

**КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

**Л.Х. Бреслер**

**СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОДУКЦИИ**

**Обеспечение стабильности многофазного потока**

**на динамическом симуляторе OLGA**

**Методическое пособие**

**Казань**

**2024**

**УДК 622.276.05**

**ВВК И36**

*Принято на заседании кафедры разработки и эксплуатации месторождений  
трудноизвлекаемых углеводородов ИГиНГТ КФУ  
(протокол № 6 от 18 апреля 2024г.)*

**Рецензенты:**

канд.техн. наук, заместитель директора  
Казанского филиала ФБУ «ГКЗ» **Бакиров А.И.**  
кандидат наук, доцент **Султанов В.А.**

**Бреслер Л.Х.**

Сбор и подготовка нефтегазовой продукции. Обеспечение стабильности многофазного потока на динамическом симуляторе OLGA: методическое пособие/Л.Х.Бреслер, – Казань, 2024. – 48 с.

Методическое пособие «Сбор и подготовка нефтегазовой продукции. Обеспечение стабильности многофазного потока на динамическом симуляторе OLGA» предназначено для бакалавров, обучающихся по направлению 21.03.01. «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка месторождений углеводородов», магистрантов обучающихся по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка месторождений трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов» и аспирантов.

В пособии описывается последовательность выполнения различных ключевых задач при моделировании и управлении потоком жидкости на симуляторе OLGA. На примере простых моделей процессов демонстрируется возможность работы как всей системы от резервуара до приемного оборудования, так и ее отдельных частей (скважины, трубопровода). Представлены теоретические основы процессов движения многофазного потока жидкости.

Методическое пособие рекомендовано студентам для понимания поведения многофазных потоков, физики всего процесса от пласта до конечного пункта сбора продукции. Моделирование системы производства на симуляторе OLGA дает возможность укрепить знания, полученные на лекциях.

**УДК 622.276.05**  
**ВВК И36**

© Бреслер Л.Х., 2024  
©Казанский университет, 2024

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ГИДРАВЛИКА МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ.....	7
1.1 Осваиваемые компетенции методического пособия .....	7
1.2 Определение мультифазного потока.....	8
1.3 Установившиеся и неуставившиеся режимы течения жидкости.....	11
2 СВОЙСТВА ГАЗА.....	15
3 МЕХАНИКА ПРОБКОВОГО ТЕЧЕНИЯ.....	25
4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОБКООБРАЗОВАНИЯ НА СИМУЛЯТОРЕ OLGA.....	30
4.1 Создание динамической модели (пример).....	31
4.2 Пробкообразование .....	37
5 ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ.....	42
5.1 Рельефные пробки.....	42
5.2 Снижение рисков пробкового режима при помощи задвижек.....	46
6 ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ.....	47
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	48

## АННОТАЦИЯ

Методическое пособие представляет собой описание теоретических основ различных процессов движения многофазного потока жидкости. В нем рассматриваются способы создания моделей потоков и управление этими потоками на примере симулятора OLGA, моделирование флюида на основе PVT-анализа, моделирование газоконденсатного трубопровода. Описана методика выполнения моделирования конструкции трубопровода, подбора минимальной толщины стенки и изоляции. Рассмотрена последовательность выполнения прогноза пробкового режима, а также возможность определения места пробки, расчет ее размера, снижение рисков пробкового режима посредством использования задвижек.

Разработано в соответствии с требованиями государственного образовательного стандарта высшего образования по направлению подготовки 21.03.01. «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка месторождений углеводородов», 21.04.01. «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка месторождений трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов».

Пособие предназначено для обучающихся по направлению подготовки 21.03.01. «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка месторождений углеводородов», 21.04.01. «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка месторождений трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов» Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета.

Цель методического пособия – установление соответствия уровня освоенности компетенций, обеспечивающих соответствующую квалификацию и уровень образования обучающихся в ФГАОУ ВО К(П)ФУ.

Рассматриваемые компетенции в ходе работы: 21.03.01. «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка месторождений углеводородов» – способность решать задачи в области проектирования и эксплуатации сооружений газонефтепроводов и газонефтехранилищ; 21.04.01. «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка месторождений трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов» – способность осуществлять анализ текущего состояния разработки месторождений, планирование перспективных и текущих мероприятий по регулированию разработки месторождений.

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время увеличивается число исследований в области гидродинамики течений, теплообмена и неустановившегося режима многофазной добычи нефти. Основное значение имеет понимание гидродинамики в многофазных системах с фазовыми переходами. Большинство работ ориентированы на исследования гидродинамики течений, возникновения различного рода неустойчивостей на межфазной границе [1].

Исследования в этой области позволяют применять различные технологии откачки. Технология многофазной перекачки стала важным компонентом в самых различных схемах добычи. С применением многофазной откачки обеспечивается экономия затрат и достигается технологическая гибкость в применении: спектр откачиваемого флюида включает в себя как тяжелую нефть наземных месторождений, так и обычную нефть морских и шельфовых месторождений [2].

Для откачки многофазных флюидов применяются различные насосы – поршневые, плунжерные, винтовые, двухвинтовые, спирально-осевые.

Также немаловажным является рассмотрение технологии с применением многофазных дожимных систем, востребованных на зрелых месторождениях. Они обеспечивают стабильный прирост нефти. Одной из самых трудных задач является перекачка жидкости со скважин до перерабатывающих установок. Экономически выгодным и надежным решением для перекачки многофазной смеси, избегающим необходимость установки устройств первичной сепарации на устье каждой скважины, является применение насосов ПСМ (перекачка смеси многофазной) для наземной перекачки [1].

Так, например, компания CNRL (Canadian Natural Resources) использует насосы для улавливания и транспортировки добытого газа, который ранее сжигался на факеле. Этот газ в настоящее время используется для производства пара на месторождении. После сравнения технологии многофазной откачки с рядом других вариантов, эта технология была выбрана, как наиболее рентабельная и технологически гибкая [2].

Применение для откачки обычного газа и нефти береговых месторождений уже также имеет свою историю. Имеется тенденция к использованию только одного многофазного насоса для выполнения специфических производственных задач.

Для решения данных проблем применяется моделирование, при помощи которого оцениваются полученные значения в эксперименте.

Комбинацию описания и анализа потоков жидкостей с механизмом расчета и предсказания термодинамических характеристик позволяет широко использовать программа моделирования стационарных многофазных потоков жидкостей в

трубопроводах, использующая строгую модель первого порядка – PIPEPHASE. PIPEPHASE можно использовать как для анализа зависимости ключевых параметров одиночной скважины, так и для долгосрочного планирования разработки всего месторождения.

TASCITE – программа моделирования переходных процессов (динамических изменений) в многофазных, многокомпонентных трубопроводных системах.

NETOPT – программа оптимизации трубопроводных систем. Используются модели трубопроводов, созданные в PIPEPHASE и модели продуктовых пластов. Оптимизация производится методом последовательного квадратичного программирования, находится оптимум заданной целевой функции.

OLGA – позволяет рассчитывать изменения параметров потока в скважинах и трубопроводах в зависимости от времени, т.е. моделировать стационарные и переходные режимы потока.

Модуль динамического симулятора OLGA позволяет моделировать неустановившийся режим многофазного потока, отслеживать поведение потока жидкости, получить информацию о физике процесса всей производственной системы.

# 1 ГИДРАВЛИКА МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ

## 1.1 Осваиваемые компетенции

При изучении дисциплин по сбору, подготовке и транспорту углеводородного сырья, обучающийся: способен решать задачи в области проектирования и эксплуатации сооружений газонефтепроводов и газонефтехранилищ (ПК-8); способен создавать и анализировать геолого-гидродинамические модели с использованием цифровых технологий (ПК-4).

В соответствии с уровнем освоения компетенции подтверждаются планируемые результаты обучения, в ходе которых студент должен:

### Бакалавр:

– знать технологические процессы сооружения, эксплуатации и ремонта объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов; назначение и состав технологического и вспомогательного оборудования на производственной площадке; техническую и технологическую документацию;

– уметь решать задачи в области проектирования и эксплуатации сооружений газонефтепроводов и газонефтехранилищ; выполнять строительные работы при сооружении газонефтепроводов и газонефтехранилищ; обеспечивать техническое обслуживание газонефтепроводов и газонефтехранилищ, контролировать их состояние; обеспечивать проведение технологического процесса транспорта, хранения и распределения газонефтепродуктов;

– владеть навыками планирования и организации производственных работ персонала подразделения; навыками расчета основных технико-экономических показателей работы производственного участка, способностью оценивать затраты на обеспечение требуемого качества работ и продукции.

### Магистрант:

– знать виды и технологии построения геологических и гидродинамических моделей месторождений; методики моделирования и стадии построения геолого-гидродинамических моделей;

– уметь подготавливать и анализировать исходные данные для создания геологической и гидродинамической моделей; создавать модели изучаемых объектов на основе использования углубленных теоретических и практических знаний в области геологии и разработки месторождений нефти и газа;

– владеть программными компьютерными комплексами геологического и гидродинамического моделирования залежей углеводородов, навыками построения

геолого-гидродинамических моделей с привлечением всей имеющейся информации, контроля и анализа точности построенных моделей.

## 1.2 Определение мультифазного потока

Мультифазные потоки имеют внешние ограничивающие поверхности (стенки труб) и поверхности раздела фаз (гидродинамические, тепловые, фазовые и др.). Это осложняет математическое описание и изучение таких потоков и относит их к классу неустановившихся движений. При расчете газожидкостных потоков вводятся специальные понятия и определения, которые характеризуют движение и рассматриваются как усредненные величины по пространственно-временным координатам.

При описании движения мультифазных потоков выделяют следующие режимы течения в зависимости от скорости движения жидкости  $v_{ж}$  и газа  $v_{г}$  в потоке [3] (рис. 1):

- дисперсионно-пузырьковый;
- прерывистый пробковый;
- кольцевой;
- расслоенный волнистый;
- расслоенный гладкий.

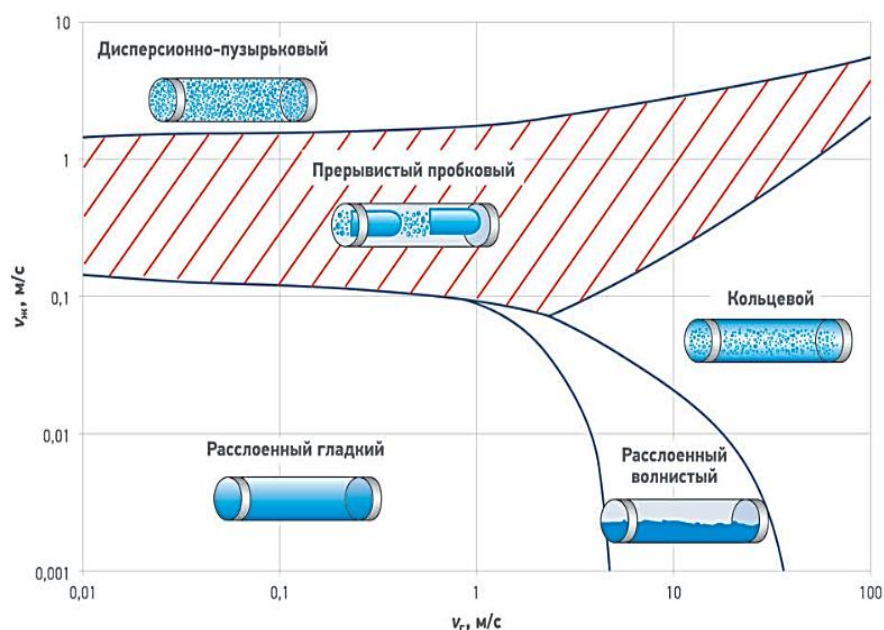


Рис. 1 – Режимы течения мультифазного потока

В связи с высоким содержанием газовой фазы, действием сил межфазного трения и сложной геометрией трубопроводов в процессе течения продукции НГKM образуются жидкостные пробки. Когда пробка сталкивается с препятствиями, такими как клапаны, изгибы и ответвления, возникает ударное воздействие и, как следствие, скачки давления.



Сила воздействия обусловлена передачей  $\vec{F}$  импульса  $m\vec{v}$  при изменении направления потока жидкости внутри колена (рис. 2).

$$\vec{F} = \frac{\delta}{\delta t}(m\vec{v}), \quad (1)$$

где  $t$  – время (сек).

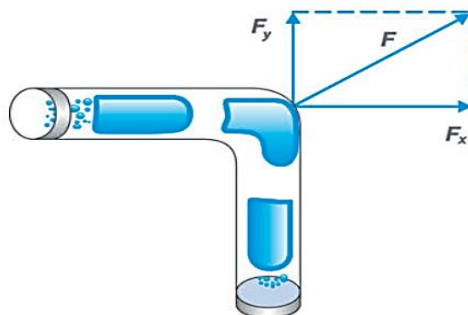


Рис. 2 – Ударная сила пробки

Таким образом, ударная сила зависит от скорости пробки  $v_{пр}$  в момент достижения ею колена трубопровода, плотности пробки  $\rho_{ж}$  и диаметра трубопровода

$$F = \sqrt{2}\rho_{ж}A(V_{пр})^2, \quad (2)$$

где  $A$  – площадь поперечного сечения трубы ( $\text{мм}^2$ ).

