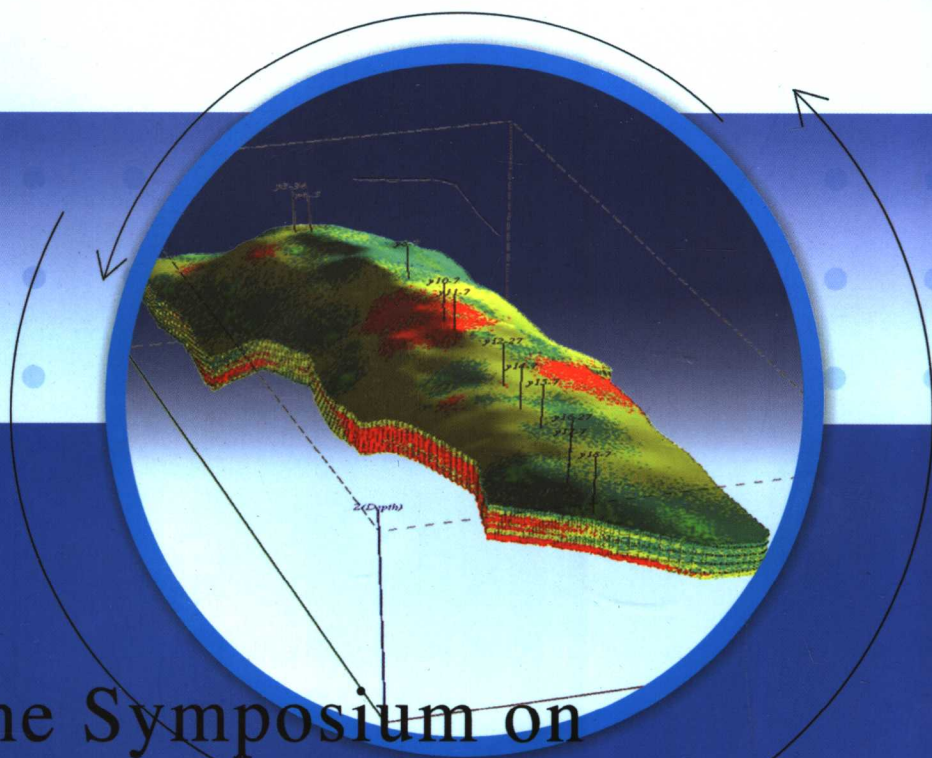


精细油藏描述

技术交流会论文集

(2005年)

中国石油勘探与生产分公司 编



The Symposium on
Detailed Reservoir Description

石油工业出版社

精细油藏描述技术交流会论文集 (2005 年)

中国石油勘探与生产分公司 编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书为 2005 年 9 月中国石油天然气股份有限公司在昆明召开的精细油藏描述技术交流会论文集。全书总结了中国石油天然气股份有限公司近年来在精细油藏描述方面取得的主要成果, 以及储集层描述技术、三维地质建模技术和数值模拟技术的进展。

本书可供从事油气田开发专业的科研、管理人员参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

精细油藏描述技术交流会论文集. 2005 年/中国石油勘探与生产分公司编.
北京: 石油工业出版社, 2006.9

ISBN 7-5021-5686-0

I. 精…

II. 中…

III. 油藏描述-学术会议-文集

IV. P618.130.2-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2006) 第 100028 号

出版发行: 石油工业出版社
(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)
网 址: www.petropub.com.cn
经 销: 全国新华书店
印 刷: 石油工业出版社印刷厂

2006 年 9 月第 1 版 2006 年 9 月第 1 次印刷
787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 15.25
字数: 386 千字 印数: 1—1200 册

定价: 65.00 元

(如出现印装质量问题, 我社发行部负责调换)

版权所有, 翻印必究

《精细油藏描述技术交流会论文集（2005年）》

编 委 会

主 任：胡文瑞

副主任：赵政璋 刘圣志 王元基

编 委：张正卿 李松泉 廖广志 何江川

胡海燕 张仲宏 吴洪彪 张爱卿

序

2005 年底, 中国石油所属油田综合含水已达到 84%, 可采储量采出程度达到 74%, 多数油田已进入了双高开发阶段。油田面对多井、低产、高含水、高采出程度的发展趋势。剩余油分布越来越复杂, 油田调整挖潜的难度越来越大。规模开展精细油藏描述, 搞清潜力方向, 量化剩余油分布, 采取有效的调整挖潜措施, 不断提高油田的采收率和开发水平, 是保持中国石油老油田相对稳产的必由之路。

中国石油工业的油藏描述至今已经走过了 20 年的历程, 经历了从宏观到微观、从定性到定量、从静态到动静结合, 由局部到规模, 由浅入深不断发展的过程。经过多年的科研攻关, 储集层描述技术、三维地质建模技术、精细数值模拟技术日趋成熟, 为规模开展精细油藏描述提供了良好的技术支撑。

