

# Оптимизация оперативного управления газовым промыслом

**Э.Р. Вильданов**  
начальник отдела разработки месторождений<sup>1</sup>  
E.Vildanov@northgas.ru

**К.С. Сорокин**  
главный специалист отдела разработки месторождений<sup>2</sup>  
Konstantin.Sorokin@novatek.ru

**И.В. Селезнев**  
руководитель направления проектов<sup>3</sup>  
Seleznevlv@sib-soft.ru

**Б.В. Хачатурян**  
заместитель генерального директора — главный геолог<sup>1</sup>  
B.Khachaturyan@northgas.ru

<sup>1</sup>ЗАО «Нортгаз», Новый Уренгой, Россия

<sup>2</sup>ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

<sup>3</sup>ТЭК ООО «СибирьСофтПроект», Томск, Россия

**На текущий момент газовый промысел — это сложная система, включающая в себя различные подсистемы: УКПГ, газосборная сеть, скважины и сами газоносные пласты.**

**Одной из актуальных задач ЗАО «Нортгаз» по оперативному управлению промыслом является расчет планового технологического режима (ТР) работы газоконденсатных скважин (ГКС). Задача расчета планового режима работы скважин, по сути, сводится к подбору таких трубных давлений по скважинам, при которых, с одной стороны, обеспечивается выход на плановые уровни добычи (по всем скважинам в целом), с другой — стабильная работа каждой из скважин. В этой статье авторы предлагают подход к решению данной задачи на основе алгоритма оптимизации Левенберга — Марквардта.**

**Материалы и методы**  
Алгоритм Левенберга — Марквардта.

**Ключевые слова**  
газовый промысел, технологический режим, оптимизация, алгоритм Левенберга — Марквардта, оптимальное управление

Согласно классическим подходам в теории управления, для безопасной и коммерчески выгодной работы предприятия требуется построение общей (интегрированной) модели газового промысла на основе анализа всех имеющихся подсистем (рис. 1).

На этапе построения подобных моделей требуется решить, какого типа модель будет положена в основу дальнейшего управления предприятием. Условно математические модели для описания сложных систем можно разделить на два принципиально разных типа:

- «черный ящик» — известны параметры, которые влияют на состояние модели, а также те, по которым мы можем оценить это состояние. Но при этом неизвестно содержимое «черного ящика», то есть физическая модель изучаемых явлений;
- «белый ящик» — это детерминистическая модель, которая позволяет не только узнать, как изменится состояние системы при изменении входных параметров, но и ответить на вопрос «почему?», поскольку подобные модели строятся на строгих физических законах, описывающих интересные нас явления.

Стоит отметить, что на первый взгляд преимущество детерминистических моделей очевидно, поскольку есть возможность всегда строго обосновать тот или иной план работы газового промысла. Это особенно важно, учитывая высокую стоимость ошибочных решений.

Однако при очевидных плюсах этот подход сопряжен с рисками. Часть рисков связана с выбором самих моделей для описания работы подсистем газового промысла, поскольку требуется определить, какие факторы считать значимыми и стоит учитывать в модели, а какие — нет. Но большая часть рисков связана с достоверностью данных, используемых для описания системы.

Слабое звено — модели пластов, требующие огромного количества данных, которые могут быть получены лишь опосредованным путем, а не прямым замером.

По факту можно отметить, что в практике работы как отечественных [1, 2], так и зарубежных инженеров [3, 4] предпочтение отдается детерминистическим моделям. Они реализованы в известных для инженеров программных решениях для создания моделей пласта, скважинного оборудования и систем сбора. При этом за последние два десятилетия растет интерес к использованию моделей типа «черный ящик». Это может быть связано как с развитием самих инструментов анализа (например, практики применения нейросетевого анализа [5, 6]), а также с распространением современных систем сбора информации в режиме реального времени (перманентные датчики + SCADA-системы [7]).

В рамках данной работы авторы предлагают ознакомиться с опытом разработки алгоритмов оптимального управления газовым промыслом на примере оптимизации режима работы газоконденсатных скважин предприятия ЗАО «Нортгаз», выполненных в рамках работ по созданию АИС «Система управления промысловыми данными» (АИС СУПД) в сотрудничестве с ООО «СибирьСофтПроект».

### Постановка задачи

Одной из актуальных задач ЗАО «Нортгаз» по оперативному управлению промыслом является расчет планового технологического режима работы газоконденсатных скважин. Подобные расчеты проводятся каждый месяц. Таким образом, требуется решить задачу оперативного управления газовым промыслом [8, 9, 10]. Управление ГКС происходит путем изменения устьевого давления с помощью регулирующих устройств (УР) с дистанционного пульта управления.

