

第三部分 主力气田开发形势

截止 2022 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 45228.22 平方千米，地质储量 44130.68 亿方、技术可采储量 23719.46 亿方，标定探明已开发地质储量 34263.30 亿方、技术可采储量 18705.03 亿方，采气速度 1.48%，采出程度 16.51%，技术可采储量采气速度 2.71%，采出程度 30.24%。

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 94.0%，产量占气区的 98.6%。

一、苏里格气田

（一）开发现状

截至 2022 年底，苏里格气田探明含气面积 16425.14 平方千米，地质储量 21898.76 亿方，可采储量 11503.32 亿方；基本探明含气面积 16347.48 平方千米，地质储量 24457.06 亿方，可采储量 13140.28 亿方；标定已开发地质储量 20047.68 亿方，标定已开发可采储量 10579.13 亿方。探明已开发地质储量采气速度 1.40%，采出程度 14.1%，技术可采储量采气速度 2.66%，采出程度 26.8%。

苏里格气田累计投产气井 18333 口，日均开井 15620 口，日均产气 9577 万方，平均单井日产量 0.62 万方；年产气量 305.8 亿方，年产水 243.8 万方，水气比 0.80 方/万方，综合递减率 23.32%，历年累计产气量为 3078.6 亿方。

图 3-1 苏里格气田生产运行曲线

投产直井 15812 口，开井 13351 口，单井日均产气量 0.48 万方，平均套压 6.25MPa，平均单井累计产气量 1364 万方。

图 3-2 苏里格气田直井生产运行曲线

投产水平井 2521 口，开井 2252 口，单井日均产气量 1.42 万方，平均套压 6.65MPa，平均单井累计产气量 3308 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 6899 口，开井 6024 口，平均单井产量 $0.40\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 7.84MPa，平均单井累计产量 $1490\times104\text{m}^3$ ，I+II 类井比例 56.64%，前三年平均日产量 $1.05\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量 $2426\times104\text{m}^3$ 。

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

1074

15.57

8.93

1.97

1950

5593

II 类井

2834

41.08

8.72

1.12

1115

2643

III类井

2991

43.35

9.63

0.65

644

1082

加权平均

6899

100

9.14

1.05

1040

2426

(2) 水平井不同类型生产特征

中区投产水平井 993 口，日均开井 844 口，平均单井产量 $1.34 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，套压 8.45MPa，平均单井累计产气量 $2865 \times 10^4 \text{m}^3$ 。I+II 类井比例 37.2%，平均前三年平均产量 $3.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量 $6043 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

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

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

预测累计产气量

(10^4m^3)

预测动储量

(10^4m^3)

I 类井

5.8

6.6

15423

17526

II 类井

31.4

4.0

8885

10577

III 类井

62.8

2.3

3756

4580

合加权平均

100.00

3.1

6043

7214

3、东区生产指标

（1）直井生产特征

东区目前投产直井 3806 口，开井 3006 口，平均单井产量 $0.41\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 8.17MPa，平均单井累计产量 $1186.5\times 10^4\text{m}^3$ ，I+II 类井比例 40.4%，平均前三年平均产量 $0.81\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量 $1925\times 10^4\text{m}^3$ 。

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

420

11.04

9.07

2.51

2488.6

6750

II 类井

1117

29.35

8.53

0.98

971.3

2461

III类井

2268

59.59

9.59

0.41

407.2

943

加权平均

3806

100

9.17

0.82

816.2

1925

(2) 水平井不同类型生产特征

东区投产水平井 341 口，日均开井 299 口，平均单井产量 $1.2\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 8.12MPa，平均单井累计产气量 $2193\times10^4\text{m}^3$ 。I+II 类井比例 27.8%，平均前三年平均产量 $2.1\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量 $4281\times10^4\text{m}^3$ 。

表 3-6 东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

(10^4m^3)

预测动储量

(10^4m^3)

I 类井

3.3

7.8

12505

14711

II 类井

24.5

3.2

8330

9799

III 类井

72.2

1.4

2936

3454

合计/加权平均

100

2.1

4281

5036

4、西区生产指标

（1）直井生产特征

西区目前投产直井 2472 口，开井 1489 口，平均单井产量 $0.55 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，套压 9.25MPa，平均单井累计产量 $1062.3 \times 10^4 \text{m}^3$ ，I+II 类井比例 40.7%，平均前三年平均产量 $0.81 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量 $1687 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

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)
三年末累产

(万方)

I 类井

233

9.4

9.7

1.98

1957

5600

II 类井

774

31.3

9.5

1.04

1028

1900

III类井

1465

59.3

10.5

0.5

486

1010

加权平均

2472

100

10.1

0.81

794

1687

(2) 水平井不同类型生产特征

西区投产水平井 523 口，日均开井 321 口，平均单井产量 $1.32\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 4.75MPa，平均单井累计产气量 $4834.6\times10^4\text{m}^3$ 。I+II 类井比例 56%，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 西区分类水平井指标对比表

类别

比例

(%)

三年平均日产

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

预测累计产气量

(10^4m^3)

预测动储量

(10^4m^3)

I 类井

14.1

7.2

11000

13569

II 类井

41.9

4.1

7555

9886

III 类井

44

1.8

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 730 口，开井 416 口，平均单井产量 $0.47 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，套压 9.1MPa,平均单井累计产量 $1298.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，I+II 类井比例 33%，平均前三年平均产量 $1.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量 $2039 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

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

62

8.5

9.5

4.6

4598

8903

II 类井

179

24.5

7.2

1.3

1320

2106

III类井

489

67.0

8.1

0.5

537

865

加权平均

730

100

8.0

1.0

1074

2039

（2）水平井不同类型生产特征

南区投产水平井 22 口，平均水平段长度 1015m，有效储层钻遇率 51.4%，目前日均开井 16 口，平均单井日产量 $0.8\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，平均套压 6.7MPa，平均单井累计产气量 $1410\times104\text{m}^3$ ，预测单井 EUR $2262\times104\text{m}^3$ 。

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

层位

投产时间

目前套压

日均产气(104m3)

目前累产

EUR

钻遇率（%）

(MPa)

(104m3)

(104m3)

