


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
КАФЕДРА МЕХАНИКИ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ

ДОПУЩЕНО К ЗАЩИТЕ В ГЭК  
И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ  
ЗАИМСТВОВАНИЯ

Заведующий кафедрой

к.ф.-м.н., доцент

 П.Ю. Михайлов

16.06. 2017 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**  
РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕЛИ ТЕЧЕНИЯ МНОГОФАЗНОЙ  
СМЕСИ В НЕФТЯНОЙ ФОНТАНИРУЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ СЛОЖНОЙ ТРАЕКТОРИИ

03.04.02 Физика

Магистерская программа «Техническая физика в нефтегазовых  
технологиях»

Выполнила работу

Студент 2 курса

очной

формы обучения

  
(Подпись)


Данько

Данил

Юрьевич

Руководитель работы

доцент кафедры ММС, к.т.н.

  
(Подпись)

Водорезов


Дмитрий

Дмитриевич

Рецензент

Доцент кафедры РЭНГМ ТИУ,

к.т.н.

  
(Подпись)

Колев

Жеко

Митков

Тюмень 2017

**СОДЕРЖАНИЕ**

Аннотация.....	4
Введение.....	5
1. Литературный обзор.....	8
1.1. Методы расчета течения многофазного потока в стволе скважины и их классификация.....	8
1.2. Сравнительный анализ методов.....	13
2. Математическая модель.....	18
2.1. Постановка задачи.....	18
2.2. Модель Хэгдона-Брауна.....	20
2.3. Модель Беггса-Брилла.....	25
2.4. Расчет реологических параметров компонентов многофазной смеси.....	30
2.5. Расчет коэффициента гидравлического сопротивления.....	34
2. 6. Модифицированная модель Хэгдорна-Брауна.....	36
3. Расчетная часть.....	40
3.1. Экспериментальные данные.....	40

3.2. Результаты расчета перепада давления.....	49
3.3 Зависимость давления в призабойной зоне от угла наклона.....	55
Заключение.....	57
Список литературы.....	58
Приложение 1.....	67

## АННОТАЦИЯ

В данной работе рассматриваются вопросы, связанные с проблемами моделирования течения многофазной среды в стволе скважины со сложной траекторией. Целью данной работы является разработка модификации модели Хэгдорна-Брауна для расширения ее границ применимости на скважины со сложной траекторией. Была разработана математическая модель и алгоритм ее численного решения. Был составлен программный код, реализующий этот алгоритм. С его помощью работа модифицированной модели была проверена при помощи экспериментальных данных по скважинам. Было проведено сравнение точности расчета призабойного давления модифицированной модели Хэгдорна-Брауна с моделью Хэгдорна-Брауна без модификаций. На основе полученных результатов был сделан вывод, что разработанная модель позволяет получать более точное решение для скважин со сложной траекторией.

В первой главе описываются проблемы, возникающие при моделировании многофазного потока. Основной проблемой является ограниченная область применения каждого метода. Это приводит к возникновению сложностей при выборе использованного метода для конкретной задачи. Был проведен анализ общепринятых моделей многофазного потока в стволе скважины, отмечены их достоинства и недостатки.

Во второй главе описывается физико-математическая модель для разрабатываемого метода моделирования многофазного потока.

В третьей главе приведен вычислительный эксперимент, в ходе которого была проверена работа модифицированной модели. Ее результаты были сопоставлены с экспериментальными данными, а также с результатами модели Хэгдорна-Брауна без модификаций.

## ВВЕДЕНИЕ

В наше время добыча углеводородов в Российской Федерации является одной из важнейших составляющих национальной экономики.

Для многих задач, связанных с оптимизацией производительности нефтяных и газовых скважин, а также оценкой их потенциала требуется учет многофазного потока в обсадной колонне, насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве. К таким задачам относятся:

- определение давления в забойной зоне скважины;
- интерпретация гидродинамических исследований;
- узловой анализ и расчет рабочей точки системы скважина-пласт;
- разработка дизайна системы механизированной добычи;
- оптимизация конструкции скважины с целью достижения нужного дебита углеводородов.

Кроме того, моделирование многофазного потока в трубах применяется при проектировке трубопровода.

Поэтому необходимо иметь возможность прогнозировать поведение многофазного потока в трубах. Для решения этих задач необходимо применения точных методов расчета характеристик многофазного потока. На сегодняшний день разработано множество методов расчета многофазного потока, однако не существует единого универсального метода, позволяющего решать поставленные задачи. Это связано с существованием широкого разброса параметров, осложняющих разработку методов для прогноза поведения многофазного потока. Например, методы, хорошо работающие для нефтяных скважин, могут давать большую ошибку для газоконденсатных скважин, поскольку допущения, верные для одних скважин совершенно не допустимы для других. Поэтому, при моделировании многофазного потока необходимо знать границы применимости используемых методов.

На практике распространены скважины со сложной траекторией. Под сложной траекторией понимается искривленный ствол скважины. Это обусловлено следующими причинами:

1) профиль наклонно направленной скважины выбирается исходя из минимальных затратах средств и времени на ее проходку.

2) возможно увеличить площадь вскрытия коллектора при помощи искусственного искривления траектории горизонтальных скважин в пределах продуктивности пласта.

К настоящему времени не разработано достаточно точных и надежных методов расчета параметров многофазного потока в стволе скважин со сложной траекторией. Таким образом, актуальность поставленных задач не вызывает сомнения.

В настоящее время было разработано множество эмпирических и механистических моделей для определения параметров многофазного потока в трубах. Среди эмпирических моделей только корреляции Беггса-Брилла и Мюкерджи-Брилла учитывают угол наклона. Механистические модели учитывают угол наклона.

Целью данной работы является разработка модификации модели Хэгдорна-Брауна для расширения ее границ применимости на скважины со сложной траекторией.

Для это решались следующие задачи:

1. Анализ общепринятых методов моделирования многофазного потока по стволу скважины.

2. Построение физико-математической модели.

3. Разработка алгоритма численного решения данной модели.

4. Проведение вычислительного эксперимента для оценки точности разработанной модели.

Разработанная модификация позволяет расширить граница применимости модели Хэгдорна-Брауна, благодаря чему данная модель может применяться не только для вертикальных скважин, но и для скважин со сложной траекторией.

Достоверность полученных результатов подтверждается:

1. Соответствием математической модели исследуемых процессов основным положениям теории гидродинамики, а также использованием современных достижений прикладной математики при создании вычислительных алгоритмов и реализующих их программ;

2. Использованием общепринятых корреляций;

3. Отсутствием принципиально важных допущений, которые могли бы значительно повлиять на достоверность выводов или снизить точность выполненных расчетов.

4. Проверкой работы модели с помощью экспериментальных данных.

## 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

В данной главе будет приведена классификация методов моделирования многофазного потока в стволе скважины, описаны основные из общепринятых методов и сделан их сравнительный анализ.

### *1.1 Методы расчета и их классификация*

На сегодняшний день существуют эмпирические и механистические модели.

В зависимости от того, учитывается ли эффект проскальзывания или режим течения, Бриллом и Мюкерджи [1] было предложено разделение эмпирических корреляций на три типа:

В моделях первого типа при рассмотрении многофазного потока не учитываются режимы потока и эффект проскальзывания. Такой подход применялся на ранних этапах исследования течения многофазного потока. Эффект проскальзывания – это явление, связанное с тем, что жидкая фаза движется медленно по сравнению с газом газа. Таким образом, в моделях первого типа делается допущение, что жидкая фаза и газообразная фаза движутся с одинаковой скоростью, следовательно рассчитанный объем газовой фазы будет меньше фактического, что приводит к заниженным результатам при подсчете перепада давления, поскольку плотность смеси рассчитывается исходя лишь из газового фактора. Используется единственная корреляция для коэффициента трения.

Модели второго типа учитывают эффект проскальзывания, но не учитывают режим потока. Как и для методов первого типа, используются одинаковые корреляции для всех режимов потока. Однако газовая и жидкая фазы движутся с различными скоростями, что приводит к необходимости помимо корреляции на коэффициент трения использовать дополнительную корреляцию для определения истинного объемного содержания жидкости.



В модели третьего типа учитывает как эффект проскальзывания, так и режим многофазного потока. При прогнозирования истинного объемного содержания жидкости и коэффициента гидравлического трения, эти модели подбирают свою корреляцию для каждого режима потока. Такой подход делает необходимым применение методов, позволяющих прогнозировать режимы течения многофазной смеси.

В настоящее время, методы первой категории используются только для высокодебитных скважин с рассеянным пузырьковым режимом потока, который характеризуется отсутствием эффекта проскальзывания. Во всех остальных случаях данные методы не используются.

Во второй категории наиболее распространенными можно назвать два метода. Это метод Хэгдорна-Брауна и метод Грея[32]. Метод Хэгдорна-Брауна является одним из наиболее часто употребляемых корреляционных методов. Он основывается на обширной базе данных, которая была получена при помощи экспериментов, проведенных на вертикальной скважине глубиной 460 метров. Фаза газа была представлена воздухом, а в качестве жидкостей использовались нефть и вода с вязкостью 10, 30 и 110 сантипуаз. Метод Хэгдорна-Брауна является наиболее обобщенным, однако он неточно описывает поток пузырькового режима течения, в связи с чем часто применяют модификацию метода, которая заключается в применении корреляции Гриффита, точно описывающую пузырьковый режим течения.

Метод Грея имеет узкую область применения. Его разработали для вертикальных газоконденсатных скважин, При разработки данной корреляции было использовано 108 наборов данных.

Методы третьего типа учитывают как эффект проскальзывания, так и режим течения. Они различаются способами предсказания того или иного режима потока, а так же выбором корреляции для истинного объемного

содержания жидкости и коэффициента гидравлического трения для определенного режима течения.

Модель Данса-Роса [13] была получена благодаря лабораторным исследованиям, в которых проводились замеры давления и объемного содержания жидкости. Фаза нефти была заменена водой, а фаза газа – воздухом. Наблюдалось три режимов, для которых были выведены корреляции коэффициента трения и скорости проскальзывания.

Метод Оркишевского. [19] был разработан на основе проверки нескольких корреляций, которые зарекомендовали себя как наиболее точные корреляции в реальных условиях. Оркишевский сделал вывод, что ни одна из них не является точной для всех режимов потока. Им были выбраны корреляции, которые являлись наиболее точными для пузырькового и аэрозольного режима течения. Для пузырькового режима им была выбрана корреляция Гриффита, а для аэрозольного – корреляция Данса-Роса. На основе этих корреляций Оркишевский предложил корреляцию для пробкового режима потока.

Модель Беггса-Брилла [16] стала первым эмпирическим методом, учитывающим угол наклона. Для экспериментов были использовались отрезки труб диаметром 2,5 и 3,75 сантиметра и длиной 27,4 м. Трубы наклоняли под любым углом. По ним перекачивались вода и воздух. Изначально велось наблюдение за характеристиками потока на горизонтальной трубе. Были определены зависимости режимов потока и истинного объемного содержания жидкости от массового расхода флюидов, давления и температуры. Затем трубу наклоняли под углами  $0^\circ$ ,  $\pm 50^\circ$ ;  $\pm 10^\circ$ ;  $\pm 15^\circ$ ;  $\pm 20^\circ$ ;  $\pm 35^\circ$ ;  $\pm 55^\circ$ ;  $\pm 75^\circ$ ;  $\pm 90^\circ$  градусов, после чего была выведена поправка на угол, которая показывала разницу истинного объемного содержания жидкости горизонтальной трубы и трубы, наклоненной под углом. Провелось около 584 экспериментов.

На практике модель Беггса-Брилла давала большие ошибки при расчете градиента давления. Модель Мюкерджи-Брилла [16] была разработана с целью преодоления ограничений метода Беггса-Брилла. Для эксперимента они использовали загнутые трубы с внутренним диаметром 3,75 сантиметров. Один конец трубы был закрыт, угол наклона можно было регулировать. Длина трубы составляла 166 сантиметров. Она была прозрачной, что позволяло визуально определять режимы потока в трубе. В газообразная фаза была заменена воздухом, нефтяная – керосином. Было проведено приблизительно 1000 замеров перепада давления между концами трубы и около 1500 замеров истинного объемного содержания жидкости. Эксперименты проводились для различных дебитов газа и жидкости.

В отличие от эмпирических моделей, механистические модели решают уравнения сохранения, однако в любой механистической модели присутствует доля эмпиризма. Такой подход к многофазной смеси более верно отражает реальную ситуации, так как несмотря на то, что истинное объемное содержание жидкости в эмпирических моделей хоть и зависело от режима потока, данные методы рассматривали многофазный поток как однородную смесь, что не соответствует действительности.

Поэтому, механистические модели способны точнее моделировать течение многофазного потока в трубах. Несмотря на это, механистические модели имеют недостаток перед эмпирическими, заключающийся в необходимости использование большего числа входных параметров для механистических моделей. Однако в реальных условия зачастую приходится сталкиваться с недостатком данных.

Как и для эмпирических моделей третьего типа, механистические модели вначале определяют режим потока, затем рассчитывают его параметры.

Наиболее распространенными механистическими моделями можно назвать модели Хасана-Кабира[16] и Анзари.[16].

