

文章编号: 1000 0747(2007) 04 0465 05

埕岛油田提高水驱采收率对策研究

周英杰

(中国石化胜利油田地质科学研究所)

基金项目: 中国石化集团公司“提高馆上段注水效果地质油藏工程研究”项目(P02032)

摘要: 胜利油区海上埕岛油田于 1993 年开始陆续投入开发, 在当时的低油价下, 采取了“一套层系、大井距开发”技术政策, 使其实现了快速建设、高效开发。但是其采油速度和采收率低, 与当前油价高、资源紧缺以及海上设施使用寿命不足的矛盾日益突出。对比分析了国内外相似油田的开发对策与效果, 针对埕岛油田主力含油层系馆上段的主要开发矛盾, 研究提出了细分层系、加密井网、提高单井液量、提高油层动用率、结合应用水平井和鱼骨状水平井开发等综合调整对策, 预计实施后采油速度可提高到 2% 以上, 采收率可提高 10% 以上。图 4 参 20

关键词: 海上油田; 细分层系; 加密井网; 油层动用率; 水平井; 鱼骨状水平井; 提高采收率

中图分类号: TE53

文献标识码: A

Measures to improve water drive recovery efficiency of offshore Chengdao Oilfield

ZHOU Ying jie

(Geological Scientific Research Institute, SLOF, Sinopec, Dongying 257015, China)

Abstract: Chengdao Oilfield has been exploited since 1993. Special development technical policies such as one set of strata and wide spacing, were taken to make it develop quickly and efficiently under a lower oil price at that time. The low rate of oil production and recovery efficiency are contradictory to the present high oil price, badly needed resource and short lifespan offshore facilities. Integrated adjustment countermeasures are put forward based on comparing and analyzing the development countermeasures and their results of similar oil reservoirs at home and abroad. They include subdividing of strata, infilling well pattern, improving liquid amount, improving reservoir exploiting rate, and using horizontal well and fishbone horizontal well etc. It is predicted that the rate of oil production can improve by more than 2% and the recovery efficiency by over 10%.

Key words: offshore oil field; subdivision of strata; infill well pattern; reservoir exploiting rate; horizontal well; fishbone horizontal well; EOR

0 引言

胜利油区于 1988 年就已发现了埕岛油田^[1,2], 但直到 1993 年才陆续投入开发, 其主要原因在于: 缺乏相适应的、成熟的配套技术; 在当时的低油价下, 采用已有的海上油田开发技术政策开发埕岛油田, 基本没有经济效益。

为了有效地开发动用埕岛油田, 开展了一系列攻关研究, 探索形成了储集层描述预测、油藏工程优化设计、采油工艺配套、海上工程优化设计等开发配套技术, 使埕岛油田实现了快速建设、高效开发^[3]。到 2005 年底共发现 8 套含油气层系, 上报探明石油地质储量 4.35 亿 t (其中馆上段 3.0 亿 t, 是主要含油层系), 已累计动用含油面积 89.9 km², 动用石油地质储量 2.5255 亿 t, 已建中心平台 2 座, 井组和单井平台 61 座, 铺设

海底电缆 71.7 km, 海底管线 55 km。累计建产油能力 353 万 t, 年产油水平 212 万 t, 累计采油 2002 万 t。百万吨产能投资 19.2 亿元, 大大低于同期全国其他海上油田的百万吨产能建设投资水平。但是, 依据低油价而确定的开发技术政策, 采油速度低、采收率低, 已不能适应当前高油价、资源紧缺的形势, 必须对埕岛油田的开发矛盾进行深入分析, 在此基础上, 研究资源充分动用和利用、实现高采油速度和高采收率的开发对策。本文以主力含油层系馆上段为例进行分析研究。

1 埕岛油田开发矛盾

到 2005 年年底, 馆上段已累计动用含油面积 45.1 km², 动用石油地质储量 1.8554 亿 t, 完钻开发井 241 口 (其中油井 179 口、注水井 62 口)。2005 年 12 月, 开油井 164 口, 单井日产液能力 50.9 t, 单井日产油能力

