



Research and Practice on Injection and Production Balance Adjustment Technology for Offshore Complex Fluvial Facies Oilfield

Chai Shichao

Tianjin Branch, CNOOC (China), Co, Ltd, Tianjin, China

Email address:

chaishch@cnooc.com.cn

To cite this article:

Chai Shichao. Research and Practice on Injection and Production Balance Adjustment Technology for Offshore Complex Fluvial Facies Oilfield. *Science Discovery*. Vol. 11, No. 4, 2023, pp. 146-152. doi: 10.11648/j.sd.20231104.12

Received: June 16, 2023; **Accepted:** July 10, 2023; **Published:** July 11, 2023

Abstract: Bohai A Oilfield is the first fluvial facies oilfield in the Bohai Sea to be developed using a horizontal well layering system. It has the characteristics of thin single sand reservoir thickness, large differences in reserve scale, rapid lateral changes in reservoirs, and staggered stacking of multiple river channel sand bodies in the vertical direction. In production, it is characterized by rapid decline in ground pressure, rapid increase in water content, and large decrease in oil production. In order to achieve efficient development of Bohai A Oilfield, based on the dissection of single sand body configuration and the study of internal injection-production connectivity within the reservoir, a systematic optimization and balanced adjustment of injection-production principles has been developed. By changing the pressure gradient field between injection wells and production wells, a six character fine injection-production balance adjustment strategy of "infill, increase, control, limit, guide, and drive" has been implemented, resulting in a 3.6% increase in overall oilfield recovery rate. We have achieved the goal of continuously stable production of 1 million cubic meters in Bohai A Oilfield for 12 consecutive years. The production practice of Bohai A Oilfield has proven that the injection production balance adjustment technology has effectively solved the main challenges faced in the development of Bohai A Oilfield, enriched the means and methods for efficient development of offshore complex river facies oilfields, and has positive reference significance for the development of other similar oilfields.

Keywords: Bohai A Oilfield, Horizontal Well Development, Injection and Production Balance Adjustment, Efficient Development, Enhanced Oil Recovery

海上复杂河流相油田注采均衡调整技术研究与实践

柴世超

中海石油（中国）有限公司天津分公司，天津，中国

邮箱

chaishch@cnooc.com.cn

摘要: 渤海A油田是渤海首个利用水平井分层系开发的河流相油田，具有单砂体油层厚度薄、储量规模差异大、储层横向变化快、纵向上多期河道砂体相互交错叠置的特征，生产上表现为地层压力下降快、含水上升快、产油量递减大的特征。为了实现渤海A油田的高效开发，在单砂体构型解剖及储层内部注采连通性研究的基础上加深剩余油分布规律认识，制定了系统优化、均衡调整的注采原则，通过改变注水井与生产井之间的压力梯度场，实施了“补、增、控、限、引、驱”六字精细注采均衡调整挖潜策略，使得全油田采收率提高3.6%，实现了渤海A油田连续12年持续稳产100

万方产量规模的目标。经渤海A油田的生产实践证明，注采均衡调整技术较好地解决了渤海A油田开发面临的主要难题，丰富了海上复杂河流相油田高效开发的手段和方法，对其它类似油田的开发具有积极的借鉴意义。

关键词：渤海A油田，水平井开发，注采均衡调整，高效开发，提高采收率

1. 引言

渤海A油田位于渤海湾盆地黄河口凹陷中央脊背北端，主力含油层系分布于新近系明化镇组下段，单砂体油层厚度3~10m，分流河道砂体内部结构极为复杂，纵向上由不同期次的分流河道砂体相互叠置[1]，平面上由多条河道侧向迁移，形成大面积分布的复合砂体，储层非均质性严重，是渤海首个以水平井一次井网成型开发的边水油藏[2, 3]，水平井井数占油田总生产井数75%，水平井日产油量占油田总产量的93%。油田投产初期产能较好，随着持续注水开发，油田地层压力下降快、含水上升快、产油量递减较大，储层水淹特征及剩余油分布复杂。为改善开发效果及提高油田采收率，亟需开展油田注采均衡调整技术研究。