## *1.2 Сравнительный анализ методов*

Единственные эмпирические корреляции, учитывающие угол наклона скважины, это корреляции Беггса-Брилла и Мюкерджи-Брилла. Следовательно, эти два метода применимы как для нагнетательных скважин, так и для трубопроводов. Все остальные эмпирические методы для наклонных скважин имеют большую относительную ошибку, поэтому должны применяться очень осторожно. Механистические модели как правило учитывают угол наклона.

Однако, точно спрогнозировать перепад давления для наклонных скважин с помощью методов Беггса-Брилла и Мюкерджи-Брилла невозможно, т. к. несмотря на наличие поправки на угол наклона эти методы дают большую ошибку при расчете перепада давления. На Рис. 1.1. показаны результаты проверки моделей Беггса-Брилла и Мюкерджи-Брилла [53] которая была проведена в организации ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

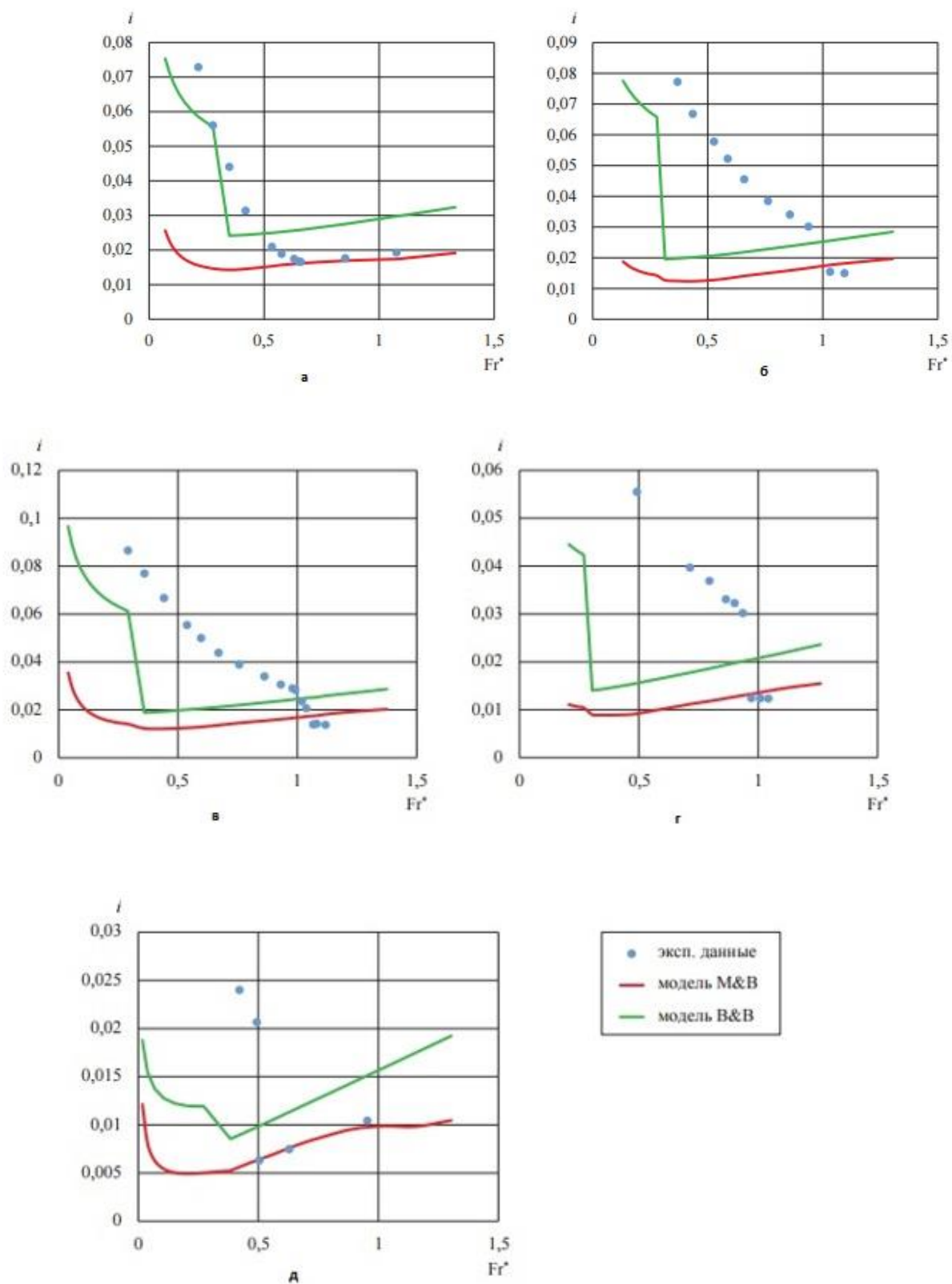


Рис. 1. 1. Сравнение экспериментальных данных по двухфазному потоку с расчетными при различных углах наклона труб: а – 20; б – 40; в – 45; г – 60; д – 80 градусов. [24]

Сравнение точности моделей течения многофазного потока является сложной задачей, т. к. каждая модель имеет свои границы применимости, а достоверность результата зависит от полноты известных данных.

Для определения градиента давления в стволе скважины необходимо обладать данными о ее профиле, а также информацией, необходимой для определения реологических параметров многофазной смеси. При недостатке вышеперечисленных данных, или неточном их измерении увеличивается ошибка при моделировании. Отсюда вытекает основная проблема механистических моделей, которые требуют большего числа входных параметров.

Выбор уравнения состояния для определения реологических параметров компонентов многофазной смеси также может привести к ошибкам. Использование различных уравнений состояния часто дает противоречивые результаты. Такая ошибка может составлять до 40 %. [34].

Еще один источник ошибок при использовании эмпирических корреляций или механистических моделей для расчета перепада давления - отсутствие проверки на реалистичность. Например, рассчитанное истинное объемное содержание жидкости должно быть больше объемного содержания жидкости без эффекта проскальзывания, поскольку скорость жидкой фазы меньше скорости газообразной. Модифицированные корреляции, как правило, включают подобные проверки на реалистичность. Корреляции, которые не были модифицированы, такие как Данса-Роса [12], Мюкерджи-Брилла [13] и Азис. [20], уязвимы в этом плане.

Было проанализировано несколько научных работ по сравнению моделей двухфазного потока в стволе скважины. Некоторые из них дают противоречивые результаты, но в общем картина такова, что при использовании эмпирических моделей ошибка меньше, чем у механистических, что связано с необходимостью ввода большего числа

параметров у механистических моделей, данные о которых на практике не всегда присутствуют.

Среди эмпирических моделей наиболее точными являются модели Хагедорна-Брауна и Петролеум Экспертс.

В качестве примера, на Рис. 1.2. приведен результат сравнения различных моделей течения многофазного потока одного из источников.

Таблица 1.1

В таблице представлена аббревиатура моделей для рис 1.2

	аббревиатура	категория
Fancher Brown (1963)	FB	Empirical
Gray Modified (Gray 1974, Petroleum Experts 2010)	Gm	Empirical
Hagedorn Brown (1965)	HB	Empirical
Duns & Ros Original (1963)	DRo	Empirical
Duns & Ros Modified (Petroleum Experts 2010)	DRm	Empirical
Orkiszewski (1967)	O	Empirical
Beggs & Brill (1973)	BB	Empirical
Mukerjee Brill (1999)	M	Empirical
Petroleum Experts (1,2,3) (2010)	PE (1,2,3)	Empirical
Petroleum Experts (4,5) (2010)	PE (4,5)	Mechanistic
Hydro 3-Phase	Hydr	Mechanistic
OLGAS 2P	O2P	Mechanistic
OLGAS 3P	O3P	Mechanistic
OLGAS 3P EXT	O3Pe	Mechanistic



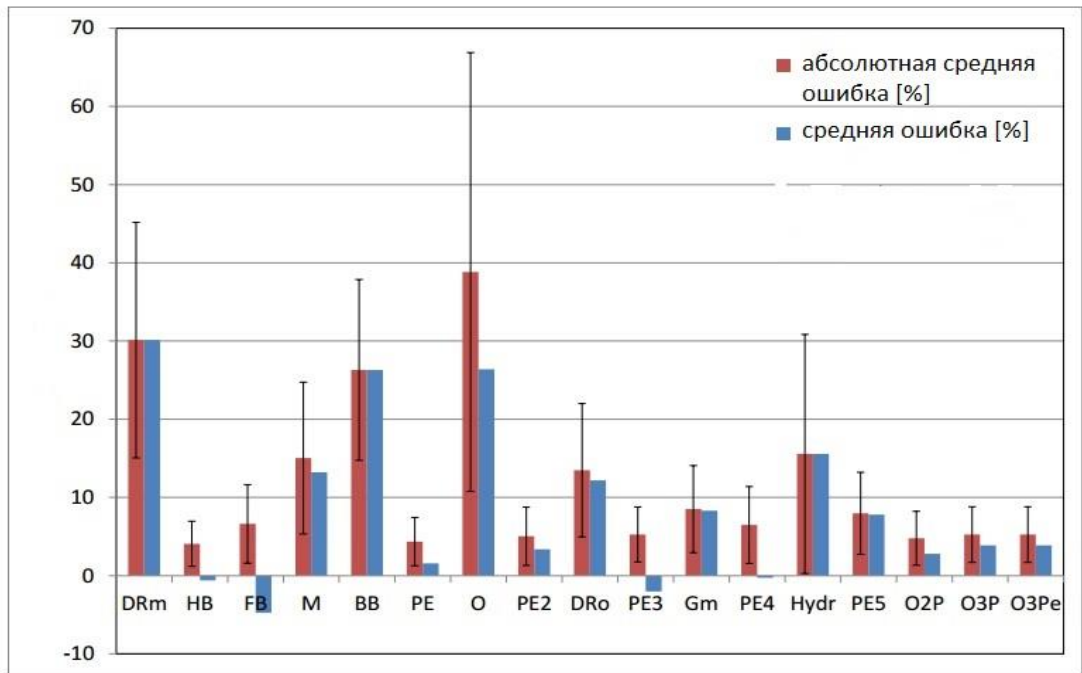


Рис. 1.2. Сравнение моделей двухфазного потока в стволе скважины.

## 2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

В этой главе будут описаны физико-математическая модель разрабатываемого метода моделирования потока многофазной смеси в стволе скважины со сложной траекторией и представлен способ расчета необходимых для этой модели данных, таких как: реологические характеристики многофазной смеси и коэффициент гидродинамического трения. Будут описаны алгоритмы моделей Хэгдорна-Брауна и Беггса-Брилла, на основе которых разрабатывалась модифицированная модель. Будет обоснована целесообразность данной модификации.

### *2.1 Постановка задачи*

Рассматривается стационарное движение многофазного потока по стволу скважины. Учитывается эффект дегазации нефти.

Основными допущениями модели:

- одномерный поток;
- стенки трубы абсолютно жесткие и давление в трубе не вызывает их деформации.
- линейное распределение температуры по стволу скважины.
- трение флюида о стенку трубы не вызывает повышение ее температуры.

Начальные условия:

Известны характеристики потока на устье:

При  $x=0$ ,  $P=P_{\text{датчик}}$ ,  $T=T_{\text{компрессор}}$

Известны расходы, плотности и вязкости нефти, газа и воды.

Профиль скважины представляет собой массив данных о точках скважины – измеренную глубину и глубину по вертикали (Рис 2.1).

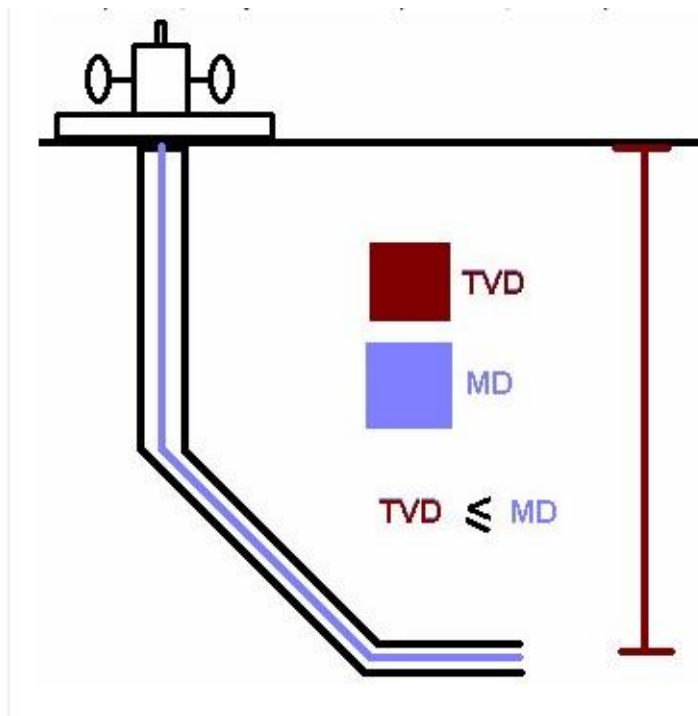


Рис. 2.1 Измеренная глубина - MD, вертикальная глубина – TVD.

## 2.2 Расчет параметров газожидкостной смеси с помощью модифицированной модели Хэгдорна-Брауна

Модель Хэгдорна-Брауна позволяет точно рассчитывать перепад давления в широкой области условий. По начальным характеристикам многофазного потока рассчитываются первые четыре безразмерные параметра, через них выражаются остальные пять безразмерных параметров, с помощью которых производится расчет истинного объемного содержания жидкости. Присутствует проверка того, что истинное объемное содержание жидкости всегда больше объемного содержания жидкости без эффекта проскальзывания, поскольку жидкая фаза движется медленнее газообразной. После нахождения истинного объемного содержания жидкости, находятся потери на трения.

