



苏北盆地CCUS-EOR实践与展望

CCUS-EOR production practice and prospect
in the Northern Jiangsu Basin

俞 凯

Yu Kai

中国石化股份有限公司华东油气分公司

East China Company, SINOPEC

2017年4月26日





汇报提纲

一、苏北盆地CCUS-EOR实践

CCUS-EOR production practice in the Northern Jiangsu Basin

二、苏北盆地CCUS-EOR一体化前景展望

Prospect of CCUS-EOR Integration in the Northern Jiangsu Basin

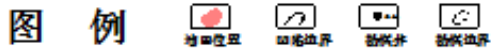
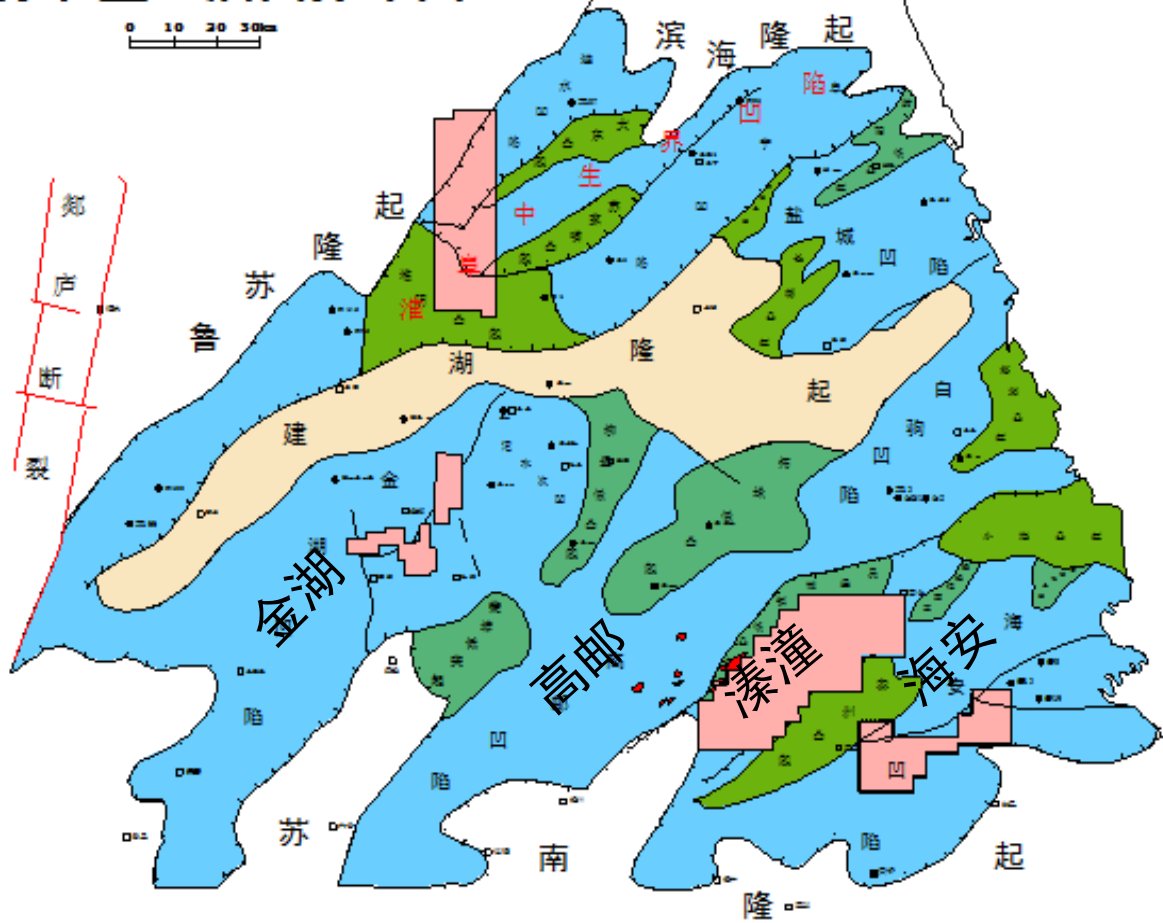


华东油气分公司简况

中石化股份公司华东油气分公司自1958年开始在苏北盆地开展油气勘探开发工作，自2008年开始作为中石化专业的非常规勘探开发队伍从事页岩气、煤层气、页岩油等非常规油气资源勘探开发。目前拥有山西乡宁延川南5亿方煤层气田、重庆南川6.5亿方页岩气田和苏北35万吨油田。

苏北盆地构造区划图

苏北盆地油田分布图

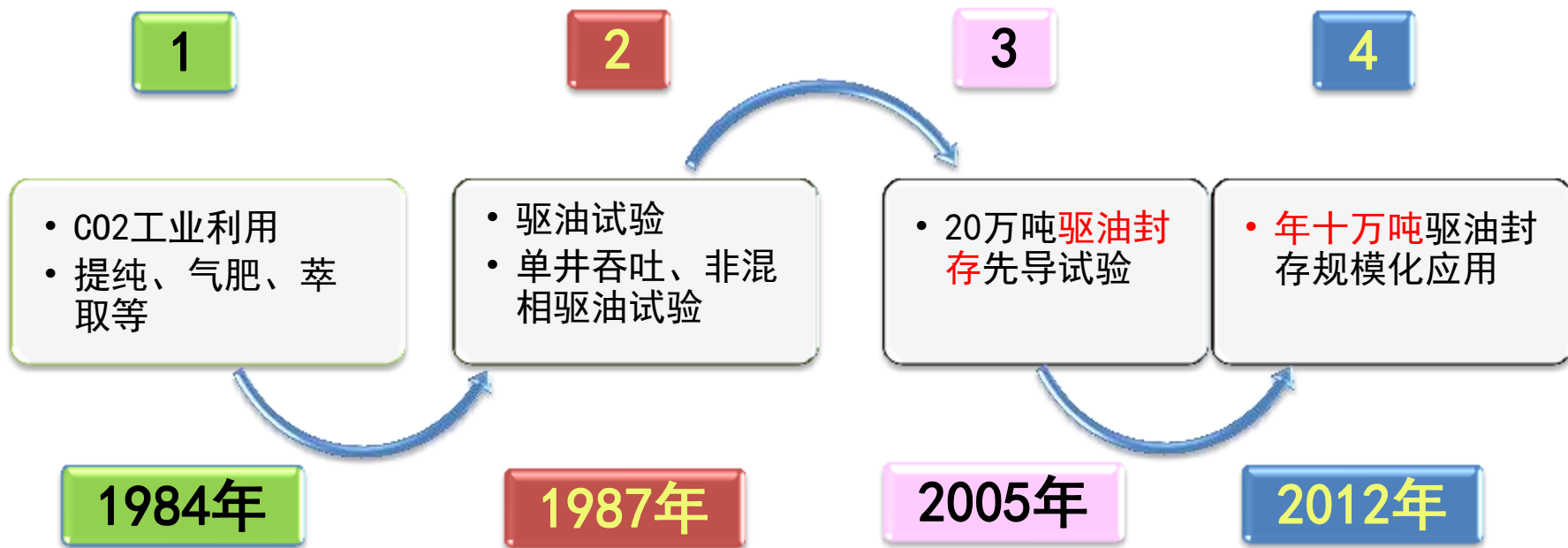


苏北盆地是一个面积3.5万平方千米，沉积厚度超过6000米的新生代含油气盆地。构造区划自北向南分为淮阜拗陷、建湖隆起和东台拗陷。已投入开发的56个油气田集中分布在东台拗陷的海安、溱潼、高邮、金湖四个次级凹陷。

