

УДК: 622.276.1/4

doi 10.70769/3030-3214.SRT.3.2.2025.13

АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ



**Султонов Нодир
Нормуродович**

Старший преподаватель,
Каршинский государственный
технический университет,
Карши, Узбекистан
E-mail: nodir.sultonov.90@mail.ru
ORCID ID: 0009-0005-1838-7439



**Рахимов Улугбек
Зокирович**

Заместитель директора
дирекции добыча нефти и газа -
заместитель главного инженера
ИП ООО «Sanoat Energetika
Guruhi», Карши, Узбекистан
E-mail: u.rakhimov@saneg.com
ORCID ID: 0009-0007-7671-4690



**Киличов Икром Комил
угли**

Докторант (PhD), Каршинский
государственный технический
университет,
Карши, Узбекистан
E-mail: ikrom.qilichov95@gmail.com
ORCID ID: 0009-0000-7213-8285



**Омонов Сохибназар
Панжиевич**

Докторант (PhD), Каршинский
государственный технический
университет,
Карши, Узбекистан
E-mail: soxibomon@gmail.com
ORCID ID: 0009-0007-4312-8548

Аннотация. Приведена последовательность экспериментальных работ по определению коэффициента вытеснения нефти водой показано что в моделях коэффициента вытеснения нефти водой полученных по результатам экспериментальных исследований используются различные факторы характеризующие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, структуры пористей среды, физико-химические свойства пластовых флюидов. Установлено, что модели расчета коэффициента вытеснения нефти водой с высокими коэффициентами корреляции могут быть описаны зависимостями различного вида: линейно; квадратичной; кубической; степенной; логарифмической экспоненциальной.

Ключевые слова: модель, коэффициент, вытеснение, вязкость, проницаемость, зависимость, корреляция, тип, порода, эксперимент.

NEFTNI SUV BILAN SIQIB CHIQRISH KOEFFITSIYENTI MODELLARI TAHLILI

**Sultonov Nodir
Normurodovich**

Qarshi davlat texnika universiteti
katta o'qituvchisi,
Qarshi, O'zbekiston

**Raximov Ulugbek
Zokirovich**

"Sanoat Energetika Guruhi" MCHJ
QK neft va gaz qazib chiqarish
direksiyasi direktori o'rinbosari,
Qarshi, O'zbekiston

**Qilichov Ikrom Komil
o'g'li**

Qarshi davlat texnika universiteti
doktoranti (PhD),
Qarshi, O'zbekiston

**Omonov Sohibnazar
Panjiyevich**

Qarshi davlat texnika universiteti
doktoranti (PhD),
Qarshi, O'zbekiston

Annotatsiya. Neftni suv bilan siqib chiqarish ko'effitsiyentini aniqlash bo'yicha eksperimental ishlar ketma-ketligi keltirilgan bo'lib, eksperimental tadqiqotlar natijalari asosida olingan neftni suv bilan siqib chiqarish ko'effitsiyenti modellarida kollektorlarning filtratsiya-sig'im xususiyatlarini, muhit g'ovaklarining tuzilishini, qatlam suyuqliklarining fizik-kimyoviy xususiyatlarini tavsiflovchi turli omillardan foydalanilganligi ko'rsatilgan. Yuqori korrelyatsiya ko'effitsiyentlariga ega bo'lgan neftni suv bilan siqib chiqarish ko'effitsiyentini hisoblash modellari turli ko'rinishdagi bog'liqliklar bilan tavsiflanishi mumkinligi aniqlandi: chiziqli; kvadratik; kubik; darajali; logarifmik eksponensial.

Kalit so'zlar: model, ko'effitsiyent, siqib chiqarish, qovushqoqlik, o'tkazuvchanlik, bog'liqlik, korrelyatsiya, tur, jins, tajriba.