众所周知, 中国的油田绝大多数属陆相成因, 油藏类型多, 地质情况复杂, 勘探开发的难度大, 现已投入开发的资源预期采收率并不高。虽然中国石油已开发油田目前所标定的采收率达到了 34%, 与国际上公认的一般水平相当。但实际上, 若排除大庆油田等目前采收率标定较高的油藏后, 其余油藏标定采收率平均只有 25%, 与国际一般水平相比处于较低水平, 仍有较大潜力可挖。而精细油藏描述技术是实现老油田相对稳产的基础, 是实现老油田挖潜的金钥匙。

2003 年中国石油在大港油田召开了“精细油藏描述典型经验推广会”, 标志着中国石油各油田规模化开展精细油藏描述工作的正式启动。这项工作抓住了当前中国石油上游业务发展的关键环节, 对于保持原油产量的稳定发展具有重要意义。我相信, 通过规模开展精细油藏描述, 必将取得预期的效果, 获得丰厚的回报。

本论文集收集了中国石油有关精细油藏描述工作取得的最新成果, 是对当前中国石油精细油藏描述技术的总结, 对我国从事油藏描述研究工作的技术人员和管理人员, 具有较大的参考价值。我为这本文集的出版感到由衷的高兴, 并期待中国石油的精细油藏描述工作在未来取得更加辉煌的成就。

尹文瑞
2006年6月6日

目 录

沉积微相约束下的剩余油分析	李松泉 于开春 吴洪彪 杨为华 (1)
朝阳沟油田翼部与轴部裂缝发育特征差异性探讨	胡海燕 王秀娟 刘卫丽 王 强 迟 博 孙淑艳 (5)
新站油田葡萄花油层天然裂缝、地应力分布特征	李 洁 王秀娟 杨学保 迟 博 王 强 (11)
创新发展多学科精细油藏描述技术 提高高含水后期油田开发调整效果	李彦兴 李 洁 于志明 王曙光 郝兰英 何宇航 计秉玉 王渝明 (16)
多学科油藏研究在特低丰度葡萄花油层水平井设计与导向中的应用	刘云燕 宋 静 张铁富 郭 峰 (26)
加强技术应用 提高复杂断块油田精细油藏描述水平	孟立新 刘存林 芦凤明 宫志强 王华崇 刘树明 (32)
块状深层稠油油藏精细油藏描述及应用	周 捷 杨新标 曹光胜 (43)
油藏精细描述研究在九。区特稠油蒸汽驱开发中的应用	霍 进 吴成友 彭通曙 李小华 郑爱萍 杜雪彪 桑林翔 (54)
裂缝性油藏储集层地质建模技术	刑玉忠 李 董 胡 东 马全华 石利华 李 程 (59)
精细油藏描述在特低渗透裂缝性油藏分层加密调整中的应用	刘顺生 雷从众 肖春林 张 兵 覃建华 (66)
精细油藏描述技术在提高特低渗油藏水驱采收率中的应用	戴亚权 刘新菊 毕义君 靳文奇 杨晓奇 (80)
复杂断块精细构造建模技术方法及实践	田小川 邓爱居 蒋 涛 李运娥 郭永军 赵玉芝 王亚洲 (88)
大庆长垣喇萨杏油田三维精细地质建模方法	李 浩 陈炳峰 (100)
喇嘛甸油田河流相砂体建筑结构研究	赵 伟 黄修平 柳 迪 胡生香 (107)
单砂体非均质性定量表征新技术	李正科 王任一 唐喜鸣 杨 春 (118)
应用精细油藏描述成果指导新立油田老区调整挖潜	胡景春 吴 琮 庄 健 刘美成 (133)
深化精细油藏描述 努力实现老油田可采储量持续增长	窦松江 王华崇 王 强 (142)
应用精细油藏描述技术 提高靖安油田五里湾一区开发水平	高春宁 朱广社 常水涛 冯立勇 (152)

搞好应用精细描述 实现尕斯库勒油田 $N_1-N_2^1$ 油藏增储上产	朱玉洁 屈信忠 赵国梅 冠福德 张审琴 刘素云 黄怀坤 (162)
东河油田精细油藏描述研究及应用	刘加元 练章贵 施 英 袁 蔚 张 涛 (170)
冀东油田高浅北区油藏精细描述与小井眼侧钻水平井挖潜	常学军 郝建明 王群一 王绍春 刘艳明 房梦斋 (180)
尕斯库勒油田 E_3^1 油藏低渗透储集层流动单元研究	程红卫 张爱卿 (189)
精细油藏描述技术在玉门油田调整挖潜中的应用	张虎俊 胡灵芝 李克勤 李鸿彪 刘亚君 (198)
马岭油田侏罗系层状油藏精细油藏描述实践与认识	宋广寿 张志国 江 苗 李兆明 李晓强 (213)
辽河油田精细油藏描述认识与实践	胡 东 (224)

