

低渗透油田采油技术 新进展

王香增 译

Recent Advances in
Production Technology of
Low-permeability Oil Reservoirs



甘肃科学技术出版社

0728144

TE348-53

010

低渗透油田采油技术 新进展

Recent Advances in Production Technology of
Low-permeability Oil Reservoirs

王香增 译



石油大学

0735196



甘肃科学技术出版社

图书在版编目(CIP)数据

低渗透油田采油技术新进展 / 王香增译. — 兰州: 甘肃科学技术出版社, 2009.12
ISBN 978-7-5424-1367-3

I. 低… II. 王… III. 低渗透油层—石油开采 IV. TE348

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2009)第 214756 号

责任编辑 毕 伟(0931-8773274)

装帧设计 毕 伟

出版发行 甘肃科学技术出版社(兰州市南滨河东路 520 号 0931-8773237)

印 刷 兰州中科印务有限责任公司

开 本 850mm × 1168mm 1/16

印 张 22

字 数 712 千

插 页 1

版 次 2009 年 12 月第 1 版 2009 年 12 月第 1 次印刷

印 数 1~3 000

书 号 ISBN 978-7-5424-1367-3

定 价 48.00 元



译者前言

Translator's Foreword

我国低渗透油气资源非常丰富。据 2004 年第三次油气资源调查结果,我国低渗透油气远景资源量为 537 亿吨和 24 万亿立方米,分别占全国油气远景资源总量的 49% 和 42.8%。截至 2008 年底,全国累计探明低渗透石油地质储量 141 亿吨、天然气储量 4.1 万亿立方米。低渗透油气的地质储量分别占全国石油储量的 49.2%、天然气储量的 63.6%,近年来新增探明储量中低渗透占 70% 以上。因此,经济高效开发低渗透油气藏对保障我国油气安全供应具有重要意义。

由于低渗透油藏具有地质条件复杂、储层物性差、渗透率低、天然微裂缝发育、非均质性严重、存在启动压差且驱替压力梯度大、井控储量小、注水开发困难和提高采收率措施难度大等特点,导致其开采困难,开发效益相对较差且受油价波动影响较大。为了经济高效开发低渗透油藏,必须针对低渗透油藏的特点,选择合适的方法进行开采。目前,国外有许多新理论、新方法、新技术已成功地应用到低渗透油田开发中,并取得了很好的应用效果,这些研究成果值得我们借鉴。

本书所选 30 多篇文章的作者均来自于技术发达国家的一流石油研究机构,他们在低渗透油气资源开发领域进行了长期的研究和实践,他们的技能、知识和经验可确保读者在阅读本书时了解到国外同行在此领域近年来的低渗透油藏开发研究最新进展。全书根据内容把译文分为三个部分,第一部分介绍了低渗油藏注水开发技术;第二部分介绍了低渗油藏提高采收率技术;第三部分介绍了低渗油藏的增产技术措施。本书的出版对低渗透石油资源的开发工作有一定借鉴指导意义,对从事油田开采技术的研究人员及相关院校的广大师生来说,也是一本具有实用参考价值的书。希望读者能够通过阅读此书,在经济高效开发低渗油藏方面得到受益。

本书的翻译与编写工作由延长石油集团研究院王香增承担。审核、校对工作由西安石油大学陈军斌、吴新民、马云、曹宝格承担。同时,在本书翻译、编写过程中,得到了美国石油工程师学会(SPE)的大力支持,在此表示衷心感谢。

由于时间仓促水平有限,疏漏、错误和选材不当之处在所难免,恳请使用本书的读者批评指正!

译者

2009 年 8 月

目 录

MENU

第一篇 注水开发技术

1

- 连续五年保持高产的低渗透油藏实例研究 / 3
- Clair 油田裂缝性油藏的注水开发 / 10
- 科威特 Greater burgan 油田碎屑岩油藏首次注水试验总结 / 13
- 提高 Barrancas 油田污水回注率的系列方法 / 28
- Buffalo 油田两个相邻单元的注空气和水驱动态对比技术分析 / 40
- 用于注水井调剖的相对渗透率改善剂室内评价 / 53
- 新型化学堵水方法研究 / 61
- 沙特阿拉伯砂岩储层水平井增注新方法 / 69

第二篇 提高采收率技术

75

- 提高裂缝性油藏基质采收率的驱油剂筛选 / 77
- 油藏条件对油气界面张力和混溶性的影响 / 91
- 水驱和气驱中油气混相过程 / 117
- CT 扫描技术研究二氧化碳泡沫在多孔介质中的流变性 / 125
- 克罗地亚油田实施水 - CO₂ 交替注入 IOR 先导性试验项目的初步结果 / 135
- 碱 - 表面活性剂 - 聚合物三元复合驱对储层敏感性的影响 / 141
- 强化采油中碱 - 表面活性剂 - 聚合物(ASP)三元复合驱配方优选 / 155
- 提高采收率过程中微生物在非均质多孔介质中的繁殖机理及运移过程分析 / 164
- 边缘 / 低效储层微生物强化采油技术展望 / 172
- 石油开采中的生物技术:微生物提高采收率 / 183
- 生物表面活性剂的研制及其在提高采收率和石油污染治理中的应用前景 / 199
- 用缔合理论预测储层能量衰减和混相气驱过程中的沥青质沉淀 / 214
- 注空气燃烧法提高澳大利亚轻质油藏采收率的前景 / 226