По формулам 2.1-2.4 производится расчет первых четырёх безразмерных параметров:

$$N_{lv} = \frac{q_l}{S(\rho_B W + \rho_H(1 - W))} \left( \frac{(\rho_B W + \rho_H(1 - W))}{g \sigma_l} \right)^{\frac{1}{4}}, \quad (2.1)$$

$$N_{gv} = \frac{q_g}{S \rho_a} \left( \frac{(\rho_B W + \rho_H(1 - W))}{g \sigma_l} \right)^{\frac{1}{4}}, \quad (2.2)$$

$$N_d = D_r \left( \frac{g(\rho_B W + \rho_H(1 - W))}{\sigma_l} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (2.3)$$

$$N_l = \mu_l \left( \frac{g}{\rho_l \sigma_l^3} \right)^{\frac{1}{4}}. \quad (2.4)$$

где  $S$  – площадь сечения трубы,  $\text{м}^2$ ,  $D$  – гидравлический диаметр,  $\text{м}$ ,  $\text{м}^2$ ,  $\sigma_l$  – коэффициент межфазного натяжения между газообразной и жидкой фазой,  $\text{Н/м}$ ,  $q_l$ ,  $q_g$  – массовые расходы жидкой и газообразной фазы соответственно;  $\text{кг/с}$ ,  $W$  – обводненность;  $\rho_H$ ,  $\rho_B$  – плотности нефти и воды соответственно,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ .

Следующим шагом является расчет безразмерного параметра  $C_N$  по формуле

$$C_{NL} = 10^x, \quad \text{где} \quad x = -2.69851 + 0.1584095 \cdot (\log_{10}(N_l) + 3) - 0.550997 \cdot (\log_{10}(N_l) + 3)^2 + 0.5478492 \cdot (\log_{10}(N_l) + 3)^3 - 0.1219458 \cdot (\log_{10}(N_l) + 3)^4. \quad (2.5)$$

После определения первых четырех безразмерных параметров, последовательно выражаются остальные пять:

$$C_A = \frac{N_{lv}}{N_{gv}^{0.575}} \left( \frac{p}{10^5} \right)^{0.1} \frac{C_{NL}}{N_d}, \quad (2.6)$$

$$C_B = N_{gv} \frac{N_l^{0.38}}{N_d^{2.14}} > 0.012. \quad (2.7)$$

$$\begin{aligned} \frac{N_l}{\emptyset} = & -0.1030658 + 0.617774 \times (\log_{10}(C_A) + 6) \\ & - 0.632946 \times (\log_{10}(C_A) + 6)^2 \\ & + 0.29598 \times (\log_{10}(C_A) + 6)^3 \\ & - 0.0401 \times (\log_{10}(C_A) + 6)^4, \end{aligned} \quad (2.8)$$

$$\begin{aligned} \emptyset = & 0.9116257 - 4.821756 \times C_B + 1.232250 \times 10^3 \times C_B^2 \\ & - 2.225358 \times 10^4 \times C_B^3 + 1.161743 \times 10^5 \times C_B^4. \end{aligned} \quad (2.9)$$

В формуле (2.7) величина безразмерного  $C_B$  ограничена значением 0.012. [47]. Это ограничение возникает в следствии того, что при  $C_B > 0.012$  значения второго параметра истинного объемного содержания жидкости  $\emptyset$  может достигать значений меньше 1, что является невозможным, так как это может приводить к значениям истинного объемного содержания жидкости больше 1.

После определения первого и второго безразмерного параметра истинного содержания жидкости, оно может быть найдено по формуле 2.10:

$$H_l = \frac{N_l}{\emptyset}. \quad (2.10)$$

Для проверки на реалистичность нужно рассчитывать объемное содержание жидкости без учета эффекта проскальзывания:

$$C_l = \frac{V_l}{V_g + V_l'} \quad (2.11)$$

где  $V_g, V_l$  – объемные расходы газообразной и жидкой фазы соответственно, м<sup>3</sup>/с.

Должно выполняться условие  $H_l > C_l$ , так как в противном случае скорость жидкости больше скорости газа, что физически неверно. Если данное условие не выполняется, принимают что  $H_l = C_l$ .

Безразмерное число Рейнольдса и вязкость многофазного потока, вычисляется по формулам 2.12, 2.13:

$$Re = \frac{\rho_{NS} \frac{V_g + V_l}{S} D_r}{\mu_m}, \quad (2.12)$$

$$\mu_m = \mu_l^{H_l} \mu_g^{(1-H_l)}, \quad (2.13)$$

где  $\mu_g, \mu_l$  – вязкость газообразной и жидкой фазы соответственно, Па·с.

Безразмерное число Рейнольдса необходимо для определения гидравлического коэффициента трения.

Перепад давления, связанный с потерями давления на трении находится при помощи уравнений 2.14-2.16:

$$\rho_{NS} = \rho_l \cdot \frac{V_l}{V_g + V_l} + \rho_g \cdot \frac{V_g}{V_g + V_l}, \quad (2.14)$$

$$\Delta P_f = \frac{f \rho_f \left( \frac{V_g + V_l}{S} \right)^2}{2g D_r}, \quad (2.15)$$

$$\rho_f = \frac{\rho_{NS}^2}{\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)}, \quad (2.16)$$

где  $f$  – коэффициент гидравлического трения,  $L$  – длина участка трубы, на котором происходит данный перепад давления, м.

Расчет гидростатического давления, которое образуется посредством силы тяжести столба жидкости и газа производится формулой (2.17)

$$\Delta P_{\text{гст}} = \left( \rho_l H_l + \rho_g (1 - H_L) \right) g \cdot L \sin(\theta) \quad (2.17)$$

где  $\theta$  – угол наклона между горизонталью и осью трубы.

Итоговый перепад давления является суммой гидростатического перепада, и перепада за счет гидростатического трения:

$$\Delta P = -\Delta P_{\text{гст}} - \Delta P_f \quad (2.18)$$

Данная модель довольно точно описывает течение многофазной смеси в стволе скважины во всех случаях, кроме двух: пузырькового режима течения и в случае наклоненного ствола скважины [50, 52].

По мимо описанных выше формул, для расчета потока необходимы методы определения температурного профиля, реологических параметров и коэффициента трения.



### 2.3 Модель Беггса-Брилла

Модель Беггса-Брилла использует различные корреляции в зависимости от режима потока. Поэтому необходимо идентифицировать картину течения при заданных условиях. Для этой цели используется карта потока для горизонтальной трубы, построенная на основе числа Фруда  $Fr$  смеси и объемного содержания жидкости без учета эффекта скольжения  $C_L$  (рис. 2.1).



Рис. 2.1 Карта потока.

Здесь  $L_1^*, L_2^*, L_3^*, L_4^*$  линии, равные:

$$L_1^* = 316C_L^{0.302} \quad (2.19)$$

$$L_2^* = 0.0009252C_L^{-2.4684} \quad (2.20)$$

$$L_3^* = 0.1C_L^{-1.4516} \quad (2.21)$$

$$L_4^* = 0.5C_L^{-6.738} \quad (2.22)$$

Число Фруда  $Fr$  является безразмерным параметром, который характеризует соотношение инерции к гравитационным силам. Оно рассчитывается по формуле (2.23):

$$Fr = \frac{V_l^2}{gD} \quad (2.23)$$

После определения объемного содержания жидкости и числа Фруда, режим потока определяется следующим образом:

1) Кольцевой,

если  $C_l < 0.01$  и  $Fr < L_1^*$

или  $C_l \geq 0.01$  и  $Fr < L_2^*$

2) Пробковый,

если  $0.01 < C_l < 0.4$  и  $L_3^* < Fr < L_1^*$

или  $C_l \geq 0.4$  и  $L_3^* < Fr < L_4^*$

3) Пузырьковый,

если  $C_l < 0.4$  и  $Fr > L_1^*$

или  $C_l \geq 0.4$  и  $Fr > L_4^*$

4) Эмульсионный,

Если  $C_l > 0.01$  и  $L_2^* < Fr < L_3^*$

После определения режима потока, рассчитывается объемное содержание жидкости  $H_l$ . В модели Беггса-Брилла этот расчет разделен на две части:

- 1) Определение объемного содержания жидкости для горизонтального потока ( $H_l(0)$ ).
- 2) Корректирование полученного значения поправкой на угол наклона.

- 1) Для кольцевого режима

$$H_l(0) = \frac{0.09C_L^{0.4846}}{Fr_m^{0.0868}} \quad (2.24)$$

- 2) Для пробкового режима

$$H_l(0) = \frac{0.845C_L^{0.53516}}{Fr_m^{0.0173}} \quad (2.25)$$

- 3) Для пузырькового режима

$$H_l(0) = \frac{1.065C_L^{0.5824}}{Fr_m^{0.0609}} \quad (2.26)$$

- 4) Для эмульсионного режима

$$H_l(0) = A * H_l(0)_1 + B * H_l(0)_2 \quad (2.27)$$

где  $A = \frac{L_3^* - Fr}{L_3^* - L_2^*}$ ,  $B = 1 - A$ ,  $H_l(0)_1$  – объемное содержание жидкости, рассчитанное по формуле для пробкового режима,  $H_l(0)_2$  – объемное содержание жидкости,

рассчитанное по формуле для пузырькового режима.

В случае, если  $H_l(0) < C_L$ , принимается, что  $H_l(0) = C_L$ .

Объемное содержание жидкости для потока с углом наклона  $\theta$  рассчитывается по формуле (10):

$$H_l(\theta) = B(\theta)H_l(0) \quad (2.28)$$

где  $B(\theta)$  – корреляционная поправка на угол, вычисляемая по формуле (11):

$$B(\theta) = 1 + \beta \left[ \sin(1.8 \theta) - \frac{1}{3} \sin^3(1.8 \theta) \right] \quad (2.29)$$

где  $\beta$  – величина, зависящая от режима потока:

1) Для кольцевого режима

$$\beta = (1 - C_L) \ln \left[ \frac{0.011 N_w^{3.539}}{C_L^{3.768} Fr_m^{1.614}} \right] \quad (2.30)$$

2) Для пробкового режима

$$\beta = (1 - C_L) \ln \left[ \frac{2.96 C_L^{0.305} Fr_m^{0.0978}}{N_w^{0.4473}} \right] \quad (2.31)$$

3) Для пузырькового режима

$$\beta = 0 \quad (2.32)$$

4) Для эмульсионного режима

$$\beta = (1 - C_L) \ln \left[ \frac{2.96 C_L^{0.305} Fr_m^{0.0978}}{N_w^{0.4473}} \right] \quad (2.33)$$

где  $N_w$  – число равное:

$$N_w = 1.938 V_l^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma}} \quad (2.34)$$

После определение объемного содержания жидкости, рассчитывается давление по формулам (2.14-2.19).

Как и для модели Хэгдорна-Брауна, необходимы корреляции для реологических параметров, коэффициента гидростатического трения и способ определения температурного профиля.

#### 2.4 Расчет реологических параметров компонентов многофазной смеси

Выше было указано, что для определения перепада давления по стволу скважины необходимо определить реологические параметры компонентов многофазной смеси.

Вязкость нефти зависит от температуры и количества растворенного в ней газа. Для случаев с нефтью без растворенного в ней газа, недонасыщенной и перенасыщенной нефти используются разные уравнения определения вязкости.

Для определения вязкости нефти без растворенного в ней газа или насыщенной нефти, то есть нефти, находящейся под давлением равном или выше давления насыщения применяется корреляции Беггса-Робинсона [47].

Для нефти без растворенного в ней газа эта корреляция принимает вид:

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad (2.35)$$

$$x = \frac{10^{(3.0324 - 0.02023(\frac{141500}{\rho} + 131.5))}}{(1.8(T - 273.2) + 32)^{1.163}} \quad (2.36)$$

где  $\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>,  $T$  – температура, К.

Для насыщенной нефти корреляция принимает вид:

$$\mu_{od} = [10.715 \left( \frac{R_s}{0.1781} + 100 \right)^{-0.515}] \mu_{od}^b \quad (2.37)$$

где

$$b = 5.44 \left( \frac{R_s}{0.1781} + 150 \right)^{-0.338} \quad (2.38)$$

$R_s$ - газовый фактор, то есть количество растворенного в нефти газа  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Вязкость недонасыщенной нефти рекомендуется находить при помощи корреляции Васкеза-Беггса[43]:

$$\mu_o = \mu_{od} \left( \frac{p}{p_{bp}} \right)^m \quad (2.39)$$

где  $p_{bp}$  – давление насыщения,  $p$  – давление, при котором находится вязкость нефти насыщенной нефти,  $m$  – величина, равная:

$$m = 2.6 \left( \frac{p}{6895} \right)^{1.187} 10^a \quad (2.40)$$

Где  $a$  – величина, равная:

$$a = - \frac{(3.9 \cdot 10^{-5})p}{6895} - 5 \quad (2.41)$$

Для решения этих уравнений необходимы корреляции для определения давления насыщения и количества растворенного в нефти газа. Эти корреляции представлены формулами 2.89 и 2.90:

$$p_{bp} = 6895 \left( \frac{R_s}{0.00285 e^{\left( 23.9 \frac{\frac{141500}{\rho} + 131.5}{1.8(T-273.2)+492} \right)}} \right)^{0.842} \quad (2.42)$$

$$R_s = 0.00285 \left( \frac{p_{bp}}{6895} \right)^{1/0.842} e^{\left( 23.9 \frac{\frac{141500}{\rho} + 131.5}{1.8(T-273.2)+492} \right)} \quad (2.43)$$

Если при расчете давления насыщения по формуле 2.42 давление оказывается ниже давления насыщения, происходит выделение газа из нефти. Этот осуществляется только в случае, если выполняется условие  $R_s > 0.5$ . Производится перерасчет растворенного в нефти газа по формуле (2.43). Объем выделившегося из нефти газа определяется по формуле:

$$Qv = (R_{s0} - R_s) \frac{ql(1-W)}{\mu_w W + \mu_o(1-W)} \quad (2.44)$$

где  $R_{s0}$  – газовый фактор нефти, который был до начала процесса дегазации, м<sup>3</sup> /м<sup>3</sup>,  $R_s$  – газовый фактор нефти после дегазации, м<sup>3</sup> /м<sup>3</sup>,  $q$  – расход многофазной смеси кг/с.