ANALYSIS OF OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY FACTOR MODELS

**Sultonov Nodir
Normurodovich**

Senior Lecturer of Karshi State
Technical University,
Karshi, Uzbekistan

**Rakhimov Ulugbek
Zokirovich**

Deputy Director of the Directorate
for Oil and Gas Production of JV
LLC "Sanoat Energetika Guruhi",
Karshi, Uzbekistan

**Qilichov Ikrom Komil
ugli**

Doctoral student (PhD) of Karshi
State Technical University,
Karshi, Uzbekistan

**Omonov Sokhibnazar
Panjievich**

Doctoral student (PhD) of Karshi
State Technical University,
Karshi, Uzbekistan

Abstract. The sequence of experimental work on determining the oil displacement coefficient by water is presented; it is shown that in the models of the oil displacement coefficient by water obtained as a result of experimental studies, various factors characterizing the filtration-capacity properties of reservoirs, the pore structure of the medium, and the physicochemical properties of reservoir fluids are used. It has been established that models for calculating the oil displacement coefficient by water with high correlation coefficients can be described by various types of dependencies: linear; quadratic; cubic; exponential; logarithmic exponential.

Keywords: model, coefficient, displacement, viscosity, permeability, dependence, correlation, type, species, experiment.

Введение. Для увеличения степени извлечения геологических запасов нефти месторождений реализуются различные методы, отличающиеся потенциальными возможностями и сложностью осуществления. Так как большое количество месторождений разрабатываются с применением заводнения широкое применение находят физико-химические методы, направленные на повышение коэффициента вытеснения нефти водой (КВНВ). В связи с этим, исследование влияния типа пород на коэффициент вытеснения и извлечение нефти имеет важное значение для повышения эффективности разработки месторождений и нефтяной отрасли.

К настоящему времени проведено большое количество теоретических и экспериментальных исследований по установлению степени влияния факторов на КВНВ и по результатам экспериментальных работ созданы модели его определения в зависимости от различных свойств пород и пластовых флюидов. В связи с этим особое внимание уделяется изучению факторов, влияющих на КВНВ и созданию научно обоснованных моделей его определения, в различных геолого-физических условиях залежей нефти.

Материалы и методы. Коэффициент вытеснения нефти водой является одним из двух показателей, характеризующих эффективность разработки нефтяных залежей с применением

различных систем заводнения. Так как коэффициент извлечения нефти при режимах вытеснения нефти водой определяется по формуле [9; с. 191-209, 11; с. 33-37, 6; с. 45, 12; с. 33]:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} * K_{\text{охв}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения; $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата.

Под коэффициентом вытеснения понимается отношение количества нефти, вытесненного при промывке коллектора водой к начальному количеству нефти в этом коллекторе. Коэффициент вытеснения определяют лабораторных условиях, которые проводятся в следующей последовательности [15; с.42]:

- создается модель пласта из кернов продуктивного пласта. Обычно модель пласта комплектуется из цилиндрических образцов, при этом порядок компоновки составной модели принимается таким, что по направлению вытеснения каждый последующий образец имеет меньшую проницаемость;

- в каждом образце создается остаточная водонасыщенность методом капиллярметрии, после чего производится насыщение модели пласта нефтью;

- перед процессом вытеснения модель выдерживается при термобарических условиях, близких к пластовым;

- проводится непрерывное нагнетание вытесняющей воды при скоростях, близких к

реальными до полного обводнения выходящей жидкости. Обычно объем нагнетаемой воды составляет 8-10 объемов порового пространства модели пласта;

- рассчитывается коэффициент вытеснения нефти водой как отношение объема вытесненной нефти ($V_{\text{выт}}$) к ее начальному объему ($V_{\text{нач}}$):

$$K_{\text{выт}} = V_{\text{выт}} / V_{\text{нач}}. \quad (2)$$

Экспериментальные исследования коэффициента вытеснения нефти различными агентами проводятся на установках, отвечающих требованиям ОСТ 39 - 195-86 «Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. Общая схема экспериментальной установки приведена на рис.1.

