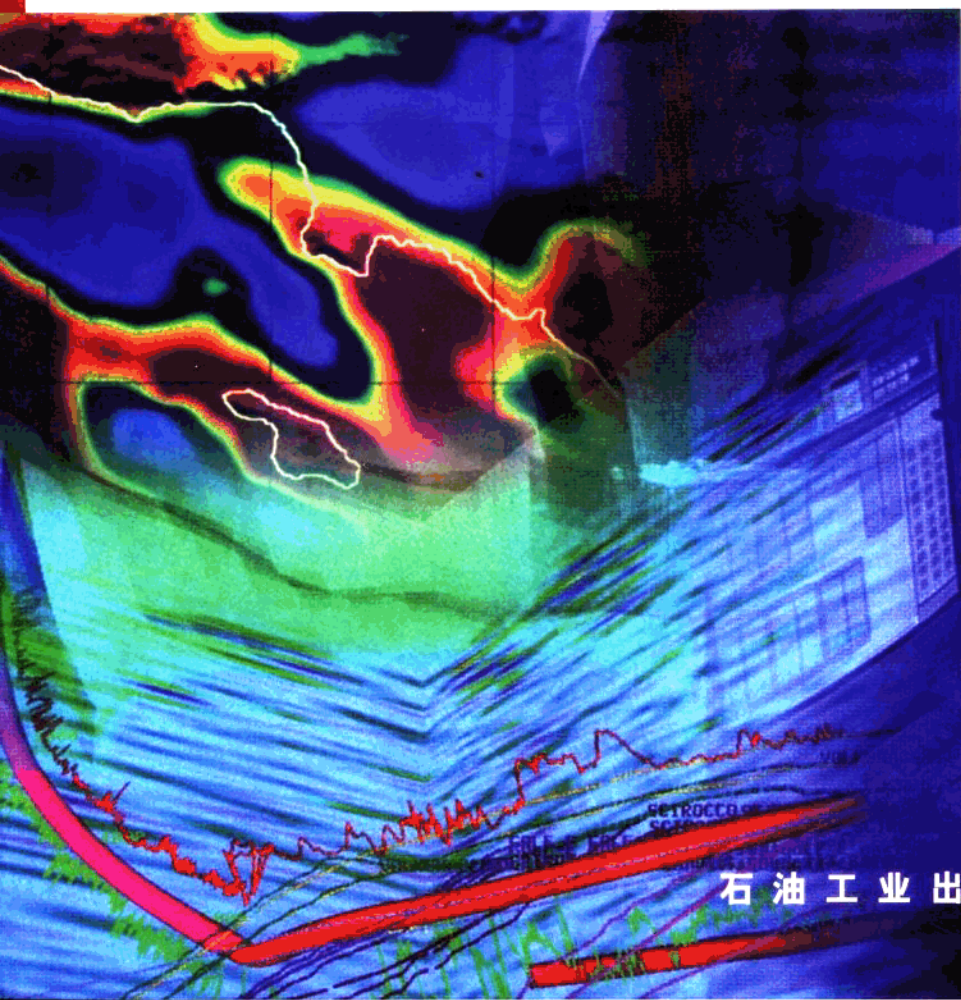


大庆油田

开发技术研究实例

邱勇松 杨铁军 冯大晨 张英芝 著
王文明 肖立国 李传江



石油工业出版社

前 言

大庆油田的发现开创了中国式的油田开发道路。积累了极其丰富和宝贵的经验。本书仅从大庆油田开发的部分主要技术和经验这个侧面论述大庆油田的开发实践。其中对大庆长垣上的主要油田的构造特征、构造的形成及发育史；油气水性特征及在纵横向上的变化特征及其在注水开发过程中油气水的变化特征；萨尔图、葡萄花、高台子油层的油藏特征、浅部气藏特征、扶杨油藏特征及深部气藏特征等均作了较详尽的分析研究。同时对大庆油田的萨尔图油层、葡萄花油层和高台子油层的孔隙结构特征、水驱油效率、水驱渗流特征进行了系统全面分析研究。对大庆外围低渗透油藏注水开发设计方法及可采储量预测方法进行了研究。同时对大庆油田北部水顶以下的油层分布进行了研究，对油基泥浆取心确定含油饱和度方法及利用电测资料确定含油饱和度方法进行了研究，论述了松辽盆地和大庆长垣上浅层气的分布规律及开发利用。最后对我国油田开发重大失误实例进行了分析。

本书所研究的各项专题，对从事油田开发的技术人员、管理人员和领导者都具有重要的参考和学习价值。

由于作者水平有限，书中难免出现不足之处，恳请指正。

作 者

2003 年 12 月于大庆油田

目 录

大庆油田开发主要技术和经验·····	(1)
大庆油田构造特征研究·····	(19)
大庆油田油气水性质研究·····	(37)
大庆油田油气藏特征研究·····	(53)
大庆油田砂岩孔隙结构和水驱油渗流特征·····	(69)
大庆外围低—特低渗透油藏注水开发设计方法·····	(89)
大庆外围低渗透油田可采储量测算方法·····	(111)
油田注水动态整体预测的数学模型·····	(116)
喇嘛甸油田构造东翼、萨尔图油田构造东北翼水顶以下的油层分布·····	(125)
油基泥浆取心确定原始含油饱和度的方法·····	(134)
砂岩油藏原始流体饱和度的变化规律·····	(143)
利用电测资料确定含油饱和度研究·····	(149)
松辽盆地浅层气藏地质特征与勘探开发前景·····	(160)
松辽盆地不同类型天然气藏产状特征·····	(165)
大庆长垣北部萨零组油气层浅层气分布特征与开发利用·····	(169)
古 109 井凝析气藏油气特征及其形成条件分析·····	(178)
油田开发重大失误实例分析·····	(183)

大庆油田开发主要技术和经验

一、大庆油田小层对比和独树一帜的砂岩体研究

大庆油田勘探开发的成功经验就在于“砂岩体”（又称油砂体）理论的建立与研究。20世纪60年代，国内外对沉积相的研究还只限于宏观上的大相研究。大庆油田在科学地取全取准各项地质资料的基础上，为具体地分析沉积环境的微相变化，指导油气田勘探与开发，当时勘探指挥部地质师刘兴才同志，首次提出“砂岩体”（油砂体）的概念。其含义是：在某一沉积环境下形成，具有一定形态、岩性和分布特点，并以砂质为主要成分的沉积岩体。含油的砂岩体称“油砂体”。它可呈单一岩体出现，也可以相邻近的一组岩体出现。

