

一、方案设计综合组

1 区块概况

1.1 井区概况

现有某碳酸盐岩气藏，区块内有 SY9、SY13、SY201、SY101、SY102、SY116 和 SYX211 共 7 口井，井位大地坐标见表 1-1（详见附表 1），井斜数据见附表 2，测井解释数据见附表 3。（生产数据参考综合组试油试采数据）

表 1-1 井口坐标

井号	横坐标（m）	纵坐标（m）
SY9	18546754.29	3350185.96
SY13	18551674.75	3349782.08
SY201	18539850.40	3348412.20
SY101	18541816.22	3354837.56
SY102	18538582.78	3351325.83
SY116	18542995.09	3356376.38
SYX211	18555044.00	3346887.00

现有一处理厂，处理厂位置信息见图 1-2 和表 1-2。

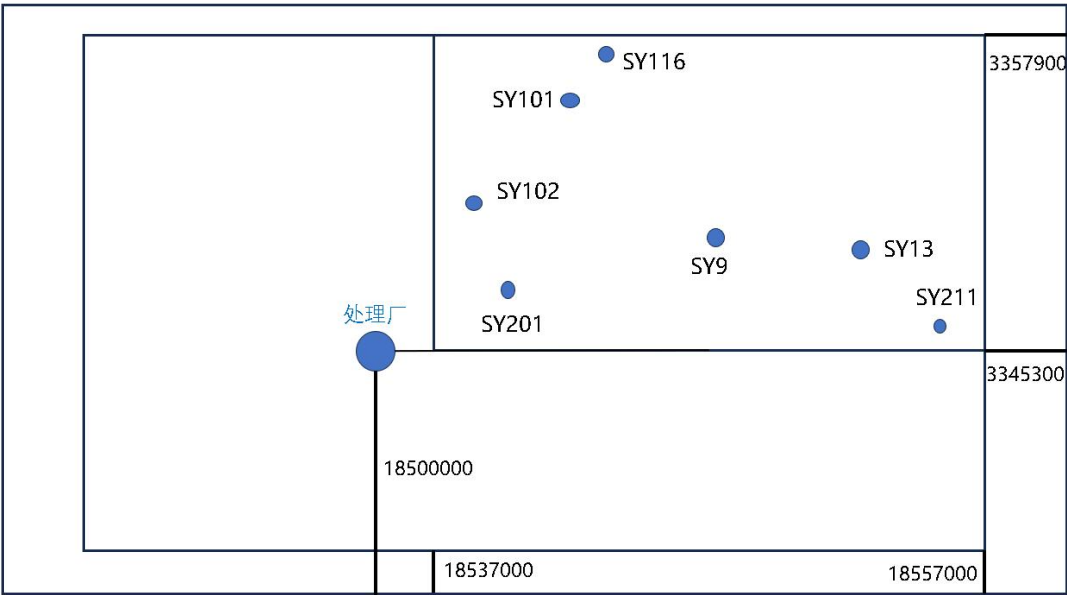


图 1-2 区块及处理厂位置示意图

表 1-2 处理厂坐标

名称	横轴坐标 x（m）	纵轴坐标 y（m）
处理厂	18500000	3345300

1.2 地理概况

该区块所在地为亚热带湿润季风气候，年平均气温约为 17.5℃，极端最低气温约为-5℃，极端最高气温约为 40℃。年平均降水量约为 1100 毫米，降水分布较为均匀，夏季相对集中。区内丘陵起伏，地面海拔在 250 米至 400 米之间，相对高差较小。H 江水系从本区通过，水源丰富，为勘探开发提供了充足的用水保障。受盆地地形影响，气候温和湿润，昼夜温差较小，四季分明，具有优越的自然地理与经济条件，为天然气的勘探开发提供了有力的支撑。

2 地质特征

2.1 地层特征

气田自上而下发育的地层层系包括：H 系中统 G 组，下统 MK 组和 C 组。各层系岩性描述见表 2-1。目的层 MK 组地层保存完整，区内 MK 组与上下地层为整合接触关系，以碳酸盐岩台地沉积体系为主，岩性主要为晶粒白云岩、砂屑白云岩、鲕粒白云岩、泥质灰岩，泥质白云岩夹少量砂岩。

表 2-1 气田 MK 组地层简表

地 层			厚度 （m）	岩性特征	电性特征
系	统	组			
H 系	中统	G 组	42-85	白云质粉砂岩、粉砂岩与泥粉晶白云岩不等厚互层	伽玛中高值，山峰状；电阻中低值，山峰状
	下统	MK 组	52-104	晶粒白云岩、砂屑白云岩、鲕粒白云岩、泥质灰岩、泥质白云岩夹少量砂岩	伽玛低值，低幅箱形；电阻中高值，山峰状；深浅侧向电阻率曲线有一定的幅度差
		C 组	123-181	灰色砂岩、粉砂岩夹泥	伽玛高值，箱形-山峰状；

