

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт компьютерных наук и технологий
Высшая школа программной инженерии



На правах рукописи

**Методы анализа больших данных для оптимизации деятельности
нефтяных компаний**

Направление подготовки: 09.06.01_06 Информатика и вычислительная техника

Код и наименование

Направленность: 05.13.11 Математическое и программное обеспечение
вычислительных машин, комплексов и компьютерных сетей

Код и наименование

НАУЧНЫЙ ДОКЛАД

об основных результатах научно-квалификационной работы (диссертации)

Автор работы:



Джаф Мохаммед .Ф.А

Научный руководитель к.т.н., доц.



П.Д.Дробинцев.

Санкт-Петербург

2020

Содержание

Аннотация	4
1. Обзор литературы.....	6
1.1 Оптимизация в нефтяной отрасли	6
1.2 Неопределенность в оптимизации производства.....	10
1.3 Моделирование параметров скважины.....	12
1.4 Выводы к анализу литературы	15
1.5 Описание проблемы	16
1.5.1 Параметры скважины.....	17
1.5.2 Задача оптимизации добычи из скважины	18
2. Модели оптимизации	20
2.1 Предположения и упрощения	20
2.1.1 Применение моделей скважин	20
2.1.2 Цель и ограничения	20
2.2 Детерминированная модель.....	21
Ограничения	23
Ограничение по газу.....	23
Режимы работы.....	23
Границы переменных.....	23
2.3 Модели обращения	24
2.3.1 Штрафная модель	24
2.3.2 Целевая функция.....	26
2.3.4 Ограничения	27
2.3.5 Переменные границы.....	28
2.3.6 Альтернативная формулировка модели стратегии	34
2.3.7 Оценка стратегии	38
2.3.8 Оценка точной информации.....	43
3. Внедрение и анализ модели скважины.....	45
3.1 Реализация	45
Предварительная обработка и сжатие данных	46
Построение регрессионных моделей скважин	47
Начальная загрузка	48
Генерация сценария	48
Окончательный анализ и написание входного файла для модели оптимизации ...	49
Оптимизация.....	50

3.2 Анализ модели скважины.....	50
3.2.1 Результаты регрессии модели скважины.....	50
3.2.2 Модель скважины многофазного измерителя (МРМ).....	52
Комбинированная модель скважины	53
Сравнение моделей скважин.....	55
3.2.3 Окончательные параметры скважины	56
Линейность модели скважины	60
3.3 Примеры проблем.....	62
3.3.1 Пример скважины Румайла Параметры для нефтегазовых моментов.....	62
3.3.2 Синтетические корпуса	64
4.1 Техническое тестирование	67
4.1.1 Размер проблемы	68
4.1.1 Тесты на стабильность.....	71
4.1.2 Стратегия ветвления	72
4.1.3 Оценка технических результатов.....	74
4.2 Тестирование скважин	74
4.2.1 Результаты наказания и модель стратегии	75
Румайла скважины	76
Синтетический чехол 1	81
Синтетический чехол 2	82
Синтетический чехол 3	83
Синтетический чехол 4	85
5. Вывод	87
Список литературы	89

Аннотация

Эта работа касается сектора разведки и добычи в нефтяной промышленности и направлена на разработку методов путем анализа больших данных, взятых с нефтяного месторождения Румайла / Басра / Ирак, оптимизации добычи нефти. Анализ больших данных для оптимизации добычи связан с планированием на короткий промежуток времени, цель которого - максимизировать добычу нефти. Результатом оптимизации является четко сформулированный план регулировки дроссельных заслонок скважин на нефтяном месторождении. Чтобы сформулировать модель оптимизации, необходимо определить модели, описывающие взаимосвязь между переменными решения и производством. Мы называем эти модели моделями скважин и оцениваем различные способы их построения. Затем модели скважин используются для создания входных данных для нескольких моделей оптимизации. Чтобы охватить различные аспекты процесса оптимизации производства и справиться с неопределенностью входных параметров, мы применяем методы стохастического программирования.

Представлены три модели скважин для моделирования взаимосвязи между настройками системы добычи и добычей из скважин. Первая модель, модель экспортной скважины, построена на измерениях общей экспортируемой продукции, а вторая модель, модель скважины с многофазным измерителем, применяет измерения по отдельным скважинам. Третья модель, комбинированная модель скважины, использует все эти измерения, стремясь уменьшить неопределенность, связанную с измерениями отдельных скважин, за счет учета накопленной экспортной добычи. Для каждой модели тестируется несколько различных методов линейной регрессии, и бутстрапирование используется на лучшей модели для нахождения распределений вероятностей для параметров модели скважины. После этого применяется согласование моментов для создания репрезентативного набора дискретных сценариев. Мы обрабатываем нелинейную связь между настройками системы добычи и добычей из скважин, вводя формулировку режима. Вместо того, чтобы моделировать взаимосвязь для всех возможных настроек системы, мы разрешаем настройки

только в определенных интервалах или режимах работы. Разрешенные режимы определяются доступными историческими данными как комбинацией ранее замеченных режимов и режимов, которые можно оценить на основе имеющихся данных. Для того, чтобы должным образом учесть неопределенность, были разработаны две стохастические модели, которые мы называем моделью штрафов и моделью стратегии. Предположения, лежащие в основе каждой из этих моделей, основаны на знаниях компании Ищущий решения AS о процессе оптимизации производства. В модели штрафов ограничение может быть нарушено за счет снижения добычи нефти. Переменные решения предполагают, насколько следует отрегулировать каждый дроссельный клапан для оптимизации добычи. В модели стратегии предполагается, что изменения в производственной системе внедряются медленно, так что это наблюдается при соблюдении ограничения. Переменные решения предполагают как степень регулировки каждого штуцера, так и последовательность корректировок. Для того, чтобы должным образом учесть неопределенность, были разработаны две стохастические модели, которые мы называем моделью штрафов и моделью стратегии. Предположения, лежащие в основе каждой из этих моделей, основаны на знаниях компании Ищущий решения AS о процессе оптимизации производства. В модели штрафов ограничение может быть нарушено за счет снижения добычи нефти. Переменные решения предполагают, насколько следует отрегулировать каждый дроссельный клапан для оптимизации добычи. В модели стратегии предполагается, что изменения в производственной системе внедряются медленно, так что это наблюдается при соблюдении ограничения. Переменные решения предполагают как степень регулировки каждого штуцера, так и последовательность корректировок.

1. Обзор литературы

В этой главе дается обзор литературы, относящейся к оптимизации в нефтяной промышленности. Исследование сосредоточено на том, как анализировать большие данные и как генерировать входные параметры для моделей оптимизации. Несмотря на то, что рассматриваются все горизонты планирования, упор делается на оперативный уровень. Данные получены частично в результате испытаний скважин и частично из данных по добыче. Программное обеспечение позволяет прогнозировать общую добычу и добычу по отдельной скважине путем изменения дебита газлифта и открытия штуцеров.

Для обсуждения литературы выбран подход сверху вниз. Во-первых, в главе 1.1 представлен краткий обзор применения методов оптимизации в нефтяной промышленности с примерами из всех звеньев цепочки создания стоимости. Глава 1.2 сужает фокус, представляя исследования, в которых рассматриваются неопределенные параметры. Кроме того, в главе 1.3 обсуждается, как можно оценить параметры, важные для планирования в нефтяной промышленности. Наконец, в главе 1.4 проводятся параллели между представленными исследованиями и комментируется, как этот тезис вписывается в общую литературу.

1.1 Оптимизация в нефтяной отрасли

В нефтяной промышленности методы математического программирования применяются с 1940-х годов (Bodington and Baker, 1990). Были предприняты усилия по оптимизации всех уровней отрасли, включая разведку, разработку, добычу и транспортировку. Проблемы, являющиеся предметом исследования операций, охватывают области от стратегического планирования до управления процессами. Обзор литературы по методам оптимизации нефтяных месторождений, проведенный Ван (2003), показал, что почти во всех областях нефтяной промышленности так или иначе применяются методы оптимизации. Более конкретные примеры приведены в рамках распределения газлифта и дебита, системы добычи и проектирования, а также разработки и управления залежами.

Nygreen et al. (1998) описывают смешанную целочисленную линейную программу (MILP), касающуюся долгосрочного планирования добычи норвежской нефти. Особое внимание уделяется календарному планированию проектов. Модель использовалась на практике более 15 лет, что свидетельствует о готовности отрасли инвестировать в такие инструменты поддержки принятия решений. Среди других авторов, исследующих проблему выбора проекта, - Walls (2004), Orman and Duggan (1999) и Brashear et al. (1999).

Ранний вклад в литературу, касающуюся оптимизации производства на операционном уровне, был сделан Аттрт и др. (1961). Они пришли к выводу, что методы линейного программирования можно эффективно использовать для увеличения суточной добычи на месторождении с несколькими коллекторами. Улучшение суточной добычи также является целью Датта-Роя и Каттапурама (1997), которые решают проблему нахождения оптимальной скорости газлифта с учетом противодействия от дополнительного газа в выкидной линии. Wang et al. (2002) решают аналогичную проблему газлифта, а также учитывают взаимодействие потоков между скважинами.

Хотя проблема оптимизации добычи в целом является нелинейной по своей природе, линейные модели часто используются с применением некоторой формы аппроксимации. Gunnerud и Foss

(2010) разрабатывают модель MILP, используя в основном параметры физического поля в качестве входных данных. Модель работает на основе разложения Лагранжа и Данцига-Вульфа. Нелинейности в задаче моделируются кусочной линеаризацией. Gunnerud et al. (2012) использует генерацию столбцов для решения похожей проблемы.

Kosmidis et al. (2005) и Урсин-Холм и Шамлоу (2013) - авторы, сформулировавшие задачи смешанного целочисленного нелинейного программирования (MINLP). Kosmidis et al. настоящее время физическая модель для ежедневного планирования скважин, в то время как Шамлоу и Урсин-Холм рассматривают планирование добычи и эксплуатации. Последний моделируется как невыпуклая задача на основе моделирования и использует различные эвристики для решения модели. Nishikiori et al. (1995) также сформулировали нелинейную модель и использовали квазиньютоновский метод нелинейной оптимизации для нахождения оптимальной скорости газлифта.

Как описано во введении, оптимизация добычи в по анализируйте большие данные была реализована на многих объектах добычи нефти и газа. Некоторые используют физические модели, а другие применяют модели, основанные на данных или модели черного ящика. Предпринимались попытки их сочетания, например, Linden and Busking (2013). В статье описывается система RTPO на основе физической модели, в которой происходят динамические изменения в системе.

включен. Это требует, чтобы текущее состояние системы постоянно измерялось и обрабатывалось. В моделирование включены такие переменные процесса, как соотношение между давлением, объемом и температурой. Информация о более сложном долгосрочном поведении, таком как снижение производства из-за выпадения солей, описывается с помощью моделей, управляемых данными. В следующей статье van der Linden et al. (2015) сделан вывод, что технология оптимизации в по анализируйте большие данные готова к внедрению для оценки эффективности активов в реальных условиях. Система RTPO также может помочь лицам, принимающим решения, в качестве немедленной поддержки принятия решений. Tjønnås и Schjølberg (2011) также описывают комбинированная физическая модель и модель, управляемая данными, но в отличие от van der Linden и Busking, основное внимание уделяется модели, управляемой данными, прежде чем включать некоторую дополнительную информацию о физических параметрах. Они предлагают использовать данные моделирования, чтобы иметь возможность оптимизировать за пределами ранее замеченных системных настроек.

Для успешного внедрения систем RTPO необходимо принять во внимание некоторые важные

аспекты. Бакши и др. (2015) описывают свой опыт внедрения таких систем в Chevron. Внедрение может занять до 12-18 месяцев, поэтому крайне важно поддерживать мотивацию персонала. Решение также должно быть легким и легкодоступным, и необходимо избегать простоев, например, из-за плохого качества данных. Поэтому очень важна простая реализуемая и понятная система. Некоторые из этих проблем выделены Dutra et al. (2010) для Petrobras и Ramdial et al. (2009) для BP Trinidad & Tobago. Некоторые из обнаруженных проблем заключались в необходимости постепенной адаптации инженеров, а также в необходимости поддерживать доступность процесса RTPO, несмотря на отсутствие Интернета или наличие других технологических проблем. Campos et al. (2010), описывая реализацию на месторождении Уруку компании Petrobras, Gunnerud and Foss (2010) и Gunnerud et al. (2012) на месторождении Тролль и Дзубур и Лангвик (2012), моделирующие месторождение Марлим компании Petrobras, - это другие авторы, которые обращаются к анализу больших данных. Если эти проблемы будут преодолены, Ofonmbuk et al. (2015) пришли к выводу, что внедрение системы RTPO даст огромную экономию времени на проектирование и увеличит частоту обновления и повторной калибровки модели скважины. Кроме того, можно добиться более быстрого реагирования на отказ, повысить эффективность полевых операций, улучшить связь и улучшить наблюдение за скважиной.

Сегодня в нефтяной промышленности используется несколько различных типов коммерческого программного обеспечения для решения проблем, связанных с RTPO, с которыми сталкиваются нефтяные компании. Некоторыми примерами являются ReO и WellFlo от Weatherford (2015a, b), GAP от Petroleum Experts Ltd. (2015), Flow Manager от FMC Technologies (2015) и Вселенная для производства полевой продукции от Shell Global Solutions (Крамер и др., 2009). Производственная вселенная FieldWare – хороший пример программного обеспечения, основывающегося свои оценки на модели, управляемой данными. Данные получены частично в результате испытаний скважин и частично из данных добычи по анализу больших данных. Программное обеспечение позволяет

прогнозировать общую добычу и добычу по отдельной скважине путем изменения дебита газлифта и открытия штуцеров. Более подробное объяснение существующего коммерческого программного обеспечения RTPRO можно найти в Grimstad (2015).

1.2 Неопределенность в оптимизации производства

Большинство исследований по оптимизации в нефтяной промышленности проводилось на основе детерминированного подхода. Согласно Найгрину и Хогену (2010), возросшая сложность включения неопределенности в формулировке исторически привела к небольшому количеству применений стохастических моделей. Однако необходимо учитывать неопределенности, присутствующие на всех уровнях цепочки добавленной стоимости в нефти, чтобы найти оптимальные или близкие к оптимальным решениям. Поэтому в последние десятилетия повышенное внимание уделялось различным способам учета неопределенности при оптимизации добычи.

В задачах оптимизации, касающихся стратегических и тактических решений при разработке месторождения, такие параметры, как характеристики коллектора и рыночный спрос, являются неопределенными. Jørnsten (1992) предлагает стохастическую модель для составления графиков нефтяных месторождений, где неопределенность связана с будущими ценами на нефть и газ. Хауген (1996) также пытается решить проблему планирования проекта, но применяет динамическое программирование. Al-Othman et al. (2008). В их формулировке переменные первого этапа представляют профиль добычи каждого типа сырой нефти, в то время как действия регресса второго этапа включают количество произведенных различных продуктов. Фернандес и др. Также придерживаются подхода к широкой цепочке поставок нефти. (2015). Они формулируют стохастическую задачу MILP для проектирования и планирования цепочки поставок, которая максимизирует ожидаемую чистую приведенную стоимость многозвенной многопродуктовой сети. Обнаружен потенциал для отслеживания рыночных изменений и получения лучших решений для

их переменных решений. Стохастические формулы с регрессом обычно распространены в литературе по долгосрочному планированию в нефтяной промышленности, что дополнительно проиллюстрировано, например, Goel and Grossmann (2004) и Dempster et al. (2000).

Литература, учитывающая неопределенности на рабочем уровне, ограничена. Один вклад сделан Huseby and Naavardsson (2009), которые пытаются найти оптимальные настройки штуцера для скважин в коллекторах, использующих одну и ту же технологическую установку. Они определяют оптимальную стратегию добычи и учитывают неопределенности в потенциальных объемах добычи.

Однако их проблема оптимизации анализируется детерминированно, и найденная стратегия представляет собой вектор уставок для всех будущих периодов времени. Кроме того, в магистерской диссертации Глезерада и Сырдалена (2009) потоки и пределы производительности скважины являются неопределенными и обрабатываются с использованием как случайных ограничений, так и моделей регресса. Они представляют собой простую модель обращения, в которой нарушение ограничения по газу наказывается целевой функцией. Авторы, придерживающиеся более теоретической точки зрения о контроле, - это Elgster et al. (2010), которые представляют структурированный подход, при котором итеративно обновляются заданные значения производственной системы с целью увеличения выпуска. Однако они не включают неопределенность в проблему оптимизации, а вместо этого используют ее для оценки качества решения.

Подобно Elgster et al., Bieker et al. (2007) предлагают модель, в которой переменные решения включают структурированную информацию о том, как оператор должен регулировать скважины. Они обрабатывают неопределенности в отношении жидкой нефти с помощью стохастической формулировки, где приоритетный список скважин является решением. Эти идеи применены Хансеном и Фоссом (2015), чтобы предложить формулировку регресса, в которой решение на первом этапе

представляет собой стратегию эксплуатации скважин, а действие регресса - это реализованная стратегия, адаптированная к реализованным параметрам скважины. Эта модель показывает многообещающие результаты в применении к синтетическим случаям. Кроме того, его можно легко включить в структуру оптимизации по анализируйте большие данные. Однако для правильной оценки его необходимо адаптировать к более реалистичным условиям.

1.3 Моделирование параметров скважины

Для того чтобы оптимизировать добычу нефти, необходимы модели, отображающие переменные решения и темпы добычи. Эти модели могут быть основаны на физических отношениях или основываться на экспериментальных данных или исторических измерениях. Трангенштейн и Белл (1989) описывают модель черной нефти, набор дифференциальных уравнений в частных производных, моделирующих поток флюидов в пласте, где предполагается, что вода не обменивается массой с другими фазами. Коутс (Coats, 1980) представляет композиционную модель, аналогичную модели черной нефти, но с каждым углеводородным компонентом отдельно.

Хотя управление резервуаром в основном не связано с оптимизацией повседневной добычи, модели резервуара часто прямо или косвенно использовались в литературе по оптимизации добычи. Примером является Ван (2003), который исследовал моделирование

методы, в которых модели коллектора и сети объединяются вместе, создавая полный симулятор месторождения. Позже он применяет этот симулятор, чтобы найти оптимальную производительность и скорость газлифта. Кроме того, Фанг и Ло (1996)

используют симулятор черной нефти, чтобы сформулировать схему оптимизации добычи, чтобы максимизировать добычу нефти при множественных ограничениях оборудования. Параметрическая модель на основе движущегося горизонта, основанная на декомпозиции физической модели коллектора, применяется Awasthi et al. (2007). Предполагается, что предложенная модель достаточно устойчива, чтобы ее можно было использовать для экстраполяции за пределы ранее записанных исторических данных. Это, в отличие от использования методов моделирования, основанных на регрессии или интерполяции, дало возможность предсказывать явления, невиданные в прошлом. Однако предположение о том, что экстраполяция за пределы ранее наблюдаемых исторических данных возможна, может дать неточные результаты, поскольку трудно подтвердить, возможны ли полученные результаты в реальных условиях. Другими авторами, предлагающими физическую модель, являются Gunnerud et al. (2013) и Shamlou et al. (2012), используя сочетание моделирования, симуляции и оптимизации, чтобы попытаться избежать неоптимальных решений.

Вместо того, чтобы полагаться на физические уравнения, описывающие систему, экспериментальные данные можно использовать для создания моделей параметров. Наука сопоставления входных элементов управления с выходными измерениями с помощью математического моделирования называется системной идентификацией и применяется в широком спектре отраслей. Структурированный и обширный анализ данной области дан Вальтером и Пронзато (1997). В них подробно представлены наиболее важные методы, используемые при идентификации систем, и обсуждаются как рекурсивные, так и нерекурсивные подходы к разработке линейных и нелинейных моделей. Другими книгами, охватывающими широкий круг соответствующих теорий,

являются Кизман (2011) и Льюнг (1998).

Распространенным способом моделирования добычи из скважин является использование отношения производительности притока (IPR), или отношения между расходом и давлением потока в скважине. Samronogara et al. (2010) разработали метод определения кривых производительности скважин по измерениям забойного давления. Они используют несколько уравнений для подбора экспериментальных данных и оценки дебитов газа, воды и нефти. Примеры других авторов, которые применили модели ПИС, - это Феткович (1973) и Ричардсон и Шоу (1982). Недостатком этих моделей является то, что они не обеспечивают отображение прямого открытия штуцера на расход. Таким образом, при их применении в целях оптимизации забойное давление будет определяющей переменной, чего нельзя сказать о анализируете большие данные в месторождении.

Существует ограниченная литература по теме согласования параметров штуцера с данными о добыче нефти, и большинство проведенных исследований включает модели, основанные на физических зависимостях. Один вклад - Elgsæter et al. (2008), который использует идеи системной идентификации для разработки локальных линейных и нелинейных моделей. Для количественной оценки неопределенности в этих моделях применяется бутстрэппинг. Это метод, который можно использовать для оценки статистических свойств оцениваемых параметров (Efron and Tibshirani, 1994).

Идентификация системы также включает в себя планирование экспериментов, которые будут производить измерения, необходимые для построения полезных моделей. С точки зрения моделирования параметров добычи, это влечет за собой корректировку переменных решения для получения дополнительной информации и

уменьшения неопределенности модели, что называется планируемым возбуждением Elgsæter et al. (2008). В тематическом исследовании они анализируют, как низкое содержание информации в производственных данных влияет на показатели неопределенности при подборе модели.

Другой метод идентификации системы, искусственные нейронные сети, также применялся для построения моделей параметров. Нейронные сети используют наблюдаемые данные для построения нелинейной статистической модели обучения. Saputelli et al. (2002) представляет обзор использования искусственных нейронных сетей в нефтяной промышленности. Другой пример - Stoitsits et al. (1999), которые экспериментируют с заменой методов моделирования этими сетями и в дальнейшем применяют их для оптимизации производства. Они реализуют этот алгоритм для месторождения на Аляске и могут прогнозировать дебиты с хорошей точностью.

1.4 Выводы к анализу литературы

Это исследование литературы было начато с широким обзором оптимизации в нефтяной промышленности. Были представлены исследования, связанные с принятием стратегических, тактических и операционных решений, с дополнительным акцентом на реализации RTPO. Методы, представленные в этой диссертации, предназначены для того, чтобы вписаться в структуру RTPO, поэтому предыдущие результаты в этой области важны. Общим для рассматриваемых внедрений является короткое время, необходимое для решения, поскольку они стремятся постоянно улучшать производство. Нелинейные модели требуют передовых методов решения, что часто приводит к длительному времени решения. Поскольку мы стремимся оптимизировать производство на

повседневной основе, поэтому желательно сохранить линейность модели.

Исследование продолжается подробным обсуждением оптимизации добычи в условиях неопределенности, включая некоторые примеры с более длительными временными горизонтами. Отмечено, что неопределенность редко включается в литературе на операционном уровне, особенно в рамках, которые могут быть реализованы на реальном месторождении. Наконец, представлен обзор того, насколько хорошо моделируются параметры. В большинстве обсуждаемых работ для оценки этих параметров используются физические зависимости, что часто приводит к созданию сложных и неточных моделей. Вместо этого этот тезис направлен на построение простой математической модели на основе исторических данных о добыче. Проблема, отмеченная в литературе, заключается в том, что ограниченное возбуждение может привести к очень неточным моделям. Это важный момент, который следует учитывать при разработке методов моделирования параметров скважины в данной диссертации.

1.5 Описание проблемы

В нефтяной промышленности методы оптимизации широко применяются на многих горизонтах. В то время как большинство ранних приложений было связано с долгосрочным планированием, в последние годы акцент сместился на краткосрочную непрерывную оптимизацию производства. Это можно объяснить расширением доступа к данным, улучшенной вычислительной мощностью и разработкой новых методов оптимизации. Проблема, рассматриваемая в этой диссертации, заключается в том, как разработать модели оптимизации добычи основанные на анализе больших данных полученных из исторических данных о добыче. Неопределенность в параметрах модели должна быть учтена, и должно быть сделано предложение по непосредственно реализуемой стратегии для оператора нефтяного месторождения.

1.5.1 Параметры скважины

Чтобы оптимизировать экспорт нефти с нефтяного месторождения, требуются входные параметры, описывающие добычу. Примером может служить математическая взаимосвязь между входными элементами управления, такими как открытие штуцера и газлифт, и добычей нефти, газа и воды в различных фазах. Симуляторы обычно используются для моделирования этих параметров. Однако эти симуляторы неточны, поскольку они пытаются смоделировать систему глобально. Кроме того, поскольку эти отношения часто являются нелинейными и имеют дискретные переменные по своей природе, возникающая в результате задача оптимизации является сложной. Альтернативный подход - использовать исторические данные для построения этих моделей. Вместо того, чтобы найти глобальную взаимосвязь между входными и выходными переменными, можно ограничить оптимизацию небольшими изменениями в элементах управления вводом. Затем достаточно смоделировать локальные отношения вокруг допустимых изменений. Если требуется, чтобы настройки оператора были очень небольшими, предположение о линейной модели может быть реалистичным. Это значительно снижает сложность задачи оптимизации, которая желательна для оптимизации добычи скважин.

Проблема сопоставления изменений открытия штуцера с дебитами сама по себе является задачей оптимизации. Необработанные производственные данные часто содержат большие колебания и неверные измерения, что приводит к неточным моделям параметров. Поэтому эти данные необходимо обработать, прежде чем применять метод регрессии. Выбор метода регрессии может существенно повлиять на качество модели, и лучший метод может не быть одинаковым для всех полей. Кроме того, разные поля имеют разное измерительное оборудование. В то время как на некоторых месторождениях установлены многофазные счетчики, другие полагаются только на измерения общей добычи. Таким образом, доступные данные устанавливают ограничения на возможные модели параметров, которые могут быть построены.

