

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»
Факультет «Прикладной математики и информатики»
Кафедра «Прикладной математики»



**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА
ПО НАПРАВЛЕНИЮ 01.03.02 «ПРИКЛАДНАЯ МАТЕМАТИКА И ИНФОРМАТИКА»**

НА ТЕМУ:

**«РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДА ОПТИМИЗАЦИИ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН
В ЗАДАЧАХ ЦИФРОВОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»**

Выполнил:

Баранов Ярослав Станиславович
студент группы ПМ-92

Научный руководитель:

Персова Марина Геннадьевна
д.т.н, профессор

Новосибирск, 2023

Актуальность

Актуальность:

Оптимальное расположение скважин – важный этап системы разработки месторождения. Определить точное положение скважин, которое даст наибольший прирост в разработке, даже уже в заданной схеме непросто. Положение скважин может варьироваться в пределах нескольких сотен метров. Только благодаря оптимизации их размещения при заданном режиме работы скважин в перспективе можно добиться значительного прироста добываемой нефти.

Практическая значимость:

- Разработан алгоритм динамического изменения области допустимых значений параметров.
- Разработан метод оптимизации положения скважин.

Цель и задачи работы

Цель работы – разработка программы для определения оптимального положения добывающих и нагнетательных скважин в заданных для них областях при фиксированном режиме работы скважин.

Задачами работы являются:

- Получение выкладок по методу Гаусса-Ньютона применительно к решаемой оптимизационной задаче.
- Разработка алгоритма динамического изменения области допустимых значений параметров.
- Верификация разработанной программы.
- Проведение исследований по оптимизации положения скважин при площадных и рядных системах разработки, а также при центральном заводнении.

Математическая модель решаемой задачи

Минимизируемый функционал:

$$f(\Theta) = \alpha_1 \sum_{w=1}^{N_w} \left(\int_t V_w^{water}(\Theta) dt \right)^2 + \alpha_2 \sum_{w=1}^{N_w} \left(\int_t V_w^{oil}(\Theta) dt - V_w^{oil,*}(\Theta) \right)^2 + \sum_{p=1}^{N_p} \gamma_p (\theta_p - \bar{\theta}_p)^2 \rightarrow \min_{\Theta}, \quad (1)$$

где N_w - количество скважин, N_p - количество искомых параметров.

Математическая модель решаемой задачи есть совокупность:

- Модели месторождения.
- Оптимального положения скважин.
- Целевой функции.

О подходе к оптимизации добычи с использованием химических методов воздействия на пласт = On the approach to oil production optimization using chemical stimulation methods / М. Г. Персова, Ю. Г. Соловейчик, А.С. Овчинникова, И.И. Патрушев, А.В. Насыбуллин, Е.В. Орехов // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 3. – С. 42-47.

Метод Гаусса-Ньютона

Обозначив

$$I_{1,w} = \int_t V_w^{water}(\Theta) dt, \quad I_{2,w} = \int_t V_w^{oil}(\Theta) dt - V_w^{oil,*}(\Theta), \quad (2)$$

метод Гаусса-Ньютона сводится к решению такой СЛАУ:

$$(A + \Gamma) \Delta\theta = b, \quad (3)$$

где матрица A и вектор b вычисляются следующим образом:

$$A_{ij} = \sum_{k=1}^2 \alpha_k \sum_{w=1}^{N_w} \frac{\partial I_{k,w}}{\partial \theta_i} \frac{\partial I_{k,w}}{\partial \theta_j}, \quad (4)$$
$$b_i = - \sum_{k=1}^2 \alpha_k \sum_{w=1}^{N_w} \frac{\partial I_{k,w}}{\partial \theta_i} I_{k,w}(\bar{\Theta}), i, j = 1, \dots, Np.$$

Матрица Γ есть диагональная матрица, элементы которой - коэффициенты регуляризации, которые подбираются адаптивно.