				岩、白云质粉砂岩	电阻中低值
--	--	--	--	----------	-------

2.2 沉积特征

MK 组建造于 C 铺组碎屑岩陆棚或混积陆棚（缓坡）沉积的基础之上，受控于古地貌西高东低的格局，总体上表现西薄东厚的特征，为碳酸盐岩台地沉积。在 MK 组沉积时期，古隆起格局已基本展现，MK 组滩体在古隆起高部位广泛分布。气田位于古隆起东段，处于滩相最有利发育区。

区域沉积背景和钻井资料表明，气田 MK 组主要为局限台地相，又可细分为颗粒滩、滩间海、泻湖及潮坪 4 个亚相，其中颗粒滩相溶蚀孔洞发育，为该地区最有利的沉积微相。

MK 组分为两个向上变浅的短期旋回，下旋回自下而上发育泻湖、颗粒滩及混积潮坪，上旋回自下而上发育滩间海、颗粒滩及混积潮坪亚相。

2.3 构造特征

从宏观上看，气田构造格局总的构造轮廓表现为在古隆起背景上的北东东向鼻状隆起，由西向北东倾伏，南缓北陡，构造呈多排、多高点的复式构造特征。构造被工区内的①、②号断层切割，形成多个断高圈闭，北部的主高点圈闭和南部的南断高圈闭。构造总体具有以下特征：构造比较平缓，褶皱强度弱；发育多高点；闭合度小，圈闭面积大，详见附件中的顶面构造图。

3 储层特征

3.1 岩石类型

气田 MK 组岩心、岩屑薄片鉴定分析结果表明，研究区 MK 组储集岩类主要为砂屑白云岩、残余砂屑白云岩和细～中晶白云岩。

3.2 岩心资料

相渗数据见附表 7。

3.3 储集空间特征

气田 MK 组储层储集空间包括：孔隙（包括粒间溶孔、粒内溶孔、晶间溶孔和残余粒间孔等）、溶洞和缝，以孔隙和溶洞为主，其中孔隙主要以粒间溶孔、晶间溶孔为主，其次为晶间孔。

储层类型以孔洞型、裂缝-孔洞型为主。

3.4 储层物性特征

岩心储层段小柱塞样品分析孔隙度在 2.00~18.48%之间,单井岩心储层段平均孔隙度在 3.35~5.83%之间,总平均孔隙度为 4.26%;岩心储层段全直径样品分析孔隙度在 2.01~12.41%之间,单井岩心储层段平均孔隙度在 2.48~8.91%之间,总平均孔隙度为 5.12%。

岩心储层段小柱塞样品分析渗透率在 0.0001~248mD 之间,单井平均渗透率在 0.008~4.65mD 之间,总平均渗透率 0.75mD;岩心储层段全直径样品分析渗透率在 0.0005~178mD 之间,单井平均渗透率在 1.29~20.61mD 之间,总平均渗透率 9.65mD。

3.5 温压系统

MK 组气藏中部压力 75.74~76.09MPa,压力系数为 1.63,测点压力与海拔高度呈较好的正相关关系,压力梯度为 0.27MPa/100m,为具有一定连通性的高压气藏。

MK 组气藏中部温度 137.19~147.70℃,平均值为 141.39℃,地温梯度为 2.69℃/100m,为高温气藏。

3.6 裂缝发育特征

岩心、铸体薄片、CT 扫描、成像测井、地震相干切片等多种资料显示, MK 组裂缝较发育。主要包括构造缝、压溶缝和构造扩溶缝三类。裂缝对储层孔隙度的贡献有限,主要改善储层连通性和渗透能力。不同类型的裂缝由于充填程度和发育程度不同,对储渗性的贡献大小不一,现今对储渗性贡献较大的有效缝主要包括白云石~沥青部分充填的构造缝和沿构造缝分布的溶蚀缝等。构造缝中又以高角度缝为主,具有开度大、充填程度弱的特征,对储层纵向连通性及渗透性具有重要的改善作用。比较而言,水平缝和网状缝开度小,充填程度强,现有岩心上相对不发育。岩心观察表明,宏观有效缝主要发育缝密度 0.5~0.7 条/米,自西向东裂缝发育程度有减弱趋势。

