


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНЫХ НАУК
Кафедра фундаментальной математики и механики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ

Заведующий кафедрой

к.ф.-м.н.

 Басинский К.Ю.

7 июля 2019 г.


ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(магистерская диссертация)

ФИЛЬТРАЦИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ С ОБРАЗОВАНИЕМ
«КОНДЕНСАТНЫХ БАНОК»

01.04.01 Математика

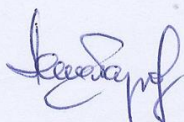
Магистерская программа «Вычислительная механика»

Выполнила работу
Студентка 2 курса
очной
формы обучения



Харалгина
Юлия
Александровна

Научный руководитель
д. т. н.,
проф.



Шабаров
Александр
Борисович

Рецензент
старший менеджер,
ООО «ТННЦ»
к.ф.-м.н.



Гильмиев
Денис
Рустамович

г. Тюмень, 2019

г. Тюмень, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ	8
1.1.Классификация месторождений	8
1.2.Фазовая диаграмма углеводородов	9
1.3.Влияние накопления конденсата на фазовые проницаемости	12
1.4.Обзор предшествующих исследований	13
ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ	15
ГЛАВА 3. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА СОСТАВА И СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ	21
ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	27
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	31
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ.....	32
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	35

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

$P(r)$ – давление на расстоянии r от забоя скважины, Па;

$P_k(t)$ – давление на контуре питания, Па;

$P_c(t)$ – давление на забое скважины, Па;

r_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

r – расстояние от скважины, м;

$\rho_l^{(0)}$ – истинная плотность жидкой фазы, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$\rho_g^{(0)}$ – истинная плотность газовой фазы, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

a, b, c, d – константы уравнения состояния;

$l_{k,l}$ – летучесть компонента в жидкой фазе;

$l_{k,g}$ – летучесть компонента в газовой фазе;

\bar{f}_l – относительные фазовые проницаемости по жидкости;

\bar{f}_g – относительные фазовые проницаемости по газу;

S_g – газонасыщенность;

$V_{\text{п}}$ – объем пор, м^3 ;

V – контрольный объем, м^3 ;

m – пористость, доли;

w_l – скорость фильтрации жидкой фазы, $\frac{\text{м}}{\text{с}}$;

w_g – скорость фильтрации газовой фазы, $\frac{\text{м}}{\text{с}}$;

$w_{g,l(k)}$ – скорость фильтрации компонента в газовой и жидкой фазе, $\frac{\text{м}}{\text{с}}$;

t – время, с;

h – толщина пласта, м;

$J_{g,l(k)}$ – интенсивность фазового перехода, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3 * \text{с}}$;

k_0 – абсолютная проницаемость, м^2 ;

k – компонент;

R – универсальная газовая постоянная;

v – объем, м³;

$m_l^{(n)}$ – масса жидкой фазы, кг;

$m_g^{(n)}$ – масса газовой фазы, кг;

$m_{g(k)}^n$ – масса компонента в газовой фазе, кг;

$m_{l(k)}^n$ – масса компонента в жидкой фазе, кг;

G_l – массовый расход жидкой фазы, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$;

G_g – массовый расход газовой фазы, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$;

C_k – массовая доля компонента;

μ_l – вязкость жидкой фазы, Па * с;

μ_g – вязкость газовой фазы, Па * с;

Δt_V – время заполнения контрольного объема, с.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность тематики исследования

Характерной особенностью развития отечественной энергетики является неуклонное повышение использования природного газа. Газовая промышленность имеет большие потенциальные возможности дальнейшего роста. Это основано на значительных запасах и достигнутом высоком уровне добычи природного газа. Обладая огромнейшими запасами, Россия занимает ведущее место в мире по добыче газа. У нас накоплен уникальный опыт разработки месторождений природных газов.

Разработка таких месторождений сопровождается постоянным изменением состава и свойств добываемой продукции. Эффективность развития и добычи газоконденсатных месторождений связана с пониманием фазового поведения углеводородных систем при эксплуатации скважины на режиме истощения. Так, по мере падения давления ниже давления начала конденсации происходит выпадение в осадок (вблизи ствола скважины или при течении флюида к поверхности) некоторых тяжелых фракций, присутствующих в пласте.

Корректное прогнозирование компонентного состава позволяет планировать на долгосрочную перспективу добычу жидких и газовых углеводородов, проектировать и проводить мероприятия, касающиеся способа разработки месторождения. В настоящее время прогнозирование состава и свойств добываемых флюидов осуществляется с использованием пакетов гидродинамического моделирования, в основе которых лежат решения систем уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов в пласте, трубопроводах, а также в системе сбора и подготовки продукции [10, 12, 19]. В работе [13] предложена физико-математическая модель и последовательность расчета параметров многокомпонентной смеси.

Конденсатообразование имеет два существенных последствия, нежелательно влияющих на разработку коллектора. Образование конденсата происходит при очень низкой насыщенности порового пространства жидкостью, под действием сил поверхностного натяжения конденсат удерживается в порах, и его фактически невозможно извлечь. Во-вторых, изначально конденсируются более тяжелые УВ компоненты, что представляет собой серьезную потерю дорогостоящей части нефтегазовой смеси.

Цель работы:

Целью данной работы является создание метода расчета изменения свойств и компонентного состава газоконденсатной смеси с учетом фазовых превращений «газ-жидкость».

Основные задачи исследования:

1. Анализ особенностей процессов в газоконденсатных смесях;
2. Создание метода учета фазовых превращений при многокомпонентном моделировании фильтрации углеводородов;
3. Разработка численной модели фильтрации ГКС;
4. Разработка метода расчета долей и составов сосуществующих фаз при различных давлениях.

ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

1.1. Классификация месторождений

Нефтегазовые месторождения располагаются в геологических формациях, содержащих пористые породы. Пористость - это доля объема породы, описывающего максимально возможный объем флюида, который может находиться в породе.

Полезные флюиды в пласте могут быть в форме нефти или газа в зависимости от условий - давления и температуры. Газ в пласте представляет собой смесь различных углеводородов, от самых простых, вроде метана, до тяжелых длинноцепочечных (сложных) ароматических.

Нефтегазовые пласты также всегда содержат воду. Вода там встречается в двух положениях: внутри углеводородной зоны, включающей водонасыщенность и связанную воду, и в нижележащих водных зонах. Остаточная водонасыщенность всегда присутствует из-за поверхностного натяжения (и других адгезионных свойств) между водой и породой и не может быть уменьшена.

Скважины, пробуренные для доступа к пласту, приводят к появлению градиента давления между давлением в пласте и давлением на дне скважины (забойное давление). Во время добычи или нагнетания градиент давления заставляет флюиды протекать через пористую среду.

При рассмотрении фазовое поведение пластовых углеводородов обычно значительно упрощается, разделяя соединения в газовой фазе от соединений в жидкой фазе на два собирательных понятия - нефть и газ. Давление насыщения смеси является важным свойством. Если пластовое давление превышает его значение, флюид называется недонасыщенным. Если же пластовое давление ниже, то образуется свободный газ, а пласт становится насыщенным или двухфазным. Газовые резервуары существуют ниже давления точки росы.

Двухфазные залежи можно разделить на типы по содержанию углеводородов (газа, конденсата и нефти). Так, на практике их обычно подразделяют на нефтегазовые, газонефтяные и газоконденсатные.

Нефтегазовая залежь – двухфазная залежь, в которой газовая часть (или газовая шапка) по объему превосходит нижележащую нефтяную часть.

Газонефтяными месторождениями называют нефтяные месторождения, содержащие в себе естественную газовую шапку. Начальное пластовое давление в них существенно ниже давления насыщения, вследствие этого одна часть газа растворена в нефти, остальная часть, образуя первичную газовую шапку, располагается над нефтью.

Газонефтяные месторождения - нефтяные месторождения, в которых содержится естественная газовая шапка. В них часть газа растворена в нефти из-за низкого (значительно ниже давления насыщения) начального пластового давления, другая же часть образует газовую шапку, располагающуюся над нефтью.

Газоконденсатные месторождения являют собой резервуар горючих полезных ископаемых, содержащих огромное количество тяжелых УВ первоначально находящихся в газообразном состоянии. Особенностью таких месторождений является образование жидкой фазы в поровом пространстве коллектора при снижении давления в залежи ниже давления начала конденсации. Образования двухфазного течения и изменения композиционного состава углеводородов ведет к изменению транспортных свойств системы – изменяется сила поверхностного натяжения, вязкость и другие параметры. Переход высших углеводородов в жидкую фазу приводит к необратимым потерям в пласте.

1.2. Фазовая диаграмма углеводородов

На рисунке 1 представлена типичная фазовая диаграмма углеводородной системы, позволяющая проводить описание свойств флюидов в объеме. Основными характеристиками данной диаграммы являются:

1. Критическая точка $S_{кр}$, отвечающая состоянию вещества, в котором свойства жидкой и парообразной фазы становятся тождественны.
2. Петлеобразный вид кривой фазовой диаграммы помогает оценить пластовые потери конденсата. Наличие точек криконденбары P_k и крикондентермы T_k – показывают значение максимального давления и максимальной температуры, при которых могут сосуществовать обе фазы (газ и жидкость).
3. Наличие области полного испарения жидкости, расположенной ниже точек росы.

