



内部资料  
注意保存

## 鄂尔多斯盆地苏里格气田苏 36-11 区块

井 号：苏 36-8-16H4

井 别：开发井

井 型：水平井

风险等级：二级风险井

# 钻井地质设计

中国石油天然气股份有限公司

长庆油田分公司



钻井地质设计责任表

苏 36-11 区块苏 36-8-16H4 井钻井地质设计	
设计单位：勘探开发研究院苏里格气田开发研究所	
设计人：黄文芳、刘芯羽	
审核人意见：	日期： 年 月 日
	(签字)
	日期： 年 月 日
业务负责人意见：	
	(签字)
	日期： 年 月 日
建设单位意见：	
	(签字)
	日期： 年 月 日
开发部门意见：	
	(签字) 日期： 年 月 日
油田公司主管领导审批意见：	
	(签字) 日期： 年 月 日



## 目 录

<b>1 井区自然概况</b>	<b>1</b>
1.1 地理简况	1
1.2 气象、水文	2
1.3 灾害性地理地质现象	2
<b>2 地质简介</b>	<b>2</b>
2.1 构造概况	2
2.2 标准地层剖面	3
2.3 储集层特征	4
2.4 油气藏简述	5
2.5 勘探开发简况	6
2.6 已钻井复杂情况	6
<b>3 设计依据及开发部署</b>	<b>6</b>
3.1 设计目的	6
3.2 设计依据	6
3.3 设计井基本数据	8
<b>4 设计分层数据表</b>	<b>12</b>
<b>5 工程要求</b>	<b>13</b>
5.1 地层压力	13
5.2 钻井液要求	14
5.3 井身质量	15
5.4 井身结构要求	15
5.5 完井质量要求	15
<b>6 资料录取要求</b>	<b>16</b>
6.1 录井要求	16
6.2 测井要求	16
<b>7 健康、安全与环境管理</b>	<b>17</b>
7.1 基本要求	17
7.2 健康管理要求	18
7.3 安全管理要求	18
7.4 环境管理要求	19
7.5 风险提示	20
7.6 井控案例学习分享及警示	20
<b>8 设计及施工变更</b>	<b>21</b>
8.1 设计变更程序	21
8.2 目标井位变更程序	21
8.3 施工计划变更程序	22

9 提交资料要求 .....	22
9.1 资料提交期限 .....	22
9.2 项目及内容 .....	22
10 技术要求 .....	22
11 图件、附表 .....	24
11.1 苏 36-8-16H4 井所在主砂带山 $z^1$ 段砂体厚度图及有效砂体厚度图 .....	24
11.2 苏 36-8-16H4 井地震剖面图 .....	24
11.3 苏 36-8-16H4 井山 $z^1$ 段顶面构造等值线图 .....	26
11.4 过苏 36-8-16~苏 36-10-16 井山 $z^1$ 段气藏剖面图 .....	27
11.5 苏 36-8-16H4 井水平段井轨迹示意图 .....	27
11.6 苏 36-8-16H4 水平井磁偏角 .....	28

## 1 井区自然概况

### 1.1 地理简况

#### 1.1.1 地理环境

苏 36-11 区块位于苏里格气田中区,行政区属内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗及鄂托克旗所辖,隶属第四采气厂。其东部为苏 6 区块,南部为苏 14 区块,西部为苏 20 区块,北部为苏 5 区块,区块面积 492km<sup>2</sup>;地表为沙漠、草地,地形相对平缓,地面海拔在 1200~1400m 之间。

#### 1.1.2 交通、通讯

井场上井土路 0.3km,交通便利。

#### 1.1.3 周边环境描述

苏 36-8-16H4 井井场位于内蒙古自治区鄂尔多斯市鄂托克旗苏米图苏木伊连陶勒盖嘎查。本井周围地貌主要为草沙丘,井场大小 120m×70m;井口大门方向 104°(东),东南面约 200 米有井队驻地,西南面约 100 米有通讯线,东面约 110 米有井生产井苏 36-8-16H1;东南面约 180 米有生产井(苏 36-8-16H2)、约 260 米有生产井(苏 36-8-16),本井是该井场第 1 口井。钻机就位前请钻井队对井场周围居民、学校、医院等人口密集场所,河流、水库等设施,油气井、水源井、注水井、高压电线等高危场所进行再次落实,对厂矿(包括开采地下资源的矿业单位)、国防设施、水资源情况、森林植被情况、通讯设施和季风变化等进行勘察和调查,准备相应预案,防止钻机开钻前周边环境发生变化,而造成不便影响,甚至发生钻井碰撞、溢流及井喷事故(图 1-1)。

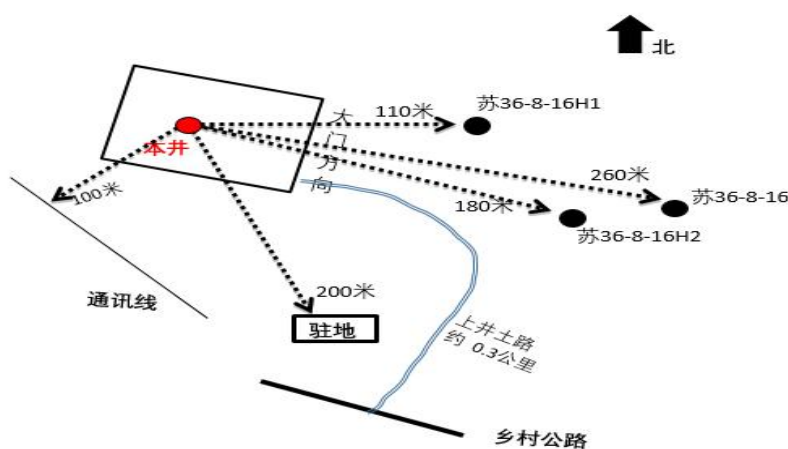


图 1-1 苏 36-8-16H4 井场周边环境描述示意图

表 1-1 苏 36-8-16H4 井周边环境条件确认表

项 目	是否符合
油气井井口距离高压线及其它永久性设施 $\geq 75\text{m}$	符合
油气井井口距民宅 $\geq 100\text{m}$	符合
油气井井口距铁路、高速公路 $\geq 200\text{m}$	符合
油气井井口距学校、医院、油库、河流、水库、人口密集及高危场所等 $\geq 500\text{m}$	符合

## 1.2 气象、水文

### 1.2.1 气候

区内属内陆性半干旱气候，主风方向为西北风，夏季炎热、冬季严寒；昼夜温差大。冬春两季多风沙。

### 1.2.2 气温

日照充足，夏季气温最高  $36^{\circ}\text{C}$ ，冬季气温最低  $-28^{\circ}\text{C}$ 。

### 1.2.3 雷雨雪霜

降水量小，年平均降雨（雪）量  $557\text{mm}$ ，雷雨多发月份为 7 月～9 月，雪霜多发月份为 11 月～12 月与 1 月～2 月。

## 1.3 灾害性地理地质现象

该井地处沙漠、草地区，地表平坦，冬春多有沙尘暴自然灾害。在施工过程中，注意天气预报，严防沙尘暴给人身和井场带来不安全因素。

## 2 地质简介

### 2.1 构造概况

#### 2.1.1 区域地质背景

鄂尔多斯盆地位于华北地块西部，是一个稳定沉降、拗陷迁移、扭动明显的多旋回克拉通盆地，经历了中、晚元古代拗拉谷阶段、早古生代浅海台地阶段、晚古生代滨海平原阶段、中生代内陆盆地阶段以及新生代盆地周边断陷阶段五大发展阶段，最终形成了现今古生代—中生代大型复合的含油气盆地。

#### 2.1.2 构造基本特征

鄂尔多斯盆地现今构造格局形成于燕山运动，定型于喜山运动，现今构造面貌为一南北翘起、东翼缓而长、西翼短而陡的不对称向斜。依据现今构造特征，盆地可划分为六大二级构造单元，即：伊盟隆起、伊陕斜坡、天环拗陷、晋西挠褶带、西缘冲断带和渭北隆起。



根据地震 Tp8(盒 8 底部)反射层及钻井资料分析,本区的区域构造特征与苏里格地区构造特征一致。即:在单斜背景上发育多排北东—南西走向的低缓鼻隆。

综合实钻地质资料和地震资料处理结果分析,得到如下几点认识:

(1) 区内断层不发育;

(2) 隆起构造也不太发育,仅在宽缓的斜坡上存在多排北东走向、西南倾覆的低缓鼻状褶曲,宽度 5~8km,长度 10~35km,起伏幅度 10~25m;

