

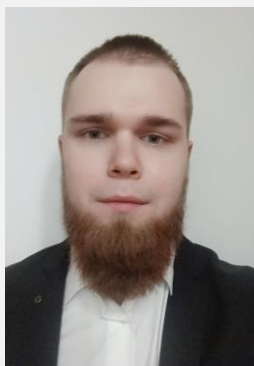


Курс
«Инженерные методы
расчёта многофазного
потока»

План курса

№	Тема	Тип	Домашнее задание	Дата
1.1	Введение в мат. Моделирование при решении задач управления добычей. Уравнение установившегося течения однофазного несжимаемого флюида в трубе. Применение и примеры.	Лекция	Домашнее задание №1	04.03.2022
1.2	Построение кривой распределения давления однофазного флюида в вертикальной трубе на языке Python. Технологический режим нагнетательной скважины	Семинар	До 01.04.2022	11.03.2022
2.1	Подходы к моделированию PVT-свойств. Black-Oil модель. Уравнение установившегося течения многофазного флюида в трубе. Многофазные корреляции	Лекция		18.03.2022
2.2	Построение кривой распределения давления многофазного флюида в вертикальной трубе на языке Python. Технологический режим добывающей скважины. Кейс в горизонтальной трубе (кейс с запиранием). Карта режимов потоков.	Семинар		25.03.2022
3.1	Фонтанный способ эксплуатации. Устройство скважины. Штуцер. Моделирование.	Лекция	Домашнее задание №2	01.04.2022
3.2	Построение модели фонтанной скважины на языке Python и в программе Pipesim.	Семинар	До 13.05.2022	15.04.2022
4.1	Газлифтный способ эксплуатации. Устройство скважины. Газлифтный клапан. Моделирование	Лекция		22.04.2022
4.2	Построение модели газлифтной скважины на языке Python и в программе Pipesim.	Семинар		06.05.2022
5	IPR и VLP. Узловой анализ. Примеры решения задач	Лекция	Домашнее задание №3	13.05.2022
6.1	Эксплуатация скважин с помощью УЭЦН. Устройство. Моделирование УЭЦН. Гидравлика и электрика.	Лекция	Домашнее задание №4	20.05.2022
6.2	Построение УЭЦН скважины на языке Python и в программе Pipesim.	Семинар	До 10.06.2022	27.05.2022
7	Контрольная работа по пройденному материалу.	Контрольная		03.06.2022
8	Выбор способа эксплуатации и конкретной компоновки. Шаблоны применения технологий и Вероятностный Подход	Лекция		03.06.2022
9	Оптимизация технологических режимов работы скважин. Индивидуальная и групповая	Лекция		10.06.2022
10	Подходы к автоматизации моделирования большого числа скважин. Pipesim Python Toolkit, VBA/Python	Семинар		10.06.2022
11	Устный экзамен			17.06.2022

Преподаватели курса



Никита Смирнов

- Главный специалист, «Газпромнефть-НТЦ»
- Руководитель команды разработки инструмента «Технологический режим 2.0»
- 4 года опыта разработки программных решений для управления и оптимизации добычи, математического моделирования процессов движения газожидкостных потоков в скважине и нефтесборном коллекторе



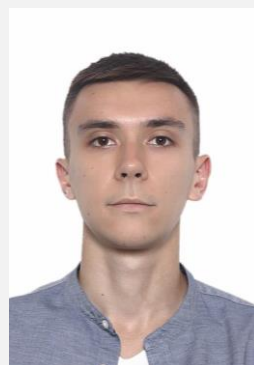
Алексей Водопьян

- Разработчик, «Газпромнефть-Цифровые Решения»
- Методолог-разработчик инструмента «Технологический режим 2.0» и библиотеки для моделирования многофазных потоков UniflocPy
- 3 года опыта разработки программных решений для управления добычей
- Победитель Aramco Upstream Solutions Technaton 2020



Данил Исаев

- Разработчик, «Газпромнефть-Цифровые Решения»
- Методолог-разработчик инструмента «ДАРС»
- 2 года опыта разработки продуктов, направленных на активный мониторинг и оперативный контроль добычи



