

摘 要

本论文是在总结前人地质研究成果的基础上,紧密结合现河采油厂目前的勘探形势和勘探成果,运用层序地层学理论,完成南坡地区近 120 口井层序划分,建立了沙四段层序地层格架,共划分 3 个三级层序、6 个四级层序、6 个砂层组;利用岩心资料、测井资料和录井资料,进行了单井相分析、研究了层序地层厚度图、砂泥比、岩相变化等。研究认为,研究区沙四段总体上为湖相沉积,在此背景下发育扇三角洲前缘亚相、滨浅湖滩坝亚相沉积;运用相干提取、断棱检测、水平切片、三维可视化等技术手段,完成了研究区 T_2 、 T_6 、 T_{6-1} 、 T_7 等 4 个地震反射层构造解释工作,确定了该区的断裂体系及其对储层分布、油气成藏的控制作用,评价圈闭区 25 个,圈闭面积 85.9km^2 ,新增控制含油圈闭 8 个,圈闭面积 21.3km^2 ;在提高分辨率基础上,采用随机反演等先进技术手段,完成了南坡地区 400km^2 范围内储层预测工作,预测储层 5 套;利用含油气系统、成藏动力学等理论,完成了南坡地区沙四段油气运、聚规律研究,明确了油气成藏的主控因素。研究表明研究区油源充足,储层叠合分布,主要发育断层、不整合面、渗透性砂岩以及裂缝等输导要素,其中以断层、不整合、砂岩输导为主,油气运移动力强,断裂活动与排烃期配置好,油气聚集主要受控于构造圈闭,岩性圈闭为辅。总结出了研究区沙四段 5 种油气成藏模式,并优选出 14 个有利勘探目标。

关键词:沙四段,层序,沉积,油气成藏

Study on the characteristics of deposition and oil reservoir of ES4-formation in ChenGuanzhuang zone

Yang Zaixin(Oil Production Technology Research Institute of Shengli oilfield)

Directed by Ren Yongjun

Abstract

This paper presents a method of classifying sequence based on the study results of predecessors and by sequence stratigraphy theories in Xian He Reservoir Region. On the basis of the method we have completed the sequence divisions of nearly 120 wells in the Nanpo reservoir zone and have set up the lithologic sequence framework of ES4 formation and gotten 3 of three-grade, 6 of four-grade sequences and 6 of sand bed groups. Through utilizing drilling cores, well logging data we accomplished the single well phase analysis and gained the results of the thickness chart of the formation, the ratio of sand and mud, the facies change and so on. The studies show that the ES4 formation is lacustrine sedimentation generally in this area and due to this background, it developed fan delta foreordained subfacies and brink lake beach dam subfacies depositions. By using main-phase draw, snap-edge tests, horizon slices and 3-D visual technology we completed the work of the seismic reflection structure elucidations of T_2 , T_6 , T_{6-1} and T_7 so that evaluated 25 trap blocks, which take 85.9Km^2 totally .

On the base of raising degree of sophistication, we completed reservoir forecast of 400Km^2 in the Nanpo zone and calculated 5 suits of reservoirs by using stochastic inversion and other advanced technologies. The study shows that the oil sources are adequate in this area and the formation distributions are in the form of fold in which the faults and the plane of unconformity were developed mainly. This paper sums up 5 kinds of oil-gas reservoir patterns in t ChenGuanzhuang reservoir zone and optimizes 14 targets which are beneficial for further exploration survey.

Key words: ES4-formation, sequence, deposition, oil-gas reservoir.

关于学位论文的独创性声明

本人郑重声明：所呈交的论文是本人在指导教师指导下独立进行研究工作所取得的成果，论文中有关资料和数据是实事求是的。尽我所知，除文中已经加以标注和致谢外，本论文不包含其他人已经发表或撰写过的研究成果，也不包含本人或他人为获得中国石油大学（华东）或其它教育机构的学位或学历证书而使用过的材料。与我一同工作的同志对研究所做的任何贡献均已在论文中作出了明确的说明。

若有不实之处，本人愿意承担相关法律责任。

学位论文作者签名：杨再新 日期：2008年12月13日

学位论文使用授权书

本人完全同意中国石油大学（华东）有权使用本学位论文（包括但不限于其印刷版和电子版），使用方式包括但不限于：保留学位论文，按规定向国家有关部门（机构）送交学位论文，以学术交流为目的赠送和交换学位论文，允许学位论文被查阅、借阅和复印，将学位论文的全部或部分内容编入有关数据库进行检索，采用影印、缩印或其他复制手段保存学位论文。

保密学位论文在解密后的使用授权同上。

学位论文作者签名：杨再新 日期：2008年12月13日
指导教师签名：何书军 日期：2008年12月13日

第一章 前 言

1.1 选题背景

东营凹陷陈官庄地区经历了近 40 年的滚动勘探开发，以沙一段、沙二段为代表的断块油藏和以沙三段为代表的浊积砂岩岩性油藏越来越少，近年来，深层勘探，特别是沙四段储层分布及成藏研究备受关注。

随着勘探技术的不断提高，打破了原来“断块控油”的狭隘认识，同时对沙四段沉积及油藏成因上也有了新的认识。经过近两年的地质研究，发现了牛庄东部王 58 地区沙四段高产油藏，新增探明储量 200 万吨，同时，南斜坡通王地区也发现了王 73、王 66 等沙四段油藏并成功开发。南坡地区沙四段属于半深湖-滨浅湖相沉积，具有多种沉积微相，储层平面变化较大。

1.2 选题依据及意义

现河地区南斜坡带西起陈官庄、东到八面河，南至乐安油田，勘探面积约 250km²，自 65 年通 4 井揭示沙四段地层含油性以来，现河采油厂南坡地区已经经历了四十多年的滚动勘探开发。

目前现河采油厂所辖南斜坡探区共探明了乐安、王家岗、牛庄三个油田，共有 41 口探井钻遇沙四段，其中 25 口井取心，已上报沙四段探明含油面积 24.7km²，储量共 2452x10⁴t。

现河南坡地区沙四段勘探始于七十年代，共完钻探井 20 余口，大部分井都有不同程度的油气显示，但只有少数井获得较高产量，没有形成较大的产量规模，所谓“处处见油，处处不流油”，同时，南坡地区的构造也不太有利，基本是“两线（构造线和断层线）平行”，没有形成较大的构造圈闭。这就制约了现河采油厂的滚动勘探步伐。为了进一步寻找产能接替阵地，需要对南坡地区沙四段储层的沉积及分布规律进行研究。

南斜坡带构造较为简单，主要表现为后期断裂复杂化的单斜和鼻状构造，以沙四段顶部构造图为依据，主要发育有丁家屋子、纯化—草桥等人型鼻状构造带。近年来，南斜坡带开展了以沙四段为主要目的层系的区带评价和勘探部署，在王家岗、八面河、纯化等油田的沙四段勘探中不断有新的发现，揭示出南斜坡带沙四段的较大勘探潜力。

然而，长期以来针对南斜坡带沙四段构造特征、沉积体系及油气成藏方面所做的研

究点多面少，缺乏站在整体的角度进行系统、深入的研究分析，严重制约了沙四段勘探进程及勘探效益。本论文选题于《牛庄洼陷陈官庄地区沙四段沉积与成藏特征研究》研究课题，其主要研究目的是以储层沉积学、储层地质学、层序地层学为理论指导，综合利用地质、地球物理、分析化验资料，建立陈官庄地区沙四段的等时层序地层格架，明确该区构造演化对沙四段沉积的影响，在基础地质研究基础上，综合研究南斜坡沙四段沉积演化特征，探讨沙四段沉积体系类型及储层展布规律；在对构造、沉积和有利储集体综合地质分析的基础上，预测描述不同类型有利储集体的分布范围，确定沙四段油气成藏主控因素，建立成藏模式，并提出具体勘探目标。

第二章 概况

2.1 研究区研究现状

研究区地理位置位于山东省东营市广饶县北陈官庄地区,构造上位于济阳坳陷东营凹陷牛庄洼陷南部缓坡带东段,西起纯化镇鼻状构造,东至王家岗断裂带,南与草桥-广饶凸起、北与牛庄洼陷区相连,研究区面积 400Km^2 (图 2-1)。

该区沙河街组地层由北而南层层上超尖灭,在沉积发育过程中同时发育多条同生断层,在边断、边翘、边沉积过程中,形成纵向叠置、横向连片、广泛分布的多成因类型的储集体,并具有良好的储、盖组合,形成了多种构造以及非构造圈闭类型。北部牛庄洼陷发育了巨厚的烃源层,是有效的生烃洼陷,也是该区油气的主要来源区。有利的构造位置决定了该区是油气长期运移的指向区。目前在研究区已经发现了多套含油层系,油藏类型丰富,形成缓坡带复式油气聚集区。

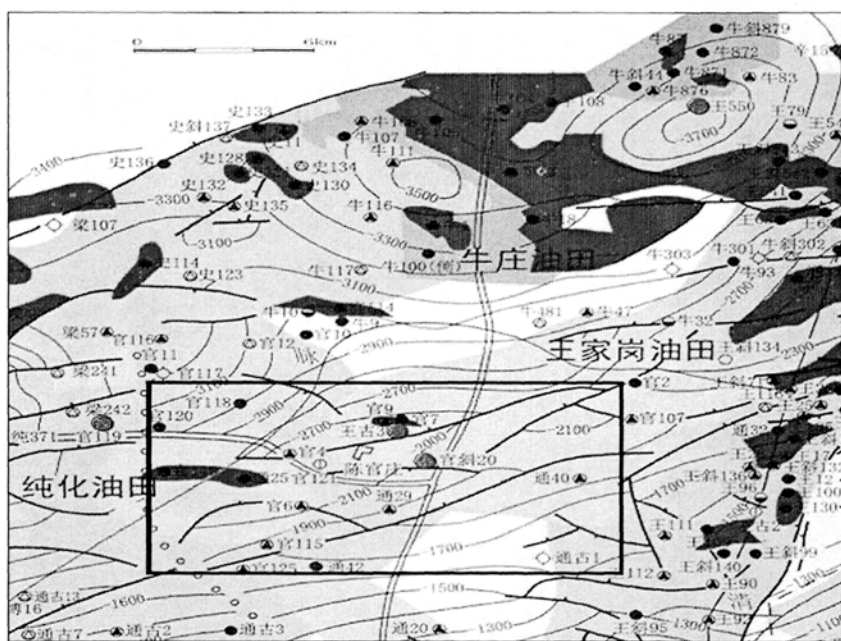


图 2-1 研究区地理位置图

研究区勘探研究始于 60 年代,早期进行过重力、磁力、电法以及二维地震勘探,1989 年开始三维勘探。目前,三维地震测网覆盖全区,测网密度 25×25 米。

区内完钻各类井 40 余口,探井 23 口,开发井 17 口。其中取芯井 11 口,总进尺 488.78 米,芯长 443.17 米,收获率 90.67%,油斑以上芯长 23.45 米 (表 2-1)。

表 2-1 陈官庄地区沙四段取芯统计表

井号	井段 m	进尺 m	芯长 m	收获率%	油斑以上岩芯长 m
通 29	1984.43~2202.00	210.67	174.88	82.89	10.72
通 41	1233.84~1307.2	73.36	73.26	99.86	0.34
官 2	2586.16~2593.68	7.52	7.52	100	/
官 3	1910.55~1982.96	17.87	17.42	97.48	/
官 6	2120~2256.45	35.71	35.71	100	/
官 8	2258~2303.5	45.5	45.5	100	0.1
官 107	1973.0~1976.9	3.9	3.9	100	/
官 110	2444~2454	10	10	100	/
官 111	1968.0~2003.6	35.6	27.81	78.12	2.12
官 14-7	2185-2209.85	32.35	31.67	97.9	2.11
王 732-1	1373-1389.3	16.3	15.5	95.1	8.06
总计	/	488.78	443.17	90.67	23.45

目前,研究区内只上报过两次储量。1995 年,官 113 块红层上报探明储量 $82 \times 10^4 \text{t}$, 2001 年上报沙四碳酸盐岩预测储量 $3343 \times 10^4 \text{t}$ 。

从 2005 年开始,对研究区内东、西部沙四段的勘探相继有了新的发现。2005 年底研究区西部官 126 井沙四段 8.5m/3 层压裂试油,获 12.1t/d,同一断裂构造带内官 127 井、官 14 井也相继获得突破;2006 年 12 月至 2007 年 8 月期间,东部王 66 井沙四段 8.4m/2 层一直稳产 8t/d 以上、2006 年 10 月至 2007 年 8 月,王 661 井沙四段 11.5m/5 层累油 1000 吨以上;2005 年至今,东南部王 73 块 9 口开发井累油超过 11000 吨。

2007 年 7 月 31 日前,研究区内王 66 井区、官 126 井区、官 14 井区合并建产能 $2.62 \times 10^4 \text{t}$,目前王 73 块王 732 井区建产能 $2.52 \times 10^4 \text{t}$ 。

2.2 主要研究内容

油气藏的形成,除了油源外,还有储层、盖层和圈闭条件,它们都受到构造作用、沉积作用和成岩作用的控制,特别是沉积作用,是油藏形成的基础。沉积作用形成的各种储集砂体是油气田勘探开发的主要研究对象。本论文研究的重点地区为现河采油厂管辖的陈官庄断裂带和丁家屋子断裂带,研究的主要层系为沙四段,主要包括以下 3 项研究内容:

(1) 建立沙四段层序地层格架

运用多级次地层旋回的理论与研究方法,对沙四段不同性质的地层单元进行区分和精细对比,建立等时地层格架。

(2) 沉积相及储层分布

确定储层主要成因类型，研究沉积相、微相及其纵向和横向上的变化特征与分布规律，分析控制其变化的主要因素，及易于形成岩性圈闭的储集岩体形成条件。

（3）建立沙四段成藏模式并预测有利目标

在区带沉积相和储层分布研究的基础上，对沙四段不同区带的成藏条件进行评价，确定沙四段的勘探潜力及其分布，从中优选出有利目标。

2.3 研究思路

（1）在系统收集钻井、地震、测井、地质及分析化验资料的基础上，以多学科理论为指导、以构造编图、地质研究为基础，围绕重点构造带开展工作。

（2）深化统层对比、着重落实重点区带构造细节、深入开展储层预测及描述，深化构造、岩性复合控藏理论、总结成藏模式；加强老区、新区、各层位、不同类型的探索，拓展找油领域。研究技术路线如下（图 2-2）：

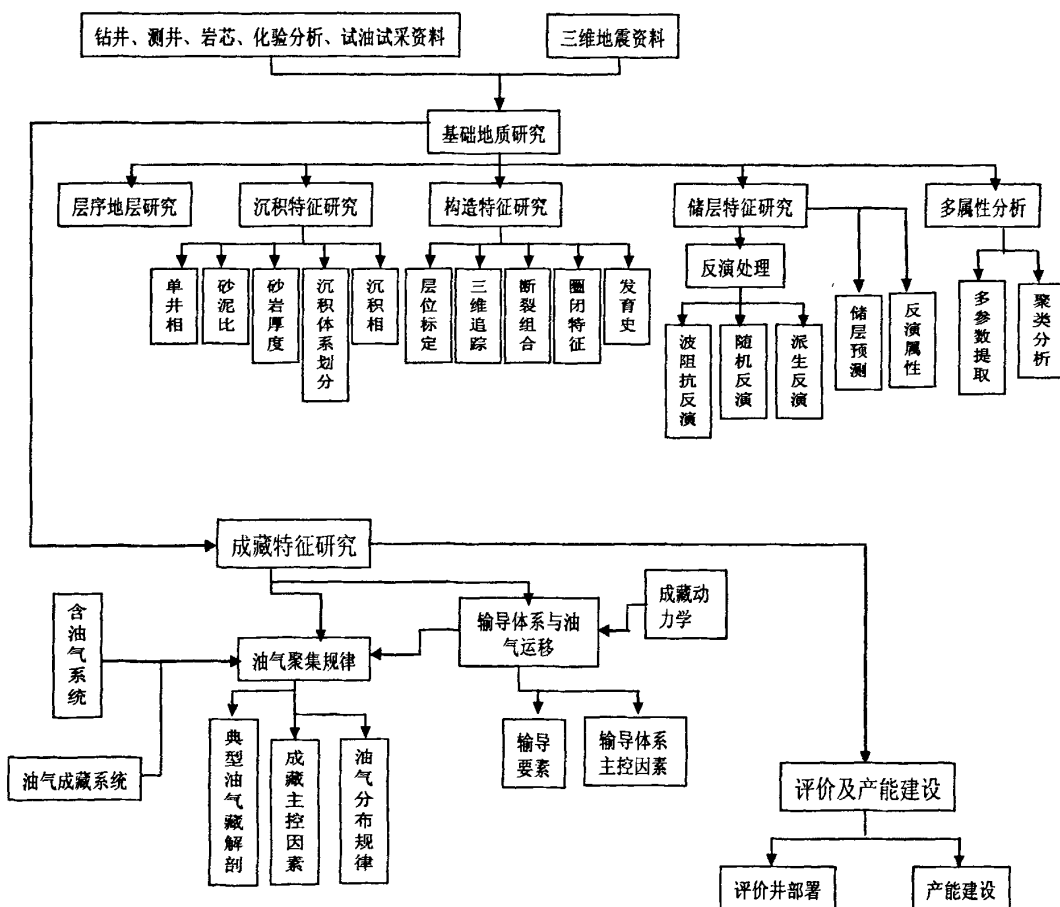


图 2-2 地质综合研究技术路线图

2.4 取得的研究成果

本次研究工作在总结前人地质研究成果的基础上,紧密结合目前的勘探形势和勘探成果,根据项目的要求,完成了以下工作,取得了以下成果:

(1) 运用层序地层学理论,完成南坡地区近 120 口井层序划分,建立了沙四段层序地层格架,共划分 3 个三级层序、6 个四级层序;

(2) 在地震资料预处理基础上,运用相干、可视化等技术手段,完成了南坡地区 400Km² 范围内 T₂、T₆、T₆₋₁、T₇ 等 4 个地震反射层构造解释工作,确定了该区的断裂体系及其对储层分布、油气成藏的控制作用,评价圈闭区 25 个,圈闭面积 85.9Km²,新增控制含油圈闭 8 个,圈闭面积 21.3Km²;

(3) 在提高分辨率基础上,采用随机反演等先进技术手段,完成了南坡地区 400Km² 范围内储层预测工作,预测储层 5 套;

(4) 以含油气系统、成藏动力学等理论为支持,完成了南坡地区沙四段油气运、聚规律研究,明确了油气成藏的主控因素,提出 5 种类型油气成藏模式。

第三章 构造特征研究

3.1 层位标定

为了更好的研究沙四段储层分布规律，必须充分利用地震资料。作为地震构造解释的基础工作之一，层位标定是连接地震反射波与地质分层的桥梁，是构造解释的基础。目前人机联作解释工作站都提供了完备的层位标定软件模块，层位标定的准确与否直接影响解释结果的可靠性。

在进行构造解释层位标定时，尽量选取钻遇深度深、纵向上连续性好的探井进行标定，在标定的过程中，主要遵循了如下原则：

（1）注意筛选构造特征清楚、地震反射同相轴连续性好的地区的井进行层位标定，尽量避免选择断裂复杂区和反射特征杂乱的地区的井，尤其是那些被断层断掉的井进行标定，那样往往会造成层位标定的误差甚至错误；

（2）参与层位标定的井资料要进行归一化校正处理，尤其是声波曲线的校正，有条件的还可以进行环境校正。只有以高质量的声波时差测井曲线作保证，才能得到高质量的层位标定结果；

（3）在标定过程中要注意子波的极性、频率、相位等参数的选取，尤其是子波极性的选择，要多做试验，尽量分别用正极性子波和负极性子波都做合成记录，反复对比，一定要正确选择极性正确的子波；

（4）综合多种测井曲线，并且进行连井对比标定，保证全区标定结果的一致性。

根据以上原则，本次研究优选了研究区 80 余口井进行合成地震记录制作，共对 4 个地震反射层进行层位标定。

由于研究区内有官 6 高精度三维、官 1 高精度三维、东营连片三维等 3 块地震数据体，除了东营连片数据体覆盖全区之外，另外两块三维均没有完全覆盖研究区，由于东营连片三维数据体的精度较低，层位标定及后续构造解释工作中主要选用官 6、官 1 两块三维，但是由于两块三维的地震参数之间存在一定的差异，因此利用两块三维进行工作时，需要调试相应的参数进行。

三块三维极性均为负极性，东营连片资料采样率为 2ms，有效时间长度 5s，CDP 面元 25*25m，振幅范围在-505630—537056 之间，频带宽度 5-60Hz，主频为 15-20Hz；官 6 三维资料采样率为 1ms，有效时间长度 5s，CDP 面元 25*25m，振幅范围在

-28078.2—29646.6 之间，频带宽度 5-75Hz，主频为 20-30Hz；官 1 三维资料采样率为 1ms，有效时间长度 5s，CDP 面元 25*25m，频带宽度 5-75Hz，主频为 20-40Hz（图 3-1）。

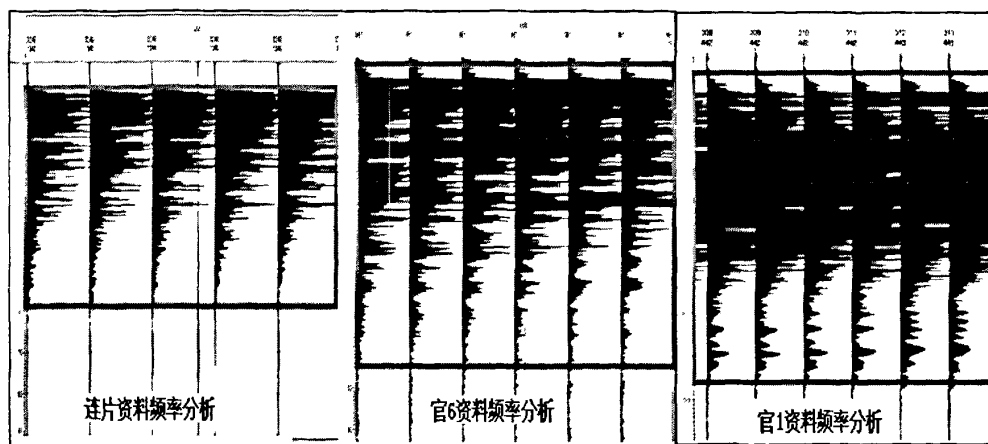


图 3-1 三块三维频谱分析

层位标定时主要利用声波时差测井资料制作合成地震记录进行标定，初标定时参考经验时深关系进行，使层位标定有据可依，使其和地质解释相统一。本次研究在研究区内确定了 T_2 、 T_6 、 T_7 、 T_{7-1} 等 4 个地震反射层。其中 T_6 地震反射层相当于沙四段二级层序的顶界面， T_7 相当于沙四段内部三级层序 LC2 底界面，局部地区该层序底界面与 LC3 层序底界面重合（LC3 层序缺失）， T_{7-1} 相当于沙四段二级层序底部与孔店组顶部之间的一套强反射。各反射层特征如下表（表 3-1）。

表 3-1 构造解释层位对应层序/界面特征及接触关系

地震反射层	对应层序	层序界面	接触关系
T_2	沙二下-东营组	沙一段底	整合接触
T_6	沙三段-沙二下	沙三下底	不整合
T_7	沙四段	沙四上底，局部为沙四底	整合，局部不整合
T_{7-1}	沙四段	沙四底—孔一段	不整合或假整合

T_2 反射波组：在研究区的不同位置，该层序界面的波组特征有变化，北部官 126 井区该波组的合成地震记录与井旁地震道的响应存在一定差异，井旁地震道表现为 2 个中强相位组成的复波特征，而合成地震记录上表现出“单轨”特征（图 3-2）。

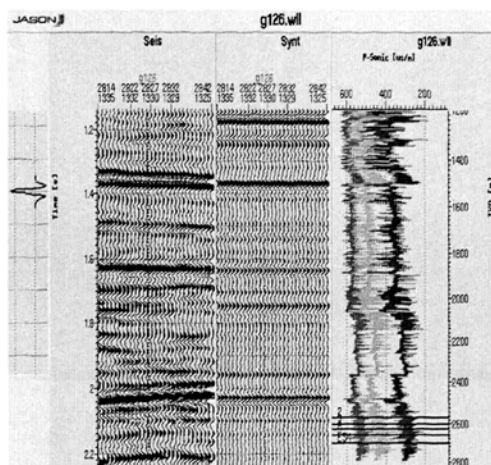


图 3-2 官 126 井合成地震记录

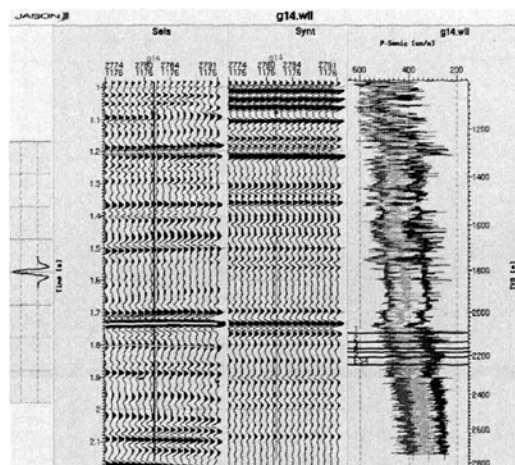


图 3-3 官 14 井合成地震记录

从官 126 井区向南到官 110 井区也表现为这种特征。官 127 井区 T_2 地震反射波组在合成地震记录与井旁地震道上特征相仿，均表现为“单轨”特征。官 127 井区向南到官 14 井区，波组具有“复波-单轨”复合特征（图 3-3）。研究区东部王 66 井区 T_2 反射波组又有变化，合成地震记录表现为上下两个强相位，中间是一个中强相位而形成的组合特征，井旁地震道也表现出这种特征，但是没有合成地震记录表现的明显。从王 66 井区向北到王 661 井区，该波组在井旁地震道上表现出“三轨”特征，然而在合成地震记录上则表现的不明显。王 66 井继续向东到官 1、官 2 井区， T_2 地震反射波组由 3~4 个强反射相位组成，合成地震记录与井旁地震道特征较相似。

T_6 反射波组： T_6 地震反射波组相当于沙三下与沙四顶的层序地层界面，该层序界面上、下形成角度不整合接触，部分井区可以清楚的见到这种接触关系。 T_6 反射波组总体上表现为强相位，地震剖面上识别性较好。反射能量较强，波组连续性好，受断层切割，在每个断阶上该波组特征均较明显。无论在北部官 126 乃至更北的官 12 等井区，还是南部的官 111、官 115 井区或者是东部的王 66、王 661、王 90 以至于东北部的官 2 等井区， T_6 地震反射波组特征基本相似，是一套全区分布稳定的标志性波组（图 3-2、图 3-3、图 3-4）。但在研究区的不同部位， T_6 层波组存在一定的差异。南部地区该层波组数量较少，能量偏弱，北部地区该层波组能量较强，波组较多，一般由 2 个强相位组成。

T_7 反射波组：作为本次研究的主要目标层段沙四段，其内部地震反射较杂乱。由于受到顶部油页岩的强屏蔽作用，波组反射能量相对较弱，反射零乱。因此，波组特征不清楚，导致追踪解释相当困难。且沙四段与下伏的孔店组又形成角度不整合接触，其间

的界限很难确定,原本很清楚的角度不整合接触关系由于受到上述条件的限制,也变得很不清楚。因此,相当于纯化镇组底界的 T_7 地震反射层的追踪解释难度较大。

从层位标定和解释结果看, T_7 地震反射层能量较 T_6 弱。但在研究区的中部地区,由于沙四段地层砂泥岩互层组合关系较好,泥岩厚度相对较大, T_7 地震反射层与 T_6 地震反射层之间波组相对清楚,共同组成 3 个波组,形成“三轨”特征(图 3-2~图 3-4)。研究区南部由于 T_6 、 T_7 两层之间地层厚度变薄,泥岩含量相对较少,砂泥岩互层组合关系较差,因此两层组成的“三轨”特征变为“双轨”特征,之间的相对较强反射不明显或转化为弱反射、研究区北部由于两层之间地层厚度加大,泥岩相对增多,砂泥岩互层沉积较差,加之上覆油页岩的强反射屏蔽,使得 T_6 与 T_7 地震反射层之间波组变化不明显,主要表现为一套弱反射。

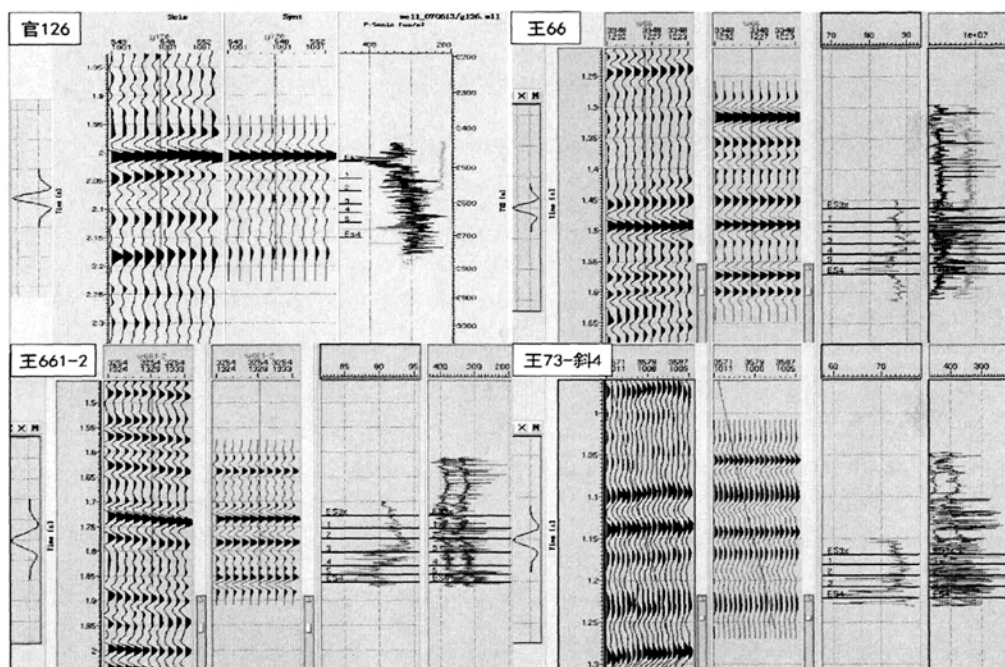


图 3-4 南坡地区各块合成地震记录标定

东南部王 73 地区沙四段底部缺失严重,地震剖面上 T_7 地震反射层为沙四段与孔店组之间的不整合面。

总体上,本区由于断层发育,且多为近东西向,因此南北向测线标定较东西向难。受断层切割后,南北向测线上沙四段被分割成若干小断块,尤其是中部地区。另外本区沙四段上下均存在不整合,断层上下盘的地层存在一定的厚度差异。但是东西向测线上看,地层连续性较好,波组特征相对南北向的清楚,易于标定。

3.2 断裂系统解释

现河采油厂南坡地区是典型的凹陷缓坡带构造,研究区位于陈官庄-王家岗断裂阶状构造带上,南部受纯化-草桥断裂带影响、中部受陈官庄-王家岗断裂带影响、东部受丁家屋子断裂带影响,构造复杂、发育多期断裂。总体构造表现为北倾单斜,但受断层切割,形成以顺向盆倾断阶为主、反向屋脊为辅的构造格局。

受区域构造背景控制,该区断裂较发育,中等规模以上断层继承性较好。从地震剖面上可以清楚的看到东营南坡地区构造特征表现为两组断裂系统,即 T_6 以下主要以南倾断裂为主,以上以北倾断裂为主,形成上下两组特征完全相反的断裂格局。

本次构造断裂解释过程中,利用相干提取、断棱检测、水平切片、三维可视化等技术手段对解释结果的合理性进行随时检测和验证。本着“剖面定倾向、平面定走向、共同定产状”的原则,先确定断裂系统,然后进行地质层位解释。在解释时,首先进行大网格解释,然后利用相干等手段进行粗网格内插,并提取属性,观察其断层发育情况,反过来指导断裂解释。然后对不合理的地方进行修正,得到更密网格,再次重复以上工作过程,直至得到全区解释合理的断裂构造系统。在具体解释过程中,首先从单井标定结果出发,在地震剖面上选择区域性连井解释剖面,在每个剖面上,根据每口井的标定的结果,结合地质划分结果,进行粗略的断裂系统解释和层位解释。在对选择的几条连井剖面解释之后,在确定他们之间的交点处均闭合前提下,选取有代表性的、位置较为重要的主测线和联络测线进行大网格骨架剖面解释。在初步确定了断裂、构造格局之后,先对起控制作用的主控断层进行解释,然后解释次级断层。本次研究解释起控制作用的主控断层 10 余条,东西走向、北倾为主、高角度,断层纵、横向上延伸均较长。有的大断层上断穿至 T_1 、下断穿孔店组,是最主要的控沉积断层,如研究区中部的官 126 井北部的大断层、官 6 南大断层、官 11 南部大断层、通 25 北部的大断层、官 4 北-官 7 南-官 105 南部的大断层、官 101 南部的大断层、官 125 北部、官 115 南部的大断层、官 107 南部大断层、王 19 南部大断层、官 1—官 104 南部大断层等。这些断层在空间上组合成东西连通、南北分割的块体,将陈官庄—丁家屋子断裂带地区进行切割。由于本区断层基本上为近东西走向,因此解释时主要以南北向的主测线为主,进行断层面的解释,联络测线上主要用来检验解释结果的闭合程度(图 3-5、图 3-6)。

