

基于机理模型的储气库排水扩容数值模拟



刘洁¹, 周星宇², 闵忠顺¹, 刘睿², 谢丛姣^{2,*}, 李明晓²

¹中石油辽河油田分公司研究院, 辽宁盘锦 124010

²中国地质大学(武汉)资源学院, 湖北武汉 430074

摘要: 水淹油气藏建库在国外已有先例, 国内还没有同类型储气库建设的成功经验。本文以辽河油田 M19 块强水淹层状气顶油藏改建储气库为例开展储气库排水扩容数值模拟研究, 解决强水淹条件下如何优化井网设计、优选调峰时机, 以解决高效排水逐步形成有效储气空间的技术难题。论文以气藏数值模拟技术为手段, 应用机理模型建立储气库排水扩容数值模型, 通过多种方案比选, 分别讨论了注采井网、水平井位、射孔层位、注采时机、周期注气量等因素对排水量、原油采收率的影响, 对影响气液界面运动和驱液效果的各种因素进行了模拟研究, 分析了在气驱排液条件下油气水运移机理。模拟结果表明: 九点法注采井网, 水平井高点注气, 水平井上层射孔、直井下层射孔的状态下, 累积排水、累积产油、最终采出程度最大, 且累积产油量、累积排水量与注气量呈正相关关系, 说明这种井网方式下驱替效率更高, 波及体积更大, 更有利于气驱排水。采用注气排液 4 个月, 注气憋压 3 个月, 平衡期 1 个月, 产气 4 个月, 布九点法井网, 水平井高点注气, 生产井低层位射孔排液, 六个周期循环注采后, 排液效果最好, 能提高原油采收率 5%, 在运行压力许可范围内现有月均注气量可提高至 1.2 倍。该研究成果将进一步指导 M19 储气库高效排水建库方式设计, 不仅可以达到建库的目的, 同时可以提高原油采收率, 实现效益双赢, 还能为同类储气库建设提供借鉴。

关键词: 强水淹层状气顶油藏; 机理模型; 储气库; 数值模拟

DOI: [10.57237/j.jest.2022.01.002](https://doi.org/10.57237/j.jest.2022.01.002)

Numerical Simulation of Draining and Expanding of Gas Storage Based on Mechanism Model

Liu Jie¹, Zhou Xingyu², Min Zhongshun¹, Liu Rui², Xie Congjiao^{2,*}, Li Mingxiao²

¹Research Institute of Liaohe Oilfield, CNPC, Panjin 124010, China

²School of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

Abstract: There are precedents for the construction of flooded hydrocarbon reservoir into gas storage abroad, but there is no successful experience of the same type of gas storage in China. This paper takes the reconstruction of gas-cap oil reservoir with strong water flooded layer into gas storage in Block M19 of Liaohe Oilfield as an example to carry out numerical simulation research on drainage and expansion of gas storage, so as to solve how to optimize well pattern design and peak timing under the strong water flooding conditions, and to solve the technical difficulties of efficient drainage and gradually form effective gas storage space. This paper by means of gas reservoir numerical simulation technology, establishes a numerical model of

*通信作者: 谢丛姣, cxie2004@cug.edu.cn

drainage and expansion of gas storage by applying the mechanism model. Through a variety of alternatives, discusses the influence of well pattern, horizontal well location, perforating horizon, Injection timing, injection volume and other factors on water discharge and crude oil recovery. And conduct a simulation study of various factors affecting the movement of gas liquid interface and displacement effect. The simulation results show that the cumulative water production, cumulative oil production and final oil recovery are the largest under the conditions of nine-spot pattern, gas injection at the high point of formation, perforation at the upper level of the horizontal well and perforation at the lower level of the vertical well, and the accumulated oil production rate and accumulated water production rate are positively correlated with the gas injection rate. It shows that under this well pattern, the displacement efficiency is higher, the sweep volume is larger, and it is more conducive to air-driven drainage. Gas injection and drainage for 4 months, gas injection and pressure holding for 3 months, equilibrium period for 1 month, gas production for 4 months, nine-spot well pattern, gas injection at the high point of formation, perforation and drainage at the lower level of the production well, after six cycles of circular injection and production, the drainage effect is the best, which can increase the final oil recovery by 5%.The gas injection rate can be increased to 1.2 times within the permitted operating pressure. The research results will further guide the design of efficient drainage construction method for M19 gas storage, which can not only achieve the purpose of gas storage construction, but also improve crude oil recovery and achieve win-win benefits, and provide reference for the construction of similar gas storage.

