Journal of Oil and Gas Technology 石油天然气学报, 2024, 46(1), 84-92
Published Online March 2024 in Hans. https://www.hanspub.org/journal/jogt
https://doi.org/10.12677/jogt.2024.461011

Hans汉斯

中东超深层碳酸岩稠油油藏MA开发技术研究

苏崇华，戴卫华，刘　晖，谢文胜，翟广福，祁成祥

中海石油国际能源服务(北京)有限公司，北京

收稿日期：2024年1月31日；录用日期：2024年3月18日；发布日期：2024年3月28日

摘　要

为了评价中东生产近50年的超深层碳酸岩稠油油藏是否具有开发潜力，储备该类稠油开发生产技术，做好油田管理，本文分析了中东MA油藏的地质油藏特征，研究了评价井测试及产能特点，原油粘温变化规律，找到了产量下降原因，完成了开发方案，为开发超深层稠油油藏储备了掺油降粘、电潜螺杆泵、电加热等开发技术。

关键词

中东，碳酸岩，超深层，开发方式，稠油，电潜螺杆泵，掺油降粘，举升工艺，增产技术，电加热

Study on MA Development Technology of Super Deep Carbonate Rock Heavy Oil Reservoir in Middle East

Chonghua Su, Weihua Dai, Hui Liu, Wensheng Xie, Guangfu Zhai, Chengxiang Qi

CNOOC International Limited, Beijing

Received: Jan. 31st, 2024; accepted: Mar. 18th, 2024; published: Mar. 28th, 2024

Abstract

In order to evaluate whether the ultra-deep carbonate heavy oil reservoir produced in the Middle East for nearly 50 years has development potential, reserve the development and production technology of this kind of heavy oil reservoir, and do a good job in oilfield management, this paper analyzed the geological reservoir characteristics of MA reservoir in the Middle East, studied the evaluation well test and productivity characteristics, and the law of viscose-temperature variation, found out the reasons for production decline, and completed the development plan. For the

文章引用: 苏崇华, 戴卫华, 刘晖, 谢文胜, 翟广福, 祁成祥. 中东超深层碳酸岩稠油油藏 MA 开发技术研究[J]. 石油天然气学报, 2024, 46(1): 84-92. DOI: 10.12677/jogt.2024.461011

development of ultra-deep heavy oil reservoir, the development technology of mixing oil to reduce viscosity, electric submersible screw pump and electric heating are reserved.

Keywords

Middle East, Carbonate Rock, Ultra Deep, Development Mode, Heavy Oil, Electric Submersible Screw Pump, Mixing Oil to Reduce Viscosity, Lifting Process, Techniques for Increasing Production, Electric Heating

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.
This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).
http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/
Open Access

1. 引言

目前国内外对超深层碳酸岩稠油油藏开发技术报道很少，大部分是针对常规稠油油藏进行热采、注气开发[1] [2] [3] [4]，涉及超深层稠油或重质组分油藏的开发技术文章少[5] [6] [7]，涉及超深层稠油(大于 3500 米)开发相关的采油工艺、举升工艺，国外也没有文章报道。为了搞清中东超深层碳酸岩稠油油藏 MA 的开发潜力，为油田长期稳产每天 30 万桶原油做出贡献，本文进行了 MA 的开发方案设计研究，以及合理的举升方式研究、合适的增产工艺研究[8]-[18]，得到中外双方技术专家认可，为油田稳产提供了技术方案。本文给类似的超深层碳酸岩稠油开发工作者提供了借鉴。

2. 中东超深层碳酸岩稠油油藏 MA 简况

MA 储层埋深 3650~3750 m，属非均质性很强的构造－岩性碳酸盐岩储层。储层主要发育于 MA1 中段III层，储层厚度 13~23 m (TVD)，平均储层厚度 18.5 m；孔隙度 15%~25%，中等；渗透率 10~500 md，中等。以前只开发生产下部主力层，MA 没有动用。新井钻后，MA 含油面积增大，地质储量增加较大，穿过井的井距在 400~1500 m，地层温度 112℃，地层压力 42.3 MPa。稠油地表粘度 18,000~567,000 mPa.S，地层粘度为 100~1500 mPa.S。

