

海上油田开发中后期 增产挖潜技术

——以秦皇岛 32-6 油田为例

张凤久 著

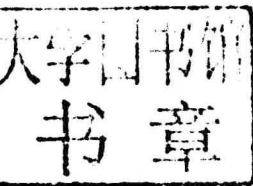
石油工业出版社



海上油田开发中后期增产挖潜技术

——以秦皇岛 32-6 油田为例

张凤久 著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书从精细储层表征与评价、剩余油分布规律及对应增产挖潜策略与配套工艺技术等方面论述了秦皇岛 32-6 油田开发中后期技术及应用实践。

本书可供从事油田开发研究工作的科研人员参考阅读。

图书在版编目(CIP)数据

海上油田开发中后期增产挖潜技术——以秦皇岛 32-6 油田为例/
张凤久著. —北京:石油工业出版社,2015. 12

ISBN 978-7-5021-9881-7

I. 海…

II. 张…

III. 海上油气田-油气开采-技术

IV. TE53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2013)第 271439 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)64523543 发行部:(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 12 月第 1 版 2015 年 12 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:9.5

字数:240 千字

定价:80.00 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

秦皇岛 32-6 油田位于渤海中部海域,西北距京唐港约 20km。在 1969 年二维地震资料基础上落实了油田构造,1995 年钻探井,在东营组下段、馆陶组及明化镇组下段钻遇油组,从而发现了该油田,1997 年上报油田储量获批,1999 年油田正式投入开发,2001 年油田北区投产。

秦皇岛 32-6 油田属于复杂河流相沉积,砂体横向变化大,油水关系复杂,油藏类型多样,底水油藏储量占总储量的 40%,地下原油黏度变化大,且属于常规稠油。这些复杂的地质油藏特征造成了油田开发初期困难重重,含水上升快,采出程度低,产量形势严峻。在这种条件下,通过多轮次调整井的实施、地质信息的重新认识及开发技术水平的提高,形成了以秦皇岛 32-6 油田为代表的海上复杂河流相稠油油田剩余油挖潜系列技术。

本书以秦皇岛 32-6 油田为例,从精细储层表征与评价、剩余油分布规律及对应增产挖潜策略与配套工艺技术等方面详细论述了油田开发技术及应用实践。全书分为五章:第一章主要介绍秦皇岛 32-6 油田地质特征与开发特点,第二章阐述油田开发中后期储层描述与评价方法,第三章总结了此类油田剩余油分布规律及定量表征方法,第四章总结了油田在稳油控水及剩余油挖潜中的实践经验,第五章系统介绍了剩余油挖潜过程中配套工艺技术创新成果及应用。

在本书编写过程中,中国石油大学(北京)程林松教授提出了很多指导性建议,期间还得到赵春明、许红等同志帮助,在此表示衷心感谢。

由于笔者水平有限,书中难免有缺点与不足,希望读者朋友批评指正。

目 录

1 油田地质特征及开发特点	(1)
1.1 地质特征	(1)
1.2 油藏特征	(2)
1.3 开发现状及特点	(3)
2 开发中后期储层描述与评价技术	(17)
2.1 油气水分布再认识	(17)
2.2 精细地层对比	(20)
2.3 隔夹层划分	(23)
2.4 储层非均质性研究	(27)
2.5 沉积相分析	(30)
2.6 三维地质建模	(41)
3 剩余油分布规律及定量描述	(47)
3.1 剩余油分布主控因素	(47)
3.2 剩余油分布规律	(50)
3.3 剩余油分布定量描述	(65)
4 剩余油挖潜对策及技术	(84)
4.1 加密调整井	(84)
4.2 控水稳油	(96)
4.3 提液增油技术	(101)
4.4 综合挖潜实施效果	(117)
5 配套工艺技术	(120)
5.1 优化及细分层注水技术	(120)
5.2 大孔道封堵和油藏深部流体转向技术	(127)
5.3 砂岩稠油底水油藏氮气泡沫压水锥技术	(128)
5.4 氮气泡沫段塞驱提高采收率技术	(130)

1 油田地质特征及开发特点

1.1 地质特征

秦皇岛 32-6 构造位于渤中坳陷石臼坨凸起中西部。凸起周边被渤中、秦南和南堡三大富油凹陷所环绕,是渤海海域油气富集最有利地区之一(图 1-1)。

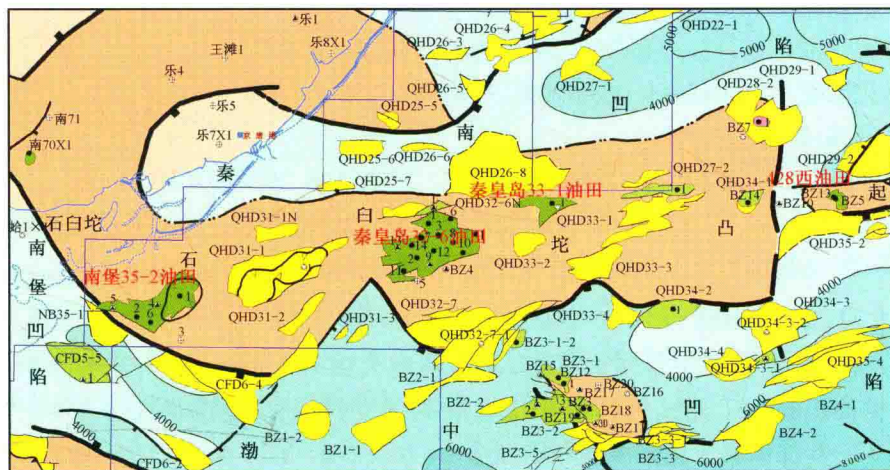


图 1-1 秦皇岛 32-6 油田区域位置图

经勘探证实,在石臼坨凸起上,自下而上发育了两套含油层系:第一套层系是由前古近系潜山的各类岩石形成的储层与上覆新生界构成的储盖组合;第二套含油层系由新生界储盖组合构成,其中包括明化镇组、馆陶组、东营组及沙河街组储盖组合。

