

文章编号: 1000-0747(2018)02-0287-10 DOI: 10.11698/PED.2018.02.11

深水浊积砂岩油田含水上升机理及优化注水技术 ——以西非尼日尔三角洲盆地 AKPO 油田为例

苑志旺, 杨宝泉, 杨莉, 顾文欢, 陈筱, 康博韬, 李晨曦, 张会来

(中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028)

基金项目: 国家科技重大专项“西非、亚太及南美典型油气田开发关键技术研究”(2011ZX05030-005)

摘要: 通过对 AKPO 高挥发性油田储集层连通关系与油井见水后含水上升规律的分析, 建立新型含水上升模型, 确定优化注水时机和策略。可将含水上升形态划分为 3 种类型, 其油井含水上升机理主要受储集层连通关系控制, 单期水道或朵叶体内单期砂体直接连通, 储集层发育及层内连通性好, 直接注采受效, 含水上升曲线呈“亚凸型”; 多期砂体搭接连通, 层内连通性好, 但搭接部位储集层物性、连通性较差, 注水受效较慢, 含水上升曲线呈“亚凹形”; 多期砂体复合连通, 具有直接连通与搭接连通两种类型的特点, 储集层物性与连通性介于两者之间, 注水受效稍慢, 含水上升曲线呈“亚 S 型”。以油水相对渗透率比值关系式为基础, 建立了新型含水上升规律模型; 通过对实际油井生产数据的拟合分析, 提出了油井见水后实施优化注水的最佳时机与相应技术, 水道储集层可采用“提高纵向波及”为核心、朵叶体储集层可采用“改善平面波及”为核心的优化注水技术; 经 AKPO 油田实际应用, 效果显著, 可以指导同类油田的开发。图 19 表 3 参 23

关键词: 深水油田开发; 挥发性油藏; 含水上升类型; 储集层连通关系; 含水上升机理; 优化注水

中图分类号: TE341 文献标识码: A

Water-cut rising mechanism and optimized water injection technology for deepwater turbidite sandstone oilfield: A case study of AKPO Oilfield in Niger Delta Basin, West Africa

YUAN Zhiwang, YANG Baoquan, YANG Li, GU Wenhuan, CHEN Xiao, KANG Botao, LI Chenxi, ZHANG Huilai

(CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China)

Abstract: Through the analysis of the reservoir connection relationship and the water-cut rising rules after water breakthrough in the highly volatile oil AKPO oilfield, a new model of water-cut rising was established, and the timing and strategy of water injection were put forward. The water-cut rising shapes of producers after water breakthrough can be divided into three types, and their water-cut rising mechanism is mainly controlled by reservoir connectivity. For the producers which directly connect with injectors in the single-phase sand body of the single-phase channel or lobe with good reservoir connectivity, the water-cut rising curve is “sub-convex”. For the producers which connect with injectors through sand bodies developed in multi-phases with good inner sand connectivity but poorer physical property and connectivity at the overlapping parts of sands, the response to water injection is slow and the water-cut rising curve is “sub-concave”. For the producers which connect with injectors through multi-phase sand bodies with reservoir physical properties, connectivity in between the former two and characteristics of both direct connection and overlapping connection, the response to water injection is slightly slower and the water-cut rising curve is “sub-S”. Based on ratio relationship of oil and water relative permeability, a new model of water cut rising was established. Through the fitting analysis of actual production data, the optimal timing and corresponding technology for water injection after water breakthrough were put forward. Composite channel and lobe reservoirs can adopt water injection strategies concentrating on improving the vertical sweep efficiency and areal sweep efficiency respectively. This technology has worked well in the AKPO oilfield and can guide the development of similar oilfields.

Key words: deepwater field development; volatile oil reservoir; water-cut rising type; reservoir connection relationship; water-cut rising mechanism; optimized water injection

引用: 苑志旺, 杨宝泉, 杨莉, 等. 深水浊积砂岩油田含水上升机理及优化注水技术: 以西非尼日尔三角洲盆地 AKPO 油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(2): 287-296.

YUAN Zhiwang, YANG Baoquan, YANG Li, et al. Water-cut rising mechanism and optimized water injection technology for deepwater turbidite sandstone oilfield: A case study of AKPO Oilfield in Niger Delta Basin, West Africa[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(2): 287-296.

0 引言

20世纪90年代以来,伴随着深水低位扇巨型油气田在北美墨西哥湾盆地、南美坎波斯盆地、西非尼日尔三角洲以及中国南海等地区接连被发现,深水浊积油气藏已成为当今油气勘探开发的热点之一^[1]。国内外学者主要以下刚果盆地和西非尼日尔三角洲盆地为例,深入研究了深水浊积储集层的沉积机制^[2-3]、沉积模式^[3-4]、沉积特征及发育演化规律^[1]、深水水道分布特征及构型特征^[5-7]、连通性^[8]等。关于含水上理机理以及控水对策的研究主要是针对常规砂岩、缝洞型碳酸盐岩、低渗透等油藏^[9-12];含水上理模型研究方面,主要手段有相对渗透率曲线法、水驱特征曲线法和童氏图版法等^[13],相对渗透率曲线法适应广泛且简单,但目前的含水上理模型鲜有考虑在油田特高含水阶段的适用性;常规的调剖、堵水、油井转注、提液等控水措施受深水作业成本和工程设施限制,在该类油田难以经济有效实施。可以看出,针对深水浊积储集层油田油井含水上理机理及注水优化技术研究甚少,有必要针对该类油田,根据实际生产数据建立含水上理模型,及时掌握油井含水动态,探索适用于该类油田的控水措施。

AKPO 油田位于尼日尔三角洲南缘,水深 1 200~1 500 m,目的层中新统阿格巴达组为整体海退环境下形成的深水浊积碎屑岩储集层^[14-17],既属于工程意义上的深水区,也属于地质意义上的深水沉积,为深水油藏的典型代表。本文以该油田为例,基于注采井组间的储集层连通模式,研究油井含水上理机理与变化规律,建立新型含水上理模型定量表征含水变化规律,在此基础上,立足现有井网制定相应的优化注水时机和策略,控制含水上理速度,延缓产量递减。

1 油田概况

AKPO 油田储集层主要为深水浊积水道和朵叶复合体^[4],储集层物性较好,平均孔隙度 21%,平均渗透率 $740 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为中孔高渗储集层,地层原油为高挥发油。油田 2009 年 3 月投产,采用“稀井高产”的开发策略,平均井距 1 500~2 000 m,平均单井产量约 $2 000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。采用注水保压方式开发,油井自喷生产,年产油量约 $1 000 \times 10^4 \text{ m}^3$,至 2012 年初油井陆续见水,

大部分油井见水后具有含水上理较快、产量递减快和生产动态差异较大的特点。受深水作业成本和工程设施限制,常规的调剖、堵水、油井转注等措施不能正常实施,严重影响油田的产能。