Поскольку при добыче углеводородов вместе с ними неизбежно извлекается вода, для моделирования потока необходимо также использовать корреляции для определения вязкости воды. Несмотря на то, что вязкость воды как и вязкость нефти является функцией от газосодержания, основополагающим фактором является температура, что дает возможность с минимальной потерей точности применять упрощенные корреляции, в которых вязкость зависит только от температуры водных [38]. Данная корреляция имеет вид:



$$\mu_w = \frac{e^{1.003 - 1.479 \cdot 10^{-2}(1.8(T-273.2)+32) + 1.982 \cdot 10^{-5}(1.8(T-273.2)+32)^2}}{1000} \quad (2.45)$$

где  $T$  – температура, К.

Вязкость многофазной смеси можно определить уравнением:

$$\mu_l = \mu_w W + \mu_o(1 - W) \quad (2.6)$$

## 2.5 Расчет коэффициента гидравлического сопротивления

Для моделирования многофазного потока помимо реологических параметров необходимо определить коэффициент гидравлических потерь  $f$ .

Существует несколько уравнений для расчета коэффициента трения. Каждые из них имеют свою область применения. Существуют уравнения гидравлических потерь трения по длине и на местных сопротивлениях. Под местными сопротивлениями понимают эффект увеличения потерь на трение при изменении формы сечения трубы или ее изгибе.

Коэффициент гидравлических потерь может быть найден при помощи уравнение Дарси-Вейсбаха. Установлено, что коэффициент трения зависит от диаметра сечения, давления и температуры. Поскольку эти величины являются функцией координат, возможно составить  $f=f(x,y)$ .

Зависимость для коэффициент гидравлических потерь для трубы в скважинах была выведена Колбруком [47]. Оно имеет вид:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{e}{3.715D} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (2.46)$$

где  $f$  – коэффициент гидравлических потерь трения,  $D$  – диаметр сечения трубы, м.,  $e$  – коэффициент шероховатости, который зависит от материала трубы,  $Re$  – безразмерное число Рейнольдса, которое определяется формулой:

$$Re = \frac{4G}{\mu\pi D} \quad (2.47)$$

Так как уравнения (2.47) является трансцендентным, коэффициент гидравлических потерь  $f$  не может быть выражен в явном виде. Для его

решения необходимо применять численные методы, например метод Ньютона.

## 2.6 Модифицированная модель Хэгдорна-Брауна.

Выше было сказано, что модели Беггса-Брилла и Мюккерджи-Брилла являются единственными эмпирическими моделями, позволяющими вычислять изменение давления по наклонному стволу. Однако они не дают корректных результатов из-за неточного определения величины водосодержания.

Идея разрабатываемой модели заключается в том, что она объединяет модели Хэгдорна-Брауна и Беггса-Брилла, рассчитывая водосодержание по методу Хэгдорна-Брауна и добавляя поправку на угол из модели Беггса-Брилла.

Также известно, что модель Хэгдорна-Брауна дает неточные результаты при пузырьковом режиме течения. Поэтому, для него будет применяться корреляция Гриффита. Применение корреляции Гриффита в модели Хэгдорна-Брауна является общепринятой модификацией. Пузырьковый режим существует при выполнении условия:

$$\frac{V_g}{V_g - V_l} < L_b \quad (2.48)$$

где

$$L_b = 1.071 - 0.728 \cdot \frac{\left(\frac{V_g - V_l}{s}\right)^2}{D} > 0.13 \quad (2.49)$$

Если условие (2.48) выполняется, истинное объемное содержание жидкости находится по формуле:

$$H_L = 1 - \frac{1}{2} \left[ 1 + \frac{V_r + V_{жк}}{S \cdot V_s} - \sqrt{\left( 1 + \frac{V_r + V_{жк}}{S \cdot V_s} \right)^2 - 4 \left( \frac{V_r}{S \cdot V_s} \right)} \right] \quad (2.50)$$

где  $V_s = 0.244 \frac{м}{с}$ .

Истинная скорость течения жидкости и потери на трение по корреляции Гриффита находятся соответственно по формулам:

$$V_L = \frac{V_l}{SH_L} \quad (2.51)$$

$$\Delta P_f = \frac{f \rho_l V_L^2 L}{2gD} \quad (2.52)$$

Т. к. алгоритм Хэгедорна-Брауна позволяет найти истинную объемную водонасыщенность  $H_l(90)$  для вертикального потока, а поправка на угол  $B(\theta)$  применяется для истинной объемной водонасыщенности  $H_l(0)$  для горизонтального потока, необходимо выразить  $H_l(0)$ :

$$H_l(90) = H_l(0) * B(90) \quad (2.53)$$

$$H_l(0) = \frac{H_l(90)}{B(90)} \quad (2.54)$$

Таким образом, общий вид модифицированной модели Хагедорна-Брауна будет иметь вид:

$$H_l(\theta) = \frac{H_l(90)}{B(90)} * B(\theta) \quad (2.55)$$

Где  $H_l(90)$  - истинную объемную водонасыщенность для вертикального потока, находится по алгоритму модели Хагедорна-Брауна (2.10) или (2.11),  $B(\theta)$  и  $B(90)$  – поправки на угол Беггса-Брилла, находится по формуле (2.29).

Потери давления рассчитываются по формулам 2.15-2.18.

Описанная выше процедура позволяет рассчитать изменение давления по стволу скважины со сложной траекторией, если известно давление в призабойной зоне. На практике, давление известно на устье. Использование численных методов позволяет решить эту проблему.

Процедура расчета изменения давления согласно модифицированной модели Хагедорна-Брауна имеет следующую последовательность действий:

1. Профиль скважины разбивается на  $n$ -е количество прямолинейных участков от устья до точки спуска трубы колтюбинга. Для каждого участка определяется его длина  $L$  и длина вертикальной проекции  $L\sin(\theta)$ .

2. Задается начальное давление на устье скважины.

3. Задается начальное давление на рассматриваемом участке, (на забое при первом шаге принимается равном давлению на устье).

4. Рассчитывается температурный профиль скважины.

5. Вводятся начальные данные для рассматриваемого участка.

6. Рассчитываем реологические параметры для жидких компонентов смеси в условиях рассматриваемого участка с помощью процедуры 2.35-2.41.

7. С помощью уравнений процедуры 2.42-2.46 рассчитываем количество выделившегося из нефти газа.

8. Определяется истинное объемное водосодержание для вертикального потока по формуле (2.10), (2.11), (2.12).

9. Определяется величина поправки на угол 2.29-2.34.

10. Определяется истинное объемное водосодержание с учетом кривизны траектории (2.55).

11. Определяется перепад давления на рассматриваемом участке при помощи уравнения (2.18).

12. Если пересчет участков не закончен, осуществляется переход на участок выше и повтор шагов 2-9.

13. После того, как расчет участков закончен (при достижении отрицательного значения давления или достижении устья скважины) начальное давление обновляется и повторяются шаги 3-10 до тех пор, пока расчетное давление на устье не будет равно заданному.

### 3. Расчетная часть

Реализация описанного выше алгоритма, а также алгоритма модели Хэгдорна-Брауна была выполнена на языке программирования Borland в среде разработки Delphi 7.

#### 3.1 Экспериментальные данные.

Для оценки качества модели стационарного течения многофазной смеси по стволу скважины был произведен вычислительный эксперимент, который включал в себя расчет давлений для 9 скважинах, на которых проводились замеры. Данные по скважинам приведены в таблицах 3.1-3.9:

Таблица 3.1

Исходные данные для расчета по 1-ой скважине

Измеренная глубина, м.	Глубина по стволу, м.	Температура, К.	Измеренное давление, МПа.
0	0	316	3,633138
971	971		5,03262
1971	1969		6,65271
2971	2918		8,396892
3971	3901		10,23759
4871	4906		12,13344
5724	5660	365	13,60876

$$\text{Добыча нефти} = 5,69 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\text{Добыча воды} = 3,86427 \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\text{Добыча газа} = 1,065159 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\text{Радиус скважины} = 0,076 \text{ м};$$



Плотность нефти (при 289 К) =  $875,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;

Вязкость нефти = 3.479 сП (при 377 К);

Вязкость нефти = 76.2 сП (при 288 К);

Давление насыщения = 1.77 МПа.

Таблица 3.2

## Исходные данные для расчета по 2-ой скважине

Измеренная глубина, м.	Глубина по стволу, м.	Температура, К.	Измеренное давление, МПа.
0	0	336	0,703188
295,9608	295,9608		1,7235
600,7608	594,0552		3,226392
905,5608	881,4816		5,046408
1210,361	1168,908		7,087032
1515,161	1456,03		9,23796
1819,961	1743,151		11,42336
1906,829	1825,142	369	12,05071

Добыча нефти =  $5,69 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Добыча воды =  $3,86427 \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Добыча газа =  $1,065159 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Радиус скважины = 0,076 м;

Плотность нефти (при 289 К) =  $875,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;

Вязкость нефти = 3.476 сП (при 377 К);

Вязкость нефти = 76.2 сП (при 288 К);

Давление насыщения = 1.47 МПа.

Таблица 3.3

## Исходные данные для расчета по 3-ей скважине

Измеренная глубина, м.	Глубина по стволу, м.	Температура, К.	Измеренное давление, МПа.
0	0	334	3,7917
294,132	294,132		4,977468
598,932	586,4352		6,41142
903,732	871,728		8,121132
1208,532	1170,127		9,499932
1513,332	1474,927		11,3751
1787,652	1779,422		12,96761
2122,932	2084,222		14,8221
2427,732	2389,022		18,68274
2553,614	2514,6		17,37288
2702,052	2663,038	401	18,30357

$$\text{Добыча нефти} = 1,05 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\text{Добыча воды} = 5,52 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\text{Добыча газа} = 2,45806 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\text{Радиус скважины} = 0,076 \text{ м};$$

$$\text{Плотность нефти (при 289 К)} = 859,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\text{Вязкость нефти} = 3.479 \text{ сП (при 377 К)};$$

Вязкость нефти = 76.2 сП (при 288 К);

Давление насыщения = 17.06 МПа.

Таблица 3.4

## Исходные данные для расчета по 4-ой скважине

Измеренная глубина, м.	Глубина по стволу, м.	Температура, К.	Измеренное давление, МПа.
0	0	319,1	4,37769
294,4368	277,9776		5,58414
599,2368	520,9032		6,99741
904,0368	773,8872		8,493408
1208,8368	1022,9088		10,05835
1513,6368	1286,256		11,68533
1818,4368	1583,436	370	13,33989

Добыча нефти  $7,2869 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Добыча воды  $= 0 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Добыча газа  $= 1,7479 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Радиус скважины = 0,062 м;

Плотность нефти (при 289 К) =  $883,8 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;

Вязкость нефти = 3.479 сП (при 377 К);

Вязкость нефти = 76.2 сП (при 288 К);

Давление насыщения = 17,06 МПа.

Исходные данные для расчета по 5-ой скважине

Измеренная глубина, м.	Глубина по стволу, м.	Температура, К.	Измеренное давление, МПа.
Первое испытание			
0	0	303	3,529728
3079,3944	2930,652	352	20,3373
Второе испытание			
0	0	303	1,806228
3079,3944	2930,652	352	14,75316

$$\text{Добыча нефти} = 2,31856 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\text{Добыча воды} = 1,84 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\text{Добыча газа} = 5,538828 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\text{Радиус скважины} = 0,076 \text{ м};$$

$$\text{Плотность нефти (при 289 К)} = 883,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\text{Вязкость нефти} = 3 \text{ сП (при 310 К)};$$

$$\text{Давление насыщения} = 1.77 \text{ МПа.}$$

Для 5-ой скважины было проведено 2 эксперимента в разный момент времени.