Для безаварийной эксплуатации трубопроводов сила воздействия пробки не должна превышать предельно допустимую нагрузку на трубопровод, определяемую в результате расчетов на прочность и вибрацию.

Таким образом, для корректного расчета ударной силы и длительности ее воздействия необходимо точно прогнозировать параметры и скорость пробки. Для этого требуется моделирование течения продукции в трубопроводе.

В настоящее время на этапе проектирования существует два вида моделирования мультифазного потока: статическое и динамическое.

При статическом моделировании рассматривается движение потока жидкости в установившемся режиме, что не позволяет выявить риски образования одиночных пробок, их гидродинамическое поведение и, как следствие, отсутствует возможность прогноза величины ударной силы и длительности ее воздействия на стенки трубопровода. Динамическое моделирование точно описывает движение мультифазной продукции. Данный подход дает возможность выявить место образования, параметры и скорость пробки. В настоящее время существует несколько программных комплексов, которые

позволяют моделировать неустановившееся движение мультифазной продукции. В рамках данного пособия рассматривалось ПК OLGA (Schlumberger).

Мультфазный поток может происходить по всей производственной системе, участвующей в протекании флюидов из нефтяных и газовых резервуаров на перерабатывающие предприятия на поверхности. Производственная система в этом контексте включает резервуар; заканчивание скважины; трубы, соединяющие резервуар с поверхностью; все наземные сооружения на суше, морском дне или морской платформе; и любые трубопроводы, по которым добываемые жидкости доставляются на другие перерабатывающие предприятия.

Мультифазный поток, встречающийся при добыче нефти и газа, может представлять собой любую комбинацию фазы природного газа, углеводородной жидкой фазы и водной фазы.

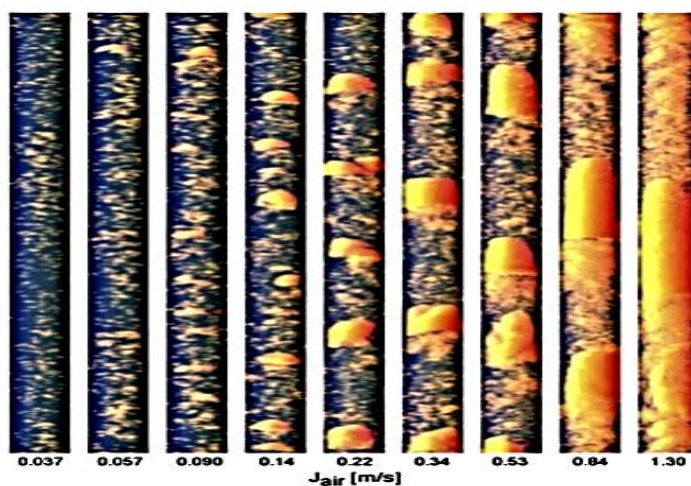


Рис. 3 – Изменение режима потока в вертикальной трубе с поверхностной скоростью газа

Огромное количество технической информации о многофазном потоке в трубах доступно в литературе. Многие из этих источников связаны с другими отраслями промышленности и включают в себя различные типы жидкостей. Используемые жидкости представляют собой многокомпонентные смеси, фазовое поведение которых чрезвычайно сложно. Диапазон давлений и температур, встречающихся в производственных системах, чрезвычайно широк. Давление может варьироваться от 15000 фунтов на квадратный дюйм 100 МПа до атмосферных условий.

Температура может варьироваться от 400 ° F (200 ° C) до температуры замерзания воды. Длина труб может варьироваться от нескольких футов до нескольких сотен миль для наземных труб или трубопроводов и от нескольких сотен футов до более 20000 футов (6100 мДж) для скважин. Системы трубопроводов часто связаны со значительными

изменениями геометрии, такими как угол наклона, диаметр, шероховатость трубы и даже форма, например, когда жидкости протекают в кольцевом пространстве между обсадной колонной и трубой в стволе скважины. Хотя большинство вертикальных трубопроводных систем связаны с восходящим потоком, нередко бывает многофазный нисходящий поток в нагнетательных скважинах или спускниках, соединяющих морские платформы с подводными трубопроводами. Моделирование многофазного потока в скважинах также требует способности прогнозировать температуру флюида в системе, которая подвергается сложным явлениям теплообмена между резервуаром и поверхностью. Весь ствол скважины окружен огромным объемом породы, большая часть которого может даже замерзнуть, как в случае вечной мерзлоты в арктических районах.

### 1.3 Установившиеся и неуставившиеся режимы течения жидкости

Установившимся называется течение жидкости, неизменное по времени, при котором давление и скорость являются функциями только координат, но не зависят от времени. Давление и скорость могут изменяться при перемещении частицы жидкости из одного положения в другое, но в данной неподвижной относительно русла точке давление и скорость при установившемся движении не изменяются по времени, т. е.

$$P=f_1(x,y,z), v=f_2(x,y,z) \quad (3)$$

В частном случае установившееся течение может быть равномерным, когда скорость каждой частицы не изменяется с изменением ее координат и поле скоростей остается неизменным вдоль потока.

Неустановившимся называется течение жидкости, все характеристики которого (или некоторые из них) изменяются по времени в точках рассматриваемого пространства.

В общем случае неустановившегося течения давление и скорость зависят как от координат, так и от времени:

$$P=F_1(x,y,z,t), v=F_2(x,y,z,t) \quad (4)$$

Примерами неустановившегося течения жидкости могут служить быстрое опорожнение сосуда через отверстие в дне или движение во всасывающей или напорной трубе поршневого насоса, поршень которого совершает возвратно-поступательное движение. Примером установившегося течения может служить истечение жидкости из сосуда, в котором поддерживается постоянный уровень, или движение жидкости в трубопроводе, создаваемое центробежным насосом с постоянной частотой вращения вала.

Исследование установившихся течений гораздо проще, чем неустановившихся. Траектории частиц жидкости при установившемся течении являются неизменными по времени.

При неустановившемся течении траектории различных частиц, проходящих через данную точку пространства, могут иметь разную форму.

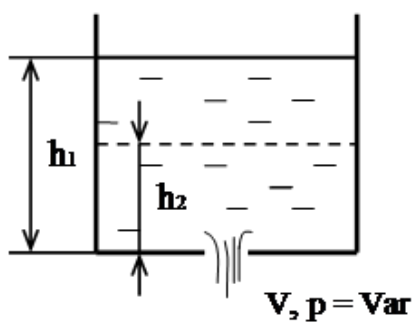
Различают напорные и безнапорные течения жидкости. Напорными называют течения в закрытых руслах без свободной поверхности, а безнапорными — течения со свободной поверхностью. При напорных течениях давление вдоль потока обычно переменное, при безнапорном – постоянное (на свободной поверхности) и чаще всего атмосферное. Примерами напорного течения могут служить течения в трубопроводах с повышенным (или пониженным) давлением, в гидромашинах или других гидроагрегатах. Безнапорными являются течения в реках, открытых каналах и лотках.

Движение жидкости определяется скоростью в отдельных точках, давлениями, возникающими на различных глубинах, глубинами, а также общей формой потока. Указанные величины являются функциями координат а также могут изменяться во времени, в связи с чем различают: установившееся и неустановившееся движения жидкости.

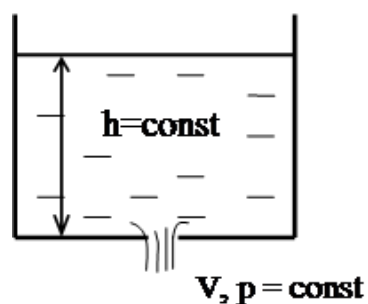
Установившееся движение жидкости (рис 4а), при котором скорости, давления, глубины не меняются с течением времени, а зависят только от положения в потоке жидкости рассматриваемой точки, являясь функцией координат

$$\begin{aligned} V &= f(x, y, z), \\ p &= f(x, y, z), \\ h &= f(x, y, z), \end{aligned} \tag{5}$$

где  $V$  – скорость движения, м/с;  $p$  – гидродинамическое давление, Па;  $h$  – глубина потока, м.



При постоянном уровне



При переменном уровне

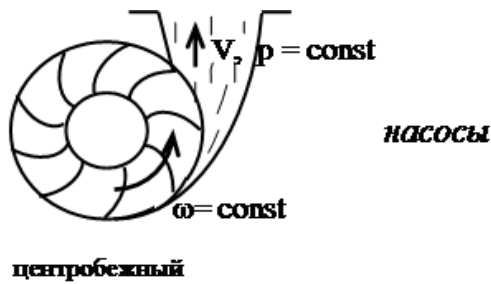


Рис. 4 – Пример установившегося движения

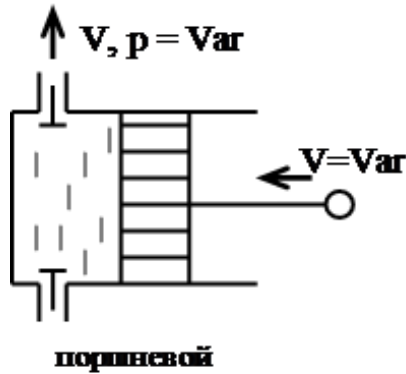


Рис. 5 – Пример неустановившегося движения

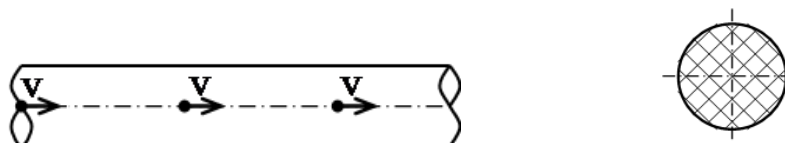
Неустановившееся движение жидкости (рис.5) при котором все перечисленные выше компоненты являются функцией не только координат, но и времени (т.е. изменяются с течением времени).

$$\begin{aligned}
 V &= f(x, y, z, t), \\
 p &= f(x, y, z, t), \\
 h &= f(x, y, z, t).
 \end{aligned}
 \tag{6}$$

Установившееся в свою очередь подразделяется на равномерное и неравномерное.

Равномерным называется такое установившееся движение, при котором живые сечения вдоль всего потока не изменяются, в этом случае  $V=const$  и  $\omega=const$  (рис.6).

Неравномерным называется такое движение, при котором распределение скоростей неодинаково в различных поперечных сечениях: при этом средняя скорость и площадь сечения могут быть постоянными.



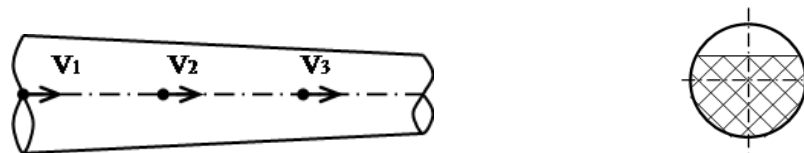


Рис. 6 – Примеры равномерного, неравномерного, напорного и безнапорного движения

Неравномерным называется такое движение, при котором распределение скоростей неодинаково в различных поперечных сечениях: при этом средняя скорость и площадь сечения могут быть постоянными.

Напорным называется такое движение жидкости, при котором поток полностью заключен в твердые стенки и не имеет свободной поверхности. Движение происходит за счет разности давлений  $\Delta p$  и под действием силы тяжести.

Безнапорным называется поток, имеющий свободную поверхность. Движение за счет силы тяжести и начальной скорости.

Еще один вид движения жидкости - свободная струя, не ограниченная твердыми стенками. В этом случае движение жидкости происходит по инерции и под действием силы тяжести.

## 2 СВОЙСТВА ГАЗА

К основным показателям природных газов относятся: состав, теплота сгорания, плотность, температура горения и воспламенения, границы взрываемости и давление при взрыве.

### Содержание углеводородов

Природный газ представляет собой углеводородную смесь, состоящую в основном из насыщенных легких парафинов, таких как метан и этан, оба из которых являются газообразными в атмосферных условиях. Смесь также может содержать другие углеводороды, такие как пропан, бутан, пентан и гексан. В резервуарах природного газа даже более тяжелые углеводороды встречаются по большей части в газообразной форме из-за более высоких давлений. Они обычно разжижаются на поверхности (при атмосферном давлении) и производятся отдельно как жидкости природного газа (СПГ), как в полевых сепараторах, так и на газоперерабатывающих заводах. После отделения от газового потока СПГ могут быть далее разделены на фракции, начиная от самых тяжелых конденсатов (гексаны, пентаны и бутаны) до сжиженного нефтяного газа (СНГ; в основном бутан и пропан) до этана. Этот источник легких углеводородов особенно заметен в Соединенных Штатах, где переработка природного газа обеспечивает основную часть этанового сырья для производства олефинов и СНГ для отопления и коммерческих целей.

### Содержание неуглеводорода

Другими газами, которые обычно возникают в связи с углеводородными газами, являются азот, диоксид углерода, водород и такие благородные газы, как гелий и аргон. Азот и углекислый газ являются негорючими и могут содержаться в значительных пропорциях. Азот инертен, но, если присутствует в значительных количествах, он снижает теплотворную способность смеси; поэтому он должен быть удален, прежде чем газ пригоден для коммерческого рынка. Углекислый газ удаляется, чтобы повысить теплотворную способность, уменьшить объем и поддерживать даже свойства горения.

