

A photograph of an oil pumpjack in a field, with a blue sky and some industrial structures in the background.

大庆油区 油气田开发技术研究

宋吉水 王俊魁 许运新 周锡生 著

A red logo with white Chinese characters, likely the publisher's mark.

石油工业出版社

序

大庆油田在 40 多年的开发建设中,发展完善了一套陆相砂岩油田的注水开发技术,其中包括油藏精细描述技术,稳油控水技术,井网逐次加密调整技术和三次采油技术。这套技术的研究与应用,对大庆油田的高产稳产起到了重要的保证作用。

大庆长垣外围油田,渗透率低、产能低、开发效益低,被称为三低油田。通过十幾年来的开发实践,逐步总结出了一套高效开发这类油田的技术和方法。这些方法被概括为“两早三高一适时”的开发原则。即早注水(同步或超前注水),早分层注水;高水质注水,高注采井数比注水和高注采比注水;根据油田开发动态反映适时调整井网和注采系统。这些技术和方法,在大庆长垣外围油田的开发中取得了比较好的开发效果。

大庆长垣外围气藏的开发也积累了一定的经验。在气藏开发过程中,十分重视落实气藏的动态储量与气井的绝对无阻流量;十分重视不同类型气藏的地质—动态特征和开采方法,这些都为气藏的合理开发提供了技术保证。

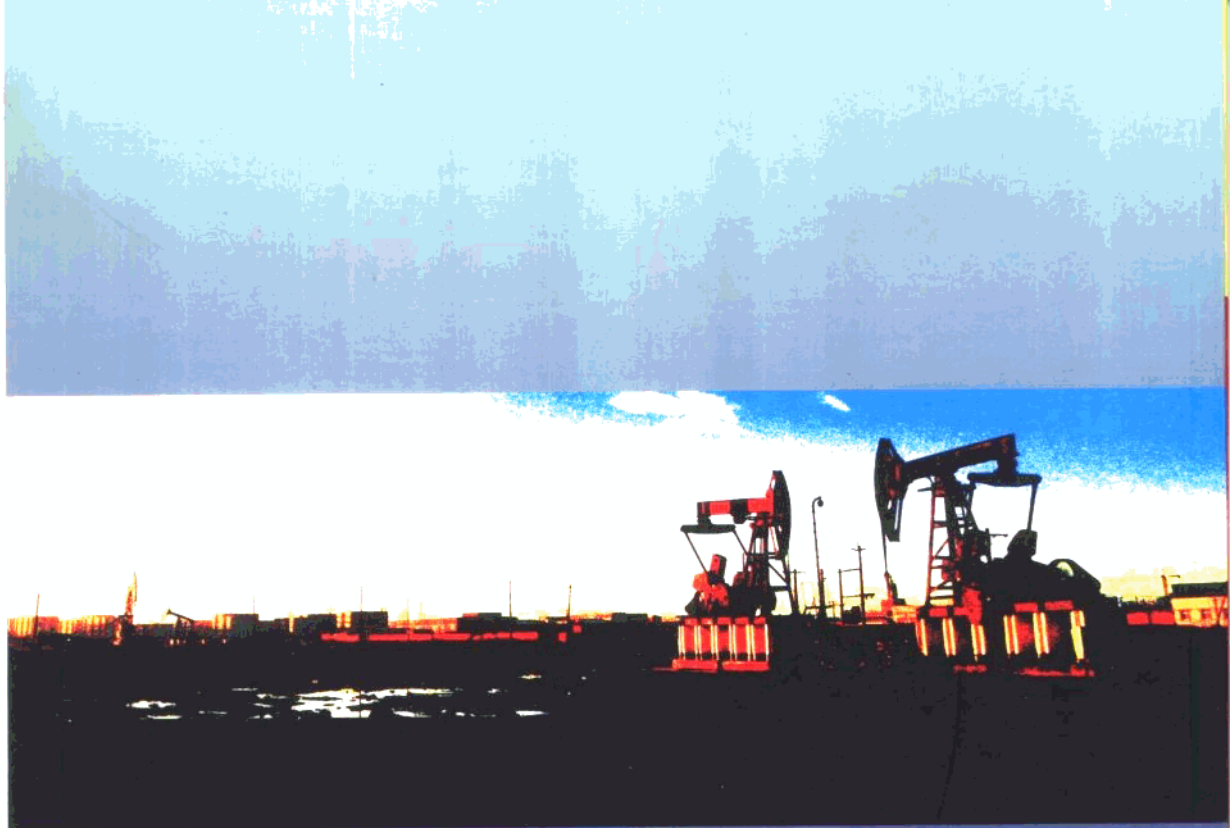
本书汇编了作者发表在各种科技期刊上的一部分科技论文和研究成果,主要内容为大庆油田持续稳产的注水开发技术,大庆外围低渗透油田注水开发技术和气田开发技术等。这些内容从不同侧面反映了大庆油田注水开发技术的进步与发展。书中“大庆油田持续稳产的开发技术”,“低渗透油田高效注水开发技术与方法”,“大庆油区天然气藏开发技术研究”等,都以油气田实际开发资料为依据,对上述内容进行了比较详细地总结与论述。

