

# 国外海洋油气田 开发工程报告集

- 英国北海阿盖尔油田开发工程
- 英国北海莫林油田开发工程

中国海洋石油总公司  
海洋石油开发工程设计(塘沽)公司

一九九二年五月

国外海洋油气田开发工程报告之九

# 英国北海阿盖尔 油田开发工程

编写： 曹卫东

校审： 唐欣满

中国海洋石油总公司  
海洋石油开发工程设计(塘沽)公司

一九九二年五月

# 目 录

国外海洋油气田开发工程报告之九

## 英国北海阿盖尔油田开发工程

一、油田概况 .....	(1)
二、油田开发程序 .....	(5)
三、钻井与完井技术 .....	(9)
四、油田开发工程设施 .....	(11)
(一) 海上设施的整体布置 .....	(11)
(二) 第一代浮式生产设施 TW58 .....	(12)
(三) 第二代浮式生产设施 DSP .....	(15)
1、DSP 的改装情况 .....	(15)
2、DSP 的设计及生产处理能力 .....	(17)
3、DSP 主要设备的性能 .....	(17)
4、DSP 上的含油污水处理系统 .....	(18)
5、DSP 的注水系统 .....	(18)
6、DSP 的气举系统 .....	(19)
7、DSP 的优缺点 .....	(21)
(四) 阿盖尔的生产立管 .....	(21)
(五) 阿盖尔管汇 .....	(24)
(六) 阿盖尔的海底管线 .....	(27)
(七) 阿盖尔的单点系泊与输油轮 .....	(32)
(八) 阿盖尔的卫星油田 .....	(32)
1、邓肯油田 .....	(32)
2、印斯油田 .....	(34)
五、油田开发费用与部分设备费用 .....	(35)
六、油田主要经验及存在的问题 .....	(36)
七、建议(主要用于边际油田及中小型油田的开发) .....	(37)
八、主要参考资料 .....	(37)

国外海洋油气田开发工程报告之十

英国北海莫林油田开发工程

一、概述 .....	(39)
二、油田地质简况 .....	(41)
(一) 油藏特点 .....	(41)
(二) 开发特点 .....	(42)
三、油田开发工程 .....	(43)
(一) 环境条件 .....	(43)
(二) 生产工艺 .....	(44)
(三) 生产设施 .....	(45)
1、平台 .....	(45)
2、铰接式混凝土装油塔 .....	(62)
四、费用 .....	(65)
五、经验教训 .....	(65)
六、主要参考文献 .....	(66)

# 英国北海阿盖尔油田开发工程

## 内 容 提 要

阿盖尔油田开发工程报告以图文形式详细地介绍了北海英国 30/24 区块阿盖尔油田的全部工程开发情况;并总结了阿盖尔油田开发方面的经验及存在的问题。

文内主要内容包括:油田概况、油田开发程序、钻井和完井技术、油田开发工程设施、油田开发费用、油田的主要经验以及编者的建议与想法。

本文可供从事海上石油工业的各级领导及海洋工程科技人员参考。由于时间短、专业广、加以水平有限,对所收集的资料的理理解可能还存在某些错误,希望读者予以指正。

该油田主要特点是:

(1)用改装的半潜式钻井平台作为浮式生产平台。具有初始投资低、建造时间快、投产早的优点。

(2)采用省时的钻井作业与程序,一口井 10 天钻 3 040 m。

(3)生产立管系统既能与管汇分离又能相接。

(4)首次在北海从浮式生产平台上为水下油井进行人们熟悉的气举作业。

(5)用半潜式钻井船钻井,用改建的半潜式装置作为浮式生产平台采油。

(6)利用声波导航系统为海底管线定位,并采用多种独特方法铺设海底管线。

(7)利用水下生产系统开发阿盖尔油田,为世界上第一家。

## 一、油 田 概 况

阿盖尔油田(Argyll Field)是英国北海划区最靠北的一个边际油田。该油田位于英国北海 30/24 区块,并延伸到 30/25 区块,在阿伯丁东南 306 km,埃科费斯克油田西南不到 50 km。见图 1。

阿盖尔油田于 1971 年 8 月发现,1972 年探明。油田位置的水深为 79 m。油田投产数年后,又在油田以西 6.4 km 和西北 12.9 km 处分别发现两个卫星油田,一个称邓肯(Duncan)油田,另一个称印斯(Innes)油田。其位置见图 2。

阿盖尔油田的操作者是哈密尔顿兄弟油气公司(Hamilton Brothers Oil & Gas Ltd),它是哈密尔顿石油公司(Hamilton Oil Corporation)的一家子公司,在阿盖尔油田的股份为 28.8%。

其它参股公司为:

Hamilton Brothers Petroleum	股份 7.2%
RTZ Oil & Gas Ltd	股份 25%
Blackfriars Oil Co. Ltd	股份 12.5%
Trans—European Co. Ltd	股份 2.5%
Texaco North Sea(UK) Ltd	股份 24%

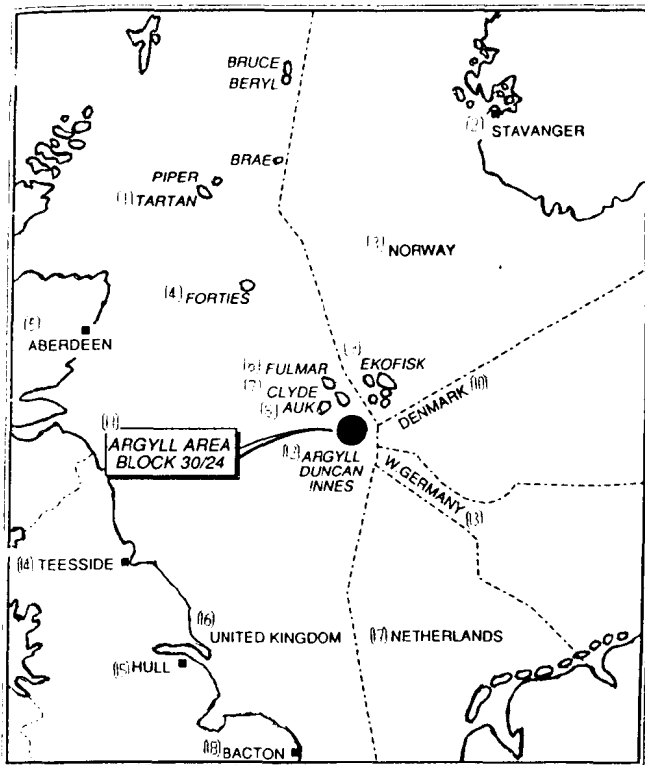


图1 阿盖尔油田位置图

①塔尔丹 ②斯塔万格 ③挪威 ④福蒂斯 ⑤阿伯丁 ⑥富尔玛尔 ⑦克莱德 ⑧奥克 ⑨埃科费斯克 ⑩丹麦 ⑪阿盖尔区域 30/24 区块 ⑫阿盖尔、邓肯、印斯 ⑬西德 ⑭蒂斯塞德 ⑮赫尔 ⑯英国 ⑰荷兰 ⑱贝克顿 ⑲标尺

