

目录

一、油气田高效开发综合技术	3
1.1 井筒监测技术定义及网络应用系统.....	3
1.2 油气藏监测技术定义及网络应用系统.....	5
1.3 油气藏管理定义与技术及网络应用系统	8
二、油气藏高效开发专项技术	15
2.1 油气井产量变动原因自动跟踪分析和生产预警技术	15
2.2 抽油机井间采周期大数据生产优化技术	17
2.3 煤层气排采生产数据分析与开采优化技术.....	18
2.4 多层油藏不稳定注水智能优化技术.....	19
2.5 测调一体化调驱增产技术（边测边调）	20
2.6 地下储气库多周期注采动态评价与运行优化设计技术.....	21
2.7 不同类型油气井和油气藏的高效开发方案优化设计技术	21
三、油气藏监测与管理智能决策技术.....	22

油气田高效开发管理目标已经在中国石油的《油田开发管理纲要》和《天然气开发管理纲要》明确出来了，就是油气田开发主要包括以油气田开发地质为基础的油气藏工程、钻井工程、采油气工程、地面工程、经济评价等多种专业。油气田开发工作必须进行多学科综合研究，发挥各专业协同的系统优势，实现油气田科学、有效地开发。

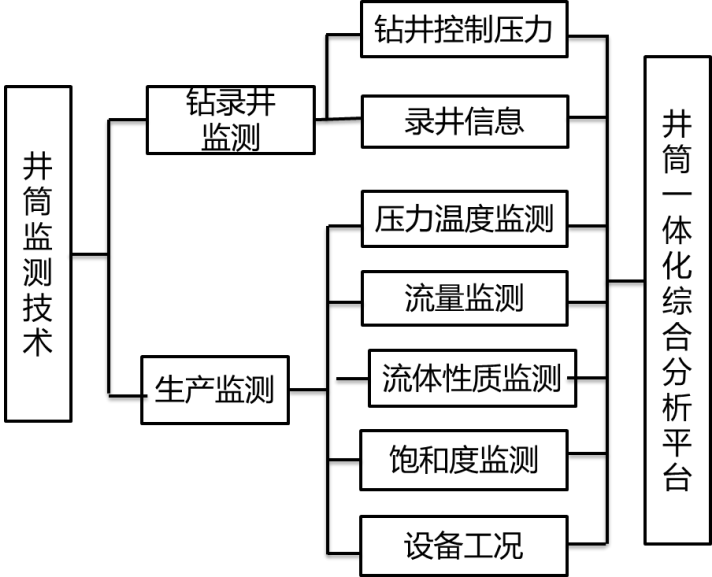
下面在明确一些关键技术概念基础上，说明了我公司技术如何支撑油气田高效开发、开采核心业务的。

一、油气田高效开发综合技术

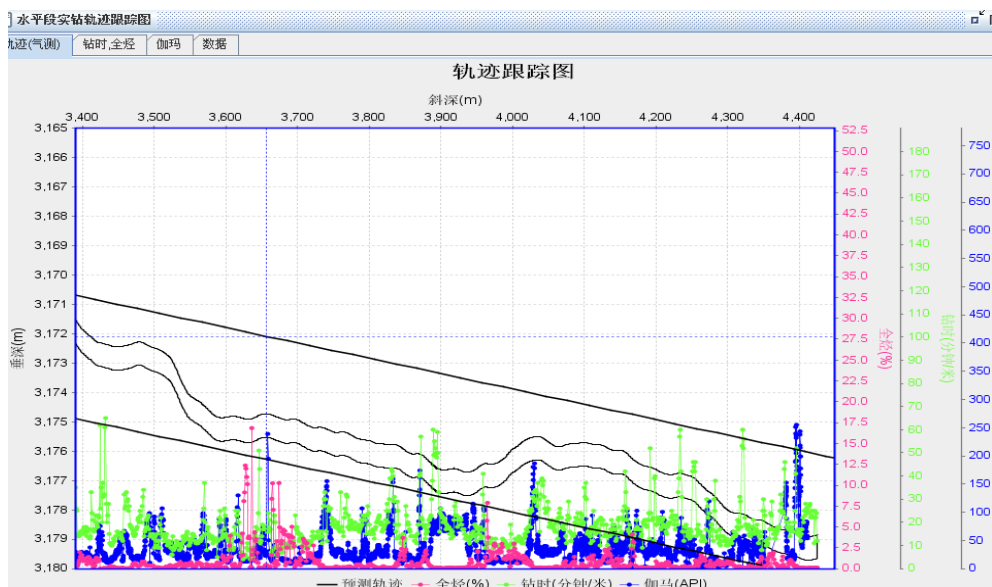
1.1 井筒监测技术定义及网络应用系统

井筒监测技术在本网站试井技术定义基础上包括了所有井中探测技术，扩展了井筒设备工况监测、井中微地震监测、过套管饱和度测井、腐蚀监测和储层结垢和堵塞物识别检测等等。井筒设备工况监测涉及各种工程测井技术，包括井中泵况诊断、套损监测、泄漏监测和固井质量检测等，涉及技术包括变密度测井、井径测井、井下电视和电磁探伤等。

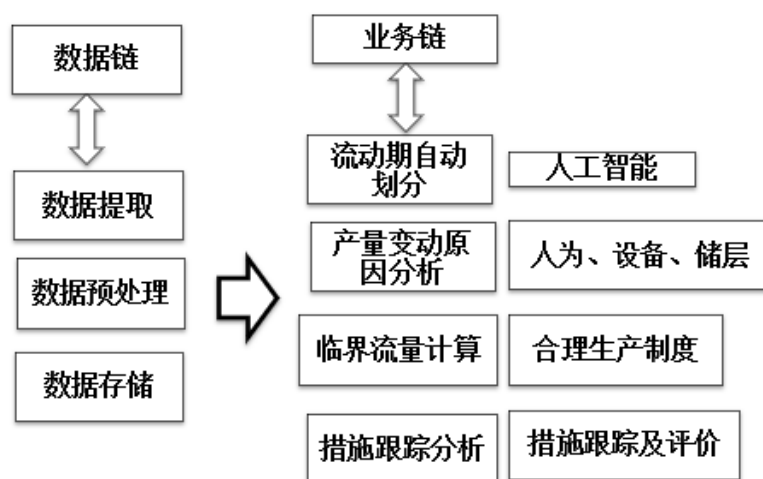
为了高效支撑井筒监测技术，我公司开发了《油气井筒监测信息网络应用平台》（WMAS）。WMAS是一套基于企业网的油气井筒监测信息综合应用系统，实现从监测方案优化设计、测试工艺优化设计、测试与解释成果资料管理及综合应用的一体化，发展方向是大数据挖掘、知识及智能化管理与应用。后文的油气井产量变动原因自动跟踪分析系统，就是在这一平台基础上建设的。



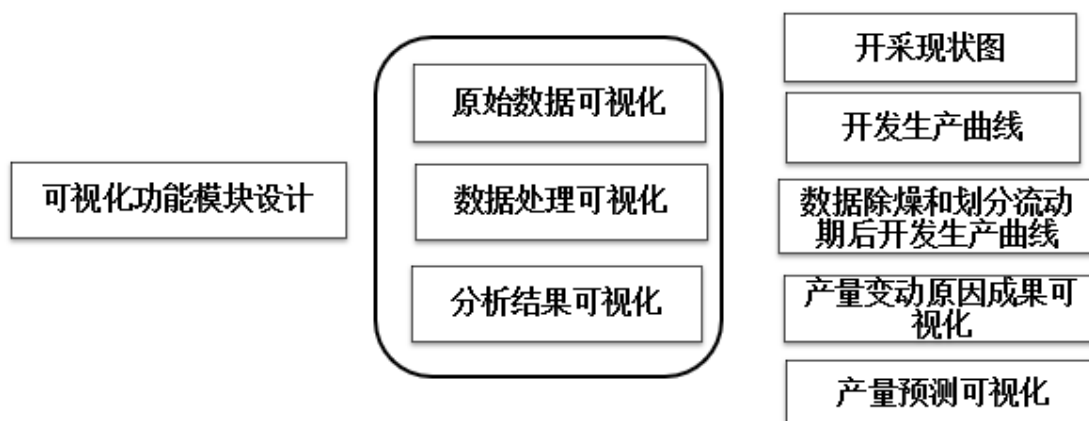
井筒监测技术构成及 WMAS 应用系统实现方案



井筒监测水平井钻录井信息轨迹图（华线软件界面）



WMAS 井筒监测系统业务链和数据链映射设计方案



WMAS 井筒监测系统可视化功能模块设计方案

WMAS V4.0 系统主要支持的应用包括：

- 1、油气水井生产数据实时跟踪分析，包括产量变动原因分析，生产动态预警，压力数据实时跟踪分析等；
- 2、地面和井下设备工况监测大数据分析，包括抽油机和注水泵等工作效率的分析，实现节能、提产和优化控制目标；
- 3、油气生产设备工况检测与油气井监测的综合大数据分析，例如：机采井生产优化控制。

