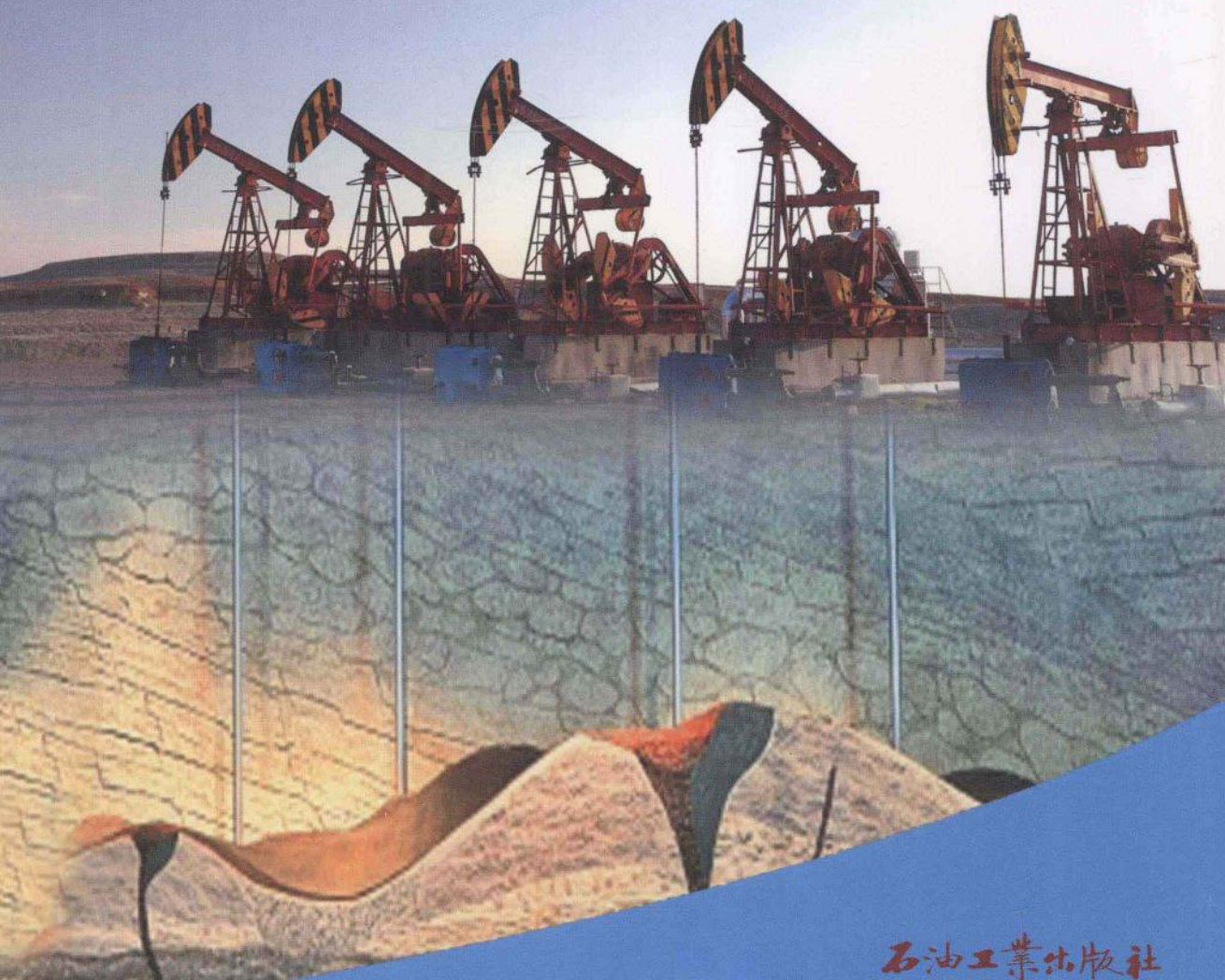


大庆长垣外围 薄差储层石油开采工艺技术

刘洪军 张 柏 梁乃成 主编



石油工业出版社

大庆长垣外围薄差储层石油开采 工艺技术

刘洪军 张 柏 梁乃成 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书是针对大庆长垣外围低渗透、特低渗透储层提高油田开发效果而编制的专业书。全书共分大庆长垣外围薄差储层的开发特征、射孔和完井工艺技术、压裂改造工艺技术、低产井举升工艺技术、提高细分注水质量配套工艺技术、水平井开采工艺技术、提高单井产能工艺技术、机械采油配套工艺技术等八章内容。

本书可供油田广大科技人员及大专院校相关专业师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

大庆长垣外围薄差储层石油开采工艺技术/刘洪军等主编.