沉积微相约束下的剩余油分析

李松泉¹ 于开春² 吴洪彪¹ 杨为华²

(1.中国石油勘探与生产分公司油藏管理处; 2.中国石油大庆油田有限责任公司)

摘 要: 本文在油田精细油藏描述和常规油藏数值模拟的基础上, 以杏南开发区为例探讨了用精细油藏描述成果——沉积微相作为约束条件, 并针对地质特点按沉积微相选用相对渗透率曲线, 进行油藏数值模拟的研究, 其结果给出了不同沉积单元不同微相的剩余油分布状况, 并成功地指导了该区块综合调整方案的设计和和实施。

关键词: 油藏数值模拟; 沉积微相; 相对渗透率; 剩余油分布

在油田进入高含水期后, 确定剩余油分布是一项困难和复杂的工作。现有研究剩余油分布的方法有很多, 有渗饱曲线法、水驱特征曲线法、物质平衡法、油藏数值模拟法等, 其中广泛应用的油藏数值模拟法能够重现开发历史, 定量描述油藏剩余油分布。以往的油藏数值模拟没有应用现有的精细油藏描述成果, 拟合结果也无法反映不同微相的剩余油分布, 为满足现阶段的精细开发调整, 必须进行精细油藏描述之上的油藏数值模拟。为此本文将精细地质研究成果应用到数值模拟中, 针对地质特点, 按沉积微相选用相对渗透率曲线, 形成了一套适合非均质油田的油藏数值模拟方法与技术。该方法能更客观地反映各个单砂层的平面非均质性和流体的平面流动特征, 历史拟合结果能量化不同开采时期和阶段下不同沉积微相剩余油分布。通过现场验证认为, 该技术可以指导现在和今后一段时间内的油田开发调整挖潜工作。

1 相控条件下地质模型的建立

1.1 模拟区概况

选择油田开发具有一定代表性的杏十至杏十一区纯油区东部为研究区块, 研究区含油面积 12.92km^2 , 地质储量 $4266 \times 10^4\text{t}$ (表内层储量 $3726 \times 10^4\text{t}$, 表外层储量 $540 \times 10^4\text{t}$)。研究区基础井于 1971 年投入开发, 先后经历了一、二次加密调整。截至 2001 年 12 月份共有油水井 366 口, 年注水 $288.9821 \times 10^4\text{m}^3$, 累积注水 $5888.1463 \times 10^4\text{m}^3$, 年产油 $31.473 \times 10^4\text{t}$, 累积产油 $1318.6628 \times 10^4\text{t}$, 采油速度 0.738%, 采出程度 30.91%, 自然递减率 10.64%, 年均含水上升率 1.86%, 累积注采比 1.08, 地层压力 9.54MPa, 总压差 -1.28 MPa。

1.2 沉积微相约束下的建模原理

把精细地质研究成果数字化应用到数值模拟中, 是我们重点解决的问题。为此我们提出

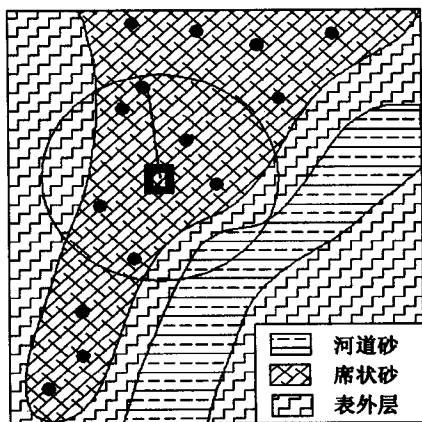


图1 相控建模原理示意图

利用确定性的沉积微相作为约束条件建立地质模型。对 AUTOCAD 格式的沉积相带图进行数字化后, 进行属性插值时, 要在同种沉积相内进行, 即实现了相约束建模。例如, 在席状砂内, 要想得到某一网格的储集层属性值, 在一定的范围内, 只搜索席状砂相带内的井参与插值, 其他微相内的井则不参与插值 (图 1)。这样保证了属性分布的实际各向异性。

例如: 杏 10-5-丙 403 井, 是研究区的一口实际井, 该井葡 I 3 层参数解释厚度为 1.5m, 以该井为中心井, 我们采用传统统计学方法和相控方法对该井的厚度进行了预测, 然后与该井的实际解释结果进行对比, 采用传统插值方法预测的厚度为 0.8m, 与实际解释厚度 1.5m 相比, 误差 46.7% (图 2); 采用相约束

