DOI: 10.17122/ntj-oil-2017-4-73-83

УДК 622.276.1

М.Н. Харисов (Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **Э.А. Юнусова** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **Э.А. Харисова** (Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **Р.А. Майский** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫТЕСНЕНИЯ ПО СКВАЖИНАМ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОБЪЕКТАМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

M.N. Kharisov (Ufa State Aviation Technical University, Ufa, Russian Federation), **E.A. Yunusova** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **E.A. Kharisova** (Ufa State Aviation Technical University, Ufa, Russian Federation), **R.A. Maiski** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

ANALYSIS OF DISPLACEMENT CHARACTERISTICS OF OIL WELLS AND OIL FIELDS

Введение

В настоящее время для прогнозирования технологических показателей по объектам разработки месторождений углеводородного сырья широко применяются методы с использованием характеристик вытеснений. Для повышения точности прогнозирования расчеты проводятся по скважинам с применением характеристик вытеснения по эксплуатационным объектам, которые могут существенно отличаться от скважинных ввиду фактического наличия на данных объектах скважин с лагом по стадии обводнения, находящихся в разных геолого-гидродинамических обстановках.

Цели и задачи

Целью является анализ отклонений значений характеристик вытеснения по скважинам от значений характеристик вытеснения по эксплуатационным объектам при различных условиях разработки.

Background

Methods based on displacement characteristics are widely used to predict oil field production rates. In order to increase the prediction accuracy well production rates are commonly calculated using displacement characteristics of oil fields that can significantly differ from displacement characteristics of oil wells.

Aims and Objectives

The main objective of the research is the analysis of displacement characteristics of oil wells and oil fields.

Methods

In the research authors applied mathematical modelling of oil field production rates based on displacement characteristics.

Методы

Для достижения поставленной цели авторами был применен метод математического моделирования технологических показателей объектов разработки с использованием характеристик вытеснения.

Результаты

По результатам вычислительных экспериментов было выявлено, что характеристики вытеснения по скважинам могут существенно отличаться от характеристик вытеснения по эксплуатационным объектам. При наличии лага по стадии обводнения скважин для объектов разработки с единой геолого-гидродинамической обстановкой среднее значение относительного отклонения достигало 20 %. Для эксплуатационных объектов с разными геолого-гидродинамическими обстановками вне зависимости от лага по стадии обводнения скважин среднее значение относительного отклонения в определенных условиях превышало 100 %.

Results

Results of computational experiments show that displacement characteristics of oil well oil field scan significantly differ from each other. The average value of the relative deviation between them can reach the value of 20 % in case of isotropic geology and exceed the value of 100 % in case of anisotropic geology.

Ключевые слова: прогнозирование добычи нефти, характеристика вытеснения, месторождение углеводородного сырья, обводнение нефтяных скважин

Key words: prediction of oil production rates; displacement characteristic, oil field, watering of oil well

Введение

В качестве альтернативы геолого-гидродинамическому моделированию для прогнозирования уровней базовой добычи нефти по эксплуатационным объектам (ЭО) месторождений углеводородного сырья (УВС) в условиях низкого качества данных по фильтрационно-емкостным свойствам пород, а также физико-химическим свойствам флюидов применяются методы расчета на основе характеристик вытеснения (ХВ) [1-5].

Основным преимуществом данных методов является высокая адекватность описания исторических значений накопленной добычи и дебитов флюидов используемой ма-

тематической моделью ввиду ее низких требований к объему входных данных [6].

Для повышения точности прогнозирования уровней базовой добычи нефти по ЭО расчеты проводятся по эксплуатирующим скважинам с применением характеристики вытеснения по объекту разработки [7].

Ввиду фактического наличия на эксплуатационных объектах месторождений УВС скважин с существенным лагом по стадии обводнения, находящихся в разных геолого-гидродинамических обстановках, характеристики вытеснения по скважинам могут отличаться от ХВ по объектам разработки.