苏南 25-97H2

949

51.4

223

23.5

盒 8

2015/9/10

4.2

1.00

5378

6723

苏南 11-40H2

1008

85.3

783

77.7

山 1

2013/12/22

5.4

0.07

3828

5241

苏南 12-125H2

1251

75.6

920

73.5

盒 8

2015/5/9

5.2

4.06

2999

4894

G27-015H

857

75.3

492

57.6

盒 8

2012/9/12

2.2

0.46

2900

3352

苏南 23-115H1

1224

92.9

605

49.5

盒 8

2014/1/5

3.5

0.26

2070

2763

苏南 3-114H1

1500

97.3

812

54.1

盒 8

2015/4/18

4.2

0.26

1807

2691

苏南 12-125H1

977

80.3

489

50.1

盒 8

2014/12/9

4.2

0.46

1670

2246

苏南 26-109H1

1315

96.4

770

58.6

盒 8

2020/9/20

10.2

1.63

2508

3884

苏南 12-105H1

1500

97.6

732

48.8

盒 8

2020/6/9

4.1

0.17

1764

1958

苏南 3-114H2

1018

91.2

401

39.4

盒 8

2014/12/15

0.9

0.47

990

1311

苏南 11-92H

548

88.5

437

79.7

盒 8

2012/9/20

9.0

0.00

924

1304

苏南 21-122H2

488

51.8

71

14.5

盒 8

2014/10/10

4.6

0.25

992

1246

苏南 7-110H2

750

88.7

439

58.4

盒 8

2013/11/18

10.0

0.16

861

1184

苏南 11-93H1

1205

81.7

609

50.5

盒 8

2014/6/27

9.0

0.37

761

941

苏南 29-115H2

843

50.3

235

27.9

盒 8

2020/6/1

1.5

0.26

736

853

苏南 20-86H

823

57.2

217

26.4

盒 8

2013/1/3

1.4

0.00

300

428

苏南 11-40H1

924

95.5

863

93.4

盒 8

2014/3/28

2.9

0.00

229

374

苏南 1-62H1

531

61

210

39.5

盒 8

2013/11/18

4.0

0.00

110

256

苏南 46-73H1

1079

90.2

684

63.4

盒 8

2013/12/2

11.1

0.00

56

80

苏南 23-113H2

1288

100

1030

80

盒 8

2022/7/30

14.2

1.83

68

3562

苏南 88-114CH

1204

92.44

686

56.98

盒 8

2022/12/30

13.6

1.00

63

2213

苏南 83-119CH

1050

39.8

87

8.28

盒 8

2022/9/23

23.0

/

0

/

合计/平均

1015

79.1

536

51.4

/

/

6.7

0.60

1410

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 827 口，开井 672 口，平均单井产量 $0.75\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 7.2MPa，平均单井累计产量 $1262\times104\text{m}^3$ ，I+II 类井比例 63.36%，平均前三年平均产量 $1.09\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计产气量 $2028.8\times104\text{m}^3$ 。

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

244

29.43

6.76

1.88

1858.50

2706.08

II 类井

280

33.78

7.25

1.00

992.36

1943.95

III类井

303

36.55

7.99

0.55

542.52

1561.70

加权平均

827

99.76

7.38

1.09

1083.10

2028.76

(2) 水平井不同类型生产特征

苏东南区目前投产水平井 631 口, 开井 568 口, 平均单井产量 $1.98\times10^4\text{m}^3/\text{d}$, 套压 8.63MPa, 平均单井累计产量 $3326\times10^4\text{m}^3$, I+II 类井比例 71.2%, 平均前三年平均产量 $3.49\times10^4\text{m}^3/\text{d}$, 预测最终累计产气量 $6587.3\times10^4\text{m}^3$ 。

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

190

30.21

6.62

4.98

4927.50

8329.39

II类井

259

41.18

6.51

3.53

3491.48

6803.11

III类井

182

28.93

7.42

1.87

1851.81

4461.68

加权平均

631

100.32

6.81

3.49

3450.95

6587.34

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 1028 口，开井 895 口，平均单井产量 $1.35 \times 104 \text{m}^3/\text{d}$ ，套压 3.77MPa, 平均单井累计产量 $2099 \times 104 \text{m}^3$ 。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 $3480 \times 104 \text{m}^3$ 。

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 16 口，开井 9 口，平均单井产量 $2.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，套压 5.37MPa,平均单井累计产量 $5563 \times 10^4 \text{m}^3$ ，前三年平均日产 $4.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测最终累计采气量 $8275 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

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

稳定($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)

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

2.7

16600

苏南 0114-19H

819

776.3

95

701.6

86

147.0

94.3

2012/8/11

23.6

1.5

14438

苏南 0136-20H

916

605

66

598.9

65

81.4

51.2

2013/10/4

6.6

2.2

12020

苏南 0115-20H

1002

785

78

677.6

68

62.1

33.8

2012/10/16

9.3

1.9

10752

苏南 0115-21H

1167

689.3

59

540.1

46

50.4

35.2

2013/10/16

6.0

1.9

5957

苏南 0108-19H

1205

656.7

54

593.3

49

59.7

29.0

2013/11/7

5.3

2.0

4582

苏南 0115-19H

1007

902.5

90

691.5

69

58.6

17.9

2012/8/3

6.5

0.0

3886

苏南 0116-19H

875

646.1

74

626.7

72

114.2

75.3

2012/10/22

10.5

1.1

3447

苏南 0136-19H

610

334.8

55

318.5

52

4.9

0.0

2013/5/23

4.0

0.4

2466

苏南 0023-02H

1158

779.9

67

415.9

36

37.3

15.0

2013/12/10

5.1

0.4

3390

苏南 0024-09H

1059

608

57

497.9

47

11.9

9.4

2014/6/11

1.6

1.9

2243

苏南 0023-03H

1032

729

71

368

36

12.8

7.2

2013/12/10

2.6

0.0

1820

苏南 0024-04H

948

556.1

59

490.4

52

33.6

25.7

2014/6/12

4.3

0.2

1425

苏南 0034-07H

1340

1290.8

96.3

1008.35

75.25

217.8

169.5

2021/10/27

10.25

10.5

3230

苏南 0121-15H

1680

1184.5

70.5

554.8

33.02

190.4

139.3

2022/7/1

12.1

10.2

1578

苏南 0153-07HST

1051

913

86.9

832.7

79.23

105

76.6

2022/7/21

13.11

9.8

1172

平均

1085

778.6

71.6

618.6

58.2

76.6

50.7

/

8.4

2.9

5563

（三）主要工作及效果

1、创新形成了“模式拟合、层次分析、动静结合”的储层描述方法。

精细刻画了“河道→单砂体→单砂体内部”多层级储层空间展布特征。同时利用储层定量化表征成果，对河道、单砂体、落淤层、侧积层等储层结构单元规模进行了定量分析，总结了构型单元空间接触关系，构建了更为精细的储层定量地质知识库，为三维气藏模型建立提供了约束条件。

2、多元化挖潜成效显著

苏里格气田中区开发程度高，剩余未动用储量品质差，积极开展多元化部署提升开采经济储量。一是精细刻画盒8、山1砂体展布，落实层间、井间剩余气分布，立体部署井组26个（水平井35口），充分动用剩余地质储量。2022年完钻27口，平均水平段长度958米，储层钻遇率85.4%，气层钻遇率61.4%，动用剩余地质储量11.8亿方，建产能3.0亿方；二是精细刻画剩余储量空间分布，优选合理方位，利用老井侧钻定向井，降低井筒投资，实现井间剩余储量无效变有效、有效变高效。2022年完钻7口，均为Ⅰ、Ⅱ类井，平均有效储层厚度达到24.4米；三是依据地质条件及开发井网，优化实施东西向水平井2口，平均水平段长度1124米，砂岩长度1058米，钻遇率94.1%，气层长度824米，钻遇率73.3%。

3、基于干扰试井的井网加密研究获得突破

围绕提高气藏整体开发效益和采收率核心目标，利用井间干扰试验、投产前地层压力监测和

产量不稳定分析等多种方法，明确井网加密时机和潜力，确定了不同地质条件下井间干扰概率与井网密度关系，评价目前储量丰度下，老井生产时间小于 5 年的区域，可加密到 3.5~4.0 口/km²。通过气藏工程及数值模拟技术评价一次井网整体部署情况下不同井网密度气井累计产气量及气藏指标；基于致密气井生产规律及物质平衡理论，明确了气井控制范围内降压规律；采用地层压力叠加理论，评价了不同加密时机及不同加密井网条件下加密井最终累计产气量，同时结合天然气价格、内部收益率等因素计算出气井临界效益累计采气量，最终明确了井网加密时机和潜力。储量丰度 1.6 亿方/km² 条件下，老井生产时间小于 5 年，气田可加密到 3.5~4.0 口/km²。2022 年实施加密井 57 口，I+II 类井比例 93.5%，平均无阻流量 20.7 万方/天。

