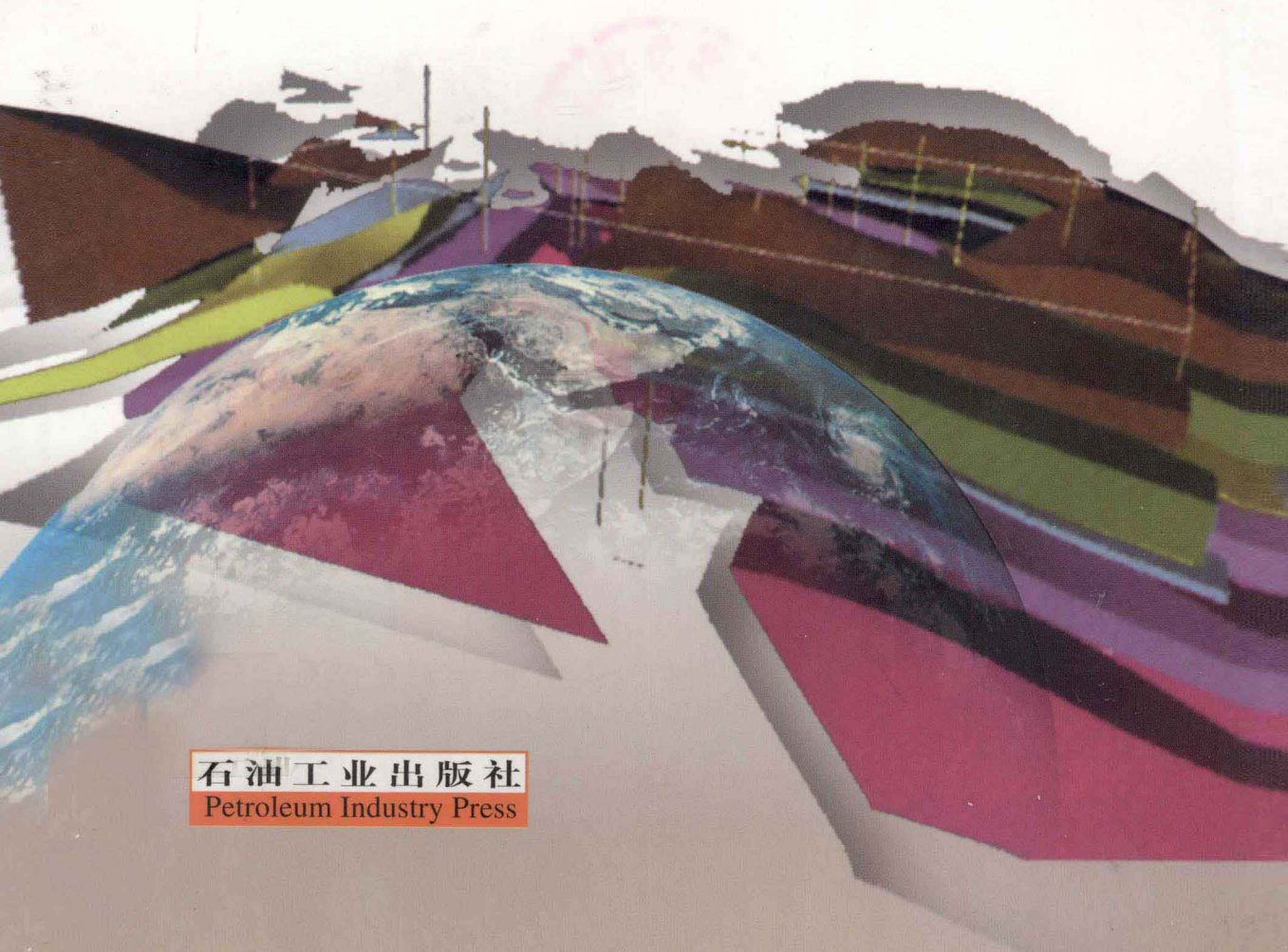


低渗透储层三维地质 模型和剩余油分布预测

■ 李存贵 著



石油工业出版社
Petroleum Industry Press

低渗透储层三维地质模型和 剩余油分布预测

李存贵 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书利用多学科理论和方法技术,最大限度应用计算机手段,综合研究和揭示了不同开发阶段低渗透储层油藏宏观、微观非均质性和机理,建立了低渗透储层油藏三维定量模型,并与油藏数值模拟相结合,揭示了剩余油形成机理和分布规律,预测了剩余油的分布,提出了有效的低渗透储层油藏剩余油挖潜措施。

本书可供油田开发工作者及大专院校相关专业师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

低渗透储层三维地质模型和剩余油分布预测 / 李存贵著 .
北京:石油工业出版社,2003.6

ISBN 7-5021-4296-7

I. 低…

II. 李…

III. ①低渗透油层-油藏-地质模型

②低渗透油层-剩余油-分布-预测

IV. P618.130.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2003)第 047566 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

北京密云华都印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 7 印张 170 千字 印 1—1000

2003 年 6 月北京第 1 版 2003 年 6 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-4296-7/TE·3016

定价:16.00 元

序

《低渗透储层三维地质模型和剩余油分布预测》一书是作者在承担中国石油化工集团总公司“九五”科技攻关课题研究成果基础上,进一步提高发展的成果。作者从事油田开发工作十余年,现任中原油田第四采油厂副厂长兼总地质师,在油田开发地质方面有较高的造诣,为中原油田的发展工作做出了突出的贡献。该书是他多年工作的结晶,他抓住我国东部油田已开发 20~40 年,各油田已进入高或特高含水阶段的特点,揭示低渗透储层宏观或微观非均质性,建立低渗透储层三维地质模型,阐明剩余油分布模式、控制因素及提高剩余油采收率的措施这个重大科技前缘难题。作者应用现代油藏研究和表征的最新理论和方法技术,以文南油田文 33 断块和文 95 断块为例,深入地研究了长期注水后的沙二下亚段三角洲水下分支河道砂体,沙三中亚段深湖、半深湖浊积低渗透储层砂体的沉积模式、构造模式、宏观、微观非均质模式,建立了文 33 断块和文 95 断块低渗透储层三维地质模型,进行了油藏数值模拟。阐明了剩余油形成机理和分布规律,提出了低渗透率储层高含水期提高剩余油采收率的措施。

