

第十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	2
2.1 地层特征	2
2.2 构造特征	3
2.3 储层特征	4
2.3.1 区域沉积环境.....	4
2.3.2 岩石类型.....	6
2.3.3 岩心资料.....	6
2.3.4 储层物性特征.....	7
2.3.5 储集空间特征.....	7
2.3.6 含油性.....	8
2.3.7 脆性.....	9
2.3.8 裂缝特征及展布规律.....	9
2.3.9 储层展布规律.....	10
2.4 油藏特征	10
2.4.1 油藏类型.....	10
2.4.2 流体性质.....	10
2.4.3 温压系统.....	10
2.4.4 地应力参数.....	10
3 试油试采数据	11
3.1 试油简况	11
3.2 试采简况	11
3.3 试油试采特征	12
二、方案设计单项组.....	12
1 油藏工程单项组	12
2 钻完井工程单项组	12
3 采油工程单项组	13
4 地面工程单项组	14

一、方案设计综合组

1 区块概况

1.1 井区概况

现有 XX 油田某区块，其边界为构造带，区块内有 W1-W8 采油井 8 口。以上 8 口井的井位大地坐标见表 1-1，井位分布见图 1-1，井斜数据详见附表 1，测井数据详见附表 2。（生产数据参考方案综合组试油试采数据）

表 1-1 W1-W8 井位坐标

井号	X (m)	Y (m)
W1	39499263	4218626
W2	39498936	4219157
W3	39499163	4219789
W4	39497837	4219021
W5	39497604	4219673
W6	39500741	4219110
W7	39500452	4219766
W8	39500167	4219415

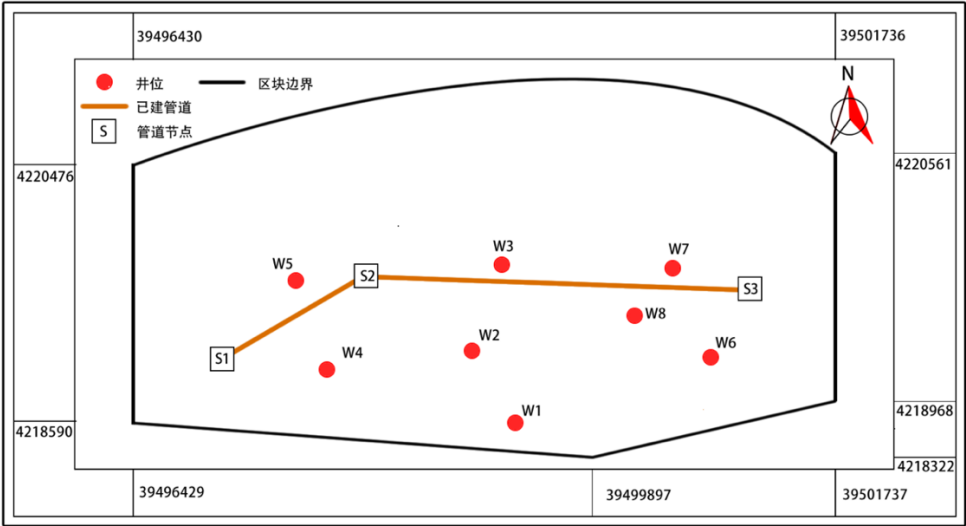


图 1-1 井位分布图

已知管道节点坐标见表 1-2。

表 1-2 S1-S3 已建管道节点坐标

管道节点	X (m)	Y (m)	节点压力 (MPa)	设计压力 (MPa)
S1	39506474	4219126	--	--
S2	39517446	4219750	3.2	4
S3	39546410	4219769	--	--

1.2 构造概况

该区块位于 XX 地区背斜构造某井高部位，主要目的层为 A_2^1 、 A_2^2 和 A_2^3 油组，岩性为细粒沉积物为主，埋藏深度 3700-4200m。

1.3 地理概况

该区块海拔高度 20m~35m，平均海拔 21.5m，大陆季风性气候，年平均温度 11℃，最高温度 35℃，最低温度 -19.5℃，年平均降水量 550~600mm。