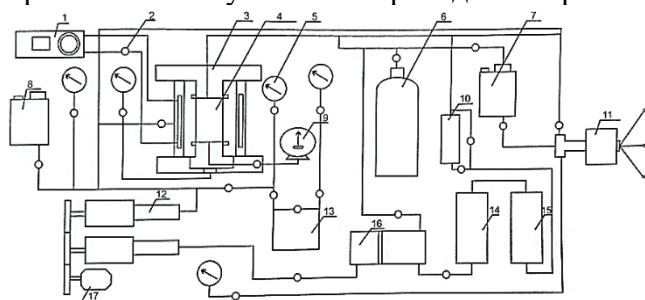


Рис.1. Схема экспериментальной установки по определению коэффициента вытеснения:

1-термостат; 2-манифольд; 3-кернодержатель; 4-керн; 5-манометр образцовый; 6- азотный баллон; 7- бачок для масла; 8 - емкость второго пресса; 9-газосчетчик; 10-термонагреватель; 11-ручной пресс; 12-пресс; 13-дифманометр; 14-контейнер с силикагелем; 15-контейнер с хлористым кальцием; 16-поршневой разделитель; 17- электродвигатель.

Как видно из выше приведенной последовательности экспериментальных работ методы определения коэффициента вытеснения достаточно сложны и трудоемки, вследствие чего экспериментальными исследованиями, преимущественно, охвачены основные продуктивные пласты крупных месторождений, а на мелких имеются лишь единичные анализы. Поэтому при проектировании разработки нефтяных месторождений часто используются математические модели построенные на основе результатов экспериментальных исследований [17; с.93-98]. К настоящему времени предложены математические модели определения коэффициента вытеснения нефти водой для продуктивных пластов различных нефтегазоносных регионов мира

[15; с.42-45, 13; с.39-43, 10; с.43-48, 16; с.229-235, 5; с.97-99, 3; с.54-55, 8; с.43-44, 14; с.19-25, 2; с.16, 1; с.21-22, 4; с.28-29, 7; с.3]. Наиболее широко применяемые математические модели определения коэффициента вытеснения нефти водой сведены в табл.1.

Таблица 1.

Результаты экспериментальных исследований вытеснения нефти водой

№	Авторы	Предложенные зависимости коэффициента вытеснения нефти водой	Тип коллектора	Факторы влияющие вытеснения нефти водой
1	Хижняк Г.П., Поплаухина Т. Б., Галкин С. В., Ефимов А.А.	$K_{\text{выт}} = A \cdot \ln(K/\mu_0) + B$	Терригенный	K/μ_0 - коэффициент подвижности $\mu_0 = \mu_w / \mu_n$ - относительная вязкость
2	Распопов А. В., Хижняк Г.П.	$K_{\text{выт}} = A \cdot \ln(K/\mu_0) + B$	Терригенный	K/μ_0 - коэффициент подвижности
3	Мустафаев М.К., Кайыркян Е.К.	$K_{\text{выт}} = A(B - e^{-CK})$	Терригенный+карбонатный	K - коэффициент проницаемости t - температура рабочего агента
4	Юрков Н.И.	$K_{\text{выт}} = A + B \cdot V_{\text{пор}}$	Терригенный	$V_{\text{пор}}$ - объем прокачанной жидкости
5	Выломов Д.Д., Штин Н.А., Целев В.П.	$K_{\text{выт}} = 0,7679 + 0,0524 \ln(K/\mu_n)$	Терригенный	K - коэффициент проницаемости μ_n - вязкость агента
6	Артюхович В.К.	$K_{\text{выт}} = A \cdot P^3 - B \cdot P^2 + C \cdot P - D$ $K_{\text{выт}} = A \ln P + B$ $K_{\text{выт}} = A \cdot P^B$ $K_{\text{выт}} = A \cdot P + B$ $K_{\text{выт}} = A \cdot e^{BP}$	Терригенный	$P = p_r / (p_n \cdot m)$ - безразмерный параметр, p_r , p_n - плотность газа и нефти в пластовых условиях, m -коэффициент пористости
7	Сургучев М.Л., Колганов В.И., Гавура А.В.	$K_{\text{выт}} = 0,066 \cdot S + 0,720$	Карбонатный	S - степень неоднородности коллектора
		$K_{\text{выт}} = -0,098 \cdot S + 1,019$	Терригенный	$S = 1 / (0,193 \lg K - 0,093)$
		$K_{\text{выт}} = \frac{1}{0,107 \cdot 10^{-3} \cdot S_{\phi} + 1,227}$	Терригенный	S_{ϕ} -удельная поверхность фильтрации
		$K_{\text{выт}} = 0,2649 \cdot K - 0,107 \cdot K^2 - 0,0026 \cdot \mu_n + 0,5286$	Карбонатный	K -проницаемость, μ_n -вязкость нефти в пластовых условиях
		$\lg K_{\text{выт}} = 0,63 \cdot \lg K - 0,137 \cdot \lg \mu_n + 0,00124 \cdot K - 0,0266 \cdot K_n - 0,0301$	Карбонатный	K_n - содержание асфальтенов
		$\lg K_{\text{выт}} = 0,0719 \cdot \lg K - 0,1033 \cdot \lg \mu_n - 0,105$	Терригенный	K_n -проницаемость, μ_n -вязкость нефти в пластовых условиях
		$\lg K_{\text{выт}} = 0,064 \cdot \lg K - 0,1194 \cdot \lg \mu_n + 0,0035 \cdot K - 0,0067 \cdot K_n - 0,130$	Терригенный	K_n -проницаемость, μ_n -вязкость нефти в пластовых условиях, K_n - содержание смоль, асфальтенов
8	Антипин М.А., Назаров А.В., Кузмина О.В.	$K_{\text{выт}} = 0,0011 \cdot K + 0,4657$	Карбонатный	K -проницаемость
9	Агзамов А.А.	$K_{\text{выт}} = 0,48 + 0,86 \cdot K - 0,55 \cdot K^2$	Карбонатный	K -проницаемость
10	Игамбердиева Л.З.	$K_{\text{выт}} = 0,4174 + 0,00118 \cdot \mu_n$	Карбонатный	μ_n -вязкость вытесняющего агента
11	Сургучев М.Л., Колганов В.И., Гавура В.Г., Махневич В.Г.	$K_{\text{выт}} = (0,678 - S_n) / (1 - S_n)$	Карбонатный	S_n -начальная водонасыщенность
12	“СевКазНИПИнефть”	$K_{\text{выт}} = K / (\alpha \cdot K + \beta)$ $\alpha = 0,977(T - 10,7)$ $\beta = 2800 / (T + 10,7)$	Карбонатный	K -проницаемость T -температура пласта

