

· 数值模拟 ·

孤岛油田中二中强注强采水驱规律研究

姚 军 陈月明 冯其红 刘建民 毕研鹏

(石油大学石油工程系)

(胜利石油管理局孤岛采油厂)

姚军,陈月明,冯其红,刘建民,毕研鹏. 孤岛油田中二中强注强采水驱规律研究. 油气采收率技术, 1996, 3(1): 65~71

摘要 以孤岛油田中二中强注强采试验区资料为基础,以数值模拟为手段,着重研究了不同注采强度下正韵律油层对剩余油饱和度分布规律的影响,不同采液速度、不同提液时机、不同压力水平、不同井网系统对强注强采开发效果的影响。确定了孤岛油田中二中强注强采的最佳生产指标。

关键词 强注强采 数值模拟 水驱规律 提液时机 采液速度

1 地质概况

孤岛油田中二中 Ng3~4 强注强采试验区位于孤岛背斜构造高部位东倾翼部,地层倾向北东倾角 1 度左右,油层埋藏深度 1210~1250m,原始平均地层压力 12.3MPa,饱和压力 9.7MPa,地下原油粘度 60mPa·s,原始平均含油饱和度 0.65,地层平均渗透率为 500~1500 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该试验区有两个砂层组 9 个小层,其中 3⁴、3⁵、4²、4⁴ 四个小层面积厚度大,分布连片或较大连片,本次研究对象为 Ng3²、Ng3³、Ng3⁴、Ng3⁵、Ng4²、Ng4⁴ 六个小层,其中 Ng3² 和 Ng3³ 合并为一个层。该试验区井位如图 1 所示。

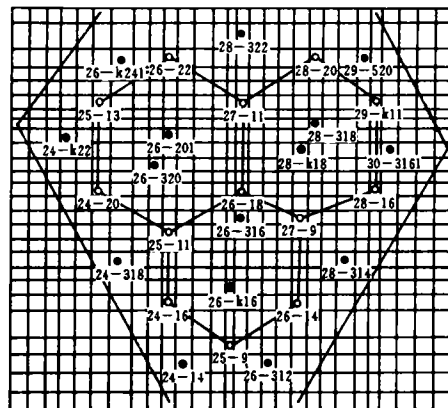


图 1 试验区井位

2 历史拟合

首先对中二中强注强采试验区进行历史拟合,采用 28 \times 26 \times 5 的网格系统,共计 3640 个节点,如图 2 所示。通过适当调整参数,使区块含水率和压力的拟合误差基本控制在 10% 以内,压力、含水率拟合曲线见图 3 和图 4。通过历史拟合得到以下几点认识:

- (1) 由于原油粘度大,地层渗透率高,渗透率级差较大,因此水突进较快;
- (2) 到 1994 年 6 月该试验区累积采油 148.86 $\times 10^4$ t,累积产水 689.3 $\times 10^4$ m³、累积注水

收稿日期:1995-11-24

786.7×10⁴m³, 累积注采比为 0.93, 注采基本平衡;

(3) 各层动用情况见表 1, 从表 1 可以看出: 各小层由于受渗透率及注水量的影响, 采出程度差别大, 其中 Ng3⁵ 采出程度最大, Ng3²⁺³ 采出程度最低, 从渗透率分布上看 Ng3⁵ 渗透率特别高, Ng3²⁺³ 相对低, 一般情况下驱油效率和油层渗透率的对数成正比关系。因此, 高渗透层(部位)的驱油效率大于低渗透层(部位), 高渗透层(部位)的采出程度大于低渗透层(部位)。Ng3⁵ 作为主力油层, 采出程度大, 这与实际开发状况相符;

