

# Математическое моделирование нагнетания газа в нефтегазоконденсатную залежь

Е.А. Громова (Ухта, Россия)

e.gromova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Инженер II категории отдела центра «Разработка, эксплуатация месторождений природных газов и бурение скважин» филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

**В статье предложен обладающий рядом достоинств альтернативный подход к прогнозу показателей разработки нефтегазоконденсатных месторождений, который основан на создании трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели. Описана методика подготовки исходной информации по физико-химическим свойствам флюидов для корректной реализации предложенной задачи. Рассмотрен тестовый пример для одномерного варианта модели. Полученные результаты не противоречат физике процесса, что подтверждает корректность модели. Следовательно, существует возможность ее применения для решения более сложных задач, связанных с разработкой газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками, избегая громоздкого аппарата композиционного моделирования.**

## Материалы и методы

Математическое моделирование многофазной фильтрации

## Ключевые слова

мониторинг, экотоксиканты, тяжелые металлы, ПХДД/ПХДФ

В настоящее время при проектировании разработки газоконденсатных залежей широко применяется модифицированная модель black oil (МВО), учитывающая содержание компонентов C<sub>5</sub>+в в газовой фазе. Вместе с тем, значительная часть разрабатываемых газоконденсатных месторождений имеет нефтяные оторочки промышленного значения. Отличительной чертой моделей типа МВО является единообразие физико-химических свойств жидкой углеводородной фазы (ЖУФ) во всех частях моделируемого объекта (газовая шапка, нефтяная оторочка). Эта особенность находится в противоречии с тем фактом, что далеко не всегда конденсат и нефть близки по своим физико-химическим свойствам. Данное противоречие заставляет в большинстве случаев отказаться от использования моделей типа МВО в пользу более сложного и требовательного к машинным ресурсам композиционного моделирования.

В качестве альтернативы композиционному моделированию предлагается следующий подход к прогнозу показателей разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

Фракция C<sub>5</sub>+в условно разбивается на две — назовем их легкой и тяжелой. Таким образом, пластовая смесь становится трехфазной четырехкомпонентной. Первые три уравнения полностью идентичны уравнению модели black oil и записываются относительно тех же фракций. Для корректности задачи должно появиться четвертое уравнение и дополнительная искомая функция пространства-времени. В качестве таковой введем массовую долю тяжелой фракции во фракции C<sub>5</sub>+в, находящейся в ЖУФ (считаем, что тяжелая фракция в газовой фазе отсутствует — такое предположение вполне логично, хотя и несколько условно). Дополнительное уравнение фильтрации тяжелой фракции с учетом того, что она течет только в углеводородной жидкости, будет иметь следующий вид:

$$\operatorname{div}(\rho_a \vec{v}_a l_a^k \omega) + \frac{\partial}{\partial t} (m \rho_a s_a l_a^k \omega) + q^k \omega = 0 \quad (1)$$

где  $\omega$  — массовая доля тяжелой фракции в ЖУФ;  $a$  — жидкая углеводородная фаза;  $k$  — суммарная фракция C<sub>5</sub>+;  $\rho_a$  — плотность фазы  $a$ ;  $\vec{v}_a$  — скорость фазы  $a$ ;  $l_a^k$  — массовая доля компонента  $k$  в фазе  $a$ ;  $m$  — пористость;  $s_a$  — насыщенность порового пространства фазой  $a$ ;  $q^k$  — массовая плотность источника по компоненту  $k$ .

Появившаяся вторая степень свободы определяется вновь введенным параметром. Свойства флюидов, в первую очередь массовые доли компонентов в фазах, которые с точностью до изоморфизма равны газосодержанию нефти и газоконденсатной характеристике, являются функциями давления и доли тяжелой фракции. Очевидно, что газосодержание нефти в насыщенной смеси тем ниже, чем она тяжелее. Аналогичная зависимость и у содержания конденсата в газовой шапке. Таким же образом могут быть построены функциональные зависимости от вышеназванных переменных плотности и вязкости углеводородной жидкости. Для газа поправки к этим свойствам имеют подчиненное значение, но принципиально они также могут быть внесены без особых затруднений.

