

稠油冷采模拟研究

E. S. Denbina 等著

刘新福 译

摘要 所谓“冷采”,是指应用特殊的操作工艺和泵抽设备,刺激油层出砂,开采稠油油藏。稠油冷采鼓励疏松砂岩稠油油藏大量产砂,相当于改变了井眼的几何形态,产生“蚯蚓洞”和膨胀带,也可能产生洞穴。同时,原油呈连续泡沫状产出,像巧克力糊,说明原油在地下就产生了泡沫溶解气驱。由于溶解气稳定存在于泡沫中而不逸出,较好地保持了油藏压力,其结果是导致原油产量和采收率非常高。S. Chugh 等人在其最近发表的一篇文章中(稠油开发的主导技术之一——冷采),对稠油冷采之所以高产的机理进行了深入研究,并提出了适合冷采的油藏类型。本文中,将这些机理有关的基本概念扩展到实际工作中,即采用直观的模拟方法,应用现有的黑油油藏模型器,改换输入数据即可。重要的是,这些方法已成功地用来拟合了加拿大西部常规稠油油藏的冷采生产动态。

通过历史拟合模型,可以用这些方法对油井将来的冷采参数进行优化设计,并计算出更可靠的最终采收率。同时,还可以用这些方法进行敏感性研究,包括不同油藏参数和操作参数(如油藏压力、日产量等)敏感性研究,以及冷采压力消耗后对以后的二次采油和三次采油的影响。

影响冷采的主要因素

在过去的近十年时间里,有很多作者写过文章,对稠油生产过程中溶解气驱现象进行过探索。加拿大和委内瑞拉的一些稠油油藏的冷采矿场观察结果,对他们的研究工作给予了极大的鼓舞和灵感,因为这些稠油油藏冷采获得了令人意想不到的高产油量和高采收率,而开采过程中气油比却较低。本项研究工作包括流体和岩石参数实验室研究(包括所谓蚯蚓洞效应的地质力学研究)、与实际矿场动态有关的机理概念假

设以及能体现这些机理的数学方法和数字模型。稠油冷采之所以获得高产油量和高采收率,从机理上解释,主要表现在两个方面,一个是地质力学影响,另一个是流体影响。

1. 地质力学影响

矿场经验表明,稠油冷采井日产油比径向达西流预测结果(应用典型的原油粘度和空气渗透流)高4-10倍。大量稠油生产者通过矿物实际资料的分析,普遍认为冷采井日产油量似乎与产砂密切相关,他们认为,砂子产出后提高了储层的有效渗透率(通过

产生蚯蚓洞系统),从而使油井产量增加。首先提出这一观点的是 L. F. Elkins 等人,他们在 1972 年报道一个稠油火驱试验项目时提出了这一观点,因为火驱过程中大量产砂后井径没有明显增加,而注入气体突破时间又特别快,应为油层中形成通道所致。

很多人都注意到,冷采井井间反应特别快。在 Elk Point 地区,在相距 100m 的井中发生循环物和水泥漏失,说明油砂层破坏带长度至少达到 100m。Husky、Amoco 及其它石油公司观察结果表明,在 Aberfeldy、Elk Point 和 Lashburn 地区,示踪剂在长度为 400m 至 2000m 以上的通道系统中的突破速度达到 7m/min。如果从邻井产出未经稀释的水示踪剂,则说明流体只经蚯蚓洞产出。

根据上述特点,Mobil 石油公司的 D. J. Loughead 等人 and Amoco 石油公司的 A. Squires 等人得到的经验是,蚯蚓洞通道一般从油井向地层深处呈线性扩展。这一结论是从压力恢复试井数据和示踪剂快速突破两方面得到的。一般来说,这些蚯蚓洞呈北东—南西走向。但是,与裂缝系统不同,这些蚯蚓洞通道的走向并不总是直线。瞬时压力试井和井间示踪剂分析研究结果表明,蚯蚓洞长度超过 400m。W. J. McCaffrey 等人认为,尽管冷采过程中油砂破坏带精确的几何形态并不可知,但是下部油层钻井过程中观察到的井间反应,表明油层中已形成长距离的类似于裂缝的高孔高渗通道。J. P. Lebel 用各种蚯蚓洞参数(从径向到线性)进行了泡沫油模拟(应用隐含气体流度),得出原油产量下降特征(这些特征没有与矿物实际动态进行比较,但累积产量是有代表性的)。

