

文章编号: 1000-0747(2022)03-0548-09 DOI: 10.11698/PED.20210766

# 边水气顶油藏开发方式物理模拟 ——以伊拉克哈法亚油田 Khasib 油藏为例

汪周华<sup>1</sup>, 王涛<sup>1</sup>, 刘辉<sup>2</sup>, 李楠<sup>2</sup>, 朱光亚<sup>2</sup>, 郭平<sup>1</sup>

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司科学研究及技术开发项目“海外油气田开发关键技术研究与应用——伊拉克低渗孔隙型生屑灰岩油藏储层表征及高效开发技术研究”(2019D-4410)

**摘要:** 基于伊拉克哈法亚油田 Khasib 油藏油气水分布特征, 设计岩心驱替实验, 评价不同驱替方式、驱替参数对驱油效率的影响规律。研究表明, 边部注水驱替时, 先期衰竭开采有利于气顶弹性膨胀, 形成“上压下顶”的立体驱替作用, 驱油效果较好; 顶部注气、边部注水气水协同驱替时, 注入时机对高、低部位驱油效果的影响规律不同, 考虑整体驱油效率, 注入压力应大于原油饱和压力; 推荐两种驱替方式合理注入时机为 20~25 MPa。注入速度对不同注入介质影响规律一致, 适当降低注入速度, 有利于驱替前缘稳定, 延缓注入介质突破, 改善驱油效果, 实验条件下水驱合理注入速度为 0.075 mL/min, 气水协同驱替合理注水速度 0.15 mL/min、注气速度 0.10 mL/min。气水协同驱替有利于高部位原油产出, 原油采收率比边部水驱方式高 5.0~14.8 个百分点, 推荐为 Khasib 油藏中后期合理开发方式。  
**关键词:** 边水气顶油藏; 开发方式; 水驱; 气水协同驱替; 注入时机; 注入速度

中图分类号: TE312 文献标识码: A

## Experimental study of the development mode of gas-cap edge-water reservoir: A case study of Khasib reservoir of Halfaya oilfield in Iraq

WANG Zhouhua<sup>1</sup>, WANG Tao<sup>1</sup>, LIU Hui<sup>2</sup>, LI Nan<sup>2</sup>, ZHU Guangya<sup>2</sup>, GUO Ping<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. PetroChina Research Institute of Exploration &amp; Development, Beijing 100083, China)

**Abstract:** Based on the oil, gas and water distribution characteristics of Khasib reservoir in Halfaya oilfield, Iraq, a core displacement experiment is designed to evaluate the influence of different displacement methods and displacement parameters on oil displacement efficiency. The research shows that, in the displacement method with water injected from the edge of the reservoir, early depletion production is conducive to the elastic expansion of the gas cap, forming the three-dimensional displacement of "upper pressure and lower pushing", and the oil displacement effect is good. When gas injection at the top and water injection at the edge are used for synergistic displacement, the injection timing has different influences on the oil displacement effects of high and low parts. Considering the overall oil displacement efficiency, the injection pressure should be greater than the bubble point pressure of crude oil. Two displacement methods are recommended with the reasonable injection time at 20–25 MPa. The injection speed has the same influence on different injection media. Appropriately reducing the injection speed is conducive to the stability of the displacement front, delaying the breakthrough of injection media and improving the oil displacement effect. The reasonable injection rate of water flooding is 0.075 mL/min, the reasonable injection rates of water and gas are 0.15 mL/min and 0.10 mL/min, respectively in gas-water synergistic displacement. Gas-water synergistic displacement is conducive to the production of crude oil at high position, and has crude oil recovery 5.0%–14.8% higher than water flooding from the edge, so it is recommended as the development mode of Khasib reservoir at the middle and late stages.

**Key words:** gas-cap edge-water reservoir; development mode; waterflooding; gas-water synergistic displacement; injection timing; injection speed

引用: 汪周华, 王涛, 刘辉, 等. 边水气顶油藏开发方式物理模拟: 以伊拉克哈法亚油田 Khasib 油藏为例[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(3): 548-556.

WANG Zhouhua, WANG Tao, LIU Hui, et al. Experimental study of the development mode of gas-cap edge-water reservoir: A case study of Khasib reservoir of Halfaya oilfield in Iraq[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(3): 548-556.

## 0 引言

伊拉克哈法亚油田 Khasib 油藏为典型的带气顶边水的低渗透孔隙型生屑灰岩油藏。储集层非均质性强，孔隙度为 8.0%~25.6%，渗透率为 $(0.01\sim 80.00)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。构造低部位赋存常规原油，地饱压差大，油井产量递减相对较慢。构造高部位靠近气顶处为轻质原油，地饱压差小、气油比上升快、气窜严重，油井产量递减快。Khasib 油藏占伊拉克 3 大油田地质储量的 23.37%，开发潜力巨大，急需探索最优的提高采收率方式。

气顶边水油藏主要有衰竭、注水、注气、屏障注水、气水协同等开发方式<sup>[1-4]</sup>。尼日尔 Agadem 地区 G 油田采用衰竭式开发效果较差，初期较大的采油速度导致高部位油井气窜、边部油井水淹，油环采收率低，大量原油滞留地下无法采出<sup>[5]</sup>。敖西川等<sup>[6]</sup>系统分析贝克斯斯气顶边水油藏气顶屏障注水与边部注水开发方式的生产动态特征，指出该方式既能增加地层能量稳定油气界面，又能阻止气顶外扩，油藏气油比迅速下降，产油量稳步增长。刘辉等<sup>[7]</sup>基于室内实验方法评价中东地区某孔隙型碳酸盐岩 S 油藏伴生气驱开发的可行性，注入气使原油体积膨胀、黏度降低、流动性改善，驱油效率可达 52.02%。刘旺东等<sup>[8]</sup>剖析阿里斯库姆油田采用气顶注气及屏障注水开发方式的开采规律，实际生产动态与数值模拟预测证实了通过注气可补充气顶能量、屏障注水可遏制气顶气的扩散，油气界面附近油井气油比大幅度降低，注水屏障气侵作用显著。此外，边部注水与顶部注气相结合不仅能提高采收率，还能充分利用现场的气顶气资源，具有良好的社会效益<sup>[9-13]</sup>。

气顶边水油藏开发方式评价主要采用数值模拟和物理模拟手段。冯晓楠等<sup>[14]</sup>、胡蓉蓉等<sup>[15]</sup>、Miao<sup>[16]</sup>通过数值模拟研究了典型气顶边水油藏不同开发方式（衰竭、注气）和注气参数（注气类型、注气时机、注气方式）下的开采效果，认为气顶边水油藏采用衰竭方式开采会导致油井气窜、水淹严重，开采效果较差；通过注气保压可以降黏、补能、降低界面张力，得到较好的开采效果；气驱原油采收率比水驱高 3.25~20.00 个百分点。周宇洋<sup>[17]</sup>基于物质平衡理论，以 JZ25-1S 气顶边水油藏为例，采用油藏工程方法计算分析不同注采参数对油气、油水界面运移规律的影响，认为控制合理的注采速度能实现界面的稳定运移。

