

渤海块状底水稠油油藏蒸汽吞吐参数设计

李卓林

中国海洋石油国际有限公司 北京 100028

通讯作者:Email:lizhl21@cnooc.com.cn

项目支持:“十三五”国家科技重大专项“海上稠油热采技术”(2016ZX05025-004)

引用:李卓林. 渤海块状底水稠油油藏蒸汽吞吐参数设计[J]. 油气井测试, 2020, 29(3): 11-18.

Cite: LI Zhuolin. Design of steam huff and puff parameters for Bohai Sea heavy oil reservoirs with massive bottom water [J]. Well Testing, 2020, 29(3): 11-18.

摘要 渤海X油田底水普二类稠油油藏埋藏深、烃柱高度大,底水能量强,降低了热力采油的能量利用率,开发效果较差。在有限的注入热量下,为有效利用原始地层能量,实现原油降黏,提高流动能力,采用蒸汽吞吐热采方式开发。以DST测试资料为基础,利用数值模拟方法对蒸汽温度、干度、注汽速度、焖井时间及周期注汽量等参数进行优化分析。研究认为,该区最佳注汽温度340~350℃,注汽干度0.4,注汽速度300 m³/d,焖井时间3~5 d,推荐周期注入量递增,第一个吞吐周期蒸汽注入量为3 900 m³,第二个周期开始,注入量逐周期递增10%左右,预测蒸汽吞吐4轮次平均单井累产油6.6×10⁴ m³。研究方法和结果对渤海同类油藏开发具有一定的指导意义。

关键词 底水稠油油藏; 蒸汽吞吐; 注汽参数; 数值模拟; 稠油热采; 敏感分析; 钻柱地层测试

中图分类号: TE357 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.03.003

Design of steam huff and puff parameters for Bohai Sea heavy oil reservoirs with massive bottom water

LI Zhuolin

CNOOC International Limited, Beijing, 100028, China

Abstract: The second class heavy oil reservoir with bottom water in Bohai X oilfield is deep buried with high hydrocarbon column height and strong bottom water energy, which causes low energy utilization rate of thermal oil recovery and poor development effect. In order to effectively utilize the original formation energy, reduce the viscosity of crude oil and improve the mobility, the steam huff and puff thermal recovery method is used for development under the limited injection heat. This paper optimized the parameters of steam temperature, dryness, steam injection speed, soak time and periodic steam injection by numerical simulation based on the DST test data. The results show that the optimal steam injection temperature is 340~350℃, the steam injection dryness is 0.4, the steam injection speed is 300 m³/d, and the well shut-in time is 3~5 days. The injection rate is recommended to gradually increase. The steam injection volume in the first cycle is 3 900 m³. From the second cycle, the injection volume is increasing by 10% one by one. It is predicted that the average cumulative oil production of single well after four cycles is 6.6×10⁴ m³. The research methods and results have certain guiding significance for the development of similar reservoirs in the Bohai Sea.

Keywords: Heavy oil reservoir with bottom water; thermal recovery; steam huff and puff; steam injection parameters; numerical simulation; sensitivity analysis; drilling steam test

渤海稠油资源储量潜力巨大,黄鑫^[1]分析渤海稠油油田开发的挑战与应对措施时提出,海上油田钻井成本高,平台丛式井的特点使钻井成本约为陆上成本的6~10倍,钻井船租金高、海上不利于施工的风、浪、流等自然环境及海洋环境保护和平台安全要求高,加大渤海稠油的开发成本。同时,海上平台丛式钻井模式导致了井筒斜深较

大,并受海上平台空间限制,蒸汽锅炉规模有限,实现批量注热有待工艺技术突破,经济因素制约开发现象普遍。郭永华等^[2]对于渤海海域新近系稠油油藏原油特征进行大量样品分析,总结其原油性质具有高密度、高黏度、高胶质沥青质含量、低凝固点和低气油比的特点,其中胶质含量高成为制约稠油流动性的重要因素,也是稠油降黏研

究重点关注的课题之一。

受原油黏度影响,在渤海中孔中渗储层中稠油油藏主要有注水开发和热力采油两种开发方式。研究人员针对水驱开发难动用的渤海稠油储量开展了热采研究^[3-4]。张贤松等^[5]通过数值模拟手段,优化不同地层原油黏度、油藏厚度、渗透率,以及不同水体倍数的稠油油藏蒸汽吞吐的最优产液速度、焖井时间及注汽强度等关键注采参数。结果表明,对于不同地层原油黏度的稠油油藏,最优产液速度和注汽强度随地层原油黏度的增大而逐渐减小,最优焖井时间随地层原油黏度的增大逐渐增加;对于不同厚度的稠油油藏,最优产液速度、焖井时间和注汽强度均随油藏厚度的增大而增大;对于不同渗透率的稠油油藏,最优产液速度随渗透率的增大逐渐增大,最优焖井时间和注汽强度随渗透率的增大逐渐减小;对于不同水体倍数稠油油藏,最优产液速度和焖井时间随水体倍数的增大逐渐增大,最优注汽强度随水体倍数的增加先增大后减小。张贤松等^[6]还用数值模拟方法研究了不同于陆上开发经验的稠油油藏水平井蒸汽吞吐开发经济技术界限。以油藏埋深、油层厚度、纯总比、原始含油饱和度、渗透率作为热采筛选的参数。受经济性的制约,与陆地适用条件相比,海上油田油藏参数下限更高。郑伟等^[7]以渤海 A 油田油藏特征参数建立典型模型,利用数值模拟方法研究蒸汽与多元热流体两种注入介质适宜的油藏流体参数技术界限,达到快速筛选目标油藏吞吐方式的目的。

