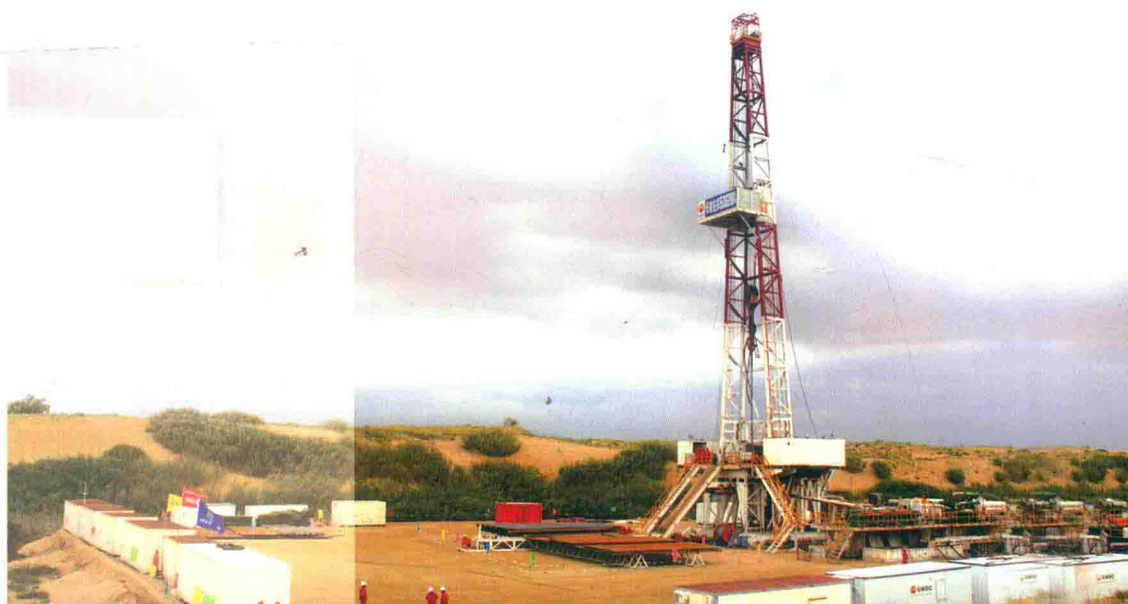




致密砂岩气藏 水平井高效开发技术

——苏里格气田苏53区块开发实践

■ 刘乃震 著

Horizontal Well Technologies for Tight Gas Reservoir Development
——Development Practice of Block Su-53 in Sulige Field



石油工业出版社

致密砂岩气藏水平井 高效开发技术

——苏里格气田苏 53 区块开发实践

刘乃震 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书系统总结了苏里格气田苏53区块水平井开发的地质认识、开发部署与水平井钻井、储层改造等工程工艺配套技术及其开发实践,阐述了水平井整体开发致密砂岩气田的新思路、新理论与创新做法,对苏里格及同类致密砂岩气田的开发具有一定的指导意义。

本书适合于从事油气田开发的技术人员、科研人员、管理人员和相关高等院校师生学习参考。

图书在版编目(CIP)数据

致密砂岩气藏水平井高效开发技术:苏里格气田苏53区块开发实践 / 刘乃震著. —北京:石油工业出版社, 2017. 12

ISBN 978 - 7 - 5183 - 2423 - 1

I. ①致… II. ①刘… III. ①致密砂岩—砂岩油气藏—水平井—石油开采 IV. ①TE355.6

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2017)第 320436 号

出版发行:石油工业出版社

(北京朝阳区安华里2区1号 100011)

网 址:www. petropub. com

编辑部:(010)64523533 图书营销中心:(010)64523633

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2017年12月第1版 2017年12月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:20.75

字数:530千字 印数:1—1000册

定价:138.00元

(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

序

苏里格气田位于鄂尔多斯盆地北缘,是迄今为止我国陆上发现的最大的整装气田,以“低渗、低压、低丰度”著称,属于典型的致密砂岩天然气气藏。受地质和工程技术等因素的影响,苏里格气田开发经历了7年艰苦卓绝的技术攻关,建成迄今中国产气量最高的气田。其中,水平井开发的探索与实践,是解放思想、大胆创新、锐意进取的典型案列,对推动苏里格气田的高效开发起到了重要作用。

水平井是提高油气藏动用程度和单井产量的有效技术手段。但是,常规水平井在“三低”的苏里格气田开发效果不理想。长城钻探工程有限公司作为苏里格气田“5+1”风险作业者之一,率先开展了水平井多段压裂技术攻关和现场试验,首口井初期日产气量是周围直井的6倍,取得了重大突破。进而又率先实施了苏53区块水平井整体开发先导试验,用38口水平井就建成了 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能,开创了国内致密砂岩气藏水平井整体开发的先河。苏53区块采用水平井多段压裂整体开发方式,2013年建成了 $20 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气生产能力。与原直丛井开发方案相比,产能建设规模翻了一番,少钻直井和定向井336口,采收率提高16.3个百分点,节省了大量的工程费用和生产成本,显著提高了经济效益。截止到2016年底,苏53区块累计投产水平井175口,外输商品气 $91.4 \times 10^8 \text{ m}^3$,实现了持续稳产。在产能建设过程中,他们还率先开展丛式水平井组工厂化批量钻井和压裂试验,创新发展了丛式水平井平台优化部署、三维井眼轨道优化设计与控制、钻机平移、双水平井同步体积压裂等关键技术,建立了工艺流程、技术模板和操作规程,当年完成部署、建产和投产,在一个平台上实现了钻井、压裂、试气、采气作业“四同时”,大幅度提高了作业效率,同比钻井周期缩短了45.2%,压裂作业时间缩短了63.9%,创造并保持单钻机年度“八开八完”水平井的钻井纪录。苏53区块是致密砂岩气藏水平井开发的典范,为苏里格气田高效开发做出了重要贡献。截止到2016年底,苏里格气田有8个含气富集区块实施水平井开发,投产水平井数占气田投产井总数的12.6%,水平井日产量占气田总日产量的35.5%,开创了水平井高效开发致密砂岩气藏的可喜局面。