该书的主要特色是系统地论述了低渗透储层宏观、微观非均质模型、三维地质模型及剩余油形成机制和分布规律,预测了剩余油分布,提出了高含水期低渗透储层提高剩余油采收率的措施,为提高长期注水开发的低渗透储层油田的采收率提供了科学依据,深化了陆相断陷湖盆开发地质学的理论和方法。该书是本学科领域的主要参考书。

葉連俊

前 言

能源是当今社会发展的物质基础,油气是世界能源的重要组成部分,也是工业的血液和国民经济发展的重要支柱,故发展和改善油气田的勘探和开发具有重要的理论意义和实用价值。

自 20 世纪 60 年代,我国油气勘探战略提出向东转移之后,在松辽盆地和渤海湾盆地及海域相继发现了一大批大型和中型油气田。东部油气田的储量和产量为我国油气储量和产量的半数以上。它们主要发育分布在同生断裂控制的陆相断陷湖盆内,储层主要为河流、三角洲砂体,以河道砂体为主,储层非均质性强,给油气田勘探和开发带来了极大的困难。目前这些油气田已经历了 20~38 年的注水开发,经历了初、中、高和特高四个含水阶段,多数油田已经进入高或特高含水阶段,综合含水率均达到或超过 90%,在现有井网条件下,采收率仅为 29%左右,原苏联专家认为约为 60%~65%,剩余油分布在储层宏观非均质性严重引起的注水未波及带,只有 30%~35%残留在水淹层内。美国在进行提高采收率实验中发现,油田的石油采收率受各种地质因素的综合影响,认为决定石油采收率的基本地质因素是储层的非均质性。在这种条件下,实现油田稳油控水,提高油气的采收率,必须研究和建立储层三维地质模型,揭示储层非均质性,阐明剩余油形成机制和分布规律,才能实现提高油田最终采收率的目的。

该书是笔者承担中国石油化工集团公司“九五”科技攻关课题部分研究成果。研究区是注水开发 20 余年的文南油田文 33 断块沙二下亚段三角洲水下分支河道砂体和文 95 断块沙三中亚段深湖、半深湖浊积砂体,均为低渗储层。研究中综合应用多学科理论和方法,最大限度应用计算机技术,并与油藏数值模拟相结合,揭示了文南油田文 33 断块和文 95 断块构造格架、沉积体系、低渗透储层非均质性,储层参数特征和分布规律,两个断块油藏层间和平面剩余油形成条件和分布规律,建立了上述两个断块油藏的三维地质模型,预测了剩余油分布,还提出了两个断块油藏提高剩余油采收率的措施,对指导高含水期低渗透储层剩余油研究和开发具有重要意义。

该书共分九章,第一章文南油田石油地质概述,论述了文南油田地层格架、油气藏类型和特征、油田开发现状和存在的主要问题。第二章文南油田低渗透储层沉积模式,分别论述了文 33 断块和文 95 断块的沉积相、微相、砂体类型及其空间展布和时间演化,建立了两种成因类型的相模式。第三章文南油田构造格架,论述了文 33 断块和文 95 断块的构造格架,还论述了不同级序断层特征、展布及对储层和油藏形成的控制作用,特别是论述了微构造研究方法和对剩余油的控制作用。第四章文南油田低渗透储层非均质模型,论述了文 33 和文 95 两个断块油藏的宏观和微观非均质模型,阐明了对剩余油形成分布的控制作用。第五章文南油田低渗透储层参数测井解释理论和方法,阐述了低渗透储层测井解释的原理和方法,测井资料预处理和标准化,测井解释模型的建立,测井处理和解释,测井解释成果和检验。第六章文南油田低渗透储层三维地质模型,阐明了低渗透储层建立三维地质模型的原理、方法和流程及两个断块油藏的三维地质模型。第七章文南油田低渗透储层油藏数值模拟,论述了文南油田低渗透储层油藏数值模拟的原理和方法,数值模拟的网格系统,数值模拟的模型和数值模拟的历史拟合。第八章文南油田低渗透储层剩余油分布规律,论述了文南油田低渗透储层层间剩余油分布规律,平面剩余油分布规律,还进行了剩余油预测。第九章文南油田低渗透储层剩余油挖潜

措施,分别论述了文 33 和文 95 两个断块目前开发中存在的主要问题,分别对两个断块油藏提高剩余油采收率的措施进行了分析。

该书从油藏三维角度揭示了低渗透储层断块油藏宏观、微观非均质性,研究了三角洲水下分支河道砂体和深水浊积砂体剩余油形成机制和分布规律,预测了剩余油的分布,分别提出了两种成因类型低渗透储层在高含水期提高剩余油采收率的措施。希望该书能对油田开发地质,油藏工程及剩余油研究领域起到抛砖引玉的作用,推动我国石油工业的快速发展。该书编写过程中得到叶连俊院士、刘泽容教授的悉心指导,并提出了修改意见,中原油田的有关专家提供了大量的基础资料,给予了很大的帮助,借此机会表示衷心感谢。

由于笔者水平有限,书中不当之处,欢迎读者批评指示。

目 录

第一章 文南油田石油地质概述	(1)
一、文南油田地层格架	(1)
二、文南油田油气藏类型及主要特征	(2)
三、文南油田开发现状和存在问题	(5)
第二章 文南油田低渗透储层沉积模式	(10)
一、文 33 断块低渗透储层沉积模式	(10)
二、文 95 断块低渗透储层沉积模式	(22)
第三章 文南油田构造格架	(25)
一、文 33 断块构造格架	(25)
二、文 95 断块构造格架	(25)
三、微构造与剩余油关系	(30)
第四章 文南油田低渗透储层非均质模型	(32)
一、文南油田低渗透储层宏观非均质模型	(32)
二、文南油田低渗透储层微观非均质模型	(39)
第五章 文南油田低渗透储层参数测井解释理论和方法	(45)
一、文南低渗透储层测井资料预处理和标准化	(45)
二、文南低渗透储层测井解释模型的建立	(48)
三、文南低渗透储层测井处理和解释	(51)
四、文南低渗透储层测井处理成果和检验	(51)
第六章 文南油田低渗透储层三维地质模型	(53)
一、三维地质建模的原理和方法	(53)
二、三维地质模型建立的流程	(53)
三、文南油田三维地质模型	(54)
第七章 文南油田低渗透储层油藏数值模拟	(60)
一、文南油田低渗透储层油藏数值模拟的原理和方法	(60)
二、文南油田低渗透储层油藏数值模拟网格系统	(60)
三、文南油田低渗透储层油藏数值模拟模型	(61)
四、文南油田低渗透储层油藏数值模拟历史拟合	(62)
第八章 文南油田低渗透储层剩余油分布规律	(66)
一、文南油田低渗透储层层间剩余油分布规律	(66)
二、文南油田低渗透储层平面剩余油分布规律	(75)
三、文南油田低渗透储层剩余油预测	(80)
第九章 文南油田低渗透储层剩余油挖潜措施	(85)
一、文南油田低渗透储层开发中存在的主要问题	(85)
二、文 33 断块剩余油挖潜措施	(91)
三、文 95 断块剩余油挖潜措施	(93)
参考文献	(99)

