

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Физико-механический институт
Высшая школа теоретической механики и математической физики

Работа допущена к защите
Директор ВШТМиМФ,
д.ф – м.н., чл.-корр. РАН
_____ А.М. Кривцов
«___» _____ 2024 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В НЕФТЯНЫХ
СКВАЖИНАХ

по направлению 01.04.03 Механика и математическое моделирование
Направленность 01.04.03_04 Математическое моделирование
процессовнефтегазодобычи

Выполнил
Студент гр. 5040103/20401

М.Ю. Волгин

Руководитель
профессор ВШТМиМФ
д.ф.-м.н., профессор

В.М. Иванов

Санкт-Петербург

2024

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО**

Физико-механический институт

Высшая школа теоретической механики и математической физики

УТВЕРЖДАЮ

Директор ВШТМиМФ

А.М. Кривцов

«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

студенту Волгину Максиму Юрьевичу, гр. 5040103/20401

1. Тема работы: Прогнозирование забойного давления в нефтяных скважинах
2. Срок сдачи студентом законченной работы: 30.05.2024
3. Исходные данные по работе: актуальные научные публикации по теме работы, основные балансовые соотношения, обезличенные данные по месторождению
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): обзор и сравнение существующих эмпирических соотношений; уравнение Дарси-Уйэсбаха, с помощью которого находится составляющая градиента давления по трению; анализ и выбор эмпирических соотношений для данного месторождения; расчет забойного давления выбранными соотношениями.
5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): не предусмотрено
6. Консультанты по работе: отсутствуют
7. Дата выдачи задания 26.02.2024

Руководитель ВКР _____ Иванов В.М., профессор ВШТМиМФ, д.ф.-
м.н., профессор

Задание принял к исполнению 26.02.2024

Студент _____ Волгин М.Ю.

РЕФЕРАТ

На 45 с., 21 рисунка, 6 таблиц, 0 приложений

**ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, PYTHON, МНОГОФАЗНЫЙ ПОТОК,
ЭМПИРИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ, ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ,
КАСАТЕЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, РЕЖИМ ПОТОКА, ПУЗЫРЕК
ТЕЙЛОРА**

Тема выпускной квалификационной работы: «Прогнозирование забойного давления в нефтяных скважинах».

В данной работе проведен обзор популярных эмпирических соотношений для прогнозирования забойного давления в нефтяных скважинах. Описаны математические и физические модели многофазного потока, а также написана программа на языке программирования “Python” для визуализации и прогнозирования забойного давления. Была получена средняя погрешность значения написанной программы от фактической величины.

ABSTRACT

45 pages, 21 pictures, 6 tables, 0 appendixes

**BOTTOM HOLE PRESSURE, PYTHON, MULTIPHASE FLOW,
EMPIRICAL DEPENDENCIES, PRESSURE GRADIENT, TANGENTIAL
STRESS, FLOW MODE, TAYLOR’S BUBBLE**

The subject of the graduate qualification work is “Forecasting bottom-hole pressure in oil wells”.

In this paper, a review of popular empirical relationships for predicting downhole pressure in oil wells is carried out. Mathematical and physical models of multiphase flow are described, and a program in the Python programming language for visualization and prediction of bottom-hole pressure is written. The average error of the value of the written program from the actual value was obtained.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ИЗВЕСТНЫЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ.....	7
1.1 Виды методов прогнозирования	7
1.2 Эмпирические методы.....	9
1.3 Механистические методы	11
2. РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ	14
2.1 Основные уравнения для получения градиента давления.....	14
2.2 Выбор эмпирических корреляций для данного месторождения..	16
2.3 Подробное описание выбранных методов	17
3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	30
3.1 Постановка задачи	30
3.2 Результаты прогнозирования	31
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	43
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	44

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность является одной из ключевых отраслей мировой экономики, где добыча нефти осуществляется путем эксплуатации нефтяных скважин. Для эффективной и безопасной работы таких скважин необходимо проводить постоянный контроль за параметрами работы, включая забойное давление.

Забойное давление является одним из важнейших показателей, определяющих эффективность и безопасность эксплуатации нефтяной скважины. Прогнозирование забойного давления позволяет оперативно реагировать на изменения в работе скважины, минимизировать риски возможных аварий и обеспечить бесперебойную добычу углеводородов.

Прогнозирование забойного давления в нефтяных скважинах является сложной и многогранной задачей, которая требует применения разнообразных методов и подходов. Существует множество способов прогнозирования забойного давления, включая эмпирические модели, физические модели, математические модели, искусственные нейронные сети и машинное обучение.

Каждый из этих методов имеет свои особенности и преимущества, и может быть применен к определенной скважине или месторождению, учитывая их уникальные характеристики и условия эксплуатации. Например, эмпирические модели основаны на анализе исторических данных по работе скважины и позволяют прогнозировать забойное давление на основе экспертного опыта и накопленных знаний.

Физические модели основаны на применении фундаментальных законов физики и химии для описания процессов, происходящих в скважине, и позволяют учитывать различные факторы, влияющие на забойное давление, такие как температура, давление, состав флюидов и т.д. Математические модели используют методы дифференциальных уравнений и статистики для прогнозирования забойного давления на основе численных расчетов и анализа данных.

Искусственные нейронные сети и машинное обучение становятся все более популярными методами в прогнозировании забойного давления, так как они позволяют обрабатывать большие объемы данных, выявлять скрытые закономерности и строить точные прогнозы на основе обучения на исторических данных. Однако для корректного прогнозирования таким способом нужно иметь огромное количество данных, что затрудняет исполнение машинного обучения.

Таким образом, выбор метода прогнозирования забойного давления в нефтяных скважинах зависит от конкретных условий и требований конкретной скважины или месторождения.

Цель данного дипломного проекта состоит в разработке методики прогнозирования забойного давления в фонтанирующих нефтяных скважинах. Для достижения этой цели будут решены следующие задачи:

1. Обзор существующих методов прогнозирования забойного давления в нефтяных скважинах.
2. Проведение анализа данных о работе скважин и параметрах, влияющих на забойное давление.
3. Разработка математической и физической модели для прогнозирования забойного давления.
4. Проведение численных расчетов и верификация разработанной модели на реальных данных.

1. ИЗВЕСТНЫЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

1.1 Виды методов прогнозирования

В настоящий момент известно, что в скважинах преобладает многофазный поток (газ и жидкость), однако раньше моделировали его, игнорируя факт, что газ перемещается быстрее жидкости. Такой метод не учитывал изменения давления, поскольку недооценивал объем жидкости в скважине и проскальзывание газа.

С течением времени исследования многофазных потоков выявили, что газ обычно движется с большей скоростью по сравнению с нефтью, что приводит к проскальзыванию и влиянию на прогнозирование давления. Это открытие показало, что в зависимости от состава газа в смеси могут возникать различные структуры потока.

На данный момент существуют два основных подхода к расчету давления при многофазном потоке [5]:

1. Эмпирические методы расчета давления основываются на начальных величинах данной системы. Также большинство заключений было сделано, полагаясь на эксперименты и наблюдения.

2. Механические методы же являются некоторым средним между эмпирическими и двухфазными потоками. Главное отличие от эмпирических методов заключается в том, что механистические методы дали возможность прогнозировать режимы потока, что повысило в разы прогнозирование давления в нефтяных скважинах



Рисунок 1. Исследование корреляций при многофазном потоке

На рисунке 1 видно, как происходило исследование эмпирических соотношений при многофазном потоке.

Гомогенные корреляции появились самыми первыми. Данный вид использовал в том же уравнении Дарси-Вейсбаха вместо плотности жидкости плотность смеси и никак не учитывал многофазность потока.

Постепенно, как было сказано ранее, исследователи сделали правильное предположение, что газ при многофазном потоке движется быстрее жидкости, а значит будет меняться трение, что приводит к изменению потери давления.

Таким образом появились механистические методы, которые учитывают и эффект проскальзывания, и структуру потока (режим потока).

На данный момент эмпирические соотношения разделяют на три категории: 'А', 'В', 'С'.

В таблице 1 представлены названия корреляций и их принадлежность к одной из категорий.

	Категория
Poetman and Carpanter	A
Baxendell and Thomas	A
Fancher and Brown	A
Hagedorn and Brown	B
Gray	B
Duns and Ros	C
Orkisewski	C
Aziz et al.	C
Chierici et al.	C
Beggs and Brill	C
Mukherjee and Brill	C

Таблица 1. Эмпирические корреляции

Категория «А». В этом случае не учитывается режим потока (не выделяются различные режимы потока) и эффект проскальзывания.

Категория «В». Здесь учитывается эффект проскальзывания, но не рассматриваются режимы потока.

Категория «С». Учитывается и эффект проскальзывания, и режим течения.

1.2 Эмпирические методы

В данной подглаве рассмотрим наиболее популярные и полезные методы из таблицы 1.

В предыдущем обсуждении упоминалось, что методы первой категории игнорируют фактор проскальзывания. Это приводит к тому, что эмпирические модели редко применяются в практике нефтегазодобычи. Единственный случай, когда их использование корректно прогнозирует перепад давления – высокопродуктивные скважины с пузырьковым режимом. При таком потоке в трубе не происходит проскальзывания, что дает возможность применить их.

В категориях "В" можно выделить два подхода.

"Hagedorn and Brown" – это один из наиболее популярных корреляционных методов. Данный способ считается универсальным, так как адаптирован для

множества условий вертикального многофазного потока. Хагедорн и Браун получили уравнение (1) для прогнозирования градиента давления:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{f\rho_n^2 v_m^2}{2\rho_s d} + \rho_s g + \frac{\rho_s \Delta(v_m^2)}{2dz} \quad (1)$$

"Gray" – это метод, который Грэй разработал специально для скважин, добывающих газ с конденсатом или свободной водой. Исследователь установил границы, при которых данный способ работает корректно:

- Скорость не должна превышать $15 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$
- Номинальный диаметр не должен быть больше 889 мм
- $V_{\text{кондес./жидкости}} < 280 \frac{\text{м}^3}{\text{млн.ст.м}^3}$

Грэй вывел данное уравнение градиента давления в вертикальных скважинах:

$$\frac{dp}{dZ} = \frac{f\rho_n v_m^2}{2d} + \rho_s g - \rho_n^2 v_m^2 \frac{d}{dZ} \left(\frac{1}{\rho_n} \right) \quad (2)$$

В последней категории "С" присутствует определенная уникальность в прогнозировании режимов потока, а также определении объемного состава жидкостной составляющей.

Метод "Duns and Ros" [5] возник на основе около 2000 экспериментов с многофазным потоком в вертикальной трубе. Вместо газа использовался воздух, вместо жидкости – жидкие углеводороды и вода. Все параметры фаз были взяты в атмосферных условиях. Исходя из этого были выявлены эмпирические соотношения для $f_{\text{тр}}$ и скорости проскальзывания, которые необходимы для вычисления $V_{\text{жидкости}}$.

Метод, созданный Мукери и Бриллом, был в своей полной мере разработан для определения объема жидкости новым способом, так как Мукери и Брилл считали недопустимым рассчитывать их старыми методами. Эксперименты строились U-образной трубкой, с помощью которой была возможность изменять угол наклона в пределах 0-90 градусов. Каждая часть данной трубы имела места, чтобы следить как за восходящим потоком, так и за нисходящим. Фазы потока

состояли из воздуха, бензина и смазочного масла. Также надо вспомнить, что угол наклона при различных экспериментах менялся, а значит данная методика позволяет учитывать наклон скважины, что, конечно, является большим преимуществом по сравнению с другими корреляциями.

1.3 Механистические методы

Прогнозирование градиента давления в нефтяных скважинах по механистическим методам опирается на основные физические законы, уравнения гидромеханики и теплопередачи, моделирование потоков в пористой среде и другие научные подходы. Они позволяют учитывать самую важную характеристику любого потока – характер потока.

