

На правах рукописи

Руководство пользователя Unifloc 7.15 VBA

**Unifloc 7 VBA**

Unifloc 7.15 VBA

Москва 2020

## Оглавление

	Стр.
<b>Введение . . . . .</b>	<b>5</b>
<b>Глава 1. Макросы VBA для проведения расчётов . . . . .</b>	<b>6</b>
1.1 Работа с VBA . . . . .	6
1.2 Ручной запуск надстройки . . . . .	6
1.3 Установка надстройки для автоматического запуска . . . . .	7
1.4 Редактор VBE . . . . .	8
1.5 Особенности VBA и соглашения Unifloc 7.15 VBA . . . . .	9
<b>Глава 2. Модель "пласт - скважина - скважинное     оборудование" и пользовательские функции     Unifloc 7.15 VBA . . . . .</b>	<b>11</b>
2.1 Физико-химические свойства флюидов - PVT . . . . .	12
2.1.1 Обозначения PVT параметров . . . . .	12
2.1.2 Выбор набора PVT корреляций . . . . .	14
2.1.3 Стандартные условия . . . . .	15
2.1.4 PVT_pb_atma давление насыщения . . . . .	16
2.1.5 PVT_rs_m3m3 – газосодержание . . . . .	19
2.1.6 PVT_bo_m3m3 – объёмный коэффициент нефти . . . . .	22
2.1.7 PVT_bg_m3m3 – объёмный коэффициент газа . . . . .	25
2.1.8 PVT_bw_m3m3 – объёмный коэффициент воды . . . . .	27
2.1.9 PVT_mu_o_cP – вязкость нефти . . . . .	29
2.1.10 PVT_mu_g_cP – вязкость газа . . . . .	31
2.1.11 PVT_mu_w_cP – вязкость воды . . . . .	33
2.1.12 PVT_rho_o_kgm3 – плотность нефти . . . . .	35
2.1.13 PVT_rho_g_kgm3 – плотность газа . . . . .	37
2.1.14 PVT_rho_w_kgm3 – плотность воды . . . . .	39
2.1.15 PVT_Z – коэффициент сверхсжимаемости газа . . . . .	41
2.2 Расчёт свойств потока . . . . .	46
2.2.1 MF_qmix_m3day – расход газожидкостной смеси . . . . .	46
2.2.2 MF_rho_mix_kgm3 – плотность газожидкостной смеси . . . . .	47

2.2.3	MF_gas_fraction_d – доля газа в потоке . . . . .	48
2.2.4	MF_p_gas_fraction_atma – целевое давления для заданной доли газа в потоке . . . . .	48
2.2.5	MF_rp_gas_fraction_m3m3 – целевой газовый фактор для заданной доли газа в потоке . . . . .	49
2.3	Сепарация газа в скважине . . . . .	50
2.3.1	MF_ksep_natural_d – естественная сепарация газа . .	50
2.3.2	MF_ksep_gasseparator_d – сепарация газа роторным газосепаратором . . . . .	51
2.3.3	MF_ksep_total_d – общая сепарация газа . . . . .	53
2.4	Расчёт многофазного потока в штуцере . . . . .	53
2.4.1	MF_p_choke_atma – Расчет давления на входе или на выходе штуцера . . . . .	54
2.4.2	MF_qliq_choke_sm3day – функция расчёта дебита жидкости через штуцер . . . . .	55
2.4.3	MF_calibr_choke_fr – функция настройки модели штуцера . . . . .	56
2.5	Расчет многофазного потока в трубе . . . . .	58
2.5.1	MF_dp_pipe_atm – расчёт перепада давления в трубе	60
2.5.2	MF_p_pipe_atma – функция расчета давления на конце трубы . . . . .	61
2.5.3	MF_p_pipe_znlf_atma – функция расчета давления на конце трубы при барботаже . . . . .	63
2.5.4	MF_dpdl_atmm – функция расчета градиента давления по многофазной корреляции . . . . .	65
2.6	Расчет многофазного потока в пласте . . . . .	66
2.6.1	IPR_pi_sm3dayatm – расчёт продуктивности . . . . .	68
2.6.2	IPR_pwf_atm – расчёт забойного давления по дебиту и продуктивности . . . . .	69
2.6.3	IPR_qliq_sm3day – расчёт дебита по забойному давлению и продуктивности . . . . .	69
2.7	Расчет УЭЦН . . . . .	71
2.7.1	ESP_head_m – расчёт номинального напора ЭЦН . .	73

2.7.2	ESP_eff_fr – расчёт номинального КПД ЭЦН . . . . .	74
2.7.3	ESP_power_W – расчёт номинальной мощности потребляемой ЭЦН . . . . .	75
2.7.4	ESP_id_by_rate – выбор типового насоса по номинальному дебиту . . . . .	76
2.7.5	ESP_dp_atm – расчет перепада давления развиваемого ЭЦН . . . . .	76
2.7.6	ESP_system_calc – расчет параметров работы УЭЦН .	78
2.7.7	Электромеханический расчёт погружного электрического двигателя ПЭД . . . . .	79
2.8	Технологический режим добывающих скважин . . . . .	85
2.8.1	tr_Pwf_calc_atma – расчёт забойного давления по динамическому уровню . . . . .	86
2.8.2	tr_Pwf_calc_Pin_atma – расчёт забойного давления по давлению на приеме . . . . .	86
2.8.3	tr_Pump_calc_atma – расчёт давления на приеме по динамическому уровню . . . . .	87
2.8.4	tr_Potential_Pwf_atma – расчёт целевого забойного давления по доле газа . . . . .	87
2.8.5	tr_BB_Pwf_atma – расчёт забойного давления фонтанирующей скважины по буферному давлению . .	87
2.8.6	tr_BB_Pwf_Pin_atma – расчёт забойного давления по давлению на приеме по корреляции Беггса-Брилла . . . . .	88
<b>Единицы измерений . . . . .</b>		<b>90</b>
<b>Список сокращений и условных обозначений . . . . .</b>		<b>91</b>
<b>Словарь терминов . . . . .</b>		<b>92</b>

## Введение

Документ описывает набор макросов и функций Unifloc 7.15 VBA для проведения инженерных расчетов систем нефтедобычи в Excel. Модуль предназначен для изучения математических моделей систем нефтедобычи и развития навыков проведения инженерных расчётов.

Макросы и функции Unifloc 7.15 VBA охватывают основные элементы математических моделей систем «пласт - скважина - скважинное оборудование» - модель физико-химических свойств пластовых флюидов (PVT модель), модели многофазного потока в трубах, скважинном оборудовании, пласте, модели скважин и узлового анализа систем нефтедобычи.

Для использования Unifloc 7.15 VBA требуются навыки уверенного пользователя MS Excel, желательно знание основ программирования и теории добычи нефти.

Алгоритмы реализованные в Unifloc 7.15 VBA не претендуют на полноту и достоверность и ориентированы на учебные задачи и проведение простых расчётов. Руководство пользователя также не претендует на полноту описания системы (часто получается, что описание отстаёт от текущего состояния Unifloc 7.15 VBA ). Все приводится как есть. Более надёжным способом получения достоверной информации о работе макросов Unifloc 7.15 VBA является изучение непосредственно расчётного кода в редакторе VBE.

[https://github.com/khabibullinra/unifloc\\_vba](https://github.com/khabibullinra/unifloc_vba)

Хабибуллин Ринат (khabibullin.ra@gubkin.ru)

## Глава 1. Макросы VBA для проведения расчётов

Расчёты Unifloc 7.15 VBA выполняются с использованием макросов, написанных на языке программирования Visual Basic for Application (VBA), встроенном в Excel [[wikipedia VBA](#)].

Макросы Unifloc 7.15 VBA могут быть использованы различными способами. В самом простом варианте для использования Unifloc 7.15 VBA не требуется программировать (писать код на VBA), достаточно уметь вызывать необходимые функции из рабочей книги Excel, создавая расчётные модули. В более сложном и мощном варианте использования на основе функций Unifloc 7.15 VBA можно создавать свои макросы, которые могут быть вызваны, например, по нажатию кнопки. Это упрощает проведение больших массовых расчётов, но требует написания кода на VBA. Самый продвинутый вариант подразумевает создание собственных программ на основе объектной модели Unifloc 7.15 VBA .

Исходный код расчётных модулей находится в отдельном файле - надстройке Excel - файле с расширением.xlam. Для использования макросов данная надстройка должна быть запущена в программе Excel при проведении расчётов. Ее можно каждый раз запускать вручную или установить для автоматического запуска при старте Excel. Подробное описание процедуры установки надстройки можно найти на сайте Microsoft по ключевым словам "[добавление и удаление надстроек в Excel](#)".

### 1.1 Работа с VBA

### 1.2 Ручной запуск надстройки

Для работы с надстройкой рекомендуется ручной способ ее запуска, описанный в данном разделе. (альтернативный способ описан в следующем разделе). Ручной запуск надстройки не требует ее установки на компьютере. Это бывает удобно, когда версия надстройки часто меняется. Для этого

необходимо открыть файл надстройки непосредственно в Excel, например двойным щелчком по файлу с расширением.xlam в проводнике. При этом Excel откроется, но никаких документов в нем не появится, а сама надстройка будет загружена и готова к использованию. Надстройка alglib.xlam должна находиться в одной папке с надстройкой Unifloc 7.15 VBA . Она будет автоматически загружена. Убедиться, что надстройка загружена можно по наличию закладки "unifloc"на панели кнопок Excel. Там же можно найти кнопку для проверки версии надстройки и исправления путей к надстройке.

При переносе файла использующего макросы Unifloc 7.15 VBA на другой компьютер, при запуске может возникать сообщение, что связанный файл надстройки не найден. Это происходит поскольку Excel при использовании функций любой надстройки автоматически при вызове функции сохраняет полный путь к надстройке. При изменении положения надстройки на компьютере (например при переносе на новый компьютер) excel не может автоматически исправить путь и требует действий пользователя.

При получении такого сообщения возможны два варианта действий. Первый - в окне запроса следует выбрать кнопку "изменить" и указать правильное положение файла надстройки. Второй - в окне запроса указать - продолжить (или отменить обновление связанных файлов). После того как окно закроется, на закладке "unifloc"выбрать кнопку «исправить ссылки на надстройку». После этого для всех вызовов функций надстройки Unifloc 7.15 VBA ссылки на надстройку будут исправлены автоматически. Отчёт об исправлении можно найти в окне immediate редактора VBE.

### **1.3 Установка надстройки для автоматического запуска**

1. На вкладке Файл выберите команду Параметры, а затем — категорию Надстройки.
2. В поле Управление выберите пункт Надстройки Excel, а затем нажмите кнопку Перейти. Откроется диалоговое окно Надстройки.
3. Чтобы установить и активировать надстройку Unifloc 7.15 VBA , нажмите кнопку Обзор (в диалоговом окне Надстройки), выберите файл надстройки, а затем нажмите кнопку ОК.

4. Аналогично надстройке Unifloc 7.15 VBA потребуется установить надстройку `alglib.xlam`
5. Надстройка появится в списке надстроек. Галочка активации надстройки должна быть установлена

После установки и активации надстройки, встроенными в нее макросами можно будет пользоваться в любой книге Excel на данном компьютере. При переносе расчётных файлов на другой компьютер для сохранения их работоспособности должна быть передана и установлена и надстройка. При переносе файлов использующих функции Unifloc 7.15 VBA с другого компьютера или на другой компьютер может потребоваться исправить путь к надстройке. Это можно сделать с использованием соответствующей кнопки на закладке "unifloc".

## 1.4 Редактор VBE

Чтобы получить доступ к макросам в текущей версии расчётного модуля для выполнения упражнений необходимо:

- Запустить Excel запустив рабочую книгу для выполнения упражнений
- Нажать комбинацию клавиш <Alt-F11>
- Откроется новое окно с редактором макросов VBA (Рис. 1.1). Иногда в литературе окно редактирования макросов обозначают как VBE (Visual Basic Enviroment)
- Окне VBE можно изучить структуру проекта (набора макросов и других элементов). Раздел со структурой проекта можно открыть из меню <Вид – Обзорщик проекта>. Макросы располагаются в ветках «модули» и «модули классов»



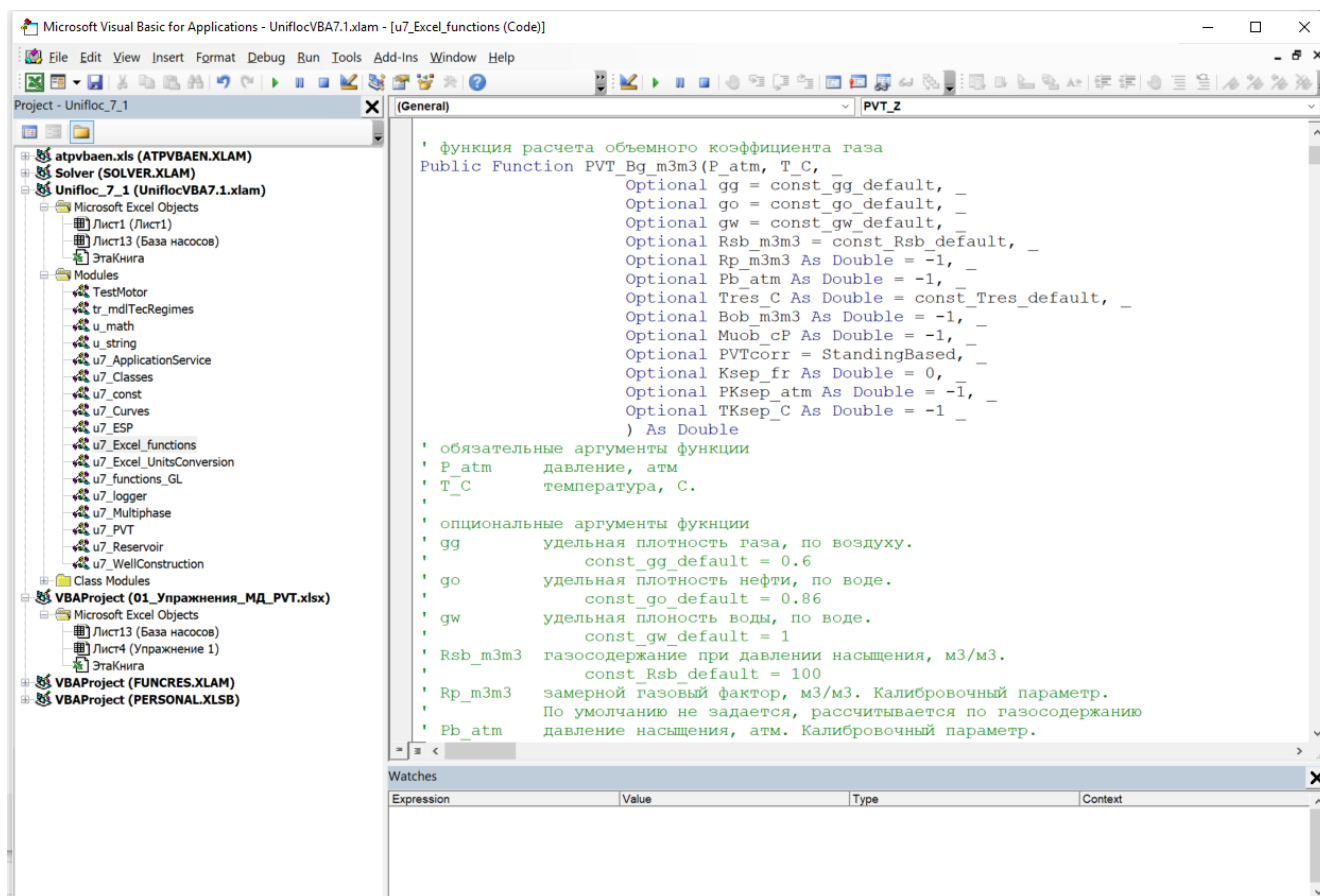


Рис. 1.1 — Окно редактора VBE

## 1.5 Особенности VBA и соглашения Unifloc 7.15 VBA

Строки, начинающиеся со знака ‘ являются комментариями. В VBE они выделяются зелёным цветом. На исполнение макросов не влияют.

Для многих макросов не обязательно задавать все параметры. Некоторые значения параметров могут не задаваться – тогда будут использованы значения параметров, принятые по умолчанию. Параметры, допускающие задание по умолчанию, помечены в исходном коде ключевым словом **Optional**.

При создании макросов в основном использовались международные обозначения переменных, принятые в монографиях общества инженеров нефтяников SPE. Список наиболее употребляемых обозначений приведён в приложении.

При создании макросов для обозначения переменных разработчики старались придерживаться следующих соглашений (не всегда успешно впрочем)

- название переменной или функции отражает физический смысл
- лучше длинное и понятное название, чем короткое и непонятное, разделители слов в названиях - знаки подчёркивания (там, где это возможно)
- для расчётных функций название может содержать (последовательно) - префикс, указывающий группу функций, расчётное значение, ключевые параметры, на основе которых проводится расчёт, размерность результата
- для минимизации путаницы с размерностями физических величин все размерные переменные в названии содержат явное указание размерности

## Глава 2. Модель "пласт - скважина - скважинное оборудование" и пользовательские функции Unifloc 7.15 VBA

Набор функций Unifloc 7.15 VBA описывает математическую модель системы нефтедобычи, часто обозначаемой как модель "пласт - скважина - скважинное оборудование". Модель состоит из набора элементов - алгоритмов, описывающих ключевые физические процессы в системе нефтедобычи, существенно влияющие на результаты расчётов и на решения, которые могут быть приняты на основе расчётов.

К основным элементам системы можно отнести следующие модели:

- модель физико-химических свойств пластовых флюидов
- модель многофазного потока в трубопроводе, элементах инфраструктуры, скважинном оборудовании
- модель многофазного потока в стволе скважины
- модель многофазного потока в пласте и призабойной зоне скважины
- модель работы УЭЦН
- модель работы скважины как системы "пласт - скважина - скважинное оборудование"

Ключевым параметром модели нефтедобычи является распределение давления и температуры в системе. Моделирование всех элементов системы направлено, как правило, на то, чтобы восстановить распределение давления.

Модель нефтедобычи напрямую отражается в объектной модели Unifloc 7.15 VBA и в наборе пользовательских функций. Пользовательскими функциями называются функции VBA которые могут быть напрямую использованы из рабочих книг Excel.

В этом разделе модель нефтедобычи и ее элементы описаны как набор пользовательских функций, позволяющих провести расчёты из рабочей книги. Более полный набор пользовательских функций и их описание можно найти в коде надстройки или в приложении "Автоматически сгенерированное описание"

## 2.1 Физико-химические свойства флюидов - PVT

Для расчёта физико-химических свойств пластовых флюидов используется модель нелетучей нефти. Для всех функций, реализующих расчёт с учётом PVT свойств необходимо задавать одинаковый полный набор параметров, описывающих нефть, газ и воду. При этом для некоторых частных функций не все параметры будут влиять на результат расчёта, тем не менее эти параметры должны быть определены. Это сделано для унификации методик расчёта – при любом вызове функции проводится расчёт всех свойств модели нелетучей нефти, но возвращаются только необходимые данные. Эта особенность может замедлить расчёты с использованием пользовательских функций Excel по сравнению с функциями объектной модели Unifloc 7.15 VBA .

### 2.1.1 Обозначения PVT параметров

Типовой набор PVT параметров приведён ниже:

- $\gamma_g$  - **gamma\_gas** - удельная плотность газа, по воздуху. Стандартное обозначение переменной **gamma\_gas**. Безразмерная величина. Следует обратить внимание, что удельная плотность газа по воздуху не совпадает с плотностью воздуха в г/см<sup>3</sup>, поскольку плотность воздуха при стандартных условиях **Const const\_rho\_air = 1.205** при температуре 20 °C и давлении 101325 Па для сухого воздуха. По умолчанию задается значение **const\_gg\_default = 0.6**
- $\gamma_o$  - **gamma\_oil** - удельная плотность нефти, по воде. Стандартное обозначение переменной **gamma\_oil**. Безразмерная величина, но по значению совпадает с плотностью в г/см<sup>3</sup>. По умолчанию задаётся значение **const\_go\_default = 0.86**
- $\gamma_w$  - **gamma\_wat**- удельная плотность воды, по воде. Стандартное обозначение переменной **gamma\_wat**. Безразмерная величина, но по значению совпадает с плотность в г/см<sup>3</sup>. По умолчанию задаётся значение **const\_gw\_default = 1** Плотность воды может отличаться

- от задаваемой по умолчанию, например для воды с большой минерализацией.
- $r_{sb}$ - газосодержание при давлении насыщения, м3/м3. Стандартное обозначение в коде `Rsb_m3m3`. Значение по умолчанию `const_Rsb_default = 100`
  - $R_p$ - замерной газовой фактор, м3/м3. Стандартное обозначение в коде `Rp_m3m3`. Калибровочный параметр. По умолчанию используется значение равное газосодержанию при давлении насыщения. Если задаётся значение меньшее, чем газосодержание при давлении насыщения, то последнее принимается равным газовому фактору (приоритет у газового фактора, потому что как правило это замерное значение в отличии от газосодержания определяемого по результатам лабораторных исследований проб нефти).
  - $P_b$  - давление насыщения, атм. Стандартное обозначение в коде `Pb_atm`. Калибровочный параметр. По умолчанию не задаётся, рассчитывается по корреляции. Если задан, то все расчёты по корреляциям корректируются с учётом заданного параметра. При задании давления насыщения обязательно должна быть задана температура пласта – температура при которой было определено давление насыщения.
  - $T_{res}$ - пластовая температура, °C. Стандартное обозначение в коде `Tres_C`. Учитывается при расчёте давления насыщения. По умолчанию принято значение 90 °C.
  - $B_{ob}$  - объёмный коэффициент нефти, м3/м3. Стандартное обозначение в коде `Bob_m3m3`. Калибровочный параметр. По умолчанию рассчитывается по корреляции. Если задан, то все расчёты по корреляциям корректируются с учётом заданного параметра.
  - $\mu_{ob}$  - вязкость нефти при давлении насыщения, сП. Стандартное обозначение `Muob_cP`. Калибровочный параметр. По умолчанию рассчитывается по корреляции. Если задан, то все расчёты по корреляциям корректируются с учётом заданного параметра.
  - PVTcorr - номер набора PVT корреляций используемых для расчёта.
    - StandingBased = 0 - на основе корреляции Стендинга
    - McCainBased = 1 - на основе корреляции Маккейна

- StraightLine = 2 - на основе упрощённых зависимостей
- PVTstr - закодированная строка с параметрами PVT. Если задана - перекрывает другие значения. Позволяет задать PVT параметры ссылкой всего на одну ячейку в Excel. Введена для удобства использования функций с большим числом параметров из Excel. Может быть сгенерирована вызовом функции PVT\_Encode\_string.
- $K_s$  – коэффициент сепарации газа. Определяет изменение свойств флюида после отделения части газа из потока в результате сепарации при определённых давлении и температуре. По умолчанию предполагается, что сепарации нет  $K_s=0$ . Для корректного задания свойств флюида после сепарации части газа необходимо также задать параметры  $P_{ksep}$ ,  $T_{ksep}$
- $P_{ksep}$  - Давление при которой произошла сепарация части газа. Необходимо для расчёта свойств флюида с учётом сепарации.
- $T_{ksep}$  - Температура при которой произошла сепарация части газа. Необходимо для расчёта свойств флюида с учётом сепарации.

