

大庆油田

大庆油田位于中国黑龙江省大庆市境内，地理位置为北纬 $45^{\circ}40' \sim 47^{\circ}00'$ ，东经 $124^{\circ}19' \sim 125^{\circ}12'$ 。油田区东邻安达市和肇州县，西接杜尔伯特蒙古族自治县，西南依肇源县，北靠林甸县。其南北长约 140km，东西最宽处为 70km，总面积 5470km²，含油区面积 2065km²。

大庆油田在松嫩平原中部，地形总体上为平缓的冲积平原，是广阔的草原和盐碱地，相对起伏高差一般不超过 5m，无明显的丘陵地貌，地面海拔 130~150m，西北部略高，东南部稍低。油田区内无天然河流，为引排水需要，曾挖掘了引嫩工程、安肇新河和部分水泡间的连接渠道。区内有大小不等的湖泊和水泡子 172 个，这对油田的勘探和开发带来一定的影响。

大庆地区属大陆性季风气候，西北受蒙古、西伯利亚内陆冷空气侵入，东南受海洋暖流季风的影响，冬季长，寒冷干燥；夏季短，温热多雨；春秋季节延续时间特短，气候变化急剧且多风沙，一般 4 月底到 5 月初，草木开始萌发，10 月初落叶，10 月中旬结冰，采暖期长达 7 个月。

年平均气温 3.4℃，1 月份最冷，月平均气温 -19℃，极端最低气温为 -40℃；7 月份为最热，平均气温 22.8℃，极端最高气温为 37.4℃。年平均降水量 440mm，70% 集中在夏季，无霜期仅 142d，日照 2830h。由于低温度时间长，冻土层深达 2m，一般到 6 月底才能全部化冻。

春季 3~5 月为大风最多的季节，一般风力为 5~6 级，最强可达 8~9 级，5 月份 5 级以上大风出现频率高达 30d，风向以西北和西南为主。

大庆油田交通便利。有滨州铁路从油田北部通过，在大庆市境内自东向西设有卧里屯、龙凤、大庆（萨尔图）、让胡路、喇嘛甸、齐家 6 个火车站，1967 年以后，沿着油田的西侧修建了让通（让胡路到通辽）铁路，市区内设有银浪、林源等 13 个火车站。通过这两条成“T”字型的铁路干线，该区与黑龙江、吉林两省和其他省市的城镇交通均较方便。大庆市与周围各市县均有公路连接，1992 年修通了哈尔滨到大庆间的封闭式等级公路，公路交通更加便利。

到 1992 年底，大庆市共辖五区四县。不包括肇州、肇源、林甸、杜尔伯特四县在内，共有人口 96.93×10^4 人 职工 41.7×10^4 人。

一、勘探开发历程

大庆油田的勘探和开发历程，大致可分为五个阶段。

（一）从地质普查到发现井喷油（1959 年以前）

解放以前，我国的地质工作者谭锡畴、王恒升等，在东北地区，以寻找金属矿和煤为目的，进行过一些地质调查，在部分地区建立了地层系统，并实测过地层剖面（如白垩系嫩江页岩）。个别地质工作者也曾到海拉尔盆地西部的札赉诺尔地区进行过油苗调查。

1931年9月到1945年8月,在日本人侵占我国东北地区期间,曾经在辽宁阜新和内蒙古札赉诺尔等地进行过石油地质调查和浅井钻探,没获得好的成果。日本地质工作者实测了松辽盆地内部和周边的地层剖面,并进行了建组命名(如泉头组、伏龙泉组、四方台组等),为区域地层对比提供了资料。

需要指出是:在有的科普读物中谈到,日本人曾在大庆地区钻过找油的探井未获成功,经反复查对各种文献资料,证实,日本人没在大庆油田区域内开展过地质调查和钻探工作,对此,应予以澄清。

解放以后,1951~1954年,我国地质工作者在东北各地进行油苗调查,证实了辽宁省阜新油苗、辽宁省义县沥青、吉林省安图沥青、黑龙江省依兰县达连河油页岩、内蒙古自治区札赉诺尔沥青等的存在,为继续开展油气勘探提供了依据。

1955年8月,东北地质局韩景行等人组成小组沿松花江进行了路线地质勘探,并开始了系统的石油地质勘探工作;1956年地质部成立了松辽石油普查大队,开展了石油地质普查和重磁力、电法普查。1957年完成松辽盆地及其周围地区1:1000000航空磁测,面积408835km²,同年,石油部组织了以邱中建为队长的综合研究队,进行了地质调查和资料收集工作。

从1958年开始,地质部和石油部都组织了更多的勘探队伍开展大规模的石油勘探工作。地质部松辽石油普查大队(第二石油普查大队)负责石油地质调查和地质浅井钻探;东北石油物探大队(长春物探大队)负责重磁力、电法和地震的面积普查、区域大剖面工作;松辽石油勘探局负责地质详查、重磁力详查、基准井和深探井的钻探工作。

通过地质调查,在白垩系的地面露头 and 钻孔岩心中见到较厚的黑色泥岩,其含有丰富的介形虫、叶肢介和鱼类等化石,表明,该区在白垩纪时存在着面积和厚度均较大的深湖相沉积,有较好的生油条件,具备形成油气田良好的区域地质背景。

1958年4月以后,由于在南17井、南14井等多口浅井见含油显示,更加坚定了在松辽盆地找油的信心。

1958年8月,根据对各项资料的综合分析,石油部松辽石油勘探局的科技人员,提出在黑龙江省肇州县大同镇附近的电法高点上钻探松基三井的建议,并经与地质部的地质、物探人员商讨,取得一致意见。

在拟定井位过程中,依据的资料和对石油地质特征的认识是逐步加深的。根据当时对地质、物探资料综合解释,认为松辽盆地是一个面积达 $26 \times 10^4 \text{ km}^2$ 的大型中新世沉积盆地,其最深部位在盆地的中西部,基底埋深达5000m以上,在这个深拗陷中可能具备较好的生油条件,大同镇附近的电法高点与重力高带基本上叠合,可能是隆起构造的反映,在有利生油凹陷中的构造圈闭是油气聚集的有利部位,故在电法高点上初步拟定了松基三井井位。

在随后完成的区域大剖面上,高台子附近地震资料显示为一隆起。为落实构造形态,由东北石油物探大队补做四条剖面,圈定出了高台子背斜构造。依据这些资料,在高台子构造高点拟定了松基三井井位,并报石油部批准。

松基三井位于黑龙江省肇州县大同镇(1959年时属肇州县辖区,现已划入大庆市区)西北高台子以西100m、小西屯以东200m处。1959年4月11日开钻,原设计井深3200m,为了更好地发挥大型钻机的作用,这口井在浅部没取岩心,从井深1050m开始连续取心。在白垩系姚家组(井深1112.2~1171.5m)岩心中见到油浸、含油粉细砂岩,共长3.15m,油斑粉砂岩和泥质粉砂岩,共长1.91m。在青山口组(井深1353.8~1379.83m)岩屑中见

油浸粉一细砂岩，在岩心筒上有棕黄色油珠，并有较浓的原油味。划眼时，两次从钻井液中返出原油和气泡，收集气泡用火可点燃。鉴于松基三井钻遇较好的油气显示，考虑到当时的技术水平，如继续钻到 3200m，还需要一两年，推迟了发现工业油流的时间，并会由于浸泡时间过长而造成油层污染，使产能降低，甚至堵塞孔隙，不能产出油气，经石油部同意，提前在井深 1461.76m 完钻，下套管试油。

1959 年 9 月 6 日，第一次射开松基三井青山口组（1357.01~1382.44m）的 3 个薄油层，在将井筒内钻井液替成清水后提捞过程中见油花，采用下深捞筒，只捞水不捞油，降低液面，疏通油层。经过近 20 天认真细致的试油工作，于 1959 年 9 月 26 日喷出了工业油流。采用 8mm 油嘴测试，日产油 14.93m³。松基三井作为第一口获工业油流井揭开了发现大庆油田的序幕。

