

高凝油油藏开发模式

中国油藏开发模式丛书

石油

石油大学(北京)

TE345

011

高凝油油藏开发模式

T H E D E V E L O P M E N T
M O D E L S O F H I G H
P O U R P O I N T O I L
R E S E R V O I R S

刘翔鹄 等编著

石油工业出版社

登录号	138754
分类号	TE345
册次号	011

中国油藏开发模式丛书

Series on Reservoir Development Models in China

高凝油油藏开发模式

The Development Models of High Pour Point Oil Reservoirs

刘翔鹤 等编著



1/10



石油大学0142137

石油工业出版社

内 容 提 要

本书是《中国油藏开发模式丛书》的分类模式研究专著之一——高凝油油藏开发模式。

本书以河南魏岗油田、辽河静安堡油田沈 84 块和大港小集油田中的高凝油油藏为实例，综合论述了高凝油油藏的地质和渗流特征、注水开发不同阶段的特点和规律，以及与之相适应的采油工程配套技术和地面工程技术。

本书包括地质特征、渗流机理、开发模式优化、采油工程技术和地面工程技术五章，全面系统地论述了我国高凝油油藏多年来的开发经验和配套的工程技术，形成了我国高凝油油藏的开发模式和工艺技术系列，为此类油藏的开发提供了理论依据。

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

图书在版编目 (CIP) 数据

高凝油油藏开发模式/刘翔鹗等编著.

北京:石油工业出版社,1997.10

(中国油藏开发模式丛书)

ISBN 7-5021-2099-8

I. 高…

II. 刘…

III. 高凝固点油田-油田开发-中国

N. TE 345

中国版本图书馆 CIP 数据核字(97)第 17625 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

北京普莱斯特录入排版中心印刷厂排版

北京密云华都印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 7.75 印张 1 插页 198 千字 印 1—2000

1997 年 10 月北京第 1 版 1997 年 10 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-2099-8/TE·1765

定价: 22.00 元

《中国油藏开发模式丛书》

编辑委员会

主 任 周永康

副主任 谭文彬 王乃举

成 员 曾宪义 沈平平 金毓荪 张家茂
周成勋 万仁溥 刘万赋 冈秦麟

编辑组成员

组 长 金毓荪

成 员 李志勋 杨贤梅 李春如
张卫国 咸玥瑛

《中国油藏开发模式丛书》

一、总论

二、分类模式研究

多层砂岩油藏	裂缝性潜山基岩油藏
气顶砂岩油藏	常规稠油油藏
低渗透砂岩油藏	热采稠油油藏
复杂断块砂岩油藏	高凝油油藏
砂砾岩油藏	凝析油油藏

三、典型实例

大庆萨葡油层多层砂岩油藏	东胜堡变质岩油藏
胜坨沙二段多层断块砂岩油藏	曙光古潜山油藏
王场油田潜三段多层砂岩油藏	任丘碳酸盐岩油藏
老君庙 L 层多层砂岩油藏	王庄变质岩油藏
喇嘛甸层状砂岩气顶油藏	羊三木常规稠油油藏
双台子气顶砂岩油藏	孤岛常规稠油油藏
濮城西沙二气顶砂岩油藏	
红岗萨尔图层低渗透砂岩油藏	曙光杜 66 热采稠油油藏
扶余裂缝型低渗透砂岩油藏	单家寺热采稠油油藏
马西深层层状低渗透砂岩油藏	克拉玛依九区热采稠油油藏
马岭层状低渗透砂岩油藏	
老君庙 M 层低渗透砂岩油藏	
东辛复杂断块油藏	静安堡高凝油油藏
文明寨极复杂断块油藏	小集高凝油油藏
钟市复杂小断块油藏	魏岗高凝油油藏
双河油田砂砾岩油藏	

序

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

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

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

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

周永康
一九九八年八月

前 言

在我国已投入开发的油藏中，部分油藏属高凝油油藏。此处所指的高凝油油藏为原油凝固点高于 40°C ，含蜡量大于 10% 的轻质油藏^①。如河南魏岗油田核二段原油含蜡 42%~50%，最高达 57%，原油凝固点 $43\sim 50^{\circ}\text{C}$ ，最高达 58°C 。辽河静安堡油田沈 84 块沙三段原油含蜡 34.7%~36.7%，原油凝固点 $43\sim 48.9^{\circ}\text{C}$ 。大港小集油田枣二、三段原油含蜡 28.34%~14.83%，凝固点 $34\sim 42^{\circ}\text{C}$ 。