Данная задача методологически решается аналогично трехфазной трехкомпонентной задаче в ненасыщенной постановке [1]. Искомыми функциями в этом случае, помимо  $\omega$ , выбираются давление ( $p$ ), водонасыщенность ( $S$ ) и приведенный состав ( $Z$ ). Под последним понимают массовую долю фракции C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub> в углеводородной смеси.

Если углеводородная система находится в ненасыщенном состоянии (одна из углеводородных фаз отсутствует), то массовая доля существующей фазы приравнивается

Массовая доля тяжелой фракции в ЖУФ	Массовая доля C <sub>1-4</sub> в жидкой фазе, доли ед.	Массовая доля C <sub>5</sub> + в газовой фазе, доли ед.	Плотность газовой фазы, кг/м <sup>3</sup>	Плотность жидкой фазы, кг/м <sup>3</sup>
0,000	0,1039	0,0458	111,738	577,1
0,018	0,1030	0,0455	111,702	580,4
0,082	0,0995	0,0445	111,561	592,9
0,151	0,0959	0,0432	111,395	606,7
0,210	0,0928	0,0420	111,237	618,7
0,315	0,0873	0,0397	110,919	640,7
...	...	...	...	...
0,866	0,0552	0,0138	107,594	781,9
...	...	...	...	...
0,983	0,0466	0,0021	106,150	821,2

Таб 1 – Зависимость свойств флюидов от массовой доли тяжелой фракции при фиксированном значении давления 17 МПа

приведенному составу, а  $\sigma$  — единице, если отсутствует газ, и нулю — если нефть. В случае, когда система насыщена, насыщенности фазами находятся из следующих соотношений:

$$\sigma = \frac{\rho_g(p, \omega) [I_g^{1-4}]}{\rho_g(p, \omega) [I_g^{1-4}(p, \omega) - \zeta] + (p, \omega) - \zeta} \cdot \frac{1}{\rho_o(p, \omega) [\zeta - I_o^{1-4}(p, \omega)]} \quad (2)$$

где  $S_o = \sigma(1-S)$ ,  $S_g = (1-\sigma)(1-S)$ ,  $\sigma = S_o/1-S$ ,  $S_o, S_g$  — насыщенности соответственно нефтью и газом;  $\rho_o, \rho_g$  — плотности соответственно нефти и газа;  $I_o^{1-4}, I_g^{1-4}$  — массовые доли указанной фракции в соответствующих фазах.

Таким образом, система уравнений трехфазной четырехкомпонентной фильтрации становится полностью замкнутой: все входящие в нее нелинейности так или иначе зависят от искоемых величин.

В данной системе вода считается инертной фазой, т. е. можно пренебречь растворимостью в ней углеводородных компонентов, а также содержанием паров воды в газовой фазе. Следовательно, в дальнейшем рассматривается только углеводородная часть пластового флюида, которая является двухфазной трехкомпонентной.

Поскольку определенную сложность представляет собой подготовка исходной информации для расчетов, в первую очередь зависимостей свойств флюидов от двух параметров ( $p$  и  $\omega$ ), был проведен ряд термодинамических расчетов, показывающий

возможность формализации физико-химических свойств флюидов от давления и массовой доли тяжелой фракции во фракции  $C_5+$ .

Используемая методика заключалась в следующем. Был взят трехкомпонентный состав ( $C_1-C_{10}-C_{35}$ ), с которым были проведены расчеты, моделирующие закачку «сухого» газа в нефтегазоконденсатное месторождение. Расчеты заключались в том, что половину газовой фазы, существующей при определенных давлении и температуре, замещали метаном и рассчитывали состав получающейся новой газовой фазы, уже неравновесной по отношению к сосуществующей жидкой фазе. Образующаяся новая пластовая смесь приведена к тем же давлению и температуре и получены новые составы жидкой и газовой фаз, с которыми проведены аналогичные расчеты. Расчет параметров фазового равновесия жидкой и газовой фаз в любой заданной термобарической точке для смеси известного состава проводился, базируясь на уравнении А.И. Брусиловского [2].