Системный анализ научной литературы показал отсутствие исследований в данной

области, вследствие чего цель настоящей работы - анализ отклонений значений характеристик вытеснения по скважинам от значений характеристик вытеснения по ЭО - является актуальной.

В рамках настоящего исследования были проведены вычислительные эксперименты для определения относительного отклонения значений характеристик вытеснения по объектам разработки от значений характеристик вытеснения по скважинам, эксплуатируемым на данных объектах. Дополнительно был проведен анализ влияния лага по стадии обводнения скважин на результирующую характеристику вытеснения по объекту разработки.

В ходе вычислительных экспериментов по заданным характеристикам вытеснения рассчитывались технологические показатели множества скважин переменной мощности в зависимости от дискретно увеличивающегося показателя, характеризующего среднее значение отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ) по ЭО. Дебит нефти каждой скважины и вовлекаемые ею в разработку запасы нефти задавались случайно. Отбор от НИЗ каждой скважины задавался случайно в диапазоне, определяемом показателем среднего значения отбора от НИЗ по ЭО и лага по стадии обводнения скважин. Технологические показатели разработки по ЭО определялись на каждой итерации технологическими показателями по скважинам.

Объект разработки с единой геолого-гидродинамической обстановкой

Для случая эксплуатационного объекта с единой геолого-гидродинамической обстановкой была проведена первая серия вычислительных экспериментов с изменяющимся лагом по стадии обводнения для гидрофильного (рисунок 1) и гидрофобного коллекторов (рисунок 2).

При отсутствии лага по стадии обводнения (Случай 1.1) относительное отклонение значений характеристики вытеснения по скважинам от значений характеристики вытеснения по ЭО для *гидрофильного коллек-*

тора при обводненности $W \in (20; 100] \%$ не превышало 14 % (рисунок 3, а).

При этом относительное отклонение в диапазоне обводненности $W \in (20; 60] \%$ (среднее значение - 3,4 %; медиана - 2,1 %) значительно превышало аналогичный показатель в диапазоне $W \in (60; 100] \%$ (среднее значение - 0,7 %; медиана - 0,5 %) (таблица 1).

При наличии лага по стадии обводнения (Случай 1.2) относительное отклонение значений характеристики вытеснения по скважинам от значений характеристики вытеснения по ЭО при обводненности $W \in (20; 100] \%$ достигало 91 % (рисунок 3, б). При этом относительное отклонение в диапазоне обводненности $W \in (20; 60] \%$ (среднее значение - 55,8 %; медиана - 50,8 %) также значительно превышало аналогичный показатель в диапазоне $W \in (60; 100] \%$ (среднее значение - 2,9 %; медиана - 2,7 %) (таблица 1).

Для *гидрофобного коллектора* при отсутствии лага по стадии обводнения (Случай 2.1) относительное отклонение значений характеристики вытеснения по скважинам от значений характеристики вытеснения по ЭО при обводненности $W \in (20; 100] \%$ не превышало 15 % (рисунок 4, а). При этом относительное отклонение в диапазоне обводненности $W \in (20; 60] \%$ (среднее значение - 3,9 %; медиана - 2,9 %) значительно превышало аналогичный показатель в диапазоне $W \in (60; 100] \%$ (среднее значение - 0,4 %; медиана - 0,3 %) (таблица 1).

При наличии лага по стадии обводнения (Случай 2.2) относительное отклонение значений характеристики вытеснения по ЭО от значений характеристики вытеснения по скважинам при обводненности $W \in (20; 100] \%$ достигало 43 % (рисунок 4, б). При этом относительное отклонение в диапазоне обводненности $W \in (20; 60] \%$ (среднее значение - 24,6 %; медиана - 25,0 %) также значительно превышало аналогичный показатель в диапазоне $W \in (60; 100] \%$ (среднее значение - 8,3 %; медиана - 5,7 %) (таблица 1).

По результатам первой серии вычислительных экспериментов для случая ЭО с единой геолого-гидродинамической обстановкой можно сделать выводы о минимальных относительных отклонениях значений характери-

стики вытеснения по ЭО при отсутствии лага по стадии обводнения скважин и о существенном увеличении значений данного параметра при увеличении лага для обоих типов коллектора.

