

Colombian ABARCO Oilfield Development Mode

Yan Li

Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing
Email: liyan19730930@163.com

Received: Nov. 14th, 2017; accepted: Nov. 23rd, 2017; published: Dec. 5th, 2017

Abstract

The development potential of ABARCO field is demonstrated by the evaluation of the steam stimulation effect in the ABARCO field in Colombia, which provides the basis for the extension of the MECL contract. The research process uses MECL's existing number of motifs; the model is modified; the historical data of the oilfield development are fitted to simulate and evaluate the effect of the previous steam stimulation; the potential of oilfield development is deeply researched; and the potential and effect of the next step in the development of oilfield are put forward. At present, the development of oil field through steam stimulation is good, and the steam stimulation and steam flooding development methods are in deep study and comparison. The numerical simulation method is used to select the typical block for steam flooding and compare with steam stimulation. The comparative analysis shows that the development effect of steam stimulation is relatively better. It is recommended that the main development mode used in the next step is still the steam stimulation but not the steam drive, which only may be the alternative development mode in the next step. In the future development of oil field, this paper provides a direction and a certain objective basis for the possible delay.

Keywords

Steam Stimulation, Reserves, Viscosity Reduction, Steam Drive, Drive Conversion, Well Pattern, Steam Injection, Production-Injection Ratio

哥伦比亚ABARCO油田开发方式

李 燕

中国石化石油工程技术研究院, 北京
Email: liyan19730930@163.com

收稿日期: 2017年11月14日; 录用日期: 2017年11月23日; 发布日期: 2017年12月5日

摘要

通过对哥伦比亚ABARCO油田蒸汽吞吐开发效果的评价,论证ABARCO油田的开发潜力所在,为MECL公司合同到期是否进行延期提供了依据。研究过程利用了MECL公司现有的数模体,并对模型进行了修正,对该油田开发的历史数据进行了拟合,对前期蒸汽吞吐的效果进行模拟和评价,开展了油田开发潜力的挖潜深入研究,提出了油田下一步进行后续开发的潜力和效果。目前油田通过蒸汽吞吐开发效果较好,同时通过蒸汽吞吐和蒸汽驱开发方式进行深入研究对比。应用数值模拟方法选取典型区块进行蒸汽驱效果分析与蒸汽吞吐进行比较。通过对比分析表明该油田以蒸汽吞吐开发的效果相对较好,建议下步采用的主要开发方式仍以蒸汽吞吐为主而不急于转为蒸汽驱开发方式,蒸汽驱只是作为下一步可能替代的开发方式,为油田下一步的开发提供了方向,为油田是否进行延期提供了一定的客观依据。

关键词

蒸汽吞吐, 储量, 降粘, 蒸汽驱, 转驱, 井网, 注气, 采注比

Copyright © 2017 by author and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

蒸汽驱开采技术是稠油油藏经过蒸汽吞吐开采以后,进一步提高原油采收率的主要稠油热采手段[1][2]。只进行蒸汽吞吐开采时,只能采出各个油井井点附近油层中的原油,井间留有大量的剩余油,稠油蒸汽吞吐采收率一般在20%左右,采用蒸汽驱开采技术时,由注入井连续注入高干度蒸汽,注入油层中的大量热能加热油层,从而大大降低了原油粘度,而且注入的热流体将原油驱动至周围的生产井中采出,将采出更多的原油,使原油采收率增加20%~30%,甚至更多。本文通过对ABARCO油田进行蒸汽驱模拟计算,确定该油田后续的开发方式,由于蒸汽驱的经济效益问题,暂时不考虑大面积进行蒸汽驱开采[3][4]。

2. 目前开发效果分析

2.1. 地层压力情况

Abarco油田由于吞吐井少、吞吐周期少,开发时间短,目前压力水平较高,整体压力水平为98.6%,最高的A11-Upper为100%,最低的A9-Upper为97.3%(见表1、图1、图2)。

由于蒸汽吞吐属降压开采,在局部井网较完善地区,井点附近地层压力水平较低,如Abarco油田A9up层PH5井区,井点附近地层压力约200Psi,仅为原始地层压力的30%。

2.2. 剩余油分布情况

Abarco油田目前总井数96口,其中水平井80口,纵向上分布在7个单层中,每个单层平均钻遇水平井12口,按地质储量231.5MMBBL,含油面积8.8Km²计算,平均单井控制含油面积约0.73Km²,单井控制地质储量2.4~3.0MMBBL,按Abarco油田目前水平井长度650米,厚度5米,井距200米计算,水平井单井实际控制储量约为1MMBBL,目前由于井网不完善,单井控制储量过大,总体储量控

制程度较低[5], 在主力层或油藏主体部位, 如 A9 Upper 层, 由于井网较完善, 储量控制程度稍高如表 2 和图 3 所示。

由于 Abarco 油田生产井井距 150~200 m, 通过国内稠油油田监测井的资料和数模研究结果, 稠油生产井的泄油半径只有 30~50 m 左右, 由于井距过大, 井间大部分储量实际上未得到有效动用。

Abarco 油田在油藏地质特征、油藏参数、开发方式、水平井井距等方面均与 G 油田类似, 通过类比可知, A 油田目前井距条件下加热范围有限, 井间有大量未被加热区域, 储量得不到动用, 储量动用程度低如图 3 所示[6]。

2.3. 层系井网状况

1) 层系适应性评价

Table 1. Abarco field formation pressure maintains level table

表 1. Abarco 油田地层压力保持水平状况表

层位	原始	目前	压力	压力
	地层压力	地层压力	水平	下降幅度
	(psi)	(psi)	(%)	(%)
A9-11	698	688	98.6	1.4
A11-Upper	673	673	100.0	0
A11-Interm	699	689	98.6	1.4
A11-Lower	702	699	99.6	0.4
A10	704	685	97.3	2.7
A9-Upper	707	688	97.3	2.7
A9-Interm	679	673	99.1	0.9
A9-Lower	689	684	99.3	0.7

