效果。

四、探索多种开采方式和管理方式，降低油田开发投资和操作成本，促进“两特”储量的经济有效开发

1. 提捞采油和大跨距两类油层合采技术基本成熟，已成为降低“两特”储量开发投资和成本的有效途径

1) 提捞采油技术

为了探索低丰度油藏的经济有效开采模式，开辟了三个提捞采油试验区，芳 148 试验区属于新投产区块，储量丰度不足 $20 \times 10^4 \text{t}/\text{km}^2$ 。提捞采油与抽油机采油对比，单井投资及生产成本均降低较多。通过试验，提出了油井捞油经济极限产量，即单井产量上限和含水经济界限；建立了油井合理提捞周期优化数学模型，为提高外围油田储量动用程度奠定了较好的基础。

对于已处于高含水开发阶段，地面系统运行能耗较高的地区，为了降低操作成本，进行了提捞采油试验。宋芳屯试验区抽油改提捞后，降低了吨油操作成本。

2) 大跨距两类油层合采技术

大庆外围油田两套油层的叠合区地质储量约 $1.6 \times 10^8 \text{t}$ ，为了提高这类未开发储量的动用程度，从 1996 年开始开辟了模范屯油田州 16 区块葡扶油层合采试验区，之后又相继开辟

了龙 19 萨高合采试验区和州 182、州 2—州 211 两个葡扶油层合采试验区。经过试验攻关,已初步形成了合采井采油工艺技术配套。

州 16 试验区自 1996 年开始试验以来,两套油层基本发挥了各自的产能,分油层的产量变化规律与其他油田地质条件相近的单采区基本一致。试验区单井产量为 3.8t/d,其中葡萄油层产量为 2.7t/d,扶余油层产量为 1.1t/d。经济评价结果,在油价 20 美元/桶时,动态投资回收期为 5.2a,税后财务内部收益率为 21.91%。

2. 开展注气、蒸汽吞吐试验研究,探讨非常规开采方式开发的可行性

针对大庆外围低、特低渗透油层注水开发难度大,以及部分地区原油粘度高的情况,开展了注气和蒸汽吞吐可行性研究。

1) 注气开发

从地层条件、流体性质、注入气性质、渗流特征和工程因素等条件分析,大庆外围油田特低渗透扶杨和高台子油层难采储量总体上适合注气开采,并且肇州、永乐油田扶杨油层未动用地区周围天然气,二氧化碳气资源丰富,拥有天然气驱或二氧化碳吞吐开发物质条件。目前已经开辟了芳 23 注气开发试验区。

2) 蒸汽吞吐

调研表明,稀油油藏注蒸汽开发主要适于油层埋藏深度小于 1500m、有效厚度大于 6m、有效孔隙度大于 15% 和流动系数高于 $1.52 \times 10^{-3} (\mu\text{m}^2 \cdot \text{m}) / (\text{mPa} \cdot \text{s})$ 的油藏。朝阳沟油田翼部地区及杨大城子油层原油粘温变化率大,通过对 3 口井蒸汽吞吐三种注入条件的吞吐模拟结果分析,在部分高粘区块进行注蒸汽吞吐采油可望获得较好的效果。

3. 探索采用灵活机制,促进外围复杂小油田的有效开发

近年来,大庆外围油田积极推进改革步伐,解放思想,充分利用地方或个人参与小油田开发的积极性,转换经营机制,放开搞活小油田。目前,大庆外围油田采取多种方式,已先后建立了榆树林、头台、新肇、呼伦贝尔等小油公司,合作开发区块年产量已超过百万吨。

几点认识

①复杂岩性油藏的含油富集区优选必须采用地震—地质—测井多学科油藏综合描述技术,“整体部署、分步实施、跟踪调整”是提高开发井钻井成功率的重要保障。

②以深化渗流机理研究为基础,确定有效动用界限,优化井网设计,注重综合调整,可以有效提高特低渗透油藏的开发效果。

③精细地质研究是低渗透油田综合挖潜的重要基础,化学浅调和聚合物深度调剖技术可望成为低渗透油田中高含水期进一步提高采收率的重要手段。

④“三低”油田开发必须以降低投资和操作成本为目的,因地制宜不断发展各种实用工艺技术,大跨距合采和提捞采油是提高特低丰度油藏开发效益的有效技术。

⑤深化改革,转变经营机制,可以有效降低低渗透油田的开发投资和操作成本,提高储量的动用程度。

第一作者简介:

徐正顺,高级工程师。地址:黑龙江省大庆市大庆油田有限责任公司。邮政编码:163712。电话:(0459) 5983167。

应用开发配套技术实现牛心坨低渗 高凝稠油油藏的有效开发

王海生

(辽河油田分公司开发处)