在秦皇岛 32-6 油田钻遇了第二套含油层系中的三套储盖组合,其中明化镇组下段构成了该油田的主力含油层段,油藏埋深浅($<1500\text{m}$)。储层为正韵律和复合韵律河道沉积砂体,储层物性好,属高孔、高渗储层,地下原油黏度在 $22 \sim 260\text{mPa}\cdot\text{s}$ 之间。

秦皇岛 32-6 油田储层为复杂的河流相沉积,砂体横向变化大,油水关系复杂,油藏类型多样。根据其沉积特征,秦皇岛 32-6 油田沉积相类型可进一步划分为辫状河与曲流河两种类型。馆陶组属于典型的辫状河沉积,具有“砂包泥”特征,砂地比大于 70%,并可细分为心滩和泛滥平原亚相;通过进一步分析认为:明化镇组下段属于曲流河沉积,具有典型的“泥包砂”特征,砂地比小于 30%,可细分为边滩、天然堤、决口扇、决口水道、泛滥平原等微相。

1.2 油藏特征

1.2.1 流体性质

秦皇岛 32-6 油田原油具有黏度高、相对密度大、胶质 + 沥青质含量高、含硫量较高、含蜡量低、凝固点低的特点。地面原油密度 (20°C) 为 $0.943 \sim 0.965 \text{ g/cm}^3$, 地面原油黏度为 $229.0 \sim 1114.0 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ (50°C), 凝固点 $-4 \sim -12^{\circ}\text{C}$, 含蜡 5% 左右, 胶质 + 沥青质含量 $18.55\% \sim 40.56\%$, 含硫 $0.23\% \sim 0.35\%$, 初馏点 $221 \sim 280^{\circ}\text{C}$, 为重质稠油。

秦皇岛 32-6 油田地层原油性质具有如下特点:

- (1) 饱和压力中等: $5.0 \sim 10.8 \text{ MPa}$, 平均为 7.32 MPa ;
- (2) 地饱压差中等: $2 \sim 5 \text{ MPa}$;
- (3) 溶解气油比低: $13 \sim 24 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 平均为 $15.8 \text{ m}^3/\text{m}^3$;
- (4) 体积系数小: $1.048 \sim 1.068 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 平均为 $1.059 \text{ m}^3/\text{m}^3$;
- (5) 密度高: $0.903 \sim 0.926 \text{ g/cm}^3$;
- (6) 压缩系数小: $(6.34 \sim 10.8) \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$, 平均为 $8.59 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ 。

地层原油性质的分布规律与地面脱气原油性质相似。从纵向上看, 随深度的增加, 密度和黏度逐渐降低。同时, 平面分布特征也不具有明显的规律性。

1.2.2 压力、温度系统

油田总体上基本属于正常压力系统, 压力梯度大致等于静水压力, 压力系数为 $0.99 \sim 1.028$ 。根据油田的 DST 测试资料和 RFT 温度测试资料, 油田地温梯度为 $3.5^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。因此, 秦皇岛 32-6 油田属于正常温度和压力系统。

1.2.3 油藏类型

油田孔隙度主要分布在 $25\% \sim 45\%$ 之间, 平均孔隙度 $35\% \sim 38\%$, 渗透率介于 $100 \sim 11487 \text{ mD}$, 平均渗透率为 $1500 \sim 3000 \text{ mD}$ 。Nm I³ 主力砂体的孔隙度多在 30% 以上, 渗透率多在 3000 mD 以上, 所以秦皇岛 32-6 油田油藏类型整体属于层状高孔、高渗油藏。

秦皇岛 32-6 油田整体是在潜山披覆构造背景上形成的复合式油气藏, 但受构造、断层、岩性的多重制约, 油水系统复杂, 油藏类型多样, 且变化大。油田分为北区、南区和西区三个开发区, 每个区不同断块、不同油组, 油组内不同油层具有不同的油水系统。发育有岩性油藏、构造岩性油藏、构造层状岩性油藏 (细分为边水油藏、边底水油藏和底水油藏)、岩性构造油藏等多种油藏类型。

