

DB/

陕西省地方标准

DB/ xxxx—2024

致密气田气藏工程设计方案编制技术规范

Technical Specifications for the Design of Gas Reservoir Engineering

Scheme in Tight Gas Fields

征求意见稿

2024-xx-xx 发布

2024-xx-xx 实施

陕西省市场监督管理局 发布

目 次

前言.....II

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 编制原则 1

5 编制方法及需要的基础条件 2

 5.1 编制方法..... 2

 5.2 编制需要的基础条件..... 2

6 编制内容 2

 6.1 气藏概况..... 2

 6.2 气藏特征..... 3

 6.3 试采动态分析..... 3

 6.4 气井试井及产能评价 3

 6.5 气藏工程研究..... 4

 6.6 方案设计及数值模拟..... 7

 6.7 动态监测..... 8

7 插表、附表及插图、附图的要求 8

 7.1 插表及附表..... 8

 7.2 插图及附图..... 9

附录 A11

致密气田气藏工程设计方案编制技术规范附表格式.....11

附 录 B..... 18

致密气田气藏工程设计方案编制技术规范附图格式..... 18

前 言

本标准按照GB/T 1.1-2020 《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

陕西省人民政府国有资产监督管理委员会提出并归口。

本标准起草单位：陕西延长石油（集团）有限责任公司、西安石油大学、西安红柚宏通科技有限公司。

本标准主要起草人：乔向阳、徐云林、年涛、李涛、王超、耿代、刘楠、张家骥、邓长生、王若谷、杨经纬、高泽、谢小飞

本标准由陕西延长石油（集团）有限责任公司负责解释。

本标准为首次发布。

联系信息如下：

单位：陕西延长石油（集团）有限责任公司

电话：029-989565188

地址：陕西省西安市雁塔区唐延南路61号延长石油科研中心

邮编：710075

致密气田气藏工程设计方案编制技术规范

1 范围

本标准规定了致密气田气藏工程设计方案编制的原则、方法及内容，方案内容包括气田地质概况、气藏特征、试采动态分析、气井试井及产能评价、气藏工程研究、数值模拟及方案设计、动态监测。

本标准适用于陕西省境内致密气田气藏工程设计方案编制。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

DB61/T 1210 天然气开发井资料录取技术规范
DZ/T 0217 石油天然气储量估算规范
DZ/T 0334 石油天然气探明储量报告编写规范
GB/T 40112 地质灾害危险性评估规范
SY/T 5440 天然气井试井技术规范
SY/T 6098 天然气可采储量计算方法
SY/T 6106 气田开发方案编制技术要求
SY/T 6108 气藏开发动态分析技术规范
SY/T 6110 气藏描述方法
SY/T 6111 气田开发调整方案编制技术要求
SY/T 6171 气藏试采地质技术规范
SY/T 6463 采气工程方案设计编写规范
SY/T 6744 油气藏数值模拟应用技术规范
SY/T 7378 油气藏三维定量地质模型建立技术规范

3 术语和定义

本文件没有需要界定的术语和定义。

4 编制原则

- 4.1 严格遵循国家和地方的有关法律、法规和政策，合理利用国有天然气资源。
- 4.2 以经济效益为中心，结合气田地质特征、气藏特征、开发环境、市场需求，优化方案设计，实现气田合理开发。
- 4.3 确保气田安全生产，高效开发，保护环境。
- 4.4 确保各项气藏工程研究内容合理完整，参数准确。

5 编制方法及需要的基础条件

5.1 编制方法

气藏工程方案设计编制以现有的技术和资料为基础，应用地质建模技术、试井与产能分析技术、气藏工程分析技术、数值模拟分析技术等气井测试与产能分析、试采动态分析、气藏工程研究、数值模拟及气藏工程方案设计。在综合分析技术和经济指标的基础上，推荐气田的最佳气藏工程设计方案。

5.2 编制需要的基础条件

气藏工程设计方案编制需要的基础条件有：储量、试气、试采、开发先导试验、气田（藏）地质概况，相关技术应符合 SY/T 6106、SY/T 6463 的要求。

6 编制内容

6.1 气藏概况

6.1.1 地理与交通

应简要介绍气田所处地理位置、交通状况、环境状况。地理位置应至少具体到区（县）级，说明经纬度范围；交通状况应说明临近的公路、铁路情况，其中高速公路还应指明最近出入口位置、铁路还应指明最近车站距离；环境状况需说明区域所处气候状况和环境状态，包含且不限于降水量、温度、气候带、环境承载能力。

6.1.2 勘探开发概况

应简要系统的介绍气藏勘探历程、开发历程及开发现状。

6.1.3 气藏地质特征

气藏的区域地质特征、构造特征、沉积相类型与演化规律、储层特征（包括岩石学特征、孔隙类型与孔喉结构、成岩作用类型、储层物性特征、储层可压性特征）、储层非均质性、储层“四性”关系、流体性质及渗流特征。

6.1.4 气藏地质建模

在静态、动态综合分析的基础上，利用地震、测井、钻井等资料，建立三维地质模型，包括构造模型、储层模型、属性模型及裂缝模型等项目。相关技术应符合SY/T6110的要求。