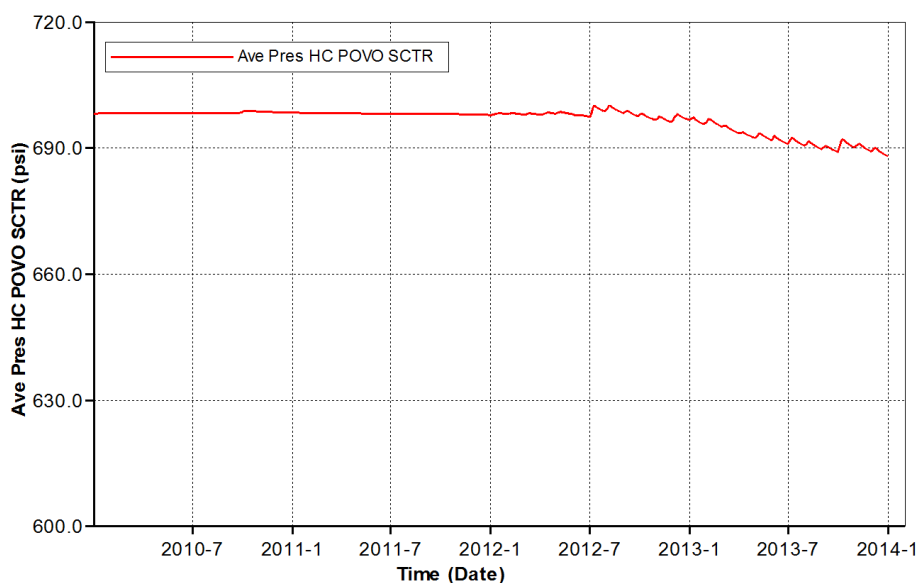


Figure 1. Abarco field formation pressure variety curve

图 1. Abarco 油田地层压力变化曲线

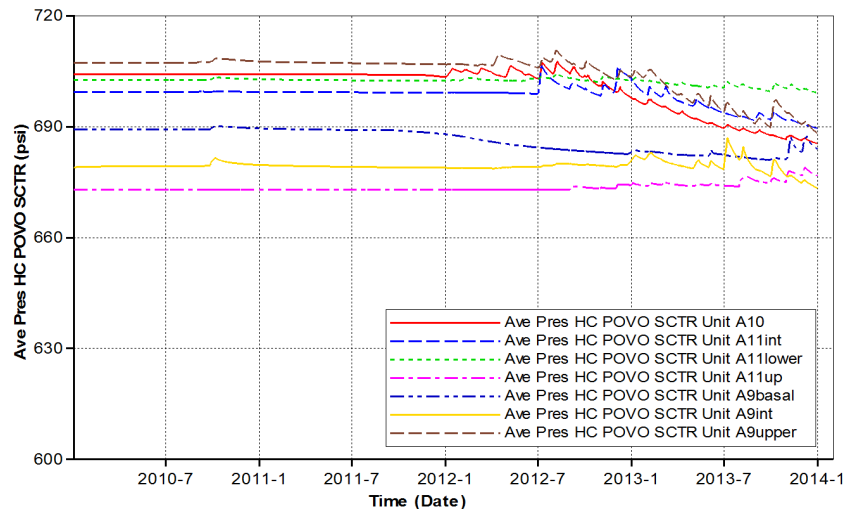


Figure 2. Abarco field layered formation pressure variety curve
 图 2. Abarco 油田分层地层压力变化曲线

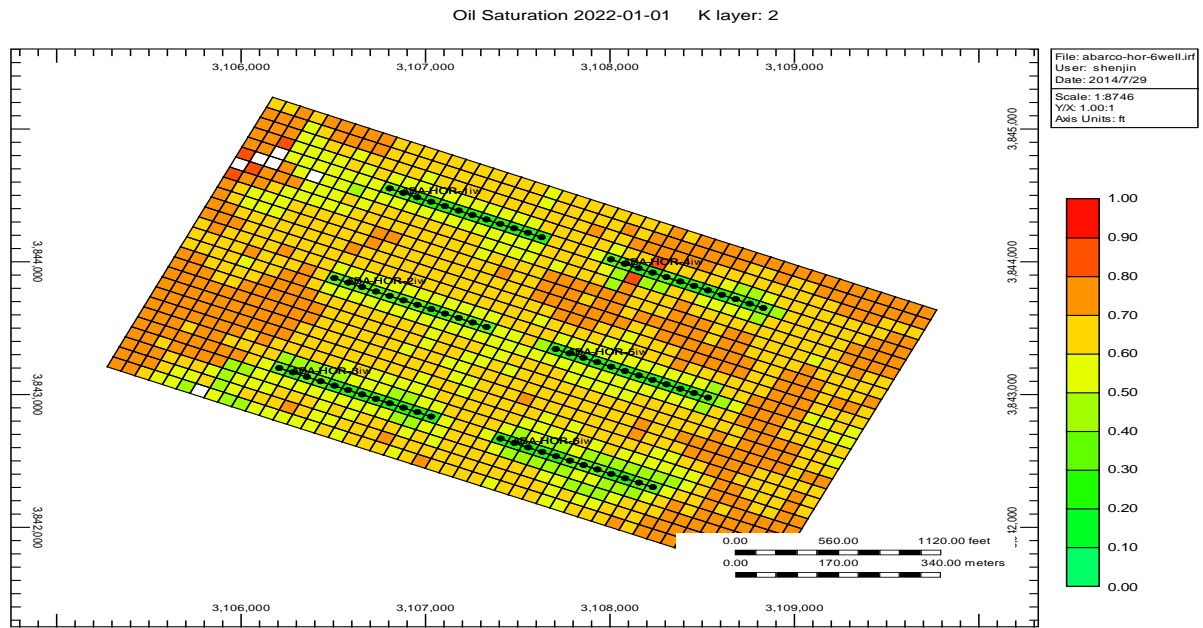


Figure 3. Typical Abarco oilfields throughputs up to the remaining oil saturation map by the end of 2021
 图 3. Abarco 油田典型模型吞吐至 2021 年底剩余油饱和图

Table 2. Abarco oilfield layered formation well net control degree
 表 2. Abarco 油田分层井网控制程度

层位	HCPV > 2 ft 面积(km ²)	井网控制面积(km ²)	储量控制程度(%)	备注
A11 Upper	2.5	1.12	45	非主力层
A11 Intern	3.8	1.44	38	非主力层
A11 Lower	4.0	2.16	54	主力层
A10	4.0	2.24	56	主力层
A9 Upper	4.6	3.68	80	主力层
A9 Intern	0	0		
A9 Lower	0.6	0.16	27	非主力层

层系的划分是油田井网部署的重要基础，是油田合理开发的关键；层系的合理划分，可以减少层间干扰，提高开发效益，充分发挥油层生产能力，有效实施采油工艺，改善层间、平面动用状况。

Abarco 主力油层为渐新世 CHUSPAS 组 A9、10、11 小层，单层厚度 10~30 ft，孔隙度 16%~36%，渗透率 250~1000 mD。由于单层厚度薄，含油井段长，纯总比低，用常规直井组合开发难以取得较好的开发效果，用水平井单层开发有利于扩大泄油面积，提高单井储量控制程度，获得较好的经济效益。目前利用水平井开发，分层开发能有效动用每一层的地质储量，是适应快速吞吐开发上产的最佳方式。

