

# Water Breakthrough Types of Oil Wells in Bai239 Area of Huaqing Oilfield and Its Control Countermeasures

Zhengpan Cui, Xing Zhang, Ping Zheng, Youwei Xu, Sixian Song

Changqing Oilfield Oil Production Plant No. 10, Qingcheng Gansu  
Email: [czp\\_cq@petrochina.com.cn](mailto:czp_cq@petrochina.com.cn)

Received: Oct. 1<sup>st</sup>, 2020; accepted: Nov. 16<sup>th</sup>, 2020; published: Dec. 15<sup>th</sup>, 2020

---

## Abstract

Bai239 area of Huaqing Oilfield was developed in 2009. The main development layer is Chang 6<sub>3</sub> of Yanchang formation. The development well pattern is the combination of slant vertical well and horizontal well. The development area of slant vertical well is the reverse nine-point injection-production well pattern, and the development area of horizontal well is the seven-point and five-point injection-production well pattern. With the extension of development time and the increase of cumulative production volume and water injection amount, the distribution of underground oil and water is becoming more and more complex, and the water cut of oil wells rises rapidly. Especially in the development area of inclined vertical wells + horizontal wells, the influence of water cut rising and even water flooding in horizontal wells on the block is greater. When the horizontal well is flooded, the reserve rate will drop and the stable production base will become worse, so it has a serious impact on the production situation. According to the prominent problems in the development of Bai239 area, that is, the water cut of oil well rises quickly, and the high water cut well increases rapidly, this paper makes a serious analysis and summary, and puts forward the corresponding measures for controlling water and stabilizing oil well according to the actual production of oil well.

## Keywords

Huaqing Oilfield, Water Breakthrough Type, Influence Factor, Control Countermeasure

---

---

\*通信作者。

# 华庆油田白239区油井见水类型及治理对策

崔争攀, 张 兴, 郑 平, 许有为, 宋思贤

长庆油田采油十厂, 甘肃 庆城  
Email: czp\_cq@petrochina.com.cn

收稿日期: 2020年10月1日; 录用日期: 2020年11月16日; 发布日期: 2020年12月15日

## 摘 要

华庆油田白239区于2009投入开发, 主力开发层系为延长组长 $6_3$ 层。开发井网采用斜直井 + 水平井组合部井方式, 其斜直井开发区采用反九点注采井网, 水平井开发区采用七点与五点法注采井网。随着开发时间的延长, 累计采出体积及注水量的增加, 油藏地下油水分布日趋复杂, 油井含水上升较快, 尤其是斜直井 + 水平井综合部井开发区, 水平井含水上升乃至水淹对区块影响更大。水平井水淹后则周围若干注水井需要关停, 储量率就会下降, 油田稳产基础就会变差, 因此对生产形势带来严重的影响。本文对白239区开发中的突出问题即油井含水上升快、高含水井增加迅猛, 进行了认真的分析总结, 并结合油井生产实际提出了控水稳油的针对性措施。

## 关键词

华庆油田, 见水类型, 影响因素, 治理对策

Copyright © 2020 by author(s), Yangtze University 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

华庆油田白239区处于陕北鄂尔多斯沉积盆地斜坡南部, 主力开发层延长组长 $6_3$ 层, 为浊流滑塌沉积相; 延长组构造为一平缓的西倾单斜, 在局部形成起伏较小轴向近东西或北东向的鼻状隆起, 对油气聚集及其丰度有一定的控制作用[1]。长 $6_3$ 储层岩石以极细粒、细粒岩屑长石砂岩为主, 其次为少量的中-细砂岩、粉砂岩, 砂岩碎屑以各类长石为主, 其次为石英、岩屑和少量的重矿物, 岩石成分成熟度较低; 碎屑分选性中等-好, 为次棱角状-次圆状; 填隙物主要为各种自生胶结物, 泥质杂基含量较少, 结构成熟度较高; 根据储层解释结果统计, 长 $6_3$ 储层平均孔隙度为9.7%, 平均渗透率为 $0.43 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 属于低渗-特低渗储层。

白239区目前平均单井产能1.8 t/d, 含水64.9%, 含水率大于80%的油井占28.4%, 其中定向井占总井数17.4%, 水平井占总井数33.3%。水平井高含水井占比高, 治理难度大, 已经对区块的稳产造成了较为严重的影响, 是区块稳产最紧迫的问题之一[1]。