В настоящий момент можно выделить только четыре режима восходящего многофазного потока: пузырьковый, пробковый, эмульсионный и кольцевой. Данные режимы можно видеть на рисунке 2.

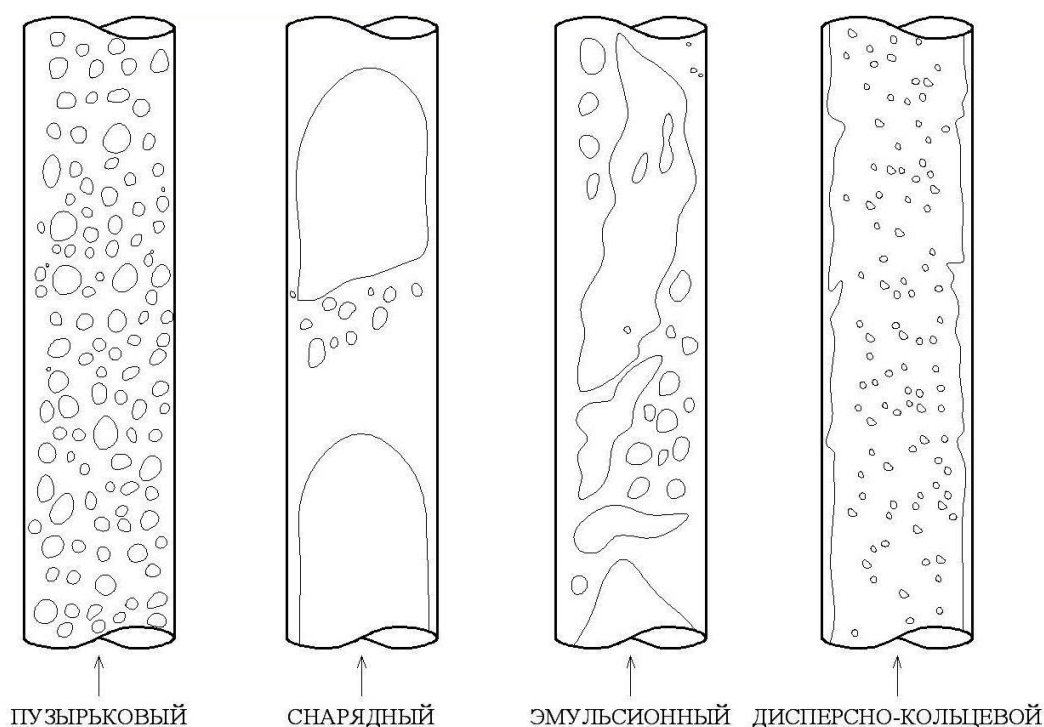


Рисунок 2. Виды восходящего потока

Пузырьковый режим – это тип потока, при котором газовая фаза равномерно распределена в жидкой фазе в форме отдельных пузырьков. В азрированном потоке большие пузырьки перемещаются быстрее жидкой фазы

благодаря эффекту скольжения, в то время как в рассеянном потоке мелкие пузырьки движутся без скольжения.

В режиме снаряда в трубах формируются отдельные массивы пробки, которые состоят из газовых пузырьков, напоминающих пули по форме (Тейлоровы пузырьки), жидкости, образующей снаряд, и тонкой оболочки жидкости вокруг каждого пузырька. Тейлоровы пузырьки занимают значительную часть сечения трубы и разделены друг от друга жидкой пробкой, которая заполняет пространство между ними [7].

В эмульсионном режиме течения происходит беспорядочное смешивание газа и жидкости, приводящее к искажению формы Тейлоровых пузырьков и жидкой пробки. Ни одна из фаз не сохраняет свою структуру из-за высокой концентрации газа в жидкости, что делает её движение нестабильным. Эмульсионный режим отличается отрывистыми или непредсказуемыми движениями, не имеющими однозначного направления.

В кольцевом режиме течения газа и жидкость движутся по трубе так, что газовая фаза создает непрерывное ядро, расположенное вдоль центральной оси трубы, в то время как жидкая фаза представлена тонкой оболочкой на стенках и отдельными каплями, разбросанными в газовом ядре. В процессе подъема жидкости вдоль газового потока, при увеличении скорости газа, наблюдается более интенсивное рассеивание жидкости в газовом слое, что ведет к формированию более узкой плёнки на внутренних поверхностях трубы. В кольцевом режиме потока ключевыми параметрами являются касательное натяжение на границе фаз и процент жидкости, захваченной газом.

Суть различий между механистическими и эмпирическими подходами к предсказанию давления в нефтяных скважинах кроется в более высокой точности и надежности прогнозов, получаемых механистическими методами.

Метод “Hasan&Kabir”. Этот подход применяется для определения забойного давления на основе измерений акустическим способом высоты столба жидкости в затрубном пространстве. Г. Уоллис основал теорию дрейфа потока [16], на основе которой был разработан данный метод. Также данная методика

учитывает то, что в затрубном пространстве может присутствовать газ, который прямо влияет на перепад давления.

Унифицированный механистический метод. Это стандартный вид механистических методов. Основным недостатком механистических методов является то, что при исследовании потока необходимо разделять между собой переходные модели и модели режимов. Следуя данному методу, следует сначала предсказать режим потока, используя необходимые для этого эмпирические отношения, а потом необходимые параметры предсказанного режима для прогнозирования градиента давления.

Одна из популярных моделей для расчета градиента давления является модель “Ansari et. al” [1]. В предыдущих случаях, для определения R_s при снарядном режиме потока использовалось уравнение сохранения импульса и энергии, однако Ansari предположил, что использование этих уравнений не является необходимым. Также данный метод учитывает то, что существует эффект проскальзывания между различными методами в пробке из жидкости. Этот учет дает более точный прогноз R_s для конкретной скважины, что в свою очередь дает более точное предсказание градиента давления.

2. РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ

2.1 Основные уравнения для получения градиента давления

Основными уравнениями для получения необходимых характеристик потока в любой трубе являются:

- Закон сохранения массы (3)
- Закон сохранения импульса (5)

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial L} = 0 \quad (3)$$

Считается, что поток является установившимся, а значит (3) сводится к виду:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial L} = 0 \quad (4)$$

Зная первый закон Ньютона для потока смеси в любой трубе, составим уравнение (5), которое говорим о том, что разность импульсов на входном и выходном участке должна быть равна сумме равнодействующей силы, которая действует на частицы контрольного объема и импульса накопления:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial L}(\rho v^2) = -\frac{\partial p}{\partial L} - \tau \frac{\pi * d}{A} - \rho g \sin(\theta) \quad (5)$$

Объединяя (4) и (5), скорость накопления линейного импульса можно оценить, используя уравнение (6):

$$\frac{dp}{dL} = -\tau \frac{\pi * d}{A} - \rho g \sin(\theta) - \rho v \frac{dv}{dL} \quad (6)$$

Из (6) видно, что градиент давления для установившегося потока состоит из трех слагаемых, то есть:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{общ}} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{гравитационные}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{уск}} \quad (7)$$

Первое слагаемое (7) отвечает за трение на стенках трубы. Основываясь на экспериментальных и фактических данных, обычно оно вносит порядка 10-15% в расчет общего градиента давления. Второе слагаемое отвечает за вклад в градиент давления от перепада высот. Как правило, оно вносит большую часть в

расчет общего градиента давления, что составляет около 90%. Последнее же слагаемое обусловлено изменениями скорости. Обычно этой составляющей можно пренебречь, однако бывают случаи, когда такое пренебрежение может привести к некорректному расчету градиента давления. Один из таких случаев является вычисление градиента в газлифтных скважинах.

Для того, чтобы оценить касательное напряжение (τ) необходимо рассчитать безразмерный коэффициент трения, который можно найти по формуле (8) [2]:

$$f^* = \frac{\tau}{\frac{\rho v^2}{2}} \quad (8)$$

$$f^* = 4f \quad (9)$$

Где f – коэффициент трения по диаграмме Мууди (рисунок 3).

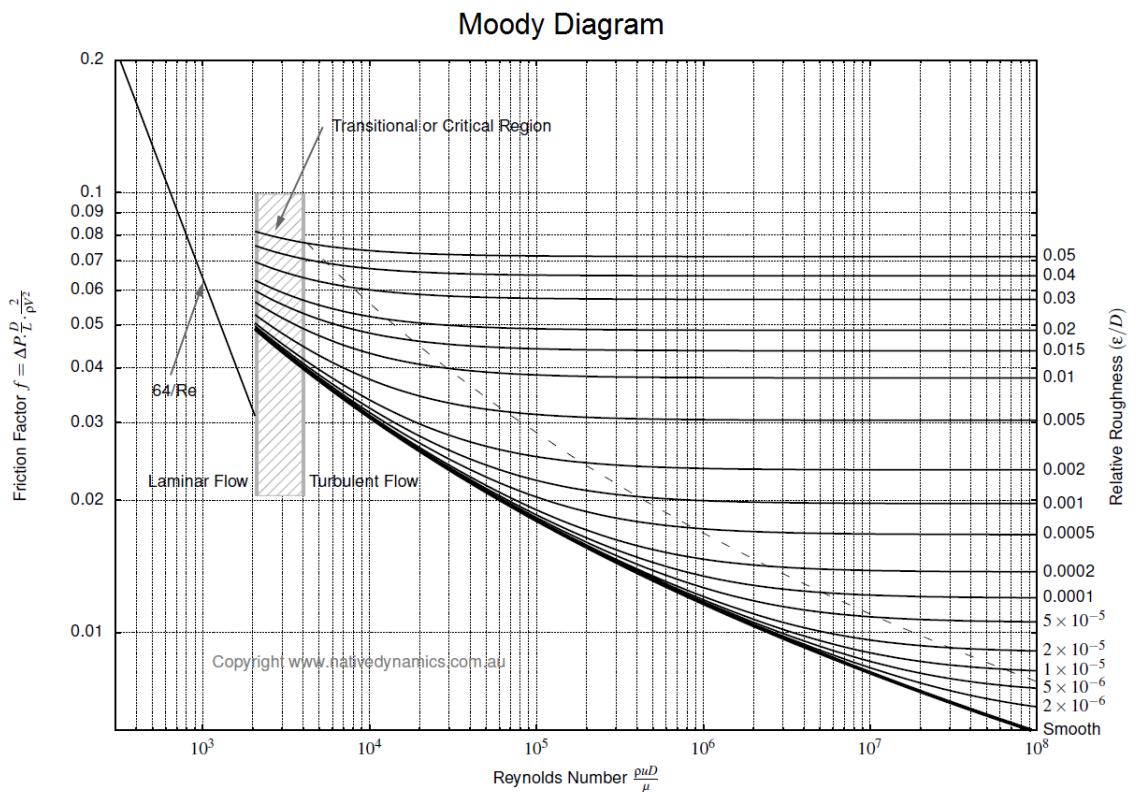


Рисунок 3. Диаграмма Мууди

Из (8) сила касательного напряжения равна:

$$\tau = f \frac{\rho v^2}{8} \quad (10)$$

Таким образом, можем получить формулу для составляющей $\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}}$ из уравнения (7):

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} = \left(f \frac{\rho v^2}{8}\right) \left(\frac{\pi d}{4}\right) = f \frac{\rho v^2}{2d} \quad (11)$$

(11) – часто встречающееся уравнение в нефтегазовой индустрии. Оно носит название формулы Дарси – Вейсбаха [8].

2.2 Выбор эмпирических корреляций для данного месторождения

В этом разделе нам предстоит выбрать наиболее подходящую для определенного месторождения эмпирическую модель. Несмотря на то, что эмпирические подходы также позволяют предсказывать изменение давления, в наше время предпочтение отдается механистическим методам, поскольку они более чувствительно учитывают особенности потока, что критично при наличии нескольких фаз в потоке.

