

Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого  
Кафедра теоретической механики

## Групповая оптимизация режимов работы скважин с учётом влияния изменений давлений в нефтесборной сети на добычу

Свойкин Е.В. 5040103/10401

Научный руководитель: Е. В. Юдин, доцент ВШТМ и МФ, ФизМех, к.ф.-м.н.

# Введение

**Цель работы** – создание инструмента оптимизации режимов работы скважин с учётом влияния изменений давлений на нефтесборной сети на добычу по выбранному технологическому критерию.

**Объекты исследования:**

- Нефтесборная сеть
- Скважины

**Предмет исследования** – оптимальное сочетание параметров работы объектов наземной инфраструктуры нефтегазовых месторождений и скважинного оборудования для каждой скважины, приводящее к максимуму добычи нефти для всего фонда при текущем уровне затрат, либо к минимуму затрат на добычу всем фондом при сохранении суммарной величины добычи.

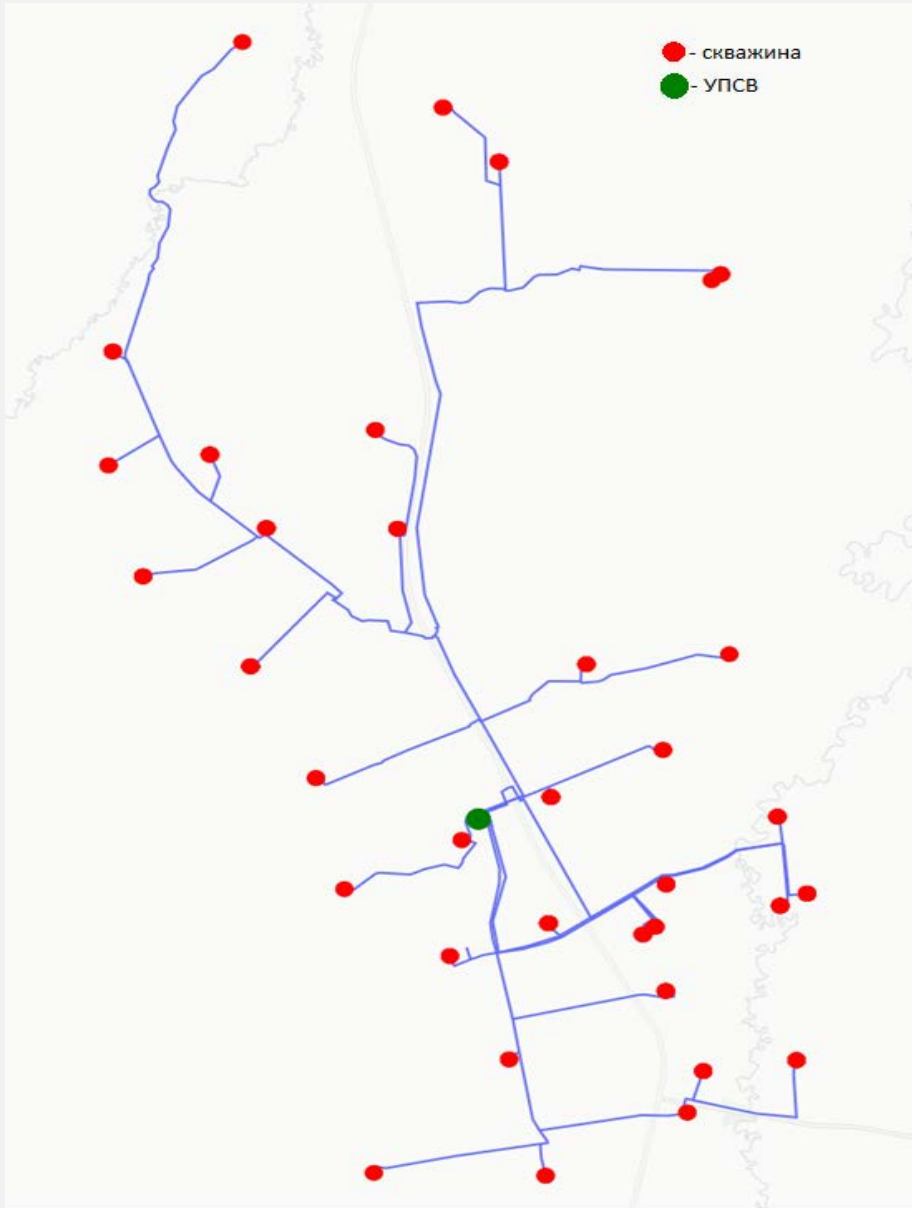
**Задачи работы:**

1. Формализовать оптимизационные задачи.
2. Сформировать физико-математические модели, исходя из требований к вычислительной сложности и прогнозной точности алгоритмов, а также объёму физических явлений, который должен быть ими покрыт.
3. Разработать оптимизационный алгоритм.
4. Реализовать программно физико-математические модели и оптимизационный алгоритм с возможностью задания технологических и ресурсных ограничений, выбора критериев совместной оптимизации режимов работы скважин и объектов наземной инфраструктуры.
5. Произвести тестирование инструмента.