Рассмотрим особенности изменения системы, находящейся в различных состояниях. Предположим, что начальное состояние системы находится в точке, расположенной правее критической точки T_k , следовательно, изначально углеводороды в пласте будут присутствовать только в виде газовой фазы. По мере истощения пластовое давление постепенно снижается, при этом изменения системы происходит по изотермической кривой. Из рис. 1.1 видно, что существующая система будет по-прежнему оставаться в области устойчивой газовой фазы.

Если начальное состояние системы находится между критическими точками криконденбары и крикондентермы, то в этом случае начальные углеводороды в пласте также будут присутствовать только в виде газовой фазы. В точке 4 вся смесь находится в устойчивом газообразном состоянии, при изотермическом снижении давления имеем процесс обратной ретроградной конденсации (участок 3-4), характеризующийся переходом углеводородов в двухфазное состояние и выпадением жидкой фазы. В точке 3 количество выпавшего осадка (жидкой фазы) достигает своего максимума, а затем начинает постепенно снижаться, и при давлении ниже давления точки росы приведет к полному испарению выпавшего конденсата. [7]

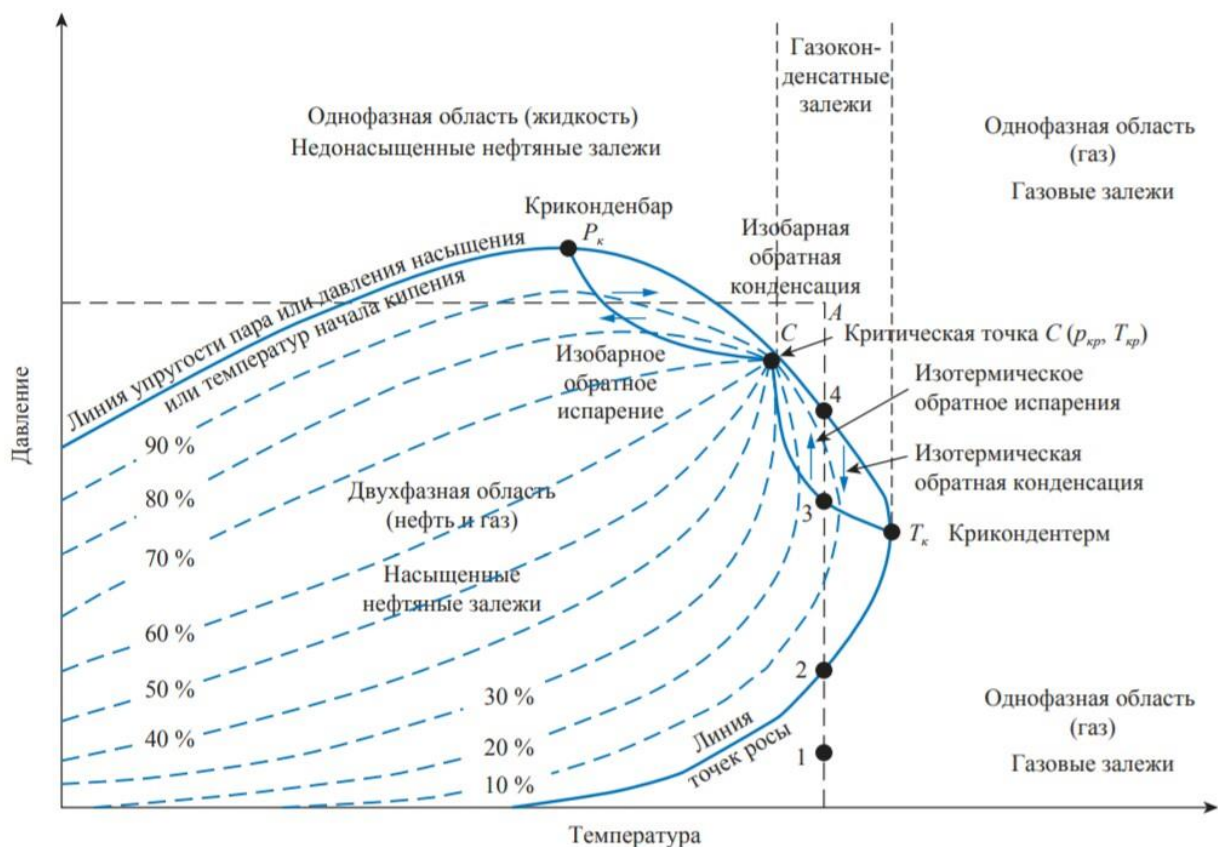


Рис. 1.1 - Фазовая диаграмма углеводородной смеси

Рассмотрим детальное поведение пласта при разработке залежи на режиме истощения. В процессе добычи происходит изотермическое падение пластового давления. Если скважина работает с забойным давлением ниже давления начала конденсации, то в призабойной зоне скважины происходит распад газоконденсатной смеси на жидкую и газовую фазы. Из-за образования вблизи поверхности скважины двухфазного течения, относительная газовая проницаемость постепенно уменьшается. Снижение газовой проницаемости ведет к образованию «конденсатных банок». Стоит отметить, что выпавший вблизи поверхности скважины конденсат не будет течь до тех пор, пока накопленное конденсатное насыщение не превысит критического насыщения конденсата. [5-6]

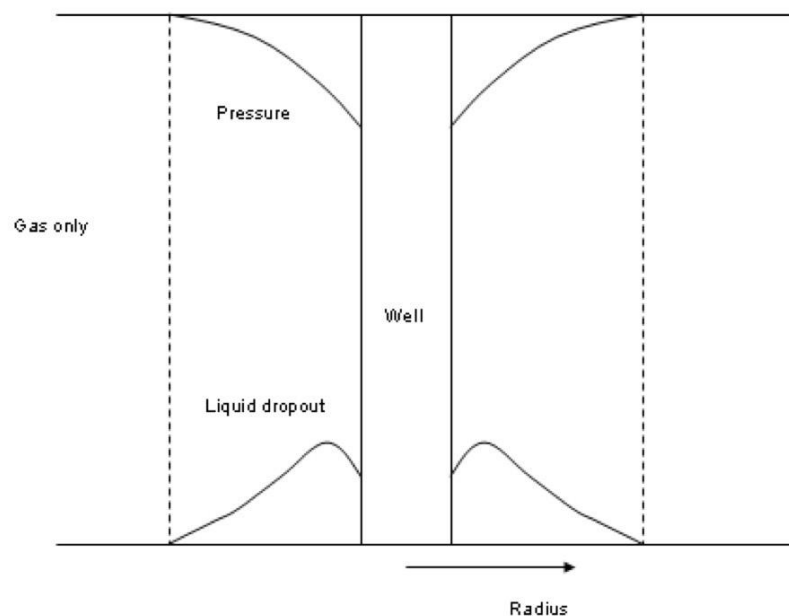


Рис. 1.2 - Профиль давления и осадконакопления жидкости вблизи скважины

1.3. Влияние накопления конденсата на фазовые проницаемости

Накопление у забоя конденсата обуславливается действием основных двух факторов. Первый связан с увеличением насыщенности пористой среды жидкой углеводородной фазой и уменьшением фазовой проницаемости по газу в зоне пласта вблизи скважины. Уменьшение фазовой проницаемости по газу в зоне резко снижает продуктивность скважины и по газу, и по конденсату, поскольку в газовую фазу поступает огромное количество конденсата. Этот фактор отражается в увеличении вязкостных составляющих фильтрационного сопротивления. Аккумуляция конденсата в коллекторе приводит к увеличению насыщенности по воде, что неуклонно ведет к уменьшению проницаемости коллектора для газа см. рис 1.3.

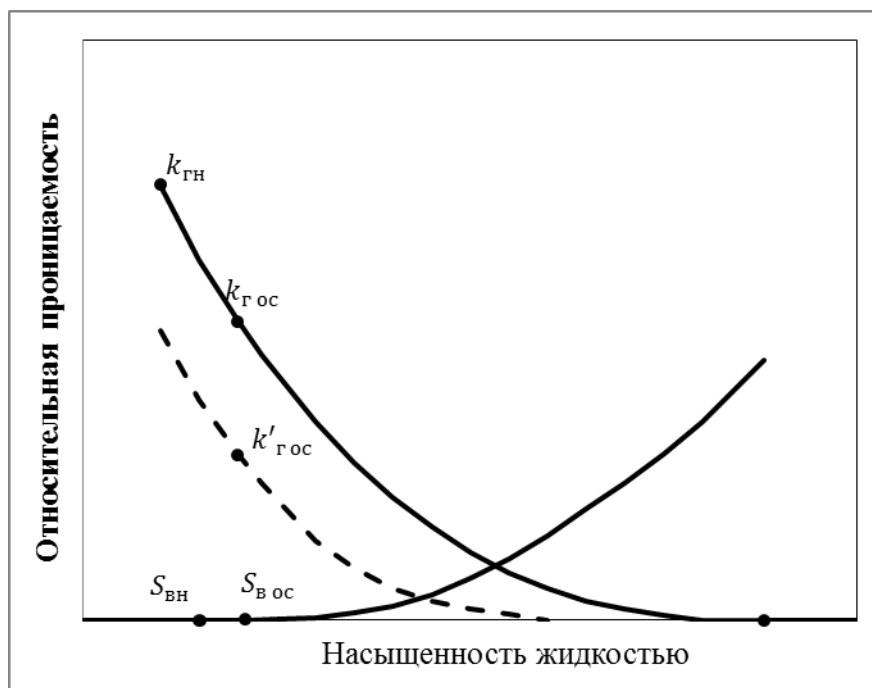


Рис. 1.3 – Схема снижения ОФП

Выпадение конденсата в пористой среде влияет на изменение структуры потоков флюидов в микромасштабе этой среды и возникающие при этом увеличение инерционных составляющих фильтрационных сопротивлений.