北京:石油工业出版社,2011.11

ISBN 978-7-5021-8784-2

I. 大…

II. 刘…

III. 石油开采-开采工艺-大庆市

IV. TE 35

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2011) 第 228579 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

编辑部:(010) 64523562 发行部:(010) 64210392

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂

2011 年 11 月第 1 版 2011 年 11 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:11.25

字数:274 千字

定价:60.00 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

《大庆长垣外围薄差储层石油开采工艺技术》

编委会

主 任：	万贵春	孔繁华			
主 编：	刘洪军	张 柏	梁乃成		
副 主 编：	高立峰	许万利	曹鼎洪	李 波	韩光鹤
编 委：	寇洪彬	付卫东	罗先强	程晓佳	曾志林
	尚可心	黄晶阳			
编写人员：	王 佳	张艳波	孙桐建	葛军文	孟庆胜
	汝友林	孟凡立	孔庆军	张艳艳	张 丽
	侯志欣	关宏业	杨爱军	张传华	侯志东
	韩文超	杨 静	张丹丹	刘海波	田 荃
	邹春雷	宋成清	刘隽伟	黄书生	王 睿
	范晓晶	孙晓丽	李瑞娜	王崇仁	李长生
	张长义	纪德权	王李郑	任怀丰	樊 英
	齐安炜				

前言

《大庆长垣外围薄差储层石油开采工艺技术》一书是针对大庆长垣外围低渗透、特低渗透储层提高油田开发效果而编制的专业书。

自 1995 年以来,大庆油田第七采油厂相继开发了大庆长垣南部外围台肇油田、敖南油田和葡南油田扶余油层等区块,外围区块储层单层厚度小,一般仅 0.5~2.5m,属薄油层或特薄油层;油井自然产能低,尤其是扶余油层,单井产量小于 0.5t/d,经过压裂改造后的稳定产量也仅有 2t 左右,属低丰度、低渗透储层,采用直井开发效益更差。这些区块与大庆长垣内部区块对比,地层储量丰度低,油层埋藏较深,储层渗透性变差,油田水驱开采难度增加。大庆外围油田大多是属于经济边际油田,经济有效开发大庆外围低丰度、低渗透油田是大庆外围油田开发中亟待解决的难题,是大庆油田增储稳产的关键手段之一,如何提高区块产能,提高油田开发效果,增加效益成为采油工程技术面临的巨大挑战。

近几年的研究结果表明,特低渗透储层的渗流特征与中、高储层的渗流特征有显著不同,属非达西渗流。油田开发过程中原来许多适合中、高渗透储层的配套采油工艺技术应用用于特低渗透油田时难以见到理想效果,因此在精细地质分析基础上,必须对采油工程配套技术进行技术攻关,有针对性的制订各种工艺方案。随着大庆油田外围低渗透、特低渗透储层的不断开发,配套采油工艺得到不断完善,并逐渐形成了技术系列,为此将开发过程中的诸多采油工艺、增产增注措施和节能技术措施编制成册,为今后类似油田开发提供借鉴。

由于时间仓促并且笔者的水平有限,书中的错误和不妥之处在所难免,恳请读者批评指正。

笔者

2011 年 8 月

目 录

第一章 大庆长垣外围薄差储层的开发特征	1
第一节 地质特征	1
第二节 储层性质	4
第三节 油田开发面临的主要问题	5
第二章 射孔完井工艺技术	7
第一节 聚能射孔器	7
第二节 高能复合射孔工艺	9
第三节 内盲孔射孔工艺	10
第四节 无围压射孔技术	12
第五节 水平井增效射孔技术	12
第六节 适合低渗透油层其他完井工艺的应用	14
第三章 压裂改造工艺技术	17
第一节 压裂液	17
第二节 支撑剂	23
第三节 压裂工艺	29
第四章 低产井举升工艺技术	36
第一节 低能耗抽油机研究	36
第二节 低能耗举升泵的应用	46
第三节 非常规举升技术	57
第五章 提高细分注水质量配套工艺技术	74
第一节 桥式偏心注水工艺技术	74
第二节 注水井不外排循环洗井技术	77
第三节 欠注井的治理	82
第四节 注水管线清洗技术	96
第六章 水平井开采工艺技术	101
第一节 水平井压裂技术	101
第二节 水平井酸化	107
第三节 水平井堵水工艺	113
第四节 水平井防砂工艺	115
第五节 水平井合理下泵深度研究	116

