

长庆油田分公司

二〇二一年气田开发年报

中国石油天然气股份有限公司

长庆油田分公司

二〇二二年二月



## 目 录

### 前 言 1

### 第一部分 生产任务及开发指标情况 2

#### 一、天然气开发勘探开发概况 2

#### 二、2021 年度气区生产情况 4

#### 三、开发指标情况 7

#### 四、主要成果 10

### 第二部分 2021 年主要工作完成情况 11

#### 一、党政融合，党建引领气田高质量发展 11

#### 二、精心组织，产量稳步增长再攀新高峰 11

#### 三、精益求精，产能建设效果再上新台阶 12

#### 四、精准施策，气藏评价建设迎来新突破 12

#### 五、多策并用，老井措施增产再添新贡献 13

六、优化完善，地面集输系统实现新提升	13
七、多措并举，提质增效全力打造新版本	14
八、严抓细管，质量安全环保取得新成效	14
九、绿色引领，新能源促转型掀开新篇章	15
第三部分 主力气田开发形势	16
一、苏里格气田	16
二、靖边气田	33
三、神木气田	42
四、榆林气田	52
五、子洲气田	59
第四部分 气田开发存在的主要问题	65
第五部分 2022 年重点工作安排	68
一、工作思路	68
二、主要任务指标	68
三、重点工作安排	69

## 前 言

2021 年气田开发深入贯彻习近平总书记关于大力提升勘探开发力度、加快推进天然气产供储销体系建设等一系列重要指示批示精神，认真落实公司党委、油田公司决策部署，突出党建引领，贯彻新发展理念，聚焦生产经营目标，优化组织运行，突出技术创新，强化精细管

理，狠抓安全质量，天然气产量超额完成，产能建设多点突破，开发效益稳步增长，安全环保平稳受控，为决胜“十四五”打下了坚实基础。

## 第一部分 生产任务及开发指标情况

### 一、勘探开发概况

#### （一）生产概况

截至 2021 年底，气区投产气井 22978 口，月开井数 18931 口，平均油压 3.62MPa，平均套压 8.68MPa，年井口产气量 469.0209 亿方（气层气 467.1624 亿方，伴生气 1.8585 亿方），年工业气量 465.4316 亿方（气层气 463.7509 亿方，伴生气 1.6807 亿方），年商品气量 433.1504 亿方（气层气 432.4912 亿方，伴生气 0.6592 亿方）；累积井口产气量 5217.7947 亿方（气层气 5151.2865 亿方，伴生气 66.5082 亿方），累积工业气量 5154.7173 亿方（气层气 5110.7970 亿方，伴生气 43.9203 亿方），累积商品气量 4743.0415 亿方（气层气 4729.7932 亿方，伴生气 13.2483 亿方）。气区历年天然气产量见图 1-1。

图 1-1 2006 年以来长庆气区天然气产量直方图

（二）储量现状

截止 2021 年底，鄂尔多斯盆地天然气总资源量 16.31 万亿方，累计探明气田 13 个（靖边、榆林、子洲、米脂、苏里格、乌审旗、神木、庆阳、宜川、黄龙、刘家庄、胜利井、直罗），提交探明地质储量 41353.43 亿方，其中，技术可采储量 22296.14 亿方，经济可采储量 16010.10 亿方；基本探明地质储量 25354.00 亿方，技术可采储量 13615.57 亿方。

按储层类型划分，气区天然气探明（含基本探明）地质储量主要集中在致密气藏，地质储量 55274.84 亿方，占比 82.86%（表 1-1）。

表 1-1 长庆油田按储层类型天然气三级储量表

类 别

探明储量

(108m3)

基本探明

(108m3)

小计

(108m3)

备注

致密砂岩气

29920.84

25354

55274.84

低渗碳酸盐岩气

8700.61

8700.61

低渗砂岩气

2730.08

2730.08

中渗砂岩气

1.9

1.9

刘家庄气田

合计

41353.43

25354

66707.43

按气田划分，气区天然气探明（含基本探明）地质储量最大的气田是苏里格气田，地质储量 46019.55 亿方，占比 69.0%；其次为靖边气田，地质储量 9033.86 亿方，占比 13.5%（表 1-2）。

表 1-2 长庆油田按气田/地区天然气三级储量表

气田/地区

探明储量

(108m3)

基本探明储量

(108m3)

小计

(108m3)

靖边

9033.86

9033.86

榆林

1807.5

1807.5

苏里格

20665.55

25354

46019.55

子洲

1531.03

1531.03

米脂



2632.53

2632.53

神木

3561.36

3561.36

宜川

730.99

730.99

黄龙

29.7

29.7

庆阳

318.86

318.86

乌审旗

1012.1

1012.1

其他

29.95

29.95

二、2021 年度生产情况

（一）天然气产量完成情况

2021 年，气区天然气产量计划 460 亿，商品量 425.75 亿方，其中自营区天然气产量任务 396 亿方，商品量 364.84 亿方。全年天然气产量 465.43 亿方，商品量 433.15 亿方，天然气产量超产 5.43 亿方，完成年度计划 101.18%，其中自营区全年天然气产量 400.13 亿方，商品量 370.65 亿方，天然气产量超计划 4.13 亿方，完成年度任务的 101.04%。

1. 天然气月度运行情况

全年日均产量保持在 1.1 亿方以上运行，上半年产量占比 52.6%（图 1-2）。

图 1-2 长庆油田 2021 年天然气月度产量运行图

2. 各单位天然气产量完成情况

各采气单位均完成天然气产量任务，采气一厂、采气三厂、采气四厂、采气五厂超产 1 亿方以上，采气二厂、采气六厂超产 2 亿方以上，采气一厂年产量历史性突破 100 亿方。

图 1-3 2021 年分单位天然气产量完成柱状图

3. 各气田天然气产量完成情况

截至 2021 年底，苏里格气田年产气量、累产气量最高，年井口产气量 277.39 亿方，工业气量 274.69 亿方，商品量 255.23 亿方，累积井口产气量 2491.22 亿方，累积工业气量 2463.09 亿方，累积商品量 2269.31 亿方，长庆气区各气田产量统计表见表 1-3。

表 1-3 2021 年长庆气区各气田产量统计表

区块

年产气量（亿方）

累计产气量（亿方）

井口产量

工业产量

商品量

井口产量

工业产量

商品量

靖边气田

68.32

67.68

62.20

1143.01

1136.70

669.54

靖边本部

52.47

52.02

47.75

1077.10

1071.30

609.58

高桥区

13.42

13.28

12.25

62.71

62.29

57.09

陕 295

2.44

2.39

2.20

3.20

3.11

2.87

榆林气田

52.72

52.72

51.92

884.10

884.10

747.40

榆林南

20.00

22.00

20.64

355.17

355.81

246.80

长北

32.72

32.72

31.28

528.93

528.29

500.61

苏里格气田

283.95

282.77

265.63

2772.81

2747.67

2488.88

自营区

163.45

163.09

153.11

1371.21

1370.19

1258.86

风险自营

9.95

9.81

9.16

195.61

187.15

119.93

风险作业

78.54

78.01

72.96

1017.33

1001.26

929.93

国际合作

31.90

31.66

30.30

188.40

188.75

179.97

子洲气田

12.70

12.74

11.94

162.30

162.48

150.48

米脂气田

2.87

2.88

2.71

8.74

8.73

8.25

神木气田

41.40

41.47

38.89

167.29

166.66

155.49

宜川气田

1.83

1.80

1.68

2.48

2.45

2.27

黄龙气田

0.0027

0.0022

0.0020

0.17

0.16

0.15

庆阳气田

3.36

3.35



3.10

8.03

8.06

7.48

溶解气

1.86

1.68

0.66

66.51

43.92

13.25

合计

469.02

465.43

433.15

5217.79

5154.72

4743.04

## （二）液烃产量完成情况

全面加强轻烃生产动态分析与现场管理，完善轻烃管理平台建设，积极开展气田轻烃增产措施，实现轻烃“颗粒归仓”。气田生产液烃 138.6 万吨，油气当量 3840 万吨。

各采气单位均完成轻烃产量任务，采气一厂完成比例最高（116.5%），采气二厂油气比提高幅度最大（9.41%），上古天然气处理总厂生产液烃 103.6 万吨，完成计划 104.6%。

图 1-4 2021 年分单位轻烃产量完成情况柱状图

三、气田开发指标

（一）储量动用

截止 2021 年底，气区探明地质储量 41353.4 亿方，技术可采储量 22296.1 亿方，技术采收率 53.9 %，经济可采储量 16010.1 亿方，经济采收率 38.7%；已开发地质储量 32923.8 亿方，技术可采储量 17953.6 亿方、技术采收率 54.5%，经济可采储量 13043.41 亿方、经济采收率 39.6%。地质储量动用程度 79.6%，采出程度 15.5%，采气速度 1.41%；技术可采储量采出程度 28.5%，储采比 27.7，采气速度 2.58%。

表 1-4 2021 年储量动用情况表

气田
探明储量
已开发
地质储量
（亿方）
技术
可采储量
（亿方）
经济
可采储量
（亿方）
地质储量
（亿方）

技术

可采储量

（亿方）

经济

可采储量

（亿方）

长庆合计

41353.4

22296.1

16010.1

32923.8

17953.3

13043.4

靖边

9033.9

5191.1

4152.9

8954.3

5143.4

4116.8

榆林

1807.5

1244.4

1053.8

1519.2

1049.1

885.7

子洲

1531.0

861.4

601.2

1195.1

693.5

496.5

米脂

2632.5

1331.4

873.7

932.7

475.8

335.3

神木

3561.4

1787.0

1287.9

2381.6

1197.0

872.6

苏里格

20665.6

10842.6

7279.8

16509.0

8686.2

5824.8

乌审旗

1012.1

518.1

378.5

973.0

494.6

357.0

庆阳

318.9

159.4

126.2

73.2

36.6

27.4

宜川-黄龙

760.7

350.4

247.5

367.1

170.9

122.3

刘家庄胜利井直罗

30.0

10.3

8.6

18.7

6.3

5.1

## （二）SEC 评估储量

截止 2021 年底，采用实际油价 68.0 美元/桶进行评估，天然气证实储量 7211.61 亿方，其中证实已开发（PD）储量 3089.5 亿方，证实未开发（PUD）储量 4122.1 亿方，储采比 16.3。

表 1-5 2021 年分气田 SEC 储量表

气 田

证实已开发储量

（亿方）

证实未开发储量

（亿方）

证实储量

（亿方）

储采比

长庆合计

3089.5

4122.1

7211.6

16.3

靖边

913.0

238.9

1151.9

17.0

庆阳

25.3

14.8

40.1

12.0

神木

252.8

789.3

1042.2

25.1

苏里格

1503.2

2685.9

4189.1

15.6

榆林

213.2

96.9

310.2

7.3

宜黄

33.0

28.6

61.7

31.2

子洲-米脂

122.8

267.6



390.5

25.3

溶解气

26.1

/

26.1

15.5

（三）气田核实产能

气区总投产井 22978 口，配套产能 496.4 亿方。其中 2021 年底前投产老井 20851 口，核实配套产能 370.2 亿方；2021 年投产井 2127 口，核实配套产能 126.2 亿方。完钻未投产井 472 口（含提前实施），核实井口产能 12.4 亿方。

表 1-6 2021 年底各气田配套产能表

气田

气藏

（区块）

配套产能

合 计

老井

新井

井数

(口)

产能

(亿方)

井数

(口)

产能

(亿方)

井数

(口)

产能

(亿方)