4、建立了致密砂岩气藏多层合采气井主力层系产量劈分技术。

针对苏里格气田采用合层产气剖面测试资料少，纵向上各小层产量贡献、剩余气分布难以评价难题，采用多元回归和数值模拟方法明确了强非均质致密气藏多层合采气井分层产能的影响因子，确定了储能系数、地层系数、裂缝导流能力、生产压差等主控因素及权重系数，建立了分层产能预测模型，分层产能预测符合率 90%以上。

5、开展措施后评估，指导查层补孔、老井侧钻有效实施

针对近年来已实施的查层补孔及侧钻水平井，开展实施效果及生产效果后评估。对于查层补孔气井，上下古合采井重点结合气质硫化氢含量变化、产气剖面测试结果分析补孔效果，单采上古或下古井结合补孔前后生产动态对比分析开展新增层位生产效果评价，完善查层补孔选井标准或技术建议。对于老井侧钻水平井，通过分析 133 口已实施侧钻水平井的水平段长度、储层钻遇率、有效钻遇率等静态实施效果，评价 128 口已投产侧钻水平井的产量特征、递减规律、增产 EUR 及不同层位、不同区块侧钻水平井的而经济效益，自营区侧钻水平井内部收益率为 13.4%。在此基础上，评价侧钻水平井 EUR 是利用井的 2.5 倍，增产效果明显。通过增产效果较好及实施失利井的原因分析，进一步完善侧钻水平井选井标准，进一步指导下步侧钻水平井的有效实施，以提高井间储量的动用程度。

6、编制老气田稳产实施指导意见，为四大老气田（区块）稳产实方案编制提供依据

为保障调整方案的有效实施，提升老气田稳产能力，精细气井管理、优化产能建设部署，延长稳产期，提高采收率，特编制老气田稳产实施方案指导意见。根据股份公司大型整装气田稳产示范工程项目安排，油田公司计划第一批编制靖边、榆林南、子洲、苏里格气田（苏 6/苏 36-11）四个老气田/区块稳产方案，针对三种不同类型气藏特点立足资源基础和开发现状，做深气藏地质再认识、做细开发技术后评价、做精气藏/井管理、做实稳产技术对策、做优方案顶层设计，以“气田开发概况、开发技术后评价与稳产对策，稳产实施方案”为主要内容，搭建老气田稳产实施方案编制主体框架，形成老气田稳产实施方案指导意见，以确保稳产实施方案编制高质、高效完成。

7、多学科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。地震、地质、测井、气藏工程协同攻关，按照“效益优先、滚动开

发、差异部署、丛式井组、混合井型”思路，积极转变开发方式，制定差异化开发技术对策；通过深化气水分布规律研究，平面避水优选富集区和井位，针对性实施直定向井、水平井，纵向识水优选主力气层重点改造，实施效果大幅提升；加测阵列感应测井提高气水辨识精度，优化射孔方案，地质工程一体化，坚持避水层、适度规模压裂，加强排水采气措施提高采收率，确保苏里格西区气井开发效果。2022年苏里格西区完钻井96口（水平井2口），直定向井Ⅰ+Ⅱ类井比例达到92.3%，创造了历史新高，其中富集区集中建产Ⅰ+Ⅱ类井比例达到97.5%，风险区甩开评价Ⅰ+Ⅱ类井比例达到84.4%。直定向井平均无阻流量17.5万方/天，同比2021年提升35%；水平井平均无阻流量87.7万方/天，较2021年提高一倍，苏里格西区产能建设效果再提升。

8、全面落实气井产能，全力技术支撑气田冬季保供工程平稳运行

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193座集气站、17000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2022年投产的1480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348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403万方。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，为气区完成冬季应急产量1.68亿方/天以上的实现奠定了基础。

（四）气田开发存在的主要问题

1、气田储层品质整体劣质化，效益开发难度增加。

苏里格气田点多面广，经过20多年规模开发，区带开发差异性明显。中区开发程度高，以内部加密挖潜提升可采储量为主，井位优选难度大，东区富集区开发早，井网密，外围砂体厚，含气饱和度低，高效开发需进一步技术攻关，西区普遍富水，整体开发效益低。同时，受煤炭区、沙地柏保护区、水源区等地面条件限制，局部优质储层难以动用，制约气田持续稳产。

2、气藏开发管理各专业配合不足，管理效果有待提升。

气藏开发是集储层、井筒、地面集输的多专业一体化集成开发系统，目前苏里格气田已开发至中后期，气藏生产管理分析仍以各专业独立进行为主，且分析管理对象仍以单井为主，井筒状况、地面集输系统对气井产能发挥的影响仍需研究，气藏开发管理模式亟需转变，提升开发效果。

3、井网完善区剩余气潜力大，采收率仍需进一步提高。

苏里格气田遵循“先肥后瘦、优中选优”开发原则，高丰度储量区井网相对完善，由于河道砂体叠置关系复杂，平面上孤立有效砂体未得到动用，纵向上水平井开发仅动用主力层，存在一定的未动用剩余储量。通过研究表明，气田Ⅰ+Ⅱ类储量区井间、层间存在大量剩余气，

预计剩余气规模达 2275.1 亿方，亟需开展致密气藏剩余气分布规律研究及挖潜技术对策攻关，进一步提高井网完善区采收率。

4、苏里格西区低品质剩余储量多，产量规划调高，高效稳产难度大

苏里格气田累计提交探明+控制储量 4.0 万亿方，扣除托管，长庆管理 3.8 万亿方，已动用储量 1.3 万亿方，环境影响难动用 0.6 万亿方，剩余可动储量 1.9 万亿方，其中苏西 0.76 万亿方，占比 40%。按照《苏里格气田开发规划调整方案》，苏里格气田整体规模 300 亿方/年（西区 55.5 亿方）。根据调整方案，西区产量规模由原方案的 42.8 亿方调整为 55.5 亿方，如何高效开发苏里格西区对气田稳产意义重大。

（五）下步重点工作

1、进一步提升剩余储量定量表征精度。

针对苏中各区块开发现状，深化地质、生产动态、三维地质建模等多学科融合，定量表征空间剩余气分布，结合经济评价结果，做好顶层设计，积极探索多种井型开发，优化轨迹设计，确保苏中区块经济可持续开发。

2、开展致密气藏储层-井筒-地面管网一体化生产研究，实现气藏开发全流程各环节制度优化

针对目前气藏生产管理以气井为主体，影响气藏生产的因素分析不全面，气藏生产制度优化仅以储层-气井为对象的现状。以苏里格中区典型井区为依托，通过优化气藏地质建模及数值模拟技术、开展井筒-地面管网模拟研究，完成储层-井筒-地面管网一体化模型耦合分析，转变为气藏生产系统管理方式，优化气藏开发全流程各环节生产制度。

3、依托股份公司苏里格气田提高采收率重大开发试验方案，开展剩余气分布规律研究，提高采收率。

针对气田 I+II 类储量区井间、层间存在大量剩余气的问题，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，开展剩余气精细表征研究，落实剩余气规模及空间分布，制定剩余气挖潜技术对策，实现提高气田采收率 10% 的目标。

4、加大含水气藏地质工艺排采一体化试验，提高产水气井 EUR

2022 年开展射流强排试验，在常规排水采气措施无效，始终无法恢复生产释放产能，通过开展“射流排采注一体化技术”后，1 口试验井从产水停产到目前日产气已经达到 0.8 万方，并且实现了 50 天气井连续稳定生产，该井的实施为高含水气藏开辟了新的技术路径。