# Исходные данные тестовой модели системы сбора

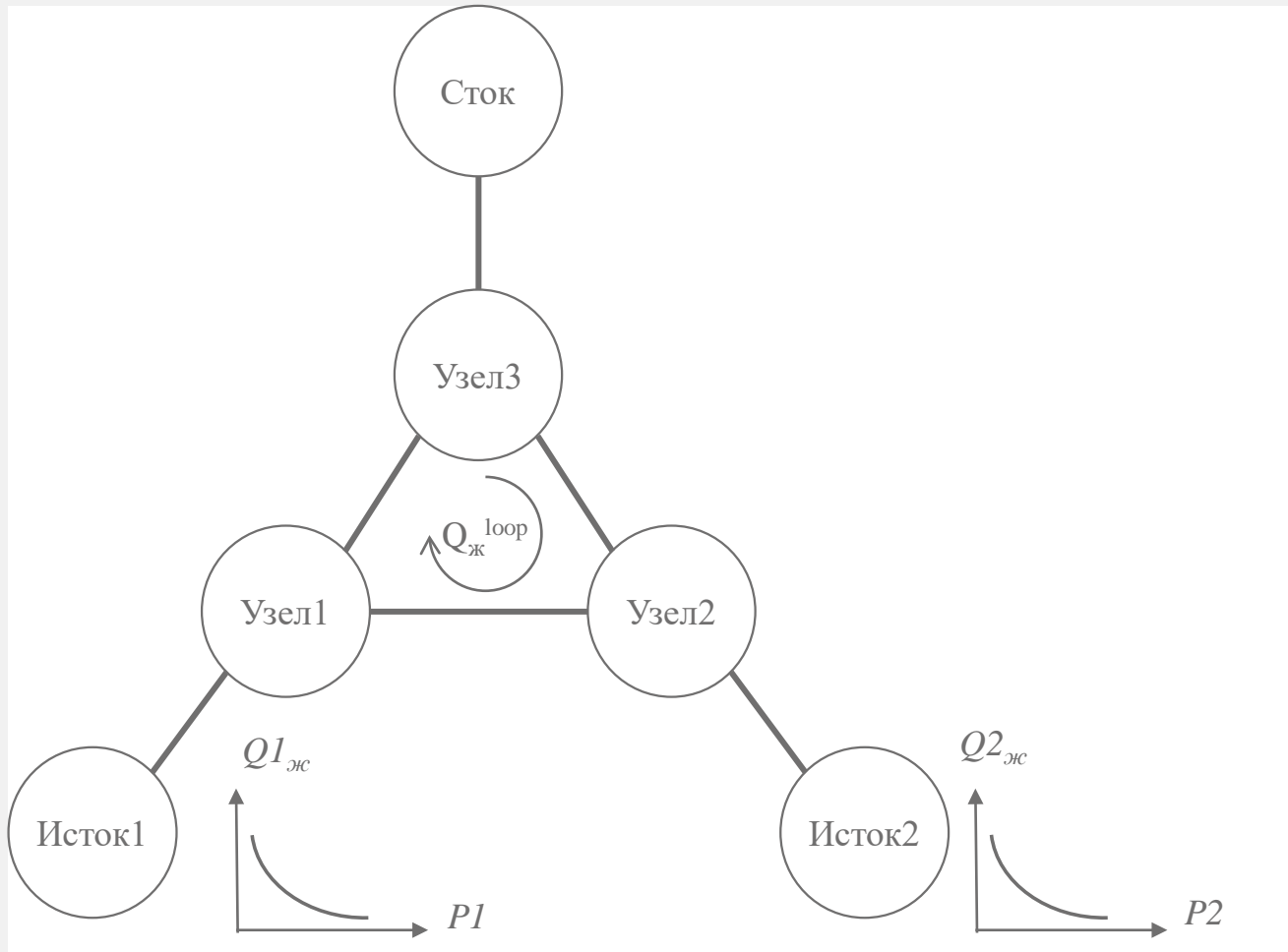
Исходные данные, используемые при построении модели нефтесборной сети

Физическая величина	Ед. изм.	Значения
Отн. пл. нефти по воде	д. ед.	0,829
Отн. пл. воды по воде	д. ед.	1,01
Отн. пл. газа по воздуху	д. ед.	0,89
Вязкость воды	мПа·с	1
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	5,66
Калибровочная температура	°С	50
Вязкость нефти в поверхностных условиях	мПа·с	12,59
Температура на поверхности	°С	20
Давление на УПСВ	МПа	0,223
Удельная теплоемкость газа	Дж/(кг·°С)	2200
Удельная теплоемкость нефти	Дж/(кг·°С)	2000
Удельная теплоемкость воды	Дж/(кг·°С)	4190



Топология модели системы сбора

# Методы решения задач моделирования и оптимизации режима работы добывающих скважин с учетом влияния нефтесбоной сети



Гидравлические переменные ( $x_{s\mu}$ ):

- Давления во всех узлах сети
  - Температура потока во всех узлах сети
  - Потоки в циклах сети
  - Свободные потоки в стоках/истоках
- где  $s$  нумерует состояния,  $\mu$  – конкретные переменные.

Переменные управления ( $y_{\epsilon}$ ):

- Частоты
  - Расходы газлифтного газа
- где индекс  $\epsilon$  нумерует конкретные управления.

Невязки ( $\Delta_{s\alpha}$ ):

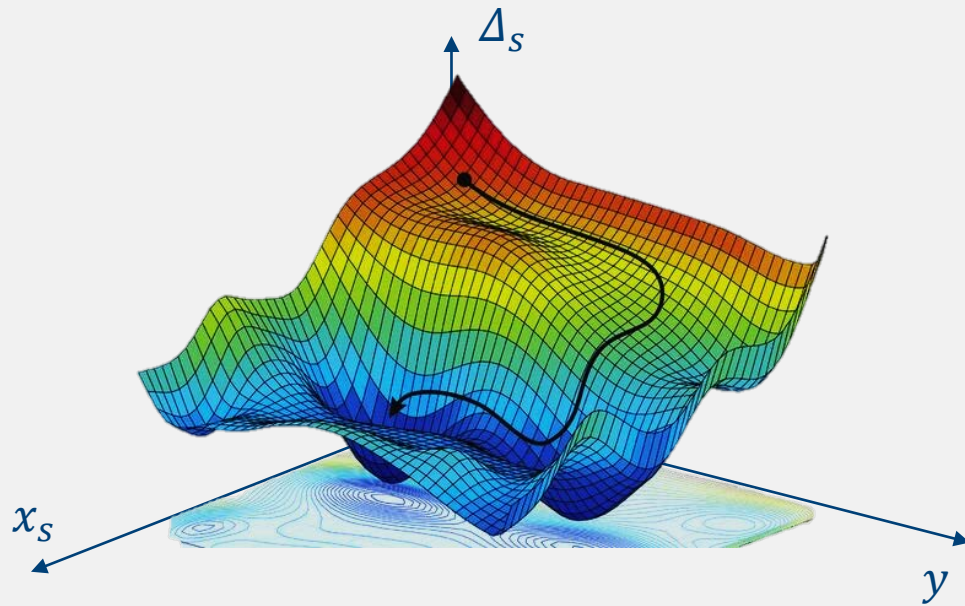
- Невязка давления/температуры
- Невязка потока

Согласованное состояние:

$$\Delta_{s\alpha}(x_s, y) = 0$$

где индекс  $s$  нумерует состояния,  $\alpha$  – конкретные невязки.