2 储集层展布与连通关系

2.1 储集层展布特征

2.1.1 水道储集层展布特征

水道复合体是由多个单支水道侧向迁移和垂向叠合、交叉切割共同形成的多支多期水道,此类水道为早期侵蚀、后期加积形成,属典型的侵蚀-加积型水道^[18]。浊积水道侧向迁移快,储集层横向变化较大,如 AKPO 油田 N 油藏单井钻遇的储集层厚度变化范围为 3~134 m,其中 P-10 井钻遇储集层厚度最小,仅 3 m;I-3 井钻遇储集层厚度最大,达到 134 m(见表 1)。由于水道体系内部水道间存在连续或不连续的迁移,造成不同期次复合水道会在垂向上相互叠置、侧向上相互搭接(见图 1、图 2)。不同期次水道间泥质夹层发育且不同期次储集层物性存在差异,层间具有一定的非均质性。

2.1.2 朵叶体储集层展布特征

朵叶复合体主要受幕式水动力机制的影响发育多

表 1 不同井点钻遇储集层厚度

井名	储集层厚度/m	井名	储集层厚度/m
P-10	3	P-8	74
P-13	15	P-3	68
P-9	38	I-3	134

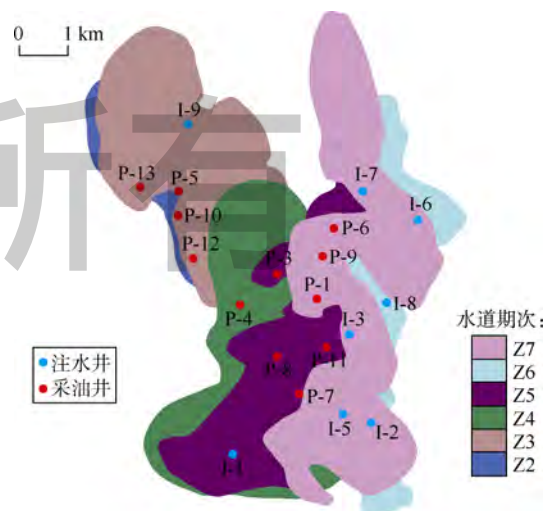


图 1 AKPO 油田 N 油藏复合水道平面展布图

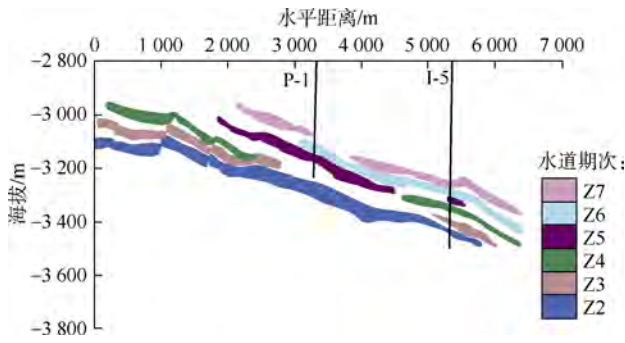


图2 AKPO油田N油藏多期水道纵向叠置图

期朵叶体沉积，平面迁移较弱，垂向以加积为主，后期随着水动力的减弱，晚期主要发育以泥质充填为主的废弃水道^[4]。AKPO油田M油藏为朵叶体复合沉积（记为Z1），储集层岩性为细—粗砂岩，成分以石英和长石为主，储集空间以粒间孔为主，储集层物性较好，具有中孔、中高渗特征。朵叶体沉积储集层广泛发育，平面分布稳定且厚度较大。但朵叶体边部受到水道发育影响，储集层物性平面上具有一定的非均质性（见图3）。

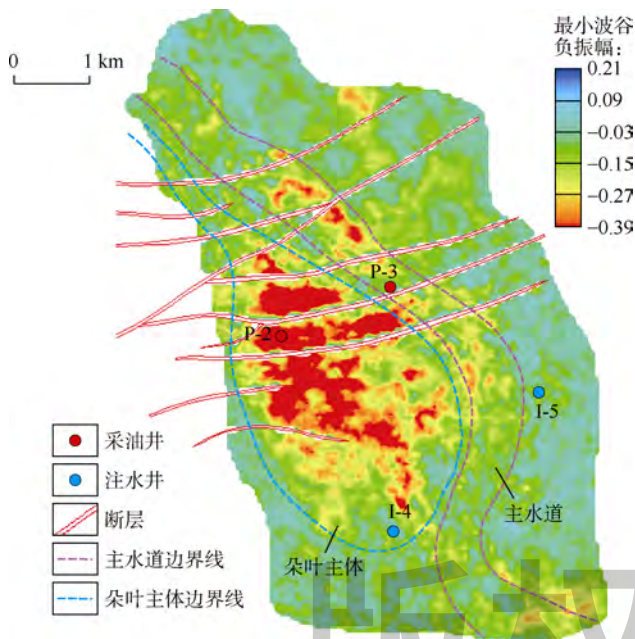


图3 AKPO油田M油藏朵叶体储集层平面展布图

2.2 注采连通关系

以注采井组井间地震剖面、砂体叠置方式为基础，结合地质和生产动态特征认识，可将注采连通类型划分为直接连通型、搭接连通型和复合连通型3类。

2.2.1 直接连通型

直接连通型为油井和注水井完井层段位于同一期水道或朵叶体内，单期内砂体构型以侧向叠置为主^[6]，

单期水道或朵叶体内部储集层发育较好，层内连通性好，单期水道或朵叶体直接注采受效。如P-2和I-4井完井段同在Z1砂体内，井间储集层厚度稳定且连续（见图4）。

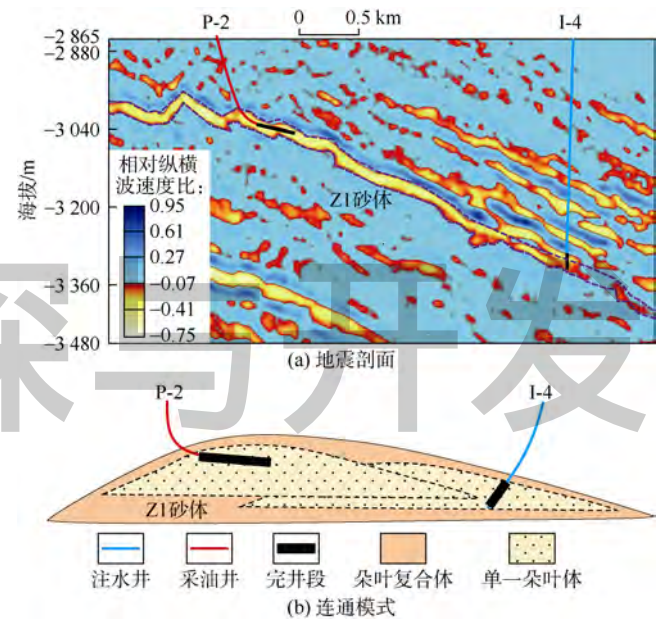


图4 P-2井—I-4井注采井间地震剖面与连通模式

2.2.2 搭接连通型

搭接连通型为油井和注水井完井层段位于不同期次砂体内，且后期砂体垂向切叠于早期复合砂体之上，注采井间通过砂体搭接连通受效。如I-6注水井通过Z6、Z7砂体内完井段注水，P-9油井在Z7砂体完井段生产受效，而注采井间在Z7砂体内不连通，主要通过Z6与Z7砂体的搭接连通（见图5），搭接部位储集层物性较差。