а)

б)

Рисунок 1. Характеристики вытеснения для случая единого гидрофильного коллектора: при отсутствии лага по стадии обводнения (а); при наличии лага по стадии обводнения (б)

а)

б)

Рисунок 2. Характеристики вытеснения для случая единого гидрофобного коллектора: при отсутствии лага по стадии обводнения (а); при наличии лага по стадии обводнения (б)

Рисунок 3. Гистограммы относительных отклонений ХВ для Случая 1.1 (а) и для Случая 1.2 (б)

Рисунок 4. Гистограммы относительных отклонений ХВ для Случая 2.1 (а) и для Случая 2.2 (б)

Таблица 1. Характеристики относительных отклонений для Случаев 1.1, 1.2 и 2.1, 2.2

Обводненность, %	Случай 1.1		Случай 1.2		Случай 2.1		Случай 2.2	
	Среднее значение, %	Медиана, %	Среднее значение, %	Медиана, %	Среднее значение, %	Медиана, %	Среднее значение, %	Медиана, %
(20; 100]	2,4	1,0	19,9	3,6	2,0	0,7	13,1	9,8
(20; 60]	3,4	2,1	55,8	50,8	3,9	2,9	24,6	25,0
(60; 100]	0,7	0,5	2,9	2,7	0,4	0,3	8,3	5,7

Так, для гидрофильного коллектора среднее значение относительного отклонения при обводненности $W \in (20; 100]$ % увеличивается с 2,4 % до 19,9 %. Аналогичные показатели для гидрофобного коллектора составляют 2,0 % и 13,1 % соответственно. Как видно из приведенных значений, в случае гидрофобного коллектора значения относительного отклонения в целом меньше, чем в случае гидрофильного.

Объект разработки с двумя геолого-гидродинамическими обстановками

Для случая эксплуатационного объекта, находящегося в двух разных геолого-гидродинамических обстановках, была проведена вторая серия вычислительных экспериментов с изменяющимся лагом по стадии обводнения для коллекторов с близкой смачиваемостью (рисунок 5) и коллекторов со

значительно различающейся смачиваемостью (рисунок 6).

При отсутствии лага по стадии обводнения (Случай 3.1) относительное отклонение значений характеристики вытеснения по скважинам от значений характеристики вытеснения по ЭО для коллекторов с близкой смачиваемостью при обводненности $W \in (20; 100]$ % достигало 93 %. При этом относительное отклонение в диапазоне обводненности $W \in (20; 60]$ % (среднее значение - 37,0 %; медиана - 37,1 % для I подмножества скважин; среднее значение - 67,8 %; медиана - 65,3 % для II подмножества скважин) значительно превышало аналогичный показатель в диапазоне $W \in (60; 100]$ % (среднее значение - 17,9 %; медиана - 17,3 % для I подмножества скважин; среднее значение - 10,5 %; медиана - 10,0 % для II подмножества скважин) (таблица 2).

а)

б)

Рисунок 5. Характеристики вытеснения для случая коллекторов с близкой смачиваемостью: при отсутствии лага по стадии обводнения (а); при наличии лага по стадии обводнения (б)

При наличии лага по стадии обводнения (Случай 3.2) относительное отклонение значений характеристики вытеснения по ЭО от значений характеристики вытеснения по скважинам при обводненности $W \in (20; 100] \%$ достигало 91 %. При этом относительное отклонение в диапазоне обводненности $W \in (20; 60] \%$ (среднее значение - 35,1 %; медиана - 35,0 % для I подмно-

жества скважин; среднее значение - 68,5 %; медиана - 71,4 % для II подмножества скважин) также значительно превышало аналогичный показатель в диапазоне $W \in (60; 100] \%$ (среднее значение - 17,8 %; медиана - 16,1 % для I подмножества скважин; среднее значение - 12,2 %; медиана - 7,2 % для II подмножества скважин) (таблица 2).

