渤海边际油田开发模式分析研究

戴国华[1]　万宇飞[1,2]　李国豪[1]　昌　泰[1]　杨　帆[1]

1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司，　天津　300459；

2. 浙江大学海洋学院，　浙江　舟山　316021

摘　要：边际油田开发是渤海油田稳产、上产的重要组成部分。由于多个大型油田综合含水上升，已建中心处理平台处理能力难以适应围区边际油田接入依托开发。在总结分析原有“三一”“小蜜蜂”、区域联合开发等为基础的边际油田经济开发模式成功经验及适应条件基础上，提出了变整体依托为跨区联合的分散依托开发模式，和由处理中心化向分布式转变的边缘处理开发模式，并提出了进一步简化工艺流程、降低平台配置、紧缩平台结构、提高控制水平，逐步实现无人化、智能化和简易化的边际油田开发发展方向。研究成果可为中国浅水海域边际油气田经济高效开发提供借鉴。

关键词：渤海；边际油田；开发模式；升级；边缘处理；分散依托

DOI：10. 3969 /j. issn. 1006-5539. 2026. 03. 008

Analysis of development models for marginal oilfields in Bohai sea

Dai Guohua[1], Wan Yufei[1,2], Li Guohao[1], Chang Tai[1], Yang Fan[1]

1. CNOOC China Ltd., Tianjin Branch, Tianjin, 300459, China;

2. Ocean College, Zhejiang University, Zhoushan, Zhejiang, 316021, China

Abstract: The development of marginal oilfields is a crucial component for maintaining stable production and enhancing output in the Bohai oilfields. Rising water cuts in several large oilfields have resulted in limited processing capacity on existing central platforms, which restricts the tie-back development of surrounding marginal fields. This study reviews the successful experience and applicable conditions of established economic development models for marginal oilfields, such as the “Three-in-One” model, the “Small Bee” model, and regional joint development approaches. Based on this, a decentralized tie-back development model characterized by cross-region joint reliance—replacing the original integral tie-back approach—is proposed, along with an edge processing development model that transitions from centralized processing to distributed processing. Moreover, future development directions for marginal oilfields are outlined, including further simplification of process flows, reduction of platform equipment, compact platform structure design, improved control levels, and gradual realization of unmanned, intelligent, and simplified operations. The research findings can provide references for the economical and efficient development of marginal oil and gas fields in shallow waters of China.

收稿日期：2026-01-20

基金项目：国家科技重大专项“渤海油田 4 000 万吨上产稳产技术与集成示范”(2024ZD1403800)；国家科技重大专项“渤西近海油气田特征污染物多介质综合治理技术与工程示范”(2025ZD1203600)

作者简介：戴国华(1972-)，男，教授级高级工程师，硕士，主要从事海上油气田开发研究与工程管理工作。E-mail：daigh@cnooc. com. cn

通信作者：万宇飞(1988-)，男，高级工程师，博士研究生，主要从事海上油气田开发研究工作。E-mail：wanyf2@ cnooc. com. cn

Keywords: Bohai sea; Marginal oilfields; Development model; Upgrade; Edge processing; Decentralized reliance

0 前言

边际油田通常是指储量规模小、远离核心采油区，采用常规技术和模式难以获得经济效益的油田[1]。相比陆地边际油田，海上边际油田开发经济性更低、难度更大，具体表现为工程设施投资高、可依托设施有限、海况复杂等。近年来，中国渤海和南海等海域的油气田开发规模逐步扩大，在边际油田开发方面进行了多种有益尝试和创新。陈欣等人[2]针对无依托的边际油田提出了油轮与固定平台组合的开发模式，省去了油气管道建设成本，利用油轮进行储油和油品处理。王国栋等人[3]研究了中国南海 100 ~ 300 m 水深的边际油田开发方案，提出相比于船型浮式液化天然气生产储卸装置（Floating Production Storage and Offloading，FPSO）和圆筒形 FPSO，采用八角形 FPSO 开发方案，经济性更优，稳定性更好，灵活性更高。万宇飞等人[4]系统分析了渤海边际油田无人平台海管置换方案，指出正向和反向置换适用于气油比较低的衰竭式边际油田，而循环置换适用于注水式或高气油比边际油田。桑军等人[5]对比分析了渤海边际油田采用远程遥控无人注水和常规高压注水方案的优缺点，无人遥控注水模式可减少注水管道敷设，降低初始投资。上述研究为边际油田开发提供了有益探索，但多聚焦于单一技术或特定模式，尚未形成对渤海边际油田开发模式的系统梳理，也缺乏对不同模式适用条件及升级方向的整体性认识。

