



石油工程 持续融合

技术创新管理与实践

刘 合 / 王 峰 著

SHIYOU GONGCHENG
CHIXU RONGHE
JISHU CHUANGXIN GUANLI YU SHIJIAN

石油工业出版社



石油工程 持续融合

技术创新管理与实践

刘 合 / 王 峰 著

SHIYOU GONGCHENG
CHIXU RONGHE
JISHU CHUANGXIN GUANLI YU SHIJIAN

石油工业出版社

图书在版编目 (CIP) 数据

石油工程持续融合技术创新管理与实践 / 刘合, 王峰著.

北京: 石油工业出版社, 2017.3

ISBN 978-7-5183-1800-1

I . ① 石 … II . ① 刘… ② 王… III . ① 石油工程 - 技术革新 IV . ① TE
中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2017) 第 031053 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

编辑部: (010) 64523562 图书营销中心: (010) 64523633

经 销: 全国新华书店

排 版: 北京乘设伟业科技排版中心

印 刷: 北京中石油彩色印刷有限责任公司

2017 年 3 月第 1 版 2017 年 3 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本: 1/16 印张: 14

字数: 305 千字

定价: 80.00 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

面对石油工业的历史挑战,作者以吉林油田低品位油气资源开发实践为基础,以工程技术创新为突破点,围绕低油价下油田效益开发所面临的一系列工程管理和技术问题,认真分析油田规模建产、战略调整、长期稳产和效益开发等不同开发阶段工程技术面临的主要矛盾,用“矛盾论”和“实践论”的科学方法论,理清了工程技术影响勘探开发的主要矛盾与次要矛盾的转换关系及时机,定位了不同时期工程技术的地位和瓶颈技术。通过长期生产实践与现代化管理方法的有机结合,以工程哲学的思想为指导建立并发展了工程技术持续融合创新管理模式,有效指导了工程技术科技创新与管理,研发形成一批工程新技术、新方法、新工艺、新装备,加快了新技术开发步伐和工业化应用进程。

工程技术贯穿油气田开发全生命周期,在传统技术创新管理模式下,新技术从研发到应用周期长、效率低,难以适应油田快速发展的节奏,持续融合创新管理突破了传统管理模式的束缚,实现了管理升级和技术的有序换代。

作者建立的“持续融合技术创新管理模式”,即在原有技术基础上,以工程哲学思想为指导,以生产中不断更新变化的技术需求为引领,打破传统专业壁垒,抓住主要矛盾,将采油工程全系统的人才、技术、资本、信息等创新要素有机整合,实现资源配置的整体优化,并在这个相对多维的技术管理空间里形成开放、交互的创新体系,凝结成协同有序发展的持续动力。

持续融合创新管理强调研发的目标性、管理的系统性和成果的应用性,其内涵是:坚持传统工程技术常用常新,适应储层和生产动态的变化;坚持采油、油藏、钻完井和地面工程一体化融合;油田公司、采油厂、采油矿、采油队四级技术体系一体化管理,生产、科研、试验、推广一体化组织;新技术、新产品、新工艺、新标准一体化升级,保障工程技术创新长效、整体和协同发展。

“持续融合技术创新管理模式”在吉林油田开发低品位油气资源中得到了全面推广与应用,促进了新工艺、新技术的推广应用,加快了油气产能建设;有效的开发管理模式将成为规模开发、经济建产的推手;开发投资得到科学控制,获得了更好的经济效益;能够实现低品位油气资源绿色、低碳开发等。“持续融合技术创新管理模式”的推广应用,将为油田低品位油气资源效益开发带来新的技术变革、新的管理模式、新的经济收益及新的社会效益。可以预见,在低品位油气资源持续开发过程中,从不断创新到技术融合,从“授人以鱼”到“授人以渔”,将技术与管理有机的结合,必成为低品位资源开发的有效科学方法。