# Методы решения задач моделирования и оптимизации режима работы добывающих скважин с учетом влияния нефтесбоной сети



Алгоритм решения:

1. [\[hc:begin\]](#) Задаём начальные значения переменных в области допустимых значений.
2. [\[hc:calc\]](#) Рассчитываем сеть.
3. Если новый максимум невязки меньше чем “лучший”:
  - a. Задаём новые “лучшие” переменные  $x_s^{best} = x_s$
4. Если новый максимум невязки больше чем “лучший”:
  - a. Если коэффициент  $c$  был уменьшен  $N$  раз, переходим к [\[hc:begin\]](#).
  - b. Уменьшаем  $c \rightarrow c r$ , переходим к [\[hc:delta\]](#).
5. Вычисляем шаг решения линеаризованного уравнения  $\delta x_s^{lin}$ .
6. [\[hc:delta\]](#) Изменяем переменные:  $x_s = x_s^{best} + c \delta x_s^{lin}$ , переходим к [\[hc:calc\]](#).

Задача: решить уравнения  $\Delta_s(x_s, y) = 0$  относительно  $x_s$  при фиксированных  $y$ .

Нам известно:  $\Delta_s(x_s^0 + \delta x_s) = \Delta_s(x_s^0) + A_s \delta x_s$

Откуда шаг переменных:  $\delta x_s^{lin} = -A_s^+ \Delta_s(x_s^0)$

# Общее описание интегрированной модели нефтегазового месторождения

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, м<sup>3</sup>/с;

$P_r$  – давление на контуре области дренирования скважины, Па;

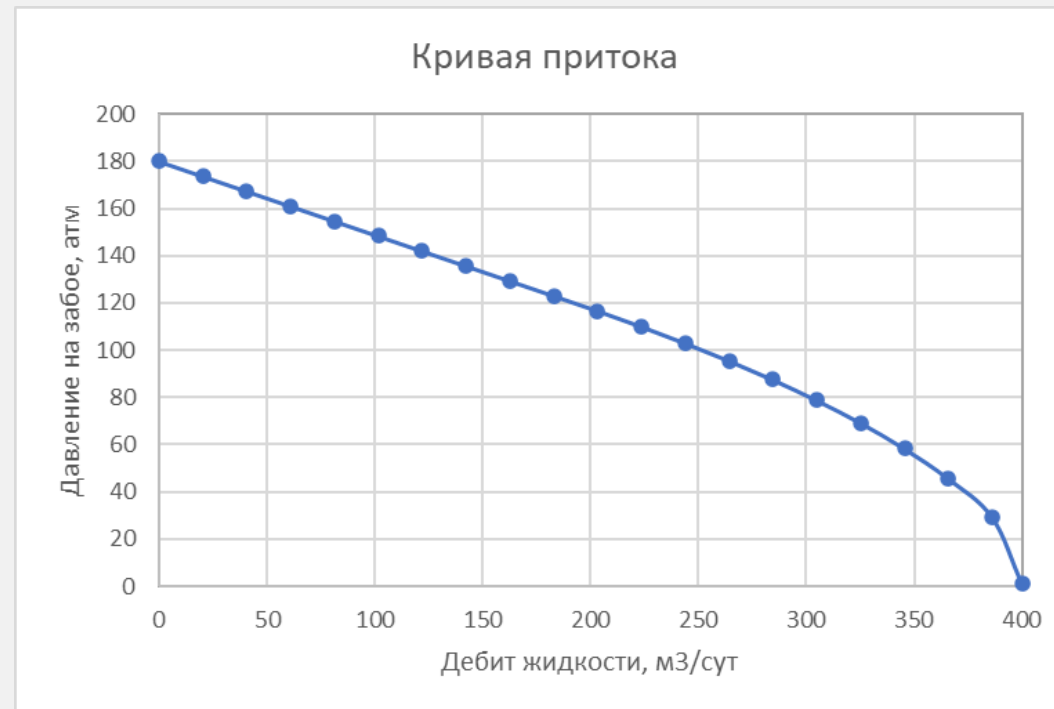
$P_{wf}$  – давление на забое скважины, Па;

$PVT$  – вид функций зависимости физико-химических свойств  
рассматриваемых флюидов от давления;

$RP$  – вид функций, описывающих совместное течение нескольких фаз через пористую среду;

$FP$  – 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, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.



# Общее описание интегрированной модели нефтегазового месторождения

Фильтрация газожидкостной смеси по стволу скважины с учётом скважинного оборудования:

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

где  $P_{lin}$  – линейное давление на устье скважины, Па

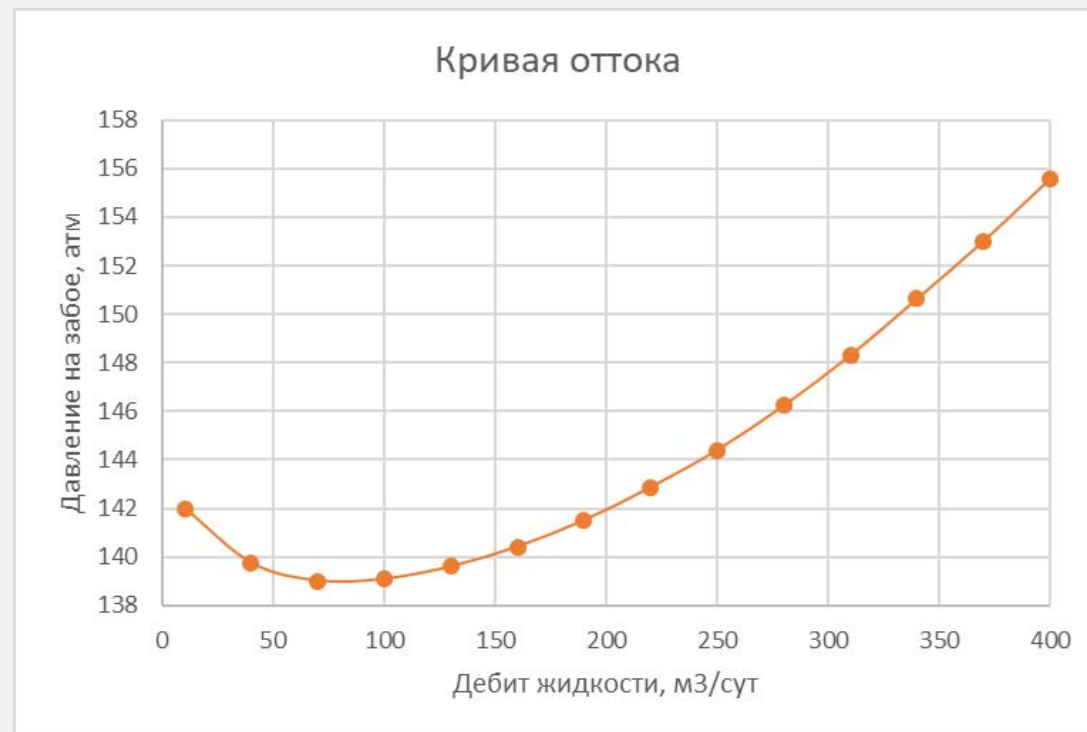
(управляющий параметр);