Даниил Байрачный

- Разработчик, «Газпромнефть-Цифровые Решения»
- Методолог-разработчик инструмента «Технологический режим 2.0»
- 2 года опыта разработки программных решений



Олег Кобзарь

- Разработчик, «Газпромнефть-Цифровые Решения»
- Методолог-разработчик инструмента «ДАРС»
- 3 года опыта разработки продуктов, направленных на активный мониторинг и оперативный контроль добычи
- Победитель Aramco Upstream Solutions Technaton 2020

Управление добычей на текущих мощностях

Основные задачи управления добычей на текущих мощностях



Расчёт мероприятий

Корректировка и обновление моделей

Как изменится добыча в результате проведения «геологических» мероприятий?
Как надо поменять оборудование после проведения таких мероприятий?
Как изменится добыча после смены погружного оборудования без проведения «геологических» мероприятий?
Как изменятся затраты после смены погружного оборудования?
Какие технологические режимы работы оптимальны для данной группы скважин?

ИМА:

Модель пласта
Модель скважины
Модель сети сбора

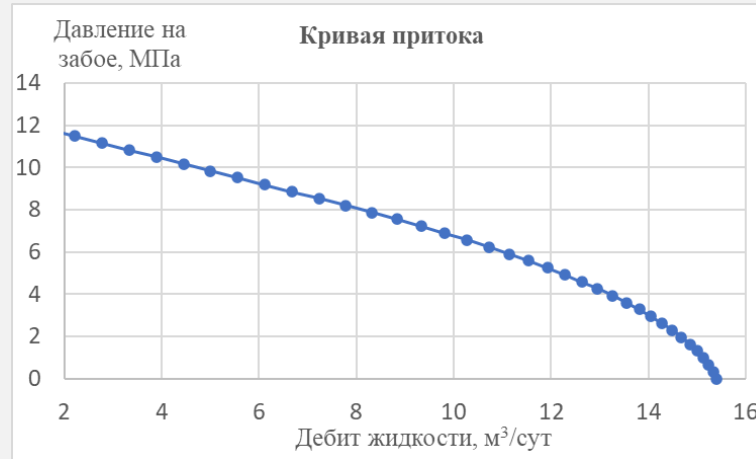
Насколько сошлись прогноз и факт?
В чём причина расхождений?

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, m^3/c ; 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, m^3/m^3 .



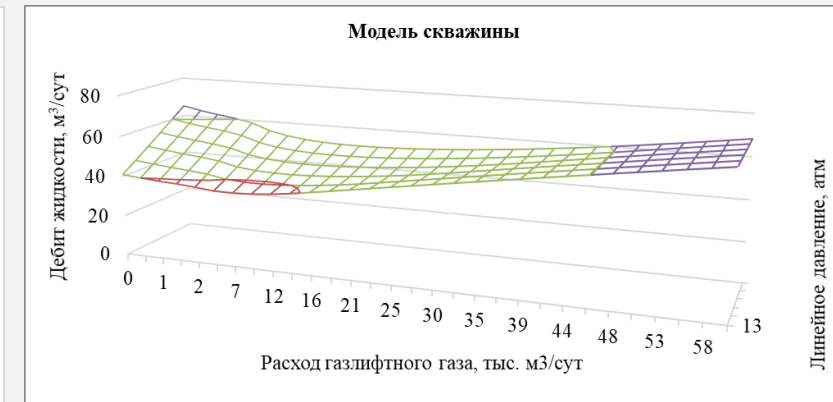
Уравнение, описывающие совместную фильтрацию газожидкостной смеси в области дренирования и стволе скважины:

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

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, m^3/c (управляющий параметр); F – частота вращения электроцентробежного насоса, Гц (управляющий параметр).