Рисунок 6. Характеристики вытеснения для случая коллекторов со значительно различающейся смачиваемостью при отсутствии лага по стадии обводнения (а) и при наличии лага по стадии обводнения (б)

Для коллекторов со значительно различающейся смачиваемостью, при отсутствии лага по стадии обводнения (Случай 4.1) относительное отклонение значений характеристики вытеснения по скважинам от значений характеристики вытеснения по ЭО при обводненности $W \in (20; 100] \%$ достигало 228 %.

При этом относительное отклонение в диапазоне обводненности $W \in (20; 60] \%$

(среднее значение - 88,9 %; медиана - 89,1 % для I подмножества скважин; среднее значение - 153,7 %; медиана - 174,6 % для II подмножества скважин) значительно превышало аналогичный показатель в диапазоне $W \in (60; 100] \%$ (среднее значение - 37,1 %; медиана - 33,8 % для I подмножества скважин; среднее значение - 14,0 %; медиана - 9,5 % для II подмножества скважин) (таблица 2).

Таблица 2. Характеристики относительных отклонений для Случаев 3.1, 3.2 и 4.1, 4.2

Обводненность, %	Случай 3.1		Случай 3.2		Случай 4.1		Случай 4.2	
	Среднее значение, %	Медиана, %	Среднее значение, %	Медиана, %	Среднее значение, %	Медиана, %	Среднее значение, %	Медиана, %
I подмножество скважин								
(20; 100]	22,8	27,7	23,3	28,6	41,5	38,3	41,5	38,2
(20; 60]	37,0	37,1	35,1	35,0	88,9	89,1	88,6	89,1
(60; 100]	17,9	17,3	17,8	16,1	37,1	33,8	35,9	32,3
II подмножество скважин								
(20; 100]	56,4	66,3	53,9	65,4	105,3	120,0	104,4	104,1
(20; 60]	67,8	65,3	68,5	71,4	153,7	174,6	146,9	142,9
(60; 100]	10,5	10,0	12,2	7,2	14,0	9,5	16,1	12,2

При наличии лага по стадии обводнения (Случай 4.2) относительное отклонение значений характеристики вытеснения по скважинам от значений характеристики вытеснения по ЭО при обводненности $W \in (20; 100]$ % достигало 237 %. При этом относительное отклонение в диапазоне обводненности $W \in (20; 60]$ % (среднее значение - 88,6 %; медиана - 89,1 % для I подмножества скважин; среднее значение - 146,9 %; медиана - 142,9 % для II подмножества скважин) также значительно превышало аналогичный показатель в диапазоне $W \in (60; 100]$ % (среднее значение - 35,9 %; медиана - 32,3 % для I подмножества скважин; среднее значение - 16,1 %; медиана - 12,2 % для II подмножества скважин) (таблица 2).

Выводы о минимальном относительном отклонении значений характеристики вытеснения по скважинам от значений характеристики вытеснения по ЭО при отсутствии лага по стадии обводнения скважин и о существенном увеличении данного параметра при увеличении лага, сделанные по завершению первой серии вычислительных экспериментов, не применимы к результатам второй серии вычислительных экспериментов для случая эксплуатационного объекта с двумя разными геолого-гидродинамическими обстановками. Для коллектора с близкой смачиваемостью среднее значение при обводненности $W \in (20; 100]$ % является значительным, но с увеличением лага по стадии обвод-

нения скважин изменяется незначительно (с 22,8 % до 23,3 % для скважин I подмножества и с 56,4 % до 53,9 % для скважин II подмножества). Аналогичные показатели коллектора с различающейся смачиваемостью составляют 41,5 % и 41,5 % для скважин I подмножества и 105,3 % до 104,4 % для скважин II подмножества соответственно.

Выводы

В ходе настоящей работы на основании вычислительных экспериментов был проведен анализ отклонений значений характеристик вытеснения по скважинам от значений характеристик вытеснения по ЭО при различных значениях лага по стадии обводнения скважин в различных геолого-гидродинамических обстановках.