构造解释之后,陈官庄—丁家屋子断裂带地区沙四段共解释大小不一的断层 400 余条(图 3-5、图 3-6、图 3-7)。 T_2 构造发育断层 154 条, T_6 构造发育断层 300 余条,其

中规模相对较大的断层 15 条, 包括研究区南部的石村断层, T_7 构造发育断层 400 余条, 其中规模较大的断层 12 条, T_{7-1} 构造发育断层 309 条, 其中规模较大的断层 13 条 (表 3-2)。从 T_2 到 T_7 均发育的大断层有 10 条, 这些断层均为继承性同沉积断层, 对本区的构造格局、沉积建造均起控制作用。

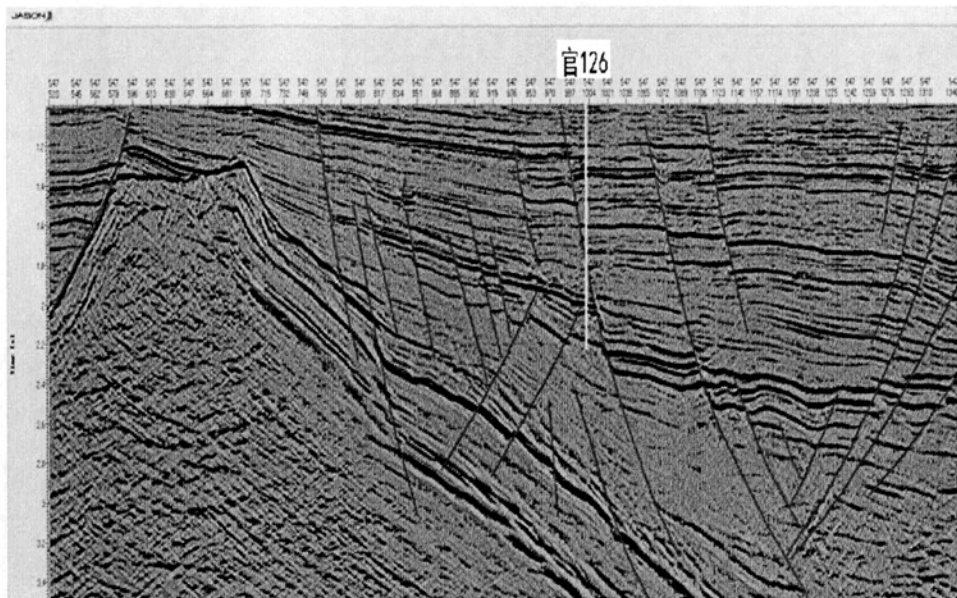


图 3-5 南坡地区过官 126 井南北向断裂系统解释剖面

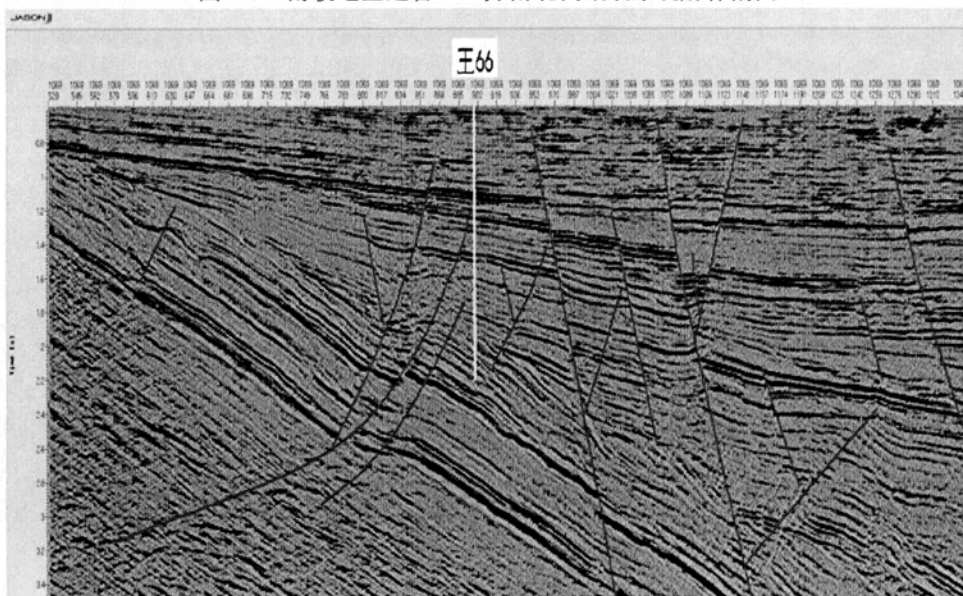


图 3-6 南坡地区过王 66 井南北向断裂系统解释剖面

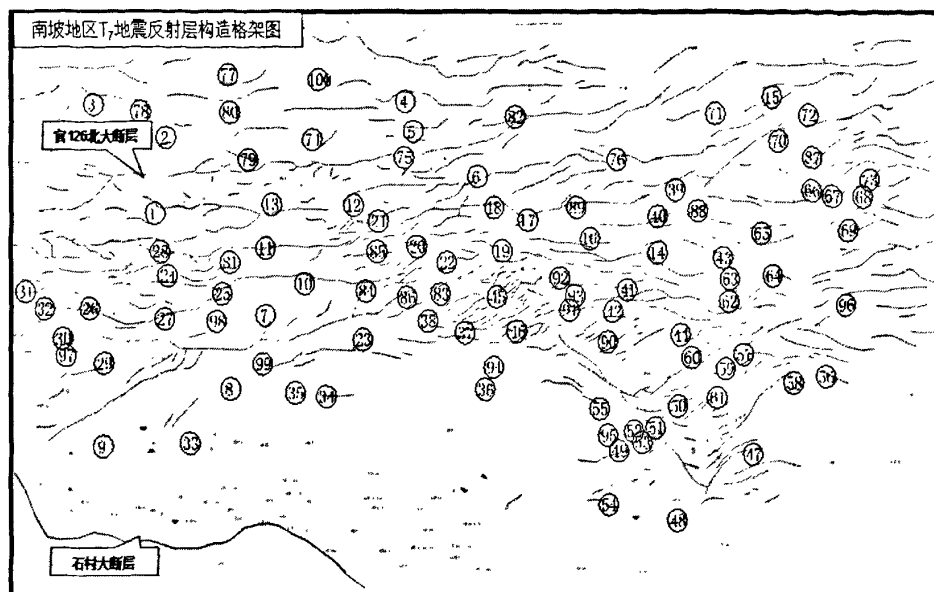


图 3-7 南坡地区沙四段 T₇地震反射层构造格架图

表 3-2 南坡地区沙四段 T₇地震反射层断层要素表

断层编号	断层名称	走向	倾向	延伸长度	最大断距	断层性质
1	g126北	NE-EW	NW-N	7.1	460	正
2	g11南	EW	N	7.2	240	正
3	/	EW-NE-SW	N-NW	5.9	200	正
5	/	EW	S	4.3	100	正
6	g7	EW	N	7.6	300	正
7	g6南	NE-EW	NW-N	10	160	正
8	g115南	EW	N	17.2	200	正
9	g14-X21南	NE-SW	NW	5.6	100	正
10	g8北	EW	N	4.1	80	正
11	g108南	EW	N	4.5	240	正
13	g118南	EW	S	3.1	60	正
14	w19南	NE-SW	NW	8.3	60	正
15	t55	EW	N	6.5	100	正
16	g107	EW	N	6.2	200	正
17	w661-1南	EW	S	4.1	20	正
18	w661-2	NE-SW-EW	NW-N	3.5	20	正
20	w661南	NE-SW	SE	3.1	40	正
21	/	EW	N	3.1	80	正
24	g127	EW	S	3.1	30	正
25	g113-1	EW	S	3.7	100	正
36	/	EW	N	3.1	80	正
39	g1	EW	N	4.4	140	正
41	/	EW-NW-SE	N-NE	4.6	20	正
47	t11北	NE-SW	NW	4.2	100	正
48	w73	NW-SE	NE	3.6	20	正
62	w96	EW	N	3.1	50	正
68	/	EW	N	3.6	40	正
70	w116	NE-SW	NW	3.4	120	正
72	w37	EW	N	3.3	100	正
73	/	EW	N	3.1	20	正
74	/	EW	N	3.1	80	正
76	g2	NE-SW	NW	3.9	80	正
87	w16	EW	N	3.6	40	正
90	/	EW	N	3.1	30	正
96	/	NE-SW	NW	3.3	60	正

3.3 层位解释

在断裂系统确定之后,结合层位标定结果,在地震剖面上识别出 T_2 、 T_6 、 T_7 、 T_{7-1} 等地震反射层的位置,进行地质层位解释。

断裂系统解释部分已经阐述过连井标定、层位解释的相关步骤与方法。总之,在层位解释过程中,首先进行骨干剖面解释,然后按纵横网格进行加密解释。并且,在解释中注意应用多剖面联合解释、水平切片解释等方法进行辅助解释。本次研究层位解释工作除了应用上面的层位解释方法之外,还应用了自动追踪、三维闭合解释等层位解释方法,获得了质量较高的 T_2 、 T_6 、 T_7 、 T_{7-1} 反射层的层位解释成果。

3.4 断裂构造特征描述

研究区地处陈官庄-王家岗断裂阶状构造带上,受多期断裂构造运动影响,沙四段断层较发育。如前所述,沙四段上、下可以明显的区分为两组断裂系统。沙四段下部主要是早于 T_6 时期形成的南倾断裂控制,构造特征表现为反向屋脊式的特点(T_6 后期也有反向断层),这一点在沙四段下部及孔店组表现较为明显。另外,在研究区的北部沙四段地层内部也受到这种南倾断裂控制,但断层规模较小。这种南倾断裂为早期断裂,非同生断裂,可能为沙四段末期构造运动形成,对本区沉积不起主控制作用,但对成藏起控制作用。沙四段以上受北倾断裂控制,构造特征表现为顺向盆倾断裂格局,为同生断裂,主要形成于沙四末期的构造运动,并一直活动,直到沙河街组末期。本区发育的大断层多数属于后者,断层规模较大,纵向上断穿层较多层。这类断裂系统是本区的主要断裂,既控制着本区沙四段的沉积,又对后期油气成藏起控制作用。如前所述,本次研究共解释大小不一 400 余条断层(包括南倾断层和北倾断层),大断层多数高角度,纵、横向延伸均较长。区内共发育大断层 10 余条,横向上将研究区切割成东西延伸、南北分块的断裂格局,每个大的格局内部又被次一级断层分割,形成小的断块,然后再被级次更小的断层分割形成更小的断块直至成为构造单元,最终导致整个地区纵横向上被分割成十分破碎的断阶式构造系统。区内断层除了上述的 10 余条大断层断距较大以外,为 150~350m 之间,次一级断层断距一般在 60~100m 之间,小断层的断距相对较小,一般为 20~40m 之间,有的更小,在 20m 以内。断层平面延伸长度大小不等,大断层一般由 2~4 条断层组合形成的规模更大的、横向相连的区域控沉积大断层,延伸长度可以达到 14Km 左右。这些断层多数为后期形成的同沉积断层。一般是由多个同沉

积点向外生长、延伸,达到一定规模后,同生断层由分段生长转化为联锁生长,直到断层边界相互切割、融合为止。这些同生大断层纵横向上延伸长度均较大。区内次一级断层一般末梢部位靠近大断层或与大断层斜交,对大断层切割成的断块进一步分割,延伸长度基本上为组合成大断层的同沉积断层的延伸长度的一半或三分之一左右。小断层几乎全区分布,但是主要集中在研究区的中部呈近东西向展布的、接近于雁列式的、相互斜交或亚平行关系,这一带恰好是陈官庄断裂带与王家岗断裂带内部起分割作用的脊梁位置。从构造解释结果看,这一带整体上形成一条脊梁,将东西部划分开,形成东部以王 66 井区为主、西部以官 126 井区为主的两块断裂系统(图 3-7)。

该区构造特征总体上表现为在整个东营南坡南高北低的大背景下所形成的、被断层切割复杂化的断裂阶状构造带。区内发育较大规模的断层定格了该区总体构造格局,即为顺向盆倾断阶构造。大背景下本区表现为北东南西向延伸、南高北低的特点。受中部的逆冲脊梁分割,西部构造较东部复杂。另外,该区北部构造较南部复杂,最复杂的构造位于研究区北西南东向的脊梁中部。在北部官 126 北大断层的下降盘上为该区位置最低的负向构造,改变了官 126-王 66 地区整体上由南向北的单斜特征,围绕该负向构造形成相对正向的构造单元(图 3-7)。

另外,研究区南部的断层走向基本上与构造线平行或小角度斜交,中部断层也保持了这种特征,研究区北部官 116 井区负向构造单元处,断层与构造线大角度相交(图 3-7)。

为了更好的说明南坡地区断裂特征,本次研究将 400 余条断层中与圈闭、油藏关联性较大的 100 条断层进行断层要素统计、描述(表 3-2)。

3.5 构造圈闭类型及分布

研究认为本区构造圈闭发育,类型主要为断块型,包括顺向盆倾断鼻圈闭、反向屋脊断鼻圈闭以及由 2~3 条断层控制的断块圈闭,总体上以顺向盆倾断鼻圈闭为主。部分井区还发育幅度较小的、相对正向的、被断层复杂化的小背斜圈闭。

本次研究共对 T_6 、 T_7 两个层进行圈闭评价。 T_6 层评价圈闭 33 个, T_7 层评价圈闭 91 个。纵向上,两层圈闭具有继承性,平面上两层的圈闭分布范围较广。以 T_7 层为主进行圈闭描述与评价,该层共描述构造圈闭 91 个,但是根据各圈闭的位置情况,将具有类似油藏特征、位置又靠近的圈闭作为圈闭区统一描述,这样将 91 个圈闭归结为 25 个圈闭区,共预测总圈闭面积 85.9Km^2 。其中,除了凸起上草 13 断块圈闭区之外,该圈闭区面积 10.7Km^2 ,其他圈闭区中面积、规模较大的为北部牛 9 圈闭区、中部官 6 圈闭

区、官 126-官 113 块圈闭区、中西部偏南的官 115-通 29 圈闭区、南部官 14-斜 21 南圈闭区、中东部偏北的王 661 圈闭区、东部王 16 圈闭区、王 93 圈闭区、东南部的王 73 圈闭区、南部的草 7 圈闭区等 10 个；其他圈闭区规模相对较小。如官 126 北部断层下降盘的官 118 断鼻圈闭、中部偏东的王 66 东圈闭（图 3-8、表 3-3）。

表 3-3 圈闭区统计表

圈闭区	圈闭面积	圈闭区	圈闭面积
g126 北	0.6	临洼区	1.8
t42-g125	0.3	w93	5.4
n9	4.3	g16 南	1.7
g6	4.5	g115-t29	10.7
g14-21 南	3.1	w19-g1	1.7
w661	6	t10-t10 西	1.7
w16	4.3	w66 东	1.1
wx95	2.5	g14-g14 西	1.3
g126-g113	4.6	w73	4.7
t32-w33	2.2	w66	1.2
w140-w130-w130 北	1.7	c13	10.7
g9-g9 东	2.1	c7	5.8
g118	2	总计	85.9

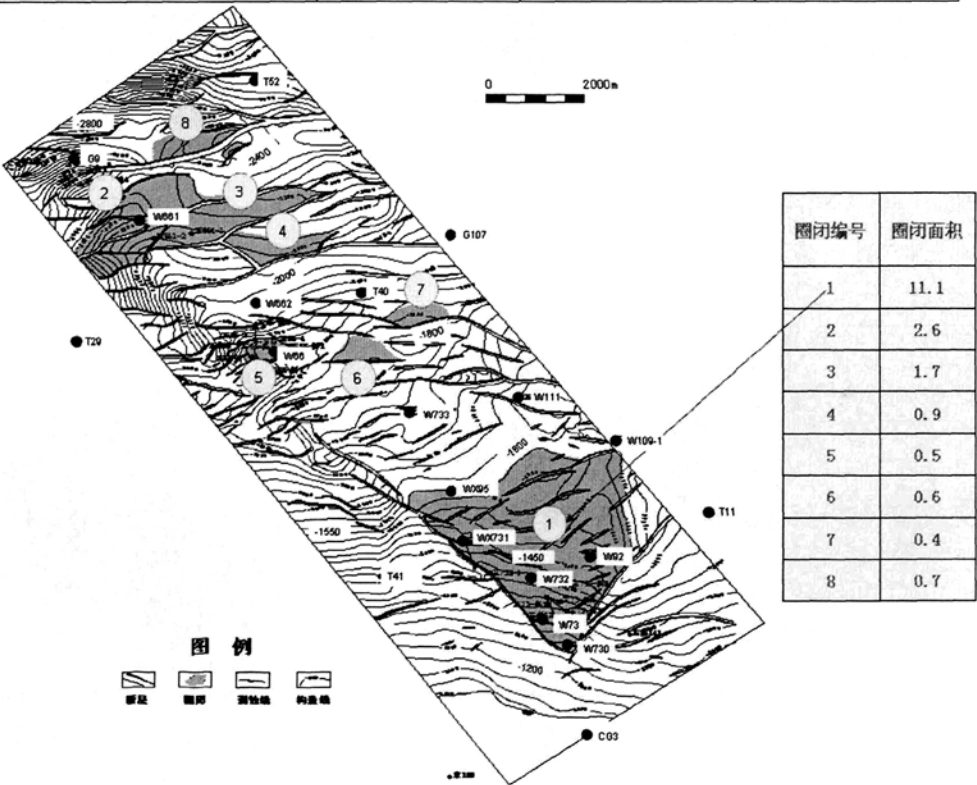


图 3-8 王 73—王 661 构造圈闭类型及分布图

现以王 73—王 661 区带为例, 阐述其构造圈闭发育特征。

该区带共发育构造圈闭 8 个, 圈闭总面积为 18.5Km^2 。其中 1、2、3、5 号圈闭较为落实, 有井钻遇, 4、6、7、8 号圈闭无井钻遇。1 号圈闭面积较大, 为 11.1Km^2 , 圈闭类型为断块型, 受两条断层夹持控制, 圈闭内地层南高北低, 高部位构造线近东西呈水平方向, 底部位构造线向两侧断层收敛, 呈断鼻状(图 3-8)。

王 73 圈闭即 1 号圈闭内钻井相对较多, 但是多数位于圈闭南部, 钻井效果较好, 圈闭中部及北部地区钻井较少。王 661 井区主要发育 4 个圈闭, 其中有 3 个圈闭位于王 661 断块区上, 另外一个在王 661 断块区北部, 位于官 9 井区东部。王 661 断鼻圈闭面积 2.6Km^2 , 圈闭内有王 661 井、王 661-2 井等两口井, 王 661 井位于圈闭内部局部断鼻高点上, 王 661 井位于圈闭高部位局部断块内; 位于该圈闭东部的王 661-1 圈闭为断块圈闭, 受两条相交断层控制, 圈闭面积 1.7Km^2 ; 该圈闭东部发育一断块圈闭, 受两条相交断层控制, 圈闭面积 0.9Km^2 , 圈闭内无井钻遇。王 66 井区发育 3 个圈闭, 只有王 66 圈闭内有井钻遇, 其他两个圈闭内无井钻遇, 圈闭面积相对较小, 为 0.5Km^2 左右(图 3-8)。

官 126-王 66 地区地处东营凹陷南部斜坡带上, 北部紧邻牛庄生油洼陷, 且与之主力烃源岩同层系, 因此牛庄洼陷生成的油气可以横向运移至该区, 在有利的部位聚集成藏。而本区的构造特征为顺向盆倾断裂, 发育的圈闭无论是顺向盆倾断鼻圈闭还是反向屋脊式断鼻圈闭, 地层的下倾方向均面向洼陷, 因此更有利于油气运移至此成藏。另外本区发育的大断层为同沉积断层, 断层倾向也面向洼陷, 有利于油气运移。从生油洼陷生成并运移的油气, 在断层与砂体的结构组合下呈“阶梯式”运移, 在研究区的有利部位成藏。本区发育的圈闭多数为靠近大断层附近, 与大断层之间存在一定的联络, 因此, 运移过来的油气可以沿着分支断层运移到大断层两侧的有利圈闭中聚集成藏。

3.6 构造发育史分析

本次研究利用平衡剖面技术, 进行构造发育史研究。发育史剖面显示, 在整个东营凹陷边断、边掀、边沉积的过程中, 伴随湖盆扩大, 形成北断南超的断裂构造格局, 南坡地层总体特征为北倾单斜。纵向上发育两组断裂系统, 南倾断层为早期断裂, J3-K1 及 Ek-Es4 时期强烈活动, Es3 期基本消亡; Es4 时期北倾同生油源断层发育, Ek-Es4 及 Es3 时期, 断层强烈活动, 直到 Ng 末-Nm 时期, 但后期活动强度减弱, 表现为同沉积特征, 对油气运移、成藏有利^[1](图 3-9)。

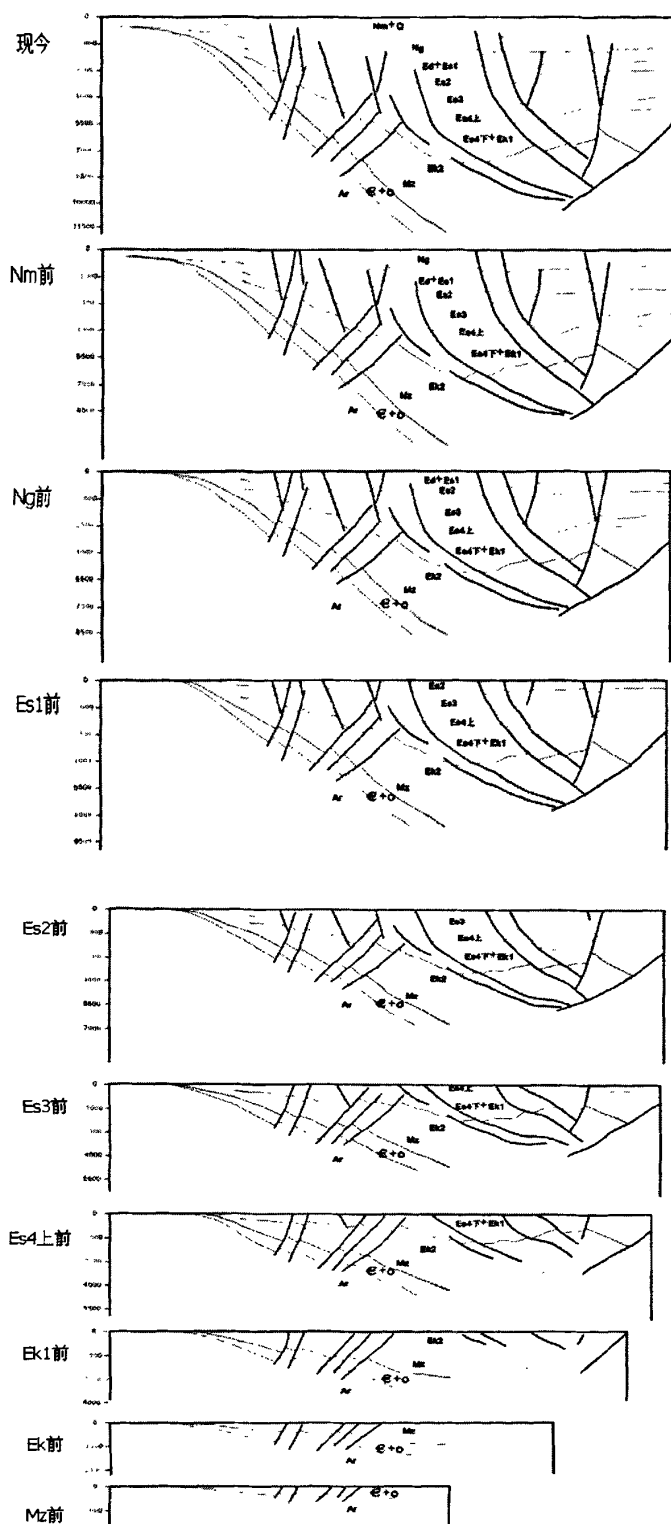


图 3-9 南坡地区构造发育史图

第四章 层序地层及沉积体系研究

层序是以底、顶不整合面或相关整合面为界的、内部叠置有序的沉积组合,因此,层序地层分析中层序界面的识别是关键技术之一。层序界面不仅将界面所穿越地区的新、老地层分开,使层序具有年代地层意义,同时具有确定界面的地质属性、界面的发育规模和区域等时对比意义;层序界面是对层序进行划分、确定层序级别和成因类型,以及建立区域等时地层格架的基础。在高分辨率层序地层学理论中,不同级别的基准面旋回过程中的转换面都可以形成不同级别的层序界面。一个完整的基准面旋回包括上升和下降两个半旋回(或相域),在不同级别的基准面旋回从下降到上升过程中,于最低点位置的区间可形成构造不整合界面、侵蚀不整合界面和沉积不整合界面,以及相关整合面:而在基准面由上升折向下降过程中,于最高点位置的区间,以形成连续沉积的、相当最大湖泛期(或洪泛期)的整合界面为主,部分为欠补偿条件下形成的无沉积间断面。按基准面旋回定义,在前一种情况下形成的各类不整合界面为不同级别的层序界面,后一种情况形成的界面为洪泛面(或湖泛面)。其中,不同级别的层序界面在地质属性和识别标志均有较大差别。地层中发育的各级次基准面旋回都是通过反映 A/S 比值变化趋势的地层学和沉积学特征识别出来的。

4.1 沙四段层序地层学特征

4.1.1 第三系层序地层格架

本次研究利用地震资料在南坡地区识别出 10 余个二级层序地层界面,即 T_{g2} 、 T_{g1} 、 T_r 、 T_8 、 T_{7-1} 、 T_7 、 T_6 、 T_2 、 T_1 等,这些界面之间的层序地层分别为前震旦、寒武系-奥陶系、中生界、新生界孔店组、沙四段、沙三段-沙二下、沙二下-东营组、馆陶组及以上地层。

东营凹陷古近系发育四个二级层序,即孔店组、沙四段、沙三段~沙二下、沙二上~东营组。

孔店组层序发育期,具有半干旱到干旱的气候变化特征。孔店组下部从下向上基本上表现为反旋回特征,上部表现为正旋回特征,因此孔店组可划分为两个三级层序,即孔一段、孔二段。

孔二段层序是在中生界白垩系基底上发育的,为半干旱气候。由于基准面上升,该时期在古基底上发育滨浅湖相沉积。中下部以灰色泥岩及部分灰紫色泥岩为主,夹薄层

灰色含砾砂岩、粉砂岩,上部为紫红色和褐色及灰色泥岩夹细粉砂岩。与下伏中生界之间为不整合接触(图4-1);孔一段时期为基准面旋回下降期,东营凹陷整体表现为干旱气候,沉积辫状河流相砂岩。层序底部发育

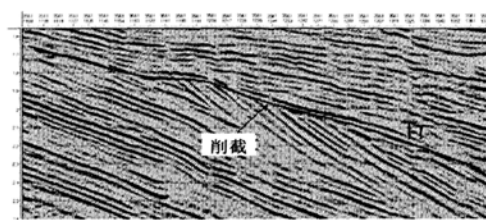


图4-1 孔店组与中生界地震反射特征及接触关

一套厚度不等的紫红色砂砾岩,中部为中、细砂岩和泥岩互层,上部岩性为厚层紫红色泥岩夹细粉砂岩沉积,自下而上逐渐变细。孔一段作为一个三级层序又可划分为三个四级层序,即孔一下亚段、中亚段、上亚段。每个四级层序的反射特征清楚。

沙四段二级层序是在孔店组二级层序基础上,由于基准面旋回变化,而沉积的以上升半旋回为主沉积地层。该层序发育期,具半干旱气候特征。基准面上升期东营凹陷地层主要由沙四下亚段组成。下部为河流-冲积相紫红色泥岩、砂质泥岩、棕褐色粉砂岩夹薄层碳酸盐沉积。向上岩性发生变化,南斜坡东段为滨浅湖相兰灰色、深灰色泥岩,钙质泥岩夹少量薄层砂岩、粉砂岩;南斜坡西段为砂岩、钙质砂岩、白云岩、生物灰岩互层。北部陡坡山前地带发育冲积扇、红色砂砾岩、泥岩和膏岩层发育。随着边界断裂活动的逐渐增强,断裂带活动的向北迁移,湖盆发生扩张。凸起上剥蚀的大量沉积物沿冲沟搬运,在与沟谷对应的低洼地带形成呈裙状分布的冲积扇体、扇三角洲沉积体,深层部位发育浊积扇体等。在湖侵背景下,沉积体纵向上呈由粗变细、由浅变深的正旋回特征。沙四上沉积时期,陈南断裂带不断向北迁移,湖盆范围扩大,沉积体也随可容纳空间向北的不断扩大而迁移。随着盆地基底进一步沉降,沙四上亚段地层向基岩凸起上超覆,形成了一套灰色、深灰色、灰褐色湖相泥岩夹碳酸盐、油页岩和砂岩沉积。沙四段沉积末期,构造运动使湖盆基底整体抬升,基准面下降,凹陷边缘局部地区遭受剥蚀,与上覆地层形成局部不整合接触(图4-2)。

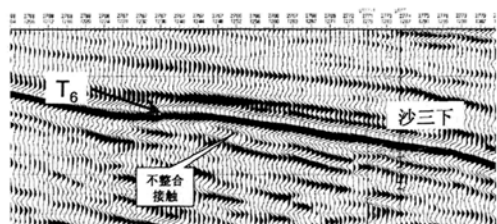


图4-2 沙三下与沙四顶地震反射特征及接触关系

东营凹陷沙四段二级层序主要由受长期基准面旋回变化控制的两个三级层序组成,即沙四上、沙四下。沙四上亚段沉积时期,根据中期基准面沉积旋回变化又可细分为纯上亚段、纯下亚段两个四级旋回。沙四下亚段与下伏孔一段地层为角度不整合接触。

沙三段—沙二下层序为东营凹陷发育的主旋回沉积,气候逐渐变潮湿。断裂活动的阶段性与基准面旋回变化的周期性导致沙三段~沙二下沉积的旋回性明显。由此,该二

级层序又可以进一步划分为三个以不整合为界的三级层序,大致相当于沙三下、沙三中、沙三上~沙二下。该层序发育期凹陷内发育多种沉积体系类型,包括冲积扇体系、扇三角洲体系、辫状三角洲体系、河流-三角洲体系、水下扇体系、深水湖泊与滑塌浊流体系等。在盆地演化的不同阶段,各沉积体系出现的层序地层位置和平面分布明显不同。

沙三下层序底界为凹陷下第三系沙三段地层与下伏地层之间的不整合,在地震上对应 T_6 反射。该反射在东营凹陷为一组强相位反射特征,连续性好,可以进行全区追踪,为一个二级层序边界。

东营凹陷在盆地的边缘及较深部都有明显的地层削蚀现象,如在南部缓坡上层序下部地层有明显的削截反射特征,在陈官庄的下降盘显示层序与下伏地层的角度不整合接触(图 4-2)。在盆地的中、北部,沙三下层序与上部层序在地震上为平行反射,整合或平行不整合接触关系。

在东营凹陷南坡、盆地周缘控盆断裂如陈南断裂、青西断裂、八面河断裂等活动幅度控制层序各时期沉积体系形成与分布。该层序以基准面上升期沉积作用为主,早期断裂活动小,基底沉降速率较低,可容空间的增长缓慢。随着断裂活动幅度的增大,基底沉降速率迅速增加,可容纳空间增加速率明显大于沉积物供给速率,整个湖盆长期处于欠补偿状态,深水湖相发育,形成厚层的深湖-半深湖相油页岩夹深灰色泥岩沉积。北部陡坡带由于陈南断裂的强烈活动,凸起前缘部位基底沉降作用明显。凸起上大量粗粒沉积物在山前迅速堆积,形成不同成因类型的砂砾岩体,在断裂下降盘呈裙状分布。胜北地区基底沉陷最明显,发育的规模较大的近岸水下扇体。该层序发育晚期,轴向东营三角洲开始发育,进入凹陷。东营凹陷南部缓坡不同地区该层序发育程度差异较大,靠近缓坡凸起,该层序地层发育程度较差,向洼陷区发育程度逐渐变好。

沙三中底界面,在地震上相当于上 T_5 反射。在盆地的大部分地区是一组中高振幅、强连续的地震反射特征。在凹陷的内部基本上为一连续沉积界面,与上部东营三角洲前积沉积形成低超接触,该层序底界面为底积层响应(图 4-3)。在凹陷的东部,由于东营三角洲的快速向西进积,在地震上层序顶部表现为层序界面之下前积体形成顶超反射结构(图 4-3)。洼陷区,界面上下为(亚)平行接触,在局部地区可以见到下切河道的反射结构(梁家楼地区层序底部)。凸起区,沙三中层序向沙三下层序之上超覆。南部缓坡区,越过陈官庄断层和博兴断层,上超到广饶凸起和鲁西隆起上。

