



中国石油

鄂尔多斯盆地长庆油田苏里格气田东区

井号：苏东 **49-41**

井别：开发井

井型：定向井

风险等级：三级风险井

钻井地质设计

长庆油田分公司

苏里格气田开发分公司产能建设项目组

中国石油

苏东 49-41 井钻井地质设计

钻井地质设计责任表

苏里格气田东区苏东 49-41 井钻井地质设计	
设计单位：长城钻探工程有限公司录井公司开发井地质设计中心	
设计人： 肖修岩	日期：2023 年 3 月 18 日
审核人： 杨晓	(签字) 日期：2023 年 3 月 18 日
单位负责人： 张小东	(签字) 日期：2023 年 3 月 18 日
建设单位技术负责人意见：	
同意	
(签字) 袁晓涛 日期： 2023 年 3 月 18 日	
建设单位主管副经理（负责人）审批意见：	
同意	
(签字) 杨晓智 日期： 2023 年 3 月 18 日	

目 录

1 井区自然概况	1
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
2 地质简介	3
2.1 构造概况	3
2.2 标准地层剖面	4
2.3 储集层特征	5
2.4 气藏简述	5
2.5 勘探开发简况	6
2.6 已钻井复杂情况	7
3 设计依据及开发部署	8
3.1 设计目的	8
3.2 设计依据	8
3.3 设计井基本数据	8
3.4 产量预测	9
4 设计分层数据表	10
5 工程要求	11
5.1 地层压力	11
5.2 钻井液要求	13
5.3 井身质量	14
5.4 井身结构要求	14
5.5 完井质量要求	14
6 资料录取要求	14
6.1 录井要求	14
6.2 取心要求	15
6.3 分析化验要求	15
6.4 中途测试要求	15
6.5 测井要求	15
7 健康、安全与环境管理	15
7.1 基本要求	15
7.2 健康管理要求	16
7.3 安全管理要求	17
7.4 环境管理要求	18
7.5 风险提示	18
8 设计及施工变更	20
8.1 设计变更程序	20
8.2 目标井位变更程序	20
8.3 施工计划变更程序	20
9 提交资料要求	20
10 其它要求	20
10.1 录井要求	20
10.2 特殊情况处理要求	21
10.3 下套管、固井要求	21
11 附件、附图及附表	21
11.1 长庆油田苏里格气田东区井位部署图（局部）	21
11.2 三压力曲线	22

1 井区自然概况

1.1 地理简况

1.1.1 地理环境

苏里格气田东区开发区域面积约 4483km²，属于沙漠～草原过渡带，地表为第四系未固结的松散黄沙土，承压强度小，海拔一般约在 1250～1400m。

1.1.2 交通、通讯

本井场上井土路约 2.0km，连接 G338 国道，交通便利，通讯网络已基本覆盖。

1.1.3 周边环境描述

苏东 49-41 井位于内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗乌兰陶勒盖镇巴音敖包嘎查。本井周围地貌主要为草沙丘，井场大小为 100m*60m。未在煤矿区、水源地保护区。本井场大门方向约 92°（东）；井口东偏南约 330m 有驻地，东南约 210m 有老井苏东 49-40，已投产；南面约 400m 有高压电力线；本井为井场部署第 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。（见下图）

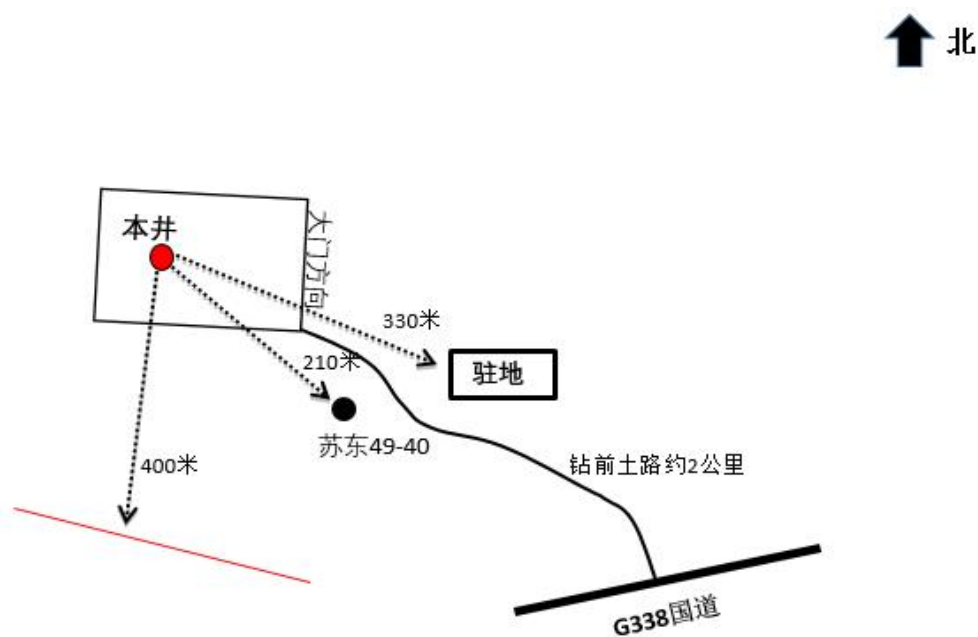


图 1 苏东 49-41 井井场周边环境描述示意图

表 1 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≥75m	符合
油气井井口距民宅≥100m	符合
油气井井口距铁路、高速公路≥200m	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≥500m	符合
油气井之间的井口间距≥5m；丛式井组之间的井口距离≥20m	符合
高压、高含硫油气井口距其他井口之间的距离>钻进本井所用钻机的钻台长度，且≥8m	符合