Это говорит о быстром прекращении фильтрации газа при незначительном увеличении водонасыщенности коллектора, что в конечном итоге приводит к нерентабельности добычи газа в масштабах газоконденсатного месторождения [11].

1.4. Обзор предшествующих исследований

Пионерами в области работ по исследованию газоконденсатных скважин и процессов, протекающих при фильтрации в призабойных зонах, можно считать Сомова [23], Мирзаджанзаде [22] и Фасселла [24]. Эти работы содержат аналитическое решение задачи плоскорадиального течения двухфазной смеси вблизи поверхности скважины без учета многокомпонентности среды. Такой подход является малоинформативным и дает лишь упрощенную картину, не достаточную для полного понимания поведения пласта.

Стремительное развитие изучения термодинамики фазового поведения углеводородных смесей привели к использованию сложных уравнений

состояния EOS (equation of state) и численному моделированию композиционного состава. С помощью этих уравнений в своих работах Шандрыгин, Гужов [25, 26], Тер-Саркисов, Подюк [27] исследовали механизм вытеснения и накопления конденсата вблизи забоя скважины. Для более искусной настройки уравнений EOS, по мнению автора работы [10], необходимо знание реперных точек фазового состояния газоконденсатной смеси.

Проблемы выпадения конденсата у забоя скважин представлены в работах авторов Mc. Caln W. D., Alexander R. A., Boom [28], D. Afidick [15]. В этих работах представлено численное моделирование процесса накопления конденсата под влиянием термобарических факторов. Автор работы [15] приходит к выводу, что скважина с низким содержанием жидкого конденсата, как правило, приводит к снижению до 50% добываемой продукции. Основными влияющими факторами, по мнению автора, являются насыщенность жидкостью и относительная фазовая проницаемость по газу. Также на это указывают работы [6, 7].

На практике для моделирования фазового поведения двухкомпонентных смесей используется кубическое уравнение состояния (модификация уравнения Ван-дер-Вальса – уравнение Peng-Robinson) [1, 3, 9, 10, 12]. Поскольку ключевым параметром при адаптации уравнения является коэффициент взаимодействия между метаном и более тяжелыми компонентами, рекомендуется проводить анализ состава вещества по крайней мере до C₂₀ элемента. С целью уменьшения времени расчета – группы углеводородов объединяют в псевдокомпоненты. Далее приводят расчет уравнения состояния на предмет определения свойств псевдокомпонент.

ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Рассматривается квазистационарное радиальное течение ГКС в контрольном объеме пласта с известными начальными параметрами.

Для решения поставленной задачи используются следующие уравнения:

- Уравнение неразрывности для газа и конденсата:

$$\frac{\partial(\rho_g m)}{\partial t} + \frac{1}{rh} \frac{d}{dr} (rh \rho_g^{(0)} w_{gr}) = J_{lg} m \quad (1)$$

$$\frac{\partial(\rho_l m)}{\partial t} + \frac{1}{rh} \frac{d}{dr} (rh \rho_l^{(0)} w_{lr}) = -J_{lg} m \quad (2)$$

где m – пористость, w_g, w_l – фильтрационные скорости газовой и жидкой фаз, $\rho_g^{(0)}, \rho_l^{(0)}$ – истинные плотности соответствующих фаз, ρ_g, ρ_l – плотности, h – мощность пласта, $J_{gl} \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \text{с}} \right]$ – интенсивность фазового перехода (конденсация или испарения).

- Обобщенное уравнение Дарси для соответствующей фазы:

$$w_{gr} = - \frac{k_0 \bar{f}_g}{\mu_g} \frac{dP}{dr} \quad (3)$$

$$w_{lr} = - \frac{k_0 \bar{f}_l}{\mu_l} \frac{dP}{dr} \quad (4)$$

где k_0 – проницаемость, μ_g, μ_l – динамические вязкости, \bar{f}_g, \bar{f}_l – относительные фазовые проницаемости.

Просуммировав (1) и (2), с учетом уравнений (3) и (4), получаем:

$$\frac{\partial(\rho m)}{\partial t} - \frac{1}{rh} \frac{d}{dr} \left(rh k_0 \left(\frac{\rho_l^{(0)} \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(0)} \bar{f}_g}{\mu_g} \right) \frac{dP}{dr} \right) = 0 \quad (5)$$

Для квазистационарного случая, когда изменением по времени можно пренебречь, первое слагаемое равно нулю, тогда уравнение (5) приобретает вид:

$$\frac{d}{dr} \left(rh k_0 \left(\frac{\rho_l^{(0)} \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(0)} \bar{f}_g}{\mu_g} \right) \frac{dP}{dr} \right) = 0 \quad (6)$$

Проинтегрируем уравнение (6):

$$rhk_0 \left(\frac{\rho_l^{(0)} \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(0)} \bar{f}_g}{\mu_g} \right) \frac{dP}{dr} = C_1 \quad (7)$$

Введем новую функцию $f(r) = \frac{k_0 \rho_l^{(0)} \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{k_0 \rho_g^{(0)} \bar{f}_g}{\mu_g}$.

Переписанное уравнение (7) примет вид:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{C_1}{rhf(r)} \quad (8)$$

Интегрируем уравнение (8):

$$P = C_1 \int_{r_c}^r \frac{dr}{rhf(r)} + C_2 \quad (9)$$

Для определения констант C_1 и C_2 необходимы граничные условия давления на забое скважины и контуре питания:

$$r = r_c; P = P_c = C_2 \quad (10)$$

$$r = r_k; P = P_k: C_1 = \frac{P_k - P_c}{\int_{r_c}^{r_k} \frac{dr}{rhf(r)}} \quad (11)$$

С учетом уравнений (10) и (11) уравнение (9) принимает вид:

$$P(r) = P_c + (P_k - P_c) \frac{\int_{r_c}^r \frac{dr}{rhf(r)}}{\int_{r_c}^{r_k} \frac{dr}{rhf(r)}} \quad (12)$$

Дебиты по конденсату и по газу определяются из уравнений (3), (4), (8) и (11):

$$G_l = 2\pi \left(\frac{\rho_l^{(0)} k \bar{f}_l}{\mu_l} \right)_{r_c} \frac{C_1}{f(r_c)} \quad (13)$$

$$G_g = 2\pi \left(\frac{\rho_g^{(0)} k \bar{f}_g}{\mu_g} \right)_{r_c} \frac{C_1}{f(r_c)} \quad (14)$$

Фазовые проницаемости по газу и конденсату являются известными функциями, которые задаются уравнениями:

$$\bar{f}_l = f_l^*(1 - \bar{x})^{n_l} \quad (15)$$

$$\bar{f}_g = f_g^* \bar{x}^{n_g} \quad (16)$$

где $\bar{x} = \frac{s_g - s^*}{s^* - s^*}$; $n_l = 2.7$; $n_g = 2.8$.

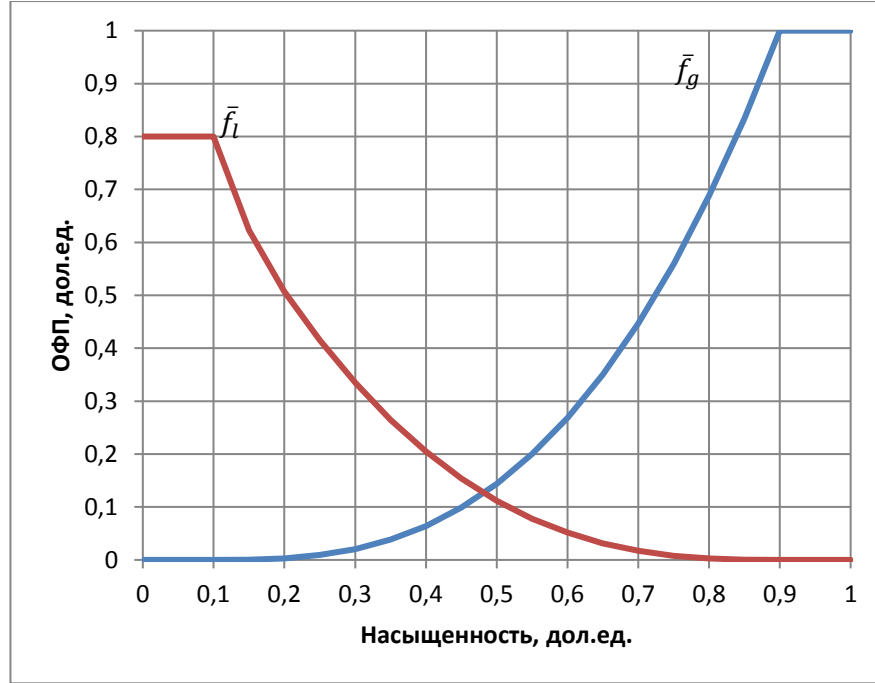


Рис. 2.1 – Функции относительных фазовых проницаемостей газ-жидкость

Плотности газоконденсатной смеси ρ , плотности жидкой и газовой фаз $\rho_{l,g}^{(0)}$ и плотности компонентов $\rho_{l,g}^{(0)(k)}$ рассчитываются из уравнения Брусилковского:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{\alpha a}{(V + c)(V + d)} \quad (17)$$