3. 开发方案设计研究

3.1. MA 开发评价井测试及产能特点

开发评价井 157D 在 MA 层酸化后，气举原油产量从 2611 降低到 146.8 桶/天；井口压力 310~880 psi，然后降至 400 psi，井口压力和流量初期不稳定。地面脱气粘度@30℃：214,000 mPa.s，然后在 138,000~158,000 mPa.s 波动，井口温度由 35℃下降至 34℃。加入有机溶剂处理后，自喷原油产量从 1142 b/d 降至 326 b/d，井口压力从 1050 psi 降至 290 psi，井口温度由 35℃先升高至 37℃，再降低至 34℃。

现场测试粘度结果：在地面温度 30℃时粘度为 2948 mPa.s，但逐渐增大到 45928 mPa.s，再到 53988 mPa.s。后期做稠油粘温曲线：157D 油样在地面温度 35℃时，103000 mPa.s，在地下 112℃时，1504 mPa.s；122 油样在地面温度 35℃时，27020 mPa.s，在地下 112℃时，305 mPa.s。综合分析，在地层条件下的粘度为 100~540 mPa.s。

测试研究表明：MA 稠油在地层条件下是可以流动的，但由于储层深度过深(3680 m)，井筒温度随着深度变浅而降低，原油在井筒流动中，其粘度随温度降低而增大，同时随着压力的降低，原油脱气，粘

度增加。随着粘度的增加，原油在井筒内的摩阻增大，因此随着超深层稠油的生产，产量逐渐减少。因此，我们的主要目标是防止井筒原油变稠，降低原油的粘度，增加原油产能。

3.2. 开发方案研究

开发策略：1) 综合油藏的储层类型、天然水体能量，决定油藏开发方式和原油开采方式。对于受构造、沉积、成岩作用影响的构造－岩性油藏，MA 先期采用人工注水，试验水气交替驱。

2) 充分利用老井，进行上返开发，保持稳定生产；充分利用现有的地面设备，原油运输和加工设施，降低开发成本。对老井进行定向井射孔、侧钻等措施进行开发，并在井距过大的地方增加少量新井。

开发层系划分原则：压差大、储层物性差异大、或垂向距离跨度大(大于 50~100 米)，均需分层开发。由于 MA 稠油的地层高压性质 PVT 与下部层系 MB21 和 MC 常规原油差异较大，且下部主力生产层压力较低，MA 需要单独一套开发层系开发。