Часто природные газы содержат значительные количества сероводорода или другие органические соединения серы. В этом случае газ известен как «кислый газ». Соединения серы удаляются при переработке, поскольку при вдыхании они токсичны, вызывают коррозию растений и трубопроводов, а также являются серьезными загрязнителями при сжигании в продуктах, произведенных из кислого газа. Однако после удаления серы к коммерческому природному газу всегда добавляется незначительное количество ядовитой меркаптановой отдушки, чтобы обеспечить быстрое обнаружение любых утечек, которые могут возникнуть при транспортировке или использовании.

Поскольку природный газ и пластовая вода находятся вместе в пласте, газ, извлеченный из скважины, содержит водяной пар, который частично конденсируется во время передачи на перерабатывающий завод.

Природные газы чисто газовых месторождений в основном состоят из метана (82-98 %) и других углеводородов.

В составе горючего газа имеются горючие и негорючие вещества. К горючим газам относятся: углеводороды, водород, сероводород. К негорючим относятся: углекислый газ, кислород, азот и водяной пар. После добычи из газа извлекают токсичный газ сероводород, содержание которого на том момент не должно превышать 0,02 г/м<sup>3</sup>.

Теплота сгорания - это количество тепла, выделяемое при полном сгорании 1 м<sup>3</sup> газа. Измеряется теплота сгорания в ккал/м<sup>3</sup>, кДж/м<sup>3</sup> газа. Теплота сгорания при которой учитывается затраченное тепло на конденсацию водяных паров, находящихся в дымовых газах - называется высшей, и напротив, низшей – при которой это тепло в расчет не берется. В расчетах в основном пользуются низшей теплотой сгорания топлива, по причине высокой температуры уходящих газов в топливопитающих устройствах по сравнению с температурой, при которой осуществляется конденсация водяных паров.

Величина, рассчитываемая отношением массы вещества к его же объему, называется плотностью вещества. Измеряется плотность в кг/м<sup>3</sup>. Плотность природного газа полностью зависит от его состава и находится в пределах  $\rho = 0,73-0,85$  кг/м<sup>3</sup>.

Важнейшей особенностью любого горючего газа является жаропроизводительность, т. е. максимальная температура достигаемая при полном сгорании газа, если необходимое количество воздуха для горения, точно следует химическим формулам горения, а изначальная температура газа и воздуха равняется нулю.

Жаропроизводительность природных газов составляет около 2 000-2 100 °С, метана – 2 043 °С. Действительная температура горения в топках значительно ниже жаропроизводительности и зависит от условий сжигания.

Температурой воспламенения называется температура топливовоздушной смеси, смесь при которой загорается без источника воспламенения. Для природного газа она находится в пределах 645-700 °С.

Границы взрываемости

Газовоздушная смесь, имеющая в составе количество газа:

- до 5 % - не горит;
- от 5 до 15 % - взрывается;
- больше 15 % - горит при подаче воздуха.

Давление при взрыве природного газа составляет 0,8-1,0 МПа.



У природного газа отсутствует запах. Для того чтобы определить утечку газ одоризируют (т.е. придают ему специфический запах). Проведение одоризации осуществляется путем использования этилмеркаптана. Норма одоризации 16 г на 1 000 м<sup>3</sup> газа. Осуществляют одоризацию на газораспределительных станциях (ГРС). При попадании в воздух 1 % природного газа начинает ощущаться его запах. Практика показывает, что средняя норма этилмеркаптана для одоризации природного газа, который поступает в городские сети, должна составлять 16 г на 1 000 м<sup>3</sup> газа.

По сравнению с твердым и жидким топливом природный газ выигрывает по многим параметрам:

- относительная дешевизна, которая объясняется более легким способом добычи и транспорта;
- отсутствие золы и выноса твердых частичек в атмосферу;
- высокая теплота сгорания;
- не требуется подготовки топлива к сжиганию;
- облегчается труд обслуживающих работников и улучшение санитарно-гигиенических условий его работы;
- облегчаются условия автоматизации рабочих процессов.

Из-за возможных утечек через неплотности в соединениях газопровода и в местах присоединения арматуры использование природного газа требует особой внимательности и осторожности.

Проникновение в помещение более 20 % газа может привести к удушью, а при наличии его в закрытом объеме от 5 до 15 % может вызвать взрыв газозудной смеси. При неполном сгорании образуется токсичный угарный газ СО, который даже при небольших концентрациях приводит к отравлению обслуживающего персонала.

#### Газовый конденсат

Природный газовый конденсат (конденсат, газовый конденсат, природный бензин) представляет собой смесь углеводородных жидкостей низкой плотности, которые присутствуют в виде газообразных компоненты в природном газе, добываемом на многих месторождениях природного газа. Газовый конденсат конденсируется из неочищенного природного газа, если температура снижается ниже температуры точки росы углеводородного сырья неочищенного газа. Состав газоконденсатных жидкостей зависит от типа природного газа и состава природного газа.

Существуют сходства между составом жидкостей природного газа и газового конденсата - до такой степени, что два названия часто (иногда ошибочно) используются взаимозаменяемо. На строго сравнительной основе компоненты газового конденсата

представляют собой компоненты с более высокой температурой кипения газовых жидкостей.

Пентаны плюс (C5+) представляют собой смесь углеводородов, которая представляет собой жидкость при комнатной температуре и атмосферном давлении, и состоит в основном из пентана и более высокой молекулярной массы (больше числа атомов углерода) углеводороды.

Пентаны плюс включают, но не ограничиваются ими, нормальный пентан, изопентан, гексаны плюс (природный бензин) и конденсат.

Падение давления и снижение температуры - это условие появления конденсата.

В случае снижения температуры при бурении на ГКМ (ниже точки росы добываемых углеводородов) эффект конденсирования проявляется в выделении из газа сырого нестабильного конденсата, содержащего, в отличие от стабильного, не только углеводороды C5 и выше, но и растворенные газы метан-бутановой фракции.

Содержание жидких компонентов в газе для различных месторождений составляет 10 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> - 700 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (5 г/ м<sup>3</sup> - 1000 г/ м<sup>3</sup>):

- чем выше баротермические показатели температуры и давления до начала конденсации, тем больше углеводородов может быть растворено в добываемом газе,
- на количество углеводородов в конденсате влияет состав газа в пласте и наличие нефтяных оторочек.

Газовый конденсат может поступать из скважины:

- в виде попутного газа при добыче сырой нефти,
- при добыче сухого природного газа (выход конденсата небольшой),
- при добыче на ГКМ влажного природного газа (высокое содержание бензиновых фракций),
- путем выделения из природного газа на установке подготовки газа (УКПГ).

При уменьшении давления по мере расходования газа, газовый конденсат выделяется в геологическом пласте и пропадает для потребителя.

Поэтому при эксплуатации месторождений с большим содержанием газового конденсата из добытого на поверхность земли газа выделяют углеводороды C3 и выше, а фракцию C1-C2 для поддержания давления в пласте закачивают обратно.

Отличие газового конденсата от нефти - отсутствие смолистых веществ и асфальтенов.

Газовый конденсат (белая нефть) - это можно назвать легкой нефтью.

Нестабильный конденсат подвергается подготовке - очистке от примесей, сепарации газа, в результате чего появляется стабильный газовый конденсат.

## Стабильный газовый конденсат

Стабильный конденсат - жидкость, состоящая из тяжелых углеводородов, в которой растворено не более 2 - 3% массы пропан-бутановой фракции или других компонентов.

Получают из нестабильного конденсата путем его дегазации.

Нередко термин «стабильный конденсат» используется вместо термина «газовый конденсат».

Стабильный газовый конденсат используется для переработки в нефтепродукты: бензин, лигроин, керосин, масло, и для получения ароматических углеводородов: бензола, толуола, ксилола.

Стабильный конденсат делится на:

- промысловый конденсат (lease condensate), получаемый на промысле
- заводской конденсат (plant condensate), производимый нагазоперерабатывающих заводах (ГПЗ).

Стабильный газовый конденсат, представляет смесь жидких углеводородов метанового, нафтенового и ароматического ряда и по физико - химическим показателям должен соответствовать следующим требованиям и нормам:

- Давление насыщенных паров, Па (мм рт.Ст.) не более: зимний период 93325 (700), летний период 66661 (500)
- Массовая доля воды, % не более 0,1
- Массовая доля механических примесей, % не более 0,005
- Масса хлористых солей, мг/л, не более 10
- Массовая доля общей серы, %, не нормируется (определение по требованию потребителя).
- Плотность при 20оС, г/см<sup>3</sup>, не нормируется (определение обязательно).
- Вязкость: при 20 (50)оС, мм<sup>2</sup>/сек, не нормируется (определение по требованию потребителя).
- Фракционный состав, не нормируется (определение по требованию потребителя).

Входящие в газовый конденсат бензиновые фракции кипят при температуре +30 °С - +200 °С, керосиновые - в интервале +200 °С - +300 °С.

Входит в состав конденсата и небольшое количество высококипящих компонентов.

Выход бензиновых фракций обычно - более 50%.

Чем глубже располагается пласт, тем больше в его составе керосинового компонента и газойля.

Метаны и нафтены обычно встречаются в составе газового конденсата чаще, ароматические или нафтенновые углеводороды - реже.

По плотности газового конденсата можно судить только о наличии, либо отсутствии более тяжелых углеводородов или фракций.

Газовый конденсат -это сырье для получения топлива или нефтехимической продукции.

Делать заключение о выходе основного конечного продукта (бензина или дизельного топлива) можно лишь на основании анализа данного газового конденсата на фракционный состав, который и покажет, какая фракция будет основным конечным продуктом (бензина или дизельного топлива)

Плотность газового конденсата варьируется от состава в пределах от 0,7 до 0,840, в зависимости от углеводородного состава.

Если плотность дизельно - парафиновых фракций выше, то и плотность газового конденсата выше.

Конденсат с повышенным содержанием газов имеет самый низкий уровень плотности.

Газовый конденсат выделяют из газов методом низкотемпературной конденсации (сепарации) с применением холода, получаемого при дросселировании или детандировании либо на спец. холодильных установках.

Для более глубокого извлечения газового конденсата используют те же методы (низкотемпературные конденсацию, абсорбцию и ректификацию), что и для переработки попутного нефтяного газа (ПНГ) и природного газа.

Нестабильный газовый конденсат доставляется потребителю по конденсатопроводам под собственным давлением, а стабильный газовый конденсат-по трубопроводам или наливным транспортом.

На ГПЗ или НПЗ газовый конденсат разделяют на фракции, применяемые при производстве топлива и как сырье для нефтехимического синтеза.

Бензин, полученный из газового конденсата, обычно имеет низкую детонационную стойкость. Для ее повышения используют антидетонаторы.

Выход фракций газового конденсата, применяемых в качестве дизельного топлива, колеблется от 9% (Пунгинское месторождение) до 26% (Вуктыльское месторождение). Эти фракции для большинства конденсата характеризуются сравнительно высокими температурами помутнения и застывания и могут использоваться как топливо только в летний период. Для получения зимнего дизельного топлива необходима их депарафинизация.

В газоконденсатных коллекторах из-за истощения пласта давление падает ниже давления точки росы флюида и образуется конденсат в пласте. Эта тяжелая часть газа нашла много применений в промышленности, а также в повседневной жизни. Когда конденсат выпадает в пласт, не только теряется эта ценная жидкость, но и ее накопление приводит к образованию конденсатной банки вблизи области ствола скважины. Созданный банк значительно снижает продуктивность газовых скважин. Эти факты показывают, что поиск экономичного способа увеличения извлечения конденсата из конденсатных пластов имеет важное значение.

#### Нетрадиционные газовые резервуары

Значительные количества газа накопились в геологических средах, которые отличаются от обычных нефтяных ловушек. Этот газ называют нетрадиционным газом и встречается в «плотных» (то есть относительно непроницаемых) песчаниках, в суставах и трещинах или поглощается в матрице сланцев и в угольных пластах. Кроме того, большие количества газа блокируются в гидратах метана в холодных полярных и подводных регионах, и газ также присутствует растворенным или унесенным в горячих пластовых водах с высоким давлением.

Нетрадиционные источники газа являются нетрадиционными только в том смысле, что, учитывая текущие экономические условия и технологическое состояние, они более дороги в эксплуатации и могут добывать гораздо более медленными темпами, чем обычные газовые месторождения. Однако по мере того, как технология меняется или, когда традиционные источники становятся относительно дорогими, некоторые нетрадиционные газы становятся более простыми и относительно дешевыми в производстве в количествах, которые могут полностью дополнить традиционную добычу газа. Так было в случае с плотным газом, сланцевого газа и метана угольных пластов.

#### Жесткий газ

Плотный газ встречается либо в поверхностных, либо в линзовидных песчаниках, которые имеют эффективную проницаемость менее одного миллидарси (или 0,001 дарси, что является стандартной единицей проницаемости вещества для потока жидкости). Эти относительно непроницаемые песчаники являются резервуарами для значительного количества газа, которое в большинстве случаев неэкономично добывать обычными вертикальными скважинами из-за низких естественных дебитов. Однако добыча газа из плотных песчаников была значительно улучшена за счет использования методов горизонтального бурения и гидравлического разрыва пласта или фракционирования, которые создают большие области сбора в пластах с низкой проницаемостью, через которые газ может поступать в добывающую скважину.