1.2 气象、水文

1.2.1 气候

工区属温带大陆性季风气候，冬春季多西北风，春季多发沙尘暴。

1.2.2 气温

工区春季干旱多大风，夏季高温多雷雨，秋季凉爽而短促，冬季干旱且漫长，日照充足。年平均气温 6.8℃。

1.2.3 雷雨雪霜

工区年平均降水量 350～400mm。无霜期约 113～156d。

1.3 灾害性地理地质现象

冬春季节多有扬沙、沙尘暴。

2 地质简介

2.1 构造概况

2.1.1 区域地质背景

鄂尔多斯盆地是一个多旋回演化、多沉积类型的大型沉积盆地，盆地本部面积约 $25 \times 10^4 \text{km}^2$ 。盆地基底为前寒武纪结晶变质岩系，沉积盖层大体经历了中晚元古代坳拉谷、早古生代陆表海、晚古生代海陆过渡、中生代内陆湖盆及新生代周边断陷等五大阶段，形成了下古生界碳酸盐岩、上古生界海陆过渡相煤系碎屑岩及中新生界内陆碎屑岩沉积的三层结构。盆地主体除缺失中上奥陶统、志留系、泥盆系及下石炭统外，地层基本齐全，沉积岩厚度约 6000m。目前在盆地内发现了下古生界、上古生界及中生界三套含油气层系。

2.1.2 构造基本特征

鄂尔多斯盆地位于华北地块西部，是一个稳定沉降、坳陷迁移、扭动明显的多旋回克拉通盆地，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，盆地内划分为六大二级构造单元，即：伊盟隆起、伊陕斜坡、天环坳陷、晋西挠褶带、西缘断褶带和渭北隆起。

伊陕斜坡为盆地内面积最大的一级构造单元，东西宽 250km、南北长 400km，现今构造面貌为一西倾大型平缓单斜，平均坡降约 $8 \sim 10 \text{m/km}$ 。

苏里格气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡西北侧，地震 TP_8 反射层构造图展示的构造形态为一宽缓的西倾单斜，坡降 $3 \sim 10 \text{m/km}$ ，在宽缓的单斜上发育多排北东走向的低缓鼻隆，鼻隆幅度 10m 左右，南北宽 $5 \sim 15 \text{km}$ ，东西长 $10 \sim 20 \text{km}$ 。实践证实这些低缓的鼻隆构造，对上古气藏的形成不起控制作用，气藏主要受砂岩的空间展布和储集物性变化所控制，属于岩性砂岩气藏。

2.2 标准地层剖面

界	系	统	层 位		地层厚度 (m)	岩性剖面		标志层
			组	亚段		岩性简述	油气层段	
新生界	第四系		(Q)		30~60	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	(K ₁)		300~600	上部灰紫、浅棕色砂岩夹灰岩、灰绿色泥岩，下部棕红、浅红色中-粗粒砂岩		
	侏罗系	中统	安定组(J _{2a})		50~130	上部泥灰岩与砂岩互层，中部紫红色泥岩，底部灰黄色细砂岩		
			直罗组(J _{2z})		200~500	灰绿、紫红色泥岩与浅灰色砂岩互层，上部灰绿色泥岩为主，底部广泛发育一套厚层块状含砾粗砂岩		
		下统	延安组(J _{1y})		210~290	深灰、灰黑色泥岩与灰色砂岩互层夹多层煤，底部杂色泥岩夹灰白色中粗砂岩		延 7 顶煤
	三叠系	上统	延长组(T _{3y})		600~900	上部泥岩夹粉细砂岩，中部厚层块状砂岩夹砂质、炭质泥岩，下部长石砂岩夹紫色泥岩		长 1 底部泥页岩 长 7 张家滩页岩
		中统	纸坊组(T _{2z})		250~400	上部棕紫色泥岩夹砂岩，下部灰绿色砂岩、砂砾岩		
		下统	和尚沟组(T _{1h})		80~120	棕红泥岩夹灰色砂岩		
			刘家沟组(T _{1l})		160~320	灰绿色砂岩夹棕褐、浅棕色泥岩		
古生界	二叠系	上统	石千峰组(P _{3q})		220~320	上部棕红色泥岩夹肉红色砂岩，下部肉红色砂岩夹棕红色泥岩		造浆性好，钻遇该段地层时钻井液呈棕红色
		中统	石盒子组(P _{2h})		250~300	上部杂色、灰色泥岩夹灰绿色砂岩为主，下部为灰白色砂岩夹深灰色泥岩	主要气层	盒 1 顶紫红泥岩 盒 5 顶桃花页岩 盒 8 底骆驼脖子砂岩
		下统	山西组(P _{1s})		80~120	深灰色泥岩与灰白色砂岩互层夹煤线及煤层	主力气层	山 2 底北岔沟砂岩
			太原组(P _{1t})		20~50	深灰色灰岩、泥岩、煤	主力气层	6#煤层
	石炭系	上统	本溪组(C _{2b})		5-70	煤，深灰色泥岩		顶部厚煤层 (8#、9#煤)
	奥陶系	下统	马家沟组(O _{1m})	马五 ₁	3~21	深灰、褐灰色白云岩、泥质白云岩、灰质云岩	主力气层	马五 ₁ ⁴ 底深灰色凝灰岩 马五 ₂ ² 石膏假晶 马五 ₄ ¹ 底灰绿色凝灰岩
				马五 ₂	5~8			
				马五 ₃	20~28			
				马五 ₄	20~43			
				马五 ₅	20~35			
				马五 ₆	38~50			
				马五 ₇	10~30			