### 2.1.2 Выбор набора PVT корреляций

В Unifloc 7.15 VBA реализована возможность проведения расчётов по нескольким наборам корреляций - набору на основе корреляций Стендинга, на основе корреляций МакКейна. PVT корреляции позволяют восстановить все необходимые для расчётов параметры из минимального набора исходных данных - плотности газа  $\gamma_g$ , плотности дегазированной нефти  $\gamma_o$  и газосодержания при давлении насыщения  $r_{sb}$ .

Выбор корректного набора корреляций позволит более корректно описать поведение системы «пласт - скважина - скважинное оборудование».

На практике для повышения точности моделирования широко применяется задание расширенного набора исходных PVT параметров - калибровочных параметров: давления насыщения  $P_b$ , объёмного коэффициента нефти при давлении насыщения  $B_{ob}$ , вязкости нефти при давлении насыщения  $\mu_{ob}$ .

Применение калибровочных параметров значительно снижает зависимость результатов расчётов от выбора корреляции, хотя и не устраняет такую зависимость полностью. Поэтому при отсутствии других соображений, рекомендуется использовать для расчётов набор корреляций на основе корреляций Стендинга (быстрее считает по сравнению с МакКейном) и применять калибровочные параметры.

Также полезно помнить, что калибровочные параметры, могут значительно исказить отдельные параметры рассчитанные по корреляциям. Например корреляция может дать значение давления насыщения около 100 бар. Если вы введёте калибровочное значение давления насыщения 20 бар, программной ошибки в расчёте не возникнет, но в реальности расхождение давления насыщения по корреляции и по факту в 5 раз маловероятно. Скорее всего, в этом случае, в данных где то ошибка. Возможность возникновения подобных рассогласований данных следует всегда иметь в виду и применять калибровочные параметры с осторожностью.

### 2.1.3 Стандартные условия

Многие параметры нефти, газа и воды существенно зависят от давления и температуры. Например объем занимаемый определённым количеством газа примерно в два раза снизится при повышении давления в два раза.

Поэтому для удобства фиксации и сравнения параметров они часто приводятся к стандартным или нормальным условиям - определённым давлениям и температуре.

Принятые в разных дисциплинах и разных организациях точные значения давления и температуры в стандартных условиях могут различаться (смотри например [https://en.wikipedia.org/wiki/Standard\\_conditions\\_for\\_temperature\\_and\\_pressure](https://en.wikipedia.org/wiki/Standard_conditions_for_temperature_and_pressure)), поэтому указание значений физических величин без уточнения условий, в которых они приводятся, может приводить к ошибкам. Наряду с термином «стандартные условия» применяется термин «нормальные условия». «Нормальные условия» обыч-

но отличаются от «стандартных» тем, что под нормальным давлением принимается давление равное  $101\,325\text{ Па} = 1\text{ атм} = 760\text{ мм рт. ст.}$

Обычно в монографиях SPE принято, что стандартное давление для газов, жидкостей и твёрдых тел, равное  $10^5\text{ Па}$  (100 кПа, 1 бар); стандартная температура для газов, равная  $15.6\text{ }^\circ\text{C}$  соответствующая  $60\text{ }^\circ\text{F}$ .

В Российском ГОСТ 2939-63 принято, что стандартное давление для газов, жидкостей и твёрдых тел, равное  $10.13^5\text{ Па}$  (101325 Па, 1 атм); стандартная температура для газов, равная  $20\text{ }^\circ\text{C}$  соответствующая  $68\text{ }^\circ\text{F}$ .

В Unifloc 7.15 VBA приняты следующие значения стандартных условий

```
Public Const const_psc_atma As Double = 1
Public Const const_tsc_C = 20
Public Const const_convert_atma_Pa = 101325
```

#### 2.1.4 PVT\_pb\_atma давление насыщения

Функция рассчитывает давление насыщения по известным данным газосодержания при давлении насыщения,  $\gamma_g, \gamma_o, T_r$ .

При проведении расчётов с использованием значения давления насыщения, следует помнить, что давление насыщения является функцией температуры. В частности при калибровке результатов расчётов на известное значение давления насыщения  $P_b$  следует указывать значение пластовой температуры  $T_r$  при котором давление насыщения было получено.

В наборе корреляций на основе корреляции Стендинга расчет давления насыщения проводится по корреляции Стендинга [0]

```
' Расчет давления насыщения
Public Function PVT_pb_atma( _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg_, _
    Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go_, _
    Optional ByVal gamma_wat As Double = const_gw_, _
    Optional ByVal rsb_m3m3 = const_rsb_default, _
    Optional ByVal rp_m3m3 = -1, _
```



```

Optional ByVal pb_atma = -1, _
Optional ByVal tres_C = const_tres_default, _
Optional ByVal bob_m3m3 = -1, _
Optional ByVal muob_cP = -1, _
Optional ByVal PVTcorr = Standing_based, _
Optional ByVal ksep_fr = 0, _
Optional ByVal p_ksep_atma = -1, _
Optional ByVal t_ksep_C = -1, _
Optional ByVal str_PVT As String = "" _
)

' обязательные аргументы функции
' T_C      температура, С.
'
' опциональные аргументы функции
' gamma_gas удельная плотность газа, по воздуху.
'      const_gg_ = 0.6
' gamma_oil удельная плотность нефти, по воде.
'      const_go_ = 0.86
' gamma_wat удельная плотность воды, по воде.
'      const_gw_ = 1
' rsb_m3m3 газосодержание при давлении насыщения, м3/м3.
'      const_rsb_default = 100
' rp_m3m3  замерной газовый фактор, м3/м3.
'      имеет приоритет перед rsb если Rp < rsb
' pb_atma  Давление насыщения при температуре tres_C, атма.
'      Опциональный калибровочный параметр,
'      если не задан или = 0 то рассчитывается по корреляции
' tres_C   пластовая температура, С.
'      Учитывается при расчете давления насыщения.
'      const_tres_default = 90
' bob_m3m3 объемный коэффициент нефти, м3/м3.
' muob_cP  вязкость нефти при давлении насыщения
'      По умолчанию рассчитывается по корреляции
' PVTcorr  номер набора PVT корреляций для расчета
'      Standing_based = 0 - на основе кор-ии Стендинга
'      McCain_based = 1 - на основе кор-ии Маккейна
'      straigth_line = 2 - на основе упрощенных зависимостей
' ksep_fr  коэффициент сепарации - определяет изменение свойств
'      нефти после сепарации доли свободного газа.
'      изменение свойств нефти зависит от условий
'      сепарации газа, которые должны быть явно заданы
' p_ksep_atma  давление при которой была сепарация
' t_ksep_C     температура при которой была сепарация

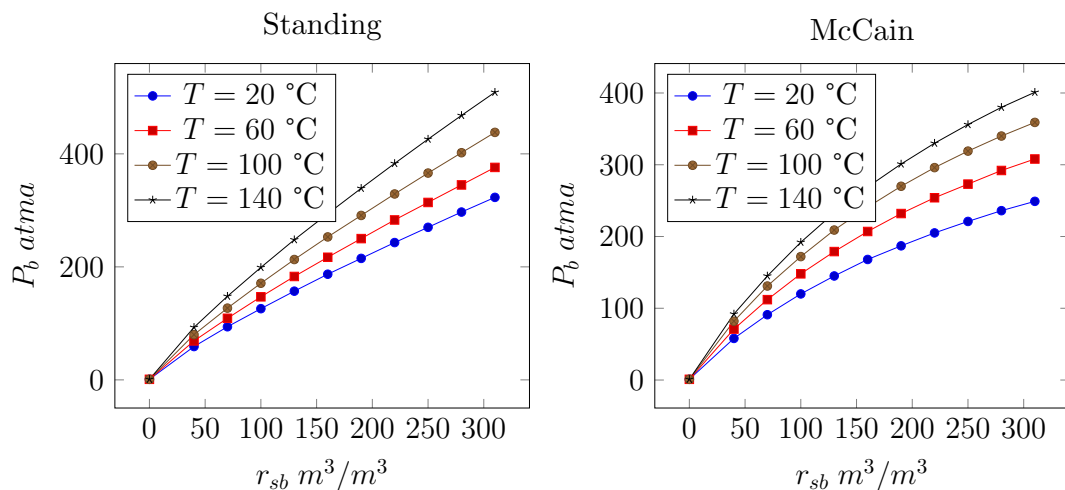
```

```

' str_PVT      закодированная строка с параметрами PVT.
'              если задана - перекрывает другие значения
'
' результат - число - давление насыщения.

```

Пример расчёта с использованием функции `PVT_pb_atma` для различных наборов PVT корреляций приведён на рисунке ниже. Видно, что результаты расчетов по различным корреляциям дают качественно схожие результаты, но не совпадают друг с другом. Отличия, по всей видимости, обусловленные применением различных наборов исходных данных, использовавшихся авторами. Поэтому при проведении расчетов для конкретного месторождения актуальной является задача выбора адекватного набора корреляций. Макросы Unifloc 7.15 VBA позволяют провести расчет с использованием различных подходов, но при этом выбор корреляции остается за пользователем.



При проведении расчётов с использованием набора корреляций на основе корреляций МакКейна следует учитывать, что они работают только для температур более  $18\text{ °C}$ . При более низких значениях температуры расчёт будет проводиться для  $18\text{ °C}$ .

Обратите внимание, что для функции `PVT_pb_atma` набор аргументов отличается от набора для всех остальных функций PVT. Для расчёта давления насыщения нет необходимости задавать давление при котором будет проведён расчёт, так как давление является результатом расчёта.

### 2.1.5 PVT\_rs\_m3m3 – газосодержание

Газосодержание это отношения объёма газа растворённого в нефти приведённого к стандартным условиям к объёму дегазированной нефти приведённой к стандартным условиям.

$$r_s = \frac{V_{g,sc}}{V_{o,sc}}$$

Газосодержание является одним из ключевых свойств нефти при расчётах производительности скважин и работы скважинного оборудования. Динамика изменения газосодержания при изменении давления и температуры во многом определяет количество свободного газа в потоке и должна учитываться при проведении расчётов.

При задании PVT свойств нефти часто используют значение газосодержания при давлении насыщения  $r_{sb}$  - определяющее объём газа растворённого в нефти в пластовых условиях. В модели флюида Unifloc 7.15 VBA газосодержание при давлении насыщения является исходным параметром нефти и должно быть обязательно задано.

Следует отличать газосодержание в нефти при давлении насыщения  $r_{sb}$  и газовый фактор  $r_p$ .

$$r_p = \frac{Q_{g,sc}}{Q_{o,sc}}$$

Газовый фактор  $r_p$  в отличие от газосодержания  $r_{sb}$  является, вообще говоря, параметром скважины - показывает отношение объёма добытого из скважины газа к объёму добытой нефти приведённые к стандартным условиям. Газосодержание же является свойством нефти - показывает сколько газа растворено в нефти. Если газ добываемый из скважины это газ который выделился из нефти в процессе подъёма, что характерно для недонасыщенных нефтей, то значения газового фактора и газосодержания будут совпадать. Если газ поступает в скважину не непосредственно из добываемой нефти, а например фильтруется из газовой шапки или поступает через негерметичность ствола скважины - то в такой скважине газовый фактор может значительно превышать значение газосодержания. Такая ситуация

может быть смоделирована в Unifloc 7.15 VBA . Для этого необходимо наряду с газосодержанием при давлении насыщения  $r_{sb}$  задать значение газового фактора  $r_p$ . В этом случае газосодержание при давлении насыщения  $r_{sb}$  будет определять динамику выделения попутного газа из нефти при снижении давления, а газовый фактор  $R_p$  определять общее количество газа в потоке.

При определённых условиях газовый фактор может быть меньше газосодержания. Это происходит, когда газ выделяется в призабойной зоне и скапливается в ней, не поступая в скважину вместе с нефтью. При этом в скважину поступает частично дегазированная нефть. Такие условия возникают редко, требуют определённого набора параметров, существуют на скважине ограниченное время и представляют интерес больше для разработчиков нежели чем для технологов. С точки зрения анализа работы скважины и скважинного оборудования можно считать, что значение газового фактора не может быть меньше газосодержания при давлении насыщения. Такой предположение реализовано в Unifloc 7.15 VBA . При этом значение газового фактора технически легче измерить чем газосодержание - поэтому при противоречии значений газового фактора и газосодержания при давлении насыщения приоритет отдается газовому фактору.

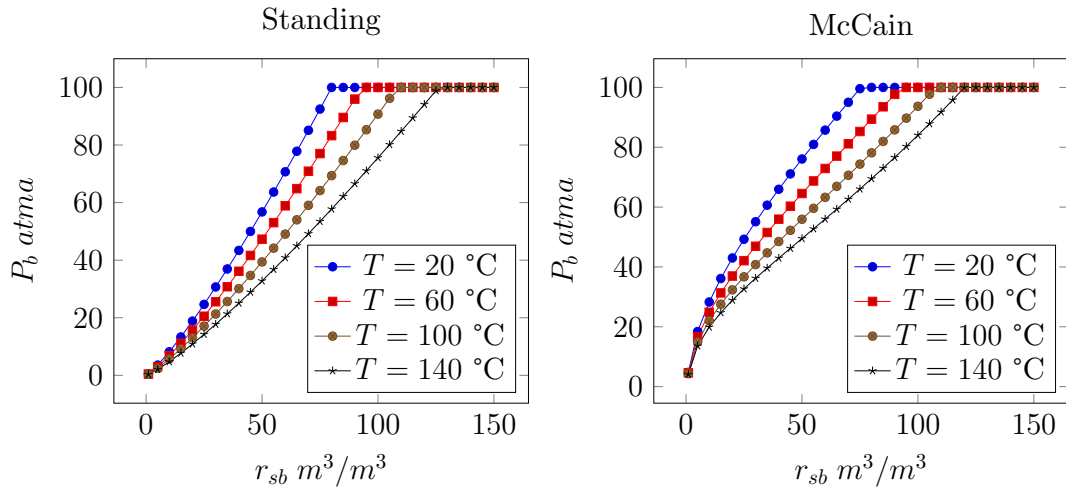
```
' расчет газосодержания
Public Function PVT_rs_m3m3( _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg_, _
    Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go_, _
    Optional ByVal gamma_wat As Double = const_gw_, _
    Optional ByVal rsb_m3m3 = const_rsb_default, _
    Optional ByVal rp_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal pb_atma = -1, _
    Optional ByVal tres_C = const_tres_default, _
    Optional ByVal bob_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal muob_cP = -1, _
    Optional ByVal PVTcorr = Standing_based, _
    Optional ByVal ksep_fr = 0, _
    Optional ByVal p_ksep_atma = -1, _
    Optional ByVal t_ksep_C = -1, _
    Optional ByVal str_PVT As String = "" _
)
' обязательные аргументы функции
```

```

' p_atma      давление, атм
' T_C        температура, С.
'
' опциональные аргументы функции
' gamma_gas  удельная плотность газа, по воздуху.
'             const_gg_ = 0.6
' gamma_oil  удельная плотность нефти, по воде.
'             const_go_ = 0.86
' gamma_wat  удельная плотность воды, по воде.
'             const_gw_ = 1
' rsb_m3m3   газосодержание при давлении насыщения, м3/м3.
'             const_rsb_default = 100
' rp_m3m3    замерной газовый фактор, м3/м3.
'             имеет приоритет перед rsb если Rp < rsb
' pb_atma    Давление насыщения при температуре tres_C, атма.
'             Опциональный калибровочный параметр,
'             если не задан или = 0 то рассчитывается по корреляции
' tres_C     пластовая температура, С.
'             Учитывается при расчете давления насыщения.
'             const_tres_default = 90
' bob_m3m3   объемный коэффициент нефти, м3/м3.
' muob_cP    вязкость нефти при давлении насыщения
'             По умолчанию рассчитывается по корреляции
' PVTcorr    номер набора PVT корреляций для расчета
'             Standing_based = 0 - на основе кор-ии Стендинга
'             McCain_based = 1 - на основе кор-ии Маккейна
'             straigth_line = 2 - на основе упрощенных зависимостей
' ksep_fr     коэффициент сепарации - определяет изменение свойств
'             нефти после сепарации доли свободного газа.
'             изменение свойств нефти зависит от условий
'             сепарации газа, которые должны быть явно заданы
' p_ksep_atma давление при которой была сепарация
' t_ksep_C    температура при которой была сепарация
' str_PVT     закодированная строка с параметрами PVT.
'             если задана - перекрывает другие значения
'
' результат - число - газосодержание при
'             заданных термобарических условиях, м3/м3.

```

Примеры расчёта с использованием функции PVT\_Rs\_m3m3 для различных наборов PVT корреляций приведён на рисунке ниже.



### 2.1.6 PVT\_bo\_m3m3 – объёмный коэффициент нефти

Функция рассчитывает объёмный коэффициент нефти для произвольных термобарических условий. Объёмный коэффициент нефти определяется как отношение объёма занимаемого нефтью в пластовых условиях к объёму занимаемому нефтью при стандартных условиях.

$$B_o = \frac{V_{o,rc}}{V_{o,sc}}$$

Нефть в пласте занимает больший объем, чем на поверхности, за счёт растворенного в ней газа. Соответственно объёмный коэффициент нефти обычно имеет значение больше единицы при давлениях больше чем стандартное.

Для калибровки значения объёмного коэффициента можно использовать значение объёмного коэффициента нефти при давлении насыщения  $B_{ob}$ .

Следует отметить, что вообще говоря значение объёмного коэффициента нефти при давлении насыщения не является значением при пластовых условиях (при давлении выше давления насыщения играет роль сжимаемость нефти), однако при анализе производительности скважины и скважинного оборудования можно условно считать, что значение объёмного коэффициента при давлении насыщения соответствует значению объёмного коэффициента в пластовых условиях.

```

' расчет объемного коэффициента нефти
Public Function PVT_bo_m3m3( _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg_, _
    Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go_, _
    Optional ByVal gamma_wat As Double = const_gw_, _
    Optional ByVal rsb_m3m3 = const_rsb_default, _
    Optional ByVal rp_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal pb_atma = -1, _
    Optional ByVal tres_C = const_tres_default, _
    Optional ByVal bob_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal muob_cP = -1, _
    Optional ByVal PVTcorr = Standing_based, _
    Optional ByVal ksep_fr = 0, _
    Optional ByVal p_ksep_atma = -1, _
    Optional ByVal t_ksep_C = -1, _
    Optional ByVal str_PVT As String = "" _
)

' обязательные аргументы функции
' p_atma    давление, атм
' T_C      температура, С.
'
' опциональные аргументы функции
' gamma_gas удельная плотность газа, по воздуху.
'           const_gg_ = 0.6
' gamma_oil удельная плотность нефти, по воде.
'           const_go_ = 0.86
' gamma_wat удельная плотность воды, по воде.
'           const_gw_ = 1
' rsb_m3m3  газосодержание при давлении насыщения, м3/м3.
'           const_rsb_default = 100
' rp_m3m3   замерной газовый фактор, м3/м3.
'           имеет приоритет перед rsb если Rp < rsb
' pb_atma   Давление насыщения при температуре tres_C, атма.
'           Опциональный калибровочный параметр,
'           если не задан или = 0 то рассчитывается по корреляции
' tres_C    пластовая температура, С.
'           Учитывается при расчете давления насыщения.
'           const_tres_default = 90
' bob_m3m3  объемный коэффициент нефти, м3/м3.
' muob_cP   вязкость нефти при давлении насыщения
'           По умолчанию рассчитывается по корреляции

```

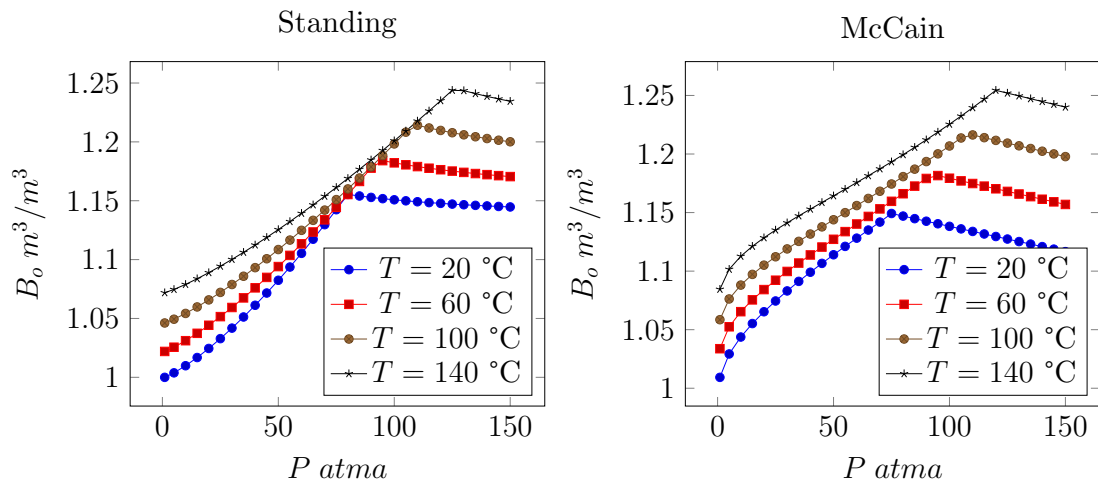
```

' PVTcorr    номер набора PVT корреляций для расчета
'
'            Standing_based = 0 - на основе кор-ии Стендинга
'            McCain_based = 1 - на основе кор-ии Маккейна
'            straigth_line = 2 - на основе упрощенных зависимостей
' ksep_fr     коэффициент сепарации - определяет изменение свойств
'            нефти после сепарации доли свободного газа.
'            изменение свойств нефти зависит от условий
'            сепарации газа, которые должны быть явно заданы
' p_ksep_atma  давление при которой была сепарация
' t_ksep_C     температура при которой была сепарация
' str_PVT     закодированная строка с параметрами PVT.
'            если задана - перекрывает другие значения
'
' результат - число
' Возвращает значение объемного коэффициента нефти, м3/м3
' для заданных термобарических условий.
' В основе расчета корреляции PVT

```

Примеры расчёта с использованием функции PVT\_bo\_m3m3 для различных наборов PVT корреляций приведены на рисунках ниже.