以下为一个典型应用案例。



井筒监测见水预警系统的六个模块（华线软件界面）

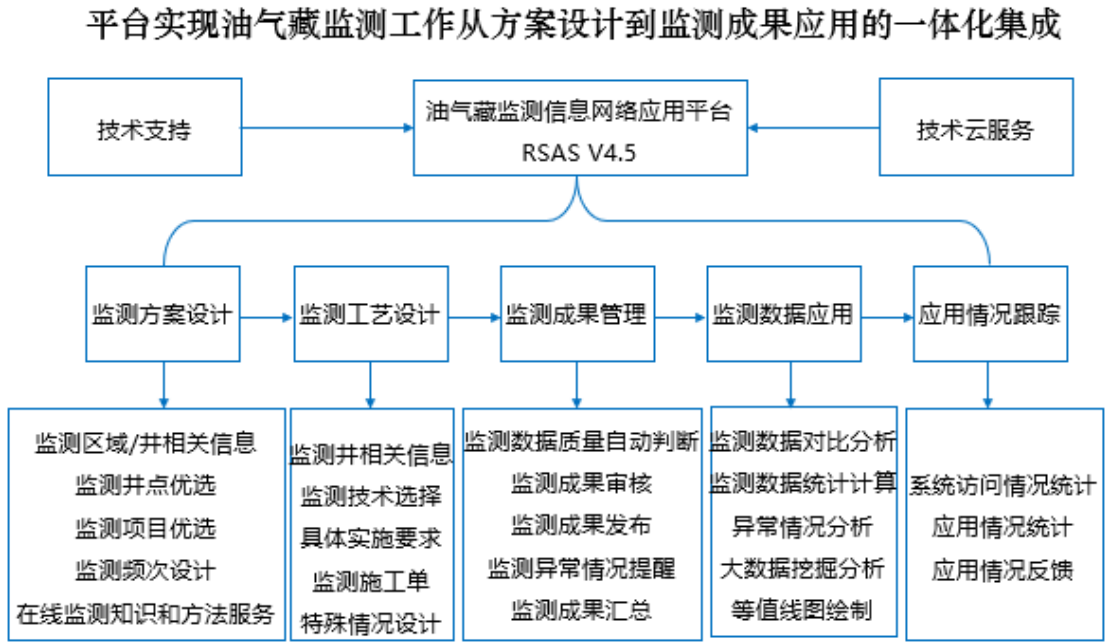
1.2 油气藏监测技术定义及网络应用系统

油气藏监测技术概括说就应用各种勘查、探测、测试和取样分析化验等手段和方法获取油气藏静态和动态资料的技术。油气田开发过程中就叫油气藏动态监测技术，也称开发动态监测技术。油气藏动态监测技术指运用各种探测、测试、测量、试井、测井、密闭取心、分析化验等手段和方法，获取油（气）藏开发过程中静态和动态资料，为油（气）藏动态分析、调整挖潜和提高油（气）田开发效果提供数据。油气藏监测技术概念上是对上述井筒监测技术的扩展，扩展到全油（气）藏的认识技术。

为了规范开发动态监测管理，强化监测过程质量控制，提高开发动态监测水平，中石油特制定《油藏动态监测管理规定》。明确了“油藏动态监测是贯穿油田开发全过程的一项重要工作，是监测油田开发动态的主要手段。动态监测资料是进行油田开发动态分析、制定油田开发调整方案的重要依据”。“油藏动态监测工作要以满足油田开发需求为原则，不断优化监测系统、监测项目和监测技术。注重技术创新与新技术应用，强化监测过程管理，确保取全取准各项资料”。

为了高效支撑开发动态监测管理工作，我公司 20 年前就进行了《油气藏监测信息网络应用平台》（RSAS）开发，实现了从监测方案优化设计、测试工艺优

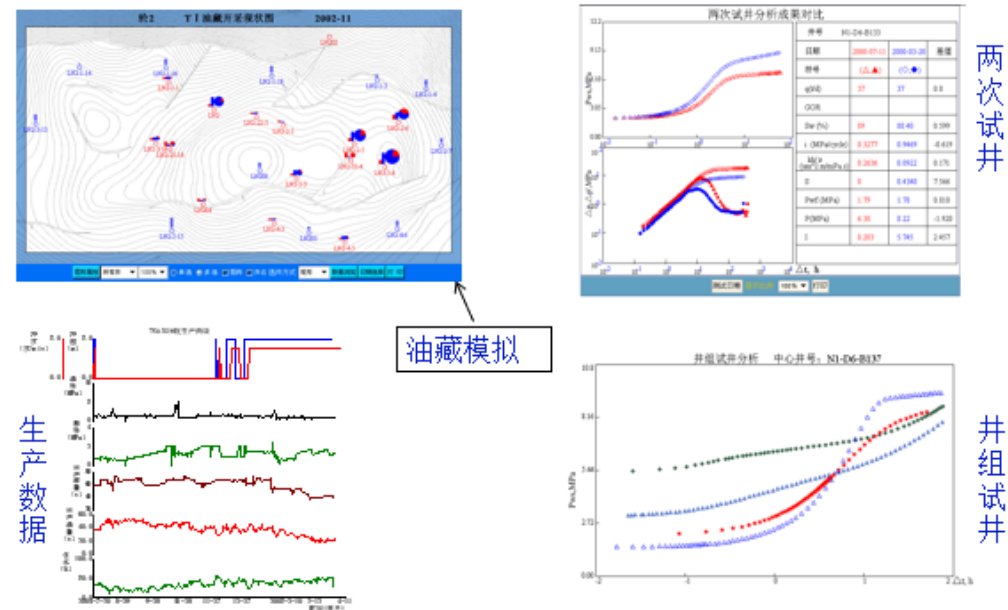
化设计、测试与解释成果资料管理及综合应用的一体化，同时也为大庆和大港等油田进行了定制开发，20 多年来实现了系统的不断应用升级。RSAS 功能描述下图。



《油气藏监测信息网络应用平台》(RSAS) 功能描述图

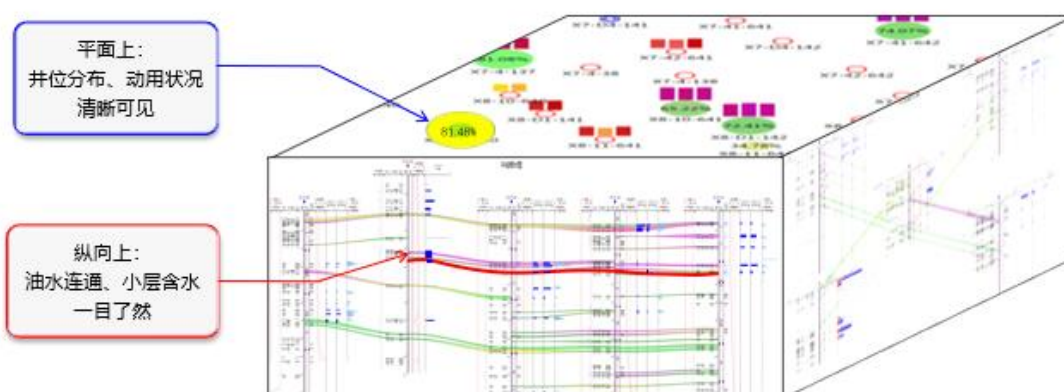
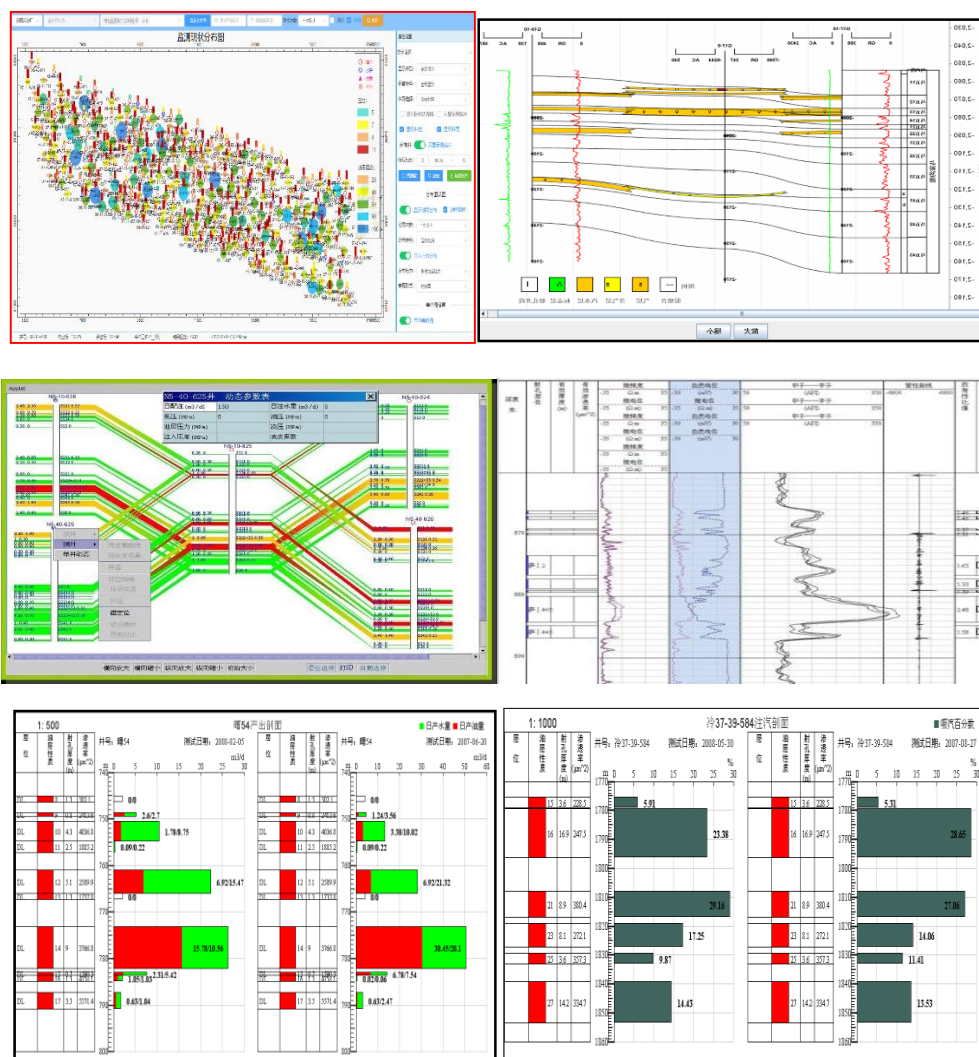
该平台系统应用的关键技术包括：