（二）从长垣南部勘探到拿下整个大庆油田，艰苦创业，在实践中学会开发大油田（1960~1963 年）

经过 1959 年的夏季施工，到第三季度时，东北物探大队已提交出 1:100000 大同镇附近地区地震构造图。展示出松基三井所在的高台子构造是大型背斜构造带上的一个小高点，在它的东南面有一个面积达 300 多 km² 的大构造——葡萄花构造，它的东面还有一个构造高点——太平屯构造。按照全面规划，深浅层结合，重点拿下葡萄花构造的原则，对葡萄花、高台子、太平屯等构造的勘探进行了整体部署。石油部从四川等地调运来 20 多台钻机，于 1959 年第四季度投入搬迁、安装、开钻。

为了既保证取得准确的资料又加快钻速，在石油部领导的主持下，制定了“三点合一”的方针，即把探井分成三类统筹安排。第一类井不取心快速钻进、加强综合录井，迅速控制油田面积；第二类井在油层井段全部取心，为储量计算取得参数；第三类井是油田的探边井，进行分组试油以确定油田边界。此外，在每个油田上还有一两口长期试采井，以取得产量和压力递减资料，为制定油田开发方案提供依据。

为了早日探明含油情况，同志们克服了缺少运输和吊装设备、供水不足以及寒冷季节施工等许多困难，在葡萄花构造轴部的葡 7 井于 1959 年 11 月 12 日开钻，1960 年 1 月 5 日完井，井深 992.91m。1 月 7 日射开白垩系姚家组的 3 个砂层，射孔井段 939.6~946.9m，射孔后自溢钻井液并在 1 月 7 日开始喷油，用 3~7mm 油嘴测试，日产油 9.2~39.66t。随后，在葡萄花构造上的葡 20 井、葡 11 井、葡 4 井和太平屯构造上的太 2 井于姚家组获得工业油流，初步控制了约 200km² 的含油面积。

与此同时，还完成了整个构造带的地震工作，证实，从葡萄花构造向北和向南延伸存在着一个走向 NNE，面积达 2000km² 的大型背斜构造带。为纪念在建国十周年前夕喜喷原油，将大同镇改名为大庆，大同镇长垣改名为大庆长垣，在这个构造带上找到的油田命名为大庆油田。将松基三井第一次喷油的层位白垩系青山口组中的油层命名为高台子油层，将葡 7 井第一次喷油的层位白垩系姚家组一段中的油层命名为葡萄花油层。

1960 年初，仅钻探了大庆长垣构造带的南部，根据松基三井与葡 1 井地层对比，发现，葡萄花油层向南变薄，这预示着油层厚度更大、产能更高的部位可能在长垣构造带的北部。在对大庆长垣构造带重新进行整体部署的基础上，1960 年第一季度重点组织了长垣北部萨尔图、杏树岗、喇嘛甸三个构造高点上的第一口探井的钻探和试油工作。

萨尔图构造顶部的萨 66 井，于 1960 年 2 月 20 日开钻，3 月 5 日完钻，井深 1089.4m，在它以南杏树岗构造上的杏 66 井和以北喇嘛甸构造上的喇 72 井分别在 3 月 30 日和 4 月 18

日完钻。这三口井钻遇的油层情况与长垣南部的油层情况变化很大。长垣南部仅在姚家组一段约 50~60m 井段内发育两组砂岩，砂岩厚度 10m 左右，油井产能一般为日产数吨到 20t 左右；而在北部，从嫩江组一段的下部到青山口组二、三段中上部约 400m 井段内，出现几十组砂岩，砂岩总厚 100~200m，日产油一般可达 50~100t。萨 66 井、杏 66 井、喇 72 井分别在 1960 年 3 月 11 日、4 月 11 日和 4 月 26 日喷油，证实了油层厚度大、产量高的部位在大庆长垣北部。这三口关键的探井喜获高产工业油流，当时被誉为“三点定乾坤”。同时，这些重要的发现对于石油会战的部署和石油工业的发展都起着巨大的作用。此外，大庆长垣南端敖包塔构造上的敖 井 年 4 月 7 日在葡萄花油层喷出工业油流，从喇嘛甸到敖包塔 7 个构造高点均获工业油流，展示出长垣构造带整体含油的宏观面貌。

嫩江组一段和姚家组二、三段在萨 66 井首次获得工业油流，故将这个层位的产油层命名为萨尔图油层。

1960 年，当初步查明长垣南部大面积含油并基本上控制 1×10^8 t 储量后，石油部党组向党中央呈送了开展松辽石油会战的报告。2 月 20 日，党中央批准了石油部党组关于开展松辽石油会战的决定。全国各地的石油职工陆续调往松辽盆地。原来计划在长垣南部葡萄花等构造进行详探和开发，发现了长垣北部高产区后，由于滨州铁路正好穿过萨尔图构造，交通条件更为优越。为了集中力量首先拿下高产区，石油部党组决定“挥师北上”，将参加石油会战的队伍大部分调到长垣北部，一方面在萨尔图油田开辟一块生产试验区，按照油田开发部署钻生产井和注水井，进行开采试验，为大规模开发作准备。1960 年 6 月 日，第一列满载大庆油田原油的火车从萨尔图车站的开出，宣告了这个才发现几个月的新油田（大庆油田）为石油工业的腾飞开始出力了。另一方面，按照整体勘探部署，了解含油范围和生产情况，取得储量计算的各项参数，为算准储量提供资料。

整个勘探规划包括四个方面：一是探鞍，即通过钻探了解在各构造高点之间的低部位（构造鞍部）是否连片含油，在喇嘛甸和萨尔图构造之间部署喇 井、喇 95 井，在萨尔图和杏树岗构造之间部署萨 94 井、萨 96 井和杏 16 井，这些井均钻遇油层，证实不仅是构造高点油气富集，高点之间也含油连片，即大型长垣二级背斜构造带控制油气富集。二是探边，即在构造带东西两侧的低部位部署喇 88 井、萨 12 井、萨 43 井、萨 49 井、萨 64 井、萨 68 井、萨 93 井等探边井，了解各组油层的含油边界，圈定含油范围。三是成排钻剖面井，在萨尔图和杏树岗构造安排了 9 条大剖面，全面解剖油田，为储量计算提供资料。四是长期试采，共选择 33 口井进行试采，每口井试采一至数月，求得产量与地层压降关系的资料，并在五个油田上各选择一口重点试采井（喇 72 井、萨 66 井、杏 66 井、松基 3 井、葡 4 井），试采一年以上，取得稳定可靠的资料，证实，大庆油田是能够经受长期生产考验、压力和产能下降不大的油田。

1960 年前后在萨、喇、杏地区共完成各类探井 91 口，完成对整个油田的勘探工作，为进行储量计算提供了大量的基础资料。

在大庆石油会战开始以前，石油部党组于 1960 年 4 月 9 日召开了第一次油田技术座谈会，会议以《实践论》和《矛盾论》的观点，实事求是地总结了过去有的油田由于录取地质资料不够齐全准确，对地下情况认识不清，以致在油田勘探开发工作中受到损失的教训，提出在大庆油田的勘探工作中，一定要尊重科学、重视实践，在立足于大量的、准确的第一性地质资料数据的基础上，分析研究认清油田的石油地质特征。会议通过充分讨论、集中集体智慧，提出了认识油田必须解决的 20 个根本性问题。为了掌握这些根本性问题，石油部党

组明确要求，在勘探和开发油田的全过程中，每钻一口井都必须取全取准 20 项资料和 72 个数据，做到一个不能少，一点不准错，以此作为勘探和开发油田的调查研究提纲。会议还对录取资料制定了“四全、四准”的要求，“四全”就是录井资料全、测井资料全、岩心资料全、分析化验资料全。“四准”就是各种仪表校正准、压力测准、油气量准、各种资料准。