注采模式：设计老井上返采油 15 口，注水井 5 口，形成面积注水采油，见图 1。

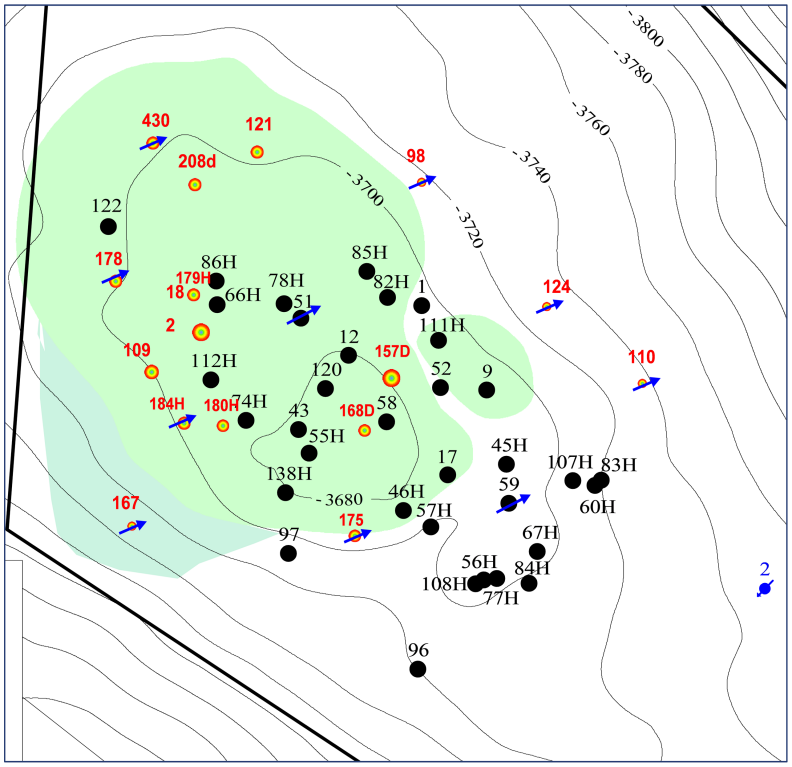

Figure 1. MA reservoir development well location map
图 1. MA 油藏开发井位图

产能设计：根据 MA 储层开发生产井所钻储层厚度、孔隙度、渗透率，类比地层系数(KH)设计各油井产能，见表 1。各井射孔层油层和差油层厚度为 10.4~37.3 m，平均为 18.2 m；孔隙度为 15%~26.2%，平均为 20.1%；渗透率范围为 6.6~565.8 mD，平均为 161.6 mD；地层系数(KH)范围为 110~13,862 mD，平均为 3589 mD；日产油量 400~1600 桶/天，平均 880 桶/天。注水井注入能力也是根据邻层注水井储层物性，类比地层系数(KH)设计各注水井注入量，见表 2。各井射孔层平均厚度 20.2 米；平均孔隙度 16%；平均渗透率 41.8 md；地层系数 KH 845 mD.m。设计单井注水量为 4000~6000 桶/天，平均 5000 桶/天。

Table 1. Production design of MA development wells
表 1. MA 开发油井产量设计

井号	射孔段(m MD)	厚度(m)	孔隙度(%)	渗透率(mD)	地层系数(mD.m)	日产油(b/d)	注水井组
122	3744.1~3758.7	14.6	16.4	97.0	1591	800	
182	3734.9~3755.9	21.0	19.2	190.0	3648	1000	178 注水
86H	3758.1~3777.5	19.4	18.0	10.6	191	400	
109	3753.8~3768	14.2	15.0	50.0	750	400	
112	3743.9~3763.4	17.4	16.6	6.6	110	400	184 注水
180H	3804~3826.4	22.4	22.1	272.1	6013	1400	
74H	3787.2~3824.5	37.3	23.0	344.5	7906	1500	
43	3720~3735.2	15.2	20.3	19.5	396	400	
138	3728.4~3745	16.6	24.5	565.8	13862	1600	175 注水
168D	3753.8~3776.6	22.8	19.2	15.5	298	400	
85H	3765~3775.8	10.8	19.5	162.5	3169	1000	
12	3718.1~3733.2	15.1	26.2	155.0	4066	1200	
120	3718.6~3729	10.4	23.0	430.0	9890	1500	51 注水
78H	3748~3769.5	21.5	19.8	18.6	368	400	
157D	3771.5~3785.5	14.0	18.4	85.6	1575	800	
	平均	18.2	20.1	161.6	3589	880	

Table 2. Injection rate design of MA injection wells
表 2. MA 注水井注入量设计

井号	射孔段(m MD)	厚度(m)	孔隙度(%)	渗透率(mD)	地层系数(mD.m)	日注水(b/d)
51	3723.8~3746.9	23.1	17	29	670	5000
178	3742.9~3760.1	17.2	12	11	189	4000
184	3745.3 ~3763.2	14.2	18.9	55	781	5000
175	3728.7~3759	30.3	15.6	53	1606	6000
167	3806.2~3824.6	16.1	16.6	60.8	979	5000
	平均	20.2	16.0	41.8	845	5000

稠油油藏驱动类型研究：稠油油藏驱动类型包括溶解气驱、重力驱动、压实驱动、边底水驱动、人工补充能量驱动，其驱动机理及适用性总结，见表 3，研究认为 MA 适合人工注水补充地层能量。