(3) 构造幅度高差较小,平均为 3.84m/km。

因此,不具备形成构造气藏圈闭条件,低缓的鼻隆构造对天然气聚集不起控制作用,有效储层分布主要受砂体展布和物性变化控制,属砂岩岩性气藏。

## 2.2 标准地层剖面

表 2-1 地层序列及岩性简述表

地 层					岩 性 简 述
界	系	统	组	厚度(m)	
新生界	第四系			55~60	黄色亚粘土夹黄褐色、浅棕色砂质粘土及砾石层
中生界	白垩系	下统	洛河组	450~1050	上部为灰紫、浅棕色砂岩夹灰岩、灰绿色泥岩,下部为棕红色、浅红色块状中—粗粒砂岩,斜层理十分发育
	侏罗系	中统	安定组	50~130	上部泥灰岩和砂岩互层,中部为紫红色泥岩,底部为灰黄色细砂岩
			直罗组	200~500	灰绿、紫红色泥岩与浅灰色砂岩互层,上部以灰绿色泥岩为主,向下砂岩增多,底部广泛发育一套厚层块状含砾粗砂岩
		下统	延安组	210~290	深灰、灰黑色泥岩与灰白色中细粒厚层块状砂岩互层夹多层煤,底部为杂色泥岩夹灰白色中粗粒砂岩
	三叠系	上统	延长组	600~900	上部为深灰、灰黑色泥岩夹浅灰色粉细砂岩及煤线,中部浅灰绿色中厚层块状砂岩夹灰色、深灰色泥岩、灰黑色碳质页岩,下部为灰绿色、肉红色块状沸石质中粒长石砂岩夹暗灰绿色或紫红色泥岩
		中统	纸坊组	250~400	上部灰绿、棕紫色泥质岩夹灰绿色、灰紫色中厚层细砂岩,下部为灰绿色砂岩、砂砾岩
		下统	和尚沟组	80~120	棕红、紫红色泥岩为主夹同色砂岩及含砾砂岩,砂岩自上而下逐渐变粗,局部含细砾岩
			刘家沟组	160~320	灰紫色、灰绿色、暗紫红色细—粗砂岩夹紫红色、棕红色砂质泥岩、泥岩,含灰质结核,底部含细砾岩
古生界	二叠系	上统	石千峰组	220~320	上部以棕红色含钙质结核泥岩为主,夹中厚层肉红色砂岩。下部为肉红色块状砂岩夹棕红色泥岩、砂质泥岩
		中统	石盒子组	220~280	上部以紫红、黄绿、灰色泥岩为主,夹绿灰、浅灰色细—中粒砂岩,下部以浅灰色、灰白色、灰绿色含砾砂岩为主,夹棕灰色、深灰色泥质砂岩

		下统	山西组	80~120	深灰色、灰黑色砂质泥岩与灰白色中厚层砂岩互层，夹煤层及煤线
			太原组	35~80	灰黑色泥岩夹浅灰色砂岩和煤层
	石炭系	上统	本溪组	30~65	煤层、灰黑色泥岩、灰白色砂质泥岩，底部为深灰色砂岩、铁铝质泥岩
	奥陶系	下统	马家沟组	300~1000	深灰色泥质白云岩、灰质云岩

## 2.3 储集层特征

### 2.3.1 沉积特征

地质综合研究表明：河流相是该区盒<sub>8上</sub>、盒<sub>8下</sub>和山<sub>1</sub>段的主要沉积类型，包括辫状河沉积和曲流河沉积。盒<sub>8上</sub>和山<sub>1</sub>曲流河沉积微相主要有：河道滞留沉积、边滩、天然堤、决口扇、废弃河道和泛滥平原；盒<sub>8下</sub>辫状河沉积微相主要有：河道滞留沉积、心滩、泛滥平原和废弃河道。

### 2.3.2 岩性及物性特征

苏 36-11 区块储层主要岩石类型为岩屑石英砂岩、岩屑砂岩及少量石英砂岩。砂岩主要成分为石英，次为其它各类岩屑。砂岩储集层在成岩过程中经历了压实作用、蚀变作用、溶蚀作用和粘土矿物的重结晶等多种演化过程，原生孔隙大部分遭到破坏，岩石中大量发育各类溶蚀孔、高岭石晶间孔等次生孔隙。

苏 36-11 区块岩心分析表明，区块盒<sub>8</sub>储层孔隙度介于 3.0~21.84% 之间，平均 8.95%；渗透率介于  $0.0148 \sim 2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间，平均  $0.73 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。山<sub>1</sub>储层孔隙度介于 3.96~16.9% 之间，平均 8.5%；渗透率介于  $0.0227 \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间，平均  $0.59 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。盒<sub>8</sub>的物性好于山<sub>1</sub>。

该区下石盒子组盒<sub>8</sub>砂体的展布趋势总体上为北东-南西向，厚度大于 20m 以上的有 7~11 条主砂带，宽度 1.2~3.5km，心滩及河道交汇处可发育较好储层；山<sub>1</sub>段砂岩展布近南北向，主砂带厚度大于 15m 以上的有 7~12 条，宽度为 1.0~2.5m，间湾相对比较发育。

### 2.3.3 空间展布特征

苏 36-11 区块盒<sub>8</sub>、山<sub>1</sub>段砂体具有多种叠置样式，主要以切叠型、对接型和孤立型为主；纵向上砂体发育不均匀，盒<sub>8</sub>各小层砂体发育，侧向上相互叠置，形成“砂包泥”的结构特征；其它小层砂体发育较差，呈透镜体状孤立分布，侧向连通性差，表现为“泥包砂”的结构特征，局部区域小范围内相互叠置，连通性较好。平面上盒<sub>8上</sub>砂体受曲流河控

制，盒<sub>8下</sub>砂体受辫状河沉积相控制，总体上呈条带状展布。盒<sub>8下</sub>中部砂体切割叠置形成大面积连片分布的复合砂体，河道带宽度在 3~8km，砂厚在 10~20m，是该区最主要目的层。山<sub>1</sub>砂体受曲流河带控制，呈近南北向条带状展布，但砂体和有效砂体规模比盒<sub>8</sub>小。

#### 2.3.4 岩石的敏感性

敏感性分析显示：苏 36-11 区块储层岩石总体各敏感性均偏弱，不会对气井产能造成大的影响。

### 2.4 油气藏简述

#### 2.4.1 油气藏类型

按储层岩心物性划分：盒<sub>8</sub>砂岩孔隙度平均 8.95%；渗透率平均  $0.73 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；山西组砂岩孔隙度平均 8.5%；渗透率平均  $0.59 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，确定该区为低孔、低渗型气藏。

按驱动类型划分：属地层岩性圈闭气藏，储层分布受砂体展布和物性控制，无明显边、底水，属定容弹性驱动气藏。

总之，苏里格气田盒<sub>8</sub>~山<sub>1</sub>气藏属于无边底水定容弹性驱动、溶孔~晶间孔型、低孔、低渗气藏。

#### 2.4.2 流体性质及有毒、有害气体含量

通过对苏 36-11 区块天然气组份统计分析可知：甲烷含量高，平均 92.5%，乙烷平均含量 4.525%，总烃平均占 98.1%，CO<sub>2</sub> 平均含量约 0.779%，上古生界气藏 H<sub>2</sub>S 分布范围为 0~4mg/m<sup>3</sup>，为微含硫气藏。预测苏 36-8-16H4 山<sub>2</sub><sup>1</sup>段气层 H<sub>2</sub>S 含量约 14.34mg/m<sup>3</sup>。本井附近完钻井上古 H<sub>2</sub>S 含量值见表 2-2，钻进过程中加强安全，注意防止中毒事件发生。

表 2-2 苏 36-8-16H4 附近完钻井上古 H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub> 含量统计表

井号	层位	检测日期	H <sub>2</sub> S 含量 mg/m <sup>3</sup>	与本井距离
苏 36-11-25	盒 <sub>8</sub> 、山 <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2020/6/16	1.43	6.9km

#### 2.4.3 油气水界面

纵向上，多层位产水，无统一的气水界面；平面上，产水井点局部分布，无统一的气水边界。

#### 2.4.4 温度及压力系统

苏 36-11 区块山西组气藏属于同一温度系统，平均地温梯度为  $3.06^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。气层段温度在  $100\sim 115^{\circ}\text{C}$  之间。

压力系统比较复杂，压力系数在  $0.771\sim 0.914$  之间，平均值  $0.89$ ，属于低压气藏。

## 2.5 勘探开发简况

苏 36-11 区块面积  $492\text{km}^2$ ，含气面积  $492\text{km}^2$ ，地质储量  $787.9\times 10^8\text{m}^3$ ，完钻直井/定向井数 735 口，I + II 类井比例  $90.1\%$ ，投产井数 674 口。

该区块共完钻水平井 250 口，平均水平段  $1067\text{m}$ ，平均有效储层钻遇率  $61.3\%$ ，平均无阻流量  $57.210^4\text{m}^3/\text{d}$ ，最高无阻流量  $143.78\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ (苏 36-18-20H2)。目前，投产水平井 244 口，日均开井 146 口，日产气量  $226.6\times 10^4\text{m}^3$ ，平均单井日产量  $0.93\times 10^4\text{m}^3$ ，目前套压  $9.93\text{MPa}$ ，井均累计采气量  $2404.2\times 10^4\text{m}^3$ 。

## 2.6 已钻井复杂情况

(1) 查阅邻井相关情况，苏 36-8-16H1、苏 36-8-15C1 严重漏失，苏 36-12-15、苏 36-13-16H1、苏 36-13-11H2、苏 36-9-7H2、苏 36-9-7、苏 36-8-16C2、苏 36-14-20 等邻井存在漏失。苏里格气田多年钻井资料显示，志丹统、直罗组易出水，刘家沟组易发生漏失，山西组、太原组、本溪组煤层易垮塌。

(2) 刘家沟组底部为区域漏失层（一般为渗漏层），结合邻井漏失情况，预测苏 36-8-16H4 井可能漏失段在  $2490\sim 2880\text{m}$ ，注意在钻开层之后做好防漏、堵漏。

# 3 设计依据及开发部署

## 3.1 设计目的

提高单井产量和储量动用程度，完成当年产能建设任务。

## 3.2 设计依据

### 3.2.1 方案依据

- (1) 《苏里格气田苏 6、36-11 区块  $25\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$  开发方案》；
- (2) 长庆油田分公司 2023 年天然气产能建设部署方案及实施细则；
- (3) 井位坐标下发表。

### 3.2.2 水平井优选原则

- (1) 井控程度高，含气砂体落实的富集区；

- (2) 砂体厚度大，横向展布相对稳定；有效储层厚度大，物性好；
- (3) 主要气层段纵向上连续分布，主要气层段内隔（夹）层厚度小于 2.0m；
- (4) 具有质量可靠的“十”字地震测线，水平段方向在地震测线上或靠近测线；
- (5) 邻近直井无阻流量相对较高，试采效果较好，生产相对稳定；
- (6) 水平段延伸方向及长度满足目前井网井距；
- (7) 主要气层顶底构造较落实。

