

总结国内外经验 , 开发好大气田

李士伦¹ 汪 艳¹ 刘廷元¹ 郭 平¹ 李 健²
(1. 西南石油大学 2. 加拿大卡尔加里大学)

李士伦等. 总结国内外经验, 开发好大气田. 天然气工业, 2008, 28(2): 7-11.

摘 要 在我国开发可采储量千亿立方米以上的大气田已提到议事日程, 形成万亿立方米气区也已指日可待。为此, 简要介绍了俄罗斯乌连戈伊、亚姆布尔、梅德维日和荷兰格罗宁根等 4 个巨型气田的开发经验, 归纳提出了 8 条建议: ①针对气田规模大、钻井和地面建设速度滞后等情况, 宜采取“整体部署、分步实施、立体开发”的技术思路; ②井型、完井方式和井网井距优化是开发巨型、大型气田的关键; ③优化气藏开发规模(采气速度)和气井产量; ④气藏驱动方式的确定至关重要; ⑤动态监测要贯彻于开发全过程; ⑥均衡开采非常必要; ⑦要发展“进攻性”的工艺技术措施; ⑧制定有关气田开发健康、安全和环保(HSE)的技术措施。

主题词 大型 气田 开发 技术 综述 俄罗斯

一、引 言

中国已进入了世界产气大国的行列^[1], 开发好大气田已提到议事日程上来了。大气田划分标准不统一, 我国定义地质储量介于 $300 \times 10^8 \sim 1000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 之间的为大气田。笔者着眼于世界巨型气田, 可采储量超过 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的气田, 称之为巨型(超大型)气田较为合适^[2]。随着勘探工作的深入, 大气田发现数日日益增多。表 1 列出了 21 世纪初世界天然气可采储量超过 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的巨型气田^[2]。截至 2001 年 1 月 1 日, 全世界探明天然气储量 $149.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。主要集中在: 俄罗斯 $47 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占全世界储量 31.4%; 伊朗 $31 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占 15.4%; 卡塔尔 $11.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占 7.5%。笔者通过介绍俄罗斯乌连戈伊、亚姆布尔(有译称杨堡)、梅德维日和荷兰格罗宁根等 4 个巨型气田的开发经验, 希望能为开发好我国的大型气田有所参考。

二、巨型气田开发简介

1. 乌连戈伊气田(俄罗斯, 参见文献[3])

乌连戈伊是俄罗斯最大的巨型气田, 世界第二, 在文献[4]中已有所介绍。1978 年主力气藏上部西诺曼气藏首先投入开发, 1987 年高峰年产量达到 $2765 \times 10^8 \text{ m}^3$ (4% 的采气速度), 相当于当时全俄罗斯产量的 50%。

表 1 世界可采储量超过 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的气田表

序号	气 田 名 称	所属国家	储量 (10^{12} m^3)
1	North-South Pars(北方—南帕尔斯) ¹⁾	卡塔尔、伊朗	13.450
2	Urengoy(乌连戈伊)	俄罗斯	10.200
3	Yamburg(杨堡)	俄罗斯	5.242
4	Bovanenka(波瓦年科)	俄罗斯	4.385
5	Zapolyarnoye(扎波利亚尔)	俄罗斯	3.532
6	Stokmanov(什托克马诺夫)	俄罗斯	2.762
7	Arktichesky(北极)	俄罗斯	2.762
8	Astrakhan(阿斯特拉罕)	俄罗斯	2.711
9	Groningen(格罗宁根)	荷兰	2.680
10	Hassi R Mel(哈西鲁迈尔) ²⁾	阿尔及利亚	2.549
11	Medvezhye(梅德维日)	俄罗斯	2.270
12	Panhandle-Hugoton(潘汉德—胡果顿)	美国	2.039
13	Orenberg(奥伦堡)	俄罗斯	1.898
14	Danleabad-Donmez(道列达巴德—顿麦兹)	土库曼斯坦	1.602
15	Ghawar(贾瓦尔) ²⁾	沙特阿拉伯	1.500
16	Pazanan(帕扎楠)	伊朗	1.414
17	Karachaganak(卡拉甘甘纳克)	哈萨克斯坦	1.345
18	Pars(帕尔斯)	伊朗	1.326
19	Troll(特罗尔)	挪威	1.308
20	Kharasavey(哈拉萨维伊)	俄罗斯	1.26
21	South-Tambey(南坦别伊)	俄罗斯	1.006
22	Dorra(多拉)		1.000