该区块交通便利，管线接入点为 S2，相对位置见图 1-1。

2 地质特征

2.1 地层特征

A 组自下而上由“红”、“黑”、“红”；“粗”、“细”、“粗”三个岩性段组成，分别划分为 A_3 段、 A_2 段及 A_1 段，为一个较完整的近对称型旋回。底部与中生界，顶与渐新统为不整合接触。

A_2 段地层以泥岩颜色、基值的变化及地层叠加样式的改变和 A_1 段地层相区分，厚度 500-600m，纵向分为 4 个油组， A_2^{1-3} 整体以一套高电阻的暗色细粒沉积岩为主，分布稳定，是页岩油勘探的主要目的层系。 A_2^4 主要为紫红色泥岩与砂岩、粉砂岩互层。（详见附图 1）

A_2^1 油组顶部发育一套 40-50m 的低阻泥岩，下部 60-70m 为页岩油开发层系 C1， A_2^2 油组自上而下划分为 C2-C5 共 4 套页岩油开发层系， A_2^3 油组分为 C6、C7 两套开发层系。

（1）C1 岩性为厚层长英岩、纹层状混积岩、薄层状泥质灰云岩沉积，该套地层钻遇井多，认识程度高，其中 W3 井对该段进行了系统取心分析，其有机碳含量 0.4%-13%，生烃潜量 40-75mg/g，脆性指数平均达到 73，储集空间类型多样。

(2) C2 位于 A_2^2 油组顶部，地层厚度 10-30m，该套地层岩性东西差异，区块东部以深灰色泥岩沉积为主，储集性能差。区块西部岩性为细粒长英沉积岩，具备储集性能，储层厚度最厚达到 30m，一般 20m 左右。

(3) C3 位于 A_2^2 油组中上部，岩性为混积岩，长英岩、灰云岩互层式沉积。三类岩性均具备储集性能，三大岩类均发育多类型孔隙与微裂缝，孔隙度多在 12%以下，非裂缝发育区渗透率一般 $<1\text{mD}$ 。灰云岩物性较好，孔隙度平均为 5.8%，其次是细粒混合沉积岩 3.3%，细粒长英沉积岩最低，平均为 3.1%。脆性指数高。有机碳含量一般 5%-6%，最高达 12%，生烃潜量 50-80mg/g。区块东部钻遇该套地层井显示普遍，W4、W6 等井获得工业油流。

(4) C4 位于 A_2^2 油组中部，岩性同 A_2 -C3。有机碳含量一般 4%-8%，最高达 11%，生烃潜量 40-80mg/g。钻遇该套地层井显示普遍，但试油井少。

(5) C5 小层位于 A_2^2 油组下部，岩性为厚层长英岩、灰云岩互层式沉积，夹有薄层混积岩。孔隙度 2-5%，有机碳含量一般 4%-6%，最高达 12%，生烃潜量 45-70mg/g。该套地层钻井显示普遍，尚无试油井。

(6) C6、C7 两层厚度均为 50-60m，岩性均以细粒长英岩、混合岩互层沉积为主。

区块东部地区 A_2 段细粒相区全区地层厚度约 130-210m，细粒沉积段小层平面分布稳定。 A_2 -C1 为优先动用开发甜点层系，其余作为接替层。分层数据详见附表 3。

2.2 构造特征

西高东低的断块构造，地层东倾。 A_2^1 油层顶高点埋深 3700m，构造幅度 500m。（表 2-1）。

表 2-1 W2 断块圈闭要素表

层位	高点埋深（m）	圈闭幅度（m）
A_2^1	-3700	500

2.3 储层特征

2.3.1 区域沉积环境

A_2 段沉积期环湖发育西部隆起、东北部凸起、南部凸起和东部凸起等四大主要物源体系十个次级物源，形成多个规模不等的三角洲沉积朵叶体，朵叶体相互叠置连片。南部斜坡区以较稳定的低角度缓坡为背景，三角洲朵叶体沿盆地长轴方向延伸远；盆地北部受断层控制，坡度较陡，多发育短轴型朵叶体。平面上，随着三角洲朵体碎屑供应强度的逐步降低，沉积相带自湖盆缘至湖盆中部呈规律性变化，在斜坡的高、中、低不同部位发育三个沉积环带，不同环带沉积、储层、生烃特征差异明显。

