Министерство образования и науки Российской Федерации Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого Институт прикладной математики и механики Кафедра Теоретическая механика

> Работа допущена к защите Зав. кафедрой, д.ф.-м.н., проф. \_\_\_\_\_ А.М. Кривцов «\_\_\_»\_\_\_\_20\_ г.

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

# «МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОФИЛЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ МНОГОФАЗНОМ ТЕЧЕНИИ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ»

по направлению 01.04.03 «Механика и математическое моделирование» по образовательной программе 01.04.03 04 «Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи»

Выполнил студент гр.23642/3 А.И. Третьяков Руководитель Профессор, д.ф.-м.н. А.В. Порубов

Консультант Эксперт

> Санкт-Петербург 2018

В.С. Котежеков

#### РЕФЕРАТ

# На 80 с., 47 рисунков, 12 таблицы, 0 приложений, 19 источников ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, МНОГОФАЗНОЕ ТЕЧЕНИЕ, ЭМПИРИЧЕСКИЕ КОРРЕЛЯЦИИ, МЕХАНИСТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Данная работа посвящена созданию методики для определения градиента давления по всему стволу скважины на месторождении Западной Сибири с минимальной погрешностью. Проведен анализ существующих методов расчета забойного давления. Произведена программная реализация выбранного метода. Усовершенствована существующая методика под рассматриваемое месторождение.

#### **THE ABSTRACT**

80 pages, 47 pictures, 12 tables, 0 applications, 19 sources

BOTTOMHOLE PRESSURE, MULTIPHASE FLOW, EMPIRICAL CORRELATIONS, MECHANISTIC MODELS

This master's work is devoted to the development of a technique for determining the pressure gradient over the entire wellbore in the field of Western Siberia with a minimum error. The analysis of existing methods for calculating bottomhole pressure is carried out. The program implementation of the chosen method is made. The existing methodology for the field under consideration has been improved.

# СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1.1 Обзор литературы	6
1.1.1 Эмпирические корреляции	7
1.1.2 Механистические модели1	1
ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ1	3
2.1 Основные уравнения механики для определения градиента давления 1	3
2.2 Анализ применимости методик расчета применительно к рассматриваемому месторождению1	6
2.3 Рассматриваемые методы оценки градиента давления 1	8
2.2.1 Memod Beggs&Brill1	8
2.2.2 Memod Ansari et al2	2
2.2.3 Унифицированный метод	2
2.3 Проведение расчетов	8
2.4 Снижение погрешности расчета до минимальных значений 5	2
2.5 Расчет распределения градиента давления, при пересчете от глубины на 600 метров выше верхних дыр перфорации6	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ7	2
ОХРАНА ТРУДА7	3
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 7	9

#### введение

Многие задачи, связанные с оценкой потенциала и оптимизацией производительности нефтяных и газовых скважин требуют учета многофазного потока в обсадной колонне, насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве. К таким задачам относятся:

- расчет забойного давления скважины;
- интерпретация гидродинамических исследований скважин;
- проведение узлового анализа и расчет рабочей точки системы скважина-пласт;
- дизайн системы механизированной добычи;
- дизайн и оптимизация конструкции скважины с целью достижения запланированных уровней добычи углеводородов.

Для точных расчетов в системах труб нефтяных и газовых скважин необходимо умение прогнозировать поведение газожидкостных потоков в скважинах. Успешное решение перечисленных задач требует применения современных методов расчета характеристик многофазного потока в стволе Такой многофазный поток гораздо сложнее однофазного. В скважины. настоящее время существуют общепризнанные методы расчета многофазного потока. Некоторые из них общие, другие же применимы в очень узком диапазоне параметров. Некоторые из них эмпирические, в других, напротив, делаются попытки моделировать явления, лежащие в основе тех или иных Жизненно чтобы человек занимающийся процессов. важно при этом, расчетами, связанными с многофазным потоком, знал об ограничениях и области применения того или иного метода. Широкий разброс параметров, встречающийся в добывающих скважинах, осложняет разработку методов для прогнозирования поведения многофазного потока. Так методы, которые работают для газоконденсатных скважин, не работают для нефтяных скважин, а допущения верные для одних скважин совершенно не допустимы для других. Выбор подходящей модели для расчета градиента давления и коэффициента

жидкостного заполнения определяется структурой потока. Структура потока, градиент давления и коэффициент заполнения рассчитываются для каждого участка ствола скважины[1].

Целью данной работы является определение корректного забойного давления на глубине текущего забоя, так как на данный момент оценка этой величины осуществляется при помощи формулы «Гидростатического давления», что является некорректным, так как не учитываются изменения режимов течения в стволе скважины. Решение данной задачи актуально для точного определения дебита скважины, так как эта величина влияет на экономические показатели целесообразности разработки месторождения. Новизна идеи заключается в том, что существующая математическая модель была адаптирована был конкретное месторождение. В данной работе рассматривается одно из месторождений Западной Сибири.

Этапы работы:

- 1. Определение наиболее перспективных методик расчета градиента давления для фонтанных скважин и механизированного фонда
- 2. Реализация математической модели расчета согласно отобранным методикам
- 3. Проведение расчетов и сравнение их с данными замеров с месторождения
- 4. Выборка методики с наименьшим отклонением от промысловых замеров
- 5. Снижение погрешности расчета до минимальных значений

В рамках работы представлена полная математическая постановка задачи, описание программной реализации модели на языке VBA, продемонстрированы результаты расчетов и сравнения расчетов с данными замеров непосредственно с месторождения.

#### 1.1 Обзор литературы

Для решения задачи о моделировании градиента давления в стволе скважины в первую очередь была проанализирована литература ([1]-[19]).

Необходимо определиться с моделью наиболее корректно описывающей процесс многофазного течения.

На ранних стадиях исследования многофазный поток рассматривался как однородная смесь газа и жидкости. Этот подход не учитывал тот факт, что фаза газа быстрее фазы жидкости. Такой подход без учета эффекта проскальзывания занижал перепад давления, потому что объем ствола скважины, занятый жидкостью, по прогнозам был слишком мал. В качестве улучшения метода без учета эффекта проскальзывания были предложены эмпирические корреляции с поправкой на эффект проскальзывания.

На сегодняшний день существует две методики расчета давления при многофазном течении:

- Эмпирические методы (представляют собой полностью эмпирические соотношения, связывающие величины объемного содержания жидкости и коэффициента трения с некоторыми переменными обычно безразмерными), получаемыми из исходных переменных, описывающих систему (расходы фаз, диаметры, и т.п.);
- Механистические методы (характерным является использование системы уравнений, описывающих законы сохранения массы и импульса для каждой из фаз)

#### 1.1.1 Эмпирические корреляции

Brill & Mukherjee было предложено следующее разделение эмпирических корреляций на три категории:

Категория «А». Рассматривает многофазный поток без учета режимов потока и эффекта проскальзывания. Плотность смеси рассчитывается на основе газового фактора. То есть, делается допущение, что газ и жидкость движутся с одинаковой скоростью. Используется одна единственная корреляция для двухфазного коэффициента трения. Не выделяются различные режимы потока.

Категория «В». Учитывает эффект проскальзывания, не учитывает режимы потока. Требуется корреляция и для объемного содержания жидкости

и для коэффициента трения. Поскольку газ и жидкость движутся с различной скоростью, необходимо предусмотреть метод прогнозирования того, какой объем трубы занят жидкой фазой на любом участке трубы. Для всех режимов потока используются одни и те же корреляции объемного содержания жидкости и коэффициента трения.

Категория «С». Учитывает эффект проскальзывания и режимы потока. Для прогнозирования объемного содержания жидкости и коэффициента трения необходимы не только корреляции, но и методы определения режима потока. Определив режим потока, можно подобрать корреляцию для прогнозирования объемного содержания жидкости и коэффициента трения. Метод расчета градиента давления также зависит от режима потока[1].

В таблице перечислены наиболее распространенные корреляции для многофазного восходящего потока, а также дана их классификация по категориям.

Метод	Категория
Poetman and Carpanter	А
Baxendell and Thomas	А
Fancher and Brown	А
Hagedorn and Brown	В
Gray	В
Duns and Ros	С
Orkisewski	С
Aziz et al.	С
Chierici et al.	С
Beggs and Brill	С
Mukherjee and Brill	С

Таблица 1.1 Классификация методов по категориям

Методы категории «А» больше не используются для прогнозирования градиента давления многофазного потока в скважинах. Они могут применяться

только для высокодебитных скважин с рассеянным пузырьковым режимом потока, так как данный режим потока характеризует отсутствие эффекта проскальзывания.

В категории «В» наиболее распространенными можно назвать два метода. Метод *Hagedorn and Brown* один из наиболее часто употребляемых корреляционных методов, который основывается на данных, полученных на экспериментальной вертикальной скважине глубиной около 460 метров. В экспериментах фаза газа была представлена воздухом, а в качестве жидкостей использовались вода и нефть с вязкостью 10, 30 и 110 сантипуаз[2]. Метод Hagedorn and Brown является наиболее обобщенным, он был разработан для самых разнообразных условий вертикального многофазного потока[1].

Метод *Gray* является специализированным, он был разработан для вертикальных газовых скважин, добывающих также и конденсат и/или свободную воду. Для разработки данной корреляции было использовано 108 наборов данных. При этом 88 из 108 наборов данных были получены на добывающих скважинах[3].

Методы, представленные в категории «С» различаются тем, как они предсказывают те или иные режимы потока и тем как в каждом отдельном режиме потока рассчитывается объемное содержание жидкости и компоненты трения и ускорения градиента давления.

Метод *Duns and Ros* является результатом интенсивных лабораторных исследований с замерами давления и объемного содержания жидкости. Было проведено около 4000 испытаний многофазного потока в вертикальной трубе высотой 185 футов (56.4 m). Большинство испытаний проходили практически в атмосферных условиях, где фазу газа представлял воздух, а фазу жидкости жидкие углеводороды или вода. Объемное содержание жидкости измерялось с помощью радиоактивного индикатора. Прозрачная часть прибора позволяла наблюдать тот или иной режим потока. Для каждого из трех наблюдаемых режимов были выведены корреляции коэффициента трения и скорости

проскальзывания, по которым далее можно было рассчитать объемное содержание жидкости[4].

Метод *Orkiszewski*. Orkiszewski проверил несколько признанных корреляций на реальных данных и пришел к выводу, что ни одна из них не является точной для всех режимов потока. Затем он выбрал те корреляции, которые считал наиболее точными для пузырькового и аэрозольного режимов потока, и предложил новую корреляцию для пробкового режима потока. Корреляция для пробкового режима потока была выведена на основе данных *Hagedorn and Brown*. Для пузырькового потока Orkiszewski выбрал метод *Griffith and Wallis*, а для аэрозольного режима – метод *Duns and Ros*[5].