## 2. 白239区开发现状

2019年7月, 白239区油井开井数147口, 日产液水平709 t, 日产油水平249 t, 单井日产油能力

1.73 t, 综合含水 64.9%, 区块累积产油 45.3 万吨, 地质储量采油速度 0.31%, 地质储量采出程度 1.49%; 注水井开井 161 口, 日注水平 2198 m<sup>3</sup>, 单井日注 13.7 m<sup>3</sup>, 月注采比 2.6, 累积注采比 4.7, 以上指标说明白 239 区目前仍处于开发初期阶段, 开发潜力仍然较大。

目前单井产能(现产)及累计产量均位于油藏中部与北部, 开发区南部单井现产及累产相对较低, 全区累产图和单井产能见图 1、图 2。这种现象的主要原因主要是沉积微相差异、储层物性以及微构造等[2]。

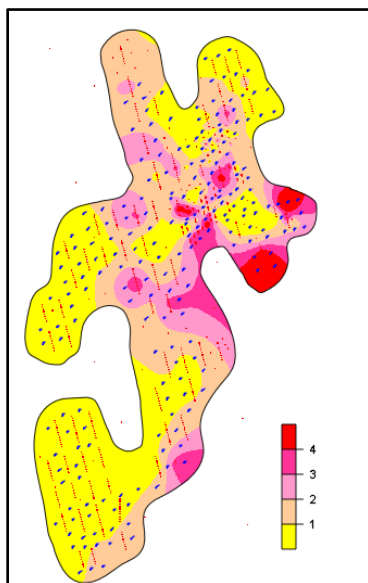


Figure 1. Contour distribution map of current single well production

图 1. 目前单井产量等值线分布图

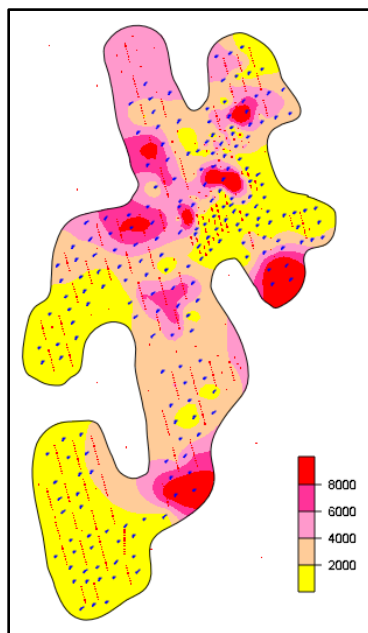


Figure 2. Contour map of cumulative oil production distribution

图 2. 累计产油量分布等值线图

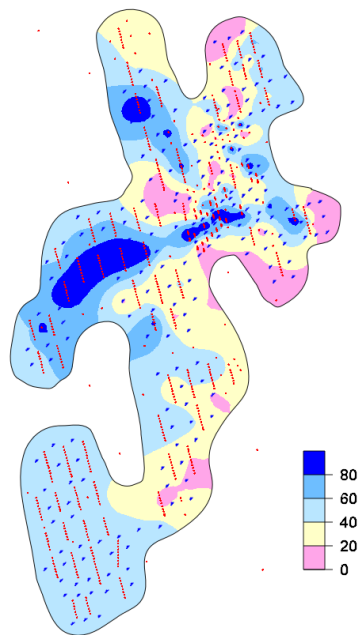
### 3. 目前含水状况及分级

白 239 区 2019 年 7 月全区生产含水率平均 64.9%，属于中高含水。根据 2019 年 7 月白 239 区油井含水率分级统计(表 1)，含水大于 80%的油井 42 口，占目前开井比例的 28.4%；其中定向井(斜直井)为 6 口，平面上呈点状零散分布；水平井 34 口，主要位于两个连片带分布，一个位于区块南部的陈平 14-1 井至陈平 17-3 井区带，共计 20 口，另一个位于区块中部陈平 21-3 井至陈平 22-7 区，共计 10 口；图 3、图 4、图 5 分别展示了白 239 区开发初期、2015 年底、2019 年 7 月的油井生产含水率状况，可以看出两个含水区含水变化趋势 - 含水井数随开发年限不断增加，见水面积不断扩大。