Перепишем уравнение состояния в следующем виде:

$$p(V - b)(V + c)(V + d) = RT(V + c)(V + d) - \alpha a(V - b)$$

Перепишем это уравнение относительно объема:

$$\begin{aligned} & pV^3 + (d + c - b)V^2p + (cd - bd - bc)pV - \\ & - bcdp = V^2RT + (RTd + RTc - \alpha a)V + RTcd + \alpha ab \\ & V^3 + \left(d + c - b - \frac{RT}{p}\right)V^2 + \left(cd - bd - bc - \frac{RTd}{p} - \frac{RTc}{p} + \frac{\alpha a}{p}\right)V \\ & - \left(bcd + \frac{RTcd}{p} + \frac{\alpha ab}{p}\right) = 0 \end{aligned}$$

Умножим на $\frac{p^3}{R^3T^3}$:

$$\begin{aligned} \left(\frac{pV}{RT}\right)^3 + \left(\frac{pd}{RT} + \frac{cp}{RT} - \frac{bp}{RT} - 1\right) \left(\frac{pV}{RT}\right)^2 \\ + \left(\frac{p^2cd}{R^2T^2} - \frac{p^2bd}{R^2T^2} - \frac{p^2cb}{R^2T^2} - \frac{pd}{RT} - \frac{pc}{RT} + \frac{\alpha ap}{R^2T^2}\right) \frac{pV}{RT} \\ - \left(\frac{bcdp^3}{R^3T^3} + \frac{cdp^2}{R^2T^2} + \frac{\alpha abp^2}{R^3T^3}\right) = 0 \end{aligned}$$

Введем обозначения:

$$z = \frac{pV}{RT}; A = \frac{\alpha ap}{R^2T^2}; B = \frac{bp}{RT}; C = \frac{cp}{RT}; D = \frac{dp}{RT}$$

где z – коэффициент сжимаемости; V – мольный объем вещества, такой что $V = \frac{1}{\rho}$; R – приведенная газовая постоянная $R = \frac{8.314}{M}$, где M – молярная масса вещества.

С учетом всех замен получаем кубическое уравнение относительно коэффициента сжимаемости:

$$\begin{aligned} z^3 + (D + C - B - 1)z^2 + (A + CD - BD - CB - D - C)z \\ - (BCD + CD + AB) = 0 \end{aligned} \quad (18)$$

Для решения уравнения (18) необходимо знание коэффициентов состояния для заданного компонентного состава:

$$\begin{cases} \alpha = \Omega_c^3 \\ \beta = -Z_c + \Omega_c - 1 \\ \sigma = -Z_c + \Omega_c * [0.5 + (\Omega_c - 0.75)^{0.5}] \\ \delta = -Z_c + \Omega_c * [0.5 - (\Omega_c - 0.75)^{0.5}] \end{cases}$$

В таблице 2.1. приведены константы уравнения состояния для известного компонентного состава смеси.

Таблица 2.1. – Константы уравнения состояния.

Компонент	Ω_c	Z_c^*	ψ
CH ₄	0.756300	0.332940	0.374470
He	0.770394	0.307400	1.012569
CO ₂	0.752820	0.319330	0.742120
N ₂	0.750010	0.346260	0.371820
C ₂ H ₆	0.776980	0.312740	0.495500
C ₃ H ₈	0.769740	0.315080	0.532840
i-C ₄ H ₁₀	0.780170	0.306630	0.638750
n-C ₄ H ₁₀	0.769210	0.312320	0.575940
i-C ₅ H ₁₂	0.750010	0.322457	1.194000
n-C ₅ H ₁₂	0.750010	0.322457	1.194000
C ₆	0.750010	0.322457	1.194000
C ₇	0.750010	0.322457	1.194000
C ₈	0.750010	0.322457	1.194000
C ₉	0.750010	0.322457	1.194000
C ₁₀	0.750010	0.322457	1.194000
C ₁₁	0.750010	0.322457	1.194000
C ₁₂	0.750010	0.322457	1.194000
C ₁₃	0.750010	0.322457	1.194000
C ₁₄	0.750010	0.322457	1.194000
C ₁₅	0.750010	0.322457	1.194000
C ₁₆	0.750010	0.322457	1.194000
C ₁₇	0.750010	0.322457	1.194000
C ₁₈	0.750010	0.322457	1.194000
C ₁₉	0.750010	0.322457	1.194000
C ₂₀₊	0.750010	0.322457	1.194000

Для учета не стационарности течения уравнение (5) заменяется конечно-разностным аналогом по неявной схеме:

$$\int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} \int_{t^n}^{t^{n+1}} \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} dr dt = \frac{1}{rh} \int_{t^n}^{t^{n+1}} \int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} \frac{d}{dr} \left(rhk_0 \left(\frac{\rho_l^{(0)} \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(0)} \bar{f}_g}{\mu_g} \right) \frac{dP}{dr} \right) dt dr \quad (19)$$

Введем новую переменную $b = rhk_0 \left(\frac{\rho_l^{(0)} \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(0)} \bar{f}_g}{\mu_g} \right)$. Выражение в правой части умножим и разделим на p и введем новую величину $a = m \frac{\rho}{p_i^{(n+1)} - p_i^{(n)}}$.

Перепишем уравнение (16) с учетом новых замен:

$$\int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} \int_{t^n}^{t^{n+1}} \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} dr dt = \frac{1}{rh} \int_{t^n}^{t^{n+1}} \int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} \frac{d}{dr} \left(b \frac{dP}{dr} \right) dt dr \quad (20)$$

Используем формулы приближенного интегрирования, и перепишем правую часть уравнения (20):

$$[ap]_{r=r_{i+1}} \Delta r = \frac{1}{rh} \left[\left(b \frac{dP}{dr} \right)_{i+\frac{1}{2}} - \left(b \frac{dP}{dr} \right)_{i-\frac{1}{2}} \right]_{t=t^{(n+1)}} \Delta t \quad (21)$$

$$\left(b \frac{dP}{dr} \right)_{i+\frac{1}{2}} = b_{i+\frac{1}{2}} \frac{P_{i+1} - P_i}{\Delta r}; \quad \left(b \frac{dP}{dr} \right)_{i-\frac{1}{2}} = b_{i-\frac{1}{2}} \frac{P_i - P_{i-1}}{\Delta r} \quad (22)$$

В результате получаем конечно-разностную форму уравнения (5):

$$a_i \frac{p_i^{(n+1)} - p_i^{(n)}}{\Delta t} = b_{i+\frac{1}{2}} \frac{p_{i+1}^{(n+1)} - p_{i+1}^{(n)}}{r_i h \Delta r^2} - b_{i-\frac{1}{2}} \frac{p_i^{(n+1)} - p_i^{(n)}}{r_i h \Delta r^2} \quad (23)$$

где $a_i = m_i \frac{\Delta \rho_0}{\tilde{p}_i^{(n+1)} - \tilde{p}_i^{(n+1)}}$; $\tilde{p}_i^{(n+1)} = p(\rho_i^{(n)} + \Delta \rho, T)$ – определяются по

уравнению Брусиловского; $b_{i\pm\frac{1}{2}} = r_{i\pm\frac{1}{2}} h k \left(\frac{\rho_l^{(0)} \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(0)} \bar{f}_g}{\mu_g} \right)$.

Для решения уравнения (23) используется неявный «метод прогонки».

ГЛАВА 3. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА СОСТАВА И СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ

Блок 1. Расчет распределения давления $P=P(r)$ в момент времени от $t^{(n)}$ до $t^{(n+1)}$ при известном компонентном составе ГКС.

1. Задание начальных параметров пласта и газоконденсатной смеси:
 $r_c, r_k, h(r), S_k, T, S_*, S^*, n_l, n_g, P_c(t), P_k(t), a, b, c, d.$

2. Задается неравномерная сетка по радиусу с разбиения отрезка $r_k - r_c$ на m частей таким образом, что:

$$\bar{r} = \frac{\ln r_{i+1}}{\ln r_i} > 1; \ln r_{i+1} = \bar{r} * \ln r_i$$

$$\bar{r} = \frac{\ln r_2}{\ln r_1} = \frac{\ln r_3}{\ln r_2} = \dots = \frac{\ln r_i}{\ln r_{i-1}}$$

$$\bar{r}^m = \left(\frac{\ln r_{i+1}}{\ln r_i} \right)^m; \bar{r}^3 = \frac{\ln r_2}{\ln r_1} * \frac{\ln r_3}{\ln r_2} * \frac{\ln r_4}{\ln r_3} = \frac{\ln r_4}{\ln r_1}$$

$$\bar{r} = \sqrt[m]{\frac{r_k}{r_c}}; r_{i+1} = r_i \bar{r}$$

3. По формуле (11) вычисляется распределение давления в пласте в первом приближении:

$$P_i = P_c - \frac{\ln \frac{r_i}{r_c}}{\ln \frac{r_k}{r_c}} (P_k - P_c), i = 2, 3, n - 1, P_n = P_k \quad (24)$$

4. Оцениваются расходы и КГФ в начальный момент времени по формулам:

$$G_{l_0} = 2\pi h \frac{\rho_l^{(0)} k_l (P_k - P_c)}{\mu_l \ln \frac{r_k}{r_c}}; G_{g_0} = 2\pi h \frac{\rho_g^{(0)} k_g (P_k - P_c)}{\mu_g \ln \frac{r_k}{r_c}} \quad (25)$$

Расчет в пунктах (5-12) проводится по итерациям для $i = 2, \dots (n-1)$ на разных радиусах в моменты времени $(t^{(n)}, t^{(n+1)})$.