## Сланцевый газ

Сланцевый газ был получен из органической грязи, отложившейся на дне древних водоемов. Последующее осаждение, тепло и давление превращали грязь в сланец, а также производили природный газ из содержащегося в нем органического вещества. За длительные периоды геологического времени часть газа мигрировала в соседние песчаники и задерживалась в них, образуя обычные скопления газа. Остальная часть газа осталась запертой в непористом сланце. В прошлом добыча сланцевого газа, как правило, была слишком медленной, чтобы быть прибыльной, но теперь скважины можно бурить горизонтально на большие расстояния через сланцевые пласты, и пласты можно стимулировать гидравлическим разрывом пласта для улучшения добыча газа значительно.

## Метан угольных пластов

Значительное количество метана попало в ловушку угольные пласты. Хотя большая часть газа, который образовался во время начального процесса углекислого газа, теряется в атмосферу, значительная часть остается в виде свободного газа в соединениях и трещинах угольного пласта; Кроме того, большое количество газа адсорбируется на внутренних поверхностях микропор внутри самого угля. Доступ к этому газу можно получить путем бурения скважин в угольном пласте и откачки большого количества воды, которая насыщает пласт. Удаление воды снижает давление в шве, позволяя адсорбированному метану десорбироваться и мигрировать в виде свободного газа в трещины в угле; оттуда он входит в ствол скважины и выводится на поверхность. Поскольку уголь является относительно непроницаемым, существующие трещинные системы пластов, которые содержат богатые запасы метана, иногда стимулируются фракционированием, подобно сланцам и плотным песчаникам.

## Жидкости с высоким давлением и гидраты метана

Резервуары с высоким давлением существуют во всем мире в глубоких геологических молодых осадочных бассейнах, в которых пластовые флюиды (которые обычно встречаются в форме рассола) несут часть нагрузки пород. Давление жидкости может стать довольно высоким, иногда почти вдвое превышающим нормальный гидростатический градиент. Во многих случаях жидкости под давлением также становятся более горячими, чем жидкости под обычным давлением, потому что поток тепла к поверхности мешают изоляционные слои из непроницаемых сланцев и глин. Обнаружено, что жидкости под высоким давлением насыщены от 0,84 до 2,24 кубических метров природного газа на 0,159 кубических метров рассола или от 30 до 80 кубических футов газа на баррель. Чтобы добывать этот газ, необходимо поддерживать высокие скорости потока горячих жидкостей под высоким давлением из пластов с высокой пористостью и

проницаемостью. Поскольку для извлечения коммерческих количеств попутного газа необходимо добывать очень большие объемы пластовой воды, коммерческая добыча газа, как известно, не ведется из месторождения под давлением.

По оценкам, огромное количество природного газа заперто в так называемых гидратах метана, которые представляют собой необычные молекулярные структуры, в которых отдельные молекулы метана заключены в ледяные клетчатые решетки молекул воды. Гидраты метана находятся под вечной мерзлотой в полярных регионах, а также на дне океана вдоль внешних краев континентальных шельфов. В обеих этих средах специфические комбинации давления и температуры создают условия, которые позволяют метану мигрировать в резервуары, содержащие воду, и два вида образуют гидратные структуры. Гидраты метана были найдены в песчаниках из полярных регионов и в песчаных и грязевых отложениях с континентальных окраин. Методы извлечения метана экономически жизнеспособным и экологически устойчивым способом находятся в стадии разработки. Одной из возможностей является бурение в обогащенный гидратами пласт и снижение давления в окружающей породе в достаточной степени, чтобы выпустить метан из водяной решетки. Другой способ заключается в закачке углекислого газа в пласт. Молекулы углекислого газа заменяют молекулы метана в решетчатой структуре, высвобождая метан для извлечения через скважину. Любая технология добычи должна быть тщательно спроектирована вокруг чрезвычайно чувствительных полярных экосистем и морских экосистем, где расположены запасы.

#### Пробкообразование

В трубопроводах, которые транспортируют газ и жидкость в виде двухфазного потока, могут образовываться газовые или жидкостные пробки. Периодическое чередование газовых и жидкостных пробок вызывает колебания давления и, соответственно, колебания расхода жидкости и газа. Из-за значительных колебаний расхода жидкости и газа с помощью возможных расходомеров. Точности измерений препятствует процессу пробкообразования в трубопроводах, когда в трубах резко меняется объемная доля флюидов. Пробкообразование может проявляться даже при постоянных колебаниях расхода и давления.

Кроме того, колебания расхода и давления в трубопроводе, транспортирующемся в газожидкостные смеси, могут привести к возникновению трещин и разрушению трубопровода. Причиной возникновения и исчезновения пробок являются связанные с профилем и другими потенциальными трубопроводами.

Из уровня техники известны разные способы борьбы с пробкообразованием в потоке газожидкостной смеси. Так, например, существует возможность протестировать

изменения свойств флюидов в трубопроводах, которые были предложены для образования поверхностных натяжений на границе раздела жидкость-газ (патент США 3112528). Предлагалось также предотвращение образования пробок путем снижения расходов газа и жидкости (патент США 005544672 А). Однако в случае добычи углеводородов, коррекции расходов или свойств флюидов, как правило, технически невозможна. Предусмотрено также использование различных устройств, обеспечивающих разделение газожидкостной смеси на отдельные фазы - газ и жидкость, а также их отдельную транспортировку на определенном расстоянии.



### 3 МЕХАНИКА ПРОБКОВОГО ТЕЧЕНИЯ

Структура газожидкостного потока представляет собой продолговатые газовые полости, движущиеся по верхней образующей трубы или канала и чередующиеся с пробками жидкости, заполняющей поперечное сечение полностью [4]. В жидких пробках происходит систематическая ротация частиц жидкости, поскольку фронт каждой пробки движется со скоростью большей, чем скорость составляющих ее частиц. На фронте пробки образуется бурун жидкости, поддерживающий существование пробки. Вместе с тем такой бурун является подвижным местным сопротивлением, на котором потери давления равны потерям давления в жидкой пробке.

Эксперименты показывают, что если газ и жидкость непрерывно закачивать в горизонтальный трубопровод, то на некотором расстоянии от начального сечения возникает квазипериодическая бегущая структура, состоящая из продолговатых включений газа, разделяемых пробками жидкости, полностью заполняющей сечение трубы (рис. 4).



Рис. 4 – Пробковый режим

В таком течении газ в трубопроводе движется по верхней образующей трубы над жидкостью в виде продолговатых включений, чередующихся с пробками из жидкости, в которых жидкость движется полным сечением. В пробках сечение трубы полностью заполнено жидкостью, движущейся с некоторой скоростью, в то время как на участках под газовыми включениями, где сечение трубы заполнено жидкостью лишь частично ( $h_0 < H$ ), скорость жидкости равна 0, т. е. она покоится. Транспортировка жидкости в пробковом режиме течения происходит следующим образом. Передний фронт каждой пробки жидкости движется со скоростью большей, чем скорость составляющих ее частиц, поэтому первоначально неподвижные частицы жидкости под газовым пузырем (снарядом) скачком переходят в жидкую пробку. Затем частицы жидкости некоторое время движутся вместе с пробкой, постепенно отставая от нее, и в конце концов оказываются на заднем фронте пробки. После этого частицы жидкости тормозятся до полной остановки и далее остаются в покое под газовым снарядом, пока передний фронт очередной жидкой пробки не подхватит их и не перенесет еще на некоторое расстояние по ходу течения. Существуют известные основные уравнения,

описывающие безнапорное течение жидкости в плоском горизонтальном канале. Можно рассмотреть две задачи: вытеснение жидкости газом и вытеснение газа жидкостью. В первом случае, решается задача о вытеснении жидкости, первоначально заполнявшей плоский канал, газом так, что в щели остается неподвижный слой жидкости с некоторой постоянной глубиной  $h_0$ .

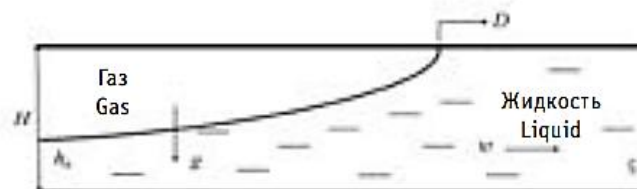


Рис. 5 – Вытеснение жидкости газом

Во втором случае в плоском горизонтальном канале высотой  $H$  имеется первоначальный неподвижный слой жидкости глубиной  $h_0$  ( $h_0 < H$ ). В канал закачивают ту же жидкость со скоростью так, что слева от фронта вытеснения пространство заполняется жидкостью полностью.

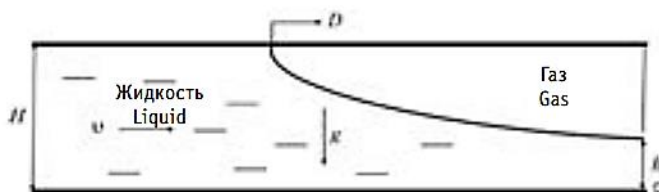


Рис. 6 – Вытеснение газа жидкостью

В горизонтальном трубопроводе, по которому осуществляется совместная транспортировка жидкости и газа, при определенных соотношениях фаз формируется квазипериодическая бегущая структура, называемая пробковым течением. При достаточно больших объемах жидкости, подаваемой в трубопровод, силы трения, действующие на жидкость со стороны газа, не могут увлечь за собой нужный объем жидкости, поэтому в трубопроводе возникает бегущая структура, состоящая из продолговатых газовых скоплений, чередующихся с пробками жидкости, заполняющей полностью сечение трубопровода. В работе М.В. Лурье [5] установлено, что движение жидких пробок в трубопроводе поддерживается головным буруном, возникающим на переднем фронте каждой пробки. В головном буруне происходит выброс жидкости в направлении движения пробки, уносящий с собой некоторое количество движения, что делает возможным само существование таких пробок. Развита в этой работе теория пробкового режима газожидкостной смеси в горизонтальном трубопроводе дает ответ на вопросы о протяженности жидких пробок и газовых пузырей, о связи расходного и объемного газосодержаний, а также о гидравлических потерях в таких трубопроводах (точнее, в

плоских каналах). Установлено, что наличие скачка давления на переднем фронте жидкой пробки (проявляющегося в виде головного буруна) ведет к двукратному увеличению потерь давления в пробковом режиме течения по отношению к однофазному течению той же жидкости на участке, общая протяженность которого равна суммарной длине жидких пробок.

Движение пробок в трубопроводе может нарушить целостность трубопроводной системы, вызвать перемещения трубопровода относительно строительных конструкций, на которых он установлен [6]. На нефтегазоконденсатном месторождении при эксплуатации нефтесборного трубопровода не исключены аварийные ситуации, связанные со сходом трубопровода с опорных поверхностей строительных конструкций (рис. 7) под действием многофазного потока.



Рис. 7 – Сход трубопровода с опор

В связи с отмеченным актуальна оценка воздействия пробкового режима на работу трубопровода [6].

При пробковом режиме течения жидкостная фаза объединяется в массивные «снаряды», заполняющие большую часть сечения трубопровода. По природе образования пробки можно разделить на:

- 1) образующиеся вследствие движения скребка внутри трубы;
- 2) генерируемые при резком изменении рабочего режима трубопровода;
- 3) появляющиеся на участках изменения профиля трубопровода;
- 4) образуемые силами межфазного трения (гидродинамические пробки) [6].

Пробковое течение – достаточно сложный процесс. Для определения влияния совместного течения жидкости и газа на трубопроводную систему необходимо оценить

гидрогазодинамическое воздействие транспортируемой многофазной смеси на элементы трубопровода и рассмотреть механическое поведение трубопровода под действием ударных нагрузок.

Многофазный поток при расслоенном режиме течения или поток одной фазы при прохождении через П-образный компенсатор последовательно преодолевает четыре отвода. При прохождении однородного потока действующие на разные отводы компенсатора силы  $F$  уравновешивают друг друга, при прохождении пробки по системе разность плотностей потока приводит к разбалансировке усилий (рис. 8).

