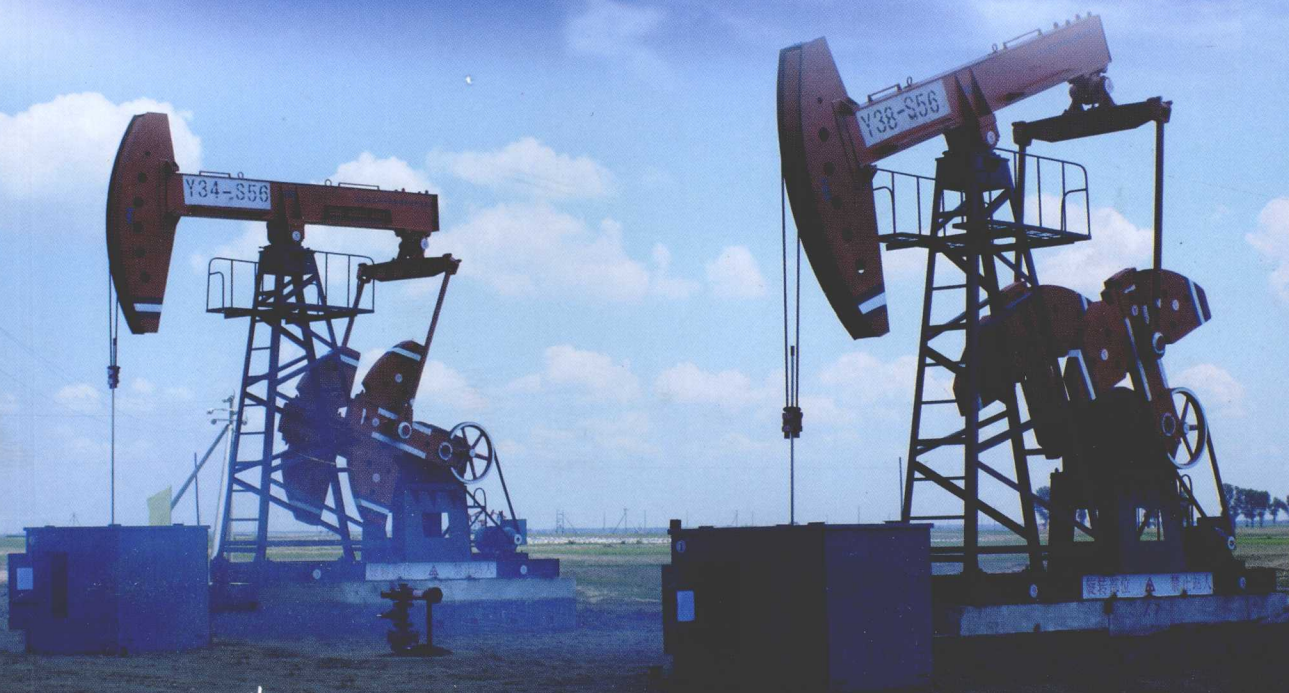


TEDISHENTOU
LIEFENGXING
YOU CANG
KAIFA JISHU

特低渗透 裂缝性油藏开发技术

○ 孙庆和 林海 陈淑利 胡广斌 魏金辉 著



石油工业出版社

特低渗透裂缝性油藏开发技术

孙庆和 林 海 陈淑利 著
胡广斌 魏金辉

石油工业出版社

内 容 提 要

本书从理论和开发实践上论述了特低渗透裂缝性油藏开发技术,包括储层特征、显裂缝及地应力场特征、微裂缝、无效缝及可动油特征及描述方法,还包括注采系统调整技术、渗吸采油技术、注气开发技术、采油工程技术和地面工程技术,它不但给出了开发这类油藏中存在的问题,同时提出了解决这些问题的理论依据、研究方法和研究实例,最后列举了特低渗透裂缝性油藏开发实例。

本书可供从事特低渗透裂缝性油田开发的技术人员、技术管理者及相关院校师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

特低渗透裂缝性油藏开发技术/孙庆和等著.
北京:石油工业出版社,2009.10
ISBN 978-7-5021-7457-6

I. 特…

II. 孙…

III. 低渗透油层-裂隙油气藏-油田开发

IV. TE348

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2009) 第 188253 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: www.petropub.com.cn

编辑部: (010) 64523736

发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 保定彩虹印刷有限公司

2009 年 10 月第 1 版 2009 年 10 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 15

字数: 380 千字 印数: 1—1300 册

定价: 60.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

以储层渗透率对砂岩油藏进行分类,可以分为高渗透油藏($K \geq 1000\text{mD}$)、中渗透油藏($K \geq 100 \sim < 1000\text{mD}$)、低渗透油藏($K \geq 10 \sim < 100\text{mD}$)、特低渗透油藏($K \geq 1 \sim < 10\text{mD}$)、超低渗透油藏($K < 1\text{mD}$) (李道平, 1997)。特低渗透油藏勘探与开发越来越受到人们的重视。一方面是随着中、高渗透老油区开采时间长、含水逐年增加,可采储量逐年减少;另一方面从勘探领域寻找中、高渗透大型整装油田的可能性日益减少,人们把目光集中在低、特低渗透油田上。

近 10 年来,我国勘探技术有了突飞猛进的发展。地震技术的发展使人们更加清楚地“看清”地下构造及断层;勘探理论的发展与深化使人们发现生油岩和油藏的成功率越来越高;测井技术的发展使人们解释油气层越来越准确;射孔、压裂和测试技术的更新与发展使得人们更能发现和准确评价更多的油气层。勘探技术发展了,找到了原本找不到的油藏,也可能是原来认为没有开采价值的油藏。据统计,截至 2009 年,在探明未动用石油地质储量中,低、特低渗透油藏储量占 90% 以上,而最近几年在当年提交的石油探明储量中,低、特低渗透油藏地质储量(除海上发现的探明储量外)占 90% 以上。

随着油田开发的不断深入,低、特低渗透油田开发技术相应的也有了很大的提高,特别是低、特低渗透裂缝性储层开发技术也有了很大发展。初步统计全国已有 18 个低、特低渗透裂缝性油藏已投入开发,如新疆的火烧山油田、吐哈的丘陵、鄯善油田,大庆三肇凹陷的朝阳沟、头台等油田,长庆的安塞油田、延长的川口油田,二连的哈南油田,胜利的渤海油田,吉林的新民、新立,乾安油田等。

