

文章编号:0253-2697(2001)01-0067-05

长春弱挥发油油藏的开发经验

钟显彪 王岚岚 陈 栗 关云东 秦 杰

(吉林油田有限责任公司勘探开发研究院 吉林松原 138001)

摘要:长春油田是 1988 年发现的弱挥发油油藏,油田属于断块油气藏,油田开发采取边外注水,高速开发的政策。1990 年达历史最高年产量 $63.4 \times 10^4 \text{t}$,1994 年降为 $7 \times 10^4 \text{t}$,1999 年已降到 $2.85 \times 10^4 \text{t}$,综合含水从初期的不含水增大到 86.3%,油田处于晚期开发。油田开发表现的特征与溶解气驱开发类似。预测采收率仅为 27% 左右,较数值模拟理想方案低 23%。针对以上问题,阐述了该油藏的地质特点和烃类流体类型,总结了油田开发的历程、开发特征和开发经验。提出了开发挥发油及弱挥发油油藏,保持饱和压力以上是开发好此类油藏的关键,应列为此类油藏开发的最重要原则。强调了数值模拟技术在油气藏开发中的重要作用。

关键词:弱挥发油;油藏;数值模拟;开发经验;长春油田

中图分类号:TE349 **文献标识码:**A

1 前 言

所谓“挥发油”,也称临界油。它的含义指烃类流体的相态特征接近温度临界点,它的组分和热力学特性处于普通黑油和凝析气之间。由于这类油藏原油性质与普通黑油有着较大的差异,所以在开发上与黑油油藏应有所不同。1988 年发现了长春弱挥发油油藏,1989 年全面投入开发,1990 年达历史最高年产量 $63.4 \times 10^4 \text{t}$,到 1999 年已降为 $2.85 \times 10^4 \text{t}$,综合含水已由初期的不含水上升到 1999 年的 86.3%,预测水驱采收率为 27% 左右,与数值模拟理想方案对比,降低 23% 以上。在开发过程中油田所暴露出来的问题,油田开发特征与黑油油藏的差异表现明显。总结长春油田的开发经验和教训,对于开发好此类油藏具有很好的借鉴作用。

2 油田地质概况

2.1 油田地质特征

长春油田位于依舒断陷盆地的五星构造带上。该构造断层多,断距较大(图 1)。储集层为下第三系双 II 组。油层埋深为 1750~2230m。双 II 组油层划分为五个砂岩组。储层岩性主要为砂岩、含砾砂岩、砂砾岩和粉砂岩。昌 10 块和星 6 块平均油层渗透率分别为 $208.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $166.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度分别为 15.6% 和 14.8%。油层厚度大,纵向上井段集中,昌 10 块油层厚度为 51.7m,星 6 块油层厚度为 34.6m;两断块气层厚度大小差异较大,星 6 块为 50.5m,昌 10 块为 18.6m。星 6 块含气面积为 1.2km^2 ,昌 10 块仅为 0.5km^2 。

油藏中砂组间隔层相对稳定,但隔层厚度不大,主力 2、3 砂组之间隔层厚度 0~9.4m,一般为 2m 以上。钻遇率为 70%~100%。储层非均质性严重,渗透率级差为 0.1~5718,单层突进系数 2.9~21.6,变异系数达 0.8。

2.2 烃类流体性质

长春油田地下烃类流体具有特殊性,对取样品(昌 10 块内星 307 井)按挥发油地层流体分析要求进行^①。

作者简介:钟显彪,男,1959 年 9 月生。1982 年毕业于长春地质学院水文地质专业。现任吉林油田有限责任公司勘探开发研究院开发二室高级工程师。

^①杨宝善,等. 长春油田储层流体 PVT 性质及相态特征研究,1990。

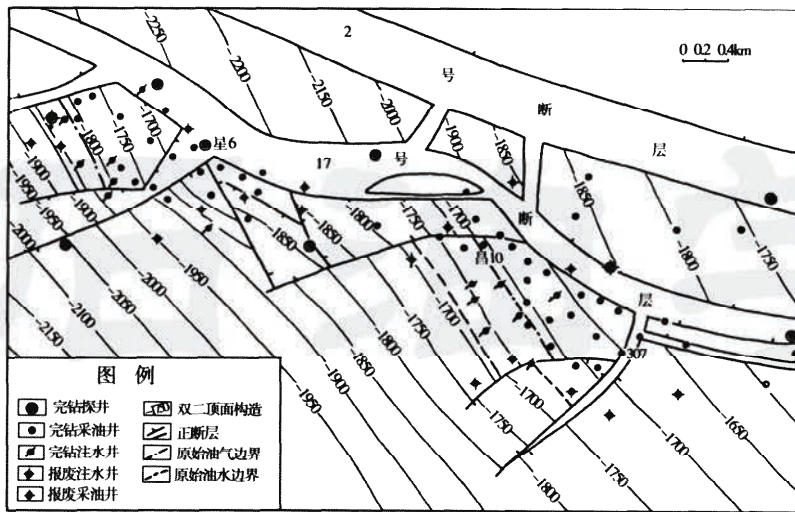


图1 长春油田双Ⅱ组顶面构造井位图

Fig. 1 Structure and well location map of Shuang II formation in Changchun Oilfield