Вычисление объема жидкости, рассчитанного с помощью эмпирических соотношений, довольно часто превышает фактическое значение, что приводит к неправильному значению общего градиента давления.

Механистические методы, разработанные Ansari и Hasan и Kabir, представляют собой наилучшее решение для фонтанных добывающих скважин. Они строятся на основе фундаментальных законов физики и гидромеханики, что обеспечивает более точное прогнозирование и оценку производительности скважин.

Метод "Ansari" опирается на изучение изменений в пласте и принимает во внимание гидро- и газодинамические явления в скважине. Он дает возможность настроить рабочие параметры скважины, включая давление, что ведет к повышению добычи нефти. К тому же, метод "Ansari" предоставляет возможность предвидеть реакцию скважины на разнообразные изменения

условий эксплуатации, причем его предсказательная способность, как механистической модели, неоднократно подтверждалась историей.

Методика "Hasan and Kabir" также основана на гидромеханических началах, однако она охватывает более обширный спектр параметров, включая геологические и технологические особенности пласта и скважины. Этот подход позволяет с большей точностью оценить воздействие разнообразных элементов на производительность скважины и выбрать наилучшие условия работы для достижения максимального объема добычи нефти.

Было принято решение проводить исследования именно этими методами и сравнить их между собой, а также с фактическими значениями:

- 1) "Ansari"
- 2) "Hasan and Kabir"

2.3 Подробное описание выбранных методов

1. Метод "Ansari"

В данной главе необходимо понять, как прогнозировать режим потока, а также градиент давления. Важно определить критерии, при которых поток не может быть тем или иным, а также когда он может переходить из одного режима в другой.

Прогнозирование режима потока с помощью метода "Ansari".

Тейтель и др. определили при каком минимальном диаметре возможен пузырьковый режим потока [5]:

$$d_{min} = 19.01 \left[\frac{(\rho_L - \rho_g) \sigma_L}{\rho_L^2 g} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (12)$$

Если диаметр скважины расчета больше, чем (12), то пузырьковый режим возможен, так как данный параметр скважины напрямую влияет на слияние маленьких пузырьков газа в пузырьки Тейлора. При меньшем диаметре, чем в (12) слияния происходить не будет.

Переход, при соблюдении условия (12), можно установить соотношением скоростей газа и жидкости и скорости проскальзывания:

$$v_{Sg} = 0.25v_s + 0.333v_{SL} \quad (13)$$

где

$$v_s = 1.53 \left[\frac{g\sigma_L(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (14)$$

Также был установлен следующий критерий перехода от пузырькового к кольцевому режиму потока:

$$v_{sg} = 3.1 \left[\frac{g\sigma_L(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (15)$$

Барни обнаружил дополнительный фактор, влияющий на переходные явления, который включает в себя роль пленки. Этот аспект имеет ключевое значение, поскольку при значительной толщине пленки и при высокой интенсивности жидкости она замедляет прогресс газового ядра. Застопорение всего потока возникает даже тогда, когда жидкость в трубе имеется в незначительном количестве. Сделаем обозначение, что пусть H_{LF} – часть поперечного сечения трубы, занятая пленкой жидкости. Тогда Барни выявил данное соотношение, при котором переход невозможен:

$$H_{LF} > 0.12 \quad (16)$$

Модель пузырькового режима потока

Из-за равномерного распределения газовых пузырьков в жидкости и отсутствия скольжения между фазами, можно рассматривать рассеянный пузырьковый поток как псевдо-однофазный. Это позволяет выразить параметры двухфазного потока более простыми формулами:

$$\rho_{TP} = \rho_{TP}\lambda_L + \rho_g(1 - \lambda_L) \quad (17)$$

$$\mu_{TP} = \mu_{TP}\lambda_L + \mu_g(1 - \lambda_L) \quad (18)$$

$$v_{TP} = v_m = v_{SL} + v_{sg} \quad (19)$$

Исходя из того, что пузырьковый поток можно рассматривать, как псевдо-однофазный и понимая, что жидкая фаза преобладает, имеем все основания утверждать, что плотность флюидов остается в основном неизменной, поскольку компрессибельность газа намного меньше, чем свойство несжимаемости жидкости. Поэтому изменения в скорости флюида также невелики, и ускорение можно считать пренебрежимо малым по сравнению с другими элементами

градиента давления. Тогда в общем градиенте давления можно убрать составляющую по ускорению, что упростит математическое описание поведения пузырькового потока (20):

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{общ}} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{гравитационные}} \quad (20)$$

где гравитационная и по трению составляющие равны:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{гравитационные}} = \rho_{TP} g \sin\theta \quad (21)$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} = \frac{f_{TP} \rho_{TP} v_{TP}^2}{2d} \quad (22)$$

Значение f_{TP} при этом определяется по диаграмме Мууди (рисунок 3), число Рейнольдса берут:

$$N_{ReTP} = \frac{\rho_{TP} v_{TP} d}{\mu_{TP}} \quad (23)$$

Модель пробкового режима потока

Режим пробкового потока описывает ситуацию, когда жидкость и газ движутся в трубе одновременно, образуя пузырьки газа, окруженные пленкой жидкости. В этом режиме пузырьки газа перемещаются внутри жидкости и взаимодействуют друг с другом. Особенностью пробкового потока является высокое содержание газа по сравнению с другими режимами.

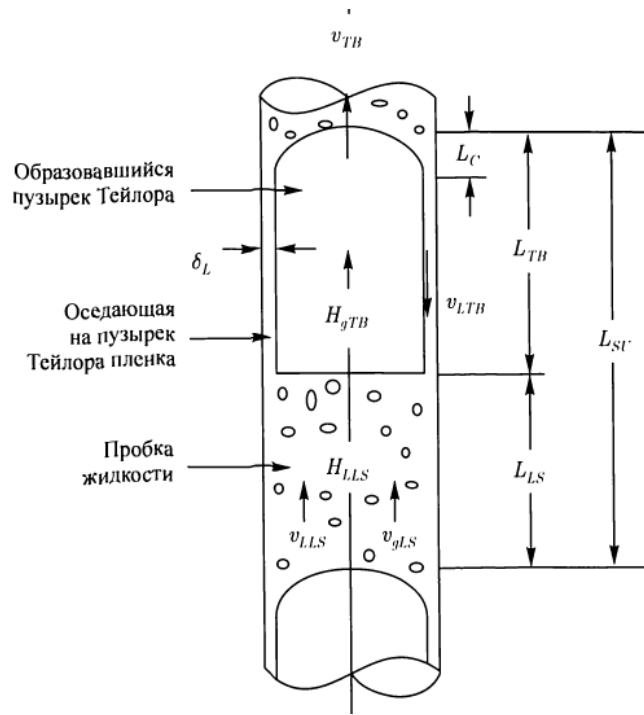


Рисунок 4. Модель пробкового режима потока

На рисунке 4 видно, как образовывается блок пробки при пробковом режиме потока. Выразим массовый баланс газа и жидкости [9]:

$$v_{Sg} = \beta v_{gTB}(1 - H_{LTB}) + (1 - \beta)v_{gLS}(1 - H_{LLS}) \quad (24)$$

$$v_{SL} = (1 - \beta)v_{LLS}H_{LLS} - \beta v_{LTB}H_{LTB} \quad (25)$$

Скорость подъема пузырька Тейлора можем выразить как сумму скоростей течения смеси и подъема пузырька Тейлора в неподвижном столбе жидкости:

$$v_{TB} = 1.2v_m + 0.35 \left(\frac{gd(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (26)$$

Таким же способом выразим скорость пузырьков газа:

$$v_{gLS} = 1.2v_m + 1.53 \left[\frac{g\sigma_L(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{\frac{1}{4}} H_{LLS}^{0.5} \quad (27)$$

С геометрической точки зрения скорость v_{LTB} является зависимой от истинного объемного паросодержания в пузырьке Тейлора. Из этого следует, что скорость пленки, окружающей пузырек Тейлора, будет равна (28):

$$v_{LTB} = 9.916 \left[gd(1 - (H_{gTB})^2) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (28)$$

Сильвестр вывел соотношение для истинного объемного паросодержания в пробке жидкости:

$$H_{gLS} = \frac{v_{sg}}{0.425 + 2.65v_m} \quad (29)$$

Во и Шохэм предложили объединить все параметры установившегося пробкового режима потока в одно уравнение:

$$9.916 \left[gd(1 - (H_{LTB})^2)^{\frac{1}{2}} \right]^{\frac{1}{2}} H_{LTB} - v_{TB}(1 - H_{LTB}) + A = 0 \quad (30)$$

где

$$A = H_{gLS}(v_{TB} - v_{gLS}) + v_m \quad (31)$$

Чтобы найти значение H_{LTB} , воспользуемся итерационным методом решения (30), приравняв левую его часть к $F(H_{LTB})$:

$$F(H_{LTB}) = 9.916 \left[gd(1 - (H_{LTB})^2)^{\frac{1}{2}} \right]^{\frac{1}{2}} H_{LTB} - v_{TB}(1 - H_{LTB}) + A \quad (32)$$

Затем посчитать $F(H'_{LTBj})$ и применить итерационное решение Ньютона-Рафсона [12]:

$$H_{LTBj+1} = H_{LTBj} - \frac{F(H_{LTBj})}{F'(H_{LTBj})} \quad (33)$$

Таким образом можем выразить составляющую по гравитации в пробке жидкости:

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_{\text{гравитационные}} = [(1 - \beta)\rho_{LS} + \beta\rho_g]g\sin\theta \quad (34)$$

где

$$\rho_{LS} = \rho_L H_{LLS} + \rho_g(1 - H_{LLS}) \quad (35)$$

Предполагается, что пленка жидкости вокруг пузырька Тейлора настолько мала, что никак не влияет на гравитационную составляющую. Трение же при этом происходит только в районе около пузырька Тейлора. Опираясь на данные факты, можем выразить составляющую градиента давления по трению (36):

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_{\text{трения}} = \frac{f_{LS}\rho_{LS}v_m^2}{2d}(1 - \beta) \quad (36)$$

Значение f_{LS} , аналогично пузырьковому режиму определяется по диаграмме Му迪 (рисунок 4), число Рейнольдса же равно:

$$N_{ReLS} = \frac{\rho_{LS} v_m d}{\mu_{LS}} \quad (37)$$

Кольцевой режим потока

На рисунке 5 можно увидеть, как выглядит кольцевой режим потока.