长庆合计

22978

496.4

20851

370.2

2127

126.2

靖边气田

本部

1473

56.0

1361

46.7

112

9.3

高桥

126

4.6

43

2.0

83

2.6

陕 295

635

13.6

513

9.4

122

4.2

小计

2234

74.3

1917

58.1

317

16.2

榆林气田

榆林南

375

21.7

321

19.0

54

2.7

长北

89

33.1

76

29.6

13

3.5

小计

464

54.8

397

48.6

67

6.2

苏里格气田

17316

296.8

16124

217.5

1192

79.3

子洲气田

412

13.9

366

11.5

46

2.4

米脂气田

184

6.6

99

2.1

85

4.5

神木气田

2080

41.9

1790

27.9

290

14.0

宜川黄龙

156

3.5

65

2.1

91

1.4

庆阳气田

132

4.7

93

2.4

39

2.3

（四）综合递减率

靖边、榆林、子洲等低渗气藏，首先判定气井生产阶段，采用修正衰减法、Arps 递减法等预测处于递减阶段的分年投产气井产量，在此基础上通过产量加权评价气田或区块递减率。苏里格、神木型致密气藏，首先判定单井递减类型，开展单井递减分析，采用 Arps 递减法等预测分年投产气井产量，在此基础上通过产量加权评价气田或区块综合递减率。根据各气田综合递减率，通过年产气量加权平均评价气区综合递减率，气区 2021 年综合递减率 20.0%。

表 1-7 2021 年长庆气区各气田递减率统计表

气田、区块

综合递减率（%）

长庆合计

20.0

靖边气田

14.6

榆林南区

10.6

子洲气田

12.3

神木气田

25.2

苏里格气田

23.5

#### （五）油气比

2021 年气田油气比 0.0904 吨/万方较 2020 年上升 0.0024 吨/万方。其中，自营区（含处理厂）0.0941 吨/万方上升 0.0027 吨/万方，苏里格风险作业区 0.1055 吨/万方上升 0.0044 吨/万方，苏南合作区 0.1010 吨/万方上升 0.0005 吨/万方，长北合作区 0.0368 吨/万方上升 0.0018 吨/万方。

### 四、主要成果

#### （一）天然气产量再攀高峰

生产天然气 465.4 亿方，占集团公司 1/3，超计划 13.4 亿方，较去年增长 16.9 亿方；气田生产液烃 138.6 万吨，油气当量 3840 万吨，占公司 6245 万吨 61.6%。

#### （二）新区评价效果显著

新区建产 6 亿方，配套建成 17.7 亿方生产能力，水平井无阻流量提高 38%，水平井井筒投资下降 5.8%，内部收益率提升 1.6%。

#### （三）产建效果再上台阶

钻井、试气、投产完成率和产能到位率首次实现四个 100%。核定新建产能 92.1 亿方，擒获百万方高产井 115 口。

#### （四）气库调峰能力提升

陕 224、榆 37、苏东 39-61 储气库形成工作气量 4.2 亿方。日应急调峰能力达到 730 万方，增加 330 万方。

#### （五）经营指标再创佳绩

实现营业收入 553 亿元，利润 158.5 亿元，创历史新高；完全成本 821 元/千方，为五年来最低。

#### （六）QHSE 管理持续向好



天然气质量合格率 100%，SO<sub>2</sub> 排放双达标，安全环保实现零死亡、零污染、零事故、零职业病。2021 年气田集输管道首次实现零泄漏。

## 第二部分 2021 年主要工作完成情况

### 一、党政融合，党建引领气田高质量发展

持续深入学习习近平新时代中国特色社会主义思想、党的十九届六中全会精神，树牢“四个意识”，坚定“四个自信”，坚决做到“两个维护”。推进基层党建“三基本”建设与“三基”工作有机融合，大力弘扬石油精神、铁人精神、长庆精神，面对严峻的疫情防控、提质增效、冬季保供的形势，全体党员干部始终冲锋在先、战斗在前，把初心和使命转化为推动气田高质量发展的责任担当，坚决做油田公司天然气加快发展的实践者、推动者和贡献者。深入开展“形势、目标、任务、责任”教育，扎实开展“转观念、勇担当、高质量、创一流”主题教育，切实将主题教育转化为坚定理想信念、推动发展的强大动力。

### 二、精心组织，产量稳步增长再攀新高峰

生产组织高效有序。积极适应“淡季不淡、旺季刚需”生产形势，科学编制生产计划，密切产供储销衔接，优化生产组织。全年生产天然气 465.4 亿方，轻烃 35 万吨，再创历史新高。老井管理科学精细。实行气井全生命周期精细化管理，制定差异化技术对策，开井率达到 95%，日产量突破 1.24 亿方，老井综合递减率由 17.4%降至 16.5%。冬季保供担当有为。坚决落实江川书记“72 字”工作方针和“七个一”工作要求，把提升老井生产能力作为保供基础，推进产水井排采、调峰井提产、加热炉保供、节流器优化等措施，老井日产量 1.24 亿方。提高陕 224 储气库运行压力，超前建成苏东 39-61、榆 37 应急采气系统，储气库应急调峰能力达到 730 万方/天，较计划增加 330 万方/天。气区最大保供能力达到 1.625 亿方/天，连续四年保持 1000 万方增长，国内第一大气区压舱石作用突显。上产基础更加牢固。编制完成气区 35 个区块开发和调整方案，气区方案设计规模由 420 亿方提至 533 亿方，为“十四五”天然气快速发展奠定坚实基础。

### 三、精益求精，产能建设效果再上新台阶

项目建设组织高效。贯彻“高质量油气开发首先抓好高质量项目建设”理念，坚持直定向井大井组立体开发，创新水平井部署方式，推进小井眼钻完井技术，攻关形成“密集布缝、多簇射孔、控液增砂”为核心的致密气水平井压裂技术，推广全过程监督管理、全流程质量控制。2021 年钻井、试气、投产井完成率和产能到位率首次实现四个 100%。产建效果全面提升。致密气项目组发挥示范引领作用，靖边气田上下古复合开发取得新进展，盆地东部新层系开发取得突破。核定产能 92.1 亿方，高质量完成 91 亿方产建任务。直定向井、水平井平

均无阻流量分别提高 1.5 万方/天、7.8 万方/天，试气百万方井达 115 口。

#### 四、精准施策，气藏评价建设迎来新突破

管理模式改革创新。着眼于现实的深刻洞察、聚焦上产的重大部署，油田公司成立天然气评价项目部，深入推进勘探开发一体化融合，加快资源向储量、储量向产量的转化。技术体系不断完善。根据砂体的空间构型不断优化开发方式，庆阳气田坚持水平井主体开发，宜川气田直定向井大井组立体开发；攻关三开优化、四开转三开水平井井身结构优化试验，精细划分漏失区带，攻克塌漏矛盾；提高套管承压、提升改造强度压裂试验。水平井无阻流量提高 38%、井筒投资下降 5.8%，内部收益率由 5.3%提高到 6.9%，配套建成 17.7 亿方生产能力。

#### 五、多策并用，老井措施增产再添新贡献

排水采气增产明显。攻关形成“柱塞气举、泡沫排水、速度管柱”为主体的排水采气技术体系，推进排水采气“单一措施向复合措施、分段措施向一体化措施、被动措施向进攻型措施、人工措施向智能措施”四个转变，全年开展各类措施 7.5 万井次，措施有效率提升 15%，增产气量 26 亿方。措施挖潜成效显著。按照“全面排查、精准治理”原则，全面开展低产低效井复查，优选开展查层补孔、老井侧钻、储层解堵等治理工作，年增产气量 6.5 亿方，产出投入比 3:1 以上。增产模式合作共赢。开创同步回转增产与低产井整站治理风险合作新模式，启动同步回转设备 62 套，治理低产集气站 4 座，累计增产 4000 万方，实现了利益共享、风险共担、成本控降。

#### 六、优化完善，地面集输系统实现新提升

集输系统持续完善。新建米脂-榆林外输管线，实施采出液处理系统扩容改造，新增回注井及输水配套管线，集输能力提升 1132 万方/天，采出液处理能力增加 2650 方/天，回注能力增加 1680 方/天。完整性管理稳步提升。持续完善体系文件，新增 2 项技术规程，开展壁厚检测、管道高后果区识别和风险评价，推行高后果、高风险管道区长制、段长制，人防技防双管齐下，实现“双高管道”治理率 100%，气田集输管道首次实现“零泄漏”。

#### 七、多措并举，提质增效全力打造新版本

“五位一体”统筹推进。始终把低成本作为发展生命线，突出顶层设计，构建“储量、产量、投资、成本、效益”五位一体提质增效管理体系，制定“六增效两降本”实施对策，强化全要素全过程成本对标管理。提质增效成效显著。全年控降投资 5.07 亿元，控降成本 1.06 亿元，通过天然气超产、试气回收增收 23.02 亿元。

#### 八、严抓细管，质量安全环保取得新成效

直线责任落实到位。认真贯彻“五个安全”理念，落实“三管三必须”要求，新建与修订制度 11 项，组织编制 10 个单位 1917 份安全生产责任清单，开展安全专项检查 10 次，发现并整改问题 495 项，安全管控水平有效提升。质量管理持续强化。完成第一净化厂天然气气质提升工程，外输商品气达到国家一类气质要求；以气水井质量三年集中整治为抓手，封堵核销井、隐患井 206 口，治理套损井 2 口。环保管控执行有力。开展黄河流域生态环境保护

治理，封堵环境敏感区气井 45 口，开展回注水质提升、尾气达标排放治理；推进绿色矿山创建，榆林、子洲等 8 个采矿权进入省级名录，6 家单位通过股份公司验收。

九、绿色引领，新能源促转型掀开新篇章

清洁能源谋篇布局。将新能源作为主营业务之一，编制完成《长庆油田清洁能源替代“十四五”规划》，有序启动风光发电、碳汇林建设、氦气回收等项目 14 个。节能项目稳步推进。贯彻绿色低碳发展理念，7200 余座井场全部采用“风光互补”，年发电量 515 万千瓦时，井场清洁能源利用实现 100% 全覆盖，回收天然气 1.77 亿方，完成计划 118%。示范区块效果明显。贯彻集团公司“清洁替代、战略接替、绿色转型”总体思路，建设“苏里格气田绿色低碳先导示范区”，实施节能减排项目 6 项，CO<sub>2</sub> 减排 4100 吨。

第三部分 主力气田开发形势

截止 2021 年底，长庆气区已开发 12 个气田（包含乌审旗、胜利井、刘家庄），探明含气面积 51293.5 平方千米，地质储量 41353.4 亿方、技术可采储量 22296.1 亿方，标定探明已开发地质储量 32923.8 亿方、技术可采储量 13043.41 亿方，采气速度 1.41%，采出程度 15.5%，技术可采储量采气速度 2.58%，采出程度 28.5%。

年产量超 10 亿方的主力气田五个，分别为靖边气田、榆林气田、苏里格气田、子州气田、神木气田，五大主力气田探明储量占气区的 94.8%，产量占气区的 98.8%。

一、苏里格气田

（一）开发现状

截至 2021 年底，苏里格气田探明含气面积 18631.09 平方千米，地质储量 20665.55 亿方，可采储量 10842.55 亿方；标定已开发地质储量 16508.96 亿方，标定已开发可采储量 8686.15 亿方。探明已开发地质储量采气速度 1.72%，采出程度 16.6%，技术可采储量采气速度 3.28%，采出程度 31.6%。

苏里格气田累计投产气井 17316 口，日均开井 11070 口，日均产气 8667 万方，平均单井日产量 0.78 万方；年产气量 284.6 亿方，年产水 215.2 万方，水气比 0.76 方/万方，综合递减率 23.5%，历年累计产气量为 2747.7 亿方。