2023 年加强多专业结合，综合考虑气水平面分布、邻井动态生产、储层发育、构造位置等条件，制定选井要求，进一步扩大射流泵强排试验规模，优选 4 井组共 16 口井，其中已生产井 5 口、新建井 11 口。

二、靖边气田

（一）开发现状

靖边气田主要包含靖边本部、陕 295 及高桥区块，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 2022 年底，靖边气田投产井数 2583 口，开井数 2188 口、油压为 4.6MPa、套压为 9.8MPa，井均日产气 1.1 万方/天，井均日产水 0.76 万方/天，井均累产气 4693.4 万方，井均累产水 1245.3 方，水气比 0.27 方/万方，区块历年累产气 1212.3 亿方，累产水 321.65 万方。

其中，靖边气田下古投产井数 1268 口，开井数 1083 口，油压为 5.3MPa、套压为 8.9MPa，井均日产气 1.3 万方/天，井均日产水 0.95 万方/天，井均累产气 8576.5 万方，井均累产水 2182.6 方，水气比 0.25 方/万方，区块历年累产气 1087.5 亿方，累产水 276.8 万方。

图 3-24 靖边气田下古气藏整体曲线

靖边气田上古投产井数 1315 口，开井数 1105 口，油压为 7.3MPa、套压为 11.7MPa，井均日产气 0.95 万方/天，井均日产水 0.6 万方/天，井均累产气 949.4 万方，井均累产水 341.4 方，水气比 0.36 方/万方，区块历年累产气 124.8 亿方，累产水 44.9 万方。

图 3-25 靖边气田上古气藏整体曲线

（二）气田总体开发形势

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，评价靖边气田 80 亿方规模稳产至 2032 年，稳产期末采出程度为 28.1%。

1、储量及动用情况

截止 2022 年底，靖边气田探明储量为 7206.65 亿方，已开发 6917.1 亿方；其中靖边主体探明储量 5991.2 亿方，已开发 5929.7 亿方；陕 295 区块探明储量 390.4 亿方，已开发 162.3 亿方；高桥区探明储量 825.1 亿方，已开发 825.1 亿方。

2、气田开发指标

①压力变化图

2022 年靖边气田主体目前地层压力 10.21MPa，整体呈现本部压力下降平稳，东侧压力较高。

其中本部：7.58MPa，年压降 0.88MPa，单位压降采气量 33.8 亿方/MPa。东侧：13.59MPa，年压降 0.74MPa，单位压降采气量 11.7 亿方/MPa。

图 3-26 靖边气田本部下古气藏压力变化曲线

图 3-27 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 3-28—图 3-31)，在此基础上，根据分年投产气井产量进行加权（表 3-15），计算 2023 年综合递减率为 13.5%。

图 3-28 靖边气田 2014 年及以前年度投产井递减拟合图

图 3-29 靖边气田 2015 年投产井递减拟合图

图 3-30 靖边气田 2016 年投产井递减拟合图

图 3-31 靖边气田 2019 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
2022 递减率(%)
2023 递减率(%)
2014 年及以前

7.7

7.6

2015 年

16.1

15.5

2016 年

14.9

14.1

2017 年

18.8

18.0

2018 年

19.5

17.5

2019 年

18.2

17.8

2020 年

19.1

14.6

2021 年

19.2

18.5

2022 年

/

22.7

加权平均

13.5

13.5

③气田产能

表 3-16 靖边气田各区块配套产能评价结果表

气田

气藏

(区块)

配套产能

合 计

老井

新井

井数

（口）

产能

（亿）

井数

（口）

产能

（亿）

井数

（口）

产能

（亿）

靖边

气田

本部

1597

53.9

1465

46.4

132

7.5

高桥

803

17.8

628

11.6

175

6.2

陕 295

183

6.4

126

4.3

57

2.1

小计

2583

78.2

2219

62.3

364

15.8

④气田生产指标

截止 2022 年底，靖边气田上、下古气井日均产气量主要维持在 1 万方/天以内，上古气井平均日产气 0.95 万方/天，下古气井平均日产气 1.3 万方/天。

图 3-32 靖边气田上古井均日产气量柱状图

图 3-33 靖边气田下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，预测靖边气田 80 亿方规模稳产至 2032 年。其中：靖边主体累计动用地质储量 6194.6 亿方，年生产规模 65 亿方，稳产至 2032 年，稳产期末累计产气量 1797.6 亿方，采出程度 29.0%，评价期末累计产气量 2402.6 亿方，采出程度 38.8%；高桥区累计动用地质储量 1004.4 亿方，年生产规模 15 亿方，稳产至 2032 年，稳产期末累计产气量 227.71 亿方，采出程度 22.67%，评价期末累计产气量 295.91 亿方，采出程度 29.46%。

（三）主要工作及效果

1、地质认识及产建效果

靖边下古紧抓提高采收率以及提高单井产量两大目标，通过沟槽挖潜以及内部加密提高储量动用程度，完钻直/定向井 10 口，均钻遇马五 13 地层；10 口井钻遇马五 1+2 气层，平均气层厚度 4.7m，试气井 5 口，平均无阻流量 18.7 万方。同时积极推进东侧致密碳酸岩盐气藏提高单井产量技术攻关，通过落实岩溶发育区，部署并完钻水平井 2 口，平均水平段长度 1401m，储层钻遇率 78.7%，气测 5.8%，有望获高产。

靖边上古气藏优选陕 18 和陕 34 井区开展整体部署，加强随钻调整，地质与地震相结合，强化水平井地质导向，并积极开展山 2 水平井攻关试验，水平井实施效果创历史新高。2022 年靖边上古完钻水平井 31 口，平均水平段长度 1247 米，砂岩储层长度 1080 米，砂岩钻遇率 86.7%，有效储层长度 882 米，有效储层钻遇率 70.8%。通过开展以“密切割压裂、高强度加砂、极限控液增砂”为核心的体积压裂 2.0 技术的攻关试验，水平井试气效果显著提升。完试 32 口水平井，平均无阻流量 111.5 万方/天。

高桥区通过沟槽-相控双约束，精细刻画本溪砂体展布规律，其中：东部砂体受潮道控制为主，呈南北向分布；中西部砂体同时受古地貌+潮道双重作用，为东西向为主兼有南北向分

布特征，落实本溪高效储量 217.4 亿方，2022 年完钻直定向井 156 口，本溪组有效储层钻遇率 72.9%，平均有效厚度 5.6m，试气百万方井 2 口。

2、次产层储层评价

结合气井分层产能评价，应用次产层储层储量分类评价新方法，优选次产层开发潜力区 1813km²，概算地质储量 544 亿方；开展次产层储层有利区(陕 37 井区)地质建模及数值模拟研究，评价不同开发模式下区块的采收率及经济效益，在保证内部收益率和采出程度前提下，优选了“5 直井+1 水平井”混合井组开发模式。优选陕 18 和陕 37 井区开展马五 12 水平井开发试验，下发 4 口直井，5 口水平井，为下一步次产层规模开发奠定基础。

3、完善低渗碳酸盐岩气藏加密调整技术

建立不同地层压力、渗透率下的井网密度、采收率和内部收益率动态关系下的加密气井部署经济技术下限，结合低渗非均质气藏井间地层压力评价方法，设计四种次产层加密模式，开展数值模拟与经济效益分析，优选下古气藏合理加密方式。优选典型加密区块 2 个（陕 37 和陕 18），明确采用水平井+直定向混合井组开发模式，部署加密气井 80 口，可建产能 4.6 亿方，采出程度提升 8%以上。