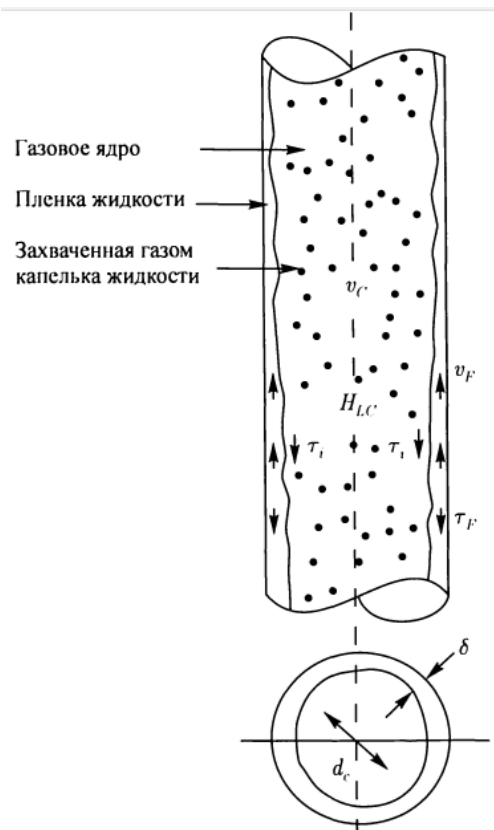


Рисунок 5. Кольцевой режим потока

Однородная смесь и капельки жидкости являются составляющими газового ядра. Значит:

$$\rho_c = \rho_L \lambda_{LC} + \rho_g (1 - \lambda_{LC}) \quad (38)$$

где

$$\lambda_{LC} = \frac{F_E v_{SL}}{F_E v_{SL} + v_{Sg}} \quad (39)$$

F_E – это часть общего объема жидкости, захваченная потоком газа. Данный параметр берут равным (40):

$$F_E = 1 - \exp[-0.125(v_{\text{критич}} - 1.5)] \quad (40)$$

где

$$v_{\text{критич}} = 10000 \frac{v_{sg} \mu_g}{\sigma_L} \left(\frac{\rho_g}{\rho_L} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (41)$$

Градиент давления по трению для жидкой фазы можно рассчитать по формуле (42):

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_{\text{трения}} = \frac{f_{SL} \rho_L v_{SL}^2}{2d} \quad (42)$$

где f_{SL} – коэффициент трения по диаграмме Муди. Число Рейнольдса берут по (43):

$$N_{ReLS} = \frac{\rho_L v_{SL} d}{\mu_L} \quad (43)$$

При этом будет наблюдаться сила касательного напряжения между газом и жидкостью. Данную величину можно определить по формуле (44):

$$\tau_i = \frac{f_i \rho_c v_c^2}{8} \quad (44)$$

где

$$v_c = \frac{v_{sc}}{(1 - 2\delta)^2} \quad (45)$$

и

$$f_i = f_{sc} Z \quad (46)$$

Коэффициент Z из (46) определяет, как относятся между собой сила трения между фазами и толщина пленки в модели “Ansari”. Был сделан вывод, что если толщина пленки имеет маленькую величину, то наиболее предпочтительный метод расчета коэффициента — метод Уоллиса. Между тем, если толщина пленки велика, то Z следует определять с помощью метода Уэлли и Хьюитта [5] (47) и (48):

$$Z = 1 + 300\delta, \text{ если } F_E > 0.9 \quad (47)$$

и

$$Z = 1 + 24 \left(\frac{\rho_L}{\rho_g} \right)^{\frac{1}{3}} \delta, \text{ если } F_E < 0.9 \quad (48)$$

Объединяя (46) – (48), получим:

$$\tau_i = \frac{d}{4} \frac{Z}{(1-2\delta)^4} \left(\frac{dp}{dL} \right)_{SC} \quad (49)$$

Слагаемое части давления по трению для газового ядра можно рассчитать по формуле:

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_{SC} = \frac{f_{SC} \rho_C v_{SC}^2}{2d} \quad (50)$$

Значение f_{SC} аналогично другим случаям определяют по диаграмме Мууди, число Рейнольдса принимают:

$$N_{ReSC} = \frac{\rho_C v_{SC} d}{\mu_{SC}} \quad (51)$$

где

$$v_{SC} = F_E v_{SL} + v_{Sg} \quad (52)$$

и

$$\mu_{SC} = \mu_L \lambda_{LC} + m u_g (1 - \lambda_{LC}) \quad (53)$$

Подставив полученные выражения в закон сохранения импульса для пленки и ядра соответственно, получим общие градиенты давления в данном режиме потока:

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_C = \frac{Z}{(1-2\delta)^5} \left(\frac{dp}{dL} \right)_{SC} + \rho_C g \sin \theta \quad (54)$$

$$\begin{aligned} \left(\frac{dp}{dL} \right)_F &= \frac{(1-F_E)^2}{64\delta^3(1-\delta)^3} \frac{f_F}{f_{SL}} \left(\frac{dp}{dL} \right)_{SL} - \\ &- \frac{Z}{2\delta(1-\delta)(1-2\delta)^3} \left(\frac{dp}{dL} \right)_{SC} + \rho_L g \sin \theta \end{aligned} \quad (55)$$

Чтобы было доступно найти δ , Ansari выделил две безразмерные величины X_M и Y_M .

Тогда уравнение (55) можно привести к виду:

$$Y_M - \frac{Z}{4\delta(1-\delta)(1-4\delta(1-\delta))^{2.5}} + \frac{X_M^2}{(4\delta(1-\delta))^3} = 0 \quad (56)$$

Аналогично (30), так как (56) зависит только от δ , применим к (56) методику Ньютона-Рафсона [12]. То есть представим (56) в виде функции $F(\delta)$ и найдем от этой функции производную. Следовательно, можем вычислить δ :

$$\delta_{j+1} = \delta_j - \frac{F(\delta_j)}{F'(\delta_j)} \quad (57)$$

Ansari также ввел безразмерные величины:

$$\varphi_C^2 = \frac{Z}{(1 - 2\delta)^5} \quad (58)$$

и

$$\varphi_F^2 = \frac{(1 - F_E)^2}{(1 - (1 - 2\delta)^2)^2} \frac{f_F}{f_{LS}} \left[\frac{\frac{Z}{(1 - 2\delta)^5} - Y_M}{\frac{Z}{(1 - 2\delta)^5} - Y_M(1 - (1 - 2\delta)^2)^2} \right] \quad (59)$$

Разработаем окончательные записи для определения изменения давления в условиях кольцевого потока:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{общ}} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_C = \varphi_C^2 \left(\frac{dp}{dL}\right)_{SC} + g\rho_C \sin\theta \quad (60)$$

и

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{общ}} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_F = \varphi_F^2 \left(\frac{dp}{dL}\right)_{SL} + g\rho_L \sin\theta \quad (61)$$

2. Метод “Hasan and Kabir”

Еще одну механистическую модель предложили Хасан и Кабир.

Переход из пузырькового в пробковый режим

Переход из пузырькового режима возможен тогда и только тогда, когда наступает определенная концентрация пузырьков или их слияния между собой. Эту ситуацию можно охарактеризовать с помощью (62):

$$v_{sg} = \frac{\sin\theta}{4 - C_o} (C_o v_{SL} + v_s) \quad (62)$$

В (62) присутствует коэффициент C_o , который называют коэффициентом расхода. Зависит он напрямую от d и v_{SL} и принимает значения в зависимости от этих параметров:

$$C_o = 1.2, \text{ если } d < 0.12\text{м или если } v_{SL} > 0.02 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (63)$$

$$C_o = 2.0, \text{ если } d > 0.12\text{м или если } < 0.02 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (64)$$

Был выявлен критерий, при котором возможен пробковый поток. Газ должен двигаться быстрее скорости, которую можно рассчитать по (62).

Скорость подъема пузырька Тейлора выражается формулой (65):

$$v_{TB} = 0.35 \left(\frac{gd(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L} \right)^{\frac{1}{2}} (\sin\theta)^{0.5} (1 + \cos\theta)^{1.2} \quad (65)$$

При условии, что $v_{TB} > v_s$, пузырек Тейлора начинает процесс вытеснения вверх пузырьки маленького размера. Однако, если $v_{TB} < v_s$, пузырьки, поднимаясь, скапливаются в единое целое за пузырьком Тейлора и объединяются с ним, тем самым увеличивая размер.

Рассеянный режим потока

Условие, при котором осуществляется переход в рассеянный режим потока:

$$v_m^{1.12} = 4.68d^{0.48} \left[\frac{g(\rho_L - \rho_g)}{\sigma_L} \right]^{0.5} \left(\frac{\sigma_L}{\rho_L} \right)^{0.6} \left(\frac{\rho_L}{\mu_L} \right)^{0.08} \quad (66)$$

Если при исследовании многофазного потока оказывается так, что объемное содержание пара становится больше, чем 0.5, то можно делать предположение, что поток может быть только эмульсионным, кольцевым или пробковым.

Кольцевой режим потока

Критерием перехода в кольцевой режим потока является (15).

Прогноз составляющих потока

Для точного определения градиента давления влияют 3 главных параметра и в каждом отдельно взятом режиме рассчитывать их необходимо специфическим способом:

- H_L – содержание жидкости
- ρ_m – реальная плотность смеси
- f – коэффициент трения

Пузырьковый и рассеянный пузырьковый поток

Значение H_L в пузырьковом и рассеянном пузырьковом потоке можно с помощью соотношения (67):

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{C_o v_m + v_s} \quad (67)$$

Можно сделать предположение, что многофазная смесь будет являться однородной смесью. Тогда можно вычислить градиент давления по трению. Следует определить коэффициент трения по диаграмме Муди (рисунок 4), N_{Rem} взять также как и было в предыдущих случаях:

$$N_{Rem} = \frac{\rho_L v_m d}{\mu_L} \quad (68)$$

Пробковый и эмульсионный режимы потока

Для расчета H_L можем взять (67)

C_o же будет равен 1.2, так как $v_{SL} > 0.02 \frac{m}{c}$. Из этого следует, что v_s можем вычислить по (69):

$$v_s = 0.35 \left(\frac{gd(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L} \right)^{\frac{1}{2}} (\sin\theta)^{0.5} (1 + \cos\theta)^{1.2} \quad (69)$$

В первое время использовали одностипные уравнения для описания двух данных режимов потока. Но было выявлено, что в силу неоднородности потока, появлялось неравномерное изменение концентрации газа. Вследствие данного утверждения берутся значения C_o равными 1.15 и 1.2 для эмульсионного и пробкового режимов потока соответственно.

Данные режимы усложняют расчет составляющей градиента давления, так как происходит движение жидкости в разные направления внутри пузырька Тейлора и вокруг него. Было выдвинуто предположение, что τ не будет влиять на стенки в области газового пузыря. Данное утверждение дает возможность выразить слагаемое по трению следующим образом:

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_{\text{трения}} = \frac{f v_m^2 \rho_L H_L}{2d} \quad (70)$$

Кольцевой режим потока

При данном режиме потока в трубе никаким образом нельзя вычислить содержание жидкости. Была допущена следующая теория: если пленка жидкости становится турбулентной, то интенсивность захвата капель жидкости газом будет зависеть только от одного параметра газа - $v_{кр}$:

$$F_E = 0.0055v_{кр}^{2.86}, \text{ если } v_{кр} < 4 \quad (71)$$

или

$$F_E = 0.857lgv_{кр} - 0.20, \text{ если } v_{кр} > 4 \quad (72)$$

Трение в кольцевом режиме потока будет составлять огромную часть от общих потерь давления, так как капли жидкости внутри ядра двигаются со скоростью газа, однако при этом пленка жидкости движется по боковым стенкам трубы.

Градиент давления по трению тогда будет браться равным:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} = \frac{f_c \rho_c}{2d} \left(\frac{v_{sg}}{1 - \lambda_{LC}}\right)^2 \quad (73)$$

где

$$f_c = 0.046 \left(\frac{\rho_g v_{sg} d}{\mu_g}\right)^{-0.2} (1 + 75\lambda_{LC}) \quad (74)$$

и

$$\rho_c = \frac{\rho_g v_{sg} + v_{SL} \rho_L F_E}{v_{sg} + v_{SL} F_E} \quad (75)$$

λ_{LC} при этом можно взять равным:

$$\lambda_{LC} = (1 + X^{0.8})^{-0.378} \quad (76)$$

где X – специальный параметр, введенный Локхарт и Мартинелли:

$$X = \frac{(1 - x_g)^{0.9}}{x_g} \left(\frac{\rho_g}{\rho_L}\right)^{0.5} \left(\frac{\mu_L}{\mu_g}\right)^{0.1} \quad (77)$$

где x_g – массовая доля газа

При расчете объемного паросодержания в условиях кольцевого потока учитывается вся площадь сечения потока, за исключением области, где присутствует пленка жидкости. Поэтому для правильного определения доли

газа в потоке необходимо также учитывать капли жидкости, которые захвачены исключительно газом.

