

主 编 高养军
副主编 范玉平 石忠仁
尹长海 赵成斌
张华春 李 军

Oil



LAO YOU TIAN KAN TAN KAI FA SHI JIAN

老油田 勘探开发实践



辽宁科学技术出版社

老油田勘探开发实践

主 编 高养军

副主编 范玉平 石忠仁 张华春

李 军 尹长海 赵成斌

辽宁科学技术出版社

内 容 提 要

本书收录了中油辽河油田公司兴隆台采油厂 60 篇优秀科技论文,内容涵盖兴隆台采油厂近年所取得的重要成果,特别是老油田挖潜和二次开发工作中所取得成果,反映了兴隆台采油厂在勘探开发及钻采工艺等多方面的进步,具有较高的理论水平和实践指导意义。

本书可供从事石油地质、油藏工程、钻采工艺等专业的科技人员和石油院校相关专业师生参考,特别对从事油田滚动勘探和二次开发的科技人员具有重要的借鉴意义。

图书在版编目(CIP)数据

老油田勘探开发实践/高养军主编. —沈阳:辽宁科学技术出版社,2007.12

ISBN 978 - 7 - 5381 - 5095 - 7

I . 老… II . 高… III . ①油气勘探—文集②油田开发—文集 IV . P618.130.8 - 53 TE34 - 53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2007)第 191221 号

出版发行:辽宁科学技术出版社

(地址:沈阳市和平区十一纬路 29 号 邮编:110003)

印 刷 者:辽宁省印刷技术研究所

经 销 者:各地新华书店

幅面尺寸:184mm × 260mm

印 张:17.25

字 数:400 千字

印 数:1 ~ 1000

出版时间:2007 年 12 月第 1 版

印刷时间:2007 年 12 月第 1 次印刷

责任编辑:韩延本

封面设计:张士勋

版式设计:董志刚

责任校对:王春茹 王玉宝

书 号:ISBN 978 - 7 - 5381 - 5095 - 7

定 价:96.00 元

编 委 会

主 任 高养军

副主任 周 华 孙大树

委 员 (以姓氏笔划为序)

王 强	王亚金	王耀贵	冯永明	冯金海
刘庆涛	刘敬东	孙大树	庄恒春	张友智
张铁军	李仁强	杨 辉	沈光伟	邵剑平
周 华	段学刚	赵中华	凌庆珍	高养军
曹亚杰	隋国明	魏秉奎		

前 言

随着勘探开发工作的不断深入,我国很多油田已进入开发中后期,如何采取有效措施深入挖掘老油田潜力已成为实现老油区持续稳定发展的一项至关重要的工作。辽河油田历来被称为“石油地质大观园”,是我国较早投入开发的大型复杂油气田之一,也是我国“老油田二次开发”第一批实践者之一。辽河油田老油田勘探开发经验对于我国开发中后期油田的深入挖潜具有较好的指导和借鉴意义。

兴隆台采油厂作为辽河油区投入开发最早的采油厂,已有近 40 年的勘探开发历史。其所辖的兴隆台、大洼、于楼、黄金带等主力生产区块,历经上产、稳产和产量递减三个阶段,在“十五”期间,主要通过大力实施“科技兴油”战略,努力提高油田开发管理水平,确保了全厂油气生产规模的基本稳定,原油年产量一直稳定在 $80 \times 10^4 \text{ t}$ 以上,天然气外供始终保持在 $3.4 \times 10^8 \text{ m}^3$,并形成了一套适应于“双高”期老油田勘探开发的地质理论及配套工艺技术。

本书收录了“十五”以来兴隆台采油厂科技人员在勘探、开发、工艺、生产、作业等领域的成功经验和重要突破,并从不同角度深入分析了采油厂当前勘探开发形势和未来发展的潜力。可以说,本书既是对兴隆台采油厂近几年在老油田勘探开发方面成功经验的一个总结,同时也为老油田二次开发的开展提供了参考和借鉴,具有较高的实用价值。

本书共收入 60 篇在油田勘探开发、钻采工艺等方面非常具有代表性的优秀文章,基本涵盖了兴隆台采油厂近几年来在地质勘探、油藏开发、钻采工艺等方面所取得的成果和进步。由于受篇幅等的限制,尚有部分优秀论文未能收入其中,在此向作者表示歉意!由于时间比较紧张,论文出版过程中难免存在疏漏和不足之处,敬请读者和作者指正!

