



**Applied AI  
Challenge**

# Oil and Gas Industry Case

Alexey Gorbatovski

3 year ITMO Student

2022

# Problem statement

Target: forecast oil flow rate

The flow rate is the speed at which fluid in a pipe moves, or the speed at which it moves from a reservoir into a wellbore.

Dupuis formula:

$$q = \frac{kh(P_e - P_w)}{18.41\mu B * (\ln \frac{r_e}{r_w} + S)} \Rightarrow q = \frac{kh(\bar{P}_r - P_w)}{18.41\mu B * (\ln \frac{r_e}{r_w} + S - 0,5)}$$

$$S = S_d + S_p + S_{pp} + S_{sz} + S_q + S_f + \dots$$

$P_e$  – давление на границе пласта (на расстоянии  $r_e$  от скважины) или на границе зоны дренирования скважины, атм;

$\bar{P}_r$  – среднее пластовое давление, атм;

$P_w$  – забойное давление в скважине, атм;

$q$  – дебит скважины в пластовых условиях, м<sup>3</sup>/сут;

$\mu$  – вязкость, сПз;

$k$  – проницаемость, мД;

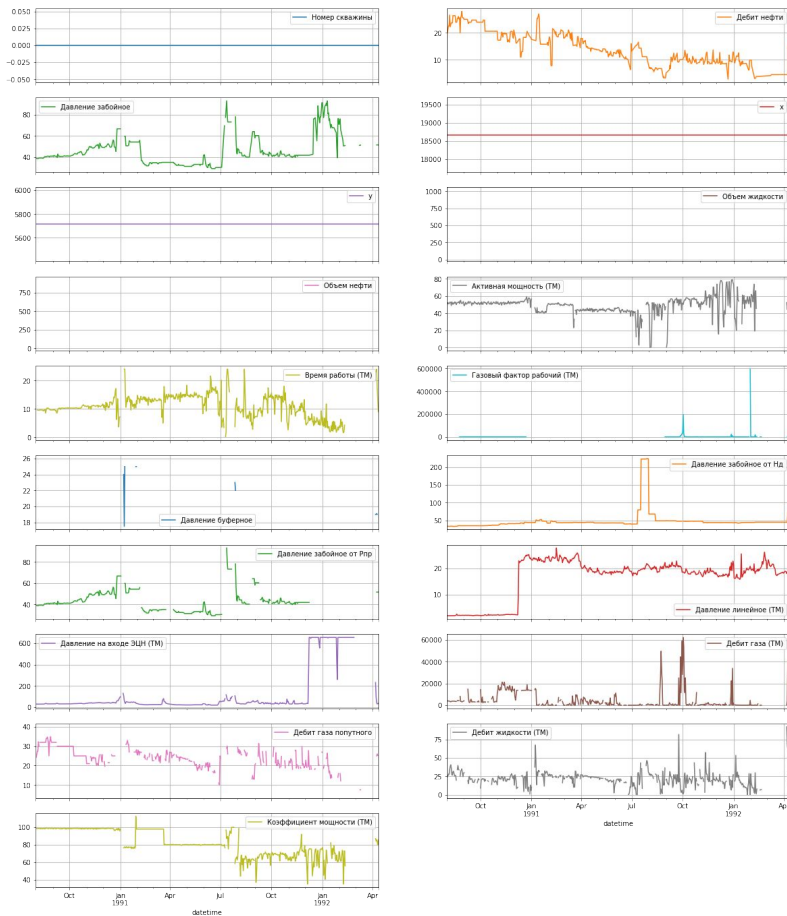
$h$  – продуктивная толщина пласта, м;

$r_w$  – радиус скважины, м;

$r_e$  – расстояние от скважины до границы пласта или до границы зоны дренирования скважины, м;

$S$  – скин-фактор, безразмерный.

# What we have



## Expert comment:

**Михаил Тарасенко**  
РХТУ им.Менделеева  
Магистрант 2-го курса



**Мишаня** 18:58

Дебит является характеристикой источника (буровой скважины, трубы, колодца и тд), определяющей его способность генерировать продукт, при заданном режиме эксплуатации, зависящей от его связей с прилегающими нефте-, газо- или водоносными слоями, истощения этих слоёв, а также сезонных колебаний (для грунтовых вод).

давление на забое работающей нефтяной, газовой или водной скважины. Для притока жидкости или газа из пласта забойное давление должно быть ниже пластового. Давление на забоях скважин при их эксплуатации называется динамическим, а при остановке — статическим.