图 3-1 苏里格气田生产运行曲线

投产直井 15017 口，开井 9415 口，单井日均产气量 0.63 万方，平均套压 8.44MPa，平均单井累计产气量 1327 万方。

图 3-2 苏里格气田直井生产运行曲线

投产水平井 2299 口，开井 1655 口，单井日均产气量 1.64 万方，平均套压 8.20MPa，平均单井累计产气量 3233 万方。

图 3-3 苏里格气田水平井生产运行曲线

（二）气井生产指标

1、动态分类标准

根据气井偏态分布规律特征，重新对气井分类标准进行修正，建立苏里格气田分类新标准。

图 3-4 直井最终累产频率分布

图 3-5 水平井预测累产频率分布

表 3-1 直井井分类新标准

类别

无阻流量

（104m3/d）

前三年平均日产（104m3/d）

最终累计采气量

（104m3）

I

≥10

≥1.8

≥3500

II

4~10

0.8~1.8

1500~3500

III

≤4

≤0.8

≤1500

表 3-2 水平井分类新标准

类别

无阻流量

(104m3/d)

前三年平均日产 (104m3/d)

最终累计采气量

(108m3)

I

≥50

≥6

≥1.0

II

20~50

3~6

0.5~1.0

III

≤20

≤3

≤0.5

2、中区生产指标

（1）直井生产特征

中区目前投产直井 6506 口，开井 4115 口，平均单井产量  $0.58\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 7.83MPa, 平均单井累计产量  $1500\times104\text{m}^3$ , I+II 类井比例 62.2%, 平均前三年平均产量  $1.04\times104\text{m}^3/\text{d}$ , 预测最终累计产气量  $2450\times104\text{m}^3$ 。

图 3-6 I 类直井压力、产量变化图

图 3-7 II类直井压力、产量变化图

图 3-8 III类直井压力、产量变化图

表 3-3 不同类型生产情况统计表

类型

井数

（口）

比例

（%）

990 天

预测累计产气量

（万方）

压力

(MPa)

平均日产

(万方)

三年末累产

(万方)

I 类井

1073

16.5

9.05

2.01

1993

5213

II 类井

2973

45.7

8.64

1.04

1034

2622

III类井

2460

37.8

9.06

0.61

603

1041

加权平均

6506

100

8.87

1.04

1029

2450

(2) 水平井不同类型生产特征

中区投产水平井 884 口，日均开井 617 口，平均单井产量  $1.73\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 8.84MPa，平均单井累计产气量  $2860\times104\text{m}^3$ 。I+II 类井比例 40.3%，平均前三年平均产量  $3.1\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量  $6058\times104\text{m}^3$ 。

表 3-4 中区分类水平井指标对比表

类别

比例

(%)

预测合理产量

( $104\text{m}^3/\text{d}$ )



预测累计产气量  
(104m3)

预测动储量  
(104m3)

I 类井

6.0

6.5

15736

17882

II 类井

34.3

4.0

8504

10124

III 类井

59.7

2.2

3680

4488

合加权平均

100.00

3.1

6058

3、东区生产指标

(1) 直井生产特征

东区目前投产直井 3714 口，开井 2310 口，平均单井产量  $0.44\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 9.49MPa，平均单井累计产量  $1123\times104\text{m}^3$ ，I+II 类井比例 38.6%，平均前三年平均产量  $0.81\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量  $1920\times104\text{m}^3$ 。

图 3-9 I 类直井压力、产量变化图

图 3-10 II 类直井压力、产量变化图

图 3-11 III类直井压力、产量变化图

表 3-5 不同类型生产情况统计表

类型

井数

(口)

比例

(%)

990 天

预测累计产气量

(万方)

压力

(MPa)

平均日产

(万方)

三年末累产

(万方)

I 类井

390

10.5

10.46

2.32

2299.7

6545

II 类井

1044

28.1

9.17

1.02

1007.5

2386

III类井

2280

61.4

10.73

0.45

449.0

914

加权平均

3714

100

10.26

0.81

800.7

1920

(2) 水平井不同类型生产特征

东区投产水平井 313 口，日均开井 215 口，平均单井产量  $1.30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，套压 9.29MPa，平均单井累计产气量  $2097 \times 10^4 \text{m}^3$ 。I+II 类井比例 23.7%，平均前三年平均产量  $2.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量  $4125 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

表 3-6 中区分类水平井指标对比表

类别

比例

(%)

预测合理产量

( $10^4 \text{m}^3/\text{d}$ )

预测累计产气量

( $10^4 \text{m}^3$ )

预测动储量  
(104m3)

I 类井

1.6

7.6

12049

14175

II 类井

22.1

3.9

8026

9442

III 类井

76.3

1.6

2829

3328

合计/加权平均

100

2.2

4125

4853

4、西区生产指标

(1) 直井生产特征

西区目前投产直井 2392 口，开井 1404 口，平均单井产量  $0.59\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 9.56MPa，平均单井累计产量  $1004\times104\text{m}^3$ ，I+II 类井比例 40%，平均前三年平均产量  $0.83\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量  $1687\times104\text{m}^3$ 。

图 3-12 I 类直井压力、产量变化图

图 3-13 II 类直井压力、产量变化图

图 3-14 III类直井压力、产量变化图

表 3-7 不同类型生产情况统计表

类型

井数

(口)

比例

(%)

990 天

预测累计产气量

(万方)

压力

(MPa)

平均日产

（万方）

三年未累产

（万方）

I 类井

206

8.6

10.7

2.13

2107

5600

II 类井

751

31.4

10.3

1.07

1057

1900

III类井

1435

60.0

10.9

0.52

512

1010

加权平均

2392

100

10.7

0.83

820

1687

(2) 水平井不同类型生产特征

西区投产水平井 515 口，日均开井 321 口，平均单井产量  $1.26\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 4.96MPa，平均单井累计产气量  $4691\times10^4\text{m}^3$ 。I+II 类井比例 57.6%，平均前三年平均产量  $3.5\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量  $6401\times10^4\text{m}^3$ 。

表 3-8 中区分类水平井指标对比表

类别

比例

(%)

预测合理产量

( $10^4\text{m}^3/\text{d}$ )

预测累计产气量

( $10^4\text{m}^3$ )

预测动储量

( $10^4\text{m}^3$ )

I 类井



13.8

7.4

11000

13569

II 类井

43.8

4.0

7555

9886

III 类井

42.4

1.7

3750

5972

合计/加权平均

100

3.5

6401

8891

## 5、南区生产指标

### （1）直井生产特征

南区目前投产直井 767 口，开井 413 口，平均单井产量  $0.60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，套压 9.63MPa,平均

单井累计产量  $1186\times 104\text{m}^3$ ，I+II 类井比例 32.8%，平均前三年平均产量  $1.0\times 104\text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量  $2039\times 104\text{m}^3$ 。

图 3-15 I 类直井压力、产量变化图

图 3-16 II类直井压力、产量变化图

图 3-17 III类直井压力、产量变化图

表 3-9 不同类型生产情况统计表

类型
井数
(口)
比例
(%)
990 天
预测累计产气量
(万方)
压力
(MPa)
平均日产
(万方)
三年末累产

(万方)

I 类井

88

11.5

10.6

5.1

6849

8903

II 类井

164

21.3

8.2

1.2

1557

2106

III类井

515

67.2

8.7

0.5

561

865

加权平均

767

100

8.8

1.0

1494

2039

(2) 水平井不同类型生产特征

南区投产水平井 19 口，平均水平段长度 989m，有效储层钻遇率 53.2%，目前日均开井 12 口，平均单井日产量  $0.6\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，平均套压 7.2MPa，平均单井累计产气量  $1506\times104\text{m}^3$ ，预测单井 EUR  $2017\times104\text{m}^3$ 。

表 3-10 南区投产水平井基本情况表

井号

水平段长度(m)

砂岩钻遇率（%）

有效储层长度（m）

有效储层

钻遇率（%）

层位

投产时间

目前套压

(MPa)

日均产气(104m3)

目前累产

(104m3)

EUR

(104m3)

苏南 25-97H2

949

51.4

223

23.5

盒 8

2015/9/10

2.0

1.4

5039

6723

苏南 11-40H2

1008

85.3

783

77.7

山 1

2013/12/22

6.8

0.0

3761

5241

苏南 12-125H2

1251

75.6

920

73.5

盒 8

2015/5/9

8.0

2.6

2782

3894

G27-015H

857

75.3

492

57.6

盒 8

2012/9/12

4.8

0.2

2757

3352

苏南 23-115H1

1224

92.9

605

49.5

盒 8

2014/1/5

5.0

0.2

1978

2763

苏南 3-114H1

1500

97.3

812

54.1

盒 8

2015/4/18

3.5

0.5

1685

2691

苏南 12-125H1

977

80.3

489

50.1

盒 8

2014/12/9

6.5

0.3

1592

2246

苏南 26-109H1

1315

96.4

770

58.6

盒 8



2020/9/20

10.0

2.3

1871

1884

苏南 12-105H1

1500

97.6

732

48.8

盒 8

2020/6/9

4.0

1.5

1506

1858

苏南 3-114H2

1018

91.2

401

39.4

盒 8

2014/12/15

12.1

0.3

947

1311

苏南 11-92H

548

88.5

437

79.7

盒 8

2012/9/20

10.3

0.0

921

1304

苏南 21-122H2

488

51.8

71

14.5

盒 8

2014/10/10

5.1

0.1

911

1246

苏南 7-110H2

750

88.7

439

58.4

盒 8

2013/11/18

10.8

0.0

845

1184

苏南 11-93H1

1205

81.7

609

50.5

盒 8

2014/6/27

8.9

0.2

712

941

苏南 29-115H2

843

50.3

235

27.9

盒 8

2020/6/1

4.1

1.6

608

753

苏南 20-86H

823

57.2

217

26.4

盒 8

2013/1/3

3.1

0.0

300

428

苏南 11-40H1

924

95.5

863

93.4

盒 8

2014/3/28

14.0

0.0

229

274

苏南 1-62H1

531

61

210

39.5

盒 8

2013/11/18

7.0

0.0

110

156

苏南 46-73H1

1079

90.2

684

63.4

盒 8

2013/12/2

11.1

0.0

56

80

合计/平均

989

82.2

526

53.2

盒 8

/

7.2

0.6

1506

2017

6、苏东南区生产指标

（1）直井生产特征

苏东南区目前投产直井 757 口，开井 648 口，平均单井产量  $0.62\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 8.31MPa，平均单井累计产量  $1165\times104\text{m}^3$ ，I+II 类井比例 61.77%，平均前三年平均产量  $1.08\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量  $1990.8\times104\text{m}^3$ 。

图 3-18 I 类直井压力、产量变化图                      图 3-19 II 类直井压力、产量变化图

图 3-20 III类直井压力、产量变化图

表 3-11 不同类型生产情况统计表

类型
井数
（口）
比例
（%）
990 天
预测累计产气量
（万方）

压力

(MPa)

平均日产

(万方)

三年末累产

(万方)

I 类井

214

28.30

6.95

1.97

1946.7

2834.5

II 类井

253

33.47

7.34

1.00



990.6

1940.5

Ⅲ类井

290

38.23

8.65

0.49

490.0

1410.5

加权平均

757

100.00

7.73

1.08

1069.7

1990.8

（2）水平井不同类型生产特征

苏东南区目前投产水平井 554 口，开井 514 口，平均单井产量  $1.98 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，套压 9.63MPa，平均单井累计产量  $3112 \times 10^4 \text{m}^3$ ，I+II 类井比例 70.6%，平均前三年平均产量  $3.81 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量  $7116 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

