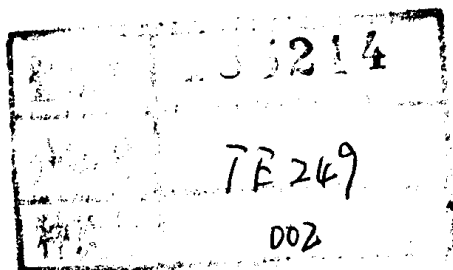


李克向 周煜辉 苏义脑 徐云英 赵忠举 等编译

国外大位移井 钻井技术



石油工业出版社



国外大位移井钻井技术

李克向 周煜辉 苏义脑 徐云英 赵忠举 等编译

971/04



石油大学0135028

石油工业出版社

内 容 提 要

大位移井钻井 (Extended Reach Drilling) 技术是国外 90 年代发展起来的高新钻井技术。本书对国外用大位移井勘探开发的典型油田、大位移井钻井成功范例, 以及大位移井轨道设计、钻柱设计、钻井液、井下专用工具和仪器、完井技术等配套技术, 进行了较全面的介绍, 它对我国东部滩海地区油田的勘探开发有很大借鉴作用。

本书可供从事大位移井、水平井钻井的现场工程技术人员和石油院校相关专业师生阅读参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

国外大位移井钻井技术/李克向等编译.

北京: 石油工业出版社, 1998.10

ISBN 7-5021-2344-X

I. 国…

II. 李…

III. 移位-油气钻井-技术-国外

IV. TE249

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (98) 第 19411 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

石油工业出版社印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 27 $\frac{3}{4}$ 印张 700 千字 印 1—2000

1998 年 10 月北京第 1 版 1998 年 10 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-2344-X/TE·1957

定价: 45.00 元

目 录

大位移井钻井技术综述.....	(1)
国外用大位移井勘探开发的典型油田和典型井.....	(10)
英国 Wytch Farm 滩海油田大位移井钻井概况	(10)
美国 Ellwood 滩海油田大位移井钻井概况	(17)
挪威 Statfjord 油田大位移井钻井概况	(31)
挪威 Gullfaks 海洋油田大位移井钻井概况	(41)
挪威 Statfjord 油田 C2 大位移井	(47)
挪威 Oseberg 油田 C-26A 大位移井	(59)
挪威 Gullfaks 油田 B-29 大位移井.....	(74)
大位移井钻井完井技术.....	(87)
井眼轨道设计.....	(87)
井身剖面优化设计能增加大位移井的位移.....	(87)
多目标三维大位移提高了采收率.....	(95)
钻柱设计 (扭矩、阻力、屈曲、动态、磨损)	(101)
关于大位移井中扭矩和摩阻问题的进一步研究.....	(101)
斜井弯曲段内钻柱的临界屈曲载荷和应力.....	(114)
大位移井的钻井动态问题及解决方法.....	(136)
大位移井中钻柱的设计与质量鉴别.....	(151)
大位移井钻柱组件选择.....	(163)
大位移井中的套管磨损.....	(173)
钻井液 (井眼稳定、井眼清洗、减少摩阻、保护油层)	(182)
用准三维应力分析程序预测井眼坍塌和地层破裂.....	(182)
英国北海中央地堑盆地超压页岩地层的大位移井.....	(190)
低渗透油藏的水平井井眼稳定问题.....	(201)
阿尔伯达皮斯河非胶结油砂层水平井井眼稳定、钻井液设计及钻井作业.....	(214)
大位移井的井眼清洗程序.....	(225)
钻柱旋转对有效清除岩屑的重要作用.....	(233)
酯基钻井液体系独特的井眼清洗能力.....	(242)
大位移井的井眼清洗: 应用准油基 (醛缩醇) 钻井液的现场 经验与理论分析.....	(254)
井下专用工具、仪器.....	(268)
地质导向的原理和方法.....	(268)
随钻测井的应用提高了水平井的效果和地质评价.....	(283)
新一代的测传导向马达改进了北海水平井的地质导向.....	(294)
测传马达在欧非三年应用的效果.....	(303)

串联马达降低了钻井成本	(315)
大位移旋转钻井中使用可变径稳定器提高了效率	(321)
Wytch Farm 油田应用多位变径稳定器提高了大位移井的位移	(327)
大位移井中使用不旋转钻杆护箍减少了钻柱扭矩和套管磨损	(341)
使用减扭接头降低了大位移钻井的扭矩	(349)
应用井下钻压推加器提高钻井效率	(361)
导向转盘钻井的实验系统	(373)
大位移水平钻井中选择导向钻具和转盘钻具组合的设计准则	(387)
完井技术	(400)
大位移井中使用套管、尾管和筛管完井	(400)
Statfjord 油田大位移井完井及修井经验	(403)
水平井尾管固井的层间封隔与评价	(413)
向 10km 位移发展	(422)
大位移钻井的展望——10km 位移	(422)
超过 10km 位移的井所需的钻机和装备	(432)

大位移井钻井技术综述

李克向

随着定向井、水平井钻井技术的发展,出现了大位移井。大位移井的定义一般是指井的位移与井的垂深之比等于或大于2的定向井,也有指测深与垂深之比的。前面的定义美国公司和英国公司用的较多,这种定义垂直剖面上看上去直观,也比较确定。大位移井具有很长的大斜度稳斜段,大斜度稳斜角称稳航角(Sail Angle),稳航角大于 60° 。由于多种类型油气藏的需要,从不变方位角的大位移井,又发展了变方位角的大位移井,这种井称多目标三维大位移井(Designer well)。即使中等垂深的大位移井,由于位移大,斜深长,测量井深实际达到了深井、超深井的深度。所以大位移井,实际上是定向井、水平井、深井、超深井技术的综合体现,加上多目标三维大位移井技术复杂、要求高,因此大位移钻井技术,实际上是体现了目前世界上各个方面的最先进钻井技术。

大位移井的用途

大位移井最早应用是出于经济的考虑,如美国在加州亨廷海滩,是从陆上钻大位移井开发海上油田,现在钻大位移井还是经济上的原因。如挪威北海西 Sleipner 油田,用大位移井代替原来的开发方案,节约了10亿美元。美国 Pedernales 油田,用大位移井代替原来建钻井平台的方案,节约1亿美元。英国的 Wytch Farm 油田,在岸上钻大位移井,代替原来的建人工岛方案,节约费用1.5亿美元。

钻大位移井有不少优点:

①用大位移井开发海上油气田,大量节省费用。开发海上油气田,用常规定向井、水平井钻井,需要建的人工岛或固定平台的数量多,打井也多,花钱多,如果钻大位移井,就可少建人工岛或固定平台,少打井,可节省大量投资。