解气油比 $165.39\text{m}^3/\text{m}^3$, 比典型黑油要高, 低于典型挥发油; 原油体积系数为 1.5866, 与典型挥发油的体积系数 (一般为 $2.00\sim 5.00$) 相比则小得多, 而与典型黑油相比则要高。

综上所述, 根据流体 PVT 特性和相态特征认为, 长春油田储层流体属于挥发油与黑油的过渡类型, 可称之为弱挥发油。

3 油田开发历程和开发特征

3.1 油田开发历程

1988年3月在昌10井下第三系双Ⅱ组首获高产油流, 之后又发现了星6含油断块, 同年6月编制完生产试验区试采方案并投入实施。1989年两个主区块全面投入开发, 到1990年底共有采油井48口, 注水井9口。制定油田开发的主要原则为: (1) 实行高速开采; (2) 采用人工补充能量开发; (3) 气顶气暂时不动用等。主要技术指标为: 分三套层系开发, 地面井距基本以300m为基础, 注水方式采用边外注水, 在气顶部位采用点状注水, 注采井数比按1:2, 初期采油速度按6%设计。

长春油田实施过程中, 地面井距为300m, 实行边外注水, 注采井数比基本在1:5, 1990年采油速度为6.5%。从1990年以后开始对采油井补孔, 全面实行补孔后, 实际上已不是2~3套层系开发, 而是一套层系开发, 并且油气同时开采。油田实施与设计相差很大(表1)。

3.2 油田开发特征

3.2.1 产油量、综合含水变化特征

油田产油没有稳产阶段, 只有上产和下降阶段, 最高年产油量 $63.4\times 10^4\text{t}$, 然后迅速递减, 全面开发3年后, 年产油量不到 $7\times 10^4\text{t}$, 之后产油量便进入缓慢递减阶段。该油田产油量构成主要是老井产量, 措施量较少。综合含水上升较快, 开发4年, 含水就达56.1%(图2)。

3.2.2 气油比变化特征

油田气油比上升迅速, 从初期1988年的 $204\text{m}^3/\text{t}$, 到1994年高达 $1000\text{m}^3/\text{t}$, 最高1995年达 $1818\text{m}^3/\text{t}$, 之后缓慢下降。昌10与星6块气油比变化特征有较大差异, 表现在昌10块气油比变化相对较小, 由初期的 $204\text{m}^3/\text{t}$ 到最高仅为 $671\text{m}^3/\text{t}$, 而星6块由初期的 $183\text{m}^3/\text{t}$ 到最高达 $4320\text{m}^3/\text{t}$, 这是由两块气顶气储量的差异

原油组分: $C_1 + N_2$ 含量为 $42.23\text{mL}\%$; $C_{2-6} + \text{CO}_2$ 含量为 $27.67\text{mL}\%$; C_7 含量为 $30.09\text{mL}\%$ 。可见星307井储层流体组分介于黑油与挥发油之间, 同时该流体的中间烃含量比典型挥发油还高, 从组分上看该流体接近于挥发油类型。

流体相态特征: 饱和压力 17.44MPa , 泡点温度 85°C , 临界压力 14.26MPa , 临界温度 411.09°C ; 最大临界凝析压力 21.27MPa , 最大临界凝析温度 474.25°C 。可见临界温度远远大于油层温度 (85°C)。从这一点判断它的相态特征属于黑油类型。

流体 PVT 特性: 原油地面相对密度为 0.8468, 高于挥发油; 原始溶

所致(图 3)。

表 1 长春油田推荐方案开发指标与实际指标对比

Table 1 Comparison development guiding and practical guideline of recommended program of development design in Changchun Oilfield