图 3-21 I 类直井压力、产量变化图

图 3-22 II 类直井压力、产量变化图

图 3-23 III类直井压力、产量变化图

表 3-12 不同类型生产情况统计表

类型
井数
（口）
比例
（%）
990 天
预测累计产气量
（万方）
压力
（MPa）
平均日产
（万方）
三年末累产
（万方）
I 类井

33.9

5.46

5.55

5494

9287

II类井

203

36.7

6.17

3.75

3708

7225

III类井

163

29.4

7.04

1.88

1859

4479

加权平均

188

100.0

6.19

3.81

3770

7116

7、道达尔国际合作区生产指标

（1）直井生产特征

目前投产直井 870 口，开井 617 口，平均单井产量  $1.83\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 4.52MPa,平均单井累计产量  $2074\times10^4\text{m}^3$ 。筛选符合评价条件的 469 口井，I+II 类井比例 48.2%，预测最终累计产气量平均为  $3480\times10^4\text{m}^3$ 。

表 3-13 不同类型生产情况统计表

分类	
720 天累产	
产量区间	
井数	
（口）	
井数	
比例（%）	
预测累产	
（万方）	
I 类井	
>2200	
60	
12.8	

10496
II类井
900-2200
166
35.4
4069
III类井
<900
243
51.8
1346
合计/平均
469
100
3480

（2）水平井不同类型生产特征

目前投产水平井 13 口，开井 9 口，平均单井产量  $1.16\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 4.92MPa,平均单井累计产量  $6129\times104\text{m}^3$ ，前三年平均日产  $4.3\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计采气量  $7415\times104\text{m}^3$ 。

表 3-14 道达尔水平井储层钻遇与目前生产情况

井名
水平段长度（m）
钻遇砂岩（m）

砂岩钻遇率(%)

气层长度 (m)

气层钻遇率(%)

一点法(104m3/d)

稳定(104m3/d)

投产日期

初期产量(104m3/d)

目前日产能力(104m3/d)

目前累产(104m3)

苏南 0114-20H

1494

1001

67

982

66

38.3

31.4

2012/12/18

14.0

2.9992

15793

苏南 0114-19H

819

776.3

95

701.6

86

147.0

94.3

2012/8/11

23.6

1.8764

14000

苏南 0136-20H

916

605

66

598.9

65

81.4

51.2

2013/10/4

6.6

1.4762

11330

苏南 0115-20H

1002

785

78

677.6

68

62.1

33.8

2012/10/16

9.3

1.4219

10211

苏南 0115-21H

1167

689.3

59

540.1

46

50.4

35.2

2013/10/16



6.0

1.0509

5815

苏南 0108-19H

1205

656.7

54

593.3

49

59.7

29.0

2013/11/7

5.3

1.6529

4490

苏南 0115-19H

1007

902.5

90

691.5

69

58.6

17.9

2012/8/3

6.5

0

3885

苏南 0116-19H

875

646.1

74

626.7

72

114.2

75.3

2012/10/22

10.5

1.2131

3259

苏南 0136-19H

610

334.8

55

318.5

52

4.9

0.0

2013/5/23

4.0

1.6774

2333

苏南 0023-02H

1158

779.9

67

415.9

36

37.3

15.0

2013/12/10

5.1

0

3330

苏南 0024-09H

1059

608

57

497.9

47

11.9

9.4

2014/6/11

1.6

1.6564

2053

苏南 0023-03H

1032

729

71

368

36

12.8

7.2

2013/12/10

2.6

0

1809

苏南 0024-04H

948

556.1

59

490.4

52

33.6

25.7

2014/6/12

4.3

0

1372

平均

1022.5

697.7

68.6

577.1

57.2

54.8

32.7

/

7.6

1.16

### （三）主要工作及效果

深化地质认识，产能建设效果持续向好

针对产建支撑区块地质条件复杂的现状，以提高产能到位率为核心目标，结合区块地质差异、地面集输能力与生产井指标评价结果，严格按照效益排队原则，优化部署方案。同时开展不同类型气藏储层精细描述、开发方式与井网优化等研究，制定差异化的部署对策。在苏里格中区突出剩余储量描述，西区突出避水开发，东区上下古叠合区坚持立体开发，优化混合井型大井组部署模式。

苏里格中区通过在盒 8、山 1 叠置发育的区域，部署双层水平井组，提高储量动用程度，同时，加大三维地质模型应用，在地质认识的基础上，采用“确定与随机相结合、分级相控、地震约束”等技术手段建立高精度三维地质模型，精细刻画砂体空间展布形态，准确预测砂体规模及含气性，进行水平井部署导向。2021 年实施山西组水平井 14 口，平均水平段长度 1025m，砂岩钻遇率 86.1%，有效储层钻遇率 64.4%，钻遇效果与盒 8 水平井基本持平。

苏里格东区南部上、下古储层叠合发育，单井产量较高；中部上古多层系发育，下古局部发育；北部上古储层致密，气水关系复杂，气饱低。2021 年在中部、南部坚持上下古立体开发，在北部甩开评价、滚动扩边。完钻直/定向井 137 口，I+II 类井比例 88.2%；其中，苏东 45-75C3 井马五 41 发育有效储层 3.4m，物性含气性较好，有望获得百万方高产；完钻水平井 24 口，平均水平段长度 1195m，平均砂岩钻遇率 84.6%，有效砂岩钻遇率 67.4%，创历史新高。

苏东南区（含乌审旗气田）通过不断深化地质研究，持续开展技术创新，明确四种砂体结构类型，优选沉积微相组合，建立标准综合评价储层，优选水平井产建有利区。2021 年完钻水平井 60 口，其中超长水平井 4 口，平均水平段长度 4051m，砂岩钻遇率 98.3%，有效储层钻遇率 81.5%，实施效果显著提高。

#### 2、有的放矢开展气田挖潜创效试验

苏里格气田部分区块储量动用程度相对较高，为改善气藏开发效果，通过老井侧钻等措施进一步提高储量动用程度。2021 年在苏里格气田中区、东区优选老井侧钻水平井 13 口，平均水平段 755m，储层钻遇率 89.5%，有效钻遇率 59.9%，钻遇效果较好。完试 11 口，平均无阻流量 24.23 万方/天，较 2020 年提高 16.77%，实施效果稳步提升。计划开展老气田挖潜创效先导性试验，已部署老井侧钻定向井 1 口，该井为长庆气区第一口老井侧钻定向井，为苏里格气田长期挖潜创效提供新的措施参考。

#### 3、因地制宜开展含水气藏技术攻关

苏里格西区气水关系复杂，储层气饱低、水气比高、产量低，已落实富集区内开发程度高，受产水影响单井产量低。通过气水主控因素研究，气水总体受构造、物性和生烃强度等因素控制，构造高部位含气饱和度相对较好。因此，苏里格西区坚持构造高部位部署井位，且东

侧高部位仍有部署空间。同时，针对性的开展含水气藏技术攻关，通过查层补孔、排水采气等措施提高产水气井的 EUR，确保效益建产落实落地。2021 年苏里格西区直/定向井平均钻遇有效储层厚度较 2020 年提高 17.9%，静态 I 类较 2020 年提高 10.3%，静态 III 类较 2020 年减少 8.5%，创历史新高。

#### 4、科学编制苏里格气田各小区块开发调整方案，全面支撑气田上产 300 亿方

按照集团公司加快天然气业务高质量及长庆油田二次加快发展规划要求，依据苏里格气田开发新认识，落实气田开发潜力，调整完善地面集输、处理系统，科学编制苏里格气田个小区块开发规划方案。2021 年全面开展气田各区块储量动用计算标准和可采储量计算下限研究，明确密井网不同储量丰度下的技术采收率与经济采收率，落实苏里格气田剩余技术可采 9137.6 亿方，打牢苏里格气田 26 个开发调整规划方案编制的资源基础，全面支撑气田 2023 年上产 300 亿方并稳产至 2032 年。

#### 5、全面落实气井产能，助力冬季调峰保供

全面摸排气田已投产气井压力、产量情况，以“核实到站、投产到站、评价到站”的原则，对气田 184 座集气站、16000 余口老井采用产能递减评价技术，核实高峰供气期基础配产；对 2021 年投产的 1100 余口新井开展气井产能快速评价，预测高峰供气期基础配产，并将新井落实到集气站上，核定集气站新老井供气基础配产，靠实气田高峰供气基础能力；优选调峰井 166 口，实施“夏季轮休、冬季提产”管理办法，并建立调峰运行模型，保障调峰井冬季可增加气量 200 万方。同时综合考虑气井生产能力与地面集输系统，进一步靠实生产能力，为冬季 1.5 亿方以上调峰气量的实现奠定了基础。

#### 6、强化气井精细化管理，控制气田综合递减率

基于压恢试井理论，明确了不同类型气井关井压恢速率分布规律，建立最优开关井时间图版，制定了“长关短开、短关短开、短关长开”间开制度，结合排水采气措施时机优化，支撑间歇井科学化智能化管理。2021 年应用 1350 口，井均日增产 800 方，

同时全年共开展优化新井初期配产 1192 口，有效控制新井递减率，实现了苏里格气田精细化管理区综合递减率控制在 20%以内的目标。

### （四）气田开发存在的主要问题

#### 1、井网优化提高采收率需进一步深入。

前期密井网优化实验均在苏里格气田中区高丰度储量区开展，优化的 3 口/平方千米合理井网密度针对 1.4 亿方/平方千米储量丰度区较为合理，但苏里格中东部发育的低含水气藏低丰度致密 III 类储层区井网与采收率关系尚不明确，前期高丰度水平井开发区层间存在一定的未动用剩余储量，亟需开展致密 III 类储层区井网井型优化、水平井开发区加密等试验与攻关，因此对井网优化提高采收率的研究还需进一步深入推进。

#### 2、低产低效井占比大且逐年增加，管理难度大。

低产低效井受产水、开井时率等影响，产能发挥受到限制，目前苏里格气田日产气量小于 0.5 万方/天的低产低效井数 5844 口，占总井数的 52.1%，且逐年攀升，气井管理难度逐渐增大。气井低产低效的主要原因有气井产能自然递减、高水气比导致井筒积液等。针对自然递减影响的低产气井，该类型气井目前主要措施以间开生产为主，因此亟需推进室内研究与现场试验应用相结合，开展间开气井工作制度优化研究，完善不同类型间开井工作制度优化技术，充分发挥气井产能；针对高水气比导致井筒积液的低产井，存在积液辨识困难的问题，亟需明确积液类型和生产特征，优化不同类型产水气井主要措施及介入时机，制定不同类型产水气井全生命周期管理技术对策。

#### （五）下步重点工作

##### 1、依托股份公司苏里格气田提高采收率重大开发试验方案，优化井网调整，提高采收率。

针对致密 III 类储层区和高丰度水平井网开发区剩余储量较大，井网尚未完善的问题，依托股份公司《苏里格气田提高采收率重大开发试验方案》，系统评价地质储量动用情况，落实剩余储量规模及空间分布，开展井网井型优化和加密试验，形成苏里格型致密气藏提高采收率技术，实现提高气田采收率 10% 的目标。

##### 2、规模开展低产低效井专项治理，充分发挥气井产能

加强与采气厂技术联合，成立低产低效井治理联动小组，增强技术力量，建立低产低效综合治理示范区，以地质工艺一体化为总体思路，依据可靠的单井生产数据及动态监测结果，分析气井低产原因、优选措施对策、强化效果评价、优化工艺参数，提高排水采气措施效果，发挥低产气井产能，将单井或井组治理对策落实到责任人，实现“选井-实施-评价-优化”一体化管理，提升示范区治理效果并推广至整个气田。

