

第十四届中国石油工程设计大赛方案设计类赛题基础数据

目 录

一、方案设计综合组.....	1
1 区块概况.....	1
1.1 井区概况	1
1.2 构造概况	2
1.3 地理概况	2
2 地质特征.....	3
2.1 地层分层	3
2.2 构造特征	4
2.3 储层特征	4
2.4 砂体分布特征及特征分析	6
2.5 粘土矿物分布与胶结情况	7
3 气藏特征.....	7
3.1 气藏类型	7
3.2 天然气性质	8
3.3 地层温度和压力系统.....	8
3.4 地层水性质	9
3.5 测井数据	9
3.6 解释成果数据.....	9
3.7 试气数据	9
3.8 录井及静态资料.....	9
3.9 地应力微裂缝监测资料	9
二、方案设计单项组.....	10
1 油藏工程项单项组.....	10
2 钻完井工程单项组.....	10
3 采油气工程单项组.....	11
4 地面工程单项组	12

一、方案设计综合组

1 区块概况

1.1 井区概况

现有某油田区块，区块内有 T001-T015 共 15 口开发气井，井位大地坐标见表 1-1，井位分布见图 1-1，井斜数据详见附表 3，测井数据详见测井数据文件夹。（生产数据参考综合组试油试采数据）

表 1-1 T001-T015 井口坐标

井号	横轴坐标 x（m）	纵轴坐标 y（m）
T001	3862.06	8000.62
T002	3863.86	7971.44
T003	2365.05	3764.05
T004	2367.31	3751.2
T005	2373.6	3758.97
T006	2918.06	9539.11
T007	1696.98	9160.91
T008	1688.93	9174.43
T009	1595.34	6392.33
T010	2632.4	5800.32
T011	5346.49	2064.53
T012	5356.19	2077.25
T013	4426.53	5512.76
T014	4461.75	5503.03
T015	4454.74	5506.9