中国工程院院士：何健善

2016.12.20

第一章

中国低品位资源现状及面临的挑战..... 1

第一节 中国低品位资源现状 1

第二节 低品位资源有效开发面临的挑战 6

第三节 采油工程持续融合技术创新管理模式的建立 22

第二章

低品位资源有效开发的途径与技术..... 36

第一节 国内外低品位油气资源开发实践与认识 36

第二节 低品位资源有效开发途径 73

第三节 低品位资源有效开发技术 76

第三章

低品位资源有效开发持续融合技术创新管理模式先导试验..... 160

第一节 新立Ⅲ区块集约化井丛效益建产试验区 160

第二节 乾246致密油水平井开发建产试验区 174

第四章

持续融合技术创新管理模式低成本开发实施管理办法和实施细则..... 190

第一节 持续融合技术创新管理模式低成本开发实施管理办法
..... 190

第二节 持续融合技术创新管理模式低成本开发油藏工程实施细则
..... 195

第三节 持续融合技术创新管理模式低成本开发钻井工程实施细则
..... 198

第四节 持续融合技术创新管理模式低成本开发采油工程实施细则
..... 202

第五节 持续融合技术创新管理模式低成本开发地面工程实施细则
..... 205

第五章

持续融合技术创新管理模式实施低成本开发战略前景分析..... 208

第一节 适宜资源动用与有效开发前景 208

第二节 持续融合技术创新管理发展前景 209

第三节 持续融合技术创新管理模式远景 214

后记..... 217

第一章

中国低品位资源现状及面临的挑战

第一节 中国低品位资源现状

一、低品位资源定义

1. 基本定义

低品位油气资源指相对于规模大、丰度高、产量高和油质好的“高品位”油气资源而言,现行制度和一定市场(油价)条件下,采用常规的经营管理方式,依靠现有的工艺技术,不能经济开采的油气资源。对于低品位资源,目前没有统一定义,国外称为“边际储量”、“边际油田”、“低产井”;国内低品位油藏一般来说有油藏丰度小(小于 $50 \times 10^4 \text{t/km}^2$)、原油黏度大(大于 $5 \times 10^4 \text{mPa} \cdot \text{s}$)、埋藏深度大(大于 3200m 深度)及凝固点高(高于 40°C 以上)等特征。

一方面,从成因方面分析,我国低品位资源有两种:(1)天然形成的:中国通常将复杂的小断块油气田、稠油油田,以及低丰度、低渗透油气田的资源称为“低品位”资源。(2)人为造成的:长期开采后油气田剩余的资源,大体相当于固体矿藏的“尾矿”,资源品位变差。不过流体矿藏的“尾矿”总量巨大,目前一般占探明地质储量的 70% 以上。另一方面,相对技术经济条件而言,“品位”是技术经济条件的函数,随着技术进步、油价上升,“低品位”资源可以变成“高品位”资源,而在油价下降时,“高品位”资源也可以变成“低品位”资源。

2. 按照开发阶段分类

根据低品位油气资源的开发阶段,将低品位油藏分为“难动用储量”和“尾矿”两类,第一种是指天然形成的未开发的低品位油藏,第二种是指长期开发后剩余的 low 品位油藏。

(1) 难动用储量。

国内几大石油公司(油田)对难动用储量的定义也有所不同。

中国石油的定义为:在目前的技术、经济和政策条件下,开发低效或者无效的未开发储量。

中国石化的定义为:在目前的技术、经济和政策条件下,3 年以上未动用的已探明地质

储量。

中国海油的定义为：在当前的技术、经济和政策条件下，经济效益较差、低于行业标准收益指标的暂时不能够投入开发的资源。

（2）尾矿。

指经过一定时期开发后，在当前技术、经济和政策条件下，过去一年内已经证实的，继续开采已无效或低效的剩余可采储量，其中包括因无效而停产、关井的原油储量。

3. 按照资源特征分类

根据低品位油气资源的概念和基本特征，从资源质量、储集物性及分布特征等方面将低品位油气资源分为四大类：

（1）Ⅰ类，即稠油类。这类资源本身质量比较差。从物理性质上看，密度大，一般超过 0.934，黏度高，大于 100mPa·s，流动性差；从组分上看，氧、硫、氮等元素、非烃及沥青质含量高，硫元素含量 0.14%~1.10%，氮元素含量 0.17%~1.12%，而常规油的硫和氮含量通常分别低于 0.14% 和 0.17%，非烃和沥青质含量高达 10%~30%，有的甚至可达 50%。通常，这类资源埋藏浅，但储量规模较大。

（2）Ⅱ类，即低渗透类。这类资源本身物性特征较好，但一方面储量丰度低，单井产量低，规模较大，总量较大；另一方面储集物性比较差，孔隙度、渗透率低，渗透率一般小于 50mD，物性非均质性强，储集空间分布极其复杂，比如裂缝或溶蚀孔隙。总体上，这类储量属于油气贫矿类，主要是由于储层物性特征较差致使其难以动用开采，包括复杂岩性、地层油气藏和裂缝性油气藏。

（3）Ⅲ类，即小油田类。这类资源本身品质及其储集物性较好，但由于单个油气藏（田）面积小、规模小、储量小，或者构造复杂，断裂发育，油水关系复杂，常呈成群或成带分布，多为边际油田。由于规模小，开采成本高，风险大，而且需要采用先进的钻井技术，如多分支水平井技术和大位移水平井技术。

（4）Ⅳ类，即剩余油类。这类资源是指经过多年生产后的油田所剩余的储量，属于油气“尾矿”，是一种人为生产活动造成的，通常分布在大型老油田，而且总量较大。在经过一次、二次采油后，油藏、油水关系复杂，剩余的资源分布规律性差，开发和生产成本较高，通常需要先进行有效的油藏经营管理技术，包括精细油藏描述技术和三次采油技术等。

4. 低品位油气资源特征

（1）资源本身物化特性或其储层物性较差，通常密度大、黏度高、流动性差，非烃组分含量高，或者具有储量丰度低、单井产量低及渗透率低的“三低”特征；

（2）资源本身质量和储集物性较好，但分布极其复杂，或储量规模较小，需要特殊开采工艺和设备，风险高；

（3）随技术发展、油价升降而变化，与技术和油层呈函数关系，一般情况下，这类储量随技术进步、油价上涨及管理水平的提高而逐步转变为可动用储量，建成产能；

（4）与体制状况和石油公司的经营管理水平密切相关，通过灵活的体制，严格的成本控

制和高水平的管理,在油价和技术一定情形下,相当部分低品位油气资源也可转化为可采储量。

总体来看,低品位油藏包括现在不能开发 and 不愿开发的油藏两种,不是一个非常严密的概念。从本质上看是一个相对的、动态变化的概念,随着技术、经济及政策和管理能力的变化而转变。