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Постановка задачи

Основная часть проекта была сделана на популярном, в данный момент, языке программирования “Python”. Опираясь на выводы, которые были сделаны в главе 2.3, была написана программа для прогнозирования режимов потока в конкретной скважине и расчета градиента давления для конкретного режима. Следовательно, можно прогнозировать и забойное давление трубе.

Также в этой программе присутствует часть для расчетов необходимых параметров для моделирования многофазного потока с использованием начальных данных.

Обычно сведения по скважине приходят инженеру в огромных массивах, в которых некоторая информация является лишней, поэтому важно из всех выбрать только те, которые необходимы для данной задачи.

Выделим начальные параметры, которые необходимы для корректного прогнозирования градиента давления в нефтяной скважине:

1. Инклинометрия скважины:

- Глубина скважины (м);
- Наклон (°)

2. Технический режим скважины:

- $H_{вд}$ – глубина верхних дыр перфораций (м);
- $d_{нкт}$ – диаметр НКТ (мм);
- $d_{штуцера}$ – диаметр штуцера (мм);
- $\varepsilon_{относ}$ или ε – относ. шероховатость или шероховатость (мкм);
- $P_{пласт}$ – пластовое давление (атм);
- $P_{линейное}$ – линейное давление (атм);
- $q_{ж}$ – дебит жидкости ($\frac{т}{сут}$);
- $q_{н}$ – дебит нефти ($\frac{т}{сут}$);
- f_w – обводненность (%);

- ρ_w – плотность воды в поверхностных условиях ($\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$);
- ρ_o – плотность нефти в поверхностных условиях ($\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$);
- ρ_g – плотность газа в поверхностных условиях ($\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$);
- ГФ – газовый фактор ($\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$);
- $T_{\text{пласта}}$ – температура пласта ($^{\circ}\text{C}$)

Далее будет проводиться расчет забойного давления двумя методами для 8 скважин и сравнение их с фактическим значением.

3.2 Результаты прогнозирования

Результаты прогнозирования забойного давления представлены ниже на рисунках 6 – 13. Был сделан прогноз по двум методам “Ansari” и “Hasan and Kabir”.