海上稠油油田开发方案设计以提高经济效益为目的,优先动用优质探明地质储量,生产和试验

并重,规模热采高黏原油储量,确保经济效益最佳。文献^[8]指出,蒸汽吞吐方法就是将一定数量的高温高压湿饱和蒸汽注入油层,焖井数天,加热油层中的原油,然后开井回采。与陆上油田相比,海上稠油油田单井井控储量大,应用蒸汽吞吐技术仍处于小规模、井组实验阶段,经验不足。要提高蒸汽吞吐开采的技术经济效益,必须针对具体油藏的地质条件,优化设计注汽工艺参数,考虑各种因素,科学地施工作业,才能取得最好的效果。

1 油田概况

渤海 X 油田位于郯庐断裂下辽河拗陷辽中南洼中央构造带上,整体构造形态为断鼻状。紧邻辽中、辽东生油凹陷,处于油气运移的有利通道上,具有优越的油气聚集成藏地质条件。目标油藏含油层位主要发育于新近系馆陶组,埋深 1 600.0 m,地层厚度较大,砂岩比较发育,辫状河沉积,岩性以细砂岩、含砾细砂岩为主,岩石孔隙发育,连通性好,层内非均质性较弱,目标油层厚度为 43.8 m,单砂层平均有效厚度 20.7 m,平均渗透率 1 331.6 mD。在油藏类型划分基础上,结合沉积相及储层展布认识,估算本油田目标单元的水体倍数为 25 倍。地面原油黏度为 3 498~5 441 mPa·s。

1.1 测试及产能分析

由于地层原油黏度大,该油田评价 1 井在目标油组常规 DST 测试产能低、效果较差,在 2 井采用测试工艺中成熟的井筒保温及螺杆泵加热技术,测试结果见表 1。根据测试日报,对测试过程的异常情况进行排除分析,推荐测试产能为 0.10~0.12 m³/(MPa·d·m)。

表 1 馆陶组评价井试油成果表
Table 1 Oil production testing results for appraisal wells in Guantao Formation

井号	射开厚度/ m	求产方式及 工作制度	求产时间/ h	日产油量/ (m ³ ·d ⁻¹)	生产压差/ MPa	实测米采油指数/ (m ³ ·(MPa·d·m) ⁻¹)
1	15.0	螺杆泵 60 rpm	8.0	5.3	5.38	0.07
		螺杆泵 40 rpm	5.0	20.6	4.61	0.12
		螺杆泵 50 rpm	6.0	24.6	6.09	0.11
2	38.0	螺杆泵 60 rpm	6.0	30.2	7.85	0.10
		螺杆泵 70 rpm	6.0	34.4	9.25	0.10
		螺杆泵 80 rpm	8.0	36.3	9.40	0.10

此外,考虑了类比方法,对目标油田产能进行推荐,分别与陆地油田单家寺^[9]、冷 41 断块^[10]和海

上蒸汽吞吐试验区的试验井进行产能对比分析,产能类比情况见表 2。

表 2 产能类比表
Table 2 Productivity analogy table

油田*	水体 类型	水体 倍数	油藏 温度/℃	油藏 厚度/m	油藏 埋深/m	渗透率/ mD	黏度/(mPa·s)		产能/(m ³ ·d ⁻¹)	
							50℃地面原油	地层原油	定向井	水平井
胜利油田单家寺	边底水	9	56	30	1 130~1 200	3 000~9 000	5 000~15 000	2 000~3 000	45	/
冷 41 断块	边底水	2	51	80~120	1 395~1 690	1 381	63 595~101 228	20 000~40 000(脱气)	20~30	/
LD27-2	边水	<5	50	10	1 300	3 787	2 865	2 336	/	40
X 油田	底水	11	54	40	1 600	1 872	3 954	2 680	/	70

* 驱动类型均为蒸汽吞吐。

1.2 开发方式推荐

根据我国稠油的分类标准^[10],目标油藏的原油属于普通亚 I-2 类原油,采用热力采油开发。刘喜林等^[11]、张义堂等^[12]系统论述了稠油开发、热力采油技术,其经验多总结自中国陆上油田。海上稠油热采对工艺技术实施提出特殊挑战,在陆上油田热力采油开发方式较成熟的筛选体系下,以工艺可行性及目标油藏的特点为重点分析对象进行开发方式的推荐。

