

# 注天然气提高采收率应用现状

马涛<sup>1</sup>, 王强<sup>1</sup>, 陈文征<sup>2</sup>, 聂俊<sup>1</sup>

1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083
2. 中国石油技术开发公司, 北京 100028

**摘要** 介绍了注天然气(烃类气)提高采收率的研究进展。论述了美国、加拿大、苏联注天然气提高采收率的应用规模,介绍了其他国家的典型项目。以大庆油田、长庆油田等天然气驱项目为例,分析了国内天然气驱发展缓慢的原因。探讨了天然气驱项目的油藏条件、井网井距、注入时机、注入方式等。分析了国内外天然气驱项目实施中遇到的混相压力高、沥青质沉淀、形成天然气水合物、过早气窜等问题及相应解决办法。阐述了天然气驱提高采收率技术的应用前景。

**关键词** 天然气;提高采收率;油藏

**中图分类号** TE348

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.21.012

## Technologies of Injecting Natural Gas to Enhance Oil Recovery

MA Tao<sup>1</sup>, WANG Qiang<sup>1</sup>, CHEN Wenzheng<sup>2</sup>, NIE Jun<sup>1</sup>

1. Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China
2. China Petroleum Technology & Development Corporation, Beijing 100028, China

**Abstract** The technologies of natural gas flooding are reviewed in this paper. The natural gas flooding is mostly applied in America, Canada and the former Soviet Union. Typical projects are described. The causes of slow development of the natural gas flooding in China are analyzed. The natural gas flooding projects in Changqing oil field and the Daqing oil field are taken as samples in China. The oil reservoir conditions, the well net, the well spacing, the injecting conditions and the injecting modes in the natural gas flooding projects are analyzed. The problems and their solutions during the natural gas flooding operation are discussed.

**Keywords** natural gas; enhanced oil recovery; oil reservoir

利用天然气(烃类)提高采收率的方法有天然气吞吐<sup>[1]</sup>、天然气驱<sup>[2]</sup>等。天然气驱始于20世纪初,主要是为了回注天然气保持地层压力。受当时技术水平的限制,气体压缩困难,而且注水更可行且成本低,所以当时注水成为保持地层压力的主要方法。但对于水敏油层、低渗储层水驱效率低,促使人们采用天然气驱代替水驱。注天然气提高采收率作用机制主要有3个方面:1)地层原油和注入天然气多次接触产生抽提效应,使原油中的烃尤其是轻烃成分汽化;2)油层中实现混相驱时原油和注入气之间形成混相带或近混相带,大大降低注入气和原油间的界面张力,消除毛管效应,提高原油采收率;3)注入天然气溶于原油使原油体积膨胀,黏度降低,流度比改变,避免溶剂黏性指进,过早突破<sup>[3]</sup>。

20世纪60年代以来,美国、阿尔及利亚、加拿大、智利、利比亚、波兰、苏联等天然气充足的国家相继开展了烃类混相驱研究,非混相驱也走向了矿场试验<sup>[4]</sup>。但由于天然气是一种优质能源,也是重要的化工原料,因此在20世纪90年代后期,注天然气项目开始减少,但仍是重要的提高采收率技术之一。据2010年统计资料表明,目前全世界正在生产注天然气采油项目36个。国内由于天然气资源的限制,开展天然气驱项目较晚且数量有限。

### 1 国外注天然气驱应用现状

从天然气驱历史来看,美国、加拿大实施的项目居多。1990—2010年,除美国、加拿大、苏联外,其他国家烃混相驱

收稿日期:2014-03-28;修回日期:2014-04-28

作者简介:马涛,高级工程师,研究方向为油气田开发及提高采收率,电子信箱:matao1978\_119@163.com

引用格式:马涛,王强,聂俊.注天然气提高采收率应用现状[J].科技导报,2014,32(21):72-75.

项目仅1~5个(表1)<sup>[5]</sup>。

表1 美国、加拿大、苏联之外的注天然气混相驱项目  
Table 1 Natural gas miscible projects outside US, Canada and Russia

年份	项目数	产量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )
1990	1	0.64
1994	2	0.64
1998	2	0.64
2000	5	3.28
2010*	3	10.2