5. По кубическому уравнению состояния и условиям термодинамического равновесия жидкой и газовой фаз находим истинные

плотности и плотности компонентов ГКС и их газосодержание в пласте:

$\rho_{gi}^{(0)}, \rho_{li}^{(0)}, \rho_{gi}, \rho_{li}, S_{li}, S_{gi}$.

$$S_g = \frac{\rho_l^{(0)} - \rho}{\rho_l^{(0)} - \rho_g^{(0)}}; S_l = 1 - S_g \quad (26)$$

6. Коэффициенты вязкости для каждого компонента задаются как функции от температуры: $\mu_{li} = \mu_{li}(T)$, $\mu_{gi} = \mu_{gi}(T)$.

7. По аппроксимационным кривым ОФП и по S_{li} находим распределение $\bar{f}_{l,g} = \bar{f}_{l,g}(S_{l,g}(P(r)))$, а так же $k_{l,g} = k_0 \bar{f}_{l,g}$.

8. Численно вычисляем определенный интеграл:

$$J = \int_{r_c}^{r_k} \frac{\mu_l \mu_g dr}{rh(\rho_l^{(0)} k \bar{f}_{li} \mu_g + \rho_g^{(0)} k \bar{f}_{gl} \mu_l)} \text{ и константа } C_1 = \frac{P_k - P_c}{J} \quad (27)$$

9. Пересчитывается распределение давления по формуле:

$$P_i = P_c - \frac{\int_{r_c}^{r_i} \frac{dr}{rf(r)}}{\int_{r_c}^{r_k} \frac{dr}{rf(r)}} (P_k - P_c), i = 2, 3, n - 1 \quad (28)$$

10. Вычисляется дебит конденсата для известного компонентного состава скважины:

$$G_l^{(n+1)} = 2\pi \left(\frac{\rho_l^{(0)} k_l \bar{f}_{li}}{\mu_l} \right)_{r_c} \frac{(P_k - P_c)}{Jf(r_c)} \quad (29)$$

11. Вычисляется дебит газа для известного компонентного состава скважины:

$$G_g^{(n+1)} = 2\pi \left(\frac{\rho_g^{(0)} k_g \bar{f}_{gi}}{\mu_g} \right)_{r_c} \frac{(P_k - P_c)}{Jf(r_c)} \quad (30)$$

12. Если $\frac{|G_l^{(n+1)} - G_l^{(n)}|}{G_l^1} > \varepsilon_l$ или $\frac{|G_g^{(n+1)} - G_g^{(n)}|}{G_g^1} > \varepsilon_g$.

Блок 2. Расчет изменения дебита, компонентного состава ГКС и конденсатно-газового фактора.

13. Из обобщенного уравнения Дарси находим скорости фильтрации жидкой и газовой фаз:

$$w_{l\ i+\frac{1}{2}}^{(n)} = \frac{k_0 \bar{f}_l P_{i+1} - P_i}{\mu_l r_{i+1} - r_i}; \quad w_{l\ i-\frac{1}{2}}^{(n)} = \frac{k_0 \bar{f}_l P_i - P_{i-1}}{\mu_l r_i - r_{i-1}} \quad (31)$$

$$w_{g\ i+\frac{1}{2}}^{(n)} = \frac{k_0 \bar{f}_g P_{i+1} - P_i}{\mu_g r_{i+1} - r_i}; \quad w_{g\ i-\frac{1}{2}}^{(n)} = \frac{k_0 \bar{f}_g P_i - P_{i-1}}{\mu_g r_i - r_{i-1}} \quad (32)$$

14. Расходы конденсата и газа компонентов через сечения $F_{i+\frac{1}{2}} = 2\pi r_{i+\frac{1}{2}} h_{i+\frac{1}{2}}$ и $F_{i-\frac{1}{2}} = 2\pi r_{i-\frac{1}{2}} h_{i-\frac{1}{2}}$:

$$G_{kl\ i-\frac{1}{2}}^{(n)} = w_{l\ i-\frac{1}{2}}^{(n)} F_{i-\frac{1}{2}} \rho_{kli}^{(0)} G_{kl\ i+\frac{1}{2}}^{(n)} = w_{l\ i+\frac{1}{2}}^{(n)} F_{i+\frac{1}{2}} \rho_{kli}^{(0)} \quad (33)$$

$$G_{kg\ i-\frac{1}{2}}^{(n)} = w_{g\ i-\frac{1}{2}}^{(n)} F_{i-\frac{1}{2}} \rho_{gli}^{(0)} G_{gl\ i+\frac{1}{2}}^{(n)} = w_{g\ i+\frac{1}{2}}^{(n)} F_{i+\frac{1}{2}} \rho_{gli}^{(0)} \quad (34)$$

15. Изменение массы компонентов в слое через промежуток времени за счет фильтрационного движения:

$$\Delta m_{kl\ i}^{(n)} = \left(G_{kl\ i+\frac{1}{2}}^{(n)} - G_{kl\ i-\frac{1}{2}}^{(n)} \right) \Delta t \quad (35)$$

$$\Delta m_{kg\ i}^{(n)} = \left(G_{kg\ i+\frac{1}{2}}^{(n)} - G_{kg\ i-\frac{1}{2}}^{(n)} \right) \Delta t \quad (36)$$

16. Вычисление массы $m_{kl\ i}^{(n+1)}, m_{kg\ i}^{(n+1)}, m_{li}^{(n+1)}, m_{gi}^{(n+1)}$: в результате фильтрационного движения:

$$\tilde{m}_{kl\ i}^{(n+1)} = m_{kl\ i}^{(n)} - \Delta m_{kl\ i}^{(n)}; \quad \tilde{m}_{kg\ i}^{(n+1)} = m_{kg\ i}^{(n)} - \Delta m_{kg\ i}^{(n)} \quad (37)$$

$$\tilde{m}_{ki}^{(n+1)} = m_{kl\ i}^{(n+1)} - m_{kg\ i}^{(n+1)} \quad (38)$$

$$m_{li}^{(n+1)} = \sum_{k+1}^{N_k} m_{kl\ i} \quad \text{и} \quad m_{gi}^{(n+1)} = \sum_{k+1}^{N_k} m_{kg\ i} \quad (39)$$

17. Вычисление приведенных плотностей компонентов фаз за счет фильтрационного течения:

$$\tilde{\rho}_{kli}^{(n+1)} = \frac{m_{kli}^{(n+1)}}{V_i m}; \tilde{\rho}_{kgi}^{(n+1)} = \frac{m_{kgi}^{(n+1)}}{V_i m} \quad (40)$$

$$\tilde{\rho}_{ki}^{(n+1)} = \tilde{\rho}_{kli}^{(n+1)} + \tilde{\rho}_{kgi}^{(n+1)} \quad (41)$$

$$\tilde{\rho}_{li}^{(n+1)} = \frac{m_{li}^{(n+1)}}{V_i m}; \tilde{\rho}_{gi}^{(n+1)} = \frac{m_{gi}^{(n+1)}}{V_i m} \quad (42)$$

$$\tilde{\rho}_i^{(n+1)} = \tilde{\rho}_{li}^{(n+1)} + \tilde{\rho}_{gi}^{(n+1)} \quad (43)$$

18. Вычисление насыщенности по газовой и конденсатной фазам:

$$V_{li}^{(n+1)} = \frac{m_{li}^{(n+1)}}{\rho_{li}^{(0)}}; V_{gi}^{(n+1)} = \frac{m_{gi}^{(n+1)}}{\rho_{gi}^{(0)}} \quad (44)$$

$$S_l^{(n+1)} = \frac{V_{li}^{(n+1)}}{V_i m}; S_g^{(n+1)} = \frac{V_{gi}^{(n+1)}}{V_i m} \quad (45)$$

19. Дебиты по конденсат и газу:

$$G_l^{(n+1)} = 2\pi r_c h \left(\rho_l^{(0)} w_l \right) \Big|_{r=r_c}^{(n+1)} \quad (46)$$

$$G_g^{(n+1)} = 2\pi r_c h \left(\rho_g^{(0)} w_g \right) \Big|_{r=r_c}^{(n+1)} \quad (47)$$

20. Вычисление КГФ:

$$(\text{КГФ})_G^{(n+1)} = \frac{G^{(n+1)}}{G_g^{(n+1)}} \quad (48)$$

$$(\text{КГФ})_Q^{(n+1)} = \frac{G_l \rho_g^{(0)}}{G_g \rho_l^{(0)}} \Big|^{(n+1)} \quad (49)$$

Основные характеристики пласта и газоконденсатной системы представлены в таблице 3.1 и таблице 3.2 соответственно.