在中国油气对外依存度持续提升，国家要求加大勘探开发力度的背景下，国内最大的海上油田——渤海油田于 2025 年成功上产 $4\ 000 \times 10^4$ t 油当量，其间，边际油田的有效开发起到显著作用。今后，渤海油田面临的形势更加严峻，包括油气资源劣质趋势不可逆转、通航风险加剧、风电场与油气资源压覆等，油田经济有效开发难度急剧增大[6]。针对上述问题，本文总结分析渤海边际油田开发实践经验，厘清现有主要开发模式内涵，阐明不同模式的适用范围、优缺点及经济性等关键内容，并展望未来发展趋势，为进一步优化工程投资、缩短开发周期、提高开发效益和未来科技攻关提供借鉴。

1 渤海边际油田开发现状

针对储量规模小、油品性质差、距离远的边际油田开发难题，渤海油田早期即提出“依托在役设施、地面设施简易化少人化、工程设施重复利用”的总体开发路线[7]。经过 60 年的开发建设，渤海油田建成 240 余座平台、480 余条海底管缆等设施，为依托式开发提供了必要条件；还探索出了一系列边际油田开发模式和开发技术，形成了以“三一”“小蜜蜂”、区域联合开发等开发模式为基础的开发格局[8-11]。

2 “三一”模式

“三一”模式指新建 1 座简易井口平台，生产的井流物利用电潜泵余压，通过 1 条混输海管输送至在役油田中心处理平台进行油气水分离，分离出的生产水回注地层补充能量，新建平台生产所需电力由 1 条海底电缆就近引入。由于早期边际油田多为衰竭式生产，所以“三一”模式最初主要应用于衰竭式生产的边际油田[12-14]。随着开发方式转变，后续开发的绝大多数油田均采用注水式生产，在原模式基础上新增 1 条注水海管，见图 1。所以，“三一”模式的实际内涵已超越其最初的含义[15-16]。如衰竭生产的秦皇岛 33-1 油田，通过依托秦皇岛 32-6 油田已建设施，采用 1 座简易井口平台（6 人生活楼、无修井机）、1 条混输海管、1 条海底电缆的方案，属于典型的最初意义的“三一”模式。注水开发的锦州 9-3 西油田，新建 1 座无人简易平台、1 条混输海管、1 条注水海管和 1 条海底电缆，接入锦州 9-3 油田主体区的储油动力平台。除此之外，还有曹妃甸 18-1 油田、岐口 17-2 东高点等也采用了类似的开发模式。由此可见，“三一”模式已从最初单一的衰竭开发模式发展为也可适应注水开发的模式。

