

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

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

магистерская диссертация

### **ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ МЕХАНИКИ ОТКРЫТИЯ ЗАПУСКНЫХ КЛАПАНОВ**

по направлению подготовки (специальности)

01.04.03 Механика и математическое моделирование

Направленность (профиль)

01.04.03\_04 Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи

Выполнил

студент гр. 5040103/10401

В.С. Любимов

Руководитель

Доцент ВШТМиМФ, д.ф.-м.н

Е.В. Юдин

Санкт-Петербург  
2023



## РЕФЕРАТ

На 46 стр., 19 рисунков, 10 таблиц, 0 приложений.

### ГАЗЛИФТНЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ГАЗЛИФТНЫЙ КЛАПАН, ЗАПУСКНОЙ КЛАПАН, МОДЕЛИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

В данной выпускной квалификационной работе была поставлена цель проанализировать имеющиеся подходы к моделированию газлифтных скважин, решить проблему моделирования газлифтного клапана, как точки ввода газа, математически описать и реализовать корректный алгоритм посредством скриптов. Далее задачами выпускной квалификационной работы были: описание механики работы запускного газлифтного клапана, моделирование газлифтной скважины с одним рабочим газлифтным клапаном и моделирование газлифтной скважины при переключении газлифтных клапанов, включающее в себя расчет забойного давления по заданному линейному давлению, расчет расхода газлифтного газа по заданному давлению закачки, расчет давления нагнетания газлифтного газа по известному расходу. После моделирования газлифтной скважины с учетом механики открытия запускных клапанов и реализации алгоритма расчета посредством скриптов на языке Python были проанализированы результаты моделирования: построены кривые VLP и решена задача узлового анализа – найдена рабочая точка скважины.

## **ABSTRACT**

46 pages, 19 pictures, 10 tables, 0 applications.

**GAS LIFT, GASLIFT VALVE, KICK-OFF VALVE, WELL MODELING**

The goal of this senior thesis is to analyze the existing approaches to the modelling of gas-lifting wells, solve the problem of modeling gas-lift valve, as a point of gas injection, mathematically describe and implement the correct algorithm through scripts. Further tasks of the exhaust qualification work were: description of the operation mechanics of the gas-lift valve, modeling of the gas-lift well with one working gas-lift valve and modeling of the gas-lift well when switching gas-lift valves, including the calculation of the downhole pressure at a given linear pressure, calculation of the gas-lift gas flow rate at a specified injection pressure, calculation of the gas-lift gas injection pressure at a known flow rate. After simulation of gas-lift well, taking into account the mechanics of kick-off valves and implementing the calculation algorithm using scripts on Python programming language, the results of the simulation were analyzed: VLP curves were constructed and the nodal analysis task was solved - a working point of the well was found.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ГЛАВА 1. ГАЗЛИФТНЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН .....	9
1.1 Описание газлифтного способа эксплуатации.....	9
1.2 Наземное и подземное оборудование газлифтной скважины .....	10
1.3 Газлифтные клапаны .....	13
1.4 Выводы.....	17
ГЛАВА 2. МЕХАНИКА ЛИНИИ ПОДАЧИ ГАЗЛИФТНОГО ГАЗА И ЗАПУСКНЫХ КЛАПАНОВ .....	19
2.1 Схема работы газлифтных клапанов при подаче газа.....	19
2.2 Расчет расхода газа через газлифтный клапан.....	20
2.3 Расчет расхода газа через газлифтный клапан.....	23
2.4 Особенности распределения температуры в затрубном пространстве ..	24
2.5 Выводы.....	25
ГЛАВА 3. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ МЕХАНИКИ ОТКРЫТИЯ ЗАПУСКНЫХ КЛАПАНОВ .....	26
3.1 Расчет забойного давления по линейному давлению и давлению закачки по расходу газлифтного газа .....	26
3.2 Расчет забойного давления по линейному давлению и расхода газлифтного газа по давлению закачки газлифтного газа и диаметру штуцера .....	28
3.3 Расчет забойного давления по линейному давлению для случая переключения газлифтных клапанов .....	30
3.4 Результаты моделирования газлифтной скважины с учетом механики работы газлифтных клапанов .....	31
3.5 Выводы.....	42
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	43

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	45
--	----

## СПИСОК АББРЕВИАТУР И СОКРАЩЕНИЙ

*VLP* – кривая оттока;

*IPR* – индикаторная линия, кривая притока;

*МРП* – межремонтный период;

*КПД* – коэффициент полезного действия;

*УЭЦН* – установка электроприводного центробежного насоса;

*НКТ* – насосно-компрессорные трубы;

*ГЖС* – газожидкостная смесь;

*ЭК* – эксплуатационная колонна;

*Па* – паскалы;

*МПа* – мегапаскалы;

*F* – градусы Фаренгейта;

*КПД* – коэффициент полезного действия;

## ВВЕДЕНИЕ

Газлифтный способ является одним из механизированных способов эксплуатации скважин. Подъем флюида по стволу скважины до её устья при данном способе эксплуатации скважин осуществляется за счет энергии сжатого газа, который вводится в скважину через систему клапанов. При вводе газа в скважину под определенным давлением он начинает смешиваться со скважинной продукцией, тем самым уменьшая плотность образовавшейся смеси, что, в свою очередь, облегчает ее подъем до устья. Ранее, газлифтный метод добычи включал в себя применение сжатого углеводородного газа для ввода дополнительной энергии в систему скважины, в то время как эрлифтный метод был аналогичным, но использовал воздух вместо газа. Однако позже, закачка воздуха в скважины была запрещена в соответствии с требованиями безопасности. Газлифтный способ эксплуатации скважин часто используется на скважинах с большим значением газового фактора, на высокопродуктивных скважинах и на скважинах со сложной конструкцией. Кроме того, газлифтный метод характеризуется более длительными интервалами между ремонтами и относительной простотой скважинного оборудования. Однако газлифтный способ эксплуатации скважин требует большого количества рабочего агента – сжатого углеводородного газа, а также строительства компрессорных станций, на которых рабочий агент требуется сжать под высоким давлением. Также стоит учесть сложность и металлоемкость системы, распределяющей рабочий агент по скважинам. Количество скважин, эксплуатируемых газлифтным способ эксплуатации, на данный момент, существенно уступает количеству скважин, эксплуатируемых при помощи УЭЦН, и удельный вес данного способа эксплуатации в суммарной добыче нефти небольшой, однако его преимущества еще предстоит развить в полной мере.

Ранее при моделировании газлифтной скважины процесс подачи рабочего агента в скважину через газлифтный клапан представлял из себя примитивную модель, в которой рабочий агент попадает в скважину через некую точку ввода, механика данного процесса при моделировании газлифтной скважины не была



описана, что, в свою очередь, подразумевало под собой ряд допущений, которые делали процесс моделирования газлифтной скважины некорректным. В своей дипломной работе я детально рассмотрю механику процесса ввода рабочего агента через газлифтный клапан в скважину и опишу корректную методику моделирования газлифтной скважины с учетом механики открытия и закрытия газлифтных клапанов.

В данной работе представлено описание устройства газлифтной скважины, ее наземного и подземного оборудования. В частности, акцент сделан на газлифтные клапана: пусковые и рабочие, описание их работы, механику их открытия и закрытия и процесса ввода газлифтного газа в скважину через газлифтные клапаны. Также в данной работе изложены основные подходы к моделированию газлифтной скважины с учетом способа нагнетания газа в скважину: расчет газлифтной скважины через точку ввода газа, расчет газлифтной скважины при случае, когда газ нагнетается через один клапан и расчет газлифтной скважины при случае, когда газ нагнетается через несколько клапанов. Помимо подходов к моделированию газлифтной скважины были сформулированы задачи, решаемые с помощью моделирования. Далее данные подходы были математически описаны и реализованы посредством алгоритмов на языке Python. Результатами моделирования являются построение кривых VLP и решение задачи узлового анализа – нахождение рабочей точки скважины на текущем режиме работы.

# ГЛАВА 1. ГАЗЛИФТНЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

## 1.1 Описание газлифтного способа эксплуатации

Когда скважина перестает фонтанировать из-за нехватки энергии пласта для подъема жидкости на поверхность, ее переводят на механизированный способ эксплуатации, при котором недостающую энергию вводят извне (с земной поверхности). Один из таких способов - газлифтный, при котором дополнительной энергией служит сжатый углеводородный газ.

Газлифтный способ эксплуатации скважин обладает следующими преимуществами:

1. Позволяет добывать большие объемы флюида практически на любой глубине.
2. Применяется для эксплуатации скважин с большими значениями газовых факторов, включая те, у которых забойное давление ниже давления насыщения.
3. Эффективен для работы с наклонно направленными и сложными скважинами (с горизонтальными или боковыми горизонтальными стволами).
4. Не влияет на работу скважин при высоких давлениях и температурах добываемых флюидов, а также при наличии механических примесей в них.
5. Регулирование режима работы скважин по дебиту является гибким и простым.
6. Простота ремонта и обслуживания газлифтных скважин, большой межремонтный период.
7. Возможность использования комбинированного метода эксплуатации, эффективных мер по борьбе с коррозионным воздействием, отложениями солей и парафина.

Однако, нужно обратить внимание на трудности, которые могут возникнуть при использовании этого метода для эксплуатации скважин:

1. Высокие расходы на постройку компрессорных станций.
2. КПД газлифтной системы относительно низкий.

3. Существует вероятность, что в процессе подъема продукции из скважин могут образоваться устойчивые эмульсии.

Согласно вышеприведенному, газлифтный (компрессорный) метод эксплуатации скважин наиболее выгоден для использования на крупных месторождениях, где имеются скважины с высоким дебитом и забойным давлением после естественного фонтанирования.

Затем он может быть использован в наклонных скважинах и скважинах с высоким содержанием механических примесей в продукции, то есть в условиях, когда важным критерием рациональной эксплуатации является межремонтный период работы скважин.

Основными видами газлифтного метода эксплуатации скважин являются:

- Компрессорный газлифт - это метод, при котором газ перед вводом в скважину сжимается компрессорами. Для реализации этого метода необходимо построить нужное количество компрессорных станций.

- Бескомпрессорный газлифт - это метод, при котором газ берется из газовых скважин или газопроводов. Давление газа из этих источников должно быть достаточным для того, чтобы не использовать компрессоры для дополнительного сжатия газа.

- Внутрискважинный бескомпрессорный газлифт - это метод, при котором используется газ из другого пласта, который вскрывает та же скважина. Для этого скважина должна быть оборудована устройством для изоляции пластов друг от друга и устройством для регулируемого перепуска газа в подъемную колонну.

Бескомпрессорный газлифт используется для добычи нефти рядом с газовыми месторождениями или скважинами, имеющими достаточные запасы и давление. Эта система может быть временной, пока не будет завершено строительство компрессорной станции, и в таком случае она практически не отличается от компрессорного газлифта, за исключением источника газа высокого давления. Газлифт может быть непрерывным или периодическим. Периодический газлифт применяется на скважинах с дебитами до 40-60 т/сут или

с низкими пластовыми давлениями. Высота подъема жидкости в газлифте зависит от давления газа и глубины погружения колонны НКТ под уровень жидкости.

При непрерывном газлифте газ непрерывно подается в скважину, а газожидкостная эмульсия непрерывно поднимается на поверхность. Периодический газлифт отличается цикличностью подачи газа в скважину после ее остановки на заданное время, необходимое для накопления жидкости в подъемных трубах. Этот способ применяется для малодебитных скважин, где постоянное расходование рабочего агента (сжатого углеводородного газа) нерентабельно. Давление ввода газа варьируется в среднем от 4,0 до 14,0 МПа.

### **1.2 Наземное и подземное оборудование газлифтной скважины**

Наиболее обширным числом различных рабочих элементов отличается схема компрессорного газлифта, при котором рабочий агент – сжатый углеводородный газ сжимается на компрессорных станциях.