### 3.2.3 优选依据

苏 36-8-16H4 水平井位于苏 36-11 区块，处于苏 36-8-16~苏 36-10-16 井山<sub>2</sub><sup>1</sup>段砂带上，砂体呈近南北向展布，所在位置发育较厚砂体，连续性较好(附图 11-1)。

基于上述优选原则，在苏 36-11 区块通过开展砂体展布、储层横向预测、有效砂体解剖、构造精细刻画等工作，结合周边生产井资料，优选出苏 36-8-16H4 井水平段长度为 1500m，主要依据如下：

#### (1) 苏 36-8-16H4 井所在区域为相对富集区

苏 36-8-16H4 井位于山<sub>2</sub><sup>1</sup>段主河道砂带上，目前该砂带上完钻直井/定向井 7 口，均为静态评价 I 类井。目的层山<sub>2</sub><sup>1</sup>段平均砂岩厚度 8.4m，平均有效储层厚度 3.2m，平均渗透率  $0.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均孔隙度 8.47%，平均含气饱和度 68.70%，整体表现为有效砂体普遍发育，是天然气相对富集区。

#### (2) 储层横向分布稳定

东方物探长庆分院储层地震横向预测结果表明：苏 36-8-16H4 井水平段位置投影点受资料分辨率限制，山<sub>2</sub>特征不明显，通过点位置山<sub>2</sub>段反射特征波谷加宽，表明储层较发育（附图 11-2）。

#### (3) 山<sub>2</sub><sup>1</sup>段砂体分布特征

苏 36-8-16H4 井所在区域内山<sub>2</sub><sup>1</sup>段砂体较为发育，呈条带状分布，局部较厚，岩性较纯，较易形成有效层。

根据完钻井资料分析，苏 36-8-16H4 所在砂带呈近南北向条带状展布，山<sub>2</sub><sup>1</sup>段有效砂体厚度主要分布 1.6~10.5m（附图 11-1）。

#### (4) 构造特征

由山<sub>2</sub><sup>1</sup>段地层顶部构造（附图 11-3）可以看出，苏 36-8-16H4 井所在区域构造变化平

缓。

### (5) 储量丰度

苏 36-8-16H4 邻井苏 36-8-16、苏 36-10-16、苏 36-8-16A、苏 36-10-15 的山<sub>2</sub><sup>1</sup>段储量丰度分别为 1.25、0.61、0.20、 $0.76 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ ，预测苏 36-8-16H4 水平井山<sub>2</sub><sup>1</sup>段储量丰度分布在  $0.60 \sim 1.25 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。

### (6) 井区试气及生产动态

苏 36-8-16H4 井所在区域已投产直/定向井 7 口。目前直/定向井平均日产气量  $0.28 \times 10^4 \text{m}^3$ ，平均套压为 4.80MPa，平均累计生产天然气  $3407.94 \times 10^4 \text{m}^3$ （见表 3-1）。

表 3-1 苏 36-8-16H4 井邻井生产动态数据表

序号	井号	生产层位	试气 无阻流量 ( $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ )	井口压力		日产气量 ( $\times 10^4 \text{m}^3$ )	累计产气量 ( $\times 10^4 \text{m}^3$ )	投产日期	备注
				油压 (MPa)	套压 (MPa)		历年累产		
1	苏 36-8-15	盒 <sub>8上</sub> 、 盒 <sub>8下</sub> 、山 <sub>1</sub>	3.52	2.66	5.63	0.32	4130.70	2007/07/27	
2	苏 36-8-16	山 <sub>1</sub> 、山 <sub>2</sub> 、 盒 <sub>8</sub>	21.22	2.79	7.00	0.32	3147.67	2015/17/17	
3	苏 36-8-16A	盒 <sub>8下</sub> <sup>2</sup> 、山 <sub>1</sub> <sup>3</sup>	45.23	2.74	5.22	0.08	2431.04	2018/07/23	
4	苏 36-8-16C4	盒 <sub>8下</sub> <sup>1</sup> 、山 <sub>1</sub> <sup>2</sup>	4.64	2.74	3.69	0.77	2178.02	2018/07/23	
5	苏 36-9-16	盒 <sub>7</sub> 、盒 <sub>8下</sub> 、山 <sub>1</sub>	/	/	/	/	4272.85	2006/08/03	已报废
6	苏 36-10-15	盒 <sub>8</sub> 、山 <sub>1</sub> 、山 <sub>2</sub>	7.43	1.32	1.35	0	3020.83	2012/09/26	间歇关井
7	苏 36-10-16	盒 <sub>8下</sub> 、山 <sub>2</sub>	/	1.24	5.89	0.20	4674.47	2006/08/03	
平均			16.41	2.25	4.80	0.28	3407.94	/	

## 3.3 设计井基本数据

### 3.3.1 设计井基本依据

表 3-2 苏 36-8-16H4 井基本数据

构造位置	鄂尔多斯盆地伊陕斜坡		
地理位置	内蒙古自治区鄂尔多斯市鄂托克旗苏米图苏木斯布扣嘎查		
井口坐标 (复测)	纵坐标(X): 4273058.311	地面海拔	1331.526m
	横坐标(Y): 19272441.361	补心距	8m
钻井目的	完成产能建设任务		
井别	开发井	井型	水平井
目的层位	山 <sub>2</sub> <sup>1</sup>	完钻井深	/
靶前距	570m	水平段长度	1500m
设计方位	170°	磁偏角	见附图 11-6
完井方法	根据实施情况再确定完井方式		

注: (1) 井口坐标为钻前复测坐标(说明是踏勘或复测), 要求在本井二开开钻前复测井口坐标, 用复测坐标对目的层、地层分层井深和厚度进行修正。(2) 磁偏角由读 1986 年出版的地形图所得, 如有条件, 进行实测校正。(3) 依据邻井底界分层和测井解释的储层资料, 录井做好本井相应标志层的卡层, 确保入靶。

### 3.3.2 水平井目的层位置

#### (1) 钻井目的层段

根据该区域地质综合特征, 并结合开发评价结果, 确定苏 36-8-16H4 水平井目的层段为山<sub>2</sub><sup>1</sup>段, 预测苏 36-8-16H4 砂体厚度约为 11.0~17.5m, 有效砂体厚度约为 3.8~10.5m (附图 11-1), 分布较稳定, 平面上具有一定规模。

#### (2) 目的层段位置

根据井区山<sub>2</sub><sup>1</sup>段砂体厚度图及有效砂体厚度图(附图 11-1)、山<sub>2</sub><sup>1</sup>段地层顶部构造等值线图(附图 11-3), 结合过苏 36-13-10~苏 36-12-13 井气藏剖面(附图 11-4), 预测苏 36-8-16H4 井入靶点 A 处山<sub>2</sub><sup>1</sup>段地层顶部海拔为-2078.0m, 底部海拔-2100.4m, 砂体厚度

为 17.5m，有效砂体厚度为 10.5m。

表 3-3 苏 36-8-16H4 水平井（入靶点）山<sub>2</sub><sup>1</sup>段地层顶底海拔预测表

井号	顶面深度 (m)	底面深度 (m)	补心海拔 (m)	顶面海拔 (m)	底面海拔 (m)	砂体厚度 (m)	有效厚度 (m)
苏 36-8-16	3414.0	3436.4	1336.8	-2077.2	-2099.6	17.5	10.5
苏 36-10-16	3415.1	3434.6	1330.7	-2084.4	-2103.9	8.7	2.7
苏 36-8-16C4	3414.0	3434.0	1340.3	-2073.7	-2093.7	0	0.
苏 36-9-16	3412.3	3434.5	1334.1	-2078.2	-2100.4	5.6	0
苏 36-8-16A	3410.0	3433.9	1340.1	-2069.9	-2093.8	2.2	1.6
苏 36-8-15	3417.9	3441.0	1334.9	-2083.0	-2106.1	4.0	0
苏 36-10-15	3413.5	3436.0	1330.3	-2083.2	-2105.7	20.6	7.9
苏 36-8-16H4 (预测)	3417.5	3439.9	1339.5	-2078.0	-2100.4	17.5	10.5

### 3.3.3 水平段方向

水平段方向主要依据储层平面展布、邻井井距、地应力方向、储层平面非均质性等因素进行确定。综合分析，设计苏 36-8-16H4 向东北方向钻探，水平段方位为 170°。

### 3.3.4 水平段长度

根据目前水平井的钻井工艺技术并考虑砂体展布特征、增产效果、钻井成本等，苏 36-8-16H4 井的水平段长度设计为 1500m。

### 3.3.5 靶前距

考虑井网、井距合理性，根据苏里格气田苏 36-11 区块苏 36-8-16H4 水平井井区山<sub>2</sub><sup>1</sup>段气层纵、横向展布特点及工程需要，设计苏 36-8-16H4 靶前距为 570m。

### 3.3.6 水平段靶点设计

苏 36-8-16H4 水平段靶点设计考虑沿水平钻进方向构造变化情况。

苏 36-8-16H4 入靶位置（靶点 A）：预测入靶点处目的层段砂岩厚度为 17.5m，有效砂体厚度为 10.5m，考虑储层垂向发育、构造变化情况，入靶点位于山<sub>2</sub><sup>1</sup>段含气层顶部以下 5.5m 处。从入靶点 A 沿水平段钻进 1500m，到达靶点 F。

在 A、F 间设置 B、C、D、E 四个控制靶点，A 到 F 靶点间距为 300m。根据预测的



砂体位置及构造深度变化，设计靶点位置如下（附图 11-5、表 3-4）。

表 3-4 苏 36-8-16H4 井水平段靶点设计表

靶 点	横 坐 标(Y)	纵 坐 标(X)	海拔 (m)	备注
井口坐标 (复测)	19272441.361	4273058.311	1339.526	补心海拔
入靶位置 (A)	19272612	4272514	-2088.0	设计入靶点
水平段 300m 处 (B)	19272664	4272219	-2090.0	钻进过程中根据随 钻资料及现场录井 显示及时进行调整
水平段 600m 处 (C)	19272716	4271923	-2092.0	
水平段 900m 处 (D)	19272768	4271628	-2094.0	
水平段 1200m 处 (E)	19272820	4271332	-2098.0	
水平段 1500m 处 (F)	19272872	4271037	-2102.0	