实践证明，高凝油油藏开发成败的关键是在对高凝油流变特性和油藏渗流机理研究和认识的基础上，搞清油藏近井地带和井筒在开采过程中温度场的变化规律，并采取相适应的配套工艺技术，确保原油从地层流向井底，举升到地面获得较高的产量，取得较好的开发效果。本书在河南魏岗油田、辽河静安堡油田沈 84 块、大港小集油田中的高凝油油藏开发实例的基础上，结合国内开发高凝油油藏的经验，从理论上和具体实际经验方面论述和提出了高凝油油藏的开发模式和工艺技术系列。

编写过程中参阅和引用以上三个高凝油油藏开发实例的部分资料，本书共分五章，由刘翔鹗、张锐、窦宏恩编著。刘翔鹗全面负责本书编著，提出整体框架结构和定稿，张锐编写第一、第二、第三章，刘翔鹗、窦宏恩编写第四，第五章。

在编写过程中石油勘探开发科学研究院热采所和石油大学（北京）作了协助，本书编委会和杨贤梅给予了细致的帮助。

① 见中国石油天然气行业标准 SY/T 6109—1995。

Abstract

This is one of the *Series on Reservoir Development Models in China*. The development mode of Chinese high pour point oil reservoirs and the commensurate technique series are concluded on the basis of three developing examples in high pour point oil field named Weigang oil field of Henan, Xiaoji oil field of Dagang and S₈₄ Block Faulted oil field of Jing'anpu. The book consists of five chapters altogether. Chapter 1 and chapter 2 expounds the geological characteristics and percolation flow mechanism. Most of the Chinese high pour point oil reservoir are highly faulted multizone sandstone reservoir with medium porosity and medium permeability or medium porosity and low permeability, the average porosity is 14%~21%, the permeability is $(60 \sim 500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, part of which are buried hill reservoir. The reservoir has normal pressure system, the formation pressure coefficient ranges 0.97~1.07. The reservoir temperature at the middle part of oil horizon has a good linear relationship, the geothermal gradient is in the range of 3.0~3.42°C/m. The wax content of the crude oil is from 30% to 45% in general, the highest is 57.0%. The pour point of the crude oil is about 40~50°C generally, the highest is 58°C. The sulfur content of the crude oil is less than 0.1% in general. The crux to improve the development efficiency in high pour point oil reservoir is how to keep the reservoir temperature high over the wax precipitation point since the flow features of this kind of reservoir are closely related to the temperature. The phenomenon that flow features turn to poorer, water breaks through early in oil well, water cut rises fast and water drive efficiency reduces are bound up with the reservoir temperature drop, leading to the poorer waterflood development. It is more susceptible to the reservoir which temperature is close to the wax precipitation point. The book expounds the influence of temperature on crude oil rheology, flow features and oil displacement efficiency. The basic law and characteristics of the high pour point oil reservoir in different development stage are discussed in Chapter 3. The measures, field test data and results of injecting heat slug and rising injection pressure difference of water are provided in order to prevent reservoir cold damage and improve waterflood development efficiency. It discusses the practice and knowledge of development schemes, layer series of development and patterns optimization.

Chapter 4 introduces the production engineering technologies of the high pour point oil reservoir, focusing on the wellbore temperature field, artificial lift technique.

water injection technique and dynamic monitoring technique on the basis of national high pour point oil reservoir development theory and practice. It covers the design, calculation, field application and prospect of these techniques.

Chapter 5 summarizes the ground gathering and transferring process, ground technique of crude oil processing and waste water treatment and the complete sets of equipment which is applied in the Chinese high pour point oil reservoir development.

Some information and data quoted in the book are come from the three development examples.