本书回顾了长城钻探工程有限公司在苏里格气田风险作业区块的开发建设历程。从苏10区块直井开发,到苏11区块的丛式井开发,再到苏53区块水平井整体开发,展示了风险作业者积极探索,勇于实践的精神风貌。特别是致密砂岩气区块水平井整体开发方式,堪称一大创举,当时在国内外都不多见。书中叙述了致密砂岩气藏甜点评价、水平井网整体部署、钻完井工程设计、水平井多段压裂方案与施工设计、地面工程设计等系统工程,以及三维地质建模、优快钻井、随钻地质导向、水平井完井、段内多缝体积压裂、工厂化作业等关键技术。特别是苏53区块地质工程一体化的开发理念,用工程技术手段提高单井产量,提高采收率,提高经济效益的技术路线,对我国非常规天然气开发具有积极的借鉴意义。

我国非常规油气资源丰富,开发潜力巨大。苏 53 区块水平井整体开发的成功案例,为我国非常规油气开发书写了浓重一笔。让我们瞄准非常规油气资源高效开发的目标,协力攻关,积极实践,努力推动我国非常规油气资源开发取得更大的成绩,为避免或减少“气荒”、“油荒”,保障国家能源安全做出更大的贡献!

胡文瑞

2017 年 12 月 22 日

目 录

第一章 致密砂岩气开发概述	1
第一节 苏里格气田开发概况	2
第二节 长城钻探苏里格气田合作开发之路	5
第三节 苏里格气田水平井开发历程	10
第二章 含气富集区域优选	20
第一节 气藏精细地质描述	20
第二节 精细地震解释	36
第三节 区域优选及储量评价	45
第三章 开发先导试验	53
第一节 区块开发初期概况	53
第二节 试气与试采	54
第三节 先导试验部署与实施	62
第四节 水平井开发配套技术优化	70
第五节 开发先导试验评价	76
第四章 气藏工程设计	87
第一节 三维地质模型的建立	87
第二节 开发部署设计	94
第三节 开发效果评价	116
第五章 水平井快速钻井技术	131
第一节 水平井钻井的难点及问题	131
第二节 水平井优化钻井技术	134
第三节 水平井地质导向技术	158
第四节 井眼轨迹控制技术	169
第六章 储层改造技术	179
第一节 区块储层改造工艺概况	179
第二节 储层改造优化设计	180
第三节 裸眼封隔器多段压裂技术	186
第四节 段内多缝压裂技术	194
第五节 压后返排工艺	204
第六节 压裂效果评估技术	212
第七章 采气工艺技术	226
第一节 生产管柱设计	226

第二节 水合物防治工艺..... 227

第三节 地面节流生产工艺..... 236

第四节 排水采气工艺..... 238

第五节 采气生产管理..... 255

第八章 地面集输工艺..... 259

第一节 地面工程部署背景..... 259

第二节 地面工艺技术优化..... 260

第三节 地面工程系统的运行..... 276

第九章 工厂化作业技术..... 280

第一节 工厂化作业背景..... 280

第二节 工厂化作业方案设计..... 281

第三节 工厂化作业的实施..... 295

第四节 工厂化作业效果评价..... 307

第十章 水平井开发致密气展望..... 310

第一节 对苏 53 区块水平井开发实践的认识 310

第二节 水平井开发致密气藏的适应性与局限性..... 312

第三节 致密气藏开发主体技术及发展趋势..... 318

参考文献..... 325

第一章 致密砂岩气开发概述

20 世纪后期以来,全球经济发展对清洁高效能源的需求不断增加,而全球常规石油天然气可采储量增长乏力,导致能源关注焦点逐渐由常规油气转向以致密砂岩油气、页岩油气、煤层气等为主的非常规油气领域。据美国联邦地质局研究结果,全球非常规油气资源分布广泛,储量巨大,约占总油气资源的 80%。有数据统计,全球页岩气资源量约为 $457 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、致密砂岩气资源量约为 $400 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、煤层气资源量约为 $260 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其中,致密砂岩气(以下简称致密气)开采技术与常规天然气相近,一般开发效益要好于页岩气和煤层气,从而成为非常规气中最为现实的资源。

美国是全球致密气开发最早,也最成功的国家之一。针对致密气储层物性差、储量丰度低、单井控制储量小等开发难题,经过多年的攻关探索,美国在致密气开发上取得了资源评价、地质选区、气藏描述、小井眼钻井、直丛井多层压裂、水平井多段压裂、不加砂压裂、工厂化作业等一系列勘探开发技术的突破,有效地降低了开发成本,致密气产量快速攀升。1980 年,美国致密气产量只占天然气总产量的 2%;从 2000 年起,美国致密气年产量连续 15 年突破 $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$,占天然气总产量的 20% 以上。