②靠近海岸的近海油田,可钻大位移井进行勘探、开发。过去开发这类油田,需要建造人工岛、固定钻井平台,或用活动钻井平台打井。现在凡距海岸10km左右的近海油田,均可使用大位移井进行勘探、开发。这样可以不建人工岛或固定平台,也可以不用活动钻井平台设备,完全可以从陆上向海上钻大位移井勘探、开发油田,从而节省大量投资。

③不同类型油气田钻大位移井可提高经济效益。小断块的油气田,或几个不相连的小断块油气田,可钻一口或两口大位移井开发,少钻不少井,节省投资,便于管理;对于几个油气田,油气层不在同一深度,方位也不一样,这时可钻多目标三维大位移井,节省投资。

④使用大位移井可以代替复杂的海底井口开发油田,节省海底设备,节省大量投资。

⑤有些油气藏在环保要求高的地区,钻井困难。利用大位移井可以在环保要求不太高的地区钻井,以满足环保要求。

国外大位移井应用效果

①美国 Pedernals 油田发现于 1982 年,水深 74m,距南加利福尼亚 6.5km。1986 年 4 月,利用 Irene 平台,对油田进行开发,1987 年该油田产量高峰期时有 11 口油井,日产 3210t 原油。由于含水增加,产量开始下降,共钻 23 口井,其中 14 口井仍在生产。原来计划在 Irene 平台西北部 3.2km 处,再建第二个平台,以彻底开发该油田,但是再建一个平台花钱太多,于是采用钻大位移井的方案,钻了 A16 井和 A21 井,其中 A21 井水平位移 4473m,进入产层 1826m,钻穿了许多垂直裂缝,提高了单井产量,A21 井增产 2200 万 bbl 原油。

②1990 年开始,美国 Dos Caudras 油田(距加利福尼亚海岸 9km 的海上油田),在原海上 C 平台和 B 平台上钻了 9 口浅井,钻比值很大的大位移井,如 C29 井垂深 293m,水平位移 1156m,位移和垂深比值为 3.95,C30 井垂深 293m,水平位移 1485m,比值为 5.05,都是当时的世界纪录。

③1990 年开始,挪威海上油田 Statfjord 油田,从原来的 C 钻井平台连续钻了 4 口大位移井。其中 C10 井水平位移 5006m,为 1990 年的世界纪录;1991 年钻的 C3 井水平位移 6086m;1993 年钻的 C2 井水平位移达到 7290m,测量井深 8761m,创当时世界纪录。

④1991 年开始,英国 Wytch Farm 滩海油田钻大位移井。油田位于伦敦西南沿岸靠近英格兰 Poole 海湾,主要产层是三叠系 Sherwood 砂岩,垂深 1585m,可采储量 2.7 亿 bbl,其中有三分之一储量在海湾下,原来计划建人工岛钻 40 口井开发海上油藏,1991 年开始决定采用钻大位移井,这样就不建人工岛了,预计开发费用可节省 1.5 亿美元,并可提前 3 年投产。新方案计划钻位移达 5000m 以上,这样只钻 14 口井大位移井就行了,其中 LM05SP 井,垂深 1605m,测量井深 8700m,水平位移达到 8035m,创造了大位移井的新的世界纪录。

⑤Oseberg 油田由挪威 1979 年发现,面积 $(27 \times 5) \text{ km}^2$,总可采储量 16 亿 bbl,储层为三角洲砂岩,垂直厚度 20~60m,用两个平台开发,平台相距 15km,已钻两口海底完成的井。

为了增加 5000 万 m^3 石油可采储量,想将最终采收率提高到 64%,计划采用大位移水平井方案。自 1992 年钻第一口水平井,计划在油田北部的 C 平台钻 14 口井,油田南部的 B 平台钻 18 口井,水平位移为 1500~5540m,水平段长 600~1500m,目前已成功地钻了 17 口水平井。

该油田有 40 口采油井,其中 17 口为水平井,水平井生产井段位于油水界之上 6~10m,该油田 C26A 水平井,1995 年 1 月完钻,C 平台钻至测量井深 9327m,水平位移达 7853m,其中 2100m 井段是在储层内距油水界面 6~8m 范围内水平钻进。这口井投资 2400 万美元,如果采用海底完井要多花 322 万美元,最重要的是大位移水平井增加了泄油面积。

⑥英国挪威 Gullfaks 海上油田,在主油田西部海上,又发现一个油田(Gullfaks west),确定从主油田的原钻井平台上钻大位移井开发。这些大位移井,不但水平位移大,而且方位改变,钻穿了几个油层,叫 Designer well,即多目标三维大位移井。

大位移井关键技术

1. 扭矩与阻力

大位移井扭矩和阻力增加是突出问题,减少扭矩和阻力应从以下几个方面解决。

1) 最优的井身剖面

大位移井的造斜段采用悬链线式井身剖面可有效地减少扭矩和阻力,这是1985年认真研究这种剖面的好处后确认的。达到纯悬链线式井身剖面是很困难的,实际上只是相对合理的准悬链线井眼轨道。

在 Wytch Farm 油田, F19 第一口大位移井,是用简单的造斜和稳斜剖面完成的,这是因为考虑井眼稳定以及在井斜超过 74° 处下电动潜油泵完井。这样的井身剖面,需要在井很浅处造斜,由于地层疏松,很软,很难达到每 $4^\circ/30\text{m}$ 的造斜率,通过观测井壁上形成的扭矩和阻力特性,证明这种剖面不是最优的井身剖面。F19 第二口大位移井,使用准悬链线井身剖面,这种剖面证明是好的。在 Wytch Farm 油田,准悬链线井身剖面,最初造斜率为每 $1^\circ/30\text{m}\sim 1.5^\circ/30\text{m}$,以后逐渐增加到最大造斜率为 $2.5^\circ/30\text{m}$ 。准悬链线井身剖面在减少扭矩,增加管材下入能力和增加钻具组合滑动能力方面有明显的优势。

2) 钻井液润滑性

钻井液润滑性是影响大位移井钻井扭矩和阻力的一个重要参数,然而,润滑是很复杂的问题。不同的实验室仪器对同样的钻井液和润滑剂给出的结论不同。同样,现场扭矩的观测也受许多因素的影响,如钻井液润滑性、地层、井眼稳定、泥饼性能、井眼清洁、岩屑床和井眼弯曲等,因此,必须仔细分析润滑性能的有关资料。

在 Wytch Farm 油田,由于低毒性油基钻井液的润滑性和抑制性超过水基钻井液,因此被选用在 $12\frac{1}{4}"$ 和 $8\frac{1}{2}"$ 井眼中。尽管大多数大位移井用水基钻井液钻进达到了目的,包括许多最大井斜角超过 82° 的井,但是油基钻井液对钻大位移井的优势还是被公认的。