1.2.1 注入介质

水的来源广、价格低,且水蒸汽具有很大的载热能力,在注蒸汽热力采油过程中应用最为广泛。近年来添加辅助气体的蒸汽增效作用也被广泛研究。

郭省学^[13]认为,对于埋藏较深的超稠油油藏,注蒸汽压力过高,致使蒸汽干度降低,室内实验研究 CO₂ 辅助蒸汽吞吐工艺参数,在充分搅拌提高 CO₂ 在原油中的溶解度条件下,原油黏度降低驱替效率增高。张风义等^[14]利用渤海油田稠油油藏的地层原油黏度、渗透率和非均质性等参数,对比研究了多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的开发效果及各自的油藏适应条件。多元热流体提高采收率机理与单纯蒸汽吞吐相比,增加了扩大热波及半径、提高地层能量及减少热损失等作用,但所携带热焓总量略有下降。因此,更适用于原油黏度相对不高、储层非均质性弱、油层较薄、天然能量较小的稠油油藏。刘新光等^[15]的研究成果是,在黏度大于 1 000 mPa·s 时,蒸汽吞吐比多元热流体吞吐开发效果略好,主要原因是蒸汽具有更高的热焓值,故推荐驱替介质为蒸汽。

1.2.2 工艺方式

从世界石油的稠油热采方式而言,蒸汽吞吐和蒸汽驱是最主要的开采方式,刘喜林^[16]也提出对于地质储量品质把握性较小的,需经过单井蒸汽吞吐试验后,再进行热采可行性研究。刘文章^[17-18]根据中国稠油的特点总结的中国稠油蒸汽吞吐筛选标

准及注蒸汽(蒸汽吞吐和蒸汽驱)筛选标准,均显示目标油藏适合采用注蒸汽的方式开发。

目标油藏埋深 1 600.0 m,油藏压力大于 15 MPa,同时在海上丛式钻井的条件下,井筒斜深更长,井筒热损失增加。强底水使油藏具有较充足的原始能量,增加了注蒸汽的难度,同时可能增大热量的无效传播和扩散。罗珊等^[19]对海上注蒸汽压力高的主要原因进行半定量影响程度分析,认为对注汽压力影响程度由大到小依次为:地层能量>原油黏度>渗透率。王大为等^[20]通过室内三维物理模拟,研究了强底水对 SAGD 开发的影响。结果表明,强底水会消耗部分注入蒸汽热量,同时由于存在强底水,吞吐预热难以降低油藏压力,经过三个吞吐轮次油藏压力降低 0.5 MPa,井间温度升高,达到转 SAGD 时机。刘如杰^[21]在分析曙一区超稠油热采开发效果时,发现超稠油投产初期,由于原油黏度高,地下温场未形成,蒸汽未能扩散到较远的油层,仅在井底周围聚集,造成憋压,注汽压力高,蒸汽干度低,吞吐效果差。李延杰等^[22]针对吞吐后续转驱实际进行研究,对于埋藏较深的油藏,由于油层压力较高,不能直接进行蒸汽驱开发,先进行蒸汽吞吐降低油层压力、预热地层。数值模拟结果显示,在一定地层压力范围内,吞吐后转驱时地层压力越低,单井累产油和采出程度越大。朱琴等^[23]针对海上 LD 油田明化镇组稠油蒸汽吞吐先导试验区评价蒸汽吞吐效果,通过数值模拟和试验井动态分析,由于海上油田经济性要求高于陆地油田,底水稠油油藏油柱高度应大于 15 m,热采可提高采收率约 3%。刘宁^[24]通过生产动态资料,结合数值模拟,研究了不同油藏模式蒸汽吞吐生产特征及调整对策,建议对于浅薄互层超稠油多轮次吞吐后平面气窜方向单一,井间剩余油富集,宜采用短周期、热处理生产。

通过调研认识到,由于油藏埋深较大,地层压力较大,且水体能量充足,原始条件开发时驱替的

压力高,存在开发难度,故推荐原始油藏条件先采用蒸汽吞吐热采方式,以达到降低油藏压力的目的。投产后期,可以根据生产动态及新增资料研究转用其他开发方式改善开发效果提高采收率。

2 蒸汽吞吐参数数值模拟研究

本油田数值模拟选用黑油模型,采用 CMG 模拟器 STARS 模块进行模拟计算。

依据综合地质研究成果,建立了地质模型。平面网格尺寸为 50 m×50 m,纵向上 1 m 一个,网格数约为 21 万个。饱和度分区根据储量计算结果,进行初始饱和度的端点标定,并在此基础上进行储量拟合。油水相渗曲线依据三组热水介质高温相渗,先得到归一化后的平均相渗曲线,然后根据地质储量计算采用的含油饱和度标定为数模使用的相渗曲线。油气相渗曲线选取 200 ℃ 条件下的油-汽相渗。

对地质模型采用 DST 拟合,表皮系数取值试井解释成果,通过拟合平面渗透率和纵向渗透率值,在定产量的条件下实现压差的拟合,拟合后模型平均水平渗透率为测井解释与 DST 解释渗透率平均值。