低、特低渗透油田开发过程中遇到的问题比较多,特别是特低渗透裂缝性油藏开发遇到的困难和问题,曾使各石油公司对其失去了兴趣。特低渗透裂缝性储层由于物性差、裂缝发育,具有裂缝—孔隙双重介质特征,开发中所遇到的问题主要有:①自然产能比较低,甚至为 0,压裂后产能比较高,但递减比较快,一个月内便降到 1t 以下;②有效驱动距离小,300m 正方形井网很难见到注水效果,因此产量较低,一般 1t 以下;③注水见效后没有稳产期,产量达到峰值后开始下降,因此控制油田自然递减率是油藏管理一项主要的工作;④开发初期就会出现大量的暴性水淹井,特别是通过人工缝、天然缝把注水井和采油井连接起来,油井水淹速度更快,有的采油井在投产十几天后含水就达到 99.9%,如头台油田;⑤无效注水量比较大,注采比较高;⑥基质注水压力比较高,在主裂缝吸水时的注水压力下基质很难吸水,油井很难受效。综合以上问题,特低渗透裂缝性油田开发效果一般比较差,经济效益一般比较低。因此,从全国角度来看或从大庆方面看,特低渗透裂缝性油藏储量动用程度比较低,动用的油田采出程度、采油速度和采收率都比较低。所以有必要对特低渗透裂缝性油藏开发技术进行梳理、总结,并上升到理论,从而来指导油田开发,深化对特低渗透裂缝性油藏开发实践、技术认识,这对开发这类油田具有重要指导意义。

《特低渗透裂缝油藏开发技术》这本书是头台油田开发扶余油层 16 年来的实践经验总结,它融合了大庆勘探开发研究院、中国石油勘探开发研究院及廊坊分院、大庆石油学院、中国地质大学等单位合作研究项目成果,它凝聚着曾在头台油田工作过和现在仍在头台油田

工作的科技人员的劳动汗水。头台油田开发已有 16 个年头，本来应尽早对此进行总结一下，以指导油田开发，同时对培养年轻人、新毕业刚参加工作的大学生也是非常有意义的，但总觉得对它的了解还不太成熟。今年恰逢我国 60 年华诞、大庆油田发现 50 周年，而特低渗透裂缝性油藏开发技术在头台油田开发现场实践中也比较成熟了，我们决心把它总结出来，为祖国 60 周年、大庆发现 50 周年献礼。

本书论述特低渗透裂缝性油藏开发技术，是以头台油田扶余油层、朝阳沟油田部分区块扶余—杨大城子油层开发实践为例，来说明开发技术的原理和方法。其学习性和可操作性比较强。

本书是集体智慧的结晶，是分工合作的结果。全书共计十五章、一个前言。本书各章节执笔人：前言、第三至第五章由孙庆和完成；第二、第七章由孙庆和、黄德利完成；第八、第九章由孙庆和、王丽莉完成；第十一、第十四章由林海、曹晓毛、张脊完成；第六、第十章由陈淑利、宋正江完成；第一、第十五章由胡广斌、张脊完成；第十二、第十三章由魏金辉、郭士英完成。全书由孙庆和统一审稿定稿。编排、校对、图幅清绘统一由王丽莉、黄德利、郭士英、张学荣、曹晓毛、张脊、刘洪远、王凤祥、董静、雷先德、王天刚、张斌、王欢、初海琳、张慧芳、李茂奎、任瑞、李景伟、游必友、张力一、谢芳芳、李彦芳、卢丽波、曲春燕、邵静雪等负责，出版工作由孙力红联系完成。

本书所用资料、数据来自头台油田及相关研究成果，以及有关科技文献，所参阅的资料在书中尽量在参考文献中列出，但有疏忽或遗忘而没有列出的，敬请见谅。本书的形成，要感谢曾在头台油田工作过的崔宝文、何玺，感谢他们在油田开发技术做出的贡献；同时还要感谢中国石油勘探开发研究院的李莉、周锡生、张景和、中国石油勘探开发研究院廊坊分院的陈权，以及大庆石油学院李彦芳、姜贵洲等老师，感谢他们在项目研究方面对头台油田的发展做出的贡献。

本书中所论述的特低渗透裂缝性油藏开发技术涉及面比较广，有些技术仍在不断地发展与完善中。由于作者知识有限，难免会有不当之处，敬请读者批评指正。

目 录

第一章 特低渗透裂缝性储层概念及储层特征	(1)
第一节 特低渗透裂缝性储层概念和分类	(1)
第二节 形成特低渗透裂缝性储层的盆地构造背景	(2)
第三节 特低渗透裂缝性储层沉积环境及砂体类型	(6)
第四节 特低渗透裂缝性储层孔隙结构及物性特征	(14)
第二章 特低渗透裂缝性储层裂缝及现代应力场特征	(21)
第一节 储层裂缝概念及研究状况	(21)
第二节 显裂缝测量	(22)
第三节 特低渗透裂缝性储层人工缝及现代应力场	(31)
第四节 扶余油层显裂缝的发育特征	(51)
第五节 控制储层裂缝发育的主要因素	(54)
第三章 特低渗透储层微缝特征	(57)
第一节 特低渗透油层微裂缝概念及国内外研究情况	(57)
第二节 储层微缝的形态特征	(58)
第三节 影响微缝发育的因素和主要成因类型	(59)
第四节 储层中构造微缝的空间方位特征	(62)
第五节 储层微裂缝孔隙结构特征	(63)
第六节 储层微缝平面及纵向分布特征	(64)
第四章 储层无效微缝的形成与发展	(67)
第一节 成岩作用类型	(67)
第二节 储层成岩过程及微缝孔隙的演化	(69)
第三节 沉积微相对成岩作用及无效缝分布的影响	(72)
第四节 无效缝分布特征	(75)
第五节 无效缝对储层渗流能力和储油能力的影响	(77)
第五章 特低渗透裂缝性油藏可动油	(80)
第一节 核磁共振原理及可动油实验测定	(80)
第二节 控制储层可动油的主要因素	(85)
第三节 储层可动油平面和纵向分布特征	(88)
第六章 特低渗透裂缝性储层注水开发调整技术	(91)
第一节 特低渗透储层非达西渗流特征	(91)
第二节 特低裂缝性油藏注水指示曲线	(95)
第三节 注水开发中后期地应力场变化及限压注水技术	(101)
第七章 特低渗透裂缝性储层注采系统调整综合论述及技术界限	(107)
第一节 注采系统调整要达到的目的及影响因素	(107)
第二节 合理流压确定	(110)

