



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2008123688/03, 10.06.2008

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
10.06.2008

(45) Опубликовано: 10.01.2010 Бюл. № 1

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: SU 1744998 A1, 20.12.1995. RU 2285116 C2, 10.10.2006. RU 2237804 C1, 10.10.2004. RU 2211318 C2, 27.08.2003. RU 2246001 C1, 10.02.2005. RU 2206728 C1, 20.06.2003. RU 2012789 C1, 15.05.1994. RU 2104393 C1, 10.02.1998. US 4787449 A, 29.11.1988. US 4434849 A, 06.03.1984. US 4646839 A, 03.03.1987.

Адрес для переписки:

423236, Республика Татарстан, г. Бугульма,  
ул. М. Джалиля, 32, "ТатНИПИнефть",  
Сектор создания и развития промышленной  
собственности

(72) Автор(ы):

Тахаудинов Шафагат Фахразович (RU),  
Абзяппаров Азат Валиуллович (RU),  
Абдулмазитов Рафиль Гиниятуллович (RU),  
Низаев Рамиль Хабутдинович (RU),  
Мусин Ренат Ахтямович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество  
"Татнефть" им. В.Д. Шашина (RU)

## (54) СПОСОБ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ИЗ ЗАЛЕЖИ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтяной промышленности, а именно к способам разработки нефтяных месторождений с высоковязкой нефтью с применением теплоносителя. Обеспечивает повышение темпа отбора от запасов и конечного нефтеизвлечения за счет увеличения охвата пласта воздействием теплоносителя, создания единого технологического процесса теплового воздействия на нефтяной пласт через нагнетательные и добывающие скважины. Сущность изобретения: способ извлечения высоковязкой нефти из залежи, вскрытой сеткой нагнетательных и добывающих скважин по пяти-, семи- или девятиточечным обращенным элементам разработки, включает закачку заданного количества теплоносителя в данный элемент залежи через нагнетательную

и сгруппированные через одну добывающие скважины, систематическое нагнетание теплоносителя в нагнетательную скважину, а в добывающие - циклическое, с переменной их функций по закачке теплоносителя и отбору продукции. Согласно изобретению расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами принимают не более 200 метров. Из нагнетательной скважины в подошвенной части продуктивного пласта дополнительно бурят боковые стволы в радиальном направлении длиной, равной 0,3-0,35 расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами, которые размещают равноудаленно от двух соседних добывающих скважин. При этом расчетный объем теплоносителя принимают 0,3-0,5 от порового объема продуктивного пласта. 2 табл., 14 ил.



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,  
PATENTS AND TRADEMARKS

**(12) ABSTRACT OF INVENTION**(21), (22) Application: **2008123688/03, 10.06.2008**(24) Effective date for property rights:  
**10.06.2008**(45) Date of publication: **10.01.2010 Bull. 1**

Mail address:

**423236, Respublika Tatarstan, g. Bugul'ma, ul. M.  
Dzhaliĵa, 32, "TatNIPIneft", Sektor sozdaniĵa i  
razvitija promyšlennoj sobstvennosti**

(72) Inventor(s):

**Takhautdinov Shafagat Fakhrazovich (RU),  
Abzjapparov Azat Valiulloviĵ (RU),  
Abdulmazitov Rafil' Ginijatulloviĵ (RU),  
Nizaev Ramil' Khabutdinoviĵ (RU),  
Musin Renat Akhtjamoviĵ (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoje obščestvo "Tatneft" im.  
V.D. Shashina (RU)**

**(54) METHOD TO EXTRACT HIGH-VISCOSITY OIL FROM OIL ACCUMULATION**

(57) Abstract:

FIELD: oil-and-gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to oil-and-gas industry, namely to methods of developing oil deposits using heat carriers for high-viscosity oil. Proposed method comprises extracting oil from accumulation exposed by a system of injection and drainage wells in compliance with five-, seven or nine-point development downhole element, injecting preset amount of heat carrier into given accumulation element via injection and extraction wells, systematic injection of heat carrier into injection well, and cyclic injection into extraction wells, heat carrier injection and oil extraction functions being alternated In compliance

with this invention, distance between injection and extraction wells is taken to make not over 200 metres Lateral wellbores are drilled in radial direction from injection well in production formation bottom, their length making 0.3 to 0.35 of the distance between injection and extraction wells equidistant from two adjacent extraction wells Note here that designed volume of heat carrier is taken to make 0.3 to 0.5 of threshold volume of producing formation.

EFFECT: higher rate of production and final oil yield, comprehensive heat effect on oil formation via injection and extraction wells

2 tbl, 14 dwg

Изобретение относится к нефтяной промышленности, а именно к способам разработки нефтяных месторождений с нефтью высокой вязкости с применением теплоносителя.

5 Совершенствование существующих тепловых методов является одной из важнейших задач. Важно не только получить максимальный коэффициент охвата пласта воздействием, но также сделать это при оптимальных экономических показателях, которые зависят от расходования теплоносителя и времени разработки.

10 Известен способ разработки залежи вязкой нефти, вскрытой сеткой нагнетательных и добывающих скважин, включающий циклическое нагнетание в пласт расчетного количества теплоносителя и холодной воды через нагнетательную скважину (импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ)) и отбор продукции через добывающие скважины (Кудинов В.И., Сучков Б.М. Новые технологии повышения добычи нефти. - Самара: Кн. изд-во, 1998 г.).

15 Недостатком этого способа является то, что при периодически чередующемся нагнетании теплоносителя и холодной воды через нагнетательную скважину теплоноситель при перемещении в выработанных заводненных областях пласта выполняет малоэффективную работу, что ведет к неполному охвату воздействием 20 окружающих добывающих скважин, увеличению срока разработки залежи и низкому конечному коэффициенту нефтеизвлечения.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату к предлагаемому является способ извлечения вязкой нефти из залежи (Патент РФ №1744998, МПК E21B 43/24, опубл. Бюл. №35, 20.12.1995 г.), вскрытой сеткой 25 нагнетательных и добывающих скважин по пяти-, семи- или девятиточечным обращенным элементам разработки, включающий закачку заданного количества теплоносителя в данный элемент (участок) залежи через паронагнетательную и сгруппированные через одну добывающие скважины, систематическое нагнетание 30 теплоносителя в паронагнетательную скважину, а в добывающие - циклическое, с переменной их функций по закачке теплоносителя и отбору продукции.

Недостатком этого способа является то, что тепловой фронт продвигается по кровельной части пласта, а в силу геометрии линии тока в сегменте элемента между добывающими и нагнетательной скважинами образуются застойные зоны (потери), 35 что приводит к низкому темпу выработки запасов и снижению коэффициента нефтеизвлечения (фиг.1).

Технической задачей изобретения является повышение темпа отбора от запасов и конечного нефтеизвлечения за счет увеличения охвата пласта воздействием 40 теплоносителя, создания единого технологического процесса теплового воздействия на нефтяной пласт через нагнетательные и добывающие скважины.