现场测得的 $12\frac{1}{4}"$ 井眼钻井扭矩与钻井液润滑性能有关,然而在 $8\frac{1}{2}"$ 井眼因钻井液润滑性变低,钻井扭矩比预计的高 40%,现已证实,其他作业使用低密度油基泥浆扭矩也增大。为解决这个问题,对此进行了研究,确认这是低密度油基钻井液固有问题,并确定补救办法。润滑剂和处理剂对油基钻井液润滑性能影响的试验及浓度试验的结果表明,润滑剂对油基钻井液润滑性能影响很少,油水比对润滑性却有很大影响,使用 90/10 的油水比比 62/38 油水比的油基钻井液,金属对金属的摩阻低 50%,金属对砂的摩阻低 40%。现在 $8\frac{1}{2}"$ 井眼中较普遍地使用了 60/40、70/30 和 80/20 较高油水比油基钻井液。较高油水比的油基钻井液可减少钻井扭矩。然而,剧变的井眼轨迹以及油层段的井眼清洗困难,在 $8\frac{1}{2}"$ 井眼仍形成大的扭矩。

3) 减少扭矩的工具

由于扭矩是钻大位移井的限制因素,因此要研究减少扭矩的井下工具。非旋转钻杆护箍或短节可有效地减少扭矩。在 Wytch Farm 油田 F19 井试用后,在套管内扭矩减少 25%。试验时,在 1830m 套管井段,每隔一个单根加一个护箍,护箍被固定在靠近接头处。基于这次成功试验,在 $8\frac{1}{2}"$ 井眼段使用了护箍,有效地减少了扭矩。塑料和橡胶两种护箍均用了,塑料护箍寿命长,现在已成了规定的专用工具。起下钻时护箍要注意再上紧,特别是在下钻时,因为钻杆是凉的,止动环能够上得最紧。

润滑小球也试验过了,可暂时减少扭矩约 15%,因为使用非旋转钻杆护箍可减少钻井扭矩,所以 Wytch Farm 油田不需要使用润滑小球。用油基钻井液做基液的小球钻井液,小球回收系统的成本较高。

4) 模型研究

现有各种扭矩与阻力的模型可评价和监测大位移井作业。在 Wytch Farm 油田, BP 公

司使用了钻柱模拟器，虽然钻柱模拟器有许多先进技术和用户接口，但它仍仅是解释和预测大位移井扭矩和阻力特性的辅助工具。在 Wytch Farm 油田以前，BP 公司对模拟器进行了许多验证，得出了水基钻井液和油基钻井液在套管内和裸眼中准确的摩擦系数，另外，还建立了狗腿趋势波动系数。在 Wytch Farm 油田开发期间，在预测扭矩时，得出一个重要结论：钻柱模拟器和任何工业模型在动态钻井条件下，都不能精确地预测钻头扭矩。由于种种原因，通常用 MWD 连续监测井下钻头扭矩和井下钻头压力。这些井下测量有几个好处；它可监测扭矩与阻力、井眼稳定、井眼净化、钻头和稳定器磨损以及其他工况。对于扭矩的解释，编定了专门工程子程序，可读出每英尺钻井液录井数据和随钻测量数据，包括井下钻头压力，井下钻头扭矩。这些数据输入到钻柱模拟器内，以推导出井的摩擦系数，一旦确定了 $12\frac{1}{4}$ " 和 $8\frac{1}{2}$ " 井眼的摩擦系数，这些程序就可详细地监测上面所列的井眼状况。钻井液录井数据与钻柱模拟器连续的结合，就能及时地跟踪每一个井眼段，对未来作业做出可靠的预测。

2. 钻柱设计

顶部驱动系统承受扭矩范围为 45000 到 60000ft·lb，只有钻柱强度足够时，这个顶驱系统才能发挥作用。通过不同方法可设计出抗高扭矩的钻柱。

1) 钻具接头应力平衡法

高强度钻杆的抗扭能力如 S-135 以上钢级钻杆常常受钻杆接头限制，因此，需要采取专门的措施改进钻杆接头的性能。钻杆接头推荐的上扣扭矩是以达到最小的台肩预加压力，同时螺纹达到最大的连续拉力为基础计算的。因为上扣扭矩增加接头公扣在上扣时要承受较大的拉力，因此，以后能承受的拉力就小了。当可靠的预测操作拉力低于公称上扣扭矩的最大拉力时，可采取降低拉力载荷，以增大上扣扭矩和钻井扭矩。这种方法称做“应力平衡法”，它确实能提高钻杆接头的负载能力。 $6\frac{3}{8}$ " 外径 $2\frac{3}{4}$ " 内径的接头，允许拉力从 1400 千 lb 减至 900 千 lb 时，上扣扭矩可从 30000ft·lb 增至 40000ft·lb。不过，钻杆接头的整体结构不易兼顾，经过应力平衡提高了扭矩，但又带来螺纹表面易粘扣的危险。为此，工程师们正努力保证钻杆接头镀层质量，采用合适的螺纹油，逐步提高接头扭矩。

2) 高扭矩的螺纹油

已给上扣扭矩的接头轴向应力是受台肩上扭矩的摩擦系数控制的，在钻杆接头材料已定时，接头台肩扭矩的摩擦系数主要由使用的钻杆螺纹油类型决定的。简单地说，一种具有高摩擦力的螺纹油在接头应力相同时可得到高的上扣扭矩。美国石油协会 (API) 和其他工业集团正在研究钻柱螺纹油的特性和化学性质。

环境保护方面提出：要研究除掉螺纹油中的重金属物质。基于这项研究，Wytch Farm 油田鉴定了一种摩擦系数为 1.27 的高摩擦系数螺纹油，从而，在钻杆接头应力相等时，可使上扣矩增加 27%。这种螺纹油在 F20 井的 5" 钻杆上试用，上扣扭矩增加 20%，试验中仔细检验钻杆，钻杆接头状态良好。在 F21 井和以后的井上试用，5" 钻杆的上扣扭矩增加 27%。根据需要，使用应力平衡法，可确保钻杆扭力增大，以适应钻井的需要。使用高摩擦力的螺纹油和应力平衡使 5"S-135 钻杆的扭力可超过 45000ft·lb。因此，这种钻杆设计充分满足顶部驱动载荷的需要。

3) 高扭矩接头

增加钻杆接头扭力的直接方法是提供扭矩大的接头台肩，双台肩的接头能增加扭矩，对小尺寸接头更有利。主要产品是 $5\frac{1}{2}$ " 钻杆的 7" 外径的钻杆接头，由于这种接头通常在 $8\frac{1}{2}$ "