2) 井网适应性评价

Abarco 油田采用多套井网水平井分层系的开发模式，具体井网布局分析如下：

① 井网

目前 Abarco 油田采用平行正对式水平井井网，局部采用不规则井网，这种井网能最大限度提高储量控制程度。

由于开发时间短，目前整体上井网控制程度低，具有井网完善的潜力，在主力层或油藏主体部位，井网相对较完善[7]。

② 井距

由于蒸汽吞吐开发中，只有当油层被加热到一定的温度后，才能得到有效的动用，因此蒸汽吞吐的加热半径，决定着稠油油藏的井距大小，研究表明：油井在多周期吞吐后，平均加热半径是 35~50 m，所以要实现油层平面的较充分动用，蒸汽吞吐的井距应在 70~100 m 左右，目前 A 油田井距过大，吞吐结束后井间仍有大量的原油未被动用，需要进行井间加密，进一步提高储量动用程度和采收率。

2.4. 采收率情况评价

1) 理论采收率

原油采收率是反应油田开发水平的综合指标，稠油油田主要采用常规注水、蒸汽吞吐和蒸汽驱三种开发方式，主要有 6 中稠油采收率确定方法，数值类比法、经验公式法、水驱特征曲线法、产量递减法、注采特征曲线法、油气比递减曲线法[1]。针对 Abarco 油田目前开发现状，主要采用类比法和经验公式来确定理论采收率值。

① 类比法

根据国内油田大量矿场资料统计分析，确定稠油蒸汽吞吐采收率一般 12%~28%，平均值为 20%，油藏参数见表 3，在油田开发初期缺乏动态资料的情况下，与相似油田进行类比，是确定采收率的简便方法。

另外，A 油田在油藏地质条件，开发方式、井网井距、开发层系等方面均与圣湖能源 Girasol 油田有较高的相似性，类比 G 油田，可知 A 油田采收率在 16.97%左右。

② 经验公式法

采用油气储委公式预测 Abarco 油田蒸汽吞吐采收率：

$$E_r = 2114 + 1795h_r - 0.0033D + 0.028h_0 + 0.1366 \lg k - 3.067 \lg u_0$$

用于预测油藏蒸汽吞吐采收率的参数适用范围[6]：

如表 4 所示，Abarco 油田各油层纯总比 0.4~0.5，埋藏深度 500 m，有效厚度 3.3~5.3 米，渗透率 1000 mD，原油粘度 10,000 mPa.s，通过计算，理论采收率为 15%~16.7% [8]。

由于 Abarco 油田目前采用水平井整体开发，这种开发井型对提高采收率非常有利，预计 A 油田采收率能达到 20%左右。

2) 目前条件下的采收率

表 5 是根据 Abarco 油田前 4 周期水平井平均单井蒸汽吞吐实际生产数据进行统计而来, 根据前四个周期生产规律, 预测单井再吞吐 10 周期的热采指标, 周期生产天数按第 2~4 周期的平均值, 取 130 天, 周期注汽量按 20,000 bbl, 周期日产油平均递减率参照前 4 周期, 考虑后续周期递减减缓, 按 15% 考虑, 经过计算, 单井共吞吐 14 周期, 单井累计产油量 0.122 MMbbl, 按目前 Abarco 油田生产井数 80 口推算, 目前井网和注采条件下累计产油量为 9.98 MMbbl, 采收率仅 4.32% 左右, 即使延长吞吐周期数, 考虑到经济效益, 最终采收率很难超过 5% [9]。

利用 OFM 软件递减分析功能, 对 Abarco 油田生产时间较长的 PH1 平台的井进行递减分析(图 4、图 5), 可知 PH1-H2 井可采储量为 0.14 MMbbl, PH1-H6 井可采储量为 0.143 MMbbl, 按目前 Abarco 油田

Table 3. Heavy oil reservoir parameter table

表 3. 稠油油藏参数表

油层	h_r	Φ (%)	K (mD)	μ_0 (mPa.s)	E_r (%)
统计油层	0.3~0.75	20~25	300~2500	2000~50,000	12~28
A 油田	0.4~0.5	16~36	250~1000	4400~12,500	12~28

Table 4. Abarco oilfield EOR calculate data table

表 4. Abarco 油田采收率计算数据表

层位	h_r	D (m)	H_o (m)	K (mD)	μ_0 (mPa.s)	E_r (%)
A9	0.4~0.5	500	5.3	1000	10,000	
A10	0.4~0.5	500	3.35	1000	10,000	15~16.7
A11	0.4~0.5	500	4.11	1000	10,000	

h_r 为 0.3~0.74; D 为 70~1700 m; h_o 为 5.0~42 m; K 为 400~5000 md; μ_0 为 500~50,000 mPa.s; 井距为 100~200 m。

Table 5. Abarco oilfield single well sub-cycle development index forecast table

表 5. Abarco 油田单井分周期开发指标预测表

周期数	生产天数(d)	周期注汽(bbl)	周期产油(bbl)	累计注汽(bbl)	累计产油(bbl)	平均日产油(bbl)	周期油气比
1	112.6	16,890	16,744	16,890	16,744	149	0.99
2	147.8	18,541	23,460	35,431	40,204	159	1.27
3	129.4	19,817	15,208	55,248	55,412	118	0.77
4	114.2	20,288	10,719	75,536	66,131	94	0.53
5	130	20,000	10,387	95,536	76,518	80	0.52
6	130	20,000	8829	115,536	85,347	68	0.44
7	130	20,000	7505	135,536	92,852	58	0.38
8	130	20,000	6379	155,536	99,230	49	0.32
9	130	20,000	5422	175,536	104,653	42	0.27
10	130	20,000	4609	195,536	109,261	35	0.23
11	130	20,000	3917	215,536	113,179	30	0.20
12	130	20,000	3330	235,536	116,509	26	0.17
13	130	20,000	2830	255,536	119,339	22	0.14
14	130	20,000	2406	275,536	121,745	19	0.12