通过油藏剖面图 (图 1-2), 可以看出西区主要以底水油藏为主, 南区、北区主要以边水油藏为主。

岩性油藏: 含油范围受砂岩的分布控制, 平面上表现为单个砂体含油, 以弹性溶解气驱动为主。

构造岩性油藏: 含油面积在构造高部位受砂体上倾尖灭方向和砂体分布范围的控制, 在砂体的下倾方向有油水界面, 但水体不大, 以弹性溶解气驱动为主。

岩性构造油藏: 平面上油层在构造范围内大面积叠合连片, 局部地区的含油面积受砂岩的

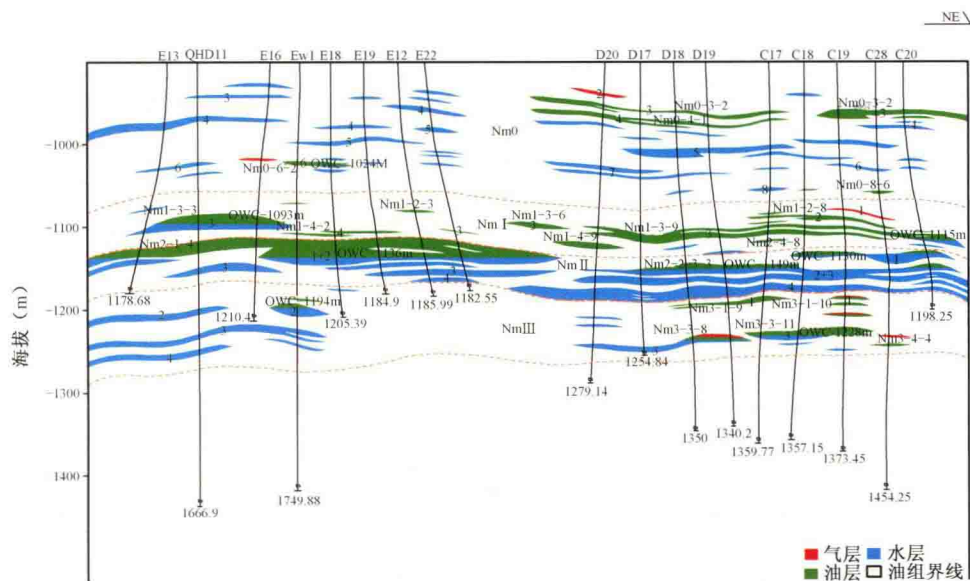


图 1-2 秦皇岛 32-6 油田 E13—C20 油藏剖面图

尖灭控制,整体上看油藏具有大体一致的油水界面,有一定的水体,部分水驱。

构造油藏:油藏位于厚层砂岩的顶部,具有统一的油水界面,底水驱动。

几种油藏类型在平面上和纵向上分布不同。综合地震、测井和测试资料,通过绘制砂体含油面积平面图,对各油组油藏类型进行划分,见表 1-1。

表 1-1 秦皇岛 32-6 油田各油组油藏类型

油 组	油 藏 类 型
Nm0	岩性构造、构造、岩性
Nm I	岩性、岩性构造
Nm II	岩性构造
Nm III	构造岩性
Nm IV	构造岩性
Nm V	构造岩性、构造、岩性
Ng I	构造
Ng II	构造

1.3 开发现状及特点

秦皇岛 32-6 油田主体区分为三个开发区,到目前共钻井 206 口(图 1-3)。北区 2001 年 10 月投产,2002 年 12 月投入注水开发。南区 2002 年 5 月投产,2004 年 2 月投入注水开发。西区 2002 年 8 月投产,目前利用天然能量进行衰竭式开发。

该油田投产初期综合含水就达到 50%,表现出单井产量高、含水高、含水上升快的特点。

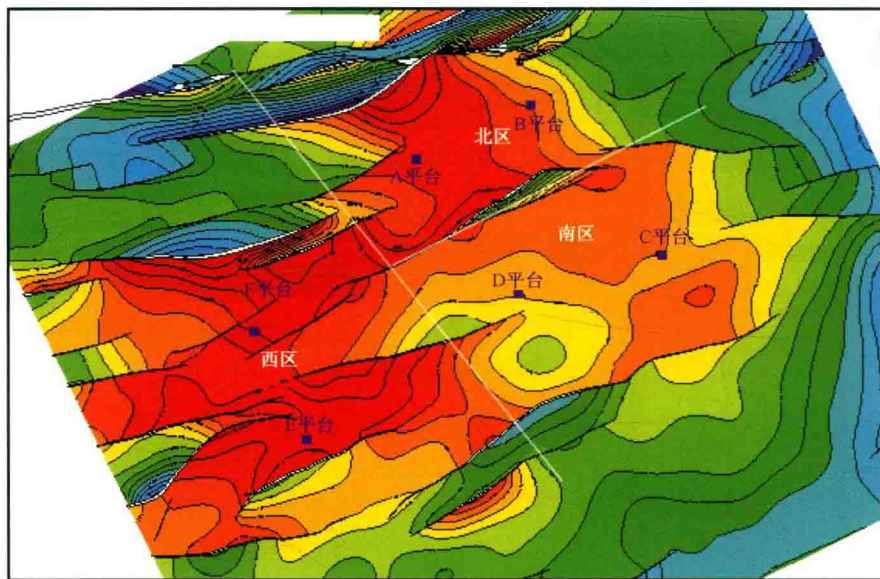


图 1-3 秦皇岛 32-6 油田开发区分区示意图

由于部分井高含水,被迫关掉部分产层和井,影响了油田的产量。截至 2008 年 11 月底,秦皇岛 32-6 油田共有油井 164 口,日产油 4634m^3 ,综合含水 78.8% 左右,采油速度 1.0%,采出程度 7.57%。

1.3.1 开发历程

(1) 北区:明下段油层用一套井网合采,采用 350~400m 井距,水源井 2 口,早期采用反九点法面积井网注水,保持地层压力开发;举升方式采用机械采油,全井段防砂。

2001 年 10 月 8 日北区正式投产,含油面积 11.39km^2 ,共有两个平台,初期有 46 口生产井,其中 A 平台 25 口生产井,B 平台 21 口生产井,初期单井日产油 85m^3 ,初期综合含水 23%,没有无水采油期。截至 2008 年 1 月明下段共有生产井 50 口。2002 年 12 月 12 日开始,陆续转注 8 口井。

根据北区生产动态变化规律(图 1-4),可将该油田生产过程划分为五个阶段。

第一阶段为产能建设阶段:从 2001 年 10 月北区投产开始,到 2001 年底油田全面投产。该阶段主要生产特征为没有无水采油期,处于中低含水期(含水 20%~40%)阶段。

第二阶段为弹性开发产量快速递减阶段:从 2002 年 1 月到 2002 年 11 月。该阶段依靠地层弹性能量开发,主要生产特征表现为含水快速上升,产量快速递减,且日产液量与综合含水上升存在相关性,日产液超过 4300m^3 时,含水快速上升,随着液量的回调,综合含水在 40% 左右短期稳定后,继续上升。该阶段由中低含水期(含水 20%~40%)过渡到中高含水(含水 40%~60%)初期。

第三阶段为注水开发初期产量递减阶段:从 2002 年 12 月到 2004 年 11 月。该阶段同时依靠地层弹性能量和注水开发,注水量相对于产液量少,主要生产特征表现为初期含水波动大,整体上升,产液量和产油量相关性好,均呈现一定下降趋势,处于中高含水期(含水 40%~