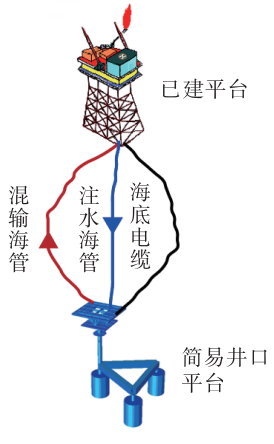
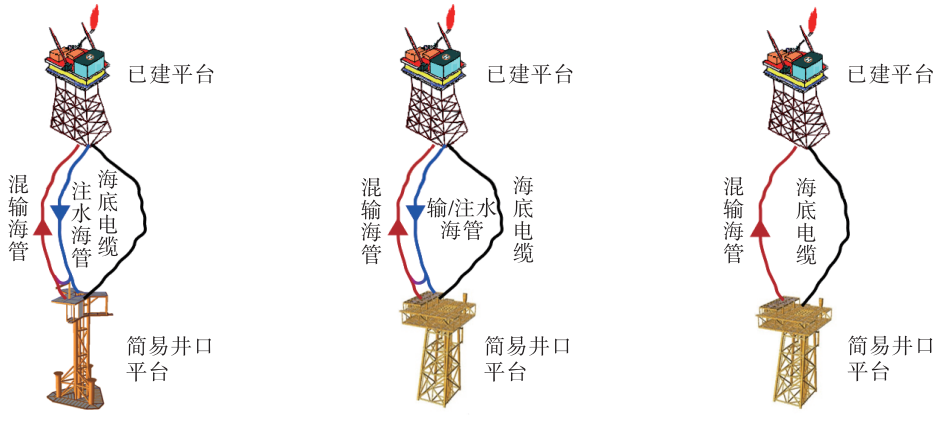


图 1 早期“三一”模式示意图

Fig. 1 The original “Three-in-One” model

特别是近几年开发技术不断迭代，“三一”模式不断升级，有效推动边际油田实现规模化开发。“三一”模式升级版示意图见图 2。



a)2.0 版　b)3.0 版　c)4.0 版

a)2.0 version　b)3.0 version　c)4.0 version

图 2　“三一”模式升级版示意图

Fig. 2　The revised “Three-in-One” model

针对无人井口平台混输海管停输置换、掺水输送提高热容和化学药剂循环注入等需求，在较大管径的混输海管旁设置 1 条子管道用于输送水或化学药剂，一体建造实现同步敷设，最大程度上降低工程初始投资，实现“三一”模式 2.0 版，南堡 35-2 油田 S-1 井区即采用此模式实现经济性开发。针对无人值守的注水开发平台，面临混输海管停输置换、设施简易化等难题，增大输水海管尺寸，确保与混输海管尺寸一致，实现 2 条管道的预热、清管和置换同步实施，即形成“三一”模式 3.0 版。如垦利 3-2 西油田敷设 2 条 8″(1″=25.4 mm)海管，满足海管流动安全保障相关要求，减小平台面积，降低平台重量，提高油田开发经济效益。当依托的在役油田距离待开发的边际油田较远时，敷设注水海管的初始投资将大幅拉低油田开发内部收益率。为此，提出在无人的简易井口平台上实施 1 口水源井，产出水经除油脱气后，采用卧式电潜泵增压回注地层。由于无人驻守，大功率泵的可靠性及控制系统至关重要，需重点关注控制逻辑和连锁关断。在此基础上，进一步提出“三一”模式的扩展方案。如旅大 29-1 油田开发仅新建 1 座无人简易井口平台、敷设 1 条混输海管和 1 条海底电缆[图 2-c)]，油田注水、海管预热、海管置换水源均来自于水源井。当依托距离较近(如 5 km)且井数较少(一般不超过 7 口油井)时，可采用集束海底电缆一对一供电，省去新建井口平台上设置的变压器及相应电气房间，实现井口平台的简易化、无人化。上述升级版本通过优化海管配置、增设水源井、采用集束海底电缆等手段，在降低工程投资的同时拓展了“三一”模式的适用范围，为更远距离、更小规模的边际油田开发提供了可行路径。