M. Metwally 等人 and S. C. Solanki 等人

根据 PanCanadian 石油公司冷采前后测井结果认为,孔隙度最高的井段发展成为“蚯蚓洞带”。这些井段的厚度约为 2m,与阿尔伯达研究院的 B. Tremblay 等人实验室观察结果相似。瞬时压力试井分析结果表明,基质渗透率为 4dc,约为空气渗透率的 2 倍,表皮系数为 -6;但是,他们假设,若近井地带孔隙度从 30% 增大到 80%,则会导致渗透率增加 100 倍。B. Tremblay 等人认为,Lloydminster 地区压力恢复试井结果表明,大量出砂后,整个油层的有效渗透率达到 10dc。L. F. Elkins 等人认为,通过稳态流计算和井底压力监测,在存在蚯蚓洞的情况下,油层的有效渗透率为 30dc。

本文应用了拟地质力学方法。这种方法是定义一个预计将产生蚯蚓洞的区域,这个区域中每个网格块的绝对渗透率都随压力的不断消耗而发生动态变化,即随着压力的降低渗透率增加,模拟因砂子流化和产出而导致蚯蚓洞渗透率增大这一过程。

2. 流体影响

Husky 石油公司的 G. E. Smith 或许是第一个意识到泡沫油机理在冷采中重要作用的人。他认为,原油中逸出溶解气形成微气泡,微气泡在粘滞力的作用下随流动的油相一起流动。这些微气泡不会堵塞孔隙喉道,也不会聚集成连续气相。由于逸出的溶解气以微气泡形式存在于油藏中(从热力学考虑为分散相,从水动力学考虑又是液相的一部分),所以系统压缩性强,压力下降较慢,这与现场观察到的动态是吻合的。Smith 还认为,微气泡可以在原油中有效地扮演“滚珠轴承”的角色,上升过程中形成有效的两相流体,其粘度比单相原油本身低。

E. L. Claridge 等人指出,尽管在有些油藏中砂子的产出可能对高产油量起着决定

性作用,但是却不足以解释所有观察到的开采动态。生产井压力监测和脉冲试井结果表明,地下流度高,这说明疏松砂岩的扰动并不是出现高视流度的根本原因。M. Metwally 等人也提出了同样的观点,他们在对泛加石油公司的 Lindbergh 和 Frog Lake 油田进行油藏模拟和地质力学评价时指出:“只是简单地增大产砂带的渗透率,并不能拟合大量产砂的冷采井的产量和采收率”。

Smith 所提出的泡沫油粘度降低,Claridge 等人认为这是沥青质沉淀析出所致。混合物的粘度与长链分子的存在关系密切,所以,如果发生沥青质沉淀的话,可以使粘度降低。M. R. Islam 等人研究表明,微气泡可能形成于毛细管和多孔介质中,从而降低两相流体的有效粘度。他们的研究成果与 Smith 及 Claridge 等人的研究结果基本吻合,说明沥青质确实在泡沫油流中起了主要作用。

其他作者持不同观点。B. B. Maini 和 H. K. Sarma 等人的实验室研究表明,尽管地下泡沫的形成对提高原油采收率大有好处,但是它也导致视临界气饱和度大大增加(约达 40%)。他们认为,没有证据表明微气泡能提高稠油流度,相反,却象常规溶解气驱油藏一样,由于气体聚集,原油流度反而降低。Pooladi-Darvish 等人所作的室内实验也得到类似的结论,即气相的形成没有改善油相的流度。

尽管在关于地下泡沫油流度是否得到改善这一点上,存在两种截然不同的观点,但是在对气相流度的认识上却是一致的。Pooladi-Darvish 等人的研究结果表明,气体并不是以连续的微气泡形式随原油同时流动,而是呈不连续的间歇性流动。他们认为,即使在视临界气饱和度很低的情况下

(一般在 5% 左右),很低的气体流度似乎也会在冷采中起到关键性的作用,因为它会抑制气体产量,减缓压力下降速度。这样就可以保持很高的系统压缩系数,而压降基本上可以忽略。气体的低流度有利于使流体大量地表现出层流状态,使气泡发生聚集。B. B. Maini 等人及 H. K. Sarma 等人也通过室内实验指出,产气量确实受到抑制,表明气体流度低。

Amoco 石油公司的 W. P. Kraus 等人指出,泡沫油特征是确实存在的,尽管其有效泡点压力低于实验室测量结果,且需要用到一个称为“假泡点”压力的可调参数。为了降低气体流度,在他们的模型中,应用了虚化的 PVT 数据,而不是虚化的气体相对渗透率,这样,该模型就能很好地反映稠油冷采特征,即原油采收率高、生产气油比低、天然压力保持好。