6.1.5 气藏数值模拟模型建立

在气藏地质建模基础上，结合实验分析结果、试井解释等动态分析结果，通过产量、压力历史拟合，以及具备条件时开展气井分布式温度测试资料的历史拟合，校正和完善地质模型，形成气藏动态预测数值模拟模型，相关技术应符合SY/T6744的要求。

6.1.6 地质风险分析

识别和分析地质不确定性因素，如储层非均质性、断层复杂性、产出水分线。提出降低地质风险的措施和建议。相关技术应符合GB/T40112的要求。

6.1.7 气藏储量计算及评价

6.1.7.1 探明地质储量

根据DZ/T 0217的要求,进行气藏探明地质储量计算。探明地质储量估算结果可使用文字叙述,具体数据应分计算单元列表表述,包括天然气、凝析油、非烃气体(硫化氢、二氧化碳、氦气等)等,凝析油采用体积单位与重量单位两种形式表述。

6.1.7.2 储量评价

应对气藏储量进行可靠性和综合性评价。可靠性评价主要从地质研究程度和储量研究程度两个方面进行;综合性评价主要从储量规模、储量丰度、产能、埋藏深度、储层物性方面进行评价。

6.2 气藏特征

6.2.1 流体性质及分布

6.2.1.1 分析流体化学组分特征。

6.2.1.2 分析流体高压物性特征(包括压缩系数、体积系数、密度、黏度、压缩因子)。

6.2.1.3 分析天然气中各组分含量,当天然气中含酸性气体时,应对酸性气体浓度进行测量。

6.2.1.4 分析产出水性质,指出各层位所属水型。

6.2.1.5 油、气、水关系及其分布特征研究,做出气水分布图。

6.2.2 压力温度系统

6.2.2.1 分析地层压力、压力梯度、压力系数。做出各层位压力分布图、压力与气藏埋深关系曲线。

6.2.2.2 分析气藏静地温与地温梯度、气井流温与流温梯度。做出地层温度与埋深分布关系曲线。

6.2.3 气藏类型与驱动类型

按气藏构造类型及主要驱动能量确定气藏类型及驱动类型。致密气藏一般可分为构造型气藏和岩心气藏;致密气藏驱动类型一般为弹性驱动和水力驱动。

6.3 试采动态分析

6.3.1 试采历程

描述气田试采历程,内容包括试采时间、单井产量、压力、生产井数、累积产量、采出程度等动态情况和变化特征分析。

6.3.2 试采特征

6.3.2.1 试采井试采时间不小于1年。试采其它要求应符合SY/T 6171的要求。

6.3.2.2 试采井应有进行2次试井作业资料,一次为试采开始阶段的测试,一次为试采结束阶段的测试。

6.3.2.3 应对所有试采井进行全面细致的描述。试采井宜按高、中、低产进行分类描述。单井描述内容包含且不限于产气量、产油量、产水量、油压、套压、井底压力的跟踪和描述、产出水特征分析、产量递减特征分析。

6.3.2.4 多层合采气井须进行层间干扰分析,多层合采气井试采期间应进行产气剖面测试,且不宜少于2次。

6.4 气井试井及产能评价

6.4.1 试井解释及分析

6.4.1.1 致密气田气藏各类型的试井测试宜增加每一工作制度的测试时间。对于压力降落试井、压力恢复试井及其它探边测试，压力变化不得超过 0.001MPa/日。

6.4.1.2 根据试井测试资料分析气藏原始地层压力、地层渗透率、储层类型、测试井的完井效率、井底污染情况、气层改造措施效果、测试井附近的气层边界和井间连通情况。

6.4.2 产能评价

6.4.2.1 根据 SY/T5440 规定求取气层参数，建立气井产能方程，评价气井产能。包括分析气井产能、单井控制储量、动用面积及产量变化情况。

6.4.2.2 对试采井的动态储量及储量动用程度进行评价，致密气藏气井宜使用流动物质平衡法及现代产量不稳定法计算动态储量，相关技术应符合 SY/T 6098 的规定。

6.4.2.3 高产井控制因素分析。需从地质特征、作业措施、生产制度方面综合分析。

6.4.2.4 利用产能公式计算确定单井合理配产时，可结合单井数值模拟方法综合分析气井合理产量。致密砂岩气田应考虑气井不出砂，不破坏储层结构等因素来确定气井合理产量。

6.4.2.5

6.5 气藏工程研究

6.5.1 开发原则与开发方式

6.5.1.1 根据区域地质研究成果，结合区域试气动态特征来确定区域的开发原则及部署情况，各气田各区块的开发总体应遵循着效益优先、稳定供气、尽可能利用已完钻井，开发井网的部署应充分考虑气藏的地质特征和勘探开发成果，滚动开发，优先开发勘探程度较高、储量较可靠、丰度较高、产能较高区域等原则。

