

中国油藏开发模式丛书

曙光油田杜66块热采稠油油藏

热采稠油油藏

曙光油田杜66块 热采稠油油藏

THE HEAVY OIL RESER-
VOIRS BY THERMAL RE-
COVERY IN FAULTED
BLOCK DUGG OF
SHUGUANG OILFIELD

张修文 张丽萍 等编著

石油工业出版社

石油工

大学(北京)

E345

010

内 容 提 要

本书是《中国油藏开发模式丛书》中分类模式部分“热采稠油油藏”的典型实例之一，是关于热采稠油油藏开发模式方面的专著。

本书主要包括：在油藏精细描述的基础上，建立起了有代表性的三维定量地质模型；深入研究油藏的驱油机理，揭示了提高采收率的理论依据，认真分析了已经历开发阶段的油藏动态规律，客观地评价了各阶段的开发部署、实施效果及工艺技术的适应性；最后，通过综合研究，进行了开发模式的优化，为油藏匹配了一先进、可行、经济合理的开发模式。本书对指导同类油藏的开发和调整，提高我国稠油油藏的开发水平有较好的指导意义。

本书可供从事石油地质、油田开发、数值模拟及矿场生产岗位的科研、技术人员和石油院校有关专业师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

曙光油田杜 66 块热采稠油油藏/张修文等编著.

北京: 石油工业出版社, 1997. 7

(中国油藏开发模式丛书·热采稠油油藏)

ISBN 7-5021-2056-4

I. 曙…

II. 张…

III. 粘性原油-稠油开采-中国

IV. TE345

中国版本图书馆 CIP 数据核字(97)第 13549 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)

北京普莱斯特录入排版中心印刷厂排版

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 1 插页 176 千字 印 1—2000

1997 年 7 月北京第 1 版 1997 年 7 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-2056-4/TE·1732

定价: 20.00 元

《中国油藏开发模式丛书》

编辑委员会

主 任 周永康

副主任 谭文彬 王乃举

成 员 曾宪义 沈平平 金毓荪 张家茂
周成勋 万仁溥 刘万赋 冈秦麟

编辑组成员

组 长 金毓荪

成 员 李志勋 杨贤梅 李春如
张卫国 咸玥瑛

《中国油藏开发模式丛书》

一、总论

二、分类模式研究

多层砂岩油藏

基岩油藏

气顶砂岩油藏

常规稠油油藏

低渗透砂岩油藏

热采稠油油藏

复杂断块油藏

高凝油油藏

砂砾岩油藏

凝析油油藏

三、典型实例

序

早在1987年，王涛同志在大庆的一次会议上提出，我国的油田开发有着丰富的实践经验，需要总结一套油藏开发模式，以便对新油田开发和老油田提高水平做出指导。在此之后，中国石油天然气总公司开发生产局、科技发展局、北京石油勘探开发科学研究院组织了全国五十多名专家和数百名工程技术人员，历经八个年头，终于完成了这套《中国油藏开发模式丛书》的编写工作，现在就要出版同广大读者见面了。这是我国油田开发理论研究的系列成果，也是石油工业出版界的一件大事，值得庆贺！

《中国油藏开发模式丛书》包括总论、不同类型油藏开发模式专著和典型油藏开发实例三个部分。丛书共计40册，大约1500万字。它凝结着我国油田地质、油藏和采油工程科技人员的辛劳和智慧，是数十年油田开发实践中成功经验与失败教训的高度概括，从中可以窥见到中国式的油田开发工程的一些特色。

需要指出的是，在本书出版之前，石油科技信息研究所及有关油田曾经编纂出版了一套《国外不同类型油藏开发历程及工艺技术系列研究》成果，它是本丛书的姊妹篇，国外油田开发经验为《中国油藏开发模式丛书》的编著起到了借鉴作用。

前几年我曾经讲过一个认识，“抓产量不等于抓开发”。就是说油田开发有许多科学道理，有它自身的一些规律性，只有老老实实在地按照科学规律，不断提高新老油田的开发水平，才会有产量，也才会有更好的开发效益。我希望从事石油工作的同志，特别是油田开发工作者，能够抽时间读一读或者有选择地读读这套丛书，一定会得到不少的收益。成功和失败都是我们前进的基石，摆在我们石油工作者面前的路是宽广的，也是曲折的，让我们继续奋斗吧！

周永康
一九九一年八月

前 言

曙光油田杜 66 块杜家台油层为埋深 800~1300m 的薄一中互层状普通稠油油藏,采用蒸汽吞吐开采已历时 9 年,采出程度 12.2%,累积油汽比 0.78,是同类薄一中互层状稠油油藏中开发水平较高的区块。

为做好油藏精细描述,建立起有代表性的三维定量地质模式,在研究中,充分发挥测井资料的作用,利用油藏描述测井软件,对杜 66 块进行了精细描述,实现了地质特征的宏观描述。在测井油藏描述的基础上,进行了地质综合研究,建立起了杜 66 块中深层、薄一中互层状、中等渗透率、纯油藏地质模型。

在研究原始状况下储层岩石学特征、孔隙结构、流体性质、原油流变性、岩石润湿性、油水界面张力和原油微观分布特征的基础上,结合注蒸汽开采,重点研究了高温水、蒸汽介质在驱替过程中对原油流变性、岩石润湿性、油水界面张力的影响,揭示了不同介质和同一介质在不同温度下驱油效率差异的内在原因。

通过对杜 66 块开发全过程的分析,阐述了开发准备、基础井网实施、全面开发、蒸汽吞吐后期调剖和蒸汽驱试验等各阶段的部署、对策,客观评价了各阶段的实施效果及蒸汽吞吐和蒸汽驱的规律,以及从钻井到动态监测一系列工艺技术的适应性。