第三节	合理注水压力	(113)
第四节	合理注采比	(116)
第八章	改变井别注采系统调整技术	(126)
第一节	注采系统不完善产生的原因及改变井别注采系统调整达到的目的	(126)
第二节	特低渗透裂缝性油藏注采系统调整渗流理论	(128)
第三节	改变井别注采系统调整技术参数确定	(130)
第四节	改变井别注采系统调整原则及合理调整方式	(132)
第五节	改变井别注采系统调整开发实例	(135)
第九章	加密注采系统调整技术	(136)
第一节	加密注采系统要达到的目的及开发效果	(136)
第二节	井网适应性分析	(142)
第三节	特低渗透裂缝性油藏加密注采系统调整技术经济界限	(144)
第四节	合理井网加密原则及加密方式	(146)
第五节	加密注采系统调整开发实例	(149)
第十章	渗吸采油技术	(151)
第一节	渗析采油的理论基础	(151)
第二节	渗吸采油技术的基本条件及应用范围	(158)
第三节	渗吸采油技术效果及适应条件	(160)
第十一章	特低渗透裂缝性储层注水开发特征	(163)
第一节	开发初期注水特征	(163)
第二节	开发初期产油特征	(165)
第三节	开发中后期注采系统调整可大大改善开发效果	(169)
第四节	开发中后期限压注水可以提升油田稳油控水的水平	(172)
第十二章	特低渗透裂缝性储层注气开发技术	(174)
第一节	特低渗透油田注 CO ₂ 采油技术	(175)
第二节	低渗透油层注氮气采油技术	(179)
第三节	特低渗透油田注空气采油技术	(183)
第十三章	特低渗透裂缝性油藏采油工程技术	(189)
第一节	特低渗透裂缝性油藏举升工艺技术	(189)
第二节	特低渗透裂缝性油藏注水工艺技术	(199)
第三节	特低渗透裂缝性油藏增产增注技术	(204)
第十四章	特低渗透裂缝性油田地面工程技术	(211)
第一节	集油工艺技术	(211)
第二节	注水工艺技术	(214)
第三节	水质处理与含油污水零排放工艺	(215)
第四节	油气计量技术及天然气的应用	(217)
第五节	油田道路、排涝及环保技术措施	(221)
第六节	油田供配电、通讯建设模式及节能技术措施	(223)
第十五章	头台油田开发实例	(226)
参考文献		(232)

第一章 特低渗透裂缝性储层概念及储层特征

我国陆相沉积盆地中，特低渗透储层相当发育。近几年探明的地质储量中特低渗透储量比例越来越高。特低渗透储层，由于岩石致密程度增加，岩石的强度和脆性加大，因而在构造应力场的作用下，岩石会不同程度的产生裂缝，常常使裂缝与特低渗透储层相伴生，形成特低渗透裂缝性储层。这些年来，我国发现的具有裂缝的砂岩油田（主要是特低渗透油田）越来越多，如新疆的火烧山油田，吐哈的丘陵、鄯善油田，大庆三肇凹陷的朝阳沟、头台等油田，长庆的安塞油田，延长的川口油田，二连的哈南油田，胜利的渤南油田，吉林的新立、乾安、新民油田等。初步统计全国约有 18 个裂缝性砂岩油田，且以特低渗透油田为主。目前，特低渗透裂缝性储层开发技术研究已作为油田开发的一个重要课题被提出来。

对于特低渗透裂缝性储层，由于油田储层物性差，裂缝发育，具有裂缝—孔隙双重介质，使油田开发难度加大。目前这类油田储量动用程度低，注水开发效果不理想并暴露出许多矛盾。如注水井出油；隔断层（隔井）油井暴性水淹；断层末端油井多向水淹；储层条件相似区块注水压力和产能截然不同；区块注采比高油井长期不见效等。因此研究如何经济有效地开发好这类油田，形成一套适合特低渗透裂缝性储层的开发配套技术，对于提高裂缝性特低渗透油田开发效果具有重要的意义。为此，需要系统研究特低渗透裂缝性储层的砂体发育和连通情况、孔隙类型、物性特征、裂缝发育状况，分析此类储层所特有的注水开发规律，为油田的合理调整及开发对策的确定提供可靠依据。

第一节 特低渗透裂缝性储层概念和分类

一、特低渗透裂缝性储层概念

特低渗透裂缝性储层是指储层物性差、裂缝发育、渗透率小于 10mD，具有孔隙—裂缝双重介质结构的储层，本文所指的是特低渗透裂缝性砂岩储层，储层中微缝的孔隙度低，但渗透率较高；基质的孔隙度较高，但渗透率低，储层中基质孔隙是主要的储油空间，微缝是主要的渗流通道。

特低渗透是一个相对的概念，不同国家、不同时期对其的限定也有所不同。近年来，我国特低渗透油田的勘探和开发取得了很大的进展，根据我国的生产实践和理论研究，对于特低渗透储层范围和界限已有了比较一致的认识。下面将对特低渗透裂缝性砂岩储层渗透率的上限和下限分别加以说明。

1. 特低渗透裂缝性储层渗透率上限

国内外有关专家对特低渗透油层的界限有过许多研究和报道，主要以储层特征为主进行分类评价。

唐曾熊（1994）、李道品（1996）建议以一个数量级作为划分各类储层渗透率的范围，即储层渗透率小于 10mD 时，为特低渗透储层；低渗透率为 10 ~ 100mD 时，为低渗透储层。

油田生产实践表明，特低渗透油层渗透率的上限为 10mD 是比较恰当的。特低渗透裂缝

性储层本身在目前的工艺条件下很难开采，正是微裂缝的发育改善了储层渗透性，使得这类储层能够得以开发。

2. 特低渗透裂缝性储层渗透率下限

特低渗透裂缝性储层渗透率下限主要通过单层试油确定能够产油的渗透率下限值。结合国内外特低渗透裂缝储层试油结果认为，特低渗透裂缝性储层渗透率下限为大于或等于 0.1mD。

二、特低渗透裂缝性储层分类

目前，对特低渗透裂缝性储层的划分有多种，但从有效开发的角度讲分为两种：一种是按渗透率大小来划分；另一种是按流度的大小来划分。随着科学技术的发展，目前一般也把特低渗透油田的上限定为 10mD，并按其渗透率大小及开采方式的不同，将其分为 3 种类型：Ⅰ类储层，渗透率为 2 ~ 10mD，Ⅱ类储层渗透率为 0.5 ~ 2mD，Ⅲ类储层渗透率小于 0.5mD。

Ⅰ类储层：这类储层一般具有自然产能 0 ~ 1t，压裂可进一步提高其产能。

Ⅱ类储层：这类储层自然产能为 0，压裂可以达到工业油流标准。

Ⅲ类储层：这类储层自然产能为 0，压裂可以产油，但不到工业油流标准。这类储层已接近有效储层的下限，需要进行新的油层改造技术才能投入开发，才能从经济上获得效益。

第二节 形成特低渗透裂缝性储层的盆地构造背景

特低渗透储层的形成与演化是和盆地发展史及区域构造背景息息相关的，它可以控制沉积环境，如地势高低、地理相带相互关系，因而也就决定了沉积物颗粒大小、成分和性质。由于储层是在盆地构造发展过程中形成的，因而盆地构造演化过程影响沉积物埋深及成岩作用。为阐述这种关系，以松辽盆地及头台地区构造发展状况进行说明。