2. 油田开发面临的挑战

2.1. 剩余油在平面和纵向上分布复杂

渤海A油田新近系明化镇组多叶状浅水三角洲储层分布广泛[4]，主力含油层采用单砂体水平井网开发，具有井网稀疏、井距较大等特点，缺乏利用水平井资料开展储层精细研究的技术手段，采用传统的技术难以实现对油田储

层的精细描述，油田储层水淹特征及剩余油分布规律认识存在较大困难。

2.2. 油田采用不规则井网高速开发，驱替不均衡

渤海A油田于2009年投产，水平井初期产能较高，油田初期采油速度达5.2%，油井无水采油期仅6个月左右，油井见水后产油量递减加大，油田投产初期自然递减率高达26.7%，

部分油井较快到达中高含水期，注入水沿高渗层方向低效循环，单砂体在纵向上和平面上驱替不均衡，制约油田高效开发[5]。

3. 油田注采均衡调整技术研究

3.1. 朵叶状浅水三角洲储层构型表征技术

渤海A油田浅水三角洲储层表征主要为基于单一流分河道或单一流分砂坝，油田实钻井资料揭示储层同时存在分流砂坝及分流河道沉积特征，通过加深浅水三角洲成因机理研究[6]，形成朵叶状浅水三角洲储层构型表征新方法，储层构型表征从大到小逐级进行，先确定复合河道的边界，再对河道内部构型要素进行精细刻画，明确分流砂坝与分流河道间互沉积特征。


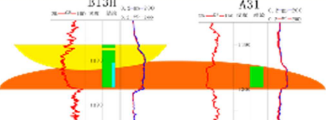
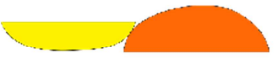
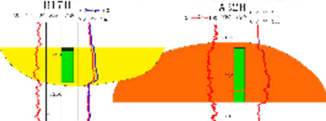

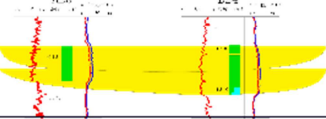

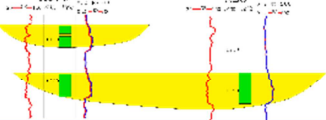

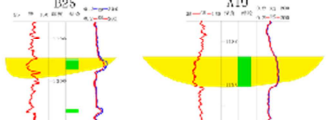
构型界面接触模式	井间剖面相分析	沉积特征
河在坝上 		复合正反韵律，砂岩沉积厚度厚。
河在坝间 		正韵律与反韵律平面间互沉积，反韵律较正韵律略厚。
河道切叠 		复合正韵律，分布于近物源区，砂岩沉积较厚。
河道侧叠 		正韵律及复合正韵律，主要分布于河道边部及远物源区。
河道分离 		正韵律，分布于河道边部，储层厚度较薄。

图1 渤海A油田储层构型界面接触模式。

渤海A油田储层主要以正韵律分流河道沉积为主，砂岩厚度相对较薄，分流砂坝厚度相对较厚，以复合正反韵律为主[7]。储层构型研究结合油田实钻井水淹情况对比分析，总结出2类构型要素的5种常见接触模式（图1），有效指导对单砂体水淹特征及剩余油分布规律的认识。渤海A油田平面上砂体水淹情况主要受控于注采对应关系，其次为储层构型。注采对应关系包括3种类型：井网内部主流线、井网内部非主流线和井网不完善区。井网内部主流线区域注采对应关系好，砂体水淹比例较大；非主流线区域多为井间滞留区，砂体水淹比例较低；井网不完善区域由于无注采对应，砂体未水淹或弱水淹。渤海A油田构型

边界在侧向上对油水运动产生一定程度的遮挡，导致平面水淹不均，局部形成水动力滞留区，剩余油多富集在构型边界附近。明下段主力砂体储层厚度大、物性好，整体上层间非均质性较弱。砂体层内水淹情况主要受控于韵律-重力，其次为夹层。明下段浅水三角洲前缘砂体以正韵律、均质韵律为主，其次为部分反韵律和复合韵律，普遍表现出中下部物性好，顶部物性略差的特点。另外，受重力影响，单期砂体层内均表现为底部水淹，顶部剩余油富集。厚层砂体1-1195-2层内夹层较为发育，受稳定分布的夹层隔挡，易形成多段底部水淹的特征，剩余油分布在夹层下部及夹层上部砂体的中上部（图2）。

