

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

3-1991

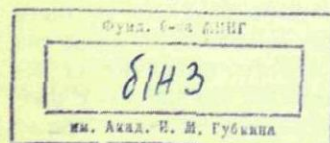
НАШ РЕКЛАМНЫЙ ОПЫТ —
К ВАШИМ УСЛУГАМ!



Содержание

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Л. Д. ЧУРИЛОВ
(главный редактор),
Л. Г. АРИСТАКЕСЯН,
А. И. БУЛАТОВ,
Э. Х. ВЕКЛОВ,
Г. Н. ГОГОНЕНКОВ,
А. А. ДЖАВАДЯН,
М. М. ИВАНОВА,
В. Н. КОЛОМАЦКИЙ,
Н. Н. ЛИСОВСКИЙ,
М. Б. НАЗРЕТОВ,
В. М. НИКИФОРОВ,
Ю. С. РОПЯНОЙ,
М. Л. СУРГУЧЕВ,
А. С. ТИЩЕНКО,
С. М. ТОПЛОВ,
В. Ю. ФИЛАНОВСКИЙ —
ЗЕНКОВ,
Г. П. ФОМИН,
В. Д. ЧЕРНЯЕВ,
А. Ф. ШАРАЙ,
Г. П. ШУЛЬГА
(зам. главного редактора),
В. Н. ЩЕЛКАЧЕВ



МОСКВА "НЕДРА"

Сургучев М. Л. Нефть: цены, налоги и прибыль	2
НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ	
«Синефир»	4
БУРЕНИЕ СКВАЖИН	
Безумов В. В., Оганов А. С., Гаджиев Н. Р. Влияние отклоняющей силы на энергетические параметры отклоняющей КНБК при забури- вании вторых стволов забойными двигателями	7
Нежелский А. А., Рябконов С. А., Пенсков А. И., Усков В. П., Яковлев С. В., Сергеев И. И. Причины повреждения обсадных колонн	8
Буслаев В. Ф., Здоров В. С., Минко А. Г., Соловьев В. В., Баранов С. Ю. Конструкции скважин для добычи аномальных нефтей с применением тепловых методов	11
Мельцер М. С., Батурин В. И., Герасимов В. П., Глушкова Л. И. Методы теплового воздействия на температуру цементного раствора в затрубном простран- стве скважин	13
ДОБЫЧА НЕФТИ	
Литвиненко В. И., Ланина Т. Д., Овчинников А. И., Лошакова Э. И., Павленко Г. К., Варфоломеев Б. Г., Пибалк В. Л. Извлечение микрокомпонентов из попутно добываемых вод нефтяных месторождений (на примере южной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции)	15
Аширов К. Б. О проблеме нефтеизвлечения	17
Зайнуллин Н. Г., Мазитов К. Г., Якимов А. С., Хисамов Р. С., Халтурин В. Г., Салихов И. М. Совершенствование импульсного воздействия на пласт	19
Золотухин А. Б., Еремин Н. А., Назарова Л. Н., Пономаренко Е. М. Теория нечетких множеств в выборе методов воздействия на нефтяные пласты	21
Пияков Г. Н., Яковлев А. П., Бутурин О. И., Степанова Г. С. Извлечение нефти из низкопроницаемых коллекторов с помощью газовых методов	26
Насиров Р. Н., Кынов Л. К., Ескалиев У. Е., Куспангалиев Т. К. Определение содержания ванадия методом электронного парамагнитного резонанса	27
Берченко В. И., Васильев В. А., Голод Г. С., Шершнева Е. В. Определение относительной скорости газа в газлифтных скважинах	30
Канзафаров Ф. Я., Васильев А. С., Ганиева Л. М. Предотвращение асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах ингибитором на осно- ве ТПС	31
РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕФТЯНОГО ГАЗА	
Морева Н. П., Оленина З. К., Ясьян Ю. П., Аджиев А. Ю. Экологически чистый процесс очистки нефтяного газа	32
ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ	
Бадретдинов З. Ш., Батталов А. З. Определение потерь нефти при списании магистральных нефтепроводов	34
Скрипников Ю. В. Отечественные присадки к нефтям в трубопроводном транспорте	35
ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	
Криссунов Е. А., Полонский Ю. М. Влияет ли сейсморазведка на запасы и промысел рыб	37
ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ	
Кушнарченко Н. А., Рябченко В. И., Горбачев Н. А., Добик А. А., Можаров В. В., Долгих А. Е. Многоступенчатая система очистки буровых растворов	39
Ильницкий В. А. Особенности применения облегченных вермикулитоцементных растворов для крепления скважин Уренгойского месторождения	41
Кудряшов Н. Н., Игнатьев И. А., Волкова Л. И., Калачев И. Ф. Футерование бывших в эксплуатации НКТ полиэтиленовыми трубами	42
ДЕПОНИРОВАННЫЕ СТАТЬИ	
Допилко Л. И. Особенности определения потерь давления в скважине при промывке инверсионным буро- вым раствором	44
Маркин А. И., Завьялов В. В., Пляс Л. В., Сивоконов И. С. Повышение эффективности ингибиторов коррозии	44
Паховичкин С. В., Черныш И. Г., Маляренко В. В., Приходько Г. П. Влияние графита на реологические свойства, глинистой корки	44
Степанова Г. С., Скрипка В. Г., Губкина Г. В., Жустарев В. В. Экспериментальное исследование процесса вытеснения азотом пластовой нефти месторожде- ния Тенгиз	44
ИНФОРМАЦИЯ	
Поздравляем юбиляра	45
НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ЗА РУБЕЖОМ	
Лычев В. С. Новые методы увеличения нефтеотдачи в разработке карбонатных коллекторов	46
Реклама	24, 25