外环为粗粒常规相带，分布于高斜坡~中斜坡中高区，发育三角洲平原、三角洲前缘亚相，是以中~细砂为主的常规砂岩发育带，平均砂地比 30%以上，砂岩以厚层为主，单层平均厚度大于 2m，泥岩多以紫红色~灰色为主，生烃条件相对较差。水下分流河道、河口坝砂体是重要储集层，自然电位、自然伽马表现为较高幅度异常的箱形、钟形或漏斗形等，由于沉积水动力较强，缺少稳定的反射界面，地震上常表现为低频杂乱反射，振幅较弱。

中环为粗粒与细粒间互带，分布于中斜坡中低部位，发育三角洲前缘远端、重力流沉积及云灰湾相带，是以粉细砂岩、粉砂质泥岩、

泥质白云岩为主的常规-致密岩性过渡带，平均砂地比 5%~30%，砂岩以薄互层为主，单层平均厚度小于 2m，泥岩多以灰色~深灰色，暗色泥岩厚度中等， $0.5\% < \text{TOC} \leq 2\%$ ，生烃条件较好。远砂坝、席状砂是主要储集体，自然电位低~无幅度异常，自然伽马常成漏斗形或指状，高频强振幅平行、亚平行地震反射，由于水动力较弱，存在稳定分布的反射界面，故反射系数较大，振幅较强。

内环为细粒相带，分布于低斜坡，深湖背景下发育前三三角洲亚相，是由泥级长英（长石、石英）质碎屑、碳酸盐、黏土矿物等矿物组成的细粒沉积岩发育区，主要岩性有粉砂质泥岩、白云质泥岩、泥质白云岩、页岩等，平均砂地比低于 5%，砂岩层少，砂屑常呈混染状，暗色泥状岩厚度大， $\text{TOC} > 2\%$ ，生烃条件良好，为主力烃源岩发育区，自然伽马、自然电位曲线较平直，低电阻、高声波时差、低密度。重力流沉积常表现为大段暗色泥岩夹砂岩的“泥包砂”特点，测井曲线特征明显，易识别；泥质白云岩表现为低声波时差、中高密度、低中子孔隙度、自然伽马低异常。地震上表现为“低频弱振幅平行地震反射”的特点，地层连续、平稳、成层性好，存在较连续的反射界面，反射系数较小，以中振幅为主。三个沉积相带在平均振幅属性图呈现出明显的环带特征，代表了不同的岩性组合的地震反射能量变化与地震相类型。

中环与内环共同构成了 A₂ 段的细粒致密相区，面积约 435km²，约占整个湖扩期湖盆面积的一半。在 A₂ 段沉积期整体宽缓构造背景下，利于形成大面积分布的致密碳酸盐岩储集层和页岩储集层，但是受沉积环境的变化、岩石类型分异、成岩作用的不同及高频旋回周期性变化的影响，大面积分布的致密储集层并非均质分布，不同碳酸盐含量的储集层如泥质白云岩及其厚度常表现为集中、带状分布特点。

2.3.2 岩石类型

A₂段细粒沉积岩以石英、长石等陆源碎屑占主导,平均为 53.0%,尤其是长石,平均达到 41.55%;其次为白云石、方解石等碳酸盐矿物,平均为 36.5%,其中白云石为 23.68%;而黏土及黄铁矿、方沸石等矿物仅占 10.5%,黏土含量平均仅为 6.85%。

A₂段细粒相区主要以长英质页岩、灰云岩及混合质页岩为主,其中长英质页岩共计 40m,占地层厚度的 58.4%,其次为灰云岩类,累计厚度 15.86m,约占地层厚度的 23.2%,混合质页岩共 12.64m,占地层厚度的 18.4%。

2.3.3 岩心资料

目标区块及邻区 A₂细粒沉积物取心井共有 3 口,进尺 650.14m,心长 635.82m,收获率为 97.80% (详见表 2-2)。

表 2-2 目标区块及邻区 A₂段取心情况表

井名	层位	井段 (m)	进尺 (m)	心长 (m)	收获率 (%)	含油岩心长度 (m)				
						含油	油浸	油斑	油迹	荧光
W3	A ₂ ¹	4075.39-4143.89	68.50	68.50	100			0.57		
W1	A ₂ ²	3820.00-3901.64	81.64	71.61	87.71			3.27	0.23	3.96
Y	A ₂ ¹⁻⁴	2915.00-3415.00	500	495.71	99.14		2.8	10.62	2.82	16.63
合计			650.14	635.82	97.80		2.8	14.46	3.05	20.59