“砂岩体”是碎屑岩油气储集层的主要组成部分。因此要搞清储层的特性，必须以砂岩体为主要研究对象，研究分析其岩性、物性特点、形态大小及分布规律。

“砂岩体”研究在油气勘探过程中可预测沉积盆地中不同沉积环境下各类砂岩体的分布地区、范围及已钻遇的砂岩体延伸范围，指导油气勘探，提高探井的成功率。在油田开发过程中，通过油田开发加密井网、进一步深入了解砂岩体的形态、岩性、物性和含油性特点，以及各砂岩体之间的分隔和连通情况。通过生产实践和科研发现，大庆油田萨、葡、高油层是由成千上万个砂岩体组成的，通过这些砂岩体形态分布和砂岩体内部非均质性的研究，做出砂岩体图。在油田开发过程中按砂岩体的分布、特点，进行布井和储量计算；同时还可以砂岩体为单元进行油藏动态分析；砂岩体也是进行调整挖潜的重要地质依据。因此，对砂岩体的研究，提高了油田的开发水平。

独树一帜的“砂岩体”研究，是大庆油田在油气勘探开发领域中的独创，中国石油大学已将“砂岩体”理论编入大学教材《沉积岩》一书中。

1960年5月至1962年2月，在“百万次地层对比”研究工作中，经过几年的反复实践，地质研究人员突破了大层段对比的笼而统之的平均概念，认识到通过单层对比，能把一套油层中每个油层都对比起来，才能反映油层的本来面目。因为，油层是油田开发的对象，油田其他方面的特性，诸如油田断层、构造、油层压力、油水分布规律等都是通过油层表现出来的。所以，将油层研究作为油田地质研究工作的核心是一个重要突破口。

油层对比研究主要解决油层分布状态和油层性质两个问题。在油层分布状态研究中坚持了以分小层对比为基础，以连通体为核心的研究方法。过去国内外的油层研究工作，都是在大层段对比的基础上进行的。这样的油层对比工作，虽然也能把一大套油层分成几十米厚或者十几米厚的若干层段，但由于在这样的层段内，通常都包含了几层甚至十几层砂岩，其结果自然只能反映这一层段内所包含的各层油层的叠加情况，得出的是笼而统之的平均概念，不能反映油层的本来面目，也就认识不到油砂体的特性，解决不了多油层不均匀的问题。为此，于1962年3月提出了“要把地下油层上下关系搞清楚”的研究目标，至此成立了由钟其权、裘怿楠、陈子琪等12人参加的碎屑沉积油层油砂体研究组，开始了连通体和油砂体的研究工作。

油砂体是组成油层的最小单元，在纵向和横向上每个油砂体之间的性质都有差异。为

此, 油层性质研究应以油砂体研究为基础, 而小层对比方法的正确与否又是油层研究的核心。分单层进行对比, 关键要掌握各单层的层位特征, 层位特征反映在岩性的各个方面。单层岩性的特点和演变规律, 受沉积内应力和外应力两个条件控制, 在不同时期和地区, 内应力和外应力的特点不同, 使得沉积旋回在不同构造单元和不同岩相带上有其各自的特点。

不同级次的构造单元和岩相带, 控制不同级次的沉积旋回, 沉积旋回特性的稳定性, 也就具有随旋回级次升高而稳定范围变大的特点。在层次很多, 岩性也很复杂的一大套油层, 实际上却是一个在一定沉积规律控制下而形成的旋回沉积。每一单层, 都有其自身特点, 但它不是孤立的, 在平面上或者垂向上都与整个旋回的沉积有成因联系。所以, 只要认识油层的沉积条件和沉积旋回, 就能按油层沉积旋回的规律把每一单层对比出来。对此, 该研究组根据油层沉积旋回, 从大到小分级进行对比, 依据对比的标准层确定的具体界限, 按最小一级沉积旋回的组合规律和油层沉积条件上连续稳定的成层沉积特点, 考虑油层厚度均匀变化的原则, 把每个小层都对比出来。根据上述对比方法将大庆油田油层划分为四个沉积旋回级次。

(1) 一级沉积旋回: 是一套包含整个油层在内的旋回性沉积。

(2) 二级沉积旋回: 是不同沉积岩相段组成的旋回性沉积。

(3) 三级沉积旋回: 是同一沉积岩相段内的几种不同类型单层或者四级旋回组成的旋回性沉积。

(4) 四级沉积旋回: 是不同岩石类型的单层组成的旋回性沉积, 同时也是大庆油田沉积旋回的最低级次。

按其油层特性的一致程度分为三级油层: 一是油层组。油层分布状况与油层性质的基本特征相同, 为一套沉积岩相相似的油层组, 是组合开发层系的基本单元; 二是复油层(砂岩组)。包含在油层组内, 含油砂岩集中发育, 有一定的连通性, 上下为比较稳定的泥岩所分隔的、相互靠近的单层的组合; 三是单油层。上下以泥岩分隔的具有含油条件的砂质、粉砂质岩层。

1960年5月至1963年12月, 碎屑沉积油层油砂体研究工作共进行了2016万次地层对比, 编绘出各种图幅1736张, 运用了4055000个数据, 运算了316万次, 完成了以1963年由钟其权、袁恽楠、陈子琪等人编写的“碎屑沉积油层油砂体研究”为代表的87份研究报告。油田研究工作取得了六大发展、六大成果, 建立了四套研究方法。

六大发展是:

(1) 分小层对比研究有新发展。油层划分与对比是油田地质研究工作的基础, 过去只停留在大层段的对比上, 这样对油层的认识是粗略的。通过3年的研究实践, 建立了一套“三级控制、组为基础”的分小层对比法, 此方法可准确地划分油层组、砂岩组、小层, 并保证了小层对比的准确性, 能正确地反映油层的本来面目;

(2) 打破了分层研究油层的基本做法, 从小层研究进入到油砂体研究。创立了认识油层由粗到细、由层到体的研究方法, 为认识油层打开了新的研究途径;

(3) 创立了一套以油砂体研究为基础的油层分类排队法, 使油层评价从定性发展到了定量认识油层性质的阶段;

(4) 从岩性、电性、物性入手研究隔层, 制定出隔层标准, 编制出隔层分布状态图和隔层调整平面图;