2.3 储集层特征

2.3.1 沉积特征

该区上古生界发育由北向南展布的大型河流—三角洲沉积体系，苏里格气田东区盒 8 气藏展布主要受三角洲平原分流河道砂体控制，砂体厚度连续性较好，一般为 10~30m。

2.3.2 岩性及物性特征

苏里格地区上古生界盒 8 及山 1 段砂岩以粒径在 0.5~1mm 之间的粗砂岩为主，其次为中砂和细砾岩，分别占砂岩总量的 33.7%和 8.8%，几乎不含细砂及粉砂。砂岩类型主要为石英砂岩、岩屑石英砂岩和岩屑砂岩。主要发育四类孔隙，原生粒间孔隙、次生溶孔、高岭石晶间微孔隙和微裂隙。主力气层段盒 8 与山 1 储集层孔隙都以次生孔隙为主，面孔率较低。孔隙组合特征为岩屑溶孔+长石溶孔+晶间孔。

苏里格气田总体属低孔、低渗砂岩储层。储层孔隙度一般在 6.0%~12.0%之间，渗透率一般在 0.1mD~5.0mD 之间。盒 8 段平均孔隙度 9.1%，平均渗透率 1.071mD；山 1 段平均孔隙度 8.3%，平均渗透率 0.586mD。从纵向分布来看，盒 8 段砂岩的孔隙度和渗透率均高于山 1 段，随着埋藏深度的增加，砂岩孔隙度和渗透率呈现逐渐减小的趋势。

2.3.3 空间展布特征

苏里格气田东区盒 8、山 1 段砂体具有多种叠置样式，主要以孤立状、垂向叠置型、横向切割型为主；砂体在旋回早期沉积较厚，晚期较薄；由于砂体的垂向叠置，导致单层中比较孤立砂体形成了“泛连通体”；平面上，盒 8、山 1 段砂体主要呈近南北向条带状分布，而小层内有效砂体呈孤立状分布，由于砂体叠置关系，盒 8、山 1 段有效砂体呈连片分布，但山 1 段砂体和有效砂体规模比盒 8 段小。

2.3.4 岩石的敏感性

岩矿分析表明，上古生界砂岩储层中的主要酸敏矿物有铁方解石、铁白云石，菱铁矿和绿泥石粘土，这些矿物遇盐或酸产生化学沉淀或酸蚀以后释放出微粒，并引起渗透率下降，从而对储层造成伤害。经过对部分井盒 8 岩心分析，盒 8 砂岩速敏程度为中等~中等偏强，酸敏程度为弱酸敏，水敏程度为弱水敏~中等水敏，弱盐敏。

2.4 气藏简述

2.4.1 气藏类型

苏里格气田含气层段内部气层的发育程度和分布范围受砂体展布及储层物性控制。同

一层段内部多期砂体复合叠置形成的大型复合储集体在横向和纵向上都存在一定非均质性。但总体来看，同一砂带内气层呈层状分布，横向连片且纵向窜通，属同一气藏。未见边、底水，属弹性驱动层状定容气藏。

2.4.2 流体性质及有毒、有害气体含量

苏里格气田东区天然气相对密度 0.5583~0.6600，平均 0.5849；甲烷含量 85.75%~99.18%，平均 95.30%。天然气组份中甲烷含量平均在 90%以上，气藏中上古生界少见 H_2S ，属无硫干气，下古生界普见 H_2S ，本区域含量较低。

2.4.3 气水界面

从本气田气水界面海拔高程对比中可以看出，各产水层均无统一的气水界面，即使在含水面积较大的同一区块内也不存在统一的气水界面。

2.4.4 温度及压力系统

利用苏里格气田上、下古生界实测地层温度资料与对应深度作相关分析，上、下古生界地层具有统一的地温场，地温梯度为 $3.06^{\circ}C/100m$ ，平均地层温度为 376.70K。

盒 8 气藏实测地层压力值主要分布在 22.988MPa~31.400MPa 之间，平均地层压力 28.614MPa；山 1 气藏实测地层压力值主要分布在 26.337MPa~31.640MPa 之间，平均地层压力 29.611MPa。苏里格气田东区、中区、西区的压力系数基本一致，约为 0.87，属于低压系统。

2.5 勘探开发简况

苏里格气田综合勘探始于 1999 年，目前已发现上古生界盒 4、盒 6、盒 7、盒 8、山 1、山 2、太原、本溪和下古生界马五 1+2、马五 4 等多套含气层段，其中盒 8 和山 1 是气田的主力气层。2007 年，以上古生界下石盒子组盒 8 和山西组山 1 气藏为主要目标，对苏里格气田东区展开整体评价勘探，其中召 35 井钻遇盒 8 气层 10.1m，试气获得无阻流量 $50.75 \times 10^4 m^3/d$ 的高产气流。2010 年，针对盒 8、山 1 段完试井 11 口，其中 10 口井获工业气流，平均井口产量 $2.8 \times 10^4 m^3/d$ 。2010 年在苏里格气田东一区新增天然气探明地质储量 $2292.98 \times 10^8 m^3$ ，技术可采储量 $1247.80 \times 10^8 m^3$ ，经济可采储量 $829.52 \times 10^8 m^3$ 。

