

文章编号:1673-5005(2009)05-0084-05

冀东油田深层中低渗透油藏气驱适应性

郑家朋^{1,2}

(1. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061; 2. 冀东油田 采油工艺研究院, 河北 唐山 063004)

摘要:在与三次采油油藏筛选标准对比、与国内外已实施三次采油区块类比以及气源条件分析、最小混相压力计算和油藏数值模拟等研究的基础上,进行冀东油田深层中低渗透油藏气驱适应性分析。研究表明:水气交替烃类气驱为该油藏优选的三次采油技术;南堡油田的发现为烃类气驱提供了充足的气源,气驱过程中可达到混相或近混相;气驱技术实施后可有效地提高原油采收率,获得较好的经济效益。

关键词:气驱;冀东油田;适应性;低渗透油藏

中图分类号:TE 348 **文献标识码:**A

Adaptability of gas flooding for deep reservoir with low to medium permeability in Jidong Oilfield

ZHENG Jia-peng^{1,2}

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, China;

2. Oil Production Research Institute, Jidong Oilfield, Tangshan 063004, China)

Abstract: Based on the research of comparison with screening criteria of tertiary oil recovery reservoir, analogy to developed blocks with enhanced oil recovery in China and abroad, analysis of gas source conditions, calculation of minimum miscibility pressure and reservoir simulation, adaptability analysis of gas flooding was conducted for deep reservoir with low to medium permeability in Jidong Oilfield. Research results show that the optimum technology is water alternating hydrocarbon gas injection. The foundation of Nanpu Oilfield provided sufficient gas sources and it is possible to reach the state of miscible phase or near miscible phase. It is efficient to enhance oil recovery and obtain considerable economic benefits after application of gas flooding technology.

Key words: gas flooding; Jidong Oilfield; adaptability; low permeability reservoir

气驱技术为国外除热采之外发展较快的提高采收率技术,在美国和加拿大注气技术极为成熟。美国注气提高采收率项目中以二氧化碳驱为主,而加拿大工业性混相驱以注入烃类溶剂为主导^[1-4]。受地质特点和物料来源的影响,我国气驱技术发展缓慢,但该项技术矿场应用成本相对较低、提高采收率幅度大,仍具有较大的吸引力,先后在大庆、华北、江苏、吐哈等油田开展了气驱室内研究和矿场先导试验^[5]。冀东油田部分油藏水驱开发效果较差,特别是某些深层油藏存在注不进水的现象。南堡油田的发现为冀东油田提供了充足的天然气来源,可用于

注烃类气提高原油采收率。因此,笔者结合冀东油田深层中低渗透油藏地质、开发条件,开展三次采油方法的筛选和优选,进行气驱技术适应性研究。

1 油田概况

冀东油田深层中低渗透油藏包括高深南区、高深北区、柳中 $E_{s_3}^{2+3}$ 、 $E_{s_3}^5$ 和柳北等 5 个区块。该类油藏含油面积 23.11 km²,动用地质储量为 4.814 4 × 10⁷ t;储层构造一般为背斜或断块构造,构造圈闭面积大小不等;含油层系为 $E_{s_3}^{2+3}$ 和 $E_{s_3}^5$,油藏埋藏深度为 3.0 ~ 3.95 km;储层沉积相类型为扇三角洲

收稿日期:2009-03-20

基金项目:中石油股份有限公司科研项目(7-02A-01-02)

作者简介:郑家朋(1970-),男(汉族),山东寿光人,高级工程师,博士研究生,从事油田开发和提高采收率技术研究工作。

沉积,储层物性较差,孔隙度为 18% 左右,平均渗透率为 $(57 \sim 293) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地下原油黏度为 $0.74 \sim 3.2 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。

冀东油田深层中低渗透油藏采出程度为 9.3%,水驱采收率为 17.9%。该类油藏开发面临的主要问题是油藏埋藏深,储层物性差,非均质性强,水驱采收率较低。因此,在改善水驱开发效果、提高水驱采收率的同时,加大三次采油技术的适应性分析和矿场试验工作力度,将为该类油藏进一步提高原油采收率提供一条新途径。