Метод Beggs & Brill был первым методом, учитывающим угол наклона, включая наклонные скважины. Для испытаний применялись отрезки акриловых труб диаметром 1 и 1,5 дюйма и длиной 90 футов (27.4 m). Угол наклона трубы мог быть любым. Флюиды были представлены водой и воздухом. Сначала велось наблюдение за режимами потока в горизонтальных трубах каждого диаметра при изменении дебита жидкости и газа. Затем выбирались определенные дебиты, менялись углы наклона, и велось наблюдение за объемным содержанием жидкости И градиентом давления. Объемное содержание жидкости и градиент давления измерялись при различных углах наклона 00,  $\pm 50$ ;  $\pm 100$ ;  $\pm 150$ ;  $\pm 200$ ;  $\pm 350$ ;  $\pm 550$ ;  $\pm 750$ ;  $\pm 900$ . Корреляции были выведены на основе 584 испытаний[6].

Метод *Mukherjee&Brill* был разработан для того, чтобы преодолеть ограничения метода *Beggs&Brill*, а также, чтобы ввести новые технологии по определению объемного содержания жидкости. Их экспериментальное оборудование состояло из стальной трубы в форме перевернутой буквы U с внутренним диаметром 1,5 дюймов. Закрытый конец этой трубы можно было поднимать и опускать, создавая любой угол наклона от 00 до 900. Каждая сторона U-образной трубы была 56 футов и имела тестовые 32-х футовые отрезки с восходящим и нисходящим потоком. Прозрачная часть каждой стороны трубы позволяла наблюдать режимы потока в трубе и применять

сенсоры приемистости для измерения объемного содержания жидкости. В качестве флюидов использовали воздух и керосин или смазочное масло. Было получено примерно 1000 измерений перепада давления и около 1500 измерений объемного содержания жидкости для различных дебитов газа и жидкости[7].

Важно отметить, что единственные корреляции, учитывающие угол наклона скважины, это корреляции *Beggs&Brill* и *Mukherjee&Brill*. Следовательно, эти два метода применимы и для нагнетательных скважин, и для трубопроводов, проложенных по пересеченной местности. Все остальные методы для наклонных скважин должны применяться очень осторожно[1].

#### 1.1.2 Механистические модели

Несмотря на то, что объемное содержание жидкости и эффект трения часто зависели от режима потока, прогнозируемого по эмпирическим картам, в целом эти методы все ещё рассматривали флюиды как однородную смесь.

К сожалению, подход к флюиду как однородной смеси совершенно не ситуации, отражает реальной что приводит неточным К прогнозам характеристик потока. При попытке улучшить качество прогнозов характеристик потока был найден компромисс между эмпирическим и Этот подход назван феноменологическим или двухфазным подходом. механистическим моделированием, при котором основные физические законы используются для моделирования важных характеристик потока, таких как прогнозирование режима потока. Метод механистического моделирования подразумевает некоторую долю эмпиризма, но только для прогнозирования особых механизмов потока. В целом, механистические модели базируются на фундаментальных законах, и потому дают более точный прогноз при вариации геометрических параметров и параметров флюидов.

В данных моделях, как правило, сначала определяется режим потока, затем, учитывая механизм того или иного режима потока, рассчитываются параметры потока. Наиболее распространенными механистическими моделями можно назвать модели *Hasan&Kabir*, *Ansari et al*, *Унифицированная*.

11

Метод *Hasan&Kabir* является еще одной механистической моделью, предназначенной для расчета градиента давления в скважинах. Для моделирования переходов из одного режима потока в другой, *Hasan u Kabir* использовали подход, аналогичный методу Тейтеля и др. При этом *Hasan u Kabir* выделили те же четыре режима потока: пузырьковый, пробковый, эмульсионный и кольцевой[8].

Метод Ansari et al. является комплексной механистической моделью для восходящего вертикального двухфазного потока. Разработан этот метод в университете Талса в рамках проекта по изучению потока флюидов. В рассматриваемом методе не учитывается угол наклона скважины, хотя в общем случае уравнение градиента давления можно применять и для наклонных скважин[8].

Основную работу, связанную с механистическим моделированием переходных режимов двухфазного восходящего потока, провели Тейтель и др. Было выделено четыре основных режима потока (пузырьковый, пробковый, эмульсионный и кольцевой), представленные на рис. 1.1, и предложен расчет переходных границ между ними[1].



Рисунок 1.1 Режимы восходящего двухфазного потока

Барни и др. модифицировали модель Тейтеля применительно к наклонному потоку. Барни объединил все модели, предназначенные для прогнозирования режимов наклонного потока, в единую модель. На основе этой обобщенной модели можно определить тип течения путем расчета переходных границ между пузырьковым, пробковым и кольцевыми режимами.

Унифицированый метод разработан в университете г. Талса, в рамках консорциума по изучению многофазного поток. Это новый подход, позволяющий проводить расчеты для любого угла наклона трубы. Также существенным является возможность расчета многофазного потока не только в трубах, но и в межтрубном пространстве, в том числе для потока с нулевым расходом жидкости. Расчет градиента давления для потока с нулевым расходом жидкости может быть осуществлен с использованием многих методов, изначально разработанных для других типов потока. Такой градиент давления можно рассматривать как предельное значение (если оно существует) при устремлении дебита жидкости к нулю. Так, исследования такого перехода для унифицированной методики показали, что предельное значение существует и устойчиво для большого диапазона входных переменных[1].

#### ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

#### 2.1 Основные уравнения механики для определения градиента давления

В основе всех расчетов характеристик потока в трубах лежат законы сохранения массы, импульса, позволяющие вычислять основные характеристики потока, в том числе находить распределение давления.

Закон сохранения массы означает, что для заданного контрольного объема разность масс на входе и выходе равна массе вещества накопления. Для трубы постоянного сечения уравнение массы имеет вид[3]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial (\rho v)}{\partial L} = 0 \tag{1}$$

В установившемся потоке накопление массы не происходит, поэтому уравнение (1) сводится к виду[3]:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial L} = 0 \tag{2}$$

Из уравнения (2) очевиден тот факт, что установившийся поток характеризуется постоянным значением *рv*.

В соответствии с первым законом Ньютона для потока флюидов в трубах разность импульсов на входе и выходе заданного участка трубы должна быть равна сумме всех сил, действующих на частицы контрольного объема, и импульса накопления. Сохранение линейного импульса можно выразить уравнением:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial L}(\rho v^2) = -\frac{\partial p}{\partial L} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho gsin(\vartheta)$$
(3)

Предполагая, что поток является установившимся, и объединяя уравнения (2) и (3), скорость накопления линейного импульса можно оценить по формуле[3]:

$$\frac{dp}{dL} = -\tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin(\vartheta) - \rho v \frac{dv}{dL}$$
(4)

Данное уравнение часто еще называют уравнением равновесия механической энергии. Таким образом, в основе уравнения градиента давления для установившегося потока лежат принципы сохранения массы и линейного импульса.

Из уравнения (4) видно, что градиент давления для установившегося потока определяется суммой трех составляющих, то есть:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{общ}} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{гравит}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{уск}}$$
(5)

Первая составляющая уравнения (6) или (7) обуславливается трением на стенке трубы и задается дополнительным соотношением, соответствующим выбору реологической модели среды. Потери давления на трение составляют, как правило, от 5 до 20% общих потерь давления в скважине. Вторая составляющая характеризует градиент давления, вызванный перепадом высот. Обычно она составляет большую часть общего градиента давления (порядка 80-95%).

Последняя составляющая в правой части уравнения обусловлена изменениями скорости. Как правило, ею можно пренебречь, за исключением тех случаев, когда рассматриваемая сжимаемая жидкость при относительно низком давлении (например, в газлифтных скважинах вблизи поверхности).

При восходящем потоке в скважинах падение давление происходит в направлении потока. Падение давления принято обозначать положительной величиной. Следовательно, чтобы иметь перепад давления в направлении роста, все члены в уравнении необходимо взять с противоположным знаком.

Для оценки значения касательного напряжения или потерь давления на трение можно рассчитать безразмерный коэффициент трения как отношение силы касательного напряжения к кинетической энергии флюида в расчете на единицу объема[10]:

$$f' = \frac{\tau}{\rho v^2 / 2} \tag{6}$$

где f' - коэффициент трения Фаннинга. Но мы будем использовать коэффициент трения Муди f, который в четыре раза больше коэффициента трения Фаннинга. На основе уравнения (4) можно рассчитать силу касательного напряжения:

$$\tau = f \frac{\rho v^2}{8} \tag{7}$$

Таким образом, подставляя выражение (7) в (4) получаем формулу для расчета составляющей градиента давления по трению:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} = f \frac{\rho v^2}{2d} \tag{8}$$

которое часто называют уравнением Дарси-Уэйсбаха.

Чтобы рассчитать градиент давления по трению, необходимо сначала установить значение самого коэффициента трения. Для этого нужно решить, ламинарным или турбулентным является поток. Считается, что поток является ламинарным, если число Рейнольдса не превышает 2000. Значение числа Рейнольдса определяется по формуле:

$$N_{Re} = \frac{\rho v d}{\mu} \tag{9}$$

# 2.2 Анализ применимости методик расчета применительно к рассматриваемому месторождению

Забойное давление  $p_{wf}$  складывается из затрубного давления на устье скважины -  $p_c$ , давления столба газа в затрубном пространстве  $\Delta p_0$ , давления газированного столба нефти  $\Delta p_1$  над приемом насоса в затрубе и давления  $\Delta p_2$  газожидкостного столба под насосом,  $\Delta p_{\rm Tp}$  потери давления на трение на стенки насосно-компрессорных труб и эксплуатационной колонны:

$$p_{wf} = p_c + \Delta p_0 + \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_{\rm TD} \tag{10}$$

В большинстве случаев  $\Delta p_0$  не превышает 1-2 атм в силу малой плотности газа, поэтому  $\Delta p_0 = 0$  и  $p_l = p_c$ , где  $p_l - давление$  на уровне границы раздела жидкость – свободный газ. Оценка величин  $\Delta p_1$ ,  $\Delta p_2$ ,  $\Delta p_{\rm Tp}$  требует применения методов гидравлических расчетов многофазного потока. На данный момент расчет суммарной величины давлений  $\Delta p_1 + \Delta p_2$  в компании производится при помощи двух формул на основе расчета гидростатического давления с учетом инклинометрии и обводненности, но без учета трения:

1. Пересечет давления с данных погружной телеметрии:

$$p_{wf} = \Delta p_1 + \Delta p_2 = p_{\text{TMC}} + (\rho_o (1 - f_w) + \rho_w f_w) g h_{TVD}$$
(11)

2. Пересчет давления с отбивки уровня *h* жидкости:

$$p_{wf} = \Delta p_1 + \Delta p_2 = p_c + \rho_g gh + \rho_{0r} g(h_{\rm H} - h) + \rho_{0{\rm H}} g(h_{TVD} - h_{\rm H})$$
(12)

где  $p_{\text{ТМС}}$  давление с датчика телеметрии,  $\rho_o$  – плотность нефти,  $\rho_{O\Gamma}$  – плотность газированного столба нефти над насосом,  $\rho_{OH}$  – плотность нефти под насосом,  $\rho_g$  – плотность газа,  $h_{\text{H}}$  – глубина спуска насоса,  $f_w$  – обводненность,  $\rho_w$  – плотность воды,  $h_{TVD}$  – вертикальная глубина забоя. На месторождениях с высоким содержанием газа расчет забойного давления по формулам (11), (12) может производиться с погрешностью до 90%.