书中论文是根据油田开发实际需要研究并撰写的,具有一定的理论水平与实用意义,可供从事油气藏工程研究的人员借鉴与参考。

由于作者水平有限,书中难免有某些缺点与不足,希望读者提出批评与指正。

作者

2001 年 2 月



责任编辑：咸月瑛

责任校对：王 颜

封面设计：D·L

ISBN 7-5021-3465-4



9 787502 134655 >

ISBN 7-5021-3465-4/TE · 2569

定价：28.00 元



目 录

大庆油田持续稳产的开发技术·····	(1)
工作站小区块精细模拟技术研究·····	(9)
大庆油田未划储油层分布特征与开发前景分析·····	(21)
大庆油田注聚合物提高采收率技术研究·····	(30)
大庆油田烃气非混相驱矿场试验研究·····	(36)
油层套管损坏因素综合分析及预防措施·····	(40)
高收缩油油藏的开采特征·····	(47)
毛细管压力曲线的研究与应用·····	(51)
低渗透油田高效注水开发的技术与方法·····	(65)
头台油田注水开发技术研究·····	(77)
低渗透油藏井网合理加密方式研究·····	(94)
低渗透油藏井网驱动体系和加密调整效果分析·····	(99)
裂缝性储层渗吸特点及采油效果·····	(106)
大庆油区未动用石油探明地质储量综合评价研究·····	(114)
大庆油区天然气藏开发技术研究·····	(136)
喇嘛甸油田气顶动态观察方法·····	(144)
汪家屯气田开发设计中的几个技术问题·····	(148)
欢 17 块气顶气藏地质储量与可采储量研究·····	(157)
歧口 18—1 油田建立地下储气库可行性研究·····	(163)
气井的不稳定与稳定试井技术·····	(175)

大庆油田持续稳产的开发技术

摘 要 “八五”期间,大庆油田以油田稳产为中心,发展了稳油控水等 12 项开发技术,制订了中、高含水期油田开发方针和各项技术措施,并开展了油田地质综合研究,对油田持续稳产起到了关键性作用。

引 言

在“八五”期间,大庆油田开发以稳产为中心,以挖掘油田可采储量潜力、降低投资和成本、提高经济效益为目标,制订了油田开发方针和实施措施,对一些关键技术开展综合研究,在油田持续稳产上见到了明显效果。

一、稳油控水技术

通过对国内外注水开发油田中、高含水期开发资料的分析,根据采液速度和采油速度的变化特点,可以把中、高含水期的油田开发分为 3 种开发模式:提液开发模式,稳液开发模式,稳油控水开发模式。大庆喇、萨、杏油田在高含水中、后期开采阶段,为避免前两种开发模式的弊端,结合本油田实际(液油比急剧增长,地面工程难以适应,油层非均质严重,导致各类井、层开采不平衡),采用了稳油控水开发模式,有计划地优选调整措施来实现各类井的产液和含水结构调整,达到控制水量增长的目的,实现较长时间的油田稳产。

稳油控水的基本做法是坚持 6 项开发原则:

(1)坚持注够水必须注好水;

(2)坚持提液必须控制水;

(3)坚持依靠科技进步,大力搞好“攻三难,过三关,一推进,保稳产”(“三难”和“三关”指薄层固井防窜封窜技术攻关,水淹层测井解释技术攻关,高含水机采井找水堵水技术攻关,“一推进”指推进地质基础研究工作);

(4)坚持一切经过试验,开辟稳油控水示范区;

(5)坚持“以防为主,以修为辅,防修并举”,力争当年套损井数与大修井数持平;

(6)坚持“三个要一点”(指向老区挖潜要一点,向外围开发要一点,向三次采油要一点),力争当年新增可采储量与采油量持平。

搞好 3 个结构(注水、采液和储采)调整。进行 6 项综合治理,即老区的低压区块、二次加密井、钻关、原油输差和落地污油治理,以及提高外围油田开发总体经济效益的综合治理,并采用“3,6,9,10”(“3”指堵水增油 3t,“6”指换泵增油 6t,“9”指压裂增油 9t,“10”指新井产油 10t)配套工程等稳油控水措施。

二、先导性开发试验技术

超前进行先导性开发工艺试验的目的是超前认识油田开发客观规律和技术难点,从而超前组织科技攻关,做好工艺技术准备。在“八五”期间,为了适应高含水中、后期油田高产稳产的需要,开展了27项先导性矿场试验,并普遍取得了重要成果。例如注采系统调整和井网加密等试验,不仅取得了成功的经验,而且及时进行了成果的推广应用。表外储层开采试验,先后开辟了多个试验区,通过较长时间的试验研究,终于攻克了注采技术难关,实现了工业化开采。为了研究二次加密后各类油层中剩余油的分布特征,在“八五”后期,于大庆长垣北部三大开发区分别开辟三次加密试验区,研究可采储量可以增加多少、井网的经济密度极限是多少、加密井网的效益与储集层发育特征的关系和三次加密的布井方法等。这些试验不仅为“八五”期间执行“稳油控水”方针提供了科学依据,也为取得巨大的开发效益提供了技术保证;同时为“九五”乃至更长时期的油田高产稳产提供了重要的技术保证。

三、表外储层开发技术

大庆油田的表外储层是指1985年油田储量复算时,尚未进行储量计算的泥质粉砂岩和粉砂质泥岩(含油产状以油斑为主)。近年来的室内研究及矿场试验证实,该类储集层中大多数在现有工艺技术条件下仍具有一定的出油能力。由于该类储集层在喇、萨、杏油田厚度大,动用程度低,因而如何科学合理地计算其地质储量,采用何种开发方式、工艺技术措施充分挖掘其储量潜力,对于延长大庆油田稳产期是极为重要的。

该技术首先研究表外储层的地质特征,即研究其岩性、物性和含油性;第二是确定其含油结构,划分为斑块状结构、薄层状结构和条带状结构;第三是确定其平面分布模式;第四是确定表外储层储量计算参数,进行地质储量计算。

根据油井分层测试资料、注水井吸水剖面资料及密闭取心检查井岩心资料分析,虽然在采取一、二次加密调整及大量改造挖潜的条件下,目前有一部分表外储层厚度已经动用,但其剩余潜力还比较多且相对集中。

根据上述情况,表外储层挖潜的做法是:

- (1)以钻井挖潜为主要手段;
- (2)井距不大于200~250m;
- (3)确定单井开采层数、厚度界限;
- (4)调整挖潜的布井方式;
- (5)利用表内水淹带驱油,发挥厚注薄采、高注低采的优势,采用较小注采井数比;

(6)表外储层在常规射孔条件下产能低,对固井质量好且平面及纵向上距水淹带、水淹层有足够距离的表外储层,完井时均应采用限流法压裂完井,对于不宜采用该完井工艺的表外储层,一般应采用“有枪身、大孔径、低伤害、深穿透、无杵堵”的YD-89弹射孔完井。

四、聚合物驱油技术

经过 23 年的科技攻关和矿场试验,通过国家级“八五”重点科技项目攻关,大庆油田形成了聚合物驱油的配套研究能力,初步形成了现场应用的 8 项配套技术,已由先导性试验步入工业化应用阶段。

(1) 聚合物质量评价技术。建立完善了 11 项质量性能指标(聚丙烯酰胺有效物含量,颗粒大小,不溶物含量,残留单体含量,分子量,特性粘度,水解度,过滤因子,溶解速度,粘度,筛网系数)的检测标准和方法,用于评价驱油的聚合物干粉质量。

(2) 聚合物驱数值模拟技术。完善和发展了聚合物驱数值模拟软件(POL YMFR 模型);在试验方案编制过程中进行参数优选,在试验过程中进行跟踪模拟和驱油效果评价等。通过“八五”期间的攻关研究,在算法上取得了突破性进展,使得计算速度大幅度提高,并研制成功新的黑油—聚合物驱油软件(VIP-POL YMER 模型),较好地满足了工业化应用的需要。

(3) 通过深入的油藏研究,结合聚合物驱油试验的动态特征,初步建立起确定聚合物驱合理井网和井距的方法。

(4) 通过对现场试验成果的分析 and 数值模拟研究,以及聚合物驱综合经济效益评价,进一步完善了聚合物合理用量优化技术。

(5) 通过研究聚合物分子量及其分布对滞留阻力系数、残余阻力系数和驱油效果的影响,根据聚合物分子量与不同孔隙结构和岩心渗透率的匹配关系,建立了针对具体油层优选聚合物分子量的技术。对于不同分子量匹配和段塞组合等问题,进行了室内研究。

(6) 通过扩大试验,进一步认识了在工业化应用条件下采液指数和含水变化规律。根据聚合物驱油试验动态变化特点,建立了不同含水阶段、不同注采速度的含水、产量变化模式图,为大面积聚合物驱油规划方案指标预测和效果评价提供了手段。

(7) 聚合物驱油综合调整技术。通过矿场试验研究认识到,聚合物驱油和水驱一样,在开发过程中要根据油井受效情况,在保持井组注采平衡条件下进行注聚合物方案调整。对于注入压力高、吸水能力差的井可以采取压裂增注措施;对地层压力水平较高的油井,产液能力低的也可进行压裂改造。通过综合调整取得更好的聚合物驱油效果。

(8) 聚合物配制及注入设备基本上实现了国产化,采出液处理及聚合物驱油各项配套工艺技术都有了很大发展。

所有这些都为聚合物驱工业化应用创造了条件。

五、三元复合驱油技术

三元复合驱是在聚合物驱油的基础上,加入能降低界面张力的表面活性剂和碱,形成碱、表面活性剂和聚合物的三元均相的水溶液体系,具有热力学稳定性,并能与原油产生超低界面张力,既能扩大波及体积,又能提高驱油效率。

通过国家“八五”重点科技项目攻关,大庆油田三元复合驱技术取得了突破性进展,已由室内研究进入到先导性矿场试验阶段。在体系配方研究方面,大大降低了表面活性剂的浓度和用量,降低了表面活性剂在岩心上的吸附量,可以在较宽的矿化度和较宽的活性剂浓度范围内形成超低界面张力,而且三元体系与原油之间产生乳化不严重,比较容易破乳。表面活性剂的

性能可通过复配进行调整,使其来源更广、适应性更强。在表面活性剂的合成生产工艺路线方面也取得了新的认识。同时还建立了一套检测注入体系和产出液中各种化学组分以及数值模拟和方案设计的方法。

目前两个先导性矿场试验都已见到了明显效果,在生产井测出了采出液与原油之间界面张力达到 10^{-3}mN/m 超低的好结果。预计在注入三元复合体系 0.3PV 条件下,采收率可比水驱提高 20%。

六、外围油田开发技术

主要包括以地震—地质综合研究预测技术为核心的沉积环境描述技术,目的层砂体预测技术,相对高丰度区块优选技术,井位设计技术,井网系统与砂体的优化匹配技术,滚动实施组织管理方法和设计井位再优化技术,开发指标预测的数模结果差异放大技术,以砂体为基础的注采系统设计技术,“两早、三高、一适时”(“两早”指早注水、早分层注水;“三高”指注采井网具有较高的水驱控制程度,注水初期和油井见效前要采用较高注采比注水,注高质量的水;“一适时”指适时进行注采系统调整)的注水开发技术等。

七、剩余油分布研究技术

油田进入高含水期后,通过对油田二次加密,结合密井网试验区油层的水淹状况及密闭取心资料,对油层的动用状况及剩余油的宏观和微观分布状况进行了深入研究,为油田今后调整挖潜及规划部署提供了重要依据。

1. 剩余油宏观分布状况

(1)大中型河道砂岩的水淹厚度虽已达 80% 左右,但水淹层驱油效率仅为 40% 左右。

(2)主体薄层砂水淹厚度比例已达 80% 以上,非主体薄层砂水淹厚度比例已达 50% 以上。薄层砂主要指大型及中、小型河流沉积砂体的边部和河间沉积物以及内外前缘相沉积的席状砂,可分为有效厚度在 0.5m 以上的主体薄层砂和有效厚度小于 0.5m 的非主体薄层砂。