我国 1971 年就发现了川西中坝致密气田,但在随后的 20 年里,我国致密气行业一直处于探索阶段,开发进展缓慢。直到 1995—2000 年间,随着鄂尔多斯盆地上古生界天然气勘探取得重大突破,陆续发现了乌审旗、榆林、大牛地、苏里格等致密气田,致密气资源量达到了 $17 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。致密气储量的大规模发现,引起了国内业界对致密气开发的高度重视。从常规天然气到非常规天然气开采,开发理念、主体技术、生产管理等都存在诸多差异,特别是由于开发技术的不配套,致使致密气产量增长缓慢。致密气开发是一项复杂的系统工程和地质工程一体化的探索之路,艰难而曲折。

国内经济发展对清洁能源的需求不断扩大,北美“页岩气革命”掀起全球非常规油气勘探开发的热潮,助推了我国致密气开发的进程。自 2005 年开始,以苏里格气田“5+1”合作(中国石油长庆油田分公司+中国石油五大钻探公司)开发为标志,我国致密气开发进入了快速发展阶段,开发水平不断提升,形成了储量以富集区识别、优快钻井、直丛井多层压裂、水平井钻完井和多段压裂等为主体的开发技术。2010 年,以苏里格气田、四川须家河组为代表的致密气开发见到显著成效,国内致密气开始成为非常规天然气开发的亮点。2012 年,我国致密气产量达到 $320 \times 10^8 \text{ m}^3$,约占全国天然气总产量的 1/3,仅次于美国。2013 年我国致密气产量突破了 $340 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中苏里格气田年产 $240 \times 10^8 \text{ m}^3$,占我国致密气总产量的 73%。截至 2016 年底,苏里格气田累计建井 8201 口,集气站 135 座,配套建成产能 $286.53 \times 10^8 \text{ m}^3$,年集输处理能力 $280 \times 10^8 \text{ m}^3$,成为国内致密气工业的核心区。

从 2005 年到 2016 年的十多年时间里,苏里格致密气田开发先后经历了攻关探索、规模建

产和高效开发等发展阶段,解决了单井控制储量低、开发成本高、经济效益差等开发难题,取得了巨大的成就。这里既有致密气开发理念和技术的不断突破,也有油田公司与钻探企业合作开发体制的持续创新,特别是含气富集区水平井整体开发方式、水平井钻完井与多段压裂技术的突破,为苏里格致密气田实现高效开发提供了强有力的技术支持。

第一节 苏里格气田开发概况

一、苏里格气田概况

苏里格气田行政区域属内蒙古自治区鄂尔多斯市和陕西省榆林市所辖,位于长庆靖边气田西北侧的苏里格庙地区(图 1.1.1)。区域构造属于鄂尔多斯盆地陕北斜坡北部中带,呈北东向南西方向倾斜的单斜构造,垂直于构造线的两端高差约为 385m/100km 左右。区内除有少数鼻状构造外,大都比较平缓。含气层系主要分布在上古生界下二叠统下石盒子组的盒₈段和山西组的山₁段。该气田以“三低”著称,即低压、低渗、低丰度。开发初期受对含气富集区和储层甜点的认识和技术适应性等多方面因素的限制,开发经济效益一直不太乐观。经过合作开发体制和工程技术的创新与实践,苏里格致密气开发取得了重大突破。该气田是中国陆上最大的气田,也是致密砂岩气藏的典型代表,主要有以下几个方面的地质特点。

(1) 气田大面积含气,储量丰度低,平面差异大。

苏里格气田地表为沙漠、草地,仅在陕 56 井至城川以南为黄土塬地貌,地面海拔一般为 1250 ~ 1350m,地形相对平缓,高差 20m 左右。苏里格气田勘探面积为 $5.0 \times 10^{12} \text{m}^3$,其上古生界发育大面积展布的河流三角洲沉积砂体,区域成藏条件、封盖保存条件良好,是有利生烃中心。气田大面积含气,上古生界纵向上多层系含气,丰度一般为 $0.8 \times 10^8 \sim 1.5 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$,平面上不同区域含气丰度差异大,甚至同一区块内的丰度差异高达 2 倍。对比国内四川盆地、松辽盆地、吐哈盆地、塔里木库车盆地、准噶尔盆地、渤海湾盆地等致密气藏,苏里格气田储量丰度明显偏低,属于典型的低丰度—特低丰度气田。

(2) 沉积体系复杂,储层非均质性强,区带间储层差异大。

苏里格气田主力层系为二叠系盒₈段、山₁段储层,是形成于冲积背景下的河流相沉积体系。河道内部结构复杂,隔夹层发育,储层普遍呈低孔、特低渗的特点,非均质性极强。其中,盒₈段储层石英含量高、次生溶孔发育,山₁段储层物性相对较差。

据气田范围内主力含气层系岩心分析统计:气田孔隙度平均为 8.69%,其中,盒₈段孔隙度均值为 8.3% ~ 8.8%,山₁段孔隙度均值为 7.4% ~ 8.3%;渗透率平均值为 0.733mD,其中,盒₈段渗透率均值为 0.714 ~ 0.945mD,山₁段渗透率均值为 0.422 ~ 0.740mD;盒₈段孔渗条件好于山₁段。