Исходные данные для расчета по 6-ой скважине

Измеренная глубина, м.	Глубина по стволу, м.	Температура, К.	Измеренное давление, МПа.
0	0	313	7,872948
1859,28	1850,440 8	337	19,14464

$$\text{Добыча нефти} = 5,39 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\text{Добыча воды} = 5,52 \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\text{Добыча газа} = 0,912 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$\text{Радиус скважины} = 0,051 \text{ м};$$

$$\text{Плотность нефти (при 289 К)} = 837,8 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\text{Вязкость нефти} = 2.15 \text{ сП (при 339 К)};$$

$$\text{Давление насыщения} = 1.77 \text{ МПа.}$$

Исходные данные для расчета по 7-ой скважине

Измеренная глубина, м.	Глубина по стволу, м.	Температура, К.	Измеренное давление, МПа.
0	0	311	3,7917
291,3888	292,3032		4,977468
597,1032	312,42		6,41142
901,9032	840,3336		8,121132
1206,703	1063,752		9,499932
1511,503	1270,711		11,3751
1816,303	1472,184		12,96761
1962,607	1586,484	349	14,8221

Добыча нефти  $3,86 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Добыча воды  $= 1,16 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Добыча газа  $= 7,1 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Радиус скважины  $= 0,076 \text{ м}$ ;

Плотность нефти (при 289 К)  $= 882,7 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;

Вязкость нефти  $= 1.288 \text{ сП}$  (при 348 К);

Давление насыщения  $= 1,62 \text{ МПа}$ .

Исходные данные для расчета по 8-ой скважине.

Измеренная глубина, м.	Глубина по стволу, м.	Температура, К.	Измеренное давление, МПа.
0	0	311	6,211494
292,9128	292,9128		7,218018
597,7128	587,0448		9,06561
902,5128	843,9912		10,60297
1207,313	1103,681		12,27821
1512,113	1356,055		13,96035
1859,585	1662,379	349	15,9665

Добыча нефти  $6,06 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Добыча воды  $= 1,84 \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Добыча газа  $= 10,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Радиус скважины = 0,076 м;

Плотность нефти (при 289 К) =  $871,1 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;

Вязкость нефти = 1.288 сП (при 348 К);

Давление насыщения = 1,61 МПа.

Исходные данные для расчета по 9-ой скважине.

Измеренная глубина, м.	Глубина по стволу, м.	Температура, К.	Измеренное давление, МПа.
0	0	349	2,30949
298,0944	298,0944		2,99889
602,8944	598,3224		3,819276
907,6944	886,968		4,72239
1212,494	1179,881		6,06672
1517,294	1457,249		6,82506
1787,652	1745,59		7,99704
2126,894	2029,054		9,368946
2431,694	2311,298		10,56161
2736,799	2593,543		11,9473
2766,974	2620,975	373	12,23685

Добыча нефти  $7,43 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Добыча воды  $= 0 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Добыча газа  $= 6,55 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

Радиус скважины = 0,076 м;

Плотность нефти (при 289 К) =  $835,8 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;

Вязкость нефти = 0.908 сП (при 373 К);

Давление насыщения = 2,47 МПа.



### 3.2 Результаты расчета перепада давления.

Реализация модели Хэгдорна-Брауна,  $\phi$  также модифицированной модели Хэгдорна-Брауна была выполнена на языке программирования Pascal при помощи среды разработки Delphi 7.

Результаты расчета зависимости давления от глубины представлены на рис. 3.1-3.10.

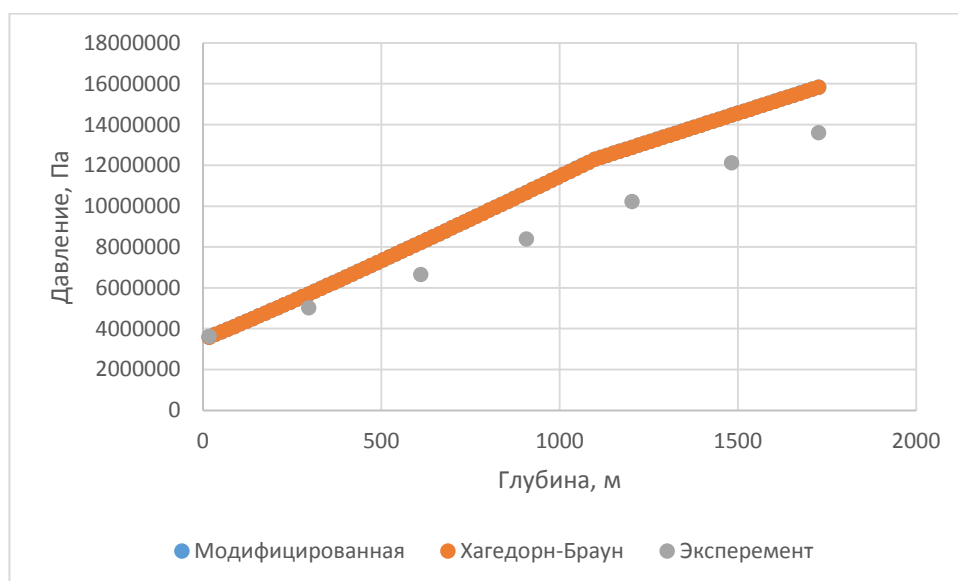


Рис. 3.1 Зависимость давления от глубины для скважины №1.

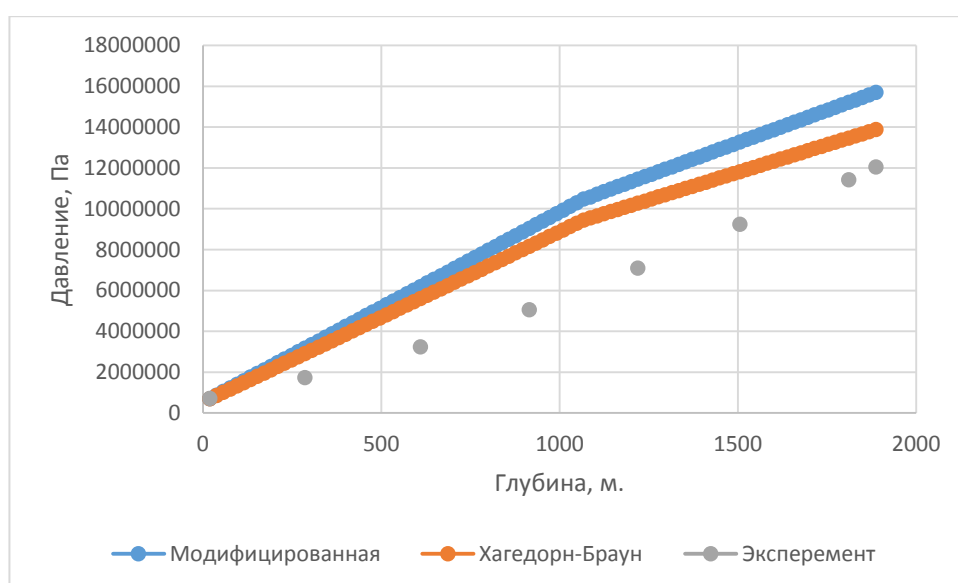


Рис. 3.2 Зависимость давления от глубины для скважины №2.

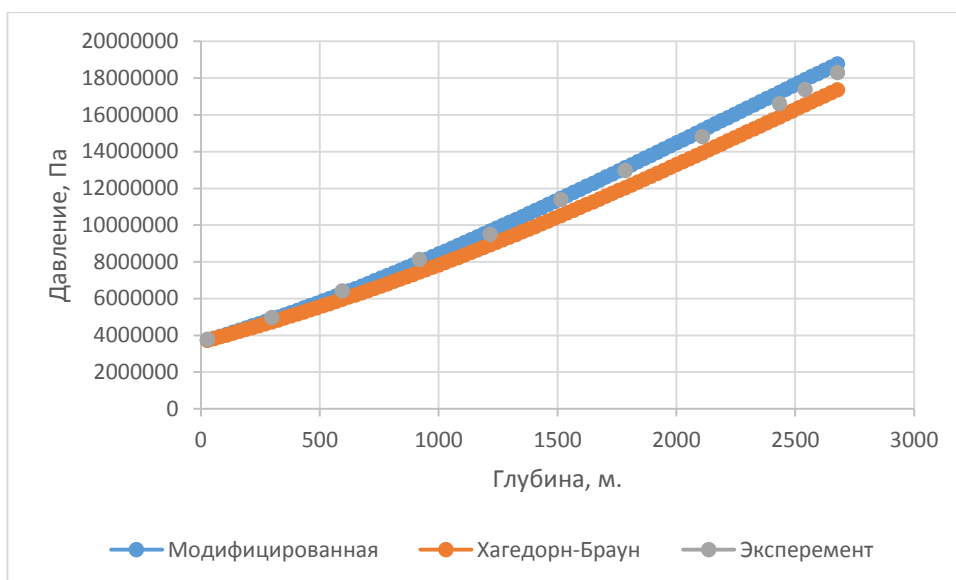


Рис. 3.3 Зависимость давления от глубины для скважины №3.

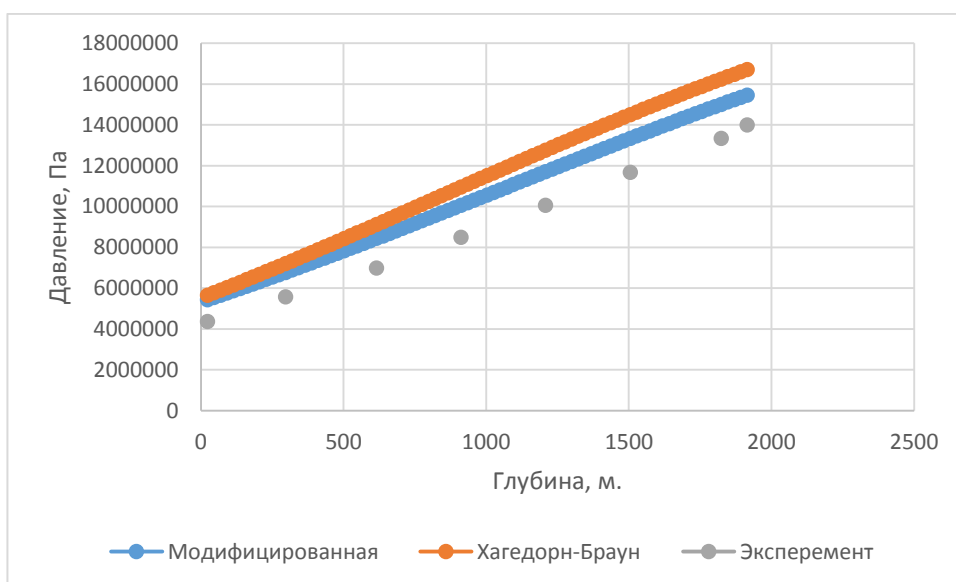


Рис. 3.4 Зависимость давления от глубины для скважины №4.

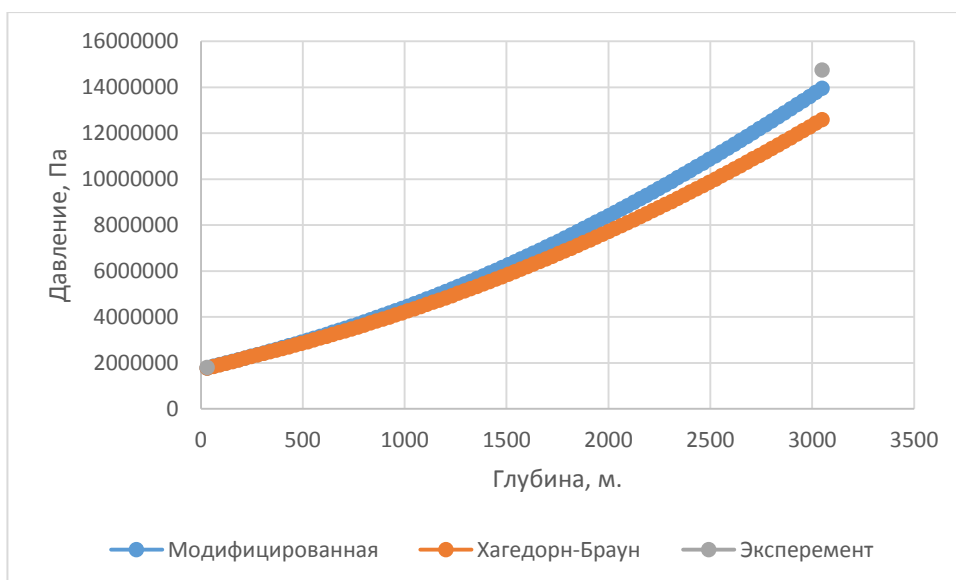


Рис. 3.5 Зависимость давления от глубины для скважины № 5.1.

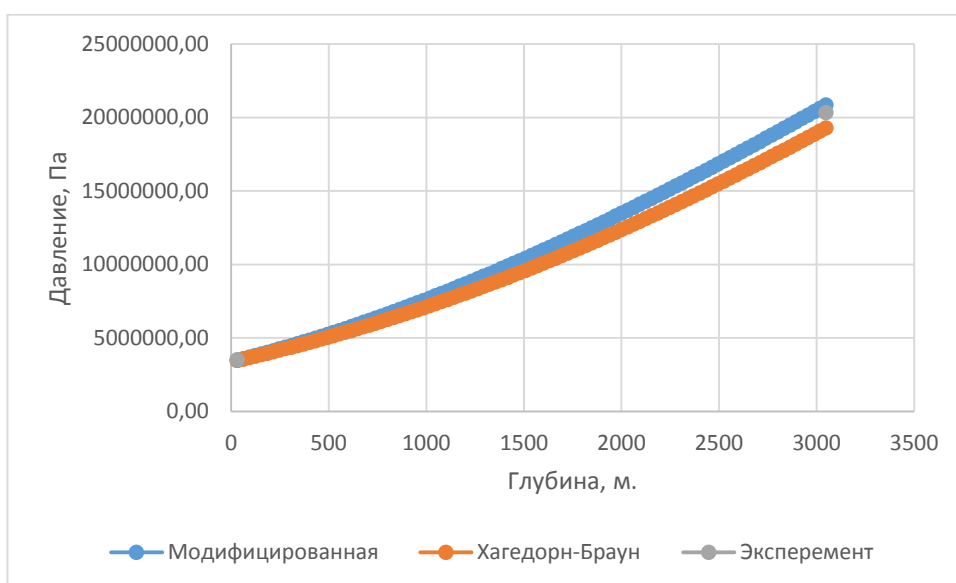


Рис. 3.6 Зависимость давления от глубины для скважины № 5.2.