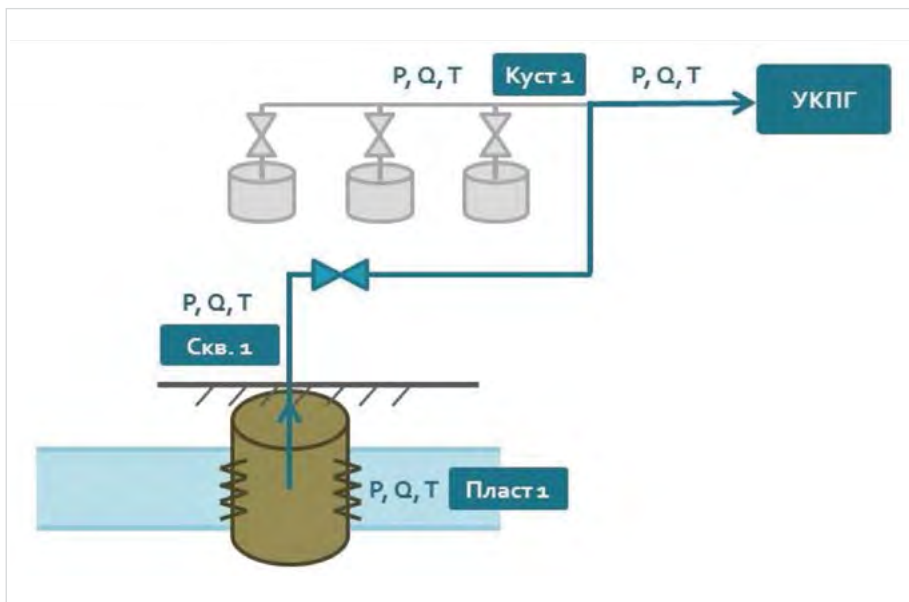


Рис. 1 — Схематичное изображение интегрированной модели  
Fig. 1 — Simplified scheme of the integrated model

Следующий шаг — формализация целей по управлению ГКС, а также критериев их достижения.

Основная цель — достижение плановых уровней добычи по газу сепарации и нестабильному конденсату. При этом требуется обеспечить стабильный режим работы скважинного оборудования.

Планируемый режим считается обеспечивающим стабильную работу скважины, если удовлетворяет ряду ограничений:

- устьевое давление регулирующего устройства не ниже планируемого давления в газосборной сети (ГСС);
- скорость течения газа на воронке НКТ выше минимального значения, необходимого для выноса жидкости с забоя на поверхность;
- пластовая депрессия меньше установленного предельного значения;
- дебит газоконденсатной смеси не превышает максимального значения, обусловленного пропускной способностью фонтанной арматуры.

Таким образом, задача расчета планового режима работы скважин, по сути, сводится к подбору таких трубных давлений по скважинам, при которых с одной стороны обеспечивается выход на плановые уровни добычи (по всем скважинам в целом), с другой — стабильная работа каждой из скважин. Исходя из практического опыта разработки месторождений (особенно на последней стадии), нужно отметить, что обеспечить выполнение двух этих условий одновременно затруднительно. Поэтому необходимо скорректировать цель расчета ТР: требуется выйти на плановые уровни по добыче при минимальном количестве скважин, выходящих за границу оптимального режима работы.

### Выбор модели

Решение поставленной задачи необходимо начать с выбора типа модели, который, как отмечалось выше, принципиально сводится к двум вариантам. Модель «черного ящика» была исключена из рассмотрения, поскольку:

- для построения подобных моделей требуется репрезентативная выборка данных, описывающих каждый элемент системы,

в то время как для элементов «пласт» и «скважина» это условие не выполняется (проблема редких замеров);

- построение прогнозов станет некорректным в случае изменения факторов, внешних по отношению к созданной модели (изменения сети сбора, дренируемых пластов и т.д.), что вполне возможно, согласно практике ЗАО «Нортгаз»;
- от корректного решения задачи во многом зависит выполнение плана по добыче, что требует надежного и понятного (для всех участников процесса) обоснования предлагаемого решения. А это, как отмечалось выше, одно из слабых мест подобных моделей.

Таким образом, для решения подобной задачи был выбран детерминистический тип модели («белый ящик»).

Важно отметить, что одним из практических требований к реализации алгоритма оптимизации ТР является его применимость к условиям весьма ограниченного набора данных, описывающих систему «скважина – пласт», которые есть возможность актуализировать не реже 1 раза в месяц (временной горизонт планирования ТР). В условиях описываемой задачи речь идет исключительно об устьевых замерах давлений и температуры в трубном и затрубном пространствах. В том числе, запись кривых восстановления давления (КВД) в остановленной скважине также проводится, как правило, с помощью устьевых манометров.

В связи с этим было принято решение ограничить модель «пласт – скважина» областью наблюдаемых на устье скважины откликов. Краткосрочные отклики — это изменения дебита газоконденсатной смеси в зависимости от трубного давления, заданного с помощью регулирующего устройства. Долгосрочный отклик — это изменение замеренного давления во время записи КВД, дающее представление о снижении пластового давления по мере увеличения накопленных отборов по скважине.

Для описания краткосрочных откликов системы использовались квадратичные зависимости  $P_{тр} - Q_{см}$  (типичный график зависимости представлен на рис. 3), полученные по результатам гидродинамических

исследований (ГДИ). Следует отметить, что график зависимости  $P_{тр} - Q_{см}$  корректно использовать в относительно небольшой промежуток времени после проведения ГДИ. В случае, если на момент планирования ТР для скважины нет актуальных данных ГДИ, зависимости подвергаются корректировке на текущее значение статического давления (свободный член зависимости  $P_{тр} - Q_{см}$ ).