Объёмный коэффициент нефти хорошо коррелирует со значением газосодержания. Поэтому различный вид кривых на рисунке ниже связан с первую очередь с различным газосодержанием при проведении расчётов.





### 2.1.7 PVT\_bg\_m3m3 – объёмный коэффициент газа

Функция рассчитывает объёмный коэффициент нефтяного газа для произвольных термобарических условий.

Объёмный коэффициент газа определяется как отношение объёма, занимаемого газом для произвольных термобарических условий (при определённом давлении и температуре), к объёму, занимаемому газом при стандартных условиях.

$$B_g = \frac{V_{g,rc}(P,T)}{V_{g,sc}}$$

Значение объёмного коэффициента газа может быть определено исходя из уравнения состояния газа

$$PV = z\nu RT$$

откуда можно получить

$$B_g = z \frac{P_{sc}}{P} \frac{T}{T_{sc}}$$

где  $P_{sc}, T_{sc}$  давление (атм) и температура (К) при стандартных условиях,  $P, T$  давление (атм) и температура (°К) при расчетных условиях,  $z$  коэффициент сверхсжимаемости газа, который вообще говоря зависит от давления и температуры  $z = z(P, T)$ .

```
' функция расчета объемного коэффициента газа
Public Function PVT_bg_m3m3( _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg_, _
    Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go_, _
    Optional ByVal gamma_wat As Double = const_gw_, _
    Optional ByVal rsb_m3m3 = const_rsb_default, _
    Optional ByVal rp_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal pb_atma = -1, _
    Optional ByVal tres_C = const_tres_default, _
    Optional ByVal bob_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal muob_cP = -1, _
    Optional ByVal PVTcorr = Standing_based, _
```

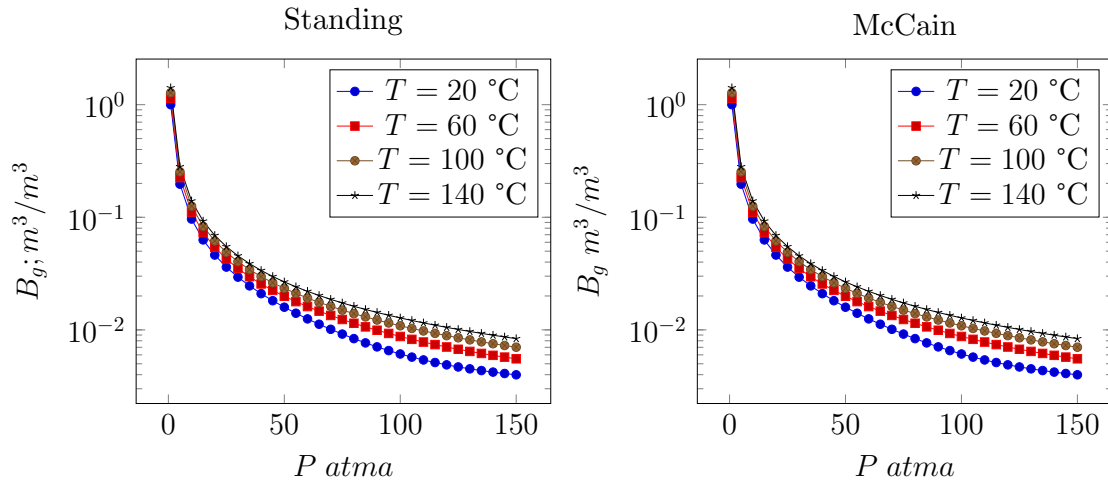
```

Optional ByVal ksep_fr = 0, _
Optional ByVal p_ksep_atma = -1, _
Optional ByVal t_ksep_C = -1, _
Optional ByVal str_PVT As String = "" _
)

' обязательные аргументы функции
' p_atma    давление, атм
' T_C      температура, С.
'
' опциональные аргументы функции
' gamma_gas удельная плотность газа, по воздуху.
'           const_gg_ = 0.6
' gamma_oil удельная плотность нефти, по воде.
'           const_go_ = 0.86
' gamma_wat удельная плотность воды, по воде.
'           const_gw_ = 1
' rsb_m3m3 газосодержание при давлении насыщения, м3/м3.
'           const_rsb_default = 100
' rp_m3m3   замерной газовый фактор, м3/м3.
'           имеет приоритет перед rsb если Rp < rsb
' pb_atma   Давление насыщения при температуре tres_C, атма.
'           Опциональный калибровочный параметр,
'           если не задан или = 0 то рассчитывается по корреляции
' tres_C    пластовая температура, С.
'           Учитывается при расчете давления насыщения.
'           const_tres_default = 90
' bob_m3m3  объемный коэффициент нефти, м3/м3.
' muob_cP   вязкость нефти при давлении насыщения
'           По умолчанию рассчитывается по корреляции
' PVTcorr   номер набора PVT корреляций для расчета
'           Standing_based = 0 - на основе кор-ии Стендинга
'           McCain_based = 1 - на основе кор-ии Маккейна
'           straigth_line = 2 - на основе упрощенных зависимостей
' ksep_fr   коэффициент сепарации - определяет изменение свойств
'           нефти после сепарации доли свободного газа.
'           изменение свойств нефти зависит от условий
'           сепарации газа, которые должны быть явно заданы
' p_ksep_atma   давление при которой была сепарация
' t_ksep_C      температура при которой была сепарация
' str_PVT       закодированная строка с параметрами PVT.
'               если задана - перекрывает другие значения
'
' Возвращает значение объемного коэффициента газа, м3/м3

```

' для заданных термобарических условий.  
 ' В основе расчета корреляция для z фактора



### 2.1.8 PVT\_bw\_m3m3 – объёмный коэффициент воды

Функция рассчитывает объёмный коэффициент воды для произвольных термобарических условий.

Объёмный коэффициент воды определяется как отношение объёма занимаемого водой для произвольных термобарических условий (при определённом давлении и температуре) к объёму, занимаемому водой при стандартных условиях.

$$B_w = \frac{V_{w,rc}(P,T)}{V_{w,sc}}$$

```
' расчет объемного коэффициента воды
Public Function PVT_bw_m3m3( _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg_, _
    Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go_, _
    Optional ByVal gamma_wat As Double = const_gw_, _
    Optional ByVal rsb_m3m3 = const_rsb_default, _
    Optional ByVal rp_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal pb_atma = -1, _
```

```

Optional ByVal tres_C = const_tres_default, _
Optional ByVal bob_m3m3 = -1, _
Optional ByVal muob_cP = -1, _
Optional ByVal PVTcorr = Standing_based, _
Optional ByVal ksep_fr = 0, _
Optional ByVal p_ksep_atma = -1, _
Optional ByVal t_ksep_C = -1, _
Optional ByVal str_PVT As String = "" _
)
' обязательные аргументы функции
' p_atma      давление, атм
' T_C        температура, С.
'
' опциональные аргументы функции
' gamma_gas  удельная плотность газа, по воздуху.
'             const_gg_ = 0.6
' gamma_oil  удельная плотность нефти, по воде.
'             const_go_ = 0.86
' gamma_wat  удельная плотность воды, по воде.
'             const_gw_ = 1
' rsb_m3m3   газосодержание при давлении насыщения, м3/м3.
'             const_rsb_default = 100
' rp_m3m3    замерной газовый фактор, м3/м3.
'             имеет приоритет перед rsb если Rp < rsb
' pb_atma    Давление насыщения при температуре tres_C, атма.
'             Опциональный калибровочный параметр,
'             если не задан или = 0 то рассчитывается по корреляции
' tres_C     пластовая температура, С.
'             Учитывается при расчете давления насыщения.
'             const_tres_default = 90
' bob_m3m3    объемный коэффициент нефти, м3/м3.
' muob_cP     вязкость нефти при давлении насыщения
'             По умолчанию рассчитывается по корреляции
' PVTcorr     номер набора PVT корреляций для расчета
'             Standing_based = 0 - на основе кор-ии Стендинга
'             McCain_based = 1 - на основе кор-ии Маккейна
'             straigth_line = 2 - на основе упрощенных зависимостей
' ksep_fr     коэффициент сепарации - определяет изменение свойств
'             нефти после сепарации доли свободного газа.
'             изменение свойств нефти зависит от условий
'             сепарации газа, которые должны быть явно заданы
' p_ksep_atma  давление при которой была сепарация
' t_ksep_C     температура при которой была сепарация

```

```

' str_PVT      закодированная строка с параметрами PVT.
'              если задана - перекрывает другие значения
'
' результат - число
' Возвращает значение объемного коэффициента воды, м3/м3
' для заданных термобарических условий.

```

### 2.1.9 PVT\_muo\_cP – вязкость нефти

Функция рассчитывает вязкость нефти при заданных термобарических условиях по корреляции. Расчёт может быть откалиброван на известное значение вязкости нефти при давлении равном давлению насыщения и при пластовой температуре за счёт задания калибровочного параметра  $\mu_{ob\_cP}$ . При калибровке динамика изменения будет соответствовать расчету по корреляции, но значения будут масштабированы таким образом, чтобы при давлении насыщения удовлетворить калибровочному параметру.

При расчёте следует обратить внимание, что значение вязкости коррелирует со значением плотности нефти. Как правило вязкость тяжёлых нефтей выше чем для легких.

При расчёте с использованием набора корреляций на основе корреляции Стендинга - вязкость как дегазированной нефти и нефти с учетом растворенного газа рассчитывается по корреляции Беггса Робинсона [0]. Корреляции для расчета вязкости разгазированной и газонасыщенной нефти, разработанные Beggs & Robinson, основаны на 2000 замерах 600 различных нефтей. Диапазоны значений основных свойств, использованных для разработки данной корреляции, приведены в таблице ниже.

давление, atma	<b>8.96...483.</b>
температура, °C	<b>37...127</b>
газосодержание, $r_s \text{ m}^3/\text{m}^3$	<b>3.6...254</b>
относительная плотность нефти по воде, $\gamma_o$	<b>0.725...0.956</b>

```

' расчет вязкости нефти
Public Function PVT_mu_oil_cP( _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg_, _
    Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go_, _
    Optional ByVal gamma_wat As Double = const_gw_, _
    Optional ByVal rsb_m3m3 = const_rsb_default, _
    Optional ByVal rp_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal pb_atma = -1, _
    Optional ByVal tres_C = const_tres_default, _
    Optional ByVal bob_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal muob_cP = -1, _
    Optional ByVal PVTcorr = Standing_based, _
    Optional ByVal ksep_fr = 0, _
    Optional ByVal p_ksep_atma = -1, _
    Optional ByVal t_ksep_C = -1, _
    Optional ByVal str_PVT As String = "" _
)

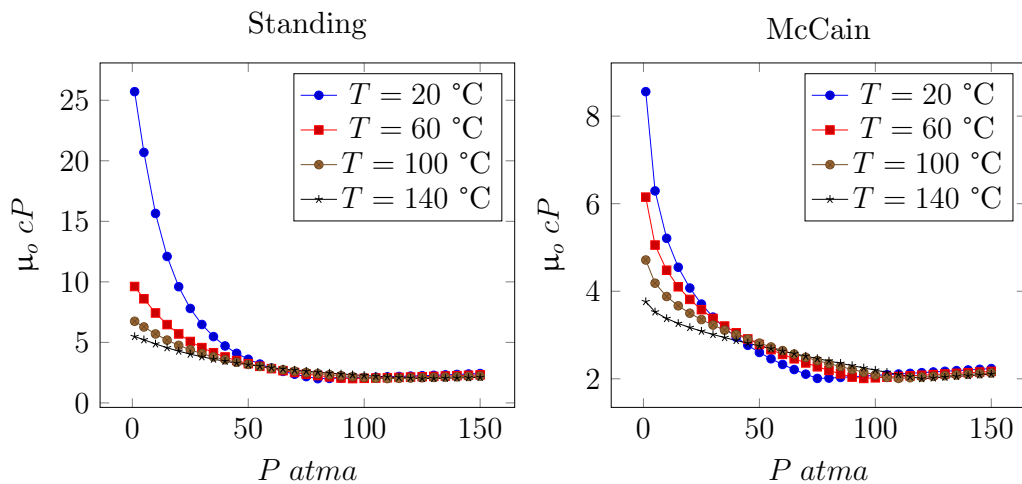
' обязательные аргументы функции
' p_atma    давление, атм
' T_C      температура, С.
'
' опциональные аргументы функции
' gamma_gas удельная плотность газа, по воздуху.
'           const_gg_ = 0.6
' gamma_oil удельная плотность нефти, по воде.
'           const_go_ = 0.86
' gamma_wat удельная плотность воды, по воде.
'           const_gw_ = 1
' rsb_m3m3  газосодержание при давлении насыщения, м3/м3.
'           const_rsb_default = 100
' rp_m3m3   замерной газовый фактор, м3/м3.
'           имеет приоритет перед rsb если Rp < rsb
' pb_atma   Давление насыщения при температуре tres_C, атм.
'           Опциональный калибровочный параметр,
'           если не задан или = 0 то рассчитывается по корреляции
' tres_C    пластовая температура, С.
'           Учитывается при расчете давления насыщения.
'           const_tres_default = 90
' bob_m3m3  объемный коэффициент нефти, м3/м3.
' muob_cP   вязкость нефти при давлении насыщения
'           По умолчанию рассчитывается по корреляции

```

```

' PVTcorr    номер набора PVT корреляций для расчета
'
'            Standing_based = 0 - на основе кор-ии Стендинга
'            McCain_based = 1 - на основе кор-ии Маккейна
'            straigth_line = 2 - на основе упрощенных зависимостей
' ksep_fr     коэффициент сепарации - определяет изменение свойств
'            нефти после сепарации доли свободного газа.
'            изменение свойств нефти зависит от условий
'            сепарации газа, которые должны быть явно заданы
' p_ksep_atma  давление при которой была сепарация
' t_ksep_C     температура при которой была сепарация
' str_PVT     закодированная строка с параметрами PVT.
'            если задана - перекрывает другие значения
'
' результат - число - вязкость нефти
'            при заданных термобарических условиях, сП

```



### 2.1.10 PVT\_mug\_cP – вязкость газа

Функция рассчитывает вязкость газа при заданных термобарических условиях. Результат расчета в сП. Используется подход предложенный Lee [0], который хорошо подходит для большинства натуральных газов. В отличие от нефти и других жидкостей вязкость газа, как правило, значительно ниже, что определяет высокую подвижность газа. Более подробное описание методов расчета вязкости газа можно найти на странице [http://petrowiki.org/gas\\_viscosity](http://petrowiki.org/gas_viscosity)

```

' расчет вязкости газа
Public Function PVT_mu_gas_cP( _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg_, _
    Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go_, _
    Optional ByVal gamma_wat As Double = const_gw_, _
    Optional ByVal rsb_m3m3 = const_rsb_default, _
    Optional ByVal rp_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal pb_atma = -1, _
    Optional ByVal tres_C = const_tres_default, _
    Optional ByVal bob_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal muob_cP = -1, _
    Optional ByVal PVTcorr = Standing_based, _
    Optional ByVal ksep_fr = 0, _
    Optional ByVal p_ksep_atma = -1, _
    Optional ByVal t_ksep_C = -1, _
    Optional ByVal str_PVT As String = "" _
)

' обязательные аргументы функции
' p_atma    давление, атм
' T_C      температура, С.
'
' опциональные аргументы функции
' gamma_gas удельная плотность газа, по воздуху.
'           const_gg_ = 0.6
' gamma_oil удельная плотность нефти, по воде.
'           const_go_ = 0.86
' gamma_wat удельная плотность воды, по воде.
'           const_gw_ = 1
' rsb_m3m3  газосодержание при давлении насыщения, м3/м3.
'           const_rsb_default = 100
' rp_m3m3   замерной газовый фактор, м3/м3.
'           имеет приоритет перед rsb если Rp < rsb
' pb_atma   Давление насыщения при температуре tres_C, атм.
'           Опциональный калибровочный параметр,
'           если не задан или = 0 то рассчитывается по корреляции
' tres_C    пластовая температура, С.
'           Учитывается при расчете давления насыщения.
'           const_tres_default = 90
' bob_m3m3  объемный коэффициент нефти, м3/м3.
' muob_cP   вязкость нефти при давлении насыщения
'           По умолчанию рассчитывается по корреляции

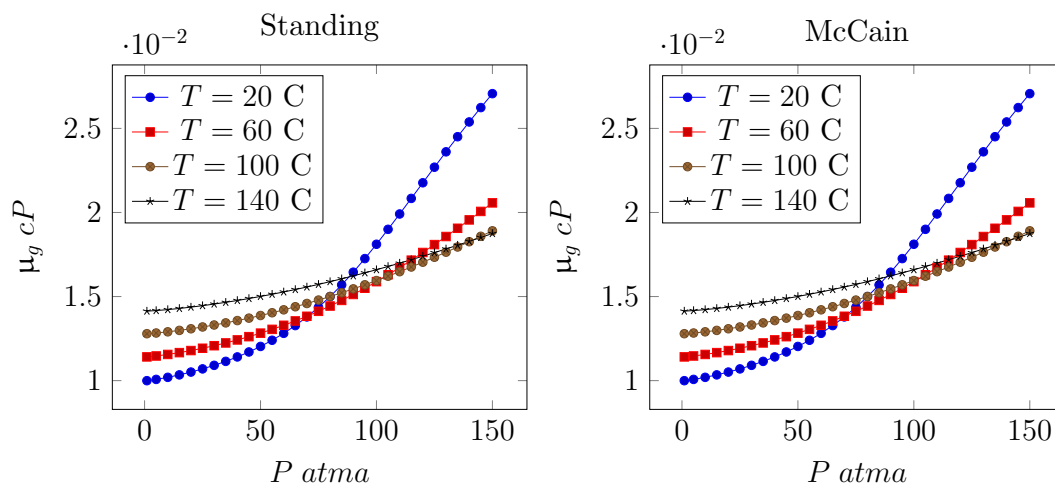
```



```

' PVTcorr    номер набора PVT корреляций для расчета
'
'            Standing_based = 0 - на основе кор-ии Стендинга
'            McCain_based = 1 - на основе кор-ии Маккейна
'            straigth_line = 2 - на основе упрощенных зависимостей
' ksep_fr     коэффициент сепарации - определяет изменение свойств
'            нефти после сепарации доли свободного газа.
'            изменение свойств нефти зависит от условий
'            сепарации газа, которые должны быть явно заданы
' p_ksep_atma  давление при которой была сепарация
' t_ksep_C     температура при которой была сепарация
' str_PVT     закодированная строка с параметрами PVT.
'            если задана - перекрывает другие значения
'
' результат - число - вязкость газа
'            при заданных термобарических условиях, сП

```



### 2.1.11 PVT\_muw\_cP – вязкость воды

Функция рассчитывает вязкость воды при заданных термобарических условиях. Результат расчета выдается в сП. Вязкость воды зависит от давления, температуры и наличия растворенных примесей. В общем вязкость воды растет при росте давления, снижении температуры, повышении солености. Растворение газа почти не влияет на вязкость воды и в расчетах не учитывается. Расчет проводится по корреляции McCain [0]

Более подробное описание методов расчета вязкости газа можно найти на странице [http://petrowiki.org/Produced\\_water\\_properties](http://petrowiki.org/Produced_water_properties)

```

' расчет вязкости воды
Public Function PVT_mu_wat_cP( _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg_, _
    Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go_, _
    Optional ByVal gamma_wat As Double = const_gw_, _
    Optional ByVal rsb_m3m3 = const_rsb_default, _
    Optional ByVal rp_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal pb_atma = -1, _
    Optional ByVal tres_C = const_tres_default, _
    Optional ByVal bob_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal muob_cP = -1, _
    Optional ByVal PVTcorr = Standing_based, _
    Optional ByVal ksep_fr = 0, _
    Optional ByVal p_ksep_atma = -1, _
    Optional ByVal t_ksep_C = -1, _
    Optional ByVal str_PVT As String = "" _
)

' обязательные аргументы функции
' p_atma    давление, атм
' T_C      температура, С.
'
' опциональные аргументы функции
' gamma_gas удельная плотность газа, по воздуху.
'           const_gg_ = 0.6
' gamma_oil удельная плотность нефти, по воде.
'           const_go_ = 0.86
' gamma_wat удельная плотность воды, по воде.
'           const_gw_ = 1
' rsb_m3m3  газосодержание при давлении насыщения, м3/м3.
'           const_rsb_default = 100
' rp_m3m3   замерной газовый фактор, м3/м3.
'           имеет приоритет перед rsb если Rp < rsb
' pb_atma   Давление насыщения при температуре tres_C, атм.
'           Опциональный калибровочный параметр,
'           если не задан или = 0 то рассчитывается по корреляции
' tres_C    пластовая температура, С.
'           Учитывается при расчете давления насыщения.
'           const_tres_default = 90
' bob_m3m3  объемный коэффициент нефти, м3/м3.
' muob_cP   вязкость нефти при давлении насыщения
'           По умолчанию рассчитывается по корреляции

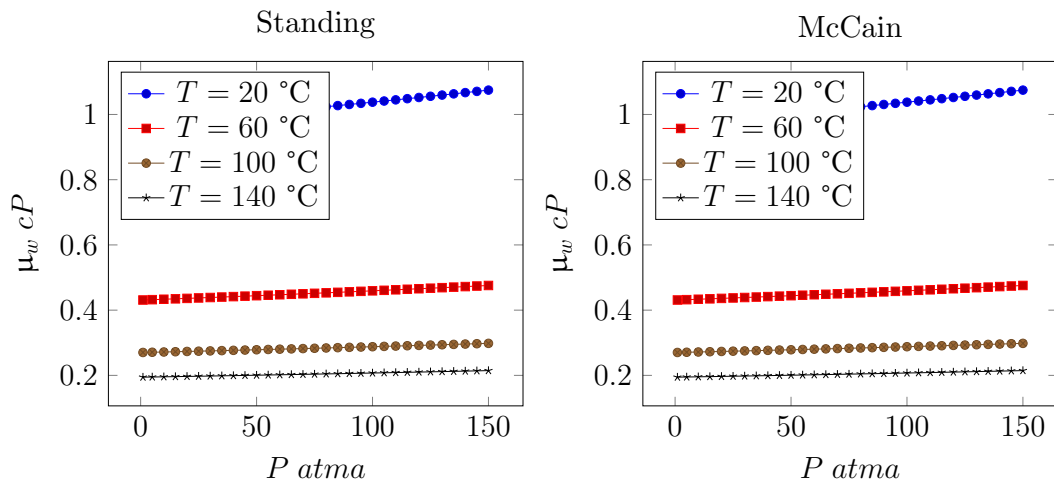
```

```

' PVTcorr    номер набора PVT корреляций для расчета
'
'            Standing_based = 0 - на основе кор-ии Стендинга
'            McCain_based = 1 - на основе кор-ии Маккейна
'            straigth_line = 2 - на основе упрощенных зависимостей
' ksep_fr     коэффициент сепарации - определяет изменение свойств
'            нефти после сепарации доли свободного газа.
'            изменение свойств нефти зависит от условий
'            сепарации газа, которые должны быть явно заданы
' p_ksep_atma  давление при которой была сепарация
' t_ksep_C     температура при которой была сепарация
' str_PVT     закодированная строка с параметрами PVT.
'            если задана - перекрывает другие значения
'
' результат - число - вязкость воды
'            при заданных термобарических условиях, сП

```

Следует отметить, что вязкость воды достаточно сильно зависит от температуры, в то время как зависимость от давления менее выражена.