(3)独立表外层已有 1/3 以上见水。表外层与表内层属同一沉积体系的沉积物,在长期的注水开发中,表外层已不同程度动用(这已为油田二次加密的实践所证实),但由于这类储集层物性差,一直没有解释水淹状况。

2. 剩余油宏观分布类型

通过动、静态资料综合分析判断,宏观剩余油可分为 10 种类型。

(1)井网控制不住型:主要是在原井网虽然钻遇但未射孔,或是原井网未钻遇而新加密井钻遇的油层中的剩余油;

(2)成片分布差油层型:油层薄、物性差,虽然分布面积较大,原井网注采较完善,但由于原井网井距较大,动用差或不动用而形成成片分布的剩余油;

(3)注采不完善型:原井网虽然有井点钻遇,但由于隔层、固井质量等方面的原因不能射孔,造成有注无采或有采无注或无注无采而形成的剩余油;

(4)二线受效型:新加密井钻在原采油井的二线位置,因原采油井截流而形成的剩余油;

(5)单向受效型:只有一个注水受效方向而另一个方向油层尖灭或油层变差,或者是钻遇油层但未射孔,形成剩余油;

(6)滞留区型:主要分布在相邻两三口油井或注水井之间,在厚层或薄层中都占一定比例,但分布面积相对较小;

(7)层间干扰型:存在于纵向上物性相对较差的油层中,在原井网条件下虽然已经射孔,注采关系也相对比较完善,但由于这部分油层比其它同时射孔油层的物性差得多,因而不吸水、不出油,造成油层不动用,形成剩余油;

(8)层内未水淹型:存在于厚油层中,由于层内的非均质性,一般底部水淹严重,如果层内有稳定的物性夹层,其顶部未水驱部分存在剩余油;

(9)隔层损失型:原井网射孔时,考虑当时的工艺水平,为防止窜槽,作为隔层使用而未射孔的层内分布的剩余油;

(10)断层遮挡处的剩余油。

3. 剩余油微观分布形式

微观分布的剩余油指当水驱过程終了时,在宏观上已被注入水波及驱扫的孔隙中剩余的油。

为了系统研究大庆油田水驱剩余油的微观分布,应用微观渗流物理模拟技术,用大庆油田5口检查井的25块天然岩样和人造微观网络模型分别进行了系统水驱模拟实验,结果表明:水驱后的微观剩余油按其形成原因可分为两大类。

第一类是由于注入水的微观指进与绕流而形成的微观团块状剩余油,因为没有被注入水波及到,所以保持着原来的状态。微观水驱油模拟实验结果表明,岩石孔隙的大小、连通喉道的粗细和多少及其空间分布的非均匀程度,都是形成微观团块状剩余油的客观因素。根据实验过程中对岩样的观察,在直径只有2.5cm的渗流断面内,驱替相沿着相对大的孔道弯弯曲曲地渗流,形成明显的微观水淹区和微观死油区。微观水淹区内岩石颗粒相对较疏松,孔喉较大而且连通较好;而微观死油区内的岩石颗粒则相对紧密,分选程度较差,呈相互镶嵌结构,使孔喉变小,孔道连通程度变差。

第二类是滞留于微观水淹区内的水驱残余油。这部分微观剩余油与微观团块状剩余油相比,在孔隙空间上更为分散,形状也更为复杂多样。根据对微观驱替实验薄片观察的结果,按照占据孔隙空间的具体部位,将其划分为以下5种类型:

- (1)簇状残余油;
- (2)角隅残余油;
- (3)喉道残余油;
- (4)溶蚀孔缝残余油;
- (5)孔隙颗粒表面残余油。

微观水驱油模拟实验得到两个重要的观察结果:

(1)凡注入水驱扫过的孔隙,其驱替效率较高。根据所占面积比例统计,微观水淹区内的驱油效率在53%~71%,平均64%左右。

(2)水驱剩余油主要存在于微观水淹区内注水未能波及到的小片孔隙群中。

根据对剩余油的上述研究结果,挖掘剩余油潜力,一方面要通过钻加密井和注采系统的综合调整措施,努力扩大注入水在油层中的宏观波及体积,有效地挖掘宏观剩余油;另一方面要发展和应用三次采油技术提高微观驱油效率,有效地挖掘微观剩余油。这样,才能进一步改善大庆油田的开发效果,提高最终采收率。

八、油藏精细描述技术

高含水后期油藏精细描述技术主要是以现代沉积理论为指导,利用密井网测井曲线及取心井的岩心资料,进行精细地质研究。研究内容一是将油层在垂向上细分沉积单元,在平面上细分沉积微相,详细解剖砂体内部结构,识别微型构造、小断距断层,找出相对独立的水动力单元;二是实现油藏描述和储集层参数预测的计算机化,已研制成功主力油层精细地质作图人机联作的辅助软件、非主力油层地质绘图软件包和油藏储集层三维预测模型等。

九、开发规划编制及不同开采阶段的可采储量预测技术

大庆油田的开发规划编制,“五五”规划采用经验法决策,“六五”规划采用控制论方法进行方案优化,“七五”规划采用线性规划方法进行方案优化,“八五”规划采用动态规划方法进行方案优化,“九五”规划采用更加完善的“大系统理论”方法进行方案优化。通过5个五年规划的编制,形成了理论与实践相结合的较为成熟的油田开发规划编制方法。用这套方法编制的开发规划方案,实施结果达到了很高的符合程度。同时研究总结了一套适合油田不同开采阶段的可采储量测算方法,既有静态法又有动态法,既有理论法也有经验法。用不同的方法计算,互相校核,提高了计算结果的可信度,和国外相比已达到了先进水平。