Как отмечалось выше, изменения статического давления — долгосрочные отклики, регистрируемые посредством записи давления в остановленной скважине. Поскольку подобные замеры проводятся не каждый месяц, актуальное значение статического давления рассчитывается на основе тренда, полученного путем аппроксимации реальных данных регрессионными зависимостями относительно времени (рис. 2). Важно отметить, что подобный подход может применяться только в случае выхода на псевдоустановившийся режим движения флюида в зоне дренирования скважины. Данное допущение применимо к условиям рассматриваемой задачи, поскольку пласт работает в режиме истощения в рамках уже сформированных зон дренирования.

Таким образом, используя представленные зависимости, появляется возможность моделировать отклики системы на управляющие воздействия (изменение трубного давления в скважинах).

### Выбор целевой функции

В классической постановке задачи оптимального управления для поиска решения [11, 12] требуется формализовать критерии достижения в некоторую целевую функцию (в общем случае — функционал), которая и будет оптимизироваться с учетом заданных ограничений. Для построения целевой функции используется описанная выше модель системы «скважина – пласт».

Для этого все имеющиеся ограничения на различные параметры (депрессия, скорость на воронке НКТ, максимальный дебит) пересчитываются в соответствующие допустимые интервалы трубного давления (рис. 3)

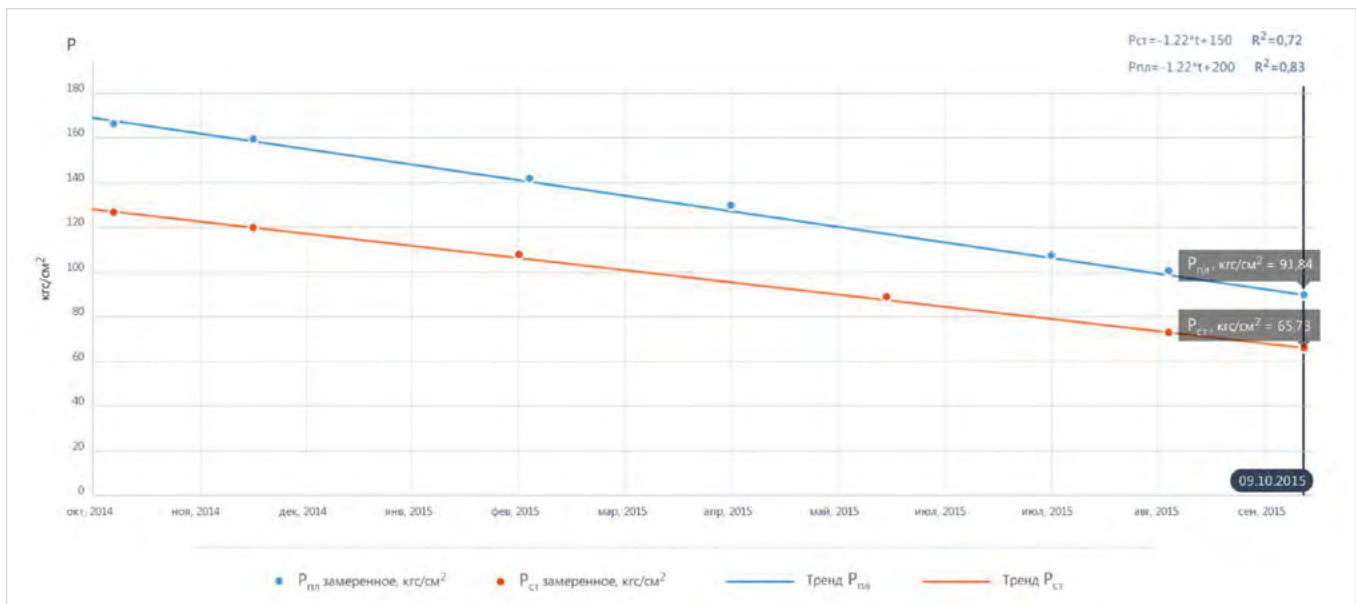


Рис. 2 — Расчет значения  $P_{пл}$  и  $P_{ст}$  по регрессионным трендам  
 Fig. 2 — Calculating  $P_{пл}$  and  $P_{ст}$  values calculating by regression trends

и отображаются на графике зависимости  $P_{тр} - Q_{см}$ . Пересечение всех таких интервалов трубных давлений характеризует стабильную область работы конкретной скважины. В этой области выбирается среднее значение как наилучшее среди всех возможных (либо задается специалистом вручную, исходя из имеющегося опыта эксплуатации оборудования).

