

**СОЗДАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ
ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ,
НАХОДЯЩИХСЯ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

Воронова Е.В.

*Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском*

В работе обоснована актуальность совершенствования методов подсчета остаточных запасов и предложен способ оценки распределения плотности остаточных запасов на нефтяных месторождениях в условиях поздней стадии их разработки с целью выбора методов увеличения нефтеотдачи для их доизвлечения.

In work the urgency of perfection methods of calculation of residual stocks is proved and the way of an estimation of distribution of density residual stocks on oil deposits in conditions of a late stage of their development with the purpose of elections of methods increase in petrofeedback for them is additional recovery (reextract).

В настоящее время многие месторождения Урало-Поволжья находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется не только снижением доли активных извлекаемых запасов, но и ростом доли трудноизвлекаемых, приуроченных, например, к сложнопостроенным, характеризуемых большой степенью зональной и послойной неоднородности участкам залежей. В этой связи, основной задачей является выявление мест локализации остаточных запасов, с целью их последующего доизвлечения и оценка величины их плотности.

В качестве объекта исследования был выбран наиболее сложный – пашийский горизонт терригенного девона Ромашкинского и Туймазинского месторождений. Он отличается многопластовостью и значительной степенью неоднородности. На завершающей стадии разработки нефть может оставаться в отдельных пачках, поэтому необходимо детально исследовать каждую из них на факт наличия в ней остаточных запасов, поскольку прирост таких запасов в условиях нарастающего роста цен на энергетические ресурсы будет востребован и

менее затратен по сравнению, например, с открытием и обустройством нового месторождения.

Как следует из литературных источников [1, 2] существует довольно много методов оценки величины начальных запасов, но не так много методик, позволяющих количественно оценить остаточные запасы. Для месторождений пластово-сводового типа, разрабатываемых на упруговодонапорном режиме лучше всего подходит объемный метод подсчета запасов [1].

Все известные методы оценки остаточных запасов, основанные, например, на характеристиках вытеснения позволяют определить в общем количество извлеченных запасов, но не позволяют определить места скопления этих запасов в пределах площади, что является очень важным условием для их последующего доизвлечения. Современные методы оценки остаточных запасов позволяют оценить остаточную нефтенасыщенность или остаточную нефтенасыщенную толщину геофизическими методами, однако, необходимо отметить, что многие из них отличаются значительной погрешностью измерений, либо дороговизной, что ограничивает их применение в широких масштабах. В этом случае необходимо использовать общепринятые геофизические данные стандартных методов и использовать приемы, позволяющие по косвенным признакам определить величину остаточных запасов.

Кроме того, необходимо оценить воздействие различных промысловых и геологических факторов, которые могут оказывать влияние на формирование, распределение и выработку остаточных запасов, в том числе и трудноизвлекаемых.

Поскольку на выработку запасов может оказывать влияние геологическая неоднородность и динамические факторы, то на **первом этапе** необходимо оценить степень связи между различными геолого-физическими, промысловыми параметрами, величиной плотности остаточных запасов и КИН. Эта процедура выполняется с помощью приемов математической статистики и многофакторного корреляционного анализа с помощью разработанной автором статьи в соавторстве с А.И. Зайдуллиным программы «Интерпретатор [10]. С помощью полученных корреляционных связей доказано влияние коэффициентов расчлененности, глинистости и промывки на величину плотности остаточных запасов. С помощью

статистических приемов обработки было показано, что каждая из 6 продуктивных пачек пласта D_1 отличается индивидуальными характеристиками распределения частоты, что свидетельствует о значительной слоистой неоднородности пласта D_1 .