至2016年底，已探明储量3.45亿吨，动用储量2.86亿吨，累产油4800万吨，平均采出程度16.8%。



(一) CCUS-EOR发展历程



保护焊



气肥



驱油



(一) CCUS-EOR发展历程

1、始于1984年：CO₂基础研究

- 从1984年开始CO₂提纯利用
- 起草《食品添加剂液体CO₂国家标准》
- 编制中石化企业标准《液体二氧化碳储存、充装及运输安全规范》

工业一级产品
(纯度：99.5%)



油田驱油

工业优级产品
(纯度：99.9%)



船舶焊接

高纯度产品
(纯度99.99%)



医药储存



化工应用



农业气肥



干冰清洗



消防灭火



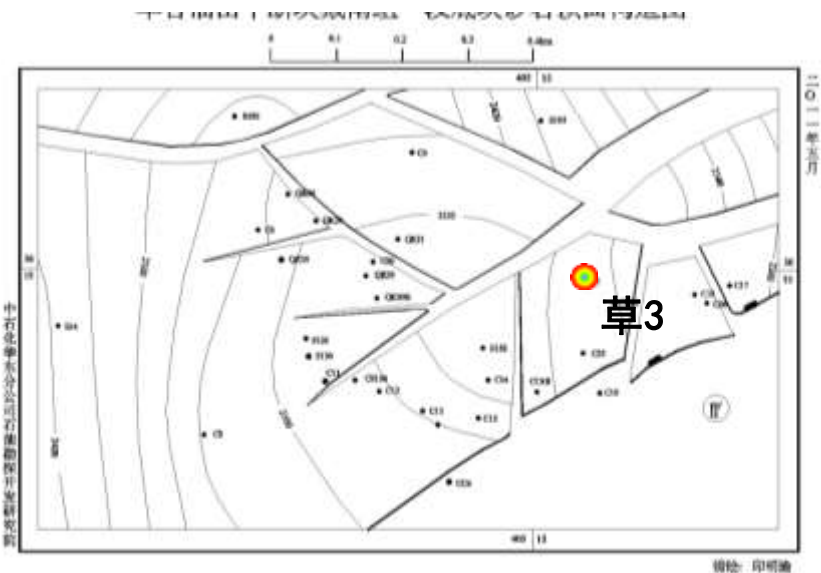
碳酸饮料



(一) CCUS-EOR发展历程

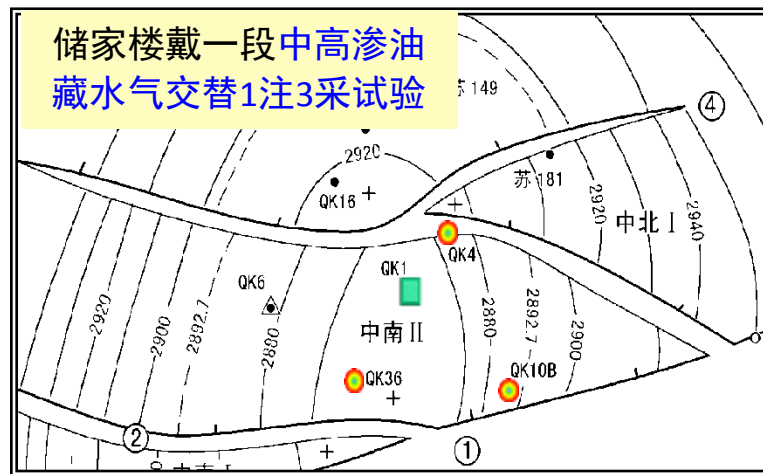
2、1987年—2004年：EOR驱油试验

单井吞吐提高采收率EOR试验



1987—1998年在高含水、低渗、稠油三类油藏，开展11口井12井次的单井吞吐试验，累注4490t，累增油10724t，换油率2.39t油/tCO₂，为推广应用积累了经验