Результаты. В работе [15, с. 42–45] приведены результаты экспериментальных исследований вытеснения нефти пресной и пластовой водой на более чем 200 образцах ядра продуктивных пластов месторождений

Волго-Уральского региона. В результате обработки экспериментальных данных ими предложена следующая формула:

$$K_{\text{выт}} = 0,7679 + 0,0524 \ln(K/\mu_a), \quad (3)$$

где K — коэффициент абсолютной проницаемости; μ_a — вязкость агента.

Мустафаев М.К. и Кайырман Е.К. своими экспериментальными исследованиями показали, что повышение температуры закачиваемой воды способствуют увеличению вытеснения нефти, что отмечается для всех лито типов пород [10; с.47].

В работах [15, с. 42–45; 13, с. 39–43; 10, с. 43–48; 16, с. 48–50] приведены результаты определения коэффициента вытеснения для пород-коллекторов месторождений Пермского края. Авторами этих работ предложены зависимости различного вида для определения коэффициента вытеснения:

$$K_{\text{выт}} = A_1 + A_2 \ln K_{\text{подв}}, \quad (4)$$

$$K_{\text{выт}} = A \ln(K/\mu_0) + B \quad (5)$$

где $K_{\text{подв}} = K/\mu_n$ — коэффициент подвижности, представляющий собой отношение проницаемости коллектора (k) и вязкости нефти в пластовых условиях, μ_0 — относительная вязкость, равная отношению вязкости нефти μ_n к вязкости вытесняющей воды μ_v .