## 二、靖边气田

### （一）开发现状

靖边气田主要包含靖边本部与高桥区块，主要有下古、上古两套开发层系，其中下古生界开发层位主要为马五 1+2、马五 4、马五 5，上古生界主要为盒 8、山 1、山 2。截至 2021 年底，靖边气田投产井数 2108 口，开井数 1769 口、油压为 5.1MPa、套压为 9.7MPa，井均日产气 1.1 万方/天，井均日产水 0.4 万方/天，井均累产气 5344.2 万方，井均累产水 1420.3 方，水气比 0.27 方/万方，区块历年累产气 1139.8 亿方，累产水 299.4 万方。

其中，靖边气田下古投产井数 1179 口，开井数 890 口、油压为 4.1MPa、套压为 8.8MPa，井均日产气 1.2 万方/天，井均日产水 0.4 万方/天，井均累产气 8790.4 万方，井均累产水 2254.0 方，水气比 0.26 方/万方，区块历年累产气 1049.6 亿方，累产水 265.7 万方。

图 3-23 靖边气田下古气藏整体曲线



靖边气田上古投产井数 929 口，开井数 648 口、油压为 5.2MPa、套压为 11.0MPa，井均日产气 1.1 万方/天，井均日产水 0.4 万方/天，井均累产气 970.9 万方，井均累产水 363.7 方，水气比 0.37 方/万方，区块历年累产气 90.2 亿方，累产水 33.7 万方。

图 3-24 靖边气田上古气藏整体曲线

## （二）气田总体开发形势

目前靖边气田整体进入稳产后期，80%以上气井接近系统压力，下古剩余可开发储量不足 10%，气田稳产形势严峻。通过开展上下古气藏储层、储量分类评价，评价单井指标，落实气藏整体开发潜力，实施层间接替，优化方案设计，评价 65 亿方规模稳产至 2032 年，稳产期末采出程度为 29.2%。

### 1、储量及动用情况

靖边气田探明储量为 6918.12 亿方，已开发 6830.36 亿方；其中下古气藏探明储量 6366.74 亿方，已开发 6315.79 亿方；上古气藏探明储量 551.38 亿方，已开发 514.57 亿方；上古控制储量 8763.42 亿方，已开发 107.59 亿方。

### 2、气田开发指标

#### ①压力变化图

2021 年靖边气田目前地层压力 10.98MPa，整体呈现本部压力下降平稳，东侧压力较高。

其中本部：8.38MPa，年压降 0.87MPa，单位压降采气量 32.7 亿方/MPa。东侧：14.33MPa，年压降 0.70MPa，单位压降采气量 10.9 亿方/MPa。

图 3-25 靖边气田本部下古气藏压力变化曲线

图 3-26 靖边气田东侧下古气藏压力变化曲线

#### ②综合递减率

根据气井生产特征，采用 ARPS 递减分析方法对分年投产气井平均单井产量进行分析（图 3-27—图 3-30），在此基础上，根据分年投产气井产量进行加权（表 3-15），计算 2021 年综合递减率为 13.5%。

图 3-27 靖边气田 2014 年及以前年度投产井递减拟合图

图 3-28 靖边气田 2015 年投产井递减拟合图

图 3-29 靖边气田 2016 年投产井递减拟合图

图 3-30 靖边气田 2017 年投产井递减拟合图

表 3-15 历年投产井综合递减率预测结果表

年份

2021 递减率(%)

2022 递减率(%)

2014 年及以前

7.8

7.7

2015 年

16.8

16.1

2016 年

15.8

14.9

2017 年

19.7

18.8

2018 年

21.7

19.5

2019 年

18.7

18.2

2020 年

24.1

19.1

2021 年

/

19.2

加权平均

13.5

13.5

③气田产能

表 3-16 历年投产井综合递减率预测结果表

气田

气藏

（区块）

配套产能

合 计

老井

新井

井数

产能

井数

产能

井数

产能

长庆合计

20966

462.8

18571

350.5

2395

112.3

靖边

气田

本部

1366

53.1

1251

48.4

115

4.7

高桥

513

12.4

412

9.4

101

3.0

陕 295

43

2.3

0

0.0

43

2.3

小计

1922

67.8

1663

57.8

259

10.0

#### ④气田生产指标

截止 2021 年底，靖边气田下古井均日产气量主要维持在 1-3 万方/天，靖边气田上古井均日产气量主要维持在 0.5-1 万方/天。

图 3-31 靖边气田下古井均日产气量柱状图

图 3-32 靖边气田上古井均日产气量柱状图

### 3、开发潜力与稳产分析

通过开展增压开采、剩余储量建产及上古层间接替，落实气藏整体开发潜力。下古气藏剩余可动用区建产 7.8 亿方，钻井 139 口，上古有利区可动储量建产 103.4 亿方，钻井 2536 口

（直井 73.8 亿方，钻井 2237 口，水平井 29.6 亿方，钻井 299 口），结合增压开采，评价 65 亿方规模可稳产至 2032 年（其中上产 2 年，稳产 11 年），稳产期末累产气量 1797.6 亿方，年均钻井数 206 口，建产能 8.3 亿，稳产期内建产能 111.2 亿方。

### （三）主要工作及效果

#### 1、地质认识及产建效果

靖边下古气藏应用古地貌沟槽新模式与沟槽挖潜技术，在原二维地震沟槽区域部署实施 15 口井，12 口钻遇马五 13 主力气层，平均气层厚度 2.2 米，马五 1+2 气层/含气层厚度 5.2 米；完试 8 口，平均试气无阻流量 34.01 万方/天。

靖边上古气藏优选开发有利区开展整体部署，强化随钻调整，水平井实施效果保持稳定。2021 年靖边上古完钻水平井 33 口，平均水平段长度 1289 米，砂岩储层长度 1058 米，砂岩钻遇率 82.1%，有效储层长度 781 米，有效储层钻遇率 60.6%。

#### 2、次产层储层评价

基于岩心观察、薄片分析、测井评价，首次建立裂缝-孔隙型储层常规测井判识图版，明确缝洞型、孔缝型储层差异分布是主次产层产气差异的主要原因，其中缝洞型、孔缝型储层单位厚度产气量 0.5-2.0 万方/天，该类储层马五 13 占比 70%，次产层占比 25-30%；结合气井分层产能评价，提出了该类储层储层储量分类评价新方法，优选次产层开发潜力区 1813km<sup>2</sup>，概算地质储量 544 亿方，部署上古兼顾次产层井 195 口，为盆地地下古气藏储层评价提供新思路。

#### 3、提出气井积液早期判识方法，提升气井精细化管理程度

根据积液规律分析，提出了一种储层渗流条件和垂直管流条件下的井筒积液早期判识方法，实现了利用常规生产动态数据进行积液早期判识。利用气井积液早期判识方法，对靖边气田气井积液情况展开筛查，共判识早期积液风险井 264 口，早期轻度积液井 308 口，有效指导不同积液程度气井的制度优化及排液措施安排，进一步提升气藏精细化管理。

### （四）气田开发存在的主要问题

#### 1、气田整体进入开发中后期，稳产形式严峻

气田 80%气井井口压力接近系统压力，基本无调峰能力，气井全面进入递减，稳产形势严峻。

#### 2、下古气井次产层储量动用程度低，开发效益差

靖边气田下古次产层储量基数大，生产动态及动态监测结果表明，次产层生产井单井产量低（0.6 万方/天），产气贡献率低（占比 20%），次产层经济有效开发难度大。

### （五）下步重点工作

1、深化基础地质研究，确保产能建设任务顺利完成

为确保产建实施效果，主要开展以下工作：靖边气田上古持续坚持地质、地震等多学科联合研究，强化水平井约束下的砂体精细描述，不断完善水平井综合导向方法，全力推进水平井开发；靖边气田下古生界以任意水平面岩溶古地貌恢复方法为基础，持续推进创新岩溶古地貌恢复方法，实现沟槽展布形态的精细刻画，以此为基础，开展剩余储量分布及评价工作，指导靖边气田沟槽挖潜及内部加密。

2、持续推进气藏动态精细评价，支撑气田开发技术政策优化调整

基于马五 1+2 残余地层厚度、古地貌和沉积相平面和储量单元平面、生产动态特征，重点开展靖边下古气藏不同区带开发效果分类评价工作，深入研究不同区域的开发技术对策；开展靖边上古气井开发指标评价，优化井网井距，提升新层系、新区气藏开发水平；加强靖边上古不同区带水平井开发效果评价，优化开发井型、井距等技术政策。

三、神木气田

（一）开发现状

神木气田主要开采层位以盒 8、山 1、山 2、太原组为主。2021 年底，投产总井数 2080 口，开井 1964 口，日产气 1219 万方/天，单井产量 0.70 万方/天。

（1）气田开发技术指标

截止 2021 年 12 月 31 日，神木气田投产气井 2080 口，日均开井 1636 口，日产气  $1157.78 \times 10^4 \text{m}^3$ ；井均日产气  $0.7 \times 10^4 \text{m}^3$ ，平均油/套压 1.63/5.96MPa，井均累计产气量  $804.19 \times 10^4 \text{m}^3$ 。2021 年产气  $41.4 \times 10^8 \text{m}^3$ ，历年累计产气  $167.28 \times 10^8 \text{m}^3$ （图 3-33）。

图 3-33 神木气田生产运行曲线

（2）气井分类生产动态分析

神木气田气层以太原、山 2 为主，含气层系多，采用丛式井开发，依据气井储层特征，结合其生产动态，将生产井分为三类，分类结果见表 3-17

类型

井数

（口）



井均产量

(104m3/d)

投产前套压(MPa)

目前套压

(MPa)

历年累计产气量(108m3)

气量贡献率(%)

I

783

1.0630

17.53

6.87

79.4789

47.51

II

1121

0.5593

16.92

6.79

80.1854

47.93

III

176

0.3031

15.84

6.06

7.5946

4.56

合计/平均

2080/

/0.7902

/17.04

/6.81

167.2811/

100.0/

表 3-17 神木气田气井分类结果简表

注：井均日产=日均产气/开井数

I + II 类气井占总井数的 91.5%，产气贡献率占 65.4%；III 类气井占总井数的 8.5%，产气贡献率仅占 4.6%。

### （3）气产能递减分析

#### ①分年老井递减分析

2014 年投产气井 195 口，目前日均产气  $85.85 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气  $34.8 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 15.0%，2022 年递减率为 13.9%。

图 3-34 2014 年投产井产气量及累计产气量拟合与预测曲线

2015 年投产气井 77 口，目前日均产气  $41.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气  $15.3 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 12.1%，2022 年递减率为 11.4%。

图 3-35 2015 年投产井产气量及累计产气量拟合与预测曲线

2016 年投产气井 102 口，目前日均产气  $51.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气  $15.8 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 16.3%，2022 年递减率为 15.0%。

图 3-36 2016 年投产井产气量及累计产气量拟合与预测曲线

2017 年投产气井 114 口，目前日均产气  $53.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气  $14.5 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 16.7%，2022 年递减率为 15.4%。

图 3-37 2017 年投产井产气量及累计产气量拟合与预测曲线

2018 年投产气井 353 口，目前日均产气  $198.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气  $28.2 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 19.3%，2022 年递减率为 17.6%。

图 3-38 2018 年投产井产气量及累计产气量拟合与预测曲线

2019 年投产气井 630 口，目前日均产气  $378.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气  $39.3 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 27.2%，2022 年递减率为 24%。

图 3-39 2019 年投产井产气量及累计产气量拟合与预测曲线

2020 年投产气井 319 口，目前日均产气  $233.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气  $18.6 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 33.1%，2022 年递减率为 28.4%。