Таблица 3.1 – Параметры пласта:

Параметр	Символ	Величина
Давление на контуре питания, Па	P_k	$60 \cdot 10^6$
Пластовая температура, К	T	378
Давление на забое, Па	P_c	$40 \cdot 10^6$
Радиус контура питания, м	r_k	500
Радиус скважины, м	r_c	0,1
Абсолютная проницаемость, м ²	k	$10 \cdot 10^{-15}$
Пористость, %	m	15
Мощность пласта, м	h	10

Таблица 3.2 – Параметры компонентов ГКС:

Компонент	Пластовый газ		Молекулярная масса	T _c , С	P _c , Мпа
	моль. д., %	масс. д., %			
He	0.005	0.001	4	-267.96	0.227
CO ₂	0.818	1.335	44	-146.95	3.394
N ₂	0.215	0.224	28	31.05	7.376
CH ₄	78.91	46.977	16	-82.55	4.6
C ₂ H ₆	8.013	8.941	30.1	32.25	4.884
C ₃ H ₈	4.347	7.114	44.1	96.65	4.246
i-C ₄ H ₁₀	1.07	2.308	58.1	134.95	3.648
n-C ₄ H ₁₀	1.275	2.751	58.1	152.05	3.8
i-C ₅ H ₁₀	0.474	1.268	72.2	187.25	3.384
n-C ₅ H ₁₀	0.426	1.142	72.2	196.45	3.374
C ₆	0.475	1.655	93.9	234.25	2.969
C ₇	0.689	2.699	105.6	263.338	2.945
C ₈	0.93	4.216	122.2	284.893	2.742
C ₉	0.494	2.533	138.1	308.928	2.506
C ₁₀	0.361	2.049	152.9	329.365	2.329
C ₁₁	0.232	1.449	168.4	348.076	2.177
C ₁₂	0.191	1.307	184.5	367.841	2.057
C ₁₃	0.157	1.176	202.5	386.745	1.961
C ₁₄	0.133	1.089	220	405.769	1.871
C ₁₅	0.103	0.913	238.7	424.823	1.786
C ₁₆	0.087	0.834	257.6	443.239	1.716
C ₁₇	0.08	0.821	275.3	459.179	1.65
C ₁₈	0.067	0.721	292.1	474.134	1.603
C ₁₉	0.057	0.645	306.4	489.089	1.556
C ₂₀₊	0.039	5.83	402.5	504.044	1.509

ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

На первом этапе были рассчитаны показатели пластовой системы на начальный момент времени $t = 0$.

На графике 4.1. представлен график распределения давления пласте в момент времени $t=0$. Представленное давление снижается до давления начала конденсации при фильтрации газовой и жидкой фазы к поверхности скважины.

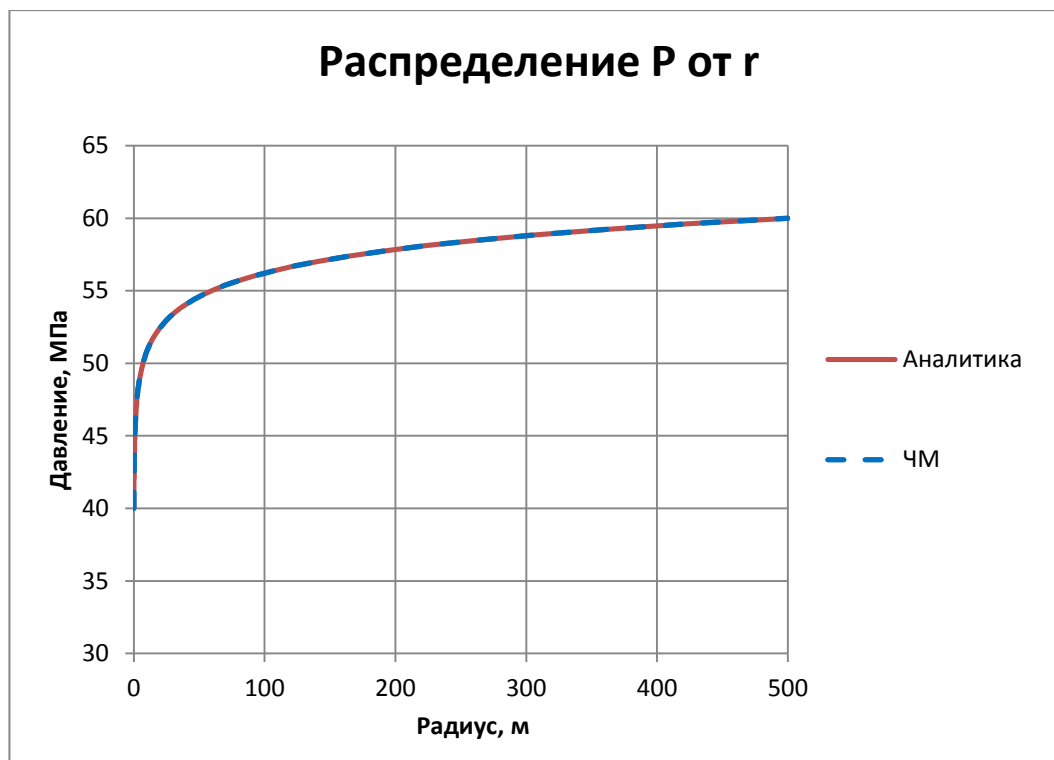


Рис 4.1. График распределения пластового давления

На втором этапе проведены расчеты изменения параметров газоконденсатной смеси.

На графике 4.2 показано распределение газосодержания в пласте для четырех моментов времени: при $t=0$, 1 день, 1 неделя, 1 месяц. С течением времени газосодержание постепенно снижается, что доказывает образование «конденсатных банок».

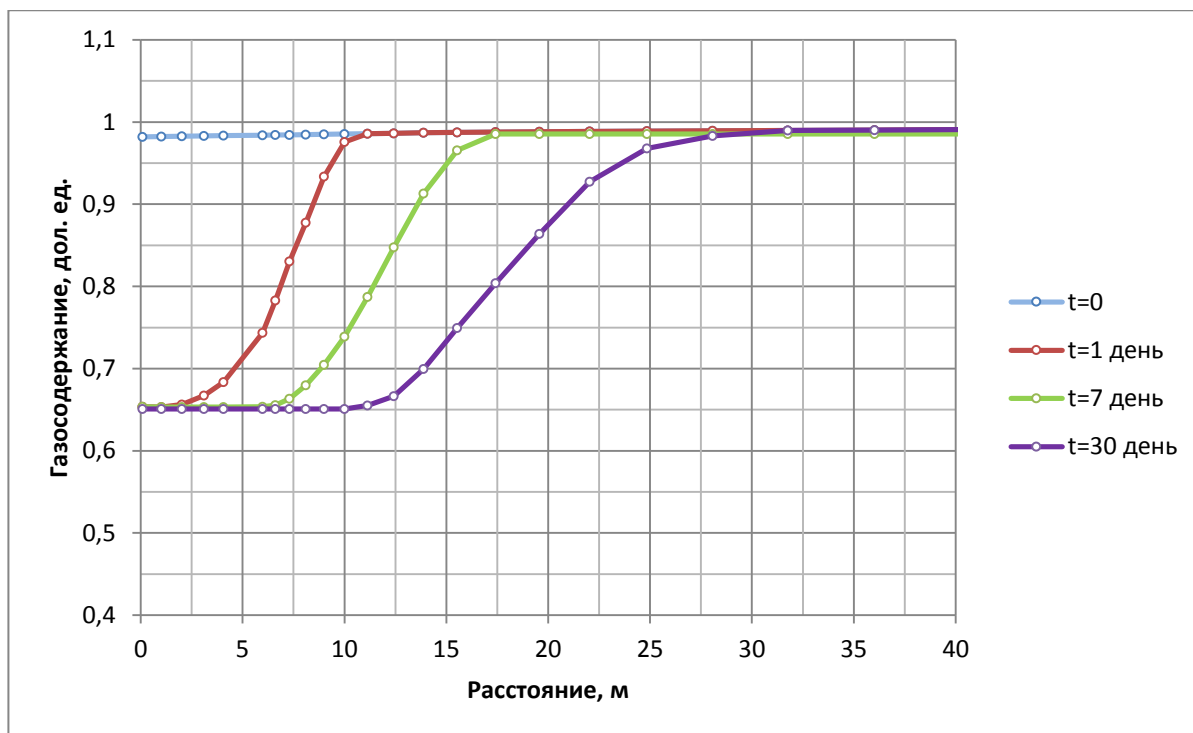


Рис. 4.2. Изменение газосодержания пласта по радиусу для четырех моментов времени

На третьем этапе проведены расчеты изменения долей и состава смеси.

На рисунках 4.3 – 4.5 представлены графики изменения компонентной смеси от давления, которые подтверждают, что компоненты, обладающие большей молекулярной массой, после снижения пластового давления ниже давления начала конденсации присутствуют в жидкой фазе (выпавшем конденсате).