Решение поставленной задачи достигается описываемым способом извлечения высоковязкой нефти из залежи вскрытой сеткой нагнетательных и добывающих 45 скважин по пяти-, семи- или девятиточечным обращенным элементам разработки, включающим закачку заданного количества теплоносителя в данный элемент (участок) залежи через нагнетательную и сгруппированные через одну добывающие скважины, систематическое нагнетание теплоносителя в нагнетательную скважину, а в добывающие - циклическое, с переменной их функций по закачке теплоносителя и 50 отбору продукции.

Новым является то, что расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами принимают не более 200 метров, из нагнетательной скважины в подошвенной части продуктивного пласта дополнительно бурят боковые стволы в

радиальном направлении длиной, равной 0,3-0,35 расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами, которые размещают равноудаленно от двух соседних добывающих скважин, при этом расчетный объем теплоносителя принимают 0,3-0,5 от перового объема продуктивного пласта.

Способ осуществляют следующим образом.

Залежь высоковязкой нефти вскрывают сеткой нагнетательных и добывающих скважин по пяти-, семи- или девятиточечным обращенным элементам с расстоянием между скважинами не более 200 м. Сетка разбуривания зависит от размеров месторождения и его геологического строения. В процессе бурения уточняют геологическое строение залежи, определяют геолого-физические характеристики продуктивного пласта (площадь нефтеносности, нефтенасыщенную толщину, пористость, коэффициент нефтенасыщенности, плотность, объемный коэффициент), подсчитывают запасы высоковязкой нефти. Определяют расчетный объем теплоносителя, необходимого для эффективного прогрева элемента разработки, который составляет 0,3-0,5 д.ед. от перового объема. Из нагнетательных скважин в подошвенной части продуктивного пласта в радиальном направлении дополнительно бурят боковые стволы (БС), например по технологии «Rad-tech», длиной, равной 0,30-0,35 д.ед. по отношению к расстоянию между скважинами. На залежи вскрытой сеткой нагнетательных и добывающих скважин по пяти- или девятиточечным обращенным элементам разработки из нагнетательных скважин бурят 4 боковых ствола, которые размещают равноудаленно от двух соседних добывающих скважин (фиг.2. А, Г), а на залежи вскрытой сеткой нагнетательных и добывающих скважин по семиточечным обращенным элементам разработки из нагнетательных скважин бурят 3 боковых ствола, которые размещают равноудаленно от двух соседних добывающих скважин чередованием через один сегмент (фиг.2. Б). Скважины осваивают под закачку расчетного количества теплоносителя, например пара, горячей воды с последующей закачкой холодной воды. Запускают в работу добывающие скважины для отбора продукции, в которых циклически проводят паротепловую обработку призабойной зоны пласта до наступления теплового фронта от закачки теплоносителя в нагнетательную скважину.

Предложенный способ исследован с использованием программного комплекса компании CMG (Канада). Термогидродинамические расчеты выполнены в модуле STARS. Термогидродинамический симулятор STARS является составным компонентом программного комплекса компании CMG (Tutorials of Stars ver. 2005. 10.).

Выбор оптимальной системы разработки решался последовательно. На начальном этапе осуществлялся выбор оптимального варианта извлечения высоковязкой нефти из залежи для отдельного пяти-, семи- и девятиточечного обращенного элемента разработки, включающий закачку теплоносителя. В целях совершенствования методов теплового воздействия в нагнетательной скважине для увеличения эффективного радиуса воздействия дополнительно по пласту разместили равноудаленно от двух соседних добывающих скважин боковые стволы.

С целью выбора оптимального варианта извлечения высоковязкой нефти из залежи для различных элементов разработки проводились термогидродинамические расчеты, в ходе которых решались следующие задачи по определению:

- геометрического размещения боковых стволов по гидродинамическим слоям в кровельной, подошвенной и центральной части исследуемого пласта;
- оптимальной длины боковых стволов;
- эффективного расстояния между скважинами.

Далее термогидродинамические расчеты проводились на укрупненных элементах воздействия (системах) с использованием результатов предыдущего этапа и рационального объема закачки теплоносителя, т.е. его оптимальное сочетание с вытесняющим агентом в зависимости от объема пор пласта.

Исходные данные для проведения расчетов приведены в таблице 1.

		Таблица 1 Основные исходные данные		
Наименование параметров	Элементы воздействия			
	Пятиточечный, обращенный	Семиточечный, обращенный	Девятиточечный, обращенный	
Глубина залегания, м	1100	1100	1100	
Нефтенасыщенная толщина, м	5.0	5.0	5.0	
Пористость, %	15.0	15.0	15.0	
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0.1000	0.1000	0.100	
Вязкость нефти в пл. усл., мПа*с	200.0	200.0	200.0	
Плотность нефти в пл. усл., кг/м <sup>3</sup>	900.0	900.0	900.0	
Нач. пластовое давление, МПа	11.0	11.0	11.0	
Нач. пластовая температура, °С	25.0	25.0	25.0	
Забойное давление доб.скв., МПа	5.0	5.0	5.0	
Забойное давление нагн.скв., МПа	15.0	15.0	15.0	
Температура пара, °С	250.0	250.0	250.0	
Расстояние между скважинами, м	150; 200; 300	150; 200; 300	150; 200; 300	
Соотношение добывающих скважин к нагнетательным, д.ед.	1	2	3	
Отношение длины радиальных стволов к расстоянию между скважинами, д.ед.	0.1	0.1	0.1	
	0.3	0.3	0.3	
	0.35	0.35	0.35	
	0.5	0.5	0.5	
Число гидродинамических слоев (продуктивных пластов), шт	5	5	5	

Анализ результатов, полученных с использованием термогидродинамических расчетов, показал следующее.

1. Максимальный темп отбора от геологических запасов высоковязкой нефти и высокие значения коэффициентов нефтеизвлечения достигаются при закачке пара с дополнительным бурением в нагнетательных скважинах боковых стволов в пятом (нижнем) гидродинамическом слое. При этом соотношение длины бокового ствола к расстоянию между соседними скважинами равен 0,30-0,35 д.ед. Такая тенденция наблюдается для всех проведенных расчетов с различными расстояниями между скважинами (150, 200, 300 м). Максимальные значения темпа достигаются при расстояниях между скважинами 150 и 200 м.

2. С увеличением расстояния между скважинами в 1,5 раза максимальный темп отбора снижается в 2 раза, что ведет к увеличению срока разработки в 2 раза.

Следовательно, большие потенциальные возможности для достижения максимальной выработки запасов высоковязкой нефти из пласта при применении теплового воздействия наблюдаются:

- при дополнительном бурении боковых стволов в нагнетательной скважине;
- при бурении боковых стволов по подошвенной части пласта;
- при соотношении длины боковых стволов к расстоянию между соседними добывающими скважинами, равному 0,30-0,35 д.ед.;
- при расстоянии между скважинами не более 200 м.

Далее термогидродинамические расчеты проводились на укрупненных элементах с

расстояниями между скважинами 150, 200 и 300 м. При этом учитывались ранее полученные результаты расчетов для элементов, где было применено бурение боковых стволов по пятому (нижнему) гидродинамическому слою длиной соответственно 45-53, 60-70 и 90-105 м.