WELL – вектор входных параметров, характеризующий конструкцию рассматриваемой скважины и её оборудование;

$Q_{ag}$  – расход газлифтного газа, м<sup>3</sup>/сут (управляющий параметр);

F – частота вращения электроцентробежного насоса, Гц

(управляющий параметр).



# Общее описание интегрированной модели нефтегазового месторождения

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

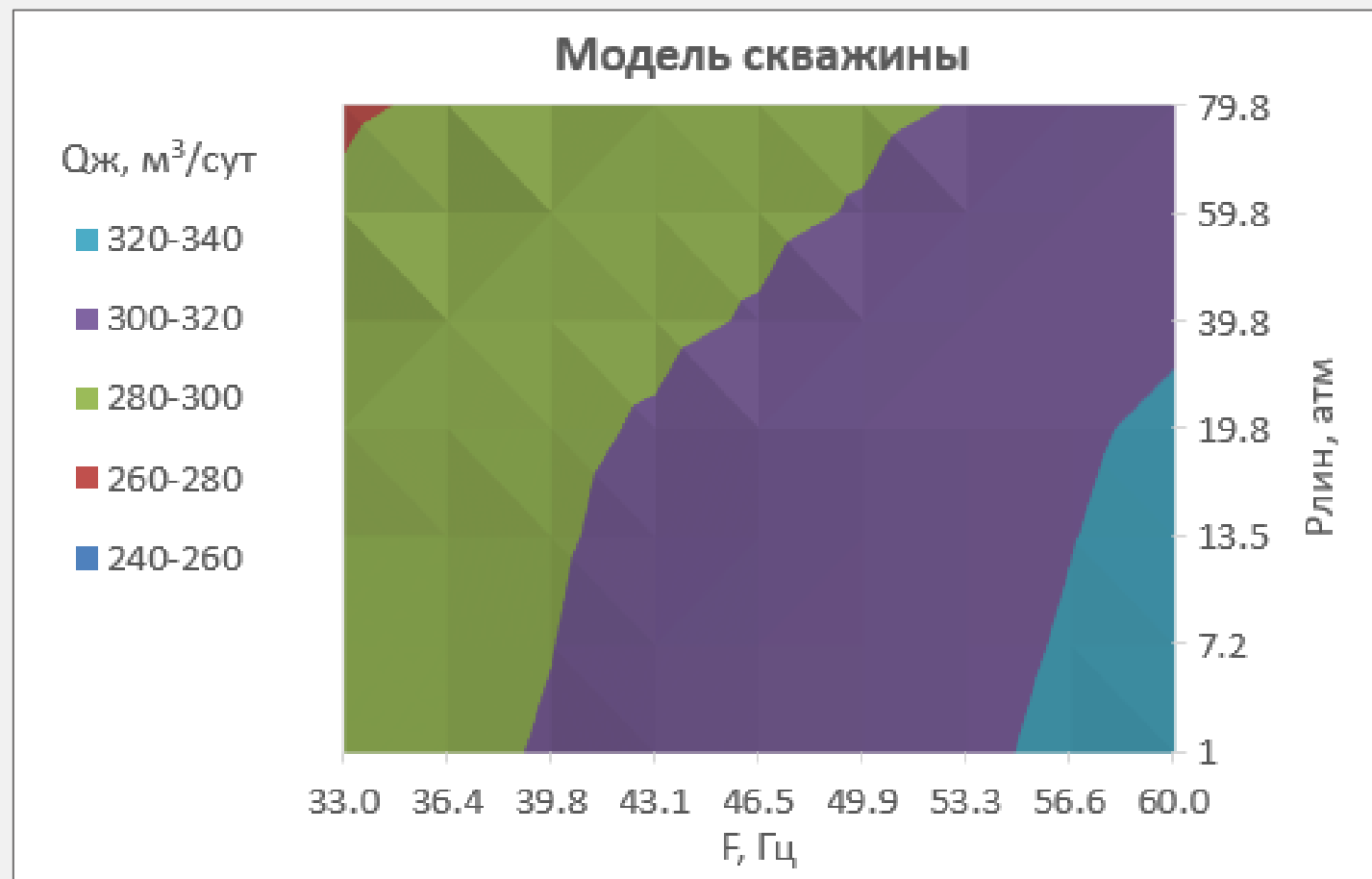
$$Q_l = f(P_{lin}; Q_{ag}; F)$$

Характерный временной масштаб решаемой задачи - **неделя**

Являются константами:

PVT RP FP

WELL  $P_r$  wc GOR





# Общее описание интегрированной модели нефтегазового месторождения

Движение газожидкостной смеси в системе сбора продукции скважин:

$$P_{lin\ i} = f(\overline{Q_{l\ i\neq j}}; \overline{WC_{i\neq j}}; \overline{GOR_{i\neq j}}; OGS; PVT)$$

где индексы  $i$  и  $j$  соответствуют номерам скважин, гидравлически связанных друг с другом посредством системы сбора продукции;

$\overline{Q_{l\ i\neq j}}$ ,  $\overline{WC_{i\neq j}}$ ,  $\overline{GOR_{i\neq j}}$  – вектор дебитов жидкости, обводнённостей и газовых факторов всех прочих скважин данного нефтесборного коллектора соответственно;

OGS – вектор переменных, описывающий строение системы сбора скважинной продукции.