**Table 1.** Water cut classification table of Chang 6<sub>3</sub> oil well in Bai239

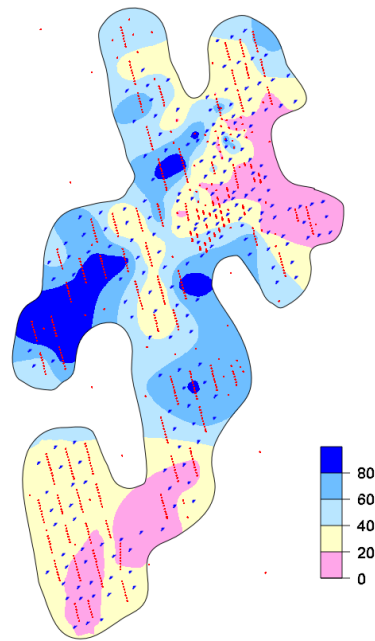
**表 1.** 白 239 区长 6<sub>3</sub> 油井含水分级表

分类	含水分级	开井数 口	单井平均日产液 t	单井平均日产油 t	含水率 %	占开井数比例 %
定向井	<20	10	1.85	1.54	16.87	21.7
	20~40	17	1.83	1.31	28.84	37.0
	40~60	6	2.61	1.34	48.55	13.0
	60~80	5	1.84	0.5	72.63	10.9
	>80	8	4.05	0.19	95.33	17.4
	合计		46	2.28	1.10	51.61
水平井	<20	6	4.74	4.01	15.42	5.9
	20~40	27	4.48	3.18	28.86	26.5
	40~60	17	6.17	2.89	53.18	16.7
	60~80	17	5.56	1.62	70.86	16.7
	>80	34	7.86	0.42	94.65	33.3
	合计		102	6.09	2.00	67.08

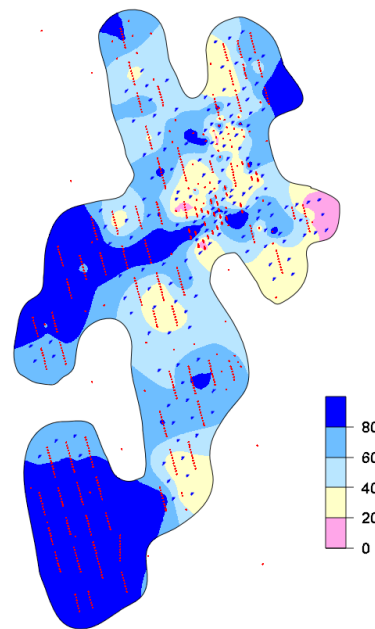


**Figure 3.** Initial water cut distribution map

**图 3.** 初期含水分布图



**Figure 4.** Water cut distribution in 2015  
**图 4.** 2015 年含水分布图



**Figure 5.** Water cut distribution map in 2019  
**图 5.** 2019 年含水分布图

## 4. 见水类型及见水成因分析

### 4.1. 见水类型及动态特征

通过大量的油井取样和水性化验分析、裂缝检测、示踪剂试验、生产动态分析等多种手段可以研究判断出油井见水的类型、方向及周围注水井与见水井间储层联通关系[3]。

#### 4.1.1. 见地层水型

共计 26 口, 生产动态特征为油井投产即见水或生产一段时间(0~3 个月)即见水。其水性含盐度高, 为  $\text{CaCl}_2$  型, 与原始地层水型一致, 多分布于油藏中部及边部[4]。

#### 4.1.2. 见地注入水型

共计 35 口, 动态特征投产即水淹(一般位于先导注水区)或投产一段时间突然见水(一般位于先导注水区), 水型为  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ , 含盐明显下降, 主要分布于油藏中部[5]。

### 4.2. 见水特征

主要以裂缝见水为主, 属于人工缝规模过大或天然微裂缝开启导致注入水突进, 白 239 区北部、中部油井多为裂缝型见水; 而油藏中部受储层物性差, 且处于微构造相对较低部位原始含油饱和度相对较低的油井出现了投产即见地层水的现象, 多属于孔隙型见水, 这种类型中也可能存在因为油井工作制度不合理, 井底生产流压大, 油水两相渗透差异大导致提前见水的类型[6]。