1.5.2 Задача оптимизации добычи из скважины

Задача оптимизации добычи на основе анализа больших данных с максимизацией добычи нефти за короткий промежуток времени. Максимизация осуществляется либо с учетом текущих условий эксплуатации, либо на основе информации об увеличении или уменьшении производственных мощностей на месторождении в будущем. Увеличение мощности может быть, например, результатом установки нового и улучшенного оборудования или завершения технического обслуживания существующего производственного объекта. Снижение мощности может быть вызвано остановкой существующего оборудования для обслуживания или стратегическим решением операторов, основанным на изменившихся рыночных условиях.

Для того, чтобы сформулировать подходящую модель оптимизации, важен рабочий процесс оператора. Решение модели должно быть непосредственно реализовано на нефтяном месторождении, с переменными решения, представляющими физические корректировки, которые должны быть выполнены в системе. Модели оптимизации, учитывающие физику лежащей в основе системы, часто включают несколько неявных переменных решения, таких как потеря давления в трубопроводе и дебиты. Это не переменные, которыми оператор может управлять напрямую, но мы надеемся, что они примут желаемое значение в результате явных переменных. Явные переменные решения ограничиваются маршрутизацией потоков из скважин, открытием штуцера и скоростью газлифта на каждой скважине. Значения этих переменных, таким образом, представляют собой фактическое действие оператора в поле.

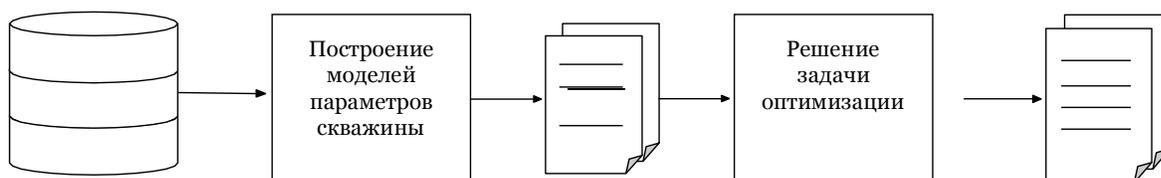
Когда входные параметры для задачи оптимизации обеспечивают прямое соответствие между явными переменными решения и производительностью, ограничения, касающиеся физики системы, во многих случаях можно игнорировать. Основными ограничениями, которые необходимо выполнить, являются ограничения мощности для обработки воды и газа. Часто это мягкие ограничения, которые могут быть нарушены, что приведет к снижению производительности при корректировке.

систему от нарушения и обратно к нормальным условиям эксплуатации. Кроме того, оператор не знает точного эффекта от внесения изменений в систему. Эту неопределенность необходимо учитывать, чтобы найти оптимальный способ эксплуатации месторождения. Для задачи оптимизации в по анализируйте большое количество скважин, которые можно регулировать, часто ограничено, поскольку оператор не хочет вносить слишком много изменений в систему за

одну итерацию. Это еще одно ограничение, которое необходимо учитывать.

Поскольку задача оптимизации в по анализируйте большие данные включает моделирование параметров скважины для создания входных данных для оптимизации, цель данной диссертации двоякая. В дополнение к разработке моделей оптимизации, подходящих к рабочему процессу оператора, нам необходимо определить соответствующие способы моделирования параметров скважины, необходимых в качестве входных данных для этих моделей оптимизации. Это показано на рисунке 5.0.1. Нельзя недооценивать важность построения хороших моделей параметров скважины. Если построенные модели параметров скважины не отражают реальных соотношений между установками открытия штуцера и дебитами, проблема оптимизации, вероятно, не даст оптимальных или прибыльных решений. Кроме того, большое значение имеет время вычислений, поскольку решения должны использоваться в режиме по анализируйте большие данные как для поддержки принятия решений, так и для непосредственной реализации в полевых условиях. Следовательно, необходимы эффективные алгоритмы как для моделирования параметров скважины, генерации сценариев, так и для решения предлагаемых стохастических задач.

Подводя итог, можно сказать, что цель данной работы - найти способ использовать доступные исторические данные в реальном времени, построить модели на их основе и использовать их в моделях оптимизации, чтобы найти и предложить стратегию, которой может следовать оператор на нефтяном месторождении.



Процесс оптимизации по анализируйте большие данные

2. Модели оптимизации

В этой главе мы сначала представляем предположения и упрощения для разработанных моделей оптимизации в главе 2.1. В главе 2.2 мы представляем детерминированную модель, в которой параметры принимают свои ожидаемые значения и не учитывают неопределенности. Затем в главе представлены две разные модели обращения за помощью, учитывающие неопределенность.

2.3. Мы вводим модель, называемую моделью штрафа, где нарушение газового ограничения приводит к штрафу в целевой функции. Также представлен другой подход, когда решение включает в себя последовательность скважин или операционную стратегию, поэтому он назван стратегической моделью. Также представлена альтернативная формулировка модели стратегии. В главе 2.4 дается объяснение того, как оцениваются стратегии, заданные на основе моделей перед тем, как глава завершится алгоритмом, объясняющим, как вычисляется объективное значение, когда в главе 2.5 доступна точная информация.

2.1 Предположения и упрощения

2.1.1 Применение моделей скважин

Задача оптимизации добычи в по анализируйте большие данные сложна из-за нелинейной связи между такими параметрами, как расход, и такими переменными, как открытие штуцера. Все три модели скважин, разработанные в главе 6, могут применяться для генерации входных параметров, необходимых для моделей, представленных в этой главе, что приводит к линейным моделям оптимизации. Эти модели скважин оценивают наклоны доли нефти и газа в общей добыче. Поскольку модели скважин имеют только локальную применимость, штуцеры

должны находиться между верхним и нижним пределом, когда они не отключены. Когда скважина закрывается, система переходит в новый режим работы, поэтому из общей добычи нефти и газа необходимо вычесть постоянный член. Все представленные модели оптимизации сформулированы с дельта-открытием штуцеров в качестве переменных решения. Следовательно, постоянный член для перехода в новый режим работы также является дельта-константой. Когда в растворе не выключены и не включены дроссели, система находится в том же рабочем режиме, что и до оптимизации. Следовательно, дельта-постоянная равна нулю для рабочего режима, представляющего начальные открытия дросселя.

2.1.2 Цель и ограничения

Этот тезис основан на проблеме оптимизации в анализируйте большие данные Румайле.

Производство в Румайле никогда не приближается к пределу пропускной способности воды и не требует газлифта. Это отражено в представленных моделях оптимизации. Мы предположили, что единственным ограничением мощности является переработка газа. Это не относится ко всем полям, поскольку часто существуют ограничения, например, на количество обрабатываемой воды. Хотя на многих месторождениях для увеличения добычи используется газлифт, единственными явными переменными решения, используемыми в этих моделях, являются штуцерные отверстия. Опции для маршрутизации потоков скважин не включены, и предполагается, что ограничение мощности возникает, когда потоки из всех скважин собираются.

Никаких других целей, кроме максимизации краткосрочной добычи нефти, не рассматривается. Следовательно, найденные решения могут противоречить долгосрочным целям, например, в отношении плана истощения коллектора..

2.2 Детерминированная модель

Когда предполагается, что параметры скважины являются определенными, задача оптимизации добычи в по анализируйте большие данные является детерминированной. Если бы в моделях параметров не было режимов работы и можно было бы регулировать любое количество скважин, это была бы простая задача. Однако модель усложняется тем, что можно полностью закрыть скважину и перейти на новый режим работы.

Indices

i	скважин
k	Режим работы

Sets

I	Set of wells
K	Set of operating modes

Parameters

C_i	Slope of linear well model for oil production from well i A_i Slope of linear well model for gas production from well i X_i Initial opening of choke i
ΔQ	Remaining gas capacity at initial opening of chokes
L_i	Upper limit on choke opening of well i
\underline{L}_i	Lower limit on choke opening of well i
N	Maximum number of chokes that can be adjusted

D_{ik}		Binary parameter indicating if choke of well i is on in mode k
o	B_k	Delta oil constant for moving to mode k
g	B_k	Delta gas constant for moving to mode k
		An infinitesimal value

Variables

x_i		Delta choke opening of well i
y_i		1 if the choke of well i is adjusted, else 0
w_k		1 if the system ends in operating mode k , else 0

Целевая функция

Цель - максимизировать общую добычу нефти. Поскольку переменные x_i представляют собой дельта-открытие штуцера для скважины i , функция, которую необходимо максимизировать, - это изменение добычи нефти в результате корректировки некоторых скважин. Второй член целевой функции - это вклад постоянного члена масла в рабочем режиме, связанного с изменением открытия штуцеров. Последний член целевой функции добавлен, чтобы предотвратить включение в решение ненужных шагов. То есть, если два решения имеют одинаковое ожидаемое повышение производительности, то предпочтение следует отдавать решению с наименьшим количеством используемых шагов..

$$\max w = \sum_{i \in \mathcal{I}} C_i x_i + \sum_{k \in \mathcal{K}} B_k^o w_k - \epsilon \sum_{i \in \mathcal{I}} y_i \quad (2.1)$$

Ограничения

Количество скорректированных скважин Решение, при котором регулируется много скважин, не является оптимальным, так как инженер-технолог предпочитает не вносить слишком много изменений за один раз. Поэтому накладывается ограничение на максимальное количество изменяемых скважин. Для этого переменные y_i , указывающие, регулируется ли скважина или нет, должны быть установлены на 1 при настройке штуцера. Поскольку максимальная положительная дельта

штуцер для скважины - $L_i - X_i$ (когда скважина сначала закрывается, а затем открывается на ее верхний предел), а максимальное открытие дросселя отрицательным треугольником равно X_i (когда дроссель

скважины выключен), это достигается следующими уравнениями:

$$x_i - y_i(L_i - X_i) \leq 0 \quad i \in I \quad (2.2)$$

$$x_i + y_i X_i \geq 0 \quad i \in I \quad (2.3)$$

$$\sum_{i \in I} y_i \leq N \quad (2.4)$$

Ограничение по газу

производимый для отверстий дроссельной заслонки в форме треугольника, должен соответствовать оставшейся мощности по газу (газ дельта). Часто производственная система работает на полную мощность, так что дельта газа равна нулю.

$$\sum_{i \in I} A_i x_i + \sum_{k \in K} B_k^g w_k \leq \Delta Q \quad (2.5)$$

Режимы работы Окончательное открытие штуцера каждой скважины должно совпадать с окончательным режимом работы. Поскольку D_{ik} параметр равен 1, когда скважин i открыт в режиме k и w_k является двоичной переменной, которая положительна, когда k - конечный рабочий режим, окончательное открытие дросселя вынуждено находиться в пределах конечного режима..

$$X_i + x_i - D_{ik} w_k L_i - (1 - w_k) L_i \leq 0 \quad i \in I, k \in K \quad (2.6)$$

$$X_i + x_i - D_{ik} w_k L_i \geq 0 \quad i \in I, k \in K \quad (2.7)$$

$$= \sum_{k \in K} w_k \quad (2.8)$$

Границы переменных

Переменные для открытия дроссельной заслонки треугольником свободны, поскольку они могут быть как положительными, так и отрицательными. Однако значения, которые они могут принимать, ограничены конечным режимом работы, установленным в ограничениях (2.6) - (2.8).

Остальные переменные бинарные.

$$x_i \quad \text{free} \quad i \in I \quad (2.9)$$

$$y_i \in \{0, 1\} \quad i \in I \quad (2.10)$$

$$w_k \in \{0, 1\} \quad k \in K \quad (2.11)$$

2.3 Модели обращения

В следующих разделах представлены две модели обращения за помощью. В дополнение к предположениям, описанным в главе 2.1, эти модели предполагают различные характеристики, касающиеся рабочего процесса оператора скважины.

2.3.1 Штрафная модель

Предполагая, что метод штрафа, описанный в главе 2.3, применяется оператором, мы разрабатываем модель оптимизации, адаптированную к этому рабочему шаблону. Согласно этому подходу инженер-технолог дает список инструкций оператору скважины, который вносит требуемые изменения в производственную систему. Однако, поскольку точная связь между новыми настройками и производством неизвестна, запрошенные изменения могут привести к нарушению одного или нескольких ограничений производственной системы. Нарушение нежелательно, поскольку в этом случае добыча нефти будет снижена, и в этом случае оператор будет агрессивно уменьшать открытие штуцера некоторых скважин, чтобы быть уверенным, что результирующая добыча газа снова будет ниже предела. Возникающие в результате этого производственные потери могут быть включены в качестве штрафа в целевую функцию при моделировании. Есть много способов смоделировать этот штраф, и наиболее подходящий способ может варьироваться в зависимости от поля. В этой формулировке предполагается, что соотношение между размером необходимого регрессного действия для получения осуществимости и связанного с ним снижения добычи нефти и газа является линейным. Модель штрафа представляет собой двухэтапную модель регресса, где решение на первом этапе представляет собой набор корректировок скважины, которые необходимо реализовать. На втором этапе эти изменения были внесены, и появилась новая информация об общей добыче нефти и газа в результате действий на первом этапе. Кроме того, предполагается, что инженер-технолог получит больше информации об отдельных нефтегазовых уклонах каждой скважины. Основываясь на этой информации, решение второй стадии или действие регресса - это скважины, которые должны быть скорректированы для достижения осуществимости в случае нарушения газового ограничения. Пример решения второй стадии для сценария s , предполагающего наличие проблемы, связанной с двумя скважинами, приведен на рисунке 2.3.1. Каждая ось представляет отверстие штуцера скважины, а X_1 и X_2 - начальные отверстия штуцера. Ограничение по газу, включенное в иллюстрацию, зависит от сценария и зависит от параметров скважины в каждом сценарии. В сценарии, где наклон газовых вкладов из скважин

низкое, указанное ограничение сместится наружу, поскольку тогда возможны более крупные отверстия дроссельной заслонки. Решение первого этапа не индексируется сценарием, поскольку оно должно быть одинаковым для всех сценариев и отображается как путь, указанный переменными x_1 и x_2 . Эти переменные представляют собой настройки каждого штуцера. Поскольку решение первой ступени нарушает ограничение по газу в этом сценарии, открытие дросселя должно быть уменьшено. Это действие обращения представлено переменной r_{2s} . r_{2s} используется для наказания нарушений ограничений путем связывания штрафных затрат с этими переменными в целевой функции. Ниже приводится математическая формулировка модели штрафа. Сначала представлены необходимые объявления, а затем целевая функция и ограничения.

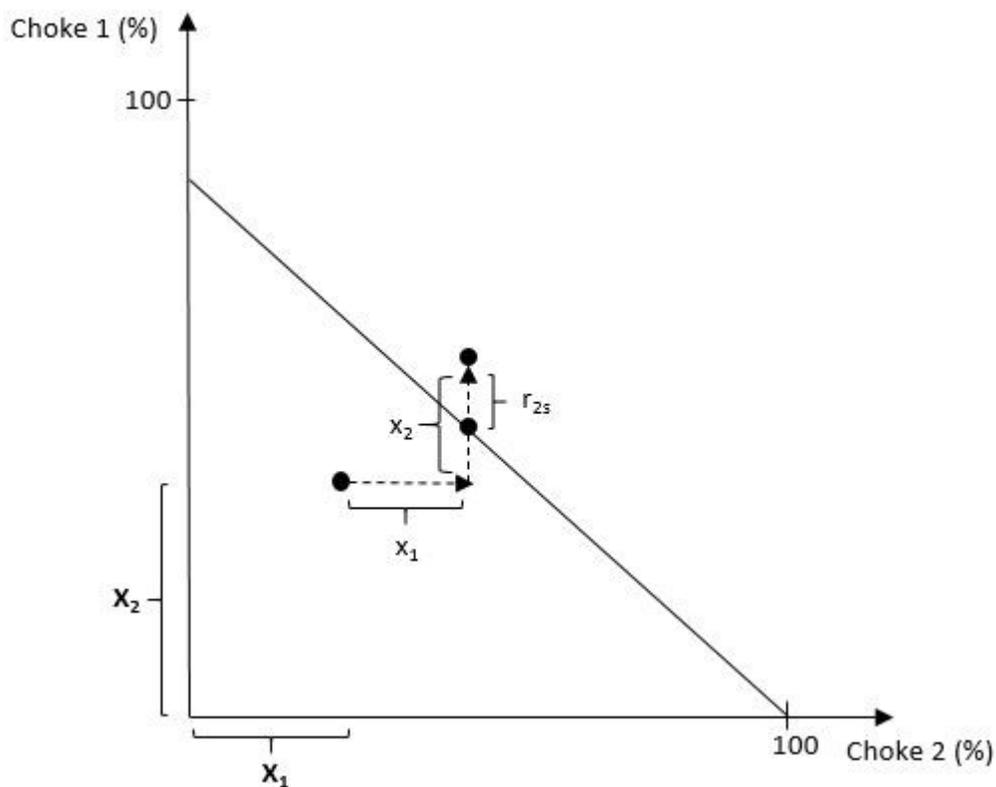


Рисунок 2.3.1: Пример решения второй ступени модели штрафа

Declarations Indices

i	Well
k	Operating mode
s	Scenario

Sets

I	Set of wells
-----	--------------

K Set of operating modes

S Set of scenarios

Parameters

C_{is} Oil gradient of well i in scenario s

A_{is} Gas gradient of well i in scenario s

X_i Initial opening of choke i

ΔQ Remaining gas capacity at initial opening of chokes

L_i Upper limit on choke opening of well i

\underline{L}_i Lower limit on choke opening of well i

N Maximum number of chokes that can be adjusted

D_{ik} Binary parameter indicating if choke of well i is on in mode k

B_{ks}^o Delta oil constant for moving to mode k in scenario s

B_{ks}^g Delta gas constant for moving to mode k in scenario s

C^p Unit penalty cost of violating the gas constraint

An infinitesimal value

Variables

x_i Delta choke opening of well i

y_i 1 if the choke of well i is adjusted up, else 0

\underline{y}_i 1 if the choke of well i is adjusted down, else 0

r_{is} Amount to decrease choke of well i to abide gas limit in scenario s w_{ks}

1 if the system ends in operating mode k in scenario s

2.3.2 Целевая функция

Цель - максимизировать общую добычу нефти. Первый член в функции представляет собой дельта-отверстие дросселя, скорректированное с учетом нарушений ограничения по газу. Когда газовое ограничение нарушается, один или несколько RIS являются положительными, что приводит к наказанию в целевой функции. Это наказание должно быть репрезентативным для потери производительности в результате необходимости регулировки дополнительных дросселей после нарушения ограничения. Здесь предполагается, что потери добычи являются линейными при нарушении ограничения по газу, поскольку разумно предположить, что инженер-технолог более агрессивен при настройке системы, если нарушение ограничения велико. Последний член целевой функции добавлен, чтобы предотвратить включение в решение ненужных шагов. То есть, если два решения имеют одинаковое ожидаемое повышение производительности, то предпочтительным является решение с наименьшим количеством используемых шагов.

$$\max w = \frac{1}{C} \sum_i \sum_s C_{is} (x_i - r_{is}) - \sum_{is} \sum_k C^p r_{is} + \sum_s \sum_k B_{ks}^o w_{ks} - \sum_i (y_i + \underline{y}_i)$$

$$\sum_{i \in I} \sum_{s \in S} |S| \quad \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{k \in K} w_{ks} \quad \sum_{i \in I} \quad (7.12)$$

2.3.4 Ограничения

Количество настроенных скважин

Эти ограничения имеют тот же эффект, что и в детерминированной модели, с новыми переменными, указывающими, была ли проведена корректировка скважины.

$$x_i - y_i(\bar{L} - X_i) \leq 0 \quad i \in I \quad (2.13)$$

$$x_i + y_i X_i \geq 0 \quad i \in I \quad (2.14)$$

$$\sum_{i \in I} (y_i + \gamma_i) \leq N \quad (2.15)$$

Газовое ограничение

Ограничение по газу должно соблюдаться для последних дроссельных заслонок во всех сценариях.

$$\sum_{i \in I} A_{is}(x_i - r_{is}) + \sum_{k \in K} B_{ks}^g w_{ks} \leq \Delta Q \quad s \in S \quad (2.16)$$

Рабочие режимы Как и в детерминированной формулировке, конечные отверстия дросселей должны находиться в пределах конечного рабочего режима. В каждом сценарии достигается ровно один рабочий режим.

$$X_i + x_i - r_{is} - D_{ik} w_{ks} L_i - (1 - w_{ks}) \underline{L}_i \leq 0 \quad i \in I, k \in K, s \in S \quad (2.17)$$

$$X_i + x_i - r_{is} - D_{ik} w_{ks} \underline{L}_i \geq 0 \quad i \in I, k \in K, s \in S \quad (2.18)$$

$$w_{ks} \prod_{k \in K} = 1 \quad s \in S \quad (2.19)$$

Разрешенные действия с ресурсами

Открытие колодца может быть уменьшено только на втором этапе, если раскрытие было увеличено на первом этапе.

$$x_i - r_{is} + (1 - y_i)^- \geq 0 \quad i \in I, s \in S \quad (2.20)$$

$$r_{is} - y^- \leq 0 \quad i \in I, s \in S \quad (2.21)$$

$$x_i \text{ free} \quad i \in I \quad (2.22)$$

$$r_{is} \geq 0 \quad i \in I, s \in S \quad (2.23)$$

$$\bar{y}_i, \underline{y}_i \in \{0, 1\} \quad i \in I \quad (2.24)$$

$$w_{ks} \in \{0, 1\} \quad k \in K, s \in S \quad (2.25)$$

2.3.5 Переменные границы

Если предполагается, что изменения, вносимые в отверстия штуцера, осуществляются достаточно медленно, инженер-технолог имеет возможность наблюдать, когда выполняется ограничение по газу. В этом случае ограничение по газу никогда не должно нарушаться, так как нарушение может привести к снижению добычи. Если переменные решения теперь включают последовательность того, как следует настраивать скважины, действие регресса - это способность прекратить следовать этой последовательности при соблюдении ограничений по мощности. Решение проблемы оптимизации - это стратегия, которой может следовать оператор.

Это двухэтапная модель обращения. На первом этапе устанавливается операционная стратегия, определяющая количество скважин, подлежащих корректировке, и последовательность этих корректировок. Предполагается, что оператор будет проинформирован о том, что газовое ограничение будет выполнено, и затем сможет прекратить стратегию, запланированную на первом этапе. Возможность адаптироваться к реализации стохастических параметров на втором этапе - это обращение к формулировке. Каждый результат параметров приведет к различным конечным установкам для системы.

Эта модель основана на работе Hanssen and Foss (2015) с некоторыми важными изменениями. Вместо того, чтобы предполагать, что все скважины изначально отключены, эта модель оптимизирует работу из любой рабочей точки системы. Это более реалистично, поскольку производственная система редко останавливается полностью. Мотивом для Хансена и Фосса начать с нулевого открытия штуцеров для всех скважин было то, что было трудно гарантировать, что все сценарии были осуществимы в исходной точке. Мы справляемся с этим, вводя дельта-модель, в которой изменение каждого открытия дроссельной заслонки рассматривается как переменная решения, а не как абсолютное открытие. Кроме того, Хансен и Фосс предполагают глобальную применимость модели входных параметров, что нереально. Вводя режимы работы и допуская лишь небольшие корректировки, мы представляем модель, которая лучше соответствует Процесс оптимизации анализируйте большие данные .

В математической модели стратегия определяется для набора состояний, индексированных j . Каждое состояние представляет собой определенное открытие штуцера скважины согласно стратегии. Мы используем термин шаг для обозначения того, что происходит между двумя последовательными состояниями. На рисунке 2.3.2 показан пример решения второй стадии для сценария s в задаче с двумя скважинами, индексированного i , проиллюстрировано. Оба первого этапа x_{ij} - переменные и второй этап z_{ij} - переменные индексируются как по скважине, так и по состоянию.

Предполагая, что стратегия первого этапа заключается в том, чтобы сначала увеличить штуцер скважины 1 на 10%, а затем увеличить штуцер скважины 2 на 10%, значения различных переменных для этого сценария показаны на рисунке 2.3.3. В этом примере ограничение по газу соблюдается между вторым и третьим состояниями, и поэтому реализованное открытие штуцера для скважины 2 составляет только 5%. v_{is} переменная является двоичной и только 1 для последнего состояния, которое было посещено в сценарии. В этом сценарии встречается ограничение между вторым и третьим состояниями, так $v_{2s} = 1$. Поскольку только скважина 2 регулируется между последними состояниями, окончательное открытие штуцера дельты для скважины 1 такое же, как и в состоянии два. Стратегия должна завершаться ровно между двумя состояниями в каждом сценарии. Таким образом, часть оптимизации сводится к поиску оптимальной последовательности скважин в стратегии.