二、中国低品位资源总体情况

中国地质条件复杂,油藏复杂程度高,低品位油藏在全国油气资源中占有很大比重。2015 全国油气资源动态评价显示,随着高品质资源逐步开采消耗,剩余的常规油气资源品质整体降低,80% 为低品质、高风险类型。其中,超过 35% 的剩余石油资源分布在低渗储层,25% 为致密油和稠油,20% 分布在海域深水;超过 35% 的天然气资源分布在低渗透储层,25% 为致密气,20% 以上位于海域深水。

1. 国内低品位油气资源分布特征

(1) 资源潜力可观。以非常规油气资源为例,截至 2015 年全国埋深 4500m 以浅页岩气地质资源量 $122 \times 10^{12} \text{m}^3$,可采资源量 $22 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。累计探明地质储量 $5441 \times 10^8 \text{m}^3$,探明率仅 0.4%。埋深 2000m 以浅煤层气地质资源量 $30 \times 10^{12} \text{m}^3$,可采资源量 $12.5 \times 10^{12} \text{m}^3$,累计探明地质储量 $6293 \times 10^8 \text{m}^3$,探明率仅 2.1%。

(2) 开发要求高。随着发展的不断深入,勘探开发对象复杂化,资源隐蔽性增强,发现难度加大,施工难度增加,对技术装备水平的要求和勘探开发成本不断提高,生态文明建设也对油气勘探开发提出更高要求。

(3) 具有现实可开发价值的比例不高。当前经济技术条件下,可有效开发的页岩气有利区(指经过评价优选,通过钻探能够或可能获得页岩气工业气流的区域)可采资源量 $5.5 \times 10^{12} \text{m}^3$,只占总量的 25%,主要分布在四川盆地及其周缘。煤层气有利区可采资源量 $4 \times 10^{12} \text{m}^3$,占总量的 30%,主要分布在沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘、滇东—黔西盆地北部和准噶尔盆地南部。

(4) 低品位储量动用程度逐年提高。中、东部地区的大庆、辽河、胜利、长庆等油田,低品位资源已经成为油气产量的重要组成部分。以胜利油田为例,经过 40 余年的勘探开发,新发现储量及已探明未开发储量已全面转向低品位阶段。勘探每年新增探明储量 $1 \times 10^8 \text{t}$,目前近 3/4 的储量为低渗透、砂砾岩体、滩坝砂及深层油藏;胜利油田分公司 240 个未开发储量单元、 $5.73 \times 10^8 \text{t}$ 储量,主要为深层特低渗透、薄层稠油、深层稠油及潜山油藏。

2. 国内低品位石油储量的开发现状

(1) 动用及生产状况。

由于经济技术及政策环境等诸多因素的限制,低品位石油储量难以动用开发,建成实际产能。20 世纪 80 年代以来,长庆、吉林、胜利、辽河及大庆等油田在开发难动用储量方面做了大量积极探索,初步建成了一定规模的低品位储量生产油田。进入 20 世纪 90 年代,特别

是近几年,随着国民经济的快速发展,国内石油供应短缺加剧,国际油价长期处于高价位,而且石油科技水平不断提高,石油公司加强了对低品位石油储量的动用和开发,建成了相当规模的原油生产能力。

在对低品位石油储量的开发管理上,部分油田大胆尝试,运用市场机制,实行投资主体多元化,采用了合资开发、合作开发及个体投资等模式,充分发挥中小石油公司人员少、成本低、机制活等优势,形成了一套有效开发低品位储量方式,而且大胆探索,打破常规,因地制宜,探索出了实用、简易、有效的开采工艺措施。

比如,大庆、吉林油田通过联营合资方式率先摸索出国内外合作开发低品位石油储量的有效模式,先后成立了 44 家合资公司从事难动用储量开发和生产。不仅大大提高了油田原油产量,摸索出一套开发低丰度、低渗透资源的路子,而且创造了近万个就业岗位,促进了油田地区的稳定,取得了良好的经济效益和社会效益,促进了油气资源的合理、高效开发。

地处鄂尔多斯盆地东部斜坡带的延长油矿,近年来通过全面实施科技兴油战略,摸索出一套适合低渗透、特低渗透油田的开发生产工艺,包括先进的油井压裂技术和丛式井钻井工艺技术及旧井改造技术等,使延长油矿的资源利用效率明显提高。

20 世纪 90 年代后期,面临世界油价持续低迷,中国海油积极探索,借鉴国外先进管理经验,逐步形成了一套成功开发海上边际油田群的模式,采用油田群联合开发的思路和大位移水平井等技术,先后成功开发了珠江口盆地、惠州、北部湾盆地、涠州和渤海、渤西等边际油田群,将海上可动用储量的下限降为 $550 \times 10^4 \text{t}$,极大地提高了资源利用效率。