Характерный временной масштаб решаемой задачи - **неделя**

Являются константами:

$$OGS \quad \overline{WC_{i\neq j}} \quad PVT \quad \overline{GOR_{i\neq j}}$$

# Общее описание интегрированной модели нефтегазового месторождения

Уравнение, описывающее совместное движение газожидкостной смеси в скважине и нефтесборном коллекторе:

$$Q_{li} = f(\overline{Q_{li \neq j}}; Q_{agi}; F_i)$$

Упрощенный вид уравнения совместного движения жидкости в скважине и нефтесборном коллекторе:

Т.к.  $\overline{Q_{li \neq j}}$  также зависят от управляющих параметров.

$$Q_{li} = f(\overline{Q_{ag}}; \overline{F})$$

где  $\overline{Q_{ag}}$  и  $\overline{F}$  – векторы расходов газлифтного газа и частот вращения скважин данной нефтесборной сети.

# Формирование модели течения газожидкостной смеси в трубопроводе

Уравнение установившегося течения флюида в трубопроводе:

$$-\frac{dp}{dZ} = \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{grav} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{fric} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc}$$

где  $\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{grav}$  – потери давления на преодоление гравитационных сил, Па/м;

$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{fric}$  – потери давления на преодоление сил трения, Па/м;

$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc}$  – потери давления на преодоление сил инерции, Па/м.

Для однофазного течения:

Потери давления на преодоление гравитационных сил:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{grav} = g \cdot \rho \cdot \sin\theta$$

Потери давления на преодоление сил трения,

согласно эмпирическому соотношению Дарси-Вейсбаха:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{fric} = f \frac{G \cdot v}{2d}$$

Потери давления на преодоление инерционных сопротивлений:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc} = \rho \cdot v \cdot \frac{dv}{dZ}$$

где  $d$  – диаметр трубопровода, м;

$f$  – коэффициент потерь на трение, д. ед.;

$G$  – приведённый массовый расход флюида, кг/(м<sup>2</sup>·с);

$v$  – скорость течения флюида, м/с.

# Формирование модели течения газожидкостной смеси в трубопроводе

Для многофазного течения:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{grav} = g \cdot (\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)) \cdot \sin\theta$$

где  $H_l$  – истинное содержание жидкости в сечении, д. ед.;

$\rho_l$  – плотность жидкой фазы, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_g$  – плотность газовой фазы, кг/м<sup>3</sup>.

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{fric} = f_{tp} \frac{G_m \cdot v_m}{2d}$$

где  $f_{tp}$  – коэффициент двухфазного трения, ;

$v_m$  – скорость течения газожидкостной смеси, м/с;

$G_m$  – приведённый массовый расход газожидкостной смеси, кг/(м<sup>2</sup>·с).

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc} = - \frac{\rho_{tp} \cdot v_m \cdot v_{sg}}{p} \frac{dp}{dZ}$$

где  $v_{sg}$  – скорость газа без учёта проскальзывания, м/с.

# Формирование модели течения газожидкостной смеси в трубопроводе

Истинное содержание жидкости в сечении под наклоном (Beggs & Brill):

$$H_l(\theta) = H_l(0) \left( 1 + C \left( \sin(1,8\theta) - \frac{1}{3} \sin^3(1,8\theta) \right) \right)$$

где  $H_l(0)$  – истинное содержание жидкости в горизонтальном трубопроводе, д. ед;  
 $\theta$  – угол наклона трубопровода относительно горизонтали, рад.

Для эмульсионного режима течения:

$$H_l(0) = \frac{1,065\lambda^{0,5824}}{N_{fr}^{0,0609}}$$

$$C = 0$$

Для чёточного режима течения:

$$H_l(0) = \frac{0,845\lambda^{0,5351}}{N_{fr}^{0,0173}}$$

$$C = (1 - \lambda) \ln \left( \frac{2,96\lambda^{0,305} N_{fr}^{0,0978}}{N_{lv}^{0,4473}} \right)$$

Для кольцевого режима течения:

$$H_l(0) = \frac{0,98\lambda^{0,4846}}{N_{fr}^{0,0868}}$$

$$C = (1 - \lambda) \ln \left( \frac{0,011 N_{lv}^{3,539}}{\lambda^{3,768} N_{fr}^{1,614}} \right)$$

# Формирование модели течения газожидкостной смеси в трубопроводе

Определение режимов течения (Beggs & Brill):

В горизонтальном трубопроводе:

Эмульсионный



$$N_{fr} > L_1 \text{ и } N_{fr} > L_2$$

Чёточный



$$L_1 < N_{fr} < L_2$$

Кольцевой



$$N_{fr} < L_1$$

$$L_1 = e^{(-4,62 - 3,757X - 0,481X^2 - 0,0207X^3)}$$

$$L_2 = e^{(1,061 - 4,602X - 1,609X^2 - 0,179X^3 + 0,635 \cdot 10^{-3} X^5)}$$

$$N_{fr} = \frac{v_m^2}{gd} \quad X = \ln(\lambda)$$

В вертикальном трубопроводе:

Эмульсионный



Чёточный



Кольцевой



где  $\lambda$  – истинное содержание жидкости на входе, д. ед;  
 $N_{fr}$  – число Фруда, д. ед.

# Формирование модели течения газожидкостной смеси в трубопроводе

Двухфазный коэффициент трения (Beggs & Brill) :

$$f_{tp} = f_{ns} \cdot e^s$$

где  $f_{ns}$  – коэффициент трения без учёта проскальзывания по диаграмме Moody, д. ед.