Метод Гаусса-Ньютона

Особенности вычисления производных функций $I_{k,w}$:

- Вычисление производных функций $I_{k,w}$ происходит как разность решения двух прямых задач, делённая на приращение.
- Приращение параметра при вычислении производной должно быть больше или равно размеру конечного элемента.

Условия останова итерационного процесса:

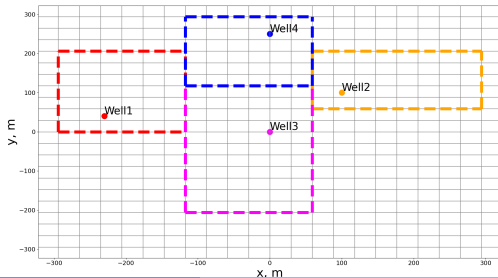
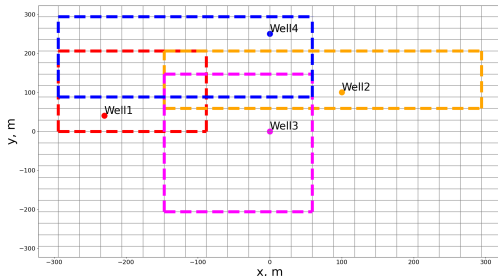
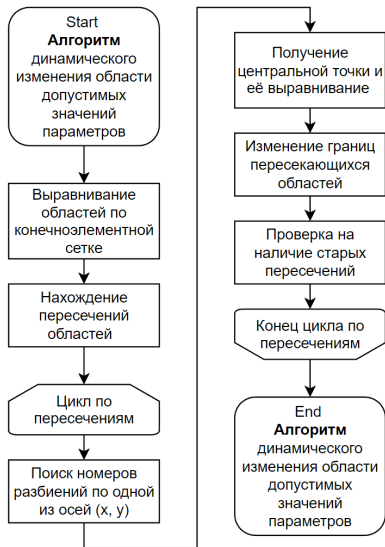
- Значение функционала невязки

$$R(\theta) = \sum_{k=1}^2 \alpha_k \sum_{w=1}^{K_w} (I_{k,w}(\theta))^2 \quad (5)$$

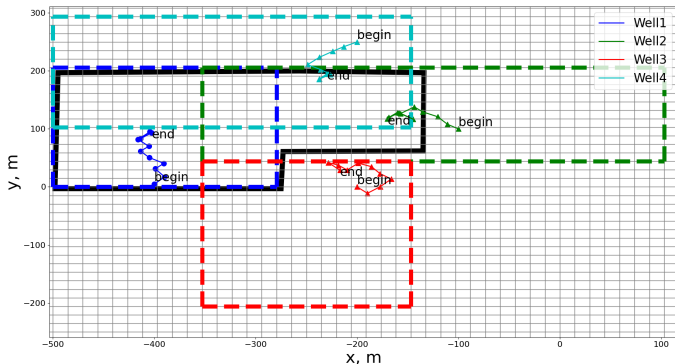
меньше заданного минимального значения.

- За определенное количество итераций не достигнуто меньшее значение функционала.
- Достигнуто максимальное количество итераций.

Алгоритм динамического изменения области допустимых значений параметров



Смещение добывающей скважины к центру зоны нефтеносности



Движение скважины в процессе оптимизации, черный контур – контур нефтеносности, круг – добывающая скважина, треугольник – нагнетательная

Начальные данные:

- Время моделирования – 5 лет.
- Размер конечного элемента – 15 м.
- Мощность скважин – 50 куб.м/сутки.
- $\alpha_1 = 0.01$,
 $\alpha_2 = 1$.

Смещение добывающей скважины к центру зоны нефтеносности

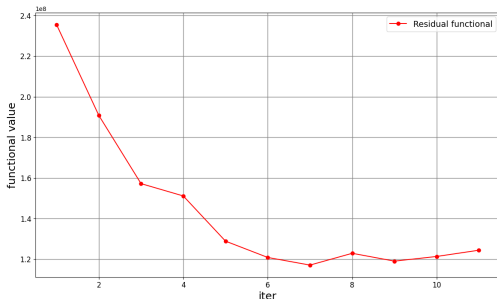


График значений функционала невязки

Результаты:

- Добывающая скважина переместилась к центру зоны нефтеносности.
- Прирост количества добытой нефти с 7271.92 куб.м до 12743.9 куб.м (75%).