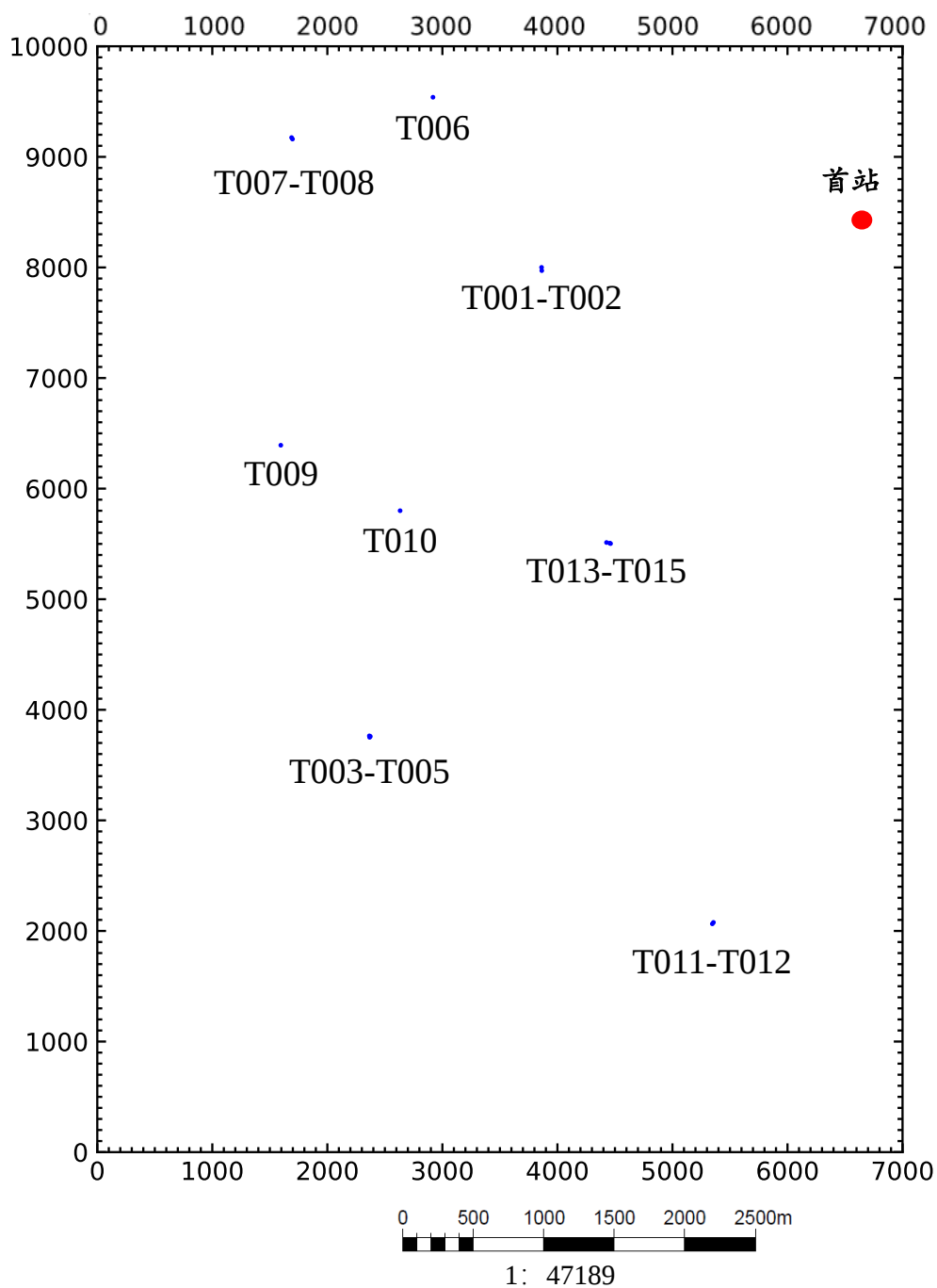


图 1-1 井位分布图

1.2 构造概况

该区块为平缓的西倾单斜，构造简单，地层平缓，倾角一般不超过 1° 。

1.3 地理概况

该区块所处位置为暖温带，气候特征为半干旱大陆性季风气候，气温低，温差

大，境内年平均气温 9.1℃，极端最低气温-26.4℃，极端最高气温 39.7℃。年平均降水量 514.7 毫米，无霜期 175 天。

地下 1.5m 处地温统计见表 1-2:

表 1-2 地温（地下 1.5m 处）统计表

季节	春季	夏季	秋季	冬季
地温/℃	4.2~10.6	9.1~16.8	3.4~12.7	1.2~5.5

2 地质特征

2.1 地层分层

该区块地层发育齐全，自上而下包括第四系、侏罗系、三叠系、二叠系、石炭系和奥陶系地层。石炭系底部与下古生界奥陶系为角度不整合接触，中间缺失中上奥陶统、志留系、泥盆系及下石炭统，顶部与中生界三叠系整合接触，上古生界地层内部沉积连续，均为整合接触，以海陆过渡相—内陆湖泊沉积为主。地层自下而上分布有石炭系 P 组、二叠系 S4 组、S3 组、S2 组、S1 组和三叠系 D 组，见表 2-1。

该区块地层发育了 S1、S2、S3、S4 四套含气层系，主力含气层系为 S2-4、S3-1、S3-2 段。

（1）S3 组

该组地层连续沉积于 S4 组之上，主要为一套三角洲前缘沉积，岩性为砂岩、泥岩及煤层，沉积厚度介于 85.7m~111.3m，自下而上分为 S3-2 段、S3-1 段。

1) S3-2 段

S3-2 段为一套三角洲前缘沉积，岩性为灰黑、深灰色石英砂岩、灰色中-粗粒岩屑石英砂岩、砂砾岩及深灰色含泥中-粗粒岩屑砂岩、砂砾岩，夹黑色-灰黑色泥岩和连续性较好的煤层。地层厚度介于 43.6m~57.1m，地层沉积受相带控制，平面厚度分布较稳定。

2) S3-1 段

S3-1 段为一套三角洲前缘沉积，岩性为灰色、深灰色细-中粒岩屑砂岩、岩屑质石英砂岩、灰色-深灰色泥质砂岩和深灰色泥质岩为主，部分井段有薄煤层发育，地层总体厚度介于 42.0m~55.3m，地层沉积受相带控制，平面厚度分布较稳定。