摘要 牛心坨油田砂岩油藏是一个具有低渗透裂缝特点的高凝稠油油藏,平面、层间非均质性严重,注水开发难度大。为此,在开发初期针对油田地质特征深入研究裂缝,合理部署注采井网,根据油层生产特点采取相应的配套措施,实现了油田有效开发;在开发过程中通过加强跟踪研究和动态分析,在油水运动规律及剩余油研究基础上,将油井重复压裂、调层压裂与完善注采系统紧密结合,提高了储量动用程度和注入水波及体积,取得了较好的“控水稳油”效果。对同类低渗透油藏开发具有指导意义。

油 藏 概 况

牛心坨油田牛心坨油藏位于辽宁省台安县东北 15km 处,构造上位于辽河断陷西部凹陷西斜坡北端,构造形态为近南北向的断鼻构造。主要含油层系为新生界下第三系沙河街组沙四段牛心坨油层。动用含油面积 5.4km^2 ,石油地质储量 $1328 \times 10^4\text{t}$ 。为一低渗、高凝稠油油藏。油层埋深 1500~2200m,含油井段 130~135m。油层平均孔隙度 11.3%,平均渗透率 $26.7 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。天然裂缝较发育,裂缝线密度 8.2 条/m,开度 0.05~1.0mm。

牛心坨油藏于 1988 年 5 月投入开发,经历了天然能量开采和注水开发两大历程:一是天然能量采油阶段(1988 年 5 月~1991 年 8 月),二是注水开发阶段(1991 年 9 月~目前)。截止到 2001 年 6 月,共投产油井 82 口,日产油水平 272t,采油速度 0.75%,可采储量采油速度 4.06%,累积产油 $141.2 \times 10^4\text{t}$,采出程度 10.6%,可采储量采出程度 57.6%,综合含水 56.7%;注水井 22 口,开 16 口,日注水 656m^3 ,累计注水 $232.46 \times 10^4\text{m}^3$,累计注采比 0.97。

油藏的特殊性严重制约了油田的正常开发

一、构造单一,但裂缝发育,对注采井网的布置要求极高

牛心坨油藏北东和北西向两组断层发育,分别向西向南呈阶梯下掉。油藏呈断鼻构造,高点在坨 39-35 井附近,近东西向断层将油田分割成两块,北块地层较缓,倾角 10° ,南块地层较陡,倾角约 20° 。

牛心坨油藏天然裂缝发育,据天然剩磁资料分析,主要发育北西和北东向两组裂缝,裂缝平均每米 8.2 条。对油田注水开发井网的布置提出了较高要求。

二、储层类型多、物性差

牛心坨油藏自上而下发育 N I ~ N VII 7 个砂层组,砂层组在平面上呈北东—南西向的条

带状，纵向上砂岩组呈迭瓦状排列，单砂岩组油层厚度 20~28m。发育有砂泥质白云岩，含钙泥质砂砾岩等多种储层类型。

油层物性差，平均孔隙度为 11.3%，平均渗透率为 $26.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，泥质含量为 7.4%，碳酸盐含量为 9.3%，分选系数为 1.93。孔隙结构以低—特低渗、细—微细喉不均匀型为主，平均喉道半径 $1.15 \mu\text{m}$ ，配位数 1.0~2.45，主要流动孔喉半径平均为 $3.53 \mu\text{m}$ ，储集空间以次生孔隙为主。

三、相带变化快，平面及层间非均质性突出

牛心坨油层为一套近物源、快速堆积的洪积扇砂体沉积，后期洪积扇入湖转为扇三角洲沉积。平面上相带窄、递变快，非均质变化强，层内渗透率级差 30~490，非均质系数 6~14，变异系数 0.7~2.2。纵向上由于相似的沉积条件，层间物性及非均质性相对较小，层间渗透率级差 13，突进系数 2.2，变异系数 0.74。

四、原油粘度平面变化大、凝固点高

原油性质属高凝稠油，地层原油粘度 $76.3 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ，地面脱气原油粘度一般为 $400 \sim 1600 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ，地面脱气原油密度 $0.89 \sim 0.92 \text{g}/\text{cm}^3$ ，凝固点 $35 \sim 41^\circ\text{C}$ ，析蜡温度 $51 \sim 64^\circ\text{C}$ ，胶质沥青质含量 31.5%~49.6%，含蜡量 10.8%~15.5%。原始地层压力 20.07MPa，压力系数 1.003，饱和压力 4.71MPa，原始体积系数 1.06，原始气油比 $23 \text{m}^3/\text{t}$ 。油藏类型为边水油藏，油水界面 -2500m。

针对牛心坨油藏特点确定合理的地质、工艺方案，采用配套的工艺技术实现油田有效开发

牛心坨油藏开发初期，针对油藏特点，深入开展地质、工艺综合研究，确定合理的开发方案，整体部署，分批实施，并逐步完善配套相应的采油工艺技术，实现了油田有效开发。

一、深入研究裂缝，合理部署注采井网

井网是合理开发方案的基础，裂缝是影响油田开发效果极为重要的因素，而井排方向与裂缝的关系是此类油田高效开发的关键。因此开发初期就加强了牛心坨油藏裂缝特点及方向的早期识别研究和现场测试力度，在研究基础上合理部署注采井网，从而实现了牛心坨油藏较高水平的开发。

