

DEVELOPMENT THEORY AND TECHNOLOGY OF HIGH POUR POINT OIL RESERVOIR

高凝油油藏开发 理论与技术

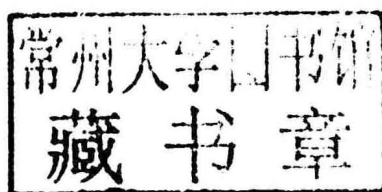


穆龙新 吴向红 黄奇志 编著

石油工业出版社

高凝油油藏开发理论与技术

穆龙新 吴向红 黄奇志 编著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书系统论述了国内外高凝油油藏开发理论与技术,从资源分布、地质特征、渗流机理及开发技术等方面加以阐述,并通过海外大型高凝油油田开发实例对所提出的理论与技术进行综合应用分析。

本书可供从事油藏开发工作的工程技术人员、研究人员及大专院校相关专业人员参考使用。

图书在版编目(CIP)数据

高凝油油藏开发理论与技术/穆龙新,吴向红,黄奇志编著.
北京:石油工业出版社,2015.6

ISBN 978-7-5183-0734-0

I. 高…

II. ①穆…②吴…③黄…

III. 高凝原油-油田开发

IV. TE35

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2015)第 125399 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

编辑部:(010)64523594 图书营销中心:(010)64523633

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2015 年 6 月第 1 版 2015 年 6 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:19.75

字数:486 千字 印数:1—800 册

定价:76.00 元

(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

《高凝油油藏开发理论与技术》

编 写 组

组 长：穆龙新

成 员：吴向红 黄奇志 马 凯 冯 敏

赵国良 徐 锋 杨原军 廖长霖

杨胜来 李 捷 王 强 刘庆杰

杜政学 刘朝霞 高 健 赵 宁

前 言

国内大多数学者认为高凝油油藏是指原油凝固点大于 40°C 、含蜡量大于 10% 的油藏。国外鲜有文献对高凝油油藏进行统一明确定义,一般情况下,开发过程中易出现与析蜡问题有关的高含蜡油藏即称为高凝油油藏。本书根据开发过程中储层、井筒遇到的不同程度析蜡问题,将高凝油油藏分为三类:易受冷伤害型、条件冷伤害型和完全不受冷伤害型。

高凝油油藏在世界范围内分布广泛,主要分布在中国、哈萨克斯坦、南苏丹和印度尼西亚等国家。已开发的高凝油油藏天然能量普遍不足,如哈萨克斯坦的 Uzen 油田,储量约 11 亿吨,属于大型易受冷伤害型高凝油油藏。该油田利用天然能量开采一年后注冷水开发,导致地层原油析蜡、孔隙喉道堵塞,储层渗透率下降,产量快速递减,转入注热水开发后产量剧烈下降的局面得到控制,为同类油田的开发积累了宝贵经验。国内以中小型高凝油油藏为主,大多数属于易受冷伤害型,天然能量相对不足,主要采用注水开发,并通过注热水、井筒保温、添加防蜡剂等手段避免析蜡问题,形成了一系列的配套技术。非洲某国法鲁奇油田,储量大于 4 亿吨,为大型条件冷伤害型高凝油油藏,早中期利用天然能量开发,并通过大段合采、电潜泵提液等技术手段有效规避了地层冷伤害和井筒析蜡等问题,天然能量开发阶段采出程度已达到 9.4%,远高于国内外典型高凝油油藏。

根据国内外文献资料分析,目前较为成熟的开发技术主要适用于天然能量不足的易受冷伤害型油藏,相关研究侧重于井筒及地层温度场描述、高凝油析蜡及冷伤害机理、地层注冷水可行性研究、井筒及管线防蜡等方面。然而,国内外学者对天然能量较充足的条件冷伤害型油藏尚未形成系统的开发理论,而且对高凝油油藏开发各个阶段的配套技术亦鲜有系统性研究。本书在充分吸收国内外典型高凝油油藏现有先进开发经验的基础上,对此三类高凝油油藏现有的开发技术进行系统提炼和梳理,同时结合海外大型高凝油油藏开发实践,重点对“条件冷伤害型”高凝油油藏高效开发技术进行总结完善。通过优化油藏注水温度、注水时机、合理压力保持水平、单井合理配产等开发技术政策,有效规避地层和井筒冷伤害,并达到早期部署、中期调整及晚期提高采收率三个阶段天然能量与人工补充能量协同互补,实现高凝油油藏温控无冷伤害开发,提出一套适用的开发技术方法为同类型油藏开发提供开发经验,丰富和发展大型高凝油油藏开发理论。