开发方式研究：通过大量的技术论文研究，收集了多篇适用的论文，通过分析筛选出目前适合 MA 的先进技术。

影响稠油油藏开发的关键因素是储层埋藏深度和原油粘度。稠油油藏开发一般分为热采法和非热采法。热采法包括蒸汽吞吐(循环注汽)、蒸汽驱动、蒸汽辅助重力驱动(SAGD)、辅助蒸汽驱动、热水驱动；非热采方法包括常规注水、交替注水和高粘度油、二氧化碳驱、碱驱、出砂冷采技术、聚合物驱、注浓硫酸开采、气水交替驱等。其定义、机理、优缺点，总结见表 4。

Table 3. Driving types of heavy oil reservoirs
表 3. 稠油油藏驱动类型

驱动类型	驱动机理	备注
溶解气驱	天然气含量较少，一般小于 10 m^3/m^3，驱动能量有限； 溶解气驱采出的储量较少，常见的仅有百分之几，最多不超过 20%。	在开采早期能发挥一定作用；MA 不适用
重力驱动	地层倾角大于 15 度； 垂直渗透率变化较小。	对厚层块状稠油油藏是一种重要的驱动能量；MA 不适用
压实驱动	当油层内孔隙中流体的压力下降时，孔隙体积略有收缩，若交互的泥岩被压实，其中的孔隙水就被挤入邻近的油砂中，作为稠油的驱动力。	委内瑞拉玻利瓦尔沿岸由于压实驱油采出的原油占地质储量的 20%或更多；MA 不适用
边底水驱动	一般具有边水或底水，开发初期可以提供一定的水驱能量。	MA 不适用
人工补充能量驱动	若油水边界距油井很远时，由于稠油本身的压力传递缓慢，水驱的能量补充不上来，会使产量明显下降，在这种情况下，必须人工补充能量，否则采油速度将不能维持。	MA 适用

Table 4. Development technology of heavy oil reservoir
表 4. 稠油油藏开发技术

技术分类	技术名称	别名/模式	定义	机理	优点	缺点	技术评估
热采方法	蒸汽吞吐	循环注蒸汽	在同一口井中先注入一段时间蒸汽，之后或立即投产或先“焖”一段时间再采的方法	使产层内井眼周围流体和岩石温度升高，原油粘度降低	试验至实施投产的周期短	采收率通常很低	MA 不适合
	蒸汽驱		蒸汽吞吐后，向油层补充驱替能量	补充地层能量，驱替稠油			MA 不适合
	蒸汽辅助重力驱 SAGD	含三种驱动模式	在位于储层底部的水平井段上部形成蒸汽腔，注入蒸汽后，油和冷凝蒸汽靠重力驱流向水平井筒。	流体热对流与热传导相结合，它是以蒸汽作为加热介质，依靠重力作用开采稠油。	特别适合于超稠油油藏或天然沥青		MA 不适合
	水平井蒸汽吞吐	水平井蒸汽吞吐		水平井增加了井筒与油藏接触面积，增大注汽能力与生产能力			MA 不适合
	辅助蒸汽驱	水平井蒸汽驱		补充地层能量，驱替稠油			MA 不适合
	热水驱			降低油的粘度，从而获得了高于常规水驱驱油效率	最安全最简单的方法	井筒内热能损失较大	MA 不适合
非热采方法	常规注水				很经济，而且易于采用	驱替效率和波及效率都低，水驱效果较差	MA 适合
	交替注水和气/高粘油		交替注水和高粘油，在油层中建立水段塞和气/高粘油段塞。	提高波及系数和驱替效率	驱油介质在油层中不会出现副作用；且注入高粘油不会被消耗。		MA 适合
	二氧化碳驱			使原油膨胀、降低原油粘度、混相效应、增加注入能力等	在地层水中也有较高的溶解能力，也能使地层水发生膨胀；不爆炸，无危险，易获得。	CO_2/混相原油易发生指进；遇水后形成碳酸，腐蚀性较强。	MA 可考虑

