

引文: 宋伟, 奎明清, 李江涛, 等. 柴达木盆地涩北强水侵气藏稳产关键技术与开发对策[J]. 天然气工业, 2023, 43(12): 37-45.

SONG Wei, KUI Mingqing, LI Jiangtao, et al. Stable production technologies and development strategies for the Sebei gas pool with severe water intrusion in the Qaidam Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(12): 37-45.

柴达木盆地涩北强水侵气藏稳产关键技术与开发对策

宋 伟¹ 奎明清¹ 李江涛¹ 王小鲁¹
刘俊丰¹ 孙 勇¹ 温中林¹ 杨国军¹ 谭晓华²

1. 中国石油青海油田公司 2. 西南石油大学

摘要: 涩北气田是国内规模最大的疏松砂岩强水侵气藏, 受构造平缓、储层疏松、气层层数多且薄、气水关系复杂等因素影响, 开发过程中遭遇气藏水侵严重、砂蚀砂埋和储量动用不均衡等技术挑战。为了保障涩北气田天然气产量, 提高天然气采收率并保持长期稳产, 开展了地质、气藏、工程技术等多学科一体化攻关研究, 系统总结了气田地质特征, 梳理了“十二五”以来气田稳产的关键技术, 剖析了目前持续稳产面临的挑战, 并对今后稳产进行了展望。研究表明: ①系统梳理、总结了涩北气田地质特征和开发过程中面临的挑战, 包括构造、储层、水侵等特征, 以及出砂、储量动用不均衡等问题, 明确了制约气田稳产难题; ②通过持续长期攻关, 形成了具有疏松砂岩边水气藏开发特色的砂体动静态精细描述与储量挖潜技术、开发指标监测与动态调控优化技术、水侵与砂患综合防控治理和地面集输净化与数字化等技术; ③涩北气田持续稳产难度前所未有, 需要以往经验技术为支撑, 更需持续深化气藏认识、创新技术工艺以及加强综合应对实施, 预计 2023—2025 年产气量有望保持在 $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 之上的持续稳产。结论认为, 涩北气田稳产关键技术有效保障了气田长期稳产, 其经验对其他老气田开发稳产具有借鉴意义, 有助于保障国家能源安全。

关键词: 涩北气田; 边水侵入; 治水治砂; 强水侵气藏; 稳产关键技术; 老气田稳产

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.12.004

Stable production technologies and development strategies for the Sebei gas pool with severe water intrusion in the Qaidam Basin

SONG Wei¹, KUI Mingqing¹, LI Jiangtao¹, WANG Xiaolu¹, LIU Junfeng¹,
SUN Yong¹, WEN Zhonglin¹, YANG Guojun¹, TAN Xiaohua²

(1. PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang, Gansu 736202, China; 2. Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Natural Gas Industry, Vol.43, No.12, p.37-45, 12/25/2023. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The Sebei gas field in the Qaidam Basin is the largest unconsolidated sandstone gas pool with severe water intrusion in China. Due to the geological characteristics of gentle structures, loose reservoir rocks, multiple thin layers, and complex gas-water relationship, its development suffers from severe water invasion, sand erosion/burial, and uneven recovery of reserves. To ensure the development of the Sebei gas field with enhanced gas recovery and long-term stable production, through an integrated research on geology, gas reservoir, engineering technology, and other disciplines, this paper clarifies the geological characteristics of the gas field, reviews the stable production technologies that have been developed and applied since the beginning of the 12th Five-Year Plan, and analyzes the challenges for maintaining a stable production. Finally, this paper presents the prospects of stable production. The results show that the stable production of the Sebei gas field is restricted by some geological characteristics (e.g. structure, reservoir rocks, and water intrusion) and development challenges (e.g. sand production, and uneven recovery of reserves). There is a series of development technologies for unconsolidated sandstone gas reservoirs with edge water, including static and dynamic fine sandbody description and potential reserves tapping, development indicator monitoring and dynamic control optimization, water intrusion and sand production prevention and control, and surface gathering purification and digitalization. Moreover, for the stable production of the Sebei gas field, which is unprecedentedly difficult, further understanding of the gas reservoir, innovative technologies/processes and comprehensive solutions are required, in addition to the experience in previous practices. The annual gas production rate of the gas field is expected to reach and maintain at $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ or more in 2023–2025. It is concluded that the existing stable production technologies have effectively facilitated the Sebei gas field, with its practice being referential for other gas fields and conducive to the national energy security.

Keywords: Sebei gas field; Edge water intrusion; Water/sand control; Reservoir with severe water intrusion; Stable production technology; Stable production of mature gas fields

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目“复杂天然气田开发关键技术”(编号: 2021DJ1705)。

作者简介: 宋伟, 1976 年生, 高级工程师; 现任中国石油青海油田公司副总经理, 主要从事油气田开发研究及生产管理工作。地址: (736202) 甘肃省敦煌市七里镇。ORCID: 0009-0009-6088-9247。E-mail: swqh@petrochina.com.cn

通信作者: 奎明清, 1977 年生, 高级工程师, 博士; 主要从事气田开发综合研究工作。地址: (736202) 甘肃省敦煌市七里镇。ORCID: 0009-0002-6642-0342。E-mail: kmqhq@petrochina.com.cn

0 引言

2000 年前后, 克拉 2、靖边、榆林、涩北等气田相继投入开发, 使得国内天然气产量实现了跨越式增长, 特别是“十五”以来, 我国天然气年产量平均增幅超过 15%^[1]。这些气田地质特征各异、储量规模相当、开发历程相似, 是“十五”“十一五”天然气开发的主力军, 二十多年开发中形成的创新理论、实践认识、配套技术等为中国天然气后续发展起到了积极的推动作用^[2-3]。