井眼可以打捞,因此这产品也能用在 $8\frac{1}{2}$ " 井眼。这种产品能增加 $6\frac{5}{8}$ " 钻杆在 $12\frac{1}{4}$ " 井眼段的使用深度。

双台肩的钻杆接头比普通钻杆接头能提供高 40%~60% 的抗扭强度。同样的双台肩概念也在取心采矿业独立地发展了,对钻井人员来说,钻杆是很熟悉的,他们正追求用于小井眼和连续取心作业。最近,对常用钻杆尺寸,至少有四种双台肩钻杆接头。另外,一家美国大型设备和螺纹制造商已生产出锯齿型螺纹钻杆接头,因此提供了达到高扭力钻杆的另一种方法。双台肩钻杆接头已经和正在成功地应用在大位移井项目中。

在 Wytch Farm 油田,双台肩钻杆接头不包括在原来的设备性能中,是后来加上的。最初项目计划用 2000m $6\frac{5}{8}$ " 钻杆加 5" 钻杆钻 $12\frac{1}{4}$ " 井眼余下的进尺, $8\frac{1}{2}$ " 井眼全部用 5" 钻杆打钻。由于水力和井眼净化的限制,在 $8\frac{1}{2}$ " 井眼遇到了意想不到的高扭矩,因 5" 钻杆扭矩的限制成了问题。 $5\frac{1}{2}$ " 钻杆的双台肩接头在 $12\frac{1}{4}$ " 和 $8\frac{1}{2}$ " 井眼段使用有优势。 $5\frac{1}{2}$ " 钻杆在 $8\frac{1}{2}$ " 井眼将产生高当量循环密度,因此,需要细心地监测和处理钻井液漏失。

4) 高强度钻杆材料的选择

S-135 钻杆被认为是普通钻杆,而钢级达到 165klb/in²,称高强度钻杆。高强度钻杆在增大负荷以满足大位移钻井需要时,较 120klb/in² 普通钻杆接头可提供更多的选择。

165klb/in² 接头较之 120klb/in² 接头可提高抗扭和抗拉强度 38%。由于高强度级钻杆对冶炼要求高,所以这些钢级钻杆实际应用受到限制。挪威大位移钻井和德国超深井应用这些高强度钻具均遇到一些问题。尽管有这些问题,由于冶炼技术的进步,使高强度钢的应用成为可行。为了帮助发展这些产品,Wytch Farm 油田 1994 年试验指出,150klb/in² 接头能满足 5"、 $5\frac{1}{2}$ " 或 $6\frac{5}{8}$ " 钻杆所需要的全部强度,并且较 165klb/in² 接头具有更高的韧性。因为这些产品是新技术产品,它们在大位移钻井中的应用预期在今后数年内会缓慢而稳定的增长。必须强调认真做好钻柱设计,切实努力搞好材料规格、质量控制、质量保证和检查,严格的大位移钻井作业代表着关键作业环境,因此,所有井下部件均必须用这样的观点进行管理。

3. 井眼稳定

当开始钻大位移井时,在大斜度井段维持井眼稳定需要的钻井液密度,很难通过邻井资料 and 理论模型的结合来提供指导,同时,这样的预测带有很大的不确定性,因为所有的井眼稳定模型,由于缺少真实的岩性特征,许多输入参数只能靠估计得来。

通过破裂分析、变形测定、井径测井,特别是四臂井径仪测量井眼扩大和椭圆度后可得到有用的资料数据。由以上资料可估计应力和最大水平应力的方向,加强地层漏失试验可得出最小水平应力值。在 Wytch Farm 油田,上边这些技术在钻大位移井前已经应用过。预告的 $17\frac{1}{2}$ " 井眼钻井液密度和以前的井一样,这是基于高压漏失试验和有利的原地应力,该处最小水平应力与上覆应力相似。这个预测已被大位移钻井作业所证实。

研究 $12\frac{1}{4}$ " 井段后表明地应力状态不利,大位移井眼方向将要和最大水平应力方向平行(最坏的情况)进行钻进。早期井斜 56° 的井,用密度为 1.13g/cm³ 油基钻井液与最大水平应力垂直方向进行钻进。但是预告的大位移井需要的钻井液密度是 1.19~1.24g/cm³,前 4 口井的经验证明,钻井液密度的上限是 1.24~1.25g/cm³ 较为理想。

$8\frac{1}{2}$ " 井段几乎全部为砂岩地层,研究和经验表明砂岩对井眼轨道相当敏感,为了井壁稳定,需使用过平衡钻井。Sherwood 油藏强度好,钻井前推荐的钻井液密度不超过直井使用过的密度。这个井段现在正用密度 0.98g/cm³ 的油基钻井液钻进,这个钻井液密度低于小斜度井用的密度,井眼非常稳定,表明 $9\frac{5}{8}$ " 套管封住上覆泥岩有好处。在大斜度井某个井段

钻进时，通常避免降低钻井液密度。如果钻到某个地层的下部，需要的钻井液密度比上部地层高时，那就应该在遇到复杂地层前，将密度提高，以确保上部地层能承受高密度钻井液，如果不行，在进入不稳定地层前，至少井内要形成允许的最高密度钻井液。在接近地应力平衡时降低钻井液密度，能使地层破坏，如果井眼不受高密度钻井液的支配，地层破坏也许不会发生。

钻井液和地层间的化学相互作用也影响井壁稳定，水基钻井液系统与泥岩经常产生强的化学相互作用。Wytch Farm 油田多数 12¼" 井段由泥岩组成，预告的最低水基钻井液密度比油基钻井液高 0.06g/cm³，如钻井液中氯化物和地层不平衡，矿化度也可使泥岩地层不稳定。

大斜度井井眼不稳定有各种原因，但是钻进中认真的研究、周到的计划，密切的监测，能使井眼稳定。例如 F19 井 12¼" 井眼下半部井段侧钻，上部斜度 80° 井段，在下套管前裸眼钻了 53d，以后又延长一段时间，井眼条件仍很好。

4. 井眼净化

1) 钻井泵排量

许多类型井和大位移井一样，排量是井眼净化的主要参数，井眼净化模型用来预测井眼净化所需的最小排量和最优钻井液流变性。在 Wytch Farm 油田，5200m 的 12¼" 井眼下部，使用 3000m6⅝" 钻杆和 2200m5½" 钻杆，排量能保持到 1000gal/min，该井眼大部分井段使用排量为 1100gal/min，使用这样的排量，很少需要其他特殊的净化方法。如钻井液流变性合乎技术要求，保持每小时 50m 的钻速并不困难。