平面上,将苏里格气田划为东区、中区与西区 3 个区带。气田储层岩性主要为石英砂岩,

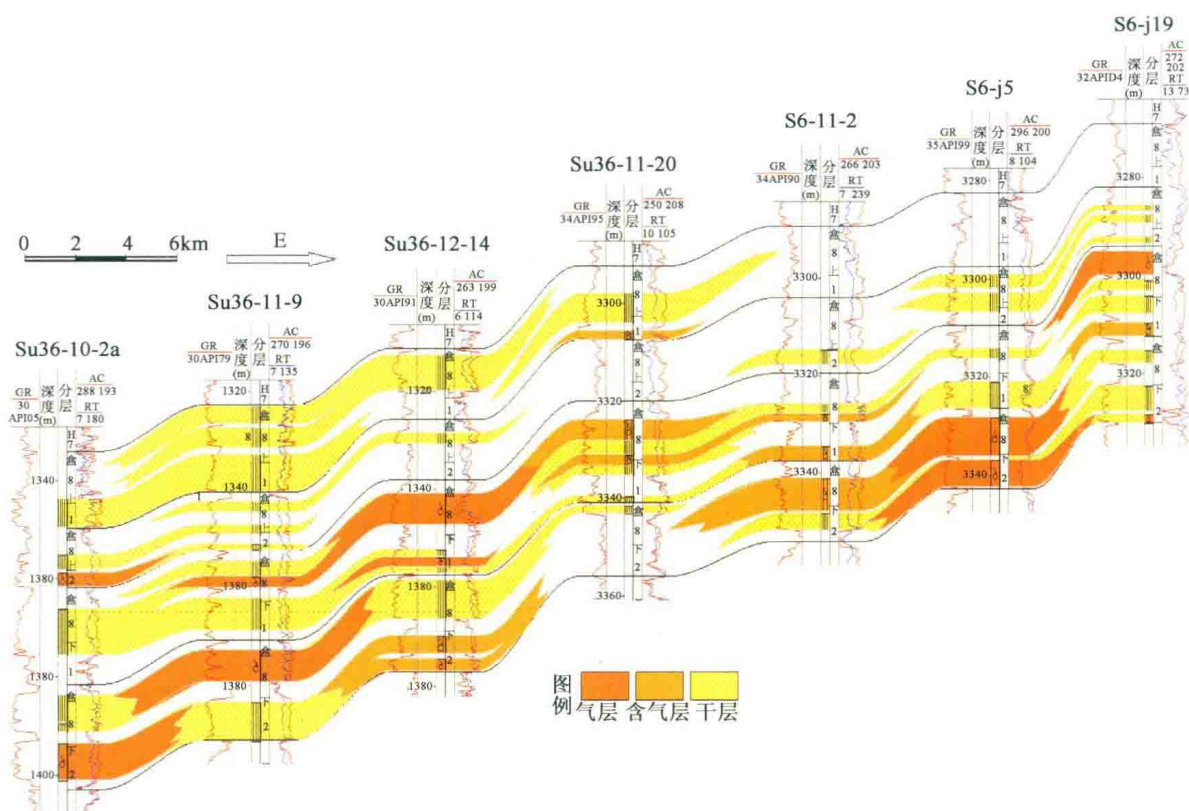


图 1.1.2 苏里格气田储层发育状况

二、苏里格气田合作开发概况

美国致密气产区主要分布在中部、南部及东部,主要有 Bossier, Cotton Valley, Granite Wash, Mississippi Lime, Permian Basin, Rulison 等产区,一般储层累积厚度大、储量丰度高,井网密度可达 $10 \text{ 口}/\text{km}^2$,直丛井密井网与多层压裂改造合采是其主体开发方式,大规模水平井开发比较罕见。

自 2003 年起,长庆油田分公司在苏里格气田苏 6 井区建立开发试验区,探索苏里格气田经济有效开发之路。通过开发试验初步认识到,苏里格致密气地质条件与北美差异较大,比较之下,具有埋藏更深、气层厚度薄、储量丰度低、有效砂体识别难等特点(表 1.1.1),这对苏里格气田的开发技术和经济性都提出了巨大挑战。

由于苏里格致密气藏资源品位比较低,埋藏又比较深,开发初期遇到诸多技术难题,面临许多技术挑战。在 2000 年发现苏里格大气田后,长庆油田分公司随即开展了前期开发试验,选定气田中部的苏 6 和苏 36-11 井区作为开发先导试验区,开展了二维地震、三维地震采集,中国石油多家单位背靠背进行处理解释和含气富集区预测研究,并开展小井眼气体钻井,大规模压裂,水平井现场试验等多方面的研究与实践,但从含气富集区预测、降低钻井成本、提升压裂改造效果、产能评价等方面看,效果均不明显。评价井 I + II 类井比例较低,钻井周期长,单井投资高,实现经济有效开发难度大。当时,国内外没有成熟的开发经验可以借鉴,苏里格致密气开发成为世界级技术难题。