2.1 模型敏感性研究

顾浩等^[25]研究陆地油田蒸汽吞吐加密和蒸汽驱两种热采开发技术潜力评价图版,在 W 油田应用结果显示,蒸汽吞吐转蒸汽驱可以新增可采储量大于蒸汽吞吐加密。中石化早期热采井型以直井为主,水平井蒸汽驱处于攻关阶段。考虑本油藏存在底水,为了尽可能多动用储量,采用水平井进行蒸汽吞吐。同时,根据单井控制储量和油藏储量规模初步设计开发井数,根据窄条状含油区的布井,考虑吞吐后转驱替等其他三次采油方式的转换,最终确定以平行的水平井网形式均匀分布在含油区。

在全区模型基础方案中进行敏感性分析,并用于热采方案参数优化。根据地质不确定性研究,考虑平均水平渗透率、水体倍数、 K_v/K_h 、表皮系数等几个因素的影响。根据赵红雨^[26]对陆上油田蒸汽吞吐汽窜规律与周期的关系研究,影响蒸汽吞吐井间气窜的因素除地层非均质、原油黏度、油层厚度等静态因素,还包括投产时间、蒸汽吞吐周期、注汽量、采液量、井距等动态因素。与陆地油田大规模同时开展蒸汽吞吐不同,海上油田设施能力有限,目前可实现 2 口井同时吞吐。在注热工艺的差别下,油藏发生大面积井间干扰的规律不同。目前考虑由点及面扩展、均匀推进的方式,扩大蒸汽吞吐

范围。即优先在高部位、厚油层处开展 2 口井吞吐,逐渐向低部位实施蒸汽吞吐。以 8 个吞吐周期的采出程度以及高峰采油速度表征开发效果,敏感性分析指标见表 3。

表 3 敏感性方案对比
Table 3 Comparison of sensitivity schemes

敏感因素	方案描述	初期采油速度/%	采收率/%
水平渗透率	测井解释	1.9	9.8
	(测井+试井)平均	2.1	9.9
	试井解释	2.2	10.0
水体倍数	11	1.9	11.3
	25	1.9	10.3
	45	1.9	9.8
	65	1.9	9.6
K_v/K_h	0.1	1.4	10.9
	0.3	1.9	9.8
	0.5	2.0	9.2
表皮系数	0	1.9	9.8
	5	1.3	9.3
	10	1.0	8.9

结果表明,随着渗透率的增大,油田采收率增加,但敏感性不强。由于测井渗透率和试井渗透率分别代表了局部区域的物性效果,综合考虑 DST 拟合压力的效果,推荐模型采用试井和测井解释平均值。

由于资料的限制,对砂体边界的认识存在不确定性。因此,对水体大小进行了四个变量的敏感性方案。结果表明,其原油采出程度和单井平均累产油量均随着水体倍数的增大而减小,对热采油田含水上升影响蒸汽利用效率和单井产油量,具有不利影响。推荐基础模型中采用 25 倍水体,而对 11 倍和 65 倍水体分别做高、低方案研究进行设置。

垂向渗透率对采收率的影响较大。分析认为:一方面蒸汽的超覆作用决定了蒸汽纵向的作用区域将转化为有效产量;另一方面底水油藏垂向渗透性变好后,底水将发生井筒锥进并影响最终开发效果。根据馆陶组垂向和水平渗透率地质研究认识及取芯并钻取柱心的水平渗透率和垂直渗透率气测值比值,推荐采用 $K_v/K_h=0.3$ 。

表皮系数主要是对单井产能和最终累计产量都有影响的参数。随着表皮增加,单井累产和采出程度不断减小,考虑热采方式在一定程度上有对近井地带有解堵的作用,推荐表皮系数 0。

2.2 蒸汽吞吐参数优化

对馆陶组热采方案进行参数优化时,切取拟合后的油藏模型中的典型模型,选择能代表油藏物性

及隔夹层发育的普遍特征,同时受断层边界影响较小的完整区块,如图 1、图 2 所示。子模型平均渗透率 2 100 mD,水体倍数 25 倍,水平渗透率与垂向渗透率比值为 0.3。子模型设计 3 口水平井进行蒸汽吞吐。进行单因素参数优化时,考虑子模型参数

与子模型原油采出程度的关系,故采用吞吐技术的数值模拟方案设计方法^[27],进行注热工艺参数优化。
注汽温度、干度、速度、焖井时间,以及周期注入量对原油采出程度的影响如图 3 所示。