#### 4.2.1. 见水方向

根据示踪剂监测及注采动态验证, 为多方向性见水, 主要见水方向为  $\text{NE}75^\circ$ , 与本区主应力方向基本一致(图 6)。

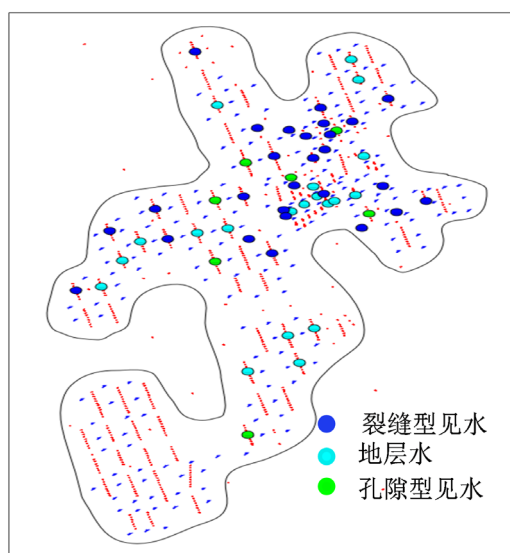


Figure 6. Horizontal distribution of different water-seeping types in Bai239 area

图 6. 白 239 区不同见水类型平面分布图

### 4.3. 见水成因分析

#### 4.3.1. 原始含油饱和度低井区油井投产即见水

白 239 区虽然大的构造背景为东高西低单斜构造, 但也存在着众多东西向延展的局部鼻隆, 鼻隆侧翼和沉积微相变化导致储层物性差异, 使储层原始含油饱和度存在差异, 当原始含油饱和度低于 45% 时, 油井就可能投产就见地层水[7]。

这类油井的见水时特征一般: 液量稳定或下降, 油量降低, 含水率上升, 动液面稳定或出现下降, 图 7 所示含水上升区主要为原始含油饱和度, 投产即见水的分布区。

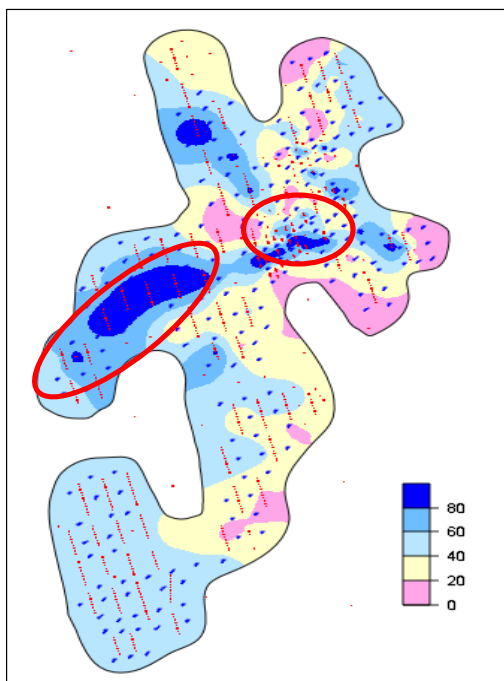


Figure 7. Distribution map of formation water in Bai239 area

图 7. 白 239 区主要见地层水分布图

#### 4.3.2. 裂缝发育区导致油井快速水淹

见水特征：注入水单向突进，油井表现为见水周期短，且快速水淹。液量迅速上升，含水也随之上升，动液面上升，油量下降，产水含盐下降且低于地层水含盐量[8]。

见水方向：根据示踪剂监测及注采动态分析，为多方向性见水，但主见水方向为 NE75° (图 8)，与本地区地层主应力方向一致，该区存在潜在裂缝并随注水量并注入压力变大开启。

