

高杂质盐矿储油库注采油运行室内试验研究

尉欣星^{1,2}, 施锡林^{1,2*}, 李银平^{1,2,3}, 马洪岭^{1,2}, 李朋^{1,2}, 杨春和^{1,2}

(1. 中国科学院武汉岩土力学研究所 岩土力学与工程安全全国重点实验室, 湖北 武汉 430071; 2. 中国科学院大学, 北京 100049;

3. 中国科学院武汉岩土力学研究所 环境岩土工程湖北省重点实验室, 湖北 武汉 430071)

摘要: 针对高杂质盐矿储油库建库规模小、速度慢的工程难题, 提出利用盐矿沉渣空隙储油扩容技术方法, 以湖北云应盐矿沉渣为研究对象, 综合采用室内试验、理论分析等研究方法, 构建沉渣特性-沉渣储油能力的评价体系, 系统研究石油/卤水与沉渣液固耦合作用下的注采油机制, 探索注采油过程中沉渣空隙淤堵风险, 揭示石油和卤水在沉渣空隙中的运移规律。结果表明: 云应沉渣空隙率可达40%以上, 具有充足的空隙储油空间, 沉渣空隙整体连通性良好, 可满足注采油的基本条件; 多轮次沉渣空隙注采油结果表明石油与卤水在空隙中的流动摩阻较小, 注采油质量随时间呈现线性相关趋势, 只有首次注油排卤过程中才会形成优势渗流通道, 后续注采油过程渗流通道保持稳定, 注采油过程中的石油-卤水界面存在指进现象, 注采油压力和速率无明显异常波动; 注采油过程中发生的暂时性淤堵具有随机性, 整体沉渣空隙注采油的淤堵风险较低; 沉渣空隙注油压力随石油-卤水界面的下降呈阶梯上升, 沉渣的亲水特性促进毛细管力加速注卤采油过程。上述研究成果为高杂质盐矿储油库建设提供了科学依据。

关键词: 地下工程; 深地储能; 盐穴储油库; 不溶物沉渣; 高杂质盐矿; 注采油运行

中图分类号: TU 94

文献标识码: A

文章编号: 1000-6915(2026)02-0466-17

第一作者: 尉欣星(1998-), 现为博士研究生, 主要从事盐穴石油储备等方面的研究工作。E-mail: xinxingweicas@163.com

***通信作者:** 施锡林(1983-), 现任研究员, 主要从事能源地下储备等方面的研究工作。E-mail: xlshi@whrsm.ac.cn

Oil injection and production in high-impurity salt mines oil storage: Laboratory experiments

WEI Xinxing^{1,2}, SHI Xilin^{1,2*}, LI Yinping^{1,2,3}, MA Hongling^{1,2}, LI Peng^{1,2}, YANG Chunhe^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Geomechanics and Geotechnical Engineering Safety, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Wuhan, Hubei 430071, China; 2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;

3. Hubei Key Laboratory of Geo-environmental Engineering, Institute of Rock and Soil Mechanics,

Chinese Academy of Sciences, Wuhan, Hubei 430071, China)

Abstract: In response to the engineering challenges associated with limited construction scale and slow development speed in high-impurity salt mines oil storage, this study proposes a novel technical approach that utilizes sediment voids to expand oil storage capacity. Laboratory experiments and theoretical analyses were conducted on sediment particles from the Yunying salt mine in Hubei Province. A evaluation system encompassing sediment characterization and sediment void storage capacity was established. The mechanism of oil injection and production

收稿日期: 2025-09-11; **修回日期:** 2025-10-10

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2024YFB4007100); 国家自然科学基金面上资助项目(52374069); 中国科学院青年创新促进会优秀会员(Y2023089)

Supported by the National Key R&D Program of China (Grant No. 2024YFB4007100), National Natural Science Foundation of China (Grant No. 52374069) and Youth Innovation Promotion Association CAS (Grant No. Y2023089)

under the fluid-solid coupling of oil/brine and sediment was systematically studied. The sediment void clogging risk during oil injection and production was explored. The migration rule of oil and brine in sediment voids were elucidated. The results indicate that Yunying sediments possess a void ratio exceeding 40% with favourable connectivity in total, meeting the requirements for oil storage. Multiple oil injection and production cycles demonstrate low flow resistance and a linear mass-time correlation. Dominant flow channels are established only during the initial injection, stabilizing thereafter. The oil-brine interface exhibits fingering phenomena without abnormal pressure or rate fluctuations. Transient clogging events occur randomly, presenting an overall low risk. The oil injection pressure increases stepwise as the oil-brine interface descends. The hydrophilic properties of the sediments improve brine injection and oil production efficiency through capillary forces. These findings provide scientific support for the construction of high-impurity salt mines oil storage facilities.

Key words: underground engineering; deep underground energy storage; salt cavern oil storage; insoluble sediment particles; high-impurity salt mine; oil injection and production

First author: WEI Xinxing (1998 -), doctoral candidate, is engaged in research on the underground salt cavern oil storage. E-mail: xinxingweicas@163.com

***Corresponding author:** SHI Xilin (1983 -), research fellow, is engaged in research on the underground energy storage. E-mail: xlshi@whrsm.ac.cn

1 引言

石油是重要的能源,也是关乎国计民生和社会发展的能源命脉^[1]。近年来,我国石油对外依存度与日俱增,自 2019 年以来已连续 6 年超过 70%,国际能源署 IEA(International Energy Agency)规定,一个国家的石油对外依存度超过 50%,便处于危机状态^[2]。同时 IEA 规定其成员国至少持有 90 d 的石油储备量,而美国的石油储备量可供天数为 150 d,日本的石油储备量可供天数为 200 d。尽管我国已实施《国家石油储备中长期规划》17 年,但截至 2024 年我国的石油储备量可供天数仍远低于 90 d 的安全储备要求^[3]。因此,建设大规模石油存储设施是我国能源储备领域的重要发展方向。目前,世界上常用的石油储备设施包括地下盐穴、地下水封洞室、海上储罐、地上储罐及半地上储罐^[4]。盐岩因其良好的流变性、损伤自愈性和低渗透性而成为国际上公认的石油、天然气及氢气的绝佳存储场所^[5-6]。

盐穴储油是利用地下盐矿水溶开采形成的腔体进行储油^[7],盐穴储油具有运行成本低、密封性好、不易破坏、不易渗漏、存储规模大、安全防御性高等优势。欧美发达国家在 20 世纪便建立大规模盐穴储油库群,其中,美国在墨西哥湾建立 4 个大型盐穴石油储备基地,共计约 60 个盐穴用于存储原油,储油量为 7.10 亿桶^[8];法国在地中海沿岸建立大规

模的盐穴储油基地,共计 30 个盐穴,储油量为 920 万 m³^[9];德国也建立 4 个盐穴储油基地,共计 64 个盐穴,总储油量为 1 520 万 m³^[7]。截至 2017 年的公开报道,我国已建成舟山、舟山扩建、镇海、大连、黄岛、独山子、兰州、天津及黄岛国家石油储备洞库共 9 个国家石油储备基地,储备原油合计 3 773 万 t,约合 2.75 亿桶^[3],其中大部分石油储备方式为地面储罐,极少部分为地下水封洞库,尚未建成盐穴储油库。建设大规模盐穴储油库对提高我国能源存储的安全性和存储规模,提高在国际能源领域的话语权具有重要作用。

欧美国家的盐穴储油库一般建造在高纯度、巨厚的海相沉积盐丘中^[10],而我国的盐岩地层多为陆相沉积的薄层状结构,盐层厚度薄,夹层数量多且不可溶性杂质含量高^[11-12]。在水溶造腔过程中,盐岩溶解成卤水带回地表,而不可溶性杂质和夹层在自重和卤水紊流作用下逐渐垮塌掉落堆积到腔体底部形成松散不可溶性沉渣堆积体,简称“沉渣”^[13]。我国绝大部分盐穴储库均建立在多夹层高杂质的盐岩矿床上,如湖北云应盐矿,不溶物含量超过 50%^[14]。沉渣堆积在盐穴底部,由于其自身的碎胀和膨胀作用,会占据大量的盐穴采动空间^[15]。若采用欧美国家的盐穴储油库建库技术(单井对流油(气)垫水溶造腔技术),仅能利用沉渣顶部的净卤水空间储油,储油体积小且单方储油成本高。通过现场盐矿沉渣“注卤排卤”试验,发现沉渣内部含有大量的空隙,且

空隙连通性好, 卤水在约 600 m 长的沉渣通道产生的沿程压力总损失仅为 0.75 MPa, 沉渣空隙率高达 40% 以上^[16]。因此, X. X. Wei 等^[17]根据我国的高杂质盐矿地质特点提出利用沉渣空隙储油的技术思路, 可提高盐穴石油储备规模。同时, 我国的盐穴储油库建设不应照搬欧美国家的模式, 应根据我国盐矿地质特点, “一地一议, 因矿制宜” 建设高杂质盐矿储能库^[18]。利用盐矿沉渣空隙储油是我国盐穴储油库建设的重要突破口, 可打破高杂质盐矿储油库建库瓶颈, 提高我国盐穴储油库的选址规模^[19]。沉渣空隙注采油运行作为评价高杂质盐矿储油库建设可行性的的重要判据, 亟需开展相关研究。

众多学者针对沉渣空隙储油注采运行开展研究: 李朋等^[20]研制沉渣空隙注气排卤模拟试验装置, 测得排卤前后沉渣空隙率由 57.8% 降至 48.1%, 并建立沉渣空隙体积的预测方法; 王自敏^[21]基于淮安钻井岩心进行淡水溶解试验获取盐矿沉渣, 并通过排卤试验装置测得沉渣空隙率为 52.4%, 可排卤水占沉渣体积的 8.21%; 郑雅丽等^[22]开展沉渣堆积体加压条件下的注气排卤试验, 测得沉渣空隙率范围为 42.8%~50.2%; P. Li 等^[23]研究淮安沉渣在不同注气压力下的排卤速率, 发现排卤过程可分为 4 个阶段: 注气压力快速增加阶段、沉渣顶部排卤阶段、沉渣空隙排卤阶段及注气压力快速下降阶段; Q. H. Li 等^[24]搭建沉渣空隙注气排卤装置研究沉渣空隙存储压缩空气的“一注一排”和“两注一排”模式, 发现压缩空气可有效将沉渣空隙的卤水排出, 并测得沉渣的空隙率为 46.0%。X. X. Wei 等^[25]开展重力作用下的石油在沉渣空隙的采出试验, 发现大部分石油依靠重力作用均可从沉渣空隙中采出。

以上学者对盐矿沉渣空隙存储天然气和压缩空气进行了深入研究, 为高杂质盐矿储气库和压气储能电站的建设发挥重要作用。然而利用盐矿沉渣空隙储油与储气存在显著技术差异, 石油的高黏度会限制其在空隙的流动并增加空隙的淤堵风险, 但目前关于石油/卤水与沉渣液固耦合作用下的石油运移规律还鲜有研究。为此, 笔者以湖北云应盐矿现场排卤口携带的沉渣颗粒样品为研究对象, 采用室内试验、理论分析等研究方法, 建立沉渣特性-沉渣储油能力的评价体系, 系统研究石油/卤水与沉渣液固耦合作用下的注采油机制, 探索注采油过程中沉渣空隙淤堵风险, 揭示石油和卤水在沉渣空隙