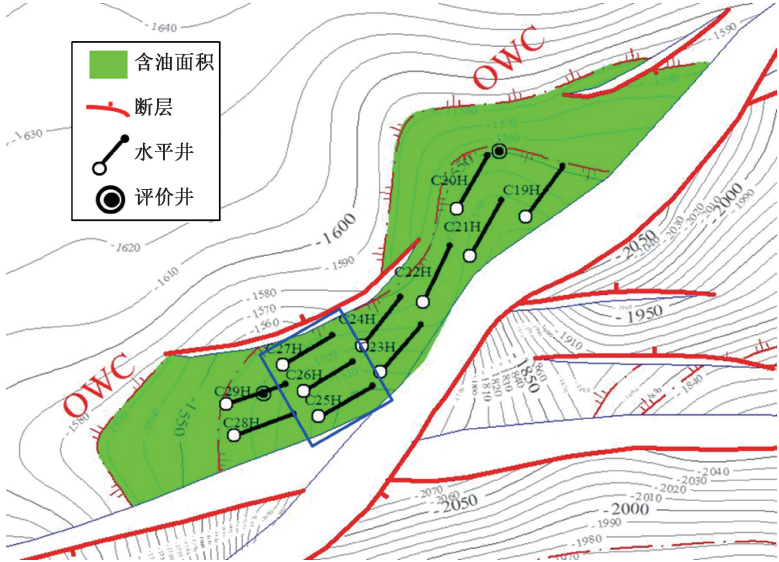


图 1 X 油藏含油面积图
Fig. 1 Oil-bearing area in the X oil reservoir

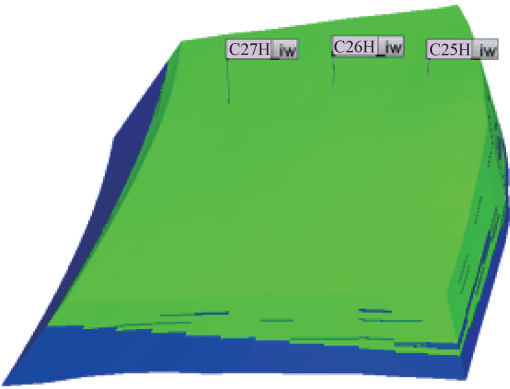
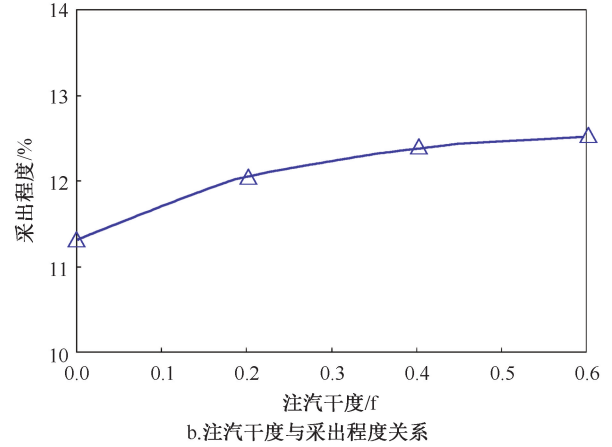
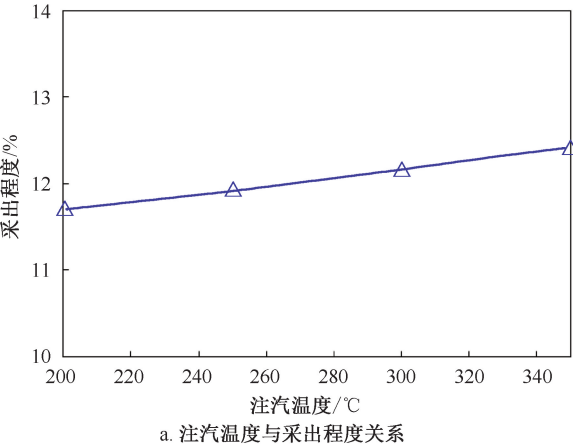


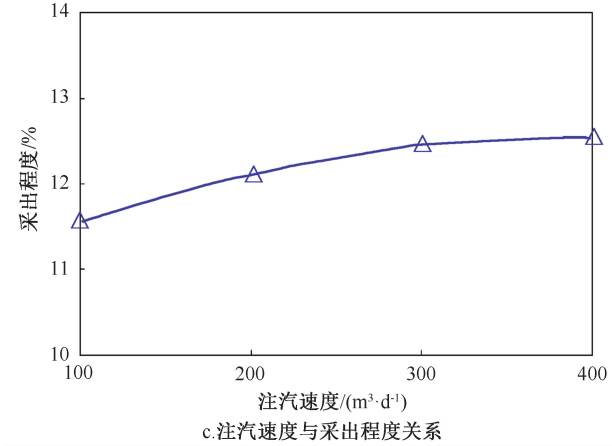
图 2 用于优化参数的子模型示意图
Fig. 2 Schematic diagram of sub model for optimizing parameters