3　“小蜜蜂”模式

“小蜜蜂”模式主要用于距离在役油田较远(如 20 km 以上)的孤立小型边际油田。该模式通过新建井口保护架、隔水套管支撑平台、单柱三桩、三柱三桩等极简化固定设施，并联合可移动式生产储油装置，实现开采、处理、储存与外输的全海式开发方式[17]，见图 3。可移动式生产储油装置在完成一个油田的开采(5～7 年)后，移动至另一边际油田继续开采，如此往复，类似于蜜蜂采蜜。“小蜜蜂”模式通过具有动力定位功能的穿梭油轮定期外输原油，无需设置固定系泊装置，体现“小蜜蜂”的移动性[18-19]。可移动式生产储油装置的设计建造成本可通过多个油田予以回收，提升油田开发内部收益率[20]，有效降低开发成本和风险[21]。

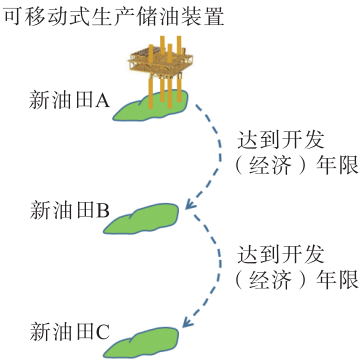


图 3　“小蜜蜂”模式示意图

Fig. 3　The “Small Bee” model

为掌握油田构造和储量规模，制定油田开发方案，规避风险，部分油田需实施延长测试。2009 年 11 月，我国首座采用“小蜜蜂”模式的采油设施海洋石油 161 正式完工。2017 年 3 月，自升式多功能采油平台海洋石油 162 交付使用，随即前往曹妃甸 2-1 油田开展试采作业[22]。为提前贡献产能和试采井的再利用，提出整体部署、分步实施、试采先行开发策略。该路线的提出推动可移动式生产采油平台海洋石油 163 的设计建造，也进

而形成“小蜜蜂”模式的升级版，即 2 套可移动式采油平台，1 套实施试采、另 1 套实施生产，试采完成后进入另一油田开展试采作业，同时采油平台接入，如此反复，完成多个孤立小型边际油田的滚动开发，见图 4。“小蜜蜂”模式实现了从单一试采平台向双平台协同滚动开发的升级，有效提升了可移动式采油设施的利用效率，为分散分布的小型边际油田提供了灵活经济的开发路径。

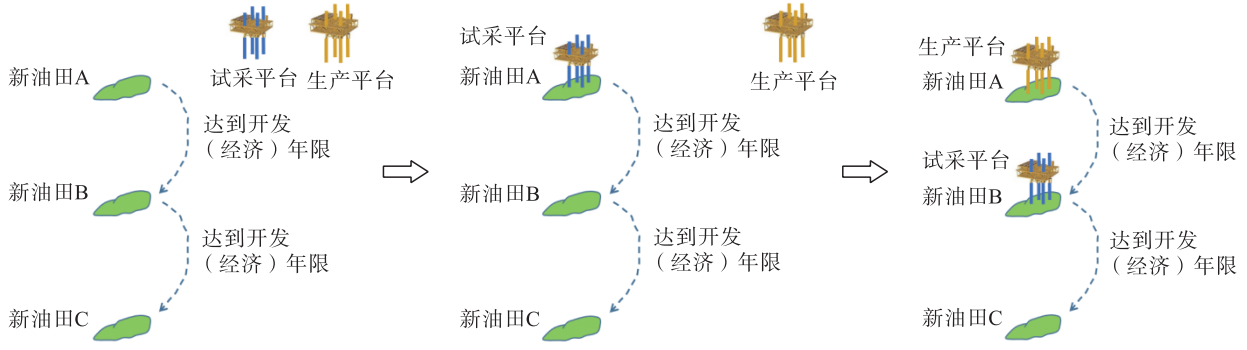


图 4 “小蜜蜂”模式升级示意图

Fig. 4 The upgraded “Small Bee” model

4 区域联合模式

边际油田因储量规模小或储量品质差，新建大型处理设施经济性差。为实现有效开发，在总体开发思路基础上，根据油田特点，提出以“充分依托已建设施、兼顾待开发油田和周边油田挖潜、实现区域内油田经济效益最大化”为原则的区域联合模式[23-24]，见图 5。在“区域联动经济效益最大化”[25]为核心的区域联合模式的指引下，锦州 25-1 南油田建立油气处理中心，带动了金县 1-1 油田和锦州 25-1 油田的开发。区域联合模式通过建立分级处理中心，实现了依托设施的集约化利用，为区域内多个边际油田的协同开发提供了有效路径。