图 3-40 2020 年投产井产气量及累计产气量拟合与预测曲线

新井递减分析

2021 年投产气井 290 口，按照衰减式递减分析方法，评价 2021 年递减率 33.6%。

图 3-41 神木气田 2021 年新井日产气量变化曲线

(4) 气田生产能力评价

2021 年底神木气田标定井口产能  $46.56 \times 108\text{m}^3/\text{a}$ ，配套产能  $44.02 \times 108\text{m}^3/\text{a}$ ，2021 年产气量  $41.4 \times 108\text{m}^3$ 。

表 3-18 2021 年度神木气田产能标定结果汇总表

2021 年标定产能（配套产能）

2021 年开发情况（当年产气量）

老井

新井

合计

老井

新井

合计

井数

(口)

产能(108m3)

井数

(口)

产能(108m3)

井数

(口)

产能(108m3)

井数

(口)

产量(108m3)

井数

(口)

产量(108m3)

井数

(口)

产量(108m3)

2059

44.02

1790

32.26

269

11.76

1790

32.26

343

14.30

2133

46.56

水平井：108 口井井均  $2.15 \times 10^4 \text{m}^3$ 。其中 53 口气井标定产量 2~5 万方/天，55 口气井标定产量小于 2 万方/天，7 口气井标定产量大于 5 万方/天。

直定井：产量低于 0.5 万方气井 910 口，井均  $0.27 \times 10^4 \text{m}^3$ 。产量大于等于 0.5 万方气井 963 口，井均  $0.79 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

（二）气田总体开发形势

神木气田通过多层系大井组立体开发，2014 年 9 月底投入生产，2020 年达到 38.8 亿方方案设计目标，截止 2021 年底，累计完钻开发 2091 口，年产气量 41.4 亿方/年。随着勘探开发深入，神木气田的储量基础、储层地质条件、开发指标均发生变化，2021 年开展气田开发调整研究，目前已完成神木气田开发调整方案编制工作。

2、储量及动用情况

神木气田累计提交探明地质储量 4376.91 亿方，2021 年底标定已动用地质储量 3117.65 亿方，评价动态储量 580.05 亿方，储量动用程度 57.3%。

3、气田开发指标

2021 年神木气田综合递减率为 25.2%。新投产气井 290 口，其中直井 243 口，第一年井均日产 1.3 万方/天，水平井 47 口，井均日产 2.7 万方/天。神木气田双 3 区块直井前三年井均日产量  $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测累计采气量  $3050 \times 10^4 \text{m}^3$ ；米 38 区块直井前三年井均日产量  $1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测累计采气量  $2120 \times 10^4 \text{m}^3$ ；双 3 水平井前三年井均日产量  $3.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测累计采气量  $7450 \times 10^4 \text{m}^3$ ；米 38 水平井前三年井均日产量  $3.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测累计采气量  $6234 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

图 3-42 神木气田直井生产指标柱状图

图 3-43 神木气田水平井生产指标柱状图

4、开发潜力

神木气田立足 I+II 类富集区地质储量，持续推进大丛式混合井组规模建产，通过多层系兼顾大井组开发，优势储层发育区水平井开发，破解煤气多资源叠置困境，提高优质储量动用程度，预计可建产能 141 亿方。设计产能规模 50.0 亿方/年，2024 年达产，可稳产 12 年至 2034 年。

### （三）主要工作及效果

#### 1、深化多层系叠合气藏精细评价，支撑气田规模效益建产

神木气田针对多层系含气、单层产量低、优势储层局部发育等特征，通过储层精细描述、分区差异性研究，以集中建产为主，推进“直定向井+水平井”大丛式混合并组开发模式，采用差异化开发井网规模效益建产。2021年坚持“整体部署，骨架井先行”的部署原则，完钻直/定向井 225 口，I+II 类井比例 85.2%；水平井 53 口，建产规模达到历年新高，平均水平段长 1249 米，储层钻遇率 87.8%，有效储层钻遇率 81.4%，整体钻遇效果较好，完试水平井 26 口，平均试气无阻流量 55.3 万方/天。

#### 2、气井精细化管理

一是加强新井排液，优化合理配产，控制新井递减率由 32.69%降至 28%以内。投产前核实气井压裂液返排情况，对于返排不彻底的气井采取放喷带液或泡排措施，杜绝气井初期积液降产。投产后，通过优化配产、动态跟踪、及时调产、措施跟进等办法，优化新井合理配产，降低新井初期递减率。同时对于部分产量较低的气井，积极开展柱塞气举、速度管柱完井措施，严防井筒积液降、停产。2021 年治理低产低效长停井 27 口，恢复年产气量 0.6 亿方。

二是优化气井生产制度，提高单井产量。针对不同生产特征气井，抓重点、解难点、补短板，确保不同类型井产能有效发挥。通过间歇井生产特征，摸索出不同生产制度，深化试验结果，提出更加完善合理的开关井制度并推广应用，从而指导间歇气井高效生产，实现气井挖潜，减缓气井递减。

#### 3、开展措施增产，提高单井产能

以改善气田开发效果为目的，通过排水采气、低产井措施挖潜等手段，进一步提高措施效果。2021 年实施各类气井措施 16344 井次，增产气量 3.30 亿方，有效提升了单井产能。

### （四）气田开发存在的主要问题

#### 1、低产低效井逐年增加，挖潜难度大

由于储层致密，非均质性强，气田低产低效井逐年增加，2021 年低产井 984 口，占气田总井数的 47.3%，年产气量 9.53 亿方，占气田年产气量的 28.0%，产能发挥率低，管理难度大。

#### 2、已开发区储量动用程度不充分，采收率偏低

截止 2021 年底，神木气田动用地质储量 3117.65 亿方，累计产气 167.27 亿方，采出程度 5.4%，已开发区储量控制程度偏低。气井多薄层含气，纵向储量动用不均衡，层间存在未动用区。

#### 3、纵向小层储量动用评价难

气井钻遇气层层数多，受现场井筒条件限制，产气剖面测试难度大，导致小层产量贡献、储量动用评价难。截止 2021 年底，神木气田历年产气剖面测试 19 口/30 井次，占总井数比例仅 0.91%，为气井及气藏小层产量贡献及储量动用评价带来很大的难度。

（五）下步重点工作

1、持续推进 I+II 类储量规模建设，实现气田快速上产

针对气田未动用区，坚持多井型、大井丛差异化整体部署；开展气田本溪组整体研究，落实有利开发目标，实现气田快速上产。

2、评价小层储量动用程度及剩余储量分布特征

结合单层试气与产气剖面测试资料，分析产能主控因素，建立合采井产量劈分标准，评价分层产能。在此基础上，评价气井小层动态控制储量，明确已开发区分层储量动用特征及剩余储量分布，为气田精细管理提供技术支撑。

3、开展低产井专项治理

通过挖潜气井低产深层原因、制定各类低产井挖潜对策，开辟间歇井和泡排井管理示范区，提高气田低产井产

四、榆林气田

（一）开发现状

（1）气田开发技术指标

榆林气田包含榆林南区和长北国际合作区两个区块，开采层位以山 2 为主。2021 年底，榆林南区投产气井 375 口，开井 328 口，井口日产气水平 550 万方，单井产能 1.8 万方/天，地质储量采气速度 2.4%，采出程度 42.8%。长北国际合作区投产总井数 89 口，开井 78 口，井口日产气水平 900 万方，单井产能 11.5 万方/天，地质储量采气速度 3.2%，采出程度 51.1%。

图 3-44 榆林气田南区开采曲线

（2）气井分类生产动态分析

榆林南区气井开发储层以山 2 为主，其次为下古，依据气井储层特征，结合其生产动态，将生产井分为三类，分类结果见表 3-1。

表 3-19 榆林南区气井分类结果及动态表



类型

井数(口)

比例

(%)

井均日产

气量

(104m3/d)

目前压力

(MPa)

生产

压差

(MPa)

单位压降

采气量(104m3)

历年累计

产气量（108m3)

气量贡

献率

(%)

油压

套压

I

81

21.72%

3.95

4.32

6.97

1.89

1635.31

191.26

53.96%

II

157

42.09%

1.71

3.63

6.57

3.12

612.2

138.19

38.98%

III

135

36.19%

0.53

3.72

7.68

4.75

157.92

25.03

7.06%

合计

373/

100/

/1.77

/3.84

/7.06

/3.27

/669.96

/354.48

100/

注：井均日产=日均产气/开井数

I + II类气井占总井数的 63.8%，产气贡献率占 92.9%；III类气井占总井数的 36.2%，产气贡献率仅占 7.1%。

(3) 气产能递减分析

采用 ARPS 递减分析方法对分年投产气井进行分析。评价 2019 年以前投产老井 2021 年递减率为 8.3%，预测 2022 年递减率为 8.0%，2020 年投产 2021 年递减率为 20.1%，预测 2022 年递减率为 18.2%。

图 3-45 2019 年底投产井递减分析

图 3-46 2020 年投产井递减分析

将 2021 年投产井按投产日期叠合拉齐，采用 ARPS 递减分析方法评价 2021 年递减率为 22.0%，预测 2022 年递减率为 19.8%。

图 3-47 2021 年投产井递减分析曲线

以榆林南区老井、新井递减率评价为基础，以采用产量加权评价气田 2022 年老井综合递减率为 9.7%。

表 3-20 历年投产井综合递减率预测结果表

年份

2021 递减率(%)

2022 递减率(%)

2019 年及以前

8.3

8.0

2020 年

20.1

18.8

加权平均

10.2

9.7

(4) 气田生产能力评价

2021 年底榆林南气田标定井口产能  $18.94 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$  (不含储气库), 配套产能  $18.91 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ , 2021 年产气量  $18.44 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

表 3-21 2021 年度榆林南气田产能标定结果汇总表 (不含储气库)

2021 年标定产能 (配套产能)

2021 年开发情况 (当年产气量)

老井

新井

合计

老井

新井

合计

井数

(口)

产能( $10^8 \text{m}^3$ )

井数

(口)

产能(108m3)

井数

(口)

产能(108m3)

井数

(口)

产量(108m3)

井数

(口)

产量(108m3)

井数

(口)

产量(108m3)

287

15.5

54

3.41

341

18.94

287

17.33

54

1.11

341

18.44

水平井：51口井标定产量  $119.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，井均  $2.34 \times 10^4 \text{m}^3$ 。其中27口气井标定产量在1~5万方/天，16口气井标定产量小于1万方/天，8口气井标定产量大于5万方/天。

直定井：产量低于0.3万方气井70口，标定产量  $11.1 \times 10^4 \text{m}^3$ ，井均  $0.16 \times 10^4 \text{m}^3$ 。产量大于等于0.3万方气井220口，标定产量  $442.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，井均  $2.01 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

## （二）气田总体开发形势

2021年榆林气田南区通过扩边加密、次产层动用，长北国际合作区通过剩余储量建产等措施，保障气田53亿方/年持续稳产，开发形势稳定。

### 1、储量及动用情况

榆林气田累计提交探明地质储量1918.09亿方，2021年底井网控制已开发地质储量1863.8亿方，评价动态储量1378.3亿方，储量动用程度97.2%。其中榆林南区井网控制已开发地质储量829.8亿方，评价动态储量596.7亿方，储量动用程度100%；长北国际合作区井网控制已开发地质储量1034亿方，评价动态储量847.1亿方，储量动用程度95.0%。

### 2、气田开发指标

2021年榆林气田南区目前地层压力9.2MPa，压力降幅66.3%；新投产气井54口，其中直井32口，第一年井均日产1.0万方/天，水平井22口，井均日产3.4万方/天。长北国际合作区目前地层压力为10.6MPa，压力降幅61.1%；2020年综合递减率为13.8%。新投产水平井13口，井均日产17.1万方/天。