第三篇 增产措施

243

- 低产油层水力压裂后采油井的开采问题 / 245
- 低渗透油藏中储层压力变化和注水方案对水力压裂裂缝方位的影响 / 248
- 天然裂缝对水力压裂裂缝延伸方位的影响 / 261

缝内爆炸水力压裂液及其流变性研究 / 269

Colton 砂岩爆燃压裂实验研究 / 276

压裂优化设计中相对渗透率改善剂在西西伯利 Ust Vakh 油田的应用 / 284

俄罗斯水力压裂进展 / 293

用新型砂岩酸化体系提高委内瑞拉东部高温砂岩储层采收率 / 310

在砂岩基质酸化压裂中优选化学剂和工艺提高 Brown 油田产量 / 320

改进 Barnett 页岩增产效果的综合裂缝监测技术 / 330

微震裂缝测绘优化低渗砂岩的开发水平 / 340

第一篇 注水开发技术

- ◆ 连续五年保持高产的低渗透油藏实例研究
- ◆ Clair 油田裂缝性油藏的注水开发
- ◆ 科威特 Greater burgan 油田碎屑岩油藏首次注水试验总结
- ◆ 提高 Barrancas 油田污水回注率的系列方法
- ◆ Buffalo 油田两个相邻单元的注空气和水驱动态对比:技术分析
- ◆ 用于注水井调剖的相对渗透率改善剂室内评价
- ◆ 新型化学堵水方法研究
- ◆ 沙特阿拉伯砂岩储层水平井增注新方法

连续五年保持高产的低渗透油藏实例研究

Mike Mullen, Rich Dickerman, Jack Stabenau, Halliburton; Martin Dobson, Charles Ohlson, Marathon Oil Company

摘要 针对怀俄明西南 Wamsutter 油田的阿尔蒙特和路易斯低渗透砂岩油藏,组织了一支科研小组。该小组于 1998 年对油藏进行研究,以解决生产井产量低的问题。研究小组面临的挑战包括:(1)确定生产井是否已达到最高产量;(2)确定一个基准值,以衡量各种改进措施是否成功;(3)找出低产的主要原因;(4)应用新技术和新工艺解决低产问题;(5)采取增产措施,提高生产井的净现值;(6)将完井过程中各种措施的效果记录下来。开始时,将 90 天的平均产量作为基准值,结果 5 年内超过基准值 100%,生产井的平均产量也提高了 50%以上。

1 简介

Wamsutter 油田发现于 1958 年,共钻井 2300 多口(见图 1)。油藏由层状海相和河流相砂岩以及大量浊积岩流组成(图 2)。砂岩孔隙度一般为 8%~12%,渗透率一般为 0.002~0.030mD($1\text{mD}=10^{-3}\mu\text{m}^2$),油藏原始压力梯度为 0.01~0.013MPa/m。阿尔蒙特柱状地层显示有些井出现压力衰竭。并非所有砂岩都被钻穿,砂岩的一般泄油面积为 80acre($1\text{acre}=405\text{m}^2$)或更小些。但是,每口井产层的平均厚度为 50~80ft(1ft=30.48cm)。油田已租赁给各个作业者,有些作业者实施了加密钻井(图 3)。1998 年以前的钻井和完井结果均不稳定,也不尽理想,所以决策者们不愿意继续开发。本文的主题是在 5 年的加密钻井过程中持续高产。