1961 年开始了油田地质储量的计算工作。概算油田地质储量是油田勘探工作成果的集中体现，也是制订油田开发方案的基础。这次储量概算，总共动用了 11400m 岩心的 160×10^4 个化验数据、 1708×10^4 次地层对比资料，共分 40 多个小层划分有效厚度，合理地圈定了含油面积，有充分依据地确定了油层有效厚度、孔隙度、原始含油饱和度等各项储量计算参数。经过反复验算，1961 年正式上报党中央、国务院的地质储量是 $\times \times 10^8 \text{t}$ （这是指大庆油田北部喇嘛甸、萨尔图、杏树岗 3 个油田的总储量）。探明大庆油田中心高产区面积 520km^2 ，加上油水过渡带面积共 800km^2 。

由于采用了一套符合我国特点和大庆油田实际情况的勘探方法，在探明大庆油田的工作中实现了高速度和高水平，大庆油田从 1959 年 9 月 26 日第一口井喷油到 1960 年底探明油田，只用了一年零三个月的时间。

1960~1963 年，在松辽盆地开展了大规模的石油地质勘探工作，完成了全盆地的地震普查和完钻 100 多口区域探井，建立了松辽盆地的地层层序，明确了有利生油层段和生油区，揭示了砂体分布和沉积分区，圈定了有利含油区带，在大庆长垣以外地区发现了扶余油田和 12 个获工业油气流地区，这些区域勘探情况在此不多叙述。

1960~1963 年，对于大庆油田的勘探工作，除了探明北部三个油田并提交储量外，还开展了以下几项工作：

1. 对萨、葡、高油层继续进行评价钻探

1961~1963 年，在大庆长垣上共完成各类探井 86 口，分布在北部的 3 个油田和南部的 4 个油田上，取得了萨、葡、高油层的有效厚度、产能和储量计算参数，为计算储量和开发作准备。

2. 对扶余油层进行甩开预探

从喇嘛甸到葡南地区有喇 83 井、萨 26 井、萨 54 井、萨 56 井、杏 56 井、高 4 井、高 5 井、葡 1 井、葡 2 井、葡 3 井、葡 5 井、敖 5 井、松基 6 井等井钻穿或钻入扶余油层，其中，高 5 井、葡 1 井、葡 2 井、葡 3 井、葡 5 井等 5 口井见不同程度的含油显示，葡 1 井、葡 3 井岩心中见含油饱满的油砂，但由于储层物性差，根据当时的技术水平，测试后没能获得工业油流。

3. 开展了深层勘探

葡萄花构造顶部的葡 1 井于 1959 年 10 月 1 日开钻，1961 年 10 月 17 日钻至井深 3270.27m 处完钻。这是大庆长垣上钻穿扶余油层后进而钻穿泉头组进入登娄库组的第一口深探井，从泉三段到登娄库组取岩心 24 段，在泉三段和泉二段的岩屑中见含油显示，井内仅用 8%in 技术套管下到井深 1794.73m 处，在泉三段以下深部地层没进行试油。本井曾经长时间静止井筒内的钻井液，取得了较可靠的地温资料。

萨尔图构造上的松基 6 井于 1963 年 3 月 31 日开钻，1963 年底已钻达登娄库组。

4. 开展了构造细测工作

从 1963 年冬开始，每年有 1~3 个地震队，用“51”型地震仪，按照与开发钻井井排相同的方向部署地震细测测线，测网密度是 $0.24 \text{km} \times 0.48 \text{km}$ ，主要是查明 T_1 反射层（相当

萨二组油层顶部)的构造形态和断距 15m 以上的小断层分布状况,指导开发井网的部署。

5. 收集了浅部气层的资料

由于在大庆长垣北部钻井过程中,在浅层经常见到钻井液气浸甚至气喷,对安全、顺利地钻达主要油层段造成较大的影响,钻井地质部门收集、整理了浅部气层的资料,发现两套气层,一套气层在萨 1 组油层以上萨零组条带状或透镜状砂体中,它主要分布在萨尔图构造顶部;第二套气层是在嫩 2 段顶部、嫩 3、4 段甚至明水组地层中,其分布主要和断到萨、葡、高油层的断层有关,储气层位主要和断层向上延伸的层位有关,一般多是凸镜状砂体含气,开始时喷势猛压力大,短期内急剧减弱停喷。

在这个阶段,通过初步勘探工作已经认识到大庆油田的主要特点是:含油面积广、地下油层多、层间差异大、原油粘度高。这些都为油田开发提出了许多新的难题。针对这些复杂情况,石油部党组提出,在油田开发工作中,要学习借鉴国外的经验,主要靠运用《实践论》和《矛盾论》,按照辩证唯物主义的观点,一切从实际出发,一切经过试验,通过实践、认识的多次反复,探索油田开发规律,学会合理开发油田。

早在会战之初,石油部党组就提出了在会战中实行“三边”(边勘探、边开发、边建设)方针,就是在甩开勘探,探明油田的同时,开辟一块生产试验区,进行各种开发试验,从中暴露矛盾,研究问题,摸索规律,总结经验,用以指导整个油田的开发。根据油田的具体情况,制订了“长期稳产高产与当年合理产量相结合”的油田开发方针。具体要求是在保持油层的压力条件下采油,使油井较长时期保持旺盛的生产能力,主要措施是“实行早期内部注水和大井距、小油嘴”的开发原则。

根据上述开发方针和原则,1960 年 5 月,在萨尔图油田圈定了 480km² 的含油面积后,大庆石油会战领导小组不失时机地从萨尔图油田中部划出一块 30km² 的面积,并开辟为生产试验区。同时,确定了中区的试验井网,在两个注水井排之间布 3 排采油井,排距 600m。萨、葡油层各按照一套井网独立开采,两套井网交叉错开,在采油井排上的地面井距是 250m,地下同一层位的采油井距是 500m。集中力量,迅速钻成原部署的注水井和生产井,并录取地质资料,掌握生产动态,进行开发试验。

1960 年 8 月,在中区以西新开辟西区生产试验区,在西区采用了另一套布井方案:在两排注水井间,布 5 排生产井,排距为 500m。生产井排井距为 400m。注水井排按照不同的渗透率钻两套注水井:高渗透率油层每间隔 400m 钻一口注水井,在每口高渗透层注水井的两侧 100m 处,各钻一口中低渗透层注水井,进行分注合采试验。

1960 年 9 月,在中区以东开辟东区试验区。采用与以上两个区均不同的另一种方案,分两套井网开采。第一套井网开采葡 1 组油层,在两排注水井间只布一排采油井,井排间距离 1200m,采油井之间相距 600m。第二套井网开采葡 2 组和萨尔图油层,仍是在两排注水井间布 3 排采油井,排距 600m,采油井井距 500m,在注水井排,每 500m 钻一口合注井,实行合注分采,并在两口合注井之间,再增加一口专门向中低渗透层注水的井,以提高差油层的开采速度。同时,对东区过渡带也开展开发试验,采用四点法面积注水井网,井距 550m,实行合注合采。

按照上述不同地区的不同开发方案,到 1960 年底,在试验区已钻成注水井 121 口,生产井 101 口,面积扩大到 60km²。在进行开发试验的同时,试验区为国家生产了大量的原油,试验区内第一口采油井(中区 7—11 井)于 1960 年 5 月 16 日投产出油。全区产油量逐月上升到 1960 年底,已累计生产原油 97×10^4 t,1960 年 10 月 18 日中区 7—11 井转注成

为大庆油田的第一口注水井。在试注过程中，系统地收集了水质、注水压力、井温和油层吸水指数等资料，为全面实行早期内部注水积累了资料，取得了经验。

随后，又在中西区生产试验区以北和以南各开辟一个开发区，首先确定了北一区 and 南一区的注水井排并从 1960 年 9 月开始钻井，1961 年初正式确定了这两个区的布井方案。北一区按三套井网开发：第一套开采葡 1 组油层、第二套开采萨 2 组油层、第三套开采其余油层。南一区按两套井网开发：第一套开采葡 1 组好油层，第二套开采其余油层。1961 年将北一区 and 南一区注水井和生产井钻完，并投入生产。