На втором этапе оценивалось влияние ФЕС и зональной неоднородности на формирование зон остаточной нефтенасыщенности. Эта процедура выполнялась с помощью построения различных карт в программе «Сигма-Прокси» (НПФ Сигма-Прокси, г. Москва). В результате было доказано влияние коэффициентов расчлененности, пористости и проницаемости на формирование зон остаточной нефтенасыщенности. В ходе выполнения первого и второго этапов было выяснено, что в некоторых случаях, для терригенных коллекторов девона в пределах каждой продуктивной пачки есть участки пониженной проницаемости. Они приурочены, как правило, к зонам структурных перегибов или флексур. В этих зонах с помощью программы многофакторного корреляционного анализа и изучения зависимости Кпор-Кпр было установлено наличие двойной природы пористости – межзернового и трещинного типов для данного типа коллекторов. В работе [3] отмечается, что не смотря на кажущуюся относительную простоту строения пустотного пространства пластов D_0 и D_1 со временем она может претерпевать значительные изменения. В работе [4] на примере Восточно-Сулеевской площади доказывается необратимое изменение пористости пласта D_1 за время разработки месторождения. Оно может происходить в основном под действием техногенных воздействий в процессе разработки месторождения. Все это свидетельствует о том, что песчаники терригенного девона Ромашкинского месторождения нельзя рассматривать только как относящихся к гранулярным типам коллекторов. В процессе разработки месторождения они могут переходить из гранулярного в кластерный и регенерационно-кластерный тип, для которых применение модели только лишь гранулярного типа коллектора не может объяснять механизмов миграции нефти и создания застойных зон остаточной нефтенасыщенности. В этом случае для терригенных пород следует применять модель блочно-иерархического строения горных пород. В процессе разработки месторождения, снижение пластового давления способствует смыканию флюидопроводящих трещин в зонах микротрещиноватости, приуроченных к

флексурам. В них могут возникнуть зоны необратимого изменения проницаемости [5] и здесь, как правило, будут формироваться участки с высокой остаточной нефтенасыщенностью (пример – рисунок 1).

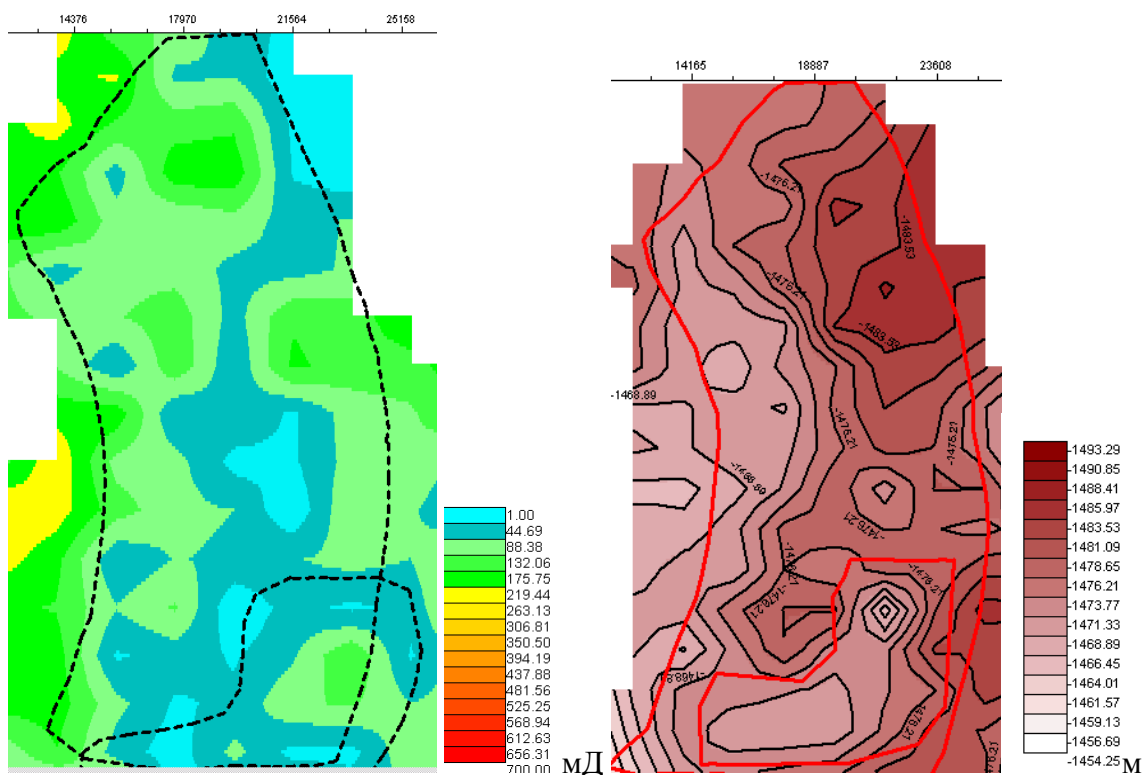


Рисунок 1. Карта необратимых изменений проницаемости (слева) и структурная карта кровли пачки «а» (справа) Холмовской площади Ромашкинского месторождения