Поскольку в расчете планируемого режима участвует множество скважин, для каждой из которых имеется своя допустимая область значений, общая целевая функция должна учитывать индивидуальные отклонения от середины допустимого интервала значений по каждой скважине. Для этого можно выбрать различные варианты расчета целевой функции как усредненного значения отклонений по скважинам. Например, среднее арифметическое, стандартное отклонение, среднее геометрическое, максимальное значение и т.д. Основной критерий — при минимизации целевой функции должны минимизироваться отклонения по всем скважинам, при этом их распределение должно стремиться к равномерному. Исходя из данных соображений, было принято решение использовать две функции агрегации погрешностей по давлению: среднее геометрическое и стандартное отклонение. Первый агрегат контролирует среднее значение выборки, второй — степень разброса значений. Одновременная

сходимость двух выбранных агрегатов к нулю (по мере расчета новых итераций) гарантирует сходимость к нулю отклонений давления по каждой скважине. Таким образом, целевая функция принимает вид:

$$F(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N) = G(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N) + s(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N),$$

где  $F$  — целевая функция, учитывающая индивидуальные отклонения скважин от середины стабильного интервала работы скважины;

$$G(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N) = \sqrt{\prod_{i=1}^N \Delta P_i}$$

— среднее геометрическое значение;

$$s(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N) = \sqrt{\frac{1}{N-1} \times \sum_{i=1}^N \Delta P_i^2}$$

— стандартное отклонение;

$\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N$  — отклонения трубных давлений по скважинам от оптимальных значений;

$N$  — количество скважин, которые будут участвовать при расчете планового ТР.

Сформированная таким образом целевая функция позволит решить задачу поиска режима работы скважин, обеспечивающего их стабильную работу, что, однако, пока не гарантирует выхода на плановые уровни добычи. Для этого целевая функция должна учитывать также отклонение суммарной добычи по скважинам от заданных плановых значений (по газу сепарации и нестабильному конденсату). С учетом последнего замечания требуется добавить

компоненту целевой функции, учитывающую отклонение рассчитанных показателей добычи по газу сепарации и нестабильному конденсату от плановых значений:

$$F(\Delta Q_{н.к.}, \Delta Q_{г.с.}) = \Delta Q_{н.к.} + \Delta Q_{г.с.},$$

где  $F$  — целевая функция, учитывающая общее по скважинам отклонение от плановых уровней добычи;  $\Delta Q_{н.к.}, \Delta Q_{г.с.}$  — отклонения суммарной добычи (по всем скважинам) нестабильного конденсата и газа сепарации от плановых значений (пересчет между дебитом смеси, газом сепарации и нестабильным конденсатом проводится по данным ГКИ).

Теперь осталось объединить обе компоненты в единую функцию, а именно:

$$F(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N, \Delta Q_{н.к.}, \Delta Q_{г.с.}) = [1 + G(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N) + s(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N)]^{W_p} \times [1 + \Delta Q_{н.к.}]^{W_{н.к.}} \times [1 + \Delta Q_{г.с.}]^{W_{г.с.}} - 1,$$

Конкретный вид целевой функции, объединяющий в себе отклонения по давлениям и накопленной добыче, выбран таким образом, чтобы гарантировать минимизацию каждой из компонент в случае сходимости к нулю значений целевой функции (рассчитываемых итерационно).

Важно отметить, что в представленной формуле участвуют весовые коэффициенты  $W_p, W_{н.к.}, W_{г.с.}$ , позволяющие определять значимость каждой из компонент целевой функции,