第一章 文南油田石油地质概述

东濮凹陷属渤海湾裂谷盆地南缘临清坳陷的次级构造单元。呈北北东向延伸,北窄南宽,长约 160km,宽 70km,面积为 5300km²。东侧以兰聊基底断裂为界与鲁西隆起上的菏泽凸起相邻;西侧以长垣基底断裂为界与内黄隆起相接;南隔兰考凸起与开封坳陷为邻;北以马陵断层与临清坳陷内的莘县凹陷相望。

东濮凹陷受渤海湾盆地同一区域构造背景和应力场控制,主要构造呈北北东向展开,兰聊断层和长垣断层控制了凹陷形成与演化,文东、文西断层决定着黄河北地区中央隆起带的形成,而黄河断层则影响着黄河南地区中央隆起带的发育。另外,北西或东西向断层,除组成凹陷南北端边界外,还把凹陷分割成隆起和洼陷。

构造形迹研究表明,上述断裂系统以张性断块活动和不均衡的断块翘倾作用作为凹陷构造运动的主要方式,使凹陷呈东西分带(东侧陡坡带、东部洼陷带、中央隆起带、西部洼陷带和西侧缓坡带)和南北分区(北区和南区)的构造格局。作为上述凹陷的二级构造带,明显控制着沉积体系的分布,决定着生储盖组合关系以及油气藏类型。

文南油田是东濮凹陷内的重要油田之一,东濮凹陷中央隆起带文留构造南部,自 1983 年以来,陆续投入开发了文 33 断块区、文 95 断块区等 8 个断块区共 22 个开发单元,主要含油层位为下第三系沙河街组沙二下、沙三上和沙三中亚段。油藏埋藏深度在 2210~3800m 之间。动用含油面积 47.3km²,动用石油地质储量 6648×10^4 t,标定可采储量 1768×10^4 t,标定采收率 26.59%。其地层发育特征受区域地质的控制。

一、文南油田地层格架

东濮凹陷新生代地层十分发育,由下而上可以分为:下第三系孔店组、沙河街组和东营组,上第三系馆陶组和明化镇组,第四系平原组。其中沙河街组是凹陷的主要含油气层段,沙河街组又可分为四段,现将沙河街组由下而上的地层发育特征简述如下。

(一)沙四段

沙四段可分为上、下两段,沙四下亚段除凹陷边远地区发育不全有沉积缺失外,沉积厚度一般为 100~200m,最厚可达 330m。沉积类型单一,岩性主要为红色砂岩、粉砂岩和泥岩互层。沙四上亚段的分布范围略大于沙四下亚段,地层厚度具中部厚南北薄、东厚西薄的特点,在凹陷北部地区的卫城、濮城、胡状集地区厚 7~150m,文留北部地区厚 160~210m,文留南部地区厚 200~400m,凹陷南部地区一般厚 100m,沉积中心位于前梨园。岩性主要为灰色泥岩与砂岩互层,顶部见石膏。

(二)沙三段

沙三段可分为上、中、下三个亚段,沙三下亚段除在胡状集地区的石家集断层以西和瓜营等地区遭受严重剥蚀外,在整个凹陷内都有分布。卫城、濮城地区沉积厚度较薄,一般不超过 400m;胡状集、文留、桥口地区厚度较大,最大可达 1300~1500m;马厂地区厚 1000m 左右,前梨园和海通集地区为凹陷的沉降中心,厚度超过 1500m。岩性主要为膏岩、盐岩与灰色、深灰

色泥岩、油页岩夹粉砂岩。沙三中亚段分布范围略小于沙三下亚段,厚度约 600m,北部以普通含盐沉积为主要特征,主要由盐岩层、膏岩层及钙质页岩、油页岩组成的多套盐岩韵律层,侧向变为砂泥岩组合。沙三上亚段厚度为 150~400m,为灰褐色油页岩、灰色泥岩与砂泥岩互层,顶部出现紫红色泥岩和砂岩组合。

(三)沙二段

沙二段分为上、下两个亚段,沙二下亚段厚约 200~500m,主要为含砾砂岩、砂岩及紫红色、灰绿色泥岩沉积。沙二上亚段厚约 220~400m,主要为暗绿色、暗紫色含石膏泥岩及砂泥岩组合。

(四)沙一段

沙一段也分为上、下两个亚段,沙一下亚段厚约 50~200m,北部主要为盐岩、石膏夹灰色泥岩及薄层灰岩组合,是东濮凹陷第三个盐类沉积的主要发育段。沙一上亚段厚约 120~200m,主要为灰色泥岩夹薄层碳酸盐岩和油页岩组合。

二、文南油田油气藏类型及主要特征

(一)文南油田油藏类型

文南油田地质特征极为复杂,油藏类型多样,既有黑油油藏,又有轻油油藏,既有构造储层因素的影响,又有流体性质的差异,综合考虑各方面因素,将文南油田的 22 个开发单元划分为以下五种油藏类型。

1. 构造相对简单层状低渗、中低渗油藏

这类油藏包括文 33 断块 Es_2^F 、文 95 断块 Es_3^F 等 5 个单元,地质储量 $2398 \times 10^4 t$, 占全油田地质储量的 37.4%。埋深 2210~3200m,平均孔隙度为 16.1%~21.6%,平均空气渗透率为 $51.4 \times 10^{-3} \sim 208.9 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。这类油藏埋藏较浅,构造比较简单,物性较好,井网比较完善,目前采出程度较高(17.4%~30.81%),是文南油田的主力油藏。

2. 层状低渗复杂断块油藏

这类油藏包括文 79 断块区、文 184 断块、文 33 断块 Es_3^F 等 7 个单元,地质储量 $1840 \times 10^4 t$, 占全油田地质储量的 28.7%。埋藏深度 2800~3300m,平均孔隙度为 14.0%~18.6%,平均空气渗透率为 $12.7 \times 10^{-3} \sim 94 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。这类油藏目前采出程度为 11.17%~25.83%,构造比较复杂,物性较差,井网完善。