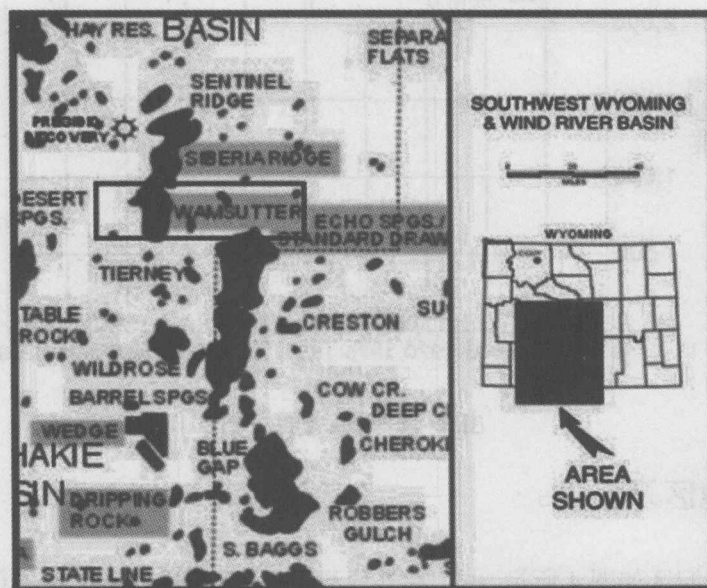


图 1 西南 Wyoming 和 Wamsutter 地区,黑色的框表明钻井区

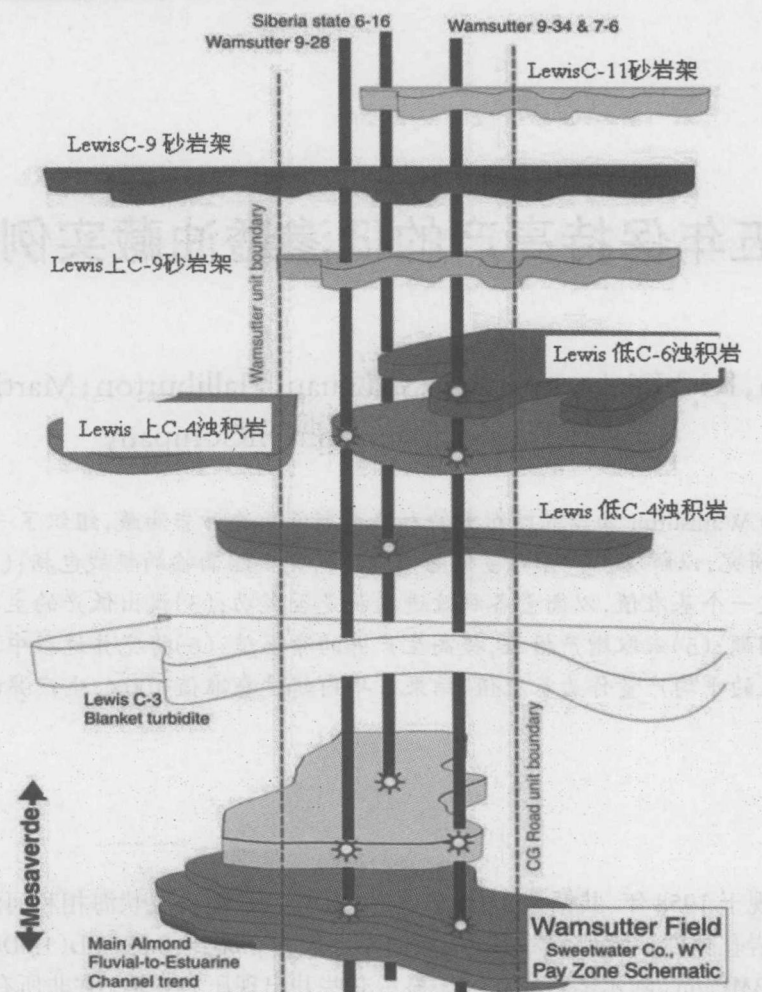


图2 Wamsutter 地区色谱柱和地质模型

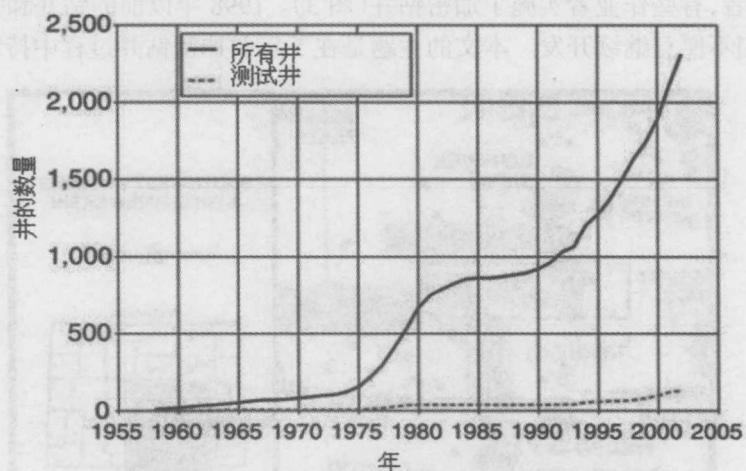


图3 加密钻井累积分布图

2 Wamsutter 地区及钻井

Wamsutter 油田的利润区如图4所示,由于在外地租赁,为弥补经营者腾出的部分,采用压力实行加密井阻止排水,这篇文章的目的是继续改进过去5年油井的填充物。

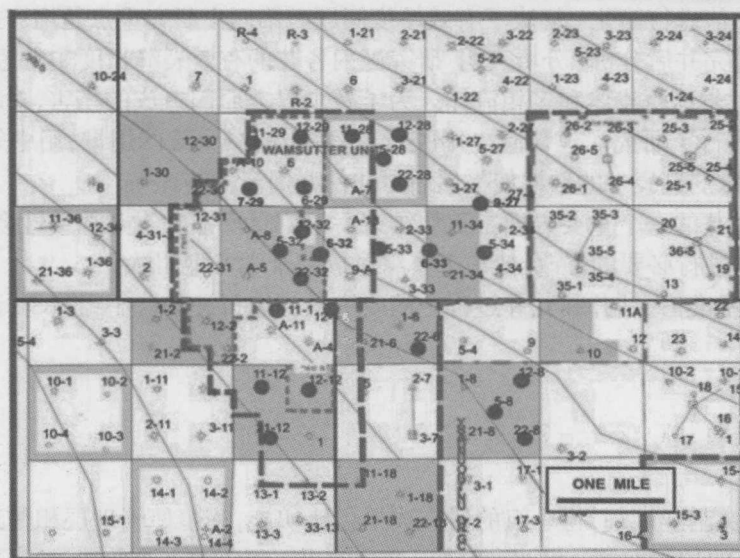


图4 Wamautter 油田研究领域过去五年的加密井示意图

当时的经济形势加密井具有竞争性,天然气价格较低预测较为悲观。这种形势对整个钻井和完井过程严格限制。事实上,今后活动的重点旨在降低成本。1998 年以前经营者的钻井和完井结果不稳定,使得问题进一步复杂化,应该鼓励对该地区进行更长远的发展。

