

志丹油田西部烟雾岭区长 4+5、长 6 油藏增产稳产方案

仇复银 闫钰琦 宜海友

(延长油田股份有限公司注水项目区管理指挥部, 陕西 延安 716000)

摘 要: 志丹油田西部烟雾岭区域主要属于岩性圈闭, 平均孔隙度 8~10%, 是典型的特低(超低)渗透油田。目前平均日产液 425.5m³/d, 平均日产油 224.70t/d, 平均日注水 683.5m³/d, 区块日产油水平低, 注采比偏高 1.7; 平均单井日产油 0.76t/d, 平均单井日产液 1.42m³/d; 采油速度较低 0.7%, 采出程度低 2%; 单井产量低, 单井产量递减较快, 全区产量出现明显递减趋势。本文紧密结合区内勘探开发实际, 通过对长 4+5、长 6 主力层的深入认识, 查明油藏开发过程中各种影响因素, 系统建立低渗透油田技术对策和稳产方案, 改善开发效果, 提高油田整体开采效益及开发水平, 实现油田长效稳产和增产。

关键词: 油藏; 开发; 稳产; 方案

0 引言

志丹油田西部烟雾岭区块位于县西南部的金鼎—吴堡乡境内, 开发面积约 307km², 钻井 588 口。本次研究区由于油层没有自然产能, 故均需压裂投产, 是典型的低压力、低气油比、低渗、低产油藏, 根据对研究工区储量计算和精细油藏地质研究, 提出该区的开发原则: ①坚持以经济效益为中心, 充分利用资源, 努力提高采收率; ②研究制定合理的采油速度、投产次序等开发技术政策; ③要有较长的稳产期。为后续更好论证该工区井网调整及井距排距部署方案提供科学详实的支持依据, 前期通过收集工区油水井信息, 产液、产油、含水率信息, 射孔、压裂信息等资料, 运用 Geomap、石文等软件, 对该区地质构造、油藏剖面等做了大量基础工作。

1 工区稳产开发问题现状

烟雾岭区块主力开发油层: 三叠系延长组长 4+5、长 6 油层组。工区面积较大, 地质条件复杂, 储产层非均质性强, 随着勘探开发工作的进行, 注采系统不完善, 注水明显未受效, 含水率不断升高, 区块油井产量下降较快, 稳产困难而增产更难; 另一方面区块采出程度低, 采油速度低, 剩余油含量高。

2 总体稳产方案规划

根据注采状况、剩余油分布情况分析, 再结合开发调整原则和稳产技术对策, 提出四套综合治理的调整方案: 方案 1: 调层方案; 方案 2: 井网完善方案; 方案 3: 措施增产方案; 方案 4: 动态监测完善方案。由于研究区注采不对应性矛盾比较突出, 因此, 将注采层位的对应性调整作为稳产政策重点, 措施分为封堵、补层及调剖调参等。

3 具体稳产部署对策

3.1 方案一: 调层方案

3.1.1 注采层位对应性调整

综合生产动态资料及基础分层资料, 通过补孔以及封堵措施对研究区注采不对应的层位进行调整, 使相同油层的油水井建立对应关系。具体分批实施, 第一年首先对注采层位和周围井严重不对应等问题特别突出的井优先实施调整, 补新层共计 49 口, 封堵共计 24 口; 第二年则对问题突出次之的井进行调整, 补新层共计 48 口, 封堵共计 26 口。对此方案实施所需成本费用及收益简单统计列表如表 1。由表 1 数据可算得, 此方案实施约 70 天后即可收回成本。因此, 此方案可行。

3.1.2 调参——调剖调整

最后, 针对注水井的层间吸水不均匀状况, 对高渗透层段进行封堵, 调整注水层段的吸水剖面, 使之均匀吸水, 并对注采不平衡井组, 调整其工作参数, 通过加大或者放慢抽吸来进行调整。具体分批实施, 第一年主要针对问题特别突出的井优先实施调整, 即层间吸水严重不均匀或有特别明显的高渗带的井, 调参共计 19 口, 调剖共计 18 口; 第二年则对问题相对突出的井实施调整, 调参共计 17 口, 调剖共计 16 口。对此方案实施所需成本费用及收益简单统计列表如表 2。由表 2 数据可算得, 此方案实施约 65 天后即可收回成本。因此, 此方案可行。

3.1.3 分层注采调整

在注采层位对应性调整方案的基础上, 对油层物性差异较大的油层下分隔器及相关设施实施分层注采, 这样可避免由层间矛盾引起的层间干扰。具体分

批实施,第一年主要针对问题特别突出的井优先实施调整,即油层物性差异严重的井,分层采油共计13口,分层注水共计23口;第二年则对问题相对突出的井实施调整,分层采油共计12口,分层注水共计23口。对此方案实施所需成本费用及收益简单统计列表如表3。由表3数据可算得,此方案实施约152天后即可收回成本。因此,此方案可行。