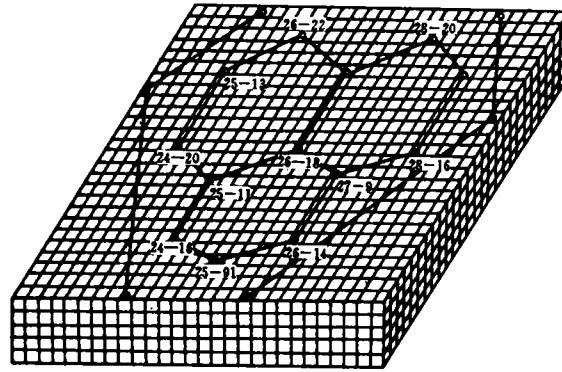


图 2 网格系统示意图

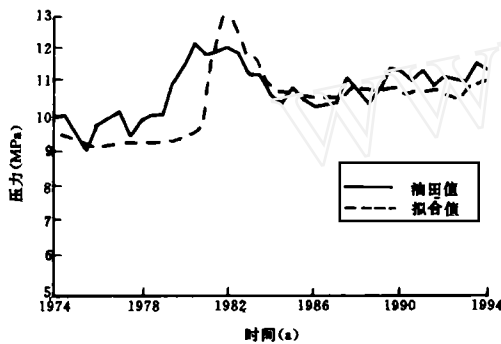


图 3 试验区平均压力拟合曲线

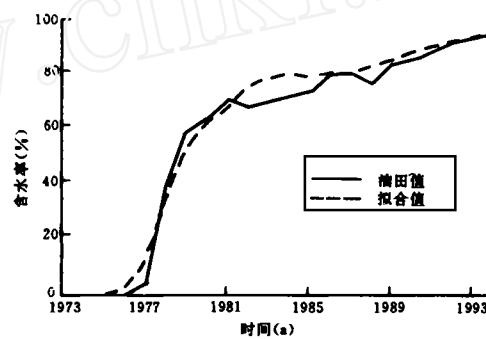


图 4 综合含水率拟合曲线

表 1 各层储量、采出量、采出程度数据

层位	Ng3 ²⁺³	Ng3 ⁴	Ng3 ⁵	Ng4 ²	Ng4 ⁴	合计
原始储量(10 ⁴ t)	69.20	73.99	124.42	64.19	84.35	416.15
剩余储量(10 ⁴ t)	48.86	48.47	77.12	41.44	53.40	267.29
采出储量(10 ⁴ t)	22.34	25.52	47.30	22.75	30.95	148.86
采出程度(%)	32.28	34.49	38.02	35.44	36.69	35.77

(4) 在平面上, 油水分布总的看来比较均匀, 因为采用七点法面积注水控制比较均匀, 但从局部来看, 注水井周围水洗程度高、剩余油少, 在纵向上底部渗透率高, 注入水突进快, 水洗程度高, 含油饱和度低。

3 试验区水驱规律

在历史拟合的基础上, 通过分析不同开发条件下的开发效果来研究强注强采试验区的水

驱规律,并确定出试验区应遵循的最佳生产指标(最佳采液速度、最佳压力、最佳提液时机等),从而指导油田按最佳状态生产运行。为保证方案的可行性,并尽可能地符合实际情况,按现井网(反七点法)进行预测。在所有的计算中,生产井的配液量按生产井 KH 值加权平均来确定。注水井的配注量按注水井 KH 值加权平均来确定,在此基础上研究了非均质对开发效果的影响;优选了试验区的最佳采液速度、最佳提液时机、最佳压力等参数;并研究了不同井网方式下的水驱效果。

3.1 非均质对水驱效果的影响

3.1.1 正韵律的影响

孤岛油田属于河流相沉积,Ng3~4 为正韵律分布。为研究正韵律油层对水驱效果的影响,选用一正韵律模型,从下向上渗透率分别为 $4000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $2000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $250 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其它油藏静态参数取中二中实际数据,计算结果表明当采液速度大于 30% 时不利于提高采收率。图 5 表示采液速度为 30% 时正韵律油层各层段及全层的水驱曲线。图中结果表明:正韵律油层在水驱过程中表现为底部水洗严重,水淹段平均驱油效率高。这是因为正韵律油层其渗透率是下高上低。从油水分布来看,在重力和渗透率非均质性双重作用下,注入水首先沿底部高渗透层段快速推进,随着底部含水饱和度的迅速增长,水淹层内水相流动阻力下降,注入水更容易向底部推进,越向上部水线推进越缓慢,水淹厚度的增长过程近似于边增长边水洗。

