

大型多油层非均质砂岩油田提高 注水开发效果的措施

——大庆油田实现稳产的做法

唐曾熊 刘 恒 蒋承藻

(大庆石油管理局)

大庆油田是一个含油面积近1000平方公里的大型砂岩油田，油藏为长轴背斜构造，油层埋深800~1200米，含油层段最大厚度近500米，为下白垩系的陆相河流——三角洲沉积体系。储油层砂岩粒度为中、细粒砂岩和粉砂岩。单层厚度最小0.2米，最大达20米以上，剖面上最多达100多个单层，砂体分布面积大小差异很大，层间渗透性差异也很大^{[1][2]}。

油田从1960年开始投产，以后开发面积不断扩大，到1975年油田主体部位已全面投入开发，产量由上升阶段转为稳产阶段，1976年原油年产量达5000万吨以上，1985年可产油5500万吨，已保持了十年产量连续稳定并略有提高。

十年稳产的前五年，含水从30%上升到60%，主要靠加强注水，保持和提高油层压力，自喷方式开采和同井分层注采工艺实现了油田稳产^[3]。1980年油田综合含水超过60%，生产条件发生了很大的变化：油井已多层高含水，分层措施工艺复杂化，效果变差；油层压力已高于原始压力，注水压力也高于岩层破裂压力，油水井套管损坏加剧，不允许再提高压力；油井自喷能力减弱，随含水上升，生产压差缩小，油井产能下降幅度加快。如不采取新的措施，是根本无法保持油田产量稳定。但多油层非均质的大庆油田，此时仍有相当多的低渗透油层的储量未充分动用，这些油层在与高渗透率油层合注合采下，吸水 and 产油很少，而其厚度占油层总厚度的30%以上。要继续稳产并提高注水开发的采收率，就必须钻一批专门开采这类油层的生产井和注水井。同时自喷开采如果转为抽油开采，就可以增加油井的生产压差和产液量，也是增加油井产量以弥补递减的重要措施。更重要的是油井转抽后，注水井和油井的井底压力和油层压力均会下降。压力系统调整合理以后，将解决在高压区钻井的许多困难，如泥浆比重过大，对油层污染严重，油井封固不好等问题，也会使油井的套管损坏速度大大降低。

这两项措施是1980年以后实现稳产的主要措施。

高含水期油田开发层系井网的调整

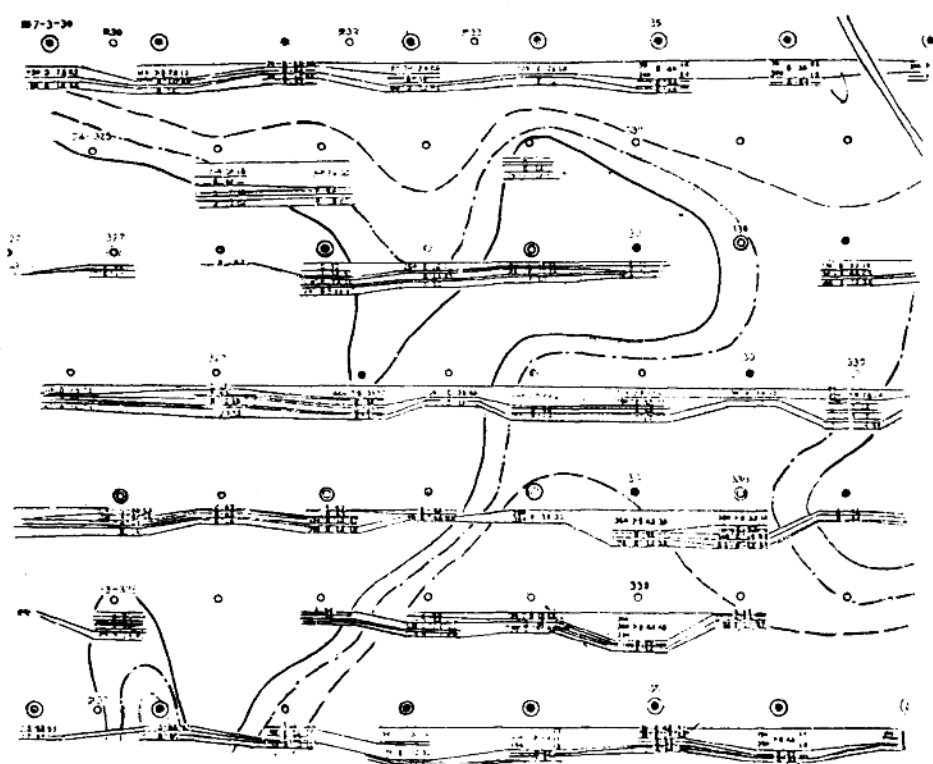
大庆油田是陆相沉积的非均质多油层油田。初期的井网只适应渗透率较高、厚度较大、分布面积也较广的油层，而渗透率较低，厚度较薄的油层，开发效果均很差。油田进入高含水阶段开采后，随高渗透率高含水层水淹程度增高，低渗透率油层受其影响，不出油厚度增加，油井产能下降速度加快。为了改善低渗透油层的开发效果，延长油田高产稳产期，对低渗

透油层进行层系井网的全面调整,是高含水期提高开发效果最重要的措施。这一工作于1979年开始,目前油田北部地区已经基本调整完毕,从已调整地区看,主要开采指标达到了方案设计要求,新投产井含水小于30%,在油藏范围内测算,调整前后,可采储量可增加20~30%。低渗透油层开采效果得到明显改善。