目 录

前言

第一章 高凝油油藏地质特征	(1)
第一节 储层特征.....	(1)
第二节 油藏的流体特性.....	(1)
第三节 油藏的压力和温度.....	(3)
第四节 油藏类型.....	(5)
第二章 高凝油油藏的渗流机理	(6)
第一节 温度对流变特性的影响.....	(6)
第二节 温度对渗流特征的影响	(10)
第三节 不同注水温度对水驱油效率的影响	(13)
一、魏岗油田小井距试验	(14)
二、静安堡油田生产资料分析	(15)
三、前苏联乌津油田注冷水开发过程中对油层温度的监测	(15)
第四节 注水压差对水驱油效率的影响	(18)
第五节 高凝油渗流机理研究的几点结论	(18)
第三章 高凝油油藏开发模式的优化	(20)
第一节 开发方式优化	(20)
一、弹性开采	(20)
二、注水开发	(20)
三、注热段塞开采	(27)
第二节 开发层系优化	(29)
第三节 井网优化	(30)
一、注采方式的确定	(30)
二、合理井距的优选	(30)
第四章 高凝油油藏采油工程技术	(35)
第一节 高凝油开采的井筒温度场	(35)
一、自喷与常规有杆泵抽油时的井筒温度场	(35)
二、闭式热介质循环有杆泵抽油井筒温度场	(36)
三、水力活塞泵采油井筒温度场	(42)
四、井筒温度场的现场应用	(42)
第二节 高凝油开采的人工举升技术	(48)
一、井筒清防蜡有杆泵抽油工艺技术	(48)
二、电潜泵采油工艺技术	(59)
三、水力活塞泵采油工艺技术	(60)
四、空心抽油杆热载体和电热抽油杆采油工艺技术	(66)

五、自控伴热电缆采油工艺技术	(75)
第三节 高凝油油藏注水工艺技术	(77)
一、不同开发阶段相应的注水工艺技术	(78)
二、注水对油藏温度场的影响	(80)
三、细分开发层系注水工艺技术	(83)
四、注水井调剖技术	(86)
五、注水井增注工艺技术	(88)
第四节 高凝油油藏动态监测技术	(92)
一、常规抽油井双管测试技术	(92)
二、闭式热介质循环抽油测试技术	(93)
三、水力活塞泵井生产测试工艺	(93)
第五章 高凝油油藏开发地面工程技术	(98)
第一节 集输工艺流程	(98)
一、开式水力活塞泵采油集输流程	(98)
二、闭式热水循环采油集输流程	(101)
三、双管掺热水采油集输流程	(102)
第二节 原油处理技术	(104)
一、原油处理	(104)
二、原油稳定	(104)
三、轻烃回收	(105)
第三节 污水处理工艺流程及配套技术	(108)
一、沈阳高凝油油田污水处理技术	(108)
二、魏岗高凝油油田污水处理技术	(108)
三、化学药剂在污水处理中的应用	(111)
参考文献	(113)

第一章 高凝油油藏地质特征

第一节 储层特征

河南魏岗油田、辽河静安堡油田沈 84 块和大港小集油田中的高凝油油藏的储集层多为层状砂岩，层数多，砂泥岩间互沉积，单砂层厚度一般为 2~8m。储集层属中孔、中渗或中孔、低渗型，平均孔隙度主要分布在 14%~21% 范围内，渗透率为 $(60\sim500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表 1.1)。

表 1.1 我国部分高凝油油藏主要参数

项 目	油 田 区 块	河南魏岗			辽河静安堡 沈 84 块	大港小集
		一、二	三	四		
层 位		核二	核二	核二	沙三	枣 1、■
埋藏深度, m		1581	1547	1413	1975	2982
油层厚度, m		7.4	8.1	8.0	52.1	43.7
油层渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$		501	471	944	158.6	60~260
油层孔隙度, %		21.0	19.1	21.1	19.3	14.1~16.9
原油粘度, mPa·s		10.51~12.89 (70℃)	10.51~12.89 (70℃)	5.84 (100℃)	8.03~454.4 (80℃)	
原油相对密度		0.8537~0.8583	0.8537~0.8583	0.8537~0.8583	0.865	0.748~0.709
原始气油比, m ³ /t		22.4	32.0	10.4	33.0	
地层温度, ℃		76.7	75.2	69.0	71.0	111.5
油藏压力, MPa		15.05	15.01	13.85	19.25	32.18
饱和压·力, MPa		3.88	5.38	1.59	9.26	10.2~13.9

储集层层内夹层较发育，砂层稳定性较差。据统计，夹层密度（指砂体剖面中夹层总厚度占所统计砂岩剖面总厚度的百分数）一般大于 30%（砂岩系数小于 70%）300m 井距条件下，砂岩连通系数小于 50%。此外，储层物性非均质性强，渗透率突进系数一般大于 4，变异系数达 0.70~0.88。

