



Курс «Инструменты и процессы анализа и управления добычей»

План курса

Тема	Тип	Дата начала	Дата окончания
Введение в мат. моделирование при решении задач управления добычей. Уравнение установившегося течения однофазного несжимаемого флюида в трубе. Применение и примеры	Лекция	22.сен	22.сен
Построение кривой распределения давления однофазного флюида в вертикальной трубе на языке Python. Технологический режим нагнетательной скважины	Семинар	29.сен	29.сен
Определение режима работы нагнетательной скважины	Домашнее задание	29.сен	27.окт
Подходы к моделированию PVT-свойств. Black-Oil модель. Уравнение установившегося течения многофазного флюида в трубе. Многофазные корреляции	Лекция	06.окт	06.окт
Физико-химические свойства нефти и газа по модели Black Oil	Семинар	13.окт	13.окт
Построение кривой распределения давления многофазного флюида в вертикальной трубе на языке Python. Техрежим добывающей скважины	Семинар	20.окт	20.окт
Фонтанный способ эксплуатации. Устройство скважины. Штуцер. Моделирование	Лекция	27.окт	27.окт
Построение модели фонтанной скважины на языке Python	Семинар	03.ноя	03.ноя
Моделирование фонтанных и газлифтных скважин.	Домашнее задание	03.ноя	01.дек
Газлифтный способ эксплуатации. Устройство скважины. Газлифтный клапан. Моделирование	Лекция	10.ноя	10.ноя
Моделирование газлифтной скважины на языке Python	Семинар	17.ноя	17.ноя
УЭЦН. Устройство. Моделирование УЭЦН. Гидравлика и электрика.	Лекция	24.ноя	24.ноя
Построение УЭЦН скважины на языке Python	Семинар	01.дек	01.дек
WellGame	Семинар	08.дек	08.дек
Контрольная работа	Семинар	15.дек	15.дек

Преподаватели курса



Никита Смирнов

- Главный специалист, «Газпромнефть-НТЦ»
- Руководитель команд разработки инструментов «Технологический режим 2.0», «ИАСУРГГ», «ЕАРМ»
- 5 лет опыта разработки программных решений для управления и оптимизации добычи, математического моделирования процессов движения газожидкостных потоков в скважине и нефтесборном коллекторе



Сабина Исаева

- Ведущий специалист "Цифровая лаборатория СПбГУ"
- Методолог разработчик инструмента "Технологический режим 2.0"
- 3 года опыта разработки программных решений



Петрушин Михаил

- Ведущий специалист по разработке, «Газпромнефть-Цифровые Решения»
- Методолог-разработчик инструмента «Технологический режим 2.0» и библиотеки для моделирования многофазных потоков UniflocPy
- 2 года опыта разработки программных решений



Виктория Горбачёва

- Методолог-разработчик, "Газпромнефть-Цифровые решения"
- 3 года опыта разработки физико-математического моделирования процессов, протекающих в нефтедобывающих скважинах



Богданов Захар

- Специалист по разработке, «Газпромнефть–Цифровые Решения»
- Методолог-разработчик инструментов «Технологический режим 2.0», «ЕАРМ», библиотек для моделирования многофазных потоков UniflocPy, FFMT
- 2 года опыта разработки программных решений для управления добычей