在上述各区进行开发试验过程中，大庆石油会战领导小组多次组织技术人员反复讨论开发方案，在反复的实践和认识过程中逐步总结出一套新的开发程序，这个开发程序是：根据多油层和油层好坏差异大的特点，要采取多次布井、多次开发的方法，先开发有把握的油层，同时认识较差的油层和零星分布的油层；然后再开发差油层，进一步认识零星分布的油层；最后开发零星分布的油层。总之，油田开发要立足于对油层有充分认识的基础上，认识一套油层开发一套油层，认识一个区块开发一个区块，使油田开发工作步步取得主动。同时提出，在钻完设计井网后，暂不射开油层。经过对新钻井的资料进一步研究后，再确定哪口井射开哪一层，使调整工作做在油井投产以前，使开发设计尽可能地符合油层实际情况，按照这个开发程序，北一区 and 南一区的开发工作在对油层逐步加深认识的基础上展开，到 1963 年底完成各项施工并全面投产。

为了在保持油层压力的条件下采油，使油井较长时间保持自喷能力，大庆油田在试验区实行了早期内部横切割注水方案，从 1960 年 10 月 18 日第一口注水井试注成功后，到 1961 年底，中区 7 排已有 35 口注水井结束排液转入全面注水。在这排注水井两侧有 110 口生产井，其中，有 97 口生产井已见到注水效果，油压和产量均在上升。1961 年 9 月 20 日，中区 6 排 13 井见到了水，说明，这口井已被水“淹”了。为了深入研究采油注水的利弊关系，解决油田开发试验提出的新矛盾和新课题，会战领导小组在组织了多次讨论的基础上提出：为了实现油田长期稳产高产，要在试验区内进行油田开发的 10 项试验，并围绕采油工艺和油田建设进行 14 项科研攻关，同时要求地质技术人员克服依据笼统数据进行油井动态分析的做法，向着分小层掌握油田动态、分小层管理油田开发的方向发展。

10 项油田开发试验，以油田注水为中心，包括以下试验：

合注分采试验；

分注分采试验；

分注合采试验；

大井距面积注水试验；

强化注水，把油层压力提高到原始压力以上的采油试验；

⑥强化排液，强化注水，使注入水在地下拉成水线的试验；

⑦不同渗透层分别注水，观察其不同推进速度的试验；

⑧不注水，依靠天然能量采油的试验；

⑨不同射孔密度，配产配注的试验；

⑩注二氧化碳及其他活性剂，提高采收率的试验。

同时提出了采油工艺、油田建设方面的 14 项科研攻关项目。

1961~1963 年，大庆油田的广大科技人员，按照上述总的目标，刻苦进行攻关。如以刘文章为首的采油工艺研究人员经过 1018 次地面试验和 133 次井下试验，于 1963 年 7 月 11

日试制成功了一种我国独创的水力皮球式多级封隔器，这种封隔器在油井里下得去，起得出，封得严，耐得久，可封隔五六层，使用起来很安全。有了这种封隔器，在油田注水开发中，就可以想注哪层就注哪层，想堵哪层就堵哪层，为全面实现分层注水、分层堵水、分层压裂、分层测试提供了可靠的技术手段。

至此，在开发试验、技术攻关和分小层掌握油田动态三个方面都取得了可喜的成果，为正式编制开发方案和全面开发创造了条件，奠定了基础。

通过试验区的生产试验以及多种开发方案的分析对比，到 1962 年底，正式编制完成萨尔图油田第一阶段 146km^2 的开发方案（包括的地区是中区试验区、东区试验区、西区试验区、北一区 and 南一区总和）。

这个开发方案的主要特点是：认真贯彻了“长期稳定高产”的油田开发的根本方针，以提高油田最终采收率为目的，合理掌握采油速度，争取最好的经济效益。在方案的具体实施上，贯彻以下原则：

分阶段动用可采储量面积，近期先开发萨尔图油田，把杏树岗和喇嘛甸油田留作后备储量，以保证长期稳定高产。

实行早期注水和油田内部横切割注水，使油井在保持油层压力下采油，以保持较长时间自喷能力。

严格、合理地划分开采层系，立足于对油层的认识程度，实行区别对待，采用不同井网开采，以利于调整。

运用先进的采油工艺，做到合理地配产配注，以严格控制注采比和采油压差的平衡。

始终重视取全取准第一性资料，时刻掌握油田动态。始终重视施工质量，钻井、固井、射孔和地面工程都要达到优等质量，以保证油田长期生产。

1963 年 4 月，石油部党组邀请有关方面的专家，经过认真讨论和反复论证，审查和批准了这个开发方案。1963 年底，萨尔图油田中部 146km^2 的开发方案实施完成，当年采油 $439 \times 10^4\text{t}$ ，生产能力达到了开发方案设计的年产 $500 \times 10^4\text{t}$ 的水平。

回顾这个阶段，1960 年一上手，就打了一场规模很大、条件很艰苦的油田勘探仗，同时，不失时机地开辟了生产试验区。1961 年，在继续发展勘探的同时，主要进行深入细致的油田地质调查，进行了大量的油田开发试验。1962 年，在开发试验的基础上，进行了大规模的油田建设，同时，狠抓了油田生产管理，建立起岗位责任制度。1963 年，进一步扩大了开发面积，继续提高生产管理水平，逐步完善了采油工艺技术，为全面开发大庆油田打下了基础。这三年半艰苦的石油会战取得以下主要成果：

探明了含油面积 800km^2 ，其地质储量达 $\times \times \times 10^8\text{t}$ 的大油田。

在 146km^2 的开发区内，高速度、高水平地建成了原油集输、原油储运、油田供水、注水、供电、通讯、机修、公路等 8 大系统，建成了年产能力 $500 \times 10^4\text{t}$ 的原油生产基地，同时，完成并投产了年处理 $100 \times 10^4\text{t}$ 原油的炼油厂第一期工程。

在 1960~1963 年的 3 年半时间，为国家累计生产原油 $1166.1 \times 10^4\text{t}$ 相当于同时期全国原油总产量的 57.6%。

全员劳动生产率逐年提高，1960 年为 4816 元，1961 年为 10823 元，1962 年为 12530 元，1963 年提高到 16265 元。

⑤1960~1963 年，国家对大庆油田（不含炼油厂）的投资累计为 72459×10^4 元，同期大庆油田的财政上缴（含利润和折旧）为 107256×10^4 元，投资回收率达到 148.02%，除

全部投资回收外，还为国家积累资金约 3.5×10^8 元。

⑥在油田勘探、开发、建设和科研工作上均实现了高速度和高水平。大庆油田的勘探仅用一年零三个月的时间就探明了大油田，在开发建设的速度上，仅用 3 年半的时间就建成年产 $500 \times 10^4 \text{t}$ 原油的生产规模（到 1965 年，用 5 年半时间就建成年产 $1000 \times 10^4 \text{t}$ 原油的生产规模），油田建设的各项工程质量优良。在采油技术上，试制成功了水力压差式多级封隔器，创造了一整套分层采油、分层注水、分层测试的采油工艺技术，为油田实现长期高产稳产提供了技术手段。设计和建成了单管密闭油气混输水套式加热炉的原油集输流程，解决了高寒地区“三高”原油集输的难题。

（三）坚持高标准，全面开发萨尔图油田（1964~1966 年）

从 1964 年初到 1966 年 10 月这两年多时间，是大庆油田勘探开发过程中学习运用“两分法”，结束试验性开采油田，进入全面开发和大规模建设油田，继续大踏步前进的重要阶段。1964 年初，党中央、毛主席表扬了大庆。在成绩和荣誉面前，大庆的领导和职工群众，认真学习了毛主席关于加强互相学习，克服固步自封、骄傲自满的指示，一分为二看待自己的成绩和缺点，对照先进单位大找差距。同时，在职工队伍建设上，在生产建设和管理上，在科研和技术革新上，都提出了更高的目标和严格的要求，并且取得了新的成绩。