许多学者针对灰岩油藏开展了不同注入介质和注入方式的岩心驱替实验。苏海洋等<sup>[18]</sup>针对中东孔隙型

碳酸盐岩油藏开展不同开发方式（水驱、气驱、气水交替驱）驱油效率实验，结果表明水驱主要驱替大孔隙中的原油，小孔隙中的原油动用程度低，开发效果最差；注气混相驱可使界面张力消失，降低原油黏度，从而提高小孔隙中原油动用程度；CO<sub>2</sub>-水交替驱的驱油效率比水驱提高 20 个百分点。Shi 等<sup>[19]</sup>针对中东地区某低渗透碳酸盐岩油藏，利用双管并联岩心驱替与核磁共振实验研究了层间非均质储集层不同水驱方式驱油效率的差异，认为分注分采与合注分采的水驱油效率差异较大，水驱后残余油以油膜形式残留于大孔隙，小孔隙仍被束缚水占据。Abedini 等<sup>[20]</sup>将岩心驱替实验与数值模拟相结合研究了致密碳酸盐岩油藏 CO<sub>2</sub>混相与非混相驱时注入速度问题，认为当注入压力低于混相压力时，随着注气速度的增加气驱效果变差；注入压力接近或高于混相压力时，注气速度对驱油效率的影响较小。Motealleh 等<sup>[21]</sup>通过实验评价了碳酸盐岩油藏 CO<sub>2</sub>-水交替驱开发方式，认为连续气驱转气水交替驱是最优开发方式。现有的物理模拟方式（一维驱替实验）均忽略了气顶边水油藏油气水宏观分布特征的影响，且实验流程不能实现“边注/顶注+中采”开发方式<sup>[22-24]</sup>。

综上所述，对于气顶边水碳酸盐岩油藏，现场实践与数值模拟已经证实气驱与水驱相结合是比较合理的开发方式<sup>[8]</sup>。针对上述问题，本文设计模拟气顶边水油藏气水分布特征的实验装置，开展水驱和气水协同驱模拟实验，并通过实验与数值模拟相结合研究不同注入介质和注入参数对气顶边水油藏驱油效率的影响规律。

## 1 驱替实验

### 1.1 实验材料

#### 1.1.1 地层原油

根据研究区典型井原始地层流体 PVT（压力-体积-温度）资料，参照相关标准<sup>[25]</sup>采用脱气油样和分离器气，在原始地层压力 33.21 MPa、地层温度 94 ℃、气油比 101.87 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>条件下，配制原始地层油样，配制样品实测饱和压力为 19.03 MPa、单脱气油比为 100.8 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>、饱和压力时黏度为 3.41 mPa·s，与原始地层流体对应参数基本一致。复配后的地层原油组成见表 1。

#### 1.1.2 注入气

根据油藏气顶气组成配制注入气（见表 1）。岩心驱替实验前先进行注气膨胀实验与细管实验<sup>[12]</sup>，系统评价注入气对地层流体高压物性的影响以及注入气与

表 1 复配地层原油及注入气组成表

组分	地层原油组分 物质的量分数/%	注入气组分 物质的量分数/%
CO <sub>2</sub>	1.16	4.24
N <sub>2</sub>	0.40	0.35
C <sub>1</sub>	25.44	71.15
C <sub>2</sub>	8.57	12.42
C <sub>3</sub>	8.94	4.49
iC <sub>4</sub>	2.62	0.89
nC <sub>4</sub>	4.65	0.92
iC <sub>5</sub>	1.85	2.07
nC <sub>5</sub>	4.28	3.42
C <sub>6</sub>	6.99	0.05
C <sub>7+</sub>	35.10	

原油是否能混相。注气膨胀测试结果见表 2,随着注入气量的增加,地层原油弹性膨胀能力增加、黏度降低。

表 2 注气膨胀实验结果表

注气量/%	气油比/(m <sup>3</sup> ·m <sup>-3</sup> )	饱和压力/MPa	体积系数	膨胀系数	密度/(g·cm <sup>-3</sup> )	黏度/(mPa·s)
0	99.29	19.27	1.238 1	1.000 0	0.806 4	3.686 7
4.19	112.60	20.65	1.306 5	1.023 9	0.805 1	3.596 2
11.27	133.01	22.94	1.427 5	1.056 0	0.803 0	3.515 5
18.11	156.03	26.09	1.516 9	1.123 6	0.800 4	3.459 3
28.99	201.93	30.97	1.623 1	1.184 2	0.796 1	3.353 7
38.06	252.51	36.16	1.839 7	1.277 9	0.790 5	3.208 8

注:注气量为注入气物质的量与地层原油物质的量之比

1.1.4 实验岩心

研究区储集层纵向物性差异较大,高、低部位平均渗透率分别为  $33.0 \times 10^{-3}$ 、 $4.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。为了尽可能接近实际储集层特征,将柱塞岩心按照调和平均方式组合成长岩心,低部位岩心长度为 45.8 cm、平均孔隙度为 21.7%、平均渗透率为  $4.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,高部位岩心长度为 43.1 cm、平均孔隙度为 24.4%、平均渗透率为  $33.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (见表 3)。短岩心拼接成长岩心时,在短岩心之间加滤纸可降低末端效应的影响<sup>[12]</sup>。由于滤纸对液体有强烈的吸收性能,可降低岩心末端润湿相饱和度,增强岩心两端端面毛细管的连通性,从而降低末端效应。

表 3 实验岩心参数表

位置	岩心编号	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
低部位	1(出口端)	6.944	3.836	22.41	4.30
	2	6.411	3.805	20.12	4.25
	3	6.375	3.806	20.72	4.47
	4	7.011	3.833	20.95	3.98
	5	6.400	3.808	22.29	4.69
	6	6.356	3.793	23.66	3.08
7(入口端)	6.273	3.795	21.81	6.69	
高部位	8(出口端)	6.378	3.813	23.77	24.61
	9	5.812	3.814	24.56	26.20
	10	6.551	3.805	22.92	31.86
	11	5.251	3.816	27.45	15.39
	12	6.330	3.815	24.15	39.73
	13	6.298	3.796	23.83	13.43
	14(入口端)	6.449	3.809	24.37	79.97

1.2 实验装置及流程

实验装置为自主研发的高温高压长岩心驱替系统,最高承压 100 MPa、最高耐温 150 °C,由注入泵

在地层温度 94 °C、地层压力 33.21 MPa 条件下,细管法实测注入气与原油的最小混相压力为 50.13 MPa,远高于研究区原始地层压力(33.21 MPa),在原始地层条件下注气顶气驱为非混相驱。