对于像大庆这样大型非均质的砂岩油田进行调整,必须着重研究以下几个问题:

1. 运用各种油田动态监测技术,搞清高含水期剩余油分布特点,确定好调整对象

搞清不同油层错综复杂的剩余油分布特点,是提高油田高含水期调整效果的关键。通过大量的生产井分层测井、调整井水淹层解释、水淹区密闭取心检查井岩心分析和室内实验研究证明:高含水期砂岩油田的剩余油,主要分布在各种砂体的变差部位,按沉积环境、砂体形态和对井网的适应程度,调整对象以下列三种类型砂体为主:一是分流间薄层砂,其特点是厚度薄、渗透率低,砂体形态不规则,分布不稳定,多在河道砂边部以镶边搭桥的形式出现,主体部位已水淹,剩余边部原井网不好开采(见图1所示);二是三角洲前缘薄层席状砂(见图2所示)其厚度更薄,渗透率更低,原井网井间渗滤阻力大;三是三角洲前缘相主



- 完钻生产井 • 设计生产井 --- 一级水淹 --- 三级水淹
- ⊙ 完钻注水井 ⊙ 设计注水井 --- 二级水淹

图 1

体席状砂（见图3所示），砂体分布面积大，渗透率高，厚度也相对较大，对井网适应性比上两类要好。

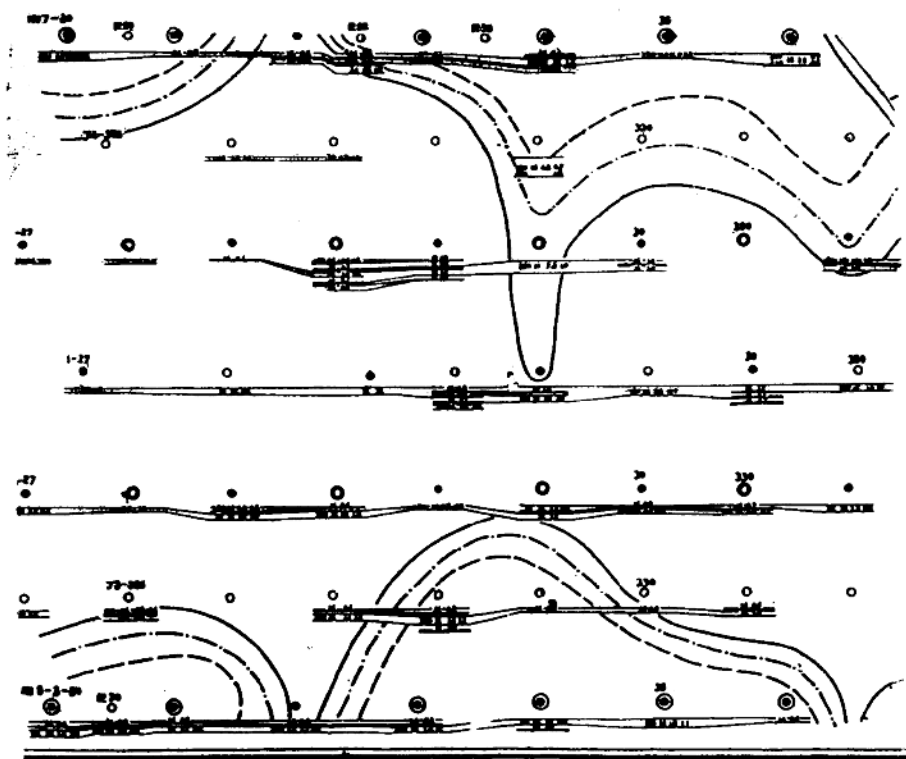


图 2

从油层特征看，上述油层渗透率一般小于150毫达西，这些油层在原井网中与渗透率高的油层合采，由于层间干扰影响，或与注水井不连通不出油，所以开采效果很差。根据生产测井资料，在25~30公顷/井的井网条件下，不同渗透率油层的不出油厚度比例，渗透率越低，不出油厚度比例越大（表1）。在作开发调整时，将它们从原井网单独区分开来，作为调整对象。

2. 按油层沉积成因和砂体形态划分调整层系，并在层系组合时考虑渗透率级差

不同沉积成因的油层，砂体形态和油层物性均有较大的差别。因此，在同一地区内的调整对象，包括不同沉积类型砂体时，只要各自具备一套层系的厚度，应将它们分别组成不同层系；当调整厚度较小时，性质相近的一、二类可合并为一套层系，第三类单独一套层系。

按沉积类型划分调整层系完成之后，应进一步考虑每套层系内不同油层之间的渗透率差异。用每口井的最高渗透率 K_m 与该井每个小层渗透率 K_i 的比值 K_m/K_i 计算渗透率级差，可以找出渗透率级差与出油状况关系，从而找出合理的渗透率级差组合界限。

根据大庆油田的实际资料，在河流作用较强的地区，渗透率级差小于5的油层，不出油厚度只占13.5%，出油厚度中，采液强度超过每米每天5吨的占68.9%；而渗透率级差大于