5 Теоретические исследования, технологические и экономические расчеты выявили важную предпосылку успешного и целесообразного применения метода вытеснения нефти теплоносителями - отказ от непрерывного нагнетания и необходимости сочетания закачки теплоносителя с заводнением. Такое сочетание достигается путем  
10 нагнетания теплоносителя в пласт в определенном объеме и последующего перемещения тепловой оторочки по пласту нагнетанием более дешевого агента - воды.

Особенности процесса извлечения высоковязкой нефти из залежи с применением нагнетания в пласт оторочек теплоносителя обуславливают и подход к проектированию. Так как необходимый объем оторочки теплоносителя определяется  
15 расстоянием, которое тепловая волна должна пройти до эксплуатационных скважин, то это приводит к ограничениям по плотности размещения скважин. Наконец, сам факт извлечения высоковязкой нефти из залежи при помощи оторочки теплоносителя вызывает целесообразность принципа последовательной разработки отдельных  
20 участков залежи или залежей месторождения.

В рамках данного изобретения проведены численные эксперименты по закачке холодной воды и пара отдельно и в комбинации друг с другом, а также с учетом и без  
25 учета дополнительного бурения в нагнетательных скважинах боковых стволов. С целью обоснования и изучения методов комбинированного воздействия на пласт выполнены термогидродинамические расчеты на разные объемы закачки (0,1, 0,3, 0,5 д.ед. от порового объема) оторочек пара с последующей закачкой воды и циклической паротепловой обработкой призабойной зоны добывающих скважин до наступления  
30 теплового фронта от закачки теплоносителя в нагнетательную скважину.

Результаты расчетов приведены на фиг.3-8.

Распределение текущей нефтенасыщенности в зависимости от времени для укрупненного обращенного элемента (системы) с расстоянием между скважинами 200  
м и бурением в радиальном направлении боковых стволов по пятому (нижнему) гидродинамическому слою длиной 60 м представлены на фиг.9-14.

35 Из анализа вышеприведенных результатов термогидродинамических расчетов установлено следующее:

1. Бурение в нагнетательных скважинах боковых стволов в радиальном направлении длиной, равной 0,30-0,35 д.ед. по отношению к расстоянию между  
40 скважинами, которые размещают равноудаленно от двух соседних добывающих скважин, ведет к повышению темпа отбора от запасов и конечного нефтеизвлечения за счет увеличения охвата пласта воздействием, создания единого технологического процесса теплового воздействия на нефтяной пласт через нагнетательные и добывающие скважины.

45 2. Увеличение расстояния между скважинами более 200 м заметно сказывается на падении темпа отбора, на снижении коэффициента нефтеизвлечения и на увеличении срока разработки пласта.

3. При закачке оторочек пара в объеме 0,3-0,5 д.ед. от порового объема результаты  
50 основных технологических показателей разработки близки между собой.

4. Заявляемый способ по сравнению со способом-прототипом позволяет повысить нефтеизвлечение на 2-4%.

Результаты технико-экономической оценки представлены в таблице 2. Выбор

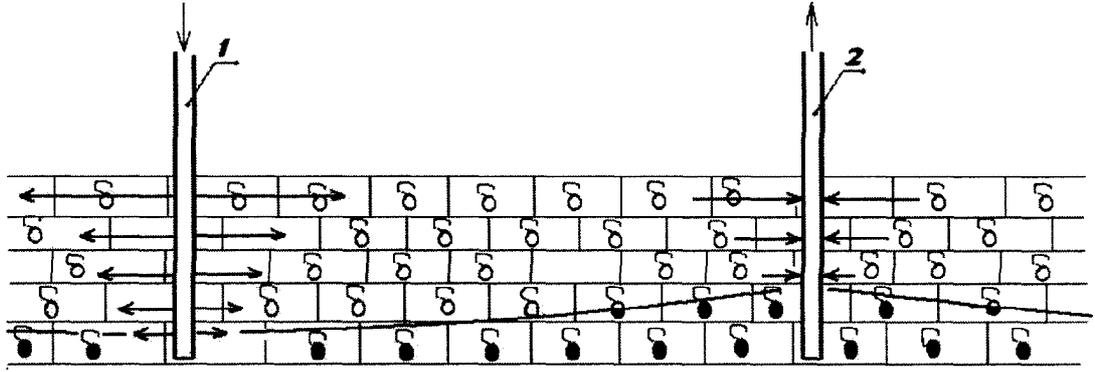
наиболее предпочтительного технологического процесса по извлечению высоковязкой нефти из залежи осуществлялся по наилучшим экономическим показателям: чистой прибыли, потоку наличности, доходу государства, индексу доходности дисконтированных затрат. Видно, что при любой сетке скважин наиболее экономически эффективным является способ извлечения высоковязкой нефти из залежи при сочетании теплового воздействия на пласт с заводнением при закачке оторочки пара в объеме 0,3-0,5 д.ед. от порового объема.

Таблица 2

Показатели	Основные технико-экономические показатели разработки														
	Способ разработки														
	Расстояние между скважинами 150 м					Расстояние между скважинами 200 м					Расстояние между скважинами 300 м				
	Закачка воды	Закачка пара	Закачка оторочки			Закачка воды	Закачка пара	Закачка оторочки			Закачка воды	Закачка пара	Закачка оторочки		
0.1 от объема пор			0.3 от объема пор	0.5 от объема пор	0.1 от объема пор			0.3 от объема пор	0.5 от объема пор	0.1 от объема пор			0.3 от объема пор	0.5 от объема пор	
Добыча нефти, тыс. тонн	77,7	132,9	93,5	103,6	105,8	131,5	216,8	154,0	170,3	173,4	216,1	388,5	301,1	334,0	343,7
Капитальные вложения (инженератор), млн.руб	0,0	15,0	15,0	15,0	15,0	0,0	15,0	15,0	15,0	15,0	0,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Выручка от реализации, млн.руб.	738,4	1263,9	888,8	985,1	1005,7	1250,2	2061,3	1464,0	1618,9	1648,6	2054,2	3694,0	2862,6	3175,8	3267,3
Производственные расходы, млн.руб.	762,8	2645,7	766,5	789,7	847,3	1412,7	4575,7	1301,0	1329,0	1387,1	2294,2	10898,3	2705,6	2678,4	2799,2
Чистая прибыль дисконтированная, млн.руб.															
- при Кд=0,1	-	-	45,7	73,6	52,2	-	-	36,7	54,8	40,1	2,9	-	-3,3	-3,3	-
- при Кд=0,12	3,0	849,5	-	-	-	6,9	950,2	-	-	-	2,9	1059,2	-	-	18,3
	2,9	-	43,4	67,8	47,8	3,6	-	32,0	43,8	30,6	7,8	-	-9,6	-	-
		769,9	-	-	-	-	789,4	-	-	-	-	763,6	-	16,1	26,1
Поток наличности дисконтир. (NPV), млн.руб.															
- при Кд=0,1	-	-	39,6	66,5	45,1	-	-	31,0	49,1	34,4	2,9	-	-9,0	-9,0	-
- при Кд=0,12	3,1	857,8	-	-	-	6,9	956,8	-	-	-	2,9	1064,9	-	-	24,0
	2,8	-	36,7	60,2	40,2	3,5	-	25,6	37,4	24,3	7,8	-	-	-	-
		778,6	-	-	-	-	795,7	-	-	-	-	769,9	-	22,4	34,4
Поступления в бюджет дисконт. млн.руб.															
- при Кд=0,1	224,7	360,4	275,2	315,5	316,5	272,4	420,6	326,4	376,7	383,5	285,5	396,6	332,3	375,6	387,1
- при Кд=0,12	210,7	337,6	257,8	296,1	297,0	246,2	374,1	293,3	337,1	343,4	248,6	328,5	283,5	313,7	322,1
Индекс доходности дисконтир. затрат, д.ед	0,99	0,50	1,07	1,11	1,07	0,99	0,51	1,05	1,06	1,04	1,00	0,47	0,99	0,99	0,97