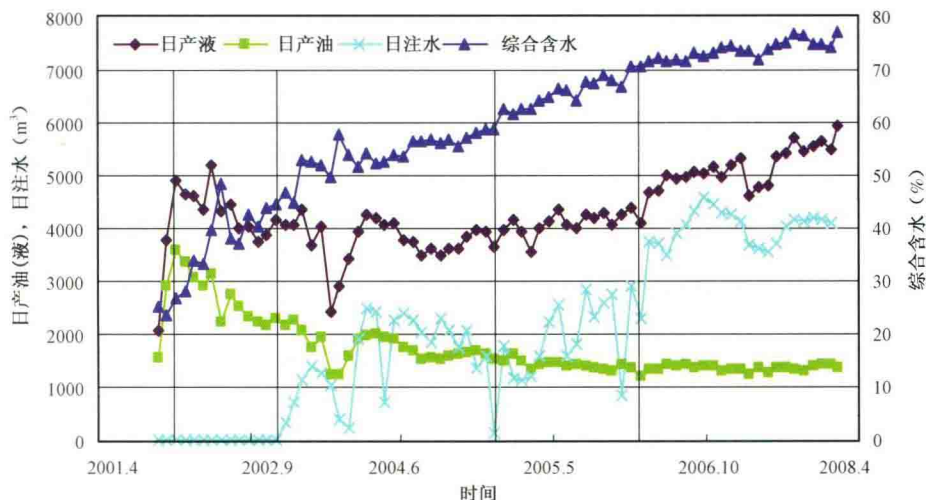


图 1-4 秦皇岛 32-6 油田北区开采曲线

60%)向高含水(含水 60%~90%)过渡阶段。

第四阶段为注水开发产量缓慢递减阶段:从 2004 年 12 月到 2006 年 4 月。该阶段同时依靠地层弹性能量和注水开发,注水量相对于产液量少,主要生产特征表现为含水整体较快上升,产油量的维持一定程度上依靠产液量的增加,产液量缓慢上升,产油量呈现一定下降趋势,进入高含水期(含水 60%~90%)初期。

第五阶段为加强注水开发产量稳定阶段:从 2006 年 5 月到 2008 年 1 月。该阶段主要依靠注水开发,部分依靠地层弹性能量,注水量明显加大,主要生产特征表现为含水整体持续上升,产油量的维持依靠产液量的增加,产液量明显上升,产油量呈现稳定趋势,进入高含水期(含水 60%~90%)中期。

(2)南区:2002 年 5 月 28 日南区正式投产,含油面积 10.37km^2 ,共有 C、D 两个平台 56 口生产井,其中 C 平台 32 口,D 平台 24 口。主体井距为 400m,其他边部区域井距为 450~500m,平均井距 450m。初期单井日产油 73m^3 ,初期综合含水 38%,没有无水采油期。

2003 年 4 月 28 日 D27M 水平分支井投产 Nm I^3 。

2004 年 2—3 月,D5、D11、D16、C15 井陆续转注,2005 年 5—6 月陆续转注 C14 和 C13 井;2008 年 4 月转注 C5 井。

2006 年 2 月侧钻调整井 B26hs;2007 年 4—5 月投产 D28h、D29h、D30h 水平调整井。

根据南区生产动态变化规律,可将其生产过程划分为六个阶段(图 1-5)。

第一阶段为产能建设阶段:从 2002 年 5 月南区投产开始,至 2002 年 8 月中旬油田全面投产。该阶段主要生产特征为没有无水采油期,产液量和产油量快速增加,变化一致,含水处于中低含水期。

第二阶段为弹性能量开发产量快速递减阶段:从 2002 年 8 月中旬至 2003 年 6 月初。该阶段依靠地层弹性能量开发,主要生产特征表现为含水快速上升,产液量和产油量快速递减,含水处于中高含水期初期。

第三阶段为卡水、酸化、调整井措施全面实施,产量有小幅上升,然后回落阶段:从 2003

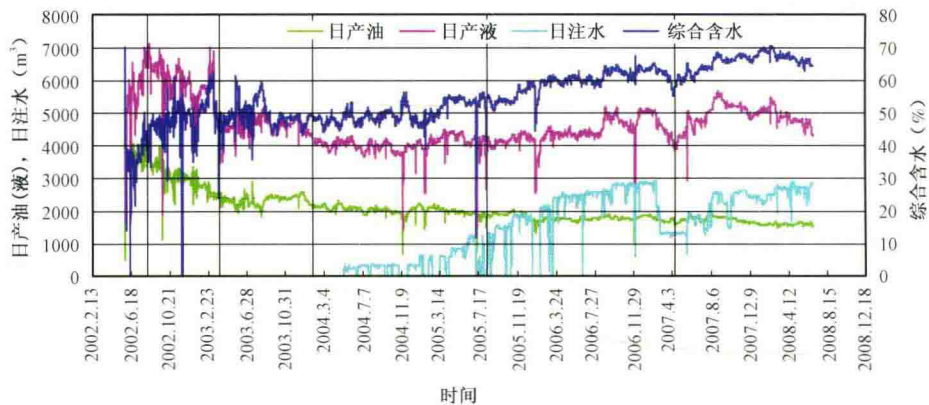


图 1-5 秦皇岛 32-6 油田南区生产曲线

年 2 月初至 2004 年 2 月初。该阶段依然依靠地层弹性能量开发,主要生产特征表现为含水变化趋于平缓,产液量和产油量相关性好,均呈现上升后回落趋势,含水依然处于中高含水初期。

第四阶段为注水开发初期产量缓慢递减阶段:从 2003 年 2 月初至 2005 年末。该阶段同时依靠地层弹性能量和注水开发,注水量相对于产液量少,主要生产特征表现为产液量和含水变化一致,缓慢上升,产油量缓慢下降,含水依然处于中高含水初期。

第五阶段为注水开发产量稳定阶段:从 2006 年初至 2007 年 9 月末。该阶段生产特征表现为含水整体较快上升,产油量的维持一定程度上依靠产液量的增加,产液量缓慢上升,含水依然处于中高含水初期。