2.2.3 复合连通型

复合连通型为油井和注水井完井层段注采受效关系同时包括直接连通和搭接连通两种类型，即注采井完井层段既有同一期砂体内直接连通，也存在不同期次砂体垂向切叠的跨层搭接连通，同时存在直接连通和搭接连通两种受效方式。如P-7井与I-1井完井段在Z5砂体内同期次连通，而在Z4砂体内连通较弱，通过与Z5砂体搭接连通（见图6）。

3 含水上升特征及机理

3.1 含水上升模式

大量注水开发油田生产数据统计表明，油田含水上升规律一般为3种基本模式：凸型、凹型和S型^[19]。对于挥发性油田通常全生产周期表现出凹形含水上升

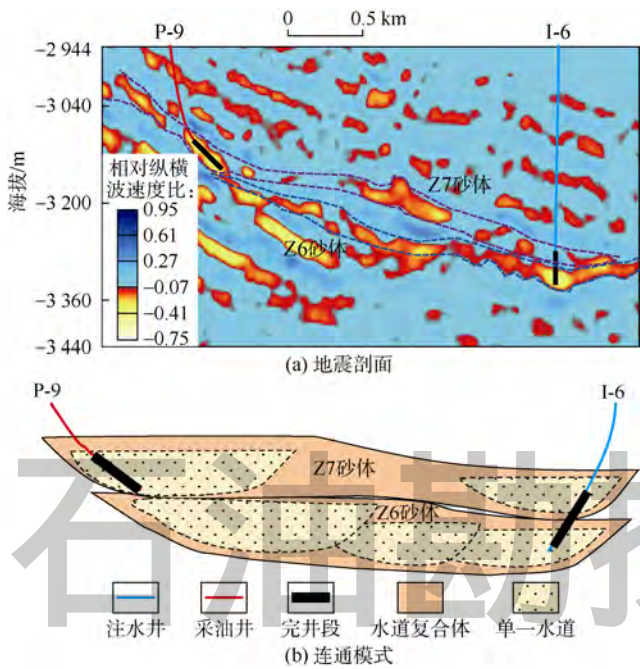


图5 P-9井—I-6井注采井间地震剖面与连通模式

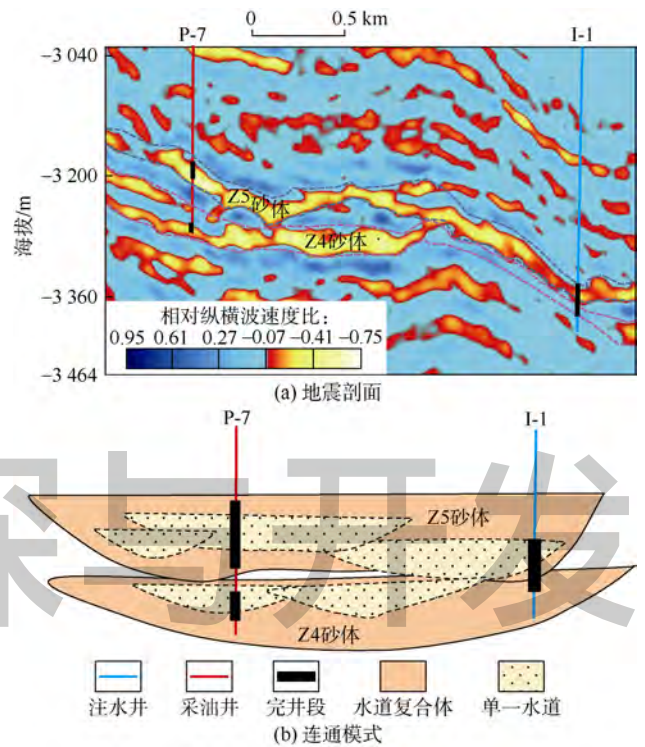


图6 P-7井—I-1井注采井间地震剖面与连通模式

规律，呈现出油田无水采油期长、见水晚、见水后早期含水上升慢而晚期含水上升快的特点。为精细表征 AKPO 油田油井见水后含水上升规律，根据 9 口油井见水后的含水上升形态，将含水上升类型划分为“亚凸型”、“亚凹型”和“亚 S 型”3 种模式（见图 7）。“亚凸型”

油井包括 P-1 井、P-2 井、P-3 井、P-4 井、P-5 井；“亚凹型”油井包括 P-8 井、P-9 井；“亚 S 型”包括 P-6 井、P-7 井。AKPO 油田以“亚凸型”含水上升模式为主。

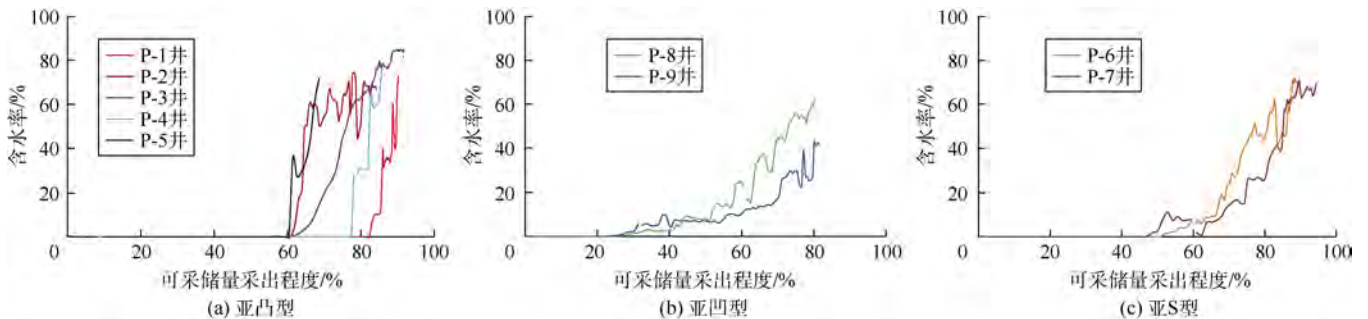


图7 油井含水上升模式分类

3.2 含水上升规律的影响因素

综合注采井组间连通类型以及生产动态特征，“亚凸型”、“亚凹型”和“亚 S 型”3 种含水上升模式主要影响因素为注采连通关系。

3.2.1 “亚凸型”含水上升模式

该类油井的注采连通类型为单砂体直接连通，注采井组处于同一期水道或朵叶体内，储集层连通性好，注水受效快，油井压力维持水平高。此外，单期水道或朵叶体储集层物性相对较均质，水驱前缘推进均匀（见图 8，图中红黄色区域为水驱范围）。油井见水后表现出含水直线式快速上升、低含水期短、产量快速

递减、晚期含水上升慢的特点，在含水上升曲线上表现为凸型，典型井生产动态曲线见图 9。该类油井无水采油期长，平均单井无水采油期可采储量采出程度达 72.43%（见表 2）。