27.6t, 综合含水率 45.8%, 累计建产能 263.8 万 t, 年产油水平 153.7 万 t, 累计生产原油 1580 万 t, 采油速度 0.83%, 采出程度 8.52%, 预测采收率只有 14.3%。开注水井 62 口, 日注水量 5988m^3 , 单井日注 99.8m^3 。累计注水 620 万 m^3 , 累计注采比 0.3。显然, 馆上段采液速度低、采收率低, 开发矛盾突出。

1.1 采油速度与海上工程设施寿命期矛盾突出

国内外海上油田开发的海上工程设施寿命期多在 30 年以上, 即使如此, 绝大多数油田的采油速度也都在 2% 以上^[4]。这是规避海上投资风险的必然选择。

但是, 胜利海上埕岛油田海上工程寿命期要比其他海上油田的短一半以上, 而采油速度却仅是其他海上油田的一半, 可见, 采油速度与海上工程设施寿命期之间的矛盾非常突出。不仅如此, 实际开发过程中由于受环境、钻采和海上施工能力等限制, 油田建设期长, 从 1995 年到 2001 年, 历时近 7 年, 两个中心平台 (即中心 1 号、中心 2 号平台) 分别于 1996 年和 1998 年投产, 截止到 2007 年, 已分别使用 11 年和 9 年, 按当时平台设计 15 年有效使用期计算, 中心平台的剩余有效使用年限只有 4 年和 6 年。馆陶组投产的 43 座井组平台中, 有 20 座是 1998 年以后投产的, 即中心平台达到使用年限后, 仍有 20 座平台可继续使用, 占投产平台的 46.5%, 井数占投产井数的 44.8%, 与中心平台使用寿命的矛盾更加突出。海底管线方面, 从中心 1 号平台到陆上海三站的海底管线为海上原油输向陆地的唯一一条输油管线, 于 1995 年投入使用, 长度为 8622.9m, 剩余使用寿命还有 3 年。1998 年以前投产的海底管线长度达到 40 646m, 占埕岛油田总海底管线长度的 41%, 这些管线的剩余使用寿命也不足 6 年。

如按 5 年剩余海上工程有效期预测, 埕岛油田馆陶组油藏采收率只能达到 12.7%。因此, 馆陶组油藏面临的主要矛盾是采油速度和采收率低、海上工程设施设计寿命不足和高油价下资源得不到充分动用。

1.2 地层压力与提高液量矛盾突出

埕岛油田注水滞后近 3 年, 2000 年 7 月注水时, 部分地区地层压力已降至饱和压力以下, 生产井已经不同程度地脱气。且注水井为分批转注, 转注期长达 6 年, 目前仍有 10 口设计水井尚未转注, 单井注水量也未达到设计指标, 注采比仅为 0.3; 压降速度由 0.62MPa/a 降为 0.02MPa/a , 但已有 82.7% 的生产井脱气。

另外, 馆上段方案设计生产压差 3.0MPa , 平均单井日产液量 120m^3 。但由于目前地层压力低, 生产压差小, 平均只有 1.5MPa , 单井日产液量只有 $30\sim 70\text{m}^3$, 平均 50.9m^3 , 比方案设计液量低 57.6%, 使得目

前的采油速度只有 0.83%。

1.3 井距不均匀、注采不平衡, 平面矛盾突出

1.3.1 井距不均匀、井控储量差异大

由于海上油田开发采用的是丛式井组, 在目的层 (主要为 Ng_4-Ng_5) 井位相对比较均匀, 平面上井距主要为 $300\sim 500\text{m}$, 目的层以上层位井组内井距较小, 一般在 $200\sim 400\text{m}$; 而井组间井距过大, 其中大于 400m 的达 60% 以上。目的层以下层位, 井组间井距过小, 小于 400m 井距的占 66%。由于井距的差异, 造成了单井控制储量的差异, 最小的仅 32 万 t, 最大的高达 137 万 t, 一般为 55 万 ~ 120 万 t。由于单井控制储量的差异, 局部井区油层储量得不到很好控制和动用, 尤其在埕岛油田主体部位, 1995 年小井距密井网先导试验的 CB25A 井组, 平均井距 270m, 平均单井控制储量 42.3 万 t, 1996 年以后采用大井距稀井网, 如 CB22B 井组, 平均井距 520m, 平均单井控制储量 126.3 万 t。

