

СЕКЦИЯ 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

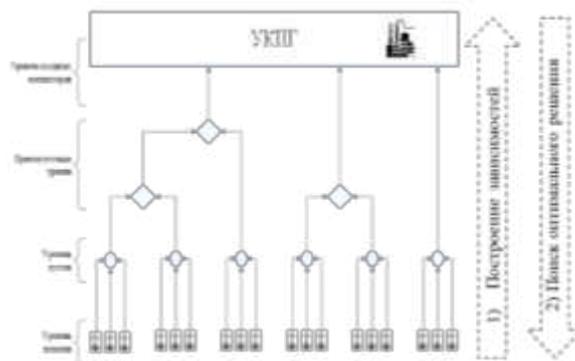


Рис. Схема иерархической оптимизации (1. Сложный вариант подключения; 2. Объединение потоков с двух кустов скважин в единый коллектор; 3. Индивидуальное подключение куста скважин к УКПГ; 4. Индивидуальное подключение скважины к УКПГ) [3]

На первом этапе формируется исходная информация, т.е. для каждой скважины строятся зависимости дебита по конденсату от дебита по газу [1].

На втором этапе последовательно от скважин к УКПГ рассматривается каждый элемент внутривыпускной газосборной сети, и строятся зависимости трех уровней.

На третьем этапе на основе зависимостей, полученных на 2-м этапе, определяется распределение заданного суммарного по УКПГ отбора газа, оптимальное с точки зрения максимума отбора конденсата.

При решении задачи (1)-(4) для каждого уровня предлагается использовать модификацию метода неопределенных множителей Лагранжа [5], предложенную в работе [1].

Результат, полученный с применением предлагаемого алгоритма, рекомендуется проверять с помощью инструментов интегрированного моделирования для проверки условия отсутствия передавливания элементов системы друг другом.

Литература

1. Амшинов Л. М., Земзюлин Е. В., Ермолаев С. А. Алгоритмы оптимизации дебитов скважин, эксплуатирующих низкопроницаемые газоконденсатные залежи // Наука и техника в газовой промышленности. Учредители: ООО «Газпром проектирование». – № 4. – С. 61-66.
2. Ермолаев А. И., Земзюлин Е. В., Трубочева И. А. Оптимизация дебитов газоконденсатных скважин, вскрывающих низкопроницаемые пласты // Наука и техника в газовой промышленности. Учредители: ООО «Газпром проектирование». – № 2. – С. 23-28.
3. Ермолаев А. И., Земзюлин Е. В. Метод иерархической оптимизации дебитов газа скважин с учетом структуры газосборной сети на газоконденсатной залежи // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2023. – Т. 8. – № 2. – С. 50-57.
4. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела. – ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001.
5. Мину М. Математическое программирование. Теория и алгоритмы. – Наука, 1990.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ ПОВЕРХНОСТНОЙ СЕТИ СБОРА ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

Ким В.В.

Научный руководитель профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На текущий момент, когда нефтедобывающие компании сталкиваются с увеличивающимся давлением на сокращение капитальных затрат, построение оптимальных моделей систем сбора добычи углеводородов становится все более актуальным. Эти модели позволяют компаниям оптимизировать распределение ресурсов, улучшить эффективность добычи и снизить затраты на строительство и обслуживание инфраструктуры, что в итоге способствует повышению конкурентоспособности на рынке нефтяной промышленности [1].

Для оптимизации сети сбора поверхностных трубопроводов необходимы сбор и анализ данных. Операторы должны собирать информацию о расположении устьев скважин, характеристиках местности, дебитах, эксплуатационных расходах и других важных факторах. Затем эти данные анализируются для выявления областей, требующих улучшения и оптимизации. Поиск лучшего расположения трубопровода предполагает определение наиболее эффективного пути с учетом таких факторов, как рельеф местности, расстояние и экологические соображения. Оптимизация сети сбора позволяет операторам минимизировать затраты на транспортировку и снизить риск сбоев и отказов в работе трубопроводов. Оптимизация размеров трубопровода предполагает определение оптимального диаметра трубопровода с учетом таких факторов, как расход, требования к давлению и стоимость. Она позволяет операторам минимизировать потери на трение, снизить энергопотребление и повысить общую эффективность. Оптимизация эксплуатационных параметров включает в себя определение оптимальных условий

эксплуатации трубопроводов, таких как расход, уровень давления и график технического обслуживания. Оптимизируя эти параметры, операторы могут максимизировать производственные показатели, минимизировать время простоя и снизить эксплуатационные расходы. Многовариантные расчеты интегрированных моделей предполагают интеграцию различных моделей и алгоритмов для анализа и оптимизации сети сбора поверхностных трубопроводов. В этих расчетах одновременно учитывается множество переменных, что позволяет применять целостный подход к принятию решений [2].