### 2.1.12 PVT\_rho\_o\_kgm3 – плотность нефти

Функция вычисляет значение плотности нефти при заданных термобарических условиях. Результат расчёта имеет размерность кг/м<sup>3</sup>.

$$\rho_{o,rc}(P,T) = 1000 \frac{\gamma_o + r_s(P,T) \gamma_g \frac{\rho_{air}}{1000}}{B_o(P,T)}$$

При расчёте плотности нефти при заданных условиях учитывается, что дополнительно к массе нефти при стандартных условиях, определяющей ее плотность, в нефти растворена определённая масса газа, которая должна быть учтена.

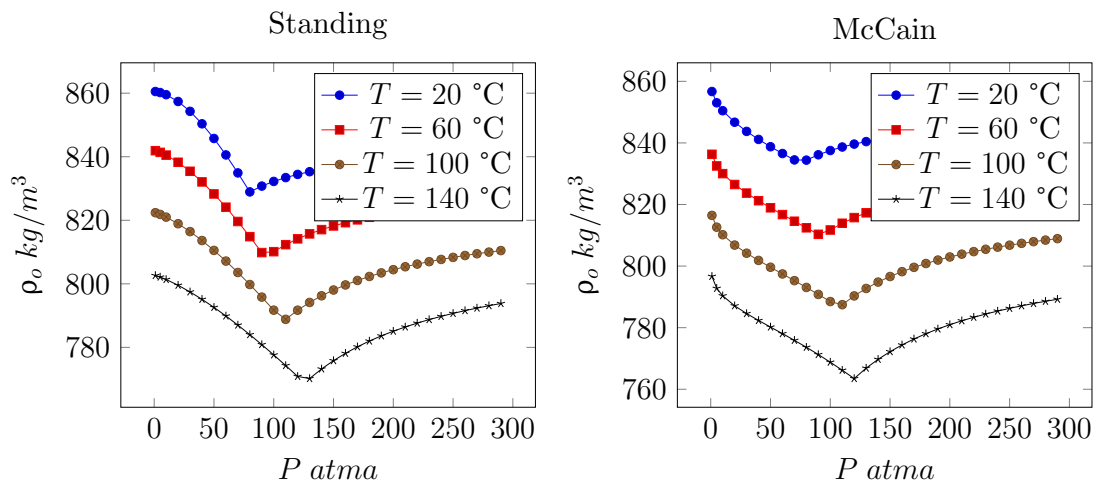
```
' расчет плотности нефти
Public Function PVT_rho_o_kgm3( _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg_, _
    Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go_, _
    Optional ByVal gamma_wat As Double = const_gw_, _
    Optional ByVal rsb_m3m3 = const_rsb_default, _
    Optional ByVal rp_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal pb_atma = -1, _
    Optional ByVal tres_C = const_tres_default, _
    Optional ByVal bob_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal muob_cP = -1, _
    Optional ByVal PVTcorr = Standing_based, _
    Optional ByVal ksep_fr = 0, _
    Optional ByVal pksep_atma = -1, _
    Optional ByVal tksep_C = -1, _
    Optional ByVal str_PVT As String = "" _
)

' обязательные аргументы функции
' p_atma    давление, атм
' T_C      температура, С.
'
' опциональные аргументы функции
' gamma_gas удельная плотность газа, по воздуху.
'           const_gg_ = 0.6
' gamma_oil удельная плотность нефти, по воде.
'           const_go_ = 0.86
' gamma_wat удельная плотность воды, по воде.
'           const_gw_ = 1
' rsb_m3m3  газосодержание при давлении насыщения, м3/м3.
'           const_rsb_default = 100
' rp_m3m3   замерной газовый фактор, м3/м3.
'           имеет приоритет перед rsb если Rp < rsb
' pb_atma   Давление насыщения при температуре tres_C, атм.
'           Опциональный калибровочный параметр,
'           если не задан или = 0 то рассчитывается по корреляции
' tres_C    пластовая температура, С.
```

```

'          Учитывается при расчете давления насыщения.
'          const_tres_default = 90
' bob_m3m3  объемный коэффициент нефти, м3/м3.
' muob_cP   вязкость нефти при давлении насыщения
'          По умолчанию рассчитывается по корреляции
' PVTcorr   номер набора PVT корреляций для расчета
'          Standing_based = 0 - на основе кор-ии Стендинга
'          McCain_based = 1 - на основе кор-ии Маккейна
'          straigth_line = 2 - на основе упрощенных зависимостей
' ksep_fr   коэффициент сепарации - определяет изменение свойств
'          нефти после сепарации доли свободного газа.
'          изменение свойств нефти зависит от условий
'          сепарации газа, которые должны быть явно заданы
' pksep_atma  давление при которой была сепарация
' tksep_C     температура при которой была сепарация
' str_PVT     закодированная строка с параметрами PVT.
'          если задана - перекрывает другие значения
'
' результат - число - плотность нефти
'          при заданных термобарических условиях, кг/м3.

```



### 2.1.13 PVT\_rhog\_kgm3 – плотность газа

Плотность газа при заданных термобарических условиях целиком определяется объёмным коэффициентом газа  $B_g$ .

$$\rho_{g,rc}(P,T) = \frac{\gamma_g \rho_{air}}{B_g(P,T)}$$

```

' расчет плотности газа
Public Function PVT_rhog_kgm3( _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg_, _
    Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go_, _
    Optional ByVal gamma_wat As Double = const_gw_, _
    Optional ByVal rsb_m3m3 = const_rsb_default, _
    Optional ByVal rp_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal pb_atma = -1, _
    Optional ByVal tres_C = const_tres_default, _
    Optional ByVal bob_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal muob_cP = -1, _
    Optional ByVal PVTcorr = Standing_based, _
    Optional ByVal ksep_fr = 0, _
    Optional ByVal pksep_atma = -1, _
    Optional ByVal tksep_C = -1, _
    Optional ByVal str_PVT As String = "" _
)

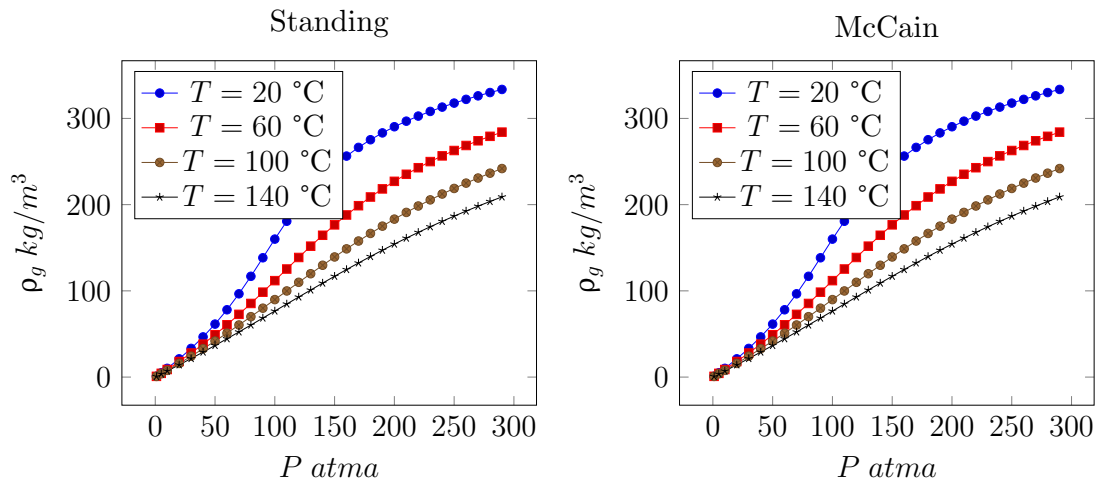
' обязательные аргументы функции
' p_atma    давление, атм
' T_C      температура, С.
'
' опциональные аргументы функции
' gamma_gas удельная плотность газа, по воздуху.
'           const_gg_ = 0.6
' gamma_oil удельная плотность нефти, по воде.
'           const_go_ = 0.86
' gamma_wat удельная плотность воды, по воде.
'           const_gw_ = 1
' rsb_m3m3  газосодержание при давлении насыщения, м3/м3.
'           const_rsb_default = 100
' rp_m3m3   замерной газовый фактор, м3/м3.
'           имеет приоритет перед rsb если Rp < rsb
' pb_atma   Давление насыщения при температуре tres_C, атм.
'           Опциональный калибровочный параметр,
'           если не задан или = 0 то рассчитывается по корреляции
' tres_C    пластовая температура, С.
'           Учитывается при расчете давления насыщения.
'           const_tres_default = 90
' bob_m3m3  объемный коэффициент нефти, м3/м3.
' muob_cP   вязкость нефти при давлении насыщения
'           По умолчанию рассчитывается по корреляции

```

```

' PVTcorr    номер набора PVT корреляций для расчета
'
'            Standing_based = 0 - на основе кор-ии Стендинга
'            McCain_based   = 1 - на основе кор-ии Маккейна
'            straigth_line  = 2 - на основе упрощенных зависимостей
' ksep_fr     коэффициент сепарации - определяет изменение свойств
'            нефти после сепарации доли свободного газа.
'            изменение свойств нефти зависит от условий
'            сепарации газа, которые должны быть явно заданы
' pksep_atma  давление при которой была сепарация
' tksep_C     температура при которой была сепарация
' str_PVT     закодированная строка с параметрами PVT.
'            если задана - перекрывает другие значения
'
' результат - число - плотность газа
'            при заданных термобарических условиях, кг/м3.

```



#### 2.1.14 PVT\_rhow\_kgm3 – плотность воды

Плотность воды при заданных термобарических условиях целиком определяется объёмным коэффициентом воды  $B_w$ .

$$\rho_{w,rc}(P,T) = \frac{\gamma_w}{B_w(P,T)}$$

```

' расчет плотности воды
Public Function PVT_rhow_kgm3( _
    ByVal p_atma As Double, _

```

```

ByVal t_C As Double, _
Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg_, _
Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go_, _
Optional ByVal gamma_wat As Double = const_gw_, _
Optional ByVal rsb_m3m3 = const_rsb_default, _
Optional ByVal rp_m3m3 = -1, _
Optional ByVal pb_atma = -1, _
Optional ByVal tres_C = const_tres_default, _
Optional ByVal bob_m3m3 = -1, _
Optional ByVal muob_cP = -1, _
Optional ByVal PVTcorr = Standing_based, _
Optional ByVal ksep_fr = 0, _
Optional ByVal pksep_atma = -1, _
Optional ByVal tksep_C = -1, _
Optional ByVal str_PVT As String = "" _
)
' обязательные аргументы функции
' p_atma    давление, атм
' T_C      температура, С.
'
' опциональные аргументы функции
' gamma_gas удельная плотность газа, по воздуху.
'          const_gg_ = 0.6
' gamma_oil удельная плотность нефти, по воде.
'          const_go_ = 0.86
' gamma_wat удельная плотность воды, по воде.
'          const_gw_ = 1
' rsb_m3m3  газосодержание при давлении насыщения, м3/м3.
'          const_rsb_default = 100
' rp_m3m3   замерной газовый фактор, м3/м3.
'          имеет приоритет перед rsb если Rp < rsb
' pb_atma   Давление насыщения при температуре tres_C, атма.
'          Опциональный калибровочный параметр,
'          если не задан или = 0 то рассчитывается по корреляции
' tres_C    пластовая температура, С.
'          Учитывается при расчете давления насыщения.
'          const_tres_default = 90
' bob_m3m3  объемный коэффициент нефти, м3/м3.
' muob_cP   вязкость нефти при давлении насыщения
'          По умолчанию рассчитывается по корреляции
' PVTcorr   номер набора PVT корреляций для расчета
'          Standing_based = 0 - на основе кор-ии Стендинга
'          McCain_based = 1 - на основе кор-ии Маккейна

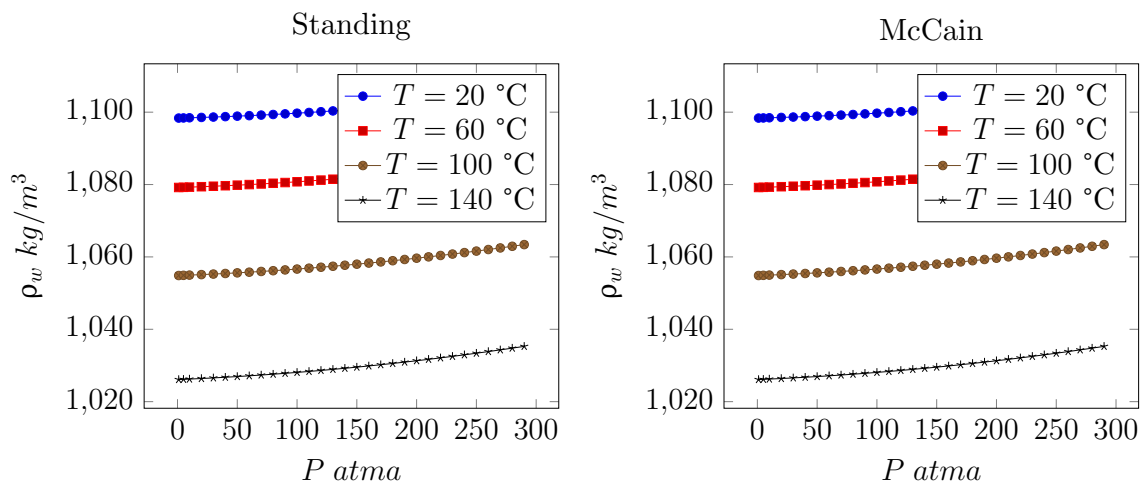
```



```

'          straigth_line = 2 - на основе упрощенных зависимостей
' ksep_fr   коэффициент сепарации - определяет изменение свойств
'          нефти после сепарации доли свободного газа.
'          изменение свойств нефти зависит от условий
'          сепарации газа, которые должны быть явно заданы
' pksep_atm  давление при которой была сепарация
' tksep_C    температура при которой была сепарация
' str_PVT    закодированная строка с параметрами PVT.
'          если задана - перекрывает другие значения
'
' результат - число - плотность воды
'          при заданных термобарических условиях, кг/м3.

```



### 2.1.15 PVT\_Z – коэффициент сверхсжимаемости газа

Функция позволяет рассчитать коэффициент сверхсжимаемости газа.

$$PV = z\nu RT$$

Коэффициент сверхсжимаемости задает поправку на объем реального газа по сравнению с идеальным при изменении давления или температуры. [https://en.wikipedia.org/wiki/Compressibility\\_factor](https://en.wikipedia.org/wiki/Compressibility_factor). Отличный обзор методов вычисления  $z$  можно найти <https://github.com/f0nzie/zFactor>. Для расчета коэффициента сверхсжимаемости реализовано три варианта. Первый приведенный Беггсом и Бриллом (1973) простой, быст-

рый но не очень точный, особенно для больших давлений.

$$z = A + \frac{1 - A}{e^B} + Cp_{pr}^D,$$

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.10,$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{pr})p_{pr} + \left( \frac{0.066}{T_{pr} - 0.86} - 0.037 \right) p_{pr}^2 + \frac{0.32p_{pr}^2}{10^E}$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log(T_{pr}), \quad D = 10^F,$$

$$E = 9(T_{pr} - 1) \text{ and } F = 0.3106 - 0.49T_{pr} + 0.1824T_{pr}^2$$

Второй вариант метода Дранчук, Абу Кассем (1975), основанный на решении кубического уравнения состояния - более точный, но медленный (так как уравнение решается итерациями)

$$z = \frac{0.27P_{pr}}{yT_{pr}},$$

где  $y$  решение уравнения

$$\left[ R_5 y^2 (1 + A_{11} y^2) e^{(-A_{11} y^2)} \right] + R_1 y - \frac{R_2}{y} + R_3 y^2 - R_4 y^5 + 1 = 0$$

$$R_1 = A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5}, \quad R_2 = \frac{0.27P_{pr}}{T_{pr}}$$

$$R_3 = A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2}, \quad R_4 = A_9 \left( \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right), \quad R_5 = \frac{A_{10}}{T_{pr}^3}$$

$$A_1 = 0.3265, \quad A_2 = -1.0700, \quad A_3 = -0.5339, \quad A_4 = 0.01569,$$

$$A_5 = -0.05165, \quad A_6 = 0.5475, \quad A_7 = 0.7361, \quad A_8 = 0.1844,$$

$$A_9 = 0.1056, \quad A_{10} = 0.6134, \quad A_{11} = 0.7210$$

Третий вариант (активирован по умолчанию начиная с версии 7.14) вариант Kareem, Al-Marhoun (2015) [0]

$$z = \frac{DP_{pr}(1 + y + y^2 - y^3)}{(DP_{pr} + Ey^2 - Fy^G)(1 - y)^3}$$

$$y = \frac{DP_{pr}}{\left( \frac{1+A^2}{C} - \frac{A^2 B}{C^3} \right)},$$

где

$$t = \frac{1}{T_{pr}},$$

$$A = a_1 t e^{a_2(1-t)^2} P_{pr}, \quad B = a_3 t + a_4 t^2 + a_5 t^6 P_{pr}^6,$$

$$C = a_9 + a_8 t P_{pr} + a_7 t^2 P_{pr}^2 + a_6 t^3 P_{pr}^3$$

$$D = a_{10} t e^{a_{11}(1-t)^2}, \quad E = a_{12} t + a_{13} t^2 + a_{14} t^3,$$

$$F = a_{15} t + a_{16} t^2 + a_{17} t^3, \quad G = a_{18} + a_{19} t$$

$a_1$	0.317842	$a_{11}$	-1.966847
$a_2$	0.382216	$a_{12}$	21.0581
$a_3$	-7.768354	$a_{13}$	-27.0246
$a_4$	14.290531	$a_{14}$	16.23
$a_5$	0.000002	$a_{15}$	207.783
$a_6$	-0.004693	$a_{16}$	-488.161
$a_7$	0.096254	$a_{17}$	176.29
$a_8$	0.166720	$a_{18}$	1.88453
$a_9$	0.966910	$a_{19}$	3.05921
$a_{10}$	0.063069		

Это вариант реализует явный расчет (без итераций) и обладает достаточно хорошей точностью.

Переключение метода расчета реализуется только в коде атрибутом `zCorr` экземпляра класса `CPVT`.