3.2 方案二:井网完善方案

研究区存在局部区域注采井网和注采系统不完善情况。

3.2.1 打新井完善注采井网调整

针对不完善的井网区域,根据其所处的相带和储层类型作综合研究,再结合其剩余油饱和度与物性关系,对有潜力的区域,考虑部署新井以完善井网。具体分批实施,第一年主要针对局部井组中无注水井或局部区域潜力较大但无采油井以致井网不完善井网的井组,优先实施调整,解决突出存在的问题,采油井11口,注水井3口;第二年再对井网不完善问题次之的井进行调整,采油井12口,注水井4口。对此方案实施所需成本费用及收益简单统计列表如表4。由表4数据可算得,此方案实施1229天(3年5个月)后即可收回成本。因此,此方案可行。

3.2.2 转注井完善注采井网调整

由于研究区开发所采用是菱形反九点的井网,一般设有一口注水井在井网的中间。但在研究生产资料后发现,研究区局部井网内,应该是注水的井却在采油,造成局部注采井网的不平衡、采油效率低、地层能量亏空。面对该问题,拟将这部分油井转注,以完善注采井网,从而建立有效的注采压力驱替系统来恢复地层能量,开采地层内的剩余油。具体分批实施,第一年主要针对无注水井井组产量特别低的问题特别突出井组,优先实施井网完善性的调整,并对间油井进行转注,补充地层能量,转注16口井;第二年则对井网不完善问题次之的井实施调整,转注18口。对此方案实施所需成本费用及收益简单统计列表如表5。由表5数据可算得,此方案实施约700天(2年)后即可收回成本。因此,此方案可行。

3.2.3 五点法调整试验区

考虑若进入到油田开发的中、后期阶段,随着含水上升则产能会下降,为了稳油控水的目的,需要配套调整井网形式。首先对改变井网形式的可行性,进行实验性分析,选取工区东南部的4143-3井区,一块原井网形式较好的区域,尝试将原来的菱形反九点井网调整成五点法,对油水井补层,增强注采对应性。

对此方案实施所需成本费用及收益简单统计列表如表6。由表6数据可算得,此方案实施132天后即可收回成本。因此,此方案可行。

3.3 方案三:措施增产方案

在实际生产作业中,经常会发生注水井和采油井的堵塞现象,为了实现解堵增产,结合研究区生产实际,选取产量较低且堵塞严重的油井,以及注水量少、注不进水的注水井,对其多措并举,改变生产状态。具体分批实施,第一年主要对问题突出的井,优先安排措施作业,实施31口;第二年则对井问题相对次之的再上措施,实施16口井,措施周期270天。对此方案实施所需成本费用及收益简单统计列表如表7。由表7数据可算得,此方案实施约70天后即可收回成本。因此,此方案可行。

3.4 方案四:动态监测完善方案

由于研究区动态监测资料较少、不完善,给项目研究带来阻碍,为使方案能够顺利实施,安排以下监测的工作量:①示踪剂监测9个井组;②裂缝监测井10口;③静压测试井44口,压力降落测试井31口,压力恢复测试井7口;④剩余油饱和度测井24口;⑤吸水剖面监测井50口,产液剖面监测井74口;⑥油井含水变化后,查看化验水型、产出剖面和示踪剂资料,找到出水层位施措;⑦其他流体性质监测、功图液面和油水井计量等,严格按有关规定执行。

4 稳产方案结果预测

综上得到烟雾岭区长4+5、长6油藏稳产方案,即调层+完善井网+增产措施。基础方案是按照现状生产,对基础方案和调整方案分别预测未来10年的生产情况对比(表8)。由此可见:对于基础方案未来10年采出程度7.15%,而调整调整方案采收率11.03%,采出程度提高3.88%,表明此调整方案效果不错。

5 结论

①调层稳产方案可选择注采层位对应、调参-调剖、分层注采模式,均可行;②井网完善稳产方案可选择打新井完善注采井网、转注完善井网、五点法调整,均可行;③措施增产稳产方案可采取电爆震、超声波、复压措施,达到目的;④可采取动态监测完善方案中具体对应措施,以保证稳产方案顺利实施。

参考文献:

- [1] 田选华,胡昱,等.致密油藏技术极限井距确定新方法[J].西安石油大学学报(自然科学版),2021(04).
- [2] 甘俊奇,等.多层低渗透砂岩油藏高含水期菱形反九点井网的调整方法:中国,CN107218024B[P].2019-06-11.