阿盖尔油田是一个二叠系油田。油田的主要产油层是蔡希斯坦层系白云岩,厚度在 9.2 m 至 39.5 m 之间。蔡希斯坦层系是一个裂缝很大的空穴地层,在罗特宁根系砂岩之下。另外在 30/24—4 井和 30/24—6 井还遇到了侏罗纪砂岩,储油层深度 2 655 m—2 849 m,含油段 40 m—112 m,纯油层厚度 9.2 m—30.4 m。蔡希斯坦层系原油比重为 38°—39°API,罗特宁根系原油比重为 34°API。蔡希斯坦世油气比约为 35.6 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,罗特宁根系油气比约为 17.8 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。原油含硫量为 0.20%,石蜡含量平均为 60%。图 3 为阿盖尔油田蔡希斯坦层构造图,图 4 为阿盖尔油田复合地层剖面图。从该区域的整个构造图看,好象很简单,其实地质构造却相当复杂。

根据最初六口井油藏工程研究判断:阿盖尔构造的原油可采储量预计为 8×10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>。该油田 1975 年 6 月投产,1976 年高峰产量时日产原油 5 735.8 m<sup>3</sup>。自 1975 年至 1984 年原油生产情况见表 1。

阿盖尔油田的经营者采用半潜式钻井船从事油田的勘探井、评价井及开发井的钻井作业与完井作业。全部油井均采用水下采油树完井。每口井的水下完井装置都由海底出油管线连接到海底管汇固定基座上。井液通过水下管汇经由生产立管中的单独管线向上流入 Transword 58(以后简称 TW 58)浮式生产平台上的油气分离器。分离出的天然气放空烧掉,脱过天然气和水的原油用泵加压后通过 27.3 cm(10.75")中心立管和海底管线及单点系泊系

统,流入外输油轮。当停靠单点系泊的油轮装满油后,即离开单点,由下一条油轮紧接着靠上单点继续装油,原油就近运往英国东北岸的港口外销。在 3.7 m 波高海况下,油轮可以进行系泊作业,在不超过 6.2 m 波高海况下,油轮可以停靠装油。当海况超过 7.2 m 波高,油轮要撤离,油田要停产。该油田年生产期预计为 70%。

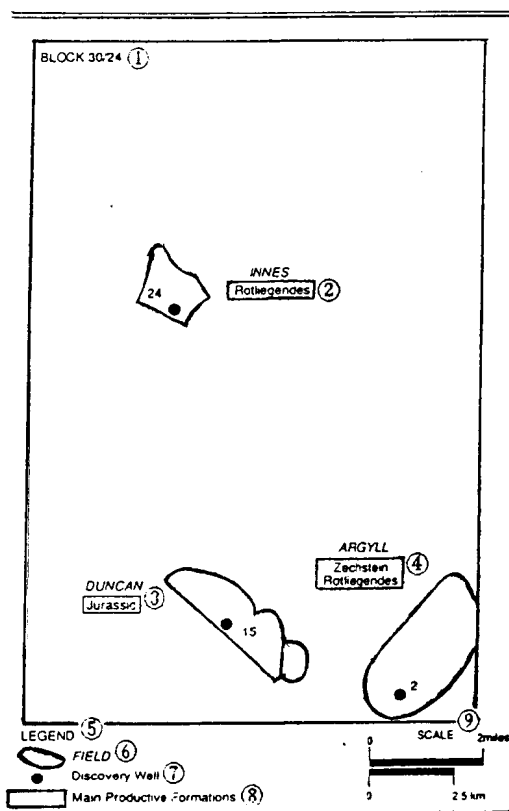


图 2 阿盖尔及卫星油田位置图

①30/24 区块 ②印斯油田、罗特宁根系 ③邓肯油田、侏罗系 ④阿盖尔油田、蔡希斯坦层系、罗特宁根系 ⑤图表符号  
⑥油田 ⑦发现油的井 ⑧主要生产油层 ⑨标尺

1980 年,在阿盖尔油田以西 6 km 处发现了一个称邓肯(Duncan)的卫星油田,因此对原有的生产系统进行了扩充或更改。此期间在邓肯油田与阿盖尔油田之间安装了一个邓肯管汇,该管汇只能集油,而不能和底盘相连。水下油管将邓肯的生产井与管汇连接起来,然后将汇合的井液通过输油管送入阿盖尔管汇直至生产平台。邓肯油田的管汇及油井都在阿盖尔油田的生产平台上进行液压控制。

到 1984 年底,由于 TW 58 生产平台已不能适应生产发展的需要,因此用一座新改装的 Deepsea Pioneer(以后简称 DSP)浮式生产平台替换了 TW 58。DSP 也是由半潜式钻井船改装而成。它的甲板使用空间比 TW 58 大,安装有 TW 58 无能力安装的注水与气举系统。DSP 的下面还安装了一座新的管汇、一根挠性立管及若干注水管线等。DSP 代替 TW 58 后,原来的生产立管系统和单浮筒系泊系统没有改变。

TW 58 虽被生产平台 DSP 所取代,但仍可加以利用。因此该装置经过小的修改后,被用

于阿盖尔的另一称印斯的卫星油田。印斯卫星油田的原油在 TW 58 处理后由一直径为 15.2 cm(6")的软管输送到阿盖尔油田的管汇,并直接转送到装油浮筒,再装入油轮。