3 成立研究小组

为了研究加密钻井的经济适用性,成立了多学科研究小组,对以往的钻井及其动态进行了总结。研究小组由 1 名油藏工程师、1 名完井工程师、1 名地质师、1 名土地协调员、1 名钻井工程师和 1 名服务公司代表组成。小组面临的主要问题如下:

- (1)哪些是最关键的改进措施;
- (2)成功的把握有多大;
- (3)还有多少剩余储量。

研究小组最初的工作重点是找出产量不稳定的主要原因。研究中发现,这个低渗透油藏有两种状况:即地层流体界面^[1]和增产措施后的关井地层^[2]。地层流体界面是造成地层伤害的主要原因^[3],所以它是影响油井产量的最重要因素。可能是钻井或完井形成了界面,所以解决此问题的一个办法是降低水力压裂过程中的注水总量,同时缩短钻井天数。另外还发现,实施增产措施后,地层完井使油藏产量无法达到最大值^[4]。

另外一个重要的发现是对油藏本身的认识明显不足。在将实际动态与模拟动态进行比较时,油藏压力、渗透率和泄油面积等数据起着重要作用。对以上各个方面进行研究,就需要量化各个步骤的改进情况。具体办法是利用小型注水和降压测试,确定孔隙压力和渗透率,从而将精细地质模型与储层测试结合起来。将地质模型与产量递减分析结合起来确定剩余储量,从而找出加密钻井成功的最佳点^[3,5]。

第三个研究重点是建立有效厚度的确定方法根据以前的地球物理和生产测井研究结果(见表 1)。

表 1 Wireline 参数表

数	Almond	Lewis
密度孔隙度	8%	6%
伽马射线	< 70api	< 70api
深电阻率测井	> 25 Ω -m	> 25 Ω -m
厚度	> 3"	> 10"

将有效厚度的截止值进行简化。解决了有效厚度问题后第四个研究重点是增产措施和完井。1998 年以前钻的许多井都进行过完井后分析。分析表明^[9]研究区内各井的有效裂缝长度非常短。造成地层伤害的主要原因是滤饼、残余胶质、非达西流体和多相流体。为了减少以上原因造成的伤害,对增产措施所用化学剂和工作质量管理的细节进行了研究。建议减少用胶量,尽可能地减少流体用量,用中等强度的支撑剂代替白沙,大部分支撑剂在支撑剂最集中的后期使^[9],然后尽快使井回流。

实施增产措施和完井的一个重要方面是工作结束后的信息反馈和召开总结性会议。通过召开会议,研究小组可以对分析模型进行必要的修改,使整个小组形成一个学习型团队。

最后,还需要一个基准值,钻井和完井过程中的改进措施进行评估。小组将 90 天的平均气产量作为基准值。

4 结果

要想获得成功,需要制定计划,将小组的研究成果付诸实施,逐步使管理层相信这些新技术是行之有效的。图 5 说明过去五年的的基准测试结果,可看出变化效果。每年分三个阶段进行,研究实施效果在第二和第三阶段之后,对 90 天平均产量的影响因素进行了总结。

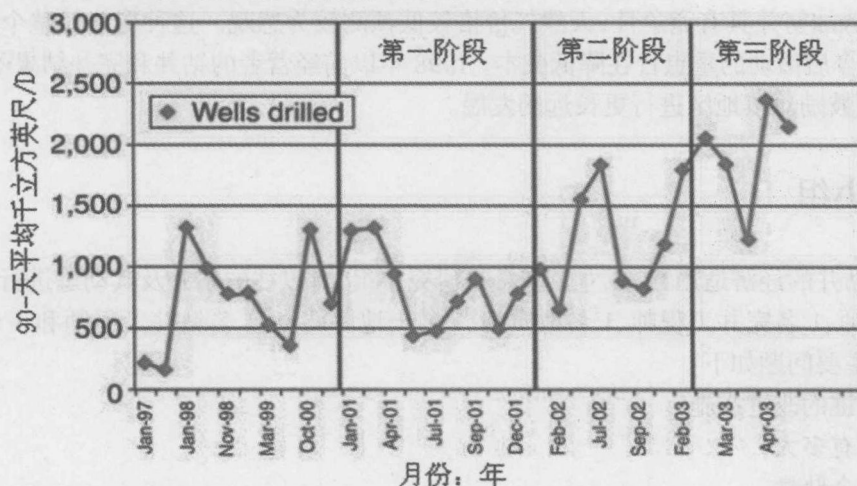


图 5 实施效果在第二和第三阶段之后,90 天平均产量的影响结果示意图

4.1 过去的完井实践

这一地区历史钻井过程见表 2,1998 年以前这一地区钻井/完井大约需 30 天。具体包括分别在阿尔蒙特地层、阿尔蒙特的柱状层和路易斯砂岩层进行压裂作业。各个压裂阶段均由桥塞或砂塞分隔开来。在早期的 $0.24\text{g}/\text{cm}^3$ 和 $0.36\text{g}/\text{cm}^3$ 泵送阶段,泵进了大量压裂用的砂子。压裂中第二阶段和第三阶段加砂量如图 6 所示。