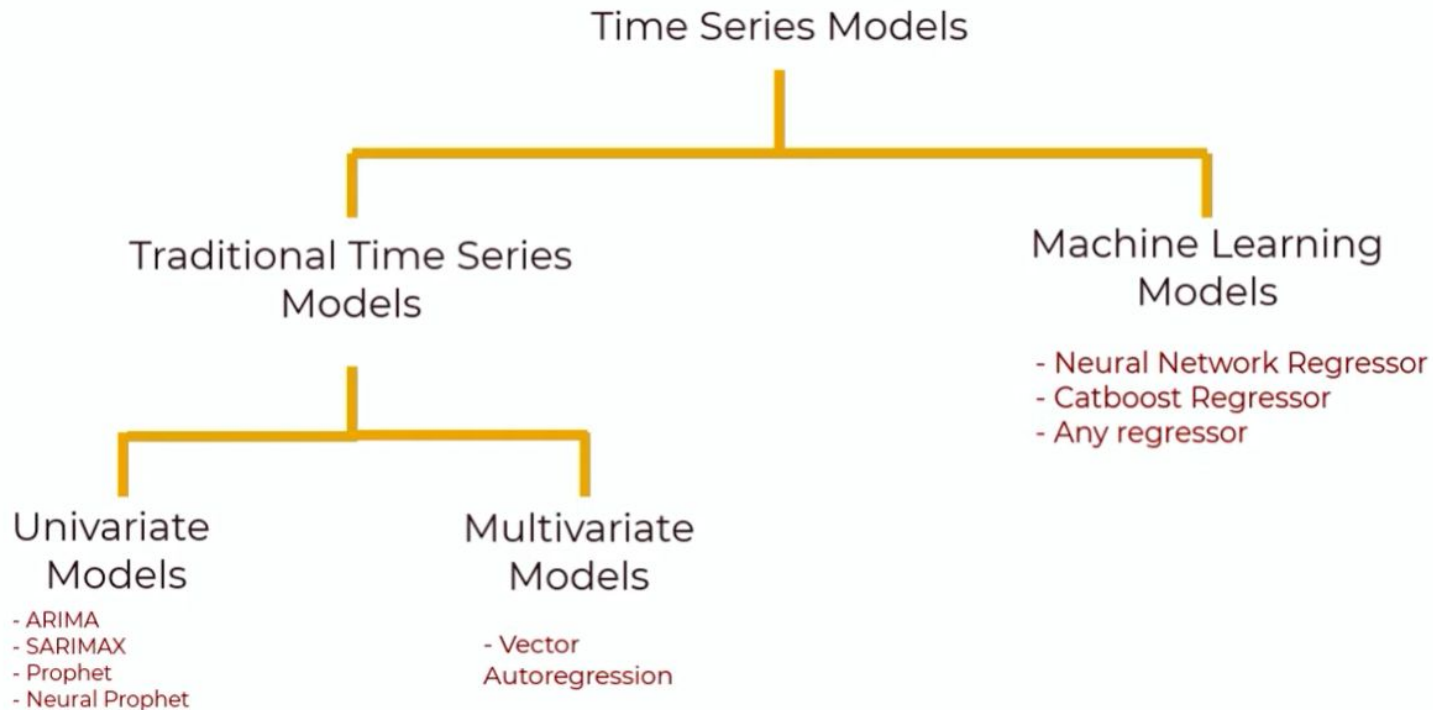
**Яков Зайцев**  
СП-б Горный  
университет  
Нефтегазовый  
факультет 3 курс



**Максим** 16:15

забойное давление точно влияет на режим работы скважины активная мощность должна увеличивать потенциальный дебит чем выше время работы, тем ниже дебит при прочих равных (пока скважина простаивает, пластовое давление восстанавливается) большой газовый фактор - это плохо для скважин с насосами, к срыву подачи жидкости может приводить но не могу сказать, что влияние однозначно негативное буферное давление влияет (оно в связке с забойным дает информацию о том, с какой мощностью работает насос) по сути чем ниже линейное давление, тем выше дебит должен быть по оставшимся параметрам: дебит по жидкости складывается из дебита нефти и воды так что тут от последнего многое зависит дебит газа с газовым фактором связан напрямую практически (хотя и от буферного давления он зависит тоже)

# Time series exploring (3 way to go)

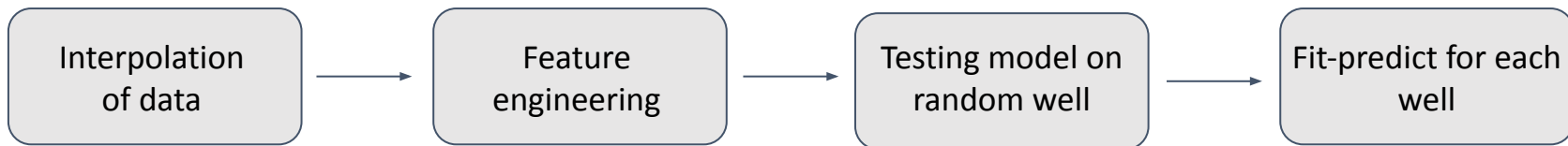


source:

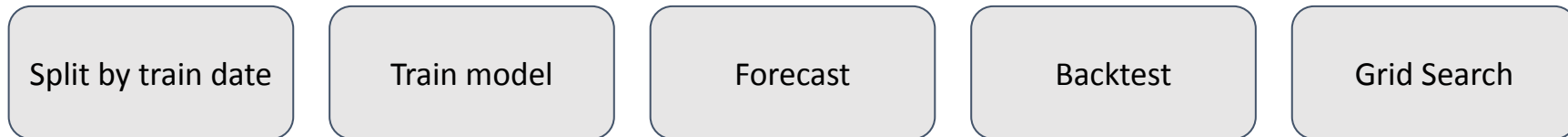
<https://www.youtube.com/watch?v=ZQ-lQrK9Rg&t=2s>

# Pipeline

## Hackathon pipeline

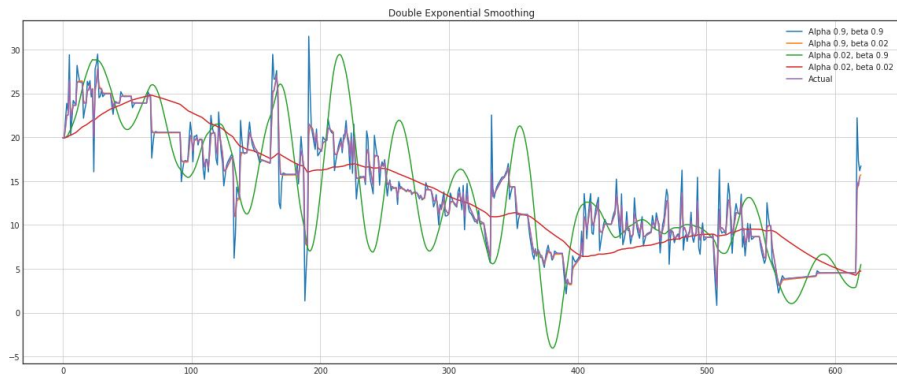


## Model training pipeline



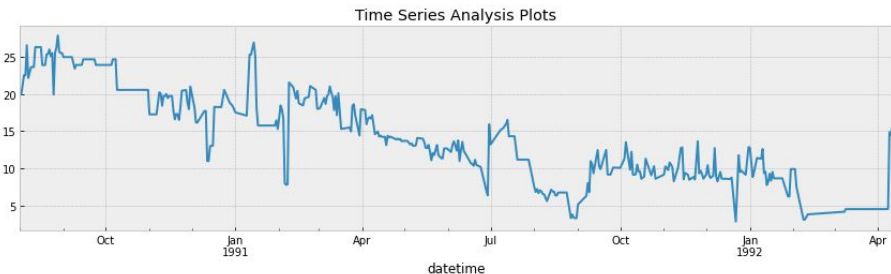
# First try

## Double exponential smoothing



Not stationary

Критерий Дики-Фуллера:  $p=0.214362$

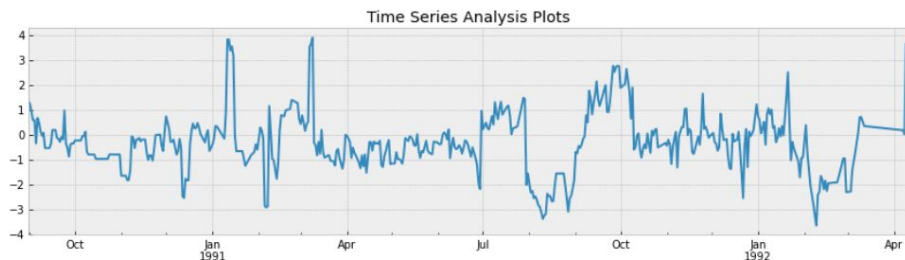


## Hold-Winters exponential smoothing



After BoxCox

Критерий Дики-Фуллера:  $p=0.000000$



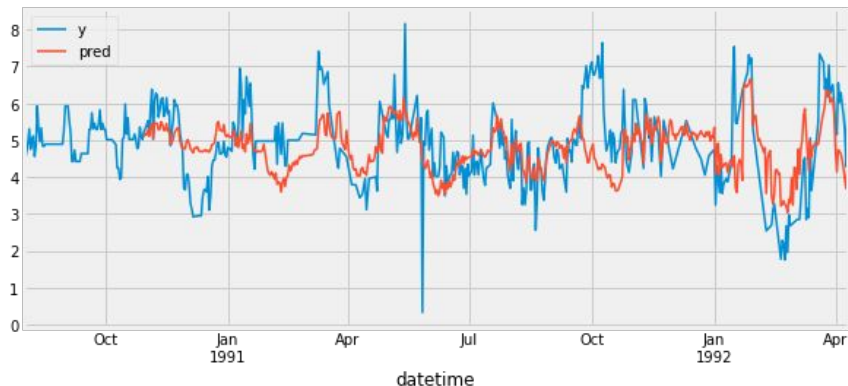
2 days gone! ☐

# Second try (best one)

Let's try something well known!

The idea: Forecasting as Autoregression supervised problem

Backtesting without gridded parameters



RandomForest: 0,92

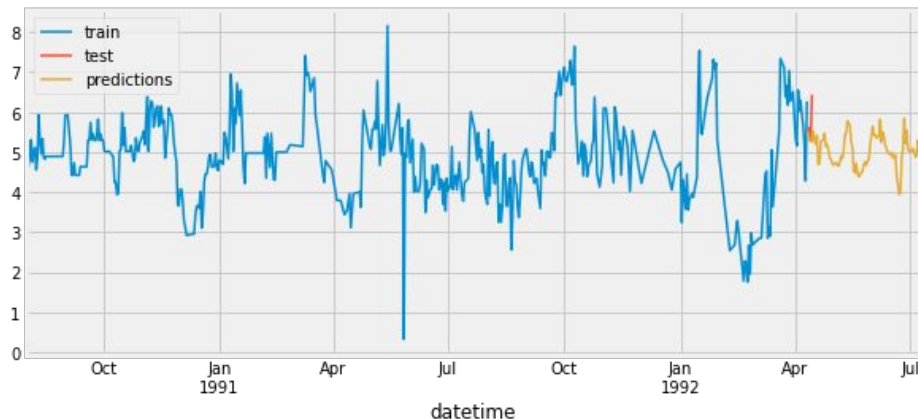