虽然岩心上宏观裂缝密度总体不高,但是根据已有的薄片及 CT 扫描观察, MK 组微裂缝较发育,缝宽介于 0.001~0.1mm。统计分析表明,微裂缝发育频率达到 40%,即近 40%的薄片发育微裂缝,其中以溶蚀缝为主,发育频率达到 23.4%,占总裂缝样的 56.6%。

微裂缝对储层储集空间的贡献较小,对储层的贡献主要体现在有效沟通孔洞

储集空间，起到优化改善储层整体渗透性的作用，某个样品孔隙度仅 2.62%，由于微裂缝发育其渗透率达到了 7.29mD，表明微裂缝可大大提高低孔储层的渗透率。

4 气藏特征

4.1 气藏类型

研究表明，区内岩性、岩相基本稳定，储层具大面积分布特征，外围岩性、岩相发生变化，储层致密，形成低渗透遮挡。气田 MK 组气藏为存在边水的构造-岩性气藏。

4.2 流体性质

地层流体 PVT 分析表明 MK 组气藏产出的天然气为干气。该区气样分析统计表明，甲烷含量在 95.06~97.98%之间，平均达到 96.04%，气藏为中含 H₂S，低~中含 CO₂ 气藏。

地层水为 CaCl₂ 型，pH 值 6.47~7.41，Cl⁻含量为 75.01~124.74g/L，密度平均 1.08~1.12g/cm³，总矿化度平均 97.31~198.54g/L。

4.3 油气水垂向分布特征

根据测井解释和测试情况，气藏大致具有统一气水界面-4385m。

二、方案设计单项组

（一）油藏工程单项组

油藏工程单项组方案设计所需数据参照综合组数据，进行油藏开发方案设计。

（二）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，该井须穿过两个靶点 A 和 B。要求完成 M 井完整的设计方案编制，该井是一个平台 6 口井中的一口，平台采用工厂化钻井方式作业，且完成井需要具备进行多段压裂增产改造的条件。井口和靶点基础信息见表 2-1。

表 2-1 M 井井口和靶点坐标

坐标	井口 (M)	A	B
X 坐标 (m)	18545000	18544800	18550800
Y 坐标 (m)	3355800	3354500	3349900
海拔 (m)	320	-4260	-4316

M 井钻遇主要地层及复杂地层情况见表 2-2。

表 2-2 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
H 系中统 G 组	防漏、防塌
H 系下统 MK 组	防漏、防喷、防垮塌
H 系下统 C 组	防卡

(三) 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。试油试采数据见附表 9，SY9 单井日生产数据见附表 10。

依据该区 SY9 井，基础信息除综合组提供的相关参数外，其井身结构如表 3-1 所示，其完井油管结构如表 3-2 所示，参赛团队需完成这口井的采油气工程设计。

表 3-1 井身结构表

套管层次	井深 (m)	套管下 入深度 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	钢级	壁厚 (mm)
表层套管	500	498.71	406.4	339.7	J55	10.92
中间套管	3184	3183.41	311.2	247.65	TP110TT	13.84
生产套管	5600	5599	215.9	177.8	TP140V	12.65

表 3-2 完井油管

完井油管 组成	井深 (m)	套管下入深度 (m)	套管尺寸 (mm)	钢级	壁厚 (mm)
1	4055	4054.10	114.3	BG110S	8.56
2	4055-4547	4054.10-4545.12	73.0	BG110SS	5.51

（四）地面工程单项组

地面工程单项组方案设计所需数据除参考综合组外，还应考虑以下数据。其中，表 4-1 为本区块井口油气生产数据，表 4-2 为气体组分。下游市场对气质的要求为满足一类气标准。请根据给出的区块地理情况、产出液特性及区块生产情况等进行地面工程模式优选，完成地面生产系统设计、位置选择及工艺设计、处理厂以及配套工程设计等，并进行安全保障分析。

表 4-1 生产参数表

井号	油压 (Mpa)	日产油 (m³)	日产气 (10 ⁴ m³)	日产水 (m³)	井口温度 (℃)
SY9	57.98	0	43.76	4.8	71.9
SY13	57.18	0	87.77	7	93.4
SY201	57.80	0	87.79	7	85.4
SY101	45.85	0	32.15	3	80.8
SY102	45.02	0	29.50	3	79.5
SY116	45.31	0	34.82	3	82.0
SYX211	21.27	0	30.01	2	72.0

表 4-2 气体组分

组分	井流物，mol%
H ₂ O	8.086
H ₂ S	0.57
N ₂	0.834
H ₂	0.003
He	0.005
CO ₂	1.704
C ₁	88.485
Ar	0.048
C ₂	0.265

注：气体组分为井口未经分离的井流物，H₂S 含量为：8.9g/m³