Так, для случая эксплуатационного объекта с единой геолого-гидродинамической обстановкой для гидрофильного коллектора среднее значение относительного отклонения при обводненности $W \in (20; 100]$ % увеличивается с 2,4 % до 19,9 % при увеличении лага по стадии обводнения скважин. Аналогичные показатели для гидрофобного коллектора составляют 2,0 % и 13,1 % соответственно.

Для случая эксплуатационного объекта, находящегося в разных геолого-гидродинамических обстановках, для коллектора с близкой смачиваемостью среднее значение относительного отклонения при обводненности $W \in (20; 100]$ % является значительным, но изменяется незначительно (с 22,8 % до 23,3 % для скважин I подмножества

и с 56,4 % до 53,9 % для скважин II подмножества) при увеличении лага по стадии обводнения скважин. Аналогичные показатели коллектора с различающейся смачиваемостью составляют 41,5 % и 41,5 % для скважин I подмножества и 105,3 % до 104,4 % для скважин II подмножества соответственно.

Как видно из приведенных значений, характеристики вытеснения по скважинам могут существенно отличаться от характеристик вытеснения по ЭО. При наличии лага по стадии обводнения скважин для ЭО с единой геолого-гидродинамической обстановкой данные отличия являются значимыми. Еще

большие расхождения наблюдаются для объектов разработки с разными геолого-гидродинамическими обстановками вне зависимости от лага по стадии обводнения скважин. Выявленные отличия могут вносить значительные ошибки в вычисленные значения технологических показателей разработки по ЭО при проведении расчетов по эксплуатирующим скважинам.

Дальнейшие исследования будут продолжены в направлении анализа влияния выявленных отклонений на прогнозные значения технологических показателей эксплуатационных объектов месторождений УВС.

Список литературы

1. Максимов М.И. Метод подсчета извлекаемых запасов нефти в конечной стадии эксплуатации нефтяных пластов в условиях вытеснения нефти водой // Геология нефти и газа. 1959. № 3. С. 42-47.
2. Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей // Нефть и газ. 1972. № 10. С. 41-45.
3. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. М.: Недра, 1973. С. 39-47.
4. Пирвердян А.М. и др. К вопросу о прогнозе добычи нефти и попутной воды при разработке слоисто-неоднородных коллекторов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1970. № 11. С. 19-22.
5. Камбаров Г.С., Алмамедов Д.Г., Махмудова Т.Ю. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1974. № 3. С. 22-24.
6. Харисов М.Н. и др. Алгоритм расчета базовой добычи нефти на основе характеристик вытеснения // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: тр. XV науч.-практ. конф. (Анапа, 22-24 сентября 2015 г.). М.: Нефтяное хозяйство, 2015. С. 31.
7. Юнусова Э.А. Информационно-аналитическая система прогнозирования технологических показателей разработки месторождений углеводородного сырья // Сб. тез. докл. VII науч.-техн. конф. молодых специалистов ООО «БашНИПинефть» (Уфа, 15-17 февраля 2017 г.). Уфа: БашНИПинефть, 2017. С. 68-69.