1964 年初，石油部的大部分勘探队伍奉命调到渤海湾地区开展工作，只留很少力量继续在松辽盆地钻探井和进行地震勘探。在这个阶段，大庆油田的勘探主要进行了以下工作：

（1）在喇嘛甸、萨尔图、杏树岗和大庆长垣南部继续部署评价井。

1964~1966 年，共钻评价井 45 口，其中喇 172 井在完成萨、葡、高油层钻探任务后，加深钻穿扶余油层，为开展下部地层组合的勘探提供了重要的资料。

（2）取得了登娄库组的完整剖面。

松基 6 井自 1963 年开钻后，32139 钻井队发扬“硬骨头”精神，用 3200m 型钻机，超负荷钻 4000m 以上的深井，1966 年 9 月 14 日完钻，井深 4718.77m，当年 12 月 3 日完井。在这以前，虽有一些探井钻入登娄库组数百甚至上千米，均没钻穿登娄库组地层。松基 6 井揭示了完整的登娄库组地层剖面，自 2641~4188m 依次钻入登四段（过渡岩段）、登三段（块状砂岩段）、登二段（暗色泥岩段）、登一段（砂砾岩段），登娄库组以下是侏罗系大段的各类火山岩。

（3）继续进行构造细测工作。

1964~1966 年，每年动用 1~2 个“51”型地震队，以 $240 \times 480 \text{m}$ 的测网完成了喇嘛甸油田、萨尔图油田、杏树岗油田北部和萨西地区的构造细测工作。重点落实了 T_1 层的构造形态和断层分布状况。

（4）钻探大庆长垣西侧鼻状构造带，获较好的成果。

在葡西鼻状构造上钻古 1 井，这口井在 1962 年 12 月 3 日开钻，1963 年 3 月 27 日钻入泉 3 段完钻，井深 2494.73m。1963 年 10~12 月在葡萄花油层 1717.02~1748.0m 试油，3mm 油嘴自喷，日产油 3.386t，产气 5028m³，产出的原油 20 时相对密度仅 0.7944，50 时粘度 3.16mPa·s，属于典型的高成熟原油。

在萨西鼻状构造上钻古 2 井，这口井在 1965 年 12 月 12 日开钻，1966 年 3 月 13 日钻入泉 3 段完钻，井深 2429.86m，1966 年 4~6 月射开扶余油层 2274.4~2367.0m 段，在 2301m 处测液面求产，日产油 0.304t。

原认为在大型背斜构造带的翼部，由于构造位置低，且鼻状构造不具备较好的圈闭条

件，难以形成油气聚集。钻探结果在南北两个鼻状构造上，均在多层位见含油显示，且分别获工业油流和少量油流。为以后继续在长垣西侧鼻状构造带开展勘探工作奠定了基础。

在油田开发方面，从 1964 年开始，萨尔图油田的开发由中部逐步向南北两个方向扩展。1964 年新开了北二区、南二区、南三区。1965 年断开了北三区和南四区。1966 年进一步开发了南五区至南八区。至此，除萨北过渡带和萨南部分过渡带外，萨尔图油田的纯含油区已全部动用，并动用了部分过渡带，油田主体已全面开发。

萨尔图油田南北长约 32km，东西宽 14~22km，由于其为陆相沉积油田，故油田地下地质情况变化较大，北部油层厚，渗透率高，原油粘度大；南部油层减薄，渗透率降低，原油性质变好。

根据不同区块的特点，制定不同的开发方案。南四区至南八区和全部过渡带均采用一套井网合注合采，南二区和南三分两套井网开采。其中，开采主力油层（葡 1 组）采用大排距（第一排距 1000m）井网，开采其他油层使用面积井网。萨北纯油区原定采用三套井网。但在 1965 年钻完基础井网后，发现各层系之间的泥岩隔层较薄，不能保证将不同层系分隔开，改用两套井网开采，萨、葡油层分别开采，均采用行列注水井网。过渡带地区分别采用井距 300m、350m、400m、500m 等的面积注水井网。

萨尔图油田各区块的开发都严格按照合理的开发程序进行。

先进行详探，取全取准各项地质资料，然后再编制开发方案。

先针对主力油层钻一套基础井网，在开发主力油层的同时，进一步认识其他油层，根据新的认识，确定第二套井网的具体设计。

面积注水开发的井网，不是在设计时就确定为采油井或注水井的，而是在完井后，根据各井对比结果，再确定哪些井为采油井，哪些井为注水井。

由于采用了不同区块和层系分别对待的科学开发程序，萨尔图油田的开发不但速度快，而且效果好，各项技术经济指标都达到或超过原设计要求，于 1965 年提前一年建成产油能力 $1000 \times 10^4 \text{t}$ ，1966 年生产原油 $1060.9 \times 10^8 \text{t}$ ，建成 $1300 \times 10^4 \text{t}$ 的生产能力。

早在油田开发初期就发现，由于各油层的渗透率不同，其注入水推进的速度也不同，这种矛盾只有采取区别对待的方法才能解决。从 1963 年 8 月起，在中区开展两种注水方法的对比试验，中区西部的注水井采用分层配水施工，进行分层注水。1964 年 6 月开始见效，对于高渗透层限制注水，对于中低渗透层加强注水，使油井每采出 1%地质储量的含水上升值由一年前的 4%降到 2%左右，产量稳定；而中区东部没有分层注水，仍是笼统地合注，含水上升率高达 4.5%~5.5%，产量继续下降，两种效果明显不同。

1964 年 10 月，决定全面推广中区西部试验的经验，立即在 101 口注水井内分 444 个层段进行分层配水作业施工会战，油田开发由笼统注水进入了分层注水的新阶段。在整个采油战线，开展了“四定三稳迟见水”活动。即定产量、定见水期、定含水上升速度，定地层压力；做到产量稳、静压稳、流压稳；争取迟见水，达到较高的无水采收率。按照这个总的要求，在开发区内逐区逐井落实了具体指标，为了进一步控制主力油层，1965 年开始对采油井进行分层配产施工，实行分层采油。

随着分层注水和分层采油的发展，1966 年开展了群众性的“六分四清”活动，代替原来的“四定三稳迟见水”活动。“六分”指分层注水、分层采油、分层测试、分层改造、分层研究，分层管理；“四清”指分层压力清、分层产量清、分层注水量清、分层出水情况清。到 1966 年底，含水上升率由 1964 年的 6.37%降到 2.8%，产量稳定，取得了较好的效果，

体现了油田开发水平的进一步提高。

在这个阶段，还继续开展了原定的一些开发试验和科研攻关。为了提高油井的采收率，还开辟了一些新的试验项目。1965年在北一区开辟了小井距采收率试验区。1966年开展了成排钻检查井，通过这些试验取得了经验，指导了以后的油田开发工作。

1964年初，毛主席和党中央提出了“工业学大庆”的号召。在这个阶段，大庆油田的职工深入学习“两分法”，对照先进找差距，在生产建设和油田管理上树立高标准、严要求。尊重科学，重视实践，发展新技术，发展新工艺，向高度机械化、高度自动化进军，在地质、钻井、采油、油田建设、油田管理等方面均有较大的进展和提高。因而，1964~1966年是“两分法”前进，坚持高标准，打下牢靠基础，全面开发萨尔图油田的重要阶段。

（四）详探长垣南部，大庆油田全面投入开发（1967~1975年）

1966年，一场“史无前例”的“文化大革命”开始了。这场浩劫在1966年10月末席卷大庆，使大庆油田的开发建设遭到极大的破坏。在1967~1975年的9年间，在非常困难的环境下，大庆职工顶住压力，排除干扰，坚持生产岗位，大干社会主义，使原油产量稳步上升。

1. 油田勘探

在勘探方面，重点开展了油田详探，并在长垣以外地区每年钻探井数口。在1974年重新组建了勘探指挥部后，勘探力量得到加强，加快了找油找气的步伐。

1) 完成整个长垣的评价钻探

由北向南从喇嘛甸、杏树岗，到太平屯、葡萄花，逐步完成油田详探。1967~1975年在大庆长垣上共钻各类探井187口，为编制油田开发方案提供了资料。通过详探，查明杏树岗油田南部的含油区向南继续延伸可与原太平屯油田相连接，二者之间不存在明显的鞍部。完成了葡萄花油田葡萄花油层的详探工作，同时，还在葡萄花构造顶部钻探数口浅井，以了解黑帝庙油层的含油气情况，这些详探井取得了地质资料，为计算储量和编制开发方案提供了依据。