注:\*根据2010美国油气杂志数据。

#### 1) 加拿大。

加拿大的天然气资源非常丰富,具备开展天然气驱的有利条件,因此从20世纪70年代至90年代初,加拿大完成或正在进行的矿场试验有20多个,部分见效。加拿大主要以混相驱为主,向干气中掺入富气(或富化剂)以达到混相。据1990—2010年的统计数据(表2),加拿大注烃项目数量逐年减少,在众多注烃项目中,仅1994—2000年存在一项非混相驱项目,其余均为混相驱。阿尔伯特塔地区是加拿大实施烃类混相驱矿场试验和商业性开采的基地,该地区轻油和中质油的一次采收率平均为19%,水驱采收率平均为32%,而烃类混相驱平均最终采收率为59%。其中,大多数混相驱为垂直重力稳定混相驱形式(比水驱增加采收率15%~40%),也有几项小型水平混相驱工程(比水驱采收率增加5%~20%),一般均采用水气交替注入方式。

表2 加拿大注烃项目  
Table 2 Hydrocarbon projects in Canada

年份	项目数	产量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )
1990	51	2.02
1994	47	1.76*
1998	33	0.81*
2000	30	0.64*
2010**	20	0.51

注:\*其中非混相驱产量63.6 m<sup>3</sup>/d;\*\*根据2010美国油气杂志数据。

#### 2) 美国。

美国20世纪90年代初进行的烃类混相驱项目年增产原油1.96×10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>。自1990年以来,美国注天然气项目数变化较大,但注天然气项目的增油量变化不大(表3)。

截至2010年,美国有13个注烃气项目,均为砂岩油藏,除一个为非混相外均为混相驱。主要集中在阿拉斯加(11个),作业公司主要为:BP Alaska 8项;Exxon Mobil 2项;Conoco Phillips 3项。面积超过16 km<sup>2</sup>的10个,成功项目10个。

表3 美国注天然气项目

Table 3 Hydrocarbon projects in US

年份	项目数	增油量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )
1990	23	0.87
1994	15	1.59
1998	11	1.62
2002	7	1.52
2006	13	1.52
2010	13	1.29

#### 3) 苏联。

苏联曾在7个矿场实施方案中全部注天然气,共计增油2146.5 m<sup>3</sup>/d。其中,1984年在Samotlor油田成功地进行了水气交替注入,试验区有14口注入井,71口生产井,试验期注天然气232.2×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,注水795×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,共增油159×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,预计比注水采收率高7.5%。皮特柯夫油气田,1958—1961年试注水,由于吸水量低,1962—1963年试注气,1964年开始工业注气,至1968年,注入气体19.8×10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>,注采比由1.9%增至84.2%。1965—1968年保持地层压力高潮阶段,注气增产原油8.57×10<sup>5</sup> t,节约开采成本近610万卢布<sup>[6]</sup>。

#### 4) 其他国家和地区。

挪威Ekofisk油田位于Nowegian区块,是高孔隙度、特低渗透率硅酸盐地层,孔隙度25.40%,渗透率0.1×10<sup>-3</sup>~5×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。1975年注烃气,气源为产出气,至2001年,提高2%—3%OOIP(原始石油地质储量)(注气同时边缘等部位注水)<sup>[7]</sup>。

印度尼西亚Handil油田<sup>[8]</sup>,1975年天然能量驱动开采,而后对主力层实施边缘注水,井距330 m。1995年,对代表油田20%储量已处于水驱开发末期的5个油藏实施顶部注干气开发,渗透率100×10<sup>-3</sup>~2000×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,5个月气体突破第一排井,产量停止递减,3年采收率提高1.2%。

阿曼的Safah油田<sup>[9]</sup>,为构造和岩性复合圈闭,产油层为灰泥岩,平均渗透率5×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,1988年为抑制油藏压力递减在东北突起注气,注气井为产油井转注,九点井网注入,至1994年原油产量增加了13%。

委内瑞拉Monagars洲北部Furrial油田,1986年发现,亚饱和油藏,1992年注边水,1998年在Naricual上层油藏背斜脊上注混相气,接近于干气,混相驱替。截止2010年,委内瑞拉正在进行天然气驱项目3个,日增油26391 m<sup>3</sup>,均为砂岩油藏,平均渗透率10×10<sup>-3</sup>~1000×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,2项成功,1项待观察。

## 2 国内天然气驱现状

同国外相比,国内开展天然气驱时间较晚<sup>[10]</sup>、项目较少。国内发展注气较慢,原因在于:1)气源紧张,不可能用来大量注气;2)原油含蜡多,密度和黏度都比较高,注气后由于不利的流度比、气窜和重力差异比较严重,波及系数不高,而且难于混相。

1) 长庆靖安油田注天然气项目。

长庆靖安油田ZJ29井区于1998年开展了注天然气现场试验,气源为油气藏叠合区的气井产生的高压天然气,是国内特低渗油田注干气保持地层能量开发的第一个试验区。该井区渗透率为 $2.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属特低渗透储集层<sup>[11]</sup>。