十、油藏数值模拟技术

将引进的黑油模型、组分模型、化学驱模型、热采模型等大型软件广泛地移植于国产大型机和微机,加进了自行研制的前、后处理软件,改进了化学驱模型等软件,增加了功能。应用这套技术研究了油田开发中的一批机理问题和方案、规划设计问题。水驱数值模拟技术已在油田推广应用,聚合物驱数值模拟技术也在矿场试验中应用。

十一、二次加密调整技术

“八五”期间,大庆主力油田全面进行二次加密调整,5年投产二次加密井近7000口,新建产能超过一千万吨,对油田继续稳产起到了重要作用。在改善和提高二次加密井的开发效果上,主要采取了以下4项措施:

- (1)从完善单砂体注采关系入手编制射孔方案,控制初含水,协调好新、老井注采关系;
- (2)尽量缩短注水井排液时间,及时转注,努力做到同步注水,以便恢复油层压力和油井产能;
- (3)注水初期,根据油层实际状况,用1.5~2.3的较高注采比注水,使油井尽早见效;
- (4)有针对性地选用先进的完井工艺,提高二次加密井产能。

通过上述工作,使二次加密井投产初期达到平均单井日产油7.0t、含水49.3%的水平,70%的井达到了方案设计要求的指标。

十二、油田开发管理技术

1. 建立开发管理指标

按照石油天然气总公司下发的油藏分类方法和标准,每年进行一次油藏分类评价,并参照这套方法和标准以及“油田开发管理纲要”,把有关的开发管理指标归纳为三大类 18 项,建立了科学合理又易操作的指标体系,采用模糊数学评判方法,研究推广了开发区块分类评价管理方法。对年度综合调整方案、油田开发、动态分析、油田动态监测以及各种调整措施方案严格执行企业标准的有关规定。

2. 加强油矿地质队岗位培训和油藏管理

健全各采油矿的岗位技术人员和技术设备,落实了岗位职责。应用“措施前培养、措施中监督、措施后保护”的一整套方法,加强了措施全过程的油藏管理。在确定措施井、层的措施难度越来越大的情况下,措施前根据一定的油藏条件,选择部分井及其中的部分层作为措施对象,采取注水调整等相应的措施,培养各岗位技术人员。加强措施实施过程中的质量监督。措施后,注意保护油层不受污染,并根据油水分布状态变化及生产动态变化情况,及时跟踪调整,提高措施效果,延长有效期。外围油田的油藏管理方法是:以油砂体为基本单元进行分层研究,按砂体类别制订不同开发政策进行分类管理,根据油田开发需要并按砂体的特点分类组织接替稳产;做到油藏储量分布及其动用状况清楚、油气水分布清楚、单砂体的剩余油分布清楚和调整挖潜对象清楚。

3. 实现计算机管理

实现了局、厂、矿三级计算机网络的信息传输,大大提高了资料信息的传递速度。数据库的建立和完善,各类软件的推广,制表和地质绘图实现了计算机化,这些都提高了工作效率。

4. 进行计量技术改造

全面实现了分矿计量,95%的采油队具备了分队计量的条件,油藏管理的基础工作得到加强。

5. 高含水后期油田开发管理新模式

“稳油控水”结构调整技术的提出,开创了高含水后期多层砂岩油田开发管理的新模式。用“三分一优”(指分地区、分类井、分含水级别和优化调整措施)的方法进行 3 个结构的调整,既控制了产液量,降低了产水量的增长幅度,又保持了产油量的稳定或降低其递减幅度,保证了油田经济高效开发;同时促进了一些难点技术的配套、完善和发展。如以薄层为重点的水淹层测井解释技术,以提高薄层固井质量为重点的调整井防窜封窜技术,以控制高产液量机采井产水量为重点的找水堵水技术,以薄层改造挖潜为重点的压裂工程技术,以提高油水井利用率为重点的套管防护及大修工艺技术,以水质深度处理和油田注采系统节能为重点的地面工程技术等。因此,“稳油控水”是系统工程,也是一套科学的油田开发管理方法,既有统一的工程目标,又有不同的技术要求;协调了不同工种、不同技术部门的关系,促进了各工种、各技术部门发展,使油田开发管理向集约型的科学管理方向迈进一步。

6. 坚持决策科学化、民主化

“八五”期间的每一年,各厂、矿都通过开展召开群众性油田开发动态分析会、为“稳油控水”献计会和提合理化建议等活动,让每一个职工为“稳油控水”、经济合理开发献计献策;钻井、测井、采油工艺、地面工程等各部门每年都召开技术座谈会,充分总结一年来科技生产工作

取得的成果、经验和教训,以及是否围绕以“稳油控水”为中心开展了工作。在此基础上,管理局每年都要召开有各级领导、科技人员和工人参加的全油田开发技术座谈会,进行全面系统的总结,并对下步油田如何开发、工作如何部署进行充分的座谈讨论,集思广议。实践证明,这样做出的决策避免了失误,充分体现了决策的科学化和民主化。

工作站小区块精细模拟技术研究

摘 要 本文介绍了工作站小区块精细数值模拟技术几点主要做法,应用这一技术研究了中区西部和北二东 2 个密井网试验区的剩余油分布类型、形成原因、合理井网密度、三次加密调整后可采储量和最终采收率提高情况等,并对试验方案作出评价,推荐较佳非均匀布井方案。

引 言

为了搞好大庆油田高含水采油期加密调整,充分挖掘各类油层的剩余油,已分别在萨尔图油田中区西部和北二区东部开辟了 2 个密井网试验区,进行先导性开发试验。为配合矿场试验工作,做了 2 个试验区的数值模拟任务,并按要求细到单砂层。按说最理想的做法是把每个单砂层都各自划分为一个模拟层,2 个试验区的单砂层太多(74~117 以上),需要模拟的井数都多于 100 口,根据经验和试验推算,要做这样大规模的模拟,总节点数需要 $12.0 \times 10^4 \sim 18.5 \times 10^4$ 个以上。但现有 SUN 工作站最大内存只有 160×10^6 ,做试验区这样的题目只允许 5.3×10^4 个节点的模拟规模,显然离上述要求较远。为了完成上述的模拟计算任务,迫切需要首先进行工作站小区块精细模拟技术研究。