续表

非热采方法	碱驱开采	碱水驱	将碱性物质注入油藏，碱与原油发生反应	减小界面张力，形成乳化液		MA 不适合
	出砂冷采技术		通过大量出砂形成的高渗透蚯蚓洞网络以及泡沫油流的弹性膨胀和降粘作用开采稠油	泡沫油流的弹性膨胀和降粘作用	开采成本低；主要用于浅层稠油的开发	MA 不适合
	聚合物驱开采		向注入水中加入高分子量的聚合物以降低油水流度比	降低油水流度比，提高扫油效率	注入率降低；易形成难破乳状液。	MA 不适合
	注浓硫酸开采			基于浓硫酸对地层矿物、原油和封存水的综合作用		MA 可考虑

目前国内外主要稠油油田开发实例中，采用蒸汽吞吐法开发稠油的比例为 85%，采用蒸汽驱法开发稠油的比例为 8%，采用水驱法开发稠油的比例为 7%。由于热损失的影响，热采技术主要应用于埋深一般不超过 700 m，国内一般为 700~1200 m，目前最深埋深为 1700 m。

目前国内外的主要稠油油田埋深，油藏类型，沉积相，地层温度，原始压力，储层物性，地层粘度，开发情况等，见表 5。

Table 5. Research on development technology of heavy oil field
表 5. 稠油油田开发技术调研

油田	油层埋深 m	油藏类型	沉积相	岩性	地层温度 ℃	地层原始压力 MPa	油层厚度 m	孔隙度 %	渗透率 mD	地层原油粘度 mPa.s	产液指数 m^3/d/MPa	开发方式	布井情况	井距 m	配产 m^3/d	采收率 %
大庆黑帝庙	270	断块	滨浅湖相		14	2.8			1736	3306	0.8	蒸汽吞吐				
渤海旅大 32-2		构造	河流三角洲	砂岩			22		10000	437	46.7	底水驱	水平井	180	70	21.4
		构造	河流三角洲	砂岩			20		10000	437	40.0	底水驱	水平井	250	60	
渤海旅大 5-2		构造	河流三角洲	砂岩			15~49		6800	210~460	37.5	边底水 + 注水	水平井 + 定向井	300~400	66~85	19.6
渤海秦皇岛 33-1 南		岩性 + 构造	曲流河三角洲前缘	砂岩			8		5021	340	36.0	边底水 + 注水 + 气顶气驱	水平井	500	42~65	10
南堡 35-2	1000~1700	断层构造	以曲流河和辫状河为主	砂岩				37.8	1664	163~3635		热多元流体吞吐 2 口井先导试验				
单家寺单 56 块	1110				55	10.5			1500	37500		蒸汽吞吐				27
单家寺单 2 馆陶	1000			砂岩	56	10.5			690	4735		蒸汽吞吐				24.7
金家金 17 块 Ed3-36	850				48.3	8.35			1428	512		蒸汽吞吐				
陈家庄陈 373	1260				66	12.9			2000	7500		蒸汽吞吐				14.3
乐安草 4 沙四 4	1100			砂岩	59~62	10.7~12.3			559	3350		蒸汽吞吐				19.3
王庄郑 411 西区沙三 1	1340			砂岩	66	13.7			4913	4~12 万		HDCS				
王庄郑 364 沙 1 基	1200			砂岩	63~65	12			600	2500		蒸汽吞吐				20
孤岛中二北馆 5	1300			砂岩	65	13.5			2300	5000		蒸汽吞吐 + 蒸汽驱/降粘驱				37.3

续表

苏联济布扎－深谷油田	200~900		洪积相沉积	角砾岩				17~36	50~300			先注水开发 18 年，后转注蒸汽开发				注水仅 10%，注汽提高 40~50%
文昌 36-2	2052	断块	扇三角洲	砂岩	85	20.5			1500	220	10.3					
吐哈鲁克沁	2200~3750 (玉北 10H：5210)	断鼻结构	分流河道沉积	砂岩	75~90			22~27	90~400	250~600		注气吞吐				
塔河	5300~7600	底水块状	生物礁(滩)	碳酸盐	120~160	59~61.3	9~49.5	洞缝：0.76	259	260~736		气水复合驱；掺稀油降粘	一井多目标			
MA	3700	构造岩性	开阔台地	碳酸盐	110~112	42.3	16	19	80	70~540	1.0	边水 + 注水	定向井	500~1000	140	20~25