6.5.1.2 各气田需根据地质特征、温度压力系统、试气试采特征、地面配套、经济评价进行综合分析，采取合适的开发方式。致密气藏一般采用衰竭式开采方式进行开发。

6.5.2 开发层系划分

气藏开发层系的划分应根据气藏内各气层的地质特征、隔夹层、储量、压力系统、流体性质等综合确定，总体遵循以下原则：

- a) 把特征相近的气层组合在同一开发层系内，以保证各气层对开发方式和井网具有共同的适应性，减少开采过程中的层间矛盾；
- b) 每套层系控制的探明储量应具有一定规模和一定的产能；
- c) 各开发层系间应具有良好的隔层；
- d) 同一开发层系内，储层的构造形态、气水边界、压力系统和天然气物性应比较接近。对于流体组分差异大、需单独净化处理（如含硫化氢和二氧化碳）的气藏应单独定为一套开发层系；
- e) 在分层开采工艺所能解决的范围，开发层系不宜划分的过细，即同一开发层组段不宜过长。

6.5.3 井网、井距及井位部署

6.5.3.1 井网部署原则

在井网部署时，应遵循以下原则：

- a) 井网部署尽可能的实现最有效控制、最大动用气田储量，经济效益最佳；
- b) 井数能保证达到一定的生产规模和一定的稳产期；

- c) 能保证尽量可能高的采收率；
- d) 钻井投资及工作量最小；
- e) 为开发后的调整留有余地；
- f) 尽量利用现有已完钻井。

6.5.3.2 气藏工程法论证井距

一般采用经济极限产量法、经济极限控制储量法和经济极限采气速度法来进行区域井距论证和井位部署。具体包括经济极限井网密度法、规定单井产能法、经济极限-最佳-合理井网密度法、导压系数或探测半径法。

根据气藏的类型和开发的目的，选择不同的井距。常用的井距确定方法有：单井合理控制储量法、经济极限井距（包括单井经济极限控制储量、经济极限井距、规定单井产能法、合理采气速度法、导压系数或探测半径法、储量丰度法、渗透率与排泄半径关系法、经济极限-合理井网密度法）。

6.5.3.3 数值模拟法论证井距

根据区域二次测井解释成果数据，统计相关地层参数，建立合理的气藏模型，选取均匀布井开发，预测其采气动态和评价其经济效果。

6.5.3.4 井位部署要求

井位部署应按照以下要求进行：

- a) 基于研究区确定出的井网形式和合理井距来部署气井；
- b) 井位部署一般采用非均匀井网，主要部在构造高部位孔、洞、缝发育处，并距气水界面有一定的距离。新井部署应保证单井控制储量大于经济储量下限。
- c) 应结合地质特征及开发要求，合理选择井型，致密气藏开发井主要以直井、大斜度定向井和水平井为主，可单一井型部署，也可多井型混合部署，在地质条件允许的情况下，考虑特殊井型的选择；
- d) 气田生产井数可根据储量、采气速度和单井配产来确定，总井数中要考虑备用井和观察井；
- e) 根据气田开发需要，设计一定数量的气田水回注井，保证气田实现清洁开发；
- f) 根据气田开发需要，部署丛式井组。以气田总生产井数及合理井距研究结论为基础，对井间干扰因素进行综合分析，确定丛式井组分布方式及丛式井组的井间距离；
- g) 提出不同布井方式和不同井网的设计，为气田数值模拟研究、优化开采方式做准备。

6.5.4 气井合理配产及生产压差

6.5.4.1 气井合理配产的原则

气井合理配产应遵循以下主要原则：

- a) 单井应具有一定的稳产时间；
- b) 地层流入动态与井口流出动态要协调，井筒和地层能量利用合理，气井紊流效应小；
- c) 尽量避免压差过大造成地层出砂，从而对气井正常生产造成不利影响；
- d) 避免压降漏斗过大，导致裂缝闭合，降低气井产能；
- e) 单井累积产量和初始日产量大于等于经济极限产量；
- f) 单井产气量须大于气井临界携液流量。

6.5.4.2 气井合理产量确定

气井合理产量确定方法有：气井流入流出曲线法、临界携液流量法、经验法、类比法，相关技术要求应符合SY/T 6108的要求。

6.5.5 稳产年限和合理采气速度

6.5.5.1 以保障平稳供气、实现资源和产能有序接替为目标，结合技术和经济指标，论证确定气藏稳产年限合理范围。考虑气藏储量规模、储层物性及连通性、本地区天然气资源接替状况等因素，设计稳产年限范围。

6.5.5.2 确定气田合理采气速度时要根据气藏地质和开发特点，综合考虑气田储量规模和资源接替状况、稳产要求、气田开发经济效益、采收率来确定气田的采气速度。在通常情况下，可参考已开发气藏经验或统计数据，类比确定采气速度，相关技术要求应符合SY/T 6106的规定。

6.5.5.3 对于不同类型的气藏或气田，特大型、大型致密气藏一般采用采气速度为1%~3%（如无特殊说明均为包含关系，后同），自然稳产期一般设计为5~10年；中型、小型致密气藏一般采气速度为1%~2%，自然稳产期一般设计为4~6年。