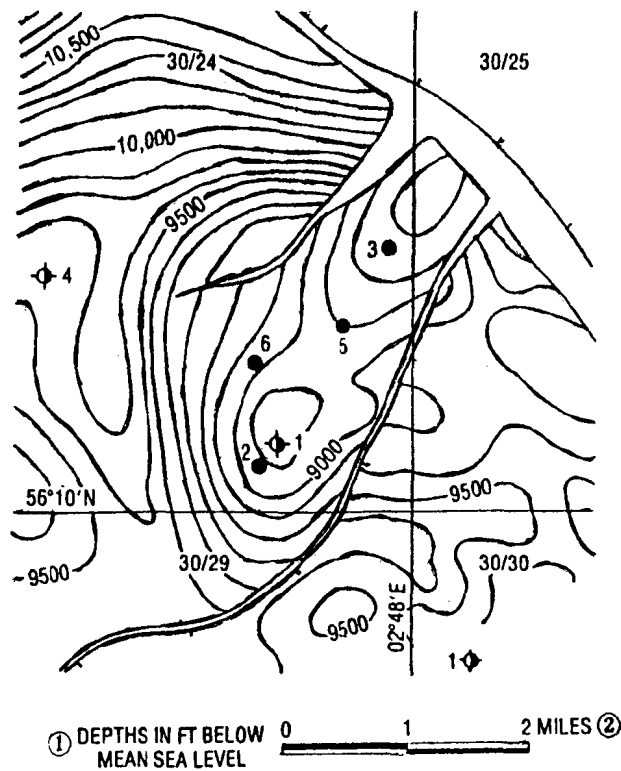


图3 阿盖尔油田蔡希斯坦层系白云岩顶部构造等高线图

①在平均海平面以下的深度(英尺) ②英里 (注:1 ft=0.3048 m)

阿盖尔油田的开发之所以能够成功,是由于油田的经营者在阿盖尔油田的海底技术与浮式生产技术方面大胆地应用、改进和发展了经过实践证明是可靠的技术和设备。另外对油田的开发自始至终体现一个快字,从而为各个阶段的工作节省了大量时间,减少并节省了大量投资;并为油田早投产赢得了时间,增加了经营者的收益。

表1 油田原油分年产量

年份	原油吨数/年( $\times 10^4 \text{ m}^3$ )	累计( $\times 10^4 \text{ m}^3$ )
1975	55.5	55.5
1976	124.6	180.1
1977	92.9	273
1978	79.3	352.3
1979	96.3	448.5
1980	88.3	535.8
1981	54.4	590.1
1982	111	712.5
1983	87.2	788.3
1984	107.6	896



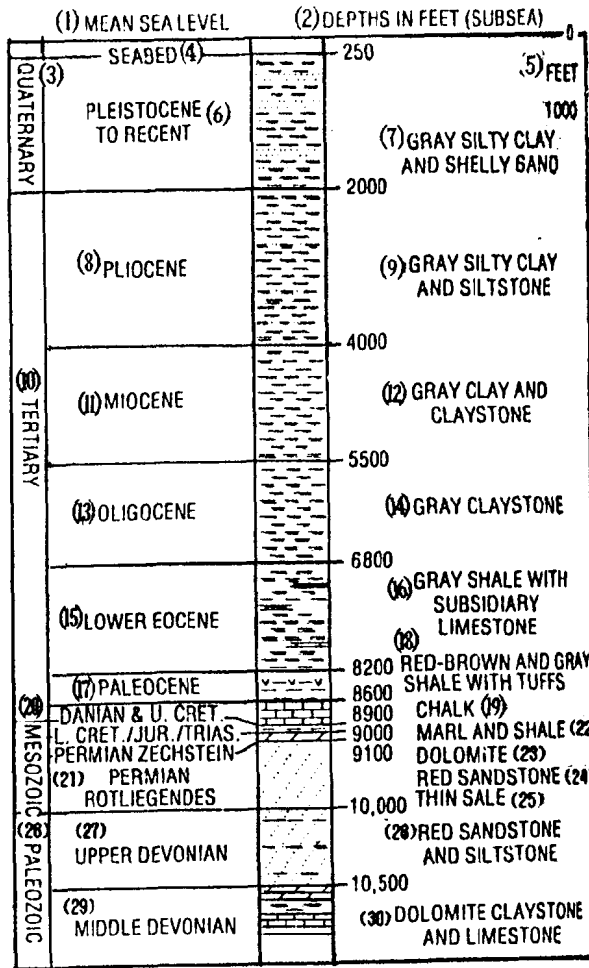


图4 阿盖尔油田地层图

①平均海平面 ②海底深度(英尺) ③第四纪 ④海底 ⑤英尺 ⑥到近代的更新统 ⑦灰色粉质粘土和粉砂岩 ⑧上新统 ⑨灰色粉质粘土和粉砂岩 ⑩第三纪 ⑪中新统 ⑫灰色粘土和泥岩 ⑬渐新统 ⑭灰色泥岩 ⑮下始新统 ⑯具有次级石灰岩的灰色页岩 ⑰古新统 ⑱具有凝灰岩的红褐色和灰色的页岩 ⑲上白垩统 ⑳中生代 ㉑二迭纪蔡希斯坦系、二迭纪罗特宁根系 ㉒泥灰岩和页岩 ㉓白云岩 ㉔红色砂岩 ㉕薄页岩 ㉖古生统 ㉗上泥盆系 ㉘红色砂岩和粉砂岩 ㉙中泥盆系 ㉚白云岩泥岩和石灰岩

## 二、油田开发程序

哈密尔顿兄弟公司于1969年6月在阿盖尔油田钻了第一口勘探井,即30/24-1井。该井的深度为2747m,穿透了15m的蔡希斯坦层系的白云岩层,原油显示良好。1971年中期又钻了第二口井,即30/24-2井。该井钻穿了整个蔡希斯坦层系和罗特宁根系层,井深3566m。该井在蔡希斯坦层系射孔,井段1.8m,酸化后原油产量为649m<sup>3</sup>/d,原油比重为38°API、无水、油气比32m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,计算出的采油指数为3.87m<sup>3</sup>/d/kPa(170B/D/PSI),表明产能系数较高。在井深2743m处地层压力为36.391MPa(表压),大大超过了流体静力压力。在30/24-2井内的罗特宁根系层段的成份是由低孔隙度砂岩和页岩组成,测试原油产量为370.1m<sup>3</sup>/d。在