先连续注干气非混相驱,注气井的日注量为 $0.5116 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,累计注气 $713.9 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。注气2.5个月后,ZJ29、柳80-29、柳81-29井明显见注气效果,其他油井见效周期为3~10个月。2000年初转入气水交替试验阶段,由于注入水沿油层底部推进,构造位置较低、注气见效迟缓或增产幅度较小的油井注水见效明显,而部分注气见效明显的油井驱动能量减弱,产量下降。

2) 吐哈油田注天然气项目。

牙哈凝析气田牙哈2-3气藏区块于2000年11月全面投入循环注气开发。气窜是凝析气藏循环注气开发中后期常见的现象,实施了注采量、注采方式及注采井网的调整。对气窜井降低注气量、间歇注气,对应井间歇开采,调整井网(难度大),将窜流严重的油井转注气井<sup>[12]</sup>。

吐哈葡北油田是国内第一个开展注烃水气交替混相驱开发的砂岩油藏,渗透率 $110.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属典型挥发性油藏,最小混相压力33 MPa,地下原油黏度 $0.4 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ,饱和压力31.14 MPa,1998年8月开始水气交替注入开发,注入气为油田半生气。采用东注水西注气方式,以对比水驱、气驱效果。注气实施8年累计采油97万t,含水42%,比水驱增产15.364万t。

吐哈温五块位于温米构造东南端马红断层上盘,属于岩性构造圈闭的层状弱边水油藏,平均孔隙度15.4%~17.3%,平均渗透率 $34 \times 10^{-3} \sim 71 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。2003年7月在温5块进行注气开发,截至2006年10月,有4个井组中对应的7口采油井见到明显的注气效果,产油量由见效前的28.8 t/d上升到81.0 t/d<sup>[13]</sup>。

3) 大庆油田注天然气项目。

1989年3月大庆油田在北二区东部和北一区断东实施了水/天然气交替注入非混相驱<sup>[14]</sup>。

萨中北一区断东试验区于1989至1994进行水气交替注入试验,水气交替注入39个周期,累积注气 $5717.86 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,折合地下体积 $45.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ (相当于0.107倍孔隙体积),累积注水 $100.54 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,水气比2.22。同水驱相比,全区最终采收率可提高9.82%。

萨北北二东试验区于1989—1994年进行水气注入试验,水气交替注入43个周期,累积注气 $6124.21 \times 10^4 \text{ m}^3$ (标准体积),折合地下体积 $40.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ (相当于0.22倍孔隙体积),累积注水 $81.78 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,水气比为2.0,预计最终采收率可提高8.0%以上。

4) 中原油田注天然气项目。

中原油田的文南油田经过大量前期研究工作<sup>[15-18]</sup>,于2006年7月在深层低渗油藏文88块开展天然气驱先导试验<sup>[9]</sup>,

截至2014年3月文88块已经累计注入天然气1.6亿 $\text{m}^3$ ,累计增油2.5万t,采收率提高了22%,开发状况明显好转。

### 3 讨论

1) 高压干气混相驱主要适用于挥发性组分含量较高的深层油藏。石油中挥发性组分易于和注入的甲烷气形成混相,但是需要相当高的混相压力和混相温度,所以该方式适宜于深层油藏。干气非混相驱适宜于倾角小的薄油层。该方法能有效地提高地层压力,同时,气相中的一部分天然气溶解到油相中,使石油黏度降低;油相中的一部分轻质组分也可蒸发到气相中,虽然不能达到混相的程度,还是使气相和油相的组分发生了变化。

2) 油藏条件。从油藏渗透率角度分析,除美国多数为中高渗油藏外,多数项目以中低渗、特低渗油藏为主。倾斜油层由于重力分异,效果好于平缓油层,采用构造上倾部位注气;倾角大于 $15^\circ$ 的利用重力稳定驱替开发,小于 $15^\circ$ 的集中注气开采,如果是分散的页岩薄层采用面积注气开采方式。对于非均质性严重的储层和裂缝性储层,不宜实施注天然气开发。

3) 井网井距。普遍采用的注采井网类型主要为五点、反五点、反五点、九点,平行列井网也有应用;面积小于 $10 \text{ km}^2$ 的主要采用五点井网,陆上油田采用近井距的五点注入井网,如吐哈温五块;反九点与五点法采收率接近,但前者更灵活,如美国普鲁德霍湾(Prudhoe Bay)油田采用的是反九点井网;阿曼王国的Safah油田为九点井网;吐哈葡北油田斜方型井网6注9采。