(2) 存在的主要问题。

① 动用开采力度不够。截至 2002 年,累计动用低渗透石油储量 $31 \times 10^8 \text{t}$ 左右,不足累计探明低渗透石油总储量的一半,约为 49%,对于稠油储量,开发力度相对较大,但仍有 25%~30% 没有动用,约 $5 \times 10^8 \text{t}$ 。其中,中国石油开发动用了低渗透石油储量 $20.37 \times 10^8 \text{t}$,约占其拥有低渗透石油储量的 46.9%,尚有 $23 \times 10^8 \text{t}$ 有待开发动用。另外,处于高含水期的老油田在经过改善水驱的二次采油技术后,由于陆相油藏具有非均质性严重的特点,仍有 60% 以上的剩余油未被开采出来。

② 开采工艺和技术落后。总体上,中国开发低渗透油和稠油等贫矿型石油资源的工艺技术水平较低,存在一些关键技术瓶颈,不能满足大规模开发难动用储量的需要。对于裂缝性低渗透油藏缺乏有效的精细油藏描述技术和水平井及复杂结构井开采技术;对于稠油,尚未实行蒸汽驱技术的工业化开发和生产,缺乏解决特殊稠油油藏的开采工艺;对于老油田剩余油,缺乏先进有效的分布预测技术。

③ 勘查开发生产秩序混乱。在开发难动用储量油田过程中,个别地方无证勘查开发石油,非法抢占石油公司的合法区块和油井,不少区块,特别是非法区块不按油田开发规律办事,打井无设计、开发无方案、急功近利、乱开滥采、秩序混乱,不仅严重浪费国家油气资源,而且破坏污染了当地生态环境。

④ 油气资源管理体制不合理。油气资源实行集中统一管理,投资主体过于单一,生产

成本过高,没有充分发挥市场对资源开发和利用的有效配置,不利于对低品位石油资源的开发。

⑤ 税费政策有待改进。一是不同地区、不同品位油气资源税费政策的极差不明显,特别是优质资源与低品位资源之间的税费没有形成有效合理的等级;二是对于难动用储量缺乏有效的鼓励和支持政策,没有形成有效的激励政策,不利于促进低品位资源的开发。

总体来说,国内地质条件比较复杂,随着高品位资源开发程度的加深及探明储量的增加,低品位资源的比重将越来越大。在经济、技术条件不断成熟的前景下,低品位资源开发力度将不断加大直至成为油气开发资源的主体。

三、低品位资源典型代表吉林油田资源状况

吉林油田整体位于松辽盆地南部,包括嫩江、第一松花江及拉林河以南盆地部分,地跨吉林、辽宁、内蒙古三省区,盆地东部为张广才岭,西部为大兴安岭和小兴安岭,南部为康平法库丘陵地区。吉林油田主体位于吉林省中部,地面海拔 130~200m,勘探开发领域广阔,油气资源蕴藏丰富。油气产区主要分布在松原、白城、四平和长春 4 个地区,中心位置在松原市,区内交通便利。区域构造位于松辽盆地南部和伊通盆地。

吉林油区从 1955 年开始进行石油地质勘探工作,区内地质条件复杂,纵向上发育多套含油层系:顶部组合(明水气层),上部组合(黑帝庙油层),中部组合(萨尔图、葡萄花、高台子油层),下部组合(扶余油层和杨大城子油层)和深部组合(农安油气层、怀德油气层)。勘探开发对象为松南中浅层、伊通盆地、外围盆地和松南深层,主要含油目的层包括杨大城子、扶余、高台子、葡萄花、萨尔图、黑帝庙和双阳油层。油层以低渗透—超低渗透油藏为主,其具有碎屑颗粒分选性差、储层岩石的黏土和基质成分较多、成岩作用较强、油气层岩石中的孔隙喉道细小、比表面积较大等特点;多为三角洲前缘亚相,主要沉积微相类型有分流河道主体、分流河道、废弃河道、天然堤、决口扇和河口坝等。岩性以细砂岩、粉砂岩及泥岩为主,一般发育东西向天然裂缝,储层薄、变化快,隐蔽性强;油藏类型复杂多样,其中特低—超低渗透油藏受岩性、物性控制作用较大,油藏天然能量较弱,原油性质多为常规原油,部分地区发育稠油油藏。

吉林油田石油开发经历了中高渗、低渗、特低渗、超低渗—致密油开发四个阶段。自 20 世纪 50 年代末首次在扶余油田获工业油流后,至 20 世纪 70 年代末,先后开发了扶余、红岗等中高渗透油田,从 20 世纪 80 年代开始,拉开了低渗透油田的开发序幕,陆续开发了新立、乾安、英台、长春等低渗透油田;20 世纪 90 年代依次开发了新民、四五家子、大安、大老爷府、木头油田南部等低渗透—特低渗透油藏;此后动用规模和产量比例逐步加大,“十五”期间,油田开发进入特低渗透油藏开发阶段,英台、大情字井地区效益储量陆续投入开发,2004 年原油产量突破 $500 \times 10^4 \text{t}$,截至 2010 年,原油产量达到历史最高位的 $610 \times 10^4 \text{t}$,其中,主体为低渗透—特低渗透油田,产量占比达到 81.9%。“十二五”以来,开发对象主要为松辽盆地南部中央凹陷区长岭凹陷的高台子、扶余油层,以及伊通盆地莫里青油田的双阳油层,油层中部深度一般大于 2000m,渗透率小于 1mD,属于典型的超低渗透—致密油藏,资源品质变