2 气驱技术初筛选

通过与三次采油油藏筛选标准对比、与国内外已实施三次采油区块类比,同时考虑冀东油田深层中低渗透油藏的油藏特征和气源条件,进行气驱技术初筛选。

2.1 与油藏筛选标准对比

将冀东油田深层中低渗透油藏参数与气驱筛选标准^[6-7]中气驱主要影响因素对比(表 1),可以看出,该油藏满足注气非混相驱油藏筛选条件。从原油黏度来看,该油藏基本满足实施烃类混相驱和二氧化碳混相驱油藏筛选条件,但较难实施氮气、烟道气混相驱。

表 1 与气驱油藏参数筛选标准对比

Table 1 Comparison of screening criteria of gas flooding reservoir parameters

气驱类型	油层深度 H/km	地面原油 密度 $\rho/(\text{g} \cdot \text{cm}^{-3})$	地下原油 黏度 $\mu/(\text{mPa} \cdot \text{s})$
N_2 、烟道气混相驱	> 1.83	< 0.849 8	< 0.4
烃类混相驱	> 1.22	< 0.915 9	< 3
CO_2 混相驱	> 0.76	< 0.921 8	< 10
注气非混相驱	> 0.55	< 0.986 1	< 600
冀东油田深层中低渗透油藏	3.00 ~ 3.67	0.832 ~ 0.864	0.74 ~ 3.2

事实上,油藏筛选标准规定的参数条件相对较粗,气驱是否能够混相应该综合考虑油藏温度、油藏压力、原油组成以及注入气组成等参数之间的相互关系。

2.2 与已实施开发单元类比

为了进行冀东油田深层中低渗透油藏参数三次采油技术初筛选,统计整理了国内外 364 个已实施三次采油区块的油藏静、动态数据^[1]。其中,化学驱和微生物驱(吞吐)统计区块数各为 88 和 20 个,统计数据主要来自于国内;气驱和蒸汽驱统计区块各为 138 和 118 个,统计数据主要来自于国外。

油藏深度、油藏温度、原油黏度为已实施三次采

油区块的主要影响参数。由于油藏深度与油藏温度具有某种相关性,将油藏深度和原油黏度作为考察参数绘制散点图,如图 1 所示。总的分布趋势表明:

(1)已实施化学驱区块的油藏深度居中,相对较浅,大多在 $1 \sim 1.4 \text{ km}$,原油黏度分布也居中,多为 $5 \sim 100 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。

(2)已实施微生物驱区块的油藏深度较浅,一般小于 1.6 km ,但原油黏度分布范围较广,统计区块为 $4 \sim 12\,000 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。

(3)已实施蒸汽驱区块的油藏深度最浅,一般小于 1.2 km ,而原油黏度较大,多为 $150 \sim 50\,000 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。

(4)已实施气驱区块的油藏深度跨度大,一般为 $1.2 \sim 3.0 \text{ km}$,最深超过 4.5 km ;原油黏度相对较小,除个别区块处于普通稠油范围,大多区块的原油黏度小于 $5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。

(5)二氧化碳驱除混相机制外,还具有使原油膨胀降黏等作用,且国外尤其是美国二氧化碳气源丰富,因此与氮气驱、烃类驱相比,适用油藏范围更为广泛。冀东油田深层中低渗透油藏基本上处于已实施气驱单元的分布范围内,且油藏相对较深,但原油黏度相对较大。

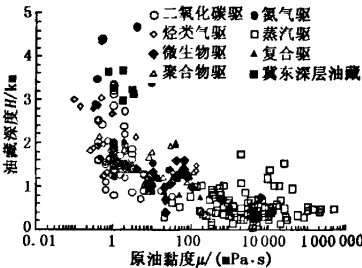


图 1 不同三次采油方法油藏深度与原油黏度分布

Fig. 1 Distribution of reservoir depth and oil viscosity with different tertiary oil recovery methods

