



斋桑盆地Sarybulak区块

整体开发情况介绍

新疆广汇石油有限公司

Contents

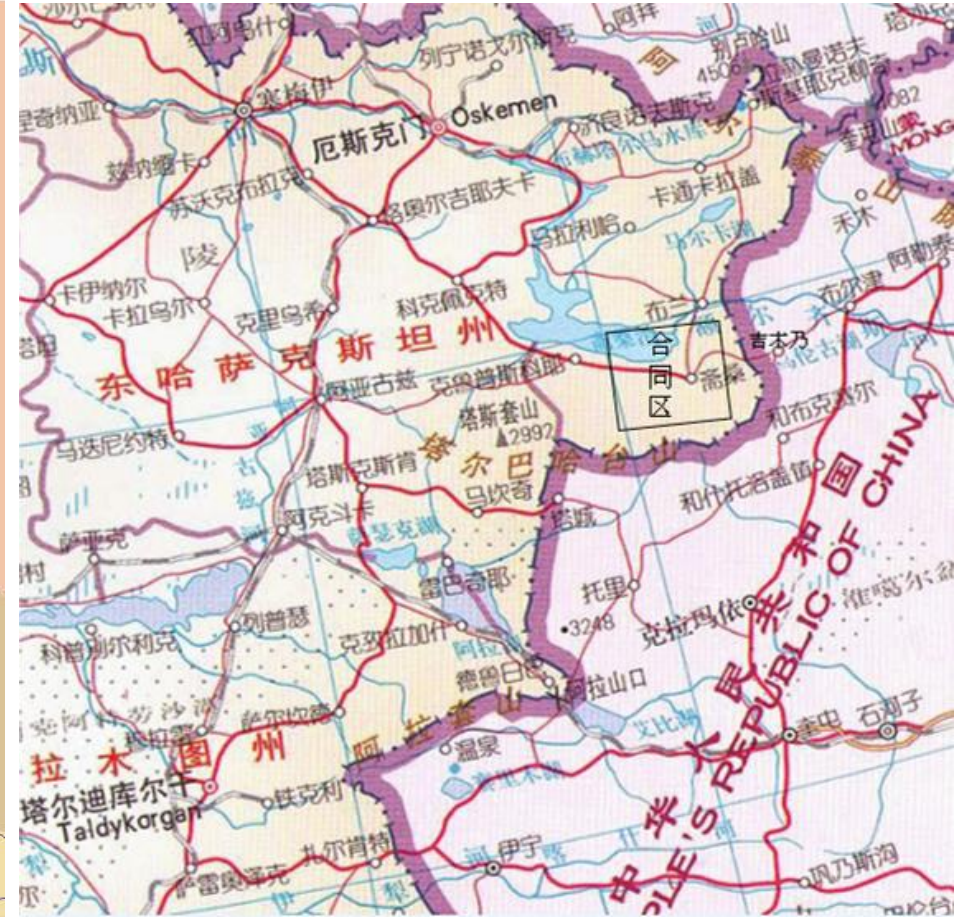
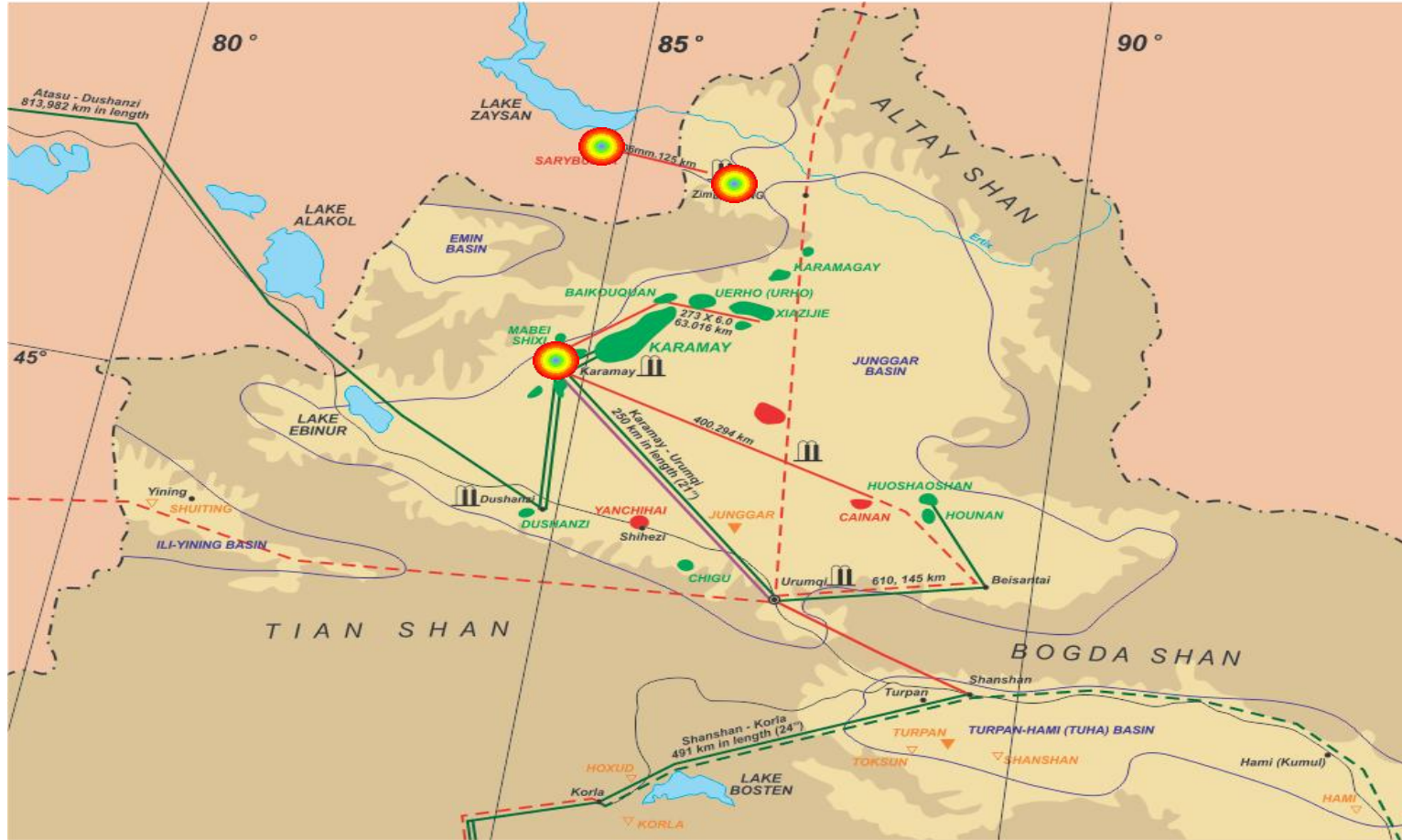
目录

- 一、**天时地利人和**
- 二、**巨大油田形成的地质条件**
- 三、**稀土型环烷基原油是优质的化工原料**
- 四、**先进适用工艺可高效开发油田**
- 五、**经济评价**
- 六、**项目最新进展**
- 七、**结论及建议**

一、天时地利人和

◆ 地利：地理位置

LOCATION OF SARYBULAK NEAR THE MARKET IN CHINA

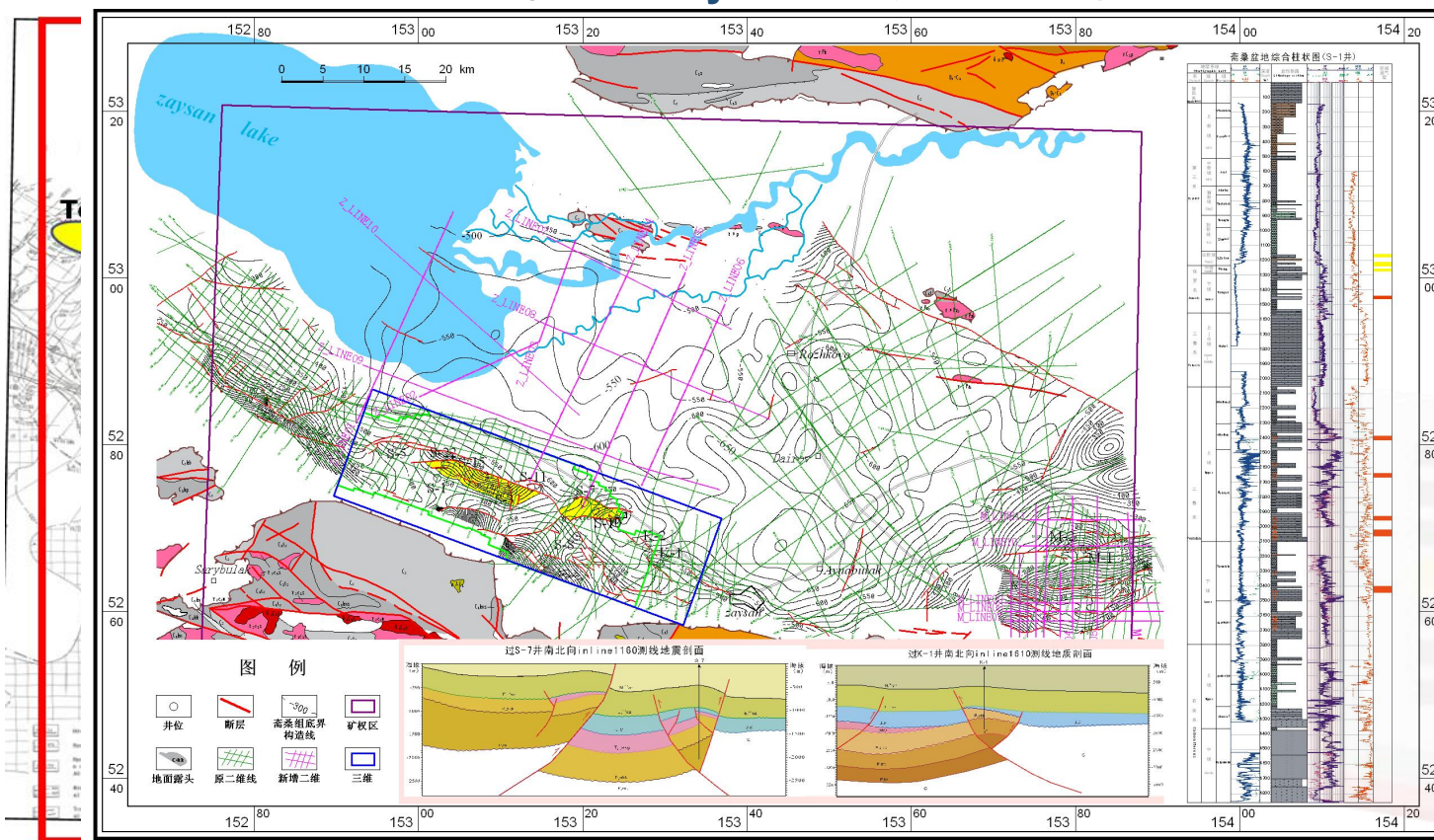


- ◆ 斋桑盆地位于哈萨克斯坦共和国东哈萨克斯坦州斋桑区境内，油田现场距中国边境约100 公里；距离克拉玛依炼油厂距离约400公里。区块内有已证实的含油气系统、确定了有利含油气构造带、发现了大型稠油田和小型天然气田
- ◆ 建有现场营地、稠油储运站、118.5 公里的天然气集输跨境管道、天然气处理厂，同时自有两部ZJ - 30D 钻机等。

◆ 地理：地理位置

一、天时地利人和

斋桑盆地Sarybulak区块地理位置图



◆ Sarybulak 区块位于斋桑坳陷东南部，占据了斋桑盆地最有利的位置，紧邻中国新疆吉木乃县，该含油气盆地是我国准噶尔盆地外延，进一步的勘探开发工作可以相互借鉴。

◆ 工区总面积约8326.9km²，已实施二维地震约为4000km，三维地震540km²。已发现5个圈闭构造，落实了2个油气区带：Sarybulak Main区和Sarybulak East区。2015年经哈萨克斯坦共和国投资和发展部地质和矿产资源利用委员会的审核确认：主区块二叠系油藏C1+C2储量2.58亿吨，主+东区块侏罗系C1+C2储量4336万吨。