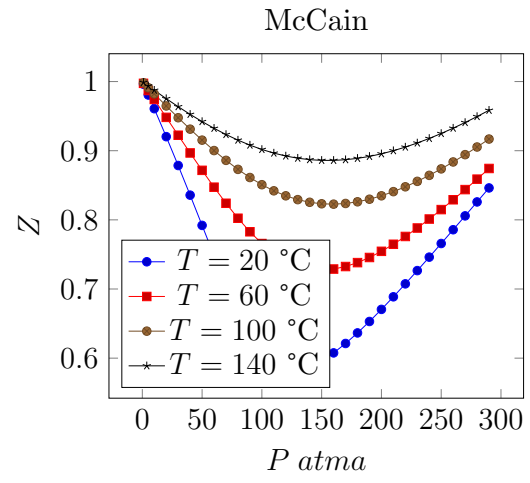
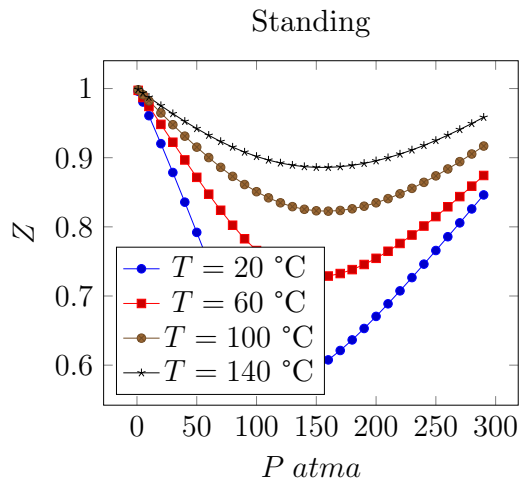
```
' расчет коэффициента сверхсжимаемости газа
Public Function PVT_z( _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg_, _
    Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go_, _
    Optional ByVal gamma_wat As Double = const_gw_, _
    Optional ByVal rsb_m3m3 = const_rsb_default, _
    Optional ByVal rp_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal pb_atma = -1, _
    Optional ByVal tres_C = const_tres_default, _
    Optional ByVal bob_m3m3 = -1, _
    Optional ByVal muob_cP = -1, _
    Optional ByVal PVTcorr = Standing_based, _
    Optional ByVal ksep_fr = 0, _
    Optional ByVal p_ksep_atma = -1, _
```

```

Optional ByVal t_ksep_C = -1, _
Optional ByVal str_PVT As String = "" _
)

' обязательные аргументы функции
' p_atma    давление, атм
' T_C      температура, С.
'
' опциональные аргументы функции
' gamma_gas удельная плотность газа, по воздуху.
'          const_gg_ = 0.6
' gamma_oil удельная плотность нефти, по воде.
'          const_go_ = 0.86
' gamma_wat удельная плотность воды, по воде.
'          const_gw_ = 1
' rsb_m3m3  газосодержание при давлении насыщения, м3/м3.
'          const_rsb_default = 100
' rp_m3m3   замерной газовый фактор, м3/м3.
'          имеет приоритет перед rsb если Rp < rsb
' pb_atma   Давление насыщения при температуре tres_C, атма.
'          Опциональный калибровочный параметр,
'          если не задан или = 0 то рассчитывается по корреляции
' tres_C    пластовая температура, С.
'          Учитывается при расчете давления насыщения.
'          const_tres_default = 90
' bob_m3m3  объемный коэффициент нефти, м3/м3.
' muob_cP   вязкость нефти при давлении насыщения
'          По умолчанию рассчитывается по корреляции
' PVTcorr   номер набора PVT корреляций для расчета
'          Standing_based = 0 - на основе кор-ии Стендинга
'          McCain_based = 1 - на основе кор-ии Маккейна
'          straigth_line = 2 - на основе упрощенных зависимостей
' ksep_fr   коэффициент сепарации - определяет изменение свойств
'          нефти после сепарации доли свободного газа.
'          изменение свойств нефти зависит от условий
'          сепарации газа, которые должны быть явно заданы
' p_ksep_atma    давление при которой была сепарация
' t_ksep_C       температура при которой была сепарация
' str_PVT        закодированная строка с параметрами PVT.
'               если задана - перекрывает другие значения
'
' результат - число - z фактор газа.
'           коэффициент сверхсжимаемости газа,
'           безразмерная величина

```



## 2.2 Расчёт свойств потока

В отличие от функций расчета PVT (физико-химических свойств флюидов) функции расчета свойства потока учитывают дополнительные параметры потока флюидов -  $Q$  - дебит, объемный расход флюидов,  $f_w$  - обводненность,  $R_p$  - газовый фактор. В функциях свойств потока используется префикс MF\_.

Параметры потока, такие как расход ГЖС, доля газа в потоке, вязкость ГЖС важны для расчета и анализа работы скважин и скважинного оборудования.

### 2.2.1 MF\_qmix\_m3day – расход газожидкостной смеси

Функция позволяет рассчитать объемный расход газожидкостной смеси при заданных термобарических условиях. Объемный расход ГЖС важен например для подбора УЭЦН в скважине, так как именно определяет в какой точке характеристики УЭЦН будет работать. При наличии свободного газа в потоке расход ГЖС может быть значительно больше расхода жидкости на поверхности фиксируемого расходомером.

$$Q_{mix,rc} = Q_{w,sc}B_w(P,T) + Q_{o,sc}B_o(P,T) + Q_{o,sc}(R_p - R_s(P,T))B_g(P,T)$$

Расход ГЖС определяется как сумма расходов отдельных фаз, приведенных к соответствующим термобарическим условиям, с учетом того, что часть газа будет растворена в нефти.

```
' расчет объемного расхода газожидкостной смеси
' для заданных термобарических условий
Public Function MF_q_mix_rc_m3day( _
    ByVal qliq_sm3day As Double, _
    ByVal fw_perc As Double, _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal str_PVT As String = "")
' обязательные аргументы функции
```

```

' qliq_sm3day- дебит жидкости на поверхности
' fw_perc      - объемная обводненность
' p_atma       - давление, атм
' T_C          - температура, С.
' опциональные аргументы функции
' str_PVT       - закодированная строка с параметрами PVT.
'               если задана - перекрывает другие значения
' результат    - число - плотность ГЖС, кг/м3.

```

### 2.2.2 MF\_rhomix\_kgm3 – плотность газожидкостной смеси

Функция позволяет рассчитать плотность газожидкостной смеси при заданных термобарических условиях.

$$\rho_{mix,rc} = \left( \frac{\rho_{w,sc}}{B_w} f_w + \frac{\rho_{o,sc} + r_s \rho_{g,sc}}{B_o} (1 - f_w) \right) (1 - f_g) + \frac{\rho_{g,sc}}{B_g} f_g$$

```

' расчет плотности газожидкостной смеси для заданных условий
Public Function MF_rhomix_kgm3( _
    ByVal qliq_sm3day As Double, _
    ByVal fw_perc As Double, _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal str_PVT As String = "")
' обязательные аргументы функции
' qliq_sm3day- дебит жидкости на поверхности
' fw_perc      - объемная обводненность
' p_atma       - давление, атм
' T_C          - температура, С.
' опциональные аргументы функции
' str_PVT       - закодированная строка с параметрами PVT.
'               если задана - перекрывает другие значения
' результат    - число - плотность ГЖС, кг/м3.

```

### 2.2.3 MF\_gas\_fraction\_d – доля газа в потоке

Функция расчёта доли свободного газа в потоке (без учёта проскальзывания) в зависимости от термобарических условий для заданного флюида.

$$f_g = \frac{Q_{g,rc}}{Q_{mix,rc}}$$

Доля газа в потоке является одним из ключевых параметров ограничивающих производительность систем механизированной добычи - ЭЦН и других насосов.

```
' расчет доли газа в потоке
Public Function MF_gas_fraction_d( _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    Optional ByVal fw_perc = 0, _
    Optional ByVal str_PVT As String = PVT_DEFAULT _
)

' обязательные аргументы функции
' p_atma - давление, атм
' T_C - температура, С.
' опциональные аргументы функции
' fw_perc - обводненность объемная
' str_PVT - закодированная строка с параметрами PVT.
' если задана - перекрывает другие значения
' результат - число - доля газа в потоке
' (расходная без проскальзывания)
```

### 2.2.4 MF\_p\_gas\_fraction\_atma – целевое давления для заданной доли газа в потоке

Функция расчёта давления при котором достигается заданная доля свободного газа в потоке (без учёта проскальзывания). Значение давления при котором достигается определённая доля газа в потоке может быть найдено из решения уравнения, определяющего долю газа.

$$f_g = \frac{Q_{g,rc}(P,T)}{Q_{mix,rc}(P,T)}$$



Решение в Unifloc 7.15 VBA реализовано итеративное, методом деления отрезка пополам (дихотомия). При вызове функции пересчитывается состояние смеси с различными термобарическими условиями. Поэтому расчёт проводится относительно медленно.

```
' расчет давления при котором
' достигается заданная доля газа в потоке
Public Function MF_p_gas_fraction_atma( _
    ByVal FreeGas_d As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    ByVal fw_perc As Double, _
    Optional ByVal str_PVT As String = PVT_DEFAULT)
' обязательные аргументы функции
' FreeGas_d - допустимая доля газа в потоке;
' T_C       - температура, C;
' fw_perc   - объемная обводненность, проценты %;
' опциональные аргументы функции
' str_PVT   - закодированная строка с параметрами PVT.
'           Если задана - перекрывает другие значения.
' результат - число - давление, атма.
```

### 2.2.5 MF\_rp\_gas\_fraction\_m3m3 – целевой газовый фактор для заданной доли газа в потоке

Функция расчёта газового фактора  $R_p$  при котором достигается заданная доля свободного газа в потоке (без учёта проскальзывания) . Значение давления при котором достигается определённая доля газа в потоке может быть найдено из решения уравнения, определяющего долю газа.

$$f_g = \frac{Q_{g,rc}(P,T,R_p)}{Q_{mix,rc}(P,T,R_p)}$$

Решение в Unifloc 7.15 VBA реализовано итеративное, методом деления отрезка пополам (дихотомия). При вызове функции пересчитывается состояние смеси с различными термобарическими условиями. Поэтому расчёт проводится относительно медленно.

```

' расчет газового фактора
' при котором достигается заданная доля газа в потоке
Public Function MF_rp_gas_fraction_m3m3( _
    ByVal FreeGas_d As Double, _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal t_C As Double, _
    ByVal fw_perc As Double, _
    Optional ByVal str_PVT As String = PVT_DEFAULT)
' обязательные аргументы функции
' FreeGas_d - допустимая доля газа в потоке
' p_atma     - давление, атм
' T_C        - температура, С.
' fw_perc    - объемная обводненность, проценты %;
' опциональные аргументы функции
' str_PVT     - закодированная строка с параметрами PVT.
'             - если задана - перекрывает другие значения
' результат  - число - газовый фактор, м3/м3.

```

## 2.3 Сепарация газа в скважине

В скважинах оборудованных системами механизированной добычи нефти важную роль играет процесс сепарации газа на приёме насоса. Под сепарацией газа понимается отделение части свободного газа из потока и перенаправление его по отдельному гидравлическому каналу на поверхность. В результате сепарации газа меняются свойства флюида, поступающего в насос и НКТ выше насоса. Оценка величины сепарации может быть проведена приведёнными ниже функциями.

### 2.3.1 MF\_ksep\_natural\_d – естественная сепарация газа

Функция рассчитывает естественную сепарацию газа на приёме насоса в скважине с использованием корреляции Маркеса [0] . Результат - безразмерная величина в диапазоне от 0 до 1.

```

' расчет натуральной сепарации газа на приеме насоса
Public Function MF_ksep_natural_d( _
    ByVal qliq_sm3day As Double, _
    ByVal fw_perc As Double, _
    ByVal p_intake_atma As Double, _
    Optional ByVal t_intake_C As Double = 50, _
    Optional ByVal d_intake_mm As Double = 90, _
    Optional ByVal d_cas_mm As Double = 120, _
    Optional ByVal str_PVT As String = PVT_DEFAULT)
'-----
' qliq_sm3day    - дебит жидкости в поверхностных условиях
' fw_perc        - обводненность
' p_intake_atma   - давление сепарации
' t_intake_C      - температура сепарации
' d_intake_mm     - диаметр приемной сетки
' d_cas_mm        - диаметр эксплуатационной колонны
' str_PVT        - закодированная строка с параметрами PVT.
'                - если задана - перекрывает другие значения
' результат      - число - естественная сепарация

```

### 2.3.2 MF\_ksep\_gasseparator\_d – сепарация газа роторным газосепаратором

Функция рассчитывает сепарацию газа с использованием роторного газосепаратора, являющегося обычно частью компоновки УЭЦН. Данный расчет основан на результатах испытания характеристик роторных газосепараторов, выполненных в РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина [0].

Следует отметить, что несмотря на хорошее соответствие промысловых исследований и расчетов с использованием корреляции для естественной и искусственной сепарации [0] к результатам стендовых исследований стоит относиться с осторожностью. Основой осторожности могут быть следующие соображения: характеристики различных газосепараторов достаточно сильно отличаются друг от друга - есть удачные конструкции и не очень, при этом результаты стендовых испытаний доступны только для ограниченного набора конструкций, стендовые условия достаточно сильно отличаются от скважинных - ниже давление, другие модельные рабочие жидкости,

точно оценить коэффициент сепарации газосепаратора в промышленных условиях затруднительно - набор таких данных для сравнения ограничен.

Тем не менее изучение результатов стендовых испытаний полезно при проведении расчетов и развивает инженерную интуицию.

```
' расчет коэффициента сепарации газосепаратора
' по результатам стендовых испытаний РГУ нефти и газа
Public Function MF_ksep_gasseparator_d( _
    ByVal gsep_type_TYPE As Integer, _
    ByVal gas_frac_d As Double, _
    ByVal qliq_sm3day As Double, _
    Optional ByVal freq_Hz As Double = 50) As Double
' MY_SEPFACOR - Вычисление коэффициента сепарации в точке
' gsep_type_TYPE - тип сепаратора (номер от 1 до 29)
' 1 - 'GDNK5'
' 2 - 'VGSA (VORTEX)'
' 3 - 'GDNK5A'
' 4 - 'GSA5-1'
' 5 - 'GSA5-3'
' 6 - 'GSA5-4'
' 7 - 'GSAN-5A'
' 8 - 'GSD-5A'
' 9 - 'GSD5'
' 10 - '3MNGB5'
' 11 - '3MNGB5A'
' 12 - '3MNGDB5'
' 13 - '3MNGDB5A'
' 14 - 'MNGSL5A-M'
' 15 - 'MNGSL5A-TM'
' 16 - 'MNGSL5-M'
' 17 - 'MNGSL5-TM'
' 18 - 'MNGSLM 5'
' 19 - 'MNGD 5'
' 20 - 'GSIK 5A'
' 21 - '338DSR'
' 22 - '400GSR'
' 23 - '400GSV'
' 24 - '400GSVHV'
' 25 - '538 GSR'
' 26 - '538 GSVHV'
' 27 - '400FSR(OLD)'
' 28 - '513GRS(OLD)'
' 29 - '675HRS'
```

```
'
'   gas_frac_d           - газосодержание на входе в газосепаратор
'   qliq_sm3day          - дебит жидкости в стандартных условиях
'   freq_Hz              - частота вращения, Гц
```

### 2.3.3 MF\_ksep\_total\_d – общая сепарация газа

Функция рассчитывает полную сепарацию газа на приёме насосе в скважине по известным значениям естественной сепарации газа и коэффициента сепарации газосепаратора. Результат - безразмерная величина в диапазоне от 0 до 1.

$$K_{sep\_total} = K_{sep\_nat} + (1 - K_{sep\_nat})K_{sep\_gassep}$$

```
' расчет общей сепарации на приеме насоса
Public Function MF_ksep_total_d( _
    ByVal SepNat As Double, _
    ByVal SepGasSep As Double)
' SepNat           - естественная сепарация
' SepGasSep        - искусственная сепарация (газосепаратор)
    MF_ksep_total_d = SepNat + (1 - SepNat) * SepGasSep
End Function
```

## 2.4 Расчёт многофазного потока в штуцере

Штуцер или локальное гидравлическое сопротивление - элемент скважины или системы трубопроводов, применяемых для создания дополнительного перепада давления в системе и ограничения потока. Возможны различные варианты реализации штуцера - со штуцерной камерой, с угловым краном, позволяющим менять диаметр штуцера и другие. Ключевым

параметром штуцера является диаметр  $d_{choke}$  определяющий его способность к ограничению потока.

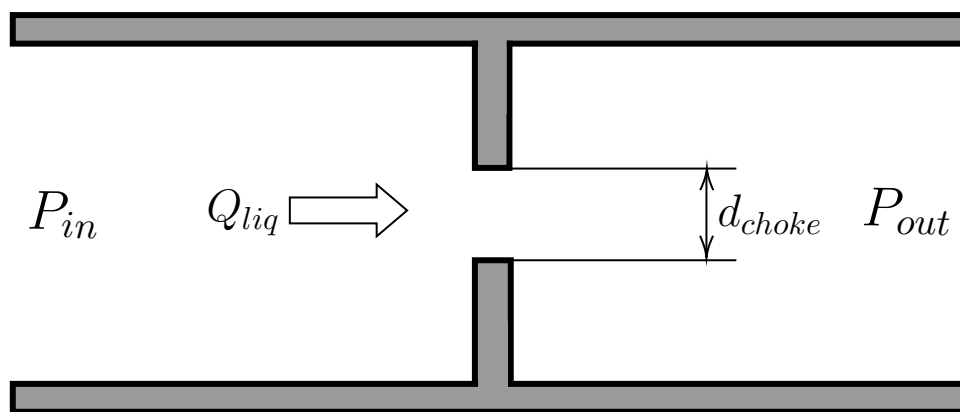


Рис. 2.1 — Схема локального гидравлического сопротивления - штуцера

Как и у любого элемента гидравлического потока есть три ключевых параметра - давление на входе  $P_{in}$ , давление на выходе  $P_{out}$  и расход газожидкостной смеси, обычно задаваемый в стандартных условиях  $Q_{liq}$ . Задание любых двух элементов позволяет вычислить третий. При задании трех элементов модель штуцера может быть настроена на замеры.

#### 2.4.1 MF\_p\_choke\_atma – Расчет давления на входе или на выходе штуцера

Функция позволяет рассчитать давление на входе или выходе штуцера по известному давлению на противоположном конце при известных параметрах потока (дебите жидкости, обводнённости, газовому фактору). Расчёт проводится по корреляции Перкинса [0] с учётом многофазного потока.

```
' расчет давления в штуцере
Public Function MF_p_choke_atma( _
    ByVal qliq_sm3day As Double, _
    ByVal fw_perc As Double, _
    ByVal dchoke_mm As Double, _
    Optional ByVal pcalc_atma As Double = -1, _
    Optional ByVal calc_along_flow As Boolean = True, _
    Optional ByVal d_pipe_mm As Double = 70, _
```

```

Optional ByVal t_choke_C As Double = 20, _
Optional ByVal c_calibr_fr As Double = 1, _
Optional ByVal str_PVT As String = PVT_DEFAULT _
)
'qliq_sm3day    - дебит жидкости в поверхностных условиях
'fw_perc       - обводненность
'dchoke_mm     - диаметр штуцера (эффективный)
'опциональные аргументы функции
'@prcalc_atma   - давление с которого начинается расчет, атм
'                граничное значение для проведения расчета
'                либо давление на входе, либо на выходе
'@calc_along_flow - флаг направления расчета относительно потока
'                если = 1 то расчет по потоку
'                ищется давление на выкиде по известному давлению на входе,
'                ищется линейное давление по известному буферному
'                если = 0 то расчет против потока
'                ищется давление на входе по известному давлению на выходе,
'                ищется буферное давление по известному линейному
'd_pipe_mm     - диаметр трубы до и после штуцера
't_choke_C     - температура, С.
'c_calibr_fr   - поправочный коэффициент на штуцер
'                1 - отсутствие поправки
'                Q_choke_real = c_calibr_fr * Q_choke_model
'str_PVT       - закодированная строка с параметрами PVT.
'                если задана - перекрывает другие значения
'результат     - число - давления на штуцере на расчетной стороне.
''             - массив значений с параметрами штуцера

```

#### 2.4.2 MF\_qliq\_choke\_sm3day – функция расчёта дебита жидкости через штуцер

Функция позволяет рассчитать по известному буферному давлению и линейному давлению дебит жидкости. Расчет проводится по корреляции Перкинса [0] с учетом многофазного потока.

```

' функция расчета дебита жидкости через штуцер
' при заданном входном и выходном давлениях
Public Function MF_qliq_choke_sm3day( _

```

```

    ByVal fw_perc As Double, _
    ByVal dchoke_mm As Double, _
    ByVal p_in_atma As Double, _
    ByVal p_out_atma As Double, _
    Optional ByVal d_pipe_mm As Double = 70, _
    Optional ByVal t_choke_C = 20, _
    Optional ByVal c_calibr_fr As Double = 1, _
    Optional ByVal str_PVT As String = PVT_DEFAULT)
' fw_perc      - обводненность
' dchoke_mm    - диаметр штуцера (эффективный)
' p_in_atma    - давление на входе (высокой стороне)
' p_out_atma   - давление на выходе (низкой стороне)
' опциональные аргументы функции
' d_pipe_mm    - диаметр трубы до и после штуцера
' t_choke_C    - температура, С.
' c_calibr_fr   - поправочный коэффициент на штуцер
'              1 - отсутствие поправки (по умолчанию)
'              Q_choke_real = c_calibr_fr * Q_choke_model
' str_PVT      - закодированная строка с параметрами PVT.
'              если задана - перекрывает другие значения

```

### 2.4.3 MF\_calibr\_choke\_fr – функция настройки модели штуцера

Функция позволяет рассчитать корректирующий фактор для модели штуцера, позволяющий согласовать результаты замеров давления и дебита. Расчет проводится по корреляции Перкинса [0] с учетом многофазного потока.

```

' расчет корректирующего фактора (множителя) модели штуцера под замеры
Public Function MF_calibr_choke_fr( _
    ByVal qliq_sm3day As Double, _
    ByVal fw_perc As Double, _
    ByVal dchoke_mm As Double, _
    Optional ByVal p_in_atma As Double = -1, _
    Optional ByVal p_out_atma As Double = -1, _
    Optional ByVal d_pipe_mm As Double = 70, _
    Optional ByVal t_choke_C As Double = 20, _
    Optional ByVal str_PVT As String = PVT_DEFAULT _

```



```

    )
' qliq_sm3day      - дебит жидкости в пов условиях
' fw_perc         - обводненность
' dchoke_mm       - диаметр штуцера (эффективный)
' опциональные аргументы функции
' p_in_atma       - давление на входе (высокой стороне)
' p_out_atma      - давление на выходе (низкой стороне)
' d_pipe_mm       - диаметр трубы до и после штуцера
' t_choke_C       - температура, С.
' str_PVT         - закодированная строка с параметрами PVT.
'                - если задана - перекрывает другие значения
' результат      - число - калибровочный коэффициент для модели.
'                - штуцера - множитель на дебит через штуцер

```

## 2.5 Расчет многофазного потока в трубе

Для расчета участка трубы с использованием пользовательских функций Унифлок применяется следующая схема - 2.2.

Участок трубы задается как прямой с постоянным наклоном  $\theta$  длиной  $L$ , постоянного диаметра  $d$ . Поток движется под углом  $\theta$  к горизонтальной плоскости. Угол  $\theta$  меняется от  $-90$  до  $90$  градусов Цельсия. Отрицательная величина  $\theta < 0$  означает, что поток движется вниз - например отрицательным будет угол наклона для нагнетательной скважины. Угол наклона  $\theta = 0$  соответствует потоку в горизонтальном участке трубопровода.

Труба имеет постоянную по всей длине шероховатость стенок.