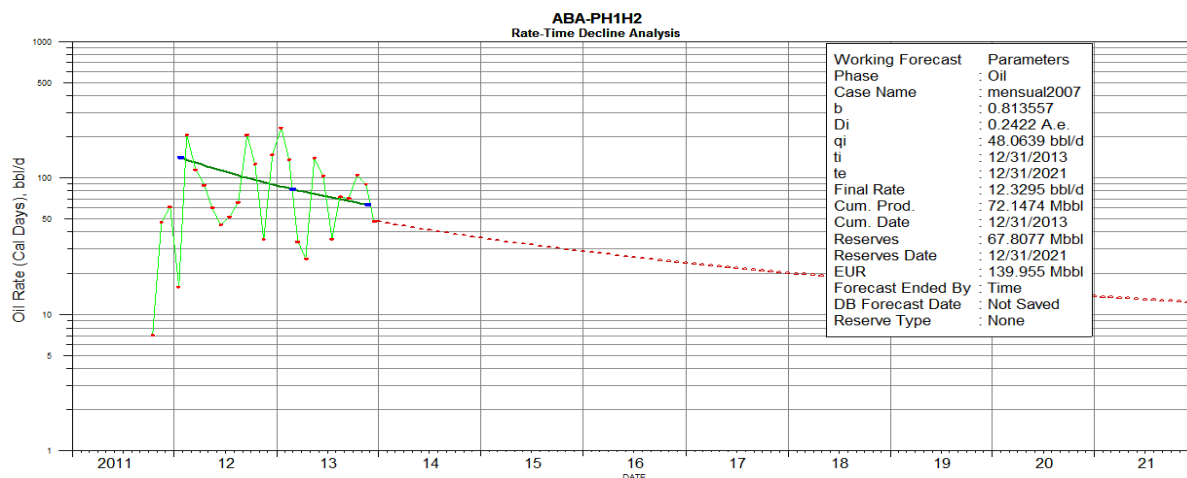


Figure 4. Abarco oilfield decreasing analysis of well PH1H2

图 4. Abarco 油田 PH1H2 井递减分析

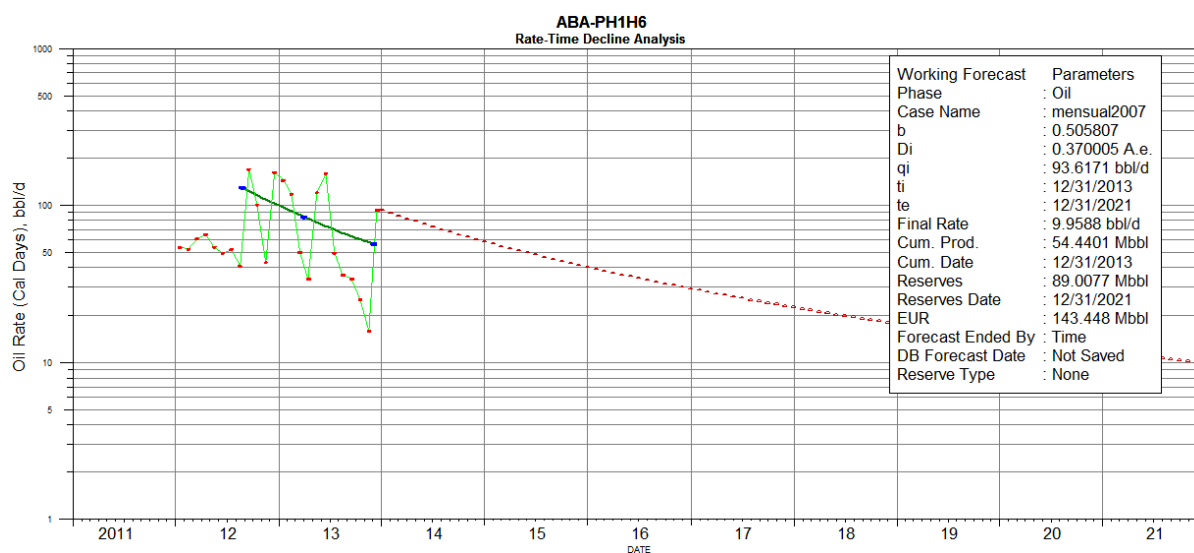


Figure 5. Abarco oilfield decreasing analysis of well PH1H6

图 5. Aabarco 油田 PH1H6 井递减分析

生产井数 80 口推算，目前井网和注采条件下累计产油量为 11.3 MMbbl，采收率仅 4.9% 左右[10] [11]。

运用油藏数值模拟对 Abarco 油田蒸汽吞吐采收率进行预测，预测目前井网条件下蒸汽吞吐开发到 2021 年时，采收率仅为 3.7% 左右。

3. 蒸汽驱技术可行性研究

3.1. 蒸汽驱采油机理[11]

蒸汽驱开采原油机理：

1) 加热降粘作用，温度升高使原油粘度大幅度降低，这是蒸汽驱开采稠油最重要的机理，随着蒸汽的连续注入，油藏温度升高，油水粘度都要降低，但原油粘度降低程度远比水的粘度降低程度幅度大，其结果改善了水油流度比；

2) 热膨胀作用，热膨胀是热水带中一个重要采油机理，随着升温，又发生膨胀，饱和度增加，且更

具流动性;

3) 高温改善原油相渗透率, 由高温相渗曲线可知, 温度升高, 束缚水饱和度增加, 残余油饱和度下降, 曲线向右移, 向有利于改善油相渗透率的方向变化;

4) 蒸汽剥离脱油, 在蒸汽进入砂岩孔隙孔道中, 产生剥离岩石表面的油膜及孔隙死角中的油滴, 使进入流动孔道成为可动油, 因此增加驱油效率;

5) 蒸汽、热水动力驱油作用, 蒸汽或热水以一定速度注入油层, 既补充了油层热量和能量, 在注采井间形成驱替压力梯度, 又对油层有一定的冲刷驱替作用;

6) 气驱作用及乳化液驱油作用, 气驱作用发生于热水带及冷水带, 它是热能转变为机械能的驱油作用, 当蒸汽带沿的温度较高时, 原油中的溶解气分离出来, 这种释放出的气体, 包括油层中在汽驱过程生产的 CO_2 , 由于体积膨胀, 产生驱油作用。

3.2. 蒸汽驱技术可行性研究

借鉴国内外经验, 随着技术的进步, 油藏条件的变化, 蒸汽驱开采条件在逐步放宽, 如油层厚度降到 5 m, 原油粘度提高到 15,000 mPa·s, 蒸汽驱开采领域在逐步扩大, 蒸汽驱技术将成为今后稠油蒸汽吞吐的主要接替方式。

Abarco 稠油油藏原油粘度对温度敏感性很强, 这有利于实施蒸汽驱开采, 蒸汽吞吐后油藏条件的变化, 也为转蒸汽驱创造了有利条件。

3.3. 转驱时机确定

理论研究表明, 符合蒸汽驱开采条件的稠油油藏, 直接采用蒸汽驱开采, 可能获得蒸汽吞吐与蒸汽驱两者累加的采收率, 因为蒸汽驱结束时的残余油饱和度并不取决于原始油饱和度, 这已为室内试验所证实。但是, 蒸汽驱的耗汽量远大于蒸汽吞吐, 即蒸汽驱的油汽比远低于先吞吐后汽驱的累积油汽比, 更何况吞吐阶段投资少, 见效快, 效益高。因此不能超越蒸汽吞吐开采阶段直接汽驱。

凡是符合蒸汽驱开采条件的稠油油藏, 都应在蒸汽吞吐开采至适当时机转入蒸汽驱开采, 充分发挥蒸汽驱具有较高驱油效率的优势, 以提高注蒸汽开采的总体效果。如只进行蒸汽吞吐开采, 地下死油区很多, 一般采收率仅 10%~25%, 特殊条件下最多 30% 左右; 如适时转入蒸汽驱, 采收率可增加 20%~30%, 总采收率可达 45%~60%; 如不及时转入汽驱开采, 不仅吞吐阶段后期效果极差, 转汽驱后效果更差。