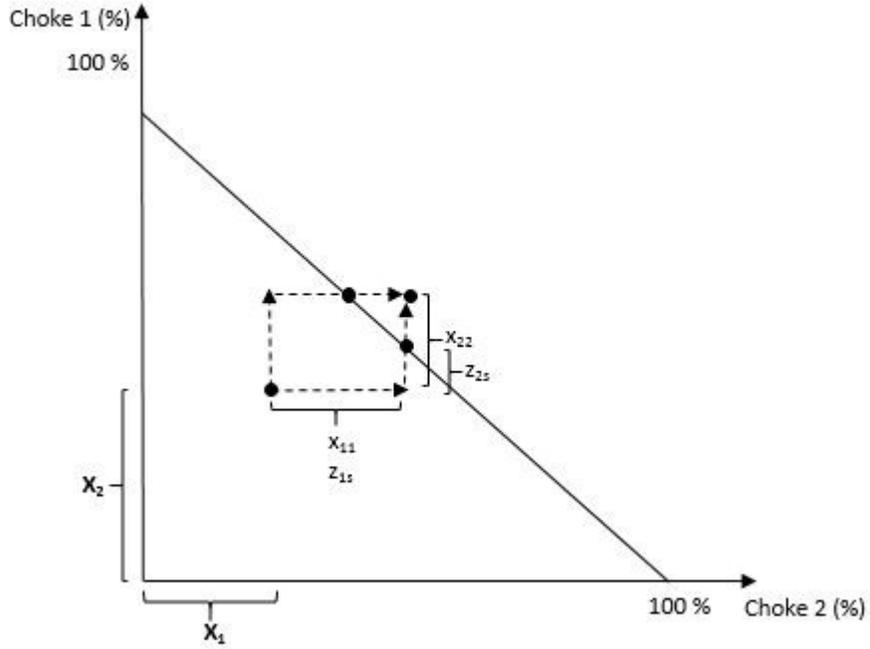


Рисунок 2.3.2: Пример решения второго этапа модели стратегии

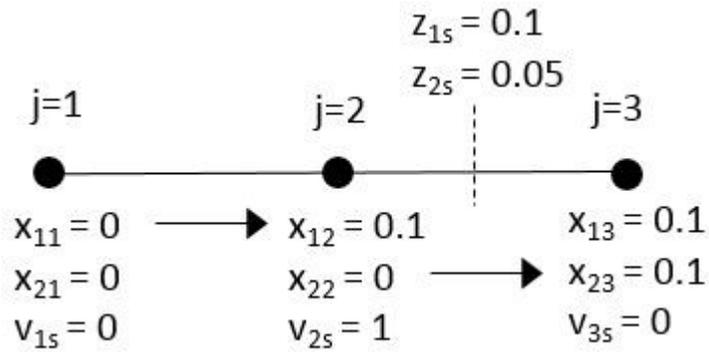


Рисунок 2.3.3: Иллюстрация шагов в стратегии

Ниже приводится математическая формулировка модели стратегии. Сначала представлены необходимые объявления, а затем целевая функция и ограничения.

Declarations Indices

2.1.1.1	Well
2.1.1.2	State
2.1.1.3	Operating mode
s	Scenario

Sets

I	Set of wells
J	Set of states
K	Set of operating modes
S	Set of scenarios

Parameters

C_{is}	Oil gradient of well i in scenario s
A_{is}	Gas gradient of well i in scenario s
X_i	Initial opening of choke i
ΔQ	Remaining gas capacity at initial opening of chokes
L_i	Upper limit on choke opening of well i
\underline{L}_i	Lower limit on choke opening of well i
N	Maximum number of chokes that can be adjusted
D_{ik}	Binary parameter indicating if choke of well i is on in mode k
B_{ks}^o	Delta oil constant for moving to mode k in scenario s
B_{ks}^g	Delta gas constant for moving to mode k in scenario s
	An infinitesimal value

Variables

x_{ij}	Delta choke opening of well i in state j
y_{ij}	1 if the choke of well i is adjusted in state j , else 0
z_{is}	Final delta choke opening of well i in scenario s
v_{js}	1 if the constraint is met between states j and $j + 1$, else 0
w_{jk}	1 if the system is in operating mode k in state j , else 0
δ_{ks}	1 if the realized operating mode is k in scenario s , else 0

Целевая функция

Цель оптимизации - максимизировать общую добычу нефти. Следовательно, целью модели регресса с рабочими режимами является ожидаемое увеличение добычи нефти по всем созданным сценариям. Сценарий - это реализация наклонов вклада нефти и газа из каждой скважины. Если оптимально изменить рабочий режим в сценарии, к цели должен быть добавлен постоянный член. Последний член целевой функции добавлен, чтобы предотвратить включение в решение ненужных шагов. То есть, если два решения имеют одинаковое ожидаемое повышение производительности, то предпочтительным является решение с наименьшим количеством используемых шагов..

$$\max w = \sum_{i \in I} z_{is} + \sum_{k \in K} B^o_{ks} \delta_{ks} - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J \setminus \{J\}} y_{ij} \quad (2.26)$$

Ограничения

Регулировка скважин на каждом этапе На каждом этапе стратегии можно настроить только одну скважину. Следующие ограничения гарантируют, что если открытие штуцера для некоторой скважины, i , изменения в шаге j , никакой другой колодец не может измениться на этом этапе.

$$x_{ij} - x_{i(j+1)} - y_{ij} L_i \leq 0 \quad i \in I, j \in J \setminus \{J\} \quad (2.27)$$

$$x_{ij} - x_{i(j+1)} + y_{ij} L_i \geq 0 \quad i \in I, j \in J \setminus \{J\} \quad (2.28)$$

$$y_{ij} \leq 1 \quad j \in J \setminus \{J\} \quad (2.29)$$

Реализованные дроссельные отверстия

Реализованное дельта-открытие штуцера для каждой скважины должно соответствовать стратегии, определенной переменными первой ступени. Ограничение по газу выполняется при настройке некоторой скважины между двумя состояниями. Только если выполняется ограничение между состояниями j и $j+1$, Допустимое значение реализованного открытия дросселя по схеме «треугольник» находится между запланированным изменением открытия дросселя из двух состояний. Поскольку наклоны вкладов нефти и газа предполагаются положительными во всех сценариях, ограничение по газу будет соблюдаться между двумя состояниями только при увеличении открытия штуцера.

$$x_{ij} - z_{is} - (1 - v_{js})L_i \leq 0 \quad i \in I, j \in J \setminus \{|J|\}, s \in S \quad (2.30)$$

$$x_{i(j+1)} - z_{is} + (1 - v_{js})L_i \geq 0 \quad i \in I, j \in J \setminus \{|J|\}, s \in S \quad (2.31)$$

$$\sum_{j \in J \setminus \{N^s+1\}} v_{js} = 1 \quad s \in S \quad (2.32)$$

Газовое ограничение

Добыча газа дельта в результате изменений, внесенных в уставки операционной системы, должна находиться в пределах доступной мощности по газу. Если система находится в новом рабочем режиме, к ограничению необходимо добавить константу.

$$\sum_{i \in I} A_{is} z_{is} + \sum_{k \in K} B_{ks}^g \delta_{ks} \leq \Delta Q \quad s \in S \quad (2.33)$$

All States Must Be Feasible

feasible with respect to the gas constraint.

All states visited when following a strategy must be

$$A_{is} x_{ij} + \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} B_{ks}^g w_{jk} - M_s (1 - \sum_{t=|J|} v_{ts}) \leq \Delta Q \quad j \in J, s \in S \quad (2.34)$$

Where the parameter M_s is given by:

$$M_s = \sum_{i \in I} A_{is} (L_i - X_i) + \max_{k \in K} (B_{ks}) - \Delta Q \quad s \in S \quad (2.35)$$

Operating Modes

In each state the system must be in exactly one operating mode.

$$\sum_{k \in K} w_{kj} = 1 \quad j \in J \quad (2.36)$$

$$\sum_{k \in K} \delta_{ks} = 1 \quad s \in S \quad (2.37)$$

Правовые государства

Режим работы в каждом состоянии определяется значением переменных первой и второй степени..

$$X_i + x_{ij} - D_{ki}w_{kj}L_i - (1 - w_{kj})L_i \leq 0 \quad i \in I, j \in J, k \in K \quad (2.38)$$

$$X_i + x_{ij} - D_{ki}w_{kj}L_i \geq 0 \quad i \in I, j \in J, k \in K \quad (2.39)$$

$$X_i + z_{ij} - D_{ki}\delta_{ks}L_i - (1 - \delta_{ks})L_i \leq 0 \quad i \in I, j \in J, k \in K \quad (2.40)$$

$$X_i + z_{ij} - D_{ki}\delta_{ks}L_i \geq 0 \quad i \in I, j \in J, k \in K \quad (2.41)$$

Переменные требования

$$x_{ij} \text{ free} \quad i \in I, j \in J \quad (2.42)$$

$$z_{is} \text{ free} \quad i \in I, s \in S \quad (2.43)$$

$$y_{ij} \in \{0, 1\} \quad i \in I, j \in J \quad (2.44)$$

$$v_{js} \in \{0, 1\} \quad j \in J, s \in S \quad (2.45)$$

$$w_{jk} \in \{0, 1\} \quad j \in J, k \in K \quad (2.46)$$

$$\delta_{ks} \in \{0, 1\} \quad k \in K, s \in S \quad (2.47)$$

2.3.6 Альтернативная формулировка модели стратегии

Формулировка модели стратегии, представленная в главе 2.3.2, работает только тогда, когда ΔQ больше или равно нулю из-за ограничения 2.34 («все посещенные состояния должны быть достижимыми»). Как упоминалось в главе 5, оператор может захотеть уменьшить добычу газа, например, из-за планового технического обслуживания. В нашей модели снижение добычи газа представлено отрицательной ΔQ стоимостью. Поскольку это делает невозможной предыдущую формулировку целочисленной модели стратегии, предлагается альтернативная формулировка модели стратегии. Эта альтернативная формулировка работает как для положительных, так и для отрицательных значений ΔQ .

Основное предположение этой формулировки состоит в том, что все корректировки штуцеров в сторону понижения будут происходить до любых корректировок оптимальной стратегии. Мы считаем, что перенос всех понижающих корректировок в начало стратегии редко или никогда не повлияет на качество решения. Интуитивно это имеет смысл, так как выполнение понижающих корректировок требует отхода от ограничения производительности газа. Отход от ограничения мощности

должен повысить вероятность того, что все или большая часть запланированных корректировок могут быть начаты. С другой стороны, если корректировка в сторону увеличения планируется до корректировки в сторону уменьшения, существует повышенная вероятность преждевременного достижения ограничения мощности по газу. Таким образом, стратегия, при которой все корректировки на понижение выполняются до любых корректировок на повышение, никогда не должна заканчиваться раньше, чем стратегия, в которой корректировки на снижение помещаются между корректировками на повышение. В среднем целью должно быть выполнение как можно большего числа шагов стратегии. Причина этого в том, что модель не предлагает корректировок, которые в среднем не следует выполнять. Таким образом, мы считаем, что предположение о том, что все корректировки в сторону понижения должны произойти в первую очередь, справедливо. В оставшейся части этого раздела мы представляем дополнения и модификации, которые необходимо внести в предыдущую стратегическую модель, чтобы создать эту альтернативную формулировку.

Обратите внимание, что альтернативная формулировка создается только для модели стратегии. Изменение модели штрафов для обработки отрицательных ΔQ ценности не имеют смысла. Напомним, что действие регресса в модели штрафа - это уменьшение одного из дросселей, которые настраиваются на первом этапе. Это обращение за помощью наказывается целью. Если возможны только понижающие корректировки для определенного отрицательного ΔQ , может быть создана альтернативная модель штрафа, в которой корректировки на втором этапе штрафуются. Однако когда ΔQ является отрицательным, только разрешения штрафных дополнительных корректировок на втором этапе недостаточно, так как может оказаться, что решение первого этапа станет невозможным, когда оно будет исправлено и оценено на другом дереве сценариев. Когда на стадии обращения возможны как корректировки в сторону увеличения, так и корректировки в сторону уменьшения, у модели есть большая свобода адаптации решения для каждого конкретного сценария. Это не должно быть возможным, поэтому модель штрафа работает для отрицательных ΔQ нереально.

Объявления Новые переменные

u_j Первое повышение дроссельной заслонки происходит в состоянии j . До этого состояния могли выполняться только понижающие корректировки.

Новые ограничения

Регулировка вниз перед корректировкой вверх

Если стратегия содержит какие-либо понижающие регулировки штуцеров, все понижающие корректировки должны происходить до любых повышающих регулировок. Приведенные ниже ограничения гарантируют, что до первой корректировки корректировки могут только

производиться вниз, а после первой регулировки вверх регулировка может выполняться только вверх. Обратите внимание, что между регулировкой вниз и вверх может быть только один переключатель, и это переключение может происходить в последнем состоянии. Переключатель в последнем состоянии означает, что стратегия вообще не будет содержать никаких корректировок.

С помощью этих новых ограничений можно безопасно снять ограничения (2.34). Поскольку реализованное состояние должно быть выполнимым, и все корректировки в сторону понижения должны происходить до любых корректировок, нет способа достичь недопустимого состояния и затем вернуться в допустимое состояние, когда ΔQ больше или равно нулю. Далее, когда ΔQ отрицательно, первые состояния будут недопустимыми, что приведет к целочисленному недопустимому решению в исходной формулировке модели. Однако с этими новыми ограничениями допущена неосуществимость в первых состояниях, и стратегия должна двигаться к выполнимости до того, как будут выполнены какие-либо корректировки, чтобы гарантировать, что конечное состояние выполнимо.

$$x_{ij} - x_{i(j+1)}^+ \quad \sum_{k=0}^{|J|-1} u_k \geq 0 \quad i \in I, j \in J \neq \{|J|\} \quad (2.48)$$

$$x_{ij} - x_{i(j+1)}^- \quad \sum_{k=j+1}^{|J|-1} u_k \leq 0 \quad i \in I, j \in J \neq \{|J|\} \quad (2.49)$$

$$\sum_{j \in J} u_j = 1 \quad (2.50)$$

Стратегия предотвращения аборт

Если стратегия включает в себя замену штуцеров, то есть уменьшение одного или нескольких штуцеров для настройки одного или нескольких других штуцеров, стратегия может привести к ухудшению добычи нефти в плохих сценариях. Затем целесообразно отменить стратегию и оставить производственные настройки такими, какие они есть. Однако в действительности невозможно предвидеть, станет ли добыча нефти лучше или хуже, до реализации стратегии. В этой альтернативной формулировке модели стратегии юридическим решением может быть завершение стратегии в исходном состоянии (когда $\Delta Q \geq 0$), это отменяет запланированную стратегию. Это не должно быть законным решением.

Поэтому добавляется следующее ограничение, чтобы гарантировать, что если запланировано, стратегия не может быть завершена до начала этих корректировок. Другими словами, это ограничение делает невозможным максимально возможное отклонение от стратегии.

$$\sum_{j \in J \setminus \{|J|\}} j \cdot v_{js} - \sum_{j \in J \setminus \{|J|\}} j \cdot u_j \geq 0 \quad s \in S \quad (2.51)$$

Реализованные дроссельные отверстия, если ΔQ достаточно отрицательный, все запланированные корректировки будут в сторону понижения для достижения допустимого состояния. Затем стратегия завершится во время корректировки с понижением, то есть как только будет сохранено ограничение по мощности газа. В исходной формулировке это не сработает из-за ограничений (2.32). Это ограничение должно сохраняться только тогда, когда последний шаг включает в себя корректировку. Когда последний шаг j требует корректировки вниз, некоторые знаки необходимо перевернуть так, чтобы $x_{ij} \geq z_{is} \geq x_{i(j+1)}$, скорее, чем $x_{ij} \leq z_{is} \leq x_{i(j+1)}$ за последний отрегулированный штуцер i .

$$x_{ij} - z_{is} - L_i(1 - v_{js}) - L_i x_{i(j+1)} - \bar{z}_{is} + L_i(1 - v_{js}) + \sum_{k=j+1}^{|J|} u_k \leq 0 \quad i \in I, j \in J \setminus \{|J|\}, s \in S \quad (2.52)$$

$$L_i \sum_{k=j+1}^{|J|} u_k \geq 0 \quad i \in I, j \in J \setminus \{|J|\}, s \in S \quad (2.53)$$

$$x_{ij} - z_{is} + L_i(1 - v_{js}) + L_i \sum_{k=0} u_k \geq 0 \quad i \in I, j \in J \setminus \{|J|\}, s \in S \quad (2.54)$$

$$x_{i(j+1)} - z_{is} - L_i(1 - v_{js}) - L_i \sum_{k=0} u_k \leq 0 \quad i \in I, j \in J \setminus \{|J|\}, s \in S \quad (2.55)$$

2.3.7 Оценка стратегии

Чтобы убедиться, что решения, предлагаемые моделями оптимизации, можно обобщить, т.е. не адаптированные к случайным ошибкам в наборе сценариев, решения оцениваются на независимом, гораздо более крупном дереве сценариев. Подобно деревьям сценариев, используемым в моделях оптимизации, это дерево оценки также создается с использованием согласования моментов. Оценить решение, данное моделью штрафа, легко, поскольку это соответствует исправлению переменных первого этапа и решению задачи оптимизации для переменных второго этапа. Однако этот метод не всегда работает при оценке решения, заданного стратегической моделью, потому что ΔQ может быть отрицательным.. когда ΔQ является отрицательным, решение, данное стохастической стратегической моделью или детерминированной моделью, может привести к недопустимой проблеме, если их переменные первого этапа фиксированы и для оценки используется новое дерево сценариев.

Чтобы преодолеть эту проблему, мы решили создать алгоритм оценки, который используется для оценки всех стратегий, заданных стохастической стратегической моделью или ее детерминированным аналогом. Это алгоритм, представленный в алгоритме 1 и алгоритме 2. Мы представляем алгоритм в двух частях, чтобы сделать его более всеобъемлющим, а также потому, что эти две части имеют разные цели.

Цель алгоритма 1 - оценить стратегию, заданную оптимизационной моделью. Стратегия соблюдается, насколько это возможно, до тех пор, пока, возможно, не будет достигнута мощность по газу или пока в стратегии не будет больше шагов. Достижение ограничения мощности по газу проверяется оператором if в строке 8 и строке 17 соответственно. В строке 8 мы проверяем, достигается ли запас газа во время корректировки на понижение, а в строке 17 мы проверяем, достигается ли он при корректировке на повышение. Если объем газа достигается путем корректировки в сторону уменьшения, а стратегия содержит только корректировки в сторону уменьшения, мы хотим остановиться как можно скорее. Эта точка останова может быть ниже нижней границы штуцера. (L_i), но выше 0. Затем необходимо полностью выключить дроссель. Если планировалось выключить заслонку, но она остается выше своего нижнего предела, нефтяные и газовые константы должны быть заданы режимом в состоянии j а не режим в состоянии $j + 1$. Достижение мощности по газу путем дополнительной регулировки не требует таких сложностей. Когда объем газа достигнут или все настройки выполнены, полученные значения нефти и газа выдаются алгоритмом в качестве возвращаемого значения. Обратите внимание, что эти значения могут соответствовать недопустимому состоянию, то есть газ + газ_константа $\geq \Delta Q$.

Целью алгоритма 2 является устранение любых проблем, связанных с невозможностью, или обеспечение того, чтобы последний шаг стратегии максимально приблизил вас к запасу газа. Неосуществимость устраняется путем первой попытки отрегулировать дроссель, который использовался на последнем этапе. Если результирующее состояние по-прежнему невозможно, штуцеры, которые еще не были отрегулированы, уменьшаются в порядке ожидаемого газового фактора (от высокого к низкому). Это продолжается до тех пор, пока не будет достигнут предел мощности по газу. В качестве альтернативы может оказаться, что состояние, полученное при оценке базовой стратегии, выполнимо, но не на уровне газовой мощности. На самом деле, оператор продолжит регулировку этого штуцера до тех пор, пока не будет достигнута его мощность. Следовательно, это проверяется оператором `if` в строке 4 и, возможно, выполняется. Обратите внимание, что эта корректировка после реализации базовой стратегии приводит (по нашему мнению) к более справедливому сравнению стохастического и детерминированного решений. Причина в том, что детерминированная модель всегда предлагает стратегии, которые во многих сценариях останутся до того, как будет достигнута мощность по газу. Это реже случается со стратегиями, заданными стохастической моделью, потому что эта модель «знает», что нет недостатка в настройке последнего дросселя до его предела (слишком большая настройка не имеет штрафов в модели стратегии). Следовательно, мы считаем, что стохастическая модель имела бы слишком большое преимущество, если бы это окончательное повышение корректировки не было изменено, и что это дало бы нереалистичный VSS.

Отметим также, что этот алгоритм имеет важное основное предположение, а именно, что оператор не может прервать стратегии. Мы считаем, что лучший способ оценить стратегии - заставить их быть завершенными в максимально возможной степени. Если стратегии можно было прервать, эту информацию следует передать в модель оптимизации. Причина в том, что когда аборт разрешен, предпочтение отдается рискованным стратегиям. Если стратегии можно было просто прервать в плохих сценариях, принималась во внимание только положительная часть неопределенности. Вопрос о том, является ли наше предположение верным, остается предметом обсуждения, поскольку на самом деле может быть легко вернуть систему в ее старое состояние. Кроме того, в действительности операторы часто не склонны к риску и предпочитают отменять стратегию, как только она ведет себя не так, как ожидалось. Однако мы считаем, что в среднем более высокий рост добычи достигается за счет выполнения всех этапов стратегии и, скорее, повторной оптимизации, если стратегия не дает желаемого эффекта.

Алгоритм 1: Оценка базовой стратегии

Данные: решение для открытия дроссельной заслонки (x^*), соответствующее решение для рабочего режима (w^*) и сценарий, для которого необходимо оценить решение (s).

Другие параметры, используемые в этом алгоритме,

Результат: значения нефти и газа после решения. (x^* , w^*) был реализован, как это было предусмотрено оптимизационной моделью. Обратите внимание, что это может быть недопустимым состоянием.

```

1 down_only ← true if only down-adjustments are made, false otherwise;
2 end_strategy ← false;
3 for  $j \in \mathcal{J} \setminus \{J\}$  do
4   oil_constant ←  $\sum_{k \in K} B_{sk(j+1)k}^o x_{i(j+1)k}^*$ ;
5   gas_constant ←  $\sum_{k \in K} B_{sk(j+1)k}^g w_{sk}^*$ ;
6   for  $i \in I$  do
7      $\Delta x \leftarrow x_{i(j+1)}^* - x_{ij}^*$ ;
8     if  $\Delta x < 0$  and down_only and  $(A_{is} \Delta x + \text{gas\_constant}) \leq \Delta Q$  then
9        $\Delta x \leftarrow (\Delta Q - \sum_{k \in K} B_{sk}^o w_{jk}^* - \text{gas}) / A_{is}$ ;
10      if  $x_{i(j+1)}^* = 0$  then
11        if  $x_{ij}^* + \Delta x < \underline{L}_i$  then
12           $\Delta x = -x_{ij}^*$ ;
13        else
14          oil_constant ←  $\sum_{k \in K} B_{sk}^o w_{jk}^*$ ;
15          gas_constant ←  $\sum_{k \in K} B_{sk}^g w_{jk}^*$ ;
16          end_strategy ← true;
17        else if  $\Delta x > 0$  and  $(\text{gas} + A_{is} \Delta x + \text{gas\_constant}) \geq \Delta Q$  then
18           $\Delta x \leftarrow (\Delta Q - \text{gas\_constant} - \text{gas}) / A_{is}$ ;
19          end_strategy ← true;
20        if  $\Delta Q = 0$  then
21          oil ← oil +  $C_{is} \Delta x$ ;
22          gas ← gas +  $A_{is} \Delta x$ ;
23          break loop;
24      if-end_strategy then
25        break loop;

```

26 **return** oil, oil_constant, gas, gas_constant

Алгоритм 2: Оценка стратегии

Данные: решение для открытия дроссельной заслонки (x^*), соответствующее решение для рабочего режима (w^*) и сценарий, для которого необходимо оценить решение (s). Другие параметры, используемые в этом алгоритме.

Результат: оцененное объективное значение решения по открытию штуцера. (x^* , w^*) в сценарии s . Это объективное значение после оценки базовой стратегии и исправления неосуществимости и оптимальности.

```
1 oil, oil_constant, gas, gas_constant ← evaluate_base_strategy( $x^*$ ,  $w^*$ );
2 n ← index of last adjusted choke;
3 m ← index of last visited state;
4 if (gas + gas_constant) <  $\Delta Q$  then
5      $\Delta x \leftarrow \min((\Delta Q - \text{gas\_constant} - \text{gas})/A_{ns}, (L_n - \bar{x}_{nm}^*));$ 
6     oil ← oil +  $C_{ns}\Delta x$ ;
7     gas ← gas +  $A_{ns}\Delta x$ ;
8 else
9     while (gas + gas_constant) <  $\Delta Q$  do
10         $\Delta x \leftarrow (\Delta Q - \text{gas\_constant} - \text{gas})/A_{ns}$ ;
11        if ( $x_{n(m+1)}^* + \Delta x$ ) <  $\underline{L}_n$  then
12             $\Delta x \leftarrow -x_{n(m+1)}^*$ ;
13             $w^{New} \leftarrow$  find mode for new choke setup;
14            oil_constant ←  $\sum_{k \in K} B_{sk} w_k^{New}$ ;
15            gas_constant ←  $\sum_{k \in K} B_{sk}^g w_k^{New}$ ;
16            oil ← oil +  $C_{ns}\Delta x$ ;
17            gas ← gas +  $A_{ns}\Delta x$ ;
18            — —
19            n ← select choke with worst (highest) GOR that has not yet been adjusted;
19 return oil + oil_constant
```

2.3.8 Оценка точной информации

Чтобы найти объективное значение, которое может быть достигнуто с помощью точной информации о добыче нефти и газа, мы создаем алгоритм, алгоритм 3. Это значение также можно найти, изменив переменные первого этапа задач стохастической оптимизации, так что каждая сценарий может иметь уникальное решение, а затем решить возникшую проблему. Однако тестирование многих сценариев показывает, что решение итоговой модели оптимизации занимает много времени. Следовательно, этот алгоритм создан. Алгоритм намного более эффективен, чем идеальная информационная модель, и находит объективное значение за несколько секунд по сравнению с несколькими часами для модели оптимизации.