差,受开发技术限制、开发成本攀升、体制机制等因素的影响,新增探明储量及其动用率逐年变低,原油产量持续下降,截至 2015 年底,原油产量为 $466 \times 10^4 \text{t}$,其中超低渗透—致密油藏原油产量已经达到 $38.13 \times 10^4 \text{t}$,占总产量 7.24%,并呈现逐年上升趋势。可以说,吉林油田“十二五”以前开发上产主要是依赖于低渗透—特低渗透油田的持续开发动用。

截至 2015 年底,吉林油区共探明 28 个油气田,探明石油地质储量 $15.22 \times 10^8 \text{t}$;其中低渗透—特低渗透油气田 18 个,地质储量为 $12.37 \times 10^8 \text{t}$,占总探明储量的 81.27%。累积动用地质储量 $10.08 \times 10^8 \text{t}$,其中低渗透—特低渗透储量为 $7.58 \times 10^8 \text{t}$,占动用资源的 75%。剩余探明未动用储量 $5.2 \times 10^8 \text{t}$,其中,低渗透—特低渗透资源占比达到 90.7%,绝大部分油层渗透率小于 3mD;49% 的储量丰度小于 $30 \times 10^4 \text{t/km}^2$,千米井深日产油小于 0.7t 的资源占 79%,新井单井日产油下降至 1.5t 以下,低产是制约开发的核心问题,如何有效动用这部分低品位难采储量,对于实现油田可持续发展具有十分重要的意义。

吉林探区油气资源丰富,最新的勘探成果和地质认识认为,吉林探区石油资源量为 $32 \times 10^8 \text{t}$,探明程度较低,剩余资源量大,主要集中于中浅层扶余油层、中上部组合前缘带和东部盆地群的伊通盆地,勘探对象主要是河流相砂体控制的低渗透岩性油藏、西部坡折带浊积体岩性油藏、伊通盆地冲积扇、古潜山油气藏等。虽然剩余资源量大,但资源劣质化程度加剧,油藏控制因素多样,油水关系复杂,整体物性差,储量丰度低,埋藏深度大,一般均在 2000m 以上,储层以薄层、单层为主,油藏连续性差。扶余油层致密油在剩余资源量中占主体地位,资源量达到近 $8.0 \times 10^8 \text{t}$,储层孔隙度在 8%~11% 之间,渗透率一般在 0.1~0.5mD 之间及以下,直井稳定产量小于 1.2t/d,常规开发方式没有经济效益,勘探、开发的难度极大。

第二节 低品位资源有效开发面临的挑战

一、低品位资源的主要特点

1. 资源特点

从资源品质看,低品位资源的主要特点是低孔低渗、低产和低丰度,以吉林油区为例,低品位资源具有“低、深、薄、快、散”5 个油藏特点。

储层低孔、特低渗、特低丰度特征日益突出。全国探明石油资源平均储量丰度 $167 \times 10^4 \text{t/km}^2$,低渗透储量资源平均储量丰度 $46 \times 10^4 \text{t/km}^2$,而吉林油区低渗透储量多小于 $50 \times 10^4 \text{t/km}^2$,一般为 $(20 \sim 40) \times 10^4 \text{t/km}^2$;油层有效孔隙度一般为 8%~13%,油层渗透率为 0.5~10mD,多数在 3.0mD 以下,如近些年提交的大安、大情字井油田外围等区块的油层渗透率平均为 0.69mD;目前正在开展致密油一体化开发试验攻关的乾 246—让 53 区块的油层渗透率平均为 0.1~0.3mD,孔隙度 8%~10%,储量丰度仅为 $(25 \sim 35) \times 10^4 \text{t/km}^2$ 。

油层埋深越来越大。新区产能建设井深从“十五”初的 1400m 左右增大到 2015 年的

2100m 左右,从今后的勘探开发形势分析,这种井深变化趋势将进一步延续下去。目前评价开发重点目标乾安地区油层埋深大于 1900m,伊通地区油层埋深在 2400~3100m。

薄层、薄互层特点日益突出。开发井中 3~5m 的油层厚度已占到 40% 以上,平均单层有效厚度只有 1~2m。以乾 246 区块 I 砂组主力出油层为例(图 1-1),储层为三角洲前缘沉积,纵向上发育 2~4 个单砂体,砂岩厚度一般 8~15m,单层砂岩厚度 1~4m,平均单层有效厚度 2m 左右,隔层厚度一般在 2~3m,由于储层稳定性差,非均质性强,受 T_2 反射层强轴屏蔽作用和三维地震资料分辨率的限制,反射特征不典型,储层预测与砂体刻画技术难度大。

受沉积、岩性因素影响,储层变化快,连续性差。碎屑岩储层砂体连续性主要决定于沉积环境,吉林油区泉四段纵向上发育多期河道叠加或切叠,平面连片发育,顺物源方向砂体连通性相对较好,切物源方向河道宽度窄,砂体稳定性和连通性差,砂体宽度一般在 400~800m 之间,渗透性砂体宽度一般小于 500m (图 1-1)。



图 1-1 乾 246 井区乾深 4—让 52 井泉四段砂岩对比图(南北向)