表 2 钻井/完井实践中改进的结果

过 程	年	钻井时间	Spud/Sales
历史	1998 年以前	> 30	> 60
第一阶段	1999~2000	15~20	30
第二阶段	2001~2002	10~15	25
第三阶段	2003	9~10	14

4.1.1 第一阶段

为了鼓励应用新技术,服务公司将两口井作为“风险/回报”候选井。这两口井的增产措施对服务公司是 有风险的,这取决于生产结果。如果这些井的产量至少高于边际产量的 50%,那么服务公司就可以得到利

润。服务公司希望作业者分担部分风险,尝试这项新技术。将这些井 180 天的累积产量与边际产量相比,风险/回报井的产量高出边际井产量达 100%。这一成功促使小组成员对完井和作业技术做进一步完善。

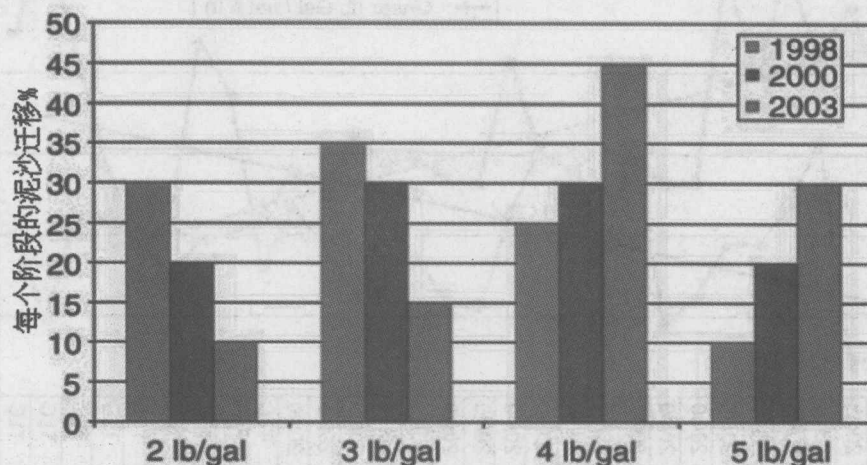


图6 支撑剂从初期的 50%加量增加到第四及第五阶段的多于 50%加量

第一阶段(1999~2000年)用 15~20 天完成钻井(见表 2)。通常在阿尔蒙特的两个主要地层进行完井,一个是阿尔蒙特柱状层,另一个是路易斯砂岩层。各个阶段之间支撑剂的安排比项目执行前更为平衡。1999 年的压裂阶段由桥塞隔开,2000 年由流体隔开。

4.1.2 第二阶段

2001~2002 年,用 0~15 天完成钻井(见表 2)。用胶量从 $3.6\text{g}/\text{cm}^3$ 减少到 $3\text{g}/\text{cm}^3$,破乳剂用量增大。

4.1.3 第三阶段

第三阶段的主要特征是树脂涂层支撑剂的使用以及在压裂过程中采用 N_2 和 CO_2 进一步减少流体体积。支撑剂的加量达到 4lb/gal 和 5lb/gal(如图 6 所示)。支撑剂用量达到 $0.48 \sim 3\text{g}/\text{cm}^3$ 。