头台油田位于松辽盆地北部中央拗陷区朝阳沟阶地头台鼻状构造上。头台鼻状构造是在古中央隆起带上继承性发育的三级构造。盆地形成演化为头台油田储层的形成与发育提供了有利的构造条件。

通过盆地地质发展史的恢复，可以搞清区域构造演化、局部构造及裂缝性储层形成的原因。盆地演化主要划分以下几个阶段（图 1-1、图 1-2）。

一、断陷初始阶段

断陷阶段主要发生在晚侏罗世，伊泽奈崎板块（180Ma）以北北西向古欧亚大陆下俯冲消减，由于地幔折沉作用，下地壳下部熔融，基底变质核杂岩上升形成火山岩台地（图 1-1、图 1-3）。

二、断陷发育阶段

在白垩纪早期（ K_1^1 ）沙河子、营城期，由于伸展塌陷作用和变质核杂岩上拱，形成西部古龙断陷和东部徐家围子断陷，前者断陷幅度深达 1100m，后者断陷幅度达 2600m 以上，而中间地区形成了头台断隆，组成了垒式结构（图 1-1、图 1-3）。两断陷被早白垩早期火山岩、火岩碎屑岩和煤系地层充填。本地区沙河子、营城组沉积不发育。

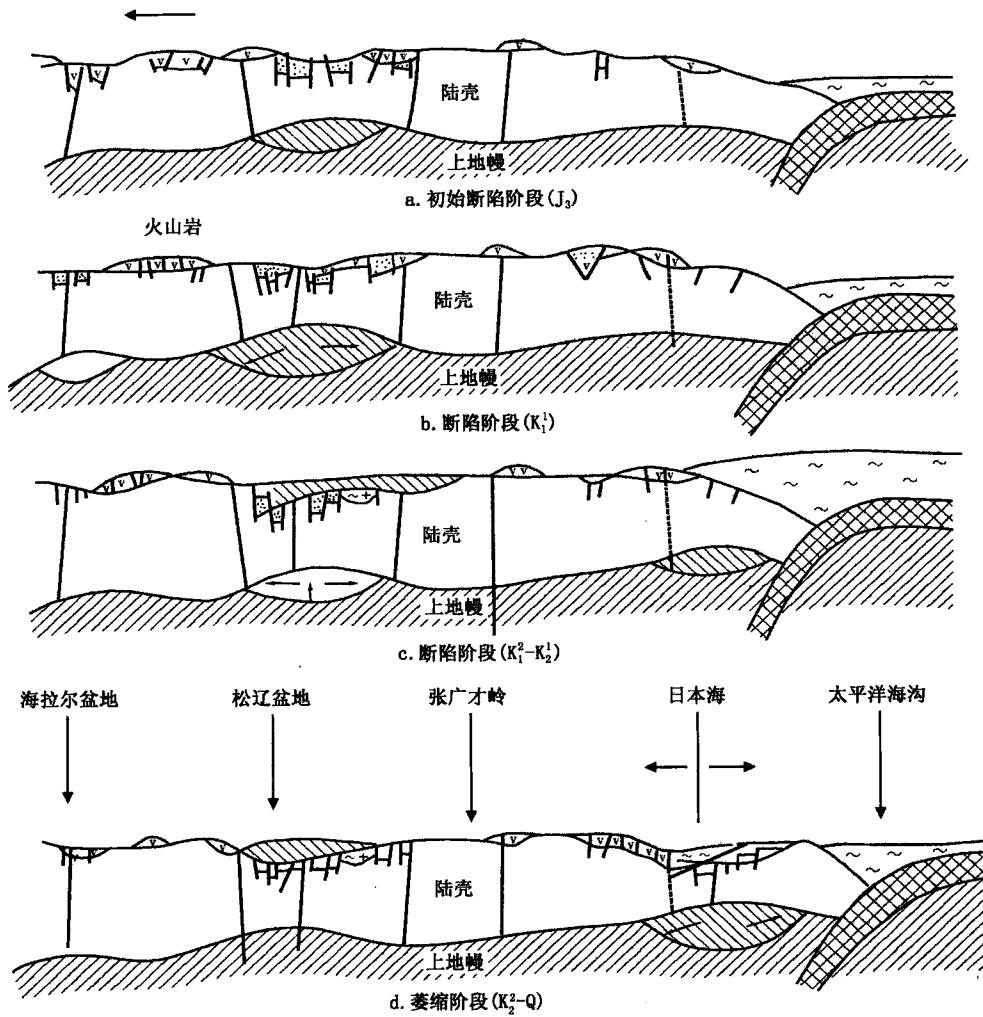


图 1-1 松辽盆地形成及演化示意图

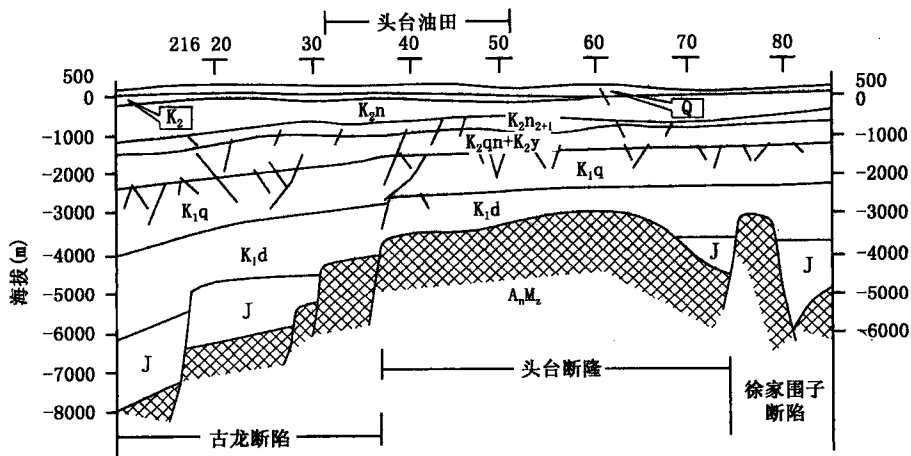


图 1-2 头台鼻状构造剖面图

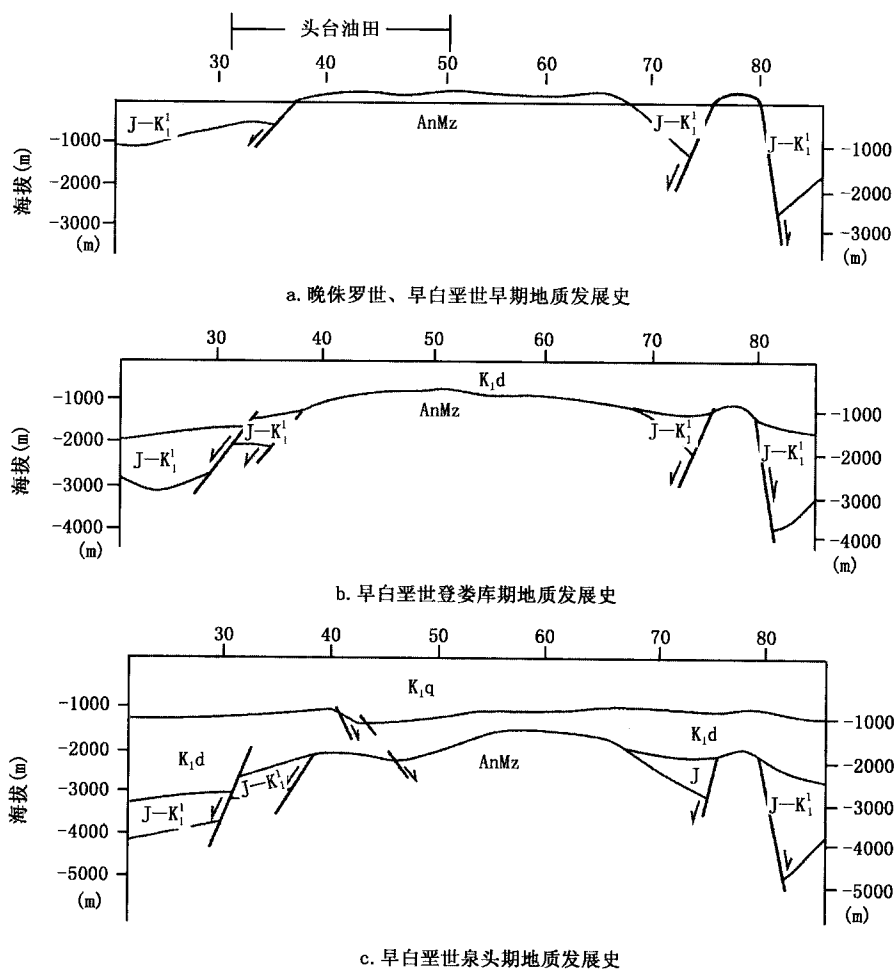


图 1-3 头台鼻状构造地质发展史图

三、弱伸展稳定大陆内坳陷阶段