3. 透镜体低渗、特低渗复杂断块油藏

这类油藏包括文 82 断块、文 188 断块等 5 个单元,地质储量 $1171 \times 10^4 t$, 占全油田地质储量的 18.3%。油藏埋深 3000~3700m,平均孔隙度为 11.4%~16.3%,平均空气渗透率为 $4.3 \times 10^{-3} \sim 32.3 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。这类油藏埋藏较深,物性差,构造复杂,储层多呈透镜体,200~250m 井距砂层连通率小于 45%,单井钻遇砂体储量 $411.3 \times 10^4 t$, 占该类油藏储量的 43%,目前难以水驱动用。

4. 挥发性特低渗断块油藏

文 88 断块、文 72 断块 Es_3^F 油藏,地质储量 $722 \times 10^4 t$, 占全油田地质储量的 11.3%。油藏埋藏 3500~3800m,平均孔隙度为 14%~15.5%,平均空气渗透率为 $5.0 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。原始气油比为 $452 m^3/t$ 。这类油藏埋藏深,物性差,构造复杂,异常高压(原始压力系数达 1.65~1.85),无法水驱动用,目前依靠天然能量枯竭式开采。

5.凝析气藏

文 269 断块、文 72 东断块、文 135 断块 E_{s2}^{1-5} 油藏,地质储量 $282\times 10^4\text{t}$,占全油田地质储量的 4.4%。油藏埋深 3100~3550m,平均孔隙度为 15.0%~15.7%,平均空气渗透率为 $14.1\times 10^{-3}\sim 20.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。这类油藏埋藏较深,物性较差,不适宜注水开发,地层能量、产量下降快。

(二)文南油田油藏特征

文南油田油藏具有六高两低一小的特点。六高即原始地层压力高(32~65.4MPa),压力系数为 1.20~1.85;饱和压力高(在 24.0~43.9MPa),平均饱和压力为 25.78MPa;原始溶解气油比高(143~452 m^3/t);原油体积系数高(1.35~2.2);油藏温度高,在 92~140℃,平均油藏温度为 101℃,地温梯度约 3.8℃/100m;地层水矿化度高,在 $21\times 10^4\sim 34\times 10^4\text{mg/L}$,水型为 CaCl_2 型。两低为原油密度低(地面原油密度 0.81~0.84 g/cm^3);原油粘度低(地下原油粘度 0.26~2.67 $\text{mPa}\cdot\text{s}$)。一小是地饱压差小(4~17MPa)。

文 95 断块油藏油层物性相对较好,平均孔隙度为 17.4%~20.2%,平均空气渗透率为 $15.8\times 10^{-3}\sim 51\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。储层非均质程度中等稍偏强,渗透率变异系数为 0.48~0.81。流体性质具有“三高一低”的特点,即油藏饱和压力高(21.9MPa),原始气油比高(149 m^3/t),地层水矿化度高($26\times 10^4\text{mg/L}$),地下原油粘度低(小于 0.5 $\text{mPa}\cdot\text{s}$)。

文 95 断块具有构造相对比较简单、油层物性较好、储层连通性好的特点,是文南油田的主力开发区块之一,该油藏的基本地质参数见表 1—1。

表 1—1 文 95 断块沙三中亚段油藏基本参数表

发现时间	1980.2	地面原油密度	0.834 g/cm^3
油藏类型	构造岩性油藏	地下原油密度	0.7003 g/cm^3
油藏中部深度	2800m	凝固点	34℃
含油面积	5.2 km^2	地下原油粘度	小于 0.5 $\text{mPa}\cdot\text{s}$
有效厚度	13.2m	原始地层水矿化度	$26\times 10^4\text{mg/L}$
地质储量	$535\times 10^4\text{t}$	原油体积系数	1.354
储层类型	砂岩储层	原始气油比	149 m^3/t
孔隙度	17.4%~20.25%	原始地层压力	36.5MPa
渗透率	$15.8\times 10^{-3}\sim 51\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$	饱和压力	21.9MPa
粒度中值	0.077mm	油层温度	108℃
分选系数	1.34	驱动类型	水驱

(三)文南油田油藏开发特征

纵观文南油田近 20 年的开发过程,主要有以下几方面的开发特点。

1. 初期产量高、压力产量下降快,弹性产率低

受文南油田油藏性质的影响,油井投产初期产量一般较高,统计 386 口油井(图 1—1)投产初期产量,平均单井日产油 20.5t,生产一年后,单井日产量下降到 3.4t,仅为初期产量的 16.6%,地层压力由投产初期的 35.85MPa 下降到 26.74MPa,地层压力下降 9.11MPa,平均阶段单井产油 1689t,平均单井弹性产率仅为 185t/MPa。

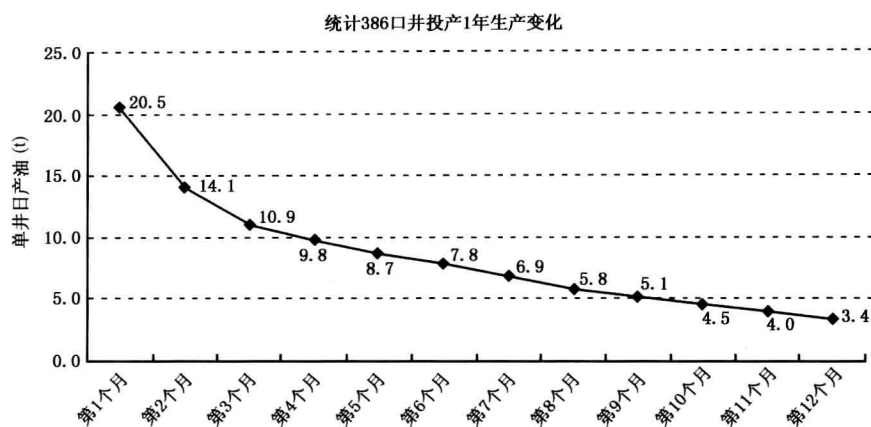


图 1—1 文南油田单井日产油量变化曲线

2. 油田含水上升快

文南油田低渗、高气油比的油藏特征决定了其有诸如图 1—2 样的分流量曲线特征,含水曲线呈“S”型,油井见水后,随含油饱和度的降低,含水迅速上升,无水采油期短,表现为油井从见效到水淹的时间较短。统计文南油田 1995 年以来见效井 76 口(图 1—3),从见效到水淹(含水 90%)时间在 6 个月以内的 53 口井,占统计井数的 69.7%,76 口井从见效到水淹平均时间为 5.2 个月。

