

厚层块状砂岩油藏天然气驱提高采收率方案研究

盛 聪,吕媛媛,王丽莉,赵 凡,董丽娜

(中国石油辽河油田公司,辽宁 盘锦 124010)

摘要: H17块D油层是一个具有气顶、边底水的巨厚块状中高渗砂岩稀油油藏。由于储层厚度大,注水开发能量难以有效补充,油藏水锥严重,采出程度低,采油速度低。针对开发存在的问题,为实现油、气重力分异和稳油控水,恢复地层压力,改善开发效果,开展天然气驱开发研究,依据油藏特点,通过室内实验与数模研究相结合,对注气部位、注采参数、生产方式等进行系统优化,提出了顶部注气压锥,实现原油二次聚集,采油井随油环聚集阶梯开采恢复产能的方案,预计采收率提高8.9%。

关键词: 注气开发;巨厚块状油藏;顶部注气;压锥;阶梯开采

中图分类号:TE341

文献标识码:A

Design of block sandstone reservoirs in natural gas drive

Sheng Cong, Lyu Yuanyuan, Wang Lili, Zhao Fan and Dong Lina

(Liaohu Oilfield Company, PetroChina, Panjin, Liaoning 124010, China)

Abstract: The oil layer D in block H17 is a mid-high permeability sandstone thin oil reservoir with the gas cap and the bottom-edge water. Because of the huge thickness, the water flooding is difficult to effectively supplement the energy. The water coning is serious and the recovery degree and production rate are low. In order to realize the oil/gas gravitational differentiation, the oil production stabilization and water control, the formation pressure recovery and the development effect improvement, the research and development of the natural gas injection were carried out. Meanwhile, based on the characteristics of the reservoir, and through the combination of the laboratory experiment and the numerical simulation, we systematically optimize the gas injection position, the injection-production parameters and the production methods, put forward the pressure cone by the top injection to realize the secondary accumulation, and propose the deliverability of the oil production wells recovered by bench stoping gathering with oil ring. There's a 8.9% increase expected in the recovery efficiency.

Key words: gas injection development, heavy massive reservoir, top gas injection, pressure cone, bench stoping

随着油田开发进程不断的深入,大部分油藏已进入水驱开发末期,现有方式进一步提高采收率的空间较小,化学驱技术受油藏条件、配方体系等因素制约,无法满足所有类型油藏提高采收率的需要。开发实践证明注气开发具有增压驱替、重力稳定驱、降低残余油饱和度等驱油作用^[1-6],能够改善潜山油藏、块状砂岩油藏的开发效果。研究针对H17块D油层储层厚度大,且具有气顶底水的特点,开展天然气驱方案优化设计,采用顶部注气压锥,依靠油气水的重力分异作用,实现区块二次开发。

1 区块基本情况

H17块D油层是受构造控制的断鼻构造油气藏,具有明显的气顶、边底水、巨厚块状等特征。储层岩性以含砾砂岩为主,物性较好,平均空气渗透率 $0.83 \mu\text{m}^2$,有效渗透率 $0.375 \mu\text{m}^2$,平均孔隙度22.8%。油气水分布主要受构造控制,气层分布在构造高部位,油气界面为1430 m左右,油层厚度平均44.3 m,单层厚度最大为50.4 m^[7]。油藏有较活跃的边底水,油水界面

收稿日期:2017-01-03。

第一作者简介:盛聪(1981—),男,高级工程师,油气田开发方面的研究。

基金项目:中国石油股份公司重大科技专项“辽河油田原油千万吨持续稳产关键技术研究”(2012E-3005)。

1 485 m,油水体积比1:10,原始地层压力16.20 MPa,饱和压力14.75 MPa,是一个具有边底水的高饱和油藏。

该块1979年投入正式开发,采用400 m井距正方形井网面积注水结合边外注水开发的方式,历经两次加密调整,最高采油速度达到2%以上,1994年以后区块进入低速开发阶段,开展周期注水、化学堵水、侧钻等工艺措施,区块开发效果未得到明显改善。2007年开展关井压锥试验,关停了日产油小于2 t或日产液大于30 m³的油井,水井全部停注。试验前,区块综合含水率95.1%,日产液量为28.23 t,大部分油井已水淹。实施压水锥试验后,产量呈持续下降趋势,根据现场监测,压锥效果不明显^[8]。截止方案研究前,区块采油速度为0.12%,综合含水为85.3%,采出程度为35.8%,油藏濒临废弃,亟需探索新的开发方式。