罗特宁根系计算出的采油指数非常低,为  $0.05 \text{ m}^3/\text{d}/\text{kPa}$  (2B/D/PSI)。根据蔡希斯坦层系的测试结果,当时把 30/24—2 井定为阿盖尔油田的发现井。从测试结果中得知蔡希斯坦层系上端储油层的产量较高,从而以此为依据制定了评价该聚集区的计划,并提出了使该聚集区尽可能早投产的各种方案。1972 年中期又钻了第三口井,即 30/24—3 井。该井作为探边井用来评价阿盖尔油田西北方向构造。结果发现该构造中大多数的蔡希斯坦层系段都遭到了冲蚀,由此进一步证实阿盖尔油田的构造确实很复杂。根据 30/24—3 井所获资料,又重新对储量进行了进一步的评价,明确确定出阿盖尔构造下侧存在着较大的潜力。根据这一新的情况,油田的经营者放弃了安装固定平台的计划,立即着手进行了各项低费用开发方案的论证工作。

1973~1974 年间又钻了三口评价井。其中 30/24—4 井是构造西边的探边井,这口井探明在蔡希斯坦层系和罗特宁根系含水,在井深 2 938 m 处出水。30/24—5 井是阿盖尔的加密井,见油,1975 年投产。30/24—6 井钻于油田界限以内,它在蔡希斯坦和罗特宁根系见油,油层深度 2 786 m。当上述 6 口井都钻完之后,阿盖尔油田油水界面位置、油层边界和原油储量等问题还仍未弄清楚。

哈密尔顿兄弟油气公司在钻 30/24—3 井~30/24—6 井期间,由于对原油的储量一直未探明,所以,对用固定式平台开发阿盖尔油田是否合算的问题无法做出结论。另外,由于在七十年代初世界上切实可行的海上开发技术还不多,因此当时哈密尔顿兄弟油气公司在开发阿盖尔边际油田的问题上面临着两种选择,一种选择是放弃该油田的开发,另一种选择是找出一种低成本的开发方案。在这两种选择中,经过慎重研究和几种开发方案的反复对比,加之为寻找出一种最经济有效的开发阿盖尔这类边际油田的独特做法,哈密尔顿兄弟公司认为:“要使阿盖尔油田的开发成功,最基本的条件就是要做到少投资、早投产”。于是该公司决定采用一项试验性方案,即用由半潜式钻井船改装的生产平台来开发阿盖尔油田。就改装一座浮式生产平台与新建一座浮式生产平台而言,前者具有省时、省资等优势。两种方案的对比见图 5。图中表明如采用新选的方案,从设计到投产要用两年多的时间,而投资要花两亿五千万英镑。而采用改装的方案,从设计到投产只要用 10 个月的时间,而投资只花五千万英镑。

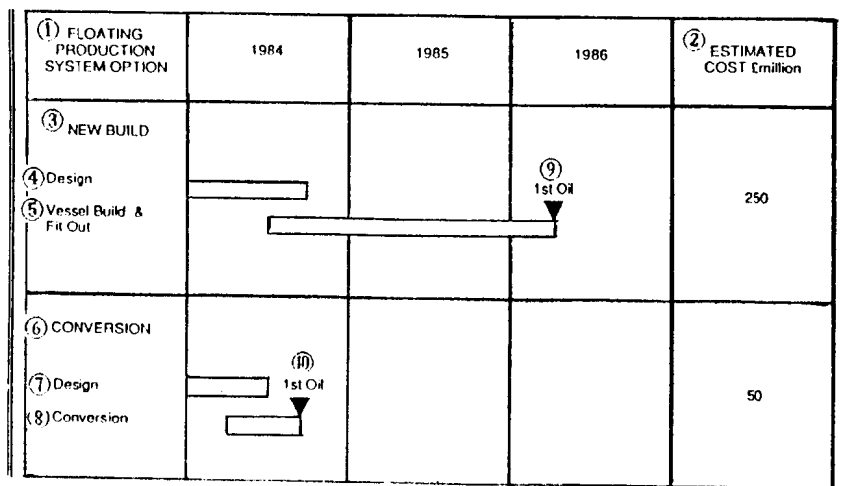


图 5 新建与改装一座浮式生产平台费用与进度之比

①选择的浮式生产系统 ②估计成本(英镑百万) ③新建的浮式生产系统 ④设计 ⑤建造与装备 ⑥改装的浮式生产

系统 ⑦设计 ⑧改装 ⑨首次出油时间 ⑩首次出油时间

在浮式生产平台与水下采油树之间可利用提升式生产立管和水下管汇把它们连为一体。阿盖尔油田开发方案的主要工程指导方针就是尽最大的努力多利用已证明的、切实可行的设备和成熟的专门技术。由于在阿盖尔油田开发中自始自终贯穿了这一指导方针,因此哈密尔顿兄弟公司在该油田的开发上减少了大量实验工作的投资,并减少了培训掌握各种新技术人员所需的投资。

阿盖尔油田开发工程于1973年开始详细设计与设备订货工作,1974年5月开始现场建造工作。1975年6月第一船原油运上岸。

经验证明:阿盖尔油田的浮式生产设施与水下生产系统的设计先井、投资省、性能好,既可靠又安全。除1981年对TW 58浮式生产设施增加了一些稳定支柱和对系泊系统进行了较小的改造外,直到1984年底它被DSP取代以前一直未进行过修理和改装。

阿盖尔油田自投产以来一直到1979年,主要是在蔡希斯坦层系采油。图6为阿盖尔油田最新地质解释图,图中标出了七口井的位置。这七口井产油层都位于蔡希斯坦层系。自投产以来,从仅有的四口井中就获得日产原油6040.5 m<sup>3</sup>,但是由于强水驱的原因,这些油井含水量不久就很快升高。尽管在此期间钻了一些附加井,仍然不能解决产量迅速下降问题,到1979年原油产量下降到3775.2 m<sup>3</sup>/d。