На данной схеме можно выделить несколько основных элементов:

- Скважины 1
- Компрессорные станции 3
- Газопроводы высокого давления
- Трубопроводы для сбора нефти и газа
- Сепараторы различного назначения 7
- Газораспределительная батарея 4
- Групповые замерные установки
- Системы очистки и осушки газа с регенерацией этиленгликоля 6
- Дожимные насосные станции
- Нефтесборный пункт (см. рис. 1.1)

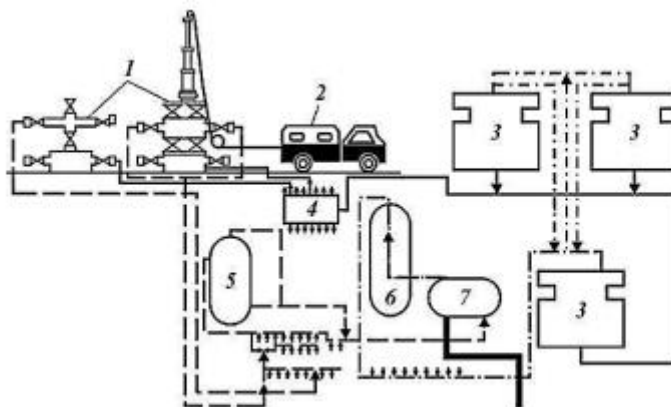


Рис. 1.1 – Принцип работы компрессорного газлифта

Сам рабочий агент при использовании компрессорного газлифта поступает в скважины следующим образом: сначала дожимается до нужного давления на компрессорной станции 1, далее через станцию подготовки сжатого газа 2 по трубопроводу высокого давления 3 направляется к газораспределительным батареям 4, где распределяется по скважинам 5. После того, как флюид из добывающей скважины поступает на поверхность, газ отделяется от него и поступает на комплексный сборный пункт 6, откуда по трубопроводу низкого давления направляется вновь на компрессорную станцию (рис. 1.2) [2].

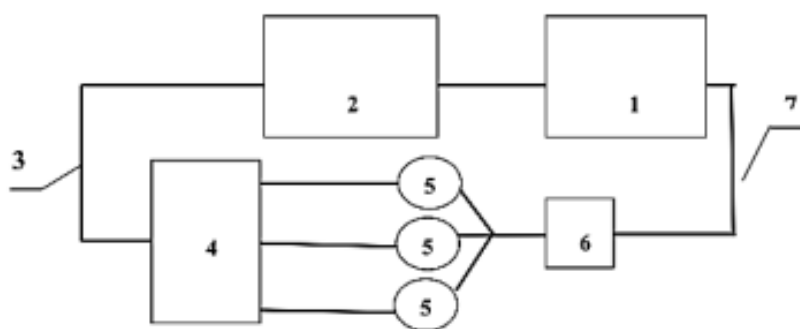


Рис. 1.2 – Схема подачи рабочего агента при использовании компрессорного газлифта  
Для бескомпрессорного газлифта схема идентична за исключением отсутствия компрессорных станций ввиду того, что газ поступает в добывающую скважину из газовых или газоконденсатных скважин по газопроводу без дополнительного сжатия.

Во внутрискважинном бескомпрессорном газлифте основным элементом внутрискважинного оборудования является пакер, разграничивающий нефтяной и газовый пласт между собой. В зависимости от того, какой из продуктивных пластов выше, газ добывается либо через НКТ (газовый пласт ниже), и частично

перепускается из НКТ в кольцевое пространство через клапан для подъема нефтяной эмульсии с пониженной плотностью через затрубное пространство, либо через затрубное пространство (нефтяной пласт ниже). При последнем описанном случае нефть добывается через НКТ.

При эксплуатации газлифтной скважины в нее спускается один или два концентрических ряда НКТ. Количество рядов определяет, каким является подъемник: однорядный (а) или двухрядный (б). Также отдельно выделяют полторорядный (в) подъемник (рис. 1.3).

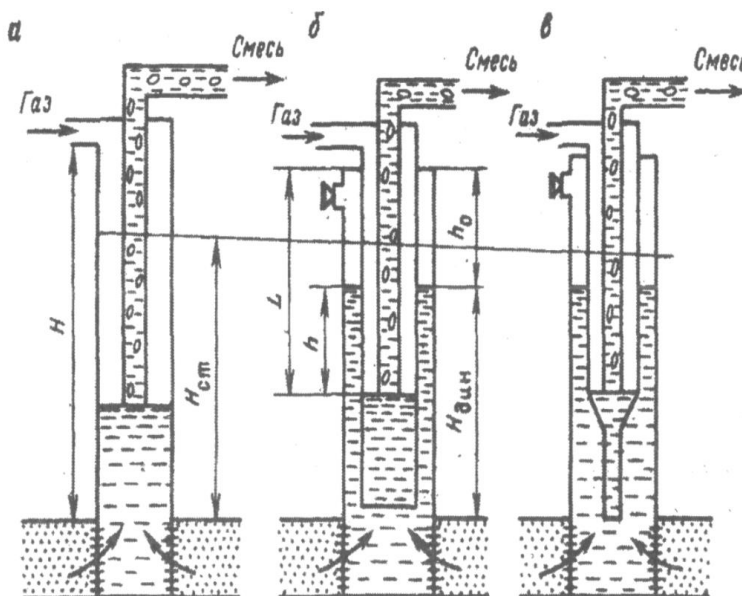


Рис. 1.3 – Схемы газлифтных подъемников

Газлифтный подъемник любого типа должен иметь как минимум два канала: для подачи рабочего агента и подъема добываемой жидкости на поверхность. В двухрядных и полторных подъемниках внешний ряд труб спускается до интервала перфорации, чтобы улучшить условия выноса песка из забоя за счет увеличения скорости потока. Газ подается в пространство между первым (внешним) и вторым (внутренним) рядами труб.

Подъемники могут быть кольцевыми или центральными в зависимости от направления нагнетания рабочего агента. В кольцевой системе используется два концентрически расположенных ряда труб. Рабочий агент нагнетается в кольцевое пространство между двумя колоннами, а жидкость поднимается по внутренним трубам. Наружные трубы называют нагнетательными, а внутренние - подъемными. В однорядном подъемнике используется один ряд труб, который

является подъемной колонной, а нагнетательной - обсадной колонной. Рабочий агент нагнетается в кольцевое пространство между обсадной колонной и подъемными трубами, а уровень жидкости находится у башмака подъемных труб.

В центральной системе рабочий агент нагнетается по центральной колонне труб, а газонефтяная смесь поднимается по кольцевому пространству. Центральная система применяется при однорядном подъемнике и имеет преимущества в низких пусковых давлениях и более рациональном использовании габаритов скважин.

### **1.3 Газлифтные клапаны**

После выбора подходящего газлифтного подъемника газлифтную скважину необходимо запустить. Для запуска скважины необходимо вытеснить скважинную жидкость рабочим агентом до башмака подъемной колонны. Это делается с помощью метода продавки, после чего рабочий агент вводится в подъемную колонну.

В процессе вытеснения объем жидкости в межтрубном пространстве должен быть заменен нагнетаемым газом. Вытесняемая жидкость перетекает в подъемные трубы, что приводит к увеличению уровня жидкости в них выше статического. Это вызывает репрессию на пласт, которая определяется превышением столба жидкости над статическим уровнем. В результате должно произойти частичное поглощение жидкости пластом.

Однако, при наличии на забое истинных осадков или плохой проницаемости пласта, вся вытесняемая жидкость перетечет в подъемные трубы. Это может произойти из-за наличия обратного клапана, который пропускает жидкость из пласта, но препятствует ее поглощению. В таком случае, объем закаченного агента будет равен объему жидкости, перемещенной в трубы [2].

Во время запуска газлифтной скважины, давление газа, действующее на уровень жидкости в межтрубном пространстве, будет уравниваться гидростатическим давлением столба жидкости высотой в подъемных трубах, когда уровень жидкости будет отеснен до башмака. Это максимальное давление

газа, которое называется пусковым, и необходимо для запуска газлифтной скважины.

Затем давление уменьшается на башмаке НКТ и на забое скважины, и начинается приток жидкости из пласта. После этого скважина со временем переходит в рабочий режим - установившийся. Иногда пусковое давление очень велико и превышает значение рабочего давления системы. Для таких случаев существует несколько способов снижения пускового давления:

- переключение на центральную систему;
- продавка жидкости в пласт;
- применение пусковых отверстий;
- применение газлифтных клапанов.

Давайте обсудим последнее средство, так как оно является наиболее совершенным из перечисленных. Газлифтные клапаны используются для управления подачей рабочего агента в подъемную колонну в точке их размещения. Существуют различные виды газлифтных клапанов, включая пусковые, рабочие и концевые клапаны. Пусковые клапаны используются для запуска газлифтных скважин и их наладки, рабочие - для увеличения длины подъема, а концевые - для поддержания уровня жидкости в затрубном пространстве ниже клапана на некоторой глубине [1].

Управление работой газлифтных клапанов может осуществляться давлением газа в кольцевом пространстве, давлением жидкости или ГЖС в колонне НКТ или перепадом давления на уровне клапана (дифференциальные клапаны) между кольцевым и трубным пространствами. Клапаны могут быть выполнены в различных конструктивных исполнениях.

- пружинные;
- сильфонные;
- комбинированные.

Для обеспечения технологического режима работы скважины, на длинной колонне НКТ устанавливаются несколько газлифтных клапанов, которые нужно настроить перед пуском в скважину на соответствующее давление.



Клапаны используют либо сиффон, либо пружины в качестве упругого элемента. Рассмотрим пример простейшей конструкции сиффонного клапана, который управляется рабочим давлением - давлением газа в кольцевом пространстве. Клапан открывается в тот момент, когда давление газа в кольцевом пространстве достигает определенной величины (см. рисунок 1.4).

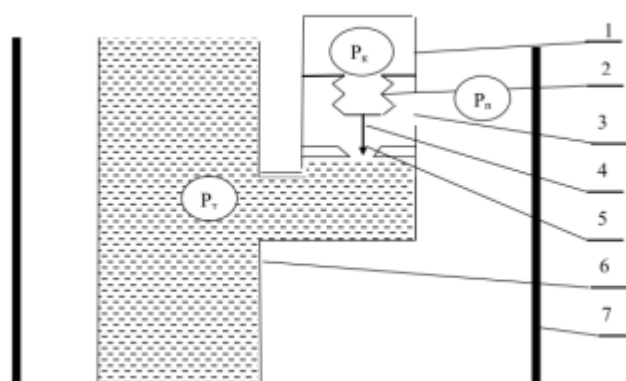


Рис. 1.4 – Схема сиффонного газлифтного клапана, управляемого газом в затрубном пространстве (1 – сиффонная камера; 2 – сиффон; 3 – штуцерное отверстие, через которое поступает газ; 4 – шток; 5 – клапан; 6 – НКТ; 7 – обсадная эксплуатационная колонна)

Камера сиффонного клапана №1 является сварным сосудом высокого давления, который основывается на многослойном сиффоне - чувствительном элементе клапана. Эта камера заполнена азотом при определенном давлении и работает как пусковой клапан. Управление этим клапаном легко осуществляется путем изменения давления. Во время периодической газлифтной эксплуатации, этот клапан открывается при давлении газожидкостной смеси в подъемных трубах, а после выброса жидкости он закрывается и открывается только при накоплении жидкости в НКТ до определенной величины. Другой тип клапана, клапан дифференциального действия (управляемый перепадом давления), открывается, когда перепад давлений между рабочим агентом и жидкостью в трубе или кольцевом пространстве меньше заданного. Рабочим элементом в таком клапане является пружина. Этот клапан закрывается при спуске его на заданную глубину и рекомендуется использовать для периодической газлифтной эксплуатации. Газлифтные клапаны (см. рис. 1.5) устанавливаются на НКТ через определенные расстояния, которые рассчитываются заранее [1].



Рис. 1.5 – Газлифтные клапана и их конструкция

Состав подземного оборудования газлифтной скважины приведен на рис.

1.6.

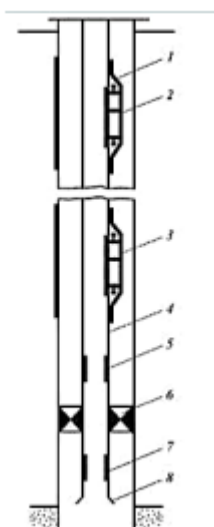


Рис. 1.6 – Подземное оборудование газлифтной скважины (1 – скважинные камеры; 2 – пусковые газлифтные клапаны; 3 – рабочие газлифтные клапаны; 4 – НКТ; 5 – верхний ниппель; 6 – гидравлический пакер; 7 – нижний ниппель; 8 – башмачная воронка)

#### 1.4 Выводы

Газлифтный способ эксплуатации скважин, в первую очередь, выгодно использовать на крупных месторождениях при наличии скважин с большими дебитами и высокими забойными давлениями после периода фонтанирования. Далее он может быть применен в наклонно направленных скважинах и скважинах с большим содержанием механических примесей в продукции, т.е. в условиях, когда за основу рациональной эксплуатации принимается межремонтный период работы скважин. При наличии вблизи газовых месторождений (или скважин) с достаточными запасами и необходимым

давлением используют бескомпрессорный газлифт для добычи нефти. Газлифтный способ является одним из наиболее эффективных способов добычи нефти, так как позволяет повышать скважинную добычу и уменьшать давление на забое. Однако, для эффективной эксплуатации газлифтных скважин необходимо учитывать различные факторы, включая механику процесса ввода в скважину рабочего агента через газлифтные клапаны, описанию которой посвящается следующая глава моей выпускной квалификационной работы.