- 1、基于静动信息主控因素分析的多源多维、知识图谱、大数据、机器学习智能化推送的动态监测方案设计技术；
- 2、油气藏静态监测资料一体化解释技术（含不稳定注水试井联动技术，油气水井多源多维监测多元一体化技术）；
- 3、油气藏提高采收技术与综合治理方案优化设计技术（含不稳定注水优化）。



多源多维油藏静动态监测资料一体化解释技术示意图

油气藏知识、大数据分析及可视化开发技术，使用 D3, Highcharts 等可视化技术，实现了一键知全局，一图一表助决策”，为油气藏专家评价调整部位、实施精准注水注气、优化油气井生产工作制度、提高动用程度和采收率提供更便捷的服务。监测资料大数据应用在平面上展示指定的区块、井组下的井位分布情况，并在井点上显示该井的压力和动用程度信息，测试时间范围可选，在现实方式上实现井网、井别、驱替类型的组合，实现压力和动用程度的等值图绘制。



多源多维油藏静动态监测信息一体化与知识联合增强的大数据分析可视化技术示意图

三种油气藏描述与管理决策技术：

- 1、基于常规方法的油藏描述决策技术
- 2、基于建模数模的油藏描述决策技术
- 3、基于动态监测的油藏描述决策技术

与建模数模技术相比，基于动态监测的油藏描述优点（数模难实现）：

- 1、监测描述响应信息直接全面覆盖油气开发对象，同时覆盖所有开发区块

例如：单井、井组、区块和油藏分析直接监测响应信息的动用评价、压力评价和储层参数评价，多节点、多维切面剖析明确局部差异调整方向；射开小层分布状况、历次吸水状况一图全览，方便油藏地质人员选井选层进行层段重组，辅助精准注水调整，提高动用程度。

- 2、应用的动态监测信息全面，可全面覆盖多源多维全历史信息

例如：时间、空间解析把握单井、井组、区块、油藏立体整体形势变化，网格内选择目标井组，其平面分布、井间关系、层间联系一键生成，让油藏地质技术人员像了解地质剖面一样观察吸水剖面及其变化，直观辅助控水提效方案设计；

- 3、速度快、直观高效、一图一表一键助决策

例如：实现动态监测资料快速高效的多用户、多级联动、多端应用等，吸水和压力状况一览可知，一图查全油藏、一图知重点。

1.3 油气藏管理定义与技术及网络应用系统

在说明油气藏管理定义前，先说明油气田开发管理的五大工程里面的核心工程定义即油气藏工程定义。油气藏工程定义：综合应用地球物理、油气藏地质、储层物理、渗流理论、钻录井工程和采油工程等方面的成果以及所提供的信息资料，对油气藏的开发方案进行设计、调整、评价，以及应用有效的开采机理、驱替理论和工程方法来预测分析油气藏的未来的开发动态，并根据这种预测结果提出相应的技术措施，以便获得油气藏最大的采收率。油气藏管理定义包含上述油气藏工程定义。

油气藏管理:Reservoir Management 业界一般定义为"正确地应用各种措施以从油气藏获得最大利润"。这包括了技术领域的和非技术领域的手段。油气藏管理包括三个基本要素：经营管理的对象要素、经营管理的要素和经营管理的要素。

油气藏管理是油气田开发管理的重要组成部分，油气藏管理的最突出特点是多学科协同的工作，它的主要任务就是在精细描述与认识油气藏的基础上，通过优化的工程设计与实施，达到经济高效地油气田开发与生产。

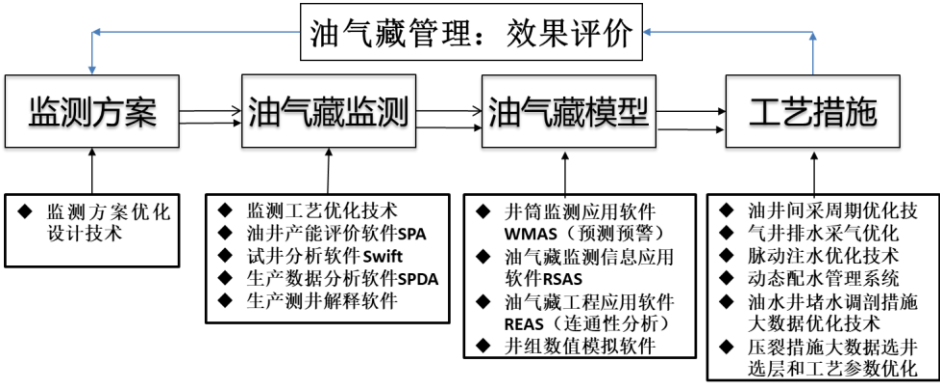
现代油气藏管理的工作目标就是正确地应用各种措施以从油藏获得最大利润，通过各种测试或探测技术挖掘油藏和井的工作状态信息，为油田开采措施提供决策依据。因此，无论从生产上，还是在管理上，大量的工作都表现在信息的

采集、处理解释和应用上。通过应用计算机网络技术全面提高我们的工作水平和效率是这项工作的必然选择。同时高效油气藏经营管理的组织方式必然是多学科一体化协作，目前实现多学科一体化综合技术的最有效手段是网络化技术。

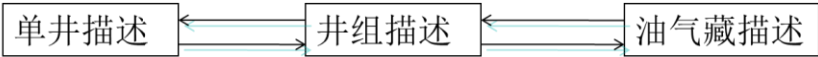
网络化软件平台的应用不仅能大大地提高油气藏、油气井的生产数据和各种测试数据处理速度，节省人力和物力，而且更重要的是它能大大地提高油气藏的各种资料应用效果。

为了高效支撑油气藏管理技术，我公司开发了《油气藏管理信息网络应用平台》(RMIS)，并考虑了油气藏管理的有关基本要素。RMIS 功能由《油气藏监测信息网络应用平台》(RSAS) 和《油气藏工程网络应用平台》(REAS) 的功能构成。通过 RMIS 实现油气藏高效开发方法是应用 RMIS 在构建油气藏精细描述与认识认识基础上，特别是基于试井等油气藏多源多维动态监测信息解释，实现工程地质一体化高效开发工艺措施方案的制定。

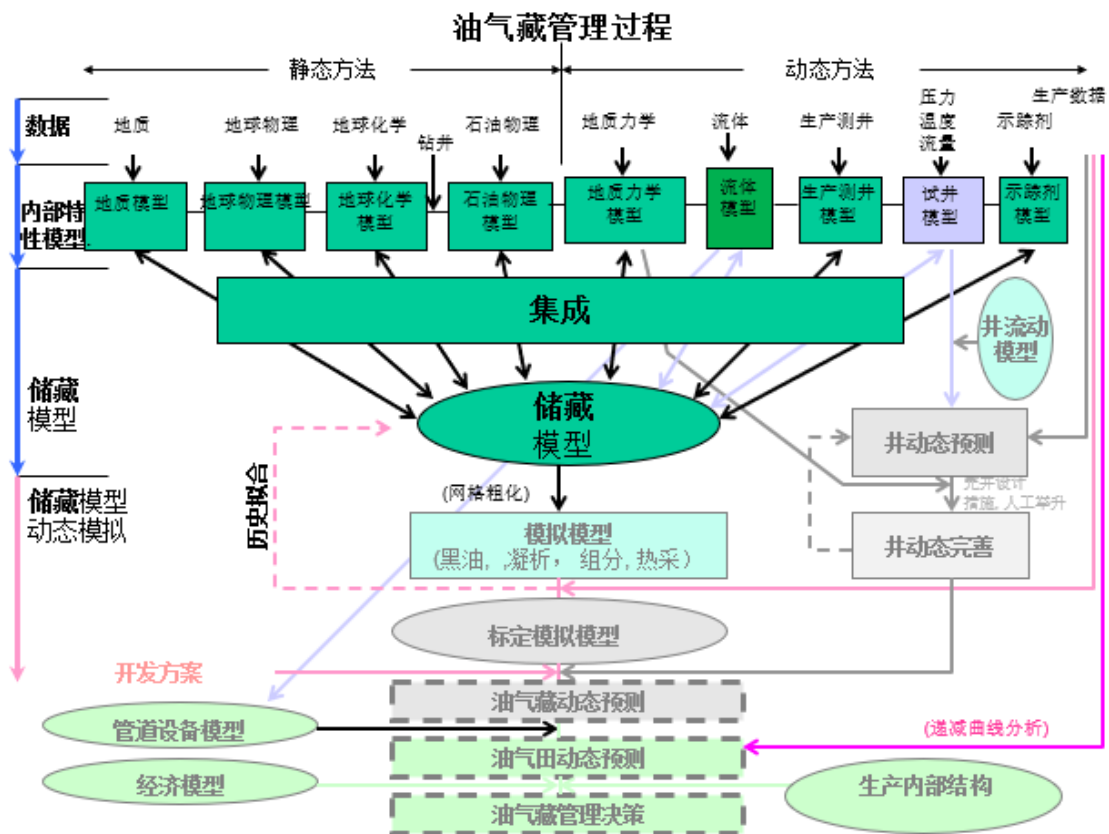
华线 RMIS 是一套基于企业网的、能够让人们充分地利用各种油气藏动态资料及相关的地质资料进行油气藏动态分析的跨平台分布式综合应用系统和数据管理系统。它是集交互式、智能化、网络化、人性化于一体的应用平台。华线 RMIS 下图展示的油气藏管理全过程的应用。