编 者

2007 年 12 月 1 日

目 录

勘探开发

兴隆台古潜山有利目标评价及井位部署	石忠仁,蔡 红,汪桂春(1)
兴隆台油田天然气剩余储量分布研究	石忠仁,李 玮,胡金平,屈丰君(6)
欧 31-H7 井部署和实施效果分析	白雪松,李 欣,冉雪梅(13)
黄金带油田油气聚集规律分析	蔡 红,汪桂春(17)
兴隆台油田高含水期稳油控水研究与实践	曹丽华,张有志,胡金平,桑转利(19)
于 8 断块地质特征研究	东 阳,杨丰铭,何德杰,杨 萍(25)
红 1 块井网加密注水研究	东 阳,于 霞,孙 红,赵艳萍(29)
黄 5 块注水开发方案	东 阳,郭淑芳(34)
大注复杂小断块油田开发效果分析	耿筱梅,张有志(39)
注 16 块产量递减规律分析及对策研究	何德志,赵中华(43)
欧 31 断块注水井欠注原因分析及对策研究	贺新龙,曹亚杰(47)
兴隆台油田兴 1 井区浅层气复查与挖潜研究	胡金平,曹丽华,桑转利(52)
大平房东侧地区油藏特征研究及有利目标评价	胡学宝,庄德宁(57)
浅层气分析方法及应用实例	黄 稚,刘敬东,孙红光(61)
人工智能找水技术在高含水油井中的应用	荆培文,唐广勤,吴倩丽(65)
热河台油田地质特征及剩余油分布规律研究	李晓兰,屈丰君,郝 敬(69)
欧利坨子油田综合地质研究	屈丰君,张丽杰,于永兴(73)
兴古 7 块储层评价标准研究	桑转利,高养军,曹丽华,胡金平(78)
兴隆台采油厂浅层气挖潜研究	沈玉艳,孙 俐,郑丽娟(84)
改善欧 31 块注水开发效果研究	孙 红,王兴岩,杨 辉(88)
兴隆台采油厂天然气挖潜研究	孙 俐(94)
新开油田潜力分析	王 宁,孙红光,陈新华(98)
荣 24 块改善开发效果研究与实践	王兴岩,杨 辉,王锦生,孙红光(103)
荣 18-28 块综合开发效果研究	王兴岩,于 霞,孙 红,吴清东(108)
通过综合治理改善荣 6 块开发效果	于永兴,张继东,吴清东(113)
兴隆台采油厂长停井复产潜力分析	张 岩,赵晓丹,王 刚(118)
黄金带地区沙三段油气勘探研究	张红军,魏 轲(122)
兴隆台古潜山储层测井评价	张红军,魏 轲(126)
兴隆台采油厂勘探开发形势分析及对策	赵晓丹,石忠仁,张 岩(131)
热 27 块老井挖潜的认识	庄德宁,杨丰铭,胡学宝(136)

采油工艺

柔性金属强制携砂抽油泵的研制与应用	高养军,凌庆珍,周 华,苗丽珍(140)
网状纤维压裂防砂技术	高养军,周 华,刘敬东,曹亚杰(143)

油水井不压井作业配套工艺技术	张华春,王同立,魏秉奎,王亚金(147)
水力压裂技术在兴隆台采油厂的应用	张华春,王瑞华,耿宝林,王 强(151)
压裂气举排液、测试、求产一体化技术研究与应用	张华春,周 华,冯金梅,杨 辉(156)
高聚物网络凝胶堵水技术试验与应用	李 军(159)
化学助排排水采气技术在兴隆台油田的研究与应用	李 军,冯金海,赵中华,张 伟(163)
人工井壁压裂防砂工艺技术的研究与应用	尹长海,王耀贵,邵本东(167)
含油污泥深度调剖技术研究 with 试验	尹长海,张 伟,王喜林,王耀武(170)
化学冷输降凝防蜡技术的研究 with 试验	范玉平,周 华,赵大鹏,白新宇,李雪松(177)
二氧化氯综合解堵技术	包 琳,凌庆珍,韩 艳(183)
涡流水声发生器增产增注技术试验应用	包丽影,张丽明,申 颖,李雪松(188)
提高抽油机井系统效率研究	杜宇恒,邵本东,李维一(191)
兴隆台油田提高采收率配套工艺技术	范玉平,冯永明,田 琨,赵中华(194)
水平井井下作业技术初探与实践	范玉平,魏秉奎(200)
射孔新技术应用效果分析与评价	侯庆军,张继东(207)
油层堵塞机理研究与现场应用	蹇晓云,张朝辉,王耀贵,沙建辉(212)
泡沫排水采气技术研究 with 应用	李劲松(218)
荣兴、大平房油田清防蜡技术应用及效果评价	隋国明,康继东(221)
电位法监测压裂裂缝技术及应用	汤学志,任宝成(227)
螺杆泵抽油杆柱受力分析	陶惠明,王 东,黄 稚,董晓玉(232)
改性石蜡选择性堵水技术研究 with 试验	王亚金,马庆军,赵大鹏(236)
减载深抽技术在兴隆台油田的应用	魏金乾,王 强,彭龙华,张荣刚(240)
机械分层找堵水技术的应用	魏向东,丁 旻,曲 建,白新宇(244)
气井防砂工艺研究 with 应用	徐 滨,田 军,杜 爽,陈新华(248)
双重震源震动解堵技术	杨军峰(252)
油井机械及复合解堵技术的应用	张 力,赵大鹏,彭龙华,陈贵民(255)

综 合

Web 部件在兴隆台采油厂门户安全管理中的应用	崔米娜,甄亚丽(259)
Surfer 软件在石油地质研究中的一些应用	孙立勋,刘连杰,魏金乾(262)
Microsoft.NET 在油田生产程序中的应用	王 刚,张丽杰(266)

兴隆台古潜山有利目标评价及井位部署

石忠仁,蔡 红,汪桂春

(中油辽河油田公司兴隆台采油厂,辽宁 盘锦 124010)

摘要:兴隆台城区三维地震由于震源能量不足及覆盖次数低等原因造成资料品质较差,长期以来受资料方面的限制,造成基底结构认识不清。兴隆台古潜山大部分井为 20 世纪 70 年代所钻探,存在着钻井工艺、完井方式、试油制度不完善及测井资料不全等严重问题。本次工作主要针对兴北古潜山所存在的地质问题和技术难点,进行古潜山形成机制、构造演化、古潜山结构、潜山储层分类和评价及古潜山油气成藏条件研究,发现和落实圈闭 4 个,面积 2.6km^2 ,圈闭资源量 $540 \times 10^4\text{t}$,建议部署井 3 口,取得显著成果。