杜 66 块目前处于蒸汽吞吐后期,为做好转驱的准备和优化部署的目标,通过总结现场实践和试研区多井组的数模研究,所得出的五条基本结论是可行的。

本书共四章,分章编写人员如下:第一章 朝建亮;第二章 孙千、张丽萍;第三章 张修文、张丽萍;第四章 吴宗良、赵和平。张修文组织了全书的编写和审定。

在编写过程中,得到北京石油勘探开发科学研究院杨贤梅的具体指导,在此深表感谢。

由于水平所限,不足之处,敬请读者指正。

目 录

前言

第一章 曙光油田杜 66 块稠油油藏地质模式	(1)
第一节 勘探开发历程及现状	(1)
一、勘探开发历程	(1)
二、开发现状	(1)
第二节 油藏地质模型	(2)
一、构造形态模型	(2)
二、沉积模式	(3)
三、储层岩石学特征	(9)
四、储层地质模型	(15)
五、油藏特征	(42)
六、储层岩石、流体的高温热物性特征	(44)
七、储量评价	(46)
第二章 驱油机理及开发规律	(48)
第一节 流体的物理化学性质	(48)
一、原油物性	(48)
二、油层水的物理化学性质	(52)
三、油层微观结构	(55)
四、储层岩石的渗流特征及其影响因素	(57)
五、高温微观渗流规律与驱油机理	(63)
六、驱油机理综合分析	(69)
第二节 开发阶段的划分及部署和对策	(70)
一、开发准备阶段	(70)
二、基础井网实施阶段	(72)
三、全面开发阶段	(73)
四、蒸汽吞吐调剖及蒸汽驱先导试验阶段	(77)
第三节 开发规律	(80)
一、常规抽油开发规律	(80)
二、蒸汽吞吐开采规律	(81)
三、蒸汽驱开发效果分析	(81)
第三章 开发效果评价及开发模式优化	(85)
第一节 开发效果评价	(85)
一、薄一中互层状稠油油藏蒸汽吞吐可以实现高速开发	(85)
二、实践证明,杜 I—II ₄ 组合为一套层系是比较合理的	(86)
三、141m 井距对主力油层控制程度高,能满足蒸汽吞吐—蒸汽驱的要求	(87)

第二节 开发模式的优化	(88)
一、中后期调剖能取得吞吐开发的最佳效果	(88)
二、蒸汽吞吐开发结束后，转蒸汽驱开发是较好的开发方式	(89)
三、转蒸汽驱的时机取决于吞吐后期油藏的动用状况和井网条件	(90)
四、转蒸汽驱注采井网形式和程序应为：反九点→斜反七点→反五点	(90)
五、搞好汽驱过程中的调剖，力争取得较高采收率 and 经济效益	(91)
第三节 结论与建议	(91)
第四章 开采工艺技术系列	(94)
第一节 完井工艺	(94)
一、常规射孔完井	(94)
二、套管预应力完井	(94)
第二节 采油工艺技术	(95)
一、掺稀油降粘抽油	(95)
二、电热杆抽油技术	(95)
第三节 采油工艺配套技术	(96)
一、井筒隔热技术	(96)
二、选层注汽工艺技术	(96)
三、防砂工艺技术	(97)
四、酸化解堵技术	(97)
五、化学添加剂在吞吐中的应用	(97)
第四节 动态监测技术	(98)
一、TPS-9000 型高温测试仪	(98)
二、高温高压双参数测量仪	(98)
三、四参数测试仪	(98)
第五节 集输工艺技术	(99)
一、工艺原理	(99)
二、工艺流程	(99)
第六节 脱水及污水处理工艺	(100)
一、脱水工艺技术	(100)
二、污水处理工艺	(101)

第一章 曙光油田杜 66 块稠油油藏地质模式

第一节 勘探开发历程及现状

一、勘探开发历程

1. 勘探历程

杜 66 块杜家台油层于 1979 年进行勘探, 第一口探井杜 46 井揭露杜家台油层 31 层 83.8m, 随后进入了详探阶段, 相继在杜 66、曙 1—39—38、杜 87、杜 88 等井均钻遇杜家台油层, 证实杜家台油层具有一定的含油面积。从 1980 年开始, 先后在 4 口井上进行了常规试油, 动液面为 732~1080m, 折算日产油 $1.4\sim 4.1\text{m}^3$, 脱气原油粘度 (50°C) 为 $454\sim 907\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。由于油质稠, 常规试油产能低, 因此在 1985 年 3 月对曙 1—37—35 井进行了蒸汽吞吐试采, 蒸汽吞吐后, 油井初期能自喷生产, 自喷加抽油生产 246 天, 平均日产油 28.5t, 周期油汽比高达 2.7, 蒸汽吞吐试采取得成功。

2. 开发历程

在曙 1—37—35 井蒸汽吞吐取得成功后, 1985 年底, 对杜家台油层按照一套层系采用 200m 井距正方形井网部署吞吐井 71 口, 1986 年投入实施, 当年建产能 $11.7\times 10^4\text{t}$ 。

1987 年编制了正式开发方案, 将杜家台油层划分为上层系 (杜 I—I₄) 和下层系 (杜 I₅—III) 两套层系, 选择先蒸汽吞吐随后转入蒸汽驱的开发方式, 利用 141m 井距井网, 上层系部署注采井 190 口。钻井实施分两步, 先钻 200m 吞吐井, 后加密 141m 注汽井。

1990 年 2 月, 200m 吞吐井网实施基本完成, 通过对构造和油层的落实, 进一步完善了 141m 井距井网, 共部署注采井 222 口, 到 1992 年底, 141m 井网已实施完, 建成生产能力 $48.2\times 10^4\text{t}$ 。