在本文所作研究中,对流体的处理遵循 Pooladi-Darvish 等人的研究结果,即应用基本上反映正常临界气饱和度的受到抑制的气相相对渗透率曲线。

最后要说明的是,我们的研究工作不象以前的作者那样,要么是泡沫油模型得出离奇的结果,要么与矿场资料差异太大。我们用矿场实际资料对模型进行了历史拟合,并将评价结果也显示出来。

油田选择

为了确定哪些井最具有稠油冷采特征,对 Lindbergh/Frog Lake, Elk Point 和 Edam 等油田进行了调查,结果表明,最理想的选择是 Edam 油田的 12-32-48-19W3 井。

该井在冷采前进行了 12 年的常规开采。常规开采过程中,日产油量很低,只有

1-3m³/d。到1992年,该井因基本上不产油而报废关井。但是,为了试验在老井中进行冷采的可行性,又将该井作为冷采先导试验井重新利用。试验取得了非常好的效果,日产油量大幅度提高,达到15-20m³/d。

该井冷采的成功和日产油量的大幅度提高,使石油公司坚定了冷采的信心。冷采技术推广应用后,日产油量普遍从常规开采的2-5m³/d提高到冷采后的10m³/d以上。冷采过程中,生产气油比普遍较低,约为20m³/m³,这是由于气体滞留在“巧克力糊状”泡沫油中所致。冷采过程中,油井大量产水,含水率甚至高达90%。地质研究结果表明,12-32-48-19W3井北面和西面存在水层。该井北西的13-32-48-19W3井和西面的8-31-48-19W3井产水量曲线与12-32-48-19W3井相似。

油藏模型描述

模型建立采用的是兰德马克地球物理公司的Vectorized Implicit Program(VIP)数字油藏模拟器。该模型为17×17的块中心平面网格,纵向上分6个层。油井所在部位网格尺寸为10m×10m,向外逐渐增大到30m×30m,每层厚度为3m。网络尺寸详见表1。根据12-32井及周围井可得到的测井资料进行了测井解释,将解释出来的平均油藏参数输入模型中。测井解释结果表明,储层粒径向上变粗,孔隙度约33%。模拟模型中所用地质参数如表2所示。

稠油冷采过程中,需要应用特殊的泵抽设备。抽油泵必须起到激励疏松砂岩稠油油藏大量出砂的作用,只有这样,才能获得高产油量。大量产砂导致近井地带几何形态发生改变,因为孔隙度和渗透率提高

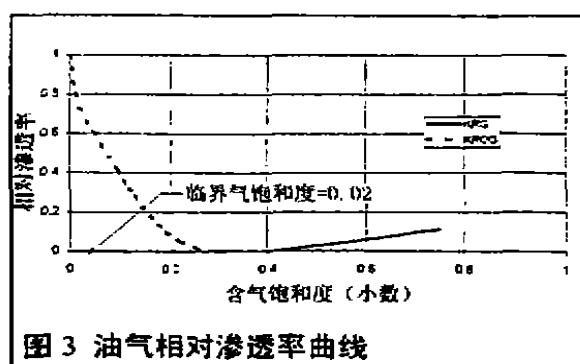
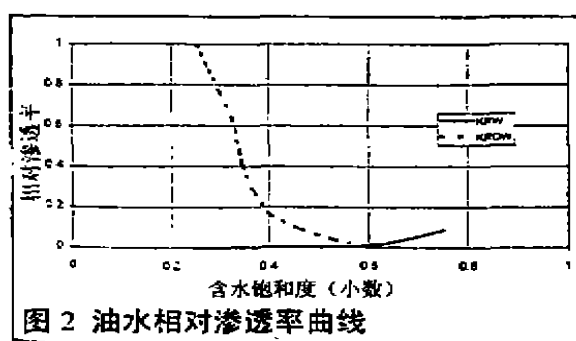
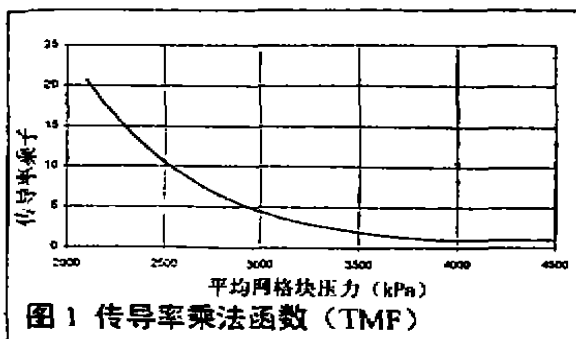
表1 模型网格块尺寸