### 3.3.7 产量预测

因鄂尔多斯盆地已开发气田属于致密-低渗气藏，均是通过储层酸化、压裂后求取产能，目前无自然产能数据可参考，因此本设计方案只预测压裂改造后的无阻流量。结合区块邻井试气数据及储层特征，综合预测苏 36-8-16H4 井压裂后无阻流量  $50\sim60\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

## 4 设计分层数据表

### 4.1 设计分层数据表

表 4-1 苏 36-8-16H4（直井段）钻遇地层预测垂深数据表

地 层 时 代				设计地层（m）		故障提示	
界	系	统	组		底界深度	厚度	
新生界	第四系				34	22.0	松散黄土、沙土、 防坍塌
中生界	白垩系	志丹统	洛河组		699	665.0	防斜、卡、 区域水层
	侏罗系	中统	安定组		824	125.0	防坍塌、防卡
			直罗组		1077	253.0	防卡、底部为区域 水层
			下统	延安组		1308	231.0
	三叠系	上统	延长组		2162	854.0	防地层出水
		中统	纸坊组		2414	252.0	泥岩段防坍塌
		下统	和尚沟组		2538	124.0	防坍塌、防漏
			刘家沟组		2826	288.0	底部防漏
古生界	二叠系	上统	石千峰组		3111	285.0	中上部井段防坍塌
		中统	石盒子组	上石盒子	3215	104.0	防坍塌、防漏、防 井喷
				盒 <sub>5</sub>	3250	34.0	
				盒 <sub>6</sub>	3282	32.0	
				盒 <sub>7</sub>	3310	28.0	
				盒 <sub>8</sub>	3379	69.0	
		山西组	山 <sub>1</sub> <sup>1</sup>	3389	10.0		
			山 <sub>1</sub> <sup>2</sup>	3405	16.0		
			山 <sub>1</sub> <sup>3</sup>	3418	13.0		
			山 <sub>2</sub> <sup>1</sup>	3442.5	25.0		

注：该井地层深度、厚度主要依据地质或地震构造图及邻井实钻资料设计而成，录井在取得标志层底界分层数据后，做好井间地层对比，对设计地质分层进行校正，做好地质预告，并提前对靶心参数进行校正，确保水平井入靶。

洛河组底界深度受沉积及构造的影响，可能发生变化，请技术人员卡准洛河组底界深度。

## 5 工程要求

### 5.1 地层压力

#### 5.1.1 已钻井实测原始地层孔隙压力

表 5-1 已钻井实测地层孔隙压力成果表

井号	层位	气层中部深度 (m)	地层压力 (MPa)	压力系数	备注
苏 36-14-8	山西组	3442.5	31.406	0.92	垂深 3398m
苏 36-10-15	山西组	3388.5	30.721	0.91	

#### 5.1.2 已钻井破裂压力

表 5-2 已钻井破裂压力试验成果表

井 号	层位	井段 m	破裂压力 MPa	破裂压力梯度 MPa/100m
以钻井工程设计为准				

#### 5.1.3 生产井的采（注）压力

表 5-3 生产井的采（注）压力成果表

井号	井型	采(注)井段 (m)	层 位	压 力 资 料			备 注
				地层压力 (MPa)	油压 (MPa)	套压 (MPa)	
苏 36-9-10	直井	3359-3413	盒 <sub>8下</sub> 、山 <sub>1</sub>	8.8	6.81	6.82	

#### 5.1.4 地层压力预测

本井所在区块无三压力测试数据，本井地层压力预测数据主要依据苏 130 井钻、完井、试气资料确定，并附苏 130 井三压力剖面图。

表 5-4 苏 36-8-16H4 井地层压力预测表

井 号	层位	设计井深(m)	压力系数	复杂提示
苏 36-8-16H4	山 <sub>2</sub> <sup>1</sup>	3441.5（垂深）	0.91	防喷、防漏、防坍塌

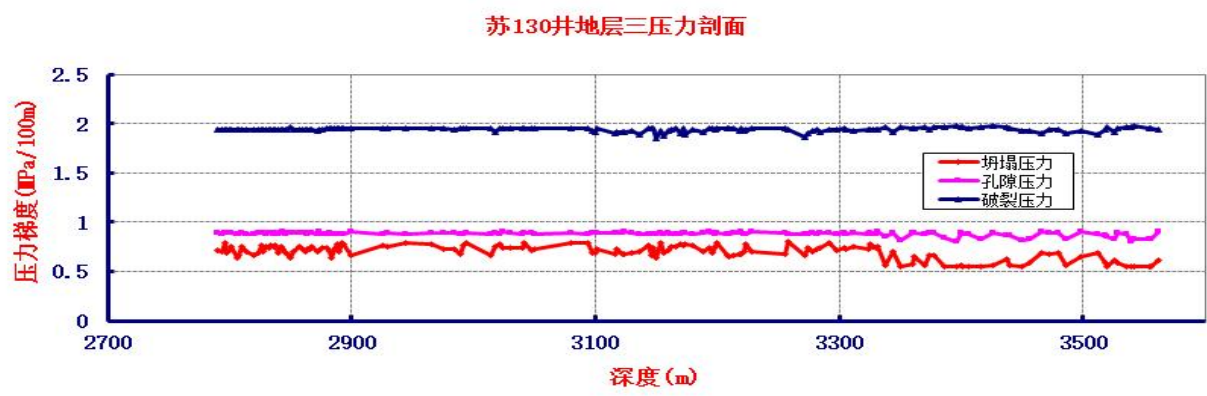


图 5-1 苏 130 井三压力剖面参考图

5.2 钻井液要求

5.2.1 已钻井钻(完)井液使用情况

表 5-5 已钻井钻(完)井液使用情况表

井号	层位	井段(m)	钻井液/完井液			油、气、水显示及漏失情况
			类型	密度(g/cm <sup>3</sup> )	粘度(s)	
苏 36-10-15	第四系	0~370	无固相	1.02	32	无漏失
	第四系~石千峰组	370~3050	无固相	1.01	31~32	
	石千峰组~山西组	3060	聚磺体系	1.06~1.08	46~56	

5.2.2 对本井钻井液的要求（应满足油气层保护等需求）

钻井液要满足油气层保护需求。具体如下：

- 1) 钻井液体系、性能、配方、处理方法与维护等内容以钻井工程设计为准。
- 2) 原则上在满足地质录井、保护油气层及钻井工程安全的条件下，针对不同的地层，应采用针对性的钻井液体系。
- 3) 按设计钻井液密度钻进，钻井中应根据实际情况，及时调整好钻井液性能。
- 4) 钻开油气层前应根据预计的地层压力按规范储备足够数量相应密度钻井液和加重材料，进入储层前经建设方同意后加入适量储层保护剂。
- 5) 在气层钻进中，针对井下实际情况及时调整钻井液密度，严格控制起下钻速度，以免抽汲造成井喷或压力激动造成产层损害；如出现井漏，应要调整钻井液性能，或用暂堵性堵漏材料；尽量减少油气层浸泡时间。

## 5.3 井身质量

### 5.3.1 直井井身质量要求

表 5-6 直井井身质量要求表

井号	井深 m	最大井斜 角 (°)	最大全角变化率 (°/30m)	最大水平位 移 m	最大井径扩大 率 %	平均井径扩大率 %

注：表中除特殊要求以外的其它参数以钻井工程设计为准。

### 5.3.2 定向井井身质量要求

表 5-7 定向井井身质量要求表

井号	井深 m	最大全角变化率 (°/30m)	最大井径扩大率 %	平均井径扩大率 %	靶心距 (m)		
					水平	垂直	空间

注：表中除特殊要求以外的其它参数以钻井工程设计为准。

### 5.3.3 水平井井身质量要求

表 5-8 水平井井身质量要求表

井号	井深 m	最大全角变 化率 (°/30m)	最大井 径扩大 率 %	平均井 径扩大 率 %	水平段长 度 m	靶心距 (m)			
						入靶点		水平段终止点	
						水平	垂直	水平	垂直

注：表中除特殊要求以外的其它参数以钻井工程设计为准。

## 5.4 井身结构要求

表 5-9 井身结构要求表

井号	表层套管			技术套管			油层套管			备注
	钻头 Φmm×m	套管 Φmm×m	水泥 返深 (m)	钻头 Φmm×m	套管 Φmm×m	水泥 返深 (m)	钻头 Φmm×m	套管 Φmm×m	水泥 返深 (m)	