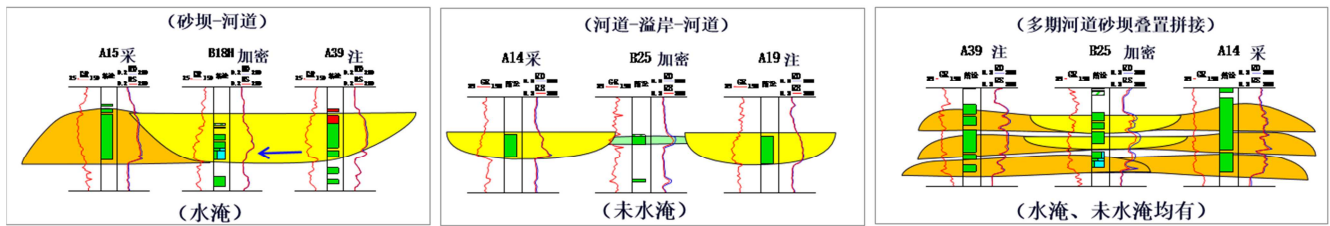


图2 渤海A油田构型界面解剖。

3.2. “补、增、控、限、引、驱”均衡注采调整技术研究

在储层构型研究及水淹特征和剩余油分布认识的基础上，针对油田开发面临的困难制定了系统优化、均衡调整的注采原则，通过改变注水井与生产井之间的压力梯度场[8]，研究形成了“补、增、控、限、引、驱”六字精细注采均衡调整挖潜技术体系。

3.2.1. “补”：补充调整井，完善注采井网

渤海A油田补充调整井挖潜的目标区域为注水井与采油井非主流线的区域和注采井网不完善、注采对应关系较

差的区域[9]。以主力砂体1-1167砂体为例，生产井A15井井口含水率从投产初期的5%上升至85%，根据储层构型研究及油水井动态分析，认为该区域注采主流线为注水井A9至生产井A15和注水井A39至生产井A15方向，潜力井B26井位于注采非主流线区域（图3），且B26井井区油层厚度为9m，具有一定的挖潜潜力，因此部署一口调整井B26井。B26井实钻后强水淹层厚度为1.1m，未水淹层厚度为7.6m，B26井投产初期产能为88方/天（图4）。从2012年至2021年，渤海A油田部署了51口调整井，累计贡献产量327.97万方。