注: 1) 北方气田的主体位于卡塔尔, 其北延到伊朗的部分亦独称南帕尔斯; 2) 为油气田。

(1) 地质特征

与亚姆布尔、梅德维日等巨型气田一起位于西西伯利亚北部亚马尔—涅涅茨民族区普尔—纳迪姆油气区。位于西西伯利亚盆地北部乌连戈伊—亚姆布尔坳陷乌连戈伊长垣构造带, 呈南北走向, 构造主

作者简介: 李士伦, 1935 年生, 教授, 博士生导师, 本刊第六届编委会顾问; 毕业于莫斯科石油学院, 长期从事复杂气田开发新技术新方法研究工作。地址: (610500) 四川省成都市新都区。电话: (028) 83032724。E-mail: guopingswp1@vip.sina.com

体有南、北两个高点。还有延—亚欣、佩斯佐夫等高点及北乌连戈伊构造,这些构成了气田的整体^[2]。气藏面积在 4000 km² 以上。1966 年勘探发现该气田,1974~1976 年证实了延—亚欣、佩斯佐夫构造含气。探明天然气储量 11.2×10^{12} m³。其中:上白垩统西诺曼组 6.7598×10^{12} m³ (乌连戈伊主力区 4.85252×10^{12} m³,延—亚欣区 1.3162×10^{12} m³,北乌连戈伊气藏 5890.3×10^8 m³);下白垩统 1.6×10^{12} m³;上侏罗统阿奇莫夫组 2.85×10^{12} m³。主力气藏西诺曼组为层状—块状砂岩气藏,衬托着底水。有统一的气水界面,位于海拔 -1193~-1199 m。岩性为砂岩、粉砂岩,泥岩胶结性差,河流相沉积。气层厚度大,高部位最厚达 211 m,一般 3~152 m。储层埋深 1100~1250 m。物性好,平均孔隙度 21%~27%,平均渗透率 $160 \times 10^{-3} \sim 550 \times 10^{-3}$ μm²。单井产量 $100 \times 10^4 \sim 200 \times 10^4$ m³/d。下白垩统、上侏罗统为凝析气藏,下部为带油环凝析气藏,上侏罗统为高含凝析油(达 610 g/m³)的岩性—构造凝析气藏。原始地层压力 11.83 MPa,地层温度 31℃。天然气中 C₁ 含量为 95.4%~99.3%,属干气,CO₂ 含量为 0.35%,不含 H₂S,相对密度 0.564,低热值 7878 kcal/m³。

(2) 开发特征

1978 年西诺曼组高产气藏优先投入开发,上产期 8 a (1978~1985 年),稳产期 8 a,按 2500×10^8 m³/a 水平稳产到 1992 年,相当于 4% 采气速度。1996 年产量调到 1516×10^8 m³/a,主力区采出程度 60.9%。主力区生产井 777 口,延—亚欣区 261 口,佩斯佐夫 145 口,北乌连戈伊 104 口。预计到 2025 年,采出程度 89.3%~89.5%。经历了分阶段分区设计、分期分区投入开发和不断调整修改阶段。

在开发中存在以下问题。①均衡开采问题。气藏总体上属于同一气水动力系统,而且乌连戈伊、亚姆布尔和梅德维日等 3 个巨型气藏也处于同一水动力系统上。大区之间形成了较大的地层压降漏斗,如塔普—亚欣区长期未投入开发,地层压力高,气体向其他区越流,地层压力下降了 2.7~4.7 MPa。②压缩机机组建设慢,致使气井长期处于等井口压力制度下开采,年产量下降。1985 年观察井只完成设计的 50%,生产井为设计的 75%。到 1998 年,主力区和延—亚欣共有观察井 178 口,佩斯佐夫北部 7 口,北乌连戈伊 18 口。③气井出水和出砂问题。④开发后期开发难度增大,应着重研究水淹地层剩余气储量研究;近井带伤害和出砂的防治;低于 5 MPa 地层压力时的修井液研制。

2. 亚姆布尔巨型气田(俄罗斯,参见文献[3])