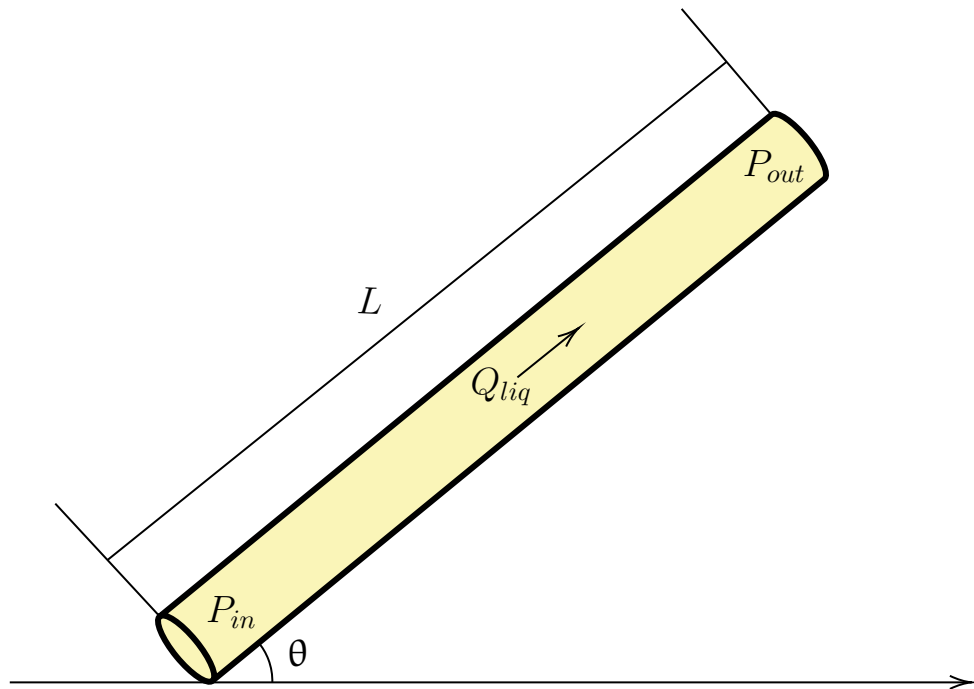


Рис. 2.2 — Схема трубы принятая для расчётов с использованием пользовательских функций

Для расчёта распределения давления в трубе необходимо задать граничное значение давления на одном из концов трубы. Возможно два варианта задания условия - по потоку 2.3. и против потока 2.4.

Схема расчета распределения давления по потоку для случая вертикальной добывающей скважины соответствует расчету распределения давления "снизу вверх от забойного давления к устьевому.

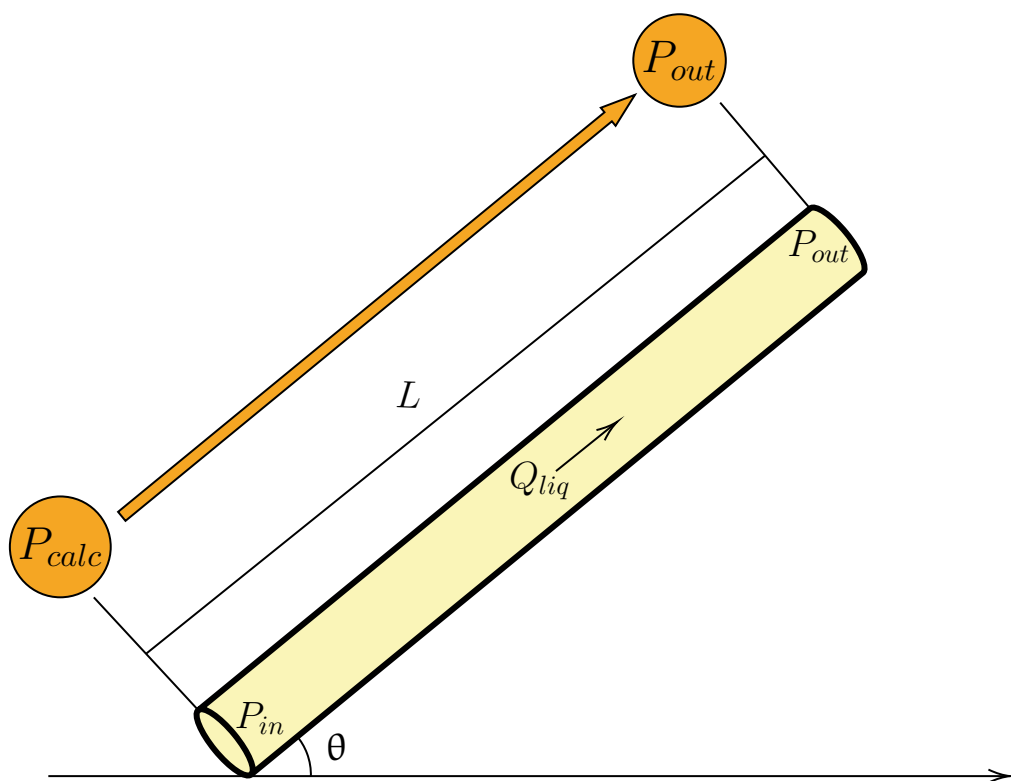


Рис. 2.3 — Схема расчёта распределения давления по потоку

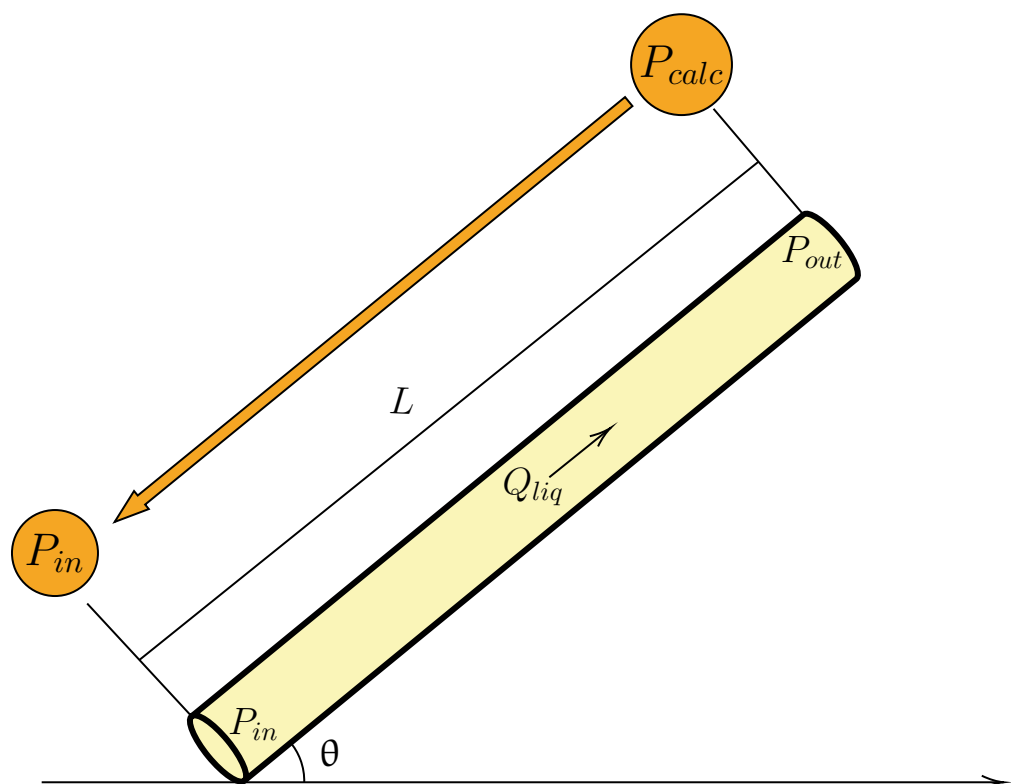


Рис. 2.4 — Схема расчета распределения давления против потока

Схема расчета распределения давления против потока для случая вертикальной добывающей скважины соответствует расчету распределения давления "сверху вниз от устьевого давления к забойному.

### 2.5.1 MF\_dp\_pipe\_atm – расчёт перепада давления в трубе

Функция позволяет рассчитать перепад давления в участке трубопровода. Функция возвращает давление и температуру в виде массива.

```
' расчет перепада давления и распределения температуры в трубе
' с использованием многофазных корреляций
Public Function MF_dp_pipe_atm( _
    ByVal qliq_sm3day As Double, _
    ByVal fw_perc As Double, _
    ByVal length_m As Double, _
    ByVal pcalc_atma As Double, _
    ByVal calc_along_flow As Boolean, _
    Optional ByVal str_PVT As String = PVT_DEFAULT, _
    Optional ByVal theta_deg As Double = 90, _
    Optional ByVal d_mm As Double = 60, _
    Optional ByVal hydr_corr As H_CORRELATION = 0, _
    Optional ByVal tcalc_C As Double = 50, _
    Optional ByVal tother_C As Double = -1, _
    Optional ByVal c_calibr_grav = 1, _
    Optional ByVal c_calibr_fric = 1, _
    Optional ByVal roughness_m As Double = 0.0001, _
    Optional ByVal q_gas_sm3day As Double = 0)

' Обязательные параметры
' qliq_sm3day - дебит жидкости в поверхностных условиях
' fw_perc      - обводненность
' length_m     - Длина трубы, измеренная, м
' calc_along_flow - флаг направления расчета относительно потока
'              - если = True то расчет по потоку
'              - если = False то расчет против потока
' pcalc_atma   - давление с которого начинается расчет, атм
'              - граничное значение для проведения расчета
' Необязательные параметры
' стандартные набор PVT параметров
' str_PVT      - закодированная строка с параметрами PVT.
'              - если задана - перекрывает другие значения
' theta_deg    - угол направления потока к горизонтали
'              - (90 - вертикальная труба поток вверх
'              - -90 - вертикальная труба поток вниз)
'              - может принимать отрицательные значения
' d_mm         - внутренний диаметр трубы
' hydr_corr    - гидравлическая корреляция, H_CORRELATION
```

```

'           BeggsBrill = 0
'           Ansari = 1
'           Unified = 2
'           Gray = 3
'           HagedornBrown = 4
'           SakharovMokhov = 5
' Tcalc_C    - температура в точке где задано давление, С
' Tother_C    - температура на другом конце трубы
'              по умолчанию температура вдоль трубы постоянна
'              если задано то меняется линейно по трубе
' c_calibr_grav - поправка на гравитационную составляющую
'              перепада давления
' c_calibr_fric - поправка на трение в перепаде давления
' roughness_m - шероховатость трубы
' q_gas_sm3day - свободный газ поступающие в трубу.

```

Ниже на рисунке приведены результаты расчёта кривой оттока (перепада давления в вертикальной трубе) для различных корреляций, реализованных в Unifloc 7.15 VBA .

### 2.5.2 MF\_p\_pipe\_atma – функция расчета давления на конце трубы

```

' расчет распределения давления и температуры в трубе
' с использованием многофазных корреляций
Public Function MF_p_pipe_atma( _
    ByVal qliq_sm3day As Double, _
    ByVal fw_perc As Double, _
    ByVal length_m As Double, _
    ByVal pcalc_atma As Double, _
    ByVal calc_along_flow As Boolean, _
    Optional ByVal str_PVT As String = PVT_DEFAULT, _
    Optional ByVal theta_deg As Double = 90, _
    Optional ByVal d_mm As Double = 60, _
    Optional ByVal hydr_corr As H_CORRELATION = 0, _
    Optional ByVal t_calc_C As Double = 50, _
    Optional ByVal tother_C As Double = -1, _
    Optional ByVal c_calibr_grav = 1, _

```

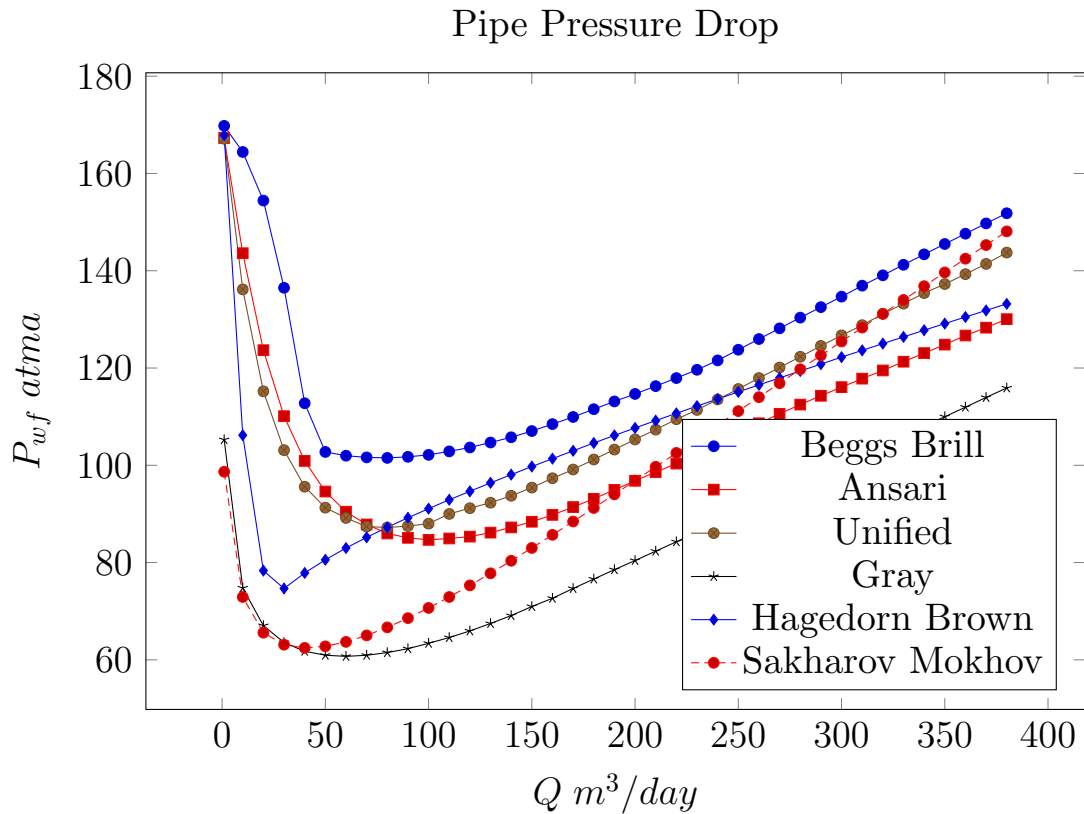


Рис. 2.5 — Кривые характеристики многофазного потока для вертикальных труб рассчитанные с использованием различных корреляций

```

Optional ByVal c_calibr_fric = 1, _
Optional ByVal roughness_m As Double = 0.0001, _
Optional ByVal q_gas_sm3day As Double = 0)

' Обязательные параметры
' qliq_sm3day - дебит жидкости в поверхностных условиях
' fw_perc     - обводненность
' Length_m    - Длина трубы, измеренная, м
' calc_along_flow - флаг направления расчета относительно потока
'               если = 1 то расчет по потоку
'               если = 0 то расчет против потока
' Pcalc_atma  - давление с которого начинается расчет, атм
'               граничное значение для проведения расчета
' Необязательные параметры
' стандартные набор PVT параметров
' str_PVT     - закодированная строка с параметрами PVT.
'               если задана - перекрывает другие значения
' theta_deg   - угол направления потока к горизонтали
'               (90 - вертикальная труба поток вверх

```

```

'           -90 - вертикальная труба поток вниз)
'           может принимать отрицательные значения
' d_mm      - внутренний диаметр трубы
' hydr_corr - гидравлическая корреляция, H_CORRELATION
'           BeggsBrill = 0
'           Ansari = 1
'           Unified = 2
'           Gray = 3
'           HagedornBrown = 4
'           SakharovMokhov = 5
' t_calc_C  - температура в точке где задано давление, C
' Tother_C  - температура на другом конце трубы
'           по умолчанию температура вдоль трубы постоянна
'           если задано то меняется линейно по трубе
' c_calibr_grav - поправка на гравитационную составляющую
'           перепада давления
' c_calibr_fric - поправка на трение в перепаде давления
' roughness_m - шероховатость трубы
' q_gas_sm3day - свободный газ поступающие в трубу.
' результат  - число - давление на другом конце трубы атма.

```

### 2.5.3 MF\_p\_pipe\_znlf\_atma – функция расчета давления на конце трубы при барботаже

```

' расчет давления и распределения температуры в трубе
' при барботаже (движение газа в затрубе при неподвижной жидкости)
' с использованием многофазных корреляций
Public Function MF_p_pipe_znlf_atma( _
    ByVal qliq_sm3day As Double, _
    ByVal fw_perc As Double, _
    ByVal length_m As Double, _
    ByVal pcalc_atma As Double, _
    ByVal calc_along_flow As Boolean, _
    Optional ByVal str_PVT As String = PVT_DEFAULT, _
    Optional ByVal theta_deg As Double = 90, _
    Optional ByVal d_mm As Double = 60, _
    Optional ByVal hydr_corr As H_CORRELATION = 0, _
    Optional ByVal t_calc_C As Double = 50, _

```

```

Optional ByVal tother_C As Double = -1, _
Optional ByVal c_calibr_grav = 1, _
Optional ByVal c_calibr_fric = 1, _
Optional ByVal roughness_m As Double = 0.0001, _
Optional ByVal Qgcas_free_scm3day As Double = 50)
' Обязательные параметры
' qliq_sm3day    - дебит жидкости в поверхностных условиях
'                (учтется при расчете газа в затрубе)
' fw_perc       - обводненность
' Length_m      - Длина трубы, измеренная, м
' calc_along_flow - флаг направления расчета относительно потока
'                если = True то расчет по потоку
'                если = False то расчет против потока
' Pcalc_atma    - давление с которого начинается расчет, атм
'                граничное значение для проведения расчета
' Необязательные параметры
' стандартные набор PVT параметров
' str_PVT       - закодированная строка с параметрами PVT.
'                если задана - перекрывает другие значения
' theta_deg     - угол направления потока к горизонтали
'                (90 - вертикальная труба вверх)
'                может принимать отрицательные значения
' d_mm          - внутренний диаметр трубы
' hydr_corr     - гидравлическая корреляция, H_CORRELATION
'                BeggsBrill = 0
'                Ansari = 1
'                Unified = 2
'                Gray = 3
'                HagedornBrown = 4
'                SakharovMokhov = 5
'                для барботажа принудительно на основе Ансари пока
' t_calc_C      - температура в точке где задано давление, С
' Tother_C      - температура на другом конце трубы
'                по умолчанию температура вдоль трубы постоянна
'                если задано то меняется линейно по трубе
' c_calibr_grav - поправка на гравитационную составляющую
'                перепада давления
' c_calibr_fric - поправка на трение в перепаде давления
' roughness_m   - шероховатость трубы
' Qgcas_free_scm3day - количество газа в затрубе
' результат    - число - давление на другом конце трубы атм.

```



## 2.5.4 MF\_dpdl\_atmm – функция расчета градиента давления по многофазной корреляции

```
'расчет градиента давления
'с использованием многофазных корреляций
Public Function MF_dpdl_atmm(ByVal d_m As Double, _
    ByVal p_atma As Double, _
    ByVal Ql_rc_m3day As Double, _
    ByVal Qg_rc_m3day As Double, _
    Optional ByVal mu_oil_cP As Double = const_mu_o, _
    Optional ByVal mu_gas_cP As Double = const_mu_g, _
    Optional ByVal sigma_oil_gas_Nm As Double = const_sigma_oil_Nm, _
    Optional ByVal gamma_oil As Double = const_go, _
    Optional ByVal gamma_gas As Double = const_gg, _
    Optional ByVal eps_m As Double = 0.0001, _
    Optional ByVal theta_deg As Double = 90, _
    Optional ByVal ZNLF As Boolean = False)
' расчет градиента давления по одной из корреляций
' объемные коэффициенты по умолчанию
' заданы равными единицам - если их не трогать,
' значит дебиты в рабочих условиях
' газосодержание равно нулю по умолчанию
' - значит весь газ который указан идет в потоке
' пока только для Ансари - потом можно
' распространить и на другие методы
' d_m - диаметр трубы в которой идет поток
' p_atma - давление в точке расчета
' Ql_rc_m3day - дебит жидкости в рабочих условиях
' Qg_rc_m3day - дебит газа в рабочих условиях
' mu_oil_cP - вязкость нефти в рабочих условиях
' mu_gas_cP - вязкость газа в рабочих условиях
' sigma_oil_gas_Nm - поверхностное натяжение
'             жидкость газ
' gamma_oil - удельная плотность нефти
' gamma_gas - удельная плотность газа
' eps_m      - шероховатость
' theta_deg - угол от горизонтали
' ZNLF      - флаг для расчета барботажа
```

## 2.6 Расчет многофазного потока в пласте

Для анализа работы скважины и скважинного оборудования в большинстве случаев достаточно простейшего подхода для описания производительности пласта. На текущий момент в Unifloc 7.15 VBA используется линейная индикаторная кривая с поправкой Вогеля для учета разгазирования в призабойной зоне пласта с учетом обводненности [0].

Пользовательские функции для расчета производительности пласта начинаются с префикса IPR\_.

Для расчета притока из пласта необходимо определить связь между дебитом жидкости  $Q_{liq}$  (притоком) и забойным давлением работающей скважины  $P_{wf}$ . Линейная индикаторная кривая на основе закона Дарси задает такую связь через коэффициент продуктивности скважины, который определяется как

$$PI = \frac{Q_{liq}}{P_{res} - P_{wf}} \quad (2.1)$$

где  $P_{res}$  - пластовое давление - давление на контуре питания скважины. Закон Дарси описывает установившийся приток несжимаемой жидкости в однородном пласте.