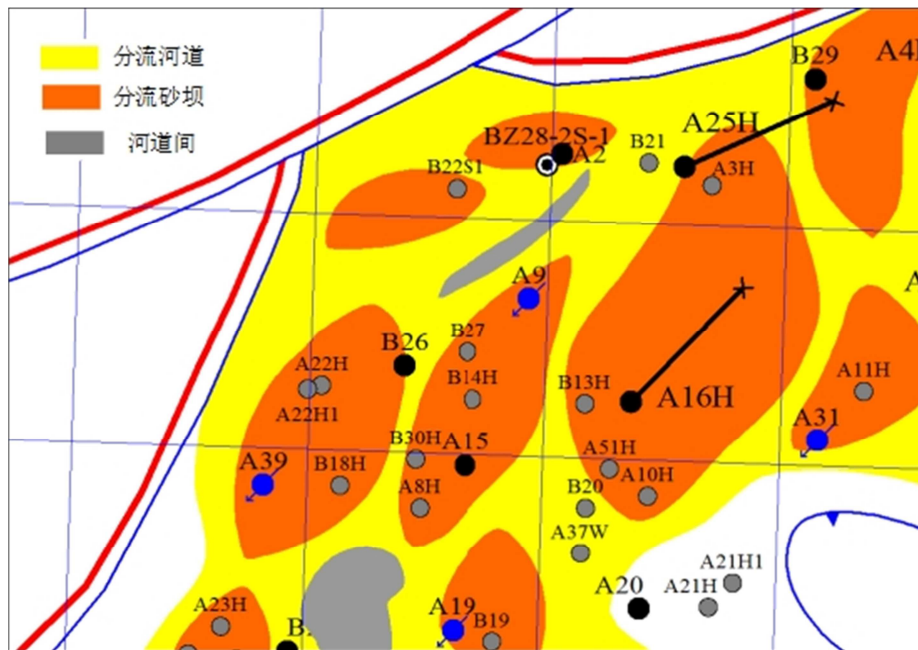


图3 渤海A油田1-1167砂体沉积微相图。

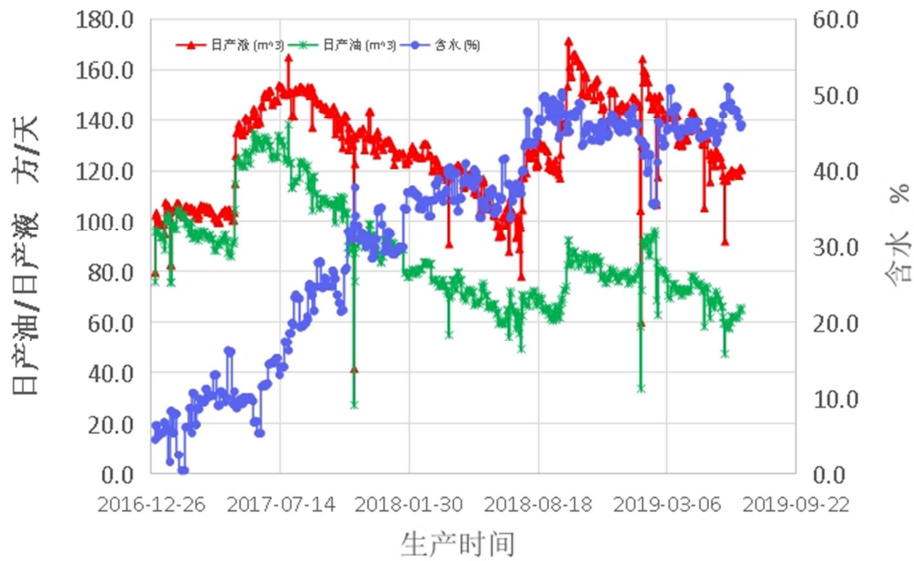


图4 B26井投产初期生产曲线图。

3.2.2. “增、控、限、引”均衡注采驱替研究

“增、控、限、引”均衡注采驱替研究思路是在储层构型研究及剩余油分布规律研究的基础上，以渤海A油田单砂体和单井组压力分布和水淹状况认识为基础（图5），以注采均衡驱替为目标，合理调控渤海A油田单井在每一个单砂体、单小层及单井组上的配注量和产液量[10-12]，实现了渤中A油田精细注水和产液结构调整。“增、控、限、引”方案单一井组的选井原则为：①“增”：对于注采主流线上的注水井，降低高驱动压力梯度条带的注采强度，扩大水驱波及；②“控”：对于注采非主流线上的注水井，提高低

驱动压力梯度条带的注采强度，促进储量动用；③“限”：对于注采主流线上的油井，缩小高驱动压力梯度条带范围，促进液流转向；④“引”：对于注采非主流线上的油井，扩大低驱动压力梯度条带范围，引导有效水线（图6）。以渤海A油田1195-2砂体为例，由于注水井A18H井投注时间较晚，注水主流线为B24井至A32H井方向，注水非主流线为注水井A18H至A26H井方向，按照压力梯度条带的调整原则，将B24井控制注水量15%，将A18H井注水增加注水量36%，调整后注采井组内受益油井A32H井的日增油量达到26方/天（图7，图8）。