关键词:潜山构造;构造演化;潜山成藏;储层特征;潜山油气藏;有利圈闭

1 概 况

兴北古潜山构造位置处于辽河坳陷西部凹陷中段兴隆台潜山主体部位。北起兴 246 井,南到兴 414 井,西起兴 4 井,东到冷 7 井,面积约 40km^2 。

2 潜山构造特征及构造演化

2.1 潜山构造特征

本区的基底构造和盖层构造上下继承性较好,总体构造格局是呈北高南低的南倾鼻状构造形态,由于东西向断层的活动,自下而上构造格局略有变化。

潜山顶界构造图表明,兴隆台潜山是个背斜古隆起,在此基础上,经构造运动、风化剥蚀共同作用,该潜山被断层切割破碎而形成的潜山断块群。该潜山主要受 2 条大断层(1 号、2 号断层)控制,断层走向为近东西向掉向相背,使太古界基底及中生界地层形成近东西向展布的地垒山,东西长约 6km ,南北宽约 3km (图 1)。

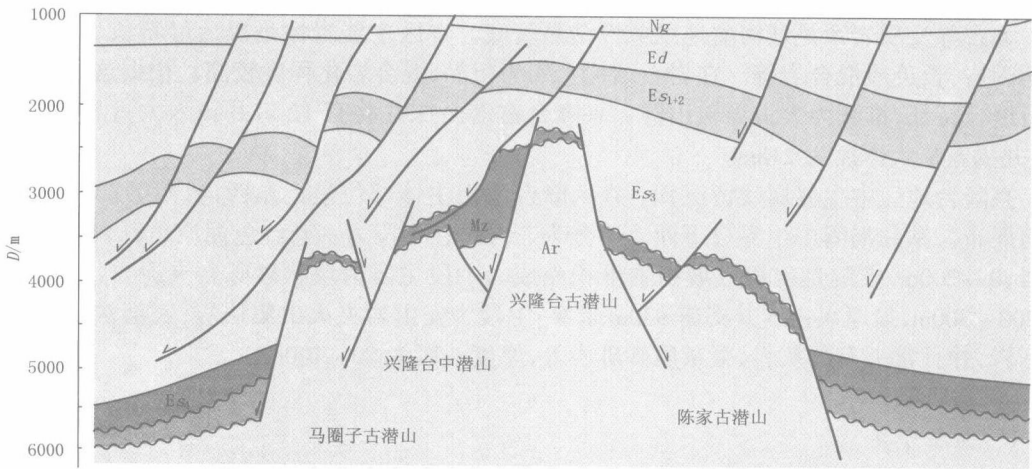


图 1 兴马潜山地质解释剖面

2.2 构造演化及对潜山成藏的影响

兴隆台潜山在前第三系属于中央凸起的一部分,长期暴露地表,以风化剥蚀作用为主。在中生界沉积前太古界结晶基底经长期风化剥蚀作用和多期构造运动造就了太古界的古地貌山形态。中生界的沉积具有填平补齐作用,其厚度变化受太古界基底构造形态所控制,在构造高地附近沉积较薄,在构造低洼处沉积较厚。在中生界沉积之后又经历了长期风化剥蚀,从而形成了太古界和中生界双层结构的古地貌山。古地貌为古潜山圈闭的形成提供了良好储层条件,也为沙三期披覆构造的形成奠定了基础。

下第三系沙四时期,基本上保持着上一阶段的构造地貌轮廓。兴隆台潜山仍属于中央凸起的风化剥蚀区,在其西侧受兴隆台西断层的控制沉积了沙四段地层。

沙三沉积时期,由于边界大洼断层的强烈拉张、断陷使兴隆台潜山与中央凸起分离,并不断地大幅度深陷淹没于水下,接受了沙三段深湖相沉积。在北东向大洼断层与兴隆台西断层的控制下形成了兴隆台潜山带。强烈的构造运动也使得潜山构造裂缝发育,潜山储层物性得到进一步改造。

沙一、二至东营期,构造活动由深陷转为断坳期,早期断层已基本停止活动。晚期构造应力性质改变,以走滑挤压作用为主,形成了与早期不同的另一套断裂系统,从而形成了兴隆台晚期的断裂背斜构造。故此阶段构造活动对潜山的影响,主要表现为随着地层的沉积而使潜山埋深进一步加大,随着南部清水洼陷的不断深陷潜山带南倾的幅度不断增加。而东营期已开始进入排烃高峰期,沙河街组油气沿断面和不整合面运移至潜山圈闭成藏。

馆陶期至今的坳陷阶段对潜山形成基本影响不大,只是埋深增加。

3 潜山储层特征

3.1 潜山双层结构

兴隆台潜山具有双层潜山结构,主要表现在,潜山岩性主要由太古界结晶基底和上覆中生界沉积岩、火山岩类构成。太古界主要为混合岩、变质岩;中生界则由正常沉积岩类、火山岩、火山碎屑岩等组成。

3.2 潜山岩性特征

太古界变质岩系是辽河盆地区域性结晶基底。本区主要岩性是黑云母斜长片麻岩,斜长角闪岩,长英质混合岩等。在岩石结构上均为粗晶,混合岩化程度较高。根据这套地层的岩石组合特征,推测为太古界鞍山群。兴隆台古潜山探井共有 12 口井钻入太古界,其中兴 603 井揭露最大厚度为 218m。

兴隆台地区中生界属残留沉积。在兴隆台潜山主体部位呈近东西向,然后向西转为南西向展布。钻井揭露中生界自下而上可分为三段。在下段为一套红色泥质角砾岩或红色泥砾岩,0~200m,推测是残积或坡积物堆积而成。中段主要为块状砂砾岩夹泥岩,厚度一般为 200~300m,最厚兴古 5 井揭露 930m 未穿;上段为安山岩夹火山集块岩,底部常见到火山角砾岩,并且常夹有凝灰岩、凝灰质砂砾岩等,厚度一般为 20~140m。