Алгоритм является рекурсивным, и для конкретного вызова алгоритма оценивается один шаг. На конкретном этапе вам необходимо знать:

- *s*: сценарий, подлежащий оценке
 - I^* : показатели дросселей, которые еще не учтены
 - *j*: номер шага
 - *off*: количество дросселей, которые в данный момент выключены
 - *d_gas*: текущее изменение газа
 - *obj*: текущая замена масла (объективное значение)

При оценке шага значение каждой возможной опции добавляется в массив, а затем алгоритм возвращает максимальное значение в этом массиве. Возможные варианты для каждого штуцера:

1. Остановитесь на мощности по газу, если регулировка дроссельной заслонки в сторону ее верхнего предела приводит к превышению ограничения производительности по газу (строка 10).
2. Остановитесь на мощности по газу, если регулировка дроссельной заслонки в сторону ее нижнего предела приводит к превышению ограничения по мощности по газу (строка 13)
3. Установите заслонку на верхний предел (строка 17).
4. Установите воздушную заслонку на нижний предел (строка 19).
5. Отключите дроссель, если количество отключенных дросселей меньше 2 (строка 21).

Алгоритм 3: объективная ценность с точной информацией

~~Данные: параметры, определенные в главе 7.3.2.~~

Данные: параметры, определенные в главе 3.3.2.

Результат: объективное значение, которое будет достигнуто при наличии точной информации о будущей добыче нефти и газа.

```
1 func eval_scenario( $s, I^*, j, \text{off}, d_{\text{gas}}, \text{obj}$ )
2   if  $j == \text{num\_steps}$  then
3     if  $d_{\text{gas}} \geq \Delta Q$  then
4       return  $\text{obj}$ 
5     return  $-\infty$ ;
6    $\text{obj\_options} \leftarrow$  empty array;
7   if  $d_{\text{gas}} \geq \Delta Q$  then
8      $\text{add obj to obj\_options}$ ;
9   for  $i \in I^*$  do
10    if  $d_{\text{gas}} + A_{is}(L_i - X_i) > \Delta Q > d_{\text{gas}}$  then
11       $\text{obj\_new} \leftarrow \text{obj} + C_{is}(\Delta Q - d_{\text{gas}})/A_{is}$ ;
12       $\text{add obj\_new to obj\_options}$ ;
13    if  $d_{\text{gas}} + A_{is}(L_i - X_i) < \Delta Q < d_{\text{gas}}$  then
14       $\text{obj\_new} \leftarrow \text{obj} + C_{is}(\Delta Q - d_{\text{gas}})/A_{is}$ ;
15       $\text{add obj\_new to obj\_options}$ ;
16     $\text{remove } i \text{ from } I^*$ ;
17     $\text{obj\_new} \leftarrow \text{eval\_scenario}(s, I^*, j+1, \text{off}, d_{\text{gas}} + A_{is}(L_i - X_i),$ 
 $\text{obj} + C_{is}(L_i - X_i))$ ;
18     $\text{add obj\_new to obj\_options}$ ;
19     $\text{obj\_new} \leftarrow \text{eval\_scenario}(s, I^*, j+1, \text{off}, d_{\text{gas}} + A_{is}(L_i - X_i),$ 
 $\text{obj} + C_{is}(L_i - X_i))$ ;
20     $\text{add obj\_new to obj\_options}$ ;
21    if  $\text{off} < 2$  then
22       $\text{obj\_new} \leftarrow \text{eval\_scenario}(s, I^*, j+1, \text{off} + 1, d_{\text{gas}} - A_{is}X_i - B^g,$ 
 $\text{obj} - C_{is}X_i - B^g)$ ;
23       $\text{add obj\_new to obj\_options}$ ;
24    return  $\max(\text{obj\_options})$ ;
25  $\text{off\_start} \leftarrow$  number of chokes that are turned off in the initial choke setup;
26 return  $\max_{s \in S} \text{eval\_scenario}(s, I, 0, \text{off\_start}, 0, 0)$ ;
```

3. Внедрение и анализ модели скважины

Эта глава начинается с объяснения процедуры компьютерной реализации, используемой для моделей скважин и оптимизации в главе 3.1. После этого анализ модели скважины представлен в главе 3.2, где приведены оценки и результаты различных методов регрессии. Затем в главе 3.3 представлены примеры проблем, которые используются в следующих моделях оптимизации и вычислительных исследованиях. Важное замечание: хотя нас интересует оптимизация только семи нефтяных скважин, все одиннадцать скважин включены в регрессионный анализ. Это связано с тем, что доступные общие экспортные измерения представляют собой сумму нефти и газа из обоих стояков / сепараторов. Однако мы показываем и оцениваем результаты только для соответствующих семи скважин..

3.1 Реализация

Все используемые наборы данных сначала предварительно обрабатываются в Microsoft Excel. Кроме того, данные настроены в формате, легко читаемом для большинства языков программирования. При необходимости большую часть этой процедуры можно легко автоматизировать. Из Excel наборы данных считываются в сценарий, написанный на Python. Как показано на Рисунке 3.1.1, этот сценарий используется для (1) предварительной обработки и сжатия данных, (2) построения регрессионных моделей скважин, (3) начальной загрузки, (4) генерации сценария и (5) окончательного анализа и написания input-файла для модели оптимизации. Кроме того, сценарий может использоваться для автоматического запуска решения проблемы оптимизации. Однако это также можно сделать вручную. Язык Python был выбран для этих четырех задач в основном из-за наличия хороших пакетов для научных исследований и обработки данных. Сценарий сделан довольно универсальным, так что новые данные могут быть легко сгенерированы, если набор данных обновляется или обменивается с совершенно другим набором данных (например, данными из другого месторождения нефти).

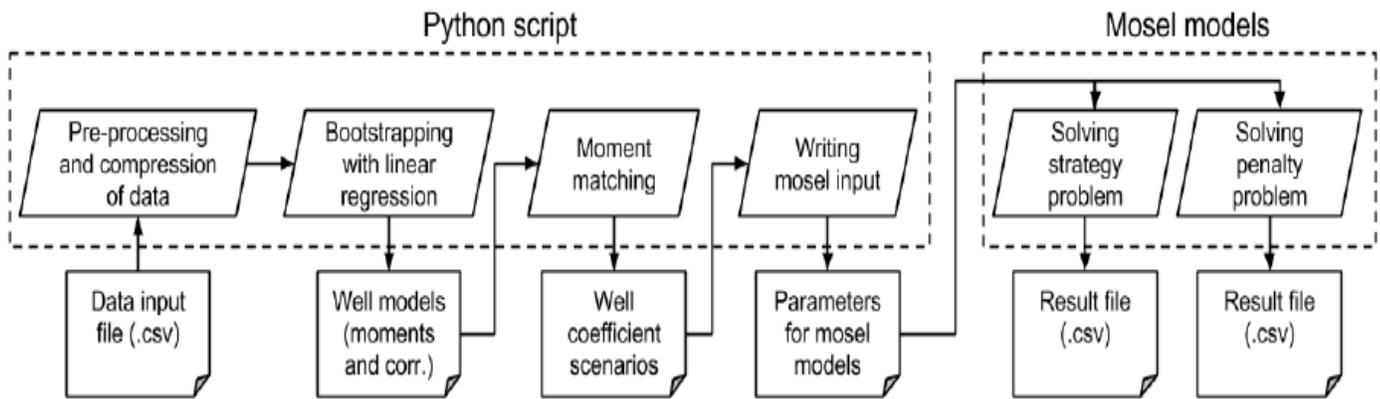


Рис 3.1.1: Процессы во внедренной системе

Предварительная обработка и сжатие данных

Сценарий начинается с преобразования набора данных в формат, полезный для матричной регрессии. После этого данные обрабатываются алгоритмом сжатия данных. Набор необработанных данных содержит множество точек данных, которые очень похожи из-за небольшого количества изменений в производственной системе в некоторые периоды времени.

Есть две причины, по которым эти данные

в нашем случае должны быть сжаты. Во-первых, поскольку время вычислений важно, сжатие набора данных до доли от его исходного размера поможет ускорить регрессию, перекрестную проверку, загрузку и другие вычисления данных. Во-вторых, поскольку мы заинтересованы в поиске линии регрессии, которая наилучшим образом описывает добычу нефти и газа.

для максимально возможного диапазона открытия штуцера большое количество точек данных для одного открытия штуцера исказит результат регрессии. Это связано с тем, что значения зависимой переменной обычно сильно различаются для некоторых конкретных отверстий штуцера. При большом разбросе и большом количестве точек данных линия регрессии приближается к среднему значению этих значений, даже если это не может быть общей тенденцией для всего диапазона открытий штуцеров.

Таким образом, сжатие сильно заполненных интервалов до одной или нескольких точек дает лучшие результаты. Два графика на рис. 3.1.2 и рис. 3.1.3 показывают разницу между двумя линиями регрессии, найденными со сжатием и без сжатия данных для одной газовой скважины, ясно указывая на то, что сжатие данных полезно. Аналогичные результаты получены для всех других скважин как для нефти, так и для газа. Алгоритм сжатия данных просто усредняет две

строки в наборе данных, если средняя разница в открытии штуцера меньше некоторого порога. Математически, если x открытие дросселя, i это номер колодца и j номер строки в наборе данных для каждого j две строки данных будут усреднены и объединены, если:

$$\frac{\sum_{i=1}^n (x_{ij} - x_{i(j+1)})^2}{n} < \tau;$$

где τ - выбранный порог. В нашей реализации $\tau = 0.01$.

Альтернативный способ сжатия набора данных может заключаться в том, чтобы разделить диапазон возможных отверстий штуцера на множество небольших интервалов, и для каждого интервала выбрать самое новое значение для набора сжатых данных. Этот метод мог бы быть лучше, если бы модели скважин со временем значительно менялись, делая старые данные недействительными. Однако в своей диссертации мы не тестировали этот метод.

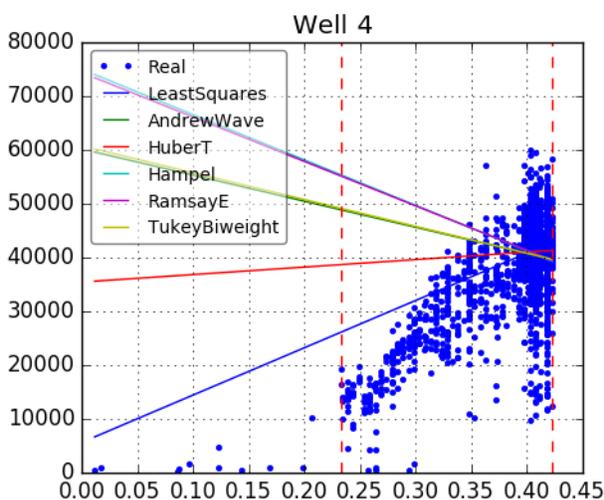


Рис 3.1.2: Регрессия без сжатия

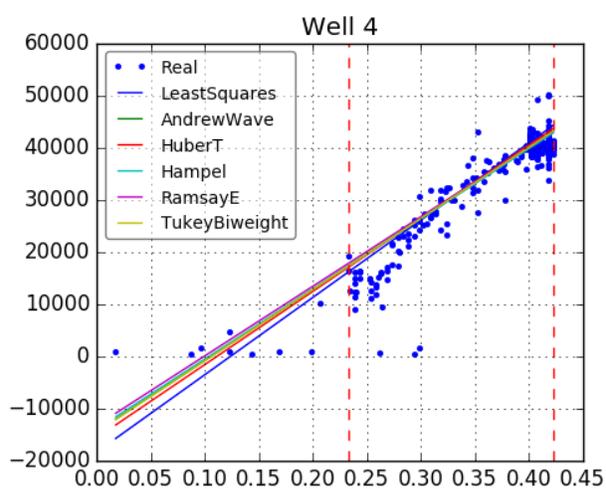


Рис 3.1.3: Регрессия со сжатием

Построение регрессионных моделей скважин

Для построения моделей скважин используется пакет Python statsmodels. Этот пакет включает в себя реализации всех наиболее распространенных методов регрессии. Мы используем надежные методы линейной регрессии из этого пакета для построения моделей изменений нефти и газа по отношению к установкам открытия штуцера. Десятикратная перекрестная проверка используется для проверки регрессионных моделей. Этот метод проверки модели используется для измерения того, насколько хорошо модели будут обобщены на независимые наборы данных (Kohavi, 1995). Он начинается с разделения данных на 10 случайных подмножеств.

Затем на каждой итерации 9 наборов используются для обучения модели, а 1 набор используется для оценки обученной модели. Эта процедура повторяется 10 раз, пока все подмножества не будут использованы в качестве тестовых наборов. Таким образом, обучающие наборы и наборы

тестирования независимы, и все данные используются как для обучения, так и для тестирования. Используется десятикратная перекрестная проверка, мы уменьшаем вероятность переобучения выбранной модели, то есть модели, которая описывает случайные ошибки, а не взаимосвязь между переменными. Если оценка выполняется на том же наборе, на котором была обучена модель, ошибка прогноза, как правило, будет низкой. Однако это не означает, что ошибка мала, когда та же модель оценивается на независимом наборе данных. В результате эти показатели ошибок являются необъективными и не подходят для выбора модели, которая будет хорошо обобщать. Поэтому выбирается десятикратная перекрестная проверка, чтобы избежать этой проблемы и помочь найти модель, которая дает наилучшие прогнозы для новых данных.

Начальная загрузка

В процедуре самонастройки используется лучший метод устойчивой регрессии, найденный на шаге (2) для построения модели нефти и газа соответственно. Остаточная передискретизация, как описано в главе 4.4, используется для оценки статистики для каждого из коэффициентов регрессии (как констант, так и наклонов). Оцениваемая статистика представляет собой первые четыре момента распределения для каждого коэффициента, а также корреляции между всеми коэффициентами. Остаточная передискретизация выбрана с предположением, что дисперсия ошибки не зависит от x . Кроме того, по сравнению с передискретизацией случая он дает более узкие и более строгие границы, если предположения модели верны. Для оценки этой статистики при моделировании берутся 10000 образцов начальной загрузки.

Генерация сценария

Реализованный алгоритм генерации сценария - это согласование моментов, как описано в главе 4.5. Статистические данные, полученные с помощью начальной загрузки на этапе (3), используются в качестве входных данных для процедуры согласования моментов. Далее необходимо указать количество создаваемых сценариев. Если это число слишком мало, процедура сопоставления моментов завершится ошибкой, поскольку указанная статистика не может быть сопоставлена с очень небольшим количеством сценариев. Количество необходимых сценариев зависит от характеристик проблемы.

Окончательный анализ и написание входного файла для модели оптимизации

Кроме того, сценарий используется для анализа импортированного набора данных, чтобы определить, какая комбинация режимов наблюдалась в прошлом. Это сделано, поскольку мы предполагаем, что регрессионные модели действительны только в пределах режимов, наблюдаемых в наборе данных, и режимов, которые могут быть рассчитаны на их основе (т. Е. Прогнозирование значения установки далеко от всего наблюдаемого, вероятно, не сработает). Кроме того, для каждого штуцера вычисляется минимальное (больше 0) и максимальное допустимое открытие. Это диапазон, в котором можно регулировать дроссель, если он включен в рассматриваемом рабочем режиме. Алгоритм 4 используется для определения нижнего предела дросселя. Короче говоря, этот алгоритм находит первую точку в наборе данных, которая имеет много других точек в непосредственной близости. Набор данных будет плотно заполнен с этого момента до верхнего предела. Верхний предел находится с использованием того же алгоритма путем итерации с другого направления, то есть от N до 2. Кроме того, при нахождении верхнего предела возвращаемое значение будет дросселями $[i + \text{min_density} - 1]$, а не дросселями $[i - \text{min_density}]$. Пределы, найденные с помощью этого алгоритма, показаны на рис. 3.1.2 и рис. 3.1.3 в виде красных пунктирных линий. Для корректировки мы дополнительно разрешаем регулировку штуцера до 10% выше верхнего красного пунктирного предела, поскольку мы уверены, что найденная линейная модель будет действительна в этой области.

Алгоритм 4: Нахождение нижнего предела дросселя.

Данные: отсортированный набор N значений открытия штуцеров для конкретной скважины, именуемых штуцерами.

Результат: нижний предел для конкретного штуцера. $\text{density} = 0$;

```
2 for i = 2 to N do
3 if chokes[i] == 0 then
4 continue to next iteration;
5 if chokes[i] - chokes[i-1] < " then
6 increase density by 1;
7 else
8 density = 0;
9 if density == minimum_density then
10 break the loop;
11 return chokes[i - minimum_density].
```

Сгенерированные сценарии, список допустимых режимов, пределы дросселирования, а также

набор определяемых пользователем параметров затем записываются в текстовый файл.

Оптимизация

Оптимизационные модели решаются в Mosel Xpress-MP. Текстовый файл, созданный из Python script принимается в качестве входных данных. Результаты от Mosel Xpress-MP написаны .csv-файлы и окончательный анализ выполняется вручную или с помощью специализированных Python scripts. Mosel Xpress-MP работает на Hewlett Packard 64-bit Windows 7 Enterprise PC with Intel(R) Core(TM) i7-3770 3.40 GHz processor и 16,0 GB (15.9 GB usable) RAM.

3.2 Анализ модели скважины

В этом разделе три модели скважин, представленные в главе 6, оцениваются с использованием различных методов регрессии. К данным о добыче нефти и газа применяются как обычные методы наименьших квадратов (OLS), так и методы устойчивой регрессии. Результаты представлены в главе 3.2.1. Используя результаты этого анализа, мы представляем окончательные параметры скважины для использования при оптимизации в главе 3.2.2.

3.2.1 Результаты регрессии модели скважины

Далее представлены результаты методов регрессии для экспортной, многофазной и комбинированной моделей скважин. Раздел завершается сравнением моделей скважин и их результатов. Для оценки и сравнения качества предложенных моделей скважин необходимы определенные показатели. Для этого используются две метрики. Метрика 1 - это средняя ошибка между моделью прогнозирования и точками данных для каждого метода. (MAD), в то время как метрика 2 - это среднеквадратичная ошибка (RMSE) для регрессий. Поскольку предпочтительная модель должна иметь низкую среднюю ошибку и сводить к минимуму большие ошибки выбросов, комбинированная оценка обеих метрик решает, какой метод регрессии использовать.

Прогнозы от всех моделей скважин сравниваются с использованием реальных экспортных измерений для оценки, поскольку это измерение имеет низкую неопределенность. Альтернативой является использование суммы фактических измерений MPM. Однако предполагается, что экспортные измерения наиболее близки к точному количеству нефти и газа, добытого на месторождении, и поэтому предпочтительны для оценки.

Экспорт модели скважины

В таблице 3.2.1 приведены результаты регрессий, основанных на экспортных измерениях. Общая оценка результатов с использованием метрики 1 и метрики 2 показывает, что Т Хубера в целом

является лучшим методом регрессии как для нефти, так и для газа. Это потому, что он имеет наименьшую комбинированную ошибку с учетом двух показателей. Однако разница между метриками для всех методов регрессии очень мала, что указывает на то, что для получения почти одинаковых результатов можно использовать более одного метода. Измерения экспортной нефти имеют тенденцию к более сильным колебаниям, чем измерения газа, и, по-видимому, имеют больше выбросов, лежащих выше или ниже среднего. Выбросы в измерениях добычи нефти очень низко взвешиваются с помощью Т Хубера, поскольку его весовая функция очень круто уменьшается за пределами определенной области вокруг среднего значения. Точки, которые не считаются выбросами, имеют одинаковый вес. Такое резкое исключение выбросов при одновременном включении соответствующего диапазона данных вокруг среднего может дать объяснение, почему этот метод работает лучше всего. Для более точных измерений газа по-прежнему разумно присвоить равное значение точкам, близким к среднему, как это сделано с помощью Т. Хубера. Этот аргумент поддерживается при рассмотрении OLS для метрики 2, поскольку этот метод равного взвешивания работает даже лучше, чем Т Хубера для те измерения.

Таблица 3.2.1: Результаты регрессии для модели экспортной скважины

Экспорт модели скважины				
	Metric 1 (MAD)		Metric 2 (RMSE)	
	Oil	Gas [10³]	Oil	Gas [10³]
OLS	11.44	14.78	20.39	22.28
Andrews' Wave	10.84	14.11	21.90	23.15
Huber's T	10.77	14.01	20.85	22.54
Hampel's 17A	10.80	14.05	21.60	22.51

Ramsay's E	10.74	13.97	21.21	22.58
Tukey's Biweight	10.84	14.17	21.90	23.25

3.2.2 Модель скважины многофазного измерителя (MPM)

В Таблице 3.2.2 представлены результаты различных методов регрессии для модели скважины MPM. Для этой модели E Рамзи предпочтительнее для измерений нефти, тогда как OLS предпочтительнее для прогноза газа согласно обоим показателям. Для нефти мы видим, что, за исключением OLS, все устойчивые методы регрессии дают примерно одинаковые результаты, при этом E Рамзи в целом немного лучше по метрике 1 и 2. OLS дает плохие результаты, потому что он присваивает большой вес большому количеству выбросов, который присутствует в многофазных измерениях нефти. В этом случае все надежные методы регрессии успешно устраняют влияние этих выбросов. Измерения газа имеют меньше выбросов и более надежны, чем измерения нефти, также при использовании многофазных счетчиков. Поэтому разумно предположить, что большинство точек данных должны быть включены в регрессию с полным весом. Таким образом, OLS работает хорошо, как и T Хубера, который имеет те же свойства, что и OLS, в диапазоне около среднего. Даже если Hampel's 17A имеет такой же вес, что и T Хубера, он работает хуже, поскольку область вокруг среднего значения, приписывающего одинаковый вес измерениям данных, меньше, чем для T. Таким образом, метод исключает точки, которые должны быть включены в регрессию. Это также подтверждает утверждение о том, что мало выбросы, поскольку мы видим, что все точки данных должны быть включены с равным весом для получения наилучших результатов регрессии.

Таблица 3.2.2: Результаты регрессии для модели скважины с многофазным расходомером

Модель многофазной скважины				
	Metric 1 (MAD)		Metric 2 (RMSE)	
	Oil	Gas [10 ³]	Oil	Gas [10 ³]
OLS	14.84	14.09	24.13	23.19
Andrews' Wave	11.75	17.21	21.94	28.35
Huber's T	11.29	14.12	21.52	23.63
Hampel's 17A	11.40	15.51	21.75	26.28
Ramsay's E	11.23	15.35	21.53	25.89
Tukey's Biweight	11.75	17.25	21.94	28.45

Комбинированная модель скважины

Результаты методов регрессии для комбинированной модели скважины показаны в таблице 3.2.3. Эта модель скважины включает как экспортные, так и многофазные измерения. Комбинированная оценка показывает, что Т Хубера снова является предпочтительным методом регрессии. Как описано выше, он так же, как и OLS, назначает полный вес всем точкам данных в определенном диапазоне от среднего и убывающий вес для всех точек, находящихся дальше. Таким образом, можно будет улавливать информацию в экспортных измерениях с низкой дисперсией, ограничивая влияние выбросов измерений MPM. Что касается газовых измерений, то методы регрессии по методу Эндрюса, 17А Хэмпела и бивеса Тьюки работают значительно хуже, чем другие методы. Это связано с уменьшением веса, который функция придает данным, очень близким к среднему. Это снова указывает на то, что измерения газа содержат меньше выбросов и что все точки следует оценивать как равные в регрессии для лучшего прогноза.

Таблица 3.2.3: Результаты регрессии для комбинированной модели скважины

Комбинированная модель скважины				
	Metric 1 (MAD)		Metric 2 (RMSE)	
	Oil	Gas [10^3]	Oil	Gas [10^3]
OLS	11.58	12.80	21.41	22.44
Andrews' Wave	11.15	14.68	21.69	25.70
Huber's T	10.88	12.50	21.54	22.60
Hampel's 17A	11.00	14.27	21.73	25.40
Ramsay's E	10.93	12.97	21.72	23.60
Tukey's Biweight	11.15	14.76	21.69	25.70

Рисунок 3.2.1 и Рисунок 3.2.2 - это выдержки из графиков, показывающих комбинированный модельный прогноз добычи нефти и газа с использованием различных методов регрессии. Как можно видеть, большинство методов регрессии хорошо отслеживают общие вариации реального выпуска. При прогнозировании нефти экстремальные выбросы плавно исключаются из прогнозируемых значений, как и ожидалось. Для измерений газа дается даже лучший прогноз из-за более низкого расхождение в данных. Полные графики прогнозируемой добычи нефти и газа для всех имеющихся данных представлены на Рисунке С.0.1 и Рисунке С.0.2 в Приложении С.