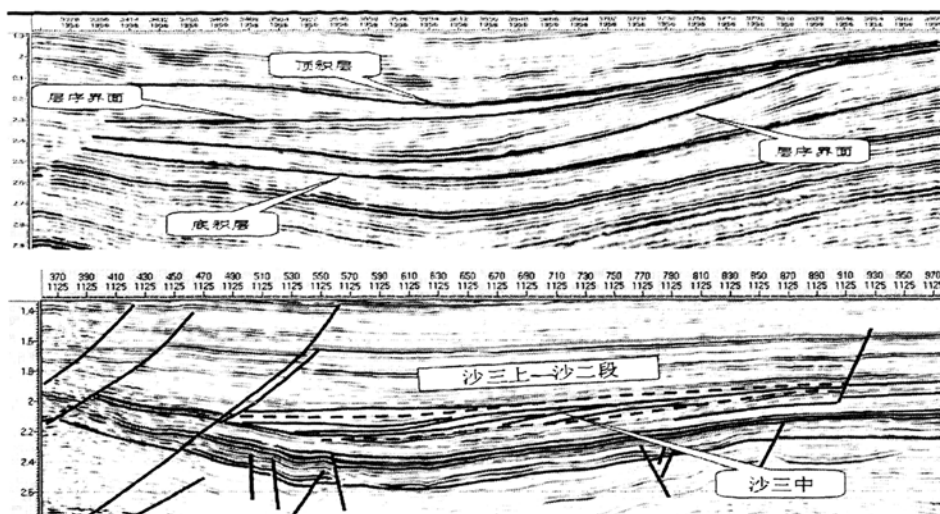


图 4-3 东营凹陷南坡地区沙三中层序内部地震反射特征

在东营凹陷南坡,该层序边界断裂及其伴生的二级断裂带,如陈官庄、王家岗断裂、胜北断裂等次级断裂活动逐渐增强。凹陷基底持续沉降,半深湖相沉积发育,形成区内广泛分布的上 T_6 油页岩段。缓坡带阶梯状分布的二级断裂带,如陈官庄-王家岗断裂在斜坡背景上形成地形坡折,控制了层序发育早期低位湖盆的分布范围以及低位扇的形成,同时有助于三角洲的推进作用,为三角洲-深水坡移浊积扇、滑塌浊积扇的形成提供了良好的古地理背景条件。靠近南部凸起区,剥蚀作用增强,沙三下地层残存较少,沙三中地层直接覆盖在 T_6 层之上,沙三中层序顶部遭受不同程度剥蚀,形成角度不整合接触。凹陷北部仍保持陡坡带特征,但重力流成因的砂砾岩扇体规模减小。凹陷东部的东营三角洲的影响逐渐增加。层序发育晚期,随着基准面的下降,沉积物供给速率逐渐增大, A/S 比值减小,长轴方向发育的东营三角洲、高青三角洲的进积作用均逐渐增强。

沙三上—沙二下层序底界面在地震上相当于 T_4 反射层。在盆地内部为平行反射,在盆地的边缘为与下伏地层的削截和超覆特征。

在东营凹陷内,大致位于 T_4 附近一组强反射同相轴的底部,在东部地区界面之下为沙三中层序高水位三角洲进积形成的顶超界面;在盆地的南部斜坡上该界面为一种削截关系;在盆地的北部陡坡带附近,界面之下的同相轴逐步向边界断层附近退覆,形成似顶超界面。

沙二上—东营组层序的底界面对应于地震上的 T_3 反射。在东营凹陷,界面之下多表现为一组断断续续的,亚平行反射特征。在凹陷的中部,发育有多个河道,地震上表

现为界面处出现多个下弯同相轴，内部为两端消失的同相轴充填（图 4-4）。

沙二上—东营组层序作为一个二级层序，其上部东营组地层为一个三级层序，可进一步划分成三个四级层序，即东三段、东二段、东一段。

东营组层序底界面基本上对应 T_2 地震反射层，层序顶界面对应下第三系顶界面，与上第三系地层之间形成角度不整合接触关系。在岩性剖面上，界面之上为红色河流相砾岩、含砾砂岩等沉积，界面之下为东营组顶部的泥岩、砂砾岩沉积。

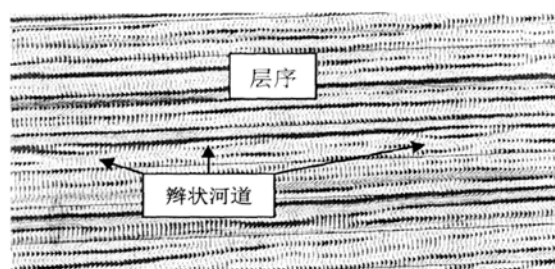


图 4-4 东营凹陷沙二上-东营组层序内部辫状河道地震

4.1.2 沙四段高分辨率层序地层划分

4.1.2.1 基准面旋回界面识别

建立层序地层格架，首先是要在研究层段的内部识别各级的地层层序界面，包括不整合面、沉积作用转换面和较大的洪泛面。对研究区钻/测井、地震资料及前人研究成果综合分析的基础上，研究层段沙四段共可以识别出 2 个较大规模的层序界面，即沙四段二级层序的顶、底界面。沙四段二级层序整体上表现为从孔店租末期、沙四段早期的基准面上升半旋回开始，到沙四段末期基准面上升半旋回结束的构造旋回，该构造旋回开始时，形成了沙四段底部与孔店租之间的角度不整合层序界面，构造旋回结束后基准面出现短期的下降，即形成了沙三段底部与沙四段顶部之间的不整合层序界面，这两个不整合面构成了沙四段二级层序的顶、底界面，但是在沙四段二级层序结束前，即构造旋回基准面上升到最大位置之前，沙四段顶部发育最大湖泛沉积，对应的层序界面为沉积转换面，即基准面由上升到下降的转换面。除了上述的两个不整合面、一个沉积转换面之外，研究区沙四段二级层序内部受控于长期基准面的旋回变化，可分成 2 个三级层序，即沙四上、沙四下；同时，受控于中期基准面旋回变化，沙四上三级层序可分成两个四级层序，即纯上段、纯下段。

根据基准面旋回划分结果，本次研究识别出研究区 2 个二级层序界面即 SB1、SB5，分别对应沙四顶、底不整合面，局部地区见削截、上超特征。如官 14 井附近沙四段与孔店租之间角度不整合接触比较明显，又如官 120 井附近沙三段与沙四段之间的角度不

整合接触也较为明显。从地震剖面上可以清楚的看到官 120 井沙四段上部地层较官 126 井、官 127 井、官 14 井等厚度大，地震波组之间不整合特征明显。

二级旋回内部根据三级基准面旋回变化划分出 3 个长期旋回层序即 LC1、LC2、LC3，分别对应纯上段、纯下段、沙四下。3 个长期旋回界面划分情况如下：LC1 层序顶面对应沙四顶部湖泛面，地震层位对应 T6'，LC1 层序底面对应纯化镇组上、下亚段的位置，即基准面从上升到快速下降再到上升的转换面，为 SB2 界面，该界面在研究区内局部表现为不整合。测井曲线上特征非常明显，均表现为“台阶”的特征，“台阶”上下曲线的基线明显发生变化。LC1 层序底界面即为 LC2 层序的顶界面（图 4-5）。LC2 层序底界面对应沙四上、下亚段的分界位置，本区表现为一次大的湖泛面，对应基准面旋回变化为由上升到下降的转换面，命名为 F3。F3 层序界面从地震剖面上局部地区特征不明显，但是从测井、岩性上可以清楚的识别（图 4-5）。该界面在官 126 井区东西向及北部地区发育相对较好，但是向南部地区发育相对较差（图 4-5）。同时该界面为 LC3 层序的顶界面，LC3 层序底界面与沙四段二级层序底界面为同一界面，即对应沙四段与孔店组之间的不整合面，界面名称为 SB5（图 4-5）。

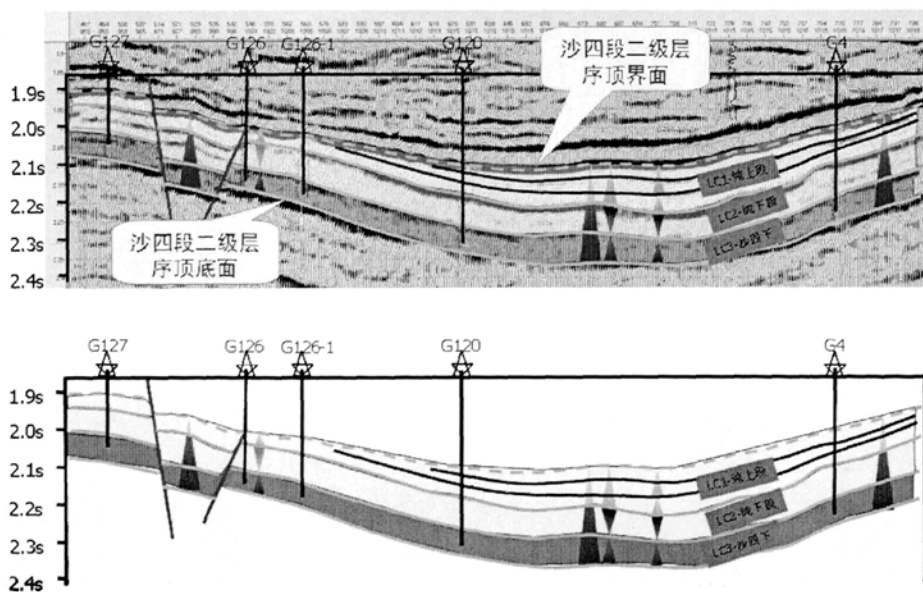


图 4-5 研究区沙四段井震结合层序地层划分剖面

根据沙四段中期旋回层序、中短期旋回层序的结构和叠加样式分析，结合沉积相序列的演化规律，在 3 个长期旋回划分基础上，将沙四段划分为 6 个中期旋回即 MC1、MC2、MC3、MC4、MC5、MC6（图 3-6）。MC1、MC2 中期旋回界面对应基准面旋回

上升到下降的转换面 F2; MC2、MC3 中期旋回界面对应基准面旋回下降到上升的层序界面 SB2; MC3、MC4 中期旋回界面对应基准面旋回下降到上升的转换面 SB3; MC4、MC5 中期旋回界面对应基准面旋回上升到下降的转换面 F3; MC5、MC5 中期旋回界面对应基准面旋回上升到下降的转换面 SB4 (图 4-6)。

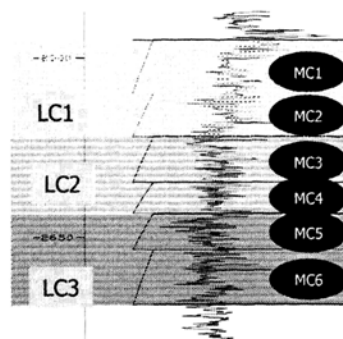


图 4-6 高频层序划分

4.1.2.2 高分辨率层序地层格架的建立

根据基准面旋回变化特征, 利用钻井、测井、录井资料等编制沙四段层序地层对比格架, 进行高频层序地层对比。层序地层对比剖面显示, 研究区沙四段作为一个二级层序, 内部可划分出 3 个三级层序、6 个四级层序; 总体上沙四段以基准面上升半旋回为主, 多期、短期基准面下降半旋回为辅; 反映了退积背景下发育多期进积、小规模加积沉积 (图 4-7)。

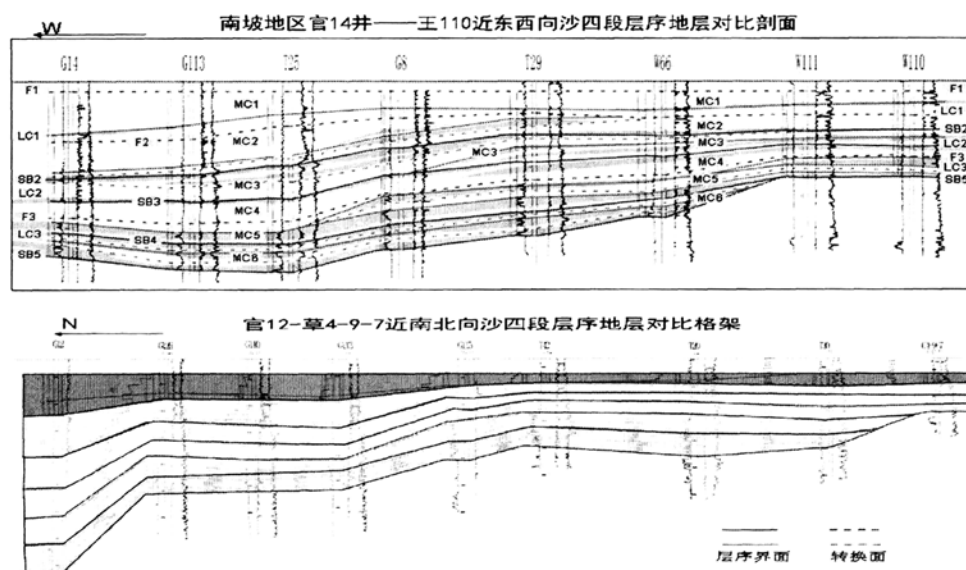


图 4-7 南坡地区沙四段层序地层格架剖面

在层序地层划分基础上, 建立了研究区层序地层对比格架。在研究区的不同的位置, 各旋回的结构有较大的差异。LC2 旋回在研究区主要部位都表现出较好的对称性, 厚度变化较稳定。LC1、LC3 旋回在南坡地区由于遭受剥蚀或沉积间断或三级层序只发育基准面上升半旋回而破坏了层序的旋回性, LC3 层序的底界面为一可以全研究区对比的不整合面, 局部地区表现为假整合, 在南坡地区南部靠近凸起区, 该层序底部剥蚀严重,

尤其是研究区的东南部; LC1 层序的顶界面为一全研究区可以对比的基准面上升到下降的转换面, 在研究区的西部偏北地区如官 120 井区, 该层序厚度明显比官 126 井区要大, 且从地震剖面上也可以较为清楚地看到 LC1 层序底部具有基准面从上升到下降的转换特征。因此, 层序的旋回性较差, 或只发育半个三级旋回。受沉积物进积/退积影响以及 A/S 变化, 在沉积物体积分配过程中, 不同相域由于沉积物性质、类型差异, 也导致了各旋回层序的对称性变化, 尤其是四级层序厚度上的变化。从南北向层序地层格架剖面上看, 位于研究区北部各四级层序厚度明显较中部地区的大, 四级层序旋回性变化呈现出半对称性。由于该区水体能量相对较弱, 各别层序存在沉积欠补偿作用, 总体上各层序旋回性不明显, 因此, 层序呈现出半对称性或对称性较差。位于研究区中部地区, 由于其古地理位置可能处于坡折带的上半坡地区, 其既接受来自缓坡凸起区的碎屑物质的供应, 又有自身环境的生物碎屑沉积, 水体能量相对较强, 砂岩类、碳酸盐岩类储集体均发育, 且呈现出成层性的特征, 或碳酸盐胶结、交代作用而形成的沉积物, 因此该地区层序对称性变化较大, 厚度也存在一定的差异。位于缓坡带南部地区由于水体较浅, 能量相对较弱, 沉积物冲刷或过路作用均较弱, 来自凸起的陆源碎屑物质在波浪、沿岸流等作用下, 形成近岸坝体沉积。受 A/S 变化影响, 某时期水体能量强时, 砂岩类碎屑物质被多次搬运, 可在多级次的坡折带斜坡部位沉积, 这一点在南北向层序地层学剖面上较为清楚。而且由于靠近缓坡南部地区砂岩类储集体厚度相对较大, 因此, 四级层序厚度相对较大, 但旋回性较差。总体上, 南北向层序地层对比剖面上显示, 由下向上, 总体趋势为湖水水侵过程, 沉积表现为退积特征, 但内部或局部地区也存在湖水短期的水退过程伴随沉积物的进积特征。

从东西向层序地层格架剖面上可知, 由于研究区沙四段沉积时的古地理环境相对较平缓, 发育各级次的坡折带, 由南向北古地形总体趋势逐渐降低, 形成东西向延伸、连续性相对较好的坡折带平台区, 该区域是碎屑沉积主要区域。但是由于南坡地区古地理背景的差异性, 东西向之间仍然存在一定的古地形高低变化, 但是总的趋势是东部高、西部低。层序地层格架显示, 个三级层序厚度上存在一定的变化, 旋回性特征也存在一定的差异。研究区西部三级层序厚度相对较大, 旋回性变化特征为 LC2 层序旋回性相对较好, LC1、LC3 层序旋回性相对较差, 这一点与南北向层序剖面表现出的特征基本相当, 另外, LC1 层序厚度明显的较 LC2、LC3 层序厚度大。且西部地区三级层序厚度较东部的大。从各四级层序及内部五级层序的厚度、旋回性、界面等变化特征可知, 总体上由西向东, 呈现出退积特征, 各别层序有短期的进积特点^[2]。每一期的湖水水侵后均

伴有一期的基准面旋回的转换面（图 4-7）。

4.2 沙四段地层横向对比

本次研究建立了南坡地区各区块内部沙四段统层对比标准，实现了区块之间的地层同期归位。

4.2.1 地层对比原则

以取心井为基础，以岩性、电性及生物化石为依据，根据稳定标志层作控制，利用测井曲线的旋回组合特征，对区内钻井揭示的沙四段地层进行统层对比，对比过程中采用“旋回对比、等时划分、分级控制、逐层确定”的原则，使旋回相互对应，达到砂层组和小层有效划分的目的。同时，结合沉积特征综合考虑岩性组合、砂体数量、韵律特征、地层厚度变化特点以及油水组合的合理性等进行对比。

4.2.2 地层对比方法

以沉积学、层序地层学、石油地质学理论为指导，以标志层、辅助标志层为依据，参考岩性、电性、物性、含油性特征，利用测井曲线的旋回组合特征进行对比。对比过程中采用“旋回对比、等时划分、分级控制、逐层确定”的原则，使旋回相互对应，达到砂层组和小层有效划分的目的。

在宏观层序地层指导下，建立沙四段湖相为背景的对比模式，对比过程中采用“平对”方法。

（1）以标准井为中心，建立岩、电性标志层和辅助标志层单井剖面，然后由点到线建立连井骨架剖面。

（2）按沉积旋回变化，结合标志及辅助标志特征控制砂层组的划分。

（3）利用 1：200（组合）测井曲线，按时间单元划分小层。

（4）将骨架剖面线以外的散点井与骨架剖面上的井进行对比，完成各区块单井时间地层单元的闭合对比。

4.2.3 地层对比标志

4.2.3.1 标志层研究

实际上，运用高分辨率层序地层学进行层序地层研究时，主要是借助于岩-电-震标志层进行的，尤其是进行高频层序地层对比时，标志层研究就显得更为重要。由于南坡地区沙四段整体上地层较薄，波组数量较少，不像沙三段尤其是沙三中地层那样，从地

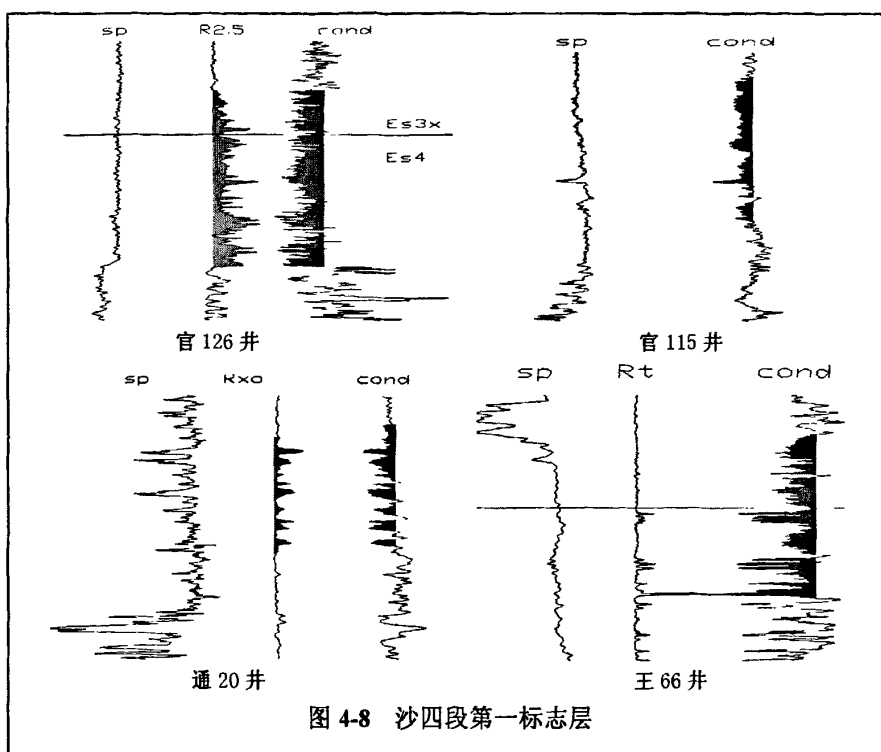
震剖面上就可以划分出很多期次、不同级别的层序界面,所以地震剖面上只能粗略地进行二级乃至三级层序界面的识别、划分,对于高频层序界面的识别和划分难度较大。因此,本次研究主要利用钻井资料、测井资料以及录井资料进行高频层序地层对比研究。

根据各级次层序界面对应的岩性、电性等特征,MC1 四级层序主要为暗色泥岩、油页岩为主的井段。LC2 三级层序底界即 MC2 四级层序底界位置处多数井曲线上均表现出明显的“台阶”特征,且部分井井径曲线有明显扩径现象。研究认为该“台阶”处为一期次的不整合面位置,说明湖水发生快速、短期的水退,基准面旋回变化从上升快速专下降,因此该旋回层序的对称性也较差。在 LC2 三级层序底界即 MC4 四级层序底界位置处,感应曲线表现为明显的“三指”状高导特征,这一特征在研究区中部、西部等地区表现稳定。该标志对应一次湖侵的最大湖泛沉积,是基准面旋回由上升到下降的转换面位置。MC3、MC4 四级层序之间测井标志发育程度较差。在 LC3 三级层序内部从岩性、颜色上看,明显的区别于 LC2 层序,表现为浅色岩性为主,夹紫色泥岩,这一点在 MC5、MC6 四级层序内部表现的十分突出,该两层序之间位置对应一套紫红色泥岩。从录井剖面上看,在 LC3 层序下部,明显的“双红”特征发育,因此,可以界定沙四段与孔店组之间的界限。

通过对全区沙四段钻井的岩、电性特征分析,并配合地震剖面波组变化特征,将与层序界面对应的标志层和与利用测井划分的高频层序界面对应的标志层进行分类,分为 4 套标志层及 3 套辅助标志层。各标志特征如下:

4.2.3.1.1 沙三下~沙四顶高阻油页岩标志层

严格意义讲,该标志层对应沙四顶部二级层序界面位置即 SB1。但研究中,为了方便利用钻井资料进行标志层对比,将该标志层确定为沙三下~沙四顶高阻油页岩井段的上部,即沙四上层序基准面由上升到下降的转换面附近,对应界面 F1 位置。该标志层岩性以泥岩、油页岩、油泥岩为主;电性上自然电位曲线平直,2.5 米底部梯度视电阻率曲线中~高阻,感应电导率曲线呈低幅箱状、小幅度锯齿状(图 4-8)。由于部分井沙四段顶部遭受剥蚀或断失,该地层厚度明显减薄,如官 126 井、官 127 井等,剥蚀严重的井只有 100 米左右;部分井剥蚀量较小(或没有遭受断失或断失井段较小),地层厚度相对较大,如官 4 井、官 120 井,约 180 米左右。



该标志在研究区的西部、北部特征比较明显，在研究区的南部、东部由于古地理环境的变化，该标志出现变化。在研究区中部偏南部位官 115 井区该标志变化较小，但是高阻油页岩等沉积厚度相对变小，为 80 米左右。从官 115 井再向南到通 72 井区，沙三段底部砂岩与沙四段顶部砂岩发育，该标志厚度很小，介于这两套砂岩之间，厚度 30 米左右。从通 72 井向东到通 20 井，该标志又有变化。通 20 井沙三段和沙四段之间地层厚度 40 米左右，岩性主要为深灰色泥岩与灰白色石灰岩、砂岩为主，夹假鲕状灰岩，电性上感应表现为低幅箱状、漏斗状，自然电位曲线为中幅~低幅负异常，电阻率曲线表现为中阻特征。通古 12 井等井区由于古潜山出露，沙四段地层遭受剥蚀。东部王 66 井区，沙四段顶部标志层与西部官 126 井区的不同。从岩屑录井数据上看，王 66 井沙四段井段为 1674.8~1813 米，钻遇地层厚度 138.2 米。沙三段底部地层岩性以灰色、深灰色泥岩、砂质泥岩为主夹灰色细砂岩、泥质砂岩，靠近底部夹一层深灰色油泥岩。沙四段顶部地层岩性以深灰色、灰色、紫红色泥岩、砂质泥岩、灰褐色油页岩、深灰色灰质泥岩、灰质页岩为主夹细砂岩、粉砂岩、灰色泥质粉砂岩、灰质粉砂岩及薄层灰黄色白云岩、灰色泥质白云岩、浅灰色灰岩。该井沙三下油页岩厚度较薄，沙四段顶部油页岩厚度相对较大，且沙四段内部油页岩也较发育，与砂岩、灰岩呈互层沉积。纵观该井沙四段顶部曲线变化，与官 126 块沙四顶部相当的标志在该井上表现的特征略有差别。

总体上表现为自然电位曲线平直，视电阻率曲线中阻~高阻、局部低阻，感应电导率曲线整体低幅、漏斗状，伴有齿化特征（图 4-8）。

4.2.3.1.2 纯上段与纯下段标志层

该标志层对应 LC1 三级层序底界面即 SB2 位置。作为沙四段 2、3 砂组界限，该标志总的特征为各曲线呈“台阶”特征，尤其是感应电导率曲线和视电阻率曲线该特征尤为突出，其上下曲线基线发生明显变化。研究区西部各井自然电位曲线表现为从平直状态转化为小幅度锯齿状负异常，视电阻率曲线表现为从中高阻转化为中低阻特征，感应电导率曲线表现为一个明显的增大“台阶”特征（图 4-9）。自然电位曲线出现小幅锯齿状负异常这一点官 14 井的负异常幅度较官 126 井大一些。

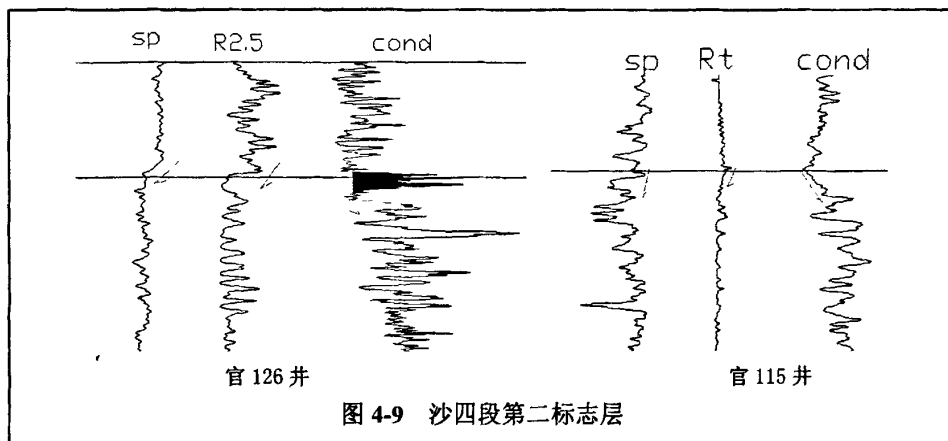


图 4-9 沙四段第二标志层

从官 14 井录井上看，岩性在井段 2136 米上下出现变化。该标志以上为纯上亚段，岩性以深灰色泥岩、灰质泥岩、油页岩为主夹灰色灰岩、棕红色砂岩；标志以下为纯下亚段，岩性以灰色泥岩、灰质泥岩、油页岩为主夹灰色灰岩、棕红色砂岩。官 126 井录井显示，该标志处岩性总体变化不大，但下部以暗色为主，上部颜色偏浅，上下均有油页岩、油泥岩发育。该标志“台阶”上部多数井发育灰岩、石灰岩、白云岩等碳酸盐岩，由于灰岩发育的缘故，整体上电阻相对标志下部要高。

4.2.3.1.3 沙四上与沙四下界限标志

该标志对应三级旋回层序 LC2 的底界，即 MC4 四级旋回层序的底界面 F3 位置，为基准面上升到下降的转换位置，也是一次较大规模的湖泛面位置。该标志为沙四段 4、5 砂组的界限，即沙四上与沙四下的界限。

该标志所总体上以泥岩为主，厚度较大，泥岩较纯。研究区西部该标志发育较好，

东部发育稍差，主要是因为古地形较西部高，导致泥岩沉积质地稍差。西部该标志岩性以深灰色泥岩为主夹深灰色油页岩，东部以深灰色泥岩、砂质泥岩为主，夹砂质泥岩和泥质粉砂岩。电性上自然电位曲线平直，有微弱的起伏，视电阻率曲线低阻，局部见小幅度中阻，感应电导率曲线表现为三个指状高幅电导尖，这一特征在西部表现的十分明显，在东部幅度有所降低（图 4-10）。

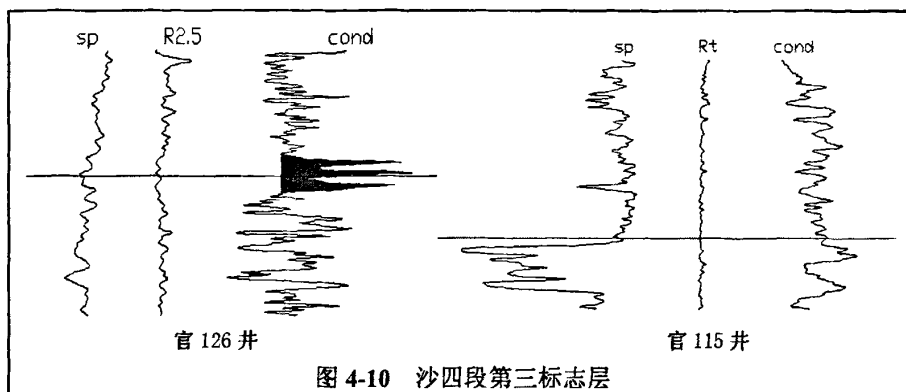


图 4-10 沙四段第三标志层

研究区南部该标志泥岩发育较差，只在上部发育厚度 10 米左右的泥岩，下部过渡为厚层砂岩（图 4-10）。说明基准面由上升到下降的旋回变化对南部地区沉积物沉积影响较小。

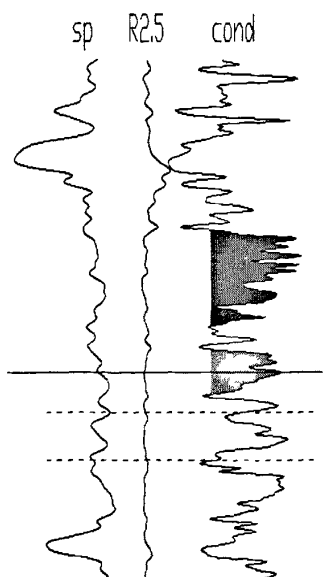


图 4-12 第四标志层图（官 126 井资料）

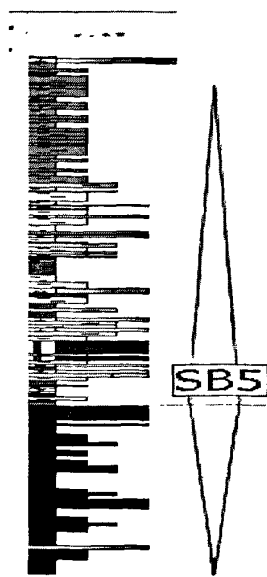


图 4-11 第四标志岩性剖面

4、沙四下与孔店组的界限标志该标志对应沙四段二级层序底界面 SB5 位置，即沙四段与孔店组的界限位置，为不整合面。标志以上地层岩性颜色主要为棕红色泥岩、灰色砂岩、褐色砂岩，局部见棕红色砂岩；标志以下岩性颜色主要表现为“双红”特征，紫

红色泥岩、紫红色砂岩（图 4-11）。

研究区北部官 126 井区由于古地理环境位置较低，沙四下地层发育较好，缺失相对较少，东部王 66 井区尽管沙四下地层发育也较好，但是与西部官 126 井区相比，沙四下地层底部仍然缺少部分地层。分析不是断层断失所致，而是地层缺失的缘故。在研究区南部、东南部，受古地理环境影响，沙四下地层发育程度不尽相同。研究区南部官 115 地区沙四下地层主要发育扇三角洲沉积，砂体发育程度较好，沙四下砂岩直接覆盖在孔店组之上；东南部地区沙四下地层缺失严重，甚至部分纯下段地层也缺失。

在研究区北部、西部官 126 地区~官 14 地区电测曲线上识别处沙四下与孔店组之间的标志特征为：自然电位曲线平直，局部有微小的起伏，视电阻率曲线为低阻特征，感应电导率曲线表现为一套、两组相对中幅度的漏斗状、局部齿化的特征，该标志上部沙四段底部感应曲线有厚度 10 米左右的箱状中-高幅特征。部分井由于遭受断失、剥蚀、缺失等，标志发育不全。官 126 井区沙四下内部的 10 米左右的泥岩较发育，但岩性不纯，为紫色泥岩与灰色泥岩互层沉积，泥岩中夹有灰色灰质粉砂岩、灰色砂质泥岩等。在官 126 井区南部的官 110-官 113 井区沙四段底部发育灰色厚层砂岩，这一特征在向南的地区表现的更为突出（图 4-12）。