но изменяется технология разработки нефтяного месторождения. При традиционных способах нефть вытесняется по направлению от нагнетательной скважины к добывающей, т. е. происходит в основном двумерная фильтрация жидкости, при которой вертикальная составляющая потока незначительна. При УИС большое значение для выработки пласта имеет вертикальная фильтрация. В данном случае обводненный высокопроницаемый прослой пласта выполняет функции галереи стока, низкопроницаемый — галереи источника. При вертикальной фильтрации расстояние между галереями значительно сокращается и составляет менее общей толщины пласта. В данном случае даже сравнительно небольшие перепады давления (2—3 МПа) между прослоями различной проницаемости (при общей толщине пласта в 5 м) создают высокие градиенты давления (0,4—0,6 МПа/м), которые обеспечивают надежную выработку слабопроницаемых зон пласта. При традиционных способах разработки, когда расстояния между забоями добывающих и нагнетательных скважин составляют примерно 400 м (залежь 9 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения) даже большие перепады давления (16 МПа) между указанными зонами не позволяют выработать слабопроницаемые зоны пласта, так как градиенты давления не превышают 0,04 МПа/м.

Поскольку по предлагаемому способу нефть вытесняется по вертикали от низкопроницаемого прослоя пласта к высокопроницаемому, расстояние между которыми соизмеримо с общей толщиной продуктивного пласта, охват выработкой является максимальным, обеспечивая высокий коэффициент нефтеизвлечения. Согласно работам [2, 4], он на 6—10 % выше, чем полученный при использовании традиционного способа.

УИС опробовали на двух опытных участках Ромашкинского месторождения, представленных бобриковскими отложениями нижнего карбона. Первый участок был выбран на залежи 31. В эксперименте участвовали добывающие скв. 15028, 15029, 16666 и нагнетательная скв. 16667. Геолого-физические характеристики коллектора и насыщающих его жидкостей представлены в табл. 1.

Участок разбурен по сетке скважин 400×400 м и находится на III стадии разработки. Эксперимент проводили в течение 4 мес (июнь—сентябрь) 1984 г. Выполнено четыре цикла воздействия. Каждый из них состоял из периодов: отбора продукции (22—23 сут); закачки (5—6 сут) и выдержки для выравнивания давления в зонах с различной проницаемостью (1—2 сут).

В результате эксперимента достигнуты следующие усредненные показатели. Забойное давление снизилось с 8,1 до 6,5 МПа, пластовое давление — с 10,9 до 9,6 МПа; дебит жидкости почти сохранился на начальном уровне (был 23,5, стал 25,3 м³/сут); обводненность продукции уменьшилась с 88,7 до 82 %; дебит нефти за счет снижения обводненности продукции повысился от 1,7 до 2,4 т/сут. Его определяли по формуле

$$q_n = \Sigma Q_n / 29n, \quad (2)$$

где ΣQ_n — суммарная добыча нефти за цикл, т; 29 — число рабочих дней в месяце с учетом коэффициента эксплуатации, равного 0,95; n — число месяцев, за которые завершается цикл.