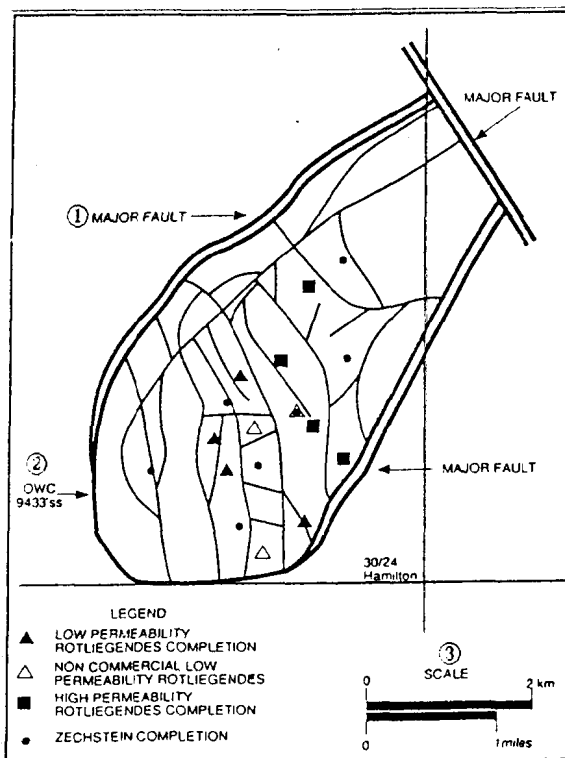


图6 阿盖尔油田30/24区块蔡希斯坦层构造顶部井位和完井的最新解释

▲低渗透率的罗特宁根系完井 △无开采价值的低渗透率罗特宁根系层 ■高渗透率罗特宁根系层的完井 ●蔡希斯坦层系的完井 ①主要断层 ②油水界面 ③刻度

后来又在该油田的罗特宁根系高渗透含油沙丘砂岩钻了几口井,其中四口并于1982年底完井。这口井在开始对油田的产量产生了积极的影响,但遗憾的是罗特宁根系油层与蔡希斯坦层系油层的情况一样,当油井一见水,原油产量明显下降。见图7。

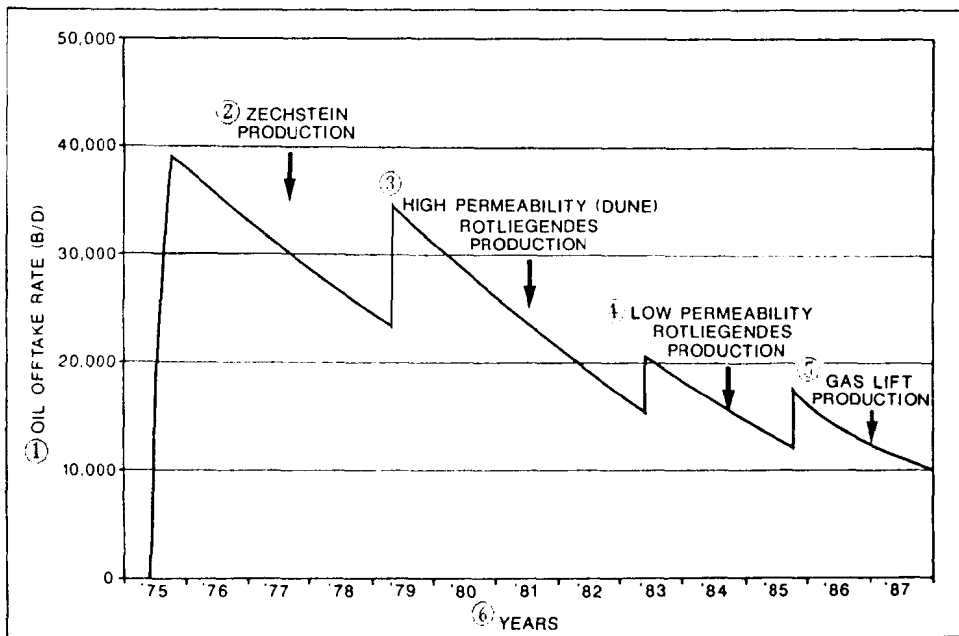


图7 阿盖尔油田原油产量剖面图

①原油产量(桶/日)注:1桶=0.158 988 m<sup>3</sup> ②蔡希斯坦油层产量 ③高渗透率的罗特宁根系油层产量 ④低渗透率的罗特宁根系油层产量 ⑤气举产量 ⑥年度

1983年,油田的经营者通过压裂强化措施,在罗特宁根系低渗透砂岩进行了一次成功地完井作业。自那以后,为了探明罗特宁根系油层的储量,又于1984~1986年间钻了7口井,其中3口井无商业价值。尽管如此,那一时期的总体开发方案还是很成功的。低渗透率的罗特宁根系油层的开发使原油的产量又有了新的回升。

表2列出阿盖尔油田从1969年至1984年的开发钻井史。

由于85年~86年间所钻油井的产量不高,因此油田的经营者采纳了一些阻止油田原油产量下降的办法。其具体做法是采用人工气举来阻止油田产量下降,此方法是首次在北海的浮式生产设施上采用,人工气举是最实用、最经济的一种方法。它的采用使阿盖尔油田的原油产量又有了一定的增长,详见图7。气举设备于1985年中期安装在新的浮式生产平台上,并于同年投入使用。新的半潜式浮式生产平台DSP于1984年代替了原来的半潜式TW 58。目前(1988年)该油田仍在继续对气举的最佳特性进行研究,此外,其它新技术的革新与改进工作也在研究之中。

1988年初,阿盖尔油田的原油产量为每日1 509.9 m<sup>3</sup>,含水量大约60%。有6口井用气举采油,一口产量高的井仍靠自喷出油。由于油田的油藏管理和费用得到有效控制,估计阿盖尔油田的原油总开采量可增加到1 057.2×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>左右。

表 2 阿盖尔油田开发钻井史

井号	开钻日期	初始状态	目前状态(1988年)
30/24-1	1969.6	初探井	报废
30/24-2	1971.6	蔡希斯坦层生产井	报废
30/24-3	1972.3	泥盆系生产井	报废
30/24-5	1973.10	蔡希斯坦层生产井	正在生产
30/24-6	1974.3	蔡希斯坦层生产井	暂停
30/24-6*	1978.3	侏罗系生产井	关闭
30/24-8	1977.8	蔡希斯坦层生产井	报废
30/24-9	1978.5	蔡希斯坦层生产井	正在生产
30/24-10	1979.1	蔡希斯坦层与阿尔发生产井	报废
30/24-11	1979.4	阿尔发生产井	正在生产
30/24-12	1979.10	伽马生产井	关闭
30/24-13	1980.2	出水井	报废
30/24-14	1980.9	阿尔发生产井	正在生产
30/24-16	1981.9	阿尔发生产井	正在生产
30/24-18	1981.12	阿尔发生产井	正在生产
30/24-20	1982.8	蔡希斯坦层生产井	暂停
30/25a-2	1982.12	泥盆系评价井	暂停
30/24-25	1983.4	伽马生产井	正在生产
30/24-26	1983.8	出水井	暂停
30/24-28	1984.6	伽马生产井	正在生产