4.2.3.2 辅助标志研究

由于研究区东部王 73 块—王 661 块之间地层变化较大，标志发育程度相对较差，因此在研究区东部除了配合上述 4 大标志层进行对比之外，本次研究还确定出 7 套泥岩辅助标志层，辅佐本次精细地层划分对比。正是由于研究区东西部标志的变化，导致区块之间同期地层归位较难，因此，本次寻找的 7 个辅助标志中某些是从属于上述 4 大标志之内的，但是由于辅助标志的局限性，使其在局部对比上起到了统层的作用，从而完成了区块内部建立统层对比标准、区块之间实现同期地层归位。

4.2.3.2.1 第一套辅助标志层即沙四段顶部泥岩标志

该标志为一套厚度较大的岩电共生组合，岩性上主要以泥岩为主，南部颜色偏浅为灰色，北部颜色偏重为深灰色，且不同程度地夹油页岩、油泥岩薄互层；电性上主要为自然电位平直段较大、中低电阻、感应齿化，且感应曲线为一套上部高导、中部低导、下部高导的三段式组合关系，不同井区略有变化。确定该标志时，标志上方的沙三段下部厚层砂岩也可以作为辅助标志，尤其是在王 73 井区（图 4-13）。

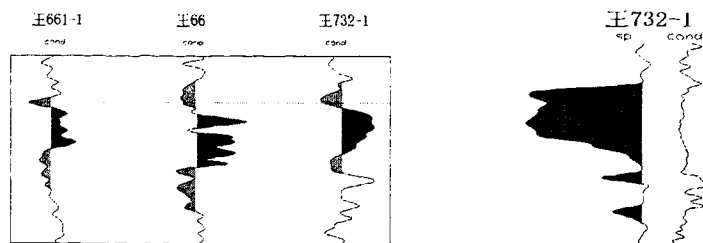


图 4-13 第一套辅助标志层

4.2.3.2.2 第二套辅助标志层即沙四段一砂组底界标志

该标志厚度较薄，灰色、深灰色泥岩为主，夹 1m 左右的黄色白云岩，研究区北部王 661 井区标志电特征为两套低导齿化尖峰夹一套齿化高导尖峰形成组合特征（图 4-14）。标志层 II 上下储层发育程度存在差别，南部王 73 块储层物性较差、偏干，中北部王 66 地区发育相对较好，为 1-3 套薄层黄色白云岩沉积，储层物性相对较好，北部王 661 井区储层物性也相对较差，偏干。

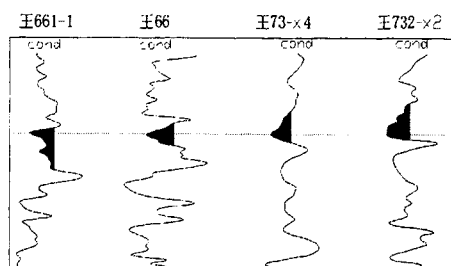


图 4-14 第二套辅助标志层

4.2.3.2.3 第三套辅助标志层即沙四段二砂组底界标志

该标志主要表现为—低电导尖峰上部的一套 3m 左右的纯泥岩特征（图 4-15），局部地区标志附近发育薄层黄色白云岩，王 73 块该标志下部低电导尖峰下部发育套相对稳定的 2m 左右的砂岩，形成组合标志。

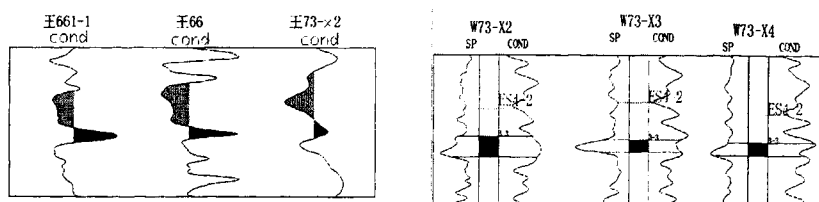


图 4-15 第三套辅助标志层及其下部共生组合砂岩标志

4.2.3.2.4 第四套辅助标志层即沙四段三砂组底界

该标志以泥岩为主，标志附近发育石灰岩薄互层，自然电位曲线中幅起伏负异常，感应曲线呈上部 2 个低导尖峰与下部 2-3 个高导尖峰形成组合特征（图 4-16），上部低导尖峰对应石灰岩储层，下部高导尖峰为三砂组底界位置。该标志层附近王 661 块储层

物性稍好，王 66 块、王 73 块储层物性较差，偏干。

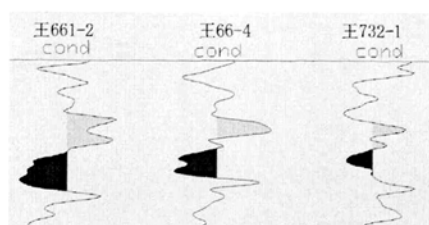


图 4-16 第四套辅助标志层

4.2.3.2.5 第五套辅助标志层即沙四段四砂组底界

研究区北部王 66、王 661 井区该标志层岩性以深灰色泥岩为主，内部夹深灰色砂质泥岩、灰色泥质白云岩薄互层，该标志厚度较大，王 661 井区达到 35m、王 66 井区为 25m，为一长时间湖泛沉积产物。自然电位曲线小幅齿化特征，感应电导率曲线呈明显的宽箱状高导特征（图 4-17），该标志中部即为沙四段四砂组底界位置。该标志层在研究区中部、北部地区非常稳定，也是划分沙四上、沙四下的分界标志。该标志厚度由北

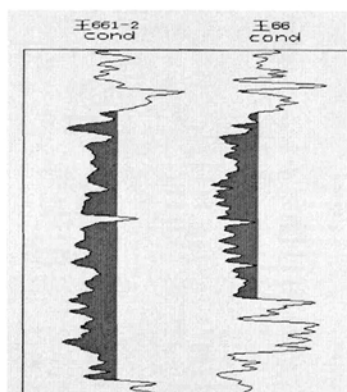


图 4-17 北部辅助标志

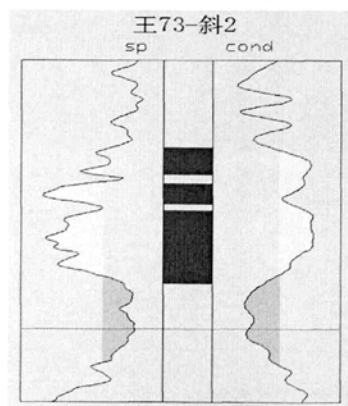


图 4-18 南部辅助标志层

向南逐渐变薄，直至消失。主要是因为靠近研究区南部沙四下地层遭受剥蚀，存在沉积间断，因此该标志层相变为另一种相对稳定的特征或被另一种曲线标志所代替，作为划分王 73 块沙四段底界的标志（沙四上底界）。其标志为不整合面及其上部的 3-4 套 15m 左右的砂岩形成共生组合特征。自然电位曲线明显的凸凹相接特征，感应曲线也表现出凸凹相接特征（图 4-18）。该标志组合内部砂岩物性中等，是该区主力含油储层。

4.2.3.2.6 第六套辅助标志层即沙四段五砂组底界

该标志岩性主要为深灰色泥岩，夹有灰色泥质粉砂岩及薄层紫红色砂质泥岩、泥岩，

砂岩段自然电位曲线中幅负异常特征，泥岩段自然电位曲线低凹特征，砂岩段感应电导率曲线高幅箱状低导齿化特征，泥岩段感应曲线高导反转箱状齿化特征（图 4-19）。研究区北部王 66 块、王 661 块该组合标志特征相似，较稳定。标志上部砂岩为本区中、北部主力含油储层之一，但物性相对较差。

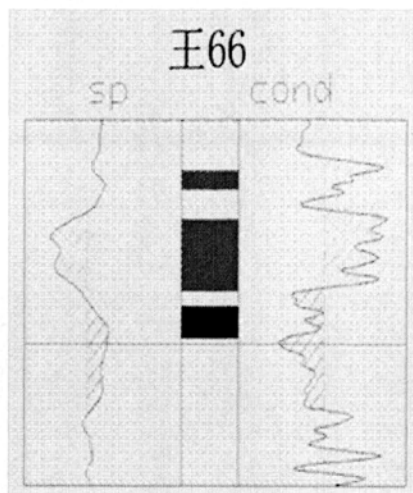


图 4-19 第六套辅助标志层

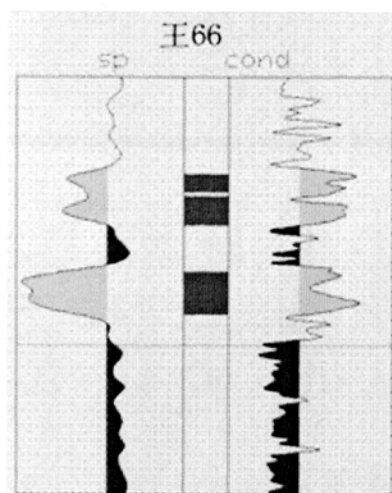


图 4-20 第七套辅助标志

4.2.3.2.7 第七套辅助标志层即沙四段六砂组底界

该标志为研究区中北部沙四段与孔店组二级层序界限，从地层颜色上最易于辨别，该标志下部主要为大套厚层紫红色泥岩，夹少量灰色泥岩，上部主要为灰色泥岩与褐色粉砂岩互层（图 4-20），粉砂岩含油性较好。

4.2.4 地层单元层组划分

4.2.4.1 油层组划分

油层组划分遵循以下原则：

- (1) 不跨地层组；
- (2) 在同一油藏内有统一的油水系统；
- (3) 具有较高的产能；
- (4) 油层组间应具有较厚的稳定隔层。

由于本次研究层段仅为沙四段，从沉积角度分析，沙四段总体上为湖侵过程，可作一套二级层序进行划分，表现为基准面上升半旋回，其顶底均为不整合接触。沙四段顶部泥岩各区块分布相对稳定，且不同程度发育油页岩、油泥岩，向上与上覆沙三段之间存在沉积间断；沙四段底部泥岩不同区块稍有差别，总体上以紫红色泥岩为主，与下

伏孔店组之间存在较大的沉积间断。且沙四段内部不同区块各自形成独立的油水系统，然而产能均较低。给以上分析，认为该区沙四段可作为一套油层组进行划分。

4.2.4.2 砂层组划分

在油组内根据稳定标志及辅助标志，按照次一级沉积旋回，以砂岩集中发育程度和沉积旋回为基础，进一步划分砂层组。砂层组的界限划分以能够明显区分上下砂岩的、厚度相对较大、沉积环境相对稳定的泥岩为标准进行。若岩性变化大，沉积旋回不明显，则参考相邻井，按厚度变化来划分。最后根据 7 个标志层及多个辅助标志层将本区沙四段划分为 6 个砂组，这一结论在层序地层划分部分已经提到。这 6 个砂组在研究区中部、北部地区发育较好，地层相对较齐全，而在研究区南部王 73 块，由于沙四下地层遭受不同程度的剥蚀，5、6 砂组不发育，沙四上地层直接不整合与孔店组之上。

在 6 个砂组内部根据砂岩发育特征及级次更小的泥岩标志进行小层划分。

4.2.4.3 小层划分

在砂层组划分的基础上，考虑不同时期沉积体系变化特征，按沉积韵律变化特征又可细分为小层。小层厚度变化主要考虑邻井间的对比关系，砂体对比尽量不劈层。根据滨湖、浅湖、半深湖等相的沉积规律，结合区域沉积背景，将本区沙四段 6 个砂组进一步划分为 1 砂组 5 个小层、2 砂组 9 个小层、3 砂组 10 个小层、4 砂组 6 个小层、5 砂组 8 个小层、6 砂组 10 个小层等共计 48 个小层。不同区块小层发育情况不同，小层内部砂岩及碳酸盐岩发育程度差异较大。

4.2.5 高分辨率层序地层精细对比

在层序地层格架建立之后，配合各区块内部标志层、辅助标志层变化特征，在沉积体系划分结果宏观指导下，进行高分辨率层序地层对比。由层序地层格架剖面分析可知，南坡地区南部沙四段底部砂岩非常发育，向北砂岩发育程度变差，由北向南呈退积特征，反映可容空间增大与沉积物供给减少的过程，即 $A/S < 1$ 向 $A/S > 1$ 向 $>> 1$ 变化。但由南向北这种变化呈现一种渐变的过程，即南部总体上表现为 $A/S < 1$ 的特征，中部地区下部地层即沙四下 $A/S < 1$ ，沙四上地层 $A/S > 1$ ，北部地区总体上表现为 $A/S > 1$ 或 $>> 1$ 的特征。在基准面旋回上升总趋势过程中，伴有短期的基准面下降。研究区东部相对西部地区沙四下地层缺失严重，沙四上地层上超现象明显；北部地区沙四段地层及储层呈现一种相对较均匀变化特征；中部由西向东，远岸坝体及滩砂呈现出退积的沉积特征。

官 126 井区位于研究区西部偏北地区，井区内沙四段地层单砂体连续性较好，纵向

上砂体叠置，横向上部分砂体错层尖灭、或对头尖灭。总体上，单砂层厚度较薄，只有沙四下砂岩储层厚度相对大一些，单层厚度可达到 4m，多数在 2m 左右（图 4-21）。

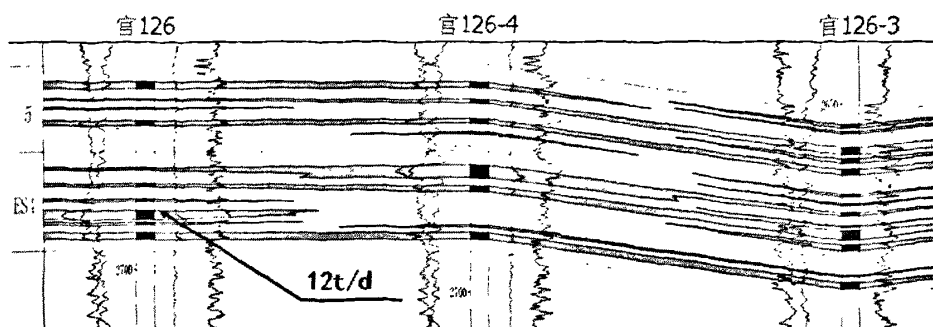


图 4-21 官 126 井区沙四段重点砂组高分辨率层序地层精细连井对比剖面

研究区北部王 661 井区内部 3 口井连井对比剖面显示，沙四段地层厚度稳定，小层砂体数量相对较少，主要分布在 3、5、6 砂组，砂体相对稳定（图 4-22）。王 66 块钻井相对较多，且单井钻遇砂体（包括碳酸盐岩，统称砂体）数量也较多，但除了 5、6 砂组单砂体厚度相对大一些以外，其余单砂体厚度均较薄。该块砂体对比结果显示，部分同期砂体块内分布较稳定，但井间物性差异大，局部部分单砂体出现横向相变（图 4-23）。

王 73 块连井剖面显示该块地层厚度变化较小，相对稳定，沙四下剥蚀，沙四上砂体主要集中分布在 4 砂组内，且连续性较好，块内横向变化较小，井间差异小。而部分井部分沙四上部薄层单砂体横向出现相变，但物性相对较差（图 4-24）。

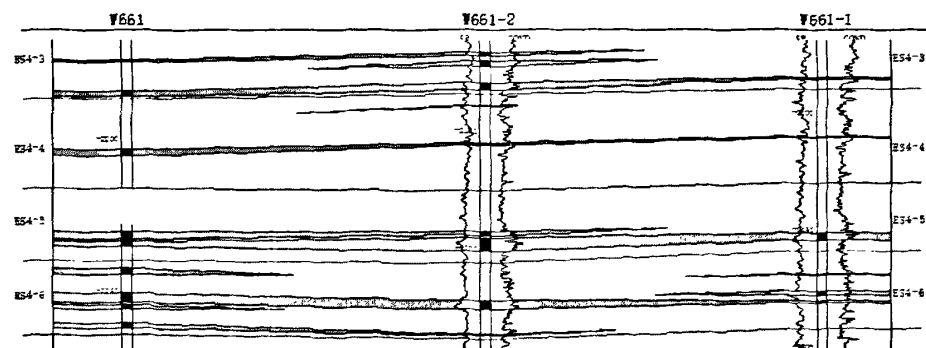


图 4-22 王 661 井区沙四段重点砂组高分辨率层序地层精细连井对比剖面

4.2.6 地层划分结果

本次研究利用 100 余口井完成东营凹陷南坡地区沙四段地层对比及层序地层研究，

将沙四段划分为 3 个三级层序、6 个四级层序，对应 6 个四级层序划分为 6 个砂层组，重点井区进行小层的划分。其中 1、2 砂组（MC1、MC2）对应纯上段、3、4 砂组（MC3、MC4）对应纯下段、5、6 砂组（MC5、MC6）对应沙四下层段。总体上 3、4、5、6 砂组为主力砂组，分别对应于官 126 块 3、6 砂组、王 66、王 661 块 5、6 砂组、王 73 块 4 砂组。

精细地层对比结果为：中部、北部地区发育 48 个小层、南部地区只发育相当于沙四上的 30 个小层，其中 4^2 、 4^3 、 4^4 、 4^5 、 5^7 、 6^7 、 6^9 等 7 个小层为主力小层。其中，官 126 块、王 66、王 661 块为 5^7 、 6^7 、 6^9 、王 73 块为 4^2 、 4^3 、 4^4 、 4^5 。

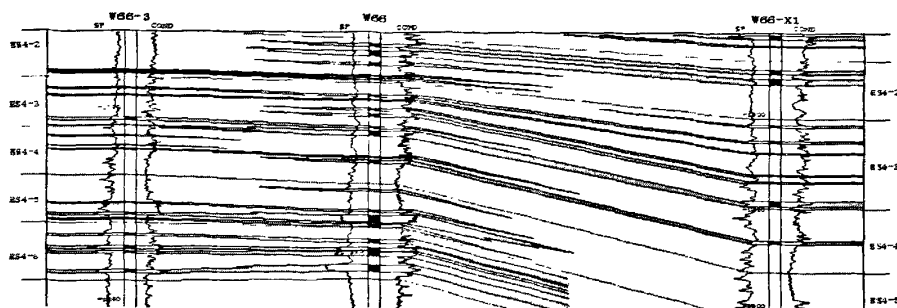


图 4-23 王 66 井区沙四段重点砂组高分辨率层序地层精细连井对比剖面

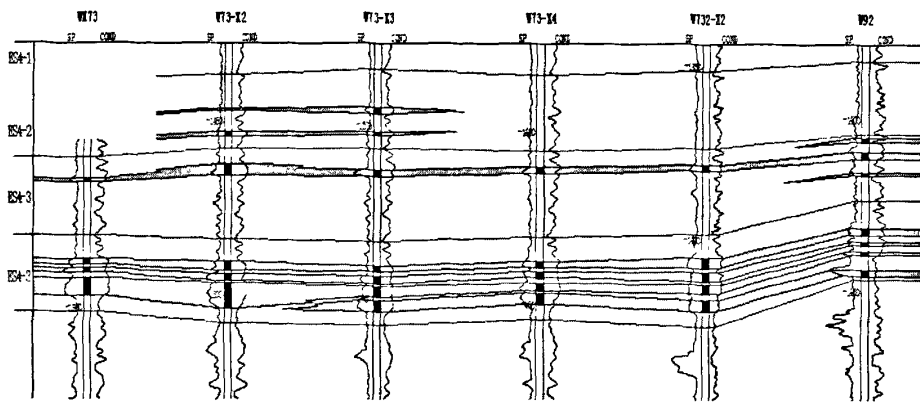


图 4-24 王 73 井区沙四段重点砂组高分辨率层序地层精细连井对比剖面

4.3 沙四段沉积体系研究

南坡地区沙四段沉积特征研究方面，包括邓宏文、张金亮等已经做了大量的研究工作，取得了很多的研究成果，尤其是通过元素地球化学特征等微观研究方面^[20]，从理论上阐述了该区的沉积发育特征。本次研究主要是借鉴前人成果，通过大量井对比，利用

岩心资料，编制各类图件，包括单井相、层序地层厚度图、砂泥比、岩相变化图等，将沉积体系刻画至四级层序，直观展示层序内部及之间的沉积发育模式和特征。研究认为，

研究区沙四段总体上为湖相沉积，在此背景下发育扇三角洲前缘亚相、滨浅湖滩坝沉积（图 4-25）。通过将 T_6 地震反射层沿层拉平后，观察沙四段内部古地理沉积地形变化特征（图 4-26）。

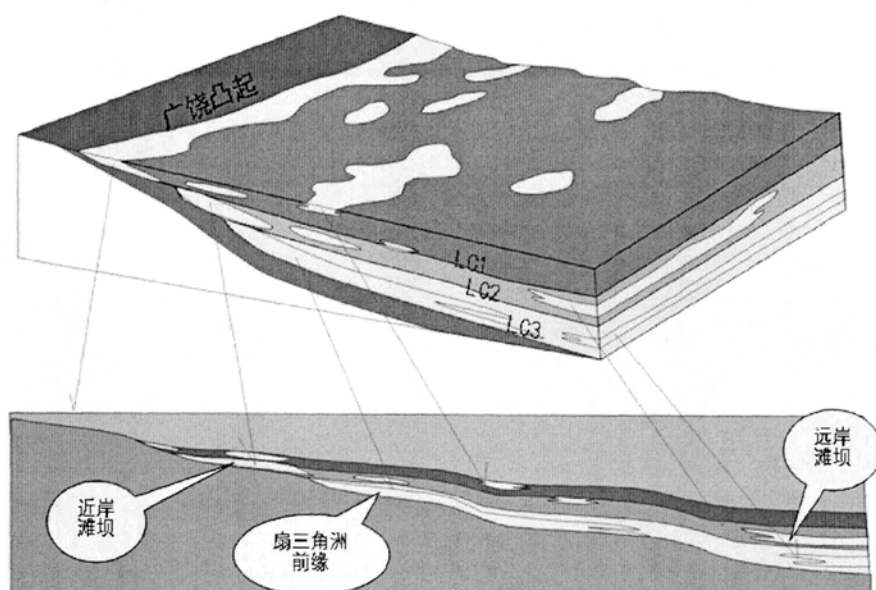


图 4-25 南坡地区沙四段沉积模式图

配合 T_7 沿层拉平后显示沙四段沉积早期古地形变化可知，沙四下早期地层相对平缓，局部发育小型凸凹，研究认为，早期的局部小型凸凹主要被早期的建设型扇三角洲填平补齐；沙四上早期，区内沉积了厚层泥岩，沉积环境从扇三角洲过渡为浅湖沉积，沙四段中后期受构造运动影响，该区古地形变得凸凹不平，南北向为南高北低，东西向呈两侧高起、内部成盆的古地形环境，盆内发育多处水下高地与斜坡，西部为侧岸斜坡，东侧为沿着王 73—王 66—官 7 连线方向形成水下分水岭，分水岭两侧沉积环境存在一定的差别。沙四上中后期，主要受潮浪作用为主，同时，沿着水下高地与斜坡的低洼处发育一些能量相对较弱的水系，主要沉积了滨浅湖滩坝砂岩及碳酸盐岩等退积背景下的沉积建造^[3]（图 4-26）。

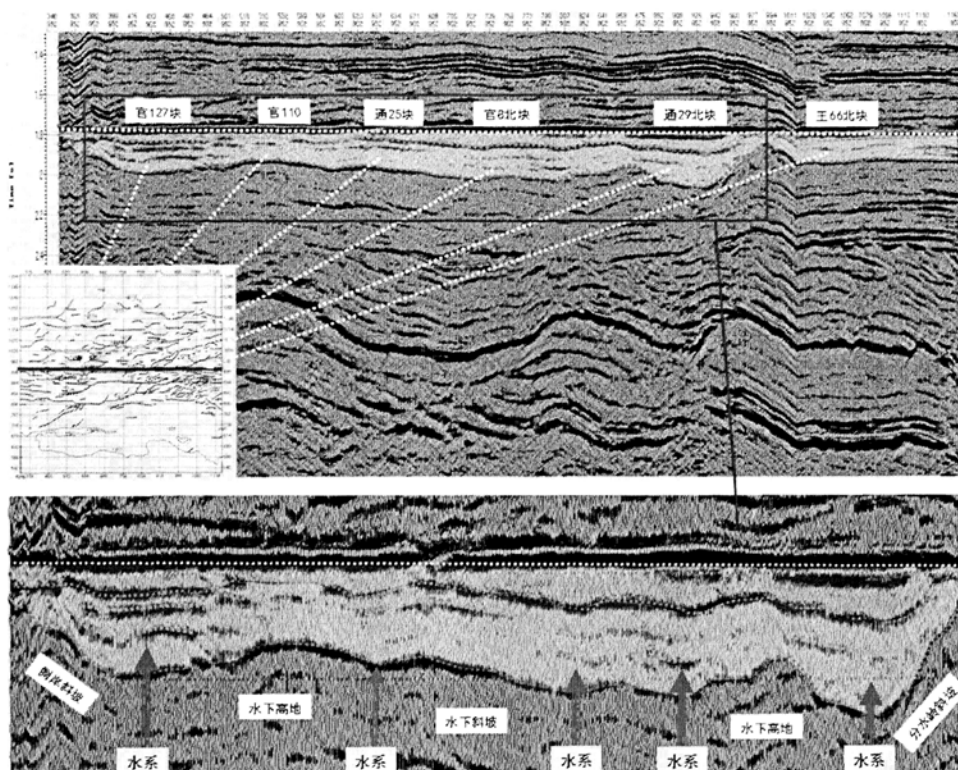


图 4-26 T6 沿层拉平显示沙四段古地形变化

4.3.1 单井相特征

从岩芯照片、描述、沉积构造等方面以及成像测井资料上看,南坡地区沙四段纵向上发育扇三角洲、滨浅湖滩坝等沉积体系/层序,层序中基准面上升、下降半旋回均出现沉积记录,上部上升半旋回局部出现欠补偿饥饿沉积或无沉积的间断面,总体表现为向上变深的上升半旋回、半对称旋回性质滩砂体多呈正旋回层序,坝砂体多呈反旋回层序,以后者居多^[4]。南坡由南向北体现出距物源供给区逐渐变远且供给量逐渐减小和 $A/S < 1$ 向 > 1 向 $>> 1$ 递增的特征。

4.3.1.1 沉积构造

从取心井岩心特征分析可知,本区沙四上亚段砂岩的层理构造类型多样,发育规模差别较大,主要有水流沙纹交错层理、低角度交错层理、小型槽状交错层理、平行层理、透镜状层理、波状层理、脉状层理和水平互层层理等,其中交错层理尤为发育,反映了滩坝沉积的特点(图 4-27~图 4-29)。水平互层层理是指水平或近水平的、不同成分的沉积层交互组成的层理。单层的厚度一般为数厘米。互层可以是近于等厚的,也可以是不等厚的。组成这种层理的沉积层,成分变化很大。它们既可以由砂层与泥层交互而成,

也可以由任何不同成分的沉积层的交互所组成。水平层理由悬浮细粒沉积物不断沉降形成。在本区浅湖环境中该层理常见。交错层理有水流沙纹交错层理、低角度交错层理和浪成交错层理等,多为层系厚度小于 10cm 的中小型交错层理,是水动力较强条件下的产物,出现在滨浅湖砂坝或沙滩中。

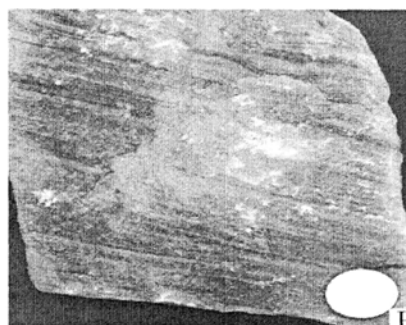


图 4-27 低角度交错层理, 官 120 井, $3\frac{19}{26}$

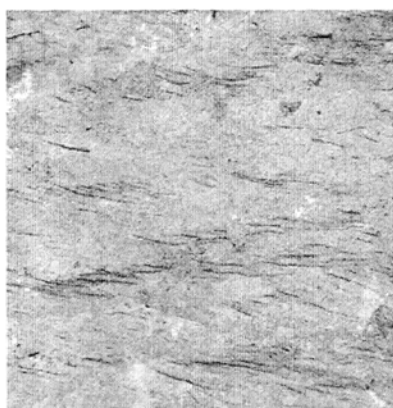


图 4-28 爬升层理沉积构造, 王 126 井, $5\frac{27}{30}$



图 4-29 变形层理沉积构造, 王斜 98 井, $1\frac{4}{20}$

水流沙纹交错层理和低角度交错层理在本区沙四上亚段岩心中均有分布, 浪成沙纹层理是浪成波痕迁移所产生的, 滨浅湖地区湖浪活动较频繁, 因此本区常见浪成沙纹交错层理 (图 4-27)。平行层理不是很发育, 只在个别井段砂岩中见到。平行层理纹层多由碳屑物质富集而显现, 纹层彼此平行, 单纹层厚度 0.1-1.0cm 不等。在砂质沉积物中, 由于水流波痕或浪成波痕向前迁移同时向上生长形成的一系列叠置的波痕纹理, 如果沉积环境中丰富的沉积物, 特别是呈悬浮状态的沉积物, 不断的供给水流或波痕, 那么波痕就不仅仅是向前迁移, 而且同时向上生长, 从而形成爬升波痕纹理。本区滨浅湖地区水流和波浪影响广泛, 爬升层理也有发育 (图 4-28)。变形层理主要出现在泥质粉砂岩和粉砂岩中, 是由于快速沉积的泥、粉砂岩中含有大量的同生水而呈塑性, 在上覆沉积物的压实作用下, 发生流动变形而形成的各种构造, 多是由于斜坡带的沉积物由于重力作用而发生流动变形而形成^[5]。火焰构造是液化的泥质沉积物向上拱, 呈火焰状, 可穿透 10 厘米厚的砂岩 (图 4-29)。

另外, 陈官庄—王家岗地区还可以见到生物成因构造。水平层理、波状层理、变形层理等沉积构造往往是泥质含量较高、颗粒较细、储集性能不好的表征, 而且渗透性具

有明显的方向性, 平行于层理面的水平渗透率较大, 垂直于层理面的垂直渗透率较小。而斜层理、交错层理、平行层理等沉积构造往往是储集体储集性能相对较好的表征。

本次研究还借助成像测井资料进行单井相研究。从官 126 井沙四段泥岩、油页岩在 FMI 图像上的特征、粉砂岩、砂岩在 FMI 图像上的特征分析, 可知该井泥岩油页岩层段发育水平层理、块状层理、页理等沉积构造, 砂岩、粉砂岩发育水平层理、块状层理、交错层理以及冲刷充填构造等。

4.3.1.2 粒度概率与 C-M 特征

从粒度概率图上看, 表现为典型的两段式, 即由跳跃组分和悬浮组分构成, 悬浮组分含量一般为 15~20%, 拐点位置对应 ϕ 值不同井区有变化, 王 732-1 井拐点对应 3.5~4, 说明细粒组分含量较多, 跳跃组分段倾角 45~60°之间, 分选性中等 (图 4-30)。从官 113 井粒度概率曲线上看, 2485.78-2493.89m 井段相当于沙四段 5 砂组, 样品 25 概率曲线显示为明显的两段式, 跳跃组分和悬浮组分含量近于均等, 均在 50%左右, 分选性中等偏差; 样品 35 与样品 25 差异较大, 曲线分成明显的三段式, 其中滚动组分含量较低, 在 5%左右, 但滚动组部分成分颗粒粒径差异较大, 从 2mm 到 0.35mm 的颗粒均呈滚动状态, 另外悬浮组分含量相对较高, 在 25%左右, 且粒度范围较宽, 为 0.004mm~0.125mm (图 4-30)。

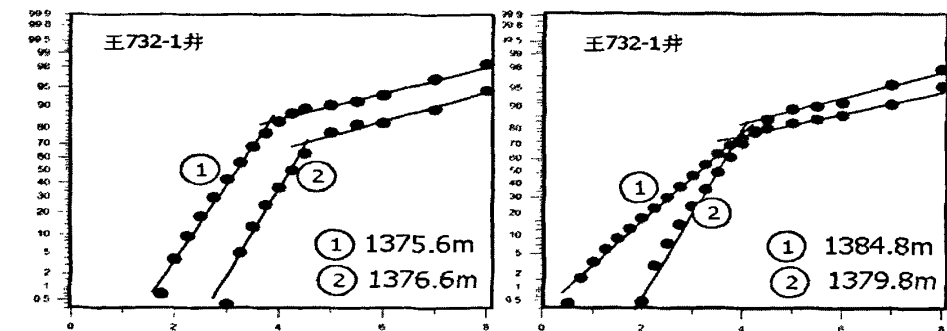


图 4-30 南坡地区王斜 98 井、王 126 井、王 732-1 井沙四段粒度概率曲线

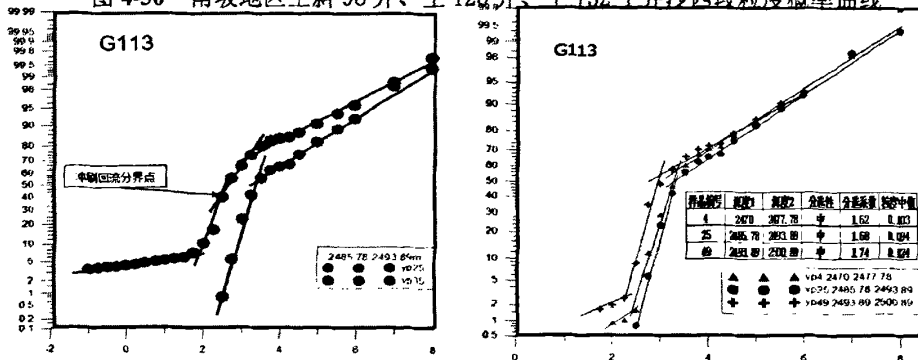


图 4-31 南坡地区官 113 井沙四段粒度概率曲线

从官 113 井不同井段不同样品的粒度概率图上看，曲线基本上呈两段式或三段式，其中两段式的发育跳跃组分与悬浮组分，两者的含量几乎均等，三段式的滚动组分含量较小，跳跃组分与悬浮组分含量也表现出几乎均等的特征，但是跳跃组分的含量较悬浮组分的稍大。