中高渗油藏水气交替EOR先导试验

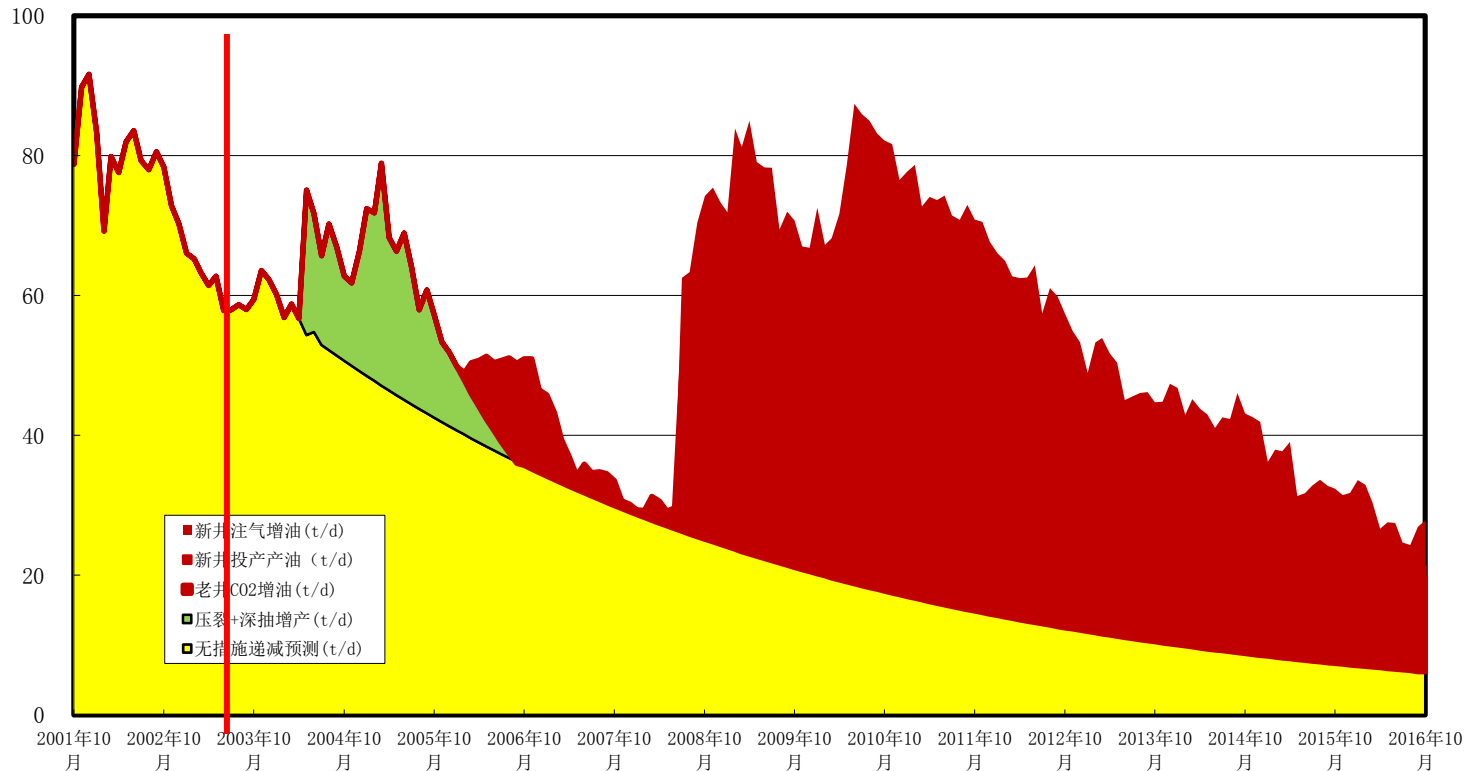


2000—2004年在采出程度 52.18%、综合含水 94.3%的储家楼油田开展非混相驱试验，1注3采，顶部注入液态CO₂后，对应3口油井含水下降，产量上升，井组日增油8.7t，累增油1.76万吨，提高采收率2.9%



(一) CCUS-EOR发展历程

3、2005—2013年：草舍泰州组低渗油藏CCUS-EOR先导试验

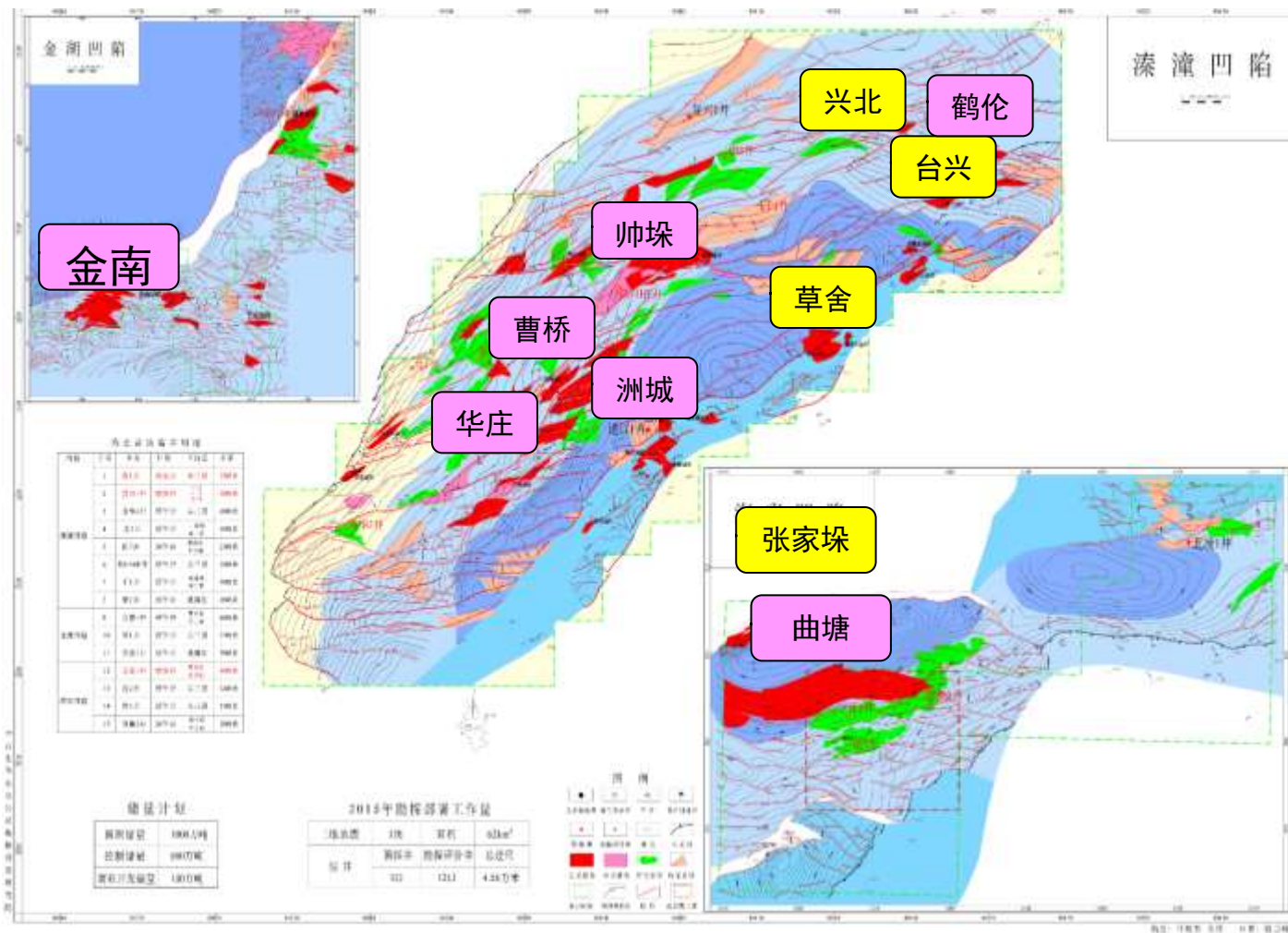


截止2016年12月底，泰州组累计注入CO₂19.6万吨，累增油10.7万吨，提高采收率12.6%，吨换油率1.83tCO₂/t油（0.55t油/tCO₂），封存率>90%



(一) CCUS-EOR发展历程

4、2012年—2016年：CCUS-EOR推广应用



已建立14个CCUS-EOR开发单元，年注入超过10万吨，累计注入CO₂40万吨，累计增油13万吨



(二) CCUS-EOR实践成果

不断探索CCUS-EOR的应用范围，不断提升CCUS-EOR的开发效果

不同开发阶段

- 一次采油
- 二次采油
- 三次采油

不同类型油藏

- 断块（中高渗）
- 低-特低渗（大倾角）
- 稠油底水

不同驱替方式

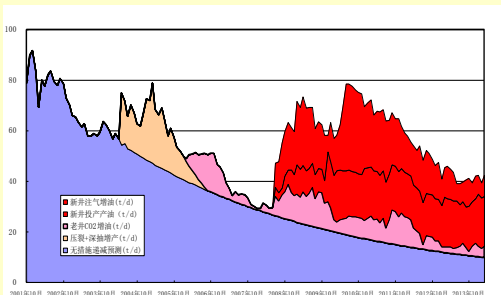
- CO₂段塞驱（混相/非混相）
- CO₂吞吐（单井，异步，C+C）
- CO₂气水交替驱