### Формула изобретения

Способ извлечения высоковязкой нефти из залежи вскрытой сеткой нагнетательных и добывающих скважин по пяти-, семи- или девятиточечным обращенным элементам разработки, включающий закачку заданного количества теплоносителя в данный элемент залежи через нагнетательную и сгруппированные через одну добывающие скважины, систематическое нагнетание теплоносителя в нагнетательную скважину, а в добывающие - циклическое, с переменной их функций по закачке теплоносителя и отбору продукции, отличающийся тем, что расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами принимают не более 200 м, из нагнетательной скважины в подошвенной части продуктивного пласта дополнительно бурят боковые стволы в радиальном направлении длиной, равной 0,3-0,35 расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами, которые размещают равноудаленно от двух соседних добывающих скважин, при этом расчетный объем теплоносителя принимают 0,3-0,5 от порового объема продуктивного пласта.



Условные обозначения:

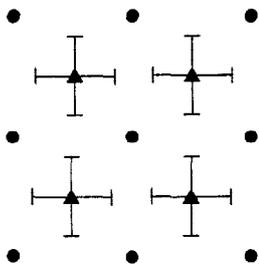
1 – нагнетательная скважина;

2 – добывающая скважина;

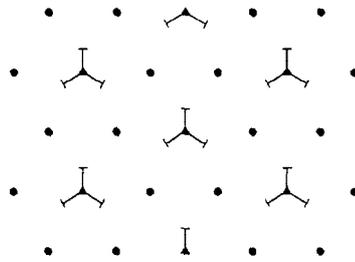
σ – объем залежи охваченный воздействием теплоносителя;

σ – объем залежи не охваченный воздействием теплоносителя.

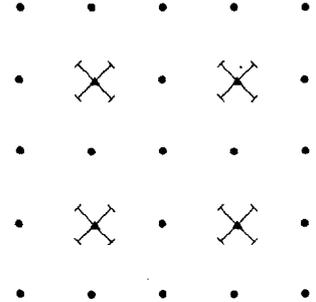
Фиг. 1



а - пятиточечный  
обращённый  
элемент разработки



б - семиточечный  
обращённый  
элемент разработки



г - девятиточечный  
обращённый  
элемент разработки

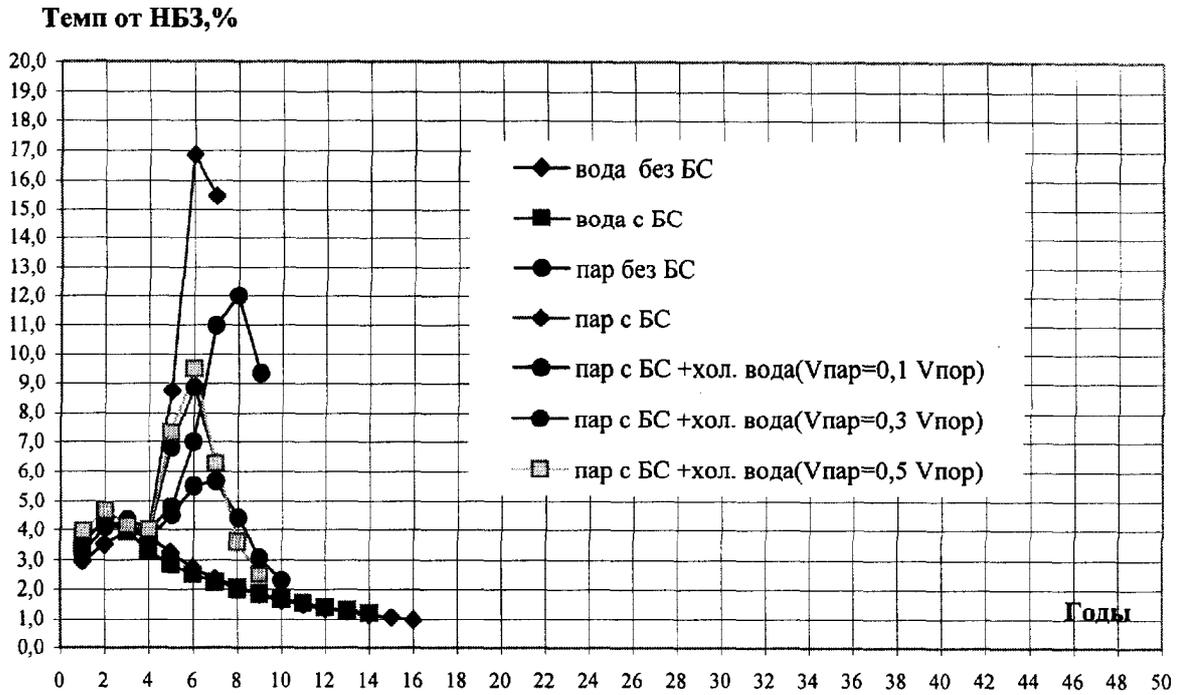
Условные обозначения:

● - добывающая скважина;

▲ - нагнетательная скважина;

