

# 基于管窜影响的碳酸盐岩油藏产水特征图版

——以伊拉克 Ahdeb 油田 Rumaila 复杂多层碳酸盐岩油藏为例

程亮

(中国石油川庆钻探工程有限公司地质勘探开发研究院,四川 成都 610500)

**摘要:**为快速有效地解决伊拉克 Ahdeb 油田 Rumaila 复杂多层碳酸盐岩油藏因套管外窜流、高渗通道水窜及分层合采等因素造成的出水类型复杂、水侵机理不明等问题,建立了能表征纯水层、油水过渡带和纯油层精细分布的 Rumaila 复杂多层碳酸盐岩地质油藏模型。在此基础上,采用实际典型产水曲线标定数模曲线、无因次时间替代实际时间的方式得到不同套管外窜流情况下(水泥环与储层间的第二界面破损位置位于纯水层、油水过渡带和纯油层)的套管外窜流&底水锥进、底水锥进&后期套管外窜流、套管外窜流和射孔段部分位于油水过渡带&套管外窜流等十二种典型产水特征图版,以此对油藏出水类型和水侵机理进行判明与分析。结果表明,产水特征图版能够高效辨析油藏出水类型和水侵机理,有效降低了井下 PLT、SWFL 测试等工作频率,也为直井后续治水措施的制定提供了可靠依据。

**关键词:**伊拉克;艾哈代布油田;Rumaila 油藏;产水特征图版;治水措施

中图分类号:TE122.14

文献标识码:A

## Water control diagnostic plots of carbonate reservoir based on the influence of casing channeling: A case of Rumaila complex multilayered carbonate reservoir of Ahdeb oilfield in Iraq

Cheng Liang

(Research Institute of Geological Exploration and Development, Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu, Sichuan 610500, China)

**Abstract:** In order to guarantee the fast and professional solution about types of water production and mechanism of water invasion in the Rumaila complex multilayer carbonate reservoir of Ahdeb oilfield with casing channeling, high permeability zone and situation of commingled production, a fine reservoir model which can characterize the pure aquifer zone, oil-water transition zone and pure oil zone was built. On this basis, combined with analysis of water invasion velocity in each reservoir, the various simulation curves would be calibrated by the actual typical production curves to obtain the different typical water control diagnostic plots including casing channeling with bottom aquifer coning, bottom aquifer coning with later casing channeling, single casing channeling and the section of perforation located in the oil-water transition zone with later casing channeling (including different position of casing channeling: pure aquifer zone, oil-water transition zone and pure oil zone) with dimensionless time, which would be used to distinguish and analyze the reservoir water-producing type and rules. The results showed that the water control diagnostic plots could accurately obtain the water production type and rules, decrease the downhole PLT, SWFL and other tests, and provide reliable basis for the stabilizing oil and controlling water of vertical wells.

**Key words:** Iraq, Ahdeb oilfield, Rumaila reservoir, typical water production curve, control water measures

Ahdeb 油田位于伊拉克首都巴格达以东 180 km。Rumaila 层是 Ahdeb 油田主力储层,为上下迭置

的低孔、低渗穹隆型含油构造<sup>[1]</sup>。受套管外窜流(以下简称管窜)、Ru3 层顶部高渗透条带及衰竭式分层

收稿日期:2018-01-21。

作者简介:程亮(1977—),男,博士,工程师,油藏工程和提高采收率技术研究。

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2017ZX05030-001)。

合采等因素带来的出水类型复杂等问题,急需快速有效地辨析直井出水类型和水侵机理,而油水比及其导数表征的产水特征曲线(以下简称 $R_{\text{vor}}$ 和 $R'_{\text{vor}}$ 曲线)是快速确定出水类型、机理的重要依据。建立Rumaila层油藏出水特征图版,对高效开发该油藏具有非常重要的理论和实用价值。

近年来,通过产水特征曲线判别出水类型和机理的研究主要集中于具有水(气)锥与高渗通道<sup>[2,3]</sup>的油气藏,之后Yortsos等人<sup>[4-6]</sup>将应用范围扩大至层状油藏,而Majid<sup>[7]</sup>则将其进一步延伸至水平井的出水特征识别。目前,产水特征曲线的应用较为广泛<sup>[8,9]</sup>,但针对不同情况管窜,同时纵向存在高渗通道的边、底水多层复杂碳酸盐岩油藏直井产水特征曲线的文献却未见报道。因此,基于各油层水侵情况,根据实际精细地质油藏模型建立不同渗流类型的数值模型,采用实际典型产水曲线标定数模曲线的方式得到Rumaila层油藏产水特征图版;同时,针对油水比及其导数随实际时间变化的产水曲线识别度不高的缺点<sup>[3]</sup>,采用无因次时间<sup>[10]</sup>代替实际时间,有效消除了油藏实际物理参数对其变化的影响。在此基础上对油藏出水类型和机理进行识别和研究,以期对直井治水提供坚实依据。