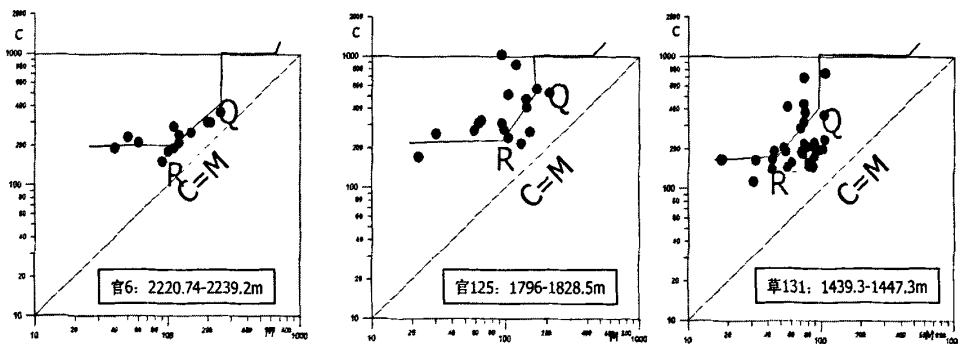


图 4-32 南坡地区沙四段底部 C-M 图

跳跃组分斜率较大，分选性中等—好，悬浮组分斜率较低，分选性较差（图 4-31）。从对表征颗粒结构的标准偏差与偏态交汇图上分析可知，南坡地区不同部位沙四段底部砂岩基本表现出类似的沉积环境，具体表现为正偏态、中等——差的分选性，王 732-1 井数据点显示该井位置沙四段底部分选性相对较好。结合沙四段底部 C-M 图分析结果，认为南坡地区沙四段底部（主要是砂岩沉积）碎屑颗粒粒度相对较细，样品点 $<0.2\text{mm}$ ，C-M 图显示为牵引流特征，主要为 QR 段，为递变悬浮沉积（图 4-32）。

4.3.1.3 单井相

配合岩心观察，结合粒度概率、C-M 图以及沉积构造特征，编绘了研究区官 125 等井单井相图。

官 125 井取心井段为 1790-1804m，岩心长 14m，属于沙四上亚段第五砂组（图 4-33）。在岩心上可以看到以粉砂岩和细砂岩为主三段连续的砂体，厚 2-4m 不等。泥岩颜色为灰绿色，为还原沉积环境。三段砂体都表现为反韵律的砂坝砂体，具有较强的非均质特征^[6]，沉积构造较为发育，以水流沙纹层理和低角度交错层理为主。自然电位曲线呈漏斗形和指形。微电位和微梯度分的较开，砂岩物性较好。

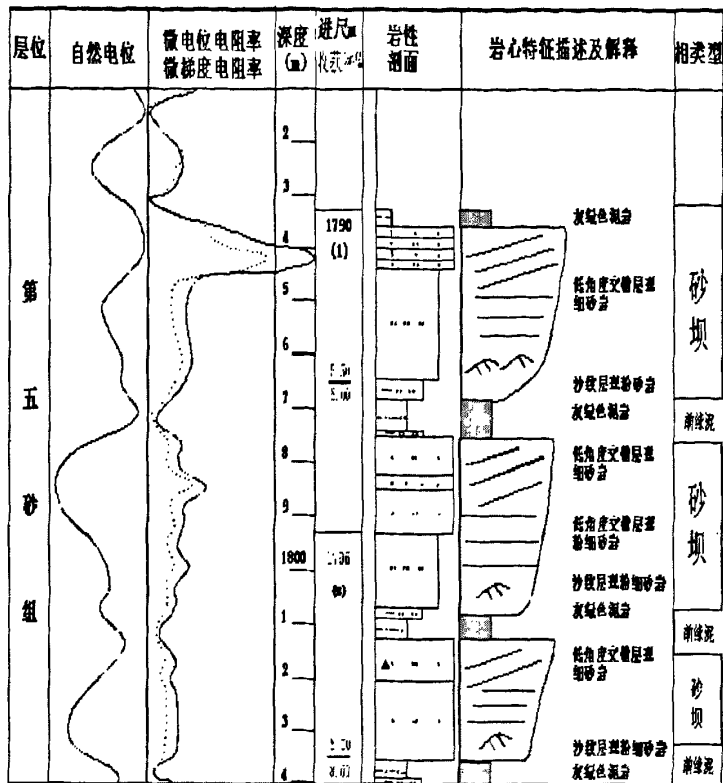


图 4-33 官 125 井单井相图

通 41 井取心段 1234.5-1307.5m，心长 73m，取心井段较长，砂体不发育，以泥质沉积为主，含丰富的贝壳化石，可见生物扰动构造，自然电位曲线以小幅指状为主（图 4-34）。泥岩颜色以黄绿色和灰绿色为主，夹杂着大量的贝壳和螺的化石。砂体集中在取心段的上部，为多层厚度只有数十厘米的粉砂岩，发育水流沙纹层理，为沙滩砂体。取心段下部，以泥质沉积为主，夹薄层的泥砂混杂的砂岩，为滨浅湖的沉积环境。

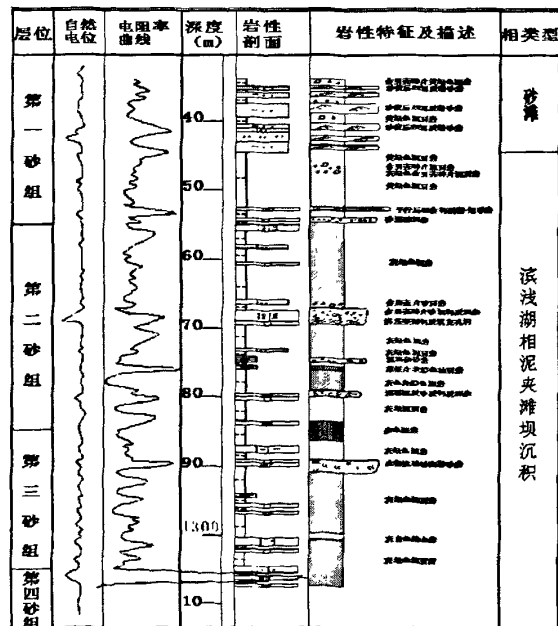


图 4-34 通 41 井单井相图

4.3.2 砂泥比特征

由于南坡地区沙四段既有砂岩类储层，又有碳酸盐岩类储层，因此统计砂泥比时笼统的将储层厚度与泥岩厚度之比，统称砂泥比。通过对南坡地区 120 口井沙四段分砂组进行砂泥比统计，统计结果可知沙四段 1 砂组砂泥比总体较低，除了南部靠近凸起处砂泥比相对高，比值可达到 1.0，大部分地区砂泥比在 0.1~0.2 左右，分布较均一，只在东北部官 2 井区局部出现砂泥比增大显现（图 4-35）。

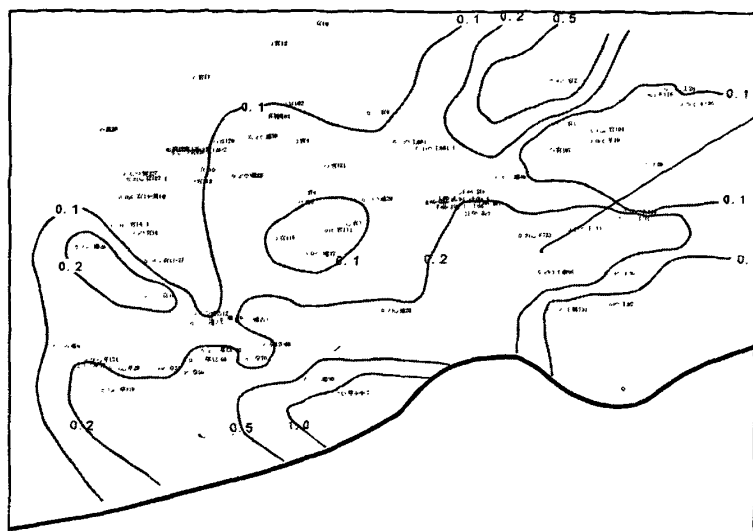


图 4-35 沙四段 1 砂组砂泥比等值图

沙四段 2 砂组砂泥比变化相对较大，草桥地区砂泥比相对大，一般为 0.3~0.5，东部偏北地区王 66、通 40 井区砂泥比相对也较大，为 0.3 以上，中西部地区砂泥比相对较小，在 0.2 以下，研究区北部砂泥比存在多处间隔增大、减小的变化特征，但增大一般在 0.3 左右，减小的在 0.1 左右；沙四段 3 砂组砂泥比变化特征更为复杂，靠近南部凸起区砂泥比间隔增大，但比值一般在 0.3~0.4 与 0.1~0.2 之间变化，中部官 115-通 29 井区砂泥比相对较大，为 0.5 左右，东部通 40 井区局部增大，从南部通 20 井向北经过王 733 井、王 66-斜 7 井、官 2 井等连井方向砂泥比出现条带状相对减小的特征，西北部官 4、通 50 等井局部地区出现砂泥比减小的特征，北部官 10 井区局部砂泥比较大，达到 0.5 左右（图 4-36）。

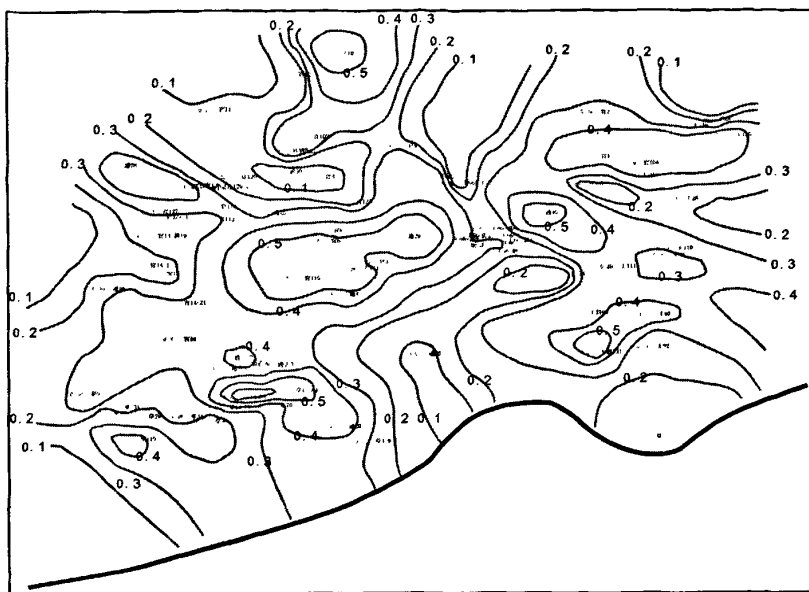


图 4-36 沙四段 3 砂组砂泥比等值图

沙四段 4 砂组砂泥比相对而言,南部一般为 0.3 左右,但存在间隔变化,北部尤其是西北部地区砂泥比小于 0.1,东部砂泥比在 0.1—0.4 之间变化,不均一。

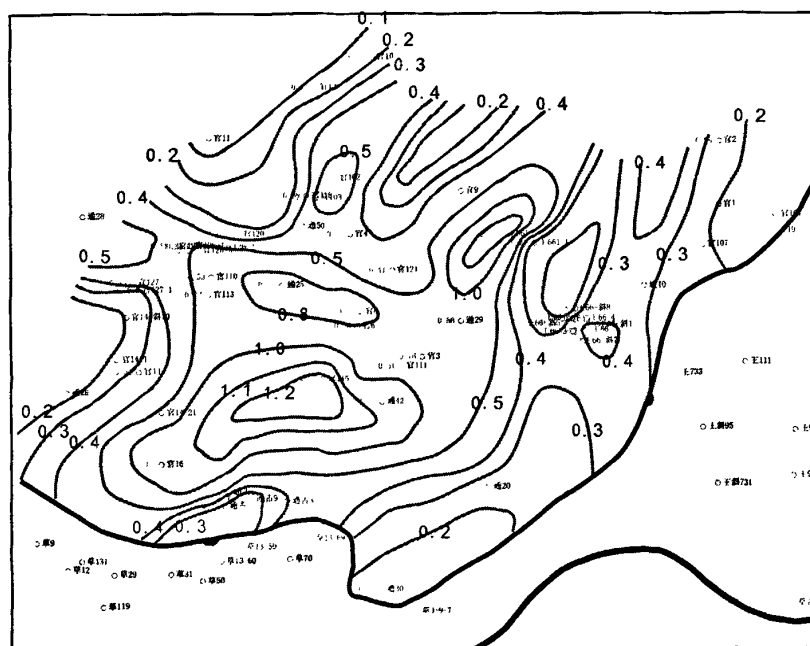


图 4-37 沙四段 6 砂组砂泥比等值图

沙四段 5 砂组砂泥比分布范围相对集中在南坡东段西部、南部地区,北部、东部地区砂泥比较低,中部、南部地区由西南向东北方向砂泥比呈现出条带状、间隔变化特征,一般在 0.1~0.3 与 0.4~0.5 之间变化,最大可达到 2.0 左右,主要分布在官 111 等井区,

且均一性相对较好，说明可能发育厚层河口坝砂岩体；沙四段 6 砂组砂泥比分布范围主要受南部剥蚀线限制，在南坡中部地区分布，且比值显示不均一的变化特征，主要表现为由西南向东北的条带状变化特征，中部除了官 3 井、通 25 井等井区局部比值较小之外，中部其它地区比值均一性相对较好，但是南部、北部砂泥比比值均一性较差，间隔变化规律相对较强，说明可能有多条水下分流河道发育（或冲积水道）存在（图 4-37）。

4.3.3 岩性分布特征

前面研究已经多次阐述到南坡地区沙四段储集体岩性包括砂岩类和碳酸盐岩类，但是砂岩类储层和碳酸盐岩类储层除了 5、6 砂组几乎全部以砂岩类为主之外基本上是呈互层沉积的。因此可以用每个砂组（层序）内部砂岩类与碳酸盐岩类的百分含量来说明它们的纵向上的发育程度。

从岩性分布等值图显示，砂岩类储层基本上从南部凸起向北部其含量有逐渐减少的趋势，5、6 砂组基本上全部为砂岩类沉积，碳酸盐岩几乎不发育。6 砂组由南向北岩性分布等值图显示南部靠近凸起处至少有两个数值相对较大的区域，分别向研究区的北部展布，两者之间为数值相对小的区域，在研究区中部地区数值基本上呈统一的变化趋势（图 4-38）。

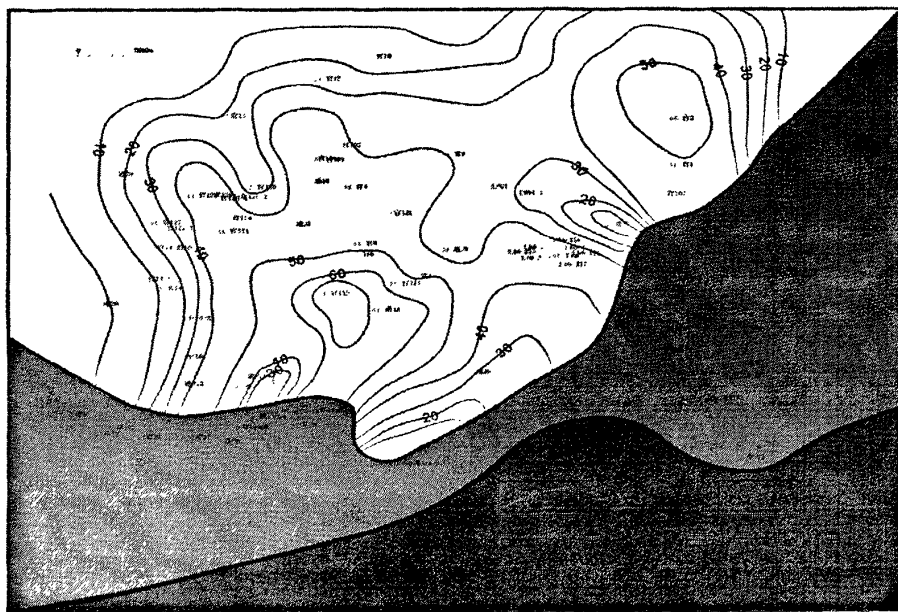


图 4-38 沙四段 6 砂组岩性分布等值图

5 砂组岩性分布等值图显示从草桥北部向东北方向的数值变化特征，研究区中部的

官 115 井区附近数值最大; 4 砂组岩性分布等值图显示无论砂岩类还是碳酸盐岩类储层, 其数值本身相对较小, 且分布范围也较小, 说明该时期沉积物供给量较小, 砂岩类在官 16 井向南相对其它部分较发育, 碳酸盐岩类主要分布在研究区中部偏北的地区, 呈近东西向展布的特征, 但是含量相对较少 (图 4-39)。

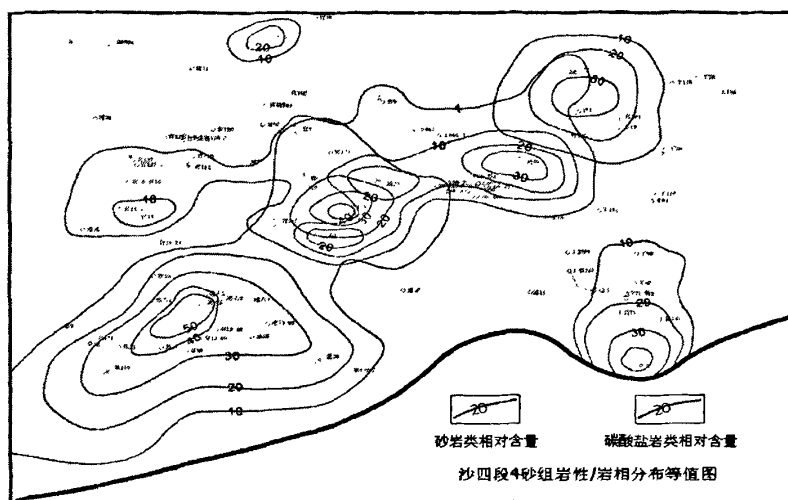


图 4-39 沙四段 4 砂组岩性分布等值图

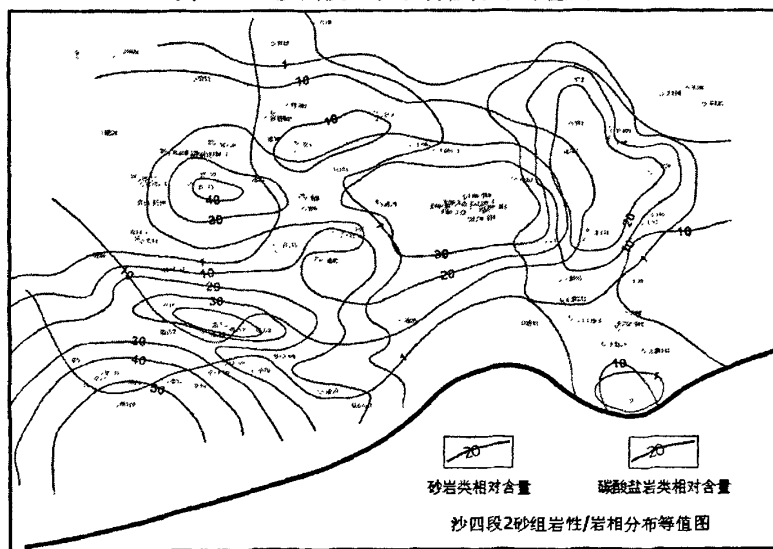


图 4-40 沙四段 2 砂组岩性分布等值图

3 砂组、2 砂组岩性分布等值图变化特征较接近, 砂岩类均呈现由南向北两个长条状展布的特征, 西部的条带南部含量相对较多, 东部的条带北部相对较多; 碳酸盐岩类主要分布在研究区的中部偏北地区, 数值相对较大, 但是碳酸盐岩类分布情况 2 砂组相对 3 砂组范围要大一些, 在研究区南部通古 3 井、通 30 井以及草桥地区的草 131 井等也有一定程度的含量 (图 4-40); 1 砂组岩性分布等值图显示, 砂岩类、碳酸盐岩类含

量均减少,并且砂岩类已经由 2、3 砂组的 2 个条带分布转化为主要分布在南部的且连片分布的特征,而碳酸盐岩类分布范围相对较大,但是数值相对较小。

4.3.4 沉积体系划分

从沉积环境、古地形以及古气候等分析可知,沙四段沉积时期没有大型的恒定物源供给。碎屑物质主要来自两个地区,一部分是来自南部的广饶凸起,小型物源体系由本区东南部注入,经过沿岸流和波浪的颠选搬运,砂体分别沿着湖泊边缘向两侧搬运,形成了滩坝沉积;另一部分可能是随着广利辫状三角洲发育,大量碎屑物质在沿岸流及波浪的作用下,搬运到陈官庄—王家岗地区,最终形成滩坝沉积。两种不同的物源输入,在波浪沿岸流的共同作用下相汇合,形成了最终的沉积格局。但是,本区主要的物源供应应属来自南部凸起的母岩碎屑物质。尤其是沙四下亚段时期。从砂泥比、岩性/岩相分布图等分析可知,沙四下时期东营凹陷南坡地区主要发育来自南坡凸起的(扇)三角洲沉积^[7],发育(扇)三角洲水下分流河道和河口坝砂体为主的亚相体系,砂体大面积连片分布,厚度相对也较大。沙四上时期,沉积体系从下向上依次为浅湖相滩砂(坝)(包括砂质滩坝和碳酸盐滩坝)、滨湖相碳酸盐岩及砂坝沉积体系、浅湖相滩坝、滩砂、砂坝及布局碳酸盐岩沉积体系、半深湖相滩坝、滩砂沉积体系。

来自物源区的沉积物经过沿岸流和波浪的改造搬运,沉积物重新分配,砂体沿着湖泊边缘分布,在边缘上形成了一系列砂坝和沙滩沉积。同时,一方面由于碳酸盐的胶结、交代等作用,另一方面由于蒸发作用,使得南坡地区沙四上地层碳酸盐岩(化学成因)类储集体也较发育。

总之,本区沉积体系按照相带纵横向变化可分为深湖、半深湖相沉积体系、浅湖相沉积体系、滨湖相沉积体系^[8]以及(扇)三角洲相沉积体系;按照沉积体类型可划分为(扇)三角洲沉积体系、滩坝砂沉积体系^[9]。

沙四下亚段主要为扇三角洲前缘体系沉积,6 砂组为发育在孔店组之上的前缘水下分流河道沉积,将早期的局部起伏填平补齐。此时粒度概率以两段式为主,C-M 图明显的牵引流特征,交错层理构造发育。该时期主要发育北东向与北西向两条主要水系,以北东向为主,形成广泛分布的前缘亚相水下分流河道沉积(图 4-41);5 砂组是在 6 砂组填平补齐基础上发育的扇三角洲前缘河口坝沉积,沉积体大面积分布,厚度中心位于官 125 井区附近(图 4-42);4 砂组时期,南坡地区沉积物供应较弱,主要为蒸发作用为主,发育厚层灰质泥岩沉积,沉积体主要局限在南部靠近突起的边部,粒度概率呈两

段式，发育爬升层理构造等（图 4-43）；3 砂组时期沙四段主要为滨湖相沉积，此时受区域构造作用，南坡地区古地形发生凸凹起伏，沉积物受湖浪作用为主，形成滩坝砂岩沉积^[10]，平面上呈中等规模朵状、椭圆状分布^[11]，见变形层理构造（图 4-44）。根据滩坝的沉积特征及其分布位置，可分为湖岸线拐弯处滩坝，水下古隆起处滩坝、开阔浅湖滩坝和短轴三角洲侧缘滩坝等四种类型^[12]。2 砂组时期保持了 3 砂组时期的沉积特征，不同的是湖水逐渐加深，滩坝砂体规模有所减小；1 砂组时期，只有靠近研究区南部局部发育滩坝砂体，北部也只有局部小规模发育，大部分地区由于沉积物供应较弱、湖水较深，而形成饥饿沉积，这与八面河地区沙四段沉积微相有较大的差异^[13]。

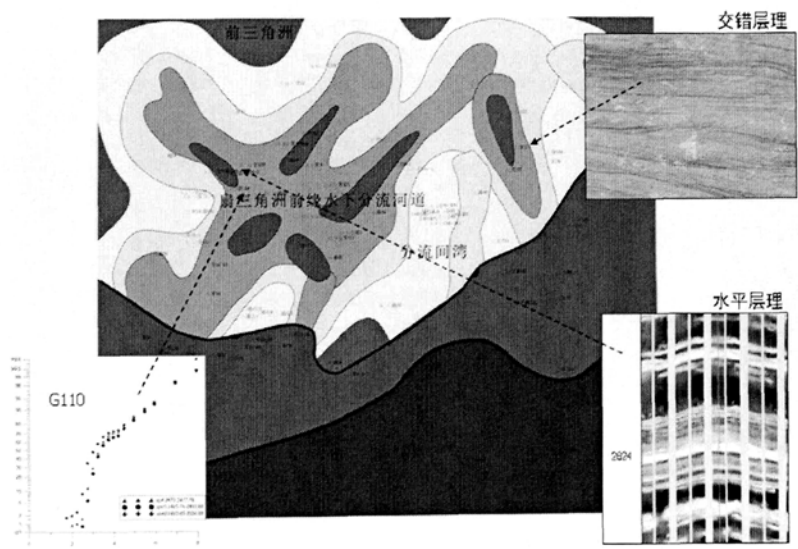


图 4-41 沙四段 6 砂组沉积体系划分

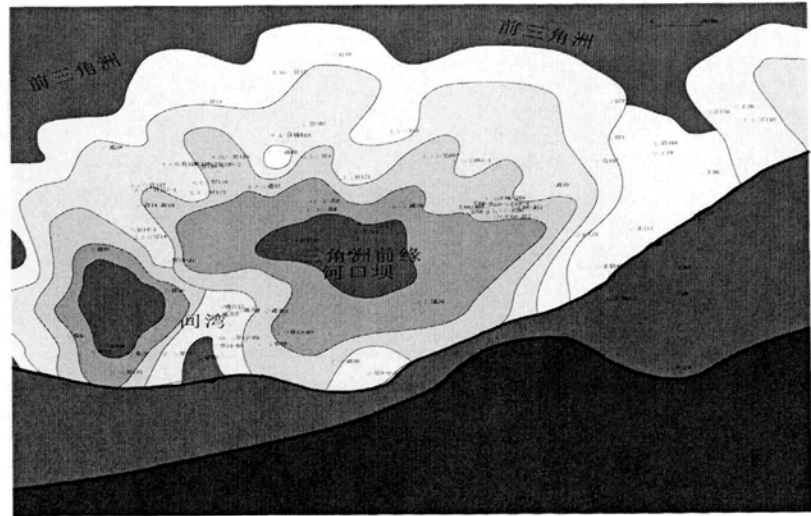


图 4-42 沙四段 5 砂组沉积体系划分

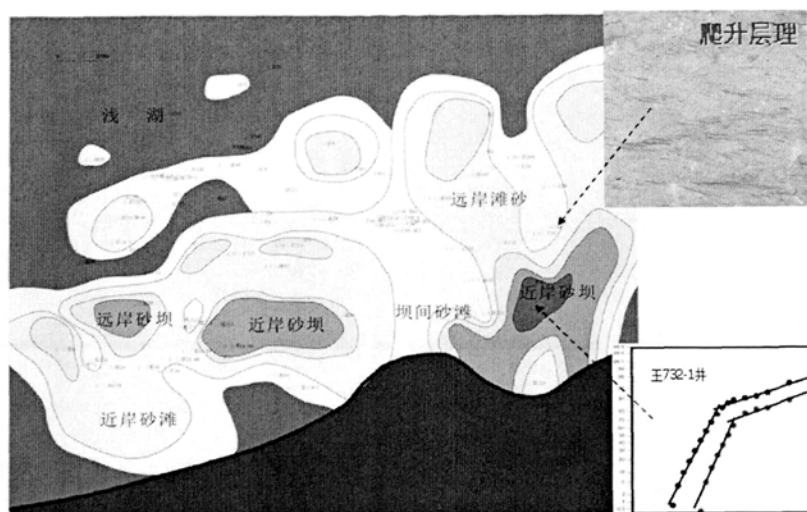


图 4-43 沙四段 4 砂组沉积体系划分

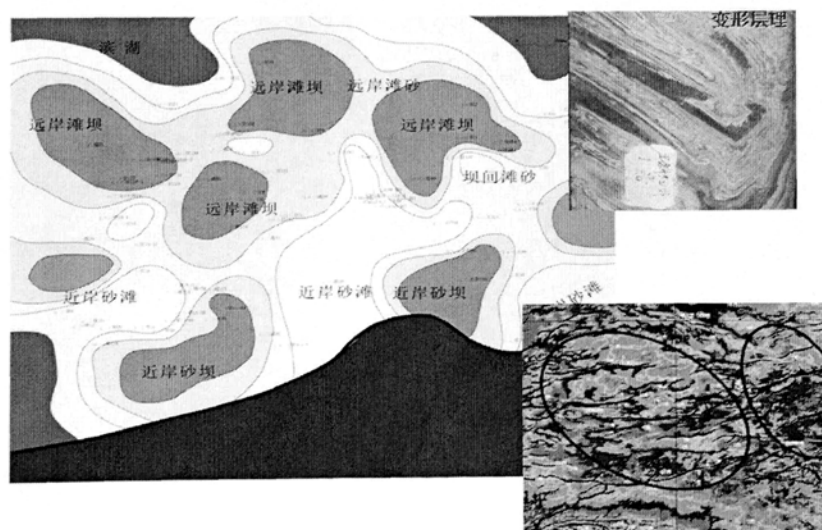


图 4-44 沙四段 3 砂组沉积体系划分

第五章 沙四段储层描述

5.1 测井约束反演

5.1.1 三维地震资料提高分辨率处理

由于本次研究目标层段为沙四段，沙四段本身埋藏较深，且大部分地区受油页岩强屏蔽作用，地震反射波组较弱，连续性较差，分辨率偏低，不能满足储层预测的需要，因此储层预测之前需要对地震资料进行提高分辨率处理，经过多次、反复试验，最后采用小波成像、反Q滤波、蓝色滤波组合来提高分辨率，同时，也提高剖面的信噪比^[14]。

如官6三维提高分辨率处理后的地震资料，高频信息丰富，拓宽了频带宽度，主频由原来的20~30Hz提高到30~40Hz，研究区目的层埋深为2400~2800m左右，按照东营时深关系计算平均速度为2420m/s~2500m/s，反算30-40Hz地震资料可分辨储层厚度17~18m（图5-1）。

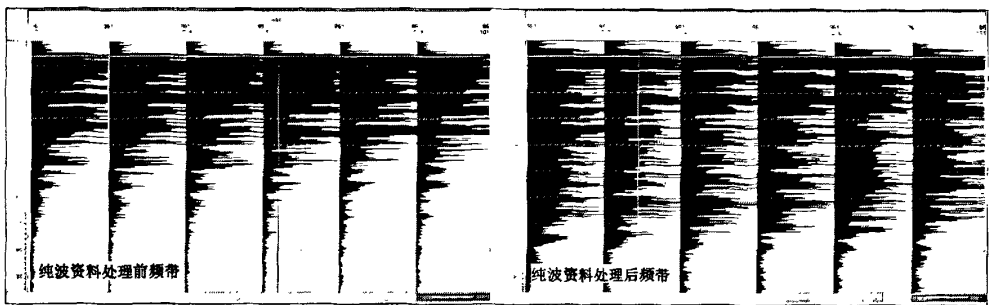


图 5-1 纯波资料与处理后地震资料频率比较图

处理后的地震资料连续性改善较大，本次处理本着“包幅”原则，使数据体的信噪比得到了一定的提高，同时增强了剖面的一致性。另外，在保证提高分辨率的前提下，尽可能地突出小断点的处理。

过官14井纯波地震剖面上1.4-1.55s之间有2个反射轴，处理后可见到3~4个同相轴；过官125井纯波地震剖面上1.43~1.57s之间有3个地震同相轴，处理后可见到5个能量不同的地震反射；过通42井地震剖面对比可知，纯波剖面上 $T_2 \sim T_6$ 之间有4-5个反射轴，其中一个为复波， $T_6 \sim T_{7-1}$ 之间有3个同相轴，其中一个为较强反射，其余为弱反射波，而在处理后的剖面上 $T_2 \sim T_6$ 之间有7-8个反射波， $T_6 \sim T_{7-1}$ 之间有5个反射波，可见分辨率明显提高（图5-2）。