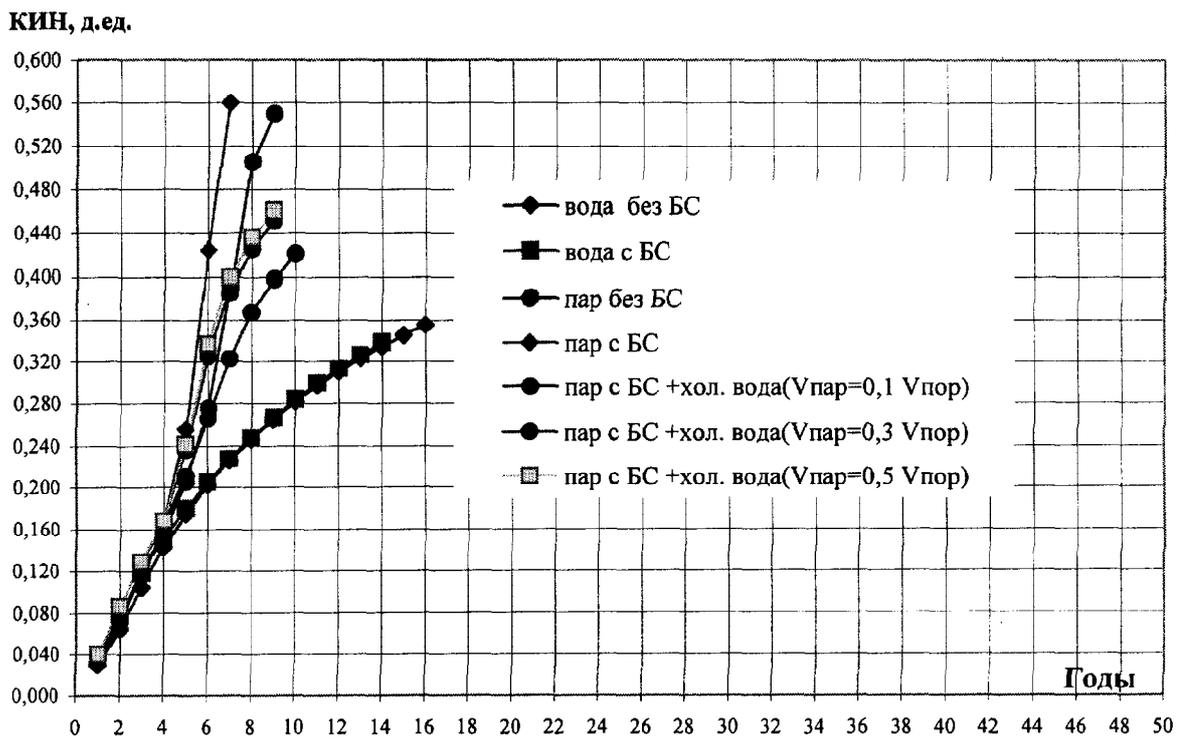
— | - боковой ствол.

Фиг. 2



Изменение темпа отбора от начальных геологических запасов нефти по годам (укрупненный обращенный элемент воздействия с расстоянием между скважинами 150 м)

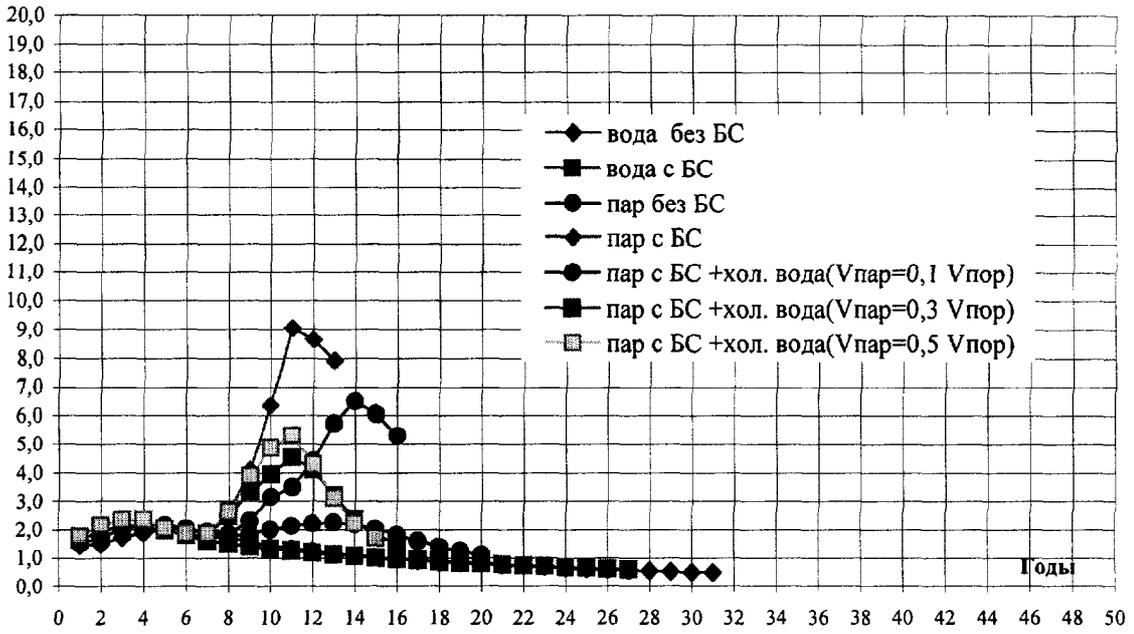
Фиг. 3



Изменение текущего коэффициента нефтеотдачи по годам (укрупненный обращенный элемент воздействия с расстоянием между скважинами 150 м)

Фиг. 4

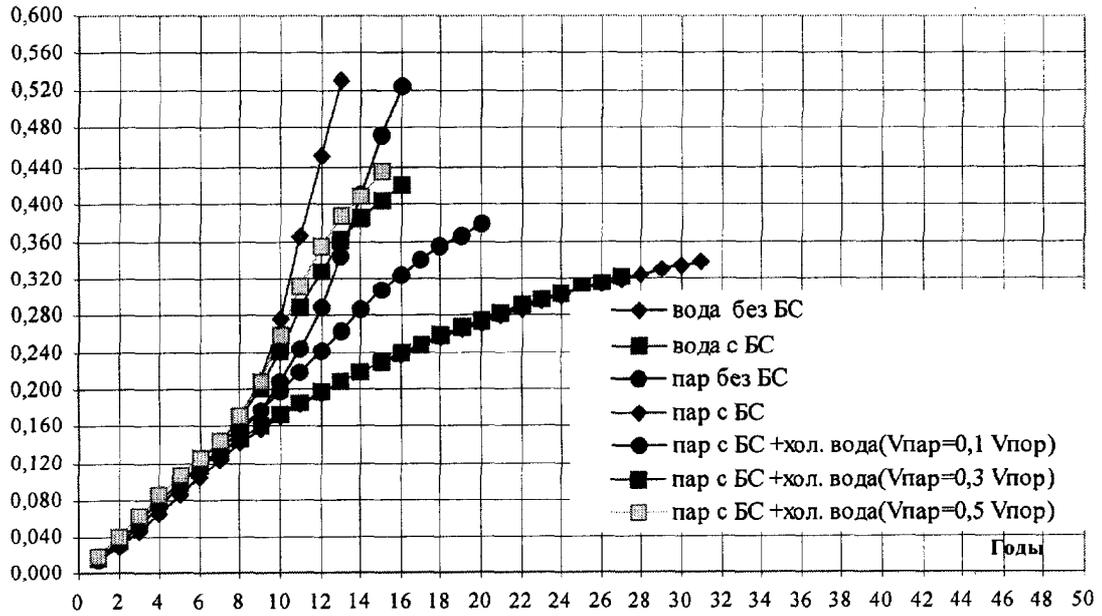
Темп от НБЗ, %



Изменение темпа отбора от начальных геологических запасов нефти по годам (укрупненный обращенный элемент воздействия с расстоянием между скважинами 200 м)