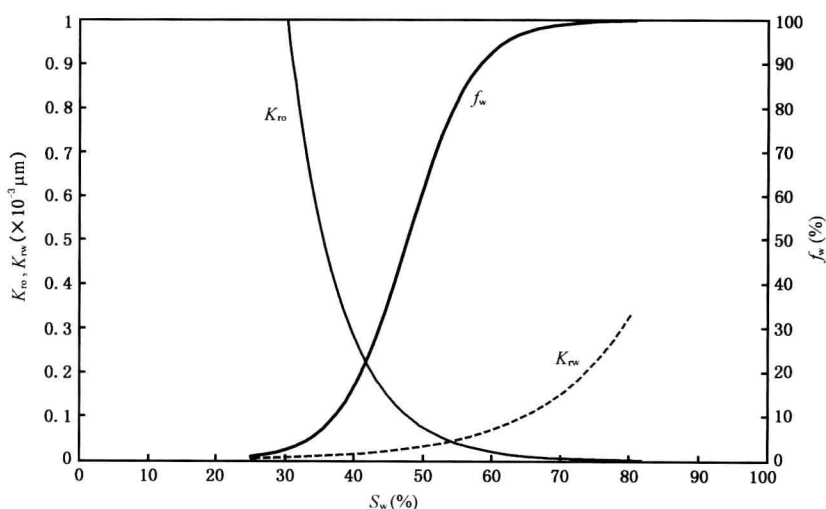


图 1—2 文南油田分流量曲线

3. 油井见效见水后,产液产油指数下降

文 33 断块沙二下亚段无因次采液、采油指数曲线呈现出随着含水的上升,采液指数不仅没有上升,而是随采油指数的下降采液指数一起下降。

统计文南油田 76 口油井见效后的生产过程来看,见效井随着含水的上升(图 1—4),其日产液、日产油能力明显呈下降趋势。与见效高峰期相比,日产液能力平均月下降 5.37%,日产油能力平均月下降 6.82%。

4. 注水井启动压力高,注水困难

文南油田高压低渗的储层特征,在注水井上表现为储层的启动压力较高。统计文南油田

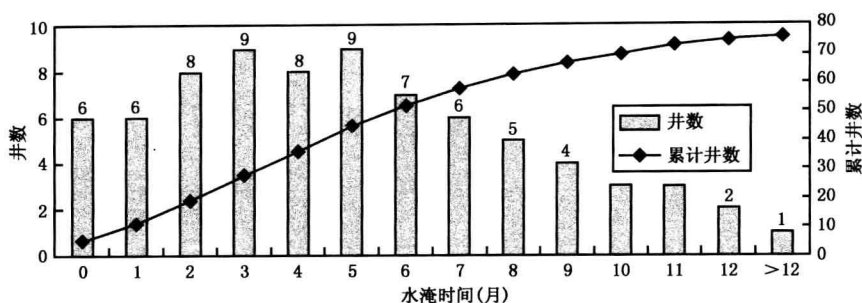


图 1—3 文南油田见效井见效到水淹时间统计图

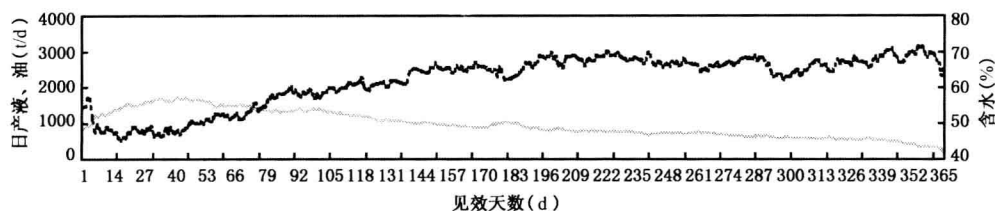


图 1—4 文南油田 76 口见效井产量变化曲线

目前的 13 个注水单元 96 口井(表 1—2), 笼统注水条件下, 平均注水启动压力为 27.55MPa, 其中注水启动压力低于 25MPa 的只有文 33 断块 $E_{s2}^{\text{下}}$ 、文 95 断块、文 266 断块三个单元, 其余区块均在 29MPa 以上, 由于启动压力高, 提压注水的难度较大, 部分区块二类层无法动用。

表 1—2 文南油田各注水单元启动压力统计

区 块	统计井数(口)	平均启动压力(MPa)	区 块	统计井数(口)	平均启动压力(MPa)
文 33 断块 $E_{s2}^{\text{下}}$	13	23	文 72 断块 - 85	12	29
文 33 断块 $E_{s3}^{\text{上}}$	14	33	文 72 断块 - 135	8	33
文 95 断块	15	21	文 72 断块 - 134	7	29.5
文 79 断块 - 136	4	30	文 82 断块	6	34
文 79 断块 - 133	4	32	文 184 断块	4	33
文 79 断块 - 79	4	33	文 266 断块	2	17
文 79 南断块	3	32	文南合计	96	27.55

三、文南油田开发现状和存在问题

(一)文 33 断块开发现状

文南油田文 33 断块沙二下亚段油藏 1982 年编制初步开发方案, 1983 年 4 月正式投入开发, 1984 年试注, 1985 年全面注水, 1991 年进入综合治理阶段, 油藏先后经历了以下四个开发阶段, 每个阶段的产量都在变化(图 1—5)。

1. 产能建设阶段(1983 年 4 月至 1985 年 5 月)

文 33 断块沙二下亚段油藏 1982 年编制初步开发方案, 1983 年 4 月正式投入开发, 此阶段投产的油井初期生产方式多为自喷生产, 区块靠弹性能量开采, 投产油井 33 口, 阶段弹性产油 $7.67 \times 10^4 \text{t}$, 地质储量采出程度 0.60%; 由于天然能量不足, 单井产量递减快, 于 1984 年 1