截止 2019 年底，苏里格气田东区累计探明含气面积 $1658.01 km^2$ ，探明地质储量 $1965.03 \times 10^8 m^3$ ，基本探明含气面积 $4562.82 km^2$ ，基本探明地质储量 $4671.11 \times 10^8 m^3$ 。

苏里格气田东区于 2007 年正式投入开发，截止 2019 年底，累计钻井 3974 口，建井

3798 口，具备 $46.75\times10^8\text{m}^3/\text{a}$ 的配套生产能力。

2.6 已钻井复杂情况

邻井复杂情况统计表

年份	井号	层位	井深 m	漏失量 m ³	钻井液 相对密度	漏速 m ³ /h
2018	苏东 37-41C3	刘家沟	2552-2739	325	1.08	10
2019	苏东 37-38C2	刘家沟	2770	2086	1.08	失返
2019	苏东 54-68H2	刘家沟-石盒子	2418-3173	495	1.01-1.31	4-30

3 设计依据及开发部署

3.1 设计目的

完成产能建设任务。

3.2 设计依据

- 3.2.1 苏东 49-41 井地质任务书；
- 3.2.2 苏里格气田东区井位部署图；
- 3.2.3 苏东 50-44C4 井及区块勘探、开发成果。

3.3 设计井基本数据

表 2 苏东 49-41 井基本数据表

井 号	苏东 49-41	井 别	开发井	井 型	定向井
地理位置	内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗乌兰陶勒盖镇巴音敖包嘎查				
构造位置	鄂尔多斯盆地伊陕斜坡				
井口坐标	纵坐标（X）	4287404.43	靶点位移（m）	710.40	
（复测，m）	横坐标（Y）	19328734.10	靶点方位（°）	103.80	
地面海拔（m）	1378.79（复测）		补心海拔（m）	1383.99	
靶心坐标（m）	纵坐标（X）	4287235	大门方向（°）	92.54	
	横坐标（Y）	19329424	靶区半径（m）	≤50	
中靶垂深（m）	3049		磁 偏 角（°）	-2.90	
靶心海拔（m）	-1665.01		设计垂深（m）	3383	
目 的 层	盒 8、山西组兼顾下古（盒 8 段目的层设计垂深井段 3047～3050m）				
完钻原则	钻穿马家沟组马五 5 地层后，钻 50m 口袋完钻；在钻口袋过程中，如发现良好含气显示，则钻穿该气层段后，再钻 50m 口袋完钻。				
完钻层位	马家沟组				
完井方式	套管完井				

注: 磁偏角数据取自 1986 年出版的地形图, 仅供参考。

3.4 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。经查阅本井周围生产井的试气数据，本区邻井压裂后无阻流量最小 $1.6219 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最大 $14.2639 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，平均 $5.4190 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，综合预测本井压裂后无阻流量（3~10） $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。本井可能钻遇高产气流，在钻至相应层位应加强防范，做好相关预案，密切关注井漏、溢流等情况，及时采取控制措施，防止转变为井涌、井喷事故。

表 3 邻井试气成果表

序号	井号	层位	无阻流量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	与本井靶点距离 (km)
1	苏东 49-39	盒 ₈ 、山 ₁ ² 、山 ₁ ³ 、马五	3.6024	1.6
2	苏东 48-42	盒 _{8下} 、马五 ₄ ^{1a}	14.2639	1.9
3	苏东 49-43	马五 ₄ ¹ 、马五 ₅ 、马五 ₆	8.3370	1.4
4	苏东 48-43C2	盒 _{8下} ² 、山 ₁	1.6219	1.8
5	苏东 48-43C3	盒 _{8下} ² 、山 ₁ ³	2.5865	1.4
6	苏东 49-40C1	盒 _{8下} ² 、马五 ₄ ^{1a}	5.3778	0.9
7	苏东 49-40C3	盒 _{8下} ² 、马五 ₄ ^{1a}	2.1437	1.3