岩石孔隙类型以粒间次生孔为主,其次是铸模孔,胶结方式以线接触泥质胶结为主。粘土矿物含量及岩石碎屑含量见表 2-3、表 2-3。

表 2-3 粘土矿物含量

井号	井段	高岭石	伊利石	绿泥石	伊 / 蒙混层
Y1	3533.51- 3616.56	9.8	17	19.7	53.6
Y2	3275.11- 3279.46	9.7	11	13	66.8

表 2-4 岩石薄片鉴定

井号	碎屑含量%			
	石英	斜长石	钾长石	岩块
Y2	30-32	21-23	28-32	16-20
Y1	40-55	20	12-18	12-17

2.3.4 储层物性特征

A₂ 段细粒沉积岩物性受岩性的影响作用不明显，三大岩类整体均较致密，孔隙度多分布在 5% 以下，非裂缝发育区渗透率一般 <1mD。其中碳酸盐岩孔隙度一般分布在 0.84-2.24%，平均为 1.41%，渗透率主要集中在 0.02-0.14mD；细粒混合沉积岩孔隙度主要分布在 0.94-1.94%，平均值为 1.64%，渗透率主要集中在 0.01-0.65mD；细粒长英沉积岩孔隙度主要分布在 0.57-5.1%，平均值为 1.76%，渗透率主要集中在 0.02-0.6mD。细粒沉积岩中孔隙度与渗透率之间相关性较差。（PVT 详见附表 4、相渗数据详见附表 5）

2.3.5 储集空间特征

三大岩类均发育多类型孔隙与裂缝。其中以白云岩主要以白云石晶间孔、构造缝、差异压实缝等为主，扫描电镜下可以明显的观察到白云石晶体之间的孔隙，荧光薄片下可以发现白云石晶间孔及微裂缝中充填蓝绿色或黄白色高亮的油质沥青，岩心上常发育多条高角度差异压实缝，开度主要集中于 0.1-3mm，多半充填沥青类物质；细粒长英沉积岩储集空间以有机质孔、粒间孔、层理缝及异常压力缝为主，

扫描电镜下可以观察到大量的有机质孔，多为有机质向烃类转化后所形成的，荧光薄片下可以观察到少量发荧光的粒间孔，同时还可以观察到许多微裂缝，裂缝中多充填黄色或蓝白色中亮油质沥青，激光共聚焦显微镜下可以观察到溶蚀粒间孔及微裂缝等，岩心上常看到呈蛇曲状分布的异常压力缝，多被黄铁矿等物质所充填，不开启或半开启；细粒混合沉积岩储集空间以粒间孔、层间缝为主，扫描电镜和薄片下可以观察到方沸石粒间孔，呈层状或团块状分布，多充填黄白色油质沥青，薄片下可以发现大量微观层理缝，并伴生大量团块状有机质，岩心上常发育层理缝。

2.3.6 含油性

荧光薄片的镜下，细粒沉积岩微观视域下具有普遍含油、局部富集的特征。其中白云岩荧光亮度最大，以中-高亮的黄绿色、黄色油质沥青充填在晶间孔中，烃类常浸染白云石晶体使得白云岩整体呈黄绿色或黄色；细粒长英沉积岩和细粒混合沉积岩荧光强度相对较弱，以黄褐色、褐色、黄绿色胶质沥青、油质沥青等充填在层理缝、微裂缝、方沸石粒间孔等储集空间甚至基质整体呈现较弱的黄褐色荧光，胶质、油质沥青常呈明暗相间的纹层分布在细粒长英沉积岩和细粒混合沉积岩中，构造缝、层理缝微裂缝中常充填黄绿色油质沥青，方沸石纹层常发黄褐色中暗光，并伴生顺层分布的、发黄白色亮光的有机质。