第七章 提高单井产能工艺技术 121

第一节 层内自生 CO₂吞吐增产技术 121

第二节 生物环保酶增产技术 128

第三节 注烟道气吞吐技术 130

第四节 热化学解堵技术 136

第五节 振动采油技术 138

第六节 超声波解堵技术 139

第七节 径向水力喷射技术 140

第八章 机械采油配套工艺技术..... 142

第一节 清防蜡技术 142

第二节 油井计量工艺技术 150

第三节 节能技术 155

第四节 井下作业技术 165

参考文献..... 174

第一章 大庆长垣外围薄差储层的开发特征

大庆油田已进入开发中后期，大庆长垣南部低渗透、特低渗透储层不断得以开发利用。大庆长垣南部新开发的低渗透、特低渗透区块主要包括台肇油田、敖南油田和葡南油田扶余油层，含油面积 623.8km^2 ，探明地质储量 $19282 \times 10^4\text{t}$ 。几个新区块均位于黑龙江省大庆市与肇源县交界附近，区内地势平坦，内有村屯、农田、鱼池、乡间土路和少量防护林，有油田专用公路，交通、电信及原油集输条件便利。

第一节 地质特征

大庆长垣外围低渗透储层构造演化经历了早期断陷、中期拗陷、晚期萎缩三个时期，中期拗陷期是盆地发育的全盛时期，在早白垩世沉积了泉头组、青山口组、姚家组、嫩江组地层，垂向上呈两个完整的复合旋回（泉头组—青山口组、姚家组—嫩江组），姚家组与青山口组之间为平行不整合界面。青一段沉积时期经历了大规模的湖浸，发育了巨厚的暗色泥岩，是全盆地良好的生油岩和区域性盖层。外围区块主要开发了下白垩统姚家组一段的葡萄花油层和下白垩统泉头组泉三段、泉四段的扶余油层。

一、葡萄花油层

1. 基本概况

葡萄花油层属下白垩统姚家组一段地层，厚度一般在 $7 \sim 49\text{m}$ ，平均 27.4m ，呈西北厚东南薄的展布特征。岩性主要为一套灰色粉砂岩夹灰、灰绿色泥岩及过渡岩性，电阻率曲线呈尖峰状或锯齿状。其上萨葡夹层为 $10 \sim 20\text{m}$ 左右的灰黑色泥岩，它控制了葡萄花油层顶界，是葡萄花油层良好的盖层，电阻率曲线为低平齿状。葡萄花油层下伏的青山口组顶部为一套稳定分布的暗色泥岩，电阻率曲线较平直。

2. 沉积特征

区域沉积特征研究结果表明，葡萄花油层沉积时期，主要受北部三角洲沉积体系的控制，萨尔图—杏树岗的河流在三肇地区分成五个分支，呈放射状分布，形成广大的分流平原区。在区域沉积特征研究基础上，结合岩心观察描述，建立了沉积微相典型模式及沉积相分布图。该区沉积主要受北部物源控制，在大庆长垣地区发育了大型的三角洲沉积，外围地区位于其三角洲体系的南延部分，由北至南从三角洲内前缘相过渡到三角洲外前缘相，南部有大面积分布的滨湖沉积，部分滨湖泥坪出现在最南端。南北之间由前三角洲与浅湖泥或泥夹砂构成。储层类型以席状砂和滨湖沙脊砂为主。

三角洲内前缘河口坝为厚粉砂岩与泥岩互层，测井曲线为漏斗型或锯齿尖刀型；席状砂为砂泥互层，测井曲线为尖刀状或微弱的漏斗；远砂坝为薄粉砂与泥互层，测井曲线多为漏斗或锯齿型。

3. 储层特性

葡萄花油层储层主要为水下分流河道砂、河口坝和三角洲外前缘席状砂、滨浅湖砂脊，受沉积相带的控制，单砂层厚度、累计砂岩厚度、砂地比等南北变化较大。单井累计砂岩厚度在 0.8 ~ 21.8m，平均砂岩厚度 8.0m；砂地比在 1.1% ~ 64.0% 之间，平均砂地比 30%。砂体展布受沉积相带控制，总体上呈北厚南薄的趋势，局部厚度差异较大，以厚薄相间分布。单砂层厚度一般 0.8 ~ 4.0m，最厚达 8.2m。砂层数一般 3 ~ 8 层，最多达 14 层，平均砂层数 4.9 层。

葡萄花油层有效厚度发育，呈南北条带状分布，据区内 63 口井资料分析，单井有效厚度 0.9 ~ 5.2m，平均有效厚度 2.6m；有效厚度发育层数为 1 ~ 6 层，平均单井钻遇油层 2.9 层；外围油田的北部、西部油层发育层数多，一般为 3 ~ 5 层，向东、向南油层层数减少，一般为 2 ~ 3 层。各井单层厚度统计结果表明，单层有效厚度为 0.8 ~ 4.0m，其中，单层厚度在 0.5 ~ 1m 的层占总层数的 52%；1 ~ 2m 的占总层数的 26%；最发育的主力油层为葡 I₁、葡 I₃、葡 I₄ 层，钻遇率分别是 67%、56%、57%，有效厚度贡献率为 30%、21%、20%，其次是葡 I₂、葡 I₅ 层，钻遇率分别是 41%、25%，有效厚度贡献率为 15%、7%（图 1-1）。