一、天时地利人和

◆天时：国内需求增长

- 1. 消费需求提升：**国内经济持续增长，促使工业生产和交通运输需求增加，从而导致国内对石油产品的消费需求持续增长。
- 2. 能源政策推动：**国家能源政策的调整和转变，逐渐加大对清洁能源的倾斜度，但仍需要过渡期间依赖传统能源，这将进一步推动国内对石油产品的需求。
- 3. 进口依赖度上升：**相对于国内产油能力的限制，当前国内石油市场仍存在进口依赖的问题，进口需求的增加将对国内石油市场供需格局产生一定的影响。

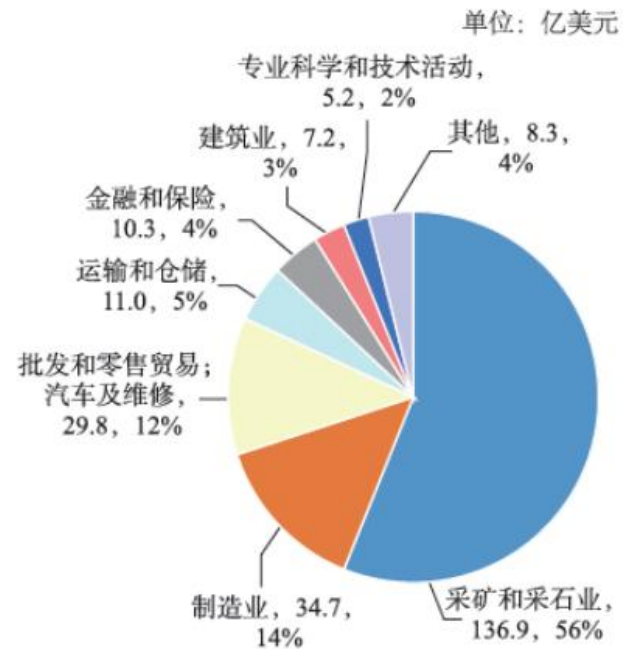


◆人和：一带一路倡议

一、天时地利人和

2023年11月10日，《哈中政府之间相互免签证协定》正式生效，中哈公民持普通护照互免签出入境，自入境之日起单次停留不超过30日，每180日累计停留不超过90日。

共建“一带一路”将为两国能源、贸易等行业带来更多机遇，双方人员交流和经贸往来也将迎来新的发展契机。两国将持续拓展边境口岸、中欧班列互联互通水平。



2021 年哈萨克斯坦吸收外资行业分布

一、天时地利人和

①**外汇管理制度** 2019年12月，哈央行和中国人民银行存在双边货币互换协议，并呼吁与中国有贸易往来的哈萨克斯坦企业使用人民币进行结算。

②**外资优惠政策** 自签署优先投资项目合同下一年起连续10年内，免缴企业所得税和土地税；且在雇佣勘探、设计、工程技术服务等领域的外籍劳务时，不受外籍劳务配额限制和许可限制。哈萨克斯坦的水、电、气定价，对开展优先投资项目的法人至少5年保持不变。

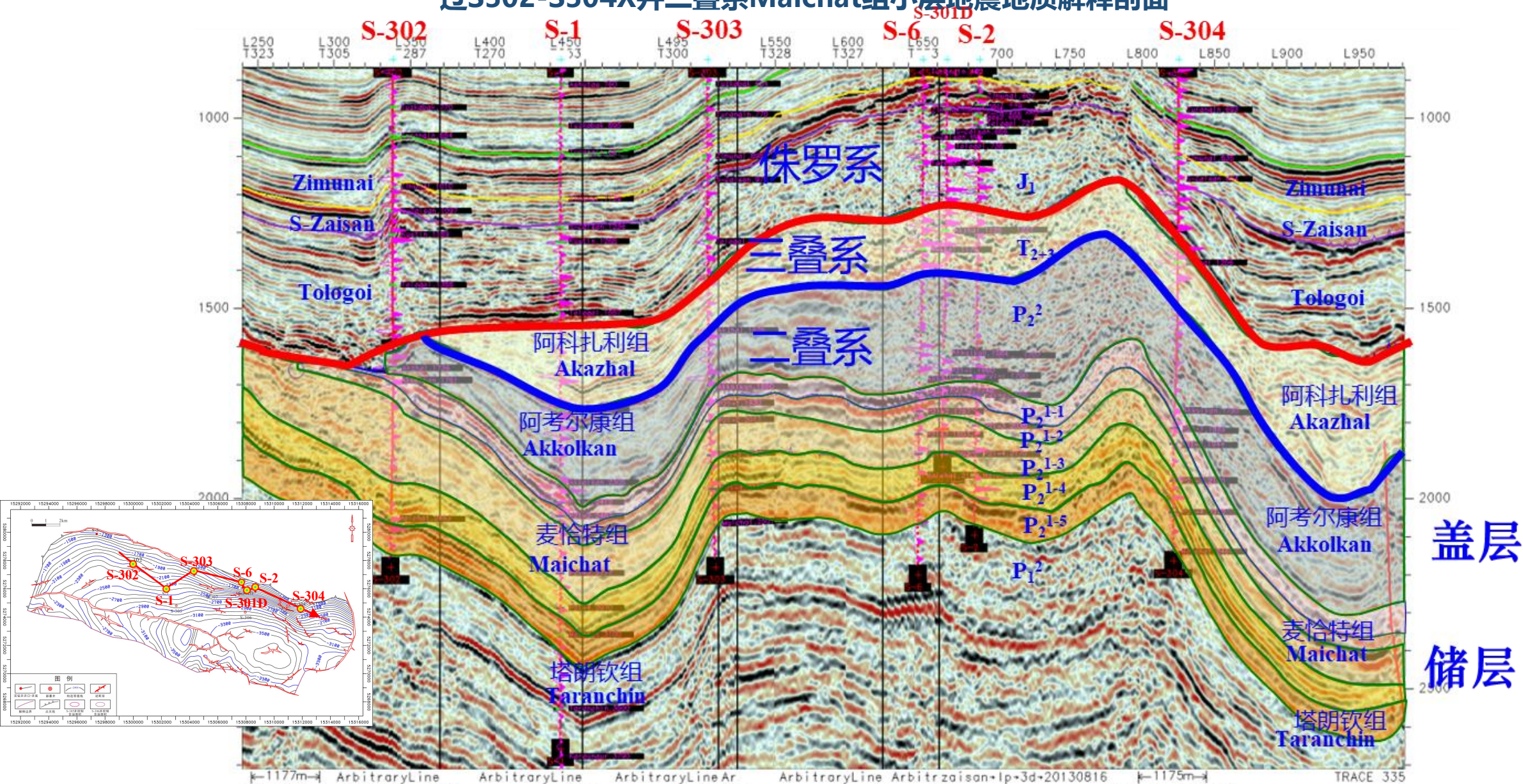
③**市场准入** 哈萨克斯坦投资环境较为宽松，《投资法》并未明确禁止外资进入特定领域，并鼓励能源类投资项目。



二、巨大油田形成的地质条件

地层划分对比

过S302-S304X井二叠系Maichat组小层地震地质解释剖面



二、巨大油田形成的地质条件

储层岩性以不等粒砂岩、含砾不等粒砂岩、粉-细砂岩为主，同时砂砾岩、砾岩和砂质砾岩分布。



二叠系：1854-1855m, 岩心中原油外溢



二叠系：1855-1860m 含油砂岩、泥岩互层，岩石致密

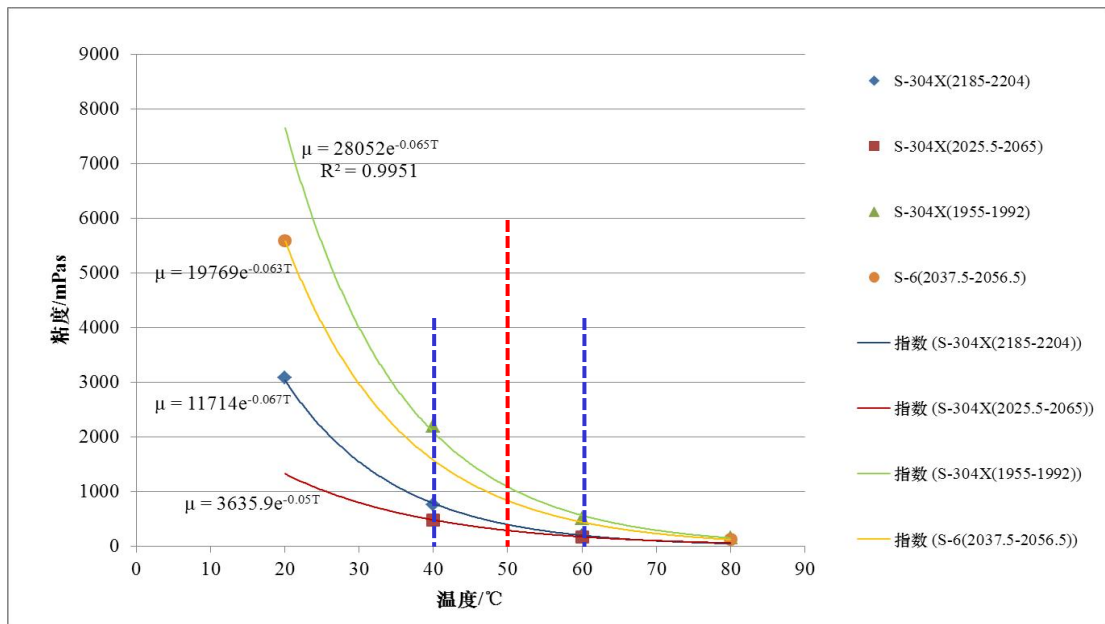


S-6井二叠系原油间歇自喷

二、巨大油田形成的地质条件

斋桑盆地Sarybulak Main 区块二叠系原油粘度曲线

◆ 地面原油性质



按照稠油分类指标评价，斋桑二叠系油品为**普通稠油**

粘温曲线看，大于50℃其原油粘度基本低于1000mPa. s，在地层温度条件下这些原油具有一定的流动性；

二叠系原油粘度纵向上**自下而上增大**，平面上**自西北向东南减小**，原油密度与原油粘度变化规律相似。

单元	温度 /°C	脱气原油粘度 /mPa.s
麦恰特组上段	59.71	1236.17
麦恰特组下段第1套油层	63.89	906.18
麦恰特组下段第2套油层	70.09	683.86
塔朗钦组	62.70	956.48

稠油	分类		主要指标 (粘度) mpa. s	辅助指标 (相对密度)
	普通稠油	I	>50★~<3000	>0.9200
II		>3000~<10000	>0.9200	
	特稠油	≥10000~<50000	>0.9500	
	超稠油	≥50000	>0.9800	
★指油层条件下粘度，其它指油层温度下脱气原油粘度				

三、稀土型环烷基原油是优质的化工原料

◆ 原油性质

斋桑油田Sarybulak Main区块二叠系原油族组分数据

井号	井段	样品性质	饱和 %	芳烃 %	胶质 %	沥青 %
S-1	2960-3036	原油	35.73	26.4	28.47	9.4
S-2	1755-1790	油砂	51.61	27.86	12.98	7.55
S-2	1900-1951	原油	30.73	33.52	14.53	21.22
K-1	2339.5-2339.6	油砂	42.29	22.22	32.87	2.61
平均			40.09	27.5	22	10.2

- ◆ 原油密度0.9351g/cm³，20° C粘度为5589mPa·s，50° C粘度为573.9mPa·s。凝固点-6.2°C，初馏点平均为16.57°C。
- ◆ 二叠系原油组分以饱和烃为主，按关键馏分分类属于低硫环烷-中间基原油；

- ◆ 目前，全球环烷基稠油仅占稠油探明储量的2.2%，被誉为石油中的“稀土”。优质环烷基稠油中，环烷烃含量高于50%的资源仅占全球稠油储量的0.15%，被形象地称为“石油中的大熊猫”。
- ◆ 环烷烃原油在我国主要依赖进口，在全球相关资源储备中，美国、加拿大、委内瑞拉等国稠油环烷烃含量大约在85%；国内环烷烃资源来自于中石油新疆风城油田和渤海湾稠油。
- ◆ 斋桑原油品质符合克拉玛依炼厂要求，炼厂目前存在约300万吨缺口；已和克拉玛依炼厂签署斋桑原油销售和购买战略协议；