第六阶段为加强注水开发产量缓慢递减阶段:从 2007 年 10 月初至 2008 年 6 月。该阶段逐渐恢复注水,主要生产特征表现为含水先上升后下降,产油量小幅度下降后趋于稳定,产液量下降,含水依然处于中高含水过渡期。这一阶段 D 平台产油量变化不大,产液量下降,含水区域平稳且有下降趋势;C 平台注水量增加,但产油量下降,产液量下降,含水上升。南区第六阶段表现的生产特征,反映的是注水利用率下降,即:① 可能部分注入水在大孔道水窜,形成无效循环,没有有效驱动油流;② 边部注水井存在注水外溢,使部分注入水不能充分利用,可能是 C 平台注水量增加产油量下降的主要原因。

(3) 西区:根据西区生产动态变化规律,可将其生产过程划分为三个阶段(图 1-6)。

第一阶段为产能建设阶段:2002 年 8 月 10 日西区正式投产,两个平台,53 口生产井。E 平台 21 口采油井, F 平台 32 口采油井,基础井距 400m,边部井距 500~600m,平均 450m。

第二阶段为第一次综合调整阶段:2004 年末,针对油田开发效果异常,专门研究了秦皇岛 32-6 油田开发效果异常的原因,设计改善开发效果的综合调整方案。油田随之开始进行第一次综合调整。2004 年末开始进行第一次综合调整,2005 年春,在西区 Nm II¹ 层中钻水平井 E10h 和 E06sh,先后于 2005 年 3 月和 6 月投产。其中 E06sh 是由 E6 井井孔中开窗侧钻而成,从此 E6 井报废。

第三阶段为钻调整水平井阶段:2007 年底,油田开始进行第二次开发调整,在西区 E 平台 Nm II¹ 层中钻水平井 E11h、E25h、E26h、E27h、E28h、E29h,先后于 2008 年 1—3 月投产,产量

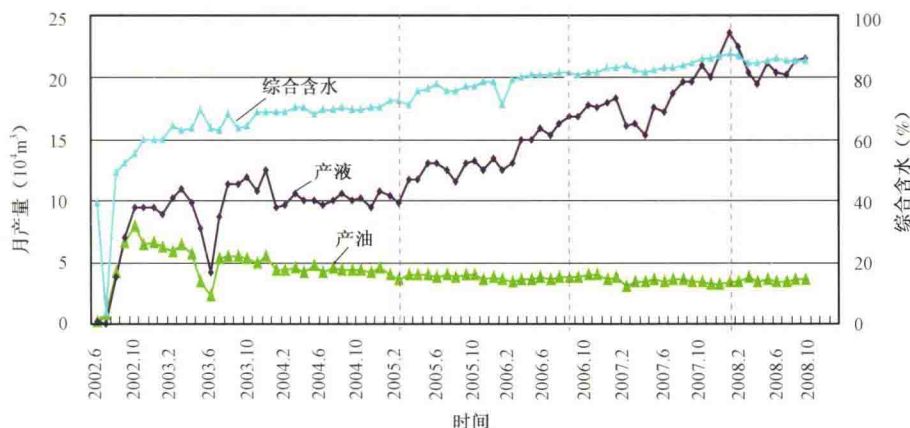


图 1-6 秦皇岛 32-6 油田西区生产曲线

有小幅上升。

1.3.2 开发现状

(1) 北区:截至 2008 年 1 月,北区明化镇组油层累计产油 $391 \times 10^4 \text{ m}^3$, 累计产水 $589 \times 10^4 \text{ m}^3$, 累计产液 $980 \times 10^4 \text{ m}^3$, 累计注水 $464 \times 10^4 \text{ m}^3$, 地下亏空 $516 \times 10^4 \text{ m}^3$, 综合含水 77%, 采出程度 8.83% (图 1-7 和图 1-8)。

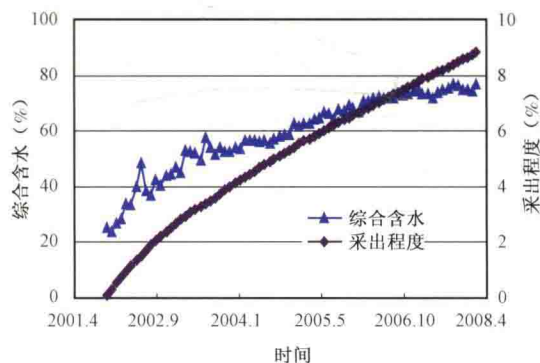


图 1-7 北区采出程度与综合含水

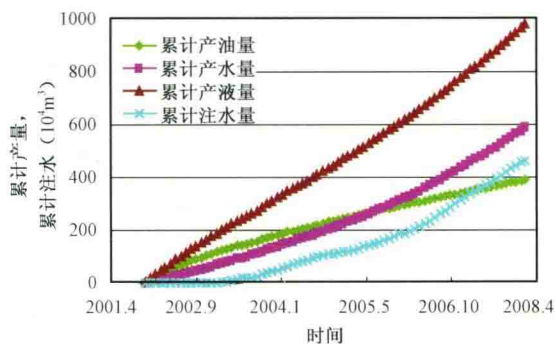


图 1-8 北区累计注采量

(2) 南区:目前共有 61 口开发井, C 平台 33 口开发井, 包括 28 口定向井, 1 口水平井, 4 口注水井; D 平台 28 口开发井, 包括 21 口定向井, 4 口水平井, 3 口注水井。南区截至 2008 年 6 月底累计产油 $463.3 \times 10^4 \text{ m}^3$, 累计产水 $568 \times 10^4 \text{ m}^3$, 累计注水 $241 \times 10^4 \text{ m}^3$, 采出程度 7.45%, 综合含水 64.32%; 目前日产液 4343 m^3 , 日产油 1550 m^3 , 采油速度 0.98% (图 1-9)。

(3) 西区:秦皇岛 32-6 西区共有 62 口生产井, 其中 E 平台 28 口油井 (20 口定向井, 8 口水平井), F 平台 34 口油井 (32 口定向井, 2 口水平井); 除了 F33h、F34h 井开采馆陶组外, 其他井都开采明化镇组下段。