中的运移规律, 为高杂质盐矿储油库建设提供科学指导。

2 试验材料及方法

2.1 沉渣空隙注采油运行原理

盐矿沉渣空隙注采油运行是通过介质驱替的方式来实现, 如图 1 所示。利用沉渣空隙储油时, 石油从沉渣堆积体顶部注入, 依次经过注油井口, 沉渣顶部净卤水空间, 到达沉渣空隙内部, 而卤水从沉渣堆积体底部通过排卤井采出; 利用沉渣空隙采油时, 卤水通过注卤井从沉渣堆积体底部注入, 石油通过采油井口从沉渣堆积体的顶部采出。总体注采油思路为“高位注油, 低位排卤”, 从而充分利用盐矿沉渣空隙实现储油扩容。

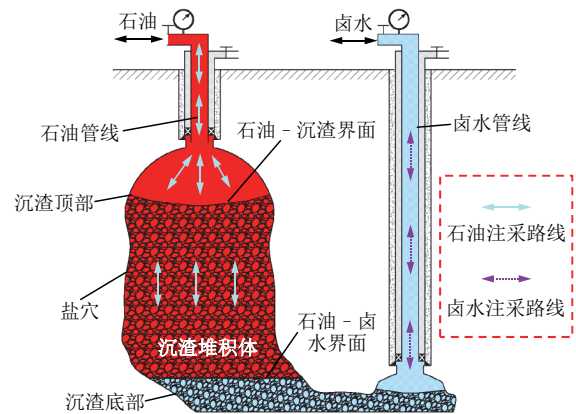


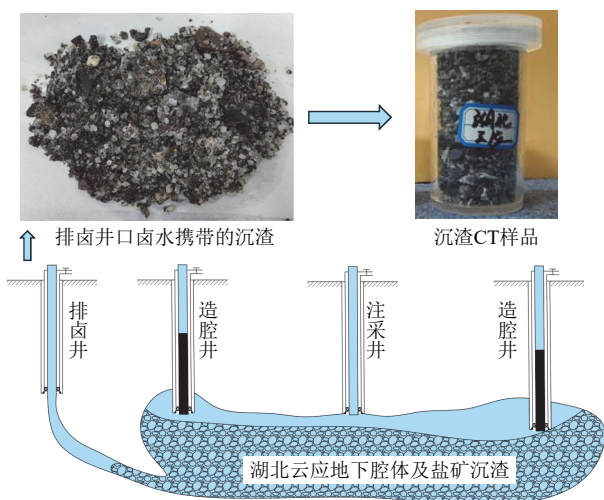
图 1 盐矿沉渣空隙注采油运行示意图

Fig.1 Schematic diagram of oil injection and production operations in salt mine sediment voids

利用盐矿沉渣空隙储油存在诸多技术难题, 亟需通过试验和理论等研究手段解决。首先, 石油和卤水会携带细小沉渣颗粒发生运动, 颗粒运动可能会导致沉渣空隙通道堵塞。此外, 在长期浸泡作用下, 沉渣中的矿物成分可能会与石油和卤水产生反应, 导致颗粒崩解堵塞空隙通道, 而卤水中的离子也可能会改变石油-卤水界面张力进而影响注采油效率。

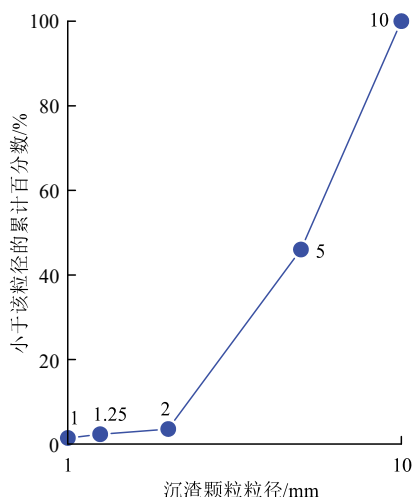
2.2 沉渣样品来源

沉渣样品取自湖北云应盐矿, 该盐矿建成亚洲首座 300 MW 盐穴压缩空气储能电站, 通过利用沉渣空隙存储压缩空气实现储气扩容, 使得地下盐矿空间利用率由 20% 增加至 70%。现场注气排卤过程中, 排卤井将卤水携带的沉渣颗粒排出, 如图 2(a) 所示。盐矿沉渣颗粒粒径大小相似, 均小于 10 mm, 颗粒级配较好, 如图 2(b) 所示。沉渣颗粒的主要矿



(a) 现场盐矿沉渣采样流程及试验样品

(a) Field salt mine sediment sampling procedures and test specimens



(b) 试验沉渣颗粒级配曲线

(b) Test sediment particle size distribution curve

图 2 盐矿沉渣制备及其颗粒级配曲线

Fig.2 Particle size distribution curve and preparation of salt mines sediments

物成分为钙芒硝，含有少量的石英和硬石膏，密度为 2.6~3.6 g/cm³。制备的 CT 试样直径为 50 mm，高度为 100 mm。选用该盐矿沉渣作为试验样品，考虑现场沉渣来源的真实性，并可模拟沉渣空隙注采油运行的极限工况。该试验沉渣样品注采油的可行性可为高杂质盐矿储油库建设提供重要参考。

2.3 沉渣特性分析试验设备

采用高分辨率微纳米 CT 试验设备分析沉渣空隙的基本特征参数，可实现沉渣的无损检测，如图 3 所示，主要由双射线管系统、探测器系统、机械平台与扫描模块、数据采集系统组成。扫描分辨率为 50 μm，CT 图片采集数为 1 600 张，曝光时间为 500 ms，可分析沉渣堆积体的空隙率和连通性。

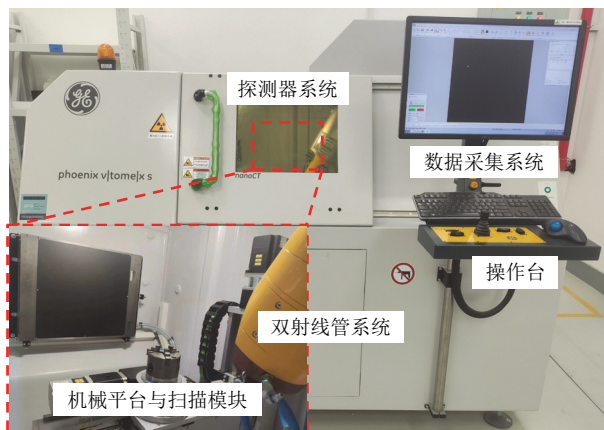


图 3 沉渣空隙特性分析设备

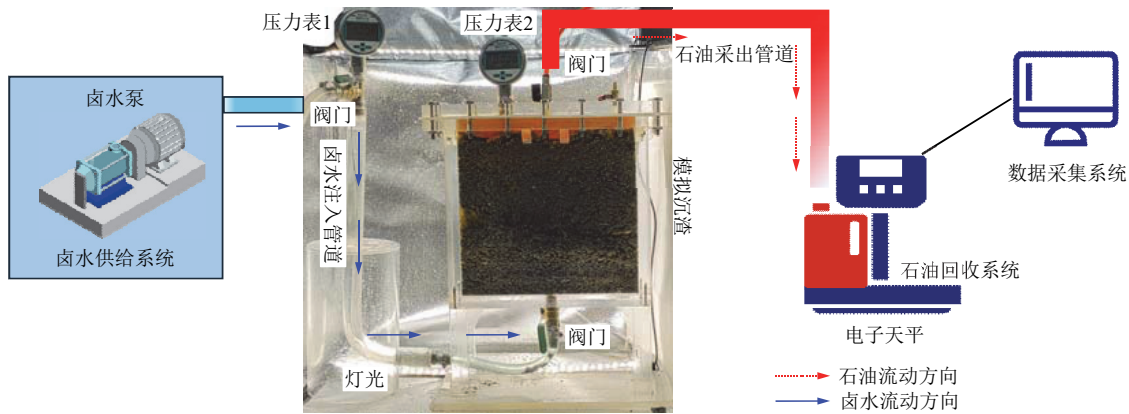
Fig.3 Sediment void characterization analyze equipment

2.4 沉渣空隙注采油运行试验装置

为研究沉渣空隙注采油运移规律，搭建了盐矿沉渣空隙注采油运行试验装置，如图 4 所示。该装置包括 3 大系统，分别为模拟盐穴系统、卤水供给/回收系统和石油供给/回收系统。其中，模拟盐穴系统的长度和高度均为 30.00 cm，宽度为 6.50 cm，承压为 0.20 MPa，并配备摄像机和压力表监测石油和卤水在沉渣空隙中的流动状态和压力变化；卤水供给/回收系统配备卤水泵、卤水箱、天平、数据采集系统，提供稳定的卤水来源并监测注排卤过程中的流量变化；石油供给/回收系统配备石油注入泵、油箱、天平及数据采集系统，提供稳定的石油来源并监测注采油过程中的流量变化。

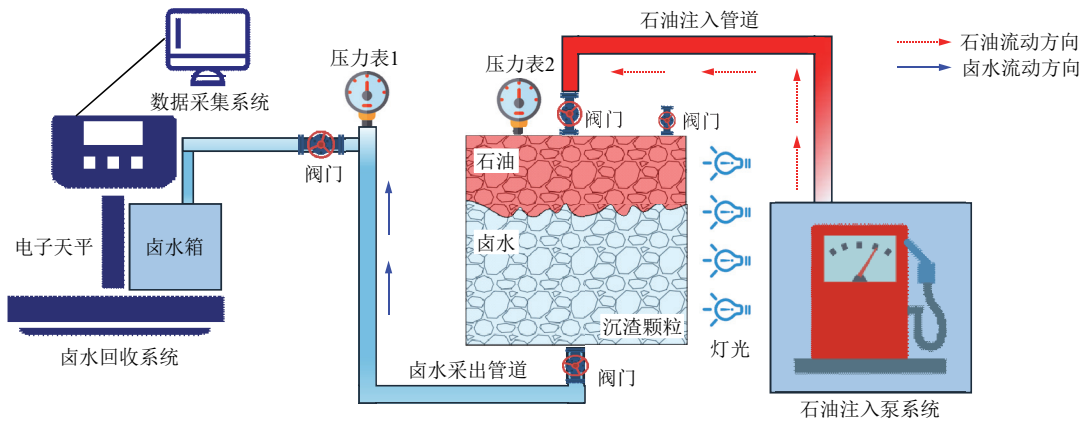
该试验装置包括注卤采油和注油排卤两种运行模式。在注卤采油模式中，如图 4(a)所示，卤水通过卤水泵进入注卤管，在注卤管一侧安装压力表以监测注卤压力，卤水经过注卤管进入沉渣空隙底部，石油被卤水驱替从沉渣空隙顶部采出，并记录注卤和采油流量变化。图 4(b)为注油排卤模式，石油通过注油泵进入注油管，在注油管一侧安装压力表以监测注油压力，石油经过注油管从沉渣顶部注入沉渣空隙，卤水被石油驱替从沉渣底部排出，并记录注油和排卤流量变化。

通过 3 种方法来探索沉渣空隙注采油的淤堵风险：(1) 通过摄像机捕捉石油 - 卤水在沉渣空隙的流动情况，进而判断是否发生淤堵；(2) 通过压力表数据异常波动来监测淤堵情况。如果注采油过程发生淤堵，则淤堵侧的介质(卤水或石油)将无法流动，而注油泵或卤水泵的持续运行将会导致淤堵侧的压力异常上升；(3) 通过注采速率数据曲线变化趋势分析沉渣空隙淤堵风险。如果注采油过程中的空隙连



(a) 盐矿沉渣空隙注卤采油试验装置

(a) Salt mine sediment void brine injection and oil production test equipment



(b) 盐矿沉渣空隙注油排卤试验装置

(b) Salt mine sediment void oil injection and debrining test equipment

图 4 盐矿沉渣空隙注采油运行试验装置

Fig.4 Salt mine sediment void oil injection and production operations test equipment