$s$  – коэффициент, характеризующий отношение истинного содержания жидкости в данном сечении к объёмному, д. ед.

$$s = \frac{\ln(y)}{-0,0523 + 3,182\ln(y) - 0,8725\ln^2(y) + 0,01853\ln^4(y)}$$

$$y = \frac{\lambda}{(H_l(\theta))^2}$$

Если  $1 < y < 1,2$ :  $S = \ln(2,2y - 1,2)$

Коэффициент трения без учёта проскальзывания (Moody):

$$f_{ns} = \left[ 2\lg\left(\frac{N_{rens}}{4,5223 \lg(N_{rens}) - 3,8215}\right) \right]^2$$

где  $N_{rens}$  – коэффициент Рейнольдса без учёта проскальзывания, д. ед.

$$N_{rens} = \frac{G_m d}{\mu_l \lambda + \mu_g (1 - \lambda)}$$

# Описание оптимизационных сценариев

## 1. Оптимизация режимов работы скважин

- Оптимизационный сценарий увеличения добычи при сохранении технологических затрат на заданном уровне

Целевая функция:

$$Q_o(\overline{Q_{ag}}, \overline{F}) \rightarrow \max$$

Условия оптимизационной задачи:

Групповые:

$$\sum_i^n Q_{oi} \geq Q_{o\ sum}$$

$$\sum_i^n Q_{agi} \leq Q_{ag\ sum}$$

$$\sum_i^n W_i(F_i) \cdot t_i \leq E_{sum}$$

Индивидуальные:

$$Q_{ag\ min\ i} \leq Q_{agi} \leq Q_{ag\ max\ i}$$

$$F_{min\ i} \leq F_i \leq F_{max\ i}$$

- Оптимизационный сценарий снижения технологических затрат при сохранении добычи на заданном уровне

Оптимизационные функции:

$$\sum_i^n Q_{agi} \rightarrow \min \quad \sum_i^n W_i(F_i) \rightarrow \min$$

Условия оптимизационной задачи:

Групповое:

$$\sum_i^n Q_{oi}(Q_{agi}; F_i) = Q_{o\ sum}$$

Индивидуальные:

$$Q_{ag\ min\ i} \leq Q_{agi} \leq Q_{ag\ max\ i}$$

$$F_{min\ i} \leq F_i \leq F_{max\ i}$$



# Описание оптимизационных сценариев

## 2. Оптимизация графика работы периодических скважин

Оптимизационный сценарий можно сформулировать следующим образом:

Для заданной системы необходимо найти отступления по времени от первого цикла запуска/остановки на скважинах, работающих в периодическом режиме, которые обеспечат стабилизацию уровня расхода на стоке нефтесборной системе при постоянных частотах и расходах газлифтного газа и сохранении суммарной добычи нефти.

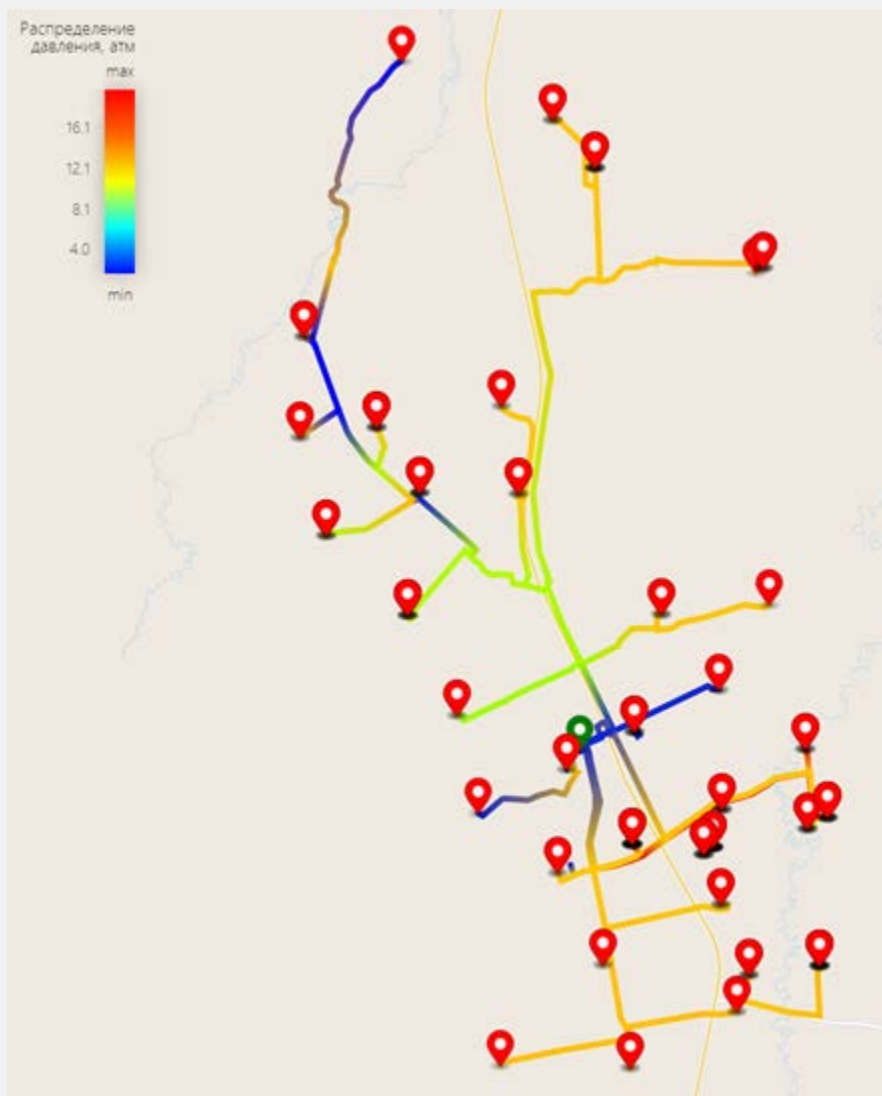
$$\sum_i^n Q_{oi}(t) \rightarrow Me Q_o$$

Математически данный сценарий не отличается от первой группы с точки зрения групповых или индивидуальных ограничений.