В силу того, что коллектор уплотняется, в нем растут избыточные напряжения, а силы капиллярной пропитки препятствуют фильтрации защемленной нефти из матрицы в трещины. Сброс напряжений можно вызвать искусственным путем, например с помощью вибровоздействий на породу. Тем самым знание зон напряженного состояния на основе построения карт, в которых находятся остаточные запасы нефти, может способствовать более обоснованному выбору объекта для данного МУН. В зонах же, где существуют остаточные запасы, на которые в силу некоторых причин нельзя воздействовать виброисточниками, можно рекомендовать применение бурения боковых стволов либо совершенствование системы заводнения с помощью различных ее модификаций, как наиболее широко применяющегося и малозатратного метода.

При этом знание локализации мест остаточных запасов в пределах каждой продуктивной пачки может способствовать повышению текущего КИН за счет рекомендации проведения адресного воздействия на каждую из них.

Поскольку ранее было установлено, что на формирование зон начальной и остаточной нефтенасыщенности, может оказывать влияние геологическая неоднородность [6-9], то **на третьем этапе** нами была поставлена задача количественной оценки величины плотности остаточных запасов с последующим построением карт их зонального распределения. Поскольку, как было выяснено ранее, на выработку и формирование остаточных запасов нефти влияет не один, а множество различных факторов (геологических, промысловых), то необходимо было оценить вклад (влияние) каждого из параметров на величину плотности остаточных запасов. С целью оценки значимости (влияния) различных факторов на величину плотности остаточных запасов сначала был проведен парный корреляционный анализ (см. таблицу 1), т.е. изучалась влияние каждого из факторов на величину остаточных запасов с целью дальнейшего их включения в регрессионное уравнение для прогноза выработки остаточных запасов. При этом определялся коэффициент корреляции Пирсона и коэффициент значимости [11].

При этом в корреляционном анализе учитывались следующие геолого-физические и промысловые факторы:

M_{neft} – нефтенасыщенная толщина, м;

IR_{por} – изменчивость на расчлененность по пористости,

IR_{nef} – изменчивость на расчлененность по нефтенасыщенности

IR_{pron} – изменчивость на расчлененность по проницаемости

K_{gl} – коэффициент массовой глинистости, %

n – количество прослоев в пачке

G_{idro} – гидропроводность

K_{prom} – коэффициент промывки, д.ед.

Q_{nach} – плотность начальных запасов, т/м²

R_{ash} – коэффициент расчлененности, 1/м

VNF – водонефтяной фактор, т/т

$\eta_{ГЛ}$ - коэффициент относительной глинистости, д.ед.

K_{svvod} – коэффициент связанной воды

По величине значимости определялся долевым вклад каждого из параметров в величину плотности остаточных запасов, затем наименее значимые параметры были исключены из дальнейшего рассмотрения. Это было сделано по нескольким причинам. Во-первых, на начальном этапе как правило, у нефтяников отсутствует вся полная информация по всем параметрам для оценки Qост. Во-вторых, для получения более надежного решения уравнения количество параметров не должно превышать 6 - 10. Результаты парной корреляции представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты парной корреляции

Название геолого-физических и промысловых факторов		Коэффициент корреляции с Qост	Степень значимости
1	2	3	4
Нефтенасыщенная мощность	mneft	,772(**)	,000
Изменчивость по пористости на расчлененность	IRpor	,012	,851
Изменчивость по нефтенасыщенности на расчлен-ть	IRneft	,063	,320
Изменчивость по проницаемости на расчлененность	IRpron	,014	,821
Коэффициент глинистости	Kgl	-,368(**)	,00021
Количество прослоев	n	,195(**)	,002
Коэффициент гидропроводности	Gidro	,732(**)	,000
Коэффициент промывки	Kprom	-,161(*)	,011
Плотность начальных запасов	Qnach	,805(**)	,000
Коэффициент расчлененности	Rash	-,447(**)	,000
Водонефтяной фактор	VNF	,079	,557
Коэффициент относительной глинистости	ngl	-,419(**)	,00014
Коэффициент связанной воды	Ksvvod	-,419(**)	,000

** Корреляция значима на уровне 1 % (p=0.01).

* Корреляция значима на уровне 5 % (p=0.05).