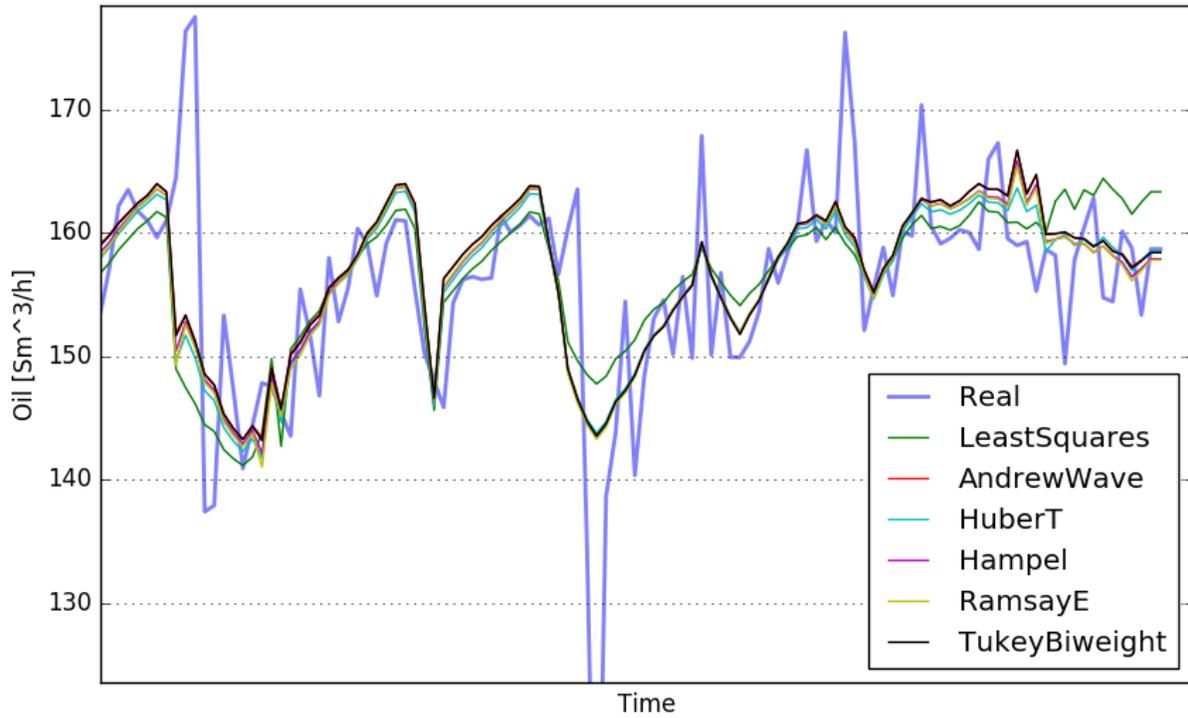


Рисунок 3.2.1: График методов регрессии для добычи нефти, комбинированная модель скважины

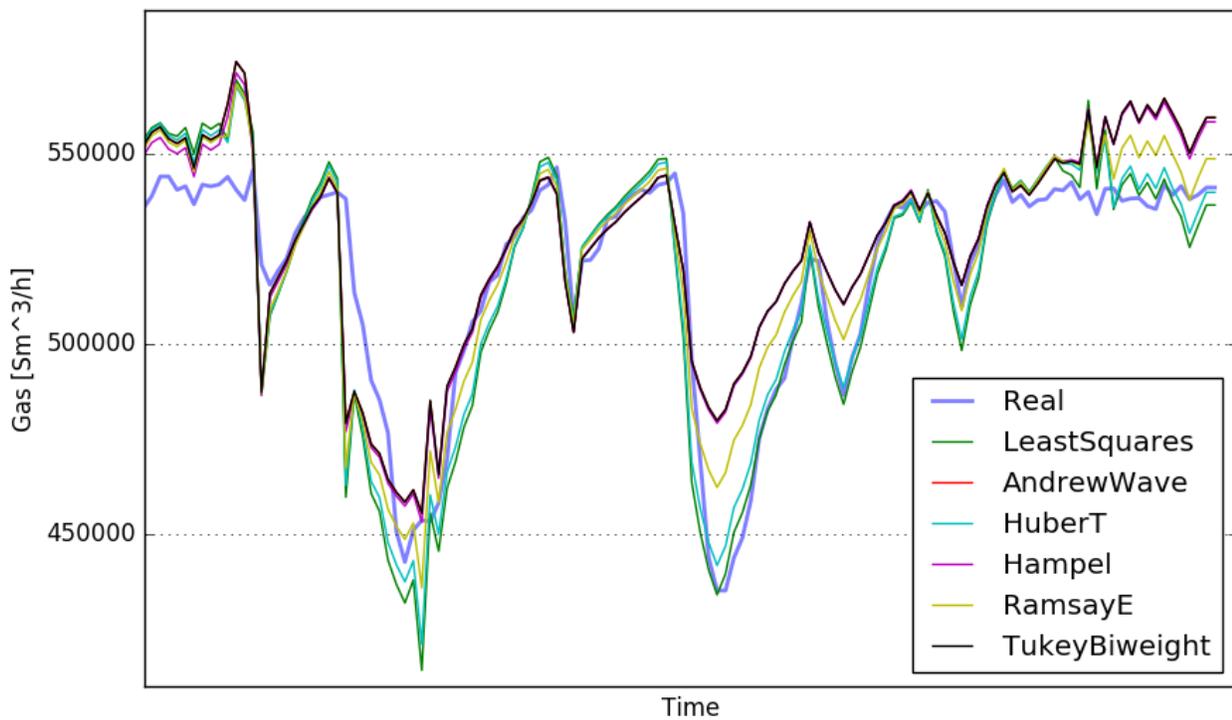


Рисунок 3.2.2: График методов регрессии для добычи газа, комбинированная модель скважины

Сравнение моделей скважин

При принятии решения, какую модель скважины и метод регрессии использовать для генерации параметров для оптимизации, мы используем комбинированную оценку показателя 1 и 2. Для оценок показателей мы считаем, что предпочтительно иметь небольшую среднюю ошибку прогноза, измеряемую показателем 1. Кроме того, важно низкое значение показателя 2, поскольку некоторые большие ошибки в прогнозировании могут сильно повлиять на результат оптимизации. Поскольку оценки всех моделей скважин и методов регрессии выполняются на одних и тех же наборах данных, мы можем напрямую сравнивать значения различных показателей в представленных таблицах. В целом мы наблюдаем, что модель скважины с многофазным измерителем дает худшие результаты. Эта модель основана только на измерениях МРМ, которые, как мы знаем, очень неопределенны. Важным моментом является также то, что некоторые МРМ более неопределенны, чем другие. Таким образом, модель МРМ может генерировать удовлетворительные параметры для одних скважин и полностью отказываться для других. Поскольку модель не применяет экспортные измерения, она не включает никаких измерений, когда скважины соединены вместе. Следовательно, он не может исправить параметры для скважин, для которых МРМ дают плохие оценки. С другой стороны, экспортная модель основана на почти определенных данных и поэтому дает хорошие результаты при прогнозировании общей добычи нефти и газа. Однако он пытается оценить многие параметры по меньшему количеству точек данных. Поэтому он не может дать хороших прогнозов для каждой отдельной скважины. Интересной находкой являются хорошие характеристики комбинированной модели. По сравнению с экспортной моделью, она работает лучше для прогнозирования газа и примерно одинакова для нефти с использованием метрики 1 и немного хуже с использованием метрики 2. Иллюстрация этого представлена для скважины 1 на Рисунках 3.2.3 и 3.2.4. Мы видим, что прогнозы с использованием комбинированных данных значительно лучше подходят для модели, чем использование экспортных данных. Хотя измерения МРМ неопределенны и приводят к плохим прогнозам при использовании по отдельности, комбинированная модель показывает, что из них можно извлечь ценную информацию. Мы показали здесь, что они могут улучшить некоторые прогнозы, но что опасно применять их измерения без учета экспортных измерений.

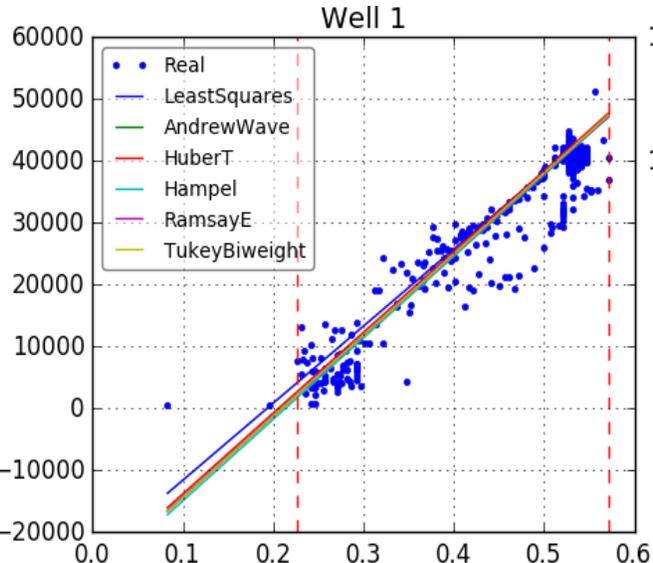
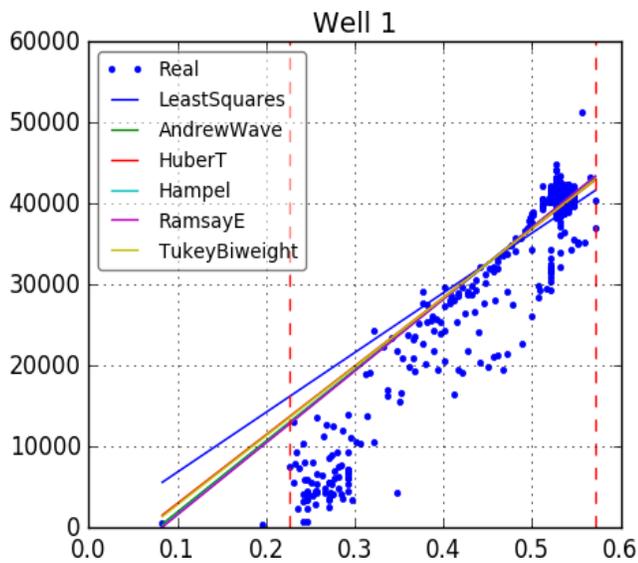


Рис 3.2.3: Регрессия по экспортным данным Рис 3.2.4: Регрессия по комбинированным данным

3.2.3 Окончательные параметры скважины

Основываясь на хороших результатах комбинированной модели при прогнозировании общей добычи по скважине, а также на том факте, что экспортная модель не обеспечивает столь хороших прогнозов для каждой отдельной скважины, мы заключаем, что комбинированная модель с использованием Т Хубера применяется для определения параметров скважины. Комбинированная модель скважины позволяет использовать все возможные режимы работы, просто вычитая значение константы из общей добычи, когда скважина закрыта. В таблице 3.2.4 представлены наклоны и константы параметров нефти, а также их моменты. Мы наблюдаем, что все скважины имеют положительные наклоны, что указывает на то, что большее отверстие штуцера означает больший выход нефти для каждой скважины. Однако есть большие различия в средних значениях уклона. Короче говоря, это означает, что некоторые скважины с высокими коэффициентами наклона будут давать значительно больше (меньше) нефти при том же увеличении (уменьшении) штуцера. Мы также наблюдаем что неопределенность скважин варьируется при рассмотрении дисперсии. Асимметрия и эксцесс для некоторых скважин значительны, но для большинства скважин очень малы. Для ясности даны нормализованные асимметрия и эксцесс. '0' в нормализованной асимметрии и '3' для нормализованного эксцесса соответствует стандартному нормальному распределению. В целом, скважины обладают различными свойствами, обеспечивая хорошую основу для дальнейшего анализа относительно того, какие скважины следует настроить для улучшения производства. В таблице 3.2.5 представлены крутизны и константы параметров газа, а также их моменты. Опять же, все наклоны положительные, что говорит о большем количестве газа для большей заслонки. Здесь, в отличие от средств наклона для нефти, относительная разница

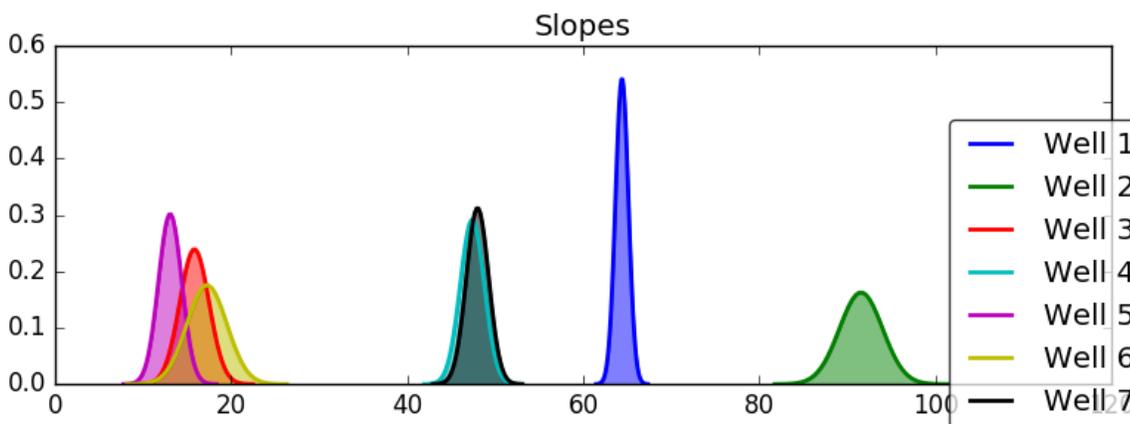
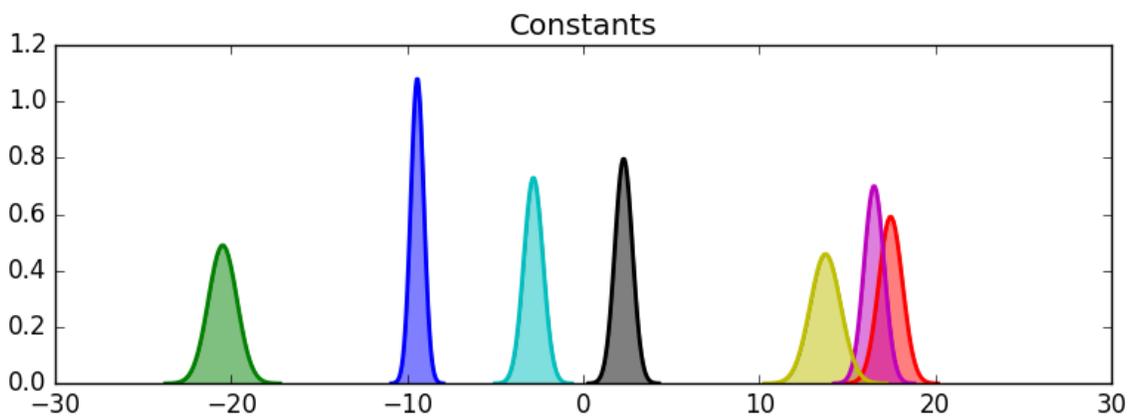
между средствами наклона для газа намного меньше. Дисперсия для газа также менее значительна, чем для нефти, что ожидается из-за более точных измерений. Асимметрия и эксцесс снова очень малы для большинства скважин.

Таблица 3.2.4: Параметры нефти для скважин Румайла

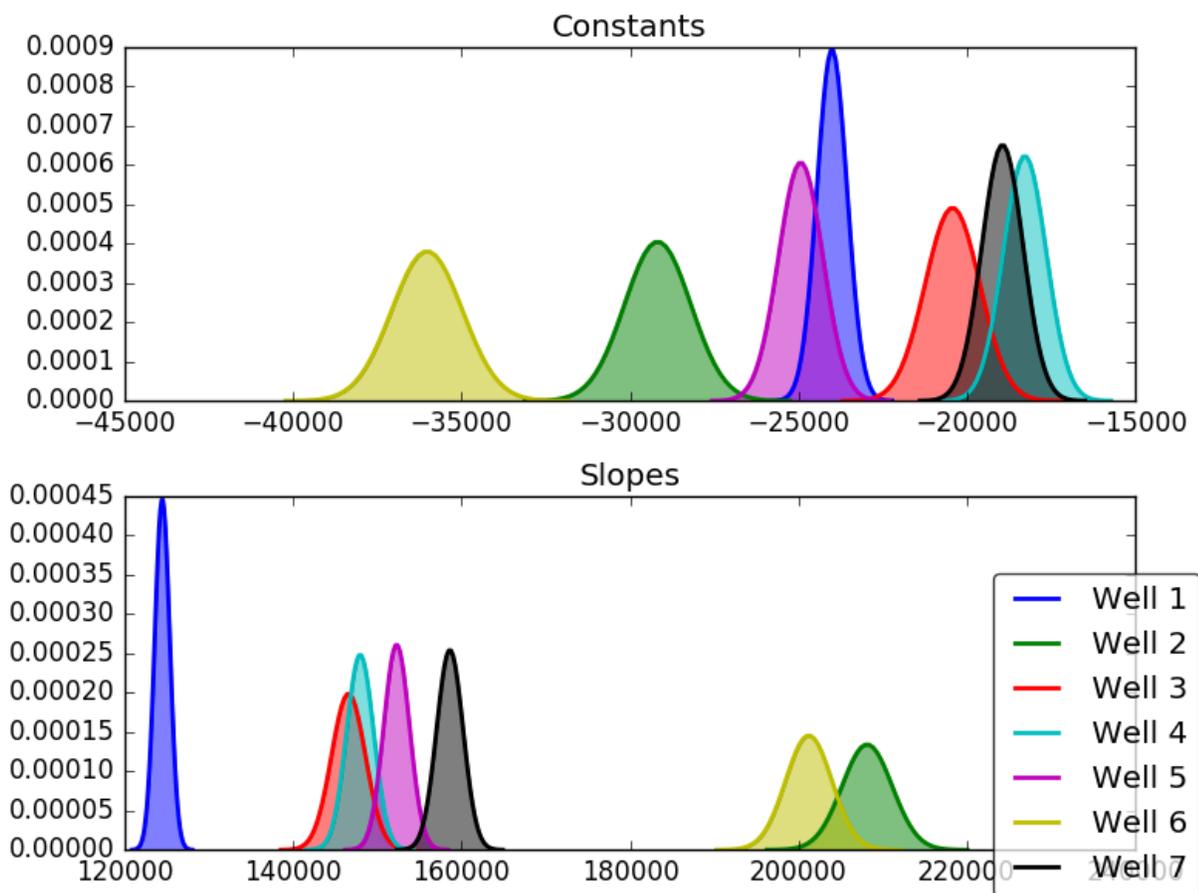
	Wells	Mean	Variance	Skewness		Kurtosis	
				Actual	Normalized	Actual	Normalized
Constants	1	-9.43	0.14	0.00	0.02	0.06	2.99
	2	-20.49	0.66	-0.02	-0.05	1.4	3.22
	3	17.45	0.45	-0.01	-0.03	0.62	3.03
	4	-2.84	0.30	0.00	-0.02	0.27	3.04
	5	16.51	0.32	0.00	0.01	0.31	3.00
	6	13.75	0.75	-0.01	-0.02	1.76	3.10
	7	2.29	0.25	0.00	-0.02	0.19	3.06
Slopes	1	64.39	0.54	-0.01	-0.02	0.88	3.00
	2	91.55	6.00	0.71	0.05	116.24	3.22
	3	15.81	2.78	0.15	0.03	23.28	3.02
	4	47.37	1.87	0.03	0.01	10.49	3.01
	5	13.05	1.75	-0.04	-0.02	9.14	3.00
	6	17.23	5.16	0.21	0.02	82.65	3.10
	7	47.97	1.63	0.02	0.01	8.14	3.07

Таблица 3.2.5: Параметры газа для скважин Румайла

	Wells	Mean [10 ⁴]	Variance [10 ⁵]	Skewness		Kurtosis	
				Actual [10 ⁸]	Normalized	Actual [10 ¹³]	Normalized
Constants	1	-2.40	1.99	-0.04	-0.05	0.01	2.90
	2	-2.92	9.69	-1.07	-0.11	0.30	3.18
	3	-2.04	6.59	-0.36	-0.07	0.13	3.01
	4	-1.83	4.09	-0.22	-0.09	0.05	3.05
	5	-2.49	4.32	-0.33	-0.11	0.06	2.98
	6	-3.60	11.00	-0.47	-0.04	0.37	3.07
	7	-1.89	3.75	-0.03	-0.02	0.04	3.05
Slopes	1	12.50	7.98	0.19	0.03	0.19	2.91
	2	20.80	88.50	30.40	0.12	24.90	3.19
	3	14.70	40.30	5.72	0.07	4.88	3.01
	4	14.80	25.80	3.27	0.08	2.03	3.05
	5	15.20	23.30	3.74	0.10	1.62	2.98
	6	20.10	75.10	8.20	0.04	17.30	3.07
	7	15.90	24.60	0.40	0.01	1.85	3.06



(a) Нефть



(b) ГАЗ

Рисунок 3.2.5: Распределение констант и наклонов

В качестве общего наблюдения для параметров нефти и газа мы видим, что отклонение от среднего для некоторых скважин может повлиять на расчеты при оптимизации. Параметры асимметрии и эксцесса указывают на то, что распределения вероятностей вокруг среднего очень близки к свойствам нормального распределения. Распределения, найденные для постоянных и наклонов каждой скважины, показаны на Рисунке 3.2.5 (a) для нефти и (b) для газа. Графики, показывающие распределения для каждой скважины на отдельных участках показаны на Рисунке D.0.1 для газа и Рисунке D.0.2 для нефти соответственно в Приложении D. Распределения, очень близкие к нормальному, наблюдаются для всех скважин.

В Таблице 3.2.6 мы приводим соотношение газа и нефти для каждой скважины Румейла. Самый низкий газовый фактор наблюдается для скважины 1 с 1941 г., а самый высокий - для скважины 6 с показателем 11667. Этот широкий диапазон газового фактора дает интересное представление о свойствах каждой скважины, и его интересно проследить в дальнейшем анализе.

Таблица 3.2.6: Соотношение газа и нефти для каждой скважины Румайла

Well	1	2	3	4	5	6	7
GOR	1941	2272	9298	3124	11648	11667	3315

Линейность модели скважины

Коэффициент детерминации (R^2) рассчитывается для линейного уравнения каждой скважины и для общего прогноза экспорта с целью проверки линейности модели скважины. Обратите внимание, что R^2 не является оптимальным индикатором, так как он разработан для обычных наименьших квадратов. Тем не менее, мы уверены, что это будет хорошим показателем, даже если для регрессии используется более надежный Т Хубера. R^2 -значения представлены в таблице 3.2.7. Как общая тенденция, наблюдается, что значения по газу предсказываются намного лучше, чем по нефти. Учитывая предыдущий анализ, это неудивительно. Для масла очень низкий R^2 -значения найдены для скважин 3, 5 и 6, что указывает на то, что вряд ли можно ожидать линейного тренда. Для остальных скважин наблюдается небольшая, но все же значимая взаимосвязь. Для прогноза экспорта 66% дисперсии объясняется с использованием найденных параметров модели скважины. Это указывает на то, что использование линейной модели является приемлемым допущением. Для газа высокий R^2 -значения найдены для всех скважин. Показано, что линейная модель дает очень хорошее представление о том, чего можно ожидать от будущего прогноза. Для прогноза экспорта объясняется 95% отклонения. Это важный вывод, показывающий, что линейное допущение является хорошим допущением для этих измерений.

Таблица 3.2.7: Коэффициент детерминации [R^2] для каждой скважины Румейла

Well	1	2	3	4	5	6	7	Export
Oil	0.56	0.65	0.00	0.52	0.16	0.00	0.41	0.66
Gas	0.94	0.97	0.83	0.89	0.87	0.83	0.86	0.95

Корреляция модели скважины

Из процедуры начальной загрузки дается корреляционная матрица между всеми наклонами (A) и всеми другими наклонами, а также между всеми наклонами и всеми константами (B) для различных скважин. В таблице 3.2.8 показана корреляционная матрица для газовых коэффициентов, а в таблице 3.2.9 показана корреляционная матрица для нефтяных коэффициентов. Очевидно, что диагональ содержит единицы, так как каждый параметр идеально коррелирует сам с собой. Также наблюдается, что диагонали между A_i и B_i , где i - номер скважины, имеют корреляции, близкие или

равные минус единице. Это объясняется тем фактом, что увеличение наклона скважины должно приводить к уменьшению константы (и наоборот), если линия по-прежнему должна разумно объяснять точки данных, на которых она моделируется. Слегка отрицательная корреляционная тенденция обнаруживается во втором и четвертом квадрантах; то есть корреляция между наклонами или корреляция между константами. Поскольку модели скважин также построены на общих экспортных измерениях, это имеет смысл, поскольку увеличение (уменьшение) наклона или постоянной скважины должно приводить к уменьшению (увеличению) одного или нескольких коэффициентов других скважин в чтобы не переоценивать или недооценивать общий объем производства. В первом и третьем квадранте наблюдается слабopоложительная корреляционная тенденция. Небольшая положительная корреляция в квадрантах объясняется тем фактом, что увеличение константы для одной скважины приведет к уменьшению коэффициента наклона той же скважины (поскольку он полностью коррелирован с самим собой), и что другая скважина, основанная на этом, должна увеличивать ее уклон, чтобы компенсировать падение первой скважины.

Все корреляции между параметрами для разных скважин очень малы. Причина этого в том, что изменение параметров одной скважины не может быть напрямую описано одной конкретной другой скважиной, а скорее должно быть объяснено одной или несколькими другими скважинами в сочетании. Следовательно, корреляция может повлиять на оптимизацию, даже если мы не можем сделать вывод о существовании четкой взаимосвязи.