(二) CCUS-EOR实践成果

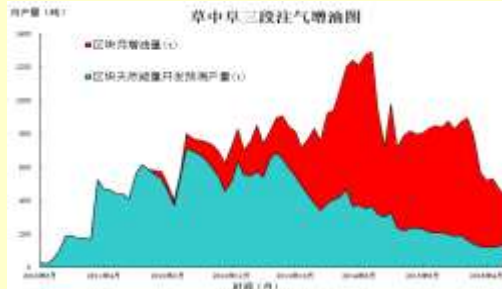
1、CO₂驱矿场应用效果显著

草舍泰州组



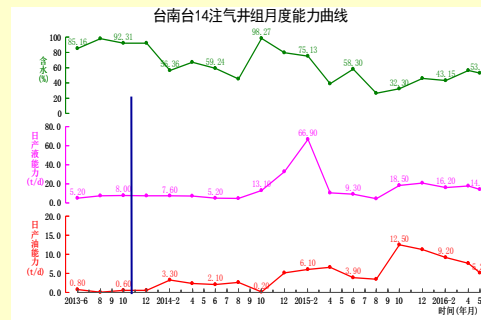
低渗透混相驱

草舍阜三段



低渗透大井距同步注气混相驱

台兴阜三段



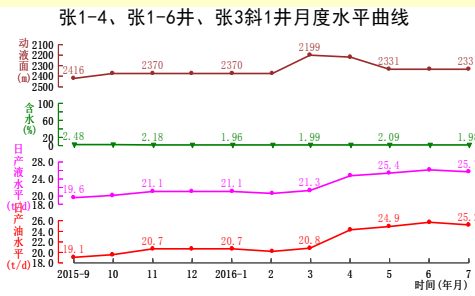
低渗透高含水转气驱

金南阜三段



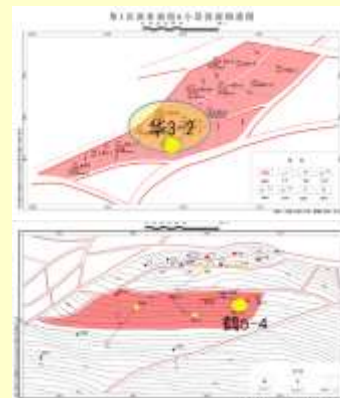
特低渗水平井异步吞吐

张家垛阜三段



特低渗大倾角衰竭开发后顶部驱+吞吐

华庄
鹤伦



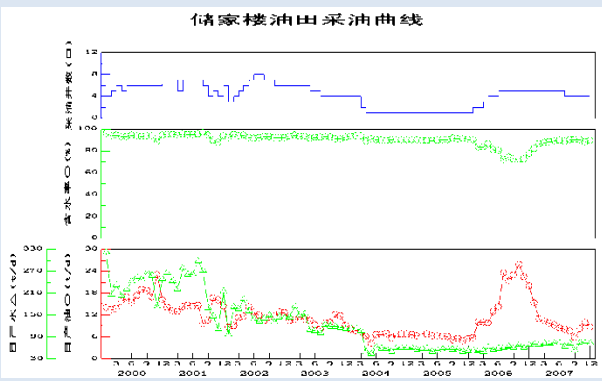
低渗透整体关井先期注气



(二) CCUS-EOR实践成果

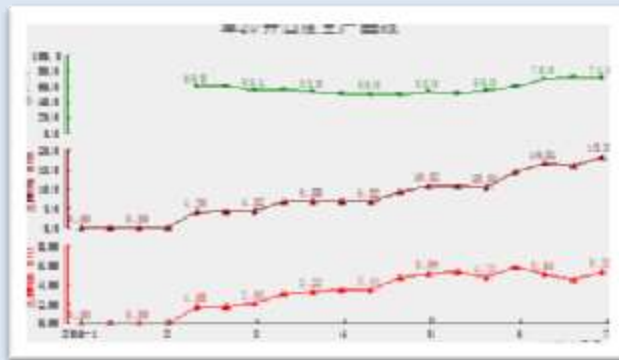
2、形成适应不同油藏类型的CO₂驱工艺方案

储家楼戴一段



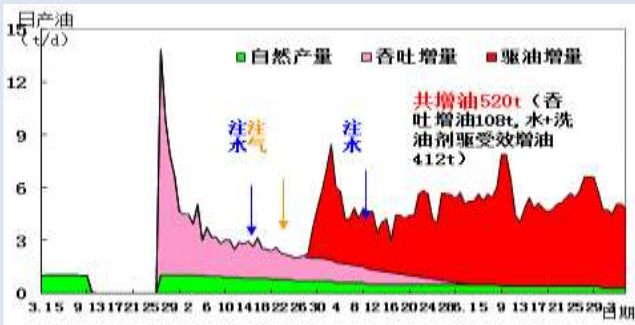
中高渗高含水“WGA”非混相驱

草中戴一段



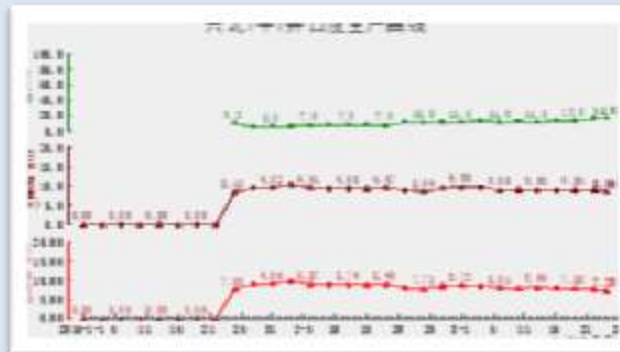
中高渗废弃油藏顶部驱

洲城垛一段



中高渗高含水“C+C”驱+吞吐

兴北垛一段



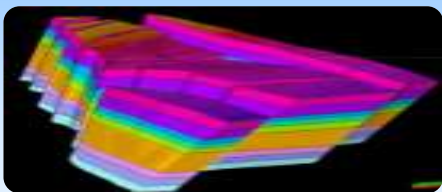
稠油“HDC”水平井吞吐



(二) CCUS-EOR实践成果

3、创新形成了8项具有自主知识产权的技术体系

数模判别技术



全过程跟踪调整方法



液态压注工艺



评价体系

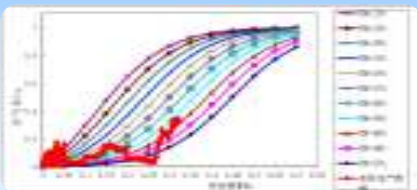


CO₂驱油
技术

气液两相流量计



采收率预测图版



CO₂回收处理工艺



HD-1缓蚀阻垢剂





(二) CCUS-EOR实践成果

•自主研发了精馏与低温提馏耦合新型CO₂驱油产出气回收分离工艺技术



- 建成国内第一座CO₂驱油产出气回收装置，规模2万吨/年
- 实现系统零排放
- 装置运行经济效益好
- 至2017年3月，已累计回收二氧化碳4.03万吨，节支949万元