通性好，则注排卤或注采油流量变化曲线较为稳定。

2.5 试验方案及参数

通过盐矿沉渣空隙注采油运行试验装置开展了 10 组沉渣空隙注采油试验，如表 1 所示。首先开展沉渣空隙的注卤排气试验，测试评价沉渣空隙的连通性和试验装置的密封性。试验油品主要包括柴油和矿油，试验温度为 25 °C，柴油和矿油的运动黏度系数分别为 425 和 25 mm²/s。然后开展不加压条件下沉渣空隙的柴油注采试验，在注油过程中关闭排卤阀，持续注油，模拟加压条件下的注油过程。开展沉渣空隙的矿油注采试验，参数设置与柴油注采条件类似。最后通过注水排水试验评价沉渣空隙的淤堵风险。

3 试验结果与分析

3.1 沉渣空隙特性分析

3.1.1 沉渣空隙率分析

沉渣空隙率是表征沉渣可储油体积的重要参数，通过 CT 试验数据可分析沉渣的空隙率大小，

表 1 沉渣空隙注采油试验设计方案

Table 1 Sediment void oil injection and production test design

试验编号 (test No.)	沉渣空隙注采油模式 (sediment void oil injection and production mode)	注入介质类型 (type of injection medium)	采出介质类型 (type of production medium)	腔内是否加压 (pressure application in simulated salt cavern)(Yes/No)
1	注卤排气	卤水	空气	否
2	注油排卤	柴油	卤水	否
3	注卤采油	卤水	柴油	否
4	注油排卤	柴油	卤水	是
5	注卤采油	卤水	柴油	否
6	注油排卤	矿油	卤水	否
7	注卤采油	卤水	矿油	否
8	注油排卤	矿油	卤水	是
9	注卤采油	卤水	矿油	否
10	注水排水	淡卤水	淡卤水	否

计算公式如下：

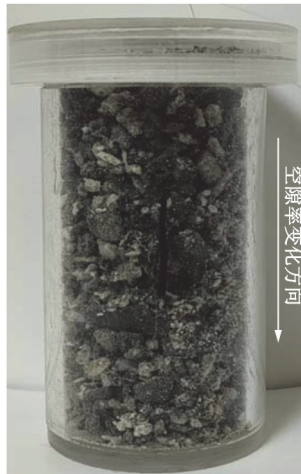
$$\delta = V_1 / V_2 \tag{1}$$

式中： δ 为沉渣空隙率， V_1 为连通的沉渣空隙体积， V_2 为沉渣堆积体的体积。通过式(1)计算的沉渣平均空隙率为 43.95%，具有充足的空隙储油空间。在注

采油过程中，石油从沉渣顶部注入，卤水从沉渣底部排出，沉渣纵向方向的空隙率大小和空隙连通性可反映注采过程的难易程度。通过分析 CT 切片图像数据，可计算纵向方向上不同位置处的空隙率，如图 5 所示，计算公式为：

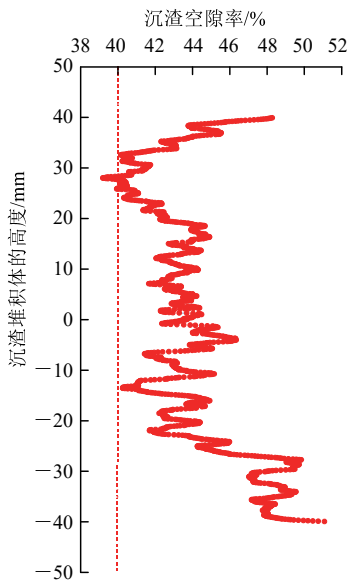
$$\zeta = S_1 / S_2 \quad (2)$$

式中： ζ 为 CT 切片的沉渣空隙率， S_1 为沉渣空隙面积， S_2 为沉渣总面积。通过计算发现沉渣空隙率在纵向方向上呈现先减小后增大的趋势，顶部位置空隙率为 48.20%，随后逐渐减小，到达中部位置的空隙率为 43.10%，然后逐渐增大，到达底部位置的空隙率为 50.19%。整体的空隙率均大于 40.00%，具备沉渣空隙注采油的基本条件。



(a) 沉渣堆积体 CT 扫描试样

(a) CT scanning sample of sediment accumulation body



(b) 不同纵向位置的沉渣空隙率变化

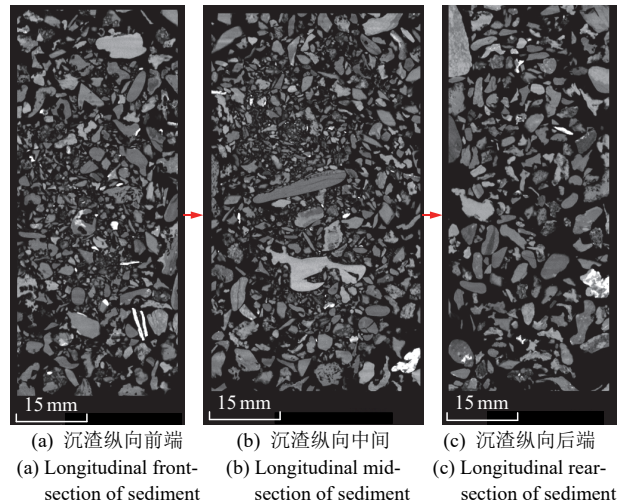
(b) Variation of sediment void ratio at different longitudinal positions

图 5 沉渣试样及其纵向空隙率分布特征

Fig.5 Sediment sample and longitudinal void ratio distribution characteristics

3.1.2 沉渣空隙连通性分析

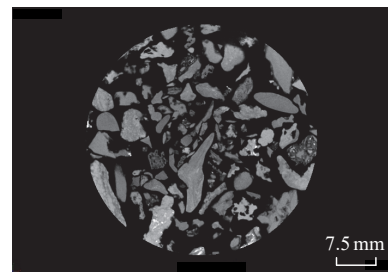
沉渣空隙连通性是表征注采油运行的重要参数，分析沉渣不同位置的纵向剖面图，如图 6 所示，白色部分代表沉渣颗粒，黑色部分代表沉渣空隙。结果表明沉渣自上而下存在多条贯通的空隙通道，空隙连通性较好，即使在颗粒粒径较小的区域，如图 6(b)所示的中部区域，空隙通道变小，但仍存在连通的空隙通道。在颗粒粒径较大的区域，空隙连通性更显著，如图 6(c)所示。分析沉渣不同位置的横向剖面图，如图 7 所示，发现沉渣顶部和底部位置的空隙大于沉渣中部位置，空隙通道较为发达。综上，CT 数据表明沉渣空隙的纵向和横向连通性均较为优良，具备较好的沉渣空隙注采油通道。



(a) 沉渣纵向前端 (b) 沉渣纵向中间 (c) 沉渣纵向后端
(a) Longitudinal front-section of sediment (b) Longitudinal mid-section of sediment (c) Longitudinal rear-section of sediment

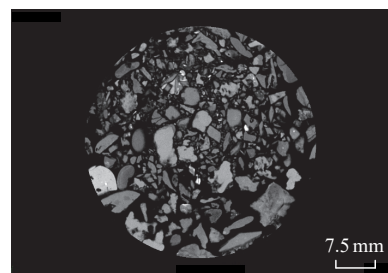
图 6 沉渣试样不同位置的纵向剖面图

Fig.6 Sediment sample longitudinal sectional views at different locations



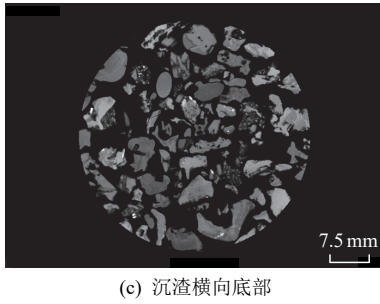
(a) 沉渣横向顶部

(a) Lateral top section of sediment



(b) 沉渣横向中部

(b) Lateral middle section of sediment

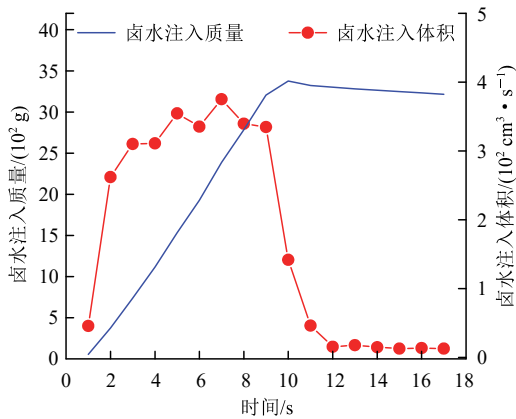


(c) Lateral bottom section of sediment
图 7 沉渣试样不同位置的横向剖面图

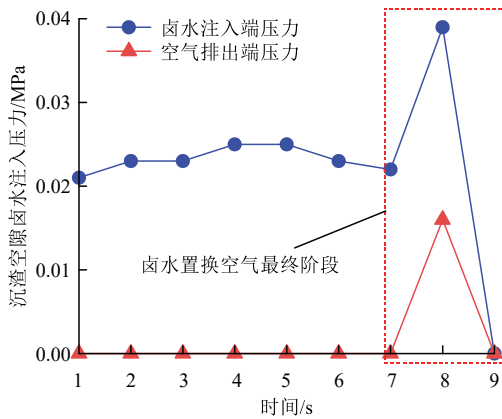
Fig.7 Sediment sample lateral sectional views at different locations

3.2 沉渣空隙初始注卤排气变化规律

图 8(a)为沉渣空隙注卤排气的卤水质量和体积变化曲线，发现注入沉渣空隙的卤水质量随时间线性增加，这说明卤水在空隙流动的摩阻低，卤水注入体积变化速率约为 $300 \text{ cm}^3/\text{s}$ 。图 8(b)为注卤端和排气端的压力变化曲线，注卤压力范围为 $0.020 \sim 0.025 \text{ MPa}$ ，排气端压力为 0 MPa ；在注卤排气末期，



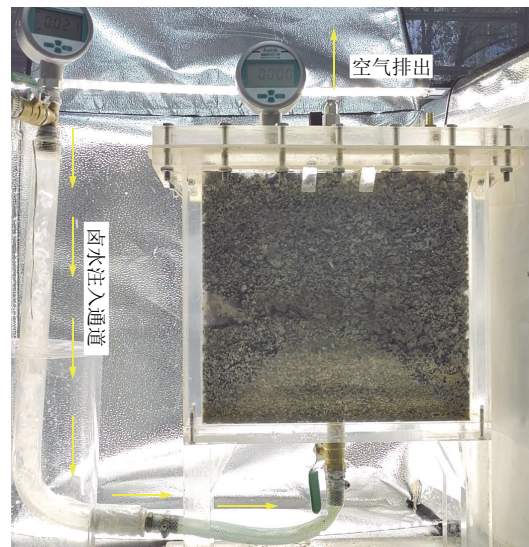
(a) 卤水注入质量及体积变化曲线
(a) Brine injection mass and volume change curves