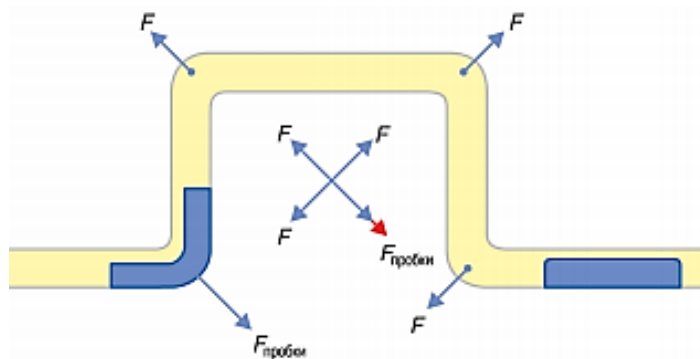


Рис. 8 – Распределение сил в компенсаторе

На каждый из отводов будет действовать центробежная сила инерции от массы жидкости. Эту распределенную нагрузку удобно привести к двум равнодействующим силам, приложенным к центральной точке отвода [6]. Сила воздействия пробкового течения на отвод компенсатора определяется по формуле (7)

$$F = \sqrt{2}Av^2\rho\sin\alpha, \quad (7)$$

где  $A = D^2 \pi/4$  – площадь сечения трубы, мм<sup>2</sup>;  $D$  – диаметр трубы, мм;  $v$  – скорость движения пробки, м/с;  $\rho$  – плотность пробки, кг/м<sup>3</sup>;  $\alpha$  – угол поворота компенсатора. Тогда осевые составляющие динамического усилия будут рассчитываться по уравнению (8)

$$F_x = F_z = Av^2\rho\sin\alpha. \quad (8)$$

Периодическое усилие изменяется по кусочно-линейному закону. В начальный момент времени воздействие отсутствует. Затем сила возрастает до максимального значения и остается постоянной в течение времени прохождения пробки через рассматриваемое сечение. На последнем промежутке времени усилие снижается, а в конечный момент становится равным нулю.

$$t_1 = \frac{S}{v}, \quad (9)$$

$$t_2 = t_1 + \frac{D}{v}, \quad (10)$$

$$t_3 = t_2 + \frac{L_{\text{проб}}}{v}, \quad (11)$$

$$t_4 = t_3 + \frac{D}{v}, \quad (6)$$

где  $S$  – расстояние от опоры до первого отвода компенсатора, мм;  $R$  – радиус отвода трубопровода, мм;  $L_{\text{проб}}$  – длина пробки, проходящей через компенсатор, мм.

Моменты времени, в которые изменяется ударное воздействие, определяются по представленным формулам.

Изучению подлежит уточненное моделирование гидродинамических процессов и анализ их влияния на смещение трубопровода, а также оценка возможности его усталостного разрушения.

## 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОБКООБРАЗОВАНИЯ НА СИМУЛЯТОРЕ OLGA

Программная система имитационного моделирования предназначена для моделирования динамики производственных процессов, проведения вычислительного эксперимента и оптимизации параметров исследуемого объекта.

OLGA состоит из двух основных компонентов: графического интерфейса (GUI) и симулятора. Симулятор OLGA это компонент, который запускает моделирование.

При запуске системы на экране появляется главная форма, с помощью которой осуществляется управление программной системой. Ее вид представлен на рисунке 9.

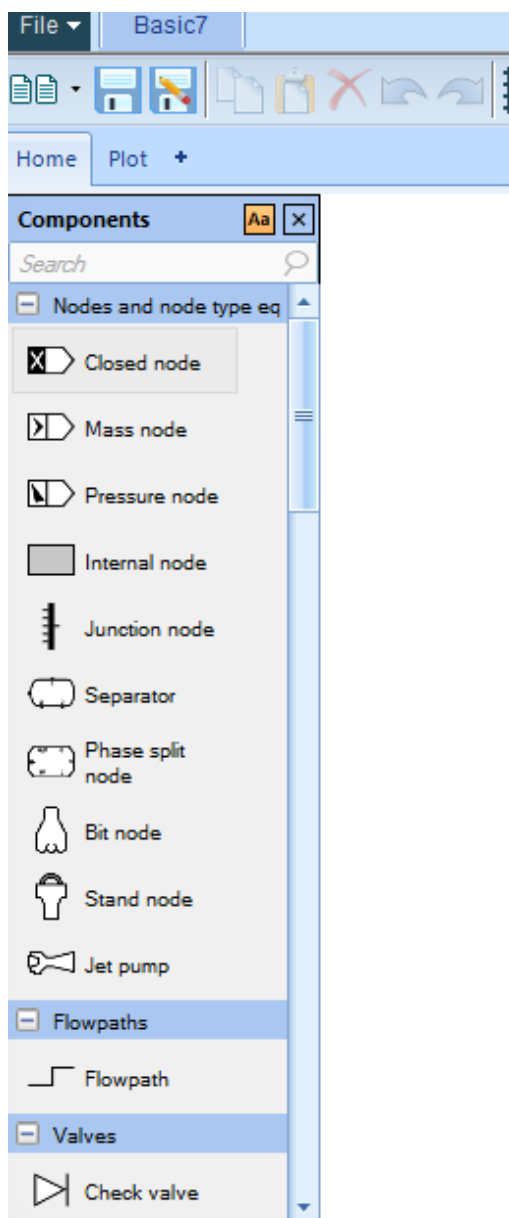


Рис. 9 – Основные компоненты OLGA GUI

Прежде чем начинать работать с моделью объекта, ее необходимо создать (кнопка «File» → «New») или открыть ранее созданную (выбрать имя из списка «Имя модели» и нажать кнопку «Открыть модель»).

Панель инструментов кейса (Case tool bar) находится ниже вкладок File и Case.

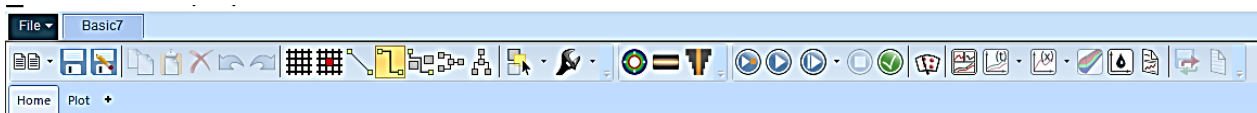


Рис. 10 – Панель инструментов

В окне просмотра компонентов – «Components» можно перетаскивать компоненты потока, технологическое оборудование, контроллеры и др.

Окно «Model browser» состоит из двух секций: в одной можно перемещаться между различными группами ключевых слов и самих ключей в каждом кейсе, и между различными кейсами проекта; в другой просматривать и изменять свойства ключей, принадлежащих к выбранным ключевым словам.

Например, как на рисунке 11.

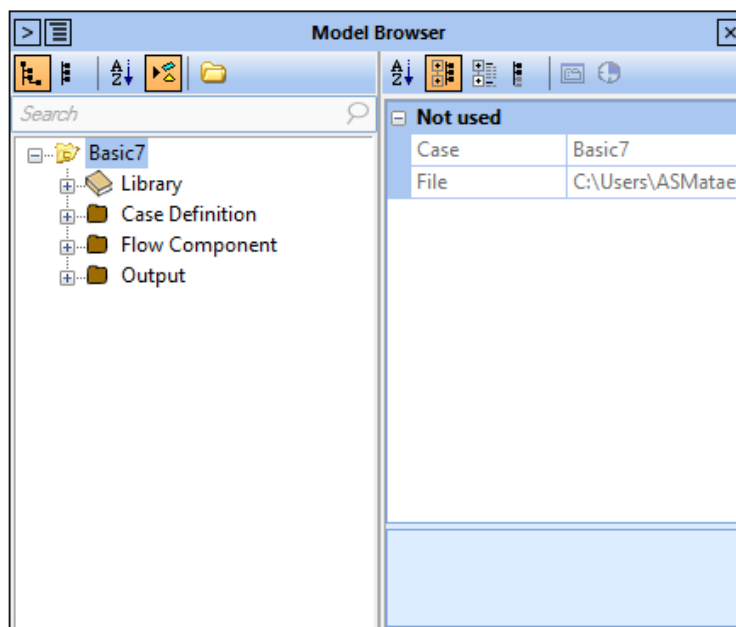


Рис. 11 – Интерфейс окна «Model browser»

При нажатии на значок папки в верхней части окна будет показан весь проект. При этом будет отображена надпись *Show whole project*. Это дает возможность просмотра всех кейсов проекта в «Model browser».

Если достаточно просмотреть информацию лишь по текущему кейсу, то, нажав на значок тот же папки, отобразится надпись *Show single case only*.

Переместить или изменить размер диалоговое окно «Model browser» и «Components» можно нажатием иконки *Close* в верхнем правом углу.

#### 4.1 Создание динамической модели (пример)

1. Открыть и создать кейс.
2. Сохранить кейс нажатием клавиши *Browse*.

3. Создать расчетный файл, расположенный в выбранной папке (выбрать *Basic Case* и нажать *Create*).

4. Правым щелчком мыши выбрать в окне «Model browser» *Save Case As* и сохранить под названием *Oil Case.opi*. Это также можно сделать, нажав на кнопку *Save Case As* на панели инструментов.

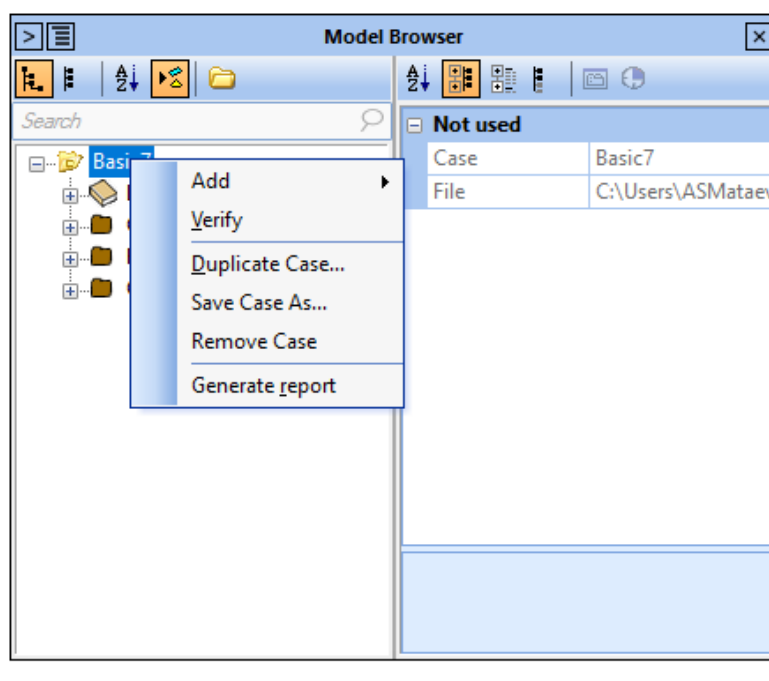


Рис. 12 – Сохранение кейса

5. Для выбора единиц измерения, во вкладке меню «File» выбрать *Options*. В окне «Application options» выбрать вкладку *Defaut Units* и задать приоритетные единицы измерения. По завершению, не забыть нажать кнопку *Ok*. Изменение отдельных единиц измерения возможно также непосредственно на входе и выходе созданного кейса.

6. Установить временные параметры для моделирования. Необходимость установления шага по времени, который должен варьироваться в диапазоне максимального и минимального значения, вызвана избеганием численных неустойчивостей и очень большого количества варианта расчета временного шага. В «Model browser» выбрать *Oil Case\Case Difinition\INTEGRATION* и задать параметры. Например:



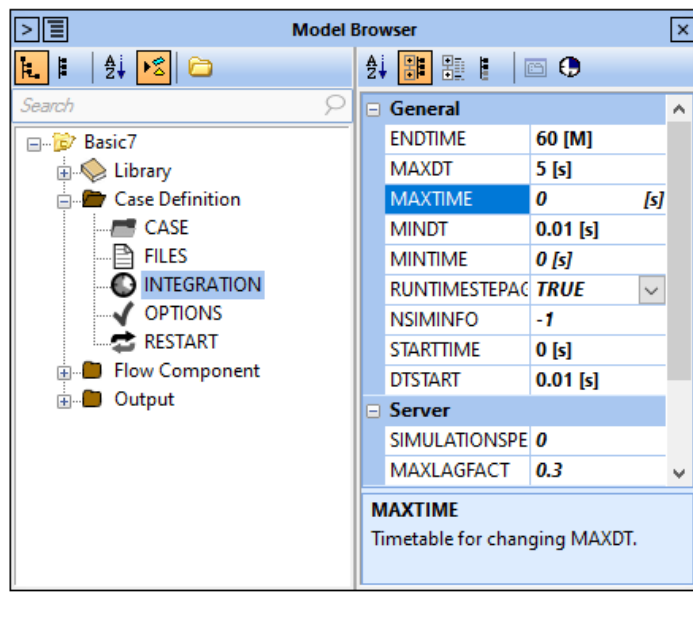


Рис. 13 – Установление параметров времени

Данный пример означает, что моделирование начинается с 0 сек и будет работать в течение 5 часов. Шаг по времени, который будет использовать OLGA в этом примере, находится между 0,01 сек и 20 сек. Самый первый шаг времени установлен на 0,01сек (DTSTART).

7. Открыть Library и указать материал (MATERIAL), изменяя название метки LABEL на необходимый (сталь, бетон и т.д.) и толщину стенки (WALL) трубы. Причем каждый слой материала может быть подразделен на подслой. Выбрать материал возможно и из библиотечного списка (Import from user's library).