地质特征与乌连戈伊气田相似。气藏基本储量也集中在西诺曼组,埋深 997.6~1210 m,气藏面积 3825 km²,原始地质储量 5.76×10^{12} m³。滨海相与冲积三角洲相沉积,岩性都为砂岩和粉砂岩,具分散性、非均质性。储量集中在南部两大区块,主力区块有效厚度 90~175 m,孔隙度 24%~31.5%,绝对渗透率 $1000 \times 10^{-3} \sim 2110 \times 10^{-3}$ μm²。西部、东部、中部的物性要差一些。1986 年该气藏投入开发,开采 6 a 后年产量达到 1850×10^8 m³,有 13 a 的稳产阶段,单井平均日产量 1×10^6 m³。为均衡开采,一个丛式井组钻 4~8 口定向井,1996 年总井数 782 口,采气井 676 口,实际生产井 668 口,分布于 10⁶ 个丛式井组中。该气田的以下 10 个开发特点值得注意。

(1)西诺曼组气藏于 1986 年投入开发,方案由全俄天然气研究院于 1984 年编制,设计用 672 口定向井、归于 10⁶ 个丛式井组上开发,气体处理站 7 座,开始只投产了 5 座,延迟了 3 a,压降增大。

(2)据 1997 年表明已采出了 33% 储量,地层压力 6.64~8.09 MPa(设计为 7.06~8.09 MPa)。

(3)1997 年 1 月 1 日已投入总井数 782 口,其中采气 676 口,开井 668 口,分布在 107 丛式井组上。

(4)有 178 口气井出砂,必须降低气井生产压差。出砂与地层水有关。

(5)产气剖面表明平均产气层段为储层的 54%。

(6)秋明地区在投入开发的 5~7 a 内,气藏在气驱方式下开发,随后出现弱弹性水驱。1990~1996 年底侵入该气藏的水量占含气孔隙体积 5%,水上升高度为 1~35 m。预测从 2006~2025 年,全气藏水淹井总数 85 口,水淹区占 44% 气藏孔隙体积。

(7)各站区平均渗流参数比 1984 年方案设计时变差一半。

(8)各站区间存在着压差,引起了区间的气体越流,1997 年 1 月 1 日从气体处理站 3、4 和 7 号区越流的气量达 1484×10^8 m³,从 8 号站赫尔伏金区流入 1 号站区的越流气量达 326×10^8 m³。

(9)1997 年 3 月 18 日俄天然气公司(газпром)研究了 1700×10^8 、 1600×10^8 和 1500×10^8 m³/a 三套开发方案,分别需补钻 131、86 口井和 47 口井。比较表明 1500×10^8 m³ 的方案较好。

(10)对气藏监测很重视,与乌连戈伊、梅德维日气田相同;此外还制定了健康、安全和环保措施。

3. 梅德维日巨型气田(俄罗斯,参见文献[3])

(1)地质特征

地质特征与乌连戈伊、亚姆布尔巨型气田相似。

(2) 开发特征

1) 从5号站区开始都是丛式井组开采,每井组3~4口井,间距0.9~2.5 km,到1994年底有79个丛式组,473口井中有观察井和测压井90口,生产井383口,开井总数341口,开发井已钻完。

2) 产层具高渗透性能

为保证气井 $1 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ 平均产量,初期要保持生产压差 $0.147 \sim 0.245 \text{ MPa}$,现在每年产量递减速度为 $30 \times 10^4 \sim 40 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。到2010年完成该气田开发,届时停止长输的工业采收率为90.2%,相应的累计产气量 $1.795 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。到1994年底侵入气藏的地层水量占29.7%原始地层孔隙体积。1996年340口开井生产的井中,有50口为自行停喷井,要周期性地放大压差放喷才能生产。

3) 生产中存在以下问题

①局部地区压力下降不均衡。1979年决定削减中央区产量,增加南区产气量,压力分布逐趋均衡。为达到各井区均衡负载,有43口井从一个处理站调整进入另一个站。

②固井质量是个大问题,固井质量不高的井有131口,占总井数35%。有出现套管外气体窜槽的严重问题。

③出水出砂。1994年460次测试中有58次超过当时定的防止出砂的允许压差 $0.14 \sim 0.43 \text{ MPa}$ 。出水的极限压差应不超过 $0.1 \sim 0.15 \text{ MPa}$ (而气驱气藏为 $0.5 \sim 0.6 \text{ MPa}$)。地层水能降低80%的岩石强度。

④试井和动态分析。到1994年,共进行了460次气体动力学试井,并用流动试井装置进行了132次稳定试井并计算了储层渗流阻力系数。在20余年开发气井的产出剖面也基本未变,一般在射孔层段范围内只占总厚度10%~20%。为监测气田开发开展了十项监测工作。