1.3.2 两向以上对应率低

馆上段油藏砂体横向变化大、纵向层多、射开程度低, 加之目前仍有部分水井未转注, 导致多向对应率低, 动态注采对应率只有 49%, 其中两向对应率为 16.5%, 三向厚度对应率只有 4.8%。

1.3.3 注采不平衡

由于以井组方式陆续滚动建产期长达 7 年, 水井转注滞后近 3 年, 且陆续转注, 转注期长达 6 年, 由此造成平面上注入采出状况差异较大。CB251 井周围 5 口生产井累计采液量达到 70.8 万 t, 与此对应的累计注水量为 19 万 m^3 , 累计注采比 0.27; CB6A 更新井组目前已累计采出液量 26 万 t, 对应的累计注水量只有 4 万 m^3 , 注采比仅 0.15; 而 10 口仍未转注的水井区域, 注采比为 0。注采极度不平衡。

1.4 纵向物性差异大, 合采层间矛盾突出

1.4.1 纵向物性差异大

储集层物性统计结果表明, 馆上段油层物性差异大, 单井层间渗透率级差一般为 $16\sim 48$, 且具有上部高、下部低的特点。层间原油性质差异也比较大, 上部 Ng_{1+2} 砂层组地下原油黏度为 $70.2\text{mPa}\cdot\text{s}$, 下部 Ng_5 砂层组为 $26.8\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

1.4.2 层间吸水不均匀, 难以实现均衡驱替

根据注水井井口注入压力资料统计, 平均井口压力为 1.86MPa , 说明油层具有较强的吸水能力。注水井测试资料计算结果统计表明, 油层吸水指数一般为 $10\sim 20\text{m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{d})$, 最高达 $78.3\text{m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{d})$, 平均 $21.6\text{m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{d})$; 比吸水指数 $0.5\sim 1.3\text{m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{d}\cdot\text{m})$, 平均 $1.07\text{m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{d}\cdot\text{m})$ 。

由于采用一套层系开发,馆陶组油层层间非均质性严重,导致层间吸水能力出现较大差异。48口水井吸水资料表明,相对吸水量小于10%的层数占注水层数的40%,而吸水量只占注入量的8%;相对吸水量大于60%的层数占注水层数的8%,而吸水量却占注入量的29%。

从分层吸水情况看,Ng⁴—Ng⁵砂层组吸水较好,大部分小层相对吸水量大于20%;Ng¹⁺²—Ng³砂层组相对吸水量较低,单层平均在10%左右。

水井分段注水合格率只有33%,致使层间矛盾更加突出。

1.5 储量动用程度低,与资源紧缺矛盾突出

由于一套层系开发,油井大段合采,优选主力层射孔,所以射开程度低,储量动用程度低。分层储量动用状况统计结果表明,Ng⁴—Ng⁵砂层组的储量动用率为70%左右,而Ng¹⁺²³⁺⁴砂层组储量动用率只有39.3%。与目前油价持续走高、资源极其紧缺形势的矛盾突出。

2 埕岛油田开发对策

上述分析表明,埕岛油田不仅有必要进行调整,而且需要尽快实施调整^[5]。调研表明,在东威明顿油田和埕岛西国际合作区^[6,7],细分层系、加密井网、提高液量等措施都是行之有效的开发对策。为了确定一套适合于埕岛油田的开发调整技术政策,选择投产时间较早(1995年)、具有较大储量规模、生产正常、资料齐全的埕北25井区,建立了三维地质模型^[8](见图1),其含