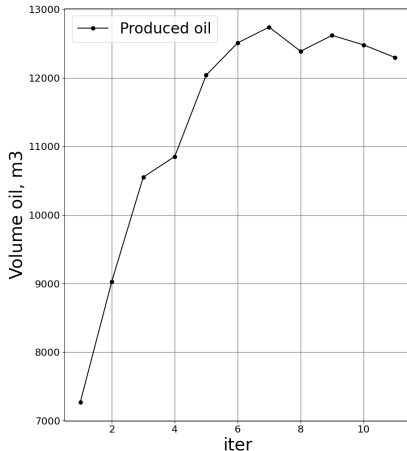
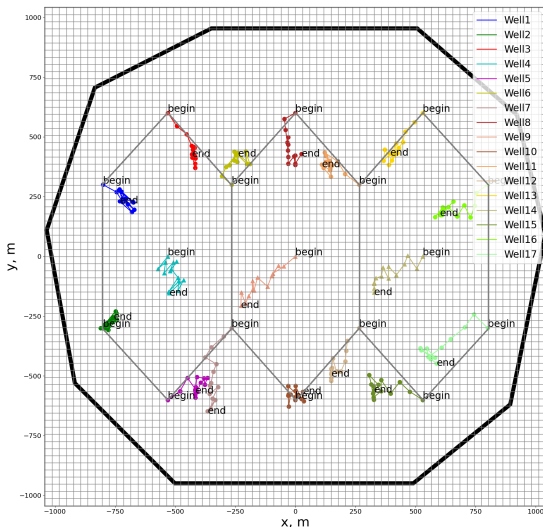


График количества добытой нефти

Площадное расположение скважин (семиточечная схема)



Начальные данные:

- Время моделирования – 5 лет.
- Размер конечного элемента – 30 м.
- Мощности скважин: 50 куб.м/сутки для добывающих и 100 куб.м/сутки для нагнетательных.
- $\alpha_1 = 0.01$, $\alpha_2 = 1$.

Движение скважин в процессе оптимизации.

Площадное расположение скважин (семиточечная схема)

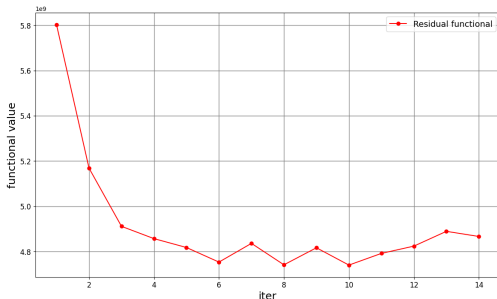


График значений функционала невязки

Результаты:

- Прирост добываемой нефти с 296064 куб.м. до 325229 куб.м. (10%).
- Перераспределение добываемой нефти по скважинам с возрастанием её общего количества.

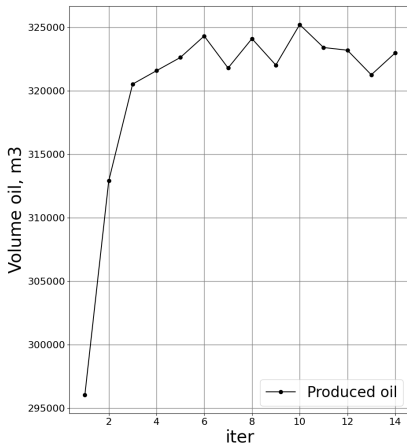
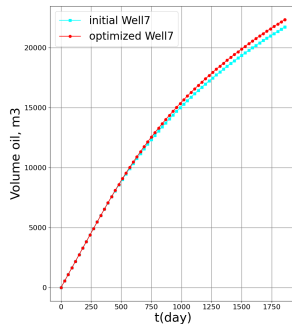
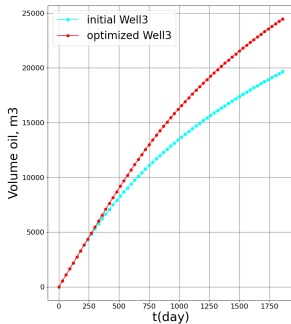
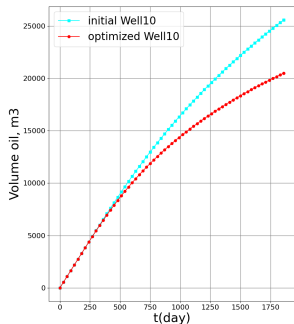