全书共分为十一章。第一章主要介绍国内外高凝油资源分布、开发历程及主要技术成就;第二章对高凝油油藏进行定义和分类,并分析了高凝油物理化学性质;第三章对主要高凝油油藏的地质特征进行分类总结,全面对比分析各类典型高凝油油藏的主要地质特征;第四章至第八章全面阐述了高凝油油藏的渗流机理、注水开发伤害程度评价、天然能量与注水开发协同理论、开发部署、开发动态特征,针对高凝油油藏的不同特点提出不同的开采方式、层系划分方法和开发调整方法;第九章总结了国内外高凝油油藏提高采收率技术,对比分析热力采油、二氧

化碳驱、化学驱和微生物驱提高采收率技术在不同类型高凝油油藏中的适应性;第十章总结了高凝油油藏开发工艺技术;第十一章简要介绍了海外大型高凝油油田开发实例。

本书是国家重大专项“苏丹 3/7 区高凝油油藏高效开发技术”(2008ZX05032 - 003、2011ZX05032 - 002)的研究成果总结,在此对所有参与课题的工作人员表示感谢!同时,在本书编写过程中参考了大量文献资料,已在所附的参考文献中列出。在此谨对这些文献的作者表示深切的谢意!因篇幅所限,部分参考文献未列出,望作者海涵。

由于编著者水平和专业限制,书中难免有欠妥和不足之处,敬请同行专家和读者批评指正。

穆龙新

2015 年 4 月

目 录

第一章 概论	(1)
第一节 高凝油资源分布	(1)
第二节 国内外高凝油油藏开发发展历程	(2)
第三节 高凝油油藏开发技术成就	(6)
第二章 高凝油油藏概念及其分类	(9)
第一节 高凝油定义及基本物理性质	(9)
第二节 高凝油化学性质	(10)
第三节 高凝油油藏分类	(12)
第三章 高凝油油藏赋存的地质环境及成因	(16)
第一节 高凝油油藏赋存的沉积盆地	(16)
第二节 高凝油生物成因	(20)
第三节 高凝油地球化学成因	(23)
第四节 高凝油油藏地质成因	(26)
第五节 高凝油油藏地层与构造	(27)
第六节 高凝油油藏沉积特征	(32)
第七节 高凝油油藏储层特征及非均质性	(40)
第四章 高凝油油藏渗流机理	(49)
第一节 高凝油流变性	(49)
第二节 温度对高凝油油藏渗流能力的影响	(63)
第三节 温度对驱油效率的影响	(68)
第五章 高凝油油藏注水开发伤害程度评价	(72)
第一节 高凝油固相沉积原理	(73)
第二节 高凝油固相沉积条件及实验方法	(76)
第三节 地层冷伤害机理及伤害程度评价	(79)
第六章 高凝油油藏天然能量与注水协同开发理论	(97)
第一节 高凝油油藏天然能量及其评价方法	(97)
第二节 油藏类型与能量补充时机	(103)
第三节 能量协同机理及开发技术	(108)
第七章 高凝油油藏开发部署	(120)
第一节 高凝油油藏开发方式优选	(120)
第二节 高凝油油藏开发层系划分	(124)

第三节	高凝油油藏井网井型优化	(125)
第四节	高凝油油藏合理采油速度	(129)
第五节	典型高凝油油藏部署	(131)
第八章	高凝油油藏开发动态特征与调整	(133)
第一节	高凝油油藏开发动态特征	(133)
第二节	高凝油油藏剩余油分布特征	(143)
第三节	高凝油油藏天然能量开发后开发调整技术	(145)
第四节	高凝油油藏注水开发中后期开发调整技术	(151)
第五节	高凝油油藏开发技术政策	(157)
第九章	高凝油油藏提高采收率技术	(159)
第一节	国内外高凝油油藏提高采收率技术现状	(159)
第二节	热力采油提高采收率技术	(161)
第三节	二氧化碳驱提高采收率技术	(165)
第四节	化学驱提高采收率技术	(173)
第五节	微生物驱提高采收率技术	(183)
第十章	高凝油油藏开发工艺技术	(188)
第一节	高凝油油藏钻井完井工艺技术	(188)
第二节	高凝油油藏采油工艺技术	(202)
第三节	高凝油油藏配套地面工程	(210)
第十一章	海外大型高凝油油藏开发实例	(218)
第一节	法鲁奇油田地质特征	(218)
第二节	法鲁奇油田流体性质及渗流特征	(228)
第三节	法鲁奇油田开发部署	(251)
第四节	法鲁奇油田开发特征	(254)
第五节	法鲁奇油田开发调整	(264)
第六节	高凝油油藏开发未来发展方向	(272)
附录		(274)
参考文献		(303)