3.2.2 “亚凹型”含水上升模式

该类油井的注采连通类型为不同期次砂体搭接连通，注采井组处于不同期次砂体内，搭接部位储集层物性、连通性较差，注水受效较慢，油井压力维持水平低。不同期次砂体的非均质性使水驱前缘呈凸形推进，油井见水后表现出含水上升慢、低含水期很长、之后逐渐加快、后期略为变缓的特点，在含水上升曲

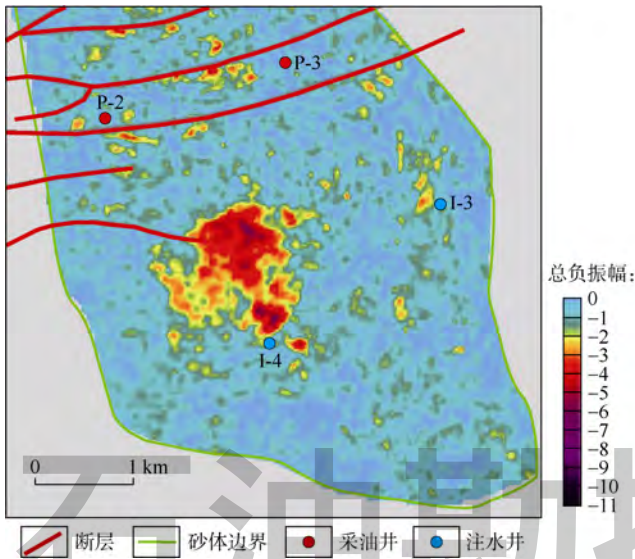


图8 时移地震监测 P-2 与 I-4 井组间水驱波及范围

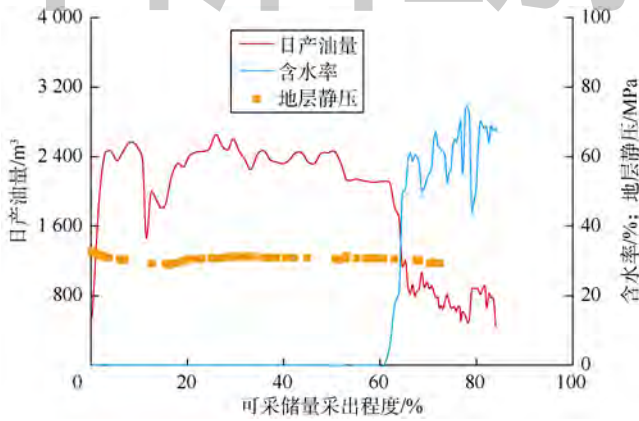


图9 P-2 井生产动态曲线

表2 不同含水上升模式油井无水采油期可采储量采出程度

含水上升模式	井名	无水采油期可采储量采出程度/%	平均无水采油期可采储量采出程度/%
亚凸型	P-1	76.41	72.43
	P-2	61.46	
	P-3	86.53	
	P-4	77.36	
	P-5	60.38	
亚凹型	P-8	31.82	29.82
	P-9	27.82	
亚S型	P-6	53.17	51.02
	P-7	48.86	

线上表现为凹型。无水采油期相对较短，大部分产油量是在低含水期采出，平均单井无水采油期可采储量采出程度为 29.82% (见表 2)，典型井生产动态曲线见图 10。

3.2.3 “亚 S 型” 含水上升模式

该类油井的注采连通类型为多期砂体复合连通，该类型较直接连通型井间连通性稍差，注水受效稍慢，压力维持水平相对较高。搭接连通砂体间的非均质性使水驱前缘推进较直接连通型快，但油井见水后含水

上升速度比直接连通型砂体要慢，表现出含水上升相对较慢、低含水期相对较长、之后逐渐加快、后期变缓的特点，在含水上升曲线上表现为 S 型。该类井无水采油期相对较长，平均单井无水采油期可采储量采出程度为 51.02% (见表 2)，典型井生产动态曲线见图 11。

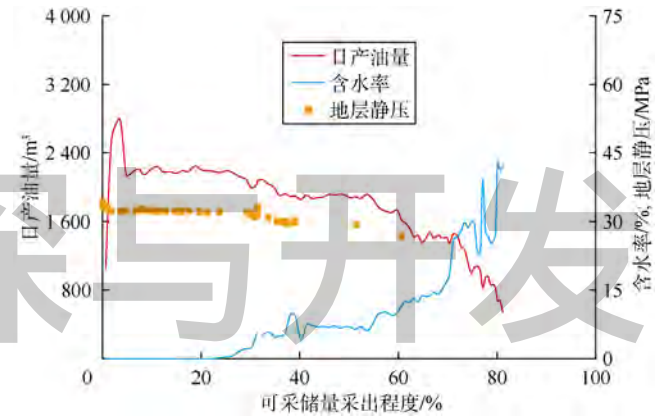


图10 P-9 井生产动态曲线

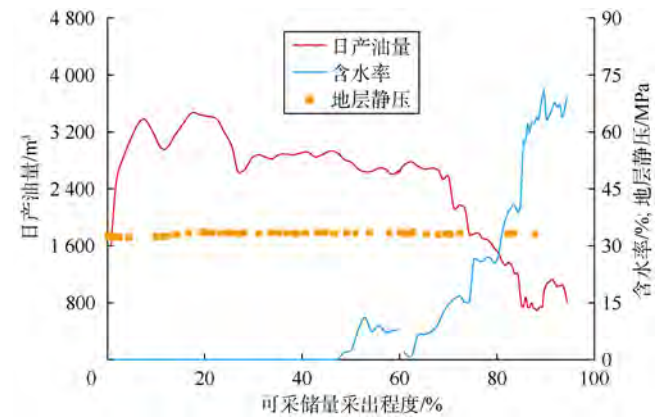


图11 P-7 井生产动态曲线

3.3 含水上升数学模型

3.3.1 含水上升模型建立

根据分流量方程，在不考虑重力和毛细管力影响的条件下，综合含水率可表示为^[19]：

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w B_w K_{ro}}{\mu_o B_o K_{rw}}} \quad (1)$$

文献[20]提出了油水相对渗透率比值新型表征关系式为：

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = \frac{(1 - S_{wd})^n}{m} \quad (2)$$

式中归一化含水饱和度 S_{wd} 表达式为：

$$S_{wd} = \frac{S_{we} - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \quad (3)$$

由文献[21]知,出口端含水饱和度与原油采出程度关系为:

$$S_{we} = \frac{3}{2} \left[E_r S_{oi} + S_{wi} - \frac{1}{3} (1 - S_{or}) \right] \quad (4)$$

可采储量采出程度与地质储量采出程度关系为:

$$N_f R = N E_r \quad (5)$$

将(5)式代入(4)式后,再将(4)式代入(3)式得:

$$S_{wd} = b - aR \quad (6)$$

其中 $a = \frac{-3N_f S_{oi}}{2N(1-S_{or}-S_{wi})}$ $b = \frac{S_{wi} + S_{or} - 1}{2(1-S_{or}-S_{wi})}$