2.3 气源问题

限制气驱广泛应用的主要因素是气源问题。结合气体来源、气体的制备与收集工艺分析了冀东油田深层中低渗透油藏实施气驱的气源可行性。

2.3.1 二氧化碳

近年来,随着世界各国对温室效应的日益重视,分离回收及埋存利用主要的温室气体 CO_2 已经成为研究热点。天然气合成氨厂、天然气处理厂、电厂等排放的废气中,通过分离、净化等方法能获得大量的二氧化碳。分离制备二氧化碳的技术主要包括吸收分离法、吸附分离法、膜分离法、 O_2/CO_2 燃烧法和

低温分离法。

然而二氧化碳的分离制备成本较高。目前实施二氧化碳驱经济可行的方案是能在油田附近找到储量丰富的二氧化碳气藏。目前冀东油田附近没有适合的二氧化碳气源,因此本次气驱适应性分析暂不考虑二氧化碳驱。

2.3.2 烃类气

随着冀东南堡油田的发现,冀东油田探明溶解气地质储量大量增加,较多伴生气的采出也为冀东油田进行烃类气驱提供了可能。

为了对可用于烃类气驱气量进行估算,根据气体组成分析结果,确定南堡油田典型的伴生气组分和组成见表 2。以冀东油田注烃类气驱油藏平均油层压力 30.0 MPa、平均油层温度 103 ℃ 计算,天然气压缩因子 $Z=0.925$,体积系数 $B_g=0.003\ 956$ 。

表 2 南堡油田伴生气的摩尔组成

Table 2 Molar compositions of associated gas in

Nanpu Oilfield								%
N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	
1.066	3.150	78.470	9.660	4.420	2.230	0.853	0.339	

烃类气控制的地质储量可表示为

$$N = \frac{V_{sc} B_g \rho_o}{n} \quad (1)$$

式中, N 为烃类气驱控制的地质储量, 10^8 t; V_{sc} 为地面烃类气源体积, 10^8 m³; ρ_o 为原油密度, t/m³; n 为烃类气驱需注入的烃类孔隙体积 (V_{ph}) 倍数。

冀东南堡油田溶解气可采储量为 111.72×10^8 m³,如果气驱提高采收率方案中设计注入 $0.3 V_{ph}$ 伴生气,原油密度按 0.85 t/m³ 计算,南堡油田产出的天然气可用于地质储量约为 1.25×10^8 t 的油藏进行烃类气驱。因此,可考虑冀东油田深层中低渗透油藏进行烃类气驱。

2.3.3 氮气

氮气的工业来源主要是空气和烟道气。工业用制取氮气有 3 种方法:深冷法、分子筛法和膜分离法。随着技术和工艺的进步,制取氮气的成本大幅度降低。相对于天然气或二氧化碳,氮气是一种非常廉价的气体。

2.3.4 烟道气

烟道气的来源主要有以下几个方面:一是由天然气或其他燃料通过现场的蒸汽锅炉燃烧产生;二是从油田现场的柴油机或其他气体发动机产生;三是来自电厂等工业废气,通过输出管线输至注气现场。冀东油田开发中烟道气的来源主要考虑来自于

第 3 种途径。根据唐山地区年发电量进行了冀东油田烟道气驱气源的估算。唐山地区年发电量为 170 亿 kW · h,按照 1 t 煤发电 3 000 kW · h 估算,唐山地区年火力发电共耗标准煤约 430.6×10^4 t,燃煤实际产生烟道气量约 $7.1 \sim 9.4$ m³/kg,则年排放烟道气约为 $(305.7 \sim 404.7) \times 10^8$ m³。