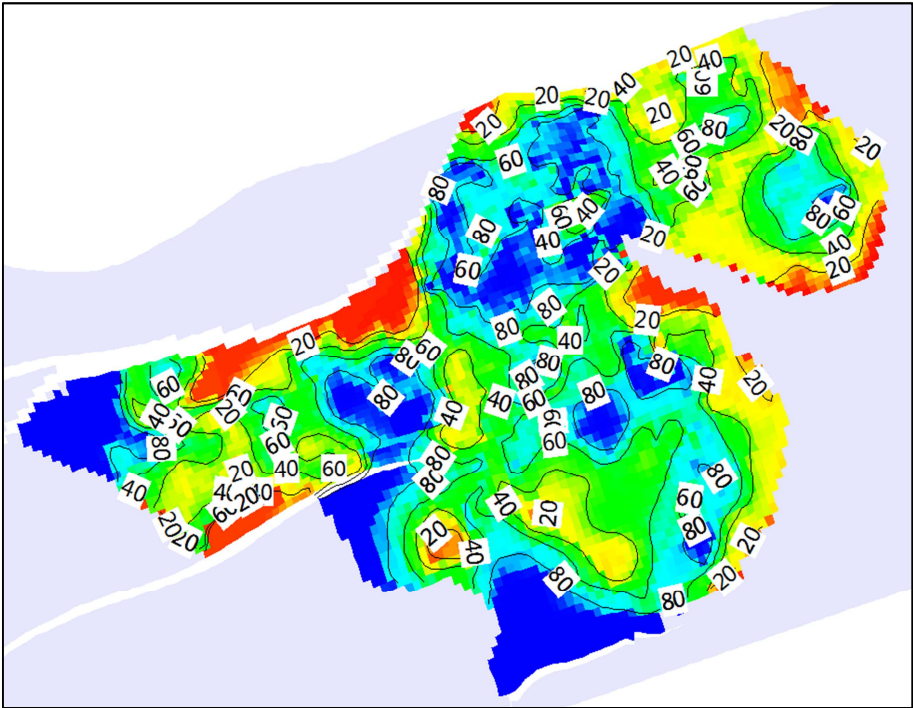


图5 1195-1砂体含水等值线图。

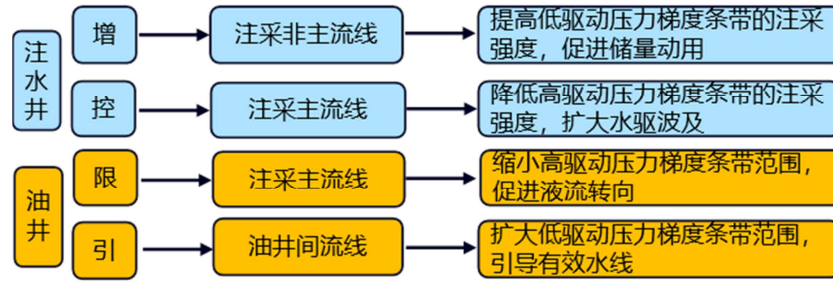


图6 “增、控、限、引”方案井组选井原则。

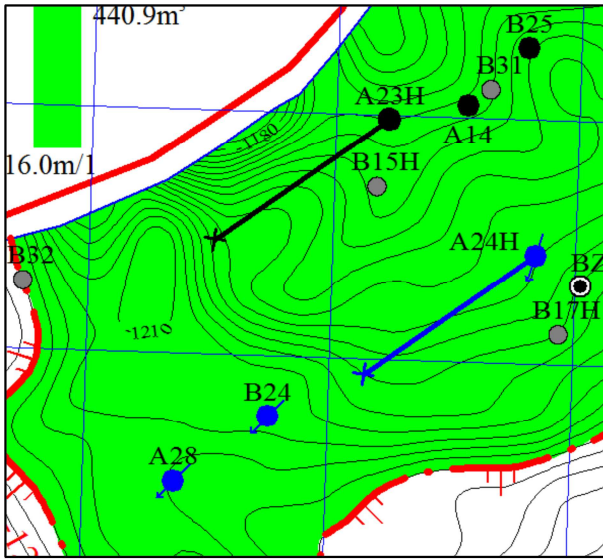


图7 B24-A18H-A32H井组井位图。

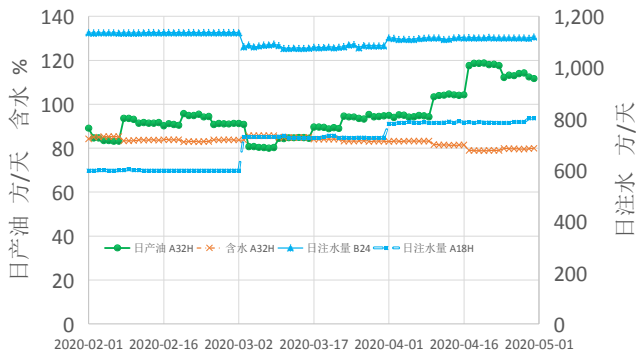


图8 B24-A18H-A32H井组注采曲线。

以渤海A油田1195-1砂体为例，砂体东侧为两口水平井注水、两口水平井采油的两注两采井网(图9)，生产井A6H1井含水92%，A5H1井含水85%，注水井A12H至A6H方向为高驱动压力条带，按照“增、控、限、引”的均衡注采调整原则，在保持注水井A11H和A12H井注水量不变的情况下，调整生产井A6H1井的日产液限制25%，A5H1井的日产液提高20%，将注水井A11H和A12H井的注水引致A5H1井方向，按这种方法调整后，A11H-A12H-A5H1-A6H井组的日增油量达到30方/天(图10)。