## ГЛАВА 2. МЕХАНИКА ЛИНИИ ПОДАЧИ ГАЗЛИФТНОГО ГАЗА И ЗАПУСКНЫХ КЛАПАНОВ

Ранее при моделировании газлифтной скважины процесс подачи рабочего агента в скважину через газлифтный клапан представлял из себя примитивную модель, в которой рабочий агент попадает в скважину через некую точку ввода. Механика данного процесса при моделировании газлифтной скважины не была описана, что, в свою очередь, подразумевало под собой ряд допущений, которые делали процесс моделирования газлифтной скважины некорректным. В данной главе своей выпускной квалификационной работы я детально рассмотрю механику процесса ввода рабочего агента через газлифтный клапан в скважину [13].

### 2.1 Схема работы газлифтных клапанов при подаче газа

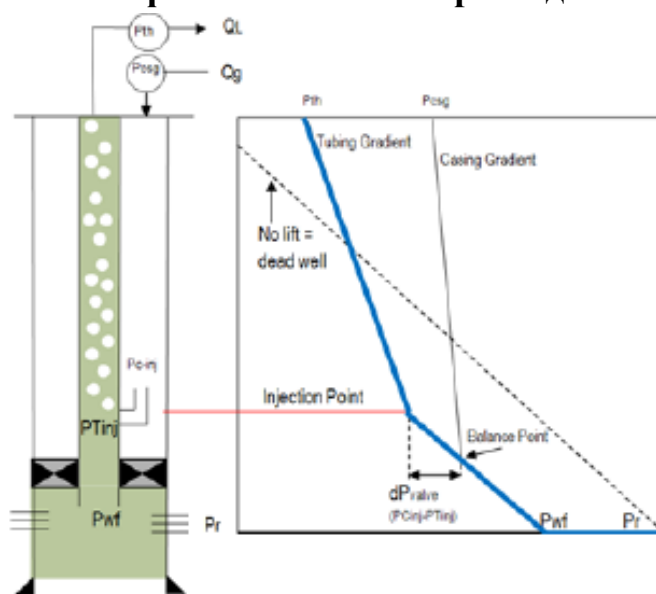


Рис. 2.1 – Профиль давления газлифтной скважины

- 1) Начало нагнетания сжатого газа в затрубное пространство.
- 2) Открытие всех установленных клапанов.
- 3) Снижение уровня жидкости в затрубном пространстве до первого клапана.
- 4) Поступление газа через верхний клапан в НКТ.
- 5) Снижение давления в НКТ на уровне установки клапана. Увеличение перепада давления на клапане. Увеличение расхода газа через клапан.

6) Снижение уровня жидкости в затрубном пространстве до следующего клапана.

7) Давление в затрубном пространстве и перед штуцером уменьшаются до значения давления закрытия первого клапана.

8) Первый клапан закрывается.

9) Продолжение закачки газа в затрубное пространство.

10) Увеличение давления в затрубном пространстве.

11) Поступление газа в подъемную колонну через второй клапан.

12) Приток жидкости в НКТ из затрубного пространства и пласта (если  $P_{заб}$  стало  $< P_{пл}$ ).

13) Возрастает давление в НКТ на уровне первого клапана.

14) Снижение давление на уровне первого клапана, что может вызвать его открытие. Для того, чтобы это предотвратить, необходимо снизить давление газа в затрубном пространстве на величину перепада давления в НКТ на уровне клапана.

15) Снижение давления нагнетаемого газа при включении в работу последующих клапанов – ниже второго, за исключением последнего рабочего клапана, при поступлении газа через который скважина выйдет на проектный режим.

## 2.2 Расчет расхода газа через газлифтный клапан

При работе клапана, когда он открыт, на него действуют силы:

- сила, стремящаяся закрыть клапан  $F_b = P_b \cdot S_b$ , где  $P_b$  давление сжатого газа в сильфоне, скорректированное на температуру клапана, действующее на эффективное сечение сильфона площадью  $S_b$ ;

- стремящаяся держать сильфон открытым сила  $F_g = P_u \cdot S_b$ , пропорциональная  $P_u$  давлению газа в затрубном пространстве и эффективному сечению сильфона площадью  $S_b$  (рис. 2.2).

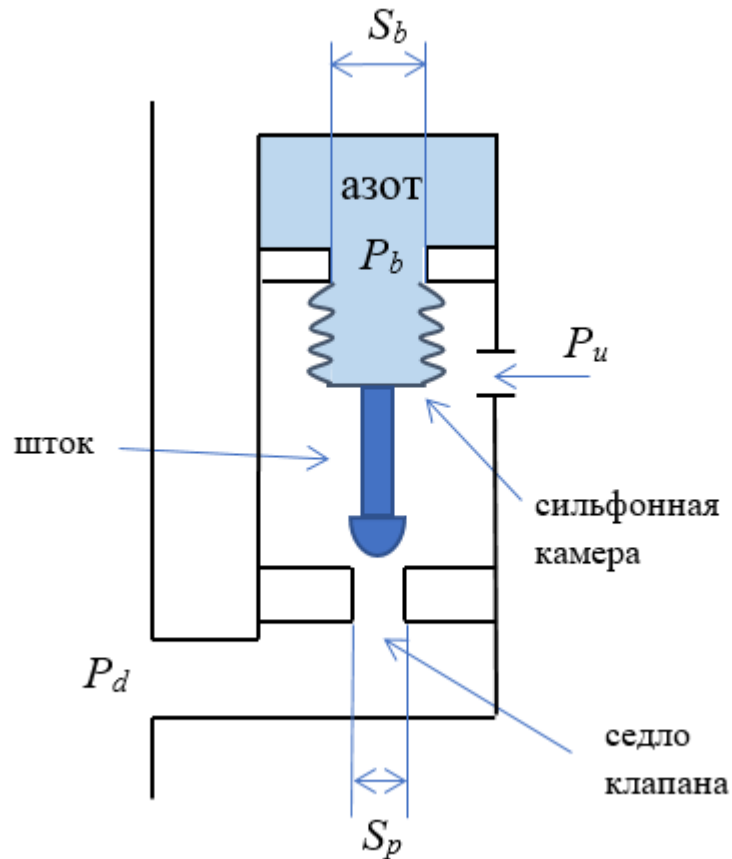


Рис. 2.2 – Схема газлифтного клапана, управляемого давлением закачки

Таким образом, клапан будет открыт пока давление закачки газа больше давления внутри сильфона.

Условие закрытия клапана по формуле 1:

$$P_u < P_b \quad (2.1)$$

Расчет давления закрытия клапана.

$$P_{close} = P_b \quad (2.2)$$

где  $P_b$  – давление зарядки клапана в рабочих условиях (сжатого газа в сильфоне).

Рассмотрим механику закрытия клапана. При закрытом клапане баланс сил, действующих на клапан, изменится:

- сила, стремящаяся закрыть клапан  $F_b = P_b \cdot S_b$ ;
- сумма сил, стремящихся открыть клапан  $F_g = P_u \cdot (S_b - S_p)$ ;
- сила газа закачки действующего на внешнюю часть сильфона  $F_g = P_u \cdot S_b$ ;

- сила, действующая на шток через порт клапана  $F_p = P_u \cdot S_p$  (рис. 2.2).

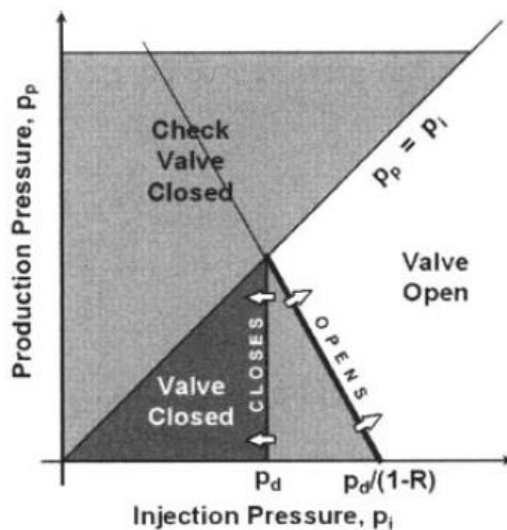


Рис. 2.3 – Открытие и закрытие газлифтного клапана

Условие открытия клапана будет описываться:  $(P_u \cdot (S_b - S_p) + P_d \cdot S_p) > P_b \cdot S_b$ , исходя из которого можно вывести выражение для давления открытия клапана:

$$P_u > P_b \frac{1}{(1-R)} - P_d \frac{R}{(1-R)} \quad (2.3)$$

где  $R = S_p / S_b$  – коэффициент неуравновешенности клапана определяется диаметром порта, установленного внутри клапана непосредственно напротив штока.

Расчет давления открытия:

$$P_{open} = P_{close} \frac{1}{(1-R)} - P_d \frac{R}{(1-R)} \quad (2.4)$$

Для расчета давления зарядки сиффона при рабочих условиях необходимы следующие входные данные:

- $P_{b(st)}$  – давление зарядки сиффона при стандартных условиях, Па;
- $T$  – рабочая температура на глубине спуска клапана, К
- Выходные данные:
- $P_b$  – давление зарядки сиффона в рабочих условиях, Па

По методике библиотеки для гидродинамического моделирования [3, 5, 7, 8]:

$$P_b = P_{b(st)} \cdot (1-R) \quad (2.5)$$

### 2.3 Расчет расхода газа через газлифтный клапан

Далее рассчитаем расход газа через газлифтный клапан. Функция расчета расхода газа через клапан (основана на уравнении Торнхилла-Кравера) имеет следующие входные данные [4]:

- $d$  – диаметр порта клапана, м;
- $P_u$  – затрубное давление на входе в клапан, Па;
- $P_d$  – давление в НКТ на выходе из клапана, Па;
- $\text{gamma\_gas}$  – относительная плотность газа;
- $T$  – рабочая температура на глубине спуска клапана, К;
- $C_d$  – калибровочный коэффициент.
- Выходные данные:
- $Q_g$  – расход газа через клапан, м<sup>3</sup>/с.

Отношение давления на выходе к давлению на входе клапана:

$$P_d/P_u = P_d/P_u \quad (2.6)$$

Если  $P_d/P_u \geq 1$  или  $P_d/P_u < 0$ , тогда  $Q_g = 0$ , а режим течения через клапан – критический. В противном случае продолжаем расчет.

Коэффициент критического давления:

$$C_{PR} = \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (2.7)$$

где  $k = 1,31 - C_p/C_v$  – показатель адиабаты.

$$C_1 = \sqrt{C_{PR}^{\frac{2}{k}} - C_{PR}^{1+\frac{1}{k}}} \quad (2.8)$$

$$C_2 = \sqrt{\frac{2gk}{k-1}}$$

Коэффициент критического расхода газа:

$$C_{FR} = \frac{155,5 \cdot C_d \cdot S_p \cdot P_u \cdot C_1 \cdot C_2}{\sqrt{\text{gamma\_gas} \cdot (T_u + 460)}} \quad (2.9)$$

где  $C_d = 0,865$  – калибровочный коэффициент потока;  $g$  – ускорение свободного падения, фут/с<sup>2</sup>;  $S_p$  – площадь поперечного сечения клапана, дюйм<sup>2</sup>;  $P_u$  – затрубное давление на уровне установки клапана, psia;  $T_u$  – температура, F.



Если отношение  $P_d/P_u \leq C_{PR}$ :

$$Q_g = C_{FR} \cdot 28,31993658 \quad (2.10)$$

иначе:

$$C_0 = \sqrt{\left(\frac{P_d}{P_u}\right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{P_d}{P_u}\right)^{1+\frac{1}{k}}} \quad (2.11)$$

$$Q_g = C_{FR} \cdot 28,31993658 \cdot C_0 / C_1,$$

где  $P_d$  – давление в НКТ на уровне клапана.

