

УДК 622.276.6

ВЫБОР МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ АНАЛИТИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Е.Н. Иванов, Ю.М. Кононов

Томский политехнический университет

E-mail: zhenur2003@mail.ru

Рассматривается оптимизация выбора методов увеличения нефтеотдачи на основе авторской электронной программы – «Матрица применимости» для аналитической оценки геолого-физической информации. В программе заложены критерии по многочисленным методам увеличения нефтеотдачи, есть возможность скрининга и ранжирования методов. Приведен анализ нефтяных месторождений для определения применимости методов увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова:

Матрица применимости, методы увеличения нефтеотдачи, скрининг, ранжирование, геолого-физическая информация, нечеткая логика.

Key words:

Applicability matrix, enhanced oil recovery, screening, ranking, geological physical data, fuzzy logic.

Введение

Ряд месторождений Западной Сибири, в том числе Томской области, находятся на поздней стадии разработки, которые характеризуются сложным строением и значительной долей остаточных запасов. Добыча нефти на месторождениях может быть существенно повышена за счет современных методов воздействия на пласты [1]. Планирование применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) является сложной задачей, требующей систематического подхода при ее решении. Одним из важных этапов при планировании МУН до начала моделирования является выбор методов и предварительный анализ данных.

В настоящее время методика выбора МУН при проектировании разработки нефтяных месторождений является не до конца формализованной процедурой. В то же время выбор оптимальной технологии увеличения нефтеотдачи для конкретных геолого-физических и экономических условий разработки является одной из самых трудных задач для инженера-разработчика [2]. В данной работе предлагается методика выбора МУН на основе аналитической оценки геолого-физической информации.

Описание методики аналитической оценки

Методика разработана на основе аналитического обзора зарубежных и отечественных литературных источников по выбору МУН [2–5]. Методика включает несколько шагов, которые можно осуществить в разработанной авторами программе на языке Visual Basic «Матрица применимости» [6, 7]:

1. Обычный скрининг и ранжирование методов.
2. Переход к детальному скринингу.
3. Детальный скрининг методов.

Методика может быть использована для нескольких групп технологий увеличения нефтеотдачи: термические (внутрипластовое горение, закачка пара), гидродинамические (циклическая закачка, форсированный отбор жидкости), химические

(закачка щелочей, сульфатов, кислот и др.), закачка полимеров, потокоотклоняющие технологии (полимер-дисперсные системы, структурообразующие составы и др.), газовые (CO_2 , N_2/CO , закачка широкой фракции лёгких углеводородов), водогазовое воздействие, метод термогазового воздействия (созданный на стыке газовых и термических технологий). Всего в программе введены критерии по 28 методам, кроме того, реализуется возможность обучения программы, т. е. внесение дополнительных методов и данных.

Обычный скрининг и ранжирование методов

Скрининговые исследования призваны давать оценку целесообразности применения метода увеличения нефтеотдачи исходя из ограниченного числа характеристик коллектора и флюидов, обычно критических [3]. Скрининг представляет собой сопоставление усредненных характеристик пласта с табличными критериями применимости, выработанными ранее на основе мирового и отечественного промышленного опыта. Наиболее часто для выбора методов увеличения нефтеотдачи применяется обычный скрининг, т. е. анализ геолого-физических свойств по принципу «подходит – не подходит». В предлагаемой методике обычный скрининг осуществляется по нечеткой логике с использованием собранных критериев. Используемые критерии были обобщены по опубликованным данным по критериям применимости [3, 8–10]. Нечеткая логика (Fuzzy Logic) [11] в программе подразумевает наличие доверительных интервалов для сопоставляемых значений (рис. 1). Для каждого геолого-физического параметра используется индивидуальная функция применимости. К примеру, если для одного из методов интервал применимости, например, по вязкости, лежит в пределах от 5 до 8 сП, то значения 4 и 9 сП из-за небольших отклонений не должны исключаться из оценки, ввиду неустраняемой погрешности измерений.