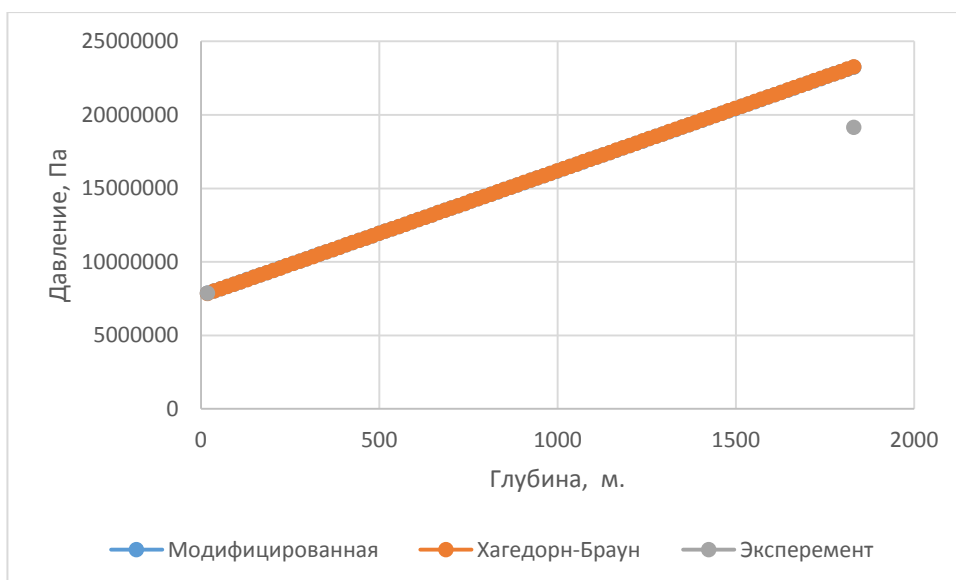


Рис. 3.7 Зависимость давления от глубины для скважины №6.

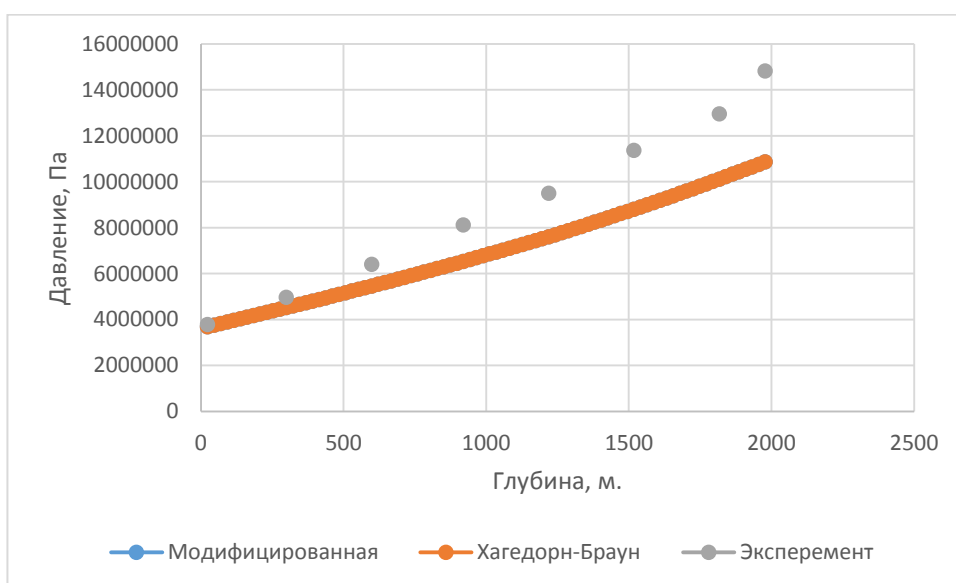


Рис. 3.8 Зависимость давления от глубины для скважины №7.

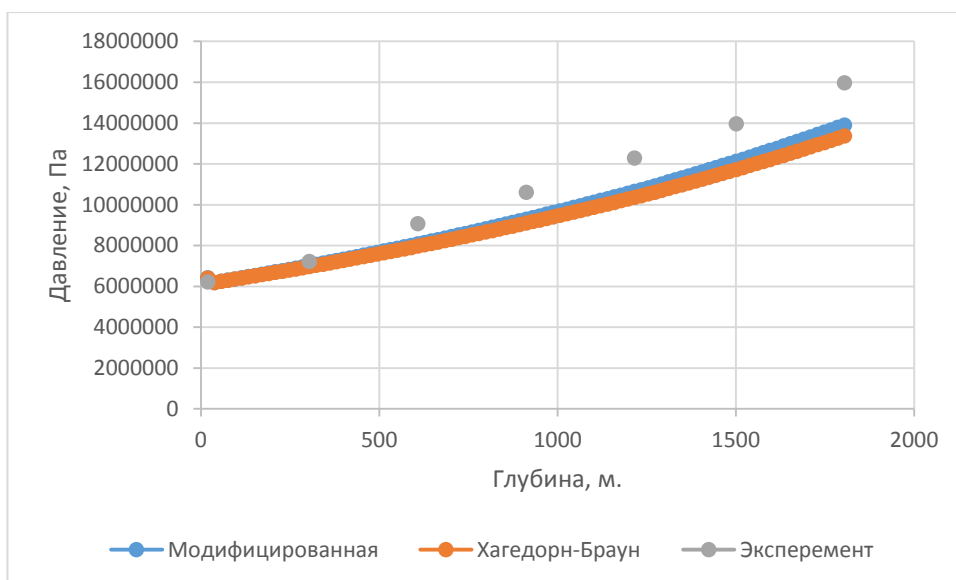


Рис. 3.9 Зависимость давления от глубины для скважины №8.

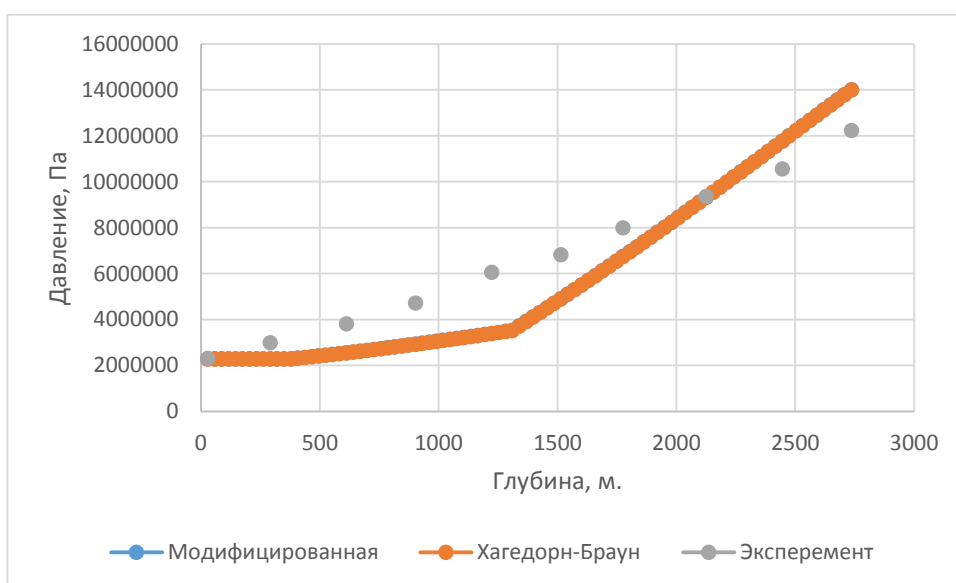


Рис. 3.10 Зависимость давления от глубины для скважины №9.

Расчет показал, что в скважинах с номером 2, 3, 4, 5.1, 5.2, 8 результат модифицированного метода оказался точнее, чем у метода Хэгдорна-Брауна без поправки на угол.

Для скважин с номерами 1, 6, 7, 9 результат модифицированной модели совпадает с моделью Хэгдорна-Брауна. Для этих скважин характерен пузырьковый режим течения (выполняется условие  $C_l < 0.4$  и  $Fr > L_1^*$  или

$C_l \geq 0.4$  и  $Fr > L_4^*$ ). Для пузырькового режима течения многофазной смеси модифицированная модель дает тот же результат, что и модель Хэгдорна-Брауна, поскольку для такого режима течения, исходя из условия (2.32)  $\beta=0$ , следовательно поправка на угол  $\theta$  при любом значении  $\theta$  равна:

$$B(\theta) = 1 - \beta(\sin(1,8\theta) - \sin(1,8\theta)^3) = 1 \quad (3.1)$$

На таблице 3.11 приведена относительная ошибка определения давления на забое для обоих методов.

Таблица 3.11

## Относительная ошибка

№ скважины	Хэгдорн- Браун	Модифицированная модель
1	0,14	0,14
2	0,13	0,23
3	0,05	0,03
4	0,16	0,09
5.1	0,05	0,03
5.2	0,17	0,06
6	0,17	0,18
7	0,36	0,37
8	0,19	0,15
9	0,12	0,13
Итоговая	0,16	0,14

### 3.3 Зависимость давления в призабойной зоне от угла наклона.

Был проведен вычислительный эксперимент по нахождению зависимости давления в призабойной зоне от угла наклона. Для этой цели бралась гипотетическая скважина с прямым стволом. Были проведены вычисления при одинаковых характеристиках потока, но разным угле наклона. Данные подобраны так, чтобы избежать пузырьковый режим.

Таблица 3. 12

Данные по скважине.

Глубина, м.	1000
Массовый дебит нефти, $\frac{м^3}{с}$ .	$25 \cdot 10^{-2}$ ;
Массовый дебит нефти, $\frac{м^3}{с}$ .	$25 \cdot 10^{-2}$
Обводненность	0.5
Вязкость нефти, сП.	1,28
Температура на устье, К.	310
Давление на устье, Па.	1
Радиус скважины, м.	$7,5 \cdot 10^{-2}$ ;

На Рис. 3.11 приведена получившаяся зависимость давления в призабойной зоне от угла.

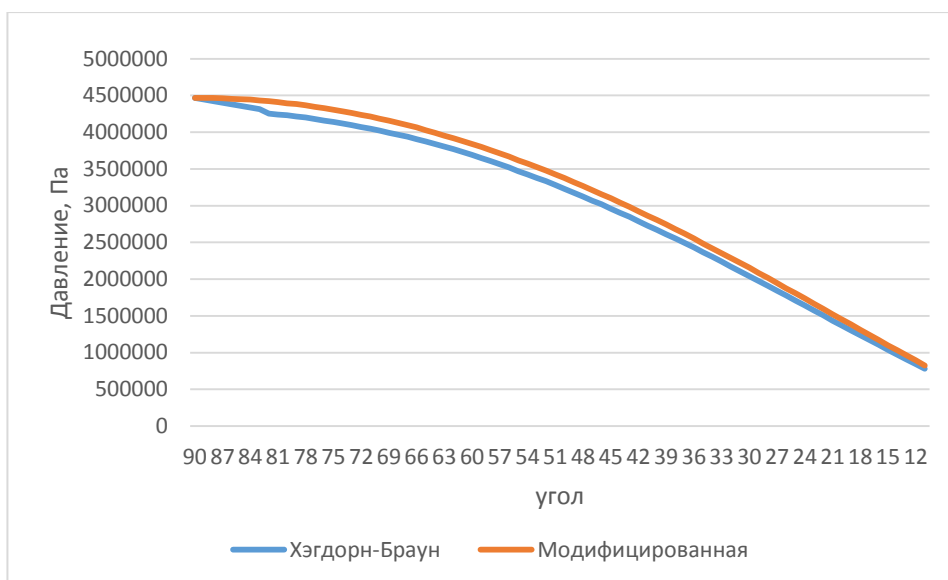


Рис. 3.11 Зависимость давления в призабойной зоне от угла.

Решение модели Хэгдона-Брауна совпадает с решением модифицированной модели в случае с вертикальной скважиной. С ростом угла растет разница давления. Она достигает максимума в угле наклона 27 градусов и составляет 6,2%

Стоит отметить, что на поправку на угол модели Беггса-Брилла по мимо угла влияет также характеристика потока. Поэтому полученная выше зависимость может отличаться для случаев с другими скважинами.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом данной работы является создание модифицированной модели многофазного течения Хэгдорна-Брауна. Эта модификация была проведена за счет добавления поправки на угол Беггса-Брилла, которая позволяет снизить ошибку модели при движении потока под углом. Это позволяет расширить область применения модели на скважины со сложной траекторией.

Была построена математическая модель и разработан алгоритм численного решения этой модели.