\*:表示二次完井

### 三、钻井与完井技术

阿盖尔油田的油井是采用半潜式钻井船按照常规方法钻成。多年来油田的经营者与合作者通过周密的计划,认真地培训钻井队员和管理人员,灵活地应用目前可行的技术和设备,在阿盖尔油田创造了用半潜式钻井船钻井的新记录:非生产作业时间缩减76%,钻一口井的总时减少50%,每口井的费用减少大约400万美元。

八十年代初,哈密尔顿兄弟公司又首次在北海使用了无毒油基泥浆和聚晶钻头(PDCbit),使钻井时间进一步缩短,钻井质量进一步改善。一口井10天钻进3048m,25天完成全部完井作业并立即投入生产。阿盖尔油田是北海钻井最快的油田之一。

阿盖尔油井分别实行了下述几种作业方法:单管分层完井法、斜井完井法、压裂增产方法、油管传送射孔方法、砾石充填完井与气举完井方法等。完井阶段所用时间和非生产时间都大于钻井时间。为了减少可能出现的各种问题,油田采用多层套管完井,并确定最佳坐封深度。其中最典型的做法是把76.2cm(30")的表层套管下到底部以下49m深处,50.8cm(20")的套管下到381m深处,34.0cm(13 $\frac{3}{8}$ ")的套管下到1372m深处,24.5cm(9 $\frac{5}{8}$ ")的套管下到油井的总深度。图8为标准油井轮廓图。图中示出了阿盖尔油井所采用的标准管柱程序与井口设备。当24.5cm(9 $\frac{5}{8}$ ")完井套管安装完毕后,用氯化钙压井液替换出钻井泥浆。下11.4cm(4 $\frac{1}{2}$ ")油管,安装永久性封隔器及井下安全阀。然后拆除钻井用防喷器组,再下入湿式海底采油树封闭井口。

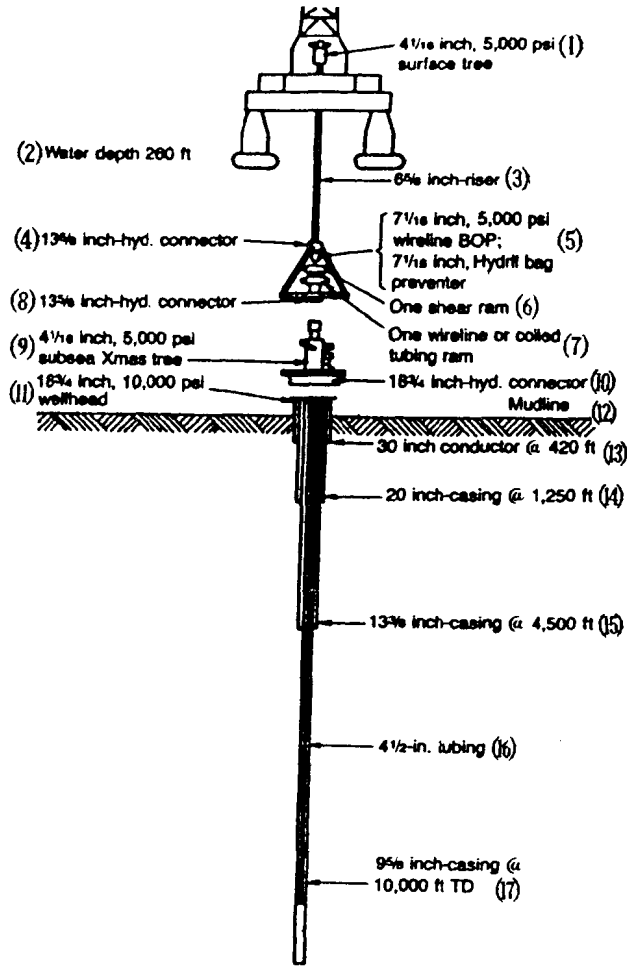


图8 标准油管柱图

①10.3 cm、34.5 MPa 海上采油树 ②水深 79 m ③16.8 cm 立管 ④34.6 cm 液力接头 ⑤17.9 cm、34.5 MPa 钢丝绳防喷器, 17.9 cm 海德耳耳筒式防喷器 ⑥单剪切式钻杆全封闸板 ⑦单根钢丝绳或挠性油管心子 ⑧34.6 cm 液力接头 ⑨10.3 cm、34.5 MPa 海底采油树 ⑩47.6 cm 液力接头 ⑪47.6 cm、68.9 MPa 井口 ⑫泥线 ⑬76.2 cm 接头 @ 128 m ⑭50.8 cm 套管 @ 381 cm ⑮34.0 cm 套管 @ 1 372 m ⑯11.4 cm 油管 ⑰24.5 cm 套管 @ 总井深 3 048 m

阿盖尔油田采用的是单油管水下采油树。使用这种采油树不但极大地简化了采油树的设计,而且使修井防喷器与采油树在一起使用。采油树上有各种阀门,其中一个手动总阀,当自动系统失灵时,可由潜水员操作该阀。阿盖尔油田采油树上的阀门都很可靠,油田自投产以来(直至 1987 年)没有发生过因为阀门出故障而把采油树拉出水面修理的情况。

阿盖尔油田的采油树上有一个与采油树连接器平行的出油管线连接器,当采油树降落到井口上时,采油树和出油管线连接器的连接同时完成。井口盘上出油管连接接头已经在井口盘组件组装时用预制管线与立管基座组件相连接。