为了研究蒸汽吞吐开采后转蒸汽驱的可行性, 1988 年编制了杜 66 块杜 163 井组蒸汽驱先导试验方案, 对杜上层系按 100m 井距反五点井网设计 4 个井组, 共有注采井 13 口, 1991 年 9 月开始蒸汽驱试验。

二、开发现状

截止 1994 年 12 月底, 杜 66 块完钻各类井 253 口, 其中油井 138 口, 注汽井 99 口, 观察井 16 口。投产注汽井 4 口, 油井 234 口。目前大部分井处于蒸汽吞吐的中后期, 其中处于第一周期的生产井 13 口, 第二周期的生产井 33 口, 第三周期的 51 口, 第四周期的 50 口, 第五周期的 35 口, 第六周期的 27 口, 第七、八、九周期的生产井分别是 16 口、6 口、3 口。当月开井 211 口, 日产油 993t。平均单井日产油 4.7t, 综合含水 44.9%, 采油速度 1.7%, 累积采油 $277.2\times 10^4\text{t}$, 累积注汽 $326.1\times 10^4\text{t}$, 累积油汽比 0.85, 采出程度 13.0% (图 1.1)。其中蒸汽驱先导试验区投产油井 9 口, 开井 9 口, 注汽井 4 口, 开井 2 口。日产油 63.0t, 日产液 180t, 平均单井日产油 7.0t, 日注汽 337t, 采注比 0.54, 累积采油 $5.9\times 10^4\text{t}$, 累积采水

28.1×10⁴t, 累积注汽 39.1×10⁴t, 累积油汽比 0.15, 累积采注比 0.87。

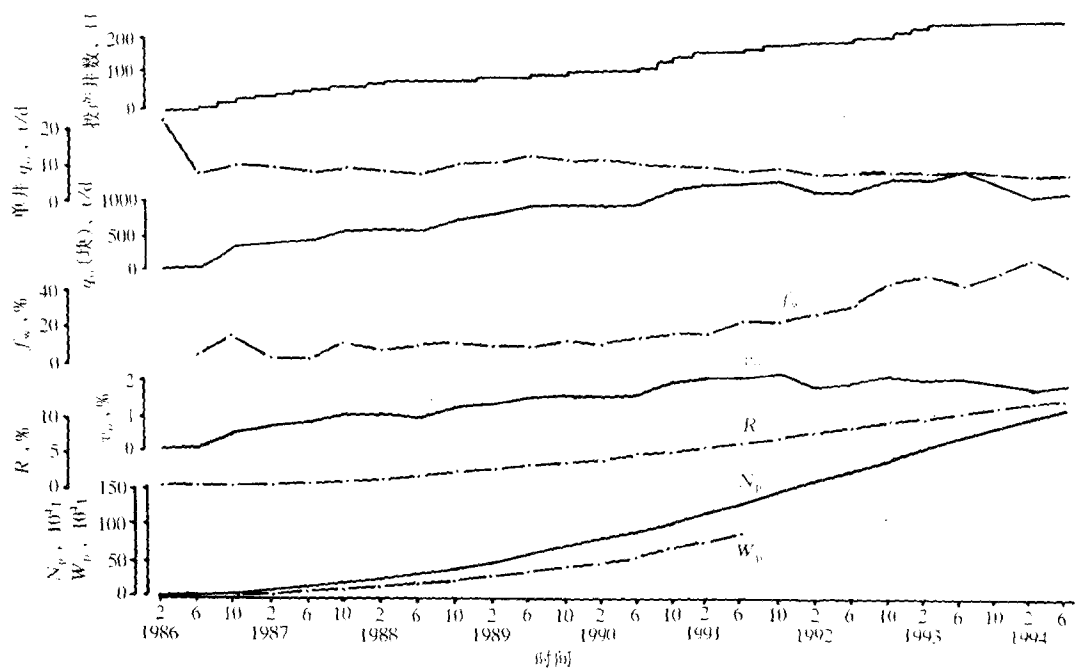


图 1.1 杜 66 块上层系综合开采曲线

第二节 油藏地质模型

一、构造形态模型

1. 构造形态及成因

西部凹陷西斜坡的上倾部位是稠油的主要分布区。断层圈闭是主要的圈闭类型。

杜 66 块构造位置处于该断阶带的上倾部位。平面上, 在周边断层的切割下, 断块形态近

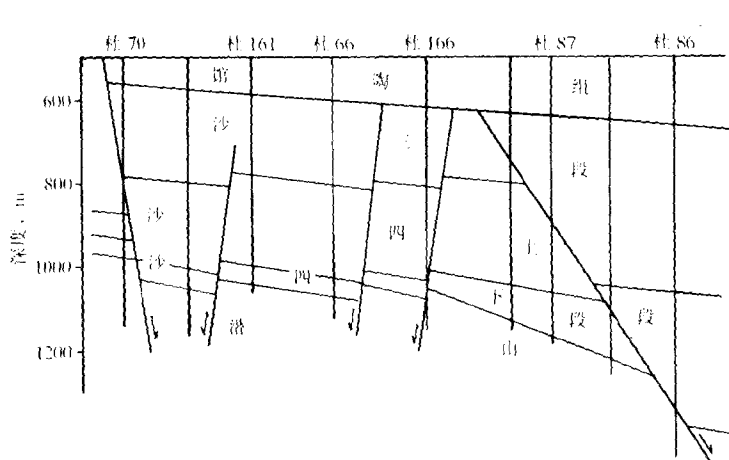


图 1.2 杜 66 块构造模式图

似“三角形”。构造面积 5.5km², 剖面构造形态以在斜坡背景控制下所形成的单斜构造为其主要特征。块内局部构造形态受基底反掉正断层所形成的单断山地垒型双断山控制, 往往表现为断鼻—单斜的构造形态; 使总体构造面貌进一步复杂化; 并使局部杜家台地层下部形成由东南向西北的超覆沉积 (在杜 III 组早期), 见图 1.2。