烟道气是煤燃烧后产生的排放气体,主要成分为 85% 的氮气和 15% 的二氧化碳,根据氮气和二氧化碳的体积系数,加权平均得到烟道气的体积系数为 0.004 96,年排放烟道气量折合到油藏条件下为 $(1.52 \sim 2.01) \times 10^8$ m³。气驱提高采收率过程中设计按年注入 $0.09 V_{ph}$ 计算,且考虑烟道气回收利用率取值 10% 左右,唐山地区产出的烟道气可用于约 $(1.43 \sim 1.89) \times 10^8$ t 原油地质储量的区块进行烟道气驱提高采收率。按照此估算结果,如果经济合理地处理利用唐山地区烟道气用于气驱提高采收率,气源是充足的,但可能会存在烟道气的收集和运输困难等问题。

3 最小混相压力的计算

在原油注气混相驱替的研究和设计中,最小混相压力是确定原油与注入气体能否达到混相的重要参数。最小混相压力的确定方法主要有实验室确定和理论计算两种^[8,9]。在理论计算方法中,经验公式预测或图版法相对较为简单,但该方法多针对二氧化碳驱提出,且各经验公式预测结果相差很大。数值模拟法以相态方程为基础,考虑因素较为全面,是较为有效的计算最小混相压力方法。

在拟合原油物性试验结果基础上,应用数值模拟方法模拟细管试验,通过计算不同压力条件下的驱油效率,预测了冀东油田深层中低渗透油藏条件下氮气驱、烟道气驱和烃类气驱的最小混相压力。

对油藏原油的黏度和密度进行拟合,确定了油藏流体的相态特征参数。在模拟过程中,选用 PR 状态方程拟合试验数据。根据油藏原油组分和各组分的摩尔比例,对其进行适当合并,确定采用 9 个拟组分进行模拟(表 3)。

表 3 冀东油田深层中低渗透油藏原油的摩尔组成

Table 3 Molar compositions of deep middle-low permeability reservoir in Jidong Oilfield

									%
CO ₂	N ₂	C ₁	C ₂ -C ₄	C ₅ -C ₆	C ₇ -C ₁₅	C ₁₆ -C ₂₃	C ₂₄ -C ₃₁	C ₃₂ -C ₄₀	
0.04	2.02	36.82	1.50	1.82	33.27	18.04	6.49	0	

模拟中设计的细管模型尺寸与传统细管试验一致,长 15.0 m,横截面为正方形,边长 0.003 m。模型平均孔隙度为 23%,渗透率为 $0.2\text{ }\mu\text{m}^2$,网格划分为 $40\times 1\times 1$ 。模型初始端和末端各有一口井,一口为生产井,另一口为注入井。驱替过程油藏温度恒定为 $103\text{ }^\circ\text{C}$ 。模拟过程中,先用原油饱和细管模型,然后在不同压力条件下进行气体驱替过程模拟,记录注入 $1.2V_{\text{ph}}$ 原油驱油效率。

分别进行了烟道气驱、氮气驱和烃类气驱模拟,其中,烟道气的成分为氮气 85%、二氧化碳 15%,烃类气的组成见表 2。图 2 为驱油效率与驱替压力的关系曲线。可以看出,随注气压力的提高,驱油效率逐渐增加,当注气压力达到一定值时,驱油效率基本不变,该压力即被认为是气驱的最小混相压力。高于最小混相压力后,注气压力对驱油效率已影响不大,而在最小混相压力以下的近混相区,注气压力对驱油效率影响非常大。

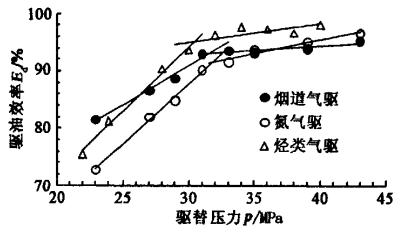


图 2 驱油效率与驱替压力关系曲线
Fig. 2 Relationship curves of oil displacement efficiency and displacement pressure

混相压力计算结果表明,冀东油田深层中低渗透油藏烟道气驱、氮气驱和烃类气驱的预测最小混相压力分别为 31.63、32.20、30.35 MPa。烃类气驱可达到混相或近混相,部分油藏在氮气驱或烟道气驱中也可形成混相。