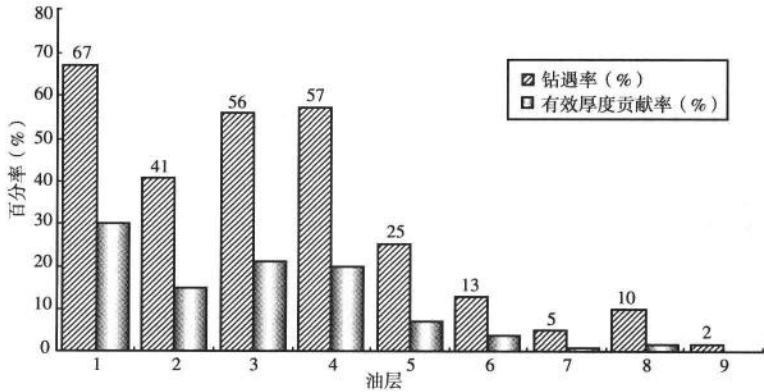


图 1-1 葡萄花油层主力油层分布图

从小层平面图看，葡 I₁ 号储层砂体分布比较稳定，在局部井区（葡 402、茂 72 井）砂岩尖灭，油层连续性好，主要在北部的葡 32 井以北、南部的葡 38 井以南呈连片状分布，油砂范围一般在 3 ~ 6km，最宽达 10km；葡 I₃ 层储层砂体分布比较稳定，油层南北向连续性好，呈条带状分布，油砂东西向宽 3 ~ 5km，南北向延伸 15km；葡 I₄ 层由北向南储层砂体发育变差，油层连续性较好，呈指状分布，主要分布在油田的北部、中部，到南部随着砂体变差油层几乎不发育。

二、扶余油层

1. 基本概况

扶余油层古构造发育史研究表明，青二、三段沉积前，该区构造起伏变化较小，整体呈

现为一个平坦的区域。姚家组至嫩江组沉积前,地层厚度变化不大,整体表现为一个西低东高的地势。嫩四段沉积前,工区北部地层抬升,葡萄花构造初具雏形。四方台组沉积前,葡萄花构造基本定型,工区整体地势北高南低,扶余油层顶面幅度变化在1380~1560m之间。明水组沉积前,构造格局和现今格局基本相同,顶面幅度变化在1425~1675m之间。

2. 沉积特征

葡萄花构造由-1440m构造等深线圈定,区内中浅层地层中断裂比较发育,主要分三个断裂带,即西部南北向断阶带,中部北西向地堑型主断裂带、东部南北向断裂密集带。区域西部断阶带逐渐进入齐家—古龙凹陷,东部经东部断裂密集带进入三肇凹陷,使得区内构造格局呈现东北高、西部东南部低的空间展布形态。局部构造主要分布于中部断裂带,其次为东、西两侧的断裂带,构造形成主要是断层遮挡所形成的断背斜、断鼻和断块构造,局部构造走向主要为南北向,其次为北北西向。区域内断层十分发育,北北西向断层及北东向断层将葡31井和葡462井区分别切割成3个和4个小断块。断距一般5~80m,延伸长度一般1~6km。在一些大断层周围分布断距小、延伸长度短的小断层。

葡南油田扶余油层属下白垩统泉头组四段及泉头组三段上部:地层厚180~200m。泉三段上部主要为一套灰褐、灰棕、浅灰色粉砂岩夹紫红、灰绿色泥岩。泉四段主要为一套灰绿、灰褐色粉砂岩夹浅灰、灰绿色泥岩。泉四段上部青山口组为一套黑色泥岩,底部发育有三层油页岩。扶余油层沉积时期古地形趋于平坦,该区受北部物源控制,形成了大面积河流相三角洲沉积。发育浅水三角洲前缘亚相和湖泛平原亚相,储层为水上分流河道沉积砂体,水下分流河道砂体以及分流河道间砂体;扶余油层沉积时期由于河道的横向迁移摆动,使砂体错叠连片,砂体单层厚度一般为1~5m,累计单井厚度一般为36m。

扶二组油层上部:以湖泛平原相为主,河流交织成网状,河道摆动近南北向。葡312井一线以南的区域位于水下沉积。

扶一组油层下部:河道交织成网状,总体呈北西向,水体向北进一步扩大,最北约到太30井附近。

扶一组油层中、上部:水体已经扩大到全区,整体表现为三角洲前缘相,河流整体趋势表现为南北向。

扶余油层储层为水上分流河道沉积砂体、水下分流河道沉积砂体、决口扇砂体、滨浅湖席状砂体等,属松辽盆地大型拗陷前期一套水退至水进式浅水河流三角洲沉积,发育浅水三角洲前缘亚相和湖泛平原亚相,河道发育方向为北东—南西向,近于南北向,宽度在200~500m。可细分为分流河道、水下分流河道、河间薄层砂、河间泥4种微相。