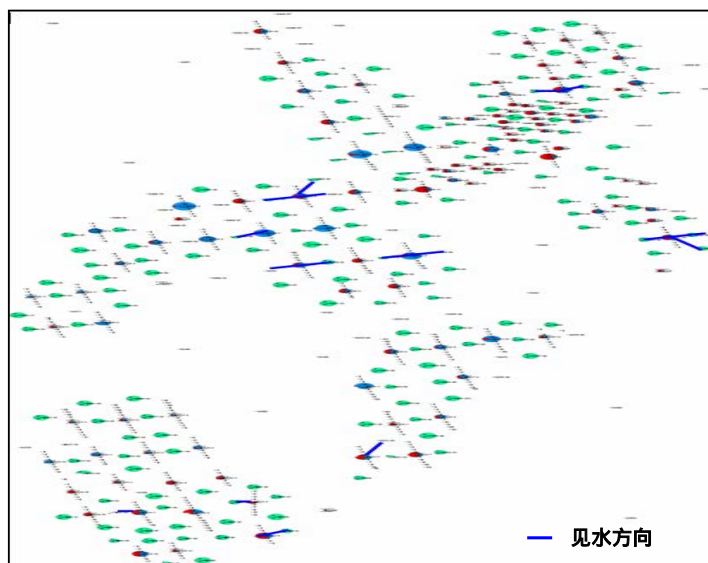


Figure 8. Schematic diagram of injection water flooded well

图 8. 注入水水淹井示意图

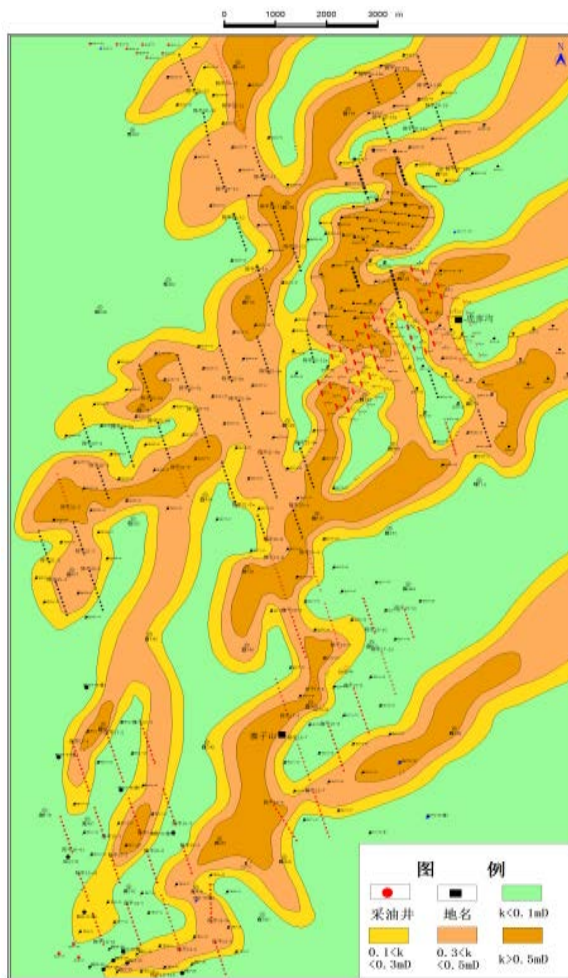
动态裂缝开启是油井见水的关键因素，天然裂缝多方向、人工缝网复杂及注入压力升高均是造成裂缝开启主要因素，导致油井多向见水[9]。

**4.3.3. 平面非均质性强，河道主流线方向上采油井见水快**

根据白 239 区储层非均质性分析(表 2)，平面长  $6_3^1$ 、长  $6_3^2$  小层渗透率较好，高渗带主要位于河道上(图 9)，该区域采油井见水较快(图 10)。

**Table 2.** Evaluation table of sandstone heterogeneity in each substratum  
**表 2.** 各小层中砂岩非均质性评价表

层位	渗透率级差(JK)	渗透率突进系数(TK)	渗透率变异系数(VK)	非均质评价
长 $6_3^{1-1}$	12.85	4.64	1.54	强非均质
长 $6_3^{1-2}$	13.75	4.71	1.31	强非均质
长 $6_3^{2-1}$	14.08	4.33	1.34	强非均质
长 $6_3^{2-2}$	18.22	4.32	0.5	强非均质
长 $6_3^3$	17.56	4.05	0.19	强非均质