三大岩类含油程度含量高，平均达到 3.1mg/g，局部碳酸盐岩层段具有较好的含油性最高可达 5.42mg/g。（详见表 2-5，图 2-2）

表 2-5 三大岩类含油程度 S1

岩类	分布 mg/g	平均 mg/g
细粒长英沉积岩	1.15-7.3	3.6
细粒混合沉积岩	0.89-5.57	3
碳酸盐岩	0.37-4.45	2.1

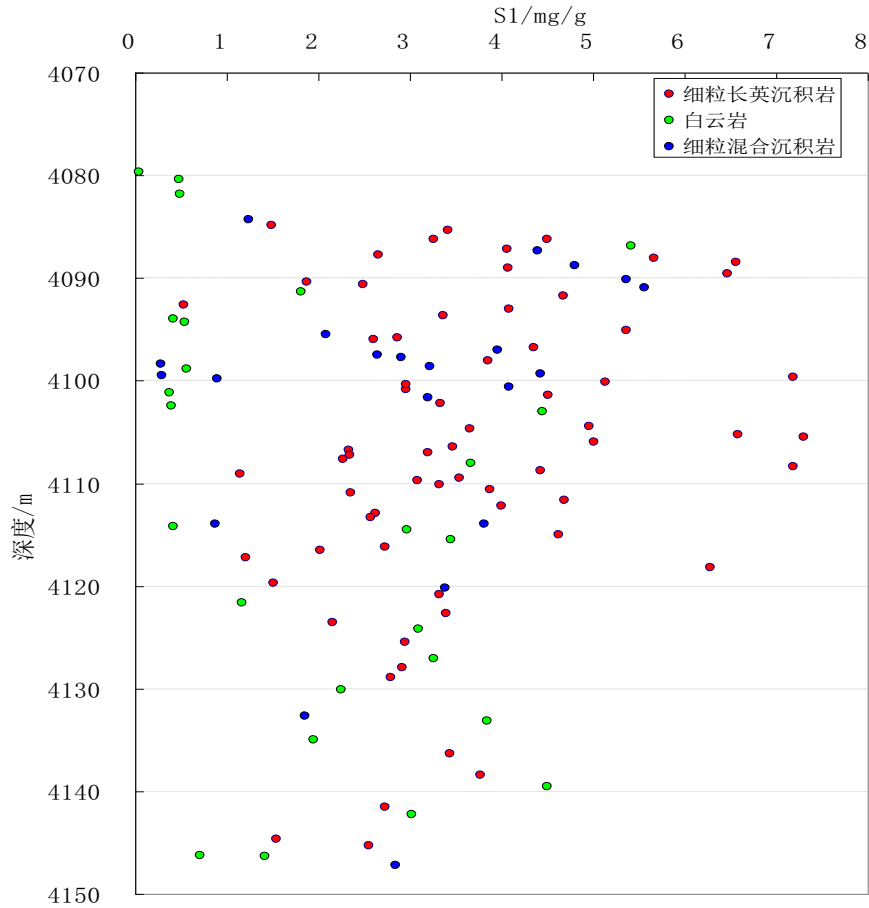


图 2-2 A₂ 段 W6 井三大岩类 S1 随深度变化

2.3.7 脆性

详见表 2-6。

表 2-6 广义脆性指数 BI 评价

岩类	平均 BI	平均黏土含量%
碳酸盐岩	72.3	7.84
细粒混合沉积岩	60.4	8.5
细粒长英沉积岩	40.1	6.07

2.3.8 裂缝特征及展布规律

A₂ 段细粒沉积岩主要包括构造缝、层理缝、差异压实缝及异常高压缝等四类裂缝。W6 井主要以构造缝为主，不同地层组合模式均有分布，其中以厚层灰云岩模式中最为发育，其次是纹层状混合质页岩模式，薄层状灰云岩模式中层间缝较为发育，总体上纹层状混合质页岩