Наиболее чувствительными параметрами для системы сети сбора будут те, которые могут повлиять на потери давления в трубопроводе и, следовательно, на итоговую производительность. В данном случае предлагается варьировать диаметр трубопровода, находить возможные варианты установки лупинга, диаметр штуцера. Для повышения итоговой добычи с помощью языка программирования python был написан код, способный анализировать потенциальную добычу от применения лупинга и ранжировать наилучшее место для его установки. Алгоритм заключается в создании лупинга на каждом из найденных трубопроводов. Затем следует ранжирование наилучшего места установки лупинга для получения наиболее эффективного прироста добычи. Для принятия окончательного решения рекомендуется провести экономическую оценку потенциальной добычи с учетом капитальных и эксплуатационных затрат на строительство и эксплуатацию лупинга.

Программное обеспечение GAP включает в себя собственный оптимизатор. Известно, что в GAP используется метод SQP (Sequential Quadratic Programming). Он рассчитывается по реакции каждого элемента системы. Перед началом работы важно определить некоторые параметры решателя и оптимизатора, такие как:

- Доля начального дебита скважины - позволяет уменьшить начальное приближение дебита скважины, чтобы с большей вероятностью удовлетворить ограничениям, сильно чувствительным к дебиту скважины.
- Возмущение давления/дебита - определяет величину изменения управляющего параметра при вычислении матрицы производных системы.
- Максимальный размер шага регулирует величину изменения параметров настройки. Увеличение размера шага ускоряет вычисления, но может привести к «плохому» решению.
- Параметр 1 - позволяет управлять некоторой техникой регулировки длины шага.
- Параметр 2 - чем больше его значение, тем менее «тщательно» ведется поиск оптимума. Меньшее значение может привести к увеличению добычи нефти.
- Параметр 3 - определяет размер подобластей, на которые делится все пространство решений и в каждой из которых ищется отдельный оптимум.

С помощью OpenServer можно использовать инструмент оптимизации с помощью библиотек python, таких как SciPy. Существует множество математических методов решения задач нелинейной оптимизации, например: Неддера-Мида, SLSQP, BFGS и др. Каждый из них требует нахождения целевой функции, целью которой является ее минимизация. Решение оптимизационной задачи – это поиск экстремума (минимума или максимума) некоторой целевой функции в некоторой области изменения (при заданных ограничениях) управляющих параметров. Задачи оптимизации можно разделить на задачи без дополнительных ограничений (оптимизация без ограничений) и с дополнительными ограничениями на управляющие параметры (оптимизация с ограничениями). Оптимизационные задачи можно разделить на задачи с непрерывными переменными, целыми переменными (ЦП) и смешанными переменными (ССП). Существует множество математических методов решения задач нелинейной оптимизации.

В данном подходе будет использован алгоритм оптимизации SLSQP для максимизации добычи нефти. В данном случае было несколько этапов:

1. Определение максимальных и минимальных значений по диаметру трубопроводов.
2. Применение метода минимизации из библиотеки SciPy Python.
3. Поскольку данный метод реализует метод минимизации, для максимизации использовался знак минус.
4. Для метода SLSQP требуется отдельное вычисление градиента.

Таблица

Результаты методов оптимизации поверхностной сети сбора

Метод оптимизации	Многовариантные расчеты	Оптимизаторы GAP	Оптимизатор Python
Оптимизация штуцера	2204.68	2225.82	2266.2
Оптимизация диаметра трубопровода	2188.3	-	2413.9
Оптимизация лупинга	2209.13	-	-
Затраченное время	Более часа	30 секунд	5 минут

Литература

1. Steinsbø M. et al. Integrated Operations—Observations From More Than 40 Field Evaluations // SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition. – SPE, 2008. – С. SPE-112217-MS.
2. Talabi O. A. et al. Integrated Asset Modeling: Modernizing the Perspective for Short-Term Forecasting and Production Enhancements //SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – SPE, 2016. – С. SPE-182496-MS.