登娄库组、泉头组沉积时期，西部古龙断陷的沉积幅度不断加大，登娄库沉积达 2000m 以上（图 1-1、图 1-3b、图 1-3c、图 1-4）。东部徐家围子断陷沉积近 1300m，中部头台断隆开始沉陷，登娄库期沉积 1000m。上述特征表明，在登娄库早期东西两断陷尽管沉积幅度相差较大，但重要标志是两断陷仍在沉陷活动，同时也表明在登娄库组沉积晚期普遍发生沉陷。相对东西两断陷，头台地区形成的湖泊水体较浅、能量较弱，沉积物颗粒较细，但头台地区和东西两断陷的沉降速率较快，在头台断陷上沉积了近千米的登娄库组。从青山口期至嫩江期末各地质时间的沉积幅度在横向上相对稳定（图 1-4），反映区域上发生了坳陷特征。

在坳陷阶段，头台继承性断隆一直持续到晚白垩世嫩江中期，形成的断层均为南北向张性正断层，反映此阶段为盆地的弱伸展阶段，形成的断层、裂缝具有伸展性质，到嫩江组末期，构造形成微弱反转。

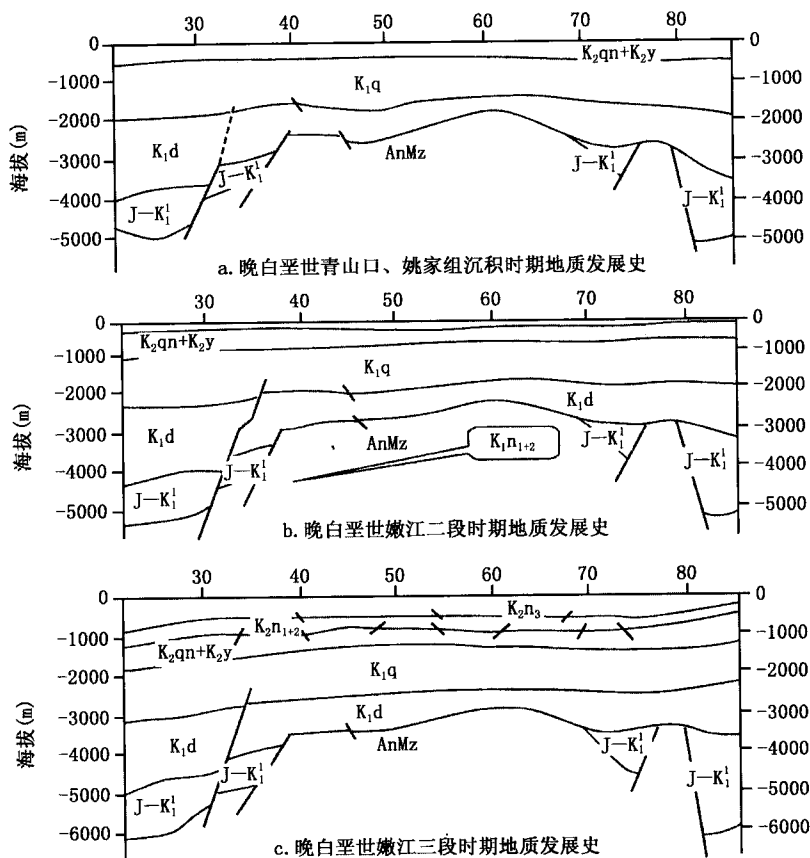


图 1-4 头台鼻状构造晚白垩世构造发育史图

四、萎缩和反转阶段

此阶段发生在嫩江末期。其主要特征是：

(1) 晚白垩世嫩江末期沉积幅度和沉积范围明显缩小，并且在局部地区发生沉积间断或缺失。

(2) 晚白垩世晚期和晚白垩世早期地层呈不整合接触。

盆地发生萎缩的原因，可能是由于伊泽奈崎板块活动减弱，太平洋板块增生向欧亚板块俯冲、活动增强的缘故，大约在嫩江组和明水组末期，随着古中央隆起带的解体，头台鼻状构造隆起，幅度增加并定型，形成了目前的形态（图 1-2）。