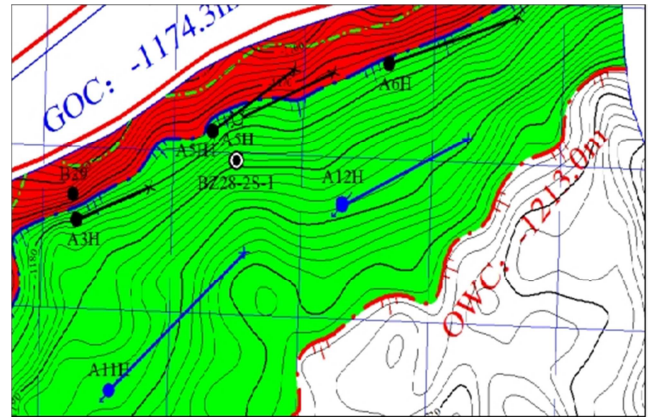


图9 A11H-A12H-A5H1-A6H井组井位图。

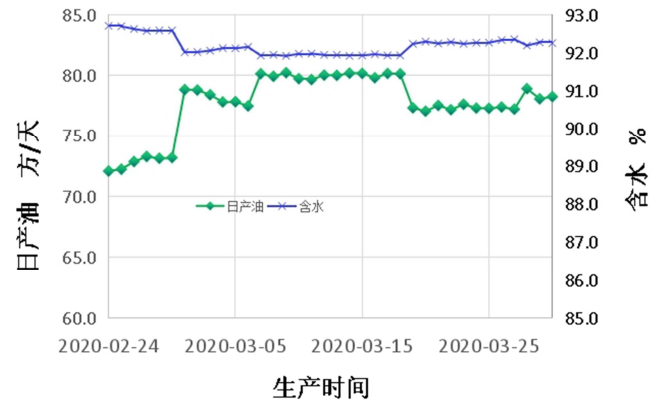


图10 A11H-A12H-A5H1-A6H井组生产曲线。

3.2.3. “驱”：开展水平注采井组化学驱先导性试验，提高波及效率

渤海A油田4-1185砂体是3注4采的水平注采井网(图11)，经过近10年的注水开发后，生产井含水率、产出水氯根化验分析及示踪剂测试结果都表明，注水井与生产井之间存在注水大孔道，水驱开发效果明显降低[13-15]。为了提高水平注采井组的波及效率，改善中高含水期水平注采井组的开发效果，渤海首次在水平注采井组中开展化学驱先导性试验，从2019年12月开始2口水平注水井的聚合物注入，砂体高峰含水率降低6%，日增油量62方/天(图12)，截止到目前累计增油量3.78万方，4-1185砂体化学驱先导性实验的成功，论证了水平注采井组化学驱的可行性。