3. 储层特性

扶余油层存在天然裂缝,据20口取心井裂缝发育状况分析,20口井中有7口井(葡312、葡314、葡333、葡481、葡54、葡58、敖236-82)发育裂缝。根据4口取心井进行的详细裂缝描述、观察表明,研究区构造缝和沉积层间缝均有发育。构造缝按产状又分为垂直缝和斜交缝,垂直缝多发育在过渡岩性中(葡54井中发育垂直缝,长度达4.2m,缝面平整,具泥浆浸染的痕迹,未被充填;葡312井发育垂直缝,被方解石完全充填);斜交缝多发育在泥岩中,缝面见擦痕,无充填。以上两种裂缝均属于剪切缝,主要由构造运动产生,构造缝的发育频率为0.0286条/m。该区沉积层间缝最发育,特别是油层中发育较多,缝面

有油迹或泥浆浸染痕迹。

三、低渗透、特低渗透储层特点

(1) 大庆外围薄差储层主要为复合型油藏,埋藏深度为中浅层。外围油田有构造、构造—岩性、岩性和岩性—构造4种油藏类型。埋藏深度820~2400m。

(2) 葡萄花油层油水关系复杂,扶杨油层(扶余和杨大城子油层简称)干层发育。平面及纵向上具有油层、同层和水层间互现象,且存在低阻油层和高阻水层的现象。

(3) 砂体规模小,原井网控制程度低。扶杨油层主要为河流相沉积,以窄条带、断续条带河道砂体为主,砂体宽度在300~600m。储层砂体规模小,加上断层切割,在300m正方形井网条件下水驱控制程度只有50%~70%。

(4) 低渗透储层存在启动压力梯度,为非达西渗流。低渗透区块渗透率0.50~22.4mD,特低渗透及致密油层地质储量占43.1%。

(5) 扶余油层以低丰度为主。扶余油层平均丰度 $50 \times 10^4 \sim 100 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 的低丰度储量占45.5%。

(6) 气油比低,天然能量小。油层边底水不活跃,综合压缩系数低,弹性采出程度1.1%~1.9%,多数气油比17~23m³/L,一次采收率8%~10%。属于天然能量不足的油藏,需补充能量开发。

第二节 储层性质

一、葡萄花层

葡萄花油层储层黏土矿物以伊利石为主,一般在37%~93%,平均64.5%;其次为绿泥石,一般在3%~51%,平均25.1%;略含伊—蒙混层及高岭石。从岩石扫描电镜分析来看,葡萄花油层孔隙较发育,连通性较好,颗粒孔隙中共生绿泥石与次生石英,表面共生绿泥石与伊利石。有效孔隙度一般分布在14.8%~21.2%,平均为17.5%;空气渗透率一般分布在0.86~56.75mD,平均为13.3mD。外围油田葡萄花油层属中孔、低渗储层,受构造控制,有效孔隙度的大小与砂岩厚度关系不大,孔隙类型以原生粒间孔为主,其次为粒间扩大孔。

据地面原油性质分析资料统计,外围油田葡萄花油层地面原油密度平均为0.8539g/cm³,地层原油黏度平均为5.54mPa·s,地面原油黏度平均为20.9mPa·s,含蜡量平均为24.6%,含胶量平均为15.4%,凝固点平均为32.0℃,初馏点平均118℃。油田内西部、西南部的地面原油性质比其他井区偏高一些。原始饱和压力平均为6.69MPa,体积系数平均为1.124,原始气油比平均为35.49m³/t。根据11口井水分析资料,氯离子含量3340~4595.6mg/L,平均为4065.8mg/L,总矿化度9420~12596.6mg/L,平均为11430mg/L,水型为NaHCO₃型,pH值平均为8.2,原油含有少量溶解气。

二、扶余油层

扶余油层黏土矿物成分以伊利石为主, 相对含量 75%, 其次是绿泥石, 相对含量 15%。多属含泥长石岩屑粉砂—细砂岩, 以泥质胶结为主, 胶结类型主要为孔隙—薄膜式。有效孔隙度一般分布在 9% ~ 15%, 平均为 12%; 空气渗透率一般 0.1 ~ 2.5mD, 平均为 1.35mD, 属低孔特低渗透油藏。含油饱和度扶一组 57%、扶二组 56%。扶余油层砂岩碎屑成分中石英含量 18% ~ 27%, 长石 24% ~ 35%, 岩屑含量 28% ~ 42%, 粒度中值 0.03 ~ 0.25mm, 泥质含量 7% ~ 20%, 多属含泥长石岩屑粉砂—细砂岩, 以泥质胶结为主, 胶结类型主要为孔隙—薄膜式。