(5) 打开了在小面积、小层段研究油层沉积条件的缺口, 初步掌握了在小面积情况下研

究油层的方法；

(6) 解决了油田储量计算中的几个核心问题，使储量计算水平有了大幅度提高。

六大成果是：

(1) 吃透了萨尔图油田地下油层情况，查明了萨尔图油层和葡萄花油层的分布状况；

(2) 算清了大庆油田北部的地质储量，并分油砂体计算了开发区的储量，做到了“过秤入仓”；

(3) 查明了整个大庆长垣油层构造的基本形态，搞清了开发区内断层的分布状况，并开始断层封隔性的研究；

(4) 搞清了开发区内各砂岩组之间隔层的分布状况；

(5) 初步完成萨尔图油田北一区高台子油层的小层对比，查明了油层的分布特征，估算出了高台子油层储量；

(6) 分砂岩组研究了油层的沉积条件，对油层的划分和各油层的分布状况，有了初步成因上的认识。

四套方法：

(1) “分级控制、组为基础”的小层对比研究方法；

(2) 小面积、小层段研究油层沉积条件的方法；

(3) 从油田实际出发，建立了一套储量计算方法；

(4) 创出了一整套适合大庆油田注水开发的陆相油层的综合研究方法。

碎屑沉积油层油砂体研究工作比较系统地总结了一套以小层对比为中心的油砂体研究方法，即“旋回对比、分级控制”的油层对比研究方法，将油田范围内的萨尔图、葡萄花、高台子含油岩系合理划分，逐级对比，从大到小分成油层组、砂岩组和小层。揭示了小层的基本单元是含油砂岩体及其相互连通组成的连通体。这项研究还揭示了储油层的“非均质，多油层”的特点，明确提出了油砂体是组成砂岩储油层油水运动的基本单元，为油田合理划分开发层系，按油砂体布井和采取分层注水的开发方式提供了可靠的地质依据。

二、保持油层压力和长期高产稳产注水开发技术

1. 保持油层压力采油是大庆油田天然能量特点所决定的

油层压力是驱油的动力。要把原油从油层驱到地面，所经过的地方都要遭受到阻力。在油层当中要克服孔道阻力油才能流到井底；油从井底升到地面，又要克服自身的重力和管壁的摩擦力；油到了井口要流到泵站，也要克服沿程的管道阻力。所有这些流动过程靠的都是油层压力。只有当油层的压力大于这些阻力的总和时，才能实现正常的自喷开采。一口井产油量的高低变化，本质上是由于油层压力和阻力之间差值大小决定的。在开采过程中，这些阻力的状况又在不断发生变化，总的趋势是阻力要越来越大，当油层压力克服不了这些阻力时，油井的生产过程也就结束了。开采油田虽然矛盾很多，但是经常起作用并且贯彻始终的还是油层压力和阻力这个主要矛盾，这个矛盾解决好了，长期高产稳产就有了保证。

大庆油田的原始油层压力比静水柱压力一般高 1.0MPa 左右，最初钻开的油井，基本上都能自喷，说明油层的原始压力大于采油当中的阻力。但是，油田周边水很不活跃，根据边缘井的试水资料，每米厚度采 2~4t 水，油层压力就要下降 0.1MPa，边水能量很小，不能补充采油时的油层压力消耗。初期油井试采的资料也说明，采油时的油层压力消耗是得不

到补充的。一般油井每米油层采出 50~60t 原油后,油层压力就要下降 0.1MPa。假如只依靠天然能量在消耗压力下开采,大约 1 年左右的时间,油层压力将降低到饱和压力以下。为了加深对这个问题的认识,我们在西 3 断块专门进行了天然能量采油试验。该区 0.6km²,共有 4 口油井,原始油层压力 12.13MPa,饱和压力 10.0MPa,从 1960 年 8 月到 1966 年 9 月靠弹性能和溶解气驱能量共采出地质储量的 9%,油层压力下降 4.12MPa,已经低于饱和压力 2.0MPa,气油比由初期的 52m³/t 上升到 151m³/t,单井平均产量由 43t 每天降到 29t 每天,油井结蜡严重,管理困难,已经接近了停喷。实践证明,靠消耗天然能量采油的路子是行不通的。必须采用人工补充能量、注水保持压力的方式来开采大庆油田。

2. 注水开发保持油层压力是长期高产稳产的基础

大庆油田采用早期注水保持油层压力的开采方式,坚持注和采的平衡,把油层压力保持在原始油层压力附近,效果是很明显的,主要表现在单井平均产油量稳定,并且还有所上升,绝大部分油井保持自喷开采,生产十分主动。

一口井要稳产,关键是要有一定的生产压差。油层压力下降,生产压差就缩小,产油量是必然要下降的。根据大庆油田油层的生产能力看,在无水采油期,要保持 40t/d 的产量,一般油井只要 1.5~2.0MPa 的生产压差就够了。这时能够保证自喷的最低流动压力大约 7.0MPa 左右。如果生产压差按 2.0MPa 计算,那么油层压力只要有 9.0MPa,就可保持每天喷出 40t 油,也就是说油层压力从原始的 10.0~11.0MPa 下降 1~2MPa,并不影响单井产量。但是应该看到,油井在注水采油过程中,油层的生产能力和采油当中的阻力都在发生变化,无水采油期问题比较简单,然而时间很短。进入含水采油阶段以后,随着油层内含水饱和度的增加,油层生产能力也就是采油指数要不断下降,大体上含水上升 1%采油指数要降低 0.8%~1.0%,要保持同样 40t/d 的产量,生产压差就要随含水上升而增大。另一方面,油井见水后,由于井筒内液柱相对密度增加,流动压力将随含水上升不断升高,含水每上升 1%,流动压力大约升高 0.04MPa,生产压差不仅不能保持,反而越来越小。这样,油井在含水采油阶段,采油指数的降低和生产压差的缩小都会引起油井产量下降。如果油层压力仍然保持在无水期低于原始油层压力 1~2MPa 那样的水平,调整生产压差就没有一点余地,产量递减就会是不可避免的。含水上升到一定程度,不仅产量保不住,甚至会发生停喷。杏树岗油田油层饱和压力比较低,开采初期,油层压力下降 1~2MPa,仍然高于饱和压力,流体性质不会恶化,但测井见水以后这种低压状态就显得十分被动。如杏 5-2-29 井,由于油层压力比原始油层压力低 2.58MPa,含水 16%时就停喷了。同样在这个地区杏 5-3-28 井,由于油层压力保持在原始油层压力以上 0.83MPa,油井含水高达 64.4%,照样正常自喷,每天产油 37t。