Необходимо сформулировать основные требования, которым должен удовлетворять метод расчета многофазного потока:

• Широкий диапазон значений газового фактора;

- Расчет потоков от вертикального до горизонтального и с отрицательным углом наклона;
- Широкий диапазон дебитов;
- Расчет как в трубах, так и в межтрубном пространстве.

Для вычисления объемного содержания жидкости и коэффициента трения многофазного течения применяются вышеописанные B лля метолы. эмпирических методах величины объемного содержания жидкости И коэффициента трения связаны некоторыми переменными, получаемыми из исходных переменных (расходы фаз, диаметры и т.п.). Для механистических методов основным подходом является использование системы уравнений, описывающих законы сохранения массы и импульса для каждой из фаз. Эмпиризм присутствует и в механистических методах, но на более низком соотношений уровне замыкающих для системы уравнений. В виде Механистические методы более точны в широком диапазоне значений параметров.

Одним из ключевых требований, предъявляемых к методу оценки градиента давления, является возможность расчета для большого диапазона углов наклона. Эмпирический модифицированный метод Beggs&Brill из всех других отличается своей универсальностью по отношению к углу наклона потока[1]. Из механистических методов особо отмечаются метод Ansari и Унифицированный метод. Эти методы позволяют проводить расчеты для любого угла наклона труб. Выбор метода Ansari определяется, прежде всего, его широкой областью применимости и большой точностью расчета, а так же этот метод является комплексной механистической моделью для восходящего двухфазного потока. Унифицированный метод позволяет рассчитывать многофазный поток не только в трубах, но и в межтрубном пространстве, в том числе для потока с нулевым расходом жидкости.

В результате проведенного исследования, отобраны три подхода решения задачи:

• Beggs&Brill

- Ansari et al.
- Унифицированный

#### 2.3 Рассматриваемые методы оценки градиента давления

#### 2.2.1 Memod Beggs&Brill

*Beggs и Brill* первыми разработали метод, позволяющий предсказывать поведение потока при его движении в скважине, расположенной под любым углом наклона. Градиент давления в наклонной трубе *Beggs и Brill* предложили рассчитывать по формуле[3]:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\frac{f\rho_n v_m^2}{2d} + \rho_s g\sin\theta}{1 - E_k},\tag{13}$$

$$E_k = \frac{v_m v_{sg} \rho_n}{p} \tag{14}$$

$$\rho_s = \rho_L H_{L(\theta)} + \rho_g (1 - H_{L(\theta)}) \tag{15}$$

Прогнозирование режимов потока. Режимы потока в горизонтальных трубах, построенных по результатам экспериментов Беггза и Брилла, представлены на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1. Горизонтальные режимы потока по Beggs&Brill

Для расчета границ переходных режимов потока и объемного содержания жидкости без учета эффекта проскальзывания Beggs&Brill использовали число Фруда для смеси:

$$N_{Fr} = \frac{\nu_m^2}{gd} \tag{16}$$

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \tag{17}$$

где  $q_L$  – суммарный дебит нефти и воды, а  $q_g$  – дебит

Переходные границы режимов потока вычисляются по следующим формулам:

$$L_1 = 316\lambda_L^{0.302} \tag{18}$$

$$L_2 = 0.000925\lambda_L^{-2.468} \tag{19}$$

$$L_3 = 0.1\lambda_L^{-1.452} \tag{20}$$

$$L_4 = 0.5\lambda_L^{-6.738} \tag{21}$$

Неравенства, в соответствии с которыми определяется режим потока в горизонтальной трубе:

- разделенный режим:

$$\lambda_L < 0.01 \text{ и } N_{Fr} < L_1 \tag{22}$$

или

$$\lambda_L \ge 0.01 \text{ и } N_{Fr} < L_2 \tag{23}$$

- прерывистый режим:

$$0,01 \le \lambda_L < 0.4 \text{ и } L_3 < N_{Fr} \le L_1 \tag{24}$$

ИЛИ

$$\lambda_L \ge 0.4 \text{ и } L_3 < N_{Fr} \le L_4 \tag{25}$$

- распределенный режим:

$$\lambda_L < 0.4$$
 и  $N_{Fr} \ge L_1$  (26)

ИЛИ

$$\lambda_L \ge 0.4$$
 и  $N_{Fr} > L_4$  (27)

Прогнозирование объемного содержания жидкости. Существуют разные соотношения для определения объемного содержания жидкости в потоке для

трех режимов течения в горизонтальных каналах. Первоначально была построена корреляция для горизонтальной трубы, затем в полученное соотношение внесли поправку на фактический угол наклона трубы.

Объемное содержание жидкости для всех режимов потока рассчитывается по одним и тем же уравнениям. Однако для каждого режима необходимо использовать свои эмпирические коэффициенты.

Таблица 2.1. Эмпирические коэффициенты для объемного содержания жидкости в горизонтальных режимах потока по Beggs&Brill

Режим потока	а	b	с
Разделенный	0,980	0,4846	0,0868
Прерывистый	0,855	0,5351	0,0173
Распределенный	1,065	0,5824	0,0609

Сначала рассчитывается объемное содержание жидкости в горизонтальной трубе по формуле:

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{Fr}^c} \tag{28}$$

при ограничении  $H_{L(0)} \ge \lambda_L$ . Коэффициенты a, b, c определяем по таблице 2.1.

Объемное содержание жидкости с поправкой на угол наклона рассчитывают следующим образом:

$$H_{L(0)} = H_{L(0)}\psi$$
 (29)

Поправочный коэффициент на угол наклона трубы равен:

$$\psi = 1 + C(\sin(1.8\theta) - 0.333\sin^3(1.8\theta)) \tag{30}$$

где  $\theta$  – фактический угол наклона трубы, а С определяется из соотношения:

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(e \lambda_L^J N_{Lv}^g N_{Fr}^h)$$
(31)

Коэффициенты e, f, g и h определяют по таблице 2.2.

Режим потока	e	f	g	h
Разделенный	0,011	-3,7680	3,5390	-1,6140
Прерывистый	2,960	0,3050	-0,4473	0,0978
Распределенный	Нет поправки: С=0, ψ=1			

Таблица 2.2 Эмпирические коэффициенты для значения С по Beggs&Brill

*Прогнозирование коэффициента трения*. Коэффициент трения для двухфазного потока предлагается вычислять по формуле:

$$f = f_n(\frac{f}{f_n}) \tag{32}$$

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \tag{33}$$

$$f = 0.0056 + 0.5 N_{Re}^{-0.32} \tag{34}$$

Значение нормирующего коэффициента трения  $f_n$ , определяют по кривой для гладкой трубы на диаграмме Муди (рисунок 2.2) или по уравнениям (33) и (34), при этом число Рейнольдса вычисляется следующим образом:

$$N_{Re} = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_n} \tag{35}$$



Рисунок 2.2 Диаграмма Муди

Значение  $\mu_n$  находят по уравнению:

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \tag{36}$$

Beggs&Brill ввели поправку для отношения коэффициента трения двухфазного потока к нормирующему коэффициенту трения с учетом экспериментальных данных:

$$\frac{f}{f_n} = e^s \tag{37}$$

где

$$s = \frac{\ln(y)}{-0.0523 + 3.182 \ln(y) - 0.8725 (\ln(y))^2 + 0.01853 (\ln(y))^4}$$
(38)

И

$$y = \frac{\lambda_L}{H_{L(0)}^2} \tag{39}$$

#### 2.2.2 Memod Ansari et al.

Ansari с соавторами разработали полноценную механистическую модель для восходящего двухфазного потока.

Прогнозирование режима потока. Переход из пузырькового в пробковый режим описывается минимальным диаметром пузырька, при котором возможен пузырьковый режим потока[9]:

$$d_{min} = 19.01 \left(\frac{(\rho_L - \rho_g)\sigma_L}{\rho_L^2 g}\right)^{0.5}$$
(40)

В трубах большего диаметра переход из пузырькового режима потока в пробковый происходит при слиянии небольших пузырьков газа в большие пузырьки Тейлора. Это было установлено экспериментальным путем, при этом истинное объемное паросодержание составляло 0,25. Процесс перехода в этом случае можно установить по соотношению приведенных скоростей газа и жидкости и скорости проскальзывания:

$$v_{Sg} = 0.25v_s + 0.333v_{SL} \tag{41}$$

где *v<sub>s</sub>* скорость проскальзывания или скорость подъема пузырька, которая по методу Хармати равна:

$$v_{S} = 1.53 \left(\frac{g\sigma_{L}(\rho_{L} - \rho_{G})}{\rho_{L}^{2}}\right)^{0.25}$$
(42)

Переход в кольцевой режим потока. Критерием перехода к кольцевому режиму потока отчасти является скорость газовой фазы, от которой зависит поведение капель жидкости, захваченных газом. Переход описывается уравнением:

$$v_{Sg} = 3.1 (\frac{g\sigma_L(\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2})^{0.25}$$
(43)

Модель пузырькового режима потока. Модель пузырькового режима потока разработана под руководством Каэтано на основе исследований потока в затрубном пространстве. При создании данной модели рассеянный пузырьковый поток и аэрированный поток рассматривались как отдельные режимы.