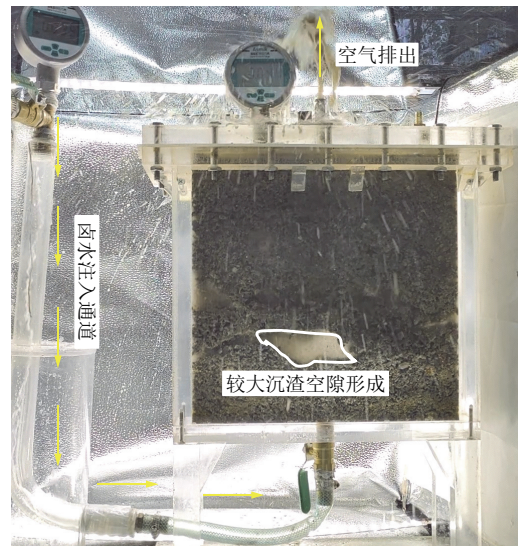
(b) 卤水注入端和排气端压力变化曲线
(b) Pressure change curves at brine injection and air discharge ends
图 8 沉渣空隙注卤排气过程中的流量和压力变化规律
Fig.8 Flow rate and pressure change patterns during brine injection and air discharge in sediment voids

注卤端压力产生波动，峰值压力为 0.04 MPa ，排气端同步产生 0.01 MPa 的压力，随后两端压力同步降为 0 MPa ，这说明注卤排气末期的卤水与空隙的摩阻增加，注卤端和排气端的压力同步变化，说明空隙连通性较好。

图 9(a)为沉渣空隙初始注卤排气试验的阶段特征，随着卤水持续注入，卤水压力导致沉渣颗粒产生运动，将底部沉渣颗粒向上运移，导致沉渣底部产生较大的沉渣空隙，如图 9(b)所示，并致使部分空隙产生暂时性堵塞，这解释了注卤排气末期注卤端产生的峰值压力。



(a) 初始注卤排气阶段
(a) Initial brine injection and air discharge phase



(b) 末期注卤排气阶段
(b) Terminal brine injection and air discharge phase

图 9 盐矿沉渣空隙注卤排气阶段特征
Fig.9 Test-phase characteristics of brine injection and air discharge in salt mine sediment voids

3.3 沉渣注采油质量及速率变化规律

图 10(a)为沉渣空隙注油排卤过程中卤水质量和体积变化速率，其中，卤水体积变化速率计算公式如下：

$$\xi = \Delta V / \Delta t_1 \quad (3)$$

式中： ξ 为体积变化速率， ΔV 为体流量的差值 (cm^3)， Δt_1 为对应体流量的时间差值(s)。初始阶段的排卤质量随时间线性增加，排卤体积变化速率为 $1 \text{ cm}^3/\text{s}$ 。排卤时间为 160 s 时，排卤质量随时间的变化斜率显著增加，排卤体积变化速率为 $2 \text{ cm}^3/\text{s}$ ，这表明石油在沉渣空隙流动过程中存在优势通道，在进入优势通道后，排卤速率显著增加。

图 10(b)为沉渣空隙注卤采油过程中柴油采出质量及质量变化速率，其中，石油质量变化率计算公式如下：

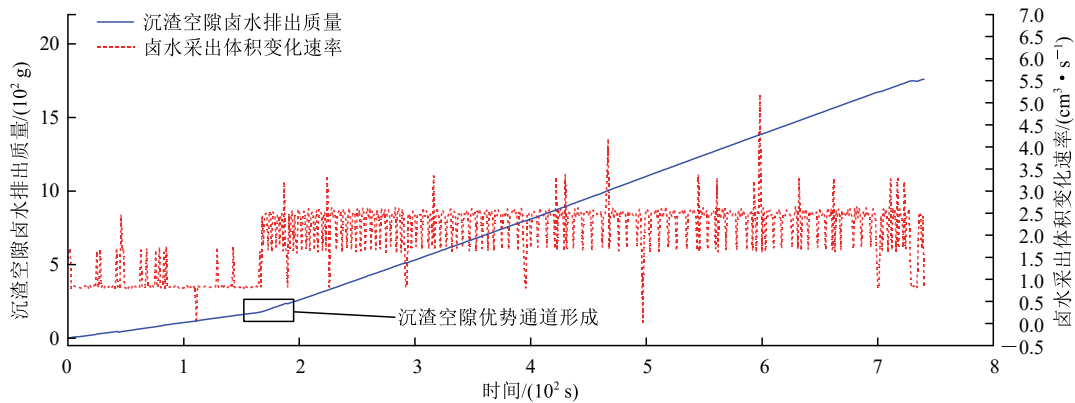
$$\omega = \Delta m / \Delta t_2 \quad (4)$$

式中： ω 为石油质量变化率， Δm 为质量流量的差值(g)， Δt_2 为对应质量流量的时间差值(s)。采油质量随时间线性增长，平均采油质量速率为 2 g/s 。采油时间为 340 s 时，采油质量随时间轻微波动，后续

采油质量又恢复至原有线性增长斜率，这说明沉渣空隙在注卤采油过程中发生局部暂时性淤堵，导致采油质量曲线波动，随后注卤压力冲破局部淤堵，使得采油质量速率恢复原有增长过程。

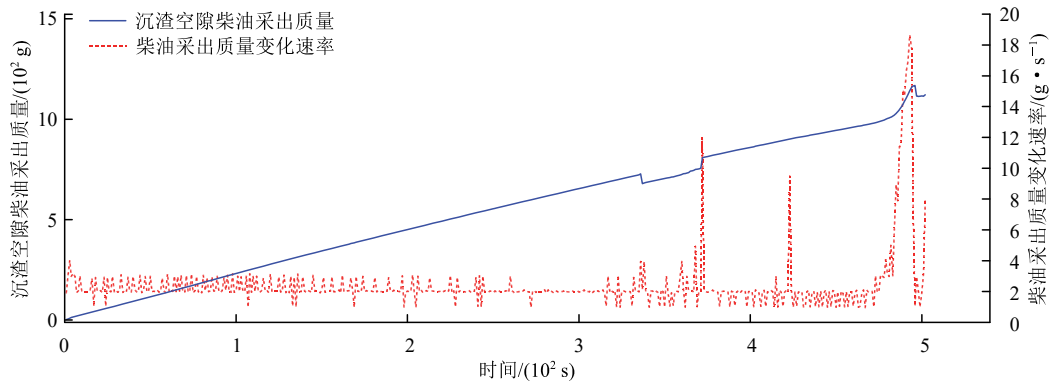
图 11(a)为沉渣空隙第 2 次注油排卤过程，监测注油系统的石油质量及变化速率，发现全过程柴油质量变化速率为 2.0 g/s ，注油系统的柴油质量随时间线性减小，这表明沉渣空隙的注油排卤通道基本形成，石油容易在空隙通道流动。图 11(b)为关闭排卤阀条件下的沉渣空隙注油过程，持续向腔内注入柴油，腔内油压升高，注油系统的石油质量随时间线性减小，这表明在压力作用下沉渣空隙仍具备储油空间。图 11(c)为沉渣空隙注卤采油过程，平均采油质量速率为 1.0 g/s ，采油质量随时间线性增加，柴油在注卤压力和腔内油压的共同作用下从沉渣空隙采出，未发生淤堵。

图 12(a)为第 3 次注油排卤过程中的卤水质量及体积变化速率，排卤质量随时间线性增加，平均排卤速率为 $2.5 \text{ cm}^3/\text{s}$ ，整个过程发生 3 次暂时性淤堵。图 12(b)为注卤采油过程中的矿油质量及体积变



(a) 沉渣空隙卤水排出质量及体积变化速率曲线

(a) Debrining mass and volume-change-rate curves from sediment voids



(b) 沉渣空隙柴油采出质量及质量变化速率曲线

(b) Diesel production mass and mass-change-rate curves from sediment voids

图 10 沉渣空隙卤水排出和柴油采出质量及变化速率

Fig.10 Debrining and diesel production mass, mass-change-rate and volume-change-rate from sediment voids

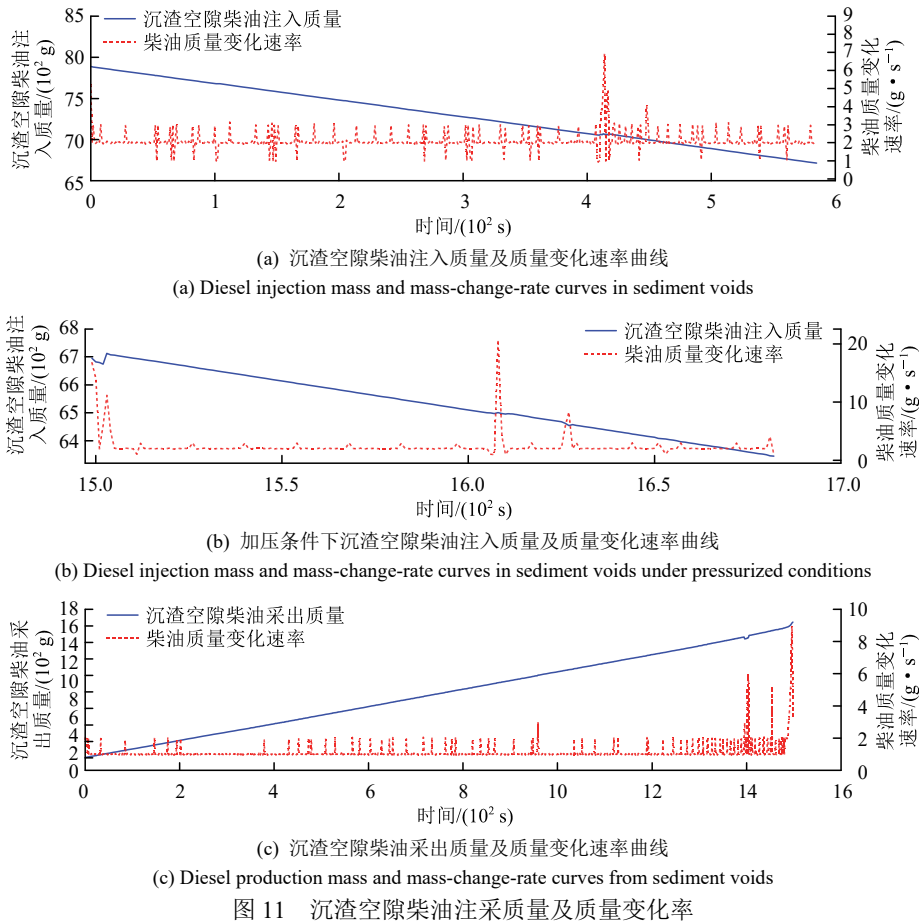


Fig.11 Diesel injection and production mass and mass-change-rate in sediment voids