2) 完成整个长垣的构造细测

1967年到1971年每年动用2~6个“51”型地震队，陆续完成杏树岗油田南部、太平屯、高台子、葡萄花到敖包塔等油田的构造细测工作，测网密度仍采用 $240\text{m} \times 480\text{m}$ ，重点是查明 T_1 层构造形态和落实断层分布状况。为油田的评价钻探和油田开发提供了重点的依据。

3) 开展了大庆长垣以外地区的勘探工作

除了在龙虎泡、升平油田进行详探和在朝阳沟、泰康、敖古拉、滨北等地区开展勘探工作外，重点在大庆长垣西侧鼻状构造带开展勘探工作，在长垣西侧共钻预探井和评价井23口。杏西鼻状构造上的古4井射开萨、葡油层（1332.8~1503.4m），6~10mm油嘴，自喷日产油14.365~25.792t，日产气 $3.44 \sim 6.61 \times 10^4 \text{m}^3$ 。高西鼻状构造上的古5井，葡萄花油层（1540.55~1577.75m），气举日产油1.8t。葡西鼻状构造上的古102井，黑帝庙油层（1257.6~1289.6m），气举日产油3.976t，产水 0.8m^3 ，均获得工业油流。新肇鼻状构造上钻探的古6井和喇西鼻状构造上钻探的古7井，见到较好的含油显示，葡西、高西、杏西地区所钻的评价井或获工业油流或见含油显示。这些情况表明，大庆长垣大型背斜构造带西侧的6个鼻状构造都不同程度地含油。

2. 油田开发

1) 开发建设杏树岗油田

这个阶段，在油田开发方面，首先是开发建设杏树岗油田。

杏树岗油田，紧邻萨尔图油田的南面，各组油层的含油范围是相连接的。1966年7月，确定杏树岗油田的第一个开发方案。当时由于科研部门受到冲击，在未取得足够资料的情况下，认为杏北与萨南地区地下情况相似，把萨南方案向南延伸，应用到杏北地区。首先在杏一至杏三区采用萨南五区至八区的开发方案，即1600m切割距的行列注水井网。1966年下半年开始钻井、基建，11月部分采油井和注水井开始投产。

1967~1969年陆续确定杏四区到杏九区的开发方案，由于“文化大革命”的干扰和破坏，在“三年不搞科研，照样出油”的错误思想指导下，致使草率确定的开发方案一边执行，一边大幅度修改。杏七区至杏九区原定为行列式注水井网，当1970年8月钻完生产井投产后，发现地下情况与预计差异较大。油层分布不够稳定，有些油井无主力产油层，部分断层呈近东西向延伸，与注水井排接近平行。1970年10月将行列注水改为面积注水。但因油水井已按原方案钻完建完，改变方案后留下了严重的后遗症。注水井与采油井之间的井距，从300m到600m差别很大，使注水采油产生了较大的矛盾。

1970年7月编制了杏十区到杏十二区的开发方案，采用井距400m的四点法面积注水井网，1971~1972年陆续投产。至此，杏树岗油田主体部位基本投产完毕，形成了年产 818×10^4 t原油的生产能力。

1974年确定杏十三区和杏树岗油田过渡带的开发方案，1975年开始钻井和基建，1977年11月开始陆续投产。

此外，1974年对杏一区至杏六区行列井网的中间排重新编制了开发方案，对原方案做了较大的调整，到1976年以后才陆续投产。

1969年下半年到1970年，杏树岗油田有大量新井投产，由于没有认真贯彻早期注水、保持压力开发的基本方针，忽视了注水工作，使得杏树岗油田乃至整个大庆油田出现了“二降一升”（即地层压力下降出现了大批低压排、块，相应的油井产量下降，而含水却大幅度上升），给油田生产带来了严重的后果。这个问题经石油部和王进喜同志汇报到国务院，周恩来总理立即要求石油部派人到大庆具体调查了解，并在该调查报告上批示，大庆“要恢复两论起家基本功。”

1970年4月，燃化部工作组到大庆来帮助解决地下形势恶化的问题，并和大庆当时的主要负责人商定开展抢建843口油水井的施工会战，油建战线的职工为此付出了很大的辛苦；到1970年底，全年抢建油井682口，注水井190口。由于大批新井投产，弥补了老井下降的产量，以后又经过三年时间的调整，到1973年下半年才改变了生产被动局面。

2 萨、杏老区的开发调整

为了从根本上扭转杏树岗油田开发的被动局面，自1972年起，从开发方案到技术管理等各方面均进行了调整。

(1) 调整了杏树岗油田一些区块的井网。

杏七区到杏九区，在投产初期已决定将原行列井网改为面积注水井网，增加了注水井数，使井网对油层的控制程度提高了6.7%。

杏二、三区东部的行列注水井网改成一注一采比较灵活的面积井网。1972~1973年补钻调整井37口，使全区的注水系统初步完善。

在钻调整井网的同时，逐步提高注水量。1974~1975年把注水井的固定式分层配水管柱普遍改为活动式偏心配水管柱，可随时调整分层注水量。并对中低渗透层进行酸化压裂等改造措施，提高油层注水能力。

通过一系列调整工作，杏树岗油田的地层压力逐步回升。从1972~1975年，地层压力上升0.23MPa，低压井比例由78.1%减少到53.3%；日产油量由 $2.2 \times 10^4 \text{t}$ 提高到 $2.95 \times 10^4 \text{t}$ ；日注水量从 $2.8 \times 10^4 \text{m}^3$ 提高到 $4.97 \times 10^4 \text{m}^3$ ；开采速度由1.7%上升到2.5%，并出现了一批高产井。

(2) 对萨尔图油田进行开发调整。

根据不同区块的具体情况，分别采取了不同的调整措施，主要有三个方面：

全面开发过渡带。

在萨南地区东侧过渡带，从北到南分别采用400m、300m和350m井距。根据油砂体多成南北向条带状延伸的特点，西侧过渡带采用东西向井距350m，南北向井距400m的井网。上述四种井网于1966~1971年陆续投产。

萨北开发区东部过渡带的北部（北三区四排以北部分）采用井距350m，东部过渡带则采用井距300m，并分别在1971年和1969年投产。

对纯油区中间井排全面调整。

从北三区到南八区，所有行列井网的中间采油井排，由于受第一排采油井的阻挡，不能充分受到注水效益，中间井排投产后，出现了排间矛盾。1969年以后，将中间井排的采油井，一般每隔一口改为注水井，形成近似一注一采的面貌注水井网。1972年前后，南四区以北的中间井排普遍调整为上述的点状注水。南五区至南八区在1976年投产初期就改为点状注水，开发初期确定的行列式切割注水井网实际上没有实行。

1973年以后开发的新区（如喇嘛甸、杏十三区和葡萄花、太平屯、高台子油田），也没有采用行列式的切割注水井网，全部采用面积注水井网。

局部区块加密。

1966年通过钻检查井发现，在第一排采油井全面见水的情况下，注水井和采油井之间的地区仍有相当多的油层并不含水。于是决定在中区东部，在注水井排和原来的第一排采油井之间，钻成排的检查井，试验在井距300m的情况下，中低渗透油层的开采状况。1967~1969年投产后发现，这些检查井可以把过去未动用或动用不好的差油层动用起来，单井日产油量达20~30t。经过三年观察，产量稳定，而且不影响原有油井的生产。因此，1972年决定，在中区东部、东区、西二块、西区过渡带、北二东、南三区西块，共7个区块，实行全面加密，解决差油层开采问题。

萨尔图油田经过几年来的调整完善，产量逐步提高。1966年全面开发初期，年产量为 $1055 \times 10^4 \text{t}$ ，到1975年时，已增加到 $2561 \times 10^4 \text{t}$ ，为1976年以后的稳产打下了基础。

1973~1975年，以中间井排地区、过渡带和中低渗透油层为三个主攻方向，大打以注水为基础的综合调整挖潜进攻仗，在老区新建了三座水源，新建和扩建了10座注水泵站，注水井推广了偏心配水、防腐油管和分层测试技术，提高了注水合格率。