油层在平面及纵向上分布趋于零散,油藏富集模式趋向于局部微构造和隐蔽的砂体相对高渗区。以英台油田为例,工区面积 693km^2 ,纵向自下而上在扶余、高台子、葡萄花、萨尔图、黑帝庙油层均有油藏分布,平面上动用的独立油藏单元达到近 60 多个,油藏分布不均衡,南部油藏分布在局部断层控制的微幅度构造内,北部以断层岩性及岩性油藏为主,断层附近相对富集高产,多数油藏含油面积在 $0.2\sim 2.5\text{km}^2$ 之间。

2. 储层微观孔隙与渗流特征

吉林油区特低渗透、超低渗透油藏主要分布在长岭凹陷、大安—红岗阶地和扶新隆起三大前缘带,通过储层物性、孔隙结构、渗流特征和储层敏感性四个方面研究,可以确定不同类型储层分类评价结果。

(1) 储层物性。

吉林油区特低渗透、超低渗透油藏储层物性差(表 1-1),平均孔隙度在 10.5%~16.5%,渗透率在 0.36~7.2mD 之间。研究表明,特低渗油藏和超低渗油藏孔隙度差别较小,但渗透率和产能的差别较大,渗透率比孔隙度更能反映出储层的好坏。从物性统计结果看,孔隙度与渗透率呈较好的半对数线性关系,孔隙度随渗透率的增加而增大,并且随着深度的增加孔隙度和渗透率都有降低的趋势。与其他油田对比,长庆油田开发动用的特低渗透资源储层渗透率平均在 3~5mD 之间,大庆油田外围特低渗储层渗透率 1.7mD,吉林油田储层物性条件要差于长庆油田,与大庆油田外围基本相当。

表 1-1 吉林油区特低渗透、超低渗透油藏代表区块物性统计表

油藏	特低渗				超低渗			
区块	黑 79	乾 +22-8	乾 118	新 119	红 75	让 11	大 45	庙 124-1
孔隙度(%)	16.5	12.4	12.6	12.9	11.3	10.5	10.7	10.5
渗透率(mD)	7.2	3.5	1.65	1.29	0.72	0.49	0.39	0.36

(2) 孔隙结构。

① 孔道半径。

根据不同渗透率岩心的孔道半径分布频率曲线(图 1-2),大渗透率岩心孔道分布区间与小渗透率岩心孔道分布区间接近,表明吉林油区特低、超低渗透油藏的孔道半径不能较好地反映出储层渗流能力的差别,因而也不能准确地反映出储层开发能力的差别。

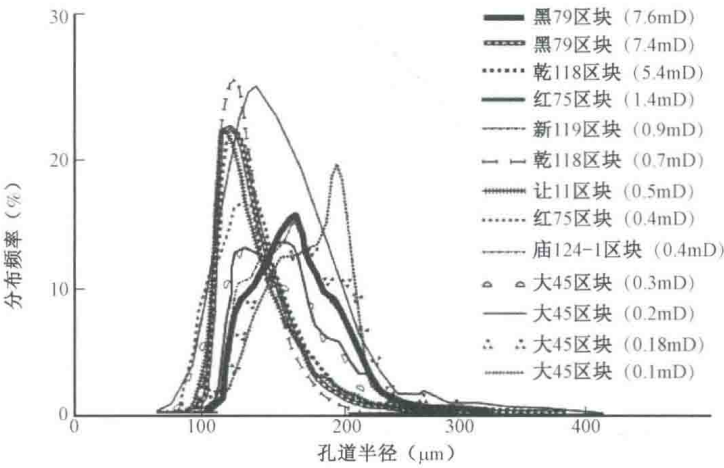


图 1-2 孔道半径分布频率

② 喉道半径。

根据不同岩心喉道半径的分布频率及与渗透率贡献率关系曲线特征(图 1-3、图 1-4),渗透率越大,喉道分布范围越宽,较大的喉道半径所占比例及对渗透率的贡献越高,储层的开发潜力越大;渗透率越小喉道分布越集中,曲线的峰值越高,较小的喉道半径所占的比例