从黏土矿物成分组合来看, 该区扶余油层已进入中成岩作用晚期。主要黏土矿物伊利石以搭桥式、丝缕状或圆形花瓣状叶片晶体直立于颗粒表面, 使孔喉迂曲、变小、变窄。次要黏土矿物绿泥石以内衬式紧密排列于颗粒表面和孔间, 使孔喉变小、变窄。孔隙中石英次生加大现象较为严重, 导致储层物性变差。

第三节 油田开发面临的主要问题

一、天然能量不足, 油井产量递减较快

大庆外围低孔低渗透、特低渗透油藏在注水开发中, 注水见效慢, 油井长期无水显示, 或到开发后期水线推进到油井突破后, 易形成“水流”通道, 造成油井含水率迅速上升, 导致水驱波及效率很低。同时对于特低渗透油藏来说, 原油黏度、含蜡量、含胶量均相对较高, 随着开发的不断深入, 极易在近井地带形成沉积污染堵塞, 将严重影响油井产能。扶余油层 2005 年投产的 7 口油井 (全部压投), 至 2006 年 12 月, 平均单井日产液由 2t 降至 1t; 4 口注水井在注水量基本不变的情况下, 注水压力由 11.7MPa 升至 15.2MPa, 表明注水开发效果差, 还没有建立有效的驱动体系。对比有测试压力资料的 10 口井, 地层压力由 2005 年的 12.19MPa 下降到 2006 年的 11.09MPa, 在 1 年之内下降 1.1MPa。

二、部分地层裂缝发育, 水驱控制程度低

大庆长垣外围台肇油田部分区块天然裂缝发育, 单井产能低, 开采难度较大。油田采用 300m × 300m 反九点布井, 井排方向为 NE90°。处在注采方向与裂缝走向平行或接近平行的油井, 其渗流阻力小, 油井见效快, 含水上升快。统计台肇油田 323 口油井, 含水大于 90% 的高含水井有 74 口, 其中 56 口井集中在水井排东西向, 占水淹井的 75.7%。根据含水变化曲线分析, 从含水小于 30% 到含水超过 80%, 平均只需 3 个月。目前采出程度只有 7.57%。处在注采方向与裂缝走向垂直或接近垂直的油井, 其渗流阻力大, 注水见效慢, 油井产液能力和产量低。全区不含水低产低效井 104 口, 其中非注水井排低效井 88 口, 占 84.6%。

三、储层埋藏较深，举升成本增加

大庆长垣外围低渗透储层油藏埋藏深，单井产能低、泵挂深，应用常规举升方式油井吨液能耗较高。全区平均日产液 2.5t，系统效率低于 10% 的有 445 口井，单井日耗电 180kW·h。先期投产的井采用十型抽油机、37kW 电机生产，系统效率只有 2.8%。

另外，扶余油层埋藏较深，单独开采成本高，经济效益较差。以压裂措施为例，先期试投 3 口油井全井压裂，平均单井压裂 5.3 个层段，应用低伤害压裂液和全陶粒支撑，单井压裂费用接近 70 万元。后采取主力油层压裂，单井压裂 2.8 个层段，应用低伤害压裂液和尾追陶粒支撑，单井压裂费用约 44 万元。采用改性瓜尔胶作压裂液和尾追陶粒支撑，单井压裂 2.8 个层段，单井压裂费用仍高达 35 万元。

第二章 射孔完井工艺技术

射孔完井在石油勘探开发中广泛应用。射孔就是把一种专用的射孔枪下到油气井的某一层段，用特定方式点火，在套管、水泥环和地层打开一些通道，使油、气能够从地层中流入井内。完井是油气田勘探、开发工作中一个非常重要的环节，完井质量的好坏直接影响到油气井生产。完井的方法很多，但最为常用的是射孔完井方法，它的最大优点是能支撑井壁、分层开采和分层措施，从射孔的效果来看，射孔既是改善井底流通性的过程，又是对井底地层伤害的过程。因此，在油气田的勘探、开发过程中，射孔完井越来越受到重视。针对不同油层物性特点应采用不同的射孔工艺技术，最大限度地保护油气层，防止对油气层造成伤害，减少油气流入井筒的阻力，提高完善系数；有效地封隔油气水层，防止各层之间互相窜扰，保障油气井长期稳产，以延长油气井生产期限，达到提高勘探开发整体经济效益的目的。