Из этой таблицы следует, что наиболее значимыми являются следующие факторы: начальная нефтенасыщенная толщина mneft, массовая глинистость Kgl, количество прослоев в пачке n, гидропроводность Gidro, коэффициент промывки Kprom, начальная плотность запасов Qnach, коэффициент расчлененности Rash, коэффициент относительной глинистости $\eta_{гд}$, коэффициент связанной воды Ksvvod.

Поскольку K_{gl} и $\eta_{гг}$ относительно сходные величины, одной из них можно пренебречь. Учитывая, что степень значимости $\eta_{гг}$ больше, примем для расчетов этот коэффициент. Коэффициент связанной воды зависит в данном случае от относительной глинистости, поэтому им тоже пренебрегаем. Количество пачек n и коэффициент расчлененности R_{sh} - тоже сходные величины, которые отражают неоднородность (многослойность) среды, поэтому для расчетов возьмем коэффициент расчлененности, т.к. степень его значимости выше.

Таким образом, наиболее значимыми параметрами, которые использовались в дальнейшем для получения регрессионных уравнений при расчете плотности остаточных запасов оказались следующие факторы: гидропроводность G_{idro} , коэффициент промывки K_{prom} , нефтенасыщенная мощность m_{neft} , коэффициент относительной глинистости $\eta_{гг}$, коэффициент расчлененности R_{sh} .

На четвертом этапе с учетом всех влияющих параметров для каждой из шести продуктивных пачек и для всего пласта ДІ выводилось регрессионное уравнение в программе SPSS12.

Так, например, для пласта ДІ полученное регрессионное уравнение имеет вид:

$$Q_{ост} = 0,001 * G_{idro} - 0,028 * K_{prom} + 0,046 * m_{neft} - 0,084 * \eta_{гг} - 0,016 * R_{sh} + 0,033$$

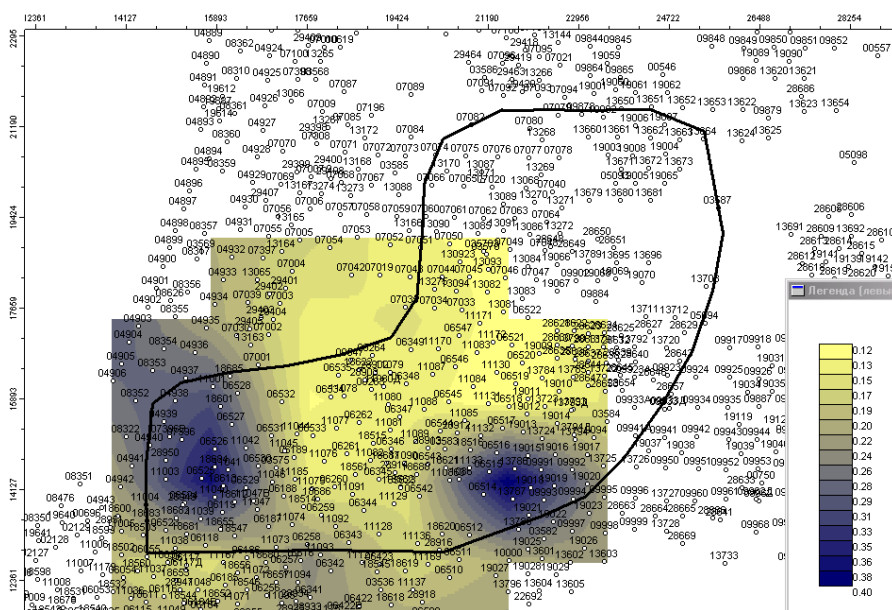
Определялся необходимый коэффициент детерминации R^2 , который показывал точность вычислений и полученных результатов. Для качественной сверки полученных результатов по регрессионным уравнениям была проведена процедура сверки их с фактическими данными (геологические запасы – накопленная добыча нефти), которая показала их хорошую степень сходимости (см. таблицу 2).