4.2 持续改进总结

加密项目中每个过程的改进实质上使得产量增加(如图 7 所示),至今,没有发现各个井间相互干扰,这个因素说明确实含有更多的钻取物。

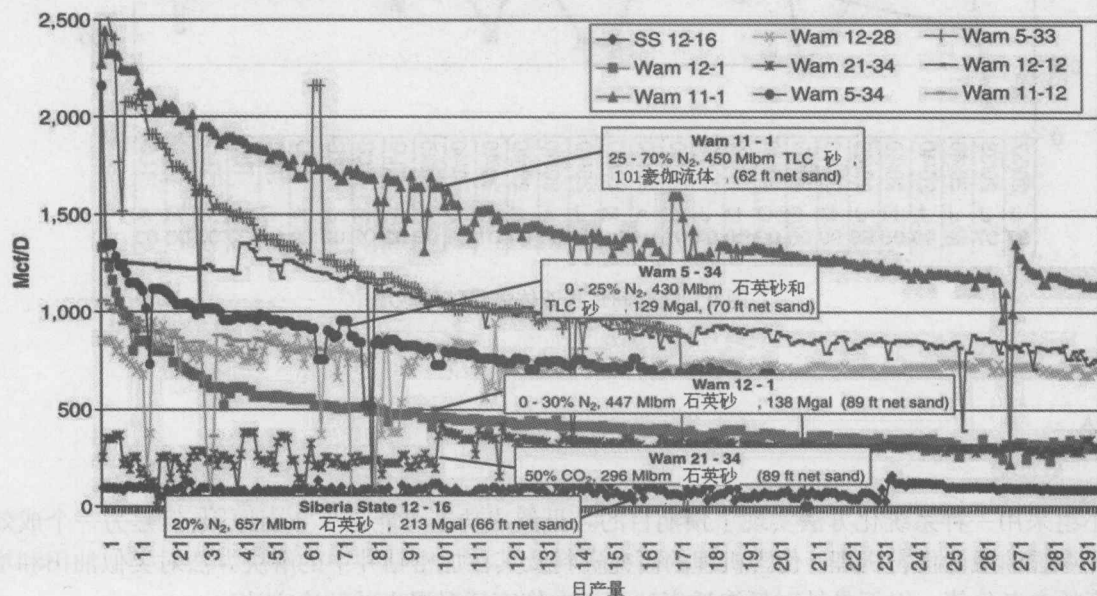


图7 加密井的产量强调每一阶段的变化结果

由图 8、图 9 可以看出这些结果可减少对地层流体接触产生的显著效果。

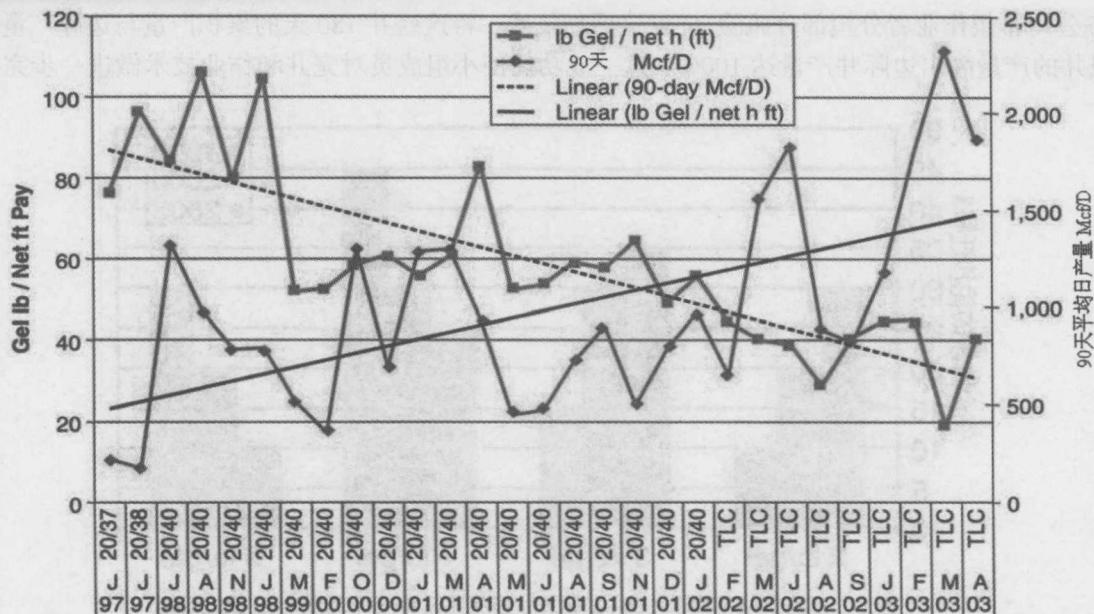


图8 随着时间延长日产量整体降低

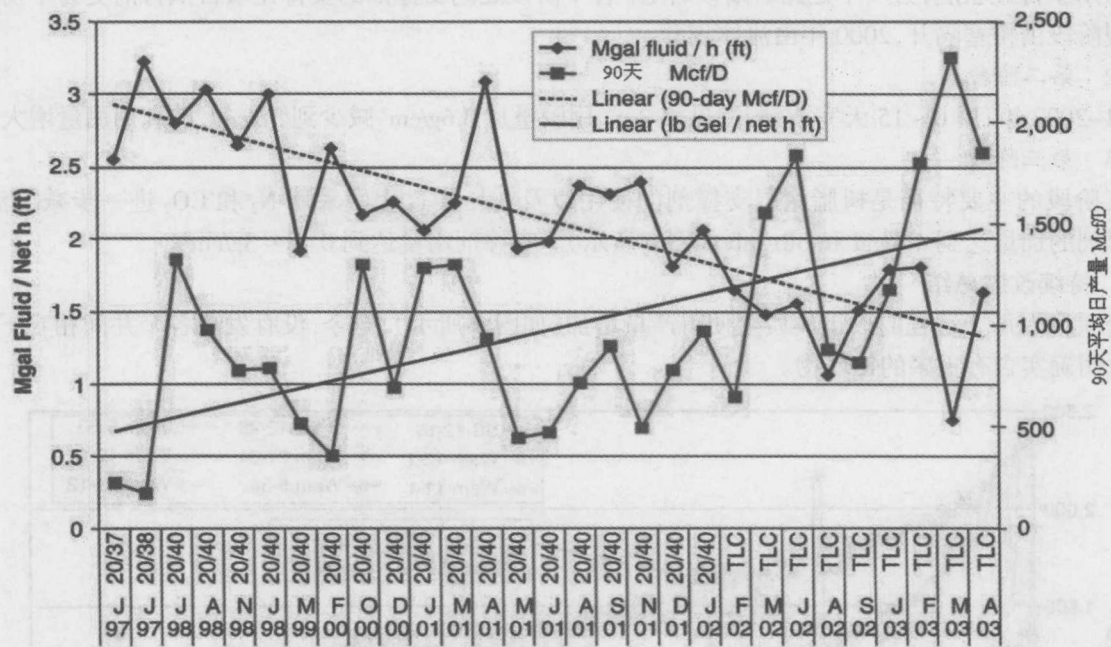


图9 随时间延长液体体积整体减小

5 结论

研究小组采用一种系统化方法实现了预期目的。虽然成功不可能是单方面原因,但是另一个成效是确定了很多低渗透油藏的伤害机理。伤害机理的研究资料及其在加密钻井中的解决办法对类似油田和增产设计具有很高的参考价值。以下是针对低渗透率油藏潜在伤害情况提出的解决方法:

- (1)减少流体与地层接触的时间。通过选择适当的钻头和接近平衡的泥浆质量,降低井漏和滤液侵入。
- (2)降低某些压裂阶段的关井时间。采用流体压裂塞,使水力压裂的关井时间不必过长。

- (3)减少用胶量,从而有效提高产量。
- (4)改进破乳剂及其应用技术,增加有效裂缝长度。
- (5)采用 N_2 和 CO_2 降低地层中的液体总量,有助于提高产量。
- (6)采用中等强度的支撑剂。
- (7)在完井期间配备好销售设备,从而减少钻井-销售的总体时间。
- (8)进行小型注水测试,以确定哪些砂岩是成组聚集,为不同的压裂阶段作好准备。
- (9)提高压裂增产设计中的支撑剂传导率,以适应影响有效裂缝长度的多种伤害机理。

参考文献

- [1] Flack, D. "Modified Drilling and Completion Procedures Enhance Recovery in South West Wyoming Field," paper SPE 38344 presented at the 1997 Rocky Mountain Regional, Casper, Wyoming, 18-21 May.
- [2] Long, E. and Kundert, P. "Improved Completion Method for Mesaverde-Meeteetse Wells in Wind River Basin," paper SPE 60312 presented at the 2000 Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition, Denver, Colorado, 12-15 March.