1.1.3 水样

地层水与注入水均按实际井产出水的水质分析报告配制,水型为 CaCl<sub>2</sub> 型、矿化度为 251 980 mg/L、pH 值为 5.31。水样阳离子 Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>、Na<sup>+</sup>、K<sup>+</sup>、Sr<sup>2+</sup>的质量浓度分别为 19 100,3 650,70 400,1 030,790 mg/L,水样阴离子 Cl<sup>-</sup>、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>、SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>的质量浓度分别为 156 710,17,260 mg/L。

系统、中间容器、长岩心夹持器、回压调节器、压差表、控温系统、气量计组成。低部位岩心入口端与水体连接、高部位岩心入口端与气顶连接,采油端为双管连接处(见图 1)。采用 Ruska 全自动驱替泵,速度精度为 0.001 mL/min,温控系统精度为 0.1 °C,气量计精度为 0.1 mL。

为了模拟气顶边水油藏的开采特征,采用两根岩心夹持器串联,双管连接处为出口端。高部位岩心入口端、低部位岩心入口端分别连接装有气顶气的中间容器和装有地层水的中间容器,容器的大小根据研究区气顶指数(1.63)和水体倍数确定。岩心倾角与研究区地层倾角一致(2.7°)。

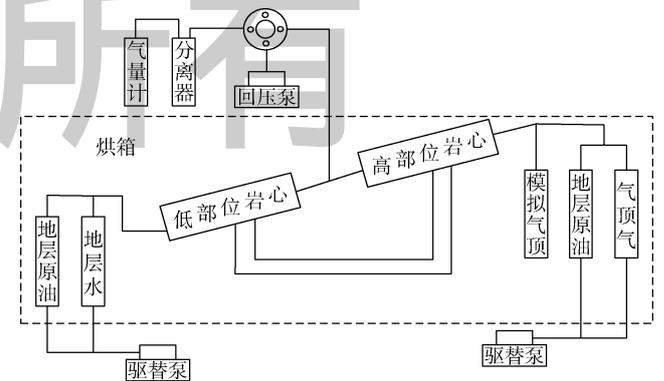


图 1 长岩心驱替实验装置图

1.3 实验方案及步骤

1.3.1 实验方案

根据研究区后续开发方式设计了不同开发方式

(水驱、气水协同驱) 不同注采参数(注入时机、注入速度)的8个双管串联长岩心驱替方案(见表4)。方案1—4为水驱油实验,模拟边部注水+中部采油的开发方式。方案5—8为气水协同驱油实验,模拟边部注水+顶部注气+中部采油的开发方式。

表4 长岩心物理模拟实验方案

水驱油实验			气水协同驱油实验		
实验方案	注水时机/MPa	注水速度/(mL·min <sup>-1</sup> )	实验方案	注入时机/MPa	注水速度/(mL·min <sup>-1</sup> ) / 注气速度/(mL·min <sup>-1</sup> )
方案1	33.21	0.125 0	方案5	33.21	0.125 0 / 0.125 0
方案2	28.00	0.125 0	方案6	28.00	0.125 0 / 0.125 0
方案3	15.00	0.125 0	方案7	15.00	0.125 0 / 0.125 0
方案4	28.00	0.062 5	方案8	28.00	0.062 5 / 0.062 5

### 1.3.2 实验步骤

①将岩心浸泡在脱气油中老化28 d,清洗烘干后按调和平均法排序装入长岩心夹持器后抽真空。②对高、低部位岩心分别饱和地层水,记录饱和水量,升压至原始地层压力33.21 MPa,待压力稳定后升温至地层温度94 ℃。③分别对高、低部位岩心饱和地层原油,记录驱替水量,与饱和水量相减求出每个岩心饱和油量,当岩心出口端原油气油比与PVT报告中原油气油比一致时,油藏原始地层恢复完毕。④进行水驱油评价实验,先衰竭开采至目标压力后改为恒速水驱,从低部位岩心入口端恒速注入地层水,高部位岩心入口端始终与模拟气顶相连,岩心出口端保持恒压,水驱至含水率100%。⑤进行气水协同驱替评价实验,先衰竭开采至目标压力后转为气水协同驱替,分别同时从低部位岩心入口端恒速注入地层水、高部位岩心入口端恒速注入气顶气,驱替至不出油为止。⑥使用石油醚分别清洗高、低部位岩心,清洗至出口端石油醚呈透明色,计量每个岩心残余油体积。⑦双管串联联合计量难以确定驱替过程中的单管驱油效率,但是根据每根单管饱和油体积、剩余油体积及原始条件下原油体积系数可确定单管的最终驱油效率。

## 2 实验结果对比分析

### 2.1 边部水驱注入时机与注入速度对驱油效率的影响

#### 2.1.1 注入时机对驱油效率的影响

对比方案1、方案2、方案3,注入压力分别为33.21, 28.00, 15.00 MPa时,总体水驱油效率分别为27.36%, 33.56%, 36.89%(见图2)。高、低部位驱油效率均随着注入压力的降低有所增加(见图3)。由于地层原油弹性膨胀作用和气顶能量的不断释放,使得高部位原油驱油效率增加,注入压力分别为33.21, 28.00, 15.00 MPa

时,高部位驱油效率分别为8.57%, 15.10%, 18.64%。注水开发主要动用低部位岩心原油,当低部位开始边部注水时,补充了地层能量,出口端压力对于高部位岩心管而言类似于附加渗流阻力,制约高部位原油的采出;注入压力33.21, 28.00, 15.00 MPa时,低部位驱油效率分别为46.54%, 51.83%, 55.45%,低部位岩心对整体驱油效率的贡献较大。

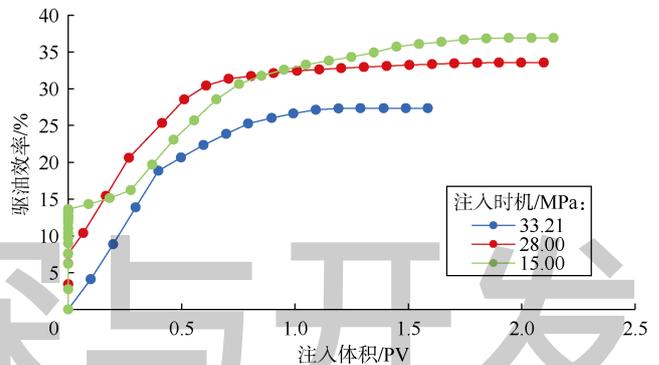


图2 水驱油实验不同注入时机驱油效率对比图 (PV—孔隙体积倍数)