将(6)式代入(2)式后,再将(2)式代入(1)式得:

$$f_w = \frac{1}{1+c(aR+d)^n} \quad (7)$$

其中 $c = \frac{\mu_w B_w}{\mu_o B_o m}$ $d = 1 - b$

在拟合实际油井含水率时,为提高拟合精度可将(7)式分母中的常数1改为变常数g,变为:

$$f_w = \frac{1}{g+c(aR+d)^n} \quad (8)$$

(8)式即为表征可采储量采出程度与油井含水率关系的含水上升数学模型。

3.3.2 含水上升模型参数拟合

采用9口油井的生产动态数据,对(8)式进行多元非线性回归,拟合含水上升模型中的参数a,c,d,n,g值,结果见表3。可以看出,9口井的拟合精度较高(见图12),相关系数均大于0.90,可用于表征本井以及同类模式油井含水上升规律。

表3 含水上升数学模型参数拟合结果

含水上升模式	井名	a	c	d	n	g	相关系数
亚凸型	P-1	-11.88	0	1 261.26	7.31	0.01	0.92
	P-2	13 554.11	-0.02	-853 903.81	0.07	0.07	0.95
	P-3	1.53	1.04	-98.17	-1.46	0.01	0.93
	P-4	1.40	18.61	-100.84	-2.82	0.01	0.91
	P-5	722.92	0	-44 011.06	0.41	0.03	0.92
亚凹型	P-8	0.02	0.27	0.29	-6.62	0.01	0.91
	P-9	-0.01	0.57	1.03	2.41	0.01	0.94
亚S型	P-6	36.13	21 944.01	-1 878.86	-2.07	0.01	0.92
	P-7	-0.02	0	2.93	8.16	0.01	0.91

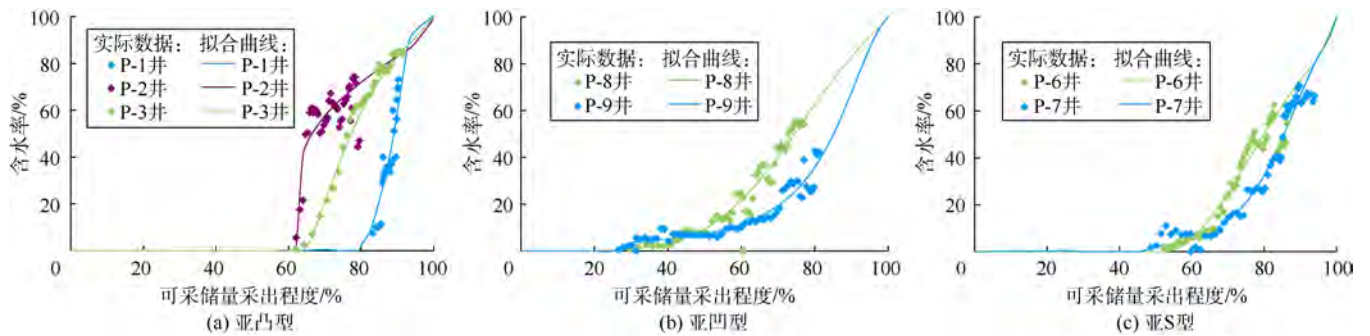


图12 油井含水上升模型拟合效果

3.3.3 确定优化注水时机

油井见水前,可根据油井含水率与可采储量采出程度的关系,预测油井的大致见水时间,在见水前适时调整注采关系与注采强度,延缓油井见水时间,延长油田无水采油期。油井见水后则可根据3类井含水上升模型拟合结果,作出油井含水率与含水上升率(可采储量采出1%含水率的变化值)关系曲线,预测不同含水率阶段的含水上升率变化规律,调整注采关系与注采强度,有效延缓油井产量递减。模型中可将含水上升率均分为高、中、低3个阶段,低含水上升率阶段,含水对油井生产的影响相对较小,但进入中高含水上升率阶段后,含水上升过快会造成油井爆性水淹,增加采油工程的投入。因此,在油井进入中高含水上升率阶段前采取有效措施,才能达到稳油控水的目的,

该节点即为油井见水后实施优化注水的最佳时机。图13为选取3口典型井分别代表“亚凸型”(P-2井)“亚凹形”(P-9井)和“亚S型”(P-7井)所作出的含水率与含水上升率关系曲线,典型井见水后实施优化注水的最佳时机分别为:“亚凸型”油井含水率为7%~15%;“亚凹形”油井含水率为28%~48%;“亚S型”油井含水率为18%~36%。实际生产井的最佳优化注水时机可根据该井含水上升情况采用该方法确定。

4 优化注水技术

4.1 水道储集层优化注水技术

由于纵向多期水道层间非均质性较强,常规注水开发将会造成注入水沿高渗层快速推进,油井很快见水;较低渗透层由于注入水渗流阻力大,水推进缓慢,

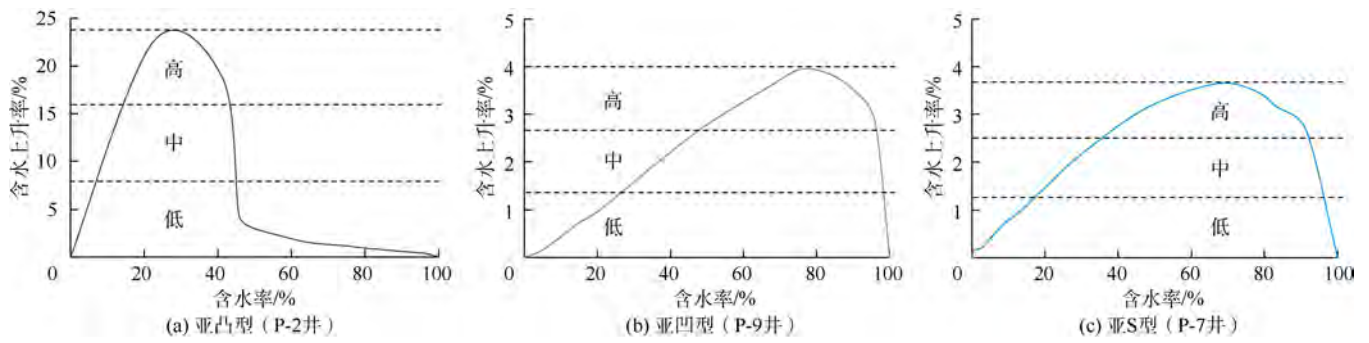


图 13 不同含水上模式油井含水上率变化曲线

油井见水后，较低渗透层中的水驱前缘远未到达采油井筒，表现出纵向层间压力极度不均衡（见图 14），且随着开发时间的延长，层间压力不均衡不断加剧。

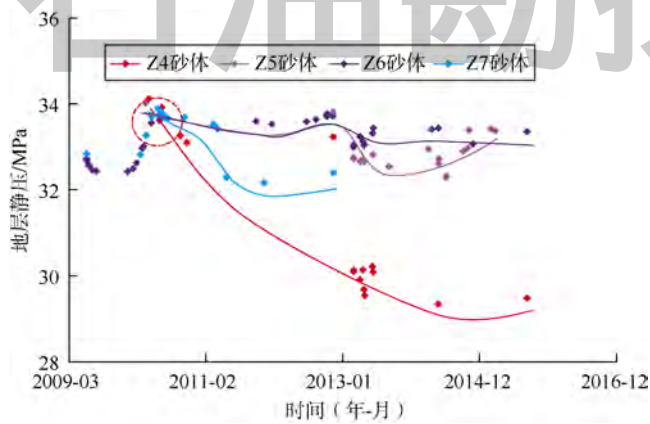


图 14 多期水道纵向层间压力变化情况

为了使纵向多期水道均衡开发，提出以“提高纵向波及”为核心的优化注水技术，应用周期注水、间歇注水及低速注水方式，周期性停注或改变注入量，在地层中造成不稳定压力场，使地层中的油水不断重新分布和交换，达到提高波及系数、层间均衡开发的目的。