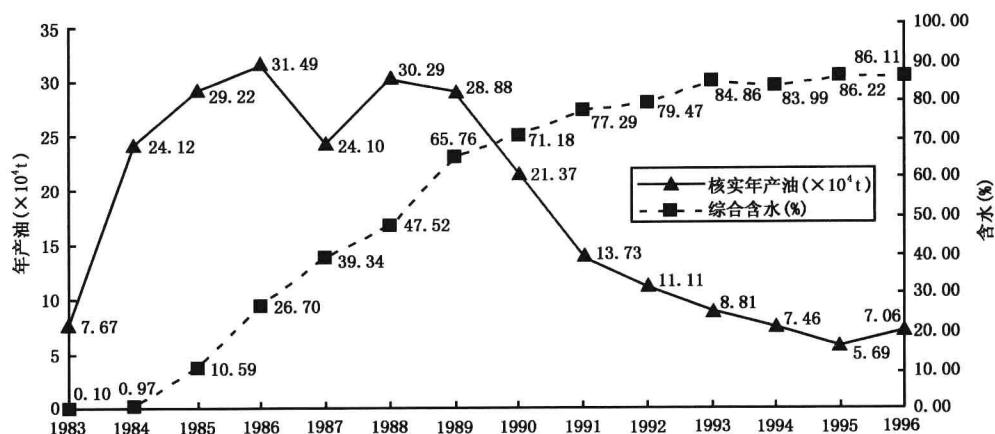


图 1—5 文南油田文 33 断块产量变化曲线

月编制实施了“文 33 断块注采方案”，地层压力开始回升，一批油井开始见效，区块产量上升，采油速度由 0.6% 上升到 1.9%。该阶段末有油井 50 口，注水井 14 口，日产油 982t，日注水 1243m³，采油速度 2.19%，累积产油 42.172×10⁴t，地质储量采出程度为 3.3%。

2. 高产、稳产阶段(1985 年 6 月至 1989 年 7 月)

初步开发方案的实施使得区块注采系统趋于完善，油藏于 1985 年 6 月进入高产稳产阶段，但是由于沙二下亚段油藏含油井段长，储层非均质性及层间矛盾等因素影响，致使油井见水快，综合含水上升快，产量大幅度下降。为此，1986—1987 年首先采取一系列增注措施(如水井压裂、酸化、高压注水)，改善了油藏的注水状况。并于 1988 年 3 月编制“分层注水方案”，11 月编制“文 33 断块沙二下亚段调整方案”，进行了细分层系，老井上返，局部加密调整井等研究工作，将沙二下亚段划分为 Es₂^{F1~3}、Es₂^{F4~6}、Es₂^{F7~8}三套开发层系。方案设计 139 井次的工作量，通过老井上返、转注，新钻加密井，将井距缩小至 250m，基本形成了文 33 断块沙二下亚段的注采格局，有力地保证了油藏的稳产。

阶段末有油井 86 口，注水井 49 口，日产油 850t，日注水 4826m³，采油速度 2.42%，高产、稳产阶段累积产油 147.01×10⁴t，平均年产量 29.40×10⁴t(1985 年最高，达 32.25×10⁴t)，平均采油速度 2.30%；阶段采出程度为 11.5%，区块采出程度达到 14.8%。

3. 产量递减阶段(1989 年 8 月至 1997 年 12 月)

由于分注分采工艺没有突破，大量油井长井段合采，致使层间矛盾加剧，水驱动用程度差的状况难以改善，致使综合含水上升过快，产量递减幅度急剧加大，区块开始进入递减阶段。为减缓递减，出于稳产的需要，连续进行了以下调整。

①1990 年西部复杂带调整。方案设计年产量 5.4×10⁴t，采油速度 2.5%，水驱控制程度 65%，水驱动用程度 39%。西部复杂带投入开发为弥补文 33 断块沙二下亚段的产量递减作出了一定的贡献。

②1991—1992 年进行综合治理。开展以调整平面矛盾、缩小层间差异、控制水淹层、增加水驱控制程度为中心的综合治理，其主要措施是注水井调剖、油井堵水。

③1993 年实施稳油控水。针对油藏存在的含水上升过快、产量持续下滑局面，1993 年 6 月提出“稳油控水”的举措，并编制、实施“文 33 断块区沙二下亚段稳油控水方案”，方案以增加注水井点、调整吸水剖面为主要内容，周期注水，旨在扩大波及系数，提高水驱动用程度，实现稳产。

④1994 年进行动用差层先导实验。针对一直存在的层间干扰严重、矛盾突出、注水情况

变差,而主力油层严重水淹状况,1994 年进行动用差层先导性实验,其主要作法是油井挤堵主力层、注水井调剖及差层注水等手段,以控制主力水淹层的吸水量,从而启动差层,搞好层间接替,提高储量的水驱动用程度。

总之,历年措施虽然取得了一定的经验和效果,但由于措施完成率低,形不成生产能力,故远未达到生产目的,开发水平没有根本性的提高;且由于井况差,水驱控制、动用储量损失严重,产量大幅度下降,自然递减、综合递减亦居高不下。1995 年油藏产量最低,仅 $5.67 \times 10^4 \text{t}$ 。

阶段末,区块有油水井 74 口,注水井 68 口,日产油 135t,日注水 3159m^3 ,采油速度 0.45%。阶段地质储量采出程度为 4.6%,区块地质储量采出程度为 19.4%。

4. 产量恢复阶段(1996 年 1 月至 2000 年 12 月)

1996 年至今在总结文 33 断块沙二下亚段油藏历次治理的基础上,应用新增资料,开始以深化油藏地质研究、搞清油水关系为基础的综合治理,试图改善注采剖面、扩大波及系数,达到改善层间矛盾,从而实现中低渗层接替的思想,开展构造、储层、小层水淹状况、剩余油分布状况研究,在治理主力油层的同时,搞好层间接替,制定了立足现有井网,以一类层剩余油和二类层为主要治理对象,同时兼顾主力层,根据需要进行注采完善、调整,提高储量的水驱动用程度。综合治理的作法如下。

- ①沙二下亚段 6~8 层系:转注、改变主流线方向,扩大波及系数,挖掘边部潜力;
- ②沙二下亚段 4~5 层系:抽稀井网、强化提液;
- ③沙二下亚段 1~3 层系:形成中低渗层的层接替。

1996—1997 年设计油水井工作量 97 井次,完成 75 井次,完成率为 77.3%,方案实施取得了较好效果,年产量由 1995 年的 $5.67 \times 10^4 \text{t}$ 上升到 1996 年的 $7.07 \times 10^4 \text{t}$ 再上升到 1997 年的 $9.28 \times 10^4 \text{t}$,综合含水由 1995 年的 87.65% 下降到 1997 年 85.13%,区块开发水平得到一定程度的提高。而综合递减实现连续负递减,区块进入第二个稳产期。