在 8½" 油层井段，情况很不同，使用 600gal/min 排量时，井眼是干净的，砂岩钻屑均能从井内带出地面，但是这样的净化机理显然带来一些问题，0.98g/cm³ 低密度的油基钻井液不可能悬浮起细密的砂子，使钻屑堆在井眼的下井壁，钻柱在岩屑床上转动时，增加了大量的扭矩和阻力。和预测相反，钻 8½" 井眼最初几米的钻井扭矩一般高于钻 12¼" 井眼最后一段的钻井扭矩。

2) 钻井液流变性

保持良好的钻井液流变性对任何钻井作业都是重要的，对大斜度井它尤其重要的。

在 12¼" 井眼很长的大斜度段，高和低流变性的油基钻井液体系均使用过。井眼净化模型指明，使用屈服值大于 25 或小于 12lb/100ft² 的钻井液，可成功的做到井眼净化。要保证钻井液流型为层流或紊流，避免过渡流，因为这种流型携岩效果差。最后，三个 12¼" 井眼段使用高流变性油基钻井液钻进成功，12¼" 井眼净化成功的关键是保持 6 和 3r/min 读数为 20，使塑性粘度/屈服值保持在 60/30，配以足够的泵排量。超过 80° 斜度的井段没有使用小球润滑剂或倒划眼，钻进速度快。

上面讨论的 8½" 井眼净化是个问题，砂岩油藏不断发生钻井液漏失问题，钻井液流变性必须保持低值以降低当量循环密度。用屈服值 7lb/100ft² 的钻井液以确保紊流，但在使用低密度钻井液时，仍不能从井眼的下井壁携带出钻屑，在这个井段花了大量时间循环清洗井眼，使用高/低密度串联小球取得了成功，高密度的小球也能改进井眼净化且不易引起循环漏失，近来，8½" 井眼净化正被细心地监测，基于对井的分析，设计扭矩是高的。

3) 钻具转动

大位移井水平位移已增加到 8000m，将来的井还要超过，在 12½" 井眼内现已不可能达到最优排量，需采用其他井眼净化技术，例如高转盘速度和倒划眼措施。使用大排量，增加

转盘速度到 120r/min, 看不出效果。然而排量达到最优化, 转盘速度为 150~200r/min 时, 井眼净化效果明显。根据泵排量和钻井液流变性可定量地模拟水力因素和定性地模拟井眼净化情况, 虽然这些正在研究, 但尚未得到预测钻具转动时, 井眼净化有效效果的算法。高的转盘速度无疑对井眼净化有好处, 但高转速下增加了钻具的震动, 加快了弯外壳马达的疲劳, 增加了钻机的动力消耗等。综合起来考虑, 不宜用高转盘速度来解决 8½" 井眼净化问题。

4) 起下钻前充分循环钻井液

大斜度井需要多循环钻井液以保持井眼干净, 起钻前, 应继续循环钻井液直到井内钻屑几乎全部返出。甚至使用 1100gal/min 排量时, 对于 12¼" 井眼 82° 大斜度段, 在起钻前, 一般也要循环钻井液 4 周, 起钻才能顺利。循环时间虽长一些, 但比较合算。起钻前不充分循环, 会导致起下钻严重问题。原来每钻 1000m 井段, 就须进行划眼, 后来由于井眼净化好和井眼稳定, 靠起下钻清洗井眼的次数减少了。

5) 井眼净化的监测

井下钻压和钻头扭矩测量短节装在下部钻具组合中, 以测定清洗井眼的效果和补救措施(如起下钻通井、划眼、循环泥浆和开泵冲洗)的效果。测量短节装在 MWD 仪器下边, 轴向和扭转应变仪数据被转换成力和扭矩的信号, 然后随钻井液脉冲输送到地面, 作为标准数据结构的一部分。

用地面和井下测量的钻压、扭矩、井眼几何形状, 钻具结构和钻井液密度, 借助地面计算机处理得出一英尺—英尺的转动摩擦系数、阻力系数。这些计算的参数显示在一个卷轴记录表上, 记在主要钻井参数的旁边, 包括伽马射线, 以便判断恶化的井眼净化状况。受过良好训练的 MWD 操作人员, 利用这些资料, 很容易地鉴别井的各种趋势。

6) 固相控制

当计划大位移钻井作业时, 工程师一定要比平常井更多地考虑固相控制的要求。钻屑在大位移井中, 要比小斜度井停留更长的时间, 这些钻屑将在钻具和套管间或钻具和井壁间的钻井液中长时间停留, 使钻屑变得更细, 若要钻井液保持良好状态, 就必须有好的固控设备。在 Wytch Farm 油田, 要安装四台双层直线型运动的振动筛, 一台清洁器和两台离心机。优选技术包括改进筛布角度和使用特殊的波纹状筛布。

5. 套管需要考虑的问题

1) 避免套管磨损

套管磨损依旧是大位移钻井的一个需要高度重视的问题。工程师们努力在设计上考虑套管磨损, 并且在钻进中监测套管磨损。实际的经验表明通过使用新一代的硬金属能消除这些问题。表面硬化材料和铬合金的交替使用在一些时间能保护套管和钻杆。这些材料在工业研究方面已认识一致, 并且已被主要的国际作业者在油田试验。尽管有充分的数据证明碳化钨表面硬化层在最好条件下也造成套管磨损, 但碳化钨表面硬化层的套管仍旧在全世界使用。在 Wytch Farm 油田, 有碳化钨表面硬化层的 6½" 钻杆, 主要在 12¼" 裸眼内使用, 9½" 套管磨损没出问题。在 Wytch Farm 油田, 5" 钻杆是用新一代的硬金属造的, 尽管大位移钻井钻杆与相对窄小间隙的下井壁套管持续接触, 9½" 套管没有因这种钻杆磨损出问题。

由碳化钨表面硬化层造成不幸的问题是, 750m 带光滑表面硬化层的 5" 钻杆被用在 F19 井, 为了加速钻进, 发生了 9½" 套管漏失, 下入超声波套管内径检测仪检查, 虽未发现孔洞, 但在 9½" 套管下壁发现磨损的沟槽, 磨损超过管体厚度的 25% 和扁梯形扣公扣高度的 40%, 螺纹漏失是套管漏失的主要原因。检查司钻记录, 磨损的深度正是使用租用钻杆的深

度。除此以外，另一个意见认为尖锐的油层砂子也造成了 9 $\frac{5}{8}$ "套管下部的磨损。在以后的井中严格租用不带硬化层的钻杆，9 $\frac{5}{8}$ "套管内径测井检查没有磨损。这表明碳化钨表面硬化层造成套管磨损。