Логично учитывать опыт частично успешного применения технологий в случаях, когда значения свойств нефтяных пластов выходят за пределы критериев применимости. В итоге, погрешность измерений и опыт применения технологий формирует данный доверительный интервал. Исследуемым коллекторам, значения свойств которых попадают в доверительный интервал, присваивается более низкий коэффициент (критериальный параметр) по функции, если значение параметра не выходит за крайнее значение применимости, при котором критериальный параметр становится равным -1 .

Общую схему вычисления коэффициента применимости по совокупности геолого-физических свойств можно описать по следующей схеме:

- ввод входных данных о резервуаре;
- сопоставление данных с критериями (количество критериев варьируется для каждого метода);
- расчет критериальных параметров по нечеткой логике (в пределах от -1 до 1);
- расчет общего коэффициента применимости по методу.

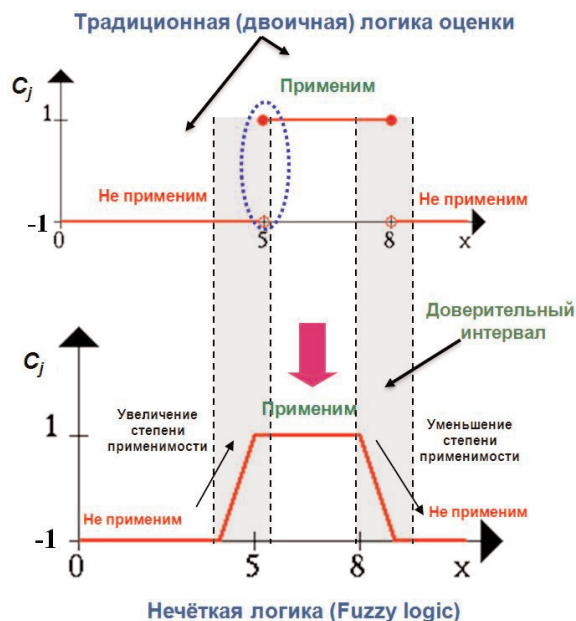


Рис. 1. Сравнение традиционной и нечеткой логики вычисления критериального параметра. c_j – критериальный параметр применимости; по оси x – значение исследуемого параметра

На примере рис. 1 критериальный параметр вычисляется как:

$$\begin{aligned} c_j &\in [-1; 1]; \\ c_j &= X - 4 \text{ для } 3 < X < 5; \\ c_j &= 1 \text{ для } 5 \leq X \leq 8; \\ c_j &= -X + 9 \text{ для } 8 < X < 10; \\ c_j &= -1 \text{ для } X \geq 10. \end{aligned}$$

Коэффициент применимости определяется как:

$$K_n = \left(\frac{p}{n}\right) \sum_j c_j, \text{ при всех } c_j > 0; \quad (*)$$

$$K_m = \left(\frac{p}{n}\right) \sum_j c_j, \text{ при условии, что хотя бы один } c_j < 0,$$

где c – критериальный параметр; j – номер критериального параметра; m и n – количество отрицательных и общее количество критериальных параметров для метода соответственно; p – фактор, определяющий границы интервала коэффициента применимости.

Коэффициент применимости может варьироваться в фиксированном интервале. В данном примере интервал закреплён границами от -2 до 2 , который в свою очередь может быть разбит на субинтервалы, для которых метод:

- не применим $-(2 \dots 1,5)$;
- не благоприятен для применения $-(1,5 \dots 0,5)$;
- применим с низкой эффективностью $-(0,5 \dots 0,5)$;
- применим $+(0,5 \dots 1,5)$;
- благоприятен для применения $+(1,5 \dots 2)$.

Границы интервала могут быть изменены посредством изменения p -фактора в настройках программы.