三、试油试采特征

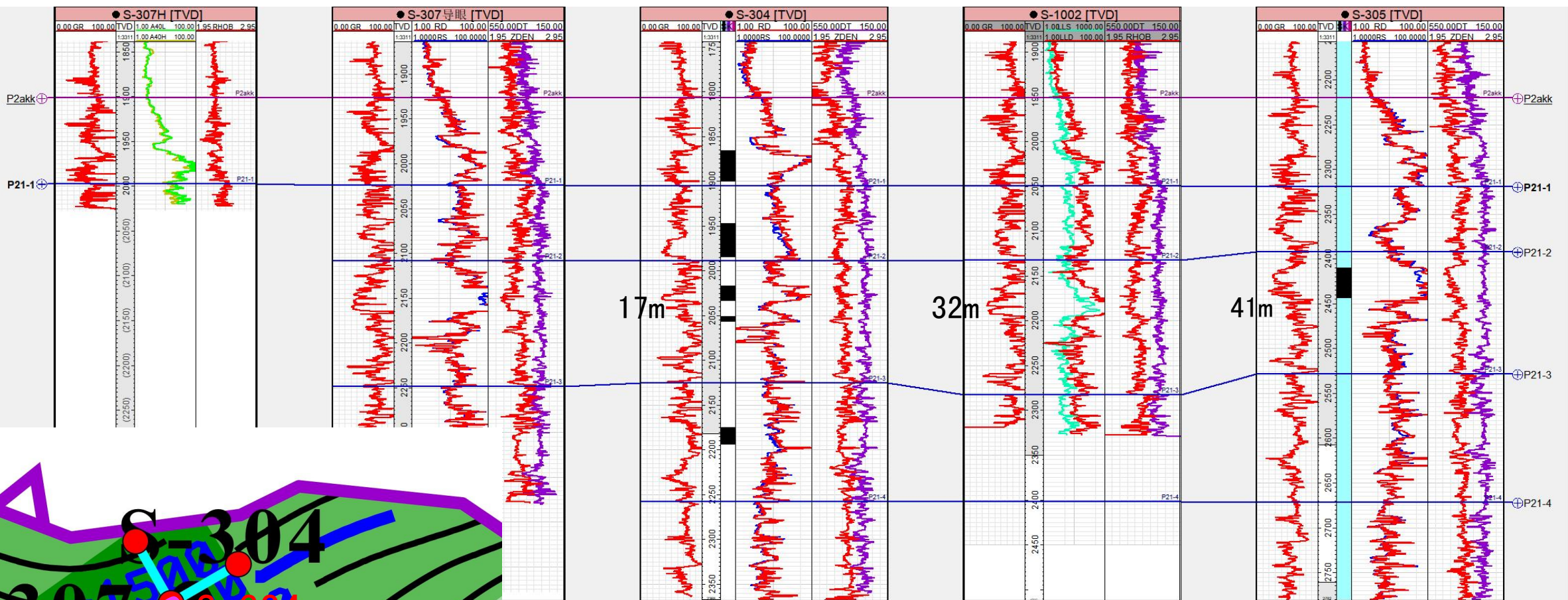
二叠系共试油9井20层，8井17层为油层，S-302井见重质油，S-5井2层测试为干层。试油井采用MFE测试、恢复液面、泵抽方式8井18层，直接下泵抽汲2井2层，后期老井压裂恢复试油4井5层（2口井压裂失败）。常规泵抽试采结果表明，二叠系产层的常规原油产能与测试井所处构造位置有一定关系，高部位油井的采油指数0.15m³/d.Mpa左右，而低部位油井的采油指数0.5-1.5m³/d.Mpa，远高于同产层的高部位生产井。从S-1P井的常规试采结果，特别是增加了泵挂深度之后的结果来看，深部位油井的开发潜力是巨大的。

二叠系试油试采成果统计表

Well No.	Interval	Date	Oil rate	Water Cut	Pcasing	Fluid level	Pump Depth	Oil density	PPD	OPI
	m		m3/d	%	atm	m	m	g/cm3	MPa	m3/d.MPa
S-1P	2960-3036	2014-11	5.328	2.5	36	1342	1356	0.952	11.326	0.470
		2019-10	20.3	1.18	47	1757	2661	0.954	13.410	1.514
		2022-10	14.9	2.75	21	1805	2596	0.954	16.480	0.904
S-301D	1913.59-2240	2014-2	2.5	5	27	1700	1808.8	0.953	15.352	0.163
		2016-12	2.6	6.5	8	1512	1799.6	0.956	15.447	0.168
		2022-10	7.22	1.2	10	1672	1799.6	0.9489	15.200	0.475
S-305	2416-2450	2016-12	0.5	2.8	1	1315	1345.5	0.958	14.279	0.035
		2016-12	2.1	13.2	1.9	1634	1997.7	0.958	17.519	0.120
S-304	1955-1992	2015-9	3.77	7.4	20	1608	1796	0.96	15.142	0.249
	2185-2204; 1955-1992;	2016-9	6.224	5.7	19	1430	1994	0.94	13.757	0.452
		2022-10	7.275	0.91	12	1273	2209.6	0.9299	11.108	0.655
S-303	2302.5-2316	2015-9	1.2	4.5	33	1835	1988.8	0.957	16.271	0.074
S-6	1826-2056.5	2013-5	1.4	5.8	5.4	757	1581	0.941	8.427	0.166
S-6	2037.3-2056.5	2013-10	3.5	2.5	29	1000	1603.5	0.941	8.480	0.413

三、试油试采特征

Main区块二叠系过S-307H~S-307~S-304~S-1002~S-305井地层对比图



2023年8月，麦恰特组活性气溶胶降粘增能开发试验方案设计，井距300m，部署一个试验井组。

S-1002井地层对比显示，各小层沉积厚度稳定，合计油层45.3m，主力层P₂¹⁻³砂层向南厚度增厚趋势，油层厚度22.2m。

四、先进适用工艺可高效开发油田

斋桑油田主、东区块二叠系油藏与准噶尔盆地环玛湖区域、吉木萨尔地区油藏储层类型、埋深及原油性质相似，且斋桑项目的稠油条件好于玛湖、吉木萨尔和鲁克沁等油田。通过前期勘探开发并借鉴环玛湖、吉木萨尔地区开发经验，采用“水平井+体积压裂”可实现油藏效益开发。

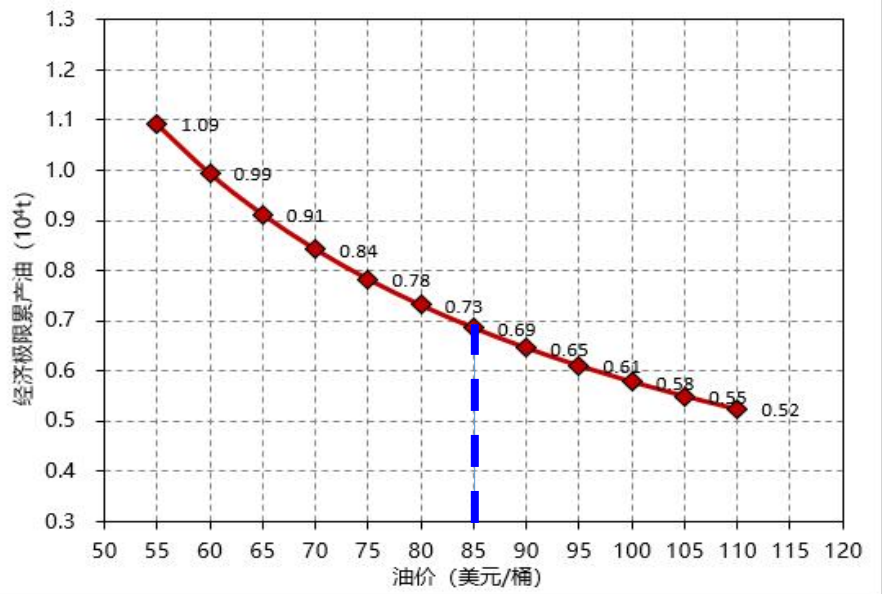
相似油田成功开发实例

	吉7区块J _{1b}	环玛湖T _{1b}	斋桑盆地Sarybulak区块二叠系
中部埋深m	1417	2800-3800	1956~2536
压力系数	0.94	1.0-1.1 风南4: 1.10, 玛131: 1.11-1.16, 玛18: 1.58-1.66, 玛东2: 1.42	1.06, 1.0-1.1
原油密度g/cm ³	0.9387-0.9517, 平均0.943	0.8322	0.947 高胶质+沥青质
50℃粘度mPa·s	981~3632, 平均1852	0.78-1.12	152.7, 低于1000, 普通稠油
孔隙度%	21.18	物性差8.84-9.99	20.72
渗透率mD	12.36	0.25-3.55	油层渗透率15.46 有效渗透率6.72
原油含水	14.3%~67.3% 50~80%	30~50%	2%-9.1% 25~30%
初期日产量	1.6t~4.2t (直井)	19.8 (玛18井区百口泉组直井)	0.6-2.3 (直井未压裂), 压裂可达23m ³
一年期日产量	1.1t~2.5t (直井)		
油层厚度m	812.9m (JHW6008水平井)	7.5~8.2 (玛131井区) 11.9~21.7 (玛18井区)	6-22m
水平井产量年递减率%	17	13.5	
水平井长度m	893.9 (JHW6008)	1345m (玛18井区百口泉组)	1000m, 600-1600m
产能t/d	初期15.1t/d、一年期13.1t/d (水平井产能)	40t/d (玛18井区百口泉) 22~30t/d (玛131井区及风南4井区)	33.7t~65.7t (水平井预计产能)
储层水敏		具有一定水敏性 粘土矿物: 伊蒙混层57%, 绿泥石35%、伊利石4%	弱~中等
分选	好	中等-差	中等-差的偏细歪度型
非均质		较强	强非均质性 (P ₂ ¹⁻¹ 、P ₂ ¹⁻³ 、P ₂ ¹⁻⁴) 中等非均质性 (P ₂ ¹⁻² 、P ₂ ¹⁻⁵) 弱非均质 (P ₁ ²)
开采方式	稠油冷采, 水平井+体积压裂	红浅1井区注蒸汽热采 水平井+体积压裂	建议水平井+体积压裂

四、先进适用工艺可高效开发油田

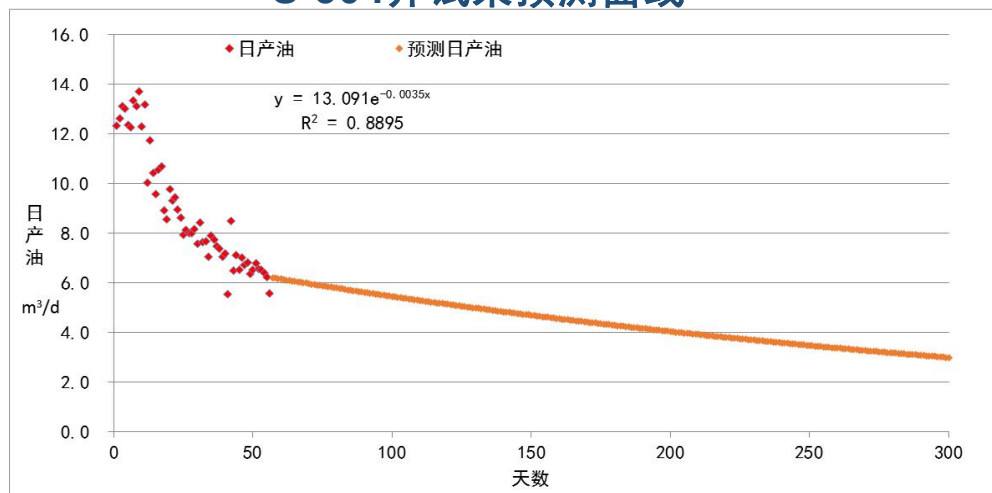
直井自然产能开发难以实现经济有效开采；类比准噶尔盆地相似油藏，建议采用深层“水平井+体积压裂”，浅层反七点法井网+活性气溶胶注入方式开发。