网 格块	X方向尺 寸(cm)	Y方向尺 寸(cm)	Z方向尺 寸(cm)
1	30	30	3
2	25	25	3
3	20	20	3
4	15	15	3
5	15	15	3
6	15	15	3
7	10	10	
8	10	10	
9	10	10	
10	10	10	
11	10	10	
12	15	15	
13	15	15	
14	15	15	
15	20	20	
16	25	25	
17	30	30	

表2 模型地质参数

分层	K ₁ (md)	K ₂ (md)	K ₃ (md)	φ(%)
1	1950	1950	488	33
2	1869	1869	467	34
3	1788	1788	447	34
4	1706	1706	427	33
5	1625	1625	406	35
6	50	50	5	10

了。这种几何形态的改变可能有多种不同的组合形式,其中包括管状通道(蚯蚓洞)。为了模拟蚯蚓洞,在模拟模型中引入了传导率乘法函数(TMF)。TMF是将油藏压力作为自变量、传导率作为变量而得到的函数,油藏压力下降,传导率乘子增大。既然传导率是网格块几何形态和渗透率的函数,那么由于砂子的流化和产出,它允许渗透率呈动态和隐式增加。模型中所用的传导率乘法函数(TMF)如图1所示。



析。模型中所用的 PVT 数据来自 Lloydminster 地区的类似油藏。所用的相对渗透率曲线来自其它油田的相似油藏,但在历史拟合过程中进行了调整,如图 2 和图 3 所示。气相相对渗透率曲线上一一般有 2% 的临界含气饱和度;但是,本项研究中,气相相对渗透率曲线中临界含气饱和度却达到 40%。气体评价与常规溶解气系统一样,但流度受到很大限制。因此,气体能在地下滞

留较长时间,从而提供了较高的系统压缩系数,减缓了压力的下降。水相相对渗透率则是稠油系统的典型曲线。

总之,模拟泡沫油流的主要机理表现在两个方面,一是蚯蚓洞(地质力学影响),二是气相相对渗透率的调整(流体影响)。

模型初始化与参数调整

油藏模型初始化所用的平均油藏压力为 4500KPa (653Psi),基准面深度为 440mSS(即海平面以下 440m)。油水界面为 457mSS,位于第 6 层底部 1/3 处。底水能量较弱,作用于模型的最底层。各层的绝对渗透率和孔隙度值不同,这些数据来自于测井解释结果。油藏模型的延伸范围根据泄油半径确定,为 8.4ha (290m × 290m),总有效厚度为 17m,据此计算得原始石油地质储量 $324 \times 10^3 \text{ m}^3$ 。

同时,还用传导率乘法函数(TMF)对模型进行了初始化。当然,这只在冷采过程中才可以用到。

为了得到令人满意的历史拟合结果,对各项参数进行了调整修正,包括相对渗透率曲线、传导率乘法函数 TMF、绝对垂直渗透率

表 3 模型的油藏参数汇总表

参 数	数 值
原始油藏压力	4500kPa
岩石压缩系数	$7.40 \times 10^{-6} \text{ kPa}^{-1}$
基准面深度	440mSS
油水界面深度	457mSS
原油重度	12°API
地层原油体积系数, B_o	1.09
溶解气含量, R_s	$13 \text{ m}^3/\text{m}^3$
原油粘度, μ_o	2000cp

和水平渗透率、储层岩石压缩系数、表皮系数以及水体能量等参数。通过这些参数的调整,得到了可以让人接受的油、气、水产量拟合结果。该模型中最终应用的油藏参数详见表3,主要包括原始油藏压力、岩石压缩系数、原油体积系数、溶解气油比和原油粘度。