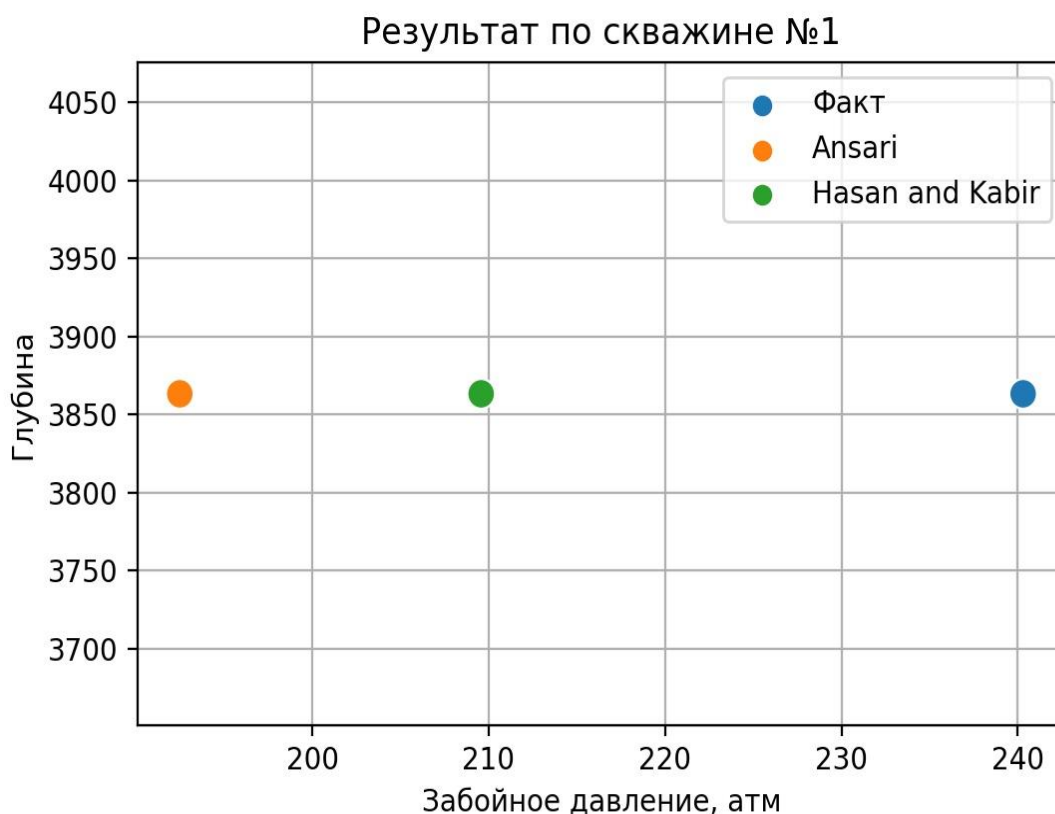


Рисунок 6. Прогноз забойного давления. Скважина №1

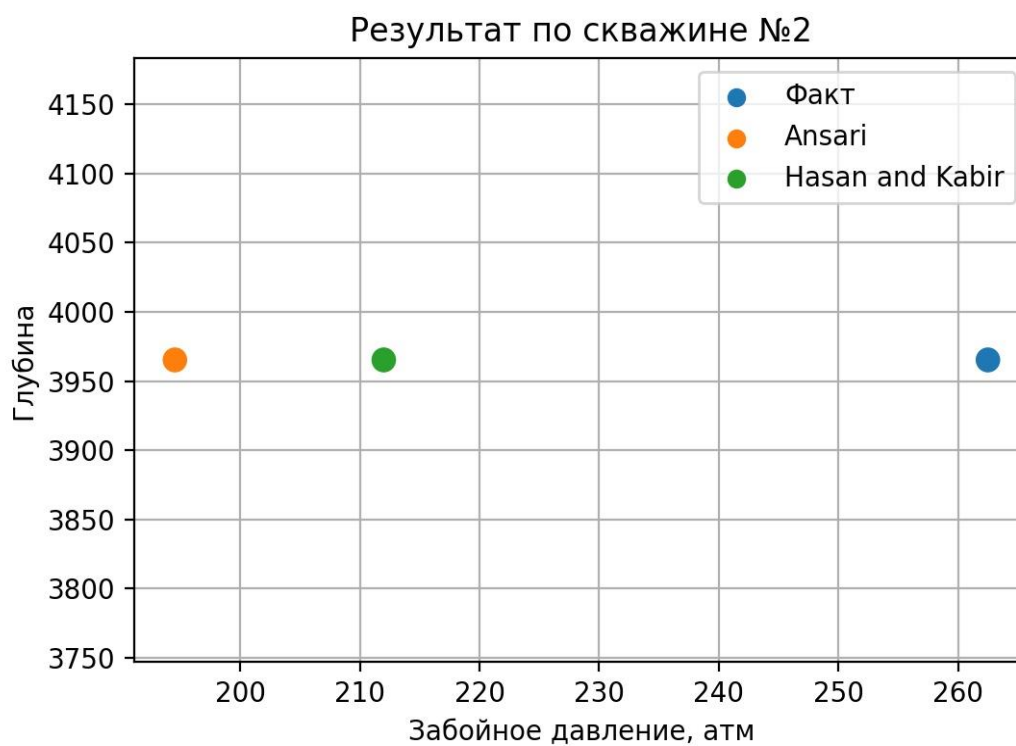


Рисунок 7. Прогноз забойного давления. Скважина №2

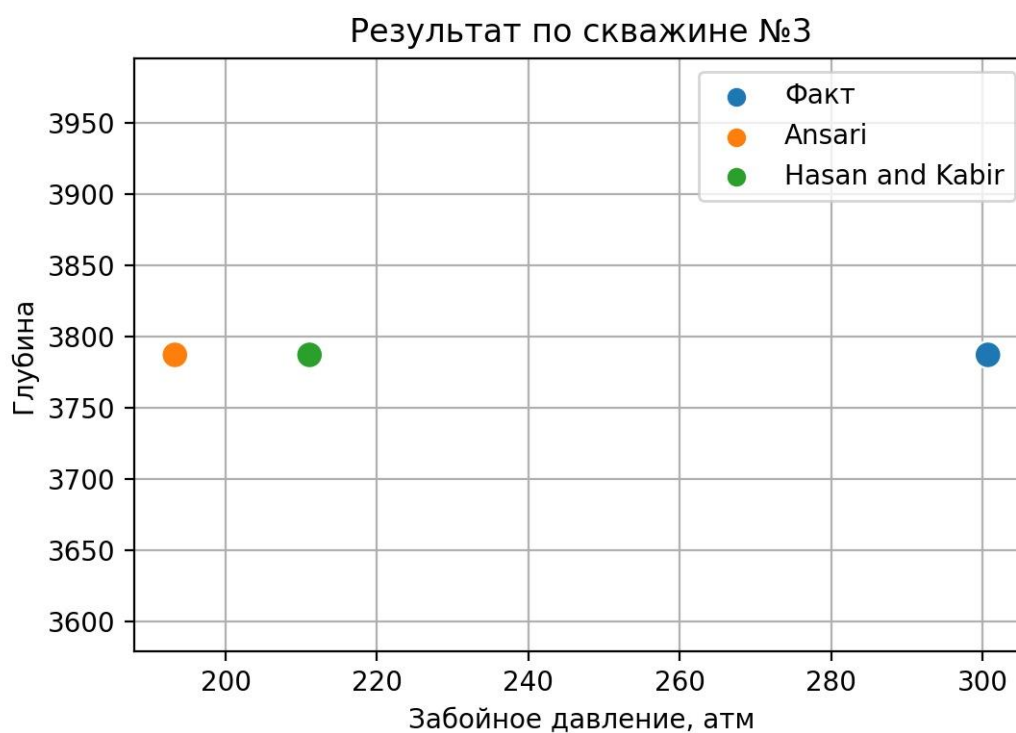


Рисунок 8. Прогноз забойного давления. Скважина №3

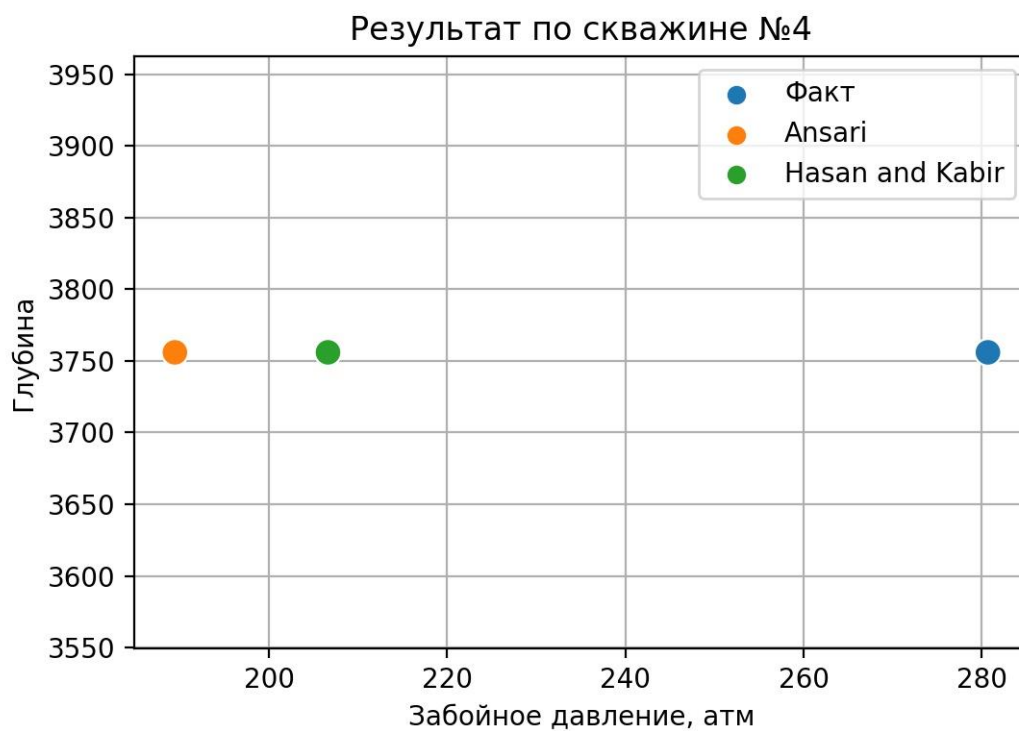


Рисунок 9. Прогноз забойного давления. Скважина №4

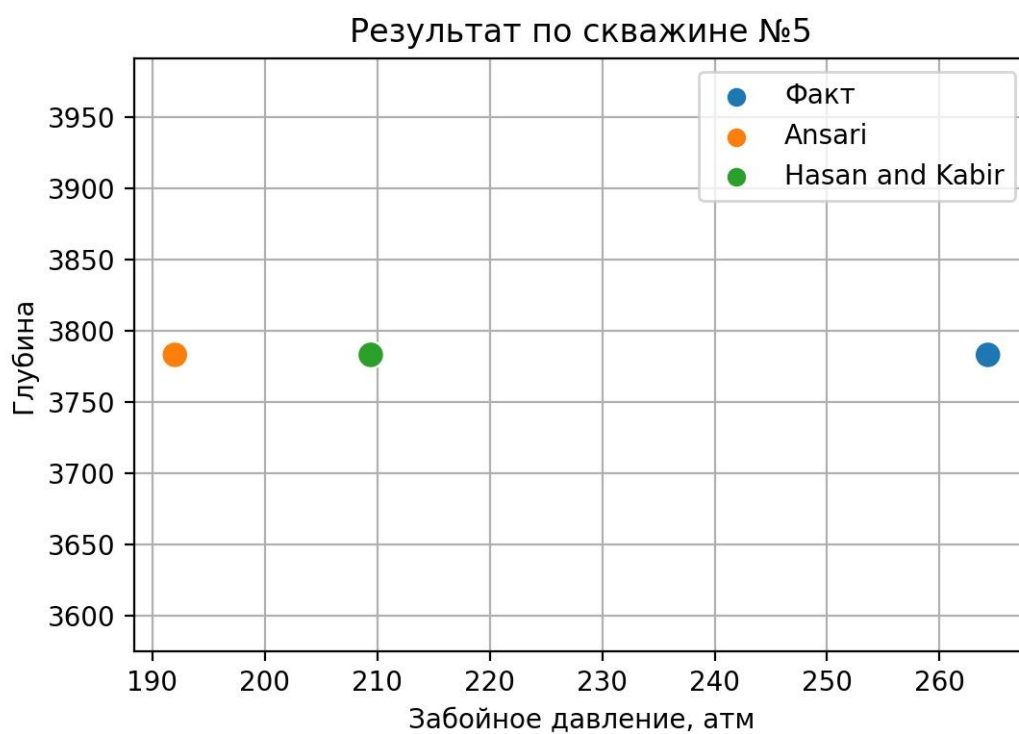


Рисунок 10. Прогноз забойного давления. Скважина №5

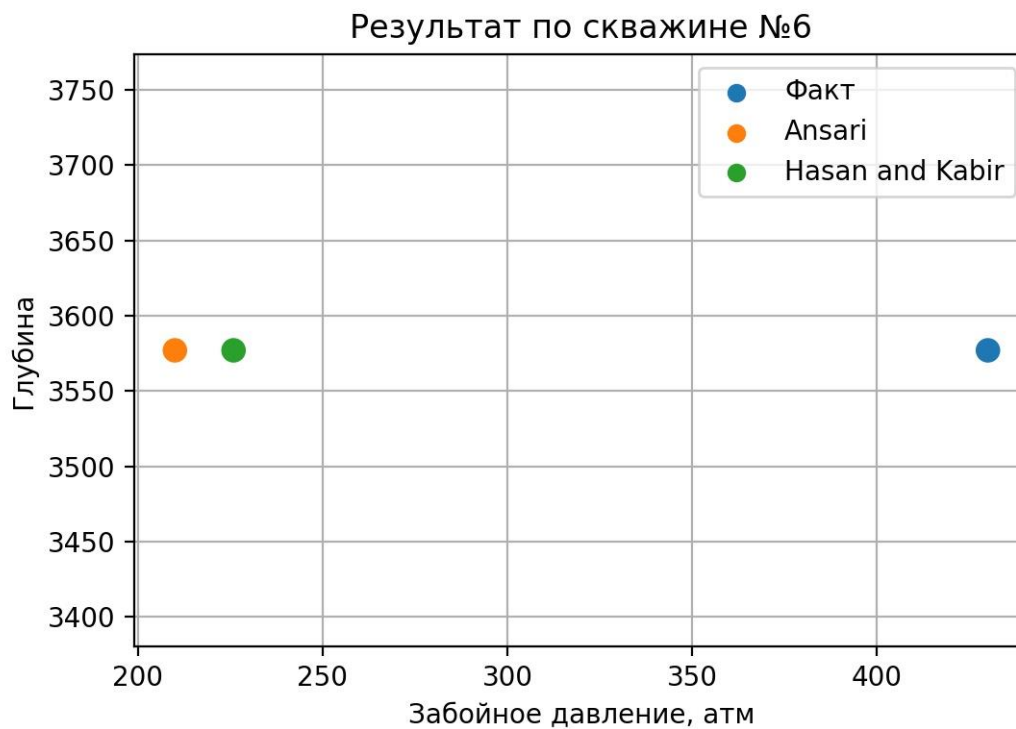


Рисунок 11. Прогноз забойного давления. Скважина №6

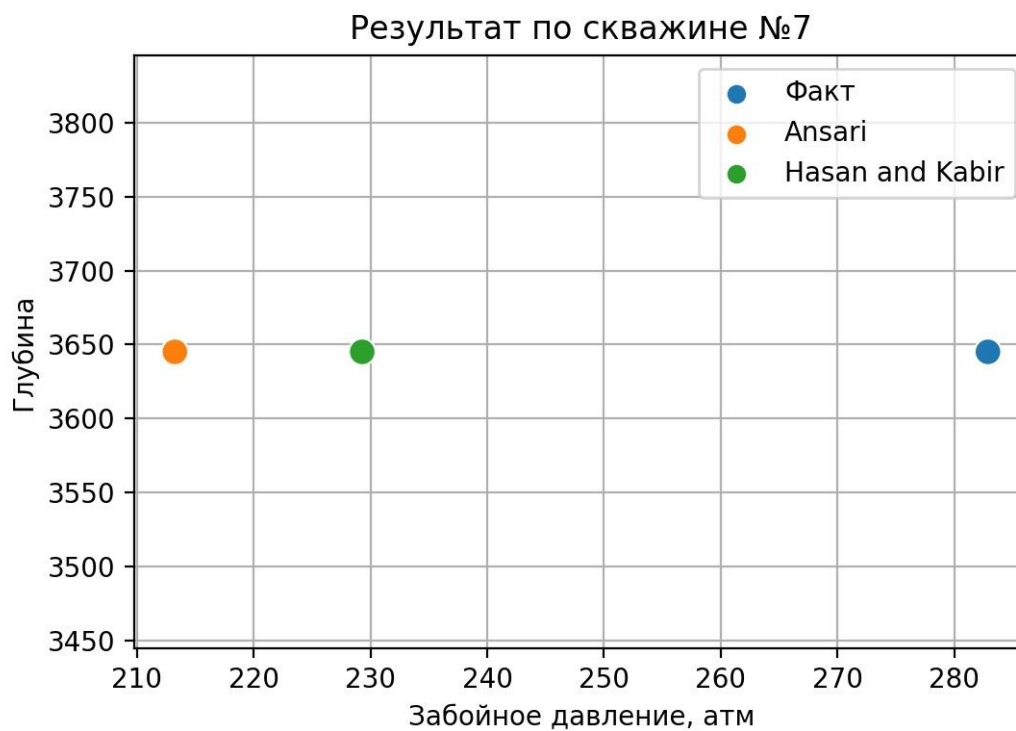


Рисунок 12. Прогноз забойного давления. Скважина №7

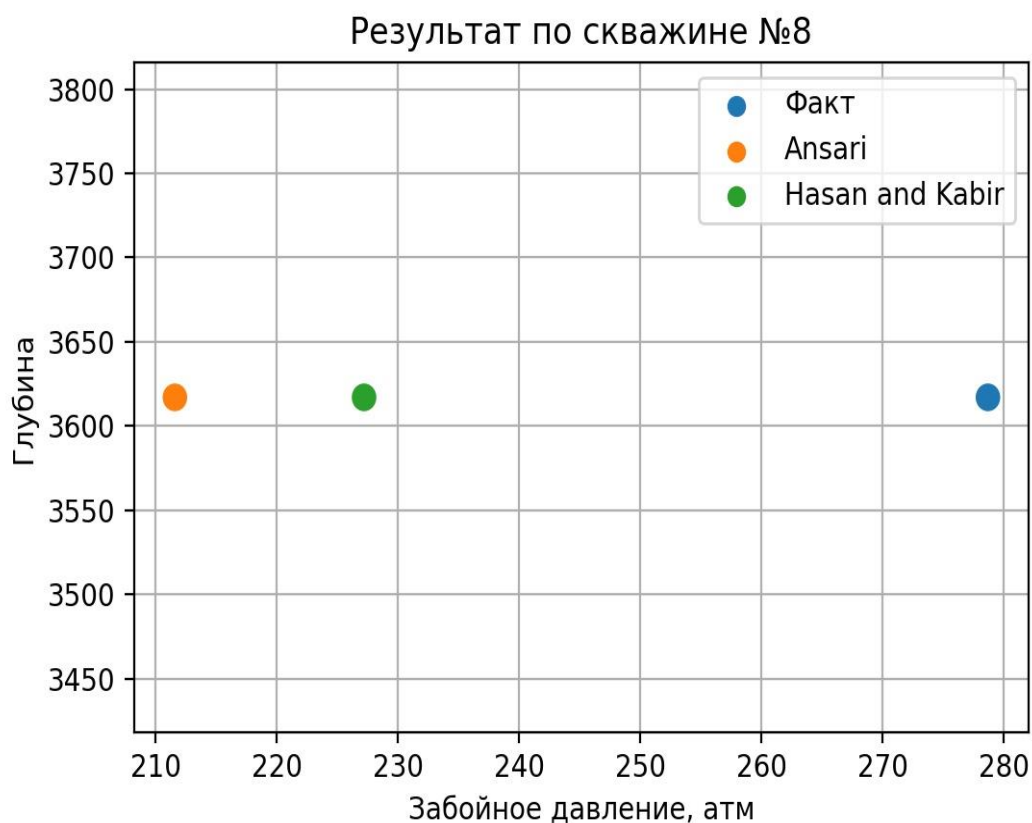


Рисунок 13. Прогноз забойного давления. Скважина №8

	Факт	Ansari	Hasan and Kabir
Скважина №1	240.3	192.296204	209.081608
Скважина №2	300.7	193.296204	211.081608
Скважина №3	280.7	189.431999	206.615361
Скважина №4	264.3	192.012594	209.427547
Скважина №5	430.1	210.048545	225.925705
Скважина №6	313.6	179.427592	193.971614
Скважина №7	278.7	211.605425	227.216169
Скважина №8	282.9	213.252386	229.297638

Таблица 2. Результаты прогнозирования забойного давления

Из таблицы 2 видно, что метод “Hasan and Kabir” более точно спрогнозировал забойное давление нежели метод “Ansari”.

В таблице 3 показаны погрешности вычислений двух методов.