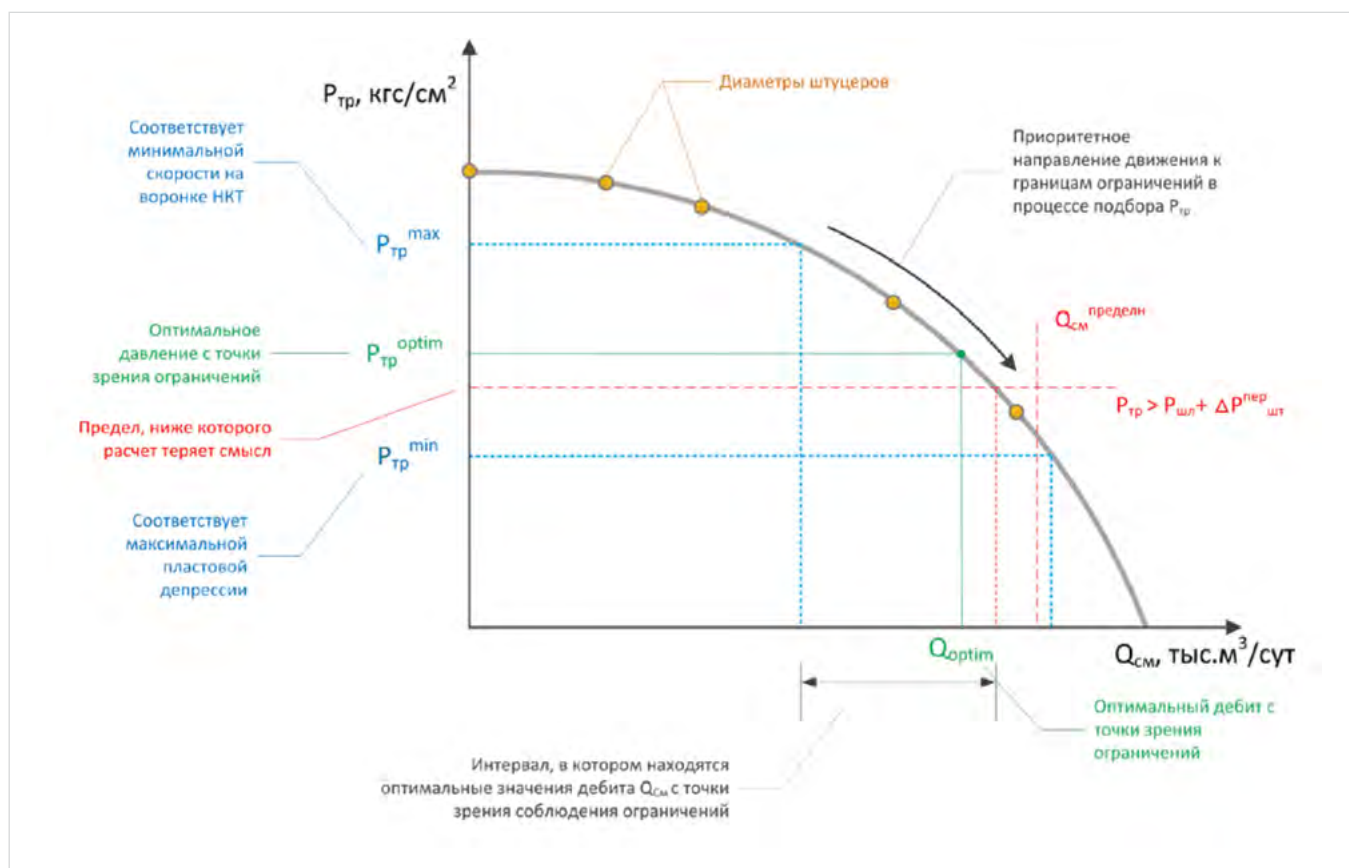


Рис. 3 — График зависимости  $P_{тр} - Q_{см}$  с интервалами, рассчитанными по ограничениям.

$P_{тр}$  — устьевое давление,  $Q_{см}$  — дебит газоконденсатной смеси,  $P_{шт}$  — давление в линии,  $P_{шт}^{optim}$  и  $Q_{см}^{optim}$  — соответственно, оптимальные значения (для скважины) по устьевому давлению и дебиту газоконденсатной смеси,  $\Delta P_{шт}^{пер}$  — перепад давления на УР (штуцере). Синие пунктирные линии ограничивают оптимальный коридор, красные пунктирные — строгие ограничения по дебиту и давлению, зеленая сплошная линия — линия оптимальных значений

Fig. 3 — Plot of function  $P_{тр} - Q_{см}$  with the intervals calculated by limitations.

$P_{тр}$  — well head pressure,  $Q_{см}$  — gas condensate mixture rate,  $P_{шт}$  — pipeline pressure,  $P_{шт}^{optim}$  and  $Q_{см}^{optim}$  are optimum values (for the well) of well head pressure and gas condensate mixture rate respectively,  $\Delta P_{шт}^{пер}$  — choke pressure drop. Blue dotted lines limit the optimal interval, red dotted lines correspond to strict limits of pressure and rates on rate and pressure, green solid line is the line of optimum values

то есть задавать степень их влияния на процесс поиска оптимального решения. Данные коэффициенты могут варьироваться от 0 до 1, при этом в сумме должны давать 1. Конкретные значения коэффициентов зависят от решаемой задачи. Например, если главная цель — выйти на плановые показатели добычи по нестабильному конденсату, то  $w_{(н.к.)}$  следует назначить равным 1, а остальные приравнять к 0.

Итак, задача оптимизации может быть поставлена в следующем виде:

$$F(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N, \Delta Q_{н.к.}, \Delta Q_{г.с.}) \rightarrow \min, \\ \{P_{min}^i \leq P^i \leq P_{max}^i | i=1, \dots, N\}$$

где  $F$  — целевая функция, учитывающая как индивидуальные отклонения скважин от оптимального режима работы, так и общее по скважинам отклонение от плановых уровней добычи, точный вид которой указан выше;

$P_{min}^i \leq P^i \leq P_{max}^i$  — ограничения на изменение трубногo давления по каждой скважине;

$P_{max}^i$  — статическое давление;  
 $P_{min}^i$  — планируемое давление в ГСС, либо трубногo давление, при котором достигается максимальный дебит смеси (выбирается максимальное из двух значений).

### Выбор алгоритма поиска оптимального решения

Задача оптимизации сформулирована, следующий шаг — выбор алгоритма, который позволит найти оптимальное решение: набор трубногo давлений по скважинам. В данном случае выбор принципиально сводился к двум группам алгоритмов: стохастическим и методам, использующим функцию Лагранжа. Вид функций, описывающих изменение трубногo давления (относительно дебита смеси), хорошо известен и сводится к полиномам второй степени (выпуклые гладкие функции без особенностей). Поэтому выбор был сделан в пользу алгоритмов второй группы. Конкретно, для решения поставленной задачи

был выбран алгоритм Левенберга – Марквардта [13], один из наиболее быстрых алгоритмов в плане сходимости и достаточно устойчивый к «сваливанию» в локальные минимумы.