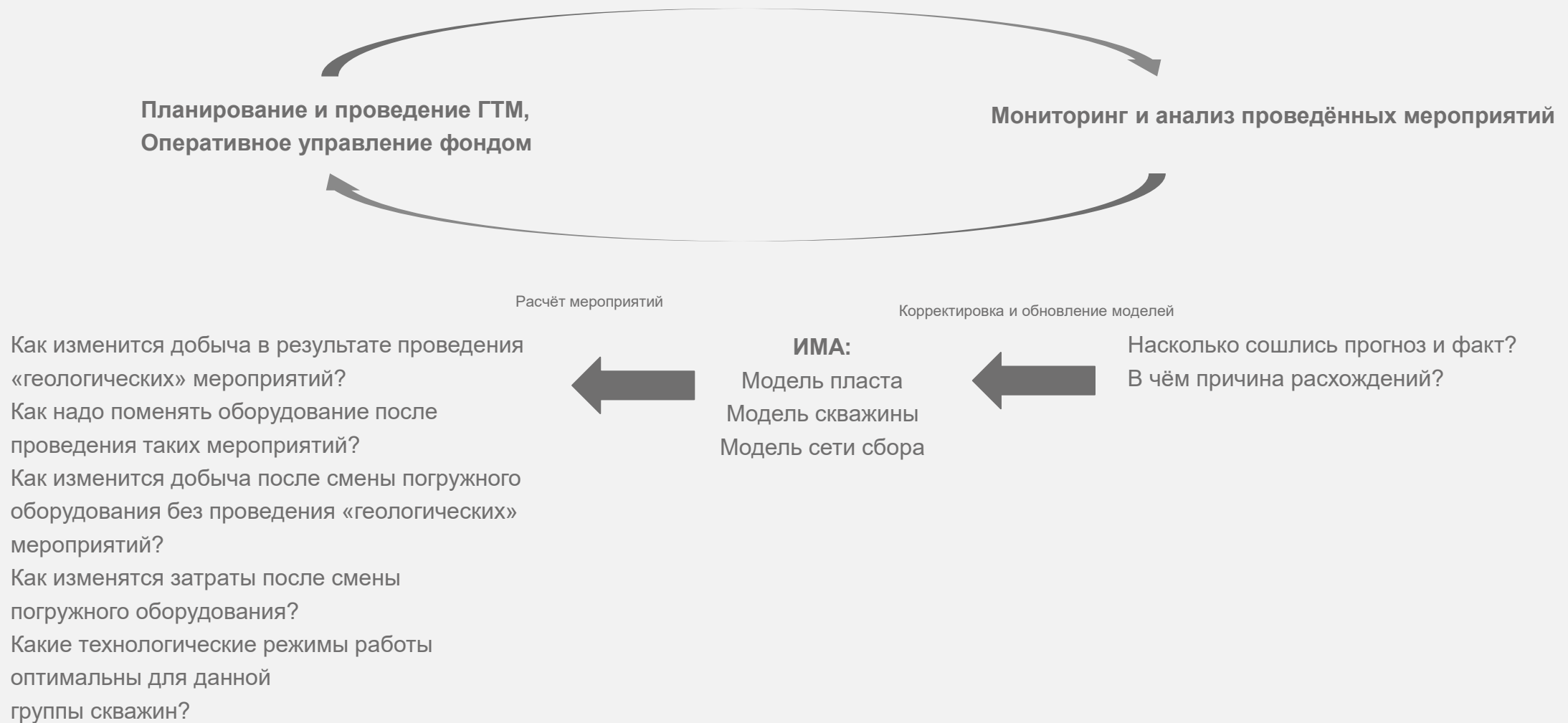


Сергей Замахов

- Инженер-программист, «Nedra Digital»
- Методолог-разработчик библиотеки моделирования многофазного потока UniflocPy и инструмента «Технологический режим 2.0»
- 3 года опыта промышленной разработки программных решений по управлению добычей и расчета оптимизационных мероприятий

Управление добычей на текущих мощностях

Основные задачи управления добычей на текущих мощностях

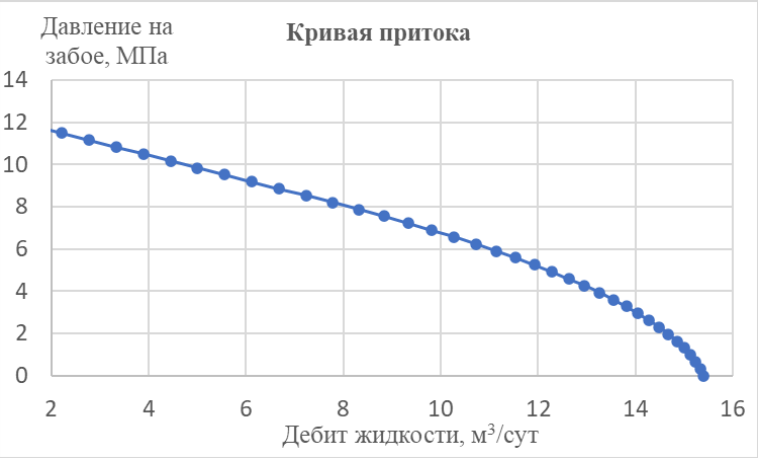


Общее описание интегрированной модели НГКМ

Фильтрация газожидкостной смеси к забою скважины сквозь пористую среду:

$$Q_l = f(P_{wf}; P_r; PVT; RP; FP; wc; GOR)$$

где Q_l – дебит (добываемый объём в единицу времени) жидкости, м³/с; P_r – давление на контуре области дренирования скважины, Па; P_{wf} – давление на забое скважины, Па; PVT – вид функций зависимости физико-химических свойств рассматриваемых флюидов от давления (определяющие соотношения); RP – вид функций, описывающих совместное течение нескольких фаз через пористую среду (определяющие соотношения); FP – ряд констант, характеризующих свойства пористой области, через которую осуществляется фильтрация многофазного флюида; wc – объёмное содержание воды в добываемой жидкости, %; GOR – отношение объёма фильтрующегося газа к объёму фильтрующейся жидкости, м³/м³.



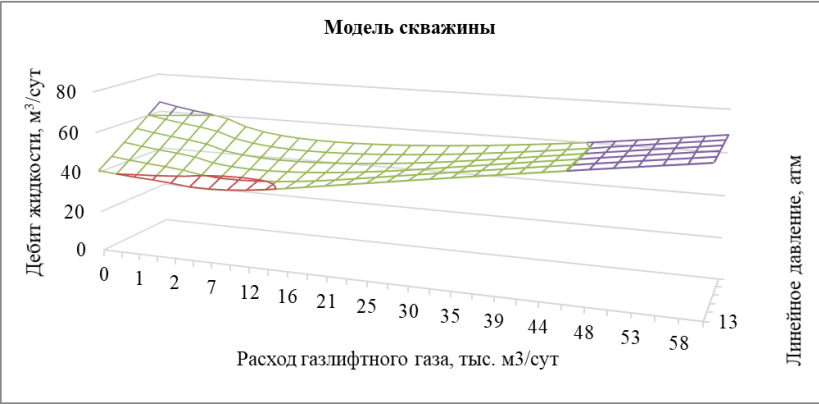
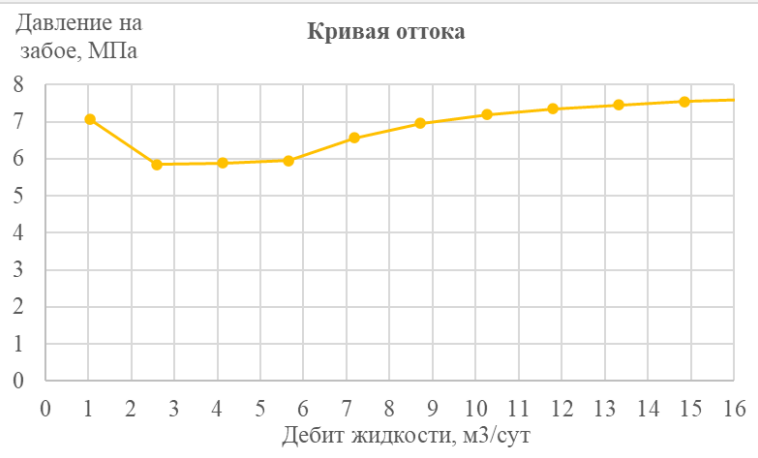
Уравнение, описывающие совместную фильтрацию газожидкостной смеси в области дренирования и стволе скважины:

$$Q_l = f(Q_{ag}; F)$$

Фильтрация газожидкостной смеси по стволу скважины с учётом скважинного оборудования:

$$Q_l = f(Q_{ag}; F; P_{wf}; P_{buf}; PVT; WELL; wc; GOR)$$

где P_{buf} – устьевое давление скважины, Па; $WELL$ – вектор входных параметров, характеризующий конструкцию рассматриваемой скважины и её оборудование; Q_{ag} – расход газлифтного газа, м³/сут (управляющий параметр); F – частота вращения электроцентробежного насоса, Гц (управляющий параметр).