项目	回收率	纯度	吨产品电力消耗	凝析油回收量	操作成本	副产品产值
指标	92.83 %	98.08%	150-160 kW.h	350.64kg/d (0.497m ³ /d)	136.27 元/吨	181.7 元/吨



(二) CCUS-EOR实践成果

4、创立了CO₂驱油与封存管理标准体系

5项技术规程（规范）

《CO₂驱油藏动态监测技术规范》

《CO₂驱注气技术规程》

《CO₂驱采油技术规程》

《CO₂回收利用技术规程》

《CO₂驱安全技术规范》

6项管理制度

CO₂驱油藏动态监测管理规定

CO₂注采区域注气井技术管理规定

CO₂注采区域集输安全管理规定

CO₂注采区块关停井定期巡查制度

CO₂注采区域风险评估体系

CO₂注采区域应急处置程序

14项安全管理措施

210型FF级采气井口；井口紧急切断装置

13Cr防腐油管；压力及视远程频监控

350型EE级注气井口；油管安全装置

气密扣型油管；压力及远程视频监控

250型采油井口；闸板式光杆防喷器

油套管油嘴控制；密闭加药防腐技术

长停井：挤封+双塞封井，表套监控

观察井：250型采油井口，油表套监控



(二) CCUS-EOR实践成果

5、建成江苏5万吨/年CO₂捕集+驱油封存示范工程

化工尾气纯度98%

槽车运输至苏北驱油

捕集压缩成本每吨140元

投资成本1000万元

自2015年7月份开始运营





汇报提纲

一、苏北盆地CCUS-EOR实践

CCUS-EOR production practice in the Northern Jiangsu Basin

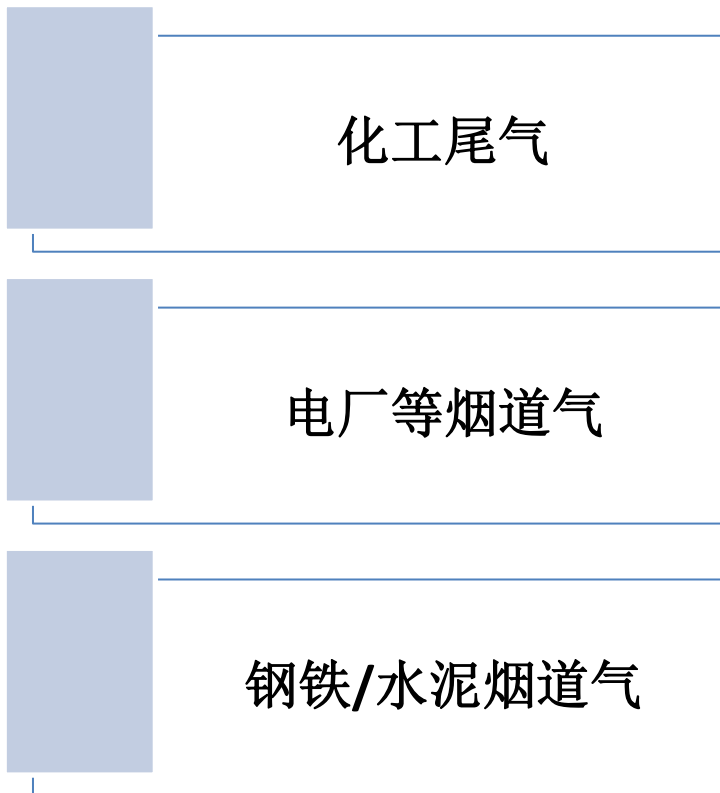
二、苏北盆地CCUS-EOR一体化前景展望

Prospect of CCUS-EOR Integration in the Northern Jiangsu Basin

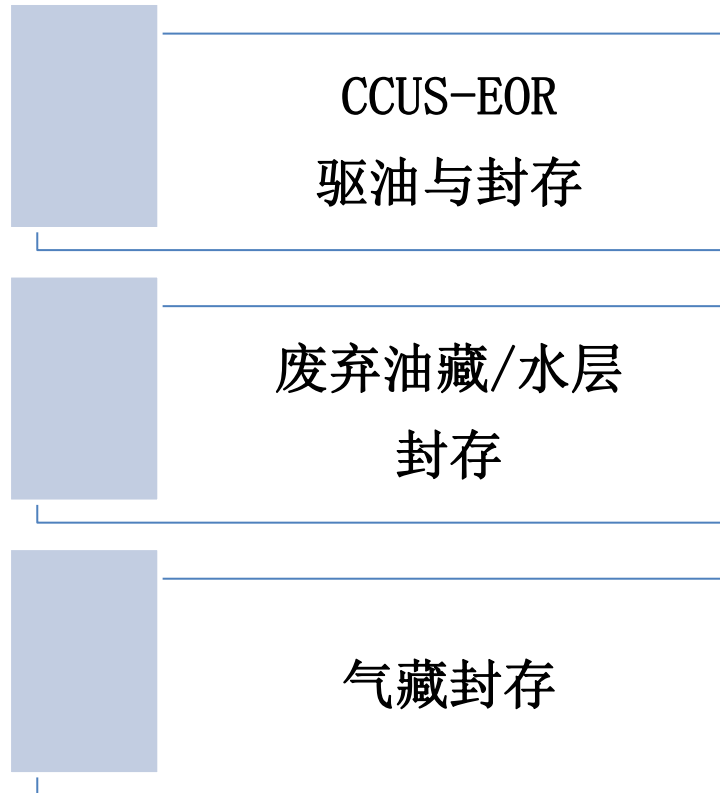


(一) 苏北盆地具有优越的源汇匹配条件

CO₂源多量大



CO₂封存场地类型多