所以,注水开发的油田,必须充分估计到油井见水以后的变化特点,要从开发一开始就把油层压力保持在较高的水平,给见水以后调节生产压差留有充足的余地,而且随着含水的上升,油层压力保持的水平还要进一步提高,才能实现更长时间的高产稳产。

从大庆油田地区性的特点来看,不同地区油层内的阻力和井筒内的阻力相差很大。影响油层内阻力大小的主要因素是油层的流度(即渗透率和原油粘度的比值)和油水粘度比。生产上一般用采液(油)指数来表示,采液指数越高,油层内流动阻力越小;影响井筒内阻力大小的主要因素是饱和压力,饱和压力高的地区井筒内阻力小,饱和压力低的地区井筒内阻力大。根据统计,葡萄花油层单位厚度的采油指数以南 1 区—南 3 区为最高,达 3.0t/(d·MPa·m),即每米厚度油层在 1.0MPa 压差作用下每天可以出油 3.0t。但是到了杏树岗和

北3区单位厚度采油指数只有 $1.0\sim 1.3\text{t}/(\text{d}\cdot\text{MPa}\cdot\text{m})$ ，相差2倍到3倍。由于原油的饱和压力和压力北部高南部低，所以井筒内的阻力和消耗萨北开发区最小，无水期一般油井井筒举油时阻力消耗仅 5.0MPa ；萨中、萨南开发区居中，井筒内阻力为 $6.0\sim 7.0\text{MPa}$ ；杏树岗油田井筒内阻力消耗最大，达 8.0MPa 以上。萨北开发区虽然井筒内阻力损失小，但是油层内阻力大，又因为原油饱和压力高，地层饱压差只有 $0.5\sim 0.8\text{MPa}$ ，所以必须把油层压力保持在原始压力附近。杏树岗地区油层内的阻力和井筒内的阻力都比较大，更需要把油层压力保持在比较高的水平。萨中开发区油层内的阻力和井筒阻力消耗适中，但是目前含水已经比较高，为了保持稳产也要把油层压力保持在原始压力或更高的水平。萨南开发区油层内和井筒内的阻力都比较小，要求把油层压力保持在原始压力附近，可以具备更高的生产能力和稳产条件。

大庆油田从1960年投入开发，采用了早期分层注水保持压力的开发技术，使油井一直保持着旺盛的生产能力。1976年全年原油产量达到 $5030.31\times 10^4\text{t}$ ，以后产量稳定并略有上升，到1984年年产 $5356.4\times 10^4\text{t}$ ，到1985年产油 $5500\times 10^4\text{t}$ ，胜利地实现油田五千万吨稳产十年的目标。

大庆油田长期高产稳产的注水开发技术，是一项综合性的科学技术攻关项目，这套技术主要包括：

(1) 油田开发动态监测技术。应用这套技术正确地掌握了复杂的地下油水分布状况，结合油田细分沉积相的研究，为油田高含水期层系调整井网加密和分层改造提供了可靠依据。

(2) 一整套准确的油田开发过程指标测算技术，指导了油田高含水期高产稳产规划部署。

(3) 进行了层系细分、井网加密调整方案的研究，提高了差油层的动用程度，增加了油田的可采储量，调整井的产量对实现油田的稳产起到了重要的作用。

(4) 形成了高含水期采油配套的工艺，见到了明显的增油效果。

(5) 完善了调整井的钻井、完井技术，有效地保护了油层，提高了油井的生产能力。

(6) 发展了地面原油集输及水处理系统，适应高含水期开采的需要。

推广应用高含水期油田长期高产稳产注水开发技术，使油田已增产了原油 $9215\times 10^4\text{t}$ 。据预测油田可采储量可增加60%左右。

此项成果获1985年国家科技进步特等奖。

三、先导性矿场试验

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，做好开发前的工艺技术准备。

大庆油田开发40年来先后组织100多项油田开发矿场试验。如最早投入开发的“中区西部生产试验区”及北二区6排50井附近开展的“小井距试验区”及注采系统调整和井网加密试验、表外储层开采试验等。这些矿场开发试验，为编制油田开发规划、油田开发方案、实现油田高产、稳产和提高油田采收率提供了科学依据，同时也为取得巨大的开发效益提供了技术保证。

大庆油田投入开发40年来，之所以能够进行正确部署和科学决策，一个重要原因是始终坚持搞好科学实验，根据油田开发进程和变化趋势，做好油田开发的超前准备，从而保证

了不同阶段开发目标的实现。

大庆油田的开发工作，重视科学实验和超前准备，这是油田本身的性质和开采特点决定的。储油地层深埋地下一千多米，整个开采系统是一个看不见，摸不着的“黑箱”，开采工作如同一项“隐蔽工程”，要做到正确认识与决策，必须进行开发试验。另外，大庆油田是一个非均质多油层油田，几十个不同性质的油层特性，只有在注水开采产生“动”的情况下，才能逐步和完整地显露出来，才能正确认识地下油层的本质，掌握油水运动规律，做好开发趋势的科学预测，取得油田开发的主动权。在油田开发的不同阶段，随着开采对象的改变，配套开采工艺技术的准备、完善和发展，一般也需要5年左右，只有通过试验和科技攻关，才能做好开发工作的超前准备。

1. 试验目的

1) 选择合理有效的驱动方式

通过试验要研究油田天然能量的大小（包括边水、底水的能量及油田的弹性能量），及其在油田开发中的作用。

2) 组合合理的开发层系

要根据各油层的地质条件和油、气、水性质的差异，组合几种开发层系，观察不同层系的生产能力和开发效果，从中选择效果最好的开发层系作为正式的开发层系。

3) 选择合理的井网部署和注水方式

要根据油层的地质条件，部署几种开发井网和注水方式，从中优选最佳的井网和注水方式，在全油田进行推广。

在试验区进行钻井以后，还要根据取得的资料，对油层的性质和层系间隔层进行再认识，对油田的储量计算进行必要的校正，这些对以后制定开发方案是很重要的。

2. 试验任务

1) 为油田投入开发进行技术准备

一个油田，特别是一个大油田投入开发前，必需确定开发井网、层系和开采方式。油藏工程师们利用油田已取得的各种资料，通过油藏工程方法测算各种方案的开发和经济指标，从中优选出最佳的方案。但是，由于油田开发前资料有限，油藏工程方法所用的参数很难完全反映油层的地质规律，因此要使油田开发获得好的效果，必须通过开发试验来验证油藏工程测算结果，取得开发实际效果的矿场资料，这样才能确定出最符合油田实际的开发方案。