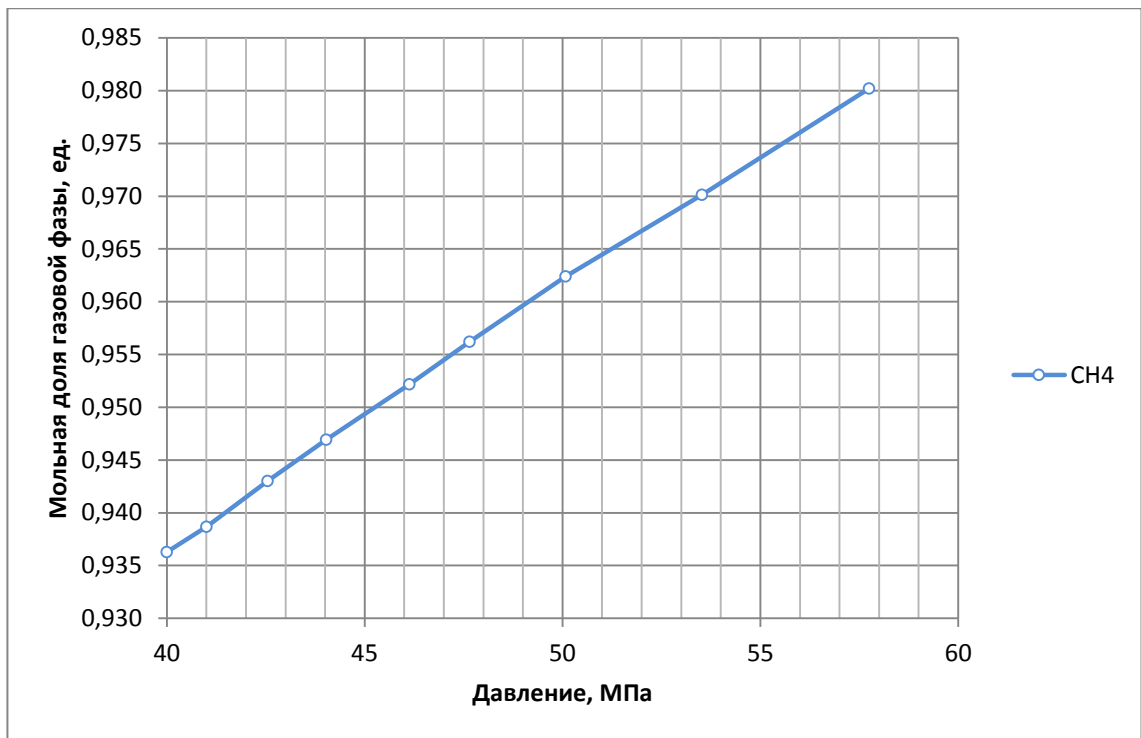


Рис. 4.3. Доля газовой фазы V метана как функция давления

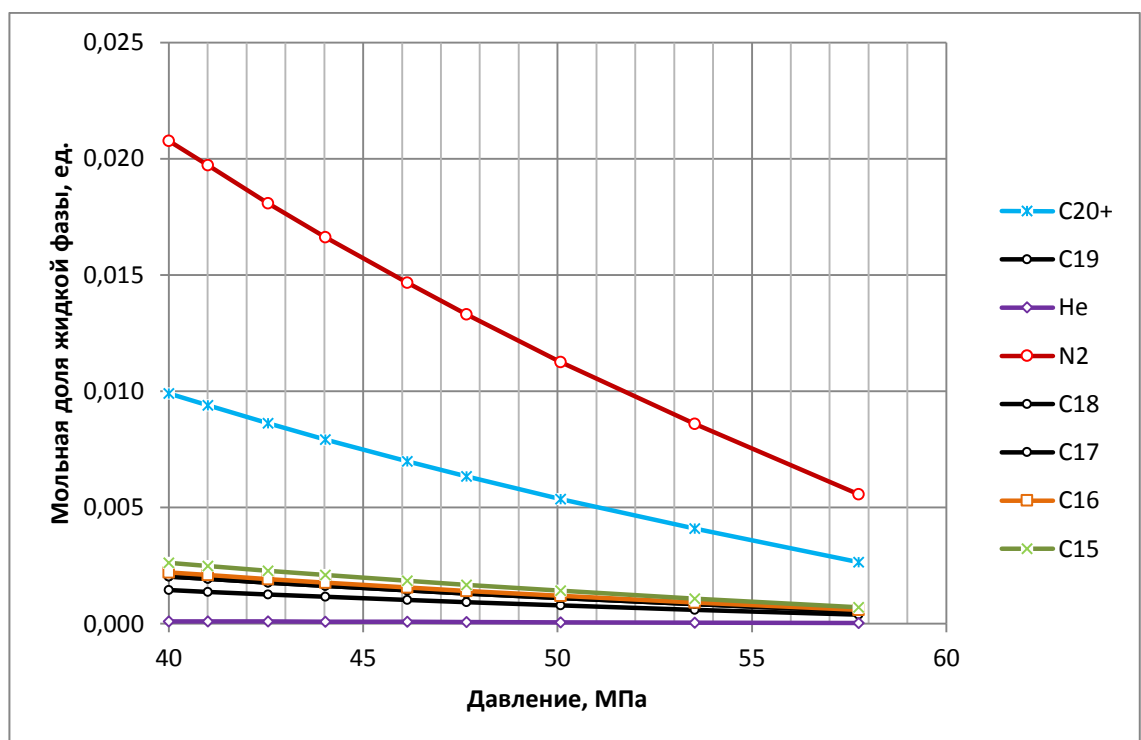


Рис. 4.4. Доля жидкой фазы L различных компонентов газоконденсатной смеси как функция давления

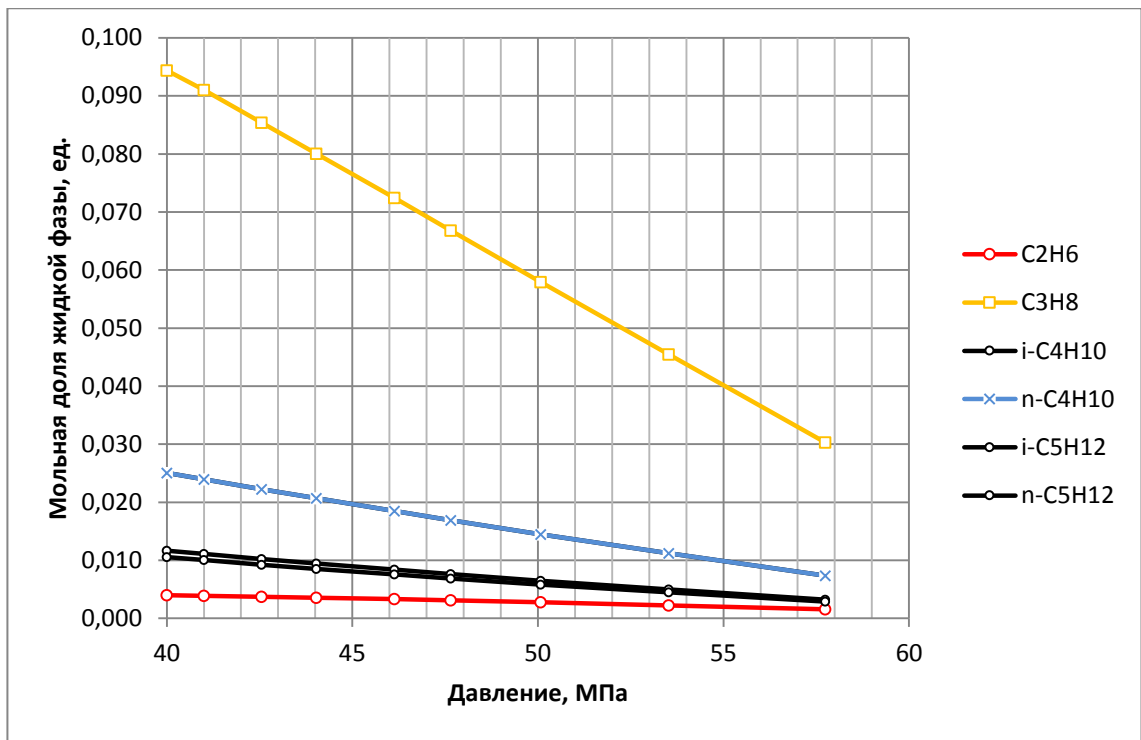


Рис. 4.5. Доля жидкой фазы L различных компонентов газоконденсатной смеси как функция давления