在注水阶段，由于较高、较低渗透层压力恢复速度不同，层间产生附加压力差，油水从较高渗透层流向低渗透层；在停注阶段，油水又从较低渗透层流向较高渗透层。在一个完整的周期内有更多的水从高渗透层流向低渗透层，更多的油从低渗透层流向高渗透层，从而提高纵向波及程度（见图 15）。另一方面，可

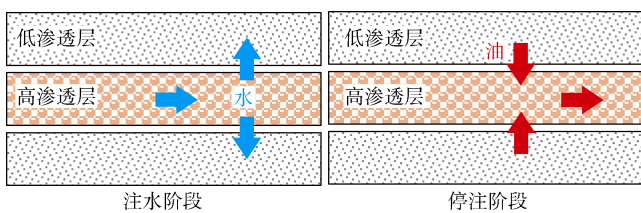


图 15 周期注水、间歇注水高低渗透层油水流动示意图

充分发挥重力分异与毛细管力渗吸作用，在停注期间利用浮力将离散的剩余油滴聚集成连续的油相，然后再注水将油相驱出地层，浮力驱动与水压驱动交替进行^[22-23]，提高驱油效率。

4.2 朵叶体储集层优化注水技术

朵叶体储集层油藏沉积分布稳定且广泛发育，均质性较好。利用常规注水开发，油层中水驱前缘均匀推进，驱油效果较好，油井见水后含水快速上升、产量快速递减。对于该类储集层油藏，提出以“改善平面波及”为核心的优化注水技术（见图 16、图 17），即通过调整部分注水井注水强度和油井的采油强度，改变油层中注入水在原来稳定注水条件下形成的固定液流方向，达到驱替高含油饱和度区域中原油的目的，从而增加水驱面积，提高注入水在油层中的波及效率，改善水驱油效果。

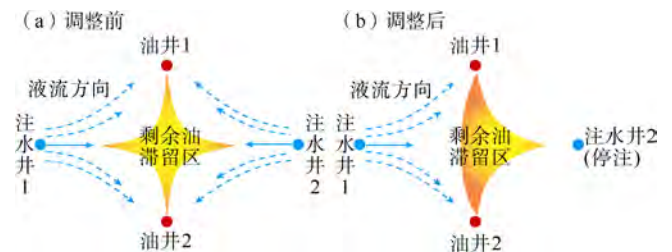


图 16 调整注水强度改变液流方向示意图

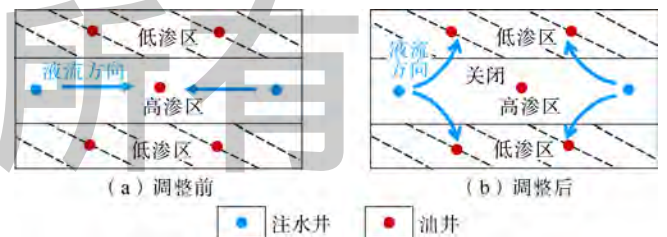


图 17 调整高渗区采油强度扩大波及面积示意图

5 现场应用

5.1 水道储集层优化注水实例

油井 P-7 与注水井 I-1、I-2 储集层类型为浊积水道

(井位关系见图 1),注采连通关系为复合连通型。P-7 井双向受效,见水后含水上升近似呈“亚 S 型”(见图 18a),为控制含水上升速度,延缓产量递减,根据该类井含水上升率变化规律确定的最佳注水时机,在油井含水率 18%~36%这个阶段,对应注水井 I-1 与 I-2

采用单井间歇、井间交互的注水模式(见图 18b、图 18c),提高纵向多期水道层间波及程度,延缓含水上升速度。P-7 井生产动态曲线显示,日产油月递减率从 4.4%降至 1.8%,有效减缓了产量递减,优化注水效果显著。

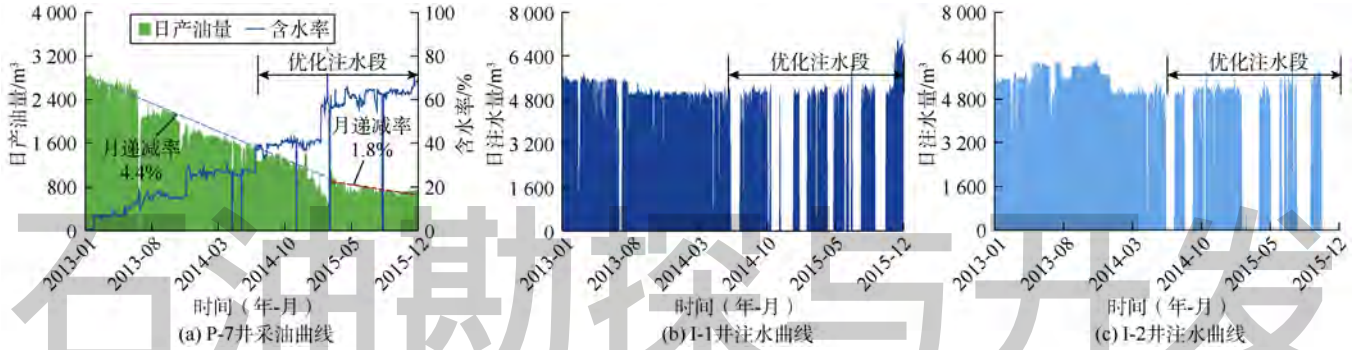


图 18 P-7、I-1、I-2 注采井组生产动态曲线

5.2 朵叶体储集层优化注水实例

采油井 P-2、P-3 和注水井 I-4、I-5 构成的注采井组见图 3。该注采井组油藏储集层类型为浊积朵叶体,其中油井 P-2 与注水井 I-4 注采连通关系为直接连通型,采油井 P-2 以单向受效为主,在油井见水初期含水快速上升,含水上升类型近似呈“亚凸型”(见图 19a)。为控制采油井 P-2 含水上升速度,延缓产量递减,

根据最佳注水时机,在油井含水率约 15%时,关停对应注水井 I-4,同时调整 I-5 井注水强度(见图 19c、图 19d),I-5 井注入水部分向 P2 井分流,改变水驱方向,提高平面波及面积。P-2 井产油量月递减率从 8.6%降至 1.6%,P-3 井产油量月递减率从 5.3%降至 2.5%(见图 19a、图 19b),有效减缓了产量递减,达到了预期效果。