2. 断层发育及圈闭特征

杜 66 块断裂系统以发

育北东和北西西二组断层为特点,其中北界杜 70 断层是控制该块沉积和圈闭的主要断层。该断层走向北东、倾向东南;在沙四上早期开始继承性发育,至上第三系早期结束;最大断距可达 150m。因此,其上升盘杜家台地层厚度及沙三段地层残余厚度很薄;沙二—东营组地层全部缺失(剥蚀或未接受沉积)。南部杜 32 断层主要在沙四末—沙一末期活动;最大断距为 200m,倾向南、走向东西。使处于该断层上升盘的杜 66 块进一步抬高,断层圈闭逐渐形成;断块油藏初具模型(表 1.1)。

表 1.1 断层要素表

序号	断层名称	级别	断距 m	断层产状			钻遇井数 口	活动时间	延伸长度 km	作用
				走向	倾向	倾角				
1	杜 70	Ⅲ	50~100	NE	S	50°	8	E ₄ ~E ₁	20	北界圈闭
2	曙 1-43-50	Ⅳ	50~70	NE	S	50°	2	E ₄ ~E ₁	6	北界圈闭
3	杜 32	Ⅲ	50~150	EW	S	61°	40	E ₄ ~E ₁	10	南界
4	曙 1-42-41	Ⅳ	20~50	NE	S	70°	8	E ₄	3.2	块内
5	杜 88	Ⅳ	20~50	EW	S	70°	5	E ₄	2.2	块内
6	杜 90	Ⅳ	40	NS	E	70°	井间	E ₄	1	东界
7	曙 1-44-24	Ⅳ	20~40	NW	NE	60°	井间	E ₄	2	东界

块内四级断层受基底反掉正断层的活动所控制,主要活动期在沙四末—沙三末期。断距一般较小,在 20~50m 之间。四级断层的发育使块内地层在斜坡背景控制下,形成从北向南单斜与断鼻相同的构造格局。各次一级小断块的构造高点位于各反掉正断层下降盘断层线一带,形成了局部多高点的断块(油藏)。小断块内地层倾角由北向南逐渐增大,一般为 10°~15°。圈闭幅度由北向南逐渐增大,为 100~200m;圈闭灌满程度则由北向南变差。这一特点基本反映出在单斜构造背景控制下断层圈闭的基本特征(图 1.3,图 1.4)。

二、沉积模式

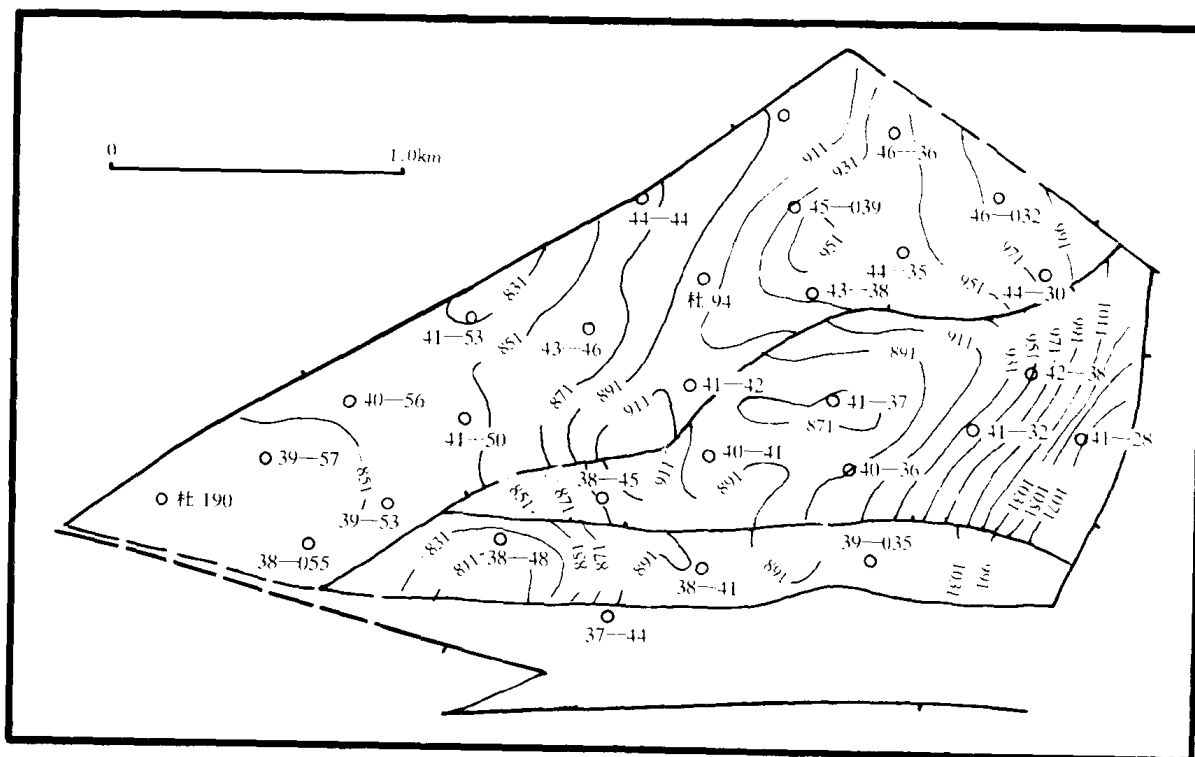
1. 地层发育

杜 66 块自上而下所揭露的地层为第四系平原组,上第三系明化镇组、馆陶组、下第三系沙河街组三段、四段,中生界侏罗系(残余厚度)和元古界大红峪组(石英岩)共 5 个构造层,块内下第三系东营组—沙三上部地层全部缺失。各构造层之间呈(角度)不整合接触。