为了便于进行射孔、测试和钢丝绳作业,在海底采油树的顶部安置了一个专门的海底防喷

器和一根 16.8 cm ( $6\frac{5}{8}$ " ) 高压立管, 该立管一直通向钻台。

油井可通过这根立管进行射孔、测试和钢丝绳作业。阿盖尔油田的水下采油树和管汇都采用一种简单的液压系统进行控制。这种控制系统属直接液压控制, 压力液通过直径为 14 cm ( $5\frac{1}{2}$ " ), 内部分 3 股每股有 64 根小管的塑料管束分配到海底的传感器。这种系统最简单、最可靠而且费用也最低。但这种液压控制系统的一大缺点就是响应速度慢, 既从发出指令到动作完成所需的时间长。此外液压控制管束往往很笨重。井下安全阀由  $3.45 \times 10^7$  Pa 的高压压力液控制。采油树阀、管汇阀和立管液压连接器都由  $2.07 \times 10^7$  Pa 的低压系统控制。

阿盖尔油田水下完井设备的基本特点如下:

类型:	单油管湿式, 11.4 cm 油管柱, 非 TFL 形式
井口:	美国国家供应公司的水下井口, 压力 $3.45 \times 10^7$ Pa
采油树:	美国国家供应公司制造
阀:	WKM 制造
井口接头:	美国国家供应公司的井口接头与卡梅伦的井口接头
管线接头:	法兰接头
控制系统:	库美液压控制公司制造, NL shaffer 直接液控
安装方式:	潜水员辅助安装

## 四、油田开发工程设施

### (一) 海上设施的整体布置

阿盖尔油田海上设施的整体布置如图 9 所示

阿盖尔油田的主要设施由水下井口装置、出油管、生产立管管汇系统、浮式生产平台、输油管、单浮筒系泊系统和输油轮组成。

原油从井口到输油轮主要经过下述 10 个步骤:

- (1) 从每口井采出的原油首先进入 10.2 cm 出油管;
- (2) 原油从出油管流入管汇固定基座中的手控阀;
- (3) 从手控阀进入管汇流向上立管;
- (4) 通过 10.2 cm 立管到达浮式生产平台的月型池;
- (5) 从月型池进入甲板上的油气分离器进行分离;
- (6) 分离出的天然气通向火炬烧掉;
- (7) 除气原油由泵加压后流入 25.4 cm 输油立管;
- (8) 通过海底管汇中 25.4 cm 液压阀和管汇固定基座上的手控阀进入 25.4 cm 输油管线;
- (9) 通过挠性软管到达单点浮筒;
- (10) 从单浮筒经过一条软管到达输油轮。

阿盖尔油田投产九年后, 由于新油井不断增加, 加之两个新卫星油田 (既邓肯和印斯油田) 的发现, 使油田的原有设施不能满足生产需要, 从而对部分海上设施进行了一些修改, 并增加了一些新的设施。详细情况见后述。

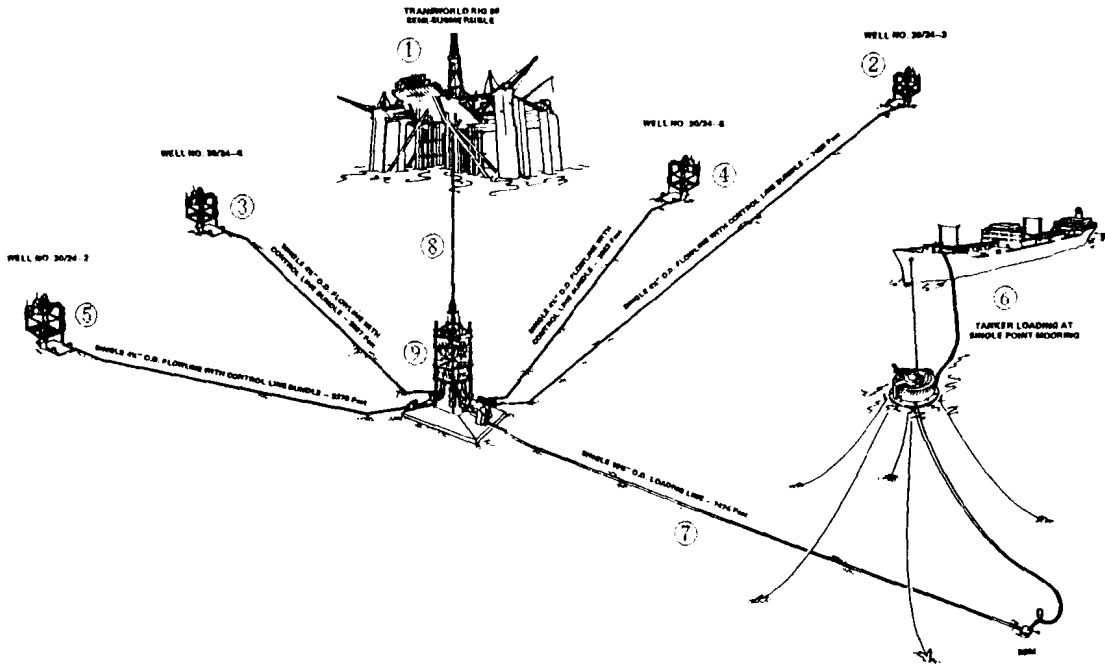


图9 阿盖尔油田海上设施整体布置图

- ①TW 58 半潜式浮式生产平台 ②30/24-3 井 ③30/24-4 井 ④30/24-5 井 ⑤30/24-2 井 ⑥单点系泊与输油轮  
⑦输油管道 ⑧生产立管 ⑨管汇系统

## (二) 第一代浮式生产设施 TW 58

阿盖尔浮式生产平台是由 TW 58 半潜式钻井船改装成的一种海上浮式生产平台。它装有完善的生产与生活设施。位于北海北纬  $56^{\circ}10'24''$ ，东经  $0.2^{\circ}46'47''$ 。水深 79 m。

TW 58 的改装设计公司是哈密尔顿兄弟油气公司，改装公司是威尔逊沃尔顿公司，改装地点在英国米德尔斯布勒。TW 58 半潜式钻井船建于 1966 年，它在北海的使用情况良好，并具有特别可靠的稳定性能。见图 10。

尽管 TW 58 经过改装后，没有钻井能力了，但是很多钻井设备（例如：井架、转盘、绞车、泥浆泵和发电设备）却仍保留着。平台甲板可用的一切空间都装上了生产设备，如：分离器、泵、计量和辅助生产设备等。操作者对设备的布置和甲板荷载进行了检查，认为改装后船的稳性和强度没有受到影响。为了保证平台生产安全，还特别为 TW 58 配备了符合要求的天然气检测系统、火灾探测系统、消防喷淋系统及消防水与公用水的供给系统。此外，还安装了喷水冷却的双燃料燃烧火炬系统，以便烧掉正常产生的天然气，和在极端风暴状态下为了安全采取应急措施烧掉从处理装置泵出的原油。