После вычисления общих коэффициентов применимости, в итоге, можно проранжировать методы по степени их применимости к конкретным условиям коллекторов. Рассчитанные коэффициенты выносятся на график «методы – коэффициенты».

Таким образом, с помощью ранжирования методов можно выявить наиболее перспективные технологии повышения нефтеотдачи для последующего анализа.

Переход к детальному скринингу

Перед переходом к детальному скринингу предлагается использовать лепестковые диаграммы для лучшей визуализации и установления интервалов применимости по нескольким геолого-физическим параметрам. Лепестковые диаграммы позволяют сделать более наглядным двумерное представление и, таким образом, начать переход к многомерному представлению (рис. 2).

На данном шаге рекомендуется использовать модуль интеграции знаний, заложенный в программе. Модуль интеграции знаний включает тезисное описание, технические и некоторые экономические ограничения по методам, а также ссылки на литературу, что позволяет систематизировать многочисленные знания по технологиям увеличения нефтеотдачи для дальнейшего анализа.

Детальный скрининг

Цель детального скрининга – решить достаточно ли общего имеет исследуемое месторождение с известными залежами, где ранее проводились работы по увеличению нефтеотдачи. Такой скрининг позволяет использовать опыт предшествующей разработки. В предлагаемой методике детальный скрининг может быть произведен в диагностическом модуле программы для поиска месторождений-аналогов. Алгоритм работы приведён на рис. 3:

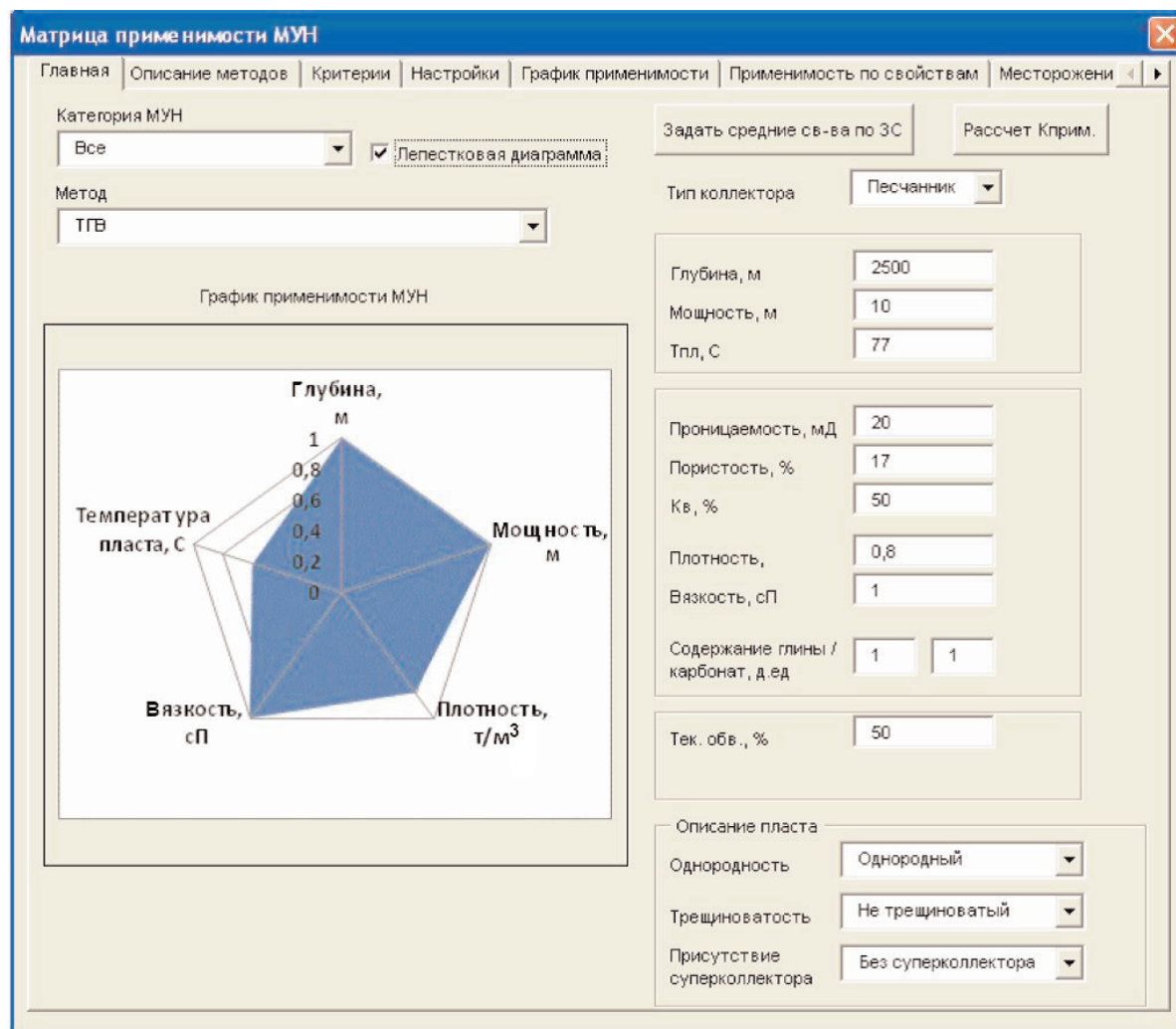


Рис. 2. Лепестковая диаграмма в окне программы

1. Вводится геолого-физическая информация по исследуемому месторождению.
2. Задается допустимое отклонение характеристик от параметров исследуемого месторождения по всем или для каждого геолого-физического свойства в отдельности (степень аналогичности).
3. Выполняется поиск месторождений-аналогов в базе данных.
4. В случае успешного поиска в окне вывода информации появляются данные по месторождению-аналогу: название, локализация, начало разработки, применяемый метод увеличения нефтеотдачи, технологический эффект, ссылки на источники информации, где можно подробнее узнать о месторождении-аналоге.

База данных включает информацию по российским и зарубежным месторождениям. Данная база может быть расширена путем обучения программы, т. е. за счет добавления информации по месторождениям-аналогам через программу.

Анализ нефтяных месторождений в разработанной программе

Приведем примеры анализа геолого-физической информации с помощью матрицы по нефтяным месторождениям.

Первый пример закачки сшитых полимерных систем на примере месторождения X Томской области. На пласте было обработано 4 нагнетательных скважины с применением технологии закачки сшитых полимерных систем. Технологический эффект оказался низким – 0,6 тыс. т, продолжительность эффекта составила 4 месяца. Как показывает анализ в матрице, метод не благоприятен для применения, расчетный коэффициент применимости – 0,6, рис. 4.

Как видно из лепестковой диаграммы, рис. 5, основными неблагоприятными факторами являются высокая температура пласта и вязкость нефти. Температура исследуемого пласта – 80 °C, а при температуре более 70...75 °C происходит разрушение молекул полимера и снижение эффективности