由蒸汽吞吐转入蒸汽驱开采存在一个最佳时机, 吞吐周期过少, 油层未形成较好地热连通, 原油流动性差, 吞吐周期过多, 地下存水过高, 在注入井转汽驱后, 不仅蒸汽前缘有大量的凝结水带, 而且生产井近井地带的凝结水在受到汽驱反应后首先被驱替出来, 因而生产井的产水量及含水率很快上升, 而产油量不增或增加很少, 另外, 吞吐周期过多, 过分的热连通会加剧蒸汽窜流, 影响汽驱效果。

但对于 Abarco 油田来说, 原油粘度较高接近 10,000 mPa·s, 转驱时机不宜过早, 结合国内外类似油藏吞吐转汽驱研究成果, 确定吞吐 6 周期后转驱。

3.4. 蒸汽驱典型模型研究

利用选取的典型模型, 对蒸汽驱开展注采井网、合理注汽速度、合理采注比进行研究。

1) 井网形式研究

Abarco-hor-steam flood one 方案为 100 米井距, 以优化后的注汽强度、注汽速度, 吞吐 6 周期后转蒸汽驱, 采用平行正对注采井网, 保持注采平衡, 连续生产到 2021 年底(图 6); Abarco-hor-steam flood two 方案为 100 米井距, 以优化后的注汽强度、注汽速度吞吐 6 个周期后转蒸汽驱, 采用平行交错注采井网, 保持注采平衡, 连续生产到 2021 年底(图 7); 从图 8、表 6 中可以看出 Abarco-hor-steam flood one 和

Grid Top (ft) 2014-01-01 K layer: 2

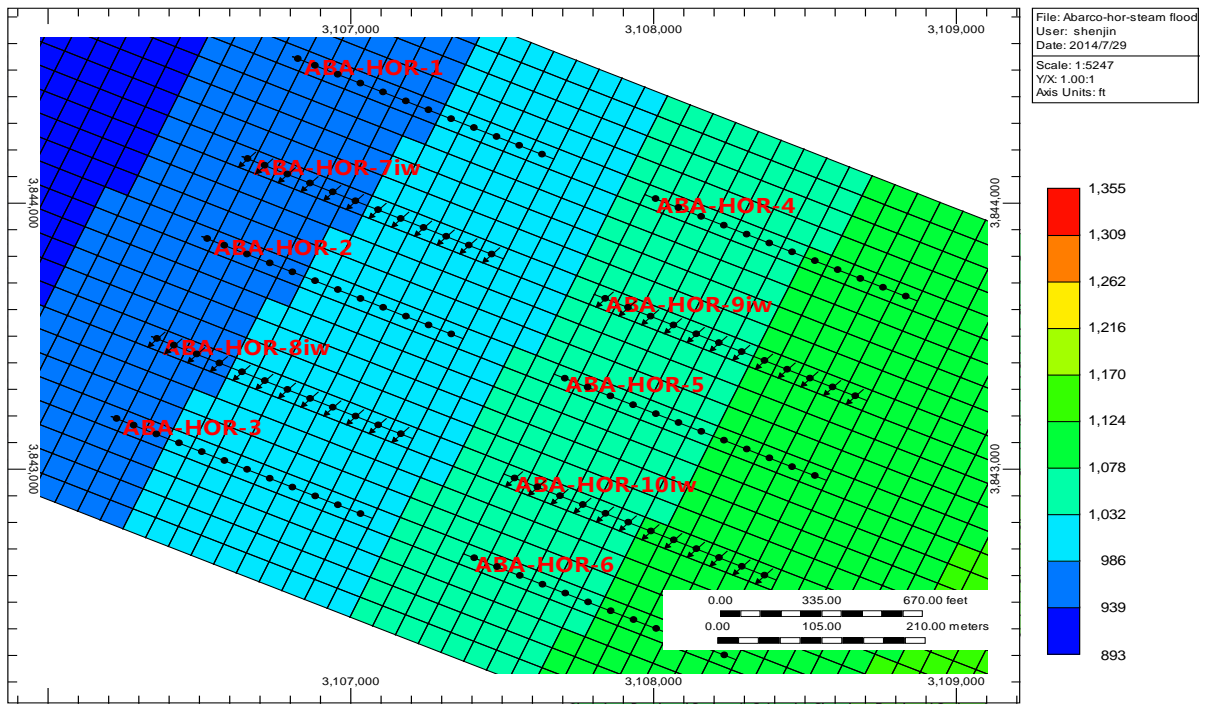


Figure 6. Steam flooding Abarco-hor-steam flood one plan well site deployment map
图 6. 蒸汽驱 Abarco-hor-steam flood 一方案井位部署图