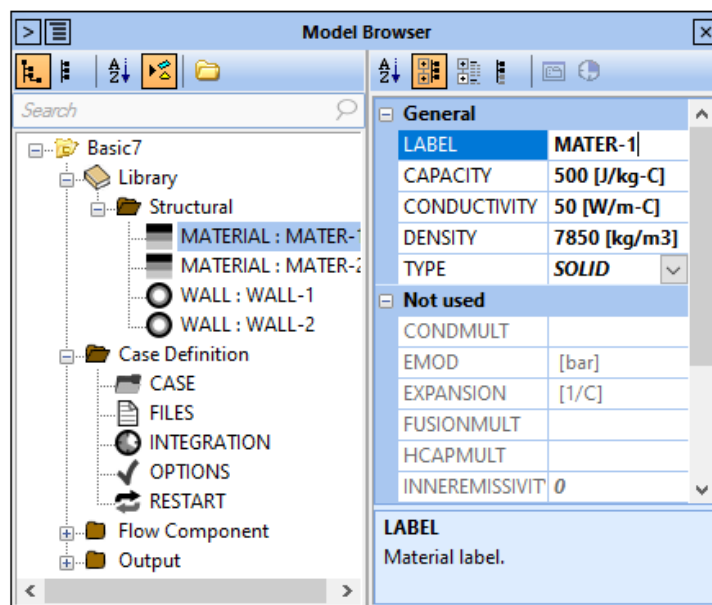


Рис. 14 – Интерфейс Library

8. В «Model browser» нажать значок Property во вкладке Wall-1. При открытии окна необходимо проверить правильность модели.

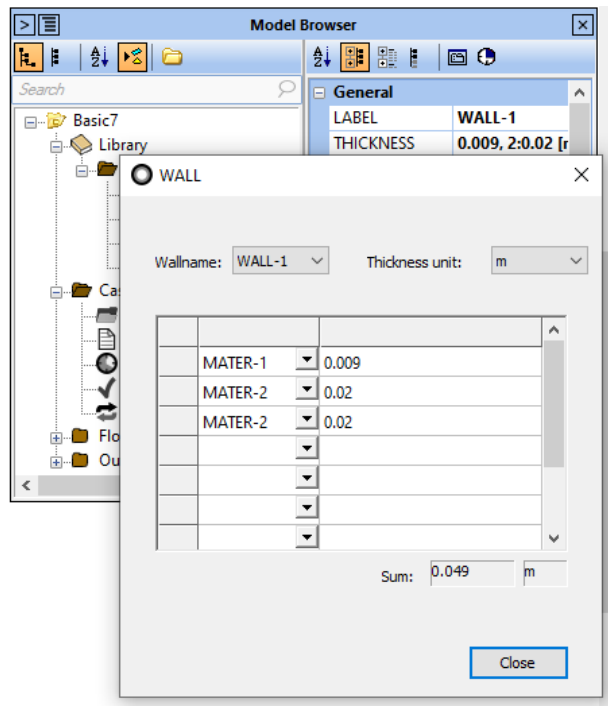


Рис. 15 – Выбор материала

9. В окне «Model browser» на первом уровне расположена группа Flow Component, которая содержит два типа компонентов: узловые точки (NOTE) и линии трубы (FLOWPATH).

FLOWPATH можно охарактеризовать, задавая геометрию каждого участка линии (piping), граничные условия (boundary), расчетные переменные (output).

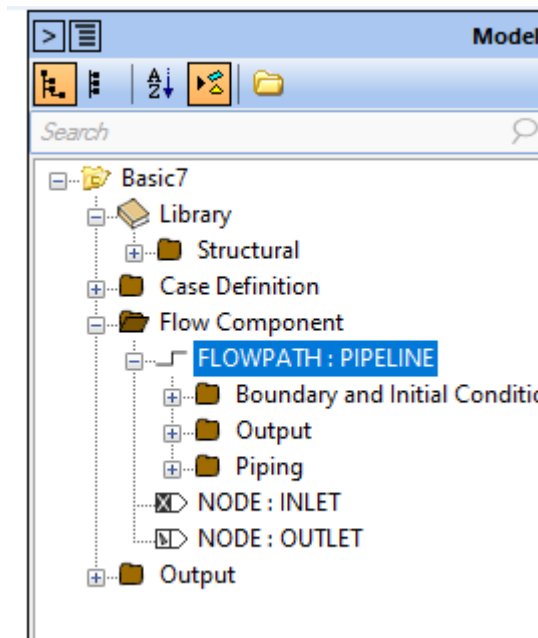


Рис. 16 – Компоненты FLOWPATH

10. Геометрия трубы (GEOMETRY) задается в подгруппе *Piping* и формируется на основе прямых участков линии (PIPES), составляющих FLOWPATH, который ограничивается узловыми точками (NOTE).

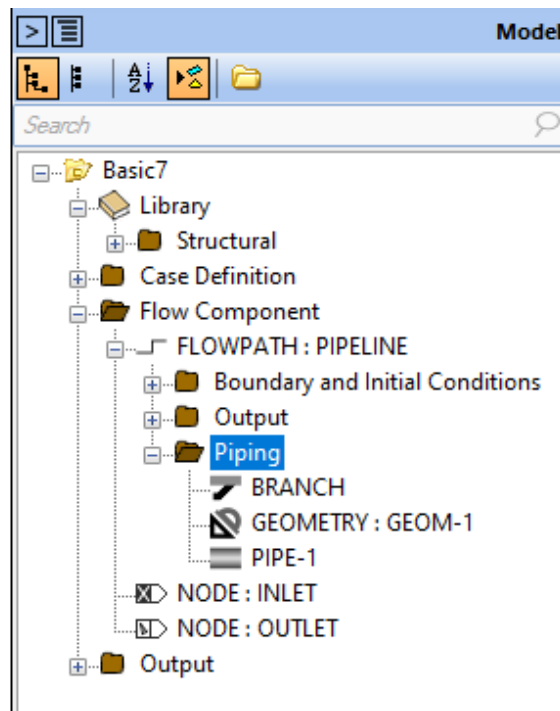


Рис. 17 – Подгруппа *Piping*

11. При открытии окна *Flowpath geometry data* возможен просмотр, редактирование и проверка геометрии трубопровода. Можно также вводить и просматривать отдельные участки по длине, высоте, количеству секций, диаметру, шероховатости и т.д. Окно *Flowpath geometry data* можно открыть в окне «Model browser» через кнопку *Property page*. Или можно дважды щелкнуть на линию потока и выбрать Свойства (*Properties*). Данные в окне *Flowpath geometry data* обновляются с данными с линии труб в OLGA GUI, и наоборот.

12. В «Model browser» в папке Flowcomponents находятся NODE:OUTLET и NODE:INLET.

Выбрав NODE:OUTLET необходимо, чтобы в секции General было выбрано PRESSURE→Pressure conditions. Затем выбрать единицы измерения давления из предложенного списка. Указать значение и единицы измерения температуры.

Выбор NODE:INLET означает, что в этом узле не выполняется передача массы или энергии.

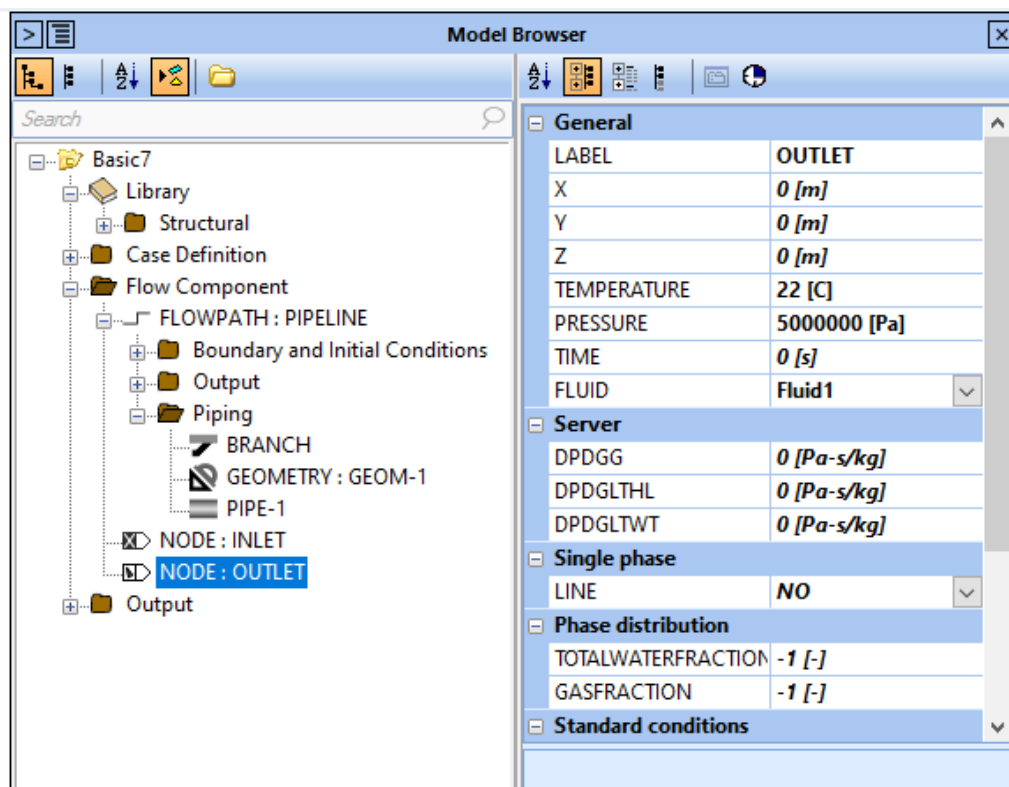


Рис. 18 – Выбор давления в NODE:OUTLET

13. В OLGA, в кейсе Oil Case, возможно внести изменения в определении источника (SOURCE). В общем случае, изначально предполагается, что приток в систему задан как поток с постоянной массой (SOURCE), т.е. флюид течет в трубопровод с заданной скоростью, независимо от давления в системе. Для внесения изменений необходим следующий алгоритм действий: «Model browser»→Flow Component→FLOWPATH: PIPELINE\Boundary and Initial Conditions\SOURCE: SOURCE-1. Далее задать соответствующие значения для времени (TIME), расхода (MASSFLOW) и температуры (TEMPERATURE).

14. Аналогично выполняется расчет теплообмена между флюидом и окружающей средой (ambient), через стенки труб: «Model browser»→ Flow Component→ FLOWPATH: PIPELINE\Boundary and Initial Conditions\HEATTRANSFER:HEATTRANS-1→HOUTEROPTION→HGIVEN. Далее задать соответствующие значения для окружающей среды (TAMBIENT) и коэффициента теплопередачи внешней стенки (HAMBIENT) к окружающей среде.

15. Вывод результатов расчета. Прежде, чем приступить к расчету (при загорании зеленого значка внизу справа), необходимо указать те переменные, которые необходимо получить.

## 4.2 Пробкообразование

Для того, чтобы отслеживать пробку в системе и просматривать поведение гидродинамических пробок необходимо активировать модуль SLUGTRACKING. Для этого необходимо:

– в окне «Model browser» в наименовании кейса выбрать ADD>FA-model> Slugtracking.

– из выпадающего списка установить HYDRODYNAMIC=ON.

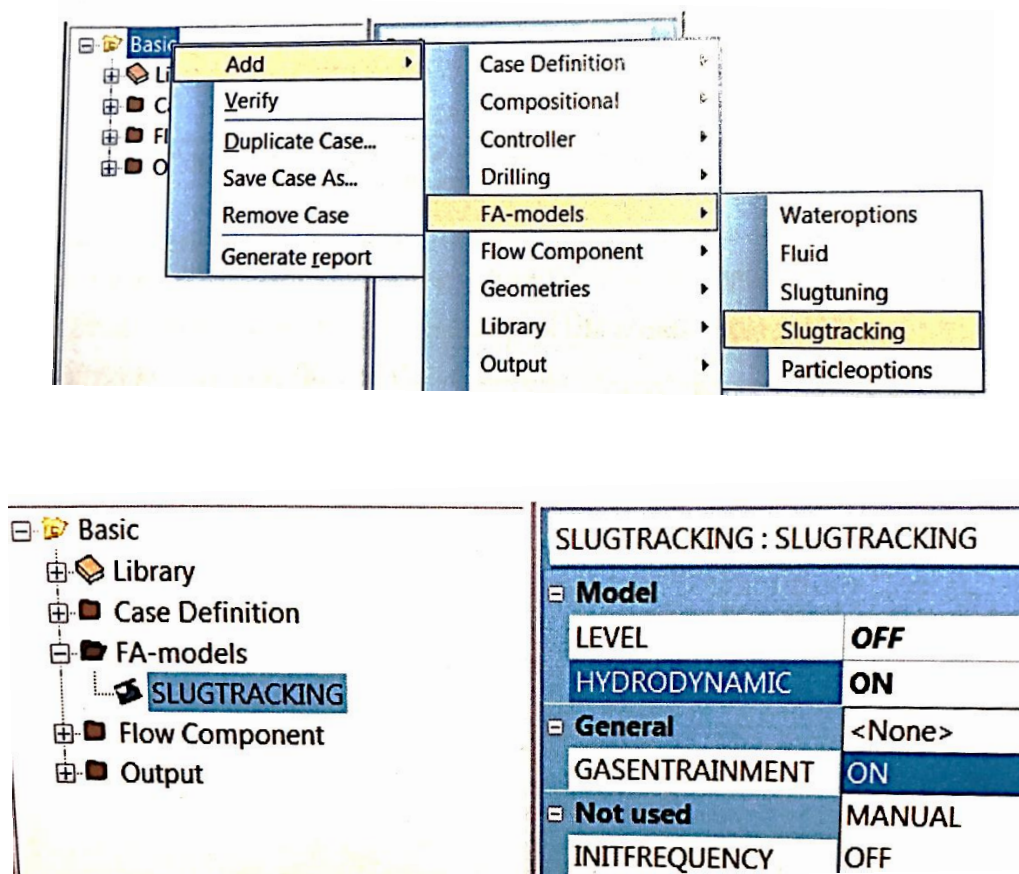


Рис. 19 – Активирование модуля SLUGTRACKING

### *Расчет максимального объема пробки*

1. Перед началом работы необходимо убедиться, накопленный объем жидкости (ACCLIQ) расположен на необходимой позиции (обычно это соответствует выходу из трубы) и задан, как тренд, до начала расчета.