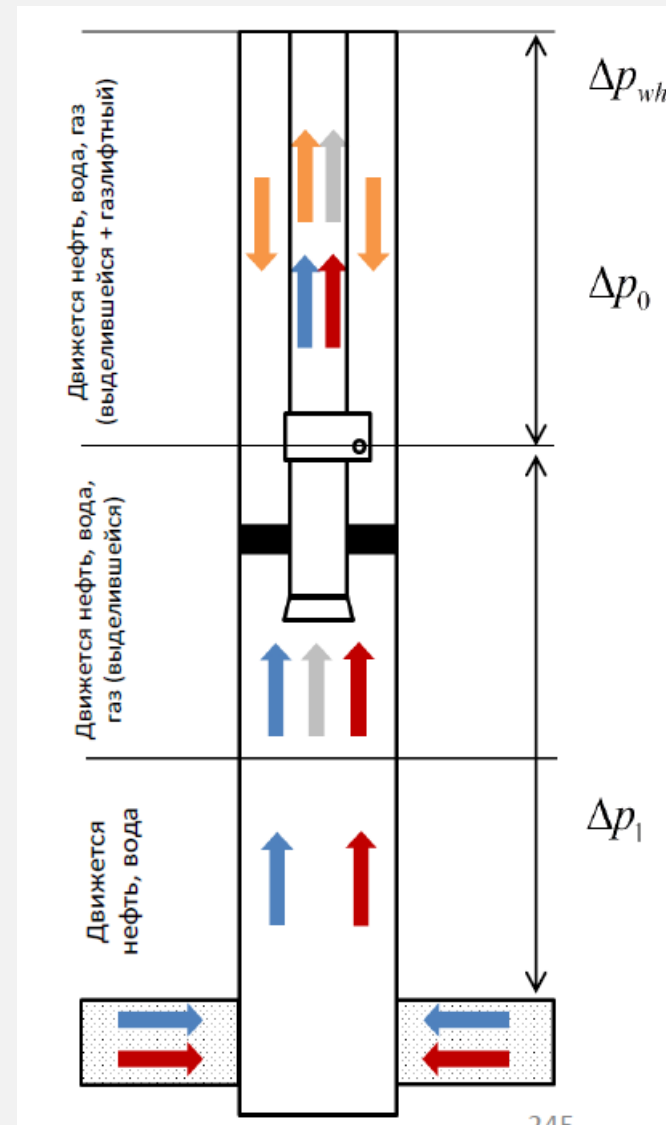
Типовая схема скважины

p_{wh} – буферное давление

Δp_0 – давления газожидкостного столба выше насоса или рабочего клапана

Δp_1 – давления газожидкостной смеси ниже насоса или рабочего клапана

-  — вода;
-  — нефть;
-  — газ, выделившийся из нефти;
-  — газлифтный газ.



Система уравнений движения сплошной среды

$$\begin{aligned}\frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \cdot \nabla \cdot \bar{v} &= 0 \\ \rho \frac{d\bar{v}}{dt} &= \rho \bar{F} + \nabla \cdot \bar{\bar{\sigma}} \\ \rho \frac{d\left(u + \frac{v^2}{2}\right)}{dt} &= \rho \bar{F} \cdot \bar{v} + \nabla \cdot (\bar{\bar{\sigma}} \cdot \bar{v})\end{aligned}$$

Допущения:

1. Одномерный поток ($\nabla = \frac{\partial}{\partial x}$ и т. д.)
2. Осредняем параметры по сечению

Уравнения одномерной нестационарной многофазной фильтрации

Многомерный поток

Ньютоновская жидкость

$$\begin{aligned}\bar{\bar{\sigma}} &= -p\bar{\bar{E}} + \bar{\bar{\tau}} \\ \bar{\bar{\tau}} &= \bar{\bar{K}} \cdot \bar{\bar{\varepsilon}}\end{aligned}$$