3) S2-4 段

S2 组地层连续沉积于 S3 之上，主要为一套三角洲前缘沉积，岩性为灰白色、浅灰色含砾粗砂岩、中-粗砂岩及灰绿色细砂岩与灰绿色泥岩互层，砂岩发育大型交错层理。其中 S2-4 段上部为灰色泥岩、灰白-浅灰色砂质泥岩与砂岩呈不等厚互层，底部为厚层褐灰色含气中粗粒砂岩。S2-4 段地层厚度介于 52.3m~67.7m，地层沉积受相带控制，平面厚度分布较稳定，地质分层数据见附表 2。

表 2-1 井区上古生界地层简表

层位				厚度(m)	岩性特征
系	统	组	段		
三叠系		D 组			
二叠系	中统	S1 组	S1-1	30~50	浅灰色泥质粉砂岩、浅灰色细砂岩、浅灰色中砂岩、棕色粉砂质泥岩、棕色泥岩、深灰色泥岩、杂色泥岩、灰绿色泥岩
			S1-2	30~50	
			S1-3	30~50	
			S1-4	30~50	
		S2 组	S2-1	30~50	浅灰色泥质粉砂岩、深灰色泥岩、紫红色泥岩、浅灰色细砂岩、浅灰色中砂岩、灰白色中砂岩、灰白色含砾粗砂岩
			S2-2	30~50	
			S2-3	30~55	
			S2-4	52.3~67.7	
	下统	S3 组	S3-1	42.0~55.3	深灰色泥岩、黑色炭质泥岩、浅灰色泥质、粉砂岩、灰色细砂岩
			S3-2	43.6~57.1	深灰色泥岩、黑色炭质泥岩、灰色细砂岩、黑色煤
		S4 组		22.3~55.8	灰黑色灰岩、灰黑色泥岩

2.2 构造特征

构造相对简单，以整体升降、平起平落、地层水平（倾角一般不足 1°）、少见背斜、沉积盖层薄、岩浆活动弱为特点。研究区上古生界主要层段（S1、S2 组、S3 组，S4 组、P 组）顶底层段构造变化趋势与区域一致，总体为东高西低，东西差异明显，南北差异不大，鼻状构造发育位置基本相似。

2.3 储层特征

2.3.1 沉积特征

区块主要发育两种类型的沉积相：S2-4 段、S3-1 段和 S3-2 段为三角洲沉积，具体沉积相划分见表 2-2。

表 2-2 井区上古生界主力含气层沉积相类型

沉积体系	亚相	微相	层位
三角洲沉积体系	三角洲前缘亚相	水下分流河道	S2-4 段、S3-1 段、 S3-2 段
		河口坝	
		席状砂	
		水下分流间湾	

2.3.2 岩石学特征

井区上古生界 S3 组-S2 组（S2-4 段）发育三角洲沉积体系，砂岩类型多样，本次研究通过常规薄片和铸体薄片的鉴定结果统计得出，研究区砂岩岩石类型主要有岩屑石英砂岩、岩屑砂岩和石英砂岩。石英含量在不同层位差别较大，砂岩岩石粒级跨度大，从泥质粉砂岩到砂砾岩均有分布，碎屑颗粒多成次棱角状和次圆状，磨圆度中等，分选中等，胶结类型以孔隙胶结为主。总体上岩石结构成熟度和成分成熟度中等，详细数据见附表 9 岩心粒度分析数据。

2.3.3 天然裂缝特征

附图 1 是 T002 井 S1 组到 P 组地层声波扫描测井得到的快横波方位和微电阻扫描成像上拾取的诱导缝和井壁崩落的方位，快横波方位指示的水平最大主应力和微电阻扫描成像上井壁崩落和诱导缝指示水平最大主应力方向一致。研究区通过多口井的微电阻率扫描成像和声波扫描测井均表明最大水平主应力的方向为北东东-南西西向。