第一章 概 论

高凝油埋藏在地下天然形成的油藏中,对温度极为敏感,有独特的三段式黏度—温度曲线(以下简称黏—温曲线)特征,其开采技术和方法随油藏类型、原油特性的不同而不同。随着世界对能源的需求越来越高,许多国家加大了对高凝油油藏开发的力度,国内外出现了一批新技术、新工艺,有效地开发了高凝油油藏。本章主要论述国内外高凝油资源分布以及国内外高凝油油藏开发历史、开发特点及主要技术成就。

第一节 高凝油资源分布

高凝油油藏在世界范围内分布广泛,主要分布在哈萨克斯坦、中国、美国、加拿大、印度、印度尼西亚等国家。据统计,全球高凝油资源总地质储量约 $30 \times 10^8 \text{ t}$;其中,哈萨克斯坦 Uzen 油田、美国 Altmont—Bluebell 油田、非洲某国法鲁奇油田、中国沈阳油田等一些亿吨级、十亿吨级高凝油油藏已投入大规模开采,并积累了丰富的开发经验。

中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,包括辽河沈阳油田、河南魏岗油田、大港小集油田等;其中,沈阳油田原油凝固点高、油藏类型多,其开发具有代表性。

目前,国内外已开发的高凝油油藏原油性质具有“三高”的特点,即含蜡量高、凝固点高、析蜡点高(含蜡量范围 $10\% \sim 57\%$,一般在 $20\% \sim 40\%$;凝固点一般为 $25 \sim 59^\circ\text{C}$,最高为 67°C ;析蜡点一般 $40 \sim 74^\circ\text{C}$)。从储层岩性上看,已发现高凝油油藏主要为砂岩油藏、碳酸盐岩油藏和变质岩油藏(表 1-1 和表 1-2)。

表 1-1 国内典型高凝油油藏基本参数

油田/区块		岩性	储量 10^4 t	埋深 m	油藏温度 $^\circ\text{C}$	含蜡量 %	析蜡点 $^\circ\text{C}$	凝固点 $^\circ\text{C}$
辽河	沈 84—安 12	砂岩	6374	1975	71	36.7	67	48.9
	静 35	砂岩	156	1204 ~ 1538	46 ~ 54	32	54	49.5
	沈 95	砂岩	2084	1800 ~ 2230	70	38.5	63	54
	牛心坨	砂岩		1500 ~ 2200	73	18.6		49
	沈 229	变质岩		3150 ~ 3710	114	38.9		43
	沈 625	变质岩		3150 ~ 3450	114	38.9		43
	静北	变质岩	3292	2450	90	35.5	72	57
	东胜堡	变质岩		2600 ~ 3100	101	30.3		44
河南 魏岗	一、二	砂岩	2036	1581	77	48.0	60	47
	三	砂岩		1547	75	45.1	60	46
	四	砂岩		1413	69	45.1	60	46
河南张店		砂岩				56.4		42 ~ 51
大港小集	小集	砂岩	436	2982	100 ~ 110	28.3	40	
大港枣园	枣南孔一段	砂岩	1551	1690 ~ 2100	72 ~ 76	20.6	56.8	31
	孔二段	砂岩	1445	2274 ~ 2981	72 ~ 76	25.63	48 ~ 53	36
大庆	萨北过渡带	砂岩		1200	48	25.7 ~ 29.9	40 ~ 55	

表 1-2 国外典型高凝油油藏基本参数

国家	油田/区块	岩性	埋深 m	储量 10 ⁶ t	油藏温度 ℃	含蜡量 %	凝固点 ℃	析蜡点 ℃
哈萨克斯坦	Uzen	砂岩	1200	1099	54 ~ 69	29	25 ~ 32	50 ~ 60
南苏丹	Palogue	砂岩	1200 ~ 1400	> 400	75 ~ 85	31.3	36 ~ 42	63
俄罗斯	Kharyaga	灰岩	350 ~ 2800	324	66	18.3		
土库曼斯坦	Cheleken	砂岩	500 ~ 2500	66	43 ~ 92	19 ~ 27	< 51.7	
美国	Red Wash	砂岩	335	101	54	10.5	26.7 ~ 35	
	Altmont	砂岩	1676 ~ 2134		93	26 ~ 38	35 ~ 52	-71 ~ 77
加拿大	Senex	碳酸盐岩	647		36	22.7		25
委内瑞拉	Sincor Zuata	砂岩	549 ~ 579		45	10	59	
印度	Mangala	砂岩		176	65	30	45 ~ 50	60
	Barmer Hill	砂岩	700 ~ 800		70	30	45	65
利比亚	Bu Attifel	砂岩	4200	527	145	36.7	39	
越南	Dai Hung	砂岩	3300 ~ 4600	84	124	16	> 27	
	Bach ho	砂岩	3200			27	33	
印度尼西亚	Bekasap	砂岩	549 ~ 823	159	88 ~ 96	20.6	37.8	
	Cinta	砂岩	914	83	98	23.2	35 ~ 41	
	Puyuh	砂岩	1560	5		40	41	
	Tanjung	砂岩	900	81	66	24.6	39	
	Widuri	砂岩	1022.6					
	Jatibarang	凝灰岩	2105		119	26.95	43	
	Rama	泥粒灰岩	869	94	86 ~ 93	19.7 ~ 28.3	37.8	
	Krisna	碳酸盐岩	1432	16	100	40.0	37.8	
巴西	Recocavo Baiano	砂岩				27	42	43
马来西亚	Dulang	砂岩	1100	135	96	7 ~ 55	40	
泰国	Sawng	砂岩	1050	3	64	39 ~ 46	38.9	