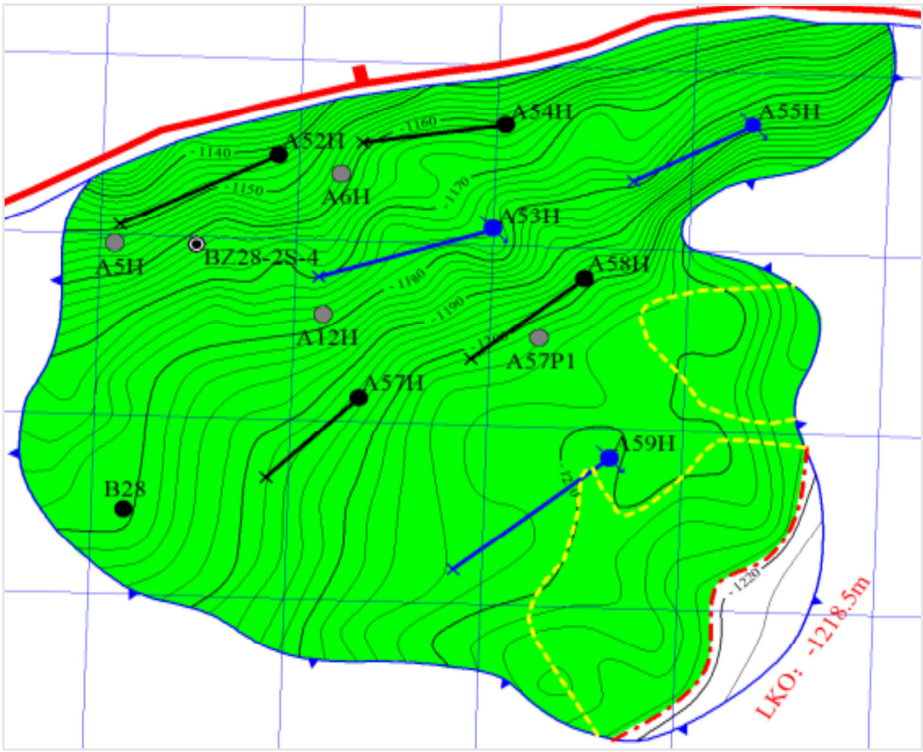


图11 4-1185砂体井位图。

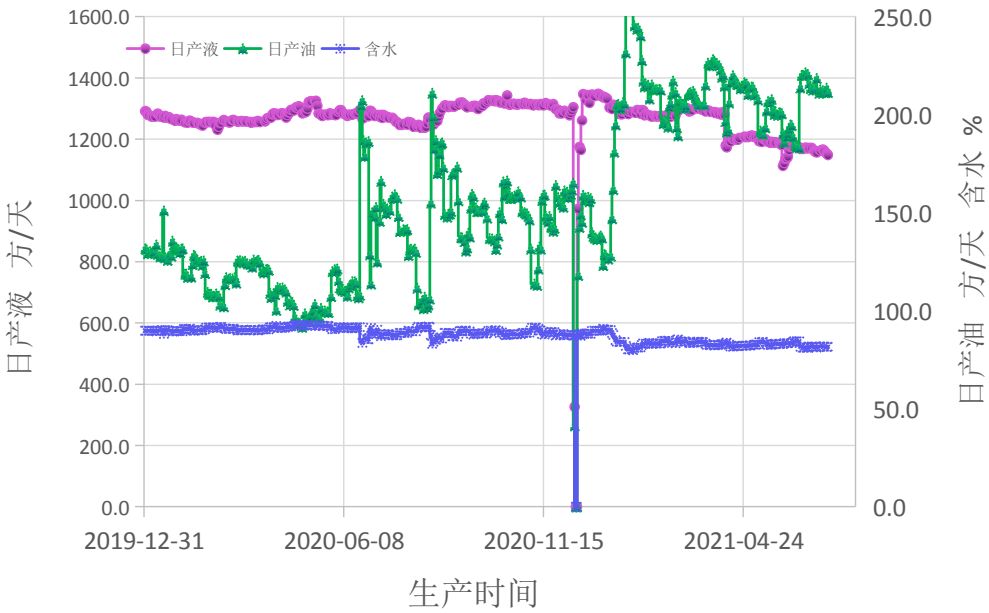


图12 4-1185砂体开采曲线。

4. 矿场应用效果

在渤海A油田注采均衡调整技术的指导下，从2016年至2020年，油田共“补”充调整井51口，实施“增、控、限、引、驱”共219井次，油田自然递减率从初期的26.7%降低至10.2%，油田采收率提高3.6%，实现了渤海A油田连续12年持续稳产100万方产量规模的目标，确保了渤海A油田的高效开发。