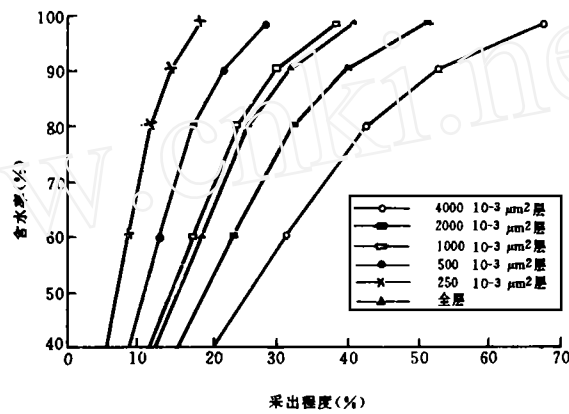


图 5 采液速度为 30% 时正韵律油层水驱曲线

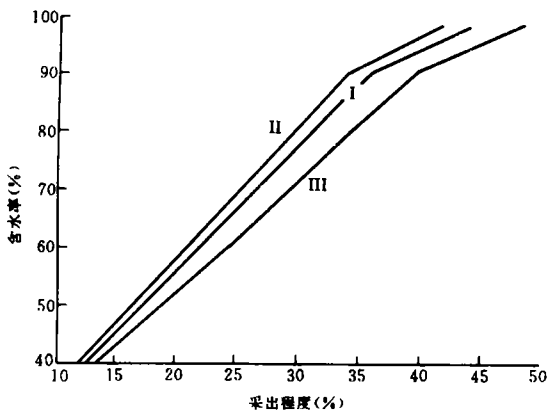


图 6 平面非均质条件下的水驱曲线

3.1.2 平面非均质的影响

在研究平面非均质对采出程度的影响时,选用了三种平面非均质模型,这里非均质程度主要用渗透率变化来控制。模型 I、II、III 分别为中二中实际非均质地质模型、非均质程度增加地质模型和非均质程度减小地质模型。模型 II 的渗透率在模型 I 的基础上按下式计算:

$$K(i, j, k) = K'(i, j, k) + [K'(i, j, k) - \bar{K}]$$

\bar{K} 为所有网格的平均渗透率。由上式计算得到的渗透率,大的更大,小的更小,进一步增加了非均质程度。

模型 III 的渗透率在模型 I 的基础上按下式计算:

$$K(i, j, k) = \bar{K} + [K'(i, j, k) - \bar{K}] / 2$$

由上式计算得到的渗透率会趋于平均值,减小了平面非均质程度。模型Ⅰ、模型Ⅱ的其他参数与模型Ⅰ相同,采液速度定为30%,注采比为1.0。表2列出了不同非均质条件下各小层及全区在含水率达到98%时的采出程度,图6表示了三种非均质模型下的水驱曲线。结果表明,非均质程度越低,在同一含水条件下采出程度越大,水驱效果越好。在平面上水驱效果主要是受非均质性影响,当注入水进入地层后总是首先沿着渗透率较高的方向(渗流阻力最小的方向)突进,随着注入水的不断增加,平面上的水线越来越不均匀,而且注入水往往绕过低渗透部位,使低渗透部位的油难以被驱出,水驱效果差。非均质性越强,注入水的突进现象越剧烈,水驱效果越差。

表2 平面非均质对采收率的影响

模型	Ng3 ²⁺³	Ng3 ⁴	Ng3 ⁵	Ng4 ²	Ng4 ⁴	全区
I	41.00	42.35	45.57	45.63	45.16	44.20
Ⅰ	38.77	40.05	43.10	43.21	42.71	41.80
Ⅱ	45.08	46.56	50.11	50.18	49.65	48.60

3.2 最佳采液速度的确定

以中二中地质模型和油藏参数为基础,预测了试验区分别以10%、15%、20%、25%、30%和35%六种恒定的采液速度进行生产时的开发效果。预测结果见图7。结果表明采液速度对水驱效果影响较大。本试验区的最佳采液速度为30%。采液速度对水驱效果的影响是一个极为复杂的问题,它涉及岩石的润湿性和非均质性等诸多因素。从微观上看,亲水地层毛管力是驱油的动力,有利于改善低渗透部位的水驱效果。试验区属于正韵律地层,在较低的注采强度下,由于重力分异作用,注入水更容易充分下沉,从而在底部高渗透层段注入水突进快,顶部水洗差,因而水驱