Соответственно уравнение притока будет иметь вид

$$Q_{liq} = PI (P_{res} - P_{wf})$$

Для линейного притока по закону Дарси коэффициент продуктивности может быть оценен либо по данным эксплуатации из уравнения 2.1 либо по аналитической зависимости по характеристикам пласта и системы заканчивания. Например для радиального притока к вертикальной скважине широко известна формула Дююи согласно которой

$$PI = f \cdot \frac{kh}{\mu B} \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S} \quad (2.2)$$

здесь  $f$  - размерный коэффициент, зависящий от выбранной системы единиц для остальных параметров. Так для системы единиц

При снижении забойного давления добывающей скважины ниже давления насыщения, оценка дебита жидкости по закону Дарси оказывается

Таблица 1 — Размерности параметров выражения 2.2

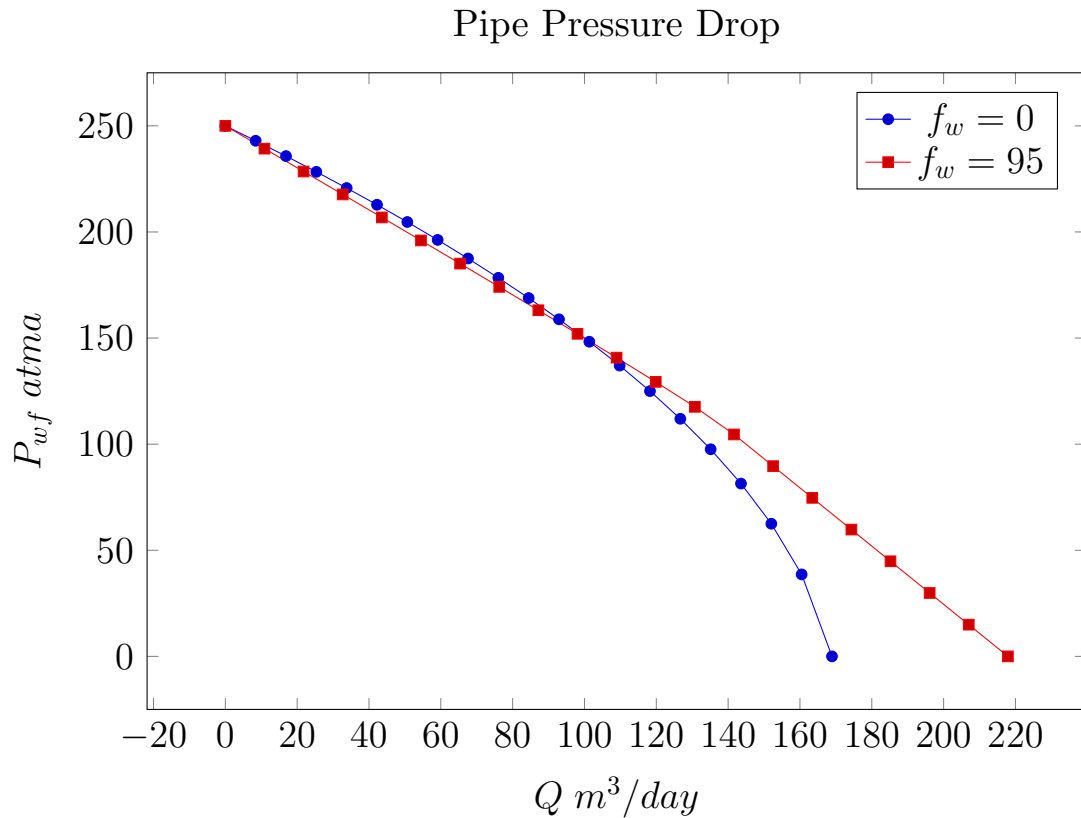
Обозначение	Параметр	СИ	Практические метрические	Американские промысловые
$f$	размерный коэффициент	$2\pi$	$\frac{1}{18.41}$	$\frac{1}{141.2}$
$k$	проницаемость	$\text{м}^2$	мД	mD
$h$	мощность пласта	м	м	ft
$B$	объемный коэффициент	$\text{м}^3/\text{м}^3$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	<i>scf/bbl</i>
$\mu$	вязкость	Па · с	сП	cP
$r_e$	радиус зоны дренирования	м	м	ft
$r_w$	радиус скважины	м	м	ft
$S$	скин фактор	безразмерный		

завышенной. Газ выделяющийся в призабойной зоне пласта создает дополнительное гидравлическое сопротивление. В Unifloc 7.15 VBA поправка на снижение забойного давления ниже давления насыщения реализована на основе поправки Вогеля. Для безводной нефти по Вогелю продуктивность скважины по данным тестовой эксплуатации - дебите жидкости  $Q_{liq}$  и соответствующем забойном давлении  $P_{wf}$  может быть оценен по выражению 2.3.

$$PI = \frac{Q_{liq}}{P_{res} - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[ 1.0 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (2.3)$$

При наличии обводненности зависимость усложняется.

В Unifloc 7.15 VBA реализована модель определения коэффициента продуктивности по данным эксплуатации. Сравнение индикаторных кривых, построенных по тестовым данным  $Q_{liq} = 100$  и  $P_{wf} = 150$  при наличии и отсутствии воды, приведено на рисунке.



### 2.6.1 IPR\_pi\_sm3dayatm – расчёт продуктивности

Функция позволяет рассчитать коэффициент продуктивности скважины по данным тестовой эксплуатации. Особенность линейной модели притока к скважине с поправкой Волега заключается в минимальном наборе исходных данных, необходимых для построения индикаторной кривой. Достаточно знать пластовое давление, дебит и забойное давление в одной точке.

```
' расчет коэффициента продуктивности пласта
' по данным тестовой эксплуатации
Public Function IPR_pi_sm3dayatm( _
    ByVal Qtest_sm3day As Double, _
    ByVal pwf_test_atma As Double, _
    ByVal pres_atma As Double, _
    Optional ByVal fw_perc As Double = 0, _
    Optional ByVal pb_atma As Double = -1)
' Qtest_sm3day    - тестовый дебит скважины
' pwf_test_atma   - тестовое забойное давление
```

```
' Pres_atma      - пластовое давление, атм
' необязательные параметры
' fw_perc        - обводненность
' pb_atma        - давление насыщения
```

### 2.6.2 IPR\_pwf\_atm – расчёт забойного давления по дебиту и продуктивности

Функция позволяет рассчитать забойное давление скважины по известным значениям дебита и продуктивности.

```
' расчет забойного давления по дебиту и продуктивности
Public Function IPR_pwf_atma( _
    ByVal PI_sm3dayatm As Double, _
    ByVal pres_atma As Double, _
    ByVal qliq_sm3day As Double, _
    Optional ByVal fw_perc As Double = 0, _
    Optional ByVal pb_atma As Double = -1)
' pi_sm3dayatm    - коэффициент продуктивности
' Pres_atma       - пластовое давление, атм
' qliq_sm3day     - дебит жидкости скважины на поверхности
' необязательные параметры
' fw_perc         - обводненность
' pb_atma         - давление насыщения
```

### 2.6.3 IPR\_qliq\_sm3day – расчёт дебита по забойному давлению и продуктивности

Функция позволяет рассчитать дебит жидкости скважины на поверхности по забойному давлению и продуктивности.

```
' расчет дебита по давлению и продуктивности
Public Function IPR_qliq_sm3day( _
```

```

    ByVal PI_sm3dayatm As Double, _
    ByVal pres_atma As Double, _
    ByVal pwf_atma As Double, _
    Optional ByVal fw_perc As Double = 0, _
    Optional ByVal pb_atma As Double = -1)
'
' pi_sm3dayatm - коэффициент продуктивности
' Pres_atma    - пластовое давление, атм
' pwf_atma     - забойное давление
'
' необязательные параметры
' fw_perc      - обводненность
' pb_atma      - давление насыщения

```

## 2.7 Расчет УЭЦН

Пользовательские функции, связанные с расчетом установок электрических центробежных насосов приведены в модуле «u7\_Excel\_functions\_ESP». Названия функций начинаются с префикса ESP.

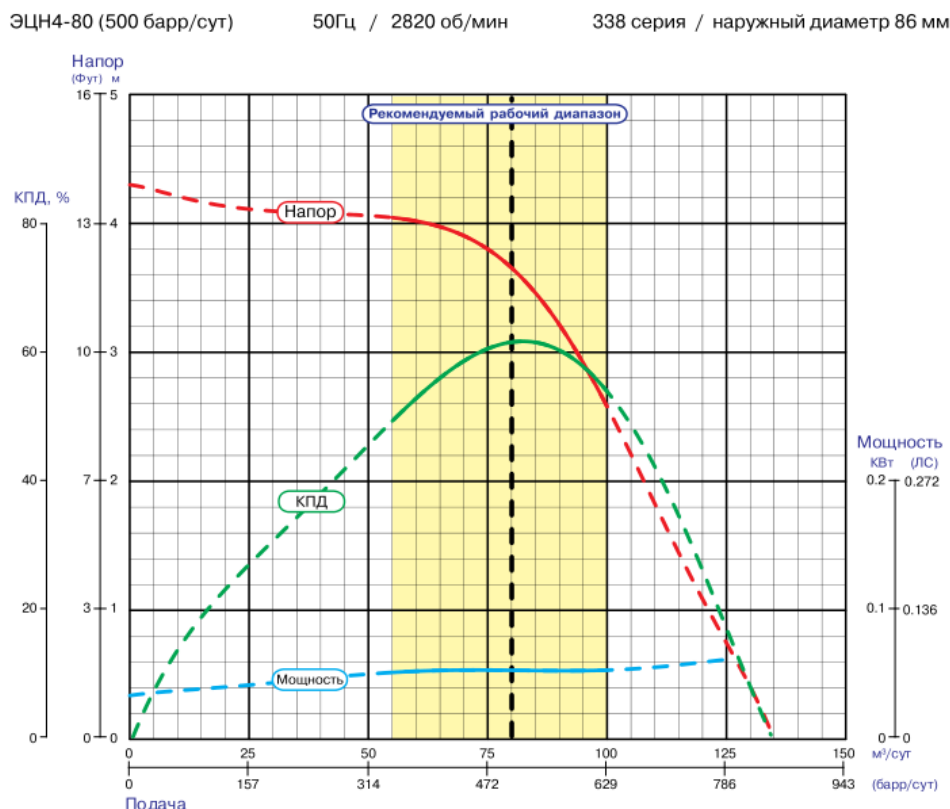
УЭЦН состоит из следующих основных конструктивных элементов:

- ЦН - центробежный насос. Модуль обеспечивающий перекачку жидкости за счет преобразования механической энергии вращения вала в гидравлическую мощность.
- ПЭД - погружной электрический двигатель. Модуль обеспечивающий преобразование электрической энергии, поступающей по кабелю к погружному электрическому двигателю в механическую энергию вращения вала.
- ГС - газосепаратор или приемный модуль. Модуль обеспечивающий забор пластовой жидкости из скважины и подачу ее в насос. При этом центробежный газосепаратор способен отделить часть свободного газа в потоке и направить его в межтрубное пространство скважины. Работает за счет механической энергии вращения вала.
- вал - узел передающий энергию от погружного электрического двигателя (ПЭД) к остальным узлам установки, в том числе к центробежному насосу.
- кабель - узел передающий электрическую энергию с поверхности к погружному электрическому двигателю
- трансформатор - узел обеспечивающий необходимое напряжение на кабеле на поверхности. Как правило на вход трансформатора подается напряжение 380 В, а на выходе оно поднимается до нескольких тысяч вольт.
- СУ - станция управления ЭЦН. Узел управляющий работой системы УЭЦН. Может запускать и останавливать скважины, обеспечивает защиту установки ЭЦН при нежелательных режимах работы
- ЧРП - частотно регулируемый привод. Обычно комплектуется со станцией управления УЭЦН. Обеспечивает изменение частоты ко-

лебаний напряжения и тока, а соответственно и частоты вращения вала ЭЦН. Может отсутствовать в компоновке УЭЦН.

В промышленных сводках и отчетах часто ЭЦН обозначаются с использованием значений габарита насоса, номинальной подачи и номинального напора. ЭЦН5А 50 - 2000, означает что, это насос 5А габарита, с номинальной подачей 50 м<sup>3</sup>/сут и напором 2000 м.

### ЭЦН4-80 ХАРАКТЕРИСТИКИ СТУПЕНИ



Характеристика ступени на воде плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup>. Допустимые производственные отклонения напора в рабочей части характеристики от номинального значения на номинальном режиме от +10% до -5%, мощности +8%.

Рис. 2.6 — Пример каталожных характеристик ЭЦН

УЭЦН, как и другие центробежные машины, обладает относительно узким диапазоном подач при которых достигается достаточно высокий КПД его работы (от 30 до 60%). В связи с этим для различных подач выпускаются различные типы УЭЦН. Всего в промышленности используются сотни различных типов ЭЦН различных производителей. Характеристики различных насосов предоставляются производителями в каталогах оборудования и обычно встраиваются в расчетные программы в виде баз данных характеристик оборудования. В надстройке Unifloc 7.15 VBA содержится база данных характеристик ЭЦН, которая может быть использована при



проведении расчетов пользовательскими функциями. База сокращенная, содержит ряд насосов только одного производителя. Как правило этого достаточно для проведения базовых расчетов, так как характеристики насосов одного типоразмера разных производителей схожи между собой.

Для выбора определенного насоса из базы необходимо использовать его идентификатор в базе - `pump_id`

Задача расчета УЭЦН обычно сводится к следующим:

- Прямая задача - по заданным значениям дебита жидкости скважины, давлению на приеме, напряжению питания УЭЦН на поверхности найти давление на выкиде насоса, потребляемую электрическую мощность, потребляемый ток установки, КПД всей системы и отдельных узлов системы
- Обратная задача - по данным контроля параметров работы УЭЦН на поверхности - потребляемому току, напряжению питания частоте подаваемого напряжения, данным по конструкции УЭЦН и скважины найти дебит жидкости и обводненность по скважине, давление на приеме и забойное давление.
- Задача узлового анализа - по данным конструкции скважины, параметров работы погружного оборудования оценить дебит по жидкости скважины при заданных параметрах работы УЭЦН или при их изменении. К этому типу задач относится задача подбора погружного оборудования для достижения заданных условий эксплуатации

Для расчёта УЭЦН требуется рассчитать гидравлические параметры работы ЦН и электромеханические параметры ПЭД.

### 2.7.1 ESP\_head\_m – расчёт номинального напора ЭЦН

Функция позволяет получить паспортные характеристики ЭЦН - напор при определенной подаче.

' номинальный напор ЭЦН (на основе каталога ЭЦН)  
' учитывается поправка на вязкость

```
Public Function ESP_head_m( _
    ByVal qliq_m3day As Double, _
    Optional ByVal num_stages As Integer = 1, _
    Optional ByVal freq_Hz As Double = 50, _
    Optional ByVal pump_id = 674, _
    Optional ByVal mu_cSt As Double = -1, _
    Optional ByVal c_calibr_head As Double = 1, _
    Optional ByVal c_calibr_rate As Double = 1, _
    Optional ByVal c_calibr_power As Double = 1) As Double
' qliq_m3day - дебит жидкости в условиях насоса (стенд)
' num_stages - количество ступеней
' freq_Hz - частота вращения насоса
' pump_id - номер насоса в базе данных
' mu_cSt - вязкость жидкости, сСт;
' c_calibr_head - поправочный коэффициент (множитель) на напор насоса.
' c_calibr_rate - поправочный коэффициент (множитель) на подачу насоса.
' c_calibr_power - поправочный коэффициент (множитель) на мощность насоса.
```

Расчет выполняется на основе паспортных характеристик ЦН.

### 2.7.2 ESP\_eff\_fr – расчёт номинального КПД ЭЦН

Функция позволяет получить паспортные характеристики ЭЦН - КПД при определенной подаче.

```
' номинальный КПД ЭЦН (на основе каталога ЭЦН)
' учитывается поправка на вязкость
Public Function ESP_eff_fr( _
    ByVal qliq_m3day As Double, _
    Optional ByVal num_stages As Integer = 1, _
    Optional ByVal freq_Hz As Double = 50, _
    Optional ByVal pump_id = 674, _
    Optional ByVal mu_cSt As Double = -1, _
    Optional ByVal c_calibr_head As Double = 1, _
    Optional ByVal c_calibr_rate As Double = 1, _
    Optional ByVal c_calibr_power As Double = 1) As Double
' qliq_m3day - дебит жидкости в условиях насоса (стенд)
' num_stages - количество ступеней
' freq_Hz - частота вращения насоса
```

```
' pump_id      - номер насоса в базе данных
' mu_cSt       - вязкость жидкости
' c_calibr_head - поправочный коэффициент (множитель) на напор насоса.
' c_calibr_rate - поправочный коэффициент (множитель) на подачу насоса.
' c_calibr_power - поправочный коэффициент (множитель) на мощность насоса.
```

Расчет выполняется на основе паспортных характеристик ЦН.

### 2.7.3 ESP\_power\_W – расчёт номинальной мощности потребляемой ЭЦН

Функция позволяет получить паспортные характеристики ЭЦН - мощность, потребляемую с вала при определенной подаче.

```
' номинальная мощность потребляемая ЭЦН с вала (на основе каталога ЭЦН)
' учитывается поправка на вязкость
Public Function ESP_power_W( _
    ByVal qliq_m3day As Double, _
    Optional ByVal num_stages As Integer = 1, _
    Optional ByVal freq_Hz As Double = 50, _
    Optional ByVal pump_id = 674, _
    Optional ByVal mu_cSt As Double = -1, _
    Optional ByVal c_calibr_rate As Double = 1, _
    Optional ByVal c_calibr_power As Double = 1) As Double
' мощность УЭЦН номинальная потребляемая
' qliq_m3day - дебит жидкости в условиях насоса (стенд)
' num_stages - количество ступеней
' freq_Hz     - частота вращения насоса
' pump_id     - номер насоса в базе данных
' mu_cSt      - вязкость жидкости
' c_calibr_rate - поправочный коэффициент (множитель) на подачу насоса.
' c_calibr_power - поправочный коэффициент (множитель) на мощность насоса.
```

Расчет выполняется на основе паспортных характеристик ЦН.

### 2.7.4 ESP\_id\_by\_rate – выбор типового насоса по номинальному дебиту

Функция возвращает идентификатор типового насоса по заданному номинальному дебиту. Может быть использована для выбора насоса на основе его наименования типа ЭЦН 50 - 2000.

```
' функция возвращает идентификатор типового насоса по значению
' номинального дебита
Public Function ESP_id_by_rate(q As Double)
' возвращает ID в зависимости от диапазона дебитов
' насосы подобраны вручную из текущей базы
' функция нужна для удобства использования
' непосредственно в Excel для тестовых заданий и учебных примеров
    If q > 0 And q < 20 Then ESP_id_by_rate = 738: ' БНН5-15
    If q >= 20 And q < 40 Then ESP_id_by_rate = 740: ' БНН5-30
    If q >= 40 And q < 60 Then ESP_id_by_rate = 1005: ' БНН5-50
    If q >= 60 And q < 100 Then ESP_id_by_rate = 1006: ' БНН5-80
    If q >= 100 And q < 150 Then ESP_id_by_rate = 737: ' БНН5-125
    If q >= 150 And q < 250 Then ESP_id_by_rate = 1010: ' ЭЦН5А-200
    If q >= 250 And q < 350 Then ESP_id_by_rate = 1033: ' ЭЦН5А-320Э
    If q >= 350 And q < 600 Then ESP_id_by_rate = 753: ' БНН5А-500
    If q >= 600 And q < 800 Then ESP_id_by_rate = 754: ' БНН5А-700
    If q >= 800 And q < 1200 Then ESP_id_by_rate = 755: ' БНН6-1000
    If q > 1200 Then ESP_id_by_rate = 264
End Function
```

### 2.7.5 ESP\_dp\_atm – расчет перепада давления развиваемого ЭЦН

Функция рассчитывает перепад давления, развиваемый ЦН при заданных параметрах флюида и термобарических условиях.

```
' функция расчета перепада давления ЭЦН в рабочих условиях
Public Function ESP_dp_atm( _
    ByVal qliq_sm3day As Double, _
    ByVal fw_perc As Double, _
```

```

        ByVal pcalc_atma As Double, _
Optional ByVal num_stages As Integer = 1, _
Optional ByVal freq_Hz As Double = 50, _
Optional ByVal pump_id = 674, _
Optional ByVal str_PVT As String = PVT_DEFAULT, _
Optional ByVal t_intake_C As Double = 50, _
Optional ByVal t_dis_C As Double = 50, _
Optional ByVal calc_along_flow As Boolean = 1, _
Optional ByVal ESP_gas_degradation_type As Integer = 0, _
Optional ByVal c_calibr_head As Double = 1, _
Optional ByVal c_calibr_rate As Double = 1, _
Optional ByVal c_calibr_power As Double = 1)
' qliq_sm3day      - дебит жидкости на поверхности
' fw_perc          - обводненность
' pcalc_atma       - давление для которого делается расчет
'                  либо давление на приеме насоса
'                  либо давление на выкиде насоса
'                  определяется параметром calc_along_flow
' num_stages       - количество ступеней
' freq_Hz          - частота вращения вала ЭЦН, Гц
' pump_id          - идентификатор насоса
' str_PVT          - набор данных PVT
' t_intake_C       - температура на приеме насоа
' t_dis_C          - температура на выкиде насоса.
'                  если = 0 и calc_along_flow = 1 то рассчитывается
' calc_along_flow  - режим расчета снизу вверх или сверху вниз
'                  calc_along_flow = True => p_atma давление на приеме
'                  calc_along_flow = False => p_atma давление на выкиде
' ESP_gas_degradation_type - тип насоса по работе с газом:
'                  0 нет коррекции;
'                  1 стандартный ЭЦН (предел 25%);
'                  2 ЭЦН с газостабилизирующим модулем (предел 50%);
'                  3 ЭЦН с осевым модулем (предел 75%);
'                  4 ЭЦН с модифицированным ступенями (предел 40%).
'                  Предел по доле газа на входе в насос после сепарации
'                  на основе статьи SPE 117414 (с корректировкой)
'                  поправка дополнительная к деградации (суммируется).
' c_calibr_head    - коэффициент поправки на напор (множитель)
' c_calibr_rate    - коэффициент поправки на подачу (множитель)
' c_calibr_power   - коэффициент поправки на мощность (множитель)
' результат       - массив значений включающий
'                  перепад давления
'                  перепад температур

```

```

'                мощность потребляемая с вала, Вт
'                мощность гидравлическая по перекачке жидкости, Вт
'                КПД ЭЦН

```

## 2.7.6 ESP\_system\_calc – расчет параметров работы УЭЦН

Функция рассчитывает полный набор параметров работы УЭЦН при заданных параметрах флюида и термобарических условиях. В отличие от функции ESP\\_dp\\_atm учитывает проскальзывание при расчете частоты вращения вала и рассчитываются электрические параметры работы ЭЦН

```

' расчет производительности системы УЭЦН
' считает перепад давления, электрические параметры и деградацию КПД
Public Function ESP_system_calc( _
    ByVal qliq_sm3day As Double, _
    ByVal fw_perc As Double, _
    ByVal pcalc_atma As Double, _
    Optional ByVal str_PVT As String, _
    Optional ByVal str_ESP As String, _
    Optional ByVal calc_along_flow As Boolean = 1 _
)
' qliq_sm3day      - дебит жидкости на поверхности
' fw_perc          - обводненность
' pcalc_atma       - давление для которого делается расчет
'                  - либо давление на приеме насоса
'                  - либо давление на выкиде насоса
'                  - определяется параметром calc_along_flow
' str_PVT          - набор данных PVT
' str_ESP          - набор данных ЭЦН
' calc_along_flow  - режим расчета снизу вверх или сверху вниз
'                  - calc_along_flow = True => p_atma давление на приеме
'                  - calc_along_flow = False => p_atma давление на выкиде
' результат       - массив значений включающий
'                  - перепад давления
'                  - перепад температур
'                  - мощность потребляемая с вала, Вт
'                  - мощность гидравлическая по перекачке жидкости, Вт

```

### 2.7.7 Электромеханический расчёт погружного электрического двигателя ПЭД

Рассматривается асинхронный электрический двигатель.