Вследствие однородного распределения пузырьков газа в жидкости и отсутствия проскальзывания между фазами, рассеянный пузырьковый поток можно считать псевдооднофазным. Тогда параметры двухфазного потока выражаются более простыми формулами:

$$\rho_{TP} = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \tag{44}$$

$$\mu_{TP} = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \tag{45}$$

$$v_{TP} = v_m = v_{SL} + v_{Sg} \tag{46}$$

Чтобы учесть эффект проскальзывания в аэрированном потоке, скорость подъема пузырьков газа связывают со скоростью смеси. Тогда скорость проскальзывания можно выразить следующим образом:

$$v_S = v_g - 1.2v_m \tag{47}$$

Градиент давления для рассеянного пузырькового и аэрированного потоков складывается из двух составляющих:

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{гравит}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} \tag{48}$$

Гравитационная составляющая градиента равна:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{гравит}} = \rho_{\text{ТР}}gsin(\theta) \tag{49}$$

Составляющая градиента по трению равна:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} = \frac{f_{\text{TP}}\rho_{\text{TP}}v_{\text{TP}}^2}{2d}$$
(50)

Значение *f*<sub>TP</sub> определяют по диаграмме Муди (рисунок 2.2), при этом число Рейнольдса берут равным:

$$N_{ReTP} = \frac{\rho_{TP} v_{TP} d}{\mu_{TP}}$$
(51)

Поскольку в пузырьковом потоке доминирует жидкая фаза, которая является относительно несжимаемой, значительного изменения плотности флюидов не происходит. Скорость флюида остается постоянной, поэтому падение давления вследствие ускорения не наблюдается. По сравнению с другими составляющими градиента давления, составляющей по ускорению можно пренебречь.

#### Модель пробкового режима потока.

Первую полноценную физическую модель пробкового режима потока представили Фернандес и др[11]. Предполагалось, что пробковый режим является полностью установившимся.



Рисунок 2.3 Схематичное изображение пробкового режима потока

Массовый баланс газа и жидкости для образовавшегося блока пробки (рисунок 2.3) можно выразить следующим образом:

$$v_{Sg} = \beta v_{gTB} (1 - H_{LTB}) + (2 - \beta) v_{gLS} (1 - H_{LLS})$$
(52)

$$v_{SL} = (1 - \beta)v_{LLS}H_{LLS} - \beta v_{LTB}H_{LTB}$$
(53)

$$\beta = \frac{L_{TB}}{L_{SU}} \tag{54}$$

Равномерный процесс образования пузырька Тейлора из жидкости в составе пробки и газа описывается следующим уравнением баланса масс:

$$(v_{TB} - v_{LLS})H_{LLS} = (v_{TB} - (-v_{LTB}))H_{LTB}$$
(55)

И

$$(v_{TB} - v_{gLS})(1 - H_{LLS}) = (v_{TB} - v_{gTB})(1 - H_{LTB})$$
(56)

Скорость подъема пузырька Тейлора складывается из скорости течения смеси вдоль трубы и скорости подъема пузырька Тейлора в статическом столбе жидкости:

$$v_{TB} = 1.2v_m + 0.35(\frac{gd(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L})^{0.5}$$
(57)

Аналогично можно выразить скорость пузырьков газа в пробке жидкости:

$$v_{gLS} = 1.2v_m + 1.53(\frac{g\sigma_L(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2})^{0.25} H_{LLS}^{0.5}$$
(58)

Применяя формулу Броца, можно установить скорость окружающей пузырек Тейлора пленки  $v_{LTB}$  в зависимости от ее толщины  $\delta_L$ [12]:

$$v_{LTB} = \sqrt{196.7g\delta_L} \tag{59}$$

Опираясь на результаты исследований Фернандеса и др., Сильвестр вывел соотношение для истинного объемного паросодержания в пробке жидкости[11]:

$$H_{gLS} = \frac{v_{sg}}{0.425 + 2.65v_m} \tag{60}$$

Чтобы найти значение восьми переменных, описывающих модель установившегося пробкового режима потока  $(\beta, H_{LTB}, v_{gTB}, v_{LTB}, v_{gLS}, v_{LLS}$  и  $v_{TB})$ , необходимо итерационно решить уравнения (52), (53), (55) - (60). Во и Шохэм предложили объединить эти восемь уравнений алгебраическим образом, чтобы получить одно выражение:

$$(9,916\sqrt{gd})(1-\sqrt{1-H_{LTB}})^{0.5}H_{LTB}-v_{TB}(1-H_{LTB})+\bar{A}=0$$
(61)

$$\bar{\mathbf{A}} = H_{gLS} (v_{TB} - v_{gLS}) + v_m \tag{62}$$

Чтобы найти значения  $H_{LTB}$ , необходимо итерационно решить уравнение (61), приравняв левую его часть к  $F(H_{LTB})$ :

$$F(H_{LTB}) = (9,916\sqrt{gd})(1 - \sqrt{1 - H_{LTB}})^{0.5}H_{LTB} - v_{TB}(1 - H_{LTB}) + \bar{A}$$
(63)

Взяв производную по *H*<sub>LTB</sub> от данного выражения, получим:

$$F'(H_{LTB}) = v_{TB} + (9,916\sqrt{gd})((1 - \sqrt{1 - H_{LTB}})^{0.5} + \frac{H_{LTB}}{4\sqrt{1 - H_{LTB}(1 - \sqrt{1 - H_{LTB}})}})$$
(64)

К уравнениям (63) и (64) легко можно применить методику Ньютона-Рафсона и найти значение  $H_{LTB}$ . Также Во и Шохэм доказали следующее утверждение: если значение  $H_{LTB}$  принадлежит интервалу (0,1) то данное решение является единственным[13]. То есть

$$H_{LTBj+1} = H_{LTBj} - \frac{F(H_{LTBj})}{F'(H_{LTBj})}$$
(65)

Для установившегося пробкового режима потока гравитационная составляющая градиента давления в пробке жидкости равна:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{гравит}} = \left((1-\beta)\rho_{LS} + \beta\rho_g\right)gsin(\theta) \tag{66}$$

где

$$\rho_{LS} = \rho_L H_{LLS} + \rho_g (1 - H_{LLS}) \tag{67}$$

При этом предполагалось, что пленка жидкости вокруг пузырька Тейлора не влияет на гравитационную составляющую градиента давления. Падение давления, вызванное трением, происходит только в пробке жидкости, поэтому потерями давления на трение около пузырька Тейлора можно пренебречь. Таким образом, составляющую градиента давления по трению можно рассчитать по формуле:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трение}} = \frac{f_{LS}\rho_{LS}v_m^2}{2d}(1-\beta)$$
(68)

Значение *f*<sub>LS</sub> определяют по диаграмме Муди (рисунок 2.2), для этого берут число Рейнольдса равным:

$$N_{ReLS} = \frac{\rho_{LS} v_m d}{\mu_{LS}} \tag{69}$$

Ansari et al. пришли к выводу, что для установившегося пробкового режима потока составляющей градиента давления по ускорению можно пренебречь.

#### Модель кольцевого режима потока

На рисунке 2.4 схематично изображен установившийся кольцевой режим потока. Применяя закон сохранения импульса отдельно для пленки и газового ядра, получаем следующие соотношения:

$$A_C(\frac{dp}{dL})_C - \tau_i S_i - \rho_C A_C gsin(\theta) = 0$$
(70)

$$A_F(\frac{dp}{dL})_F + \tau_i S_i - \tau_F S_F - \rho_L A_F gsin(\theta) = 0$$
(71)



Рисунок 2.4. Схематичное изображение кольцевого режима потока

Считается, что газовое ядро состоит из однородной смеси газа и захваченных капелек жидкости, которые движутся со скоростью газового ядра:

$$\rho_C = \rho_L \lambda_{LC} + \rho_g (1 - \lambda_{LC}) \tag{72}$$

где

$$\lambda_{LC} = \frac{F_E v_{SL}}{F_E v_{SL} + v_{Sg}} \tag{73}$$

Здесь *F<sub>E</sub>* – часть объема жидкости, захваченная потоком газа. Ее значение установили опытным путем:

$$F_E = 1 - \exp(-0.125(v_{\text{крит}} - 1.5)) \tag{74}$$

где

$$v_{\rm KPMT} = 10000 \frac{v_{Sg} \mu_g}{\sigma_L} (\frac{\rho_g}{\rho_L})^{0.5}$$
(75)

$$\tau_F = f_F \rho_L \frac{v_F^2}{8} \tag{76}$$

Значение  $f_F$  определяют по диаграмме Муди (рисунок 2.2), для этого число Рейнольдса берут равным:

$$N_{ReF} = \frac{\rho_L v_F d_{HF}}{\mu_L} \tag{77}$$

где

$$v_F = \frac{q_L(1 - F_E)}{A_F} = \frac{v_{SL}(1 - F_E)}{4\delta(1 - \delta)}$$
(78)

И

$$d_{HF} = 4\delta(1-\delta)d\tag{79}$$

Получаем

$$\tau_F = \frac{f_F}{8} (1 - F_E)^2 \rho_L (\frac{\nu_{SL}}{4\delta(1 - \delta)})^2$$
(80)

Уравнение сводится к виду:

$$\tau_F = \frac{d}{4} \frac{(1 - f_F)^2}{\left(4\delta(1 - \delta)\right)^2} \frac{f_F}{f_{SL}} \left(\frac{dp}{dL}\right)_{SL}$$
(81)

Составляющую градиента давления, обусловленную трением, для жидкой фазы рассчитывают по формуле:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{SL} = \frac{f_{SL}\rho_L v_{SL}^2}{2d} \tag{82}$$

где *f<sub>SL</sub>* – коэффициент трения, зависящий от приведенной скорости жидкости. Его получают по диаграмме Муди (рисунок 2.2), для числа Рейнольдса:

$$N_{ReSL} = \frac{\rho_L v_{SL} d}{\mu_L} \tag{83}$$

Сила касательного напряжения между фазами равна:

$$\tau_i = \frac{f_i \rho_C v_C^2}{8} \tag{84}$$

где

$$v_C = \frac{v_{SC}}{(1-2\delta)^2} \tag{85}$$

$$f_i = f_{SC} Z \tag{86}$$

Здесь Z – это коэффициент, связывающий силу межфазного трения с толщиной пленки. Тестируя данную модель, Ansari et al. пришли к выводу, что в случае малой толщины пленки или при интенсивном захвате газом капелек жидкости лучше всего рассчитывать значение Z по методу Уоллиса. Если же толщина пленки достаточно большая или захват капелек жидкости незначителен, значение Z необходимо определять по методу Уэлли и Хьюитта[14]. То есть:

$$Z = 1 + 300\delta, если F_E > 0.9$$
(87)

И

$$Z = 1 + 24\delta(\frac{\rho_L}{\rho_g})^{\frac{1}{3}}, \text{если } F_E < 0.9$$
(88)

Объединяя уравнения (84)-(86), получаем:

$$\tau_i = \frac{d}{4} \frac{Z}{(1-2\delta)^4} \left(\frac{dp}{dL}\right)_{SC} \tag{89}$$

Составляющую градиента давления по трению газового ядра рассчитывают по формуле:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{SC} = \frac{f_{SC}\rho_C v_{SC}^2}{2d} \tag{90}$$