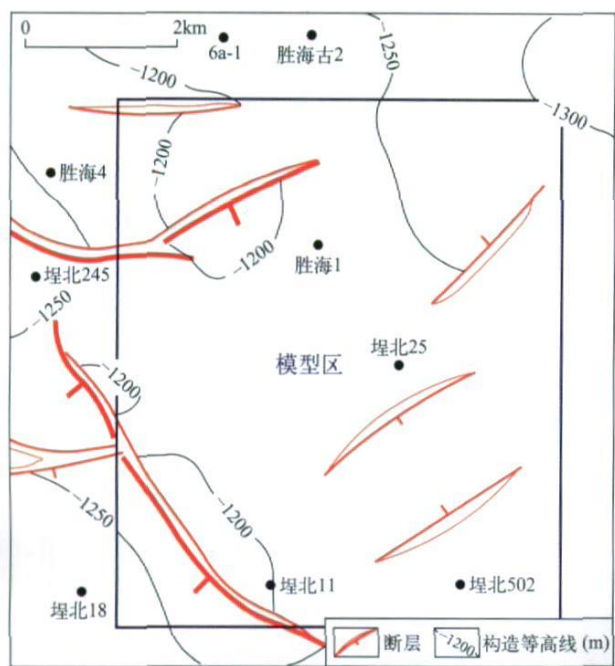


图1 埕岛油田埕北25井区地质模型区位置图

油面积21.4km²、地质储量7290万t、平面上包括119口井、纵向上包括Ng¹⁺²—Ng⁶砂层组的所有52个小层。设计了4个对比方案(基础方案、提液方案、整体加密、两套层系),开展了相应的开发对策研究。

2.1 细分层系

馆上段油藏划分为两套层系开发较为合理,即Ng¹⁺²—Ng³砂层组为上层系,Ng⁴—Ng⁶砂层组为下层系。

2.1.1 纵向上原油性质和产能差异大

埕岛油田Ng¹⁺²—Ng³砂层组地下原油黏度60mPa·s,流度33.1mD/mPa·s;Ng⁴砂层组以下,地下原油黏度30mPa·s左右,流度65mD/mPa·s。

2.1.2 纵向储量分布情况

各砂层组均有储量大于500万t的小层,共计12个,其中Ng¹⁺²—Ng³砂层组3个层,占主力层数的25%,其储量为4406万t,占馆上段储量的27.8%。具备单独作为一套层系开发的物质基础。

2.1.3 生产情况

试油结果表明,Ng¹⁺²砂层组比采油指数为3.6m³/(MPa·d·m),Ng³—Ng⁶砂层组比采油指数为6.8m³/(MPa·d·m)。油井投产后,Ng³—Ng⁶砂层组初期产量较高,平均单井日产油71t,Ng¹⁺²³⁺⁴砂层组平均单井日产油在40t左右。

2.1.4 数值模拟结果

埕岛油田馆上段多层合采,层间干扰严重,不出油层占射孔层数的14%~75%,平均41.0%。数值模拟设计细分为2套层系完善方案:Ng¹⁺²—Ng³砂层组为上层系,Ng⁴—Ng⁶砂层组为下层系,共设计新井102口。模拟结果表明,分为两套层系开发后,层数动用率由目前59%提高到细分后的77%。预测15年,两套层系方案采出程度比基础方案提高10.2%(见图2)。

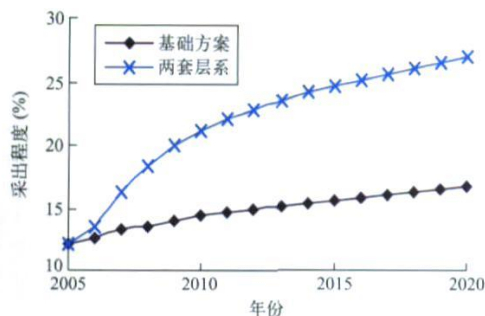


图2 不同层系方案采出程度随时间变化曲线

2.2 井网加密

基础井网井距不均匀,井位需补充调整;若按细分层系分析结果,将基础井网按两套层系开发,井位亦需

补充调整^[9-11]。

2.2.1 加密先导试验取得好效果

2004年8月CB25井区投产了10口加密井,井距由467m减小到297m。初期单井平均日产油38.9t,综合含水率9.7%,已累计生产原油13.5万t,取得了较好的初步开发效果。