## 1 Rumaila 多层复杂碳酸盐岩油藏概况

Rumaila 多层复杂碳酸盐岩油藏包含四套含油层(油层参数见表1),其中Ru2a、Ru2b-U和Ru2b-L1层为边水油藏,Ru2b-L2&Ru3层为底水油藏(图1),各油层端点流度比位于合理流度比范围内(0.25~

0.98),水驱黏性指进趋势较小;同时距Ru3层顶1 m处普遍发育约2 m厚的高渗条带,该条带与其它小层的渗透率极差达到10倍以上,导致底水沿该层快速窜流。油藏储层岩性为灰岩,储集空间以孔隙型为主,裂缝不发育,为低孔、低渗储层。

## 2 Rumaila 多层复杂碳酸盐岩油藏产水特征图版的建立

以Rumaila多层复杂碳酸盐岩精细地质油藏模型为基础开展数值模拟研究。为精确地刻画碳酸盐岩油藏强非均质性,特别是因储层非均质性造成油水过渡带分布复杂的问题,在确立构造、岩相模型的基础上,在相模型约束下<sup>[11-13]</sup>进行了如下优化:1) 基于多矿物最优化理论,利用测井曲线建立联合方程组,通过循环迭代寻找最优的地层各组分体积含量,并据此建立孔隙度模型;2) 根据矿物组分、颗粒类型和沉积结构等特征划分岩相;根据毛管压力曲线和孔-渗交会趋势的相似性划分岩石物理相,将相同岩相和岩石物理相的岩石单元划分为同一岩石类型,利用岩心孔隙度与渗透率交会图,针对不同岩石类型分别进行拟合,建立相应的渗透率模型;3) 根据不同岩石类型含水体积与距离自由水面高度的变化关系建立含水饱和度模型,消除了传统J函数饱和度模型中渗透率对饱和度的影响。精细地质油藏模型网格步长为60 m×100 m×0.3 m,网格总数139万个。

由于管窜发生在水泥环与油藏储层的接触面处,进而采用近井模型(NWM)中非结构化网格的垂直向加密方式对井筒所在网格加密,径向加密后以紧贴井筒的最内圈网格作为管窜位置,通过调整

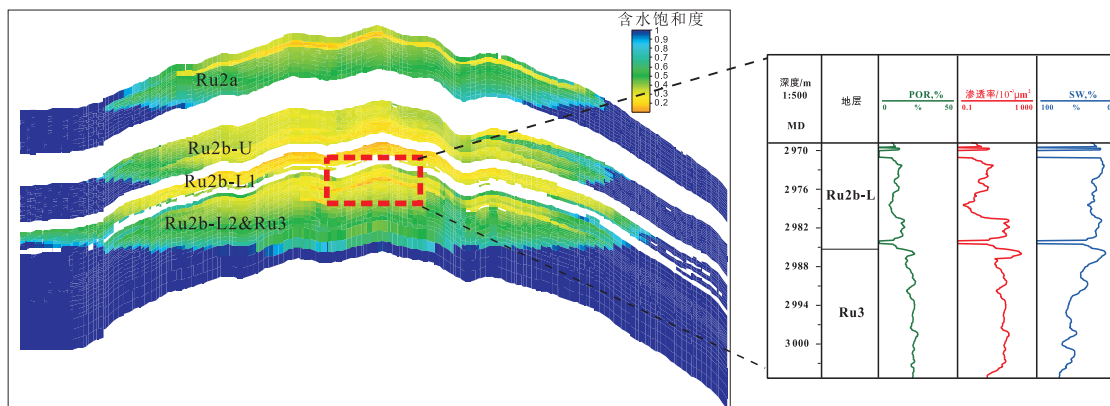


图1 Rumaila 多层复杂碳酸盐岩油藏概况

Fig. 1 Rumaila multi-layered carbonate reservoir general map

渗透率以等效模拟管窜通道(近似于垂直裂缝);以SWFL测试的管窜水量为基础,在一定储层厚度和生产压差条件下得到与管窜通道相同的加密网格KH值<sup>[14]</sup>,保证等效模拟。同时,基于油藏各油层在扣除管窜影响后计算的天然水体水侵系数(表1),结合固井及射孔、酸化等因素造成射孔段附近水泥环出现破损的位置范围,在充分考虑各种出水类型形成机理的基础上,设计了如图2所示的12种渗流数值模型。

1) 根据射孔段与Ru3层顶高渗条带位置关系,设计了射孔段位于Ru2b-L2&Ru3层的两种底水锥进渗流模型:①射孔段部分位于高渗条带;②射孔段位于高渗条带之上。

2) 根据管窜发生的位置(纯油层、油水过渡带和纯水层),设计了射孔段分别位于Ru2b-L1和Ru2b-L2&Ru3层的三种管窜&底水锥进渗流模型:①管窜&底水锥进(管窜位置:纯水层);②管窜&底水锥进