储集层微观非均质较强，孔隙结构类型为大孔细喉不均匀型，平均喉道半径一般小于 4.5 μm ，主要流动喉道半径平均值小于 10 μm ，配位数一般为 3~4，有的则小于 2。岩石润湿性测定为弱亲水—亲水。

第二节 油藏的流体特性

国内已开发的高凝油油藏原油性质具有两高一低的特点，即含蜡量高、凝固点高、含硫量低。含蜡量一般为 30%~45%，最高达 57.0%，凝固点一般为 40~50℃，最高达 58℃，含硫量一般小于 0.1%。地面原油相对密度为 0.75~0.86，粘度（80℃）8~454mPa·s，地下

原油相对密度为 0.775~0.800，粘度 2.2~7.9mPa·s，气油比 22~33m³/t，体积系数 1.102~1.16，压缩系数 (8.92~12.85)×10⁻⁴/MPa，地饱压差大于 10.0MPa，属低饱和油藏（表 1.2）。

表 1.2 我国部分高凝油油藏原油性质

项 目	油 田 区 块	河南魏岗			辽河静安堡 沈 84 块	大港小集
		一、二	三	四		
层 位		核二	核二	核二	沙三	枣 I、II
地面原油粘度, mPa·s		10.51~12.89 (70℃)	10.51~12.89 (70℃)	10.51~12.89 (70℃)	5.84 (100℃)	8.03~454.40 (80℃)
地面原油相对密度		0.8537~0.8583	0.8537~0.8583	0.8537~0.8583	0.865	0.748~0.709
地下原油粘度, mPa·s		5.4	5.3	7.9	5.4	2.2~5.8
地下原油相对密度		0.791	0.783	0.804	0.775	
原油含蜡, %		42~50 (57)	42~50 (57)	42~50 (57)	34.7~36.7	28.3~18.7
原油含硫, %		0.11~0.15	0.11~0.15	0.11~0.15	0.06~0.1	0.03~0.09
原油凝固点, ℃		43~50 (58)	43~50 (58)	43~50 (58)	43~48.9 (67)	32~43.6
原油压缩系数, ×10 ⁻⁵ MPa		80.9	83.9	79.9	89.2~128.5	
体积系数		1.102	1.119	1.072	1.119~1.160	
析蜡温度, ℃		59~62	59~62	59~62	54~58	55
熔蜡温度, ℃					62	(68)