截止到 2000 年 12 月,有油水井 83 口,油井 52 口,日产液量 1045t,日产油量 229t,综合含水 78.7%,采油速度为 0.63%,累积产油量 $292.37 \times 10^4 \text{t}$,采出程度为 23.35%;注水井 31 口,开井 14 口,日注水量 1586.9m^3 ,累积注水 $1576.19 \times 10^4 \text{m}^3$,月注采比为 1.51。

(二)文 95 断块开发现状

文 95 断块沙三中亚段油藏于 1981 年 6 月试油试采,1983 年 5 月正式投入开发,1985 年实施注水开发,截止目前历时 18 年。其开发历程可分为四个开发阶段,见图 1—6。

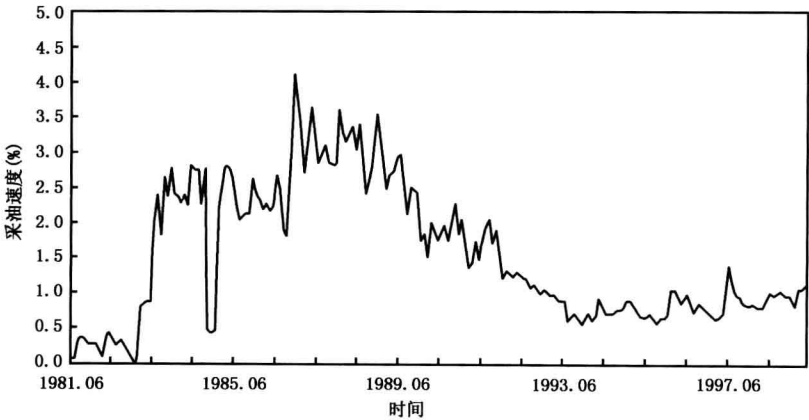


图 1—6 文 95 断块开发历程图

1. 上产阶段(1983年1月—12月)

这一阶段油藏开采依靠其自身弹性能量和边水能量开采,油井初期均能自喷投产,产量高,平均单井日产油达65t以上(图1—7),但地层压力下降快,新井递减幅度较大。为了很好地开发文95断块,于1983年编初步开发方案,1984年编注采方案,方案设计三套层系(E_{s3}^{1-5} 、 E_{s3}^{6-8} 、 E_{s3}^{9-10})开发。该断块于1985年3月开始注水,1985年底全面开发。此阶段末共有油水井32口,开29口;油井24口,开21口;水井8口,开7口。区块日产油330t,含水24.2%,日注764m³,采油速度2.38%,该阶段累积产油 33.5229×10^4 t,地质采出程度为6.61%。

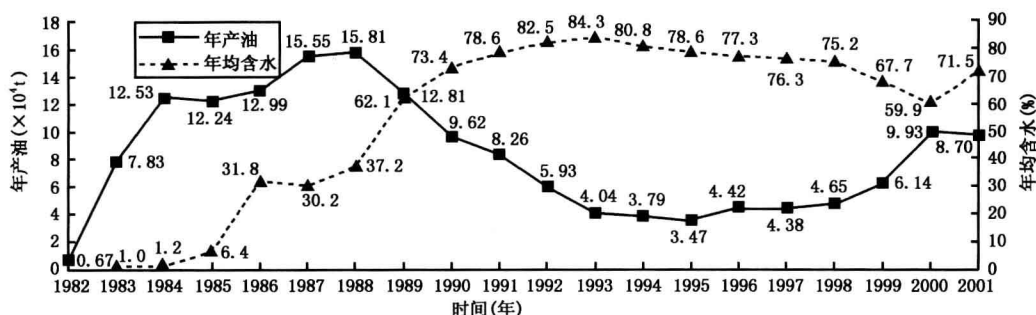


图1—7 文95断块产量变化曲线

2. 高产稳产阶段(1984—1991年6月)

当区块投入注水开发后,井网已趋完善,油井纷纷见到注水效果,并且逐渐见水。这一阶段采油速度不断上升,日产水平猛增,到1986年11月日产油高达570t,达到开发历史最高水平。在注采完善的基础上,开展以加强注水为前提、油藏改造为重点的综合治理,大规模实施油水井压裂,保持了产量的稳定。此阶段末共有油水井64口,开44口;油井37口,开30口;水井17口,开14口。日产油243t,含水71.36%,日注水量1211m³,该阶段累积产油量 57.1837×10^4 t,阶段地质采出程度为11.28%。

3. 产量递减阶段(1991年6月—1993年6月)

进入1990年,由于见效井含水上升快,而导致了产量大幅度下降,区块开发进入了递减阶段,为了减缓递减,对油藏进行过多次以改善和缓和层间矛盾为主要目的的综合治理。但由于技术工艺不适应,井况恶化等因素影响,工作量实施率低,治理效果差,因而阶段递减幅度大。到1993年底区块共有油水井57口,开41口;油井33口,开23口;水井24口,开18口。日产油91t,含水87.2%,日注水量1902m³,阶段累积产油 27.76×10^4 t,阶段地质采出程度为5.48%。

4. 综合治理阶段(1994至目前)

1994年,在油藏大调查、井况大调查的基础上,确定了立足现有工艺技术条件、以Ⅰ、Ⅱ类油藏为主进行挖潜的治理方向,根据剩余油分布特点,以完善井网为主,采取更新水井、打调整井、转注、大修等措施进行治理,治理效果较好,减缓了区块递减幅度,达到稳油控水的目的。该阶段累积产油 24.8×10^4 t,阶段地质采出程度为4.89%。目前文95断块沙三中亚段共有油水井68口,油井41口,开24口;水井27口,开7口。日产油105.56t,含水63.28%,日注水712m³,生产气油比224m³/t,采油速度为0.76%,累积产油 143.2726×10^4 t,采出程度为28.29%,累积注采比为1.23。目前的地层压力为26.25MPa。