(管窜位置:油水过渡带);③管窜&底水锥进(管窜位置:纯油层),通过在射孔段与管窜位置处设置垂直裂缝的方式模拟管窜及底水锥进。

3) 根据管窜发生的位置(位于Ru2b-L1与Ru2b-L2&Ru3层的射孔段之间),设计了射孔段分别位于Ru2b-L1和Ru2b-L2&Ru3层的底水锥进及后期管窜渗流模型,通过在两层射孔段之间设置垂直裂缝的方式模拟底水锥进及后期管窜。

4) 根据管窜发生的位置(纯油层、油水过渡带和纯水层),设计了射孔段位于Ru2b-L1和Ru2b-U层的三种管窜渗流模型:①管窜(管窜位置:纯水层);②管窜(管窜位置:油水过渡带);③管窜(管窜位置:纯油层),通过在Ru2b-L1层射孔段与管窜位置处设置垂直裂缝的方式模拟纯管窜。

5) 根据管窜发生的位置(纯水层),在考虑管窜裂缝空间不断扩大的条件下,设计了射孔段位于Ru2b-L1和Ru2b-U层的管窜渗流模型,通过在

表1 Rumaila多层碳酸盐岩油藏各油层参数  
Table 1 Parameters of each oil layer in Rumaila multi-layered carbonate reservoir

层位	钻遇油层厚度/m	射开油层厚度/m	$N_{pr}$	$D_{pr}$	储层弹性模量	含水率,%	采出程度,%	水体倍数	水侵系数/(MMbbl/(MPa·月))	端点流度比	$K_r/K_{rw}$
Ru2a	229.60	6.00	4.26	1.89	一般	40.6	0.24	7.09	0.021	0.60	0.1
Ru2b-U	321.00	118.50	4.20	1.92	一般	33.9	2.88	7.88	0.016	0.60	0.1
Ru2b-L1	175.80	96.00	8.86	0.92	一般	49.5	5.16	9.82	0.009	0.60	0.1
Ru2b-L2&Ru3	220.00	53.00	12.89	0.63	充足	33.1	3.99	37.31	0.088	0.58	0.7

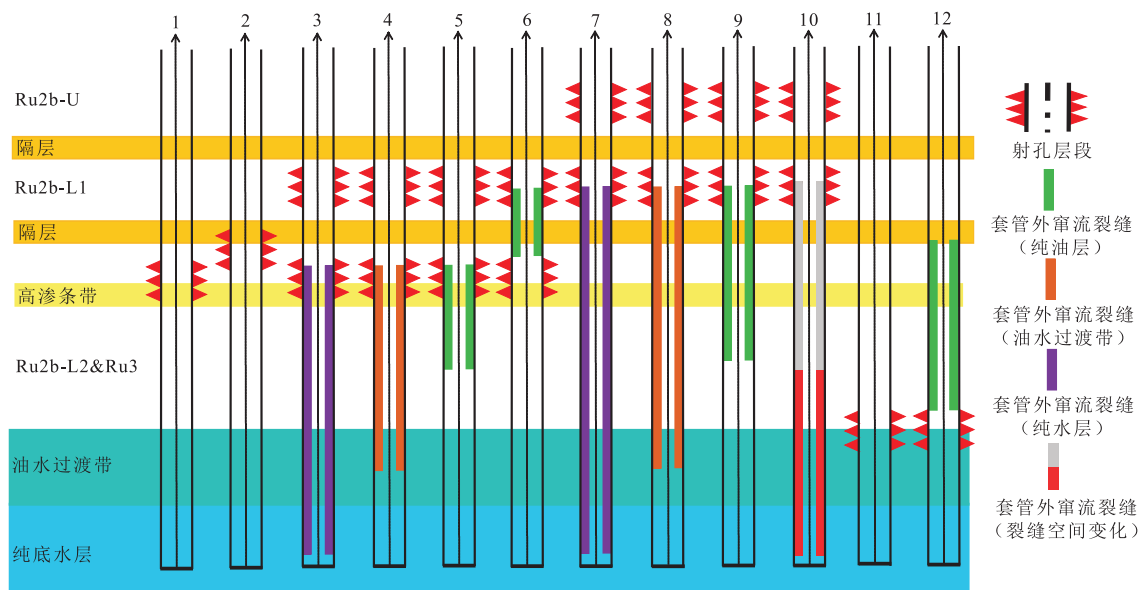


图2 Rumaila多层复杂碳酸盐岩油藏不同渗流模型示意图

Fig. 2 Different flowing model diagram in Rumaila multi-layered carbonate reservoir

Ru2b-L1层射孔段与管窜位置处设置垂直裂缝的方式模拟裂缝空间随时间变化的管窜渗流模型。

6) 根据射孔段与油水过渡带的位置关系,设计了两种渗流模型:①射孔段部分位于Ru2b-L2&Ru3层油水过渡带;②射孔段部分位于Ru2b-L2&Ru3层油水过渡带,同时后期存在管窜,通过在射孔段与管窜位置处设置垂直裂缝的方式模拟射孔段部分位于油水过渡带及后期管窜。