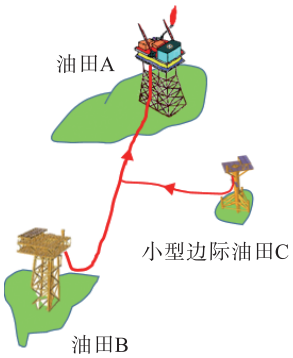


图 5 区域联合模式示意图

Fig. 5 The regional joint model

自 20 世纪 80 年代以来，渤海南部区域发现了一系列小型边际油气田，如 1986 年发现的渤中 34-6 /7 油田和 1992 年发现的渤中 35-2 油田，但均距可依托设施远，单独开发无效益。直到 2007 年垦利 3-2 油田被发现后，通过区域联合模式的实践，将这些油田统一部署，实施垦利 3-2 油田群开发策略[26]，以垦利 3-2 油田为一级中心、渤中 35-2 油田为二级中心，带动渤中 29-4 南区、渤中 34-6 /7 等油田实现经济性开发，释放区域产能。

5 新问题与新模式

渤海油田已形成十余个油田集群，主要特点是中心处理平台规模化、大型化，周边油田快速依托接入，顺利带动一批小型油田开发。但随着开发年限增长，油田综合含水率不断攀升，特别是多个大型油田进入综合调整、二次调整期。据统计，渤海油田综合含水率已超过 87.5%，高含水产量占比超 50%，生产水年处理量超过 2.2×10^8 m^3，生产水处理设施占据平台的面积将由目前的 15% 提升至约 25%，导致在役中心处理平台的处理能力达到极限，进一步扩展难度大；另外在役中心处理平台周边已遍布海管和海底电缆，油田接入海管和海底电缆穿越及登平台等工作量大、投资高，将难以适应围区边际油田的接入依托开发。

为适应新问题，提出了“边缘处理”模式，向分布式小型处理平台方向发展，见图 6。

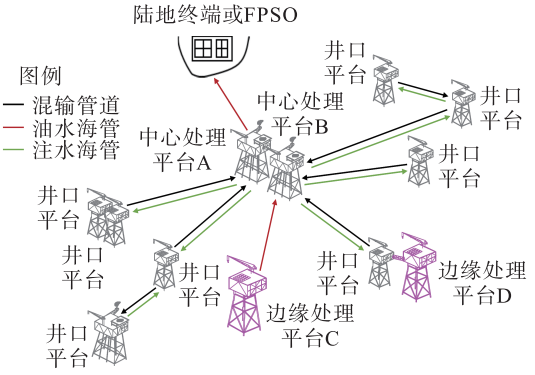


图 6 “边缘处理”模式示意图

Fig. 6 The “Edge Processing” model

“边缘处理”模式即在渤海油田实施的工程建设标准化研究成果基础上，充分利用四腿标准化导管架（轴

间距为 16 m×16 m 或 20 m×20 m）的结构强度和一系列紧凑式处理设施（如涡流三相混合气浮水处理装置），建成水处理规模 5 000～15 000 m^3/d 的四腿边缘处理平台。油田产出物在本平台经初步分离后，部分含水原油就近通过海管或栈桥接入油田群进一步处理，分离出的生产水在本平台处理合格后回注地层，补充地层能量。该模式在近两年开发的油田中逐步应用，如旅大 4-2 油田综合调整项目由于已建中心平台处理能力和依托混输海管输送能力接近上限，无法处理综合调整带来的高含水率的井流物，因此研发了 1 座轴间距为 16 m×16 m、水处理规模为 5 000 m^3/d 的小型四腿处理平台。该模式通过边部处理与就地回注，有效缓解了已建中心平台的处理压力，为高含水期边际油田的开发提供了新的技术路径。