4、开展开发技术政策后评价研究

通过开展措施前后增产气量、硫化氢及小层贡献率变化等动态分析，完成靖边气田 67 口查层补孔气井措施效果评价，结合补孔层位储层参数优选及经济效益研究，建立靖边气田查层补孔气井措施效果评价标准，并完善查层补孔层位优选标准，2022 年优选查层补孔气井 226 口，预计新增产能 6.7 亿方。

（四）气田开发存在的主要问题

1、上古砂体变化快、含气性差、水平井部署难度大。靖边上古砂体规模有限，砂体变化快，同一井组的南北向水平井实施效果差异大；靖边上古含气性较差，部分水平井储层钻遇率较高，有效储层钻遇率低于 40%，砂体规模厘定和含气性预测制约了靖边上古的水平井部署。本溪组高产但砂体规模小、变化快，难以精确预测有效砂体展布，本溪有效砂体精细刻画制约了高桥直定向井实施效果。

2、马五 1+2 气藏储量平面动用程度高（90%以上），气田内部井网完善，加密空间有限；气田西侧井网不完善区域储层物性较差，气水关系复杂；马五 1+2 次产层地质储量占比高（58%），但产气贡献率低（15%），优质储层分布范围有限，水平井部署存在一定风险。

3、碳酸盐岩气藏内部挖潜与提高采收率技术尚待系统研究。下古碳酸盐岩气藏已经进入开发中后期，强非均衡开采、低产低效井增多、挖潜空间有限等成为制约气田持续稳产的主要矛盾。气井查层补孔、井网优化加密、井间剩余储量等评价技术还不完善，气藏挖潜潜力和经济效益尚未全面评价，未形成系统的提高采收率技术方法。

（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：靖边气田上古加强地质与生产动态相结合，论证各区块直井、水平井的生产能力，深化各区块的开发技术对策，同时地质与三维地震深度融合，优选水平井开发甜点区，推动盒 8、山 2 水平井立体部署，提升水平井开发效果，高桥区继续加强本溪组砂体精细刻画，进一步落实本溪高效储量区，以本溪为主，兼顾山 2 和盒 8，提升直定向井开发效果；靖边下古在沟槽挖潜基础上，开展井间地层压力评价，落实气藏剩余储量分布，保障气藏产建效果；同时开展次产层有效开发攻关实验，为次产层剩余储量有效动用提供技术支撑。

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，特别是针对次产层气井产能、井型及井网、稳产潜力预测等方面开展重点研究；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，同时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；高桥区针对下古大面积富水、物性变差的储层特征，侧重储层特征和流体分布再认识，落实剩余建产潜力。

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。2022 年底，投产总井数 2359 口，开井 2072 口，日产气 1565 万方/天，单井产量 0.75 万方/天（开井）。

（1）气田开发技术指标

截止 2022 年 12 月 31 日，神木气田投产气井 2359 口，日均开井 2072 口，日产气 $1565.2 \times 10^4 \text{m}^3$ ；井均日产气 $0.75 \times 10^4 \text{m}^3$ ，平均油/套压 2.58/6.05MPa，井均累计产气量 $1011.7 \times 10^4 \text{m}^3$ 。2022 年产气 $48.4 \times 10^8 \text{m}^3$ ，历年累计产气 $215.68 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

图 3-34 神木气田生产运行曲线

（2）气井分类生产动态分析

神木气田含气层系多，采用“大丛式直/定向井+大丛式混合井组”开发，根据气井生产指标偏态分布规律特征，建立神木气田气井分类新标准。

图 3-35 直井最终累产概率分布图

表 3-17 神木气田气井动态分类标准

井型

类别

静态分类标准

动态分类标准

单层厚度

/储层长度

(m)

累计厚度

/有效储层长度 (m)

无阻

流量

(104m3)

三年

平均日产

(104m3/d)

最终

累计采气量

(104m3)

直井

I

I 类储层 $\geq 5\text{m}$

I 类储层 $\geq 8\text{m}$

≥ 20

≥ 1.4

≥ 2800

II

I 类储层 2-5m

I + II 类储层 $\geq 8\text{m}$

6~20

0.6~1.4

1300~2800

III

无或 I 类储层 $\leq 2\text{m}$

I + II 类储层 $\leq 8\text{m}$

≤ 6

≤ 0.6

<1300

水平井

I

1000

600

≥ 60

≥ 4.0

≥ 7000

II

500~1000

300~600

20~60

2.0~4.0

3500~7000

III

500

300

≤ 20

≤ 2.0

<3500

根据气井分类标准，分别将神木气田直井、水平井分为 3 类，分类结果见下表。

表 3-18 神木气田气井分类结果简表

井型	
类型	
井数	
(口)	
比例 (%)	
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(%)	
直井	
I	
379	
17.3	
1.53	
17.18	
5.7	
67.9	
35.6	

II

905

41.3

0.76

17.46

5.9

82.5

43.3

III

906

41.4

0.32

16.00

6.2

40.1

21.1

合计/平均

2190

100

0.71

16.81

6.0

190.4

100.0

水平井

I

27

16.0

3.37

17.08

8.3

8.2

34.3

II

72

42.6

2.46

17.68

7.1

10.2

42.9

III

70

41.4

1.01

16.54

6.6

5.4

22.8

合计/平均

169

100.0

2.0

17.11

7.1

23.8

100.0

注：井均日产=日均产气/开井数

I + II类气井占总井数的 58.6%，产气贡献率占 78.9%；III类气井占总井数的 41.4%，产气贡献率仅占 21.1%。

（3）气井分类指标评价

对投产直井分类分井型拉齐，统计首年平均产量。Ⅰ类直井首年平均产量 $1.95 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，套压 7.18MPa；投产Ⅱ类直井首年平均产量 $1.09 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，套压 7.13MPa；Ⅲ类直井首年平均产量 $0.66 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，套压 6.8MPa。统计结果如下表，拉齐曲线见下图。

表 3-19 分类投产直井指标统计结果表

类别	井数	(口)	比例	(%)	首年	平均日产气量	($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	330 天	对应套压	(Mpa)
Ⅰ	379		17.3		1.95			8.71		
Ⅱ	905		41.3							

1.09

8.33

III

906

41.4

0.66

7.67

合计/平均

2190

100

1.06

8.12

图 3-36 I 类直井天数拉齐曲线图

图 3-37 II 类直井天数拉齐曲线图

图 3-38 III类直井天数拉齐曲线图

对投产水平井分类拉齐，统计首年平均产量。I 类水平井首年平均产量 $4.4\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 8.0MPa；投产 II 类水平井首年平均产量 $3.4\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 5.1MPa；III类水平井首年平均产量 $2.0\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，套压 4.5MPa。统计结果见下表，拉齐曲线见下图。

表 3-20 分类投产水平井指标统计结果表

类别

井数

(口)

比例

(%)

首年

平均日产气量

(104m3/d)

330 天

对应套压

(MPa)

I

27

16.0

4.4

8.0

II

72

42.6

3.4

5.1

III

70

41.4
2.0
4.5
合计/平均
169
100.0
3.0
5.30

图 3-39 I 类水平井天数拉齐曲线图

图 3-40 II 类水平井天数拉齐曲线图

图 3-41 III类水平井天数拉齐曲线图

（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 $77.61 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气 $39.3385 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 12.7%，2022 年递减率为 12.0%。

图 3-42 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 $35.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气 $16.2 \times 10^8 \text{m}^3$ ，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 3-43 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 $44.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气 $17.1 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 13.91%，2022 年递减率为 13.0%。