4 油藏数值模拟

基于冀东油田深层中低渗透油藏地质和开发特征,选择能够反映该类油藏开发程度、地质条件的柳中 L90 断块 Es_3^{2+3} 区块为模拟区,进行典型单元数值模拟,结合经济评价进行三次采油技术适应性分析和优选。

模拟区面积 0.388 km^2 ,地质储量 $70.86\times 10^4\text{ t}$,模拟层选取 Es_3^3 Ⅲ油组下 5 个小层。建立模型网格数为 $25\times 15\times 5=1\,875$,如图 3 所示。模拟区边水不太活跃,天然驱动能量以弹性驱为主。目前该区采出程度 8.66%,综合含水率 81.96%。在模拟

地质储量和动态历史拟合的基础上,按照目前井网和工作制度预测水驱采收率为 30.63%。

根据三次采油技术初选结果,对冀东油田深层中低渗透油藏进行氮气驱、烟道气驱、烃类气驱模拟计算,开展适应性分析,优选三次采油技术。气驱均模拟连续注入和水气交替注入两种方式^[5],如表 4 所示。其中,不同注入气体的组分与组成见表 5。

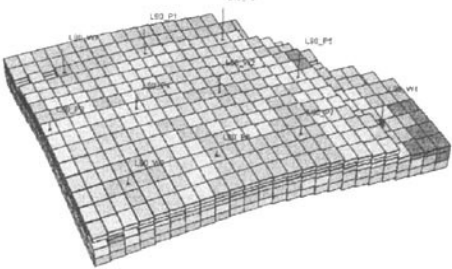


图 3 模拟模型网格划分示意图
Fig. 3 Schematic diagram of simulation model grids

表 4 不同三次采油技术提高采收率对比
Table 4 EOR efficiency comparison of different tertiary oil recovery technology

三次采油技术	设计注入方式	预测提高采收率 $\eta/\%$
连续注入氮气	$0.3V_{\text{ph}}$	3.04
水气交替氮气	$0.3V_{\text{ph}}$ (气液比 1:1 交替注入,周期为 6 个月)	4.37
连续注入烟道气	$0.3V_{\text{ph}}$	3.32
水气交替烟道气	$0.3V_{\text{ph}}$ (气液比 1:1 交替注入,周期为 6 个月)	4.66
连续注入烃类气	$0.3V_{\text{ph}}$	5.22
水气交替烃类气	$0.3V_{\text{ph}}$ (气液比 1:1 交替注入,周期为 6 个月)	8.39

表 5 注入气体的摩尔组成
Table 5 Molar compositions of injection gas %

组分	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	N ₂	CO ₂
N ₂	0	0	0	0	0	0	100	0
烟道气	0	0	0	0	0	0	85	15
烃类气	78.47	9.66	4.42	2.23	0.853	0.339	1.066	3.15

在油藏数值模拟的基础上,对水气交替烃类气驱项目进行了经济评价。基于模拟区增油量,按储量折算得到整个柳中 Es_3^{2+3} 区块增油量,同时考虑三次采油区块实施率为 70%,按增量法进行经济评价。结果表明,水气交替烃类气驱经济效果好,税后内部收益率为 37.23%,远大于行业基准收益率 12%,投资回收期为 4.35 a,财务净现值为 12 440 万元。

5 结 论

(1)三次采油油藏筛选标准对比和国内外已实施三次采油区块类比表明冀东油田深层中低渗透油

藏满足气驱条件。

(2)冀东油田深层中低渗透油藏不适合二氧化碳驱,可考虑进行氮气驱评价。烟道气和烃类气用于气驱提高采收率的气源是充足的。考虑到烟道气的收集和运输等问题,应优先选用烃类气驱。

(3)冀东油田深层中低渗透油藏烃类气驱可达到混相或近混相,而在氮气驱或烟道气驱过程中较难混相。

(4)在冀东油田深层中低渗透率油藏水气交替烃类气驱为优选技术,技术实施后具有明显的经济效益。

参考文献:

- [1] MORITIS G. CO₂ injection gains momentum [J]. Oil & Gas Journal, 2006, 104(15): 37-41.
- [2] ALGHARAIB M, GHARBI R, MALALLAH A, et al. Parametric investigations of a modified simultaneous water-alternating-gas injection technique [J]. Journal of Porous Media, 2007, 10(7): 633-656.
- [3] MIRZAYI B, VAFAIE-SEFTI M, MOUSAVI-DEHGHANI S A, et al. The effects of asphaltene deposition on unconsolidated porous media properties during miscible nat-

ural gas flooding[J]. Petroleum Science and Technology, 2008, 26(2): 231-243.