3.3 储层特征

3.3.1 储层分类

根据岩心观察、镜下薄片、电镜的分析,将潜山的储集层及非储集层进行了分类,划分出了沉积岩、火山岩及其相关岩石、变质岩 3 大类。根据含油性、物性及孔隙条件综合分析,再

细划分出了 6 种储集岩、4 种非储集岩。

3.3.2 储集岩分布及评价

根据储集岩宏观、微观及含油性分析,对构成储集岩的六种岩石特征进行描述、评价。太古界相对比较单一,以混合岩和具有混合岩化的岩石为 I 类储集岩。中生界则以火山角砾岩、集块岩为 I 类储集岩。

3.3.3 储集空间

太古界块状结晶变质岩中,储集空间比较简单,以构造裂缝及溶蚀缝、孔为主。

中生界由于成因复杂,岩石类型多,储集空间复杂且多样化。火山角砾岩在喷发物堆积过程中,由于原始砾间孔隙较大,虽然火山喷发后受硅、钙质物质的充填,但受长期的风化溶蚀作用下,使中性火山熔岩及其碎屑岩类易于溶蚀,从而使砾间孔隙重新扩大,成为大型砾间缝及砾间溶蚀孔、洞为代表的储集空间。安山质角砾岩中斜长石微晶间缝遭溶蚀,形成密集的晶间溶蚀缝及近三角状晶间孔。因此,砾内晶间缝和大型砾间缝、溶孔、洞相连呈不同形状或不规则的储集空间。

4 潜山油气藏类型及特征

4.1 潜山油气藏类型

兴马地区潜山油气藏在层系上分为太古界、中生界;按圈闭成因类型可分为太古界变质岩地貌—断块型潜山、断块型潜山,中生界火山岩岩性断层和砂岩岩性—断块型油气藏;按油气水特点又可分为太古界块状油气藏、中生界层状油气藏。

按目前的钻探资料表明,太古界油层埋深 2500 ~ 3600m,中生界油层埋深 2194 ~ 3300m。另外,太古界、中生界油水关系十分复杂,兴 68 井生产时间在 20a 以上,只累计产水 1600m³,表明水体活动性差(不活跃);中生界油气水关系更加复杂,储层类型多,油层埋深变化大,具有层状边水油气藏的特点。在潜山油气藏中,均有气层存在。在中生界是以“气顶”的形式出现的,因此,兴隆台潜山在钻探过程中发现了高压异常带,压力系数高达 1.26。

4.2 潜山油气成藏条件

4.2.1 发育多层系油气源岩,油气资源丰富

始新世晚期,盆地的区域拉张作用以大洼断裂的剧烈活动和下降盘的深陷为特征。沙四时期,湖盆面积较小,水体较浅,在前第三纪剥蚀和残留中生界地貌的基础之上,沙四段呈超覆沉积。兴隆台潜山主体沙四期为剥蚀区,而在陈家洼陷和清水洼陷区逐渐显现出了洼陷的特征。

沙三期,大洼断裂的剧烈活动和下降盘的深陷,导致了湖盆水体加深,因此,沙三段沉积了巨厚泥岩。这时期,以块断和古隆起翼部的断层活动为主,且具有继承和同生断裂的基本特征,所以在陈家和清水洼陷区逐渐形成了沉积中心,而兴隆台潜山主体沙三段的地层厚度较薄,构成了兴隆台披覆构造。

始新世晚期沉积的沙三、沙四段巨厚的泥岩(揭露最厚 1100m, 冷 97 井)富含有机质。由于清水洼陷目前尚无井揭露沙四段,仅以陈家洼陷生油岩指标分析表明,沙四段是好的生油岩,沙三段为较好生油岩。沙四段虽然属于好的生油岩,但其有效生油岩厚度薄、分布面积小,按其贡献应属于重要生油岩,而沙三段虽是较好生油岩,但其有效生油岩厚度大、分布面积广,是兴马地区主要的生油岩。适宜的水体条件,温暖潮湿的气候条件和以还原环境为

主的埋藏条件,决定了深层烃源岩有机质丰度高、母质类型好。沙三段、沙四段烃源岩均达到了好—较好生油岩标准,生烃潜力大。对大于 3500m 的深层而言,烃源岩基本处于成熟—过成熟演化阶段,具有完整的烃源岩演化系列,可生成油、轻质油、凝析油、湿气—干气等多种相态的烃类,为深层各种类型油气藏的形成奠定了坚实的物质基础。

4.2.2 特殊的构造背景决定了非常有利的油气聚集条件

兴隆台潜山位于洼陷中央,距离东侧的中央凸起只有 5.0km,距离两侧剥蚀区 12.0km,因此兴隆台潜山属于相对独立的构造单元,西、南、北侧是沙三段沉积最厚的地区,与生油岩直接接触,构造背景有利,具备最有优势的油气聚集条件。

4.2.3 潜山双层结构与裂缝发育使潜山具有较好的储集条件

潜山具有太古界和中生界双重储层结构,且具有各自的风化壳,均具有较强的储集能力,主力储集层为太古界混合花岗岩、中生界火山角砾岩和砂砾岩。

4.2.4 油气成藏的有利条件

早期形成的圈闭与分阶段的断裂活动是潜山油气成藏的关键因素。目前发现的油气藏均为沙三或沙三期以前形成的,为早期构造活动的产物。

4.2.5 优越的生储盖组合是油气成藏和富集的关键

兴隆台潜山的特点之一就是生油岩和盖层为一体,沙三段披覆在中生界或太古界潜山之上,巨厚的泥岩包围着潜山,为油气藏的保存提供了必要的条件,这也是潜山成藏的先决条件。兴隆台潜山油气成藏的优越条件在于生储的有利配置和运移通道的多样化。