CO₂捕集地与封存地相距均在220千米范围内



(二) 制约CCUS-EOR发展的主要因素

1、如何利用CO₂驱提高浅层高含水油藏的采收率

油藏类型	地质储量	采收率	年均含水
	10 ⁸ t	%	(%)
中高渗	1.62	32.25	92.8

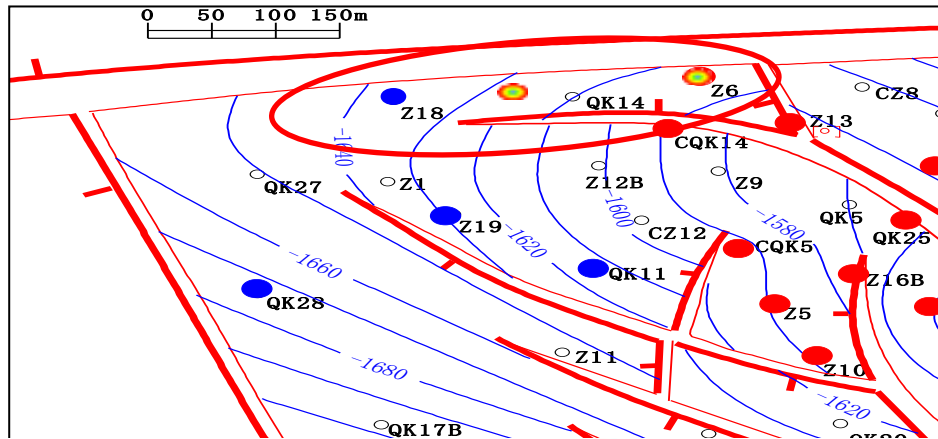
苏北盆地已动用储量中，埋深<2500米的油藏占56.6%，这类油藏目前均已进入高采出程度、高含水阶段，常规开发手段效果逐渐变差，但受制于陆相原油混相压力高这个因素的影响，难以开展CO₂混相驱。

对策：开展CO₂与化学剂复合驱油技术研究，探索降低混相压力技术

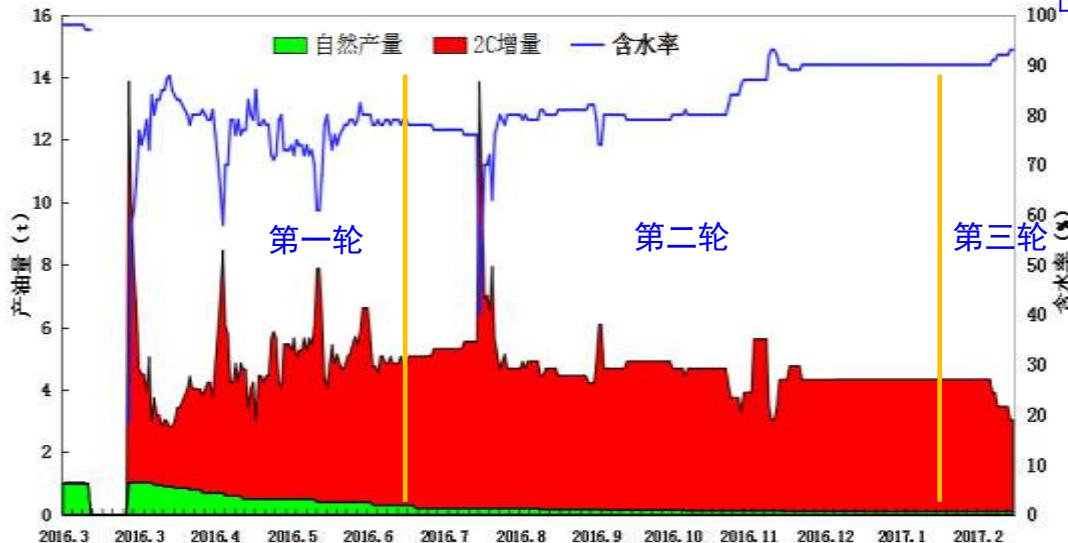


(二) 制约CCUS-EOR发展的主要因素

洲城油田CO₂+化学剂 (2C) 矿场试验



洲20日度生产曲线



埋深 (m)	1600
地质储量 ($\times 10^4$ t)	167
孔隙度 (%)	15.5-34.7
渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	103-5862
原始地层温度 ($^{\circ}\text{C}$)	74
原始地层压力 (MPa)	15.7
地下原油粘度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	26.83
地面原油粘度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	295.56
采出程度 (%)	37
综合含水 (%)	92

洲18→洲20井组

日产油：由1t/d增加并稳定5t/d

含水：98%降至65~80%

累增油：1567t



(二) 制约CCUS-EOR发展的主要因素

2、如何控制CO₂运输成本

目前制约CCUS-EOR发展的核心问题是如何降低CO₂的使用成本。在构成使用成本的三个因素中，捕集成本、压注成本相对固定可控，唯有运输成本随运输方式不同，差异很大。降本的关键在于更新运输方式