С составами пластовой смеси, образующейся при каждом смешивании, был проведен расчет контактной конденсации, в результате которого получены составы жидкой и газовой фаз при различных значениях давления, а также рассчитаны интересные свойства флюидов (массовые доли компонентов в фазах, плотности и вязкости жидкой и газовой фаз, газоконденсатная характеристика (ГКХ) для газовой и газосодержание (ГС) для жидкой фаз). Некоторые свойства флюидов при давлении 17 МПа приведены в таблице 1.

## Numerical Modeling of Gas Injection into Oil-Gas Condensate Reservoir

### Authors

Yevgeniya Gromova (Ukhta, Russia)

engineer, Field Development and Well Drilling Dept., Gazprom VNIIGAZ, Ukhta Branch Office

### Abstracts

This paper describes an advanced method for oil-gas condensate reservoir production prediction based on a three-phase and four-component hydrodynamic model. The described is the method for basic data on physical-chemical properties of fluid processing for a proper solution. The given example is for one-dimensional model. The results are in good agreement with physics which presumes the provided model is to be correct. It is possible, therefore, to use it for more intricate problems related to development of gas condensate fields underlain by oil rims avoiding awkward compositional modeling.

### Materials and methods

Numerical multiphase filtration models

### Results

A three-phase and four-component hydrodynamic model is provided to simulate oil-gas condensate field development. The model had been tested.

### Conclusions

Calculation results are in good agreement with physics which presumes the provided model is to be correct. It is possible, therefore, to use it for more intricate problems related to development of gas condensate fields underlain by oil rims avoiding awkward compositional modeling.

### Keywords

hydrodynamic model, multiphase filtration, oil-gas condensate field

### References

1. Nazarov A.V., Severinov E.V. Three-phase ternary flow simulation model.// Gas and gas condensate fields development and exploitation. 2003. Moscow: IRTs Gazprom.
2. Brusilovkiy A.I. 2002. Phase Behaviour in oil and gas field development. Moscow: Graal'
3. Rosenberg M.D., Kundin S.A. 1976. Multiphase and multicomponent filtration in oil and gas production. Moscow: Nedra.

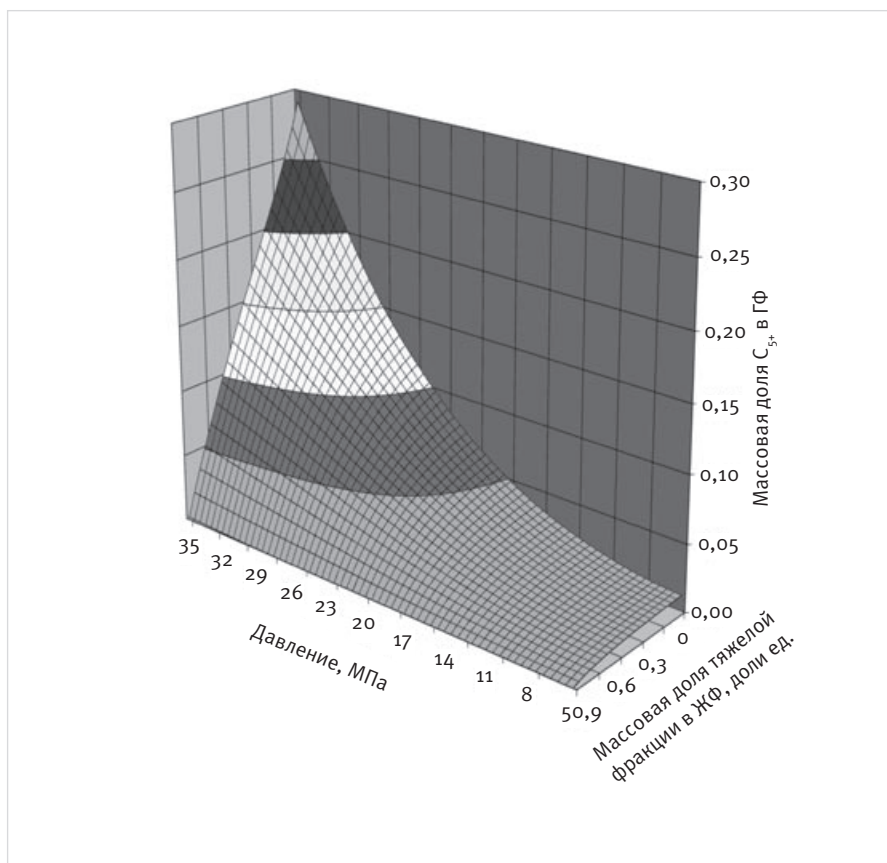


Рис. 1 — Зависимость массовой доли компонентов  $C_5+$  в газовой фазе от давления и массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ

Используя результаты расчетов, были построены графики зависимости интересующих параметров от массовой доли тяжелой фракции при фиксированных значениях давления. В результате интерполяции полученных зависимостей по давлению, а затем по массовой доле тяжелой фракции в жидкой фазе получили табличные зависимости интересующих параметров, одна из которых (для массовой доли компонентов  $C_{5+}$  в газовой фазе) в виде графика поверхности представлена на рисунке 1.

Решение системы алгебраических уравнений после разностной аппроксимации на каждом временном шаге выполняется методом Ньютона, а на каждой ньютоновской итерации решение системы линейных уравнений — методом матричной прогонки.

Использование полностью неявной разностной схемы в описанном подходе потребует почти двукратного увеличения требуемых ресурсов ЭВМ, так как порядок матрично-векторных операций сольвера возрастает с третьего до четвертого. Но при этом автоматически отпадает проблема контроля устойчивости вычислительного процесса, которая далеко не всегда успешно решается при композиционном моделировании [3].

В настоящее время в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта ведутся работы по реализации описанной выше расчетной методики. Первые эксперименты на одномерном варианте модели показали положительные результаты.

Рассмотрим один из тестовых примеров. В однородном по площади и коллекторским свойствам пласте, разделенном на 20 ячеек заданы:

- постоянная закачка газовых компонентов ( $C_{1-4}$ ) 10 т/сут в 20-ю ячейку;
- постоянный отбор газовых компонентов ( $C_{1-4}$ ) 10 т/сут из 1-й ячейки (отбор извлекаемых при этом компонентов  $C_{5+}$  и  $H_2O$  рассчитывается исходя из состояния пластовой системы при текущих условиях).

При проведении расчетов были использованы ранее описанные табличные зависимости свойств флюидов от двух параметров.

Результаты расчетов, представлены на рисунках 2–6.

Анализируя представленные графики, можно подчеркнуть следующее:

- в пласте наблюдается близкий к установившемуся режим течения флюидов от зоны закачки к зоне отбора (рис. 2), однако, не смотря на компенсирующую закачку газовых компонентов, наблюдается снижение давления в пласте с течением времени за счет попутного извлечения компонентов  $C_{5+}$  и  $H_2O$ ;
- в результате закачки и фильтрации в пласте газовых компонентов ( $C_{1-4}$ ) в области зоны закачки наблюдается испарение промежуточных компонентов из жидкой фазы в газовую и, соответственно, увеличение доли тяжелых компонентов в ЖУФ с течением времени от начального значения до единицы (рисунок 3) и уменьшение насыщенности ЖУФ (рис. 4);
- при этом при закачке газовых компонентов происходит вытеснение жидкой фазы в соседнюю ячейку, что объясняет возрастание кривой насыщенности ЖУФ на графике (рис. 4);