b.注汽干度与采出程度关系



a. 注汽温度与采出程度关系



c.注汽速度与采出程度关系

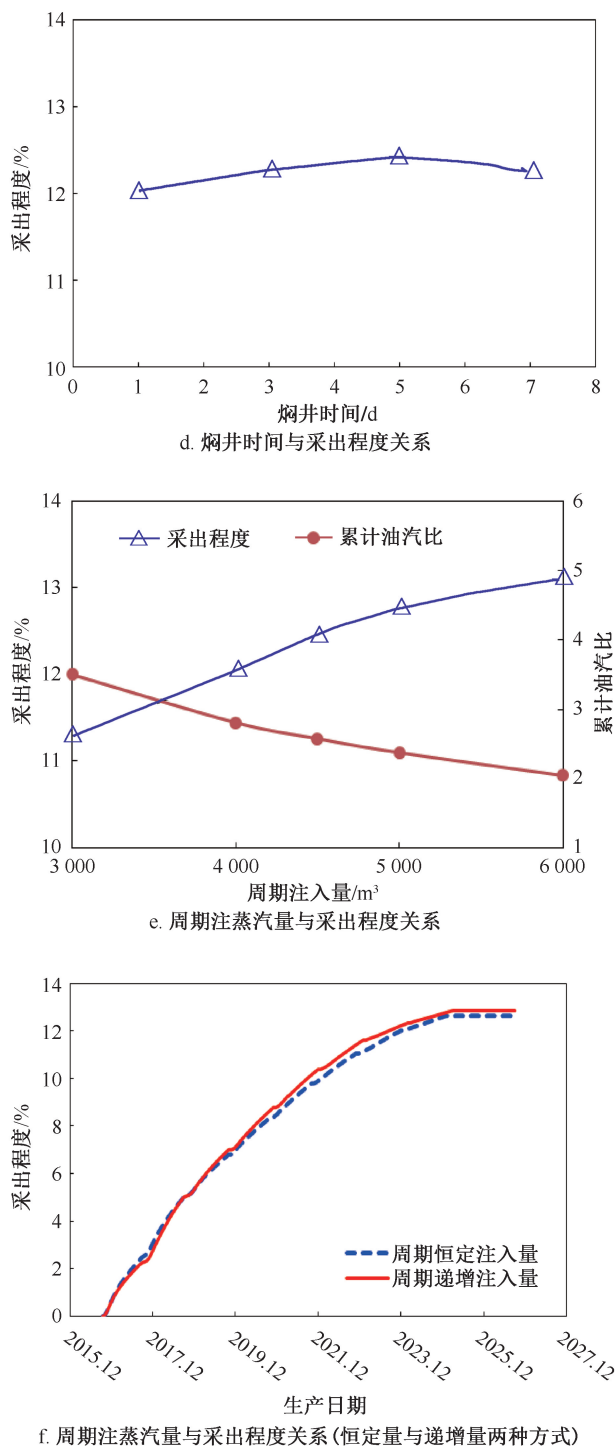


图3 各参数对原油采出程度的影响

Fig. 3 Influence of parameters on crude oil recovery

综合开发效果及考虑目前现场注汽设备能力,进行注热参数的推荐。

设计注汽温度为 200℃、250℃、300℃、350℃ 四个方案。随着注汽温度增加,典型模型的采出程度逐渐增加,变参数敏感性方案采出程度差值约 1%~2%。推荐注汽温度 340~350℃。

设计注汽干度为 0、0.2、0.4、0.6 四个方案。随着注汽干度增加,机理模型的采出程度逐渐增加,干度大于 0.4 后,采出程度增加幅度减少。推荐注汽干度 0.4。

设计注汽速度为 100 m^3/d 、200 m^3/d 、300 m^3/d 、400 m^3/d 四个方案。随着注汽速度增加,机理模型的采出程度逐渐增加,注汽速度大于 300 m^3/d 后,采出程度增加幅度减少,综合考虑注蒸汽成本与增油效果推荐注汽速度 300 m^3/d 。

设计焖井时间为 1 d、3 d、5 d、7 d 四个方案。随着焖井时间增加,机理模型的采出程度先增加再减少,综合考虑生产时长和焖井效果,推荐焖井时间 3~5 d。

通过在相同注入时间内改变注汽速度,设计周期注入量为 3 000 m^3 、4 000 m^3 、4 500 m^3 、5 000 m^3 、6 000 m^3 五个方案。随着周期注入量增加,机理模型的采出程度先快速增加再缓慢增加,同时考虑不同周期注入量下的油汽比参数,随着周期注入量增加,油汽比逐渐降低,综合考虑热采效果和经济衡量指标,推荐周期注入量平均在 4 500~5 000 m^3 之间。在确定平均注入量的基础上,考虑了周期注入量递增的方式和每个周期注入量相同的方式。结果显示,在前两个吞吐周期时,周期注入量递增的方式(实线)下累产油小于恒定注入量(虚线)的方式,在后几个周期效果略优于相同注入量的方式(图 3f)。分析认为,递增注入量的方式下,前两个周期注入量较小,吞吐效果未达到最佳,随着生产周期进行,井筒周围压力下降后,注入的蒸汽更好的被地层吸收热量补充能量,改善了流体的流动能力,提高产能。另一方面,考虑到原始油藏由于初始压力大原油黏度高,注汽能力较低,推荐采用周期注入量递增的注入方式,第一个周期注入 3 900 m^3 每个周期递增 10% 左右。

2.3 开发效果预测

采用敏感性优化后推荐的模型,根据热采参数优化结果和布井参数优化结果,对底水稠油油藏设计 11 口热采井,以吞吐 8 周期为基础方案,全区年产油及累产油如图 4 所示。前四个周期单井平均累产油 $6.6 \times 10^4 m^3$,8 周期单井平均累产油 $7.9 \times 10^4 m^3$ 。