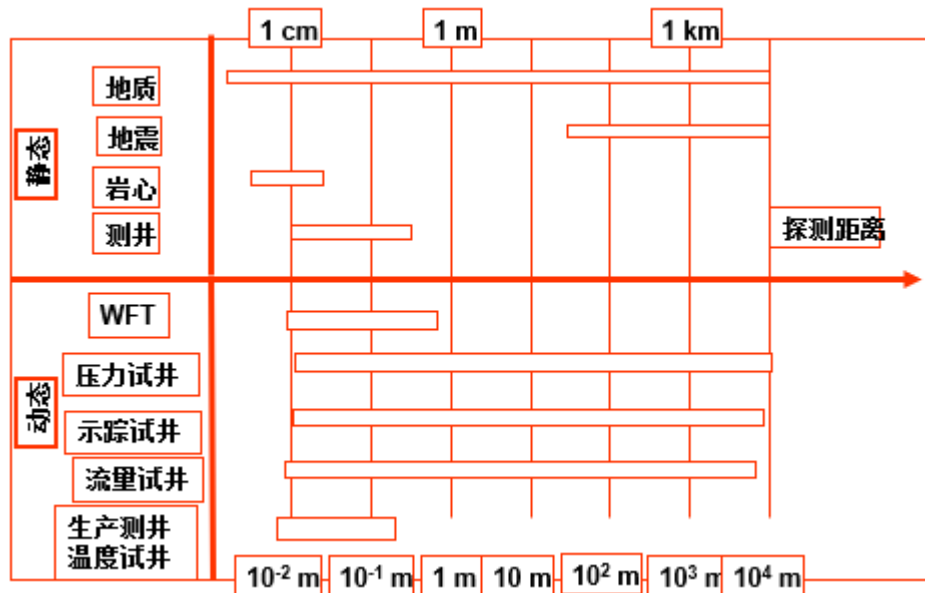
工程地质一体化高效油气开发技术路线图（滚动开发循环往复）



日常工作实现油气藏精细描述的技术路线图

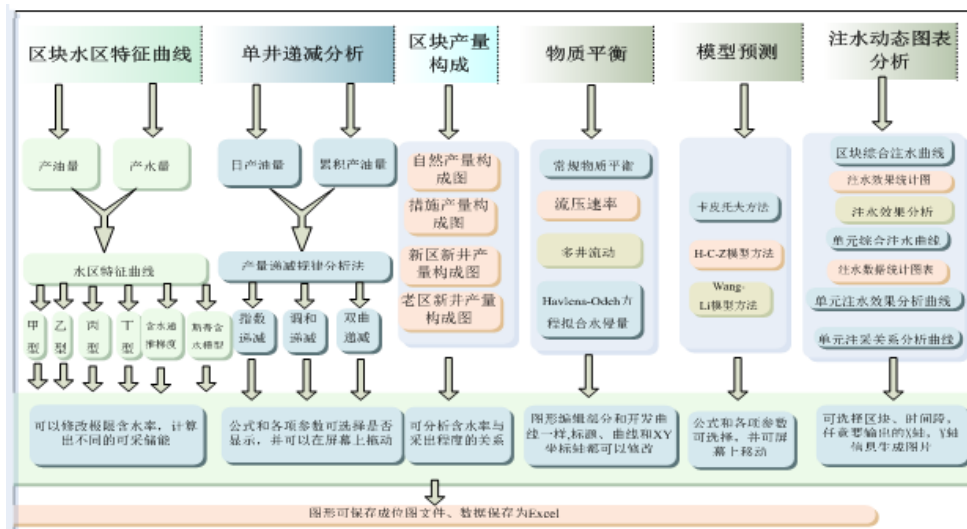


针对油气藏管理过程原理图，下图进一步明确了不同监测资料的应用范围。



不同监测资料的应用距离

油气藏工程网络应用平台 RMIS 可以分解为油藏工程网络应用平台和气藏工程网络应用平台，下图为注水开发油藏工程网络应用平台功能图



注水开发油藏工程网络应用平台 (REAS-水驱油藏)

中石油《油藏工程管理规定》明确了：

油藏动态监测获得的储层参数是指通过各种测(试)井方法获得储层渗透率、含烃饱和度、裂缝密度与方位、完善程度、断层边界等参数；非常规体积压裂井应取得缝网体积资料。

新油田开发方案中地质与油藏工程方案编制要点按照《油田开发管理纲要》第四十九条执行。以开发方式、开发层系、井网井型井距的变化为基本参数，编制出不少于三套开发设计。开发设计应达到以下基本要求：

(一) 探明储量的动用率不低于 70%。

(二) 高峰期年产量采油速度 (以动用地质储量计算)：中高渗油藏不低于 2%，低渗和特殊岩性油藏不低于 1%，热采稠油不低于 2%，非常规油藏井控地质储量采油速度不低于 1.5%。

(三) 人工补充能量油藏的地层压力不得低于原始地层压力的 80%且不低于饱和压力；超前注水油藏地层压力不得低于原始地层压力。

已开发油田提高采收率方案中地质与油藏工程方案编制要点除按照《油田开发管理纲要》第一百条执行外，还应加强以下研究：

(一) 储层孔隙结构。

(二) 剩余油 (可动油与束缚油) 分布及赋存状态。

(三) 驱替介质的物理化学性质、配方体系、注入能力和方法。

(四) 经济评价期一般取十~十五年。

地质与油藏工程方案实施与跟踪的重点工作技术指标评价是：

1. 储层有效厚度、物性平面与纵向变化，流体性质变化；
2. 首年平均稳定单井日产，设计产能与实际产能，年产油量，递减率与含水率；非常规水平井 EUR；
3. 地质储量控制与动用程度，注采井组对应完善程度；
4. 井网井距，水平段长度等；
5. 注入能力，化学剂黏度与性能变化，注入段塞 PV，注入气介质前沿推进 (气

窄)情况;

6. 油水井措施效果。

产能确定方法包括产量递减法、数值模拟法、产能公式法、生产动态法、类比法等。

已开发油田可采储量标定主要采用产量递减法、水驱曲线法、类似油藏对比法和数值模拟法,每年标定一次。

油藏工程管理主要是系统开展以下八个方面的工作:油藏动态监测,精细油藏描述,数值模拟,油藏动态分析,控制与调整、配产配注、储量复(结)算与可采储量标定、废弃与处置等,这些工作贯穿于油田从投产到废弃的全过程。

对于注水开发油藏即水驱油田调控指标中石油《油藏工程管理规定》规定的主要控制指标是五个水驱的+1个热采的,即(年度调控):

(一)递减率:包括自然递减率和综合递减率。依据油藏类型和开发方式,确定不同开发阶段的控制水平。

(二)含水上升率:各开发阶段不超过由相渗曲线或水驱曲线确定的理论值。

(三)剩余可采储量采油速度:中高渗8~10%,低渗5~8%,稠油(热采)10~12%,特殊岩性4~6%,非常规3~5%。

(四)压力保持水平:水驱油藏地层压力不得低于原始地层压力的80%且不得低于饱和压力;低渗低压油藏地层压力保持在原始压力附近,不得超破裂压力注水。采油井井底流压要满足抽油泵有较高的泵效;转蒸汽驱、SAGD或空气驱的稠油油藏,地层压力应下降到合适水平。非常规体积压裂井需及时补充能量。

(五)注采比:水驱油藏原则保持注采平衡,中高渗1.0左右,低渗1~1.5。

(六)热采稠油注入井口蒸汽干度不得低于70%,蒸汽吞吐油藏累计注采比大于1。

水驱油田主要调整指标及要求(其它开发方式油藏参照是四个即(阶段调控):

(一)水驱储量控制程度。中高渗透油藏一般要达到80%以上,特高含水期达到90%以上;低渗透油藏达到70%以上。

(二)水驱储量动用程度。中高渗透油藏一般要达到70%,特高含水期达到80%以上;低渗透油藏达到60%以上。

(三)可采储量采出程度。中高渗透油藏低含水期末达到15%~20%,中含水期末达到30%~40%,高含水期末达到70%左右,特高含水期再采出可采储量30%左右;低渗透油藏低含水期末达到20%~30%,中含水期末达到50%~60%,高含水期末达到80%以上。

(四)采收率。注水开发中高渗透油藏不低于30%,低渗透油藏不低于15%。

油田开发倡导精细油藏描述和精细注水,这方面的关键技术是落实清楚单井控制储量或者剩余油分布,而试井技术是目前确定单井动态控制储量或者井控剩余油分布最精确的动态方法。结合岩心级的微观模拟和油藏级的宏观模拟基础上,充分发挥试井技术的优势,就可以为油田提供最好的技术服务。

由此可见,井动态控制储量或者井控剩余油分布确定在油藏管理中具有核心地位,因此,《油气藏管理信息网络应用平台》(RMIS-油藏)不仅重视油藏调控指标计算,而且加强了动态控制储量和剩余油分布计算方法的支撑,其中包括试井技术的应用。

对于天然气藏开发，中石油《天然气开发管理纲要》有以下规定：

气田开发方案编制应体现科学性、系统性、安全性和经济性。开发方案一般包括：总体方案，地质与气藏工程方案，钻采工程方案，地面工程方案，投资估算、资金筹措和经济评价，质量健康安全环保要求，各部分内容要求单独成册，作为开发方案的要件。开发方案的总体方案应突出系统性，体现地质工程一体化、地下地面一体化、技术经济一体化的理念。地质与气藏工程方案主要内容包括：工区概述；气藏地质特征、开发动态特征，开发单元划分，开发技术政策，开发指标预测，实施安排与实施要求，不确定性分析及措施对策等。开发技术政策主要包括：开发原则、开发方式、动态数值模型、井型井网、开发井位部署、合理配产、合理采气速度、防水治水对策、气田采出水回注、开发方案多方案设计与比选等。开发指标预测原则上应在地质模型基础上应用气藏工程方法对各开发单元和全气藏进行 20 年以上的开发动态预测，主要包括：生产井数、井均日产量、单井 EUR、采气速度、产能规模、产量规模、油气商品量、地层-井口压力、稳产年限、递减率、稳产期末采出程度、废弃产量或废弃压力、预测期末采出程度以及最终采收率等。

年产量 100 亿立方米及以上的气田稳产年限应不低于 15 年；年产量 50～100 亿立方米的气田稳产年限应不低于 10 年；年产量 20～50 亿立方米的气田稳产年限应不低于 8 年；年产量 10～20 亿立方米的气田稳产年限应不低于 5 年；要求商品率不低于 95%。需要支撑处理（净化）厂建设的气田，稳产年限应根据处理厂的生命周期和稳产接替区块合理确定，原则不低于 10 年。