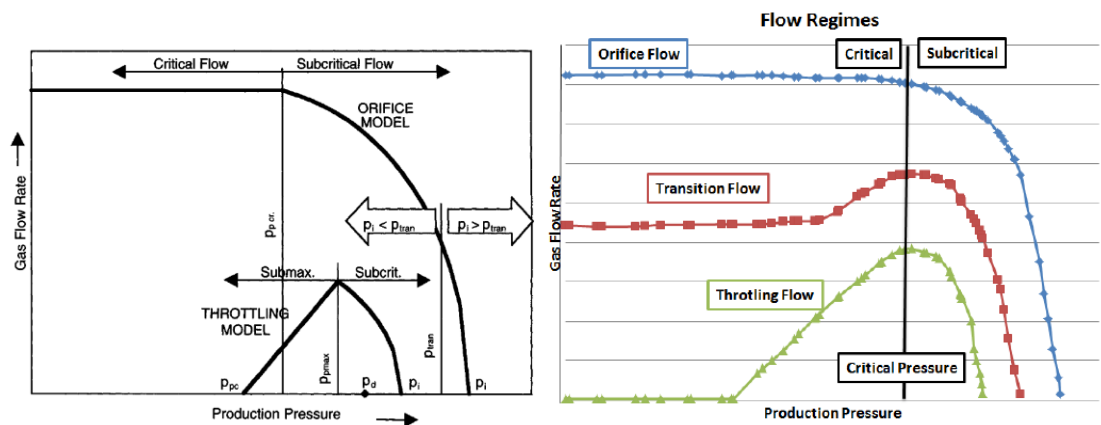


Рис. 2.4 – Схематические кривые рабочих характеристик газлифтного клапана [13]

## 2.4 Особенности распределения температуры в затрубном пространстве

Опишем особенности распределения температуры в затрубном пространстве.

При достаточно большом перепаде давления между затрубным давлением и давлением в НКТ на графике распределения температуры появляется температурная аномалия охлаждения газа из-за влияния эффекта Джоуля-Томсона.

Положение температурной аномалии зависит от расположения точки закачки газа. Причем температура газа будет пропорциональна перепаду давления, в случае газлифтной скважины разности между давлением на входе в клапан и на выходе из него:

$$\Delta T = \varepsilon \cdot (P_{затр} - P_{НКТ}), \quad (2.12)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент Джоуля-Томсона.

После поступления холодного газа в НКТ он смешивается с потоком из пласта, который как правило имеет более высокую температуру. Итоговая температура смеси будет определяться массовыми расходами смешивающихся потоком и их теплоемкостями. Таким образом величина температурной аномалии будет зависеть от перепада давлений на входе и выходе из клапана, а также от дебита скважины, расхода газа закачки и коэффициента Джоуля-Томсона для газа. Чем больше газа – тем больше величина аномалии.

## **2.5 Выводы**

В данной главе выпускной квалификационной работы была описана механика линии подачи газлифтного газа. Также была описана механика открытия и закрытия газлифтных клапанов. Ранее модель ввода рабочего агента в скважину подразумевала под собой ввод газлифтного газа через точку ввода, что приводило к наличию в расчете газлифтной скважины ряда допущений, которые делали процесс моделирования газлифтной скважины некорректным. После описания механики процесса ввода газлифтного газа через клапан можно учесть данные процессы при моделировании газлифтной скважины и описать корректный алгоритм ее расчета. В следующей главе своей выпускной квалификационной работы я опишу данный алгоритм и предоставлю результаты моделирования.

## ГЛАВА 3. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ МЕХАНИКИ ОТКРЫТИЯ ЗАПУСКНЫХ КЛАПАНОВ

Для расчета распределения давления по НКТ используется одна из эмпирических корреляций для расчета распределения давления [10-12, 14, 15]. Выбирается та из них, которая точнее остальных совпадает с текущей точкой в ходе процедуры адаптации. Для расчета распределения давления по затрубной колонне используется корреляция Gray[14], так как по затрубной колонне движется только нагнетаемый в скважину газлифтный газ, а корреляция Gray показывает наиболее точно совпадение с фактическими данными именно в таких случаях.

### 3.1 Расчет забойного давления по линейному давлению и давления закачки по расходу газлифтного газа

Входные данные:

- Линейное давление ( $P_{lin}$ )
- PVT ( $q_{liq}$ ,  $wc$ ,  $r_p$ , и т.д.)
- Распределение температуры
- Расход газлифтного газа ( $Q_{inj}$ )
- Диаметр штуцера ( $d_{choke}$ ,  $d_{ann\_choke}$ )
- Данные по рабочему клапану: глубина спуска ( $H_{valve}$ ), давление зарядки при стандартных условиях ( $P_{bvalve}$ ), диаметр порта ( $d_{valve}$ )
- Данные по конструкции скважины ( $H_{cas}$ ,  $H_{tub}$ ,  $d_{cas}$ ,  $d_{tub}$  и т.д.).

Алгоритм:

- 1) Предположение забойного давления:  $P_{wf}$ .
- 2) Расчет распределения давления по ЭК от забоя до глубины спуска НКТ. Определение давления на глубине спуска НКТ.

$$P_{in} = \int_{H_{cas}}^{H_{tub}} \frac{dP}{dH} f(P_{wf}, q_{liq}, wc, T_{wf}, q_{gas\_free}, d_{cas}, \dots). \quad (3.1)$$

3) Расчет распределения давления по НКТ от глубины спуска НКТ до глубины спуска клапана. Определение давления на выходе из клапана.

$$P_{tub\_valve} = \int_{H_{tub}}^{H_{valve}} \frac{dP}{dH} f(P_{in}, q_{liq}, w_c, T_{tub}, d_{tub}, \dots). \quad (3.2)$$

$$q_{gas\_free} = Q_{inj}.$$

4) Расчет распределения давления по НКТ от точки ввода газа до устья с учетом газа, прошедшего через клапан. Определение буферного давления.

$$P_{wh} = \int_{H_{valve}}^0 \frac{dP}{dH} f(P_{tub\_valve}, q_{liq}, w_c, T_{valve}, q_{gas\_free}, d_{tub}, \dots). \quad (3.3)$$

5) Расчет буферного давления по линейному (через расчет штуцера).

$$P_{wh(fact)} = f(P_{lin}, T_{lin}, q_{liq}, q_{gas\_free}, w_c, d_{choke}, \dots). \quad (3.4)$$

6) Расчет разницы между фактическим и расчетным значениями буферного давления.

$$\Delta P_{wh} = P_{wh(fact)} - P_{wh}. \quad (3.5)$$

7) Проверка: если  $\Delta P_{wh}$  не равно установленной точности, то продолжаем расчет.

8) Повторяем пунктов 1 – 8 до тех пор, пока  $\Delta P_{wh}$  не станет равно установленной точности.

9) Найдя такое забойное давление, которое при заданном расходе газлифтного газа обеспечивает заданное буферное давление, можем найти затрубное давление по ранее рассчитанному давлению на выходе из клапана и  $Q_{inj}$ .

10) Расчет давления на входе в клапан по известному давлению на выходе и расходу газа.

$$P_{cas\_valve} = f(P_{tub\_valve}, Q_{inj}, d_{valve}). \quad (3.6)$$

11) Расчет распределения давления по колонне от глубины спуска клапана до устья. Определение затрубного давления.

$$P_{ann} = \int_{H_{valve}}^0 \frac{dP}{dH} f(P_{cas\_valve}, Q_{inj}, T_{valve}, d_{ann}, \dots). \quad (3.7)$$

12) Расчет давления закачки газлифтного газа по затрубному (через расчет штуцера на линии подачи газлифтного газа).

$$P_{gas\_inj} = f(P_{ann}, T_{ann}, Q_{inj}, d_{ann\_choke}, \dots). \quad (3.8)$$

### 3.2 Расчет забойного давления по линейному давлению и расхода газлифтного газа по давлению закачки газлифтного газа и диаметру штуцера

Входные данные:

- Линейное давление ( $P_{lin}$ )
- РVT ( $q_{liq}$ ,  $wc$ ,  $r_p$ , и т.д.)
- Распределение температуры
- Давление закачки газлифтного газа ( $P_{gas\_inj(fact)}$ )
- Диаметр штуцера ( $d_{choke}$ ,  $d_{ann\_choke}$ )
- Данные по рабочему клапану: глубина спуска ( $H_{valve}$ ), давление зарядки при стандартных условиях ( $P_{bvalve}$ ), диаметр порта ( $d_{valve}$ )
- Данные о конструкции скважины ( $H_{cas}$ ,  $H_{tub}$ ,  $d_{cas}$ ,  $d_{tub}$  и т.д.).

Алгоритм:

- 1) Предположение забойного давления:  $P_{wf}$ .
- 2) Расчет распределения давления по колонне от забоя до глубины спуска НКТ. Определение давления на глубине спуска НКТ.

$$P_{in} = \int_{H_{cas}}^{H_{tub}} \frac{dP}{dH} f(P_{wf}, q_{liq}, wc, T_{wf}, q_{gas\_free}, d_{cas}, \dots). \quad (3.9)$$

- 3) Расчет распределения давления по НКТ от глубины спуска НКТ до глубины спуска клапана. Определение давления на выходе клапана.

$$P_{tub\_valve} = \int_{H_{tub}}^{H_{valve}} \frac{dP}{dH} f(P_{in}, q_{liq}, wc, T_{tub}, d_{tub}, \dots). \quad (3.10)$$

- 4) Предположение давления на входе в клапан:  $P_{cas\_valve}$ .
- 5) Расчет расхода газлифтного газа по известным давлениям на входе и выходе из клапана.

$$Q_{inj} = f(P_{cas\_valve}, P_{tub\_valve}, d_{valve}). \quad (3.11)$$

- 6) Расчет распределения давления по колонне от глубины спуска клапана до устья. Определение затрубного давления.

$$P_{ann} = \int_{H_{valve}}^0 \frac{dP}{dH} f(P_{cas\_valve}, Q_{inj}, T_{valve}, d_{ann}, \dots). \quad (3.12)$$

- 7) Расчет давления закачки газлифтного газа (через расчет штуцера).

$$P_{gas\_inj} = f(P_{ann}, T_{ann}, Q_{inj}, wc, d_{ann\_choke}, \dots). \quad (3.13)$$

- 8) Расчет разницы между фактическим и расчетным значениями давления в газовой линии.

$$\Delta P_{gas\_inj} = P_{gas\_inj(fact)} - P_{gas\_inj}. \quad (3.14)$$

- 9) Повтор пунктов 4 – 8 до тех пор, пока  $\Delta P_{gas\_inj}$  не станет = установленной точности.

- 10) Определив необходимый расход газлифтного газа  $Q_{inj}$ , продолжаем расчет в НКТ.

- 11)

$$q_{gas\_free} = Q_{inj}. \quad (3.15)$$

- 12) Расчет распределения давления по НКТ от глубины спуска рабочего клапана до устья с учетом газа, прошедшего через клапан. Определение буферного давления.

$$P_{wh} = \int_{H_{valve}}^0 \frac{dP}{dH} f(P_{tub\_valve}, q_{liq}, wc, T_{valve}, q_{gas\_free}, d_{tub}, \dots). \quad (3.16)$$

- 13) Расчет буферного давления по линейному (через расчет штуцера).

$$P_{wh(fact)} = f(P_{lin}, T_{lin}, q_{liq}, q_{gas\_free}, wc, d_{choke}, \dots). \quad (3.17)$$

14) Расчет разницы между фактическим и расчетным значениями буферного давления.

$$\Delta P_{wh} = P_{wh(fact)} - P_{wh} \quad (3.18)$$

15) Проверка: если  $\Delta P_{wh}$  не равно установленной точности, то продолжаем расчет.

16) Повтор п. 1 – 15 до тех пор, пока  $\Delta P_{wh}$  не станет равно установленной точности.