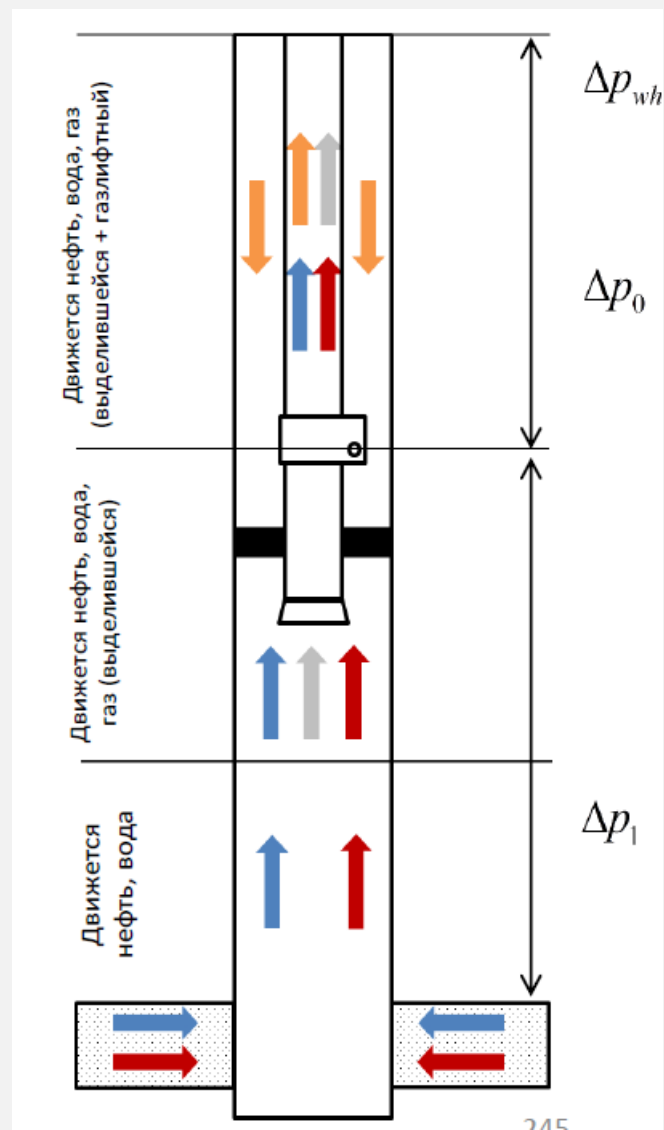
Типовая схема скважины

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

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

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

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

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:

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

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

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

Допущение о стационарности



Уравнения одномерного установившегося течения смеси:

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

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

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

Без допущения о стационарности

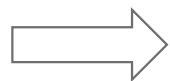
Решение без допущений

Допущение: $v_m \ll a_m$

МХ

Уравнения одномерного установившегося однофазного течения:

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



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

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.

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

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)

Эмпирическое соотношение Дарси-Вейсбаха:

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):

$$\begin{aligned} \mu_m(P, T) &= A(1,8T - 460)^{-B}(0,9994 + 0,0058P + 0,6534 \cdot 10^{-4} \cdot P^2) \\ A &= 109,574 \\ B &= 1,1217 \end{aligned}$$

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

Решение уравнения установившейся однофазной фильтрации:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(v_m)}{\partial x} &= \frac{v_m}{\rho_m} \frac{\partial(\rho_m)}{\partial x} \\ \frac{\partial p}{\partial x} &= \rho_m g \cdot \cos\alpha - \frac{f \cdot \rho_m v_m^2}{d(x)} \frac{1}{2} + \frac{\partial(\rho_m v_m^2)}{\partial x} \\ &\Downarrow \\ \frac{\partial p}{\partial x} &= \rho_m g \cdot \cos\alpha - \frac{f \cdot \rho_m v_m^2}{d(x)} \frac{1}{2} + \frac{\partial(\rho_m)}{\partial x} \cdot (v_m^2 + 2v_m) \\ &\Downarrow \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{acc} \ll \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{grav}; \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{acc} \ll \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{fric} \\ \frac{\partial p}{\partial x} &= \rho_m g \cdot \cos\alpha - \frac{f \cdot \rho_m v_m^2}{d(x)} \frac{1}{2} \end{aligned}$$

Решение задачи расчёта распределения давления в нагнетательной скважине:

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial x} &= \rho_m g \cdot \cos\alpha - \frac{f \cdot \rho_m v_m^2}{d(x)} \frac{1}{2} \\ \frac{\partial T}{\partial x} &= const \\ p(0) &= P_{buf} \end{aligned}$$

Численное итеративное решение (методы Эйлера, Эйлера-Коши, Рунге-Кутта 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:

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