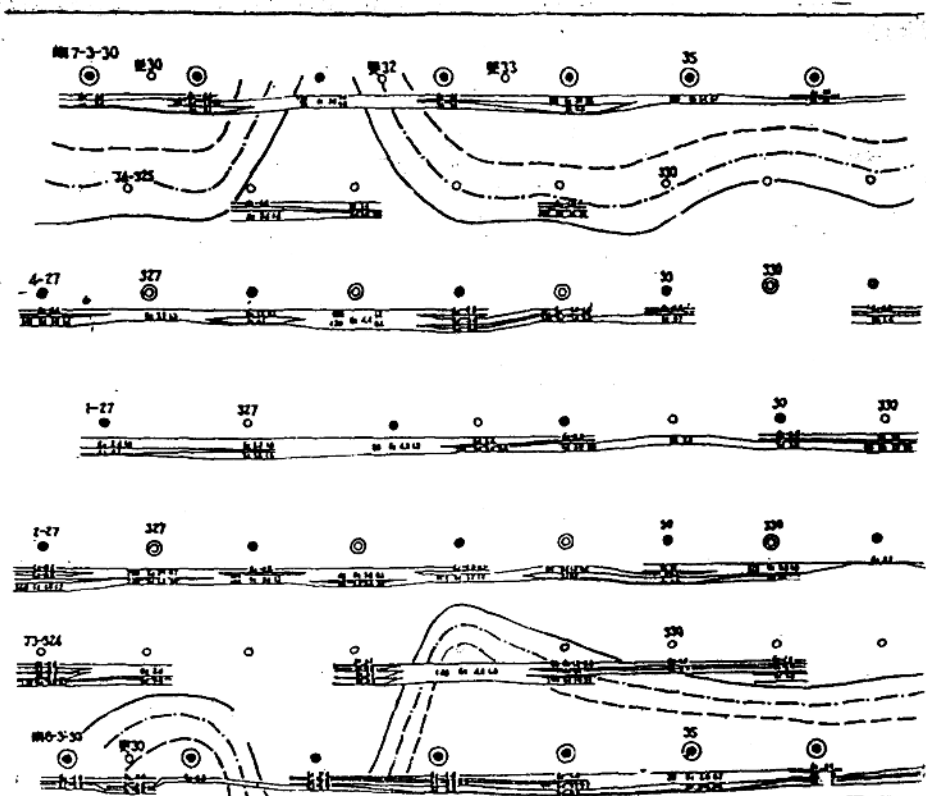


图 3

表 1 不同渗透率油层不出油厚度比例 (%)

地 区	统计井数	有效渗透率范围, 毫达西								
		≤50	51—100	101—200	201—300	301—400	401—600	601—800	801—1000	>1000
北部地区	52	78	51.4	19.3	19.4	14.9	6.9	7.8	11.0	6.9
中部地区	57	74.1	51.8	27.1	17.4	7.9	7.9	0	0	0
南部地区	51	100	80.4	31.7	5.8	1.1	0	0	0	0

5的油层,不出油厚度占61.2%,采液强度大于5的只占19.9%(图4)。可见级差超过5的油层组合在一起,是不合适的。进一步分析表明,同一组合内级差小于5,但不出油层的40个层,有38个层是与注水井不连通或连通很差,而渗透率级差大于5不出油的77个层中,只有22个层(占28.6%)与注水井不连通。影响出油状况的主要因素是渗透率级差。在油田南部三角洲前缘相发育地区,渗透率级差界限降至3,层系组合内级差小于3的油层,88%的厚度出油,而大于3之后,则有86%的厚度不出油。

在考虑了油层性质相近(包括沉积成因和渗透率级别)后,还要考虑每套层系必须具备一定的厚度和产能,以保证好的经济效益。

渗透率级差与不出油厚度关系
(南区38口井统计)

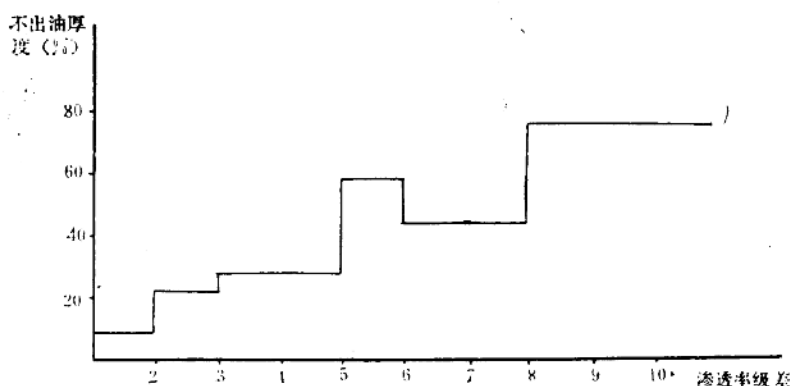


图 4

3. 不同渗透率油层的合理注采井距

合理井距的确定，主要考虑井网对油层的控制程度和不同渗透率油层的泄油半径。大庆油田统计资料表明，对大面积分布的高渗透率油层，用64公顷井网水驱控制程度即可达80%以上（如图5所示），而分布不规则的低渗透薄油层，要达到相同的控制程度，井距需加密至6公顷/口（见表2）。