Значение *f<sub>SC</sub>* определяют по диаграмме Муди (рисунок 2.2), для этого число Рейнольдса берут равным:

$$N_{ReSC} = \frac{\rho_C v_{SC} d}{\mu_{SC}} \tag{91}$$

где

$$v_{SC} = F_E v_{SL} + v_{Sg} \tag{92}$$

И

$$\mu_{SC} = \mu_L \lambda_{LC} + m u_g (1 - \lambda_{LC}) \tag{93}$$

Если в уравнение (70) и (71) вместо неизвестных параметров подставить вышеописанные замыкающие выражения, то получим следующие уравнения для градиента давления в кольцевом режиме потока:

$$(\frac{dp}{dL})_{\mathcal{C}} = \frac{Z}{(1-2\delta)^5} (\frac{dp}{dL})_{\mathcal{SC}} + \rho_{\mathcal{C}}gsin(\theta)$$
(94)

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{F} = \frac{(1-F_{E})^{2}}{64\delta^{3}(1-\delta)^{3}} \frac{f_{E}}{f_{SL}} \left(\frac{dp}{dL}\right)_{SL} - \frac{Z}{2\delta(1-\delta)(1-2\delta)^{3}} \left(\frac{dp}{dL}\right)_{SC} + \rho_{L}gsin(\theta)$$
(95)

Основным неизвестным в уравнениях (94) и (95) является параметр безразмерной толщины пленки δ. Градиенты давления в пленке и газовом ядре должны быть одинаковыми, поэтому, приравнивая уравнения (81) и (82), получим выражение для определения δ:

$$\frac{Z}{4\delta(1-\delta)(1-2\delta)^5} (\frac{dp}{dL})_{SC} - (\rho_L - \rho_C)gsin(\theta) - \frac{(1-F_E)^2}{64\delta^3(1-\delta)^3} \frac{f_E}{f_{SL}} \left(\frac{dp}{dL}\right)_{SL} = 0$$
(96)

Чтобы упростить данное уравнение, Ansari et al. применили метод Алвеса и др., в основе которого лежит выделение безразмерных параметров. В дополнение к модифицированным параметрам Локхарта и Мартинелли,  $X_M$  и  $Y_M$ , которые были описаны выше, Ansari et al. выделил следующие группы безразмерных величин[15]:

,

$$\varphi_{\rm C}^2 = \frac{\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\rm C} - \rho_{\rm C}gsin(\theta)}{\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\rm SC}} \tag{97}$$

$$\varphi_F^2 = \frac{(\frac{dp}{dL})_F - \rho_L gsin(\theta)}{(\frac{dp}{dL})_{SL}}$$
(98)

Тогда уравнение (95) преобразуется к виду:

$$Y_{M} - \frac{Z}{4\delta(1-\delta)(1-4\delta(1-\delta))^{2.5}} + \frac{X_{M}^{2}}{(4\delta(1-\delta))^{3}} = 0$$
(99)

Далее, применяя к уравнению (99) итерационный подход Ньютона-Рафсона, вычисляют значение  $\delta$ . Поскольку уравнение (99) зависит от  $\delta$ , то его можно представить в виде функции  $F(\delta)$  и найти производную по  $\delta$ . Получаем:

$$F'(\delta) = \frac{Z(4(1-2\delta))}{(4\delta(1-\delta))^2 (1-4\delta(1-\delta))^{2.5}} - \frac{Z'}{4\delta(1-\delta) (1-4\delta(1-\delta))^{2.5}} - \frac{2.5Z(4(1-2\delta))}{4\delta(1-\delta) (1-4\delta(1-\delta))^{3.5}} - \frac{3X_M^2(4(1-2\delta))}{(4\delta(1-\delta))^4}$$
(100)

Тогда

$$\delta_{j+1} = \delta_j - \frac{F(\delta_j)}{F'(\delta_j)} \tag{101}$$

Получив значение  $\delta$ , на основе уравнений (100) и (101) можно рассчитать безразмерные параметры  $\varphi_F$  и  $\varphi_C$ :

$$\varphi_c^2 = \frac{Z}{(1 - 2\delta)^5} \tag{102}$$

И

$$\varphi_F^2 = \frac{(1-F_E)^2}{(1-(1-2\delta)^2)^2} \frac{f_F}{f_{LS}} \times \left\{ \frac{\frac{Z}{(1-2\delta)^5} - Y_M}{\frac{Z}{(1-2\delta)^5} - Y_M (1-(1-2\delta)^2)^2} \right\}$$
(103)

Поскольку градиенты давления в пленке и в газовом ядре одинаковы, общий градиент давления можно вычислять по любому из уравнений (97) и (98). Таким образом:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{общ}} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{C} = \varphi_{C}^{2} \left(\frac{dp}{dL}\right)_{SC} + g\rho_{C} \sin\theta \tag{104}$$

или

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{общ}} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_F = \varphi_F^2 \left(\frac{dp}{dL}\right)_{SL} + g\rho_L \sin\theta \tag{105}$$

В кольцевом режиме потока составляющей градиента давления по ускорению можно пренебречь. Лопес и Даклер пришли к выводу, что ускорение, возникающее в результате капельного обмена жидкости между пленкой и газовым ядром, очень мало, кроме тех редких случаев, когда достигается высокий дебит жидкости[16].

#### 2.2.3 Унифицированный метод

Еще одна механистическая модель, предназначенная для расчета градиента давления в скважинах, была разработана в университете г. Талса. В

данной модели выделены те же четыре режима потока: пузырьковый, пробковый, эмульсионный и кольцевой.

#### Переход из пузырькового в пробковый режим.

Переход из пузырькового режима потока в пробковый осуществляется при достижении определенной концентрации пузырьков или их слияния. Более крупные пузырьки, как правило, поднимаются в столбе жидкости по зигзагообразным траекториям, что приводит к столкновению пузырьков и соответственно к постепенному росту их концентрации и образованию еще более крупных пузырьков. При увеличении дебита газа размер пузырьков также возрастает. Переход в пробковый режим происходит при истинном объемном равном 0.25. Если применить концепцию приведенной паросодержании, дрейфа скорости двухфазного потока, то переход можно описать уравнением[17]:

$$v_{Sg} = \frac{\sin(\theta)}{4 - C_0} (C_0 v_{SL} + v_S)$$
(106)

Здесь С<sub>0</sub> – это коэффициент расхода, который определяется из условия:

$$C_0 = \begin{cases} 1,2, \text{если } d < 0.12 \text{ м или если } v_{SL} > 0.02 \text{ м/с} \\ 2, \text{если } d > 0.12 \text{ м или если } v_{SL} < 0.02 \text{ м/с} \end{cases}$$
(107)

Чтобы найти скорость проскальзывания или скорость подъема пузырьков необходимо воспользоваться уравнением (42). Переход в пробковый режим потока происходит в том случае, если приведенная скорость газа превышает значение предельной скорости подъема небольших пузырьков, получаемой из уравнения (106).

Значение этой предельной скорости зависит от свойств флюидов, но не зависит от диаметра трубы. При этом сама скорость подъема пузырька Тейлора зависит от диаметра трубы:

$$v_{TB} = 0.35 \sqrt{gd \frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_L}} \sqrt{\sin(\theta)} (1 + \cos(\theta))^{1.2}$$
(108)

При условии, что  $v_{TB} > v_s$ , пузырек Тейлора вверх небольшие пузырьки. Если же  $v_{TB} < v_s$ , что может наблюдаться в трубах меньшего диаметра, маленькие пузырьки, поднимаясь, скапливаются за пузырьком Тейлора и коагулируются с

ним, тем самым увеличивая его размер. В результате осуществляется переход в пробковый режим потока.

#### Переход в рассеянный режим потока

Если при высоких дебитах жидкости большие пузыри распадаются на более мелкие, то переход в пробковый режим потока невозможен даже в том случае, когда истинное объемное паросодержание превышает значение 0.25. При этом осуществляется переход в рассеянный режим потока, для которого характерно выполнение равенства:

$$v_m^{1.12} = 4.68d^{0.48} \left(\frac{g(\rho_L - \rho_g)}{\sigma_L}\right)^{0.5} \left(\frac{\sigma_L}{\rho_L}\right)^{0.6} \left(\frac{\rho_L}{\mu_L}\right)^{0.08}$$
(109)

Если истинное объемное паросодержание превышает значение 0.52, то слияние пузырьков неизбежно, после чего происходит переход в пробковый, эмульсионный или кольцевой режим потока.

#### Переход из пробкового в эмульсионный режим потока

Переход из пробкового в эмульсионный режим потока описывается с помощью модели Барни и Браунера. Барни и Браунер утверждают, что переход осуществляется в том случае, когда истинное объемное паросодержание в пробке жидкости, находящейся позади пузырька Тейлора, становится равным 0.52. Иначе говоря, граница перехода находится там, где скорость смеси  $v_m$  остается постоянной, а турбулентность поддерживается на том же уровне, что и в рассеянном пузырьковом потоке[18].

#### Переход в кольцевой режим потока

Критерием перехода является выражение, данное в уравнении (45). Предполагается, что переход не зависит от дебита жидкости.

#### Прогнозирование характеристик потока

Общий градиент давления в двухфазном потоке складывается из трех составляющих: гравитационная, трение и ускорение. То есть:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{общ}} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{гравит}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{уск}} = \rho_s gsin(\theta) + \frac{fv_m^2 \rho_s}{2d} + \rho_s v_m \frac{dv_m}{dL}$$
(110)

где

$$\rho_s = \rho_g (1 - H_L) + \rho_L H_L \tag{111}$$

Составляющей градиента давления по ускорению можно пренебречь во всех режимах, кроме кольцевого. Из уравнения (111) видим, что при расчете гравитационной составляющей необходимо очень точно устанавливать объемное содержание жидкости. Именно влияние гравитации доминирует в пузырьковом и пробковом режимах. Поскольку все режимы потока отличаются по своей гидродинамике, для каждого режима необходимо специфическим способом рассчитать объемное содержание жидкости ( $H_L$ ), реальную плотность смеси ( $\rho_m$ ), и коэффициент трения (f).