	Ошибка по "Ansari", %	Ошибка по "Hasan and Kabir", %
Скважина №1	19.976611	12.991424
Скважина №2	35.717923	29.803256
Скважина №3	32.514429	26.392817
Скважина №4	27.350513	20.761427
Скважина №5	51.162859	47.471354
Скважина №6	42.784569	38.146807
Скважина №7	24.074121	18.472849
Скважина №8	24.619164	18.947459

Таблица 3. Погрешности прогнозирования градиента давления

Средняя погрешность, %	
Ansari	32.275024
Hasan and Kabir	26.623424

Таблица 4. Средняя погрешность каждого метода

Из таблицы 4 видно, что средняя ошибка по методу “Hasan and Kabir” получилась довольно большой. В таких случаях в нефтегазовой индустрии вводят поправочный коэффициент к каждой скважине, а затем вычисляют средний поправочный коэффициент к каждой скважине. Такое используется для того, чтобы при вводе в эксплуатацию новой скважины на данном месторождении прогнозирование забойного давления было более точно.

Найдем поправочный коэффициент к методу “Hasan and Kabir” к каждой скважине следующей формулой:

$$k = \frac{p_{\text{факт}}}{p_{\text{мет.}}} \quad (78)$$

где $p_{\text{мет.}}$ – прогнозируемое забойное давление методом “Hasan and Kabir”

В таблице 5 приведены поправочные коэффициенты для каждой скважины.

	k
Скважина №1	1.149312
Скважина №2	1.424568
Скважина №3	1.358563
Скважина №4	1.262012
Скважина №5	1.903723
Скважина №6	1.616731
Скважина №7	1.226585
Скважина №8	1.233768

Таблица 5. Поправочные коэффициенты к каждой скважине

Средний поправочный коэффициент найдем по следующей формуле:

$$k_{\text{ср}} = \frac{\sum_i^8 k_i}{8} \quad (79)$$

$$k_{\text{ср}} = 1.3569 \quad (80)$$

На рисунках 14 – 21 представлены результаты прогнозирования забойного давления с средним поправочным коэффициентом в сравнении с простым прогнозированием и фактическим значением.