Второй участок был выбран на залежи 9 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. В эксперименте участвовали добывающие скв. 17217, 17218, 17219, 17221, 17340, 27853 и нагнетательные скв. 17215, 17228. Характеристики коллектора и насыщающих его жидкостей представлены в табл. 1. Участок разбурен по сетке скважин 400×400 м и находится на II стадии разработки.

Эксперимент проводился в течение более 4 мес (с конца мая по сентябрь 1987 г.). За указанный период выполнено три цикла воздействия различной продол-

жительности. Время третьего цикла составило 60 сут (14 сут закачки совместно с выдержкой и 46 сут отбора продукции), что является, по-видимому, более приемлемым для данной залежи.

На рисунке показана динамика забойного p_c , пластового $p_{пл}$ давлений и обводненности продукции B в процессе воздействия на пласт. Время простоя добывающих скважин отмечено горизонтальной штриховкой, время эксплуатации нагнетательных скважин — наклонной штриховкой. Из рисунка видно четкое реагирование забойного и пластового давлений на процессы периодических отборов и закачек вытесняющего агента. При этом p_c и $p_{пл}$ изменяются во времени почти одинаково. Указанное свидетельствует о наличии реальной возможности создания значительных межслойных градиентов давления для обеспечения вертикальной фильтрации флюида.

В табл. 2 представлены усредненные экспериментальные данные по скважинам. Из нее видно, что в результате применения предложенного способа обводненность снизилась примерно на 20 %, дебит нефти увеличился на 16 %, по четырем скважинам за 4 мес дополнительно добыто 1280 т нефти.

Таким образом, на поздней стадии разработки месторождения, когда закачиваемая вода прорывается к забоям добывающих скважин, более эффективным по сравнению с другими гидродинамическими методами является усовершенствованный импульсный способ воздействия на пласт.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сургучев М. Л. Об эффективности импульсного (циклического) воздействия на пласт для повышения его нефтеотдачи // НТС по добыче нефти. — 1965. — Вып. 27. — С. 66—72.
2. Лысенко В. Д., Мухарский Э. Д. Расчет эффективности импульсного воздействия на нефтяные пласты в условиях внутриконтурного заводнения // Тр. ин-та ТатНИИ. — 1970. — Вып. XIV. — С. 205.
3. Исследование скважин с забойным давлением ниже давления насыщения / Н. Г. Зайнуллин, С. С. Сергеев, Л. И. Зайцева и др. // Нефтяное хозяйство. — 1985. — № 12. — С. 34—37.
4. Инструкция по совершенствованию технологии циклического воздействия и изменения направления фильтрационных потоков на нефтяные пласты. РД 39-0147585-013—87. — Бугульма: ТатНИПИнефть, 1987. — 38 с.

УДК 622.276/4.002

© КОЛЛЕКТИВ АВТОРОВ, 1991

Теория нечетких множеств в выборе методов воздействия на нефтяные пласты

А. Б. ЗОЛОТУХИН, Н. А. ЕРЕМИН
(ИПНГ АН СССР и ГКНО СССР), Л. Н. НАЗАРОВА,
Е. М. ПОНОМАРЕНКО (МИНГ)

Одной из важнейших проблем проектирования разработки нефтяных месторождений является выбор эффективного метода воздействия. К этим методам относятся методы увеличения нефтеизвлечения (МУН), применение которых обеспечивает больший прирост добычи