通过三年的攻坚，萨、杏老区的开发形势有明显好转，日注水量由1972年底的 $11.7 \times 10^4 \text{m}^3$ 增加到1975年底的 $21.1 \times 10^4 \text{m}^3$ ，低压井比例由68%降低到54%，各块的年采油速度从过去的1.0%~1.5%提高到2%以上，少部分地区可达到2.5%~3.0%，为以后持续稳产奠定了基础。

3) 加快开发喇嘛甸油田

喇嘛甸油田位于萨尔图油田的西北面, 1960 年发现为高产油田后, 1961~1963 年探明油田的边界。1965~1966 年钻了一批开发资料井, 初步具备了开发条件。但从当时的国际和国内的具体情况出发, 石油部党组决定把喇嘛甸油田做为后备油田暂不开发。

1972 年秋, 燃化部通知大庆, 国务院和国家计委根据全国经济建设形势的需要, 已决定在 1973~1974 年的两年内, 建成投产喇嘛甸油田。1972 年 10 月开始组织编制喇嘛甸油田开发方案。1973 年 3 月 8 日向燃化部领导汇报后, 确定了开发方案, 1973 年 3 月 26 日组建了喇嘛甸油田会战指挥部, 于当年全面钻基础井网, 同时将油田南块作为试验区全面钻完两套井网, 并进行基建投产, 1975 年进行了完善, 全面投入了开发。

(1) 喇嘛甸油田的详探。

1962 年 1 月, 根据 8 口探井的资料, 计算了喇嘛甸油田的三级地质储量。1963 年钻了 7 口探边井, 查清了含油范围, 1964 年秋开始详探。首先, 通过地震细测查明了构造形态和断层分布, 认识到, 由两组北西走向的断层将油田分成三大块。1965~1969 年, 共钻资料井 27 口, 到 1969 年底, 累计钻探井和资料井 42 口, 取心 4980m, 岩心分析 22113 块, 试油 277 层, 勘探程度远远高于萨尔图、杏树岗油田, 在此基础上计算了二级地质储量和编制开发方案。

通过详探, 认识到喇嘛甸油田具有与萨尔图、杏树岗油田不同的以下四个特点:

在纯油区中部, 不受层组限制, 凡井深 920m 以上的砂层都是气层。并通过 1967 年在构造最高部位钻喇气 1 井专门落实了气顶。气顶面积 34.5km^2 , 占喇嘛甸油田面积的 $1/3$, 占纯油区面积的 $1/2$, 这需要在开发时, 采取相应的措施。

喇嘛甸油田的原油粘度较大, 地面条件下原油粘度为 $19\sim 21\text{mPa}\cdot\text{s}$, 油层条件下为 $10.3\text{mPa}\cdot\text{s}$, 而萨尔图油田分别为 $15\sim 18\text{mPa}\cdot\text{s}$ 和 $8\sim 9\text{mPa}\cdot\text{s}$, 这个特点决定了在相同油层厚度、相同渗透率的条件下, 产油能力要低于萨尔图油田。

饱和压力高, 萨、葡油层的饱和压力分别是 10.2MPa 和 10.4MPa, 与原始地层压力只差 $0.8\sim 0.9\text{MPa}$, 即通过开采使地层压力下降超过 $0.8\sim 0.9\text{MPa}$ 后, 就会造成油层脱气, 影响正常出油。

油层层数变少, 而单层厚度和总厚度变大。萨尔图油田的萨、葡两套油层共有 45 个小层, 总厚度 30m; 而喇嘛甸油田的油层数减少到 29 个, 油层总厚度增大到 48.7m。

因此, 在编制喇嘛甸油田的开发方案时必须充分考虑到上述的地质特点。

(2) 喇嘛甸油田的开发设计。

由于在详探中取得了丰富的资料以及通过广泛深入地国内外气顶油田开发设计和实践的调查研究, 1973 年编制的喇嘛甸油田开发方案在以下四个方面较过去开发的油田有了发展:

合理封闭气顶。

考虑到当时没有力量, 也没有经验开采气顶和天然气, 决定保持气层的原始状态, 对气层和靠近气层的油层不射孔, 通过注水控制好油层压力, 不使油气之间互相串通。

按砂岩组划分开发层系。

考虑到各油层组差异较大, 油层厚度大, 确定把喇嘛甸油田葡 1 组油层中的第一、二小层作为一套单独开采层系, 这比其他区块开采层系的划分都要细致, 对其他油层本可以再划分为二、三套, 但细分后可能要造成单井日产油量小于 20t, 故没有再细分。

最后确定的方案是：纯油区划分为两套层系，设一套半井网，即一部分采油井为两套层系共用合采，过渡带只设一套井网合采合注。

井距缩小。

喇嘛甸油田把开采主力层葡 1 组 1~2 层井网的井距缩小到 600m（其他开发区主力层的井距一般是 1100m）这样使 90% 以上的储量都能在注水条件下开发。其他油层井距缩小到 300m（其他开发区井距一般是 500~600m），这样使 80% 以上的储量能在注水条件下开采，有利于提高开采速度。

采用全面的面积注水。

喇嘛甸油田的两套层系全部采用面积注水，井网形式也由过去的三角形改为正方形，有利于调整。而且油井占总井数的比例略高，使开发主动。

当时制定的开发方案是：喇嘛甸油田设计总井数 1047 口，其中，采油井 755 口，注水井 292 口，年生产能力 $800 \times 10^4 \text{t}$ ，稳产期 10 年。

（3）喇嘛甸油田的建设。

根据原油粘度较高的特点，地面油气集输工程建设采用了新的流程，即喇嘛甸流程。其特点是：在每 14~17 口井的中心部位设一计量站，将各井输来的原油集中进行油气分离和产量计量，由计量站输出经过加热的原油，在站与井之间循环保温，并利用加热的原油进行洗井清蜡。每 20 多个计量站设置一个大的联合站，全油田共设置 3 个联合站。

实施过程中发现，由于新生产的原油和加热原油混合在一起，给计量上造成困难。用热油清蜡，由于热油相对密度较大，使井筒内液柱重量增加，造成产量降低，因此，部分油井又改用下刮蜡片机械清蜡。

在采油工艺上，尽量采用当时的先进技术和装备，如采油井都使用玻璃油管，有利于减少结蜡，对注水井都使用涂料防腐油管，并在注水井刚投产时就直接注水，不再排液，实现了早期注水。1974 年一季度开展了分层配水，较早地实现了分层注水。

喇嘛甸油田的建设速度是很快的，第一口生产井拉 2—丙 352 井于 1973 年 4 月 11 日开钻，5 月 1 日交井，7 月 18 日正式建成并投产出油，当天，第一座计量站（10 号站）也建成投产。从第一口井开钻到出油只用 98 天时间。到 1973 年底已投产一号联合站、23 个计量站、225 口采油井和 62 口注水井，当年产油 $125.4 \times 10^4 \text{t}$ ，到 1974 年，完成了全部设计井位的钻井工作，又投产了二号联合站、21 个计量站、270 口油井和 127 口注水井，主要工程基本建成，当年采油 $644.3 \times 10^4 \text{t}$ ，1975 年实现全面投产，年产原油达到 $1099.2 \times 10^4 \text{t}$ ，占当年大庆原油产量的近 1/4，为大庆油田稳产起到重要的作用。

4) 其他新开发区和开发层系的准备

（1）新区准备。

对大庆长垣南部的葡萄花、高台子、太平屯油田进行了详探，从 1967~1970 年，共钻资料井 73 口，试油 207 层，同时，在 1462km^2 内，部署地震细测测线 3934.8km，平均每公里测线长 2.7km，达到了较高的勘探程度。

从 1975 年开始继续详探葡南地区，并在葡北地区进行了试采和注水试验。取得了分层吸水、分层产油、压力传导速度、注水见效后的产量变化规律及合理井距等多项资料，为编制开发方案做了准备。