Кратко, алгоритм состоит из последовательности следующих шагов:

- На первой итерации в оптимизируемую функцию  $F$  в качестве начальных значений трубногo давлений по скважинам, участвующим в расчете, подставляются середины допустимых интервалов значений для каждой скважины.
- Осуществляется расчет функции  $F$  — текущей погрешности.
- Перед следующей итерацией выполняется прогнозирование следующих значений трубногo давления  $P_{mp}^{next}$  (кгс/см<sup>2</sup>), направленных на снижение значения погрешности. Значения находятся из решения системы линейных уравнений (в матричном виде):

$$(J^T \times J + \lambda_{cx} \times \text{diag}[J^T \times J]) \times P_{тр,next}^T = F_{curr} \times J^T$$

где:  $J$  — якобиан функции  $F$ ;  $\text{diag}(J^T \times J)$  — диагональ матрицы  $J^T \times J$ ;

$\lambda_{cx}$  — параметр, определяющий скорость сходимости метода;

$F_{curr}$  — текущее значение погрешности;  $P_{mp}^{next}$  (кгс/см<sup>2</sup>) — прогнозируемое значение трубногo давления по скважине.

- Рассчитывается значение погрешности оптимизируемой функции  $F_{next}$  при новых значениях трубногo давления по скважинам  $P_{mp}^{next}$  и выбирается новое значение параметра  $\lambda_{cx}^{next}$ :

$$\lambda_{cx}^{next} = \begin{cases} Err_{next} > Err_{curr}, \lambda_{cx}^{next} = \lambda_{cx}^{curr} \times 10 \\ Err_{next} < Err_{curr}, \lambda_{cx}^{next} = \frac{\lambda_{cx}^{curr}}{10} \end{cases}$$

Параметр  $\lambda_{cx}$  позволяет регулировать скорость сходимости алгоритма. Проще говоря, при его увеличении:  $\lambda_{cx}^{next} = \lambda_{cx}^{curr} \times 10$  внутри области трубногo давлений, заданной строгими ограничениями, ищется подходящее приближение, от которого можно оттолкнуться и, как только оно найдено, погрешность начнет снижаться, а  $\lambda_{cx}$  начинает стремиться к нулю. Можно ускорить этот процесс, присвоив  $\lambda_{cx}$  нулю, при достижении  $\lambda_{cx}$  минимальных значений.

По понятным причинам (например, заданные цели по добыче недостижимы) не всегда можно свести оптимизируемую функцию к нулю. В этом случае итерационный процесс остановится, достигнув фактически достижимого минимума. Следует отметить, что в реальной системе представленный алгоритм имеет более сложную реализацию. Например, усовершенствованы алгоритмы итерационного поиска решений в случае неудачно заданного начального приближения, имеется проверка плохой обусловленности СЛАУ (решение которой необходимо для поиска следующего приближения), учтены вопросы округления и количества значащих цифр и т.д. Данные вопросы не освещаются в рамках этой работы, чтобы не загромождать изложение техническими деталями, отвлекая тем самым читателя от сути излагаемого подхода.

**Важно.** За счет применения алгоритмов оптимизации многомерных функций на каждой итерации изменяется значение трубногo давления по всем скважинам, формируя новое приближение оптимального решения. Это существенно повышает скорость по сравнению