通过渗流数值模型得到的曲线是反映具有类似储层和水体特征油藏的普遍见水规律,而具体油藏由于物性、水体强弱和生产制度等差别,在见水时间、含水率上升速度等方面存在较大差异。因此,采用Rumaila多层复杂碳酸盐岩油藏典型井实际生产数据对计算曲线进行标定,使之可以更好地适用于中东或其他类似油田的出水情况综合辨析。

### 2.1 底水锥进型产水特征图版分析

对于Ru2b-L2&Ru3层底水锥进,目前生产射孔段分为两种类型:射孔段部分位于高渗条带和射孔段位于高渗条带之上。研究表明,底水锥进主要分为四个阶段:①发生锥进到水锥前缘到达射孔段底部的无水采油阶段;②水锥体纵向上升至射孔段顶部的含水快速上升阶段;③水锥体横向膨胀扩大的含水缓慢上升阶段;④水锥体拟稳态锥进形成水窜通道的第二次含水快速上升阶段。整个锥进过程中的水锥形态主要受五个因素控制<sup>[15-19]</sup>:避水高度、 $K_v/K_h$ 值、生产压差、含水饱和度分布和相对渗透率函数。在油层和生产条件一定的情况下, $K_v/K_h$ 值和相对渗透率函数是主要控制因素。

由图3可以看出,Ru2b-L2&Ru3层底水锥进的 $R_{wor}$ 及 $R'_{wor}$ 曲线清晰地展示了四个阶段的变化:① $R_{wor}$ 曲线的见水时间较晚,其对应无水采油期;②见水后

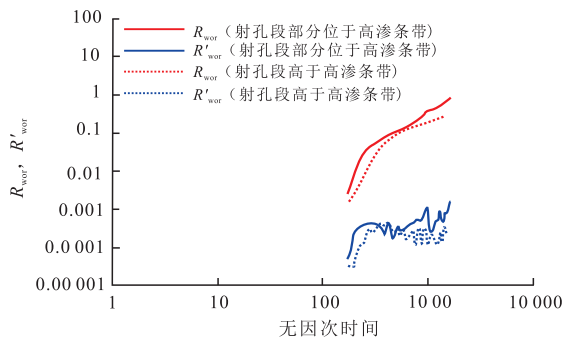


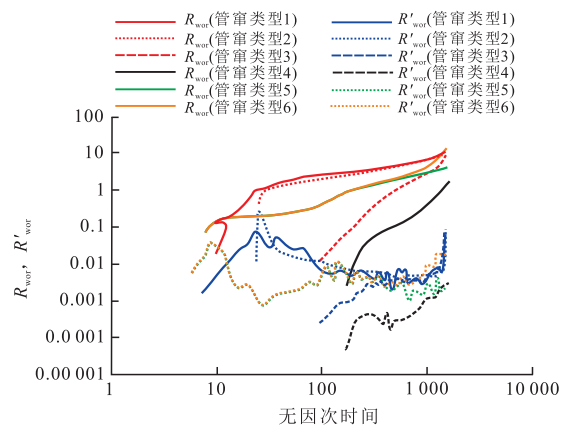
图3 底水锥进型产水特征

Fig. 3 Characteristic diagnostic plots of bottom water coning

$R_{wor}$ 曲线上升速率较快, $R'_{wor}$ 曲线在出水后出现较陡峭的正斜率曲线,之后呈负斜率曲线变化,这说明受高 $K_v/K_h$ 值影响,形成的水锥体垂向快速上升至射孔段底部;③ $R_{wor}$ 曲线上升速率逐渐降低, $R'_{wor}$ 曲线出现渐进的正斜率曲线变化,其对应水锥体横向放射状扩张、膨胀,在锥进范围内的含油饱和度逐渐降低至残余油饱和度;④ $R_{wor}$ 曲线上升速率逐渐增加, $R'_{wor}$ 曲线完全呈正斜率曲线变化,其对应水锥体水窜通道的构建已经完成。对比图3中两类产水特征,射孔段部分位于高渗条带型在水锥体拟稳态锥进状态所形成的水窜通道特征明显强于射孔段高于高渗条带型,这是由于受Ru3层顶高渗条带影响,邻井锥进的底水沿高渗条带窜入,导致 $R_{wor}$ 和 $R'_{wor}$ 曲线上升幅度较大。

### 2.2 套管外窜流&底水锥进型产水特征图版分析

不同管窜情况影响下的管窜&底水锥进呈现出裂缝型油藏水窜和底水油藏水锥的复合渗流特性,存在以沿管窜裂缝窜流、底水锥进和高渗条带水窜等三种水侵方式,形成“底水—管窜裂缝—射孔段”为主,“底水—射孔段”、“底水—高渗透条带—射孔段”、“底水—射孔段—高渗条带—射孔段”和“底水—射孔段—管窜裂缝—高渗条带—管窜裂缝—射孔段”为辅的复合式强水侵模式(图4)。分析表明:由于不同位置管窜导致水窜延缓底水锥进的程度不