综上所述，大庆头台地区鼻状构造主要是嫩江、明水末期盆地构造反转挤压作用形成的；区内断层均为盆地伸展期形成的张性断层，与鼻状构造本身无关；研究区内构造层由断陷期、拗陷期和萎缩期地层组成；区域地质构造演化分为断陷初始阶段、断陷发育阶段、拗陷阶段和萎缩反转阶段。在扶余—杨大城子油层沉积后，主要经历了 3 期大的构造运动，即青山口组、嫩江组和依安组沉积末期。区域最大水平主应力方向分别为南北向、东西向、北西—南东向挤压为主，在这样大的构造地质背景基础形成的泉台组扶余油层为特低渗透裂缝性储层，该储层物性比较低、渗流能力差，开发效果不理想。

第三节 特低渗透裂缝性储层沉积环境及砂体类型

形成特低渗透储层的沉积相及沉积环境是独特的，与形成中、高渗透储层沉积相和沉积环境是有本质差别的。沉积相及沉积环境对形成沉积岩层的影响主要在于岩石颗粒大小及成分、含量、泥质颜色及形成砂层、泥层相互匹配关系。因此，特低渗透储层砂岩粒度一般比较小，泥质含量一般比较高，由此可以断定湖泊水体能量比较弱，搬运距离比较长。为说明形成特低渗透储层的特殊沉积环境，以松辽盆地大庆头台油田扶余油层为对象进行阐述。

一、松辽盆地沉积背景

松辽盆地是大型陆相沉积盆地，以中、新生代沉积为主（图 1-5）。从盆地盖层沉积看，基底格局控制了沉积发育。后期构造运动，特别是大型陆相湖盆的形成和发展构成的河

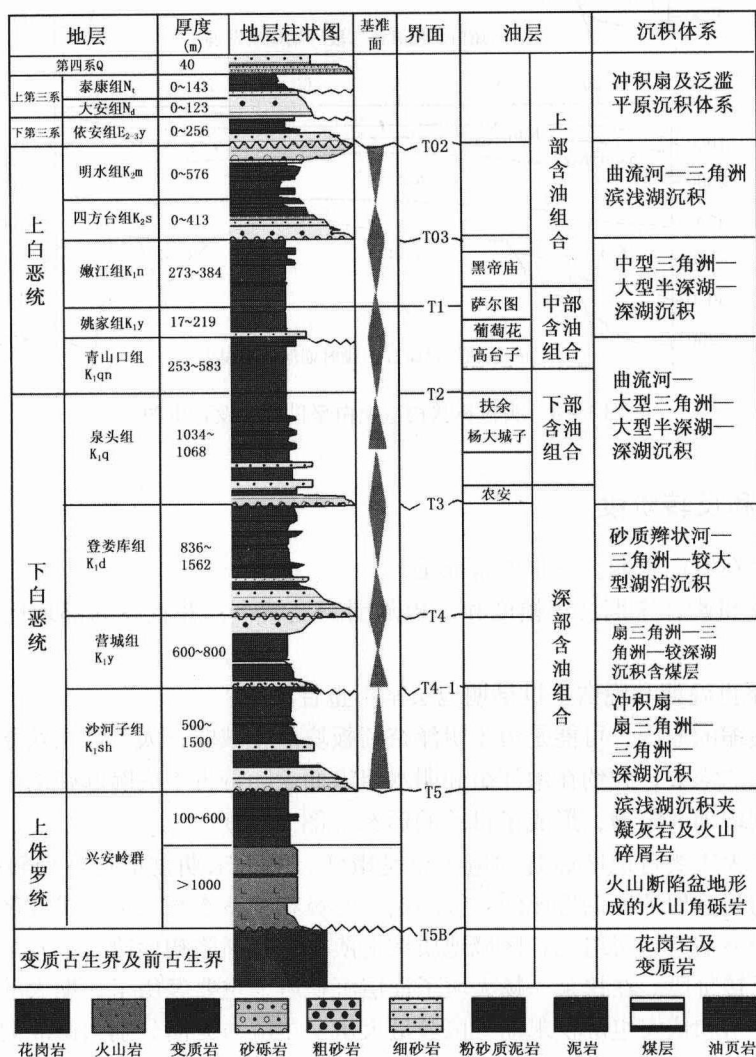


图 1-5 松辽盆地北部地层综合柱状图（胡朝元，1989）

流三角洲沉积体系，为盆地油气的形成提供了有利的条件（杨继良，1984）。

晚侏罗世时期，形成分割性很强、大多为北东向的断陷群，水系小、物源近，大多为洪积、河流和沼泽相沉积。大断陷内也发育有滨浅湖沉积。由于断裂活动频繁，伴有多层火山岩，多以中性、中酸性喷发岩为主。由于煤系地层发育，侏罗系中有大量腐殖物，为油气形成提供物质基础，是松辽盆地重要的油气源岩。进入早白垩世，盆地开始沉陷阶段，登娄库组由断陷沉积逐渐扩大了沉积面积（图1-6），至泉头组已形成相当规模的数个湖泛平原沉积（图1-7）。