第二节 国内外高凝油油藏开发发展历程

自 1951 年世界上第一个高凝油油田——Red Wash 油田在美国投入开发以来,前苏联、印度尼西亚、印度和中国等国家的高凝油油藏也陆续投入开发,各国结合自身油藏的特点,形成了各自独特的开发技术。总结国内外高凝油油藏开发发展历程,主要分以下三个部分:机理研究发展历程、技术研究发展历程和工艺研究发展历程。

一、机理研究发展历程

由于高凝油具有高凝固点、高含蜡、高析蜡点等特点,有别于其它类型的原油,并且对温度特别敏感,导致高凝油油藏开发机理相当复杂。文献调研表明,国内外针对高凝油油藏机理的研究主要围绕着渗流机理、冷伤害机理和提高采收率机理三个方面进行。

1. 渗流机理研究发展

自世界上第一个高凝油油藏投入开发以来,高凝油油藏渗流机理也逐渐得到认识。Ajienka(1991)通过研究指出,高凝油在析蜡前后流动形态具有明显的不同,分别呈现牛顿流体和非牛顿流体流动特征,因此导致高凝油油藏与常规油藏的开发方式不同。田乃林(1996)、陈仁保(2007)通过实验指出温度是影响高凝油渗流特性的决定性因素,同时原油黏度对温度变化特别敏感,随着温度降低,高凝油渗流能力急剧下降,在原油析蜡点前后,这种变化更加明显,而在凝固点下的流动能力几乎下降到零。刘易非等(2005)以曹台潜山高凝油为试验介质,研究了高凝油油藏的相渗曲线特征:随着实验温度的升高,相对渗透率曲线逐渐向右偏移,水相相对渗透率值增长速度减缓,油水两相等渗点降低。李星民(2009)通过裂缝性高凝油油藏的启动压力梯度测试,确定了温度、流压和围压大小等因素对启动压力梯度的影响程度,研究表明高凝油渗流过程中启动压力梯度是高凝油非牛顿流体流动特性所引起,并且认为温度是影响启动压力梯度的主要因素。

2. 冷伤害机理研究发展

由于高凝油的“三高”特点,很容易导致井筒和地层受到冷伤害,国内外专家学者对高凝油油藏冷伤害机理做了大量的研究。早在1927年,蜡沉积机理在美国已有报道。到了20世纪80年代,Bern等人和Burger等人对蜡沉积机理进行研究,认为蜡沉积机理主要表现在三个方面:分子扩散、剪切分散和布朗扩散。姚凯(2009)认为高凝油石蜡组分存在三种形态,即溶解在原油中、分散颗粒悬浮在原油中、沉积在孔隙壁面;石蜡沉积存在三种形式,即静态沉积、动态沉积、孔喉捕集。前人研究表明,油藏温度场的变化是影响高凝油油藏开发效果的主控因素;通常情况下注入冷水将导致近井地带温度降到析蜡点以下并逐步向外推进,石蜡颗粒逐渐析出;随着生产的进行,注水井井筒附近区域石蜡析出量和沉积量增加幅度逐渐减小,而在远离注水井的区域则呈现相反趋势;石蜡沉积直接造成冷伤害,应采取措施避免地层冷伤害的出现。目前冷伤害机理研究已较成熟,可通过实验、数模等手段研究、预测不同类型高凝油油藏注水开发冷伤害程度,优化注水开发参数,实现油藏温控无冷伤害注水开发。

3. 提高采收率机理研究发展

高凝油油藏提高采收率机理研究主要围绕着降低原油黏度、降低原油与注入流体的界面张力、提高原油的流动性、原油膨胀作用、改善流度比等方面。而实现这些机理的技术大部分属于三次采油开发技术,如注热水驱、蒸汽驱、蒸汽吞吐、二氧化碳驱、氮气驱、烃气驱及化学驱等。由于受到技术发展和经济效益方面的限制,有些技术尚处于室内实验和矿场试验阶段,尚未大规模工业化应用。