注：井身结构及水泥返深以钻井工程设计为准。

## 5.5 完井质量要求

表 5-10 完井质量要求表

井号	完井要求			封固质量要求		
	井口装置	试压	其它	井段(m)	封固质量	其它

注：完井井口装置、试压要求以工程设计为准。固井质量严格按SY/T6592相关规定验收。

## 6 资料录取要求

### 6.1 录井要求

#### 6.1.1 斜井段

(1) 钻时、气测、岩屑录井从石千峰组底界以上 50m 开始至井底，钻时、气测每 0.5m 一个点，岩屑录井每 1m 一个点；

(2) 泥浆性能要求：采用低固相、低比重、低失水泥浆，防坍塌，防污染的优质泥浆。在钻开有效储层过程中，加强有效储层保护；

(3) 测量：垂直井段每 100m 单点测斜，垂直井眼保持井斜角 $\leq 2^\circ$ ；

(4) 从石千峰组底界以上 50m 开始随钻测自然伽玛。

#### 6.1.2 水平段

(1) 从入靶点开始要求钻时、气测每 0.5m 一个点，岩屑录井每 1m 一个点；

(2) 泥浆性能要求：采用低固相、低比重、低失水泥浆，防坍塌，防污染的优质泥浆。在钻开气层过程中，加强气层保护；

(3) 测量：水平井钻井过程中要进行 10m 间隔连续测斜；

(4) 水平段从入靶点开始随钻测自然伽玛。

### 6.2 测井要求

按照《2023 年测井、录井重点工作的通知》、长油技管字〔2021〕13 号——关于印发《长庆油田分公司井筒工程质量管理实施细则》要求执行如下：

#### 6.2.1 二开大斜度水平井及优化三开水平井

**裸眼井**不开展中途测井，完钻后进行完井测井。测井项目：自然伽马（或自然伽马能谱）+声波时差（或阵列声波）+岩性密度+补偿中子+双侧向（或阵列感应）+连斜。

**套管井**中途测井优化三开按照一定的比例进行抽查，测井项目：声幅-变密度、自然伽马、磁定位；按照一定比例进行完井固井质量评价测井，测井项目：声幅-变密度、自然伽马、磁定位。

#### 6.2.2 常规三开水平井

**裸眼井：**

直斜井段（入窗点以前）进行中途完井测井，测井项目：自然伽马+自然电位+声波时差+岩性密度+补偿中子+双侧向+井径+连斜。

水平段：针对井控程度较高，且储层不含水区块的水平段测井可根据储层钻遇情况及地质研究和储层改造需要进行选测，但每个平台至少有一口井进行水平段测井，针对局部储层含水明显（苏东北部、苏中西、苏西等）、下古生界及新区新层系水平井水平段须进行完井测井，测井项目：自然伽马（或自然伽马能谱）+声波时差（或阵列声波）+岩性密度+补偿中子+双侧向（或阵列感应）+连斜。

#### 套管井：

技术套管固井质量评价测井采用电缆测井作业方式，测量深度以实测为准，测井项目：声幅-变密度、自然伽马、磁定位。

生产套管按照一定比例进行固井质量评价测井，测井项目：声幅-变密度、自然伽马、磁定位。

## 7 健康、安全与环境管理

### 7.1 基本要求

7.1.1 钻井过程中，为防止洛河组水源层受到污染，要求表层套管下至洛河组底界以下并进入稳定地层（具体下深遵照该井钻井工程设计要求），固井水泥返至地面，保证固井质量达到相关要求。

7.1.2 各施工单位应遵守国家、当地政府有关健康、安全与环境保护法律、法规等相关文件的规定，应建立一个符合国家法律、法规和企业标准要求的健康、安全与环境管理体系，设立健康、安全与环境管理小组，健全施工单位健康、安全与环境管理机构，制定出详细的健康、安全与环境作业指导书，配备足够的资源确保健康、安全与环境管理体系有效运行。

7.1.3 施工前根据井控措施要求，制定各种安全、事故预防与补救措施、逃生方案。应基于风险辨识和评估情况，制定相应的安全、环保、职业健康应急预案和处置方案。

7.1.4 施工单位必须严格执行集团公司六条“反违章禁令”，防止和杜绝“三违”现象的发生。严格遵守集团公司 HSE 管理原则和长庆油田分公司 HSE 相关规定、标准。

7.1.5 施工单位必须使用符合国家、行业标准规定的原材料、设备、装置、防护用品、器材、安全检测仪等。并配备污染防治措施，做到污染物达标排放。

（1）钻井液 100%入罐，固液分离后，液体重复利用或送至集中处理站处理。

(2) 工业废弃物、生活垃圾分类存放，施工结束后回收和无害化处理。

(3) 动力设备和噪音及排放的废气应达到环境评价不同功能区的要求。

(4) 开展节水节能降耗活动，降低和减少各类污染物的产生量。

7.1.6 施工单位必须制定专项应急预案及相应的应急处置程序，并按规定程序报批后进行宣传和演练，加强信息交流，建立与相关方面的通讯联系系统。

7.1.7 本方案不包含安全应急措施，请现场施工单位按照公司安全管理规定制定应急预案并组织实施，现场施工必须满足安全环保相关规定及要求，若无法满足健康安全环保要求，需及时报告上级部门申请调整。

7.1.8 该方案设计内容为地质部分，有关钻井、采气和地面工艺等相关内容及要求请参考相关设计方案。

7.1.9 施工单位必须制定专项应急预案及相应的应急处置程序，并按规定程序报批后进行宣传和演练，加强信息交流，建立与相关方面的通讯联系系统。

## 7.2 健康管理要求

7.2.1 劳动保护用品按 SY/T 6524-2017《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》的有关规定及钻井队所在区域特点需求配备。防护用品、用具的使用制度严格按 SY/T 6276-2014《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》标准执行。

7.2.2 施工单位应配备必要的医疗设备、器械和药品，同时根据环境调查情况配备相应的防疫药品。急救和保健制度严格按 SY/T 6276-2014《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》标准执行。

## 7.3 安全管理要求

7.3.1 值班室及住房应设立醒目的健康、安全与环境警示标志。安全管理严格按 SY/T 6276-2014《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》标准执行。井控技术管理严格按《长庆油田石油与天然气钻井井控实施细则》（长油井控小组〔2022〕2号）等标准执行。

7.3.2 施工单位应为员工提供一个安全工作环境，以维护员工的身体健康和人身安全。

7.3.3 按照 SY/T 5087-2017《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》标准要求，根据井口 500 米范围内环境情况，施工时要做好防渗、防噪声处理，注意放喷点的选址，做好防火、防爆、防 H<sub>2</sub>S 等有毒有害气体及周围居民的安全宣传工作以及应急处理预案。



7.3.4 井控装置安装和维护按相关行业标准执行，具体以钻井工程设计要求为准。钻井过程中注意地层压力变化，做好防喷措施。井控技术管理措施按 GB/T 31033-2014《石油天然气钻井井控技术规范》、《长庆油田石油与天然气钻井井控实施细则》（长油井控小组【2022】2 号）的有关规定执行。

7.3.5 测、录井施工作业过程中若存在大件物品运输、起重作业、高空作业、临时用电等风险项目，需提前做好风险辨识、制定相应的应急预案，作业过程严格按照标准操作程序执行。

## 7.4 环境管理要求

施工单位环境管理认真贯彻环境“三同时”原则，严格按 SY/T 6276-2014《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》标准执行。

7.4.1 钻、完井过程中严格控制新鲜水用量，杜绝污水排放；设置足够容量的废液收集设施，集中处理；加强对泥浆循环系统设备的维护和保养，保证各部件无破损和泄漏。

7.4.2 井内返出的钻屑，应结合现场具体情况妥善处理，不得造成污染；生活垃圾集中妥善放置，及时处理；完钻后及时清理井场及周围废弃材料，并注意恢复井场植被。

7.4.3 合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络，防止因交通运输量的增加产生扬尘污染；钻井设备放置进行合理优化，对工作区域外的沙地严禁车辆和人员进入，避免破坏植被和造成沙地松动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬；

7.4.4 井场在距离村庄较近时，注意对泥浆泵、柴油机等做好降噪处理，避免造成噪声污染；

7.4.5 按照油田公司钻采工程和钻井工程设计要求，以保护气层和井控安全为前提，采用安全无害，可重复利用钻井液（泥浆）体系，严禁使用有毒化学药剂。钻遇浅水层或含水层（带）时，要注意保护措施，防止地下水层被污染。按照《长庆油田加强黄河流域生态环境保护工作方案》（长油党[2020]93 号）文件要求，做好钻井液（泥浆）现场处置管理，严禁现场随意倾倒、排放。

7.4.6 加强井场周围生态环境保护，计划安排好施工工期，控制开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好植被恢复、湿地保护与水土保持工作；施工期间尽量做到废气达标排放、废水按要求零排放，场界噪声达标，固体废弃物得到合理利用

及无害化处置；开采区域空气质量、地表水质量、地下水质量基本维持现有水平，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

## 7.5 风险提示

7.5.1 开钻前应收集邻井相关资料，做好异常压力风险提示及预测，钻进过程中要注意防止窜漏、井涌、井喷。刘家沟组易发生泥浆漏失，钻井过程中应注意防止井漏、井涌。石盒子组、山西组、马家沟组为区域性气层，注意防井涌、井喷。

7.5.2 区块山<sub>1</sub>段气层原始地层压力一般介于 27.9~32.4MPa，压力系数介于 0.77~0.91，根据邻近井压力检测资料，预测井点目的层原始地层压力约 31.3MPa，并注意防止压力突变。

7.5.3 区块 H<sub>2</sub>S 含量在 0~4.0mg/m<sup>3</sup>，初步预测本井 H<sub>2</sub>S 含量 1.43mg/m<sup>3</sup> 左右，但也不能排除个别井含量出现异常偏高的可能，钻井过程中，加强安全，注意防止井喷与中毒事件发生。

7.5.4 开钻前需进行实地勘察，收集相邻各类钻井的井眼轨迹数据及其他生产生活地下施工的相关资料，尤其是本井与其它完钻井位于同一井场，钻井过程中加强对井身轨迹的监测和岩屑中铁屑的观察，防止井眼相碰。已完钻水平井苏 36-8-16H2 目的层为盒<sub>8</sub>下段，与该井目的层山<sub>2</sub><sup>1</sup>垂向距离约 56.9m，平面距离约 100m。在钻井、试气压裂等施工过程中，特别注意加强井身轨迹监测以及压裂规模控制，做好安全风险防控。

7.5.5 根据油田公司修订的《长庆油田石油与天然气钻井井控实施细则》（长油井控小组〔2022〕2 号）相关规定，确定设计井井控风险等级为：**二级风险井**。请相关施工单位按照《长庆油田石油与天然气钻井井控实施细则》要求，做好井控工作，确保施工安全。