Изменение динамики расхода нефти на центре сбора



# Результаты математического моделирования сети нефтесбора на базовом режиме



Распределение давления в нефтесборной сети

Результаты расчета на центре нефтесборной сети на базовом режиме

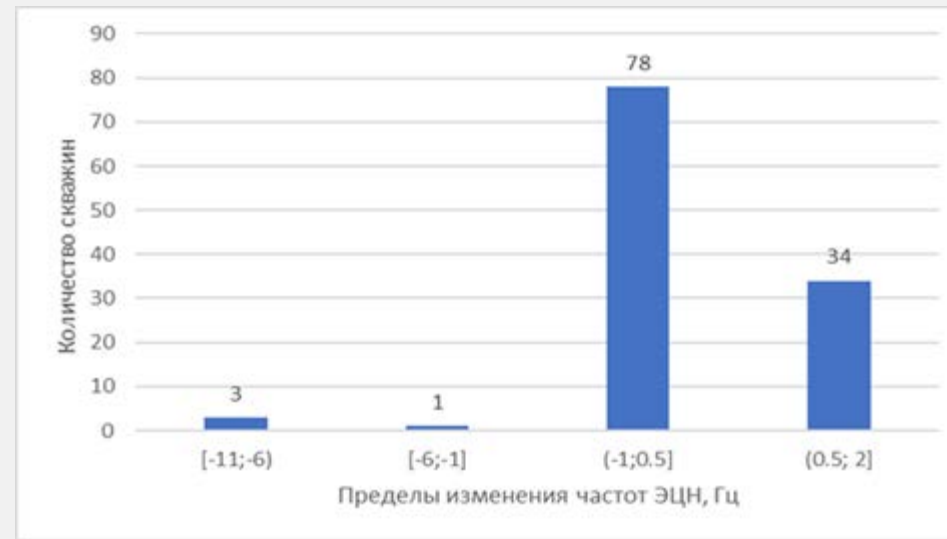
Физическая величина	Ед. изм.	Значения
Давление на УПСВ	МПа	0,223
Температура продукции	°С	18,11
Расход жидкости	м <sup>3</sup> /сут	9727,51
Расход нефти	т/сут	<b>1431,24</b>
Расход газа	тыс. м <sup>3</sup> /сут	94,52
Затраты электроэнергии	кВт·ч/сут	<b>233460,28</b>

# Результаты оптимизации режимов работы

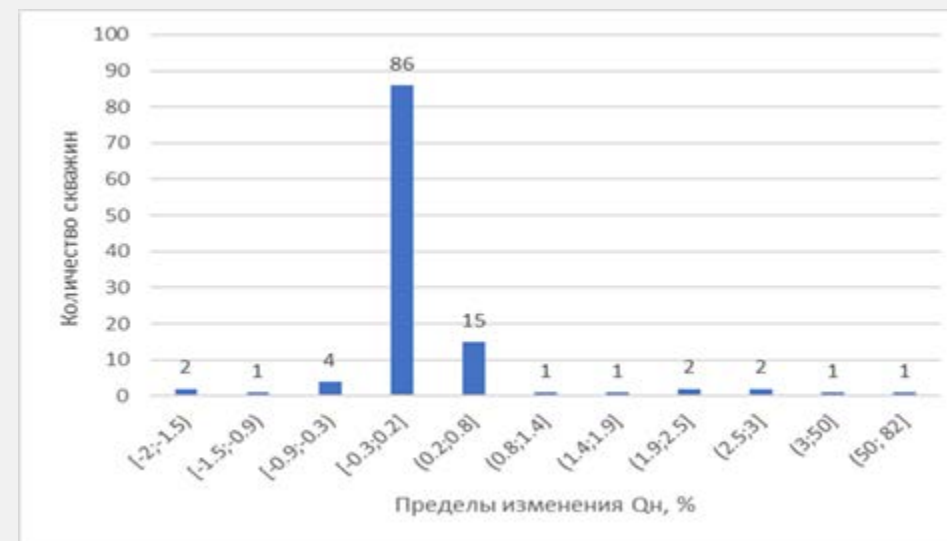
1. Максимизация объема добычи нефти на центре сбора при сохранении суммарной величины технологических затрат на базовом уровне.

Результаты расчета максимизации добычи нефти при сохранении технологических затрат

Физическая величина	Ед. изм.	Значения
Давление на УПСВ	МПа	0,223
Температура продукции	°С	18,09
Расход жидкости	м <sup>3</sup> /сут	9727,41
Расход нефти	т/сут	1517,55 ↑
Расход газа	тыс. м <sup>3</sup> /сут	100,76
Затраты электроэнергии	кВт·ч/сут	233457,95



Гистограмма изменения частот ЭЦН на скважинах нефтесборной сети при сохранении технологических затрат



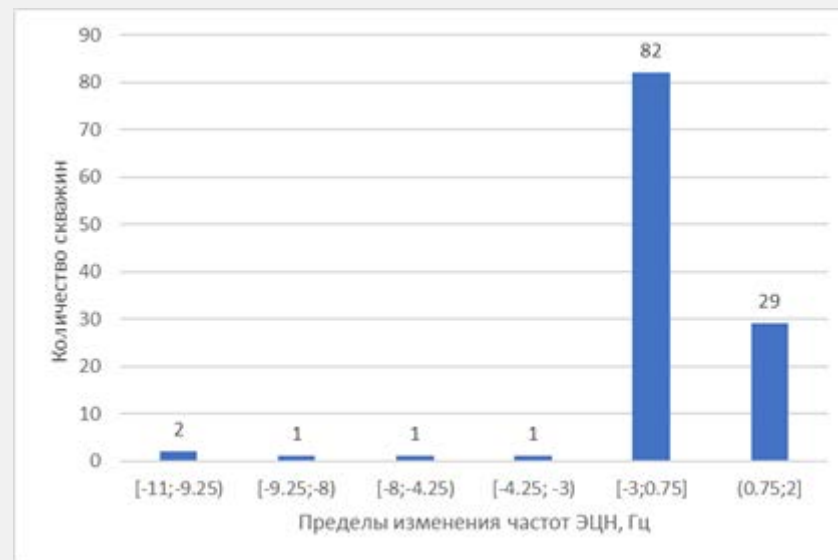
Гистограмма изменения добычи нефти на скважинах нефтесборной сети при сохранении технологических затрат

# Результаты оптимизации режимов работы

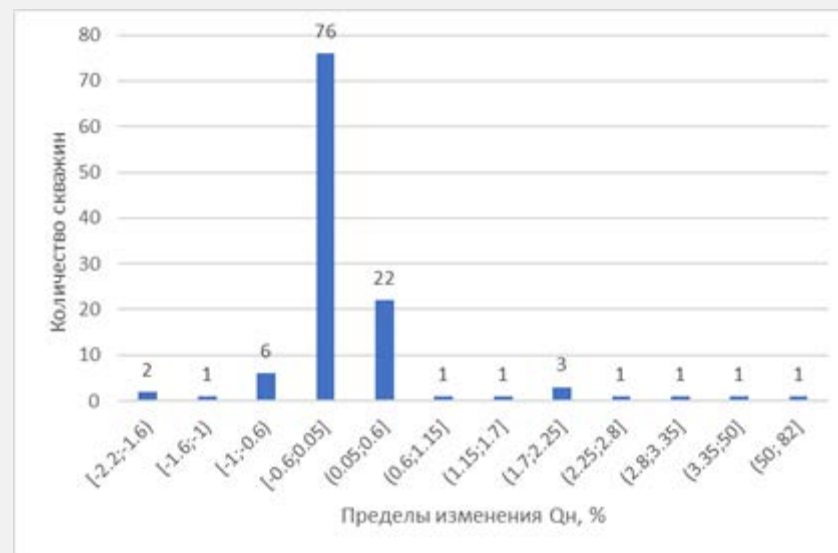
- Максимизация объема добычи нефти на центре сбора при наличии группового ограничения на максимум затрат электроэнергии.