График количества добытой нефти

Площадное расположение скважин (семиточечная схема)



Графики накопленной нефти в скважинах 10, 3, 7

Росляк А.Т. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А.Т. Росляк, С.Ф. Санду; Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. — 152 с.

Ковалев В. С., Житомирский В.М. Прогноз разработки нефтяных месторождений и эффективность систем заводнения. М., «Недра», 1976. 247 стр.

Заключение

Цель данной работы была достигнута: разработана программа для определения оптимального положения добывающих и нагнетательных скважин в заданных для них областях при фиксированном режиме работы скважин.

Результаты:

- Описана математическая модель решаемой задачи и основные допущения при её решении. Так как задача сводится к минимизации специального функционала, то применительно к ней был рассмотрен метод Гаусса-Ньютона.
- Разработан и реализован алгоритм динамического изменения области допустимых значений параметров, благодаря которому скважины имеют способность двигаться в рамках изначально заданных прямоугольных областей. В основе данного алгоритма лежит разбиение областей по средней точке между двумя скважинами. Для поддержания параметров в заданном диапазоне рассмотрен алгоритм, использующий адаптивную регуляризацию.
- Разработанная программа позволяет активно взаимодействовать с программным комплексом «HDPoM», меняя многие его параметры, такие как: количество, расположение, мощности, тип и другие атрибуты скважин; время моделирования.

Заключение

- Показано, что отдельные части программы работают верно. Проверено, что метод Гаусса-Ньютона справляется с функционалом, который представляет собой сумму квадратов при заданных ограничениях на параметры. Были рассмотрены все случаи расположения областей скважин с разным их количеством, а также проведен показательный тест на смещение добывающей скважины от края контура нефтеносности к его центру.
- С помощью программы проведены исследования по оптимизации положения скважин со стандартными схемами расположения. Рассмотрены три разновидности внутриконтурного заводнения на одной модели месторождения. Изначальные расположения скважин в рядных и площадных системах оказались подобраны удачно и прибавка добытой нефти составила до 10 %. Центральное заводнение показало, что для данного месторождения оно не совсем оптимально. После оптимизации прибавка добытой нефти составила 18 %.

Таким образом, разработанная программа может использоваться для уточнения стандартных схем расположения скважин в заданных областях или оптимизации расположения части скважин в особо важных зонах месторождения.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»
Факультет «Прикладной математики и информатики»
Кафедра «Прикладной математики»



**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА
ПО НАПРАВЛЕНИЮ 01.03.02 «ПРИКЛАДНАЯ МАТЕМАТИКА И ИНФОРМАТИКА»**

НА ТЕМУ:

**«РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДА ОПТИМИЗАЦИИ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН
В ЗАДАЧАХ ЦИФРОВОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»**

Выполнил:

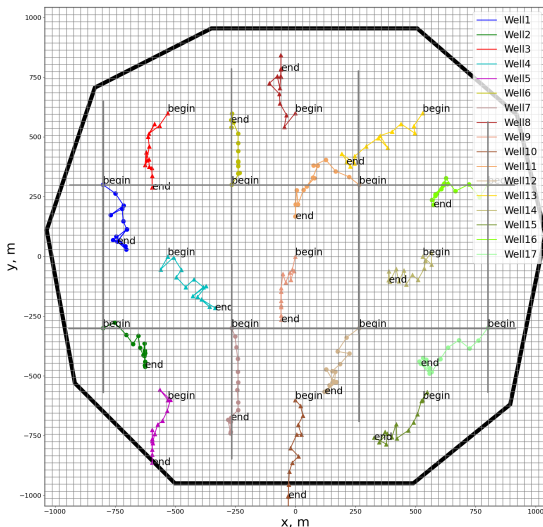
Баранов Ярослав Станиславович
студент группы ПМ-92

Научный руководитель:

Персова Марина Геннадьевна
д.т.н, профессор

Новосибирск, 2023

Площадное расположение скважин (пятиточечная схема)



Начальные данные:

- Время моделирования – 5 лет.
- Размер конечного элемента – 30 м.
- Мощности скважин: 70 куб.м/сутки.
- $\alpha_1 = 0.01$, $\alpha_2 = 1$.
- Концентрация закачиваемого полимера – 1 %.

Движение скважин в процессе оптимизации.

Площадное расположение скважин (пятиточечная схема)

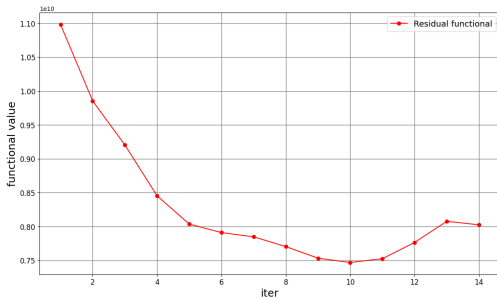


График значений функционала невязки

Результаты:

- Прирост добываемой нефти с 546577 куб.м. до 573433 куб.м. (5%).
- Перераспределение добываемой нефти по скважинам с возрастанием её общего количества.

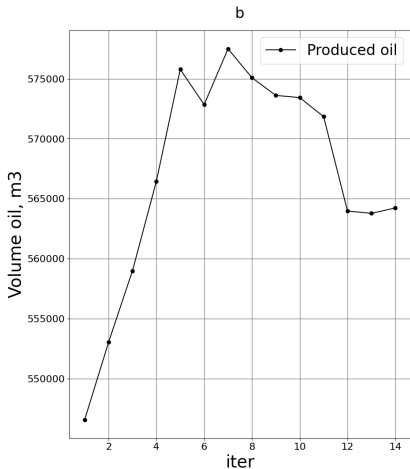
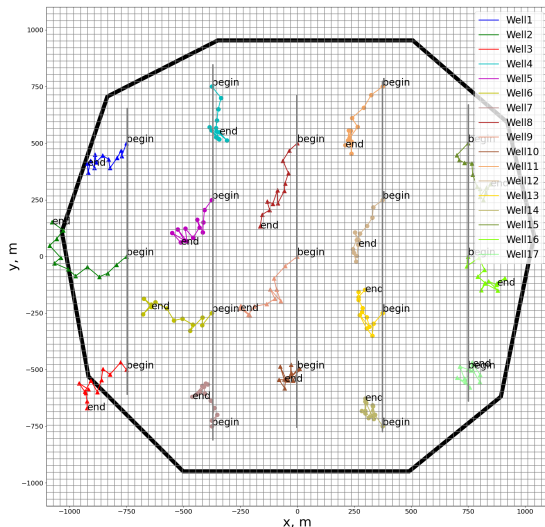


График количества добытой нефти

Рядные системы разработки (однорядная схема)



Начальные данные:

- Время моделирования – 5 лет.
- Размер конечного элемента – 30 м.
- Мощности скважин: 60 куб.м/сутки.
- $\alpha_1 = 0.01$, $\alpha_2 = 1$.

Движение скважин в процессе оптимизации.