岩模式裂缝发育密度最大。（详见图 2-3）

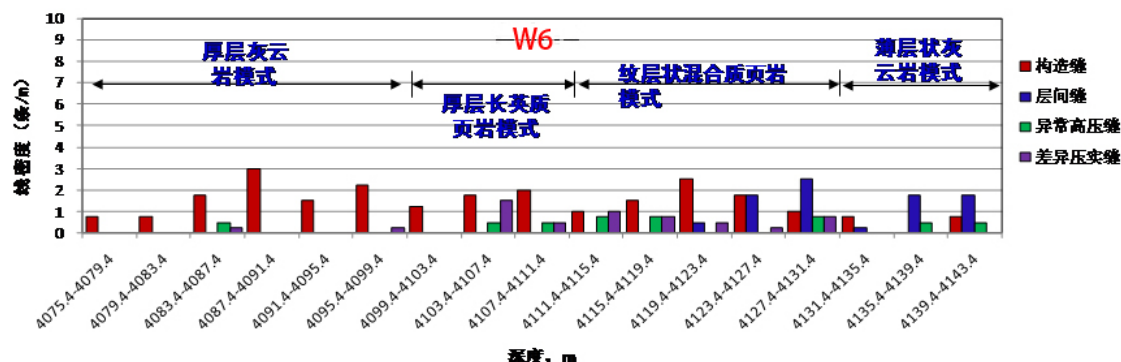


图 2-3 A₂ 段 W6 井 A₂¹ 裂缝统计

2.3.9 储层展布规律

C1 层以细粒长英沉积岩及灰云岩为主，储层致密，脆性指数较低，游离烃含量高、烃源岩品质较好，一般分布在 22m 以上。

2.4 油藏特征

2.4.1 油藏类型

岩性油藏、构造岩性油藏与页岩油叠置连片分布。

2.4.2 流体性质

油藏原油相对密度在 0.8513-0.8919（20℃）之间，平均 0.8706g/cm³；原油粘度在 8.67-22.69mPa·s（80℃）之间，平均 15.57mPa·s，蜡含量在 25.98-33.24%之间，平均 28%。地层水水型为 CaCl₂ 型，矿化度 11983mg/L。（详见附表 6 流体性质统计表）

2.4.3 温压系统

油藏为正常的温度压力系统，温度梯度为 2.86-3.12° C/100m，压力系数 0.91-1.27（详见附表 7 油藏温度压力系统表、附表 8 三压力统计）。

2.4.4 地应力参数

详见附表 9 地层地应力参数表

3 试油试采数据

3.1 试油简况

A₂¹-A₂³ 油组试油，均获工业油流，工作制度基本均为压裂后水力泵排，日产油 4.46-47.1 m³/d 不等，不含水。

W6 井于 2016 年 05 月试油 A₂¹ 油组，井段 4050-4137m，压裂后 3mm 油管放喷，折日产油 47.1m³/d，日产水 43.47 m³/d，累产油 1365.97 m³，累产水 630.03m³，取值中的水为压裂残液。

详见附表 10 页岩油试油情况统计表。

3.2 试采简况

页岩油试采井 5 口，其中 W6、W7、W8 共 3 口井试采效果较好。

W6 井 2016 年完钻，射孔压裂 A₂¹ 油组，井段 4050-4137m，5 月 20 日压裂施工依次用 2mm、3mm、4mm、5mm 油畅放喷 25 天，初期油压 30.8-27.8MPa，套压 22.5-10MPa，日产油达到 30-50 m³/d，后期油压降为 1.3-0.42MPa，套压降为 0MPa，日产油降到 15-25 m³/d，累计出油 646.85m³，累计放喷出残液 584.93m³。6 月 18 日开始水力泵排 78 天，泵压 8-9MPa，投产，补孔后转抽油机，44mm 抽油泵，泵深 1999m，5.1m/3 次，初期日产油 8.85 m³/d，日产油 8-30 m³/d，累计产油 883.83m³，泵排出残液 44.67m³。

W7 井 2017 年完钻，射孔压裂 A₂¹ 油组，井段 4345-5278m，共压裂 16 段，压裂总液量 34089.28m³，总砂量 1387.83 m³。截止到目前为止，5mm 油嘴放喷，压力为 2.4MPa，日产液 98.0 m³/d，日产油 17.8 m³/d，日产气 921 m³/d，累产液 9079.7m³，累产油 579.1m³，累产气 27373m³。

W8 井 2017 年完钻，射孔压裂 A₂¹ 油组，井段 3952.4-5229.5m，共压裂 21 段，压裂总液量 40678.07m³，总砂量 1343.26m³。截止到目前