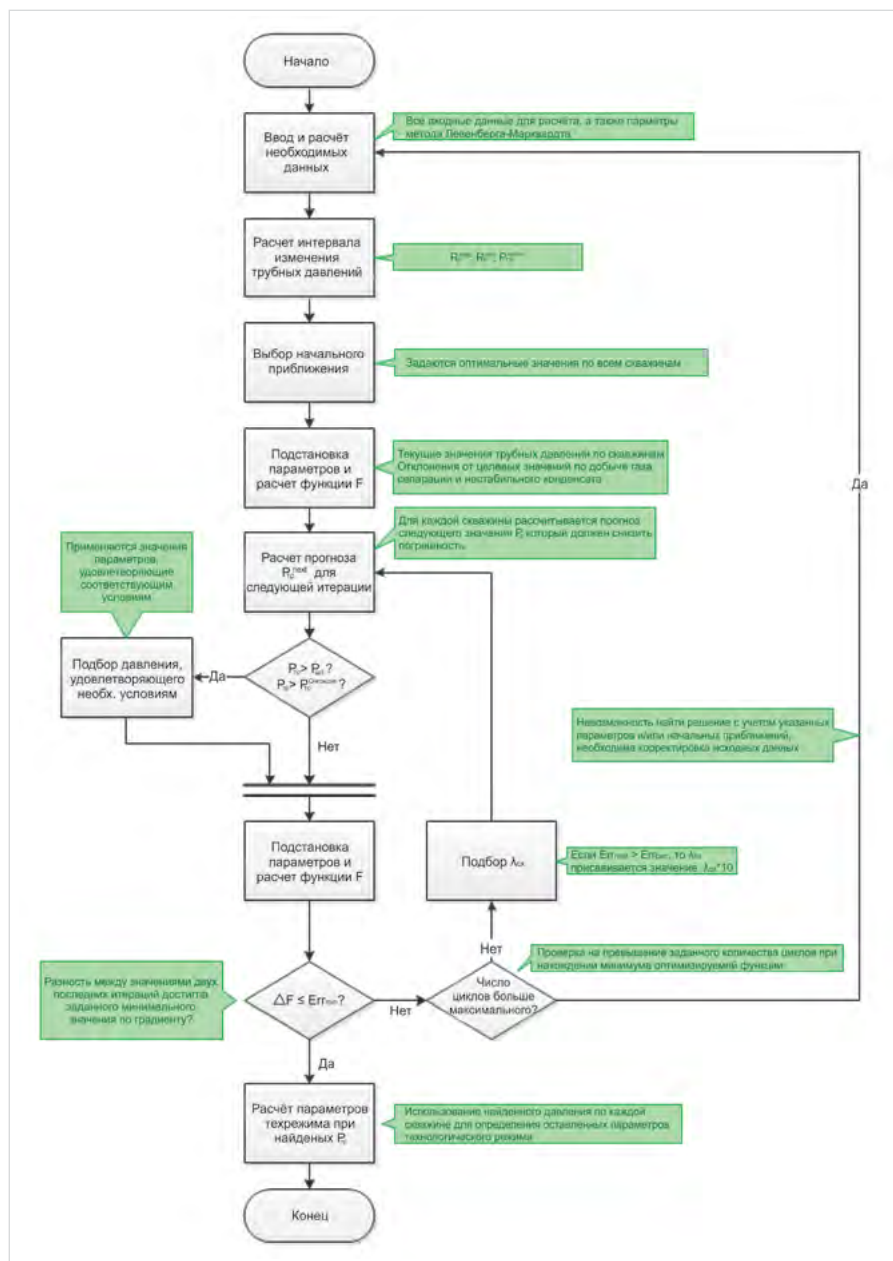


Рис. 4 — Блок-схема поиска оптимального режима работы скважин

Fig. 4 — Flowchart of well operating plan optimization

<sup>1</sup>Надстрочный индекс «Т» — транспонирование.

с «ручным подходом» индивидуальной последовательной регулировки скважин. Действительно, настраивая каждую скважину по отдельности, можно «испортить» какие-то другие скважины, что в итоге может привести к закливанию процесса подбора оптимального режима.

### Программная реализация

Рабочий процесс по формированию планового режима был реализован в одноименном модуле АИС «СУПД». Процесс сбора всех необходимых расчётных данных происходит автоматически из БД, пользователю необходимо выбрать планируемый месяц, задать плановые уровни по добыче и провести настройки метода оптимизации. Также у пользователя есть возможность настроить ограничения по режиму работы каждой скважины, скорректировать значение трубного давления, которое будет принято для скважины как оптимальное. Ниже представлены скриншоты пользовательских форм системы, иллюстрирующих процесс управления расчётом ТР (рис. 5).

Для демонстрации результатов оптимизации был реализован оригинальный графический интерфейс «эквайзер». Каждый ползунок эквалайзера — отдельная скважина, текущее положение ползунка показывает рассчитанное значение трубного давления по скважине. Зеленая область движения ползунка — это область стабильной работы, красная — допустимая область (но допускающая нестабильную работу), серая — недопустимая.

Кроме автоматической настройки, у пользователя есть возможность в ручном режиме менять значения трубных давлений по скважинам, перемещая ползунки.

Также у пользователя есть возможность просмотреть детальную информацию по скважине на графике зависимости  $P_{тр} - Q_{см}$ . Помимо самого графика на нем присутствуют точки, соответствующие заданным пользователем ограничениям, интервал допустимых значений, а также рабочая точка, полученная в результате проведения оптимизации.

### Итоги

Следует отметить, что в реальной системе проведённые на реальных данных тесты показали достаточно быструю сходимость реализованного алгоритма оптимизации. На тестовом стенде (Intel Core i5 2x3000 Гц, 8 Гб ОЗУ) расчет одной итерации алгоритма (порядка 100 скважин) проходит в среднем не более 0,1 с, при этом для оптимизации требуется порядка 100–400 итераций, в зависимости от заданных ограничений и целевой добычи.

### Выводы

Описанный подход к решению оперативных задач управления газовым промыслом с помощью математических инструментов позволяет инженеру существенно сократить время на поиск оптимальных решений. Эти инструменты реализованы в автоматизированной системе управления АИС «СУПД» в ЗАО «Нортгаз» и проходят опытную эксплуатацию.

### Список литературы

1. Закиров Э.С. Трёхмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2001. 303 с.
2. Volkov S.V. и др. Optimization of oil and gas production based on Integrated planning. Moscow. Society of Petroleum Engineers, 2016.
3. Serbini F. и др. Integrated field development — improved field planning and operation optimization. Doha, Qatar: International Petroleum Technology Conference, 2009.
4. Cullick A.S., Narayanan K. и Gorell S.B. Optimal field development planning of well locations with reservoir uncertainty. Dallas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2005.
5. Ali J. K. Neural networks: a new tool for the petroleum industry? Aberdeen: Society of Petroleum Engineers, 1994.
6. Чудинова Д.Ю., Дулкараев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Дифференциация скважин в зонах с остаточными запасами нефти с использованием нейросетевого моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №4. С. 46–50.
7. Enyekwe A. E., Ajiienka J. A. Comparative analysis of permanent downhole gauges and their applications. Lagos, Nigeria: Society of Petroleum Engineers, 2014.
8. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.