注天然气驱井距一般300 m左右,如印度尼西亚handil油田注气井距330 m;吐哈温五块井距350 m;吐哈葡北油田6注9采,500 m井距,后加密井,井距缩短;长庆靖安油田井距280~350m。

4) 注入时机与方式。注气时机多为开发中后期(中高含水期),如吐哈温五块。

注入方式主要以水气交替注入为主,完全注气容易过早见气,水气交替注入增加了水的流动阻力,可有效防止过早气窜。如美国弗尔威油田,1966年注干气,很快气窜;后改为先注水后注气,防止了气窜,减少了气体注入量。大庆油田在北二区东部和北一区断东历时4年半的非混相水气交替注入先导试验获得了预期的效果。水气交替注入采取下倾方向注入,有利于采出阁楼油,如Brage和Snorre油田水气交替注入,构造下部注气,储层顶部下面和阁楼区的采收率被提高5%。注气混相驱则采取构造顶部注气,有利于重力作用的利用,如委内瑞拉Monagars洲北部Furrial油田。注气同时多边缘注水维持压力(特低渗除外)。

### 4 存在的问题及国内外的主要做法

1) 混相压力高:可以通过向干气中掺入富气(或富化剂)降低混相压力,此法在加拿大应用较多。

2) 沥青质沉淀<sup>[20]</sup>:注干气时,由于气的强烈抽提作用,易产生固相沉积问题,应防止沥青沉淀<sup>[21]</sup>。一般采用添加化学剂的方式进行预防。

3) 水合物形成:注天然气过程中易形成水合物,Amoco公司研制的双截断与泄放系统可以有效避免水合物的形成。在寒冷地区需加醇可以抑制水合物形成。

4) 气窜:在提高注气量的同时严格控制注入速率可减缓气窜。采用气水交替注入方式可以较好地解决生产中油气比上升过快的问题,先注水可延缓气窜。注气突破,可以考虑对注采量、注采方式及注采井网进行调整。也可以采用化学凝胶、泡沫等封窜措施解决气窜,其中加拿大的Siggins油田<sup>[22]</sup>、Pembina 油田<sup>[23]</sup>、Kaybob 油田<sup>[24]</sup>及美国的一些油田<sup>[25]</sup>采用了烃类气泡沫。

## 5 展望

从目前国内外对天然气的需求情况看,大规模的天然气驱是不经济的,对于苛刻条件油藏,尤其是不适宜水驱的油藏可以考虑天然气驱;对于新开发油藏,在输气管网不配套的前提下,天然气既不能放空又不能烧掉,可以考虑天然气驱;国外的一些伴生气较多的油藏,在当地不能完全消耗掉、外输又不经济的情况下,可以考虑天然气驱。