⑤注 N_2 后期开发水淹气藏的研究。像梅德维日这样的气田,水层延伸几百公里,渗透率又好,在这种情况下,排水不是最佳方案,于是全俄天然气研究院戴尔—萨尔基索夫教授们做了大量室内实验,在该气田选择了试验区(含63口井),做开发后期注 N_2 开采气藏中低压自由气(未水淹区)和水封气(水淹区)的研究,做了注气设计和经济评价,认为方法可行^[7]。

计算结果表明:A.到注 N_2 的13 a末,注入 N_2 总量相当于2倍气藏试验区水淹孔隙体积,即27.5%试

验区原始孔隙体积,总的水封气剩余体积下降了60%,自由态低压气体体积几乎增长了一倍(其中13%为 N_2 气);B.由于注 N_2 ,向输气干线输气的时间延长了5 a,多采气 $110 \times 10^8 \text{ m}^3$;C.长输干线输气结束时的工业采收率从衰竭开发的91.7%,提高到95.5%,提高了3.8% OGIP,最终采收率从93.5%提高到97.4%,提高了3.9% OGIP。

4. 格罗宁根巨型气田(荷兰,见文献[3])

该气田发现于1959年,1963年被确认是一个巨型气田,面积大于 800 km^2 ,是西欧重要能源基地。

(1) 地质特征

气藏类型为层状—块状类型,气水界面在海拔—2970 m。属弹性气驱。产层为下二叠赤底统,净厚度从70 m(南)到240 m(最北部),除北部外,被三面断层封隔,产层上部有断层,断距小,对气体流动没有影响。砂岩质纯均质,孔隙度10%~20%,渗透率 $50 \times 10^{-3} \sim 600 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $K_v/K_h=0.3$ 。生产15 a后确认的探明地质储量为 $2.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

(2) 开发特征

1) 渗透率高,产量大,丛式井组开采。

2) 为防止出砂,初产量限制在 $75 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,后逐取消限制,1979年时扩大到 $2.5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ 。头一个丛式井组气体处理站处理能力为 $6 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$,因气藏中没有干扰问题,扩大到 $14 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$,1979年新增装置的处理能力已达到 $24 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

3) 气藏动态情况如下。①产出气中水含量:1单位体积水/ 10^6 单位体积气~4单位体积水/ 10^6 单位体积气。②弹性气驱开发。③为保持气藏均衡开采,1983年保证全气藏最大地层压差不超过2 MPa下进行气井、区块间的产量分配。④检测水侵采取以下措施:A.在北部沿气水边界钻一批观察井,用斯仑贝谢脉冲中子测井测气水界面变化,到1979年未见水流动;B.北部含气部分下面衬托着底水,为避免压降过大引起水锥,于是在丛式井组中布置定向井,扩大排气范围,避免“应力”(采气)集中,井的最低射孔处离气水面50 m以上;C.在下衬底水的位于Siddebureau丛式井组的中心地区钻几口生产井,所有井均穿过气水界面,用来作水锥试验,允许大产量生产,探测早期产生水锥的痕迹,在累计采出 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 气后未见气水界面的移动。⑤开始怕出砂,限制气井产量在 $75 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右,没有发现出砂后最大允许产量可达到 $250 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,新井投产阶段常有砂子带出,但稳定在很低水平上,整个气田产砂 $5 \text{ m}^3/\text{a}$ 左右,为防止低压时出砂,在新井上安装

砾石管并做除砂器试验;⑥在地表发现沉降后,运用修正模型进行预测,其最大沉降可达30 cm。

三、值得借鉴的经验

1. 针对气田大、钻井和地面建设速度滞后等情况,宜采取“整体部署、分步实施、立体开发”的技术思路

西西伯利亚等3个巨型气田开发的思路是:①主力气藏(西诺曼组气藏)先行开发,主力气藏的主力区块先行开发,然后逐步加深,实现区块和层间的接替;②乌连戈伊深部上侏罗统阿奇莫夫组属深层、大面积、异常高压、复杂类型原油—凝析气藏,埋深3800 m,地层压力60 MPa、低渗、裂缝—孔隙储层,2007年已与德国的公司合作开发;③宜开辟试验区,先试采,再大规模开发,积累经验,逐步推进。

2. 井型、完井方式和井网井距优化是开发巨型、大型气田的关键

(1)气藏不是“铁板一块”,要努力寻找高产发育区,避免打更多无效和低效井,要采用地质、开发综合技术,进行储层横向预测,气藏描述要优先进行。寻找高产区、裂缝发育带是布井、定产必不可少的重要步骤。可借用油田开发经验,“只要对气田的地质特征有比较客观、实际的认识,开发的技术和方法总会有效;反之,若在地质认识上发生了偏差,那么即使有很强的技术实力也不会取得好效果”。