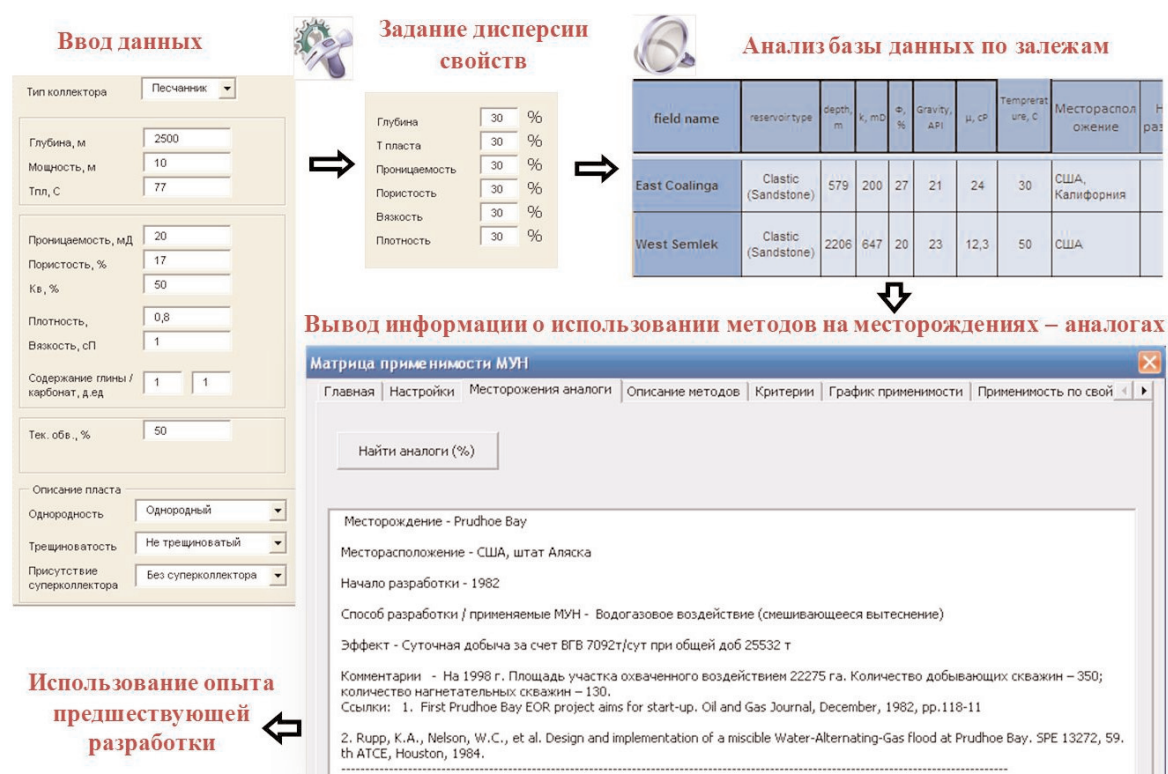


Рис. 3. Алгоритм работы диагностического модуля

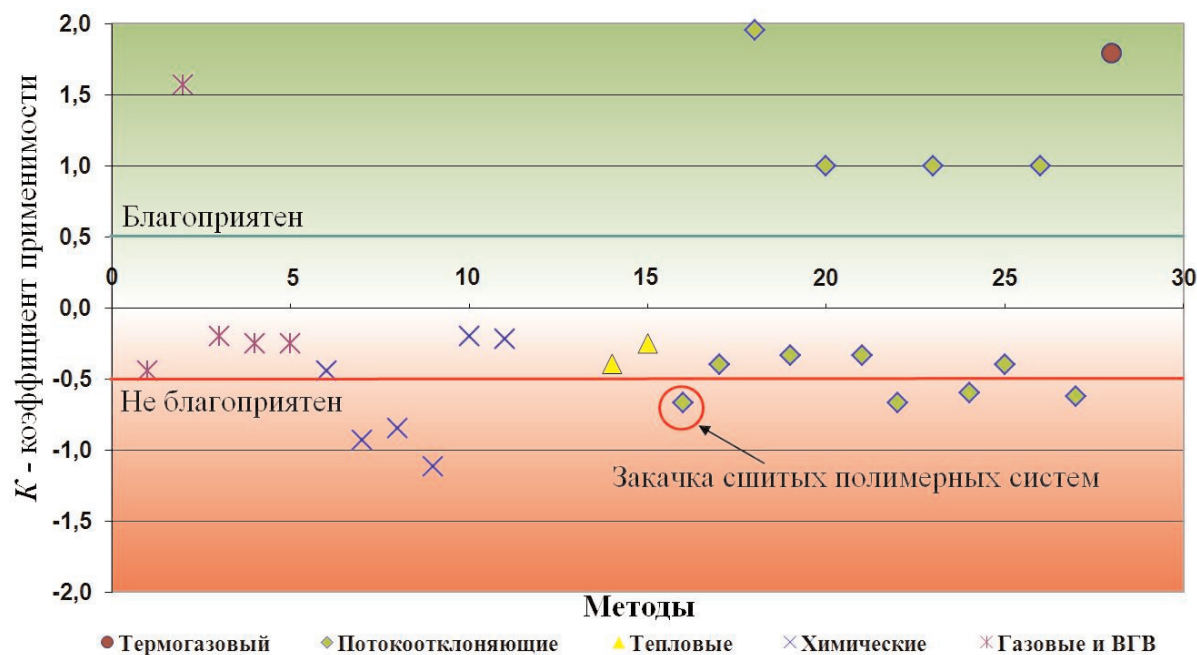


Рис. 4. Анализ месторождения X для определения применимости методов увеличения нефтеотдачи

метода [8]. Вязкость нефти месторождения X – 1,1 сП, в то время как основные успешные проекты с обычным раствором сшитых полимерных систем по данным литературы проводились при вязкости более 10 сП.

Второй пример – термогазовое воздействие на Первомайском месторождении находящегося

на границе Томской и Тюменской областей, пласт Ю₁⁰. Сопоставление результатов, полученных на основе алгоритмов матрицы, производилось с данными лабораторных исследований по пласту. При лабораторном эксперименте было отмечено значительное увеличение коэффициента вытеснения, снижение остаточной нефтенасыщенности с

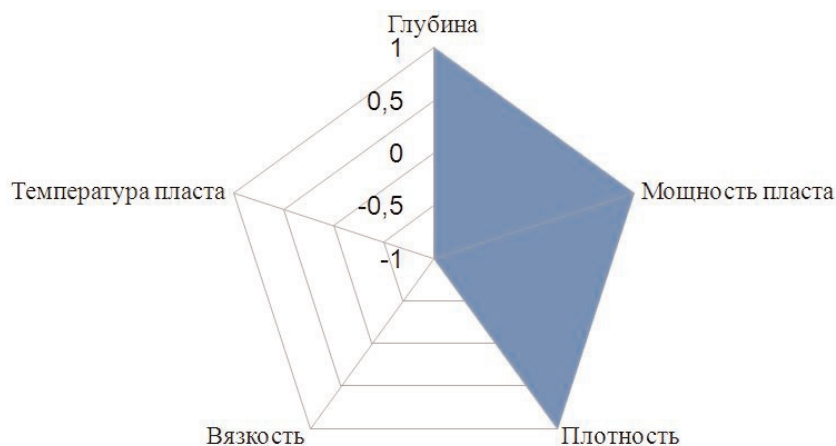


Рис. 5. Лепестковая диаграмма по геолого-физическим свойствам месторождения X

0,35 до 0,18 [12]. Матрица показывает высокий коэффициент применимости – 1,92. В таблице приведены результаты оценки определяющих геолого-физических свойств Первомайского месторождения на базе собранных критериев [13]. Как видно из таблицы, свойства являются оптимальными, на что указывают высокие значения критериальных параметров для каждого из свойств.

Таблица. Вычисление коэффициента применимости для метода термогазового воздействия на примере Первомайского месторождения по формуле (*)

Номер критериального параметра, j	1	2	3	4	5
Геолого-физические свойства пласта $Ю_1^0$	Глубина залегания, м	Мощность, м	Температура, °С	Плотность нефти, г/см ³	Вязкость нефти, сП
Фактическая	2500	18	90	0,825	0,9
Критерии применимости	>1500	1,2...45,0 {3...15}	>65 {>90}	<0,870	<5 {<3}
Критериальный параметр, c_j	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00

В фигурных скобках указаны оптимальные значения геолого-физических свойств.