图 3-44 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 $50.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气 $15.9 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 16.4%，2022 年递减率为 15.1%。

图 3-45 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 $221.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气 $33.6 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 19.5%，2022 年递减率为 17.8%。

图 3-46 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 $330.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气 $49.3 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 21.0%，2022 年递减率为 19.0%。

图 3-47 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 $209.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气 $25.4 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 32.4%，2022 年递减率为 27.9%。

图 3-48 2020 年投产井产气量及累计产气量拟合与预测曲线

2021 年投产气井 319 口，目前日均产 $207.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气 $13.7 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2022 年递减率为 31.0%。

图 3-49 2021 年投产井产气量及累计产气量拟合与预测曲线

综合评价，神木气田分年投产气井递减率如下图所示。

图 3-50 神木气田历年投产井递减率变化曲线

②新井递减分析

2022 年投产气井 308 口，按照衰减式递减分析方法，评价 2022 年递减率 33.6%。

图 3-51 神木气田 2022 年新井日产气量变化曲线

③气田综合递减率

应用上述单井-分年投产井的递减分析方法，对神木气田各区块进行综合递减率计算，结果下表所示，气田的综合递减率如下图所示。

图 3-52 神木气田分年投产井衰减式递减率变化曲线

表 3-21 神木气田历年投产井综合递减率预测结果表

年份

递减率(%)

2015

2016

2017

2018

2019

2020

2021

2022

2014 年投产井

20.5

18.6

17.0

15.7

14.6

13.6

12.7

12.0

2015 年投产井

17.4

16.0

14.8

13.8

12.9

12.1

11.4

2016 年投产井

19.3

17.6

16.2

15.0

13.9

13.0

2017 年投产井

21.7

19.6

17.8

16.4

15.1

2018 年投产井

24.3

21.6

19.5

17.8

2019 年投产井

23.4

21.0

19.0

2020 年投产井

32.4

27.9

2021 年投产井

31.0

产量加权平均

28.3

21.9

22.4

23.7

24.8

25.2

25.2

25.0

(4) 气田生产能力评价

2022 年底神木气田标定井口产能 $57.95\times108\text{m}^3/\text{a}$ ，配套产能 $52.07\times108\text{m}^3/\text{a}$ ，2022 年产气量 $48.39\times108\text{m}^3$ 。

表 3-22 2022 年度神木气田产能标定结果汇总表

2022 年标定产能（配套产能）

2022 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)

2051

37.29

444

20.66

2495

57.95

2359

44.90

308

3.49

2359

48.39

水平井：169 口井井均 $1.65 \times 10^4 \text{m}^3$ 。其中 55 口气井标定产量 2~5 万方/天，108 口气井标定产量小于 2 万方/天，6 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 1381 口，井均 $0.18 \times 10^4 \text{m}^3$ 。产量大于等于 0.5 万方气井 809 口，井均 $1.27 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

（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，2021 年编制完成 50 亿方/年调整方案，2022 年底达到方案设计产能规模。截止 2022 年底，累计完钻开发 2359 口，年产气量 48.39 亿方/年。

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，2022 年底标定已动用地质储量 3228.25 亿方，

评价动态储量 645.0 亿方，储量动用程度 73.7%。

3、气田开发指标

投产直井首年平均产量 1.06 万方/天，预测 EUR1803 万方；投产水平井首年平均产量 3.0 万方/天，预测 EUR4688 万方。2022 年新投产气井 308 口，其中直井 256 口，预测首年合理配产 1.07 万方/天，水平井 52 口，预测首年合理配产 3.13 万方/天。

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，2023 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”大丛式混合井组开发模式，采用差异化开发井网规模效益建产。2022 年坚持“整体部署，骨架井先行”的部署原则，完钻直/定向井 327 口，I+II 类井比例 87.2%；水平井 41 口，建产规模达到持续高位运行，平均水平段长 1239 米，储层钻遇率 85.9%，有效储层钻遇率 75.7%，整体钻遇效果较好，完试水平井 36 口，平均试气无阻流量 66.9 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，控制新井递减率在 33%左右。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。

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。2022 年实施各类气井措施 9747 井次，增产气量 3.3845 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，2022 年低产井 1429 口，占气田总井数的 60.6%，年产气量 18.7 亿方，占气田年产气量的 38.6%，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 2022 年底，神木气田动用地质储量 3228.25 亿方，累计产气 215.68 亿方，采出程度 6.68%，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 2022 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 类储量区规模建设，实现气田快速上产

针对气田未动用储量区，充分利用现有完善的地面系统，整体均衡建产；坚持多井型、大井丛差异化整体部署，含本溪有利区坚持大丛式直定向井组开发，太原有利区坚持水平井提产开发，其他区域坚持大丛式混合井组开发，实现气田持续稳产。

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。2022 年底，榆

林南区投产气井 367 口，开井 328 口，井口日产气水平 540 万方，单井产能 1.6 万方/天，地质储量采气速度 2.2%，采出程度 43.9%。长北国际合作区投产总井数 116 口，开井 110 口，井口日产气水平 980 万方，单井产能 9.2 万方/天，地质储量采气速度 3.3%，采出程度 56.0%。

图 3-53 榆林南区开采曲线

(2) 气井分类生产动态分析

榆林南区气井早期开发储层以山 2 为主，其次为下古，近三年开发对象转为盒 8、太原等致密气藏。依据气井储层特征，结合其生产动态，将生产井分为三类，分类结果见下表。

表 3-23 榆林南区气井分类结果及动态表

分类
井数
(口)
目前油压
(MPa)
目前套压
(MPa)
目前井均日产气
(104m3)
年产气
(108m3)
历年累计产气 (108m3)

3.42

5.06

3.00

9.44

202.49

II

157

2.98

5.37

1.40

7.32

144.95

III

122

2.83

5.88

0.45

2.10

25.90

合计/平均

381

3.03

5.47

1.45

18.86

373.34

I + II类气井占总井数的 66.7%，产气贡献率占 93.1%；III类气井占总井数的 33.6%，产气贡献率仅占 6.9%。

(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 2022 年递减率 9.8%，2019~2021 年投产多层合采井 2022 年递减率为 27.1%。

图 3-54 2020 年底投产井递减分析

图 3-55 2021 年投产井递减分析

2022 年新投产井仅 1 口，暂未进行产量递减分析。

以榆林南区老井、新井分年递减率评价为基础，以采用产量加权评价气田 2022 年老井综合递减率为 13.2%，预测 2023 年递减率 12.9%，2024 年递减率 11.2%。

表 3-24 历年投产井综合递减率预测结果表

类别
2023 年
递减率（%）
2024 年
递减率（%）
老井（山 2）
9.0
8.3
老井（合采）

25.7

20.6

综合

12.9

11.2

(4) 气田生产能力评价

2022 年底榆林南区标定井口产能 $18.0\times108\text{m}^3/\text{a}$ ，配套产能 $18.6\times108\text{m}^3/\text{a}$ ，2022 年产气量 $18.9\times108\text{m}^3$ 。

表 3-25 2022 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(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)

366

17.97

1

0.03

367

18.0

366

19.1

1

0.02

367

18.88

水平井：55口井标定产量 $115 \times 10^4 \text{m}^3$ ，井均 $2.1 \times 10^4 \text{m}^3$ 。其中29口气井标定产量在1~4万方/天，18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81口，标定产量 $9.7 \times 10^4 \text{m}^3$ ，井均 $0.12 \times 10^4 \text{m}^3$ 。产量大于等于0.3万方气井231口，标定产量 $420 \times 10^4 \text{m}^3$ ，井均 $1.8 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