2.2.2 数值模拟结果

设计将埕北25井区井网密度由目前5.6口/km²加密到9.5口/km²,馆上段油藏部署加密井85口,预测未来15年,可提高采出程度9.4%(见图3)。

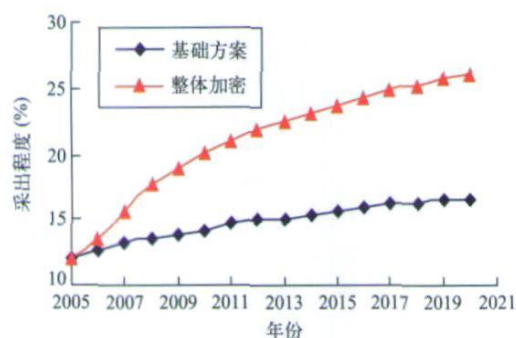


图3 不同井网密度方案采出程度随时间变化曲线

2.3 提高液量

2.3.1 理论分析

埕岛油田无因次采液指数随含水率上升而上升,含水率为80%时,无因次采液指数为1.464;无因次采油指数随含水率上升而下降,含水率为80%时,无因次采油指数为0.293。地层压力保持在10.5(饱和压力)~13.5MPa(原始地层压力),含水率为80%时,应用油藏工程方法计算馆陶组油藏不同压力保持水平油井最大液量^[12-14],为267~445m³/d。

2.3.2 埕岛油田现状

目前埕岛油田实际平均单井日产液量只有50.9m³,综合含水率45.8%,远低于理论计算水平。单井日产液量与国内外同类型油藏相比明显偏低(美国东威明顿油田同期日产液91m³,埕岛西EDC合作区264m³),可见埕岛油田具有很大的提液潜力。

2.3.3 提液试验

2005年8月,埕岛油田对压力保持水平较高的CB11D井区进行了提液试验,CB11D4井日产液由52.2m³上升为127.9m³,提高了145%;CB11D2井日产液由52.8m³上升为201.7m³,提高了282%,两口井提液效果较好。

2.3.4 数值模拟结果

考虑目前工艺现状以及压力保持水平,单井最大液量取200m³/d,数值模拟预测15年,采出程度提高

4.9%(见图4)。



图4 不同液量方案采出程度随时间变化曲线

2.4 提高动用率

由于采取一套层系优化井段生产,导致油层射开程度较低,目前馆上段油藏未射孔厚度占钻遇总厚度的27.3%,还有1492m/531层未射孔,未射孔储量占33.8%。纵向各层射开程度差异较大,最高的为Ng₄砂层组,射开程度为84.8%,最低的为Ng₁₊₂砂层组,射开程度只有17.9%,具有较大的补孔潜力^[17]。

因此,可以通过补孔,提高储量动用程度,改善注水开发效果。

2.5 推广应用水平井

水平井是提高海上油田开发效果和效益的有效手段之一。埕岛油田针对储集层发育单一的井区,已设计完钻了5口水平井,平均单井日产油67.6t,是周围直井的2.9倍。与埕岛油田馆上段油藏地质条件非常相似的中国海洋石油有限公司天津分公司绥中36-1油田,近年来设计完钻了5口鱼骨状水平井,单井平均日产油119t,是周围直井的3.4倍^[18]。借鉴该油田的成功经验,在埕岛油田馆上段也设计完钻了一口鱼骨状水平井埕北26B平1井,水平段累计长度919m,其中,主井眼水平段长403m;第一分支井眼水平段长151m,最大夹角为13.55°;第二分支井眼水平段长136m,最大夹角为17.35°;第三分支井眼水平段长145m,最大夹角为27.54°;第四分支井眼水平段长84m,最大夹角为23.85°。该井完钻后计算水驱控制含油面积0.48km²,控制地质储量60万t。投产初期,采用5mm油嘴,油压5.9MPa,获得日产液104.2t,日产油94.8t的高产,产量是周围直井的4倍。自2006年10月26日投产至2007年5月17日,已累计产油1.5万t。