管窜类型1:管窜&底水锥进(管窜位置:纯水层),管窜类型2:管窜&底水锥进(管窜位置:油水过渡带),管窜类型3:管窜&底水锥进(管窜位置:纯油层),管窜类型4:底水锥进&后期管窜(管窜位置:纯油层),管窜类型5:射孔段部分位于油水过渡带,管窜类型6:射孔段部分位于油水过渡带&后期管窜。

图4 管窜&底水锥进型产水特征

Fig. 4 Characteristic diagnostic plots of casing channeling and bottom water coning

同,造成不同管窜位置的 $R_{\text{wor}}$ 和 $R'_{\text{wor}}$ 曲线形态变化存在差异:

1) 纯水层管窜:①受Ru2b-L2&Ru3层强底水影响, $R_{\text{wor}}$ 曲线初始阶段上升速率大、见水早,前期裂缝水窜特征明显。 $R'_{\text{wor}}$ 曲线前、中期陡峭的正斜率加负斜率曲线变化特征表明了底水向上锥进的特征;②受强水窜影响,纯水层管窜的底水锥进程度小于正常底水锥进,水锥体纵向和横向变化过程中引发的含水上升速率较慢,致使 $R_{\text{wor}}$ 曲线形态较正常锥进扁平化;③后期因水锥体形成水窜通道,同时受高渗条带影响, $R_{\text{wor}}$ 和 $R'_{\text{wor}}$ 曲线斜率再次增加,水窜通道特征显著。

2) 油水过渡带管窜:与纯水层管窜略有不同,①受储层非均质性和较低毛管压力影响,油水过渡带中较低的含水饱和度使裂缝水窜程度变弱,油井见水时间延后,底水锥进程度增大;②较低毛管压力造成油水过渡带厚度变薄,源自纯水层的水锥体锥进前缘很快到达管窜位置,增大裂缝水窜程度,二者造成初期裂缝水窜与中期水锥体锥进的阶段特征变化明显。

3) 纯油层管窜:与前两者相比,纯油层管窜的无水采油期更长,裂缝水窜程度最弱,底水锥进程度最大。由于没有前期裂缝水窜,其与自然底水锥进的 $R_{\text{wor}}$ 和 $R'_{\text{wor}}$ 曲线变化趋势相近,但由于底水水锥前缘到达管窜位置后会产生一定程度的窜流,增大了水锥体垂向锥进和横向膨胀阶段的含水上升率,模糊了二者的阶段变化特征。

4) 底水水锥及后期管窜:由于管窜发生于正常底水锥进的后期,此时纵向上水锥体已经形成水窜通道,底水会迅速沿管窜裂缝窜进至上方的Ru2b-L1层射孔段,进一步增大含水上升率。与底水锥进型产水对比可以看出,后期管窜使得 $R_{\text{wor}}$ 和 $R'_{\text{wor}}$ 曲线上升较快,水窜通道特征更加显著。

5) 射孔段部分位于油水过渡带和射孔段部分位于油水过渡带及后期管窜:该产水类型的直井多位于构造边部位,垂向距离高渗条带较近,避水高度较低,从而导致射孔段部分位于油水过渡带,开井即出现中低含水率现象;之后水锥体垂向和横向变化,直至其变成水窜通道;当高渗条带储量被邻井动用造成一定压差后,水锥体前缘会进一步上升至高渗条带,井间会产生“底水—射孔段—高渗条带—射孔段”的水侵方式,出现“下有水锥锥进,上有水窜倒

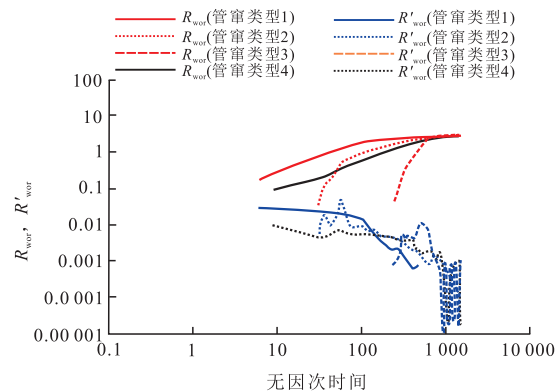
流”的见水模式。从图4可以看出,射孔段部分位于油水过渡带的 $R_{\text{wor}}$ 曲线出现两个阶段变化:①底水锥进引发的水锥体特征变化;②水锥体突破高渗条带形成的传导性垂向水窜通道特征变化。 $R'_{\text{wor}}$ 曲线均表现为前期正斜率加负斜率,后期正斜率曲线的变化特征。

同时,对比两类产水类型的曲线表明,由于射孔段部分位于油水过渡带及后期管窜会产生“底水—射孔段—管窜裂缝—高渗条带—管窜裂缝—射孔段”的水窜通道,管窜裂缝增大了水窜量,增强了射孔段部分位于油水过渡带及后期管窜的水窜特征。