西区截至 2008 年 10 月底累计产油 $310.67 \times 10^4 \text{ m}^3$, 采出程度 5.78%; 目前日产液 8427 m^3 , 日产油 1206 m^3 , 平均含水 85.7%, 采油速度 0.8%。

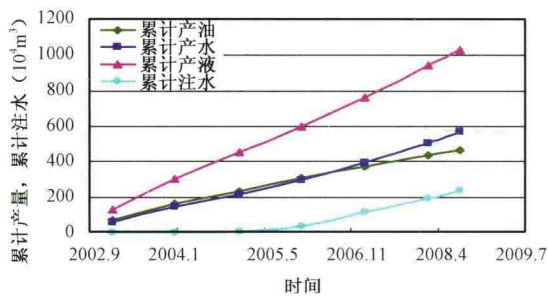


图 1-9 秦皇岛 32-6 油田南区累计产量与时间关系

1.3.3 开发特点

1.3.3.1 北区

对油田北区的产量构成和年递减率、年注采比以及含水变化情况进行了分析,明确北区开发特点。

(1) 产量构成与递减。

北区实施的主要增产措施包括:卡水、酸化、调整井、大泵、调剖、化学堵水、出砂井重启等,在不同开发阶段,单种措施的增产

效果差距很大,且具有明显的规律性。根据北区月产量构成分析(图 1-10、图 1-11),初期卡水和酸化措施效果较好,对减缓产量递减起到重要作用;随着开发的进行,新实施的卡水效果逐渐变差,后期措施多样化,调整井、大泵提液的作用相对突出。

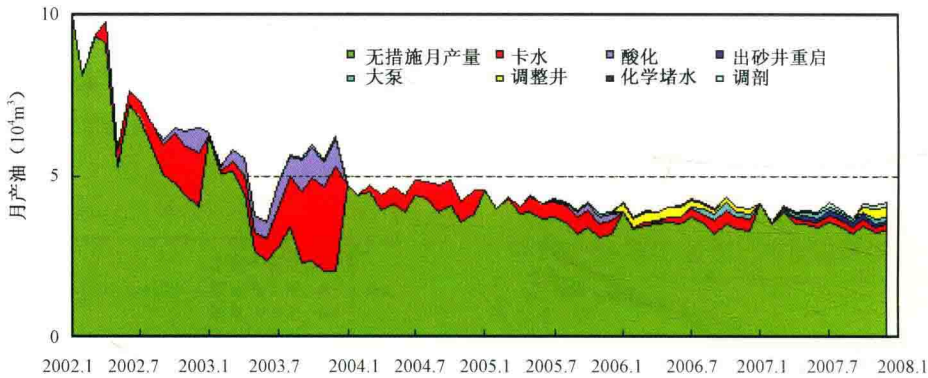


图 1-10 北区月产量构成

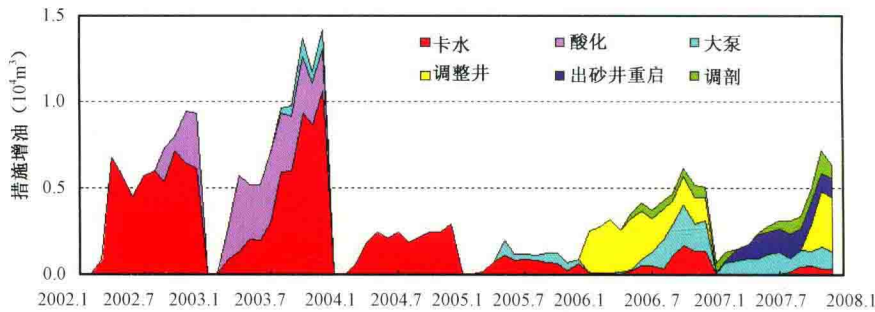


图 1-11 北区月措施产量构成

根据老井年产量、调整井年产量和措施年增油量,计算了北区综合递减率和自然递减率。根据递减分析(图 1-12),初期自然递减很快,达到 54%,随着开发的进行,自然递减迅速下降后趋于平稳,2007 年小于 14%,综合递减初期也较大,达到 29%,随着开发的进行,综合递减下降较快,2007 年仅为 3.5%,说明措施作用明显。

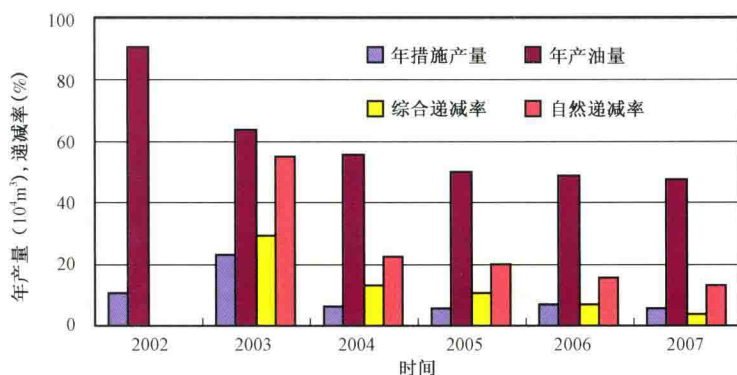


图 1-12 秦皇岛 32-6 油田北区产量变化及递减率

(2) 注采比。

由于北区边底水发育,地层具有一定弹性能量,初期一年多采用降压开发,其后注水强度有所加大(图 1-13),年注采比逐年上升,2004—2005 年达到 0.5 左右,2006—2007 年达到 0.75。与产量对比分析表明,随着注采比的增大,产量趋稳,尤其是目前以增大产液量保持稳产的阶段,注采比的增大起着重要的作用。