井网密度与控制程度关系图

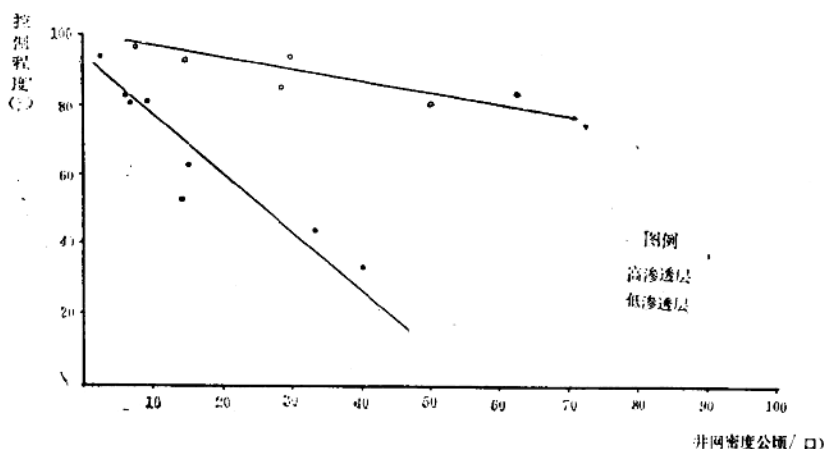


图 5

用二维二相的方法，模拟了不同渗透率油层采用五点法井网在不同含水条件下，给定生产压差使其满足一定的采油速度，用图版（图6）可以查出不同渗透率油层的合理井距。大庆油田需要调整的油层渗透率一般在150毫达西左右，因此用6~7公顷的井网进行加密，水驱控制程度可以达到80%以上。

表 2

低渗透率油层井距与水驱控制程度关系

注采井距 米		50	100	150	200	250	300	400
井网密度	口/平方公里	400	100	44.4	25	16	11.1	6.25
	公顷/口	1/4	1	2.25	4	6.25	9	16
水驱控制程度 %		99.5	97.7	93.1	86.8	79.8	55.1	25.4

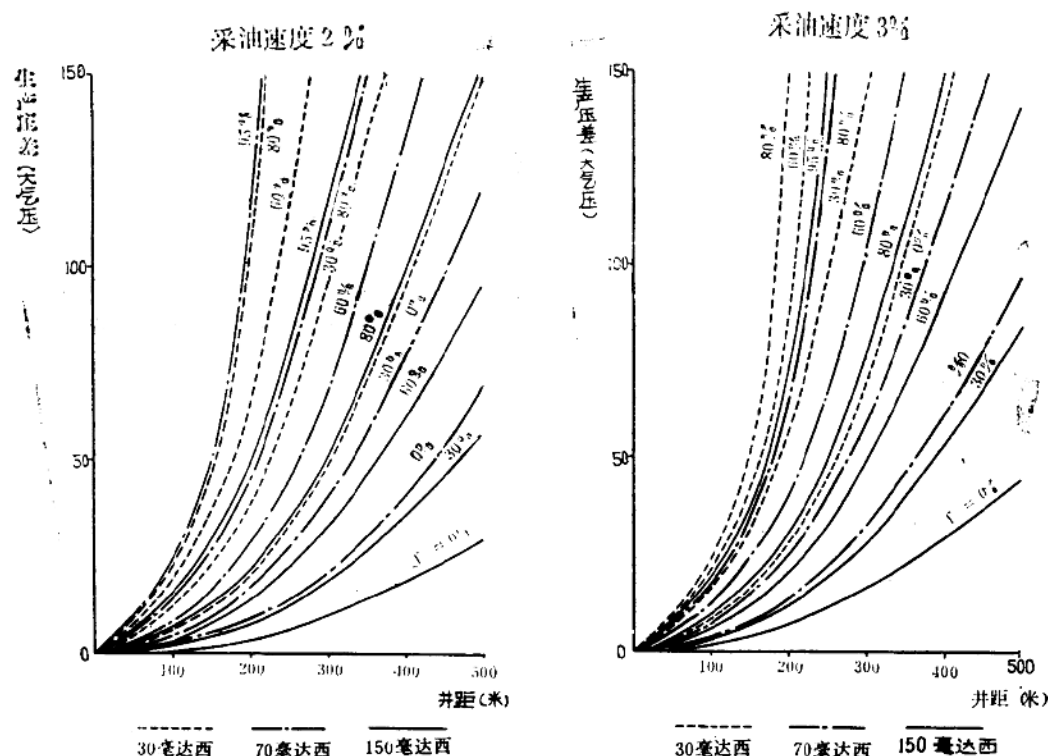
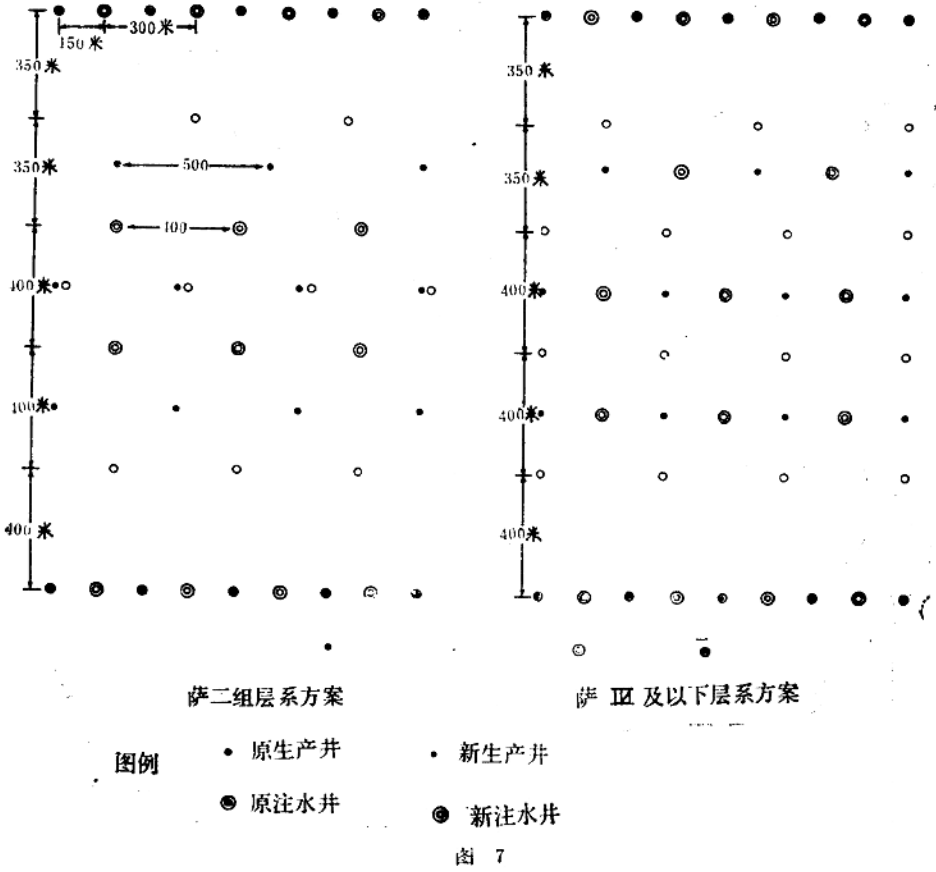