Рядные системы разработки (однорядная схема)

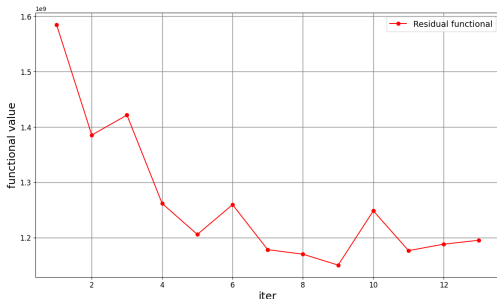


График значений функционала невязки

Результаты:

- Прирост добываемой нефти с 233833 куб.м. до 251353 куб.м. (7%).
- Перераспределение добываемой нефти по скважинам с возрастанием её общего количества.

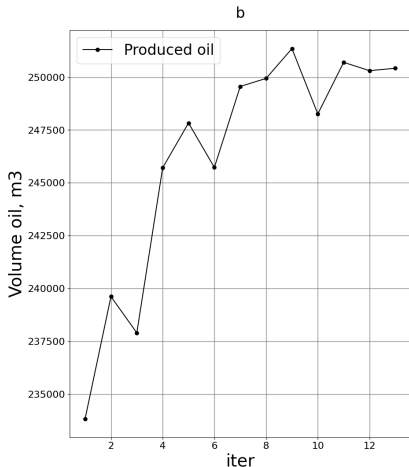
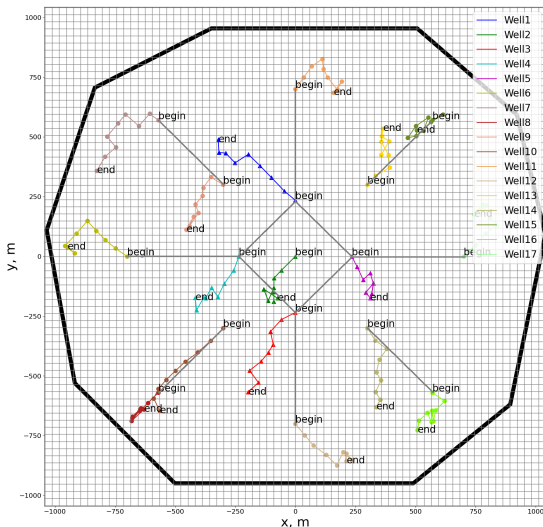


График количества добытой нефти

Центральное заводнение



Начальные данные:

- Время моделирования – 5 лет.
- Размер конечного элемента – 30 м.
- Мощности скважин: 40 куб.м/сутки для добывающих и 120 куб.м/сутки для нагнетательных.
- $\alpha_1 = 0.01$, $\alpha_2 = 1$.

Движение скважин в процессе оптимизации.

Центральное заводнение

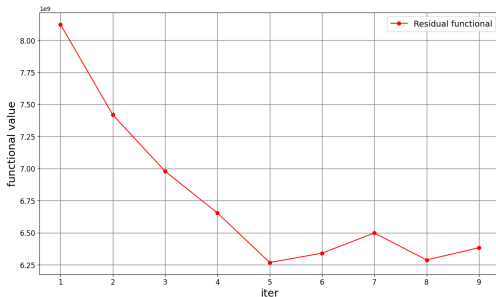


График значений функционала невязки

Результаты:

- Прирост добываемой нефти с 181828 куб.м. до 215174 куб.м. (18%).
- Перераспределение добываемой нефти по скважинам с возрастанием её общего количества.

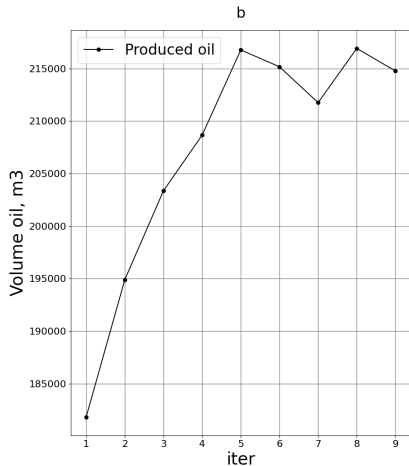


График количества добытой нефти