二、开发技术发展历程

随着高凝油油藏被不断发现和开发,其开发技术也得到了蓬勃发展。从20世纪50年代的天然能量衰竭式开发,再到后来各种开发技术的推广应用,为高凝油油藏增产、稳产提供了

重要的技术保证,产生了极大的经济效益。国内外针对高凝油油藏开发技术的研究主要围绕着注水技术、储层改造技术、水平井技术和三次采油技术四个方面。

1. 注水技术发展

注水技术在高凝油油藏的早期应用主要是通过常规注水来补充地层能量,随着对高凝油油藏开发机理的不断认识,注热水技术和分层注水技术逐渐被广泛使用。

哈萨克斯坦 Uzen 油田的原油含蜡量高(29%),胶质沥青质含量也很高,析蜡温度高达 62℃,仅比油藏温度低 2℃,当地层温度下降 5~10℃时,地层中有明显的析蜡现象。该油田于 1965 年投入开发,利用天然能量开发 2 年之后,先后实施了常温注水和注热水开发,有效地避免了地层、井筒原油析蜡伤害等问题,为同类油田开发提供了宝贵的借鉴。中国河南魏岗油田于 1977 年投入开发,早期采用天然能量开采;1978 年 12 月转入笼统注水开发、边缘注水与点状面积注水相结合;1979 年 6 月实施分层注水开发以缓解层间矛盾,共进行了 4 次注采调整,中、高含水期采用高压注水改善油田注水开发效果。

2. 储层改造技术发展

储层改造技术主要是通过对高凝油油藏低渗透储层进行酸化或压裂,改变储层的渗流结构,提高低渗透储层的渗流能力,从而达到增产的目的。

印度尼西亚 Tanjung 油田于 1962 年大规模投产,利用溶解气驱天然能量开发,4~5 年内油藏产量从初期的 46000bbl/d 迅速降低到 13000bbl/d,到了 20 世纪 90 年代初期,油藏产量降至 1500~2500bbl/d,意味着溶解气能量的衰竭。产量的下降促使增产措施的实施,该油田于 1995 年开始进行注水开发,同期进行了多次水力压裂改善低渗透层,取得了显著成果,产量上升到 6800~7800bbl/d。

3. 水平井技术发展

20 世纪 90 年代开始,由于水平井能够有效地抑制水锥、降低油井产水率、提高单井产能,在高凝油油藏开发中得到了广泛的应用。

水平井在 Bekasap 油田、Puyuh 油田、法鲁奇油田等具有一定边底水能量的高凝油油田都有较好的应用效果,是该类油田获得高产、稳产及有效挖潜剩余油的重要手段。例如法鲁奇油田采用天然能量开发,地层压力保持水平较低,直井开发产量低,水平井开发边部薄层高凝油油藏,产量为周围邻井的 2~3 倍,取得了较好的开发效果。

4. 三次采油技术发展

三次采油提高采收率技术作为二次采油的接替方法,在油田开发中发挥着越来越重要的作用。目前三次采油技术在高凝油油藏开发中得到了一定的应用,被认为是未来提高高凝油油藏采收率的主要方法之一。

印度 Mangala 油藏储层物性好,平面上井间连通性好。该油藏注热水先导试验表明,注水温度低造成注水井注水能力下降,注入水井口温度达到 85℃以上可提高注水能力。同时,该油藏对聚合物驱及三元复合驱提高采收率的潜力进行了评估分析,研究结果表明,最适合 Mangala 油田的提高采收率方法为三元复合驱,水驱之后可提高采收率 30% 左右。

三、配套工艺技术

国内外油藏的开发实践证明,采油工艺技术要适应油藏的地质特点,不同油藏应选用适合

其开发特征的配套工艺技术系列,以达到较好的开发效果,提高经济效益和最终采收率。与常规油藏相比,高凝油油藏在采油井井筒中因流体温度变化易发生析蜡,从而堵塞井筒,同时由于流体性质突变,井筒流动特征发生较大变化,因此高凝油油藏采油井井筒举升工艺具有特殊性,同时需要配套的井筒防蜡、清蜡工艺。

1. 采油工艺

由于高凝油的特殊性,在采油工艺上具有特殊的要求。

1) 电潜泵采油工艺

电潜泵采油工艺在国内外应用广泛,中国小集油田投产后,由于原油凝固点高,采用常规抽油生产不能保持连续正常生产,因此改用电潜泵采油。电潜泵具有排量大、扬程高、下泵深度大、机械效率高的优点,可提高油井的排液量,减少井筒热量损失,使井筒保持较高温度,使井口流体温度始终保持在析蜡温度以上,解决了高凝油抽油生产时原油在井筒结蜡的问题。法鲁奇油田 90% 的采油井采用电潜泵采油,至今未发生井筒结蜡现象。