2. 杜家台油层对比、划分

曙光油田杜家台油层有二层区域对比标准层,其中顶部标准层为特殊岩性段组合;岩性为钙质页岩、油页岩及灰褐色泥岩;电阻率曲线呈齿状互层。其上部为沙三下莲花油层。底部标准层为低平泥岩段;岩性为质较纯的翠绿色泥岩;电阻率及自然电位曲线低平,其下为沙四上高升油层。依据上述二个区域标准层,结合旋回、岩性及韵律组合特点,将全区杜家台油层划分为杜 0、I、Ⅱ、Ⅲ 四个油层组、10 个砂岩组及 30 个小层。其中曙一区杜家台杜 0 组为顶部特殊岩性段中部发育的粉—细砂岩薄层;因其岩性、含油性很差,分布局限,没有作为开发目的层。

杜 66 块杜家台油层顶部埋深为 808.0~1116.4m,底部埋深为 954.0~1298.4m。杜 0 组



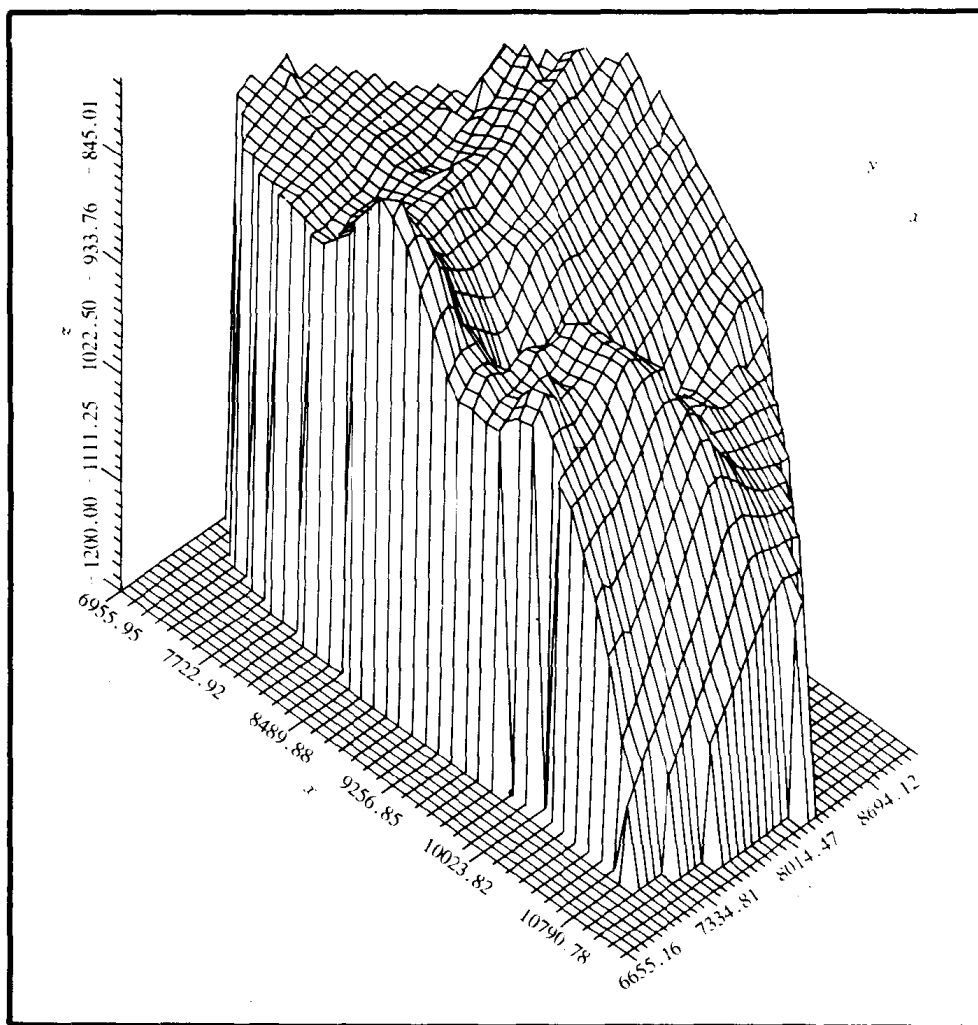


图 1.4 杜 66 块上层系顶构造立体图

杜 66 块杜家台油层处于该扇三角洲前缘亚相的水下部分。以水下分支河道及分支河口坝（指状坝）亚相构成其骨架。由于近物源、高坡降、水动力条件变化不稳定等差异性，决定了其沉积物的分选差、粗细混杂、结构及成分成熟度低、微相带在纵横向上分布变化大，并明显控制着物性分布的特点。

4. 杜家台油层沉积微相划分

在前人扇三角洲前缘亚相认识的基础上，经杜 66 块 8 口资料井及完钻井的测井相分析，对上层系杜家台油层进行了微相划分，共划分出水下分支河道、分支河口砂坝、分流间、前缘薄层砂四种主要储集微相和局部分布的侧缘间湾泥微相五种（表 1.3，图 1.6，图 1.7）。