所谓精细模拟就是指满足三次加密调整等需要的油藏模拟,即其模拟结果必须给出每个单砂层(或每个有代表性典型单砂层)的各项开发指标。要达到此目标应具备:

- (1)地质模型精细;
- (2)动态资料精细;
- (3)历史拟合精细。

通过细致的研究,得到一套适应于现有 SUN 工作站做小区块精细数值模拟技术,并利用这套技术完成了 2 个密井网试验区的精细模拟工作,较好地回答了剩余油分布类型及其形成原因,给出了 2 个模拟区块的三次加密调整后可采储量及最终采收率的提高情况等,最后推荐出可供参考的非均匀布井较佳方案。

一、精细模拟技术研究

1. 平面网络划分及分层

1) 平面网格划分

精细模拟平面网格划分考虑的因素与一般模拟基本相同。主要的差别是精细模型平面网格 $\Delta x, \Delta y$ 的尺寸比一般模拟模型通常小得多。例如,中区西部和北二东 2 个密井网试验区的模拟网格平均尺寸, Δx 分别为 31.3m 和 25.3m, Δy 分别为 29.5m 和 27.4m。而一般模拟平均 Δx 和 Δy 尺寸为 70~100m。若从每平方公里单位面积网格数比较,精细模型要比一般模拟模型大几倍至十几倍。中区西部和北二东模拟模型平面网格达到了 1085 个/ km^2 和 1463 个/ km^2 ,而喇嘛甸注采系统调整第二试验区块和中块 9-29 井区,以及北三东(西块)二次加密井网效果研究模拟网格分别只有 177 个/ km^2 、162 个/ km^2 和 161 个/ km^2 。精细模拟比它们约大 5~8 倍多。显然精细模型对实际油藏在平面上的地质描述相对于一般模型要细得多。

2)模拟层划分原则

精细模拟模型的分层,考虑到需要与可能,可以采取2种方式划分模拟层。第一种方式是将模拟层划分细到每个单砂层,即一个模拟层就是一个地质小层;第二种方式是挑出一部分地质小层,每个小层单独划分成模拟层,余下部分地质小层合并成许多模拟层。上面已经叙述过,象大庆油田目前开采情况和目前拥有的工作站内存和速度具体情况,只能采取第二种方式划分模拟层。经过研究和分析,概括出工作站小区块精细模拟划分模拟层的5条主要原则。

(1)划分模拟层时应考虑油层性质

(2)把生产上最关心的单砂层,有代表性典型单砂层挑选出来,各自划分为模拟层。模拟结果能够较好地回答各类不同油层的剩余油分布状况;余下的单砂层根据实际情况和需要合并成模拟层,尖灭情况等尽可能反映实际。

(3)合并地质小层成模拟层时,应考虑能模拟井网层系。

(4)应考虑历史的和将来可能的各种调整措施,分层控制开采、分层改造等。

(5)应考虑机器的内存及计算速度,按照目前工作站运行情况,以及计算速度的需要,一次模拟连续运行(即完成一次完整的历史拟合计算)花费机时最好不要超过3天。

按照上述原则,中区西部和北二东2个密井区划分模拟层,分别为34个和31个(表1、表2、表3)。比一般模拟模型的分层多几倍。如上述喇嘛甸等一般模拟区块的分层通常只有3~12个。精细模拟比一般模拟细几倍到十几倍。显然对实际油藏纵向上层间差异描述比一般模拟细。

表1 中区西部模拟模型分层情况

模拟层号	实际层	模拟层号	实际层	模拟层号	实际层	
1	萨Ⅰ _{1₁} 萨Ⅰ _{1₂}	16	萨Ⅱ ₁₄ 萨Ⅱ _{(15+16)₁} 萨Ⅱ _{(15+16)₂}	26	葡Ⅰ _{4₁} 葡Ⅰ _{4₂}	
2	萨Ⅰ _{2₁} 萨Ⅰ _{2₂}			27	葡Ⅰ _{(5+6)₁} 葡Ⅰ _{(5+6)₂} 葡Ⅰ _{7₁} 葡Ⅰ _{7₂}	
3	萨Ⅰ _{3₁} 萨Ⅰ _{3₂}	17	萨Ⅲ _{1₁} 萨Ⅲ _{1₂}			
4	萨Ⅰ _{(4+5)₁} 萨Ⅰ _{(4+5)₂} 萨Ⅰ _{(4+5)₃}	18	萨Ⅲ _{2₁} 萨Ⅲ _{2₂}	28	葡Ⅱ _{1₁} 葡Ⅱ _{1₂}	
	5	萨Ⅱ ₁	19	萨Ⅲ _{3₁} 萨Ⅲ _{3₂} 萨Ⅲ _{3₃}	29	葡Ⅱ _{2₁} 葡Ⅱ _{2₂}
					30	葡Ⅱ _{3₁} 葡Ⅱ _{3₂}
6	萨Ⅱ ₂	20	萨Ⅲ ₄ 萨Ⅲ _{(5+6)₁} 萨Ⅲ _{(5+6)₂} 萨Ⅲ _{(5+6)₃}	31	葡Ⅱ _{4₁} 葡Ⅱ _{4₂} 葡Ⅱ _{5₁} 葡Ⅱ _{5₂} 葡Ⅱ ₆	
7	萨Ⅱ _{3₁} 萨Ⅱ _{3₂}					
8	萨Ⅱ _{4₁} 萨Ⅱ _{4₂}					21
9	萨Ⅱ _{(5+6)₁} 萨Ⅱ _{(5+6)₂}	22	萨Ⅱ _{9₁} 萨Ⅱ _{9₂} 萨Ⅱ _{9₃} 萨Ⅱ _{10₁} 萨Ⅱ _{10₂}	32	葡Ⅱ ₇	
10	萨Ⅱ ₇					
11	萨Ⅱ ₈					
12	萨Ⅱ ₉			33	葡Ⅱ _{8₁} 葡Ⅱ _{8₂} 葡Ⅱ _{9₁} 葡Ⅱ _{9₂}	
13	萨Ⅱ ₁₀	23	葡Ⅰ ₁			
14	萨Ⅱ ₁₁					
15	萨Ⅱ ₁₂ 萨Ⅱ ₁₃			24	葡Ⅰ _{2₁} 葡Ⅰ _{2₂}	
		25	葡Ⅰ _{2₃}	34	葡Ⅱ _{10₁} 葡Ⅱ _{10₂} 葡Ⅱ _{10₃}	