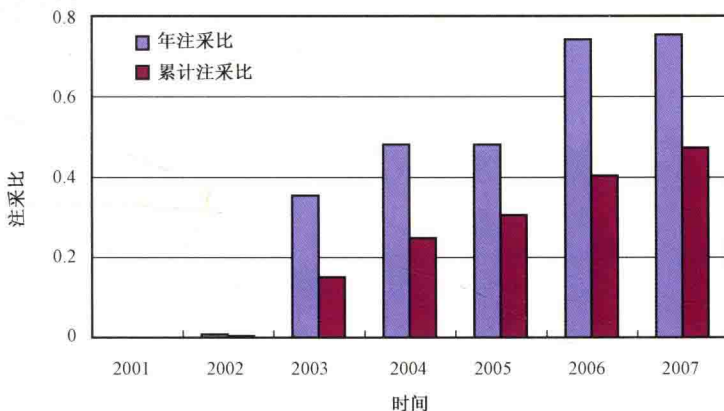


图 1-13 秦皇岛 32-6 油田北区年注采比

(3) 投产初期及目前含水。

北区各个油组、小层和不同的砂体具有不同的油水界面,且采用大段防砂管柱合采的方式投产,不同砂体出水程度存在很大差异,因此,开发初期井口含水;同时,油藏主力砂体以构造作用控制为主,存在断层的遮挡作用,原始含油饱和度存在较大的差异;另外井网的控制作用差异导致各井水淹的差异,这些因素通过初期含水、累计产油以及目前含水能够有所体现。

以各井投产前三个月内的生产数据作为初期含水特征的依据,进行绘图分析(图 1-14)。结果表明,北区初期产液较高的井主要分布在北部,含水较高的井主要分布在东北角和西南角构造低部位,含水较低的井 B 平台比 A 平台比例大。

以各井累计产液和产油的生产数据作为整体含水特征的依据,进行绘图分析,累计产液和产油的规律与初期产液和含水具有一定相似性(图 1-15)。同时,受水侵和注入水影响明显,累计含水较低的井多位于油藏中部、断层遮挡处以及产液量偏低部位。

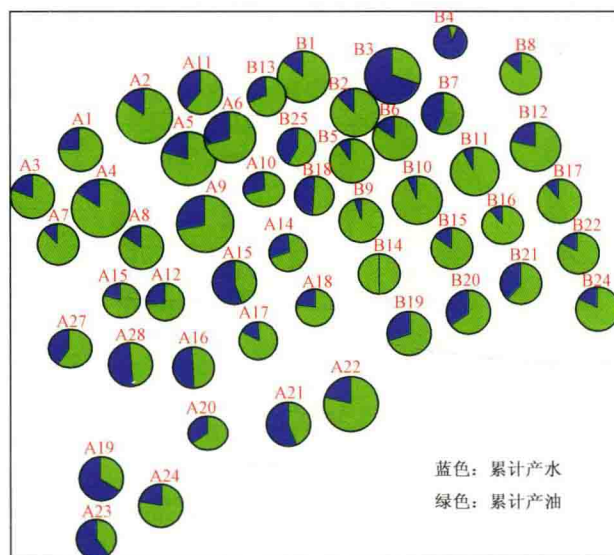
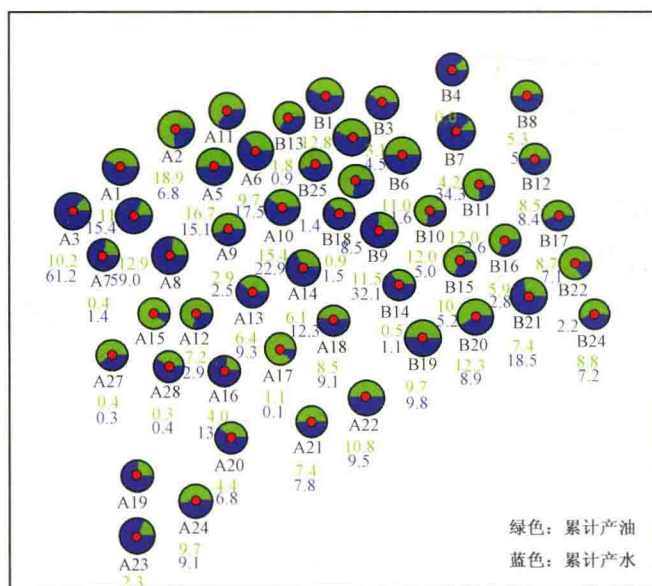


图 1-14 秦皇岛 32-6 油田北区投产初期含水特征

图 1-15 秦皇岛 32-6 油田北区累计产油产水特征(单位: 10^4 m^3)

以各井 2007 年末的生产数据作为近期含水特征的依据,分析结果表明,2007 年末单井产液和产油的规律更为明显(图 1-16),目前产液速度差距变小,含水较低的井多位于油藏北边中部、断层遮挡处以及初期产液量偏低部位。

1.3.3.2 南区

表征注水油藏开发特点和动态变化趋势最重要的规律之一是含水变化规律,不同的地质条件、注采方式表现不同的含水上升特点。

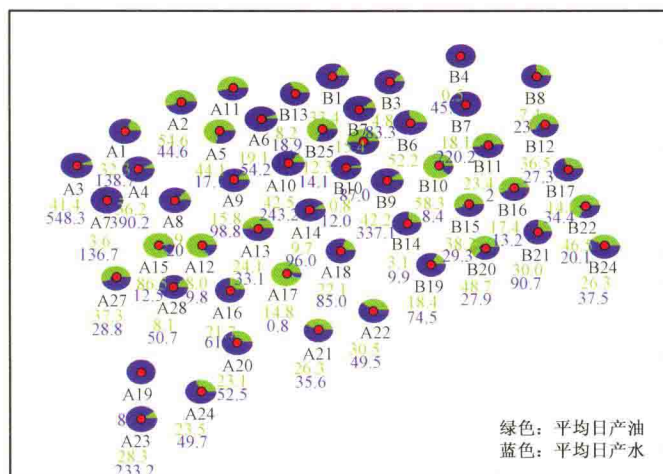


图 1-16 秦皇岛 32-6 油田北区 2007 年末产油产水特征(单位: 10^4 m^3)