Они на основе статистической обработки данных 214 залежей визейских отложений пришли к выводу, что КИН в значительно большей степени контролируется коэффициентом вытеснения. Зависимость КИН от $K_{\text{выт}}$ представлен в виде:

$$\text{КИН} = A_1 K_{\text{выт}} + A_2. \quad (6)$$

В работе [14; с.43–46] М.Л. Сургучевым приведены результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой для 10 залежей нефти в карбонатных и 15 залежей — в терригенных отложениях Пермского Прикамья. По результатам экспериментов установлены зависимости коэффициента вытеснения от параметров коллектора и нефти (проницаемости - k , вязкости нефти - μ_n , содержания смол - K_c и асфальтенов - K_a):

- для карбонатных коллекторов

$$\lg K_{\text{выт}} = 0,63 \cdot \lg K - 0,137 \cdot \lg \mu_n + 0,00124 \cdot K_c - 0,0266 \cdot K_a - 0,0301; \quad (7)$$

- для терригенных коллекторов

$$\lg K_{\text{выт}} = 0,064 \cdot \lg K - 0,1194 \cdot \lg \mu_n +$$

$$0,0035 \cdot K_c - 0,0067 \cdot K_a - 0,130. \quad (8)$$

(Размерность параметров, входящих в формулы: K — мкм²; μ_n — мПа·с; K_c — %; K_a — %; $K_{\text{выт}}$ — доли единицы). Полученные результаты показывают, что коэффициент вытеснения нефти водой в значительной степени определяется свойствами коллектора и нефти.

В работе [8; с.43–45] приведены результаты вытеснения нефти месторождений Азербайджана, Туркменистана, Чечни и Западной Сибири углеводородным газом с различным содержанием компонентов C_2 – C_6 при давлении 25–40 МПа и температуре 33–100 °С. Однако в экспериментах скорость фильтрации была одинаковой. Экспериментальные данные были обработаны по пяти видам зависимостей. Полиномиальная зависимость рассмотрена от квадратичной до шестой степени:

$$K_{\text{выт}} = 0,508197 \ln P + 0,470726 \quad (9)$$

(коэффициент корреляции 0,763);

$$K_{\text{выт}} = 0,480677 \cdot P^{0,7794} \quad (10)$$

(коэффициент корреляции 0,833);

$$K_{\text{выт}} = 0,39371 \cdot P + 0,064235, \quad (11)$$

(коэффициент корреляции 0,850);

$$K_{\text{выт}} = 0,261202 \cdot e^{0,595345 \cdot P} \quad (12)$$

(коэффициент корреляции 0,902);

$$K_{\text{выт}} = 0,157071 \cdot P^3 - 0,326789 \cdot P^2 + 0,308644 \cdot P + 0,344443, \quad (13)$$

(коэффициент корреляции 0,961).

Основным результатом экспериментальных исследований В.К. Артюховича является то, что коэффициент вытеснения изменяется в зависимости от условий: до величины безразмерного параметра $P = 0,25$ - без смешиваемости фаз; от 0,25- до 2,0 - ограниченная смешиваемость фаз и выше 2,0- смешиваемость фаз [3; с.54–55].

Безразмерный параметр определяется по формуле:

$$P = \rho_r / (\rho_n \cdot m), \quad (14)$$

где ρ_r , ρ_n — плотность соответственно газа и нефти в пластовых условиях;

m — пористость модели пласта.

В работах [14; с.120–121, 8; с.228–246] приведены результаты исследований по оценке потенциальной возможности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Показано, что при использовании в качестве рабочего агента вода+газ КИН увеличится на 5–10%, полимеры — 5–8%, щелочи — 2–8%, мицеллярных растворов —

8-20%, двуокиси углерода 8-15%, пара – 15-35%, воздух+вода (горячей) – 15-30%.

Обобщение результатов экспериментальных исследований по определению вытеснения нефти водой для пород - коллекторов верхнеюрских карбонатных отложений приведены в работах [2; с.16, 1; с.21-22, 4; с.23-29].

Из результатов выше указанных работ можно сделать вывод, что на коэффициент вытеснения нефти водой из известняков верхнеюрских отложений месторождений Бухаро-Хивинского региона основное влияние оказывают проницаемость коллектора, перепад давления и температуры пласта. Авторами для практического применения рекомендована многомерная корреляционная зависимость:

$$K_{\text{выт}} = 18,707 \cdot K - 0,00026 \cdot B - 0,0061 \cdot P_{\text{об}} + 0,0217 \Delta P + 0,0075 t_{\text{пл}} - 0,7071. \quad (15)$$

где K – средняя проницаемость коллектора, B – коэффициент водонасыщенности, $P_{\text{об}}$ – давление гидроотжима, ΔP – перепад давления, $t_{\text{пл}}$ – температура пласта.