涩北气田作为疏松砂岩气藏的典型代表, 是柴达木盆地天然气开发的主战场, 也是甘肃、青海、西藏及“西气东输”管线的主要气源地, 肩负着“十四五”中国石油青海油田公司高质量发展的重要使命。涩北气田具有“岩性疏松、储层非均质性强、强水敏、气水关系复杂”等特点, 在 27 年的开发实践中, 部分气藏边水迅速侵入, 出砂严重, 压力、产量下降快。通过深化地质认识、防治砂害、对付水害、储量挖潜等一系列举措, 走出了一条从精细开发到高效开发的技术、气田管理创新之路, 助推了气田年产量 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上稳产 13 年, 气田年平均综合递减率控制在 8.5% 以内, 成为国内非酸性砂岩气藏开发的典范^[4-6]。

本文以涩北气田稳产实践为主线, 围绕科技攻关和开发实践成果, 总结气田地质特征, 梳理

“十二五”以来涩北气田稳产关键技术, 剖析目前持续稳产面临的挑战, 对今后稳产进行了展望, 以期气田“十四五”及中长期开发部署策略提供指导, 并为同类其他气藏起到借鉴作用。

1 气田地质和开发特征

涩北气田位于柴达木盆地东部三湖凹陷第四系湖泊生气区内, 属于第四系浅层生物成因气田, 由涩北一号、涩北二号和台南 3 个气田组成。涩北气田具有构造平缓幅度低、储层岩性疏松、气层层数多且薄、强非均质性、强边水等鲜明的地质特点, 这些特征导致气藏自开发以来存在边水水侵严重、气井普遍出砂以及储量动用不均衡等问题^[7], 严重制约涩北气田长期稳产。

1.1 构造平缓, 强边水, 导致边水水侵严重

涩北气田为完整的短轴背斜构造, 两翼地层倾角介于 $1.0^\circ \sim 2.8^\circ$, 整体平缓, 具有构造简单完整、隆起幅度小、两翼宽大平缓、南翼相对北翼陡的特点。从深至浅, 背斜南翼和北翼的倾角均逐渐减小, 导致气田沉积地层顶部薄、翼部厚, 呈现较为典型的同沉积背斜构造特征 (表 1)。在平面上高低起伏的微构造非常发育, 背斜高部位存在负向微构造, 背斜低部位存在正向微构造^[8]。

表 1 涩北气田主要标志层圈闭要素统计表

标准层	圈闭面积 / km^2	闭合度 / m	海拔 / m	高点位置	两翼倾角 / $(^\circ)$	
					北	南
K ₁	35.1	36	1 986.1	TS3	1.03	1.67
K ₃	33.9	42	1 662.0	TS4、TS5	1.28	1.48
K ₅	37.4	53	1 432.9	TS4	1.55	1.79
K ₇	33.6	49	1 169.4	TN5	1.53	1.72
K ₉	44.9	63	1 033.4	TS5	1.52	2.23

构造平缓使气水过渡带宽, 开发过程中边水水侵速度快; 各翼倾角不同使气水边界不统一, 水侵不均衡; 微构造改变水侵方向、影响水侵程度。自涩北气田投产至 2011 年的开发中前期, 水气比小于 $0.5 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$, 气田产水以凝析水为主; 2011 年以后的气田开发中后期, 随着压力下降, 边水不断侵入, 水气比逐年上升 (图 1), 目前日产水量高达 $11\,787 \text{ m}^3$, 水气比达 $10.3 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$, 远高于国内多数有水气藏^[9]。涩北气田水驱指数为 0.35, 水侵常数为 3.87, 为典

型的强水侵气藏; 其平均水侵速度为 0.53 m/d , 水侵面积占比达 76%, 水侵储量占比 70%, 影响气藏水淹区储量动用。占比 85% 的气井产水, 平均单井产水量为 $10.8 \text{ m}^3/\text{d}$, 低压低产量井极易积液, 影响平稳生产。

1.2 储层疏松, 敏感性强, 导致气井普遍出砂

涩北气田储层岩性以含泥粉砂岩和泥质粉砂岩为主, 夹少量细砂岩, 粉砂岩成分以石英为主, 泥质含量约 30%, 黏土中伊利石含量约 51%, 伊 / 蒙间层

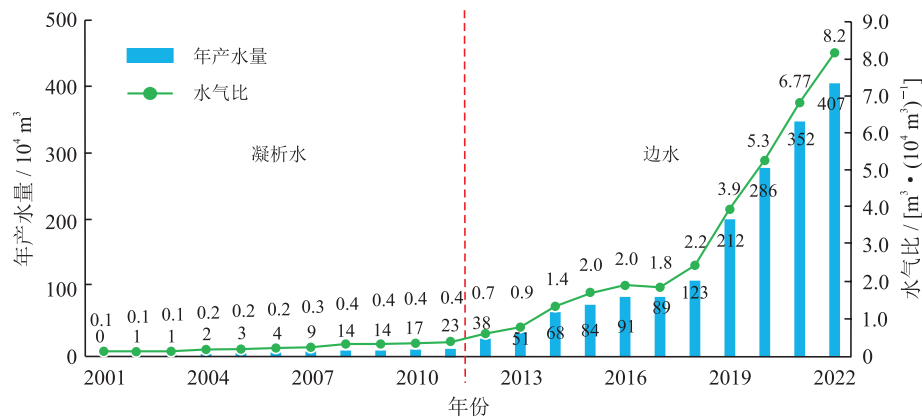


图1 涩北气田历年年产量及水气比变化图

矿物含量约 35%。储层成岩作用弱，碎屑颗粒胶结程度低，欠压实，较松散。储层敏感性高，开发过程中容易出砂。气田 92% 的气井存在不同程度出砂，平均单井年出砂量约 30 m³，井筒砂面年平均上升速度约 92.9 m，出砂形势较为严峻。地层出砂产生大量可运移的固相微粒，微粒经运移、聚集，堵塞渗流通道，影响气井产能；长期出砂会导致储层骨架破坏、井壁亏空、套损加剧，近五年气田套损井数呈每年 30% 的增加速度上升^[10]；气井井筒内易出现砂埋、砂卡，井筒出砂会影响排水采气工艺和井下作业效果；地面集输系统压损大，阀门管件易刺损，设备维护工作量大。气井出砂提高了采气生产成本，增加了开采难度。