大庆油田开发初期，开辟了30km²的生产试验区，开展了十项试验，如两套井网开发试验，不同油层分注合采试验，利用天然能量采油试验，分注分采及分注合采试验，提高地层压力试验等。这些试验主要要解决两个问题：层系、井网怎样划分最合理，油田开发过程中地层压力保持的程度等。通过这些试验，最后编制了萨中地区油田开发方案。

2) 了解油田开发过程中可能出现的问题

油田投入开发之后，油、水、气在地下就处于急速的运动之中，在高采油速度下，这种运动和变化更为显著。由于各个油层地质条件的差异，开发过程中油、气、水的运动在各个油层中和在一个油层的各个部位也不会一样。必须通过开展开发试验来了解这种差异的表现形式及其对开发效果的影响，实践证明层间差异、平面差异和层内差异是影响油田开发效果和采收率提高的主要问题。这些差异在油田上的表现是多种多样的、复杂的，其结果是使有些油层储量动用不好甚至没有动用，使油层平面上储量动用状况有明显的差别，油层的驱油效率降低，最终要影响开发效果的提高。

3) 寻找改善开发效果的方法

为了解决开发过程中暴露出来的问题,人们提出了各种各样的办法,但哪一种办法效果好,而且在工艺上又是可行的,经济效益也是好的,这就需要通过开发试验做出评价。比如为了调整层间差异,就有两种不同的作法,开展了两项试验。在中区西部开展了“分层注水控制压差开采试验”;在中区东部开展了“加强注水放大压差采油、油井堵水开采方式试验”。这两个试验同时展开,互相对比,经过比较选定分层开采方法,作为提高油田开发效果的基本措施。

4) 为油田开发部署提供依据

随着油田开发程度的加深,油田进入全面开发调整时期,合理的开发调整部署也要通过进行开发试验来完成。喇嘛甸油田全面开发调整前开辟了双井试验区,试验结果说明,注水井层系划细后,开发效果得到改善。试验结果给喇嘛甸油田的全面开发调整提供了可靠的实际根据。此外,萨中地区加密调整井试验也为大庆油田近几年的调整提供了可靠的依据。

5) 验证一种开发预测方法正确性

油田开发预测有多种方法,有时不同的方法会得出不同的甚至是相反的结论,寻找最适合本油田实际的预测方法,有时也需借助开发试验来完成。例如中区西部中间井排葡 I2 层油水分布的预测,根据水动力学计算认为中 5-10 井处的葡 I2 层未见水(未射孔),是注入水流动的“滞流区”。但按沉积相分析,认为中 5-10 井的葡 I2 正处于高渗透条带处,已是高含水,是严重水淹区。

为了验证上述两种分析的正确性。1978 年 6 月补射中 5-10 井葡 I2 层。补开后,日产油由补射孔前的 58t 上升到 157t,含水由 24%下降到 12%,分层测试证实了水动力学推算的可靠性。通过这个试验成果,对地下油水运动规律加深了认识,证实一定条件下“滞流区”是存在的。

6) 筛选提高油田采收率的方法

提高油田采收率,国内、外都进行了很多室内试验,提供不少方法。但是,由于室内试验条件与油田实际往往差别较大。因此,任何一种室内试验成果在应用于油田之前,都需要进行规模较小的矿场试验,通过试验积累工艺技术方面的经验,选择应用于油田时的最优配方,并进行经济效益的论证。大庆油田为了筛选可行的提高采收率的方法,进行了一系列现场试验,曾经完成了注 CO₂ 水、注轻烃段塞、注胶束溶液、注悬浮物、注气等方法,这些试验对大庆油田研究如何提高采收率方面,加深了认识,取得了一定的效果。

开发试验是改善油田开发效果的重要方法,它贯穿于油田开发的全过程。因此,油藏工程师要有意识地应用好这一有效方法,不断地改善油田的开发效果,提高油田开发的经济效益。

3. 试验要求

1) 必须建立对比试验区

由于要开展不同井网、层系和注水方式组合试验,这就要求各试验区(井组)的地质条件要相似。即要求油层的沉积条件,油层性质,油层的分布特点,油、气、水性质,润湿性,孔隙结构及构造特点要尽可能相似。

2) 试验必须在油田编制正式开发方案之前进行

这种类型的试验是为了指导油田的合理开发,如果试验开展得晚,所得的成果对本油田开发也就失去指导意义。为了使试验结论更具有实际意义,试验应包括油田开发的几个主要

过程,这样所得到的资料比较多,对开发效果的认识才能更真实。

3) 试验中必须注意录取资料的准确性

试验过程要注意录取准确的资料,并通过油藏工程学研究,对各种层系、井网组合的效果做出正确的评价。

4. 试验的主要类型

在油田开发的整个过程中,要根据一定的实验目的,以某种理论和经验为指导,用室内实验做基础,不断开展油田的开发试验。从开发好油田提高经济效益这个角度来说,油田开发工作主要是认识油田开发过程中的问题,进而用一定的手段去解决问题,不断改善油田开发效果。油田开发试验同样也有认识油田和改造油田的两项任务。按油田开发试验的目的,可将开发试验划分为以下几个主要类型:

- (1) 为暴露油田开发问题开展的试验;
- (2) 为合理开发油田开展的试验;
- (3) 为改善油田开发效果开展的试验;
- (4) 为了解开发全过程的开采规律开展的试验;
- (5) 为落实工艺技术的开发效果开展的试验;
- (6) 为提高油田采收率开展的试验。