另外，渤海油田已建成较为成熟的工程设施，而不同区域开发程度、油藏特点和采注需求不尽相同，导致各个油田集群的设计原则和剩余处理能力存在差异，特别是随着渤海油田开发方式、油田开发阶段的不断丰富，这种差异性将日益增大。在这种趋势下，需转变理念，由原来的整体依托转变为“分散依托”，即原油处理、气体处理、生产水处理、注水水源和电力来源由原来的一个方向整体依托，转变为不同方向的分散依托，见图 7。如渤中 29-4 油田扩建项目中，井流物依托处理方向和注水水源方向不同，实现采注分离，跨区联合开发。这种“采注分离、多向依托”的思路进一步拓展了区域资源优化配置的灵活性和经济性。

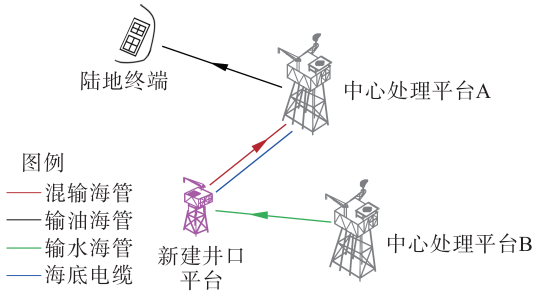


图 7　分散依托，跨区联合模式示意图

Fig. 7　The decentralized dependence and cross-regional joint model

6　结论

经过 60 年的开发建设，渤海海域边际油田开发逐步形成以“三一”“小蜜蜂”、区域联合开发等模式为基础的开发格局，并随着开发技术不断创新而扩展，成功推动多个边际油田有效动用，不断改变边际油田的边际值，使“边际”成为一个动态概念。

随着国家能源需求持续增长、渤海整装大型油田数量逐步减小、在役油田综合含水量不断攀升，边际油田的开发已成为渤海油田稳产上产的重点和难点。在充分理解各开发模式的实践经验和演变规律的基础上，应以发展的思路和动态的概念看待边际油田的开发。渤海边际油田开发将朝着“边缘处理”和“分散依托”方向发展，分布式小型处理平台和跨区联合开发逐步成为主要方式，同时仍需进一步发展技术创新、简化工艺流程、降低平台配置、紧缩平台结构、提高控制水平，实现无人化、智能化和简易化的工程设施，以期推动开发模式的进一步升级，为海上边际油田的开发模式选择与工程投资优化提供参考。

参考文献：

[1] 赵文智，胡永乐，罗　凯. 边际油田开发技术现状、挑战与对策[J]. 石油勘探与开发，2006，33(4)：393-398.
Zhao Wenzhi, Hu Yongle, Luo Kai. Status quo, challenges and future strategies of development technology for marginal oil fields in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33 (4): 393-398.

[2] 陈　欣，李维锋. 油轮与固定平台组合的无依托边际油田开发方案[J]. 石油和化工设备，2023，26(12)：47-49.
Chen Xin, Li Weifeng. Unsupported marginal field development solution—A Combination of shuttle tankers and fixed platforms [J]. Petroleum & Chemical Equipment, 2023, 26 (12): 47-49.

[3] 王国栋，王春升，张　明，等. 适用于南海中等水深边际油田开发的八角形 FPSO 上部模块总体布置研究与探讨[J]. 中国造船，2016，57(A1)：38-44.
Wang Guodong, Wang Chunsheng, Zhang Ming, et al. Research on general arrangement of octagonal FPSO topside in development of marginal oilfield with medium water depth in the South China Sea [J]. Shipbuilding of China, 2016, 57 (A1): 38-44.