合适的硬化层花费比碳化钨硬化层造成套管磨坏事故的花费小得多。据作者所知，世界各地由于新的硬金属出现后，没发生套管磨损问题。

2) 严格选择下套管方案

(1) 基本问题

大位移井下套管受很多因素限制是人所共知的，大位移井的最佳下套管方案应考虑三个主要条件：即设备能下入的最大重量，下入重量的摩阻损失和下入重量的机械损失。这些重量将决定下井套管的极限。最大能下入重量决定于井的临界摩擦角随着岩性、钻井液和其他因素变化，临界角的范围是 70°~72°。Wytch Farm 油田，在 12 $\frac{1}{4}$ "裸眼内，高润滑性油基钻井液摩擦系数为 0.21，相关的临界角为 70°，超过这个角度，套管需要向下加推力才能使套管下入井内。在超过临界角时，需要加载荷推套管下入井内，这个载荷即是下入套管重量的摩阻损失。和摩阻损失不同，机械损失能减少套管下入重量，机械损失是由井下钻屑、坍塌、台阶、压差、卡钻、扶正器嵌进地层中造成的。

(2) 部分套管悬浮

Unocl 公司在大位移井作业中，开发了使部分套管悬浮的新技术。套管悬浮可减少很多套管重量，也可减少摩阻损失。Wytch Farm 油田，在 12 $\frac{1}{4}$ "井段，使下部每英尺 40lb 重的 9 $\frac{5}{8}$ "套管悬浮起来，从而套管顺利下入。

(3) 使用顶部驱动设备操作

由于开发了意外事故的操作程序，使用顶驱设备可以帮助下套管作业。顶驱具有循环钻井液，上下活动、旋转套管及下压套管等功能。使用顶驱转动套管是一种应急动作，它能破除岩屑床和井下阻碍，并能消除钻具的摩阻。观察 9 $\frac{5}{8}$ "套管下井时的重量，表明在裸眼井段任何地方均能发生机械损失，而且它远大于摩阻损失。例如：在 F19 和 F20 井遇到的机械阻力是 76 和 92 $\times 10^3$ lb，经过循环钻井液后阻力消失，与此同时，在 82°大斜度井中，下入 3300m 每英尺重 40lb 的 9 $\frac{5}{8}$ "套管，摩阻重量损失仅为 24 $\times 10^3$ lb。在 Wytch Farm 油田，下套管的对策是优先考虑机械损失，在所有的设计井中，由于井中润滑性好，预测指出不用套管悬浮可将 9 $\frac{5}{8}$ "套管下到总井深。

(4) 尾管转动

大位移井的完井方法要根据油藏和产层性质选择。在 Wytch Farm 油田，以尾管固井和射孔为基础完井，为确保油层段水泥封固好，注水泥时转动尾管是关键。尾管固井时扭矩实际在变化，分析尾管扭矩表明，多数扭矩变化是由于浮力的变化，浮力变化又是由于使用不同密度钻井液、隔离液和水泥。当水泥替到环形空间时观测的扭矩增加。当水泥进入环空到充满环空，尾管扭矩一直是增加的，至今还不能说明现场观察和模拟的扭矩为什么不一致。其原因可能是固相侵入尾管和扶正器间的界面，以及同水基隔离液和粘度高的水泥接触，在尾管和扶正器间形成的高摩阻。为满足转动尾管的要求，使用优质接头和严格设计的尾管悬挂器，可提供 24 $\times 10^3$ lb·ft 的尾管扭矩。尾管扶正器已从铝金属制造升级到锌铝合金制造，因为铝制扶正器在下尾管时要通过很长的套管遭受严重的磨损，减少了扶正作用。管外封隔器最近已不使用，因为尾管固井均是成功的。

大位移井国内应用前景

渤海湾海滩、极浅海是我国东部油气接替重要地区。地质和物探资料表明,在海滩极浅海地区有利勘探面积为 14000km^2 , 其中海滩部分 3490km^2 , $0\sim 5\text{m}$ 水深浅海部分 6190km^2 。该区跨越 11 个生油凹陷,由北而南是辽河东部、辽河西部、秦南、南堡、北塘、歧口、车镇、沾化、桩东、埕北、羊角沟。它同时跨越 18 个二级构造带:辽河的高年—西八千断鼻带斜坡、欢喜岭断背带,双台子—双南断背带、莱突屯断背带、油燕岩沟潜山带,冀东和大港的柳赞—老堡—北堡构造带,大神室—汉沽潜山、润南潜山带、塘汉—新港潜山带、白水头—唐家河构造带、羊二藏—海 4—赵家堡构造带,胜利埕子口潜山构造,大干北断鼻带、埕岛—桩西—五号桩—长堤弧东潜山披覆构造带,垦东潜山披覆构造带,寿东凹陷西部超覆带。

通过钻 100 多口探井发现埕岛、张巨河等七个油田。大港油田 $0\sim 2.5\text{m}$ 极浅海地区含油丰富,有利含油圈闭 11 个,总面积 151km^2 。但该地区条件困难,淤泥层厚,地表承载力低,海床平坦,回淤严重,潮差大,风暴潮频高,冬季堆冰严重,这些特征给勘探开发带来很大困难。过去用造堤打井,风险大,成本高。用人工岛打探井,风险更大,如果岛建成了,打探井没油,浪费更大。用现有钻井平台打井,由于水浅,无法进入该地区打井。

胜利油田海上原油产量已达到 100 万 t,埕岛油田已全面进行了开发。大港油田在张巨河构造发现了油田,已用一个人工岛进行钻井。辽河油田在葵花岛、太阳岛均发现了油层。

我国也钻了一些大位移井,如胜利油田钻过 6 口大位移井,其中五号桩构造的桩 310 井,水平位移达到 1942.52m ;郭科 1 井,该井测量井深 2342m ,垂深 1400.60m ,水平位移达到 1626.22m 。大港油田钻过 8 口大位移井,超过 1500m 水平位移的有 5 口井,超过 2000m 水平位移有 3 口井,1991 年钻的张巨河构造张 17—1 井,测量井深 3919.82m ,垂直井深 3000m ,水平位移 2279.83m 。张巨河构造的另一口井张 18—30 井,1995 年 12 月 27 日完钻,井深 3645m ,水平位移 2157m 。

中国海洋石油总公司和菲利浦公司合作,在我国南海西江海区钻成一口大位移井,西江 24/3—A14 井,1997 年 5 月完钻(历时半年)测量井深 9238m ,水平位移 8062m ,垂深 2763m ,是当时世界上位移最大的大位移井。