大庆长垣外围油田具有产量低、孔隙度低、储层丰度低、油层渗透率低、黏土含量大、易水化膨胀等特点，油层易受到伤害。油层受到伤害后，即使采取补救措施治理，渗透率也难以恢复到地层原始水平，在很大程度上影响新井的产油和注水效果。因此，如何根据油层物性特点在油田开发过程中采取相应射孔工艺技术、完井工艺技术和相应的油层保护措施，减少油气层损害，对油田的持续高效开发具有重要的现实意义。

第一节 聚能射孔器

聚能射孔器按装枪结构可分为有枪身聚能射孔器和无枪身聚能射孔器。有枪身聚能射孔器与无枪身聚能射孔器相比具有对套管水泥环破坏小、射孔弹和导爆索等不受井内液体压力的影响等优点。随着油田开发对象的变化和工艺技术的进步，有枪身射孔工艺技术得到飞速发展，深穿透、大口径射孔器逐渐完善配套，形成了射孔器系列化。

一、射孔器

1. 有枪身射孔器

由聚能射孔弹、密封的钢管（射孔枪）、弹架、起爆传爆部件（或装置）等构成的射孔总成。

2. 无枪身射孔器

由无枪身聚能射孔弹、弹架（或非密封的钢管）起爆传爆部件（或装置）等构成的射孔总成。特点：射孔器在下井作业时，射孔弹、导爆索及雷管（或起爆器）均在井液中，直接承受井内的温度、压力。

随着油田开发对象的变化和工艺技术的进步，有枪身射孔工艺技术得到飞速发展，深穿透、大孔径射孔器、复合射孔器逐渐完善配套，形成了射孔器系列化（图 2-1）。



图 2-1 有枪身射孔器和无枪身射孔器

二、射孔弹

大庆油田的射孔器发展已形成深穿透、大孔径、高孔密三大系列射孔器，可适应 3½in、4in、4½in、5½in、7in 等套管井，耐温最高可达 250℃，混凝土靶检测适应 5½in 套管井的射孔器最大穿深可达 856mm，最大孔径可达到 16mm（表 2-1）。

表 2-1 常用射孔弹（器）名称规格、指标、适应性对比表

序号	射孔弹 新名称	射孔弹 原名称	孔密 (孔/m)	适用枪型	耐温 (℃)	混凝土靶		适用井型
						孔径 (mm)	穿深 (mm)	
1	DP30RDX-2	YD-60	12	60	180	7.2	321	3½in、4in
2	DP33RDX-2	YD-73	10	73	180	7.8	429	5½in、4in
3	DP36RDX-1	YD-89	16	89	180	8.8	505	5½in
4	DP41RDX-1	YD-89Ⅲ	16	89	180	10.2	543	
				83		9.94	427	
5	DP44RDX-1	新 YD-102	16	102	180、220	11.6	639	
6	DP44RDX-5	1MD-3	16	102		13.7	852	
7	DP48RDX-1	YD127-3	12/16	102	180、220	12.2	559	低渗透 5½in
8	DP44RDX-3	YD127-4	16	102	180、220	11.8	657	
				127	180、220	12	724	7in 套管井
9	BH48RDX-1	大孔径 102	16	102	180、220	16	386	注聚井

60 型和 73 型射孔器是早期葡萄花油田应用的射孔工艺，工艺成熟配套，目前应用于小井眼井射孔；现在常用 89 型和 102 型射孔器是油田开发中后期针对低渗透、薄差层投入开

发而研制的,工艺成熟配套,应用规模大,效果好,适用于外围油田、加密调整射孔完井;1MD3 (DP44RDX-5)射孔弹是大庆油田有限责任公司试油试采分公司研制开发的新产品,是“一米弹”系列产品之一,具有深穿透、大孔径、无杵堵、低伤害的特点,在与YD102枪配套使用,90°相位、孔密16孔/m的情况下,地面混凝土靶试验的结果为:平均穿孔深度856mm,在套管上形成的孔径平均为12.2mm,平均内毛刺高度1.9mm;其性能优于DP41RDX-1弹和DP44RDX-3弹,是目前应用于5 $\frac{1}{2}$ in套管井穿透深度最深的射孔器,也是深穿透射孔系列中平均孔径最大的射孔器之一。

第二节 高能复合射孔工艺

一、工艺原理

高能复合射孔技术是一项集射孔完井与高能气体压裂于一体的高效完井技术。它通过一次施工完成两道工序,在射孔的同时,进行高能气体压裂。火药燃烧产生的高温、高压气体通过射孔孔眼对地层压裂,形成多条裂缝,部分解除钻井、固井、射孔等作业过程对地层所造成的伤害,改善近井地带渗透性能,从而提高油气井完善程度,达到射孔完井和增产、增注的目的。