References

1. Maksimov M.I. Metod podscheta izvlekaemykh zapasov nefti v konechnoi stadii ekspluatatsii neftnykh plastov v usloviyakh vytesneniya nefti vodoi [A Method for Recoverable Oil Reserves Calculating at the Final Stage of Oil Reservoir Exploitation under Conditions of Oil Displacement by Water]. *Geologiya nefti i gaza - Geology of oil and gas*, 1959, No. 3, pp. 42-47. (in Russ.).
2. Nazarov S.N., Sipachev N.V. Metodika prognozirovaniya tekhnologicheskikh pokazatelei na pozdnei stadii razrabotki neftnykh zalezhei [Technique of Technological Indicators Forecasting at Late Stage of Oil Deposits Development]. *Neft' i gaz - Oil and Gas*, 1972, No. 10, pp. 41-45. (in Russ.).
3. Sazonov B.F. *Sovershenstvovanie tekhnologii razrabotki neftnykh mestorozhdenii pri vodonapornom rezhime* [Improvement of Technology of Oil Deposits Development at a Water-Pressure Mode]. Moscow, Nedra Publ., 1973, pp. 39-47. (in Russ.).
4. Pirverdyan A.M. e.a. K voprosu o prognoze dobychi nefti i poputnoi vody pri razrabotke sloisto-neodnorodnykh kollektorov [To the Issue of Oil and Produced Water Production Forecast in the Development of Layered Heterogeneous Reservoirs]. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo - Azerbaijan Oil Industry*, 1970, No. 11, pp. 19-22. (in Russ.).
5. Kambarov G.S., Almamedov D.G., Makhmudova T.Yu. K opredeleniyu nachal'nogo izvlekaemogo zapasa neftyanogo mestorozhdeniya [To the issue of Determination of Oilfield Initial Recoverable Reserves]. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo - Azerbaijan Oil Industry*, 1974, No. 3, pp. 22-24. (in Russ.).
6. Kharisov M.N. e.a. Algoritm rascheta bazovoi dobychi nefti na osnove kharakteristik vytesneniya [The Algorithm for Calculating the Baseline Oil Production Based on Displacement Characteristics]. *Trudy XV nauchno-prakticheskoy konferentsii «Geologiya i razrabotka mestorozhdenii s trudnoizvlekaemyimi zapasami» (Anapa, 22-24*

sentyabrya 2015 g.) [Scientific Works of XV Scientific-Practical Conference «Geology and Development of Deposits with Hard-To-Recover Reserves» (Anapa, September 22-24, 2015)]. Moscow, Neftyanoe khozyaistvo, 2015, pp. 31. (in Russ.).

7. Yunusova E. A. Informatsionno-analiticheskaya sistema prognozirovaniya tekhnologicheskikh pokazatelei razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ya [Information-Analytical System for Hydrocarbon Deposits Development Technological Indicators Forecasting]. *Sbornik tezisev dokladov VII nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh spetsialistov OOO «BashNIPIneft» (Ufa, 15-17 fevralya 2017 g.)*. [Collection of Reports Thesis of VII Scientific-Technical Conference of Young Specialists of OOO «BashNIPIneft» (Ufa, February 15-17, 2017)]. Ufa, BashNIPIneft, 2017, pp. 68-69. (in Russ.).

Авторы

• Харисов Мансур Нагимович, канд. техн. наук, доцент
Уфимский государственный авиационный технический университет
Доцент кафедры «Вычислительная математика и кибернетика»
Российская Федерация, 450008, г. Уфа, ул. К. Маркса, 12
тел. (347) 273-79-67
e-mail: kharisov-usatu@yandex.ru

• Юнусова Элеонора Аликовна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: elenalikovna@gmail.ru

• Харисова Эльвира Айратовна
Уфимский государственный авиационный технический университет
Старший преподаватель кафедры «Вычислительная математика и кибернетика»
Российская Федерация, 450008, г. Уфа, ул. К. Маркса, 12
тел. (347) 273-79-67
e-mail: ekharisova@mail.ru

• Майский Равиль Анварович, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Математика»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: ravanmay@yandex.ru

The Authors

• Kharisov Mansur N., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ufa State Aviation Technical University
Assistant Professor of Computational Mathematics and Cybernetics Department
12, K. Marks str., Ufa, 450008, Russian Federation
tel: (347) 273-79-67
e-mail: kharisov-usatu@yandex.ru

• Yunusova Eleonora A.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Exploration and Exploitation of Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: elenalikovna@gmail.ru

• Kharisova Elvira A.
Ufa State Aviation Technical University
Senior Lecturer of Computational Mathematics and Cybernetics Department
12, K. Marks str., Ufa, 450008, Russian Federation
tel: (347) 273-79-67
e-mail: ekharisova@mail.ru

• Maiski Ravil A., Candidate of Technical Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Mathematics Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: ravanmay@yandex.ru