2) 冷抽采油工艺

根据高凝油井的实际情况,沈阳油田采用空心杆热洗、常规冷抽热洗、微生物降凝等配套冷抽工艺技术:一般含水率达到 40%、日产液量 10~20t 的油井,采用空心杆热洗工艺;含水率大于 50%、日产液量大于 20t 的油井,采用常规冷抽工艺,并定期热洗。

3) 热动力液开式水力活塞泵采油工艺

水力活塞泵采油是一种依赖液力传递能量的抽油系统。这种采油方式调参方便,可依靠液力起下泵,适用于深井、斜井、高含蜡和高凝固点、出砂油井。静安堡油田自开发以来,根据高凝油的特点,先后进行了单体水力活塞泵采油和群体水力活塞泵采油试验,完善了水力活塞泵的采油工艺技术。水力活塞泵采油解决了高凝油油藏无水及低含水期高凝油开采难的问题。

2. 井筒防蜡及结蜡处理工艺

高凝油油藏的开发过程中,生产井筒温度变化较为明显,致使高凝油中的石蜡组分容易析出,进而产生井筒堵塞等问题。因此,井筒结蜡处理工艺成为高凝油油藏开发中非常重要的一个环节。

1) 化学防蜡工艺

美国 Altmont 油田位于犹他州的东北部 Uinta 盆地的北部,发现于 1970 年。由于该油藏含蜡高、凝固点高,油井在 1500m 深处就严重结蜡,加之该地区气候寒冷,给原油开采和输送造成了许多困难。该油田在环空中用油和水作为油管循环的热流体,用硅酸钠化学涂层或塑料涂层,加蜡分散剂和化学降凝剂等多种工艺手段进行开发。壳牌公司的作法是每米用盐酸 62~1241 L(浓度为 7.5%),每口井用酸 189m³,酸化后增产 4 倍。

2) 生物防蜡工艺

1989—1990 年开始,美国 Altmont 油田采用注厌氧菌方式开发该油田,有效降低了原油含蜡量、凝固点及黏度,明显改善了开发效果,增产油 5800t、增产气 $4.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

3) 油管电加热工艺

该工艺利用油管本身作为导体发热、套管作为回路,对油管内原油进行加热,使井筒流体

温度始终高于析蜡点。但油管电加热工艺具有作业难度较大、绝缘短节抗拉强度低、易断裂的缺点。

第三节 高凝油油藏开发技术成就

一、高凝油油藏精细描述技术

精细油藏描述是指油田投入开发后,随着油藏开采程度的加深和生产动态资料的增加所进行的精细地质特征研究和剩余油分布描述,并不断完善储层的地质模型和量化剩余油分布。精细地质特征研究和剩余油量化是精细油藏描述的核心,高凝油油藏精细描述除了上述两项核心内容外,还需深入研究原油性质对剩余油分布及其对开发技术、政策的影响,可有效改善高凝油油藏的开发效果。

随着计算机技术、层序地层学、储层沉积学和地质统计学等基础学科的发展,精细油藏描述技术呈现出向精细化、数字化和多学科一体化方向发展的趋势,使精细油藏描述与常规油藏描述有显著的差异。主要包括:(1)采用高分辨层序地层学、储层定量表征方法和地质统计学等新理论,进一步加深油藏描述的深度和精度;(2)深入、细化研究对象,如从砂层组、小层的岩性对比发展到单砂体,甚至其内部构型的等时对比与刻画,从单纯构造描述到微构造、断层封闭性和裂缝等的精细研究,从定性描述剩余油分布到定量表征剩余分布等;(3)应用成像测井、四维地震、三维建模和大型油藏数值模拟等技术,提高和改善对油藏各种属性的识别和预测精度;(4)综合应用各种信息资料,即静态资料和动态资料结合、地质资料和物探资料结合、露头资料和地下资料结合,从而提高油藏描述的精度和准确度。

二、室内实验和数值模拟技术

高凝油组分及物性与常规原油有很大的不同,其流变性对温度极其敏感,当温度降低至析蜡点后,蜡晶逐渐析出,原油由牛顿流体转变成非牛顿流体,渗流特征发生明显变化;同时析出的蜡晶易堵塞地层孔隙喉道,引起渗透率降低,地层发生冷伤害。对高凝油渗流特征及冷伤害机理的研究需要开展大量的室内实验和数值模拟。

室内实验主要包括高凝油析蜡点、凝固点等特殊点的测定;固相沉积实验、流变性实验、不同温度下的油—水相渗规律及驱油效率实验等。

高凝油油藏数值模拟与普通黑油数值模拟相比,需考虑不同温度下蜡组分形态变化,并对结蜡反应进行描述,因此需要建立三维四相拟组分模型(油相、水相、气相、固相)。目前通用的商业软件有 CMG 的 STARS、ECLIPSE 的 E300 及 E500 等,这些软件可考虑高凝油油藏模拟的关键因素:注入流体引起的油藏温度场变化,温度变化引起的原油组分变化、相态变化、物性变化及相对渗透率曲线变化等。