### 参考文献 (References)

- [1] Guan W L, Wu S H, Zhao J, et al. Utilizing natural gas huff and puff to enhance production in heavy oil reservoir[C]. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canada, October 20-23, 2008.
- [2] Mungan N. Canada-World leader in hydrocarbon miscible flooding[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2002, 41(8): 35-37.
- [3] 许振华, 龚宝强, 徐振波, 等. 砾口油田天然气驱提高采收率室内实验研究[J]. 油田化学, 2005, 22(3): 206-209.  
Xu Zhenhua, Gong Baoqiang, Xu Zhenbo, et al. A laboratory experimental study on natural gas injection for enhancing oil recovery in Qiaokou oil field[J]. Oilfield Chemistry, 2005, 22(3): 206-209.
- [4] Ramachandran K P, Gyani O N, Sur S. Immiscible hydrocarbon WAG: Laboratory to field[C]. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, January 20-22, 2010.
- [5] 李士伦, 孙雷, 郭平, 等. 再论我国发展注气提高采收率技术[J]. 天然气工业, 2006, 26(12): 30-34.  
Li Shilun, Sun Lei, Guo Ping, et al. Re-discussion of EOR with gas injection in China[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(12): 30-34.
- [6] 高振环. 油田注气开采技术[M]. 1版. 北京: 石油工业出版社, 1994: 1-3.  
Gao Zhenhuan. The production technology by injecting gas of oil field [M]. 1st ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 1-3.
- [7] Jakobsson N M, Christian T M. History performance of gas injection of ekofisk[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 25-28, 1994.
- [8] Sugianto G, Dider C. Handil field: Three years of lean gas injection into waterflooded reservoirs[C]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2001, 4(2): 107-113.
- [9] 庞彦明. 国外油田注气开发实例[M]. 1版. 北京: 石油工业出版社, 2001: 191-200.  
Pang Yanming. Example of foreign oilfield development by injecting gas [M]. 1st ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 191-200.
- [10] Liu Z C, Hou J R, Gao Z H, et al. The feasibility studies of natural gas flooding in Ansai field[C]. International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, Villahermosa, Mexico, March 3-5, 1998.
- [11] 袁林, 赵继勇, 张钊, 等. 靖安油田特低渗透油藏矿场注气试验研究[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(5): 85-88.  
Yuan Lin, Zhao Jiyong, Zhang Zhao, et al. A field test of gas injection in extra-low permeability reservoirs of Jingan oil field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(5): 85-88.
- [12] 刘东, 张久存, 王永红, 等. 凝析气藏循环注气气窜判别方法及应用[J]. 天然气勘探与开发, 2008, 31(4): 27-29, 36.  
Liu Dong, Zhang Jiucun, Wang Yonghong, et al. Gas channeling discriminant methods of cyclic gas injection in condensate gas reservoir and its application[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2008, 31(4): 27-29, 36.
- [13] 谢佃和. 吐哈油田温5区块注气效果分析[J]. 中外能源, 2007, 12(2): 46-49.  
Xie Dianhe. Effect analysis for gas injection in W5 block of Tuha oilfield[J]. Sino-Global Energy, 2007, 12(2): 46-49.
- [14] 陈林媛. 高渗透、高含水油藏气水交替驱替机理研究[D]. 北京: 中国地质大学, 2006.  
Chen Linyuan. Mechanism study of water alternating gas (WAG) flooding of high permeability reservoirs in high water-cut stage[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2006.
- [15] Li M, Hu Y Q, Zhao J Z, et al. Feasible evaluation of natural gas floods in Wenna low permeability reservoirs[C]. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, October, 8-10, 2002.
- [16] 李雪松. 文南油田文88块天然气驱技术可行性研究[J]. 石油天然气学报, 2006, 28(3): 135-137.  
Li Xuesong. Feasibility of natural gas displacement technique used in block Wen 88 of Wenna oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(3): 135-137.
- [17] 曾贤辉, 彭鹏商, 王进安, 等. 文72块沙三中油藏烃气驱室内实验[J]. 新疆石油地质, 2003, 24(2): 161-163.  
Zeng Xianhui, Peng Pengshang, Wang Jin'an, et al. Lab test of hydrocarbon gas injection in middle Sha-3 reservoir of block Wen-72 [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2003, 24(2): 161-163.
- [18] 陈德斌, 杨铁梅, 高正龙, 等. 文72沙三中天然气驱油藏数值模拟[J]. 江汉石油学院学报, 2003, 25(4): 115-116.  
Chen Debin, Yang Tiemei, Gao Zhenglong, et al. Numerical simulation of gas injection reservoir in the middle section of Es3 in block Wen 72[J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 2003, 24(4): 115-116.
- [19] 李补鱼, 李雪松, 宋敏, 等. 文88块天然气驱中的气体示踪剂监测技术[J]. 油田化学, 2008, 25(4): 309-311, 331.  
Li Buyu, Li Xuesong, Song Min, et al. Gaseous tracer monitoring technology an Wen 88 block natural gas drive[J]. Oilfield Chemistry, 2008, 25(4): 309-311, 331.
- [20] Sarma H K. Can we ignore asphaltene in a gas injection project for light-oil [C]. SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, October 20-21, 2003.
- [21] Ibrahim H H, Idem R O. A method for evaluating the kinetics of n-heptane-induced asphaltene precipitation from various Saskatchewan crude oils during light hydrocarbon[J]. Fuel, 2005, 84(2/3): 311-314.
- [22] Holm L W. Foam injection test in the Siggins field, Illinois[J]. Journal of Petroleum Technology, 1970, 22(12): 1499-1507.
- [23] Chad J, Matsalla P, Novosad J J. Foam-forming surfactants in Pembina/Ostracod 'G' pool[C]. Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta, June 12-16, 1988.
- [24] Liu P C, Besserer G J. Application of foam injection in Triassic pool, Canada: Laboratory and field test results[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 2-5, 1988.
- [25] Hanssen J E, Surguchev L M, Castanier LM. Field experience with foam process: a critical review[C]. 16th IEA Collaborative Project on Enhanced Oil Recovery Workshop and Symposium, Chiba, Japan, October 15-18, 1995.

(责任编辑 刘志远)