Keywords: Gas-Cap Oil Reservoir with Strong Water Flooded Layer; Mechanism Model; Gas Storage; Numerical Simulation

1 引言

世界各国在能源结构持续调整和转型改革过程中,“降煤增气”是大趋势,天然气具有灵活、安全、清洁、低碳等优势,在煤炭减量替代以及与可再生能源协同发展中至关重要,在碳达峰碳中和过程中可发挥关键支撑作用。中国天然气消费进入高速发展期,消费量从2000年的245亿立方米跨越式增长至2021年的3654亿立方米,年均增速达13.7% [1]。然而,中国天然气发展也面临国内资源勘探开发难度加大、成本趋高,可再生能源快速发展挤压等诸多不利因素[2],冬季用气高峰期面临严峻挑战,加强储气能力建设势在必行。M19 储气库的建立是打造辽河储气库群的重要环节。目前,辽河油田建成了双6 储气库、雷61 储气库等,通过数值模拟技术,全面分析生产动态和周期运行规律[3],在此基础上,本文对M19 储气库开展机理模型数值模拟研究。

注气排液是储气库建立的重要方式之一,能够达到储气库扩容上产的目的,枯竭油气藏经过注水开发后,地层含水率高,水淹情况严重,油气水三相流体分布复杂,开展注气排液同步建库是实现强水淹油气藏扩容上产的重要途径。储气库达产速度、工作气量、运行压力是衡量储气库建立的重要指标[4]。因此,研究储气库短期大流量往复注采[4]的内在机理具有重要意义[5]。同时,部分油气藏改建储气库前采出程度低,剩余油资源丰富,所以,在注气排液的过程中提高采收率十分必要。影响地下流体运移规律的因素众多,

各个油田因储层物性特征和流体特征的不同,影响注气排液效率的主要因素也各不相同[6]。因此有必要对其注气排液效率影响因素及机理进行研究。据此,以辽河油田M19 区块的地质参数为基础,建立了油藏数值机理模型,分别讨论了注气井型、注采井网、水平井位、生产井射孔层位、月均注气量等因素对周期注气排液效率、采收率的影响[7, 8],分析了各影响因素下油气水运移机理,从而为油气藏改建储气库建设提供依据。

2 模型建立

本文使用一个充分考虑油藏流体组成的油层动态数值模拟模型Eclipse 软件[9, 10]。与TOUGH2 相比,由斯伦贝谢公司研制的这款数模软件具有适应性强、应用广的特点[11-13]。结合兴隆台油田M19 区块的实际地质参数和油藏参数,油藏模型的建立采用典型的五点式网格,即一注四采式,周围四口直井为采出井,中间一口水平井为注气井。试验区模型共划分 $40 \times 40 \times 7$ 个网格,分为7 个油气层,模型长400m,宽400m,厚度30m,面积 0.16 km^2 ,天然气(CH_4)由水平井注入。油藏特征及初始参数设置如表1,油气、油水相对渗透率曲线如图1、图2。流体渗流特征改变会影响储气库的库容、单井注采能力、扩容达产周期、井型井网设计[14]。油藏模型的建立如图3、图4所示。

表 1 油藏模型参数

油藏类型	油藏埋深 (m)	储层厚度 (m)	地层倾角 (°)
岩性油藏	2555	30	10
孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	含油饱和度 (%)	原始地层压力 (MPa)
17.4	1076.8	70	28.76
地层原油粘度 (cp)	模型原油地质储量 (万吨)	模型含水量 (万吨)	模型天然气地质储量 (亿立方)
11.2	15.00	49.84	0.4087