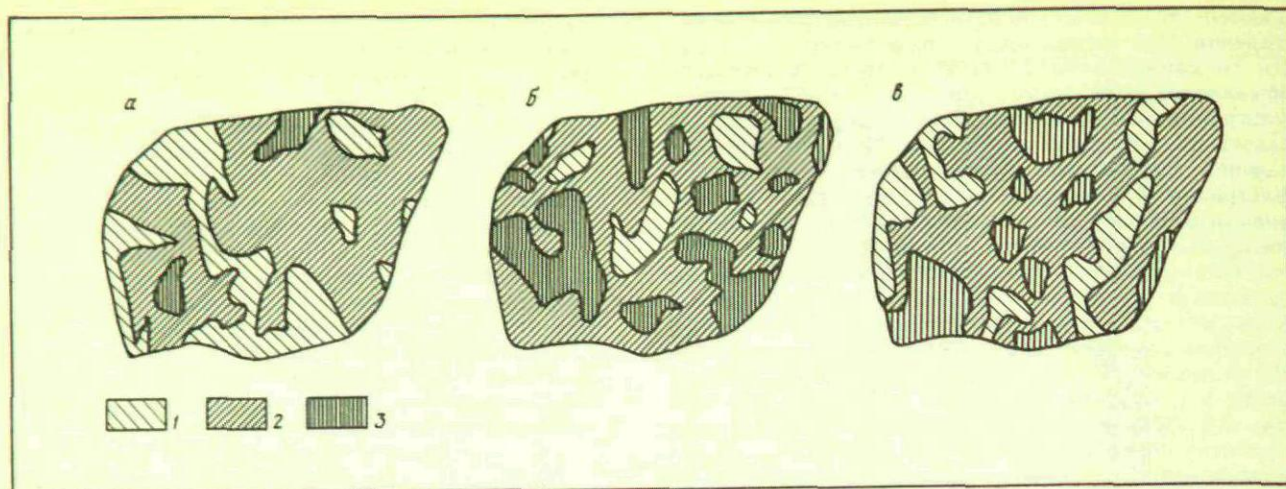


Рис. 1. Карты распределения абсолютной проницаемости k (а), нефтенасыщенной толщины h (б) и пористости m (в) пласта G_{2+3} Миннибаевской площади:

а: 1, 2, 3 — k соответственно равна 0—0,6; 0,6—1,4 и $>1,4$ мкм²; б: 1, 2, 3 — h соответственно равна 0—5, 5—10 и >10 м; в: 1, 2, 3 — m соответственно равна 0—0,19; 0,19—0,22 и $>0,22$

нефти по сравнению с использованием базовых технологий.

МУН — не только высокотехнологичные методы, но и наиболее трудо-, энерго- и наукоемкие, что определяет технологический и экономический риск их применения. Одна из причин возможных неудач реализации МУН заключается в том, что все исследования процесса вытеснения нефти методами воздействия проводят на лабораторных установках, условия в которых значительно отличаются от условий пластовой системы. Простой, механический перенос технологий на нефтяные пласты может привести к значительным отклонениям фактических показателей от прогнозируемых. Поскольку результаты, полученные при лабораторных исследованиях и вычислительных экспериментах, не гарантируют успешного применения данного МУН на конкретном нефтяном месторождении, для более обоснованной оценки эффективности различных методов воздействия необходимо использование методик, учитывающих реальную информацию о строении и свойствах пласта.

Успешность применения метода воздействия определяется его технологической и экономической эффективностью, влиянием его внедрения на окружающую среду, степенью риска при осуществлении технологии и др. Основой выбора того или иного метода воздействия должно быть его соответствие геолого-физическим особенностям данного нефтяного месторождения.

Одним из методов, позволяющих учитывать влияние геолого-физических параметров на эффективность применения различных технологий, является метод экспертных оценок. По результатам многочисленных промышленных и опытно-промышленных работ с использованием активных методов воздействия были оценены критерии применимости последних по ряду геолого-физических параметров. Критерии применимости — это интервалы значений параметров, при которых тот или иной метод воздействия дал положительные результаты (т. е. был получен технологический эффект) [1,2]. Метод воздействия выбирают по соответствию геолого-физических параметров данного нефтяного месторождения принятым критериям применимости.

Такая практика выбора метода воздействия обладает некоторыми недостатками. Пределы эффективного его использования определяются на основании промысловых и опытно-промышленных испытаний, проводимых на небольших по сравнению с размерами нефтяной

залежи участках, на которых изменчивость геолого-физических параметров по простиранию пластов обычно весьма незначительна. Такие участки рассматривались как однородные. В то же время изменчивость литологических и петрофизических характеристик горных пород и физико-химических свойств пластовых жидкостей и газов (особенно у средних и крупных по запасам залежей) часто весьма существенна. Поэтому выбор методов воздействия на основе сравнения критериев применимости с усредненными параметрами залежи недостаточно обоснован.