方法预测的厚度为 1.76m, 与实际解释厚度相比误差为 17.3% (图 3), 采用相约束方法预测的厚度更接近实际。

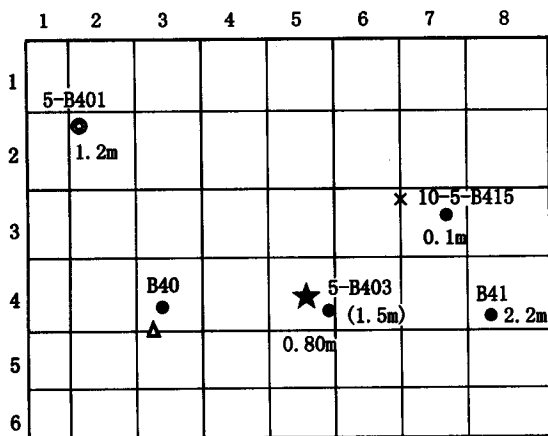


图2 传统统计学方法插值结果
(图中坐标数字代表网格序号)

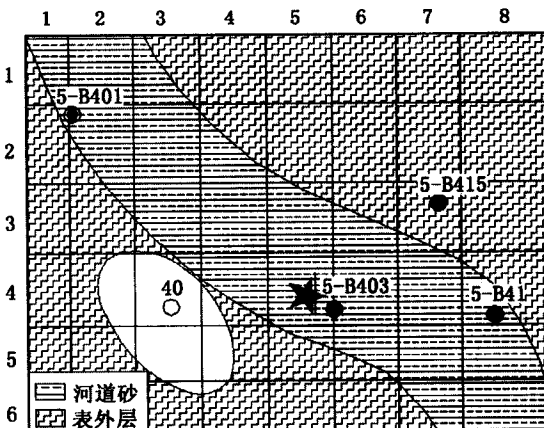


图3 相约束方法插值结果
(图中坐标数字代表网格序号)

1.3 网格划分

利用相约束方法确定模拟层时, 充分应用储集层纵向细分单砂层的精细描述成果, 每个单砂层各作为一个独立的模拟层, 纵向上划分了 56 个模拟层。平面上根据研究区的井网部署及油层发育情况, 沿着井排方向划分不均匀矩形网格, 共划分为 167×86 (个), 网格的大小平均为 $39.2\text{m} \times 34.5\text{m}$ 。模型中网格节点总数为 $167 \times 86 \times 56 = 804272$ (个)。

在确定模型的网块后, 采用相同相内插值技术, 为每个网格进行赋值, 建立了较符合生产实际的油藏数值模拟模型。

1.4 相对渗透率曲线的选择

我们结合试验区精细地质研究成果把 56 个单砂层分为 11 种类型砂体。对照每种类型砂

体中平面上不同微相类型, 选择了 12 条相对渗透率曲线。采用相约束方法输入相对渗透率曲线, 使各类油层的水驱规律较符合实际。

1.5 历史拟合

在历史拟合中, 选择单井及全区的综合含水、累积产油作为主要拟合指标。同时考虑见水时间及地层压力的拟合。在拟合中重点应用吸水、产液剖面以及措施效果对单井含水进行了精细历史拟合。从总的拟合结果来看, 全区含水符合率为 92.6%, 较常规数值模拟提高 10.0% 左右。

2 剩余油分布状况分析

根据模拟成果, 认为研究区剩余油分布有如下特点。

2.1 井点剩余油分布

一是采油井点区域剩余油多, 注水井点区域剩余油少; 二是剩余油分布相对集中的区域, 主要是注采不完善的井区; 三是整体上油层发育厚度大的区域, 目前剩余潜力也相对较大。

2.2 不同沉积微相剩余油分布

目前不同沉积微相的剩余油量主要分布在发育较好、含水较高的油层中。其中萨 II、萨 III 组油层剩余油主要分布在主体薄层砂中 (表 1); 葡 I 组油层, 剩余油主要分布在河道砂体中 (表 2)。

表 1 萨 II、萨 III 组油层剩余油分布情况统计表

沉积类型	层数 (个)	主体薄层砂			非主体薄层砂			表 外 层		
		剩余油 (10 ⁴ t)	比例 (%)	含水率 (%)	剩余油 (10 ⁴ t)	比例 (%)	含水率 (%)	剩余油 (10 ⁴ t)	比例 (%)	含水率 (%)
滨外坝	1	137.8	100	93.88	0	0		0	0	
外前缘 I 类	11	641.3	82.56	88.39	89.6	11.54	88.65	45.8	5.9	85.76
外前缘 II 类	8	161.2	60.19	94.70	74	27.63	84.75	32.6	12.18	81.90
外前缘 III-1 类	8	44.1	26.77	84.11	55.4	33.68	79.20	65	39.55	79.86
外前缘 III-2 类	7	28.1	31.56	88.42	18.8	21.08	76.15	42.2	47.36	66.54
外前缘 IV 类	4	0	0		0.1	0.84		2.9	99.16	
合计	39	1012.5	70.35	91.01	237.9	16.53	86.77	188.5	13.11	82.14