При поиске месторождений в диагностическом модуле программы было выявлено несколько месторождений-аналогов в США: Buffulo и West Ce-

der Hills [14], где производится полномасштабное применение термогазового метода.

Первичный анализ месторождений Томской области позволил выявить методы, перспективные для дальнейшего исследования. Следует отметить, что часть методов отсеивается за счет последующего экономического анализа, что говорит о необходимости включения экономических ограничений в программу.

Выводы

1. На основе авторской программы «Матрица применимости» оптимизирован выбор методов увеличения нефтеотдачи с ранжированием их по степени применимости к конкретным геолого-физическим характеристикам пласта. Заложенные в программе критерии и использование нечеткой логики для оценки методов повышения нефтеотдачи позволяют получить вероятностную оценку применимости каждого из методов. Программа допускает интерактивное обучение и оперативную адаптацию к изменяющимся условиям разработки.
2. На примере нефтяных месторождений Томской области показано, что методика даёт адекватные результаты оценки применимости технологии воздействия и значительно сокращает время выбора оптимального метода увеличения нефтеотдачи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Shandrygin A.N., Lutfullin A. Current Status of Enhanced Recovery Techniques in the Fields of Russia // SPE paper 115712, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Sept. 21–24, 2008. – Denver, Colorado, 2008. – 18 p.
2. Shokir E.M., Sayyoch M.H. Selection and Evaluation EOR Method Using Artificial Intelligence // SPE paper 79163, presented at the Annual International Conference and Exhibition. – Aug. 5–7, 2002. – Abuja, Nigeria, 2002. – 7 p.
3. Альварado В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. – М.: Преприум Инжиниринг, 2011. – 244 с.
4. Trujillo M., Mercado D., Maya G. Selection Metodology for Screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods // SPE paper 139222, presented at SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – Dec. 1–3, 2010. – Lima, Peru, 2010. – 10 p.
5. Ibatullin R.R., Ibragimov N.G. Application and method based on artificial intelligence for selection of structures and screening of technologies for enhanced oil recovery // SPE paper 75175, presented at SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. – Apr. 13–17, 2002. – Tulsa, Oklahoma, 2002. – 9 p.
6. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В. Разработка методики выбора месторождений при обосновании применения

- методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Томской области // Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработке нефти: Сб. тез. докл. IV научно-практ. конф. – 26–28 апреля 2011. – Уфа, 2011. – С. 34.
7. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамдиев Р.В. Разработка методики выбора методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях на основе геолого-физической информации // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Сбор. трудов Междунар. научно-практ. конф. – 7–8 сентября 2011. – Казань, 2011. – С. 229–232.
 8. Муслимов Р.Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. – Казань: Изд-во КГУ, 1999. – 280 с.
 9. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газойлпресс, 2006. – 200 с.
 10. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited. P. 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects // SPE Reservoir Engineering. – 1997. – V. 12. – № 3. – P. 189–198.
 11. Guerillot D.R. EOR Screening With an Expert System // SPE paper 17791, presented at the Petroleum Computer Conference. – Jun. 27–29, 1988. – San Jose, California, 1988. – 11 p.
 12. Боксерман А., Телин А., Макатров А., Пияков Г. Лабораторное моделирование применения термогазового воздействия для условий пласта Ю¹₀ Первомайского месторождения // Нефтеотдача. – 2005. – № 5. – С. 34–38.
 13. Dubey N.K. Laboratory Investigation on Light Oil Air Injection // SPE paper 138372, presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – Dec. 1–3, 2010. – Lima, Peru, 2010. – 11 p.
 14. Kumar V.K., Gutiérrez D., Thies B.P. 30 Years of Successful High-Pressure Air Injection: Performance Evaluation of Buffalo Field, South Dakota // SPE paper 133494, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Sept. 19–22, 2010. – Florence, Italy, 2010. – 13 p.

Поступила 27.10.2011 г.