Также на качественном уровне были построены карты распределения плотности остаточных запасов по регрессионным уравнениям и по фактическим данным (см. рис. 2, 3). Визуальный анализ этих карт подтверждает сходство полученных результатов.

Таблица 2

**Сравнительная таблица расчетных и фактических значений
плотности остаточных запасов**

Пачка	$\Sigma Q_{\text{ост расч,}} \text{ т/м}^2$	$\Sigma Q_{\text{ост факт,}} \text{ т/м}^2$	Q _{ост расч} среднее, т/м^2	Q _{ост факт} среднее, т/м^2
1	2	3	4	5
4	10,39	10,75	0,179	0,185
7	7,59	6,81	0,194	0,174
9	4,76	4,03	0,198	0,17
11	13,94	11,92	0,244	0,209
13	13,69	11,3	0,240	0,198
23	4,03	4,11	0,287	0,294
Д1	49,11	48,94	0,197	0,196



**Рисунок 2. Карта распределения плотности остаточных запасов,
рассчитанных по уравнению регрессии Q_{ост расч} по 4 пачке «участка слияния»**

Полученные уравнения можно использовать для прогноза выработки запасов терригенного девона уже на начальной стадии разработки нефтяного месторождения при заданных начальных условиях: известной гидропроводности, коэффициенте промывке, нефтенасыщенной толщине, относительной глинистости и расчлененности.

Кроме величины плотности остаточных запасов о степени выработанности пласта свидетельствует величина коэффициента извлечения нефти. Поэтому очень важно уже на начальной стадии разработки месторождения прогнозировать конечную величину КИН. Для этой цели были получены соответствующие уравнения регрессии для каждой пачки и для пласта Д1.

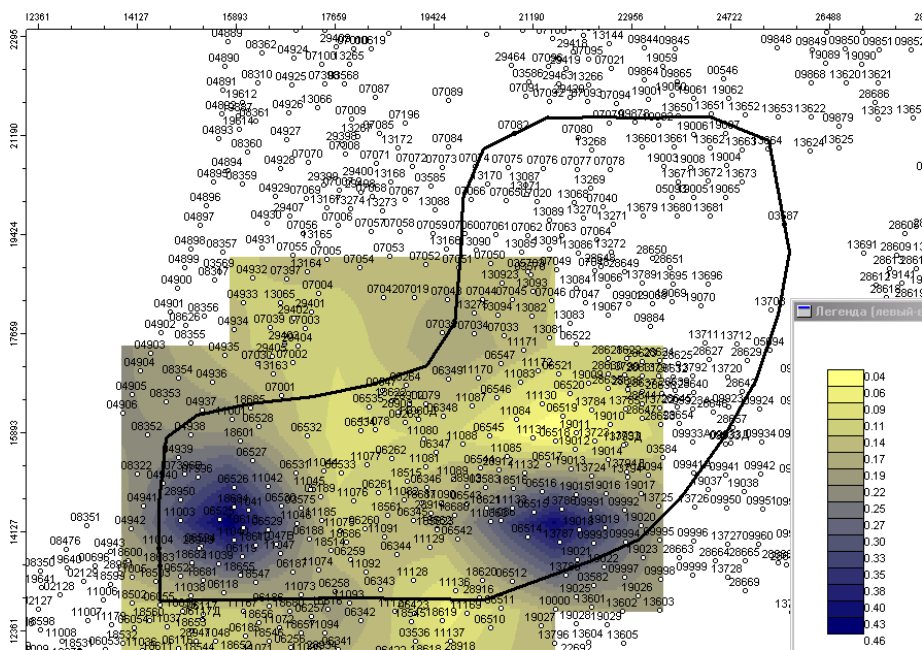


Рисунок 3. Карта распределения плотности остаточных запасов по фактическим данным Qост факт по 4 пачке «участка слияния»

Сравнивая результаты карт на рисунках 2,3 и значения суммы, полученной в таблице 2, можно сделать вывод о хорошей сходимости результатов вычислений и построений, что свидетельствует о том, что уравнение, полученное для расчета величины плотности остаточных запасов для условий пласта Д1 «участка слияния» Восточно-Ленинградской, Холмовской и Карамалинской площадей можно применять для аналогичных условий терригенной толщи девона других месторождений Урало-Поволжья, например Туймазинского (пласт Д1). Однако, для того чтобы получить более точную сходимость результатов фактических и расчетных данных, необходимо уточнять коэффициенты в регрессионном уравнении для конкретных геолого-физических условий на основе имеющихся данных.