注：（ ）中的原油性质数据为最高值。原油凝固点（67℃）为东胜堡数据。

高凝原油凝固点与含蜡量有密切关系，随着含蜡量增加，原油凝固点上升，图 1.1 为我

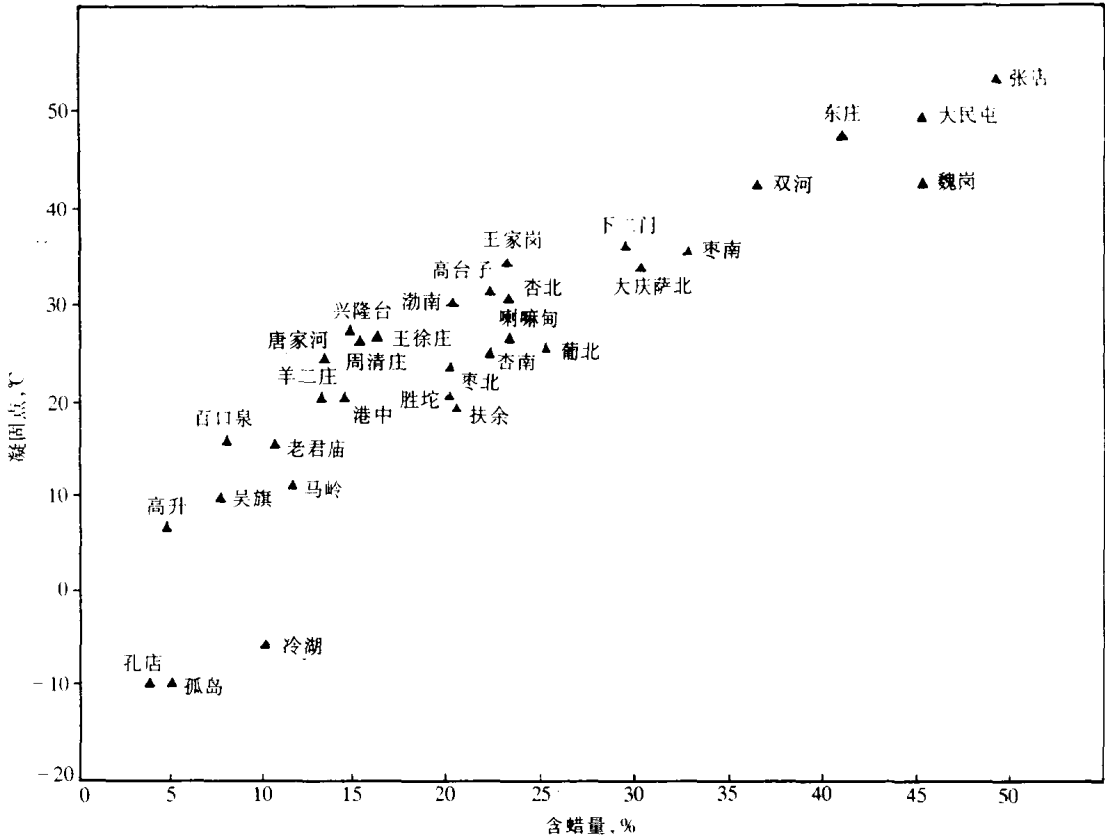


图 1.1 我国部分油田原油含蜡量与凝固点的关系

国部分油藏含蜡量与凝固点关系曲线。图 1.2 为辽河静安堡油田油井含蜡量与凝固点统计曲线，其相关式表达为：

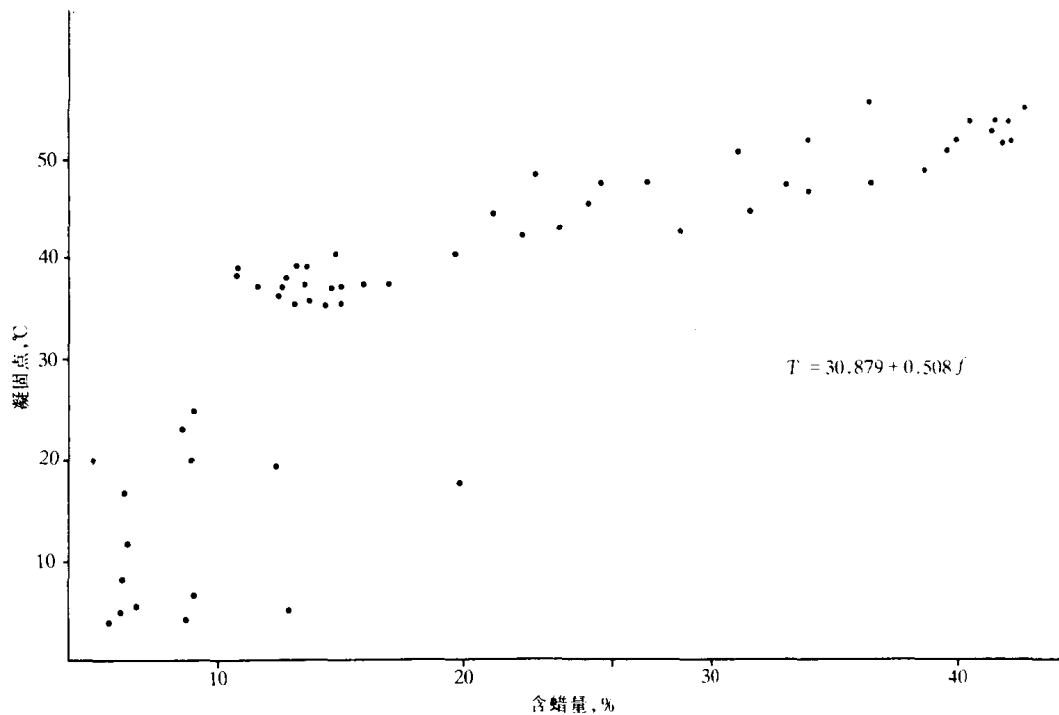


图 1.2 辽河静安堡油田高凝油含蜡量与凝固点关系曲线

$$T=30.879+0.508f$$

式中 T ——凝固点, °C；

f ——含蜡量, %。

关系式的统计点数 $n=43$ 个；相关系数 $r=0.9512$ 。

油藏地层水为 NaHCO_3 或 CaCl_2 型，总矿化度随油藏埋藏深度不同而不等，当埋藏深度为 1500~2000m 时，矿化度为 4000~8000mg/L；埋藏深度 2600~3200m 时，矿化度高达 32000~43000mg/L。