不确定性分析及措施对策主要包括：对气藏地质认识、储量、产能、产量、气水关系等方面存在的不确定性分析，并提出应对措施。高温（地层温度 150 摄氏度及以上）、高压（地层压力 105 兆帕及以上）、高含硫（气体组分中 H_2S 含量 30 克/立方米及以上）和高产气井（日产气 50 万立方米及以上）应按照国家高温、高压和高含硫气井井筒完整性的相关管理要求，制定针对性的控制措施。）气水关系复杂气藏应重点研究气水关系、水体能量、水侵通道、水体活跃程度和水侵特征，研究射孔底界及裂缝（天然裂缝、人工裂缝）对地层水活动的影响、气井极限产量与生产压差，确定合理的采气速度（一般不大于 2.5%）、单井配产、井网与井型，以防止边、底水指进和锥进。同时应研究排水采气工艺及水处理工艺措施。针对埋深大于 6000 米的超深气藏、地层温度高于 150 摄氏度的高温气藏、压力系数大于 1.8 的异常高压气藏，应重点针对钻井、完井、试气、试采、采气等环节，制定可靠的技术方案与安全措施，加强井控安全措施，并研究开发过程中的储层应力敏感性。

开发过程管理涉及地质与气藏工程、采气工程、地面工程等专业，主要内容包括：产量管理、生产动态监测、气藏动态分析、井筒完整性管理、地面生产系统完整性管理、生产维护等，将气田开发动态分析、开发效果评价和经济效益评价贯穿始终。生产动态监测包括气藏动态监测、井下技术状况监测、地面生产系统监测等。

在生产过程中应根据不同管理层级的需要，进行气田生产月（季）度、年度动态和阶段开发形势分析，并编写分析报告。动态分析的主要内容 包括方案执行情况、气井与气藏的动态特征、产量计划完成情况、工艺措施效果、产量变化及原因、地层压力变化趋势、气藏边底水活动情况、储量动用情况、产能变化情况、可采储量变化情况、气田生产设施的适应性等。动态分析应以产能和可采储量的动态变化为重点指出开发中存在的问题，提出改进措施。气田开发效

果评价包括气田开发后评价、开发效益阶段评价、开发指标对标和考核。

稳产期末可采储量采出程度一般应达到 50%~60%，递减期年综合递减率：一般 $\leq 10\%$ ，复杂、强水驱 $\leq 20\%$ 。**递减期**（从产量开始递减至递减到开发方案设计规模 20% 的阶段）主要通过剩余可采储量分布研究，采取排水采气、增压开采、补孔调层、修井作业、酸化解堵、重复压裂等增产措施，控制递减率。**低产期**（产量递减到开发方案设计规模 20% 以下的阶段）主要通过采取有效的排水采气、老井修复、后期增压开采、高低压分输、优化简化等措施，尽可能降低废弃压力，降低生产成本，提高气田最终采收率。

强化信息化应用：充分利用云计算、大数据、人工智能等新技术，加强数据资产管理，推进数据资源共享，强化协同研究与应用，带动天然气开发业务管理的转型升级，不断提高气田开发经营管理水平。

中石油《气藏工程管理规定》有以下规定：

气藏描述主要包括对地层特征、构造特征、沉积特征、储层特征、流体性质与分布特征、温度与压力特征、气藏类型、开发动态特征的描述，评价可动用储量，建立气藏模型。

对于需要大型储层改造才能实现规模效益开发的致密气、页岩气、煤层气等非常规气藏，应加强储层岩石力学特征、地应力分布特征描述，突出对地质甜点、工程甜点和施工风险的研究。建立地质工程一体化的气井动态预测模型，掌握气井初始产能、产量递减规律，建立单井经济可采储量（以下简称“单井 EUR”）与钻完井及储层改造工程参数之间的定量化关系，开展气井分类指标评价，形成不同类型标准井模版。

气藏开发方式要结合不同类型气藏的特点进行优选，具体要求为：

- 1、气驱或弱水驱（水驱指数小于 0.1）气藏采用天然能量衰竭式开发方式。
- 2、中~强水驱（水驱指数大于等于 0.1）气藏根据构造、储层、水体大小及活跃程度，采用气藏整体防水治水开发方式，尽量降低水侵影响、提高气藏稳产水平、延缓产量递减、提高气藏采收率。
- 3、凝析气藏应从气藏储量规模、储层特征、凝析油含量及相态特征、开发技术、经济效益等方面综合考虑，选择衰竭式或注气保持地层压力的开发方式。当储层渗透率较高、非均质性不强时，对于凝析油含量达到 250 克/立方米及以上的气藏，应优先论证全程注气保持地层压力开发方式的可行性，对于凝析油含量为 100~250 克/立方米的气藏，应论证采用阶段注气保持地层压力开发方式的可行性。
- 4、带油环气藏要根据油、气储量规模和分布状况，结合市场需求和经济分析，论证油气开采次序。
- 5、中浅层煤层气采用排水降压解吸的方式开发，深层煤层气（煤岩气）根据游离气占比和煤层气井排采特征，优选合适的开发方式。

气井产能评价与配产要求如下：

（一）气井产能评价应根据产能测试资料确定气井产能方程与无阻流量，分析气井产能主控因素，评价不同井型与储层改造方式对提高气井产能的作用。

（二）气井配产应以气井产能评价为基础，综合考虑经济效益下限、稳产期要求、出水出砂风险、采气速度、携液流量要求等因素，合理利用地层能量、保障气井安全平稳效益生产。

1. 在只有试气数据或少量试采数据的情况下，可采用一点法计算气井无阻流量，并结合不同类型气藏特点，利用经验法、类比法初步确定气井配产。

2. 利用试采井动态资料建立产能方程,可采用物质平衡法、节点分析法、采气指示曲线法、经验法、现代产量不稳定分析法、数值模拟法等方法,综合确定气井合理产量。疏松砂岩气藏、有水气藏、凝析气藏在上述分析的基础上还要考虑临界出砂压差、气井的携液能力、水侵速度、凝析油析出等因素影响。

3. 煤层气和页岩气井配产应考虑应力敏感性、储层改造规模等因素,最大程度利用地层能量,在合理生产制度下获得较高 EUR; 并应建立标准井 EUR 模版,在开发过程中进行达标率验证。

4. 气井配产要考虑一定的单井稳产期,常规气藏单井稳产期一般要大于 5 年。非常规气井应结合压降速率、单位压降累产气量要求确定单井稳产期。

稳产期采气速度要求:大型中高渗气藏一般不超过 4%,建议 3%~4%;中小型中高渗气藏一般不超过 5%,建议 4%~5%;低渗气藏、水驱气藏一般小于 3%;疏松砂岩气藏适当降低采气速度;高酸性气藏适当提高采气速度;致密气、页岩气一般小于 2%;煤层气一般为 2%~3%。

井口产能标定:新投产气井,要综合考虑气井投产后的生产动态变化,在方案要求的合理生产制度下,标定在一个月度或年度(生产天数一般采用 330 天)内可以稳定生产的井口日产气能力。气井的压降速率要控制在方案设计范围内,一般情况下,致密气的压降速率不高于 0.02MPa/d,页岩气的压降速率不高于 0.1MPa/d。常规气井产能在试气结束后标定,致密气井产能在压裂/试气结束后标定,页岩气井和煤层气井产能在排采见气后标定。老井产能要按照上月、年末产能及本年递减率标定当月、年产能,按照标定月、年实际生产动态及不同类型气藏递减规律论证递减率取值。

气田开发水平考核包括技术、管理和经济指标考核。技术考核指标包括钻井成功率、储量动用程度、平均单井产量、采气速度、稳产年限、稳产期末采出程度、综合递减率等;管理考核指标包括动态监测完成率、气井利用率、生产时率、老井增产措施有效率、气田水处理率、能耗水平等;经济考核指标包括销售收入、操作成本、利润等。

为提高储量核算精度,应充分利用生产数据,运用产量递减法、物质平衡法、数值模拟法等进行已开发气田的技术可采储量和经济可采储量年度标定。采用回压试井、修正等时试井等方法获取气井初始无阻流量及地层参数资料。产能评价应综合研究试气、试井和试采资料,确定单井合理产量;月度、季度动态分析以气井生产动态为主,半年和年度动态分析以气田开发动态分析为主。

由此可见,试井技术在气藏管理中具有核心地位,因此,《油气藏管理信息网络应用平台》(RMIS-气藏)不仅重视气藏调控指标计算,而且加强了试井技术的应用。

二、油气藏高效开发专项技术

华线公司通过建立上述以《油气藏管理信息网络应用平台》(RMIS)为代表的基于油气藏监测与增产工艺的工程地质一体化的油气田高效开发综合技术,在此基础上实现了以下依据油气藏开发需要解决的关键问题或者依据不同油气藏类型的油气藏高效开发应用技术和系统(实际不限于以下列举的情况):

2.1 油气井产量变动原因自动跟踪分析和生产预警技术

该技术是应用工业互联网和大数据处理与分析技术建立油气井的产量变动原因的大数据处理与动态分析平台,基于微服务化架构实现油气井生产动态智能化跟踪分析与管理,包括产量跟踪分析、措施跟踪分析与动态预测三大目标,系统以产量变动原因和预测为核心,通过产量实际跟踪与预测情况的对比,实现产量的预警(预警模型),从井筒污染、地层渗

透率变化、地层压力变化及出水情况（利用生产数据，如含水率等）等角度，分析产量变动原因，见水时间预测及含水变化规律分析，从而提出对应的措施处理，实现油气藏生产运行的科学合理的管控。其中油井增加泵工况诊断与预警功能，气井加强了气井井底积液风险预测并预警。