稠油实施热采的油藏，大部分油田小于 1200 米，并且实施小井距开发(100~200 m)；采收率 15%~37%。稠油常规开发产能低、含水上升快、产量递减快，预测常规注水开发采收率不足 5%。仅注水开发的稠油油藏，随地下原油粘度增高，水驱开发效果越差。在开发案例中，MA 稠油油藏与塔河油田相近。

MA 稠油油藏初期进行注水开发。因油田日排放天然气 125MMSCF，可利用油田天然气，进行气－水交替驱先导试验，增加注入气的波及面积，延缓注入气的突破，提高波及系数。后期现场可进行水气交替注入，进一步提高 MA 稠油采收率，还可净化油田空气，为绿色油田开发做出贡献。

4. MA 合理的人工举升方法及稠油增产技术

4.1. MA 稠油举升方式研究

人工举升主要包括抽油机、螺杆泵、电潜离心泵、水力泵和气举等技术和装备，其中有杆泵(抽油机和地面驱动螺杆泵)数量占到了 92%。针对有杆泵采油存在的问题(一是效率低、能耗高，有杆泵采油设备平均系统效率只有 24%；二是大斜度井、聚驱井、高含水井增多，杆管偏磨问题越来越严重，导致检泵周期短；三是有杆泵采油井口采用光杆盘根密封，更换不及时会导致原油泄漏，造成安全环保事故)，国内外一直在致力于发展无杆举升技术，目前比较成熟的是电潜螺杆泵。该技术主要适用于日产液 50 m^3 以上的油井。

电潜螺杆泵就是井下直驱螺杆泵的无杆举升技术，是近年来发展起来的，已经进行了大量的研究。与电潜泵相比，在稠油井和出砂井中具有更好的应用效果。其优点表现在：

1) 井口无光滑杆等活动部件，无磨损和漏油风险；

2) 与抽油机相比，地面控制柜体积小，重量轻，可以高高在上，雨季也不会淹水；

3) 井下驱动螺杆泵采用无杆举升方式，完全消除了杆管磨损，节省了因杆管磨损造成的修井成本和更换成本；

4) 井下电泵动力调速范围大，适用油井排量范围广。

4.2. 稠油增产工艺研究

掺稀油降粘的举升工艺：一般认为埋深超 3500 米，为机械举升的上限。进入开发后期，部分产液少的油井，井筒液面常低于 3000 米，常规机械采油泵下深一般为 2500 米，并且排量越大，下深越浅。为了进行低效井深抽技术攻关，通过强化材质、优化设计、工艺创新，形成了侧流减载泵、复合深抽泵等深抽工艺，让泵挂下深进一步加深。

在泵挂深度改造的同时，配合注水注气抬升液面，把超深低液面稠油举升出井口。该工艺现场实施13井次，与措施前相比，增液量大，泵效提高56.3%。对5种泵的结果表明，实际生产中，侧流减载泵，可以有效降低抽油杆柱载荷；双层泵的下泵深度最大；自动补偿泵可降低漏失和预防砂卡，延长深抽泵寿命；液压反馈式深抽泵能减小抽油杆柱的下行阻力；电潜泵－有杆泵复合深抽工艺可以明显提高泵效。该研究结果对其他油田深井或井底供液能量不足井的机采方式的选择具有一定参考意义。