表 2 葡 I 组油层剩余油分布情况统计表

沉积类型	层数 (个)	河 道 砂			河 间 砂			席 状 砂		
		剩余油 (10 ⁴ t)	比例 (%)	含水率 (%)	剩余油 (10 ⁴ t)	比例 (%)	含水率 (%)	剩余油 (10 ⁴ t)	比例 (%)	含水率 (%)
分流平原相	2	272.5	92.42	94.10	22.3	7.58	89.98	0	0	
内前缘相	7	320.2	77.21	87.58	85.7	20.67	84.30	8.8	2.12	81.51
外前缘相	4	54.7	40.96	80.52	0	0	81.88	79	59.04	74.18
前三角洲	4	0	0		0	0		3.38	1	
合计	17	647.4	76.47	90.51	108	12.76	84.51	91.18	10.77	77.36

3 方案预测及效果

应用拟合结果,分析不同沉积单元、不同沉积微相的剩余油分布特点以及各类油层动用状况,编制了六套调整方案进行模拟对比,优选出2003年综合调整方案,实施后,取得了较好的调整效果(表3)。而且模型预测的数值与实际比较接近。

表3 2003年研究区开发指标对比表

分类	年均含水率(%)		产液量情况		产油量情况		
	含水率	上升值	年产液 (10 ⁴ t)	增长速度 (%)	年产油 (10 ⁴ t)	综合递减 (%)	自然递减 (%)
模型	88.58	0.89	225.3818	-1.21	25.7386	8.89	11.01
实际	88.95	0.84	235.0333	-1.62	25.9783	8.52	10.92
差值	-0.37	0.05	-9.6515	-0.41	-0.2397	0.37	0.09
误差(%)	0.42	5.96	4.11	25.31	0.92	4.34	0.82

4 结论

(1) 用相约束方法建立地质模型,符合砂体分布规律及流体的存在状态,能更客观地反映各个单砂层的平面分布特点及对流体平面流动的控制,促进了储集层研究的数字化。

(2) 相约束数值模拟可分相带区域进行精细历史拟合,其成果能量化不同开采时期和阶段下不同沉积微相动用状况、剩余油分布。

(3) 该方法实现了油藏描述、油藏模拟、方案优化、指标预测等动静一体化,为水驱综合调整挖潜提供较详实可靠的依据。

参 考 文 献

- [1] 于兰兄,韩树柏,张玉贵.确定剩余油分布技术.西安地质学院学报,1997,19(4):69~75
- [2] 秦同洛.实用油藏工程计算方法.北京:石油工业出版社,1989
- [3] 童宪章.油井产状和油藏动态分析.北京:石油工业出版社,1981
- [4] 程时清,陈明卓.油水两相低速非达西渗流数值模拟.石油勘探与开发,1998,25(1):41~43
- [5] 陈建波,李云鹏.油藏数值模拟技术在研究剩余油分布中的应用.大庆石油学院学报,2003,27(增),45~47

朝阳沟油田翼部与轴部裂缝发育特征差异性探讨

胡海燕¹ 王秀娟² 刘卫丽² 王强² 迟博² 孙淑艳²

(1.中国石油勘探与生产分公司油藏管理处; 2.中国石油大庆油田有限责任公司)

摘 要: 本文以朝阳沟油田翼部薄荷台地区长 32 区块为工作区, 采用岩心描述、裂缝磁定向、井斜分析、成像资料解释等方法对研究区裂缝进行了分类和描述。同时, 综合应用井壁崩落、交叉式多极子阵列声波测井技术以及人工压裂施工资料计算, 对研究区地应力类型及分布规律进行系统研究。并分析了相邻的长 31 井区的开发动态, 提出朝阳沟油田翼部裂缝发育特征与轴部明显不同, 为下步井网部署提供了地质依据。