2 注气室内实验研究

由于该区取心井岩心不形成,故将现场取得的岩屑和岩砂,经粉碎和筛选,在填砂管中经充填、充分压实、清洗和烘干后,形成测试用的长岩心。经测试,孔隙度、渗透率与油藏基本吻合(表1)。

表1 H17块室内实验长岩心参数

Table 1 Long core parameters of indoor experiment of block H17

填砂管有效长度/ cm	填砂管直径/ cm	孔隙度, %	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²
67.05	2.50	21.06	396.00

依据现场所取的脱气油样及分离器中的气样在68.5℃地层条件下配样,配制成符合要求的流体样品,用于原油膨胀实验、细管实验、长岩心驱替等实验,研究注气开发驱油效率,为下步数值模拟研究提供基础数据及方案设计指导。

2.1 注气原油膨胀实验

为了研究在不同注入气量条件下地层流体参数,如泡点压力、液相体积、密度、黏度等主要参数的变化,应用上述配制的地层流体样品,进行了地层流体注气的膨胀实验。注入气中CH₄含量为90.18%,CO₂含量为0.42%。将适量配制好的地层流体样品

转入PVT仪中,多级脱气至目前地层压力10.00 MPa,待温度在68.5℃稳定2 h后,将适量增压后的注入气注入PVT仪地层原油样品中,充分搅拌2 h使样品成均质单相状态,然后缓慢降压测其泡点,并进行单脱测试,测试原油溶解气量及流体的密度、黏度等。测试完后,按上述实验方法在油样中继续加入注入气,加压使样品成均质单相状态,再降压测其新的泡点,进行单脱测试。依次实验,连续5次加入气,得到测试结果(表2)。

表2 注气膨胀实验各主要参数变化

Table 2 Variation of main parameters in gas injection experiment

注入气量/ mol%	气油比/ (m ³ ·m ⁻³)	膨胀 系数	体积系数 (Pb)	泡点压力/ MPa	原油密度(Pb)/ (g·cm ³)
0	37.17	1.000 0	1.195 4	10.00	0.789 4
10	46.26	1.003 9	1.200 1	17.66	0.786 3
15	49.20	1.007 9	1.204 8	22.06	0.783 2
20	52.52	1.022 6	1.222 4	25.59	0.772 0
25	56.28	1.042 2	1.245 9	30.14	0.757 4
30	60.57	1.059 9	1.267 0	36.28	0.744 8

从膨胀实验结果来看,随注入气量的增多,地层油密度减小,即气体溶于地层原油,使地层原油体积膨胀,密度减小,同时注气后原油的膨胀系数、体积系数有所增大,泡点压力上升较多,表明H17块注气开发能够发挥膨胀驱油作用,同时也为数值模拟研究提供各项参数。

2.2 岩心相渗曲线测试

由于该研究为注气开发,因此进行了注水及注气方式下岩心相渗曲线测试,以认清水(气)驱相渗特征及驱油效率。实验流程为将目标岩样先100%饱和水,油驱水,建立束缚水饱和度,然后气(水)驱油,至残余油饱和度,从而测得岩心驱油过程的油气(水)相对渗透率实验数据及相对渗透率曲线(表3)。

表3 H17块相渗曲线测定特征值统计

Table 3 Measured eigenvalue of relative permeability curve in block H17

驱替 介质	残余油饱 和度,%	等渗点含水 饱和度,%	两相共渗区, %	水驱油效率, %
水	39.37	46.52	25.12	38.95
气	31.72	49.70	29.77	45.51