- [3] Barree, R. D., Cox, S. A., Gilbert, J. V., and Dobson, M. "Closing the Gap: Fracture Half-Length from Design, Buildup, and Production Analysis," paper SPE 84491 presented at the 2003 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 5-8 October.
- [4] Eberhard, M. J. "Integrated Field Study for Production Optimization: Jonah Field-Sublette County, Wyoming," paper SPE 59790 presented at the 2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 3-5 April.
- [5] Barree, R. D., Cox, S. A., Barree, V. L., and Conway, M. W. "Realistic Assessment of Proppant Pack Conductivity for Material Selection," paper SPE 84306 presented at the 2003 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 5-8 October.

Clair 油田裂缝性油藏的注水开发

P.J.Clifford, SPE, A.R.O'Donovan, SPE, K.E.Savory, SPE, G. Smith,
and D.Barr, BP plc

摘要 Clair 是英国最大的天然裂缝性油藏,采用注水开发。对其 28 年的开发评价反映出油藏非常复杂,常规地震图像质量较差,导流性裂缝的影响不稳定。Clair 油田未进行钻前勘探,最佳井位和设计需进一步优化更改。

1 简介

Clair 油田位于 Shetland 以西 75164km, 储集层为天然裂缝性泥盆系砂岩, 层厚 600m, 其原油重度为 0.916g/cm^3 。该油田发现于 1977 年, 钻了一系列直评价井, 产量不理想。油田潜能最终由大角度评价井 206/8-9z 和 206/8-10z 得以证实, 最后在 1996 年对 206/8-10z 进行补充试井(EWT), 产油 $7.95 \times 10^4\text{m}^3$, 证明原油储量至少为 $0.795 \times 10^8\text{m}^3$ 。2001 年开始对该油田进行第一阶段开发, 2005 年 2 月第一次产油。

Clair 油田第一阶段的开发包括中心、地堑、地垒断块, 石油地质储量约为 $23.848 \times 10^4\text{m}^3$ (图 1)。对这一油田其他区域的评价还在继续进行。第一阶段采用一个固定平台开发, 3 年将再钻 22 口开发井, 主要采用注水开发, 注采井比例约为 1:2。