7.5.6 煤炭重叠区开钻前需落实采煤巷道分布，防止各类井控风险。

## 7.6 井控案例学习分享及警示

据长庆油田公司质量安全环保部，近年发生以下具有代表性井控事故案例：一口针对马家沟组部署的三开结构预探井，2017 年 6 月 29 一开，7 月 6 日一开完钻，完钻井深 500m，套管下深 500m；7 月 9 日二开，8 月 6 日二开完完钻，完钻井深 1899m，套管下深 1898.48m，8 月 14 日三开钻进。2017 年 8 月 19 日 22:37 钻进至井深 2474.6m，地层马家沟组，坐岗人员发现气测值由 4.43%升至 75.56%，槽面见针孔状气泡占槽面 10%，椭圆状气泡占槽面 20%，发生气侵。22:40 循环观察，全烃 63.3%，H<sub>2</sub>S:0ppm，CO:0ppm；22:43 上提钻具

至井深 2463.34m 关井求压，立、套压均为 0.00MPa。钻井队向项目组汇报，发生气侵险情；项目组立即启动井控应急预案，钻井副经理及井控应急人员立即赶赴施工现场，增强现场技术力量。同时，川庆钻探应急联动队伍组织井控物资和技术人员上井协助处置。8 月 19 日发生险情后立即关井，上提钻具关井求压，立、套压均为 0.0MPa，组织节流循环压井，打入密度 1.23g/cm<sup>3</sup> 加重浆循环压井，分离器点火，焰高 0.3-1.2m，火焰呈桔红色，经过 4 小时后火焰熄灭，进出口泥浆密度差值 0.3g/cm<sup>3</sup>，压井不成功。后泵入密度 1.37g/cm<sup>3</sup> 加重浆 60m<sup>3</sup> 压井，压井不成功。8 月 20 日，继续泵入 1.43g/cm<sup>3</sup> 的加重浆 120m<sup>3</sup> 压井，液面 5 分钟下降 0.7m<sup>3</sup>，微漏，加入堵漏剂，后继续循环压井堵漏，不成功。8 月 22 日压井液密度提高至 1.60g/cm<sup>3</sup>，泵入 60.0m<sup>3</sup>，循环压井，入口密度 1.60g/cm<sup>3</sup>，出口密度 1.58g/cm<sup>3</sup>，停泵出口不断流，压井失败。下部地层注入 1.70g/cm<sup>3</sup> 高粘封堵浆，开井出口断流，起钻下光钻杆，8 月 23 日打水泥压井，正注密度 1.88g/cm<sup>3</sup>，水泥 4.0m<sup>3</sup>，憋压候凝，8 月 25 日下钻探塞，水泥塞面 2285.0m，再打水泥封上部漏层，正注水泥 5.0m<sup>3</sup>，封堵成功，扫塞后地层承压 1.62g/cm<sup>3</sup> 不漏，进出口泥浆循环正常。经过 5 次循环压井，险情解除。该井于 9 月 5 日钻进至井深 2518m 顺利完钻。案例分享经验和警示：必须严格按照“立足一次井控、做好二次井控、考虑三次井控”的指导思想，做好井控工作的关键在于井控坐岗员的认真观察、连续坐岗，及时发现不同工况下的溢流显示，并及时校核对钻井液量的变化，及时提醒灌浆，报告险情迅速控制井口。重视气侵的早期发现，一旦出现溢流，应及时关井处理，做到“早发现、早控制、早处理”。喷出的天然气必须点火燃烧，如果天然气中含有 H<sub>2</sub>S、CO 等有毒有害气体，容易引起人员中毒、钻具氢脆断裂、井口装置失控等恶性事故。

## 8 设计及施工变更

### 8.1 设计变更程序

若确需设计变更，由主管部门向施工单位发出书面通知，方可变更；在钻井施工过程中因地质原因需变更设计时，应书面报告，审批后方可实施；如出现特殊险情，可先处理再执行变更程序。

### 8.2 目标井位变更程序

在钻井施工过程中由于有地面障碍等原因无法实现设计地质目标，应书面报告目标井

位移动原因，移动后的坐标，及时进行补充设计。

### 8.3 施工计划变更程序

由于遇到不可抗力或开发部署调整确需变更设计时，应及时进行补充设计，审批后方可实施。

## 9 提交资料要求

完井后提交资料总的要求按《中国石油天然气股份有限公司录井资料采集与整理规范》（Q/SY 01128-2020）执行，同时，要按照各油田公司对开发井的管理办法，提交相关资料，并在完井时一并提交验收。

### 9.1 资料提交期限

录井资料需在完井 40 天内上交甲方。

### 9.2 项目及内容

#### 9.2.1 原始资料

套管记录、井斜数据表、钻井地质设计、地质类原始资料汇编、气测类原始资料汇编、岩屑描述记录

#### 9.2.2 处理资料

录井完井报告、录井综合图

#### 9.2.3 磁介质资料

电子光盘

#### 9.2.4 实物资料

完井后经甲方代表（或监督）复查验收，岩屑、岩心送交甲方指定地点销毁或保存，并在送样清单上办理交接手续。

## 10 技术要求

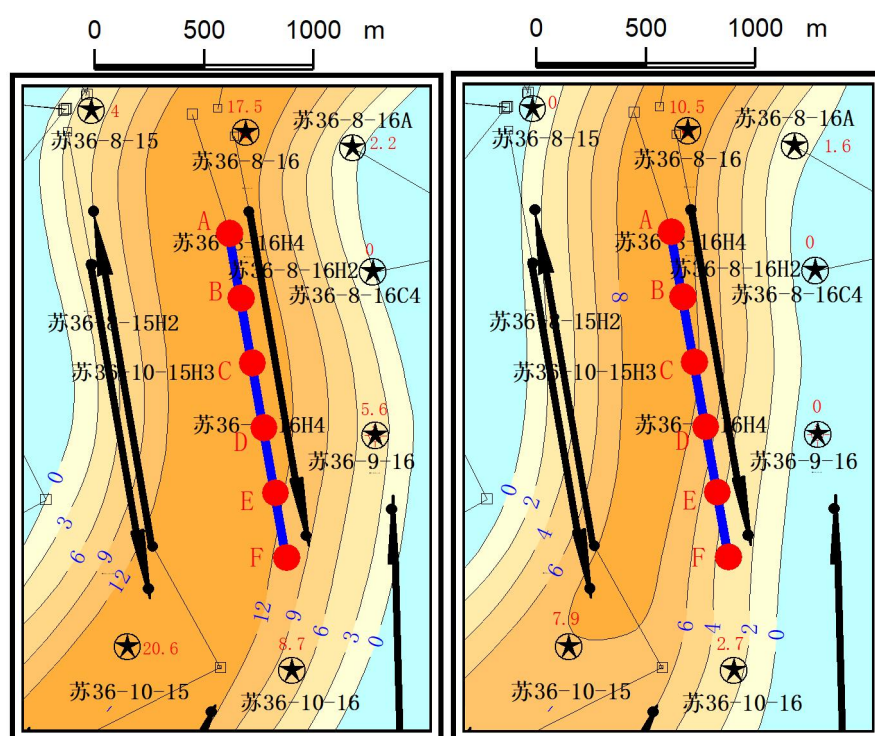
- 1、该井是在苏 36-8-16 井井场上部署的一口水平井。
- 2、水平段的最终靶点、轨迹及控制点等以校正后地质设计为准。
- 3、在钻到目的层时，要加强地层对比，以卡准气层顶界，水平段录井、测井按资料录取要求中相关规定执行。
- 4、入靶点纵向漂移误差控制在 $\pm 1.0\text{m}$ ，入靶后水平段钻进过程中井斜角误差控制在 $\pm 0.3^\circ$ ，平面上摆动幅度控制在 $\pm 20.0\text{m}$ 。