Well	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B1	1	-0.06	-0.09	-0.07	0.02	-0.07	-0.04	-0.98	0.06	0.09	0.07	-0.03	0.06	0.04
B2	-0.06	1	0.04	-0.13	0.01	0.02	0.06	0.06	-0.99	-0.04	0.12	-0.01	-0.02	-0.07
B3	-0.09	0.04	1	-0.05	-0.08	-0.09	0.03	0.08	-0.04	-0.99	0.05	0.07	0.09	-0.03
B4	-0.07	-0.13	-0.05	1	-0.07	0	-0.11	0.07	0.12	0.05	-0.99	0.07	0	0.11
B5	0.02	0.01	-0.08	-0.07	1	-0.08	-0.03	-0.03	-0.01	0.07	0.07	-0.99	0.07	0.03
B6	-0.07	0.02	-0.09	0	-0.08	1	-0.04	0.06	-0.01	0.09	0	0.08	-1	0.05
B7	-0.04	0.06	0.03	-0.11	-0.03	-0.04	1	0.03	-0.07	-0.04	0.1	0.02	0.04	-0.99
A1	-0.98	0.06	0.08	0.07	-0.03	0.06	0.03	1	-0.06	-0.08	-0.06	0.03	-0.06	-0.03
A2	0.06	-0.99	-0.04	0.12	-0.01	-0.01	-0.07	-0.06	1	0.04	-0.12	0.01	0.02	0.07
A3	0.09	-0.04	-0.99	0.05	0.07	0.09	-0.04	-0.08	0.04	1	-0.05	-0.07	-0.09	0.03
A4	0.07	0.12	0.05	-0.99	0.07	0	0.1	-0.06	-0.12	-0.05	1	-0.07	-0.01	-0.1
A5	-0.03	-0.01	0.07	0.07	-0.99	0.08	0.02	0.03	0.01	-0.07	-0.07	1	-0.07	-0.02
A6	0.06	-0.02	0.09	0	0.07	-1	0.04	-0.06	0.02	-0.09	-0.01	-0.07	1	-0.04
A7	0.04	-0.07	-0.03	0.11	0.03	0.05	-0.99	-0.03	0.07	0.03	-0.1	-0.02	-0.04	1

Table 3.2.8: Correlation of gas coefficients, Rumaila well case

Well	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B1	1	-0.06	-0.09	-0.07	0.02	-0.07	-0.04	-0.98	0.06	0.09	0.07	-0.03	0.06	0.04
B2	-0.06	1	0.04	-0.13	0.01	0.02	0.06	0.06	-0.99	-0.04	0.12	-0.01	-0.02	-0.07
B3	-0.09	0.04	1	-0.05	-0.08	-0.09	0.03	0.08	-0.04	-0.99	0.05	0.07	0.09	-0.03
B4	-0.07	-0.13	-0.05	1	-0.07	0	-0.11	0.07	0.12	0.05	-0.99	0.07	0	0.11
B5	0.02	0.01	-0.08	-0.07	1	-0.08	-0.03	-0.03	-0.01	0.07	0.07	-0.99	0.07	0.03
B6	-0.07	0.02	-0.09	0	-0.08	1	-0.04	0.06	-0.01	0.09	0	0.08	-1	0.05
B7	-0.04	0.06	0.03	-0.11	-0.03	-0.04	1	0.03	-0.07	-0.04	0.1	0.02	0.04	-0.99
A1	-0.98	0.06	0.08	0.07	-0.03	0.06	0.03	1	-0.06	-0.08	-0.06	0.03	-0.06	-0.03
A2	0.06	-0.99	-0.04	0.12	-0.01	-0.01	-0.07	-0.06	1	0.04	-0.12	0.01	0.02	0.07
A3	0.09	-0.04	-0.99	0.05	0.07	0.09	-0.04	-0.08	0.04	1	-0.05	-0.07	-0.09	0.03
A4	0.07	0.12	0.05	-0.99	0.07	0	0.1	-0.06	-0.12	-0.05	1	-0.07	-0.01	-0.1
A5	-0.03	-0.01	0.07	0.07	-0.99	0.08	0.02	0.03	0.01	-0.07	-0.07	1	-0.07	-0.02
A6	0.06	-0.02	0.09	0	0.07	-1	0.04	-0.06	0.02	-0.09	-0.01	-0.07	1	-0.04
A7	0.04	-0.07	-0.03	0.11	0.03	0.05	-0.99	-0.03	0.07	0.03	-0.1	-0.02	-0.04	1

Таблица 3.2.9: Корреляция нефтяных коэффициентов, случай Румайлы

3.3 Примеры проблем

Чтобы оценить представленные модели оптимизации, они тестируются на примере Румайлы, который представлен в главе 3.3.1. Чтобы дополнительно изучить надежность модели и определить ценность применения стохастического программирования в различных случаях, мы также протестируем четыре синтетических случая. Они представлены в главе 3.3.2. Для модели стратегии и модели штрафов требуются одинаковые входные параметры для каждой отдельной скважины, поэтому мы создали один набор экземпляров, проверенный на обеих моделях.

3.3.1 Пример скважины Румайла Параметры для нефтегазовых моментов

корреляции и значения газового фактора для скважины Румайла приведены в главе 3.2.2 выше. Детерминированная версия скважины Румайла имеет то же среднее значение и вклад от каждой скважины, но без неопределенности, связанной с параметрами. Варианты скважин Румайла (как детерминированные, так и стохастические) испытываются без запасных газовых мощностей. Это наиболее актуальный случай, поскольку добыча газа обычно уравнивает лимит мощности по газу. Однако мы тестируем эти экземпляры с резервной мощностью (положительная дельта газа) и избыточной добычи (отрицательная дельта газа). Отрицательная дельта газа проверяется на Определите, в какой последовательности оператор должен отрегулировать штуцеры в скважине, если лимит добычи газа снижается, например, из-за технического обслуживания или изменения рыночных условий, как упоминалось ранее. Газ с отрицательной дельтой тестируется только для

модели стратегии, потому что модель штрафа в настоящее время не сформулирована таким образом, чтобы это стало возможным. Положительный дельта-газ тестируется аналогичным образом, чтобы найти предложение для последовательности регулировки, если новая емкость добавлена. Это могло произойти из-за нового оборудования или завершено обслуживания. На основе анализа исторических данных по добыче находим 50000 Sm³/h и +10000 Sm³/h быть подходящими способностями для тестирования. Изменение емкости -50000 Sm³/h может, например, воспроизвести капитальный ремонт сепаратора, в то время как +10000 Sm³/h может повторить добавление улучшенного клапана или другого оборудования. У каждого дросселя есть ток открытия и предел, на который можно регулировать. Как описано ранее, это необходимо для гарантии того, что предположение о локальной линейной зависимости все еще остается в силе. Текущие открытия дросселей, а также нижний и верхний предел для каждого дросселя показаны в таблице 3.3.1. Пределы находятся с помощью алгоритма и описания приведено в пункте 5 главы 3.1. Для скважины Румайла тестируются две и три разрешенных смены штуцера.

Таблица 3.3.1: Текущие частичные открытия штуцера и пределы изменения штуцера в скважине

	Well						
	1	2	3	4	5	6	7
Lower limit [<i>L</i>]	0.2261	0.2214	0.2192	0.2336	0.2214	0.2367	0.2140
Current choke opening	0.5463	0.3466	0.4449	0.4229	0.4492	0.3963	0.3831
Upper limit [<i>L</i>]	0.6714	0.4627	0.5548	0.5230	0.5592	0.5815	0.5935

Стоимость штрафа

Для модели штрафа требуется дополнительный параметр для стоимости нарушения лимита газа. Эта стоимость должна отражать потери в производстве, связанные с необходимостью активного уменьшения открытия штуцера после нарушения предела. В нашей модели мы предположили, что эта стоимость увеличивается линейно с величиной, необходимой для уменьшения дросселирования после превышения лимита. Трудно оценить правильное значение этой стоимости, поскольку она будет варьироваться между скважинами и зависеть от топологии между скважинами на месторождении. Стоимость 10 предложена и проверена для случая Румайлы. Стоимость основана на крутизне вклада нефти для скважин Румайлы. При стоимости 10 штраф в целом ниже, чем уклоны для скважин, что, возможно, дает слегка оптимистичные объективные значения.

1	50	16	0	3	50000	0	0	0
2	50	36	0	3	50000	0	0	0
3	50	64	0	3	50000	0	0	0
4	50	100	0	3	50000	0	0	0
5	50	144	0	3	50000	0	0	0

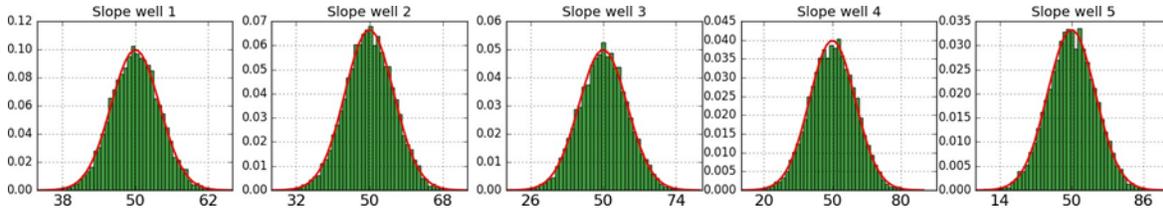


Рисунок 3.3.1: Случай 1: Распределение коэффициента наклона нефти

Синтетический футляр 2

Как и в первом случае, второй синтетический случай также имеет неопределенную добычу нефти и определенную добычу газа. Все скважины имеют одинаковую среднюю добычу нефти и газа, и, следовательно, одинаковую GOR. В отличие от первого синтетического случая, все скважины имеют одинаковую дисперсию добычи нефти. Однако асимметрия распределения добычи нефти для каждой скважины разная. В таблице 3.3.3 представлены параметры, а на рисунке 3.3.2 показаны распределения угловых коэффициентов, обусловленные этими параметрами.

Таблица 3.3.3: Синтетический футляр 2

Well	Oil				Gas			
	Mean	Var.	Skew. (Norm.)	Kurt. (Norm.)	Mean	Var.	Skew. (Norm.)	Kurt. (Norm.)
1	50	25	-0.5	3	50000	0	0	0
2	50	25	-0.3	3	50000	0	0	0
3	50	25	0	3	50000	0	0	0
4	50	25	0.3	3	50000	0	0	0
5	50	25	0.5	3	50000	0	0	0

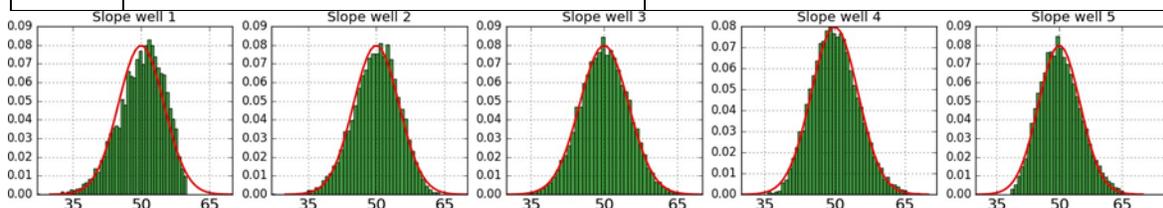


Рисунок 3.3.2: Случай 2: Распределение коэффициента наклона нефти

Синтетический футляр 3

Этот случай аналогичен случаю 1, за исключением того, что добыча газа является неопределенной, а не добыча нефти. Этот случай имеет ту же относительную неопределенность добычи газа, что и относительная неопределенность добычи нефти в синтетическом случае 1 (т.е. нормализации распределений в этих двух случаях одинаковы). В таблице 3.3.4 представлены параметры, а на рисунке 3.3.3 показаны распределения угловых коэффициентов, обусловленные этими параметрами.

Таблица 3.3.4: Синтетический футляр 3

Well	Oil				Gas			
	Mean	Var.	Skew. (Norm.)	Kurt. (Norm.)	Mean	Var. [10 ⁸]	Skew. (Norm.)	Kurt. (Norm.)
1	50	0	0	0	50000	0.16	0	3
2	50	0	0	0	50000	0.36	0	3
3	50	0	0	0	50000	0.64	0	3
4	50	0	0	0	50000	1.00	0	3
5	50	0	0	0	50000	1.44	0	3

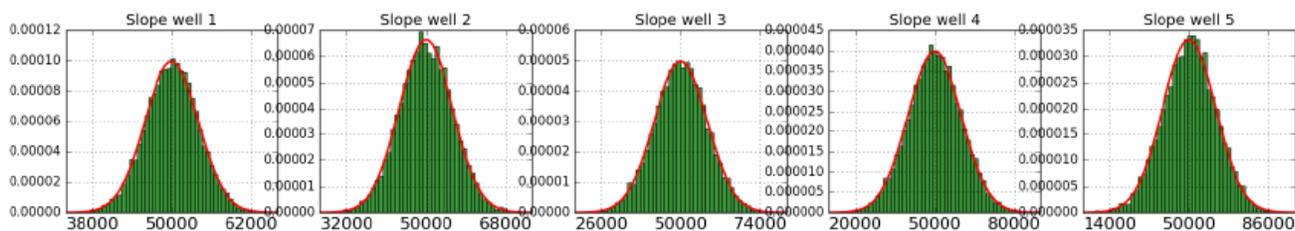


Figure 3.3.3: Case 3: Distribution for gas slope coefficient

Синтетический футляр 4

Этот случай аналогичен случаю 2, за исключением того, что добыча газа является неопределенной, а не добыча нефти. Этот случай имеет ту же относительную неопределенность добычи газа, что и относительная неопределенность добычи нефти в синтетическом случае 1 (т.е. нормализации распределений в этих двух случаях одинаковы). В таблице 3.3.5 представлены параметры, а на рисунке 3.3.4 показаны распределения угловых коэффициентов, обусловленные этими параметрами.

Таблица 3.3.5: Синтетический футляр 4

Well	Oil				Gas			
	Mean	Var.	Skew. (Norm.)	Kurt. (Norm.)	Mean	Var. [10 ⁶]	Skew. (Norm.)	Kurt. (Norm.)
1	50	0	0	0	50000	25	-0.5	3
2	50	0	0	0	50000	25	-0.3	3
3	50	0	0	0	50000	25	0	3
4	50	0	0	0	50000	25	0.3	3
5	50	0	0	0	50000	25	0.5	3

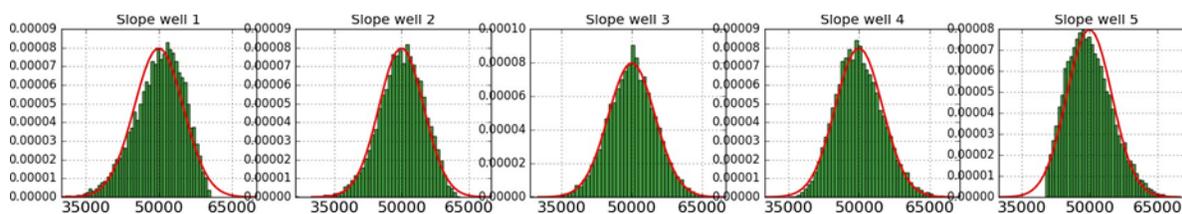


Рисунок 9.3.4: Случай 4: Распределение газового коэффициента наклона

4.1 Техническое тестирование

При тестировании технических аспектов наших моделей оптимизации мы сосредоточились на трех областях. В главе 4.1.1 мы показываем, как размер проблемы влияет на время решения. В главе 4.1.2 мы исследуем количество сценариев, необходимых для стабильности в выборке и вне выборки для штрафа и модели стратегии. В главе 4.1.3 мы объясняем, как улучшенная стратегия ветвления сокращает время вычислений. Наконец, в главе 4.1.4 мы оцениваем технические результаты и делаем вывод, какой размер и параметры модели подходят для дальнейшего тестирования.

При техническом тестировании, а затем и в случае тестирования, используется альтернативная формулировка модели стратегии. Мы решили использовать эту модель для всех тестов, потому что (1) неформальное тестирование показывает, что эта формулировка всегда дает те же значения, что и исходная формулировка как для переменных решения, так и для целевого значения, и (2) неформальное тестирование показывает, что эта формулировка является более эффективным, чем исходная формулировка, и чаще приводит к гарантированному оптимальному решению (нулевой разрыв оптимальности).

4.1.1 Размер проблемы

Две разработанные стохастические модели оптимизации представляют собой модели смешанного целочисленного линейного программирования (MILP), что делает их вычислительно трудными для достижения оптимальности. Бинарные переменные обрабатываются в решателе с использованием алгоритма ветвей и границ, который имеет экспоненциальное время решения наихудшего случая. Количество переменных в моделях оптимизации зависит от решаемой задачи, включая такие параметры, как количество скважин и количество сценариев, используемых для представления неопределенности параметров. Чтобы определить, для каких типов проблем лучше всего подходят наши модели оптимизации, мы тестируем их производительность для ряда различных комбинаций входных данных. Каждый экземпляр завершается через 10 минут, и мы фиксируем разрыв оптимальности. Мы считаем, что 10 минут подходит, чтобы проверить, подходят ли модели для оптимизации анализируйте большие данные.

Результаты модели штрафов показаны в таблице 4.1.1, а результаты для модели стратегии показаны в таблице 4.1.2. Испытания размера проблемы проводятся с реалистичным количеством лунок (от 3 до 20) и с реалистичным количеством изменений (от 2 до 4). На самом деле, если требуется больше изменений, можно запустить несколько итераций моделей. Параметры модели скважины генерируются синтетически с реалистичными моментами. Замечено, что и количество сценариев, и количество скважин, и количество разрешенных смен штуцеров влияют на оставшийся двойной зазор. Для обеих моделей проблема легко решается, если рассматривать всего несколько скважин и сценариев. Для более крупных случаев проблема быстро становится трудоемкой в вычислительном отношении.

За исключением повышенной сложности из-за большего количества сценариев и большего количества скважин, есть некоторые неочевидные причины наблюдаемых результатов. Во-первых, используя обозначения из математической формулировки моделей оптимизации, где $|I|$ количество скважин и $N = |J| - 1$ максимально допустимое количество смен скважин, есть $|I|$ различные комбинации лунок, которые можно выбрать для настройки. когда

N либо очень маленький, либо очень большой по сравнению с $|I|$, биномиальный коэффициент также относительно невелик, и существует несколько возможных способов выбора скважин. Это предполагает быстро решаемую проблему, что можно увидеть на примере двух разрешенных изменений, например, в модели стратегии с 15 скважинами, 100 и 200 сценариями или 20 скважинами, 50 и 100 сценариями. Более разрешенные изменения усложнят проблему до определенного момента. Если бы количество замен скважин было разрешено равным нулю или единице, или было бы близко или равно количеству скважин, снижение сложности проблемы было бы очевидным. Вторая неочевидная причина повышенной сложности - увеличение возможных режимов при рассмотрении большего количества скважин. Добавление одного дополнительного колодца добавит $N + 1$ дополнительные режимы, которые необходимо учитывать (при условии, что каждый режим содержит не более двух остановленных скважин), где N - общее количество скважин. То есть, при увеличении с четырех до пяти скважин количество режимов увеличивается на $4 + 1 = 5$ режимов. Общее количество режимов $|K|$ с возможностью остановки двух скважин

$$|K| = 2 + \sum_{i=2}^N N.$$

Таблица 4.1.1: Тест на размер задачи, модель штрафа

		Сценари			
		50	100	150	200
Изменения Уэллса		% Gap	% Gap	% Gap	% Gap
	3	2	0	0	0
3		0	0	0	0
4		0	0	0	0
7	2	0	0	0	0
	3	0	0	0	0
	4	0	0	0	0
15	2	0	0	0	36.3
	3	0	0	9.18	13.1
	4	0	0	0	1.56
20	2	0	89.4	205	-
	3	0	38.4	96.3	-
	4	0	23.2	68.6	-

Таблица 4.1.2: Тест на размер проблемы, модель стратегии

		Scenarios			
		20	50	100	200
Wells	Changes	% Gap	% Gap	% Gap	% Gap
3	2	0	0	0	0
	3	0	0	0	0
	4	0	0	0	0
7	2	0	0	57.5	0
	3	0.01	0	0	3.06
	4	0.01	2.50	10.4	4.05
15	2	-	231	0	1.53
	3	-	276	431	364
	4	-	301	306	661
20	2	-	0	0	705
	3	-	4400	365	465
	4	-	292	309	613

В двух таблицах также можно заметить, что в некоторых случаях большее количество разрешенных изменений приводит к более быстрому решению проблемы. Причина этого в том, что, если допустить большее количество изменений, у проблемы будет больше возможных решений. Следовательно, алгоритм решения имеет большую вероятность относительно быстрого нахождения одного из этих решений. Как только решение или более найдено, разрыв сокращается, и часть дерева ветвей и границ может быть исключена из остальной части поиска. Это особенно очевидно для модели штрафов.

Важное замечание, которое следует упомянуть, - это случайность, возникающая при создании искусственных скважин и их параметров. Отчасти это влияет на несколько отличающиеся результаты в таблицах. Степень этого воздействия не исследуется. Однако общая тенденция в данных очевидна.

Для наглядности, для 20 скважин, 200 сценариев для модели штрафов разрыв не обнаружен, так как решение не найдено за отведенное время вычислений. Кроме того, алгоритм согласования моментов не сходится для 20 сценариев с 15 и 20 скважинами, и поэтому результаты для модели стратегии для этих случаев не представлены.

Второй этап релаксации для сокращения времени вычислений:

Способ уменьшить время вычисления задачи может заключаться в

релаксации двоичных переменных второго этапа. Далее, если релаксированное решение второй стадии дает правильные сигналы первой стадии, разложение Бендера (Benders, 1962) может быть применен.

Однако при тестировании релаксации мы обнаруживаем, что решение релаксированной задачи значительно варьируется. Оценочные объективные значения также сильно различаются. Это указывает на то, что расслабленному решению нельзя доверять, и мы приходим к выводу, что этот метод является неопределенным для использования.

4.1.1 Тесты на стабильность

Стабильность проверена на семи скважинах и трех допустимых изменениях, поскольку это наиболее реалистичная обстановка в отношении дела Румайлы. Каждая модель решается десять раз для каждого количества сценариев, и рассчитывается стандартное отклонение целевого значения. Стабильность как внутри выборки, так и вне выборки проверяется для модели штрафа и стратегии, чтобы определить подходящее количество сценариев для достижения приемлемой стабильности. Также выполняется сравнение устойчивости со сценариями, согласованными по моменту, и без них. Мы предполагаем, что результаты, полученные для этого экземпляра проблемы, действительны для всех других вариантов входных данных.

На рисунках 4.1.1 и 10.1.2 показаны графики стабильности в выборке и стабильности вне выборки для модели стратегии. Стандартное отклонение объективного значения для случайной выборки и согласованных по моменту сценариев наносится на график в зависимости от количества сценариев. Несмотря на то, что оба имеют низкое стандартное отклонение в объективном значении, согласование моментов значительно улучшает этот показатель, показывая важность этой реализации. На данный момент согласованные сценарии стабильность в выборке очень низкая, а стабильность вне выборки незначительна. На основании этих тестов мы заключаем, что все, что выше 50 сценариев, даст очень стабильные результаты. Для модели штрафа стандартное отклонение объективного значения в выборке и вне выборки с использованием сценариев с моментальным согласованием незначительно со значениями.

Вокруг

$1 \cdot 10^{-17}$

$2 \cdot 10^{-8}$ соответственно.

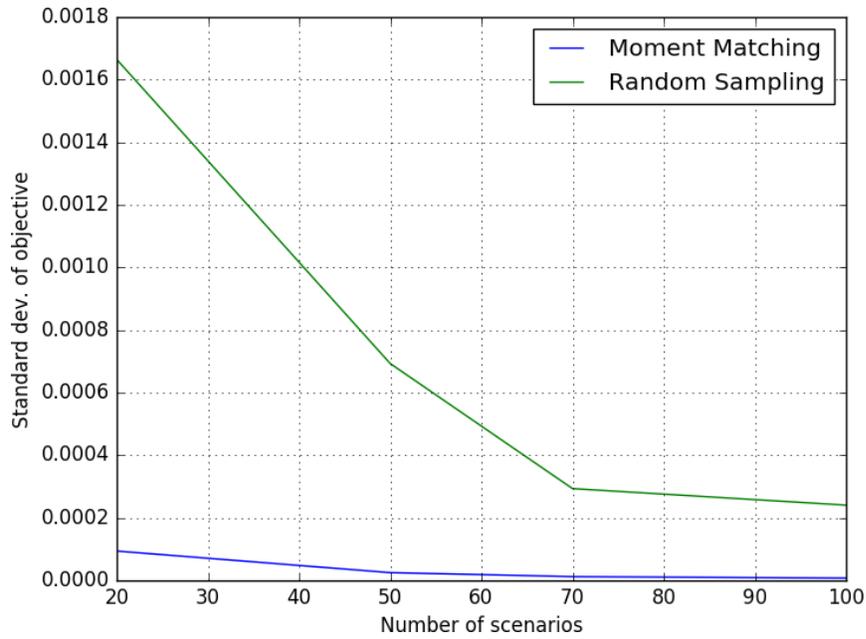


Рисунок 4.1.1: Стабильность в выборке, стратегическая модель

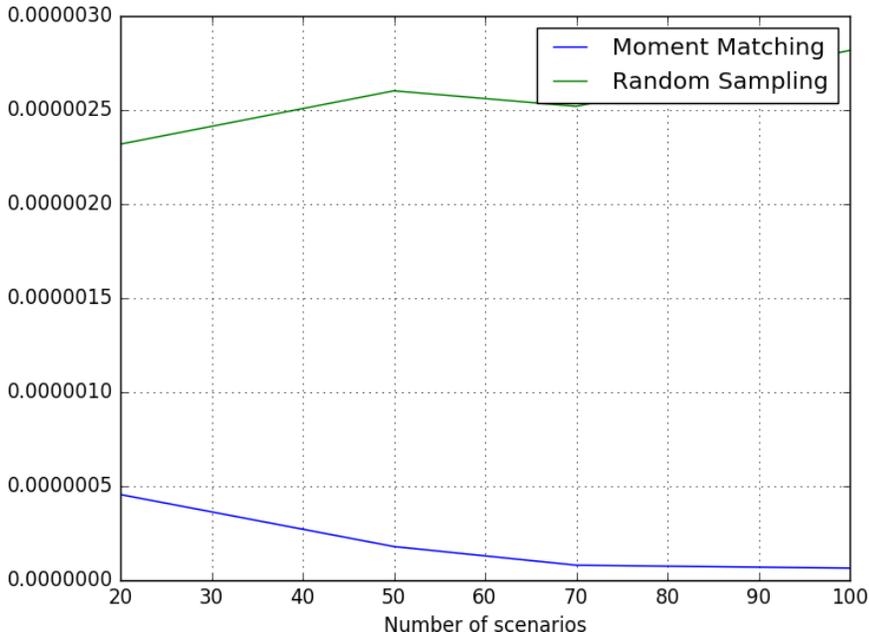


Рисунок 4.1.2: Стабильность вне выборки, стратегическая модель

4.1.2 Стратегия ветвления

Выбор стратегии ветвления для алгоритма ветвей и границ может иметь существенное влияние на время решения. В нашем случае стратегия по умолчанию, установленная Xpress, хорошо работает для модели штрафов.