运输方式	槽船 元/ (km · t)	槽车 元/ (km · t)	长输管道 元/ (km · t)
运输成本	0.7	1	0.4

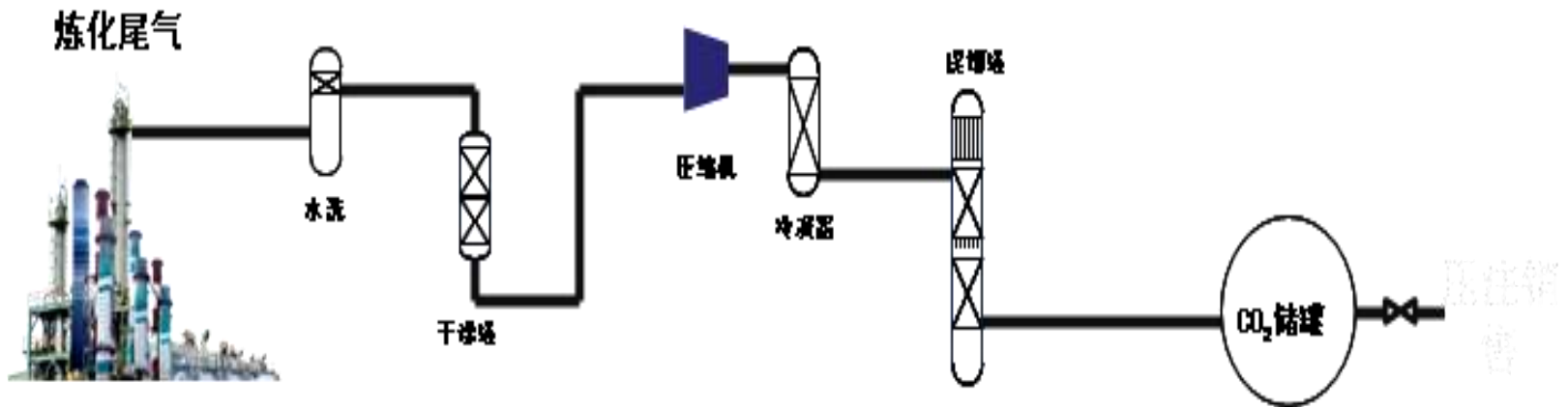
对策： 研究由碳源到埋藏地的管道输送方案

(二) 制约CCUS-EOR发展的主要因素

3、 如何降低CCUS-EOR捕集成本

对策：创新CO₂气体回收与综合利用系列技术

按照能量利用合理，制冷效率高的原则，针对不同气源的工艺参数，采用吸收、吸附或**直接压缩液化**等方法，首选化工企业排放CO₂进行捕集并用于油田驱油



化工CO₂尾气回收与应用技术



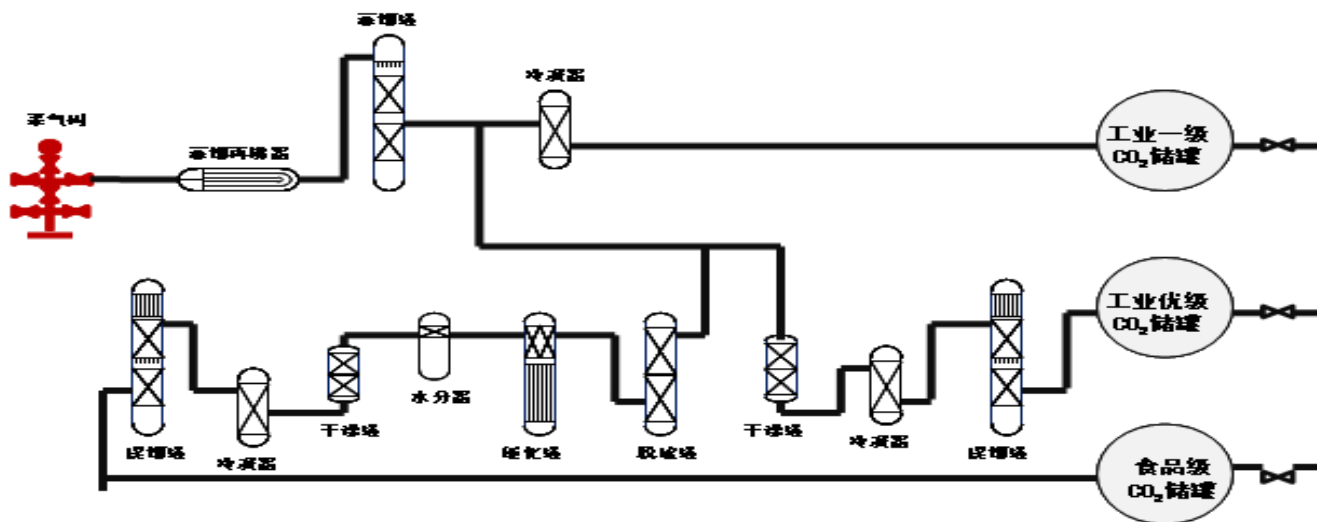
(二) 制约CCUS-EOR发展的主要因素

3、 如何降低CCUS-EOR成本

对策： 创新CO₂气体回收与综合利用系列技术

油田伴生气CO₂精馏回收技术

该工艺主要是利用CO₂原料中各组分相对挥发度不同，
采用精馏原理将各类物质分离， 生产出不同等级的CO₂产品





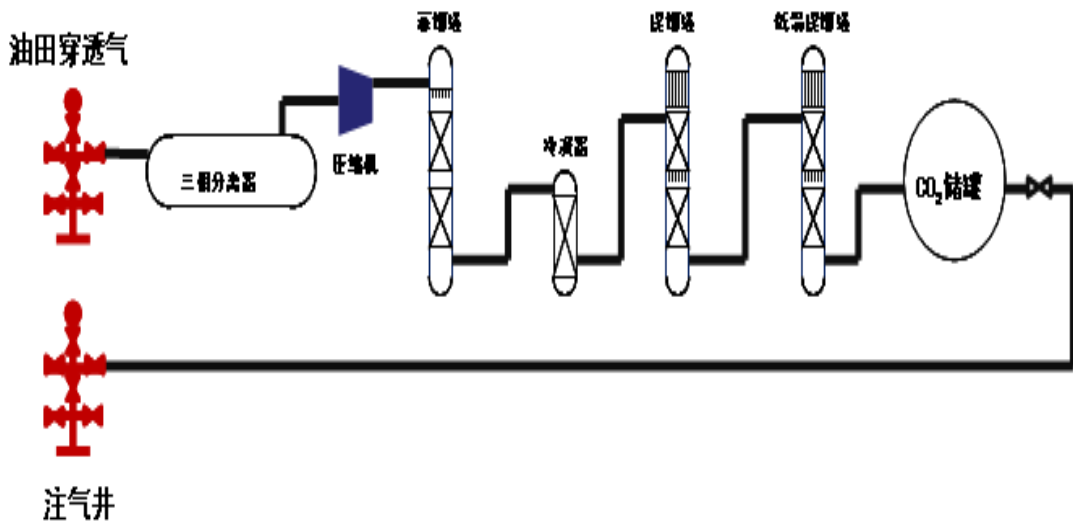
(二) 制约CCUS-EOR发展的主要因素

3、如何降低CCUS-EOR成本

对策：创新CO₂气体回收与综合利用系列技术

油田CO₂产出气回收与应用技术

针对CO₂驱油后采油井发生穿透气伴生的现象，依托国家“863”项目课题“CO₂产出气回收与循环利用技术”的研究，研发了精馏与低温提馏耦合分离技术





(三) 苏北盆地CCUS-EOR一体化示范项目设想

目标: 50万吨/年CCUS-EOR一体化运行

捕集

封存场址

南京化工园区化工尾气
(高纯度>98%)