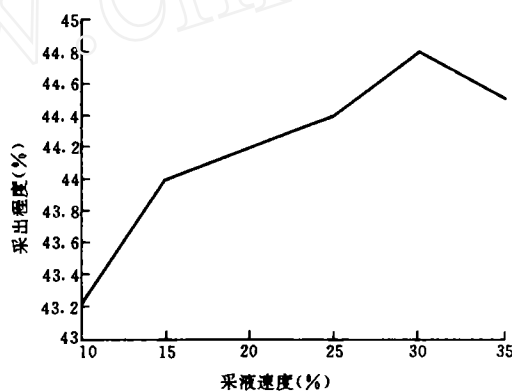


图7 最佳采液速度对采收率的影响

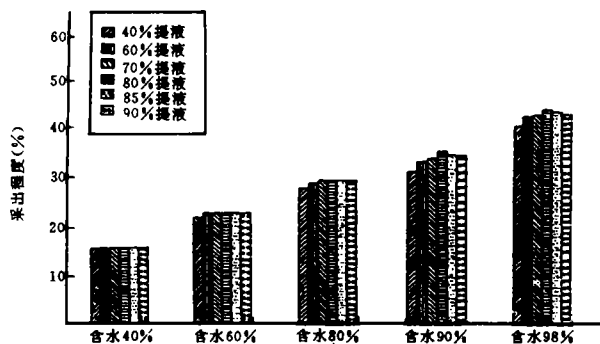


图8 不同提液时机对采收率的影响

效率差。而在较高的注采强度下,由于注水速度快,注入水的重力分异作用不明显,注入水在纵向上推进的不均匀程度得到改善,但此时由于驱替速率过大,发生润湿反转,毛管力成为驱油的阻力,也不利于提高采收率。只有当采液速度适中时水驱效果才最佳。

3.3 最佳提液时机确定

着重研究了不同含水阶段进行提

液对采收率的影响,预测方案中提液前均以10%的采液速度生产,生产到含水率分别为40%、60%、70%、80%、85%、90%时提液,提液后采液速度为30%,并保持不变,预测结果见图8,结果表明在含水率达80%和85%时提液采收率最高,在低含水时提液不利于发挥毛管力的作用,并且注入水沿高渗透部位或层段突进,水驱效果差。高含水提液有利于克服这两个缺点,水驱效果得到改善,但是当含水率特别高时,大部分高渗透层、高渗透条带或高渗透部位被水淹,这时大部分注入水经这些高渗透层或高渗透条带又被循环产出,如果这时再提液将导致注入水的利用率降低,从而使水驱效果变差。

3.4 最佳压力水平选择

在注水保持油层能量开采过程中,为了维持一定的采油速度,需要逐步降低井底压力来保持一定的生产压差。同时,在开采过程中随油井含水率的增加,井筒液柱密度加大,井底流压不断上升,生产压差变小,必须不断提高地层压力来维持一定采油速度下的稳产。所以,无论采用何种开采方式都存在一个合理的地层压力的选择问题。一般来说,所谓油田的合理压力应该是:第一,满足油田采油速度的要求,即要达到一定的产量;第二,保证有较长的稳产期;第三,不影响油田的开发效果,即要达到较高的采收率。基于这些要求,对中二中选择了12.3MPa、11.0MPa、10.5MPa、10.0MPa、9.5MPa、9.0MPa、8.5MPa等七个压力进行了研究,不同压力与采收率的关系如图9所示,结果表明

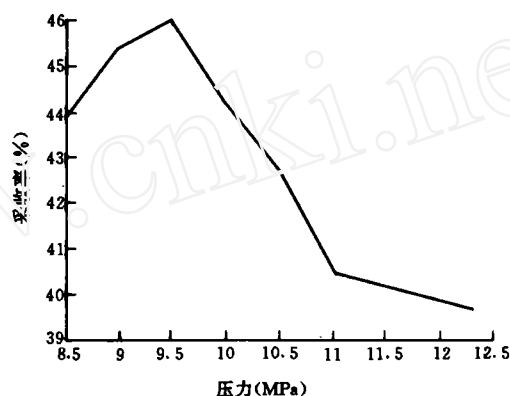


图9 不同压力水平对采收率的影响

压力保持在饱和压力附近对提高采收率有利。主要原因是低压力的弹性采出量要比高压力的弹性采出量高。但是当压力低到一定程度时,由于原油脱气粘度增加,水驱效率降低,反而不利于提高采收率。由于孤岛油田属于高渗透、高粘油藏,油水粘度比大,在高压作用下,注入水突进较快,因此,含水上升较快,最终采收率低。综合权衡,确定最佳压力为9.5MPa。这样既能满足提高采收率的需要,又能满足维持正常生产的需要。