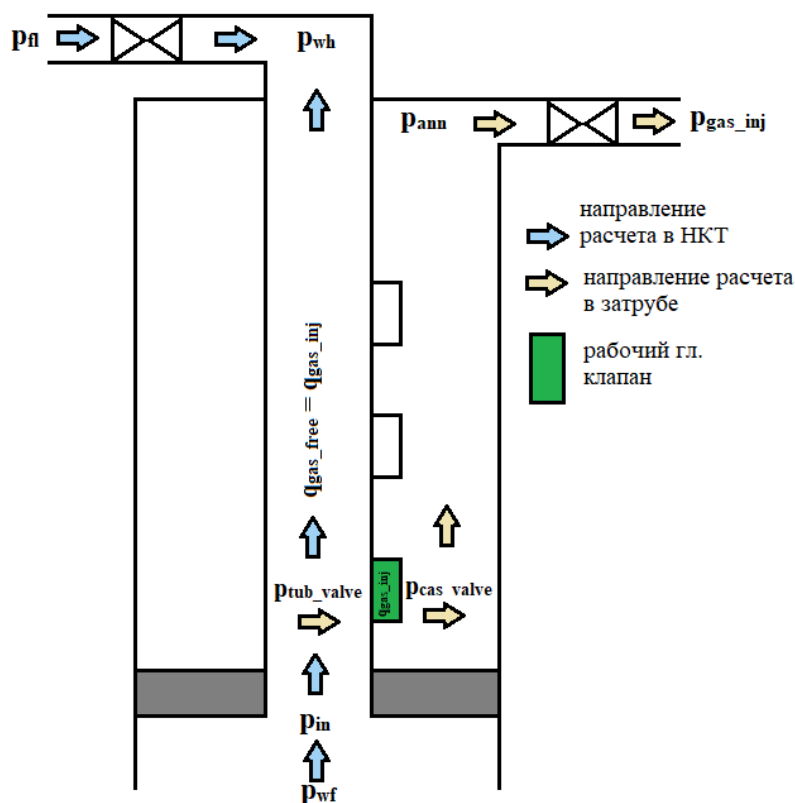


Рис. 3.1 – Схема расчета газлифтной скважины с одним рабочим газлифтным клапаном

### 3.3 Расчет забойного давления по линейному давлению для случая переключения газлифтных клапанов

Входные данные:

- Линейное давление ( $P_{lin}$ )
- PVT ( $q_{liq}$ ,  $w_c$ ,  $r_p$  и т.д.)
- Распределение температуры
- Давление в газовой линии ( $P_{gas\_inj}$ )
- Диаметр штуцера ( $d_{choke}$ ,  $d_{ann\_choke}$ )

- Данные по клапанам: глубины спуска ( $H_{nvalve}$ ), давления зарядки при стандартных условиях ( $P_{bnvalve}$ ), диаметры портов ( $d_{nvalve}$ ), площадь поперечного сечения сильфона клапана ( $S_{bellow}$ ).

- Данные по конструкции скважины ( $H_{cas}$ ,  $H_{tub}$ ,  $d_{cas}$ ,  $d_{tub}$  и т.д.).

В качестве рабочего клапана принимается первый клапан.

Проверяется, чтобы диаметр выбранного в качестве рабочего клапана не был равен 0, иначе рабочим выбирается следующий клапан (таким образом исключаются клапаны типа «ГП»).

Проводится расчет забойного давления и расхода газлифтного газа по методике, описанной в п. 3.2 (также в процессе расчета определяется затрубное давление, строится распределение свойств по НКТ).

По рассчитанному затрубному давлению проводится расчет по ЭК от устья до нижнего клапана. Давления в затрубном пространстве напротив каждого клапана и др. свойства записываются в распределения для затруба.

По известным давлениям на входе и выходе из клапана и заданному давлению зарядки рассчитываются давления закрытия/открытия клапана и определяется статус.

Повтор пункта 4 для всех заданных клапанов.

Осуществляется проверка: если выбранный в качестве рабочего клапан – открыт, то данное решение помечается как верное.

Повтор пунктов 1 – 7 для всех заданных клапанов.

Среди полученных верных решений выбирается то, в котором рабочий клапан наиболее верхний.

Если не найдено ни одного верного решения, то скважина рассчитывается как фонтанная, по методике, описанной в главе 3.1, расход газлифтного газа принимается = 0.

### **3.4 Результаты моделирования газлифтной скважины с учетом механики работы газлифтных клапанов**

В данном подразделе своей выпускной квалификационной работы будут представлены результаты моделирования газлифтной скважины с учетом



механики работы газлифтных клапанов. Результаты будут представлены в виде построения кривых VLP и решения задачи узлового анализа [6,9].

Решение задачи узлового анализа подразумевает под собой пересечение кривых притока (IPR) и кривых вертикального лифта (VLP) и последующее определения дебита скважины при данных условиях: рабочей точки скважины. Точка разделения (узел) в этом случае – забой скважины.

VLP - Vertical Lift Performance – кривая лифтирования (кривая оттока), характеристика вертикального подъемника. Кривая характеризует давление в точке расчета (обычно, на забое), которое необходимо поддерживать для подъема флюида через НКТ с определенным дебитом.

VLP обычно используется совместно с IPR (Inflow Performance Relationship – кривая притока), эту кривую так же называют индикаторной диаграммой. IPR отражает зависимость дебита скважины от давления в точке расчета (обычно, на забое). Пересечение IPR и VLP дает рабочую точку системы скважина-пласт.

Кроме зависимости давления от дебита для вертикального лифта, кривыми VLP будем называть кривые зависимости определенного параметра от дебита жидкости и диаметра штуцера на затрубной линии, так как в данной работе учтена механика газлифтных клапанов, привносящая ряд требующих определения параметров в процесс моделирования скважины.

На рис. 3.2 построены кривая VLP (кривая оттока) на текущем режиме работы скважины №1 с пятью газлифтными клапанами, располагающимися на следующих глубинах: 496 м, 1006 м, 1462 м, 1732 м и 2010 м:  $P_{lin} = 23$  атм и диаметр штуцера равен 6 мм, и кривая IPR (индикаторная диаграмма, кривая притока, таблица 3.10). Их пересечение является рабочей точкой скважины и показывает, с каким дебитом будет работать скважина при данном режиме работы. В таблице 3.1 приведены значения забойных давлений в зависимости от дебита и диаметра штуцера. На этом рисунке так же отображена кривая оттока для модели газлифтной скважины с точкой ввода газа (таблица 3.8). Рабочая точка совпадает за счет того, что при адаптации перед расчетом кривой оттока

расчетное забойное давление сбивается до величины допустимой ошибки и выбирается наиболее подходящая корреляция.

Таблица 3.1 – Таблица VLP для забойного давления ( $P_{lin} = 23$  атм)

Qliq, м3/сут	1,638	4,032	6,426	8,82	11,214	13,608	16,002	18,396	20,79	23,184	25,578	27,972	30,366	32,76
Дшт														
6	41,731	48,212	53,163	57,118	60,707	62,538	61,416	60,186	57,200	54,731	51,759	48,988	47,517	47,569
9,75	52,945	57,595	60,995	63,729	66,033	67,262	66,522	65,611	64,451	62,992	60,587	58,672	56,998	57,078
13,5	52,806	57,3660	60,719	63,409	65,672	66,938	66,186	65,198	64,015	62,513	60,182	58,391	56,696	56,915
17,25	52,773	57,3113	60,654	63,333	65,588	66,862	66,097	65,102	63,910	62,399	60,071	58,280	56,579	56,876
21	52,762	57,2934	60,632	63,308	65,560	66,837	66,067	65,069	63,874	62,360	60,034	58,188	56,555	56,864
24,75	52,758	57,2860	60,623	63,298	65,548	66,827	66,055	65,056	63,859	62,344	60,019	58,168	56,545	56,859
28,5	52,756	57,2825	60,618	63,293	65,543	66,822	66,050	65,050	63,852	62,337	60,012	58,150	56,540	56,856
32,25	52,755	57,2807	60,616	63,290	65,540	66,820	66,047	65,047	63,849	62,333	60,009	58,137	56,537	56,855
36	52,754	57,2797	60,615	63,289	65,539	66,819	66,045	65,045	63,847	62,331	60,007	58,129	56,536	56,854

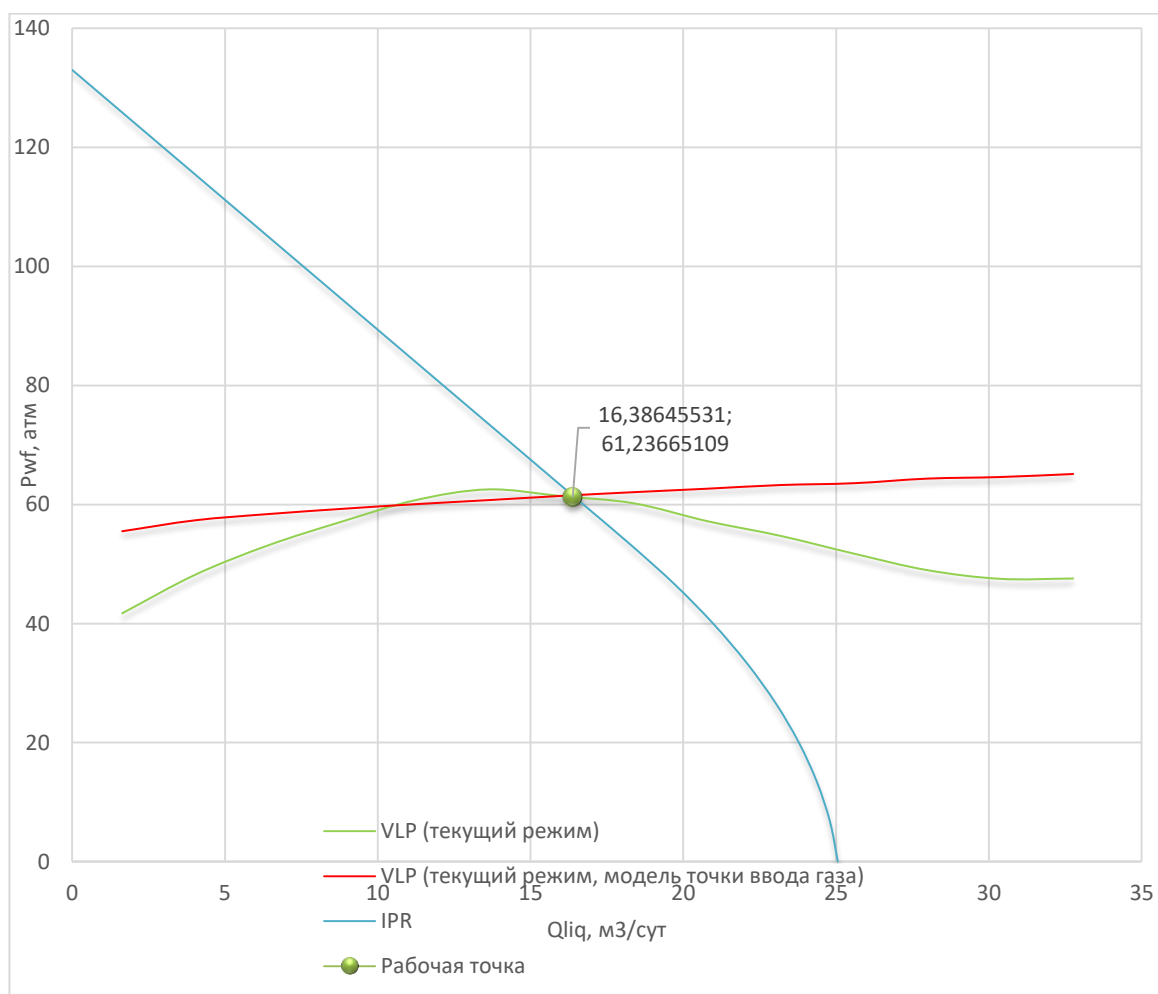


Рис. 3.2 – Нахождение рабочей точки скважины (дебита на текущем режиме работы)

Ниже приведен график зависимости забойного давления скважины от дебита скважины и диаметра штуцера.