表 1.1.1 典型致密气藏地质条件对比表

对比指标	美国圣胡安盆地 致密气藏	西加拿大盆地 Montney 致密气藏	苏里格致密气藏
储层厚度与分布	4 套气层,厚度 40 ~ 100m	气层厚度 60 ~ 180m, 横向分布稳定	含气砂体小而分散, 气层厚约 10m
沉积类型	滨岸平原沙坝为主	滨岸平原风成砂为主	辫状河、曲流河
天然裂缝	局部地区裂缝发育	裂缝不发育	裂缝不发育
储集条件	有效孔隙度 3% ~ 12%,有效 渗透率 0.001 ~ 0.1mD	有效孔隙度 3% ~ 8%,有效 渗透率 0.001 ~ 0.03mD	基质孔隙度 3% ~ 14%,有效 渗透率 0.001 ~ 0.1mD
埋深	750 ~ 2650m	2100 ~ 3000m	3000 ~ 3500m
含气饱和度	大于 60%	大于 70%	55% ~ 60%
储量丰度	大于 $5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$	$(6 \sim 9) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$	$1.43 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$
单井最终累计产量	直井 $(0.2 \sim 1) \times 10^8 \text{ m}^3$	水平井大于 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$	直井 $(0.1 \sim 0.3) \times 10^8 \text{ m}^3$
开发技术	井网密度一般为 3 口井/ km^2 , 井距最小 200m $\times$ 200m, 单井压裂一般 10 层以上	水平井开发,水平段长度 1500 ~ 2000m,压裂 8 ~ 13 段	直井井网密度一般 2 口井/ km^2 , 目前条件下每口井一般压裂 3 ~ 4 层;选择性水平井开发

2005 年初,面对国内对天然气能源的迫切需求,中国石油天然气集团公司(以下简称集团公司)果断决策,引入市场竞争机制,发挥钻探企业在工程技术方面的优势,加快苏里格气田开发步伐。长庆油田分公司在苏里格气田划出 7 个区块,对集团公司非上市企业公开招标。长庆石油勘探局、辽河石油勘探局、四川石油管理局、大港油田集团公司、华北石油管理局等 5 家单位分别中标苏 6 和苏 36 - 11、苏 10、苏 5 和桃 7、苏 20、苏 25 区块。5 家单位都组建了合作开发项目部,分别被长庆油田分公司命名为苏里格气田第一项目部至第五项目部,负责中标区块的评价研究、开发方案编制、风险投资、产能建设、安全环保、采气生产、现场湿气交接和经营管理工作,形成“5 + 1”合作开发模式。

长庆油田分公司牵头组建了苏里格气田合作开发联合管理委员会,并委派主管领导出任联管会主席,其他 5 家钻探企业主管领导任副主席,各单位有关部门负责人组成联管会成员,共同负责合作开发的规划管理和协调工作,从此拉开了苏里格气田规模化开发的序幕。在长庆油田分公司的组织下,经过各参战单位的共同努力,形成了一场苏里格天然气开发“大会战”,也是集团公司各工程技术企业之间的“擂台赛”。合作与竞争相结合,在比技术、比速度、比产量、比效益的同时,创新形成了“六统一、三共享、一集中”合作开发模式,即统一规划部署、统一组织机构、统一对外协调、统一技术政策、统一生产调度、统一后勤支持,资源共享、技术共享、信息共享,集中管理,有效地促进了苏里格气田大规模经济有效开发进程。

第二节 长城钻探苏里格气田合作开发之路

2005 年,辽河石油勘探局在苏里格气田第一批合作开发项目招标中中标了苏 10 区块,随即组建苏里格合作开发项目部,即长庆油田分公司苏里格气田开发第二项目部,同时配备地

震、地质、钻井、采气、地面工程等相关专业技术人员,投入到苏里格气田的开发建设之中。2007 年 4 月,由于苏 10 区块的高效快速开发,辽河石油勘探局再获苏 11 区块合作开发权。2008 年 4 月,长城钻探工程有限公司(2008 年 2 月,辽河石油勘探局钻探业务与长城钻井公司重组为长城钻探工程有限公司,苏里格气田合作开发业务划归长城钻探工程有限公司,以下简称长城钻探)在苏里格气田第二批合作开发招标中中标苏 53 区块。苏 10、苏 11、苏 53 区块彼此相邻,呈“品”字形排列,位于苏里格气田西北部(图 1.2.1),东临苏 25 区块、苏 76 区块,西临苏 75 区块、苏 46 区块,南侧与苏 5 区块相接。3 个区块在苏里格大气田背景下地质条件是相似的,具有苏里格气田的通性,均属于无边底水定容弹性驱动,溶孔—晶间孔型、低孔、特低渗气藏。经论证,3 个区块均采用天然能量衰竭式降压开采。基本情况参见表 1.2.1。