图 6

4. 每套层系应组成单独的注采系统，不能采用老井补孔的做法，而且新老井井位最好错开

过去钻加密井，一般采用井间加井，排间加排的做法。为完善调整层的注采系统，采用原井网井补孔的做法。由于老井中原来开采的高渗透油层含水高、压力高，低渗透层补开后，一般效果很差，许多补孔层仍然不出油。近年来对低渗透率油层进行加密时，避免了将老井补孔和老井转注的做法，而是通过钻井使各套开发层系都自己独立形成注采系统，这样做，注水井没有高渗透率油层的干扰，使低渗透率油层吸水能力提高，同时在油井中，低渗透率油层作用得到很好的发挥，前两年在北一区加密时，为层系独立，在老井旁（距50米）

钻的24口新井，平均单井日产油25.7吨，含水11.2%，平均生产压差34大气压，对密的老井单井日产油38吨，含水70%，平均生产压差29.5大气压。如果不分开采，绝对没有这样好效果。萨南地区萨尔图层的低渗透层单独开采后，动用厚度达86.7%，葡Ⅱ组及以下油层与萨尔图低渗透层合采时，不出油有效厚度达68.3%，采油强度仅0.9吨/日·米，单独一套层系开采后，经改造采油强度达4.3吨/日·米，充分发挥了低渗透率油层的作用。后来在调整井钻了许多地面同井场井。但是这样容易造成同井场井间相互串通，特别是因井质量差的井或油水井同井场，问题更多。1984年以后，我们在设计杏区调整井时，原来行列井网两排注水井中间夹三排生产井，调整加密时，在两排原注水井排间布4排加密井，尽量将新老井在地面上错开（见图7），并且二套调整层系的布井方式也不相同，这既避免了同井场串槽的担心，通过钻井也更多的了解了平面上各油层的油水分布状况，为油田开发研究和后期注采系统调整，提供依据。



5. 利用各种监测手段，分析分层水淹状况，制定射孔方案

开发调整方案是按原井网中油层的动用状况和密闭取心资料等提供的调整对象的大致范围编制的，但当每一口设计的新井完钻后，还要根据水淹层测井系列研究各小层的水淹等级和剩余油饱和度。这些解释资料经试油证明符合度可达80~85%，同时应用原井网的注水井

吸水剖面、采油井产液剖面资料，并结合砂体形态与油水井分布关系综合判断，使对见水层的认识更加符合实际，根据这些综合研究成果进行射孔，调整井投产时，可保含水率普遍较低，使其在较长的稳产过程中发挥更大的作用。

几年来，大庆油田每年钻调整井 800~1000 口，目前调整井的日产油量已占总产量的 20% 以上，对全油田实现稳产起了重要作用。

6. 调整井投产后可采储量的增加值及稳产期预测

油田加密调整后可采储量有较大幅度的增加，测算表明，可增加 20~30%。从近几年用驱替特征曲线计算的动用储量来看，每年由于调整井增加的可采储量大致与年总产油量相等，使可采储量的储采比在较长时间不变，这对油田实现较长时间的稳产是有利的。据测算，当全油田全面实现井网加密调整和开采方式改变后，油田保持目前的产量，还可以稳产至 1990 年或更长的时间。1990 年油田将采出可采储量的 65%，综合含水将低于 85%，现在看来，这是完全可以实现的。

转变开采方式，实现油田压力系统的调整

从 1980 年起抽油井数逐年增加，到 1985 年抽油井占总井数的比例已由 10% 增加到 60% 左右，抽油井的产量已超过 50%，近几年通过转抽，年增产油量达 100 万吨以上，为延长油田稳产期做出了贡献。为了搞好转抽，我们对以下几个问题进行了研究：