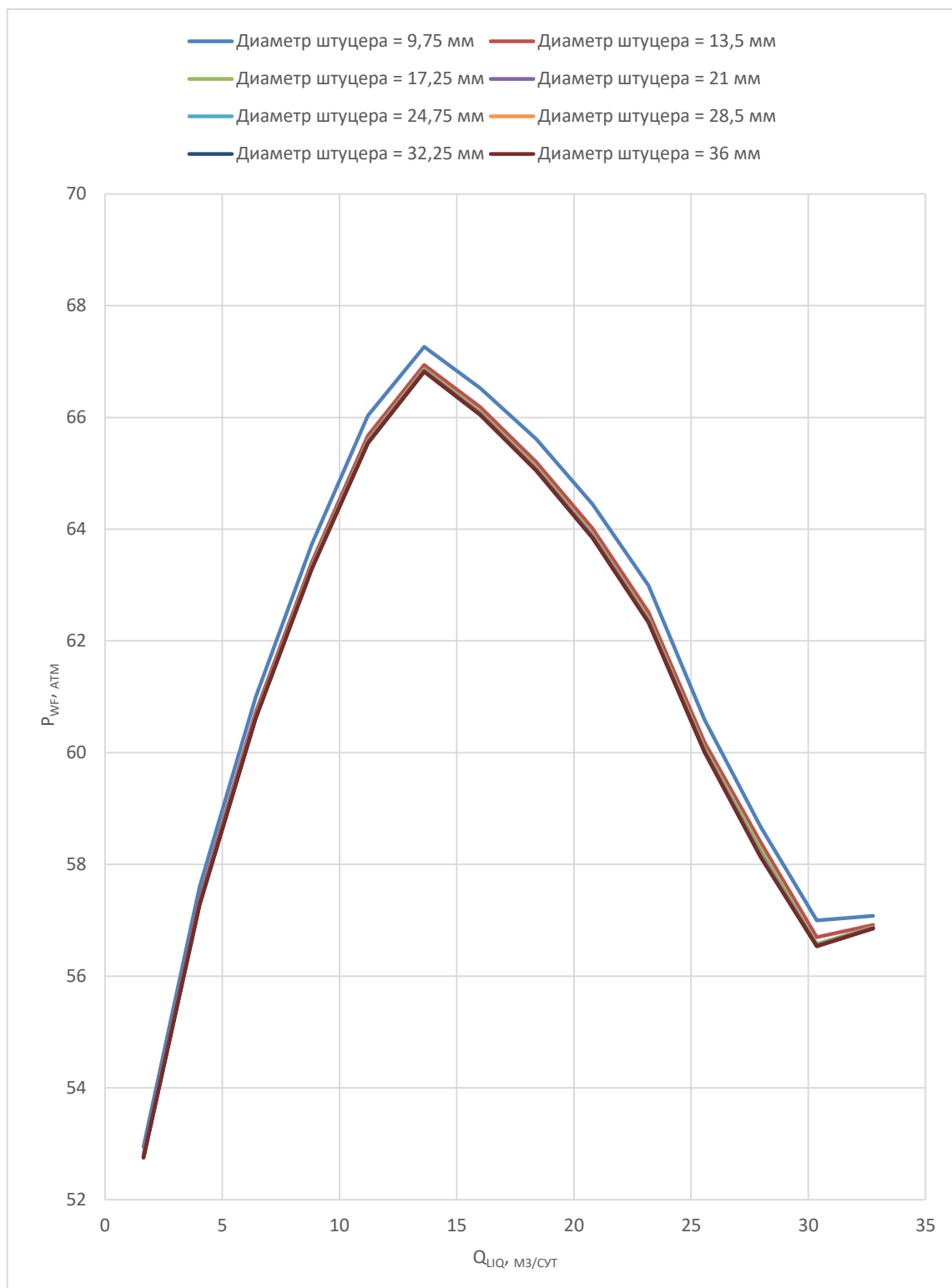


Рис. 3.3 – Кривые VLP зависимости забойного давления от дебита и диаметра штуцера

Далее покажем зависимость параметров, напрямую участвующих в механике работы газлифтного клапана, от дебита скважины и диаметра штуцера.

Например, рассмотрим следующие параметры: давление открытия клапана и давление напротив клапана в НКТ.

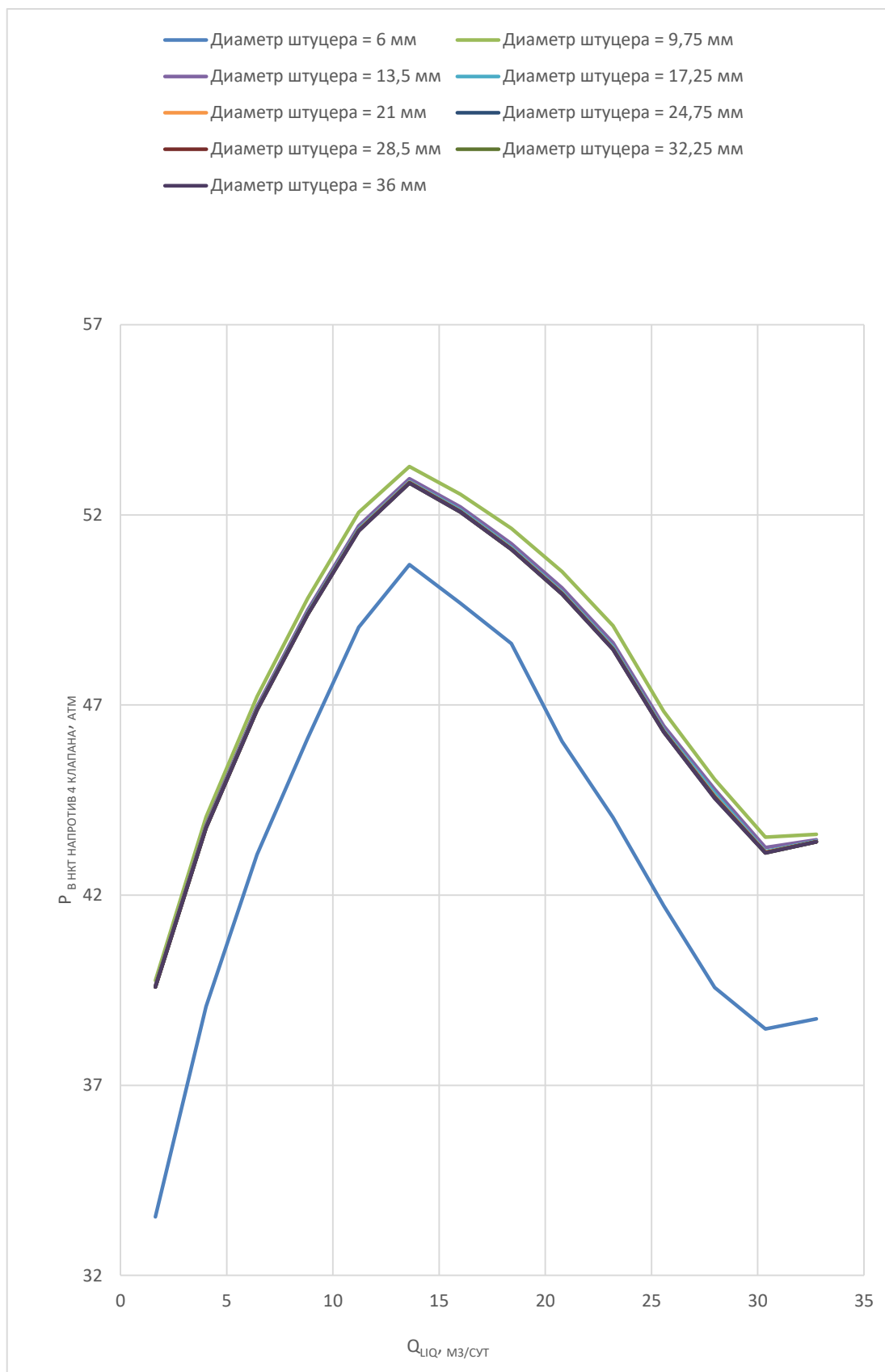


Рис. 3.4 – Кривые VLP зависимости забойного давления в НКТ напротив клапана от дебита и диаметра штуцера

В таблице 3.2 приведены значения давлений напротив клапана в НКТ в зависимости от дебита и диаметра штуцера.

Таблица 3.2 – Таблица VLP для давления в НКТ напротив клапана ( $P_{lin} = 23$  атм)

Q <sub>ли</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Dшт													
	1,638	4,032	6,426	8,82	11,214	13,608	16,002	18,396	20,79	23,184	25,578	27,972	30,366	32,76
6	33,537	39,0737	43,066	46,132	49,040	50,693	49,675	48,616	46,040	44,040	41,721	39,569	38,482	38,746
9,75	39,752	44,0546	47,218	49,808	52,063	53,272	52,541	51,644	50,504	49,084	46,828	45,040	43,526	43,600
13,5	39,627	43,8461	46,961	49,496	51,709	52,952	52,210	51,238	50,078	48,633	46,452	44,782	43,254	43,454
17,25	39,597	43,7965	46,900	49,424	51,626	52,878	52,123	51,144	49,976	48,525	46,349	44,680	43,148	43,420
21	39,587	43,7802	46,880	49,399	51,599	52,853	52,094	51,112	49,941	48,488	46,315	44,596	43,127	43,409
24,75	39,583	43,7735	46,871	49,389	51,587	52,843	52,082	51,099	49,926	48,473	46,301	44,578	43,118	43,404
28,5	39,582	43,7703	46,867	49,385	51,582	52,838	52,077	51,093	49,920	48,466	46,295	44,562	43,113	43,402
32,25	39,581	43,7687	46,865	49,382	51,579	52,836	52,074	51,090	49,916	48,463	46,291	44,550	43,111	43,401
36	39,580	43,7678	46,864	49,381	51,578	52,835	52,072	51,088	49,915	48,461	46,290	44,543	43,109	43,400

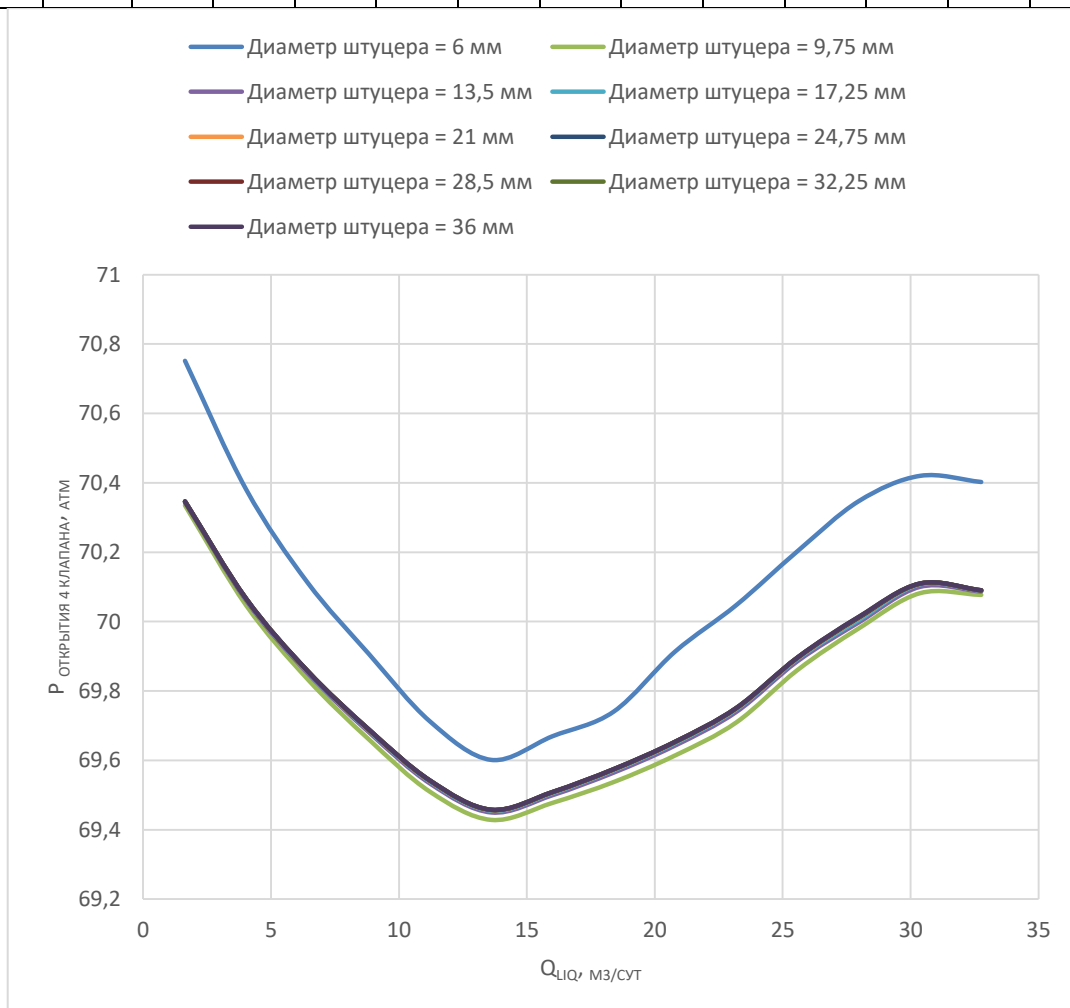


Рис. 3.5 – Кривые VLP зависимости давления открытия 4 клапана от дебита и диаметра штуцера

В таблице 3 приведены значения давлений открытия 4 клапана в зависимости от дебита и диаметра штуцера.