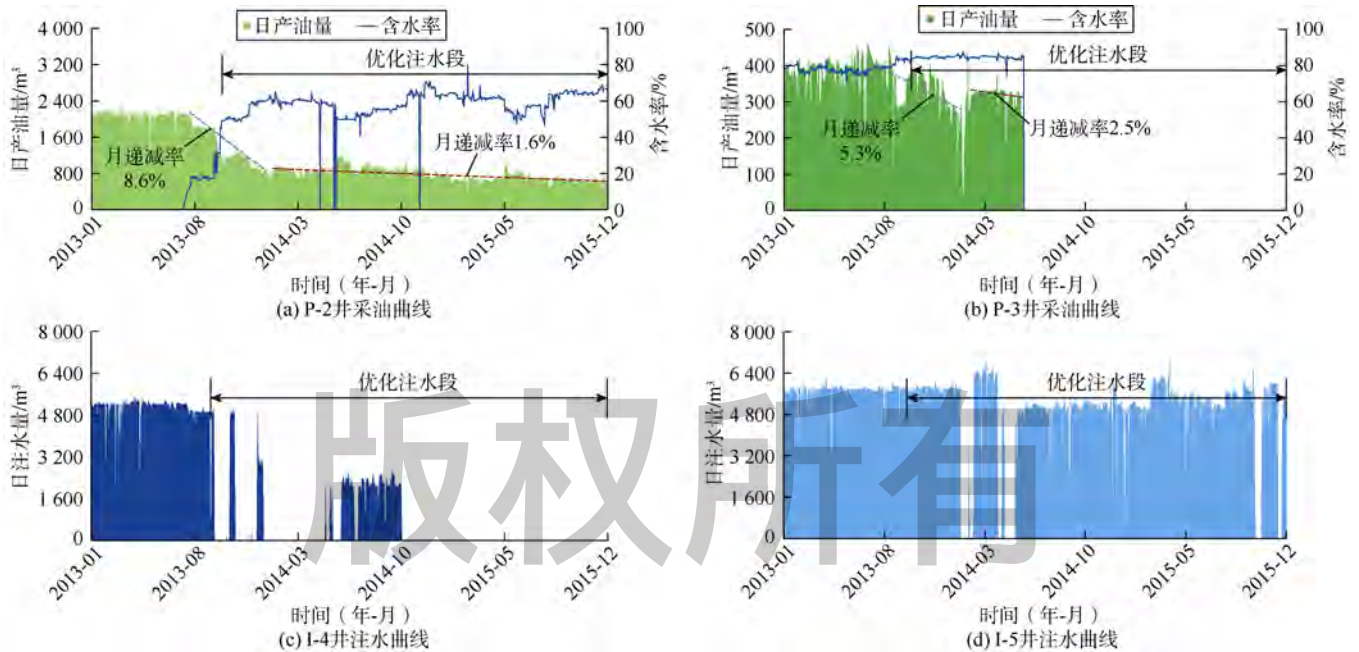


图 19 P-2、P-3、I-4 与 I-5 注采井组生产动态曲线

AKPO 油田应用不同储集层连通模式的优化注水技术,对已见水油井实施优化注水,有效减缓见水井的含水上升速度,延缓了油井产量递减,取得了明显

的效果,通过优化注水,油田增产原油占措施井全部产量的 23%,为该油田投产持续 7 年高产稳产提供了有效的技术支撑。

6 结论

根据高挥发油田油井含水上升规律，将 AKPO 油田油井见水后的含水上升形态划分为“亚凸型”、“亚凹形”和“亚 S 型”3 种类型，以“亚凸型”为主。

油井含水上升机理主要受储集层连通关系控制，单期水道或朵叶体内单期砂体直接连通，储集层发育与层内连通性良好，直接注采受效，见水后含水上升曲线呈“亚凸型”；多期砂体搭接连通，层内连通性好，但搭接部位储集层物性、连通性较差，注水受效较慢，见水后含水上升曲线呈“亚凹形”；多期砂体复合连通，具有直接连通与搭接连通两种类型的特点，砂体连通比搭接连通好，但比直接连通差，注水受效稍慢，见水后含水上升曲线呈“亚 S 型”。

基于油水相对渗透率比值关系式，建立新型含水上升规律模型，通过对实际油井生产数据的拟合分析，提出了油井见水后实施优化注水的最佳时机为油井进入中高含水上升率阶段前，此时采取有效措施，可达到稳油控水的目的。

提出了针对水道储集层“提高纵向波及”、朵叶体储集层“改善平面波及”为核心的优化注水技术，经 AKPO 油田实际应用，效果显著，可以指导同类油田的开发。

符号注释：

a, b, c, d, g, m, n ——常量； B_o, B_w ——地层油、地层水体积系数，无因次； E_r ——地质储量采出程度，%； f_w ——含水率，%； K_{ro}, K_{rw} ——油、水相对渗透率，无因次； N ——原油地质储量， 10^4 m^3 ； N_r ——原油可采储量， 10^4 m^3 ； R ——可采储量采出程度，%； S_{oi} ——原始含油饱和度，%； S_{or} ——残余油饱和度，%； S_{wd} ——归一化含水饱和度，%； S_{we} ——出口端含水饱和度，%； S_{wi} ——束缚水饱和度，%； μ_o, μ_w ——地层油、地层水的黏度， $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

参考文献：

- [1] 刘新颖. 西非第三系深水扇沉积特征及发育演化规律[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(3): 24-31.
LIU Xinying. Depositional characteristics and evolution of the Tertiary deep-water fan in west Africa[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(3): 24-31.
- [2] 李磊, 王英民, 黄志超, 等. 尼日尔三角洲深水层序地层及地震相研究[J]. 沉积学报, 2008, 26(3): 407-416.
LI Lei, WANG Yingmin, HUANG Zhichao, et al. Study on sequence stratigraphy and seismic facies in deep-water Niger Delta[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(3): 407-416.
- [3] 吕明, 王颖, 陈莹. 尼日利亚深水海底扇沉积模式成因探讨及勘探意义[J]. 中国海上油气, 2008, 20(4): 275-282.

LYU Ming, WANG Ying, CHEN Ying. A discussion on origins of submarine fan deposition model and its exploration significance in Nigeria deep-water area[J]. China Offshore Oil and Gas, 2008, 20(4): 275-282.