Погружные асинхронные электрические двигатели для добычи нефти выполняются трехфазными.

Впервые конструкция трёхфазного асинхронного двигателя была разработана, создана и опробована русским инженером М. О. Доливо-Добровольским в 1889-91 годах. Демонстрация первых двигателей состоялась на Международной электротехнической выставке во Франкфурте на Майне в сентябре 1891 года. На выставке было представлено три трёхфазных двигателя разной мощности. Самый мощный из них имел мощность 1.5 кВт и использовался для приведения во вращение генератора постоянного тока. Конструкция асинхронного двигателя, предложенная Доливо-Добровольским, оказалась очень удачной и является основным видом конструкции этих двигателей до настоящего времени.

За прошедшие годы асинхронные двигатели нашли очень широкое применение в различных отраслях промышленности и сельского хозяйства. Их используют в электроприводе металлорежущих станков, подъёмно-транспортных машин, транспортёров, насосов, вентиляторов. Маломощные двигатели используются в устройствах автоматики.

Широкое применение асинхронных двигателей объясняется их достоинствами по сравнению с другими двигателями: высокая надёжность, возможность работы непосредственно от сети переменного тока, простота обслуживания.

Для расчёта электромеханических параметров погружных электрических двигателей полезно понимать теоретические основы их работы. Теория работы погружных асинхронных двигателей не отличается от теории приме-

нимой к двигателям применяемым на поверхности. Далее кратко изложены основные положения теории.

Трёхфазная цепь является частным случаем многофазных систем электрических цепей, представляющих собой совокупность электрических цепей, в которых действуют синусоидальные ЭДС одинаковой частоты, отличающиеся по фазе одна от другой и создаваемые общим источником энергии. Переменный ток, протекающий по трёхфазной цепи, характеризуется следующими параметрами:

- Фазное напряжение  $U_A, U_B, U_C$  - напряжение между линейным проводом и нейтралью
- Линейное напряжение  $U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}$  - напряжение между одноименными выводами разных фаз
- Фазный ток  $I_{phase}$  – ток в фазах двигателя.
- Линейный ток  $I_{line}$  – ток в линейных проводах.
- $\cos \varphi$  - коэффициент мощности, где  $\varphi$  величина сдвига по фазе между напряжением и током

Подключение двигателя к цепи трёхфазного тока может быть выполнено по схеме "звезда" или "треугольник".

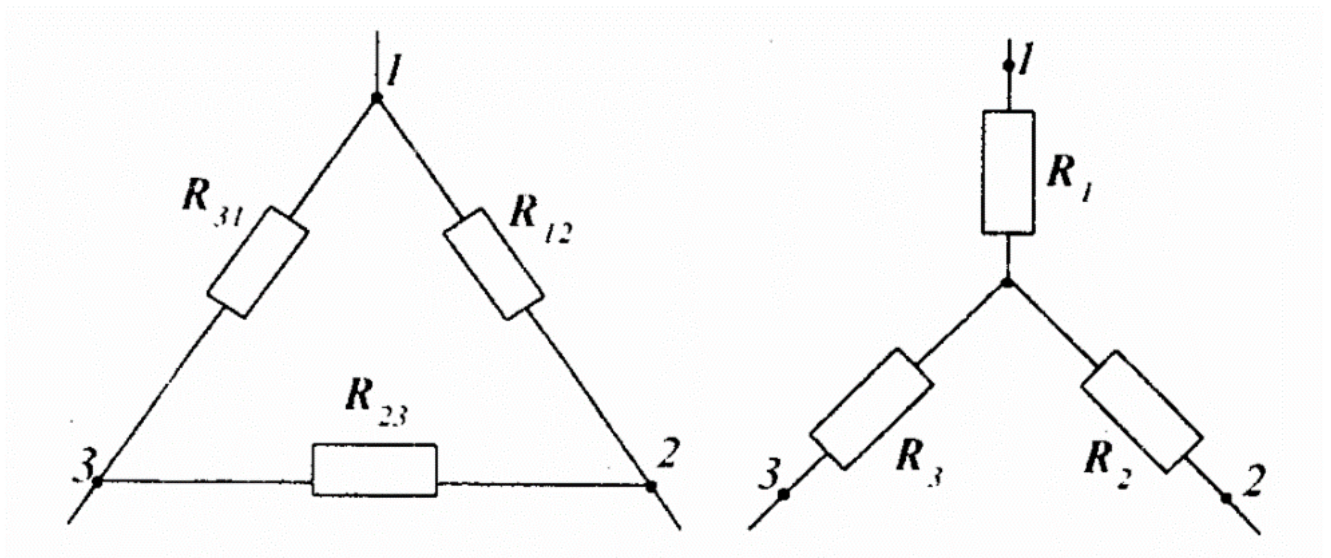


Рис. 2.7 — Пример схем замещения: треугольник и звезда

Для схемы звезда фазное напряжение меньше линейного в  $\sqrt{3}$  раз.

$$U_{AB} = \sqrt{3}U_A$$



$$I_{phase} = I_{line}$$

Для схемы треугольник

$$U_{AB} = U_A$$

$$I_{line} = \sqrt{3}I_{phase}$$

В погружных двигателях обычно применяет схема подключения звезда. Эта схема обеспечивает более низкое напряжение в линии, что способствует повышению КПД передачи энергии по длинному кабелю. Еще есть причины? При схеме подключения звезда токи в линии и в фазной обмотке статора двигателя совпадают, поэтому значение тока обозначают  $I$  не указывая индекс в явном виде. Поскольку линейное напряжения проще измерить и легче контролировать параметры трехфазного двигателя обычно задаются линейными. В частности номинальное напряжение питания двигателя это линейное напряжение (напряжение между фазами). Далее линейное напряжение будет обозначать без индекса как  $U$

Активная электрическая мощность в трехфазной цепи задается выражением

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi$$

Реактивная мощность

$$Q = \sqrt{3}UI \sin \varphi$$

Соответственно полная мощность

$$S = \sqrt{3}UI$$

### **Устройство трёхфазной асинхронной машины**

Неподвижная часть машины называется статор, подвижная – ротор. Обмотка статора состоит из трёх отдельных частей, называемых фазами.

При подаче переменного напряжения и тока на обмотки статора внутри статора формируется вращающееся магнитное поле. Частота вращения магнитного поля совпадает с частотой питающего напряжения.

Магнитный поток  $\Phi$  и напряжение подаваемое на статор связаны приближенным соотношением

$$U_1 \approx E_1 = 4.44w_1k_1f\Phi$$

где

$\Phi$  - магнитный поток;

$U_1$  - напряжение в одной фазе статора;

$f$  - частота сети;

$E_1$  - ЭЦН в фазе статора;

$w_1$  - число витков одной фазы обмотки статора;

$k_1$  - обмоточный коэффициент.

Из этого выражения следует, что магнитный поток  $\Phi$  в асинхронной машине не зависит от её режима работы, а при заданной частоте сети  $f$  зависит только от действующего значения приложенного напряжения  $U_1$

Для ЭДС ротора можно записать выражение

$$E_2 = 4.44w_2k_2fS\Phi$$

где

$S$  - величина скольжения (проскальзывания);

$E_2$  - ЭЦН в фазе ротора;

$w_2$  - число витков одной фазы обмотки ротора;

$k_2$  - обмоточный коэффициент ротора.

ЭДС, наводимая в обмотке ротора, изменяется пропорционально скольжению и в режиме двигателя имеет наибольшее значение в момент пуска в ход. Для тока ротора в общем случае можно получить такое соотношение

$$I_2 = \frac{E_2S}{\sqrt{R_2^2 + (SX_2^2)}}$$

где

$R_2$  - активное сопротивление обмотки ротора, связанное с потерями на нагрев обмотки;

$X_2 = 2\pi fL_2$  - индуктивное сопротивление обмотки неподвижного ротора, связанное с потоком рассеяния;

Отсюда следует, что ток ротора зависит от скольжения и возрастает при его увеличении, но медленнее, чем ЭДС.

Для асинхронного двигателя можно получить следующее выражение для механического момента

$$M = \frac{1}{4.44w_2k_2k_T^2f} \frac{U_1^2 R_2 S}{R_2^2 + (SX_2^2)^2}$$

где

$k_T = \frac{E_1}{E_2} = \frac{w_1k_1}{w_2k_2}$  - коэффициент трансформации асинхронной машины

Из полученного выражения для электромагнитного момента следует, что он сильно зависит от подведённого напряжения ( $M \sim U_1^2$ ). При снижении, например, напряжения на 10%, электромагнитный момент снизится на 19%  $M \sim (0,9U_1)^2 = 0.81U_1^2$ . Это является одним из недостатков асинхронных двигателей.

Электромеханическая модель погружного АПЭД реализована в расчетных функциях Unifloc 7.15 VBA как модель двигателя с номером 0 `motorID = 0`

Функции для расчета характеристик ПЭД начинаются с префикса `motor_`. Описание функций можно найти в приложении "Автоматически сгенерированное описание".

### Каталожные характеристики АПЭД

Для асинхронных погружных двигателей производители в каталогах оборудования приводят характеристики, позволяющие оценить КПД, потребляемый ток, частоту вращения вала и коэффициент электрической мощности от загрузки для определенной частоты вращения - рисунок 2.8. Нередко характеристики приводятся для двух частот вращения - 50Гц и 60 Гц.

Каталожная модель погружного АПЭД реализована в расчетных функциях Unifloc 7.15 VBA как модель двигателя с номером 1 `motorID = 1`

Функции для расчета характеристик ПЭД начинаются с префикса `motor_`. Описание функций можно найти в приложении "Автоматически сгенерированное описание".

**РАБОЧИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ  
УСЛОВНЫЙ ГАБАРИТ 96 ПРИ ЧАСТОТЕ ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ 50 Гц**

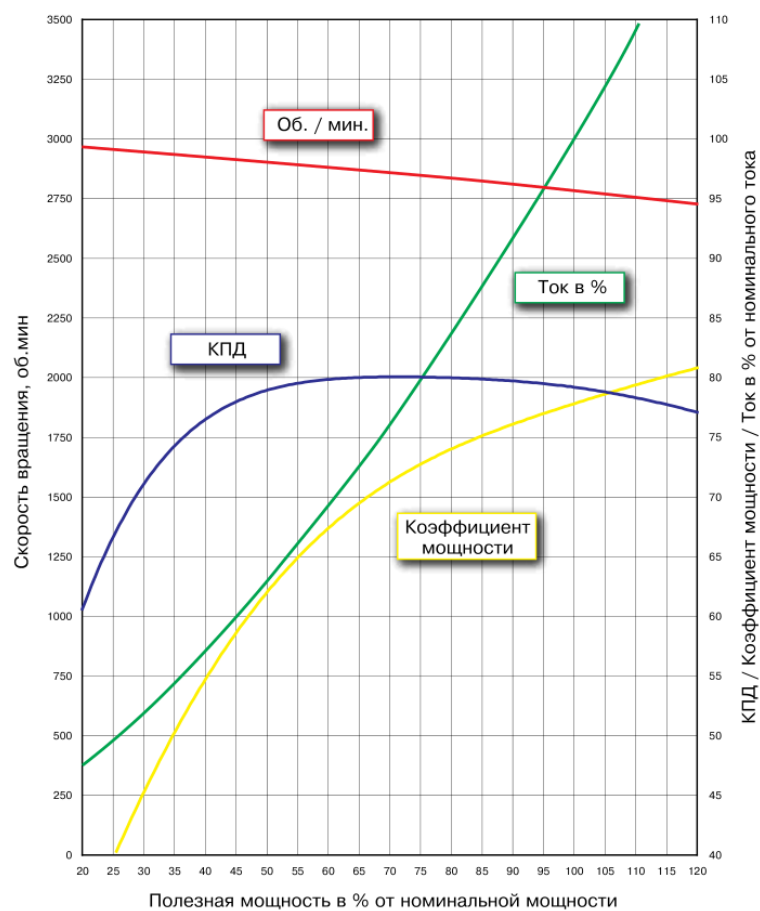


Рис. 2.8 — Каталожные характеристики ПЭД

## 2.8 Технологический режим добывающих скважин

Одна из первых реализаций расчётных модулей Unifloc 7.15 VBA была создана для проведения расчётов потенциала добычи нефти в форме технологического режима добывающих скважин. Расчёты были реализованы в начале 2000х годов. Расчётная форма оказалась удобной для практического применения и со временем алгоритмы расчёта распространились по разным компаниям и широко использовались.

Функции расчета параметров технологического режима добывающих скважин находятся в модуле «tr\_mdlTecRegimes»

Для обеспечения обратной совместимости расчётов в Unifloc 7.15 VBA заложены основные функции расчёта из технологического режима работы скважин. У функций изменены названия функций и имена аргументов, однако алгоритмы расчётов оставлены без изменений.

Пользовательские функции для расчета параметров технологического режима работы добывающих скважин начинаются с префикса `tr_`.

### **2.8.1 tr\_Pwf\_calc\_atma – расчёт забойного давления по динамическому уровню**

Функция рассчитывает забойное давление добывающей нефтяной скважины. Расчёт выполняется по известному значению затрубного давления и динамическому уровню. [0]

Результат расчёта - абсолютное значение забойного давления.

Расчёт выполняется по модифицированной корреляции Хасана-Кабира оптимизированной для скорости вычисления как для интервала выше насоса в межтрубном пространстве, так и для участка ниже насоса. При расчёте пренебрегается трением в потоке и используются упрощённые PVT зависимости, что позволило получить результат в аналитическом виде и ускорить расчёты. [ссылку надо будет привести когда то]

Функция позволяет учесть удлинения скважин для забоя, глубины спуска насоса, и динамического уровня. Два последних значения являются опциональными и могут быть опущены при проведении расчёта.

### **2.8.2 tr\_Pwf\_calc\_Pin\_atma – расчёт забойного давления по давлению на приеме**

Функция рассчитывает забойное давление добывающей нефтяной скважины по известному значению давления на приёме насоса.

Результат расчёта - абсолютное значение забойного давления.

Расчёт выполняется по модифицированной корреляции Хасана-Кабира оптимизированной для скорости вычисления для участка ниже насоса. При расчёте пренебрегается трением в потоке и используются упрощённые PVT зависимости, что позволило получить результат в аналитическом виде и ускорить расчёты. [ссылку надо будет привести когда то]

Функция позволяет учесть удлинения скважин для забоя, глубины спуска насоса. Последние значения являются опциональными и могут быть опущены при проведении расчёта.

### **2.8.3 tr\_Pump\_calc\_atma – расчёт давления на приеме по динамическому уровню**

Функция рассчитывает давление на приёме насоса добывающей нефтяной скважины по известному значению затрубного давления и динамическому уровню.

Расчёт выполняется по модифицированной корреляции Хасана-Кабира оптимизированной для скорости вычисления для участка выше насоса. При расчёте пренебрегается трением в потоке и используются упрощённые PVT зависимости, что позволило получить результат в аналитическом виде и ускорить расчёты. [ссылку надо будет привести когда то]. Значение коэффициента сепарации используется для оценки объёмного расхода газа в межтрубном пространстве.

Результат расчёта - абсолютное значение давления на приёме насоса.

### **2.8.4 tr\_Potential\_Pwf\_atma – расчёт целевого забойного давления по доле газа**

Функция рассчитывает целевое забойное давление добывающей нефтяной скважины, при котором достигается заданная доля газа в потоке.

Результат расчёта - абсолютное значение забойного давления.

### **2.8.5 tr\_BB\_Pwf\_atma – расчёт забойного давления фонтанирующей скважины по буферному давлению**

Функция рассчитывает забойное давление фонтанирующей добывающей скважины по известному значению буферного давления. Расчет выполняется по корреляции Бегсса Брилла.

Расчет отличается рядом упрощений - из PVT свойств используется только значение газового фактора - давление насыщения и объемный коэффициент газа вычисляются по корреляциям.

В отличие от расчета скважин с насосом в корреляции Беггса Брилла учитывается наличие трения. Хотя для низких дебитов эта корреляция может давать завышенные значения перепада давления.

Для расчетов рекомендуется использовать функцию Unifloc 7.15 VBA реализующую аналогичную функциональность с меньшим набором допущений

Результат расчета - абсолютное значение забойного давления.

#### **2.8.6 tr\_BB\_Pwf\_Pin\_atma – расчет забойного давления по давлению на приеме по корреляции Беггса-Брилла**

Функция рассчитывает забойное давление добывающей скважины по известному значению давления на приеме. Расчет выполняется по корреляции Беггса-Брилла. Расчет отличается рядом упрощений - из PVT свойств используется только значение газового фактора - давление насыщения и объемный коэффициент газа вычисляются по корреляциям.

В отличие от расчета скважин с насосом в корреляции Беггса Брилла учитывается наличие трения. Хотя для низких дебитов эта корреляция может давать завышенные значения перепада давления.

Для расчетов рекомендуется использовать функцию Unifloc 7.15 VBA реализующую аналогичную функциональность с меньшим набором допущений

Результат расчета - абсолютное значение забойного давления.



## Заключение

Заключение возможно будет тут когда то

## Единицы измерений

### Давление

atm, атм — физическая атмосфера

atma, атма — абсолютное значение величины в атмосферах

atmg, атми — избыточное (измеренное) значение величины в атмосферах. отличается от абсолютной на величину атмосферного давления (1.01325 атма)

## Список сокращений и условных обозначений

- $\gamma_g$  - gamma\_gas - удельная плотность газа, по воздуху.
- $\gamma_o$  - gamma\_oil - удельная плотность нефти, по воде.
- $\gamma_w$  - gamma\_wat- удельная плотность воды, по воде.
- $R_{sb}$  - Rsb\_m3m3 газосодержание при давлении насыщения, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.
- $R_p$  - Rp\_m3m3. замерной газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.
- $P_b$  - Pb\_atma. давление насыщения, атма.
- $T_{res}$  - Tres\_C пластовая температура, °C.
- $B_{ob}$  - Bob\_m3m3 объёмный коэффициент нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.
- $\mu_{ob}$  - Muob\_cP. вязкость нефти при давлении насыщения, сП.
- $Q_{liq}$  - Qliq\_scm3day. дебит жидкости измеренный на поверхности (приведенный к стандартным условиям), м<sup>3</sup>/сут.
- $f_w$  - fw\_perc, fw\_fr объёмная обводненность (fraction of water), проценты или доли единиц.
- $f_g$  - fg\_perc, fg\_fr объёмная доля газа в потоке (fraction of gas), проценты или доли единиц.
- $PI$  - pi\_sm3dayatm - коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/сут/атм
- $\rho_{air}$  - rho\_air - плотность воздуха, относительная плотность газа  $\gamma_g$  считается по воздуху  $\rho_{air} = 1.22$  кг/м<sup>3</sup>

## Словарь терминов

Словарь описывает термины и сокращения широко используемые в описании и в системе Unifloc 7.15 VBA .

**VBA** — Visual Basic for Application язык программирования встроенный в Excel и использованный для написания макросов Unifloc 7.15 VBA .

**VBE** — Среда разработки для языка VBA. Встроена в Excel.

**BHP, P<sub>wf</sub>** — Bottom hole pressure. Well flowing pressure Забойное давление

**BHT, TBH** — Bottom hole temperature. Забойная температура

**WHP, P<sub>WH</sub>** — Well head pressure. Устьевое давление. Как правило, соответствует буферному давлению.

**WHT, T<sub>WH</sub>** — Well head temperature. Устьевая температура. Температура флюида на устье скважины. Температура в точке замера буферного давления.

**IPR** — Inflow performance relationship. Индикаторная кривая. Зависимость забойного давления от дебита для пласта. Широко используется в узловом анализе.

**VLP, VFP** — Vertical lift performance, vertical flow performance, outflow curve. Кривая лифта, кривая оттока. Зависимость забойного давления от дебита для скважины. Широко используется в узловом анализе.

**ZNLF** — Zero net liquid flow. Барботаж - движение газа через столб неподвижной жидкости. Соответствует условиям движения газа в затрубном пространстве при эксплуатации добывающих скважин с использованием погружных насосов.

**ЭЦН** — Электрический центробежный насос.

**УЭЦН** — Установка электрического центробежного насоса. Включает весь комплекс погружного и поверхностного оборудования необходимого для работы насоса - насос (ЭЦН), погружной электрический двигатель (ПЭД), гидрозащита (ГЗ), входной модуль (ВМ) и газосепаратор (ГС), электрический кабель, станция управления (СУ) и другие элементы

**ESP** — Electrical submersible pump. Электрический центробежный насос.

**GL** — Gas Lift. Газлифтный способ эксплуатации добывающих скважин.

**RHX ЭЦН** — Расходно напорная характеристика электрического центробежного насоса. Ключевая характеристика ЭЦН. Дается производителем в каталоге ЭЦН для новых насосов или определяется на стенде для ремонтных ЭЦН.

**PVT** — Pressure Volume Temperature. Общепринятое обозначение для физико-химических свойств пластовых флюидов - нефти, газа и воды.

**MF** — MultiPhase. Много Фазный поток. Префикс для функций имеющих дело с расчетом многофазного потока в трубах и скважине.

**НКТ** — Насосно компрессорная труба. Часть конструкции скважины. по колонне НКТ добывается скважинная продукция или закачивается вода. Может быть заменена в процессе эксплуатации при ремонте скважины.

**ЭК** — Эксплуатационная колонна. Часть конструкции скважины. Не может быть заменена в процессе эксплуатации при ремонте скважины.

**ГЖС** — Газо жидкостная смесь. Часто используется для обозначения совместно двигающихся флюидов в многофазном потоке - нефти, газа, воды.