（1）水下分支河道微相

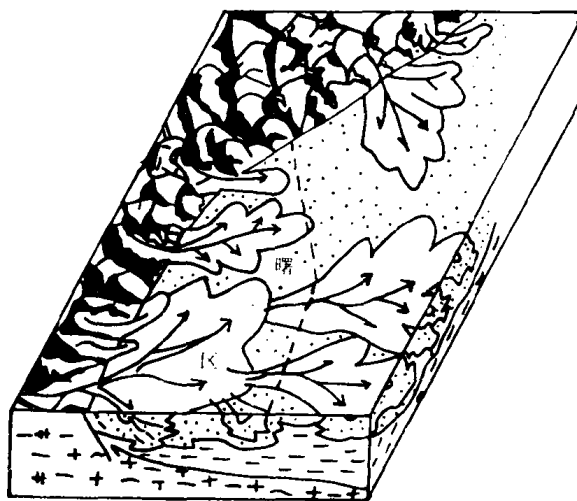


图 1.5 曙一区杜家台油层沉积模式示意图

水流能量较高,岩性较粗。以含砾不等粒粗—细砂岩为主,底部一般发育有厚度在10cm左右的泥质砂砾岩段,为正韵律组合。下部粗岩性中多见不规则槽状交错层理,上部以小型板状层理为特征。分选较差,分选系数一般在1.4~2.6之间,平均为1.87。粒度中值一般在0.10~0.52mm之间,平均为0.22mm。粒度概率曲线为二段、三段式。C—M图特征以跳跃—滚动组分占主导。电相特征为齿化箱型及梯型。

表 1.3 微相粒度参数表

微相	砂层组	粒度中值, mm		分选系数		泥质含量, %	
		平均/块	一般	平均/块	一般	平均/块	一般
河 道	1	0.20/47	0.13~0.42	1.67/47	1.4~1.9	8.0/54	2~9
	2	0.23/17	0.1~0.5	1.84/16	1.46~2.3	6.0/17	2~8
	3	0.21/15	0.17~0.29	1.91/15	1.4~2.26	9.0/16	5~11
	4	0.23/138	0.11~0.52	1.94/130	1.5~2.6	10.0/132	4~12
河口坝	3	0.10/10	0.06~0.12	1.53/10	1.34~1.65	9.0/10	5~12
分流间	4	0.13/43	0.06~0.23	1.87/37	1.4~2.28	16.0/38	10~26
薄层砂	1	0.09/22	0.07~0.14	1.5/18	1.32~1.55	12.0/22	9~15
	2	0.085/12	0.03~0.16	1.5/7	1.4~1.6	—	—
	3	0.15/8	0.12~0.16	1.5/14	1.4~1.6	7.0/10	5~10

(2) 分支流河口砂坝微相

是河道向湖内的延伸部分,能量稍低于河道微相。岩性比河道细,为中—细砂岩;砂岩中偶含砾,以反韵律及复合韵律为特征。砂岩中发育有楔状交错层理。分选较好,分选系数一般在1.34~1.65之间,平均为1.53。粒度概率曲线特征为二段—三段式。电相特征为平滑漏斗型、箱型。

(3) 分流间微相

以漫溢沉积为特点的分流间微相,其沉积能量多变,岩性及韵律变化频繁。岩性多为粉砂—含砾不等粒砂岩,常见砂、泥、砾混杂薄互层分布。分选较差,分选系数一般在1.40~2.28之间,平均为1.87。电相特征以指型—齿型薄互层组成复合韵律组合。

(4) 前缘薄层砂微相

沉积能量低且稳定。岩性较细,为细—粉砂岩及其过渡岩类的薄互层。砂岩中波状、韵律水平层理发育。粒度概率曲线组合为二段或三段式。分选在各微相中最好,分选系数一般在1.32~1.60之间,平均为1.50。电相特征为刺型—齿型薄层组成前积式旋回。

5. 微相展布特点

微相在平面上、纵向上的演变是由沉积条件的差异性所决定的,是控制储层非均质性的主要因素。各微相带从下到上的发育、展布特点如下所示。

4 砂层组:由水下分支流河道及以漫溢沉积为特点的分流间两种微相为主构成。河道砂宽在100~250m之间,宽厚比为20:1至35:1,分布面积约占全块的65%。沉积特征宏观表现为分选差,岩性混杂;水流能量较强且变化不稳。具洪泛沉积的某些特点(图1.8)。

3 砂层组:代表低能环境的前缘薄层砂微相较发育;水下分支流河道及河口坝微相分布形态仅呈枝状—鸟足状分布。河道砂宽为100~200m;宽厚比为12:1至27:1,分布面积约占全块的50%左右。沉积范围向前缘靠近,分选变好(图1.9)。