 Пузырьковый и рассеянный пузырьковый поток. В пузырьковом и рассеянном пузырьковом потоке объемное содержание жидкости рассчитывается следующим образом:

$$H_L = 1 - \frac{v_{Sg}}{C_0 v_m + v_s} \tag{112}$$

Значение  $C_0$  и  $v_s$  определяют по уравнения (106) и (42). Для вычисления общего градиента давления необходимо с помощью формулы (111) найти значение плотности смеси и подставить его в (109). Если рассматривать многофазную смесь в качестве однородного флюида, то легко рассчитать составляющую градиента давления по трению. Для этого надо определить коэффициент трения по диаграмме Муди (рисунок 2.2), а число Рейнольдса взять равным:

$$N_{Rem} = \frac{\rho_L v_m d}{\mu_L} \tag{113}$$

Такой способ предложил Говьер и Азиз. Они пришли к выводу, что на общее падение давления трение оказывает небольшое влияние, поэтому отношение  $\rho_m/\mu_m$  можно заменить отношением  $\rho_L/\mu_L$ [19].

 Пробковый и эмульсионный режимы потока. Уравнение (112) можно применить и для пробкового режима потока только в качестве C<sub>0</sub> необходимо взять значение 1.2, а скорость v<sub>s</sub> рассчитать по формуле:

$$v_{s} = 0.35 \left(\frac{gd(\rho_{L} - \rho_{g})}{\rho_{L}}\right)^{0.5} \sqrt{\sin(\theta)} (1 + \cos(\theta))^{1.2}$$
(114)

Первоначально полагали, что для пробкового и эмульсионного режимов потока можно будет использовать одни и те же уравнения. Но вследствие хаотического течения потока, концентрация газа изменяется равномерно, поэтому для эмульсионного режима потока было решено использовать значение С<sub>0</sub>, равное 1.15, а для пробкового режима – 1.2. Аналогично пузырьковому режиму общий потока градиент давления В рассматриваемом случае определяется по уравнениям (110), (112) и (114). Несколько сложнее рассчитать составляющую градиента давления по трению, поскольку небольшая часть жидкости в составе пленки, покрывающей пузырек Тейлора, перемещается вниз, тогда как большая часть жидкости поднимается вверх, внутрь пробки. Уоллис предположил, что силой касательного напряжения о стенки вокруг пузырька газа можно пренебречь. Тогда как составляющей градиента давления по трению равна:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} = \frac{f v_m^2 \rho_L H_L}{2d} \tag{115}$$

При небольших значениях давления произведение  $\rho_L H_L$  близко по значению к  $\rho_m$ , поэтому составляющие градиента давления по трению в пузырьковом и пробковом режимах потока примерно равны. Хотя величина составляющей градиента по трению мала (10% от общего градиента давления), но ею нельзя пренебрегать. Можно пренебречь влиянием ускорения на общее падение давления.

Кольцевой режим потока. В кольцевом режиме потока можно рассчитывать объемное содержание жидкости лишь в центральной части трубы, а не по всему ее поперечному сечению. Объемное содержание жидкости в газовом ядре *λ*<sub>LC</sub> вычисляют по уравнению (73). Стин и Уоллис предположили следующее: если пленка жидкости полностью турбулизована, интенсивность захвата газом капелек жидкости зависит исключительно от критической скорости газа[3]:

$$F_E = \begin{cases} 0.0055 v_{\rm kp}^{2.86}, & \text{если } v_{\rm kp} < 4\\ 0.857 \log(v_{\rm kp}) - 0.2, & \text{если } v_{\rm kp} > 4 \end{cases}$$
(116)

Значение  $v_{\rm kp}$  определяют по уравнению (74).

В Кольцевом режиме потока мелкие капельки жидкости внутри газового ядра движутся со скоростью газа (без проскальзывания), в то время как тонкая пленка жидкости перемещается по стенкам трубы. Таким образом, падение давления, вызванное трением, обусловлено взаимодействием газа с волнистой пленкой жидкости. Трение оказывает большое влияние на общие потери давления в кольцевом режиме потока. Составляющая градиента по трению равна:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} = \frac{f_{\text{C}}\rho_{\text{C}}}{2d} \left(\frac{\nu_{Sg}}{1-\lambda_{LC}}\right)^2 \tag{117}$$

где

$$f_C = 0.046 \left(\frac{\rho_g v_{Sg} d}{\mu_g}\right)^{-0.2} (1 + 75\lambda_{LC})$$
(118)

И

$$\rho_{\rm C} = \frac{v_{Sg}\rho_g + v_{SL}\rho_L F_E}{v_{Sg} + v_{SL}F_E} \tag{119}$$

Объемное содержание жидкости в газовом ядре можно рассчитать по методу Уоллиса следующим образом:

$$\lambda_{LC} = (1 + X^{0.8})^{-0.378} \tag{120}$$

где X - это параметр, введенный Локхартом и Мартинелли, он выражается через массовую долю газа  $x_g$  и свойств флюидов[15]:

$$X = \left(\frac{1 - x_g}{x_g}\right)^{0.9} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_L}} \left(\frac{\mu_L}{\mu_g}\right)^{0.1}$$
(121)

Значение истинного объемного паросодержания в кольцевом режиме потока определяется по всему сечению трубы, не занятому пленкой жидкости. Отсюда следует, что при расчете массовой доли газа необходимо учитывать и захваченные газом капельки жидкости.
# 2.3 Проведение расчетов

Для проведения расчетов по трем методикам (Beggs & Brill, Ansari et al., Унифицированная) было использовано часть ПО «Unifloc» на языке программирования VBA. Эта часть ПО была адаптирована под конкретное месторождение для автоматического пересчета градиента давления на любую глубину скважины. *Входными данными* в используемой программе являлись:

- Организационная привязка скважины:
  - о Название месторождения;
  - о Имя скважины.
- Данные режима работы скважины:
  - о Qж − дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут;
  - о Qн − дебит нефти, т/сут (рассчитывается);
  - о Обводненность продукции объемная, %;
  - о Рлин давление в линии, атм;
  - о Рпл пластовое давление, атм.
- Данные физико-химических свойств:
  - о Плотность нефти при поверхностных условиях, г/см<sup>3</sup>;
  - о Плотность воды при поверхностных условиях, г/см<sup>3</sup>;
  - о Удельная плотность газа по воздуху;
  - о Газовый фактор, м<sup>3</sup>/т;
  - о Рнас давление насыщения нефти, атм;
  - о Т пласта температура пласта, С°.
- Данные по конструкции скважины:
  - о Нвд глубина верхних дыр перфорации, м:
  - Нсп глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб, м (рассчитывается);
  - о Удл удлинение, м (рассчитывается);
  - о Dэк внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм;
  - о Внкт внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, мм;
  - о D штуцера диаметр штуцера, мм;

- о Шерохов. отн. относительная шероховатость, д. ед.
- Параметры расчета:
  - о dP/dH корреляция выбор методики расчета.
- Данные по инклинометрии скважины:
  - о Низмер измеренная глубина, м;
  - о Зенитный угол, град (необязателен для ввода);
  - о Нверт. глубина по вертикали, м.

*Выходные данные* состоят из таблицы (Таблица 2.3), в которой приводится градиент давления по стволу скважины в зависимости от глубины и методика, в соответствии с которой он рассчитан и двух графиков:

- Профиль скважины (Рисунок 2.5) наглядное отображение профиля скважины по данным инклинометрии;
- Давление по стволу скважины (Рисунок 2.6) представление распределения градиента давления по глубине скважины.

Глубина	Давление по стволу скважины (Ansari)		
0	36.97		
200	39.42		
700	46.10		
860	48.41		
920	49.30		
1080	51.74		
1500	58.56		
1610	60.45		
1630	60.80		
1670	61.52		
1710	62.31		
1740	62.88		
1760	63.25		
1780	63.61		
1800	63.93		

Таблица 2.3. Блок вывода расчетных данных

1830	64.37
1860	64.74
1877	64.90
1900	65.08
1925	65.27
1947	65.31



Рисунок 2.5 Профиль скважины



Рисунок 2.6 Давление по стволу скважины

С помощью написанной программы был произведен расчет пятнадцати фонтанных скважин, работающих на рассматриваемом месторождении, по трем методикам – Beggs&Brill, Ansari et al. и Унифицированная. Результаты распределения давления по глубине по трем методикам представлены на рисунках 2.8-2.22.

Замеры забойного давления производились при помощи спуска-подъема манометра на определённую глубину, в результате чего получались эпюры распределения давления и температуры по стволу скважины (Пример эпюр распределения давления и температуры по стволу скважины на рисунке 2.7). Данные по замерам давления также представлены на рисунках 2.13-2.22.



Рисунок 2.7. Пример эпюры распределения давления и температуры по стволу

#### скважины



Рисунок 2.8. Распределение давления по глубине в скважине №Х1



Рисунок 2.9. Распределение давления по глубине в скважине №Х2



Рисунок 2.10. Распределение давления по глубине в скважине №ХЗ



Рисунок 2.12. Распределение давления по глубине в скважине №Х4



Рисунок 2.11. Распределение давления по глубине в скважине №Х5



Рисунок 2.13. Распределение давления по глубине в скважине №Х6



Рисунок 2.14. Распределение давления по глубине в скважине №Х7



Рисунок 2.16. Распределение давления по глубине в скважине №Х8



Рисунок 2.15. Распределение давления по глубине в скважине №Х9



Рисунок 2.17. Распределение давления по глубине в скважине №Х10



Рисунок 2.18. Распределение давления по глубине в скважине №Х11



Рисунок 2.20. Распределение давления по глубине в скважине №Х12



Рисунок 2.19. Распределение давления по глубине в скважине №Х13



Рисунок 2.21. Распределение давления по глубине в скважине №Х14



Рисунок 2.22. Распределение давления по глубине в скважине №Х15

После расчета градиента давления по стволу скважины по трем методикам расчета была оценена погрешность полученных результатов, представленная в таблице 2.4 и на рисунке 2.23. Погрешность показывает, насколько расчетное давление отличается от замеренного в ходе кратковременного исследования на месторождении.

Таблица 2.4 Погрешности расчета

Ma	Погрешность	Погрешность	Погрешность	Погрешность по
140	Beggs & Brill,	Ansari et al.,	Унифицированная,	гидростатическому Р,
скважины	%	%	%	%
X1	74.0	61.5	69.0	86.7
X2	70.2	63.1	62.9	82.0
X3	52.0	19.5	29.5	90.7
X4	53.3	44.3	43.3	62.0
X5	60.5	25.3	38.1	69.6

X6	27.5	13.9	14.8	46.0
X7	58.0	25.2	40.7	81.0
X8	49.1	28.7	37.0	58.0
X9	65.0	51.3	53.4	77.5
X10	64.0	48.6	54.5	79.0
X11	58.0	31.3	43.3	74.0
X12	31.1	6.5	4.3	53.5
X13	48.0	20.9	25.9	69.0
X14	65.0	34.2	49.5	89.0
X15	64.0	47.2	46.7	88.0



Рисунок 2.23. Погрешности расчетов

Свод средних погрешностей расчетов приведен в таблице 2.5.