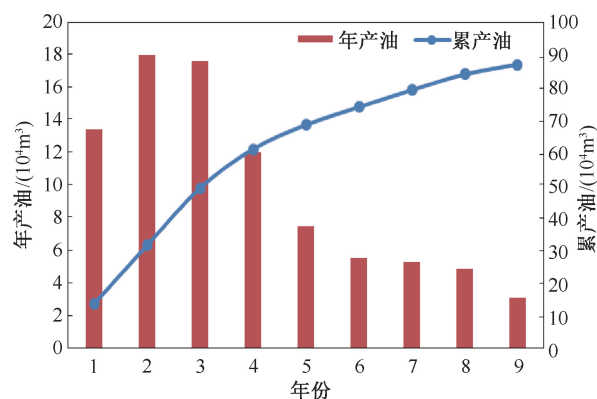


图4 全区吞吐8周期指标预测

Fig. 4 Prediction of indexes in the whole region after 8 cycles huff and puff

3 结论

(1) 对于油藏埋藏较深、存在大底水的稠油油藏,推荐热力采油蒸汽吞吐的方式进行开发。

(2) 由于海上热采工艺起步较晚,研究有效的注热参数对改善开发效果,提高经济性十分重要。经过典型模型和全区模型的敏感性分析与优化,推荐最佳注汽温度 340~350 ℃,注汽干度 0.4,注汽速度 300 m³/d,焖井时间 3~5 d,推荐周期注入量递增,第一个周期注入 3 900 m³,每个周期递增 10% 左右。

(3) 本油田作为整体部署、分区实施的先导试验区,其方案设计的思路对渤海同类油藏开发具有一定的指导意义。

致谢: 本论文撰写过程中,得到了中海油研究总院朱国金总师和郑伟高工的耐心指导和帮助,在此表示诚挚的感谢。

参考文献

- [1] 黄鑫. 渤海稠油油田开发面临的挑战与应对措施[J]. 油气田地面工程, 2010, 29(9): 76-77.
HUANG Xin. Challenges and countermeasures of heavy oil field development in Bohai Sea [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2010, 29(9): 76-77.
- [2] 郭永华, 周心怀, 李建平, 等. 渤海海域新近系稠油油藏原油特征及形成机制[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(3): 375-380, 385.
GUO Yonghua, ZHOU Xinhui, LI Jianping, et al. Crude oil features and origins of the Neogene heavy oil reservoirs in the Bohai Bay [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(3): 375-380, 385.
- [3] 周宝锁, 谭忠健, 卢中原, 等. 渤海油田稠油精准测试技术[J]. 油气井测试, 2019, 28(4): 14-19.
ZHOU Baosuo, TAN Zhongjian, LU Zhongyuan, et al.

- Precision testing technology of heavy oil in Bohai Oilfield [J]. Well Testing, 2019, 28(4): 14-19.
- [4] 吕新才, 王世华. 蒸汽加温同心管及其冬季在稠油地层测试中的应用[J]. 油气井测试, 1999, (4): 46-47.
LYU Xincan, WANG Shihua. The steam heated concentric pipe and its application in viscous oil DST operations in winter time [J]. Well Testing, 1999, 8(4): 46-47.
 - [5] 张贤松, 谢晓庆, 李延杰, 等. 渤海油区稠油油藏蒸汽吞吐注采参数优化模型[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(5): 88-92.
ZHANG Xiansong, XIE Xiaoqing, LI Yanjie, et al. Optimization model of injection-production parameters for steam stimulation in heavy oil reservoirs of Bohai petroliferous area [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(5): 88-92.
 - [6] 张贤松. 渤海油田稠油水平井蒸汽吞吐油藏经济技术界限研究及应用[J]. 中国海上油气, 2013, 25(4): 31-35.
ZHANG Xiansong. A study and application of economic-technical limit of huff and puff in horizontal wells for heavy oil reservoirs in Bohai Oilfields [J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(4): 31-35.
 - [7] 郑伟, 袁忠超, 田冀, 等. 渤海稠油不同吞吐方式效果对比及优选[J]. 特种油气藏, 2014, 21(3): 79-82.
ZHENG Wei, YUAN Zhongchao, TIAN Ji, et al. Comparison and selection of different steam stimulation modes for Bohai heavy oil [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2014, 21(3): 79-82.
 - [8] 万仁溥. 采油技术手册(第八分册)[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 204.
 - [9] 李献民. 中国油藏开发模式丛书: 单家寺热采稠油油藏[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 97-102.
 - [10] 《中国油气田开发志》总编纂委员会. 中国油气田开发志(卷3): 辽河油气区卷[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 391-420.
 - [11] 刘喜林, 尉小明. 稠油乳化降粘工艺技术问题浅析[J]. 特种油气藏, 2003, 10(S1): 61-63.
LIU Xilin, WEI Xiaoming. Technical problems in heavy oil emulsification for visbreaking [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2003, 10(S1): 61-63.
 - [12] 张义堂, 李秀峦, 张霞. 稠油蒸汽驱方案设计及跟踪调整四项基本准则[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 715-719.
ZHANG Yitang, LI Xiuluan, ZHANG Xia. Four fundamental principles for design and follow-up of steam flooding in heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6): 715-719.
 - [13] 郭省学. CO₂ 改善单 56 超稠油油藏蒸汽吞吐效果实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(4): 122-126.
GUO Xingxue. Experiment of CO₂ improved steam huff and puff effects for Shan-56 ultra-heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,