5 有利圈闭综合评价

本次综合评价主要为太古界、中生界潜山,发现落实 4 个有利圈闭,面积 2.6km²,资源量 540 × 10⁴t,建议部署 3 口评价井。

兴隆台潜山以产量高、压力高、埋藏浅而闻名,目前仍有井在正常生产。兴隆台潜山的发现为太古界变质岩、中生界火山岩、沉积岩潜山的勘探提供了宝贵的经验,特别近年完钻的兴古 5、兴古 7-1 井在中生界砂砾岩中获工业油流,太古界、中生界潜山成为重要的勘探目标(表 1)。经研究表明,在潜山主体范围内,寻找风险较小且有望获得一定产能的断块作为勘探目标。

表 1 圈闭描述评价综合表

序号	圈闭名称	圈闭要素					预测油层厚度 /m	资源量 /10 ⁴ t	储层评价	油源条件	盖层条件	落实程度	风险性	评价级别
		层位	类型	面积 /km ²	顶深 /m	幅度 /m								
1	兴古 4 块	Ar	潜山	0.5	2650	50	150	225	孔隙—裂缝型	侧向	良	落实	大	I
2	兴古 5 块	Mz	潜山	0.5	2250	50	50	75	中孔低—特低渗	侧向	良	落实	小	I
3	兴 237 块	Mz	潜山	0.8	2600	200	50	120	中孔低—特低渗	侧向	良	落实	小	I
4	兴 210 块	Mz ₂	潜山	0.8	2400	350	50	120	中孔—低渗	侧向	良	落实	小	I
合计				2.6				540						

5.1 太古界潜山圈闭

兴古 4 块为近东西向、北东向和北西向断层夹持所形成的断块,以北东向和北西向断层面上倾方向遮挡,为地层南倾的断鼻形态潜山圈闭。太古界潜山顶界埋深 2650m,幅度 50m,

圈闭面积 0.5km^2 。建议在该块高部位部署 1 口评价井。

5.2 中生界圈闭

中生界共有 3 个圈闭:兴 210 块、兴 237 块、兴古 5 块。

(1) 兴 210 块位于兴 213 块下盘,由 2 条东西向北掉断层夹持,形成长条状断块圈闭。构造高点位于兴 210 井附近,顶点埋深 2400m,幅度 400m,面积 0.8km^2 。建议在该块部署 1 口评价井(该块已报探明储量面积 0.4km^2)。

(2) 兴 237 块位于兴古 4 块下盘,面积 0.8km^2 ,幅度 100m,中生界顶界 2600m。由 4 条断层围限形成的地层东倾的断鼻形圈闭,评价为 II 类圈闭。

(3) 兴古 5 块位于兴 213 块下降盘,面积 1.5km^2 ,幅度 100m,中生界顶界埋深 2350m。该块低部位钻探的兴 87 井,钻至中生界未穿,共解释低产油层 33.2m,4 层。后因工程事故未试油;兴古 5 井在中生界解释油层 7 层,43.1m,低产油层 26 层,163.5m,试油获得工业油气流。因此推测兴 66 块上倾部位含油性变好。中生界储层为火山角砾岩、砂砾岩,物性较好。该块是比较现实的获高产的区块,建议在该块部署 1 口评价井。

6 结 论

(1) 构造特征研究,兴隆台潜山受兴 94 北、兴 501—兴 19 两条东西向掉向相反的断层控制,形成东西向展布的地垒山。

(2) 通过储层特征研究认为,兴隆台潜山物性好的储集层岩性主要为太古界混合花岗岩、中生界火山角砾、火山岩等,以砾间缝、孔、洞,构造裂缝,残余粒间孔、溶蚀缝等构成了潜山的主要储集空间。

(3) 太古界为底水块状油气藏,油水界面在 4300m 左右;中生界为层状油气藏。

(4) 发现和落实圈闭 4 个,面积 2.6km^2 ,圈闭资源量 $540 \times 10^4\text{t}$ 。建议部署井 3 口。

参考文献

- [1] 黄竹安,等. 兴隆台油田——中国陆相大油田[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
- [2] 侯振文,等. 辽河盆地太古界变质岩储层特征研究[A]. 辽河油田勘探与开发(勘探分册)[C]. 北京:石油工业出版社,1997.
- [3] 高瑞琪,赵政璋,等. 渤海湾盆地隐蔽油气勘探. 中国油气新区勘探第三卷[M]. 北京:石油工业出版社,2001.

兴隆台油田天然气剩余储量分布研究

石忠仁,李 玮,胡金平,屈丰君

(中油辽河油田公司兴隆台油田,辽宁 盘锦 124010)

摘要:通过对兴隆台油田各主力产气区平面及纵向储量动用程度统计和分析,确定了兴隆台、黄金带、荣兴Ⅱ、热河台等 12 个油田的天然气开发状况及剩余储量分布,为下步天然气挖潜提供了方向。

关键词:天然气;采出程度;剩余储量;兴隆台油田

前 言

兴隆台油田各主力产气区均已进入开采中后期,产量大幅度下降。随着对气藏特征认识的深入,进一步明确了天然气剩余储量的分布状况,为天然气生产决策及下步挖潜夯实了物质基础,为保证兴隆台油田天然气持续稳产提供较可靠的地质依据。

12 个油田中可采储量采出程度达到 85% 以上的有 6 个,50% 以上的有 2 个,只有 4 个油田在 50% 以下。天然气地质储量最大的兴隆台和黄金带油田作为兴隆台油田天然气生产的主产区,采出程度均在 85% 以上。通过对兴隆台油田各油田主力产气区平面及纵向储量动用程度的调查和统计,将剩余储量细分到各油田(主力油田细分到开发单元)的各个层系,为下步天然气挖潜奠定了基础。