### 3、开发潜力

榆林气田南区山2、马五1+2探明储量829.8亿方，已全部动用。评价山2、盒8基本探明I+II类储量58.4亿方，盒8控制储量I+II类112.6亿方，共计171.0亿方；计划采用水平井为主开发，可部署26个井组167口，其中水平井75口，可建产能10亿方/年，确保20亿方规模持续稳产至2025年。长北国际合作区剩余可开发I类储量288.3亿方，按二期方案规模设计，区块33亿方规模稳产至2024年。

榆林南区立足次产层建产，长北国际合作区按二期方案规模设计实施，榆林气田整体保持53亿方稳产至2024年

### （三）主要工作及效果

#### 1、积极开展山 2 气藏内部加密及扩边评价

2021 年山 2 内部加密完钻 2 口直/定向井，山 2 有效储层钻遇率为 100%且均为 I 类井，山 2 有效储层平均厚度 7.8m，平均无阻流量阻 2.4 万方/天，现平均日产气 1.7 万方/天。完钻水平井 1 口，平均水平段 1746 米，储层钻遇率 88.3%，有效储层钻遇率高达 87.1%。山 2 东南外部扩边完钻 6 口直/定向井，山 2 有效储层钻遇率为 83.3%且均为 I + II 类井，山 2 有效储层平均厚度 7.7m，完试 1 口井，其无阻流量阻 12.2 万方/天。

#### 2、持续推进气田增压开采

针对榆林气田储层渗透率低、非均质性强等难点，采用地质研究、气藏工程方法、数值模拟等相结合的研究手段预测了单井增压时机，划分了增压开采单元，并采用多方法调节了同一增压单元增压时机，确定了气田增压时机，根据不同增压方式的气藏开采指标、经济指标及不同增压方式的适用性优选增压方式，并根据榆林气田实际情况研究优化设计增压模式，优化增压开采单元序列，优选增压最低井口压力，并依据研究成果编制了气田增压开采方案。

榆林南区已实施增压开采，长北合作区目前编制二级增压开采方案，预计 2023 年整体实施增压开采。

#### 3、盒 8 次产层建产稳步推进

榆林气田重点开展次产层盒 8 段储层综合评价，优选 I + II 类有利区面积 276.4km<sup>2</sup>，地质储量 245.5 亿方。2021 年围绕西侧盒 8 含气富集区，骨架井落实砂体，水平井整体部署。完钻直/定向井 8 口，盒 8 有效储层平均厚度 4.5 米，平均试气无阻流量 7.48 万方/天；完钻水平井 3 口，平均水平段 1104 米，储层钻遇率 64.8%，完试 2 口，平均无阻流量阻 31.3 万方/天。

### （四）气田开发存在的主要问题

（1）山 2 储量动用程度达到 97.2%，剩余储量有限，且主要分布在河道边部。

（2）接替层系资源级别低，储层品质差，需进一步评价及技术攻关。

（3）长北二期建产方案滞后，未能如期实现规划产量目标。

### （五）下步重点工作

（1）榆林气田采用了“变规模降产、区域增压”的增压模式，目前榆林气田南区已实施增压开采，下一步紧密跟踪增压效果及时开展增压工艺适应性研究，持续推进长北合作区二级增压开采开发方案编制。

（2）基于物源分析、积微相研究，在山 2 探明面积线外滚动扩边建产，后期进一步加大甩



开力度，开展榆林南区滚动扩边。

（3）深化储层地质认识，进一步评价盒 8、太原建产有利区，挖掘次产层开发潜力。

榆林气田包含榆林南区和长北国际合作区两个区块，开采层位以山 2 为主。2021 年底，榆林南区投产气井 375 口，开井 328 口，井口日产气水平 550 万方，单井产能 1.8 万方/天，地质储量采气速度 2.4%，采出程度 42.8%。长北国际合作区投产总井数 89 口，开井 78 口，井口日产气水平 900 万方，单井产能 11.5 万方/天，地质储量采气速度 3.2%，采出程度 51.1%。

五、子洲气田

（一）开发现状

子洲气田开采层位以山 2 段为主，同时兼顾盒 8、太原、本溪组等多套次产层。2021 年底，投产采气井总井数 385 口，开井 368 口，井口日均产气 333.8 万方，井均日产 0.9 万方/天，平均油套压 6.3、8.3MPa，历年累计产气量 160.74 亿方，采气速度 1.05%，采出程度 13.45%。

图 3-48 子洲气田历年生产情况曲线图

（二）气井分类生产动态分析

子洲气田以山 2 为主，兼顾盒 8，依据气井储层特征，结合其生产动态，将生产井分为三类，分类结果见表 3-22。

表 3-22 子洲气田气井分类结果及动态表

类型
井数(口)
比例 (%)
井均日产
气量
(104m3/d)

目前压力

(MPa)

单井平均累计产气量

(104m3)

历年累计

产气量 (108m3)

气量贡

献率 (%)

油压

套压

I

93

24.2

1.63

7.94

6.35

9493.21

88.29

54.9

II

182

47.3

0.82

8.40

6.36

3477.83

63.30

39.4

III

110

28.6

0.38

8.35

6.15

832.73

9.16

5.7

合计
/平均
385
100.0
0.87
8.28
6.30
4175.15
160.74
100.0

注：井均日产=日均产气/开井数

I+II类气井占总井数的 71.4%，产气贡献率占 94.3%；III类气井占总井数的 28.6%，产气贡献率仅占 5.7%。

### （三）产量递减分析

自 2015 年少数气井开始出现不同程度产量递减，随着气田开发的深入和发展，目前 90%的气井处于定压生产或接近定压生产，气田进入产量递减阶段。应用单井、分年投产井递减分析基础上，分析进入递减阶段的分年度投产井产量变化规律，产量加权评价 2021 年气田综合递减率 12.3%，预测 2022 年综合递减率为 15.3%。

图 3-49 子洲气田分年投产井递减率预测图

### （四）气田生产能力评价

2021 年底子洲气田标定井口产能 13.69×108m3/a，配套产能 13.59×108m3/a，2021 年产气量 12.37×108m3。

表 3-23 2021 年度子洲气田产能标定结果汇总表

2021 年标定产能（配套产能）

2021 年开发情况（当年产气量）

老井

新井

合 计

老井

新井

合计

井数

(口)

产能(108m3)

井数

(口)

产能(108m3)

井数

(口)

产能(108m3)

井数

(口)

产量(108m3)

井数

(口)

产量(108m3)

井数

(口)

产量(10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>)

340

11.19

45

2.4

385

13.59

340

11.64

45

0.73

385

12.37

#### （五）气田总体开发形势

子洲气田 2004～2006 年为前期评价阶段，自 2007 年开始大规模滚动开发建设，2013 年底达到 13 亿方产能规模，目前已持续稳产 9 年，井口压力接近系统压力，气田进入稳产末期，2021 年开展气田开发调整研究，目前已完成子洲气田开发调整方案编制工作。

#### 1、储量及动用情况

子洲气田探明地质储量 1531.03 亿方，方案设计动用地质储量 647.8 亿方，目前探明已开发地质储量 1195.08 亿方，储量动用率 78.1%。

## 2、气田开发指标

结合单井评价结果，采用面积加权，评价子洲气田山 2 气藏目前平均地层压力 11.9MPa，相比 2020 年下降 0.9MPa，较原始地层压力下降 11.8MPa，总降幅为 49.8%，且整体压降趋势逐年趋缓。同时在单井递减分析基础上，分析进入递减阶段的分年度投产井产量变化规律，评价目前气田综合递减率 12.3%。新投产井平均直井日产 1.2 万方/天，平均水平井日产 1.8 万方/天。

## 3、开发潜力

评价子洲气田本部剩余 I + II 类可开发储量 261.4 亿方，新区 I + II 类可开发储量 337.3 亿方，采用内部加密完善井网、外部骨架井先行、本溪优先、多层系大丛式井组立体动用的开发思路，提升开发效果。整体部署 86 个井组 422 口，其中水平井 38 口，预计可建产能 20.8 亿方，以 15 亿方/年可以稳产至 2032 年。

### （六）主要工作及效果

#### 1、主力层滚动扩边与次产层结合，确保开发效果

深入研究山 2 探明面积外围砂体展布特征，结合盒 8、太原等次产层储层发育情况，实现多层系有效动用，确保开发效果，2021 年部署。2021 年以直/定向井为主滚动扩边，完钻 37 口，水平井完钻 6 口井，建产能 2.4 亿方。

#### 2、强化气井动态跟踪，精细气藏管理

利用多方法全面评价 350 口气井地层压力、动储量、递减率等动态指标，结合剩余储量规模及空间分布，评价气田稳产潜力。

#### 3、开展气田增压开采研究

##### （1）完成增压开采设计

针对子州气田储层渗透率低、非均质性强等难点，采用地质研究、气藏工程方法、数值模拟等相结合的研究手段预测了单井增压时机，划分了增压开采单元，并采用多方法调节了同一增压单元增压时机，确定了气田增压时机，根据不同增压方式的气藏开采指标、经济指标及不同增压方式的适用性优选增压方式，并根据子州气田实际情况研究优化设计增压模式，优化增压开采单元序列，优选增压最低井口压力，并依据研究成果编制了气田增压开采方案。

##### （2）积极开展增压试验

2021 年建设洲 8、洲 16 增压试验站，采用“多井中低压集气、初期多井轮换加热、节流，常温分离、单井间歇计量、集气站增压”的总体集输工艺开展增压试验。

### （七）气田开发存在的主要问题

- 1、子洲气田部分井井口压力已降到地面系统压力，需开展增压开采。
- 2、气田开发进入递减期，本部剩余储量分布在边部，地质条件差、单井产量低，效益开发存在一定风险。
- 3、完钻探井显示，西侧部分气井由于山 2 产水影响产能发挥。

#### （八）下步重点工作

##### 1、开展增压开采

根据子洲气田气藏的地质特征和生产动态特征分析结果，按照“整体规划，分步实施”原则实施增压开采。计划 2022 年根据进站压力由低到高逐步实施增压，覆盖全部气井。预测 30 年末增产天然气 43.4 亿方，采出程度提高 11.4%。下一步紧密跟踪增压效果及时开展增压工艺适应性研究。

##### 2、坚持勘探开发一体化，扩大探明储量规模。

子洲气田盒 8 储层控制储量规模较大，坚持勘探评价与开发建产相结合，加控制储量升级，扩大探明储量范围，进一步降低产建风险，支撑气田下步稳产。

##### 3、优化方案部署，提升产建效果

子洲气田西侧已探明储量区，储层特征、气藏类型等地质特征与周边气田已探明气藏相近，但储层条件相对变差。坚持地震、测井、地质及气藏工程多学科结合，深化储层预测，优化丛式井立体开发方式与不同地质条件的部署方式，提升产建开发效果。

#### 第四部分 气田开发存在的主要问题

##### （一）地质工艺一体化研究有待进一步深入

一是次产层有待进一步提产增效。榆林南区山 2 主力层井网完善，次产层盒 8、太原储层发育，但单井产量低，需深化地质工艺相结合，进一步提高气井单井产量。二是苏里格已开发区后期建产方式与潜力有待深化研究。剩余未动用储量包括井间未控制、层间未动用、动用不充分等类型，但地面部署空间不足，如何通过转变开发方式有效动用有待论证，剩余未动用储量的开发潜力也需要单层级别的储层精细描述评价。