Уравнения Навье-Стокса

Уравнения одномерной нестационарной многофазной фильтрации:

$$\frac{\partial(\alpha_i \rho_i)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha_i \rho_i v_i)}{\partial x} = \sum_{j=1}^N J_{ij}$$

$$\frac{d(\alpha_i \rho_i v_i)}{dt} + \frac{\partial(\alpha_i \rho_i v_i^2)}{\partial x} = \alpha_i \rho_i g - \frac{\partial p_i}{\partial x} + \frac{\partial \tau_i}{\partial x} + \sum_{j=1}^N P_{ij}$$

$$\frac{\partial \left(\alpha_i \rho_i \left(u_i + \frac{v_i^2}{2} \right) \right)}{\partial t} + \frac{\partial \left(v_i \alpha_i \rho_i \left(u_i + \frac{v_i^2}{2} \right) \right)}{\partial x} = \alpha_i \rho_i g v_i - \frac{\partial(p_i v_i)}{\partial x} + \frac{\partial(\tau_i v_i)}{\partial x} + \sum_{j=1}^N E_{ij}$$

Допущения:

$$\rho_m = \sum_{i=1}^N \alpha_i \rho_i$$

$$v_m = \frac{1}{\rho_m} \sum_{i=1}^N \alpha_i \rho_i v_i$$



Уравнения одномерного
неустановившегося течения смеси

Ввод определяющих соотношений для трения между всеми
возможными фазами любой дисперсности, а также стенкой



Моделирование одномерных динамических процессов с
возможностью учёта разнонаправленного движения фаз
(самозадавление газоконденсатной или газлифтной скважины)

Уравнения одномерного неустановившегося течения смеси:

$$\frac{\partial(\rho_m)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_m v_m)}{\partial x} = 0$$

$$\frac{d(\rho_m v_m)}{dt} + \frac{\partial(\rho_m v_m^2)}{\partial x} = \rho_m g - \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial \tau}{\partial x}$$

$$\frac{\partial \left(\rho_m \left(u_m + \frac{v_m^2}{2} \right) \right)}{\partial t} + \frac{\partial \left(\rho_m v_m \left(u_m + \frac{v_m^2}{2} \right) \right)}{\partial x} = \rho_m v_m g - \frac{\partial(p v_m)}{\partial x} + \frac{\partial(\tau v_m)}{\partial x} + \rho_m q_{em}$$

Допущение о стационарности



Уравнения одномерного установившегося течения смеси:

$$\frac{\partial(\rho_m v_m)}{\partial x} = 0$$

$$\frac{\partial(\rho_m v_m^2)}{\partial x} = \rho_m g \cdot \cos \alpha - \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial \tau}{\partial x}$$

$$\frac{\partial \left(\rho_m v_m \left(u_m + \frac{v_m^2}{2} \right) \right)}{\partial x} = \rho_m v_m g - \frac{\partial(p v_m)}{\partial x} + \frac{\partial(\tau v_m)}{\partial x} + \rho_m q_{em}$$

Без допущения о стационарности

**Решение без
допущений**

Допущение: $v_m \ll a_m$

МХ

Уравнения одномерного установившегося однофазного течения:

$$\frac{\partial(\rho_m v_m^2)}{\partial x} = \rho_m g \cdot \cos \alpha - \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial \tau}{\partial x}$$

где α – угол между стволом скважины и вертикалью (зенитный угол), рад; ρ_m – плотность флюида, кг/м³; x – аксиальная ось трубопровода координата, м; g – ускорение св. падения, м/с²; p – давление, Па; $\frac{\partial \tau}{\partial x}$ – потери давления на трение флюида, Па.



$$\frac{\partial p}{\partial x} = \underbrace{\rho_m g \cdot \cos \alpha}_{\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{grav}} - \underbrace{\frac{\partial \tau}{\partial x}}_{\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{fric}} + \underbrace{\frac{\partial(\rho_m v_m^2)}{\partial x}}_{\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{acc}}$$

Эмпирическое соотношение Дарси-Вейсбаха:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{fric} = \frac{f \cdot \rho_m v_m^2}{d(x) \cdot 2}$$

где f – коэффициент трения, д.ед.;
 $d(x)$ – диаметр сечения в точке x , м

Коэффициент трения по Moody:

1. Определение числа Рейнольдса:

$$Re = \frac{\rho_m v_m d(x)}{\mu}$$

где μ – вязкость флюида, Па·с;
 $d(x)$ – диаметр сечения в точке x , м

2. Определение режима течения

- $Re < 3000 \Rightarrow$ режим течения ламинарный
- $Re > 3000 \Rightarrow$ режим течения турбулентный

3. Определение коэффициента трения воды:

3.1. Для ламинарного потока :

$$f = \frac{64}{Re}$$

3.2. Для турбулентного потока (по Джейн):

$$f = \frac{1}{\left(1,14 - 2 \log \left(\frac{\epsilon}{d} + \frac{21,25}{Re^{0,9}}\right)\right)^2}$$

где ϵ – шероховатость абс., м
(для НКТ, как правило = 0,000018 м)

Замыкающие соотношения для физико-химических свойств воды:

4.1. Плотность воды:

$$\rho_m(P, T) = \frac{\rho_m(P_{sc}, T_{sc})}{1 + \frac{T - 273}{10000} (0,269(T - 273)^{0,637} - 0,8)}$$

где $\rho_m(P_{sc}, T_{sc})$ – плотность воды в ст.у., кг/м³;
 T – температура, К.

Уравнения одномерного установившегося однофазного течения

4.2. Вязкость пресной воды (Matthews and Russel):

$$\mu_m(P, T) = A(1,8T - 460)^{-B}(0,9994 + 0,0058P + 0,6534 \cdot 10^{-4} \cdot P^2)$$

$$A = 109,574$$

$$B = 1,1217$$

где T – температура, К; P – давление, МПа.

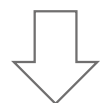
Решение уравнения установившейся однофазной фильтрации:

$$\frac{\partial(v_m)}{\partial x} = \frac{v_m}{\rho_m} \frac{\partial(\rho_m)}{\partial x}$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \rho_m g \cdot \cos \alpha - \frac{f \cdot \rho_m v_m^2}{d(x)} \frac{1}{2} + \frac{\partial(\rho_m v_m^2)}{\partial x}$$



$$\frac{\partial p}{\partial x} = \rho_m g \cdot \cos \alpha - \frac{f \cdot \rho_m v_m^2}{d(x)} \frac{1}{2} + \frac{\partial(\rho_m)}{\partial x} \cdot (v_m^2 + 2v_m)$$



$$\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{acc} \ll \left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{grav}; \left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{acc} \ll \left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{fric}$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \rho_m g \cdot \cos \alpha - \frac{f \cdot \rho_m v_m^2}{d(x)} \frac{1}{2}$$

Решение задачи расчёта распределения давления в нагнетательной скважине:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \rho_m g \cdot \cos \alpha - \frac{f \cdot \rho_m v_m^2}{d(x)} \frac{1}{2}$$

$$\frac{\partial T}{\partial x} = const$$

$$p(0) = P_{buf}$$

Численное итеративное решение (методы Эйлера, Эйлера-Коши, Рунге-Кутты и т.д.):

$$p_{i+1} = p_i + \int_{x_i}^{x_{i+1}} \frac{\partial p}{\partial x}(x, p) dx$$

Пример использования метода Эйлера-Коши:

$$\widetilde{p}_{i+1} = p_i + (x_{i+1} - x_i) \left(\rho_m(p_i, T_i) g \cdot \cos \alpha - \frac{f(p_i, T_i) \cdot \rho_m(p_i, T_i) v_m^2}{d(x_i)} \frac{1}{2} \right)$$

$$p_{i+1} = p_i + \frac{(x_{i+1} - x_i)}{2} \left(\left[\rho_m(p_i, T_i) g \cdot \cos \alpha - \frac{f(p_i, T_i) \cdot \rho_m(p_i, T_i) v_m^2}{d(x_i)} \frac{1}{2} \right] + \left[\rho_m(\widetilde{p}_{i+1}, T_{i+1}) g \cdot \cos \alpha - \frac{f(\widetilde{p}_{i+1}, T_{i+1}) \cdot \rho_m(\widetilde{p}_{i+1}, T_{i+1}) v_m^2}{d(x_{i+1})} \frac{1}{2} \right] \right)$$