1.3 气层层数多且薄，非均质性强，导致储量动用不均衡

涩北气田纵向上由多个层段叠置而成，储层层间渗透率级差介于 20.63 ~ 1 441.91，变异系数介于 0.65 ~ 0.76，表现为强非均质特征。气藏平面渗透率变异系数大于 0.5 的层占 71.7%，渗透率突进系数大于 2 的层占 60.3%，平面非均质程度为中等一强，少数层为较均质或者强非均质。水层主要分布在背斜构造的低部位（表 2），以边水形式存在，横向上与高部位的气层相连通，以气水界面的形式相接。各层组有独立的气水界面，且纵向上随层位的增加，气水界面逐渐变深^[11-12]。

表 2 涩北气田气水层分布统计表

气田	砂体数 / 个	分布井段 / m	纵向跨度 / m	含气面积 / km ²	累计厚度 / m	平均气层厚度 / m	水层数 / 个
涩北一号	79	429.0 ~ 1 599.0	1 170.0	46.7	101.9	2.89	14
涩北二号	66	408.0 ~ 1 419.3	1 011.3	44.6	90.1	3.50	10
台南	54	833.0 ~ 1 740.7	907.7	35.9	94.4	4.20	5

目前涩北气田 99.7% 的储量已被动用，采出程度仅 35%。纵向上各小层采出程度不均，77 个小层储量动用差，该类气层平均采出程度仅 7%、平均采速 0.78%。受平面非均质性、水侵程度和采速影响，小层内采出程度差异较大，采出程度最高区和最低区相差 55%^[13-14]。受气藏水侵与储层应力敏感影响，储量动用不均衡的现象会加剧，影响剩余气挖潜与气藏最终采收率。

2 关键稳产措施及启示

针对涩北气田水侵水淹、砂蚀砂埋、低压低产量等难题，开展地质、气藏、工程技术等多学科一

体化攻关研究，形成了具有疏松砂岩边水气藏开发特色的稳产配套技术，支撑了气藏持续稳产^[15-21]。

2.1 砂体静、动态精细描述及储量挖潜技术

采用“单砂体表征、隔夹层刻画、多井点孔渗模拟、相控饱和度分布”方法，建立了多层边水气藏整体三维地质模型，实现了复杂储层描述由单一静态研究向动静态综合刻画的技术提升，形成了砂体压降、水侵、物性、相渗等属性动态定量表征技术。以单砂体为计算单元复核气藏地质储量，分类评价单层储量动用程度，通过多层气藏水侵描述技术，实现了纵向到砂体、平面到井区的气藏水侵动态精细刻画。将开发单元由 64 个细分为 132 个，调补建产

后提高动静态储量比 11.4%，缓解了层间矛盾，提高了储量动用。

开展物模实验明确水封气形成机理，即水相易沿渗透率较高的储层择优渗流突进，形成层间非均匀水侵，非均匀水侵过程中遇到断裂或裂缝高渗通道时发生绕流侵入渗透率较低的储层时，易形成水封气^[22]。从测井技术、试验评价、成藏机理三方面完成气田隐蔽性潜在气赋存机理研究，创新形成

了 6 种隐蔽性潜在天然气的赋存理论（表 3）；应用多水、多泥、低丰度、低电阻率、薄差层、水侵层的岩心、测井、测试综合解释方法，立足岩性识别结果，辅助以烃源岩的占比，提出“向正韵律顶部挖潜、向层间低渗透低阻挖潜、向泥岩内部挖潜”的理论^[23]；开展表外储量评价挖潜工作识别出 20 个小层，新增天然气地质储量 $48.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，累计建产 $5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。

表 3 涩北气田 6 种隐蔽性潜在天然气类型统计表

潜在天然气类型	主要特征	靶向	求产工艺
低渗透型源岩	低渗透率，中高孔隙度	泥质源岩内高孔隙度区	水平井压裂
富水型近围	高含水率，含气丰度低	过渡带与近外围	强排水采气
污染型干层	敏感性高，高孔隙度，高渗透率	常规射孔无产干层	酸压解堵
可疑型薄差层	层段位优，低阻层薄	气层间低阻率薄差层	补孔卡层
压变型封闭	压降大、积液低压停产	积液停产井层	酸压解堵
屏蔽型滞留	水线切割、屏障封存	水淹区外的条块	加密井网

2.2 开发指标监测与动态调控优化技术

基于气井井筒临界携液预测新模型，建立了同时考虑水侵、井筒内流动、井筒相互干扰等因素的储层—井筒多相流耦合模型，结合多层合采室内实验与数值模拟研究成果，形成了多层合采多井同产储层及气井生产参数预测方法，完成了气井生产预测技术由气量预测向气量、液量预测的技术升级，指导了生产现场气井管控从储层到地面，从单井到集输，从措施到参数的全面管控，满足了及时预警、智能诊断、工艺优化、有效治理等需求，从而实现后期治理措施到预防治理结合，被动防御到智能管控，应急救治到有效治理转变，确保稳产阶段气井完好率均保持在 95% 以上。

建立了考虑“水封气”效应的物质平衡理论新模型^[24]，引入气体压缩性预测与气水高密度差求解方法，耦合井筒多相流模型与地面集输管网系统，建立有水气藏井间代理模型^[25]，形成了基于生产数据的自处理、自分析、自决策的复杂有水气藏水侵预警体系，实现有水气藏地层压力、剩余气分布等参数动态计算及水侵指标综合预警，结合生产系统和动态特征，分月度开展与计划、同期、标杆的综合对标，剖析比对结果，分时段分层组对气藏进行整体优化开发调控，实现气藏纵横向均衡开发，为气藏开发调整和综合治理提供决策依据。