CatBoostRegressor: 0,89



# CatBoost

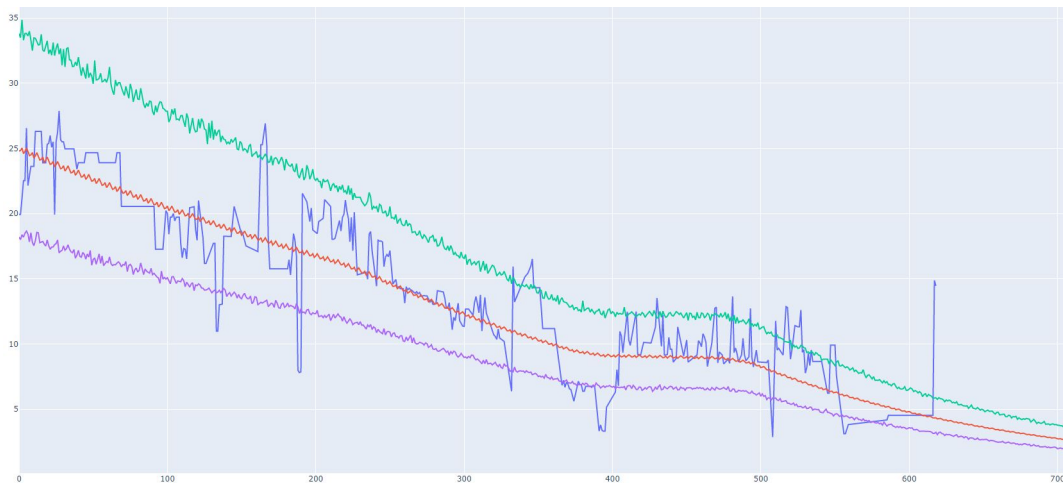
Oooops...

Multivariate forecasting  
needs features



# Prophet time!

Prophet forecasting without  
exogenous variable



Idea:

- 1) Forecast each feature for next 90 steps
- 2) Forecast target with predicted features

spoiler: good, but not enough



# Looking back

Some unrealized thoughts:

- 1) LSTM
- 2) Oil flow rate  
dependence on  
coordinates
- 3) Hyperparameters  
optimization
- 4) Feature extraction

What went wrong:

- 1) Everything \*joke\*
- 2) Traditional modeling
- 3) Tsfresh (feature extraction)
- 4) Using of features





**Applied AI  
Challenge**

# Thanks for watching!

Alexey Gorbatovski

3 year ITMO Student

2022