关键词: 天然裂缝; 地应力; 开发动态; 朝阳沟油田; 薄荷台地区

薄荷台鼻状构造位于朝阳沟油田的西南部, 是朝阳沟阶地向三肇凹陷倾没斜坡上的一个宽缓的鼻状构造, 由东南向西北倾没, 构造隆起幅度很小, 但面积较大。薄荷台区于 1995 年 5 月采用 300m×300m 反九点井网注采方式投入开发, 初期平均单井日产油 2.2t, 采油速度 0.94%。经过 5 个月的弹性开采, 1996 年转入注水开发, 注采比为 3.94, 1997 年提高为 4.72, 1998 年达到了 5.11, 但地层压力无明显恢复。1999 年后, 注采比保持在 4.0 以上, 产量下降, 地层压力下降。从已开发区块存在主要问题看, 在裂缝、地应力的分布特征以及井网与裂缝、地应力的匹配关系等方面还有许多认识不清的问题, 需要进一步探讨。因此, 本文采用动静资料相结合方法对区块裂缝、地应力分布特征进行了研究, 以指导井网部署及开发调整。

1 天然裂缝发育特征

1.1 天然裂缝类型

薄荷台地区天然裂缝按成因分为构造裂缝和非构造裂缝, 研究区虽处于构造斜坡部位, 但经历了多期构造事件, 构造缝较发育, 同时由于季节性河流沉积等影响, 层间缝普遍发育。构造缝以中、高角度剪切缝为主, 裂缝倾角多在 50°~80° 之间。

1.2 构造缝发育程度

根据构造等曲率图分析, 薄荷台地区朝 963-朝 74-长 37 井一带曲率值在 2.0~6.0 之间, 属裂缝发育区。岩心观察, 朝 74 井取心长度为 95m, 共发育裂缝 8 条, 裂缝频率为 0.084 条/m。翻 134-92 井取心长度为 151.68m, 共观察到裂缝 19 条, 裂缝频率为 0.125 条/m。均高于朝阳沟油田平均构造裂缝发育频率 0.046 条/m。长 30、长 46、长 42 井附近属裂缝较发育区,

曲率值在 0.5~2.0 之间；长 8、长 32 等部位曲率值不大于 0.5，裂缝发育程度相对较差。

1.3 构造缝走向

三肇凹陷扶杨油层沉积后主要经历的构造事件分别是在青山口组沉积末期、嫩江组末期、依安组沉积末期。不同构造事件可以形成不同组系的构造裂缝，并且在一个应力体系中，也可以形成不同力学性质和不同走向的裂缝组系。因此，从地质力学理论分析，研究区可能形成多方向、多组系的构造裂缝。

采用岩心裂缝磁定向、倾角测井资料检测、钻井井斜分布统计、开发动态分析等方法对薄荷台地区裂缝方位进行了研究。采用磁定向方法测定了 4 块具有裂缝的岩心，结果表明，裂缝方位集中于 70°~100° 范围内（表 1），显示出以东西向为主的裂缝特征。

利用倾角测井资料裂缝检测了朝 74 井、翻 134-92 井、翻 126-98 井、翻 146-102 井、翻 168-108 井 5 口井裂缝发育情况。从裂缝方位玫瑰花图看，优势裂缝方向为北北西向，即近南北向（图 1）。

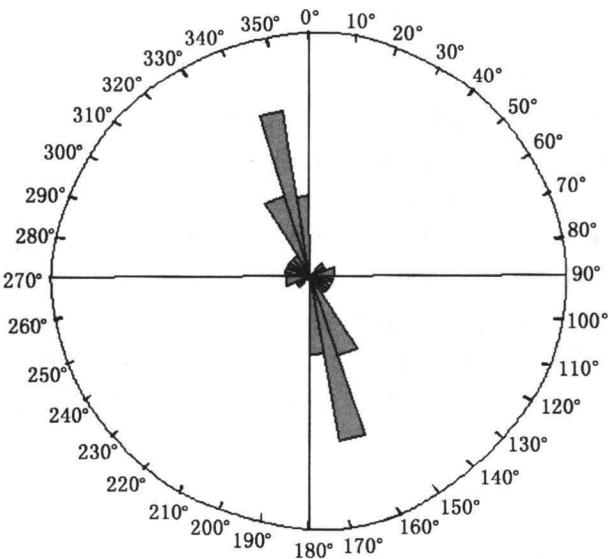


图 1 倾角测井资料解释裂缝方位玫瑰花图

统计薄荷台区 19 口井钻井井斜数据，从井斜分布情况看（图 2），方位在北西—南东向的有 6 口井，北西西—南东东向有 4 口，北北西—南南东向有 6 口，北北东—南南西向有 3 口。优势方位在北西—北北西之间，共 12 口井，说明薄荷台区优势裂缝走向为北西—北北西向。

朝翻 144-t6 井、144-t8 井、144-t10 井进行了 ECLZPS—5700 系列的微电阻率扫描成像（STAR）、交叉式多极子阵列声波（XMAC—II）测井，分别对 3 口井的裂缝进行了分析解释。其中：朝翻 144-t6 井未识别出裂缝。朝翻 144-t8 井仅在 959.2~962.5m 处检测到裂缝，裂缝