1. 影响油田产液量的因素

油田进入高含水期开采之后，如保持产液量不变，产油量的下降幅度比中含水期以前大得多，改变开采方式的目的之一是为了能较大的放大生产压差以提高产液量，减缓油田产量的下降。

油井的产液能力和产油能力，在开采厚度相同时，主要取决于不同含水阶段的产液指数、产油指数和生产压差。对于注水开发的

砂岩油藏，随含水上升，水相渗透率增大，油相渗透率下降以及液体粘度降低。表现为采液指数上升和采油指数下降，高含水阶段更为迅速^[4]。对保持压力开采的油田，油层压力的水平和井底压力降至饱和压力以下的程度，都对油井产能有影响，主要是井底附近脱气产生三相流动对液相渗透率的影响。理论分析和矿场开采数据整理结果，都说明这点（图 8、图 9）。而生产压差的大小，则主要与油层压力的高低和开采工艺即抽油泵正常工作时所允许的泵吸入口气液比的最大限度有关。利用油气两相体积系数与压力关系曲线和泵下入深度，可以计算出最低允许流压，同时算出油井和油田的最大产液量，为选泵和产量测算提供依据。实际生

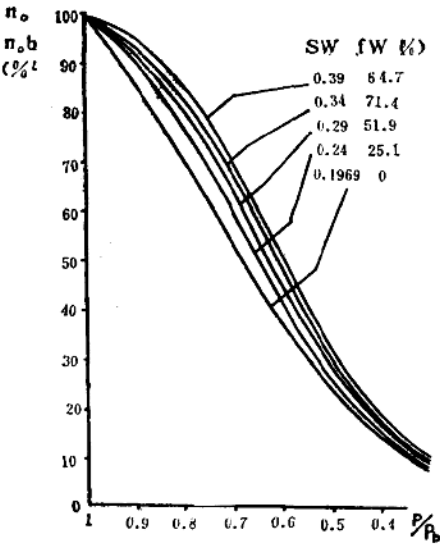


图 8

产证明,符合程度很高。

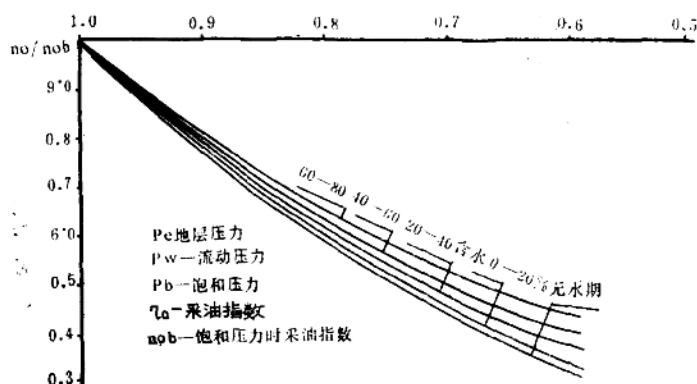


图 9

2. 吸水能力的变化和注采平衡

油层吸水量,也是油层含水饱和度和注水压差的函数,含水饱和度影响水的相对渗透率。因此,在相同注水压力下,油层压力越低,含水饱和度越高,吸水量就越大。对于不同渗透率的油层,渗透率越高,吸水量增加的幅度就越大(见图10)。

对一个油藏,油井转抽后的产液量能不能保持稳定,主要取决于注采平衡,如果注水量不能相应地提高,必然引起油层压力下降,生产压差减小,产液量下降,同时注水压差增大,注水量增加,在达到新的注采平衡时,油藏产液量和注水量同时趋于稳定。此时的产液量要低于转抽初期。如大庆油田西区成块转抽初期,产液量提高50%,但注水量只提高17.8%,注采不平衡,油层压力由116.8大气压降至104.7大气压,增液幅度也由50%降至30%。此时因注水压差增大而吸水量提高,其增加幅度也达到30%左右,注采平衡了,产液量也趋于稳定(图11)。因此转抽设计,从选择泵型及工作制度到预测产量,都要从油藏范围来考虑注采平衡和压力系统的调整。

3. 油藏压力系统的调整

对压力系统的调整,首先要确定各种压力的合理界限;注水压力不能超过油层的岩石破裂压力,油井流压要保证抽油泵有必要的沉没度和允许的气液比,这就是油藏压力系统的上下限。然后根据不同的产液量,计算出所需要的生产压差和注水压差(用不同流压和含水条件下的采油指数和不同含水条件下的吸水指数),按照注采平衡关系,最后计算出或用作图法交汇出油层压力(图12)。为了便于钻调整井和油田作业施工,油层压力应不超过静水柱压力,考虑到油层原油大范围脱气形成气相连续流对开发带来的不利影响,油层压力也不宜低于饱和压力以下10%^[5]。从大庆油田的实践看,经过调整,可以达到期望的压力系,对压力系统不能都调到合理范围之内的部分井区,则需改变注水井与采油井的比例。

转抽后的效果是好的,如杏一区东部转抽三年来取得了较好效果。

①转抽后流动压力大幅度下降,产量明显增长,延长了稳产期。

统计转抽时间较长的34口井,初期平均流压下降30大气压左右,日产液由2678吨增加到5233吨,日产油由863吨增加到1693吨。其中11口电泵井初期流压由108.1大气压降到66.4大