Другим недостатком указанного подхода является то, что он не позволяет количественно (по величине запасов, охватываемых воздействием) оценить эффективность различных методов в условиях, когда конкурирующие технологии имеют общие зоны применимости по многим параметрам. Возникает вопрос о выборе наиболее приемлемого из рассматриваемой совокупности метода воздействия.

Указанных недостатков лишен подход к решению задачи выбора метода воздействия, основанный на теории нечетких множеств, широко использующийся при анализе сложных систем, когда применение традиционных количественных методов затруднительно. Наиболее важными понятиями в теории нечетких множеств являются функция и степень принадлежности [3]. Вид функции принадлежности определяется интервалами изменений каждого параметра, в пределах которых использование данного метода было успешным или неуспешным, а также интервалами значений, в которых теряется физический смысл параметра (отрицательные пористость и проницаемость; фазовая насыщенность, большая единицы и т. п.).

Такой подход позволяет оценить влияние отклонения значений данного геолого-физического параметра от критериев применимости конкретного МУН по этому параметру. Он дает возможность учитывать влияние неоднородности пласта на применимость различных методов воздействия по следующим параметрам: нефтенасыщенной толщине; пористости; проницаемости; нефтенасыщенности; глубине залегания; вязкости пластовой нефти; пластовому давлению; типу коллектора; глинистости; пластовой температуре; минерализации пластовой воды; наличию газовой шапки; наклону пласта; смачиваемости горных пород и плотности пластовой нефти.

Для оценки эффективности различных методов воздействия используется коэффициент применимости, который является параметром комплексной оценки применимости рассматриваемого метода воздействия по совокупности геолого-физических свойств пласта и насыщающих его жидкостей и газов и изменяется от нуля до единицы. Он может быть найден по формуле

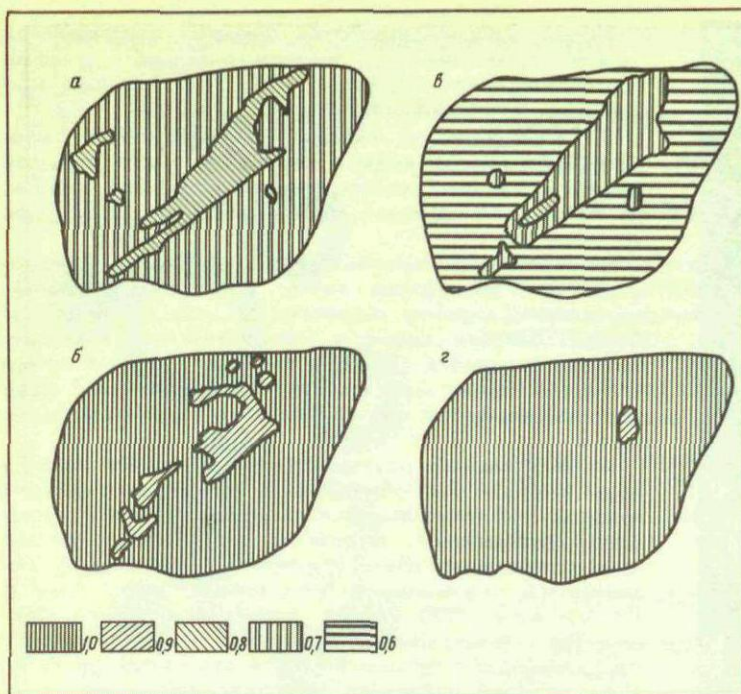


Рис. 2. Карты применимости активных методов воздействия на пласт G_{2+3} Миннибаевской площади:
а — внутрипластовое горение; б — закачка CO_2 , спирта, водогазовое воздействие, мицеллярное заводнение; в — закачка горячей воды; арабскими цифрами обозначены значения коэффициента применимости