电加热技术：其技术原理是采用变频电源，实现集肤效应加热，将电能充分转化为热能，电缆与螺杆内壁形成闭环，外壁加热使油管内原油温度升高，粘度降低。

适用范围：可与抽油机、螺杆泵配合使用，也可在螺杆电潜泵管柱内下入，适用于高凝析层防蜡及稠油井增温降粘等特殊工艺。

5. 认识与结论

稠油油藏开发的关键因素是储层埋藏深度和原油粘度。MA储层埋深3650~3750 m，地层条件下原油粘度100~540 mpa.S，地面粘度18,000~50,000 mpa.S，属于超深层稠油。研究认为MA通过一套注采井网进行开发。初期进行注水保持地层能量，并进行水气交替驱试验。MA采用螺杆泵并试验降粘剂进行举升，同时试验深部电加热技术，提高产量，中后期根据生产需要，采用侧流减载泵、深层液压反馈泵、电潜泵-有杆泵复合深泵工艺等深泵工艺进行开发，挖掘油田潜力，为油田长期稳产提供了开发生产技术方案。

致　谢

衷心感谢海油国际伊拉克有限公司各位同事的帮助与支持，特别是开发技术部同事提供了大量基础资料，感谢中海油相关单位提供的资料与帮助。

参考文献

[1] 李士伦, 孙雷, 郭平. 再论我国发展注气提高采收率技术[J]. 天然气工业, 2006, 26(12): 30-34.

[2] 谢佃和. 吐哈油田温5区块注气效果分析[J]. 中外能源, 2007, 12(2): 46-49.

[3] 马涛, 王强, 陈文征, 聂俊. 注天然气提高采收率应用现状[J]. 科技导报, 2014, 32(21): 72-75.

[4] 鲁新便, 荣元帅, 李小波, 吴锋. 碳酸盐岩缝洞型油藏注采井网构建及开发意义——以塔河油田为例[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(4): 658-664.

[5] 王连生, 刘传喜, 李颖, 等. 一种碳酸盐岩稠油油藏的热采方法及其应用[P]. 中国专利, CN201310169564.3, 2013.

[6] 李阳, 康志江, 薛兆杰, 郑松青. 中国碳酸盐岩油气藏开发理论与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 669-678.

[7] 刘秀生. 螺杆泵在稠油出砂井中的应用[J]. 石油矿场机械, 2003, 32(4): 30-32.

[8] 任波, 张登山, 杨裔琦, 郭瑞雪, 等. 超深稠油高温高压井筒降黏举升摩阻实验研究[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(5): 1-6.

[9] 穆金峰, 吕有喜, 魏三林, 姜延庆. 超深稠油螺杆泵举升工艺技术研究与应用[J]. 石油矿场机械, 2010, 39(2): 72-75.

[10] 曲占庆 刘宏亭. 深层稠油掺稀油举升方法研究[J]. 油气采收率技术, 2000, 7(3): 26-28.

[11] 梅春明, 李柏林. 塔河油田掺稀降黏工艺[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(1): 73-76.

[12] 彭振华, 张园, 丁雯, 任向海, 李晓君, 熊伟. 塔河油田超深超稠油油藏人工举升技术[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(4): 84-90.

[13] 唐安达, 伍正华, 史宝成, 冯仁东, 吴剑. 螺杆泵在鲁克沁深层稠油中的研究与应用[J]. 石油机械, 2009, 37(12): 85-88.

[14] 宋玉旺. 螺杆泵携砂采油配套技术在鲁克沁油田的应用[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(2): 114-116.

[15] 梁志艳, 王磊磊, 唐照星. 塔河油田螺杆泵配合水溶性降黏剂稠油开采技术[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(2): 111-115.

[16] 陈锐, 韩岐清, 郑小雄, 等. 电动潜油螺杆泵举升工艺技术优化研究与应用[J]. 天然气与石油, 2018, 36(4): 64-67.

[17] 郝忠献, 朱世佳, 裴晓含, 黄鹏, 童征, 王本元, 李德印. 井下直驱螺杆泵无杆举升技术[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 594-601.

[18] 杜坤, 王鹏, 李杨, 蒋海岩, 白玉. 塔河油田典型深抽工艺研究[J]. 辽宁石油化工大学学报, 2019, 39(5): 45-52.