表 1 研究区裂缝磁定向成果表

样 号	井 号	方位 (°)	深度 (m)
1	朝 74	89	1390.86
2	朝 74	72	1388.81
3	朝 964	77	1476.25
4	朝 964	92	1474.05

综合上述，薄荷台地区裂缝具有多向性，以东西走向和北北西向为主。

2 地应力分布特征

2.1 最大水平主应力方向

室内和现场资料证明, 井眼崩落椭圆长轴方向与最小水平地应力方向存在较好的一致性。1997 年采用 ECLZPS—5700 系列的微电阻率扫描成像 (STAR) 测井对最大水平主应力进行了解释, 在翻 134-92 井、翻 146-102 井地应力解释时, 错认为长轴方向是最大水平主应力方向, 得出最大水平主应力方向为近南北向的错误结论。而实际上, 最小水平主应力方向分别为北东 170° 、 160° , 那么最大水平的应力方向为北东 80° 、 70° , 即近东西向。

2002 年采用交叉式多极子阵列声波 (XMAC—II) 测井对翻 144-t6 等 3 口井进行了应力方位解释, 其中: 翻 144-t6 井最大水平主应力方位主要在 $60^{\circ} \sim 120^{\circ}$ 之间, 占 70%。翻 144-t8 井地应力比较复杂, 在 970.0m 以上地层最大水平主应力方向 $80^{\circ} \sim 100^{\circ}$ 之间, 基本以东西向为主。970.0~1010.0m 深度时, 最大水平主应力方向多在 $150^{\circ} \sim 160^{\circ}$ 之间, 即近南北向。1010.0~1120.0m 深度时, 最大水平主应力方向多在 130° 左右, 以北西—南东向为主。大于 1120.0m 深度时, 最大水平主应力方向多在 110° 左右, 以东西向为主。翻 144-t10 井最大水平主应力方位主要分布在 $70^{\circ} \sim 100^{\circ}$ 之间, 占 88.0% (表 2)。总体上, 最大水平主应力以北东—东西向为主。

表 2 薄荷台地区测井解释最大水平主应力方位表

井 号	最大水平应力方向 ($^{\circ}$)	解释时间
翻 134-92	80	1997
翻 146-102	70	1997
朝翻 144-t6	$60 \sim 120$	2002
朝翻 144-t8	$70 \sim 160$	2002
朝翻 144-t10	$50 \sim 100$	2002

2.2 地应力类型

综合水力压裂法和交叉式多极子阵列声波测井对研究区的地应力值进行了计算, 划分了研究区的地应力类型。

水力压裂法是油田进行应力测量的较好方法, 主要是利用压裂施工过程中的压力—时间曲线求取绝对主应力值。水力压裂法的最大特点是方便、实用。利用水力压裂原始记录计算了三肇凹陷朝阳沟、头台、榆树林油田现代地应力场最大水平主应力、最小水平主应力、垂直主应力的绝对值 (表 3)。计算结果, 研究区地应力为垂向主应力居中, 最大和最小水平主应力差值是朝阳沟油田最小, 榆树林油田最大, 属于 III 类地应力类型。

另外, 应用交叉式多极子阵列声波 (XMAC—II) 测井, 对研究区三口井的地应力值进行了分析。其中, 翻 144-t6 井最大水平主应力范围为 $21.0 \sim 38.0\text{MPa}$, 最小水平主应力范围为 $17.0 \sim 25.0\text{MPa}$, 最大、最小水平主应力差值为 $2.0 \sim 15.0\text{MPa}$, 大多在 3.0MPa 左右, 说

明差值比较小。翻 144—t8 井最大水平主应力范围为 19.0~28.0MPa，最小水平主应力范围为 17.0~24.0MPa。最大、最小水平主应力差值在 2.0~3.0 MPa 左右，差值较小。翻 144—t10 井最大水平主应力范围为 19.0~33.0MPa，最小水平主应力范围为 16.0~25.0MPa，最大、最小水平主应力差值多在 3.0~10.0 MPa，相对较大。

表 3 水力压裂法计算现代应力值

应力值 地 区	最大水平主应力 S_H (MPa)	最小水平主应力 S_h (MPa)	垂向主应力 S_v (MPa)	S_H 与 S_h 之差 (MPa)
朝阳沟油田	40.8	28.2	36.5	12.6
榆树林油田	54.9	36.7	43.4	18.2
头台油田	44.5	30.9	40.5	13.6

3 邻区开发井动态分析

3.1 裂缝类型与含水上升模式

不同规模裂缝储集层的开发动态具有差异，油井含水上升曲线也具有不同模式（表4）。对于微裂缝发育的储集层，油井含水上升曲线是稳定或渐变似的含水上升速度也比较缓慢，油井的采出程度相对较高；而显裂缝发育的储集层，含水上升曲线呈突变式，油井采出程度相对也较低。