5、钻井过程中要取全取准各项资料；钻时过快时，应适当控制机械钻速，保证井底岩屑及时返至井口，满足岩屑录井需要。

6、随时参考附近井资料，以指导该井的钻探。

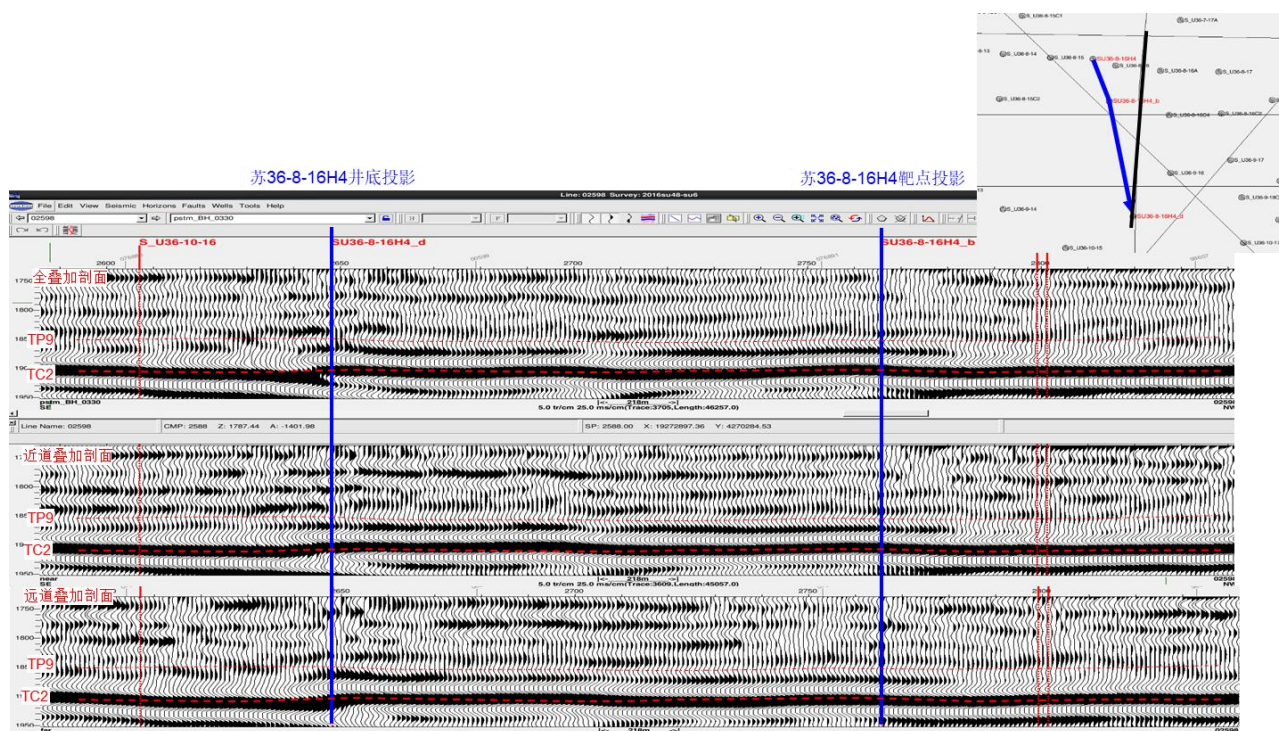
## 11 图件、附表

### 11.1 苏 36-8-16H4 井所在主砂带山<sub>1</sub><sup>1</sup>段砂体厚度图及有效砂体厚度图



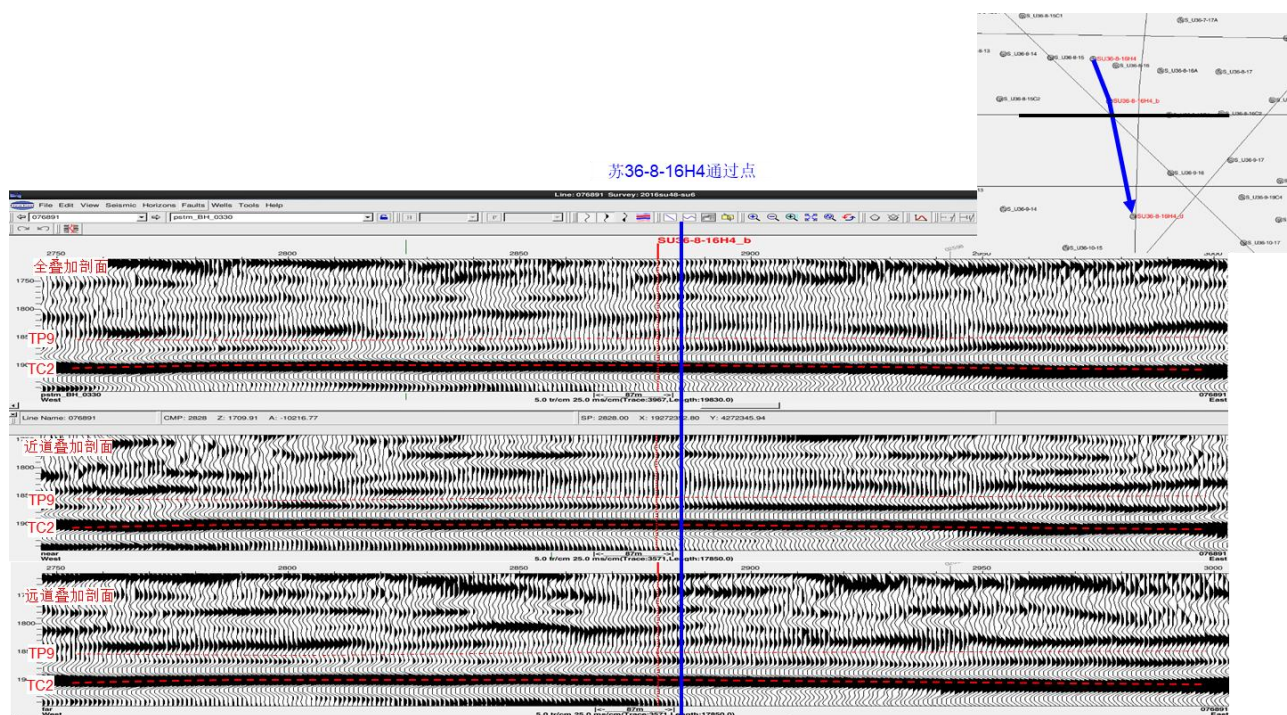
附图 11-1 苏 36-8-16H4 井所在主砂带山<sub>1</sub><sup>1</sup>段砂体厚度图及有效砂体厚度图