直井在不同油价下的经济极限累产



直井85美元/桶油价下经济极限累产为0.73万吨，
钻采成本是影响经济有效开采的关键因素。

S-304井试采预测曲线



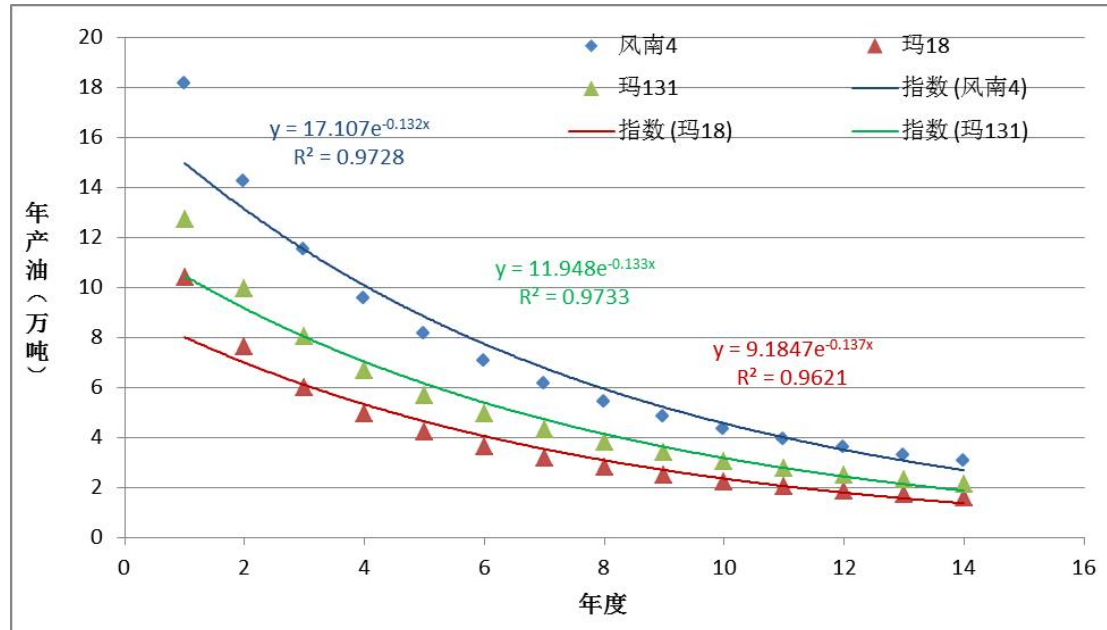
井号	预测1年累产油(t)	生产天数(天)	平均日产油(m ³)	平均日产油(t)	预测累产(t)
S-304	1575.0	300	5.2	4.9	3152

S-304井预测初期一年期日产油4.9t/d，累积产油3152t，均低于经济极限指标，直井自然产能难以实现经济有效开发。

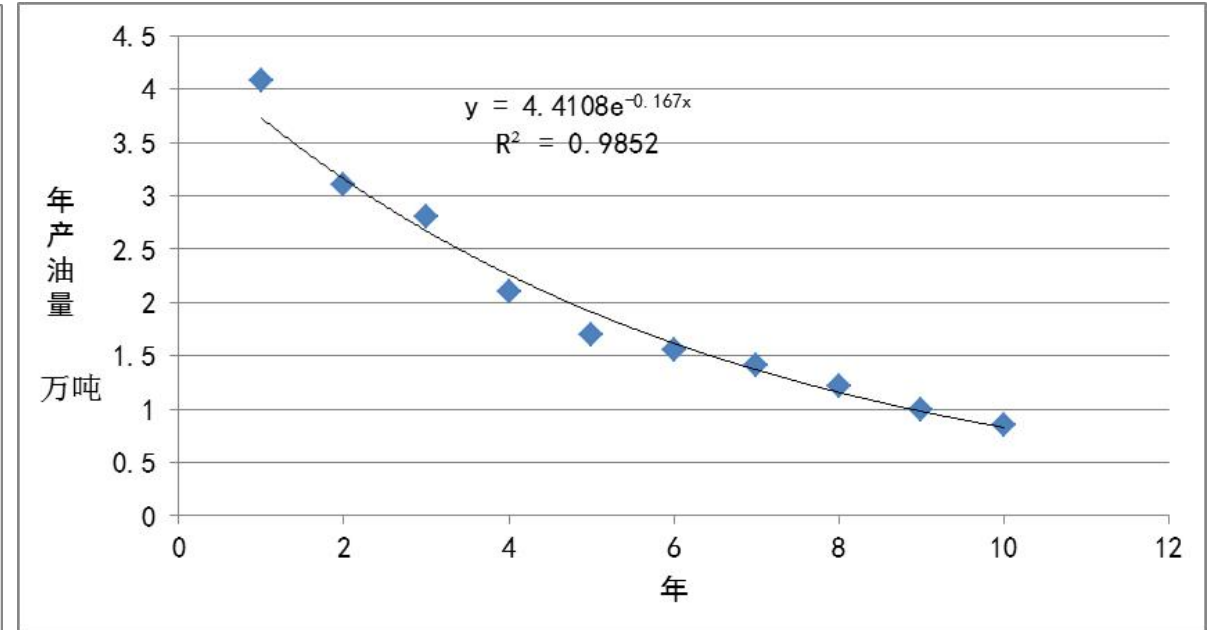
四、先进适用工艺可高效开发油田

类比准噶尔盆地相似油藏开发产量递减规律，预测斋桑Sarybulak区块Maichat油藏开发，共部署直井+水平井47口，新建产能 $49.8 \times 10^4 \text{t}$ 。其中直井21口，水平井26口，水平段长500-1000米，井间距平均260-300米，钻井进尺17.38万米，阶段末采出程度12.3%。地面工程设计 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 配套原油集输、处理系统。

环玛湖2020年部署水平井产量预测图



吉7井区八道湾组开发试验井产量预测图



四、先进适用工艺可高效开发油田

斋桑Sarybulak区块Maichat油藏 直井+水平井开发指标预测表（50万吨产能预测）

初期产能:

直井注采井网：单井20吨/天，投

产首年达产率20%，稳产三年后按

20%递减。

深层水平井+压裂生产：单井50

吨/天，投产首年达产率20%，第二

年达到产能峰值后快速递减，递减

率22%。

方案1 50万吨产能：总钻井数47

口，其中直井生产井18口，注入井3

口，水平井26口。建设期1年，2025

年建成年产49.8万吨的高峰产能，阶

段末累产油376万吨，未做稳产补井

计划。项目投资18.05亿元，预计

2.92年回收投资。

时间 (年)	新投井数		年产油量 (10 ⁴ t)	年产气量 (10 ⁸ m ³)	年产液量 (10 ⁴ t)	累积产油量 (10 ⁴ t)	累积气量 (10 ⁸ m ³)	累积产液 量 (10 ⁴ t)	含水率 (%)	采出程度 (%)
	油井	注入井								
2024	44	3	9.96	0.04	19.30	9.96	0.04	19.30	48.4	0.33
2025			49.80	0.21	70.85	59.76	0.25	90.15	29.7	1.95
2026			40.90	0.17	55.35	100.66	0.41	145.50	26.1	3.29
2027			34.52	0.14	45.20	135.18	0.56	190.70	23.6	4.41
2028			28.37	0.12	37.16	163.55	0.67	227.85	23.7	5.34
2029			24.04	0.10	31.50	187.59	0.77	259.36	23.7	6.13
2030			20.72	0.09	27.16	208.31	0.86	286.52	23.7	6.80
2031			18.09	0.07	23.71	226.40	0.93	310.23	23.7	7.39
2032			15.98	0.07	20.94	242.37	1.00	331.17	23.7	7.92
2033			14.26	0.06	18.69	256.64	1.06	349.87	23.7	8.38
2034			12.85	0.05	16.83	269.49	1.11	366.70	23.7	8.80
2035			11.67	0.05	15.29	281.16	1.16	381.99	23.7	9.18
2036			10.69	0.04	14.00	291.85	1.20	395.99	23.6	9.53
2037			9.87	0.04	12.92	301.71	1.24	408.91	23.6	9.85
2038			9.19	0.04	12.04	310.91	1.28	420.94	23.6	10.15
2039			8.61	0.04	11.27	319.51	0.98	432.21	23.6	10.43
2040			8.06	0.03	10.55	327.57	1.01	442.77	23.6	10.70
2041			7.55	0.03	9.88	335.12	1.04	452.65	23.6	10.94
2042			7.07	0.03	9.25	342.19	1.07	461.90	23.6	11.18
2043			6.64	0.03	8.70	348.84	1.10	470.60	23.6	11.39
2044			6.25	0.03	8.18	355.08	1.12	478.78	23.6	11.60
2045			5.87	0.02	7.69	360.95	1.15	486.46	23.6	11.79
2046			5.52	0.02	7.22	366.47	1.17	493.69	23.6	11.97
2047			5.19	0.02	6.79	371.66	1.19	500.48	23.6	12.14
2048			4.88	0.02	6.38	376.54	1.21	506.86	23.6	12.30

四、先进适用工艺可高效开发油田

斋桑Sarybulak区块Maichat油藏 直井+水平井开发指标预测表（100万吨产能预测）

方案2 100万吨产能：总钻井数**102**口，其中直井生产井**39**口，注入井**7**口，水平井**56**口。实施建设期**2**年，平台化部署，**2026**年建成年产**98.5**万吨的高峰产能，阶段末累产油**806.65**万吨，未做稳产补井计划。项目投资**36**亿元，预计**3.36**年回收投资。

时间 (年)	新投井数		年产油量 (10 ⁴ t)	年产气量 (10 ⁸ m ³)	年产液量 (10 ⁴ t)	累积产油量 (10 ⁴ t)	累积气量 (10 ⁸ m ³)	累积 产液量 (10 ⁴ t)	含水率 (%)	采出程度 (%)
	油井	注入井								
2024	44	3	9.96	0.04	19.30	9.96	0.04	19.30	48.4	0.32
2025	51	4	61.32	0.25	93.15	71.28	0.29	112.45	34.2	1.06
2026			98.50	0.41	137.27	169.78	0.70	249.72	28.2	2.54
2027			81.85	0.34	109.23	251.62	1.04	358.95	25.1	3.76
2028			68.33	0.28	89.47	319.95	1.32	448.42	23.6	4.78
2029			56.87	0.23	74.50	376.82	1.55	522.93	23.7	5.63
2030			48.54	0.20	63.62	425.37	1.75	586.54	23.7	6.35
2031			42.07	0.17	55.14	467.44	1.93	641.69	23.7	6.98
2032			36.91	0.15	48.38	504.35	2.08	690.07	23.7	7.53
2033			32.75	0.13	42.93	537.11	2.21	732.99	23.7	8.02
2034			29.36	0.12	38.47	566.47	2.33	771.46	23.7	8.46
2035			26.54	0.11	34.77	593.01	2.44	806.23	23.7	8.86
2036			24.20	0.10	31.69	617.21	2.54	837.92	23.6	9.22
2037			22.24	0.09	29.12	639.45	2.63	867.05	23.6	9.55
2038			20.61	0.08	26.99	660.06	2.72	894.03	23.6	9.86
2039			19.25	0.08	25.20	679.30	2.80	919.23	23.6	10.14
2040			18.02	0.07	23.60	697.33	2.87	942.83	23.6	10.41
2041			16.88	0.07	22.10	714.21	2.94	964.93	23.6	10.67
2042			15.81	0.07	20.69	730.01	3.01	985.62	23.6	10.90
2043			14.83	0.06	19.41	744.84	3.07	1005.03	23.6	11.12
2044			13.94	0.06	18.24	758.78	3.12	1023.27	23.6	11.33
2045			13.10	0.05	17.15	771.88	3.18	1040.42	23.6	11.53
2046			12.31	0.05	16.12	784.19	3.23	1056.54	23.6	11.71
2047			11.58	0.05	15.15	795.77	3.28	1071.69	23.6	11.88
2048			10.88	0.04	14.24	806.65	3.32	1085.93	23.6	12.05