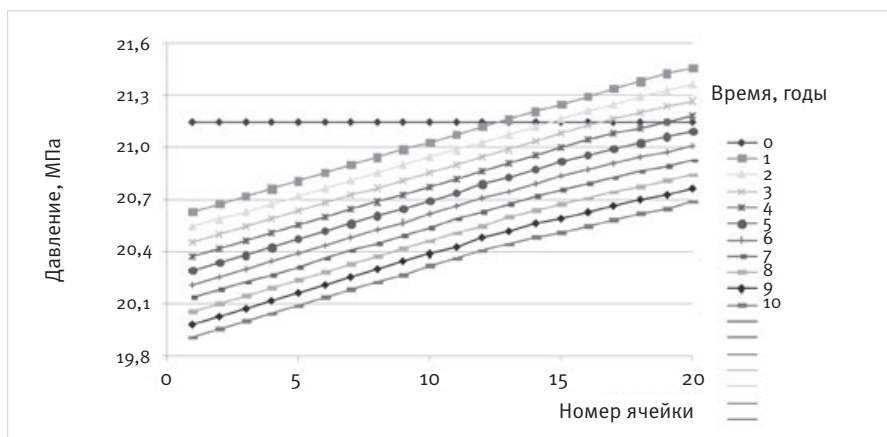


Рис. 2 – Распределение давления по пласту на фиксированные моменты времени

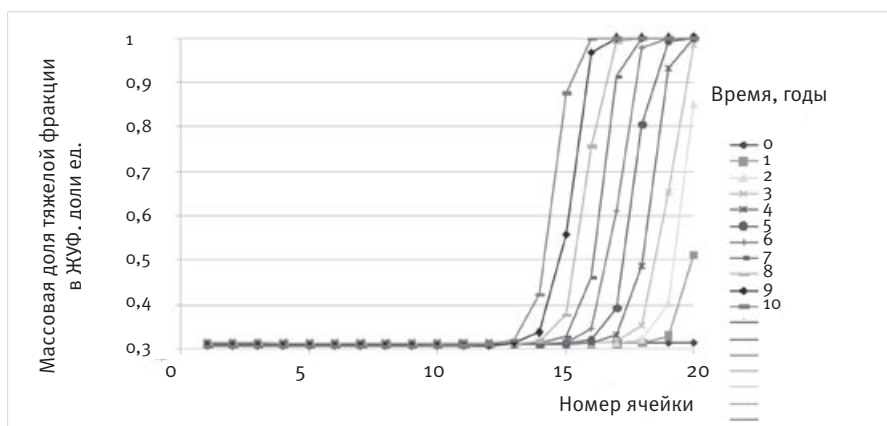


Рис. 3 – Распределение массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ по пласту на фиксированные моменты времени

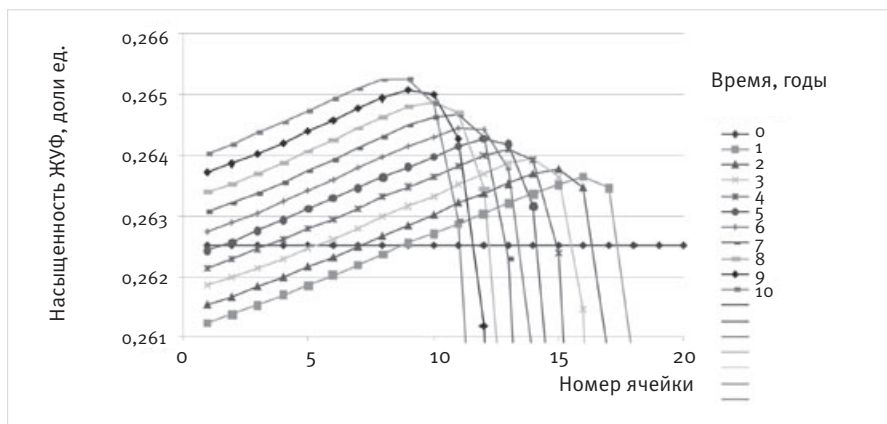


Рис. 4 – Распределение насыщенности ЖУФ по пласту на фиксированные моменты времени

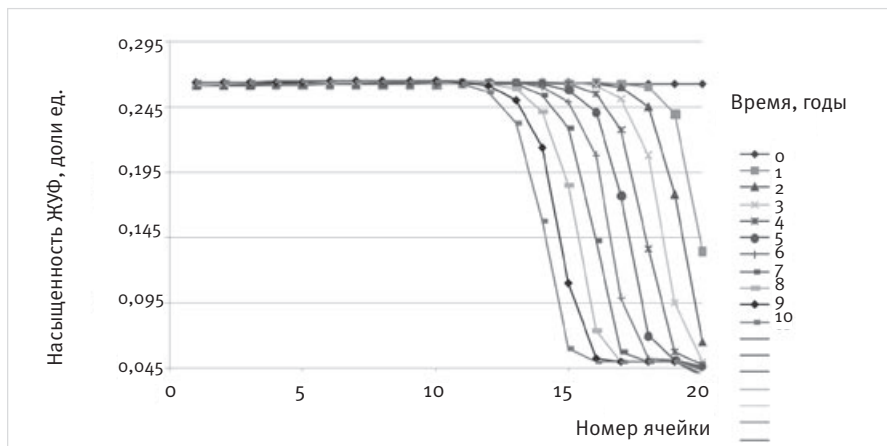


Рис. 5 – Распределение насыщенности ЖУФ в области добывающей ячейки на фиксированные моменты времени