Однако время решения модели стратегии можно значительно сократить, выбрав индивидуальную стратегию ветвления. Эта модель обращения имеет бинарные переменные на втором этапе, поэтому количество бинарных переменных линейно увеличивается с количеством сценариев. Поскольку значения переменных первого этапа устанавливают ограничения для значений переменных второго этапа, естественной стратегией является начать с перехода к двоичным переменным первого этапа.

Для модели стратегии бинарные переменные первого этапа определяют, какие скважины корректируются, и последовательность, определяющая стратегию эксплуатации, а именно переменные y_{ij} . Чтобы установить приоритет этих переменных в дереве ветвей и границ, созданном Xpress, мы используем функцию `mosel setmipdir(x:mpvar, t:integer, r:real)` который принимает переменную, тип директивы и приоритет. Тип директивы установлен на Xpress-PR и приоритет равный 1 дается всем y_{ij} переменные.

Эффект этой модифицированной стратегии ветвления по сравнению со стратегией по умолчанию, установленной Xpress, показан на рисунке 4.1.3. Стратегия ветвления по умолчанию изначально обеспечивает наилучший результат. Однако индивидуализированная стратегия ветвления быстро закрывает пробел и становится предпочтительной стратегией. Разница между стратегиями заключается в том, что стратегия по умолчанию пытается найти новые решения на первом этапе. Однако пользовательская стратегия находит их намного быстрее и, следовательно, превосходит стратегию по умолчанию в долгосрочной перспективе.

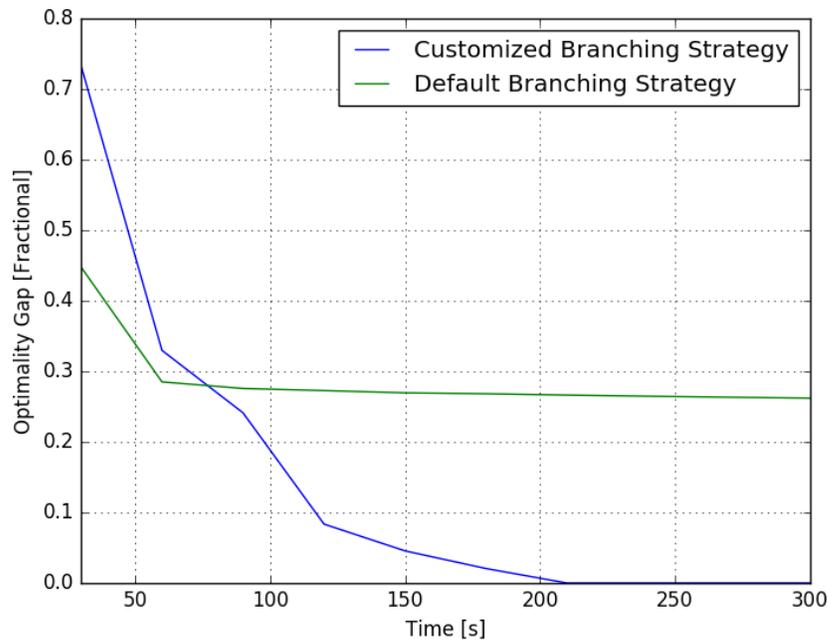


Рисунок 4.1.3: Улучшение стратегии ветвления

4.1.3 Оценка технических результатов

Сравнивая результаты тестов размера задачи со штрафом и стратегии, мы обнаруживаем, что модель со штрафом может решать несколько более крупные экземпляры проблемы, и что количество экземпляров проблемы, которые исчерпываются по времени, оставляет меньший оставшийся пробел. Для модели стратегии оставшийся разрыв часто очень велик для крупных экземпляров. Для 7 скважин и 3 разрешенных изменений, как в случае с месторождением Румайла, модель штрафов решает проблему до оптимальности по крайней мере для 200 сценариев, в то время как модель стратегии оставляет небольшой пробел для наиболее крупных протестированных сценариев.

Результаты в целом показывают, что пользователь модели должен знать о лучаинности вычислительного времени и о том, что существует компромисс между количеством допустимых изменений и шансом на получение оптимального результата. Увеличение количества разрешенных замен скважин, что не является предпочтительным с точки зрения оператора, может увеличить шанс нахождения решения в разумные сроки. По результатам теста на стабильность обнаружено значительное улучшение спользования согласования моментов. При использовании согласования моментов имеется незначительное стандартное отклонение для стабильности в выборке и вне выборки как для штрафа, так и для модели стратегии, независимо от количества сценариев. Значительное улучшение также обнаружено в приоритизации переменных первого этапа в стратегии ветвления. Таким образом, мы заключаем, что задача оптимизации должна хорошо справляться с ситуацией Румейлы, что переменные первого этапа должны иметь приоритет при ветвлении и что 50 сценариев достаточно для получения точных и репрезентативных результатов..

4.2 Тестирование скважин

В этом разделе решаются примеры, приведенные в главе 3. Представлены результаты двух различных моделей оптимизации, а их решения рассматриваются с экономической точки зрения. Мы особенно сосредотачиваемся на том, как неопределенность в параметрах влияет на решения, и что можно получить, учитывая эту неопределенность при оптимизации. Случай Румайлы с параметрами, генерируемыми

предпочтительной моделью скважины, приведенной в главе 3, тщательно анализируется, чтобы определить, как следует эксплуатировать месторождение.

В представленных результатах мы записали целевое значение на основе дерева сценариев, использованного при оптимизации. (Obj. Val) и объективное значение при оценке решения на большом дереве сценариев из 10000 образцов. (Obj. Val*). Эта оценка выполняется для оценки того, как решение будет работать на фактических распределениях вероятностей неопределенных параметров. Обратите внимание, что если оцененная стратегия не обеспечивает приемлемого решения, один или несколько штуцеров скважины корректируются в соответствии с GOR пока не будет достигнута осуществимость, как упоминалось ранее. Поскольку мы заинтересованы в тестировании того, как модели работают и мы фиксируем разрыв оптимальности. Мы считаем, что 10 минут подходят, чтобы проверить, подходят ли модели для оптимизации по анализируйте большие данные.

, мы устанавливаем максимальное время вычислений равным 10 минутам, как упоминалось, и записываем разрыв оптимальности для экземпляров, которые не были завершены за это время. Разрыв оптимальности рассчитывается как текущая наилучшее найденное объективное значение минус наилучшая граница, деленная на объективное значение. Для всех случаев регистрируются и сравниваются как детерминированные, так и стохастические решения. VSS и EVPI оцениваются с использованием Obj. Val* стохастических, детерминированных и совершенных информационных решений. Таким образом, ценность применения стохастических моделей и Ценность информации о результатах по неопределенным параметрам может быть оценена.

4.2.1 Результаты наказания и модель стратегии

Далее представлены результаты для модели штрафов и стратегии. Каждый случай представлен отдельно, а затем в конце проводится сравнение.

Основное предположение, лежащее в основе модели штрафов, заключается в том, что ограничение по газу является мягким и может быть нарушено за счет затрат. Когда нет неопределенности в параметрах скважины, оптимальным решением является набор

сменных штуцеров, переводящих производственную систему в допустимую рабочую точку с максимальной добычей нефти. Однако, когда параметры не определены, этот момент может оказаться невозможным. В отличие от детерминированного решения, стохастическое решение, найденное на основе штрафной модели, приспособлено для большей устойчивости к этой неопределенности. Причина, по которой он более надежен, заключается в том, что штраф за выполнение действий регресса был учтен при вычислении оптимальной рабочей точки.

В основе модели стратегии лежит предположение, что оператор выполняет набор изменений скважины в заранее определенной последовательности. Поскольку предполагается, что оператор может наблюдать, когда выполняется ограничение по газу, ограничение никогда не нарушается. Однако решение из детерминированной модели не определяет никакой последовательности смены штуцера. Поэтому для сравнения стохастической и детерминированной моделей нам нужна детерминированная стратегия, означающая, что должна быть реализована последовательность изменений штуцера. Это достигается путем решения детерминированной модели и последующего заказа скважин. Естественный порядок - сначала выполнить все редукции штуцеров, прежде чем увеличивать количество штуцеров в порядке увеличения GOR.

Румайла скважины

Результаты модели штрафов для дела Румайлы показаны в таблице 4.2.1, а результаты модели стратегии для дела Румайлы показаны в таблице 4.2.2.

Некоторые общие тенденции можно обнаружить, если мы изучим результаты. Во-первых, сравнивая решения, данные стохастической моделью штрафа, и решения, данные моделью стохастической стратегии, мы видим, что за исключением теста с настройками $\Delta Gas = 0$ и 2, они почти идентичны. Несмотря на то, что значения переменных решения для этого теста различаются, мы можем видеть, что оцененные целевые значения одинаковы для обеих моделей. Следовательно, эти решения могут быть одинаково хорошими, и приведенное решение моделью штрафа также может быть оптимальной в модели стратегии. Во-вторых, мы видим, что порядок корректировок, заданный стратегической моделью, соответствует GOR порядок расположения скважин (см. Таблицу 3.2.6). Для понижающих регулировок сначала регулируются штуцеры скважин с самым высоким газовым фактором, а для повышающих - штуцеры скважин с самым низким газовым фактором. GOR настраиваются в первую очередь. Вместе эти два результата имеют особенно интересное значение, а именно то, что модель штрафов

может фактически использоваться для поиска стратегии. Во-первых, модель штрафа может быть использована для определения того, какие дроссели нужно регулировать и в какой степени. Затем порядок корректировок может быть назначен эвристически, используя ожидаемые GOR ценности. Это, по крайней мере, для этих тестов, приведет к таким же оптимальным оцененным целевым значениям, что и стратегии, заданные стратегической моделью. В большинстве случаев это очевидно. Для теста с $\Delta Gas = 0$ и 3 корректировки, это может быть труднее увидеть. Обратите внимание, что модель штрафа предлагает скорректировать последнее подавление только на 0,095, в то время как модель стратегии предлагает скорректировать его на 0,116. Таким образом, можно подумать, что эвристически созданная стратегия из модели штрафов не будет столь же хороша, как стратегия, заданная стратегической моделью. Напомним, однако, что при оценке стратегий величина последней корректировки не может повлиять на результат оценки (пока он не равен нулю). При оценке стратегии, если последняя начатая регулировка не приводит вас к мощности по газу, она будет продолжаться до тех пор, пока мощность не будет достигнута. Следовательно, даже для этого теста стратегия, созданная эвристически на основе результата модели штрафов, будет оптимальной. Далее, сравнивая стохастические решения с детерминированными решениями, мы видим, что для большинства тестов они отличаются незначительно. Основное отличие состоит в том, что для нескольких тестов стохастическая модель предлагает корректировку штуцера скважины вторым худшим GOR (скважина 5), а детерминированная модель предполагает заглушку скважины с наихудшим GOR (скважина 6). Хотя скважина 5 имеет GOR с ожидаемым значением выше, чем у скважины 6, GOR скважины 5 гораздо более определена (сравните разницу уклонов для этих штуцеров как для нефти, так и для газа, см. Таблицу 3.2.4 и Таблицу 3.2.5). Это может объяснить, почему скважина 5 предпочтительнее скважины 6 в стохастических решениях. Эти стохастические решения интересны, поскольку они используют информацию, недоступную для детерминированной модели. Таким образом, находят решения с более высокими ожидаемыми улучшениями производства, чем те, которые достигаются с помощью детерминированного подхода. (i.e. positive VSS). Мы также можем заметить, что VSS с использованием предложенных моделей находится в диапазоне $0 < VSS < 0.05$. Это довольно маленький VSS, но он неотрицательный. Даже если это может показаться незначительным, даже небольшое улучшение может быть очень ценным при добыче больших объемов нефти. Обратите внимание, что мы могли получить отрицательный VSS, потому что это

Таблица 4.2.1: Модель штрафов за результаты, Румайла скважины

ΔGas	Changes	Model	Obj. Val.	% Gap	Obj. Val.*	Std. Dev.	Δx_1	Δx_2	Δx_3	Δx_4	Δx_5	Δx_6	Δx_7	EVPI	VSS
0	2	Stoch.	8.50	0	8.50	0.35	0	0.116	0	0	0	-0.122	0	0.21	0.03
		Det.	8.56	0	8.47	0.39	0	0.116	0	0	0	-0.120	0		
	3	Stoch.	13.45	0	13.45	0.39	0.125	0.095	0	0	-0.228	0	0	0.05	0.05
		Det.	13.49	0	13.40	0.38	0.125	0.092	0	0	-0.228	0	0		
10000	2	Stoch.	9.36	0	9.36	0.31	0	0.116	0	0	-0.095	0	0	0.13	0.03
		Det.	9.41	0	9.34	0.33	0	0.116	0	0	0	-0.070	0		
	3	Stoch.	16.07	0	16.07	0.39	0.125	0.116	0	0	-0.198	0	0	0.24	0.03
		Det.	16.13	0	16.04	0.39	0.125	0.116	0	0	-0.195	0	0		

Таблица 4.2.2: Модель стратегии результатов, случай Румайлы

ΔGas	Changes	Model	Obj. Val.	% Gap	Obj. Val.*	Std. Dev.	Δx_1	Δx_2	Δx_3	Δx_4	Δx_5	Δx_6	Δx_7	Seq.	EVPI	VSS
-50000	2	Stoch.	-4.28	0	-4.28	0.38	0	0	0	0	-0.124	-0.160	0	6-5	0.12	0
		Det.	-4.28	0	-4.28	0.38	0	0	0	0	-0.117	-0.160	0	6-5		
	3	Stoch.	2.37	0	2.37	0.46	0.125	0	0	0	-0.228	-0.156	0	6-5-1	0.11	0.04
		Det.	2.44	0	2.32	0.48	0.125	0	0	0	-0.220	-0.160	0	6-5-1		
0	2	Stoch.	8.51	0	8.50	0.36	0	0.116	0	0	-0.161	0	0	5-2	0.20	0.03
		Det.	8.56	0	8.47	0.41	0	0.116	0	0	0	-0.120	0	6-2		
	3	Stoch.	13.49	0	13.49	0.43	0.125	0.116	0	0	-0.228	0	0	5-1-2	0.01	0
		Det.	13.49	0	13.49	0.43	0.125	0.092	0	0	-0.228	0	0	5-1-2		
10000	2	Stoch.	9.37	0	9.36	0.31	0	0.116	0	0	-0.095	0	0	5-2	0.13	0.02
		Det.	9.41	0	9.35	0.34	0	0.116	0	0	0	-0.070	0	6-2		
	3	Stoch.	16.08	0	16.07	0.39	0.125	0.116	0	0	-0.198	0	0	5-1-2	0.24	0.04
		Det.	16.13	0	16.04	0.47	0.125	0.116	0	0	0	-0.148	0	6-1-2		

значение было основано на оценках на другом (более крупном) дереве сценариев, чем дерево, которое использовалось при решении стохастической модели.

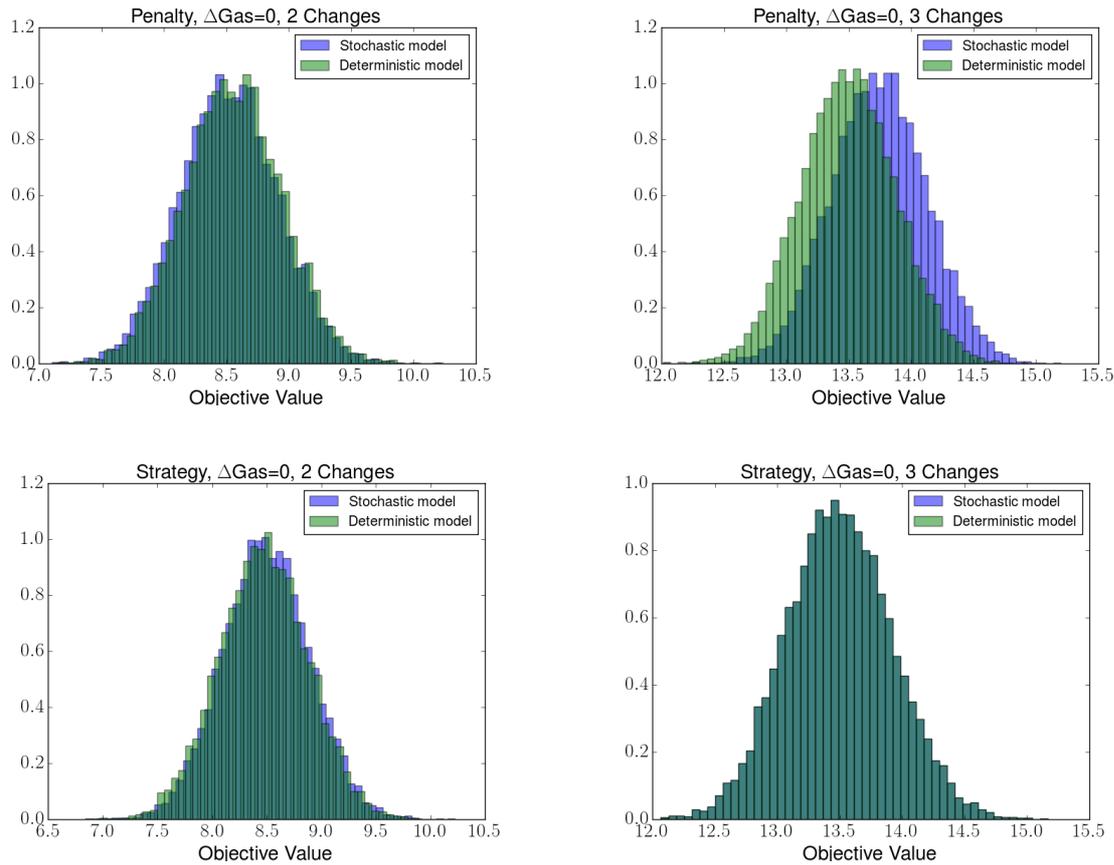


Рисунок 10.2.1: Гистограммы возможных объективных значений, случай Румайлы

Наконец, объективные значения из тестов с $\Delta Gas = 0$ показывают, что можно получить прибыль, уменьшая добычу на одних скважинах и увеличивая добычу на других. То есть эти результаты предполагают, что значительное улучшение добычи нефти может быть достигнуто без увеличения добычи газа. Все улучшения в добыче нефти, которые могут быть достигнуты без изменения добычи газа, можно считать чистой прибылью. Причина в том, что внесение этих корректировок почти ничего не стоит по сравнению со стоимостью добычи большего количества нефти. Исторические данные показывают, что текущая добыча нефти составляет около $160 Sm^3/h$ (см. рисунок С.0.2). С двумя доступными настройками улучшение примерно на $8.5 Sm^3/h$ ожидается, и с тремя доступными корректировками улучшение примерно на $13.5 Sm^3/h$ ожидается. Это составляет примерно 5% и 8% соответственно, что можно считать значительным улучшением. Однако обратите внимание, что предполагаемые улучшения основаны на моделях данных, построенных на исторических данных.

Следовательно, это ожидаемое улучшение при условии, что модели данных хорошо отражают реальность. На основе графиков прогнозируемой исторической добычи по сравнению с реальной исторической добычей (Рисунок С.0.2, Рисунок С.0.1, Рисунок В.0.4 и Рисунок В.0.2) и рассчитанных R^2 значений (таблица 3.2.7), это предположение, похоже, верно. Таким образом, улучшение на 5% и 8% для двух и трех корректировок может быть тем, чего на самом деле можно ожидать при реализации предложенных стратегий. Кроме того, если оценочная

неопределенность добычи соответствует действительности, то мы можем сказать с уверенностью 99,7%, что улучшение добычи с двумя доступными корректировками будет в диапазоне $[7.45, 9.55] \text{ Sm}^3/\text{h}$ и с тремя доступными настройками будет в диапазоне $[12.3, 14.7] \text{ Sm}^3/\text{h}$. Это можно увидеть на графиках на Рисунке 4.2.1. На основании этих гистограмм может показаться, что решение, данное моделью штрафа, лучше, чем решение, данное стратегической моделью. Однако это не обязательно так, поскольку оценочное значение цели вычисляется по-разному для каждой из моделей, как описано в главе 4.4. Стратегии этих двух моделей практически идентичны, поэтому разница в объективном значении, скорее всего, вызвана различием в вычислении этого значения.

Синтетический чехол 1

Результаты модели штрафов для синтетического случая 1 показаны в таблице 4.2.3, а результаты модели стратегии для синтетического случая 1 показаны в таблице 4.2.4. Все результаты, как для модели стратегии, так и для модели штрафов, имеют одинаковую объективную ценность. (Obj. Val.), и оцененное объективное значение (Obj. Val. *). Кроме того, для каждой подобной тестовой установки целевое значение одинаково как для стохастической версии, так и для детерминированной версии этих моделей. Также можно увидеть, что целевое значение точно равно сумме реализованных регулировок штуцера, умноженных на средний вклад нефти (который равен 50 для всех скважин). То есть для модели стратегии при ΔGas равном 10000

ожидаемое улучшение добычи нефти составляет $(0,2 + 0 + 0 + 0 + 0) \cdot 50 = 10$. Обратите внимание, что для $\Delta Gas = -50000$, Результат решения, представленного стратегической моделью, включает две корректировки. Однако, поскольку вклад газа определен, будет реализован только первый.

в каждом сценарии. Поскольку стохастическая и детерминированная версии дают один и тот же результат, VSS равен нулю для всех результатов в случае 1. Это не должно вызывать удивления, поскольку только нефть в этом случае является неопределенной. Поскольку добыча газа определена, и все скважины имеют равный средний вклад нефти и газа, нет способа, например, отрегулировать один штуцер, а другой - немного больше.

вверх, что приведет к увеличению добычи нефти. Поэтому оптимальное решение - ничего не делать, когда ΔGas равно нулю. когда ΔGas не равно нулю, и регулируемые дроссели случайны.

Обратите внимание, что если бы моменты были слегка отклонены в наборе сценариев, стохастическая модель не дала бы решение без корректировки в качестве оптимального решения для $\Delta Gas = 0$. Если бы моменты в наборе сценариев не были идеально согласованы, скважины имели бы неравные средства, что сделало бы одни скважины лучше других в стохастической модели. Тогда оптимальными в данном случае были бы только решения с переключением дросселей. $\Delta Gas = 0$ тест и, вероятно, также в $\Delta Gas = 10000$ тест.

Таблица 4.2.3: Модель штрафов за результаты, синтетический случай 1

ΔGas	Model	Obj. Val.	% Gap	Obj. Val.*	Δx_1	Δx_2	Δx_3	Δx_4	Δx_5	EVPI	VSS
0	Stoch.	0	0	0	0.20	0	0	0	-0.20	4.26	0
	Det.	0	0	0	0	0	0	0	0		
10000	Stoch.	10.00	0	10.00	0	0	0.20	0	0	4.69	0
	Det.	10.00	0	10.00	0	0	0.20	0	0		

Таблица 4.2.4: Модель стратегии результатов, синтетический случай 1

ΔGas	Model	Obj. Val.	% Gap	Obj. Val.*	Δx_1	Δx_2	Δx_3	Δx_4	Δx_5	Seq.	EVPI	VSS
-50000	Stoch.	-50.00	5.28	-50.00	-0.50	-0.50	0	0	0	1-2	6.81	0
	Det.	-50.00	0	-50.00	-0.50	-0.50	0	0	0	2-1		
0	Stoch.	0	Inf.	0	-	-	-	-	-	-	4.26	0
	Det.	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
10000	Stoch.	10.00	19.84	10.00	0	0.20	0	0.20	0	2-4	4.69	0
	Det.	10.00	0	10.00	0	0.20	0	0	0	2		

Синтетический чехол 2

Результаты модели штрафов для синтетического случая 2 показаны в таблице 4.2.5, а результаты модели стратегии для синтетического случая 2 показаны в таблице 4.2.6. Результаты для случая 2 почти такие же, как и для случая 1. Все целевые значения равны таковым в случае 1, а значения переменных решения в основном такие же. Как и в случае 1, только добыча нефти является неопределенной, и, следовательно, нет ожидаемой ценности знания об этой неопределенности, что означает стохастическое решение проблемы. Это означает, что и в этом случае VSS для всех тестов равен нулю.

Обратите внимание, что для теста с ΔGas , равным нулю, разрыв оптимальности для решения, заданного стохастической моделью, бесконечен. Это является следствием того, как вычисляется разрыв оптимальности, а именно то, что целевое значение находится в знаменателе формулы разрыва оптимальности. Следовательно, если целевое значение очень близко или равно нулю, это значение станет очень большим или бесконечным. Такие пробелы также обнаруживаются для некоторых последующих тестов.