水驱油相渗曲线特征显示油水两相流动区饱和度约为25.12%，残余油饱和度约为39.37%；曲线交点的束缚水饱和度大约为46.52%，岩石的水驱油效率约为38.95%。气驱油相渗曲线特征显示油气两相流动区饱和度约为29.77%，残余油饱和度约为31.72%，曲线交点的束缚气(+水)饱和度大约为49.70%，岩石的气驱油效率约为45.51%，证实气驱能够较大幅度提高驱油效率。

2.3 长岩心气驱实验

为进一步指导气驱方案的编制,采用长岩心驱替装置开展不同注气部位气驱实验,对比不同注气部位采用程度。试验流程为首先建立束缚水饱和度,将地层水注入岩心充分饱和,再用脱气油驱替岩心中的地层水,在岩心中注入分离器油建立地层流动饱和度,计算岩心中最终的束缚水及活油流动饱和度,然后将岩心由16.26 MPa衰竭开发至目前地层压力12 MPa,在12 MPa压力条件下注气驱替,直至不出油。分别开展30°倾角顶端注气驱替、水平注气驱替及30°倾角底部注气驱替^[9],结果见表4。

表4 三种注气驱替方法采出程度对比

Table 4 Contrast of reserve recovery degree of three kinds of gas injection displacement methods

开发方式	采出程度, %
30°顶端注外输气	58.83
水平注外输气	46.25
30°低端注外输气	30.76

比较各组长岩心实验累计采出程度,驱替效果差别比较明显,从结果可以看出:H17块D油层长岩心驱替实验中,同等压力下,30°顶端注气效果最好,采出程度达到58.83%,说明顶部注气能够发挥重力驱作用,提高油藏采收率,为下步注气部位优选提供依据。

3 油藏数值模拟研究

3.1 地层原油物性参数的确定及驱替实验拟合

数值模拟对PVT实验数据进行拟合,确定油气藏流体组分的临界特征参数,通过对相对渗透率曲线和毛管压力曲线等参数(尤其是油气两相)进行的修正,为三维油藏数值模拟研究提供符合实际的基

本渗流特征数据^[8]。

根据高压PVT实验分析得到的井流体组成,经过重馏分特征化及拟组分划分,最后得到5个拟组分的组成,井流体组分、组成及拟组成数据见表5。

表5 井流体组分、组成及拟组成数据
Table 5 Data of well fluid component, proportion and pseudo-proportion

组分	井流体组成, mol%	拟组分	拟组成, mol%
CO ₂	0.000	C ₁ -N ₂	35.767
N ₂	0.173	C ₂ -CO ₂ -C ₃	2.855
C ₁	35.594	C ₄ -C ₇	6.183
C ₂	1.912	C ₈ -C ₁₇	25.998
C ₃	0.943	C ₁₈₊	29.197
iC ₄	0.998		
nC ₄	0.496		
iC ₅	1.177		
nC ₅	0.730		
C ₆	0.522	C ₁₁₊ 性质: 相对密度0.936 5 分子量356.12 g/mol	
C ₇	2.260		
C ₈	1.767		
C ₉	1.333		
C ₁₀	0.452		
C ₁₁₊	51.643		

通过对油藏流体单次脱气、多级脱气及注气膨胀实验进行拟合,确定的地层原油各组分临界特征参数可用于多组分模型模拟计算。

3.2 注气开发数值模拟研究

3.2.1 数值模型建立及拟合

模拟研究根据前期地质研究成果,利用Petrel建模软件所形成油藏构造角点网格系统,根据前期研究结果对油藏储量、断块生产数据及单井生产情况进行拟合,单井生产情况拟合率为86%,满足下步数值模拟预测研究的需求^[10-11]。