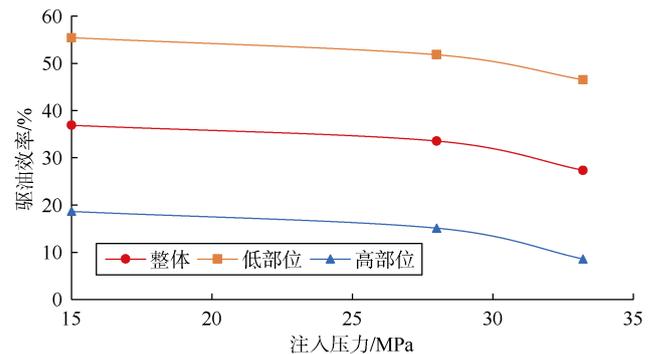


图3 水驱油实验不同注入时机不同部位驱油效率对比图

随着注入时机的延迟,水驱突破体积与驱替压差变化较大,33.21, 15.00 MPa时水驱突破体积分别为0.37, 0.47 PV,最大驱替压差分别为1.20, 4.32 MPa(见图4)。分析认为,注入时机较晚时,气顶膨胀更充分,气顶膨胀不仅增加了高部位岩心的动用程度,还延缓了整体水突破时间,驱油效率增加;同时,注入时机越晚,高部位原油流动附加阻力及原油脱气后黏度增加,增大低部位水驱压差,注入水易进入小孔隙,驱油效率增大。但是,当注入压力低于饱和压力时,原油脱气出现油气水三相渗流,油相渗流能力降低,降低水驱油效率。3组实验结果表明,对于边水气顶油藏,先期充分利用气顶膨胀作用驱油,再开展注水驱替有利于改善驱油效果。

#### 2.1.2 注入速度对驱油效率的影响

对比方案2和方案4,保持28 MPa注入压力,注

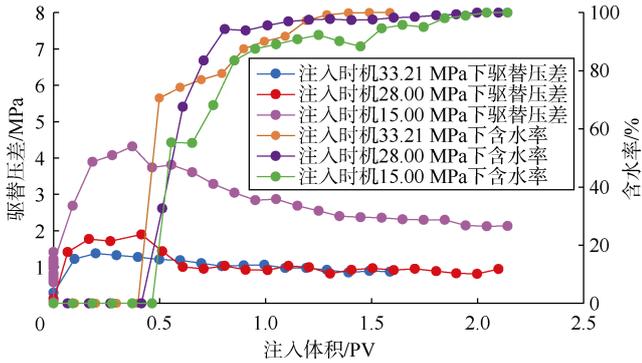


图4 水驱油实验不同注入时机注入体积与驱替压差和含水率关系图

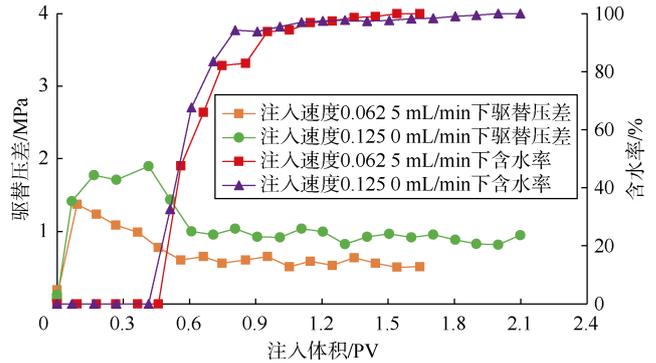


图7 水驱油实验不同注入速度注入体积与驱替压差和含水率关系图

入速度从 0.062 5 mL/min 增加到 0.125 0 mL/min 时，驱油效率从 37.54% 下降到 33.56%，驱油效率随着注入速度的增加而减小（见图 5）。随着注入速度的增加，低部位和高部位岩心的驱油效率均不同程度降低，尤其是低部位岩心驱油效率降低显著，驱油效率从 59.82% 降低至 51.83%，降低了近 8 个百分点（见图 6）。分析认为，随着注入速度的增加，虽然驱替压差增加会改善驱油效果，但是当注入速度由 0.062 5 mL/min 增加至 0.125 0 mL/min 时，水突破体积由 0.46 PV 提前至 0.41 PV，是导致驱油效率降低的主要原因（见图 7）。

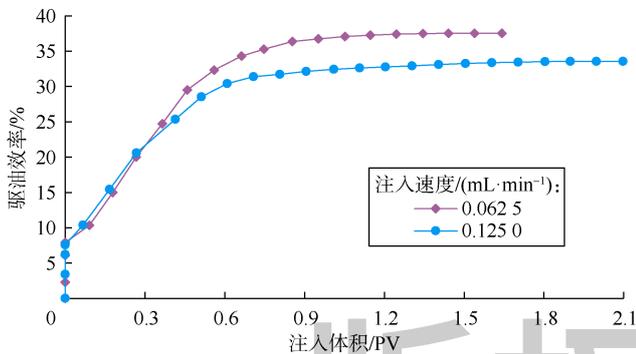


图5 水驱油实验不同注入速度驱油效率对比图

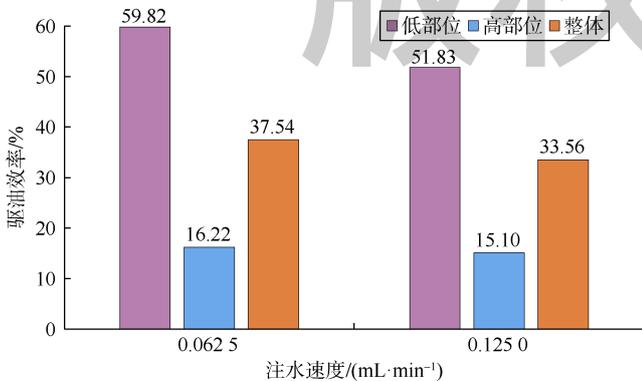


图6 水驱油实验不同注入速度不同部位驱油效率对比图

## 2.2 气水协同驱注入时机与注入速度对驱油效率的影响

### 2.2.1 注入时机对驱油效率的影响

对比方案 5、方案 6、方案 7 的实验结果，注入时机对整体驱油效率及不同部位原油驱替效果影响较大，注入时机 33.21，28.00，15.00 MPa 对应的整体驱油效率分别为 41.29%，37.77%，37.11%（见图 8）；高部位岩心的驱油效率由 37.29% 降低至 20.39%，低部位岩心的驱油效率由 45.74% 增加至 55.12%（见图 9）。分析认为，气水协同驱替与常规气驱油机理不同，常规气驱时根据注气膨胀实验结果（见表 2），一般认为注气压力越大，原油膨胀与降黏程度越大，驱油效果越好。但是，气水协同驱替时，随着注气压力降低，高部位气驱油效率降低、低部位水驱油效率增加，两者此消彼长将影响整体驱油效率（见图 9）。当注入压力低于饱和压力时，原油脱气、气-油-水多相渗流降低整体驱油效率（见图 10）。对于低部位岩心而言，由于高部位岩心物性相对较好、流体易采出，制约了低部位岩心中流体流出，注入压力越大制约效果越明显，表现出驱油效率随压力降低反而增大的特征。总体而言，考虑原油脱气后多相渗流的不利因素，建议气水协同驱替注入压力维持在饱和压力之上。