Методика расчета	Величина средней погрешности, %
Beggs & Brill	56
Ansari et al.	35
Унифицированная	41
По гидростатическому Р	74

Таблица 2.5. Средние погрешности по методикам расчета

Проанализировав таблицу средних погрешностей расчета, можно сделать вывод, что минимальную погрешность расчета дает методика Ansari et al. Следовательно, для рассматриваемого месторождения со значительным количеством газа наиболее оптимальной методикой расчета является *Ansari et al.* Но 35% - значительная погрешность расчета, а значит нужно минимизировать это значение.

## 2.4 Снижение погрешности расчета до минимальных значений

Для того чтобы понять, какой входной параметр влияет на конечный результат в большей степени, был проведен анализ шести входных параметров:

- Диаметр штуцера;
- Газовый фактор;
- Пластовое давление;
- Давление на устье;
- Обводненность;
- Дебит жидкости.

Производилось изменение каждого из шести параметров на ±30%, и средний результат отклонения от начального полученного градиента давления представлен в таблице 2.6 и на диаграмме «Торнадо» на рисунке 2.24.

Входной параметр	+30%, %	-30%, %
Газовый фактор	-48	54
Дебит жидкости	-18	16

Таблица 2.6. Чувствительность входных параметров

Обводненность	12	-13
Давление на устье	13	-10
Пластовое давление	2	-4
Диаметр штуцера	-3	2



Рисунок 2.24. Диаграмма чувствительности «Торнадо»

Очевидно, что наибольшее влияние на полученный градиент давления осуществляет *газовый фактор*. Следовательно, для снижение погрешности расчета необходимо коррелировать величину забойного давления в зависимости от газового фактора.

В ходе дальнейшей работы были проанализированы составляющие градиента давления, и оказалось, что наибольшее влияние оказывает гравитационная составляющая, поэтому было принято решение ее корректировки с помощью поправочного коэффициента:

$$\frac{dp}{dL} = \tau \frac{\pi d}{A} + k\rho g sin(\theta) + \rho v \frac{dv}{dL}$$
(122)

где k – поправочный коэффициент при гравитационной составляющей.

Для каждой скважины был определен поправочный коэффициент, сводящий погрешность расчета к 0.01% (таблица 2.7).

Номер	Газовый	Поправонный корфиниент		
скважины	фактор	поправочный коэффициент		
X1	1350	0.40		
X2	1223	0.52		
X3	3455	0.79		
X4	1849	0.31		
X5	1941	0.70		
X6	6392	0.70		
X7	1365	0.74		
X8	5678	0.48		
X9	908	0.59		
X10	1439	0.52		
X11	2093	0.60		
X12	3841	0.92		
X13	5800	0.68		
X14	2288	0.60		
X15	3562	0.63		

Таблица 2.7. Поправочные коэффициенты, сводящие погрешность к 0.01%

После этого все скважины были разделены на три категории, в зависимости от величины газового фактора, и для каждой группы был взят средний поправочный коэффициент (таблица 2.8).

Таблица 2.8. Средние поправочные коэффициенты

Газовый фактор	Средний поправочный коэффициент
ГФ<3000	0.55
3000<\[\Phi \]<5000	0.78
ГФ>5000	0.62

Получившаяся погрешность расчета представлена в таблице 2.9.

Таблица 2.9. Погрешность расчета со средними поправочными

	1
коэа	типиентами
NUJY	фиционтали

№ скважины	Газовый фактор	Погрешность расчета, %
X1	ΓΦ<3000	12.85
X2	ΓΦ<3000	5.07
X3	3000<ГФ<5000	1.27
X4	ΓΦ<3000	1.31
X5	ΓΦ<3000	9.89
X6	ΓΦ>5000	0.36
X7	ΓΦ<3000	1.08
X8	ΓΦ>5000	1.14
X9	ΓΦ<3000	10.14
X10	ΓΦ<3000	19.53
X11	ΓΦ<3000	5.56
X12	3000<ГФ<5000	0.07
X13	ΓΦ>5000	0.93
X14	ΓΦ<3000	4.65
X15	3000<ГФ<5000	1.60

В результате ввода средних поправочных коэффициентов погрешность расчета на двенадцати из пятнадцати скважинах менее 10%, а средняя погрешность по всем пятнадцати скважинам равна 5%, что является вполне допустимым. Максимальная погрешность – 19.53%, минимальная - менее 1%. Диаграмма сравнения погрешностей методики Ansari et al. со средними поправочными коэффициентами и по формуле гидростатического давления приведена на рисунке 2.25.



Рисунок 2.25. Диаграмма сравнения погрешностей

Полученные распределения градиента давления, при пересчете от устья фонтанных скважин, с учетом средних поправочных коэффициентов при гравитационной составляющей представлены на рисунках 2.26-2.40.



Рисунок 2.26. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х1



Рисунок 2.27. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х2



Рисунок 2.28. Распределение градиента давления по глубине в скважине №ХЗ



Рисунок 2.29. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х4



Рисунок 2.30. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х5



Рисунок 2.31. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х6



Рисунок 2.32. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х7



Рисунок 2.33. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х8



Рисунок 2.34. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х9



Рисунок 2.35. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х10



Рисунок 2.36. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х11



Рисунок 2.37. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х12



Рисунок 2.38. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х13



Рисунок 2.39. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х14



Рисунок 2.40. Распределение градиента давления по глубине в скважине №Х15

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что, используя методику Ansari et al. со средними поправочными коэффициентами, можно сократить погрешность расчета забойного давления на фонтанных скважинах рассматриваемого месторождения с 74% (средняя погрешность по формуле гидростатического давления) до 5% (средняя погрешность по методике Ansari et al. со средними поправочными коэффициентами).

# 2.5 Расчет распределения градиента давления, при пересчете от глубины на 600 метров выше верхних дыр перфорации.

Одним из ключевых моментов для расчета забойного давления на скважинах с механизированной добычей был расчет распределения градиента давления, при пересчете от глубины на 600 метров выше верхних дыр перфорации с учетом средних поправочных коэффициентов при

гравитационной составляющей для трех методик, примеры которого представлены на рисунках 2.41-2.45.



Рисунок 2.41. Распределение градиента давления при пересчете от глубины на 600 метров выше верхних дыр перфорации в скважине №Х2



Рисунок 2.42. Распределение градиента давления при пересчете от глубины на 600 метров выше верхних дыр перфорации в скважине №Х4



Рисунок 2.43. Распределение градиента давления при пересчете от глубины на 600 метров выше верхних дыр перфорации в скважине №Х6



Рисунок 2.44. Распределение градиента давления при пересчете от глубины на 600 метров выше верхних дыр перфорации в скважине №Х7





Полученное распределение погрешностей расчета представлено в таблице 2.10 и на рисунке 2.46.

Таблица 2.10. Погрешности расчета при пересчете от глубины на 600 метров

# выше верхних дыр перфорации

Ma	Погрешно	Погрешност	Π	Погрешность	Погрешность	Погрешность
JN≌	сть Beggs	ь Beggs &	Погрешность	Ansari et al.,	Унифицирован	Унифицирован
скважины	& Brill, %	Brill, атм	Ansari et al., %	атм	ная, %	ная, атм
X1	31.42	19.09	12.85	7.81	15.27	9.28
X2	34.37	21.30	5.07	3.14	6.23	3.86
X3	1.27	14.71	1.27	0.72	1.27	0.47
X4	4.64	4.71	1.31	1.33	1.13	1.14
X5	9.89	14.35	9.89	3.98	9.89	4.96
X6	19.56	20.60	0.36	0.38	0.33	0.35
X7	18.63	10.38	1.08	0.60	1.70	0.94
X8	24.08	25.34	1.14	1.20	1.07	1.13
X9	48.44	30.06	10.14	6.29	11.77	7.30
X10	42.64	30.38	19.53	13.91	23.16	16.50
X11	34.35	23.40	4.65	3.02	6.13	3.95
X12	32.47	24.21	0.07	0.05	0.36	0.27
X13	17.84	14.64	0.93	0.76	0.87	0.71
X14	34.35	23.40	4.65	3.02	6.13	3.95
X15	2.10	2.10	1.60	1.59	1.55	1.54

Таблица 2.11. Средние погрешности расчета по пятнадцати скважинам при

пересчете от гл	уойны на 600 ме	етров выше веј	рхних дыр г	терфорации

Методика расчета	Средняя погрешность по 15 скважинам, %		
Beggs & Brill	23.74		
Ansari et al.	4.97		
Унифицированная	5.79		



Рисунок 2.46. Погрешности расчета при пересчете от глубины на 600 метров выше верхних дыр перфорации

В результате расчетов, можно сделать вывод, что из трех методик, по которым велись расчеты, Ansari et al. со средними поправочными коэффициентами дает наименьшую погрешность расчета забойного давления при пересчете от глубины на 600 метров выше верхних дыр перфорации (≈ 5%). Таким образом, на механизированном фонде добычи для рассматриваемого месторождения рекомендуется использовать корреляционный подход Ansari et al. со средними поправочными коэффициентами.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы были рассмотрены существующие методики расчета забойного давления при многофазном течении, включающие и механистические методы. Проведены расчеты по трем эмпирические методикам определения градиента давления по стволу скважины (Beggs&Brill, Ansari et al. и Унифицированный). Определена методика с наименьшей погрешностью расчета для рассматриваемого месторождения (Ansari et al.). Выполнен анализ чувствительности входных параметров для расчета. Выведены поправочные коэффициенты, зависящие от газового фактора, которые снизили погрешность расчета по методики Ansari et al. к минимальному значению (средняя погрешность по 15 скважинам составила 5%). Проведен расчет распределения градиента давления, при пересчете от глубины на 600 метров выше верхних дыр перфорации с учетом средних поправочных коэффициентов. Для дальнейшего развития работы планируется разработанной методики встроенного реализация В виде модуля В корпоративном программном комплексе, и увеличение точности расчетов для потенциальных участков бурения.

## ОХРАНА ТРУДА

Дипломная работа носит научно-исследовательский характер, поэтому исполнитель большую часть рабочего времени проводит за компьютером. Сложность работы за компьютером подтверждается как субъективными ощущениями пользователей, так и объективными исследованиями различных реакций на воздействие тех или иных производственных факторов.

Работа за компьютером связана с восприятием изображения на экране и с одновременным различением текста рукописных или печатных материалов, с выполнением машинописных графических работ и других операций, что способствует зрительному утомлению, которое усиливается из-за бликов, мерцаний и других отклонений визуальных параметров экрана и световой среды помещения.

Основные вредные и опасные факторы при работе с компьютером:

- нервное напряжение;
- повышенное зрительное напряжение;
- электромагнитные поля и последствия их воздействия;
- костно-мышечные напряжения.