### 2.3 套管外窜流型产水特征图版分析

与管窜及底水锥进相似,不同管窜位置影响下的管窜依然呈现裂缝型油藏水窜和底水油藏水锥的复合渗流特性,但直井网间只形成“底水—管窜裂缝—射孔段”为主,“底水—管窜裂缝—高渗条带—管窜裂缝—射孔段”为辅的复合式强水侵模式(图5)。

分析认为,由于前期管窜和前、中期末水水锥体垂向增长这两个阶段的水侵机理相同,在Ru2b-L1等产层生产压差作用下,四种管窜的 $R_{\text{wor}}$ 、 $R'_{\text{wor}}$ 曲线变化趋势与管窜及底水锥进相似。但水侵中后期,由于没有水锥体覆盖射孔段后发生的横向变化及拟稳态锥进的水侵作用,且“底水—管窜裂缝—高渗条带—管窜裂缝—射孔段”水侵和Ru2b-L1等产层边水侵入作用较弱,致使Ru2b-L1等产层产量衰竭后, $R_{\text{wor}}$ 曲线保持平稳状态。

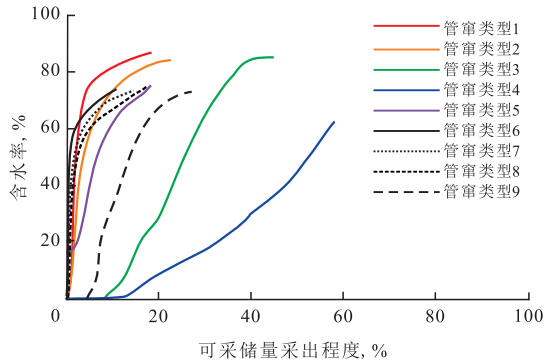


管窜类型1:管窜(管窜位置:纯水层);管窜类型2:管窜(管窜位置:油水过渡带);管窜类型3:管窜(管窜位置:纯油层);管窜类型4:管窜-管窜裂缝破损空间变化(管窜位置:纯水层)。

图5 套管外窜流型产水特征  
Fig. 5 Characteristic diagnostic plots of casing channeling

### 2.4 各产水类型直井采出特征分析

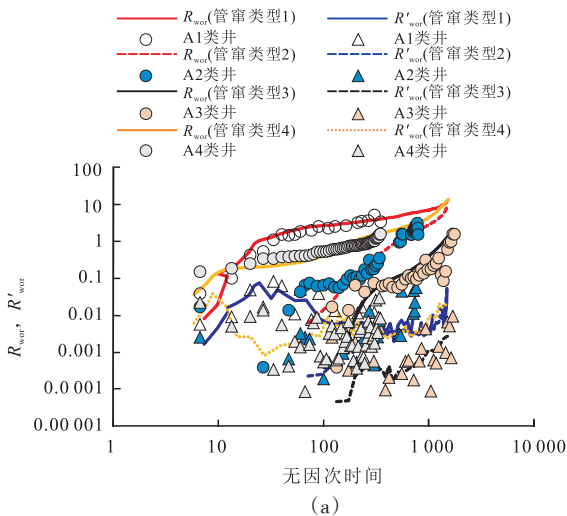
从图6中各产水类型的直井含水率与采出程度的变化关系可以发现:①对于管窜及底水锥进类直井,其产能贡献主要位于高含水期的水锥体横向膨胀变化阶段;同时,随管窜位置逐渐远离纯水层,中、低含水期的产能贡献率陡然增大,这说明“水封”负



管窜类型1:管窜及底水锥进(管窜位置:纯水层);管窜类型2:管窜及底水锥进(管窜位置:油水过渡带);管窜类型3:管窜及底水锥进(管窜位置:纯油层);管窜类型4:底水锥进及后期管窜;管窜类型5:射孔段部分位于油水过渡带及后期管窜;管窜类型6:管窜(管窜位置:纯水层);管窜类型7:管窜—破损空间变化(管窜位置:纯水层);管窜类型8:管窜(管窜位置:油水过渡带);管窜类型9:管窜(管窜位置:纯油层)。

图6 各产水类型含水率随采出程度变化对比

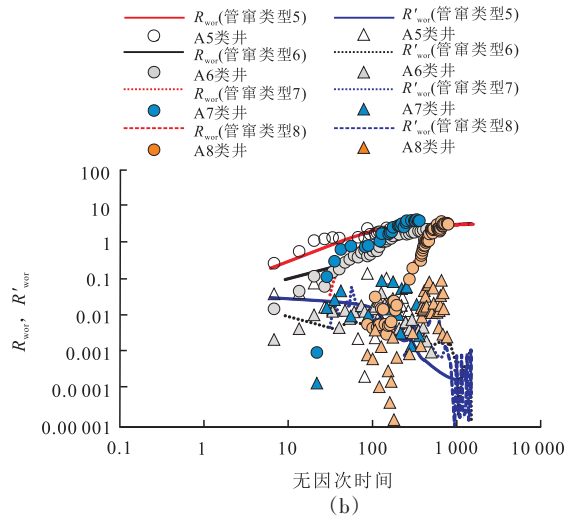
Fig. 6 Comparison of WC of types of water production wells with reservoir degree