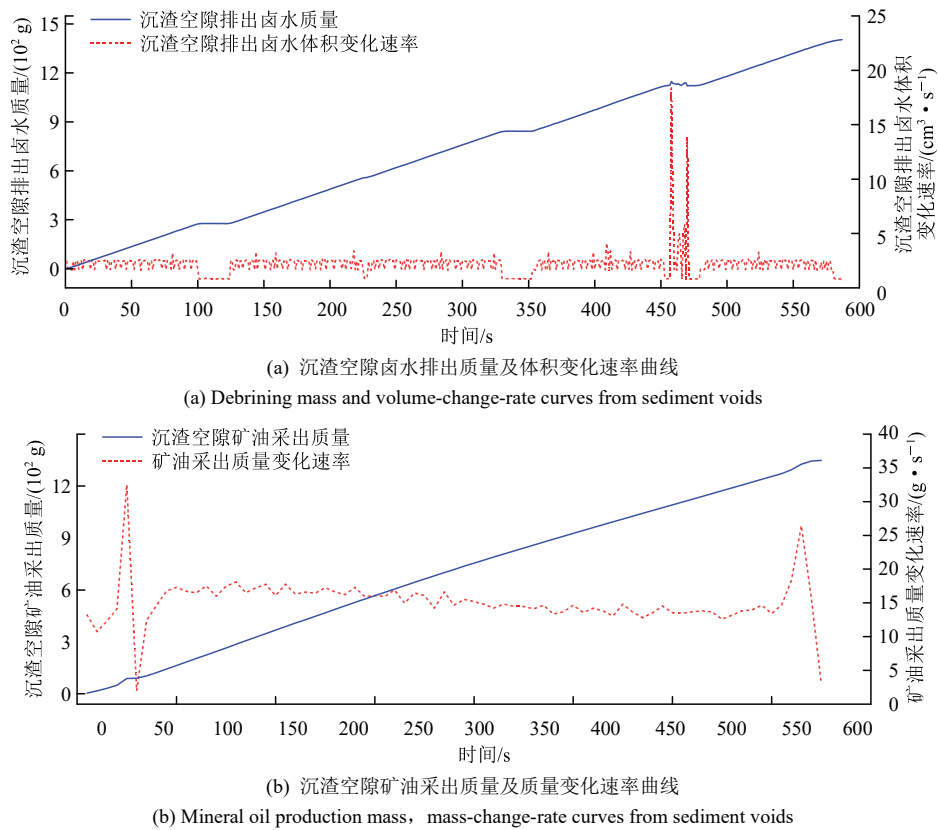


Fig.12 Debrining and mineral oil production mass, mass-change-rate and volume-change-rate from sediment voids

化速率，矿油平均采出速率为 15 g/s，明显高于同等试验条件下的柴油采出速率，这表明黏度是影响沉渣空隙注采油流动性能的重要参数，低黏度石油在沉渣空隙的采出速率显著高于高黏度石油，采油质量随时间线性增加。综上，低黏度矿油在沉渣空隙的流动摩阻小于高黏度柴油。

图 13(a)为第 4 次注油排卤过程中注油系统的矿油注入质量及变化速率，矿油平均注入速率为 2.0 g/s，矿油近乎匀速地注入沉渣空隙中，矿油质量随时间线性减小。图 13(b)为关闭排卤阀后矿油加压

注入过程的质量及变化速率，注油量仍随时间线性减小，注油速率从 2.0 g/s 降低为 1.5 g/s，这表明压力会提高沉渣空隙的储油能力。图 13(c)为注卤采油过程中石油质量及变化速率，石油平均采出速率为 17.5 g/s，略高于不加压条件下的采出速率，这表明腔内油压与注卤压力共同作用提高沉渣空隙采油速率，采油质量随时间线性增加，未发生明显淤堵。

表 2 分析了 4 次沉渣空隙注采油试验结果，发现沉渣注采油过程发生的暂时性堵塞具有随机性，在石油注采的流场作用下，沉渣颗粒的流动具有无

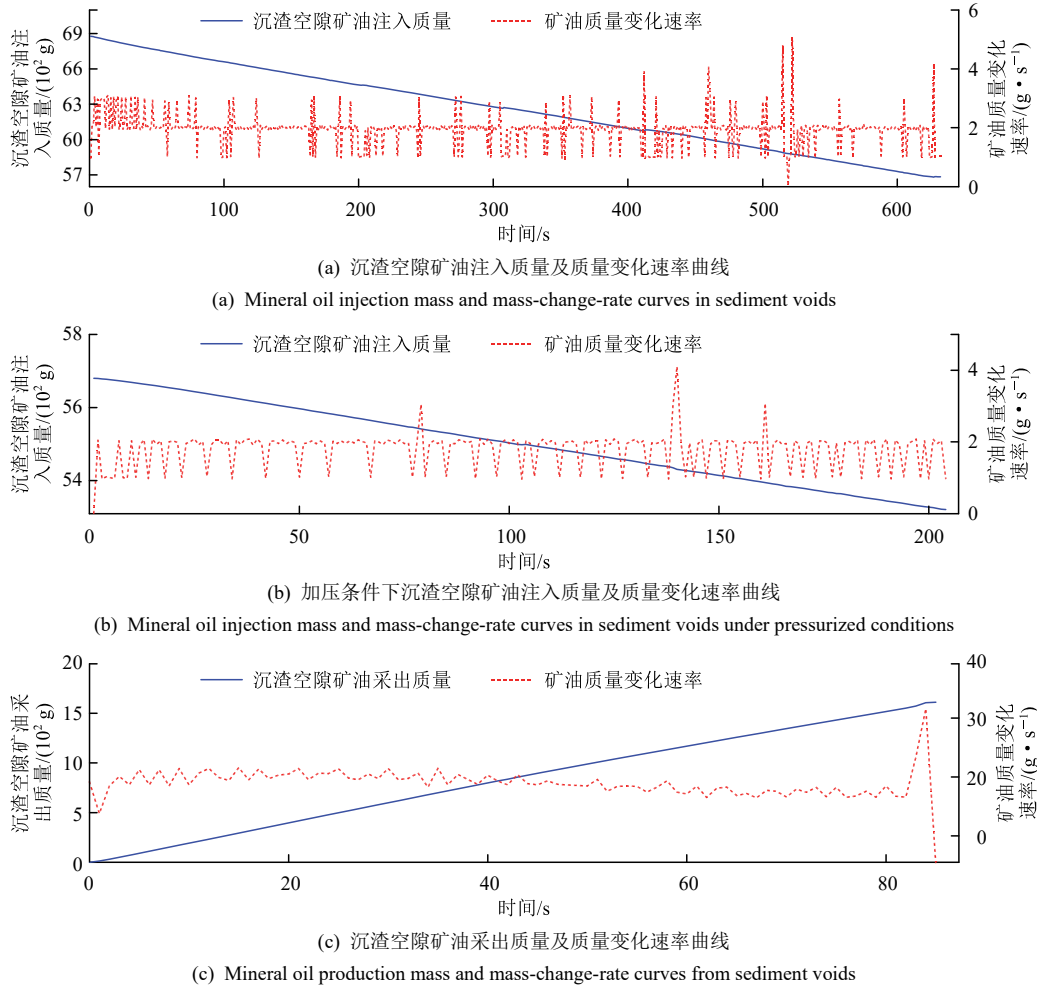


图 13 沉渣空隙矿油注采质量及变化速率

Fig.13 Mineral oil injection and production mass and mass-change-rate in sediment voids

表 2 沉渣空隙注采油试验结果特征分析

Table 2 Characteristic analysis of sediment void oil injection and production test results

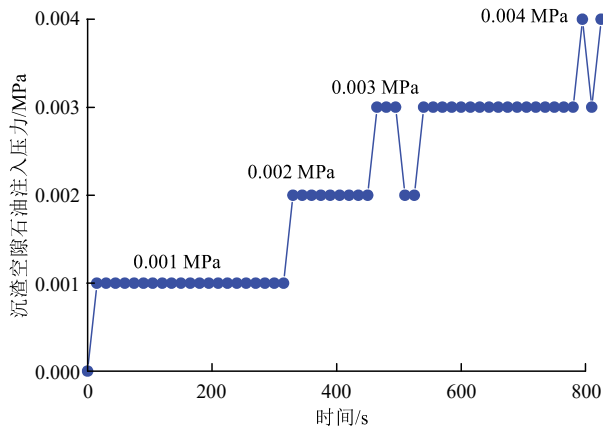
沉渣空隙注采油试验 (sediment void oil injection- production test)	是否产生堵塞 (clogging events (Yes/No))	注采油质量变化规律 (oil injection-production mass change pattern)	是否产生优势通道 (dominant flow channel formation (Yes/No))
首次柴油注采过程	采油过程发生暂堵	线性变化	是
加压柴油注采过程	注油过程发生暂堵	线性变化	否
矿油注采过程	注油过程发生暂堵	线性变化	否
加压矿油注采过程	无	线性变化	否

序性，部分小颗粒可能会在主要空隙流动通道产生无序堆积，进而导致沉渣空隙通道产生暂时性淤堵，但最终会被石油或卤水压力冲破。整体注采油过程均为线性变化，说明沉渣空隙连通性较好。沉渣空隙的优势渗流通道只发生在首次注油排卤过程中，后续的注采过程中的渗流通道基本保持稳定。

3.4 沉渣空隙注采油压力变化规律

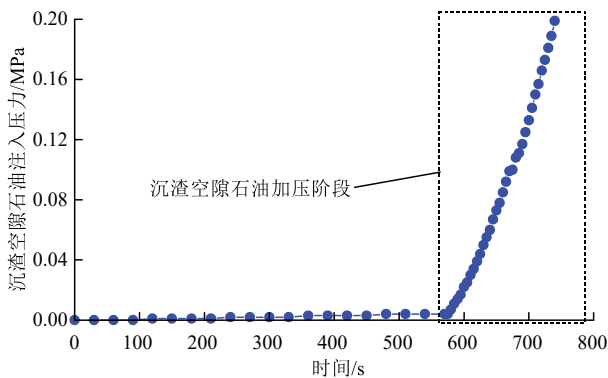
3.4.1 沉渣空隙柴油注采压力分析

图 14(a)为沉渣空隙柴油注入端压力变化，发现注油压力随时间呈阶梯上升，初始注油压力为 0.001 MPa，随着石油 - 卤水界面向沉渣底部移动，石油与沉渣的摩阻增加，注油压力上升并达到 0.002 MPa，石油继续向沉渣空隙注入，当注油压力小于石油与沉渣的摩阻时，注油压力上升至 0.003 MPa，完成沉渣空隙注油排卤的全过程后，最高注油压力为 0.004 MPa，这表明 0.004 MPa 的注油压力可克服石油与卤水在测试沉渣样品的全部摩阻。



(a) 沉渣空隙柴油注入端压力变化曲线

(a) Pressure change curve at diesel injection end in sediment voids



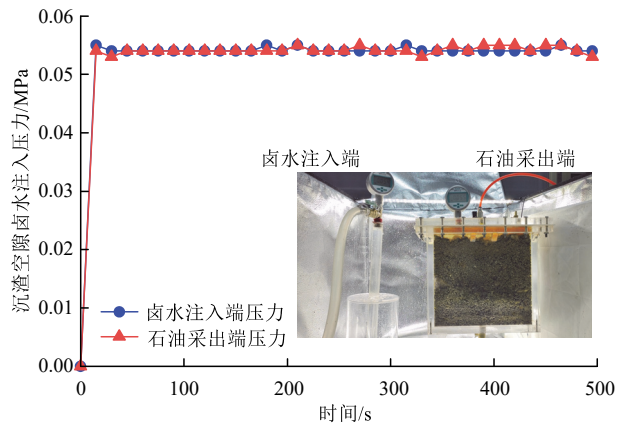
(c) 加压条件下沉渣空隙注油端压力变化曲线

(c) Pressure change curve at diesel injection end in sediment voids under pressurized conditions

图 14(b)为沉渣注卤采油过程中的注卤端和采油端的压力变化，发现两端压力同步变化，两端压力均在较短时间达到峰值压力 0.055 MPa，随后在峰值压力附近产生微小波动。注卤端压力在极短的时间内略高于采油端压力，这说明卤水在沉渣空隙驱替石油时受到较小的摩阻作用，从而产生微弱的压力波动。