6.5.6 废弃压力与采收率的确定

6.5.6.1 废弃井口压力确定

废弃井口压力为气井达到废弃产量时对应的井口输气压力（自喷开采）或压缩机吸入压力（增压开采）。

6.5.6.2 废弃地层压力的确定

废弃地层压力确定方法有公式计算法、视地层压力-产量递减法、按气藏类型和埋藏深度折算法。致密气藏单井废弃地层压力确定应以公式计算法为主，先确定废弃井底流动压力，再根据气井二项式产能方程确定单井废弃地层压力。气藏废弃地层压力确定应符合SY/T 6098的要求。

单井废弃井底流动压力公式计算法宜使用下列公式：

$$P_{wfa} = \sqrt{P_{if}^2 e^{2S} + \frac{1.324 \times 10^{-18} f(Q \bar{T} \bar{Z})^2 (e^{2S} - 1)}{d^5}} \quad (6-1)$$

$$S = \frac{0.03415 \gamma_{mix} H}{\bar{T} \bar{Z}} \quad (6-2)$$

式中：\$P_{wfa}\$—井底流动压力，MPa；

\$P_{if}\$—井口废弃压力，MPa；

\$S\$—表皮系数；

\$Q_t\$—时间为\$t\$时累计产量；

\$d\$—油管内径；

\$T\$—井筒平均温度；

\$Z\$—井筒气田平均偏差系数。

6.5.6.3 采收率的确定

致密气藏天然气采收率可根据气藏类型、地层水活跃程度、储层特性和开发方式、废弃压力情况，选择经验公式法、经验取值法、类比法、数值模拟法、物质平衡法求取。采收率的确定要求和应符合DZ/T 0217的要求。

6.6 方案设计及数值模拟

6.6.1 方案设计及指标预测

根据开采方式、开发井网、开采速度和规模，设计不同的气藏工程方案。原则上采用数值模拟方法对各方案（一般为三个或三个以上）指标进行预测，有试采史的气田应进行试采史拟合。

6.6.1.1 每种方案设计时均需对动用含气面积、动用地质储量、产建规模、开采方式、开发井网、开采速度和规模进行系统介绍，且应对所需部署井数、井位部署、产建规模、投产时间及稳产时间进行说明。

6.6.1.2 井位部署数据需对老井利用情况进行说明，对新部署井位的井型（直井、定向井、水平井）、计划完钻时间等进行说明，并附开发井位部署图。

6.6.1.3 指标预测时需对采气速度、单井配产、自然稳产年限、综合开采年限、综合递减率、年产气量、累计产气量及采出程度进行具体描述，并应附气田综合指标预测曲线图及气田综合产量预测表。

6.6.2 气藏地质模型

对于具备条件的气田，宜建立气藏地质模型，在静态、动态综合分析的基础上，利用地震、测井、钻井等资料，建立三维地质模型，包括构造模型、储层模型、属性模型及裂缝模型等项目。相关技术应符合SY/T6110的要求。

6.6.3 气藏数值模拟模型

6.6.3.1 总体要求

对于具备条件的气田，宜建立气藏数值模拟模型，通过气藏流体相态拟合、储层气水相渗特征分析及网格划分、储层物性参数确定、储量拟合、气藏储量丰度描述来建立数值模拟模型，对各项气藏参数进行模拟拟合，并对各项开发指标进行预测。

6.6.3.2 模型建立原则

模型建立原则如下：

- 根据气藏边界范围确定适当的数值模拟区域；
- 根据井网、井距选择数值模型的网格形态，井位偏离网格中心的距离不超过网格距 1/3；
- 根据物性、井距及流体性质确定网格的大小，致密气藏网格距离宜适当减小，近井地带网格可适当加密；
- 纵向上以开发层系的小层划分、结合地质及流体特征确定网格距；
- 需根据气藏流体性质和地质模型选用合适数值模拟模型；

6.6.3.3 模型模拟要求

- 模拟参数包括数值模拟所要求的全部静、动态资料；
- 通过气藏开发参数调整，对气藏储量和生产历史进行全面拟合；
- 利用拟合后的气藏参数和储量，对各项开发指标进行预测。
- 结合技术指标和经济指标，对不同方案的开发指标进行对比预测。

6.6.4 最佳气藏工程方案的确定

6.6.4.1 结合钻井工程方案、采气工程方案和地面工程方案，对采气速度、单井配产、自然稳产年限、综合开采年限、综合递减率、年产气量、累计产气量及采出程度进行全面分析，对各方案技术、经济指标进行综合对比分析；

6.6.4.2 结合技术、经济指标及数值模拟结果，综合推荐最佳气藏工程设计方案。

6.7 动态监测

为保障气藏工程方案在现场的顺利实施，便于及时准确的获取相关气藏工程参数，对各项气藏工程开发指标进行分析验证，需在气藏工程方案设计中提出动态监测工作要求。

6.7.1 动态监测的原则和目的

6.7.1.1 实施动态监测过程中，应始终坚持“安全第一，科学高效、实时录取、取准取全”的原则。

6.7.1.2 动态监测的目的是为了通过气田动态监测过程中录取到的各项动态资料，为气藏工程方案的顺利实施提供依据，验证各项气藏工程指标是否准确，评估气田实际生产开发与方案设计是否相符，以及为后续开发调整提供相关参数支撑。