四、先进适用工艺可高效开发油田

斋桑Sarybulak区块Maichat油藏 直井+水平井开发指标预测表（200万吨产能预测）

方案3 200万吨产能：总钻井数**197**口，其中直井生产井**60**口，注入井**11**口，水平井**126**口。建设期**3**年，**2027**年建成年产**192.8**万吨的高峰产能，阶段末累产油**1646.4**万吨，未做稳产补井计划。项目投资**70.9**亿元，预计**3.89**年回收投资。

时间 (年)	新投井数		年产油量 (10 ⁴ t)	年产气量 (10 ⁸ m ³)	年产液量 (10 ⁴ t)	累积产油量 (10 ⁴ t)	累积气量 (10 ⁸ m ³)	累积 产液量 (10 ⁴ t)	含水率 (%)	采出程度 (%)
	油井	注入井								
2024	44	3	9.96	0.04	19.30	9.96	0.04	19.30	48.4	0.32
2025	71	4	67.32	0.28	105.92	77.28	0.32	125.21	36.4	0.91
2026	71	4	146.02	0.60	216.46	223.30	0.92	341.67	32.5	1.61
2027			192.85	0.79	267.78	416.15	1.71	609.45	28.0	3.00
2028			157.95	0.65	211.20	574.10	2.36	820.65	25.2	4.14
2029			131.43	0.54	172.95	705.53	2.91	993.60	24.0	5.09
2030			110.48	0.45	145.42	816.01	3.36	1139.02	24.0	5.89
2031			94.92	0.39	124.97	910.93	3.75	1263.99	24.0	6.57
2032			82.67	0.34	108.84	993.60	4.09	1372.83	24.0	7.17
2033			72.80	0.30	95.85	1066.40	4.39	1468.68	24.0	7.69
2034			64.77	0.27	85.26	1131.17	4.66	1553.94	24.0	8.16
2035			58.16	0.24	76.54	1189.33	4.90	1630.48	24.0	8.58
2036			52.67	0.22	69.31	1242.00	5.11	1699.79	24.0	8.96
2037			48.10	0.20	63.28	1290.09	5.31	1763.07	24.0	9.31
2038			44.30	0.18	58.27	1334.39	5.50	1821.34	24.0	9.63
2039			41.13	0.17	54.10	1375.52	5.66	1875.45	24.0	9.92
2040			38.42	0.16	50.54	1413.94	5.82	1925.99	24.0	10.20
2041			35.97	0.15	47.31	1449.91	5.97	1973.29	24.0	10.46
2042			33.67	0.14	44.28	1483.58	6.11	2017.57	24.0	10.70
2043			31.54	0.13	41.48	1515.12	6.24	2059.05	24.0	10.93
2044			29.60	0.12	38.92	1544.72	6.36	2097.98	24.0	11.15
2045			27.82	0.11	36.59	1572.54	6.48	2134.56	24.0	11.35
2046			26.15	0.11	34.39	1598.69	6.58	2168.96	24.0	11.53
2047			24.58	0.10	32.33	1623.27	6.68	2201.28	24.0	11.71
2048			23.11	0.10	30.39	1646.38	6.78	2231.67	24.0	11.88

四、先进适用工艺可高效开发油田

斋桑Sarybulak区块Maichat油藏 直井+水平井开发指标预测表（200万吨稳产预测）

方案4 200万吨产能稳产10年

总钻井数**381**口，其中建设期钻井直井生产井**60**口，注入井**11**口，水平井**126**口，运营期钻水平井**184**口。建设期**3**年，**2027**年建成年产**198.8**万吨的高峰产能，**2028**年开始每年补井**20**口用于稳产**200**万吨/年。阶段末累产油**3381**万吨。项目建设投资**70.9**亿元，运营期投资**80.4**亿元，预计需**4.2**年回收建设投资。

时间 (年)	新投井数		年产油量 (10 ⁴ t)	年产气量 (10 ⁸ m ³)	年产液量 (10 ⁴ t)	累积产油量 (10 ⁴ t)	累积气量 (10 ⁸ m ³)	累积 产液量 (10 ⁴ t)	含水率 (%)
	油井	注入井							
2024	44	3	9.96	0.04	19.30	9.96	0.04	19.30	48.4
2025	71	4	67.32	0.28	105.92	77.28	0.32	125.21	36.4
2026	71	4	146.02	0.60	216.46	223.30	0.92	341.67	32.5
2027	20		198.85	0.82	280.54	422.15	1.74	622.21	29.1
2028	21		194.25	0.80	268.73	616.40	2.54	890.94	27.7
2029	21		192.63	0.79	265.18	809.03	3.33	1156.11	27.4
2030	21		191.75	0.79	264.48	1000.78	4.12	1420.59	27.5
2031	21		192.83	0.79	266.21	1193.61	4.92	1686.80	27.6
2032	20		194.48	0.80	268.37	1388.09	5.72	1955.17	27.5
2033	20		195.40	0.80	269.56	1583.49	6.52	2224.73	27.5
2034	20		196.93	0.81	271.66	1780.42	7.33	2496.39	27.5
2035	20		198.84	0.82	274.30	1979.26	8.15	2770.69	27.5
2036			194.98	0.80	264.47	2174.24	8.95	3035.16	26.3
2037			167.27	0.69	223.48	2341.51	9.64	3258.65	25.2
2038			146.31	0.60	194.29	2487.82	10.25	3452.93	24.7
2039			129.95	0.54	172.52	2617.76	10.78	3625.46	24.7
2040			116.81	0.48	155.06	2734.57	11.26	3780.51	24.7
2041			105.86	0.44	140.50	2840.43	11.70	3921.01	24.7
2042			96.55	0.40	128.13	2936.99	12.10	4049.14	24.6
2043			88.59	0.36	117.55	3025.58	12.46	4166.69	24.6
2044			81.74	0.34	108.45	3107.32	12.80	4275.14	24.6
2045			75.79	0.31	100.55	3183.11	13.11	4375.68	24.6
2046			70.54	0.29	93.58	3253.65	13.40	4469.26	24.6
2047			65.87	0.27	87.38	3319.52	13.67	4556.64	24.6
2048			61.65	0.25	81.78	3381.17	13.92	4638.42	24.6

四、先进适用工艺可高效开发油田

方案5 260万吨产能稳产10年

总钻井数**487**口，其中建设期钻井直井生产井**60**口，注入井**11**口，水平井**174**口，运营期钻水平井**242**口。建设期**3**年，**2027**年建成年产**265.3**万吨的高峰产能，**2028**年开始平均每年补井**27**口用于稳产**10**年。阶段末累产油**4434.5**万吨。项目投资**93.8**亿元，运营期投资**105.7**亿元，预计需**4.2**年回收建设投资。

斋桑Sarybulak区块Maichat油藏 直井+水平井开发指标预测表（260万吨稳产预测）

时间 (年)	新投井数		年产油量 (10 ⁴ t)	年产气量 (10 ⁸ m ³)	年产液量 (10 ⁴ t)	累积产油量 (10 ⁴ t)	累积气量 (10 ⁸ m ³)	累积 产液量 (10 ⁴ t)	含水率 (%)
	油井	注入井							
2024	44	3	9.96	0.04	19.30	9.96	0.04	19.30	48.4
2025	95	4	74.52	0.31	121.24	84.48	0.35	140.53	38.5
2026	95	4	189.22	0.78	284.72	273.70	1.13	425.25	33.5
2027	28		265.33	1.09	377.59	539.03	2.22	802.84	29.7
2028	29		259.41	1.07	360.72	798.44	3.29	1163.56	28.1
2029	30		258.21	1.06	356.92	1056.65	4.35	1520.49	27.7
2030	29		259.50	1.07	359.08	1316.15	5.42	1879.57	27.7
2031	29		261.64	1.08	362.08	1577.78	6.50	2241.65	27.7
2032	26		263.91	1.09	364.55	1841.69	7.58	2606.21	27.6
2033	23		262.23	1.08	361.13	2103.92	8.66	2967.34	27.4
2034	24		258.54	1.06	355.76	2362.46	9.73	3323.11	27.3
2035	24		257.86	1.06	354.97	2620.32	10.79	3678.08	27.4
2036			250.87	1.03	340.07	2871.19	11.82	4018.15	26.2
2037			215.71	0.89	288.33	3086.90	12.71	4306.48	25.2
2038			188.96	0.78	251.16	3275.87	13.49	4557.64	24.8
2039			168.03	0.69	223.31	3443.90	14.18	4780.95	24.8
2040			151.21	0.62	200.92	3595.11	14.81	4981.87	24.7
2041			137.17	0.56	182.25	3732.28	15.37	5164.12	24.7
2042			125.23	0.52	166.37	3857.52	15.89	5330.49	24.7
2043			115.00	0.47	152.76	3972.52	16.36	5483.25	24.7
2044			106.19	0.44	141.05	4078.71	16.80	5624.30	24.7
2045			98.53	0.41	130.87	4177.24	17.20	5755.17	24.7
2046			91.76	0.38	121.87	4269.01	17.58	5877.04	24.7
2047			85.71	0.35	113.84	4354.72	17.93	5990.88	24.7
2048			80.24	0.33	106.57	4434.96	18.26	6097.45	24.7

四、先进适用工艺可高效开发油田

◆ 指标预测

50万吨：直井21口，25年末累油 $101 \times 10^4\text{t}$ ，动用储量采出程度12.8%；水平井26口，25年末累油 $275 \times 10^4\text{t}$ ，动用储量采出程度11.87%。

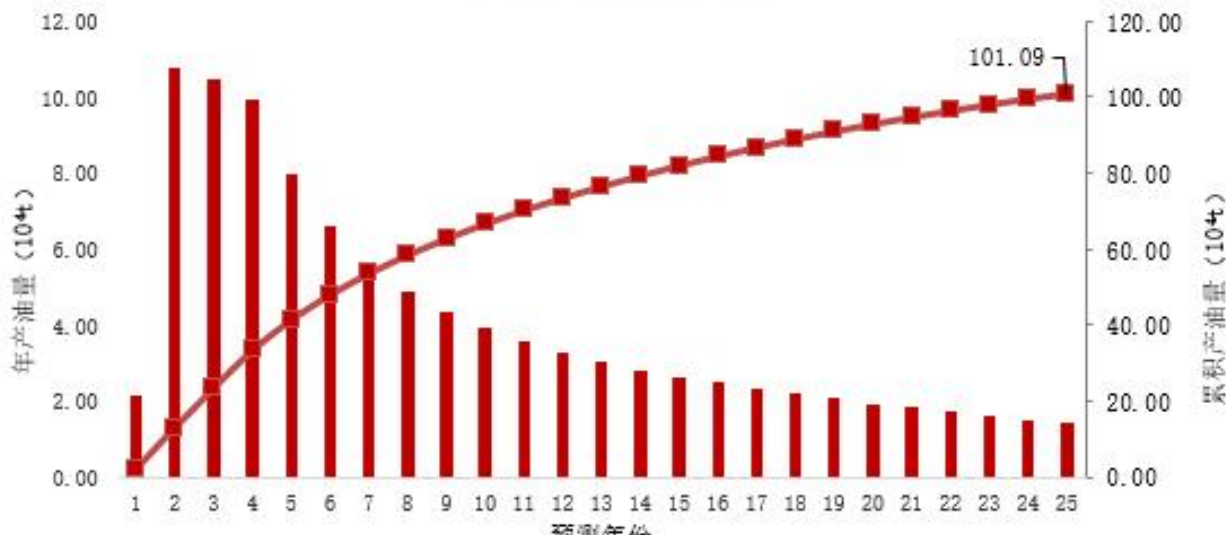
100万吨：直井46口，25年末累油 $217 \times 10^4\text{t}$ ，动用储量采出程度12.9%；水平井56口，25年末累油 $589 \times 10^4\text{t}$ ，动用储量采出程度11.97%。

200万吨：直井71口，25年末累油 $331.88 \times 10^4\text{t}$ ，动用储量采出程度13.19%；水平井126口，25年末累油 $1314.5 \times 10^4\text{t}$ ，动用储量采出程度11.88%。