表1 注采层位调整方案投入与收益表

批次	基本成本总投入				增加稳产总效益			
	项目	工作量	单价	总价(元)	项目	产油量	单价	总价(元)
第一年	增加的注水量	2232m ³	15 元 /m ³	33480	增加的产油量	19800t	1096t/ 元	21700800
	射孔	186m	2600 元 /m	483600				
	压裂	48 次	51000 元 / 次	2448000				
	封堵	27 层	80000 元 / 层	2160000				
第二年	增加的注水量	2550m ³	15 元 /m ³	38250	增加的产油量	21000t	1096t/ 元	23016000
	射孔	195m	2600 元 /m	507000				
	压裂	50 次	51000 元 / 次	2550000				
	封堵	29 层	80000 元 / 层	2320000				

表2 调参-调剖调整方案投入与收益表

批次	基本成本总投入				增加稳产总效益			
	项目	工作量	单价	总价(元)	项目	工作量	单价	总价(元)
第一年	调参	19 口	15000 元 / 口	285000	增加的产油量	4170t	1096 元 /t	4570320
	调剖	18 口	45000 元 / 口	810000	节约的注水量	13410m ³	15 元 /m ³	201150
第二年	调参	17 口	15000 元 / 口	255000	增加的产油量	4000t	1096 元 /t	4384000
	调剖	16 口	45000 元 / 口	720000	节约的注水量	12000m ³	15 元 /m ³	180000

表3 分层注采调整方案投入与收益表

批次	基本成本总投入				增加稳产总效益			
	项目	工作量	单价	总价(元)	项目	产油量	单价	总价(元)
第一年	增加的注水量	23307m ³	15 元 /m ³	349605	增加的产油量	6600t	1096 元 /t	7233600
	分层注水	13 口	45000 元 / 口	585000				
	分层采油	23 口	135000 元 / 口	3105000				
第二年	增加的注水量	24000m ³	15 元 /m ³	360000	增加的产油量	6900t	1096 元 /t	7562400
	分层注水	12 口	45000 元 / 口	540000				
	分层采油	23 口	135000 元 / 口	3105000				

表4 打新井完善注采井网调整方案投入与收益表

批次	基本成本总投入				增加稳产总效益			
	项目	工作量	单价	总价(元)	项目	工作量	单价	总价(元)
第一年	新打采油井	11 口	248.65 万元 / 口	22018700	新井产油量	6000t	1096 元 /t	6576000
	新打注水井	3 口	234.57 万元 / 口	6005100	新注水井井组增加的产油量	390t	1096 元 /t	427440
	增加的注水量	10800m ³	15 元 /m ³	162000				
第二年	新打采油井	12 口	248.65 万元 / 口	24020400	新井产油量	6528t	1096 元 /t	7154688
	新打注水井	4 口	234.57 万元 / 口	8006800	新注水井井组增加的产油量	420t	1096 元 /t	460320
	增加的注水量	12300m ³	15 元 /m ³	184500				

表5 转注井完善注采井网调整方案投入与收益表

批次	基本成本总投入				增加稳产总效益			
	项目	工作量	单价	总价(元)	项目	工作量	单价	总价(元)
第一年	增加的注水量	43800m ³	15 元 /m ³	657000	增加的产油量	2476t	1096 元 /t	2713696
	转注井	16 口	30 万元 / 口	4800000				
第二年	增加的注水量	48600m ³	15 元 /m ³	729000	增加的产油量	2591t	1096 元 /t	2839736
	转注井	18 口	30 万元 / 口	5400000				

表6 五点法完善注采井网调整方案投入与收益表

基本成本总投入				增加稳产总效益			
项目	工作量	单价	总价	项目	工作量	单价	总价
增加的注水量	26.6m ³ /d	15 元 /m ³	399 元 /d				
射孔	44m	2600 元 /m	114400 元				
压裂	11 次	51000 元 / 次	561000 元				
转注设施费用	4 口	30 万元 / 口	120 万元				
增加稳产总效益				增加稳产总效益			
项目	工作量	单价	总价	项目	工作量	单价	总价
增加的产油量	13.3t/d	1096 元 /t	14576.8 元 /d				

表7 措施增产调整方案投入与收益表

批次	基本成本总投入				增加稳产总效益			
	项目	工作量	单价	总价(元)	项目	工作量	单价	总价(元)
第一年	电爆震	9 口	60000 元 / 口	540000	电爆震增产	1755t	1096 元 /t	1923480
	超声波	3 口	50000 元 / 口	150000	超声波增产	594t	1096 元 /t	651023
	复压	10 口	51000 元 / 口	510000	复压增产	2610t	1096 元 /t	2860560
	酸化	7 口	40000 元 / 口	80000	酸化增产	510t	1096 元 /t	5558960
第二年	电爆震	8 口	60000 元 / 口	480000	电爆震增产	1560t	1096 元 /t	1709760
	超声波	4 口	50000 元 / 口	100000	超声波增产	396t	1096 元 /t	434016
	复压	8 口	51000 元 / 口	408000	复压增产	2088t	1096 元 /t	2288448
	酸化	6 口	40000 元 / 口	80000	酸化增产	510t	1096 元 /t	558960

表8 两种方案未来10年预测结果对比表

方案	累计产液量 (10 ⁴ m ³)	累计产油量 (10 ⁴ t)	累计注水量 (10 ⁴ m ³)	含水率 (%)	采出程度 (%)
基础方案	194.98	82.3	252.34	71.6	7.15
调整方案	127.51	354.32	423.42	82.31	11.03