天然气中甲烷含量高于 80%~90%，相对密度为 0.58~0.76。

第三节 油藏的压力和温度

油藏压力系数为 0.97~1.07，属正常压力系统（图 1.3）。

油藏温度与油藏中部深度存在较好的线性关系，地温梯度为 3.00~3.42°C/100m（图 1.4），属正常温度系统。

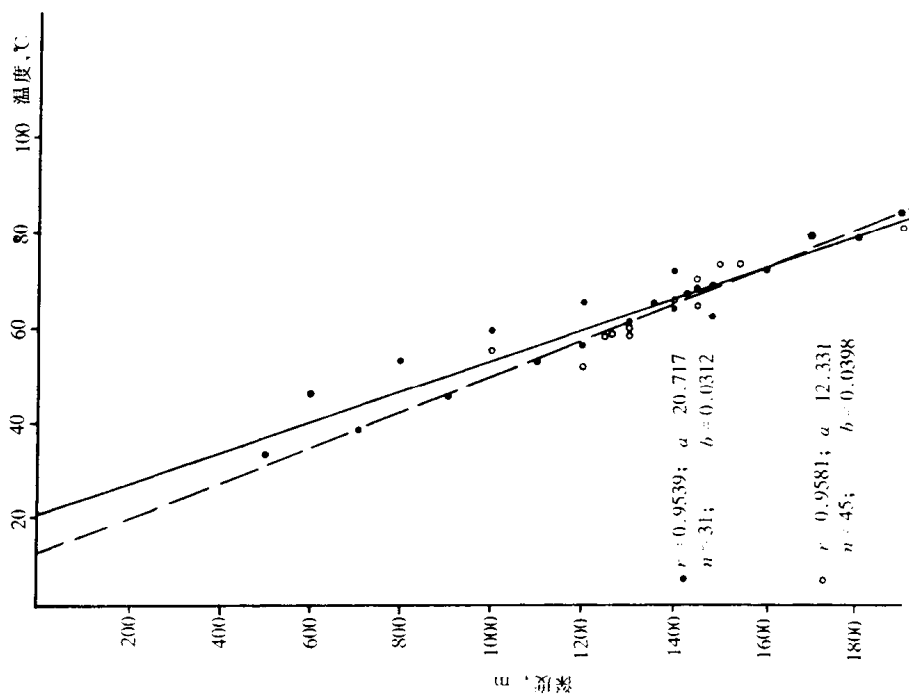


图 1.4 魏岗油田地层温度与深度关系图

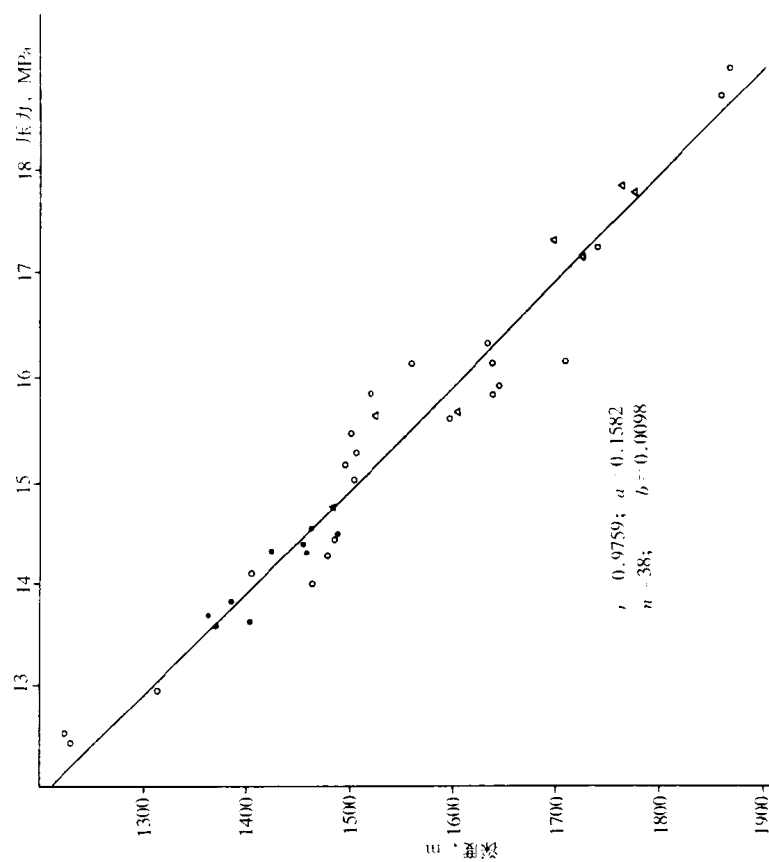


图 1.3 魏岗油田原始地层压力与深度关系图

第四节 油藏类型

我国已发现并投入开发的高凝油油藏，多分布在东部断陷盆地。断裂系统较发育，油田受断层切割，分为众多断块。在同一断块之中，自成油水系统，具有统一的油水界面。储集层多为层状砂岩，层数多，砂泥岩间互沉积。油层主要受构造控制，构造高部位和各断块高点的油层较厚，连通好，产量高。构造翼部或低部位，油层不同程度的变差。除构造因素外，油层厚度的变化和稳定程度，与沉积相带及沉积砂体发育形态相关。砂体一般属冲积扇河道砂体或扇三角洲前缘砂体，沿河道轴向油层发育稳定，垂直轴向油层变化大。河道砂体在剖面上呈叠瓦状，平面上呈辫状或网状特征，隔层较发育。从储层发育特征及构造特征来看，目前已开发的魏岗、小集和沈 84 块等三个实例为多层砂岩，复杂断块油藏部分高凝油油藏属潜山油藏，如辽河东胜堡油藏。

根据流体性质的特点，某些高凝油油藏的油层温度与析蜡温度接近。当两者相差小于 20°C 时，若油藏注冷水开发，在较高的注入倍数条件下，注水井近井地带形成一个降温区，造成井底附近渗流阻力增大，影响开发效果，这类油藏为易受冷伤害的油藏。有些油藏油层温度与析蜡温度相差较大，当温差大于 20°C 时，由于近井地带的油层温度总是处于析蜡温度以上，因此地下的渗流状况相同于常规注水开发的油田，在开采过程中仅井筒温度场的变化影响油井的举升效果，但油层近井地带不会由于注水而使油层产生冷伤害，对这类油藏，可称为不易受冷伤害的油藏。