(2)从长庆气田的下古生界岩性—地层圈闭气藏看,寻找高产富集区块和优化布井是以地层作为气藏的物质基础,走多学科综合研究的道路。地质方面,从控制储层发育程度和渗流特征的因素入手,通过加里东期末古构造研究,前石炭纪奥陶系岩溶古地貌研究,小幅度构造研究和裂缝分布规律研究,配合沉积—成岩微相研究,从成藏、储渗角度对天然气富集条件进行分析,划分有利区。气藏工程方面,通过气井生产反映特征和压力系统,进行动态反映良好区和流体连通区划分。选出地质和气藏工程综合划分布井有利区,再利用 Strata、Jason 等先进地震软件对综合有利区内地震测线进行精细处理、解释,结合地质、气藏工程综合研究成果,综合优选开发井位,初步筛选高产井,以提高开发综合效益^[8]。

(3)世界上许多巨型气田的开发,俄罗斯、荷兰、印度尼西亚、卡塔尔等都采用了丛式井组(单井为直井式定向井)开采,普遍进行大直井优化(OBB, optimized big bore),卡塔尔北方气田和伊朗南帕尔斯气田为目前世界最大的巨型气田,现估计探明地质储

量为 $42 \times 10^{12} \text{ m}^3$,仅北方气田估计的储量为 $25.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$;气田处在海上,水深60.96 m,1971年发现,20世纪80年代末投入开发,1991年生产,产层Khuff(晚二叠早三叠系)为石灰岩、白云岩,5个层组($K_1—K_5$),其中 $K_1—K_4$ 为产层,埋深3045~3869 m。同时含 H_2S 和 CO_2 。早期开发为直井油管,后采用 $\varnothing 177.8 \text{ mm}$ 油管,优化的大井眼又为 $\varnothing 193.68 \times 247.7 \text{ mm}$,也采用定向井。

Ras Gas有限公司已钻了40口单井筒直井,45口优化大井眼井,前者产能为 $3.5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$,后者为 $5.6 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

(4)巨型、大型气田开发井网部署原则。①因地制宜原则,不同类型气藏应有不同的井网部署特点。要努力寻找高产富集区,无效和低效井尽可能少。②均衡开采原则,要努力保持全气藏均衡开采,这样储量动用才能充分,稳产期才会长,采收率才会高。水驱气藏更要注意,防止边水舌进或底水锥进。③水驱气藏要尽量延长气井无水采气期的原则。④高低渗、高低产区协调发展的原则,对大型气藏,若中、低渗透区分布面积很大,高渗透区分布面积相对较少,那么仅靠高渗透区开采远远不够,只能采用“高密低稀”的布井方式,将高、低渗透区的采气速度保持一定比例(长庆气田采取3左右),这样才能较好兼顾经济效益和采气速度两个方面,进行大气藏的优化布井。⑤裂缝—孔隙型碳酸盐岩气藏、火山岩气藏,都要努力寻找裂缝发育带布井的原则。⑥立体开发,层系与井网有效组合的原则。⑦井网部署分步实施原则。⑧因地制宜发展丛式井组(直井、定向井)和水平井复杂结构井原则。处于荒滩沙漠、海洋、沼泽等恶劣地貌条件下的气藏,高渗高产气藏,以至于低渗致密气藏、凝析气藏、油环凝析气藏、底水气藏和高含 H_2S 、 CO_2 气藏均应因地制宜的发展这类井型。这类井型与直搭配的井网部署也有待发展。⑨留有余地原则。井网部署中必须考虑预备井、观察井(有时生产井与观察井两种功能可结合,尤其深层钻井投资大的气田)和水层测压井。乌连戈伊等3个巨型气田非常重视气藏动态监测,安排了大批观察井,一批水层测压井,甚至为测气田间干扰的水层测压井,这些井分别用来监测底水的运动,气层压力的变化,以至开发对冻土带影响的监测。⑩经济效益原则。层系划分和井网部署是开发方案中非常重要一关,这些原则的体现最终要通过数值模拟技术进行多种方案比照和经济评价确定。川东石炭系气藏和长庆靖边下古生界气藏的布井思路、

方法和做法都可借鉴。

3. 优化气藏开发规模(采气速度)和气井产量

(1)这是方案设计和随后调整的主要任务,要做到开发规模、稳产供气年限和市场需求的有机结合,综合考虑用气需要、长输管道经济输送量、快速建成高峰产量和大气区间—气藏所在气区内—气田间的接替。