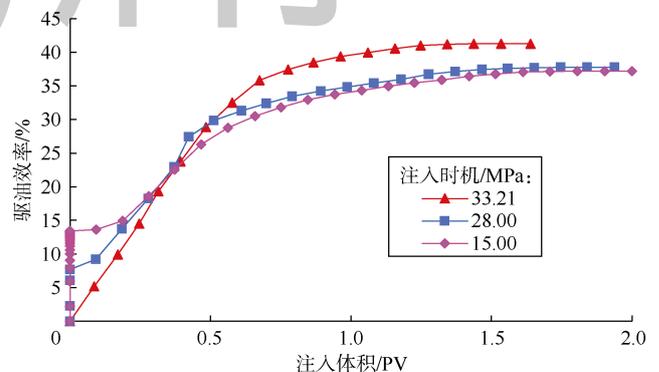


图8 气水协同驱油实验不同注入时机下驱油效率对比图

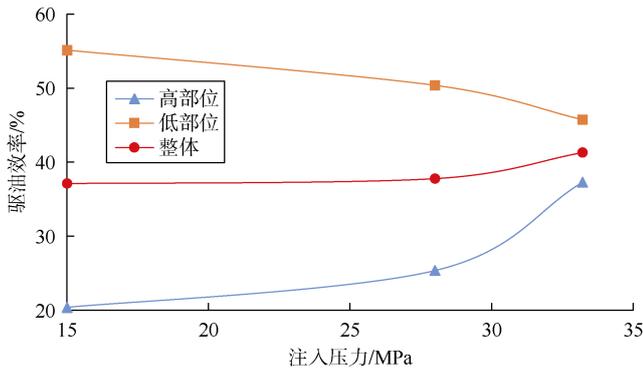


图9 气水协同驱油实验不同注入时机不同部位驱油效率对比图

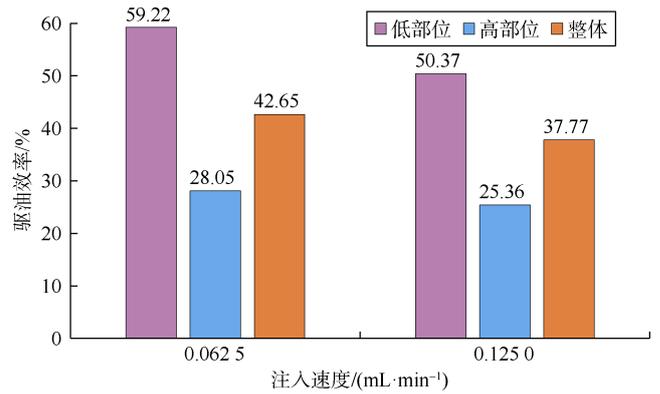


图11 气水协同驱油实验岩心不同部位驱油效率对比图

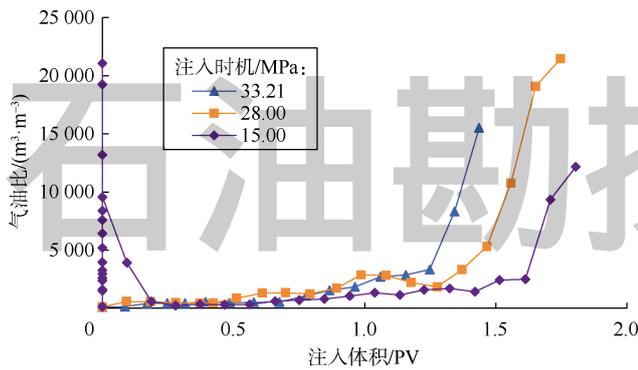


图10 气水协同驱油实验不同注入时机下注入体积与气油比关系图

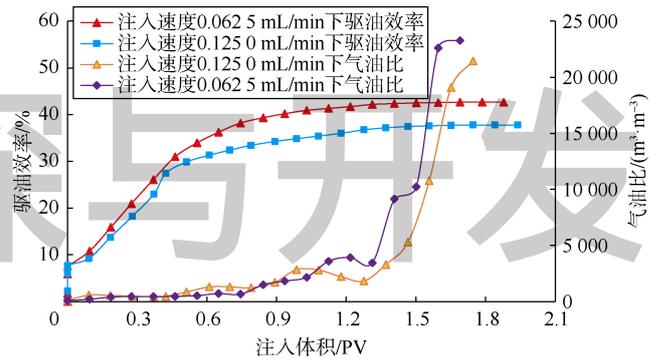


图12 气水协同驱油实验不同注入速度下注入体积与驱油效率和气油比关系

2.2.2 注入速度对驱油效率的影响

实验设定注水与注气速度保持一致。对比方案6、方案8的实验结果发现，随着注入速度的降低，低部位、高部位及整体驱油效率均有不同程度的提高。当注入速度从0.1250 mL/min降低到0.0625 mL/min时，整体驱油效率由37.77%增大至42.65%，低部位岩心驱油效率由50.37%增加至59.22%，高部位岩心驱油效率由25.36%增加至28.05%（见图11）。分析认为，注入速度越低、注入气与原油接触时间越长，越有利于相间传质，有利于驱油。气驱后期，由于较低注入速度下前期原油采出程度高，后期采出油量减少、气量增加，气油比上升速度加快（见图12）。当注入速度从0.0625 mL/min增大至0.1250 mL/min时，最大驱替压差由3.22 MPa增大至6.63 MPa，水突破时注入体积由0.46 PV提前至0.42 PV，含水率上升变快，水驱油效果变差（见图13）。

2.3 注入时机与注入速度敏感性分析

上述实验测试结果显示，注入速度和注入时机对边水气顶油藏的驱油效率影响较大。为了证实是否存在合理的注入时机和注入速度，利用数值模拟建立与岩心驱替实验物性参数一致的细管实验模型，在相态