Таблица 3.3 – Таблица VLP для давления открытия 4 клапана ( $P_{lin} = 23$  атм)

Q <sub>лиq</sub> , м3/сут	1,638	4,032	6,426	8,82	11,214	13,608	16,002	18,396	20,79	23,184	25,578	27,972	30,366	32,76
Дшт														
6	70,380	70,1126	69,907	69,712	69,601	69,669	69,740	69,913	70,047	70,202	70,347	70,419	70,402	70,751
9,75	70,046	69,8342	69,660	69,509	69,428	69,477	69,537	69,613	69,709	69,860	69,980	70,081	70,076	70,334
13,5	70,060	69,8514	69,681	69,533	69,449	69,499	69,564	69,642	69,739	69,885	69,997	70,100	70,086	70,343
17,25	70,063	69,8555	69,686	69,538	69,454	69,505	69,571	69,649	69,746	69,892	70,004	70,107	70,088	70,345
21	70,064	69,8569	69,688	69,540	69,456	69,507	69,573	69,651	69,749	69,894	70,010	70,108	70,089	70,345
24,75	70,065	69,8575	69,688	69,541	69,457	69,508	69,574	69,652	69,750	69,895	70,011	70,109	70,089	70,346
28,5	70,065	69,8577	69,689	69,541	69,457	69,508	69,574	69,653	69,750	69,896	70,012	70,109	70,090	70,346
32,25	70,065	69,8579	69,689	69,541	69,457	69,508	69,574	69,653	69,750	69,896	70,013	70,109	70,090	70,346
36	70,065	69,8579	69,689	69,541	69,457	69,508	69,574	69,653	69,750	69,896	70,013	70,109	70,090	70,346

Далее будут представлены таблицы узлового анализа для различных параметров. В узлах будет значение параметра в зависимости от исходных данных, которые мы можем регулировать: от линейного давления и диаметра штуцера.

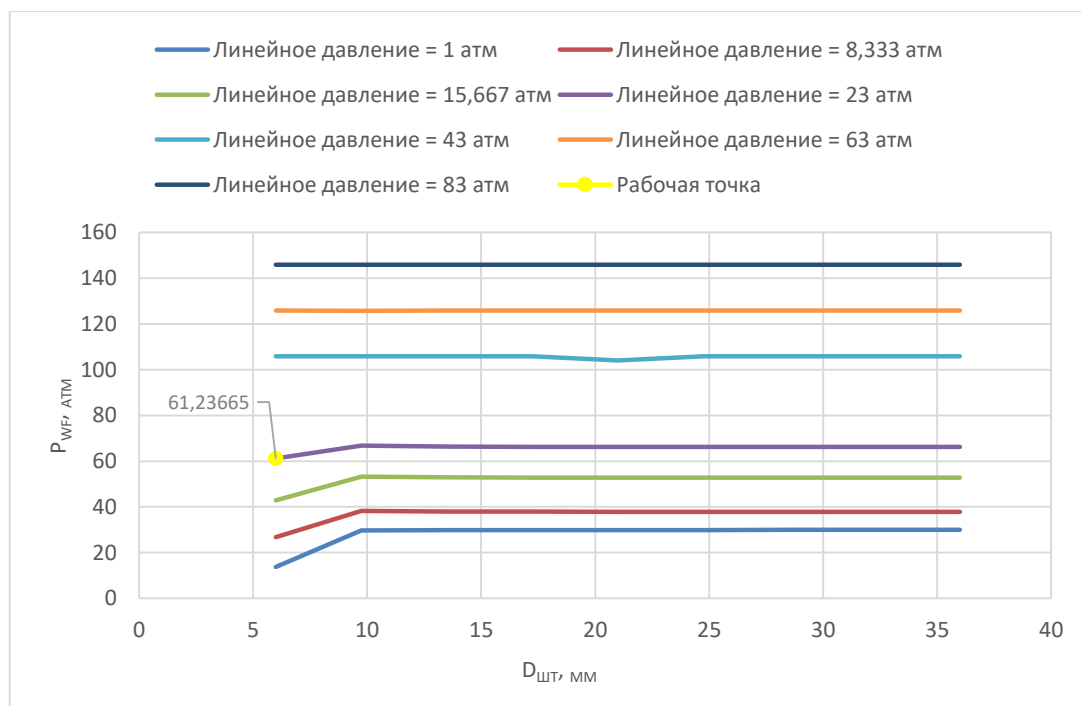


Рис. 3.6 – Зависимости забойного давления от диаметра штуцера и линейного давления

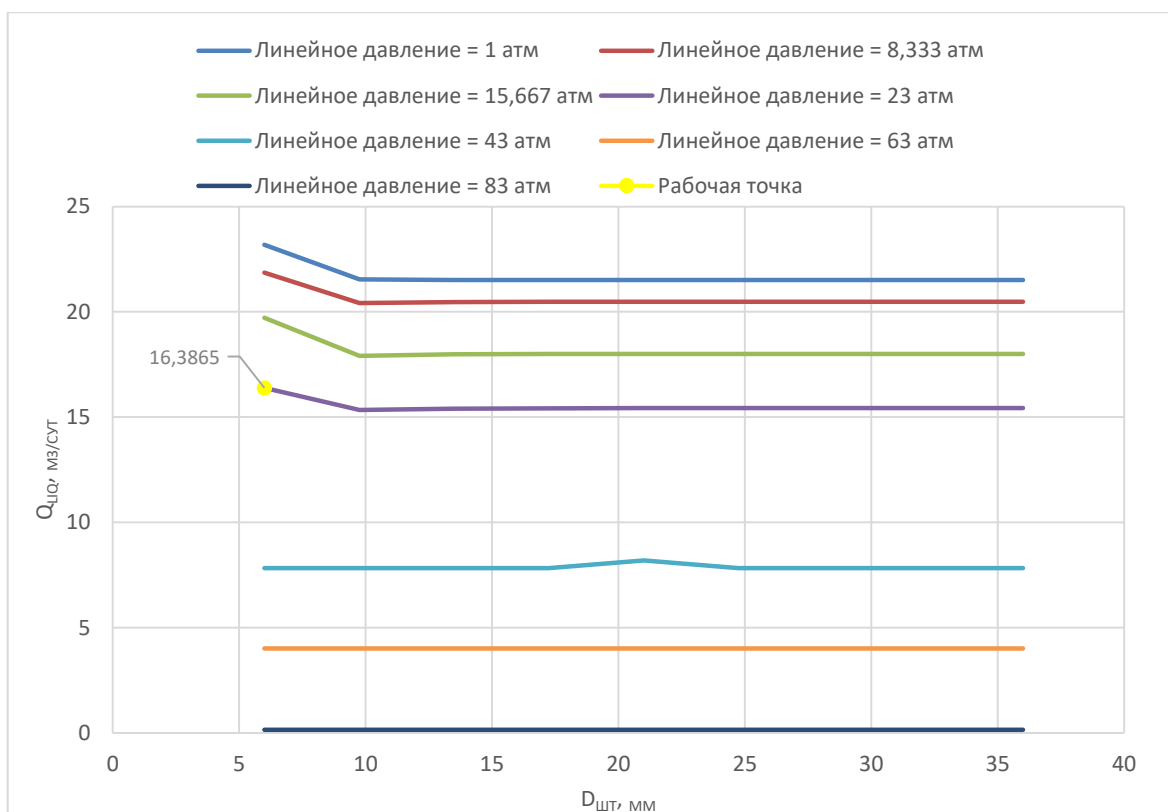


Рис. 3.7 – Зависимости дебита от диаметра штуцера и линейного давления

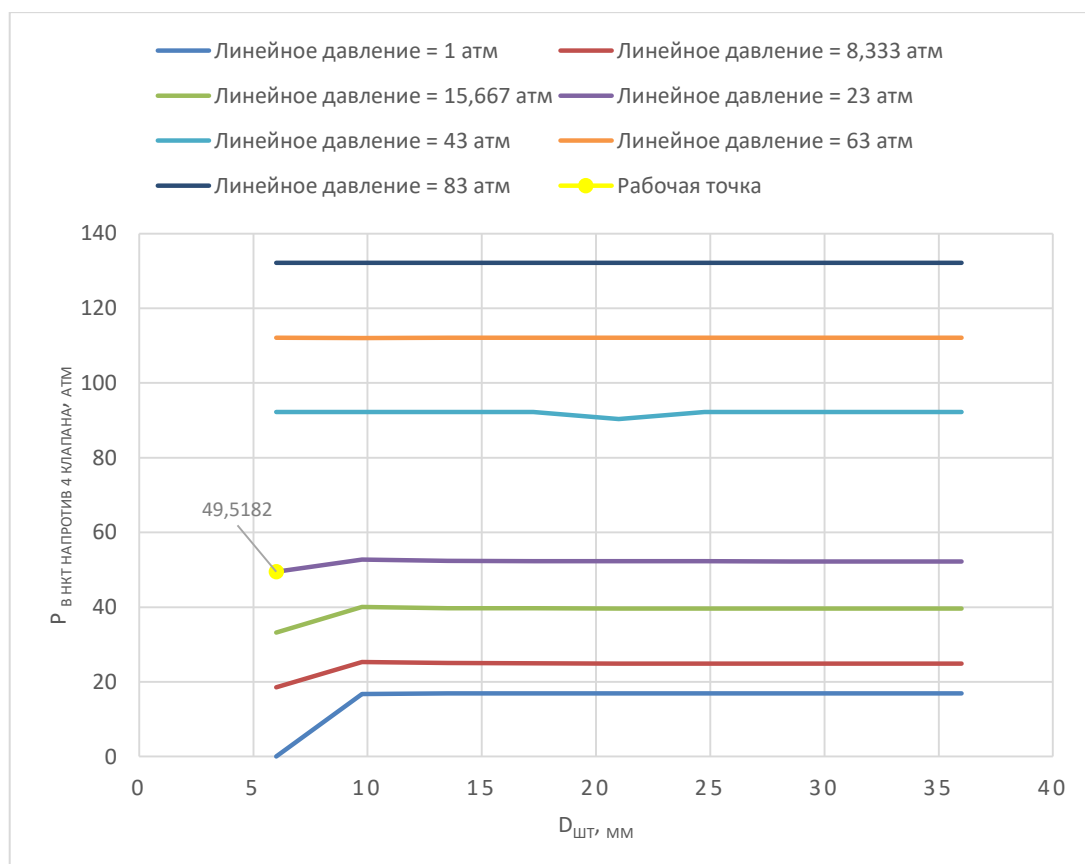


Рис. 3.8 – Зависимости давления напротив 4 клапана в НКТ от диаметра штуцера и линейного давления

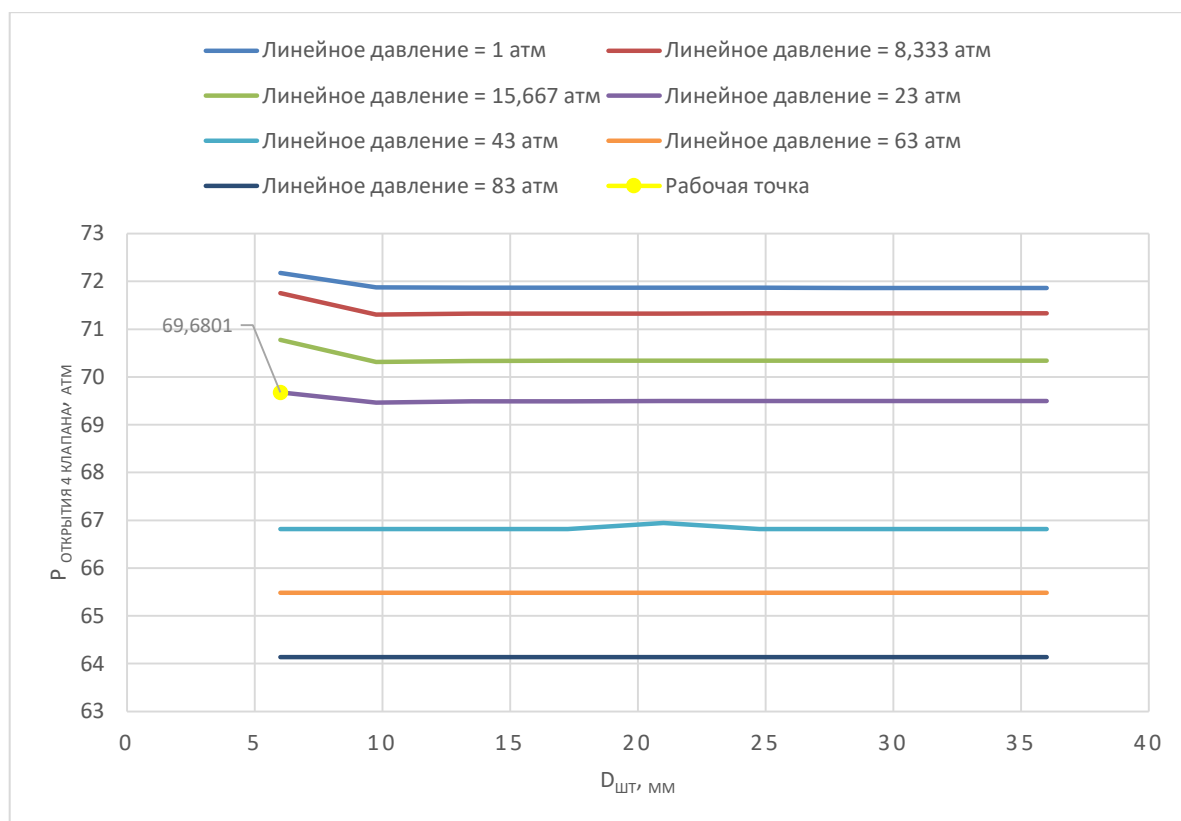


Рис. 3.9 – Зависимости давления открытия 4 клапана от диаметра штуцера и линейного давления

Ниже приведены таблицы узлового анализа для забойного давления, дебита, давления в НКТ напротив 4 клапана и давления открытия 4 клапана.