4 设计分层数据表

表 4

设计分层数据表

层 位				设计分层 (m)		邻井 (垂深) 苏东 50-44C4	岩性简述	复杂情况 提示
系	统	组	亚段	垂深	垂厚			
第四系				40	35		黄色流沙、粘土夹砾石层	防塌、防漏
白垩系	下统			460	420	460.0	粉红色砂岩夹泥质条带	防斜、防出水
侏罗系	中统	安定组		549	89	566.0	泥灰岩、紫红色泥岩、灰黄色细砂岩	防塌、防卡
		直罗组		806	257	823.0	灰绿、紫红色泥岩与浅灰色砂岩互层, 上部以泥岩为主, 底部为砂砾岩	防塌、防斜、防出水
	下统	延安组		1160	354	1176.6	深灰、灰黑色泥岩与灰色砂岩互层夹多层煤, 底部杂色泥岩夹灰白色中粗砂岩	防塌、防斜防卡、防喷
三叠系	上统	延长组		1946	786	1963.2	上部泥岩夹粉细砂岩, 中部以厚层块状砂岩为主夹砂质泥岩、炭质泥岩, 下部长石砂岩夹紫色泥岩	防塌、防斜防卡、防喷
	中统	纸坊组		2214	268	2230.8	上部棕紫色泥岩夹砂岩, 下部灰绿色砂岩、砂砾岩	防塌、防斜
	下统	和尚沟组		2323	109	2340.0	棕红色泥岩夹灰色砂岩	防漏、防斜
		刘家沟组		2602	279	2618.3	灰绿色砂岩夹棕褐、浅棕色泥岩	防漏
二叠系	上统	石千峰组		2826	224	2842.6	上部棕红色泥岩夹肉红色砂岩, 下部肉红色砂岩夹棕红色泥岩	防塌、防斜
	中统	石盒子组		3092	266	3109.2	上部以杂色、灰色泥岩夹灰绿色砂岩为主, 下部为灰白色砂岩夹深灰色泥岩	防喷、防漏、防硫化氢
	下统	山西组		3203	111	3219.6	深灰色泥岩与灰白色砂岩互层, 夹煤线及煤层	
		太原组		3231	28	3247.3	深灰色灰岩、泥岩、煤	
石炭系	上统	本溪组		3244	13	3260.4	煤, 深灰色泥岩	
奥陶系	下统	马家沟组	马五 ₃	3269	25	3286.0	深灰、褐灰色白云岩、泥质白云岩、灰质云岩	
			马五 ₄	3304	35	3321.0		
			马五 ₅	3333	29	3350.0		
			马五 ₆	3383	50	3354.0 (未穿)		

注: 本井地层厚度、深度主要依据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。

表 5 预计油气层位置

序号	层位	预计油气水层位置 (垂深, m)	相当于邻井油气显示		
			井号	垂深井段 (m)	解释成果
1	石盒子组	3047 ~ 3050	苏东 50-44C4 井 补心海拔 1401.11m	3063.4 ~ 3067.2	差气层
2	石盒子组	3063 ~ 3065		3080.2 ~ 3081.7	差气层
3	山西组	3101 ~ 3113		3118.0 ~ 3130.0	气层
4	山西组	3155 ~ 3157		3172.2 ~ 3173.5	差气层
5	山西组	3167 ~ 3170		3183.7 ~ 3186.7	差气层
6	太原组	3218 ~ 3225		3234.3 ~ 3241.4	含气水层
7	马家沟组	3249 ~ 3251		3265.9 ~ 3267.4	差气层
8	马家沟组	3270 ~ 3273		3286.5 ~ 3289.3	气层

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 6 已钻井实测地层孔隙压力成果表

序号	井号	层位	气层中部深度 (m)	地层压力 (MPa)	压力系数	备注
1	苏东 47-40	盒 8 下+山 2+马五 4 ^{1a}	3296.6	28.94	0.90	
2	苏东 47-41	盒 8 下+马五 2 ² +马五 4 ^{1a}	3220.4	27.81	0.88	
3	苏东 48-39	盒 8+山 1+马五 4	3181.5	28.68	0.92	
4	苏东 48-42	盒 8+马五 4	3215.5	28.74	0.91	
5	苏东 49-39	盒 8+山 1 ² +山 1 ³ +马五	3187.6	28.70	0.92	
6	苏东 49-42	盒 8 下	3123.1	28.02	0.91	
7	苏东 50-42	山 1	3121.5	28.77	0.94	
8	苏东 50-43	盒 8 上 ² 、太原、马五 4 ^{1a}	3211.0	26.62	0.85	

5.1.2 已钻井破裂压力

表 7 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）
召 36	刘家沟组	2470.0~2570.0	47.25~48.88	1.876~1.929
	石千峰组	2570.0~2846.5	47.68~54.48	1.831~1.936
	石盒子组	2846.5~3103.7	52.59~57.74	1.808~1.917
	山西组	3103.7~3188.1	56.51~58.97	1.809~1.865
	太原组	3188.1~3218.0	57.79~62.42	1.806~1.953
	本溪组	3218.0~3239.5	58.52~62.54	1.813~1.935
	马家沟组	3239.5~3310.0	58.52~64.90	1.804~1.962

5.1.3 生产井的压力

表 8 生产井压力成果表

井 号	井型	采（注）井段 m	层 位	压 力 资 料				备 注
				地层压力 MPa	测压时间	油压 MPa	套压 MPa	
苏东 50-44	直井	3124.0-3127.0	盒 8 _下 ²	23.809	24	13.2	14.2	2018.07.24
		3180.0-3183.0	山 2 ¹					
		3277.4-3280.1	马五 4 ^{1a}					
苏东 50-44C4	定向井	3227.0-3231.0	盒 8 _下 ²	26.567	24	16.8	17.8	2018.06.28
		3393.6-3396.4	马五 4 ^{1a}					

5.1.4 地层压力预测

表 9 苏东 49-41 井地层压力预测表

井 号	层 位	设计油气层垂深井段（m）	压力系数	复杂提示
苏东 49-41	石盒子组	3047~3065	0.94	防喷 防硫化氢
	山西组	3101~3170		
	马家沟组	3249~3273	0.92	

5.2 钻井液要求

5.2.1 已钻井(完)钻井液使用情况

表 10 已钻井（完）钻井液使用情况表

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 ³ ）	粘度（s）	
苏东 40-48C6	石千峰组	3020.0～3086.6	聚合物体系	1.13～1.15	37	
	石盒子组	3086.6～3391.7		1.15～1.18	37～43	
	山西组	3391.7～3492.0		1.16	42～46	
	太原组	3492.0～3528.0		1.16	46～48	
	本溪组	3528.0～3549.8		1.16	48	
	马家沟组	3549.8～3556.0		1.16	48	