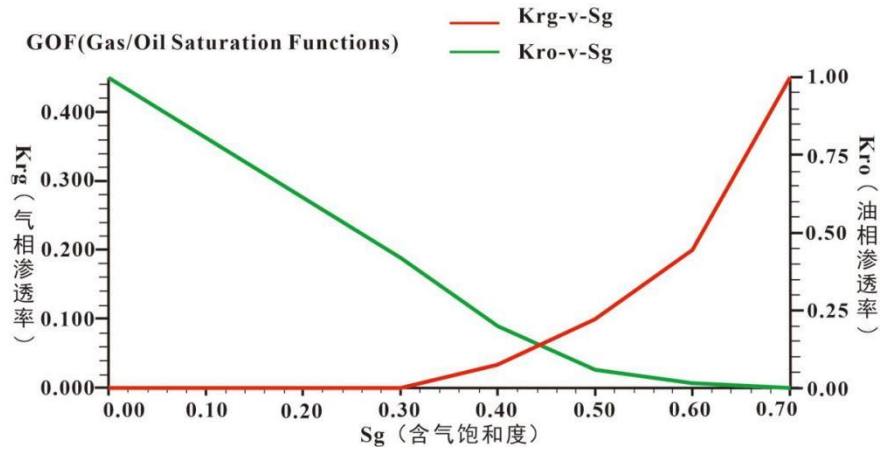


图 1 油气相渗曲线

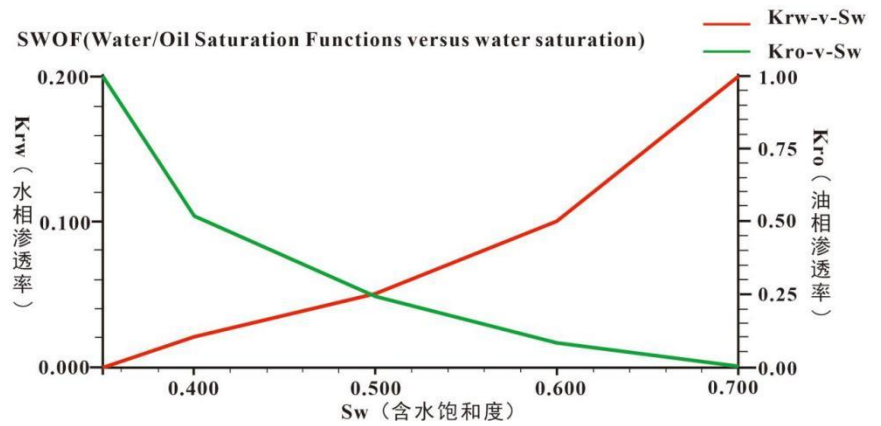


图 2 油水相渗曲线

Office 2011.1

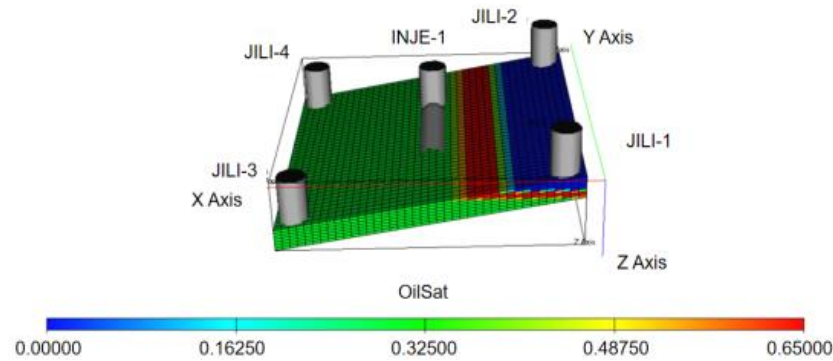


图 3 油藏模拟 3D 模型

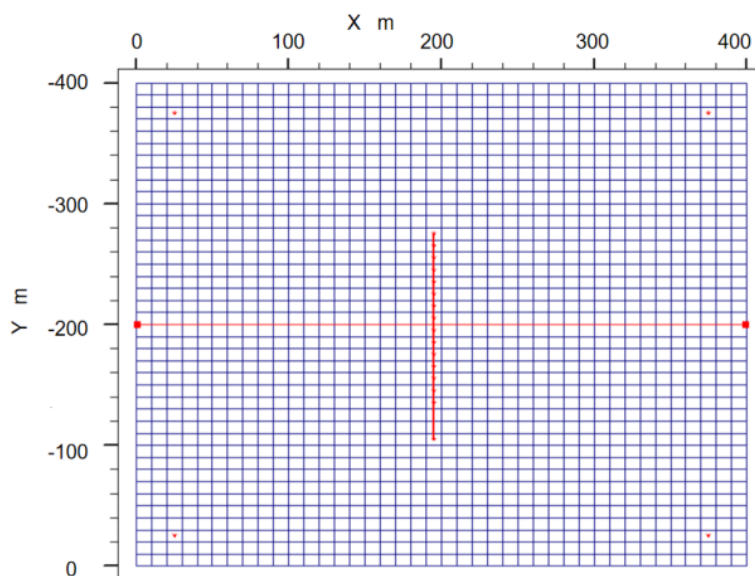


图4 油藏单个油层平面模拟模型

3 影响因素分析

在周期注气排液机理模型建立的基础上, 设周期采气量为定值。分析注气井型、注采井网、水平井位、生产井射孔层位、月均注气量等因素对累排水(FWPT)、原油采收率(FOE)的影响。

3.1 注气井井型的影响

利用枯竭砂岩油气藏改建储气库, 地层压力低, 气井产能要满足储气库调峰强注强采和应急时大排量注采气的需要[15]。目前, 选择水平井进行注气及开发是储气库通常选择, 将水平井和直井进行注气开发对比。在相同注采比条件下, 水平井采收率比直井高 12.28 个百分点, 累排水量比直井高约 5300m^3 (图 5)。

究其原因, 可能是水平井注气排液时波及面积更大, 排液效率高于直井。

3.2 注采井网的影响

目前, 国内油藏通用的开发井网, 以五点法、七点法和九点法两种形式为主[10]。因此, 机理模型选用以上三种注采井网形式进行分析。

对比三种注采形式, 九点法注采井网累计排水量比七点法、五点法分别高约 6528m^3 、 14511m^3 , 最终采收率分别大约 1.16 个百分点、1.77 个百分点, 能够更好地增大储气库建库后的库容量 (图 6、7)。