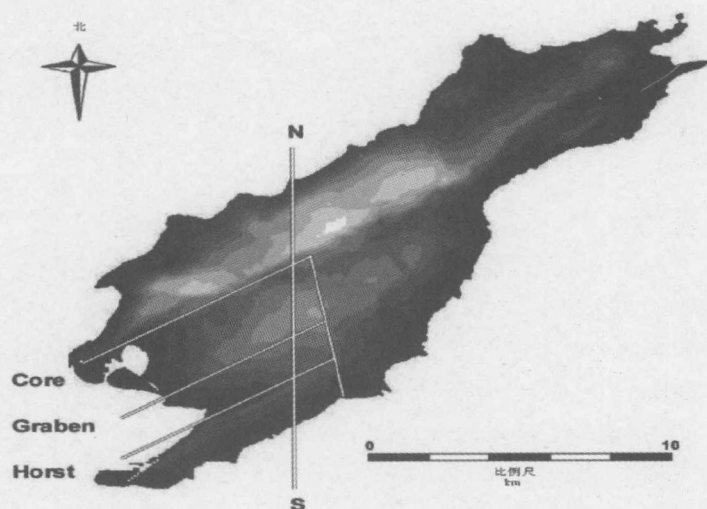


图 1 Clair 油田第一阶段的开发

基岩渗透率平均约为 $0.03 \mu\text{m}^2$, 在油藏条件下的原油黏度为 $3.5\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。开发策略为先开发面积较大的中心断块, 该断块中的 Unit V 冲积砂岩的渗透率较高, 然后开发 Unit VI 湖边冲积砂岩; 地堑和地垒断块的开发在中心断块开发的后期同步进行。

1.1 天然裂缝的描述

Clair 油田在开发中的控制要点是储层中的天然裂缝。岩芯和测井成像证实粒化缝、导流缝和胶结缝大量存在。用地震技术区分导流和非导流断层及裂缝是油藏描述的主要方法。

为了描述裂缝分布情况,并将其加入到油藏模型中,设想了几种情况。在设想的情况中通过调整地震数据生成几种导流断裂或连接的随机分布,并将它们扩展到裂缝渗透率系统,然后再加入到动态油藏模型中。

1.2 裂缝对开发的影响

裂缝是影响渗透率的关键要素,但它对孔隙体积的影响不大。将从岩芯和测井数据得到的渗透率厚度积 kh 与从中途动态测井和 EWT 数据得到的 kh 进行对比,结果表明裂缝对渗透率的贡献在 0%~80% 之间。这就决定了井的设计应是大斜度井,而且其长度要穿过几个导流裂缝区。由于基岩渗透率相对较高,而且在很多区域裂缝间隔很远,因此,Clair 油藏不能被看做双孔隙度油藏。

2 Clair 油藏的不确定性管理

Clair 油藏不确定性管理的基本过程是计划、实施、测量、学习、计划(PDMLP)的一个循环过程。在此,“计划”是指油藏开发计划,包括井序,特别是单井计划;“实施”是指钻井和单井投产及生产管理活动,“测量”是指数据采集,包括静态和动态数据采集;“学习”是通过采集的数据和模型环境认识油藏响应,从而改善“计划”。

早期钻井次序证明了一点:要想使产量迅速上升,早期生产井必须是高产、低风险的。在目的层 Unit V 钻长水平井最符合这些标准。好的井位取决于 EWT 井的试井结果,它已证明长水平井钻遇了裂缝和基岩。后续井的风险呈阶梯式上升,或是较短的加密井,或是目的层为地垒、地堑或 Unit VI 层,因此井的产能较低。由于 Clair 油田第一阶段开发的油藏一般没有气顶,油藏能量有限,必须在开发早期采用注水方法保持油藏压力。为保证产量,初期钻井要保持生产井和注水井平衡。Clair 油田的累积采收率与累计注水直接相关。累积采收率的优化必须在油田开发早期开始。

根据从初期钻井得到的经验,可提出七个方面的不确定因素;采集数据可降低这些不确定性,从而确定更好的井位。不确定因素包括:裂缝和基岩对油井产能和注水波及效率的控制,对注入能力、分隔性、垂直连通性和构造不确定性的控制。

为了将裂缝和基岩的产能数据从已钻区域扩展到未来的目标区域,需要用井、压力、岩芯、测井和生产数据对构造类型和地震响应进行综合分析和校正。例如,钻第一口生产井和注水井时采集的综合岩芯数据是研究产能和注入能力的关键。连通性和分隔不确定性最好用生产后压力数据来确定;在钻井的同时从补偿井采集压力数据的时间可以优化。

3 数据采集和研究

开发初期的钻井计划是从流动模拟模型获得的,该模型以 15 口探井和评价井的静态信息为条件,并与来自 206/8-10zEWT 井一次采油的有限数据拟合。随着开发的成熟和钻井过程中确定点的增加,必须将足够的静态和动态数据加入到 PDM-LP 循环中,这样可以验证以前的预测,将不相符的模型从结果中剔除。在预期与动态相差甚远的情况下,还有助于确定修井时机。

静态数据采集包括常规的裸眼地层评价测井,及相关的测井成像、偶极声波、核磁共振、地层压力测量和岩芯。从动态的角度来讲,初期的焦点应放在油藏压力响应上,所有井(包括注水井)都要安装永久型井底压力计和温度计。在每口井生产或注水的第一个星期要进行基线压力不稳定测试,确定有效 kh 和表皮效应。这些将有助于后续井动态的诊断,验证钻井过程是否伤害了地层,并有助于确定天然裂缝系统对产能和注入能力的影响。为了补充基线试井数据,计划中还要进行生产测井,以获得沿油藏断面的流体剖面信息,并确定基岩和裂缝的相对贡献。

在生产井和注水井之间进行井间干扰试验,调整不同的油藏模型,减小由于不确定性造成的水突破和