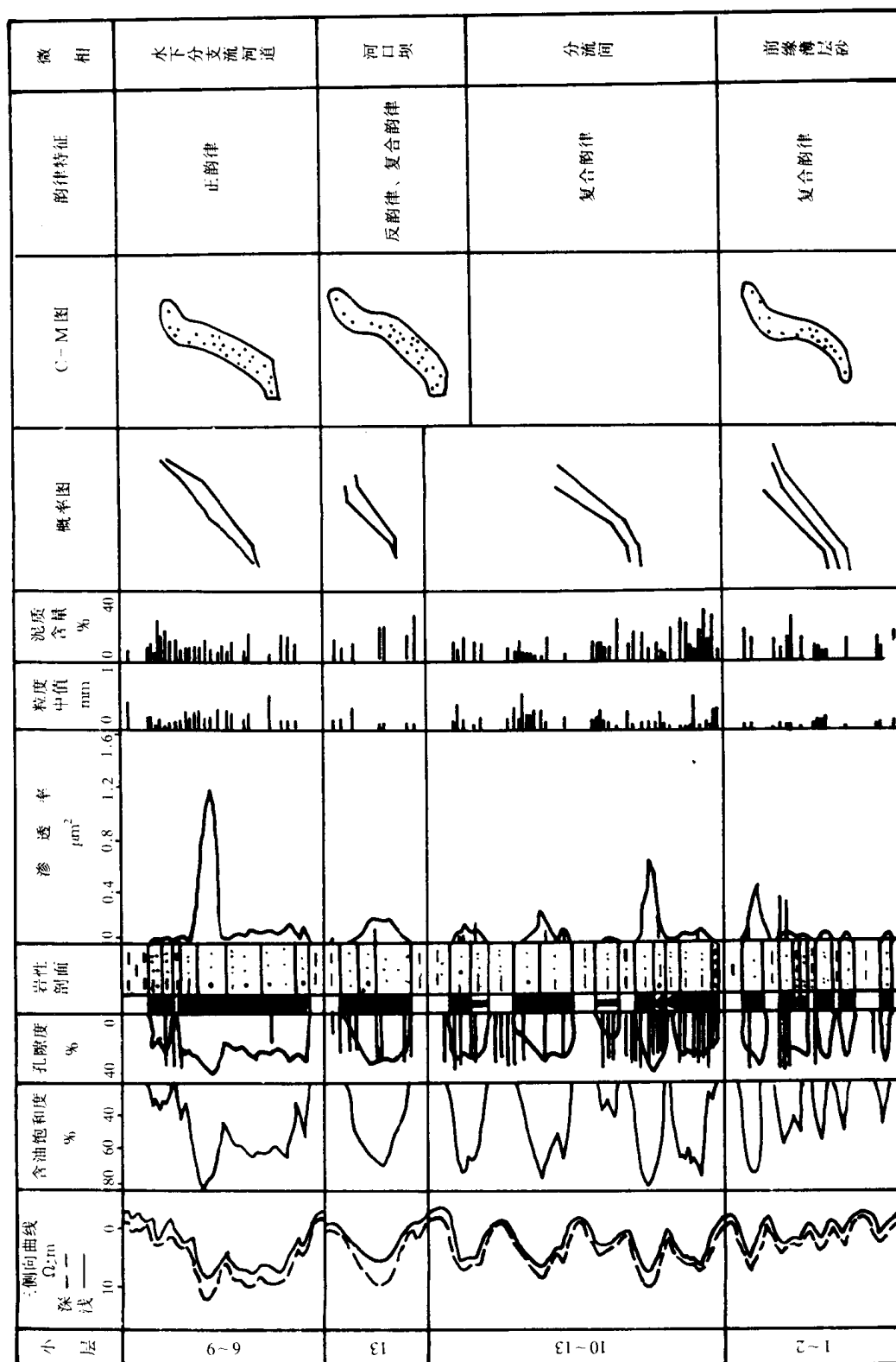


图 1.6 杜 66 块微相类型图

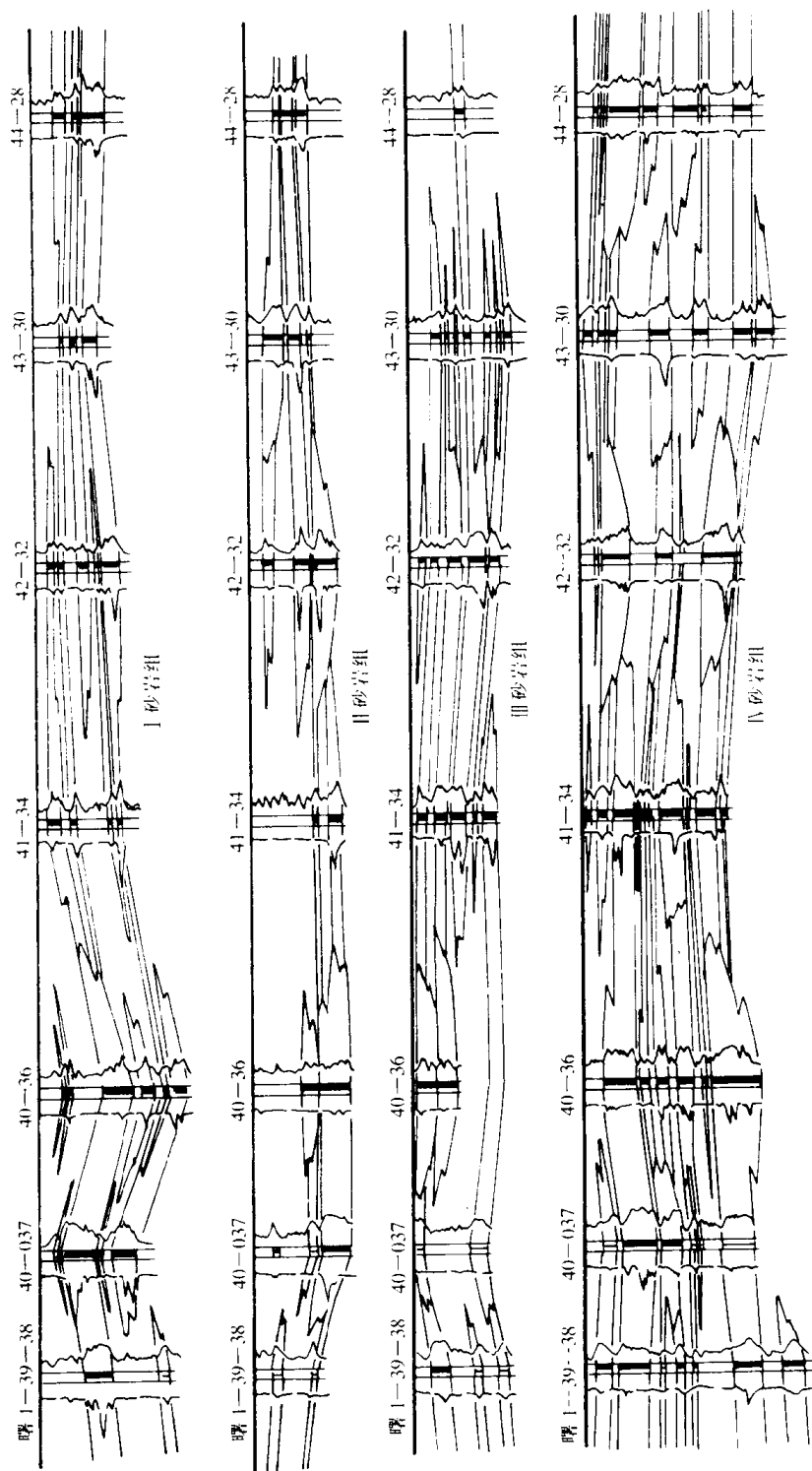


图 1.7 曙 1 39 38~44 28 井上层系微相剖面图

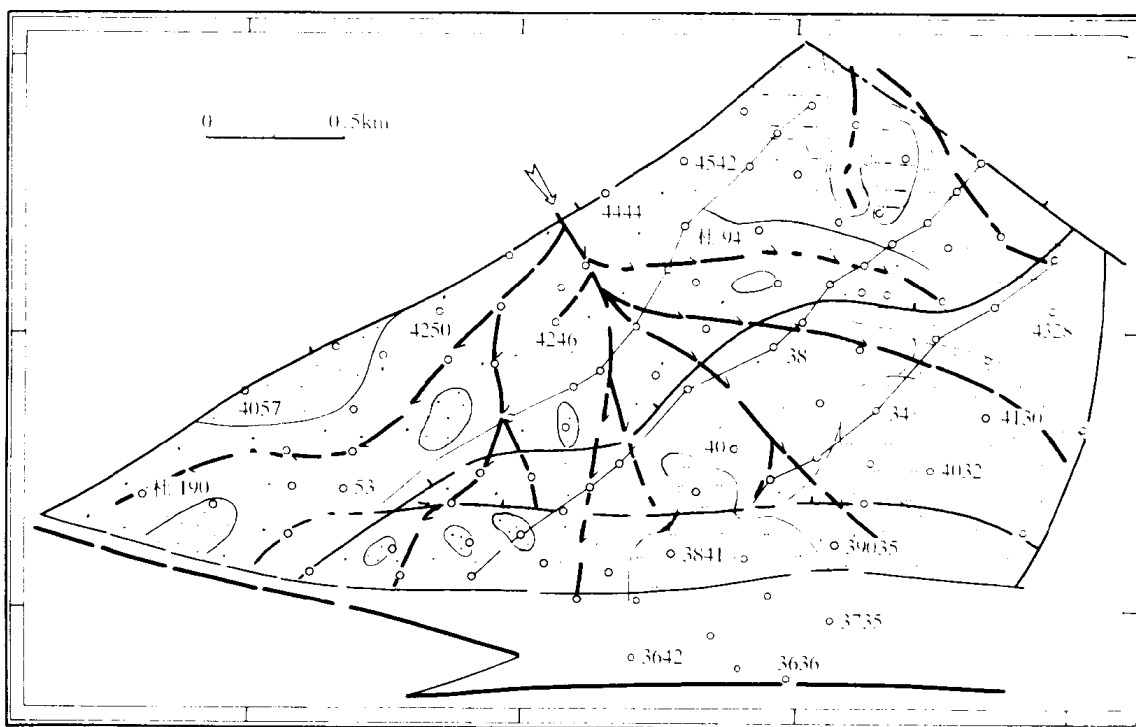


图 1.8 杜 66 块上层系 1 砂层组相带图

2 砂层组：前缘薄层砂微相分布面积继续扩大，分选进一步变好。多入口发育的水下分支流河道及河口砂坝微相分布范围较小，仅呈鸟足状分布于块内，面积仅占 30% 左右。河道砂宽在 100~150m 之间，宽厚比为 18:1~40:1。局部出现侧缘间湾泥微相。沉积特征为前缘薄层砂微相沉积占主体（图 1.10）。

1 砂层组：单一入口的水下分支流河道微相能量持续、较稳定，沉积厚度较大。河道砂宽为 200~300m，宽厚比为 20:1 至 50:1，分布面积占全块的 80% 左右；砂体形态呈扇形展布。以河道微相沉积为代表，砂体发育、单层厚度大（图 1.11）。

三、储层岩石学特征

1. 岩性及岩性组合

据筛析粒度资料分析，上层系储层岩性以不等粒砂岩为主，次为细砂岩、粉砂岩，中砂岩—砾状砂岩较少。粒度中值一般在 0.02~0.89mm，平均为 0.17mm。分选较差，分选系数为 1.20~4.99，平均为 1.93。泥质含量较高，一般为 4.8%~39.45%，平均为 12.8%（图 1.12）。

2. 岩石结构及成熟度

(1) 矿物组成及岩石类型

经镜下鉴定，碎屑矿物含量一般为 75%~95%，平均为 85.8%。碎屑成分中以石英、长石及岩屑为主，含量分别为 39.4%，32.8% 和 12.4%。填隙物一般低于 25%，平均为 14.2%。填隙物中杂基含量为 10.2%，以泥质、钙质为主。方解石含量较低，平均为 4.0%。矿物成熟度一般在 0.23~1.25 之间。岩屑砂岩—长石砂岩，其平均值范围在 0.40~0.96 之间，结构成熟度一般在 0.01~0.51 之间，属低成熟砂岩。