搭建气藏—井筒—地面一体化协同智能跟踪分

析平台，结合静压、流压、探砂面等生产测试与产出剖面、饱和度等生产测井，全面监测地层—井筒—地面各节点参数，形成了以气藏压力、产气、出水、出砂及井况为主要监测对象的特色动态监测体系。通过多维度关键指标的提炼，水侵、压降速率等影响因素权重自动分配，形成水侵气藏地质条件、井筒状况、地面管网集输能力共同约束条件下的自动计算分析一体化优化配产技术，实现了一键式自动优化配产，大幅提高生产组织工作效率，提升气藏科学开发管理水平，为打造智慧气田奠定了基础。

2.3 水侵与砂患综合防控治理技术

以气水动态分布描述为基础，以气藏均衡排采为根本，对水侵气藏按“高部控水、腰部排水、边外强排”思路统筹考虑，实施“排采泄压、阻隔拦截、诱导转向”对策，做到气藏内外控排结合，地下排采和地面处理结合、治水与治砂相结合，根据不同气藏特征制订不同水侵治理对策^[26-27]，减缓边水侵入。形成了国内最大规模应用集中增压气举为主、泡排为辅的排水采气示范区，实现了由“单井分散间歇气举”向“多井同步连续气举”的转变；发明了超疏水压裂砂选择堵水技术，实现了水侵储层“疏水导气”、解封水封气的目标；研发了耐低温（-30℃）、耐砂的高抗盐纳米低温泡排剂；推动优选管柱、泡沫排采、柱塞排采、连续气举等工艺实施最小流压准则，形成适应于疏松砂岩气井的全生产周期生产制度和

排采工艺优选评价方法, 综合应用效果较好, 排水工艺平均效率由 74% 提升至 92%。针对岩石粒径在 10 μm 级的出砂难题, 形成了“合理压差控砂、连续油管冲砂、压裂充填防砂”的综合治砂技术系列, 实现出砂可控的目的。坚持“控砂生产”为基础, 依据预测模型, 形成控砂策略, 确定各单井合理生产压差, 最大限度控制气井出砂; 以“高携砂、低摩阻、降漏失”为技术思路, 通过研发连续油管配套工具、低密度、低黏度携砂液体系, 形成“泡沫+氮气、内旋流喷头+垂直导向”分段精细高效冲砂工艺; 以“精密割缝筛管、石英砂双重挡砂介质”为主的压裂充填特色防砂技术, 具有能够有效改善储层渗流条件、双重挡砂的特点, 最终实现抑制地层出砂, 防砂增产的目标, 解决了早期治砂手段有效期短、渗透率改善不够的问题, 成为出砂停产井复产的主要技术手段^[28]。通过一系列治砂举措, 井筒年均砂面连续 6 年保持在 50 m 以内, 稳产期治砂措施有效率 85% 以上。

2.4 地面集输净化与数字化技术

为了提高涩北气田地面集输系统中含水含砂天然气的净化效果, 对分离器布局、选型和材质进行了合理设置, 对结构及附件进行优化设计, 增加了气体流通量和过滤面积, 砂水分离效果较之前提高了 36%; 研发了天然气分离除砂装置、高效直角节流气嘴等新型装置及设备, 配套管线优化布置, 提高了系统管网、设备设施的抗冲刷和耐磨特性, 延长使用寿命 38%。涩北气田自然环境恶劣, 社会依托条件差, 生产站场点多面广, 井站建设规模不断增加, 生产用工矛盾日益突出。基于“站场无人值守、集中管控”思路, 涩北气田建设形成了“一个中心、两个平台”, 实现了生产过程数据全自动采集、监视与控制, 形成了集气田数字化、完整性管理、应急管理于一体的气田生产管理平台。

3 气田长期稳产成效

2010 年涩北气田规模建产后, 通过深化地质研究、创新开发思路、攻关配套技术、精细井藏管理, 实现了涩北气田持续稳产, 充分发挥青海气区“压舱石”作用, 走出一条疏松砂岩气藏特色的效益开发之路。

3.1 保持了气田年产量 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上持续稳产

通过调整建产、砂水同治、完善配套等举措, 涩北气田连续 13 年保持年产量 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上稳

产, 较原方案预测的稳产期延长 5 年。“十三五”以来, 为了确保气田持续稳产, 针对性开展攻关研究, 深挖储量潜力, 配套系列稳产技术, 在水气比达 $10 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 的情况下, 年平均产气量达 $54.5 \times 10^8 \text{ m}^3$, 气田综合递减率控制在 8.47% 以内, 保持了较好的稳产水平 (图 2)。

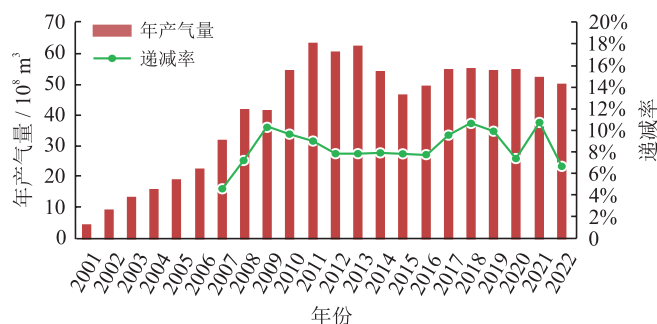


图 2 涩北气田历年年产量及其递减率图

3.2 实现了低成本高效益开发

自涩北气田开发以来, 一直秉承低成本发展理念, 从完成效益产量和精细方案设计两方面把控提质增效源头, 通过细算区块效益, 稳产期平均完全成本控制在 537 元 / km^3 。“十三五”以来, 面对气田水侵加剧、砂害严重、递减加快、低压开发等挑战, 通过编制气田开发提质增效专项行动实施方案, 实施 5 类 20 条措施, 将平均完全成本控制在 580 元 / km^3 , 充分体现了涩北气田在产量、效益、成本 3 个方面高质量发展。