针对不同用户需求，能全面地改善油气藏生产数据的应用效果和应用方式，可极大地提高油气藏管理决策水平。根据实际用户数字化现状，业务定位、业务目标及业务范围，建立适合用户油气田情况的管控系统。系统不仅可以通过人工智能算法寻找各不同因素之间的内在隐含关系，建立自学习预测模型，提高增产措施效果评价预测的水平，而且还能实现软件系统的智能化水平。

（1）产量-压力变化流动期自动对应与自动划分技术

产量、压力变化流动期自动划分对应技术是实现产量变动原因分析的基础前提，也是项目实现智能管理的重要数据基础。



图1 流动期自动划分技术路线图

（2）连续流量和压力监测数据分析技术（气井可以用井口压力数据）

产量变动原因分析：充分综合利用连续动态监测资料，实现产量变动原因自动分析

压力系统评价技术：建立适合一个油气藏的地层压力评价方法。

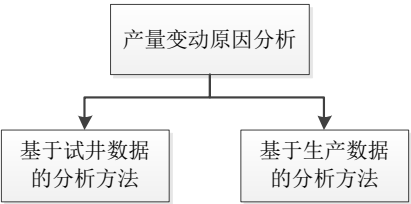


图2 产能综合研究与递减规律分析方法

（3）人工智能技术，不仅可以通过人工智能算法寻找各不同因素之间的内在隐含关系，建立自学习预测模型，提高运营效果评价预测的水平，而且还能实现软件系统的智能化水平。

一旦找到产量变动原因就容易提出增产措施，例如：如果发现气井产量下降原因是有机物堵塞或者水锁导致的，就可以使用下面业界熟悉的采气井解堵、解水锁技术：使用解堵剂的渗透及溶解能力，解除油管及地层堵塞有机物堵塞，使用有机酸实现深部无机物溶解达到解堵目的。使用解水锁剂得润湿反转、低表面张力性能，使基质岩石自吸药剂进入地层，解除水锁、改变岩石润湿相，预防孔隙再次水锁，达到气井解堵、解水锁目的。同时辅以必要助排及周期性解堵、解水锁措施，达到长期稳产增产目的。

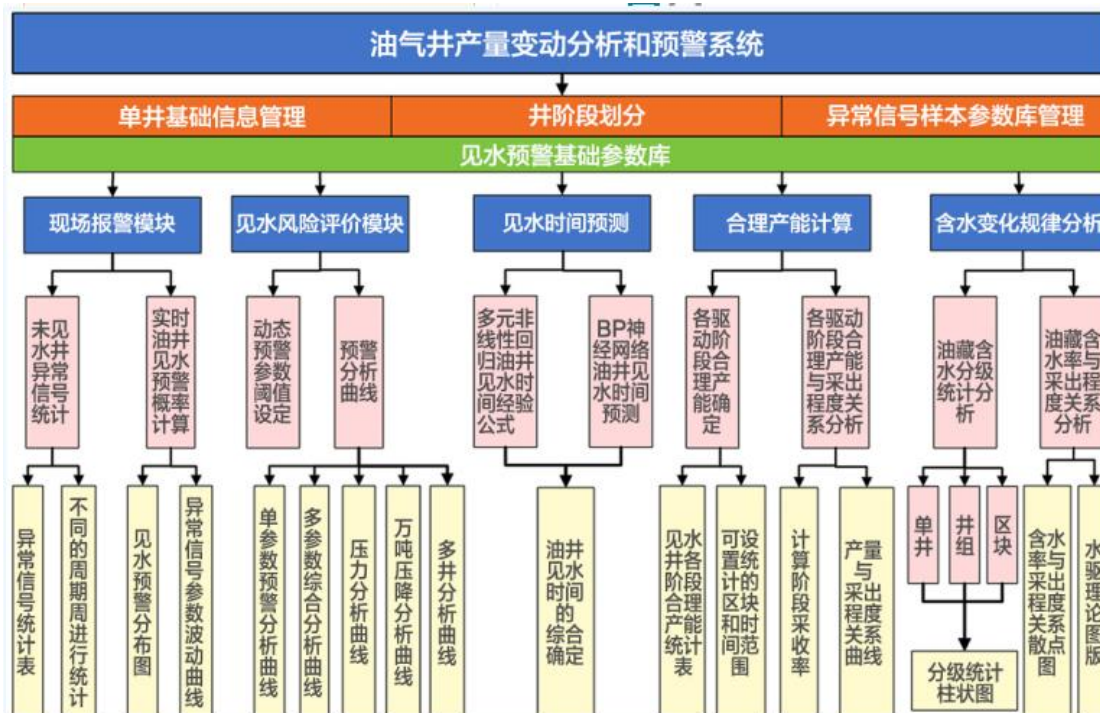


图3 以见水因素为主分析的案例

2.2 抽油机井间采周期大数据生产优化技术

通过试井、产量、液面和工况等测试和理论分析，区域地质信息提取，应用大数据分析技术，结合油藏渗流理论和工具，优化抽油机井合理工作制度。有关成果在延长应用了。就间歇生产特点，运用经验研究方法、不稳定试井理论，以及井筒流动压力分布，对歇生产的理论基础和方法进行了研究，包括间歇生产井的产能评价、抽吸间歇时间、间开时间和产量公式，建立了低渗透油藏间歇生产典型不稳定压力渗流模型，优化低渗透油藏机采井的间歇生产的大数据分析理论和方法，形成结合生产实际并能促进进一步开展间歇生产大数据分析理论基础和方法，供低渗透油藏开发与研究参考和借鉴。油井间开是针对低渗透油藏油井生产提出的一项无需投入的节能降耗技术；提高抽油系统效率，降低设备的磨损，延长油井免修期，最终达到低投入高产，获得最大经济效益，也是对现有低产油井开井制度的革新。

关键技术：

- 1、间歇开采周期大数据优化技术；
- 2、间歇开采周期神经网络智能优化技术；
- 3、间歇开采试井解释技术。

功能效益技术指标：

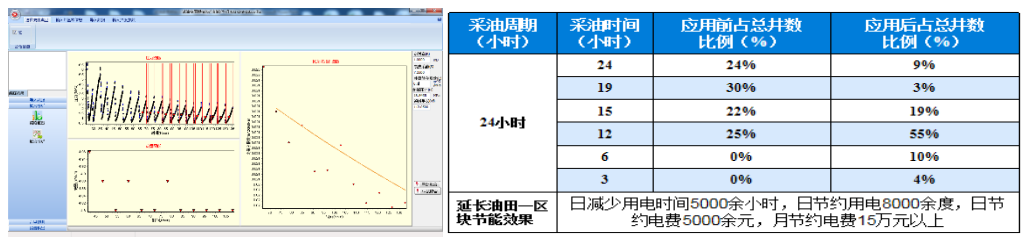
- 1、降低油井能耗可达 30%以上；
- 2、实现油井生产提产 10%以上；
- 3、实现油井生产优化控制，降低生产成本，便于管理，提高管理效率。

应用效果案例：

延长南泥湾采油厂 8000 口 1 年用电费用超过 8000 万元，通过使用我们软件

与技术 1 年节电费用 2743 万元。本项目获得了延长石油集团公司科技成果二等奖。

间歇开采周期优化技术成果：



间歇开采周期试井解释技术 延长油田一低产井区块间歇开采周期优化结果

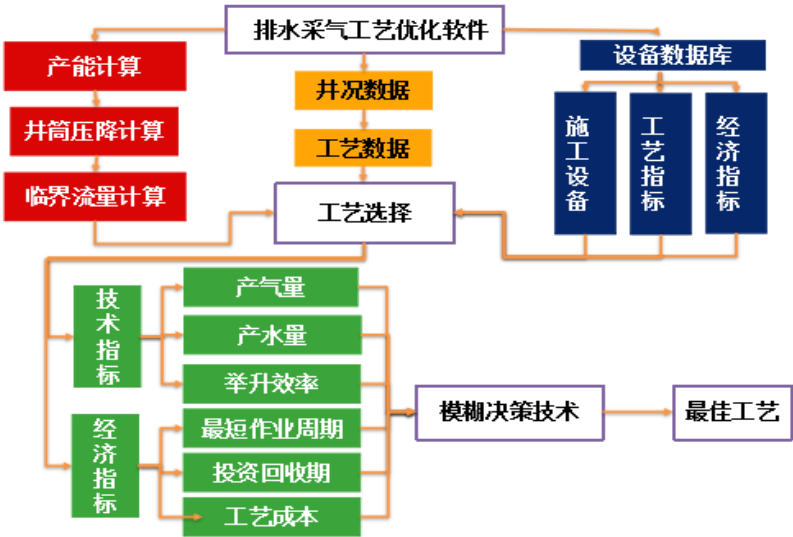
2.3 煤层气排采生产数据分析与开采优化技术

应用煤层气井压降和压力恢复试井分析技术、煤层气井产能评价与预测技术，煤层气井排采生产数据分析与动态评价技术、煤层气井排采生产数据特征的描述与排采阶段的认识及划分技术，其中可以完成煤层气生产数据除噪修复工作，为生产动态分析奠定基础；煤层中气液两相的渗流机理研究技术、煤层气合理排采制度优化及排水采气工艺优化技术、煤层气压裂效果的评价技术及煤层气井水力压裂井下实时监测与压后压降测试解释技术等，提供煤层气藏监测、描述、治理一体化服务，实现煤层气高效开发。

功能及创新技术指标：

- (1) 提高生产动态资料价值和可靠性 30%以上；
- (2) 有效地评价储层参数等；
- (3) 降低生产成本，便于管理，提高管理效率。

下图实现了有关流量、压力、温度、流体性质和工况等信息分析模型的软件。



2.4 多层油藏不稳定注水智能优化技术

一种基于分层测试流量计量、油水井同时测试井下流静压力的不稳定分注开采优化技术，高效地解决了油田普遍存在的注水低效或者无效问题，实现了油田注水开采工程的革命性进步，这一技术完全不同于各油田现有的分层注水技术。该技术利用分层注水与测试调配一体化等物联网技术手段，借助试井技术和知识图谱的应用软件系统等工具，在开采过程中可掌握注水生产过程中各种动态，并发出指令进行适时调整和高效管控。