二、技术优点

1. 机械作用

破坏聚能射孔压实带,在井筒周围地层中压开多条不受地层最小主应力控制的裂缝,裂缝延伸方向剪切应力分量使裂缝产生微错动,裂缝不能完全闭合;射孔穿深与压开的裂缝长度可以超过污染带范围(采用的聚能射孔弹见图2-2)。

2. 反洗作用

火药燃烧完毕,井筒内压力下降,压入地层中的气体和液体会返流回井筒内,同时携带出一些岩石碎屑等堵塞物,从而达到清洗裂缝和射孔孔道的作用。

三、应用情况

统计2007年敖南区块288口井工艺应用情况,电缆输送射孔273口,占施工井数的95.7%,油管输送射孔12口井,占施工井数的4.3%;应用YD-102枪普通弹50口井,占施工井数的17.2%,1MD3弹射孔184口井,占施工井数的63.8%。应用YD-89枪DP41RDX-1弹射孔20口井,占施工井数的7%。统计近几年应用的不同完井方式的效果,把统计的数据加权平均汇总成不同完井方式效果对比(表2-2)。

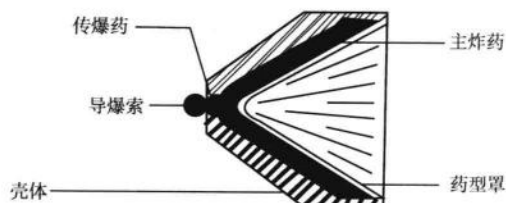


图2-2 聚能射孔弹

表 2-2 葡南油田普通射孔工艺和高能复合射孔工艺效果统计表

射孔完井方式	平均射开厚度 (m)	平均有效厚度 (m)	日产液 (t)	日产油 (t)	产液强度 [$\text{t}/(\text{d} \cdot \text{m})$]
YD-89 枪 DP41RDX-1	8.76	3.46	1.93	1.93	0.56
YD-102 枪 DP44RDX-5 普通	8.92	3.6	2.82	2.25	0.78
YD-102 枪 DP44RDX-5 高能复合	9.1	3.51	2.88	2.01	0.82

现场应用得到的认识：YD-102 枪装 DP44RDX-5 弹射孔和 YD-89 枪装 DP41RDX-1 弹射孔是常规射孔技术；一米弹射孔完善程度较高，对于射开厚度小于 7.68m 的井又能节约射孔费用，建议在厚度小于 7.68m 的井上推广使用。同时高能复合射孔效果明显好于普通射孔，因此，建议推广应用高能复合射孔；YD-89 枪因其枪径小，可在特殊井况井施工，并且对于射开厚度大的压裂井全井施工费用低，因此还是油田不可缺少的射孔方式。

第三节 内盲孔射孔工艺

一、工艺原理

所谓盲孔指的是在枪体壁上对准每一个射孔孔眼处加工的一个深度为 4mm 左右的非通孔。它的作用是减少射流的损耗，提高射孔深度。以往使用射孔器的盲孔都是加工在枪身外壁，即外盲孔。盲孔加工在枪身内壁，为枪身内盲孔。

在射孔枪体外壁以螺旋方式加工带有台阶的通孔，采用外部堵盖粘接、垫片焊接的方式扩大枪体内部空间实现枪身内盲孔。图 2-3 为内盲孔射孔器枪体结构示意图。

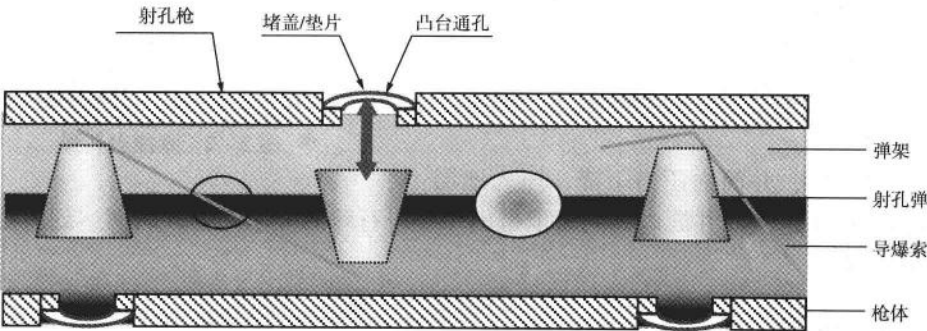


图 2-3 内盲孔射孔器枪体结构示意图

二、技术优点

1. 提高射孔弹装枪炸高

装枪炸高为射孔弹聚能罩大口端面到枪身内壁之间的距离。每一种射孔弹都存在最佳炸高，一般为射孔弹聚能罩开口直径的 3 倍。在这一距离内，射流得到充分拉伸、延展。而目