1 储量动用

1.1 兴隆台油田

1.1.1 油田概况

兴隆台油田于 1971 年 9 月正式投入开发,累计生产 35a,投产气井 173 口,上报天然气探明地质储量 $170.80 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。已开发含气面积 24.10 km^2 ,地质储量 $169.73 \times 10^8 \text{ m}^3$,可采储量为 $205.71 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。目前气井总井数为 113 口,开井 62 口,日产气 $31.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均单井日产气 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,累计产气 $125.42 \times 10^8 \text{ m}^3$,采气速度 0.68%,采出地质储量的 73.89%,采出可采储量的 95.03%。

1.1.2 气层分布

兴隆台油田气层主要分布于东营组、沙一中、沙一下及沙三、沙四段和古潜山地层中。共发育 56 条断层,其中 9 条为三级断层,其余为四级断层。断层将兴隆台油层切割成 6 个断块区,由北向南依次为兴 58、兴 20、兴 1、兴 42、马 7 和马 19 断块区,并进一步划分为 54 个四级断块。

沙四段+古潜山:沙三段生油侧向运移形成的新生古储块状气顶油藏,主要分布在兴 20 断块区。油气分布受古地貌控制,高部位油气富集,集中分布于 2500m 以上。气藏埋深 2220~2380m,气层厚度及单井产量受裂缝发育程度的影响。

沙一下:主要受构造控制形成的断裂背斜油气藏,油气层厚,连通性好,分布面积广。气藏埋深 1600~2680m,不同断块气层富集程度及气油界面不同。断块内气层分布主要受构

造控制,其次受储层分布及物性控制,纵向上形成多个岩性构造气藏,其中 s_{1F}^{1-3} 砂组气层主要分布于兴 20 区, s_{1F}^{4-5} 砂组气层主要分布于兴 20 和兴 1 区块。

沙一中:油气藏具有层薄、分布面积广的特点,气藏均深 1500 ~ 2500m。北部气藏分布受断块控制,不同断块油气层发育程度不一,南部气藏分布受岩性控制。 $s_{1中}^{1-5}$ 组气层主要分布于兴 20 区和兴 1 区, $s_{1中}^{5-7}$ 组气层各区块均有分布, $s_{1中}^{8-10}$ 组气层主要分布于兴 42 区块以北地区。

东营组:为次生层状气藏,具有北气南油、含油气井段长、含油气层多、单层厚度小、连通性差的特点。气藏分布受构造和岩性的双重控制,为构造—岩性气藏。

以单井产气量为基础,气层采出量包括气层气和气串气两部分,平面上以四级断块为单元,纵向上以 d 、 $s_{1中}^{1-2}$ 、 $s_{1中}^{3-4}$ 、 $s_{1中}^{5-6}$ 、 $s_{1中}^{7-8}$ 、 $s_{1中}^{9-10}$ 、 $s_{1下}^{1-2}$ 、 $s_{1下}^{3-4}$ 、 $s_{1下}^{4-5}$ 、 $s_{1下}^{6-9}$ 、 $s_{1下}^{10-12}$ 为计算单元,共划分天然气计算单元 112 个,古潜山油藏划分 1 个计算单元。最终在平面上按 6 个断块区,纵向上以 d 、 $s_{1中}$ 、 $s_{1下}$ 、 s_3 、 s_4 + Ar 分 17 个单元计算、评价兴隆台油田剩余可采储量。

1.1.3 剩余储量分析

通过对兴隆台油田各断块剩余天然气储量分析(表 1):兴 20 区 $s_{1中}$ 、 $s_{1下}$,兴 1 区 $s_{1中}$ 、马 19 区 $s_{1下}$ 及马 7 区动用程度较高,储量已枯竭;马 19 区 d 虽然基本未动用,但为岩性气藏,

表 1 兴隆台油田区块剩余储量统计

断块区	层位	面积 /km ²	地质储量 /10 ⁸ m ³	可采储量 /10 ⁸ m ³	采出量 /10 ⁸ m ³	剩余地质储量 /10 ⁸ m ³	可采储量 /10 ⁸ m ³	采出程度/%	
								地质	可采
兴 20	d	6.90	28.58	15.16	13.70	14.88	1.46	47.94	90.37
	$s_{1中}$	3.10	7.81	5.52	8.28	-0.47	-2.76	106.02	150.00
	$s_{1下}$	7.50	34.11	24.13	27.09	7.02	-2.96	79.42	112.27
	s_3					13.47			
	s_4		15.50	13.44	2.21	13.29	11.23	14.26	16.44
	小计		86.00	58.25	64.74	21.26	-6.49	75.28	111.14
兴 1	d	9.00	24.97	17.32	11.25	13.72	6.07	45.05	64.95
	$s_{1中}$	4.50	17.86	13.17	14.75	3.11	-1.58	82.59	112.00
	$s_{1下}$	2.50	7.79	5.39	3.44	4.35	1.95	44.20	63.88
	小计		50.62	35.88	29.44	21.18	6.44	58.16	82.05
兴 42	$s_{1中}$	0.90	2.90	2.24	1.68	1.22	0.56	57.98	75.06
	$s_{1下}$	1.60	6.29	5.37	3.52	2.77	1.85	55.98	65.58
	小计		9.19	7.61	5.20	3.99	2.41	56.61	68.37
兴 58	$s_{1中}$	0.50	1.27	0.95	0.55	0.72	0.40	43.18	57.73
	$s_{1下}$	0.10	0.18	0.14	0.66	-0.48	-0.52	365.32	469.69
	小计		1.45	1.09	1.21	0.24	-0.12	83.17	110.64
马 19	d	0.30	0.52	0.34	0.01	0.51	0.33	1.92	2.94
	$s_{1中}$	0.80	1.77	1.38	1.38	0.39	—	77.97	100.00
	$s_{1下}$	2.20	17.84	11.63	16.30	1.54	-4.67	91.39	140.19
	小计		20.13	13.35	17.69	2.44	-4.34	87.90	132.54
马 7	d	0.30	0.24	0.16	0.17	0.07	-0.01	72.21	108.31
	$s_{1中}$	1.00	1.42	1.00	1.40	0.02	-0.40	98.86	140.38
	$s_{1下}$	0.40	0.65	0.42	0.99	-0.34	-0.57	153.01	236.80
	小计		2.31	1.58	2.57	-0.26	-0.99	111.33	162.76
合计		24.90	169.70	117.76	120.85	48.85	—	71.22	102.63
试采油产量					4.20				
油田 + 试采油产量		24.40	169.73	131.98	125.06	44.67	6.92	73.68	94.76