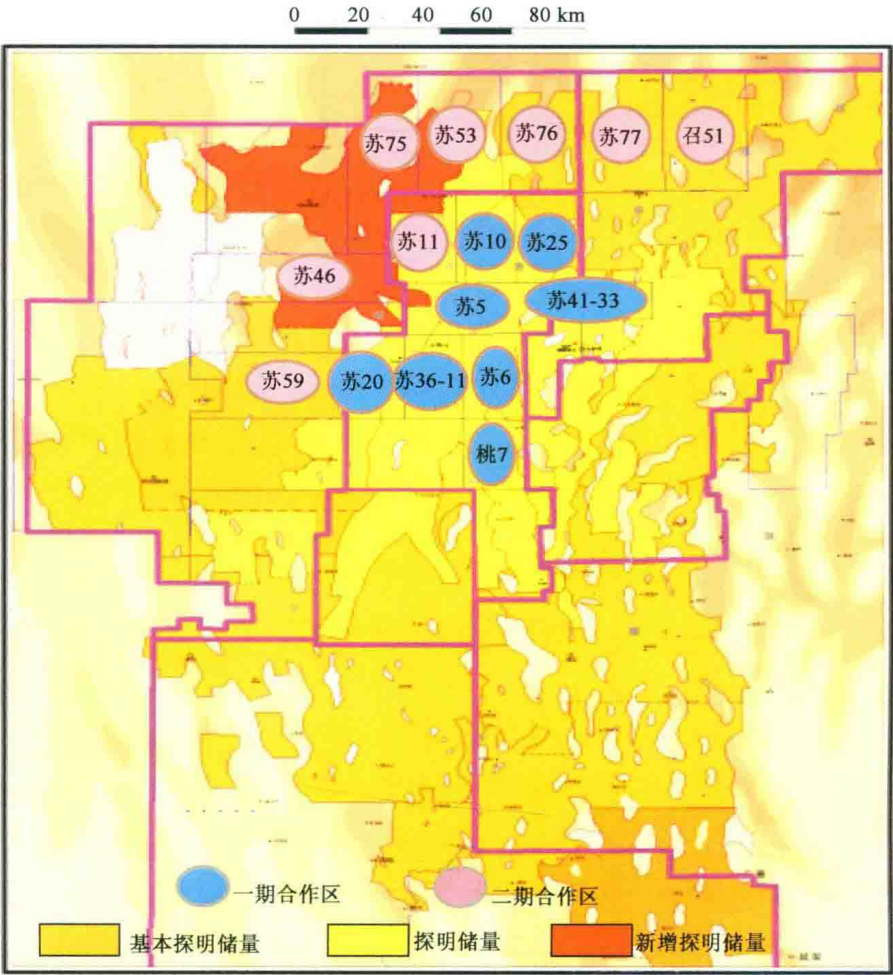


图 1.2.1 苏里格气田合作开发区块分布图

表 1.2.1 苏 10、苏 11、苏 53 区块基本情况表

	苏 10	苏 11	苏 53
含气面积(km ²)	542	658.34	539.3
含气富集区面积比例	52.5%	51.3%	65.3%

一、苏 10 区块经济有效开发之途径

苏里格气田是在河流沉积背景下大面积分布的岩性气藏,河道砂体宽度小,这是一个普遍的认识。前期 I 类井旁往往是 III 类井,III 类井旁也可能打出 I 类井,开发初期缺乏对含气富集规律的认识。

苏 10 区块位于气田北部,面积 542km^2 ,完钻探井、评价井 8 口。试气成果显示,单井产量差异较大,含气富集区预测困难。中标苏 10 区块后,为了寻找地质认识的突破,依靠地震资料,确立以含气性预测为主,深入开展地质特征研究,明确了“优选区域,滚动评价,适度甩开,集中建产;依靠科技,注重实效,简化开采,降本增效”的开发思路。

针对富集区优选的难题,苏 10 区块加强气藏精细地质研究,与科研单位和石油高校开展技术交流与合作,强化先进适用技术的引进、吸收与应用,特别是 AVO 含气性检测技术的应用,实现了对含气富集区的有效预测。经过研究与评价,苏 10 区块北部储量相对比较富集,有效储层以盒₈段为主,山₁段次之,单层厚度小,层数多,平面上叠加连片,纵向上泥岩夹层比较发育。在原探明储量区域外部预测发现了新的含气富集区,扩大了储量规模,产能建设规模由 $4 \times 10^8 \text{m}^3$ 扩大到了 $10 \times 10^8 \text{m}^3$ 。工程技术方面,通过优化井身结构设计,优化钻具组合,优选个性化 PDC 钻头,优选钻进参数,严格控制钻井液密度,钻井周期缩短到 15d 之内,实现了持续提速的目标。含气富集区预测和钻井提速两大技术的率先突破,为苏里格气田经济有效开发奠定了技术基础,对合作开发起到了示范作用。

2006 年初,苏 10 区块完成开发方案编制并投入开发建设,开发方案采用了直井井型、 $600\text{m} \times 1200\text{m}$ 菱形井网、分层压裂合采方式,方案设计稳产 10a,稳产方式为井间接替。2007 年底,投产井数 300 口,提前两年完成 $10.0 \times 10^8 \text{m}^3$ 产能建设任务,形成了高精度二维地震采集处理解释、含气富集区预测、优快钻井、分压合采、井下节流等 8 项配套技术,创造了苏里格气田合作开发区块上得最早、打井最快、投产最先、效果最好、产量最高的“苏 10”速度,在苏里格气田合作开发中起到了引领作用。

为了探索少井高产的开发之路,在具有自然产能的苏 10-28-37 井区开展了水平井自然产能开采试验研究。2006 年 11 月 29 日苏 10-30-38H 开钻,投产初期日产气 $(2 \sim 3) \times 10^4 \text{m}^3$,但产量下降速度非常快,不能连续生产。在自然产能不理想的情况下,对水平井段进行了单点水力喷射加砂压裂现场试验,取得了初期日产稳定在 $3 \times 10^4 \text{m}^3$ 的良好效果,标志着苏里格气田水平井压裂试验取得了突破。随后,受当时技术水平限制,借鉴北美页岩气水平井多段压裂开发的成功做法,率先开展了水平井裸眼封隔器多段压裂开发先导试验研究。2008 年 11 月 1 日部署实施了水平井苏 10-31-48H,水平段长度 805m。2009 年 6 月首次引入裸眼封隔器分 4 段进行压裂改造,投产后日产稳定在 $10 \times 10^4 \text{m}^3$,产量是周围直井的 6 倍,标志着苏里格气田水平井多段压裂获得重大突破,具有里程碑意义。在此基础上,当年辽河石油勘探局在苏 10 区块扩大试验规模,又实施了 3 口多段压裂水平井,平均产量是周围直井的 3 倍以上,建井成本是周围直井的 2.5 倍左右,均取得了提高单井产量的明显效果。