这一技术通过井口调配分层流量并免去井下常规的流量调配测试，实现不稳定周期分层注水优化，同时可实时监测每个层的流静压力并通过嵌入的试井分析软件系统及时评价和反馈注水效果以及实时监控封隔器的密封效果，实现合理的注水不稳定周期控制。该技术在驱油效率方面不稳定周期注水不仅充分利用了毛管力，而且充分利用了弹性力，实现了更好的增油效果，该技术不仅能节省注水作业成本，而且能提高采收率。

其中合理配注软件优化功能为：对储层连通情况分析，识别大孔道，结合生产动态、劈分系数建立单层产液量模型，根据压力恢复数据、产吸剖面确定合理注采比，进而建立单井配注模型。考虑储层物性参数、基于数学分析和优化理论，包括注水井层渗透性、注采启动压差、受益井分布、影响因素权重、最优化模型等）建立分注模型。将分注、配注模型分别形成软件，软件能调用研究区块生产数据库相关数据。通过配注模型计算自动给出区块的每口井、每个层的配注量。通过分注模型计算，自动给出注水井分注层段。根据实际生产数据对分层配注量化模型不断调试并修正，最终建立适合不同油藏类型的数学模型及计算机模型软件。

拥有的关键技术：

①部署智能化分层注水和联动测试系统

②监测方案设计、建立不稳定注水效果评价体系和连通性分析

根据连续监测的油水井试井资料，评价注水波及方向、注水波及范围等；根据油水井联动测试结果，分析井间连通性。

③不稳定注水参数优化方法研究

根据注水效果分析，确定合理的不稳定注水参数，提高注水波及系数，包括合理的不稳定注水方式、注水周期、注水强度和波动幅度。

④建立油藏合理分层配注系统

根据压力恢复数据、产吸剖面确定合理注采比，进而建立单井配注模型。通过配注模型计算自动给出区块的每口井、每个层的配注量。

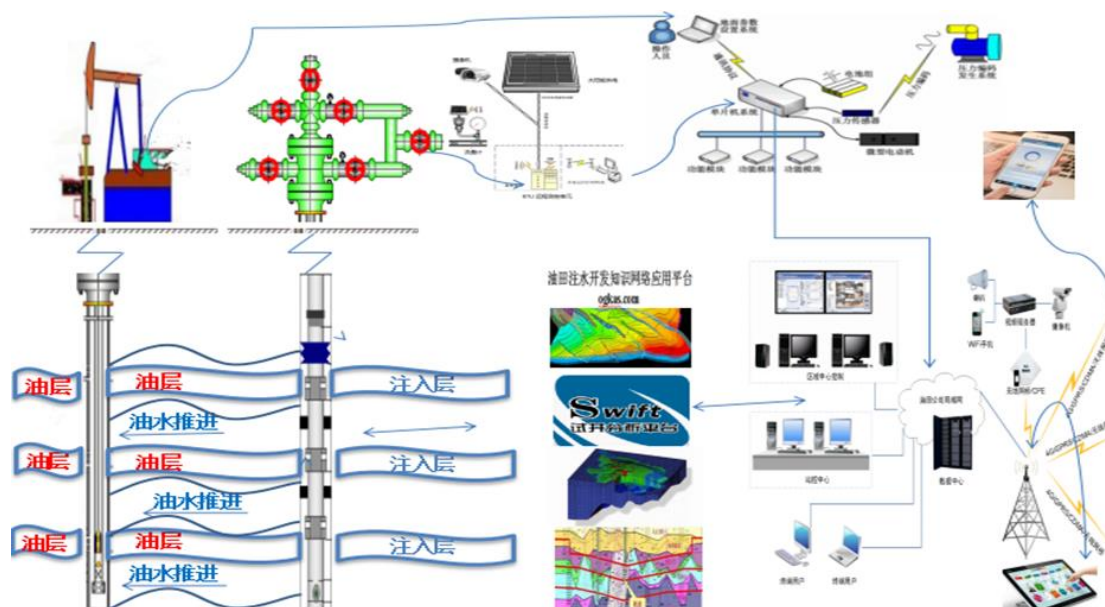
考虑储层物性参数、基于数学分析和优化理论，包括注水井层渗透性、注采启动压差、受益井分布、影响因素权重、最优化模型等）建立分注模型。通过分注模型计算，自动给出注水井分注层段。

将分注、配注模型分别形成软件，软件能调用研究区块生产数据库相关数据。根据实际生产数据对分层配注量化模型不断调试并修正，最终建立适合不同油藏类型的数学模型及计算机模型软件。

功能及创新技术指标：

- 1、不稳定周期变压力场注入，大大提高注水波及系数，可提高注水采收率 1—5%以上；
- 2、精准单层注水测试，利用先进试井模型跟踪注采效果，实现及时调整；
- 3、单层注水量精度高于 3%，免去常规井下流量调配测试；
- 4、双压力传感系统，用于验封、流压和静压测试；
- 5、高压井下对接机构，可用于斜井，提高安装工效；
- 6、应用油田不稳定试井与分层测试一体化解释技术跟踪管理提升管控水平；
- 7、与连续恒流注水相比，节水 10%以上；
- 8、使测试装备投入与调配操作成本下降 50%以上。

成果水平：具有原创性技术



多层油藏不稳定注水智能优化技术示意图

2.5 测调一体化调驱增产技术（边测边调）

测调一体化调驱增产技术是一套边测、边调、边解释、边决策、边施工的

一体化调剖、调驱工艺技术，并应用新型的、不受矿化度和温度影响的、高效环保的能够自适应调节渗流通道的油藏调剖、调驱剂技术，实现注入井调剖调驱工艺技术与测试工艺技术的充分地结合，能有效地解决优势渗流通道和油水分布规律的评价，监测工作不仅在调剖、调驱前后进行，而且调剖、调驱过程中也充分地监测压力和流量变化，增强调驱工艺措施成功率。本技术包括建立了一套适合注水开发油田的测试与调剖、调驱决策工艺设计方法与实施规范。

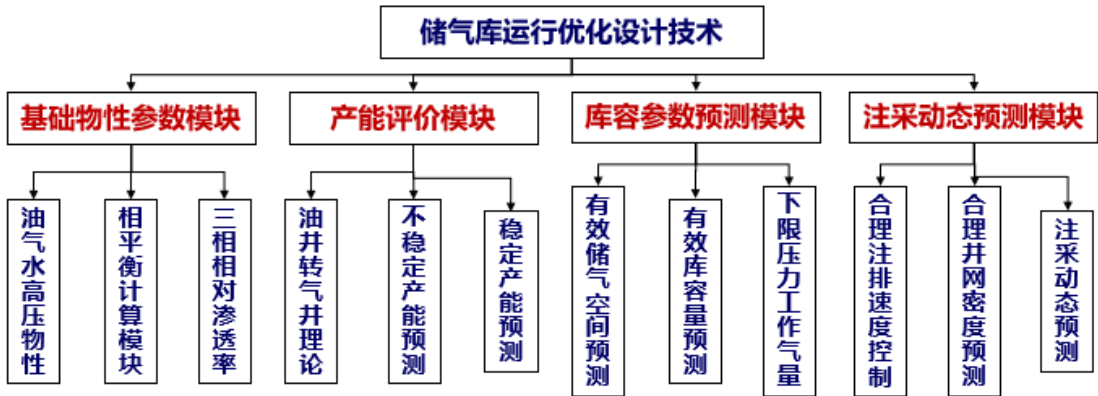
应用本技术能够极大提高水驱效果，减少无效注水，理想情况可以提高采收率 10%以上。

2.6 地下储气库多周期注采动态评价与运行优化设计技术

我公司拥有专业化地下储气库多周期注采动态评价模型和软件系统，基于我公司的地下储气库生产数据分析、试井分析和数值模拟的专利技术及软件，针对储气库监测资料的特点，研发了一套考虑井间干扰的地下储气库多周期注采联合的运行指标评价方法与软件系统，可以实现储气库各种生产监测资料的有效解释，得到可靠的有效库容量、调峰能力、储层参数、气库地层压力,为制定准确的安全、合理、可靠的储气库建设方案提供依据。

拥有的关键技术：

- 1、储气库多周期注采井井间干扰程度评价技术；
- 2、基于储气库多周期强采强注联合的注采井产能评价及试井解释技术；
- 3、储气库的动半径、储集能力及有效库容量评价技术；
- 4、储气库封闭性及气库压力评价技术；
- 5、多周期注采气能力及调峰能力评价技术；
- 6、多周期注采方案设计技术、井网密度优化设计技术；
- 7、关键参数跟踪评价及运行指标优化技术；
- 8、储气库气藏、井筒、管网一体化分析技术；
- 9、基于储气库多周期强采强注联合的气库压力、产量、调峰能力等关键参数的预测技术。



2.7 不同类型油气井和油气藏的高效开发方案优化设计技术

- λ 常规油气藏中的油气井合理生产工作制度优化设计；

- λ 低渗透和特低渗透油气藏合理生产工作制度优化设计；
- λ 排水采气工艺措施方案优化设计；
- λ 压裂酸化增产措施方案优化设计；
- λ 井网调整方案优化设计技术。