室内实验和数值模拟相结合可研究高凝油固相沉积机理、渗流特征和冷伤害机理,优化注水时机、压力保持水平、开发层系、井网井型等关键开发技术。

三、注水开发技术

高凝油油藏天然能量不足时需要注水补充能量开发。Uzen 油田、法鲁奇油田、沈阳油田等都进行了不同规模的注水开发,其注水开发技术除部分采用普通黑油油藏现有的成熟技术

外,还根据高凝油特殊油品性质形成了独特的高凝油油藏注水开发技术系列。

1. 高凝油油藏能量协同技术

对于天然能量不足的油藏,注水开发中后期由于地层储层非均质性、流体非均质性等原因,造成油藏平面、纵向上动用程度及地层压力保持水平差异大,需要分块、分层、分井组调整,达到全油藏能量补充与储层动用的均衡协调,实现油藏能量消耗与补充的协同。例如沈阳法哈牛块储层物性具有从北向南逐渐变差的特点,北部注采系统比较完善,注采比高,地层压力保持水平较高,但含水率上升快;南部由于物性差、停注井多,地层压力保持水平较低,采油井低效和停产井多。针对这种情况,采取了分区治理对策,做好平面注水结构调整工作,将全区划分为中部、南部、北部三个部分,实施“北部弱注、南部强注、中部轮换注”的工作方法,油藏在实施注水结构调整后自然递减率大幅下降、含水率得到控制。

对天然能量较充足的油藏,早期充分利用天然能量开发,中、后期根据能量非均质性、储层非均质性、流体非均质性等形成的剩余油分布规律、地层压力分布特征,分区、分块、分层实施井网、层系、注采结构等调整,达到天然能量利用程度的最大化,实现注水补充能量与天然能量的高效协同。该技术在法鲁奇油田得到了很好的应用。

2. 低渗透砂岩高凝油油藏周期增注技术

低渗透砂岩油藏由于受储层物性差等影响,导致注水井吸水能力较低、注水压力高、停注井较多等问题,可实施周期增注技术。例如沈阳油田沈 95 块、沈 150 块等实施周期增注后区块油井综合含水率普遍降低、产量回升。在试验取得较好效果的基础上,又逐渐将增压周期注水方法扩展到整个油藏,油藏产量递减趋势得到缓解。

3. 高凝油油藏高含水期强化采液技术

高含水期采取强化采液技术,能够减缓产油量的递减幅度。沈阳油田高含水期单井日产液高于 20t、含水率超过 90% 的多数高凝油井,井口出液温度保持在 34℃ 以上,可采用常规冷采举升工艺,具备强化采油的条件,配合定期热洗可保持长期连续冷采强化采油。通过提液等措施,增加油井产液量,扩大了常规冷采井的规模,常规冷采井 300 口以上,占高凝油总井数的 45.5%。

4. 中渗透砂岩高凝油油藏多级分注、细分注水技术

针对长井段、多油层、强非均质性砂岩油藏含水率上升快、产量递减率大的矛盾,可采用多级分注技术。该技术系列包括:(1)注水井分层测试技术;(2)分注井下验封配套技术;(3)注水井洗井工艺;(4)低排量注水泵配套技术。沈阳油田在主力中渗透砂岩注水区块(沈 84—安 12 块、法哈牛、沈 67 块)推广多级分注及配套技术,分注级别由以往的二级提高到四级,部分井可达到六级,缓解了强非均质性形成的注水矛盾,使吸水剖面得到有效改善。

5. 高凝油油藏注热水开发技术

针对高凝油油藏注冷水开发易引起原油析蜡并造成地层冷伤害,可采用注热水有效保持注水井井底温度高于原油析蜡点,避免原油析蜡现象,以保证油田的顺利开发。在 Uzen 油田、法鲁奇油田、沈阳油田等采用注热水开发技术都取得了较好的效果。

四、井筒防凝技术

井筒防凝技术主要有井下电伴热采技术、水力活塞泵采油工艺技术、同心管闭式热水循环

技术、化学采油技术、磁降凝技术和电潜泵采油工艺技术,这些技术可有效地防止井筒流体因温度下降引起的蜡析出现象造成的堵塞。辽河油田高凝油油藏开发初期,为了有效地解决井筒温度问题,主要采用热动力液开式水力活塞泵和同心管闭式热液循环抽油方式开采。

电潜泵应用最广泛,具有排量大、效率高、下泵深度范围大、自动化程度高的优点,同时由于电机在井下,可以加热原油,降低原油黏度,产出液在井口的温度保持在高于凝固点的范围,不易发生蜡堵和原油凝管,主要适用于地层能量充足、单井产量高的油藏。法鲁奇油田广泛应用电潜泵生产,有效地避免了井筒析蜡。