Результаты расчета максимизации добычи нефти при наличии ограничения на максимум затрат

Физическая величина	Ед. изм.	Значения
Давление на УПСВ	МПа	0,223
Температура продукции	°С	18,33
Расход жидкости	м <sup>3</sup> /сут	9705,11
Расход нефти	т/сут	1452,17 ↑
Расход газа	тыс. м <sup>3</sup> /сут	95,54
Затраты электроэнергии	кВт·ч/сут	208573,46 ↓

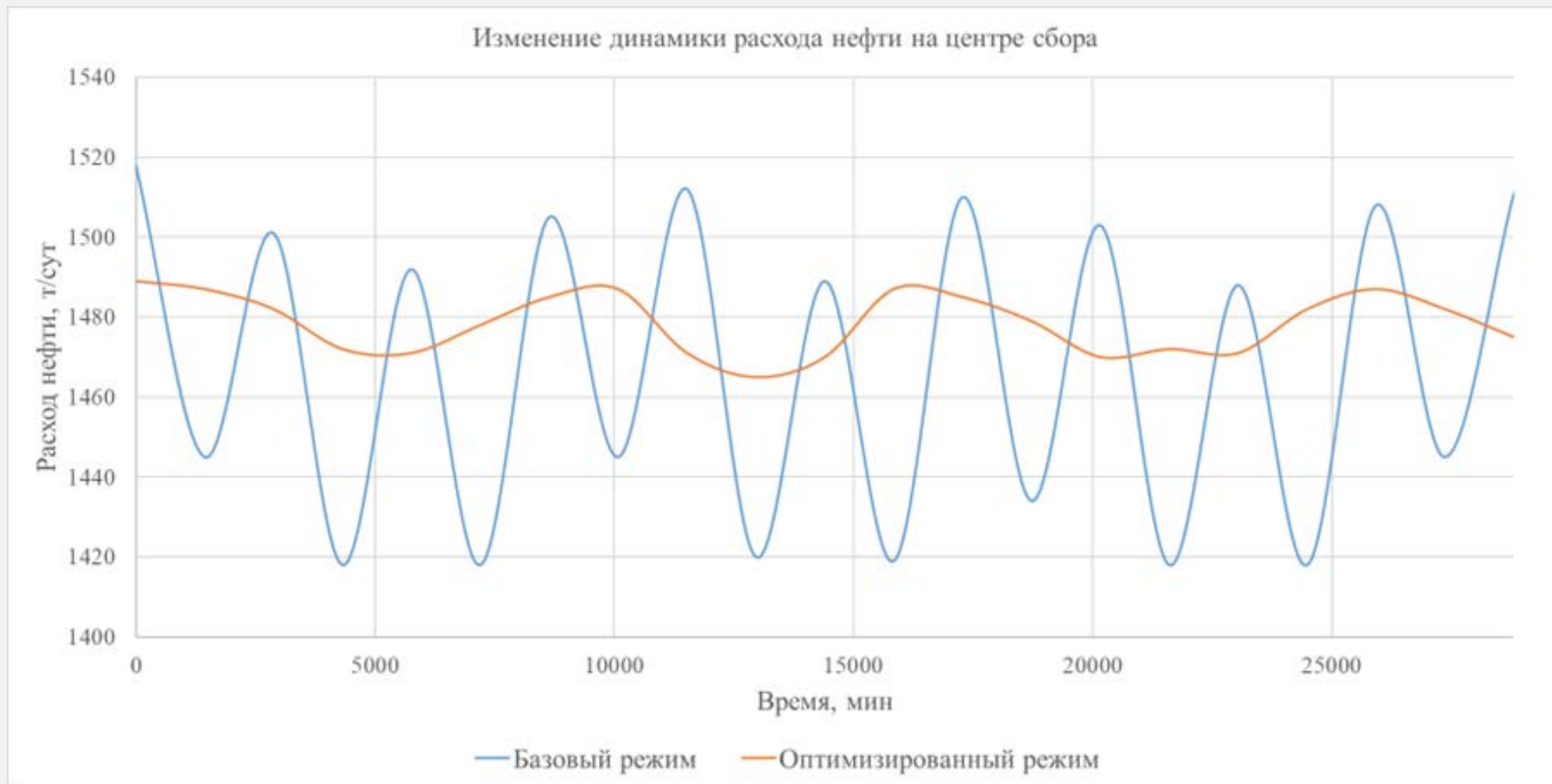


Гистограмма изменения частот ЭЦН на скважинах нефтесборной сети при наличии ограничения



Гистограмма изменения добычи нефти на скважинах нефтесборной сети при наличии ограничения

## Результаты оптимизации графиков работы



# Выводы

В рамках разработки данного инструмента были выполнены следующие задачи:

1. Формализованы сценарии оптимизации режимов и графиков скважин.
2. Сформированы физико-математические модели течения газожидкостной смеси в трубопроводе и нефтесборной сети, отвечающие необходимым требованиям.
3. Разработан алгоритм решения поставленных оптимизационных задач.
4. Реализованы программно физико-математические модели и оптимизационные алгоритмы с возможностью задания технологических и ресурсных ограничений, выбора критериев совместной оптимизации режимов работы скважин и объектов наземной инфраструктуры, которые объединены в инструмент, обладающий следующим расчетным функционалом:
  - Автоматизированное создание и адаптация модели нефтесборной сети.
  - Расчёт на создаваемых моделях оптимального вектора управляющих воздействий для всего фонда.
5. Произведено тестирование инструмента.