2.3.4 孔隙类型及相关参数

本区上古生界主要发育原生粒间孔、次生溶孔和晶间孔三种孔隙。S3-2 段面孔率最高，以粒间孔和晶间孔为主，并见一定数量的岩屑溶孔；S2-4 段和 P 组面孔率次之，S2-4 段孔隙类型以晶间孔和岩屑溶孔为主，P 组以粒间孔和晶间孔为主，并见一定数量的岩屑溶孔；S3-1 段面孔率最低，以岩屑溶孔、杂基溶孔为主。

表 2-3 井区岩石孔隙统计表

层位	粒间孔 (%)	长石溶孔 (%)	岩屑溶孔 (%)	晶间孔 (%)	杂基溶孔 (%)	微裂隙 (%)	面孔率 (%)
S2-4 段	0.06	0.22	0.50	0.90	0.20	0.04	2.16
S3-1 段	0.00	0.15	0.35	0.10	0.20	0.00	0.80

2.3.5 相渗数据

数据见附表 8，T007 井相对渗透率曲线。

2.3.6 储层四性关系

密闭取心资料显示，储层的含水饱和度随储层物性变好而减小。S2-4 砂组当孔隙度低于 6.0%、渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，储层含水饱和度一般大于 50%。S3-1 砂组当孔隙度低于 4.0%、渗透率小于 $0.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，储层含水饱和度一般大于 50%。S3-2 砂组当孔隙度低于 3.0%、渗透率小于 $0.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，储层含水饱和度一般大于 50%。

气层：岩性较纯、录井有含气显示、物性较好，低伽玛、中低声波时差，电阻率相对高值，深浅电阻率呈正差异或重合，且补偿中子和声波时差曲线同向刻度的情况下、电阻率曲线与声波时差曲线在反向刻度的情况下呈“镜像变化”特征。气层的典型测井响应特征主要表现“三低两高”特征，即为低自然伽马、低中子、低密度和高声波时差、高电阻率。

低产气层：录井显示较差，岩性不纯，中低伽玛，物性较好，中低声波时差（ $AC < 235 \mu\text{s/m}$ ），电阻率为中低值，深浅电阻率呈负差异或重合，补偿中子与声波时差曲线在同向刻度的情况下、电阻率曲线与声波时差曲线在反向刻度的情况下呈微弱“镜像变化”特征。

水层：录井无显示或显示较差，随物性变好，电阻率反而降低，电阻率曲线与声波时差曲线在反向刻度的情况下呈“同向变化”特征。

2.4 砂体分布特征及特征分析

2.4.1 砂体展布特征

S2-4 段沉积相类型为三角洲前缘亚相，主要的微相类型包括水下分流河道和水下分流间湾。3~4 条水下分流河道砂体呈近南北向展布，大部分区域砂体复合叠置连片，呈席片状展布。河道宽度一般 2.5~10.0km，河道交汇区叠合宽度可达 20km 以上。S2-4 砂层组水下分流河道砂体厚一般 1.3~30.3m，河道交汇叠置区河道砂体变厚。

S3-1 段沉积相类型为三角洲前缘亚相，主要的微相类型包括水下分流河道和水下分流间湾。水下分流河道多期改道，平面较 S3-2 期更为发育。3~5 条水下分

流河道呈南北向贯穿研究区，河道频繁交汇、分叉，河道宽度一般 3.5~8.0km，河道交汇区河道叠合宽度可达 15km 以上。

S2-4 段分层系数高而砂岩密度高，反映多层中-厚层的砂体与泥岩频繁互层，层间非均质性相对较强；S3-1 段分层系数、砂岩密度中等，反映多层中-薄层单砂体与泥岩呈互层立状产出，层间非均质性亦相对较强。

2.4.2 砂体岩性特征分析

根据取心物性分析资料建立的岩性及对应的孔隙度、渗透率关系图版表明：在物性下限之上的岩性均主要为细砂岩及以上粒级岩性，试气砂岩粒径下限范围在 0.1mm~0.2mm 之间，为细砂岩。电性 H8 声波时差 $\geq 201.0\mu\text{s}/\text{m}$ ，深侧向电阻率 $\geq 35.0\Omega\cdot\text{m}$ ，含气饱和度 $\geq 45.0\%$ ；S1 声波时差 $\geq 195.0\mu\text{s}/\text{m}$ ，深侧向电阻率 $\geq 30.0\Omega\cdot\text{m}$ ，含气饱和度 $\geq 45.0\%$ 。