另外，处理后的地震资料不但分辨率有了明显提高，信噪比也明显增强，剖面能量

也得到了有效的均衡，波形特征有了一定的改善，为后期的地震反演处理奠定了坚实的基础。

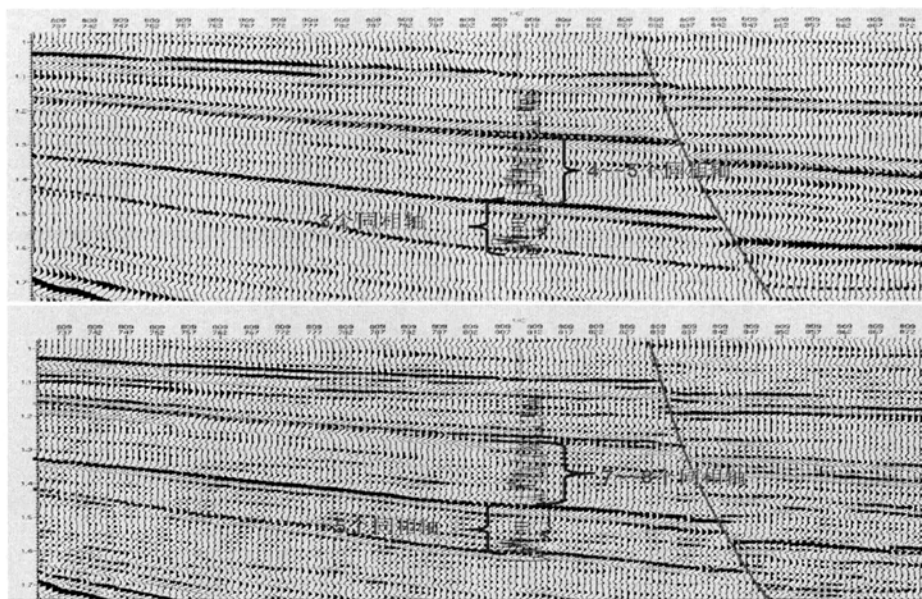


图 5-2 过通 42 井地震资料处理前后分辨率与信噪比得到提高

5.1.2 反演效果评价

反演效果的评价要从以下三个方面来进行：一是反演结果与原始地震资料的相关性，二是反演结果与已钻遇井的吻合情况，三是反演结果的分辨率是否得到明显提高。

(1) 反演结果与原始地震资料的相关性

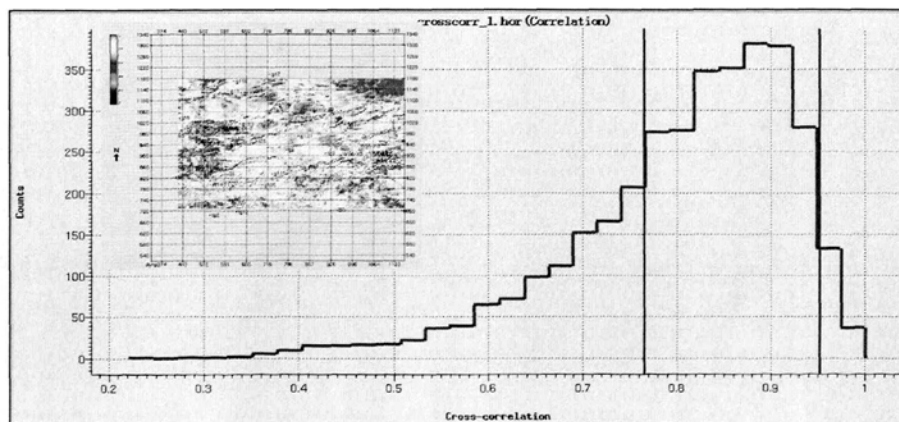


图 5-3 官 126 地区沙四段反演数据体与地震资料相关系数统计图

由于反演结果很大程度上依赖于地震资料，因此，必须考察反演结果与地震资料的相关性。通过沿目标层段开窗的方法，对反演数据体和地震数据体进行互相关计算，

得到两者的相关系数，再对相关系数进行统计分析，以确定两者之间的相关性。由相关系数平面分布可知，两者相关系数较高，大部分为 0.78 左右（图 5-3）。由此可见，反演数据体和地震数据体之间的相关性较好，反演结果和原始地震资料没有较大偏差。

（2）反演结果与已钻遇井的吻合情况

统计可知，反演资料与以钻井吻合较好，井钻遇砂体与反演预测砂体之间平均吻合率达到 90%（表 5-1）。

表 5-1 砂体吻合率统计表

井号	钻井解释 砂层组数	砂体解释 吻合层数	砂体 吻合率
官14	5	5	100%
官14-1	3	5	80%
官127	5	4	80%
官127-1		5	
官126	4	4	100%
官126-1	6	5	83%
官110	5	5	100%
官113	3	4	75%
官120	5	5	100%
通50		5	
通25	5	5	100%
官4	4	6	67%
官115	5	5	100%
通42	4	5	80%
官111	6	6	100%
通29	6	5	83%
王661		6	
王66	6	6	100%
官9	5	4	80%
官7	5	4	80%

（3）反演数据体分辨率是否得到明显提高

反演处理的一个重要目的是要提高地震资料的分辨率。从反演剖面与地震剖面的叠合图看，地震剖面上 3~4 个反射同相轴，对应反演剖面上有 7~8 个阻抗值不等的反射轴（图 5-4~图 5-9），反演剖面上油层对应关系较好。

以上分析可知，本次反演处理结果与钻遇井的吻合情况较好、与原始地震资料的相关性较高，且分辨率相对原始地震资料有了较大的提高，达到了有效砂岩识别的目的，可以满足储层描述的需要。

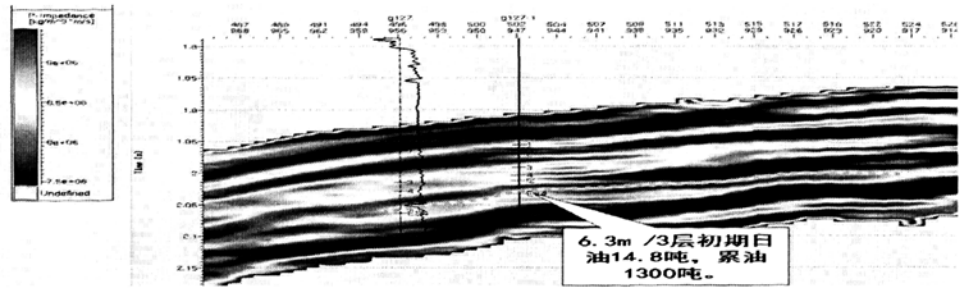


图 5-4 官 126 地区过官 127-1 井南北向沙四段波阻抗反演剖面

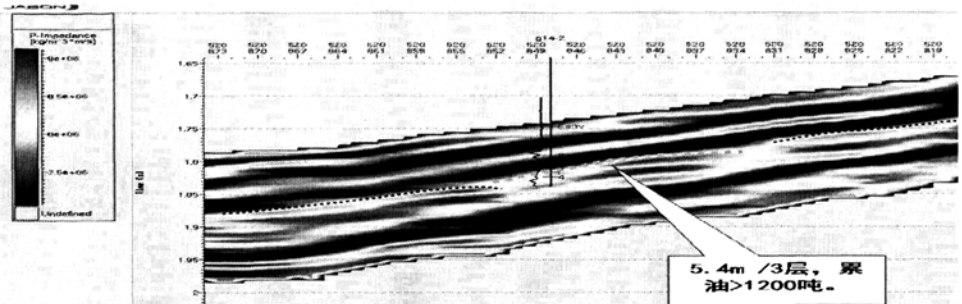


图 5-5 官 14 地区过官 14-2 井南北向沙四段波阻抗反演剖面

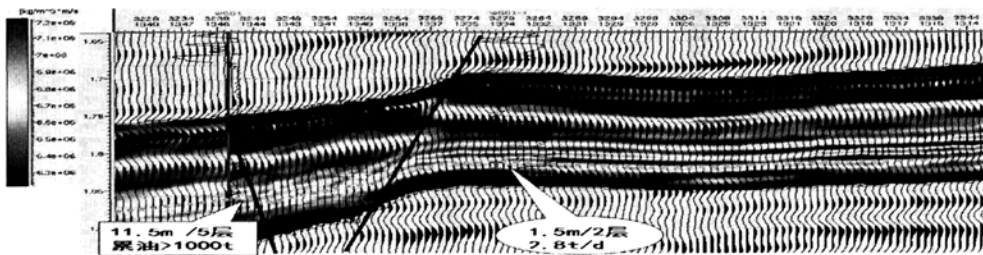


图 5-6 王 661 地区过王 661 井—王 661-1 井沙四段连井波阻抗反演剖面

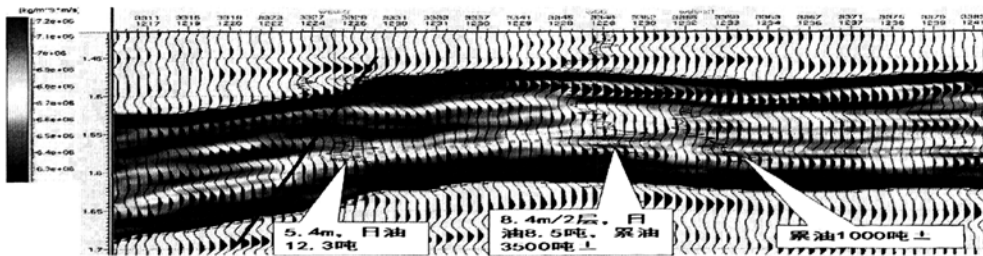


图 5-7 王 66 地区过王 66-3 井—王 66 井—王 66-斜 1 井沙四段连井波阻抗反演剖面

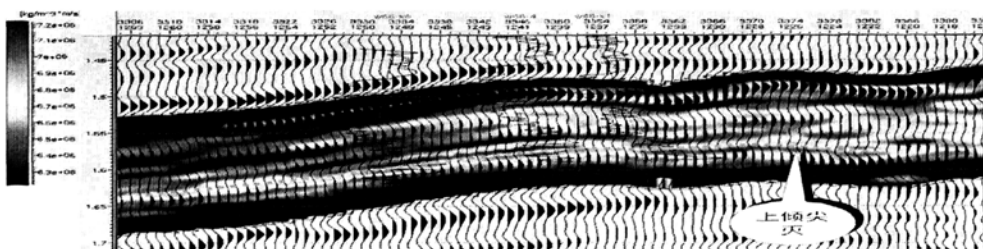


图 5-8 王 66 地区过王 66-斜 8 井—王 66-4 井—王 66-斜 1 井沙四段连井波阻抗反演剖面

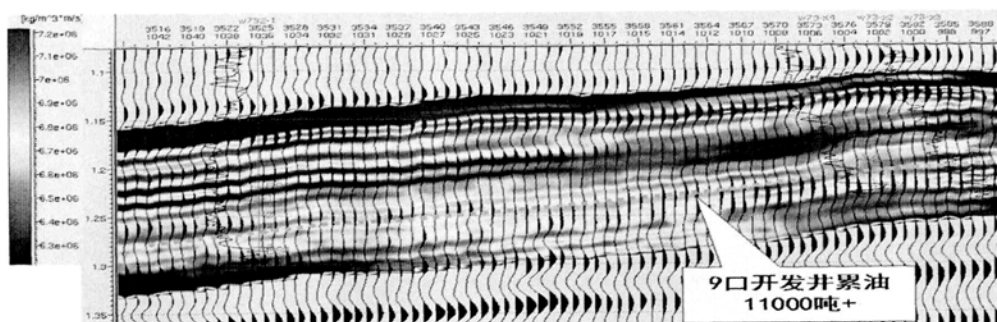


图 5-9 王 73 地区过王 732-1 井—王 73-斜 4 井沙四段连井波阻抗反演剖面

5.2 储层预测及描述

根据该研究区沉积特征分析,认为本区沙四段底部发育扇三角洲前缘砂体,上部发育湖相滩坝砂体。这两种砂体纵向上呈叠置关系,平面上呈叠合、错层、连片关系。因此,利用三维可视化技术,沿目的层段开时窗,对时窗内的反演数据体进行三维浏览和透视,根据研究区内钻井的不同岩性的波阻抗值统计结果,将与已钻遇的含油储层吻合较好、符合沉积规律的阻抗体定为初步目标。在此基础上,结合储层分布规律,进行二次小时窗精细镂空显示,确定出砂体的边界和范围,再结合储层精细标定成果进行波阻抗剖面解释(图 5-10)。

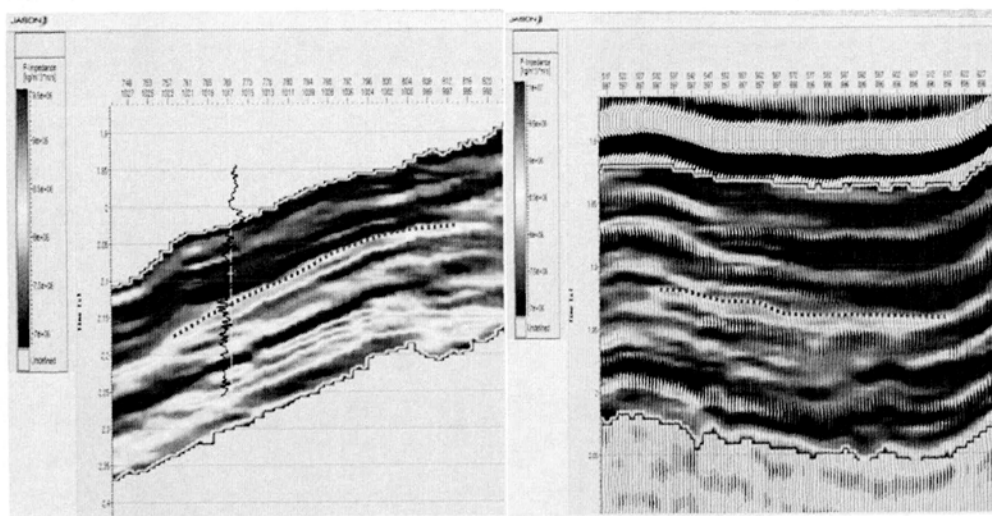


图 5-10 沙四段反演剖面预测砂岩尖灭点

在对砂体追踪解释过程中,以已钻井为中心,以波阻抗数据体为桥梁,逐渐向全区扩大砂体追踪解释范围,确定出每一套砂体的分布范围。储层预测时,砂体顶底界面和边界的确定是预测的关键,利用反演剖面的色标变化可以有效地再现砂体的边界和顶底界面,因此在解释砂体前,对色标的调整是非常关键的。根据研究区内钻井钻遇储层并

段对应的波阻抗值的统计，以及钻遇油层井段的波阻抗值统计，确定出储层以及储层内油层、水层的波阻抗值分布范围（表 5-2），确定出合理的色标调试方案。

根据目前勘探开发形式和需要，重点描述了陈官庄地区和丁家屋子地区有利沉积区带。其中官 126 地区共预测储层 5 套（表 5-3、表 5-4）、官 16 地区预测储层 3 套、王 73—王 661 地区预测储层 4 套。针对各区块每套预测储层的单砂体特征均进行了详细的描述，包括砂体面积、高点埋深、砂体厚度、砂体边界、厚度中心、钻遇井情况等。

表 5-2 南坡地区官 126 区块沙四段波阻抗统计表

井号	上部围岩时间(s)	上部围岩阻抗 ($\times 10^6 \text{kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$)	砂体时间 (s)	砂体阻抗 ($\times 10^6 \text{kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$)	下部围岩时间(s)	下部围岩阻抗 ($\times 10^6 \text{kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$)	解释结果
官126	2.039	7.350	2.048	8.090	2.057	7.580	油干间互
	2.057	7.580	2.074	8.770	2.079	8.010	油层
	2.100	7.990	2.110	8.560	2.122	8.021	油层
	2.122	8.021	2.127	8.253	2.129	8.125	干层
	2.129	8.125	2.136	8.614	2.142	7.835	油干间互
	2.142	7.835	2.147	8.386	2.154	8.230	干层
官14	1.734	8.130	1.736	8.293	1.742	7.540	干层
	1.753	7.180	1.765	8.322	1.771	7.557	油干间互
	1.771	7.557	1.773	8.090	1.780	7.450	油层
	1.805	8.100	1.812	8.510	1.833	7.840	油层
官127	1.938	7.280	1.945	8.072	1.954	7.318	干层
	1.958	7.306	1.969	8.785	1.986	7.819	干层
	2.031	8.290	2.037	8.520	2.048	8.067	油层
官115	1.670	6.940	1.680	7.720	1.691	7.533	同层
	1.691	7.533	1.695	7.933	1.699	7.367	干层
通42	1.515	7.200	1.529	7.663	1.533	7.577	油层
	1.533	7.577	1.544	8.095	1.550	7.560	含油水层
通25	1.920	7.510	1.933	8.690	1.955	7.540	油层
	1.960	7.625	1.974	8.325	1.980	7.817	油层
	1.989	7.601	1.999	7.850	2.003	7.643	油层
	2.044	8.330	2.051	8.530	2.058	8.360	油层
	2.058	8.360	2.062	8.448	2.071	8.057	干层
通50	2.290	8.250	2.303	8.614	2.313	8.034	油干间互
	2.313	8.034	2.330	8.615	2.365	8.259	油干间互
王66	1.494	7.845	1.501	8.970	1.513	7.244	油层
	1.513	7.244	1.519	8.373	1.525	8.179	油层
	1.525	8.179	1.529	8.860	1.534	8.000	干层
	1.534	8.000	1.538	8.509	1.543	8.052	干层
	1.560	8.350	1.568	9.340	1.575	7.900	油干间互
	1.575	7.900	1.580	8.940	1.594	7.945	油干间互
通29	1.743	7.460	1.751	8.203	1.759	7.581	油层
	1.779	8.180	1.794	9.340	1.800	8.964	油层
官9	2.109	7.803	2.119	8.510	2.124	7.744	干层
	2.124	7.744	2.131	9.096	2.136	7.968	油干间互
	2.138	7.967	2.147	8.091	2.163	7.796	干层
	2.173	7.517	2.179	8.136	1.185	7.545	干层
官3	1.663	7.298	1.674	8.317	1.684	7.644	干层
	1.719	7.905	1.725	9.061	1.732	8.303	干层
	1.732	8.030	1.735	8.506	1.742	7.545	干层
官111	1.652	7.654	1.663	8.239	1.668	8.025	干层
	1.668	8.025	1.673	8.670	1.681	8.196	干层
	1.682	8.196	1.688	8.511	1.698	8.129	干层
	1.698	8.129	1.706	8.918	1.709	4.457	干层

表 5-3 南坡地区官 126 区块沙四段预测储层要素统计表

地层组	砂体序号	砂体面积 (km ²)	高点埋深 (m)	砂体厚度 (m)	厚度中心	钻遇井
砂四段 第一套砂体	官126-通25	15.91	2120.0	2-12	通25西南1000m	官126、126-1、108、110、通25
	通42南	2.71	1500.0	0-6	通42南1150m	无井钻遇
	通42	1.19	1720.0	0-6	通42北东700m	通42
	官3	0.59	1860.0	0-4	官3井点	官111、官3
	通29	2.91	1940.0	0-8	通29东250m	通29
	王661	5.95	2160.0	0-8	王661西2800m	王661
	王661南	0.58	2100.0	0-8	王661南1800m	无井钻遇
	王66	2.13	1660.0	0-4	王66北700m	王66井区
沙四段 第二套砂体	官14	2.63	2075.0	0-4	官14-1西500m	官14、14-1
	官127-官126	5.19	2325.0	0-10	官126南800m	官127、127-1、126、126-1
	通25	0.67	2350.0	0-6	通25井点	通25
	官111	0.24	1920.0	0-2	官111井点	官111
	通29	1.70	2000.0	0-8	通29东250m	通29
	通29北	9.72	2150.0	0-8	通29北1370m	无井钻遇
	王661	0.16	2160.0	0-4	王661西北200m	王661
	官9	1.00	2525.0	0-6	官9井点	官9、7
沙四段 第三套砂体	王66	2.05	1675.0	0-4	王66北400m	王66井区
	官14	7.42	2000.0	0-8	官14东1700m	官14
	通25	5.51	2250.0	0-6	通25南850m	通25
	官127	6.56	2375.0	0-8	官110东200m	官127、127-1、110
	通50	1.63	2650.0	0-6	通50南200m	通50、官108
	官118	10.53	2800.0	0-14	官126北1750m	官118
	通29-王661	13.12	2050.0	0-12	通29井点	通29、王661、官7、9
	王66西	1.41	1900.0	0-10	王66西1139m	无井钻遇
沙四段 第四套砂体	王66	0.51	1725.0	0-4	王66西北293m	王66
	官14	2.45	2125.0	0-6	官14西北240m	官14、14-1
	官125-通42	11.59	1550.0	0-8	通42东北910m	官125、通42
	官115	0.69	2000.0	0-3	官115井点	官115
	通25	3.12	2350.0	0-5	通25南650m	通25
	官3	1.18	1950.0	0-6	官3北150m	官111、3
	官6-通29	6.55	2000.0	0-12	通29东1124m	官6、8、通29
	官4	2.09	2550.0	0-8	官4井点	官4
	王66	1.97	1750.0	0-8	王66东1700m	王66井区
	王661-1	5.08	2100.0	0-12	王661-1南530m	王661-1
沙四段 第五套砂体	王661-1北	3.69	2350.0	0-12	王66北3786m	无井钻遇
	官127	1.85	2500.0	0-8	官127北450m	官127、127-1
	官14-官126	12.16	2125.0	0-12	官110井点	官14、14-1、110、113、126
	官120	1.27	2800.0	0-10	官120东320m	官120
	通25	2.72	2375.0	0-8	通25南东790m	通25
	官108-官4	6.02	2450.0	0-14	官4南东1900m	官108、4
	官6-通29	8.97	2000.0	0-10	官6与通29之间	官3、6、8、通29
	王66	3.13	1750.0	0-6	王66北东1525m	王66井区

表 5-4 南坡地区官 126 区块预测储层误差统计表

地层组	砂体序号	砂体面积 (km2)	重点井	解释深度 (m)	解释厚度 (m)	钻井深度 (m)	有效厚度 (m)	绝对误差 (m)	相对误差 (%)
砂四段第一套砂体	官126-通25	15. 91	官126-1	2555	4	2557		2	0. 078
			通25	2350	8	2351. 8	4. 8	1. 8	0. 077
	通42	1. 19	通42	1710	2	1713. 6	0. 8	3. 6	0. 21
	官3	0. 59	官111	1900	2	1907. 5		7. 5	0. 39
			官3		△				
	通29	2. 91	通29	2080	8	2061	0. 6	-19	0. 91
沙四段第二套砂体	F661南	0. 58	无井钻遇						
	±66	2. 13	±66	1670	3. 8	1674. 5	0. 9	4. 5	0. 27
	官14	2. 63	官14	2125	4	2123. 5	2. 3	-1. 5	0. 07
			官14-1	2170	5	2170. 2	2. 4	0. 2	0
	官127-官126	5. 19	官126	2575	7	2551. 5		-23. 5	0. 91
			官126-1	2575	7	2568		-7	0. 27
			官127	2425	5	2418		-7	0. 29
			官127-1	2400	5	2400. 6		0. 6	0. 03
	通25	0. 67	通25	2480	7	2483	6. 6	3	0. 1
	官111	0. 24	官111	1915	3	1915	0. 65	0	0
	通29	1. 70	通29	2100	8	2085-2108	4. 9	0	0
	通29北	9. 72	无井钻遇						
	±661	0. 16	±661	2150	2	2149. 5		-0. 5	0. 02
	官9	1. 00	官9	2600	6	2603. 5-2626. 5	0. 8	3. 5	0. 12
沙四段第三套砂体	±66	2. 05	±66井区	1700	6	1689. 5-1708. 8	2. 3	0	0
	官14	7. 42	官14	2137. 5	4	2139. 5	1	2	0. 09
	通25	5. 51	通25	2412	6	2404. 6-2441	6. 3	0	0
	官127	6. 56	官127	2445	5	2446. 4-2471. 9		1. 4	0. 06
			官127-1	2418	5	2410-2420		0	0
			官110	2478	8	2489. 4	2. 2	11. 4	0. 46
			官113	2390	6	2398. 4	1. 5	8. 4	0. 35
	官118	10. 53	官118		△				
	通29-干661	13. 12	通29	2125	12	2112-2129	7. 1	0	0
			官9	2625	6	2630. 7		5. 7	0. 22
沙四段第四套砂体	F66西	1. 41	无井钻遇						
	±66	0. 51	±66	1720	6	1716. 5		-3. 5	0. 2
	官14	2. 45	官14	2190	6	2193. 3		3. 3	0. 15
			官14-1	2240	△				
	官125-通42	11. 59	官125						
			通42	1790	6	1786-1808	水层	0	0
	官115	0. 69	官115	2030	4	2036. 3-2064. 5	水层	6. 3	0. 31
	通25	3. 12	通25	2475	6	2485	1. 5	10	0. 4
	官3	1. 18	官111	1978	4	1980	水层	2	0. 1
			官3	1976	6	1983	水层	7	0. 35
	官6-通29	6. 55	官6	2240	6	2237	水层	-3	0. 1
			官8	2280	6	2282		2	0. 088
			通29	2200	13	2177-2198	水层	-2	0. 091
	官4	2. 09	官4	2710	8	2711		1	0. 037
	±66	1. 97	±66	1770	5	1776. 7	2. 4	6. 7	0. 38
	±661-1	5. 08	±661-1						
	±661-1北	3. 69	无井钻遇						
沙四段第五	官127	1. 85	官127	2535		2540. 3	3	5. 3	0. 21
			官127-1	2505		2498. 5		-6. 5	0. 26
	官14-官126	12. 16	官14	2215		2212. 2		-2. 8	0. 13
			官14-1	2250					
			官110	2270		2278. 5	3. 5	8. 5	0. 37
			官113	2473		2483	5. 4	10	0. 4
			官126	2675		2665	5	-10	0. 37
	官120	1. 27	官120	2900		2914. 3		14. 3	0. 49
	通25	2. 72	通25	2500		2499. 6	6	-0. 4	0. 016

5.2.1 官 126 区块储层描述结果

第一套砂体

表 5-5 官 126 区块沙四段第一套砂体属性描述表

序号	砂体名称	砂体面积 (km^2)	高点埋深 (m)	砂体厚度 (m)	砂体边界	厚度中心	钻遇井位
1	通 42	1.021	1680	0-6	尖灭	通 42 井北 420 米	通 42
2	官 111	0.335	1860	0-8	尖灭	官 111 北西 175 米	官 111
3	官 3 北	0.57	2010	0-6	尖灭	官 3 北 1190 米	***
4	官 6 东	0.568	2030	0-10	尖灭	官 6 东 430 米	***
5	官 115 北 1 号	1.806	1950	0-10	尖灭	官 115 北西 1390 米	***
6	通 25 南 1 号	1.879	2180	0-6	尖灭	通 25 南西 1350 米	***
7	官 14-7	1.718	2060	0-8	东南部断层遮挡、其它尖灭	官 14-7 北 670 米	官 14-7
8	通 25 东 1	0.537	2250	0-6	尖灭	通 25 东 1250 米	***
9	通 25 东 2	0.453	2270	0-6	尖灭	通 25 东 2625 米	***
10	通 25 北 1	0.475	2590	0-8	尖灭	通 25 北东 1050 米	***
11	通 50	1.957	2700	0-14	东南部断层遮挡、其它尖灭	官 108 北 920 米、官 4 北 1450 米	通 50、官 108
12	官 118	0.081	2730	0-4	尖灭	官 118 井点	官 118
13	官 102	0.109	2750	0-3	尖灭	官 102 井点	官 102
14	官 118 西	1.135	2800	0-6	尖灭	官 118 北西 1270 米	***

第一套砂体相当于沙四段 1 砂组（表 5-3~表 5-5）。该砂组由 14 个单砂体组成，砂体由南至北全区分布，其中有 8 个单砂体无井钻遇，除官 14-7 砂体、通 50 砂体南部断层遮挡，其余均为尖灭。砂体尖灭点清晰可靠，纵横向上清楚分辨。面积最大的通 25 南砂体，面积为 1.9 km^2 ，高点埋深 2180 米，砂体厚度中心位于通 25 井南西 1350 米处，厚 6 米，无井钻遇，该区域构造较为有利。位于通 25 井东 1 号、2 号砂体构造有利，砂体与构造配置较好，其西部通 25 井，官 113-1 井在该层段都有良好的油气显示。通 25 东 1 号砂体面积 0.54 km^2 ，高点埋深 2250 米，厚度中心位于通 25 井东 1250 米，厚 6 米；通 25 东 2 号砂体面积 0.5 km^2 ，高点埋深 2270 米，厚度最中心位于通 25 东 2625 米处，厚 6 米。通 29 井与官 6 井之间构造位置有利，该区没有钻井，3 号、4 号砂体位于该构造有利部位，砂体面积大于 0.5 km^2 ，该区构造与储层配置较好。东部通 29 井 1 砂组 0.6 米厚油层。

第二套砂体

第二套砂体相当于沙四段 2 砂组（表 5-3、表 5-4、表 5-6）。该套砂体由 36 个大小不等的单砂体组成，全区零散分布。西部的官 14 砂体（表 5-2），砂体面积 0.5 km^2 ，高点埋深 2060m，砂体较薄，最厚处位于官 14-1 井以西，为 4m。从钻井资料来看，官 14 井在 2072.9~2174.8m 钻遇油层，有效厚度分别为 1.8m，解释深度与钻遇深度误差 1m。

官 14 井北部的官 127、官 126 砂体已有多口井钻遇，官 127 砂体南部断层遮挡、北部尖灭，砂体面积 0.6 km^2 ，高点埋深 2350 米，厚度中心位于官 127 井北 170 米，厚 8 米。位于官 127 东北部的官 126 砂体，已有多口井钻遇，并有良好的油气显示，砂体面积为 0.9 km^2 ，官 126 井 2 砂组钻遇油层 1.5 米。位于研究区中南部有多个单砂体无井钻

遇，砂体边界清晰，构造、厚度可靠，是有利的岩性圈闭。位于通 25 井东部 1 号砂体面积相对较大，为 1.31km^2 ，构造位置有利，砂体较厚，最厚达 12 米。从储层与构造配置方面来看，该区域 1 砂组也发育，纵向上砂体叠置较好，是井位部署的有利区带。而且，通 25 井沙四段 2 砂组 2383~2396m 解释油层 4 层，有效厚度 6.6m。位于工区北部官 102 井区砂体，当从构造与储层配置看较好，但是该区域构造位置相对较低。

表 5-6 官 126 区块沙四段第二套砂体属性描述表

序号	砂体名称	砂体面积 (km^2)	高点埋深 (m)	砂体厚度 (m)	砂体边界	厚度中心	钻遇井位
1	通42	0.798	1710	0-8	尖灭	通42北500米	通42
2	通42东1	0.879	1750	0-8	尖灭	通42北东1080米	***
3	通42东2	0.145	1700	0-3	尖灭	通42东1500米	***
4	通42东3	0.537	1650	0-6	尖灭	通42东2460米	***
5	通42东4	0.597	1750	0-8	尖灭	通42北东2280米	***
6	官111	0.34	1900	0-4	南部断层遮挡、北部尖灭	官111井点	官111
7	官3东	0.312	1880	0-6	尖灭	官3东540米	***
8	官111西	0.464	1920	0-4	尖灭	官111西750米	***
9	官115	0.79	1910	0-6	尖灭	官115北东430米	官115
10	官115北1	0.273	1970	0-4	尖灭	官115北东1260米	***
11	官6-官8	0.938	2120	0-6	尖灭	官8东330米	官6、官8
12	官6西1	1.428	2180	0-10	南部断层遮挡、北部尖灭	官8西1200	***
13	南1号	2.62	1620	0-12	南部边界，其他尖灭	官14-21南东1480米	***
14	官14	0.524	2060	0-4	尖灭	官14井点	官14、14-1、14-2
15	官14东1	0.947	2000	0-10	南北断层遮挡	官14东1410米	***
16	官14东2	0.936	1950	0-4	尖灭	官14东3220米	***
17	官14东3	0.313	2160	0-8	尖灭	官14北东2500米	***
18	官14东4	0.368	2220	0-6	尖灭	官14北东3190米	***
19	官14东5	0.654	2300	0-8	尖灭	官113南东1083米	***
20	官14-1北1	0.358	2200	0-8	尖灭	官14北西940米	***
21	官127	0.592	2350	0-8	南部断层遮挡、其它尖灭	官127北170米	官127、官127-1
22	官127南1	1.327	2260	0-14	北部断层遮挡、其它尖灭	官127南560米	***
23	通25	0.652	2350	0-8	尖灭	通25北东570米	通25
24	通25东1	1.305	2280	0-12	南部断层遮挡、其它尖灭	通25东2320米	***
25	通25北1	0.53	2650	0-6	尖灭	通25北1170米	***
26	官4东1	0.283	2360	0-6	尖灭	官4南东2310米	***
27	官126	0.887	2500	0-12	断层遮挡	官126 3井	官126井区
28	官106	0.355	2800	0-8	尖灭	官106南120米	官106
29	通50	0.476	2750	0-6	尖灭	通50井点	通50
30	通50北1	0.244	2780	0-6	南部断层遮挡	官108北800米	***
31	官118	0.062	2800	0-3	尖灭	官118井点	官118
32	官103北	0.094	2800	0-3	尖灭	官103北东330米	***
33	官102	0.307	2840	0-6	尖灭	官102北东320米	官102
34	官118北	0.341	2900	0-6	尖灭	官118北西730米	***
35	官102南1	0.401	2800	0-10	尖灭	官118东1280米	***
36	官102南2	0.858	2750	0-8	尖灭	官4北东1100米	***