Grid Top (ft) 2014-01-01 K layer: 2

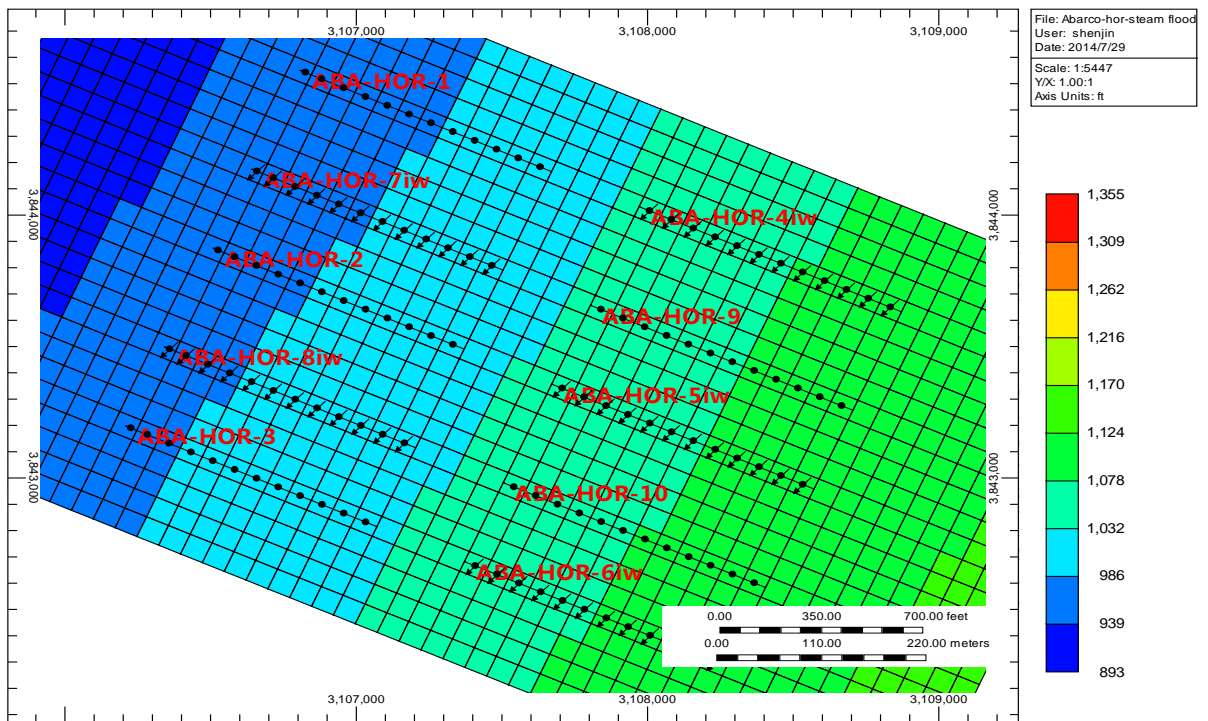


Figure 7. Steam flooding Abarco-hor-steam flood two plan well site deployment map
图 7. 蒸汽驱 Abarco-hor-steam flood 二方案井位部署图

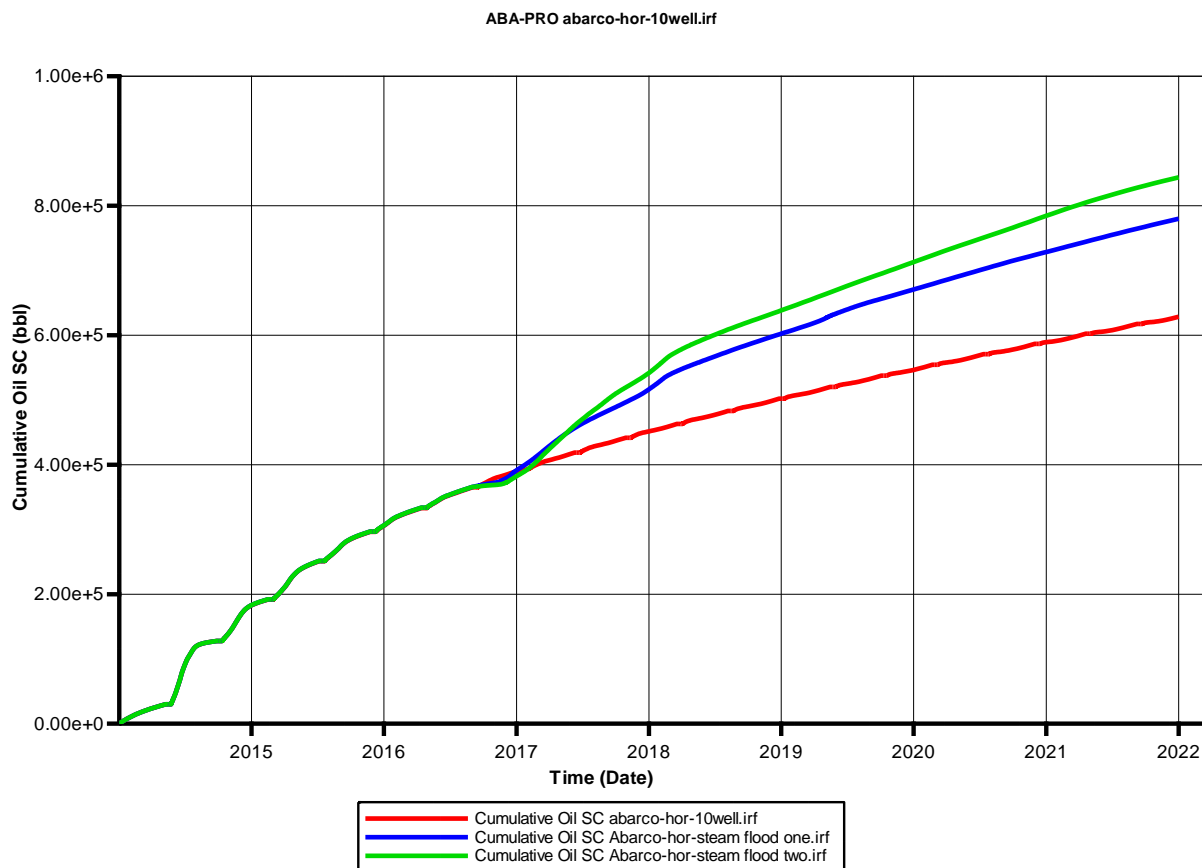


Figure 8. Different steam flooding well network cumulative oil production comparison chart

图 8. 不同蒸汽驱注采井网累计产油量对比图

Table 6. Encryption throughput and steam flooding development indicators comparison table

表 6. 加密吞吐和蒸汽驱开发指标对比表

方案名	Abarco-hor-10 well	steam flood one	steam flood two
累计产油量(bbl)	628,609.1	780,047.8	843,965.7
采出程度(%)	23.4	29.0	31.4

Abarco-hor-steam flood two 两种蒸汽驱方案累计产油指标均优于蒸汽吞吐，并且 Abarco-hor-steam flood two 蒸汽驱方案优于 Abarco-hor-steam flood one 蒸汽驱方案，因此采用平行交错注采井网进行蒸汽驱[12]。

注：井名后加 iw 的为注汽井，不加的为生产井。

2) 注汽速度

对具体油藏而言，在选定注采系统条件下，采用蒸汽驱开采存在最优的注汽速度。在最优注汽速度下，热损失较小，热能利用率较高，汽驱开发效果好，油气比较高。因为注汽速度越低，在井筒中热损失越大，从而造成井底蒸汽干度低，同时注汽速度低，注入蒸汽在油藏中热损失也较大，蒸汽带在油藏中扩展缓慢，导致汽驱油汽比和采收率均较低；相反，注汽速度过高，由于受到地层正常吸汽能力(指不压破地层)的限制，可能会压破地层，加剧蒸汽在油层中的窜流，易在生产井过早突破，从而降低了蒸汽的波及体积和热利用效率。另一方面受生产井排液能力制约，造成汽驱阶段地层压力回升幅度较大，难以实现低压下的蒸汽驱替过程，使油汽比和增产油汽比明显降低。

根据之前优化的结果，采用平行交错井网进行蒸汽驱研究，注汽速度分别设计为 1200 bbl/d、1300 bbl/d、1400 bbl/d、1500 bbl/d、1600 bbl/d、1700 bbl/d、1800 bbl/d，吞吐 6 个周期后转蒸汽驱，采注比为 1.2，对比不同注汽速度对汽驱效果的影响。从图 9 和表 7 中可知，注汽速度大于 1500 bbl/d 时，采出程度增加幅度减缓，结合油汽比指标，优选合理注汽速度为 1500 bbl/d。