从 f_w-R_e 关系曲线图(图 1—8)可以看出,四个开发阶段分别有不同的开发特点,同时可以看出目前开发效果明显变好。

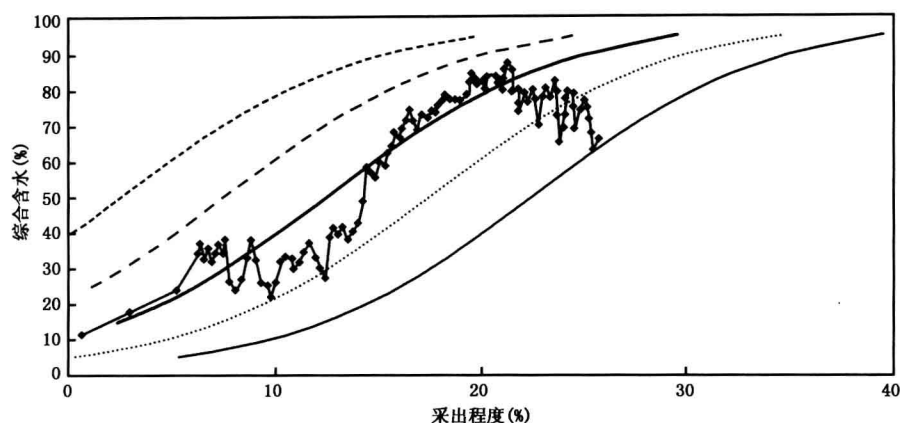


图 1—8 文 95 断块采出程度与综合含水关系曲线

(三)存在问题

文 33 断块和文 95 断块油藏经过 18 年的开发,取得了很好的开发效果,但由于采出程度高,主力油层水淹严重,剩余油分布较零散,加之井况恶化导致井网不完善等多种因素,增加了下步挖潜的难度。目前主要存在的问题如下。

①注采井网不完善、水驱动用储量损失严重。

文 95 断块目前只有 7 口水井注水,其中 $Es_3^{中1-5}$ 有 4 口水井, $Es_3^{中6-8}$ 有 1 口水井, $Es_3^{中9-10}$ 有 2 口水井。该断块累积动用储量为 $300.09 \times 10^4 t$, 目前动用储量为 $32.59 \times 10^4 t$, 损失水驱动用储量 $267.50 \times 10^4 t$ 。

②层间非均质严重,纵向上水驱动用程度不均匀。

文 33 断块沙二下亚段油藏平均渗透率为 $51.4 \times 10^{-3} \mu m^2$, 最大渗透率为 $607.75 \times 10^{-3} \mu m^2$, 最小渗透率为 $8.214 \times 10^{-3} \mu m^2$, 渗透率级差高达 75 以上,至使注水井纵向上吸水极不均衡,各砂层组间水驱动用状况不一, $Es_2^{下2.4.7}$ 水驱动用程度均在 50% 以上,而 $Es_2^{下1.6}$ 砂组仅为 14.35% 和 15.68%。

文 95 断块 $Es_3^{中4}$ 、 $Es_3^{中5}$ 、 $Es_3^{中10}$ 储量占区块地质储量的 64.3%, 累计产量占整个区块的 74.9%;从吸水剖面资料统计结果来看, $Es_3^{中4}$ 、 $Es_3^{中5}$ 、 $Es_3^{中10}$ 吸水量大,且 60% 以上的水注入主力油层;从调整井水淹状况统计结果来看, $Es_3^{中4}$ 、 $Es_3^{中5}$ 、 $Es_3^{中10}$ 有不同程度的水淹。

③井况差、开井率低,严重影响油水井的正常生产。

文 33 断块有油水井 155 口,开井 85 口,开井率为 54.8%,油井开井率为 70.9%,注水井开井率低至 34.8%,严重影响了油水井的正常生产。

文 95 断块井下技术状况有问题的井有 53 口,占全区油水井的 77.9%,其中,油井有 30 口(可利用 10 口),水井 23 口(可利用 5 口),油井占 73.2%,水井占 85.2%。目前油水井 68 口,开 35 口,其中油井 41 口,开 28 口,水井 27 口,开 7 口,油水井开井率为 51.5%,油井开井率为 68.3%,水井开井率为 25.9%。

④采油工艺适应性差,措施成功率低,措施效果仅依赖于补孔。

第二章 文南油田低渗透储层沉积模式

一、文 33 断块低渗透储层沉积模式

(一)文 33 断块沙二下亚段沉积特征

根据文 33 断块及其周围取心井资料分析,重点选择了其中的 3 口(文 152 井、文 33-205 井、文 33-50 井)井作了单井相分析(图 2—1)及相关的剖面相分析和平面相分析。根据上述分析资料,总结文 33 断块沙二下亚段沉积特征如下。

1. 泥岩成分及颜色

本区泥岩颜色主要有棕红、紫色和灰绿色,在泥岩成分中二价铁含量高,三价铁含量低。红色泥岩中,除水平层理、水平波状层理和块状层理外,常见浪成层理、透镜状层理及脉状层理,古盐度较高,多见星散原生石膏沉积,这些标志表明沙二下亚段泥岩是在微咸湖水中发育形成的。

2. 岩石结构和成分成熟度

经薄片观察统计,岩石以长石砂岩、岩屑长石(杂)砂岩、长石杂砂岩和长石石英(杂)砂岩为主。长石含量约在 15%~25%之间,其中钾长石占长石总含量的 80%以上,少量为微斜长石和斜长石;岩屑含量约为 15%~5%,以泥岩、碳酸盐岩及粉砂质泥岩岩屑多见,火成岩与变质岩岩屑偶见。填隙物以碳酸盐为主,含一定量的粘土杂基。砂岩以细组构类型居多,粒级通常在 0.06~0.15mm 之间,其中以 0.08~0.12mm 为最多。结构成熟度偏低,碎屑颗粒多为次棱角状,分选中等,胶结类型大部分呈基底式—孔隙式胶结。这些特点构成了沙二下亚段砂岩的基本特征。

3. 粒度分析

绝大部分样品的粒度概率累积曲线表现为两段式,以跳跃总体为主,悬浮总体较小,表现出牵引流的特点。

4. 沉积构造

岩心观察表明,本区沙二下亚段沉积构造丰富,见大型板状—槽状交错层理、平行层理、透镜状层理及波状层理、滑动变形构造、虫穴构造、底部冲刷构造等,表现出三角洲沉积的特点。

5. 测井响应

就测井曲线形态而言,主要有钟形、箱形、对称形和漏斗形。组合形态为钟形和漏斗形—钟形。钟形反映了水下分支河道沉积,箱形反映多次河道沉积的叠加,或较厚的水下分支河道沉积,漏斗形反映了河口沙坝沉积,对称形主要是由于砂层厚度的影响,使自然电位的响应受围岩影响较大。一般反映了较薄的砂体沉积。

6. 古生物标志

前人研究表明,在棕红色、灰绿色泥岩和粉砂质泥岩中发现有静水湖泊环境中的生物化石,主要有介形虫类的前宽华花介、细长小豆介、莘县金星介等,轮藻类的少瘤蛤氏轮藻、球形轮藻等。