Таблица 4.2.5: Модель штрафов за результаты, синтетический случай 2

ΔGas	Model	Obj. Val.	% Gap	Obj. Val.*	Δx_1	Δx_2	Δx_3	Δx_4	Δx_5	EVPI	VSS
0	Stoch.	0	0	0	0	0	0	0	0	2.33	0
	Det.	0	0	0	0	0	0	0	0		
10000	Stoch.	10.00	0	10.00	0.20	0	0	0.20	-0.20	2.82	0
	Det.	10.00	0	10.00	0	0	0.20	0	0		

Таблица 4.2.6: Модель стратегии результатов, синтетический случай 2

ΔGas	Model	Obj. Val.	% Gap	Obj. Val.*	Δx_1	Δx_2	Δx_3	Δx_4	Δx_5	Seq.	EVPI	VSS
-50000	Stoch.	-50.00	0	-50.00	-0.50	-0.50	0	0	0	1-2		

	Det.	-50.00	0	-50.00	-0.50	-0.50	0	0	0	2-1	4.16	0
0	Stoch.	0	Inf.	0	-	-	-	-	-	-		
	Det.	0	0	0	0	0	0	0	0	-	2.33	0
10000	Stoch.	10.00	6.83	10.00	0.20	0	0	0	0	1	2.82	0
	Det.	10.00	0	10.00	0	0.20	0	0	0	2		

Синтетический чехол 3

Результаты модели штрафов для синтетического случая 3 показаны в таблице 4.2.7, а результаты модели стратегии для синтетического случая 3 показаны в таблице 4.2.8. Все стратегии детерминированной модели аналогичны случаям 1 и 2, потому что средний вклад нефти и средний вклад газа одинаковы. Единственная разница по сравнению с этими случаями заключается в том, какие дроссели установлены до предела. Как упоминалось ранее, это может варьироваться, поскольку все скважины имеют одинаковый ожидаемый газовый фактор.

Когда ΔGas составляет -50000, стратегия, заданная стохастической стратегической моделью, и стратегия, заданная детерминированной моделью, начинают с закрытия штуцеров скважин 1 и 2. Это скважины с наиболее определенным газовым фактором. Стратегия, предлагаемая стохастической моделью, также включает третий шаг, который заключается в корректировке штуцера скважины 5 - скважины с наименее определенным газовым фактором. Решение, данное детерминированной моделью, не включает третий шаг. Причина в том, что с учетом детерминированных вкладов суммы корректировок, равной -1, было бы достаточно, чтобы снизить добычу газа на 50000.

Однако, когда вклады газа не определены, сумма корректировок, равная -1

может привести к сокращению менее чем на 50000. Это незаконное состояние согласно ограничению мощности газа. Как уже упоминалось, когда стратегия приводит к недопустимому состоянию, последний отрегулированный штуцер корректируется дальше вниз (если он не выключен), и если этого недостаточно, штуцеры корректируются вниз в порядке газового фактора (от высокого к низкому). Поскольку газовый фактор одинаков для всех скважин, выбор штуцера, который регулируется в реализованной стратегии детерминированной модели, является случайным. Однако, поскольку VSS равен нулю, мы можем быть уверены, что третья реализованная корректировка должна быть одинаковой для обеих моделей. В качестве альтернативы, может случиться так, что при реализации детерминированной стратегии регулируется еще один дроссель, и это приводит к точно таким же целевым значениям, что и для реализации стохастической стратегии. Однако это маловероятно. Когда ΔGas равно 0, модель стохастического штрафа и модель стохастической стратегии дают разные решения. Модель штрафа не предлагает никаких корректировок, тогда как модель стратегии предлагает отрегулировать штуцер

4 и 3 соответственно, а затем настроить штуцер 2. Интересно, что стратегия, заданная стратегической моделью, дает положительный результат VSS. Это означает, что модель стратегии смогла найти способ выгодно использовать неопределенность в отношении доли газа. При понижении дроссельной заслонки 3 и 4 на 0,14 процентных пункта, дроссельная заслонка 2 может быть отрегулирована в среднем более чем на 0,14. Это то, что вызывает ненулевое ожидаемое улучшение добычи. Этот результат особенно интересен, поскольку он означает, что даже когда все скважины имеют одинаковые ожидаемые вклады как для нефти, так и для газа и $\Delta Gas = 0$, могут быть стратегии, которые лучше, чем ничего не делать. Такое решение не было бы найдено, если бы учитывались только ожидаемые значения. Далее мы видим, что ни самый надежный, ни наименее надежный штуцер не регулируется (1 и 5 соответственно). Интуитивно можно подумать, что эти штуцеры должны регулироваться вверх или вниз для достижения максимального ожидаемого повышения производительности. Однако эти результаты говорят об обратном. Обратите внимание, что по окончании этого теста разрыв в оптимальности все еще был очень высоким. Поэтому может оказаться, что фактическое оптимальное решение включает дроссель 1 и / или 5. Когда ΔGas равно 10000, как модель стохастических штрафов, так и модель стохастической стратегии предлагают решения, которые включают в себя больше шагов, чем простая настройка одного штуцера до его верхнего предела. Регулировка одного штуцера до его верхнего предела - это решение, данное детерминированной моделью. Стратегия, заданная моделью штрафов, включает три корректировки вверх, тогда как стратегия, заданная моделью стратегии, включает одну корректировку в сторону уменьшения и две корректировки в сторону увеличения. Оба этих решения приводят к более высокому ожидаемому повышению производительности, чем решение, данное детерминированной моделью.

Таблица 4.2.7: Модель штрафов за результаты, синтетический случай 3

ΔGas	Model	Obj. Val.	% Gap	Obj. Val.*	Δx_1	Δx_2	Δx_3	Δx_4	Δx_5	EVPI	VSS
0	Stoch.	0	0	0	0	0	0	0	0	4.33	0
	Det.	0	0	0	0	0	0	0	0		
10000	Stoch.	10.03	0	10.01	0	0	0.06	0.09	0.11	3.88	0.65
	Det.	10.00	0	9.36	0	0	0.20	0	0		

Таблица 4.2.8: Модель стратегии результатов, синтетический случай 3

ΔGas	Model	Obj. Val.	% Gap	Obj. Val.*	Δx_1	Δx_2	Δx_3	Δx_4	Δx_5	Seq.	EVPI	VSS
-50000	Stoch.	-51.40	0	-50.29	-0.50	-0.50	0	0	-0.20	2-1-5	7.39	0
	Det.	-50.00	0	-50.29	-0.50	-0.50	0	0	0	2-1		
0	Stoch.	0.11	6106	0.08	0	0.20	-0.12	-0.02	0	4-3-2	4.25	0.08
	Det.	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
10000	Stoch.	10.36	21.85	10.30	0.16	0	-0.07	0	0.20	3-1-5	3.60	0.71
	Det.	10.00	0	9.58	0	0.20	0	0	0	2		

Синтетический чехол 4

Результаты модели штрафов для синтетического случая 4 показаны в таблице 4.2.9, а результаты модели стратегии для синтетического случая 4 показаны в таблице 4.2.10. Опять же, объективное значение, данное детерминированной моделью, такое же, как и для трех предыдущих случаев.

Когда ΔGas составляет -50000, модель стохастической стратегии дает решение, которое отличается от детерминированной модели с точки зрения регулируемых дросселей. Обе модели

предложить решения, при которых отключены два дросселя. Однако стратегия, заданная стохастической моделью, также включает в себя третий этап, который представляет собой регулировку дроссельной заслонки 1. Вероятно, стратегия, заданная детерминированной моделью, не приводит к допустимому решению во всех сценариях, и поэтому третий этап является скорее всего, будет выполнен при оценке этой стратегии. Интересно, что разница в том, какие штуцеры регулируются, приводит к положительному VSS, даже несмотря на то, что распределение газа для всех скважин имеет одинаковые первые два момента. Это означает, что если построение моделей скважин для реальной производственной системы, и эти моменты показывают, что они ненормальные, это ненормальность должна быть представлена в сгенерированном наборе сценариев для моделей оптимизации. Когда ΔGas равно 0, модель стохастического штрафа не предлагает никаких корректировок, в то время как модель стохастической стратегии предлагает регулировку дросселя 1 и штуцера 3, а также настройку дросселя 2. Для модели стратегии VSS снова положительный, что означает, что есть способ использовать неопределенность добычи для скважин для достижения более высокого

улучшение производства, чем если бы неопределенность не принималась во внимание. Кроме того, это подтверждает вывод для теста с $\Delta Gas = -50000$, а именно, что скважины, имеющие одинаковые первые два момента или их распределения добычи, не похожи, когда принимаются во внимание более высокие моменты. Обратите внимание, однако, что модель штрафов не предлагает то же решение, что и модель стратегии для этого теста, а скорее предлагает решение, не требующее корректировок. То есть затраты на выполнение штрафных понижающих корректировок для плохих сценариев, скорее всего, перевешивают добавленную прибыль для хороших сценариев. Следовательно, оптимальной стратегией в модели штрафов является сохранение текущих настроек производственной системы. То есть в модели штрафов скважины не рассматриваются как достаточно разные, чтобы было полезно принять на себя риск, связанный с настройкой системы.

Когда ΔGas равно 10000, как модель стохастических штрафов, так и модель стохастической стратегии снова предлагают решения, которые включают в себя больше шагов, чем простая регулировка одного штуцера до его верхнего предела. Как и в случае 3, модель штрафа предлагает только корректировки в сторону увеличения, в то время как модель стратегии предполагает снижение одного штуцера и корректировку двух других. Оба решения приводят к улучшению, которое выше, чем решение, данное детерминированной моделью. Опять же, это подтверждает выводы, сделанные в двух предыдущих абзацах.

Таблица 4.2.9: Модель штрафов за результаты, синтетический случай 4

ΔGas	Model	Obj. Val.	% Gap	Obj. Val.*	Δx_1	Δx_2	Δx_3	Δx_4	Δx_5	EVPI	VSS
0	Stoch.	0	0	0	0	0	0	0	0	2.47	0
	Det.	0	0	0	0	0	0	0	0		
10000	Stoch.	9.94	0	9.91	0	0.05	0.06	0	0.10	2.61	0.34
	Det.	10.00	0	9.57	0	0	0.20	0	0		

Таблица 4.2.10: Модель стратегии результатов, синтетический случай 4

ΔGas	Model	Obj. Val.	% Gap	Obj. Val.*	Δx_1	Δx_2	Δx_3	Δx_4	Δx_5	Seq.	EVPI	VSS
-50000	Stoch.	-51.38	0	-50.15	-0.14	0	-0.50	0	-0.50	5-3-1	4.77	0.04
	Det.	-50.00	0	-50.19	-0.50	-0.50	0	0	0	2-1		
0	Stoch.	0.08	2220	0.06	-0.07	0.20	-0.08	0	0	1-3-2	2.41	0.06
	Det.	0	0	0	0	0	0	0	0	-		
10000	Stoch.	10.00	5.08	10.07	0.20	0	-0.02	0.07	0	3-4-1	2.45	0.43
	Det.	10.00	0	9.64	0	0.20	0	0	0	2		

5. ВЫВОД

В этой диссертации изучите методы анализа больших данных для оптимизации добычи нефти. Проблема представлена. Эта проблема связана с увеличением повседневной добычи нефти с месторождения, применяя производственные большие данные в реальном времени, чтобы найти оптимальный способ работать. Следовательно, оба метода генерации входных параметров и оптимизации модели нужны. Анализируя предыдущую литературу по теме, мало авторов обращаются исторические данные по добыче нефти для создания входных данных для моделей оптимизации, но вместо этого полагайтесь на неточные тренажеры. Кроме того, оптимизационные модели в литературе редко адаптированы к рабочему процессу оператора и в целом

учитывать неопределенность входных параметров. В представленной работе эти аспекты рассматриваются, и полный подход к решению проблемы оптимизации в по анализируйте большие данные является дано. Мы разрабатываем три модели скважин (на нефтяном месторождении Румайла) на основе различных доступных измерений нефти и газа. в поле. Сравнивая их, мы обнаруживаем, что комбинированная модель скважины, сочетающая как экспортные, так и многофазные измерения обеспечивают наиболее точный прогноз добыча нефти и газа. Если для нефтяного месторождения доступны только экспортные измерения, поэтому инвестиции в МРМ могут быть рассмотрены, если более точные модели прогнозирования разыскиваются. Кроме того, мы обнаруживаем, что лучший метод регрессии зависит от входных данных. данные доступны, и поэтому необходимо протестировать несколько методов. Также предполагаемый параметры чувствительны к исходным предположениям, например, как разные измерения взвешиваются в регрессии. Для данных, доступных на месторождении Румайла, мы находим, что Т Хубера является наилучшей регрессией.

метод. Начальная загрузка используется для нахождения распределений параметров для каждой скважины. модель. Показано, что все параметры близки к нормально распределенным. На основе найдена линейная модель, а моменты и корреляция оценены с помощью бутстрэппинга процедура, согласование моментов используется для поиска наилучшего возможного набора сценариев представляющие свойства каждой скважины. Предположение о линейности локальной модели скважины с помощью коэффициентов детерминации считается очень хорошим для всего экспортного газа производство, и несколько более сомнительно для прогнозов общего экспорта нефти. Представлены две модели оптимизации для различных схем рабочего процесса оператора. И модель стратегии, и модель штрафов - это модели обращения за помощью, включающие неопределенность параметров скважины. Техническое исследование показывает, что штраф модель может обрабатывать более крупные экземпляры проблемы, чем модель стратегии, и на ее основе может быть более подходящим для больших полей с большим количеством скважин. Бинарные переменные второй ступени в модели стратегии приводят к очень большим деревьям ветвей и границ и длинному решению раз. Мы показываем, что сначала ветвление по переменным первого этапа дает более жесткие границ в дереве ветвей и границ, и поэтому мы используем эту стратегию ветвления

при решении кейсов. При тестировании моделей в выборке и вне выборки стабильность, мы обнаруживаем, что согласованные по моменту сценарии дают значительно более низкую объективную ценность отклонение от случайных сценариев, и что проблема стабильности решения незначительна используя эти наборы сценариев. Из результатов тематического исследования в Румайла мы находим что модель штрафов и модель стратегии, за некоторыми исключениями, дают одинаковые объективные значения, даже если переменные решения

принимают несколько разные значения. При использовании модель штрафа и сортировка предложенной скважины эвристически меняются после ГФ, получается стратегия, дающая ту же объективную ценность, что и модель стратегии. В некоторых Однако в некоторых случаях модель стратегии может предложить лучшее решение, чем модель штрафов, поэтому обе модели должны быть протестированы. Ожидаемое улучшение производства на около 8,5% и 13,5% обнаружено для двух и трех разрешенных изменений соответственно для обеих стохастические модели и детерминированная модель. Если предположения и модели скважин правильно, это значительное улучшение. Мы находим небольшой VSS для большинства вариантов Дело Румайла , предполагающее, что стохастическое решение проблемы в некоторой степени полезно. Из синтетических случаев мы находим, что если только прогнозы по нефти являются неопределенными, стохастический модели не лучше детерминированных. Если прогнозы по газу на

С другой стороны, немного лучшее объективное значение получается с использованием стохастических моделей. Обе уровень дисперсии и уровень асимметрии добычи газа влияют на стохастическое объективное значение. Значительный EVPI обнаружен для всех случаев, что указывает на то, что поиск способов еще большего улучшения моделей скважин, чтобы лучше понять ценно то, что может случиться в будущем.

Реализовать предложенные модели скважин и оптимизации в программном обеспечении для оптимизации. для использования на реальном месторождении необходимы дальнейшие разработки. Модели скважин нужны применять методы итеративной регрессии, чтобы новые измерения могли быть включены в оценка параметра непрерывно. Кроме того, должен быть удобный интерфейс. разработаны, чтобы результаты были легко доступны и интерпретированы для конечных пользователей. Этот тезис однако показать, что есть потенциал для увеличения добычи нефти за счет использования в по анализируйте большие данные методы оптимизации. Другие положительные эффекты, такие как более частое обновление моделей скважин и повышение эффективности полевых операций также может быть достигнуто за счет внедрения. Поэтому приветствуются дальнейшие исследования по этой теме.

Список литературы

- Bodington, C. E. and Baker, T. E. (1990). A history of mathematical programming in
○ the petroleum industry, *Interfaces* 20(4): 117–127.
- Wang, P. (2003). Development and applications of production optimization techniques
○ for petroleum fields, PhD thesis, Stanford University.
- Nygreen, B., Christiansen, M., Haugen, K., Bjørkvoll, T. and Kristiansen, Ø. (1998).
Modeling norwegian petroleum production and transportation, *Annals of Operations
Research* 82: 251–268.
- Walls, M. R. (2004). Combining decision analysis and portfolio management to improve
project selection in the exploration and production firm, *Journal of Petroleum Science
and Engineering* 44(1): 55–65.
- Orman, M. and Duggan, T. (1999). Applying modern portfolio theory to upstream
investment decision making, *Journal of petroleum technology* 51(03): 50–53.
- Brashear, J. P., Becker, A. B. and Gabriel, S. A. (1999). Interdependencies among e&p
projects and portfolio risk management, SPE annual technical conference.
- Attria, H., Wise, W. and Black, W. (1961). Application of optimizing techniques for
studying field producing operations, *Journal of Petroleum Technology* 13(01): 82–86.
- Dutta-Roy, K. and Kattapuram, J. (1997). A new approach to gas-lift allocation optimization,
SPE western regional meeting, Society of Petroleum Engineers.
- Wang, P., Litvak, M. and Aziz, K. (2002). Optimization of production operations
in petroleum fields, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of
Petroleum Engineers.
- Attria, H., Wise, W. and Black, W. (1961). Application of optimizing techniques for
studying field producing operations, *Journal of Petroleum Technology* 13(01): 82–86.
- Dutta-Roy, K. and Kattapuram, J. (1997). A new approach to gas-lift allocation optimization,
SPE western regional meeting, Society of Petroleum Engineers.
- Wang, P., Litvak, M. and Aziz, K. (2002). Optimization of production operations
in petroleum fields, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of
Petroleum Engineers.
- Gunnerud, V. and Foss, B. (2010). Oil production optimization a piecewise linear
model, solved with two decomposition strategies, *Computers & Chemical Engineering*
34(11): 1803–1812.
- Gunnerud, V., Foss, B., McKinnon, K. and Nygreen, B. (2012). Oil production optimization
solved by piecewise linearization in a branch & price framework, *Computers
& Operations Research* 39(11): 2469–2477
- Kosmidis, V. D., Perkins, J. D. and Pistikopoulos, E. N. (2005). A mixed integer optimization
formulation for the well scheduling problem on petroleum fields, *Computers
& Chemical Engineering* 29(7): 1523–1541.
- Ursin-Holm, S. and Shamlou, S. S. (2013). Simulation based optimization of petroleum

production problems: Development of a special purpose b&b for a non-convex minlp.

Nishikiori, N., Redner, R., Doty, D. and Schmidt, Z. (1995). An improved method for gas lift allocation optimization, *Journal of energy resources technology* 117(2): 87–92.

Linden, R. V. D. and Busking, T. (2013). Real-time optimization of a maturing north sea gas asset with production constraints, SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.

van der Linden, R., Marck, J. and de Boer, J. (2015). Results of real-time production optimization of a maturing north sea gas asset with production constraints, *IFAC PapersOnLine* 48(6): 45–49.

Tjønnås, J. and Schjølberg, I. (2011). Simple near well models for fast generation of dynamic gor.

Bakshi, A., Uniacke, E. and Dias, E. (2015). Lessons learned from world-wide deployments of model-based real time production optimization solutions, SPE Digital Energy Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.

Dutra, T. A., Machado, L., Rodriguez, M. A., Almeida, I., Montanha, B. N., Manzali, M., Dinis, M. G. M., Carbone, L., de Souza, M. F. and Nogueira Herdeiro, M. A. (2010). Monitoring and optimizing oil fields by a real-time production operation (rtpo) system, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Society of Petroleum Engineers.

Ramdial, A., Hudson, N., Rodriguez, J. C. and Strathman, M. (2009). Real-time data, models optimize complex production off trinidad, *Oil & gas journal* 107(17).

Dutra, T. A., Machado, L., Rodriguez, M. A., Almeida, I., Montanha, B. N., Manzali, M., Dinis, M. G. M., Carbone, L., de Souza, M. F. and Nogueira Herdeiro, M. A. (2010). Monitoring and optimizing oil fields by a real-time production operation (rtpo) system, *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Society of Petroleum Engineers.

Dutta-Roy, K. and Kattapuram, J. (1997). A new approach to gas-lift allocation optimization, *SPE western regional meeting*, Society of Petroleum Engineers.

Dzubur, L. and Langvik, A. (2012). Optimization of oil production-applied to the marlim field, *Technical report*, Working Paper. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology.

Efron, B. (1979). Bootstrap methods: Another look at the jackknife, *The Annals of Statistics* 7(1): 1–26.

Efron, B. and Tibshirani, R. J. (1994). *An introduction to the bootstrap*, CRC press.

Elgsæter, S. M., Slupphaug, O. and Johansen, T. A. (2010). A structured approach to optimizing offshore oil and gas production with uncertain models, *Computers & chemical engineering* 34(2): 163–176.

Elgsæter, S., Slupphaug, O. and Johansen, T. A. (2008). Production optimization; system identification and uncertainty estimation, *Intelligent Energy Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers.

- Fang, W. and Lo, K. (1996). A generalized well management scheme for reservoir simulation, *SPE Reservoir Engineering* **11**(02): 116–120.
- Fernandes, L. J., Relvas, S. and Barbosa-Póvoa, A. P. (2015). Petroleum supply chain network design and tactical planning with demand uncertainty, *Operations Research and Big Data*, Springer, pp. 59–66.
- Fetkovich, M. (1973). The isochronal testing of oil wells, *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, Society of Petroleum Engineers.
- FMC Technologies (2015). Flowmanager, <http://www.fmctechnologies>.
- Folgerø, K., Soldal, E. L., Kocbach, J., Frøysa, K.-E., Kleppe, K. and Åbro, E. (2013). Uncertainty analysis of multiphase flow meters used for allocation measurements: Field experiences and future challenges.
- GDF SUEZ E&P Norge (2015). Gjøa, http://www.gdfsuezep.no/our-operations/gjoa.aspx?sc_lang=en.
- Glæserud, P. and Syrdalen, J. A. (2009). Optimization of petroleum production under uncertainty: Applied to the troll c field.
- Goel, V. and Grossmann, I. E. (2004). A stochastic programming approach to planning of offshore gas field developments under uncertainty in reserves, *Computers & Chemical Engineering* **28**(8): 1409–1429.
- Grimstad, B. (2015). Daily production optimization for subsea production systems: Methods based on mathematical programming and surrogate modelling.
- Gunnerud, V. and Foss, B. (2010). Oil production optimization a piecewise linear model, solved with two decomposition strategies, *Computers & Chemical Engineering* **34**(11): 1803–1812.
- Gunnerud, V., Foss, B., McKinnon, K. and Nygreen, B. (2012). Oil production optimization solved by piecewise linearization in a branch & price framework, *Computers & Operations Research* **39**(11): 2469–2477.
- Gunnerud, V., Ursin-Holm, S. and Teixeira, A. (2013). Advanced optimization techniques applied to a petrobras fpso, *SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers.
- Hanssen, K. G. and Foss, B. (2015). Production optimization under uncertainty-applied to petroleum production, *IFAC-PapersOnLine* **48**(8): 217–222.
- Haugen, K. K. (1996). A stochastic dynamic programming model for scheduling of offshore petroleum fields with resource uncertainty, *European Journal of Operational Research* **88**(1): 88–100.
- Higle, J. L. (2005). Stochastic programming: optimization when uncertainty matters, *Tutorials in operations research. INFORMS, Baltimore* pp. 30–53.

- Høyland, K., Kaut, M. and Wallace, S. W. (2003). A heuristic for moment-matching scenario generation, *Computational optimization and applications* **24**(2-3): 169–185.
- Huber, P. J. (1964). Robust estimation of a location parameter, *The Annals of Mathematical Statistics* **35**(1): 73–101.
- Huber, P. J. (1981). *Robust Statistics*, Wiley, New York.
- Huseby, A. B. and Haavardsson, N. F. (2009). Multi-reservoir production optimization, *European Journal of Operational Research* **199**(1): 236–251.
- IO Center (n.d.). Solutions for efficient decision making and teamwork within planning in gdf suz e&p norge, <http://www.iocenter.no/system/files/sites/default/files/IO2/Presentations/GDF%20SUEZ.pdf>.
- Jørnsten, K. O. (1992). Sequencing offshore oil and gas fields under uncertainty, *European Journal of Operational Research* **58**(2): 191–201.
- Jørgensen, K. O. (2008). Gjøa development and operations, <https://www.posccaesar.org/svn/pub/ISO15926AndSemanticWebTechnologiesNetwork/GDF-Suez.pdf>.
- Kall, P. and Mayer, J. (1976). *Stochastic linear programming*, Vol. 21, Springer.
- Kaut, M. (2003). Updates to the published version of a heuristic for moment-matching scenario generation by k. høyland, m. kaut, and sw wallace, *Computational Optimization and Applications* **24**: 169–185.
- Keesman, K. J. (2011). *System identification: an introduction*, Springer Science & Business Media.
- King, A. J. and Wallace, S. W. (2012). *Modeling with stochastic programming*, Springer Science & Business Media.
- Kohavi, R. (1995). A study of cross-validation and bootstrap for accuracy estimation and model selection, *Ijcai*, Vol. 14, pp. 1137–1145.
- Kosmidis, V. D., Perkins, J. D. and Pistikopoulos, E. N. (2005). A mixed integer optimization formulation for the well scheduling problem on petroleum fields, *Computers & Chemical Engineering* **29**(7): 1523–1541.

**Список работ, опубликованных по теме научно-квалификационной работы
(диссертации)**

1. Fadhil Jaf M. Using big data technologies in petroleum industry Scopus. AIP Conference Proceedings Том 220728 February 2020 Номер статьи 0000356