前为止，日产液 $104.0 \text{ m}^3/\text{d}$ ，日产油 $23.8 \text{ m}^3/\text{d}$ ，日产气 $1291 \text{ m}^3/\text{d}$ 累产液 11028.6m^3 ，累产油 746.1m^3 ，累产气 31258m^3 。

3.3 试油试采特征

(1) 大部分油井压裂前自然产能低，日产液在 $0.04\text{-}2.87\text{m}^3/\text{d}$ 之间，无法达到工业油流；

(2) 压裂后效果明显，但压裂效果差异大，W5、W6 井自喷生产日产油 $15.45\text{-}47.1 \text{ m}^3/\text{d}$ ，其它井压后水力泵排求产，泵压 $15\text{-}25\text{MPa}$ ，日产油 $4.46\text{-}26.77 \text{ m}^3/\text{d}$ 之间；

(3) 油藏天然能量较弱，新井压裂投产后自喷期短。W5 井试油压裂后 2mm 油嘴自喷 28 天；

(4) 试采初期产量较高，但递减较大，W5 井自喷 20 天日产油由 $15.45 \text{ m}^3/\text{d}$ 降为 $6.8 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

(5) 产出水为压裂残液，各井差异较大，W6 井日产水为 $43.47 \text{ m}^3/\text{d}$ ，累产水 630.03m^3 ，其他井日产水 $3.30\text{-}12.01\text{m}^3/\text{d}$ ，累产水 $270.6\text{-}739.7\text{m}^3$ ；W7、W8 日产气量 $921\text{-}1291\text{m}^3/\text{d}$ ，其他井日产气量在 $400\text{-}900\text{m}^3/\text{d}$ 之间。

二、方案设计单项组

1 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，钻一口新的水平井 N，要求穿过两个靶点 M1 和 M2，请应用合理方法预测目标层位三压力曲线数据，并给出合理的钻完井工程设计。

N 井口坐标信息见附表 1。

附表 1 N 井井口坐标

井号	X 坐标 (m)	Y 坐标 (m)
N	39496620	4219039

N 井靶点基础信息见附表 2。

附表 2 N 井靶点基础信息

靶点	X 坐标 (m)	Y 坐标 (m)	垂直深度 (m)
M1	39496706	4219066	3965
M2	39496799	4219169	3970
地面海拔 (m)		22	
补心距 (m)		5	

N 井钻遇主要地层风险提示见附表 3。。

附表 3 N 井钻遇主要地层风险提示

钻遇地层	风险提示
2400m-3000m	防漏
3000m-3900m	防漏防塌
3580m-3850m	石膏层
3935m-4000m	防卡及油层保护

3 采油工程单项组

采油工程单项组方案设计所需数据可以参考综合组相关数据。设计要求如下：

结合以下新增的资料数据，对区块内 L 井进行采油工程设计。L 井地面坐标：横坐标为 39499682，纵坐标为 4220145。

本井水平最大主应力方向为垂直于构造线方向的西北-东南向，由于实际勘探开发需要，在压裂过程中需要通过暂堵提高施工压力，形成一些复杂裂缝以沟通油藏深部。井段内主要发育的天然裂缝类型