3.2.2 水驱数值模拟预测研究

在完成油藏历史拟合的基础之上,采用现有注采井网进行继续注水开发数值模拟指标预测,以此用于后期气驱方案中开发指标对比的基础方案。方案设计采用注采平衡,油井产量低于0.5 t/d或含水大

于98%关井,预测最终水驱采收率为36.3%,仅提高采出程度0.5%。由此可见现有注采井网继续注水开发的水驱效果差,根本无法有效动用地层中的剩余油,改善油藏开发效果和um提高地层原油的采收率。

3.2.3 注气开发关键参数优化

1) 注气部位优选。长岩心驱替实验结果表明顶部注气能够获得最佳的驱油效果,根据油藏构造特征及油层特点设计顶部注气、中部注气及低部注气三种注气方案,按注采平衡进行配注,预测20年采出程度。结果表明顶部注气效果最佳,采出程度达44.2%,较水驱提高8.4%,中部注气次之,为41.8%,低部位注气效果最差,为40.1%。研究结论与室内实验研究认识相符,因此采用顶部注气开发。

2) 初期注采比敏感性研究。初期注采比是影响注气开发效果的关键因素之一,注采比过大易造成注入气体过早气窜,而注采比太小又无法补充地层能量,从根本上改善气驱开发效果^[8]。该次研究设计注采比分别为0.9、1.0、1.1、1.3、1.5、1.7和1.9,对比气驱开发效果,数值模拟计算结果表明在初期注采比为1.5,可维持压力在目前地层压力水平上,此时累积产油量和原油采出程度增量最大45.5%(表6),较水驱提高9.7%。

表6 不同注采比采出程度预测对比
Table 6 Prediction contrast of reserve recovery degree with different injection-production ratio

注采比	20年采出程度, %
0.9	42.1
1.0	44.2
1.1	44.5
1.3	44.6
1.5	45.5
1.7	44.1
1.9	43.6

3) 采液速度敏感性研究。区块大部分油井由于高含水关井,采液速度仅为0.8%,无法代表油藏真实的生产能力,取油井停产前的平均产液能力,整个油藏的产液水平可初步设定为840 m³/d,采液速度为5.09%。设定初始采液速度分别为4%、4.5%、5%、5.5%、6%,按照初期注采比1:1.5开展数值模拟研究。结果表明随着采液速度的提高,阶段采出

程度逐步增加,而采液速度大于5%之后,阶段采出程度增加幅度减缓,吨油耗气量大幅提高,意味着采液速度过大,采出相同量的原油需要的天然气更多,经济效益变差。因此推荐采液速度为5%,此时单井日注气量为3.1×10⁴ m³(图1)。

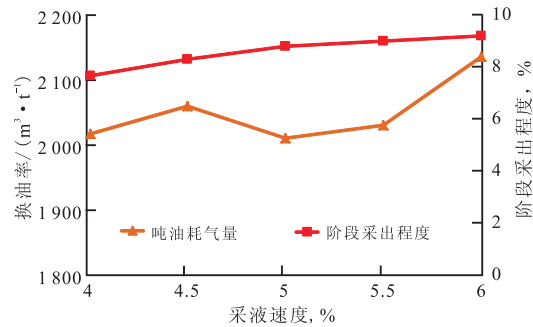


图1 不同采液速度吨油耗气量与阶段采出程度预测对比曲线

Fig. 1 Prediction contrast curves of gas consumption per tons at different recovery speed

4) 合理压锥时间优化研究。H17块D油层从2007年4月开展了压水锥现场试验过程,截至2014年12月,生产数据表明压水锥后,产量呈持续下降趋势,效果不明显。由于地层原油密度大致在0.80 g/cm³左右,地层水与原油密度差较小是“压水锥现场试验”效果差的主因。该次研究对比采用了两种“压水锥”方式:一是重力压水锥,即关井停产,利用油、气、水重力密度差进行“压水锥”;二是顶部注气压水锥,即关井停产,在构造顶部注气,逐步驱赶水(油)下移。压水锥时间设计为0年、1年、2年、3年、4年和5年。数值模拟计算结果表明依靠自然“重力压水锥”效果不明显,“顶部注气压水锥”效果较好,随着压锥时间的延长,采出程度越高,但压锥2年后,采收率提高幅度减小(表7)。因此为保证区块经济有效开发,确定采用顶部注气压锥2年。