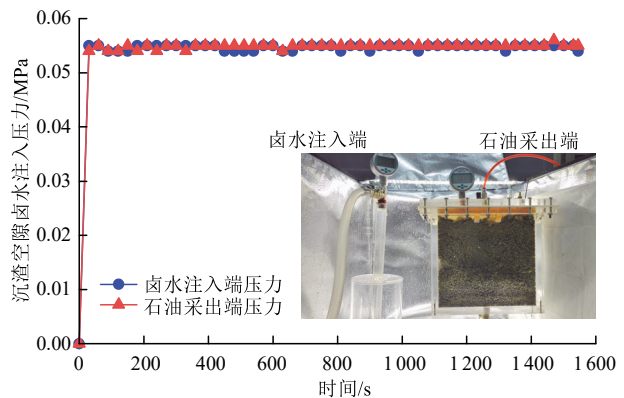
图 14(c)为加压条件下的柴油注入压力变化，注油时间达到 550 s 时，油卤界面下降至沉渣底部。关闭排卤阀，继续向沉渣内部注入石油，发现石油压力随时间近乎线性增加，最终达到 0.20 MPa。这表明在注油压力作用下，石油的压缩特性使得沉渣空隙的储油能力进一步提高。

图 14(d)为加压后注卤端和采油端的压力变化，发现两端的压力同步变化，峰值压力为 0.055 MPa。与不加压注卤采油过程相比，峰值压力相同，但采油时间显著增加。



(b) 沉渣空隙卤水注入端和石油采出端压力变化曲线

(b) Pressure change curves at brine injection and oil production ends in sediment voids



(d) 加压结束后下沉渣空隙卤水注入端和石油采出端压力变化曲线

(d) Pressure change curves at brine injection and oil production ends in sediment voids after pressure release

图 14 不同条件下沉渣空隙柴油注入端和排卤端压力变化规律

Fig.14 Pressure change patterns at diesel injection and debrining ends in sediment voids under different conditions

3.4.2 沉渣空隙矿油注采压力分析

图 15(a)为注油排卤过程中矿油注入端压力变化，注油压力随时间呈现阶梯增长，矿油的峰值压力为 0.003 MPa，小于同等测试条件下的柴油注入压力，这表明矿油在沉渣空隙流动的摩阻小于柴油。图 15(b)为注卤采油过程中注卤端和采油端的压力变化，注卤端的压力始终略高于采油端压力，且两端压力变化趋势相同，这表明注卤端的压力变化通过沉渣空隙传递到采油端。

图 15(c)为加压环境下矿油注入压力变化，注油时间到达 600 s 时压力开始上升，峰值压力为 0.18 MPa。图 15(d)为加压后注卤端和采油端压力变化，发现注卤端压力仍略高于排卤端压力，注采油两端压力变化趋势平稳，这表明在压力的作用下，沉渣空隙注采矿油的能力进一步增加。

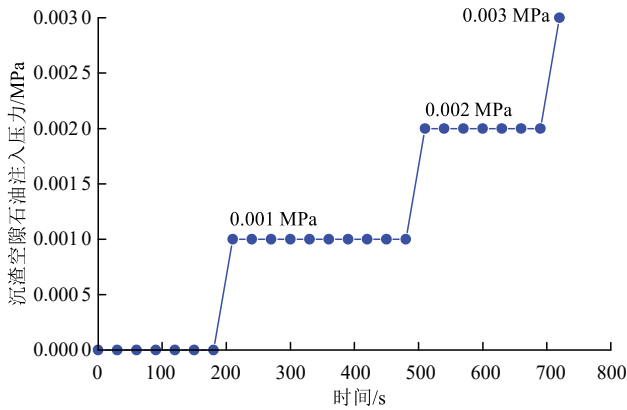
3.4.3 沉渣空隙淡卤水注采压力分析

图 16 为沉渣空隙注水端和排水端压力变化，发现注水端和排水端的压力为 0.050 MPa，低于注卤

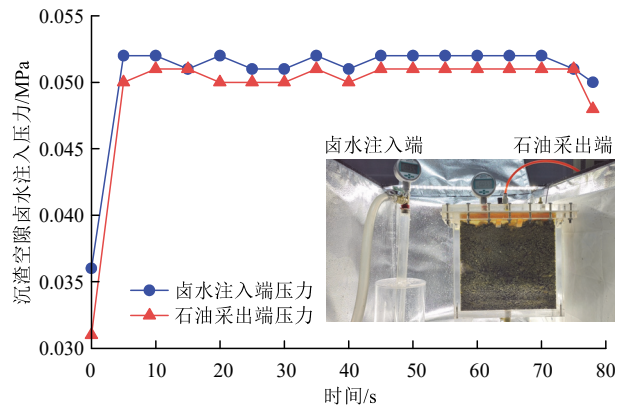
采油的 0.055 MPa，因为卤水在空隙中的摩阻低于石油在空隙中的摩阻，此外，沉渣中夹杂部分可溶的盐岩颗粒，在注水排水过程中，盐岩颗粒的溶解会导致沉渣堆积体的空隙特性发生变化，提高了沉渣的水力连通性和空隙率，降低注水排水过程中的摩阻。这一发现为后续注采油过程中发生的空隙暂时性堵塞提供了解决方案，并进一步验证沉渣空隙良好的连通性和注采油能力。

3.5 沉渣空隙石油 - 卤水界面演化规律

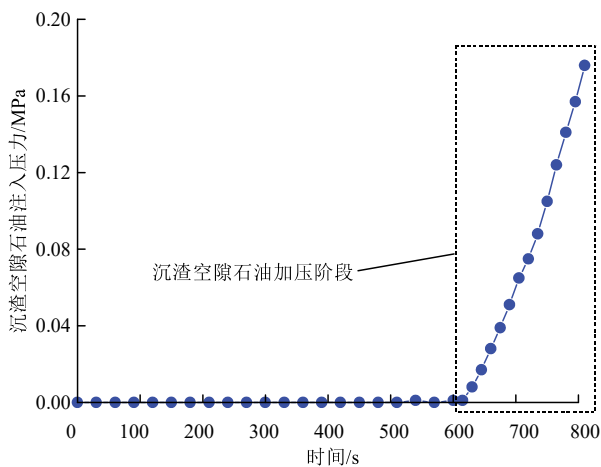
利用盐矿沉渣储油需关注石油 - 卤水界面演化规律，它不仅影响石油与卤水在沉渣空隙中驱替效率，也影响石油 - 卤水两相运移规律。图 17 为沉渣空隙柴油 - 卤水界面演化阶段，可以分为 3 个阶段：石油注入沉渣空隙初期阶段，石油注入沉渣空隙中期阶段和石油注入沉渣空隙终期阶段。在初期阶段，石油通过管道到达沉渣的顶部并与卤水接触，此时石油 - 卤水界面较为平整，如图 17(a)所示。在中期阶段，随着注油压力的增加，石油逐渐向下



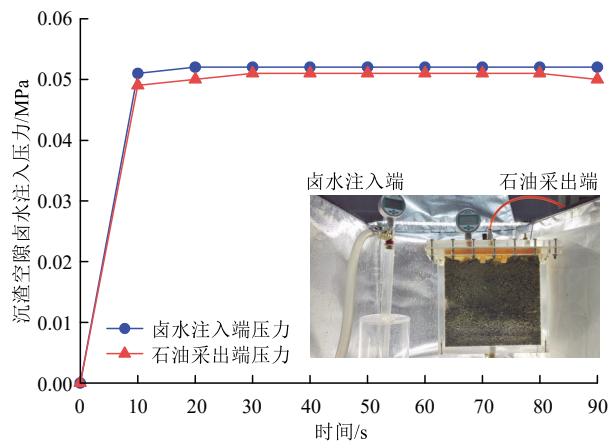
(a) Pressure change curve at mineral oil injection end in sediment voids



(b) Pressure change curves at brine injection and oil production ends in sediment voids



(c) Pressure change curve at mineral oil injection end in sediment voids under pressurized conditions



(d) Pressure change curves at brine injection and oil production ends in sediment voids after pressure release

图 15 不同条件下沉渣空隙矿油注入端和卤水排出端压力变化规律

Fig.15 Pressure variation patterns at mineral oil injection and debrining ends of sediment voids under different conditions

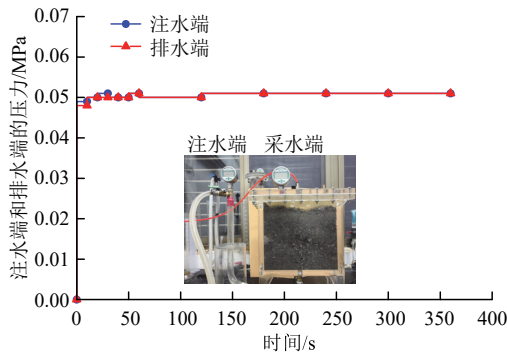


图 16 沉渣空隙注水与排水端压力变化规律

Fig.16 Sediment void water injection and drainage end pressure variation patterns

驱替空隙中的卤水，到达沉渣空隙的内部石油会优先流经空隙大且摩阻小的通道，石油 - 卤水界面呈现出指进现象，如图 17(b)所示。在终期阶段，石油持续向沉渣空隙注入，石油 - 卤水界面达到沉渣底部，整个沉渣空隙几乎被石油充填，如图 17(c)所示。

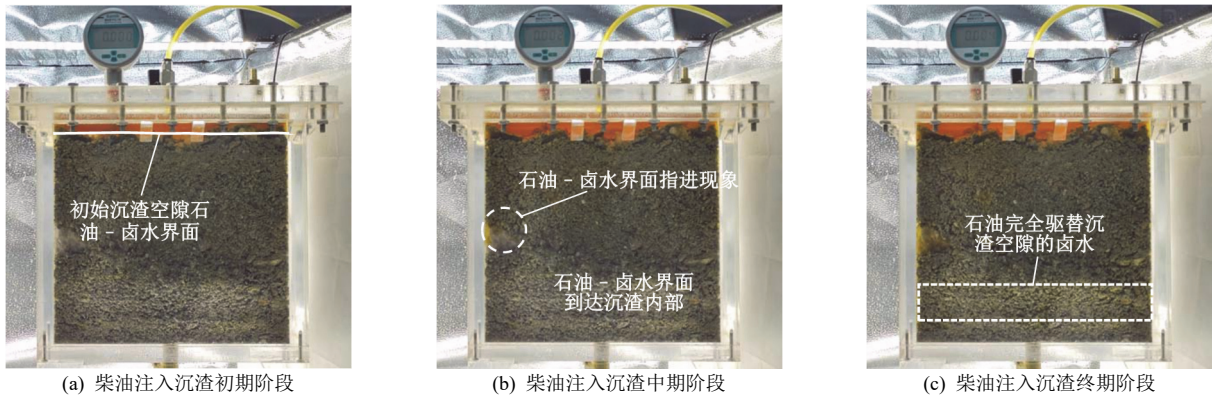
图 18 为沉渣空隙矿油 - 卤水界面演化阶段，分为 3 个阶段：石油注入沉渣空隙初期阶段，石油注入沉渣空隙中期阶段和石油注入沉渣空隙终期阶

段。在初期阶段，石油到达沉渣的顶部，石油 - 卤水界面较为平整，如图 18(a)所示。在中期阶段，石油到达沉渣空隙内部，由于矿油自身的运动黏度低，石油 - 卤水界面尚未观察到明显的指进过程，如图 18(b)所示。在终期阶段，随着注油压力的增加，石油 - 卤水界面持续向下移动，石油逐渐充填沉渣空隙，如图 18(c)所示。