表 4 油井含水上升模式分类表

含水上升类型	含水上升模式	主要裂缝类型
稳定型		微裂缝
渐变型		微裂缝—显裂缝
突变型		显裂缝

从长 32 区块高含水井含水上升情况看，有突变型和渐变型，说明该区微裂缝、显裂缝均发育。

3.2 油样水分析情况

从收集到的翻身屯地区长 31、长 32 区块水分析化验成果看（表 5），1~5 号样属于长 32 区块，化验时含水多在 30.0%左右，水分析结果为地层水或地层与地面注入的混合水。6~

9号样属于长31区块，含水较高，其中6、7号油样水分析化验为注入水，8、9号样为地层水或地层与地面注入的混合水。因此，长32区块水化验资料无法应用于高含水油井见水方向的分析。对于长31区块，可以作为依据参考。

表5 长31、长32区块水分析化验成果统计表

序 号	井 号	pH 值	矿化度 (mg/L)	水 型	备 注	含水 (%)
1	F166-92	6	5179.85	NaHCO ₃	游离水	46.3
2	F164-90	7.5	4604.77	NaHCO ₃	电脱水	28.0
3	F162-82	7	6234.4	Na ₂ SO ₄	游离水	27.0
4	F164-90	7	4610.35	NaHCO ₃	游离水	30.0
5	F164-90	7	4499.49	NaHCO ₃	游离水	30.0
6	F134-88	7	1881.12	NaHCO ₃	全水	56.4
7	F130-82	7	1250.09	NaHCO ₃	游离水	78.5
8	F136-84	6.5	4074.07	CaCl ₂	游离水	100.0
9	F150-74	6.5	7543.55	NaHCO ₃	电脱水	9.0

3.3 油井见水方向与裂缝、地应力方位关系

分析长31井区开发动态，以含水30%~100%为较高含水井，从高含水井分布状况看，呈现3个较高含水条带。其中2个条带位于南北向断层附近，说明断层附近存在裂缝破碎带。在油田注水开发时，注入水易沿该方向窜流，形成高含水条带。另1个高含水条带在2条断层之间，说明是近南北向裂缝作用结果。此外，局部还分布有6口较高含水井，都表现为近南北向受效的特征。

长31井区收集到4口井水分析化验资料，位于目前高含水带上的有2口井，其中翻134—88水矿化度是1881mL/L；翻136—84水矿化度是4074mL/L。而位于高含水带附近的翻130—82井，水分析时含水78.5%，水矿化度是1250mL/L，只是由于目前的含水较低，未划入高含水带中。翻150—74井，水分析时含水9.0%，水矿化度是7543mL/L。

长32区块6口含水100%井中，3口为北北西向，2口为北东东向，1口为北北东向，说明该区受效方向较多。但从油井含水达到70%时间长短看，北北西向见效的3口井分别是投产后的第10、10、2个月，北东东向见效的3口为投产后的第17、24个月，北北东向见效的井为投产后的第16个月。由此可见，北北西向裂缝在注水开发动态反映最为明显。

综合上述邻近开发区块研究结果认为，对于裂缝发育地区，如：长31井区，地应力对压裂人工缝走向影响较小，压裂裂缝的走向主要受控于天然裂缝的走向。对于裂缝较发育区块，如：长32区块，人工裂缝的走向主要受天然裂缝作用，但地应力对裂缝走向也有一定影响。特别是朝阳沟油田最大、最小水平主应力差值较小，很容易导致多向见水现象的发生。

4 结论及建议

(1) 综合该区裂缝、地应力、开发动态资料看,地应力对注水受效方向影响不十分明显,而天然裂缝方位制约了油井见水方向。对于布井区,裂缝相对发育较差,井排方向应综合考虑砂体、裂缝、地应力的匹配关系。

(2) 研究表明,裂缝走向、地应力方位等受局部因素影响较大,因此,下步重点是在区域背景控制下,研究受构造、岩性等影响的局部裂缝、地应力分布特征,为井网部署、加密调整等提供依据。

参 考 文 献

- [1] 王平. 含油盆地构造力学原理(第二版). 北京: 石油工业出版社, 2001, 1~52; 70~72; 111~114
- [2] 刘建中等. 油田应力测量. 北京: 地震出版社, 1993. 145~150
- [3] 国家地震局地壳应力研究所. 地壳构造与地壳应力文集(4). 北京: 地震出版社, 1987. 111~125
- [4] 王秀娟, 杨学保, 迟博等. 大庆外围低渗透储集层裂缝与地应力研究. 大庆石油地质与开发. 2004, 26(3): 1~4