第三套砂体

第三套砂体相当于沙四段 3 砂组（表 5-3、表 5-4、表 5-7）。砂体主要分布于工区的中部，砂体面积较大，砂体边界以断层遮挡为主，有 9 个单砂体有井钻遇。

南部通 42 砂体，通 42 井三砂组钻遇油层 1.1 米，井点位置砂体解释厚度 2 米。砂体面积 1.4km^2 ，厚度中心位于通 42 井东 380 米处，厚 6 米。南部官 115 砂体，北部尖

灭、南部断层遮挡,构造较为有利,官 115 井在该层段钻遇油层 1.95 米,从砂体追踪来看,北部尖灭点清晰,砂体边界可靠,砂体面积 1.6km^2 ,官 115 井点处最厚,达 8 米。位于工区中北部的官 110-官 113 砂体是个该层段最有利砂体,其中官 110 井三砂组钻遇油层 3.09m,官 113 井三砂组钻遇油层 2.3 米。砂体南北以断层为界,东西尖灭,砂体面积 1.5km^2 ,最厚位置位于官 110 井东 250 米。其东部的通 25 砂体解释深度 2440m,砂体厚度 5m;位于工区中部的通 50 井区发育一个面积较小的单砂体,为 0.9km^2 。该层段砂体平面上呈朵状展布。

表 5-7 官 126 区块沙四段第三套砂体属性描述表

序号	砂体名称	砂体面积 (km^2)	高点埋深 (m)	砂体厚度 (m)	砂体边界	厚度中心	钻遇井位
1	官14-21东1	0.261	1880	0-8	尖灭	官14-21东600米	***
2	官14-21东2	0.049	1880	0-6	断层遮挡	官14-21东780米	***
3	官14-21东3	0.184	1860	0-6	东南部断层遮挡	官14-21东1380米	***
4	通42	1.347	1730	0-6	尖灭	通42东380米	通42
5	官111	0.205	1970	0-4	东南部断层遮挡	官111北西250米	***
6	官111西1	0.322	1950	0-4	尖灭	官3西1420米	***
7	官115	1.635	1960	0-10	尖灭	官115井点	官115
8	官115西	0.977	2050	0-8	尖灭	官115北西2300米	***
9	官113	1.45	2360	0-14	南北部分遮挡	官110东250米	官113、官110
10	通25	0.997	2400	0-8	北部尖灭	通25东550米	通25
11	官6	2.223	2100	0-10	尖灭	官6北180米	官6、官8
12	通25南1	0.307	2300	0-4	尖灭	通25南东980米	***
13	通25东1	0.176	2450	0-4	北部遮挡	通25东1010米	***
14	官8北1	2.793	2250	0-12	东西尖灭、南北断层遮挡	官8北东1800米	***
15	通29	2.455	2060	0-14	南部断层遮挡,其他尖灭	通29北东300米	通29
16	官4	1.745	2460	0-14	东西尖灭、南北断层遮挡	官4井点	官4
17	官120	2.025	2700	0-10	东西尖灭、南北断层遮挡	官120南东640米	官120
18	通50	0.868	2830	0-8	南部断层遮挡、其他尖灭	通50井点	通50、官108

第四套砂体

第四套砂体相当于沙四段 4、5 砂组(表 5-3、表 5-4、表 5-8)。该套砂体主要以断层为界分三个区块呈东西条带分布,北部构造较低部位砂体规模较大,最大的官 106 北大砂体,面积 7.6km^2 ,高点埋深 2950m,厚度中心位于官 126 北 1120m,厚 12m,该砂体仅在东部边缘有官 118 井钻遇,井点处高点埋深 3000m,官 118 井 5 砂组钻遇油层 2 米。位于官 126 北部构造圈闭与该砂体叠合较好。其南部的官 126 砂体、官 110 砂体和官 113 砂体南北都以断层为界,东西向尖灭,官 126 砂体已有多口井钻遇,砂体面积 1.3km^2 ,官 126 井 5 砂组钻遇油层 2.2m,除官 126-2 井外,其他开发井都有油气显示,官 110 砂体面积较大,为 2.6km^2 ,厚度中心位于官 126-4 井南 420m,厚 10m。其东部的通 25 砂体,面积为 3.1km^2 ,砂体呈东西向条带状展布,最后位置位于通 25 东 1280m 处,厚 12m,该位置较通 25 井点高出 100m,砂体与构造配置较好,且通 25 井在 5 砂

组钻遇 2.2 m 油层，因此，该位置是下一步井位部署优选区。

表 5-8 官 126 区块沙四段第四套砂体属性描述表

序号	砂体名称	砂体面积 (km^2)	高点埋深 (m)	砂体厚度 (m)	砂体边界	厚度中心	钻遇井位
1	官115	2.016	2020	0-8	北部尖灭、南部断层遮挡	官115北500米	官115
2	官115北1	0.533	2100	0-4	尖灭	官115北1200米	***
3	官6	1.421	2180	0-12	东西尖灭、南北断层遮挡	官8东690米	官6、官8
4	官6西1	0.728	2300	0-8	尖灭	官6西1525米	***
5	通25	3.062	2360	0-12	西部尖灭、东部南北断层遮挡	通25东1280米	通25
6	官125北西1	0.151	2050	0-3	尖灭	官115西2780米	***
7	官125北西2	0.424	2100	0-6	尖灭	官14-7东2250米	***
8	官125北西3	0.24	2120	0-5	尖灭	官14-7东2960米	***
9	官125北西4	0.458	2320	0-4	尖灭	官6西4125米	***
10	官113	0.498	2460	0-14	东西尖灭、南北断层遮挡	官113西380米	官113
11	官113东1	0.302	2440	0-6	东西尖灭、南北断层遮挡	官113东925米	***
12	官113东2	0.281	2400	0-6	尖灭	官113南东1644米	***
13	官113东3	0.214	2450	0-5	尖灭	官113东1600米	***
14	官110	2.568	2460	0-16	南部断层遮挡、北部部分断层遮挡	官126-4南420米	官110
15	官127	0.792	2460	0-10	西部边界，其他尖灭	官127西170米	官127、官127-1
16	官126	1.337	2580	0-10	南北断层遮挡	官126井	官126井区
17	通50	1.264	2740	0-7	南北断层遮挡、北部尖灭	官108南415米	通50
18	通50西1	0.548	2850	0-5	南北断层遮挡、北部尖灭	官108西1550米	***
19	官102	4.04	2900	0-14	南北断层遮挡、北部尖灭	官105西1115米	官102
20	官106北	7.552	2950	0-12	南北断层遮挡、北部尖灭	官126北1120米	官118

第五套砂体

第五套砂体相当于沙四段 6 砂组（表 5-3、表 5-4、表 5-9）。整体上，第五套砂体由南至北由 18 个单砂体组成，其中官 125、通 42、官 6、通 25、官 113-110、官 126 和官 4 等 7 个砂体已有井钻遇，官 126 砂体已进入开发阶段，官 113、官 110、通 25 等井在该层段都有良好的油气显示，具体分述如下：

（1） 官 125 北部大断层以南有三个砂体，分别是官 125 西、官 125 和通 42 砂体，官 125 西砂体面积较小，为 0.21km^2 ，高点埋深 1780m，厚 6 米。官 125 砂体已有官 125 井钻遇，砂体面积 0.8km^2 ，高点埋深 1650m，厚度中心位于官 125 南 250m，厚 10m；官 125 东部的通 42 砂体面积较大，为 4.3km^2 ，在通 42 井点处厚度达 12m，该砂体北部以大断层为界，南部尖灭。

（2） 第二个区带由 6 个单砂体组成，分别是通 42 北 1 号、官 6-官 8、官 115 北西、官 14-7 东、官 6 西、官 113-1 南。仅有官 6-官 8 砂体有井钻遇。从构造部位来看，官 113-1 构造位置最为有利。砂体面积 1.1km^2 ，高点埋深 2400m，厚度中心位于官 113-1 井南 820m，中心厚 12m。官 6-官 8 砂体东西尖灭、南北断层遮挡，其余 5 个单砂体边界尖灭，厚度中心为单砂体中心。

（3） 第三个条带为官 113—通 25 一带。由三个单砂体组成，分别是西部官 110-官 113 砂体、中部的通 25 砂体和东部的官 8 北 1 号砂体。砂体面积较大，构造部位有利，东西向均尖灭，南北向部分以断层为界，部分尖灭。官 113-110 砂体面积 2.4km^2 ，

砂体较厚,高点位于官 113 南,高点埋深 2460m,官 110 井 6 砂组钻遇油层 3.5m、官 113 井 6 砂组钻遇油层 7.4m。通 25 砂体呈东西条带展布,有两个厚度中心,分别位于通 25 井东西两侧,厚 8-10m,砂体面积 1.54km^2 ,砂体西南部断层遮挡,其他方向均尖灭。官 8 北砂体多层发育,构造部位有力,砂体面积较大,为 1.3km^2 ,厚 0-10m,高点埋深 2400m。

(4) 第四个条带为官 126—通 50 一带,由 6 个单砂体组成,官 126 砂体呈东西向条带状展布,其余砂体在平面上呈朵状展布,砂体面积相对较小。官 126 砂体面积 1.6km^2 ,高点埋深 2630m,砂体较厚,厚度 2-18m 变化,已有多口井钻遇。位于工区北部的官 105 西砂体,构造部位有利,圈闭可靠,砂体南部断层为界,尖灭点清晰,配置关系较好,是下一步勘探有利区代。

总之,本次储层预测结果与钻井吻合较好,单砂体大多呈不规则朵状、长条状展布,大部分单砂体规模较大,东西边界多以岩性为界,南北多受断层控制。

表 5-9 官 126 区块沙四段第五套砂体属性描述表

序号	砂体名称	砂体面积 (km^2)	高点埋深 (m)	砂体厚度 (m)	砂体边界	厚度中心	钻遇井位
1	官125	0.814	1650	0-12	尖灭	官125井南250米	官125
2	官125西1	0.21	1780	0-6	尖灭	官125西2200米	***
3	通42	4.276	1710	0-12	南部尖灭、北部断层遮挡	通42井	通42
4	通42北1	0.886	2080	0-8	南部断层遮挡、北部尖灭	官6南530米	***
5	官6	1.69	2230	0-12	东西尖灭、南北断层遮挡	官8北250米、南250米	官6、8
6	官115北西	1.191	2150	0-10	尖灭	官115北西1690米	***
7	官14、7东	0.525	2270	0-8	南部尖灭、北部断层遮挡	官14、7北东1120米	***
8	官6西	1.09	2360	0-8	尖灭	官8西1340米	***
9	官113-1南	1.098	2400	0-12	东南部断层遮挡	官113-1南820米	***
10	通25	1.538	2460	0-10	西南部断层遮挡	通25东600米	通25
11	通25北1	0.115	2880	0-4	尖灭	通25北970米	***
12	通50南1	0.455	2850	0-8	尖灭	通50南730米	***
13	官113-官110	2.433	2460	0-24	东西尖灭、南北断层遮挡	官110西250米	官113、110
14	官126	1.641	2600	0-18	东西尖灭、南北断层遮挡	官126东250米	官126井区
15	官106南	0.139	2970	0-8	南部断层遮挡	官106南170米	***
16	官8北	1.291	2400	0-10	东西尖灭、南北断层遮挡	官8北东875米	***
17	官4	1.452	2600	0-10	东西尖灭、南北断层遮挡	官4南250米	官4
18	官105西	1.091	2950	0-10	南部断层遮挡	官105西937米	***

5.2.2 官 16 区块储层预测

第一套砂体

第一套砂体相当于沙四段 1、2 砂组,由 11 个单砂体组成,整体上,砂体东西向展布,1、3、4、8 号砂体面积较大(表 5-10),

从砂体分布图上看,砂体横向展布于全区,砂体边界点清晰,1 号砂体官 16 井钻遇,但厚度中心位于官 16 井西 650m 处和官 16 井北东 1325m 处。3 号砂体面积为 6.7km^2 ,

该砂体南部有多口潜山井钻遇，北部仅有官 125 井，位于官 125 西南 500 处砂体厚度较大，为 12m，构造部位较官 125 有利。4 号砂体可划分为西南和东北两部分，西南部靠近不整合面，该位置构造有利，已有多口井钻遇，处于开发阶段，东北部面积较大，目前无井钻遇，砂体尖灭点清楚，砂体可靠。位于 4 号北部的 5 号单砂体无井钻遇，砂体东西部的通 42 井、官 125 井都有较好的油气显示。位于工区东北部的 9、10、11 号砂体面积相对较小，并处于构造较低部位。8 号砂体位于草 22 与通 20 井之间，厚度中心位于通 20 井东南 1134m 处，砂体可靠。

表 5-10 官 16 地区第一套砂体属性描述表

地层组	砂体序号	砂体面积 (km ²)	高点埋深 (m)	砂体厚度 (m)	厚度中心	钻遇井
砂四段 第一套砂体	1	4.407	1490.0	0-14	位于官16西650m、官16北东1325m	官16
	2	1.187	1400.0	0-8	位于通占2东1027m	
	3	6.743	1380.0	0-12	位于官125西南500m	
	4	12.901	1100.0	0-12	位于通72东1730m、草51北4000m	通72、通30
	5	2.968	1560.0	0-12	位于官125东南1550m	
	6	0.034	1410.0	0-4		
	7	0.129	1420.0	0-4		
	8	3.263	1120.0	0-10	位于通20东南1134m	
	9	0.885	1600.0	0-8	位于通42东2418m	
	10	1.350	1550.0	0-14	位于通42东3875m	
	11	0.191	1580.0	0-4		

第二套砂体

第二套砂体相当于沙四段 3 砂组，可分为 3 个区带分布（表 5-11），1、2 号位于草 13 开发区，4~7 号砂体面积较小，零星分布于工区的北部，面积较大的 8、9 号分布于工区的东部，9 号砂体面积较大，为 7.3km²，有两个厚度中心，分别位于通 20 井东北 2770m 处和通 20 井北 150m 处。其中 8 号砂体与第一套 8 号砂体空间上叠置，砂体边界清楚，是有利的岩性圈闭。

表 5-11 官 16 地区第二套砂体属性描述表

地层组	砂体序号	砂体面积 (km ²)	高点埋深 (m)	砂体厚度 (m)	厚度中心	钻遇井
沙四段 第二套砂体	1	2.551	1350.0	0-6	位于草60北1077m	
	2	8.007	1330.0	0-10	位于草13北780m	通占4等
	3	1.649	1110.0	0-8	位于草4-15-21西北430m	
	4	1.123	1680.0	0-10	位于官14-21东偏南2000m	
	5	2.221	1700.0	0-12	位于官125井北250m	官125
	6	0.315	1740.0	0-8	位于通42西300m	通42
	7	0.692	1680.0	0-10	位于通42东1760m	
	8	3.063	1150.0	0-8	位于草22东北1480m	
	9	7.311	1210.0	0-14	通20东北2770m、通20北150m	通20

第三套砂体

第三套砂体相当于沙四段 4 砂组（表 5-12），从分布图上看，工区北部砂体发育，砂体面积较大；石村大断层附近砂体面积较小，零星分布。11 号砂体面积最大，为

16.1km²，分布于工区的东北部，西南尖灭，东北以工区为界，有待落实，从构造部位来看，该砂体处于缓坡带上，构造部位相对较低。位于其西部的 10 号砂体无井钻遇，砂体面积 4.9km²，厚度中心位于官 125 东南 880m 处，厚 14m。

表 5-12 官 16 地区第三套砂体属性描述表

地层组	砂体序号	砂体面积 (km ²)	高点埋深 (m)	砂体厚度 (m)	厚度中心	钻遇井
沙四段 第三套砂体	1	1.535	1400.0	0-6	位于通8西北420m	通8
	2	0.535	1370.0	0-8	位于草13东北670m	
	3	0.283	1390.0	0-4	位于草70北700m	
	4	1.412	1270.0	0-6	位于通72东180m	通72、草70
	5	2.177	1170.0	0-10	位于通30南150m	通30
	6	1.772	1310.0	0-8	位于通30北2100m	
	7	0.122	1470.0	0-4	位于通30北2960m	
	8	3.735	1600.0	0-12	位于官16东北1150	官16
	9	1.110	1500.0	0-6	位于通古12东1210m	
	10	4.888	1510.0	0-14	位于官125东南880m	
	11	16.132	1260.0	0-16	通42南1286m、通20西北1460m、东北2050m、西南430m、东南1350m	通20

从上述统计分析可见，本次砂体追踪结果与钻井资料吻合较好，砂体展布形态大多以不规则朵状、长条状为主，大部分砂体规模较大，砂体东西边界以尖灭线为主，南北部大都以断层为界，通过分析，砂体的整体展布形态与地质认识吻合较好，符合该区的沉积规律。砂体描述准确，误差较小，为后期储层评价提供了强有力的保证。

5.2.3 王 73—王 661 区块储层预测

第一套砂体

相当于沙四段六砂组，由 27 个单砂体组成，砂体主要分布于王 661-王 66 井区和官 9 井区。

王 661 井区有 3 个单砂体，砂体尖灭现象明显，除了北侧及东南小部分砂体受断层遮挡外，其他边界都为尖灭，尖灭点比较清晰，纵向上也可以很清楚地分辨开。其中王 661-1 井砂体面积最大，约 2.02km²，高点埋深 2110 米，砂体厚度中心位于王 661-1 井西南 350 米处，厚 9m，该区构造也很有利。王 661 井砂体面积为 0.23km²，与王 661-1 砂体受断层分割，构造位置也比较有利。王 661-1 右上砂体无井钻遇，面积为 0.15 km²，预测厚度最大 5.6m 左右。

王 66 井区及王 66 南侧共有 16 个单砂体，单砂体尖灭现象也很明显，除了王 66 井南侧及西面砂体受断层遮挡外，其他边界都为尖灭，尖灭点比较清晰，纵向上也可以很清楚地分辨开。其中王 66 井砂体面积最大，约 2.16km²，高点埋深 1800 米，砂体厚度中心位于王 66-斜 1 井和王 66-斜 8 井附近，厚 12m，该区构造也很有利。王 66 最左侧砂体构造比较有利，高点埋深为 1930m，砂体厚度中心位于王 66-斜 5 井西侧 300m 处，

该砂体目前无井钻遇。王 66 井南面还有一个较大的砂体, 预测厚度最大约 10m, 砂体面积为 0.79 km^2 , 从 a 和 d 测线上来看, 构造位置也比较有利。而南部其他砂体虽然构造位置高, 但砂体面积比较小。

第二套砂体

相当于沙四段五砂组, 由 17 个单砂体组成, 砂体主要分布于王 661-王 66 井区和官 9 井区。其中官 9 井区 3 个单砂体, 主要以尖灭为主, 预测厚度最大 12m 左右, 位于官 9 井及其西南 340m 处。王 661 井区包括 9 个单砂体, 其中面积最大的砂体为王 661-1 井砂体, 面积约 1.36 km^2 , 高点埋深 2100m, 预测厚度中心为于砂体中心王 661-1 井处, 约 10m 左右; 其右侧单砂体面积 1.09 km^2 , 高点埋深 2140m, 厚度最大为 10m, 位于王 661-1 井东侧 1800m 处。这 2 个砂体构造位置相对有利。

王 66 井区预测了 5 个单砂体, 最大的一个砂体为 66-4 井砂体, 厚度中心位于王 66-4 附近, 约 10.2m, 该砂体与构造配置关系比较好, 比较有利。

第三套砂体

相当于沙四段四砂组, 由 9 个单砂体组成, 砂体主要分布于王 661-王 66 井区和王 73 井区。

王 66 井砂体厚度较大, 约 9m, 位于砂体中心位置, 从剖面上看, 砂体尖灭现象明显。

王 661 井区共预测 4 个单砂体, 其中王 661-1 砂体及其右侧砂体面积最大, 分别为 0.97 km^2 和 1.49 km^2 , 预测厚度最大为 12m 左右。王 661-1 井砂体厚度中心就在井点附近, 而其砂体厚度中心位于王 661-1 井东侧 1900m 处。砂体高点埋深在 2100m 左右, 与构造配置关系良好。

王 661 井区共预测 4 个单砂体, 其中王 73 井砂体分布较为稳定, 面积较大, 为 6.34 km^2 , 其高点埋深在 1250m 左右, 与构造配置关系很好。砂体最厚达 13m, 位于王 73 井附近和王斜 731 井处, 王 732 井南侧砂体也比较厚, 且构造比较有利。

第四套砂体

相当于沙四段三砂组, 由 9 个单砂体组成, 砂体主要分布于王 661-王 66 井区。预测砂体厚度中心主要分布在王 66-4 井附近、通 40 井西南, 厚度可达 12m, 王 66-4 井砂体与构造配置关系很好, 是有利区。砂体多以尖灭为主, 王 66-4 砂体面积相对较大, 为 1.16 km^2 , 通 40 砂体其次, 面积为 0.71 km^2 , 其他砂体面积相对较小, 且砂体厚度薄, 构造位置不是很理想

第六章 沙四段成藏条件特征

6.1 油气成藏条件分析

6.1.1 储层展布与构造配置关系

从本区沙四段预测储层空间展布特征看,沙四下段预测砂体平面上具有条带状分布特征,延伸方向与断层斜交,砂体被断层切割。形成侧向受岩性控制、高部位受断层控制的空间配置关系(图 6-1);沙四上段预测砂体平面上呈椭圆状、朵状,受断层切割而破碎,局部发育岩性朵状体,与构造配置关系较差,油藏也较为隐蔽^[15];总体上,沙四段预测单砂体规模小、数量多,纵向叠合、横向连片,由北向南推进,砂体与构造形成互补的配置关系,具备形成构造、岩性—构造、构造—岩性油藏的条件。

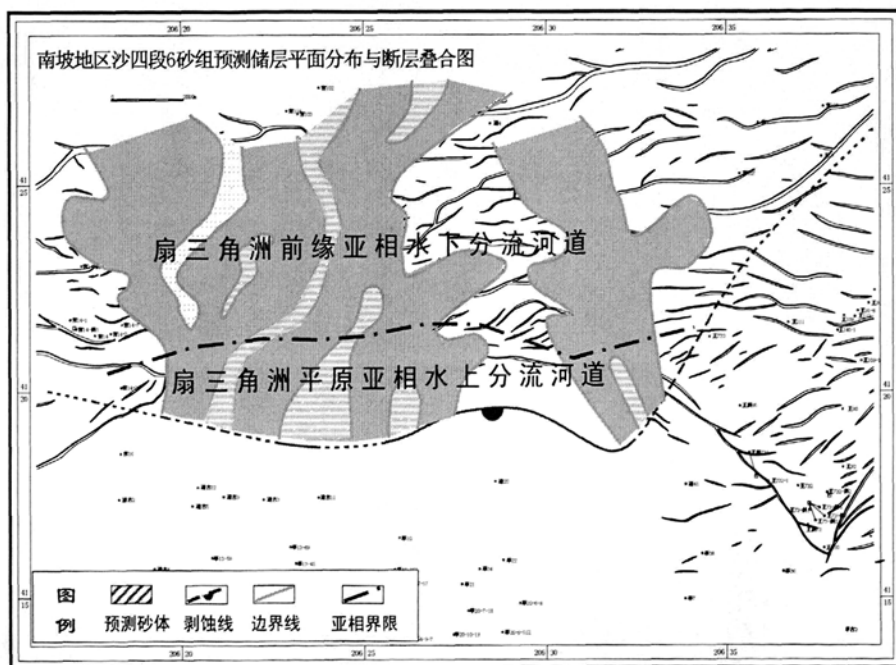


图 6-1 南坡地区 6 砂组预测储层平面分布与断层叠合图

6.1.2 油气运移与聚集

南坡地区主要发育断层、不整合面、渗透性砂岩以及裂缝等输导要素(图 6-2),其中以断层、不整合、砂岩输导为主。断层的开启性是决定断层输导的决定性因素,水平渗透性是决定砂岩和不整合输导的主要控制因素。南坡地区沙四段地层发育的滩坝、扇三角洲砂体叠置、连片,与断层、不整合组合组合成断—砂、不整合面—砂、不整合面—断、断—砂—不整合面等多种配置关系。

油气要从烃源岩中运移出来,必须有驱动力。排烃的主要动力来自源岩层自身能量

的积累，既有受控于含油饱和度变化的连续烃相排烃，也有受控于微裂隙形成的幕式突破混相排烃。驱动压差主要起因于沉积成岩压实作用、欠压实作用、粘土矿物脱水作用、烃类生成或热增压形成的膨胀作用等。南坡地区北部存在异常高孔隙流体压力（图 6-3），高压出现在深度 2200m 以下，由北向南，欠压实幅度逐渐减弱。这种异常高孔隙流体压力是油气运移的根本动力。中北部欠压实的存在为幕式排烃提供了条件，构造活动增强时期“地震泵”效应明显，油气沿着泄压区发生“活塞式”运移；构造活动减弱时期，地层水不活跃，运移受物性差异影响较大，以“指状”或“爬藤”式进行运移（罗晓蓉“成藏动力学”）。

分析认为，南坡地区油源充足，储层叠合分布，油气运移动力强，断裂活动与排烃期配置好，油气聚集主要受控于构造（圈闭），岩性为辅。官 126 地区沙四段油气富集呈以下规律：

- (1) 继承性构造背景是油气长期运移的指向
- (2) 南坡地区沙四段油气构造带主要呈南部、东部、西部三大区带分布
- (3) 大断层及不整合面附近是油气富集的有利部位
- (4) 断裂坡折带部位是缓坡带油气聚集的主要场所
- (5) 北部油气主要富集于沙四下层段，南部油气主要集中在沙四上层段底部。

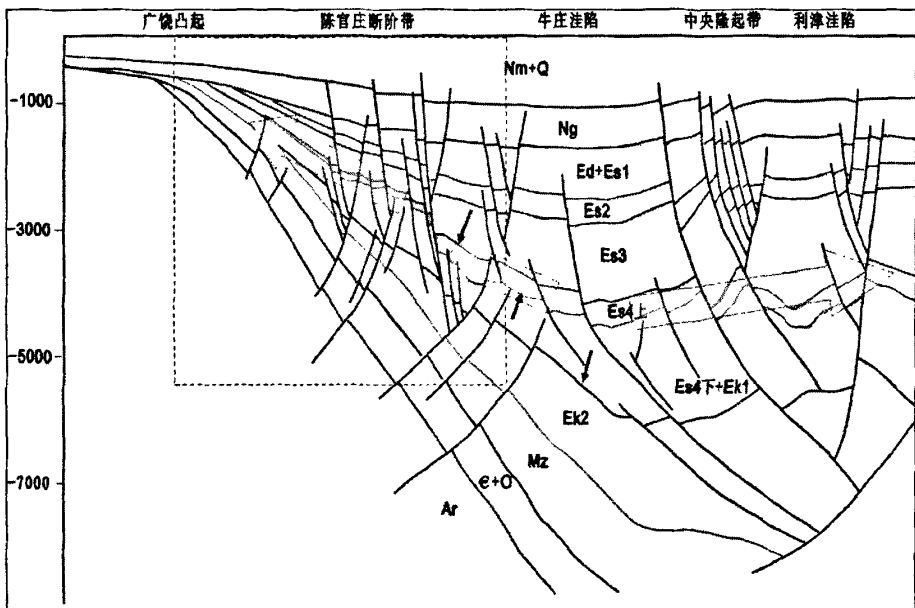


图 6-2 东营凹陷南坡地区沙四段油气输导要素及其组合关系

6.1.3 主控断层倾向对油藏的控制作用

表 6-1 主控断层倾向与圈闭含油性统计表

层位	圈闭编号	圈闭面积	高点埋深	圈闭幅度	圈闭类型	圈闭遮挡条件	主控断层倾向	圈闭钻遇井情况	含油情况
T7	1	0.12	2180	30	断鼻	1条南倾断层	南倾	G14	油流
T7	2	0.69	2510	70	断鼻	1条南倾断层	南倾	G127、G127-1	油流
T7	3	0.69	2680	100	断鼻	1条南倾断层	南倾	G126、G126-1、-3、-4、-5、-6	油流
T7	4	1.59	2440	130	断鼻	1条南倾断层	南倾	G113、-1、T25	油流
T7	5	2.01	2940	150	断鼻	1条北倾断层、1条南倾断层相交	南倾	G118、G103	油流
T7	6	2.59	2200	180	断块	1条北倾断层、1条南倾断层	南倾	W661	油流
T7	7	1.72	2180	112	断块	1条北倾断层、1条南倾断层	南倾	W661-1、-2	油流
T7	8	0.2	1840	40	断鼻	1条南倾断层	南倾	W66、-3	油流
T7	9	0.57	1570	30	断鼻	1条南倾断层	南倾	W109、W113、W91-8、W91	油流
T7	10	0.18	1830	30	断鼻	1条南倾断层	南倾	T42	油流
T7	11	4.25	3060	220	断鼻	1条南倾断层	南倾	N9、G10-1	/
T7	12	0.25	1940	60	断鼻	1条南倾断层	南倾	W66-X8	水
T7	13	0.59	1940	100	断鼻	1条南倾断层	南倾	T32	水
T7	14	0.3	2170	50	断块	1条北倾断层、1条南倾断层	北倾	T29	油流
T7	15	0.66	1980	30	断鼻	1条北倾断层	北倾	W19	油流
T7	16	2.5	1520	90	断块	3条北倾断层、1条南倾断层	北倾	WX95	油流
T7	17	11.7	1300	300	断块	3条北倾断层	北倾	WX731、W92、732-1、-X2、W73-X1、-X2、-X3、-X4、W730	油流
T7	18	7.44	2020	180	断块	1条北倾断层、1条东南倾断层	北倾	G115	水
T7	19	1.03	2040	114	断块	1条北倾断层、1条南倾断层	北倾	G111、G3	水

本次研究对本区 19 个有井钻遇圈闭的含油性进行了统计, 其中主控断层南倾的圈闭 13 个、主控断层北倾的圈闭 6 个, 13 个南倾圈闭中 10 个含油, 6 个北倾圈闭中 4 个含油, 计算含油圈闭占统计圈闭数量的百分比可知, 南倾含油圈闭占南倾圈闭的 77%, 占统计圈闭的 53%, 北倾含油圈闭占北倾圈闭的 66%, 占统计圈闭的 21% (表 6-1), 统计结果显示, 本区主控断层南倾的圈闭较为有利。

6.1.4 圈闭有效性分析

本次研究为了更好的说明本区南倾圈闭与北倾圈闭的有效性, 以官 126 断块圈闭、官 126 北部断层下降盘断鼻圈闭、官 115 断块圈闭为例进行说明。

官 126 断块圈闭主控断层南倾, 圈闭面积 0.7Km^2 , 从地震剖面上看, 该圈闭内沙四段主力油层层段与北部大断层下降盘沙三中、下油页岩、油泥岩对接, 圈闭内沙四段主力油层层段与南部主控断层下降盘沙四段 4 砂组厚层泥岩、灰质泥岩对接, 断层两盘岩性对峙关系较好, 而主控断层为反向断层, 断层封闭性较好, 因而该圈闭含油性较好 (图 6-3)。但是官 126 圈闭北部大断层下降盘的断鼻圈闭内沙四段地层在断层两侧的对峙关系与官 126 圈闭的情况相差较大。主要表现为圈闭内部沙四段砂岩地层与断层上升盘孔店组砂岩对接, 而由于官 126 断层本身为同沉积断层, 活动性较强, 因此认为该圈闭的有效性较差 (图 6-3)。

另一个实例是官 115 断块圈闭的含油性分析。

官 115 井沙四段底部相当于官 126 井含油层系发育巨厚的高渗透性砂岩，该砂岩在地震剖面上可见与对盘孔店组砂岩对接，加之官 115 南部断层为顺向盆地同沉积断层，因此分析该圈闭对该高渗透性砂岩而言的有效性较差（图 6-4）。

但是从对比剖面上看，官 115 井沙四段顶部测井解释有一薄油层，分析其含油的原因是由于该层段横向上与孔店组顶部厚层泥岩对接，断层封闭性相对较好而致（图 6-4）。