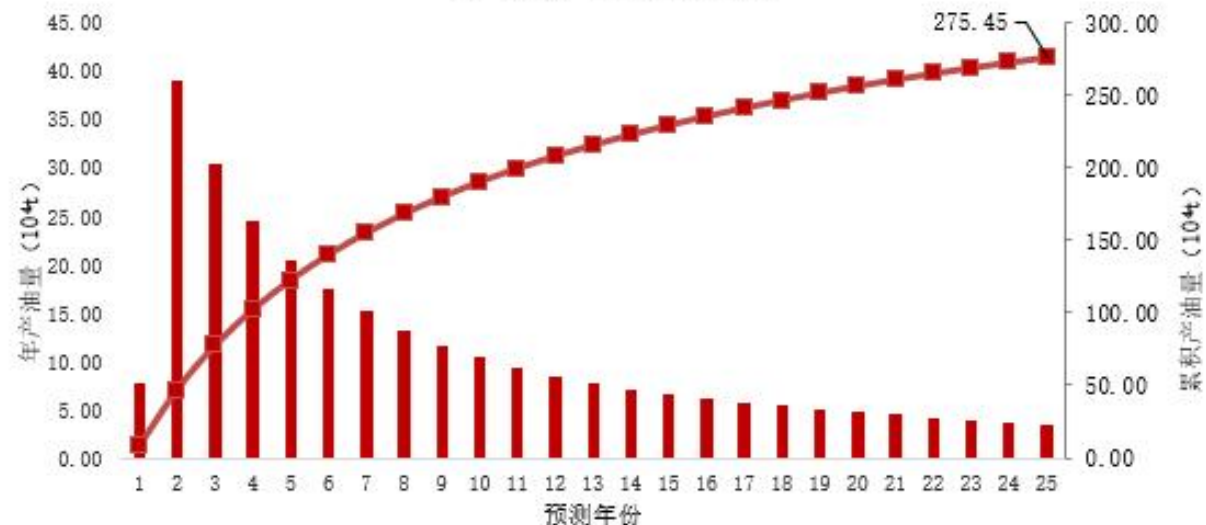
200万吨补产10年：直井71口，25年末累油 $331.88 \times 10^4\text{t}$ ；水平井310口，25年末累油 $3049.3 \times 10^4\text{t}$ 。

260万吨补产10年：直井71口，25年末累油 $331.88 \times 10^4\text{t}$ ；水平井416口，25年末累油 $4103.1 \times 10^4\text{t}$ 。

直井产量预测曲线



水平井产量预测曲线



五、经济评价

评价参数

投资测算

参考国内类似井型钻采费用及近年中石油参与哈国项目实际投资情况，在哈国项目投资成本约是国内的1.5倍。因此，在进行钻采投资测算时，地面投资均按国内的1.5倍进行测算。

➤ 根据该区块钻完井及地面工作量，建成49.8万吨产能，工程总投资**18.1**亿元，百万吨产能投资**36**亿元，200万吨产能投资**70.9**亿元，开发成本**480**元/吨；

地面投资估算表

钻井投资测算取值表

分类	指标	单位	取值
直井投资	钻井投资	万美元/井	150
水平井投资	钻井投资	万美元/井	420
	单井压裂投资	万美元/井	138
地面投资	按国内建成50万吨产能规模地面投资的1.5倍考虑，总投资4.64亿元		

序号	项目或费用名称	国内预估	哈国预估
	工程总投资(含增值税)	33833.52	50750.28
	工程总投资(不含增值税)	30919.87	46379.81
—	建设投资	33264.70	49897.04
(一)	工程费用	26811.43	40217.15
1	油气集输	15563.22	23344.82
2	供电部分	8464.72	12697.08
3	采出水处理回注	1502.32	2253.48
4	消防	509.08	763.62
5	物联网部分	772.10	1158.15
(二)	其他费用	3989.21	5983.81
(三)	基本预备费	2464.05	3696.08
二	增值税抵扣额	2913.65	4370.47
三	建设期贷款利息	568.83	853.24

五、经济评价

评价参数 (以50万吨产能规划为例)

成本估算

- 操作成本: **11.4**美元/桶, 分固定和可变进行测算 (不含投资), 哈国类似油田可变成本占比在40%-70%之间。
- 钻井地面投资: **10**美元/桶, 包含直井和水平井钻井费用, 水平井压裂费用及配套地面建设。按产量法折旧摊销。
- 管理费: 调研类似油公司, 取值**110元/吨**。
- 销售费: 方案考虑前期由现场罐车拉运至口岸, 后期产量规模增加后, 通过天然气管道利旧输至国内销售。
- 废弃费: 在合同有效期终止后180天内, 需对油田现场恢复原状, 支付终止及封存费用, 取值油井投资的**4%**。

评价期: **25年**

汇率: **7.2元/美元**

折现点: **2024年**

固定资产中自有资金比例: **20%**

贴现率: **10%**

固定资产贷款利率: **7.4%**

商品率: **99.1%**

弃置成本贴现率: **4.28%**

吨桶比: **6.63桶 /吨**

增值税税率: **13%**

五、经济评价

50万吨产能规模:

75美元该方案税后内部收益率为34.5%，投资

回收期为3.11年。

80美元该方案税后内部收益率为38.7%，投资

回收期为2.92年。

85美元该方案税后内部收益率为41.7%，投资

回收期为2.81年。

序号	项目名称	单位	指标		
	加权人民币油价	元/t	3483 (75美元/桶)	3716 (80美元/桶)	3948 (85美元/桶)
1	项目总投资	万元	180515	180515	180515
1.1	固定资产投资	万元	173521	173521	173521
	钻井投资	万元	127142	127142	127142
	地面投资	万元	46380	46380	46380
1.2	运营期投资	万元			
1.3	流动资金	万元	1858	1858	1858
1.4	建设期利息	万元	5136	5136	5136
2	石油新建产能	万吨	49.80	49.80	49.80
3	溶解气新建产能	亿方	0.21	0.21	0.21
4	累计产油量	万吨	376.54	376.54	376.54
5	累计产气量	亿方	1.55	1.55	1.55
6	累计油气当量	万吨	388.89	388.89	388.89
7	销售收入	万元	1312824	1399480	1486136
8	总成本费用	万元	498541	498541	498541
9	平均完全成本费用	元/吨	1336	1336	1336
10	平均完全成本费用	美元/桶	28.00	28.00	28.00
11	操作成本	万元	209801	209801	209801
12	平均单位操作费	元/t	545	545	545
13	平均单位操作费	美元/桶	11.42	11.42	11.42
14	利润总额	万元	329203	382513	421091
15	净利润	万元	260519	303167	334030
16	内部收益率				
	所得税前	%	43.18	48.52	52.45
	所得税后	%	34.49	38.66	41.70
17	财务净现值				
	所得税前	万元	176493	204344	224464
	所得税后	万元	131333	153619	169720
18	投资回收期				
	所得税前	年	2.75	2.58	2.48
	所得税后	年	3.11	2.92	2.81
19	油气百万吨产能投资	亿元	33.74	33.74	33.74
20	单井累计产量	t	80114	80114	80114
21	单井累计产气量	万方	330	330	330
22	总井数	口	47	47	47
23	钻井进尺	万米	13.93	13.93	13.93
24	产能进尺比	吨/米	3.58	3.58	3.58
25	单井固定资产投资	万元	3692	3692	3692
26	单井钻井投资	万元	2705	2705	2705
27	单井地面投资	万元	987	987	987

五、经济评价

100万吨产能规模:

75美元该方案税后内部收益率为**35.76%**, 投资回

收期为**3.54年**。

80美元该方案税后内部收益率为**39.87%**, 投资回

收期为**3.36年**。

85美元该方案税后内部收益率为**42.83%**, 投资回

收期为**3.24年**。

序号	项目名称	单位	指标		
	加权人民币油价	元/t	3483 (75美元/桶)	3716 (80美元/桶)	3948 (85美元/桶)
1	项目总投资	万元	361205	361205	361205
1.1	固定资产投资	万元	348882	348882	348882
	钻井投资	万元	274674	274674	274674
	地面投资	万元	74208	74208	74208
1.2	运营期投资	万元			
1.3	流动资金	万元	1997	1997	1997
1.4	建设期利息	万元	10327	10327	10327
2	石油新建产能	万吨	98.50	98.50	98.50
3	溶解气新建产能	亿方	0.41	0.41	0.41
4	累计产油量	万吨	806.65	806.65	806.65
5	累计产气量	亿方	3.32	3.32	3.32
6	累计油气当量	万吨	833.12	833.12	833.12
7	销售收入	万元	2809275	2994706	3180138
8	总成本费用	万元	1003263	1003263	1003263
9	平均完全成本费用	元/吨	1255	1255	1255
10	平均完全成本费用	美元/桶	26.30	26.30	26.30
11	操作成本	万元	432388	432388	432388
12	平均单位操作费	元/t	524	524	524
13	平均单位操作费	美元/桶	10.99	10.99	10.99
14	利润总额	万元	736615	848620	929101
15	净利润	万元	583355	672959	737344
16	内部收益率				
	所得税前	%	44.33	49.53	53.29
	所得税后	%	35.76	39.87	42.83
17	财务净现值				
	所得税前	万元	367184	423062	463103
	所得税后	万元	275058	319766	351803
18	投资回收期				
	所得税前	年	3.18	3.01	2.93
	所得税后	年	3.54	3.36	3.24
19	油气百万吨产能投资	亿元	34.29	34.29	34.29
20	单井累计产量	t	79083	79083	79083
21	单井累计产气量	万方	326	326	326
22	总井数	口	102	102	102
23	钻井进尺	万米	30.18	30.18	30.18
24	产能进尺比	吨/米	3.26	3.26	3.26
25	单井固定资产投资	万元	3420	3420	3420
26	单井钻井投资	万元	2693	2693	2693
27	单井地面投资	万元	728	728	728

五、经济评价

200万吨产能规模:

65美元该方案税后内部收益率为**30.7%**，投资回收期为**4.4年**。

75美元该方案税后内部收益率为**37.2%**，投资回收期为**4年**。

80美元该方案税后内部收益率为**41.34%**，投资回收期为**3.89年**。

85美元该方案税后内部收益率为**44.3%**，投资回收期为**3.8年**。

序号	项目名称	单位	指标		
	加权人民币油价	元/t	3483 (75美元/桶)	3716 (80美元/桶)	3948 (85美元/桶)
1	项目总投资	万元	709282	709282	709282
1.1	固定资产投资	万元	686807	686807	686807
	钻井投资	万元	582917	582917	582917
	地面投资	万元	103891	103891	103891
1.2	运营期投资	万元			
1.3	流动资金	万元	2145	2145	2145
1.4	建设期利息	万元	20329	20329	20329
2	石油新建产能	万吨	192.85	192.85	192.85
3	溶解气新建产能	亿方	0.79	0.79	0.79
4	累计产油量	万吨	1646.38	1646.38	1646.38
5	累计产气量	亿方	6.78	6.78	6.78
6	累计油气当量	万吨	1700.40	1700.40	1700.40
7	销售收入	万元	5727174	6105203	6483231
8	总成本费用	万元	1936665	1936665	1936665
9	平均完全成本费用	元/吨	1187	1187	1187
10	平均完全成本费用	美元/桶	24.87	24.87	24.87
11	操作成本	万元	800346	800346	800346
12	平均单位操作费	元/t	476	476	476
13	平均单位操作费	美元/桶	9.97	9.97	9.97
14	利润总额	万元	1537801	1761355	1920644
15	净利润	万元	1219207	1398050	1525481
16	内部收益率				
	所得税前	%	45.82	51.02	54.74
	所得税后	%	37.18	41.34	44.30
17	财务净现值				
	所得税前	万元	731362	838184	914124
	所得税后	万元	550635	636133	696909
18	投资回收期				
	所得税前	年	3.74	3.60	3.52
	所得税后	年	4.05	3.89	3.79
19	油气百万吨产能投资	亿元	34.48	34.48	34.48
20	单井累计产量	t	83573	83573	83573
21	单井累计产气量	万方	344	344	344
22	总井数	口	197	197	197
23	钻井进尺	万米	60.43	60.43	60.43
24	产能进尺比	吨/米	3.19	3.19	3.19
25	单井固定资产投资	万元	3486	3486	3486
26	单井钻井投资	万元	2959	2959	2959
27	单井地面投资	万元	527	527	527