- в области добывающей ячейки наблюдается снижение давления и соответственно выпадение части ранее испарившихся в газовую фазу промежуточных компонентов, в результате чего насыщенность ЖУФ возрастает (рисунок 5), а массовая доля тяжелой фракции в ЖУФ уменьшается;
- для графика приведенного состава характерна зависимость, обратная графику насыщенности ЖУФ (рисунок 6).

#### Итоги

Предложена, реализована и опробована трехфазная четырехкомпонентная гидродинамическая модель для моделирования разработки нефтегазоконденсатных месторождений

#### Выводы

Полученные при проведении расчетов результаты не противоречат физике процесса, что подтверждает корректность предложенной модели. Следовательно, существует возможность ее применения для решения более сложных задач, связанных с разработкой газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками, избегая громоздкого аппарата композиционного моделирования.

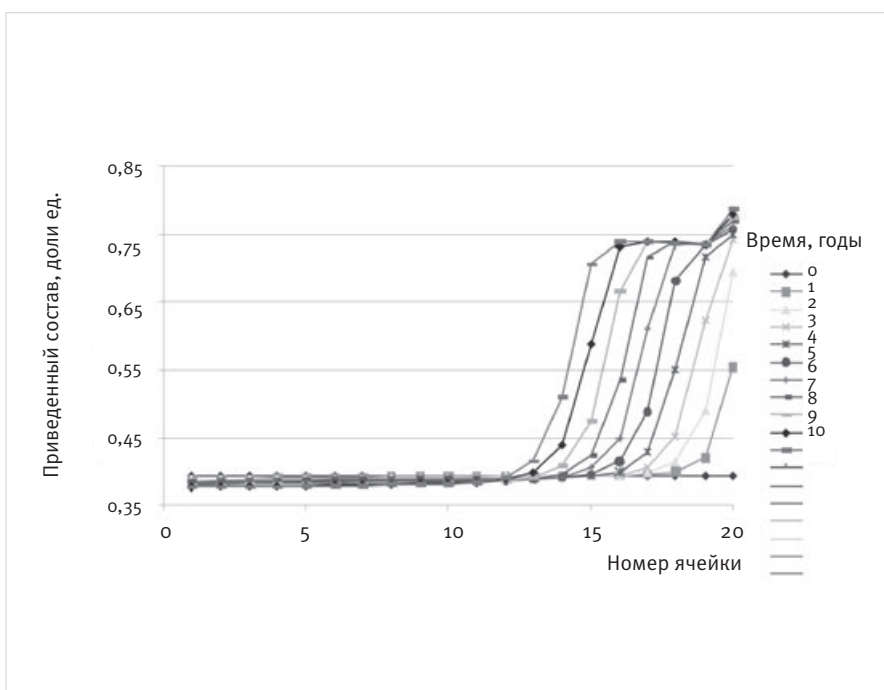


Рис. 6 – Распределение приведенного состава по пластам на фиксированные моменты времени

#### Список использованной литературы

1. Назаров А.В., Северинов Э.В. Математическая модель трехфазного трехкомпонентного течения – М.: ИРЦ Газпром, 2003. – 73 с. – (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: обзор. информ. / ИРЦ Газпром).
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
3. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 335 с.



**23 - 25 ноября 2012 г.**  
**НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ - 2012**

**VI-я специализированная выставка**

**Организаторы:**  
**ОАО «ОВЦ «Югорские контракты»**  
**Торгово-Промышленная Палата**  
**г. Нижневартовска**

**При поддержке:**  
**Администрации г. Нижневартовска**

**(3462) 32-90-60, 52-00-41,**  
**e-mail: danilova\_u@wsmail.ru , www. yugcont.ru**