- 2018,37(4):122-126.
- [14] 张风义,许万坤,吴婷婷,等. 海上多元热流体吞吐提高采收率机理及油藏适应性研究[J]. 油气地质与采收率,2014,21(4):75-78.
- ZHANG Fengyi, XU Wankun, WU Tingting, et al. Research on the mechanism of multi-thermal fluids on enhanced oil recovery and reservoir adaptability [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4):75-78.
- [15] 刘新光,田冀,李娜,等. 海上稠油热采开发经济界限研究[J]. 特种油气藏,2016,23(3):106-109.
- LIU Xinguang, TIAN Ji, LI Na, et al. Economic limits of thermal recovery in offshore heavy-oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(3):106-109.
- [16] 刘喜林. 难动用储量开发稠油开采技术[M]. 北京:石油工业出版社,2005:53.
- [17] 刘文章. 特稠油、超稠油油藏热采开发模式综述[J]. 特种油气藏,1998,5(3):1-7,11.
- LIU Wenzhang. An overview on thermal development mode of super viscous crude oil and extra viscous crude oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 1998, 5(3):1-7,11.
- [18] 刘文章. 普通稠油油藏二次热采开发模式综述[J]. 特种油气藏,1998,5(2):1-7.
- LIU Wenzhang. Summary of secondary thermal recovery for conventional heavy oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 1998, 5(2):1-7.
- [19] 罗珊,吴婷,袁伟杰,等. 渤海油田蒸汽吞吐试验井注汽压力影响因素分析[J]. 海洋石油,2019,39(1):24-27.
- LUO Shan, WU Ting, YUAN Weijie, et al. Analysis on influencing factors of steam injection pressure in huff and puff test-well in Bohai Oilfield [J]. Offshore Oil, 2019, 39(1):24-27.
- [20] 王大为,吴婷婷,葛涛涛,等. 强底水特稠油油藏蒸汽辅助重力泄油物理模拟[J]. 新疆石油天然气,2018,14(2):49-53,67.
- WANG Dawei, WU Tingting, GE Taotao, et al. Physical simulation of sagd for extra heavy oil reservoir with strong bottom water [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2018, 14(2):49-53,67.
- [21] 刘如杰. 超稠油组合式吞吐在曙光油田的应用[J]. 非常规油气,2018,5(5):68-74.
- LIU Rujie. Application of super heavy oil combined throughput in Shuguang Oilfield [J]. Unconventional Oil & Gas, 2018, 5(5):68-74.
- [22] 李延杰,李娜,谭先红,等. 海上 M 稠油油田吞吐后续转驱开发方案研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2018,40(2):98-106.
- LI Yanjie, LI Na, TAN Xianhong, et al. Development program of flooding after huff and puff in offshore M Heavy Oilfield [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2018, 40(2):98-106.
- [23] 朱琴,刘东,王树涛,等. 海上稠油蒸汽吞吐开采技术实践及认识[J]. 录井工程,2019,30(1):21-26,32.
- ZHU Qin, LIU Dong, WANG Shutao, et al. Practice and understanding of steam huff and puff recovery technology for offshore heavy oil [J]. Mud Logging Engineering, 2019, 30(1):21-26,32.
- [24] 刘宁. 基于不同稠油油藏模式高轮次蒸汽吞吐后生产特征及调整对策分析[J]. 新疆石油科技,2018,28(4):37-41,69.
- LIU Ning. Analysis of production characteristics and adjustment measures after high round steam huff and puff based on different heavy oil reservoir models [J]. Xinjiang Petroleum Science & Technology, 2018, 28(4):37-41,69.
- [25] 顾浩,孙建芳,秦学杰,等. 稠油热采不同开发技术潜力评价[J]. 油气地质与采收率,2018,25(3):112-116.
- GU Hao, SUN Jianfang, QIN Xuejie, et al. Potential evaluation of different thermal-recovery technologies for heavy oil [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(3):112-116.
- [26] 赵红雨. 稠油油藏组合蒸汽吞吐的分区方法[J]. 特种油气藏,2018,25(3):77-81.
- ZHAO Hongyu. Zoning of combined steam huff-puff in heavy oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(3):77-81.
- [27] 吕政,李辉,丁楠,等. 小洼油田中-深层特稠油多元热流体吞吐技术研究与应用[J]. 特种油气藏,2019,26(3):109-113.
- LYU Zheng, LI Hui, DING Nan, et al. Multi-component thermal fluid huff-puff technology and its application in Xiaowa Oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(3):109-113.

编辑 穆立婷

第一作者简介:李卓林,女,1986年出生,硕士,工程师,2012年获中国石油大学(北京)油气田开发工程专业硕士学位,现从事油气田开发方案设计及技术研究相关工作。电话:010-84524090; Email: lizhl21@cnoc.com.cn。通信地址:北京市朝阳区太阳宫南街6号院A座海油国际,邮政编码:100028。