3.3 形成了完整的疏松砂岩气藏开发体系

涩北气田经过 26 年开发, 尤其是最近 13 年的持续稳产, 探索、创新、积累、总结形成了完整的多层疏松砂岩强边水气藏开发技术体系, 制订了气藏开发规定等 20 项制度, 编订了 15 项技术规范, 研发了适合涩北气田开发诊断系统, 建立了气藏描述精准量化气水分布、有水气藏立体动态监测和井藏砂水同治等技术体系^[29-30], 完善了气区工艺及地面配套, 有效治理气田水患砂害、破解低压开发瓶颈, 支持气田持续稳产和效益开发, 为国内复杂砂岩气田高效开发提供借鉴。

4 下步稳产对策

涩北气田持续稳产难度前所未有, 需要以往经验技术支撑, 更需持续深化气藏认识、创新技术工艺以及加强综合对策实施, 分析气藏储量潜力及稳产潜力,

有望 2023—2025 年产气量保持在 $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 之上持续稳产。

4.1 潜力分析

通过对涩北气田 64 个层组逐一解剖，发现其开发主要受层间干扰、水侵、套损等因素影响。梳理

开发矛盾与潜力，确定了“表外及扩边新增储量”“低采速低采出程度低渗透储量”“水侵区低饱和度水封储量”3 大类调整方向，明确 6 种挖潜类型，涉及地质储量共计 $2\,492.37 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，剩余可采储量 $448.80 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，有较坚实的储量基础（表 4）。

表 4 涩北气田分类潜力摸排情况表

建产调整方向	挖潜类型	地质储量 / 10^8 m^3	剩余可采储量 / 10^8 m^3	采出程度	井网完善程度	动静态储量比	地质特征及开发现状
表外及扩边新增储量	表外层挖潜	48.80	12.82	13.67%	不完善	—	储量外高含泥低渗透层或低饱和度气水层；“生储盖藏”四指标综合评价含气性
低采速低采出程度低渗透储量	次非层动用	223.37	59.87	16.41%	不完善	0.50	储层物性差
	储层改造	335.66	54.01	36.97%	较完善	—	储层原始物性差，原始状态即为低渗透储层或后期压敏降渗；平均单井日产气量低于 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3$
	深层井网重构	403.48	32.07	44.05%	不完善	0.63	水淹、套损的关停井
水侵区低饱和度水封储量	水侵区挖潜	1\,015.68	222.48	34.73%	不完善	0.64	储层非均质性强，非均衡水侵；水侵严重，水侵面积大于 60%
	措施维护	465.39	67.55	41.62%	较完善	0.76	气井生产稳定；边水均匀推进

针对不同储量进行分类挖潜，坚持储层渗流场调控，推进工艺技术提升，实施地面系统优化，系统评估 64 个开发层系矛盾与潜力，制订挖潜策略 6 类，预计新增动用可采储量 $129.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，综合递减率控制在 5.5%，采收率提高 5.0%。2023—2025 年产气量有望保持在 $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 以上。

4.2 储量挖潜技术

4.2.1 次非层动用

基于疏松砂岩有水气藏细分层系技术，完善单元井网，增加动用储量。近年来在次非层物投产 7 口井，平均单井日产气 $0.63 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，累计产气 $4\,337 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。计划部署新井 98 口，新建产能 $2.07 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，单井配产为 $0.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，预计部署后目标层位的动静态储量比由 0.50 提至 0.75，采气速度从 0.77% 提至 1.50%，新增可采储量 $19.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

4.2.2 水侵区挖潜

2020—2022 年，涩北气田部署水侵区挖潜实验井 71 口，成功率 83.9%。涩北气田全面推广水侵区挖潜技术后，按“中弱水侵区挖潜、强水侵区排水”方式整体动用水侵区储量，整体部署新井 367 口，新建产能 $6.59 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，预计新增可采储量 $80.75 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，水侵区采速由 0.84% 提高至 1.66%，采收率由 56.6% 提高至 64.6%。

4.2.3 表外层储量动用

表外层储量的新增主要来源于低电阻率层、气水层、泥岩层等^[31]。基于表外层识别技术，新识别可动用 20 个小层，估算储量 $48.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，剩余可采储量 $12.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。针对表外层储量动用，优选构造两翼未动用、保压程度高区域，采取差异化布井策略，计划分批次部署新井 28 口，新建产能 $0.46 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，单井可采储量 $0.21 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，预计新增动用可采储量 $5.88 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，采气速度由 1.6% 提升至 2.5%。

4.3 稳产工艺技术

4.3.1 形成多层强水侵气藏剩余气精准描述技术

持续深入量化表征气水运动规律、水侵优势通道、剩余气分布等，提高符合率。综合应用压力、水侵、饱和度、采出程度等资料，建立以储量丰度比、压力场为模型的剩余气定量表征技术，进一步精准描述砂体剩余气富集程度和分布区域，指导剩余储量挖潜和综合治理^[32]。

4.3.2 配套疏松砂岩气藏低压低成本采气工艺技术

实现连续油管钻磨组合冲砂，低成本一体化泡沫排水和无管柱防砂等工艺升级，引进带压作业、高效解堵和分级增压等工艺，攻关耐砂泵排类工艺、井口除砂和塑性地层微压裂等技术，加快采气工艺数字化转型，探索智能化管理新模式，提高生产效率、