2. Далее открыть тренд-график и выбрать переменную SURGELIQ (увеличение объема жидкости). Эта переменная появляется автоматически при добавлении переменных ACC\*\*\* в тренд. Это может представлять собой как условный сепаратор, так и пробкоуловитель, а также любое приемное оборудование. Для нефтяной и водной пробки соответственно это будет SURGEOIQ и SURGEWAQ. По умолчанию средний объем расхода жидкости при данном положении используется как скорость слива жидкости.

3. При желании добавить скорость слива жидкости, надо правым щелчком мыши на тренд-графике выбрать **Surge Volumes**.

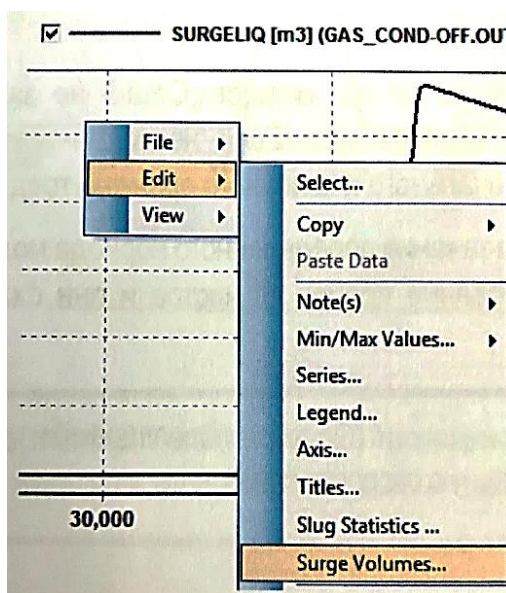


Рис. 20 – Добавление максимальной скорости слива

4. При открывании окна *Surge Volumes Options* можно изменить скорость слива жидкости ( $Q_{\max}$ ) в поле *Maximum drainage rate* на предполагаемую.

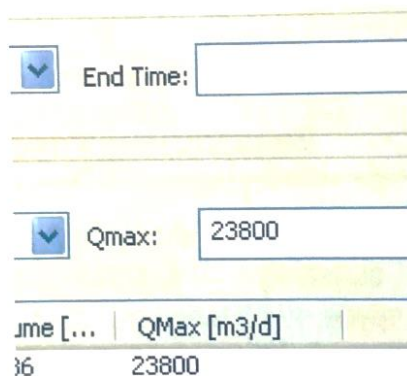


Рис. 21 – Изменение скорости слива

Если установить  $Q_{\max}=0$ , то тренд *SURGEOIQ* будет таким же, как тренд *ACCLIQ*.

Если максимальная скорость слива жидкости не задана ( $Q_{\max}$ ), то во всех позициях используется значение по умолчанию.

Если не задан временной интервал, то будут использованы значения начального и конечного времени тренд данных.

Если формирование пробок не частое и они формируются в определенный временной интервал, то можно проводить расчет в течение определенного периода моделирования.



5. Нажать на кнопку **Apply**. На основе нового значения максимальной скорости слива будет рассчитано новое значение SURGELIQ и откроется обновленный график. Максимальный объем пробки будет соответствовать максимальному значению на графике.

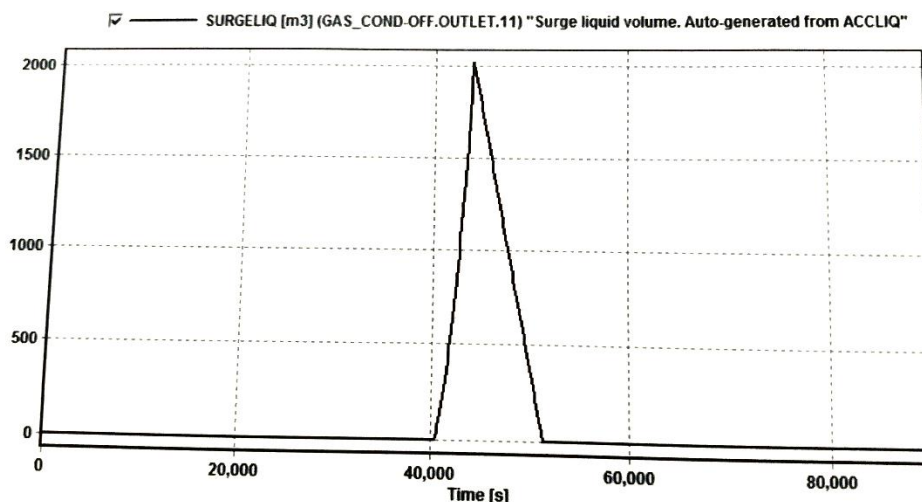


Рис. 22 – Определение максимального объема пробки

При желании визуализировать в 3D трехфазный поток нефти, газа и воды, и потенциальную нестабильность, вызванную многофазностью потока, посмотреть характер пробок в трубе, определить область, в которой нужно детально посмотреть характеристики пробок (длину, продолжительность) это возможно выполнить в OLGA на уровне кейса в папке Output:

1. Output→ADD→Animate.

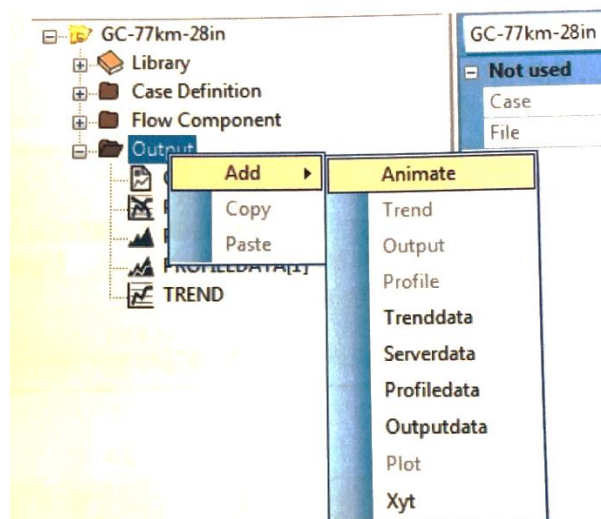


Рис. 23 – Открытие кейса Output

2. В окне Model Browser задать значение DTPLOT

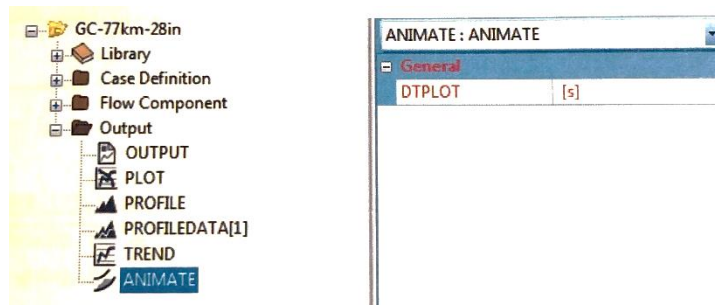


Рис. 24 – Задание значения DTPLOT

3. Когда модель выполнит расчет – на панели инструментов нажать на кнопку **3D Plot**. Должна открыться вкладка **3D Plot**.



Рис. 25 – Открытие вкладки **3D Plot**

4. После загрузки 3D Plot, правым щелчком мыши выбрать **Select Branch**, чтобы выбрать FLOWPATH, для которого хотелось бы визуализировать результаты расчета.

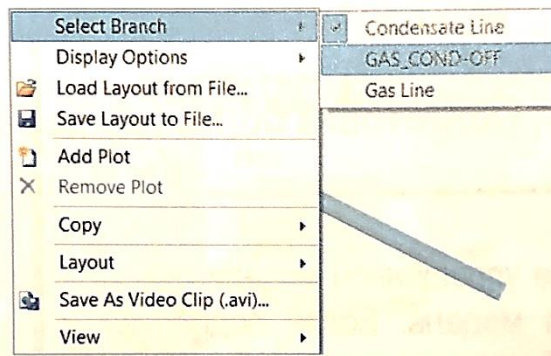


Рис. 26 – Выбор FLOWPATH

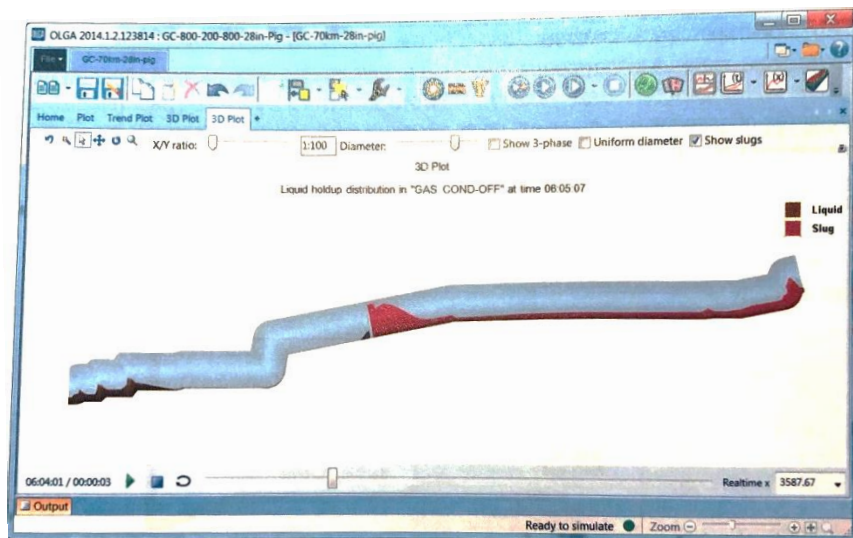


Рис. 27 – Визуализация пробкового режима



При нажатии кнопки Play начнется анимация. Красные кольца представляют собой пробки с различными длинами и частотами. Также можно наблюдать и рельефные пробки у райзера и гидродинамические удары в трубопроводе до райзера.

Если изменить соотношения  $X/Y$  и диаметр для участка трубы, то возможно изменение изображения 3D графика.

Если выполнялось моделирование трехфазного потока, то возможно увидеть воду в качестве отдельной фазы. Для этого надо сделать метку в соответствующем поле Show 3-phase.

## 5 ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

### 5.1 Рельефные пробки

Цель упражнения – изучение возможности формирования рельефных пробок в райзере.

Детальный профиль модельного трубопровода от месторождения к платформе содержит скважины, для оценки взаимодействия между скважиной и отводной линией во время работы. Скважина с углом наклона  $45^{\circ}$  длиной 1000м, за которым следует 800м вертикальный участок трубы к устью скважины.

По описанной ранее методике выберете кейс (File>Open Case). Задайте диаметр и толщину изоляции.

Для внесения изменений в параметры двойным щелчком мыши по Flowpath geometry data измените геометрию системы по представленным ниже и можно переименовать название на Hartun Pipeline. Ведите новые значения X-Y, начиная с координаты устья скважины двигаясь к концу трубопровода.

Таблица 1 – Параметры трубопровода

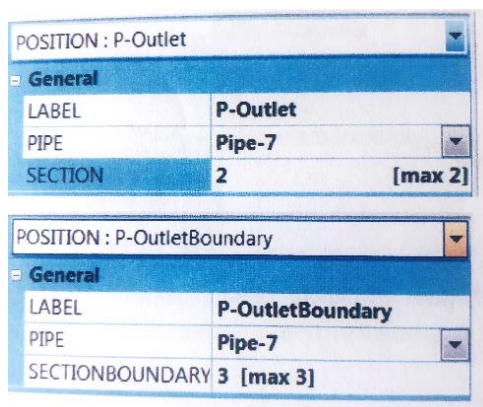
Позиция	Расстояние (X координата) [m]	Глубина воды (Y координата) [m]	Стенка
Willhead	0	-255	
	1000	-255	W- Pipeline
	1400	-250	W- Pipeline
	1800	-255	W- Pipeline
	3400	-255	W- Pipeline
Riser Base	4300	-270	W- Pipeline
Riser Top	4300	30	W-Riser
Topsides outlet	<b>4400</b>	<b>30</b>	W-Riser

Введите диаметр с прошлого кейса, а для райзера и верхней трубы оставьте 0,1м.