2.5 粘土矿物分布与胶结情况

储集层段填隙物平均总量为 11.87%~13.40%，各层段总量差异较小，主要为粘土矿物、碳酸盐胶结物和硅质。常见粘土矿物主要为水云母、高岭石和绿泥石，常见碳酸盐类胶结物有铁方解石、铁白云石、菱铁矿等。

纵向上看，由 S2 组（S2-4 段）-S3 组，碳酸盐胶结物逐渐增加，粘土矿物伊利石、绿泥石含量逐渐减少，高岭石呈增加趋势。不同层段填隙物显示出一定差异：S2-4 段和 S3-1 段伊利石和绿泥石含量显著增加，铁白云石含量极低，详细数据见附表 9 薄片分析。

3 气藏特征

3.1 气藏类型

井区整体构造形态表现为一西倾单斜，断裂、背斜等构造不发育，仅在局部发育低幅度的鼻状隆起。

气藏圈闭类型主要为岩性圈闭，是海陆过渡相和河流-三角洲相沉积形成的多个相互邻近的中小型岩性圈闭叠置所构成的岩性圈闭群。单个的岩性圈闭主要由透镜状和少量不规则状的砂岩储集体构成，其四周皆为不渗透或渗透性差的岩层所围限。单个透镜体圈闭规模普遍较小，多个透镜体往往呈串珠状排列。

气藏无边、底水，气层束缚水含水饱和度较常规气藏略高。局部构造对天然气分布的控制作用很弱，在无论是构造高部位还是低部位，均有不同程度的有天然气和地层水产出。试气结果表明虽然有多口井产水，但未见纯水井，产水量低。主要表现为投产初期产水量较大，投产一段时间后产水量趋于稳定，产气量增加或趋于稳定，水气比一般低于 0.5 方/万方。

由于气藏无边、底水，气藏开发的能量主要依靠气体自身膨胀能量，上古生界主要为弹性驱动的致密岩性气藏。

3.2 天然气性质

井区 S2-4 段-P 组天然气均来自于 S3 组-P 组煤系烃源岩，具有典型煤成气的组成特征。S2-4、S3-1 气藏天然气组分相同、含量相似，以甲烷为主，不含硫化氢，属无硫干气，具体组分数见附表 5。

井区 S2-4 段-P 组各层位天然气相对密度平均为 0.585，平均临界温度-80.60℃，平均临界压力 4.645MPa，具体见附表 5 天然气分析数据。

3.3 地层温度和压力系统

（1）地层温度

根据井区试气层压力测试数据统计分析，S2-4 段至 S3-1 段具有统一的温度系统，平均温度梯度为 2.97℃/100m，储层属于正常地温系统（地球的平均地温梯度为 3℃/100m 左右），见附表 6 气藏 PVT 数据。

（2）地层压力

根据井区试气层地层压力统计分析，S2-4 段-S3 组为低压系统，各层平均压力系数见表 2-4，见附表 6 及，见附表 6 气藏 PVT 数据及附表 10 三压力数据。

表 2-4 井区气层压力系数统计表

层位	压力系数
S2-4 段	0.81
S3-1 段	0.81

3.4 地层水性质

井区 S2-4 段-P 组气藏无明显气水界面，地层产出水主要为隙间水，S2-4 段-S3-1 段的地层水为弱酸性（pH 平均值为 5.6），地层水密度在 $1.07\text{g}/\text{cm}^3$ 左右，水型为 CaCl_2 型（苏林分类）。地层水矿化度为 $20158.74\sim 304959.35\text{mg}/\text{L}$ ，具体见附表 5 地层水分析数据及附表 6 气藏 PVT 数据。