（二）气田总体开发形势

2022年榆林南区通过盒8、太原次产层动用，长北国际合作区通过剩余储量建产等措施，保障气田51亿方/年持续稳产（榆林南因榆37储气库建设影响产能2.0亿），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 $2139.5 \times 10^8 \text{m}^3$ ，2022年底井网控制已开发地质储量 $1829.9 \times 10^8 \text{m}^3$ ，评价动态储量 $1633.23 \times 10^8 \text{m}^3$ ，储量动用程度85.5%。其中榆林南区井网控制已开发地质储量 $829.8 \times 10^8 \text{m}^3$ ，评价动态储量 $640 \times 10^8 \text{m}^3$ ，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 $1034 \times 10^8 \text{m}^3$ ，评价动态储量 $890 \times 10^8 \text{m}^3$ ，储量动用程度79.8%。

2、气田开发指标

2022年榆林南区目前地层压力10.1MPa，压力降幅63%；新投产气井1口，其中直井1口，第一年井均日产 $0.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，长北国际合作区目前地层压力为10.2MPa，压力降幅62.6%；2022年综合递减率为13.2%。新投产水平井2口，井均日产33.0万方/天。新投直井25口，井均日产6.3万方/天。

3、开发潜力

榆林南区山2、马五1+2探明储量829.8亿方，已全部动用。筛选盒8段有利区441.06平方公里，评价I+II类地质储量383.58亿方；筛选太原有利区244.90平方公里，评价I+II类地质储量175.36亿方；盒8、太原叠合I+II类富集区面积601.1平方公里，地质储量558.94亿方。利用井控法计算，已动用I+II类盒8、太原地质储量96.11亿方和9.69亿方，扣除地面影响，剩余I+II类可动用地质储量216.3亿方，其中盒8段155.31亿方，太原组60.97亿方。计划“直定向井+水平井”开发，可部署260口，其中水平井123口，可建产能15.6亿方/年，确保18亿方规模持续稳产至2027年。长北国际合作区剩余可开发I+II类储量178.04亿方，按二期方案规模设计，区块33亿方规模稳产至2024年。

依据《榆林南区开发调整方案》，榆林南区 2024 年开始立足石盒子组盒 8 段、太原组等层系建产，区块 2024~2028 年以 18 亿方规模持续稳产，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 51 亿方稳产至 2024 年。

（三）主要工作及效果

1、积极开展山 2 气藏向南滚动扩边兼顾太原、盒 8 评价

2022 年开展山 2 气藏向南滚动扩边兼顾太原、盒 8 评价，部署并实施直/定向井 6 口，静态评价 I+II 类比例 100%，总体实施效果较好。其中山 2 有效储层钻遇率为 83%，有效储层平均厚度 9.1m；盒 8 有效储层钻遇率为 100%，有效储层平均厚度 6.1m；太原有效储层钻遇率为 100%，有效储层平均厚度 14.4m。2022 年完试 1 口直定向井，无阻流量 22 万方/天。

2、持续推进气田增压开采

截止 2022 年 12 月底榆林南区已实施增压 10 座（区域增压 5 座）增压开采初期老井日产气量由 360 万方↑445 万方/天，第一年产量增幅为 10%左右，目前平均系统压力下降 1.8MPa，气井携液能力提升，水气比由 0.078↑0.218 方/万方，预测最终增产气量 53.66 亿方，采收率提高 6.5%。待实施 4 个站，其中榆 14 站、榆 15 站在储气库范围内不增压，下步计划实施增压榆 17、榆 22 站共辖井 48 口，产能 60 万方/天，预测增压开采初期日增产气量 6 万方，最终累计增产气量 1.6 亿方，增压站预测 2023 年底投运。

北合作区目前已完成二级增压开采方案编制，预计 2023 年底整体实施增压开采。

3、气田西侧盒 8 次产层建产稳步推进

榆林南区重点开展次产层盒 8 段储层综合评价，优选 I+II 类有利区面积 441.06km²，地质储量 383.58 亿方。2022 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 5 口，盒 8 有效储层钻遇率为 60%，有效储层平均厚度 12.3 米；完钻水平井 2 口，平均水平段 1003 米，储层钻遇率 78%。

（四）气田开发存在的主要问题

（1）榆林气田山 2 气藏储量整体动用程度达到 95.1%，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。

(2) 持续推进榆林南区榆 17、榆 22 站及长北合作区增压开采实施。

(3) 基于物源分析、沉积微相研究, 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。

(4) 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。

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。2022 年底，投产采气井总井数 409 口，开井 372 口，井口日均产气 327.36 万方，井均日产 0.88 万方/天，平均油套压 6.2、8.2MPa，历年累计产气量 172.7 亿方，采气速度 1.2%，采出程度 15%。

图 3-56 子洲气田历年生产情况曲线图

(1) 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, 分类结果见下表。

表 3-26 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 (%)

套压

油压

I

128

31.3

1.77

8.39

6.16

7299.57

93.2

53.96

II

175

42.8

0.92

7.82

5.59

3952.69

69.0

39.95

III

106

25.9

0.52

8.45

4.77

996.26

10.5

6.10

合计

/平均

409

100

1.08

8.22

5.51

4175.15

172.7

100

注：井均日产=日均产气/开井数

I + II类气井占总井数的 74.1%，产气贡献率占 93.9%；III类气井占总井数的 25.9%，产气贡献率仅占 6.10%。

（2）气产能递减分析

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 2022 年气田综合递减率 15%，预测 2023 年综合递减率为 16.5%。

（3）气田生产能力评价

2022 年底子洲气田标定井口产能 $12.71 \times 108\text{m}^3/\text{a}$ ，配套产能 $12.21 \times 108\text{m}^3/\text{a}$ ，2022 年产气量 $11.33 \times 108\text{m}^3$ 。

表 3-27 2022 年度子洲气田产能标定结果汇总表

2022 年标定产能（配套产能）

2022 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)

10.73

36

1.49

409

12.21

373

11.09

36

0.24

409

11.33

（二）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 I + II 类地质储量 945.02 亿方，目前探明已开发地质储量 1212.42 亿方，储量动用率 79.2%。

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 11.3MPa，相比 2021 年下降 0.6MPa，较原始地层压力下降 12.4MPa，总降幅为 52.3%，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 15.0%。新投产井平均直井日产 1.47 万方/天，平均水平井日产 1.6 万方/天。

3、开发潜力

评价子洲气田剩余 I+II 类可开发储量 336.0 亿方，在已开发区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。

（三）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

开展山 2 气藏剩余储量评价，落实剩余气分布，完善井网，加强西侧本溪、盒 8 等层系综合地质研究，优选富集区，集中建产，全年累计完钻气井 54 口，建产 2.5 亿方，I+II 类气井比例 83.3%，试气无阻 16 万方/天，投产直井 9 口，预测第一年井均产量 1.3 万方/天，基本达到开发调整方案设计指标，全年生产天然气 11.4 亿方，圆满完成产建任务。

2、完成子洲气田开发调整方案编制

完成子洲气田开发调整方案编制，方案通过地质、气藏、工程及经济一体化研究，明确了气田稳产对策。通过地质精细描述和三维地质模拟研究，落实山 2 加密动用技术可采 97.32 亿方，部署直定向井 252 口，可建产能 8.4 亿方；在探明储量周边，开展接替致密储层研究，多层系兼顾，滚动扩边，新增动用地质储量 256.32 亿方，部署 296 口（水平井 38 口），可建产能 16.6 亿方；针对已投产气井，通过变规模增压开采，气藏递减率降低 3%，增产天然气 43.4 亿立方米，采收率提高 5%。气田整体通过滚动扩边、次产层开发及增压开采等技术对策，以 15 亿方规模可稳产至 2032 年。