6.7.2 监测项目

致密气田动态监测项目通常包括：原始地层压力及温度、当前地层压力及温度、井底流压、产能试井、不稳定试井、产量监测及产剖测试、工程监测、气井流体监测等。

6.7.3 动态资料录取要求

各项动态监测监测技术要求应符合DB61/T 1210的规定。

7 插表、附表及插图、附图的要求

7.1 插表及附表

包括中应包含但不限于以下插表：

a) 单井基本情况表

- 1) 单井基础数据表；
- 2) 试气成果汇总表；
- 3) 试采（投产）数据表。

b) 地质研究成果表

- 1) 气层综合表；
- 2) 储层特征表；
- 3) 油（气）藏参数表；
- 4) 探明储量综合评价表。

c) 实验分析成果表

- 1) 天然气组分分析数据表
- 2) 地层水分析数据表。

d) 动态分析成果表

- 1) 气藏生产动态数据表；
- 2) 气井生产动态数据表；
- 3) 试井分析数据表；

- 4) 动态储量计算数据表;
 - 5) 合理井网井距结果表;
 - 6) 合理配产结果表;
 - 7) 合理采气速度结果表;
 - 8) 废弃压力结果表;
 - 9) 类比法确定采收率基础数据表;
 - 10) 采收率选值依据表;
 - 11) 综合产量预测表。
- e) 开发方案设计表
- 1) 气田开发指标设计表;
 - 2) 气田开发指标预测汇总表。

7.2 插图及附图

应包含但不限于以下插图:

- a) 气田基本情况图
- 1) 气田地理位置图;
 - 2) 气田区域构造位置图。
- b) 地质研究成果图
- 1) 勘探开发现状图;
 - 2) 典型井测井解释成果图;
 - 3) 岩心照片图;
 - 4) 微观储集空间结构特征图;
 - 5) 地层综合柱状图;
 - 6) 地震解释剖面图;
 - 7) 顶(底)面构造等值线图;
 - 8) 地层对比剖面图;
 - 9) 地层厚度等值线图;
 - 10) 沉积相分布图;
 - 11) 储层厚度等值线图;
 - 12) 孔隙度等值线图;
 - 13) 含气饱和度等值线图;
 - 14) 渗透率等值线图;
 - 15) 气藏剖面图;
 - 16) 储量丰度等值线图;
 - 17) 油、气、水分布平面图与剖面图;
 - 18) 压力、温度与海拔深度关系曲线图。
 - 19) 气藏数值模拟网格图;
 - 20) 气藏数值模拟有效厚度等值图;
 - 21) 气藏数值模拟孔隙度等值图;
 - 22) 气藏数值模拟渗透率等值图;
 - 23) 气藏剩余储量分布图。
- c) 动态分析成果图
- 1) 气藏采气曲线图;

- 2) 气井采气曲线图;
- 3) 试井分析图;
- 4) 动态储量分析图。
- d) 开发方案设计图
 - 1) 试采现状及推荐方案井位部署图;
 - 2) 典型井生产史拟合图;
 - 3) 气田稳产期末压力等值线图;
 - 4) 开发方案动态预测曲线图。
 - 5) 产能分布图;
 - 6) 综合指标预测曲线图

附 录 A

(规范性)

致密气田气藏工程设计方案编制技术规范附表格式

附表 A.1 单井基础数据表

表 1 ××气田××区块单井基础数据表

序号	井号	井别	井口坐标		地面海拔 m	补心高度 m	井 深		完 钻 层 位	钻井时间			套管程序			油套固井情况			最大井斜			总 水 平 位 移 m	总 方 位 °	钻井 取心		井壁 取心	
							m			(年.月.日)			(内径 mm/下深 m)			人 工 井 底 m	水 泥 返 高 m	固 井 质 量	井 深 m	方 位 °	斜 度 °			进 尺 m	平 均 收 获 率 %	(颗)	
			设计 (垂)	完 钻 (斜)			开 钻	完 钻		完 井	表 套	技 套	油 套	总 数	含 气												

制表人： 审核人： 日期：

附表 A.2 试气成果汇总表

表 2 ××气田××区块试气成果表

井号	层位	解释层号	射孔井段	厚度	试气措施	试气日期	工作制度	压力					日产量		累计产量		温度			天然气相对密度	地层水		试气结论	备注
								气层中深	油压	套压	静压	流压	气	水	气	水	测点深度	静温	流温		总矿化度	水型		
			m	m				m	MPa	MPa	MPa	MPa	10 ⁴ m ³	m ³	10 ⁴ m ³	m ³	m	℃	℃		mg/l			