减少人员投入、降低开发成本。针对气井出水出砂，井筒积液等问题层段 25 个，实施采气工艺技术升级，措施有效率可从 83% 提高到 90%，确保气井完好率保持在 93% 以上，综合递减率控制在 5.1% 以内，有效支撑气藏持续稳产。

4.3.3 完善储层改造技术

摸排 24 个小层，地质储量达 $335.66 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，剩余可采储量达 $54.01 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。计划通过老井压裂 172 口，部署 11 口新井实现整体动用，老井增产 $0.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，新井配产为 $1.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，采速从 1.54% 提高到 3.01%，新增可采储量 $9.15 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，采收率从 53.06% 提高到 55.78%。

4.4 注气提高采收率技术

目前国内各气田提高采收率对策主要是井网优化调整、气井合理配产、气藏综合治水 and 低产低效井挖潜等技术手段^[33-39]。针对涩北气田目前低压阶段的压敏导致渗透率降低、水封气解封难和气井正常生产维持难度大等问题，基于国内外注介质驱替开发调研，依据物理模拟实验和数值模拟研究认识，评价关键参数敏感性，结合效益估算等，论证可行性，开展注入介质提高采收率先导试验设计^[40-41]。结合国内外气藏实例开发、物模实验、数模机理等因素，涩北气田 IV-3 层段综合估算注气提高采收率幅度介于 6% ~ 11%，预测新增可采储量介于 $2.23 \times 10^8 \sim 4.10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。涩北气田全面推广应用后有望新增可采储量 $113.36 \times 10^8 \text{ m}^3$ （表 5）。

表 5 涩北气田推广应用措施预计新增可采储量统计表				
气田	开发层组	平均采出程度	平均采收率	新增可采储量 / 10^8 m^3
涩北一号	9	37.12%	57.2%	38.13
涩北二号	10	28.62%	63.2%	32.86
台南	12	32.98%	52.4%	42.37

5 结论

- 1) 涩北气田具有构造平缓隆起幅度低、储层岩性疏松、气层层数多、强非均质性、强边水等鲜明的地质特点，导致其边水水侵严重、气井普遍出砂以及储量动用不均衡的开发难题，严重制约涩北气田后续长期稳产。
- 2) 针对涩北气田水侵水淹、砂蚀砂埋、低压低产等技术难题，开展地质、气藏、工程技术等多学科

一体化攻关研究，形成了具有疏松砂岩边水气藏开发特色的砂体静动态精细描述与储量挖潜技术、水侵与砂患综合防控治理技术、地面集输净化与数字化技术、支撑气藏持续稳产。

3) 目前涩北气田出水量依然呈逐年上升趋势，气田砂患依然严重，气藏压降幅度大，气井问题越来越复杂，近年来新出现的储层堵塞、套损和管柱砂卡井数量增加趋势明显。展望未来，涩北气田持续稳产难度前所未有，需要以往经验技术的支撑，更需持续深化气藏认识、创新技术工艺以及加强综合对策实施。

参 考 文 献

[1] 李海平, 贾爱林, 何东博, 等. 中国石油的天然气开发技术进步及展望 [J]. 天然气工业, 2010, 30(1): 5-7.
LI Haiping, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Technical progress and outlook of natural gas development for the PetroChina[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(1): 5-7.

[2] 戴金星. 中国陆上四大天然气产区 [J]. 天然气与石油, 2019, 37(2): 1-6.
DAI Jinxing. The four major onshore gas provinces in China[J]. Natural Gas and Oil, 2019, 37(2): 1-6.

[3] 李鹭光. 中国天然气工业发展回顾与前景展望 [J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 1-11.
LI Luguang. Development of natural gas industry in China: Review and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 1-11.

[4] 杜志敏, 马力宁, 朱玉洁, 等. 疏松砂岩气藏开发管理的关键技术 [J]. 天然气工业, 2008, 28(1): 103-107.
DU Zhimin, MA Lining, ZHU Yujie, et al. Key technologies of unconsolidated sandstone gas reservoir development and management[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(1): 103-107.

[5] 马力宁, 王小鲁, 朱玉洁, 等. 柴达木盆地天然气开发技术进步 [J]. 天然气工业, 2007, 27(2): 77-80.
MA Lining, WANG Xiaolu, ZHU Yujie, et al. Introduction of technology improvement on natural gas development in the Qaidam Basin[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(2): 77-80.

[6] 宗贻平, 马力宁, 贾英兰, 等. 涩北气田 100 亿立方米天然气产能主体开发技术 [J]. 天然气工业, 2009, 29(7): 1-3.
ZONG Yiping, MA Lining, JIA Yinglan, et al. The main exploitation techniques applied for the goal of annual gas deliverability of 10 bcm in the Sebei Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(7): 1-3.

[7] 马力宁. 涩北气田开发中存在的技术难题及其解决途径 [J]. 天然气工业, 2009, 29(7): 55-57.
MA Lining. Technical difficulties and solutions in the development of the Sebei Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(7): 55-57.