目前苏北盆地适合
CCUS-EOR 约20个油藏

捕集规模: 50万吨/年

预计成本: 140元/吨

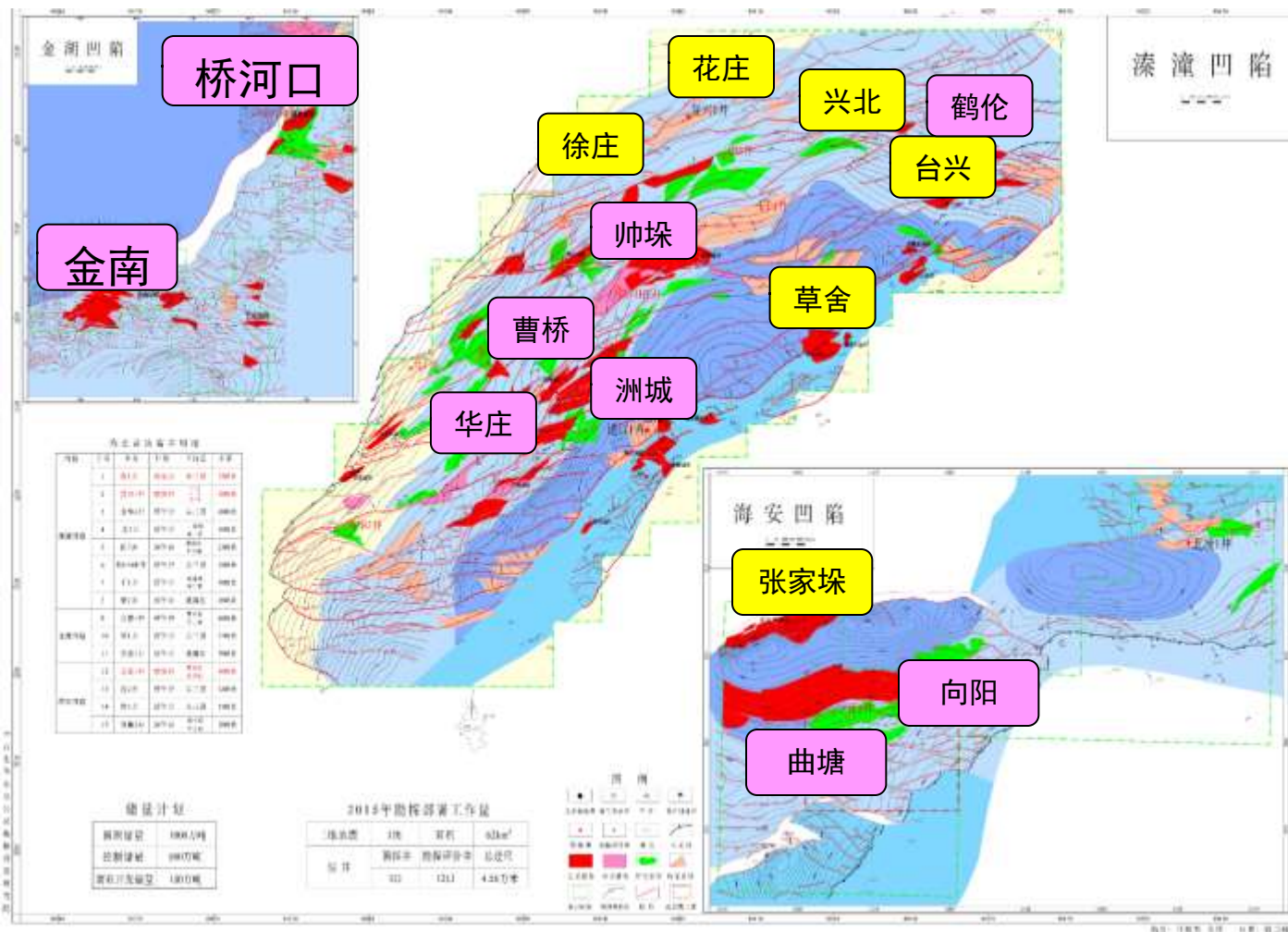
注入规模: 50万吨/年

封存成本: 100元/吨



(三) 苏北盆地CCUS-EOR一体化示范项目设想

2017年—2020年：CCUS-EOR推广应用规划

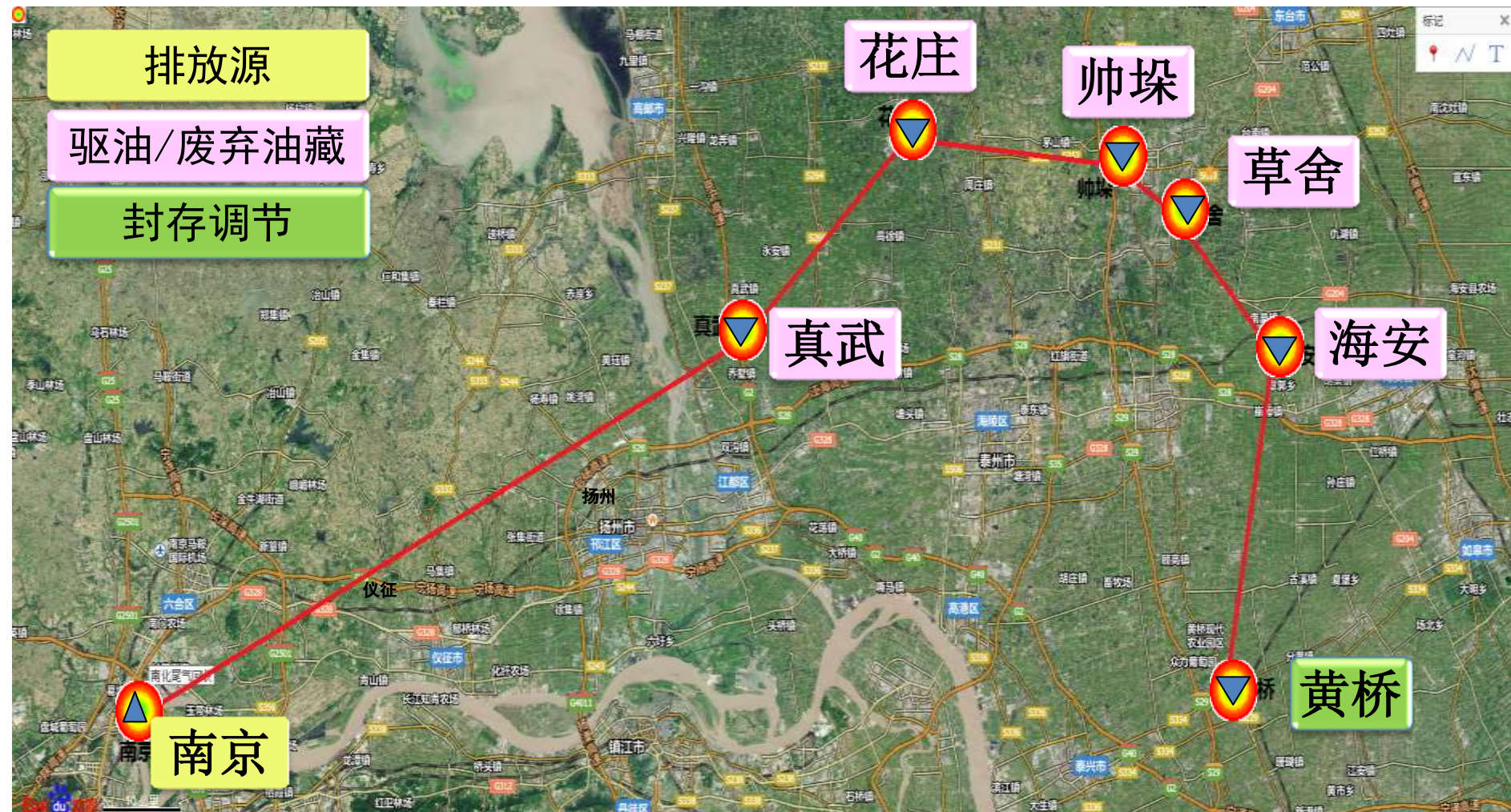


预计到2020年：CCUS-EOR覆盖储量3870万吨，注入能力年50万吨



(三) 苏北盆地CCUS-EOR一体化示范项目设想

关键工程：建设年输 50万吨CO₂管道(长度220km)





(四) 项目建设需求

- 1、政策需求：国家出台相关鼓励政策
- 2、国际资金支持：低息商业贷款、赠款支持项目启动
- 3、能力建设需求：地方发改委支持
- 4、商业模式创新：混合所有制

谢谢各位！

Thank you !