5.2.2 对本井钻井液的要求

- 钻井液要满足油气层保护需求。具体如下：
- 1）根据集团和油田公司《关于禁止使用磺化物类钻井液材料的通知》要求，要求钻井作业中采用环境友好型钻井液体系和外加剂，禁止添加危害环境的有毒有害添加剂。
 - 2）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。
 - 3）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。
 - 4）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。
 - 5）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。
 - 6）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

表 11 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
苏东 49-41	按工程设计要求执行。						

5.4 井身结构要求

表 12 井身结构要求表

井 号	表层套管			气层套管			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)	
苏东 49-41	按工程设计要求执行。						

5.5 完井质量要求

表 13 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
苏东 49-41	固井质量一次合格，其它按工程设计要求执行。					

注：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

表 14 录井要求

项 目 垂深井段（m）	钻时	岩屑	气测	钻井液	
				密度、粘度	氯离子含量
2770～井底	1 点/m	1 点/m	1 点/m	1 点/5m	

注：要求从石千峰底以上 50m 开始钻时、气测、岩屑录井。石千峰底以上 50m～井底，按照 1 点/1m 录取，并加强地质循环观察。

6.2 取心要求

本井不取心。

6.3 分析化验要求

本井无要求。

6.4 中途测试要求

本井无要求。

6.5 测井要求

表 15 测井要求

次数	项目		垂深井段（m）	测井系列
1	常规	1:500	表套脚～井底	双侧向、声波时差、自然伽玛、自然电位、井径、井斜
		1:200	2770～井底	双侧向、声波时差、自然伽玛、自然电位、井径、岩性密度（Pb+Pe）、补偿中子
2	三样		井口～人工井底	自然伽玛、磁定位、变密度

注：新增或特殊测井项目由项目组根据实钻情况确定。

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 劳动保护用品依据国家法律、法规、标准、规范要求、《中国石油天然气股份有限公司劳动保护管理暂行规定》（石油质字〔2000〕第 231 号）和《长庆油田分公司劳动防护用品配备及管理办法》（长油〔2015〕105 号）、SY/T6524-2017《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。

7.2.2 进入钻井作业区的人员，应按 SY/T6284-2016《石油企业职业病危害因素监测技术规范》及 SY/T6524-2017《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》、《石油放射性测井辐射防护安全规程》SY5131-2008，将相应的劳保用具穿带整齐，听从安全员的培训与指挥。

7.2.3 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，并配置专职卫生员。生活垃圾分类存放，集中处理，保持营地的清洁卫生。根据规定时间对员工及时进行身体健康检查。急救和保健制度严格按《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》Q/SY08053-2017 标准执行。

7.2.4 做好 H₂S、CO 等有毒有害气的防范措施，应严格执行 SY/T5087-2017《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》，防止有毒有害气体溢出，配备检测装置，当检测到空气中有毒有害气体超过阈限值、安全临界浓度值、危险临界浓度值时，采取相应的安全防护措施，避免人身伤亡和环境污染。

7.2.5 突发疫情防控要求

施工单位应严格遵守《中华人民共和国传染病防治法》、《突发公共卫生事件应急预案》、各级地方政府相关法律法规、公司和上级部门相关的规章制度和要求，执行最新出台的法律法规以及相关防疫要求，制订切实有效的防控措施和处置预案，贯彻落实各项要求和措施，确保员工的生命安全和身体健康，维护正常的生产生活秩序。

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 《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2017）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 H₂S 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《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 井场周围地貌主要为草沙丘。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 依据《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）和《2023 年苏里格天然气开发产能建设钻采工程方案及实施细则》钻井井控风险分级，本井属于三级风险井。钻井施工过程中要求密切关注井漏、溢流等情况，及时采取控制措施，防止转变为井涌、井喷事故。

7.5.2 志丹统、直罗组防出水。第四系、志丹统、延长组、刘家沟组、奥陶系注意防漏。刘家沟组底部为区域漏失层（一般为渗漏层），易发生泥浆漏失，预计本井可能漏失段在 **2502~2602m**；奥陶系顶部裂缝、孔洞发育，易漏失，在钻开相应层段之后应加强防范。本溪组、太原组、山西组煤层发育，单层厚 1~2m，易坍塌，注意在钻开该层之后防塌。石盒子组、山西组、马家沟组为区域性气层，注意防井涌、井喷、硫化氢。

7.5.3 本井周围 1km 范围内无油水井。延安组、延长组为区域性油层，本区块内若存在注水采油井，开钻前应收集邻井相关资料，做好异常高压风险提示及预测。钻进过程中要注意防止窜漏、井涌、井喷。

7.5.4 根据本井区实测 H_2S 含量数据，本井区上古地层 H_2S 含量为 1.22~3.55mg/m³，下古地层 H_2S 含量为 3.75~7.8mg/m³。预测本井 H_2S 含量上古最高可达 3.55mg/m³，下古最高可达 7.8mg/m³，不排除下古储层遇到高 H_2S 情况。在钻井施工中做好硫化氢等有毒有害气体的监测和防护，如发现硫化氢气体，要求按照《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》SY/T5087-2017 和《含硫油气井钻井作业规程》（Q/SY02115-2021）执行。