五、经济评价

200万吨稳产10年:

75美元该方案税后内部收益率为**37.4%**, 投资回收

期为**4.46年**。

80美元该方案税后内部收益率为**41.6%**, 投资回收

期为**4.2年**。

85美元该方案税后内部收益率为**44.6%**, 投资回收

期为**4年**。

序号	项目名称	单位	指标		
	加权人民币油价	元/t	3483 (75美元/桶)	3716 (80美元/桶)	3948 (85美元/桶)
1	项目总投资 (不含运营期投资)	万元	709282	709282	709282
1.1	固定资产投资	万元	686807	686807	686807
	钻井投资	万元	582917	582917	582917
	地面投资	万元	103891	103891	103891
1.2	运营期投资	万元	803666	803666	803666
1.3	流动资金	万元	2145	2145	2145
1.4	建设期利息	万元	20329	20329	20329
2	石油新建产能	万吨	198.85	198.85	198.85
3	溶解气新建产能	亿方	0.82	0.82	0.82
4	累计产油量	万吨	3381.17	3381.17	3381.17
5	累计产气量	亿方	13.92	13.92	13.92
6	累计油气当量	万吨	3492.13	3492.13	3492.13
7	销售收入	万元	11657002	12426366	13195730
8	总成本费用	万元	3542794	3542794	3542794
9	平均完全成本费用	元/吨	1057	1057	1057
10	平均完全成本费用	美元/桶	22.16	22.16	22.16
11	操作成本	万元	1365342	1365342	1365342
12	平均单位操作费	元/t	395	395	395
13	平均单位操作费	美元/桶	8.28	8.28	8.28
14	利润总额	万元	3449051	3899259	4218676
15	净利润	万元	2738742	3098909	3354442
16	内部收益率				
	所得税前	%	46.27	51.52	55.26
	所得税后	%	37.41	41.61	44.60
17	财务净现值				
	所得税前	万元	1218447	1395834	1521618
	所得税后	万元	912870	1054821	1155471
18	投资回收期				
	所得税前	年	3.96	3.76	3.64
	所得税后	年	4.46	4.20	4.05
19	油气百万吨产能投资	亿元	33.44	33.44	33.44
20	单井累计产量	t	88745	88745	88745
21	单井累计产气量	万方	365	365	365
22	总井数	口	381	381	381
23	钻井进尺	万米	124.83	124.83	124.83

五、经济评价

260万吨稳产10年:

75美元该方案税后内部收益率为**36.4%**, 投资回收

期为**4.63年**。

80美元该方案税后内部收益率为**40.5%**, 投资回收

期为**4.36年**。

85美元该方案税后内部收益率为**43.4%**, 投资回收

期为**4.2年**。

序号	项目名称	单位	指标		
	加权人民币油价	元/t	3483 (75美元/桶)	3716 (80美元/桶)	3948 (85美元/桶)
1	项目总投资 (不含运营期投资)	万元	938552	938552	938552
1.1	固定资产投资	万元	909342	909342	909342
	钻井投资	万元	775769	775769	775769
	地面投资	万元	133574	133574	133574
1.2	运营期投资	万元	1056996	1056996	1056996
1.3	流动资金	万元	2293	2293	2293
1.4	建设期利息	万元	26917	26917	26917
2	石油新建产能	万吨	265.33	265.33	265.33
3	溶解气新建产能	亿方	1.09	1.09	1.09
4	累计产油量	万吨	4434.96	4434.96	4434.96
5	累计产气量	亿方	18.26	18.26	18.26
6	累计油气当量	万吨	4580.49	4580.49	4580.49
7	销售收入	万元	15294697	16304153	17313608
8	总成本费用	万元	4619139	4619139	4619139
9	平均完全成本费用	元/吨	1051	1051	1051
10	平均完全成本费用	美元/桶	22.02	22.02	22.02
11	操作成本	万元	1749070	1749070	1749070
12	平均单位操作费	元/t	386	386	386
13	平均单位操作费	美元/桶	8.08	8.08	8.08
14	利润总额	万元	4441158	5024315	5435864
15	净利润	万元	3526800	3993326	4322565
16	内部收益率				
	所得税前	%	44.97	50.07	53.72
	所得税后	%	36.38	40.46	43.38
17	财务净现值				
	所得税前	万元	1557570	1787230	1949275
	所得税后	万元	1164352	1348123	1477803
18	投资回收期				
	所得税前	年	4.10	3.89	3.76
	所得税后	年	4.63	4.36	4.20
19	油气百万吨产能投资	亿元	33.18	33.18	33.18
20	单井累计产量	t	91067	91067	91067
21	单井累计产气量	万方	375	375	375
22	总井数	口	487	487	487
23	钻井进尺	万米	161.93	161.93	161.93

五、经济评价

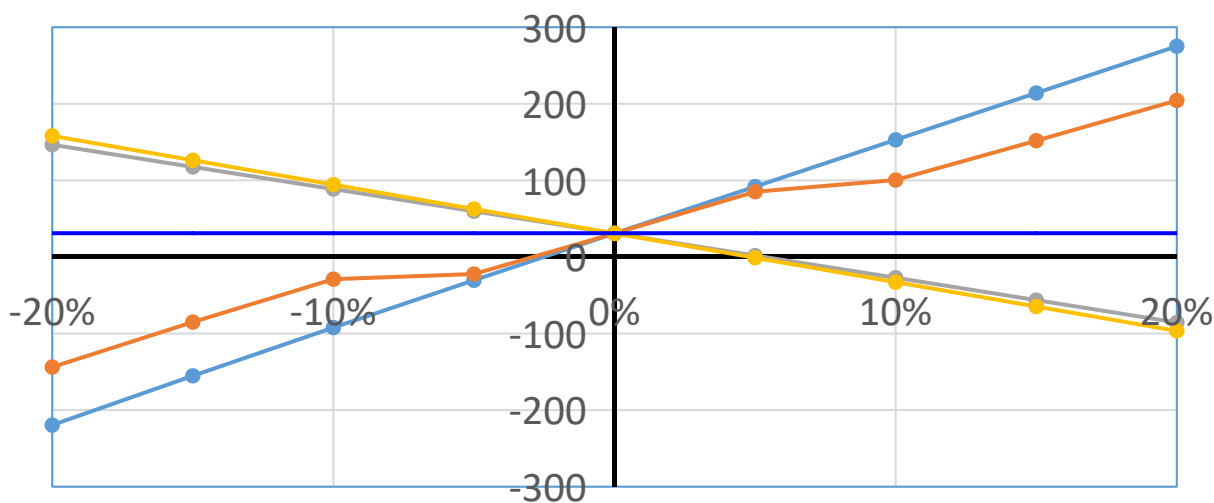
经济效益评价

敏感性、现金流

以方案基础油价，进行单因素敏感性分析。产量、价格最敏感因素，投资、成本相对影响较小。

NPV敏感性分析

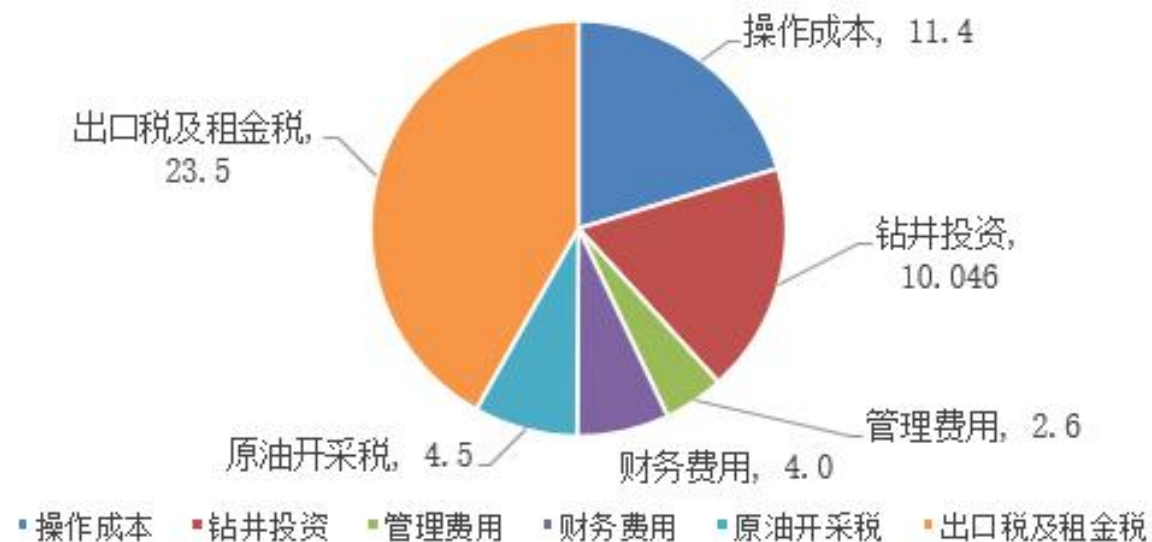
- 原油产量Mbbbl
- 原油价格\$/bbl
- 建设投资MUSD\$
- 经营成本MUSD\$
- 增量0%的NPV



主要支出占比

- 投资: 10美元/桶, 12.5%
- 成本: 11.4美元/桶, 14.3%
- 税费: 28美元/桶, 35%
- 管理费用: 2.6美元/桶, 3%
- 财务费用: 4美元/桶, 5%

主要支出(\$/bbl)



现场营地



2 × 2000m³储罐



现场罐区



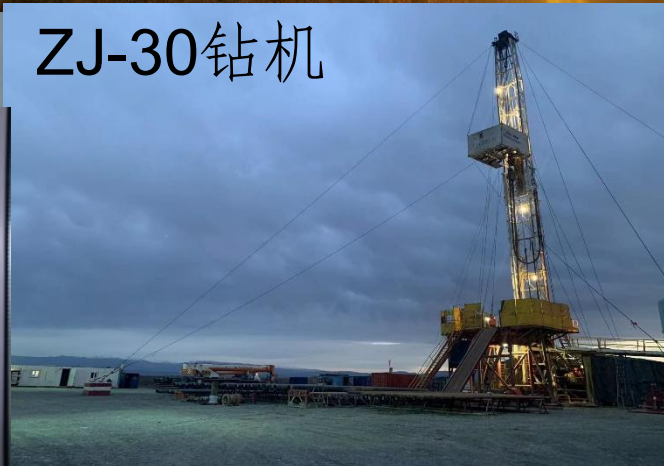
宿舍



餐厅



ZJ-30钻机



皮带式抽油机



- 目前已建成容纳240人轮换的高级板房现场营地
- 120人现场工作，120人轮换休假，
- 营地的餐厅可同时容纳100人用餐

- 办公区域内帐贴有公司HSE政策，应急预案，培训计划，等等必要的HSE信息以及宣传海报，设有专门的HSE培训室。
- 现场油罐，CPF处理站，以及车间的设计均为合理。

六、项目进展

油田地表-地面施工条件

- 油气聚集区距离斋桑镇约30公里
- 该镇人口3万人左右
- 住房建设基本为平房
- 征地费用低，利于今后大规模开发后建设油田基地
- 油田地表以草地为主，地势平坦
- 中哈国际公路穿过合同区，交通便利



- 合同区内地下埋深300-500米处存在丰富的淡水层，稠油大规模开发后水源比较落实
- 合同区附近建有一水电站，合同区内沿中哈国际公路建有输电线，油气田开发后不存在供电的问题，且当地电费便宜，