3.5 井网对强注强采的影响

注水开发的油田,影响采收率的因素主要有水驱控制程度及注入水的平面和纵向波及系数等。由于中二中试验区构造单一,油层性质变化较大,因而平面和纵向的波及系数和水驱控制程度成为制约最终采收率的主要因素。

油田开发中注水方式选择和采用的开发井网是否合理,对油田的采油速度、经济效益和最终采收率都有着直接的影响,合理的注水方式应当最大限度地适应开发层系中油层的特性和分布状况,控制住最大面积和储量,获得较高的最终采收率。

我们研究了现井网(见图1)、五点井网(见图10)、四点井网(见图11)、正对式行列井网(见图12)和交错式行列井网(见图13)对强注强采开发效果的影响,其结果见图14。图10~图13中,○表示注水井,●表示生产井。

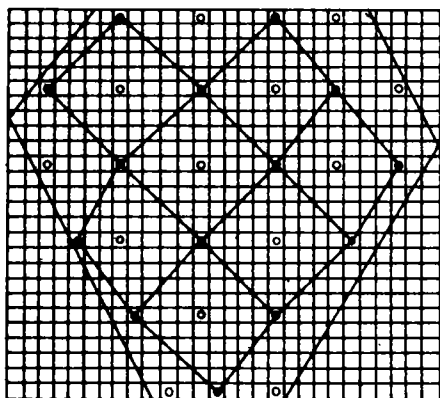


图 10 五点井网

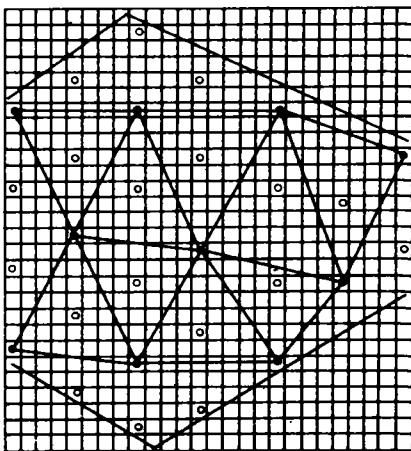


图 11 四点井网

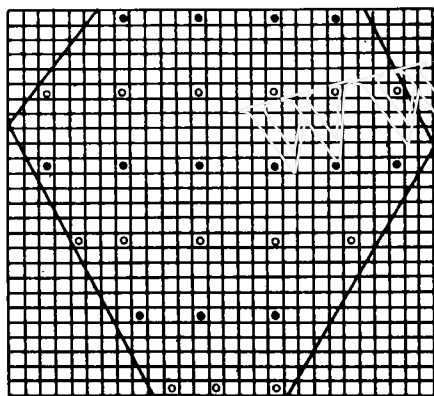


图 12 正对式行列井网

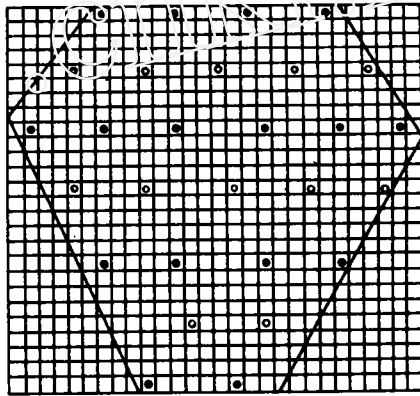


图 13 交错式行列井网

从图 14 中看出交错式行列井网采收率最高,而五点井网采收率最低。在相同井网密度下,同样是面积注水,但由于油水井比例不同,对油层的水驱控制程度也有差异。一般情况下,为了获得高的水驱控制程度,要选择水油井比例较大的注水方式,从而提高采收率,这也正是五点井网和正对式行列井网采收率低的原因。而交错式行列井网尽管油水井之比与前两者差不多,但是在这种井网下油水井交错排列能很好地适应中二地层的非均质变化,水不能象正对式那样突进,也就是说注入水流动距离增加,水