针对埕岛油田馆上段控制程度差的区域和零散的难动用储量,应通过水平井进一步提高储量控制程度和动用程度,以提高采油速度和采收率^[19,20]。

2.6 海上工程加固扩建

根据综合调整的要求,海上工程采取了加固改造已

有设施和扩建完善新增设施相结合的模式, 进行系统优化, 满足提高采液速度、采收率 and 经济效益的要求。

3 结语

按照低油价下制定的开发技术政策, 埕岛油田馆上段油藏采油速度低; 受海上工程设施的制约, 采收率低、储量利用率低。当前的高油价为埕岛油田提高采油速度、采收率和储量利用率提供了条件。通过细分层系、加密井网、提高注采比提液、提高油层动用率、应用水平井等综合调整措施, 可以改善水驱开发效果, 将采油速度提高到 2% 以上, 采收率可以提高 10% 以上。

根据上述研究认识, 中国石油化工股份有限公司(中国石化)胜利油田分公司已部署开展埕岛油田馆上段综合调整研究, 并于 2006 年底审查批准了综合调整先导试验方案, 决定于 2007 年开始矿场试验。

本文研究和撰写过程中得到了中国石化胜利油田分公司地质科学研究院赵红霞高级工程师、刘利和秦学杰工程师、杜玉山和任允鹏高级工程师、张巧莹等的大力支持和帮助, 在此深表谢意!

参考文献:

- [1] 郑和荣, 林会喜, 王永诗. 埕岛油田勘探实践与认识[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(6): 13, 8.
- [2] 徐英霞, 高喜龙, 杨鹏飞, 等. 埕岛地区馆陶组上段油藏地质模型[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(6): 53-55.
- [3] 宋万超. 胜利极浅海油田高速高效开发技术[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(3): 51-53.
- [4] 周守为, 曾恒一, 王伟元, 等. 中国海洋石油高新技术与实践[M]. 北京: 地质出版社, 2005.
- [5] 陈永生. 油田非均质对策论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.
- [6] 金毓荪. 国外砂岩油田开发[M]. 哈尔滨: 黑龙江科学技术出版社, 1984.

- [7] 季雅新. 埕岛油田合作开发与自营开发效果分析[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(4): 102-104.
- [8] 付国强, 张国栋, 吴义杰, 等. 河流相砂岩油藏综合地质评价建模[J]. 石油学报, 2000, 21(5): 21-26.
- [9] 刘焰明, 董广华, 钱玉祥, 等. 老油田加密井网密度计算方法[J]. 新疆石油地质, 2002, 23(2): 139-141.
- [10] 李阳, 王端平, 李传亮. 各向异性油藏的矢量井网[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(2): 225-227, 245.
- [11] 刘月田. 各向异性油藏注水开发井理论与方法[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(5): 101-104.
- [12] 陈元千, 李燧. 现代油藏工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
- [13] 陈元千. 油气藏工程计算方法(续篇)[M]. 北京: 石油工业出版社, 1991.
- [14] 王俊魁, 万军. 油气藏工程方法研究与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.
- [15] 才汝成, 李阳, 孙焕泉. 油气藏工程方法与应用[M]. 东营: 石油大学出版社, 2002.
- [16] 姚军, 陈月明, 冯其红, 等. 孤岛油田中二中强注强采水驱规律研究[J]. 油气采收率技术, 1996, 3(1): 65-71.
- [17] 毕秋军, 宋书君, 张本华, 等. 孤岛油田零散低品位储量开发实践与认识[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(6): 60-62.
- [18] 赵春明, 张迎春, 李波, 等. 水平分支井技术在渤海稠油油田开发中的应用[A]. 我国近海油气勘探开发高技术发展研讨会文集[C]. 北京: 石油工业出版社, 2005. 98-104.
- [19] 王晓冬, 于国栋, 李治平. 复杂分支水平井产能研究[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(6): 729-733.
- [20] 赵春森, 肖丹凤, 宋文玲, 等. 水平井与直井交错井网优化方法[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(1): 119-122.

作者简介: 周英杰(1961-), 男, 吉林德惠人, 博士, 中国石化胜利油田地质科学研究院高级工程师, 主要从事石油地质与开发工作。地址: 山东省东营市聊城路3号, 胜利油田地质科学研究院, 邮政编码: 257015。E-mail: zybj1@163.com

收稿日期: 2006-05-11 修回日期: 2007-06-10

(编辑 宋立臣 绘图 李秀贤)