**Figure 9.** Isogram of permeability of main layer  $6_3^{2-2}$  layers  
**图 9.** 主力层长  $6_3^{2-2}$  层渗透率等值线图



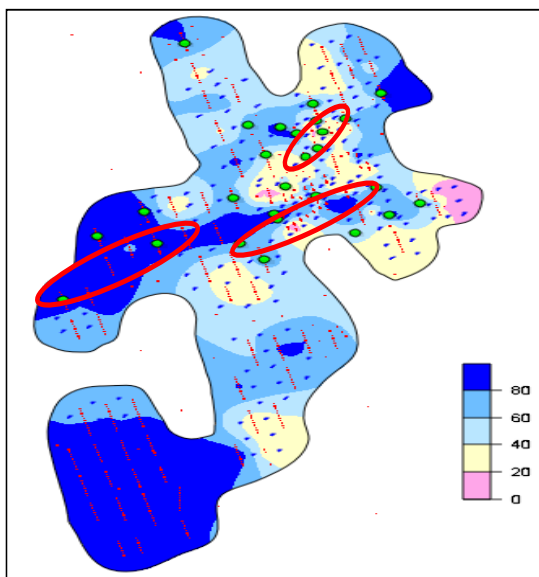


Figure 10. Oil well location map

图 10. 见水油井位置图

## 5. 措施对策

针对白 239 开发区不同的含水上升类型及特征需要制定不同的治理对策，才能达到恢复其产能的目的。

### 5.1. 原始含油饱和度低井区治理对策

钻遇水平段全部没有生产潜力(原始含油饱和度全段大于 45%占比较小)则需要研究开发其他潜力层可行性；确定新的潜力层(白 239 井区潜力开发层较多，水平段上部层段也有较好的潜力层)，注水井可以先进行试生产新层，水平井则为定向井加以利用[10]。

### 5.2. 裂缝发育与河道上区治理对策

不管人工缝还是天然缝都要利用各种监测动态资料搞清裂缝发育的规模、方向为下一步措施做好准备。进行综合治理时首先在注水井上控制注水，不再增加地层存水注水量，在采油井上采用机械、化学方法进行卡、堵出水层段。当卡、堵水措施多次无效后，则需要放弃水平段开发潜力，需要考虑上部钻遇层的开发潜力。

## 6. 结论

1) 白 239 区属陕北鄂尔多斯盆地典型的低孔低渗油藏，油井含水上升控制因素既有油藏本身的地质因素也有后期的人为因素。储层原始状况下，油水同储，分布复杂，因此对其含油性认识是油井投产见油的关键。

2) 白 239 区的见水类型为孔隙型和裂缝型，孔隙性主要是由于原始含油饱和度低，可动水含量高，油井投产后即可很快见水；裂缝型见水既有随着注水时间、压力增加地层中的潜在缝开启是油井快速见水，也有注入水延人工缝快速突进而水淹。

3) 白 239 区水淹井老层无开发潜力后，上部的油层有较好的开发潜力，是治理措施的潜在生产层，但潜力层投产必须是老层确实无开发潜力后才可进行。

## 参考文献

- [1] 赵靖舟. 论隆起背景对鄂尔多斯盆地陕北斜坡区三叠系油藏形成分布的控制因素[J]. 地质学报, 2006, 80(5): 648-655.
- [2] 钟大康, 周立建, 孙海涛, 等. 2013. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组砂岩储层岩石学特征[J]. 地学前缘, 2013, 20(2): 52-60.
- [3] 陈家晓. 西峰特低渗油藏超前注水渗流机理及开发技术政策研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2007.
- [4] 刘永爱, 董义军. 长庆超低渗透油田开发的难点和主要对策[C]//陕西省机械工程学会. 低碳陕西学术研讨会论文集, 2010.
- [5] 马华, 肖华, 秦勇, 等. 华庆油田山 156 区水平井开发影响因素研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2013(14): 173.
- [6] 李跃, 闫龙龙, 尤丽, 等. 华庆油田延长组长 6 段储层特征分析[J]. 石化技术, 2018, 25(10): 333.
- [7] 齐兆英, 李阳, 吴东军, 等. 石家河注水区剩余油分布规律及影响因素分析[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(18): 165-166.
- [8] 黄春梅. 南泥湾长 6 剩余油分布规律及主控因素[J]. 内蒙古石油化工, 2018, 44(7): 115-117.
- [9] 沈黎阳, 毛立华, 王坤, 等. 中渗油藏相控剩余油分布特征研究及应用[J]. 断块油气田, 2017, 24(1): 31-34.
- [10] 胡志成, 胡望水, 雷秋艳, 等. 高集油田剩余油影响因素及其分布研究[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(12): 50-55+5-6.