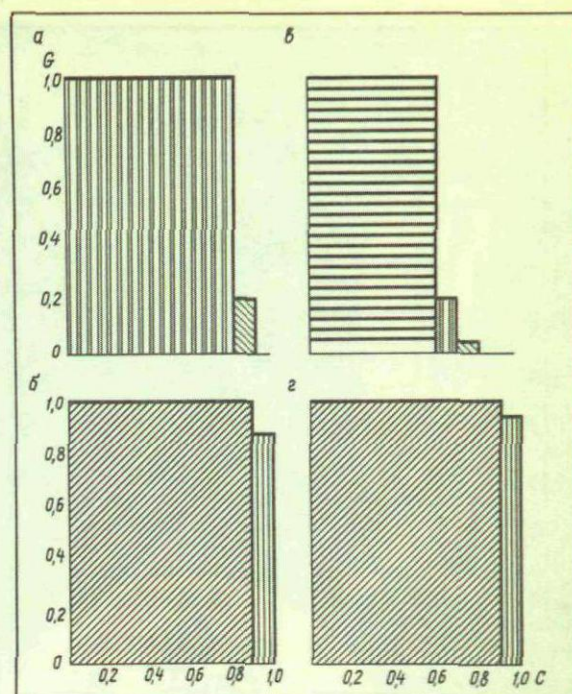


Рис. 3. Диаграмма охвата запасов пласта G_{2+3} методами воздействия:
условные обозначения те же, что на рис. 2

$$c_j = \sum_{i=1}^m \mu_{ij} \alpha_{ij}$$

где μ_{ij} — степень принадлежности i -го параметра j -ому методу воздействия; α_{ij} — весовой коэффициент i -го параметра.

Весовой коэффициент определяет степень влияния геолого-физического параметра на эффективность использования различных методов воздействия. Он может быть получен с помощью статистического анализа данных о применении метода воздействия в различных условиях, а при отсутствии такой информации — методом экспертных оценок. Другим возможным способом определения весовых коэффициентов является попарное сравнение геолого-физических параметров [4] в соответствии со следующим сравнением признаков:

критерии А и В эквивалентны по предпочтению;
критерий А несколько более важен, чем В;
критерий А более важен, чем В;
критерий А значительно более важен, чем В.

Поскольку геолого-физические параметры изменяются при переходе от одного элементарного объема пласта к другому, соответственно будут изменяться и коэффициенты применимости для каждого метода воздействия.

Таким образом, определяя в каждой точке пласта c_j различных методов воздействия, мы можем установить зоны их применимости и оценить охватываемые воздействием запасы для различных коэффициентов применимости.

Указанный подход позволяет сосредоточить внимание инженера-проектировщика на тех методах воздействия, которые обеспечивают максимум запасов. Окончательный выбор метода воздействия или некоторой их комбинации для применения на данном нефтяном месторождении может быть сделан только после оценки технологической и экономической эффективности, при наличии надежных технических средств, с учетом

влияния методов воздействия на окружающую среду, квалификации персонала и т. д.

Использование рассмотренного подхода к выбору метода воздействия показано на примере пласта G_{2+3} Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. На рис. 1 приведены карты распределения нефтенасыщенной толщины, пористости и проницаемости в пределах указанной площади. По остальным параметрам пласт G_{2+3} принимался однородным. Характерные карты зон применимости по четырем из 12 рассмотренных методов активного воздействия показаны на рис. 2. Для сравнения методов были определены охватываемые запасы для различных коэффициентов применимости (рис. 3). По полученным зависимостям можно выбрать методы воздействия, которые обеспечивают максимальный охват запасов с наибольшим коэффициентом применимости. Для условий Миннибаевской площади наиболее эффективным является метод закачки в пласт серной кислоты (охват запасов 100 %, коэффициент применимости 0,95).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы добычи нефти. — М.: Недра, 1985. — 308 с.
2. Желтов Ю. П. и др. Система автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений (САПР РНМ) с применением тепловых методов увеличения нефтеотдачи. // Развитие и совершенствование систем разработки нефтяных месторождений. — М.: Наука, 1989. — С. 119—131.
3. Заде Л. А. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. — М.: Мир, 1976. — 168 с.
4. Еремин Н. А., Золотухин А. Б., Назарова Л. А. Определение веса параметра для задачи выбора метода воздействия с помощью экспертной системы. // Тезисы докладов Всесоюзной конференции «Роль молодежи в решении конкретных научно-технических проблем нефтегазового комплекса страны». — Бугульма: ТатНИПИнефть, 1989. — С. 187.