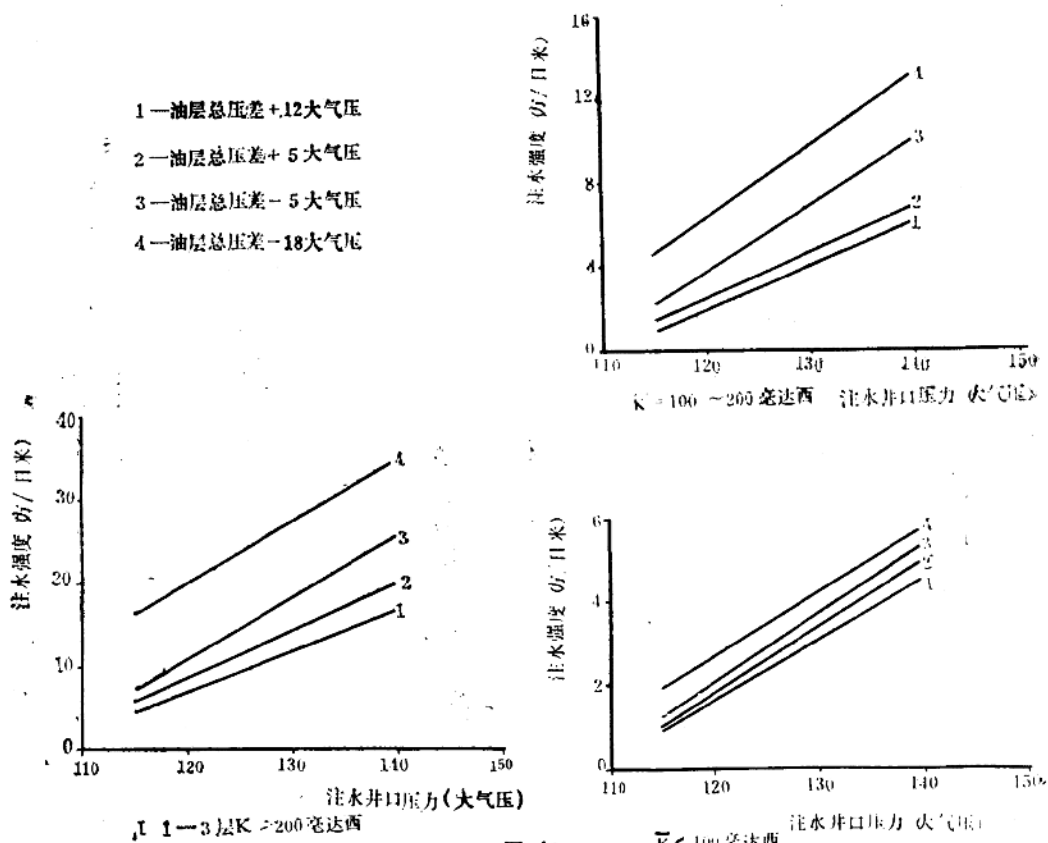


图 10

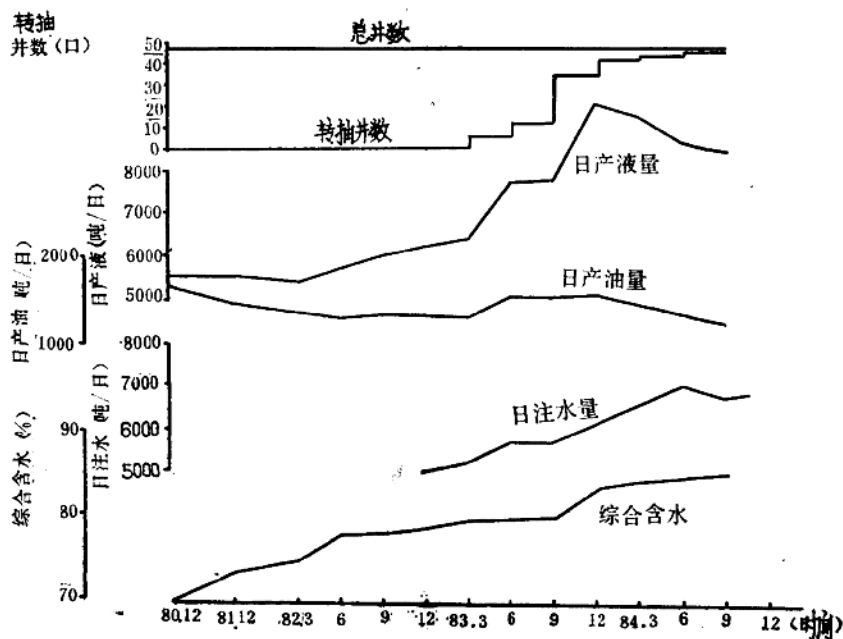


图 11

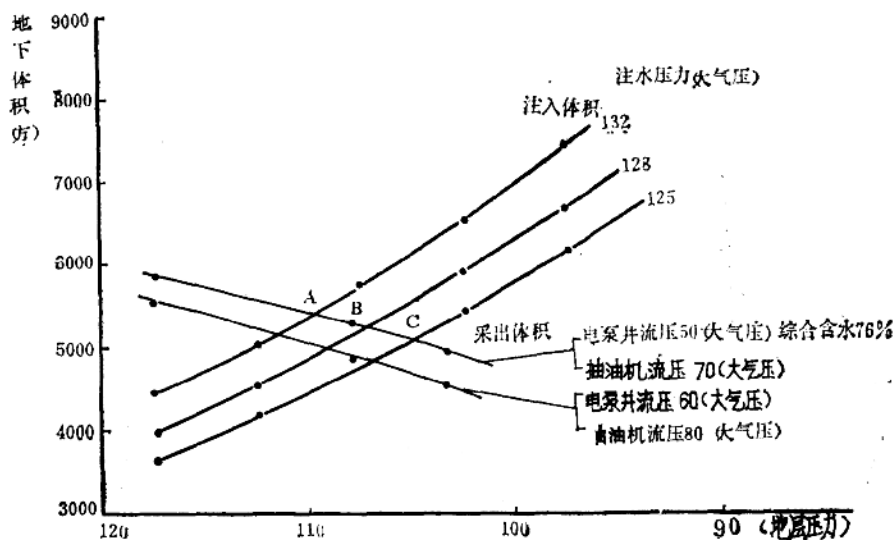


图 12

气压，生产压差由22大气压放大到53大气压，平均单井日增产液量178吨。日增原油78吨，分别增长1.45和1.24倍。抽油机井平均日增产液量26吨，日增原油13吨，分别增长0.45和0.7倍。对比全区转抽三年的情况可看出：流压由106.7大气压降至56.8大气压；生产压差由22.2大气压放大到47.6大气压，总压差由913大气压降到-12.7大气压；日产液由2694吨增加到4832吨；日产油由1147吨增加到1246吨。同期，综合含水由57.4%上升到74.2%。由于通过转抽，全区又稳产了三年。

②随油层压力降低，注水井吸水能力提高，基本可满足产液量增长需要。

由于油层压力下降，注水压差增大，注水井吸水能力提高。统计有分层测试资料的7口井28个层段，相同注水压力130大气压，吸水指数由1.42米³/日·大气压提高到2.3米³/日·大气压（见图13）平均注水压差每增加1大气压，吸水能力提高0.056米³，按此测算，当总压

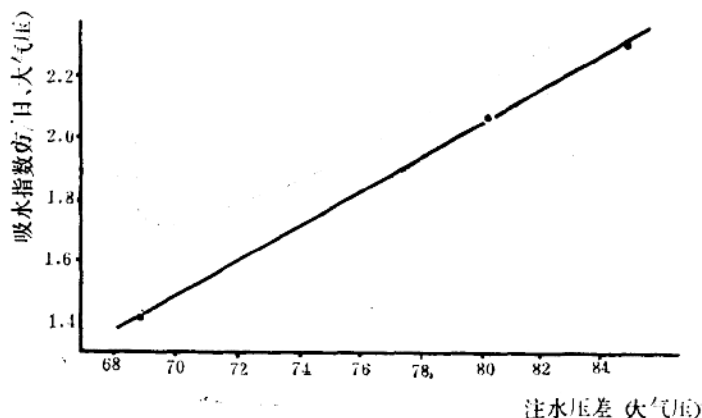


图 13

差为-11.8大气压时,注水量即可满足产液量提高后注采平衡的需要。

③注水压力和油层压力降低后,油水井套管损坏速度减缓,同时提高了钻新井的质量和速度,减少了对油层的污染。