[8] 奎明清, 胡望水, 李瑜, 等. 柴达木盆地涩北二号生物气田微构造对气藏气水分布动态变化的控制 [J]. 天然气地球科学,

- 2017, 28(5): 696-702.
- KUI Mingqing, HU Wangshui, LI Yu, et al. The effect of mini-structure on the dynamic variation of gas and water distribution in Sebei II Gasfield, Qaidam Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(5): 696-702.
- [9] 彭彩珍, 郭平, 杜建芬, 等. 边底水气藏提高采收率技术与实例分析[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015.
- PENG Caizhen, GUO Ping, DU Jianfen, et al. Enhanced oil recovery technology and case analysis of edge and bottom water gas reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [10] 廖丽, 欧宝明, 陈君, 等. 涩北气田疏松砂岩气藏储集层堵塞机理及解堵技术应用[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(1): 100-104.
- LIAO Li, OU Baoming, CHEN Jun, et al. Plugging mechanism and plugging removal technology for unconsolidated sandstone gas reservoirs in Sebei Gas Field[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(1): 100-104.
- [11] 李江涛, 项焱伟, 陈汾君, 等. 柴达木盆地涩北气田提高采收率关键技术与发展方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 141-152.
- LI Jiangtao, XIANG Yiwei, CHEN Fenjun, et al. Key technologies and prospect of EGR in the Sebei Gas Field in the Qaidam Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 141-152.
- [12] 万玉金, 孙贺东, 黄伟岗, 等. 涩北气田多层气藏储量动用程度分析[J]. 天然气工业, 2009, 29(7): 58-60.
- WAN Yujin, SUN Hedong, HUANG Weigang, et al. Reserves producing level analysis of multilayer gas reservoir in the Sebei Gas Filed[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(7): 58-60.
- [13] 朱华银, 胡勇, 李江涛, 等. 柴达木盆地涩北多层气藏合采物理模拟[J]. 石油学报, 2013, 34(增刊 1): 136-142.
- ZHU Huayin, HU Yong, LI Jiangtao, et al. Physical simulation of commingled production for multilayer gas reservoir in Sebei Gas Field, Qaidam Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(S1): 136-142.
- [14] 马元琨, 柴小颖, 连运晓, 等. 多层合采气藏渗流机理及开发模拟——以柴达木盆地涩北气田为例[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(5): 570-574.
- MA Yuankun, CHAI Xiaoying, LIAN Yunxiao, et al. Study on seepage mechanism and development simulation of commingled production for multi-layered gas reservoirs: A case of Sebei Gas Field, Qaidam Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(5): 570-574.
- [15] 宗贻平, 李永, 尉亚民, 等. 涩北气田第四系疏松砂岩气藏有效开发工艺技术研究及应用[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 357-361.
- ZONG Yiping, LI Yong, WEI Yamin, et al. Research and application of production techniques for quaternary loose sand reservoirs in Sebei Gas Field[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 357-361.
- [16] 李江涛, 柴小颖, 邓成刚, 等. 提升水驱气藏开发效果的先期控水技术[J]. 天然气工业, 2017, 37(8): 132-139.
- LI Jiangtao, CHAI Xiaoying, DENG Chenggang, et al. Early-stage water control technology in improving the development efficiency of water drive gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(8): 132-139.
- [17] 邓成刚, 李江涛, 柴小颖, 等. 涩北气田弱水驱气藏水侵早期识别方法[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(1): 128-134.
- DENG Chenggang, LI Jiangtao, CHAI Xiaoying, et al. Early identification methods of water invasion in weak water drive gas reservoirs in Sebei Gas Field, Qaidam Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2020, 32(1): 128-134.
- [18] 曹光强, 李文魁, 姜晓华. 涩北气田整体治水思路探讨[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(2): 114-120.
- CAO Guangqiang, LI Wenkui, JIANG Xiaohua. Study on the comprehensive water control methods in Sebei Gas Field[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2014, 36(2): 114-120.
- [19] 梁艳萍, 温中林, 聂鹏程, 等. 涩北气田均衡采气开发技术研究[J]. 青海石油, 2014, 32(3): 44-49.
- LIANG Yanping, WEN Zhonglin, NIE Pengcheng, et al. Study on equilibrium gas production technology in Sebei Gas Field[J]. Qinghai Petroleum, 2014, 32(3): 44-49.
- [20] 周治岳, 刘俊丰, 温中林, 等. 涩北气田多层合采并分压测试技术[J]. 油气井测试, 2019, 28(2): 20-26.
- ZHOU Zhiyue, LIU Junfeng, WEN Zhonglin, et al. Separate pressure testing technique for commingling production wells in Sebei Gas Field[J]. Well Testing, 2019, 28(2): 20-26.
- [21] 凌波, 方向, 李海亮, 等. 涩北气田防漏堵漏技术研究及应用[J]. 石油工业技术监督, 2022, 38(5): 50-55.
- LING Bo, FANG Xiang, LI Hailiang, et al. Research and application of leakage prevention and plugging technology in Sebei Gasfield[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2022, 38(5): 50-55.
- [22] 胡勇, 李熙喆, 江良冀, 等. 柴达木盆地多层边水疏松砂岩气藏开采实验[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(9): 1499-1508.
- HU Yong, LI Xizhe, JIANG Liangji, et al. Production experiment of multi-layer edge-water loose sandstone gas reservoir in Qaidam Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(9): 1499-1508.
- [23] 司马立强, 马骏, 刘俊丰, 等. 柴达木盆地涩北地区第四系泥岩型生物气储层孔隙有效性评价[J]. 岩性油气藏, 2023, 35(2): 1-10.
- SIMA Liqiang, MA Jun, LIU Junfeng, et al. Evaluation of pore effectiveness of Quaternary mudstone biogas reservoirs in Sebei area, Qaidam Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2023, 35(2): 1-10.
- [24] 谭晓华, 彭港珍, 李晓平, 等. 考虑水封气影响的有水气藏物质平衡法及非均匀水侵模式划分[J]. 天然气工业, 2021, 41(3): 97-103.
- TAN Xiaohua, PENG Gangzhen, LI Xiaoping, et al. Material balance method and classification of non-uniform water invasion mode for gas reservoirs with water considering the effect of water sealed gas[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(3): 97-103.
- [25] 谭晓华, 韩晓冰, 任利明, 等. 基于智能优化算法的复杂气藏水侵单元数值模拟新模型[J]. 天然气工业, 2023, 43(4): 127-136.
- TAN Xiaohua, HAN Xiaobing, REN Liming, et al. A new numerical simulation model of water invasion unit in complex gas reservoirs based on intelligent optimization algorithm[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(4): 127-136.
- [26] 奎明清, 胡雪涛, 李留. 涩北二号疏松砂岩气田出水规律研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2012, 34(5): 137-145.