规模较小,开发价值有限;动用程度较低的主要有兴 1 区 d 、 $s_{1下}$,兴 20 区 d 及兴 42 区 $s_{1中}$ 、 $s_{1下}$,为兴隆台油田天然气剩余储量富集区。但区内仅兴北地区就有 157 口井曾经进行生产,有 62 口井为预留井,导致区内气层采出状况不清,剩余储量分布有待进一步落实。

1.2 黄金带油田

1.2.1 概况

黄金带油田 1971 年主体断块投入开发,投产气井 44 口,上报天然气探明地质储量 $50.44 \times 10^8 \text{ m}^3$,已开发部分含气面积 5.30 km^2 ,地质储量 $47.99 \times 10^8 \text{ m}^3$,可采储量 $26.45 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。目前气井总井数为 22 口,开井 6 口,日产气 $1.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,累计产气 $22.58 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{d}$,采气速度为 0.68%,采出地质储量的 47.04%,可采储量的 85.36%。

1.2.2 气层分布

黄金带油田在纵向上从东营组到沙一段发育多套气层,井段长,层位多,发育分散。
东营组:主要为次生气层,气层集中分布,西部主要分布于黄 45—辽 1 一带,东部分布在黄 5 井区各小断块,南部主要分布在红星构造北部红 8—14 井区附近。

沙一上:气层西部主要分布在黄 45—辽 1 井一带,东部黄 5 井区各块,红星构造上零星分布。

沙一中:黄金带油田主力油层,气层分布广,厚度大,气层单井最大厚度达 55.3m(黄 103 井)。

沙一下:气层主要分布在区块西部,黄 25 井最厚,东部与南部零星分布。
黄金带油田气、水分布受多种因素控制,在北部构造高部位以构造控制为主,局部受岩性控制,南部受断块和岩性控制。

1.2.3 剩余储量分析

黄金带油田天然气总采出量较高,达到 47%,接近标定采收率的 55.12%。其中,沙一段各气层采出程度均在 50%以上,而天然气原始储量最多的东营组动用程度 33.0%,相对较低,为黄金带油田下步挖潜重点。天然气剩余储量如表 2 所示。

表 2 黄金带油田剩余储量统计表

层 位	厚度 /m	面积 /km ²	地质储量 /10 ⁸ m ³	可采储量 /10 ⁸ m ³	采出量 /10 ⁸ m ³	剩余地质储量 /10 ⁸ m ³	采出程度/%	
							地质	可采
d	3.06	22.20	10.96	7.23	14.97	3.73	32.58	66.00
$s_{1上}$	2.43	10.17	5.06	5.19	4.98	-0.13	51.00	102.50
$s_{1中}$	1.64	8.55	4.54	8.19	0.36	-3.65	95.76	180.34
$s_{1下}$	0.48	0.55	0.33	0.76	-0.21	-0.43	137.47	229.12
合计	4.60	41.48	20.90	21.36	20.12	—	51.50	102.22
试采油产量				1.15				
油田 + 试采油产量	5.30	47.99	26.45	22.51	25.48	3.94	46.91	85.10

黄金带油田作为老开发区,开发过程中的一些不合理做法也形成了可挖潜目标:不分层系,大井段射开,层间干扰大,累计产量低;开发初期采气工艺技术水平较低,气井出水后即封层上返;要求单井产量高而造成部分层未开发。

1.3 荣兴屯油田

1.3.1 油田概况

荣兴屯油田气藏于 1991 年规模性开发,投产气井 41 口,上报天然气探明地质储量

48.81×10⁸m³,已开发部分含气面积为8.30km²,地质储量为44.73×10⁸m³,标定采收率40.11%,可采储量17.94×10⁸m³。目前气井总井数为18口,开井5口,日产气1.7×10⁴m³/d,累计产气6.86×10⁸m³,采气速度为0.14%,采出地质储量的15.34%,可采储量的38.24%。

1.3.2 气层分布

荣兴屯油田在沙三段、沙一段、东营组共发育3套含气层系:沙三段气层分布在南部荣37断块,集中于上部,气层平面上厚度变化大,高部位气层发育;沙一段气层在荣6、荣22、荣28块零星分布,气层较薄,单井横向变化大,连通性差,多为透镜体,呈零星分布;东营组气层为主力含气层系,分布范围广,气层厚度大。分布于荣兴屯背斜带的荣7—37、荣28、荣6等块,气层纵向分布井段长,单层厚度小,连通性差。气层分布受构造、岩性控制,气层平面变化大,连通程度差。

1.3.3 剩余储量分析

2002年对荣兴屯油田重新核算储量,由于原含油面积内完钻的井无气层及老井试油不出,结合大量投产资料重新划分气层有效厚度,使老井、新井气层厚度减小,地质储量减少11.05×10⁸m³,可采储量减少4.07×10⁸m³。