(1) 含水变化规律及特征。

注水油藏的含水上升规律是表征其开发特点的最重要规律,这一规律决定了注水油田开发指标变化的大趋势。国内外大量理论研究和矿场实践表明,随着油藏黏度比、储层非均质性以及岩石表面润湿性不同,含水上升的特点也不相同。一般可将含水上升曲线分为凸形、S 形和凹形。根据理论分析:① 随油藏黏度比由大到小降低,曲线形态由凸型逐渐转变成 S 形,甚至凹形;② 非均质程度由大到小,曲线形态由凸形逐渐转变成 S 形,甚至凹形;③ 润湿性由亲油到亲水,曲线形态由凸形逐渐转变成 S 形,甚至凹形。实际油藏的情况还受各种其他地质因素和人为措施的综合影响,含水上升变化要复杂得多。

南区含水率变化规律可总结为快速上升—趋于平缓—缓慢上升三个阶段。南区 2002 年 5 月投产由于底水的侵入以及同层水产出,油井投产即见水,没有无水采油期,初期含水达 38%;含水上升至 50% 后由于卡水、酸化等措施的实施,有效控制了含水率的上升使其趋于平缓;到 2005 年 1 月由于边水的入侵以及注入水的突破使含水率又缓慢上升。

南区的综合含水和采出程度关系曲线(图 1-17)整体为凸形曲线,说明油水黏度比高;前期含水上升快,后期上升减缓;含水 50% 时采出程度只有 1%,预计中—高含水、高含水期是可采储量的主要开采期。

跟同类油藏相比(图 1-18),秦皇岛 32-6 油田开发效果较差,主要原因有:① 油水黏度比大;② 储层非均质性强造成某些油层水淹严重;③ 不同类型油藏(边水油藏、纯油藏、油水同层、底水油藏和边底水油藏)合采层间干扰大、水驱效果差;④ 构造幅度比较平缓,边水推进及底水锥进;⑤ 采用定向井开采底水油藏,造成底水锥进速度较快。

南区开发状况优于北区、西区,主要原因有:① 南区的油水黏度比最低,其值为 135.5,而北区和西区油水黏度比分别为 285.3 和 502.0;② 南区主力砂体的边水能量比北区大,而西区底水易锥进导致油井水淹,使产量快速递减;③ 南区的非均质性比北区、西区弱。

(2) 采油速度、采液速度和注采比

开发初期,南区年采油速度(图 1-19)为 2.1%,然后迅速下降,维持在目前的 0.98%;年采液速度开发初期为 3.7%,然后与采油速度相应快速下降,在 2005 年开始增大,目前维持在

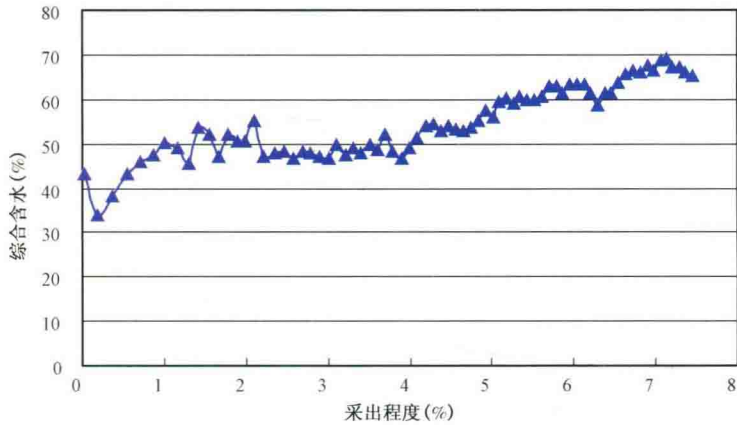


图 1-17 秦皇岛 32-6 油田南区综合含水与采出程度关系曲线

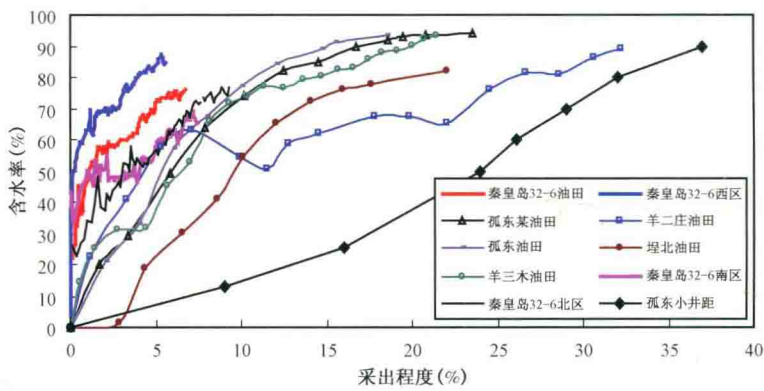


图 1-18 秦皇岛 32-6 油田与其他油田开发效果对比

3.0%。前期采油速度与采液速度都快速下降,变化一致,后期采油速度减小,采液速度增加,后期可以靠提液来维持产油量。

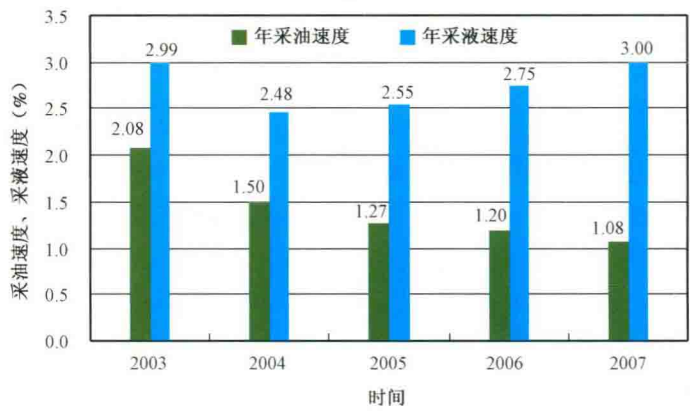


图 1-19 秦皇岛 32-6 油田南区采油速度和采液速度与时间关系