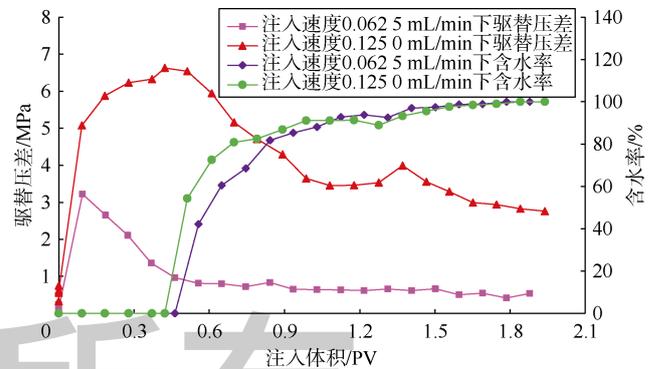


图13 气水协同驱油实验不同注入速度下注入体积与驱替压差和含水率关系

拟合及岩心实验拟合的基础上，进一步论证注入速度和注入时机对边水气顶油藏驱油效率的影响规律。

2.3.1 注入时机敏感性分析

将注入速度设定为0.125 mL/min，针对水驱、气水协同驱分别计算7个不同注入时机下的驱油效率，计算结果显示，当采用注水开发时，随着注入时机延后至25 MPa，气顶弹性膨胀驱油效果逐渐显现，水驱油效率逐渐增加并趋于稳定，当注入时压力低于原油饱和压力（19.03 MPa）时，原油开始脱气、油相黏度增加，多相渗流制约原油流动，水驱油效率逐渐降低

(见图 14)。当采用气水协同驱替时,随着注入时机延迟,注气压力降低,高部位岩心驱油效率降低,导致整体驱油效率降低,随着压力进一步降低,低部位岩心驱油效率增幅变大,整体驱油效率逐渐增加并趋于稳定,当注入压力低于饱和压力时,气水协同驱替驱油效率降低(见图 14)。因此,Khasib 边水气顶油藏水驱、气水协同驱替的合理注入时机为 20~25 MPa。

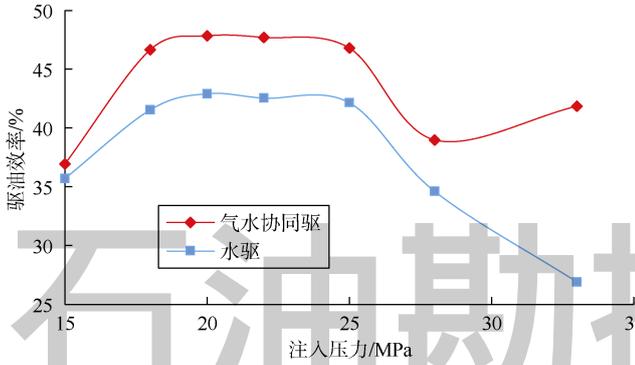


图 14 水驱与气水协同驱注入时机敏感性分析结果

2.3.2 注入速度敏感性分析

将注入时机设定为 28 MPa,针对水驱、气水协同驱分别计算 6 种不同注入速度下的驱油效率,计算结果显示,当采用气水协同驱替时,注水与注气速度保持一致,当注气速度大于 0.1 mL/min 时,驱油效率随着注入速度增加而逐渐降低,低于该速度时驱油效率稳定在 43%左右(见图 15)。重力数可以用来评价气驱时重力与黏滞力的相对作用<sup>[26-28]</sup>。不同注气速度下重力数计算结果显示(见图 16),随着注气速度的降低,黏滞力减小、重力数增大,气驱过程中重力影响占优,有利于气油界面的稳定,驱油效率较高<sup>[29-31]</sup>。考虑到储集层物性的垂向差异,为了获得最佳驱替效果,气、水突破时间应保持一致,将注气速度设定为 0.1 mL/min,计算不同注水速度下的驱油效率(见图 17)。由于低部位岩心物性差,若注水速度保持与注气一致,气优先

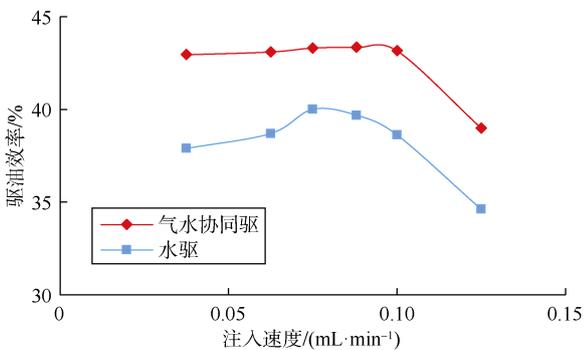


图 15 水驱与气水协同驱注入速度敏感性分析结果

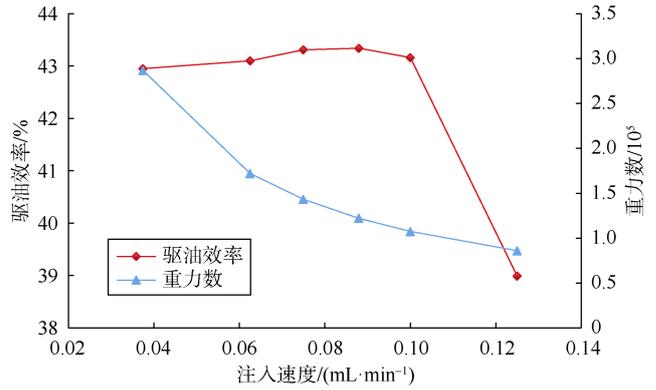


图 16 气水协同驱不同注入速度下重力数与驱油效率对比

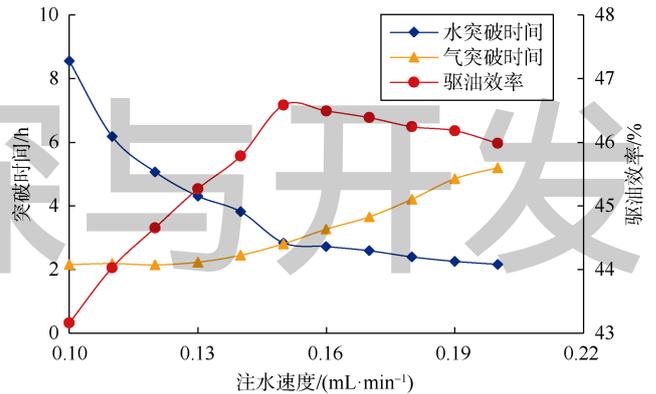


图 17 气水协同驱注水速度敏感性分析结果

突破而制约低部位油的流动;当注水速度增加至 0.15 mL/min 时,即注水速度为注气速度的 1.5 倍时,出口端气、油同时突破,驱油效率达到最大值 46.58%。为了进一步论证注入速度与采油速度的合理性,保持注水速度 0.15 mL/min、注气速度 0.10 mL/min 不变,计算不同注采比下的驱油效率(见图 18),当注采比为 1.0 : 1.2 时驱油效率达到最大值 47.15%,对应的采油速度为 0.3 mL/min,适当提高采液速度有利于驱油。