5. 结论与认识

渤海A油田朵叶状浅水三角洲储层构型表征技术实现了对河道内部构型要素进行精细刻画，有效指导了对单砂体水淹特征及剩余油分布规律的认识在此基础上，应用以“补、增、控、限、引、驱”为核心的海上复杂河流相油田均衡注采调整技术较好地解决了渤海A油田在生产过程中的

面临的几个主要难题,将油田的注采调整精细到单砂体、单井组和单方向,明显改善了油田的开发效果。

注水开发油田高含水以后控水稳油是永恒的课题,本文提出的均衡注采调整技术,其核心要义是为了克服储层非均质性造成的储层内部压力分布的不均衡以及剩余油分布的零散性,通过调控引导注入水走向,达到控水稳油的目的。

实施油田均衡注采调整技术的前提是对油藏的剩余油分布规律要有清晰的认识,而剩余油分布规律除了与注采关系、工艺措施有关外,更重要的是要对储层非均质性即储层内部构型要做精细刻画。

本文虽然以渤海河流相A油田为例均衡注采调整技术,经生产实践证明,本文方法丰富了海上复杂河流相油田高效开发的手段,但由于所有的油田都存在非均质性,因此该技术对其它沉积类型的油田控水稳油工作也具有可借鉴意义。

基金项目

“十三五”国家科技重大专项“渤海油田加密调整及提高采收率油藏工程技术示范”(2016ZX05058001)子课题部分研究内容。

参考文献

- [1] 温宏雷,邓辉,李正宇,等.渤海海域新近系明化镇组断裂控藏作用定量评价——以黄河口凹陷中央构造脊为例[J].油气地质与采收率,2017,24(4):36-42.
- [2] 朱永进,尹太举,刘玲利.浅水型三角洲沉积研究进展及问题讨论[J].石油天然气学报,2011,33(3):22-26.
- [3] 朱永进,张昌民,尹太举.叠覆式浅水三角洲沉积特征与沉积模拟[J].地质科技情报,2013,32(3):59-65.
- [4] 宋光永,李超,李森明,等.油砂山地区浅水三角洲-滨浅湖沉积及其对储层的控制[J].断块油气田,2018,25(2):146-150.
- [5] 吴穹颀,穆朋飞,孙广义,等.浅水三角洲分流砂坝精细刻画新方法[J].断块油气田,2020,27(2):176-181.
- [6] 张显文,胡光义,范廷恩,等.河流相储层结构地震响应分析与预测[J].中国海上油气,2018,30(1):110-117.
- [7] 胡光义,陈飞,范廷恩,等.基于复合砂体构型样式的河流相储层细分对比方法[J].大庆石油地质与开发,2017,36(2):12-18.
- [8] 徐玉霞,柴世超,廖新武,等.海上复杂河流相油田高效开发技术与实践[J].石油地质与工程,2015,29(3):69-72.
- [9] 顾伟民,侯亚伟.海上复杂河流相油田安全优化注水技术[J].石油天然气学报,2014,36(7):150-153.
- [10] 倪天禄,王贺林,王德明.水驱砂岩油藏水平井开发技术研究[J].油气地质与采收率,1998,(3):75-80.
- [11] 凌宗发,胡永乐,李保柱,等.水平井注采井网优化[J].石油勘探与开发,2007,34(1):65-72.
- [12] 韩光明,代兆国,杨建雷,等.基于均衡驱替的多井干扰下产液量优化方法[J].石油钻采工艺,2017,39(2):254-257.
- [13] 崔传智,万茂雯,李凯凯,等.复杂断块油藏典型井组注采调整方法研究[J].特种油气藏,2005,22(4):72-74.
- [14] 王德龙,郭平,汪周华,等.非均质油藏注采井组均衡驱替效果研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(5):122-125.
- [15] 苗大军,张渊,李国院,等.注水开发油藏注采平衡系统研究[J].钻采工艺,2002:20(2):40-43.

作者简介

柴世超(1971-),男,高级工程师,1996年毕业于中国石油大学(华东)油藏工程专业,2012年毕业于中国石油勘探开发科学研究院油气田开发工程专业,获硕士学位。在中海石油(中国)有限公司天津分公司从事油气田开发方面的研究工作。