3) 采注比

蒸汽驱开采要打破常规油藏注水开采中保持注采平衡的传统观念，建立蒸汽驱开采中必须降压的概念，保持蒸汽驱开采过程中采注比大于 1.0，是实现低压汽驱的前提，是形成正常蒸汽驱的基本条件。

因为，当采注比 > 1.0 ，即蒸汽驱产液量 $>$ 注入量时，可引起地层压力下降，形成一系列有利于提高蒸汽驱效果的作用机理：

①蒸汽比容增加；② 驱替倍数增加；③ 热水闪蒸为蒸汽；④ 粘性指进减弱；⑤ 拖曳作用增加；⑥ 注汽温度可以降低。此条件能够保证油层中是蒸汽驱。当采注比 $= 1$ 时，油层中是蒸汽驱 + 热水驱当采注比 < 1 时，油层中基本上是热水驱。

根据以前优化的结果，如图 10 所示为采注比与累计产油量关系。采用平行交错井网，注入速度 1500 bbl/d，设计采注比分别为 1.0、1.1、1.2、1.3、1.4 和 1.5，研究不同采注比对蒸汽驱效果的影响。

从图 11 和表 8 中可以看出，随着采注比的增加，累计产油量和油汽比均增加，当采注比超过 1.2 时，累计产油量和油汽比的增加趋势变缓，优化采注比为 1.2。

1) 尽管蒸汽驱相对蒸汽吞吐而言，能较大幅度提高采收率，但汽驱阶段的耗汽量远远大于蒸汽吞吐，油汽比相对较低，仅 0.08 左右，影响总体经济效益。如果不考虑油汽比，蒸汽驱采收率能达到 40%，但

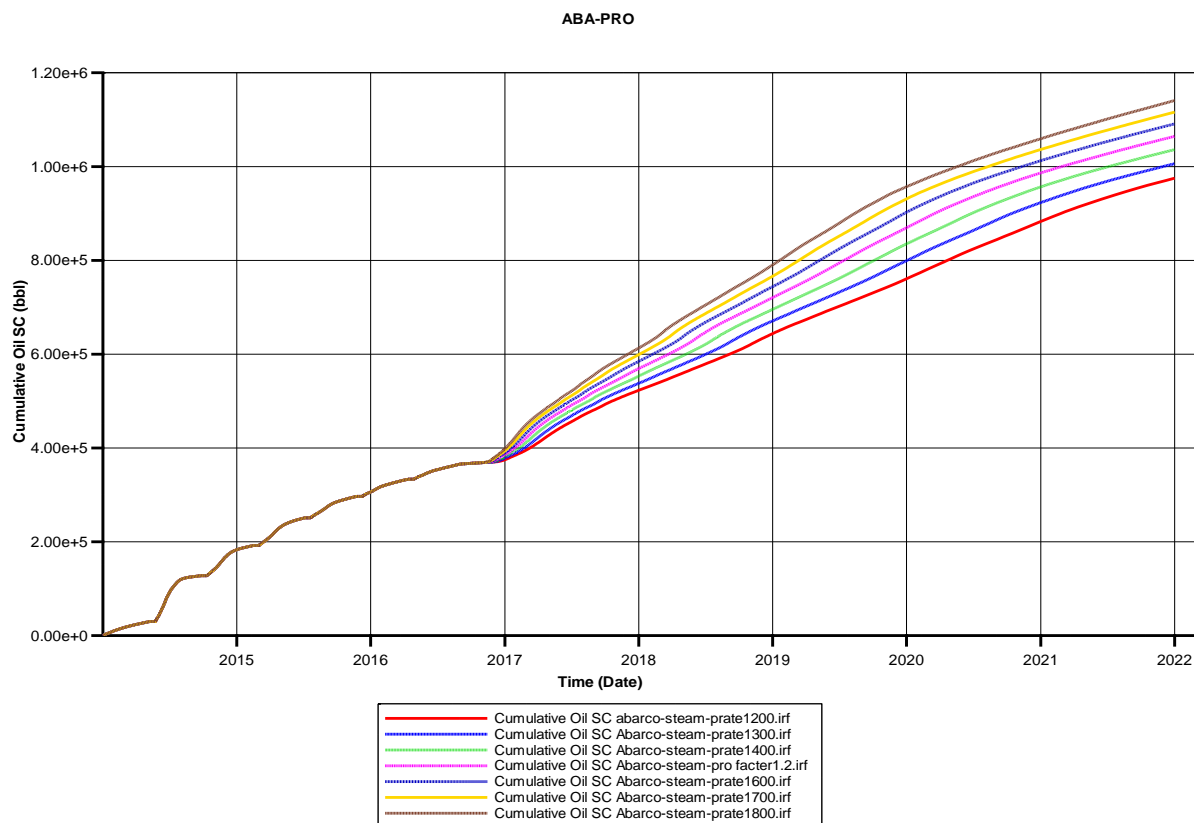


Figure 9. Steam flooding different steam injection rate of cumulative oil production map

图 9. 蒸汽驱不同注汽速度累计产油量对比图

Table 7. Steam flooding different steam injection speed development indicators comparison table
表 7. 蒸汽驱不同注汽速度开发指标对比表

注入速度(bbl/d)	1200	300	1400	1500	1600	1700	1800
累计产油量(bbl)	975,252.6	1,006,181	1,036,294	1,064,577	1,091,141	1,116,169	1,141,080
采出程度(%)	0.35	0.37	0.39	0.40	0.41	0.42	0.42
累计油汽比(bbl/bbl)	0.089	0.086	0.083	0.080	0.078	0.076	0.073
累产油量(bbl) OSR = 0.15	456,029.7	466,805.8	472,503.8	477,697.3	482,609.3	486,110.6	490,364.5
采出程度(%) OSR = 0.15	17.0	17.4	17.6	17.8	18.0	18.1	18.2
采出程度(%) OSR = 0.12	21.7	22.2	22.4	22.7	23	23.2	23.4