Значение шероховатости равное 0,028 мм. Количество секций введите:

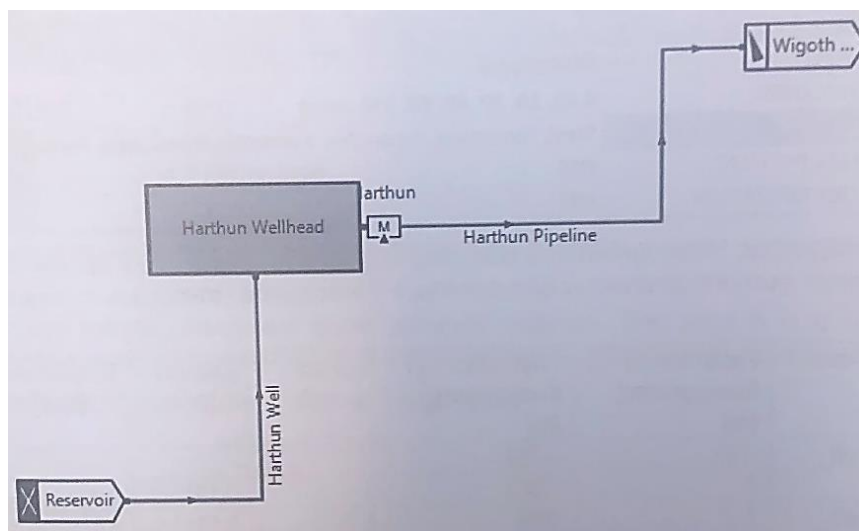
Min.number of sections per pipe	2
Maximum section length [m]	200

Проверьте расположение вывода данных (спецификацию в позициях P-Outlet and P- Outlet Boundaru). В примере это выглядит следующим образом:



Добавьте модель скважины к модели:

- а) в метки закрытого узла, представляющий собой забой скважины, измените название на Reservoir, чтобы переименовать только что добавленный узел. Можно также изменить метку узла в поле LABEL в окне браузера модели;
- б) добавьте внутренний узел. В окне Components на панели слева, перейдите к окну Flow Components и перетащите узел Internal NODE Node из меню на основное окно, переименовав его в Harthun Wellhead;
- в) в главном окне OLGA наведите указатель мыши на центр узла Reservoir (пока не появится стрелка-указатель). Удерживая левую кнопку мыши, перетащите красный круг на центр узла Harthun Wellhead (круг сменит цвет на зеленый), как показано в примере:



- г) в главном окне OLGA, выберите только что добавленную линию (FLOWPATH\_1 в данном кейсе). В окне Model Browser измените метку на Harthun Well. Эта линия теперь будет представлять устье скважины.

Добавьте новую WALL для скважины:

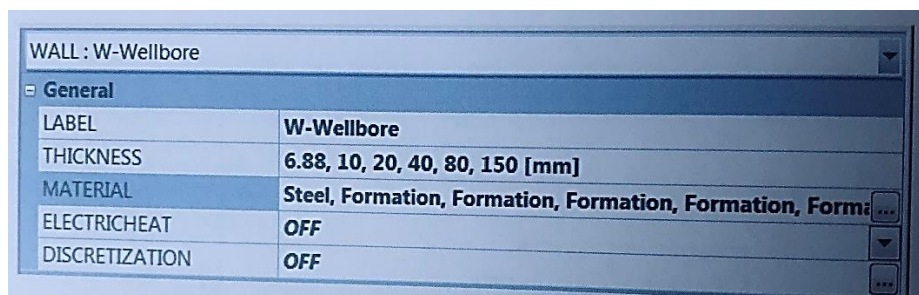
- а) в окне Model Browser выберите Library и нажмите правую кнопку, чтобы добавить новый материал. В окне Model Browser назовите новый материал Formation и задайте Теплоемкость (CAPASITY), Теплопроводность (CONDUCTIVITY) и Плотность (DENSITI) в соответствии со следующими данными:

MATERIAL: Formation	
General	
LABEL	Formation
CAPASITY	1256 [J/kg · C]
CONDUCTIVITY	1.59 [W/m · C]
DENSITI	2243 [ kg/m <sup>3</sup> ]
TYPE	SOLID

б) в окне Model Browser выберите Library и правой кнопкой мыши добавьте WALL для ствола скважины и назовите его W-Wellbore;

в) стенка для ствола скважины состоит из стали 6,88 мм и слоя изоляции толщиной 0,3 мм.

Т.к. слой грунта намного толще слоя стали (более чем в 2 раза), слой породы нужно разбить на несколько слоев. Для этого в окне Model Browser указываем слой стали толщиной 6, 88 мм и слои породы толщиной в заданном порядке: 10 мм, 20 мм, 40 мм, 80 мм, 150 мм. В конце окно Model Browser для W-Wellbore должно выглядеть следующим образом:



Изначально в OLGA дана траектория ствола скважины (X – координата относительно устья скважины, Y– координата относительно уровня моря), представленная в таблице:

Таблица 2 – Координаты ствола скважины

Расположение	Расстояние, X координата [m]	Глубина, Y координата [m]	Кол-во секций	Диаметр [m]	Шероховатость [mm]
<b>Reservoir</b>	-707	-1762			
	0	-1055	5	0.101	<b>0.025</b>
<b>Wellhead</b>	<b>0</b>	<b>-255</b>	<b>4</b>	<b>0.101</b>	<b>0.025</b>

Задайте параметры теплообмена, используя редактор геометрии.

Линейный геотермический градиент температуры от температуры пласта 85<sup>0</sup> C (INTAMBIENT) до температуры воды на дне 6<sup>0</sup> C (OUTTAMBIENT). Для задания этого геотермического градиента в модели скважины необходимо выполнить следующее:

а) в окне Model Browser перейти к **Flow Component\FLOWPATH:Harthun Well**, щелкнуть правой кнопкой мыши и выбрать добавить **Add/Boundary and Initial Conditions/Heat Transfer**;

б) в окне Model Browser во вкладке Ambient temperature, измените INTERPOLATION на VERTICAL;

в) INTAMBIENT и OUTTAMBIENT должны быть 85<sup>0</sup> C и 6<sup>0</sup> C соответственно, чтобы задать правильный геотермический градиент;

г) установите значение HAMBIENT= 6.5 W/m<sup>2</sup>·C.

Добавьте новую POSITION в PIPE-1, секция 1 и присвойте имя: P-BottomHole.

Добавьте новый SOURCE который будет использоваться в качестве притока из пласта в скважину:

а) в Model Browser выберите Flow Component>FLOWPATH: Harthun Well и правым щелчком мыши выберите Add>Boundary and Initial Conditions>Massflow source;

б) присвойте имя источнику H-Source и задайте следующие данные:

TEMPERATURE	= 85 <sup>0</sup> C
MASSFLOW	= 5 kg/s
POSITION	= P-BottomHole
TIME	= 0 s

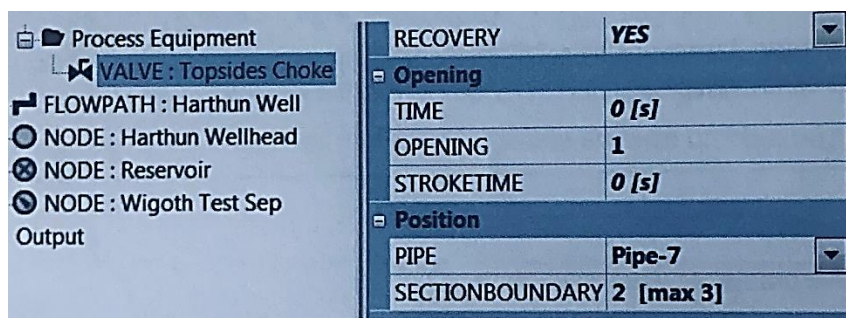
Удалите источник Harthun, так как теперь флюид будет поступать с нового участка трубы Harthun Well.

Используя методы, описанные ранее, добавьте задвижку. Для этого в окне просмотра компонентов в секции Process Equipment перетащите соответствующий значок в основное окно.

В окне Model Browser задайте следующие параметры:

LABEL	= Topsides Choke
PIPE	= PIPE-7
SECTIONBOUNDARY	= 2
DIAMETER	= 0.1m
OPENING	= 1

Пример:



Добавьте еще один клапан на устье скважины на линии Harthun Well (PIPE-2, section 5), назвав клапан Wellhead Choke и установите значение диаметра d=0.089 м.

Добавьте в TREND на уровне кейса переменную VALVOP для отслеживания открытия обоих клапанов во время выполнения расчета.

Для того, чтобы увидеть пробковый режим измените время расчета (удалив или изменив установленные ранее TRENDDATA PROFILEDDATA для линии Harthun Well), т.е. в окне Model Browser перейдите в Case Definition/INTEGRATION и установите ENDDTIME=2 h.

Сохраните текущий кейс. Он может понадобиться для выполнения последующих упражнений.

## 5.2 Снижение рисков пробкового режима при помощи задвижек

Цель упражнения – изучение реализации вариантов смягчения пробкового режима в райзере.

Используйте кейс Slug 5, выполненные в предыдущем упражнении.

В окне Model Browser выберите название кейса OLGA-Slug 5 и сделайте дубликат. Назовите кейс Topsides Choke.opi. Закройте кейс Slug 5.opi, чтобы избежать непреднамеренного редактирования.

Используйте процедуру параметрического исследования для оценки влияния степени открытия клапана на уменьшение и характер пробок, попробовав значения: 0.10, 0.04 0.02 (т.е. 10%, 4 %, 2 % от проходного сечения клапана). В качестве параметра используйте OPENING для клапана Topsides Choke, который можно найти в окне Select Parameter в папке FLOWPATH:Harthun Pipeline.

По графику переменной QLT верхней трубы и PT оцените влияние степени открытия клапана на пробковый режим.

Ответьте на вопросы.

Какое значение степени открытия задвижки стабилизирует систем упри расходе, равном 5 кг/с?

Почему использование задвижки помогает?

В чем недостаток использования данного метода

## 6 ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Свойства и параметры состояния жидкости.
2. Двухфазный поток жидкости-газа в трубопроводе.
3. Режимы течения при горизонтальном двухфазном потоке.
4. Характеристики двухфазного потока.
5. Моделирование двухфазного потока.
6. Моделирование гидравлических процессов.
7. Жидкостно-твердый поток.
8. Трехфазные потоки.
9. Способы моделирования многофазного потока.
10. Основные параметры, описывающие многофазный поток в трубопроводе.
11. Основные силы в многофазном потоке.
12. Классификация сил, участвующих в многофазном потоке.
13. Взаимодействие тел с потоком жидкости.
14. Гидравлические сопротивления.
15. Движение напорных потоков вязкой жидкости.
16. Температурный режим газовой скважины.
17. Проблемы гидратообразования.
18. Почему использование задвижки помогает снизить риск возникновения пробкового режима?
19. Способы смягчения пробкового режима.
20. Влияние рельефных пробок на технологическое оборудование.
21. Почему может наблюдаться пробковый режим при стабильном расходе?
22. Какое влияние оказывает изменение расхода на возможность возникновения рельефной пробки?

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/26457/1/TPU200622>
2. <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/123>
3. <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/1763/30123/>
4. <file:///C:/Users/%D0%92%D0%BB%D0%B0%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D1%86/Downloads/552-551-1-PB.pdf>
5. [https://www.gubkin.ru/upload/31.10.2017/sbornik\\_tezisov.pdf](https://www.gubkin.ru/upload/31.10.2017/sbornik_tezisov.pdf) стр. 390-391
6. <http://www.gipvn.ru/upload/iblock/cca/cca7008425bdb18ce695644df8d7a87c.pdf>
7. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти : учеб. пособие для вузов по спец. "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" направления подгот. специалистов "Нефтегазовое дело" / Мищенко Игорь Тихонович. - 2-е изд., испр. - М. : Нефть и газ, 2007-826с. в эк – 25 экз.
8. Марон, В. И. Гидравлика двухфазных потоков в трубопроводах : учебное пособие / В. И. Марон.- Санкт-Петербург: Лань, 2012.-256 с. -ISBN 978-5-8114-1235-8.- Текст : электронный // Лань: электронно-библиотечная система.- URL: <https://e.lanbook.com/book/3189> (дата обращения: 22.05.2024).
9. Высоцкий, Л. И. Математическое и физическое моделирование потенциальных течений жидкости : учебное пособие / Л. И. Высоцкий, Г. Р. Коперник, И. С. Высоцкий.- 2-е изд., испр.- Санкт-Петербург: Лань, 2014.- 64 с.- ISBN 978-5-8114-1554-0. -Текст : электронный // Лань: электронно-библиотечная система.- URL: <https://e.lanbook.com/book/44842> (дата обращения: 22.05.2024).
10. Новиков, И. И. Термодинамика : учебное пособие / И. И. Новиков.- 2-е изд., испр.- Санкт-Петербург: Лань, 2009. -592 с. -ISBN 978-5-8114-0987-7. -Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система.- URL: <https://e.lanbook.com/book/286> (дата обращения: 22.05.2024).
11. Гидравлика, пневматика и термодинамика: Курс лекций / Под ред. В.М. Филина. - М.: ИД ФОРУМ: НИЦ Инфра-М, 2013. - 320 с. <http://znanium.com/bookread.php?book=372195>
12. Кадет В. В. Перколяционный анализ гидродинамических и электрокинетических процессов в пористых средах: Монография / В.В. Кадет. - М.: НИЦ Инфра-М, 2013. - 256 с. <http://znanium.com/bookread.php?book=346195>