效应严重,管窜大幅降低油层泄油能力;②底水锥进及后期管窜类直井受水窜影响相对较小,但从图6可以明确看出采出程度在35%前后出现了拐点,原因在于:随水锥体拟稳态锥进状态向后期管窜发展,管窜使得采油能力明显降低;③受零避水高度和后期管窜影响,射孔段部分位于油水过渡带及后期管窜类直井采油能力非常有限,“水封”效应突出;④对于管窜类直井,其各含水阶段的采出程度变化趋势与管窜及底水锥进类相似,但因缺乏强底水推进作用,且Ru2b-L1、Ru2b-U层地层能量较弱,导致整体采出程度较低。因此,合理有效控制管窜造成的“水封”效应是Rumaila层油藏直井稳油控水的核心因素。

### 3 现场实际应用及先导试验

为验证产水特征图版的科学性,并保证建立的理论图版对生产实践具有广泛的指导意义,采用建立的产水特征图版对Rumaila层油藏出水类型进行了识别。图7给出了目前识别的出水类型中比例较高的八类实际产水数据拟合图。表2则给出了针对各类管窜出水情况的主要治水对策:①管窜位置位于纯油层以下的严重水窜直井,目前必须对管窜裂缝实施封窜堵水,此后上返补孔;同时对于底水锥进速度较快的油井,还需优化工作制度,降低生产压



管窜类型1:管窜及底水锥进(管窜位置:纯水层);管窜类型2:管窜及底水锥进(管窜位置:纯油层);管窜类型3:底水锥进及后期管窜(管窜位置:纯油层);管窜类型4:射孔段部分位于油水过渡带及后期管窜;管窜类型5:管窜(管窜位置:纯水层);管窜类型6:管窜—管窜裂缝破损空间变化管窜位置:纯水层);管窜类型7:管窜(管窜位置:油水过渡带);管窜类型8:管窜(管窜位置:纯油层)。

图7 产水特征图版识别实际直井产水类型的拟合对比

Fig. 7 Fitting contrast diagram of water control diagnostic plots for actual water production

表2 典型井类产水特征判定及稳油控水对策

Table 2 Characteristic judgment of typical water production wells and measures for stabilizing oil and controlling water

井类	依据产水特征曲线判定出水类型	PLT/SWFL/机械找窜等测试实际管窜位置	依据产水特征曲线判定管窜程度	依据产水特征曲线判定锥进程度	现阶段控水稳油对策
A1	管窜及底水锥进(纯水层)	纯水层	严重	正常锥进	
A5	管窜(纯水层)	纯水层	严重	正常锥进	①封窜管窜层段
A6	管窜(纯水层、官破损空间变化)	纯水层至油水过渡带一部分	严重	正常锥进	②上返补孔
A7	管窜(油水过渡带)	未测试	严重	快速锥进	③优化工作制度,减小生产压差
A4	射孔段部分位于油水过渡带及后期管窜	纯油层	较严重	正常锥进	
A2	管窜及底水锥进(纯油层)	纯油层	严重	正常锥进	①优化工作制度,减小生产压差
A8	管窜(纯油层)	未测试	严重	正常锥进	②管窜位置下方建立人工隔板
A3	底水锥进及后期管窜	纯油层	不严重	正常锥进	③生产后期封窜并上返补孔

表3 Rumaila层油藏典型井封窜施工情况统计

Table 3 Construction statistic of typical wells about sealing channeling of Rumaila layer

井名	原射孔层	出水类型	封窜原因	封窜方式	封窜后采取措施	封窜后生产效果
ADR-1	Ru2b-U&Ru2b-L1	管窜(纯水层)	PLT测试发现生产层段下部出现流体温差,封窜前含水率65%	先后采用一次定点挤入、四次笼统挤入的方式挤入2.69 m <sup>3</sup> 水泥浆实施封窜	上返至Ru1层	日均产550 bbl/d,无水采油期150 d
ADR-2	Ru2b-U至Ru2b_L2&Ru3	管窜及底水锥进(纯水层)	机械找窜和PLT测试发现Ru2b-L1层与Ru2b-L2&Ru3层窜通,封窜前含水率达到58%	先后采用一次定点挤入、两次笼统挤入的方式挤入2.16 m <sup>3</sup> 实施封窜	上返至Ru1层	日均产350 bbl/d,无水采油期182 d
ADR-3	Ru2b-L2	管窜及底水锥进(油水过渡带)	RBT显示固井质量差,开井后迅速见水,关井憋压15 MPa降至12.9 MPa	采用一次定点挤入的方式挤入0.6 m <sup>3</sup> 水泥浆实施封窜	优化工作制度	日均产680 bbl/d,无水采油期320 d