从以上对三个实例的分析，加上圈闭主控断层倾向对圈闭有效性分析结果，认为官 126 地区沙四段反向断层及断层两盘岩性对峙关系是决定本区圈闭有效性的关键。

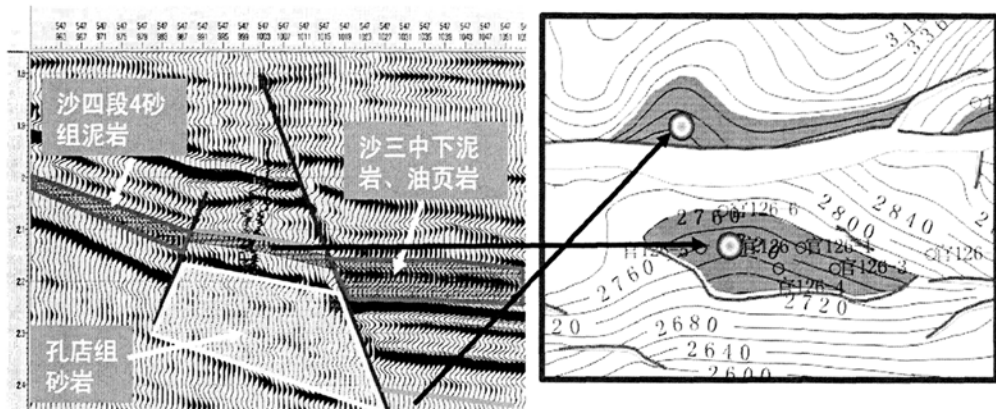


图 6-3 官 126 断块圈闭及北部断鼻圈闭平面及剖面分布

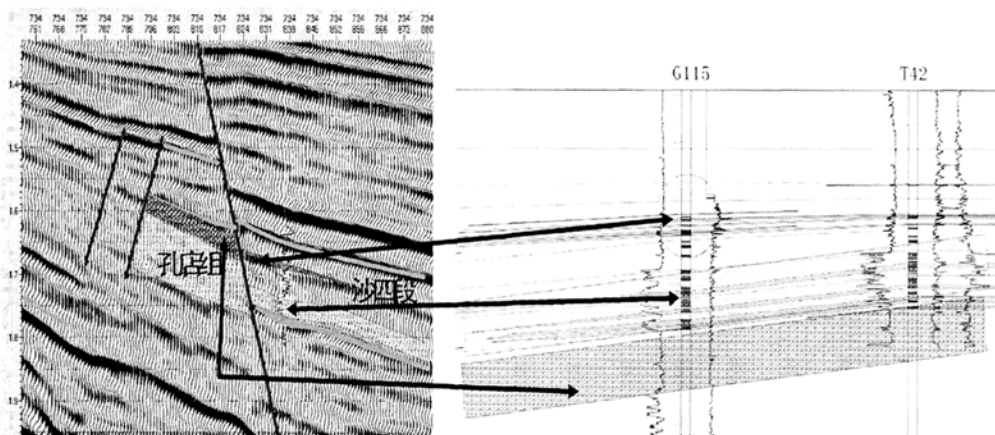


图 6-4 官 115 圈闭沙四段砂岩与对盘孔店组地层接触

6.1.5 成藏主控因素分析

前面分析可知，本区沙四段反向屋脊形成的圈闭对油气成藏较为有利。那么影响和制约本区油气成藏的主控因素是不是只有构造、岩性对本区油气成藏起的作用有多大？

官 126 块官 126 断块圈闭之外官 126-2 井相当于官 126 井出油砂体层段为水层，不

含油, 分析原因是由于官 126-2 井位于官 126 断块圈闭之外的缘故, 而官 126-2 井沙四段上部层系含油, 是因为从该井向高部位发育上倾岩性尖灭油藏 (图 6-5), 因此岩性油气藏也是下步勘探评价的主要方向^[16]。

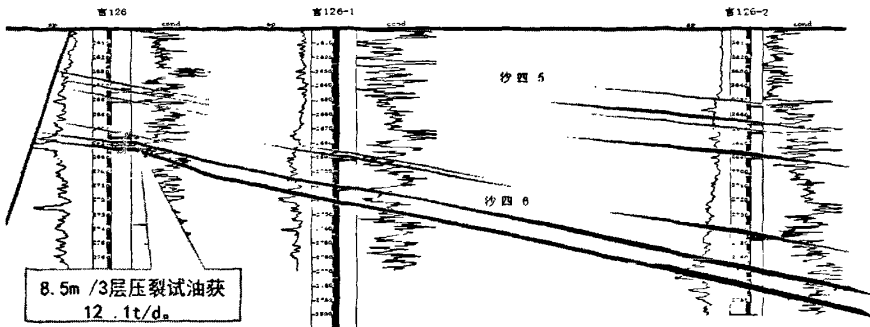


图 6-5 官 126 油藏剖面图

借助于邻区王 661 井区、王 66 井区以及王 73 井区沙四段油藏分析可知, 南坡地区沙四段油藏主要受构造控制, 圈闭之外含油性较差, 尤其是位于溢出点之外构造底部位, 含油性更差, 主要为水层。王 661 井区王 661 井沙四段 11.5m/5 层目前累油 1000 吨以上, 分析原因主要是其构造高部位受断层遮挡, 形成反向屋脊式断鼻圈闭, 构造有利 (图 6-6)。

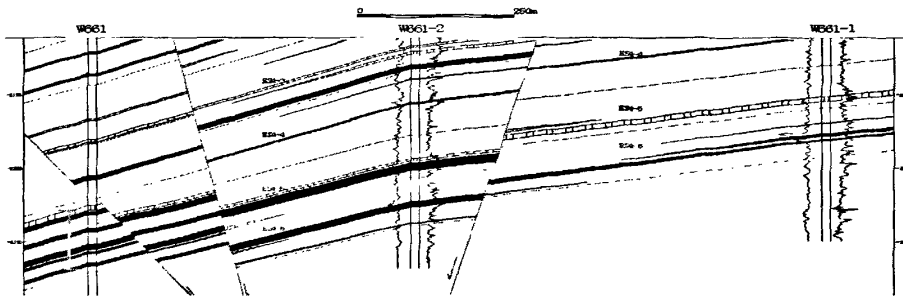


图 6-6 王 661 油藏剖面

王 66 块钻井较多, 含油性差异较大, 主要表现为油层薄、层数多, 圈闭内高部位成藏, 圈闭溢出点之外为水层 (图 6-7)。

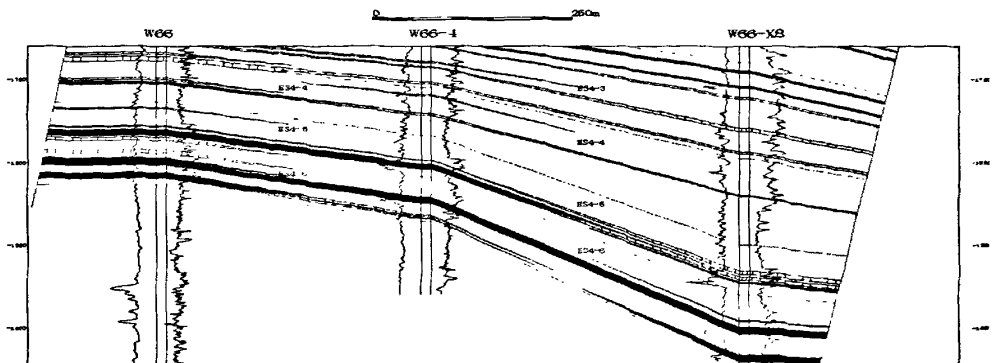


图 6-7 王 66 油藏剖面

王 73 块油藏主要受两组顺向断层控制，油藏内部受物性变化控制，形成岩性—构造油藏，储层稳定发育，低部位物性变差，高部位王 730 全干，油藏受构造与物性双重控制，油藏最大闭合高度近 150m。只有低部位王斜 731 沙四底部一层见水（图 6-8）。

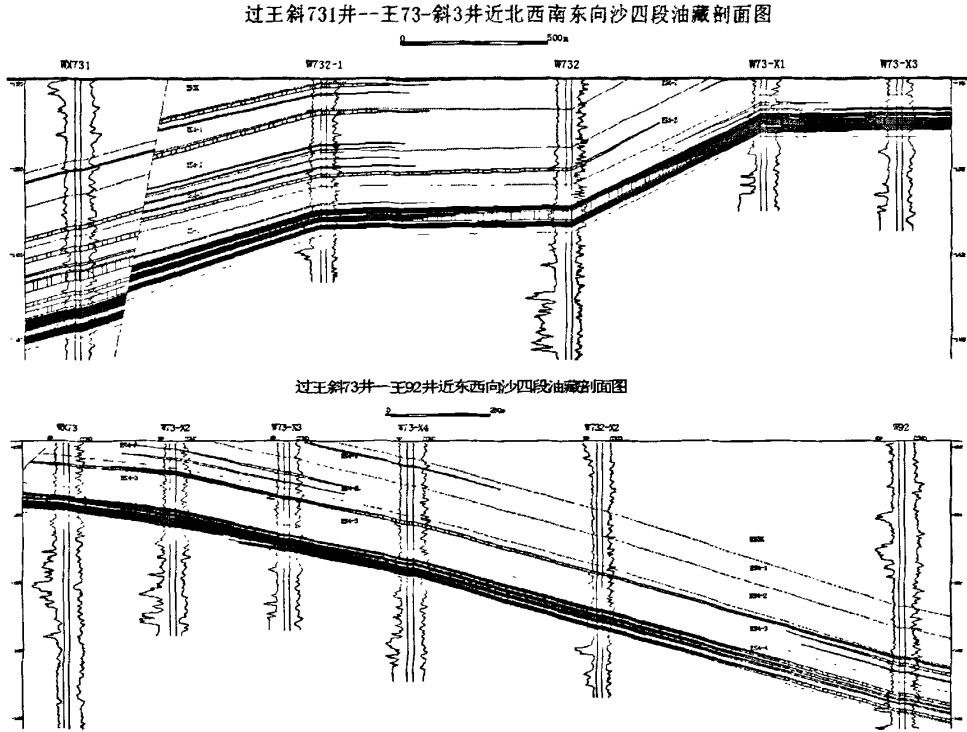


图 6-8 王 73 油藏剖面图

分析王 73 块油气成藏的原因，本次研究认为，王 73 断块内主力砂体上下均发育厚层泥岩，泥岩厚度与主力砂岩厚度相当，圈闭西部遮挡断层上下两盘对接岩性配置关系较好，断层断距大小恰好与主力砂岩厚度相当，因此，断层封闭性较好（图 6-9）。另外，由油藏剖面上可知，沙四段主力含油砂体并非单一存在，而是由多个单砂体叠置组合而

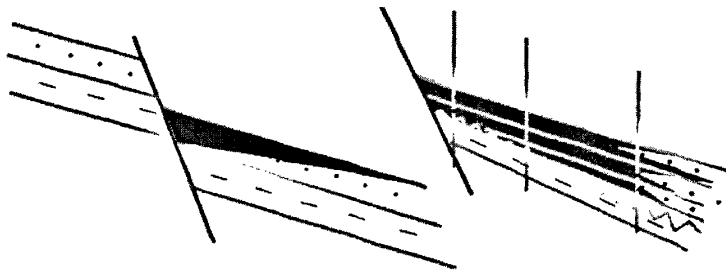


图 6-9 王 73 块油气成藏模式图

成，位于下部的单砂体形成上倾岩性尖灭，其上覆与沙四段与孔店组不整合之上，为地层不整合遮挡油藏（图 6-9）。

此外油气分布和富集程度也受沉积微相的影响和控制^[17]

6.1.6 油藏类型

以上分析总结认为,南部地区主要发育以下 5 种类型的油气藏,即反向屋脊断鼻油藏、顺向盆倾断块油藏、构造—岩性油藏、地层超覆不整合及上倾岩性尖灭油藏、不整合超覆—构造油藏等。油藏主要受断层构造带控制,局部受地层岩性控制,形成了南坡地区沙四段构造、岩性复合控藏模式(图 6-10)。

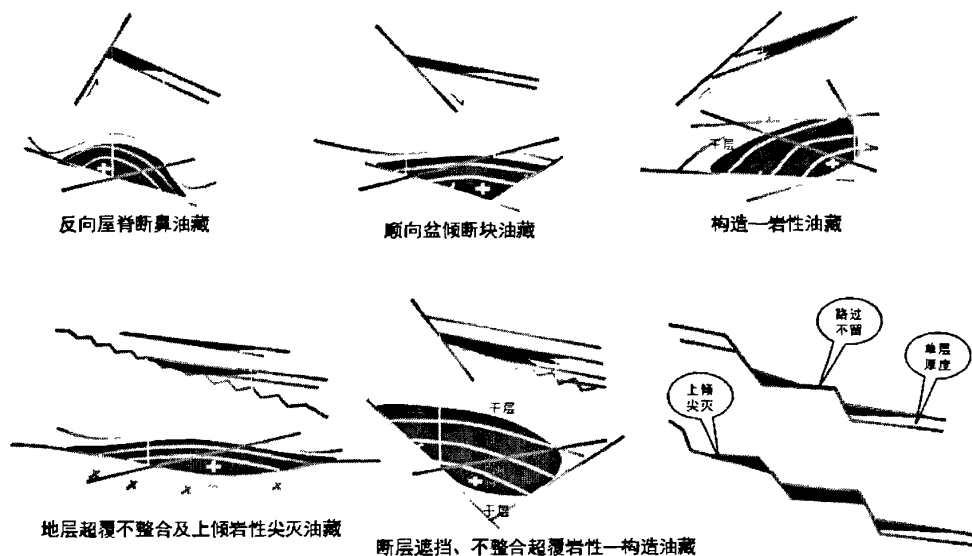


图 6-10 南坡地区沙四段油气成藏模式

6.2 有利目标预测

6.2.1 目标部署指导思路

从区域成藏地质条件分析入手,在圈闭有效性及断层封堵性分析、构造与岩性配置关系研究基础上,配合沉积体系相带划分,以储层预测成果为根基,以构造岩性复合控藏理论为指导,预测了研究区沙四段有利目标(表 6-2)。

表 6-2 研究区沙四段有利目标统计表

目标类型	岩性目标	岩性构造目标	构造岩性目标	构造目标	合计
目标数量	4	5	3	2	
重点层位	3、6砂组	3、4、5、6砂组	2、3、6砂组	3、6砂组	
有利相带	滩坝、分流河道	滩坝、分流河道、河口坝	滩坝、分流河道	滩坝、分流河道	
预测面积	6.1km ²	6.4km ²	3.5km ²	3.3km ²	
预测储量	305×10 ⁴ t	640×10 ⁴ t	210×10 ⁴ t	165×10 ⁴ t	1320×10 ⁴ t

以部署(反向)岩性-构造油藏目标为主、构造-岩性油藏目标为辅,加强纯岩性油藏部署力度。结合有利沉积微相^[18]共部署 4 类目标,即岩性目标、岩性构造目标、构造

岩性目标、构造目标。

6.2.1 岩性目标分布

本次研究共部署岩性目标 4 个, 主要钻探层位为沙四段 3、6 砂组, 4 个目标均位于研究区西部, 目标储层以扇三角洲前缘水下分流河道、滨浅湖相滩坝沉积为主, 预测目标控制含油面积 6.1Km^2 , 控制储量 $305\times 10^4\text{t}$ (表 6-2)。

岩性目标 1:

该目标位于官 127-1 断块下降盘上、官 14-斜 10 断层东北部, 目标主要钻探层位为沙四段 6 砂组 (图 6-6)。从过目标北西南东向反演剖面上看, 目标处往南东方向呈上倾尖灭, 目标位置有利; 东西向反演剖面显示, 目标处向东也呈现侧向尖灭现象, 目标有利; 南北向反演剖面显示, 目标向南呈上倾尖灭趋势。综合分析, 认为目标 1 为岩性油藏目标。

岩性目标 2:

该目标位于官 115 断块低部位, 主要钻探层位为沙四段 3、6 砂组 (图 6-7)。由于官 115 井沙四段相当于官 126 含油砂体层段为大套水层, 分析认为是由于与断层对盘的孔店组砂岩对接所致, 虽然该井没有钻遇圈闭的最有利部位, 但是从该井含水情况分析, 认为圈闭高部位可挖潜的空间较小。但是与官 115 同一断块的底部位储层预测结果看, 主要发育两套上倾岩性尖灭砂体, 从沉积微相看非常有利^[19], 其中底部砂体与官 115 井含水砂体为同一期, 但是两者之间存在明显的不连续现象, 因此认为可形成岩性油藏。这一点从波形分类属性图上清晰可见 (图 6-11)。



图 6-11 岩性目标 2 波形分类属性图

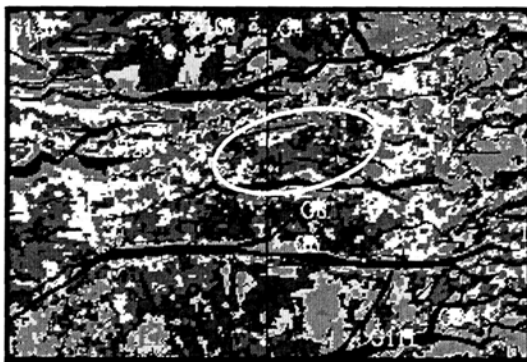


图 6-12 构造—岩性目标 2 波形分类属性图

该目标位于通 42 井东部偏南通 42 断层末梢部位, 构造上不具备圈闭条件, 但是从储层预测结构看, 具备形成岩性油藏的条件, 目标位置主要钻探层位为沙四段 6 砂组。

岩性目标 3:

该目标位于通 42 井东部偏南通 42 断层末梢部位, 构造上不具备圈闭条件, 但是从储层预测结构看, 具备形成岩性油藏的条件, 目标位置主要钻探层位为沙四段 6 砂组。

岩性目标 4:

该目标类型与岩性目标 3 相似, 目标位置断层不发育, 但是可形成上倾尖灭岩性油藏后地层不整合油藏。

6.2.2 构造—岩性目标

本次研究共部署该类目标 3 个，主要钻探层位为沙四段 2、3、6 砂组，研究区西部部署该类目标 2 个、东部 1 个，目标储层以扇三角洲前缘水下分流河道、滨浅湖相滩坝沉积为主，预测目标控制含油面积 3.5Km^2 ，控制储量 $210\times 10^4\text{t}$ （表 6-2）。

构造—岩性目标 1:

该目标位置为官 6 井同一断块西部 3150m 左右，主要钻探层位为沙四段 3、6 砂组（图 6-9）。过目标北东南西向地震与反演剖面叠合显示，3 砂组砂体向南为上倾尖灭，6 砂组砂体目标位置呈局部背斜特征；过目标南北向反演剖面与地震剖面叠合显示，目标钻遇砂体高部位与底部位均发育断层；东西向剖面显示目标钻遇砂体向两侧为侧向尖灭。综上分析，认为该目标为构造—岩性油藏目标。

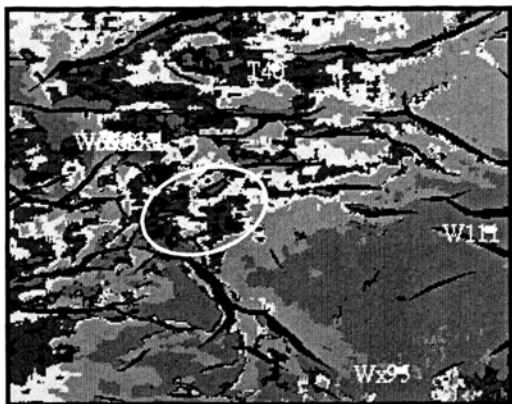


图 6-13 构造—岩性目标 3 波形分类属性图

构造—岩性目标 2:

目标 4 位于与通 25 井、官 121 井同一断块内，位于两口井之间距离的三分之一距离处，靠近官 121 井，主要钻探层位为 6 砂组，可兼顾 2、3、4 砂组 9。该目标反演剖面显示，南北向高部位受断层控制，东西向两侧侧向尖灭形成构造—岩性目标。从过目标所在断块提取的波形分类属性图上看，目标所在位置明显存在一个两侧属性发生变化的区带（图 6-12）。

构造—岩性目标 3:

该目标位于王 66 断块南部的顺向断块上，位于王 66 井南东 700m 处，砂体比较发育、构造部位高，主要钻探层位为沙四段 6 砂组，属于扇三角洲前缘水下分流河道沉积，预测目标控制含油面积约 1km^2 ，预测砂体厚度 10m，顶面埋深 1785m，砂体尖灭点清晰可靠。该区域北部为王 66 圈闭，构造位置有利，王 66 圈闭获得工业油流，而该目标区恰好位于王 66 圈闭正南方，即位于油气向高部位运移的路径上，对形成构造岩性油藏有利，在此部署目标，预计可控制储量 $60\times 10^4\text{t}$ 。从波形分类属性图上看，该目标位置显示为一上倾方向存在明显变化的区带，较为有利（图 6-13）。

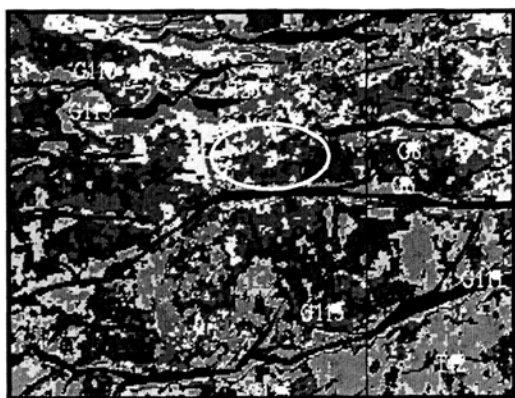


图 6-14 岩性—构造目标 1 波形分类属性图

6.2.3.3 岩性—构造目标

本次研究共部署该类目标 5 个，主要钻探层位为沙四段 3、4、5、6 砂组，研究区西部部署该类目标 3 个、东部 2 个，目标储层以扇三角洲前缘水下分流河道、河口坝、滨浅湖相滩坝沉积为主，预测目标控制含油面积 6.4Km^2 ，控制储量 $640 \times 10^4\text{t}$ （表 6-2）。

岩性—构造目标 1:

该目标位置位于构造—岩性目标 1 与官 6 井之间，从属性上看，目标位置存在这样一个区域，其位于断块内两侧属性明显发生变化，说明存在一以构造为背景、侧向受岩性控制的区带（图 6-14），因此部署该目标，



图 6-15 岩性—构造目标 2 波形分类属性图

目标类别为岩性—构造油藏目标。该目标纵向上以沙四段 3、6 砂组为主力钻探层位。反演剖面上显示，过目标南部受断层遮挡，东西部受岩性变化控制。

岩性—构造目标 2:

该目标位于通 50 井南部靠近大断层附近，过目标南北向剖面显示，高部位受断层遮挡，侧向受岩性变化控制，可形成岩性—构造油藏目标，主要钻探层位为 3 砂组。该目标在波形分类属性图上具有很好的显示，可明显的圈出一个与周围存在变化的区带。

岩性—构造目标 3:

该目标位于官 4 井东南部，靠近断层附近，高部位受断层遮挡，侧向受岩性变化控制，主力钻探层位为沙四段 3 砂组。该目标类别也为岩性—构造油藏目标。

岩性—构造目标 4:

该目标位于王 66 井东侧南北走向断层上升盘，位于王 66 井东 1930m 左右，目标位置构造有利，且圈闭类型与王 66 圈闭极为相似，均属反向断鼻圈闭，即南部受断层遮挡，东西两侧为岩性尖灭。目标位置相当于王 66 井区沙四段底部含油砂岩发育较好，且无井钻遇。预测目标控制含油面积 1.2km^2 ，高点埋深 2120m，预计目标控制储量 $80 \times 10^4\text{t}$ ，目标类别为岩性构造目标。由于该目标与构造—岩性目标 3 所在断块较近，从图 6-13 波形分类属性图上看，该目标位置也存在向上倾方向波形发生变化的一个区带，较为有利。

岩性—构造目标 5:

该目标位于王 73 断块王 732 井区，西南方向距王 73 井 500m 处。由于王 73 断块内王 73 井区及王 732 井、王 732-1 井等均获得工业油流，但是从目前该断块内部井网完善程度上看，分析认为该区块还存在很大的、由于井网不完善而损失的地质储量可挖掘

空间,因此设立了该目标,主要钻探层位为沙四段上段的4砂组,兼顾3砂组。目标预计可控制石油地质储量 $130 \times 10^4 \text{t}$ 。

6.2.3.4 构造目标

本次研究共部署该类目标2个,主要钻探层位为沙四段3、6砂组,研究区西部部署该类目标1个、东部1个,目标储层以扇三角洲前缘水下分流河道、滨浅湖相滩坝沉积为主,预测目标控制含油面积 3.3Km^2 ,控制储量 $165 \times 10^4 \text{t}$ (表6-2)。

构造目标1:

该目标位于王661-1井东部断块内,无井钻遇,目标位置位于王661-1井东南1320m处。由于相临断块王661圈闭、王661-1圈闭均发现了工业油流,因此,该目标断块也较为有利。目标钻遇储层主要为沙四段6砂组扇三角洲前缘水下分流河道砂体,目标位置埋深2145m,预测可控制含油面积约 1.5km^2 ,预测可控制石油地质储量 $75 \times 10^4 \text{t}$ 。

构造目标2:

该目标所在位置为与官118井同一断块上,构造上为一断鼻圈闭控制,储层发育,因此该目标类别为构造油藏目标,主要钻探层位为沙四段3、6砂组。反演剖面显示,南北向高部位受断层控制,东西向上目标处构造位置最高,形成背斜状。

以上分4种类型对研究区内部署的14个有利钻探目标进行了评价,其中4个岩性目标可控制含油面积 6.1Km^2 ,控制储量 $305 \times 10^4 \text{t}$,5个岩性—构造目标控制含油面积 6.4Km^2 ,控制储量 $640 \times 10^4 \text{t}$,3个构造—岩性目标控制含油面积 3.5Km^2 ,控制储量 $210 \times 10^4 \text{t}$,2个构造目标控制含油面积 3.3Km^2 ,控制储量 $165 \times 10^4 \text{t}$,总计14个目标控制含油面积 19.3Km^2 ,控制储量 $1320 \times 10^4 \text{t}$ (表6-2)。

部署的14个有利目标中,研究区西部官126地区共有目标8个,岩性目标2个、岩性—构造目标3个、构造—岩性目标2个、构造目标1个。岩性油藏目标预测控制含油面积 3.3Km^2 、岩性—构造油藏目标预测控制含油面积 4.3Km^2 、构造—岩性油藏目标预测控制含油面积 2.5Km^2 、构造油藏目标预测控制含油面积 1.8Km^2 (表6-3)。配合沉积体系划分结果可知,这8个有利钻探目标中,以沙四段6砂组为主要目的层的目标处沉积相带类型主要为扇三角洲前缘水下分流河道相,以3砂组为主要钻探层位的目标处沉积相带类型为滨浅湖相滩坝。从对8个有利钻探目标可预测控制的石油地质储量计算结果看,岩性油藏目标预测可控制石油地质储量 $165 \times 10^4 \text{t}$ 、岩性构造油藏目标预测可控制石油地质储量 $430 \times 10^4 \text{t}$ 、岩性构造油藏目标预测可控制石油地质储量 $150 \times 10^4 \text{t}$ 、构造油藏目标预测可控制储量 $90 \times 10^4 \text{t}$ 。总之,这8个有利目标一共可预测含油面积 11.9Km^2 、预测可控制石油地质储量 $835 \times 10^4 \text{t}$ (表6-3)。

表 6-3 官 126 地区沙四段目标部署数据表

目标类型	岩性目标	岩性构造目标	构造岩性目标	构造目标	合计
目标数量	2	3	2	1	
重点层位	3、6砂组	3、6砂组	2、3、6砂组	3、6砂组	
有利相带	滩坝、分流河道	滩坝、分流河道、河口坝	滩坝、分流河道	滩坝、分流河道	
预测面积	3.3km ²	4.3km ²	2.5km ²	1.8km ²	
预测储量	165×10 ⁴ t	430×10 ⁴ t	150×10 ⁴ t	90×10 ⁴ t	835×10 ⁴ t

研究区东部王 73—王 661 井区沙四段共部署 4 个有利钻探目标，目标类型为岩性—构造油藏目标 2 个、构造—岩性油藏目标与构造油藏目标分别各 1 个，4 个目标预测可控制含油面积 4.6Km²，可控制石油地质储量 345×10⁴t（表 6-4）。

表 6-4 王 73—王 661 地区沙四段目标部署数据表

目标类型	岩性目标	岩性构造目标	构造岩性目标	构造目标	合计
目标数量	/	2	1	1	
重点层位	/	3、4、5、6砂组	6砂组	6砂组	
有利相带	/	滩坝、分流河道、河口坝	分流河道	分流河道	
预测面积	/	2.1km ²	1km ²	1.5km ²	
预测储量	/	210×10 ⁴ t	60×10 ⁴ t	75×10 ⁴ t	345×10 ⁴ t

结 论

在前人研究的基础上,本次研究收集了大量的钻井资料、岩心资料、测井资料、地震资料、动态资料及其它分析化验资料,利用高分辨率地震资料精细落实了研究区构造特征和沉积相特征。利用测井约束反演技术描述了研究区沙四段主力层储层并进行了预测,对每个砂体进行了评价,取得了以下认识和成果:

1、研究区位于陈官庄-王家岗断裂阶状构造带上,南部受纯化-草桥断裂带影响、中部受陈官庄-王家岗断裂带影响、东部受丁家屋子断裂带影响,发育多期断裂。总体构造表现为北倾单斜,但受断层切割,形成以顺向盆倾断阶为主、反向屋脊为辅的构造格局。从地震剖面上可以清楚的看到东营南坡地区构造特征表现为两组断裂系统,即 T6 以下主要以南倾断裂为主,以上以北倾断裂为主,形成上下两组特征完全相反的断裂格局。

2、综合运用岩性、电性、地震资料对陈官庄地区沙四段进行了层序地层学研究,建立了沙四段层序地层格架。以岩心、测井资料为基础,运用基准面旋回识别原则,将沙四段作为一个二级层序,内部可划分出 3 个三级层序、6 个四级层序,自上而下分为 6 个砂层组。

3、通过对南坡 21 口取心井进行系统的岩心观察,并结合 80 余口井的测井资料,确定研究区沙四段总体上为湖相沉积。从砂泥比、岩性/岩相分布图等分析可知,沙四下时期东营凹陷南坡地区主要发育来自南坡凸起的(扇)三角洲沉积,发育(扇)三角洲水下分流河道和河口坝砂体为主的亚相体系。沙四上时期,沉积体系从下向上依次为浅湖相滩砂(坝)、滨湖相碳酸盐岩及砂坝沉积体系、浅湖相滩坝、滩砂、砂坝及布局碳酸盐岩沉积体系、半深湖相滩坝、滩砂沉积体系。

4、利用测井约束反演预测技术通过井震结合在研究区沙四段共预测了 5 套有利储层。

5、南坡地区主要以断层、不整合、砂岩作为输导体系。通过南坡地区沙四段油气运、聚规律研究,确定了油气成藏的主控因素,划分了 5 种油藏类型即反向屋脊断鼻油藏、顺向盆倾断块油藏、构造—岩性油藏、地层超覆不整合及上倾岩性尖灭油藏、断层遮挡、不整合超覆岩性—构造油藏等。

参考文献

- [1]邓宏文,王红亮,王敦则.古地貌对陆相裂谷盆地层序充填特征的控制.石油与天然气地质.2001,22(4):293~303.
- [2]孙海龙,王居峰,侯光凤.东营凹陷南斜坡沙四段高分辨率层序地层格架研究.特种油气藏,2004,11(4):19~22.
- [3]郭金华,张哲,王柏轩.东营凹陷沙一段滩坝-泻湖沉积体系和层序发育的控制特点.地球科学,1998,23(1):21~24.
- [4]周丽清,邵德艳,房世瑜,李兆泽,张建国.板桥凹陷沙河街组滩坝砂体.石油与天然气地质,1998,19(4):351~355.
- [5]吝文,姜在兴等.八面河油田沙三~沙四段成岩作用研究.内蒙古石化.2007,12(3):18~20
- [6]曾发富,董春梅,宋浩生,陈莉.滩坝相低渗透油藏储层非均质性与剩余油分布.石油大学学报.1998,22(6):39~42.
- [7]王居峰.济阳坳陷东营凹陷古近系沙河街组沉积相.古地理学报.2005,7(1):45~57.
- [8]傅强,周航辉,张金川.广北地区沙四段滨浅湖微相的垂向演化及其地震相解释.沉积与特提斯地质.2000,20(3):14~19.
- [9]羊初珍,李雪,杨林海.八面河油田面120区块沙三沙四段沉积微相研究.江汉石油学院学报,2004,26(4):54~56.
- [10]陈世悦,杨剑萍,操应长.惠民凹陷西部下第三系沙河街组两种滩坝沉积特征.煤田地质与勘探,2000,28(3):1~3.
- [11]李秀华,肖焕钦,王宁.东营凹陷博兴洼陷沙四段上亚段储集层特征及油气富集规律.油气地质与采收率,2001,8(3):21~24.
- [12]朱筱敏,信荃麟,张晋仁.断陷湖盆滩坝储集体沉积特征及沉积模式.沉积学报,1994,12(2):20~27.
- [13]向树安.八面河油田广北地区沙四段沉积相研究.河南石油,2005,19(3):4~7.
- [14]张明振,谭明友,王兴谋.济阳坳陷第三系隐蔽藏储层预测配套技术.地球物理学进展,2005,20(1):42~48.
- [15]张杰,邱楠生,韦阿娟,王昕,郝立华,段健康.黄骅坳陷歧口凹陷隐蔽油气藏形

- 成条件与分布规律. 西安石油大学学报 (自然科学版), 2005, 20(3): 32~35.
- [16]孙锡年, 刘渝, 满燕. 东营凹陷西部沙四段滩坝砂岩油气成藏条件. 国外油田工程, 2003,19(7): 24~25.
- [17]杨国安, 邢卫东, 刘广华, 彭红珍, 李建东. 港中开发区沙河街组沉积微相与油气分布. 西北大学学报 (自然科学版), 2004, 34(1): 93~96.
- [18]马杰, 高勇, 邓荣敬, 张连雪. 北塘凹陷沙三段储集层评价及有利相带预测. 石油勘探与开发, 1999, 26 (6): 36~38.
- [19]陈元, 刘中云, 曾庆辉. 储层横向相变对剩余油分布的影响. 油气采收率技术, 1998, 5 (1): 45~50.
- [20]张金亮. 东营凹陷南坡沙四段沉积相研究及有利目标预测 .内部资料 2005.8

致 谢

本论文是在导师任拥军副教授的指导下完成的。同时在论文完成过程中，得到胜利油田现河采油厂地质所所长王富金高级工程师以及王建伟博士等有关同事给予的鼎力支持，在此一同表示衷心的感谢。