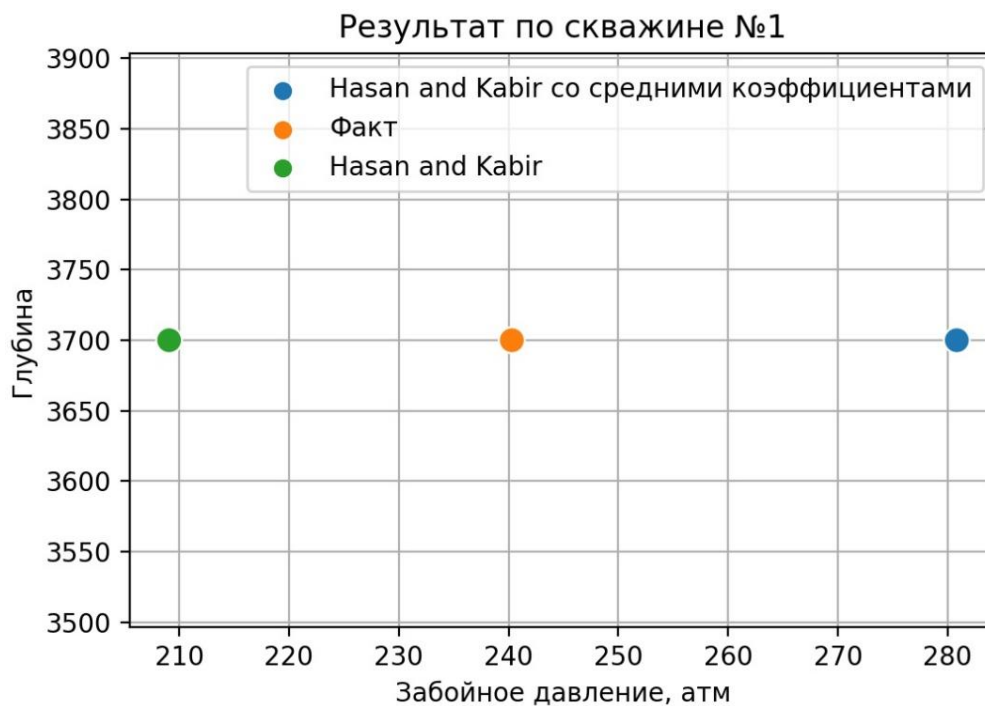


Рисунок 14. Прогноз забойного давления. Скважина №1

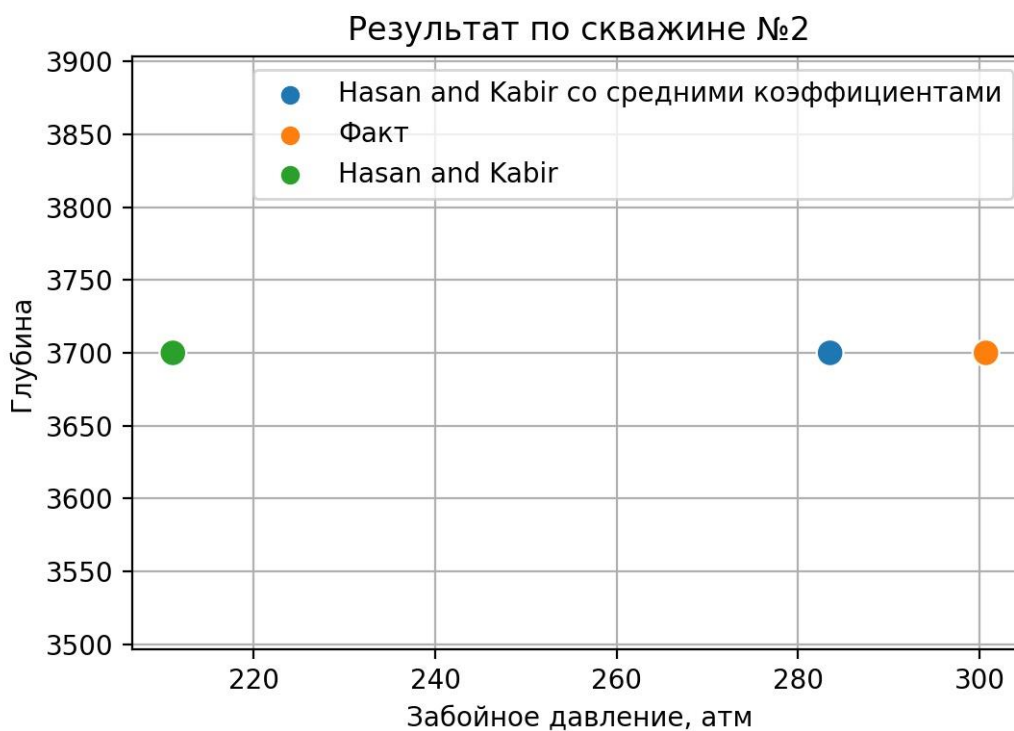


Рисунок 15. Прогноз забойного давления. Скважина №2



Рисунок 16. Прогноз забойного давления. Скважина №3

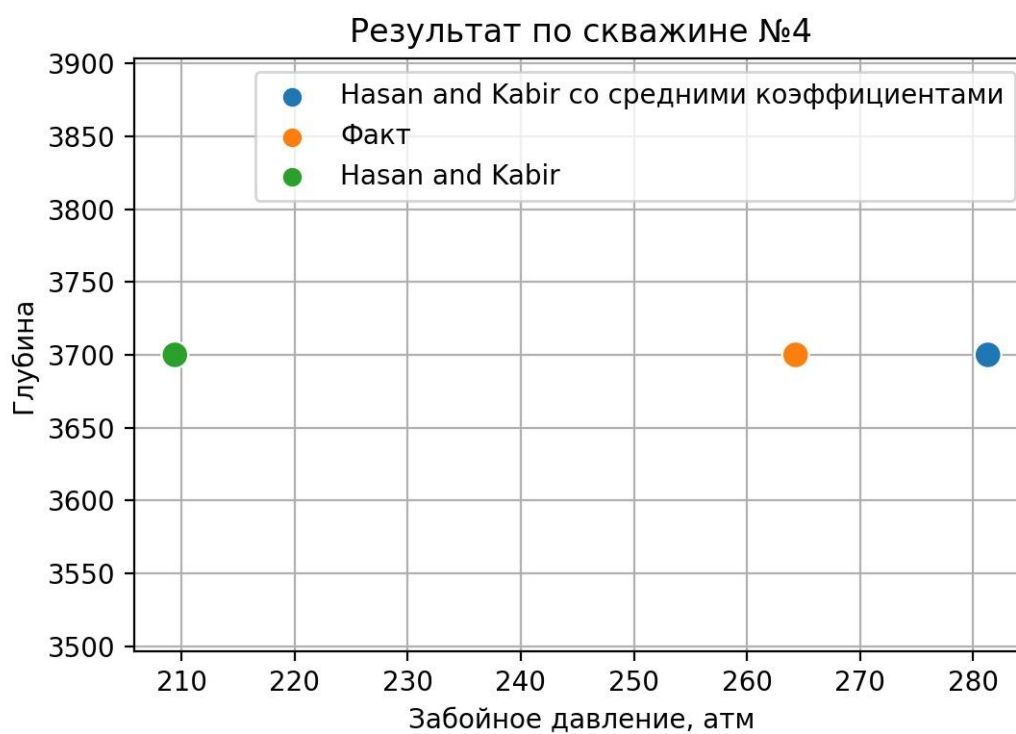


Рисунок 17. Прогноз забойного давления. Скважина №4

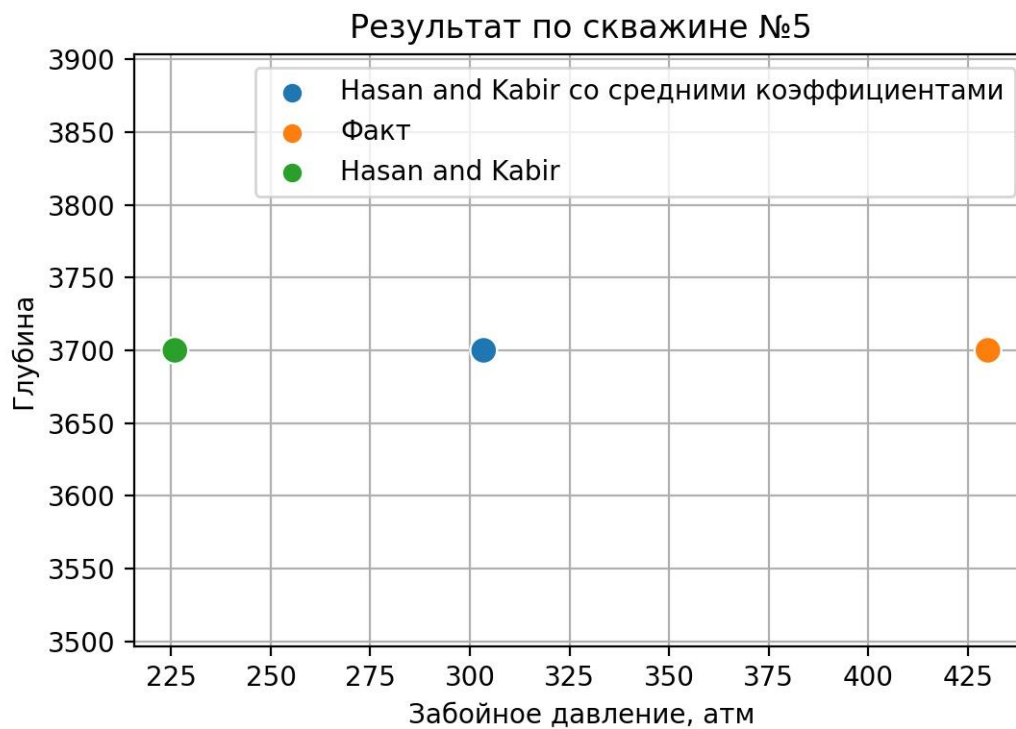


Рисунок 18. Прогноз забойного давления. Скважина №5

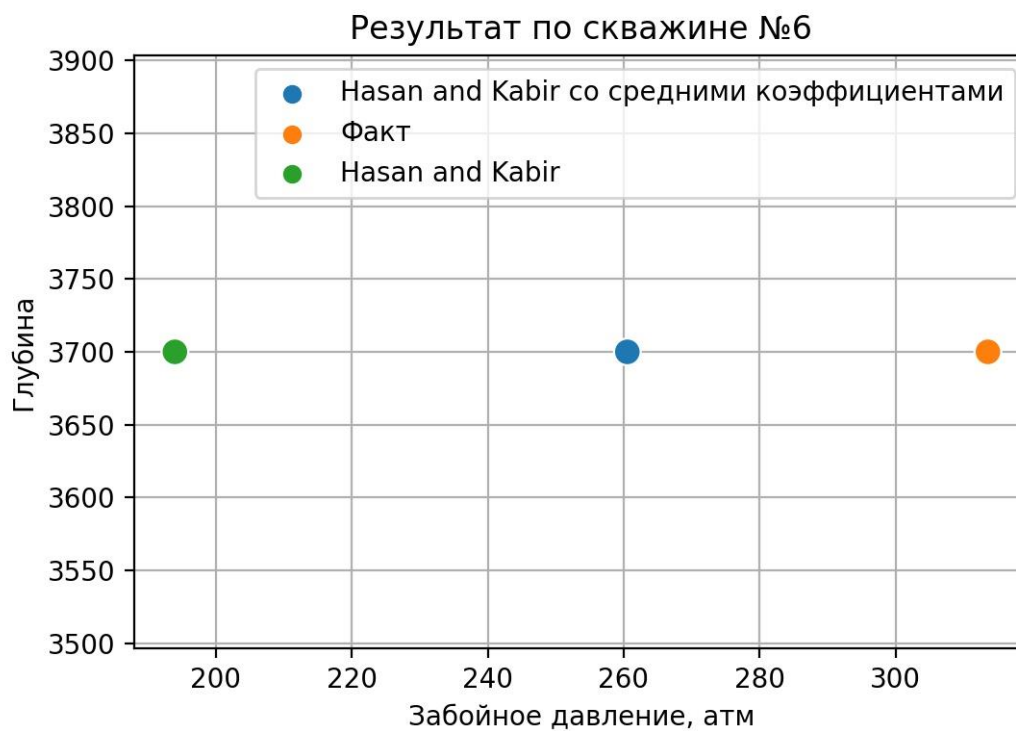


Рисунок 19. Прогноз забойного давления. Скважина №6

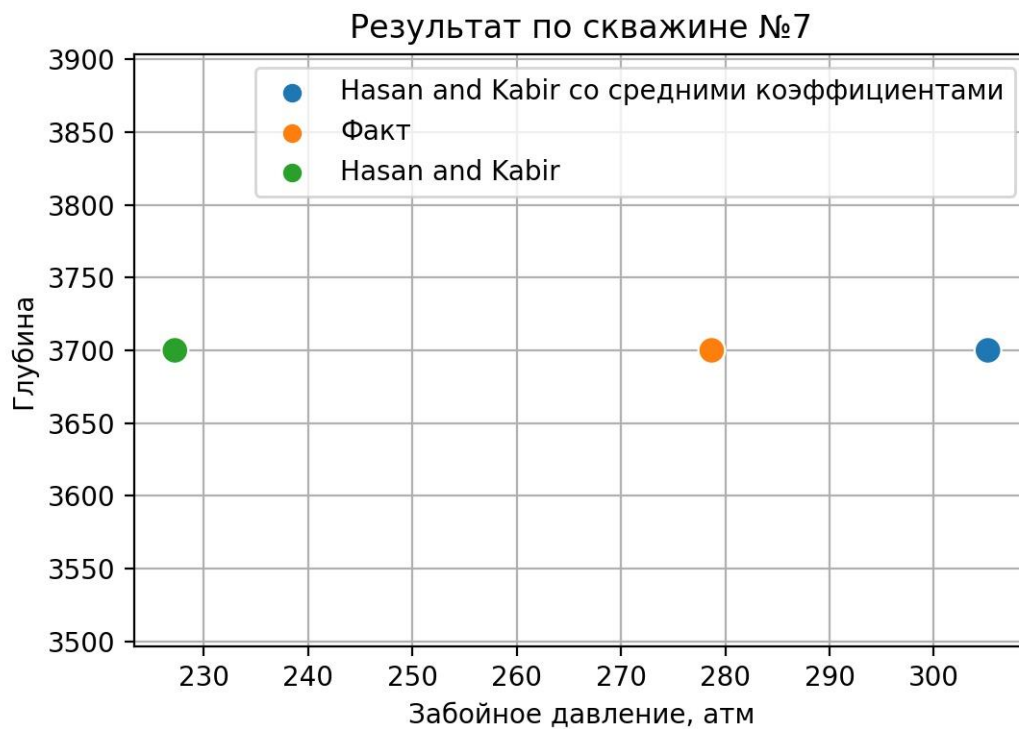


Рисунок 20. Прогноз забойного давления. Скважина №7

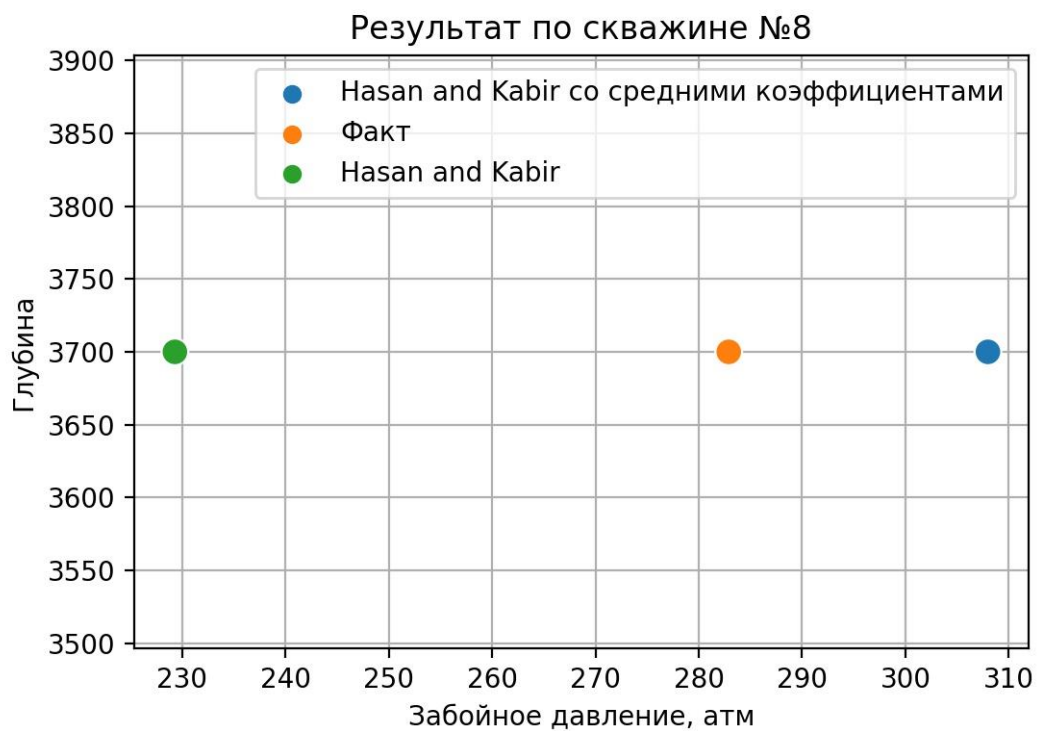


Рисунок 21. Прогноз забойного давления. Скважина №8

Ошибка по "Hasan and Kabir", %	
Скважина №1	16.868221
Скважина №2	5.713104
Скважина №3	1.132269
Скважина №4	6.431704
Скважина №5	29.444548
Скважина №6	16.919998
Скважина №7	9.505678
Скважина №8	8.868191

Таблица 6. Погрешности по каждой скважине при среднем коэффициенте

Средняя погрешность при это составила 10.86%. Анализируя результаты, можно сказать, что при помощи среднего поправочного коэффициента, получилось снизить среднюю погрешность на 17%, что является довольно хорошим результатом. Также если оценить среднюю погрешность, то она является большой, но при этом были оценены только 8 скважин, что является малым количеством при таком исследовании. Конечно, нельзя упускать еще то, что изначальные данные могут быть повреждены или измерены ошибочно, что в свою очередь также влияет на прогнозирование забойного давления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данного исследования были изучены популярный эмпирические соотношения для прогнозирования забойного давления в нефтяных фонтанирующих скважинах. Было выявлено, что механистические методы являются более предпочтительны для многофазного течения. С помощью методов “Ansari” и “Hasan and Kabir” сделана модель на языке программирования “Python” конкретного месторождения. Результат средней погрешности составил 10.86%, однако модели были построены для малого количества скважин. Если бы скважин с данными было больше, результат ошибки понизился. В будущем была поставлена задача исследовать прогнозирование забойного давления с помощью машинного обучения и сравнить результаты с результатами данной работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алаева Н.Н. Применение метода расчета забойного давления с целью управления нефтедобывающей скважиной, 2019. – 9с.
2. Бикбулатов С.М., Пашали А.А. Анализ и выбор методов расчета градиента давления в стволе скважины, 2005. – 12с.
3. Боклаг Н.Ю., Буйначев С.К. Основы программирования на языке python, Екатеринбург, Издательство Уральского университета, 2014. – 92с.
4. Борис А.А., Лягов А.В., Определение режима течения потока газожидкостной смеси в трубопроводах на установках путевого сброса воды арланской группы месторождений ОАО «АНК «Башнефть», 2012. – 15с.
5. Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384с.
6. Волков М.Г. Методика расчета течения нефтегазовых смесей в стволе вертикальной скважины, 2017. – 34с.
7. Волков М.Г., Михайлов В.Г., Петров П.В., Методика расчета пробкового режима течения газожидкостной смеси в стволе скважины, 2016. – 9с.
8. Коробов Г.Ю., Хайбуллина К.Ш. Подземная гидромеханика нефтяная, Санкт-Петербургский горный университет, Спб, 2020. – 73 с.
9. Лурье М.В. Механика пробкового течения газа и жидкости в горизонтальном трубопроводе, 2017. – 12с.
10. Мазо А.Б., Поташев К.А. Гидродинамика. Учебное пособие. – Казань: КГУ, 2008. – 126 с.
11. Минханов И. Ф., Разработка нефтяных и газовых месторождений учеб. пособие для вузов. Казанский федеральный университет. – Казань, 2019. – 96с.
12. Мицель А.А., Романенко В.В., Шелестов А.А. Методы оптимизации. Часть 1. Издательство ТУСУРа. – Томск, 2020. – 350с.
13. Мордвинов В.А., Пономарева И.Н. Подземная гидромеханика: Учебное пособие. – Пермь, Перм. гос. техн. ун-т, 2009. – 103с., ил.19.

14. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - 156 с.

15. Сова В.Э., Сова Э.В. Методика расчета забойных давлений в фонтанирующей нефтяной скважине и ее применение в целях сокращения затрат на гидродинамические исследования, 2015. – 19с.

16. Уоллис Г. Одномерные двухфазные течения, 2015. – 440с.

17. Hassan M. Kabir, Joseph B. Farhat, Bashir Al-Zu'bi. Dividend Signaling Hypothesis and Short-Term Asset Concentration in Interest-Free Banking, 2013. – 25с.