制表人： 审核人： 日期：

附表 A.3 单井基础数据表试采（投产）数据表

表 3 ××气田××区块试采（投产）数据表

井号	层位	试采层号	试采井段	层数	厚度	投 产 初 期 产 量								目 前 产 量								累计产 量		备注		
						试采日期	工作制度	压 力				日产量		水气比	试采日期	工作制度	压 力				日产量		水气比		(截止 年 月 底)	
								油压	套压	静压	流压	气	水				油压	套压	静压	流压	气	水			气	水
								M p a	M P a	M P a	M P a	1 0 ⁴ m ³	m ³ / 1 0 ⁴ m ³				M p a	M P a	M P a	M P a	1 0 ⁴ m ³	m ³ / 1 0 ⁴ m ³			10 ⁴ m ³	m ³

制表人： 审核人： 日期：

附表 A.4 单井基础数据表天然气组分分析数据表

表 4 ××气田××区块天然气组分分析及偏差系数计算表

井号	层位	气层组	层号	取样深度 m	天然气相对密度	天然气组分摩尔分量 (f)									拟临界温度 K	拟临界压力 MPa	拟对比温度 K	拟对比压力 MPa	偏差系数	备注
						甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	戊烷	戊烷及以上	氢气	氮气	二氧化碳	硫化氢					

制表人：

审核人：

日期：

附表 A.6 气田开发指标设计表

表 6 ××气田××区块气田开发指标设计

井区	采气速度	单井产量	稳产年限	产能规模	递减率	备注
	%	10 ⁴ m ³	a	10 ⁸ m ³ /a	%	

制表人：

审核人：

日期：

附表 A.7 气田开发指标预测汇总表

表 7 ××气田××区块气田开发指标预测汇总表

年度	采气井数	平均单井 日产气量	年产气量	累产气量	采气速度	采出程度	年递减率
	口	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	%	%	%
2025							
2026							
2027							
2028							
...							

制表人：

审核人：

日期：

附 录 B

(规范性)

致密气田气藏工程设计方案编制技术规范附图格式

附图 B.1 地层综合柱状图

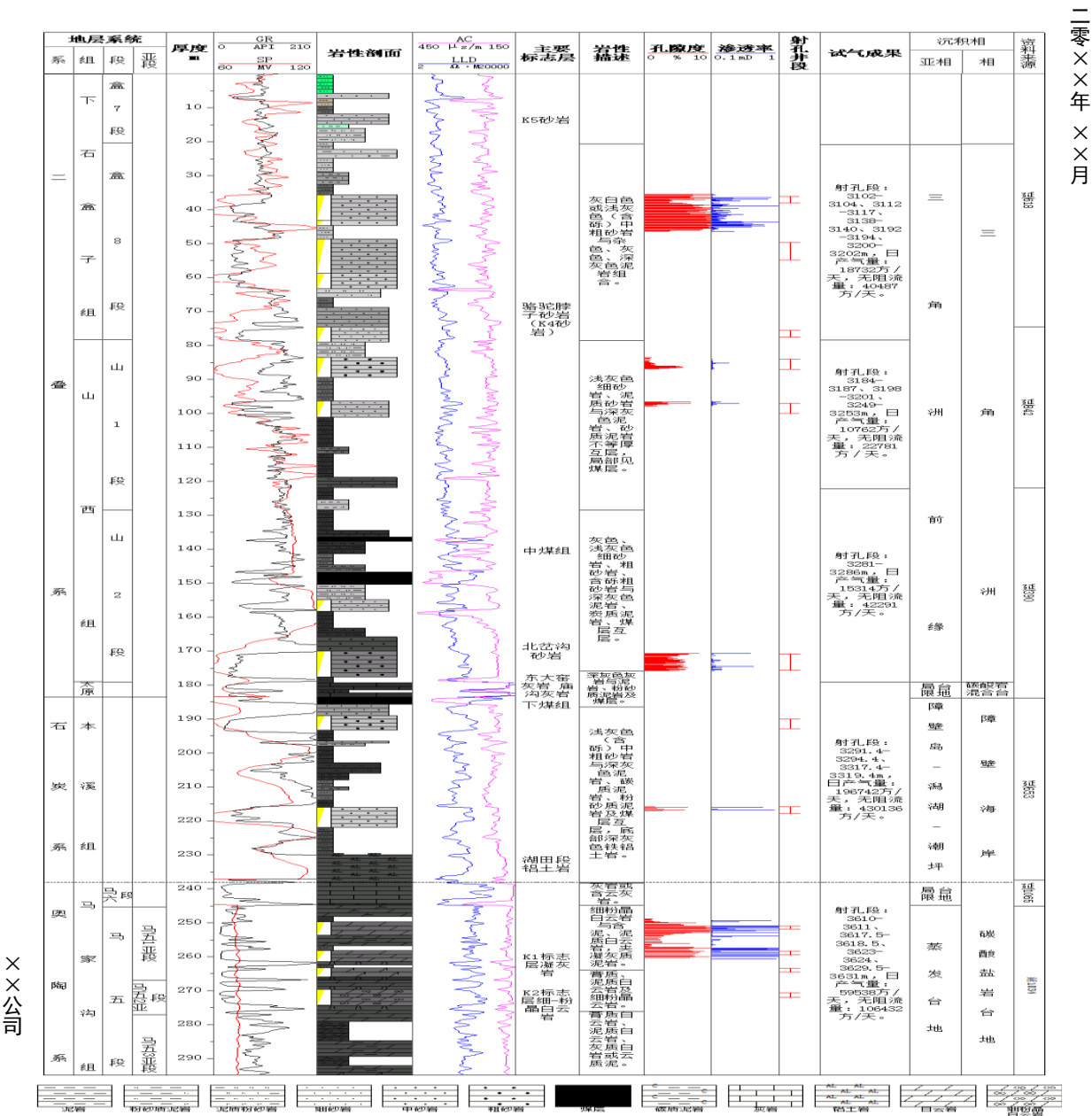
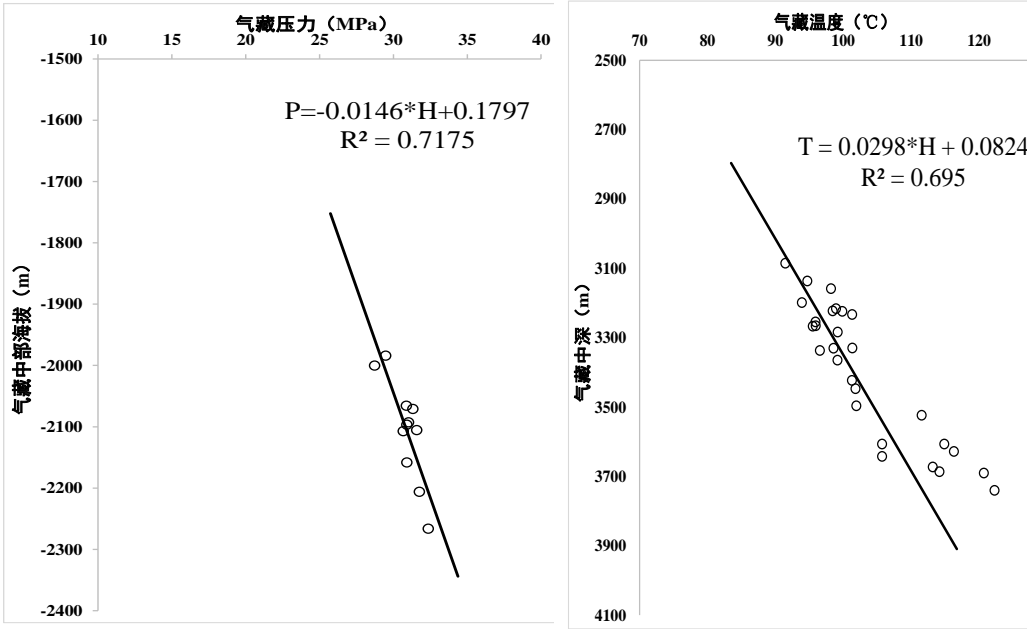