究其原因分析为生产井井底流压小, 生产井密度加大, 更有利于驱替受效。

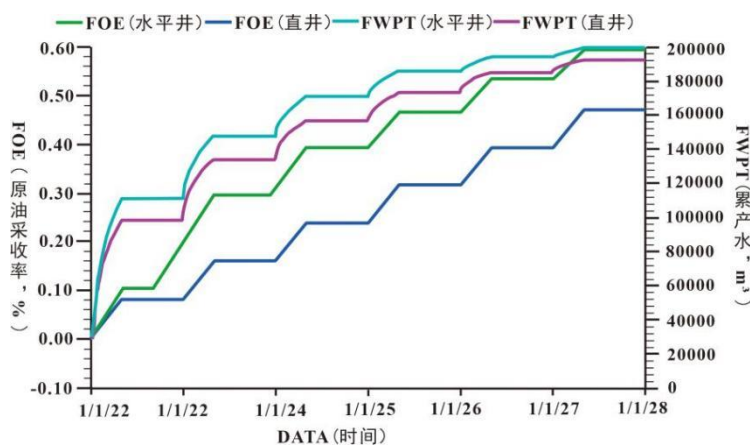


图5 不同井型采收率及累产水

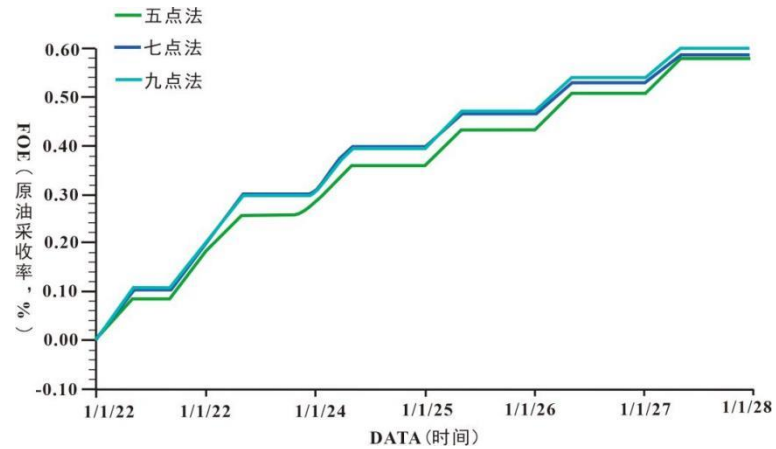


图 6 不同注采井网采收率

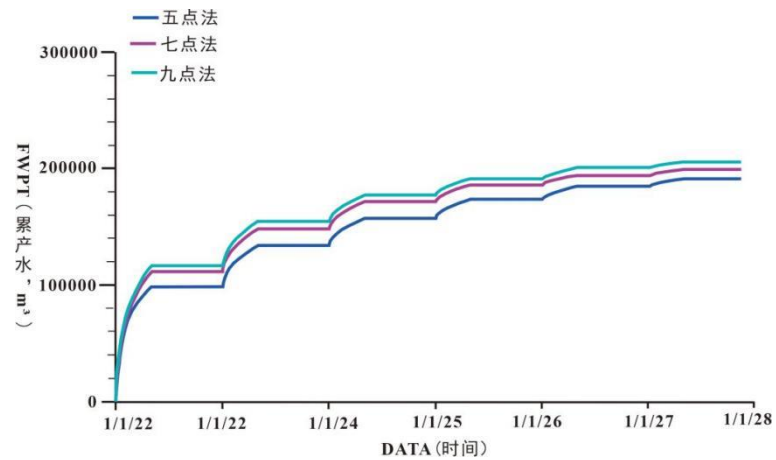


图 7 不同注采井网累产水

3.3 水平井注气点位的影响

对比将水平井布置在油藏中心、高点和低点位置进行周期注气后累计排水量，能够发现将水平井布置于油藏高点时累排水高 5808m³，采收率高 5.21 个百分点（图 8）。

究其原因可能是油气水的重力分异作用，使液体始终处于气体下，因此高点注气开展顶部重力驱更利于气驱排液。

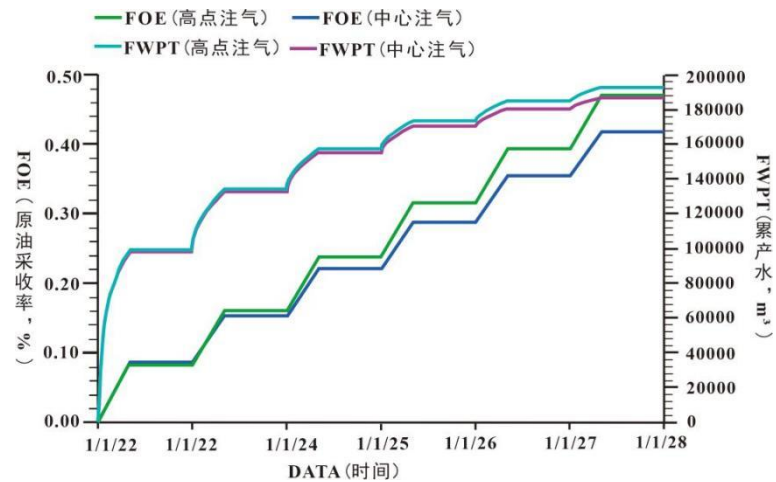


图 8 不同注气点位采收率及累产水

3.4 射孔层位的影响

油气渗流进入射孔孔眼，再通过孔眼汇流进入井筒而被采出地面，射孔层位的高低对采收率影响较大[16]。对比生产井不同射孔层位发现：低层位射孔采收率分别比高层位射孔和全层位射孔高 4.65 个百分点和 2.72 个百分点，累产水量分别高 45209m³ 和 34432m³（图 9、10）。