表7 不同压锥时间采出程度预测对比
Table 7 Prediction contrast of reserve recovery degree at different pressure cone time

压锥时间/年	注水	注气
0	36.3	45.5
1	36.3	45.9
2	36.4	46.1
3	36.3	46.2
4	36.3	46.2
5	36.5	46.3

3.3 注气试验方案设计及指标预测

通过室内试验及数值模拟研究完成了H17块D油层注气井网及关键参数的优化,确定采用顶部注气方式,在油藏高部位选择注气井4口,初期注采比采用1.5:1,达到弥补地层亏空与驱油并举的作用,油井关井2年后随油环聚集,以注气井为中心向构造较低部位逐步辐射开井,初期采液速度控制在5.0%,预计二十年采出程度达到44.2%(图2)。

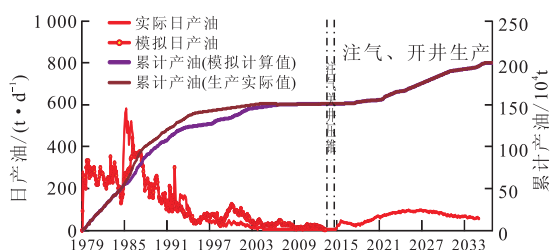


图2 H17块D油层注气试验方案指标预测曲线

Fig. 2 Prediction curve of gas injection test scheme index of oil layer D in block H17

4 结论

1) 室内实验及数模研究结果表明注气较注水具有增容膨胀作用,同时能够降低残余油饱和度,有效提高驱油效率。

2) 厚层块状油藏顶部注气开发充分利用油气水的密度差,发挥重力分异作用,较单纯重力压锥有

利于油水界面降低,实现原油二次聚集。

3) 气体前缘、油气水界面等资料的监测有助于指导注气参数的调整,确保注气开发获得预期效果。

4) 气驱技术作为一门正在发展的开发技术,部分气驱机理仍不明晰,效果评价标准仍未建立,跟踪调控技术有待完善,需要开展进一步深入研究,才能在油藏开发中发挥最大的功效。

参考文献

- [1] 李士伦,张正卿,冉新权,等.注气提高石油采收率技术[M].成都:四川科学技术出版社,2001.
- [2] 高振环.油田注气开采技术[M].东营:石油工业出版社,1994.
- [3] 郭万奎,廖广志.注气提高采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2003.
- [4] 李士伦,郭平.发展注气提高采收率技术[J].西南石油学院学报,2000,22(3):41-45.
- [5] 计秉玉.国内外油田提高采收率技术进展与展望[J].石油与天然气地质,2012,33(1):111-117.
- [6] 梁淑贤,周炜,张建东.顶部注气稳定重力驱技术有效应用探讨[J].西南石油学院学报,2014,36(4):86-92.
- [7] 聂彬,刘月田,杨海宁.欢17块底水油藏水锥起降规律影响因素研究[J].特种油气藏,2012,19(4):84-87.
- [8] 张建宁,尤启东,郭文敏.高含水停采油藏剩余油再聚集敏感因素研究[J].油气藏评价与开发,2015,5(3):42-46.
- [9] 林仁义,孙雷,梁宇,等.裂缝型变质岩油藏注气驱机理及驱替效率实验研究[J].油气藏评价与开发,2015,5(2):31-34.
- [10] 刘培武,张茂林,梅海燕,等.ZT2油藏开发数值模拟研究[J].断块油气田,2008,15(1):77-79.
- [11] 熊钰,孙良田,孙雷,等.倾斜多层油藏注 N_2 非混相驱合理注气速度研究[J].西南石油学院学报,2002,24(5):34-36.

(编辑 杨友胜)