- [4] 卜范青, 张旭, 陈国宁. 尼日尔三角洲盆地重力流沉积模式及储层特征: 以 AKPO 油田为例[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2017, 32(1): 64-70.
BU Fanqing, ZHANG Xu, CHEN Guoning. Gravity flow depositional mode and reservoir characteristics of Niger Delta Basin: Taking AKPO Oilfield as an example[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2017, 32(1): 64-70.
- [5] 赵晓明, 吴胜和, 刘丽. 西非陆坡区深水复合水道沉积构型模式[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012, 36(6): 1-5.
ZHAO Xiaoming, WU Shenghe, LIU Li. Sedimentary architecture model of deep-water channel complexes in slope area of West Africa[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36(6): 1-5.
- [6] 赵晓明, 吴胜和, 刘丽. 尼日尔三角洲盆地 AKPO 油田新近系深水浊积水道储层构型表征[J]. 石油学报, 2012, 33(6): 1049-1058.
ZHAO Xiaoming, WU Shenghe, LIU Li. Characterization of reservoir architectures for Neogene deepwater turbidity channels of AKPO oilfield in Niger Delta Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(6): 1049-1058.
- [7] 张文彪, 段太忠, 刘志强, 等. 深水浊积水道多点地质统计模拟: 以安哥拉 Plutonio 油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 403-410.
ZHANG Wenbiao, DUAN Taizhong, LIU Zhiqiang, et al. Application of multi-point geostatistics in deep-water turbidity channel simulation: A case study of Plutonio oilfield in Angola[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 403-410.
- [8] 卜范青, 张宇焜, 杨宝泉, 等. 深水复合浊积水道砂体连通性精细表征技术及应用[J]. 断块油气田, 2015, 22(3): 309-313, 337.
BU Fanqing, ZHANG Yukun, YANG Baoquan, et al. Technique and application of fine connectivity characterization of composite deep water turbidite channels[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(3): 309-313, 337.
- [9] 宋立志. 文昌 13-1 油田含水上升机理研究及挖潜措施[J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(6): 70-72.
SONG Lizhi. Study on water rising mechanism and capacity enhancement in Wenchang 13-1 oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(6): 70-72.
- [10] 李隆新, 吴锋, 张烈辉, 等. 缝洞型底水油藏油井见水及含水规律实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(2): 127-134.
LI Longxin, WU Feng, ZHANG Liehui, et al. Physical simulation research of water breakthrough and well water cut performance in fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013, 35(2): 127-134.
- [11] 潘有军, 徐赢, 吴美娥, 等. 牛圈湖区块西山窑组油藏含水上升规律及控水对策研究[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(5): 113-118.
PAN Youjun, XU Ying, WU Mei'e, et al. Water cut rising rules and water control countermeasures of reservoir of Xishanyao Formation in Niuquanhu block[J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(5): 113-118.

[12] 闵华军, 陈利新, 王连山, 等. 哈拉哈塘缝洞型油藏油井产水特征及机理分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2017, 39(1): 114-123.
MIN Huajun, CHEN Lixin, WANG Lianshan, et al. Characteristics and mechanism of water production for fractured vuggy carbonate reservoirs, Halahatang Oilfield[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2017, 39(1): 114-123.

[13] 宋兆杰, 李治平, 赖枫鹏, 等. 高含水期油田水驱特征曲线关系式的理论推导[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 201-208.
SONG Zhaojie, LI Zhiping, LAI Fengpeng, et al. Derivation of water flooding characteristic curve for high water-cut oilfields[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 201-208.

[14] DAMUTH J E. Neogene gravity tectonics and depositional processes on the deep Niger Delta continental margin[J]. Marine & Petroleum Geology, 1994, 11(3): 320-346.

[15] COHEN H A, MCCLAY K. Sedimentation and shale tectonics of the northwestern Niger Delta front[J]. Marine & Petroleum Geology, 1996, 13(3): 313-328.

[16] CORREDOR F, SHAW J H, BILOTTI F. Structural styles in the deepwater fold and thrust belts of the Niger Delta[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(6): 753-780.

[17] ADEOGBA A A, MCHARGUE T R, GRAHAM S A. Transient fan architecture and depositional controls from near-surface 3-D seismic data, Niger delta continental slope[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(5): 627-643.

[18] 蔡露露, 王雅宁, 王颖, 等. 西非深水沉积类型特征及油气勘探意义[J]. 石油学报, 2016, 37(增刊 1): 131-142.
CAI Lulu, WANG Yaning, WANG Ying, et al. Type features and hydrocarbon exploration significance of deepwater sedimentary in West Africa[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(Supp.1): 131-142.

[19] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 2 版. 北京: 石油工业出版社, 2011.
LI Chuanliang. Fundamentals of reservoir engineering[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.

[20] 王继强, 石成方, 纪淑红, 等. 特高含水期新型水驱特征曲线[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 955-960.
WANG Jiqiang, SHI Chengfang, JI Shuhong, et al. New water drive characteristic curves at ultra-high water cut stage[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(6): 955-960.

[21] 金蓉蓉. 新型含水率与采出程度关系理论曲线的推导[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(3): 72-75.
JIN Rongrong. Derivation of the new theoretical relationship curve between water cut and recovery factor[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(3): 72-75.

[22] 李传亮, 李冬梅. 渗吸的动力不是毛管压力[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(2): 114-117.
LI Chuanliang, LI Dongmei. Imbibition is not caused by capillary pressure[J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(2): 114-117.

[23] 李传亮, 朱苏阳. 水驱油效率可达到 100% [J]. 岩性油气藏, 2016, 28(1): 1-5.
LI Chuanliang, ZHU Suyang. The efficiency of water flooding can reach 100% [J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(1): 1-5.

第一作者简介: 苑志旺(1984-), 男, 河北永清人, 硕士, 中海油研究总院有限责任公司油藏工程师, 主要从事油气田开发方面的生产科研工作。
地址: 北京市朝阳区太阳宫南街 6 号院海油大厦 B-608 室, 邮政编码: 100028. E-mail: yuanzhw@cnooc.com.cn

收稿日期: 2017-09-21 修回日期: 2018-01-26

(编辑 唐俊伟)

《石油勘探与开发》2018 年第 3 期部分文章预告

鄂尔多斯盆地三叠系长 9 油层组多源成藏模式与富集规律.....姚泾利, 赵彦德, 罗安湘, 等
 高过成熟海相页岩有机质碳化热成熟度下限及勘探意义.....王玉满, 李新景, 陈波, 等
 页岩微观孔隙模型构建——以滇黔北地区志留系龙马溪组页岩为例.....陈科洛, 张廷山, 陈晓慧, 等
 四川盆地威远龙马溪组页岩气甜点区地震定量预测.....曾庆才, 陈胜, 贺佩, 等
 四川盆地磨溪构造寒武系龙王庙组流体充注和油气成藏.....徐昉昊, 袁海峰, 徐国盛, 等
 塔里木盆地寒武系碳酸盐岩溶蚀作用机理模拟实验.....彭军, 王雪龙, 韩浩东, 等
 腐泥型烃源岩生排烃模拟实验与全过程生烃演化模式.....李剑, 马卫, 王义凤, 等
 页岩油储集层微观孔喉分类与分级评价.....卢双舫, 李俊乾, 张鹏飞, 等
 考虑裂缝变导流能力的致密气井现代产量递减分析.....孙贺东, 欧阳伟平, 张冕, 等
 冻胶分散体软体非均相复合驱油体系特征及驱替机理.....赵光, 戴彩丽, 由庆
 火驱油墙形成机理及影响因素.....李秋, 易雷浩, 唐君实, 等
 变内径钻柱中微波传输衰减规律.....夏文鹤, 孟英峰, 唐波