四、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。

大庆油田高含水期“稳油控水”系统工程,荣获1996年度全国科技进步惟一的一个特

等奖。“稳油控水”系统工程是大庆油田在 1990 年正式提出并决定实施的。当时,大庆油田已连续 15 年保持年产原油 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 以上稳产,但综合含水率已高达 78.9%。针对这一难题,大庆油田立足基本地质特征和注水开发特点,解放思想,依靠自己的力量,科学决策,推出了高含水期“稳油控水”系统工程。多年来,在增加薄差油层可采储量配套技术上,先后发展并应用了 0.2m 以上薄差油层描述技术、薄层水淹层测井技术、薄层固井防窜技术和薄差层水力压裂技术。同时,在注采结构优化调整配套技术上,发展并应用了厚层精细地质描述技术、“稳油控水”开发指标预测及规划优化技术、高含水期注水和产液结构调整技术、机械采油井找水堵水技术等。共取得 126 项科技成果,其中 20 项获国家专利。这项系统工程,一是突破了国内外同类型油田的开发模式,创造了具有大庆特色的新模式;二是提出并形成了高含水期“稳油控水”结构调整的新概念、新方法和新技术,在总体技术水平、推广应用规模及实际效果上,处于国际领先水平;三是在 0.2m 以上薄层开采中,形成了地质、油藏、测井、钻井和采油工程综合配套技术,并达到年产原油 $1500 \times 10^4 \text{t}$ 的生产能力,属当今国际首创。大庆油田实施“稳油控水”多年来,综合含水率比规划少上升了 6.06 个百分点,累积生产原油 $2.7 \times 10^8 \text{t}$,比国家审定的规划多产油 $610.86 \times 10^4 \text{t}$ 。共增收节支 150 亿元,不仅经济效益显著,而且还使大庆油田实现了持续 21 年保持原油 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 以上稳产的高水平,从而为进一步延长稳产期提供了可靠的技术保证。

五、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向纵向上距水淹带、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、无杆堵”的 YD-89 弹射孔完井。

六、外围油田开发技术

1. 逐步形成了一套适合于外围低渗、低产、低丰度油藏的有效开发技术

到 1995 年底, 外围油田还有已探明未开发的石油地质储量 $5.8 \times 10^8 \text{t}$, “九五”期间还将从中优选出 155.4km^2 、 $8722 \times 10^4 \text{t}$ 的石油地质储量投入开发, 预计建产能 $130 \times 10^4 \text{t}$; 外围已开发区 1995 年底实际生产水平为 $337.2 \times 10^4 \text{t}$, 要实现“九五”规划, 到 2000 年年产油 $450 \times 10^4 \text{t}$ 的工作目标, “九五”期间还要增产原油 $150 \times 10^4 \text{t}$ 以上。为保证大庆实现“九五”稳产规划和 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 以上稳产再 10 年, 大庆油田以经济效益为中心做了大量富有成效的工作。

1) 沉积环境描述技术

利用探井、评价井和邻近开发井的钻井、测井资料描绘目的层的区域沉积环境, 对河流、湖岸线和各大沉积相带的位置、走向做出趋势性预测。

2) 目的层砂体预测技术

通过建立地震信息和钻井、测井信息的相关关系, 预测目的层砂岩的发育程度。

3) 相对高丰度区的优选技术

根据地震解释的构造、断层、砂岩发育区和成藏条件的具体研究成果优选高丰度区, 并对优选结果的开发可行性做出综合评价。

4) 开发井井位设计技术

包括可开发区地质条件和可开发区的确定; 井网系统部署与砂体匹配关系的优化; 设计井预计钻遇油层厚度的核查; 首钻井部署及其地质任务的设计, 设计井实施顺序和下套管标准的设计。

5) 滚动的实施组织管理方法和实施过程中井位设计的再优化技术

以跟井地质研究为核心, 逐井逐层地验证、修正地震-地质预测结果, 监督施工全过程的质量, 进一步优化井位设计。

6) 以砂体为基础的注采系统设计方法

在逐砂体设计注采系统的基础上综合权衡、统筹择优, 在既定井网系统下, 用较小的注采井数比实现方案要求的水驱控制程度。

7) 开发指标的数模结果差异放大技术

用差异特征参数描述各计算单元(或区块)的地质-工程差异, 并按差异特征分类, 通过修改基础井组模型, 建立代表各类计算单元(或区块)的典型井组模型, 进行放大指标的二次拟合, 以提高预测结果的精度。

2. “两早、三高、一适时”的注水开发技术

精心实施“两早、三高、一适时”(早注水, 早分层注水; 较高水驱控制程度, 较高注采比, 高标准注入水水质; 适时调整注采系统)的注水开发技术, 努力延长已开发区块稳产期。外围油田开发区块已达到年产 $300 \times 10^4 \text{t}$ 的水平, 只要这些区块产量稳定或基本稳定, “九五”期间再上 $150 \times 10^4 \text{t}$ 就有基本保证。1995 年末, 外围油田的综合含水才 22.8%, 采出程度仅 6.86%, 还有相当一些区块具有分层注水和注采系统调整的潜力。所以, 1996 年, 在外围油田开发技术座谈会上提出了“开发葡萄花层的油田采收率要达到 35%、扶、杨层的采收率要达到 25%”。为此, 外围油田在实施“两早、三高、一适时”的注水开发技术已

经取得可喜成绩的基础上,“九五”期间在精心二字上下了功夫:一是对已开发区块的注采系统及时进行调整,使油层始终在最有利的条件下注水开发,将尽可能多的储量动用起来;二是以保持合理的油层压力水平为标准,适当调整了各油田的注采比;三是大力推广“三分、五清”(以油砂体为基本单元进行分层研究、分类管理、分类组织接替稳产;油田储量分布、储量动用、油气分布、剩余油分布和调整挖潜对象清楚)的油藏管理方法,以油砂体研究为基础,搞好油藏开发的管理工作。

3. 按油砂体“三分、五清”的油藏管理方法

“三分、五清”的油藏管理方法在外围油田全面推广和应用。这是一套针对外围油田地质特点,很具现实性的油藏管理办法。外围油田油层少,单井一般只几个层,最多的十多个层,还有一些井甚至单层开采,大面积分布的单砂体不多,且砂体分布零散,开发过程中应该也有条件做到分砂体研究、分砂体管理和分砂体接替稳产;做到单个油砂体的储量分布清、注采关系清、动用状况清、油水分布状况清和挖潜对象清。龙虎泡油田对具有有效厚度的392个单砂体坚持深入细致的地质研究,在做到“三分、五清”的基础上对各个砂体进行分类排队,分类管理,实现了分批动用,接替稳产,以年产 $20 \times 10^4 \text{t}$ 以上,采油速度2.14%以上,已经稳产十年,目前仍继续保持较好的稳产势头。“三分、五清”已成为外围油田及长垣南部油田油藏管理工作的主要内容。