二、苏 11 区块快速评价建产与高效开发

由于苏 10 区块的开发效果良好,2007 年 4 月,长庆油田分公司在苏 10 区块西侧划出 620km^2 的面积,命名为苏 11 区块,交给辽河石油勘探局进行合作开发。该区块只有两口探井,没有提交探明储量。拿到苏 11 区块后,借鉴苏 10 区块评价建产经验,按照“地震预测、整体勘探、优选区域、重点评价”的评价思路,及时编制了《苏 11 区块开发前期评价部署方案》,按 1200m 间距全区部署高精度二维地震采集,部署评价井 16 口。按照“边采集、边处理、边解释”和“边部署、边钻探、边试气”的工作思路,经过半年时间,地质研究与现场施工相结合,完成二维地震采集处理解释 1176km ,完钻评价井 16 口,试气井 12 口,取得了第一手资料。初步预测富集区占整个区块面积的 51.3% ,确定了天然气基本探明储量,为开发方案编制提供了资源保证。

开发前期评价工作进展顺利,地质认识得到加深,富集区域得到落实,开发指标得以明确,为区块开发方案编制及开发思路明确提供依据,完成了《苏里格气田苏 11 区块 $10 \times 10^8 \text{m}^3$ 产能初步开发方案》,并通过中国石油天然气股份有限公司审批。首次明确高产富集区域作为区块开发初期建产区域,开发中后期逐步评价,滚动建产。该区块山₁段与盒₈段气层同时发育,隔层厚度大,通过分压合采证实单井产量较高。开发模式确立为直丛井集中规模建产,优选区块北部为主力建产区,采用 $600\text{m} \times 600\text{m}$ 菱形井网,稳产方式为区域接替。经过两年开发建设,区块于 2009 年底建成 $10 \times 10^8 \text{m}^3$ 天然气生产能力,气田开发建设在苏 10 区块基础上再上新台阶。苏 11 区块开发建设,充分体现出“地质与工程相结合,地下与地面相结合,技术与效益相结合”的致密砂岩气藏直丛井高效开发方式,实现了持续稳产,超方案指标运行的开发效果,被誉为“高效开发项目”。

三、苏 53 区块水平井多段压裂开发

长城钻探在第二轮苏里格气田风险作业区块招标中,中标了苏 53 区块。该区块面积 999km^2 ,南与苏 10、苏 11 区块相邻,东、西分别与苏 76、苏 75 区块相邻,中标前有探井 5 口,没有提交探明储量。借鉴苏 10、苏 11 区块开发评价的成功经验,按照“地震预测、整体勘探、优选区域、重点评价”的思路,及时编制《苏 53 区块开发前期评价部署方案》。高精度二维地震部署覆盖全区,部署实施评价井 25 口。经开发评价认识,预测含气富集区主要在区块南部,平面上连续,纵向上集中,有效储层分布在盒₈段,泥岩夹层厚度较薄,山₁段在区块局部地区发育。2009 年初,编制完成了《苏里格气田苏 53 区块 $10 \times 10^8 \text{m}^3$ 产能初步开发方案》,并通过了中国石油天然气股份有限公司的审批。方案采用 $600\text{m} \times 1200\text{m}$ 菱形井网,直丛井分层压裂合采开发方式,区域接替方式保持稳产。

随着苏 10 区块水平井多段压裂技术的突破,以及对苏 53 区块地质认识的不断深入,2009 年提出了用水平井多段压裂技术整体开发苏 53 区块的构想。然而,是延用苏 11 区块直丛井平台、分压合采开发方式,还是水平井多段压裂开发方式,成为摆在区块作业者面前的一项重大抉择。为此,按照地质工程一体化的思路,开展了苏 53 区块水平井整体开发先导试验的

研究。

(1)开展地质与气藏工程适应性研究。不断总结深化苏 10 区块水平井试验取得的技术经验与开发成果,从储层地质特征入手开展精细气藏描述,确定区块南部苏 53-4 井区的 121km^2 含气富集区作为水平井整体开发先导试验区。(2)围绕先导试验区,纵向上选择主力层之间隔夹层薄的区域,开展水平井多段压裂现场试验部署研究;开展水平井段方位、井网、井距、缝距、缝网部署优化设计研究;综合开展单井控制储量、单井产量、采收率和经济评价研究,编制了《苏里格气田苏 53-4 井区水平井 $10 \times 10^8 \text{m}^3$ 产能初步开发方案》,通过了中国石油天然气股份有限公司的审核,取代了原《苏里格气田苏 53 区块 $10 \times 10^8 \text{m}^3$ 产能初步开发方案》。(3)在工程技术方面,优化井身结构和个性化设计 PDC 钻头,开展随钻地质导向、钻井液体系、裸眼封隔器完井、压裂液体系、段内多缝体积压裂等系列技术攻关,配套采用水平井采气与地面集气工艺技术,努力实现主体工程技术的自主化、系统化。集合地质、气藏工程、钻完井、储层改造、采气工艺、地面工程,围绕水平井多段压裂整体开发方式,展开一系列开发部署研究和工程技术的集成创新,形成了有针对性的水平井多段压裂配套技术。