##### （二）开发技术急需配套完善

一是致密气超长水平井钻完井技术仍需攻关。超长水平井在气田效益开发及敏感区动用方面见到了较好的苗头，但钻井、压裂工艺在提速提效、装备配套及工程技术能力方面仍需进一



步提升。二是致密深薄层及含水气藏有效开发技术仍未突破。以庆阳气田为代表的深层致密气单井成本高、开发效益低；以苏西、苏东北为代表的高含水气藏气水关系复杂，单井产量低，工程技术仍需加大攻关力度。三是新区地面工艺技术仍需不断优化提升。新区存在地质条件更加复杂、气井产量更低、压力递减更快、大井组多井型建设等难题，急需开展地面工艺技术创新研究，满足新区的效益开发。

### （三）新工艺应用需进一步推广

老井侧钻水平井已实现工艺和工具技术配套，施工效率得到大幅提高，但成本控降接近“地板价”，仍需开拓创新、持续完善工艺技术序列；气田下古小井眼钻完井试验井数少，仍需扩大规模；套管滑套+趾端滑套一体化完井工艺未形成快速决策机制，导致推广应用不畅；套管桥塞暂堵常压完井工艺受电动坐封工具少、服务方单一等因素影响依然被认为是“小众”工艺。

### （四）地面生产系统能力不足

根据气田总体规划，苏里格气田产量将增加到 300 亿方/年，神木气田产量增加到 50 亿方/年。2021 年冬季高峰期，气田 10 座处理厂满负荷运行，各区块开发滚动开发造成部分区块生产能力与地面集输系统不匹配，地面系统已经不能满足上产的需求。

### （五）管道和站场完整性管理工作需进一步加强

一是完整性管理机构及人员还不足，油田公司机关和技术支撑单位完整性管理工作专职人数占比低，个别采气厂技术人员岗位轮换频繁，大部制改革背景下，人员岗位及数量固化面临更大压力，影响完整性管理纵向深入发展。二是完整性管理配套技术仍需攻关。目前气田管道完整性管理配套技术已基本形成体系，下一步将向站场和非金属管道完整性管理体系以及小口径管道完整性检测评价等方向深入发展，需要公司在技术研发方面加大扶持力度，下达专项费用，针对完整性管理水平提升的瓶颈问题开展相关研究。

### （六）天然气深冷加工技术管理力量薄弱

气田已建成“膨胀制冷+双气过冷”工艺回收 C2+的上古天然气处理总厂，并规划建设苏里格第七处理厂以及上古总厂天然气提氦工程，由于天然气深冷加工技术在油田首次应用，其工艺技术复杂、设备种类多，装置操作难度大等方面相对于天然气净化处理数倍增加，安全风险管控难度前所未有，目前在技术、管理方面缺乏专业人才和专业的管理部门，现有人员缺乏管理经验。为满足技术管理需求，建议配置专业管理机构，配置专业人员，从专业角度管理天然气深冷加工和提氦工厂，保障天然气深冷处理工厂安全平稳运行。

### （七）控投降本压力大

一是 2021 年产建投资和工作量不匹配，影响明年及以后产量完成的同时，因长庆油田社会化队伍较多，还可能影响农民工工资支付工作。二是气田开发地质条件日趋复杂，勘探评价工作进入层位下移、井深增加、品位更低的新阶段，油气藏“低、深、难、散”的特征更加突出，气田效益开发难度越来越大。三是原材料价格、安全环保费用、征地费、人工费增幅

较大等因素导致生产建设面临较大挑战。四是部分区块进入增压稳产阶段，配套建成天然气电驱压缩机导致电费大幅增长，基本运行费控降存在困难。五是成本费用不能准确归集至作业区、气田区块，公共费用分摊规则不科学等现象，造成会计基础数据失真，分析及评价存在偏差。

## 第五部分 2022 年重点工作安排

### 一、工作思路

深入贯彻油田公司第二次党代会和 Work 会会议精神，践行新发展理念，将天然气上产作为优化油气产量结构关键一招，紧盯“产量跨越 500 亿方、保供日增 1000 万方”两大目标，做精做细天然气评价，推进产能建设提质提效，深化低产低效井综合治理，完善地面骨架管网，提高液烃产量和保供能力，提升天然气价值，为建设基业长青的百年长庆奠定坚实基础。

### 二、主要任务指标

——天然气生产：产量目标值 501.5 亿方；

——天然气产能建设：控制指标（水平井按 2.5 倍折算为直井）目标值，自营区产能 $\geq 112$  亿方，当年新井产量贡献率 $\geq 15\%$ ，施工进度当年完成率 100%；

——投资成本控制：实现营业收入 471 亿元，税前利润 118.14 亿元，投资 232 亿元，完全成本 873 元/千方，操作成本 125 元/千方；

——当年投资完成率 $\geq 95\%$ 且 $\leq 100\%$ ；

——控制类指标：三项制度改革成效评价目标值 95 分，依法合规经营达到考核要求；

——安全环保工作达到考核要求；

——党风廉政建设、维护稳定、综合治理、新闻舆情、保密工作及内部控制、项目招标、质量计量管理、审计、员工健康均达到考核要求。

### 三、重点工作安排

#### （一）强化生产组织，产量实现 500 亿方跨越

一是坚决完成产量任务。统筹产运储销一体化运行，围绕 501.5 亿方目标，优化生产组织，

倒逼工作部署，一季度高点起步、二季度上限稳产、三季度踏线运行、四季度增量保供。坚持抢先抓早，上半年完成年度产量目标 51%以上，淡季日产量不低于 1.25 亿方。

二是超前谋划冬季保供。以“开局即决战、起步即冲刺”的紧迫感，高效组织新井投产，严格执行调峰井轮休制度，精细低产低效井治理，全力推进储气库和重点工程建设，新增冬季日保供能力 1000 万方，达到 1.68 亿方/天，展现长庆气区的硬核担当。

## （二）不负使命担当，强力推进气藏评价工作

通过评价井钻探、试采评价、先导试验，开展综合地质研究，明确有利储层控制因素，落实有效规模储量，形成井位部署、评价优选经济有效钻完井、储层改造、采气工艺、集输处理主体技术，“十四五”末新区新领域建成 60 亿方规模。2022 年围绕精细评价、规模增储、评价建产，建成城探 3、青石峁两个 5 亿方试采区。

## （三）精心谋划部署，高效组织 112 亿方产建

一是优化产能建设部署。坚持效益优先，突出本溪、太原及马家沟组优质储量建产，加快苏里格、靖边、米脂气田盒 8 山 1 整体建产，兼顾苏东北、庆阳、苏西等致密Ⅲ类、深薄层、含水储层提效建产，充分考虑单层产量贡献权重，优选叠合富集区，充分考虑新层系新领域及次产层动用，内部收益率达到 8.5%以上。

二是提高储层预测与识别精度。提升三维地震预测精度，抓好地震采集、处理方案设计和质量控制，提高地震纵向分辨能力，及时要求加载测井曲线，根据声波时差和密度曲线校正地震反演模型，提高预测精度。优化测井系列和解释模型，太原组铝土岩、灰岩等新层系，开展核磁共振、微电阻率成像测井，提高气层识别精度；青石峁、苏东北等含水区，推广阵列感应-双侧向联测，提高气水层判识精度；靖边、榆林等老区，进一步完善测井解释模板，提高测井解释参数精准性。

三是推进工程技术提产提效试验。开展多层系大斜度井、老井侧钻定向井试验，探索多层系致密气藏提产新途径；推进致密Ⅲ类储层及新层系新领域改造及碳酸盐岩加砂压裂提产技术攻关。

四是严格按节点组织建设。统筹协调地质与工程、地下与地面、建设与生产安排，井筒工程按照“8 月完钻、10 月完试、11 月全部投产”组织运行；地面工程按照“3 月图纸到位、6 月全面开工、9 月完成 80%、11 月全部投运”组织建设，新井贡献率 15%以上、产能产量符合率 90%以上。

## （四）深化稳产对策，全面提升气田管理水平

一是深化气藏基础研究。强化动储量、压力场、气井泄流范围评价，优化动态监测项目，深化井间干扰和工作制度优化，深入开展井型、井距、大井组辖井数、压裂工艺、新工艺试验、措施作业等后评价，优化提升措施对策针对性。

二是推进排水采气转型升级。优化人工泡排、升级智能柱塞，推进复合排采，攻关强排技术，

推动排水采气向智能化、进攻型转变。

三是扩大风险合作模式。推动措施作业由“以量定价”的传统模式向“以效定价”的风险合作模式转变，实现利益共享、风险共担、成本控降、效益提升。扩大同步回转压缩机增产风险合作。

四是加大措施挖潜力度。优化顶层设计，对靖边、苏里格气田疑似气层（含气层、气水层、厚层干砂岩）开展二次精细解释，优选开展查层补孔；突出疑难节流器、油管穿孔及断脱、老层严重漏失等复杂情况攻关处理。

#### （五）持续完善提升，加快地面重点项目建设

一是推进重点工程建设。苏里格第七处理厂作为集团公司重点工程，油田公司一号工程，是集天然气处理、轻烃回收、氮气联产 LNG、CO<sub>2</sub> 捕集与液化、清洁能源替代、智能化为一体的提质增效综合项目。突出抓好 800 万方天然气处理能力提前工程建设，确保 2022 年冬供前正常运行。绥德天然气处理厂以橇装化、智能化为手段，完成处理装置及 91km 外输管道建设，2022 年底建成投运，保障米脂气田 200 万方/天产能发挥。

二是提升地面集输能力。完善苏里格、米脂、神木、靖边地面骨架管网，实现内部调配灵活；改扩建第一净化厂，新建集输管道，配套处理厂集输能力的发挥；统筹规划庆阳、青石峁、宜川气田与辽河油田、玉门油田流转区块地面系统。

#### （六）提升调峰能力，高质量推进储气库建设

一是推进储气库工程建设。坚持“月推进、周协调、日沟通”的机制，推动苏东 39-61、陕 17、榆 37 储气库建设按期投运。

二是强化储气库注采管理。优化注采运行安排，应注尽注，新增应急调峰能力 480 万方/天，储气库群最高日调峰能力达到 880 万方。

#### （七）坚持效益优先，深入开展提质增效工作

一是抓实效益提升。健全事前算赢管理机制，以产建投资、评价投资、运行成本、措施成本为抓手，写实单井投资、成本、产量及效益，实施差异化管控策略，推动“无效变有效、低效变高效、高效多创效”。2022 年利润目标 168 亿元、提质增效目标 55 亿元。

二是深化控投资降本。树立“今天的投资就是明天的成本”理念，坚持技术降本、管理降本、突出折耗控降，全年控降投资 3.05 亿元，控降成本 0.5 亿元，控降折耗 6 亿元。

#### （八）多能互补融合，加快推进绿色低碳转型

坚持“源头低碳、技术减碳、集约控碳”，推进苏里格第七处理厂氮气提取、净化厂尾气 CO<sub>2</sub> 捕集、闪蒸气及放空空气回收，攻关等离子火炬及集气站压缩机余热利用技术，加快神木、苏里格气田南区绿色低碳示范区建设，实现年节约标煤 89.77 万吨/年。

#### （九）强化风险防控，巩固安全稳健发展态势

坚守安全环保底线，贯彻“五个安全”理念，围绕“11356”思路，严格“四管控”：方案设计源头管控、特殊时段风险管控、承包商“五关”管控、能耗精细管控；推进“五行动”：安全生产三年整治行动、黄河流域生态环境保护行动、气田管道提升治理行动、气水井质量整治三年行动、燃气安全整治专项行动。抓实“六重点”：制度完善、隐患排查治理、高风险井口装置检测、气井封堵、采出水系统改造、VOCs治理。着力防范化解重大隐患风险，推动气田安全环保提质升级。