Рис. 5 — Скриншоты пользовательских форм, реализованных в АИС «СУПД»  
Fig. 5 — User form screenshots of IS "FDMS" (Field Data Management System)

9. Dutta-Roy K., Barua S. и Heiba A. Computer-aided gas field planning and optimization. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1997.
10. Соломатин А.Н., Хачатуров В.Р., Скиба А.К. Моделирование и оптимизация разработки

- группы газовых месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №1. С. 56–58.
11. Алексеев В.М., Тихомиров В.М., Фомин С.В. Оптимальное управление. М.: Наука, 1979. 432 с.

12. Perrotti G. и др. Optimization criteria for gas reservoirs production. Mexico: World Petroleum Congress, 1967.
13. Fletcher R. Practical methods of optimization. Chichester: John Wiley & Sons, 1980.

## Gas field operational management optimization

UDC 622.691

### Authors:

**Eldar R. Vildanov** — head of reservoir engineering dept; [E.Vildanov@northgas.ru](mailto:E.Vildanov@northgas.ru)  
**Konstantin S. Sorokin** — senior reservoir engineer; [Konstantin.Sorokin@novatek.ru](mailto:Konstantin.Sorokin@novatek.ru)  
**Igor V. Seleznev** — head of projects activity<sup>3</sup>; [SeleznevIV@sib-soft.ru](mailto:SeleznevIV@sib-soft.ru)  
**Benik V. Khachaturyan** — deputy general director, chief geologist<sup>1</sup>; [B.Khachaturyan@northgas.ru](mailto:B.Khachaturyan@northgas.ru)

<sup>1</sup>Northgas, Novy Urengoy, Russian Federation

<sup>2</sup>NOVATEK, PAO, Moscow, Russian Federation

<sup>3</sup>Sibir'SoftProekt, Tomsk, Russian Federation

### Abstract

At the present time, the gas field is a complex system, which includes various subsystems such as: separator, pipelines, wells and reservoir. One of the actual problem of the field operational management is a gas-condensate wells regime planning. The objective is to find by iterations a wellhead pressure that will provide require production plan and will keep stabilize regime for each well. As an approach for this aim authors proposed the Levenberg – Marquardt algorithm which will describe in this article.

### Materials and methods

Levenberg – Marquardt algorithm.

### Results

The tests conducted on actual data have shown rather rapid convergence of the implemented optimization algorithm. On the test bench (Intel Core i5 2x3000 Hz, 8 GB of RAM), the calculation of one iteration of the algorithm (about 100 wells) takes an average of no more than 0.1 s, while optimization requires about 100–400 iterations, depending on the set limits and target production.

### Conclusions

The described approach for solving operational tasks of gas field management based on math tools can help engineers to reduce his time to find an optimal solutions. These tools are implemented in AIS SUPD CJSC Northgas as a pilot operation.

### Keywords

gas field, well regime planning, optimization, Levenberg – Marquardt, optimal management

### References

- Zakirov E.S. *Trekhmernye mnogofaznye zadachi prognozirovaniya, analiza i regulirovaniya razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza* [Three dimensional multi-phase tasks of forecasting, analyzing and regulating oil and gas field development]. Moscow: Graal', 2001, 303 p.
- Volkov S.V. and oth. Optimization of oil and gas production based on Integrated planning. Moscow. Society of Petroleum Engineers, 2016.
- Serbini F. and oth. Integrated field development — improved field planning and operation optimization. Doha, Qatar: International Petroleum Technology Conference, 2009.
- Cullick A.S., Narayanan K. and Gorell S.B. Optimal field development planning of well locations with reservoir uncertainty. Dallas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2005.
- Ali J. K. Neural networks: a new tool for the petroleum industry? Aberdeen: Society of Petroleum Engineers, 1994.
- Chudinova D.Yu., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. *Differentsiatsiya skvazhin v zonakh s ostatochnymi zapasami nefi s ispol'zovaniem neyrosetevogo modelirovaniya* [Differentiation of wells in zones with residual reserves of oil, using neural network modelling]. Exposition Oil Gas, 2017, issue 4, pp. 46–50.
- Enyekwe A. E., Ajienka J. A. Comparative analysis of permanent downhole gauges and their applications. Lagos. Nigeria: Society of Petroleum Engineers, 2014.
- Mirzadzhanzade A.Kh., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S. *Osnovy tekhnologii dobychi gaza* [Fundamental technology of gas production]. Moscow: Nedra, 2003, 880 p.
- Dutta-Roy K., Barua S. and Heiba A. Computer-aided gas field planning and optimization. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1997.
- Solomatina A.N., Khachaturov V.R., Skiba A.K. *Modelirovanie i optimizatsiya razrabotki gruppy gazovykh mestorozhdeniy* [Modeling and optimization of development of gas fields group]. Exposition Oil Gas, 2017, issue 1, pp. 56–58.
- Alekseev V.M., Tikhomirov V.M., Fomin S.V. *Optimal'noe upravlenie* [Optimal management]. Moscow: Nauka, 1979, 432 p.
- Perrotti G. and oth. Optimization criteria for gas reservoirs production. Mexico: World Petroleum Congress, 1967.
- Fletcher R. Practical methods of optimization. Chichester: John Wiley & Sons, 1980.