五、集输技术

在国内外众多的高凝油油藏早期开发中,集输工艺大都以加热法为主,针对高凝油对温度敏感性强的特点,通过提高输油温度使高凝油获得良好的流动状态。加热方式一般采用水套炉、蒸汽、电加热法等。国内高凝油集输采用二级布站密闭输送流程,充分利用地层能量,提高井口回压,实现油气密闭混输。沈阳油田是中国最大的高凝油生产基地,原油凝固点 $36 \sim 67^{\circ}\text{C}$,含蜡量 $25\% \sim 52\%$;其原油不仅具有含蜡量高、高凝固点、低胶质、温度敏感性强等特点,而且原油的凝固点、含蜡量指标上均高于国内外其它高凝油田。该油田采用一级油、气、水分离,二级热化学脱水工艺流程,其产生的污水采用微正压闪蒸稳定工艺和斜板除油、双层滤料过滤二段处理。

随着科学技术的发展,高凝油集输工艺也在不断更新,世界各国都在积极寻求比加热法输送高凝油更经济、更节能的替代方法,如化学降凝输送法、热处理降黏(降凝)输送法、掺轻质油输送法、水悬浮输送及水力活塞泵采油输送法等。其中,采用在高凝油集输管线中增加化学降凝剂以改变原油的蜡晶结构,使高凝油在低温状态下具有良好的流动特性的方法,一直是各国多年来潜心研究的集输方法。

第二章 高凝油油藏概念及其分类

国内外学者一般把高含蜡量、高凝固点的原油定义为高凝油,并把含有高凝油的油藏称为高凝油油藏。然而在高凝油油藏的实际开发过程中,是否会出现析蜡现象及冷伤害问题除了受油品性质影响外,同时还受到地层温度条件及开发方式等因素的影响。因此,本书对高凝油油藏的定义及其分类不仅考虑了油品性质,还考虑了油藏条件、开发技术和政策等各方面因素,将凡是开发过程中可能在油藏及井筒发生与原油析蜡现象有关问题的油藏称之为高凝油油藏。

第一节 高凝油定义及基本物理性质

一、高凝油的定义

高凝油含蜡量高,一般在 10% 以上,甚至可高达 50%;凝固点高,一般在 30℃ 以上,甚至可高达 30 ~ 50℃。

关于高凝油及高凝油油藏的定义,很多国内学者有不同的说法。郑容植(1988)认为高凝油为石蜡、地蜡含量高的石蜡基原油,含蜡量大于 30%,凝固点高达 40 ~ 69℃,为成熟的原生未氧化原油。刘翔鄂(1997)、高约友(1997)、张方礼(2007)、姚为英(2007)和姚凯(2011)都认为高凝油油藏为凝固点高于 40℃、含蜡量大于 10% 的轻质油藏,并指出我国的高凝油具有“两高一低”的特点,即含蜡量高、凝固点高、含硫量低。陈涛平(2008)、焦雪峰(2008)认为高凝油是烷烃、蜡和渣油含量高,硫和沥青含量低的原油,并且把凝固点高于 40℃、含蜡量大于 35% 的原油称作高凝油。杨胜来(2010)、陆辉(2012)认为高凝油是指原油凝固点高于 40℃、含蜡量大于 20% 的原油。蒋华义(2004)和戴静君(2010)指出高凝油就是蜡含量较多的高凝点原油。李应林(2010)提出高凝油是蜡含量高、硫和沥青含量低的原油,并定义凝固点高于 40℃、含蜡量大于 35% 的原油为高凝油。阳晓燕(2011)认为高凝油油藏是指原油凝固点高于 40℃、含蜡量高于 10% 的轻质油藏。

综上所述,不同学者基本上都认同高凝油的凝固点温度应大于 40℃,但是对于高凝油中含蜡量界限有不同的观点。《中国石油天然气行业标准 SY/T 6169—1995:油藏分类》把高凝油定义为凝固点大于 40℃ 的轻质高含蜡原油,本书认同国标划分标准。

二、基本物理性质

高凝油是一种成分复杂的混合物,其物理性质取决于生油母质性质和热演化程度以及原油的次生变化等因素。物理性质是化学组成的宏观表现,不同的生油母质和演化阶段生成的原油在化学组成上有所差别,并表现为物理性质的差异。

高凝油与普通原油的区别在于含蜡量高低,其颜色、密度等基本物理性质与普通原油类似;高凝油密度通常与稀油相近。一般情况下,重度在 20°API 以下的原油常常出现高黏、乳化等问题,不会存在析蜡问题;而重度在 20°API 以上的原油常出现多种与蜡、沥青相关的问题。