Фиг. 5

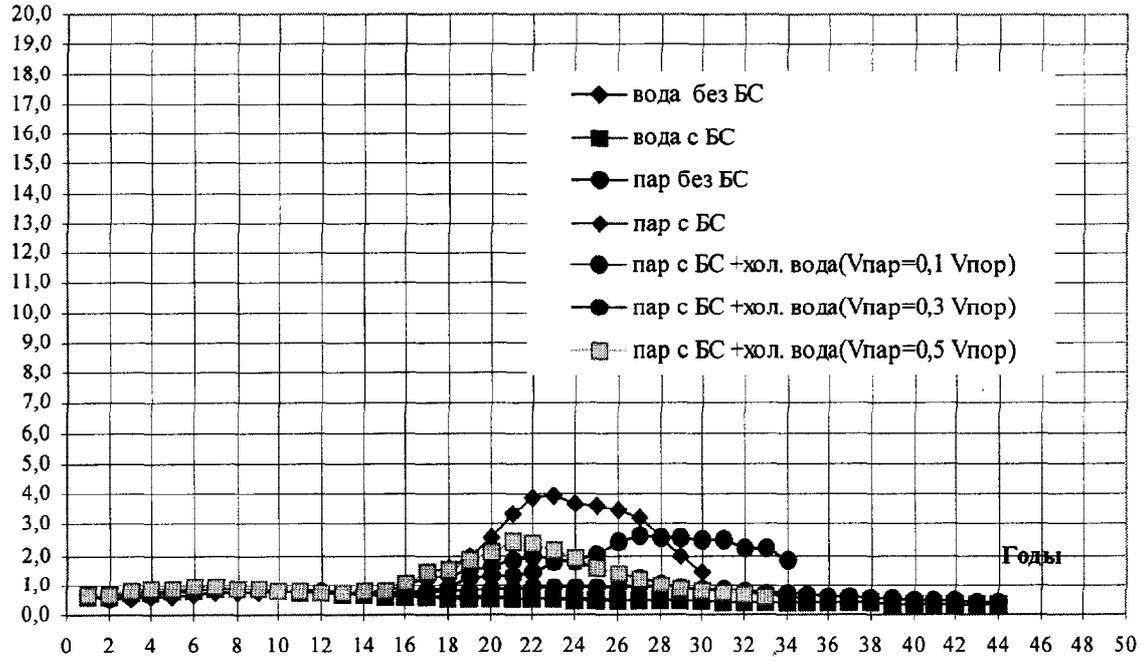
КИН, д.ед.



Изменение текущего коэффициента нефтеотдачи по годам (укрупненный обращенный элемент воздействия с расстоянием между скважинами 200 м)

Фиг. 6

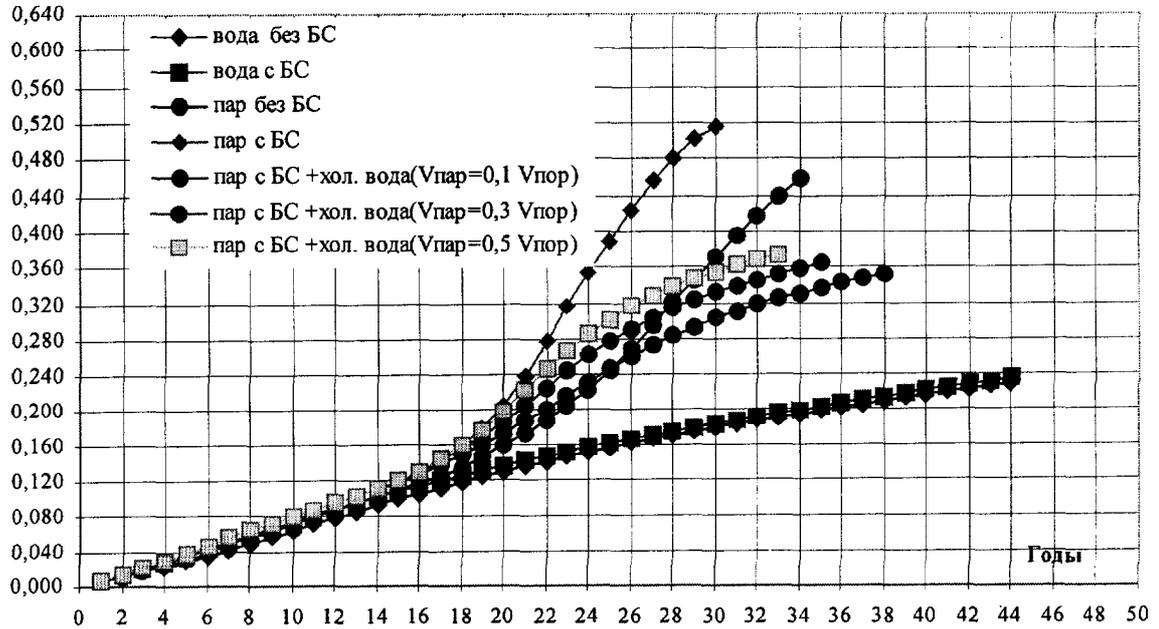
Темп отНБЗ,%



Изменение темпа отбора от начальных геологических запасов нефти по годам (укрупненный обращенный элемент воздействия с расстоянием между скважинами 300 м)

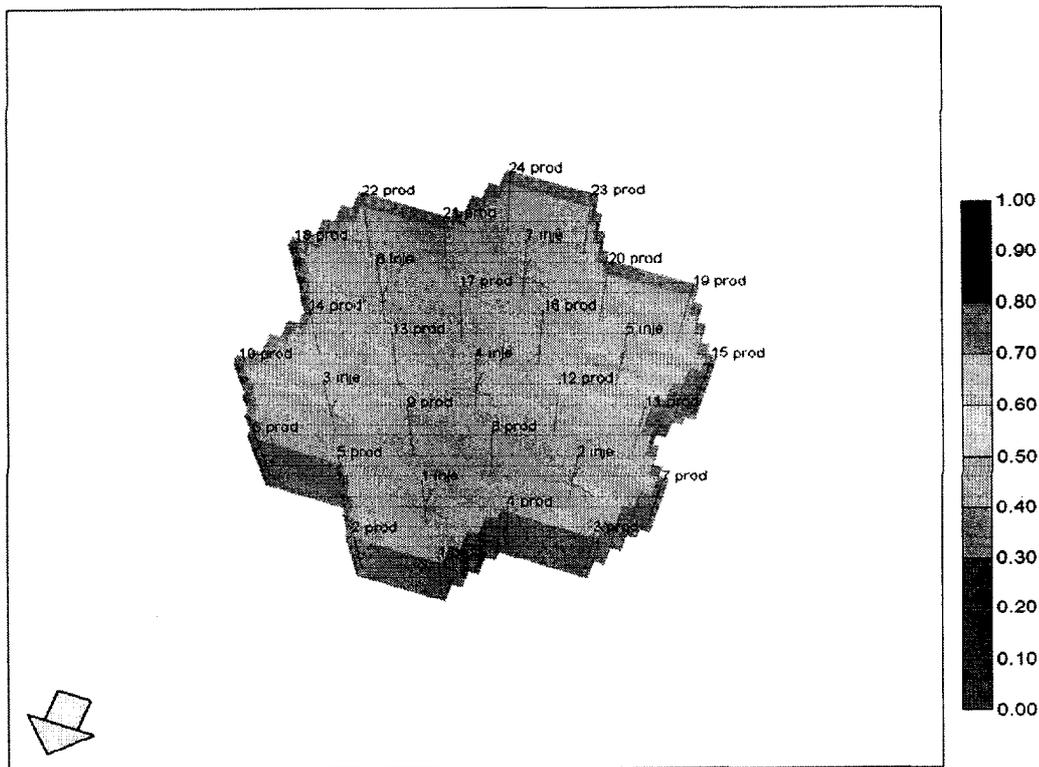
Фиг. 7

КИН, д.ед.