时间 (年)	采油井井数(口)		注水井井数(口)		年产油(10 ⁴ t)		采油速度(%)		年注水(10 ⁴ m ³)	
	设计值	实际值	设计值	实际值	设计值	实际值	设计值	实际值	设计值	实际值
1988	8	8	0		10.82	10.90	1.11	4.27	0	0
1989	20	28	3	4	50.89	50.92	5.22	5.22	9.27	9.27
1990	41	48	19	9	69.36	63.40	7.11	6.50	60.62	36.49
1991	41	51	19	9	50.70	35.40	5.20	3.63	159.87	72.45
1992	41	53	19	9	38.02	20.22	3.90	2.07	157.21	49.97
1993	41	40	19	8	29.25	12.77	3.00	1.31	150.35	44.65
1994	41	40	19	8	24.38	6.70	2.50	0.72	144.34	40.6
1995	41	37	19	11	19.84	5.75	2.04	0.59	149.34	37.98
1996	41	37	19	11	15.73	5.21	1.61	0.53	153.18	38.56
1997	41	36	19	12	17.99	3.52	1.84	0.36	162.69	47.14
1998	41	36	19	5	15.53	2.94	1.60	0.30	170.89	32.36
1999	41	36	19	5	14.73	2.85	1.51	0.28	161.98	19.76
2000	41		19		14.02		1.43		150.79	

3.2.3 地层压力变化特征

油田地层压力下降迅速,由原始 18.90MPa,到 1992 年下降为 8.94MPa,呈直线下下降特征,之后缓慢下降(图 3)。

综上所述,长春油田开发特征类似于油藏枯竭式开发特征^[1]。说明长春油田虽然注水开发,实际上注水远没有起到保持地层压力的作用。

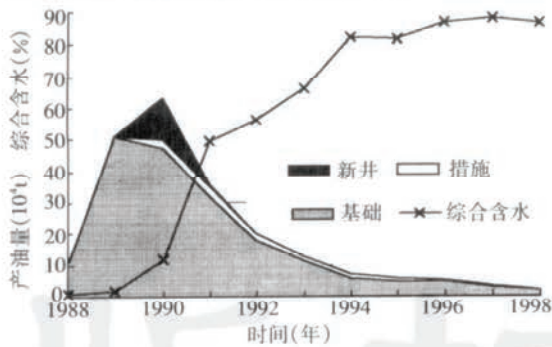
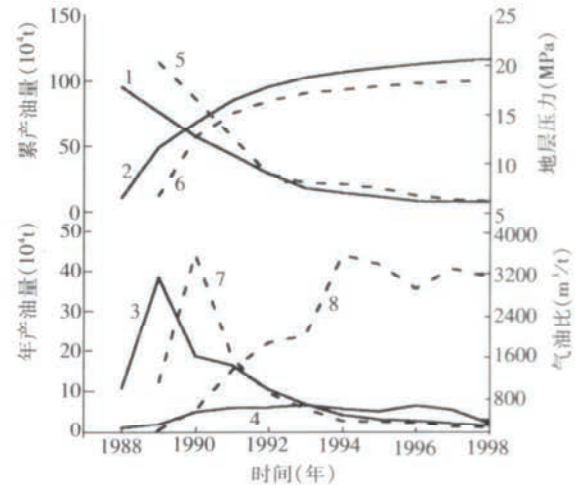


图 2 长春油田产量构成及综合含水曲线

Fig. 2 Production form and gross water cut of Changchun Oilfield



1、2、3、4 分别为昌 10 区块地层压力、累产油、年产油和油气比
5、6、7、8 分别为星 6 区块地层压力、累产油、年产油和油气比

图 3 长春油田昌 10 区块、星 6 区块油藏动态史

Fig. 3 Reservoir performance history of Chang 10 and Xing 6 area of Changchun Oilfield

4 油田开发经验

4.1 长春油田开发可借鉴的经验

在发现长春油田之后,有关专家及时翻译整理了国内外挥发油油田的开发资料^{①②}。资料表明国内过去对

① 杨宝善,编,挥发性油藏开采特征,1988.

② 唐养吾,等,挥发性油油田的研究和开发特点,1988.