平台上的油气分离装置是常规型的。但是它还具备某些其它特点，例如：容器为保温并带有热伴随，可保持最低工作温度在最大设计产率为  $1.06 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  时为  $12.8^{\circ}\text{C}$ 。平台上还装有惰性气体发生器，用于在停止生产时靠惰性气体的冲力冲洗生产容器和管系中的油和天然气。计量用设备装在电力驱动输送泵的出口。



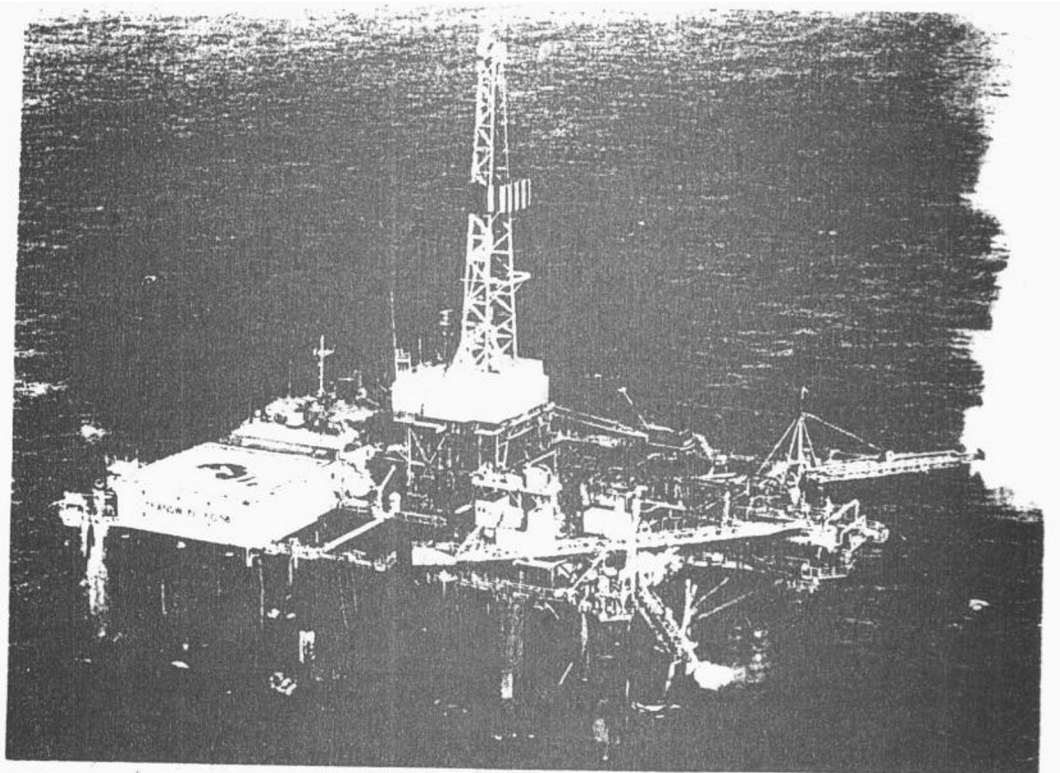


图 10 阿盖尔第一代浮式生产平台 TW 58

TW 58 上的工艺系统设计处理液量为  $1.06 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，并能把原油稳定到适合于油轮装船的蒸气压力。工艺系统(见图 11)由生产管汇、二级分离器、大气压力缓冲罐、试验分离器、计量仪表、输送泵、油水分离器和一对天然气火炬臂组成。从缓冲罐流出的稳定原油通过滤网和整流叶片流入计量器。然后流过 25.4 cm 输油立管和外输油管，最后到达系泊浮筒和输油轮。

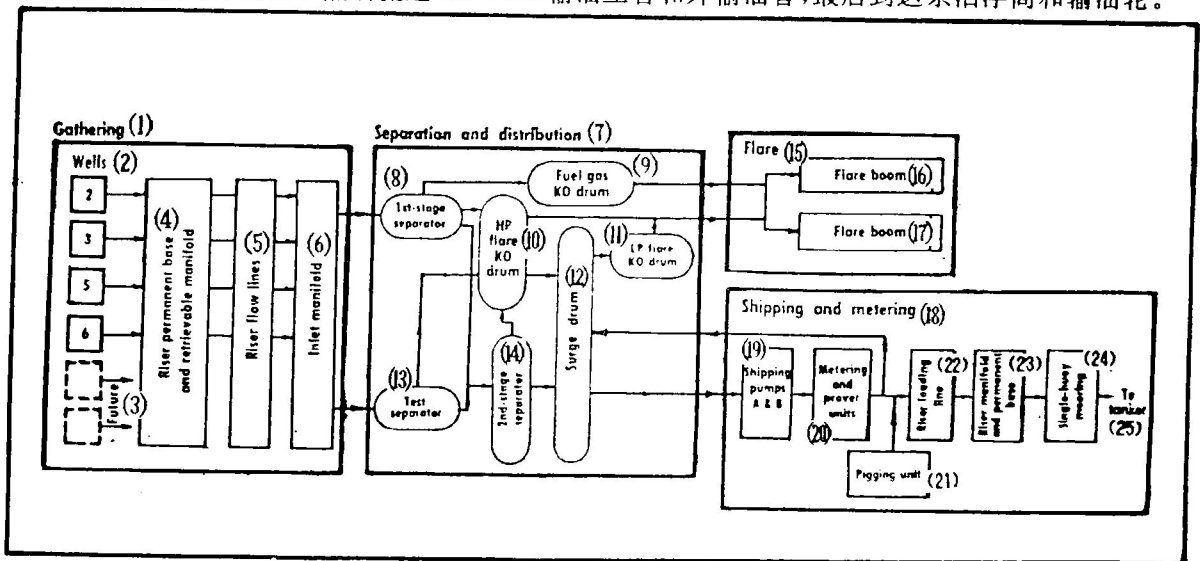


图 11 TW 58 平台的工艺流程图

①集输 ②油井 ③预留的井口 ④立管固定基座和可升降管汇 ⑤生产立管 ⑥进口管汇 ⑦分离和分配 ⑧一级分