从以上介绍的我国海滩、浅海地区看,有不少有利的含油气地区,特别是大港油田的 $0\sim 2.5\text{m}$ 水深的极浅海地区,有利含油圈闭 11 个,这个地区进行勘探没有适合的钻井平台可以使用,主要是水太浅;使用修堤或建人工岛打探井,如果没找到油,堤和人工岛就等于白建,浪费太大。

根据以上分析可以看出,在我国浅海地区使用大位移井可快速、经济地对这些地区的油气藏进行勘探开发。在这个地区钻大位移井进行勘探的优点是:①可以不用建人工岛或修堤进行勘探打井以减少风险,节省大量资金。②解决了 $3\sim 5\text{m}$ 水深没有适用的钻井平台打井问题。大港油田 $0\sim 5$ 米水深地区的构造一般距海岸 $3\sim 6\text{km}$,最远 10km ,在这个狭长地带内的构造,完全可以用大位移井找油气。③大港、胜利油田钻大位移井有了初步经验,已钻过两公里多水平位移的大斜度井,再发展一下可钻 $3\sim 5\text{km}$ 水平位移的大斜度井,经过几年,有了经验,再钻更大位移的大位移井是完全可能的。因此,在我国浅海发展大位移钻井技术,使用大位移井进行勘探、开发,既可加快浅海勘探、开发速度,也可降低投资,减少风险,提高浅海投资的经验效益。

国外用大位移井勘探开发的典型油田和典型井

英国 Wytch Farm 滩海油田大位移井钻井概况

Wytch Farm 油田是西欧陆上最大的油田，位于英格兰南端海岸上，离伦敦西南约 100mile 处，原始储量 3 亿 bbl，主要储层是二叠系 Sherwood 砂层，分布在普尔港之下，并向东延伸到普尔湾（图 1）。普尔港具有生态研究的科学价值，已定为英国国家自然风景保护区，是环保敏感地区。

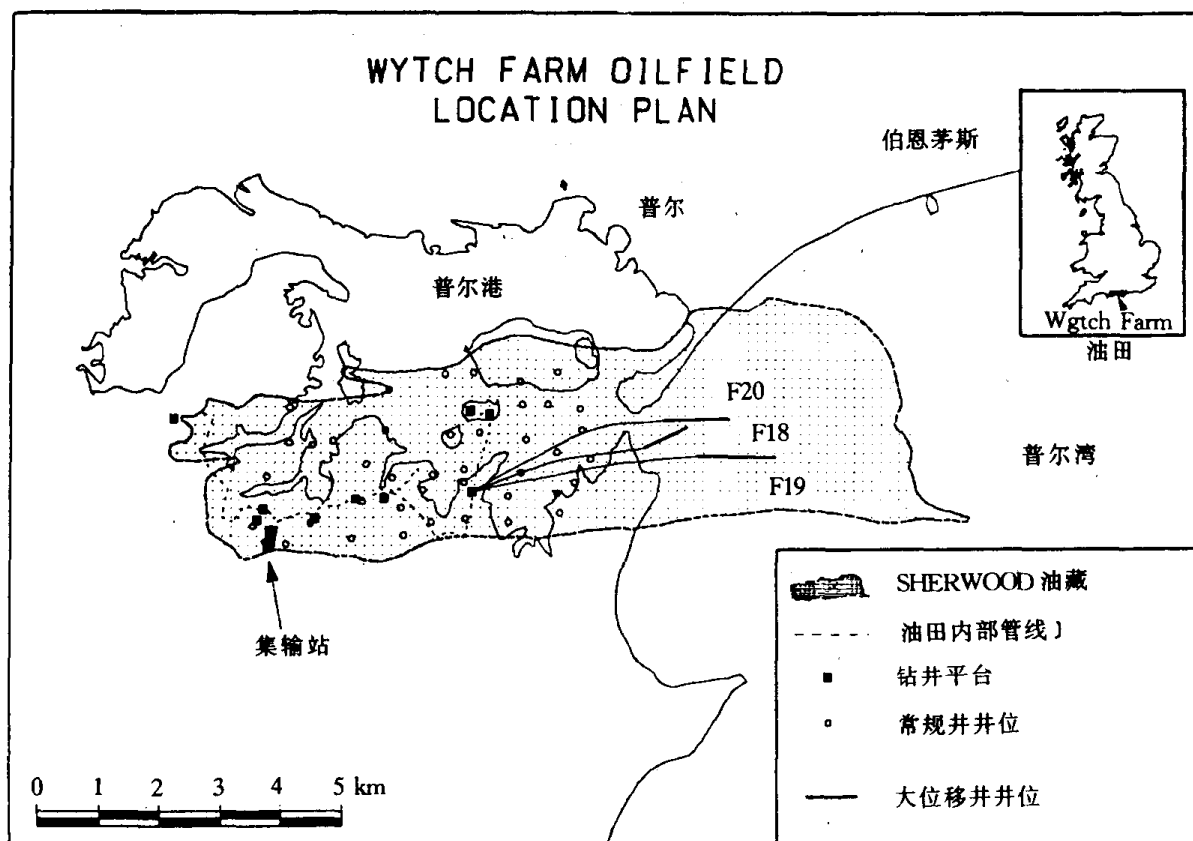


图 1 Wytch Farm 油田位置图

Wytch Farm 油田是几家油公司合资开发的，BP 公司拥有 50% 的股份，其合伙者 Arco British 公司占 17.5%，Premier Oil Dorset 公司占 12.5%，Clyde Petroleum (Dorset) 和 Purbeck Exploration 公司各占 7.5%，Goal Petroleum 公司占 5%。

人工岛方案的放弃

Wyth Farm 油田也是英国第六大油田, 于 1974 年发现, 1980 年开始产油。石油产自两个含油砂层, 上部是侏罗系 Bridport 层, 原始储量约 0.3 亿 bbl, 埋深仅 900m, 完全在普尔港之下; 下部是三叠系的 Sherwood 层, 原始储量约 2.7 亿 bbl, 埋深 1600m, 油层最大厚度 110m, 下有底水。起先, Sherwood 层只在普尔港范围内发现, 1988 年用自升式平台在普尔湾海上勘探时, 发现了与港内相连的 Sherwood 油藏, 原估计有三分之一约 0.8 亿 bbl 的储量在普尔湾滩海之下, 经过进一步勘探, 已扩展到约占二分之一。

普尔港内这两层油的开发采用丛式井的方式, 在沿岸和 Furzey 岛 (天然岛) 上共修建了 9 个钻井平台, 钻了 80 口油井和注水井。到 1990 年 6 月, 中心集输站每天处理 85000bbl 石油、550t 液化石油气和 1300 万 ft^3 天然气。其中 Sherwood 层油占 70000bbl, 液化石油气占 500t, 天然气占 10 万 ft^3 。