Указанные факторы приводят к тому, что постоянная работа за компьютером по степени развития утомления занимает второе место среди всех видов деятельности. Для оптимального варианта организации работы необходимо свести к минимуму его неблагоприятное воздействие на здоровье пользователя, то есть привести рабочее место в соответствие с требованиями эргономики и охраны труда.

## Зрительное напряжение

Повышенная нагрузка на зрение способствует возникновению близорукости, приводит к переутомлению глаз, к мигрени и головной боли,
повышает раздражительность, нервное напряжение, может вызвать стресс. Важным фактором, определяющим степень зрительного утомления, является освещение рабочих мест и помещений, где расположены компьютеры.

Согласно документу «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» (СанПиН 2.2.2.1340-03) существует ряд требований к освещению рабочего места при работе с компьютером.

Помещения для эксплуатации ПК (Персональный Компьютер) должны иметь систему общего освещения (естественное и искусственное освещение). Оконные светопроемы в помещениях, где эксплуатируется вычислительная техника, должны быть преимущественно ориентированы на север и северовосток и оборудованы регулируемыми устройствами типа: занавесей, жалюзи, внешних козырьков и др.

Рабочие столы следует размещать так, чтобы видеодисплейные терминалы были ориентированы боковой стороной к световым проемам, чтобы естественный свет падал преимущественно слева. Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ПК должно осуществляться системой общего равномерного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 400 – 500 лк.

Рекомендуется норма освещенности рабочего места оператора в системе общего освещения — 150 – 200 лк. Допускается установка светильников местного освещения для подсветки документов. Местное освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана и увеличивать освещенность экрана более 300 лк. Освещение рабочих поверхностей осуществляется с помощью люминесцентных ламп ЛБ белого света, которые предназначены для помещений с нормальными условиями труда.

Освещенность поверхности экрана должна быть не более 300 лк. Яркость светильников общего освещения в зоне углов излучения 50 – 90° с вертикалью

в продольной и поперечной плоскостях должна составлять не более 200кд/м, защитный угол светильников должен быть не менее 40°. Светильники местного освещения должны иметь не просвечивающий отражатель с защитным углом не менее 40°. В качестве источников света при искусственном освещении следует применять преимущественно люминесцентные лампы ЛБ (белого света) и ЛТБ (тепло-белого) мощностью 40Вт или 80Вт, у которых высокая световая отдача (до 120лм/Вт и более), продолжительный срок службы (до 10000ч), малая яркость светящейся поверхности, близкий к естественному спектральный состав излучаемого света, что обеспечивает хорошую светопередачу.

Помещение является помещением с нормальными условиями среды, что позволяет использовать в системе освещения светильники ЛСПО 2 (пыле- и водо-незащищенное исполнение) с люминесцентными лампами ЛХБ 40Вт со световым потоком 2780лм по ГОСТ 6825-91. В светильниках местного освещения допускается применение ламп накаливания, в том числе галогенных. Применение светильников без рассеивателей и экранирующих решеток не допускается.

## Организация рабочего места, в связи с активностью оператора

Работы оператора ЭВМ связана с пониженной мышечной активностью (гипокинезией) и длительным статическим напряжением мышц спины, шеи, рук и ног, что приводит к быстрому утомлению. Утомление существенно увеличивается при нерациональной высоте рабочей поверхности стола и сидения, отсутствии опорной спинки и подлокотников, неудобных углах сгибания в плечевом и локтевом суставах, углах наклона головы, неудобном размещении документов, видеотерминала и клавиатуры, неправильном угле наклона экрана, отсутствии пространства и подставки для ног. В соответствии с требованиями эргономики, рабочее место должно быть приспособлено для конкретного вида труда и для работников определённой квалификации с учётом их физических и психических возможностей и особенностей. Конструкция рабочего места должна соответствовать следующим требованиям:

- обеспечивать быстроту, безопасность, простоту и экономичность технического обслуживания в нормальных и аварийных условиях;
- полностью отвечать предполагаемым условиям эксплуатации.

Расположение монитора в месте рабочей зоны должно обеспечивать удобство зрительного наблюдения в вертикальной плоскости под углом от нормальной линии взгляда оператора. Монитор должен иметь возможность поворачиваться вокруг горизонтальной и вертикальной осей. Согласно санитарных правил с учётом ГОСТ 12.2.032-78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600мм, шириной – не менее 500мм, глубиной на уровне колен – не менее 450мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650мм. Рабочий стул (кресло) должен быть подъёмно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона и по расстоянию спинки от переднего края сиденья. Конструкция его должна обеспечивать:

- ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400мм;
- регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400 450мм;
- углы наклона вперёд 15° и назад 5°;
- высоту опорной поверхности спинки 30 ± 20мм;
- ширину опорной поверхности спинки не менее380мм;
- радиус кривизны горизонтальной плоскости 400мм;
- пределы угла наклона спинки в вертикальной плоскости 0 ± 30.

## Требования пожаробезопасности

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 существуют следующие опасные факторы: пламя и искры, повышенная температура окружающей среды, токсичные продукты горения и термического разложения, пониженная концентрация кислорода. Противопожарная защита обеспечивается следующими мерами:

- Применение средств пожаротушения, установка сигнализации и устройств тушения, ограничивающих распространение пожара, мероприятия по эвакуации людей, наличие средств индивидуальной защиты и средств противодымной защиты.
- Наличие противопожарных перегородок и отсеков, устройств автоматического отключения систем.
- Планировка эвакуационных путей и выходов.
- Оповещение людей.
- Технические средства для эвакуации и спасения людей.
- Наличие огнетушащих веществ.

Пожарную опасность в ВЦ представляют носители информации, поэтому помещение должно быть оборудовано несгораемыми стеллажами и шкафами. Хранение перфокарт, лент, дисков должно производиться в металлических кассетах. Не допускается размещение складских помещений, а также пожаровзрывоопасных производств над и под залами ПК, а также смежных с ними помещениях. Система вентиляции ВЦ должна быть оборудована устройством, обеспечивающим автоматическое отключение ее при пожаре, а также огнедымозадерживающими устройствами. Подача воздуха к ПК для охлаждения должна осуществляться по самостоятельному воздуховоду. Присоединение этих воздуховодов к общему коллектору допускается только после огне и дымозадерживающих клапанов. Система электропитания ПК должна иметь блокировку, отключающую ПК в случае остановки системы кондиционирования и охлаждения.

## Электромагнитные поля

Особое внимание при анализе безопасности в процессе работы за компьютером следует уделять воздействию электромагнитных полей мониторов во время их эксплуатации, так как они могут быть причиной возникновения кожных сыпей, помутнения хрусталика глаза, патологии

беременности и других серьезных нарушений здоровья. Мониторы являются источниками широкого спектра электромагнитных излучений, таких как рентгеновское, ультрафиолетовое, видимого спектра, инфракрасное. Кроме того, они создают электростатическое поле. Временные допустимые уровни электромагнитных полей (ЭМП), создаваемых ПК, не должны превышать значений:

- напряженность электрического поля (в диапазоне частот 5Гц-2кГц) 25Вт/м
- напряженность электрического поля (в диапазоне частот 5кГц 400кГц)
  2.5Вт/м
- плотность магнитного потока (в диапазоне частот 5Гц 2кГц) 250нТл
- плотность магнитного потока (в диапазоне частот 5кГц 400кГц) 25нТл
- поверхностный электростатический потенциал экрана видеомонитора 500В

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Бикбулатов С.М., Пашали А.А., "Анализ и выбор методов расчета градиента давления в стволе скважины", Нефтегазовое дело, 2005, <u>http://www.ogbus.ru</u>
- Hagedorn, A.R. and Brown, K.E: "Experimental Study of Pressure Gradients Occuring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits", JPT (april 1965) 475.
- 3. James P. Brill and H. Mukherjee: "Multiphase Flow in Wells", SPE Monograph, Henry L. Dogherty Series, Vol.17, 1999, 384
- 4. Duns, H.Jr. and Ros, N.C.J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells," Proc., Sixth World Pet. Cong., Tokyo (1963) 451.
- Orkiszewski, J.: "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes," JPT (June 1967) 829.
- Beggs, H.D. and Brill, J.P.: "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes," JPT (1973) 607; Trans., AIME, 255.
- Zhang, H.-Q., Wang, Q., Sarica, C., and Brill, J. P., 2003, "Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow Via Slug Dynamics—Part 1: Model Development", ASME J. Energy Resour. Technol.
- 8. Hasan, A.R. and Kabir, C.S.: "Determining Bottomhole Pressures in Pumping Wells", SPEJ. (Dec. 1985), 823 38.
- 9. Ansari, A.M. et al.: "A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores," SPEPF (1994) 143; Trans., AIME, 297
- 10.McCoy, J.N., Podio, A.L., Huddleston, K.L.: "Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure", SPEFE (Sep. 1988), 617-621 (SPE 14254).
- 11.McCoy, J.N.: "Determining Producing Bottomhole Pressures in Wells Having Gaseous Columns", J. Pet. Tech (Jan. 1978), 117-19.
- 12. Walker, C.P.: "Determination of Fluid Level in Oil Wells by the Pressure-Wave Echo Method", presented at the Los Angeles Meeting, October 1936, Transactions of AIME, 1936.
- 13.McCoy, J.N., Podio, A.L., Rowlan, L. and Garret, M.: "Use of Acoustic Surveys for Field Calibration of Surface Readout BHP Gages in ESP Installations", SPE paper 37452, presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, March 4-6, 1997.
- 14.Zhang, H.-Q., Wang, Q., Sarica, C., and Brill, J. P., 2003, "Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow Via Slug Dynamics—Part 2: Model Validation", ASME
- 15.Pucknell, J.K., Mason, J.N.E., and Vervest, E.G.: "An Evaluation of Recent Mechanistic Models of Multiphase Flow for Predicting Pressure Drops in Oil and Gas Wells," paper SPE 26682, 1993

- 16.Salim, P.H. and Stanislav, J.F.: "Evaluation of Methods Describing the Flowof Gas Liquid Mixture in Wells," J. Cnd. Pet. Tech. jan. 1994 33, 58
- 17.Hasan, A.R., Kabir, C.S. and Rahman, R.: "Predicting Liquid Gradient in a Pumping-Well Annulus", SPE PE (Feb. 1988), 113-9.
- 18.Alexander, L.G.: "Pumping Well Analysis", SPE paper 9535, presented at the SPE Regional Meeting, Morgantown, WV, November 5-7, 1980.
- 19.Aziz, K., Govier, G.W., and Fogarasi, M.: "Pressure Drop in Well Producing Oil and Gas," J. Cdn. Pet. Tech. 1972 11, 38