开采历史拟合

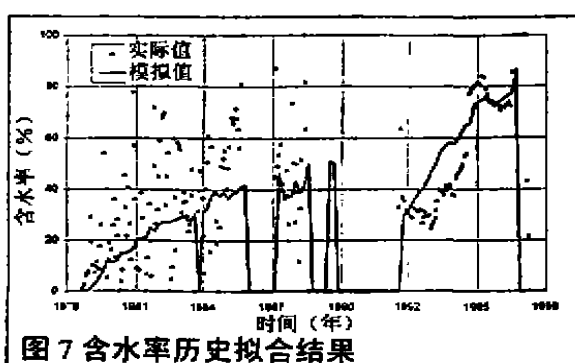
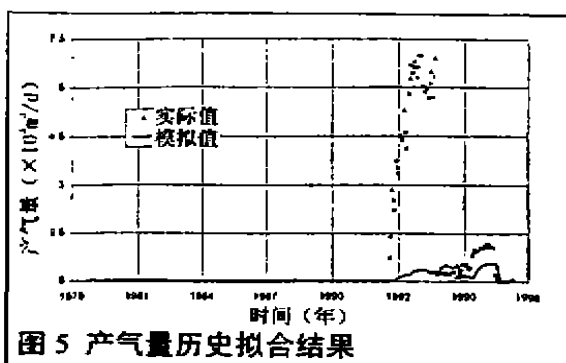
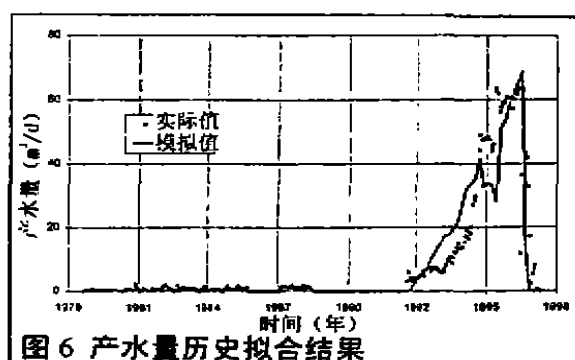
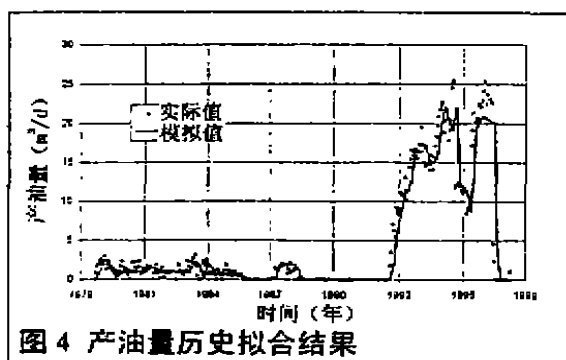
图4-7为12-32-48-19W3井开采历史拟合结果。由于缺少测压资料,未作压力拟合。

1. TMF与日产油量

在缺乏压力监测资料的情况下,首先拟合的参数是日产油量,拟合时采用了合适的井下压力值。井下压力值是根据TMF的大小与其它变量之间关系确定的。该井在

出砂冷采之前,给定的表皮系数是+3.5,此时得到的井底压力是合理的,产液量拟合得很好。相反,出砂冷采起始阶段所给的表皮系数为-3.0,这是由于油井大量出砂造成井眼内流量大幅度增加。

TMF已广泛应用于油藏模型中,而就出砂冷采而言,仅在初始阶段是有效的。蚯蚓洞(TMf指示的传导率增大的区域)是基于压降与油井产油量增加值之间关系而产生的隐函数,并沿油井延伸一定距离。由此得到模型中蚯蚓洞的几何形态一般为径向的。据文献报道,蚯蚓洞的典型形态为椭圆。由于用的是均质油藏模型和单井模型,所以预测的几何形态为圆形(径向);同时,由于只作单井模拟,冷采井邻近无生产井,不存在压降,蚯蚓洞也不会朝别处发展。我们也注意到,由于TMF的压力依赖性,底水压力的影响会抑制蚯蚓洞在模型底部生



长。

为了获得可靠的产油量历史拟合结果,开展了几项评价试验,以调整 TMF 曲线。这种调整包括“负斜率”数值的调整和压力的调整,使调整到该压力值时,传导率乘子得以被激化(TMF>1)。该压力值是通过应用冷采开始前模拟器中的油藏平均压力确定的。这样就固定了曲线的一端,而最终 TMF 的斜率则通过冷采过程中日产油量的拟合来确定。

TMF 的调整受冷采过程中高产油量的约束。模拟模型受到两个方面的约束,一是日产油量,二是 450KPa(65psi)的井底压力。在泡沫油流动过程中,在可接受的井底压力条件下,得到了很好的产油量拟合结果。要得到可接受的井底压力(在泵抽系统下),采取的方法是以油井表皮系数和整体渗透率作为调和参数。历史拟合过程中,在稠油油藏典型值范围内,对岩石压缩系数也进行了调整。

历史拟合结束时,传导率得以提高的区域(即蚯蚓洞区域)如图 8 和图 9 所示。根据其它作者的观察研究结果,这个区域的半径约为 55m。

2. 日产气量

现场气体产量的监测可能失真。气体从储罐内的原油中脱出可能要经历好几天时间,而且相当部分气体将散失到大气中。结果,报出的气体产量很不准确。

矿场资料显示,冷采初期产气量呈现短时间的异常高值,所以这段时间的产气量无法拟合,因为含气量如此之高是不正常的。后期的产气量拟合得较好。产气量拟合时,是在保持产油量拟合结果的前提下,对气相相对渗透率、岩石压缩系数和 TMF 曲线进行了调整。