“八五”期间,外围采用这套技术大大加快了开发建设的速度,新钻井数为前12年的1.17倍,“三低”油藏的钻井成功率由1985年的79.2%提高到97%以上,低效井由53.5%降低到10%以下。水驱控制程度由60%左右提高到70%以上。已投产油藏(区块)的开发效益也有了明显改善。

七、三次采油技术内的聚合物驱油技术

三次采油是一种综合性很强的提高原油采收率的技术,它涉及油田地质、油藏工程、流体力学、物理、化学及油藏数值模拟和采油工程等多学科领域。目前已形成了三大技术系列,即化学驱、气驱和热力驱。化学驱包括聚合物驱、表面活性剂驱、碱水驱和三元复合驱;气驱包括混相及非混相注干气、湿气、 CO_2 、氮气、烟道气等;热力采油包括蒸汽驱、蒸汽吞吐,热水驱和层内燃烧。此外,还有微生物采油及利用电、声、磁等物理手段提高采收率的新方法,最近又提出了多元泡沫驱。三次采油的各种方法都有自己适应的油藏条件。

大庆喇、萨、杏油田油层厚,储量丰富,非均质严重,水驱采收率较低,为了提高厚油层的开发效果,相继开展了聚合物驱、天然气驱、 CO_2 驱和蒸汽吞吐等三次采油矿场试验。均收到了较好的开发效果。

但通过多年的生产、科研实践表明,其中的聚合物驱油技术适用于大庆油田油层温度低、非均质严重、原油粘度相对不高的特点。应用聚合物驱油成本低、工艺简单、易推广。

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、工艺技术,已由先导性矿场试验步入工业化应用阶段。

因为石油是一种不可再生的资源,也是国家经济发展的重要经济命脉,水驱开发只能采出原始地质储量的30%~40%,还有60%~70%的石油留在地下。如何提高石油资源的利用率,进一步开采水驱后的剩余油,提高原油采收率,已成为世界各国油藏工程专家攻关的课题。聚合物驱油技术就是提高原油采收率的一种重要方法。

通过多年的重点科技攻关,在整体技术上深化了对聚合物驱油的认识,建立了6种方法,10项技术,形成了聚合物驱油藏工程、数值模拟、室内评价研究、矿场方案设计、注、采工艺等一整套综合研究方法,不仅使聚合物驱油技术在很短的时间内成功地将以工业化应用,形成生产能力。吨聚合物增油120.0t以上,吨原油成本643.0元人民币,原油采收率比水驱提高10%OOIP以上,而且使我国聚合物驱油技术在整体技术水平上达到了世界领先水平。研究表明,我国适合聚合物驱的地质储量为 $43.58 \times 10^8 \text{t}$,以提高原油采收率10%计算,可增加可采储量 $4.358 \times 10^8 \text{t}$ 。截止到1997年底,大庆油田就已建成聚合物溶液配制站4座,注入站24座,投入聚合物开采的面积 67.62km^2 ,动用地质储量 $1.384 \times 10^8 \text{t}$,累积产油 $1041.78 \times 10^4 \text{t}$,创直接经济效益67.3亿元。1997年当年大庆油田聚合物驱开采区块的年产油量就达到了 $558 \times 10^4 \text{t}$,增油 $302 \times 10^4 \text{t}$ 。聚合物驱油技术已经成为大庆油田继续稳产 $5000 \times 10^4 \text{t/a}$ 至2000年不可替代的关键技术。

通过聚合物驱油技术攻关,不仅丰富了非牛顿流体力学在油藏工程中的应用,而且也带动了石油化工、机械、电子等相关行业的发展,形成了新的地方经济增长点。并在以下几个方面有所创新:

(1)突破了聚合物驱不能提高驱油效率的传统观点,提出了聚合物溶液的粘弹性是提高驱油效率的关键因素,深化了聚合物驱油机理的认识。

(2)发展了聚合物驱溶液粘度和渗透率下降系数预测模型,完善发展了聚合物驱数值模拟技术。

(3)建立了聚合物驱分子量及用量优选技术。

(4)形成了聚合物驱分子量及用量优选技术。

(5)建立了聚合物驱井网、井距优化方法。

(6)开发了聚合物驱完井及分层注入技术。

(7)形成了国产化程度高、技术较完善的“集中配制、分散注入”地面配注工艺技术。

(8)形成了聚合物驱采出液处理及综合利用技术。

(9)开发了高温油藏聚合物驱技术。

(10)开发了聚合物驱防窜技术。

此项科研成果获1998年国家科技进步一等奖。

八、取全取准第一性资料

取全取准第一性资料是我国油气勘探和油田开发中的一条重要经验,是我们搞好油藏研究、油田开发方案设计、井网部署、开发调整、油田动态分析等的重要依据。正如在20世纪60年代初,石油工业部部长余秋里所说:“石油深埋在地下,看不见,摸不到,必须在不断实践中,取得大量的、能反映地下真实情况的第一性资料,并经过反复实验研究,才能对地下情况、油层情况、油藏类型等做出正确的判断,这是有效地进行石油勘探、开发油田的基础。”我们搞油气勘探和油田开发的工作,要想探索客观事物的规律,最重要的就是占有齐全准确的第一性资料,重视还是不重视第一性资料是我们尊重或不尊重科学的分界线,要尊重科学就不能忽视第一性资料,不重视第一性资料,不作调查研究,就没有发言权。

大庆油田开发40余年的历程,积累了极为丰富的油田开发经验,其中取全取准第一性资料就是其中重要的一条,这在国内外油田开发史上是前所未有的,为我国的油气勘探与油

田开发奠定了坚实的基础。这些成绩的取得是在总结我国油气勘探和油田开发的经验教训中得来的，是以原石油工业部主要领导和大庆油田广大职工、干部、科技人员智慧的结晶。

取全取准第一性资料不仅反映一个人、一个群体的求实精神；同时也反映了一个人、一个群体的严、细作风。今天，我们不仅要珍惜这些宝贵经验，更重要的是要继承和发扬，为今后我国的油气勘探和油田开发打下坚实的基础。