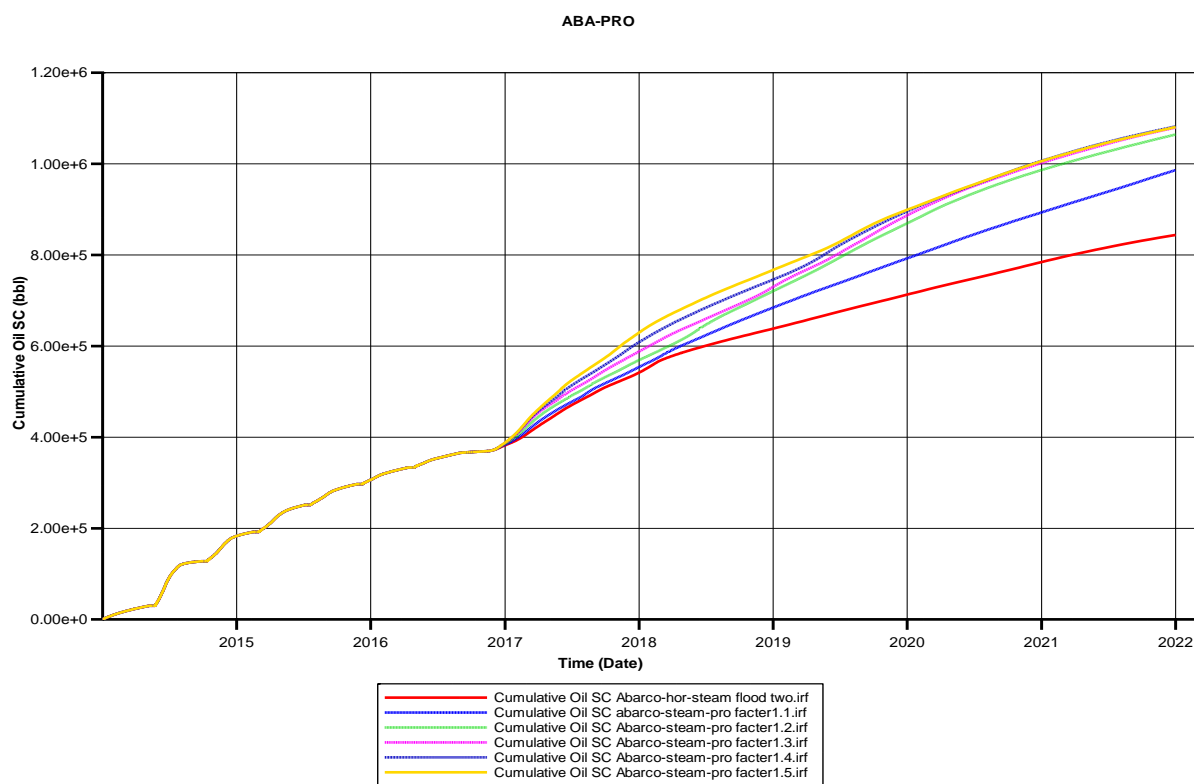


Figure 10. Steam flooding different extraction ratio cumulative oil production map
图 10. 蒸汽驱不同采注比累计产油量对比图

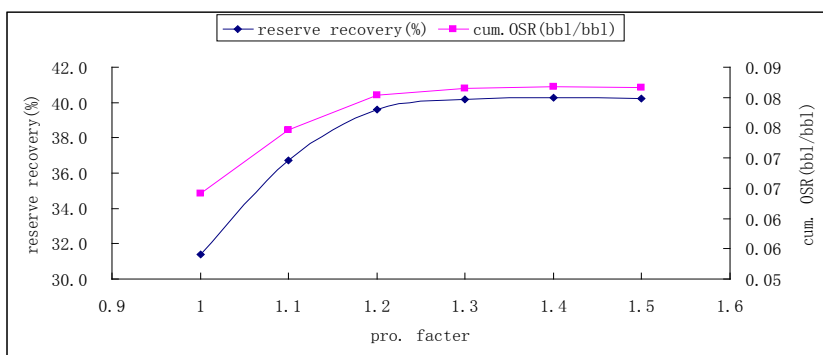


Figure 11. Steam flooding recovery, cumulative oil-vapor ratio and recovery ratio mapping chart
图 11. 蒸汽驱采出程度、累计油汽比与采注比对应关系图

Table 8. Steam flooding different extraction ratio of the development of indicators comparison
表 8. 蒸汽驱不同采注比的开发指标对比表

不同的采注比	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
累计产油量(bbl)	843,965.7	986,312.8	1,064,577	1,079,645	1,082,271	1,080,847
采出程度(%)	31.4	36.7	39.6	40.2	40.3	40.2
累计油汽比(bbl/bbl)	0.06	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08

以目前国内外通行的汽驱油汽比作为结束条件, 则汽驱采收率大幅下降, 仅为 17.8%~22.7%。相对蒸汽吞吐而言, 提高采收率的优势不明显;

2) Abarco 稠油油藏属河流相沉积, 受沉积环境影响, 油藏非均质性较强, 容易导致蒸汽推进不均匀, 不利于取得较好的汽驱效果;

3) Abarco 采用水平井开发, 目前水平井蒸汽驱仅限于室内研究, 存在着一定的不确定性, 另外由于油层厚度薄、油藏条件下原油粘度较高, 成为影响蒸汽驱开发效果的不利因素。

4. 结论及建议

综上所述, Abarco 油田仅靠现井网蒸汽吞吐开采, 采收率很低, 必须完善井网; 优先考虑见效快、风险小的蒸汽吞吐, 改善开发效果, 提高最终采收率。

对于蒸汽驱, 仅进行典型模型研究, 进行蒸汽驱技术可行性分析、研究。针对目前生产情况, 建议结合蒸汽驱筛选条件, 选取吞吐 5~6 周期的井组, 进行蒸汽驱部分先导试验, 研究蒸汽驱生产特征及主要技术经济指标, 确定蒸汽驱技术经济可行性, 为吞吐后期提高采收率进行技术储备, 而不作为目前的主要开发技术手段。

参考文献 (References)

- [1] 张义堂. 热力采油提高采收率技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006.
- [2] 胡常忠. 稠油开采技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.
- [3] 刘文章. 热采稠油油藏开发模式[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.
- [4] 刘文章. 中国稠油分类标准及热采筛选标准研究[C]//第一届中国 - 加拿大国际稠油技术讨论会文集, 中国涿州, 1987.
- [5] 秦同洛, 陈元千. 实用油藏工程方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989.
- [6] 刘文章. 热采注蒸汽热采工程[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1997.
- [7] Mansarovar Energy Colombia LTD. (2011) Plan of Development of Abarco Field. Mansarovar Energy Colombia LTD., Bogotá.
- [8] Sproule (2012) Evaluation of the Reserves and Resources for Abarco Phase 2 Field.
- [9] Institute of Reservoir Studies (2014) EOR Screening Study Jazim-Under River-Nare Sur. Oil & Natural Gas Corporation LTD.
- [10] Sproule (2012) Evaluation of the Reserves and Resources for Abarco Phase 1 Field.
- [11] 张红霞, 刘军红, 马迎菊, 等. 井楼油田三区开发现状及改善开发效果技术对策[J]. 西部探矿工程, 2009, 21(5): 39-40.
- [12] 崔连训, 魏佳伟, 费永涛, 等. 超薄层普通稠油油藏开发实践与认识[J]. 河南石油, 2005, 19(6): 38-40.

知网检索的两种方式：

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择：[ISSN]，输入期刊 ISSN：2164-5639，即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入，输入文章标题，即可查询

投稿请点击：<http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱：apf@hanspub.org