这类油藏的研究几乎是空白。国外挥发油油藏的生产特征在无边水补给的条件下,挥发油油藏衰竭生产的生产动态通常与溶解气驱相似。保持压力开发的这类油藏,从注水油藏来看,采收率一般可达39%~48%。而一次采油采收率一般在20%左右。总的来看,当时对开发好挥发油油藏没有一套较成熟的理论,不象凝析气藏已有一套理论基础^[2]。

4.2 生产试验区分析

长春油田1988年6月编制完试验区试采方案并投入实施。试验区(昌10块内)划分三层系,边外注水方式开发。设计采油井16口,注水井5口,观察井2口,生产井原则上是射开油层,气顶气层未动用。至1989年12月,试验区采油井开井10口,注水井3口。平均单井日产油55t/d,综合含水3.6%,生产气油比503m³/t,采油速度4.88%,采出程度11.52%,油层平均压力14.23MPa,总压降4.67MPa。

生产试验区实践表明,过高的采油速度和过低的注采井数比,以及边外注水方式不能适应该油藏特点,表现在产量下降快,地层压力下降快,气油比上升快。

4.3 数值模拟研究

1989年对长春油田进行了数值模拟研究^①。模拟区选择昌10块试验区,采用剖面模型和三维地质模型进行。剖面模型所得结论为:早期注水方案最佳,始终保持高于原始饱和压力条件开发,达到高的水驱采收率为48.7%(含水95%),应为推荐的开采方式。

三维数值模拟计算了13个方案,在原注采井网下的10个方案开发效果都不甚理想,对提高采收率程度都不高,仅为1%~2%。在气顶部位补钻水并注水,又设计了3个方案,指标最好。3%以上采油速度可维持6.5年,地层压力保持在较高水平上(18~19MPa),生产25年时采出程度为48.5%,水驱原油采收率可达50%以上,为推荐方案(见表1)。在此认识基础上,又设计了一个理想方案,其水驱采收率50%以上,总井数比实际方案少6~7口井。

4.4 长春油田开发中注采比的计算

长春油田由于是带有气顶的弱挥发油油藏,在地层压力降至饱和压力以下后,在地层中脱气量很大,又加上气顶气,其气体总量非常之大。在计算注采比时,必须将这部分气体体积考虑进去(图4)。经实际计算,按常规方法计算油田注采比与实际有很大偏差,而考虑了气体后,计算的注采比与实际情况吻合较好。

4.5 油田开发经验总结

通过以上分析认为,长春油田开发中存在的主要问题有三点,一是初期采油速度过高,二是注采井数比较低,三是边外注水不适合该油藏。这就使得实际上油田无法保持饱和压力以上开发。由于该油藏为弱挥发油油藏,而且地饱压差很小,仅1MPa左右,过高的采油速度很容易造成原油在油层中脱气。此类油藏原油收缩性较强,根据松辽盆地已发现的20余个黑油油田,其原油体积系数均小于1.2,按1.2计算其原油收缩率为16.7%,而长春油田原油收缩率为37%,大大高于这些黑油油藏原油收缩率。油田矿场实际测得采液指数与吸水指数之比为1.23,计算合理采注

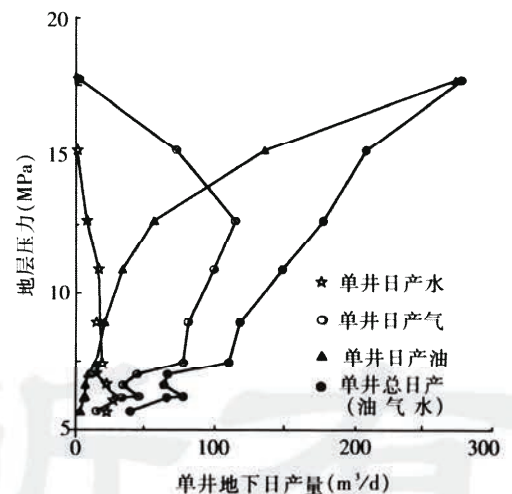


图4 长春油田星6区块单井地下日产量与地层压力关系曲线

Fig. 4 The curves of single well production and pressure of Xing 6 area in Changchun Oilfield

①王荷美、桓冠仁等,长春油田数值模拟研究,1990。

井数比约为 1^[3]。长春油田沿构造线分布基本为 4 排井,边外注水开发存在一、二、三线油井,注采矛盾大,不适宜本油藏特点。虽然后期在油田内部转注了几口井,但为时过晚,井数也偏少。

总结长春油田开发经验主要有以下两点:(1) 油田全面开发较快,未能按合理的开发程度进行。国内外同类油藏的开发经验,本油田数值模拟研究和试验区实践都未起到应有的作用。开发此类油层首先要搞好流体性质分析,即 PVT 和组分室内研究,特别是饱和压力的测定;其次要加深地质研究,明确储层分布及非均质性,然后进行数值模拟研究。在此基础上,开展矿场试验,最后编制油田开发方案,进行全面开发。(2) 地层压力保持在饱和压力以上是开发好弱挥发油的关键。这类油藏一旦地层压力降至饱和压力以下,原油将在油层中大量脱气,大量气体采出,其体积将比原油的体积要大得多(图 4),致使大量原油损失,以及油气界面上移、原油的较强收缩性等因素,使原油采收率大大降低^[4]。