Заключение. Анализ рекомендованных моделей определения коэффициента вытеснения нефти водой показывает, что его величины зависят от проницаемости коллектора, структуры пористой среды, физико-химических свойств пластовой нефти. Однако, модель полученная Юркив Н.И. свидетельствует, что величина $K_{\text{выт}}$ также зависит и от технологических факторов. Так как на величину коэффициента промывки продуктивного пласта помимо природных факторов значительное влияние оказывает система разработки, в частности плотность сетки скважин.

Таким образом можно заключить, что в результате экспериментальных исследований установлены эмпирические формулы, описывающие зависимость коэффициента вытеснения от различных геолого-физических параметров пласта, которые рекомендованы авторами при составлении проектов разработки и обосновании КИН.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов А. А. К обоснованию величины коэффициента вытеснения нефти водой для карбонатных коллекторов Западного Узбекистана // Узбекский журнал нефти и газа. - Ташкент, 2010. – №2. – С.21-22.
2. Агзамов А.А. Научное обоснование выбора рационального комплекса интенсификации притока жидкости из различных типов карбонатных коллекторов // Автореферат на соиск. ученой степени канд. техн. наук. - Ташкент: ОАО «ИГ и РН и ГМ», 2012. – 24 с.
3. Артюхович В.К. Расчет коэффициента вытеснения нефти из пористой среды углеводородным газом под высоким давлением // Нефтяное хозяйство. – Москва: 2004 – С.54-55.
4. Бобомуродов У.З. Совершенствование методов установления зон сосредоточения остаточных запасов нефти, в поздней стадии разработки месторождений // Автореферат дис. докт. философии (PhD) по техн. наукам. - Ташкент : АО “O'ZLITINEFTGAZ”, 2022. – 40с.
5. Выломов Д.Д., Штин Н. А., Цепелев В.П. Оптимизация системы поддержания пластового давления путем закачки пластовой воды вместо пресной // Нефтяное хозяйство. – Москва: 2020. – №7. – С.97 - 99.
6. Закиров С.Н., Муртазалиев А. Ш. К определению коэффициентов вытеснения для терригенных и карбонатных коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва: 2009. – №9. – С.45-48.
7. Игамбердиева Л.З. Повышение эффективности добычи тяжелых и высоковязких нефтей / дис. докт. философии (PhD) по техн. наукам. - Ташкент: АО “O'ZLITINEFTGAZ”, 2022. – 41с.
8. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев, В.Н. Колганов, А. В. Гавура и др. - Москва: Недра, 1987. – 230 с.

9. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. РД. 39-0147035-218-86.- Москва: Миннефтепром, 1986. – 254с.
10. Мустафаев М.К., Кайырман Е.К. Влияние температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. – Москва: 2017. – №12. – С.43-48.
11. Лысенко В.Д., Грейфер В. И. Рациональная разработка нефтяных месторождений – Москва: ООО" Недр – Бизнесцентр", 2005. – 607 с.
12. Прогнозирование применения методов воздействия на пластах Лас-Ёганского месторождения / В.Е. Андреев, А.П. Чижов, А.В. Чибисов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, - Москва: 2020. – №5. – С.31-34.
13. Распопов А.В., Хижняк Г.П. Обоснования коэффициента вытеснения нефти водой с привлечением результатов исследований объектов-аналогов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва: 2009. – № 6. – С.39-43.
14. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – Москва: Недр, 1985. – 308 с.
15. Хижняк Г.П., Поплаухина Т.Б., Галкин С. В., Эфимов А. А. Опыт применения методики оценки коэффициента нефтевытеснения при проектировании разработки нефтяных месторождений Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – Москва: 2009. – № 8. – С.42-45.
16. Юркив Н.И. Физико - химические основы нефтеизвлечения. - Москва: «ВНИИНОЭНГ» , 2005. – 366 с.
17. Колесникова С.И. Методы анализа информативности разнотипных признаков // Вестник Томского государственного университета. – Томск, 2009. – №1 (6). – С.69-80.