图 1 XX气田XX区块地层综合柱状图

附图 B.2 压力、温度与海拔深度关系曲线图



××段实测静压与中部海拔关系图

××段地层温度与深度关系图

×
×
公
司

编图人： 审核人：

图 2 ××气田××区块压力、温度与海拔深度关系曲线图

二
零
×
×
年
×
×
月

附图 B.3 气井采气曲线图

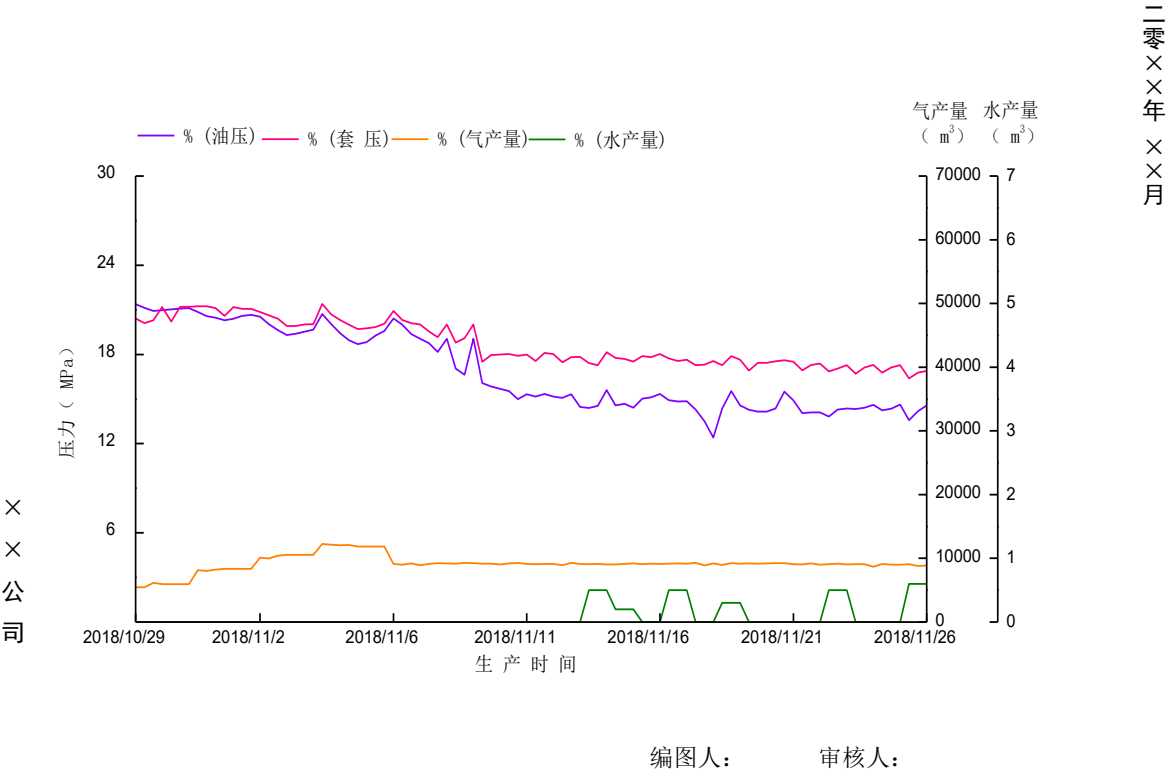
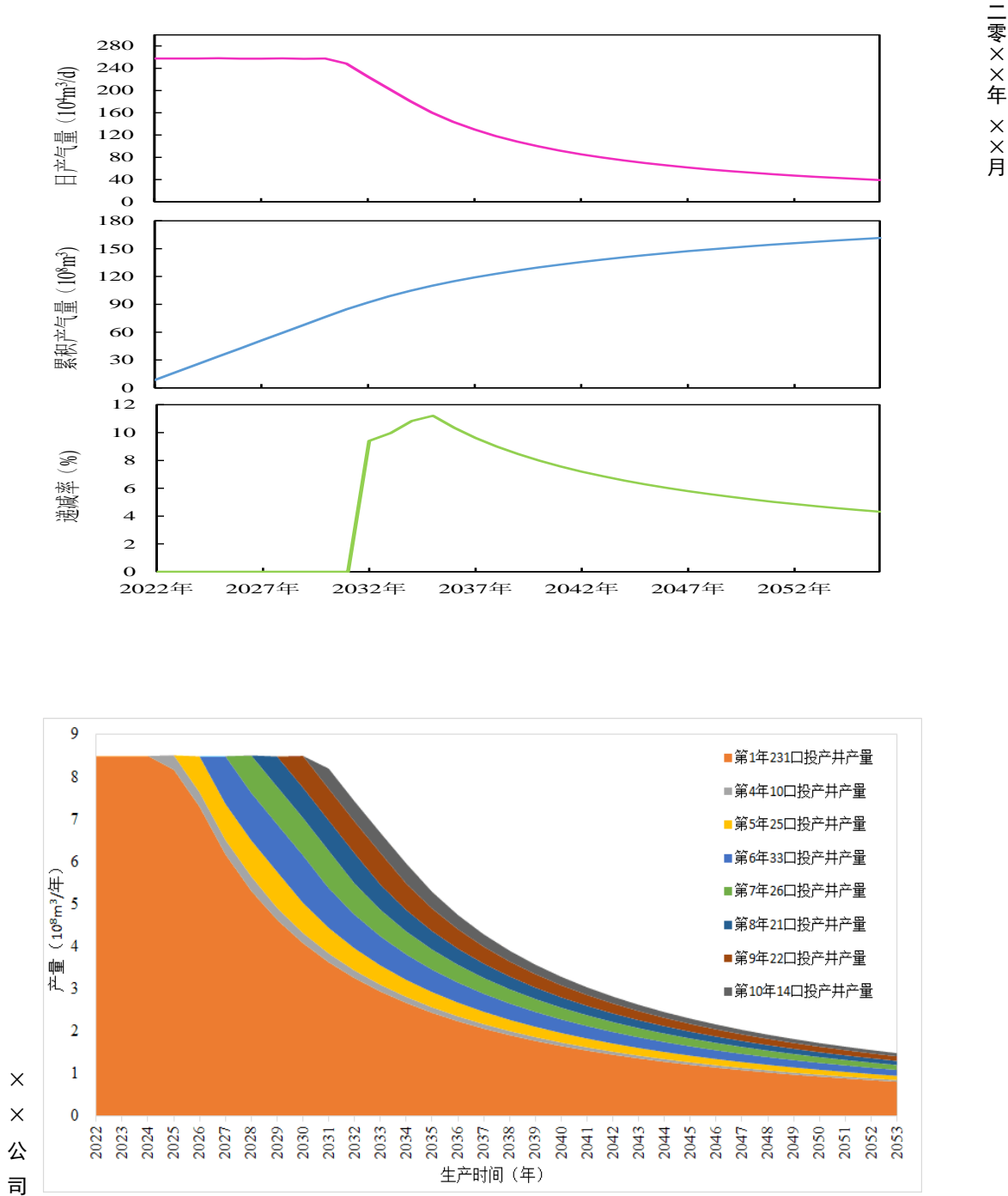


图 3 ××气田××区块××采气曲线图

附图 B-4 综合指标预测曲线图



编图人： 审核人：

图 4 ××气田××区块综合指标预测曲线图