由于油层吸水能力提高,有条件在满足注水量需要的前提下,降低注水压力。转抽前后对比,注水压力由145大气压降至120大气压(低于该区计算的允许压力134大气压),套管损坏速度明显减缓。1978年~1983年该区套管损坏井平均每年增加1口。注水压力降低后,虽油水井作业工作量大幅度增加,但没有发现套管损坏现象。同时由于钻新井时油层压力已低于静水柱压力7.7大气压,钻井泥浆比重降低,提高了固井合格率和测井精度,并减少了对油层的污染。

结 论

1. 高含水期对非均质较严重的多层砂岩油田来说,其井网调整对象主要是原井网中开采效果差的低渗透率油层,将它们合理的组合调整层系,用多种手段弄清分层水淹状况后进行射孔,可得到较佳的调整效果

2. 油田进入高含水期开采之后,如油田原来的开采方式是自喷和提高油层压力开采,为实现高含水期继续稳产,必须改变自喷为抽油开采方式,以提高油藏产液能力,延长油田稳产期。

3. 注水开发油田,当油层压力过高给油田开采带来许多困难时。若降低油层压力,势必引起产量大幅度下降,大庆油田根据自己的开采特点,在高含水期全面转抽以降低井底流压为重点来调整油田压力系统,使油田既调整了压力系统,又使产量保持不降,对改善开发效果有很大意义。

4. 非均质多油层砂岩油田的高含水期的调整,转抽和钻调整井的目的各有侧重,不能相互代替,转抽主要在于进一步提高原井网控制的高渗透率油层的产液量,而加密井网则主要针对原来动用不好,井网控制程度低的油层,提高其开采效果。

参 考 文 献

- [1] 唐曾熊 大庆油田注水开发 石油学报 1980年1卷1期
- [2] 王志武等 大庆油田提高注水开发的途径 国际石油会议论文 1982年9月
- [3] 金毓荪等 大庆油田注水开发 国际石油工程学会论文集 1982年2月
- [4] 刘 恒 大庆油田高含水期的稳产问题 石油勘探与开发 1984年4月
- [5] 同[1], [2]。