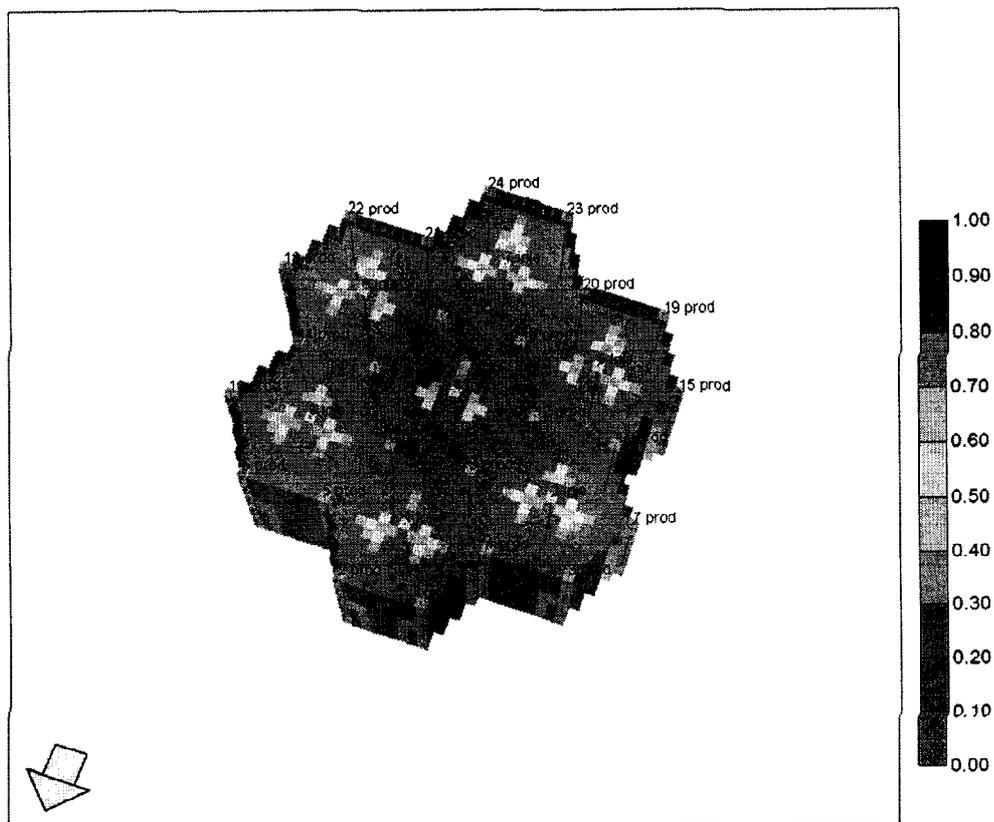
Изменение текущего коэффициента нефтеотдачи по годам (укрупненный обращенный элемент воздействия с расстоянием между скважинами 300 м)

Фиг. 8



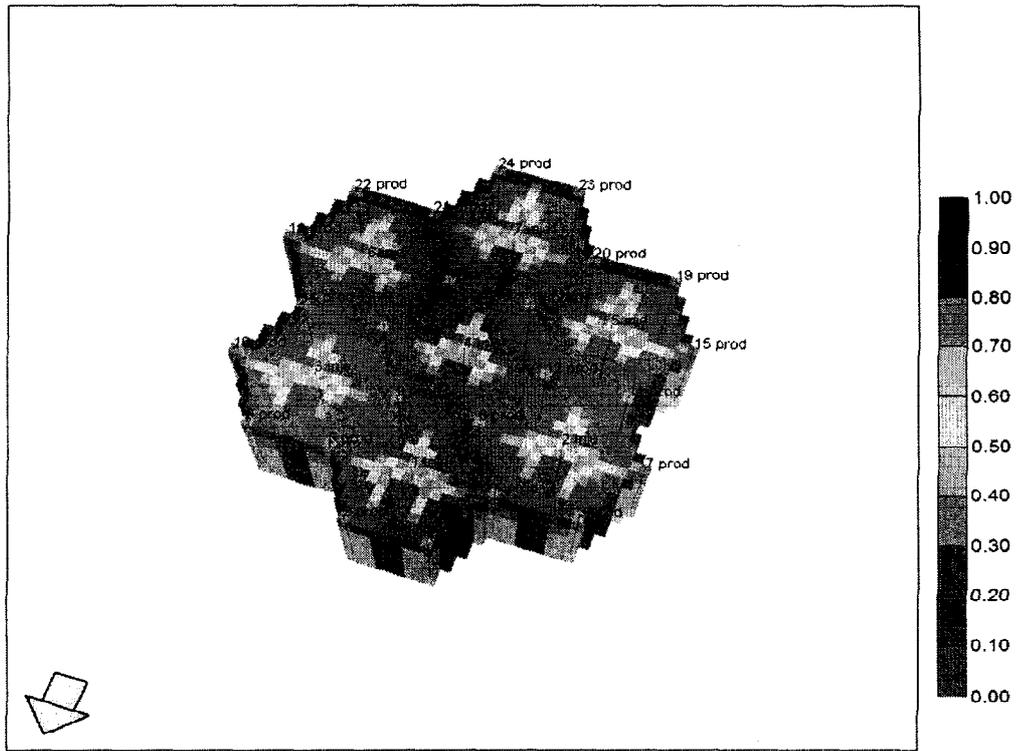
Распределение начальной нефтенасыщенности

Фиг. 9



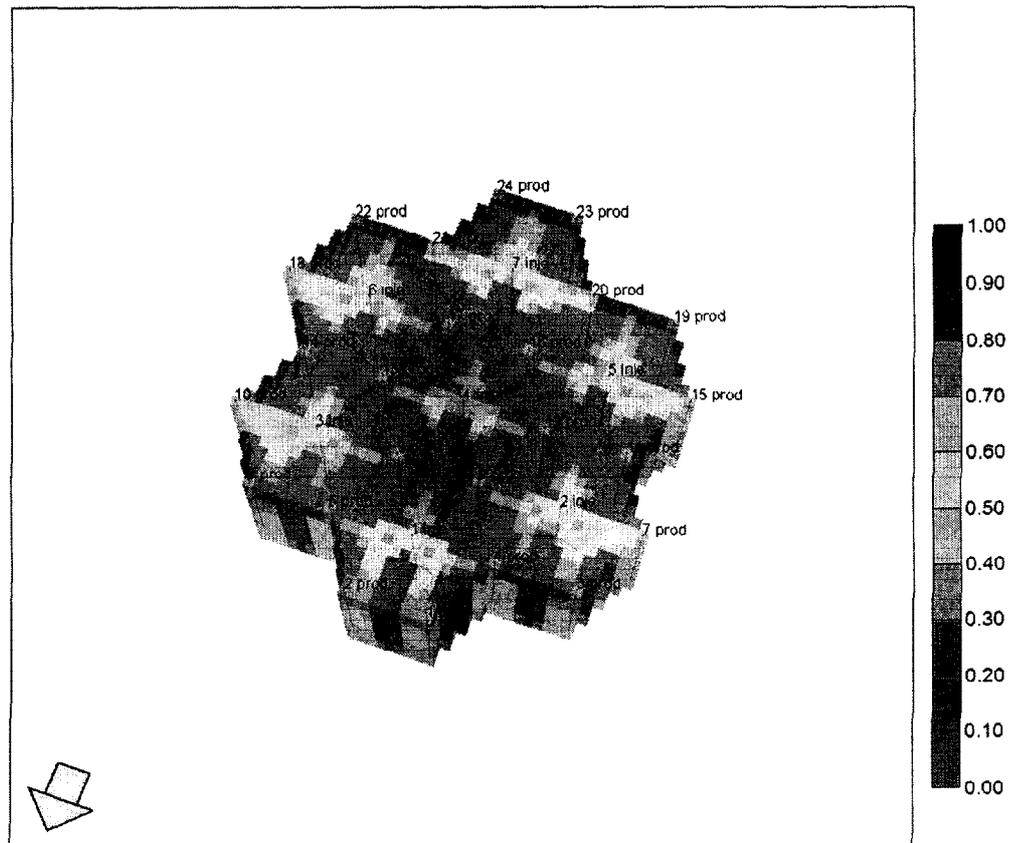
Распределение текущей нефтенасыщенности к 4 году разработки