3、强化气井动态跟踪，精细气藏管理

利用多方法全面评价 409 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。

（四）气田开发存在的主要问题

1、子洲气田整体产量已经进入递减阶段，需要加快增压工作的实施，来降低气田的递减率。

2、气田本部井网基本完善，山 2 储量已全部动用，剩余井网未控制储量分布在边部，地质条件差、单井产量低，效益开发存在一定风险。

3、气田西侧新提交山 2 储量品质差，盒 8 储量级别低，本溪储量规模小、分布散，需进一步深化地质研究，优选本溪、山 2 气藏含气有利区。

4、新区地面配套不完善，影响开发进程。

（五）下步重点工作

1、开展增压效果评价

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 2023 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，采收率提高 5%。同时紧密跟踪增压试验站效果及时工艺适应性，指导增压开采现场实施。

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，加快控制储量升级，扩大探明储量面积，进一步降低产建风险，支撑气田下步稳产。

3、优化井位部署，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，优选本溪组高效储量富集区，优化井位部署，提升产建开发效果。

六、米脂气田

（一）开发现状

米脂气田主要开采层位以盒 6、盒 8、山 2、太原组为主。2022 年底，投产总井数 311 口，主要分布镇川 5 井区，全年开井数 307 口，日产气 206 万方/天，单井产量 0.86 万方/天。

（1）气田开发技术指标

截止 2022 年 12 月 31 日，米脂气田投产气井 311 口，日均开井 223 口，日产气 $201 \times 10^4 \text{m}^3$ ；井均日产气 $0.90 \times 10^4 \text{m}^3$ ，平均油/套压 7.2/10.4MPa，井均累计产气量 $462.38 \times 10^4 \text{m}^3$ 。2022 年产气 $5.64 \times 10^8 \text{m}^3$ ，历年累计产气 $14.38 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

图 3-57 米脂气田生产运行曲线

（2）气井分类生产动态分析

米脂气田含气层系多，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，分类结果见下表。I+II 类气井占总井数的 68.5%，产气贡献率占 84.7%；III 类气井占总井数的 31.5%，产气贡献率仅占 15.3%。

表 3-28 米脂气田气井分类结果简表

注：井均日产=日均产气/开井数

类型

井数（口）

比例
(%)

投产前

套压

(MPa)

井均

产量（104m3/d）

目前

套压(MPa)

累计

产气（104m3/d）

气量

贡献率(%)

I

77

24.8

16.9

1.45

9.5

8.27

57.5

II

136

43.7

14.7

0.84

9.8

3.91

27.2

III

98

31.5

14.5

0.42

10.6

2.20

15.3

合计/平均

311/

100/

/15.2

/0.86

/9.97

14.38/

100.0/

(3) 气产能递减分析

①老井递减分析

2021 年底以前投产直定井 185 口，目前日均产气 $146.2\times104\text{m}^3/\text{d}$ ，累计产气 $12.5\times108\text{m}^3$ ，按照递减分析方法评价 2021 年递减率为 32.2%，2022 年递减率为 28.7%。

图 3-58 2021 年以前投产直定井产气量及累计产气量拟合与预测曲线

图 3-59 2021 年以前投产水平井产气量及累计产气量拟合与预测曲线

新井递减分析

2022 年投产气井 126 口，按照衰减式递减分析方法，评价 2022 年递减率 34.6%。

图 3-60 米脂气田 2022 年新井日产气量变化曲线

(4) 气田生产能力评价

2022 年底米脂气田已开发的镇川 5 区块，标定井口产能 $9.35\times108\text{m}^3/\text{a}$ ，配套产能 $9.35\times108\text{m}^3/\text{a}$ ，2022 年产气量 $5.64\times108\text{m}^3$ 。

表 3-29 2022 年度米脂气田产能标定结果汇总表

2022 年标定产能（配套产能）

2022 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)

185

4.83

126

4.52

311

9.35

185

4.89

126

0.75

311

5.64

水平井：34 口井井均 $1.7 \times 10^4 \text{m}^3$ 。其中 13 口气井标定产量 2~5 万方/天，21 口气井标定产量小于 2 万方/天。

直定井：产量低于 0.5 万方气井 93 口，井均 $0.23 \times 10^4 \text{m}^3$ 。产量大于等于 0.5 万方气井 184 口，井均 $1.02 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

（二）气田总体开发形势

米脂气田从 2018-2021 开始，采用大井组立体开发模式，持续规模评价建产，到 2022 年底，累计完钻气井 313 口（含评价井 15 口、提前实施 45 口），水平井 38 口（提前实施 5 口），目前投产气井 311 口，年产天然气 5.64 亿方。

2、储量及动用情况

米脂气田累计提交探明地质储量 844.9 亿方（不含流转区），方案区动用地质储量 678.6 亿方，2022 年底标定已动用地质储量 310.51 亿方，储量动用程度 45.7%。

3、气田开发指标

米脂气田目前已投入开发的镇川 5 区块，直井前三年井均日产量 $0.78 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测累计采气量 $1635 \times 10^4 \text{m}^3$ ；水平井前三年井均日产量 $2.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测累计采气量 $4021 \times$

104m³。

4、开发潜力

米脂气田立足 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，提高气田单井产量，提高储量动用程度。气田设计产能规模 15.0 亿方/年，2025 年达产可稳产至 2035 年。

（三）主要工作及效果

1、地震、地质相结合，精细刻画各小层砂体和有效砂体，支撑气田规模效益建产

2022 年坚持“整体部署，骨架先行”的部署原则，完钻直定向井 112 口，盒 8 气层钻遇率 92.8%，平均厚度 7.4m；山 2 气层钻遇率 68.7%，平均厚度 4.3m；太原气层钻遇率 42.9%，平均厚度 7.4m，I+II 类井比例达到 85.7%。

2、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。2022 年实施各类气井措施 1283 井次，增产气量 0.45 亿方，有效提升了单井产能。

（四）气田开发存在的主要问题

1、气田中部和东侧地质条件相对较差，建产难度较大

与目前开发的镇川 5 区块相比，米 75-米 163 整体井控程度较低、地质条件差，单井产量低，建产难度大，效益开发存在一定风险。

2、单井产量相对偏低，开发效益有待提升

与米脂等区块相比，米脂气田储层非均质性更强，物性更差，单井产量偏低，经济有效开发依然存在挑战。

3、米脂气田目前投运的 4 座集气站均采用多井高压集气模式，站内无增压设备，外输压力 4.7MPa，气井井口压力 5.2MPa，与米脂低压工艺相比，气井早期产量递减增大，影响产量发挥。

（五）下步重点工作

1、加强多学科储层精细描述，助推实现气田优质高效建产

加快米 75、米 163 三维地震精细解释进度，地质、地震相结合，落实有利建产区带；大井丛、多井型差异化整体部署，提高产建实施效果。

2、推进新工艺新技术试验

持续推广小井眼、三开优化、大规模压裂工艺技术，加大试验力度，进一步提高单井产量。

3、完善集气站站内增压开采工艺

完善集气站站内增压开采工艺，降低气井井口压力，加大生产压差，增加产量和供气能力，延缓递减，提高气藏采收率。