表 16 邻井 H_2S 含量表

序号	井号	层位	H_2S (mg/m ³)	靶点与本井距离(km)
1	苏东 48-39	盒 ₈ 、山 ₁ 、马五 ₄	5.92	2.3
2	苏东 48-42	盒 _{8下} 、马五 ₄ ^{1a}	7.8	1.9
3	苏东 49-39	盒 ₈ 、山 ₁ ² 、山 ₁ ³ 、马五	5.7	1.6
4	苏东 49-42	盒 _{8下}	1.22	0.6
5	苏东 50-39	盒 _{8下} ² 、太原组	2.5	1.9
6	苏东 50-43	盒 _{8下} ²	3.55	1.3
7	苏东 50-44	盒 _{8下} ² 、山 ₂ ¹ 、马五 ₄ ^{1a}	5.7	1.3
8	苏东 50-45	盒 _{8下} 、马五 ₄ ¹	3.75	1.6

7.5.5 本区参数预测和地质要求中提供的下古气藏原始地层压力为 25.6~32.0MPa，根据本区已钻井实测地层孔隙压力成果，预测本井马家沟组地层压力系数为 0.92，预测本井盒₈段、山西组地层压力系数为 0.94；地层压力为 29.0MPa。

上古地层压力预测未考虑本溪组异常高压情况，本溪组局部压力系数可达 1.1，不排除高于该值的可能。井控技术措施要提前落实，加强对本溪组气测值变化的监测，防止发

生溢流。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。如遇本溪组异常高压井，井控风险等级应升级管理。

施工过程中要注意保持井内压力平衡，防止井喷、井涌、井漏等情况发生，如地层压力出现异常，应及时调整钻井液密度，搞好安全生产，并及时将有关数据上报项目组。

7.5.6 井口东偏南约 330m 为井队驻地；开钻前要进一步核实井口周围 2km 范围内居住人员情况，做好井控安全宣贯及有关要求的工作。

7.5.7 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、正钻井位于同一井场，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。

7.5.8 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。

8 设计及施工变更

8.1 设计变更程序

在钻井施工过程中因地质原因确需变更设计时，应书面报告，审批后方可实施。

8.2 目标井位变更程序

在钻井施工过程中由于地理地质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

完井后提交资料按中国石油天然气集团公司企业标准《录井资料采集处理解释规范》Q/SY01128-2020 及《长庆油田分公司石油天然气勘探开发地质资料管理办法》执行。

10 其它要求

10.1 录井要求

认真搞好上部地层的录井工作，卡准石千峰组底界，做好地层预告工作；完钻井深可

根据层位变化情况作相应调整，严格执行坐岗制度。

10.2 特殊情况处理要求

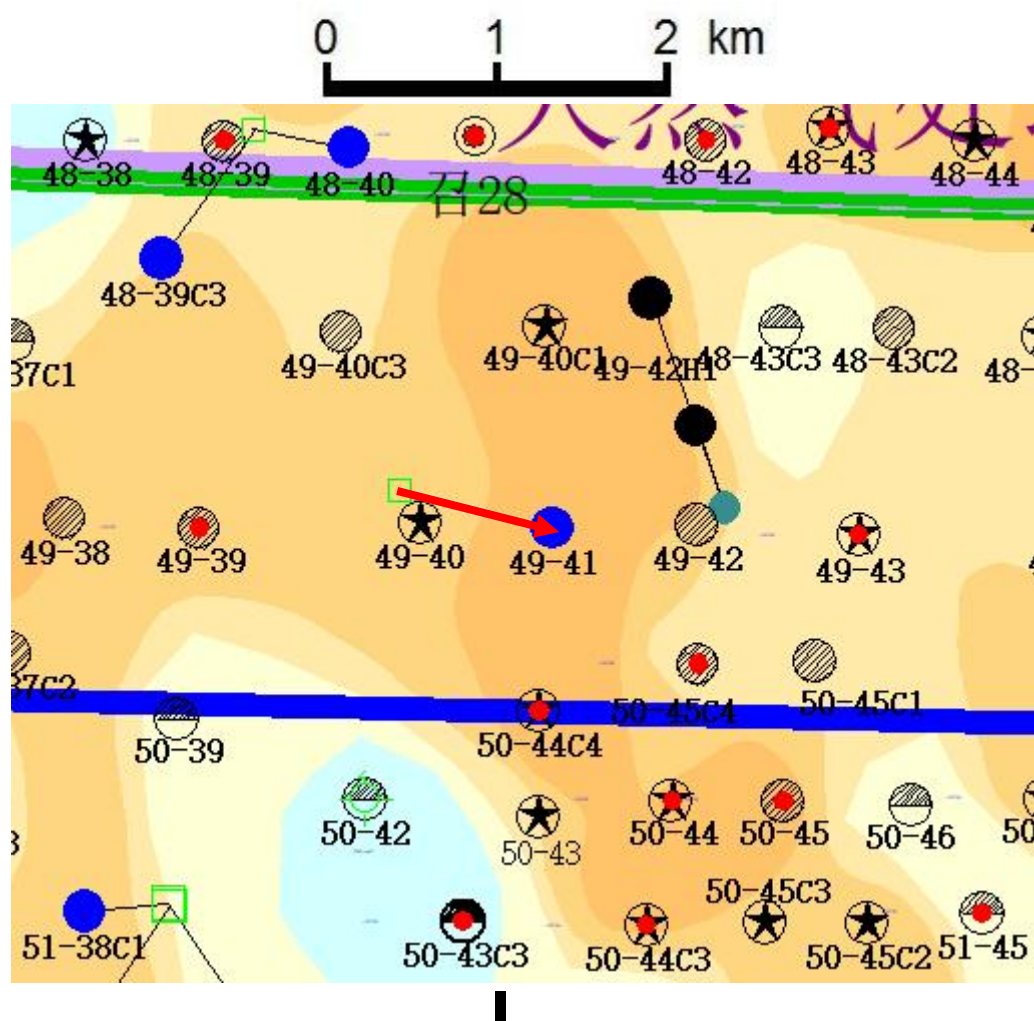
如发生井喷、井涌等异常情况严禁使用重晶石压井；如发生卡钻等事故需要混油处理事故时应报请项目组批准方可施工，并将有关数据记录在案，事故处理完毕后，必须全部替换钻井液。