### 11.2 苏 36-8-16H4 井地震剖面图

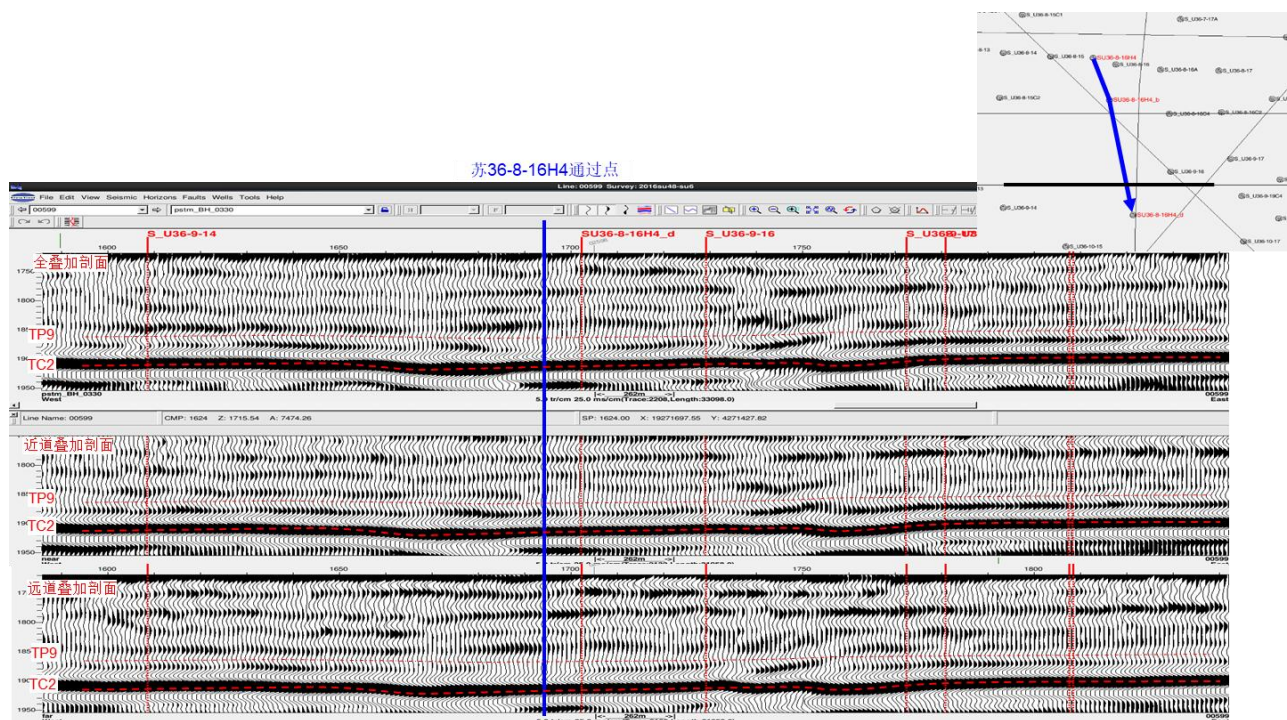


附图 11-2a 苏 36-8-16H4 在 02598 测线全叠加及近远道叠加剖面



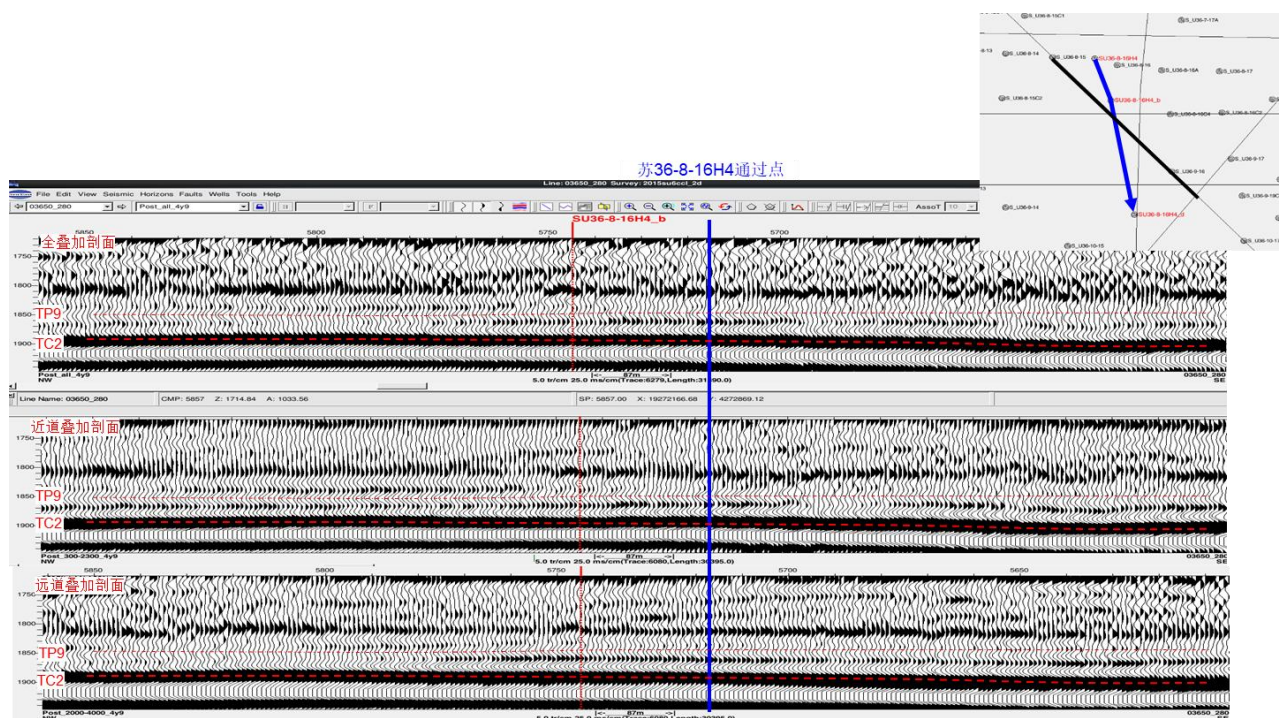


附图 11-2b 苏 36-8-16H4 在 076891 测线全叠加及近远道叠加剖面



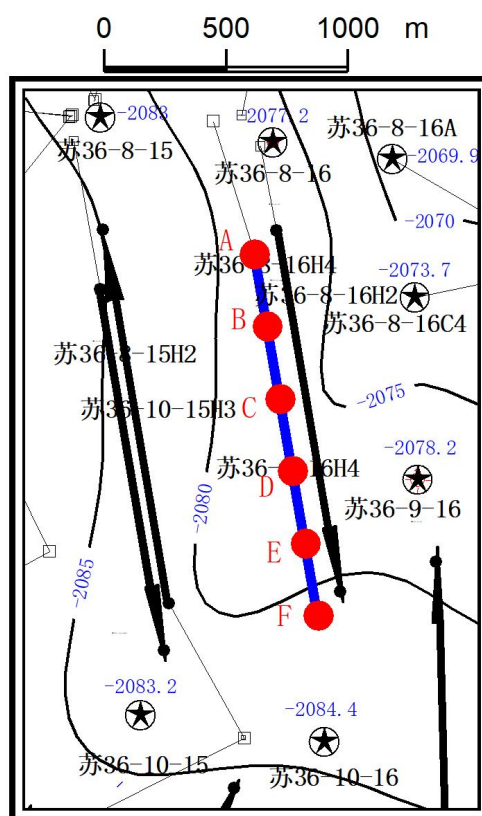
附图 11-2c 苏 36-8-16H4 在 00599 测线全叠加及近远道叠加剖面





附图 11-2d 苏 36-8-16H4 在 03650\_280 测线全叠加及近远道叠加剖面

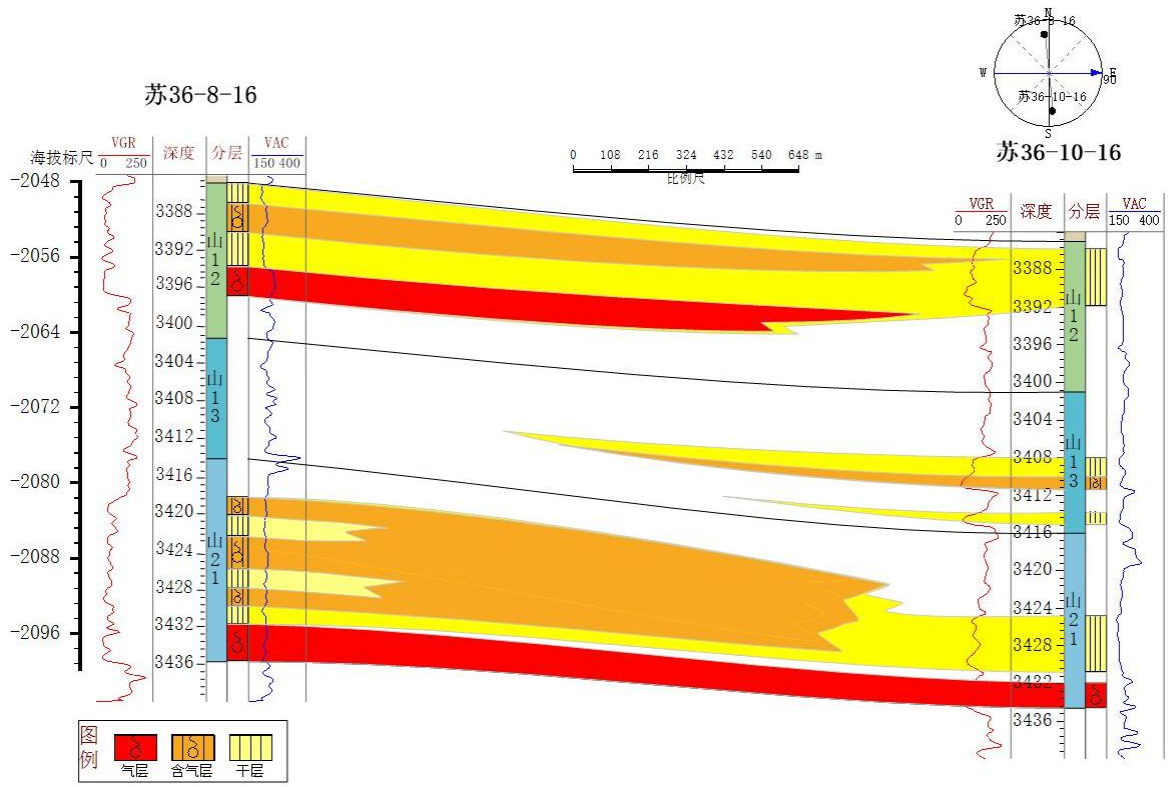
### 11.3 苏 36-8-16H4 井山 $z^1$ 段顶面构造等值线图



附图 11-3 苏 36-8-16H4 井所在区域山  $z^1$  段地层顶构造图

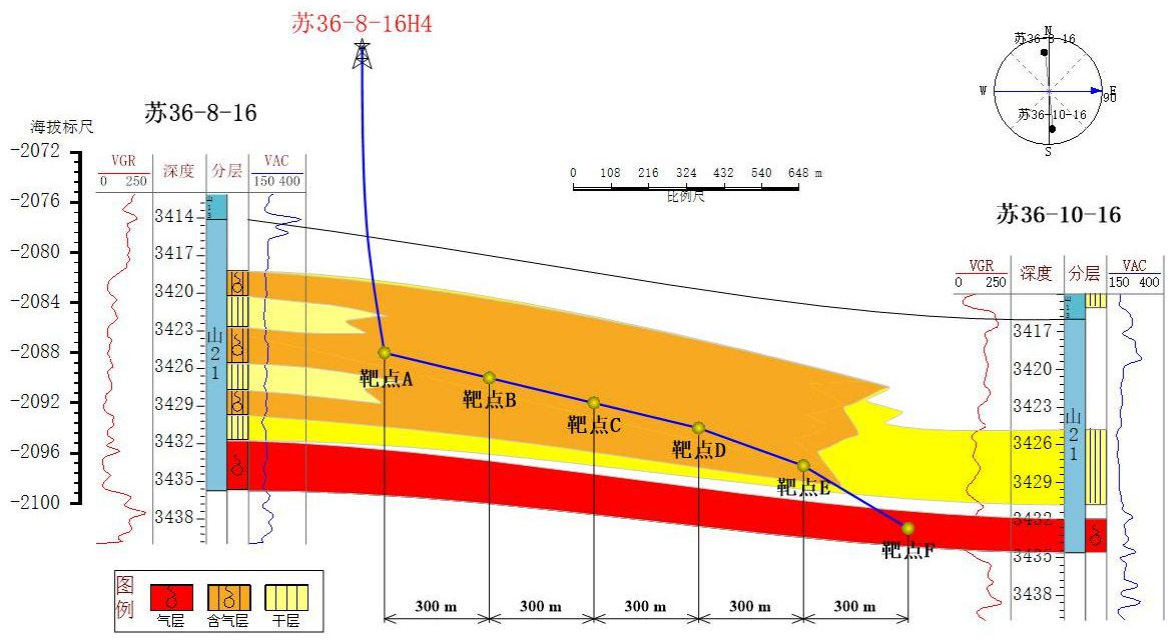


11.4 过苏 36-8-16~苏 36-10-16 井山<sub>2</sub><sup>1</sup>段气藏剖面图



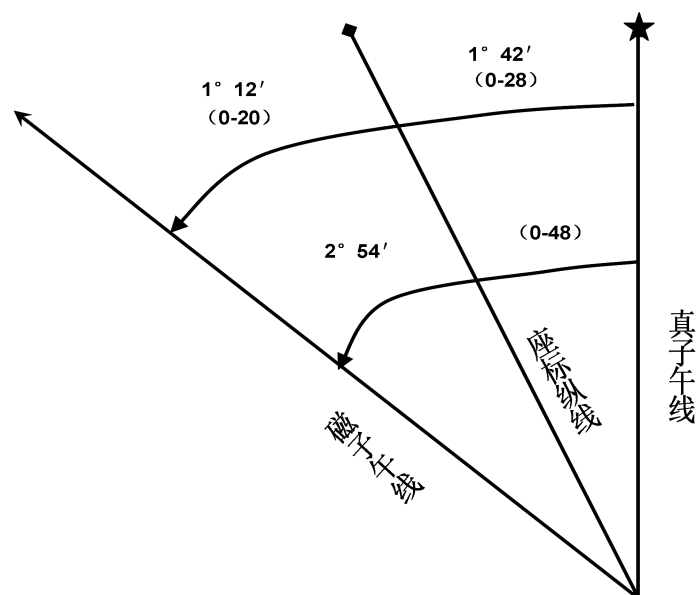
附图 11-4 过苏 36-8-16~苏 36-10-16 井山<sub>2</sub><sup>1</sup>段气藏剖面图

11.5 苏 36-8-16H4 井水平段井轨迹示意图



附图 11-5 苏 36-8-16H4 井水平段井轨迹示意图

## 11.6 苏 36-8-16H4 水平井磁偏角



附图 11-6 苏 36-8-16H4 井区磁偏角