[4] 万宇飞，刘春雨，黄　岩，等. 渤海边际油田无人平台海管置换技术进展[J]. 天然气与石油，2021，39(5)：8-13.
Wan Yufei, Liu Chunyu, Huang Yan, et al. Advances in subsea pipeline displacement technology for unmanned platform in Bohai marginal oil field [J]. Natural Gas and Oil, 2021, 39 (5): 8-13.

[5] 桑　军，马金喜，邹昌明，等. 渤海边际油田远程遥控无人注水工艺设计与实践[J]. 中国海洋平台，2021，36(1)：89-94.
Sang Jun, Ma Jinxi, Zou Changming, et al. Design and application of remote control unmanned water injection process for marginal oilfield in Bohai Bay [J]. China Offshore Platform, 2021, 36 (1): 89-94.

[6] 陈荣旗，范　模. 新型生产储油平台设计与应用——基于渤海旅大 27-2/32-2 稠油边际油田开发工程项目[J]. 中国海上油气，2019，31(2)：151-154.
Chen Rongqi, Fan Mo. Design and application of new production and storage platform: Based on the development project of LD27-2/32-2 heavy oil marginal oilfields in Bohai Sea [J]. China Offshore Oil and Gas, 2019, 31 (2): 151-154.

[7] 周守为. 海上油田高效开发技术探索与实践[J]. 中国工程

科学,2009,11(10):55-60.
Zhou Shouwei. Exploration and practice of offshore oilfield effective development technology [J]. Engineering Sciences, 2009, 11 (10): 55-60.

[8] 曾恒一. 渤海小型油田、边际油田开发设施的探讨[J]. 中国海洋平台,1991,6(1):16-21.
Zeng Hengyi. Considerations on equipment for exploiting small and marginal fields in Bohai Sea [J]. China Offshore Platform, 1991, 6 (1): 16-21.

[9] 林冠群. 论北部湾边际油田的滚动开发[J]. 中国海洋平台,1996,11(1):27-29.
Lin Guanqun. On the rolling development of marginal oil fields in Beibuwan [J]. China Offshore Platform, 1996, 11 (1): 27-29.

[10] 杨鼎源. 海上边际油气田的开发模式[J]. 海洋石油,1999,19(1):1-6.
Yang Dingyuan. Development models of offshore marginal fields [J]. Offshore Oil, 1999, 19 (1): 1-6.

[11] 俞学礼. 渤海边际油田开发综合研究[J]. 中国海上油气(工程),1998,10(2):4-12.
Yu Xueli. Comprehensive research on development of marginal oil fields in Bohai Sea [J]. China Offshore Oil and Gas(Engineering), 1998, 10 (2): 4-12.

[12] 王建文. 无人驻守平台在"三一模式"开发边际油田中的应用[J]. 中国海洋平台,2010,25(1):46-50.
Wang Jianwen. Application of unmanned wellhead platform in marginal oilfield development using "Three-One" mode [J]. China Offshore Platform, 2010, 25 (1): 46-50.

[13] 孟 迪. 边际油田开发新模式[J]. 石油工程建设,2012,38(6):1-3.
Meng Di. New development mode of offshore maginal oilfields [J]. Petroleum Engineering Construction, 2012, 38 (6): 1-3.

[14] 唐明军,朱学海,纪树立,等. BZ34-3 /5 小边际油田的开发模式和电潜泵采油技术的应用[J]. 海洋石油,2008,28(2):82-87.
Tang Mingjun, Zhu Xuehai, Ji Shuli, et al. Models of exploiting the small marginal BZ34-3 /5 oil field and application of ESP to well production technology [J]. Offshore Oil, 2008, 28 (2): 82-87.

[15] 龚再升. 海上边际油田的开发[J]. 中国海上油气(地质),1989,3(2):49-52.
Gong Zaisheng. Offshore china marginal oil & gas fields development [J]. China Offshore Oil and Gas(Geology), 1989, 3 (2): 49-52.