苏 53-4 井区水平井开发先导试验历时两年。到 2011 年底,仅用 38 口水平井实现了 $10 \times 10^8 \text{m}^3$ 产能。与直井开发方案相比,少钻直井和定向井 186 口,采收率提高 16.3 个百分点,大大减少了钻井工作量,显著提高了经济效益。通过先导试验,确立了在含气富集区进行水平井高效开发的新模式,开创性地形成了应用水平井钻完井+多段压裂技术开发致密砂岩气藏的技术体系,显著提高了致密气藏开发效果。

在此基础上,对苏 53 区块进行深入评价和再认识,进一步挖掘区块的资源潜力。在地质研究方面,对高精度二维地震资料进行重新处理解释,在区块中部部署高精度三维地震,从区域构造、沉积特征、砂体分布与走向、储层含气性等诸多方面开展精细研究。优选了苏 53-3 井区,扩大水平井开发规模,提出了再用两年时间,新建 $10 \times 10^8 \text{m}^3$ 天然气产能,实现苏 53 区块年产 $20 \times 10^8 \text{m}^3$ 产能建设规模的目标。2012 年初,编制完成了《苏里格气田苏 53 区块 $20 \times 10^8 \text{m}^3$ 水平井开发方案》,并通过中国石油天然气股份有限公司审查。

在苏 53 区块 $20 \times 10^8 \text{m}^3$ 产能建设过程中,为了提高作业效率,降低开发成本,设计并完成了苏里格气田第一个丛式水平井平台工厂化作业示范工程(13 口井)。其中,工厂化钻井作业采用车载 30 型小钻机批量钻表层,两部 50L 型大钻机完成批量二开和三开钻井。工厂化压裂作业分两轮次进行。大平台工厂化作业创新形成了丛式水平井平台优化部署、三维井眼轨道优化设计与控制、钻机平移、双水平井同步压裂等关键技术,作业历时 211d;取得了当年部署井位、当年征地建井场、当年钻完井、当年压裂、当年试气、当年投产的“六当年”;形成了方案设计最优化、施工作业批量化、工程技术模板化、作业流程标准化、资源利用综合化、队伍管理一体化的“六化模式”;实现了钻井、压裂、试气、采气作业“四同时”;同比钻井周期缩短 45.2%,压裂施工时间缩短 63.9%。同一年,在苏 53 区块盒₈段和山₁段同时发育的区域实施多组双水平井工厂化钻完井作业,采用单钻机双井小平台批量钻井,完井后开展两口井同步压

裂作业,显著提高了作业效率,创造并保持着苏里格气田单钻机年度“八开八完”钻井纪录。

积极探索苏 53 区块水平井整体开发集输新工艺,突破了“枝上枝”模式,采用辐射—枝状组合式采气管网,提高了地面管网相对地下井位的适应性,大幅降低了采气管理方面工作量。集输站建设方面,在苏里格标准的模块化建设基础上,苏 53 区块地面建设打破了苏里格地区习惯采用的分散布站模式,采用了“集中布站,单井就近接入站间水平井采气管线”技术。考虑水平井单井产量为直井数倍的特点,本着节约投资的目的,突破苏里格常规标准化集气站为 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的现实,建设具有 $150 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 增压能力的集气站 2 座, $300 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 集气站 1 座。集气站直接靠近苏里格地区系统骨架管网建设,站间建设水平井集中进站采气管线,形成了地下与地面一次性整体布局设计,有效地提高了水平井整体开发水平,大幅降低地面工程建设成本。

2013 年底,苏 53 区块投产水平井 108 口,建集气站 3 座,水平井整体开发达到方案设计指标,建成年产 $20 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气生产规模,成为苏里格气田生产能力最高的区块。截至 2016 年,全区累计投产井 203 口,其中水平井投产 175 口,实现外输天然气 $91.40 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。经过 7a 的开发实践,苏 53 区块水平井整体开发部署与配套工程工艺技术日趋成熟,区块生产创造着可观的经济效益,被中国石油天然气集团公司评选为“优秀开发项目”。

第三节 苏里格气田水平井开发历程

低压、低渗、低丰度是苏里格气田的自然属性,直井单井控制储量少、产量低、经济效益差,是困扰苏里格气田经济有效开发的难题。但单井产量低不应该是本质属性,提高苏里格气田开发的经济效益,关键是抓住提高单井产量的“牛鼻子”。国内水平井钻完井技术经过“八五”以来的持续攻关与实践,在提高单井控制储量、提高单井产量、提高采收率和降低开发成本等方面的功效得到了业界的普遍认可。苏里格气田的开发者们从开发伊始就积极探索应用水平井技术提高单井产量的可行性,并开展了有针对性的技术研究和现场试验。由于受当时工程技术水平的影响,对储层的认识还不是很清晰,水平井技术对致密气的适应性也有限。由于致密气储层没有自然产能,且当时中深层水平井压裂改造技术受限,造成了“水平井和直井一个样”的现象,没有达到增产的目的。但是,随着工程技术不断发展进步,苏里格的开发者们不断解放思想,锲而不舍,持续攻关,勇于实践,特别是受北美“页岩气革命”和水平井多段压裂技术突破的影响,为水平井在致密气藏的应用提供了开发理念和技术基础。水平井多段压裂技术在苏里格单井试验取得突破后,国内石油工程技术和有关院校及时发展了致密气藏水平井钻完井和多段压裂配套技术,并在苏 53 区块含气富集区开展了水平井整体开发先导试验,开发效果非常显著,引领了水平井在苏里格气田的规模化推广应用,显著提高了开发效果,助推了苏里格气田的快速建设和开发水平的提升。回顾苏里格气田水平井开发的历程,可以划分为以下 4 个阶段。