Была составлена программа, позволяющая реализовать данный алгоритм.

С помощью этой программы, работа созданной модели была проверена на основе экспериментальных данных по скважинам со сложной траекторией.

Было приведено сравнение модифицированной модели Хэгдорна-Брауна с не модифицированной. Это сравнение показало, что модификация модели позволила снизить относительную ошибку на 1,854%.

Установлено, что решение модифицированной модели Хэгдорна-Брауна сходится с решением не модифицированной при вертикальном течении многофазного потока и при пузырьковом режиме течения.

Достоверность полученных результатов подтверждается:

соответствием математической модели исследуемых процессов основным положениям теории механики многофазных систем, а также использованием современных достижений прикладной математики при создании вычислительных алгоритмов и реализующих их программ;

отсутствием принципиально важных допущений, которые могли бы повлиять на достоверность выводов или снизить точность выполненных расчетов;

Применением общепринятых точных корреляций;

Сравнением работы разработанной модели с экспериментальными данными.

## СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Weight on Bit in Coiled Tubing Drilling: Collection and Analysis of Field Data [Электронный ресурс] / Society of Petroleum Engineers – 1998 – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-46008-MS>.
2. Downhole Tool Solutions [Электронный ресурс] /Официальный сайт компании Halliburton – Режим доступа: <http://www.halliburton.com/public/bc/contents/Brochures/H010540.pdf>
3. TeleCoil Intelligent Coiled Tubing Services [Электронный ресурс] /Официальный сайт компании Baker Hughes – Режим доступа: <http://www.bakerhughes.com/products-and-services/pressure-pumping/coiled-tubingservices/telecoil-downhole-communications-system>
4. Осадчий В.М. Технологии контроля за притоком жидкости из пласта при освоении нефтяных скважин после бурения и КРС/ В.М. Осадчий// НТВ «Каротажник», – 2004, №2-4.
5. Мордвинов А.А. Освоение эксплуатационных скважин. Учебное пособие – Ухта: УГТУ, 2004.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие – М:ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, – 2003.
7. Nawawi A. Ahmad. Pinpointing Water Entries in Dead Horizontal Wells/Nawawi A. Ahmad, Mustafa A. Bawazir, Dr. Murat Zeybek and Shauket Malik//SAUDI ARAMCO JOURNAL OF TECHNOLOGY, – 2012, Spring.
8. Акульшин А.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин/А.И. Акульшин, В.С. Бойко, Ю.А. Зарубин, В.М. Дорошенко. – М.:Недра, 1989. 150
9. Зозуля, Г.П. Расчеты при капитальном ремонте скважин [Текст]: учебное пособие для вузов / Г.П.Зозуля, В.М. Шенбергер, М.Л. Карнаухов, С.И. Грачев, Г.Т. Герасимов, М.Г. Гейхман. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003.

10. Булатов А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб, для вузов// Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов — М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003
11. Тагиров К.М. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии// Тагиров К.М., Нифантов В.И. — М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003
12. Крылов Г.В. Способ освоения скважины (Патент RU 2215137)/ Крылов Г.В., Кустышев А.В., Сухачев Ю.В., Тодорив А.Д., Чижова Т.И., Кустышев И.А.
13. Richard T. Jacobsen. Thermodynamic properties of nitrogen including liquid and vapor phases from 63 K to 2000 K with pressures up to 10000 bar/ Richard T. Jacobsen, Richard B. Steward// J. Phys. Chem. Ref. Data, - vol.2, 1973 №4
14. Нифантов В.И. Научное обоснование процесса вскрытия пластов и освоения скважин с применением гибкого регулирования забойного давления. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук// Ставрополь – 2002
15. American Petroleum Institute. Coiled Tubing Well Control Equipment Systems - First Edition, 2009
16. Булатов АМ. Освоение скважин/ Булатов АМ., Кочмар Ю.Д, Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Справочное пособие; Под ред. Р.С. Яремийчука - М.: Недра, 1999. 151
17. Тагиров К.М. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями/ Тагиров К.М., Гноевых А.Н., Лобкин А.Н. — М.: Недра, 1996.
18. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа/ Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов ИМ.. - М: Недра, 1998.

19. Cox S.A. Errors Introduced by Multiphase Flow Correlations on Production Analysis/ SPE 102488/SPE annual Technical Conference paper – 2006.

20. Евдокимов И.Н. Проблема инверсии в промысловых водонефтяных эмульсиях: I. Традиционные представления и их экспериментальное «обоснование»/ Евдокимов И.Н., Лосев А.П.// Бурение и нефть. 2010. №3. С.16-17.

21. Колесник С.В. Методы расчета и управления депрессией при регулировании разработки эксплуатационных объектов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа – 2012.

22. Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнения и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации / Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Справ. пособие: в 6 т. -М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. - Т. 3. - 399 с.

23. Hongren Gu. Development of Computer Wellbore Simulator for Coiled Tubing Operations[Электронный ресурс] /Society of Petroleum Engineers – 1994 – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-28222-MS>

24. Norsok standard. System Requirements Well Intervention Equipment/ Norwegian Technology Center// Oslo – 2000 Rev.1

25. Освоение скважин [Электронный ресурс]/ Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» – 2004 – Режим доступа: <http://salympetroleum.ru/technologies/construction/completion/>

26. George E. King. An Introduction to the Basics of Well Completion and Workovers/ Tulsa, Oklahoma, 1998. 58. Yunxu Zhou. Determination Of Optimum N2 Rate For Unloading Gas Wells With Coiled Tubing[Электронный ресурс] /Society of Petroleum Engineers – 2011 – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-143337-MS>

27. Hongren Gu. Transient Aspects of Unloading Oil and Gas Wells With Coiled Tubing [Электронный ресурс] /Society of Petroleum Engineers – 1995 – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-29541-MS>

28. Ридель А.А. Особенности исследования скважин в процессе освоения на объектах ОАО «Газпромнефть-ННГ». Материалы конференции «Современные технологии гидродинамических исследований скважин на всех стадиях», - Томск, 2008.

29. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика – М.: Наука, 1-2 том, 1991.

30. Водорезов Д.Д. Моделирование процесса азотного освоения скважин с использованием колтюбинга. // Известия вузов. Нефть и газ. - 2014. - № 4. - С. 25-29 155

31. Лабунцов Д.А. Динамика двухфазных систем. Учебное пособие для ВУЗов/ Лабунцов Д.А., Ягов В.В. – М.:Издательство МЭИ, 2000.

32. Elmahboub A. Edreder, Khulud M. Rahuma Testing the performance of some dead oil viscosity correlations// Petroleum & Coal 54 (4) 397-402, 2012

32. Чисхолм Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках – М.: Изд-во «Недра», 1986.

33. Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах– М.: Изд-во «Недра», 1994.

34. Марон В.И. Гидравлика двухфазных потоков в трубопроводах – СПб.: Изд- во «Лань», 2012.

35. Курбатов Ю.Л. Механика жидкости и газа/Ю.Л. Курбатов, В.И. Шелудченко, В.В. Кравцов – Севастополь: Изд-во «Вебер», 2002.

36. Гусев В.П. Основы гидравлики. Учебное пособие.- Томск. Изд-во ТПУ, 2009

37. Yunxu Zhou. Theoretical And Experimental Studies Of Power-Law Fluid Flow In Coiled Tubing. A Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy, Norman, Oklahoma, 2006.
38. Mohammed M. Daway Effect of Pressure and Temperature Change on Undersaturated Oil Viscosity//Journal of Petroleum Research and Studies, 2012 #5
39. Bharath Rao. Coiled Tubing Hydraulics Modeling. Tech Note CTES, L.C., - USA, 1999.
40. Ali Chareuf Afghoul. Coiled Tubing: Next Generation/ Ali Chareuf Afghoul, Sridhar Amaravadi, Abderrahmane Boumali and others. Oilfield Review, 2004, spring. 156
41. Roland Span. A Reference Equation Of State for the Thermodynamic Properties of Nitrogen For Temperatures From 63.151 to 1000 K and Pressures to 2200 MPa/ Roland Span, Eric W. Lemmon, Richard T. Jacobsen and others// J. Phys. Chem. Ref. Data, - vol.29, 2000, №6.
42. Kegang Ling. Gas Viscosity At High Pressure And High Temperature. A DISSERTATION for the degree of Doctor of Philosophy, A&M, Texas, 2010
43. Srbislav Genić. A Review of Explicit Approximations of Colebrook's Equation/Srbislav Genić, Ivan Arandjelović, Petar Kolendić, and others//FME Transactions (2011) 39, №2.
44. Castiglia F. Modelling Flow And Heat Transfer In Helically Coiled Pipes. Part 3: Assessment Of Turbulence Models, Parametrical Study And Proposed Correlations For Fully Turbulent Flow In The Case Of Zero Pitch/ F. Castiglia, P. Chiovaro, M. Ciofalo, M. Di Liberto, P.A. Di Maio, I. Di Piazza, M. Giardina, F. Mascari, G. Morana, G. Vella// Italy, University of Palermo, 2009.
45. Patankar S. V. Prediction of turbulent flow in curved pipes / S. V. Patankar, V. S . Pratap And D. B. Spalding// J. Fluid Mech. (1975), vol. 67, part 3, pp. 583-595.

46. José Manuel Benjumea. Use of Helical Coil Pipes for Depressurization in a Supercritical Water Oxidation (SCWO) Pilot Plant: Experimental Results & Simulation/ José Manuel Benjumea, Jezabel Sánchez-Oneto, Juan Ramón Portela, Enrique Martínez de la Ossa// Chemical Engineering Transactions, 2011, Vol. 24.

47. Athanasia Kalpakli. Experimental study of turbulent flows through pipe bends - Technical Reports from Royal Institute of Technology KTH Mechanics SE-100 44 Stockholm, Sweden, 2012.

48. Sandeep Khurana. Well Intervention Using Rigless Techniques/ Sandeep Khurana, Brad DeWalt, Colin Headworth// paper for presentation at the Offshore Technology Conference held in Houston, TX U.S.A., 5-8 May 2003.

49. Кучумов Р.Я. Лабораторный практикум по курсу “Численные методы”: /Р.Я.Кучумов, В.Р.Сыртланов, Н.Г.Мусакаев /. Под ред. профессора Р.Я.Кучумова – Тюмень: Издательство «Вектор-Бук», 1999. – 109 с.

50. Губина И.А. Определение технологических параметров освоения скважин/ И.А Губина, Т.И Чижова// Нефтепромышленное дело, - 2011, №10.

51. Lawrence H.P. Yong. Fill Removal in Wellbore Using Coiled Tubing/Lawrence H.P. Yong, William K.S. Pao and Fakhrudin M Hashim//Applied Mechanics and Materials Vol. 393 (2013) pp 863-871. 158

52. Marthe Gilje Fossmark. Multiphase-Flow Correlations' Ability to Model Vertical Lift Performance/ M. Sc. Thesis//University of Stavanger, Norway – September, 2011

53. Ibrahim O. Awari-Yusuf. Measurement of crude oil interfacial tension to determine minimum miscibility in carbon dioxide and nitrogen/Master's dissertation// Dalhousie University Halifax, Nova Scotia-August 2013

54. Khan J.A. Fill Removal with Foam in Horizontal Well Cleaning in Coiled Tubing/J.A. Khan and K.S. Pao//Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology 6(14): 2655-2661, 2013.



55. Bourdet D. Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Elsevier, - 2002.

56. Cazarez-Candia O. Prediction of Pressure, Temperature, and Velocity Distribution of Two-Phase Flow in Oil Wells/Octavio Cazarez-Candia, Mario A. Vasquez-Cruz//Journal of Petroleum Science and Engineering 46 (2005) 195– 208

56. Sri Saila Mallikarjunan Kuttuva Ramalingam Vijayakumar. An experimental study of pressure drop characteristics in vertical upward two phase and three phase flows/A thesis submitted for the degree of master of engineering department of mechanical engineering National University of Singapore, Singapore - 2014

57. Calculation of Simple Pressure Drop Due to Fluid Flow Friction. [Электронный ресурс] Tenaris: [http://www.tenaris.com/~media/Files/ProductLiterature/OCTG/Calculation\\_of\\_Simple\\_Pressure\\_Drop.ashx](http://www.tenaris.com/~media/Files/ProductLiterature/OCTG/Calculation_of_Simple_Pressure_Drop.ashx) 159

58. Ошибков А.В. Анализ результатов исследований профилей наклонно направленных скважин на основе трансцендентных кривых/ М.В. Двойников, Д.Д. Водорезов// Известия ВУЗов. Нефть и газ.-2014.-№3(Июнь)

59. Denton G.S. CFD Simulation of Highly Transient Flows./ A thesis submitted to University College London for the degree of Doctor of Philosophy// Department of Chemical Engineering University College London, Torrington Place, London - July 2009

60. Mahgerefteh H. A Study Of The Dynamic Response Of Emergency Shutdown Valves Following Full Bore Rupture Of Gas Pipelines/ Mahgerefteh H. et al//Trans IChemE, Vol 75, Part B, November 1997

61. Adeyemi Oke A transient outflow model for pipeline puncture/ Adeyemi Oke, Haroun Mahgerefteh, Ioannis Economou, Yuri Rykov// Chemical Engineering Science 58 (2003) 4591 – 4604