此阶段，也基本完成了太平屯油田北部和高台子油田的详探工作，达到了编制开发方案的要求。

(2) 新层系准备。

主要是对萨尔图、杏树岗油田老区的高台子油层进行详探。

萨尔图、杏树岗油田一次井网的开发主要是针对萨尔图和葡萄花油层，有些地区对高台子油层未射孔采油，大部分地区虽已射孔，但井网尚不完善。1968~1972年，在萨尔图油田和杏树岗油田北部地区钻了25口取心资料井，深入研究了高台子油层的地质特征，认识到高台子油层具有相当多的储量和生产潜力，完全有条件作为一套层系单独开采。这些都为后来的老区调整作了资料上的准备。

此外，从油田生产实际需要出发，加强科研工作，在工艺技术上取得了新进展，主要在快速钻进技术，机械化施工和压裂液配制等压裂改造油层技术，偏心配水、偏心配产堵水、玻璃油管防蜡等分层开采技术，测试找水技术，二次脱水集输工艺等方面逐步形成了适合油田开发需要的一整套配套技术。

在现场科研实验方面，开展了小井距采收率试验、中区西部开发试验、厚层试验、密闭取心井试验，通过这些试验，深入研究了油田的渗流力学基础理论，建立了多种物理模型和数学模型，研究了一系列注水开发的基本理论问题，提出了油田开发的技术政策和界限，对合理开发油田起了重要作用，为今后的开发调整保证长期稳产作了技术准备。

(五) 发展勘探，大庆油田持续稳产（1976~1992年）

1976年大庆油田年产原油 $5030 \times 10^4 \text{ t}$ ，从此油田进入年产 $5000 \times 10^4 \text{ t}$ 的持续稳产阶段。

1. 勘探方面

1973年组建了勘探指挥部，大庆探区的油气勘探工作逐步发展起来。一是勘探专业队伍不断扩大，由一个专业的指挥部进一步分成物探、钻井、录井、测井、试采、射孔弹等专业公司（厂）地震队由5个队发展到21个队，探井施工的钻井队多达二十几个队，并有钻井技术服务（固井），井下作业（压裂）、采油工艺研究（压裂）等单位配合施工。勘探开发研究院负责勘探方面的地质综合研究室也由1个室扩大到7个室，在计算站内组建了地震资料处理室，地质综合研究方面重点加强了物探资料解释和研究力量；二是配置了先进的仪器设备，如地震队在70年代由“51”型地震仪改换成模拟磁带地震仪，80年代又全部换装为数字地震仪，能够从事多次覆盖二维地震、三维地震和VSP测井等施工；引进了综合录井仪；斯伦贝谢测井仪，提高了发现和判断油气层的能力；引进了地层测试器和高精度压力计，研制了深穿透的射孔弹，使试采工作上了一个台阶；引进了高压压裂机组，采用优质压裂液和支撑剂，使低渗透和致密储层显著增产，补充了先进的测试仪器，建立了多项分析方法和指标，能够从不同方面有效地解决地质问题等；三是扩大了勘探领域，从松辽盆地扩展到海拉尔、延吉、汤原等外围盆地；在松辽盆地内部，从以往开展勘探较多的地区和层系扩展到以往开展工作较少的扶余—杨大城子油层，登娄库组及其以下的深部地层，并扩展到沿江低洼地带等地形条件困难的地区。

在这个阶段，对松辽和外围盆地的地质特征有了进一步的认识，找到多处油气田，提交了探明和控制油气储量。特别是在三肇地区找到了具有葡萄花和扶余—杨大城子油层两套含油层系的朝阳沟、榆树林、宋芳屯—肇州、肇源—头台—茂兴等大面积的含油区，为大庆油田的稳产提供了后备的开发区。这里不再详细论述大庆长垣以外地区的勘探工作，从大庆长垣的勘探工作看，主要开展了以下四个方面的勘探工作并取得了重要的进展。

1) 扶、杨油层获工业油流

扶余—杨大城子油层是在大庆油田主力油层萨尔图、葡萄花、高台子油层下面300~

500m 的另一套含油层系，在三肇和吉林地区的勘探成果启发下，在大庆长垣的各二级构造上，继续部署部分探井加深钻探扶、杨油层。太南地区的太 3 井 1977 年 10 月在长垣上最先获得工业油流，射开杨大城子油层（1754.6~1794.6m），压裂后气举日产油 1.759t。高台子构造上的高 11 井，射开扶余油层（1638.6~1724.4m），1988 年 10~11 月压裂后气举日产油 2.46t，获工业油流。杏北地区的萨 9 井射开扶余油层（1517.07~1551.26m），1985 年 11 月用 MFE 测试，日产油 1.19t。1986 年 5~6 月对扶余油层（1535.8~1550.8m）压裂后气举，日产油 11.79t，是自然产能达到工业油流压裂后产量较高的探井。葡萄花构造上的葡 31 井，射开扶、杨油层（1555.8~1668.2m），1988 年 4~6 月，压裂后气举日产油 3.51t，获工业油流，即在 6 个局部构造中已有 4 个构造于扶、杨油层获工业油流。此外，敖南鼻状构造上的葡 34 井，射开扶、杨油层（1735.0~1879.8m），1992 年 4~5 月压裂后用 MFE 测试，日产油 2.87t，展示了大庆长垣上扶、杨油层具有较好的含油前景。

2) 深层见含气显示

1977~1979 年，在大庆长垣上先后完成了 4 口井深大于 3000m 的深层探井，自北向南是：位于萨尔图构造上的萨 5 井，杏树岗构造上的杏 4 井，葡萄花构造上的同深 1 和阳深 1 井。萨 5 和杏 4 井均钻到登三段完钻。萨 5 井在登娄库组未见油气显示。杏 4 井在登娄库组见气测异常，该井射开登三段（3261.8~3277.0m），1978 年 12 月下旬至 1979 年 1 月初测试，日产气 25m³。

同深 1 井钻穿登娄库组和侏罗系后钻入花岗岩基底完钻，钻进中于登三段、侏罗系和基岩风化壳见明显的气显示，登三段（3221~3224m）气测全烃含量由 0.096% 上升到大于 5%，钻井液气侵。钻过这个含气层后，经过 54 次下钻后循环钻井液气测，在相应井段均见到气测异常，在气测仪处取气样可点燃，气样经研究院分析证实为甲烷和多种重烃组分。从钻井过程中的气显示情况分析，登娄库组以下深部地层中肯定存在着含气层，且应当具有一定的产能。1980 年 2~11 月，分 4 个层段对基岩风化壳到登四段进行测试，并经过补孔和酸化等措施，均没产气，可能是由于气层受到污染或测试技术不适应的缘故。

阳深 1 井钻穿登娄库组进入石炭二叠系完钻，井深 4651.22m，在登娄库组见到三段气测异常，显示情况较同深 1 井要差，没有进行测试。

位于太平屯构造上（深层是大同构造北高点）的同深 2 井，1985 年钻穿登娄库组和侏罗系进入花岗岩基底完钻，在登三段至侏罗系见到 5 段气测异常，曾在 3249.0~3279.8m 井段中途测试，未能测得油气，但在钻铤中发现天然气，可点燃。

综上所述，大庆长垣深层登娄库组及其以下地层中已见到含气显示，参照对宋芳屯（昌德）气藏勘探的经验，选准有利的圈闭部位，防止气层污染，采用合适的测试技术以及组织好深层压裂工作，在深层找气上是有可能取得突破性进展的。

3) 黑帝庙油层获工业油气流

葡萄花构造顶部的葡浅 12 井，在黑帝庙油层（258~284m）热采，日产油 6.60t，日产水 0.7m³，获工业油流。葡浅 701 井 1990 年 8 月射开黑帝庙油层（357.3~400.0m）测试，日产气 13911~19391m³，日产水 3.0~16.2m³，获工业气流。敖包塔地区的敖 7 井 1992 年 5~6 月射开黑帝庙油层（491.8~496.2m）测试，日产气 38356~164427m³，日产水 1.836~4.385m³，获工业气流。表明在大庆长垣上继续寻找黑帝庙油层的局部中高产区块还是可能的。

4) 长垣西侧再获工业油流