3. 日产水量

冷采过程中,随着日产油量的增加,日产水量也逐渐增加。通过调整水相相对渗透率、垂直渗透率与水平渗透率的比值、油水界面和水体能量,得到了最终的产水量预测结果。

模型敏感性研究

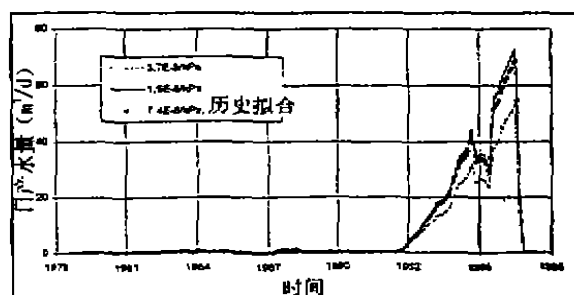
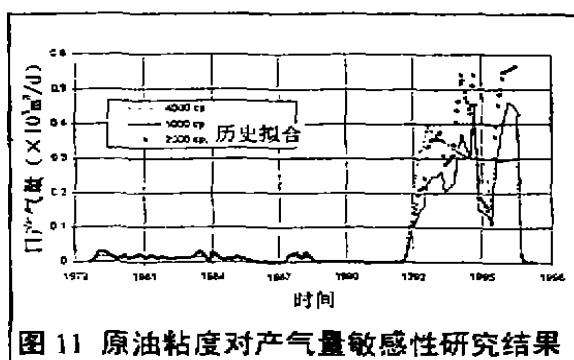
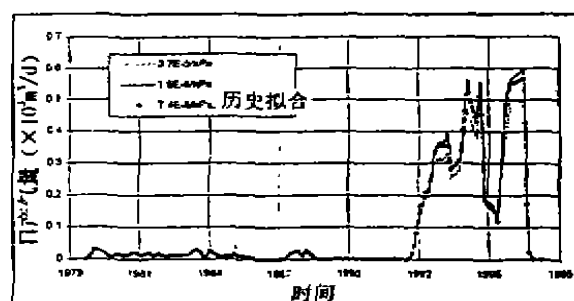
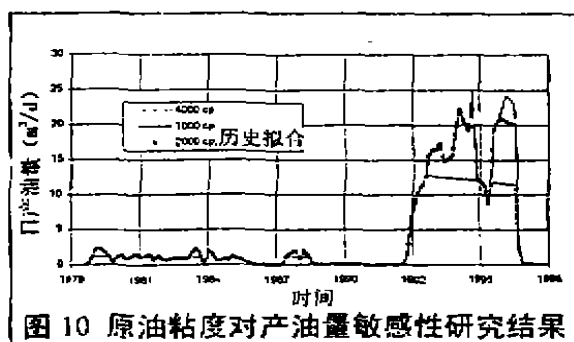
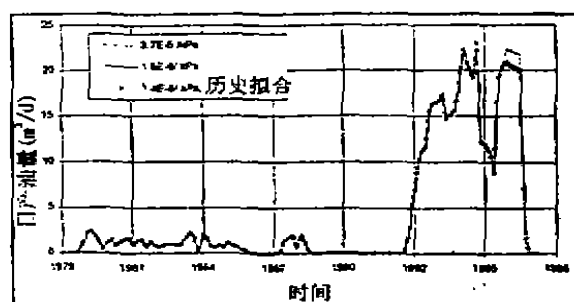
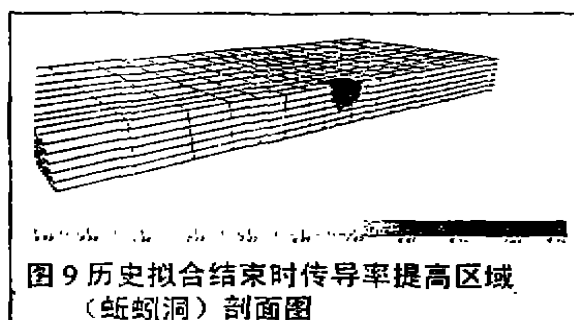
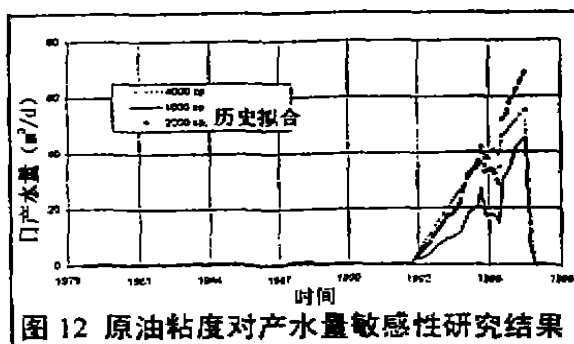
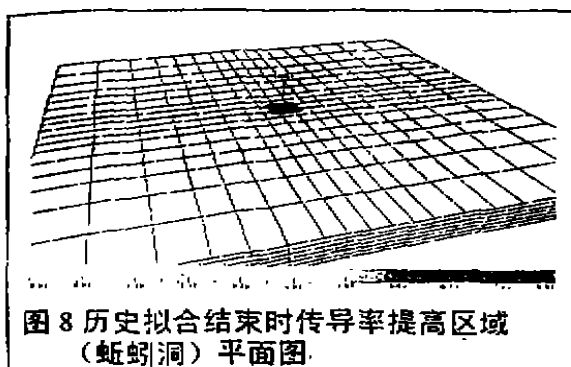
为了检验不同原油粘度、不同岩石压缩系数和不同 TMF 曲线的影响,并将研究结果与历史拟合结果进行比较,专门开展了模型敏感性研究。