科学技术先进的美国等在油田勘探、开发中是如何对待取全取准第一性资料的呢？

1979年5月12日，大庆油田考察团赴美国、加拿大对油田开发考察。回国后，大家极为关注。大庆油田的开发水平和先进的美国、加拿大比，有什么不同。考察团人员从六个方面对于美国和加拿大进行了详细的对比和论证。其中之一论述了大庆油田大量丰富的第一性资料，是美国和加拿大的任何一个油田都无法比拟的。在这个问题上，这些年来，几乎所有来大庆油田参观的美国、加拿大等国石油各界人士都确认的一点。

我国油田开发取全取准第一性资料的突出特点是：群众性的油田开发管理是取全取准第一性资料的基础，是我国独有的。如大庆油田有一个完善的管理体系，分三级管理。不单是有相当水平的技术人员管理油田，还有广大的石油工人既能管理油井、设备；又能搞地下动态分析，取全取准第一性资料。而美国油田的基层工人根本不管地下，现场工程技术人员掌握的资料很少，更不要说取全取准第一性资料。对于这些问题，美国的石油地质专家说，大庆油田井网这么规则、资料那么齐全准确，实现“六分四清”、取全取准第一性资料、产量一直稳定，这些对于美国地质学家来说是不可想象的。

我们还应该指出的是：在我们队伍里，一些搞油气勘探和油田开发的技术人员、管理人员和领导者，往往只看结果，而不认真仔细地分析所得结论、成果的资料来源，第一性资料是否有代表性，是否齐、全、准，录取资料的手段是否可靠，如果这些都不具备或者是凑合、零碎的、不系统的、不全不准的资料，这些资料哪管经过现代化手段计算得再准确，都等于零。因为它没有代表性，将会给油田开发造成失误。

取全取准第一性资料是在我国油田开发过程中的沉痛教训得来的，是大庆油田的传家宝。我们希望我国广大的石油工作者，在油气勘探和油田开发中，能认真录取齐全准确的第一性资料，为我国的油气勘探和油田开发做出贡献。

九、油田动态分析方法

为合理开发好油田，提高油田在不同开发阶段的开发效果，以达到油田最高采收率。大庆油田从刚投入开发起，就提出了要把地下情况搞得清清楚楚，要高水平开发好大庆油田，为此，开展了在油田开发全过程中要坚持“油田动态分析”，形成了一整套的在油田开发不同阶段的动态分析管理方法、内容、制度、规范措施、队伍等。它的核心是分层开采、分层管理。这在20世纪60年代以前，国内外油田开发史上未有过的，是大庆油田在油田开发管理上独树一帜的管理模式。这项管理模式，使油田开发管理人员、研究人员能客观地随时掌握和了解油田地下油、水分布状态及油、水运动规律，从而对油田开发不同阶段的过程中出现的问题，采取相应措施，做到及时适应油田地下情况的变化，以达到提高油田开发效果的目的。

油田投入开发以前，油层内部是处于相对的静止状态。油田投入开发后，油层内部的油、气、水和岩石之间即转入显著的变动状态，相继出现了一系列新矛盾、新问题、新情

况。油田动态分析,就是为了认识油田开采过程中地下油、气、水的运动规律,检验开发方案是否符合客观实际,以便提出必要的措施,改造油层,提高油田开发效果。油田动态分析,不仅要总结经过实践的开发经验用以指导新区的开发,而且要在认识客观规律的基础上预测油田将来的发展动向,主动地驾驭油田和改造油田。

从单井变化分析起,深入到单油层、油砂体、联系到井组、切割区和全油田,不断揭露矛盾,分析矛盾,解决矛盾,为合理开发油田打下良好基础。这些动态分析工作,大致可概括为以下几方面:①单井动态分析;②井组动态分析;③单层动态分析;④分块动态分析;⑤切割区动态分析;⑥全油田动态分析。各级动态分析都有不同的重点,而又是互相紧密联系的。

对于注水开发的油田,注水、采油和压力总是互相联系的、不可分割的,必须把三者结合起来进行动态分析。采油是目的,压力是驱油的动力,注水是保持油田压力开采的手段。要想达到一定的采油速度,必须有一定的注水速度来保证。注水就要见水,油井见水后含水量上升,采油量下降,这是客观规律。不能为了推迟见水和控制含水上升,过分减少注水量或不注水,引起压力大幅度下降,因为这样只能暂时控制含水,使产量在短期内稳定,但从长远来看,压力保持不住,油层内流动条件发生变化后,不但产量不能长期稳定,而且采收率会降低,失掉油田开发的主动权。另一方面又不能片面追求压力高,只看到表面上注水效果好,而造成油井过早见水或含水急剧上升,对稳产也很不利。因而,每一级的动态分析都必须综合考虑油、水、压力三者之间的辩证关系,从生产实践中找出合理界限。必须抓住主要矛盾,在保持压力的前提下,合理调整油、水井工作制度,尽量做到油井迟见水,见水后含水上升慢,实现长期稳定高产,提高油田采收率。

1. 油田开采中三大矛盾的分析

非均质多油层油田的注水开发过程中存在着一系列的矛盾现象,归纳起来有三大矛盾,即层间矛盾、平面矛盾和层内矛盾,三大矛盾的产生主要是由于油层的非均质性所引起的,油田投入注水后矛盾的暴露就日益明显,并贯串在油田开发的始终。所以切割区动态分析就是要掌握不同开采阶段的主要矛盾,分析矛盾,解决矛盾,提高油田开发效果。

1) 层间矛盾

由于油层垂向上的非均质性,在笼统注水、合层采油过程中,构成了单层与单层之间的差异,即层间矛盾。表现在各单层间的渗透率相差很大,连通状况不一;在注水井内各单层吸水能力不同,形成单层突进;在油井内高压层干扰低压层,高渗透层出油多、见水快,低渗透层不能充分发挥作用。分析层间矛盾应以井为单元,分析内容如下:

- (1) 分析单层突进油层的特点以及对其他油层的干扰程度;
- (2) 分析不同开采阶段层间矛盾的变化特征;
- (3) 对比不同井距、不同层系条件下的层间矛盾;
- (4) 检查分层配水、分层配产对层间矛盾的调整程度;
- (5) 分析各单层注采系统不同时对层间矛盾的影响。

处理层间矛盾主要依靠分层配水和分层配产,也要结合钻检查井,提高局部地区中低渗透层的开采效果。

2) 平面矛盾

由于油层平面上的非均质性,以及井网对油层的控制情况不同,构成了同一单层内各井点间的矛盾,即平面矛盾。常见的平面矛盾有三种形式:第一种是注水井周围各方向渗透率