62. Jim C. P. Liou, Richard R. Schultz. Wave Propagation in the Hot Duct of VHTR/ Proceedings of the 21th International Conference on Nuclear Engineering ICONE21 Chengdu, China, July 29 – August 2, 2013

Листинг программы, реализующей модифицированную модель Хэгдорна-Брауна:

```
unit Unit1;
```

```
interface
```

```
uses
```

```
Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls,  
Forms,
```

```
Dialogs, Grids, Math;
```

```
type
```

```
TForm1 = class(TForm)
```

```
SG: TStringGrid;
```

```
procedure FormCreate(Sender: TObject);
```

```
private
```

```
{ Private declarations }
```

```
public
```

```
{ Public declarations }
```

```
end;
```

```
var
```

```

Form1: TForm1;

txt: System.Text;

a:byte;

i, g, k,j: integer;

S,LL, Ltr,n ,W,ql0, ql,qg,r,Def, f,Vlt,Vl0,Vg0,Fr,Nw, qg0,Rs00, Pns:real;

P,P0,P0trig, Pk,T, T0,Tk,Pbp, Pw, Po, Pg,Pf,deltaPf, deltaPgst, deltaP,
Vsm,Vg, Vo,Vw,Vl, Rs, Rs0, Pl, Hl,Vo0, Qv:real;

SIGMAo, SIGMAw, SIGMAI: real;

alp, Nlv, Ngv, Nd, NI, Cnl, x, Ca, Cb, NID,D, Cl, Lb: real;

Ml, Mo, Mw: real;

L, alpha: array [0..20] of real;

```

implementation

```
{ $R *.dfm }
```

```

Procedure load(txt:file);

Var i:integer;

begin

AssignFile(txt,'7.HB.txt');

Rewrite(txt);

for i:=1 to 99 do

    writeln(txt,SG.Cells[2,i]);

CloseFile(txt);

```

end;

Procedure download(txt: file; L, alpha, j, k, P0, qg, ql, Rs00, W, Mo, Mw, Tk,  
T0: real);

Var i:integer;

Begin

J:=-1;

AssignFile(txt,'download.txt');

Rewrite(txt);

for i:=1 to 99 do

  readln(txt,T0);

  readln(txt,Tk);

  readln(txt,Mo);

  readln(txt,Mg);

  readln(txt,W);

  readln(txt,Rs00);

  readln(txt,ql);

  readln(txt,qg);

  readln(txt,Po);

  repeat

    begin

    i:=i+1;

    readln(txt,L[i]);

    readln(txt,alpha[i]);

```
until L[i]=0;
```

```
j:=I;
```

```
CloseFile(txt);
```

```
function Tf(T0, Tk: real; k, i:integer): real;
```

```
begin
```

```
result:=T0-(T0-Tk)/k*i;
```

```
end;
```

```
function Pgf(P,T: real): real;
```

```
begin
```

```
result:=P*28*0.001/(1.01*8.31451*T);
```

```
end;
```

```
function Plf(Pw,Po,Pg, W, Rs: real): real;
```

```
begin
```

```
result:=Pw*W+(1-W)*Po;
```

```
end;
```

```
function ff(f: real): real;
```

```
begin
```

```
    result:=f;
end;

function Nwf(Vl, pl, SIGMA1: real): real;
begin
    result:=1.938*Vl*Power(pl/SIGMA1,1/4);
end;

function Frf(V,D: real): real;
begin
    result:=V*V/(9.8*D);
end;

function Number(L:array of real): integer;
var i:byte;
begin
    i:=0;
    repeat
        i:=i+1;
    until L[i]=0;
    result:=i;
end;
```

```
function Flow(Fr,Cl: real): byte;

Var

  L1,L2,L3,L4: real;

  a: byte;

begin

  L1:=316*Power(Cl,0.302);

  L2:=0.0009252*Power(Cl,-2.4684);

  L3:=0.1*Power(Cl,-1.4516);

  L4:=0.5*Power(Cl,-6.738);

  if (Cl<0.01) and (Fr<L1)

  or (Cl>=0.01) and (Fr<L2)

  then

    result:=1;

  if (Cl>=0.01) and (Cl<4) and (Fr>L1) and (Fr<L3)

  or (Cl>=0.4) and (Fr<L2)

  then

    result:=2;

  if (Cl<0.01) and (Fr<L1)

  or (Cl>=0.01) and (Fr<=L4) and (Fr>L3)

  then

    result:=3;
```



```
if (Cl>=0.01) and (Fr>L3) and (Fr<L2)
```

```
  then
```

```
    result:=4;
```

```
  end;
```

```
function Bf(Cl,Nw,Fr,alpha: real; Flow:byte): real;
```

```
Var
```

```
  B: real;
```

```
begin
```

```
  if Flow=1 then
```

```
    B:=(1-
```

```
Cl)*Ln(0.011*Power(Nw,3.539)/(Power(Cl,3.768)*Power(Fr,1.614)));
```

```
  if (Flow=2) and (Flow=4) then
```

```
    B:=(1-
```

```
Cl)*Ln(2.96*Power(Cl,0.305)*Power(Fr,0.0978)/Power(Nw,0.4473));
```

```
  if Flow=3 then
```

```
    B:=0;
```

```
  result:=1+B*(sin(1.8*alpha*Pi/180)-Power(sin(1.8*alpha*Pi/180),3)/3);
```

```
end;
```

```
procedure TForm1.FormCreate(Sender: TObject);
```

```
begin
```

```
  download(txt, L, alpha, j, k, P0, qg, ql, Rs00, W, Mo, Mw, Tk, T0,);
```

```

Ltr:=L[j]/k;

For i:=1 to j do

    Alpha[i]:= Alpha[i]*Pi/180;

P0trig:=P0;

repeat

begin

P0trig:=P0trig+10000;

i:=0;

P:=P0trig;

T:=T0;

ql:=Vl0*(Plf(Pw,Po,Pg, W, Rs)*S);

qg:=Vg0*(Pgf(P,T)*S);

Rs0:=Rs00;

P:=P0trig;

repeat

begin

i:=i+1;

j:=1;

repeat

begin

j:=j+1;

LL:=Ltr*i;

```

```

alp:=alpha[j-1]

end;

until (LL>L[j-1]) and (LL<L[j]);

T:=Tf(T0,Tk,k,i);

SG.Cells[1,i]:=FloatToStr(T);

Pl:=Plf(Pw,Po,Pg, W, Rs0);

Pbp:=6895*Power(Rs0/(0.00285*exp(23.9*(141500/Po-131.5)/(1.8*(T-
273.2)+492))), 0.842);

if (P<Pbp) and (Rs0>0.5) then

begin

Rs:=0.00285*Power(Pbp/6895,1/0.842)*exp(23.9*(141500/Pl-
131.5)/(1.8*(T-273.2)+492));

Qv:=(Rs0-Rs)*ql*(1-W)/(Pw*W+Po*(1-W));

qg:=qg+Qv/Pgf(P,T);

ql:=ql-Qv/Pgf(P,T);

Rs0:=Rs;

end;

SG.Cells[4,i]:=FloatToStr(Pbp);

SG.Cells[3,i]:=FloatToStr(Rs0);

SIGMAo:=SIGMAof(SIGMAo);

SIGMAw:=SIGMAwf(SIGMAw);

SIGMAI:=SIGMAIf(SIGMAI);

```

$$P_g := P_{gf}(P, T);$$

$$V_l := q_l / P_l / S;$$

$$V_g := q_g / P_g / S;$$

$$P_l := P_{lf}(P_w, P_o, P_g, W, R_s);$$

$$M_o := M_{of};$$

$$M_w := M_{wf};$$

$$M_l := M_{lf};$$

$$f := ff(f);$$

$$N_{lv} := q_l / (S * P_l) * \text{Power}(P_l / (9.8 * \text{SIGMA}_l), 0.25);$$

$$N_{gv} := q_g / (S * P_g) * \text{Power}(P_l / (9.8 * \text{SIGMA}_l), 0.25);$$

$$N_d := \text{Def} * \text{Power}((9.8 * P_l) / \text{SIGMA}_l, 0.5);$$

$$N_l := M_l * \text{Power}(9.8 / (P_l * \text{Power}(\text{SIGMA}_l, 3)), 0.25);$$

$$x := -2.69851 + 0.1584095 * (\log_{10}(N_l) + 3) - \\ 0.550997 * \text{Power}(\log_{10}(N_l) + 3, 2) + 0.5478492 * \text{Power}(\log_{10}(N_l) + 3, 3) - \\ 0.1219458 * \text{Power}(\log_{10}(N_l) + 3, 4);$$

$$C_{nl} := \text{Power}(10, x);$$

$$C_a := N_{lv} / \text{Power}(N_{gv}, 0.575) * \text{Power}(P / 100000, 0.1) * C_{nl} / N_d;$$

$$C_b := N_{gv} * \text{Power}(N_l, 0.38) / \text{Power}(N_d, 2.14);$$

If  $C_b < 0.012$  then

$$C_b := 0.012;$$

$$\text{NID} := -0.1030658 + 0.617774 * (\log_{10}(\text{Ca}) + 6) -$$

$$0.632946 * \text{Power}(\log_{10}(\text{Ca}) + 6, 2) + 0.29598 * \text{Power}(\log_{10}(\text{Ca}) + 6, 3) -$$

$$0.0401 * \text{Power}(\log_{10}(\text{Ca}) + 6, 4);$$

$$\text{D} := 0.9116257 - 4.821756 * \text{Cb} + 1.23225 * 1000 * \text{Power}(\text{Cb}, 2) -$$

$$2.225358 * 10000 * \text{Power}(\text{Cb}, 3) + 1.161743 * 100000 * \text{Power}(\text{Cb}, 4);$$

$$\text{Lb} := 1.071 - 0.728 * \text{Power}((\text{Vg} + \text{Vl}) / \text{S}, 2) / \text{Def};$$

if  $\text{Lb} < \text{Vg} / (\text{Vg} + \text{Vl})$  then

begin

$\text{Hl} := \text{NID} * \text{D};$

$\text{Cl} := \text{Vl} / (\text{Vg} + \text{Vl});$

if  $\text{Hl} < \text{Cl}$  then

begin

$\text{Hl} := \text{Cl};$

end;

//смотри примечание ниже

$\text{Fr} := \text{Frf}(\text{vl}, \text{Def});$

$\text{Nw} := \text{Nwf}(\text{vl}, \text{pl}, \text{SIGMA1});$

$\text{a} := \text{Flow}(\text{Fr}, \text{Hl});$

$\text{Hl} := \text{Hl} / \text{Bf}(\text{Cl}, \text{Nw}, \text{Fr}, 90 * \text{PI} / 180, \text{a}) * \text{Bf}(\text{Cl}, \text{Nw}, \text{Fr}, \text{alpha}[1], \text{a});$

if  $\text{Hl} > 1$  then  $\text{Hl} := 1;$

//смотри примечание ниже

$\text{Pns} := \text{Pl} * \text{Vl} / (\text{Vg} + \text{Vl}) + \text{Pg} * \text{Vg} / (\text{Vg} + \text{Vl});$

```

Pf:=Pns*Pns/(Pl*Hl+Pg*(1-Hl));

deltaPf:=f*Pf*Power((Vg+Vl)/S,2)/(2*Def)*Ltr;

end;

if Lb>Vg/(Vg+Vl) then

begin

Hl:=1-1/2*(1+(Vg+Vl)/S*0.244-Power(Power(1+(Vg+Vl)/S/0.244,2)-
4*Vg/(S*0.244),0.5));

Cl:=Vl/(Vg+Vl);

if Hl<Cl then

begin

Hl:=Cl;

end;

//смотри примечание ниже

Fr:=Frf(vl,Def);

Nw:=Nwf(vl,pl,SIGMA1);

a:=Flow(Fr,Hl);

Hl:=Hl/Bf(Cl,Nw,Fr,90*PI/180,a)*Bf(Cl,Nw,Fr,alpha[1],a);

if Hl>1 then Hl:=1;

//смотри примечание ниже

Vlt:=Vl/(Hl)/S;

deltaPf:=f*Pl*Ltr*Vlt*Vlt/2/Def/9.8;

end;

deltaPgst:=(Pl*Hl+Pg*(1-Hl))*9.8*Ltr*sin(alp);

```

```
deltaP:=deltaPf+deltaPgst;
```

```
P:=P-deltaP;
```

```
SG.Cells[2,i]:=FloatToStr(P);
```

```
SG.Cells[5,i]:=FloatToStr(deltaPgst);
```

```
SG.Cells[6,i]:=FloatToStr(deltaPf);
```

```
SG.Cells[1,i]:=FloatToStr(HI);
```

```
end;
```

```
until (i>k-2) or (P<0);
```

```
end;
```

```
until (i=99) and (P<P0+25000) and (P>P0-25000);
```

```
load(txt);
```

```
end;
```

```
end.
```

```
{Примечание:
```

```
Fr:=Frf(vl,Def);
```

```
Nw:=Nwf(vl,pl,SIGMAI);
```

```
a:=Flow(Fr,HI);
```

```
HI:=HI/Bf(CI,Nw,Fr,90*PI/180,a)*Bf(CI,Nw,Fr,alpha[1],a);
```

```
if  $H_l > 1$  then  $H_l := 1$ ;
```

Этот фрагмент кода является поправкой Беггса-Брилла на угол наклона.

Если его убрать получается классическая модель Хэгдорна-Брауна }