三、油气藏监测与管理智能决策技术

我公司建立了一套基于静态多源信息融合的一体化油气藏监测与管理智能决策技术，下面概述技术方案。

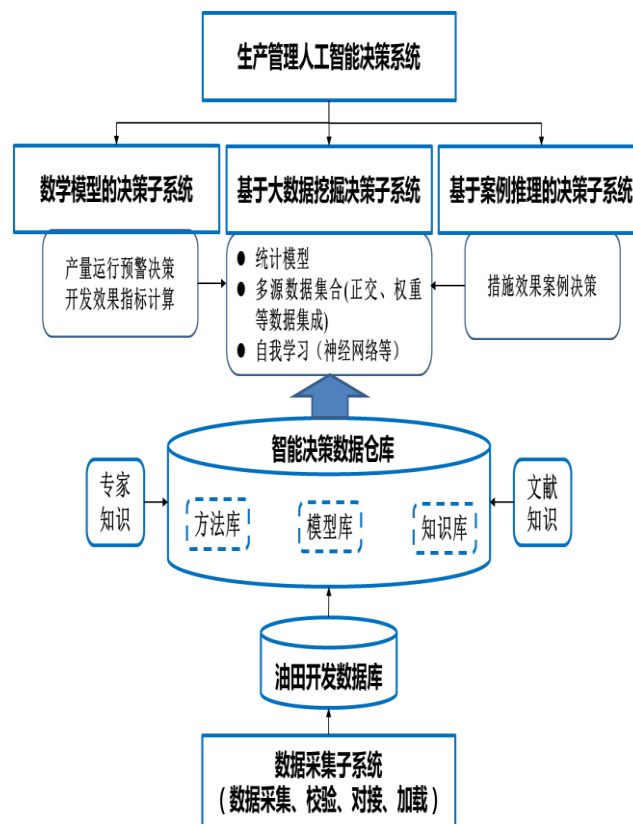
3.1 智能决策技术概述

智能化代表当今技术发展趋势，我公司也在自己专长方向上发展了智能化技术，已经开始在一些油田实施有关的项目和应用系统。下面明确我们有关应用系统的总体方向和技术内容。

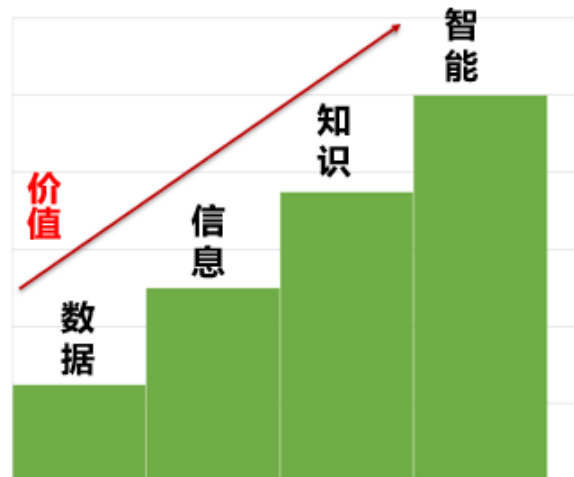
基于静态地质数据、生产动态和监测数据的人工智能辅助决策系统，可以实现：

- 1、知识驱动的辅助决策支持信息系统；
- 2、工业生产过程的安全精准预控和生产预警。

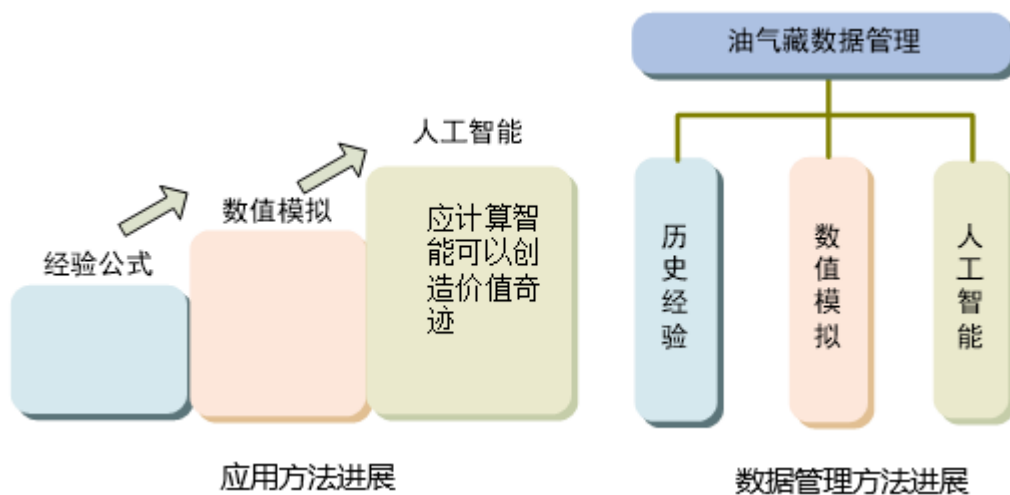
智能化技术应用可以有效地解决复杂和不确定性问题



多源信息融合的一体化智能决策系统原理图



主动油气藏监测与管理创造了价值



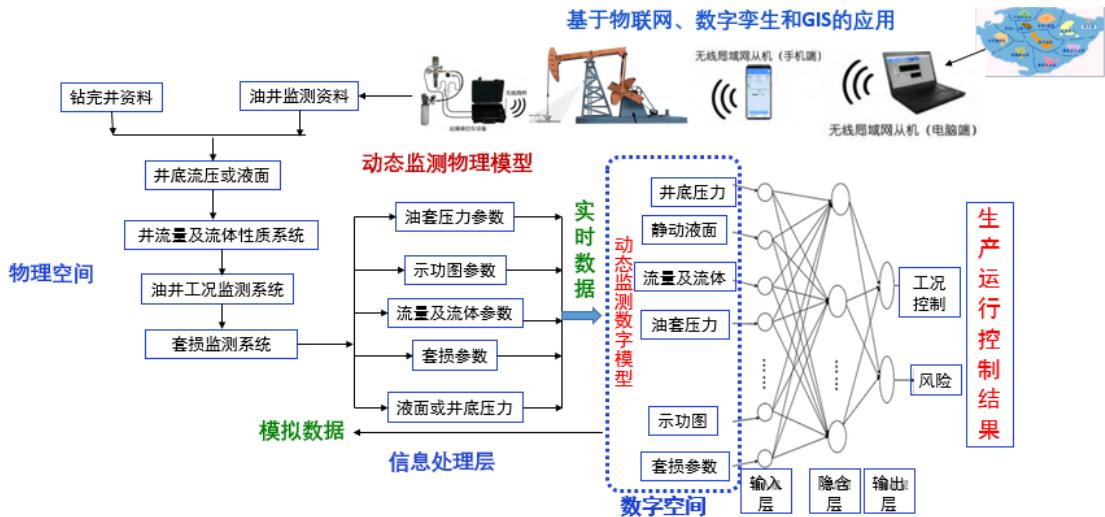
智能化技术涉及的技术方法

3.2 基于物联网的油井动态监测数字孪生系统构建及应用

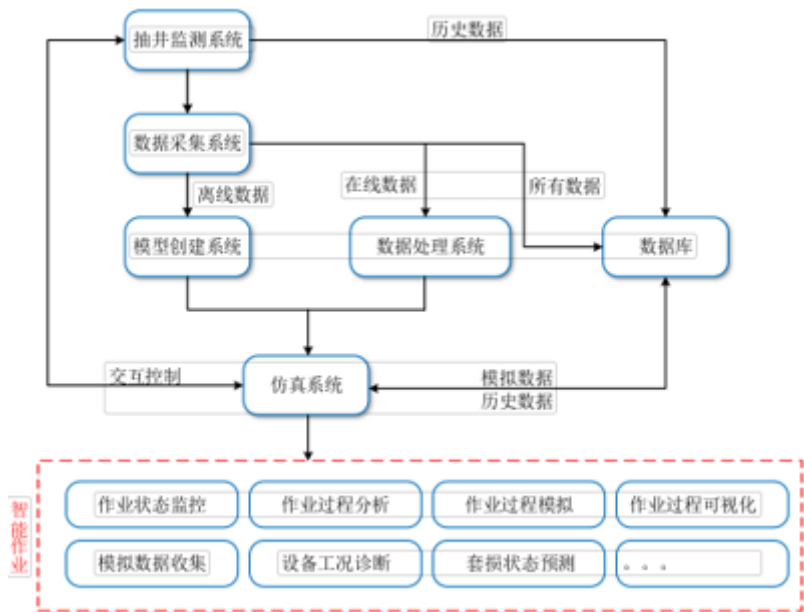
物联网技术及数字孪生技术是近年发展起来的工业数字化技术、其应用领域极为广泛，石油行业是技术密集型、信息依赖型的行业，石油行业的信息化建设日益提升。但是，目前现有的油井监管仅实现了本地的自动化控制，必须将油田分散的数据汇集起来，提供给公司的专家层、领导层、技术层，才能挖掘信息的潜在价值，针对目前工程上存在的监测与智能化控制中存在的问题（系统结构复杂，操作难度大、环境极端，过程可视化困难等），结合物联网和数字孪生的最新技术，设计基于物联网和数字孪生的油井智能监测系统，分析油井现今业界采用的技术方案，对系统算法和硬件组成进行系统分析，然后按要求标准建立有关的运行方案。

本技术目的是建立基于物联网的油井动态监测数字孪生系统，对油井生产过程和套损进行全生命周期的可视化监测与数据管理，实现交互控制。针对油井动态监测系统物理实体建立高精度、多尺度数字模型，实现油井动态监测系统物理

空间与数字空间状态信息映射，通过物理空间状态信息驱动数字模型实时更新状态，对物理实体动态行为进行精准映射。本技术首期工程重点完成对该系统的应用框架、关键技术、开发流程 以及运行流程的设计，其中包括构建基于数字孪生技术的三维可视化油井动态监测系统。



基于物联网的油井实时监测数字孪生系统的工艺流程



油井动态监测数字孪生系统运行流程

西安华线石油科技有限公司

公司网址: <http://www.sinoline.com>

联系电话: 029-81292009

传真: 029-88270244

邮箱: sv@sinoline.com 地

址: 西安市电子二路 36 号 1 楼 1001 室 邮编: 710065