如何开发普尔湾滩海的 Sherwood 层, 在制定开发计划时有过各种不同的方案。1990 年英国石油公司 (BP) 与其伙伴提出了 6 种方案进行比较, 包括用自升式平台、混凝土沉箱式平台、海底井口、建人工岛和从岸上打大位移井等。因为水很浅和考虑到环境保护的需要, 前 3 种方案被拒绝了。在比较人工岛与大位移井两种方案时, 由于当时大位移井钻井技术还不发达, 在垂深 1600m 时位移只可能达到 4km, 即只能开发滩海油田的 50% 含油面积 (图 2), 故决定采用建人工岛 (Hook Island) 的方案 (图 3)。计划在人工岛上钻 40 口采油井。由于港内 Sherwood 层的注水井可以支持湾内 Sherwood 层的采油, 故不需安排注水井。测算建人工岛投资约为 2.7 亿美元, 计划于 1996 年生产首批原油。

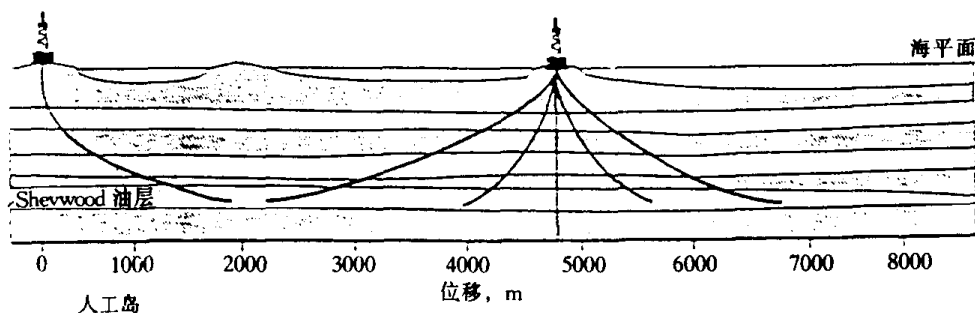


图 2 Wyth Farm 油田原人工岛方案

1991 年, 美国和挪威不断创造大位移井位移的新纪录。如 Forest Oil 公司在墨西哥湾打的 OCS—G—5518A6 井, 从地面井位在 325 区块打到 326 区块下面的目的层; Unocol 公司在加利福尼亚州海上的 Point Pedernales 油田, 在产层平均深度为 1433m 的条件下, 水平位移达到 4473m (井斜 $80^\circ \sim 88^\circ$); 挪威 Statfjord 油田的 C—10 井, 位移达到 5003m。这些新的情况使 BP 公司及其伙伴进一步作了考虑, 认为钻 6km 位移的井是可能的, 这样从岸上钻大位移井就可开发滩海油田的 90% 含油面积, 并且位移突破 6km 的可能性很大。1991 年 12 月 BP 公司做出决定, 排除原定人工岛的方案, 代之以从岸上打大位移井的方案, 计划用 20~21 口大位移井开发普尔湾滩海油田, 较之用人工岛开发方案井数减少约一半。这项决定的改变有着至关重要的影响, 它使投资降低了 50%, 约 1.5 亿美元, 并使原油生产提前了

三年，于 1993 年年中生产了首批原油。

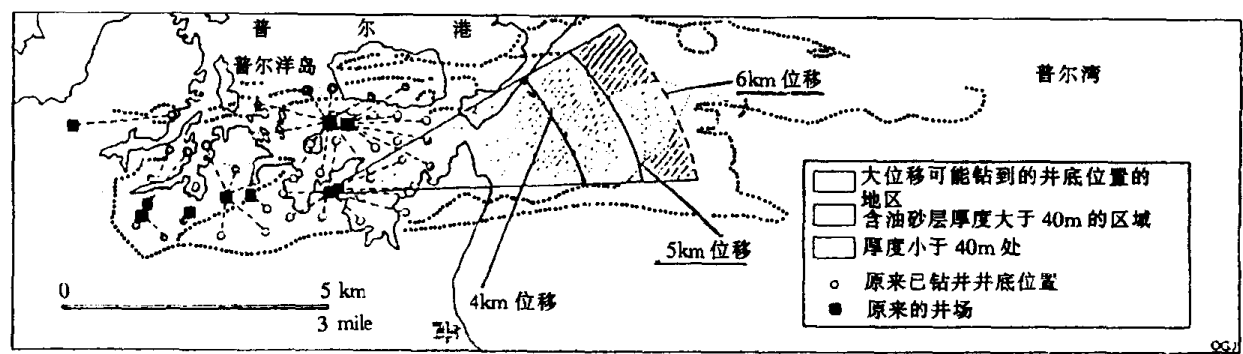


图 3 用大位移井开发 Wytch Farm 油田略图
(位移 4km, 位移 5km 和位移 6km 的区域)

大位移井方案的实施

从 1993 年开始到 1996 年年底，先后在普尔港内的 Goathorn 半岛的 F 和 M 两个陆地平台上钻了三批 12 口大位移井（图 4）。

第一批 4 口大位移井是从原 9 个丛式井平台的一个——F 平台上打的，第一口井于 1993 年 4 月 15 日开钻。在钻大位移井前，在 F 平台上已钻了 17 口采油井，其中 5 口井用有杆泵从 Bridport 层采油，12 口井用电潜泵从 Sherwood 层采油，日产量已达 25000bbl，是 Wytch Farm 油田当时最大的采油平台。在 F 平台上打的 4 口大位移井的情况如表 1 及图 5。可以看出，第一批大位移水平井，位移已突破 5km。第一批井的成功，进一步增强了用大位移井开发的信心，并且积极准备打更大位移的井。

表 1 第一批大位移井钻井数据

井号	斜深 (m)	位移 (m)	位移/垂深	12¼"稳斜段 段长 (m) × 井斜角	8½"油层段 段长 (m) × 井斜角
F18	4450	3865	2.31	2789 × 74°	729 × 88.6°
F19	5757	5001	2.99	3805 × 80.5°	1182 × 90.1°
F20	5300	4486	2.69	3525 × 80.2°	1007 × 89.9°
F21	6180	5420	3.33	4477 × 82.3°	898 × 91.9°

第二批 4 口大位移井是从距 F 平台仅 200m 的新辟的 M 平台（WF 油田第 10 个丛式井平台）上打的，从 1994 年 7 月开始到 1995 年完成。4 口井情况如表 2 和图 6。可以看出，第二批 4 口也是大位移水平井。位移由第一批井的 5400m 迅猛扩展到突破 8km。其中 M5 井的位移、比值、穿油层段长度均创世界纪录。该井钻井时间仅 133d，日产油超过 3000m³。