(2)气井配产要合理,主要受到绝对无阻流量(反映储层储渗特征)、排泄区内的压降储量和有无地层水干扰等3个主要因素(受底水锥进、边水舌进、储层胶结性差、有夹层水、井下和井口设备承压能力、最大限度采出凝析油等因素)限制。要防止因预期产量较大可调性而产生误导,错误地把气井产量过分提高,气井定产不能控制在合理范围内,引发新井接替不足的可能性,对大面积低渗非均质气藏尤其要注意。

根据一个国家资源情况,能源政策和天然气需求来定采气速度,如前苏联一般5%~7%,大气田的采气速度要低一些,中、小气田要高些,水驱采气速度比气驱气藏要低,在4%以下。

4. 气藏驱动方式的确定至关重要

要重视气藏外水体大小,边底水能量和活跃程度对气田开发指标的影响,格罗宁根经验值得重视,它采取了三大措施,搞清楚底水活跃程度后,在气驱条件下放心大胆地提高气井产量,增加了气田效益。

5. 动态监测要贯彻于开发始终

(1)俄罗斯三巨型气田开发经验值得重视,设立了大批观察井、水层测压井,以观察底水上升、气藏压力变化以及气藏开发对冻土带的影响。梅德维日等西诺曼组气藏开发开展了11项监测工作,这包括:①在生产井—管线—气体处理站系统测压、测温;②测静压和地层压力;③监测套管油管环形空间显示情况;④稳定试井,用专用试井装置试井;⑤测井径和井底位置;⑥测液面;⑦确定井流物带出的地层液体体积;⑧取地层液体和气体样品作化学分析;⑨矿场地球物理测井电阻测井系列测量;⑩检查井技术状况的矿场地球物理测井系列;⑪生产测井。

(2)长庆气田经验。靖边气田逐步建立了以观察井网、定点测压井网和区块整体关井测压的压力监测系统,它包括以下几方面。

1)13口观察井,占生产井总数2.5%,重点开发区均有分布,这些井连续测井口、井底压力,用精密电子压力计测井底压力,以观察不同区块的地层压力变化。

2)气田面积大,观察井少,控制程度低,于是又组建了定点测压井网,增大地层静压录取量,选择不同区块重点生产井定期关井测压,确定不同阶段地层压力,这些井关井测压时间基本相同便于对比分析。

3)区块整体关井测压,了解大气田目前地层压力分布。这种花大力气重视气田开发动态监测很有指导意义。

6. 均衡开采至关重要

俄罗斯巨型气田开发中这方面出现的问题值得重视。

7. “工欲善其事,必先利其器”,要发展“进攻性”的工艺技术措施

丛式井组中大直径井、定向井、水平井和复杂结构井等钻井、完井、开采工艺、高质量固井工艺、防水治水工艺、防砂治砂工艺、举升排液工艺等都得跟上,要形成系列配套工艺技术。

对梅德维日这样具开放型水域气藏在开发后期探索注 N_2 保持能量、开发水封气和低压自由气、提高采收率的理念和措施值得重视。要发展简便经济的从天然气中分离 N_2 的工艺技术。

8. 制定有关气田开发健康、安全和环保(HSE)的技术措施

这不是一句空话,必须有技术保障,必须有落实的措施,必须贯彻于气田开发过程的始终。

参 考 文 献

- [1] 戴金星. 中国从贫气国正迈向产气大国[J]. 石油勘探与开发, 2005.
- [2] 张抗. 世界巨型气田近十年的变化分析[J]. 天然气工业, 2004, 24(6): 127-130.
- [3] 方义生, 徐树宝, 李士伦. 乌连戈伊气田开发实践与经验[J]. 天然气工业, 2005, 25(6): 90-93, 140.
- [4] Р М ТЕР-САРКИСОВ. Разработка месторождений природных газов[R]. Москва Недра, 1999.
- [5] FLORA VAN BEEKI. The groningen gas field: a case history of the development of a giant gas field[J]. Journal of Petroleum Technology, 1979(7).
- [6] LGOR POTAPIEFF. Reservoir monitoring methodology for a giant gas field[C]. SPE 72114.
- [7] 李士伦. 气田开发方案设计[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006.
- [8] 全忠臣, 闵琪, 吕运能, 等. 加强多学科攻关, 努力提高下古气藏钻井成功率和单井产量[C]// 中国石油油气田开发技术座谈会论文集. 北京: 石油工业出版社, 2001.