表 2 北二东模拟模型分层情况

模拟层号	实际层	模拟层号	实际层	模拟层号	实际层
1	萨Ⅰ1上 萨Ⅰ1下 萨Ⅰ2上 萨Ⅰ2下 萨Ⅰ3上	12	葡Ⅰ1 葡Ⅰ2	22	高Ⅰ14+15上 高Ⅰ14+15下 高Ⅰ16 高Ⅰ17 高Ⅰ18上 高Ⅰ18下 高Ⅰ19
		13	葡Ⅰ3上 葡Ⅰ3下		
		14	葡Ⅰ4上		
2	萨Ⅰ3中	15	葡Ⅰ4下		
3	萨Ⅰ3下 萨Ⅰ4+5上	16	葡Ⅰ5 葡Ⅰ6 葡Ⅰ7 葡Ⅱ1 葡Ⅱ2上 葡Ⅱ2下 葡Ⅱ3上 葡Ⅱ3下	23	高Ⅰ20上 高Ⅰ20中 高Ⅰ20下
4	萨Ⅰ4+5中 萨Ⅰ4+5下				
5	萨Ⅱ1 萨Ⅱ2 萨Ⅱ3上 萨Ⅱ3下 萨Ⅱ4上 萨Ⅱ4下 萨Ⅱ5+6上 萨Ⅱ5+6下 萨Ⅱ7 萨Ⅱ8				
				17	葡Ⅱ4+5上
		18	葡Ⅱ4+5下 葡Ⅱ6上 葡Ⅱ6下 葡Ⅱ7 葡Ⅱ8+9上 葡Ⅱ8+9下 葡Ⅱ10上 葡Ⅱ10下	25	高Ⅱ3 高Ⅱ4
				26	高Ⅱ5+6 高Ⅱ7 高Ⅱ8 高Ⅱ9 高Ⅱ10 高Ⅱ11
27	高Ⅱ12+13				
		29	高Ⅱ19 高Ⅱ20 高Ⅱ21+22		
				30	高Ⅱ23 高Ⅱ24 高Ⅱ25 /油底
31	油水同层				
		7	萨Ⅱ10+11上 萨Ⅱ10+11下		
		8	萨Ⅱ12		
9	萨Ⅱ13+14上 萨Ⅱ13+14下 萨Ⅱ15+16上 萨Ⅱ15+16中 萨Ⅱ15+16下	19	高Ⅰ1		
		20	高Ⅰ2+3上 高Ⅰ2+3下 高Ⅰ4+5上 高Ⅰ4+5下 高Ⅰ6+7 高Ⅰ8上 高Ⅰ8下 高Ⅰ9上 高Ⅰ9下 高Ⅰ10上 高Ⅰ10下 高Ⅰ11+12上 高Ⅰ11+12下		
10	萨Ⅲ1上 萨Ⅲ1下 萨Ⅲ2上 萨Ⅲ2下				
				11	萨Ⅲ3+4上 萨Ⅲ3+4下 萨Ⅲ5+6上 萨Ⅲ5+6下 萨Ⅲ7 萨Ⅲ8 萨Ⅲ9上 萨Ⅲ9下 萨Ⅲ10上
21	高Ⅰ13				

表 3 模拟区块基本情况

厂名	区块名	边界描述		面积 km ²	储量 10 ⁴ t	注水井数 口	采油井数 口	投产时间 年	模型大小	
		北南	东西						层数	总节点数
一厂	中区西部密井网试验区	中3-新1井与中3-5井连线,中5-1井与中5-5井连线	中3-5井与中4-6井连线,中3-新1井与中4-2井连线	1.07	857.3	37	68	1960	34	52360
三厂	北二东密井网试验区	3-67井与萨107井连线,5-更72井与5-77井连线	丁4-60井与5-77井连线,丁4-56井与5-71井连线	0.943	905.3	38	66	1963	31	50778

综上所述,若按单位体积计算,2个密井网的精细模拟总网格数分别达到 184366 个/km³ 和 135336 个/km³,而上述喇嘛甸 2 个模拟块总网格数分别只有 5215 个/km³ 和 5242 个/km³。相差 26~35 倍以上。可见,精细模型由于单位体积网格多,因而对油藏的地质描述明显比一般模拟细致得多。