当采用水驱时,注入速度为 0.075 mL/min 时的驱油效率达到最大值 40.01% (见图 15),偏离该速度时

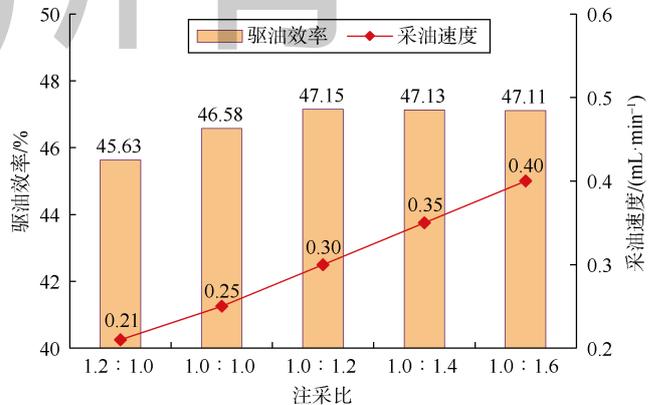


图 18 气水协同驱注采比、采油速度与驱油效率关系图

驱油效率均表现出不同程度的降低。分析认为，当注水速度过大时，见水早、含水率上升快，驱油效率降低；注水速度太低，注入压差减小，水相难以进入小孔隙，驱油效率会略有降低。

#### 2.4 Khasib 油藏最优驱替方式

Khasib 边水气顶油藏采用气水协同驱的驱油效率优于水驱，注入压力高于饱和压力时，相同注入速度时前者驱油效率比后者高 5.0~14.8 个百分点（见图 14、图 15）。水驱与气水协同驱的驱油效率差异主要取决于高部位岩心原油的动用程度，最大驱油效率差值达 28.72 个百分点（见图 19、图 20）。因此，对于类似 Khasib 油藏的气顶边水油藏，建议采用气水协同驱替方式，易在储集层中形成“上压下顶”的立体驱替效应，不同部位原油均能得到充分动用。

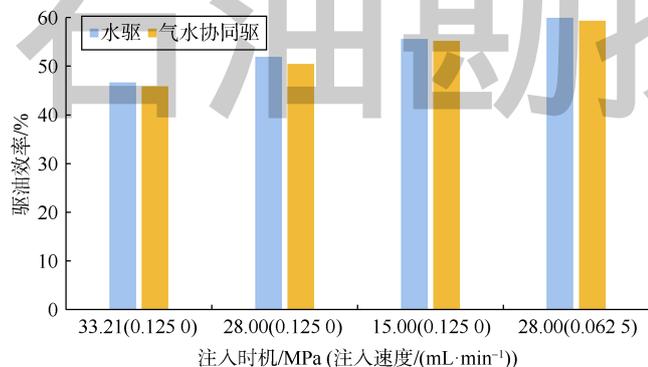


图 19 低部位岩心不同驱替方式驱油效率对比

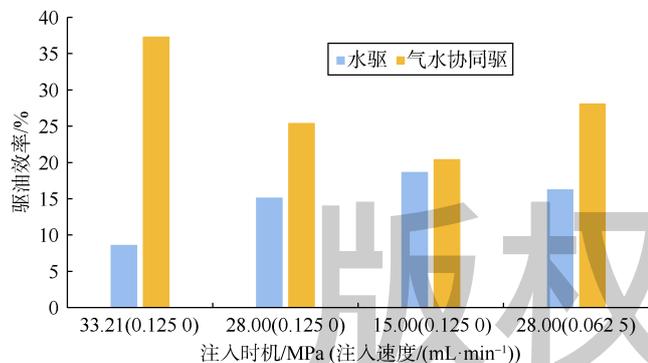


图 20 高部位岩心不同驱替方式驱油效率对比

### 3 结论

对于 Khasib 油藏气顶边水油藏，采用“边部水驱+中部采油”开发方式时，先期衰竭有利于充分发挥气顶能量动用高部位原油。水驱合理注入时机为 20~25 MPa，实验条件下合理注水速度为 0.075 mL/min，最高驱油效率为 40.01%。

采用“气水协同驱+中部采油”开发方式时，综合考虑不同部位原油的驱替效果，气水协同驱替合理注入时

机 20~25 MPa，实验条件下合理注气速度 0.10 mL/min、注水速度 0.15 mL/min，最高驱油效率为 47.15%。

“气水协同驱+中部采油”的开发方式可充分动用高部位原油，驱油效率比“边部水驱+中部采油”高 5.0~14.8 个百分点。

由于一维线性渗流与实际注采井径向渗流流场的差异，本文确定的合理注采速度不能直接推广至实际油藏条件，可根据相似理论，参考实际注采井的储集层厚度、注采压力等参数换算为实际注采井的注采参数。

#### 参考文献：

- [1] 彭道贵. 扎尔则油田 F4 油藏开发调整技术政策研究[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(1): 139-141, 169-170.  
PENG Daogui. Study on development adjustment technical policy of F4 reservoir in Zarzaitine oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(1): 139-141, 169-170.
- [2] 宋新民, 李勇. 中东碳酸盐岩油藏注水开发思路与对策[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 679-689.  
SONG Xinmin, LI Yong. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 679-689.
- [3] 刘维霞, 吴义志, 李文静, 等. 断块油藏气顶-边水双向驱油藏筛选标准[J]. 特种油气藏, 2016, 23(1): 104-108.  
LIU Weixia, WU Yizhi, LI Wenjing, et al. Screening criteria of gas cap-edge water drive fault block oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(1): 104-108.
- [4] 王冠群. S 气顶油藏注气开发方案设计研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2018.  
WANG Guanqun. Research on gas injection development plan for S gas cap reservoir[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2018.
- [5] 窦松江, 冯小宁, 李炼民. 尼日尔 G 油田气顶油气藏开发策略研究[J]. 非常规油气, 2015, 2(5): 34-37.  
DOU Songjiang, FENG Xiaoning, LI Lianmin. Development strategy for gas cap reservoirs in Niger G oilfield[J]. Unconventional Oil & Gas, 2015, 2(5): 34-37.
- [6] 敖西川, 蒋明, 陈果, 等. 哈萨克斯坦贝克斯气顶边水油藏开发对策与实践[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2014, 16(3): 48-52.  
AO Xichuan, JIANG Ming, CHEN Guo, et al. Development strategy and practice on a reservoirs with gas cap and edge water, Kazakhstan[J]. Journal of Chongqing Institute of Science and Technology (Natural Science Edition), 2014, 16(3): 48-52.
- [7] 刘辉, 董俊昌, 刘扬, 等. 孔隙型碳酸盐岩储层注气注水提高采收率试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(1): 104-108.  
LIU Hui, DONG Junchang, LIU Yang, et al. Experiments on gas and water injection for enhanced oil recovery in porous carbonate reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(1): 104-108.
- [8] 刘旺东, 杨智刚, 买买提, 等. 阿里斯库姆大气顶薄油环边底水油田开发方式[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(5): 622-626.  
LIU Wangdong, YANG Zhigang, MAIMAITI A N, et al. Development methods of Arysium oilfield with large gas cap, thin oil rim and edge/bottom water[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(5): 622-626.
- [9] BUI T, FORREST J, TEWARI R, et al. Improving recovery from thin oil rim by simultaneous down-dip gas and up-dip water injection: Samarang Field, Offshore Malaysia[R]. SPE 128392, 2010.