- KUI Mingqing, HU Xuetao, LI Liu. The study on water-producing features of Sebei-2 Gas Field[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2012, 34(5): 137-145.
- [27] 柴小颖, 王燕, 刘俊丰, 等. 柴达木盆地涩北气田疏松砂岩气藏水气体积比及水侵预警[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(1): 51-57.
- CHAI Xiaoying, WANG Yan, LIU Junfeng, et al. Water-gas ratio and early warning of water invasion in unconsolidated sandstone gas reservoirs in Sebei Gas Field, Qaidam Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(1): 51-57.
- [28] 欧宝明, 冯胜利, 康瑞鑫, 等. 涩北气田防砂工艺技术的研究与应用[J]. 天然气技术与经济, 2017, 11(4): 14-17.
- OU Baoming, FENG Shengli, KANG Ruixin, et al. A technology of sand control and its application to Sebei Gasfield[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2017, 11(4): 14-17.
- [29] 高勤峰, 吴胜利, 任玉林, 等. 多层边水气藏的动态监测技术及效果[J]. 天然气工业, 2014, 34(2): 56-60.
- GAO Qinfeng, WU Shengli, REN Yulin, et al. Dynamic monitoring technology in the development of multi-layer edge water gas reservoirs: A case study from the Sebei Gas Field, Qaidam Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(2): 56-60.
- [30] 华锐湘, 贾英兰, 李清, 等. 涩北气田气水分布及气水运动规律分析[J]. 天然气工业, 2009, 29(7): 68-71.
- HUA Ruixiang, JIA Yinglan, LI Qing, et al. An analysis of gas-water distribution and its movement law in the Sebei Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(7): 68-71.
- [31] 顾端阳, 窦文博, 丁富寿, 等. 疏松砂岩气藏低阻气层成因及识别研究——以柴达木盆地涩北气田为例[J]. 物探与化探, 2020, 44(3): 649-655.
- GU Duanyang, DOU Wenbo, DING Fushou, et al. Research on the genesis and identification of low resistivity gas reservoirs in unconsolidated sandstone gas reservoirs: A case study of the Sebei gas field, Qaidam Basin[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2020, 44(3): 649-655.
- [32] 徐晓玲, 邓成刚, 陈汾君, 等. 多层疏松砂岩边水气藏剩余气分布规律研究——以涩北气田为例[C]//第32届全国天然气学术年会(2020)论文集. 重庆: 中国石油学会天然气专业委员会, 2020: 941-947.
- XU Xiaoling, DENG Chenggang, CHEN Fenjun, et al. Study on residual gas distribution in multi-layer unconsolidated sandstone edgewater gas reservoirs: A case study of Sebei Gas Field[C]//Proceedings of the 32nd National Natural Gas Academic Conference (2020). Chongqing: Institute of Petroleum and Gas Professional Committee of China, 2020: 941-947.
- [33] 马新华, 何东博, 位云生, 等. 天然气提高采收率理论基础、技术方法与发展方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 1-12.
- MA Xinhua, HE Dongbo, WEI Yunsheng, et al. Enhanced gas recovery: Theory, technology and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 1-12.
- [34] 雍锐, 胡勇, 彭先, 等. 四川盆地天然气藏提高采收率技术进展与发展方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 23-35.
- YONG Rui, HU Yong, PENG Xian, et al. Progress and prospect of enhanced gas recovery technology in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 23-35.
- [35] 吴克柳, 朱清源, 陈掌星, 等. 边底水碳酸盐岩气藏提高采收率的微观驱气效率[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 122-131.
- WU Keliu, ZHU Qingyuan, CHEN Zhangxing, et al. Microscopic gas displacement efficiency of enhanced gas recovery in carbonate gas reservoirs with edge and bottom water[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 122-131.
- [36] 孙贺东, 李世银, 刘志良, 等. 缝洞型碳酸盐岩凝析气藏提高采收率关键技术[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 113-121.
- SUN Hedong, LI Shiyin, LIU Zhiliang, et al. EOR technologies for fractured-vuggy carbonate condensate gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 113-121.
- [37] 詹国卫, 顾战宇, 庞河清, 等. 致密砂岩储层孔隙结构特征及其对开发的影响[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(3): 70-84.
- ZHAN Guowei, GU Zhanyu, PANG Heqing, et al. Pore structure characteristics of tight sandstone reservoir and its influence on development[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(3): 70-84.
- [38] 曾焱, 曹廷宽, 高伟. 致密砂岩气藏剩余气开发潜力定量评价[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(3): 93-101.
- ZENG Yan, CAO Tingkuan, GAO Wei. Quantitative evaluation for development potential of remaining gas in tight sandstone gas reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(3): 93-101.
- [39] 王勇飞, 方全堂. 考虑差异化相渗的致密气藏开发效果分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(3): 121-130.
- WANG Yongfei, FANG Quantang. Development effect analysis of tight gas reservoir considering differential relative permeability[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(3): 121-130.
- [40] 杨明任, 申辉林, 曲萨, 等. AdaBoost 算法在致密砂岩水淹层识别中的应用[J]. 中国海上油气, 2021, 33(4): 62-69.
- YANG Mingren, SHEN Huilin, QU Sa, et al. Application of AdaBoost algorithm in recognition of water flooded tight sandstone layer[J]. China Offshore Oil and Gas, 2021, 33(4): 62-69.
- [41] 单彦魁, 王丙刚, 魏裕森, 等. 控水防砂一体化工艺技术研究与应用[J]. 中国海上油气, 2022, 34(3): 133-138.
- SHAN Yankui, WANG Binggang, WEI Yusen, et al. Research and application of integrated water and sand control technology[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(3): 133-138.

(修改回稿日期 2023-08-20 编辑 韩建)

本
文
互
动