- [4] 侯健. 提高原油采收率潜力预测方法[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2007.
- [5] 李士伦, 郭平, 王仲林, 等. 中低渗透油藏注气提高采收率理论及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007.
- [6] TABER J J, MARTIN F D and SERIGHT R S. EOR screening criteria revisited—part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects [R]. SPE 35385, 1996.
- [7] TABER J J, MARTIN F D and SERIGHT R S. EOR screening criteria revisited—part 2: applications and impact of oil prices [R]. SPE 39234, 1996.
- [8] SHOKIR, EISSA M El-M. CO₂-oil minimum miscibility pressure model for impure and pure CO₂ streams [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 58(1/2): 173-185.
- [9] DEHGHANI S A, MOUSAVI Sefti M Vafaie, AMERI A, et al. Minimum miscibility pressure prediction based on a hybrid neural genetic algorithm [J]. Chemical Engineering Research and Design, 2008, 86(2): 173-185.

(编辑 李志芬)

(上接第83页)

参考文献:

- [1] 李爱芬. 应用数值模拟研究影响水平井砾石充填的因素[J]. 水动力学研究与进展, 2002, 17(2): 210-215.
LI Ai-fen. Influence factors of gravel packing in horizontal well with numerical simulation[J]. Journal of Hydrodynamics, 2002, 17(2): 210-215.
- [2] 胥锐一, 魏斌, 韩德民. 水平井砾石充填防砂模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 1998, 5(2): 64-68.
XU Rui-yi, WEI Bin, HAN De-min. Simulation of gravel packing in horizontal well for sand control[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 1998, 5(2): 64-68.
- [3] CHEN Zhongming. Horizontal well gravel packing: dynamic alpha wave dune height calculation and its impact on gravel placement job execution [R]. SPE 110665, 2007.
- [4] CALDERON A, de MAGALHAES J V M. Designing multiple alpha waves for open hole gravel-pack operations [R]. SPE 107615, 2007.
- [5] 董长银, 张琪. 水平井砾石充填过程实时数值模拟研究[J]. 石油学报, 2004, 25(6): 96-100.
DONG Chang-yin, ZHANG Qi. Real-time numerical sim-

ulation of gravel-packing process in horizontal wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(6): 96-100.

- [6] 董长银, 贾碧霞, 张迎春, 等. 大斜度井砾石充填机理[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(5): 72-76.
DONG Chang-yin, JIA Bi-xia, ZHANG Ying-chun, et al. Mechanism of gravel-packing in highly deviated wells [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008, 32(5): 72-76.
- [7] GRUESBECK C, SALATHIEL W M, ECHOLS E E. Design of gravel packs in deviated wellbores [J]. Journal of Petroleum Technology, 1979, 31(1): 109-115.
- [8] OROSKAR A L, TURIAN R M. The critical velocity in pipeline flow of slurries [J]. AIChE Journal, 1980, 26: 550-558.
- [9] PENBERTHY W L. Gravel placement in horizontal wells [R]. SPE 31147, 1995.
- [10] 董长银, 张琪, 张松亭. 水平井砾石充填过程中的变质量流动[J]. 科学技术与工程, 2005, 5(2): 69-72.
DONG Chang-yin, ZHANG Qi, ZHANG Song-ting. Variable mass flow during gravel-packing in horizontal wells [J]. Science Technology and Engineering, 2005, 5(2): 69-72.

(编辑 李志芬)