究其原因可能是高层位地层含气饱和度高，产气速率较快，导致产液量降低。

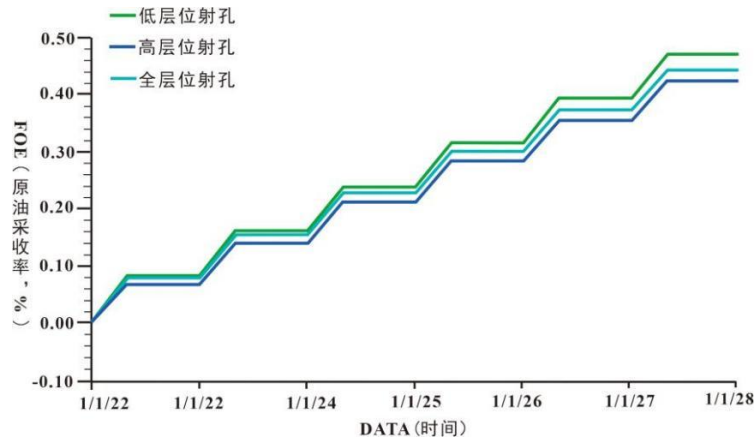


图 9 不同层位射孔的采收率

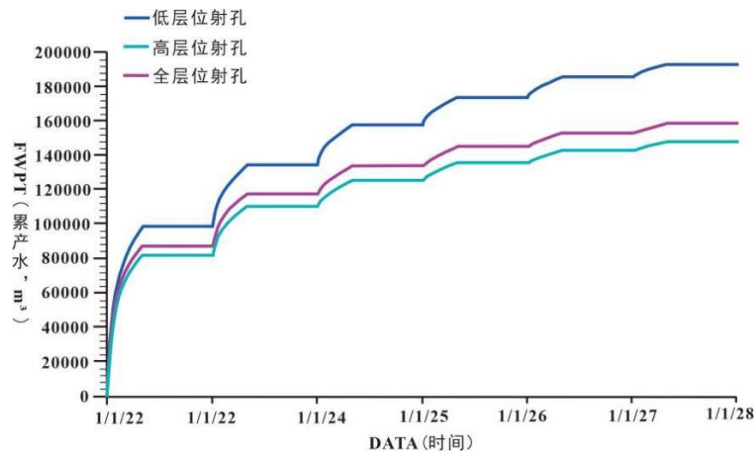


图 10 不同层位射孔的累产水量

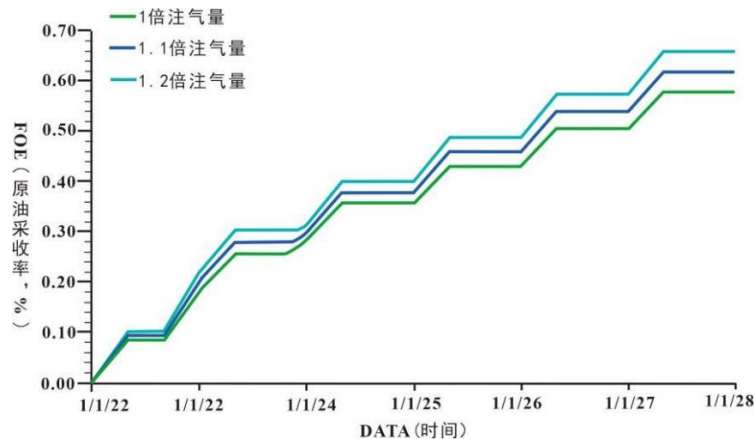


图 11 不同注气量对采收率的影响

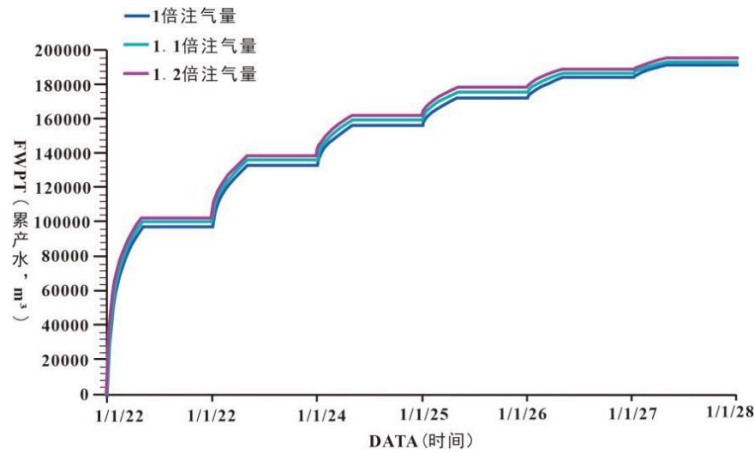


图 12 不同注气量对累产水量的影响

3.5 月均注气量的影响

注气量多少对采收率影响较大[17]。以月注气 40000m³ 为标准，将注采量逐渐提高至 1.1 倍、1.2 倍，累计采收率分别提高 4.07 个百分点、8.19 个百分点(图 11、图 12)，累产水量有所提高但不明显，即随着注气量提升，边际效益降低。同时，地层压力也不断增大，因此可在储气库运行压力许可的范围内适当提高注气量。

4 结论与认识

以辽河油田 M19 储气库地质参数为基础建立了油藏数值机理模型，分别讨论了注气井型、注采井网、水平井位、生产井射孔层位、月均注气量等因素对周期注气排液效率、采收率的影响，探讨不同影响因素下油气水运移机理。根据数值模拟结果，得出以下几点认识：