根据表 1.1 和表 1.2 所列数据，大港小集油田油层温度为 111.5°C ，而析蜡温度为 55°C ，二者温差为 56.5°C ，因此注水不会使油层产生冷伤害，为不易受冷伤害的高凝油油藏。

第二章 高凝油油藏的渗流机理

第一节 温度对流变特性的影响

高凝油油田由于其含蜡量高、凝固点高，温度对其流变特性的影响不同于一般稠油。稠油对温度较敏感，粘温关系在 ASTM 坐标纸上呈直线变化，即随着温度的升高，粘度急剧下降，在相同温度变化区间内，粘度下降的幅度相同。

高凝油对温度也极为敏感，其粘温关系在 ASTM 坐标纸上呈三段折线式特征，这是高凝油一个独特的性质。图 2.1 与表 2.1 是大港枣园原油粘温曲线及测量值，图 2.2 为河南魏岗油田原油粘温曲线。从图中可以看出，三段折线分别对应三个温度区域。两个折点分别对应于原油临界温度和析蜡温度。当原油温度高于析蜡温度，蜡全部溶解于原油中，原油是液态单相体系，其粘度随温度而变化，具有牛顿流体特性；随着温度降低，当原油温度处于析蜡温度与临界温度区间，原油中的蜡晶依照分子量的大小依次析出，蜡晶为分散相，液态烃为连续相，这时粘度仍是温度的函数，流体仍具有牛顿流体特性；这里应进一步指出的是，温

表 2.1 枣 1229 井原油物理性质参数表

温度, °C	原油粘度, mPa·s	原油密度, g/cm ³
31		0.9560
36	9971.4	
38		0.9497
42	5032.6	
50	2261.8	0.9422
57		0.9405
60	1068.6	
62		0.9339
70	613.9	
72		0.9291
80	375.5	0.9247
90	256.3	
98		0.9175