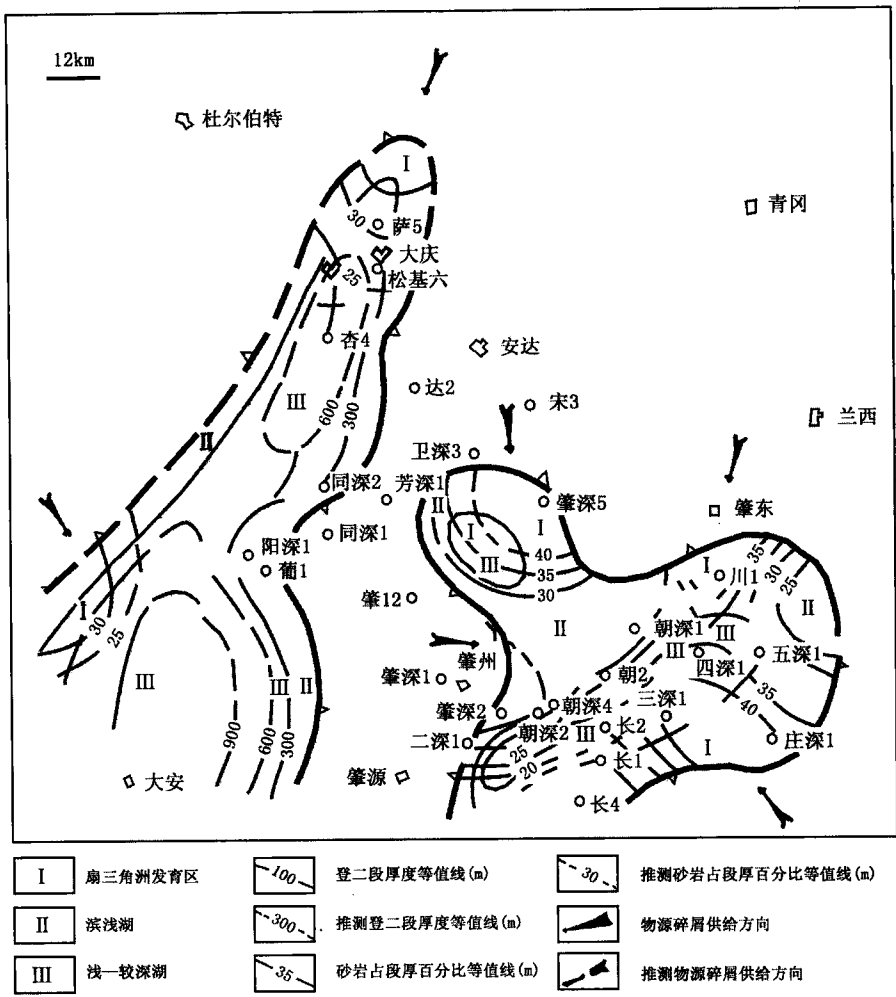


图1-6 松辽盆地北部登二段沉积环境图

区域研究表明，扶余油层地层厚度由南向北增加，砂岩发育程度也由南向北变差，证明其物源方向主要来自盆地南部沉积体系，扶II、扶III组油层为磁铁矿—石榴石—锆石组合，物源属西南部康康体系；扶I组油层为石榴石—锆石—磁铁矿组合，物源属南部怀德体系。由于头台油田沉积位置位于盆地中心，且粒度较细，这表明其沉积环境应属于该沉积体系的下游三角洲沉积。

扶余油层沉积时期的湖盆沉降作用相对均衡，古地形平坦，气候干燥，湖泊水体浅而稳

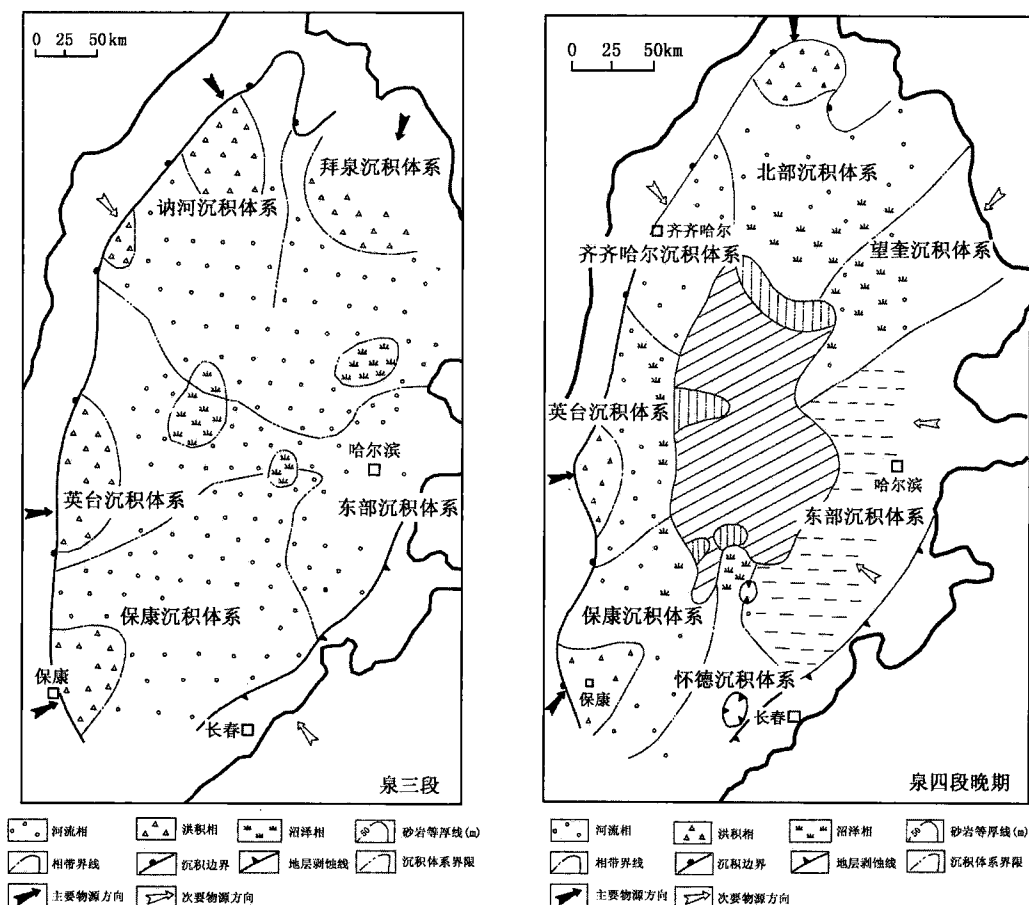


图 1-7 松辽盆地泉三段、泉四段沉积体系分布图

定，因此整套储层砂体厚度变化稳定，河流作用占据主导位置，而湖浪的微弱作用使得不可能形成大面积稳定的席状砂。

本区扶余油层砂岩的特点是砂岩粒度细、胶结物和岩屑含量高，分选不好，结构与矿物成熟度低。这是由本区受两个沉积体系控制、且离物源较近所致，而且扶余油层主要为河流—三角洲交替相沉积的沉积条件决定的。

二、沉积相及沉积环境

头台油田扶余油层为浅水河流—湖泊三角洲沉积，砂体展布方向为北东—南西向，窄小砂体宽度 100 ~ 300m，是一个完整复合沉积旋回，其内部可划分为 3 个四级旋回，扶Ⅲ组为水退—水进的复合旋回；扶Ⅱ组为水退型反旋回；扶Ⅰ组为水进型正旋回。这两级旋回具有普遍的旋回性质和广泛的可对比性。采用“旋回对比，分级控制”的油层对比方法，将扶余油层划分成 3 个油层组和 18 个小层，自上而下依次为扶Ⅰ组 8 个小层，扶Ⅱ组 5 个小层，扶Ⅲ组 5 个小层。对绝大多数小层又划分为 2 ~ 3 个沉积单元，只有扶Ⅰ3、扶Ⅰ7、扶Ⅲ4、扶Ⅲ5 小层或因砂体不发育，或因只发育一期主体砂岩而没再细分沉积单元。各沉积单元均属于河流—三角洲的单一沉积单元。