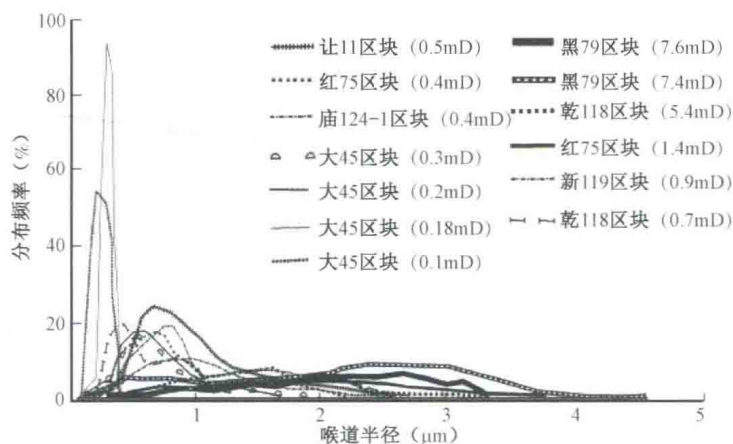


图 1-3 喉道半径分布频率

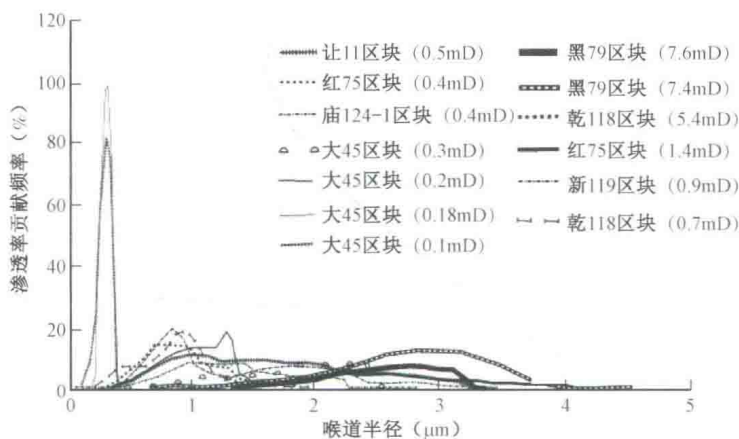


图 1-4 喉道半径与渗透率贡献率关系

及对渗透率的贡献越高,储层的开发难度越大,因此喉道半径及其分布是决定吉林油田特低、超低渗透油藏储层渗流能力的主要因素,吉林油田储层主流喉道半径为 $0.5 \sim 1.5 \mu\text{m}$,与其他油田对比,长庆油田特低渗透储层主流喉道半径为 $3.6 \mu\text{m}$,大庆油田外围特低渗储层主流喉道半径为 $0.5 \sim 1.7 \mu\text{m}$,吉林油田明显差于长庆油田,与大庆油田外围基本相当。

平均喉道半径反映的是岩石总体喉道大小,在实际油田开发中对渗流能力起主要贡献的是主流喉道半径,吉林特低、超低渗透油藏的主流喉道半径与渗透率成较好的半对数线性关系(图 1-5)。

③ 可动流体饱和度。

可动流体饱和度与渗透率呈较好的半对数关系,可动流体饱和度随渗透率的增大而增大,但可动流体饱和度与孔隙度相

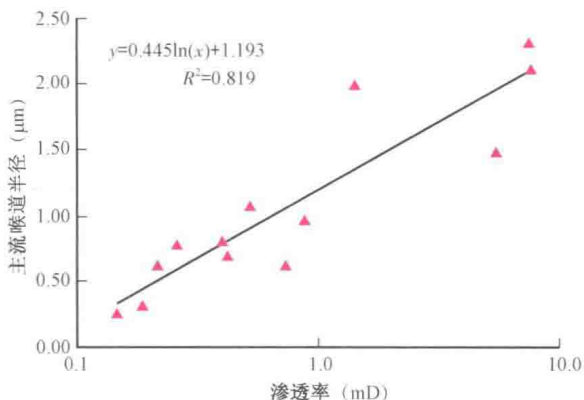


图 1-5 主流喉道半径与渗透率关系

关关系明显差一些,储层物性越差相关性越差。吉林油田的可动流体百分数为 51.5%,比大庆低渗透油田的可动流体百分数(36.9%)要高,略低于长庆低渗透油田的可动流体百分数(51.7%)。

(3) 流体及渗流特征。

① 流体性质。

根据低渗透油田的大量开发实践,地层流体的物理性质中原油黏度对油田开发的影响最大。吉林油区地层原油黏度一般均小于 $10\text{mPa}\cdot\text{s}$,属于低黏度原油,统计表明地层原油黏度与渗透率、地层温度、地层压力和油井产能并没有形成明显的对应关系,因此对于埋深较大的低黏度特低、超低渗透油藏来说,原油黏度对油田开发的影响并不突出。

② 单相流体渗流特征。

低渗透油藏由于渗透率低,孔隙结构复杂,渗流环境复杂,因而其油、水渗流特点、规律要比中高渗透储层复杂得多。研究特低渗透油藏流体的非线性渗流特征,准确地确定特低渗透油藏的启动压力梯度,对特低渗透油田的井网部署和有效开发具有重要意义。

“十五”以来,随着特低渗透油藏大规模的开发,精确的室内实验研究成果和矿场实际表明:当渗透率小于 5mD 时,油藏中流体的渗流在大多数区域处于非线性渗流,而只有在井口附近区域处于拟线性渗流,若还沿用常规低渗透油藏的非达西渗流理论将会产生较大的误差。

低渗透储层由于孔喉微细,流体在渗流过程中受到岩石孔壁与流体固、液界面上的表面分子力的强烈作用,因此需要一个启动压差,才能使流体开始流动。从特低、超低渗透储层岩心水测启动压力梯度测试结果看(图 1-6),启动压力梯度随着渗透率的增加呈减小趋势,并且与渗透率有较好的幂函数关系。当渗透率小于 1mD 时,启动压力梯度随渗透率的减小而急剧增大;当渗透率大于 1mD 时,启动压力梯度随渗透率的增大,其降低幅度变小。这是因为岩石渗透率越小,喉道越细,岩石喉道壁黏附的边界层厚度(对于水是水化膜厚度)占喉道半径的比例就越大,孔隙中过流面积越小,驱动流体流动所需克服的阻力越大,启动压力梯度也就越大,单井产能降低幅度越大(图 1-7),因而储层开发难度也越大。吉林油区特低渗透储层启动压力在 $0.01\sim 0.1\text{MPa}$ 之间,比长庆油田启动压力大($0.01\sim 0.05\text{MPa}$),比大庆油田启动压力低($0.05\sim 0.15\text{MPa}$)。