3.5 测井数据

数据为 las 文件，工区 15 口井见测井曲线文件夹。

3.6 解释成果数据

解释成果见附表 4。

3.7 试气数据

试气成果见附表 4。

3.8 录井及静态资料

录井数据见文件夹 T007 井录井取心数据。

3.9 地应力微裂缝监测资料

地应力监测井一口，见附图 1 和附表 11。

二、方案设计单项组

1 油藏工程项单项组

油藏工程单项组方案设计所需数据参照综合组数据，进行油田开发方案设计。

2 钻完井工程单项组

结合综合组数据和以下新补充的单项组数据，采用合理方法预测目标层位三压力数据，钻一口新的水平井 M，要求该井穿过两个靶点 A 和 B，要求完成一口水平井，在水力参数和管柱满足安全经济钻进条件下设计极限井深，进行多段压裂增产改造，结合压裂裂缝扩展规律，优化合理的井眼轨迹，并在此基础上完成钻完井工程设计，井口和靶点基础信息见表 1。

表 1 M 井井口和靶点坐标

坐标	井口 (M)	A	B
X 坐标 (m)	4800	4450	3750
Y 坐标 (m)	3600	3950	4650
垂深 (m)	0	1000	2650

M 井钻遇主要地层及复杂地层情况见表 2。

表 2 M 井钻遇主要地层及复杂地质情况

钻遇地层	复杂风险提示
S1	防塌、防卡
S2	气层、防塌、防卡
S3	煤层、气层
S4	防塌、防卡

3 采油气工程单项组

采油气工程单项组方案设计所需数据可参考综合组相关数据。

依据该井区整体构造形态表现为一西倾单斜，断裂、背斜等构造不发育，仅在局部发育低幅度的鼻状隆起。气藏圈闭类型主要为岩性圈闭，气藏无边、底水，气层束缚水含水饱和度较常规气藏略高。局部构造对天然气分布的控制作用很弱，在无论是构造高部位还是低部位，均有不同程度的有天然气和地层水产出。密闭取心资料显示，储层的含水饱和度随储层物性变好而减小，水气比一般低于 0.5 方/万方。

参赛团队需完成区块内 T013 井的采气工程设计，本次设计包括但不限于：

- （1）设计压裂工艺；
- （2）排水采气工艺设计及优化；
- （3）配套防腐、防砂及防结垢等工艺的综合考虑。

基础信息除综合组提供的相关参数外，其井身结构如表 3 所示。

表 3 T013 井井身结构

套管程序	井深(m)	套管下入深度(m)	套管尺寸(mm)	钻头尺寸(mm)	水泥浆返深(m)
表层套管	1075	1060	339.7	444.5	地面
生产套管	2866	2850	139.7	215.9	2135

4 地面工程单项组

该区块内有 T001-T015 共 15 口开发气井，前期稳产阶段，气井以稳定产量生产，平均单井产量约 $2.8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，产水量约 $1.2 \text{m}^3/\text{d}$ ，预计稳产 5 年，开发初期地层压力在 20MPa 左右。开发后期各井产量逐渐递减，其中 T001、T004、T008、T010 和 T013 在第 10 年后产量严重下降，开采价值较低。请依托赛题背景与综合组数据完成地面工程的设计：根据地理环境、产出流体特性和区块生产情况等完成集输管网设计、站场设计、水处理系统设计、配套工程设计等。已知附近某长输管道首站坐标为（6631.72m，8435.17m），交接压力不小于 6.0MPa，交接温度不高于 45℃。附近无市政给排水系统，其他外部依托条件良好。处理后合格天然气气质条件需满足《天然气》（GB17820-2018）规定的一类气质量要求。

表 4 井区生产数据

井名	地层压力（MPa）	气层温度（℃）	日产气（ $\times 10^4 \text{m}^3$ ）	日产水（ m^3 ）
T001	19.281	87.91	1.06	1.21
T002	20.531	88.66	3.73	0.33
T003	20.224	89.43	5.24	1.88
T004	21.387	87.24	0.56	1.71
T005	18.784	84.27	4.01	1.72
T006	19.409	86.34	3.54	1.20
T007	19.992	80.92	3.51	1.64
T008	21.775	82.34	0.79	0.12
T009	22.476	86.77	8.77	1.04
T010	21.931	89.06	0.51	0.12
T011	20.931	87.72	4.87	2.71
T012	23.741	85.93	1.64	1.98
T013	21.261	77.41	0.79	0.12
T014	20.111	86.63	1.36	0.19
T015	21.301	79.74	2.24	1.41