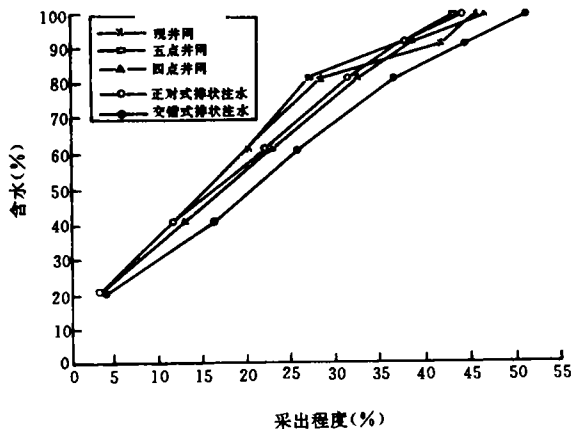


图 14 不同井网下的水驱曲线

线推进速度较慢,平面波及系数较大,因此采收率较高。四点井网由于水油井比例是2(这里实际上是1.8),水驱控制程度高,因而采收率较五点井网高。

4 结 论

(1) 油层正韵律对采收率有较大的影响。底部水淹程度大,采出程度大,上部水淹程度小,采出程度小。平面非均质越严重,采收率越低;

(2) 对于试验区的正韵律油层,采液速度大于30%时不利于提高采收率。中二中强注强采的最佳采液速度为30%,通过强注强采可提高采收率2%左右;

(3) 中二中强注强采的最佳提液时机为含水80%左右;

(4) 中二中试验区最佳压力为9.5MPa;

(5) 井网对采收率有较大的影响,由于非均质的影响,即使是同一井网,由于井别选择不同,采收率也有十分大的差别。

参 考 文 献

- 1 陈月明. 油藏数值模拟. 石油大学出版社,1991
- 2 洪世铎. 油层物理基础. 石油工业出版社,1992
- 3 王觉民. 开发地质学. 西安石油学院,1992
- 4 [美] F.M 科尔. 油藏工程方法. 石油工业出版社,1984

本文编辑 李春兰

Yao Jun , Chen Yueming, Feng Qihong, Liu Jianmin and Bi Yanpeng. Intensive injection and production in block Zhongerzhong of Gudao oil field. *OGRT*, 1996, 3(1):65~71

Based upon the intensive injection and production data from the test area of Zhongerzhong in Gudao oil field ,influences of positive rhythm formation on the distribution of remaining oil saturation have been studied with different injection-production ratio, and influences of different fluid production rates , opportunities of increasing fluid production , different pressures and different well patterns on the effectiveness of intensive injection-production , thus the optimum production parameters of intensive injection-production for block Zhongerzhong of Gudao oil field have been determined.

Subject words: intensive injection and production , numerical simulation , water displacement , opportunity of increasing fluid production , fluid production rate

Bai Baojun, Liu Xiange, Li Yuxiang and Han Ming. Research on damage of profile control agent to non-target formation by using planar sand-packed model. *OGRT*, 1996, 3(2):72~76

The damage of profile control agent of xanthan/ Cr^{+3} to the non-target formation is studied visually by using planar sand-packed glass model. The influences of the injection rate and formation permeability variation on the profile control effectiveness are discussed.

Subject words: xanthan , profile control agent , formation damage , permeability variation , injection rate , water cut , recovery factor

Wang Hong . Application of EOR methods in the former Soviet Union. *OGRT*, 1996, 3(1):77~81

This paper presents the major application cases of enhanced oil recovery (EOR) in the former Soviet Union. The oil production of the former Soviet Union began to decrease in the late period of 1980s. EOR and improved waterflooding technology became the main means to reduce the decline of oil production . In 1991, the oil increment was up to $2.78 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ by different EOR methods, and the oil increment was up to $9.54 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ by means of improved waterflooding technologies. The general status in the petroleum industry of the former Soviet Union , the application status of EOR and field application result of various techniques and the outlook by the years 2000 and 2010 are presented.

Subject words: the former Soviet Union , EOR , improved waterflooding , chemical flooding , gas injection , microbe , thermal oil recovery , vibroseismic