1. 模型对粘度的敏感性研究

模型对粘度的敏感性研究包括原油粘度加倍(4000cp)和原油粘度减半(1000cp)。图 10-12 分别表示日产油量、日产气量和日产水量模拟结果。正如所预料的那样,在其它条件与基础模型(2000cp)相同的情况下,高原油粘度模型(4000cp)不能拟合实际产油量。这是由于高原油粘度下流度比低,而又要使模拟器适应原油产量这个一次约定条件和井底压力这个二次约定条件,从而导致日产油量拟合不上。在低粘度模型下(1000cp),日产油量拟合得很好,但日产水量拟合不上,这也是由于流度比改变所致。在这两种情况下,要想把油、气、水产量都拟合上,只需对 TMF 曲线和相对渗透率曲线进行适当调整即可。与基础模型 9.2% 的采收率相比,到历史拟合结束时,高粘度模型和低粘度模型的采收率分别为 6.5% 和 9.2%。

2. 模型对压缩性的敏感性研究

在基础模型中,油藏岩石的压缩系数为 $7.4 \times 10^{-6}/\text{KPa}$ 。模型对岩石压缩性的敏感性研究作了两项,一个是将岩石压缩系数



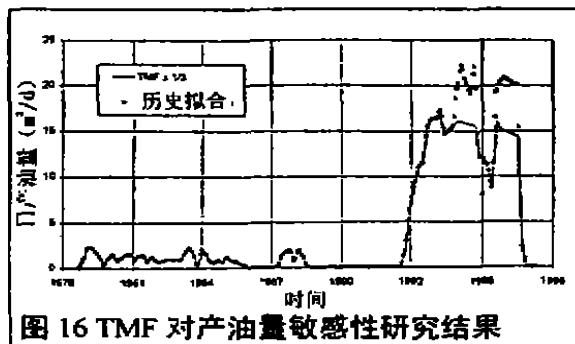


图 16 TMF 对产油量敏感性研究结果

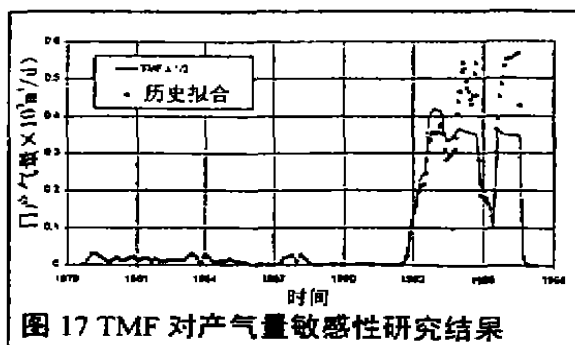


图 17 TMF 对产气量敏感性研究结果

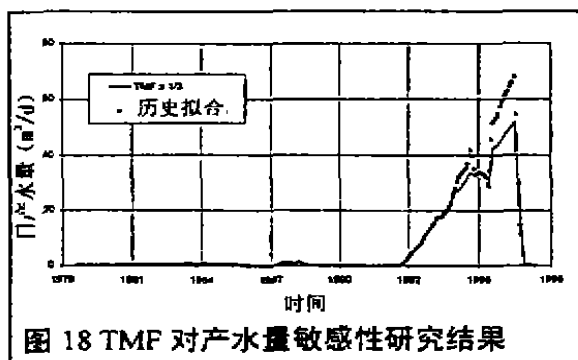


图 18 TMF 对产水量敏感性研究结果

增加到原来的 5 倍,另一个是将岩石压缩系数降低至原来的 $1/5$ 。图 13-15 分别表示日产油量、日产气量和日产水量模拟结果。研究表明,该模型对岩石压缩性不很敏感。与基础模型比较,产油量差异很小,可以忽略。但是,在岩石压缩系数增大的情况下,日产水量略低于基础模型,这是由于生产压差相对较低所致。相反,在岩石压缩系数降低的情况下,日产水量略有增加,这又

是由于生产压差较高引起的。由于水的流量大大高于原油,所以日产水量对生产压差的变化较为敏感。

3. 模型对 TMF 的敏感性研究

TMF 基础数据是通过历史拟合得到的。TMF 敏感性研究的目的是了解蚯蚓洞的产生对模拟结果的影响。TMF 的降低基本上反映了蚯蚓洞产生机率的降低。本次模拟了 TMF 降低至原来的 $1/3$ 所产生的影响。模拟结果表明,与基础模型模拟结果相比,日产油量、日产气量和日产水量有显著的变化,分别如图 16-18 所示。在 TMF 降低后,油、气、水产量之所以拟合不上(都低于实际产量),是由于入井流量降低所致。历史拟合阶段结束时,模拟得到的采收率为 7.9%,比基础模型预测的采收率 9.2% 低 1.3 个百分点。