- (1) 在其他参数相同的条件下，对比水平井注采和直井注采条件下的开发指标，认为水平井注采排液效率高于直井注采，能满足储气库调峰强注强采和应急时大排量注采气的需要。
- (2) 在其他参数相同条件下，对比五点法和九点法的开发指标，认为九点法能够提升驱替受效，排液效率高。
- (3) 在其他参数相同条件下，高点注气因重力分异作用更有利于储气库注气排液。
- (4) 在其他参数相同条件下，生产井低层位射孔能减少产气对排液的影响，排液效率高。
- (5) 井组累产油累排水量与注气量呈正相关关系，

可以适当加大月均注气量，但需考虑储气库运行压力上限。

参考文献

[1] 李航, 朱兴珊, 孔令峰等. “双碳”目标下中国天然气行业高质量发展建议 [J]. 国际石油经济, 2022, 30 (08): 16-22.

[2] 周淑慧, 孙慧, 梁严等. “双碳”目标下“十四五”天然气发展机遇与挑战 [J]. 油气与新能源, 2021, 33 (03): 27-36.

[3] 李晓光, 户昶昊, 闵忠顺等. 双 6 储气库运行综合评价及扩容潜力研究 [J]. 特种油气藏, 2020, 27 (06): 114-119.

[4] 欧阳华劲, 黄红兵, 张军连等. 周期注水机理模型数值模拟 [J]. 化学工程与装备, 2021, (12): 78- 80.

[5] 孙军昌, 胥洪成, 王皆明等. 气藏型地下储气库建库注采机理与评价关键技术 [J]. 天然气工业, 2018, 38 (04): 138-144.

[6] 杨毅. 天然气地下储气库建库研究 [D]. 西南石油学院, 2003.

[7] 李建君. 中国地下储气库发展现状及展望 [J]. 油气储运, 2022, 41 (07): 780-786.

[8] 苏展. 全球地下储气库发展趋势研究及对我国储气调峰体系建设的启示 [J]. 质量与市场, 2021, (07): 143-145.

[9] 关振良, 杨庆军, 段成刚. 油藏数值模拟技术现状分析 [J]. 地质科技情报, 2000, (01): 73-76.

[10] 关振良, 谢丛姣, 齐冉, Martin Blunt. 二氧化碳驱提高石油采收率数值模拟研究 [J]. 天然气工业, 2007, (04): 142 -144+164.

[11] Littmann, W. and K. Littmann, Unstructured Grids for Numerical Reservoir Simulation - Using TOUGH2 for Gas Storage. Oil Gas-European Magazine, 2012. 38 (4): p. 204-209.

- [12] Merey, S., Prediction of pressure and temperature changes in the salt caverns of Tuz Golu underground natural gas storage site while withdrawing or injecting natural gas by numerical simulations. *Arabian Journal of Geosciences*, 2019. 12 (6).
- [13] Jaber A K, Al-Jawad S N, Alhuraishawy A K. A review of proxy modeling applications in numerical reservoir simulation [J]. *Arabian Journal of Geosciences*, 2019, 12 (22): 701.
- [14] Zhu, S. N., et al. Numerical simulation-based correction of relative permeability hysteresis in water-invaded underground gas storage during multi-cycle injection and production. *Petroleum Exploration And Development*, 2021. 48 (1): p. 190-200.
- [15] Wang, Z. C.; Li, W.; et al. Effects of rate-dependent behavior of sandstone on performance of gas storage in aquifer. *Geomechanics For Energy And The Environment*, 2022. 31 (1): p. 31.
- [16] 杨登波, 李妍僖, 张良等. 不同射孔完井方式对水平井油气产能比的影响比较 [J]. *长江大学学报 (自然科学版)*, 2020, 17 (02): 64-91.
- [17] Avansi G, Rios V, Schiozer D. Numerical tuning in reservoir simulation: it is worth the effort in practical petroleum applications [J]. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 2019, 41 (1): 1-21.

作者简介

谢丛姣

1966 年生, 博士学位, 教授, 主要研究方向: 油气田开发工程、油藏建模与数值模拟、油藏管理.

E-mail: cxie2004@cug.edu.cn