2. 小区块边界窜流处理技术

黑油模拟器假定模拟模型的边界是封闭的,可是从一个油藏切出一个小的区块进行模拟,往往边界不是封闭的。由于区域内、外压力不平衡,在边界处发生流体的流入、流出(称为边界窜流),显然不符合封闭边界的假设,需要进行边界窜流处理。为了提高油藏模拟动态的精度,处理好模型边界窜流是很重要的。我们选择了最常用、也是最有效的处理边界窜流的方法进行试验研究。一是在北二东密井网模拟块采用了劈分系数的方法分配边界处网格的注水井的注水量(或采油井的采出量),通过调整劈分系数实现模型的注采平衡。二是在中区中部采用了指定流动井底压力的处理办法。比较这 2 种办法,前者工作量较大,劈分系数给不恰当会导致计算的压力大幅度波动。通过研究,我们找到了一种有助于恰当给定劈分系数、避免压力大幅度波动的办法,就是在含水 60% 以前,采油井的劈分系数调整的幅度对改变全区平均地层压力的幅度(以百分数计)基本一致,在含水 80% 左右或大于 80% 时,劈分系数的调整幅度应小于需调整的全区平均地层压力的幅度约低 30%~40%(因含水越高,越呈刚性驱动,压力反应敏感性越强)。后者根据一般模拟的经验是注水井指定流压减少了人工分配水量的工作,同时计算压力稳定。但是,精细模拟却带来了出乎预料的计算难点,即在历史拟合试算结果中许多时间阶段出现全部采油井和注水井产、注量均为零,找不出原因而影响了计算的进程。通过反复多次试验终于找到了克服上述缺点(也是难点),又能发挥其优点的办法:在精细模拟计算过程中,当出现全区产、注量全部为零时,可通过分析,找出指定的不合理井底压力,重新指定一个合适流压,上述出现的计算难点则可迎刃而解。

3. 模拟区域的合理划分和算法选择

模拟区域的划分与边界窜流的处理密切相关。由于模拟区域的选取不当,可能造成边界处理的复杂化,窜流量不易算准,影响了计算精度和增加了处理边界条件的工作量。为了避免这种情况,在选取模拟区域时应有利于边界处理。例如,尽量选取密封断层、尖灭线、均匀井网对称线(如注水井排等)作为模拟区域的边界。

在逐次加密井网的情况下,划分模拟区域时还有一个更全面的考虑,就是把对模拟目的区各次加密井网有影响的流动范围都予以周密的考虑。例如,中区西部密井区模拟区域选取时考虑到一次和二次加密井网动态模拟都是在基础井网的历史动态基础上进行的,它是模拟历史动态基础的基础,所以,首先应把对该模拟区基础井网有影响的流动范围划进来。保证了基础井网本身的动态模拟好,才能谈得上与之密切相关的后继的各次加密井网动态模拟得也好。分析中区西部基础井网是行列井网,2排注水井夹3排采油井,而试验区的南边界落在中4排和中5排之间,若把范围取为试验区,则行列井网的中间井排的中5排就不能包括进来,显然影响了中4排至5排之间的流动,从而影响了模拟计算的准确性。考虑到行列注水井网的对称性(即流动的对称性),不厌其烦把中间井排的中5排定为模拟区域的南边界,以确保模拟动态的准确性,不这样做,就不能保证模拟动态的准确性。

在这次精细模拟中,我们主要使用2种算法,包括IMPES和SEQ算法(配以各种矩阵解法)进行试验。试验结果表明,IMPES算法的优点是占用内存小,为SEQ算法的1/4。但从IMPES计算的饱和度场分析中发现异常。而使用SEQ算法的饱和度场正常。两者花费的机时差别不大。因此,做精细模拟应选择SEQ算法,不应使用IMPES算法。

4. 精细历史拟合

1) 精细历史拟合指标的选取

根据精细模拟的需要,结合大庆油田的具体情况,确定一般模拟的主要拟合指标(含水、压力,以及单井见水层位、生产指数和注水指数)仍做为这次历史拟合的指标。

考虑到三次加密调整挖潜需要,提高单砂层的剩余油饱和度拟合精度,我们把拟合全区及单井的含水定为重点历史拟合指标,因为油层中流体饱和度分布影响井的注入和采出量,从而也影响油水(和油、气)比,所以拟合油水比(和气油比)实质上是拟合饱和度分布。为提高小层饱和度拟合精度,根据2个密井网试验区的测试情况,我们增加了分层开采指标做为历史拟合指标,水淹层测井解释资料和检查井取心资料作为历史拟合参考指标。

同时,为了提高含水拟合精度,我们对矿场收集来的含水资料还进行了深入细致的分析和合理加工,在提高历史动态指标自身的准确度上下功夫。

另一细致的工作是把收集来的含水资料先进行数据的准确性和可靠性的分析研究,若发现含水状况异常,则进行调整核实,查清原因,校正后方能应用。

2) 精细历史拟合

使用初次建立的模拟模型计算出来的动态与实际动态相差较远。例如,中区西部密井区模拟计算的单井含水(即分别为中4—102、4—103、4—104、4—105井和中丁5—3、5—5及中5—104井的含水)等,初期计算含水比初期实际含水高得多,后期偏低。分析这些井看到,它们都是位于中4排上及中4排与中5排之间的一次加密井。其出水层主要来自中3排注水井。这些采油井射孔层位多,最少的井射孔10个层,最多的达到了28个层。每口井纵向上产液、出水情况差别很大。除了1、2个到3、4个主要出水和产油层外,其余部分层产液量很小(大都小于 $0.5\text{m}^3/\text{d}$),还有相当部分层发生倒流。分析有关测试资料,很多情况是不符合实际的。拟合这些井的含水都需要从纵向上逐个分析每个小层的产液、产水与全井含水之间的关系是否符合实际。在平面上还要分析每个层与相关的射孔井点的关系。如果关系不对(或不合理)就得通过修改该层井附近或(和)有关井点之间网格的参数(如渗透率等)。由于可调整的参数太多,不唯一性,好层需要分析调整,差层也需要分析和调整,并且后者比前者更难,往往需要经过十几次以上的修改才能拟合上全井含水(还得拟合压力)。