Таким образом, согласно теории блочно-иерархического строения горных пород и предложенной нами методики выявления мест локализации остаточных запасов можно устанавливать факторы, способствующие формированию остаточных нефтенасыщенных зон и делать прогноз, в каких зонах будут формироваться активные и трудноизвлекаемые запасы (приуроченные к неоднородным по геологическому строению объектам) и более обоснованно предлагать мероприятия по их извлечению.

По результатам исследований можно сделать следующие выводы:

- 1) Для каждой из шести пачек пласта ДІ и для пласта целиком для терригенных отложений девона «участка слияния» Ромашкинского месторождения на основе учета влияния параметров геологической неоднородности и промысловых (динамических) факторов, были получены регрессионные уравнения, по которым можно рассчитывать текущую плотность остаточных запасов, а также делать их прогноз;
- 2) Регрессионное уравнение, полученное для терригенных отложений пласта ДІ «участка слияния» Ромашкинского месторождения, можно использовать для расчета плотности остаточных запасов для аналогичных отложений других площадей или месторождений Урало-Поволжья, с учетом использования геолого-физических и промысловых факторов, характерных для данных условий.

Литература

1. Жданов М.А., Лисунов В.Р., Гришин Ф.А. Методика и практика подсчета запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1967, 404 с.
2. Золотухин А.Б., Гудместад О.Т., Мищенко И.Т. и др. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике - Ставангер, Москва, Санкт-Петербург, Трондхейм - М: ГУП Издв-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 770 с.
3. Изотов В.Г., Ситдикова Л.М., Сулейманов Э.И. Типизация терригенных коллекторов девона Ромашкинского месторождения по структуре порового

- пространства. – Труды научно-практической конференции, посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения «Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных месторождений Волго-камского региона», Казань «Новое знание», с. 199–205.
4. Ахметов Н.З., Гильманова Р.Х., Сарваретдинов Р.Г., Салихов М.М., Мельников М.Н. Исследование изменяющейся пористости по истории разработки Восточно-Сулеевской площади. – Журнал «Нефтепромысловое дело», №12/2003. – с. 88 – 93.
 5. Муслимов Р.Х. Перспективы обеспечения углеводородными ресурсами, стратегия рационального использования и воспроизводства. – Труды научно-практической конференции VII международной выставки «Нефть, газ – 2000», Казань «Экоцентр», 2000. – с. 4 -31.
 6. Золоева Г.М. Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения по ГИС. – М.: Недра, 1995. – 212 с.: ил. ISBN 5-247-03572-0.
 7. Воронова Е.В. Опыт применения компьютерного моделирования для оценки эффективности разработки многопластовых залежей нефти на поздней стадии эксплуатации. - Сборник статей III Российско-китайского симпозиума «Новые технологии в геологии и геофизике», г. Уфа, 2004. – с.
 8. Дементьев Л.Ф., Акбашев Ф.С., Файнштейн В.М. Изучение свойств неоднородных терригенных нефтеносных пластов. – М.: Недра, 1980. – 213
 9. Азаматов В.И., Свихнушин Н.М. Методы изучения неоднородных коллекторов в связи с оценкой запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1976.
 10. Зайдуллин А.И., Воронова Е.В. Разработка и внедрение программы анализа и аппроксимации многофакторных связей на примере геолого-технических данных. – Межвузовский сборник научных трудов «Проблемы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений». – г. Уфа, 2004. – с. 391 – 396
 11. Берестенева О.Г., Муратова Е.А., Уразаев А.М. Компьютерный анализ данных: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003.– 204с.