- [10] CHEN P, SOWAIDI A K A, PATEL H, et al. Assessment of simultaneous water and gas injection SWAG pilot in a giant offshore carbonate reservoir[R]. SPE 183223-MS, 2016.
- [11] 谢爽, 罗君兰, 龚莲, 等. 塔河碳酸岩缝洞型油气水协同机理研究[J]. 复杂油气藏, 2020, 13(3): 35-40.  
XIE Shuang, LUO Junlan, DOU Lian, et al. Study on gas-water synergy mechanism of fracture-vuggy carbonate reservoir in Tahe Oilfield[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2020, 13(3): 35-40.
- [12] 郭红强. 复杂断块油藏分区调控提高采收率机理研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2019.  
GUO Hongqiang. Study on mechanism of zonal regulation and EOR in complex fault block reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019.
- [13] 余忠, 赵会杰, 李卫京, 等. 正确选择气顶油藏高效开发模式[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(2): 70-72.  
YU Zhong, ZHAO Huijie, LI Weijing, et al. Optimization of development scheme for gas-cap reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(2): 70-72.
- [14] 冯晓楠, 陈志海, 姜凤光, 等. 大气顶薄油环底水油藏开发方式[J]. 断块油气田, 2016, 23(3): 346-349.  
FENG Xiaonan, CHEN Zhihai, JIANG Fengguang, et al. Development of reservoir with big condensate gas cap and oil rim[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2016, 23(3): 346-349.
- [15] 胡蓉蓉, 姚军, 孙致学, 等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏注气驱油提高采收率机理研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2015, 30(2): 49-53.  
HU Rongrong, YAO Jun, SUN Zhixue, et al. Study on EOR mechanism by gas injection replacing oil in fractured-vuggy carbonate reservoir of Tahe oilfield[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2015, 30(2): 49-53.
- [16] MIAO Y. Optimization of gas injection development parameters in carbonate reservoirs by numerical simulation[J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2018, 170: 022082.
- [17] 周宇洋. 气顶窄油环底水油藏合理开发对策的油藏工程方法研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.  
ZHOU Yuyang. Study on reasonable development strategy of gas-cap reservoir with edge water by reservoir engineering methods[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.
- [18] 苏海洋, 廖长霖, 李波, 等. 孔隙型碳酸盐岩油藏提高采收率驱油方式实验[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(1): 90-95.  
SU Haiyang, LIAO Changlin, LI Bo, et al. Experiments on oil displacement method of enhanced oil recovery in porous carbonate reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 90-95.
- [19] SHI X W, YANG Z M, ZHANG Y P, et al. Physical simulation of colayer water flooding in low permeability carbonate reservoir in Middle East[J]. Journal of Engineering, 2017, 2017: 2510251.
- [20] ABEDINI A, TORABI F, MOSAVAT N. Performance of immiscible and miscible CO<sub>2</sub> injection process in a tight carbonate reservoir (experimental and simulation approach)[J]. International Journal of Oil, Gas and Coal Technology, 2015, 9(3): 265-279.
- [21] MOTEALLEH M, KHARRAT R, HASHEMI A. An experimental investigation of water-alternating-CO<sub>2</sub> coreflooding in a carbonate oil reservoir in different initial core conditions[J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2013, 35(13): 1187-1196.
- [22] 张戈. 复杂断块油藏人工边水驱提高采收率机理分析[J]. 断块油气田, 2014, 21(4): 476-479.  
ZHANG Ge. Analysis on IOR mechanism of artificial edge water flooding in complex fault-block reservoir[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21(4): 476-479.
- [23] 常元昊, 姜汉桥, 李俊键, 等. 高倾角低渗断块油藏顶部注气规律研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(33): 179-183.  
CHANG Yuanhao, JIANG Hanqiao, LI Junjian, et al. The study on crestal injection for fault block reservoir with high dip and low permeability[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(33): 179-183.
- [24] 王建. 胜利断块油藏人工边水驱提高采收率技术研究[J]. 科学技术与工程, 2012, 12(15): 3598-3601.  
WANG Jian. Research on technology of enhance water drive recovery by simulating strong edge-water to develop fault-block oil reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2012, 12(15): 3598-3601.
- [25] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局. 中国国家标准化管理委员会. 油气藏流体物性分析方法: GB/T 26981—2011[S]. 北京: 中国标准出版社, 2011.  
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. Test method for reservoir fluid physical properties: GB/T 26981—2011[S]. Beijing: Standards Press of China, 2011.
- [26] 王进安, 袁广均, 张军, 等. 长岩心注二氧化碳驱油物理模拟实验研究[J]. 特种油气藏, 2001, 8(2): 75-78.  
WANG Jin'an, YUAN Guangjun, ZHANG Jun, et al. Experimental study on physical modelling of crude displacement with carbon dioxide drive for long core[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2001, 8(2): 75-78.
- [27] 陈小龙, 李宜强, 廖广志, 等. 减氧空气重力稳定驱替机理及与采收率的关系[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 780-788.  
CHEN Xiaolong, LI Yiqiang, LIAO Guangzhi, et al. Experimental investigation on stable displacement mechanism and oil recovery enhancement of oxygen-reduced air assisted gravity drainage[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4): 780-788.
- [28] 吴克柳, 李相方, 王星, 等. 注气辅助重力泄油开发油藏采收率预测方法[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(6): 61-65, 115.  
WU Keliu, LI Xiangfang, WANG Xing, et al. Prediction method of oil recovery in gas-assisted gravity drainage process[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 61-65, 115.
- [29] SHOOK M, LI D C, LAKE L W. Scaling immiscible flow through permeable media by inspectional analysis[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1992, 16(4): 311-349.
- [30] LENORMAND R, TOUBOUL E, ZARCONI C. Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media[J]. Journal of Fluid Mechanics, 1988, 189: 165-187.
- [31] GRATTONI C A, JING X D, DAWE R A. Dimensionless groups for three-phase gravity drainage flow in porous media[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2001, 29(1): 53-65.

第一作者简介: 汪周华(1979-), 男, 湖北宜昌人, 博士, 西南石油大学研究员, 主要从事气田与凝析气田开发、注气提高采收率及非常规油气开发等方面的研究工作。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号, 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 邮政编码: 610500。E-mail: wangzhouhua@126.com

联系作者简介: 王涛(1997-), 男, 陕西咸阳人, 西南石油大学在读硕士研究生, 主要从事气田开发理论与方法、注气提高采收率技术等研究。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号, 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 邮政编码: 610500。E-mail: 2499736623@qq.com

收稿日期: 2021-10-25 修回日期: 2022-03-15

(编辑 王晖)