Таблица 3.4 – Таблица узлового анализа для забойного давления

Р <sub>лин</sub> , атм Дшт	1	8,333	15,667	23	43	63	83
	6	13,76	26,70884	42,85866	61,23665	105,8936	125,8169
9,75	29,74219	38,21344	53,2737	66,72866	105,8979	125,7924	145,9471
13,5	29,881	37,95686	52,91325	66,37482	105,89	125,8374	145,9473
17,25	29,88659	37,88244	52,83163	66,28359	105,8898	125,8366	145,9466
21	29,89037	37,86402	52,80931	66,25315	104,0343	125,8363	145,9466
24,75	29,8919	37,84769	52,79723	66,2409	105,8953	125,8362	145,9466
28,5	29,92641	37,84365	52,79052	66,23522	105,8951	125,8361	145,9466
32,25	29,92677	37,84156	52,78701	66,2323	105,8955	125,8361	145,9466
36	29,92698	37,84039	52,78447	66,23068	105,8952	125,8361	145,9466



Таблица 3.5 – Таблица узлового анализа для дебитов

Р <sub>лин</sub> , атм Дшт	1	8,333	15,667	23	43	63	83
	6	23,18	21,85896	19,72512	16,38646	7,829293	4,011585
9,75	21,53579	20,42416	17,90829	15,33408	7,828473	4,016281	0,154238
13,5	21,51816	20,46277	17,9771	15,40188	7,829977	4,00765	0,154202
17,25	21,51745	20,47397	17,99268	15,41936	7,830012	4,007817	0,154334
21	21,51697	20,47674	17,99694	15,42519	8,185576	4,007872	0,154328
24,75	21,51678	20,4792	17,99924	15,42754	7,828966	4,007895	0,154326
28,5	21,5124	20,4798	18,00052	15,42863	7,829002	4,007905	0,154325
32,25	21,51235	20,48012	18,00119	15,42919	7,828922	4,00791	0,154325
36	21,51233	20,48029	18,00168	15,4295	7,828973	4,007913	0,154324

Таблица 3.6 – Таблица узлового анализа для давления напротив 4 клапана в НКТ

Р <sub>лин</sub> , атм Дшт	1	8,333	15,667	23	43	63	83
	6	0	18,55511	33,1743	49,51823	92,22686	112,0914
9,75	16,77445	25,27633	40,0729	52,74519	92,23116	112,0671	132,1881
13,5	16,91271	25,02088	39,74534	52,39681	92,22328	112,1117	132,1883
17,25	16,91807	24,94671	39,67153	52,30717	92,22309	112,1109	132,1876
21	16,92169	24,92836	39,65145	52,27727	90,34661	112,1106	132,1876
24,75	16,92316	24,91207	39,64051	52,26523	92,22858	112,1105	132,1876
28,5	16,95598	24,90805	39,63445	52,25965	92,22839	112,1104	132,1876
32,25	16,95633	24,90597	39,63124	52,25679	92,22881	112,1104	132,1876
36	16,95652	24,90481	39,62892	52,25519	92,22854	112,1104	132,1876

Таблица 3.7 – Таблица узлового анализа для давления открытия 4 клапана

Р <sub>лин</sub> , атм Дшт	1	8,333	15,667	23	43	63	83
	6	72,1796	71,75598	70,77585	69,68008	66,81671	65,4849
9,75	71,87537	71,30536	70,31334	69,46373	66,81642	65,48653	64,13753
13,5	71,8661	71,32249	70,3353	69,48709	66,81695	65,48354	64,13752
17,25	71,86574	71,32746	70,34025	69,4931	66,81696	65,4836	64,13757
21	71,8655	71,32869	70,34159	69,4951	66,94277	65,48362	64,13757
24,75	71,8654	71,32979	70,34233	69,49591	66,81659	65,48362	64,13756
28,5	71,8632	71,33006	70,34273	69,49628	66,81661	65,48363	64,13756
32,25	71,86317	71,3302	70,34295	69,49648	66,81658	65,48363	64,13756
36	71,86316	71,33027	70,3431	69,49658	66,8166	65,48363	64,13756

Таблица 3.8 – Таблица VLP для забойного давления ( $P_{lin} = 23$  атм, модель точки ввода газа, фактический режим)

Q <sub>лиq</sub> , м3/с ут	1,64	4,03	6,426	8,82	11,2	13,6	16,0	18,4	20,8	23,2	25,6	28,0	30,4	32,8
Дшт														
6	55,51	57,35	58,40	59,27	60,05	60,74	61,45	62,08	62,66	63,27	63,57	64,35	64,62	65,13

В таблице 3.9 приведена зависимость глубины расположения открытого клапана в зависимости от линейного дебита и диаметра штуцера.

Таблица 3.9 - Таблица VLP для глубины расположения открытого клапана ( $P_{lin} = 23$  атм)

Q <sub>лиq</sub> , м3/сут	1,638	4,032	6,426	8,82	11,214	13,608	16,002	18,396	20,79	23,184	25,578	27,972	30,366	32,76
Дшт														
6	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010
9,75	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462
13,5	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462
17,25	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462
21	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462
24,75	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462
28,5	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462
32,25	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462
36	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462	1462

Таблица 3.10 - Таблица зависимости дебита от давления (кривая притока)

P <sub>wf</sub> , атм	Q <sub>лиq</sub> , м3/сут
133	0
126,35	1,523889
119,7	3,047778
113,05	4,571667
106,4	6,095556
99,75	7,619445
93,1	9,143334
86,45	10,66722
79,8	12,19111
73,15	13,715
66,5	15,23889
59,85	16,76278
53,2	18,28667
46,55	19,72574
39,9	20,99551
33,25	22,09598
26,6	23,02715
19,95	23,78902
13,3	24,38159
6,65	24,80486
0	25,05883

Исходя из таблиц узлового анализа, рабочую точку можно отметить так же и на любой VLP таблице, зная заданный диаметр штуцера и дебит при текущем режиме работы, который находится при пересечении IPR и VLP (решение задачи узлового анализа). Приведенный в пример третий клапан остается закрыт на текущем режиме работы скважины с заданным линейным давлением и диаметром штуцера. Рабочий агент будет поступать в НКТ через 5 клапан, однако при увеличении диаметра штуцера, рабочий агент в виде сжиженного углеводородного газа будет поступать в НКТ именно через 3 клапан.

### **3.5 Выводы**

В данной главе своей выпускной квалификационной работы я описал алгоритм подбора корректного забойного давления и корректного расхода газлифтного газа по имеющемуся давлению закачки газлифтного газа и линейному давлению для случая работы одного газлифтного клапана и для случая переключения газлифтных клапанов с учетом механики процесса ввода рабочего агента в скважину через газлифтный клапан.

Также в данной главе были представлены результаты корректного моделирования газлифтной скважины с учетом механики работы газлифтных клапанов в виде построенных VLP кривых и решения задачи узлового анализа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной работы были исследованы теоретические основы работы запускных клапанов при газлифтном способе эксплуатации скважин. Далее была описана механика ввода газлифтного газа в скважину через газлифтные клапаны с учетом механики их работы, тем самым, была решена проблема моделирования газлифтного клапана, как точки ввода газа, что являлось некорректным и подразумевало под собой ряд весомых допущений, уменьшающих точность результатов, получаемых при моделировании газлифтной скважины. Также была подготовлена математическая база для описания алгоритмов расчета газлифтной скважины для случая открытия газлифтного клапана и для случая переключения газлифтных клапанов. Описан алгоритм для расчета газлифтной скважины при открытии одного газлифтного клапана и для случая переключения газлифтных клапанов. Также приведен расчет забойного давления по линейному давлению и расхода газлифтного газа по давлению закачки газлифтного газа и диаметру штуцера, являющиеся основополагающими при моделировании газлифтной скважины. Были представлены результаты моделирования газлифтной скважины с пятью клапанами с учетом механики открытия запускных клапанов в виде построения кривых VLP для различных параметров (забойное давление, давление в НКТ напротив выбранного клапана, давление открытия выбранного клапана), решения задачи узлового анализа, позволяющее найти рабочую точку скважины на текущем режиме, путем пересечения кривой вертикального лифта и индикаторной линии, а так же таблицы узлового анализа для различных параметров (забойное давление, дебит скважины, давление в НКТ напротив выбранного клапана, давление открытия выбранного клапана), позволяющие найти значение параметра в зависимости от любых выбранных исходных данных: линейного давления и диаметра штуцера. Представлена их графическая интерпретация. Приведено сравнение результатов моделирования газлифтной скважины с учетом механики открытия запускных клапанов и моделирование газлифтной скважины с так называемой точкой ввода газа, позволяющее оценить преимущества описанного в работе подхода. Описанный алгоритм,

реализованный посредством Python-скриптов, интегрирован в проектный репозиторий.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гарбовский В.В. Название диссертации: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Становление и развитие газлифтного способа добычи нефти. : Уфимский государственный бюджетное образование учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 2019, 18-32 с.
2. Мордвинов А.А., Захаров А.А., Миклина О.А. Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Методические указания к практическим занятиям, Ухта, 2005, 11 с.
3. Bratland O. Pipe flow 1: single-phase flow assurance. Chapter. – 2009. – 2. – P. 21-92.
4. Hernandez Ali. Fundamentals of Gas Lift Engineering, Chapter 4, 2016, 135 с.
5. Бураков И.М. Интегрированное гидродинамическое моделирование системы скважина-пласт//Научно-технический вестник ОАО «НК «Рос-нефть». – 2009. – №. 6. – С. 15-17.
6. Гильмутдинова Н.З., Интегрированная модель для комплексного управления разработкой и обустройством месторождений: Нефтяное хозяйство, 2014. 71 с.
7. Юдин Е.В., Хабибуллин Р.А., Смирнов Н.А., Пиотровский Г.А., Водопьян А.О., Петрова М.В., ... & Киян, А. И. (2021). Новые подходы к управлению потенциалом добычи скважин механизированного фонда (Россия). Нефтяное хозяйство, 2021(06), 67-73.
8. Юдин Е.В., Хабибуллин Р.А., Смирнов Н.А. [et al.] Применение моделей нестационарного течения газожидкостной смеси по стволу скважины для решения задач оперативного анализа и управления добычей // SPE-201884 – RU. - 2020. - DOI: 10.2118/201884-RU
9. Юдин Е.В., Хабибуллин Р.А., Галяутдинов И.М., Смирнов Н.А., Бабин В.М., Чигарев Г.А. Создание прокси-интегрированной модели восточного

участка Оренбургского месторождения в условиях недостаточного объема исходных данных, Нефтяное хозяйство, 2019.

10. Ansari, A. M., Sylvester, N. D., Sarica, C. et al. 1994. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. SPE Prod & Fac 9 (2): 143–152. SPE-20630- PA. <https://doi.org/10.2118/20630-PA>.

11. Beggs H., Brill J.P., A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes, SPE-AIME, U. of Tulsa, 1973.

12. Brill J.P., Mukherjee H. 1999. Multiphase Flow in Wells. First Printing, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers Inc., Richardson, Texas.

13. Fathi E. Gas Lift System. Petroleum & Petrochemical Engineering Journal, Texas, 2017. DOI: 10.23880/PPEJ-16000121

14. Gray, H.E. 1978. Vertical Flow Correlation in Gas Wells, User's Manual for API 14B Surface Controlled Subsurface Safety Valve Sizing Computer Program, 2nd Edition, (Appendix B), American Petroleum Institute, Dallas, TX.

15. Hagedorn, Alton R., and Kermit E. Brown, 1965. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits. J Pet Technol 17 (): 475–484. doi: <https://doi.org/10.2118/940-PA>