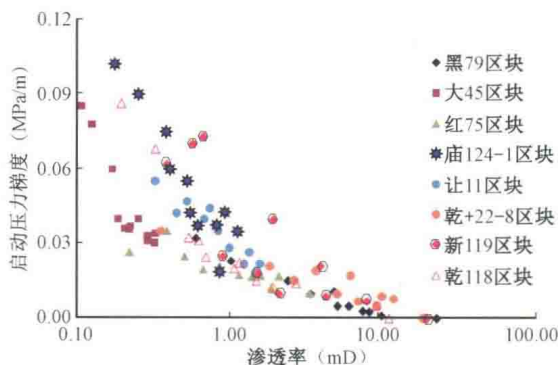


图 1-6 渗透率与岩心启动压力梯度关系

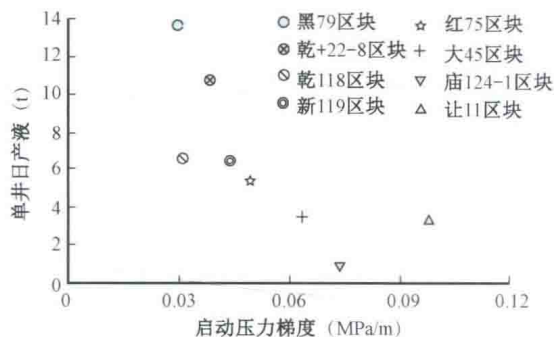


图 1-7 启动压力梯度与单井产能的关系

③ 油水两相渗流特征。

根据吉林油区特低、超低渗透油藏不同渗透率级别岩心测试相对渗透率曲线分析,束缚水饱和度和残余油饱和度较高,其中束缚水饱和度在 30%~40%,残余油饱和度在 25%~30%,油水两相共渗区较小,在 30%~40%,说明岩心孔喉细小,毛管压力对油田开发的影响较大,具有一定开发难度。分析对比岩心驱油效率与渗透率关系,整体看驱油效率与渗透率对应关系较差,说明驱油效率受储层非均质性影响更大(图 1-8)。

(4) 储层敏感性。

① 应力敏感性。

吉林油区特低、超低渗透油藏应力敏感性实验表明,在升压及降压过程中压力与渗透率关系符合指数递减规律,渗透率越低,应力敏感性越强,并且这种渗透率伤害在压力恢复后仍很难恢复(图 1-9)。

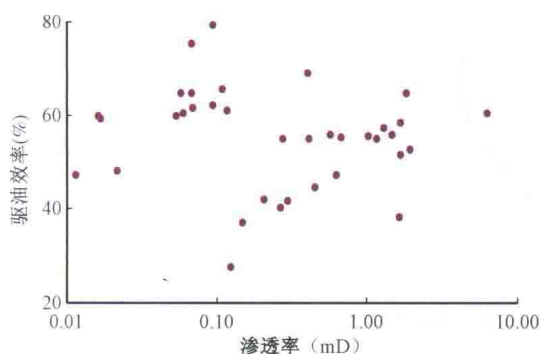


图 1-8 驱油效率与渗透率关系

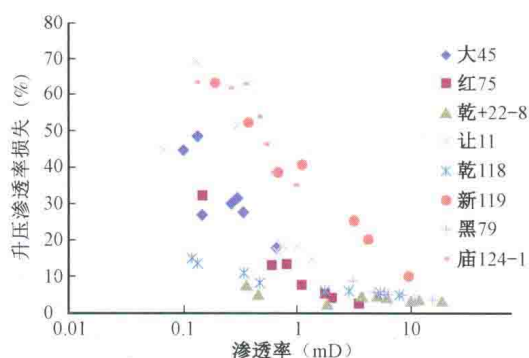


图 1-9 应力敏感性与渗透率关系

② 流体敏感性。

黏土矿物含量是影响吉林油田特低、超低渗透油藏注水开发的一个重要影响因素,黏土矿物含量越高储层水敏性越强(表 1-2),注水开发效果越差。长庆油田储层黏土矿物含量最低(9.1%),吉林油田储层次之,大庆油田外围扶杨油层最高(17.4%)。

表 1-2 黏土矿物绝对含量对比分析表

区块	高岭石 (%)	绿泥石 (%)	伊利石 (%)	伊/蒙间层 (%)	蒙皂石 (%)	黏土含量 (%)	储层 敏感性
庙 124-1	0.00	2.54	3.16	4.44	0.67	10.14	中—强
大 45	0.61	2.42	3.49	5.73	1.79	12.25	中—偏强
让 11	0.54	2.95	3.64	8.37	1.46	15.50	中—强
红 75	0.07	0.14	12.53	1.26	0.19	14.00	中—偏强
新 119	0.64	2.17	1.01	0.85	0.19	4.67	弱—中等
乾 118	0.58	0.12	0.84	0.46	0.14	2.00	弱—中
乾 +22-8	0.26	1.44	3.13	0.92	0.09	5.75	弱—中
黑 79	0.00	0.95	1.20	0.50	0.08	2.64	弱—中