讨 论

一般来说,产油量的增加与产砂有关,这意味着产砂提高了地层的有效渗透率,提高了入井流量。渗透率提高所产生的这种影响已通过 TMF 的应用成功地进行了模拟。评价结果表明,该模型对 TMF 和原油粘度最为敏感,相对而言,对储层岩石压缩性不敏感。此外,还作了一项试验,即在只存在蚯蚓洞影响的情况下(也就是说,对气相相对渗透率不作限制),确定是否可以拟合泡沫油动态。结果表明,如果不调整气相相对渗透率,则产量数据拟合不上。因此,正如文章所建议的那样,模拟泡沫油动态时,需要将流体影响和地质力学影响这二者结合起来。

本文所引出的信息可以作为冷采模拟的基础,尽管这些信息是在很局限的条件下

得到的(即模拟井为单井,油藏在平面上是均质的,所考虑的流体性质等参数也有限)。基于这一认识,对于进行冷采的代表性稠油油藏,只要考虑了地质力学和流体影响,就可以应用这些机理对整个油田进行模拟研究。

应用历史拟合模型,就可以开展评价研究,调查泡沫油对各项参数及后续开采方式的敏感性,例如油藏压力、操作技术策略以及二次或三次开采过程的影响。

结 论

1. 综合考虑地质力学和流体影响的前提下,泡沫油开采动态是可以被拟合的。

2. 传导率的增大,为模拟蚯蚓洞生长提供了一种理想方法。随着压力下降(亦即降压增加),传导率增大(亦即渗透率提高),实际上反映了蚯蚓洞在油藏中生长的机理和影响程度。

3. 气体相对渗透率的设定很重要。这

也有助于减缓压力下降速度,并使系统保持较高的压缩系数。

4. 要拟合产水量,就得有水层(底水或边水)存在,因为产水量不可能通过其它机理拟合。所以,搞好油藏描述也是很重要的。

5. 将传导率的提高(模拟蚯蚓洞生长)与设定的气相相对渗透率有机结合起来,就可以有效地对冷采动态进行历史拟合。据我们所知,在石油文献中,对冷采动态进行这样多方位的拟合,这还是第一次。

6. 本文所介绍的冷采模拟方法和模型可以用来对整个油田模拟,对各种不同的开发方案和开采技术策略进行效果预测。

参考文献(略)

(据 J CPT, 2001 年第 40 卷 3 期, 第 23 - 29 页)

(上接第 31 页)

于孔隙压力预测。反射层析成像可以改善这种地震速度场的空间分辨率,因此能得到一个更可靠的钻前孔隙压力体。但是,地震速度受到岩性和流体性质变化的影响,以及孔隙压力变化的影响。因而在海相环境中,在海底要使用多组分检波器采集 P 波和 S

波数据。由 S 波速度提供的这种附加的信息,可以帮助减少孔隙压力变化和岩性及流体性质变化之间造成的两可性。

译自 TLE 9/2001