以构造缝为主，平面上发育两组裂缝，其中主裂缝带 NE40-50 度，次裂缝带 NW50-60 度。

对区块内 L 井进行多段压裂施工，本次设计包括：

（1）设计压裂工艺（井下工具选择、压裂液及支撑剂优选、施工排量、施工时间、施工工序）；

（2）裂缝参数及产能计算；

（3）压裂效果评估，论证能否形成复杂裂缝；

（4）可在采油施工中添加数字化数据采集分析系统，进行实时施工优化（可选项）。

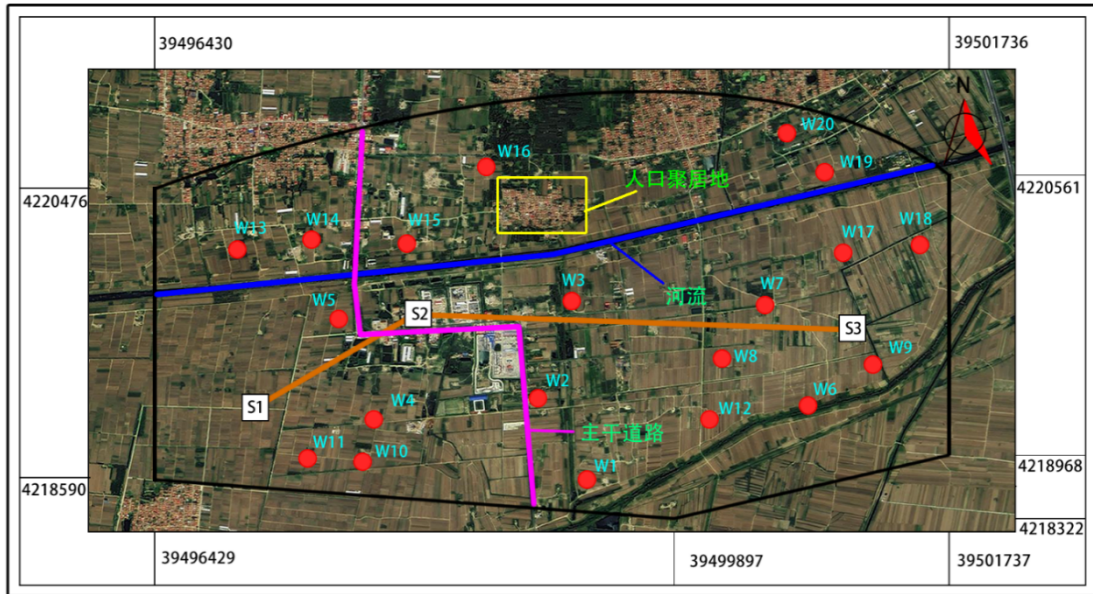
本井的井斜、井身结构、地层产状参数、岩石力学参数、破裂压力预测值见[采油工程单项组附表](#)。

4 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。

该区块部署新井 12 口（W9～W20），与综合组的 8 口井（W1～W8）组成井网（生产数据参考方案综合组试油试采数据及油藏温度系统特性），共计 20 口井（见附图 1）。本区块生产的油需输送到已建管线中，管道接口位置不变。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，完成油气集输管网、处理站场以及配套工程设计，并进行管网流动安全保障分析。

新井的井口坐标见附表 4，生产参数见附表 8，河流、道路及人口聚居地坐标见附表 5-7。



附图 1 井位分布及区块简化地图

附表 4 W9-W20 井位坐标

井号	X (m)	Y (m)
W9	39501175	4219379
W10	39497766	4218746
W11	39497398	4218768
W12	39500084	4219021
W13	39496931	4220127
W14	39497426	4220192
W15	39498064	4220166
W16	39498593	4220666
W17	39500977	4220106
W18	39501490	4220158
W19	39500853	4220631
W20	39500601	4220886

附表 5 人口聚居地坐标

边界点	X (m)	Y (m)
左下	39498729	4220535
右下	39499304	4220535
左上	39498729	4220880
右上	39499304	4220880

第十届中国石油工程设计大赛方案设计类赛题基础数据

附表 6 河流自西向东坐标

河流节点	X (m)	Y (m)
1	39496443	4219782
2	39499079	4219997
3	39498438	4223743

附表 7 道路自北向南节点坐标

道路节点	X (m)	Y (m)
1	39497818	4220858
2	39497796	4219524
3	39498857	4219567
4	39498990	4218404

附表 8 W9-W20 井生产数据

井号	油压 (MPa)	套压 (MPa)	日产油 (t)	日产水 (m ³)	日产气 (m ³)
W9	0.83	0.93	5.9	49.8	921.22
W10	0.73	0.97	3.7	87.9	449.34
W11	0.55	0.97	3.2	84.2	968.18
W12	0.66	0.92	0.7	88.6	234.39
W13	0.62	0.81	2.6	86.6	587.19
W14	0.67	0.86	1.2	86.2	493.82
W15	0.65	0.87	3.9	86.2	617.23
W16	0.63	0.83	4.6	77.5	468.36
W17	0.65	0.78	2.4	58.2	256.48
W18	0.54	0.71	4.8	58.4	399.45
W19	0.52	0.72	6.1	40.9	361.23
W20	0.42	0.67	4.6	98.5	469.16

请结合综合组数据，完成地面工程设计。