4 讨论

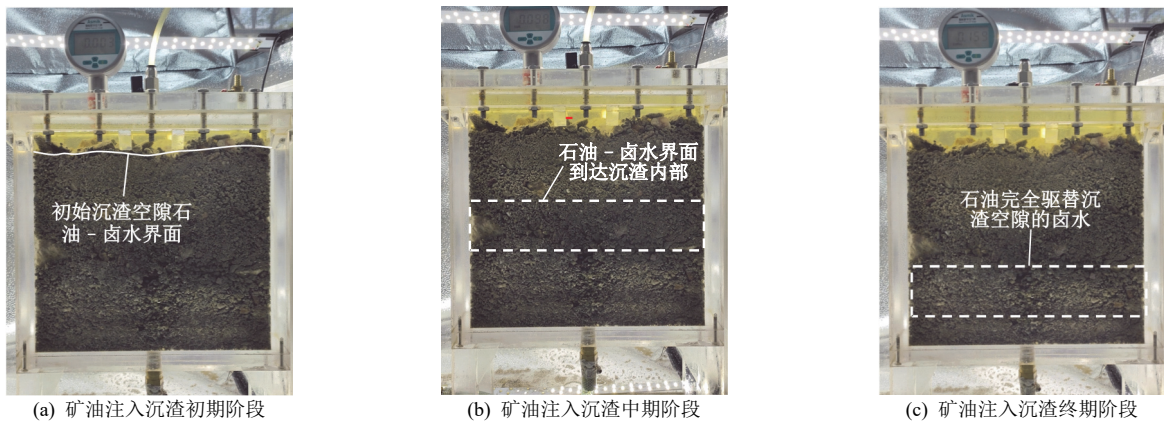
4.1 沉渣空隙注采油运移规律分析

图 19(a)为沉渣空隙注油排卤过程中的颗粒运移规律，沉渣包括小颗粒沉渣及大颗粒沉渣，在注油排卤过程中，卤水和石油携带小颗粒在大颗粒之间形成的渗流空隙通道中流动，在长期的注油排卤的流场作用下，形成的沉渣空隙运移通道会逐渐趋于稳定。在石油和卤水的流场作用下，小颗粒沉渣可能会在油卤运移通道上堆积产生淤堵，而注油驱替压力会携带小颗粒沉渣运移，进而冲破空隙暂时性淤堵。



(a) Initial stage of diesel injection to sediments (b) Intermediate stage of diesel injection to sediments (c) Terminal stage of diesel injection to sediments
图 17 沉渣空隙注油排卤过程中柴油 - 卤水界面演化阶段

Fig.17 Diesel-brine interface evolution stages during oil injection and brine production in sediment voids



(a) Initial stage of mineral oil injection to sediments (b) Intermediate stage of mineral oil injection to sediments (c) Terminal stage of mineral oil injection to sediments
图 18 沉渣空隙注油排卤过程中矿油 - 卤水界面演化阶段

Fig.18 Mineral oil-brine interface evolution stages during oil injection and brine production in sediment voids

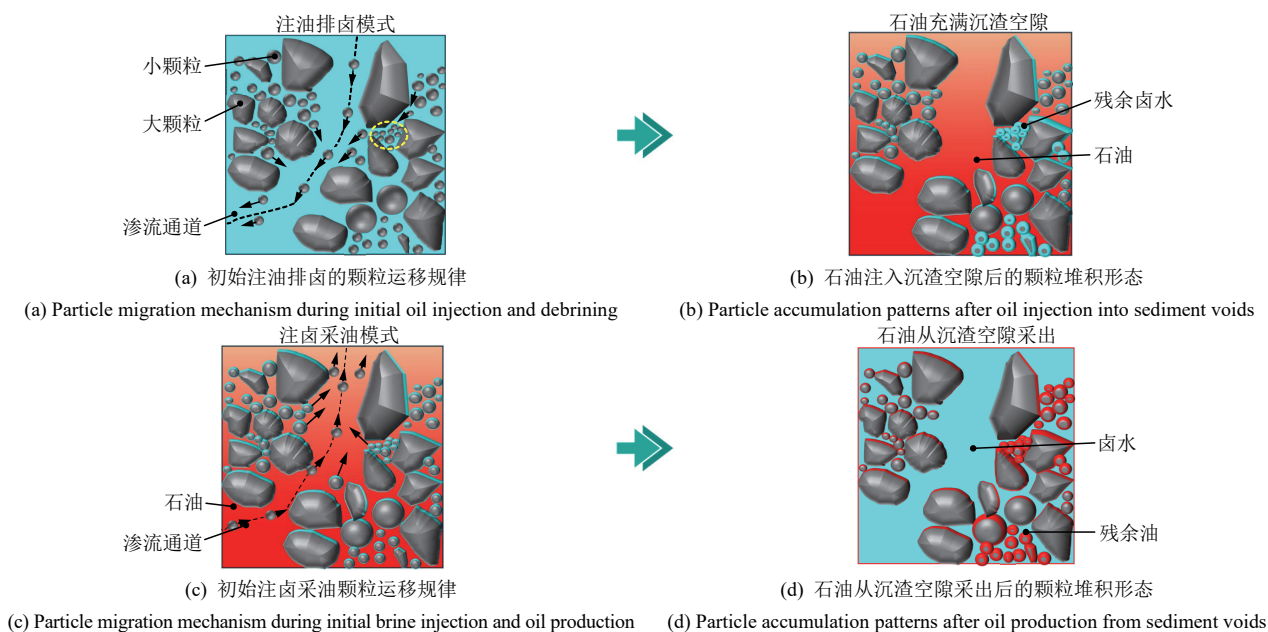


图 19 沉渣空隙注采油过程中颗粒的运移机制及堆积形态示意图

Fig.19 Particle migration mechanisms and accumulation patterns in sediment voids during oil injection and production

在沉渣空隙注油排卤结束后，沉渣的大部分空隙被石油充填，部分沉渣颗粒表面和空隙内部仍会残留部分卤水，且部分封闭沉渣空隙仍会残留空气，如图 19(b)所示。

图 19(c)为沉渣空隙注卤采油过程中的颗粒运移规律，在注卤采油阶段，注入卤水产生的驱替压力需要克服石油自身重力及卤水和石油在沉渣空隙的摩阻，逐渐将沉渣空隙中的石油采出，同样也存在主要渗流通道，渗流通道可能会被流场携带的随机的小颗粒堵塞，注卤压力会将堵塞疏通。

在沉渣空隙注卤采油结束后，部分沉渣空隙内部仍会滞留部分残余油，导致微小部分的石油损耗，但是这种损耗类型是一次性的，因为沉渣颗粒表面及部分不连通空隙已经被石油吸附或填充，在后续的沉渣空隙注采油过程中的石油损耗会逐渐降低，如图 19(d)所示。

4.2 沉渣空隙注采油力学行为分析

在盐矿沉渣空隙注采油过程中，受力主要包括：石油和卤水重力、石油和卤水的驱替压力、以及石油和卤水在沉渣空隙中摩擦阻力。在注油排卤过程中，石油自身重力和驱替压力作为动力，卤水重力、石油和卤水在沉渣空隙的摩擦力作为阻力。在注卤采油过程中，卤水的驱替压力和自身重力作为动力，石油重力、石油和卤水在空隙的摩擦力作为阻力。除上述宏观的作用力，微观毛细管力也是影响沉渣空隙注采油过程中的重要因素，其公式如下^[26]：

$$P_c = 2\sigma \cos \theta / r \quad (5)$$

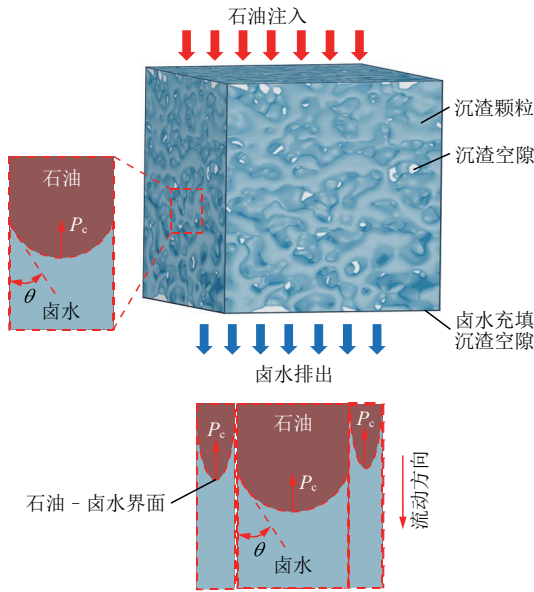
式中： P_c 为毛细管力， r 为毛细管半径， σ 为液膜的表面张力， θ 为液膜与沉渣边界的夹角。毛细管力的大小与岩石沉渣的属性密切相关，试验盐矿沉渣颗粒矿物成分主要包括钙芒硝、硬石膏和泥岩，均表现为亲水特性。

在盐矿沉渣空隙注油排卤过程中，毛细管力作为阻力会抑制石油的注入，石油-卤水界面会形成上凹形，如图 20(a)所示。根据式(5)，毛细管力随着半径的减小而增大。因此，毛细管阻力在半径较小的沉渣空隙通道会变大，导致其油-卤界面落后于半径较大的沉渣空隙通道，这说明沉渣颗粒之间的空隙通道半径越大，注油效率越高。

在盐矿沉渣空隙注卤采油过程中，毛细管力作为动力提高采油效率，会形成上凹形的油-卤界面，如图 20(b)所示。毛细管力在半径小的沉渣空隙通道较大，因此，在注卤采油过程中，半径较小的沉渣空隙通道的石油首先被采出，导致其油-卤界面会超前于半径较大的空隙通道。

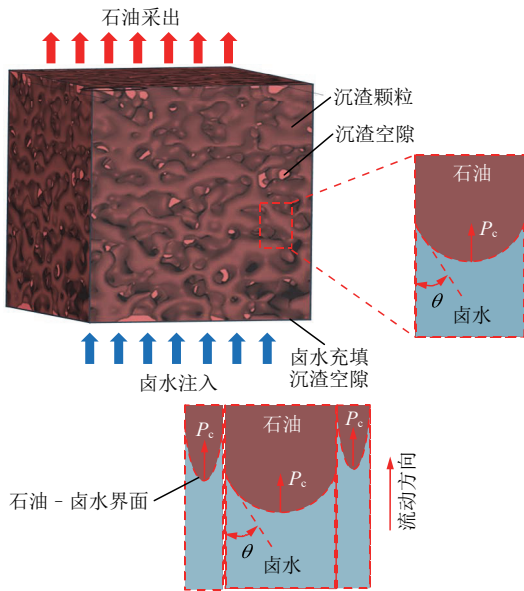
4.3 沉渣空隙储油能力评价分析

图 21 为某地下盐矿沉渣空隙注采油设计方案，利用沉渣空隙储油时，石油从两侧井口(C1#和 C2#)注入，首先进入盐穴净卤水空间，然后进入沉渣空隙内部，驱替沉渣空隙中的卤水，卤水经过沉渣底部水平通道，通过中间排卤井(C3#)排出。利用沉渣



(a) 注油排卤模式的毛细管力作用

(a) Capillary force behavior during oil injection and debrining mode



(b) 注卤采油模式的毛细管力作用

(b) Capillary force behavior during brine injection and oil production mode

图 20 盐矿沉渣空隙注采油过程中的毛细管力作用规律

Fig.20 Capillary force behavior in salt mine sediment voids during oil injection and production

空隙采油时，卤水从中间注卤井注入，石油从两侧采油井采出。通过现场“注卤排卤”试验研究，测试得到沉渣空隙的摩阻低，空隙连通性较好^[27-28]。

如果利用传统的盐穴储油模式，储油空间仅为沉渣顶部的净卤水空间，声呐测腔体积为 $1.70 \times 10^5 \text{ m}^3$ 。根据实际卤水生产数据估算，该盐矿的采动空间约为 $1.66 \times 10^6 \text{ m}^3$ 。沉渣掩埋空间体积为 $1.49 \times 10^6 \text{ m}^3$ ，近 90% 的采动空间被沉渣堆积体掩埋。保守估计，假设沉渣空隙利用率达到 40%，而沉渣空隙空间约 50% 可用于储油，沉渣空隙有效储油体积计算公式