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Предложен и обоснован метод учета фазовых превращений при моделировании многокомпонентной фильтрации, базирующийся на стандартной записи уравнений неразрывности;
- Создан алгоритм и программный комплекс, основанный на методе последовательных приближений, позволяющий рассчитывать доли и состав сосуществующих фаз (по времени и от радиуса);
- Представлены расчеты изменения газосодержания для четырех моментов времени: $t=0$ дней, 1 день, 1 неделя, 1 месяц. Расчеты выявили, что для газоконденсатной смеси с мольной долей $\text{CН}_4 < 79\%$ наблюдается появление и рост доли жидкой фазы («конденсатной банки») уже с первого дня расчета.
- Приведены графики изменения компонентной смеси, которые подтверждают, что компоненты, обладающие большей молекулярной массой, после снижения пластового давления ниже давления начала конденсации присутствуют в жидкой фазе (выпавшем конденсате).
- Получена возможность на начальном этапе добычи учесть потери выпавшего конденсата в пласте при варьировании параметрами на контуре и на забое скважины.
- Получена возможность прогнозирования изменения состава и свойств газоконденсатной смеси. Также могут быть разработаны условия выявления образования жидкой фазы, позволяющие предотвратить выпадение ГКС в призабойной зоне в зависимости от состава смеси и термобарических условий.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 416 с.
2. Шабаров А.Б. Газодинамика: уч. пособие. 2-е изд., перераб. Т.: ТюмГУ, 2013. 430 с.
3. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. II. М: Наука, 1980. 360 с.
4. Шабаров А.Б., Заночуев С.А. Метод расчета изменения компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне // Вестник Тюменского государственного университета. Серия «Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика» 2015. Том 1 №1(1).
5. L.P. Dake The practice of reservoir engineering. Elsevier, 2001. 606с.
6. M. Jamiolahmady, A. Danesh, G. Henderson, and G.D. Tehrani // Variations of Gas-Condensate Relative Permeability with Production Rate at Near Wellbore Conditions: A General Correlation // Society of Petroleum Engineers Inc.
7. Hai Xuan Vo // Composition Variation During Flow of Gas-Condensate Wells // A report submitted to the department of energy resources engineering of Stanford University.
8. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. М: Недра, 1999. 660 с.
9. Брусиловский А.И. Новый инженерный метод создания и адаптации РVT – модели природной газоконденсатной смеси.
10. Брусиловский А.И. Методы моделирования фазового поведения пластовых систем.
11. Степанов Г.С. Фазовые превращения в месторождениях нефти и газа. М: Недра, 1983. 188 с.
12. Ющенко Т.С. Математическое моделирование трехфазного равновесия в природных газоконденсатных системах. М: Недра, 1999. 660 с.

13. Шабаров А.Б. Физико-математическая модель и метод расчета течения газоконденсатной смеси // Вестник Тюменского государственного университета. Серия «Физико-математические науки. Информатика» 2014. Том 1 №7.
14. P. L. Moses Engineering Application of Phase Behavior in Oil and Gas Production, JPT: 1983, 1205.
15. Afidick, D., Kaczorowski, N. J., Bette Srinivas Production Performance of a Retrograde Gas Reservoir: A Case Study of the Arun Field SPE 28749, 1994.
16. Katz, D. L.: Overview of Phase Behavior of Oil and Gas Production, JPT, June 1983, 1205.
17. Shandrygin, A., Rudenko, D (2005, January 1). Condensate Skin evaluation by the Means of Transient Pressure Analysis // Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/97027-MS.
18. Грищенко А.И. Тер-Саркисов Р.М. Шандрыгин А.Н. Подюк В.Г. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. М: Недра, 1999. 660 с.
19. Волохова А. В. Земляная Е. В. Качалов В. В. Сокотущенко В. Н. Рихвицкий В. С. Численное исследование фильтрации газоконденсатной смеси в пористой среде. // Компьютерные исследования и моделирование 2018 Т. 10 №2 С. 209-219.
20. A. Shandrygin, D. Rudenko Condensate Skin Evaluation of Gas/Condensate Wells by Pressure Analysis SPE Schlumberger 97027
21. Peng Wang, Gary A. Pope Proper Use of Equations of State for Compositional Reservoir Simulation.
22. Мирзаджанзаде А.Х., Дурмишьян А. Г., Ковалев А. Г., Аллахвердиев Е. А. Разработка газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1967. 416 с.
23. Сомов Б. Е. Расчет автомодельного нестационарного притока газоконденсатной смеси к скважине. // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1967. - №4 40 – 50 с.

24. Fussel D. D. Single-well performance predictions for gas condensate reservoirs // Journal of Petroleum Technology. 1969. – July. – P. 860 – 870.
25. Тер-Саркисов Р. М., Шандрыгин А. Н., Гужов Н. А., Киреев С. В. Влияние фазовых проницаемостей коллектора на механизм накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин. // Газовая промышленность. – 1996. - № 9/10. С. 28 – 31.
26. Подюк В. Г., Гриценко А. И., Ремизов В. В., Тер-Саркисов Р. М. Руководство по восстановлению продуктивности газоконденсатных скважин. М.: ВНИИГАЗ, 1995. – 65с.
27. Тер-Саркисов Р. М., Шандрыгин А. Н., Гужов Н. А. Повышение продуктивности газоконденсатных скважин обработкой их призабойной зоны сухим газом. // Газовая промышленность. – 1994. - №12. С. 26 – 28.
28. Mc. Caln W. D., Alexander R. A. Sampling Gas-Condensate Wells. // SPE Reservoir Engineering – 1992. August. P. 358 – 362.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

```
#include <cmath>
#include <iomanip>
#include <iostream>
#include <math.h>
#include <fstream>
using namespace std;
double PI = 3.1415926535897932384626433832795;
double Rc = 0.1;
double Rk = 500;
double Pk = 60000000;
double Pc = 40000000;
double T = 378;
double k = 0.0000000000000001;
double h = 10;
double pol = 980;
double mu = 0.0005883;
const unsigned int M = 100;
const unsigned int N = M*20;
double r[M] = {0.1};
double P[M] = {0};
double Gl;
double Gg;
double eps = 0.001;
double R = 519;
double z = 0.9;
double pog[N];
double ng = 2.8;
double nl = 2.7;
```

```

double m = 100.0;
double Rsrednee = pow((log(Rk)/log(Rc)),1/m);
double a[N],b[N],c[N],d[N],p[N],q[N],s[N],f[N],z1[N],z2[N],z3[N];
int DATA(string name; int number)
{
double dat;
ofstream file;
file.open(name);
while (fread(&dat, sizeof(int), 1, file))
{
if (number == 1)
{
b[cikl] = dat;
a[cikl] = 1;
}
if (number == 2)
{
c[cikl] = dat;
}
if (number == 3)
{
d[cikl] = dat;
}
}
return(0);
}
int kub()
{
string name;

```

```

DATA("const1.txt",1);
DATA("const2.txt",2);
DATA("const3.txt",3);
setlocale(LC_ALL,"Russian");
p=((3.*a*c-b*b)/(3.*a*a));
q=((2.*b*b-9.*a*b*c+27.*a*a*d));
s((((q*q)/4.)+(p*p*p)/27.);
if (q<0)
{
    f=(atan(pow(-s,0.5)/(-q/2)));
}
    else if (q>0)
{
    f=(atan(pow(-s,0.5)/(-q/2))+PI);
}
    else
{
    f=(PI/2);
}
if (s<0)
{
    x1=(2.*pow((-p/3.),0.5)*cos(f/3.)-b/3.*a);
    x2=(2.*pow((-p/3.),0.5)*cos(f/3.+(2.*PI)/3.)-b/3.*a);
    x3=(2.*pow((-p/3.),0.5)*cos(f/3.+(2.*PI)/3.)-b/3.*a);
}
else
{
    x1=(2.*pow(-q/2.,1./3.)-b/(3.*a));
    x2=(-1.*pow(-q/2.,1./3.)-b/(3.*a));
    x3=(-1.*pow(-q/2.,1./3.)-b/(3.*a));
}

```

```

}
cout<<"X1= "<<x1<<endl;
if (s<0)
{
cout<<"X2= "<<x2<<endl;
cout<<"X3= "<<x3<<endl;
}
system("pause");
return(0);
}
typedef double(*pointFunc)(double);
double f(double r)
{
return (1/r) ;
}
double integral1(pointFunc f, double Rc, double Rk, int n)
{
const double h = (Rk-Rc)/100;
double k1 = 0, k2 = 0;
for (int i = 1; i < M; i+=2)
{
k1+= f(Rc + i*h);
k2 += f(Rc + (i+1)*h);
}
return h/6*(f(Rc)+4*k1+2*k2);
}
int integral2()
{
double s1, s;
int n = 1; //начальное число шагов

```

```

int main()
{
for (int i = 1; i <= M; i++)
    {
    r[i] =pow(r[i-1],Rsrednee);
    }
kub;
int kolvo, kolvo2;
do
    {
    for (int i = 0; i <= N; i++)
        {
        P[i] = Pc+(Pk-Pc)*(log(r[i]/Rc)/log(Rk/Rc));
        pog[i] = P[i]/(z[i]*R*T);
        Gl[i] = 2*h*PI*pol*k*(Pk-Pc)/(mu*log(Rk/Rc));
        Gg[i] = 2*h*PI*pog*k*(Pk-Pc)/(mu*log(Rk/Rc));
        }
    kolvo=0;
    kolvo2=0;
    for (int i = 1; i <= N; i++)
        {
        if ((abs(Gl[i]-Gl[i-1]))/Gl[0])<e kolvo = kolvo+1;
        if ((abs(Gg[i]-Gg[i-1]))/Gg[0])<e kolvo2 = kolvo2+1;
        }
    }
while((N*0.8)>kolvo);
system("pause");
return(0);
}

```