差;对于水窜程度不严重的井,为防止封窜时水泥或化学堵剂污染储层,优先采用降低生产压差、优化工作制度的方式以减少水窜量,同时上返补孔以维持直井产能;②对于管窜位置位于纯油层及后期管窜类的直井,应优先优化工作制度,延缓水锥前缘上升速度;此外,在条件允许的情况下建立人工隔板;到生产后期后再实施封窜并上返补孔。

Rumaila层油藏已对三口油井在识别其出水类型和机理后实施了封堵管窜层段并上返补孔的现场先导试验,取得了良好的生产效果(表3),后续治水措施正逐步在全油藏推广。

## 4 结论

1) 在精细油藏模型的基础上,结合各油层水侵

程度差异,采用实际典型产水曲线标定数模曲线、无因次时间替代实际时间的方式建立了Rumaila多层碳酸盐岩油藏产水特征图版,利用该图版能够快速有效地辨析油藏的产水类型,证明了产水特征图版具有较高的识别性。

2) 根据产水特征图版,深化了对Rumaila多层碳酸盐岩油藏在不同管窜情况影响下不同出水类型机理的认识,制定了相应的稳油控水对策,现场先导试验证明稳油控水对策效果较好,同时该图版也可用于中东或其他类似油田的出水情况及治水措施的综合判析。

### 参考文献

- [1] 伏美燕,刘榘,邓虎成,等. AHDEB油田白垩系油藏油气充注期次的流体包裹体证据[J]. 地球科学:中国地质大学学报, 2015,40(7): 1187-1196.

- [2] 宋兆杰,李相方,李治平,等.考虑非达西渗流的底水锥进临界产量计算模型[J].石油学报,2012,33(1):106-111.
- [3] Chan K S. Water control diagnostic plots[C]// paper SPE-30775-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-25 October 1995, Dallas, Texas, USA.
- [4] Yortsos Y C, Choi Y M, Yang Z M, et al. Analysis and interpretation of water/oil ratio in waterfloods[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1999, 4(4): 413-424.
- [5] Yortsos Y C, Choi Y M, Yang Z M, et al. Analysis and interpretation of the water-oil ratio In Waterfloods[C]// paper SPE-38869-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October 1997, San Antonio, Texas, USA.
- [6] Yang Z M. A method for pattern recognition of WOR plots in waterflood management[C]// paper SPE-93870-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, 30 March-1 April 2005, Irvine, California, USA.
- [7] Majid A A, Saif R A, Rashid A, et al. Diagnosis of excessive water production in horizontal wells using WOR plots[C]// paper IPTC-11958-MS presented at the International Petroleum Technology Conference, 3-5 December 2008, Kuala Lumpur, Malaysia.
- [8] Al-Ghanim J A, Al-Nufaili S A. Middle east field water production mechanisms[C]// paper SPE-127934-MS presented at the SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, 20-22 January 2010, Mumbai, India.
- [9] Delamaide E. Investigation and observations on the stability of water-oil ratio WOR during chemical floods in heavy oil reservoirs[C]// paper SPE-190471-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 26-28 March 2018, Muscat, Oman.
- [10] Yan J N, Plancher H, Morrow N R. Wettability changes induced by adsorption of asphaltenes[J]. SPE Production & Facilities, 1997, 12(4): 259-266.
- [11] Turner A K. Challenges and Trends for Geological Modeling and Visualization[J]. Bulletin of Engineering Geology and the Environment, 2006, 65(2): 109-127.
- [12] Al-Ameri T K, Al-Mimar H S, Zumberge J. Petroleum system modeling and risk assessments of Ad'daimah oil field: a case study from Mesan Governorate, south Iraq[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2015, 8(8): 5739-5766.
- [13] Soleimani M, Shokri B J. 3D static reservoir modeling by geostatistical techniques used for reservoir characterization and data integration[J]. Environmental Earth Sciences, 2015, 74 (2): 1403-1414.
- [14] 潘东亮.天然裂缝性油藏等效介质法数值模拟研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2007.
- [15] Jin L, Wojtanowicz A K. Coning control and recovery improvement using in-situ water drainage/injection in bottom/water-drive reservoir[C]// paper SPE-129663-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, 24-28 April 2010, Tulsa, Oklahoma, USA.
- [16] Delamaide E, Moreno W P. Enhanced oil recovery of heavy oil in reservoirs with bottom aquifer[C]// paper SPE-174050-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, 27-30 April 2015, Garden Grove, California, USA.
- [17] Jurus W J, Stanko M, Parra A, et al. Simplified near wellbore reservoir simulation to predict the performance of viscous oil horizontal well with water coning from an active aquifer[C]// paper SPE-177146-MS presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 18-20 November 2015, Quito, Ecuador.
- [18] Perez E M, De La Garza F R, Samaniego-Verduzco F. Water coning in naturally fractured carbonate heavy oil reservoir-a simulation study[C]// paper SPE-152545-MS presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 16-18 April 2012, Mexico City, Mexico.
- [19] Permadi P, Jayadi T. An improved water coning calculation for horizontal wells[C]// paper SPE-133162-MS presented at the SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, 26-28 October 2010, Moscow, Russia.

(编辑 常燕)