Фиг. 10



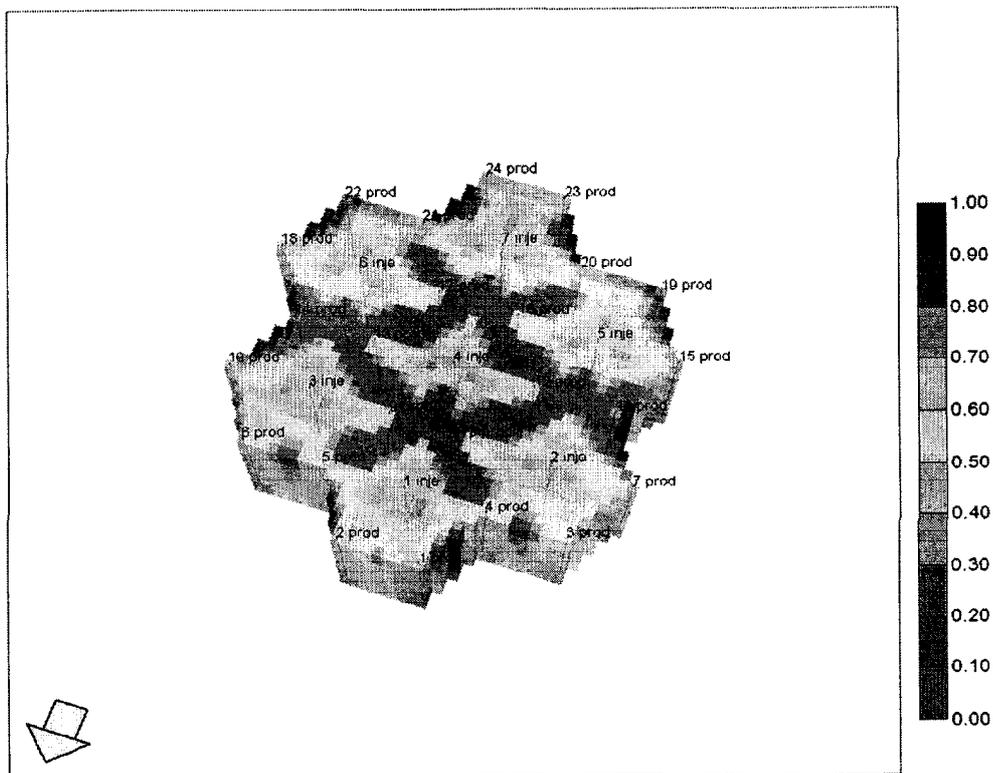
Распределение текущей нефтенасыщенности к 7 году разработки

Фиг. 11

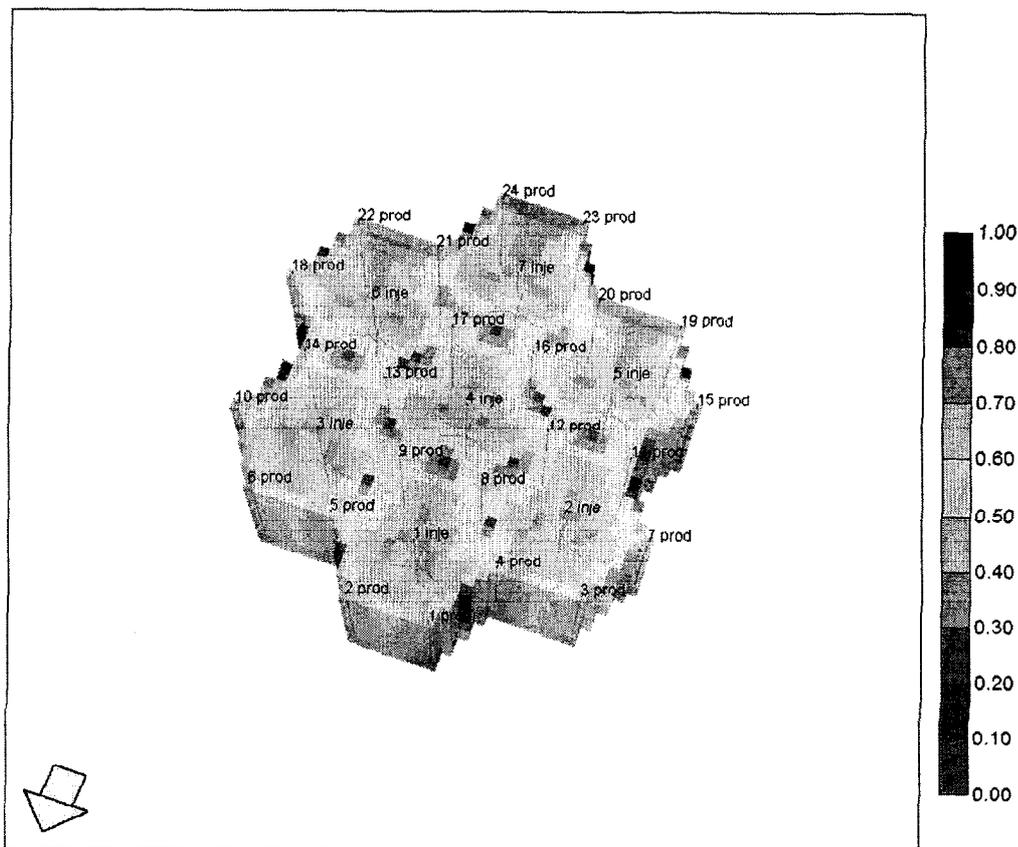


Распределение текущей нефтенасыщенности к 10 году разработки

Фиг. 12



Распределение текущей нефтенасыщенности к 13 году разработки  
Фиг. 13



Распределение текущей нефтенасыщенности к 18 году разработки  
Фиг. 14