①在裂缝研究方面主要采用了天然剩余磁测定、岩心观察及地层倾角测井资料分析等技术。通过 4 口井 346.79m 岩心观察及 9 口井的测井资料分析认为：牛心坨油层天然裂缝发育，裂缝主要发育方向为北西和北东向两组，方位分别为 $\text{NW}340^\circ$ 和 $\text{NE}35^\circ$ 。

②在井网确定上通过前期论证及开发初期坨 3632 井地层测试（压裂后供油半径 83m）、12 口正常生产井压裂后地层供油半径计算（平均值 97m），认为选用 $210 \times 210 \text{m}$ 正方形井网较为合理。

③在井排与裂缝方向上借鉴同类油藏的开发经验，保证井网部署方向与裂缝方向错开，尽可能接近最佳夹角 22.5° 。

通过以上认识在近南北向部署了 210m 注水开发井网，使井排方向与两组裂缝方向错开，夹角分别为 20° 和 35° 。通过 10 年来的注水开发实践证明，这种井排部署与裂缝方向的有效配置避免了因井排与裂缝走向一致造成注入水沿裂缝方向快速推进而发生严重水窜的现象。1991 年油藏全面注水以来未发生过因裂缝窜而导致油井水淹，1995 年后油藏年含水上

升率控制在 5% 以下。

二、根据油藏流体性质，确定合理注水温度和注入速度

牛心坨油层原油具有高凝、油稠双重特性，原油析蜡温度、原油粘度较高，直接影响原油的流动性，尤其是析蜡温度高达 50°以上，因此在注水开发过程中，如果注水温度、注入速度选择不当，出现地层温度低于析蜡温度的状况，将造成油层析蜡；注入速度掌握不好，极易产生粘度指进现象，从而严重影响开发效果。因此，开发初期就加强了这方面的研究。

注水温度：在模拟计算井口水温分别为 20℃、60℃、80℃、90℃，日注速度分别为 20m³/d、60m³/d、100m³/d 的井下温度变化的基础上，及时开展了坨 2638 井注冷水试验、坨 3731 井注热水试验。通过综合分析，确定吸水段深度大于 1700m，可采用日注水量 40~50m³的常温注水开发，当日注水大于 60m³时，应把水加热至 110℃，注热水段塞。

注入速度：通过对 26 口受效油井的资料统计，当注水量为 37~45m³/d，注水强度为 0.60~0.89m³/(m·d) 时，油井平均见效时间为 5.8~16.8mon，见水时间 14 mon 以上；当注水量为 126m³/d、注水强度为 2.84m³/(m·d) 时，见效时间为 2 mon，见水时间 7.5 mon，10 mon 水淹。

在室内模拟和现场试验的基础上，牛心坨油藏在确保初期注采比大于 1 的前提下，采用多井少注、点弱面强的注采系统为宜。确定采用常温注水，单井日注 37~45 m³/d、注水强度 0.6~0.89m³/(m·d)，可基本满足油田主要地区的注水要求。

三、针对油藏特征，实施了油层压裂改造技术，有效地改善了油田开发效果

牛心坨油层为低孔低渗裂缝性储层，常规投产产能低。如张 1 井压裂前日产油 3~4.5t，采油强度仅 0.12t/(m·d)，压裂后日产油 42t，采油强度达到 1.07t/(m·d)，提高了 9 倍。为此，开发初期即制定了压裂投产实施方案，在压裂工艺设计、压前预处理、压裂作业、压后排队、压裂测试等方面都制定了具体的技术标准。同时，为保证压裂效果，采用高强度套管完井、一次射开井段一般不超过 40m 且上下有一定厚度泥岩隔层、为增加出油厚度采取了利用桥塞分段压裂一次投产等做法。

由于细致的工作，获得了较高产量。据开发初期投产的 74 口油井统计，压后平均单井日产油 14t，是压裂前的 12 倍，使断块采油速度达到 2.1%，获得了较好效果。

四、根据油田开发实际，开展多种试验，不断改进、完善油井伴热工艺

牛心坨油田是典型的高凝稠油油藏，凝固点为 35~41℃，常温不流动。开发初期通过井筒热水循环伴热、通电抽油杆伴热、电缆伴热等工艺试验，确定了以闭式热水循环为主体的配套、高效、低消耗的井筒伴热采油工艺，即循环水加热到 85~95℃，循环量 8~10m³/h，水泵 2¹/₂"油管和 4"油管的环形空间，再从下部 1500m 左右的分流器流入 4"油管与套管环形空间返回地面，热水循环过程与 2¹/₂"的采油管中液体进行热交换，使被举升的原油保持在 60~70℃，从而达到原油升温降粘减少流动阻力的目的，只要进口温度和循环排量达到要求，就能保证油井抽油生产正常。上述工艺的应用，不仅保证了油井正常生产，而且大大降低了成本。