根据对沉积微相研究，头台油田扶余油层属于白垩系泉三段上部至泉四段，是一套以红色为主的砂、泥岩交互沉积，地层总厚度 200 ~ 280m，有效厚度由各种类型的河道砂岩组成，属于干旱气候条件下浅水湖盆中一套特殊类型的河流—三角洲沉积，主要发育有三角洲前缘相、三角洲分流平原相、泛滥平原相 3 种微相及水下分流、高弯度分流、低弯度分流、辫状河 4 种沉积砂体类型。不同沉积微相沉积砂体特征有如下不同：

1. 扶 I 1 - 3 层段三角洲前缘沉积

各沉积单元砂体呈分叉—合并的网状分流形式，分流河道窄小且断续。在测井曲线上可看出分流间存在着厚度较薄的不稳定席状砂。扶 I 1 - 2 层段以灰绿色泥岩为主，顶部夹有少量灰黑色泥岩，泥岩中含有大量黄铁矿晶体及生物成因钙质团块、虫孔和生物扰动构造，且见有条纹水平层理；砂质岩中以小型交错波状层理为主，波浪作用微弱。扶 I 3 小层则为紫红与灰绿色泥岩交互分布。该层段应属于由氧化向还原环境过渡的湖侵过程中的三角洲前缘沉积。

2. 扶 I 4 - 8 层段以三角洲分流平原相为主

各单元以规模较大的高弯度分流河道砂体及低弯度分流河道砂体为主，分流河道间伴随着一些大小不一的方向多变的决口河道砂体，局部发育小型河道砂体（图 1 - 8）。此外尚有少量决口扇及溢岸砂体。其中扶 I 5 和扶 I 8 小层为席状的分流河道砂体规模较大，其沉积环境更接近于泛滥平原。

3. 扶 II 1 小层为泛滥平原至三角洲前缘相结合的部位

该小层的 3 个沉积单元自下而上砂体发育渐次变差，组成一个明显的水进式正旋回。底部扶 II 1 下单元在本区内发育一南西—北东向大型砂质辫状河砂体，宽 3 ~ 4km，厚达 5 ~ 9m，如此规模的河道砂体应属于泛滥平原相的主干河流。扶 II 1 中单元为两条规模中等的低弯度分流河道砂体，与扶 I 组下部相似，应属于分流平原相（图 1 - 8）。扶 II 1 上单元又变为窄小的网状分流河道砂体，同样属于三角洲前缘沉积（表 1 - 1、图 1 - 8）。

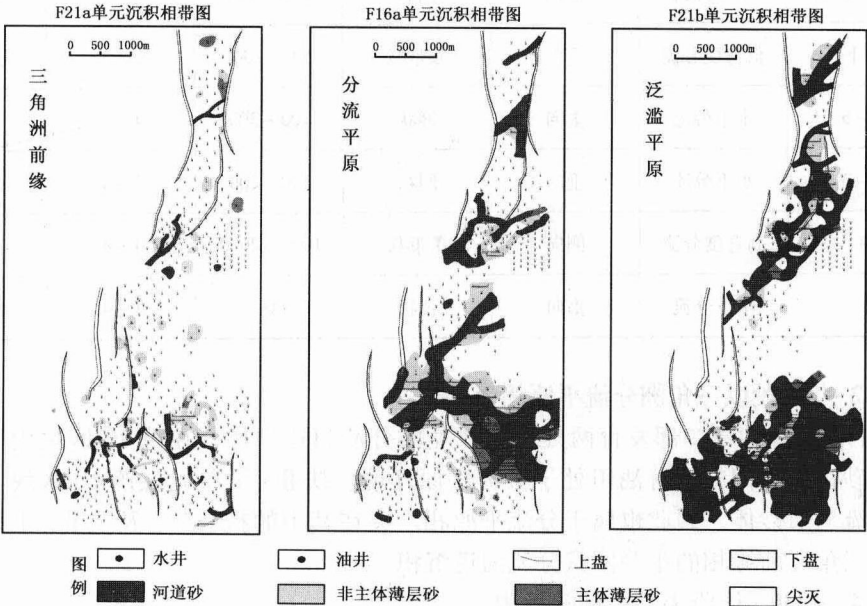


图 1 - 8 扶余油层典型沉积微相图

表 1-1 头台油田扶余油层小层沉积相类型

沉积单元		主体砂岩成因类型	主要加积方式	砂体形态	宽度 (m)	厚度 (m)	沉积相
F I 组	1-4 上	水下分流	垂向	网状	100~300	1~4	三角洲前缘
	4 下	高弯度分流	侧向	条带状	1000	3~6	分流平原
	5 上	低弯度分流	垂向	分叉条带	500~2000	3~6	分流平原
	5 下	高弯度分流	侧向	朵状	500~2000	3~6	分流平原
	6 上	低弯度分流	垂向	网状	300~900	2~5	分流平原
	6 下	低弯度分流	垂向	条带状	1000	3~8	分流平原
	7	低弯度分流	垂向	条带状	400~900	2~5	分流平原
	8 上	水下分流	垂向	网状	200~500	2~5	三角洲前缘
	8 下	低弯度分流	垂向	破席状	300~2000	3~8	分流平原
F II 组	1 上	水下分流	垂向	网状	200~300	1~4	前缘相
	1 中	低弯度分流	垂向	分叉条带	500~2000	3~8	分流平原
	1 下	辫状河	垂向	宽带状	3000~4000	5~9	泛滥平原
	2 上	高弯度分流	侧向	朵状、条带	600~1500	3~7	分流平原
	2 下-3 上	水下分流	垂向	网状	200~400	1~4	前缘相
	3 下	低弯度分流	垂向	条带状	700~1000	3~7	分流平原
	4-5	水下分流	垂向	网状	100~300	1~4	前缘相
F III 组	1-3	水下分流	垂向	网状	100~200	1~4	前缘相
	4	高弯度分流	侧向	条带状	1000~2000	4~8	分流平原
	5	水下分流	垂向	枝状	600	1~4	前缘相

4. 扶 II 2-3 层段以三角洲分流平原相为主

扶 II 2 上单元在油田中部发育两处规模较宽的分流河道砂体, 在茂 10 区块内大面积分布分流河道砂体, 因而预示着油田处于分流平原环境。扶 II 3 下单元在茂 10 区块内局部发育低弯度分流河道砂体, 因此也属于分流平原相。夹在其中的扶 II 2 下及扶 II 3 上两个次要单元, 仍为三角洲前缘相的小型网状分流河道沉积。

5. 扶 II 4—扶 III 3 层段为三角洲前缘相

该层段各沉积单元砂体均为窄小网状分流砂体, 与扶 I 1-3 层段十分相似, 而且地层厚