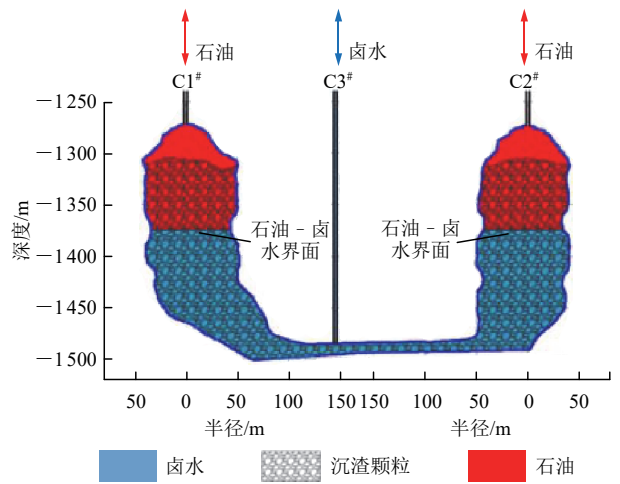


图 21 某盐矿沉渣空隙注采油设计方案

Fig.21 Oil injection and production design scheme for salt mine sediment voids

如下：

$$V_{\text{有效}} = V_{\text{沉渣}} \times 40\% \times 50\% \quad (6)$$

式中： $V_{\text{有效}}$ 为沉渣空隙中有效储油体积， $V_{\text{沉渣}}$ 为被沉渣掩埋的盐穴采动空间体积(沉渣堆积体积)。

通过式(6)计算得到沉渣空隙有效储油空间为 $2.98 \times 10^5 \text{ m}^3$ ，整个盐穴储油规模可提升至 $4.70 \times 10^5 \text{ m}^3$ 。相较于传统盐穴储油技术，沉渣空隙储油可至少使得原有盐穴储油能力提升 2.80 倍。

5 结 论

针对高杂质盐矿石油储备库建设的工程难题，以湖北云应沉渣样品为研究对象，提出了利用盐矿沉渣空隙储油技术构想。构建了沉渣特性-沉渣储油能力的评价体系，系统研究了石油/卤水与沉渣液固耦合作用机制注采油机制，探索了注采油过程中空隙淤堵风险，揭示了石油和卤水在沉渣空隙中的运移规律，为高杂质盐矿储油库建设提供科学依据。利用沉渣空隙储油是深地盐穴储能扩容的颠覆性关键技术，可有效突破我国高杂质盐矿建库瓶颈，显著提高我国石油储备规模。主要研究结论如下：

(1) 分析了沉渣的基本特性(空隙率和连通性)和储油能力条件。结果表明云应沉渣空隙率可达 40% 以上，具有充足的空间储油空间，沉渣空隙整体连通性良好，可满足沉渣注采油的基本条件。

(2) 开展了多轮次的沉渣注采油试验，结果表明石油与卤水在空隙中的流动摩阻较小，注采油质量随时间呈现线性相关趋势。只有首次注油排卤过程中才会形成优势渗流通道，后续注采油过程渗流

通道保持稳定不变。

(3) 探索了注采油过程中空隙淤堵风险,通过实时监测石油-卤水界面以及注采油端、注排卤端的压力和速率分析注采油过程的淤堵,发现石油-卤水界面存在指进现象,注采油压力和速率无明显异常波动,注采油过程中发生的暂时性淤堵具有随机性,整体沉渣注采油淤堵风险较低。

(4) 揭示了石油和卤水在沉渣空隙中的运移规律,沉渣空隙注油压力随油卤界面的下降呈阶梯上升。沉渣表现为亲水特性,毛细管力有利于提高盐矿沉渣的注卤采油效率。

参考文献(References):

- [1] 黄维和,韩景宽,王玉生,等.我国能源安全战略与对策探讨[J].中国工程科学,2021,23(1):112-117.(HUANG Weihe, HAN Jingkuan, WANG Yusheng, et al. Strategies and countermeasures for ensuring energy security in China[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(1): 112-117.(in Chinese))
- [2] ZHANG N, YANG C, SHI X, et al. Analysis of mechanical and permeability properties of mudstone interlayers around a strategic petroleum reserve cavern in bedded rock salt[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2018, 112: 1-10.
- [3] 黄宽,张万益,王丰翔,等.地下空间储能国内外发展现状及调查建议[J].中国地质,2024,51(1):105-117.(HUANG Kuan, ZHANG Wanyi, WANG Fengxiang, et al. Development status of underground space energy storage at home and abroad and geological survey suggestions[J]. Geology in China, 2024, 51(1): 105-117.(in Chinese))
- [4] 彭元正.我国石油储备现状及体系构建的政策建议[J].中国石油企业,2015,(7):21-28.(PENG Yuanzheng. Current situation of China's petroleum reserves and policy suggestions for system construction[J]. China Petroleum Enterprises, 2015, (7): 21-28.(in Chinese))
- [5] BAI W Z, SHI X L, ZHU S J, et al. Leakage risk assessment system for salt cavern hydrogen storage[J]. Deep Underground Science and Engineering, 2025, <https://doi.org/10.1002/dug2.70011>.
- [6] HUANG L C, FANG Y L, HOU Z M, et al. A preliminary site selection system for underground hydrogen storage in salt caverns and its application in Pingdingshan, China[J]. Deep Underground Science and Engineering, 2024, 3(1): 117-128.
- [7] 施锡林,尉欣星,杨春和,等.中国盐穴型战略石油储备库建设的问题及对策[J].中国科学院院刊,2023,38(1):99-111.(SHI Xilin, WEI Xinxing, YANG Chunhe, et al. Problems and countermeasures for construction of China's salt cavern type strategic oil storage[J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences, 2023, 38(1): 99-111.(in Chinese))
- [8] HART D, ZEITLER T, SOBOLIK S. 2022 Annual report of available drawdowns for each oil storage cavern in the strategic petroleum reserve[R]. New Mexico, California: Sandia National Laboratories, 2022.
- [9] BÉREST P, BROUARD B. Safety of salt caverns used for underground storage blow out; mechanical instability; seepage; cavern abandonment[J]. Oil and Gas Science and Technology, 2003, 58(3): 361-384.
- [10] ZHANG N, SHI X L, WANG T T, et al. Stability and availability evaluation of underground strategic petroleum reserve (SPR) caverns in bedded rock salt of Jintan, China[J]. Energy, 2017, 134: 504-514.
- [11] 施锡林,马洪岭,章雨豪.高杂质盐矿已有溶腔大规模储气技术研究进展[J].山东科技大学学报:自然科学版,2020,39(4):55-65.(SHI Xilin, MA Hongling, ZHANG Yuhao. Advances of large-scale gas storage technology in existing salt caverns in high-insoluble salt formations[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology: Natural Science, 2020, 39(4): 55-65.(in Chinese))
- [12] LIANG X P, MA H L, CAI R, et al. Study of impact of sediment on the stability of salt cavern underground gas storage[J]. Energies, 2023, 16(23): 7825.
- [13] 王斌.金坛盐穴储气库注气排卤管口附近沉渣颗粒运动规律研究[J].土工基础,2020,34(4):515-519.(WANG Bin. Movements of sediment particles near the inlet of a brine discharge pipe of a salt cavern gas storage[J]. Soil Engineering and Foundation, 2020, 34(4): 515-519.(in Chinese))
- [14] LI P, LI Y P, SHI X L, et al. Prediction method for calculating the porosity of insoluble sediments for salt cavern gas storage applications[J]. Energy, 2021, 221: 119815.
- [15] 马洪岭,梁孝鹏,赵凯,等.山东泰安盐穴储气库地质可行性分析[J].隧道与地下工程灾害防治,2022,4(2):19-27.(MA Hongling, LIANG Xiaopeng, ZHAO Kai, et al. Geological feasibility analysis of Tai'an salt cavern gas storage in Shandong Province[J]. Hazard Control in Tunnelling and Underground Engineering, 2022, 4(2): 19-27.(in Chinese))
- [16] WEI X X, SHI X L, LI Y P, et al. Feasibility analysis of a novel salt cavern oil storage (SCOS) construction method in high-impurity salt mines[J]. Acta Geotechnica, 2025, 20: 5845-5871.
- [17] WEI X X, SHI X L, LI Y P, et al. Optimization of engineering for

- the salt cavern oil storage(SCOS) during construction in China[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, 233: 212567.
- [18] 李银平, 马洪岭, 施锡林, 等. 我国盐穴地下储库建设的挑战与对策研究——从“金坛模式”到“XX 模式”[J]. *岩土力学*, 2024, 45(10): 2 859 - 2 869.(LI Yinping, MA Hongling, SHI Xilin, et al. Challenges and countermeasures in salt cavern underground storage in China—from “Jintan mode” to “XX mode” [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2024, 45(10): 2 859 - 2 869.(in Chinese))
- [19] WEI X X, SHI X L, LI Y P, et al. Experimental and theoretical research on the feasibility of oil storage in sediment voids for salt cavern oil storage (SCOS)[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, 250: 213851.
- [20] 李 朋, 李银平, 施锡林, 等. 多夹层盐矿水采沉渣空隙特征与储气能力评价[J]. *岩土力学*, 2022, 43(1): 76 - 86.(LI Peng, LI Yinping, SHI Xilin, et al. Pore characteristics and volume capacity evaluation of insoluble sediments for gas storage in multi-interbedded salt formations[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2022, 43(1): 76 - 86.(in Chinese))
- [21] 王自敏. 提高对接井盐穴储气库沉渣空间利用率实验研究[硕士学位论文][D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.(WANG Zimin. Experimental study on increasing space utilization rate of sediment in butt well salt cavern gas storage[M. S. Thesis][D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2020.(in Chinese))
- [22] 郑雅丽, 邱小松, 丁国生, 等. 盐穴储气库残渣空间利用实验研究[J]. *盐科学与化工*, 2019, 48(11): 14 - 19.(ZHENG Yali, QIU Xiaosong, DING Guosheng, et al. Experimental research on using residue void space in salt cavern gas storage[J]. *Journal of Salt Science and Chemical Industry*, 2019, 48(11): 14 - 19.(in Chinese))
- [23] LI P, LI Y P, SHI X L, et al. Experimental and theoretical research on the debrining process in sediments for a gas storage salt cavern[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, 225: 211667.
- [24] LI Q H, LIU W, JIANG L L, et al. Harnessing sediment voids of low-grade salt mines for compressed air energy storage: Experimental and theoretical insights[J]. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2025, 35(8): 1 303 - 1 322.
- [25] WEI X X, SHI X L, LI Y P, et al. Experimental study of the crude oil storage in underground salt cavern sediment void with high impurity salt mines[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, 252: 213923.
- [26] WEI X X, SHI X L, LI Y P, et al. Oil flows in the insoluble sediment voids for the underground salt cavern oil energy storage: Insights from liquid-liquid two-phase flow[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, 254: 214026.
- [27] LI Y P, SHI X L, CHEN X S, et al. Field experiment research on the penetrability of insoluble sediment in high-impurity salt mine caverns[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2026, 257(A): 214196.
- [28] LI P, LI Y P, SHI X L, et al. Frictional loss and permeability estimation of sediment in salt cavern: A combined approach of mathematical model, experimental validation, and numerical simulations[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, 244: 213497.