[16] 李新仲,谭 越. 海上油气田开发工程模式探讨[J]. 石油工程建设,2015,41(1):1-4.
Li Xinzhong, Tan Yue. Discussion on development engineering modes for offshore oil and gas fields [J]. Petroleum Engineering Construction, 2015, 41 (1): 1-4.

[17] 刘建忠,万小迅,张滨海,等. 渤海海域边际油田开发模式探讨[J]. 石油科技论坛,2010,29(5):48-50.
Liu Jianzhong, Wan Xiaoxun, Zhang Binhai, et al. Discussion on development mode of marginal oilfields in Bohai Sea area [J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2010, 29 (5): 48-50.

[18] 李宏伟,谭家华. 近海边际油田开发的现状与前景[J]. 中国海洋平台,1997,12(3):100-105.
Li Hongwei, Tan Jiahua. The state of arts and future prospect for developing marginal offshore oilfields [J]. China Offshore Platform, 1997, 12 (3): 100-105.

[19] 岳云伏,吕炳儒. 海上边际油田开发的有效途径[J]. 中国海上油气(工程),1998,10(4):6-9.
Yue Yunfu, Lyu Bingru. Approaches leading to cost-effective development of offshore marginal oilfield [J]. China Offshore Oil and Gas(Engineering), 1998, 10 (4): 6-9.

[20] 宋峥嵘,吴凯锋,王文伟,等. 浅海边际油田应用移动式平台对比分析[J]. 石油和化工设备,2016,19(12):41-45.
Song Zhengrong, Wu Kaifeng, Wang Wenwei, et al. Comparative analysis of mobile platform application in shallow water marginal oil fields [J]. Petroleum & Chemical Equipment, 2016, 19 (12): 41-45.

[21] 曲兆光,王章领,丁九亮. 渤海边际油气田开发"蜜蜂式"采油设施方案研究[J]. 中国海上油气,2007,19(5):353-356.
Qu Zhaoguang, Wang Zhangling, Ding Jiuliang. Research of the "Bee Style" oil production facility project for marginal oilfields in Bohai Bay [J]. China Offshore Oil and Gas, 2007, 19 (5): 353-356.

[22] 单学永,王国栋. 新型简易井口保护架在 CFD2-1 边际油田开发中的应用探讨[J]. 船海工程,2014,43(5):69-72.
Shan Xueyong, Wang Guodong. Application of the simple wellhead protection frame in development of CFD2-1 marginal oil field [J]. Ship & Ocean Engineering, 2014, 43 (5): 69-72.

[23] 闫正和,罗东红,许庆华. 南海东部海域油田开发模式的创新与应用实践[J]. 中国海上油气,2014,26(3):72-77.
Yan Zhenghe, Luo Donghong, Xu Qinghua. The innovation and application of the development models for the offshore oil fields in the eastern South China Sea [J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26 (3): 72-77.

[24] 朱 江,刘 伟. 海上油气田区域开发模式思考与实践[J]. 中国海上油气,2009,21(2):102-104.
Zhu Jiang, Liu Wei. Thinking and conducting regional development modes of offshore oil & gas fields [J]. China Offshore Oil and Gas, 2009, 21 (2): 102-104.

[25] 朱 江,康晓东. 近海油气田区域开发工程应对策略与应用[J]. 中国海洋平台,2014,29(5):1-3.
Zhu Jiang, Kang Xiaodong. The countermeasure and application on regional development engineering of offshore oilfield [J]. China Offshore Platform, 2014, 29 (5): 1-3.

[26] 张 红,朱 江,谭先红. 垦利 3-2 油田群一体化开发模式研究及效果分析[J]. 中国海上油气,2013,25(4):67-70.
Zhang Hong, Zhu Jiang, Tan Xianhong. The innovation and practice of integration mode for development of KL3-2 oilfield group [J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25 (4): 67-70.