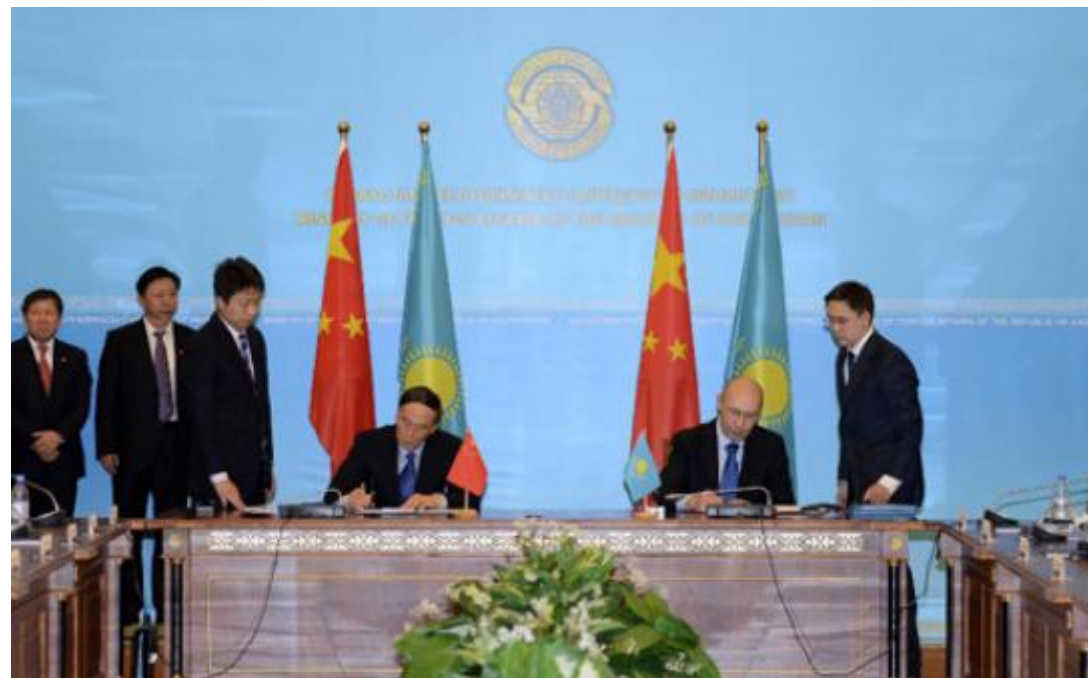
六、项目进展

跨境管道建设

2013年建成并通气全程118.5公里的中哈萨拉布雷克—吉木乃天然气管道，是国内第一条由民营企业经营的跨境天然气管道。目前的天然气跨境管道可转换为原油运输管道，根据需要可修建约200公里管道连接到通往炼厂的主管道。



跨境管线通气现场



王岐山出席两国政府间合作运营该条跨境管道合作协议的文件签字仪式

2014年商务部曾赋予广汇石油针对原油非国营贸易进口资质的批复。目前，新疆维吾尔自治区商务厅已提交广汇石油关于2024年原油非国营贸易30万吨进口允许量的申请，预计年底获得批复。同时，国内吉木乃口岸约5km处建有配套规模的原油装卸基地，配合国家海关监管需要。

中华人民共和国商务部

加 急 商贸函〔2014〕635号

商务部关于赋予新疆广汇石油有限公司 原油非国营贸易进口资质的批复

新疆维吾尔自治区商务厅：

你厅《关于新疆广汇石油有限公司份额原油进口的请示》（新商〔2014〕133号）悉。经研究，现批复如下：

一、赋予新疆广汇石油有限公司原油非国营贸易进口资质，限于新疆广汇石油有限公司在哈萨克斯坦斋桑区块投资所获得的合法份额原油进口。

二、安排新疆广汇石油有限公司2014年原油非国营贸易进口允许量20万吨。新疆广汇石油有限公司可根据市场情况将原油销售给符合产业政策的炼油企业。

三、新疆广汇石油有限公司年度原油非国营贸易进口允许量根据其年获合法份额确定，每年由你厅核实并向我部上报，批准后实施。

四、我部委托你厅作为原油自动进口许可证发证单位。请你厅按照现行规定，认真审核并发放原油自动进口许可证，及时了解

新疆维吾尔自治区商务厅 文 件

新商〔2023〕114号

签发人：李轩

关于新疆广汇石油有限公司申请30万吨原油 非国营贸易进口允许量的请示

商务部：

感谢商务部长期以来对新疆外贸工作的大力支持。近年来，新疆聚焦共建“一带一路”打造亚欧黄金通道，深化与中亚国家贸易、投资、能源等领域合作。新疆广汇石油有限公司（下称广汇石油）拥有哈萨克斯坦斋桑油气区块（原油地质储量规模约6亿吨）52%的股权，2014年，在商务部的大力支持下，曾取得原

吉 木 乃 县 发展和改革委员会文件

吉发改〔2011〕225号

关于新疆吉木乃广汇石油储运有限公司 原油装卸基地项目核准的批复

新疆吉木乃广汇石油储运有限公司：

你单位报送的《关于新疆吉木乃广汇石油储运有限公司原油装卸基地项目的核准立项请示》已收悉。经研究，现批复如下：

一、该项目符合国家现行产业及引进境外资源政策，符合自治区资源优势转换和吉木乃县“十二五”发展规划，同意你公司在我县实施原油仓储基地建设项目，该项目总体规划分两期建设建设一座年原油储存倒运能力为50万吨的原油仓储基地。

二、依据国家“走出去”的油气开发战略及自治区优势资源转化战略，2009年8月该项目获得国家发改委能源局的核准，9月TBM公司正式获得哈国能矿部的核准，正式转入

六、项目进展

合作开展情况

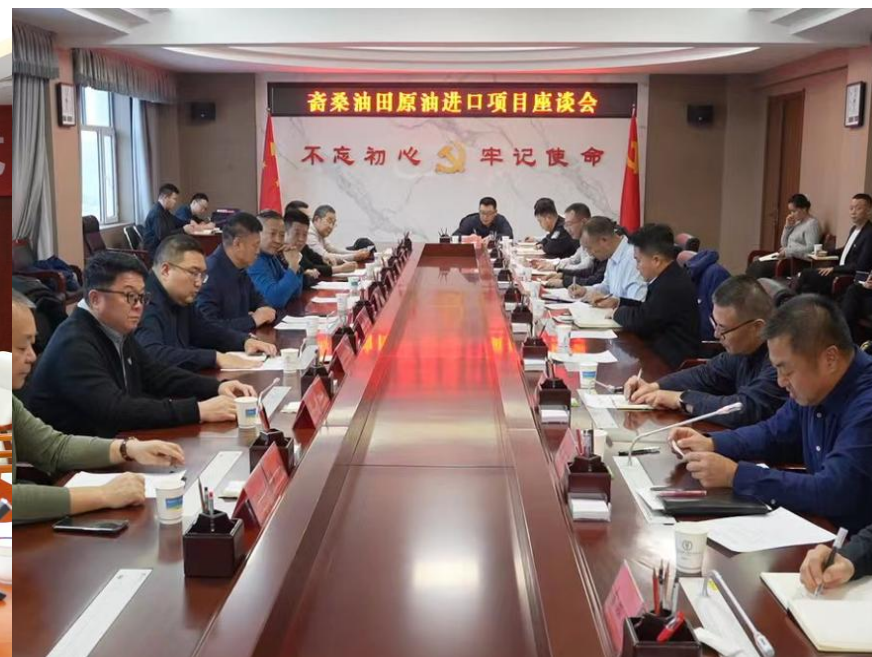
- 2023年3月，与香港亚能电力（APD）下属关联公司罗孚石油（ROFF）正式签署合作协议，共同对TBM公司所拥有的天然气、原油资源进行勘探、开发和生产。
- 9月22日，与中石油西部钻探工程有限公司签署了战略合作协议。
- 12月5日，吉木乃县政府为斋桑原油进口相关事宜组织座谈。



斋桑油田开发项目签约仪式



西钻签署战略合作协议



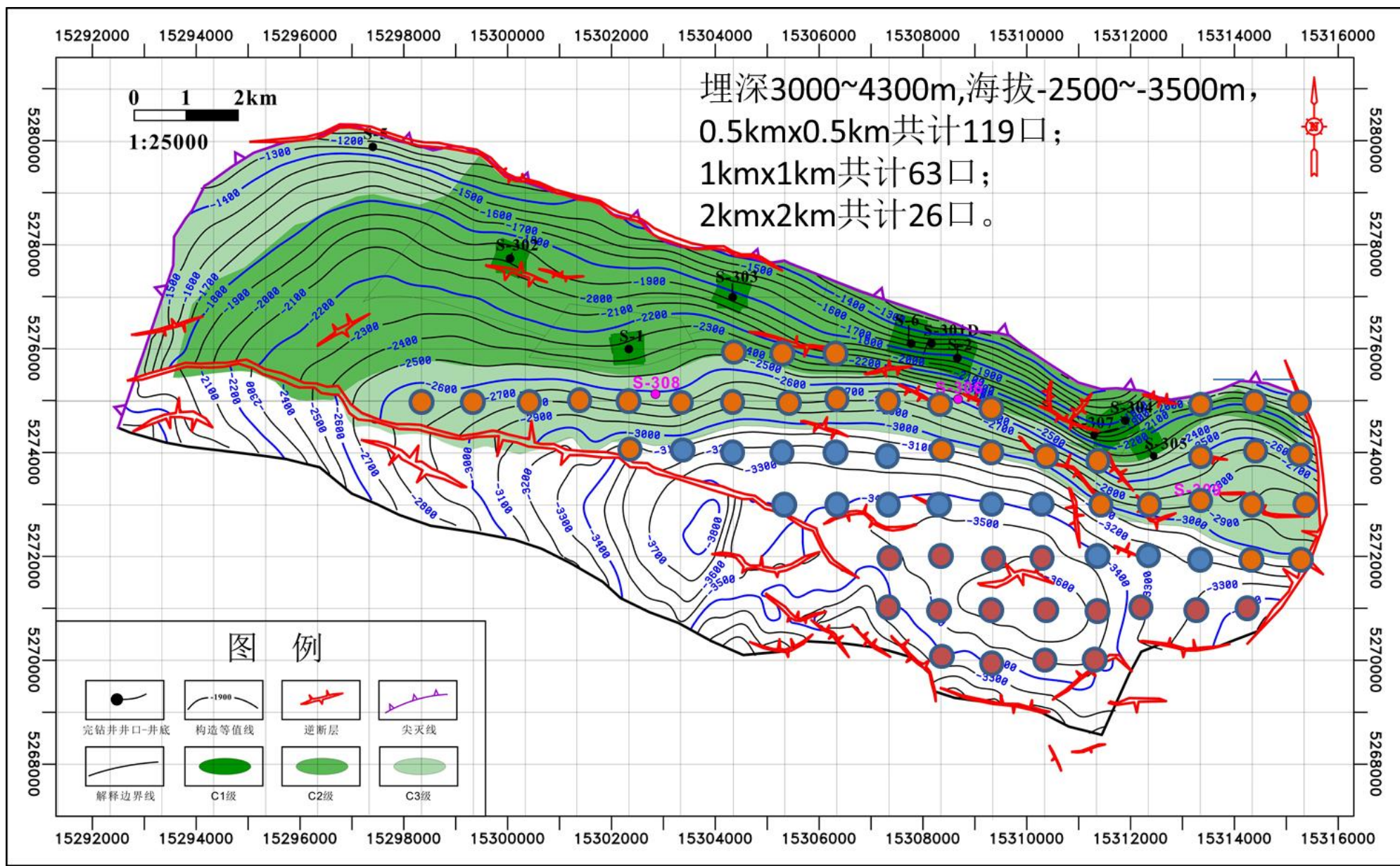
吉木乃县政府--斋桑油田原油进口项目座谈会

七、结论及建议

1、结论及认识

- 1、全区地层厚度较稳定，西北厚度较大，向东向南变薄；地层北陡南缓，整体呈箕状构造形态，北部构造最高、南部次高。目的层沉积类型为三角洲前缘，工区内主要发育三角洲前缘分流河道、砂坝和席状砂；油藏类型为**中孔低渗、常温常压系统、构造-岩性普通稠油油藏**；
- 2、区块试油、试采井少，试采井以间歇开采为主，试采期短，受储层物性及流体性质影响，常规试油试采效果差，产能不落实；应优选流体性质较好的储层进行开发方案的规划，同时进一步落实储量：对C2及C3储量部署评价井，做好储量升级。
- 3、优先开展**先导试验**，探索针对此类油藏的高效开发方式。

七、结论及建议



谢谢

请领导批评指正！