分析该油田气井生产数据,具有产量递减快、气藏压力下降快、自喷时间短、单井累计产气量低、气层分布范围小、采出程度低等特征。

荣兴屯油田东营组累计产气5.33×10⁸m³,沙一段累计产气0.27×10⁸m³,沙三段累计产气0.99×10⁸m³,沙一段、沙三段采出程度较高,分别为46.27%、34.22%,而东营组仅为17.63%,具有较大潜力。剩余储量统计(表3):东营组气层在荣7—37、荣28、荣6块分布范围广,地质储量大,气井动用率也较高,剩余可采储量大;沙一段天然气规模小,气层零星分布,储量枯竭;沙三段气层主要分布在荣37块,剩余可采储量0.44×10⁸m³,尚有一定潜力。

表3 荣兴屯油田剩余储量统计

层位	厚度 /m	面积 /km ²	地质储量 /10 ⁸ m ³	可采储量 /10 ⁸ m ³	采出量 /10 ⁸ m ³	剩余地质储量 /10 ⁸ m ³	采出程度/%	
							地质	可采
d	6.03	30.21	12.19	5.33	24.88	6.86	17.63	43.69
s ₁	0.37	0.58	0.25	0.27	0.31	-0.02	46.27	107.35
s ₁₃	1.12	2.89	1.43	0.99	1.90	0.44	34.22	69.16
合计	6.33	33.68	13.87	6.58	27.10	7.29	19.55	47.47
试采油产量				0.25				
油田+试采油产量	8.30	44.73	17.9	46.83	37.90	11.11	15.27	38.07

1.4 热河台油田

1.4.1 概况

热河台油田1976年辽11井试油发现沙一段气层后,投产气井35口,上报天然气探明地质储量20.72×10⁸m³,已开发含气面积4.90km²,地质储量20.21×10⁸m³,标定采收率为41.66%,可采储量为8.42×10⁸m³。目前气井总井数为21口,开井3口,日产气0.2×10⁴m³/d,累计产气4.69×10⁸m³,采气速度为0.04%,采出地质储量的23.18%,可采储量的55.64%。

1.4.2 气层分布

热河台油田气层分布主要受构造和岩性双重控制,多分布于构造高部位,无统一的气油

和气水界面,平面上相互叠加连片,横向上连通性差,为构造—岩性气藏。

1.4.3 剩余储量分析

剩余储量分析表明,热河台油田天然气剩余储量主要集中于沙一下和沙二段(表4)。

表4 热河台油田剩余储量表

层位	厚度 /m	面积 /km ²	地质储量 /10 ⁸ m ³	可采储量 /10 ⁸ m ³	采出量 /10 ⁸ m ³	剩余地质储量 /10 ⁸ m ³	采出程度/%	
							地质	可采
s _{1L}	0.20	0.72	0.22	0.47	0.25	-0.25	64.86	212.28
s _{1中}	1.90	6.09	1.83	1.63	4.46	0.20	26.70	88.85
s _{1下}	2.10	5.67	1.82	1.70	3.97	0.12	30.02	93.51
s ₂	0.80	2.06	0.62	0.40	1.66	0.22	19.25	63.96
s _{3L}	1.70	6.18	3.13	0.01	6.17	3.12	0.19	0.37
合计	4.80	21.65	8.57	4.20	17.45	4.37	19.41	49.04
试采油产量				0.49		—		
油田+试采油产量	4.90	20.21	8.42	4.69	15.53	3.74	23.18	55.64

1.5 大平房油田

1.5.1 油田概况

大平房油田于1965年首钻辽1井获工业气流,投产气井5口,上报天然气探明地质储量 $9.91 \times 10^8 \text{ m}^3$,已开发部分含气面积 3.10 km^2 ,地质储量 $8.58 \times 10^8 \text{ m}^3$,标定采收率为39.86%,可采储量为 $3.42 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。目前气井总井数为2口,均关井。累计产气 $1.34 \times 10^8 \text{ m}^3$,采出地质储量的16.0%,可采储量的39.0%。

1.5.2 气层分布

大平房油田有s₁、d、Nm共3套含油层系:s₁气层较少,分布在构造相对高部位;d气层分布相对集中,分布在大平房断层两侧,为构造岩性气藏;Nm组仅有气层,分布较分散,多为薄层,单井厚度小,平面变化大,为岩性气藏。

1.5.3 剩余储量分析

大平房油田开发以来仅投产气井7口,投产段均为东营组,东营组可采储量 $2.92 \times 10^8 \text{ m}^3$,已采出 $1.34 \times 10^8 \text{ m}^3$,剩余储量占油田的67%,Nm和s₁段尚未进行开采,剩余可采储量 $0.77 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

1.6 其他油田

(1)榆树台地区投产气井13口。上报天然气探明地质储量 $1.50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。已开发部分含气面积 0.90 km^2 ,地质储量 $1.50 \times 10^8 \text{ m}^3$,标定采收率30.67%,可采储量 $0.46 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。目前气井总井数11口,开井6口,日产气 $3.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,累计产气 $0.42 \times 10^8 \text{ m}^3$,采出地质储量的28.0%,可采储量的91.1%。d、s₁剩余储量较多。

(2)双东地区投产气井7口。上报天然气探明地质储量 $8.12 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。已开发部分含气面积 2.50 km^2 ,地质储量 $8.12 \times 10^8 \text{ m}^3$,标定采收率65.27%,可采储量 $5.30 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。目前气井总井数2口,开井2口,日产气 $1.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,累计产气 $4.91 \times 10^8 \text{ m}^3$,采气速度0.70%,采出地质储量的60.47%,可采储量的92.64%。含气层位为s₃,气层埋藏较深,多在2700~3000m,剩余可采储量较小。