5 结 论

1. 开发好弱挥发油及挥发油油藏,保持在原始饱和压力以上开采是至关重要的原则,应紧紧围绕这一原则制定采油速度、注采方式、开发层系等技术指标。
2. 数值模拟技术是油田开发的重要工具,它对开发好此类油藏具有重要作用。
3. 开发好此类油田,要先获取 PVT 资料,搞好地质综合研究,然后进行数模,接着进行矿场试验之后,方可进行全面开发。

参 考 文 献

- [1] 贾振岐,等. 油田开发设计与分析方法[M]. 哈尔滨:哈尔滨工业大学出版社,1994:12~16.
- [2] Ю. И. 科罗塔耶夫, С. Н. 札基罗夫. 气田与凝析气田的开发理论和设计[M]. 孙志道,等译. 北京:石油工业出版社,1988:242~276.
- [3] 袁庆峰. 大庆油田开发历程[J]. 大庆石油地质与开发,1989,8(3):73~79.
- [4] 洪世铎. 油藏物理基础[M]. 北京:石油工业出版社,1985:20~43.

(收稿日期 1999-08-30 修订日期 2000-01-25 编辑 张占峰)

版权所有

reduced pressure gradient is approximated using finite-difference and finite-element methods simultaneously, and a new upstream weighting approach is proposed based on the signal of flow term, which is more reasonable. The final discrete form of CVFE grid is different from that of PEBI grid and finite-difference method. Numerical model tests show that the method proposed by this paper is as accurate as nine-point finite-difference when permeability tensor is in diagonal form, and it can simulate more complicated cases when permeability is in full-tensor form. Its application prospect is more extensive in fine detailed reservoir simulation.

Key words: unstructured grid; PEBI grid; CVFE grid; mathematical model; permeability tensor; reservoir numerical simulation

EXPERIENCE OF CHANGCHUN VOLATILE OIL RESERVOIR DEVELOPMENT

ZHONG Xian-biao, et al. (*Jilin Oil Field Co. Ltd.*, Songyuan 138001, China) ACTA 2001, 22(1): 67~71

Abstract: Changchun Oilfield is a weak volatile oil reservoir found in 1988. It belongs to faulted oil and gas pool. The oilfield adopted the policy of outer edge waterflood and high-speed development. The maximum production, which was $63.4 \times 10^4 \text{t}$ in 1990, dropped to $7 \times 10^4 \text{t}$ in 1994, and $2.85 \times 10^4 \text{t}$ in 1999. The composite water cut changed from zero to 86.3%. The oilfield is now in the late stage of development. The features showed during the development resemble that in dissolved gas drive. Recovery efficiency is forecasted only 27%, 23% lower than the ideal plan of numerical simulation. This paper expatiates the geological characteristic and types hydrocarbon's fluid in the oilfield and summarizes the course, features and experience in the oilfield development. It also concluded that the key issue for developing volatile oil reservoir and weak volatile oil reservoir is to keep reservoir pressure higher than saturation pressure. The importance of numerical simulation in the development of hydrocarbon reservoir is emphasized.

Key words: weak volatile oil; reservoir; numerical simulation; exploitation experience; Changchun Oilfield

THE APPLICATION OF DETAILED DESCRIPTION RESERVOIR TECHNIQUES IN XINGBEI AREA

SONG Bao-quan, et al. (*The Fourth oil production Company of Daqing Oil Field Co. Ltd.*, Daqing 163511, China) ACTA 2001, 22(1): 72~77

Abstract: Sa, Pu, Gao formations of Xingbei area in Daqing Oil Field feature thin alternating beds of sand and clay in an onshore river and river delta complex. Each well in this area encountered a lot of layers. Not only the thickness and permeability between and in layers differ hundreds of times, there are also large differences in the development of various layers. Combined with the adjustment of pay zone and infill of well pattern, using plenty of logging data, detailed description of reservoir and thorough study of residual oil have been carried out since "The Eighth-Five Plan". A series of techniques of detail description on multi-well-reservoir of high water-cut period have been gradually developed. The application of these new techniques of adjustment oil field development achieved remarkable results.

Key words: high water-cut period; detailed; reservoir description; technique; adjustment and seeking out potential; application

PETROLEUM ENGINEERING

METHODS TO ESTIMATE FORMATION PRESSURE ON THE SCIENTIFIC EXPLORATORY WELL

SU Yi-nao, et al. (*Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Petro-China, Beijing 100083, China*) ACTA 2001, 22(1): 78~82