10.3 下套管、固井要求

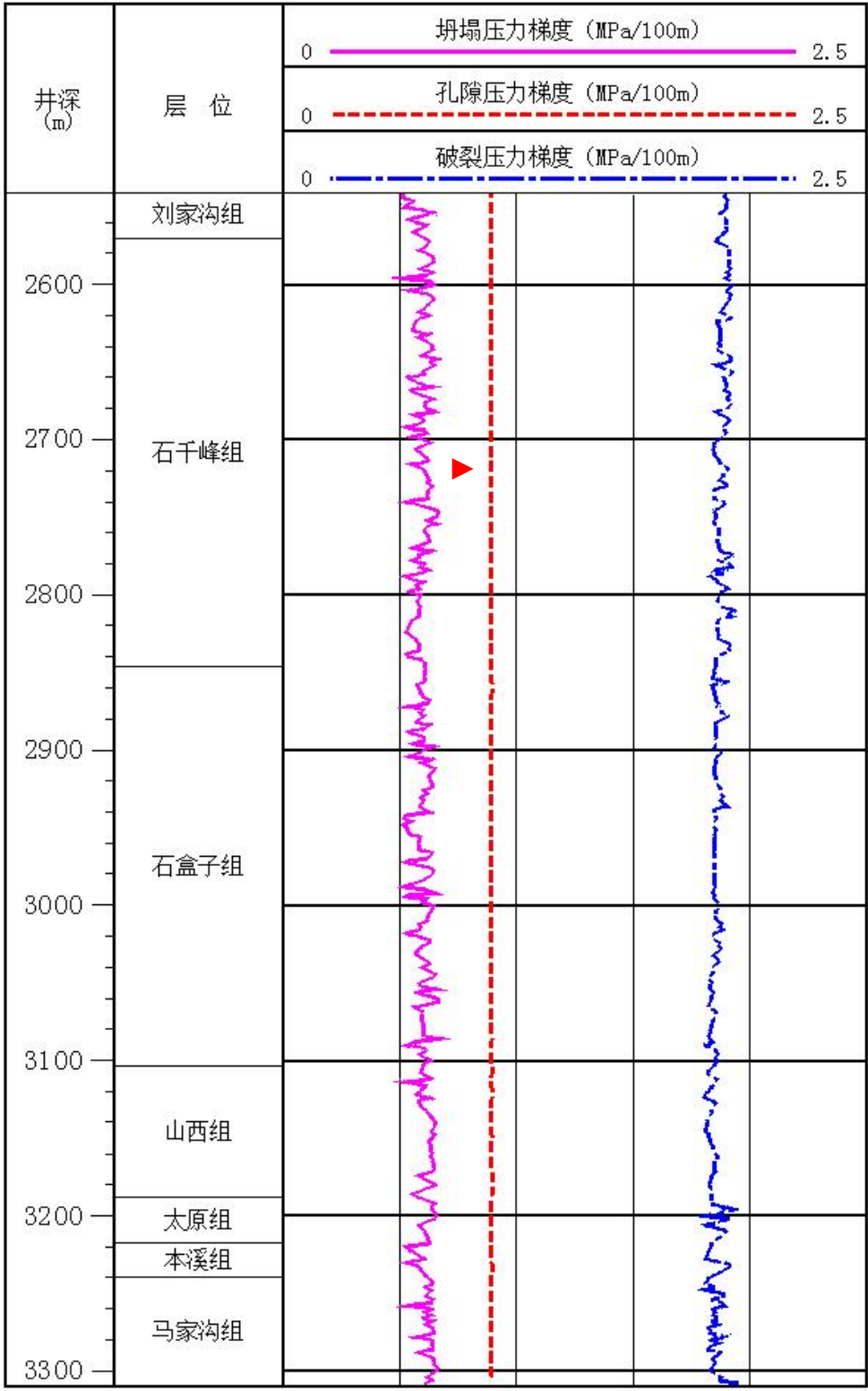
技术套管尺寸、下深、短套管位置、人工井底的确定，要求完钻后由项目组根据气层情况确定，固井质量一次合格并达到酸化压裂要求。

11 附件、附图及附表

11.1 长庆油田苏里格气田东区井位部署图 (局部)



11.2 三压力曲线



注：召 36 井与本井距离为 29.1km，以上地层三压力图仅供参考。